

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Ammar Telidji Laghouat

Faculté de technologie



Département de Génie Mécanique

Mémoire

Présenté pour obtenir le diplôme de magister en Génie Mécanique

Option : Systèmes thermiques et Energétiques

Thème

**Etude expérimentale d'un capteur cylindro  
parabolique à double réflexion**

Réalisé par : REGUE Hanane Maria

Devant le jury composé de :

Noms et Prénoms	Grade	Lieu d'exercice	Qualité
Mr. BENCHATTI Ahmed	Professeur	Université Laghouat	Encadreur
Mr. SEBAA Mohamed	Professeur	Université Laghouat	Président
Mr. MEDJELLED Ahmed	Maître de conférences A	Université Laghouat	Examineur
Mr. AOUISSI Mokhtar	Maître de conférences A	Université Laghouat	Examineur

Soutenue le : 12 / 06 / 2013

PROMOTION 2013

# *D*édicace

Avec l'aide de dieu tout puissant, j'ai pu achever ce modeste travail que je dédie:

A ma défunte grand-mère qui m'a élevée et qui m'a donné sa bénédiction

A mes parents, mon frère, mes sœurs et a ceux qui me sont proches

# Remerciements

Le présent travail a été effectué à l'université de LAGHOUAT, faculté de technologie département de génie Mécanique.

Un grand merci au bon dieu de m'avoir guidé vers le bon chemin de la lumière et du savoir.

Je tiens à remercier vivement mon encadreur monsieur BENCHATTI Ahmed, professeur au département de Mécanique et Directeur du Laboratoire Mécanique Université de Laghouat qui a accepté de diriger mon travail, qui m'a donné de précieux conseils et encouragements et qui a toujours répondu présent pour tout problème rencontré,

Un grand merci à tous le staff technique du laboratoire pour leur aide précieuse et spécialement à monsieur CHATTI ali

J'exprime ma reconnaissance à tous les membres de jury d'avoir accepté de lire ce manuscrit et d'apporter les critiques nécessaires à la mise en forme finale de cet ouvrage.

Je tiens également à exprimer ma profonde gratitude à mes parents pour leur sacrifice et soutien inestimables durant toutes mes études.

Enfin, mes remerciements vont aussi à tous mes collègues de magister, comme je remercie tous ceux qui m'ont aidée de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

# Résumé

L'utilisation des énergies solaires n'est pas liée uniquement à ses avantages économiques mais surtout à la protection de l'environnement ou il faut trouver des solutions aux problèmes de pollution (énergie propre). Dans la nature, on trouve plusieurs sources d'énergies renouvelables notamment le solaire. Le solaire thermique est aujourd'hui techniquement fiable et de nombreuses réalisations existent (chauffes eau solaires, maisons solaires, capteurs solaires...). Dans la réalisation d'un concentrateur solaire thermique, on essaye de limiter au maximum les pertes de chaleur afin d'augmenter le rendement. Le travail effectué porte sur une étude expérimentale de conversion d'énergie solaire en énergie thermique en utilisant un concentrateur solaire cylindro parabolique. L'expérience a été effectuée sur un prototype de concentration ayant une ouverture de  $4 \text{ m}^2$ . Ce prototype réalisé au niveau du laboratoire de mécanique avec des moyens locaux. Dans la première expérience, Nous avons testé le focal de deux récepteurs sous forme cylindriques en fer, de 1.8 cm de diamètre et 1 m de longueur, situé au plan de la parabole destinée à collecter l'énergie solaire concentrée, le premier est fermé contenant un réflecteur auxiliaire (2<sup>ème</sup> Réflecteur). Le second, présentant une ouverture libre. Le développement d'un modèle théorique simple peut estimer l'éclairement solaire globale au niveau du réflecteur (Soleil mètres) et Pour mesurer la vitesse du vent nous avons utilisé un anémomètre, ainsi que les autres paramètres au niveau du récepteur notamment les températures (Thermocouple). L'ensemble du système fait l'objet d'une simulation numérique sur ordinateur. Un logiciel (myPCLab), conçu à cet effet, pilote le dispositif et permet entre autres d'assurer l'acquisition de certains paramètres par l'intermédiaire d'un enregistreur communiquant à travers un ordinateur. Dans la deuxième expérience, on s'intéresse à la différence des températures (entrée - sortie) de l'eau et l'huile (Total quartz SAE 15W40), la température obtenue, est de l'ordre de  $75^\circ\text{C}$  de différence avec un débit moyen. Le modèle théorique développé fait intervenir un certain nombre de paramètres tel que le rayonnement solaire moyen mensuel qui nous permet d'estimer le rayonnement direct au niveau du réflecteur, la concentration géométrique et l'échange de chaleur entre l'ouverture de la parabole et l'ouverture du récepteur, permettant l'évaluation de la température au niveau de cette dernière. Ce modèle de concentration conduit à des niveaux de températures compris entre  $70^\circ\text{C}$  et  $200^\circ\text{C}$ .

Mots clés : énergie solaire - concentrateur cylindro parabolique à double réflexion –solaire thermique

## ملخص

استخدام الطاقة الشمسية ويرتبط ليس فقط لفوائدها الاقتصادية ولكن أيضا لحماية البيئة، ونحن بحاجة إلى إيجاد حلول لمشاكل التلوث (الطاقة النظيفة). في الطبيعة، وهناك العديد من مصادر الطاقة المتجددة بما في ذلك الطاقة الشمسية. الطاقة الشمسية الحرارية غير موثوق بها الآن فنيا وجود العديد من الإنجازات (سخانات المياه بالطاقة الشمسية، والمنازل الشمسية، والطاقة الشمسية...). في تحقيق مكثف الطاقة الشمسية الحرارية، ونحن نحاول تقليل فقدان الحرارة من أجل زيادة الأداء ، ويركز العمل على دراسة تجريبية لتحويل الطاقة الشمسية إلى طاقة حرارية باستخدام لمجمع شمسي مركز اسطواناني قطع مكافئ التجربة تمت باستعمال نموذج تركيز (عاكس1)مساحته4 متر مربع النموذج الأولي تم انجازه في مختبر الهندسة الميكانيكية مع استخدام وسائل محلية. في التجربة الأولى، اختبرنا اثنين من أجهزة الاستقبال او لاقطين أسطوانيين الشكل صلبين ذو قطر 1.8 سم وطول1م، و الذي يقع في المنطقة البؤرية لجمع الطاقة الشمسية المركزة بحيث الأول مغطاة بواسطة اسطواناني قطع مكافئ صغير (عاكس 2).و الثانية ليست مغطاة أي مفتوحة على الوسط الخارجي.تطوير نموذج نظري بسيط يمكن تقدير الإشعاع الشمسي الأعظمي الورد على مستوى العاكس بواسطة جهاز قياس الإشعاع الشمسي و لقياس سرعة الرياح استخدمنا مقياس شدة الريح، وغيرها من العوامل الاخرى في مستوى الأنبوب الماص في المنطقة البؤرية بما في ذلك درجة الحرارة . النظام العام هو موضوع محاكاة الرقمية بواسطة الكمبيوتر البرنامج . مصمم لهذا الغرض، والذي يسمح الجهاز بما في ذلك ضمان الحصول على بعض المعاملات عن طريق مسجل التواصل من خلال جهاز كمبيوتر في التجربة الثانية ونحن نركز على الفرق في درجة الحرارة (مدخل - مخرج) الماء و الزيت، ودرجة الحرارة الناتجة هي في حدود 75 درجة مئوية ولدراسة النموذج النظري الذي وضعناه افترضنا انه يتطلب معرفة بعض التقارير بشأن نظرية مبدا حساب الطاقة الشمسية وكذلك بعض البيانات عن المركزات الشمسية المكافئة الاسطوانية والنتيجة من هذا النظام هو التحصل على درجات حرارة ما بين 70 و 180 درجة مئوية .

**كلمات المفتاح:** الطاقة الشمسية - أسطواناني مكافئ انعكاس مزدوج المكثف للطاقة الشمسية الحرارية

# Summary

The use of solar energy is not only related to its economic benefits but, in particular, to protect the environment where we must find solutions to the problems of pollution (Clean energy). In nature, there are several sources of renewable energy including solar. Solar thermal is now technically reliable and many achievements exist (solar water heaters, solar homes, solar collectors...). In the realisation of a solar thermal concentrator, we try to minimise heat loss in order to increase performance. The work done focused on an experimental study to convert solar energy into thermal energy using a cylindrical parabolic solar concentrator. The experiment was conducted on a sample prototype for concentration with an opening of  $4\text{m}^2$ . This prototype was set up in the mechanical laboratory using local means. In the first experiment, we tested the focal of two cylindrically shaped iron receivers, 1.8 cm in diameter and 1m in length, located in the plane of the dish for collecting concentrated solar power. The first receiver is closed containing an auxiliary reflector (2nd reflector). The second, with a free opening. The development of a simple theoretical model can estimate the global solar irradiance at the reflector (Sun meters). To measure the wind speed we used an anemometer, as well as other parameters at the receiver, including the temperatures (thermocouple). The overall system is the subject of a digital computer simulation. The software (myPCLab), designed for this purpose, controls the device system and ensures the acquisition of certain parameters by means of a recorder communicating through a computer. In the second experiment, we focus on the temperature difference (input - output) of the water and oil (SAE 15W40 Total quartz), the temperature obtained is of the order of  $75\text{C}^\circ$  with an average flow difference. The developed theoretical model involves a number of parameters such as the average monthly solar radiation that allows us to estimate the direct radiation at the reflector, the geometrical concentration and exchange of heat between the opening of the dish and the opening of the receiver, allowing the evaluation of the temperature at the latter. This model of concentration leads to levels of temperatures between  $70\text{C}^\circ$  to  $200\text{C}^\circ$ .

**Key words:** solar energy - cylindrical parabolic concentrator double reflection - Thermal solar

# Sommaire

<b>Introduction générale</b> .....	01
 <b>Chapitre I: Gisement solaire</b>	
<b>I.1- Introduction</b> .....	05
<b>I.2 Le rayonnement solaire</b> .....	05
I.2.1 Généralités sur le Soleil .....	05
I.2.2. Constante Solaire .....	07
I.2.3 Translation et rotation de la terre .....	08
I.2.4 Le spectre solaire .....	10
I.2.5 Rayonnement solaire a la limite de l'atmosphère .....	11
<b>I.3 La position du soleil</b> .....	13
I.3.1 Les coordonnées géographiques terrestres .....	13
I.3.2 Déclinaison $\delta$ .....	14
I.3.3 L'équation du temps ET .....	15
I.3.4 Le temps solaire vrai et l'angle horaire du soleil .....	16
I.3.5 Hauteur angulaire du soleil h .....	18
I.3.6 Azimut du soleil a .....	18
I.3.7 Durée du jour .....	20
I.3.8 Décalage horaires .....	20
I.3.9 Fuseau horaire .....	20
<b>I.4 Eclairage d'un récepteur plan</b> .....	21
I.4.1 le rayonnement solaire direct .....	22
I.4.2 le rayonnement solaire diffus .....	22
I.4.3 l'albédo .....	22
I.4.4 Le rayonnement solaire global .....	23
I.4.5 Instrument de mesure d'éclairage .....	24
I.4.5.1 Pyromètre .....	25
I.4.5.2 Radiomètre .....	25
I.4.5.3 Héliographe .....	25
I.4.5.4 Solarimètre SL200 .....	25
I.4.6 L'effet de l'atmosphère sur le rayonnement solaire .....	26
I.4.7 Energie reçue par une surface horizontale située à l'extérieur de l'atmosphère .....	26
<b>I.5 Estimation de l'éclairage solaire</b> .....	27
I.5.1 Définition .....	27
I.5.2 La variation de l'éclairage solaire direct normal selon les conditions climatiques .....	27
I.5.3 Masse d'air .....	28
I.5.4 Trouble atmosphérique .....	29
<b>I.6 Estimation solaire instantanée</b> .....	29
I.6.1 Calcul le rayonnement solaire Direct normal .....	30
I.6.2 Calcul le rayonnement solaire diffus .....	30
I.6.3 Calcul le rayonnement solaire global .....	32
<b>I.7 Rayonnement en Algérie</b> .....	33
<b>I.8 Conclusion :</b> .....	34

## Chapitre II : Technologies de la solaire thermodynamique à concentration

<b>II.1 Introduction</b> .....	36
<b>II.2 Principe de la solaire thermodynamique</b> .....	36
II.2.2 Les fluides caloporteurs.....	39
<b>II.3 Les différentes technologies des centrales solaires thermodynamiques</b> .....	39
II.3.1 Technologie à capteur cylindro-parabolique .....	39
II.3.1.1 Centrales solaires cylindro-paraboliques (étude bibliographique).....	41
II.3.2 Technologie à tour (héliostat).....	43
II.4.3 Le four solaire.....	44
II.4.5 Technologie à concentrateurs paraboliques.....	44
<b>II.5 Le stockage de l'énergie solaire</b> .....	45
<b>II.6 Centrale solaire hybride</b> .....	47
<b>II.7 Conclusion</b> .....	48

## Chapitre III : Etat de l'art

<b>III.1 introduction</b> .....	52
<b>III.2 Principes</b> .....	52
III.2.1 Lois de Descartes relatives à la réflexion.....	52
III.2.2 Stigmatisme.....	53
III.2.3 Définition de la concentration.....	53
III.2.3.1 Concentration idéale (Gauss).....	53
III.2.3.2 Concentration géométrique.....	54
III.2.3.3 Concentration optique (Energétique).....	54
<b>III.3 Description le principe d'un concentrateur</b> .....	54
<b>III.4 Formules de calcul des différentes concentrations</b> .....	55
<b>III.5 L'importance de la concentration solaire</b> .....	56
<b>III.6 Principe générale de fonctionnement du capteur</b> .....	57
<b>III.7 Classification des capteurs solaires thermiques</b> .....	57
III.7.1 Les capteurs plans .....	58
III.7.1.1 Les types de capteurs plans.....	69
III.7.2 Les capteurs solaires à concentration .....	61
III.7.2.1 Les capteurs paraboliques et sphériques.....	62
III.7.2.2 Central à tour.....	63
III.7.2.3 Les Concentrateur cylindro-paraboliques.....	64
III.7.2.4 Les captures solaires type Fresnel .....	65
III.7.2.5 Les capteurs à parabole composé (CPC).....	66
<b>III.8. Orientation optimal d'un capteur solaire</b> .....	67
<b>III.9. Captation du rayonnement</b> .....	67
<b>III.10. Systèmes à concentration</b> .....	68
<b>III.11. Conclusion</b> .....	69

## Chapitre V : Etude théorique et Réalisation du concentrateur cylindro- parabolique

<b>V.1. Introduction</b> .....	71
<b>V.2. Etude théorique d'un concentrateur cylindro parabolique</b> .....	71
V.2.1. Principe de fonctionnement.....	71
V.2.2 Caractéristiques d'un concentrateur cylindro-parabolique(CCP) .....	72
V.2.3. Les composantes d'un prototype du concentrateur cylindro-parabolique.....	74

V.2.3.1. Le réflecteur .....	74
V.2.3.2. L'absorbeur .....	74
V.2.3.2.1. Quelques types des absorbeurs .....	74
V.2.3.2.2. Le fluide caloporteur .....	75
V.2.4. Les principes physiques de la conversion du rayonnement solaire en chaleur .....	75
V.2.5. Différents modes de transfert de chaleur dans un concentrateur .....	76
V.2.5.1. Conduction .....	76
V.2.5.2. Rayonnement .....	76
V.2.5.3. Convection .....	76
<b>V.3. Étude énergétique d'un concentrateur</b> .....	76
V.3.1. Hypothèses du calcul .....	76
V.3.2. Facteur de concentration géométrique .....	77
V.3.3. Facteur de concentration optique .....	77
V.3.4. Le bilan énergétique du capteur .....	78
V.3.4.1. L'énergie stockée dans les nœuds .....	78
V.3.4.2. Les radiations incidentes .....	79
V.3.4.3. L'énergie transférée entre les nœuds .....	80
<b>V.4. Description du prototype</b> .....	85
<b>V.5. Matériel nécessaire</b> .....	86
<b>V.6. Réalisation du prototype</b> .....	87
<b>V.7. Description des différentes parties du prototype</b> .....	89
V.7.1 Description géométrique de capteur cylindro-parabolique .....	89
V.7.1.1. Réalisation du réflecteur .....	89
V.7.1.2. Réalisation du foyer .....	93
V.7.1.3. Réalisation du réflecteur auxiliaire (le deuxième réflecteur) .....	93
V.7.1.4. Réalisation de l'absorbeur .....	95
V.7.1.5. Réalisation de la structure porteuse .....	95
<b>V.8. Mesure à effectuer</b> .....	
V.8.1 Étalonnage du thermocouple (Vérification du point zéro) .....	97
V.8.2. Appareillages de mesure .....	98
<b>V.9. Conclusion</b> .....	104

## chapitre IV : résultat et discussion

<b>IV.1 Introduction</b> .....	106
<b>IV.2 Protocole expérimental</b> .....	106
<b>IV.3 Les graphes des résultats</b> .....	107
<b>IV.4 Conclusion</b> .....	124
<b>Conclusion générale</b> .....	125
<b>Reference bibliographique</b> .....	126
<b>Annexe –A</b> .....	129
<b>Annexe –B</b> .....	152



# Liste des figures

Fig. I.1 : La structure du soleil.....	06
Fig. I.2 : La divergence de l'énergie du soleil vers la terre.....	08
Fig. I.3 : Schématisation du mouvement de la terre autour du Soleil.....	09
Fig. I.4 : Variations de la durée du jour et de la hauteur du soleil .....	10
Fig. I.5 : Répartition spectrale du rayonnement solaire.....	11
Fig. I.6 : Variation annuelle du rayonnement solaire extraterrestre dans un plan perpendiculaire aux rayons.....	12
Fig. I.7 : Variations annuelles de l'irradiation quotidienne d'une surface réceptrice horizontale située hors atmosphère avec différentes latitudes.....	13
Fig. I.8 : Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné.....	14
Fig. I.9 : Variation annuelle de la déclinaison solaire.....	15
Fig. I.10 : Variations annuelles de l'équation du temps.....	16
Fig. I.11 :L'angle horaire et la déclinaison.....	16
Fig. I.12 : Variation journalière de l'angle horaire.....	17
Fig. I.13 : Angles solaires.....	18
Fig. I.13 : Représentation de la déclinaison et de l'azimut et la déclinaison.....	19
Fig. I.15 Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.....	21
Fig. I.16 Inclinaison et orientation d'une surface réceptrice.....	21
Fig. I.17 Représentation dans le plan azimutale des coordonnées (a, h) du soleil dans le cas d'un capteur situé dans l'hémisphère nord .....	23
Fig. I.18 Composantes du rayonnement solaire.....	24
Fig. I.19 Diagramme solaire.....	24
Fig. I.23 Variation de l'énergie extraterrestre reçue par une surface horizontale.....	27
Fig I.24 Montre la variation de l'éclairement solaire direct en fonction de la hauteur solaire pour des différentes conditions de troubles.....	28
Fig I.25: Transmission du rayonnement.....	32
Fig I.26 : Rayonnement solaire annuel en [kWh/m <sup>2</sup> /an].....	33
Fig II.1 : Schéma global de la solaire thermodynamique.....	36
Fig II.2 : Principe d'une centrale solaire thermodynamique.....	37
Fig II.3 : Comparaison des technologies solaires à concentration.....	38
Fig II.6 Schéma d'une centrale cylindro-parabolique.....	40
Fig II.7 Schéma d'une centrale à tour.....	44
Fig II.10 Principe d'une centrale solaire cylindro-parabolique avec système de stockage.....	46
Fig II.11 Schéma principe d'une centrale hybride .....	48
figII.14Répartition des capacités par technologie en 2009.....	48
Fig.III.1 Réflexion d'un rayon lumineux.....	53
Fig.III.2 Stigmatisme.....	53
Fig.III.3Schéma d'un capteur solaire à concentration.....	54
Fig.III.4 Quelque type du capteur plan.....	59
Fig.III.5 Les types du capteur à concentration.....	62
Fig.III.6 : Concentrateur parabolique.....	63
Fig.III.7 : Concentrateur centrale a tour.....	63
Fig .III.8 : Concentrateur cylindro- parabolique.....	64
Fig.III.9 schéma de Capteur Cylindro-Parabolique.....	65
Fig.III.10 Principe de fonctionnement des centrales avec miroirs de Fresnel.....	66
Fig.III.11 Vue générale d'un capteur CPC .....	66

Fig.III.12 : Installation d'un capteur solaire.....	67
Fig.III .13: Types des Rayon direct Soleil Capteur plan solaire : .....	68
Fig III .14: Capteur solaire avec effet de concentration de type cylindro-parabolique.....	69
Fig V .1 : Principe de fonctionnement du concentrateur.....	72
Fig V.2 Position du foyer d'un concentrateur cylindro-parabolique.....	72
Fig V.3: Dimensions d'un concentrateur cylindro- parabolique.....	73
Fig V.4 : Dimensionnement d'un capteur cylindro-parabolique.....	73
Fig V.5 : Schéma d'un tube absorbeur.....	74
Fig V.6: Principe de l'effet de serre.....	75
Fig V.7: Différente surface du CCP.....	77
Fig V.8: Relation entre le facteur de concentration et la température du récepteur.....	77
Fig V.9.a: Le bilan énergétique.....	78
Fig V.9 b: b Schéma électrique équivalent du problème.....	78
Fig V.10 : schéma descriptif du prototype .....	86
Fig V.11: l'équation du parabole.....	90
FigV.12 : schéma de la réalisation du 1 <sup>ère</sup> cadre avec les cornières.....	90
Fig V.13: schéma du l'emplacement des cornières de renforcement dans le cadre pour former la courbe.....	91
Fig V.14 : schéma final de la courbe .....	91
Fig V.15 : la face arrière de la surface réflectrice avec les cornières de renforcement.....	92
Fig V.16: la face avant du réflecteur avec l'emplacement du papier d'aluminium.....	92
Fig V.17: Réalisation du foyer avec son support.....	93
Fig V.18 : étude du réflecteur auxiliaire.....	94
Fig V.19 : La réalisation du réflecteur auxiliaire.....	94
Fig V.20 : L'emplacement des lames des miroirs dans la paroi interne du réflecteur auxiliaire .....	94
Fig V.21 : l'absorbeur est une barre de 2 m sépare au milieu.....	95
Fig V.22 : l'absorbeur est un tube en cuivre de longueur 3m pour la circulation du fluide.....	95
Fig V.23 : Photo de la structure porteuse.....	96
Fig V.24 : photo du tube rond qui assure l'orientation.....	96
Fig V.25 : photo final de notre prototype.....	96
Fig V.26 : les deux soudures sont mises dans les deux sources (source froid, source chaude). .....	97
Fig V.27 : évolution de températures de chaque source.....	97
Fig V.28 : les deux soudures sont mises dans la source froide.....	98
Fig V.29 : évolution des températures des deux soudures dans la même source (froide) .....	98
FigV.30. a : l'emplacement du thermocouple 1 au milieu de l'absorbeur qui est couvert Par le réflecteur auxiliaire .....	99
FigV.30. b : l'emplacement du thermocouple 2 au milieu de l'absorbeur libre .....	99
FigV.31. a : l'emplacement du thermocouple 1 au milieu de l'absorbeur avec la plaque du verre et les parois latérales .....	99
FigV.31. b : l'emplacement du thermocouple2 au milieu de l'absorbeur libre .....	99
FigV.32 : l emplacements du 1 thermocouple au milieu de l'absorbeur 1 qui est isolé par le bois et le deuxième au milieu de l'absorbeur 2.....	100
FigV.33. a : l'emplacement de l'échangeur thermique .....	100
FigV.33. b : l'installation avec l'emplacement des thermocouples (entré sortie) .....	100
FigV.34. a : fixation de la barre en bois sous le tube en cuivre .....	101
FigV.34. b : vu de l'échangeur sous le réflecteur auxiliaire .....	101
FigV.35. a : l'emplacement du tube en cuivre dans un tube sous vide sous le réflecteur auxiliaire.....	101

FigV.35. b : vue du thermocouple placé à la sortie du tube en cuivre.....	101
FigV.36. a : l'emplacement de l'échangeur de chaleur dans le tube sous vide dans le coté libre....	102
FigV.36. b : vue de face du tube sous vide.....	102
FigV.37: logiciel de mesure de température.....	102
FigV.38: Solarimetre utilisée.....	103
FigV.39: Thermomètre utilisée.....	103
FigV.40: Anémomètre utilisé.....	103
Fig IV. 1: Concentrateur stationnaire orienté vers le sud.....	105
FigIV.2 a : variation du rayonnement solaire global en fonction du temps du point en bat du capteur ...	106
FigIV.2.b:variation du rayonnement solaire global en fonction du temps du point en milieu du capteur..	106
FigIV.2.c : variation du rayonnement solaire global en fonction du temps du point en haut du capteur...	107
FigIV.3.a: Variation de la température de l'absorbeur 1 (la barre abrité) et l'absorbeur 2 (la barre non abrité) en fonction du temps pour le jour 21/02/2013.....	107
Fig IV.3.b: La variation de rendement en fonction du temps pour le jour:21/02/2013.....	109
Fig IV.4.a: Variation de la température en fonction du temps de l'absorbeur 1 (la barre abrité) avec la plaque de verre et des parois latérales et l'absorbeur 2 (la barre non abrite) pour le jour 17/02/2013...	109
Fig IV.4.c: La variation de rendement2 en fonction du temps pour le jour: 17/02/2013.....	110
Fig IV.5 : La variation des rendements 1 et 2 en fonction du temps pour les jours: 17-21/02/2013.....	111
Fig IV.6.a: Comparaison des températures des deux barres L'une soumise à l'effet des deux réflecteurs $T_2$ et l'autre au réflecteur auxiliaire $T_1$ pour le jour 12 /04/2013.....	111
Fig IV.6.b: variation de rendement en fonction du temps pour le jour:12/04/2013.....	112
Fig IV.7.a: Comparaison des températures des deux barres L'une soumise à l'effet des deux réflecteurs $T_2$ et l'autre au réflecteur auxiliaire $T_1$ pour le jour 14 /04/2013 .....	113
Fig IV.7.b: variation de rendement en fonction du temps pour lejour:14/04/2013.....	114
Fig IV.7.c : variation des rendements 1 et 2en fonction du temps pour les jours:12-14/04/2013	114
Fig IV.8.a: variation de la température de l'entrée et la sortie du fluide caloporteur en fonction du temps pour le jour 22/04/2013.....	115
Fig IV.8.b: différence de température de l'entré et la sortie du fluide caloporteur en fonction du temps pour le jour 22/04/2013.....	115
Fig IV.8.c: variation de rendement en fonction du temps pour le jour:22/04/2013.....	116
Fig IV.9.a: Variation de la température entre l'entré et la sortie du fluide caloporteur avec un tube en cuivre isolé par une barre de bois en fonction du temps pour le jour 20/04/2013. ....	117
Fig IV.9.b: différence de température entre l'entré et la sortie du fluide caloporteur avec un échangeur thermique isolé par une barre de bois en fonction du temps pour le jour 20/04/2013. ....	117
FigIV.9.c: variation de rendement en fonction du temps pour le jour:20/04/2013.....	118
Fig IV.9.d La variation des rendements 5 et 6 en fonction du temps pour les jours: 22-20/02/2013.....	118
Fig IV.10.a: Variation de la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur qui circule dans un tube en cuivre à l'intérieur d'un tube sous vide sous le réflecteur auxiliaire en fonction du temps pour le jour 30/04/2013.....	119
Fig IV.10.b: différence de la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur qui circule dans un tube en cuivre à l'intérieur d'un tube sous vide sous le réflecteur auxiliaire en fonction du temps pour le jour 30/04/2013.....	119
Fig IV.10.c: variation de rendement en fonction du temps pour le jour:30/04/2013.....	120
Fig IV.11.a: Variation de la température de l'entrée et la sortie du fluide caloporteur (le tube en cuivre à l'intérieur du tube sous vide dans le coté libre) en fonction du temps pour le jour 02/05/2013.....	120

Fig IV.11.b: différence température de l'entrée et la sortie du fluide caloporteur (le tube en cuivre à l'intérieur du tube sous vide dans le coté libre) en fonction du temps pour le jour 02/05/2013.....	121
Fig IV.11.c: variation de rendement en fonction du temps pour le jour:02/05/2013.....	121
Fig IV.12.a: Variation de la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur (l'huile) en fonction du temps pour le jour 06/05/2013.....	122
Fig IV.12.b: différence de la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur (l'huile) en fonction du temps pour le jour 06/05/2013 .....	122
Fig IV.12.c: variation de rendement en fonction du temps pour lejour:06/05/2013.....	122

## Liste des tableaux

Tableau. I.1 Durée des saisons.....	09
Tableau .I.2 : Valeurs de l'albédo pour divers types de sols.....	23
Tableau. I.3 Expressions empiriques des éclaircissements solaires par, ciel clair mais pour trois Conditions de troubles en fonction la hauteur solaire.....	28
Tableau. I.4 L'enseillement reçu annuellement en Algérie par région climatique.....	34
Tableau .II.1 caractéristique des principales filières.....	49
Tableau .II.2 projet de centrales solaire dans le monde .....	50
tableau III.1 les avantages et les inconvénients des systèmes à concentration comparés aux capteurs plans.....	57
Tableau. III.2 Taux de concentration et température du différent capteur.....	58
Tableau V.1 : L'énergie stockée dans les nœuds.....	79
Tableau V.2 : Corrélations empiriques de la température du ciel.....	80
Tableau V.3 : Corrélations empiriques de l'émissivité de ciel (pv en [mbar]).....	81
Tableau V.4: Corrélations de calcul du coefficient de transfert avec l'atmosphère.....	81
Tableau V.5: caractéristique techniques des matériaux utilisé (Prototype).....	89
Tableau V.6: Caractéristique géométrique du réflecteur.....	92
Tableau V.7: Spécifications de l'absorbeur (barre).....	93
Tableau V.8: Spécifications de l'absorbeur (tube en cuivre).....	93

# Nomenclature

**Lettres latines :**

**$A_{ref}$  :** Surface du réflecteur cylindro parabolique [ $m^2$ ]

**$A_{abs}$  :** Surface d'récepteur

**TSV :** temps solaire vrai

**TSM :** temps solaire moyen [heure]

**TU :** temps universel [heure]

**ET :** Equation du temps [minute]

**H :** Hauteur angulaire solaire [degré]

**$a_z$  :** Azimut [degré]

**$I_{sc}$  :** Constante solaire [ $W/m^2$ ]

**$I_{DN}$  :** Eclairement solaire direct [ $W/m^2$ ]

**$I_o$  :** Energie solaire reçue par une surface horizontale [ $J/m^2$ ]

**TL :** Facteur de Linke

**$P_{atm}$  :** Pression atmosphérique de l'altitude [Pa]

**$\overline{HR}$  :** Humidité relative [%]

**$P_{vs}$  :** Pression de la vapeur saturante [Pa]

**$P_v$  :** Pression partielle de vapeur d'eau [Pa]

**M :** Masse d'aire optique relative

**$E_R$  :** Epaisseur optique de Rayleigh

**$T_{abs}$  :** Température d'absorbeur [ $^{\circ}C$ ]

**$T_{amb}$  :** Température ambiante [ $^{\circ}C$ ]

**$T_{ciel}$  :** Température du ciel [ $^{\circ}C$ ]

$h_{\text{conv}}$  : Coefficient d'échange de chaleur par convection [W/m<sup>2</sup>K]

$h_{\text{ray}}$  : Coefficient d'échange de chaleur par rayonnement [W/m<sup>2</sup>K]

$h_{\text{ciel-r}}$  : Le coefficient de transfert par rayonnement entre le réflecteur et le ciel [W/m<sup>2</sup>K]

$h_{\text{w-r}}$  : Le coefficient de transfert par convection entre le réflecteur et l'atmosphère [W/m<sup>2</sup>K]

$h_{\text{r-v}}$  : Le coefficient de transfert par rayonnement entre le verre et le réflecteur [W/m<sup>2</sup>K]

$C_f$  : Chaleur massique du fluide (eau, huile) [J/KgK]

$C_p$  : Chaleur massique de l'absorbeur (barre) [J/KgK]

$C_g$  : Concentration géométrique

$C_o$  : Concentration optique (énergétique)

$C_G$  : Concentration idéale (Gauss)

$d_{\text{terre}}$  : Diamètre de la terre [m]

$d_{\text{soleil}}$  : Diamètre de soleil [m]

$T_e$  : Température d'entrée [°C]

$T_s$  : Température d sortie [°C]

$\dot{m}$  : Débit massique [Kg/s]

$e_r$  : épaisseur du réflecteur [m]

$D_p$  : diamètre de l'absorbeur (barre)

$D_{pi}$  : diamètre interne de l'absorbeur (tube)

$L$  : la longueur du réflecteur

$l_v$  : la longueur du plaque du verre

$l'_v$  : la largeur de plaque du verre

$a$  : Ouverture du concentrateur [m]

$r$  : Rayon du cylindro- parabolique [m]

$I_c$  : L'énergie reçue à l'ouverture de concentrateur [W]

$I_r$  : L'énergie reçue à l'ouverture du récepteur [W]

$a^\circ$  : coefficient géométrique

**$Q_U$  : Puissance utile [W]**

**$W$  : Puissance [ $W/m^2$ ]**

**$W_1$  : puissance reçue avec le réflecteur auxiliaire [ $W/m^2$ ]**

**$W_2$  : puissance reçue sans le réflecteur auxiliaire [ $W/m^2$ ]**

**$W_3$  : puissance reçue du système [ $W/m^2$ ]**

### **Lettres grecques**

**$\phi$  : Latitudes [degré]**

**$\lambda$  : Longitude [degré]**

**$\delta$  : Déclinaison [degré]**

**$\omega$  : Angle horaire [degré]**

**$\omega_l$  : Angle horaire du lever du soleil [degré]**

**$\omega_c$  : Angle horaire du coucher du soleil [degré]**

**$\alpha_{abs}$  : Facteur d'absorption du récepteur**

**$R_r$  : Facteur de réflexion du réflecteur**

**$\epsilon_{abs}$  : Facteur d'émissivité d'absorbeur**

**$\tau_{abs}$  : Facteur de transmission d'absorbeur**

**$\epsilon$  : Diamètre apparent du soleil (32')[rad]**

**$\Theta$  : Angle d'ouverture du réflecteur [degré]**

**$\eta$  : rendement thermique [%]**

**$\rho_p$  : Masse volumique de l'absorbeur (barre)[ $Kg/m^3$ ]**

**$\rho_f$  : Masse volumique de l'absorbeur fluide (l'eau, l'huile)**

**$\rho_v$  : Masse volumique du verre**

**$\lambda$  : Conductivité thermique [ $W/m \cdot K$ ]**

**$\sigma$  : Constante de Stefan Boltzmann =  $5,67 \cdot 10^{-8} [W/m^2 K^4]$**

**$\mu$  : Viscosité cinématique [ $m^2/s$ ]**

**$\beta$  : Coefficient de trouble atmosphérique**

## **Indices & Exposant**

**G : Gauss (idéal)**

**G : Géométrie**

**O : Optique (énergétique)**

**Abs : Absorbeur**

**Pert : Pertes**

**Util : Utile**

**DN : Direct normal**

**Ref : Réflecteur**

**Opt : Optique**

**Conv : Convection**

**Ray : Rayonnement**

**Amb : Ambiante**

**Glob : Global**

**f : Fluide (eau ,huile)**

### Introduction générale :

La consommation en énergie des pays en voie de développement va connaître une augmentation très importante, surtout après la mondialisation du commerce et des échanges entre les états. Les énergies renouvelables ont connu une première phase de développement à l'occasion des chocs pétroliers de 1973 et 1978, puis une période de repli après le contre-choc de 1986, avant de retrouver un second souffle en 1998 à la suite de la signature du protocole de Kyoto, protocole qui prévoit notamment une baisse de 5.2% des émissions de gaz à effet de serre des pays riches sur la période 2002-2012 par rapport à 1990. [1]

D'autre part, le réchauffement climatique causé par l'émission des gaz à effet de serre a conduit beaucoup de pays à s'intéresser aux énergies renouvelables. L'énergie solaire est l'énergie que dispense le soleil par son rayonnement, directement ou de manière diffuse à travers l'atmosphère. Sur Terre, l'énergie solaire est à l'origine du cycle de l'eau et du vent. Le règne végétal, dont dépend le règne animal, l'utilise également en la transformant en énergie chimique via la photosynthèse. A l'exception de l'énergie nucléaire, de la géothermie et de l'énergie marémotrice, l'énergie solaire est à l'origine de toutes les énergies sur Terre.

Les énergies renouvelables constituent une source d'énergie inépuisable pour l'homme. Elles sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués par les astres, principalement le Soleil (rayonnement), mais aussi la Lune (marée) et la Terre (énergie géothermique). La notion de développement durable est donc un facteur à prendre en compte dans le concept d'énergie renouvelable.

La conversion photothermique de l'énergie solaire au niveau de l'absorbeur/récepteur peut constituer un apport d'énergie non négligeable pour un grand nombre d'applications thermiques, thermomécaniques et thermochimiques à condition que des rendements de conversion élevés puissent être atteints dans une gamme de températures relativement étendue. Quatre catégories d'applications se dégagent en fonction de la température [2] La première c'est des applications aux basses températures ( $T < 60^{\circ}\text{C}$ ) exemple chauffage de l'eau sanitaire la deuxième catégorie représente des applications aux moyennes températures ( $60^{\circ}\text{C} < T < 150^{\circ}\text{C}$ ), exemple chauffage des habitations, réfrigération, climatisation, dessalement de l'eau de mer, production d'énergie mécanique une autre catégorie donnée par les applications aux hautes températures ( $150^{\circ}\text{C} < T < 800^{\circ}\text{C}$ ) comme la production d'énergie mécanique, la production de vapeur et dissociation de l'eau et enfin la dernière

catégorie c'est l'ensemble des applications aux très hautes températures ( $T > 800^{\circ}\text{C}$ ) comme dissociation thermique de l'eau, magnétohydrodynamique et la thermo électricité.

Les miroirs présentent un certain nombre d'avantages dans la réalisation de concentrateurs du rayonnement solaire, et notamment dans un large domaine de la conversion photo thermique. Pour améliorer la conception de tels capteurs.

Le gisement solaire est une source d'énergie renouvelable gratuite disponible en grande quantité, en tout point de la surface terrestre. Actuellement deux solutions de conversion de l'énergie solaire sont en compétition :

- L'utilisation de cellules photovoltaïques pour la transformation directe du rayonnement solaire en électricité. La technologie de fabrication de ces cellules reste le monopole des grandes firmes avec des prix assez élevés et un rendement limité (le silicium permet des rendements de 10 à 20%). Une génération de cellules se précise : celle des cellules nano-structurées qui devraient permettre de dépasser des rendements de 25%. Mais quelque soit les progrès en cours, le solaire photovoltaïque ne peut être intéressant que s'il devient économiquement compétitif [3]. Cette conversion reste utilisée pour les productions électriques locales de petites puissances.

-L'utilisation de capteurs plans thermiques pour transformer en énergie calorique les photons solaires. De manière pratique le rayonnement traverse une vitre qui laisse pénétrer la lumière et retient la chaleur (effet de serre) et est capté par une surface absorbante. La chaleur ainsi absorbée est ensuite récupérée grâce à un fluide caloporteur circulant sous la surface absorbante. La température du fluide obtenue ne dépasse pas beaucoup les  $100^{\circ}\text{C}$  au meilleur des cas.

L'énergie thermique du soleil permet aussi de produire de l'électricité par voie thermodynamique. C'est ce que l'on appelle «**solaire thermodynamique** », et qui est l'ensemble des techniques qui transforment l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée puis grâce aux propriétés des fluides caloporteurs en énergie mécanique puis électrique. Cette technique ne devient intéressante que lorsque le fluide caloporteur est chauffé à haute température. En effet la température de la source chaude est le paramètre déterminant du rendement thermodynamique des procédés de conversion [5]. Les rendements (annuels, 15 à 25 %) et les coûts des kWh produits sont largement plus intéressants que ceux du photovoltaïque.

Le principe de la solaire thermodynamique est l'obtention de haute température grâce à **la concentration** du rayonnement solaire. L'énergie solaire reçue (incidente) par la surface de capteur (le plus souvent formée de miroirs) est concentrée (réfléchi) en un récepteur de surface beaucoup plus petite (foyer). L'intensité de la concentration est définie par le facteur de concentration. Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte sera importante. Ce dispositif permet de minimiser les pertes thermiques et d'atteindre des températures qui dépassent largement les 200°C au niveau du récepteur avec un rendement thermique supérieur à 70% (rapport chaleur utile/énergie incidente) [6].

Notre travail porte essentiellement sur une étude expérimentale d'un concentrateur cylindro parabolique à double réflexion composé d'un réflecteur principal et un autre auxiliaire qui a pour fonction de réduire les pertes par rayonnement et de minimiser les pertes de chaleur au niveau de l'absorbeur

Le manuscrit est organisé d'une façon très simple afin de rendre la lecture facile ou une introduction est disposée pour introduire le lecteur dans le vif du sujet après on trouvera cinq chapitres dont **le premier** est consacré à l'étude préliminaire du gisement solaire, **le deuxième** traite la Technologies du Solaire Thermodynamique à Concentration, **le troisième** porte sur les différents types de concentrateurs solaires, dans **le quatrième** chapitre on exposera les différentes étapes de la réalisation du dispositif expérimental **le dernier** chapitre est réservé à l'étude expérimentale et à l'interprétation des résultats obtenus. Une conclusion générale est deux annexes sont disposés à la fin du mémoire.

## **I.1 Introduction :**

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé dans des domaines aussi variés que l'agriculture, la météorologie, les applications énergétiques et la sécurité publique.

Dans les systèmes d'exploitation de l'énergie solaire, le besoin de données d'insolation est d'une importance capitale aussi bien dans la conception et le développement de ces systèmes que dans l'évaluation de leurs performances. L'existence d'une solide et fiable base de données est une nécessité pour au moins la survie économique des installations de collection et de conversion de l'énergie solaire.

Bien qu'il existe un réseau de stations d'évaluation du gisement solaire, le nombre de ces stations est très limité. En Algérie, seules sept stations assurent depuis 1970 la mesure de la composante globale et diffuse du rayonnement solaire. Le nombre de ces stations étant insuffisant et c'est pour cela que divers modèles ont été proposés pour estimer le gisement solaire à une échelle locale ou régionale. Ces modèles s'étendent des codes de calcul les plus complexes et les plus sophistiqués aux simples relations empiriques. Le choix du modèle est dicté par la nature des données et par la précision recherchée.

L'utilisation d'un modèle de l'atmosphère basé fondamentalement sur la connaissance du trouble atmosphérique pour la détermination des différentes composantes du rayonnement solaire d'un site donné notamment l'éclairement solaire direct est très indispensable dans la concentration solaire.

## **I.2 Le rayonnement solaire :**

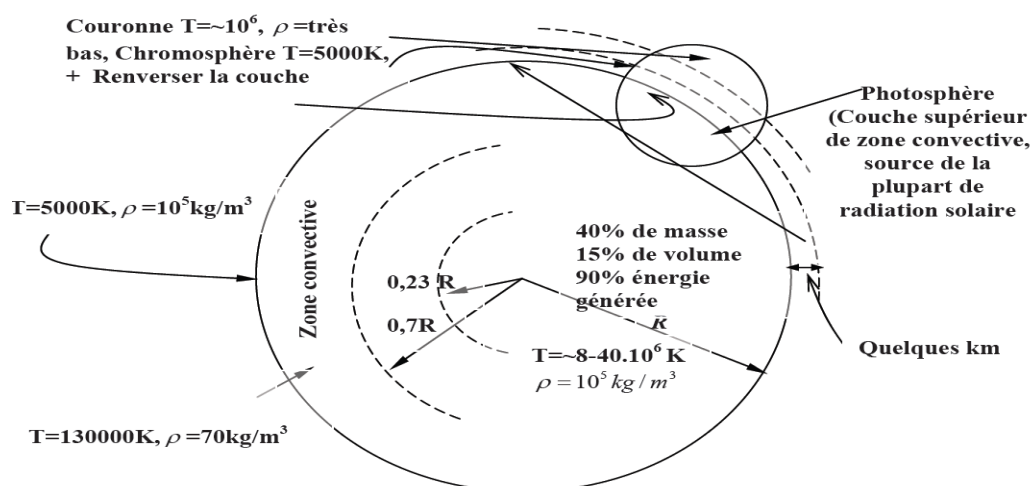
### **I.2.1 Généralités sur le Soleil :**

Le soleil est une sphère avec une matière extrêmement chaude et gazeuse avec un diamètre de  $1,39.10^9$ m et est à distance moyenne de  $1,49.10^{11}$ m de la terre. Comme vu de la terre, le soleil tourne autour de son axe une fois toutes les quatre semaines, cependant il ne tourne pas comme un corps solide; une rotation est faite en 27 jours à l'équateur et en 30 aux régions polaires [7]. Le soleil est considéré comme un corps noir avec une température effective de 5777K. La température des régions intérieures centrales est de l'ordre de  $8.10^6$  à  $40.10^6$  K et la densité est estimée à 100 fois celle de l'eau. Le soleil est en effet, un réacteur de fusion

continu avec ses constituants sous forme gazeuse retenue par des forces gravitationnelles, plusieurs réactions de fusion est déclenché pour intensifier l'énergie rayonnée par le soleil. Le processus le plus important est la transformation de l'hydrogène en hélium par une réaction thermonucléaire. Cependant, comme la masse du noyau de l'hélium est moins lourde que celle de quatre protons d'hydrogène, la masse perdue dans la réaction thermonucléaire est convertie en énergie [7].

L'énergie produite à l'intérieur de la sphère solaire à une température de l'ordre de plusieurs millions de degrés est transférée à la surface extérieure puis transférée par rayonnement dans l'espace. Les processus radiatif et convectif sont le résultat des états successifs d'émission, d'absorption et de radiation; la gamme de spectre de rayonnement dans le noyau du soleil est comprise entre la longueur d'onde des rayons X et celle des rayons gamma, avec une longueur d'onde de radiation qui augmente suivant la diminution de la température à de grandes distances.

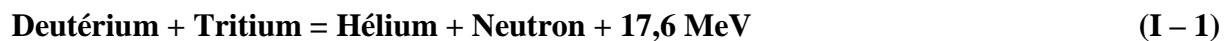
Dans la structure schématique du soleil illustré dans **la figure I.1**, il est estimé que 90% de l'énergie est générée dans la région du disque solaire située entre 0 et  $0,23R$ , ou  $R$  le rayon du soleil, qui représente 40% de la masse du soleil. A distance de  $0,7R$  du centre, la température diminue d'environ 130 000 K et la densité de  $70 \text{ kg/m}^3$ . Là, le processus convectif du soleil devient important et la zone comprise entre  $0,7$  et  $1,0R$  est appelée : zone convective. Dans cette zone, la température diminue d'environ 5000 K et la densité d'environ  $10^{-5} \text{ kg/m}^3$  [7].



**Fig. I.1** La structure du soleil [7].

La surface apparente du soleil est constituée de granules (cellules convectives irrégulières), avec des dimensions de l'ordre de 1000 à 3000 km et leur durée de vie est estimée à quelques minutes. Les autres formes à la surface du soleil sont de petites aires opaques qui s'appellent pores. a des dimensions équivalentes à celles des cellules convectives, il existe d'autres aires opaques avec des dimensions variables qui s'appellent taches solaires. La couche extérieure de la zone convective s'appelle photosphère, sa densité est très faible (environ  $10^{-4}$  celle de l'air au niveau de la mer). Cette couche est composée de gaz à forte ionisation qui peut absorber et émettre des radiations de spectre continue. La photosphère est la source de la plupart des radiations solaires.

Il est généralement admis que le rayonnement solaire est produit par un phénomène thermonucléaire contrôlé de transformation de l'hydrogène en hélium (de hélios = soleil) : les noyaux des atomes de deutérium et de tritium (isotopes de l'hydrogène) fusionnent en libérant de l'énergie. La réaction est schématiquement la suivante :



### I.2.2. Constante Solaire :

Le flux du rayonnement à la surface du soleil est d'environ  $6,33 \cdot 10^7 \text{ W/m}^2$ . Une surface plane, d'un mètre carré perpendiculaire au rayonnement solaire, située à la limite de l'atmosphère terrestre reçoit une puissance rayonnée en fonction de la distance Soleil-Terre (149 597 870.10<sup>3</sup>m ou 1UA représente la distance moyenne Soleil-Terre). Cette distance a une faible variation au cours de l'année, compte tenu de la légère excentricité de l'orbite terrestre qui est d'environ 1,7% [7]. La constante solaire est une valeur moyenne du flux solaire reçu à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre, sa valeur est estimée à  $1367 \text{ W/m}^2$  (Fröhlich et Brusa, 1981, et Iqbal, 1983) [8]. La représentation schématique du système Soleil-Terre est indiquée dans la **figure I.2** [9].

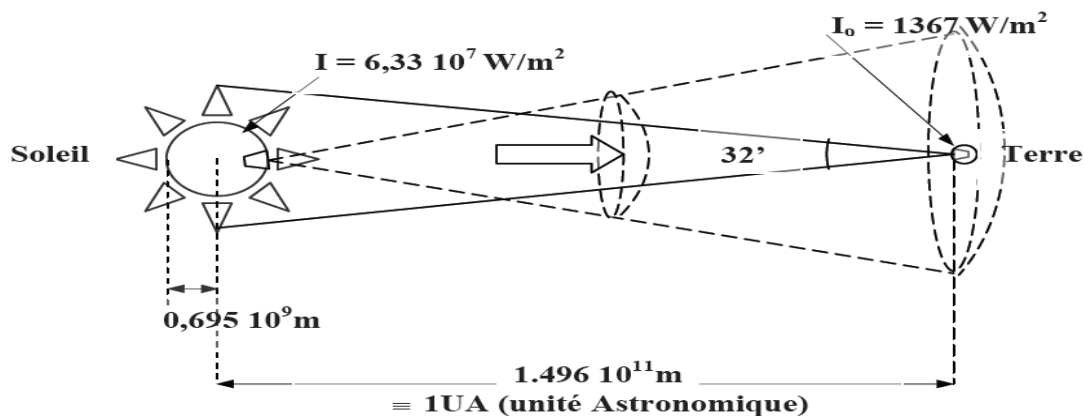


Fig. I.2 La divergence de l'énergie du soleil vers la terre [9].

La taille angulaire apparente du disque solaire peut être calculée à partir du diamètre de la photosphère et la distance Soleil-Terre. A 1UA, il s'agit de 0,0093 rad (0,553 degrés ou  $32^\circ$ ). Comme la distance Soleil-Terre varie au cours de l'année, la taille apparente du soleil varie de  $\pm 1,7 \%$  [7].

### I.2.3 Translation et rotation de la terre :

On peut décomposer les mouvements de la terre en considérant séparément le mouvement par rapport au centre de masse (rotation) et le mouvement de ce centre de masse par rapport à lui-même (translation) [10].

- **Rotation de la terre :**

En vingt-quatre heures, la terre effectue une rotation complète d'Ouest en Est autour de son axe ; c'est la base de notre système horaire. De cette rotation découle la succession des jours et des nuits [10].

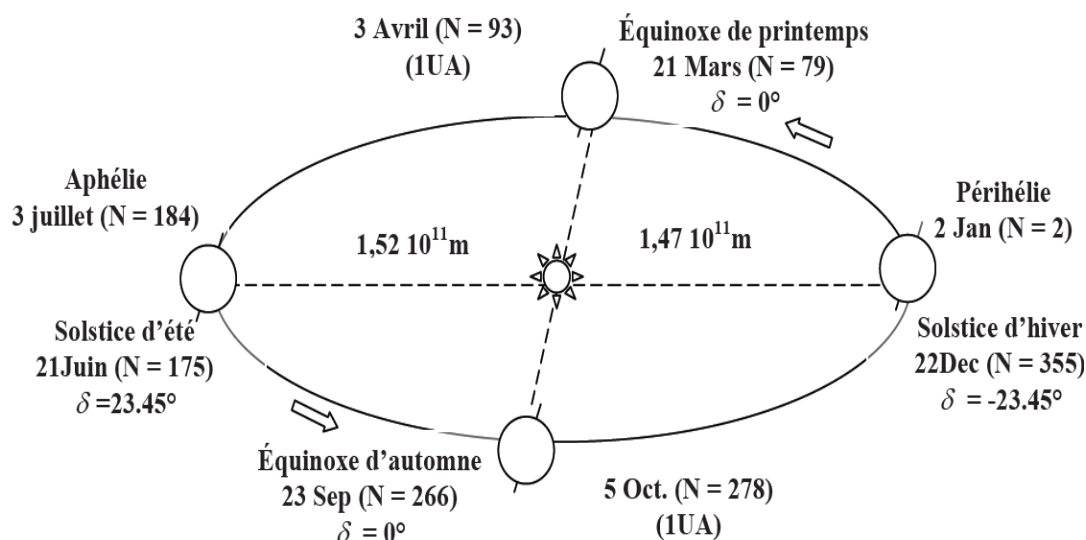
- **Révolution de la terre :**

La terre effectue un tour complet autour du soleil en 365,25 jours suivant une orbite elliptique, tandis que la vitesse moyenne de ce mouvement est d'environ 30 km/s. La distance entre les centres de ces deux astres varie d'une valeur minimale au Périhélie ( $1,47 \cdot 10^{11} \text{ m}$ ), aux environs du 2 janvier, a une valeur maximale, a l'Aphélie ( $1,52 \cdot 10^{11} \text{ m}$ ), aux environs du 3 juillet, la valeur moyenne étant appelée unité astronomique (UA) [10].

Les mouvements de la terre autour de son axe et autour du soleil sont illustrés dans **la figure I.3**, alors que le tableau (I.1) montre la durée des saisons conséquentes à ce mouvement :

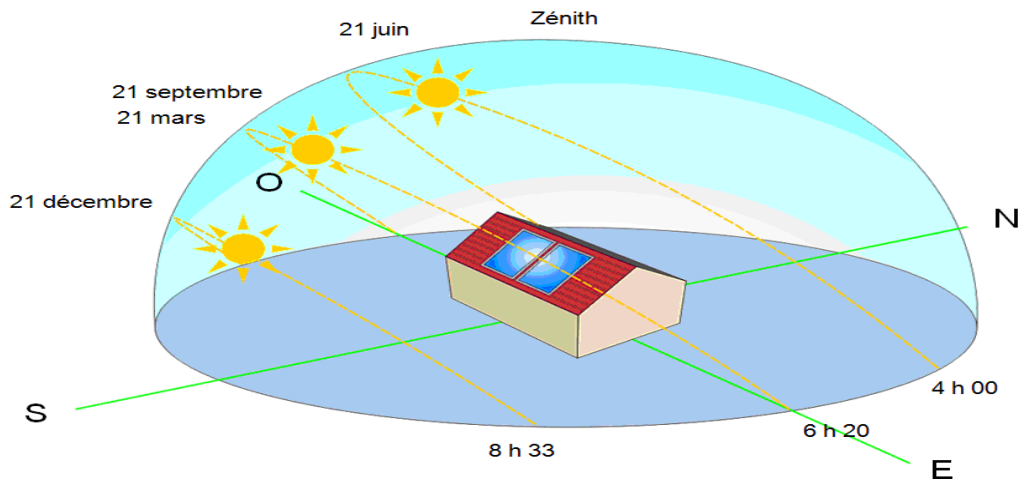
Saison (Hémisphère N)	Durée moyenne	Du	Au
Printemps	92 jours 20 heures	21/3	21/6
Eté	93 jours 15 heures	21/6	23/9
Automne	89 jours 19 heures	23/9	22/12
Hiver	89 jours	22/12	21/3

**Tableau. I.1** Durée des saisons [9]



**Fig. I.3** Schématisation du mouvement de la terre autour du Soleil [9].

En effet, le trajet parcouru par le rayonnement solaire au cours d'une même journée est à son maximum aux premières heures de la matinée et en fin d'après-midi. Par contre, il est à son minimum lorsque le soleil est au zénith. Pour cette même raison, l'intensité du rayonnement est variable au cours des saisons et avec la latitude. Ainsi, le rayonnement solaire global reçu au cours d'une journée peut varier de  $0,5 \text{ kWh/m}^2$  pour une journée d'hiver ensoleillée dans les régions nordiques, à plus de  $6,0 \text{ kWh/m}^2$  pour une journée ensoleillée dans les régions tropicales.



**Fig. I.4 Variations de la durée du jour et de la hauteur du soleil**

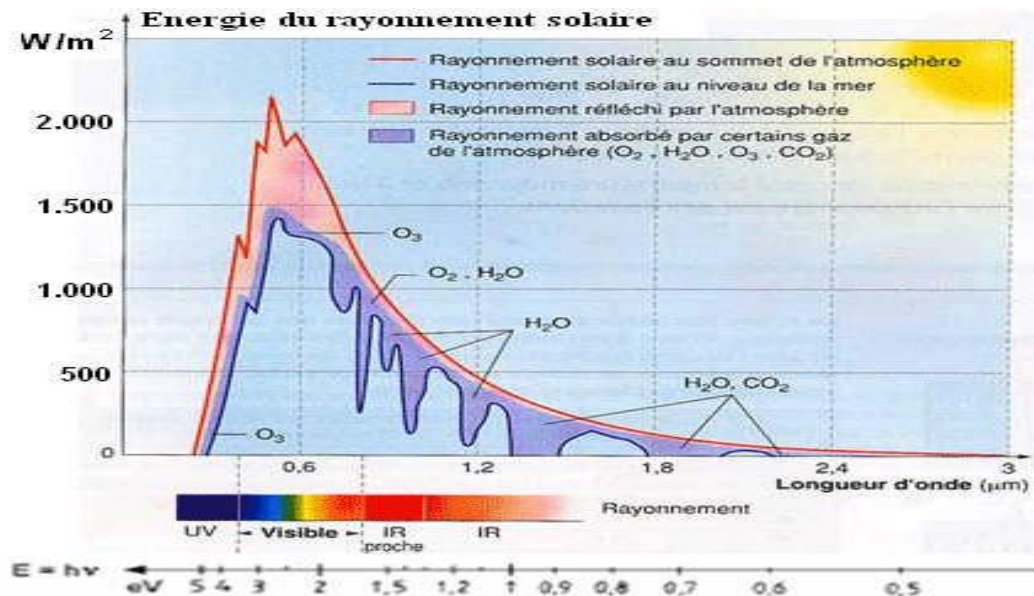
Evidemment, par temps couvert le rayonnement solaire au sol peut tomber pratiquement à zéro. En revanche, pour une journée ensoleillée et un ciel parfaitement dégagé, le rayonnement solaire diffus tombant au sol peut atteindre 15 à 20% du rayonnement global, mais avec un ciel couvert, le rayonnement parvenant au sol est en totalité un rayonnement diffus [10]. Les centrales solaires à concentration ne sont donc productives que durant les heures de beau temps. Leur productivité est proportionnelle au nombre d'heures annuel de présence du soleil. Ce paramètre est donc nécessaire pour une réflexion sur l'étendue du gisement pour un projet de centrale thermique solaire (la limite inférieure des zones utilisables se situe vers 2500 heures annuelles de présence du soleil).

Toute étude, application ou conversion de l'énergie solaire en un site donné nécessite une connaissance complète et détaillée du rayonnement solaire dans ce site. Ceci est généralement possible grâce aux stations de mesure météorologique. Cependant, dans la plupart des cas, il n'existe pas de mesures locales du rayonnement solaire et le recours à certaines méthodes appropriées, permettant de prédire les caractéristiques du rayonnement solaire et de l'estimer, est nécessaire [11].

#### **I.2.4 Le spectre solaire :**

Les réactions thermonucléaires qui se produisent au sein du soleil, provoquent l'émission d'onde électromagnétique de très forte puissance ou rayonnement thermique solaire. Le

rayonnement ou spectre solaire se présente sensiblement comme celui d'un corps noir à  $5800^{\circ}\text{K}$ .

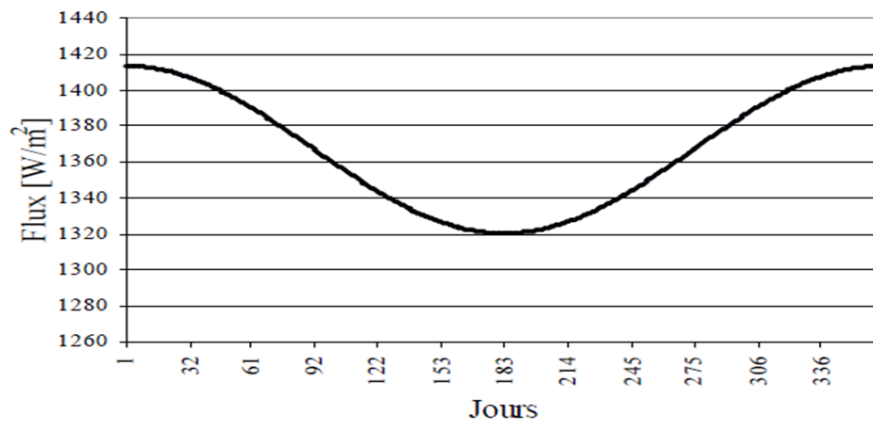


**Fig. I.5 Répartition spectrale du rayonnement solaire.**

Le domaine de longueur d'onde utile pour les applications solaires est situé entre  $0,25\mu\text{m}$  et  $2,5\mu\text{m}$ , l'énergie émise dans cette bande (contenant les zones UV, Visible et IR) représente 95% environ du total [12]. Mais en traversant l'atmosphère l'énergie radiative solaire est atténuée par absorption et diffusion, et l'énergie enregistrée au niveau de la mer est l'ordre de  $1000\text{ W/m}^2$  [13].

### **I.2.5 Rayonnement solaire à la limite de l'atmosphère :**

L'émission de rayonnement électromagnétique du soleil se manifeste par une puissance moyenne de  $1367\text{ W/m}^2$  [8] dans un plan perpendiculaire au rayonnement, qui varie de  $\pm 3,4\%$  environ au cours de l'année.



**Fig. I.6 Variation annuelle du rayonnement solaire extraterrestre dans un plan perpendiculaire aux rayons.**

Le calcul du rayonnement extraterrestre peut être effectué par la formule approximative (Duffie and Beckmann, 1991) [7] suivante :

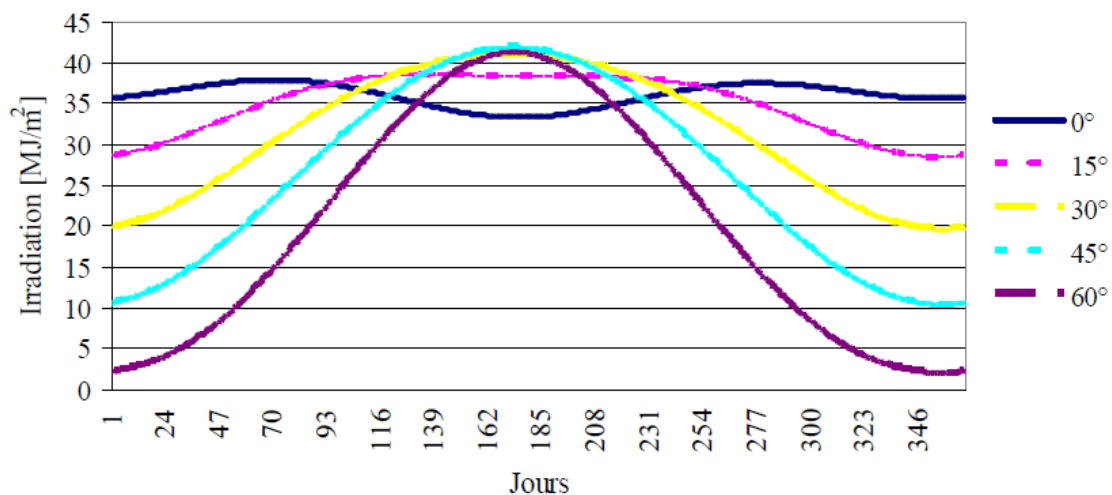
$$I = I_{sc} \left[ 1 + 0.034 \cos \left( \frac{360}{365,25} \cdot n \right) \right] \quad (\text{I} - 2)$$

De même qu'il peut être effectué par la formule ci-après, qui est plus précise, issue d'un développement en séries de Fourier (Spencer, 1971) [7]

$$I = I_{cs} \left( \begin{array}{l} 1.000110 + 0.034221 \cos B + 0.001280 \sin B \\ + 0.000719 \cos 2B + 0.000077 \sin 2B \end{array} \right) \quad (\text{I} - 3)$$

Avec :

$$B = 360^\circ \frac{N - 1}{365} \quad (\text{I} - 4)$$



**Fig. I.7 Variations annuelles de l'irradiation quotidienne d'une surface réceptrice horizontale située hors atmosphère avec différentes latitudes.**

### I.3 La position du soleil :

Les ondes électromagnétiques provenant du soleil portent l'énergie, la projection de cette énergie dépend de l'orientation de la surface réceptrice. Pour récupérer le maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est primordiale.

#### I.3.1 Les coordonnées géographiques terrestres :

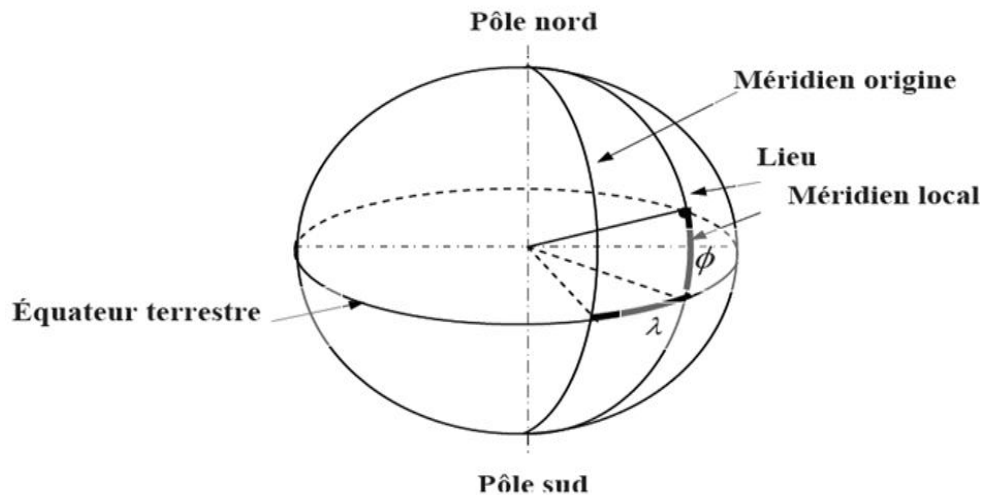
Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent de repérer un point sur la terre.

- **Latitude  $\phi$  :**

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre au point considéré. Sa valeur est positive dans l'hémisphère nord, et est négative dans l'hémisphère sud [14].

- **Longitude  $\lambda$  :**

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich. Sa valeur est positive à l'ouest et est négative à l'est du méridien origine [14].



**Fig. I.8 Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné [15].**

- **Méridien :**

Grand cercle de la terre passant par les pôles. Tous les points d'un même méridien ont évidemment la même longitude ; le méridien pris pour origine ( $0^\circ$ ) des longitudes est celui de Greenwich. Le plan méridien en un lieu est déterminé par ce lieu et par l'axe des pôles; sa trace au sol est parfois dénommée : méridienne. Le temps solaire vrai est identique, a une instante donnée, pour tous les points d'un même méridien [14].

### **I.3.2 Déclinaison $\delta$ :**

C'est l'angle formé par le vecteur Soleil-Terre avec le plan équatorial. Elle est due à l'inclinaison de l'axe des pôles terrestre par rapport au plan écliptique, ce qui est traduit par les différentes saisons. Elle varie au cours de l'année entre  $-23,45^\circ$  et  $+23,45^\circ$ . Elle est nulle aux équinoxes de printemps (21 mars) et d'automne (23 septembre), et maximale aux solstices d'été (22 juin) et d'hiver (22 décembre) [9].

La variation journalière de la déclinaison est d'environ de  $0,5^\circ$ . Elle est calculée par une équation simple approximative [7]:

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365}(284 + n)\right) \quad (\text{I-5})$$

Ou par une série de Fourier [7] :

$$\delta = \left( 0.006918 - 0.399912 \cos B + 0.070257 \sin B - 0.006758 \cos 2B + 0.000907 \sin 2B - 0.002697 \cos 3B + 0.00148 \sin 3B \right) \frac{180^\circ}{\pi} \quad (\text{I-6})$$

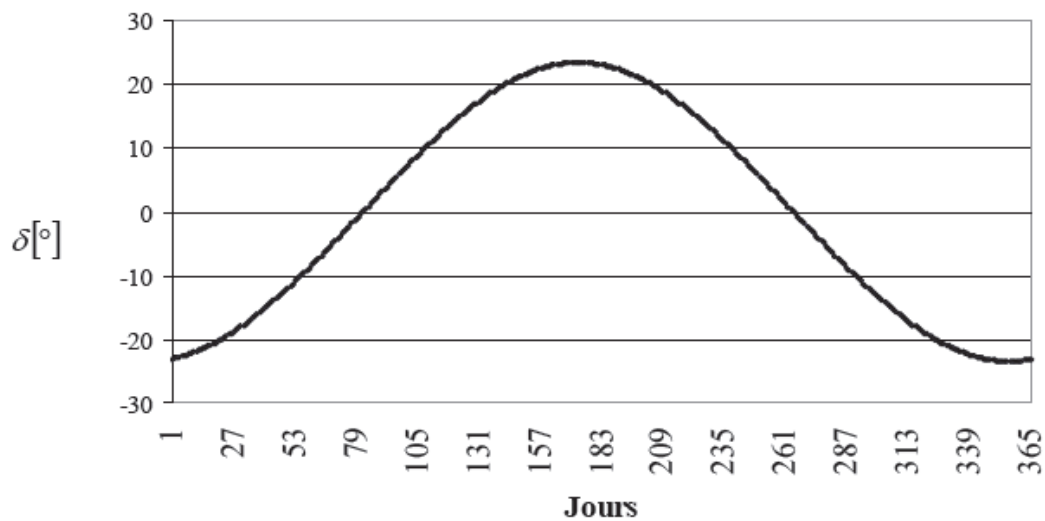


Fig. I.9 Variation annuelle de la déclinaison solaire.

### I.3.3 L'équation du temps ET :

C'est l'écart entre le temps solaire moyen TSM et le temps solaire vrai TSV selon le jour de l'année considéré [11] :

$$ET = TSV - TSM \quad (\text{I-7})$$

La figure I.9 montre la variation de ET durant l'année donnée par la formule suivante [7]:

$$ET = 0.258 \cos B - 7.416 \sin B - 3.648 \cos 2B - 9.228 \sin 2B \quad (\text{I-8})$$

Avec:

$$B = \frac{360(N-1)}{365.25} \quad (\text{I-9})$$

Où l'angle  $x$  est défini en fonction du numéro du jour  $n$ . Le décompte commence à partir du 1er janvier où  $n=1$ .

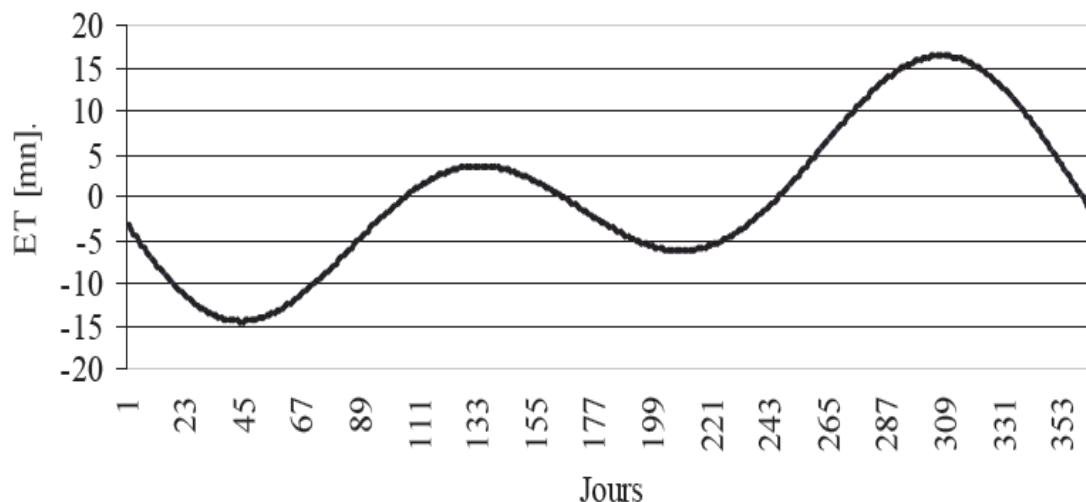


Fig. I.10 Variations annuelles de l'équation du temps.

### I.3.4 Le temps solaire vrai et l'angle horaire du soleil :

La notion du temps solaire vrai TSV a une liaison avec l'angle solide  $\omega$ , qui représente l'arc compris entre le rayonnement solaire incident et le plan méridien du lieu. Cet angle augmente de quinze degrés ( $15^\circ$ ) par heure. La valeur zéro degré ( $0^\circ$ ) est atteinte au passage du soleil à la verticale (zénith) du plan méridien (midi solaire vrai = 12 h TSV) [11].

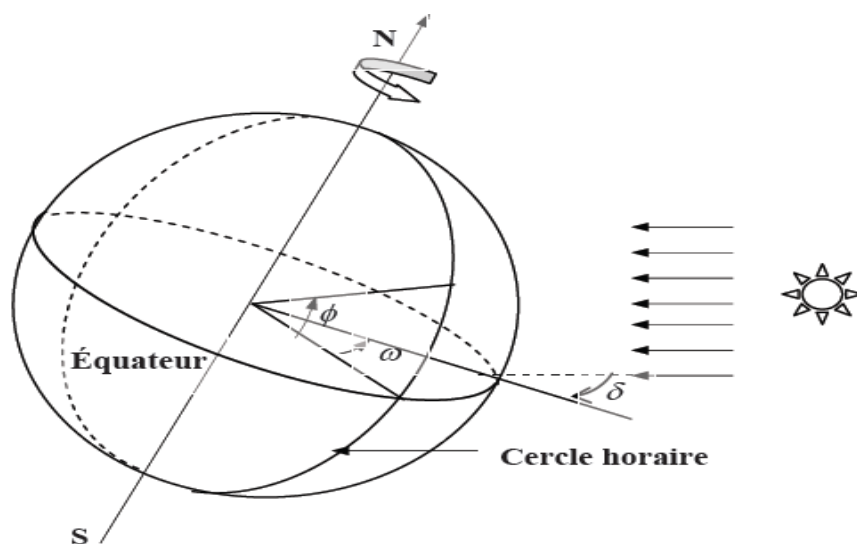


Fig. I.11 L'angle horaire et la déclinaison [9].

L'angle horaire est compté négativement avant midi TSV, et positivement après-midi.

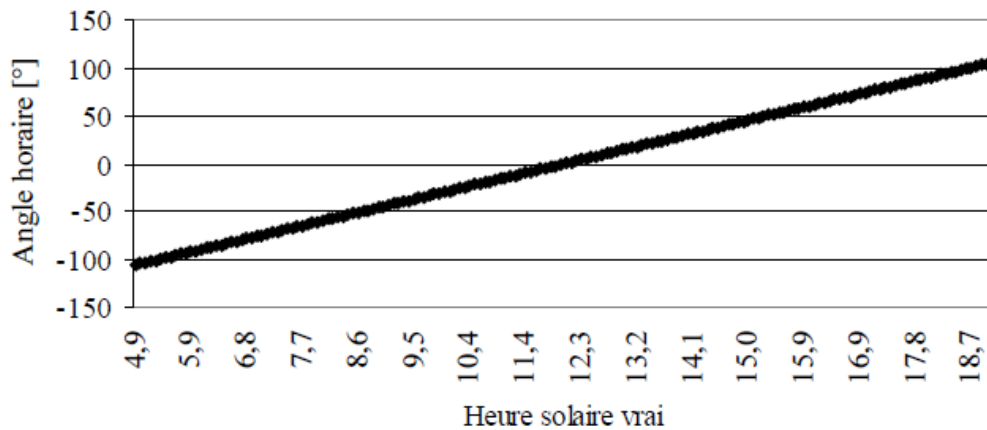


Fig. I.12 Variation journalière de l'angle horaire.

La relation directe entre TSV et l'angle horaire  $\omega$  du soleil est donnée par :

$$\omega = 15^\circ (\text{TS} - 12) \quad (\text{I-10})$$

Où  $\omega$  est mesuré en degrés et TSV en heures.

- **Le temps solaire moyen TSM :**

Temps défini par les coordonnées angulaires d'un soleil fictif qui serait animé d'une vitesse constante sur l'écliptique.

- **Le temps solaire vrai TSV :**

Temps défini par les différentes coordonnées angulaires du soleil. Il est lié au temps solaire moyen TSM par l'équation du temps ET avec un maximum de 16 minutes.

- **Le temps universel TU :**

Temps solaire moyen du méridien de Greenwich (GMT).

$$\text{TSV} = \text{TSM} + \text{ET} \quad (\text{I-11})$$

$$\text{TSM} = \text{TU} + \frac{\lambda}{15} \quad (\text{I-12})$$

On en déduit :

$$\omega = 15 \left( \text{TU} + \frac{\lambda}{15} + \text{ET} - 12 \right) \quad (\text{I-13})$$

Ou  $\omega$  et  $\lambda$  sont exprimés en degrés ( $\lambda$  positif pour les longitudes Est) TU et ET sont exprimés en heures et dixièmes.

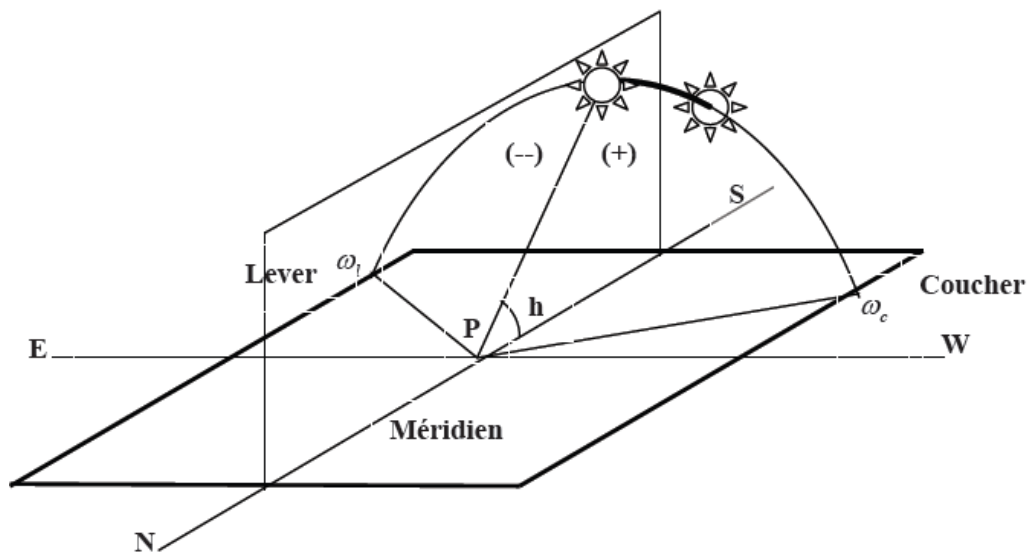


Fig. I.13 Angles solaires [14].

### I.3.5 Hauteur angulaire du soleil $h$ :

C'est l'angle formé par le plan horizontal du lieu d'observation avec la direction du soleil. Cette hauteur durant le jour peut varier de  $0^\circ$  (soleil à l'horizon) à  $90^\circ$  (soleil au zénith).

La hauteur angulaire du soleil  $h$  est alors donnée par la formule :

$$\sin h = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega$$

(I - 14)

Ou :

$\phi$  : Latitude du lieu

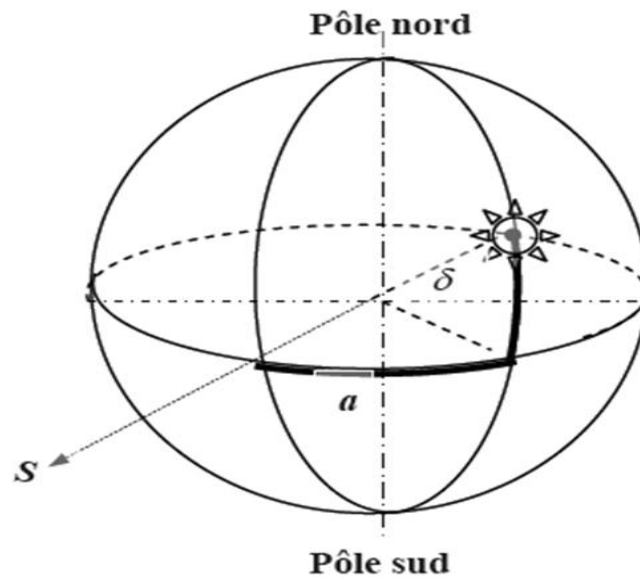
$\delta$  : La déclinaison du soleil

$\omega$  : L'angle horaire du soleil

### I.3.6 Azimut du soleil $a$ :

C'est l'angle compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil. La connaissance de l'azimut est importante pour le calcul de l'angle d'incidence des rayons sur

une surface non horizontale, l'azimut nul correspond  $\mathbf{a}$  la direction sud dans l'hémisphère nord et la direction nord dans l'hémisphère sud. L'orientation Est correspond a l'azimut  $\mathbf{a} = -90^\circ$ , et l'orientation Ouest a  $\mathbf{a} = +90^\circ$ .



**Fig. I.13 Représentation de la déclinaison et de l'azimut et la déclinaison [15].**

L'azimut  $\mathbf{a}$  est défini par les relations suivantes :

$$\sin a = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cosh} \quad (\text{I} - 15)$$

Ou :

$$\cos a = \frac{\sin \phi \sin h - \sin \delta}{\cos \phi \cosh} \quad (\text{I} - 16)$$

Ou bien :

$$\cos a = \frac{\sin \phi \cos \delta \cos \omega - \cos \phi \sin \delta}{\cosh} \quad (\text{I} - 17)$$

**I.3.7 Durée du jour :**

On peut déduire les heures de lever et de coucher du soleil à partir de la hauteur angulaire du soleil en posant  $\sin h = 0$  (soleil à l'horizon) dans l'équation (I-16). Ce qui donne :

$$\cos \omega_l = -\tan \phi \tan \delta \quad (\text{I-18})$$

Où :  $\omega_l$  est l'angle horaire du soleil à son lever (et, au signe près, à son coucher).

La durée du jour est obtenue à l'aide de la formule suivante :

$$dj = \omega_c - \omega_l \quad (\text{I-19})$$

En intégrant (I-13) dans (I-14), on obtient :

$$dj = \frac{2}{15} \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (\text{I-20})$$

**I.3.8 Décalage horaires :**

Les relations se rapportant au mouvement du Soleil utilisent le temps solaire TS qui diffère généralement du temps légal TL (heure des montres) du lieu considéré. Cette différence est liée à :

- La différence (fixée par chaque pays) entre l'heure légale TL et l'heure civile TCF correspondant au fuseau horaire adopté par le pays [11] :

$$C = TL - TCF \quad (\text{I-21})$$

L'heure civile TCF du fuseau horaire est égale au temps universel TU (temps solaire méridien

De Greenwich) augmentée de la valeur du décalage horaire fixe.

**I.3.9 Fuseau horaire :**

Secteur de la surface terrestre compris entre deux méridiens distants de  $15^\circ$  de longitude et pour lequel, par convention, l'heure indiquée par le fuseau diffère d'un nombre entier d'heures de celle indiquée par le temps universel.

a ce concept est lié celui de la ligne de changement de date. L'heure légale d'un pays est généralement rattachée à l'heure du fuseau recouvrant la majorité de ce pays [9].

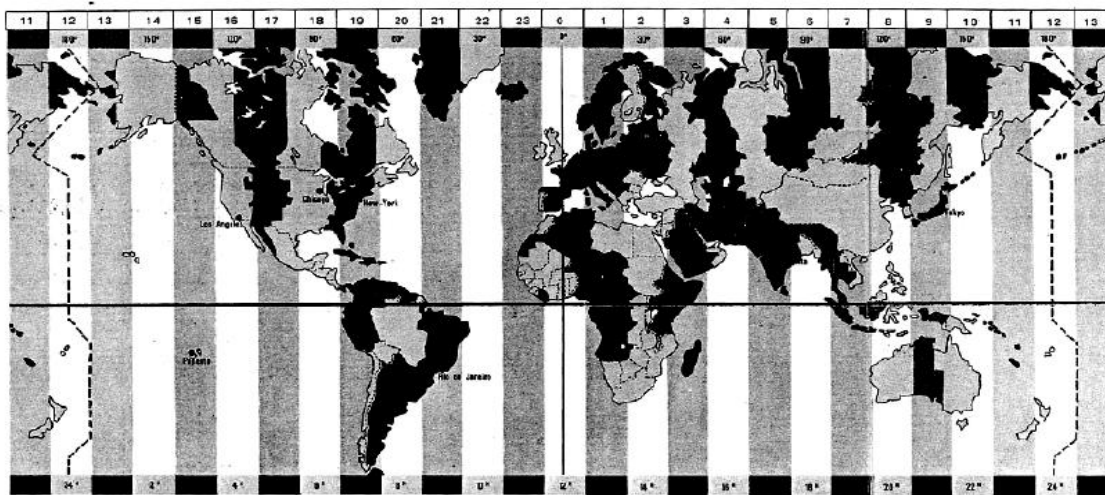


Fig. I.15 Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [11].

#### I.4 Eclairage d'un récepteur plan :

Le coefficient d'incidence  $\cos \gamma$  est l'angle formé par le rayonnement solaire incident avec la perpendiculaire issue de la surface considérée. Ce coefficient est défini d'une part par la hauteur du soleil et son azimut et d'autre part par l'orientation (points cardinaux) et l'inclinaison  $i$  du plan récepteur. Ainsi, chaque plan récepteur peut être défini par un couple de valeurs, soit  $(O, i)$ . L'orientation est négative vers l'Est et est positive vers l'Ouest, Quant à l'inclinaison, elle est égale à  $0^\circ$  pour un plan horizontal et  $90^\circ$  pour un plan vertical. Si le coefficient d'incidence est négatif, la surface du plan considéré ne reçoit pas de rayon solaire direct.

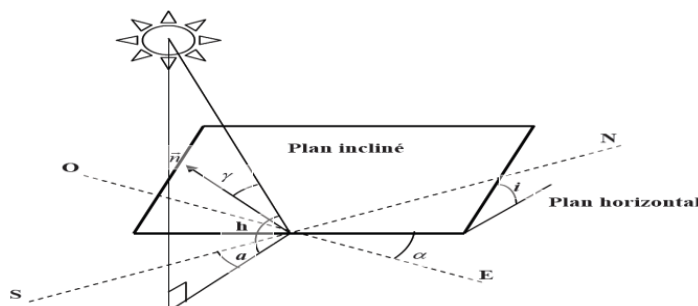


Fig. I.16 Inclinaison et orientation d'une surface réceptrice [14].

L'inclinaison sur l'horizontale est désignée par l'angle compris entre  $0^\circ$  et  $90^\circ$  et par le plan azimutal  $\alpha$  compris entre  $-180^\circ$  et  $0^\circ$  vers l'Est et entre  $0^\circ$  et  $180^\circ$  vers l'Ouest.

L'éclairement lumineux ( $W/m^2$ ) est maximal lorsque le rayonnement est perpendiculaire au plan ( $\gamma = 0$ ). L'angle d'incidence  $\theta$  augmente jusqu'à être le rayonnement à incidence rasante ( $\gamma = 90$ ).

L'éclairement perpendiculaire à un plan, peut être calculé par la formule [14] :

$$S = I_{DN} \cos \gamma \quad (\text{I} - 22)$$

L'angle d'incidence  $\gamma$  est défini par les variables  $a$ ,  $h$ ,  $\alpha$  et  $i$  et peut être calculé par [14] :

$$\cos \gamma = \cos h \sin i \cos(a - \alpha) + \sin h \cos i \quad (\text{I} - 23)$$

Le rayonnement solaire est ainsi composé de deux types de rayonnement (la proportion du rayonnement dû à l'albédo étant très faible) :

#### **I.4.1 le rayonnement solaire direct :**

Défini comme étant le rayonnement provenant du seul disque solaire, Il est donc nul lorsque le soleil est occulté par les nuages. et est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications. L'éclairement solaire direct sur un plan horizontal peut être déterminé à partir plusieurs équations : symbole  $S$  [ $w/m^2$ ]

#### **I.4.2 le rayonnement solaire diffus :**

Correspondant au rayonnement dispersé dans l'atmosphère par la brume, le ciel lui-même, et les nuages. Le rayonnement solaire diffus n'est donc nul que la nuit. Eclairement énergétique solaire dirigé vers le sol reçu par une surface horizontale, provenant de tout l'hémisphère partir de l'angle solide limité au disque solaire. Symbole :  $D$  [ $W/m^2$ ].

#### **I.4.3 l'albédo:**

Est la partie réfléchi par le sol. Dépend de l'environnement du site. La neige par exemple renvoie énormément de rayons solaires alors qu'un asphalte n'en renvoie pratiquement aucun, il faudra tenir en compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés. On définit l'albédo comme le rapport réfléchi au sol par une surface et l'énergie incident par le soleil.

Le tableau suivant donne quelques valeurs de l'albédo pour divers types de sols .

Nature du sol	Albédo (%)	Nature du sol	Albédo (%)
Terre végétale	10 à 25	Neige fraîche	80 à 90
Sèche	8 à 9	Béton	3 à 55
Terre végétale	18 à 40	Aluminium poli	85
Humide	9 à 18	Eau	07
Sable sec	15 à 26	Sol calcaire	14
Sable humide	19 à 32	Goudron	13
Herbe verte	12 à 15	Brique sombre	27

Tableau I-2 : Valeurs de l'albédo pour divers types de sols.

#### I.4.4 Le rayonnement solaire global :

Est alors la somme des trois types de rayonnements direct et diffus et albédo dont l'intensité est variable d'un endroit à un autre et d'une heure à l'autre . Eclairage énergétique solaire reçu par une surface horizontale à partir d'un angle solide Symbole :  $G[W/m^2]$ ..

$$G = S + D + \text{albédo} \quad (\text{I} - 24)$$

$$G = I_{DN} \cos \gamma + \text{albédo} \quad (\text{I} - 25)$$

L'énergie  $G^*$  emmagasinée pendant le temps  $t$  est obtenue grâce à la formule suivante :

$$G^* = \int_0^t G dt \quad (\text{I} - 26)$$

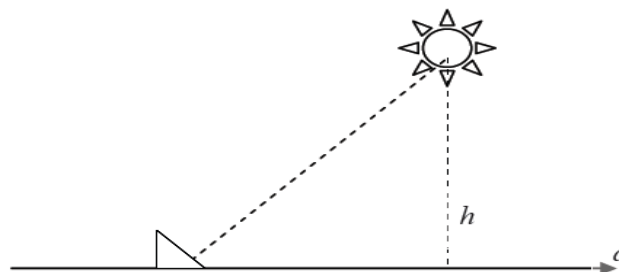


Fig. I.17 Représentation dans le plan azimutale des coordonnées  $(a, h)$  du soleil dans le cas d'un capteur situé dans l'hémisphère nord [14].

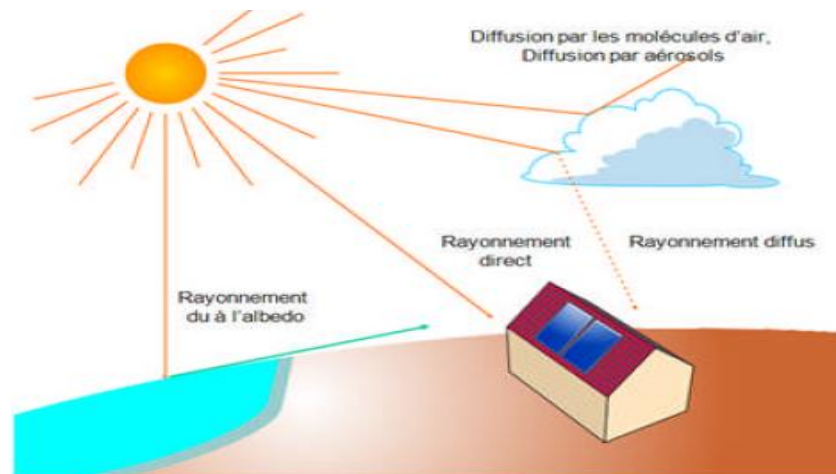


Fig. I.18 Composantes du rayonnement solaire.

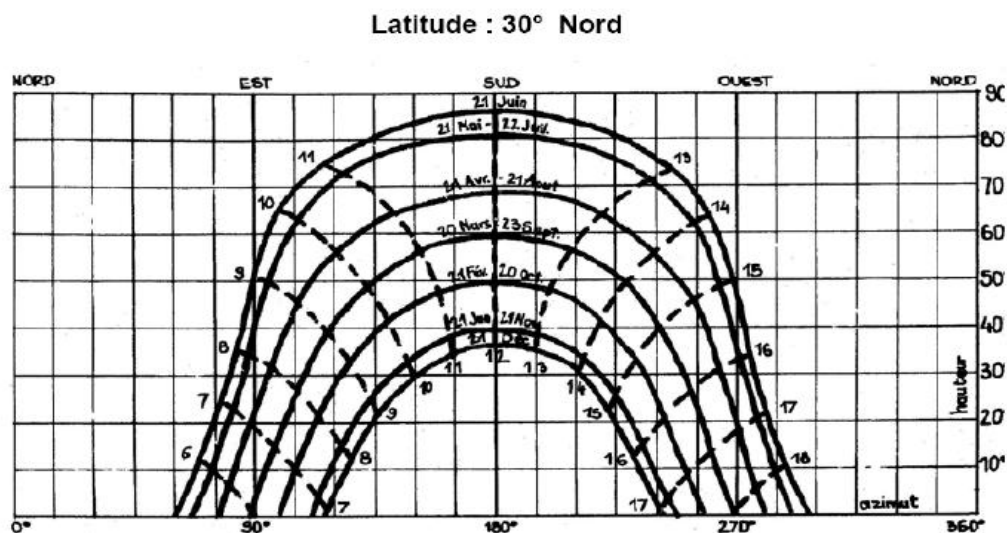


Fig. I.19 Diagramme solaire [11].

L'intérêt du diagramme solaire d'un point de vue énergétique est de renseigner rapidement sur l'effet de masque dû à un obstacle (immeuble, ... etc.) pouvant occulter le soleil pendant une partie du temps.

#### I.4.5 Instrument de mesure d'éclairement :

##### I.4.5.1 Pyranomètre :

Un Pyranomètre est un capteur de flux thermique utilisé pour la mesure de la puissance du rayonnement solaire total en watts par mètre carré. Il est sensible dans un domaine spectral de 300 à 2500 nanomètre, il est notamment utilisé en météorologie. Le Pyranomètre est utilisé,

par exemple, lors de la mesure de rayonnement solaire en serre, évalué en comparaison de la valeur du rayonnement en extérieur pour estimer les pertes d'énergie directe lors de la traversée des toitures. L'unité du rayonnement est le watt par mètre carré ( $W/m^2$ ).

#### **I.4.5.2 Radiomètre :**

Un radiomètre est un instrument qui permet de mesurer l'intensité du flux de rayonnement électromagnétique, dans différents domaines de longueurs d'onde, tels que l'ultraviolet, la lumière visible et l'infrarouge. Si la mesure du rayonnement est effectuée en fonction de la longueur d'onde, l'instrument est spectroradiomètre. Les radiomètres sont notamment utilisés en météorologie.

#### **I.4.5.3 Héliographe :**

L'héliographe est un instrument qui permet de mesurer la durée de l'insolation en un point de la surface, On distingue :

- l'héliographe statique : il comporte deux cellules photovoltaïques dont l'une mesure le rayonnement direct et l'autre le rayonnement diffus.
- Les héliographes dynamiques : équipés d'une partie, ils peuvent analyser la différence entre luminance du ciel et celle du soleil.

#### **I.4.5.4 Solarimètre SL200 :**

En complément d'applications environnementales, et en parallèle du développement des énergies renouvelables, SL200 permet de contrôler en test ou sur site des équipements à base de capteurs thermique ou photovoltaïque .grâce à sa grande capacité de mesure et de stockage SL200 devient un outil de contrôle de d'investigation particulièrement adapté. SL200 est un appareil portable autonome qui mesure et affiche. L'éclairement énergétique ou irradiation pour des mesures ponctuelles  $W/m^2$ .

SL200 traite l'intensité de l'énergie émise par le rayonnement solaire en un point donnée de la surface terrestre expression de l'énergie solaire et grandeurs physiques associées, l'éclairement énergétique ou le flux énergétique solaire reçu par unité de surface , il s'exprime en  $W/ m^2$

L'exposition énergétique ou irradiation globale est la quantité d'énergie reçue par unité de surface : c'est le produit de l'éclairement énergétique par la durée d'irradiation, il s'exprime en  $W/m^2$

#### I.4.6 L'effet de l'atmosphère sur le rayonnement solaire :

Lors de son trajet à travers l'atmosphère, le rayonnement solaire subit diverses influences :

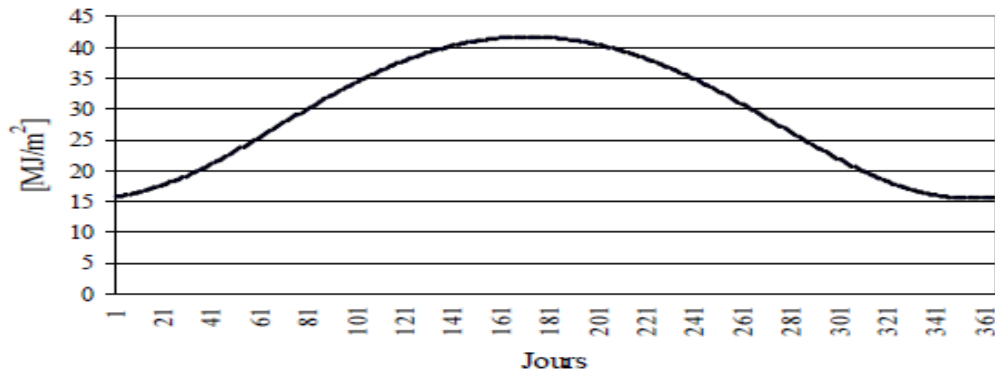
1. Diffusion par les molécules composant les gaz atmosphériques (diffusion de Rayleigh, Mie). Elle affecte les courtes longueurs d'onde du spectre solaire (loi de variation en  $\lambda^{-4}$ ) ; ce qui explique la couleur bleue du ciel.
2. Absorption par les gaz atmosphériques (oxygène,  $O_3$ ) dans le domaine des courtes longueurs d'ondes (vapeur d'eau...) et dans celui des grandes longueurs d'onde (gaz carbonique...).
3. Diffusion par les aérosols est les microparticules en suspension dans l'atmosphère, ainsi que par les microcristaux et les gouttelettes constituant les nuages. Là, toutes les longueurs d'ondes sont affectées, ce qui cause parfois des troubles atmosphériques.

#### I.4.7 Energie reçue par une surface horizontale située à l'extérieur de l'atmosphère :

L'intégration de la formule (I – 2) entre le lever et le coucher du soleil, permet d'estimer l'irradiation (énergie) reçue par une surface réceptrice horizontale, hors atmosphère, ce qui donne la formule suivante [14] :

$$I_0 = \frac{24}{\pi} I_{sc} \left[ \frac{\pi}{180} \omega_l \sin \phi \sin \delta + \sin \omega_l \cos \phi \cos \delta \right] \quad (\text{I} - 27)$$

$I_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$  : valeur moyenne de la constante solaire.



**Fig. I.23** Variation de l'énergie extraterrestre reçue par une surface horizontale.

## I.5 Estimation de l'éclairement solaire :

### I.5.1 Définition :

L'éclairement solaire est défini comme étant la puissance ( $\text{W/m}^2$ ) reçue par unité de surface réceptrice plongée dans un flux énergétique. L'énergie solaire (constance solaire moyenne à l'entrée de l'atmosphère,  $1367 \text{ W/m}^2$ ) subit une dégradation lorsqu'elle traverse l'atmosphère, une partie seulement de cette énergie est disponible au sol. Ce rayonnement solaire se décompose en deux parties principales qui sont le rayonnement solaire direct ( $I_{\text{DN}}$ ) et le rayonnement solaire diffus (D). La somme de ces deux rayonnements est appelée : rayonnement solaire global (G). :

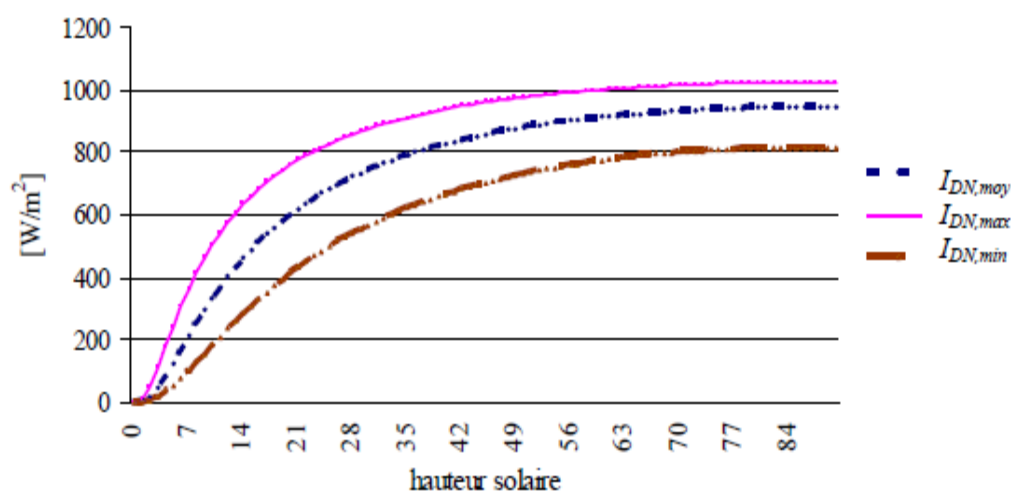
### I.5.2 La variation de l'éclairement solaire direct normal selon les conditions climatiques :

- 1.  $I_{\text{DN}}$  diminue de 3 à 5% lorsque, à hauteur angulaire égale. L'épaisseur de l'eau condensable varie du simple au double.
- 2.  $I_{\text{DN}}$  diminue d'environ  $100 \text{ W/m}^2$  lorsque  $\beta$  varie de 0,05 à 0,15 pour des hauteurs du soleil comprises entre 10 et  $90^\circ$ .
- 3.  $150 \text{ W/m}$  si  $\beta$  varie de 0,10 à 0,20.

Ces expressions empiriques ont été obtenues par analyse de nombreuses mesures météorologiques réalisées (C. Perrin de Brichambaut) :

Condition de troubles	$I_{DN}$ [ $w/m^2$ ]	$G$ [ $w/m^2$ ]
Conditions normales	$1230 \exp \left[ -\frac{1}{3,8 \sin(h+1.6)} \right]$	$1130 (\sinh)^{1.15}$
Ciel très pur	$1210 \exp \left[ -\frac{1}{6 \sin(h+1)} \right]$	$1080 (\sinh)^{1.22}$
Zone industrielle	$1260 \exp \left[ -\frac{1}{2,3 \sin(h+3)} \right]$	$995 (\sinh)^{1.25}$

Tableau. I.2 Expressions empiriques des éclairements solaires par, ciel clair mais pour trois Conditions de troubles en fonction la hauteur solaire [14].



La figure I.24 Montre la variation de l'éclairement solaire direct en fonction de l'hauteur solaire pour des différentes conditions de troubles [14].

### I.5.3 Masse d'air :

La définition la plus simple de la masse d'air est le parcours relatif d'un rayon de lumière solaire à travers l'atmosphère.

La variation de la densité de l'air doit être connue. En tenant compte de la courbure de la Terre, et la réfraction de l'atmosphère, Kasten [15] a trouvé une formule dérivée de

$$\text{l'équation : } m = \frac{1}{\rho_0 z_0} \int_0^{\infty} \left[ 1 - \left( \frac{r_e}{r_e - z_0} \right)^2 \left( \frac{n_0}{n} \right)^2 \sinh \right]^{-\frac{1}{2}} \rho dz \quad (\text{I} - 28)$$

$h$  : Hauteur du soleil

$\rho$ : Masse volumique,  $\rho = \rho(z)$  et  $\rho_0 = \rho(0)$

$n$  : Indice de réfraction,  $n = n(z)$  et  $n_0 = n(0)$

$z_0$  : Hauteur de l'atmosphère homogène

$r_e$  : Rayon de la terre.

#### I.5.4 Trouble atmosphérique :

Dans la méthode de Linke, on introduit le facteur de trouble total  $T_L$ , défini comme le nombre atmosphérique pures et sèches (sans aérosol, ni vapeur d'eau, ni nuage) c'est-à-dire la manifestation uniquement l'absorption et la diffusion les constituants de l'atmosphère (O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, gaz rares, ...)

Le facteur de trouble Linke TL permet une évaluation de l'extinction atmosphérique par les gaz et l'aérosol selon la formule suivante [14] :

$$T_L = 2.4 + 14.6\beta + 0.4(1 + 2\beta)\ln P_v \quad (\text{I} - 29)$$

#### I.6 Estimation solaire instantanée :

L'éclairement solaire direct S sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs méthodes en fonction des données disponibles.

Nous avons comparé les efficacités géométriques de différents collecteurs en examinant la constance avec laquelle chacun d'eux recueille l'énergie solaire pendant une journée ou un an, indépendamment de leurs dimensions, de l'énergie reçue, de la concentration, et de l'utilisation ultérieure du flux capté. Nous avons pour cela choisi l'heure équivalente comme unité d'énergie.

Nous avons considéré cinq (5) types fondamentaux :

- Capteur asservis sur le soleil,
- Capteur fixe
- miroir cylindrique fixe à facettes
- capteur mobile autour d'un axe (miroir Cyllindro-Parabolique par exemple),

- miroir sphérique fixe.

Nous avons tenu compte de l'absorption différentielle de l'atmosphère, en considérant une atmosphère moyenne et sans nuages.

### I.6.1 Calcul le rayonnement solaire Direct normal :

Le rayonnement solaire direct arrive à traverser l'atmosphère mais subit malgré tout atténuation de son intensité. Le calcul ce rayonnement suit des différents méthodes parmi ces méthode :

- La pression atmosphérique en fonction de l'altitude du point local [15]

$$P_{am} = P_0 \left(1 - 2.26z / 10^{-5}\right)^{5.26} \quad (\text{I} - 30)$$

$z$  : Altitude en mètre.

Définition de la pression de la vapeur saturante  $P_{vs}$  [15], le taux moyen d'humidité relative et  $\overline{HR}$  la pression partielle de vapeur d'eau  $P_v$  :

$$P_{vs} = 2.165 \left(1.098 + \frac{T_{amb}}{100}\right)^{8.02} \quad (\text{I} - 31)$$

$$P_{vs} = 661 \exp\left(\frac{T_{amb}}{0.059T_{amb} + 13.706}\right) \quad (\text{I} - 32)$$

$$\overline{HR} = 50\%$$

$$P_v = P_{vs} \overline{HR} \quad (\text{I} - 33)$$

$T_{amb}$  : Température de l'air en °C.

- La masse d'aire optique relative  $m$  d'ou en découle l'épaisseur optique de Rayleigh ER qui détermine l'atténuation due a la diffusion, la solution de l'équation (I- 28) a été faite par Kasten [20]

$$m = \frac{P_{am}}{P_0 \sinh + 1519,75(3,885 + h)^{-1.253}} \quad (\text{I} - 34)$$

Où Dans l'atlas solaire, Capderou [13] a utilisé la formule suivante:

$$m = \frac{1}{\sinh + 9,40 \cdot 10^{-4} (\sinh + 0,0678)^{-1,253}} \quad (\text{I} - 35)$$

$$E_R = \frac{1}{0,9m + 9,4} \quad (\text{I} - 36)$$

Où h est la hauteur du soleil en degré.

- Le facteur de trouble de Linke :

$$T_L = 2,4 + 14,6\beta + 0,4(1 + 2\beta) \ln P_V \quad (\text{I} - 37)$$

Où  $\beta$  est le coefficient de trouble atmosphérique qui prend les valeurs de :

$\beta$  : 0,02 pour un lieu en montagne

$\beta$  : 0,05 pour un lieu rural

$\beta$  : 0,10 pour un lieu urbain

$\beta$  : 0,20 pour un lieu industriel (atmosphère polluée).

Le rayonnement solaire sur un plan récepteur normal à ce rayonnement vaut donc :

$$I_{DN} = I_{SC} \exp(-E_R m T_L) \quad (\text{I} - 38)$$

En simplifier l'obtention :

$$I_{DN} = I_{SC} \exp\left(-\frac{T_L}{0,9 + 9,4 \sinh}\right) \quad (\text{I} - 39)$$

### 1.6.2 Calcul le rayonnement solaire diffus :

Le rayonnement solaire diffus arrive sur le plan récepteur après avoir été réfléchi par les nuages, les poussières, les aérosols et le sol, on suppose que le rayonnement solaire diffus n'a pas une direction bien déterminé, l'orientation du plan récepteur n'a pas importance, seul l'inclinaison en tenir compte [14].

$$D = 125 \sin(h)^{0.4} \left( 1 + \frac{\cos i}{2} \right) + 211,86 \sin(h)^{1,22} \left( \frac{1 - \cos i}{2} \right) \quad (\text{I} - 40)$$

Ou par l'utilisation de la corrélation suivante en l'absence de toute mesure [16] :

$$D = 54,8 \sqrt{\sin(h)} [TL - 0,5 - \sqrt{\sin(h)}] \quad (\text{I} - 41)$$

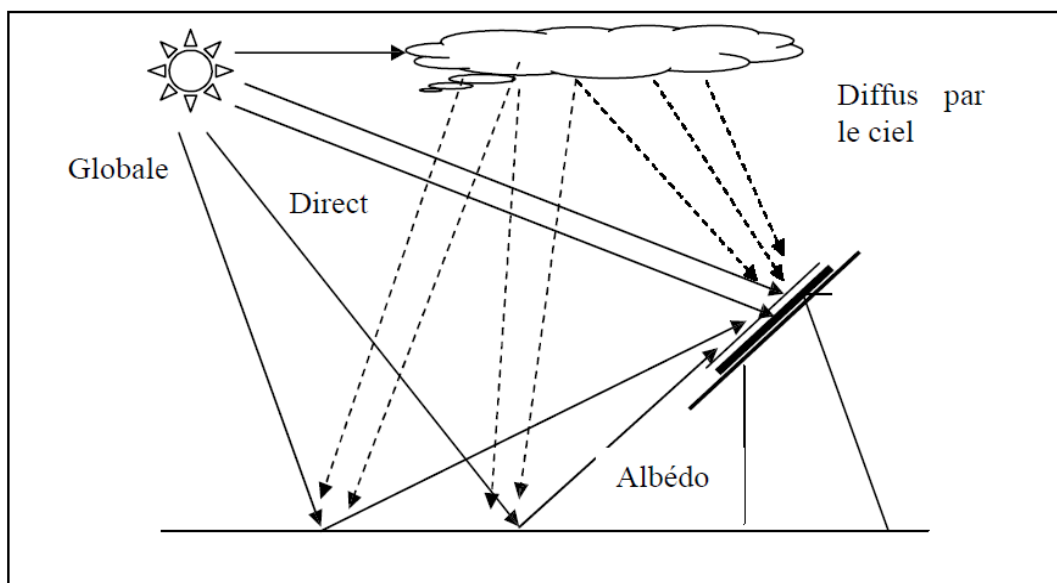
### I.6.3 Calcul le rayonnement solaire global :

Est tout simplement la somme de ces diverses contributions (direct + diffus + albédo) comme la montre la figure ci-dessous : [14]

$$G = S + D + \text{albédo} \quad (\text{I} - 42)$$

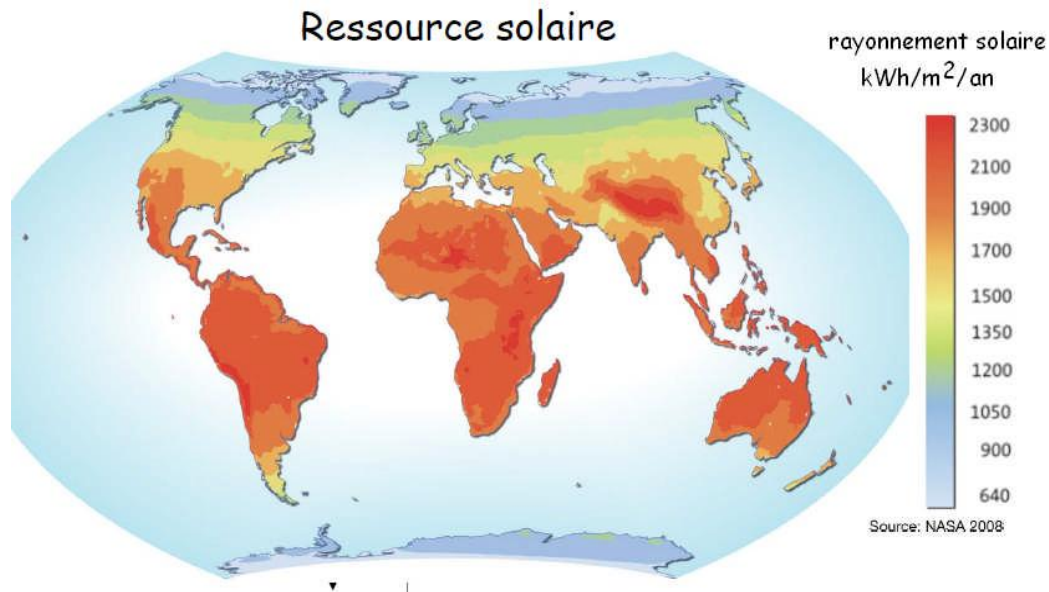
Ou S est la valeur de rayonnement solaire direct sur un plan récepteur qui égal à :

$$S = I_{DN} \cos \gamma \quad (\text{I} - 43)$$



**Fig I-25: Transmission du rayonnement.**

L'énergie solaire effective reçue est alors mesurée sur l'année en énergie thermique pour un emplacement donné. Les pays du sud de la Méditerranée ont un grand potentiel tel que démontré dans la figure :



**La figure I.26 Rayonnement solaire annuel en [kWh/m<sup>2</sup>/an]**

Par exemple le gisement solaire moyen en France est d'environ 1500kWh/m<sup>2</sup>/an, alors que dans les zones arides de notre Sahara algérien il est de l'ordre de 2700 kWh/m<sup>2</sup>/an [16]

Les régions désertiques du globe (grand Sahara, sud-ouest des Etats-Unis d'Amérique, Australie, Afrique du Sud) recevant jusqu'à 2900 kWh/m<sup>2</sup>/an de rayonnement direct fournissent largement la surface nécessaire à une production massive d'énergie par les technologies à concentration [7].

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence spatiale allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen [17][18]. La puissance solaire maximale en tout point de notre pays est d'environ 1KW/m<sup>2</sup>. L'énergie journalière maximale moyenne (ciel clair, mois de juillet) dépasse les 6KW/m<sup>2</sup> et l'énergie annuelle maximale est de l'ordre de 2500 KW/m<sup>2</sup> [19].

### **I.7 Rayonnement en Algérie :**

L'Algérie possédant un gisement solaire important, de part son climat, la puissance solaire maximale en tout point de notre pays est d'environ 1Kw/m<sup>2</sup>. L'énergie journalière maximale moyenne (ciel clair, mois de juillet) dépasse les 6Kw/m<sup>2</sup> et l'énergie annuelle maximale en Algérie est de l'ordre de 2500 Kw/m<sup>2</sup>.

L'ensoleillement reçu annuellement en Algérie par région climatique est donné dans le

Tableau : (Ministère de l'énergie et des Mines)

Régions	littoral	Haut plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energy moyen recue ( kwh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

**Tableau. I.3 L'ensoleillement reçu annuellement en Algérie par région climatique**

### I.8 Conclusion :

L'étude du rayonnement solaire s'avère nécessaire pour le choix du meilleur site en vue d'une installation d'un système de captation solaire. Le rayonnement reçu par un capteur solaire dépend également du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil .Un capteur solaire fixe reçoit le maximum d'énergie lorsqu'il est orienté vers le sud et est incliné selon un angle pratiquement égal à la latitude du lieu. Par exemple les capteurs installés à Laghouat sont inclinés de 33 °.L'énergie solaire est une source d'énergie propre et inépuisable. Compte tenu de son potentiel énorme, le solaire à concentration se développe aujourd'hui dans plusieurs pays, en particulier dans le sud-ouest des Etats-Unis et en Espagne où de très nombreux projets sont en cours de réalisation. Les puissances électrique produites par les centrales solaires se situent actuellement de 10 à 300MWe plus faible comparés à celles des centrales thermiques nucléaires 800 à 1600 MW. Mais ces projets génèrent des milliers d'emplois ainsi qu'une énergie propre et durable.

## II.1 Introduction

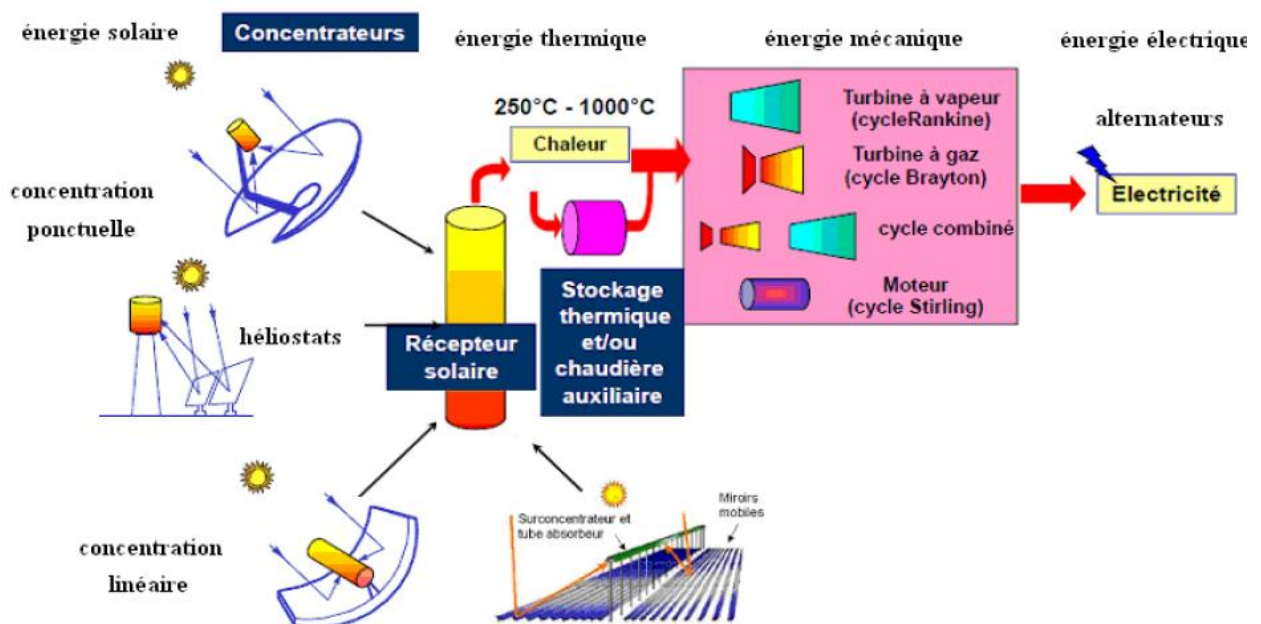
Dans beaucoup de régions du monde, un kilomètre carré de terrain suffirait à générer jusqu'à 120 GWh d'électricité par an, grâce à la technologie des centrales solaires. Cette énergie est équivalente à la production annuelle d'une centrale classique de 50 MW [5].

L'énergie solaire thermodynamique est une technologie permettant l'exploitation des rayons du soleil pour produire de la chaleur. La solaire thermodynamique fonctionne par le biais de cycles thermodynamiques (fluide) grâce à des chaudières à gaz, chaudières à vapeur ou chaudières à cycles combinés, pour transformer la chaleur en énergie mécanique (turbines) puis électrique (alternateurs).

Dans le cadre de ce travail nous nous intéresserons aux technologies de la Solaire thermodynamique à Concentration.

## II.2.Principe de la solaire thermodynamique

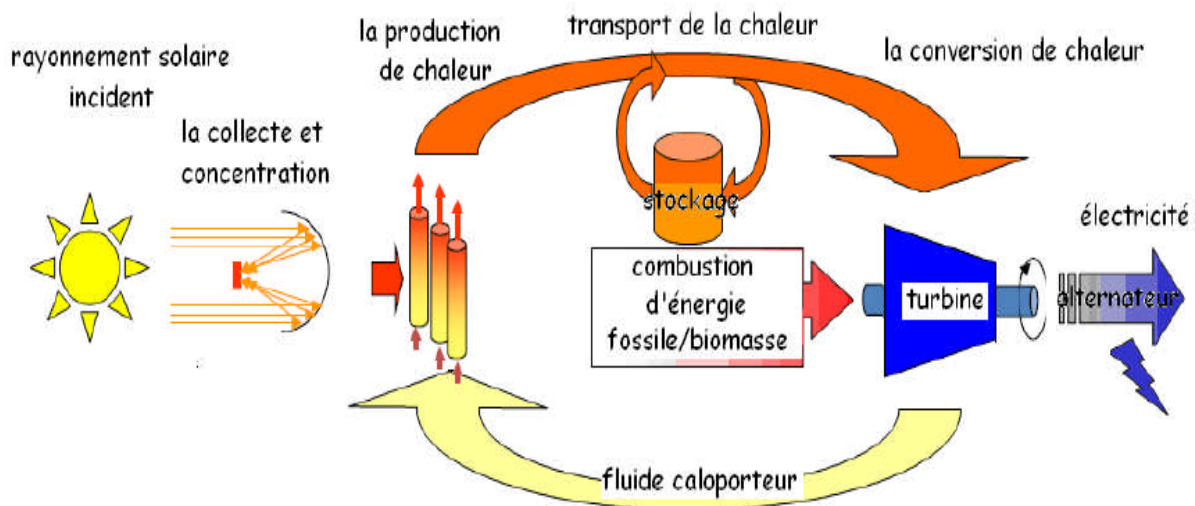
La production d'électricité à partir du rayonnement solaire n'est pas un processus direct. Le principe est de produire des températures exploitables pour les dispositifs thermodynamiques de conversion de l'énergie thermique en énergie mécanique puis électrique. Pour cela, le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne.



figII.1 Schéma global de la solaire thermodynamique

Mais quelle que soit la solution technologique retenue pour la captation des flux solaires ou la transformation de chaleur en électricité, on distingue les blocs fonctionnels interagissant entre eux par le choix du ou des fluides thermodynamiques [20] :

- 1- La collecte et la concentration par le capteur du flux solaire sur le récepteur pour chauffer le fluide caloporteur.
- 2- Absorption sur les parois du récepteur, transformation en chaleur (production de chaleur)
- 3- transport et éventuellement stockage de chaleur (vapeur d'eau ou autre fluide caloporteur selon la température de source chaude et le système utilisé).
- 4- La conversion de chaleur en électricité à partir d'un cycle thermodynamique.



**fig II.2 :** Principe d'une centrale solaire thermodynamique

Le capteur solaire ou collecteur est le composant de base du champ solaire. Il est composé d'un réflecteur (miroir), d'une structure métallique, d'un récepteur et du système de poursuite solaire. Un réflecteur (miroir) est composé de verre pauvre en fer. 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. La fonction du récepteur est d'absorber l'énergie solaire concentrée, de transférer la chaleur vers le fluide de transfert et de limiter les pertes thermiques (rayonnement et convection). L'intensité de la concentration du collecteur est définie par le facteur (ou taux) de concentration (géométrique)  $C$ . Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte au récepteur (foyer) sera importante.

$$C = \frac{\text{surface du réflecteur}}{\text{surface du récepteur}} = \frac{A_{ref}}{A_r} = \text{concentration}$$

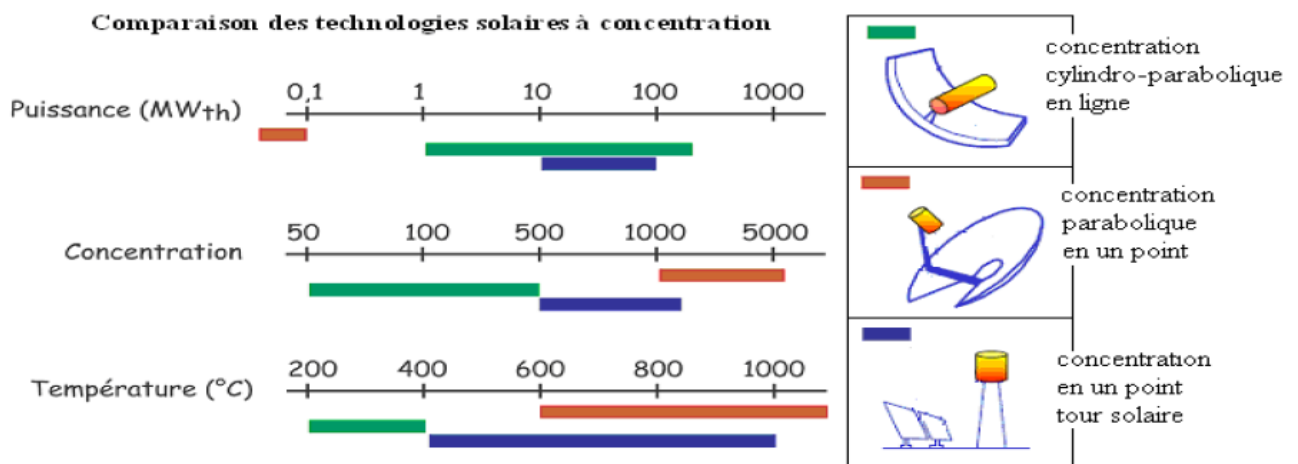
Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels.

Ces dispositifs se distinguent par leurs dimensions élémentaires, donc leur puissance, leurs performances optiques (concentration) et thermiques (température) :

Parmi les dispositifs optiques existant pour la concentration des rayons du soleil, nous ne considérons ici que ceux retenus à une mise en œuvre industrielle pour des puissances moyennes ou fortes et qui conduisent à la production de chaleur à une température supérieure à 250 °C. Ainsi, c'est généralement des surfaces réfléchissantes constituées de miroirs qui sont utilisés. La nature géométrique des surfaces et la complexité des structures supportant les miroirs définissent les systèmes concentrateurs.

- Les trois systèmes à concentration les plus importants pour l'application à grande échelle de l'énergie solaire se distinguent par leurs dimensions élémentaires, (donc leur puissance), leurs performances optiques (concentration)

Ces caractéristiques principales sont indiquées dans la figure [21]:



figII.3 Comparaison des technologies solaires à concentration

### II.2.2 Les fluides caloporteurs

Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible, impose la technologie et les matériaux du récepteur et conditionne la possibilité du stockage. Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique (on fait dans ce cas l'économie d'un échangeur) [22]. 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 sont de très bons fluides de stockage.
- **Les fluides organiques** (butane, propane, etc.) qui ont une température d'évaporation basse.
- **L'eau liquide** fluide de transfert idéal, offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique
- **Les gaz** (hydrogène ou l'hélium) sont utilisés comme fluides thermodynamiques
- **L'air** est utilisé classiquement comme fluide de travail dans une turbine à gaz. L'air peut aussi être utilisé comme caloporteur seulement.

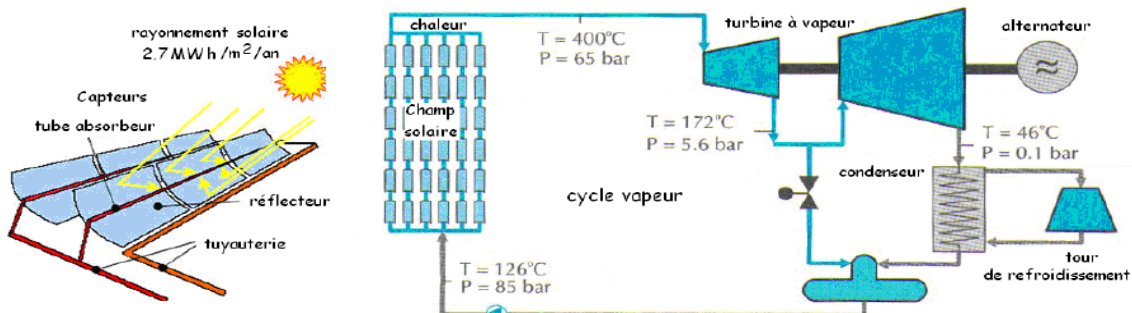
### II.3 Les différentes technologies des centrales solaires thermodynamiques

#### II.3.1 Technologie à capteur cylindro-parabolique :

L'installation typique est constituée de trois éléments principaux :

le champ solaire, le système de transfert de la chaleur (génération de vapeur) et

le système de génération électrique :



figII.6 : Schéma d'une centrale cylindro-parabolique

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation: la radiation solaire y est transformée en énergie thermique. Le champ solaire est l'ensemble des capteurs solaires connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. Le facteur de concentration pour un capteur cylindro-parabolique est de l'ordre de 80.

Les collecteurs (capteurs) cylindro-paraboliques sont de longs miroirs (composés de verre pauvre en fer recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure et d'un enduit spécial de protection) cylindriques qui concentrent les rayons sur une ligne (tube absorbant) et qui permet d'élever sa température jusqu'à 500°C.

La taille du champ solaire (ou champ de miroirs) dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie. Les collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud, et disposent d'un système mono axial de suivi du soleil (tracker) dans la direction est-ouest. Le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du capteur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au Réflecteur. L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tuyau métallique l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide (huile synthétique par exemple) qui circule à l'intérieur du tuyau (tube), est chauffé à une température supérieure à 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de la vapeur d'eau à hautes températures et pressions. La vapeur produite est ensuite intégrée dans un cycle thermodynamique générant de l'énergie électrique au moyen d'un (ou de plusieurs) alternateurs couplés à une (ou à plusieurs) turbines à vapeur.

### **II.3.1.1 Centrales solaires cylindro-paraboliques (étude bibliographique):**

C'est le procédé solaire qui a produit le plus d'électricité sur Terre (plus de 500 MWe) et c'est la solution commerciale actuelle la plus sûre [23]. En effet, Les centrales solaires cylindro-paraboliques représentent 94 % des centrales actuellement en activité.

Leur utilisation et leur exploitation commerciale remonte aux années 1980 aux Etats-Unis où la compagnie américano israélienne Luz International a commencé à construire 9 centrales cylindro-parabolique en série dans le désert Californien. Mais c'est fin 2009 qu'environ 800 MWe de puissance électrique sont produites par ce groupe de centrales SEGS et raccordée au réseau californien.

Ce système SEGS utilise de nombreuses rangées de capteurs cylindro-paraboliques réfléchissants posés en rangées est-ouest, d'une centaine de mètres de long, forment des champs de miroirs des plus importants (de 106000 à 480000m<sup>2</sup>) [5]. Chaque capteur (miroir face au sud) suit le mouvement apparent du soleil sur un seul axe en hauteur et concentre le soleil, de 30 à 100 fois, au foyer. L'énergie thermique reçue au récepteur (point focal de la parabole) est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide (huile synthétique) qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à environ 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de la vapeur surchauffée à 371°C – 100 bars qui font fonctionner une turbine/générateur électrique (rendement nominal 37,5%).

Le cycle recommence quand le fluide refroidi dans les échangeurs retourne au circuit des capteurs. La centrale est conçue pour fonctionner avec l'énergie solaire uniquement. Cependant, un appoint gaz est utilisé pendant les périodes nuageuses ou en fin de journée afin d'assurer une production électrique continue de 0,8 TWh par an (80 % solaire, 20 % gaz).

Cette compagnie construit en 2006 une centrale solaire du même type à Ashlim à 40 km au sud de Beer-Sheva en Israël d'une puissance électrique de 500 MW à terme, soit 2% de la puissance demandée en Israël avec une surface nécessaire à l'installation de 900 hectares.

Une autre entreprise allemande SolarMillennium entreprend en 2006 la construction de grandes centrales solaires telles que ANDASOL au pied de la Sierra en Espagne, et BOULDER CITY (Solar One) de 65 MW implantée dans le Nevada (19.300 capteurs cylindro-paraboliques, Inaugurée en 2007) raccordé au réseau électrique pour satisfaire les besoins d'environ 40.000 familles

Mais c'est en 2008 que démarre la centrale cylindro-parabolique ANDASOL Guadix Espagne, capable de produire de l'électricité en continu (5 x 50 MWe) jour et nuit, grâce à un système de stockage de la chaleur (sels fondus, 60% NaNO<sub>3</sub> 40% KNO<sub>3</sub>). Cette centrale ANDASOL 1 a une autonomie de 7 heures mais des projets en cours ont comme objectif une autonomie de 20 heures. Le champ de capteurs solaires à concentration chauffe un fluide caloporteur à environ 400°C, la chaleur est stockée dans une masse de sel fondu contenu dans des réservoirs (en rouge brique). La chaleur est ensuite récupérée pour une production thermoélectrique conventionnelle, suivant les besoins.

En 2009 un projet de 30 centrales de ce type sont en construction pour une capacité totale s'élevant à plus de 1.500 MW,

Fin 2009, on comptait 710 MWe installés et en fonctionnement dans le monde.

Deux centrales, l'une en Algérie (HassiR'mel, ISCC, 30MWe) et l'autre au Maroc, comportant un cycle intégré solaire de 20MW ont été attribuées à des sociétés européennes suite à des appels d'offres.

C'est l'entreprise Allemande qui travaille actuellement en Algérie pour la construction de la centrale électrique hybride gaz/solaire, dans la région de HassiR'mel (Laghouat). Cette centrale électrique combinera des miroirs paraboliques concentrant la puissance solaire de 25 MW, sur une surface de 180 000 m<sup>2</sup>, en conjonction avec une centrale à turbines à gaz de 130MW.

Une autre centrale de même type est en construction en Egypte et un appel d'offres pour une centrale de 100 MW à Abu Dhabi a été lancé. Pour le stockage, c'est la technologie des sels fondus qui est généralement utilisée, dans un concept à 2 réservoirs, l'un dit chaud et l'autre froid.

On compte en 2010 environ 800 MW de capacités installées de solaire thermodynamique, et 1,2 GW de capacités en construction.

Début 2010, il existe plus de 60 projets en cours de développement pour une puissance installée supérieure à 15 GWe à l'horizon 2015. L'année 2012, au vu des constructions en cours, ce sont environ 4 000 MW de centrales de cette filière qui devraient être opérationnelles, pour produire environ 10 TWh d'électricité.

Au-delà sont déjà annoncés des projets supplémentaires pour 18 000 MW (10000 aux USA, 1 000 en Espagne et 7 000 pour le reste du monde) [24].

Un projet de quatre centrales solaires à Blythe en Californie devrait être raccordé au réseau en 2014 a été développé par l'entreprise Solar Millenium. La capacité électrique totale sera de 1000 MW avec une production annuelle de 2,2TWh.

La capacité mondiale d'installation, à ce jour de 1 GWe/an, devrait avoisiner 20 GWe/an en 2020, permettant alors d'atteindre, selon l'AIE, une base installée pour la production d'électricité de 720 GWe en 2040 et 1100 GWe en 2050.

Enfin le projet européen DESERTEC (Initiative issue des travaux du Club de Rome, projet TREC) vient d’être lancé par des industriels Allemands réunis le 13 Juillet 2009 utiliserait cette filière: Des dizaines de centrales solaires tout autour du Sahara enverraient une partie de leur électricité vers l’Europe.

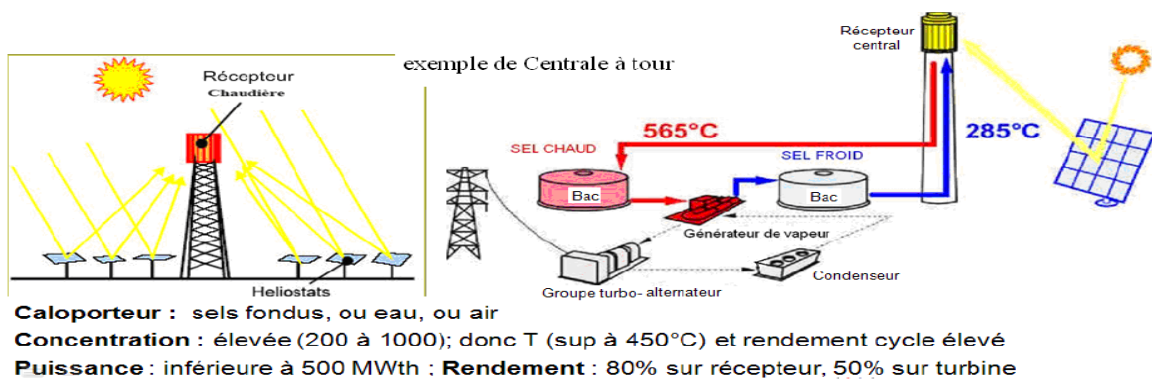
La technologie sera classique: des séries de miroirs paraboliques capables de suivre la course du soleil concentrent la lumière vers une structure cylindrique chauffant un fluide jusqu’à 400°C. La chaleur est alors transmise à un circuit d’eau transformé en vapeur et faisant tourner des turbines.

L’électricité produite serait acheminée par des câbles enfouis dans le sol ou sous-marin pour traverser la Méditerranée. Ce projet ambitionne de produire 15% de la consommation d’électricité d’Europe à long terme, par Energies renouvelables en MENA (400 Milliards d’€d’investissements (dont 50 pour les réseaux).

**II.3.2 Technologie à tour (héliostat)**

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

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



figII.7 : Schéma d’une centrale à tour

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

#### **II.4.3 Le four solaire**

Ces concentrateurs à haute température (héliostats) peuvent servir de fours solaires. Le principe est la concentration du rayonnement mais avec un facteur multiplicateur beaucoup plus grand que celui des tours solaires. Ils concentrent l'énergie solaire sur un four placé en haut d'une tour, et permet d'atteindre 1 000 fois la puissance reçue au sol. On peut alors obtenir des températures allant jusqu'à 4 000°C. Grâce à de tels fours, il est possible de mener des recherches qui nécessitent des températures élevées (étude des propriétés mécaniques et électriques des matériaux, la préparation d'oxydes réfractaires de grande pureté, reconstitution de l'entrée d'objets dans l'atmosphère, etc.). On mène des travaux de ce type au four solaire d'Odeillo, dans les Pyrénées-Orientales. À Mont-Louis, non loin de là, un ancien four expérimental sert aujourd'hui à des démonstrations pédagogiques et à la cuisson de céramiques.

#### **II.4.4 Technologie à concentrateurs paraboliques**

De toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%) [26].

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

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

## II.5 Le stockage de l'énergie solaire

Le stockage constitue un aspect important puisqu'il permet de rendre la production d'électricité constante et indépendante de la disponibilité du rayonnement solaire.

En effet, les installations électriques solaires sont confrontées au caractère intermittent et fluctuant de la disponibilité de l'énergie solaire. Le stockage de l'énergie thermique permet ainsi d'obtenir un bon taux d'utilisation du bloc de puissance.

L'avantage avec le solaire à concentration thermodynamique est que la chaleur peut être stockée dans des sels fondus (il est plus facile de stocker de la chaleur que de l'électricité). Le sel fondu présente en effet une bonne capacité calorifique volumique ( $2,4 \text{ joule}/^{\circ}\text{C cm}^3$ , à comparer aux  $4,18$  de l'eau).

D'où la nécessité d'intégrer dans le système de génération de puissance un dispositif lui permettant de fonctionner pendant la nuit et pendant les heures d'ensoleillement insuffisant. Dans le cas d'une centrale purement solaire, une production de l'énergie thermique par anticipation obtenue par un procédé de stockage thermique par sels fondus est susceptible d'assurer une meilleure exploitation de la centrale et cela en l'alimentant en chaleur même durant les périodes de pannes solaires.

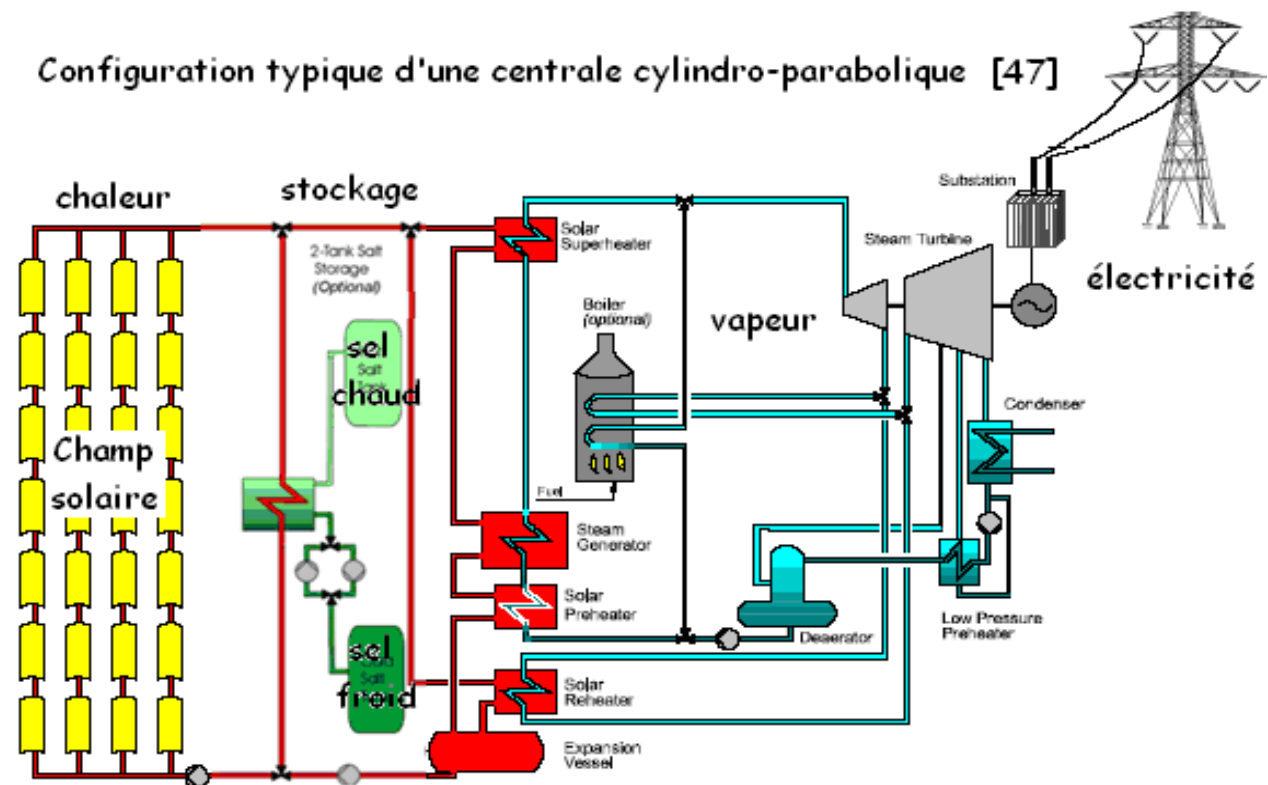
Le système de stockage à sel fondu peut être configuré de deux manières [27]:

- **Système à un seul réservoir** : le stockage thermique peut se faire par l'intermédiaire d'un seul bac vertical de grande hauteur dans lequel se trouve une huile thermique (liquide dense) où la température est stratifiée. On parle, dans ce cas, de stockage à stratification où le sel chaud flotte sur le sel froid.

- **Système à deux réservoirs** : ce type de stockage est le plus classiquement utilisé ; le système emploie deux bacs ayant chacun la pleine capacité de rétention du sel en circulation. Dans ce cas, l'un des bacs contient le sel « froid » (aux alentours tout de même de  $250^{\circ}\text{C}$ ) et l'autre le sel chaud. L'échangeur solaire est toujours fourni en chaleur par le réservoir chaud. Les sels fondus sont transférés du réservoir froid au réservoir chaud afin d'accumuler l'énergie excédentaire.

La présence d'un système de stockage améliore ainsi les performances du champ solaire, pendant les périodes de faible ensoleillement, car il se comporte comme un amortisseur

thermique et évite ainsi le retour des perturbations qui affectent la température à la sortie du champ.



**figII.10** Principe d'une centrale solaire cylindro-parabolique avec système de stockage [28].

Le principe du stockage thermique est l'utilisation d'un accumulateur de chaleur. Il peut stocker, sous forme de chaleur latente, une partie de l'énergie solaire produite par la centrale. Par exemple l'accumulateur installé sur la plateforme solaire d'Almeria en Espagne est un accumulateur à sel de nitrate constitué de plusieurs couches de graphite et de matériaux caractérisés par un changement de phase qui permettent un stockage thermique par chaleur latente. Il délivre une puissance de 100 kW avec des températures de vapeur d'eau dépassant les 200 °C. Il est capable de stocker la chaleur pendant 10 heures et d'en restituer jusqu'à 90 % [29].

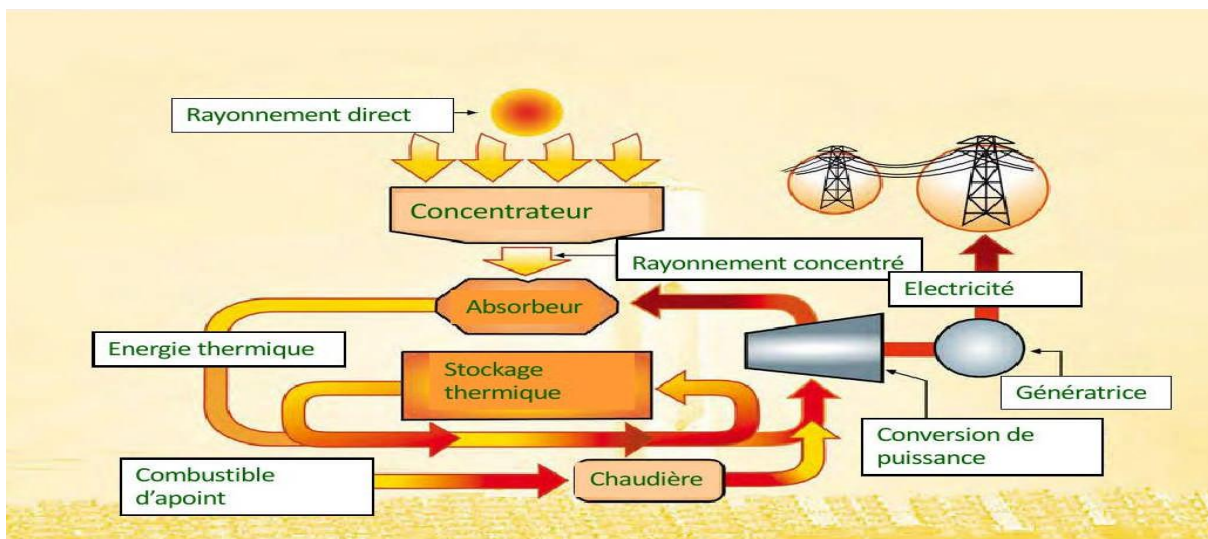
Le champ solaire de la centrale doit donc non seulement alimenter le système de génération électrique (turbine) mais aussi le système de stockage thermique. Par conséquent, une centrale fonctionnant exclusivement en mode solaire nécessite un champ solaire plus important qui va se traduire par un surcoût de production. Alors, une technique qui a fait ses preuves dans le secteur de la production électrique par voie solaire est celle consistant à intégrer dans une

centrale solaire classique un système d'appoint en combustible fossile. On parle, dans ce cas, de système solaire hybride.

La première formule est préférable (capacité géométrique et surface de pertes divisées pratiquement par deux) mais présente l'inconvénient de permettre le mélange thermique des couches chaude et froide : à leur interface, il se crée une couche « tiède » dont l'épaisseur augmente avec le temps.

### II.6 Centrale solaire hybride :

Une autre solution pour obtenir un bon taux d'utilisation du bloc de puissance consiste à hybrider l'installation : une unité auxiliaire au gaz ou au pétrole est utilisée pendant les périodes nuageuses ou en fin de journée afin d'assurer une production continue. Une centrale solaire hybride comprend donc une centrale solaire thermique convertissant en électricité la chaleur provenant soit de concentrateurs solaires soit d'un brûleur appoint à carburant fossile (gaz, pétrole...). L'appoint permet de satisfaire la demande électrique lorsque le rayonnement solaire est trop faible (passage nuageux, léger voile, etc.) ou inexistant (la nuit). Ce concept permet donc de produire en permanence, la nuit ou lorsque les conditions météo ne sont pas optimales.



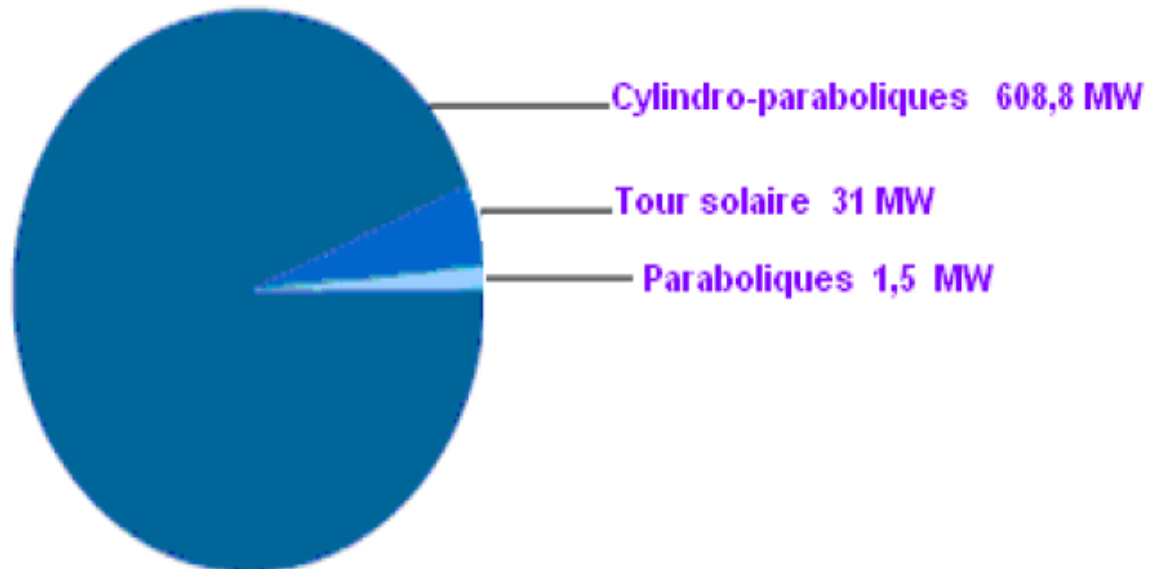
figII.11 Schéma principe d'une centrale hybride [30].

Un autre concept consiste à placer le brûleur en série sur le circuit primaire de façon à élever la température du fluide caloporteur par un apport complémentaire de chaleur à très haute température issu de la combustion [28]

## II.7 Conclusion

- **Centrales Cylindro-paraboliques :**

C'est la technologie la plus puissante



**figII.14 Répartition des capacités par technologie en 2009[21].**

- **Centrales à tour :**

Par rapport à un système cylindro-parabolique, la tour solaire offre l'avantage de ne pas avoir à faire circuler de fluide dans l'ensemble du champ de miroirs : les pertes thermiques sont donc significativement réduites. Par ailleurs, le niveau de concentration de l'irradiation peut être bien supérieur, et l'efficacité du cycle thermodynamique s'en trouve augmentée. Il reste que ces gains techniques doivent aussi se traduire par un gain technico-économique, limité par le coût de construction de la tour.

- **Les centrales paraboliques:**

Cette technologie n'est pas adaptée à une production industrielle de masse du fait de son coût élevé, d'où le retard de son augmentation considérable de la puissance du rayonnement solaire à travers la concentration solaire est intéressant, chaque concentrateur caractérisé par leur concentration géométrique, optique (énergétique) et leur rendement optique au niveau du réflecteur et le rendement thermique au niveau de l'absorbeur (chaudière).

Les concentrateurs solaires se distinguent par leurs dimensions élémentaires, donc leur puissance, leurs performances. Une étude comparative de ces caractéristiques a été faite [31], nous résumons dans le tableau suivant les caractéristiques qui nous paraissent les plus intéressants des principales filaires:

Technologie (filières)	Cylindro-parabolique	Tour	Parabole -Stirling
Rendement thermique ( % )	70	73	75
Puissance ( MW/th)	80 - 300	10 - 100	< 0,1
Concentration	80-500	700-1200	6000-10000
Température de travail (°C)	250-450	450-1000	600-1800
Rendement annuel de conversion solaire/électricité (%)	14	15	17

Tableau II.1 caractéristique des principale filiers

**Projets de centrales solaires dans le monde (capacité solaire)[28] :**

Localisation	Capacité solaire (MWe)	Technologie
USA	1000	cylindro-parabolique + huile
Espagne	515 15 30	cylindro-parabolique + huile tour + sels fondus tour + vapeur saturée
Israël	100	cylindro-parabolique + huile
Afrique du Sud	100	tour + sels fondus
Algérie	30	cylindro-parabolique + huile et ISCC
Egypte	30	cylindro-parabolique + huile et ISCC
Maroc	20	cylindro-parabolique + huile et ISCC
Italie	20	cylindro-parabolique + sel fondus
Allemagne	1	tour + air 1 atm
USA	500	20 000 dish Stirling

tableauII.2 : projet de centrales solaire dans le monde

Avec près de 15 GWe en projet dans le monde étalés sur la période **2010-2014**, les concepts de centrales solaires thermodynamiques émergent aujourd'hui principalement grâce aux politiques tarifaires incitatives qui se mettent en place dans quelques-uns des pays cibles (par exemple Espagne, Italie, Portugal et Grèce mais aussi aux USA).

### **III.1 introduction :**

La concentration du rayonnement solaire sur un seul foyer permet d'atteindre des températures élevées. Ce principe met en œuvre soit des capteurs de forme parabolique ou Cylindro-parabolique, soit des centrales dites « à tour », pour lesquelles une multitude de miroirs orientables, appelés héliostats, concentrent l'énergie solaire sur une chaudière unique située sur une tour. Cela rend possible le réchauffement de fluides caloporteurs, en général de l'huile ou des sels fondus, dans une gamme de température allant de 250 °C à 2000°C, avec un rendement supérieur à 70% (rapport chaleur utile/énergie incidente).

Les capteurs plans ne permettent pas, en général de dépasser 130°C au niveau de la surface absorbante. Cette température peu élevée constitue une limite au rendement thermodynamique des systèmes de 50 m<sup>2</sup> par kW, et ces capteurs ne sont donc pas adaptés à la production de fortes puissances. Pour augmenter le rendement, il faut élever la température de la source chaude et par conséquent, concentrer le rayonnement solaire en acceptant de perdre le bénéfice du rayonnement diffus parce que n'ayant pas de direction privilégiée.

Par contre les concentrateurs sphériques dont la conception est relativement simple et moins efficace par rapport aux concentrateurs paraboloides et meilleurs par rapport aux concentrateurs cylindro-Parabolique [6].

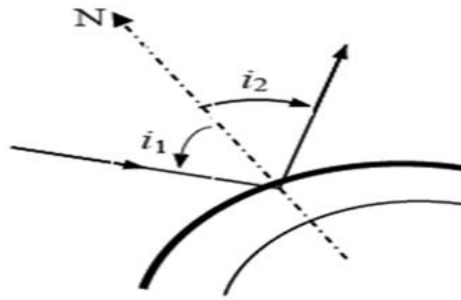
L'optique géométrique repose sur deux lois fondamentales :

- Propagation rectiligne de la lumière : dans un milieu transparent, homogène et isotrope, la lumière se propage en ligne droite.
- Principe du retour inverse de la lumière : si la lumière suit un trajet quelconque d'un point A à un point B (y compris dans un système optique), alors la lumière peut suivre exactement le trajet inverse de B vers A. autrement dit, le sens de parcours change, mais pas la direction.

### **III.2 Principes**

#### **III.2.1 Lois de Descartes relatives à la réflexion**

1°- Le rayon incident, le rayon réfléchi et la normale au miroir se trouvent dans un même plan appelé plan d'incidence.

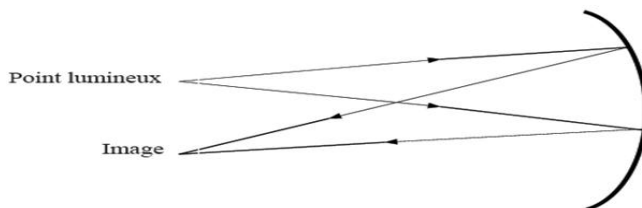


**Fig.III.1 Réflexion d'un rayon lumineux.**

2°- l'angle de réflexion est égal à l'angle d'incidence illustré par la figure II.1.

### II.2.2 Stigmatisme [6]

Un système optique est dit stigmatique si tout faisceau issu d'un point lumineux donne à la sortie du système, un faisceau convergent en un point, ou semblant provenir d'un point. Ce point est appelé image montré par la figure III.2.



**Fig.III.2 Stigmatisme**

### III.2.3 Définition de la concentration

C'est un indicateur de la quantité de concentration réalisé par un collecteur donné, nous avons trois types de concentration [32] :

- 1-Concentration idéale (Gauss).
- 2-Concentration géométrique.
- 3-Concentration optique (énergétique).

#### III.2.3.1 Concentration idéale (Gauss)

C'est le rapport de la section d'ouverture du concentrateur (réflecteur)  $A_{ref}$  caractérisée par l'angle d'ouverture et la surface d'image de Gauss du soleil  $A_G$  [32].

$$C_{idéal} = \frac{A_{ref}}{A_G} \quad (\text{II} - 1)$$

Avec :

$$A_G = \pi F^2 \left( \frac{\varepsilon}{2} \right)^2$$

### III.2.3.2 Concentration géométrique

C'est le rapport de la surface de l'ouverture du réflecteur  $A_{ref}$  à celle de l'absorbeur  $A_{abs}$ , elle est donnée par la formule :

$$C_g = \frac{A_{ref}}{A_{abs}} \quad (\text{II} - 2)$$

### III.2.3.3 Concentration optique (Energétique)

C'est le rapport de l'éclairement solaire direct moyen sur la surface de l'absorbeur sur l'éclairement solaire direct de l'ouverture du réflecteur, elle est donnée par la formule [32]:

$$C_0 = \frac{\frac{1}{A_{ref}} \int I_{abs} dA_{abs}}{I_{ref}} \quad (\text{II} - 3)$$

## III.3 Description du principe d'un concentrateur

La figure III.3 définit les différentes grandeurs géométriques d'un capteur à concentration :

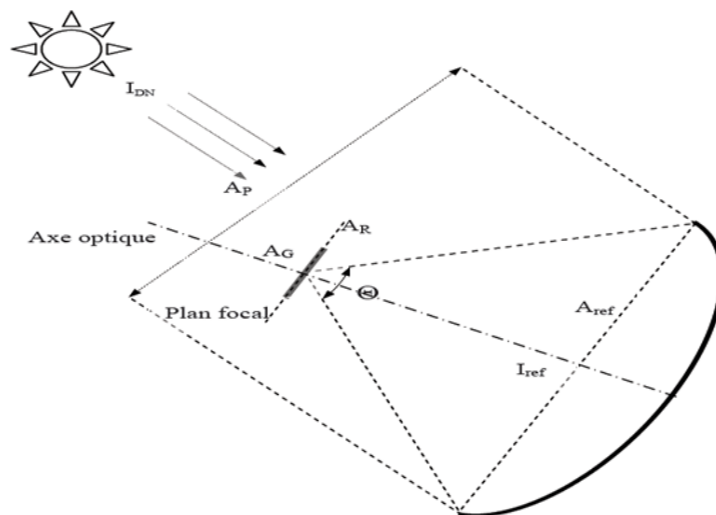


Fig.III.3 Schéma d'un capteur solaire à concentration [33]

$\Theta$ : L'angle d'ouverture du concentrateur, c'est l'angle par lequel on voit le concentrateur à partir du plan focal, il est relevé dans un plan contenant l'axe optique et dépend de l'orientation de ce plan, sauf pour les concentrateurs à révolution.

$I_{DN}$  : Eclairement solaire direct [ $W/m^2$ ].

$I_{ref}$  : Eclairement solaire direct dans la section d'ouverture du concentrateur [ $W/m^2$ ].

$A_{ref}$  : Section d'ouverture du concentrateur caractérisée par l'angle  $\Theta$  [ $m^2$ ].

$A_p$  : section de passage du rayonnement solaire entrant dans le concentrateur.  $A_p$  se confond avec  $A_{ref}$  quand l'axe optique du concentrateur est dirigé vers le soleil,

$A_G$  : surface de l'image de Gauss du soleil; c'est l'image nette du soleil dans le plan focal donnée par des rayons par axiaux, c'est-à-dire des rayons proches de l'axe optique,

$A_R$  : surface de l'image réelle du soleil dans le plan focal.

#### II.4 Formules de calcul des différentes concentrations

On utilise les formules suivantes pour caractériser les différents types de concentrations [6] :

$$1. \text{ Concentration idéale: } C_{idéal} = \frac{A_{ref}}{A_G} = \frac{\text{section de réflecteur}}{\text{surface de Gauss}} \quad (\text{II} - 4)$$

$$2. \text{ Concentration géométrique: } C_g = \frac{A_{ref}}{A_R} = \frac{\text{section de réflecteur}}{\text{surface image réelle du soleil}} \quad (\text{II} - 5)$$

$$3. \text{ Concentration énergétique: } C_0 = \frac{I_G}{I_{ref}} = \frac{\text{flux moyen de Gauss}}{\text{flux directe en section de réflecteur}} \quad (\text{II} - 6)$$

$$4. \text{ Efficacité d'un concentrateur: } \eta_{con} = \frac{C_0}{C_{idéal}} = \frac{\text{concentration optique}}{\text{concentration idéal}} \quad (\text{II} - 7)$$

$$5. \text{ Facteur de four: } F_F = \frac{C_{0, effective}}{C_0} = \frac{\text{concentration optique effective}}{\text{concentration optique}} \quad (\text{II} - 8)$$

Avec  $C_{0, effective}$  la concentration énergétique réelle d'un système elle tient compte des pertes dues aux réflexions, aux irrégularités géométriques et la présence des masques [6].

## II.5 L'importance de la concentration solaire [34, 35, 36]

Le tableau résume les avantages et les inconvénients des systèmes à concentration comparés aux capteurs plans.

<b>Avantages</b>	<b>Inconvénients</b>
<p>1- Les surfaces réfléchissantes nécessitent moins de matière et sont structurellement plus simples que les collecteurs plans ; le coût au m<sup>2</sup> de l'échangeur thermique est inférieur avec un système à concentration.</p> <p>2- L'aire d'absorption d'un système à concentration est plus faible que celle d'un capteur plan pour la même surface collectrice Du rayonnement solaire (surface spécifique plus faible)</p> <p>3- Parce que l'aire d'absorbeur est plus petite que celle d'un capteur plan, la densité d'énergie au niveau de l'absorbeur, est supérieure, donc le fluide caloporteur peut travailler à température plus élevées pour la même surface captatrice d'énergie.</p> <p>4- À cause de la moindre surface spécifique de l'absorbeur, on peut utiliser des surfaces à absorption sélective ou même une isolation par le vide pour réduire les pertes thermiques et augmenter le rendement de manière économique.</p> <p>5- les systèmes à concentration peuvent être utilisés à la production d'énergie électrique. Le nombre d'heures annuel de fonctionnement est plus élevé que celui d'un collecteur plan. Le surcoût de l'installation peut s'amortir en un temps plus court par un gain supplémentaire en énergie.</p>	<p>1- On collecte peu ou pas du tout de rayonnement diffus.</p> <p>2- Dans les systèmes réfléchissants stationnaires, il faut ajuster périodiquement soit le concentrateur soit le récepteur thermique selon l'époque de l'année. Le rendement est plus faible que pour les systèmes à poursuite qui, par contre, sont plus coûteux.</p> <p>3- Dans les systèmes à poursuite à chaudière mobile, il faut au moins une connexion flexible pour extraire le fluide chaud de l'échangeur thermique, d'où nécessité d'un entretien périodique et source de pannes possibles.</p> <p>4- Le pouvoir réflecteur des miroirs décroît dans le temps et il faut les réargenter ou le repolir.</p> <p>5- Il existe encore peu de réalisations de grande puissance à réflecteur stationnaire à haute concentration et des recherches supplémentaires sont nécessaires pour étudier la fiabilité et la maintenance de tels systèmes.</p>

<p>6- Parce que la température atteinte avec les systèmes à concentration est plus élevée, la quantité de chaleur qui peut être stockée est plus grande et par conséquent, le coût du stockage est plus faible pour des systèmes à concentrateurs capteurs plans.</p> <p>7- Pour les applications des chauffages et de climatisation, la température plus élevée du fluide caloporteur atteinte avec les systèmes à concentration permet d'obtenir des rendements plus élevés pour le cycle de refroidissement que dans les systèmes à collecteurs plans, donc ces systèmes sont plus économiques.</p> <p>8- En cas de non fonctionnement en hiver, il faut moins d'antigel dans les systèmes à concentration que dans les systèmes à capteurs plans.</p>	
---	--

**Le tableau III.1** les avantages et les inconvénients des systèmes à concentration comparés aux capteurs plans.

### **III.6 Principe générale de fonctionnement du capteur :**

Le capteur solaire thermique est un dispositif conçu pour recueillir l'énergie provenant du soleil sous forme de chaleur (rayonnement) et la transmettre à un fluide caloporteur.

La chaleur est récupérée grâce à un fluide (eau + antigel ou air) caloporteur, qui s'échauffe en circulant dans un absorbeur placé sous un vitrage. Celui-ci laisse pénétrer la lumière solaire et minimise les pertes par rayonnement infrarouge de l'absorbeur en utilisant l'effet de serre. Ce vitrage permet en outre de limiter les échanges de chaleur avec l'atmosphère.

Le capteur solaire sera d'autant plus performant que le revêtement de l'absorbeur aura un coefficient d'absorption élevé et un coefficient d'émission faible. Les matériaux qui présentent ces caractéristiques sont dits "sélectifs".

### **III.7 Classification des capteurs solaires thermiques :**

Un panneau solaire est un dispositif destiné à récupérer le maximum du rayonnement solaire pour le convertir en énergie thermique. Il existe plusieurs types de capteurs solaires que nous

pouvons utiliser dans notre application, mais Leur choix dépend de la température désirée de la fluide caloporteur et des conditions climatiques pendant la période d'utilisation du système. Les technologies les plus courantes sont présentées dont le tableau III.1.

Type de collecteur	Ranger de température	Taux de concentration
Capteur plan (à air et à eau)	30-80	1
Capteur à vide	50 -200	1
Capteur à parabole composé cpc	60 -240	1 -5
Capteur Fresnel	60 -300	10 -40
capteur cylindro parabolique	60 -250	15 -45
Capteur cylindrique	60 -300	10 -50
Capteur parabolique	100 -500	100 -1000
Centrales solaire à tour	150 -2000	100 -1500

**Tableau. III.2Taux de concentration et température du différent capteur [37] .**

Donc, il existe deux grandes familles de capteurs solaires thermiques, les capteurs plan qui est exploité directement les rayonnent solaire, et les capteurs a concentration qui utilise un réflecteur pour concentrer les rayonnements solaire.

### III.7.1 Les capteurs plans :

Les capteurs plans peuvent assurer des températures variant de 30°C à 150°C et ne nécessitent ni concentration du rayonnement incident, ni un suivi du soleil. Le niveau relativement bas de la température du capteur plan est dû à la réémission par rayonnement du récepteur, et les pertes de chaleur périphérie du capteur. Il existe trois types de capteurs solaires plans qui peuvent être utilisés dans le cadre du rafraîchissement solaire : les capteurs à air, à eau et sous vide.

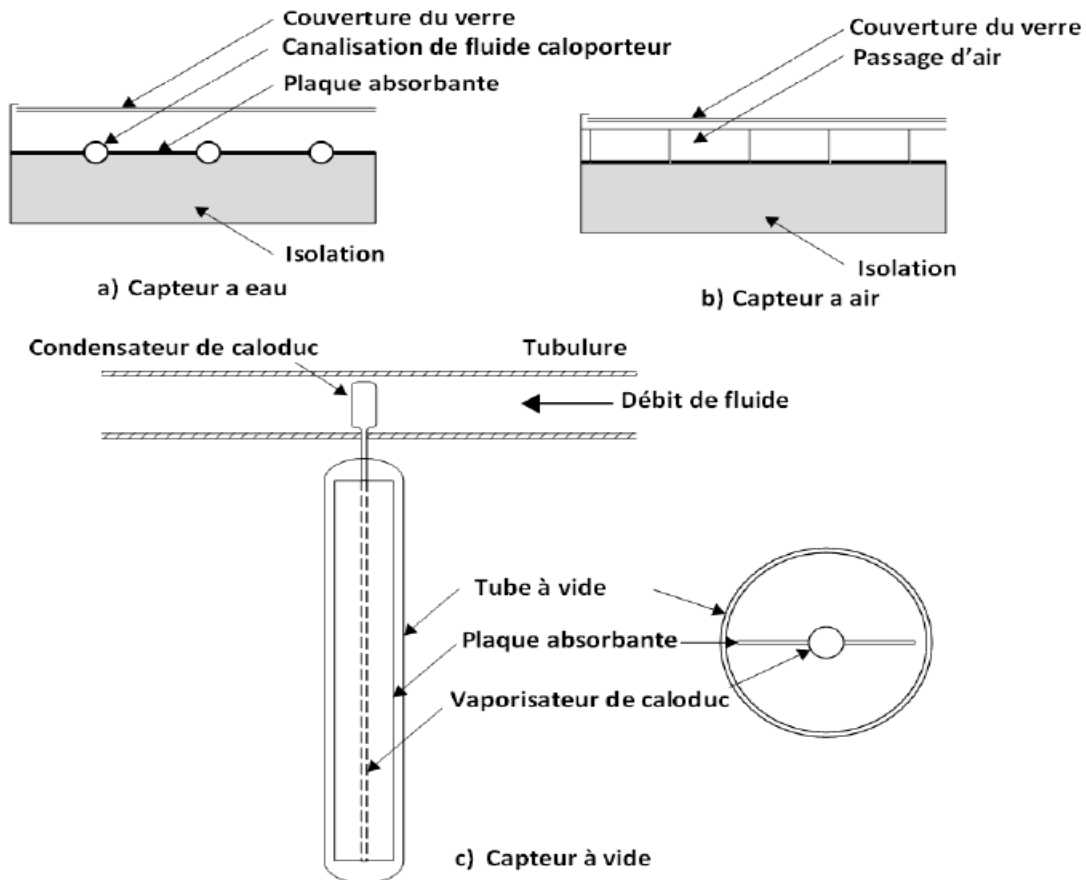


Fig. III.2 Quelque type du capteur plan (K.Soteris 2009)[38] .

### III.7.1.1 Les types de capteurs plans :

#### ✓ Capteurs plan à air (SAC) :

Ils sont utilisés pour le chauffage direct de l'air, généralement pour le préchauffage de l'air neuf. Ils sont utilisés lorsque la température désirée n'est pas très haute ( $<70^{\circ}\text{C}$ ), car le rendement baisse fortement avec la hausse de la température de l'air caloporteur. L'avantage de ces capteurs est leur faible coût ainsi que la faible complexité d'installation. Des ailettes sont dessinées dans l'absorbeur pour augmenter le coefficient d'échange convectif entre le fluide caloporteur (l'air) et l'absorbeur. La figure III-2 présente les différents composants d'un capteur à air à une seule couverture du verre.

### ✓ **Capteur plan à eau (FPC) :**

Le capteur plan à eau est constitué d'une plaque de verre sous laquelle est situé des tuyaux contenant l'eau et de l'antigel. Ce tuyau repose sur une plaque isolante (isolation thermique) peinte en noir afin d'avoir une absorption de l'énergie solaire maximale. En effet, la couleur noire est la couleur qui absorbe le plus l'énergie solaire (le blanc étant celui qui l'absorbe le moins).

Le principe de ce capteur est bien connu par les agriculteurs : c'est le principe de l'effet de serre. Ils s'en servent pour cultiver des plantes sous serres dans les régions froides.

Le capteur plan fonctionne donc comme une serre : le rayonnement solaire traverse le vitrage, il est absorbé par le revêtement noir qui s'échauffe, transmet sa chaleur au fluide (eau et antigel) et rayonne dans l'infrarouge (l'IR est piégé par le verre). L'antigel est utilisé pour éviter le gel de l'eau pendant l'hiver.

Ces capteurs permettent de chauffer un liquide caloporteur (généralement un mélange eau-glycol). Ils sont utilisés généralement pour la production d'eau chaude sanitaire. Un absorbeur électif, ainsi qu'une vitre en verre technique permettent de garder un bon rendement avec des températures de l'ordre de 80°C

### ✓ **Capteur sous vide :**

Ces capteurs diffèrent dans leur conception car ils sont composés de plusieurs tubes en verre dans lesquels règne un vide poussé, limitant les échanges convectifs entre l'absorbeur (placé à l'intérieur du tube) et le verre. On distingue plusieurs types de capteurs sous vide.

- **Circulation directe (EDF):** Le fluide caloporteur passe successivement dans chaque tube pour être chauffé. Le principe est simple, mais la fabrication est difficile à cause des liaisons verre/métal nécessaires pour la circulation du fluide caloporteur.
- **Capteur à caloduc (EHP):** Le liquide à l'intérieur du tube est vaporisé et se condense dans un condenseur et relâche ainsi l'énergie de condensation à un fluide caloporteur circulant au sommet des tubes. Cette conception permet le remplacement aisé d'un tube, car le circuit du tube et le circuit du champ de capteurs n'est pas connecté.
- **Capteur de type "Sydney" (à effet « Thermos ») (SYC):** Ils sont réalisés avec deux tubes de verre l'un dans l'autre (obturés aux extrémités par deux soudures

verre/verre) et entre lesquels on fait le vide après avoir déposé un absorbeur sélectif concentrique sur la paroi extérieure du tube intérieur. On place ensuite au centre des deux tubes, un tube de cuivre creux en U qui permet l'échange de chaleur, soit directement, soit par le biais d'un caloduc. Cette conception permet d'avoir une soudure verre/verre beaucoup plus sûre que les soudures métal/verre dans d'autres technologies. Cette technologie a été largement reprise en Chine, où 65% du marché des chauffe-eau solaires utilisent ces capteurs sous vide (J.P. Praene 2007)[39] .

- **Capteur à tube sous vide "Schott":** Le tube sous vide fabriqué par l'entreprise Schott-Rohr Glasen Allemagne utilise le principe "thermos" avec plusieurs perfectionnements techniques. D'abord, une partie de la paroi intérieure du tube extérieur est un réflecteur cylindrique et ensuite, le tube intérieur sert comme absorbeur aussi bien qu'échangeur de chaleur avec le fluide caloporteur. L'utilisation des métaux est réduite à des traitements de surface du tube et les différentes pièces du collecteur.

La conception des capteurs sous vide les rend plus efficaces pour capter le rayonnement diffus du soleil, et leur rendement diminue peu lorsque la température du fluide augmente. Et cela grâce à la très bonne isolation thermique obtenue par le vide poussé ( $<10^{-4}$  torr). Des réflecteurs peuvent être installés sous les tubes afin de réfléchir le rayonnement lumineux sur les faces intérieures.

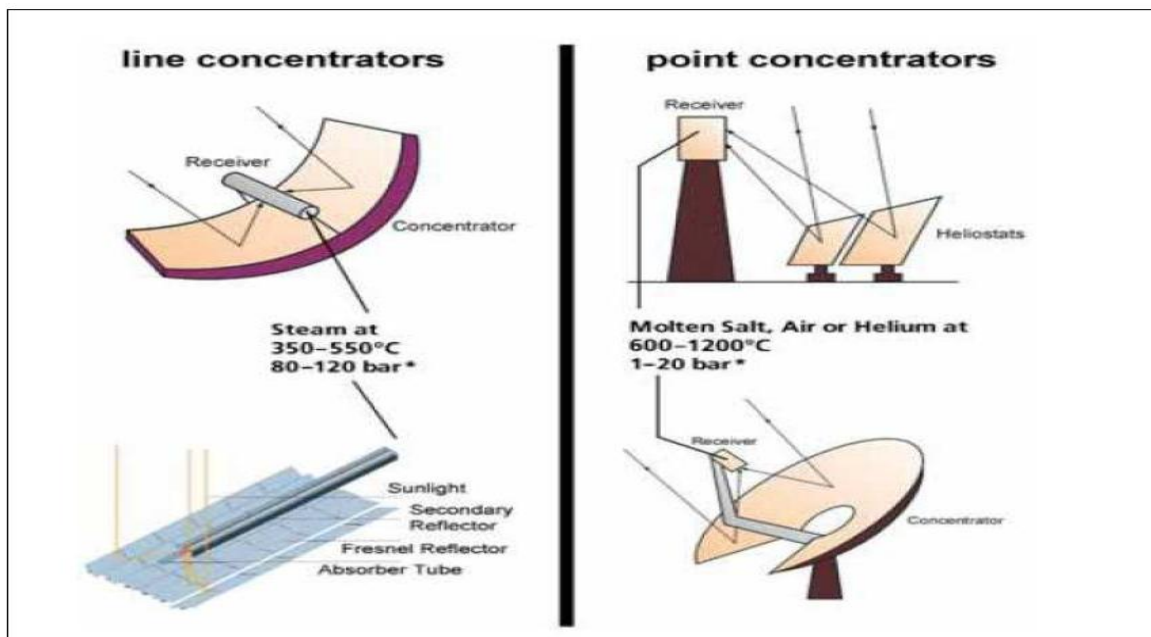
### III.7.2 Les capteurs solaires à concentration :

L'énergie solaire est à l'origine de richesses énergétiques telles que le charbon, le pétrole et le gaz. L'énergie solaire est utilisée depuis de nombreux siècles de façon plus ou moins indirecte pour, par exemple, chauffer. Ensuite le capteur à concentration est un capteur solaire comportant un système optique (réflecteur, lentilles, ...) destiné à concentrer sur l'absorbeur le rayonnement reçu (d'où le nom de capteur à concentration). Naturellement ces concentrateurs doivent suivre le mouvement du soleil. En utilisant des réflecteurs afin de concentrer les rayons du soleil sur l'absorbeur d'un capteur solaire, cela permet de diminuer grandement la taille de l'absorbeur, ce qui réduit les pertes de chaleur et augmente le rendement de chauffage. Son efficacité à hautes températures. Un autre avantage de ce système est que les réflecteurs sont sensiblement moins coûteux par unité de surface que les capteurs.

Il existe plusieurs types de capteurs à concentration :

- ✓ Les capteurs paraboliques et sphériques.
- ✓ Concentrateur centrale à tour.
- ✓ Les Concentrateur cylindro-paraboliques.
- ✓ Les captures solaires type Fresnel.
- ✓ Les capteurs à parabole composé (CPC)

Les capteurs à concentration permettent d'obtenir une température élevée au foyer, cependant ils n'utilisent que les rayons directs du soleil et il faut que les capteurs soient orientés en permanence vers le soleil, on utilise en général pour ces systèmes asservi.



**Fig. III.5** Les types du capteur à concentration.

### III.7.2.1 Les capteurs paraboliques et sphériques:

Le concentrateur parabolique ou sphérique est aussi appelé assiette. Les rayonnements solaires réfléchis par le miroir parabolique convergent vers un seul point, le foyer de la parabole. Le système doit être orienté à tout instant vers le soleil, ce qui implique une motorisation précise selon deux axes. Le facteur de concentration moyen dépasse le millier, ce qui permet de porter le fluide à très haute température, au-delà de 700 °C [40] .

Il existe plusieurs modèles de ces assiettes, de 50 à 100 m<sup>2</sup>, bien adaptées à des puissances modestes (5 à 25 kW électriques). La concentration maximale de ce capteur est  $C_{\max} = 46165$  et le rendement maximal est  $\eta_{\max} = 25\%$ .



**Fig.III .6 :** Concentrateur parabolique [3]

### III.7.2.2 Central à tour [16] :

Un héliostat utilise un ensemble de pointeurs solaires à double axe qui dirige l'énergie du soleil vers un grand absorbeur situé dans une tour. A ce jour, la seule application du capteur héliostat est la production d'énergie dans un système dénommé «centrale à tour».

Une centrale à tour possède un ensemble de grands miroirs qui suit le mouvement du soleil, les miroirs concentrent les rayons du soleil sur le récepteur en haut de la grande tour. Un ordinateur garde les miroirs alignés afin que les rayons du soleil qui sont réfléchis, visent toujours le récepteur où la température peut dépasser 1000 °C. De la vapeur à haute pression est générée afin de produire de l'électricité.



**Fig.III.7 :** Concentrateur centrale a tour [8]

### III.7.2.3 Les Concentrateur cylindro-paraboliques :

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus approuvée des techniques de concentration solaire. De nombreuses installations ont déjà été testées et commercialisées, dont certaines dans les années 80. Il est composé d'un réflecteur parabolique (miroir), d'une structure métallique, d'un tube récepteur et du système de poursuite solaire .

Aussi appelés concentrateurs linéaires à auge, ces miroirs de section parabolique concentrent les rayons du soleil vers une ligne focale. Le récepteur est un tube placé sur ce foyer linéaire, au-dessus de l'auge, et dans lequel circule un fluide caloporteur.

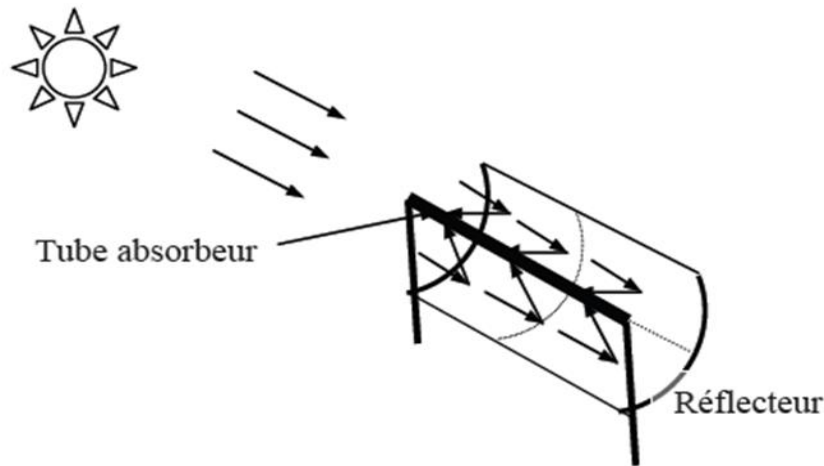
Avantage de ces miroirs paraboliques, le suivi du soleil est simplifié : il s'effectue sur un seul axe au lieu de deux pour les héliostats. Les concentrateurs sont généralement orientés nord-sud et pivotent d'est en ouest pour suivre la course du soleil [40] .

La concentration maximale de ce capteur est  $C_{\max} = 215$  et le rendement maximal est  $\eta_{\max} = 50 \%$ .



**Fig .III .4 :** Concentrateur cylindro- parabolique [3]

Les miroirs ayant la forme d'un cylindre droit parabolique (Cylindro parabolique), de construction facile et moins coûteux, sont utilisés dans de nombreux montages. Cependant Ils ne permettent pas d'atteindre des facteurs de concentration élevés.



**Fig.III.9** schéma de Capteur Cylindro-Parabolique.

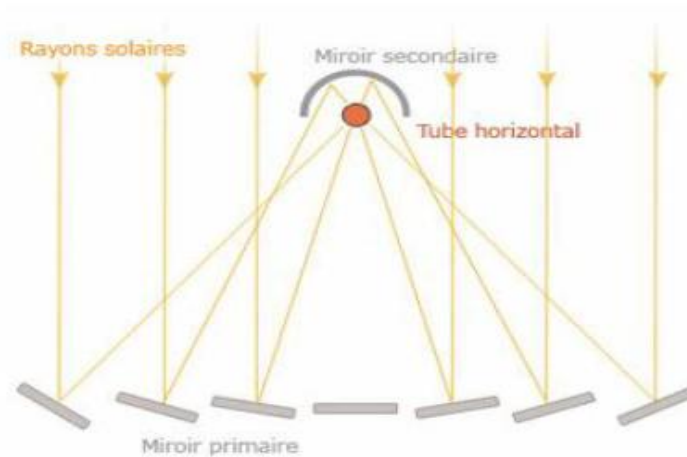
#### III.7.2.4 Les captures solaires type Fresnel :

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques est la mise à forme du verre pour obtenir la forme parabolique requise. Afin de diminuer ce coût, plusieurs groupes de recherche travaillent sur des prototypes de collecteurs de Fresnel à focalisation linéaire. L'idée est d'approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans, comme indiqué sur dans la fig.III.10

Un premier étage de réflecteur est installé sur le sol. Le rayonnement est réfléchi au foyer de la parabole approximée par le jeu de miroirs. Un deuxième étage de réflecteurs redirige le rayonnement vers le tube récepteur [40] .

Ce second étage de réflecteurs, en plus de réfléchir le rayonnement, joue aussi le rôle d'isolant pour le tube récepteur. Il est en effet recouvert d'une importante couche d'isolation en sa partie supérieure. Les principaux avantages de cette technologie par rapport aux concentrateurs traditionnels sont :

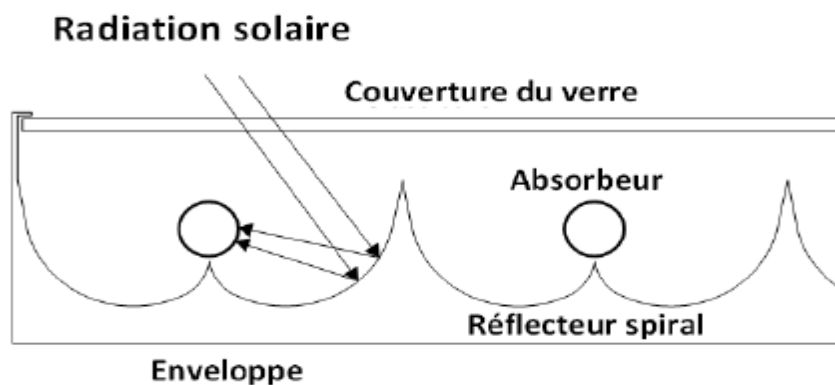
- Coût inférieur des miroirs.
- Pas de vide à l'intérieur du tube récepteur, ce qui facilite sa conception et sa durabilité.
- Les contraintes mécaniques dues à la poussée du vent sont réduites par la disposition plane des miroirs.



**Fig.III.10.** Principe de fonctionnement des centrales avec miroirs de Fresnel.

### III.7.2.5 Les capteurs à parabole composé (CPC) :

La figure II-05 représente un capteur à concentration parabolique CPC (Compound parabolic collector).

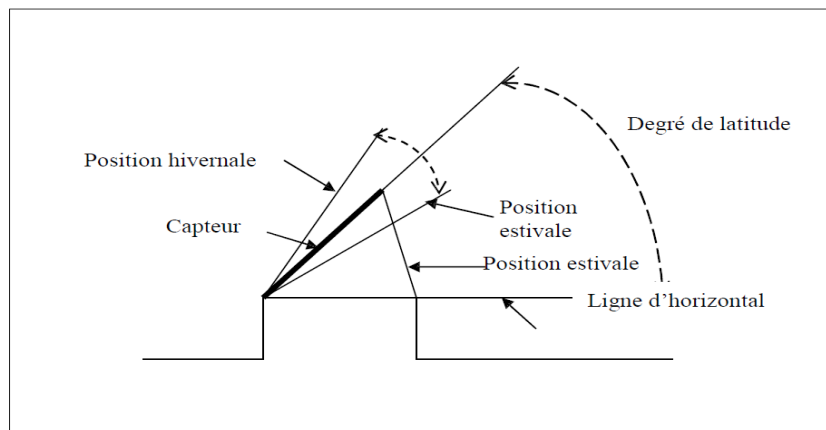


**Fig.III.11.** Vue générale d'un capteur CPC [38] .

Ces capteurs sont du même type que les capteurs plans, mais ils concentrent les rayons du soleil sur les absorbeurs à l'aide de réflecteurs disposés en sous face. Ces capteurs sont très efficaces lorsque l'ensoleillement direct est très fort, mais perdent rapidement en efficacité lors des ensoleillements moindres, ou lorsque le fluide monte en température. Ils sont généralement prévus pour la production d'eau chaude.

### II.8 Orientation optimal d'un capteur solaire :

Les capteurs solaires peuvent être installés au sol, contre le côté d'un édifice ou sur la toiture. Idéalement, ils devraient être orientés vers le sud, à l'écart des zones ombragées, et devraient présenter un angle d'inclinaison qui permette que la surface du capteur soit perpendiculaire aux rayons solaires et ainsi exposés au maximum de lumière solaire. Le calcul de l'angle d'inclinaison se fait en soustrayant la déclinaison du soleil de la latitude géographique de l'emplacement du système de chauffage solaire. En général, il s'agit de la latitude de l'emplacement plus ou moins 10 à 15 degrés. En hiver (position hivernale), lorsque la trajectoire du soleil est basse dans le ciel, il faut employer un angle d'inclinaison plus élevé (la latitude plus 10 à 15 degrés). Par contre, il est recommandé d'employer un angle d'inclinaison moins élevé (la latitude moins 10 à 15 degrés) durant les mois d'été lorsque le soleil est plus haut dans le ciel (position estivale). Toutefois, l'angle n'est pas d'une telle importance qu'on ne puisse le varier de 10 degrés. Cadre du Support.

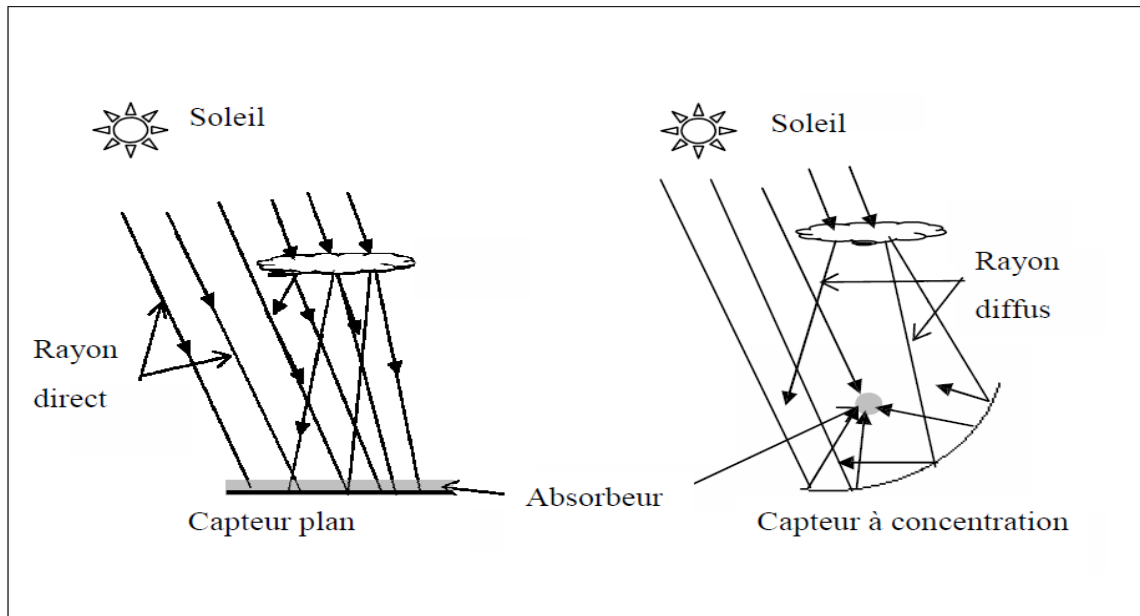


**Fig. III.12** : Installation d'un capteur solaire [41] .

### III.9. Captation du rayonnement

On peut capter directement le rayonnement solaire au moyen des panneaux plans (capteurs plans) réceptifs convenablement équipés dénommés isolateurs, au lieu de faire la captation directe on peut la faire à l'aide des concentrateurs, connus par le nom de capteurs solaires à concentration. Ces deux types de capteurs réagissent réciproquement avec la radiation solaire. Le capteur plan est considéré comme un simple absorbeur des rayons solaires provenant de toutes les directions. Le rayonnement solaire est non seulement absorbé du ciel mais aussi de tout l'environnement. Cela veut dire qu'un capteur est relativement insensible aux conditions du ciel. D'autre part, la réalisation d'un capteur solaire plan ne demande pas une conception compliquée. Cependant d'une conception d'un collecteur avec effet de concentration, qui fait

appel à des techniques plus au moins complexes, dont le principe consiste à focaliser le flux solaire incident sur un absorbeur de surface plus petite que la surface d'ouverture du collecteur, afin d'augmenter la concentration du rayonnement au niveau de l'absorbeur. à l'encontre des capteurs plans qui utilisent que le rayonnement diffus provenant du ciel et du sol, les concentrateurs n'utilisent que le rayonnement direct. La figure suivante montre le principe de captation par les deux types de convection thermique de l'énergie solaire.

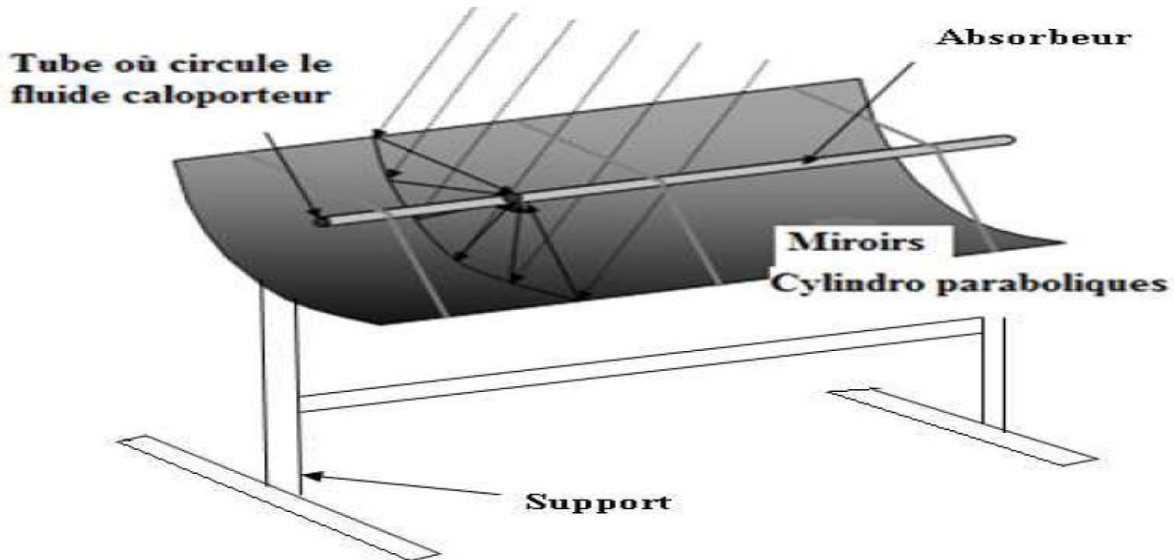


**Fig.III.13:** Types des Rayon direct Soleil Capteur plan solaire [41]:

### III.10. Systèmes à concentration : [42]

En utilisant des réflecteurs afin de concentrer les rayons du soleil sur l'absorbeur d'un capteur solaire, cela permet de diminuer grandement la taille de l'absorbeur, ce qui réduit les pertes de chaleur et augmente son efficacité à hautes températures, un autre avantage de ce système est que les réflecteurs sont sensiblement moins coûteux, par unité de surface, que les capteurs.

Dans ce présent travail on s'intéresse au dernier type des capteurs à concentration, qui consiste à l'étude d'un type de capteurs solaires avec effet de concentration. Il s'agit principalement d'étudier l'effet de la forme du capteur fig (III -15) Il comporte une barre et un tube absorbeur ou circule le fluide caloporteur (eau, huile). placés dans le centre focal des surfaces de type cylindro-parabolique(CCP) adjacents et fixes sur un support.



**figIII .15: Capteur solaire avec effet de concentration de type cylindro-parabolique.**

### **III.11.Conclusion :**

Dans ce chapitre, l'étude portait sur l'analyse des différents systèmes de captation solaire, les différents capteurs plans ainsi que les différents capteurs à concentration. La comparaison entre ces types montre que les capteurs plans sont utilisés lorsque la température désirée n'est pas très haute ( $<70^{\circ}\text{C}$  pour le capteur à air et au voisinage de  $100^{\circ}\text{C}$  pour les capteurs à eau). Cependant, leurs rendements baissent fortement avec la hausse de la température du fluide caloporteur. Ils présentent l'avantage de coût faible. Les capteurs sous vide présentent la difficulté dans la fabrication, leur rendement diminue peu lorsque la température du fluide augmente, et cela grâce à la très bonne isolation thermique obtenue par le vide poussé.

Pour atteindre des températures élevées (supérieures à  $120^{\circ}\text{C}$ ), il est nécessaire de concentrer les rayons solaires. Le capteur cylindro-parabolique est souhaitable pour obtenir des températures plus de  $100^{\circ}\text{C}$ . Sa géométrie lui permet de focaliser l'énergie solaire incidente, selon une génératrice linéaire où est placé un tube absorbeur dans le quel circule un fluide caloporteur. La contrainte principale, outre le coût des dispositifs plus élevé que celui des capteurs plans, est le système de poursuite destiné à suivre le soleil dans sa course.

### V.1. Introduction :

Le capteur solaire à capteur cylindro-parabolique à double réflexion qui est l'objet de notre étude a pour le but de minimiser les pertes de chaleur au niveau de l'absorbeur par un réflecteur auxiliaire qui représente un deuxième réflecteur de concentrer et transforme l'énergie solaire incidente en énergie thermique extraite par l'absorbeur. Ce qui permet d'atteindre des Températures élevées  $\approx 75^{\circ}\text{C}$  entre le tube évacuée, le flux solaire reçu par le capteur est d'abord réfléchi sur la surface du concentrateur, puis il traverse généralement un vitrage destiné à créer l'effet de serre au niveau du foyer où il est absorbé par une surface appropriée. La composante directe du rayonnement solaire peut être dirigé vers le foyer, mais les composantes diffuses ne pouvant être concentrées, L'absorbeur s'échauffe et perd de la chaleur vers l'extérieur sous forme de rayonnement et de convection. Cette perte peut être caractérisée par un coefficient de pertes thermiques.

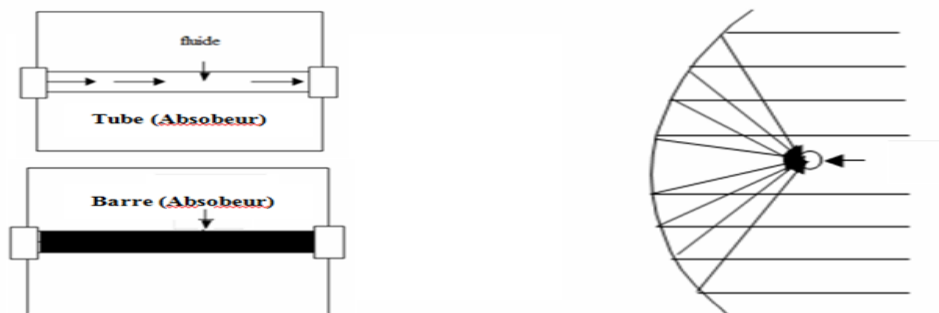
La 2<sup>ème</sup> partie de ce chapitre, présente la description des éléments qui entrent dans la composition du concentrateur cylindro-parabolique à double réflexion et les différentes étapes de réalisation sont également présentées.

Notre expérience a été effectuée au niveau de l'atelier du département de génie mécanique de l'Université Amar telidji de Laghouat et cette opération a nécessité de grands moyens : plieuse, perceuse un poste soudure ... etc et dès que les opérations précédentes sont terminées, il y a assemblage et peinture ensuite exposition sur le site expérimental.

### V .2.Etude théorique d'un concentrateur cylindro parabolique :

#### V .2.1. Principe de fonctionnement:

Le capteur cylindro- parabolique s'oriente vers le soleil grâce à un dispositif qui concentre le rayonnement solaire au niveau de l'absorbeur (barre, tube). Le fluide caloporteur circule dans les tubes de l'absorbeur, l'eau étant chauffée et conduit la chaleur vers le récipient avec un débit déterminé.



**FigV .1** : Principe de fonctionnement du concentrateur.

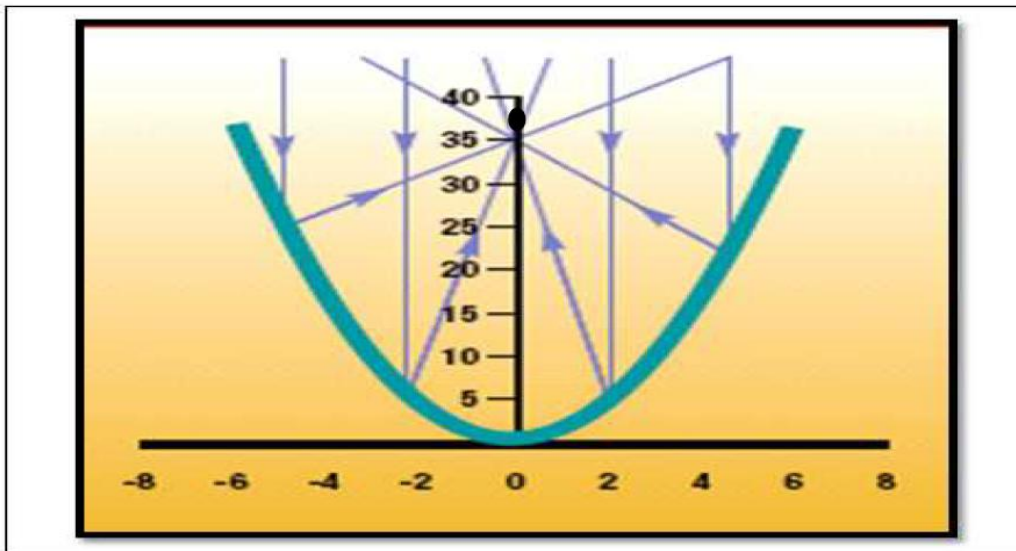
### V.2.2 Caractéristiques d'un concentrateur cylindro-parabolique(CCP) :

Le concentrateur cylindro-parabolique est le meilleur des capteurs pour la production de la vapeur d'eau à hautes températures qui peut être obtenue sans altération du rendement. Il se construit par un réflecteur (miroir ou matériau réfléchissant) de forme cylindro- parabolique. Cette géométrie permet de focaliser l'énergie solaire incidente selon une génératrice linéaire où est placé un tube absorbeur dans lequel circule un fluide caloporteur. Pour augmenter le principe de captation ainsi que le processus du transfert de chaleur, on a généralement recours à des surfaces sélectives, une plaque transparente souvent en verre place au-dessus de l'absorbeur afin de réduire les pertes thermiques par rayonnement et par convection vers l'extérieur. Pour un (CCP) l'équation générale géométrique, en coordonnées cartésiennes, s'écrit [42]

$$y = a^0 .x^2 = \frac{1}{4.F} .x^2 \quad (V-1)$$

Et en coordonnées polaire, s'écrit [42]:

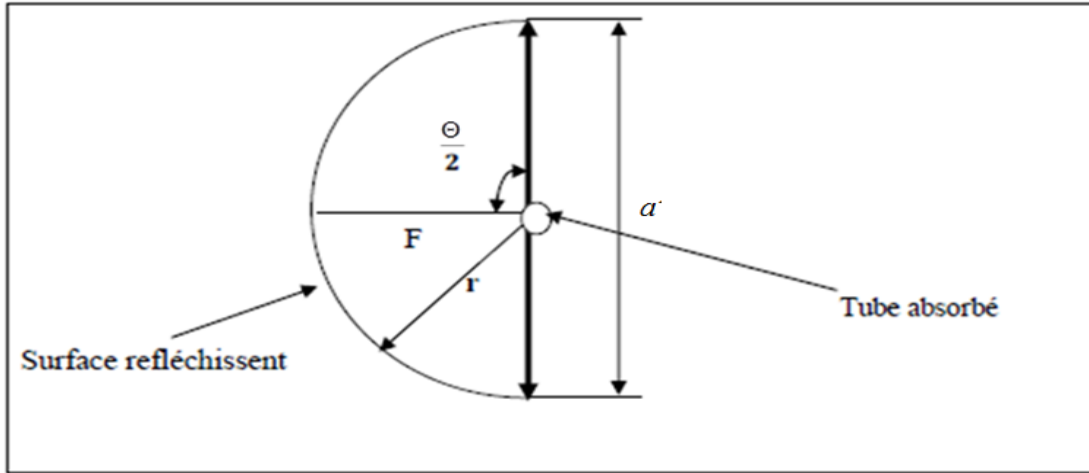
$$r = \frac{F}{\cos^2\left(\frac{\Theta}{2}\right)} \quad (V-2)$$



**FigV.2** Position du foyer d'un concentrateur cylindro-parabolique [42].

L'ouverture a du concentrateur en fonction de l'angle d'ouverture ( $\Theta$ ) est donnée par l'équation [42] :

$$a = 2 . r . \sin(\Theta) = 4.F \tan(\Theta/2) \quad (V-3)$$



FigV.3: Dimensions d'un concentrateur cylindro- parabolique [42].

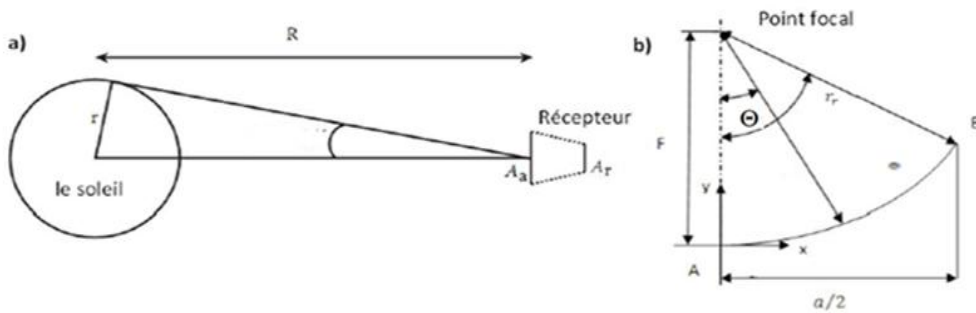


Fig V.4: Dimensionnement d'un capteur cylindro-parabolique.

Pour trouver le coefficient de concentration réel du capteur, on divise la surface du réflecteur qu'on calcule à l'aide de l'équation suivante [43] :

$$A_{ref} = l. \left[ \left( \frac{a}{2} \cdot \sqrt{\left( \frac{4.h}{a} \right)^2 + 1} \right) + 2.f. \log \left( \frac{4.h}{a} + \sqrt{\left( \frac{4.h}{a} \right)^2 + 1} \right) \right] \quad (V-3)$$

$$h = \frac{a^2}{16.F} \quad (V-4)$$

a et F sont respectivement l'ouverture et la distance focale du capteur en [m] (Fig V.4). Sur la surface de l'absorbeur :

$$A_{abs1} = l. \frac{\pi.D_p^2}{4} \quad (V-5)$$

$$A_{abs2} = l \cdot \frac{\pi \cdot D_{pi}^2}{4} \quad (\text{V-6})$$

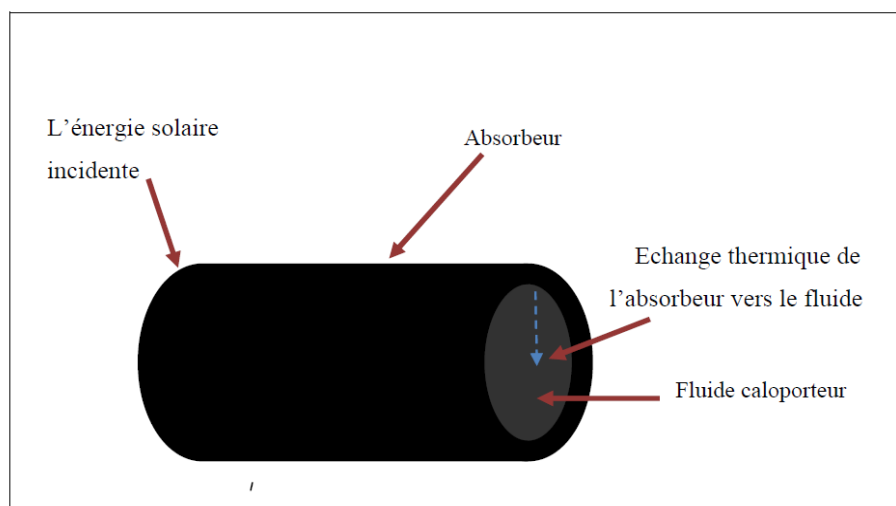
### V.2.3. Les composantes d'un prototype du concentrateur cylindro-parabolique :

#### V .2.3.1. Le réflecteur :

Le capteur doit permettre de transmettre le plus de chaleur possible au fluide. Pour cela, il faut prendre une tôle courbée paraboliquement et couverte par une couverture réfléchissante. La plus efficace serait une plaque d'inox.

#### V .2.3.2. L'absorbeur :

C'est la partie essentielle du concentrateur, le pouvoir d'absorber doit être maximal, c'est-à-dire c'est un tube métallique recouvert d'une couche de peinture noire, il faut que ce tube soit mince (la quantité de chaleur absorbée est traversée par le fluide caloporteur) afin d'augmenter la température du fluide.



**Fig V.5:** Schéma d'un tube absorbeur [44].

L'énergie solaire orientée vers le tube de l'absorbeur par concentration des rayons. Cédée au fluide caloporteur (l'eau) par convection entre le tube et de l'eau. Ensuite est transférée vers un réservoir de stockage d'énergie.

#### V .2.3.2.1. Quelques types des absorbeurs :

- **Récepteur eau/vapeur :**

Tubes à eau haute pression.

Gestion de la chaleur difficile car changement d'état.

La peinture noire se dégrade rapidement aux hautes températures.

Solution abandonnée.

- **Récepteur à huile :**

Bon caloporteur.

Solution abandonnée après incendie d'une centrale expérimentale.

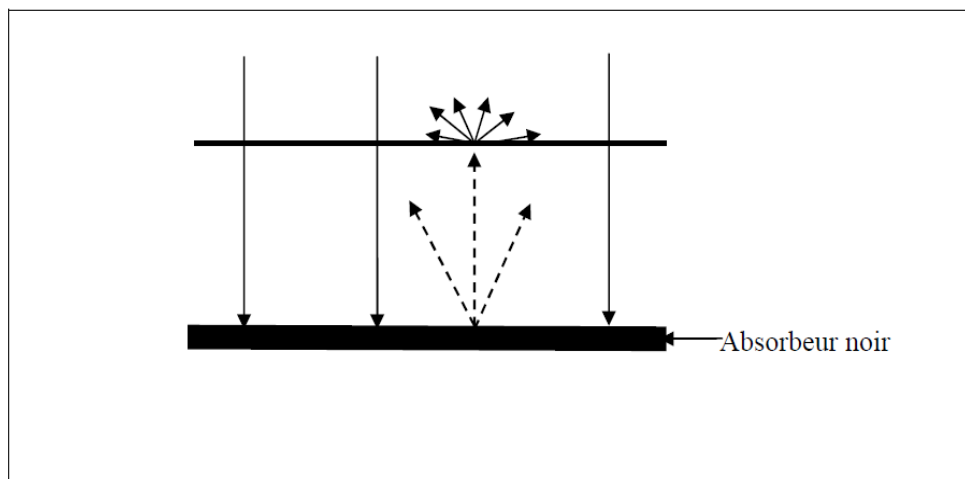
#### V .2.3.2.2. Le fluide caloporteur :

Le fluide caloporteur a pour rôle de véhiculer l'énergie convertie sous forme de chaleur au moyen de l'absorbeur pour l'utilisation ou le stockage, le fluide caloporteur doit satisfaire aux conditions suivantes :

- Faible viscosité et le point de coulée aussi bas que possible.
- Haut point d'ébullition et bas point de congélation.
- Résistance chimique vis-à-vis des matériaux de l'installation.
- Pertes de charge faibles.
- Coefficient de transfert thermique élevé.
- Grande capacité calorifique et toxicité faible.

#### V.2.4. Les principes physiques de la conversion du rayonnement solaire en chaleur :

Examinons de plus près les formes pratiques de la conversion du rayonnement solaire en chaleur. Le processus fondamental de la conversion thermique, d'un usage généralisé à l'heure actuelle, est l'effet de serre.



**Fig V.6:** Principe de l'effet de serre [42].

Cet effet résulte de la transmission sélective de certains matériaux (le verre et quelques plastiques) transmettent totalement le rayonnement solaire dont les longueurs d'ondes sont pratiquement comprises entre 0.3 et 2.5  $\mu\text{m}$ , mais ils sont absorbantes pour les longueurs d'ondes plus élevées. Le rayon incident traverse donc la lame et va chauffer le corps noir (absorbeur). Celui-ci rayonne aussi mais à une température qui n'est pas très élevée et son rayonnement se situe dans la zone de l'infrarouge qui se trouve piégée par la lame qui est opaque vis-à-vis du rayonnement dans le domaine de l'infrarouge. Un vitrage constitue un piège à calories, connu généralement sous le nom de l'effet de serre, cet effet sera augmenté si l'on utilise un double ou un triple vitrage.

### **V.2.5. Différents modes de transfert de chaleur dans un concentrateur :**

Il est habituel, dans l'étude des transferts thermiques, de distinguer trois grandes parties qui rattachent chacune à un mode de transfert de chaleur particulier : Conduction, rayonnement et convection, chacun de ces modes étant lui-même lié à un processus physique bien déterminé. En effet, comme l'énergie thermique d'un milieu matériel correspond à l'énergie cinétique de ses constituants fondamentaux ayant une certaine liberté de mouvement (molécule, atome, électron libres,....), ceux-ci pourront changer tout ou une partie de leur énergie thermique, c'est-à-dire gagner ou perdre de l'énergie cinétique [42] :

#### **V.2.5.1. Conduction :**

Soit par interaction directe avec les particules voisines (choc de molécules par exemple), ce qui correspond à la conduction.

#### **V.2.5.2. Rayonnement :**

Soit par absorption ou émission de radiations électromagnétiques, ce qui correspond au rayonnement.

#### **V.2.5.3. Convection :**

Dans le cas d'un liquide ou d'un gaz on considère également, mais cette fois-ci à l'échelle macroscopique, comme un mode de transfert de chaleur appelé convection, les échanges résultant du mélange des diverses parties d'un fluide à des températures différentes.

### **V.3. Étude énergétique d'un concentrateur :**

#### **V.3.1. Hypothèses du calcul :**

Pour le calcul du bilan énergétique on pose comme hypothèses :

- Le fluide caloporteur est incompressible.
- La forme de parabole est symétrique.
- La température ambiante autour du concentrateur est uniforme.
- Le flux solaire au niveau de l'absorbeur est uniformément réparti.

### V.3.2. Facteur de concentration géométrique :

La définition la plus commune du taux de concentration est basée sur la notion de surface. Elle est donnée comme étant le rapport de la surface de l'ouverture à la surface du récepteur [42].

$$C = \frac{A_{ref}}{A_{abs}} \quad (V-7)$$

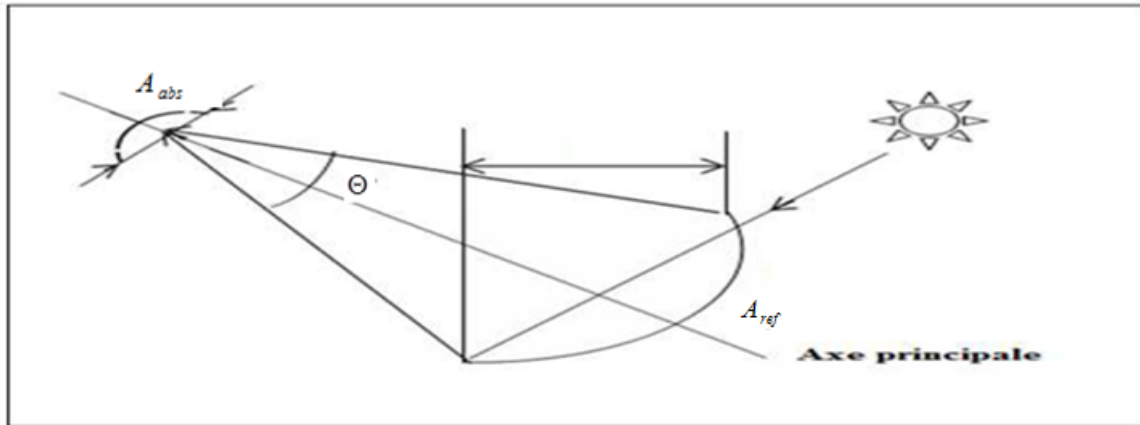


Fig V.7: Différente surface du CCP.

### V.3.3. Facteur de concentration optique :

Elle est égale au rapport de l'éclairement moyen sur la surface de l'absorbeur à l'éclairement de l'ouverture [42].

$$C_0 = \frac{I_r}{I_c} \quad (V-8)$$

Les faibles concentrations ( $1 < C < 10 \Rightarrow T \approx 150^\circ\text{C}$ ).

Les moyennes concentrations ( $10 < C < 100 \Rightarrow T \approx 150^\circ\text{C}$ ).

Les fortes concentrations ( $C \geq 100 \Rightarrow T \geq 500^\circ\text{C}$ ).

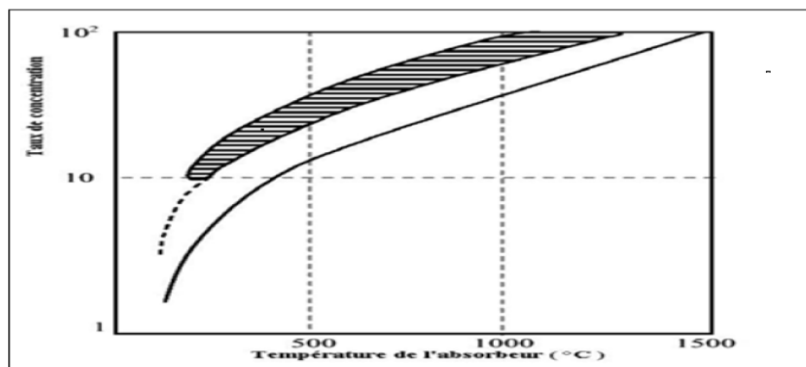
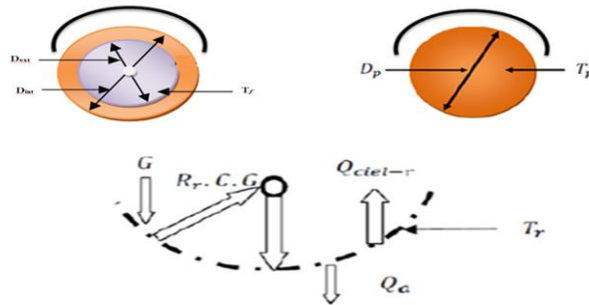


Fig V.8: Relation entre le facteur de concentration et la température du récepteur [44].

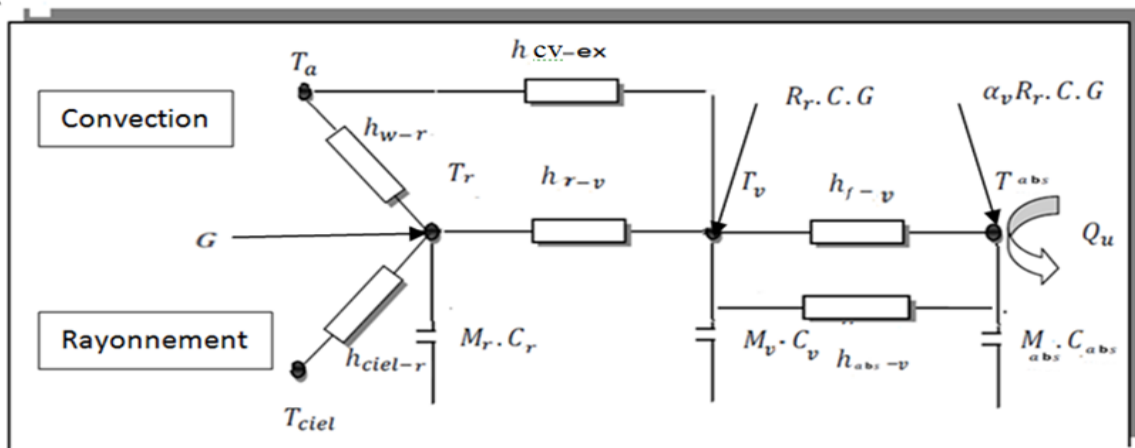
**V.3.4.Le bilan énergétique du capteur :**

Le bilan énergétique dans ce point regroupe l'énergie stockée, l'énergie entrante et l'énergie sortante. L'énergie stockée est généralement égale à la différence entre l'énergie entrante et l'énergie sortante.



**Fig V.9.a:** Le bilan énergétique.

Pour toutes ces raisons nous avons choisi d'établir les bilans énergétiques sur les nœuds du capteur. Dans notre étude, on propose 3nœuds, le réflecteur, la vitre, l'absorbeur (Barre et tube en cuivre ou circule le fluide caloporteur). On utilise l'analogie électrique comme le montre la Fig V.9. Dans la modélisation dynamique, on tient en compte l'énergie stockée dans certains niveaux. Ces niveaux sont considérés comme des nœuds à une température uniforme. Cette méthode consiste à discrétiser un système en plusieurs sous-systèmes.



**Fig V.9.b** Schéma électrique équivalent du problème.

**V.3.4.1.L'énergie stockée dans les nœuds :**

Chaque nœud stocke une quantité de chaleur qui dépend de la capacité du matériel utilisé à stocker l'énergie thermique et de la variation de la température au cours du temps. Le Tableau V.1 donne les différentes quantités de l'énergie dans les nœuds correspondants :

Les nœuds	L'énergie stockée	
Le réflecteur	$Q_{sr} = M_r \cdot C_r \cdot \frac{dT_r}{dt}$	
	Avec :	
	$M_r = l \cdot e_r \cdot \left[ \left( \frac{a}{2} \cdot \sqrt{\left( \frac{4 \cdot h}{a} \right)^2 + 1} \right) + 2 \cdot f \cdot \log \left( \frac{4 \cdot h}{a} + \sqrt{\left( \frac{4 \cdot h}{a} \right)^2 + 1} \right) \right] \cdot \rho_r$	
Et :	$h = \frac{a^2}{16 \cdot f}$	
Le verre	$Q_{sv} = M_v \cdot C_v \cdot \frac{dT_v}{dt}$	
	Avec :	$M_v = V_v \cdot \rho_v = l_v \cdot \tilde{l}_v \cdot \pi \cdot \rho_v$
L'absorbeur	$Q_{sp} = M_p \cdot C_p \cdot \frac{dT_p}{dt}$	
	Avec :	
	$M_p = V_p \cdot \rho_p = l \cdot \pi \cdot \frac{D_p^2}{4} \rho_p$	$M_f = V_f \cdot \rho_f = l \cdot \pi \cdot \frac{D_{pi}^2}{4} \rho_f$
	$Q_p = M_p \cdot C_p \cdot \frac{dT_p}{dt}$	$Q_{sf} = M_f \cdot C_f \cdot \frac{dT_f}{dt}$

**Tableau V.1 :** L'énergie stockée dans les nœuds

#### V.3.4.2. Les radiations incidentes :

Le rayon solaire  $G$  atteint la paroi sous un angle appelé angle d'incidence  $\theta$  défini comme l'angle entre la normale à la paroi et le rayon solaire à l'instant considéré. Il est évalué à partir de l'inclinaison, l'orientation de la paroi et la direction du rayon solaire. Comme le rayonnement solaire arrive sur la terre sous forme d'un faisceau parallèle, une surface perpendiculaire à ces rayons intercepte la densité maximale d'énergie, inclinée à partir de cette position perpendiculaire, elle voit son éclaircissement diminuer. La radiation solaire  $G$  frappe la surface du réflecteur qui réfléchit le maximum de cette énergie vers l'absorbeur de la valeur de  $(R_r \cdot C \cdot G)$  Cette valeur est divisée elle-même sur les deux nœuds, en premier c'est le verre qui absorbe une quantité  $(\alpha_v \cdot R_r \cdot G \cdot C)$  et transmet ensuite une quantité  $(\tau_v \cdot R_r \cdot C \cdot G)$  qui frappe le deuxième nœud. L'absorbeur qui est un deuxième nœud absorbe à son tour une quantité d'énergie

Avec :

$R_r$ : coefficient de réflexion de réflecteur.

$\tau_v$ : coefficient de transmission de verre.

$\alpha_v$  et  $\alpha_{abs}$ : coefficient d'absorption du verre et de l'absorbeur respectivement.

C : le coefficient de concentration du capteur.

### V.3.4.3. L'énergie transférée entre les nœuds :

Les énergies entrantes et sortantes sont généralement par rayonnement ou par convection (Parfois la convection entre l'absorbeur et le vitrage est assimilée à une conduction à cause de l'immobilité des molécules). Les quantités de chaleur échangées entre les nœuds s'écrivent sous la forme :

$$Q_{ij} = A_{ij} \cdot h_{ij} \cdot (T_i - T_j) \quad (V-8)$$

Ceci nécessite la détermination des coefficients de transfert de chaleur entre deux nœuds adjacents.

#### ✓ L'énergie transférée entre le capteur et l'environnement :

##### a) L'énergie transférée entre le ciel et le capteur :

Ce type de transfert thermique se fait par rayonnement, il est conditionné par la différence entre la température du ciel et la température du réflecteur. Dans notre cas, deux nœuds sont concernés par ce transfert, le ciel et le réflecteur :

$$h_{ray\ ciel-r} = \sigma \cdot \epsilon_r \cdot (T_{ciel} + T_r) \cdot (T_{ciel}^2 + T_r^2) \quad (V-9)$$

L'atmosphère est essentiellement transparente dans la région de longueur d'ondes de 8 à 14 $\mu$ m. Mais en dehors de cette fenêtre, l'atmosphère est une bande absorbante couvrant une grande partie du spectre infrarouge. Plusieurs chercheurs ont étudié la valeur de la température de ciel, et ils ont établi des corrélations empiriques reliant la température du ciel parfois uniquement avec la température atmosphérique et parfois avec la pression de vapeur, ou encore avec deux paramètres : la température de rosé et la température ambiante. Le tableau suivant présente quelques corrélations :

Equation	Référence
$T_{ciel} = T_a - 12$	(S.Souad 2010) [48]
$T_{ciel} = T_a - 6$	(C.K.Hsieh 1981) [49]
$T_{ciel} = 0.0552 \times T_a^{1.5}$	(A.Belghit et al. 1997) [50]
$T_{ciel} = \epsilon_{ciel}^{0.25} \cdot T_a$	(M.Martin et al. 1984) [51]
$T_{ciel} = T_a \times \left(0.8 + \frac{T_{ro} - 273}{250}\right)^{0.25}$	(U.Eicker 2003) [52]
$T_{ciel} = T_a \cdot [0.711 + 5.6 \times 10^{-3} \cdot T_{ro} + 7.3 \times 10^{-5} \cdot T_{ro}^2 + 1.3 \times 10^{-2} \cdot \cos(15 \cdot t)]^{0.25}$	(A.Beckman et al., 1980) [7]

**Tableau V.2 :** Corrélations empiriques de la température du ciel.

Avec :

$T_a$ : La température ambiante.

$T_{ro}$ : La température de rosée.

$t$  : désigne l'heure en prenant l'origine à minuit.

Pour utiliser l'équation (M.Martin et al.1984) [51]. il faut calculer l'émissivité du ciel, il existe plusieurs corrélations. Kedhari en 1999 définit l'émissivité du ciel comme étant une fonction de la température de rosée (J.P.Praene 2007). Le tableau suivant présente quelques corrélations qui permettent de déterminer L'émissivité du ciel :

Equation	Référence
$\varepsilon_{ciel} = 0.564 + 0.059 \cdot \sqrt{p_v}$	(M.Martin et al. 1984) [51]
$\varepsilon_{ciel} = 0.741 + 0.0062 \cdot T_r$	(P.Berdahl et al. 1982) [53]
$\varepsilon_{ciel} = 0.770 + 0.0038 \cdot T_r$	(X.Berger et al. 1984) [54]
$\varepsilon_{ciel} = 0.711 + 0.0056 \cdot T_r + 0.000073 \cdot T_r^2$	(S.D.Odeh 1998) [55]
$\varepsilon_{ciel} = 1 - 0.261 \cdot \exp(-7.77 \times 10^{-4} \cdot T_a^2)$	(Y.Jannot 2007) [11]

**Tableau V.3** : Corrélation empirique de l'émissivité du ciel ( $p_v$  en [mbar]).

Dans notre cas, on a utilisé la formule de (Y.Jannot 2007) [7]. Pour l'émissivité de ciel et Martin and Berdahl, 1984 pour le calcul de la température de ciel.

#### b) L'énergie transférée entre l'atmosphère et le capteur :

Ce type de transfert se fait par convection. On trouve plusieurs études sur la détermination de la valeur du coefficient de transfert thermique avec l'atmosphère et presque toutes les corrélations posent le vent comme le facteur principal dans ce transfert. Dans le tableau suivant, on trouve quelques résultats de certaines recherches et leurs conditions d'application :

Equation	condition	Référence
$h = 5,7 + 3,8 \cdot V$	✓ Non applicable à moins que la surface du capteur inférieur que 0.5 m <sup>2</sup> (A.Beckman et al.1980).	(W.Zambrano et al. 1984) [56]
$h = 2,8 + 3,0 \cdot V$	✓ Non applicable à moins que la surface du capteur inférieur que 0.5 m <sup>2</sup> (A.Beckman et al. 1980).	(J.H.Watmuff et al. 1977) [57]
$h = 4.214 + 3.575 \cdot V$		(U.Eicker 2003) [52]
$h = \max \left[ 5 \cdot \frac{8,6 \cdot V^{0,6}}{L^{0,4}} \right]$	✓ Les capteurs encastrés	(A.Beckman et al., 1980) [7]
$h = \frac{8,6 \cdot V^{0,6}}{L^{0,4}}$	✓ Convection forcée	(S.Kalogirou 2009) [45]

$h = \frac{4.V^{0.58}}{D^{0.42}}$	✓ Autour d'un tube.	(N.Naeeni et al. 2007) [58]
$Nu = 0,86.Re^{1/2} .Pr^{1/3}$	✓ Plan rectangulaire ✓ $2 \times 10^4 < Re < 9 \times 10^4$	(D.Njomo 1998) [59]
$Nu = C_1.R_a^{C_2}$	✓ Convection naturelle ✓ Plan horizontale Pour $10^4 < R_a < 3 \times 10^7$ <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>C_1 = 0.76</math></li> <li>• <math>C_2 = 0.25</math></li> </ul> Pour $10^4 < R_a < 3 \times 10^9$ <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>C_1 = 0.15</math></li> <li>• <math>C_2 = 0.34</math></li> </ul>	(A.Beckman et al. 1980) [7]
$Nu = C_1.R_a^{C_2}$	✓ <b>Convection naturelle</b> ✓ <b>Cylindre horizontale</b> Pour $10^4 < R_a < 3 \times 10^9$ <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>C_1 = 0.59</math></li> <li>• <math>C_2 = 0.25</math></li> </ul> Pour $10^9 < R_a < 3 \times 10^{12}$ <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>C_1 = 0.13</math></li> <li>• <math>C_2 = 0.34</math></li> </ul>	(J.P.Holman 1986) [60]
$Nu = C_1.R_e^{C_2}$	✓ Autour d'un cylindre. Pour $40 < Re < 4\ 000$ <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>C_1 = 0.615</math></li> <li>• <math>C_2 = 0.466</math></li> </ul> Pour $4\ 000 < Re < 40\ 000$ <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>C_1 = 0.174</math></li> <li>• <math>C_2 = 0.618</math></li> </ul> Pour $40\ 000 < Re < 400\ 000$ <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>C_1 = 0.0239</math></li> <li>• <math>C_2 = 0.8050</math></li> </ul>	(A.Thomas et al. 1994) [61]
$Nu = C_1.Re^{C_2} + C_3$	✓ un écoulement d'air outred'un tube simple Pour $10^{-1} < Re < 10^3$ <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>C_1 = 0.54</math></li> <li>• <math>C_2 = 0.52</math></li> <li>• <math>C_3 = 0.40</math></li> </ul> Pour $10^3 < Re < 5 \times 10^4$ <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>C_1 = 0.30</math></li> <li>• <math>C_2 = 0.60</math></li> <li>• <math>C_3 = 0</math></li> </ul>	(S.Kalogirou, 2009) [45]

**Tableau V.4:** Corrélations de calcul du coefficient de transfert avec l'atmosphère.

Dans notre étude, pour le réflecteur, la corrélation de Mitchell (S.Kalogirou 2009) [45] :

$$h_{ray\ w-r} = 8,6 \cdot \frac{V^{0,6}}{L^{0,4}} \quad (V-10)$$

### c) Le coefficient de transfert entre le réflecteur et le verre :

Le transfert de chaleur entre le réflecteur et le verre se fait généralement uniquement par rayonnement, le coefficient de transfert est donné par (A.Beckman et al. 1980) [7]:

$$h_{ray\ r-v} = \frac{\sigma \cdot (T_v^2 + T_r^2) \cdot (T_v + T_r)}{\frac{1 - \varepsilon_v}{\varepsilon_v} + \frac{1}{F_{rv}} + \frac{(1 + \varepsilon_r)}{\varepsilon_r}} \quad (V-11)$$

Le coefficient de forme se calcule avec l'équation suivante (M.F.Modest 2003) [46]:

$$F_{rv} = \frac{\left[ (w_1 + w_2)^2 + 4 \right]^{1/2} - \left[ (w_2 + w_1)^2 + 4 \right]^{1/2}}{2 \cdot w_1} \quad (V-12)$$

$$w_1 = \frac{D_v}{F} \text{ et } w_2 = \frac{a}{F} \quad (V-13)$$

#### 1) Le réflecteur :

Au niveau de réflecteur on a :

- Le rayonnement entre le verre et le réflecteur entrant dans le nœud.
- Le rayonnement solaire incident sur le réflecteur entrant dans le nœud.
- La réflexion du rayonnement solaire incident sur le réflecteur sortant du nœud.
- Les pertes d'énergie sortant du nœud avec l'atmosphère (convection).
- Les pertes d'énergie sortant du nœud avec Le ciel (rayonnement).

$$\text{Donc : } (mc)_r \cdot \frac{dT_r}{dt} = \left( (1 - C.R_r) \cdot G - h_{w-r} \cdot (T_r - T_a) - h_{ciel-r} \cdot (T_r - T_{ciel}) - h_{r-v} \cdot (T_r - T_v) \right) \cdot A_{ref} \quad (V-14)$$

#### ✓ Le coefficient de transfert entre le verre et l'absorbeur :

On a deux types de transfert de chaleur, le premier se fait par convection (plusieurs chercheurs le considèrent nul (K.Heinloth 2006) [40] et le deuxième par rayonnement.

- **Le coefficient de transfert par convection :**

Une autre équation plus simple qui permet de calculer la convection entre la vitre et l'absorbeur (la relation de hottel et wortz) :

$$h_{cov\ ext} = 5.67 + 3.86 V_{ext} \quad (V-15)$$

$T_f$  : représente la température moyenne entre celles du verre et de l'absorbeur en [k] :

$$T_f = \frac{T_v + T_{abs}}{2} \quad (V-16)$$

- **Le coefficient de transfert par rayonnement :**

Le coefficient de transfert thermique par rayonnement entre deux surfaces (vitre et absorbeur) est donné par (A.Beckman et al. 1980) [7] :

$$h_{abs\ vit} = \frac{\sigma \cdot (T_{abs} + T_{vit}) (T_{abs}^2 + T_{vit}^2)}{\frac{1}{\epsilon_{abs}} + \frac{1}{\epsilon_{vit}} - 1} \quad (V-17)$$

## 2) Le verre :

Au niveau du verre on a :

- Une énergie transmise entre le verre et l'absorbeur par rayonnement entrant dans ce nœud.
- Un rayonnement réfléchi du réflecteur entrant dans ce nœud.
- Les pertes d'énergie avec l'atmosphère extérieure par convection sortant de ce nœud.
- Les pertes d'énergie avec milieu intérieur par convection sortant de ce nœud.

$$(mc)_v \frac{dT_v}{dt} = \left[ (GRC)\alpha_v - h_{cv-vit-f}(T_f - T_v) - h_{cv-ext}(T_v - T_a) + h_{ray\ abs-v}(T_{abs} - T_v) \right] A_v \quad (V-18)$$

## 3) L'absorbeur :

Au niveau de l'absorbeur on a :

- Une énergie transmise entre le verre et l'absorbeur par le rayonnement et la convection sortant de ce nœud.
- Des rayonnements solaires réfléchis à partir de réflecteur entrant dans ce nœud.
- Une énergie transmise au fluide caloporteur sortant de ce nœud.
- Une énergie stockée dans l'absorbeur.

Dans le cas d'une barre absorbante :

$$(mc)_{abs} \frac{dT_{abs}}{dt} = \left[ (R_r CG \alpha_v)\alpha_{abs} - h_{cvabs-f}(T_{abs} - T_f) - h_{ray\ abs-v}(T_{abs} - T_v) + (R_r CG \alpha_v)\alpha_{miroir} \right] A_{abs1} \quad (V-19)$$

Dans le cas d'un tube où circule le fluide caloporteur :

## 4) Le fluide :

### L'énergie utile, sortie de capteur :

L'énergie utile est la quantité de chaleur transmise au fluide caloporteur le long du capteur. Elle dépend des caractéristiques du fluide, sa capacité de transporter la chaleur et son débit massique :

$$Q_u = \dot{m}_f \cdot C_f \cdot (T_s - T_e) \quad (V-20)$$

La température du nœud du fluide est définie comme étant la moyenne arithmétique entre la température d'entrée et la température de sortie du fluide

$$T_F = \frac{T_S + T_e}{2} \quad (\text{V-21})$$

$$T_S = 2.T_F - T_e \quad (\text{V-22})$$

$$Q_u = \dot{m}_F . C_F . 2(T_F - T_e) \quad (\text{V-23})$$

Au niveau de fluide on a :

- L'énergie transmise au fluide caloporteur entrant dans ce nœud.
- L'énergie transmise par le fluide en dehors du capteur (énergie utile).
- L'énergie stockée dans le fluide.

$$(mc)_{abs} \frac{dT_f}{dt} = \left[ \begin{array}{l} (R_r CG \alpha_v) \alpha_{abs} - h_{cvabs-f} (T_{abs} - T_f) - h_{rayabs-v} (T_{abs} - T_v) - \dot{m}_F . C_F . 2(T_F - T_e) + \\ (R_r CG \alpha_v) \alpha_{miroir} \end{array} \right] . A_{abs2} \quad (\text{V-24})$$

#### V.4. Description du prototype :

Le dispositif expérimental est un concentrateur cylindro parabolique à double réflexion le 1<sup>er</sup> réflecteur est le réflecteur principale et le 2<sup>ème</sup> réflecteur est le réflecteur axillaire qui es situé en haut du tube récepteur, ce dernier redirige les rayonnements vers ce tube. Il est constitué essentiellement :

- une tôle acier galvanisé pour former notre capteur cylindro parabolique
- Un vitrage qui assure l'isolation
- des parois qui se trouvent dans les deux côtés du réflecteur auxiliaire pour diminues la vitesse du vent
- Papier d'aluminium pour couvrir notre tôle et avoir une surface réfléchrice, pour que tous les rayonnements solaires soient concentres et focalisés vers le foyer (l'absorbeur).
- Un fer plein dans le foyer (une barre absorbante) avant de placer le tube en cuivre
- Un tube sous vide en verre transparent entoure le tube en cuivre afin de réduire les pertes de chaleur.
- Un tube en cuivre notre tube récepteur en forme U.
- Une 2<sup>ème</sup> tôle pour former le réflecteur auxiliaire qui se trouve en haut de notre tube absorbeur.
- des lames de miroirs qui doivent être à l'intérieur du réflecteur auxiliaire, ainsi ils assurent la réflexion complète des rayonnements solaires sur le tube absorbeur, alors que ces rayonnements proviennent du réflecteur principal.

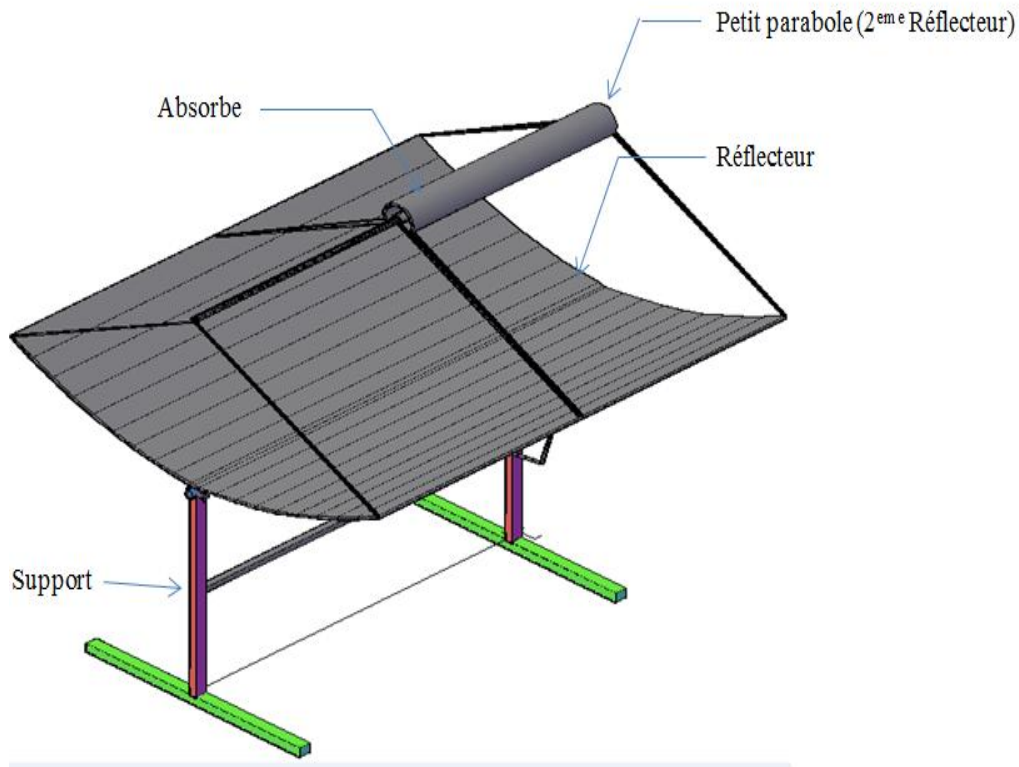


Fig V.10 schéma descriptif du prototype

### V.5.Matériel nécessaire :

Les matières avec lesquels le prototype est réalisé sont :

➤ **pour le capteur cylindro parabolique (le réflecteur)**

1-Tube carré : pour fabriquer le premier cadre

2-Cornière métallique de différentes épaisseurs :

- les petites cornières sont utilisées dans le premier cadre dans les deux cotés à condition que les cornières soient perpendiculaires au tube carré avec les mêmes distances horizontales dans l'ordre croissant
- les huit grands corniers (avec une grande épaisseur) : sont utilisés pour renforcer notre réflecteur ainsi que l'amélioration de la résistance mécanique

3-Le fer plat : est pour lier les petites cornières entre elles afin d'avoir une courbe

4- Tôle d'acier : pour la placer dans le fer plat et avoir un capteur cylindro parabolique, la non disponibilité des tôles en aluminium, cela nous mène à utiliser la tôle d'acier couverte par un papier aluminium pour obtenir un réflecteur qui concentre la lumière vers l'absorbeur

5-Les rivets métalliques : servent à l'assemblage de la tôle avec le fer plat

➤ **pour l'absorbeur (le foyer) et le réflecteur auxiliaire (un deuxième réflecteur) :**

1-un fer plein : au niveau du foyer (une barre)

2-un tube en cuivre : malgré son cout élevé, le cuivre avec ses propriétés physiques est le meilleur matériau pour la fabrication d'échangeur thermique

3-un tube en verre sous vide où on place le tube en cuivre

4-une tôle d'acier pour former le réflecteur auxiliaire qui est située en haut du tube récepteur et son rôle est un deuxième réflecteur de rayonnement solaire

5- les lames des miroirs sont collées dans la surface interne du réflecteur auxiliaire

6-Le verre : sous forme de plaque

7- on a utilisé deux plaques pour l'isolation latérale



➤ **Pour la structure porteuse : on a utilisé**

1-Un tube acier rond et fer à U pour la réalisation du support avec les paliers dans les deux cotés



2- Une peinture noire mate : pour la captation des rayons solaires au niveau du réflecteur auxiliaire et l'absorbeur (barre) et le tube en cuivre

3-Peinture grise pour la protection contre la corrosion applique sur les éléments en acier support et cornière de renforcement

**V.6.Réalisation du prototype :**

Composant	Dimension	Quantité	
Tôle en acier galvanisé	(2000*2000*1) mm	2 Unité	
Papier d'aluminium	(2000*2000) mm	2 Unité	

Cornière métallique	(20*20*3) mm	32 m	
Fer plat	(2000*15*3) mm	6 m	
Fer a U	(90*56*7) mm	5.05m	
Tube de cuivre	(8/10) Ø mm	3m	
Tube sous vide en verre	(37/47) Ø mm	1m	
Tube rond	60 mm	1.52m	
Tôle acier galvanisé pour le réflecteur auxiliaire	(1000*310*1) mm	1 Unité	
Des lames de miroirs	(1000*10*4) mm	26 Unité	
Barre ( absorbeur)	(18) Ø mm	2 m	
Une plaque de verre	(1000*145*3) mm	1 Unité	

Peinture noire mate flacon	-	1 Unité	
Peinture Gris flacon	-	2 Unité	
Paroi demi disque pour diminuer la vitesse de vent	(75) Ø mm	4 Unité	

**Tableau V.5: caractéristique techniques des matériaux utilisé (Prototype)**

## V.7.Description des différentes parties du prototype :

### V.7.1 Description géométrique du capteur cylindro-parabolique :

Dans certaines applications de thermique solaire, on a besoin de températures élevées qui ne peuvent être produites par le capteur plan (simple ou sous vide). Dans ces cas, on utilise des capteurs à concentration qui peuvent générer des températures suffisamment élevées. Le capteur cylindro-parabolique se présente comme un module ayant un réflecteur de forme parabolique de disposition cylindrique. Selon l'équation suivante (A.Beckman et al. 1980) [7]

$$y = a \cdot x^2 = \frac{1}{4.F} \cdot x^2 \quad (V-25)$$

Cette géométrie lui permet de focaliser l'énergie solaire incidente selon une génératrice linéaire où est placé un tube absorbeur dans le quel circule un fluide caloporteur. L'énergie thermique reçue au point focal est absorbée par un tube métallique et à deuxième réflecteur.

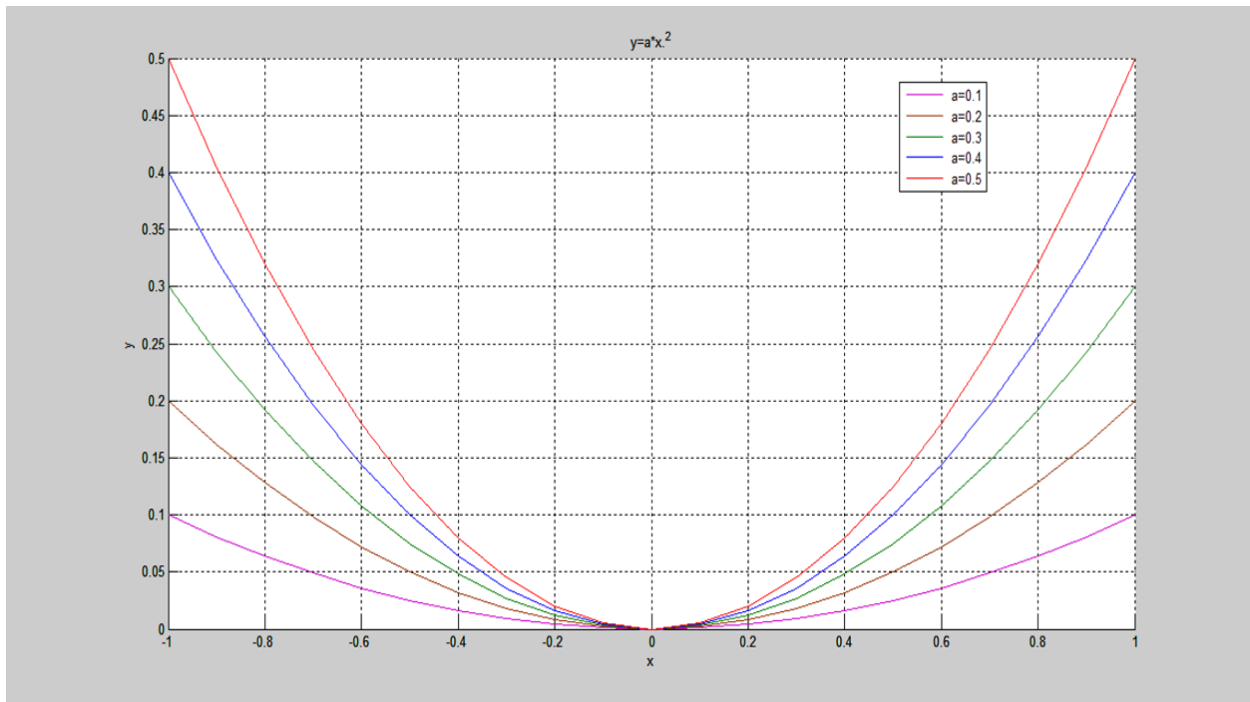
#### V.7.11..Réalisation du réflecteur :

##### ✓ Dimensionnement de la courbe

Un miroir parabolique a la propriété d'être stigmatique pour un point situé à l'infini sur son axe, qui est le foyer. On a:

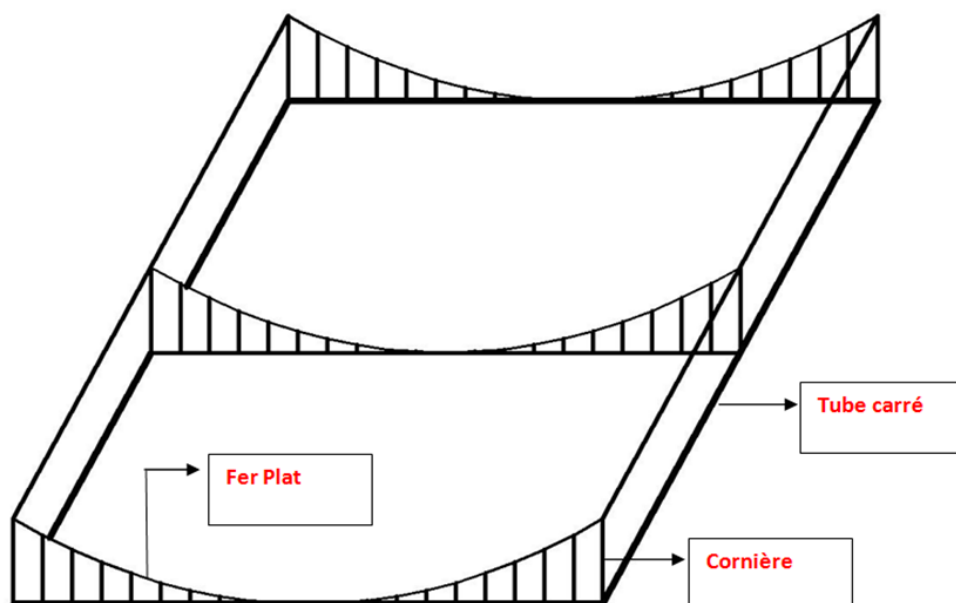
$$y = a^\circ \times x^2 \quad \text{avec} \quad a^\circ = \frac{1}{4.F} \quad \Rightarrow \quad y = \frac{1}{4F} \cdot X^2 \quad (V-26)$$

$$a^\circ = 0.3$$



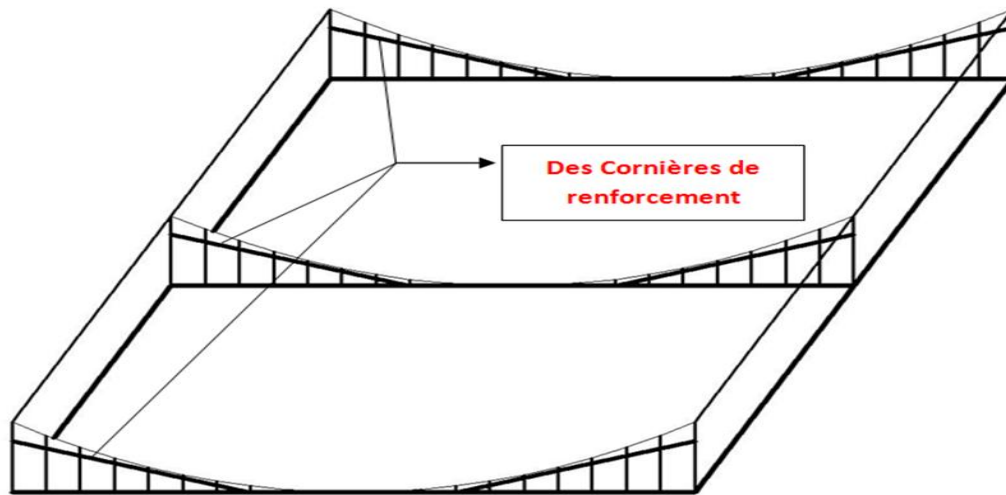
**Fig V.11:** l'équation du parabolier

- 1- Il est constitué de plusieurs éléments métalliques, à l'aide des tubes on a réalisé un cadre de forme carrée, puis on a placé le première cornière au milieu d'un des tubes carrés de ce cadre et les autres cornières sont placées verticalement de l'ordre croissant et horizontalement avec la même distance, sur le même tube carré et pour l'autre côté symétrique on fait la même chose pour les trois qui sont en face du premier. **Fig V.13**



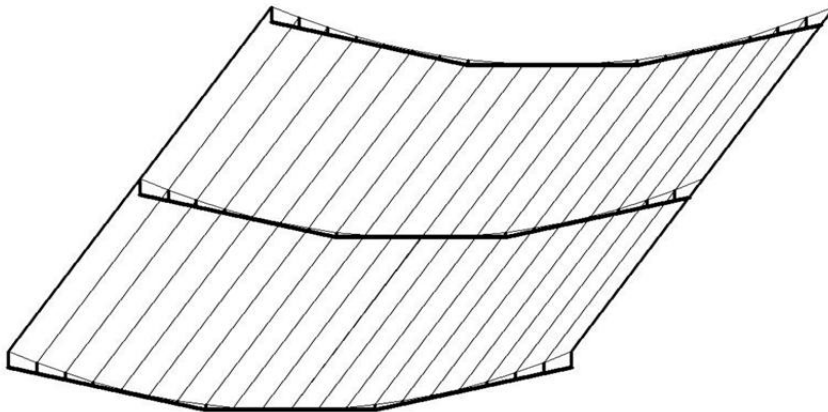
**FigV.12 :** schéma de la réalisation du 1<sup>ère</sup> cadre avec les cornières

2- On a lié le fer plat et les cornières avec une soudure dans chaque point pour avoir une courbe dans les trois cotés qui sont parallèles



**Fig V.13 :** schéma de l'emplacement des cornières de renforcement dans le cadre pour former la courbe

3- a l'aide de tronçonneuse on a coupé toutes les cornières pour avoir la forme une courbe



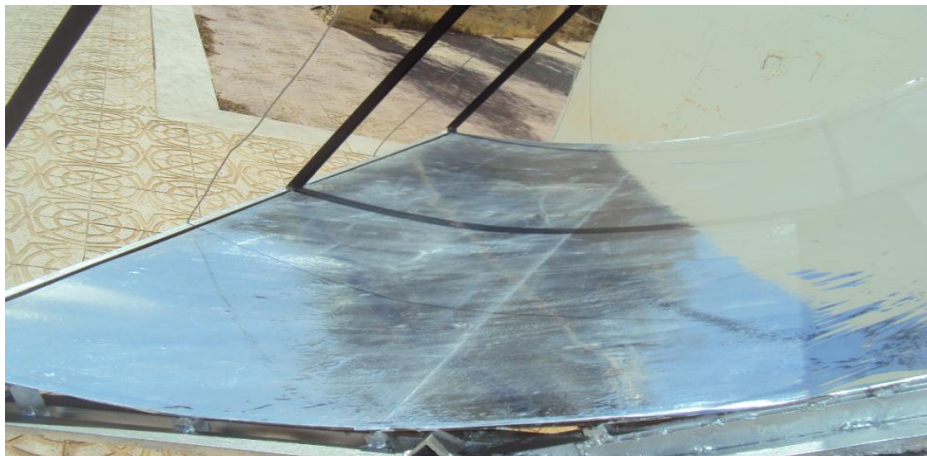
**Fig V.14 :** schéma final de la courbe

- 4- Le rivetage de la tôle d'acier galvanisé avec le fer plat pour obtenir la forme finale du capteur et assure une fixation renforcée
- 5- à l'aide des cornières métalliques on a renforcé notre réflecteur pour assurer la résistance mécanique



**Fig V.15 :** la face arrière de la surface réfléchissante avec les cornières de renforcement

L'indisponibilité de la tôle en aluminium nous a mené à utiliser la tôle en acier galvanisé à l'aide du papier d'aluminium auto collant on a placé sur notre tôle d'acier galvanisé pour avoir notre réflecteur qui concentre la lumière sur un tube récepteur.



**Fig V.16:** la face avant du réflecteur avec l'emplacement du papier d'aluminium

<b>Caractéristique géométrique du réflecteur</b>	
Longueur de tôle	$L=2 \text{ m}$
Largeur de tôle	$l=2 \text{ m}$
Position du foyer	$F=0.83 \text{ m}$
Rayon de cylindre-parabole	$R = 1.14 \text{ m}$
Surface de tôle	$A_{ref} = 4 \text{ m}^2$

**Tableau V.6:** Caractéristique géométrique du réflecteur.

### V.7.1.2.Réalisation du foyer :

A l'aide de huit cornières on a fabriqué le support du notre tube récepteur, ce tube est partagé en deux chacun avec une longueur d'un mètre, après avoir calculé la distance focale :

$$F = \frac{1}{4\alpha^{\circ}} = \frac{1}{4 \cdot (0,3)} = 0.83 \text{ m}$$



**Fig V.17:** Réalisation du foyer avec son support

Caractéristique de l'absorbeur (Barre)	
Longueur	L= 1 m
Diamètre	D= 18 mm
Longueur totale	L= 2 m
Surface de captation	A <sub>abs</sub> = 0.056 m <sup>2</sup>

**Tableau V.7:** Spécifications de l'absorbeur (barre)

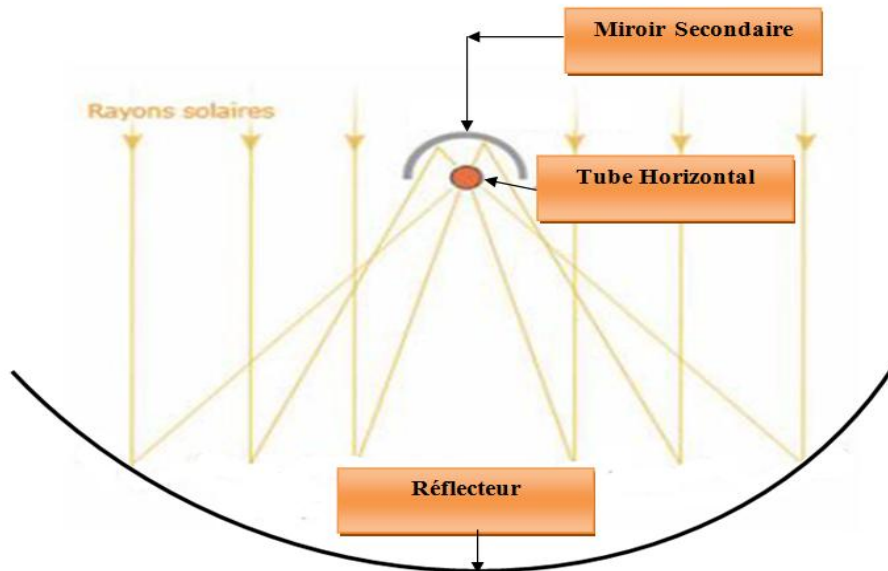
Caractéristique de l'absorbeur (Tube)	
Longueur totale	L= 3 m
Diamètre	D= 8/10 mm
Longueur D'échange	L= 3 m
Surface de captation	A <sub>abs</sub> = 0.05 m <sup>2</sup>

**Tableau V.8:** Spécifications de l'absorbeur (tube en cuivre).

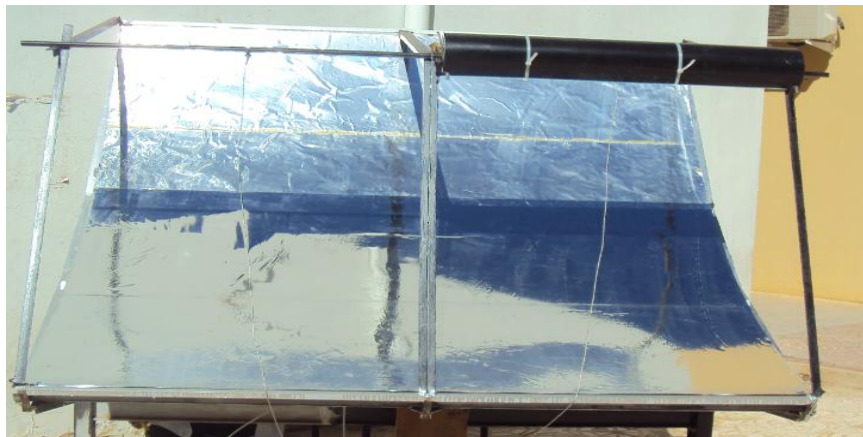
### V.7.1.3.Réalisation du réflecteur auxiliaire (le deuxième réflecteur) :

Sur le support du foyer et juste en haut du tube récepteur on a placé le réflecteur axillaire qui joue le rôle d'une deuxième réflecteur avec une longueur de 1 m avec des boulons et des écrous en nombre suffisant pour bien l'immobiliser

on a fait une étude sur le réflecteur auxiliaire tel que tous les rayonnements solaires réfléchis du réflecteur principal puisse entrer dans le réflecteur auxiliaire



**Fig V.18** : étude du réflecteur auxiliaire



**Fig V.19** : La réalisation du réflecteur auxiliaire

à l'aide de la colle on a placé les lames de miroirs dans le paroi intérieure pour former une surface réfléchissante (le 2<sup>ème</sup> réflecteur)



**Fig V.20**: L'emplacement des lames des miroirs dans la paroi interne du réflecteur auxiliaire

**V.7.1.4. Réalisation de l'absorbeur :**

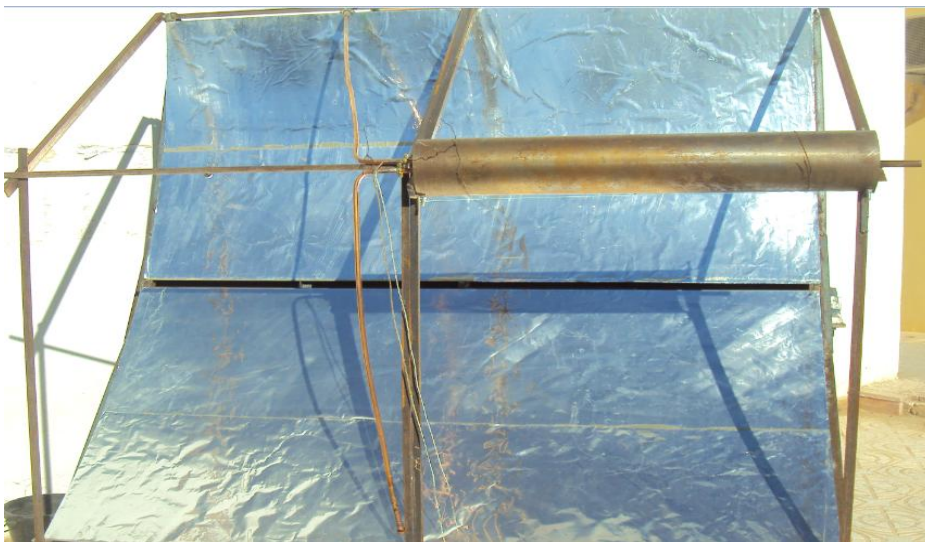
**On a deux types d'absorbeur :**

Une barre de fer de diamètre 18 mm est placée dans le foyer



**FigV.21 :** l'absorbeur est une barre de 2 m séparée au milieu

Un tube de cuivre de diamètre 8/10 c'est un échangeur thermique en forme de U est réalisé pour capter le rayonnement réfléchi du réflecteur principal.



**FigV.22:** l'absorbeur est un tube en cuivre de longueur 3m pour la circulation du fluide

**V.7.1.5. Réalisation de la structure porteuse :**

1-Le support est réalisé de façon à supporter le poids du concentrateur solaire et les effets climatiques



**Fig V.23 :** Photo de la structure porteuse

2-L'orientation du capteur solaire est assurée par un tube en acier rond lié au châssis du capteur par une articulation permettant son inclinaison



**Fig V.24 :** photo du tube rond qui assure l'inclinaison



**Fig V.25:** photo finale de notre prototype

**V.8.Mesurs à effectuer :****V.8.1Étalonnage du thermocouple (Vérification du point zéro) :**

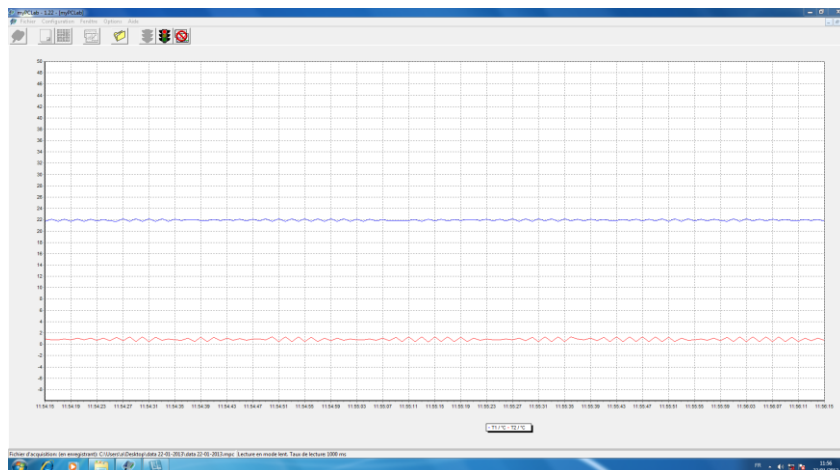
Cet étalonnage nous a permis de reconnaître la précision et la performance de ces thermocouples.

Les deux soudures sont identiques mais l'une d'elles sera la « soudure froide » et l'autre soudure chaude.

- ✓ on a Plongé la "soudure froide" dans un vase contenant de la glace (en cours de manipulation, il faudra penser à vérifier la présence de glace). La "soudure froide" est maintenue à la température constante de 0°C.
- ✓ on a Plongé l'autre soudure chaude dans un vase contenant de l'eau à 23°C., puis on mit les deux soudures dans la source froide. les deux soudures sont reliées à un système d'acquisition (Logiciel Mypclab) pour afficher les graphes suivants :



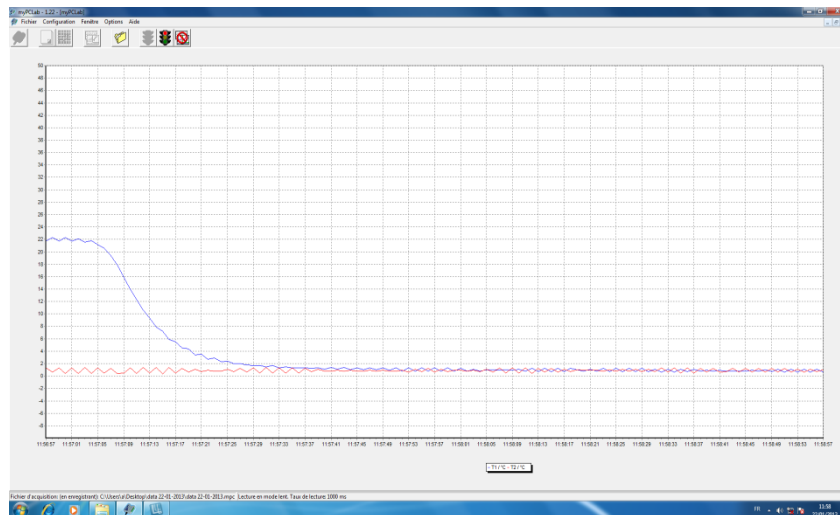
**Fig V.26:** les deux soudures sont mises dans les deux sources (source froid, source chaude).



**Fig V.27:** évolution des températures de chaque source



**Fig V.28:** les deux sondes sont mises dans la source froide



**Fig V.29 :** évolution des températures des deux sondes dans la même source (froide)

### V.8.2. Appareillages de mesure :

Des thermocouples type J (laiton-nickelé) sont utilisés pour mesurer les températures en deux différents points de l'absorbeur.

La température ambiante de l'environnement dans laquelle se trouve le prototype a été mesurée en un seul point fixe

Les températures du capteur solaires sont mesurées en deux points suivant la disposition ci-dessous :

On a fait plusieurs expériences.

- **Le rendement :**

L'efficacité de ce prototype se calcule comme suivant :

$$\eta = \frac{Q_U}{G.A_{ref}} \quad (V-27)$$

**Expériences N°1 :**

L'absorbeur est une barre en fer de diamètre 18 mm et de longueur totale de 2 m séparé au milieu. Le premier est couvert d'un réflecteur auxiliaire (2<sup>ème</sup> Réflecteur) qui représente dans la **figure a**. Le second, présentant une ouverture libre comme illustré dans la **figure b**. Les deux thermocouples sont placés au milieu de chaque barre pour pouvoir faire une comparions entre les cas de deux absorbeur

**FigV.30. a :** l'emplacement du thermocouple 1

au milieu de l'absorbeur qui est couvert

Par le réflecteur auxiliaire

**FigV.30. b :** l'emplacement du thermocouple 2

au milieu de l'absorbeur libre

**Expériences N°2:**

La même expérience N°1 mais avec une modification au niveau du premier absorbeur avec l'emplacement de la plaque de verre en bas avec des attaches pour créer l'effet de serre. et des parois latérales pour diminuer la vitesse du vent.

**FigV.31. a :** l'emplacement du thermocouple 1

au milieu de l'absorbeur avec la plaque

de verre et les parois latérales

**FigV.31. b :** l'emplacement du thermocouple 2

au milieu de la l'absorbeur libre

**Expériences N°3:**

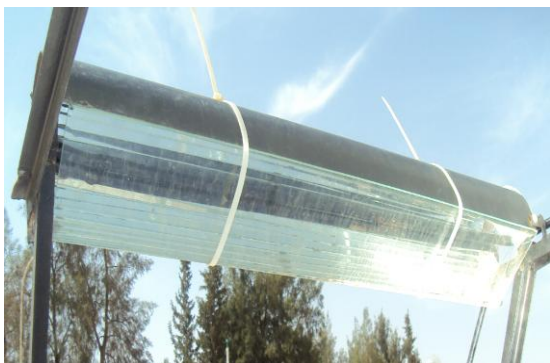
Les deux absorbeurs (barre) sous le réflecteur auxiliaire, L'une soumise à l'effet des deux réflecteurs (le principale est l'auxiliaire) et l'autre au réflecteur auxiliaire seulement puisque on a placé sous l'absorbeur une barre de bois pour éliminer les radiations du réflecteur principale. Les 2 absorbeurs reçoivent les radiations du 2<sup>ème</sup> réflecteur auxiliaire



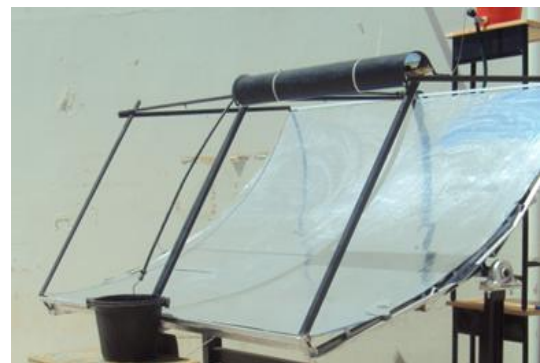
**FigV.32 :** l'emplacement du 1 thermocouple au milieu de l'absorbeur 1 qui est isolé par le bois et le deuxième au milieu de l'absorbeur 2

**Expériences N°4:**

on remplace la barre par un échangeur thermique en forme U (en cuivre) de diamètre 8mm de diamètre intérieur et de 10 mm de diamètre extérieur et de 3 m de longueur, est placé sous le réflecteur auxiliaire. Ce système est relié par les conduites de raccordement avec un réservoir d'eau comme une source d'alimentation. Dans le but de faire comparions entre les températures d'entrée et de sortie



**FigV.33. a :** l'emplacement de l'échangeur thermique



**FigV.33. b :** l'installation avec l'emplacement des thermocouple (entré sortie)

**Expériences N°5:**

Notre expérience est d'ajouter la barre en bois sur laquelle on a fixé l'absorbeur (le tube en cuivre) dans le but d'éliminer les radiations du 1<sup>er</sup> réflecteur.



**FigV.34. a :** fixation de la barre en bois sous le tube en cuivre



**FigV.34. b :** vu de l'échangeur sous le réflecteur auxiliaire

**Expériences N°6:**

La même expérience N°5 avec une intégration de notre échangeur de chaleur à l'intérieur d'un tube sous vide sous le réflecteur auxiliaire.



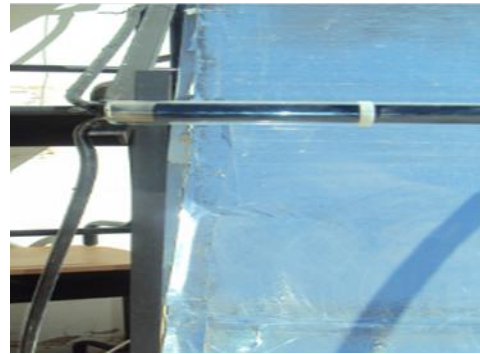
**FigV.35. a :** l'emplacement du tube en cuivre dans tube sous vide sous le réflecteur auxiliaire



**FigV.35. b :** vue du thermocouple placé à la sortie du tube en cuivre

**Expériences N°7:**

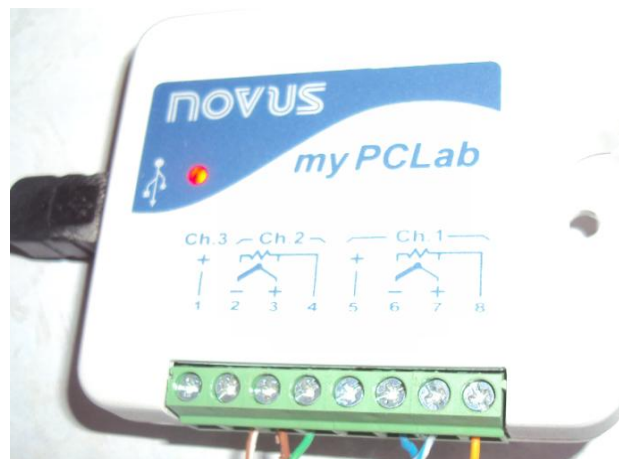
La même expérience N°5 avec une intégration de notre échangeur de chaleur dans un tube sous vide  
 Dans le coté libre soumis aux effets climatique.



**FigV.36. a** : l'emplacement de l'échangeur de chaleur dans le tube sous vide dans le coté libre

**FigV.36. b** : vue de face du tube sous vide

L'acquisition des données est faite à l'aide d'un logiciel mypclab qui affiche numériquement les mesures



**FigV.37:** logiciel de mesure de température

Après l'achèvement de la réalisation du concentrateur on à mesuré les températures de la barre en fer sous le réflecteur auxiliaire et libre (sans le réflecteur auxiliaire) puis d'entrée et de sortie du fluide caloporteur, dans le foyer, la vitesse de vent, le rayonnement du soleil, la température ambiante, et l'humidité par les Instruments suivants :

- Pour mesurer l'intensité du rayonnement on a utilisé Solarimètre
- Pour mesurer la température d'entrée et la sortie du fluide caloporteur nous avons utilisé un thermomètre dans l'entrée et dans la sortie du fluide mais ne donne pas un bon résultat. Ce qui nous conduit à l'utilisation des thermocouples pour assurer les mesures



Fig V.38: Solarimetre utilisée.



Fig V.39: Thermomètre utilisée.

Pour mesurer la vitesse du vent nous avons utilisé un anémomètre.



Fig V.40: Anémomètre utilisé.

- **Le rendement :**

L'efficacité de ce prototype se calcule comme suivant :

$$\eta = \frac{Q_U}{G \times A_{ref}} \quad (V.27)$$

### V.9. Conclusion :

Un certain nombre de contraintes sont apparues lors de la réalisation du prototype dont le problème majeur est la non disponibilité des matériaux pour cette étude par exemple (les miroirs flexible)

Cela nous a mené à utilisé des matériaux qui sont disponibles sur le marché local. Finalement le prototype réalisé est un capteur cylindro parabolique



### IV.1 Introduction :

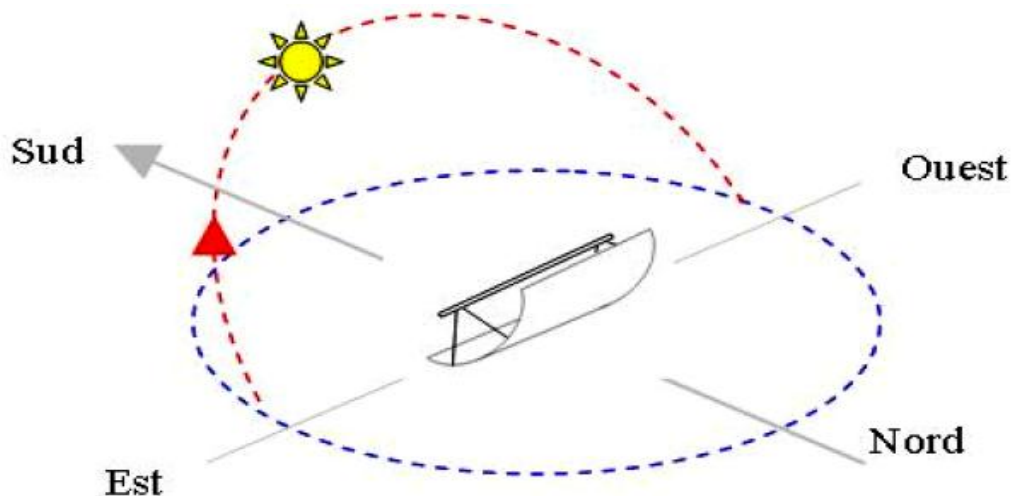
Une fois la conception mécanique du prototype terminée on passe à l'étape d'acquisition des données température ce qui fait le contenu de ce chapitre une présentation graphique des résultats obtenus de l'expérimentation

### IV.2 Protocole expérimental :

L'installation d'un concentrateur cylindro-parabolique exige une inclinaison optimale du concentrateur, généralement égale à la latitude du lieu et une orientation vers le sud en horizontal. Ce type d'installation est appelé concentrateur stationnaire.

L'état du ciel est le seul paramètre influant sur le choix du jour d'essai, car on a effectué plusieurs essais.

Le fluide caloporteur utilisé est l'eau du robinet et l'huile avec un débit constant durant les essais

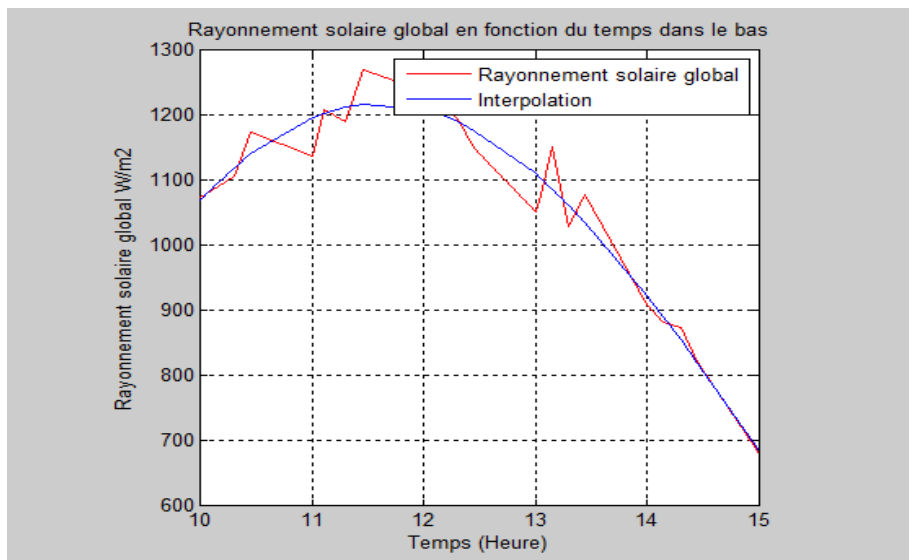


**Fig IV. 1:** Concentrateur stationnaire orienté vers le sud

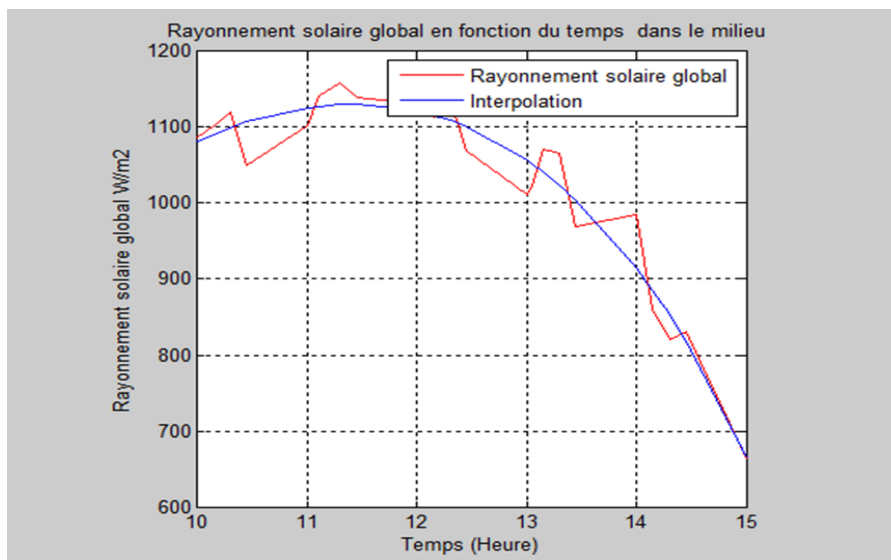
Afin de connaître l'efficacité du système réalisé, nous avons effectué des tests sur le capteur. En premier lieu, en état stationnaire, orienté vers le sud, selon différentes inclinaisons, nous avons essayé de trouver l'angle optimal d'inclinaison du système. Au cours de ces tests expérimentaux, nous avons mesuré les températures au niveau du foyer tout au long d'une journée la température du fluide caloporteur ( $T_f$ ), la température du tube absorbeur ( $T_{abs}$ ), la température ambiante ( $T_a$ ). Les tests entrepris pour une inclinaison de  $33^\circ$  un jour clair ont donné les résultats suivants:

## IV. 2 les graphes des résultats :

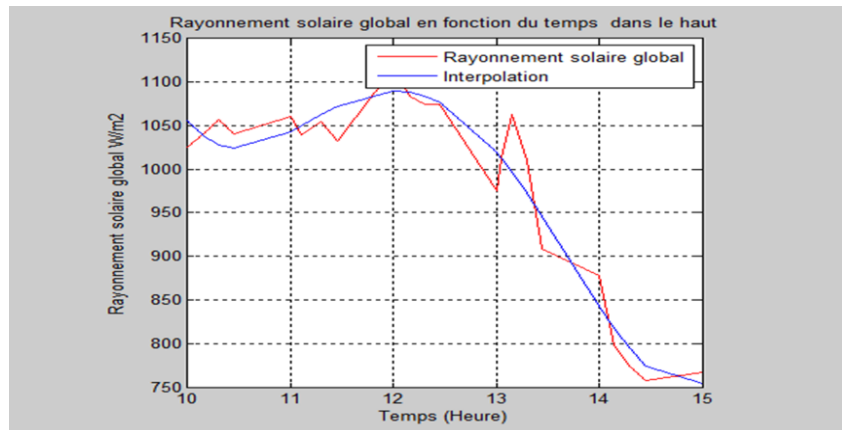
Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau (IV.1) contenu dans l'annexe A.



**Fig IV.2 a :** variation du rayonnement solaire global  
en fonction du temps du point en bas du capteur



**Fig IV.2.b :** variation du rayonnement solaire global en fonction  
du temps du point en milieu du capteur



**Fig IV.2.c :** variation du rayonnement solaire global  
en fonction du temps du point en haut du capteur

En analysant les résultats représentés dans les figures (Fig IV.2.a jusqu'au Fig IV.2.c) on remarque que le rayonnement solaire global augmente avec la croissance du temps jusqu'à atteindre une valeur maximale aux environs de 12:30h (midi solaire) puis commence à diminuer jusqu'à atteindre zéro (coucher d' soleil).

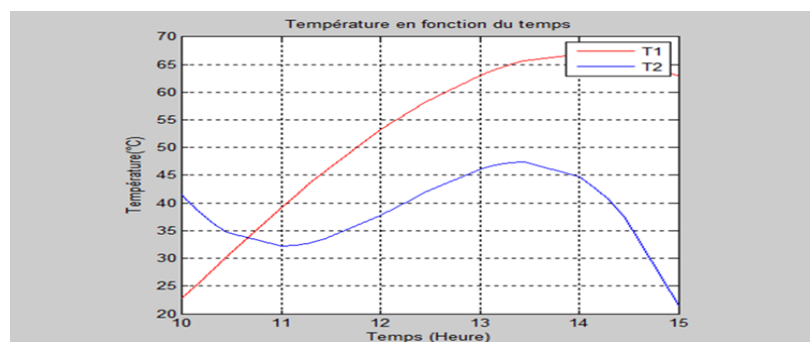
**Les résultats des différentes expériences sont donnés dans ce qui suit :**

Les résultats des jours choisis pour notre étude sont disposés dans l'annexe -A

L'interprétation des graphes a été faite sur les résultats réels (voir graphes annexe -A)

#### **Expérience N°1 :**

Dans les conditions générales et sans dispositions spéciales et afin de comparer les résultats obtenus entre une installation double réflecteurs et une autre simple. On a fixé une barre de fer de 1 m de longueur dans chaque installation, les barres étant soumises au rayonnement solaire de 10 h à 15h avec un intervalle de 15 minutes. Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau (A-2) contenu dans l'annexe -A.



**Fig IV.3.a:** Variation de la température de l'absorbeur 1 (la barre abritée)  
et l'absorbeur 2 (la barre non abritée) en fonction  
du temps pour le jour 21/02/2013.

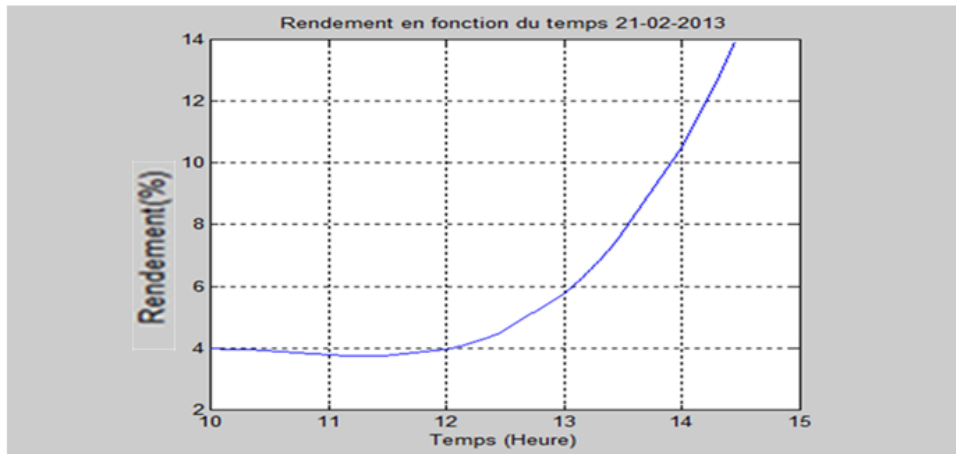
La figure IV.3.a : représente l'évolution des températures  $T_1$  et  $T_2$  en fonction du temps durant une journée type choisie (un jour clair) mis à part quelques passages nuageux de 11 h 00 jusqu'à 15 h

L'évolution de la température  $T_1$  de la barre se trouvant abrité sous le réflecteur auxiliaire évolue progressivement par contre la température  $T_2$  de la barre exposée aux effets climatiques et sous l'effet du vent bascule entre des hauts et des bas (on remarque une augmentation après une diminution et cela est dû à l'effet des conditions extérieur donc on conclut que le deuxième réflecteur annule les effets du vent. On peut diviser le graphe en trois intervalles de temps :

- dès le début de fonctionnement jusqu'à 10h20 dans cet intervalle l'écart de température  $\Delta T = 17^\circ\text{C}$  ( $T_1 < T_2$ ) cela est justifier par :
  - Au début de l'expérience à 10h la barre non abrité  $T_2$  est exposé directement au rayonnement solaire et que à partir de 11h que la barre abrité par le réflecteur auxiliaire commence à recevoir le rayonnement qui est très remarquables  $T_1$
  - La variation de l'intensité du rayonnement solaire est faible, autours d'une valeur approximative a  $G \cong 900\text{W}/\text{m}^2$  pendant cette intervalle, sauf quelque points à cause de l'influence de vent de sable et le passage de nuages.
  - Une quantité d'énergie absorbée par l'absorbeur 2 (La barre libre  $T_2$ ) sert à augmenter la température de la barre par conduction, par contre l'absorbeur 1 (La barre sous la petite parabole  $T_1$ ) ca dû que le 2<sup>ème</sup> réflecteur (auxiliaire) joue un rôle isolant.
- De 10h20 jusqu'à 13h30 :

Les valeurs des températures  $T_1$  et  $T_2$  varient proportionnellement avec le rayonnement  $G$  où elle atteint sa valeur maximale à 12h10 ( $T_1=82^\circ\text{C}$ ,  $T_2=51^\circ\text{C}$ ), un décalage dans quelque points à cause des facteurs naturels comme la vitesse du vent.

- Après (13h30) jusqu'à la fin, Les deux courbes  $T_1$  et  $T_2$  ont la même allure varient proportionnellement avec le rayonnement  $G$ , à partie de 13h 30 on aura une diminution dans les deux températures à cause des facteurs naturels. à la fin du fonctionnement l'écart de la température reste presque stable. la sensibilité de l'écart des températures assuré par le déstockage thermique de la température des deux absorbeurs celui-ci se présente comme une source de chaleur de compensation dans le cas où l'énergie solaire incidente diminue.

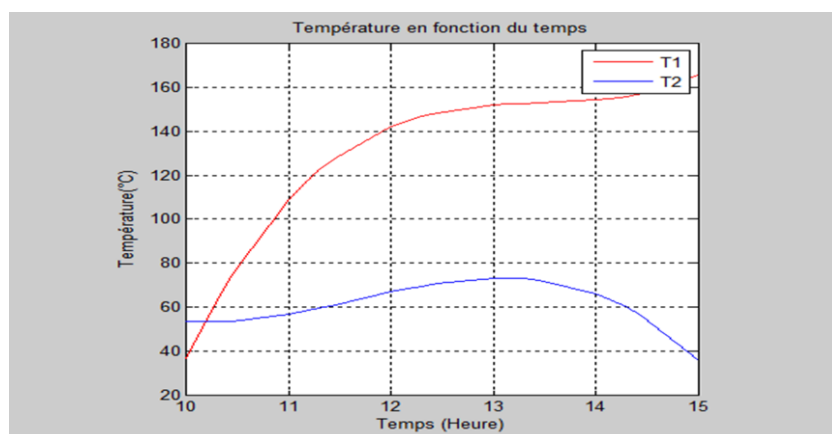


**Fig IV.3.b:** variation de rendement 1 en fonction du temps pour le jour:21/02/2013

La figure IV.3.b représente la variation du rendement (suivant la relation (V-27) chapitre 4) en fonction du temps durant la journée 21/02/2013. On remarque que le rendement du capteur n'est pas constant il augmente progressivement avec le temps durant le jour les causes de cela sont les variations des valeurs du rayonnement et des températures  $T_1$  et  $T_2$ , et ces variations leur cause est les facteurs naturel, et selon l'étude qu'on a réalisé récemment on trouve que la valeur maximale de rendement atteint 20 % à 14 h10.

#### ExpérienceN°2 :

afin de comparer les résultats obtenus entre une installation avec le deuxième réflecteur et avec une plaque de verre placé sous l'absorbeur et des parois latérales et une autre sans ,On a fixé une barre de fer de 1 m de longueur dans chaque installation soumise aux rayonnements solaires de 10h à 15h avec un intervalle de 15 minute on a obtenu les résultats résumés dans le tableau (A.3) contenu dans l'annexe-A et l'expérience N° :2(chapitre 4).



**Fig IV.4.a:** Variation de la température en fonction du temps de l'absorbeur 1

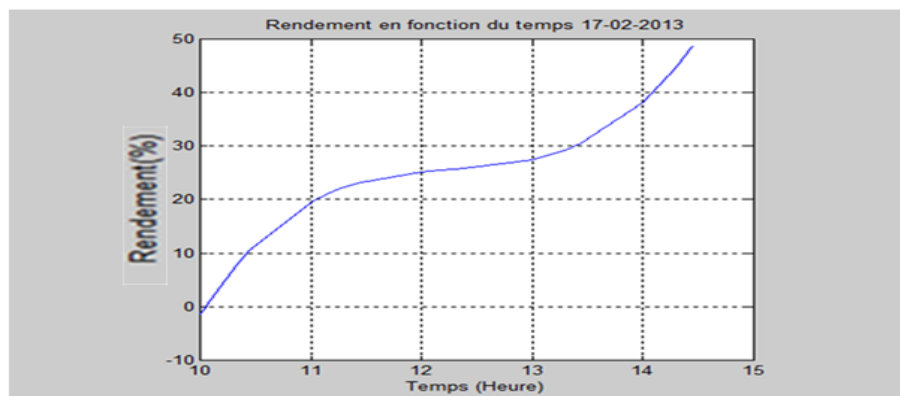
(la barre abrité) avec la plaque de verre et des parois latérales et l'absorbeur 2 (la barre non abrite) pour le jour 17/02/2013.

Figure IV.4.a : représente l'évolution des températures  $T_1$  et  $T_2$  en fonction du temps durant la journée du 17 février et cela du 10 h du matin jusqu'à 15 h pour une durée de 5 h

Les deux courbes ont la même allure avec un très faible écart de température au début du fonctionnement jusqu'à 10h 20 et un écart de  $5^\circ\text{C}$ . On peut diviser le graphe en trois intervalles de temps :

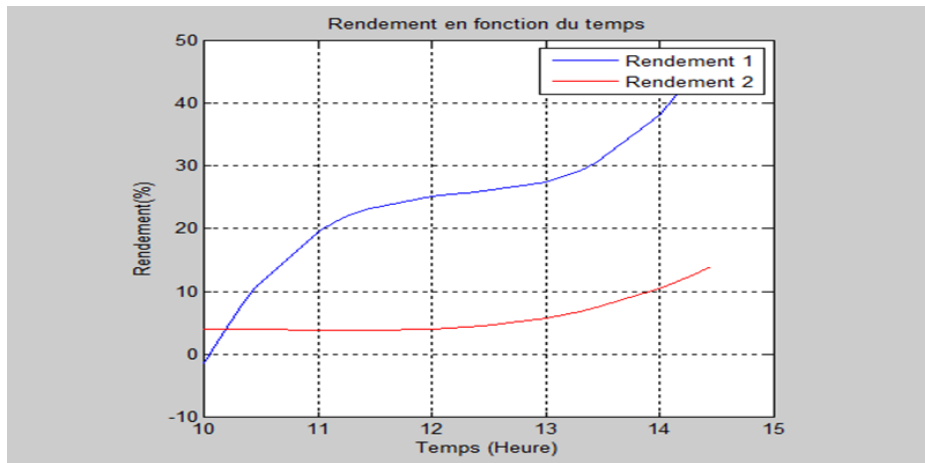
- Dès le début de fonctionnement jusqu'à 10h20 (même comportement thermique que celui du 21 février)
- De 10h20 jusqu'à 13h30, le concentrateur commence à fonctionner normalement avec une grande augmentation d'écart de température  $50 \leq \Delta T \leq 90$  la température où atteint à sa valeur maximale à 13h15 ( $T_1=165^\circ\text{C}$ ,  $T_2=83^\circ\text{C}$ ), dû à l'additionnement du plaque du verre pour assurer l'effet de serre et les parois latérales pour minimiser le refroidissement de l'absorbeur (voir expérience 2 chapitre 4).

Après (13h30) jusqu'à la fin, Les deux courbes  $T_1$  et  $T_2$  ont la même allure varient proportionnellement avec le rayonnement  $G$ , à partie de ce moment on aura une diminution progressive dans les deux températures tel que  $T_2$  et plus rapide que  $T_1$  à cause des facteurs naturels comme la vitesse de vent.



**Fig IV.4.b:** variation du rendement 2 en fonction du temps pour les jours: 17/02/2013

La figure IV.4 .a :représente la variation du rendement en fonction du temps ( suivant la relation (V.27) chapitre 4) durant la journée 17 février .On remarque que le rendement du capteur n'est pas constant durant le jour les causes de cela sont les variations des valeurs du rayonnement et des températures  $T_1$  et  $T_2$ , et ces variations leur cause est les facteurs naturel, et selon l'étude qu'on a réalisé récemment on trouve que la valeur maximale du rendement atteint 55 % le 17-02-2013 à 14 h30.

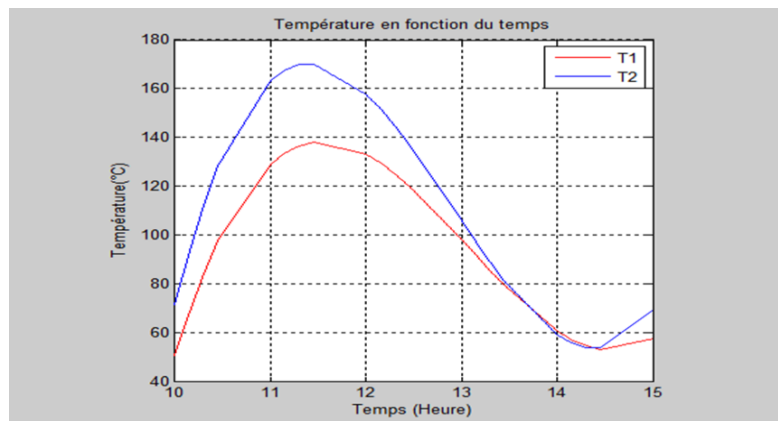


**Fig IV.5 :** La variation des rendements 1 et 2 en fonction du temps pour les jours: 17-21/02/2013

La figure IV.5 : représente une comparaison entre les rendements des deux dispositifs illustrés par les graphes (V.8.2) où on remarque que l'isolation de l'absorbeur fait augmenter la température de 200 % et les rendements de 300 %.

### Expérience N°3 :

1- En référence au paragraphe V.8.2 du chapitre 4 (expérience 3) les résultats obtenus sont représenté par les graphes suivants, L'intervalle de mesure : 15 min.

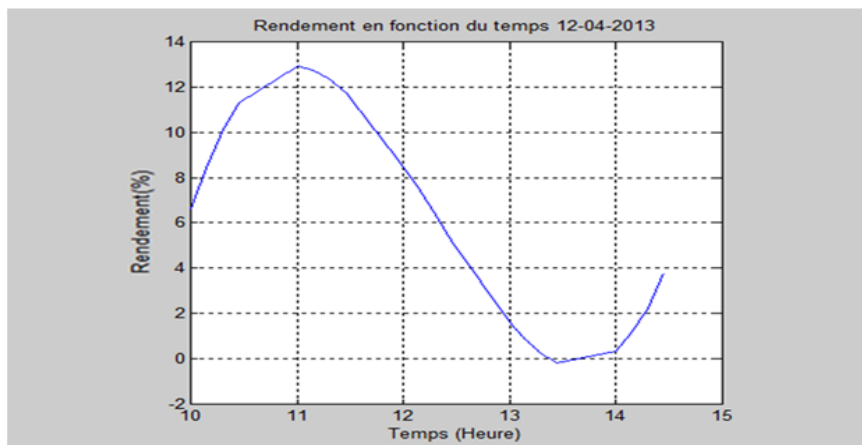


**Fig IV.6.a:** Comparaison des températures des deux barres L'une soumise à l'effet des deux réflecteurs T<sub>2</sub> et l'autre au réflecteur auxiliaire T<sub>1</sub> pour le jour 12 /04/2013

Figure IV.6.a : représente l'évolution des températures T<sub>1</sub> et T<sub>2</sub> des deux barres en fonction du temps de 10 h à 15 h.

Les deux courbes ont la même allure avec un très faible écart de température au début de fonctionnement jusqu'à 11h 30 et où il atteint une valeur d'écart maximale de 35°C. On peut diviser le graphe en deux intervalles de temps :

- Dès le début du fonctionnement jusqu'à 12h30. Où on enregistre une évolution très rapide de la température des deux barres  $T_1=140^\circ\text{C}$  et  $T_2=180^\circ\text{C}$ . on peut déduire que notre installation fonctionne correctement puisque l'augmentation de la température  $T_1$  du au réflecteur auxiliaire seulement est significative.
- Après (12h30) jusqu'à la fin, Les deux courbes  $T_1$  et  $T_2$  ont la même allure varient proportionnellement avec le rayonnement  $G$ , après une diminution progressive dans les deux températures tel que  $T_2$  presque est confondue a  $T_1$  à cause des facteurs naturels comme la vitesse du vent.

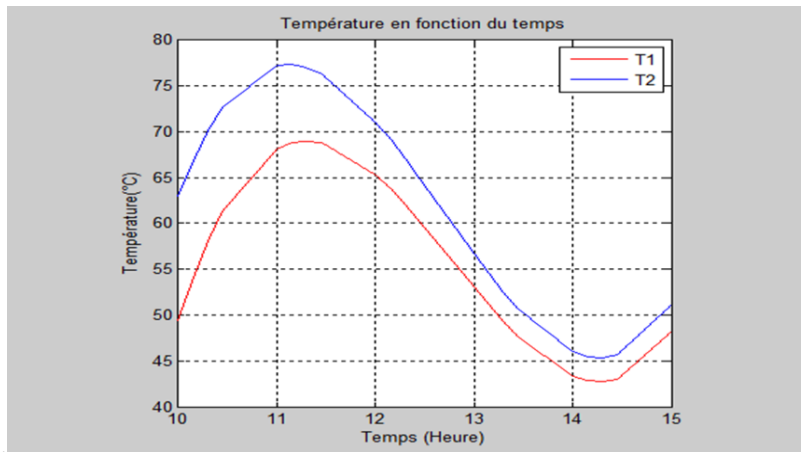


**Fig IV.6.b:** variation du rendement en fonction du temps

pour le jour:12/04/2013

La figure IV.6.b représente la variation du rendement (suivant la relation (V.27) chapitre 4) en fonction du temps durant la journée 12 Avril .On remarque que le rendement du capteur n'est pas constant durant le jour les causes de cela sont les variations des valeurs du rayonnement et des températures  $T_1$  et  $T_2$ , et ces variation leur cause est les facteurs naturel, et selon l'étude qu'on a réalisé récemment on trouve que la valeur maximale de rendement atteint 14 % le 12-04-2013 à 10h15.

2-En référence au paragraphe V.8.2 du chapitre 4 (expérience 3) les résultats obtenus sont représenté par les graphes suivants, L'intervalle de mesure : 15 min, la même expérience que le jour 12 /04/2013 mais avec des conditions climatique défavorables

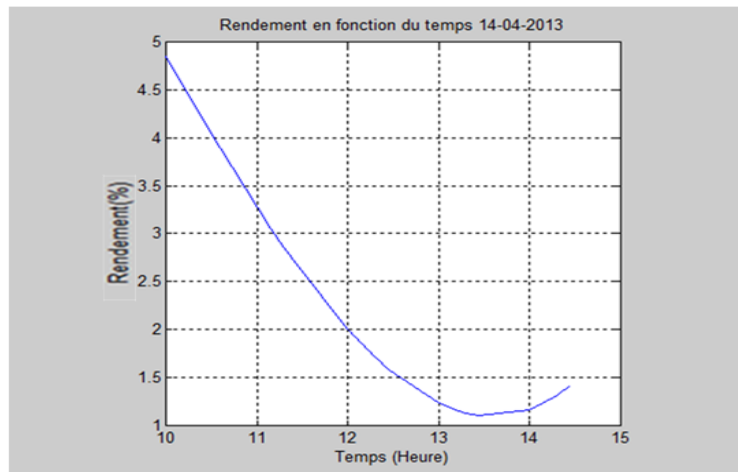


**Fig IV.7.a:** Comparaison des températures des deux barres L'une soumise à l'effet des deux réflecteurs  $T_2$  et l'autre au réflecteur auxiliaire  $T_1$  pour le jour 14 /04/2013

Figure IV.7.a : représente l'évolution des températures  $T_1$  et  $T_2$  en fonction du temps durant la journée du 14 Avril et cela du 10 h du matin jusqu'à 15 h pour une durée de 5 h. qui est un jour très nuageux, Les deux courbe on la même allure avec un très faible écart de température au début du fonctionnement jusqu'à 10h 30 et où il atteint un écart maximal de 15°C. On peut diviser le graphe en deux intervalles de temps :

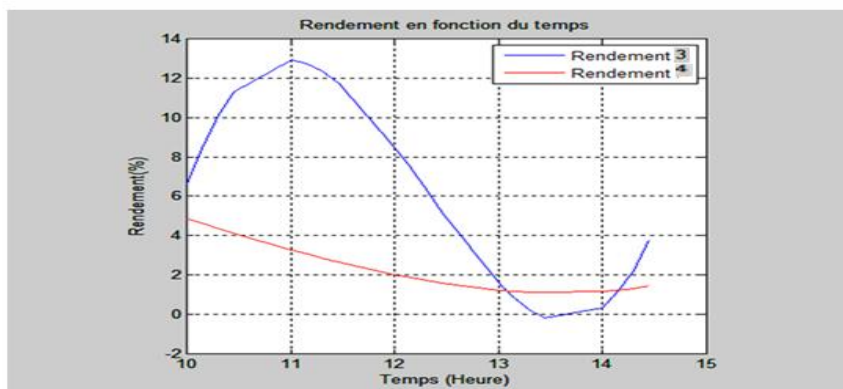
- Dès le début du fonctionnement jusqu'à 12h30. le concentrateur commence à fonctionner normalement avec une grande augmentation de température  $T_2$  où atteint à sa valeur maximale à 10h30 ( $T_1=72^\circ\text{C}$ ,  $T_2=85^\circ\text{C}$ ).

Après (12h30) jusqu'à la fin, on remarque une diminution progressive dans les deux températures telles que  $T_2$  presque est confondue à  $T_1$  à cause des facteurs naturels comme la vitesse du vent.



**Fig IV.7.b:** variation de rendement en fonction du temps pour  
le jour:14/04/2013

La figure IV.7.b représente la variation du rendement (suivant la relation (V.27) chapitre 4) en fonction du temps local durant la journée 14 Avril .On remarque que le rendement du capteur diminue à cause des variations des valeurs du rayonnements et des températures  $T_1$  et  $T_2$ , et ces variation leur cause sont les effet climatique(vitesse de vent , les nuages ) , et selon l'étude qu'on a réalisé récemment on trouve que la valeur maximale de rendement atteint 7 % le 14-04-2013 à 10h15.

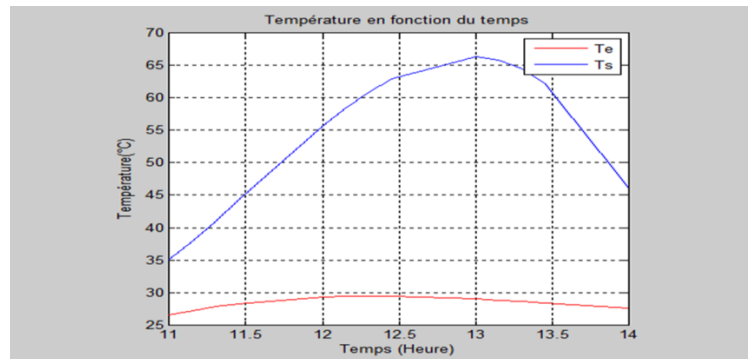


**Fig IV.7.c :** variation des rendements 1 et 2 en fonction du temps pour  
les jours:12-14/04/2013

#### Expérience N°4:

pour mesurer la quantité de chaleur récupérable par notre installation pour des différente cas en a mis on circulation un fluide caloporteur (eau, huile) et ou on a effectué des mesures des températures à l'entrée et à la sortie de l'échangeur thermique avec un débit constant ou on a obtenu les résultats suivants :

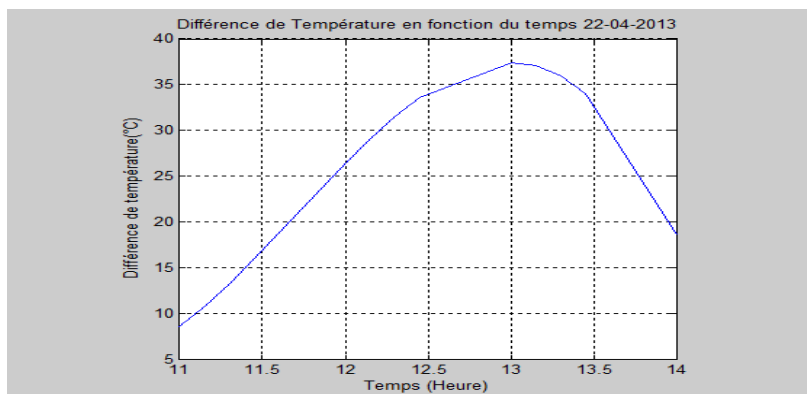
Pour comparer les résultats obtenus entre la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur, l'échangeur thermique (l'absorbeur) est placé sous le réflecteur auxiliaire et avec une plaque de verre placée sous l'absorbeur et des parois latérales l'installation soumise aux rayonnements solaires de 11h à 14h avec un intervalle de 15 minutes on a obtenu les résultats résumés dans le tableau (A.6) contenu dans l'annexe-A et l'expérience N° :4(chapitre 4).



**Fig IV.8.a:** variation de la température de l'entrée et la sortie

du fluide caloporteur en fonction du temps pour le jour 22/04/2013.

Fig IV.8.a: représente l'évolution des températures entrée et sortie du concentrateur solaire en fonction du temps durant la journée du 22 avril et pendant 3 heures avec un débit de 0.0019 L/s. Dans cette figure on remarque que les valeurs des températures de sortie de fluide  $T_S$  varient proportionnellement avec le rayonnement solaire  $G$  où il atteint à sa valeur maximale à (13h15). Un abaissement de la température à cause d'air froid qui passe par l'absorbeur. Dans ce jour la température maximale de sortie à 13h15 atteint à  $75^\circ\text{C}$ , Par contre la température d'entre varie légèrement avec le temps pour  $T_{e-\text{min}}=26^\circ\text{C}$  à 11h00 et  $T_{e-\text{max}}=30^\circ\text{C}$  à 12h30.



**Fig IV.8.b:** différence de température de l'entrée et la sortie

du fluide caloporteur en fonction du temps pour le jour 22/04/2013.

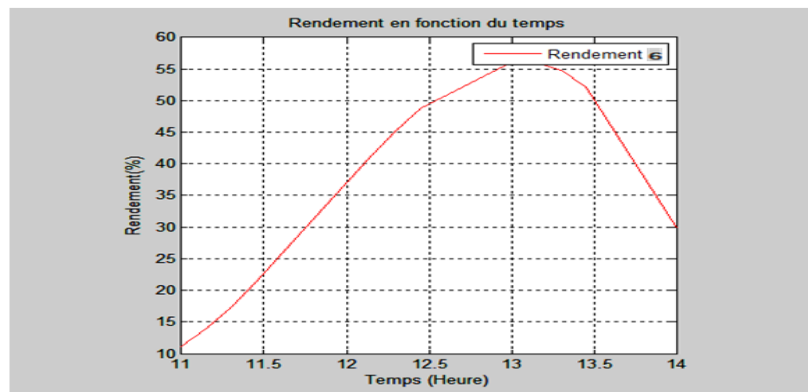
Suivant la formule :

$$Q_u = \dot{m}_f \cdot C_p \cdot (T_s - T_e)$$

Capacité thermique  $C_p$  du fluide est constante puis ou le débit  $\dot{m}_f$  est constant la température  $T_e$  constante aussi donc :

Il faut veiller à l'augmentation de la température  $T_s$

Il faut réduire les effets environnementaux, les obstacles naturels

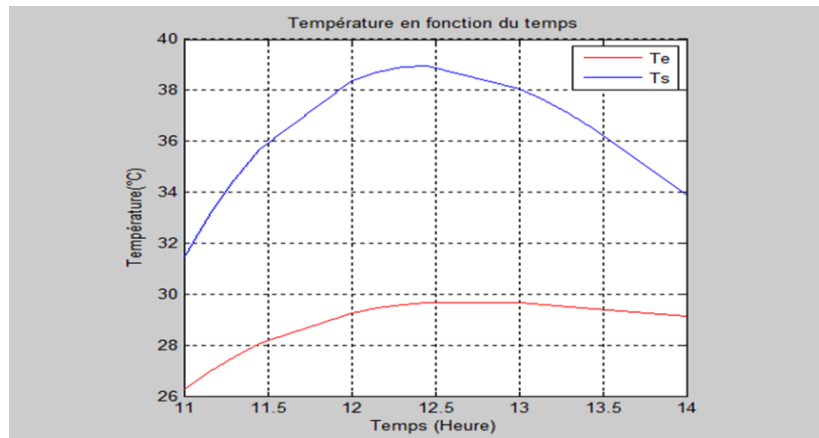


**Fig IV.8.c:** variation du rendement en fonction du temps pour le jour:22/04/2013

La figure IV.8.c représente la variation du rendement (suivant la relation (V.27) chapitre 4) en fonction du temps durant la journée 22 Avril .On remarque que le rendement du capteur n'est pas constant durant le jour les causes de cela sont les variations des valeurs du rayonnement  $G$ , causé par des facteurs naturels, nous remarquons que dans les conditions de l'expérience nous pouvons obtenir un rendement maximum qui peut atteindre une valeur de 70% le 22-04-2013 à 13h15.

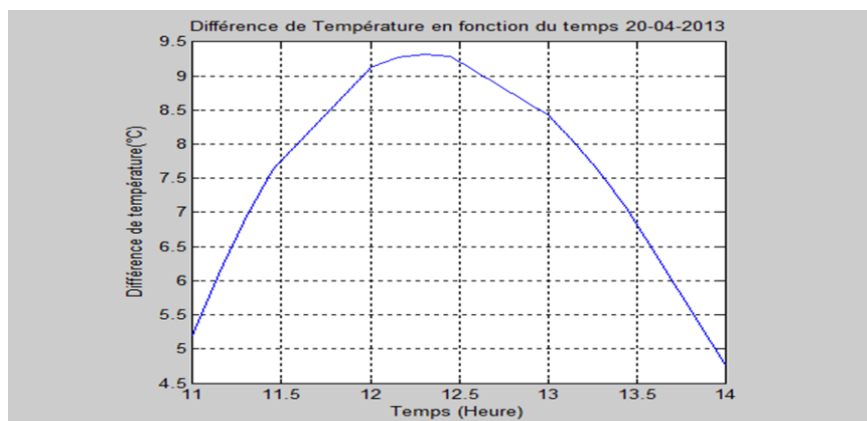
#### **Expérience N°5 :**

En référence au paragraphe V.8.2 du chapitre 4 (expérience 5) les résultats obtenus résumés dans le tableau (A.7) contenu dans l'annexe-A sont représenté par les graphes suivants, L'intervalle de mesure : 15 min, le temps de mesure de 11h jusqu'à 14 h avec un débit d'eau constant 0.0019 l/s pour le jour 20/04/2013.

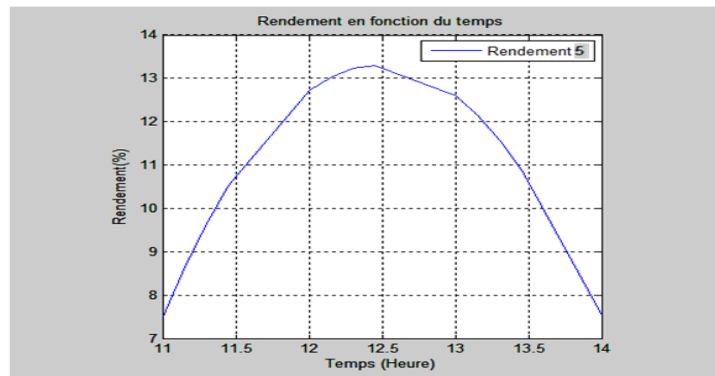


**Fig IV.9.a:** Variation de la température entre l'entrée et la sortie du fluide caloporteur avec un tube en cuivre isolé par une barre de bois en fonction du temps pour le jour 20/04/2013.

Fig IV.9.a: représente l'évolution des températures entre l'entrée et la sortie du tube transportant le fluide caloporteur (eau) du temps durant la journée du 22 avril et pendant 3 heures avec un débit constant de 0.0019 L/s. Dans cette figure on remarque que les valeurs des températures de sortie du fluide  $T_s$  augmente jusqu'à atteint sa valeur maximale à (13h00). Un abaissement de la température à cause d'air froid qui passe par l'absorbeur. Dans ce jour la température maximale de sortie à 42°C, Par contre la température d'entre varie légèrement avec le temps pour  $T_{e-min}=26,2^\circ\text{C}$  à 11h00 et  $T_{e-max}=29^\circ\text{C}$  à 12h30

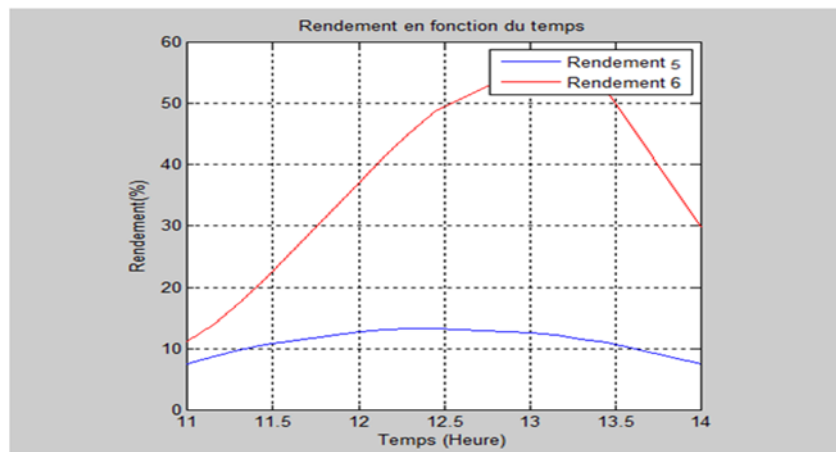


**Fig IV.9.b:** différence de la température entre l'entrée et la sortie du fluide caloporteur avec un échangeur thermique isolé par une barre de bois en fonction du temps pour le jour 20/04/2013.



**FigIV.9.c:** variation de rendement en fonction du temps pour le jour:20/04/2013

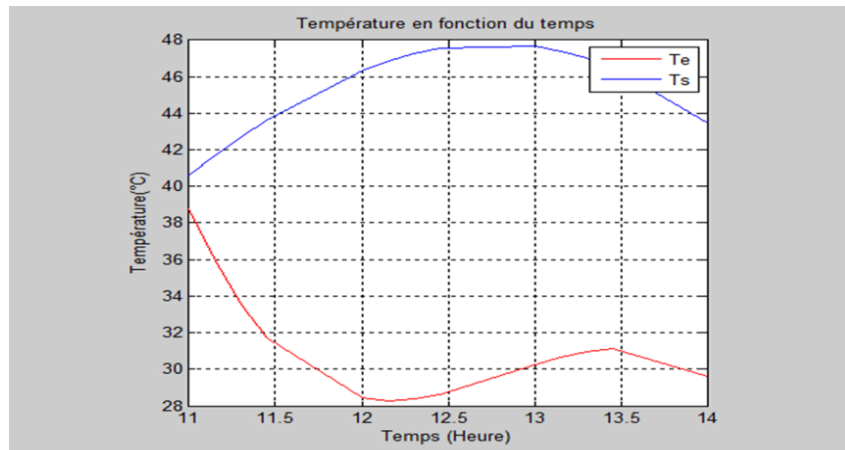
La figure IV.9.b représente la variation du rendement en fonction du temps (suivant la relation (V.27) chapitre 4) durant la journée 20 Avril. On remarque que le rendement du capteur n'est pas constant durant le jour les causes de cela sont les variations des valeurs du rayonnement  $G$  et les températures  $T_s$  et  $T_e$ , et ces variations leur cause est les facteurs naturels, et selon l'étude qu'on a réalisé récemment on trouve que la valeur maximale de rendement atteint 15% le 20-04-2013 à 13h00.



**Fig IV.9.d** La variation des rendements 5 et 6 en fonction du temps pour les jours: 22-20/04/2013

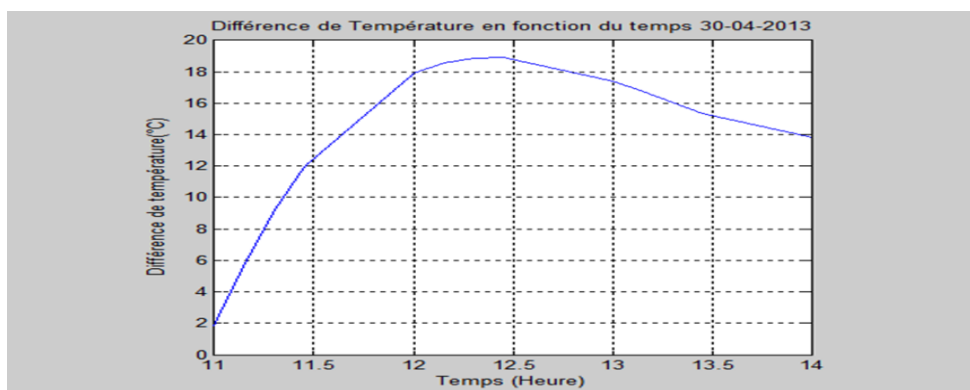
### Expérience N°6:

Pour comparer les résultats obtenus entre la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur et pour voir le comportement de notre installation avec des équipements typiques on a disposé à la place de l'absorbeur un tube sous vide ou circule un fluide caloporteur (tube en cuivre) mis à l'intérieur du tube sous vide sous le réflecteur auxiliaire soumise au rayonnements solaires de 11h à 14h avec un intervalle de 15 minute on a obtenu les résultats résumés dans le tableau (A.8) contenu dans l'annexe-A et l'expérience N° :6(chapitre 4)avec un débit constant :0.0019 l/s

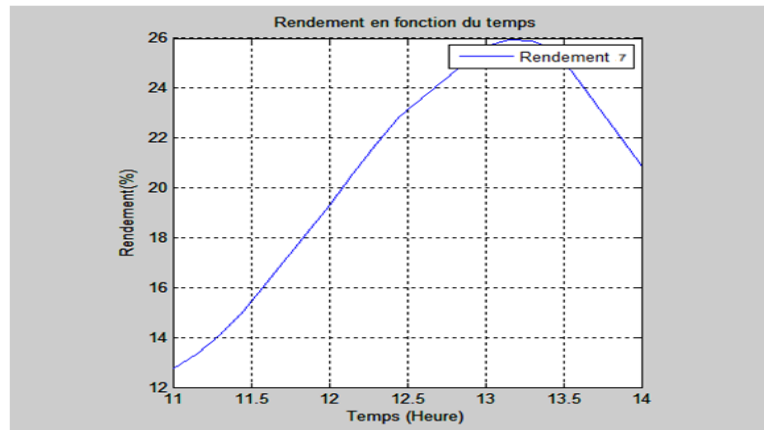


**Fig IV.10.a:** Variation de la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur qui circule dans un tube en cuivre à l'intérieur d'un tube sous vide sous le réflecteur auxiliaire en fonction du temps pour le jour 30/04/2013.

Fig IV.10.a: représente l'évolution des températures d'entrée et de sortie du concentrateur solaire en fonction du temps local durant la journée du 30 avril et pendant 3 heures avec un débit de 0.0019 L/s. Dans cette figure on remarque que les valeurs des températures de sortie du fluide  $T_s$  varient jusqu'à atteindre sa valeur maximale à 13h20, Un abaissement de la température à cause d'air froid qui passe par l'absorbeur. ce jour-là la température maximale de sortie à 13h20 atteint à 53°C, Par contre la température d'entrée varie légèrement avec le temps pour  $T_{e-min}=26^\circ\text{C}$  à 12h30 et  $T_{e-max}=40^\circ\text{C}$  à 12h00.



**Fig IV.10.b :** différence de la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur qui circule dans un tube en cuivre à l'intérieur d'un tube sous vide sous le réflecteur auxiliaire en fonction du temps pour le jour 30/04/2013.

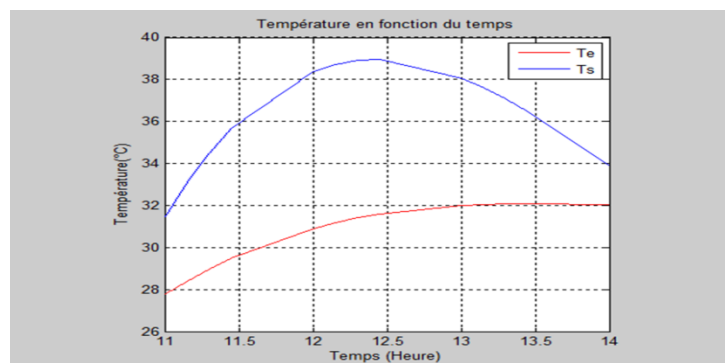


**Fig. IV.10.c:** variation de rendement en fonction du temps pour le jour:30/04/2013.

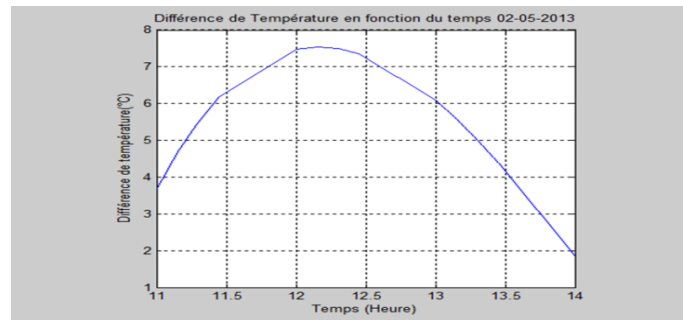
La figure IV.10.c représente la variation du rendement en fonction du temps (suivant durant la journée 30 Avril). On remarque que le rendement du capteur n'est pas constant durant le jour les causes de cela sont les variations des valeurs du rayonnement  $G$  et les températures  $T_s$  et  $T_e$ , et ces variations sont causées par les facteurs naturels, et selon l'étude qu'on a réalisée récemment on trouve que la valeur maximale de rendement atteint 30% le 30-04-2013 à 13h15.

#### Expérience<sup>o</sup> 7:

Pour comparer les résultats obtenus entre la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur l'absorbeur un tube sous vide où circule un fluide caloporteur (tube en cuivre) mis à l'intérieur du tube sous vide et en référence au paragraphe V.8.2 du chapitre 4 (expérience7) les résultats obtenus résumés dans le tableau (A.9) contenu dans l'annexe-A sont représentés par les graphes suivants, Le fluide utilisé : eau, le temps de mesure de 11h jusqu'à 14h et l'intervalle de mesure 15 min

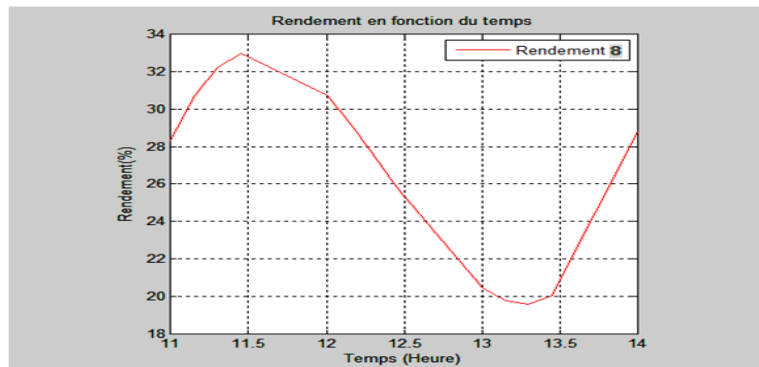


**Fig IV.11.a:** Variation de la température de l'entrée et la sortie du fluide caloporteur (le tube en cuivre à l'intérieur du tube sous vide dans le côté libre) en fonction du temps pour le jour 02/05/2013.



**Fig IV.11.b:** différence de température de l'entrée et la sortie du fluide caloporteur (le tube en cuivre à l'intérieur du tube sous vide dans le côté libre) en fonction du temps pour le jour 02/05/2013.

Fig IV.11.a: représente l'évolution des températures d'entrée et de sortie du concentrateur solaire en fonction du temps local durant la journée du 02 mai et pendant 3 heures avec un débit de 0.0019 L/s. Dans cette figure on remarque que les valeurs des températures de sortie du fluide TS varient proportionnellement avec le rayonnement solaire. Un abaissement de la température à cause d'air froid qui passe par l'absorbeur. Ce jour-là la température maximale de sortie à 13h00 atteint à 42°C, Par contre la température d'entrée varie légèrement avec le temps pour  $T_{e-min}=28^{\circ}\text{C}$  à 11h00 et  $T_{e-max}=32^{\circ}\text{C}$  à 12h30.

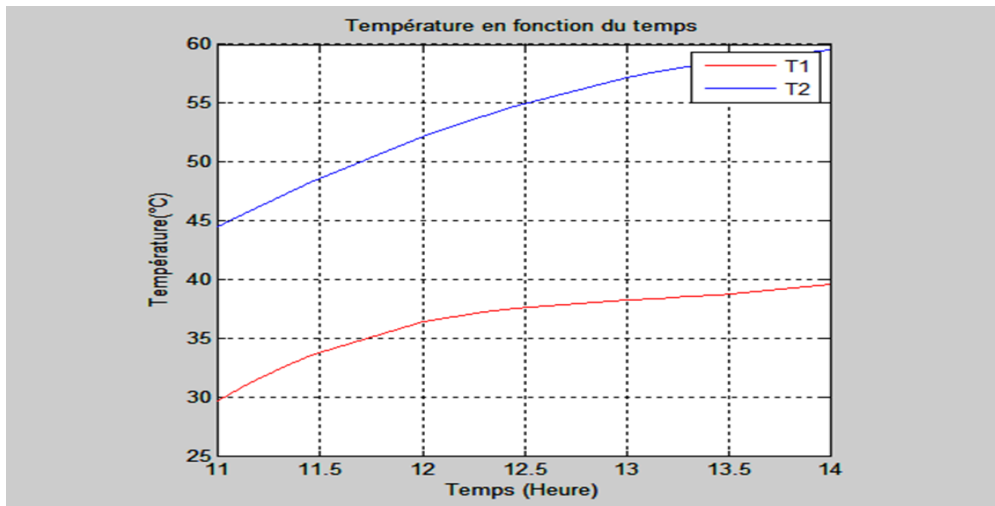


**Fig IV.11.c:** variation de rendement en fonction du temps pour le jour:02/05/2013

La figure IV.11.c représente la variation du rendement en fonction du temps durant la journée du 2 mai. On remarque que le rendement du capteur n'est pas constant durant ce jour à cause de la variation des valeurs du rayonnement  $G$  et les températures  $T_s$  et  $T_e$ , on constate que la valeur maximale de rendement est de 33% le 02-05-2013 à 13h00.

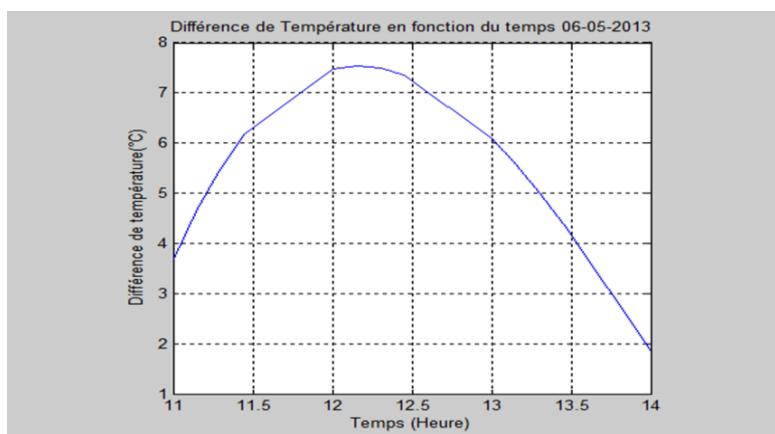
### Expérience N° 8 :

En référence au paragraphe V.8.2 du chapitre 4 (expérience 4) les résultats obtenus résumés dans le tableau (A.10) contenu dans l'annexe-A sont représenté par les graphes suivants pour ce cas on a mis en circulation un fluide caloporteur (huile) et on a effectué des mesures des températures à l'entrée et à la sortie de l'échangeur thermique avec un débit constant. On a obtenu les résultats suivants :le temps de mesure 11h jusqu'à 14h et l'intervalle de mesure 15 min.

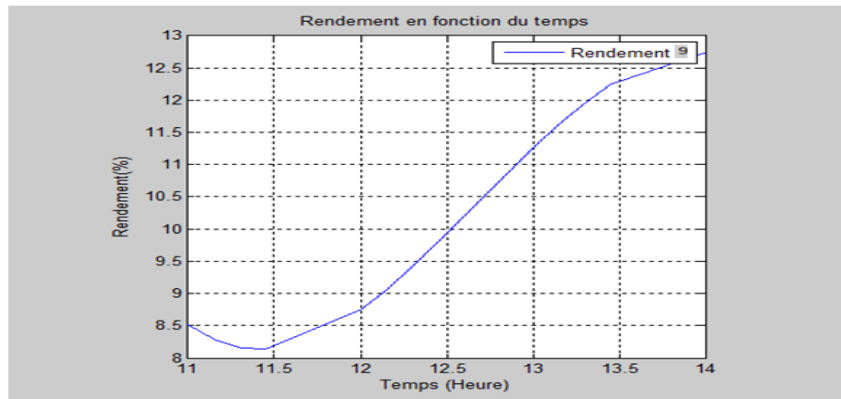


**Fig IV.12.a:** Variation de la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur (l'huile) en fonction du temps pour le jour 06/05/2013.

Fig IV.12.a: représente l'évolution des températures d'entrée et de sortie du concentrateur solaire en fonction du temps local durant la journée du 06 mai et pendant 3 heures avec un débit de 0.0019 L/s. Dans cette figure on remarque que les valeurs des températures de sortie du fluide  $T_s$  jusqu'à attendre une valeur maximale à 13h30, Un abaissement de la température à cause d'air froid qui passe par l'absorbeur. ce jour-là la température maximale de sortie à 13 h30 atteint à 60°C, Par contre la température d'entrée varie légèrement avec le temps pour  $T_{e-min}=28^\circ\text{C}$  à 11h00 et  $T_{e-max}=38^\circ\text{C}$  à 12h00.



**Fig IV.12.b:** différence de la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur (l'huile) en fonction du temps pour le jour 06/05/2013



**Fig IV.12.c:** variation de rendement en fonction du temps pour les jours:06/05/2013

La figure IV.12.c représente la variation du rendement en fonction du temps durant la journée du 06 mai. On remarque que le rendement du capteur n'est pas constant durant le jour les causes de cela sont les variations des valeurs du rayonnement  $G$  et les températures  $T_s$  et  $T_e$ , et ces variations leur cause est les facteurs naturels, et selon l'étude qu'on a réalisé récemment on trouve que la valeur maximale du rendement atteint 13% le 06-05-2013 à 13h45.

#### IV.4 Conclusion :

Le présent travail est une contribution dans le domaine des concentrateurs solaires cylindro parabolique, il s'intéresse particulièrement aux problèmes de transfert de chaleur dans l'absorbeur et aussi à la réalisation, c'est-à-dire lorsque nous concentrons le rayonnement solaire à travers un système par lequel l'absorbeur convertit l'énergie solaire concentré en énergie thermique permet de répondre aux différents besoins : production d'eau chaude, production d'énergie électrique par la génération de vapeur d'eau, etc.

Une partie de l'énergie concentrée sur la surface captatrice est perdue par réflexion. Ce sont les pertes qui seront récupérées par réflecteur auxiliaire.

Les différentes étapes de cette étude sont consacrées à la démonstration de l'utilité du réflecteur auxiliaire par l'évaluation de l'évolution de la température dans le temps et le calcul des puissances récupérées dans différentes situations et sous différentes conditions et ainsi faire les comparaisons qui permettront de tirer des conclusions.

Nous constatons que cette installation répond favorablement aux objectifs tracés au départ car le rôle du réflecteur auxiliaire paraît très utile pour augmenter le rendement des installations de ce type.

### Conclusion générale

L'étude que nous avons réalisée porte sur un capteur cylindro parabolique à double réflexion, composé d'un réflecteur principal et un autre auxiliaire qui a pour fonction de récupérer le rayonnement solaire envoyé par le grand réflecteur et non récupéré par l'absorbeur. Pour pouvoir faire cette étude nous avons réalisé in situ un dispositif expérimental complet qui a permis l'évaluation et la mesure des paramètres thermiques spécialement le rayonnement, les différentes valeurs de la température qui la vitesse du vent qui permettent le calcul des valeurs des rendements de l'installation et faire des comparaisons.

Nous concluons que le réflecteur auxiliaire fait augmenter le rendement de l'installation de plus 50 % du fait que notre installation principale n'est pas bien positionné et que la longueur exposée au rayonnement réfléchi n'est très importante.

Nous prévoyons la continuité de cette étude dans l'équipe du transfert thermique du laboratoire de mécanique pour l'amélioration des performances de cette installation en l'équipant d'un système de poursuite solaire ou on augmentant la longueur ou la surface de l'absorbeur et la réduction des effets environnementaux sur le transfert thermique dans le concentrateur exemple l'humidité, le vent, les obstacles naturels et l'homme tout en assurant un entretien continu de l'installation car nous remarquons que le dépôt de la poussière sur l'absorbeur principal réduit considérablement le rayonnement réfléchi.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] H. Rakotondramiarana<sup>1</sup>, D. Morau, L. Adelard, J. GATINA, « Modélisation du Séchage Solaire: Application au Séchage en Couche Mince des Boues Solides des Stations d'Épuration », 12èmes Journées Internationales de Thermique, Tanger, Maroc du 15 au 17 Novembre 2005.
- [2] J. Spitz et A. Aubert, Matériaux sélectifs pour la conversion photo thermique de L'énergie solaire, Revue de physique appliquée, tome 14, Janvier 1979, page 67.
- [3] ARCEA/GASN, Fiche N°37 Ind. : 3 du 15 Septembre 2009
- [4] M. Haddadi, Elaboration d'une Commande pour Héliostat. Rapport Interne, ENP, 2003
- [5] Bruno Rivoire, Le solaire thermodynamique. Groupe d'évaluation scientifique Thémis : de 1982 à 1987. Un laboratoire propre du CNRS, site d'Odeillo.
- [6] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, Le rayonnement solaire conversion thermique et Applications. Edition Tec-Doc, 1980.
- [7] J.A. Duffie, and J.W. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, 2ed, Inc, 1991.
- [8] M. Iqbal, An Introduction to solar Radiation, Academic Press, Toronto (1983).
- [9] M. Geyer, and W.B. Stine, Power From the Sun (Powerfromthesun.net). J.T. Lyle Center, 2001.
- [10] Énergie solaire, les machines élévatoires, archives document FAO, dpt du développement durable.
- [11] Y. Jannot, Cours de Transferts thermiques, Thermique solaire, Octobre 2003.
- [12] Anne Labouret, Michel Villos, Énergie solaire photovoltaïque. Edition Dunod Paris, 2005.
- [13] Retscreen, Photovoltaic Background, International Renewable energy decision support centre, Resources Canada 2001-2002.
- [14] C.P. de Brichaumbot et C. Vauge, Le gisement solaire, Ed. Tech. & Doc., Paris, 1982.
- [15] A. Mefti, M.Y. Bouroubi et A. Khellaf, Analyse Critique du Modèle de l'Atlas Solaire De l'Algérie, Rev. Energ. Ren. Vol. 2 (1999) 69-85.
- [16] A.A. Sfeir, G. Guarracino, Ingénierie des systèmes solaires, application à l'habitat. Technique et documentation 1981.
- [17] Liaison Énergie-Francophonie. 'Énergie et développement durable en Méditerranée'. N°71-2e Trimestre 2006, Page 95.
- [18] A.N. Cherigui : 'Les énergies du futur en Algérie : l'hydrogène solaire'. Quotidien d'Oran, N°3581, 27 septembre 2006.
- [19] Brahim (MEM). 'Situation des énergies renouvelables en Algérie'. Conférence sur la maîtrise de l'énergie et de l'environnement dans un contexte d'économie de marche, 22 et 23 mai 2001, Hôtel Sheraton, Alger, Algérie.

- [20] « Feuille de route Solaire Thermodynamique » guide de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (A D E M E) Version finale Juin2010.
- [21] Régis Olivés L'énergie solaire, Comparaison des technologies solaires à concentration page 49.
- [22] Principe de fonctionnement du solaire thermodynamique .Syndicat des énergies renouvelables 13-15, rue de la Baume 75008 Paris. Mai 2010
- [23] Paul De Neyer•Energie solaire thermique, Guide des Energies Renouvelables, mai 2003.
- [24] Claude Acket, le solaire thermodynamique pour « Sauvons le Climat» Septembre 2010.
- [25] Sylvain Quoilin, les centrales solaires à concentration. Faculté des sciences Appliquées, Université de Liège (Mai 2007)
- [26] Paul De Neyer•Energie solaire thermique, Guide des Energies Renouvelables, mai 2003.
- [27] Jean Jacques Bezian, Arezki Bounaceur, Alain De ryck, Mouna El hafi, Un nouveau concept de centrale solaire thermodynamique base sur un récepteur a lit fluidise. Energ. Ren : 13ème journées internationales de thermique. Publié dans "JITH 2007
- [28] Alain. Ferrière, Centrales solaires thermodynamiques, Techniques de l'ingénieur BE8903.
- [29] Centrales Solaires Thermiques. [www.outilssolaires.com](http://www.outilssolaires.com)
- [30] Jean-Bernard Michel, Centrales Solaires Thermique à concentration(CSTC) Etat de l'art, le 05.12.2010
- [31] A. FERRIERE, Séminaire IPN Orsay, 17 sep. 2007.
- [32] J.J. O'Gallagher, Nonimaging Optics in Solar Energy, A Publication in the Morgan and Claypool Publishers series, 2008.
- [33] J. Bernard, Energie solaire Calculs et optimisation. Edition ellipses, 2004.
- [34] Concentration du rayonnement solaire, Cahiers de l'AFEDES, n°3 novembre 1973, S.A Editions Européennes de Thermique et industrie, Paris.
- [35] R. Peyturaux, L'énergie solaire, 3ème édition 1978, P.U.F, Paris.
- [36] R. Winston, SolarEnergy, 16, 89, 1974.
- [37] L.House. «Renewable energy focus focus handbook». USA: AP,2009.
- [38] K.Soteris. « Solar Energy Engineering ». USA: ELSEVIER, 2009.
- [39] J.P.Praene. «Intégration et modélisation dynamique de composants d'un système de rafraichissement solar a absorption couplé au batiment.» Reunion: Université de la Reunion, 2007.
- [40] K.Heinloth. «Energy technologies : Renewable energy». USA:Springer, 2006.

- [41] N. Hamani , A. Moumami , N. Moumami , A. Saadi et Z. Mokhtari « Simulation de la température de sortie de l'eau dans un capteur solaire cylindro-parabolique dans le site de Biskra » Revue des Énergies Renouvelables, Vol. 10, N°2(2007) 215 – 224.
- [42] : Hamani Nadjette, Mémoire de magister, « Modélisation du flux solaire incident et de la température de sortie dans un capteur solaire à eau avec effet de concentration du rayonnement solaire incident », Université de Biskra, 2005.
- [43] R.Foster. «Solar energy : Renewable energy and the environment. »USA: CRC, 2010.
- [44] A. Gama, M. Haddadi et A. Malek, «Étude et réalisation d'un concentrateur cylindro parabolique avec poursuite solaire aveugle» Revue des Énergies Renouvelables, Vol. 11, N°3(2008) 437 – 451.
- [45] S.Kalogirou. «Solar Energy Engineering.» USA: Elsevier, 2009
- [46] M.F.Modest. «Radiative Heat Transfert. » USA: Elsevier, 2003.
- [47] ANSYS CFX manual 13.0, 2010
- [48] S.Souad. «Effet des parametres operationnels sur les performances d'un capteur solaire plan». Thèse de Magistère, Algire-Constantine: Université Mantouri , 2010.
- [49] C.K.Hsieh. «Thermal analysis of CPC collectors.» Solar energy, 1981: 19- 29.
- [50] A.Belghit et al. «Etude numérique d'un séchoir solaire fonctionnant en convection forcée.» Rev Gén Therm, 1997: 837-850.
- [51] M.Martin et al. «Emissivity of clear skies.» Solar Energy, 1984: 663-664.
- [52] U.Eicker. «Solar Technologies for Buildings.» Stuttgart: WILEY, 2003
- [53] P.Berdahl et al. «The thermal radiance of clear skies.» Solar ENERGY,1982: 299-314.
- [54] X.Berger et al. «About the equivalent radiative temperature for clear skies.» Solar Energy, 1984: 725-733.
- [55] S.D.Odeh. «Modelling of parabolic trough direct steam generation solar collectors.» Solar energy, 1998: 395-406.
- [56] W.Zambrano et al. «Design, construction and testing of a chimney that reduces dangerous temperatures in a radiative convective.» Solar Energy, 1984: 581-584.
- [57] J.H.Watmuff et al. «Solar and wind induced external coefficients for solar collectors.» Bulletin de Comple, 1977: 2.
- [58] N.Naeni et al. «Analyse of wind flow around a parabolic collector (2) heat transfer from receiver tube.» Renewable Energy, 2007: 1259-1272.
- [59] D.Njomo. «Etude théorique du comportement thermique d'un capteur solaire plan à air à couverture combinée plastique-vitre.» Rev. Gén. Therm, 1998: 973-980.
- [60] J.P.Holman. «Heat transfer.» Singapora: McGraw-Hill, 1986. A.Thomas et al. «Design data for the computation of thermal loss in the
- [61] receiver of a parabolic trough concentrator.» Energy Convers Mgmt, 1994: 555-568.

Résultat du plan expérimental :

Rayonnement solaire global :

<b>Rayonnement solaire global</b>				
Heure (h)	point 1 (bas)	point 2 (milieu)	point 3 (haut)	MOYEN (W/m2)
10:00	1074	1087	1026	1062
10:15	1090	1103	1041	1078
10:30	1107	1120	1057	1095
10:45	1175	1050	1041	1089
11:00	1137	1103	1060	1100
11:10	1209	1142	1040	1130
11:30	1190	1159	1055	1135
11:45	1270	1140	1032	1147
12:00	1237	1130	1115	1161
12:15	1215	1114	1084	1138
12:30	1195	1136	1075	1135
12:45	1150	1070	1075	1098
13:00	1052	1012	975	1013
13:05	1077	1024	1013	1038
13:15	1151	1071	1063	1095
13:30	1028	1065	1010	1034
13:45	1078	970	909	986
14:00	909	985	878	924
14:15	882	860	797	846
14:30	873	820	873	855
14:45	821	813	758	797
15:00	678	662	767	702

Tableau.A.1 : Résultats du Rayonnement solaire global.

## Expérience n°1 : essai 21 février 2013

myPCLab															
		T <sub>1</sub>	T <sub>2</sub>	T <sub>1</sub> - T <sub>2</sub>	G	T <sub>amb</sub>	H(%)	V	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>1</sub> /G	W <sub>2</sub> /G	W <sub>2</sub> /W <sub>1</sub>	η <sub>2</sub>
Date	Heure	°C	°C	°C	W/m <sup>2</sup>	°C		Km/h	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	/	/	/	/
21/02/2013	10:00	18,2	36,1	17,90	1062	23,1	15	33	67,55	46,77	17,52	6,36%	4,40%	0,69	6,60%
	10:15	22,1	38,8	16,70	1078	20,1	15	32	266,75	103,93	16,35	24,74%	9,64%	0,39	6,07%
	10:30	37,5	44,8	7,30	1095	20,6	16,5	34	88,34	86,61	7,15	8,07%	7,91%	0,98	2,61%
	10:45	42,6	39,8	2,80	1089	16,7	16	33	107,39	174,95	2,74	9,86%	16,06%	1,63	1,01%
	11:00	36,4	29,7	6,70	1100	23,7	15,9	33	71,02	31,18	6,56	6,46%	2,83%	0,44	2,39%
	11:15	32,3	27,9	4,40	1130	23,8	18	31	178,41	150,70	4,31	15,79%	13,34%	0,84	1,52%
	11:30	22,0	19,2	2,80	1135	22,2	18,4	31	174,95	197,46	2,74	15,41%	17,40%	1,13	0,97%
	11:45	32,1	30,6	1,50	1147	21,9	20	31	836,62	417,44	1,47	72,94%	36,39%	0,50	0,51%
	12:00	80,4	54,7	25,70	1161	20,6	22	33	45,04	48,50	25,16	3,88%	4,18%	1,08	8,67%
	12:15	83,0	51,9	31,10	1138	19	23	32	270,21	226,91	30,45	23,74%	19,94%	0,84	10,70%
	12:30	67,4	38,8	28,60	1135	18,1	20,4	32	318,71	76,21	28,00	28,08%	6,71%	0,24	9,87%
	12:45	49,0	34,4	14,60	1098	20,4	22	33	91,80	157,62	14,29	8,36%	14,36%	1,72	5,21%
	13:00	54,3	43,5	10,80	1013	22,3	22	30	199,19	185,34	10,57	19,66%	18,30%	0,93	4,18%
	13:15	42,8	32,8	10,00	1038	24	23	35	265,02	266,75	9,79	25,53%	25,70%	1,01	3,77%
	13:30	58,1	48,2	9,90	1095	22,5	24	32	162,82	225,18	9,69	14,87%	20,56%	1,38	3,54%
	13:45	67,5	61,2	6,30	1034	24,5	24,5	33	164,55	339,50	6,17	15,91%	32,83%	2,06	2,39%
	14:00	58,0	41,6	16,40	986	20,3	24	29	689,39	173,21	16,06	69,92%	17,57%	0,25	6,51%
	14:15	97,8	51,6	46,20	924	20	24	31	479,80	216,52	45,23	51,93%	23,43%	0,45	19,58%
	14:30	70,1	39,1	31,00	846	19,3	24		291,00	213,05	30,35	34,40%	25,18%	0,73	14,35%
	14:45	53,3	26,8	26,50	855	18,5	25	32	152,43	25,98	25,94	17,83%	3,04%	0,17	12,14%
15:00	62,1	25,3	36,80		22,1	25	30								

Tableau.A.2 : Résultats d'expérience pour le 21/02/2013

## Expérience n° 2 : essai du 17 février 2013

## myPCLab

17/02/2013

		T <sub>1</sub>	T <sub>2</sub>	T <sub>1</sub> -T <sub>2</sub>	E	T <sub>amb</sub>	H(%)	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>1</sub> /G	W <sub>2</sub> /G	W <sub>2</sub> /W <sub>1</sub>	η <sub>1</sub>
Date	Heure	°C	°C	°C	W/m <sup>2</sup>	°C	/	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	/	/		/
	10:00	30,0	37,5	7,50		22,8	49							
					1062			251,16	351,62	7,34	23,65%	33,11%	1,40	2,77%
	10:15	44,5	57,8	13,30	1078	25,3	45	291,00	38,11	13,02	26,99%	3,53%	0,13	4,83%
	10:30	61,3	55,6	5,70	1095	26,2	40	566,41	233,84	5,58	51,73%	21,36%	0,41	2,04%
	10:45	94,0	69,1	24,90	1089	27	38	270,21	136,84	24,38	24,81%	12,57%	0,51	8,95%
	11:00	109,6	61,2	48,40	1100	27,5	37	133,37	121,25	47,38	12,12%	11,02%	0,91	17,23%
	11:15	117,3	54,2	63,10	1130	30,2	35	176,68	145,50	61,77	15,64%	12,88%	0,82	21,87%
	11:30	127,5	62,6	64,90	1135	29,4	34	8,66	65,82	63,54	0,76%	5,80%	7,60	22,39%
	11:45	128,0	66,4	61,60	1147	28,2	34	129,91	200,93	60,31	11,33%	17,52%	1,55	21,03%
	12:00	135,5	54,8	80,70	1161	29	33	5,20	57,16	79,01	0,45%	4,92%	11,00	27,22%
	12:15	135,8	58,1	77,70	1138	29,7	32	121,25	97,00	76,07	10,65%	8,52%	0,80	26,74%
	12:30	142,8	63,7	79,10	1135	30,2	32	91,80	45,04	77,44	8,09%	3,97%	0,49	27,29%
	12:45	148,1	66,3	81,80	1098	26,6	31	39,84	166,28	80,08	3,63%	15,14%	4,17	29,17%
	13:00	150,4	75,9	74,50	1013	27,7	30	83,14	152,43	72,94	8,21%	15,05%	1,83	28,80%
	13:15	155,2	84,7	70,50	1038	27,6	31	197,46	121,25	69,02	19,02%	11,68%	0,61	26,60%
	13:30	166,6	77,7	88,90	1095	30,5	31	233,84	15,59	87,03	21,36%	1,42%	0,07	31,79%
	13:45	153,1	78,6	74,50	1034	29,9	32	252,89	263,28	72,94	24,46%	25,46%	1,04	28,21%
	14:00	138,5	63,4	75,10	986	27,4	33	322,18	6,93	73,52	32,68%	0,70%	0,02	29,83%
	14:15	157,1	63,8	93,30	924	28,1	35	50,23	48,50	91,34	5,44%	5,25%	0,97	39,54%
	14:30	160	61	99,00	846	29,4	36	131,64	221,71	96,92	15,56%	26,21%	1,68	45,83%
	14:45	167,6	48,2	119,40	855	26,3	32	131,64	202,66	116,89	15,40%	23,70%	1,54	54,69%
	15:00	160	36,5	123,50		28,8	29							

Tableau.A.3 : Résultats d'expérience pour le 21/02/2013.

## Expérience n°3essai du 12 avril 2013

## myPCLab

		T <sub>1</sub>	T <sub>2</sub>	T <sub>1</sub> -T <sub>2</sub>	G	T <sub>amb</sub>	H(%)	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>1</sub> /E	W <sub>2</sub> /E	W <sub>2</sub> /W <sub>1</sub>	η <sub>3</sub>
Date	Heure	°C	°C	°C	W/m <sup>2</sup>	°C	/	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	/	/		/
12/04/2013	10:00	55,4	65,1	9,70		32	23							
					1062			162,82	374,14	9,50	15,33%	35,23%	2,30	3,58%
	10:15	64,8	86,7	21,90		33,9	23							
					1078			284,07	495,39	21,44	26,35%	45,95%	1,74	7,96%
	10:30	81,2	115,3	34,10		32,3	26							
					1095			368,94	360,28	33,38	33,69%	32,90%	0,98	12,20%
	10:45	102,5	136,1	33,60		31,2	26							
					1089			244,23	382,80	32,89	22,43%	35,15%	1,57	12,08%
	11:00	116,6	158,2	41,60		31	24							
					1100			142,03	341,23	40,73	12,91%	31,02%	2,40	14,81%
	11:15	124,8	177,9	53,10		31,7	24							
					1130			270,21	36,37	51,98	23,91%	3,22%	0,13	18,40%
	11:30	140,4	180,0	39,60		32	23							
					1135			168,02	109,12	38,77	14,80%	9,61%	0,65	13,66%
	11:45	150,1	173,7	23,60		32,3	21							
					1147			100,46	166,28	23,10	8,76%	14,50%	1,66	8,06%
	12:00	144,3	164,1	19,80		32,4	22							
					1161			155,89	251,16	19,38	13,43%	21,63%	1,61	6,68%
	12:15	135,3	149,6	14,30		34,4	17							
					1138			194,00	266,75	14,00	17,05%	23,44%	1,38	4,92%
12:30	124,1	134,2	10,10		32,3	17								
				1135			240,77	278,87	9,89	21,21%	24,57%	1,16	3,48%	
12:45	110,2	118,1	7,90		38,7	16								
				1098			199,19	240,77	7,73	18,14%	21,93%	1,21	2,82%	
13:00	98,7	104,2	5,50		37,3	15								
				1013			145,50	121,25	5,38	14,36%	11,97%	0,83	2,13%	
13:15	90,3	97,2	6,90		38,5	16								
				1038			171,48	194,00	6,76	16,52%	18,69%	1,13	2,60%	
13:30	80,4	86,0	5,60		37,8	16,5								
				1095			183,61	187,07	5,48	16,77%	17,08%	1,02	2,00%	
13:45	69,8	75,2	5,40		35,5	15								
				1034			81,41	105,66	5,29	7,87%	10,22%	1,30	2,05%	
14:00	65,1	69,1	4,00		36,8	16								
				986			76,21	76,21	3,92	7,73%	7,73%	1,00	1,59%	
14:15	60,7	64,7	4,00		39,9	15								
				924			31,18	32,91	3,92	3,37%	3,56%	1,06	1,70%	
14:30	58,9	62,8	3,90		35,3	15								
				846			67,55	83,14	3,82	7,98%	9,83%	1,23	1,81%	
14:45	55,0	58,0	3,00		36,7	15								
				855			25,98	31,18	2,94	3,04%	3,65%	1,20	1,37%	
15:00	53,5	56,2	2,70		35,1	15								

Tableau.A.4 : Résultats d'expérience pour le 12/04/2013.

## Expérience n°3essai du 14 avril 2013 :

## myPCLab

		T <sub>1</sub>	T <sub>2</sub>	T <sub>1</sub> -T <sub>2</sub>	G	T <sub>amb</sub>	H(%)	W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>1</sub> /G	W <sub>2</sub> /G	W <sub>2</sub> /W <sub>1</sub>	η <sub>4</sub>
Date	Heure	°C	°C	°C	w/m <sup>2</sup>	°C	/	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	/	/		/
14/04/2013	10:00	43,1	49,2	6,10		27,3	23							
					1062			102,20	245,96	5,97	9,62%	23,16%	2,41	2,25%
	10:15	49,0	63,4	14,40	1078	26,3	22	180,14	261,55	14,10	16,71%	48,53%	1,45	5,23%
	10:30	59,4	78,5	19,10	1095	27,5	19	204,39	128,18	18,70	18,67%	23,41%	0,63	6,83%
	10:45	71,2	85,9	14,70	1089	28,6	19	36,37	79,68	14,39	3,34%	14,63%	2,19	5,29%
	11:00	73,3	81,3	8,00	1100	30,1	21	32,91	13,86	7,83	2,99%	2,52%	0,42	2,85%
	11:15	75,2	82,1	6,90	1130	25,6	19	91,80	102,20	6,76	8,12%	18,09%	1,11	2,39%
	11:30	69,9	76,2	6,30	1135	24,6	20	46,77	51,96	6,17	4,12%	9,16%	1,11	2,17%
	11:45	67,2	73,2	6,00	1147	25,8	19	95,27	88,34	5,87	8,31%	15,40%	0,93	2,05%
	12:00	61,7	68,1	6,40	1161	20,2	19	32,91	34,64	6,27	2,83%	5,97%	1,05	2,16%
	12:15	59,8	66,1	6,30	1138	17,1	19	45,04	83,14	6,17	3,96%	14,61%	1,85	2,17%
	12:30	57,2	61,3	4,10	1135	16,2	18	45,04	34,64	4,01	3,97%	6,10%	0,77	1,41%
	12:45	54,6	59,3	4,70	1098	16,5	18	27,71	39,84	4,60	2,52%	7,26%	1,44	1,68%
	13:00	53,0	57,0	4,00	1013	16,9	17	32,91	32,91	3,92	3,25%	6,50%	1,00	1,55%
	13:15	51,1	55,1	4,00	1038	17	17	38,11	46,77	3,92	3,67%	9,01%	1,23	1,51%
	13:30	48,9	52,4	3,50	1095	17,1	16	5,20	19,05	3,43	0,47%	3,48%	3,67	1,25%
	13:45	49,2	51,3	2,10	1034	17,3	16	50,23	34,64	2,06	4,86%	6,70%	0,69	0,80%
	14:00	46,3	49,3	3,00	986	18,4	16	10,39	8,66	2,94	1,05%	1,76%	0,83	1,19%
	14:15	46,9	49,8	2,90	924	30,8	16	3,46	0,00	2,84	0,37%	0,00%	0,00	1,23%
	14:30	47,1	49,8	2,70	846	26,2	16	51,96	48,50	2,64	6,14%	11,47%	0,93	1,25%
14:45	44,1	47,0	2,90	855	27,4	17	34,64	45,04	2,84	4,05%	10,53%	1,30	1,33%	
15:00	42,1	44,4	2,30		29,6	17								

Tableau.A.5 : Résultats d'expérience pour le 14/04/2013.

## Expérience n °4 essai du 22 avril 2013

myPCLab									
		$T_e$	$T_s$	$T_s - T_e$	$G$	$T_{amb}$	$H(\%)$	$Q_{ui}$	$\eta_6$
Date	Heure	°C	°C	°C	w/m2	°C	/	w	/
22/04/2013	11:00	26,8	30,6	3,80	1100	24	20,9	30,22	5,49%
	11:15	27,3	40,5	13,20	1130	22,1	21	104,96	18,58%
	11:30	27,3	40,5	13,20	1135	24,6	21	104,96	18,50%
	11:45	29,2	52,7	23,50	1147	24	20,9	186,86	32,58%
	12:00	24,7	50,3	25,60	1161	27,1	20,8	203,56	35,07%
	12:15	28,9	52,4	23,50	1138	27,1	21	186,86	32,84%
	12:30	32,1	60,1	28,00	1135	24,5	19,9	222,64	39,23%
	12:45	32	65,7	33,70	1098	28,9	19,8	267,97	48,81%
	13:00	30,7	70,4	39,70	1013	25,9	19,2	315,67	62,32%
	13:15	26,8	73,6	46,80	1038	27,1	19	372,13	71,70%
	13:30	27,1	62,3	35,20	1095	28,4	19	279,89	51,12%
	13:45	28,3	55,1	26,80	1034	23,7	19	213,10	41,22%
	14:00	28,1	47,2	19,10	986	25,1	18,8	151,87	30,81%

Tableau.A.6 : Résultats d'expérience pour le 22/04/2013.

## Expérience n °5 essai du 20 avril 2013

myPCLab									
		$T_e$	$T_s$	$T_s-T_e$	$G$	$T_{amb}$	$H(\%)$	$Q_{u1}$	$\eta_5$
Date	Heure	°C	°C	°C	w/m2	°C	/		/
20/04/2013	11:00	26,1	30,7	4,60	1100	27,9	19	36,58	6,65%
	11:15	27,4	33,1	5,70	1130	28,9	20	45,32	8,02%
	11:30	27,3	35,7	8,40	1135	28,9	19	66,79	11,77%
	11:45	28,2	36,2	8,00	1147	30,9	19	63,61	11,09%
	12:00	29,4	37,4	8,00	1161	29,8	19	63,61	10,96%
	12:15	28,4	37,9	9,50	1138	30,2	19	75,54	13,28%
	12:30	29,7	38,9	9,20	1135	33	18	73,15	12,89%
	12:45	29,7	38,7	9,00	1098	31,4	20	71,56	13,04%
	13:00	32,7	42,3	9,60	1013	33,4	20	76,33	15,07%
	13:15	28,8	35,2	6,40	1038	36,1	19	50,89	9,81%
	13:30	27,3	36,8	9,50	1095	33,8	19,5	75,54	13,80%
	13:45	29,7	35,8	6,10	1034	32,1	20	48,50	9,38%
	14:00	29,4	34,1	4,70	986	32,1	20	37,37	7,58%

Tableau.A.7 : Résultats d'expérience pour le 20/04/2013.

## Expérience n°6essai du 30 avril 2013

myPCLab									
		$T_e$	$T_s$	$T_s-T_e$	$G$	$T_{amb}$	$H(\%)$	$Q_{u1}$	$\eta_7$
Date	Heure	°C	°C	°C	w/m <sup>2</sup>	°C	/		/
30/04/2013	11:00	41,1	38,9	2,20	1100	27,9	29,9	17,49	3,18%
	11:15	39,5	33,1	6,40	1130	28,9	29,2	50,89	9,01%
	11:30	27,3	49,4	22,10	1135	28,9	29,4	175,73	30,97%
	11:45	28	45,2	17,20	1147	30,9	29	136,77	23,85%
	12:00	29,9	38,1	8,20	1161	29,8	28,4	65,20	11,23%
	12:15	26,6	36,9	10,30	1138	30,2	28,1	81,90	14,39%
	12:30	32,6	42,8	10,20	1135	33	28	81,11	14,29%
	12:45	27,2	45,4	18,20	1098	31,4	29	144,72	26,36%
	13:00	28,2	46,5	18,30	1013	33,4	28,5	145,51	28,73%
	13:15	29,2	49,6	20,40	1038	36,1	28,2	162,21	31,25%
	13:30	31,8	51,2	19,40	1095	33,8	28,1	154,26	28,18%
	13:45	30,5	45,4	14,90	1034	32,1	28,2	118,48	22,92%
	14:00	30,4	42,3	11,90	986	32,1	29	94,62	19,19%

Tableau.A.8 : Résultats d'expérience pour le 30/04/2013.

## Expérience n °7essai du 2 mai 2013

myPCLab									
		$T_e$	$T_s$	$T_s - T_e$	$G$	$T_{amb}$	$H(\%)$	$Q_{u1}$	$\eta_8$
Date	Heure	°C	°C	°C	w/m2	°C	/		/
02/05/2013	11:00	27,8	46,5	18,70	1100	23,9	33,6	148,69	27,04%
	11:15	28,1	50,2	22,10	1130	25,9	32	175,73	31,10%
	11:30	29	54,3	25,30	1135	28,9	33	201,17	35,45%
	11:45	30	52,4	22,40	1147	30,9	31,1	178,11	31,06%
	12:00	31	56,1	25,10	1161	26,8	29	199,58	34,38%
	12:15	30,7	47,4	16,70	1138	30,2	28	132,79	23,34%
	12:30	31,1	50,8	19,70	1135	33	29	156,64	27,60%
	12:45	32	49,9	17,90	1098	31,4	27	142,33	25,93%
	13:00	32,2	48	15,80	1013	3,4	27,1	125,63	24,80%
	13:15	31,9	45	13,10	1038	36,1	27,5	104,16	20,07%
	13:30	32	45,4	13,40	1095	33,8	27,3	106,55	19,46%
	13:45	32,2	43	10,80	1034	32,1	26,6	85,88	16,61%
14:00	32	50,3	18,30	986	32,1	26,7	145,51	29,52%	

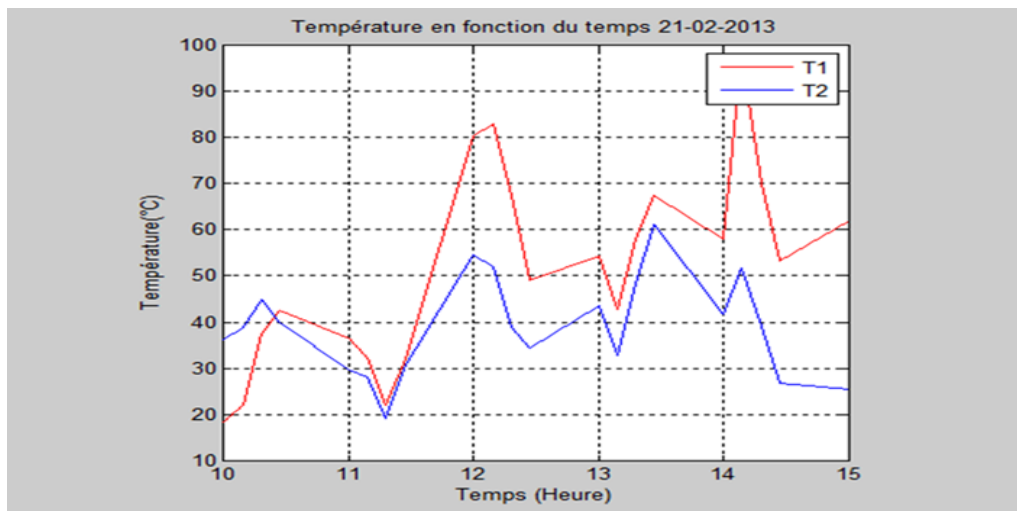
Tableau.A.9 : Résultats d'expérience pour le 02/05/2013.

## Expérience n°8essai du 06 mai 2013 :

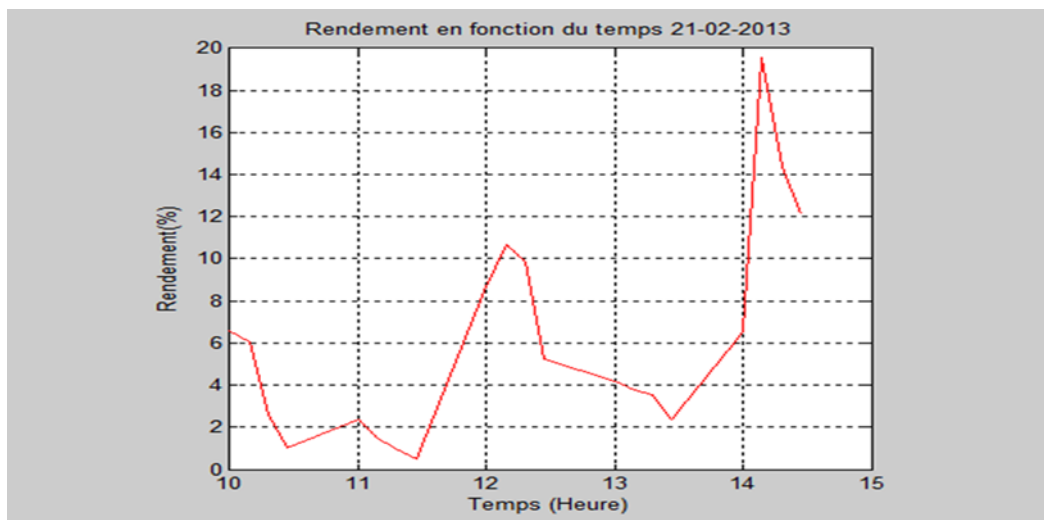
myPCLab									
		$T_e$	$T_s$	$T_s - T_e$	$G$	$T_{amb}$	$H(\%)$	$Q_{u1}$	$\eta_9$
Date	Heure	°C	°C	°C	w/m <sup>2</sup>	°C	/		/
06/05/2013	11:00	29	43,7	14,70	1100	27,9	38	46,63	8,48%
	11:15	30	46,5	16,50	1130	28,9	36,6	52,34	9,26%
	11:30	34	47,1	13,10	1135	28,9	36,2	41,55	7,32%
	11:45	35	49,2	14,20	1147	30,9	35,5	45,04	7,85%
	12:00	36	50,3	14,30	1161	29,8	34	45,36	7,81%
	12:15	36,4	52,7	16,30	1138	30,2	34	51,70	9,09%
	12:30	36,7	54,9	18,20	1135	33	32,8	57,73	10,17%
	12:45	37	55,5	18,50	1098	31,4	31	58,68	10,69%
	13:00	37,9	56,1	18,20	1013	33,4	30	57,73	11,40%
	13:15	38,5	57,5	19,00	1038	36,1	29	60,27	11,07%
	13:30	39,5	58,6	19,10	1095	33,8	29,9	60,58	11,07%
	13:45	39,1	59	19,90	1034	32,1	28	63,12	12,21%
	14:00	39,1	59,3	20,20	986	32,1	27,2	64,07	13,00%

Tableau.A.10 : Résultats d'expérience pour le 06/05/2013.

Expérience° 1 :

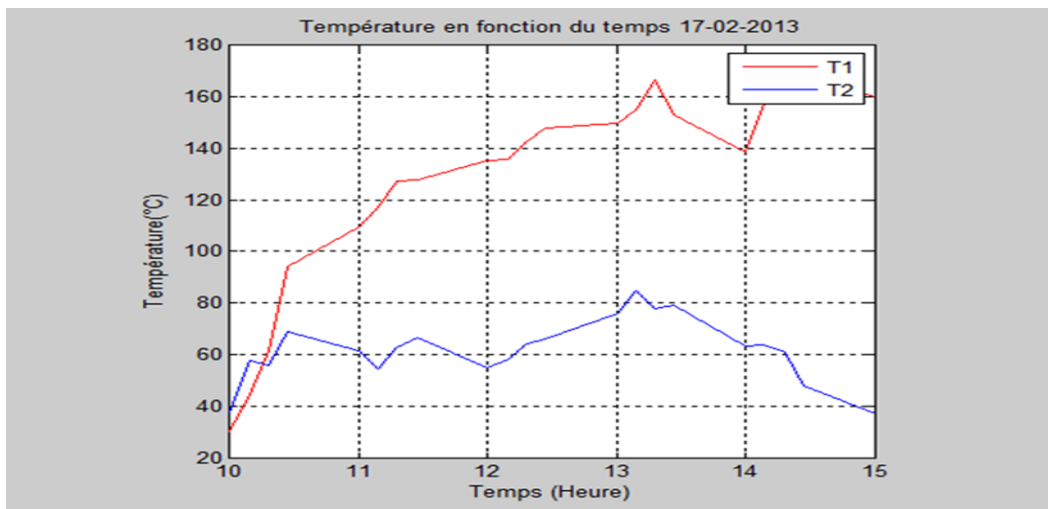


**Fig A.3.a:** Variation de la température de l'absorbeur 1 (la barre abrité) et l'absorbeur 2 (la barre non abrité) en fonction du temps pour le jour 21/02/2013.

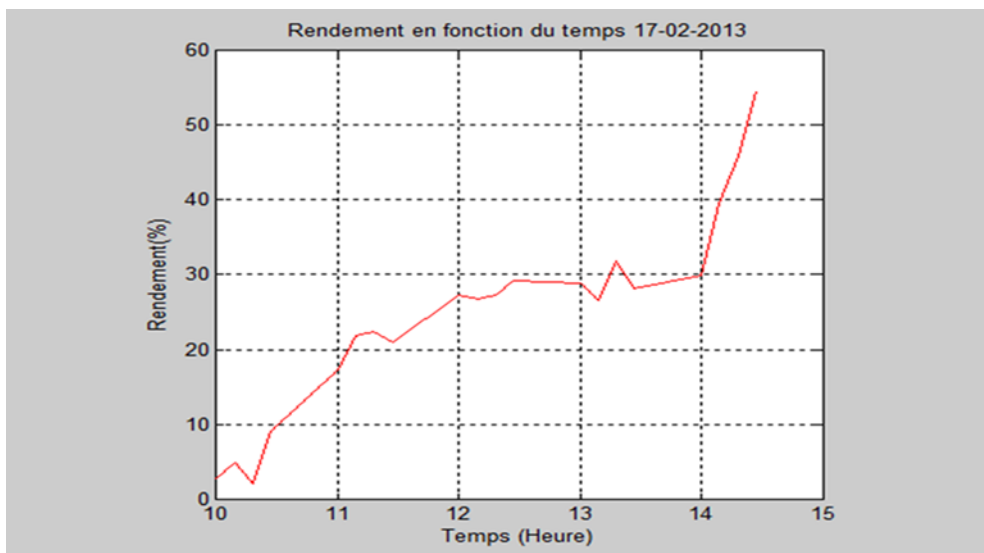


**Fig A.3.b:** variation de rendement en fonction du temps pour le jour:21/02/2013

Expérience° 2 :



**Fig A.4.a:** Variation de la température en fonction du temps de l'absorbeur 1 (la barre abrité) avec la plaque de verre et des parois latérales et l'absorbeur 2 (la barre non abrite) pour le jour 17/02/2013.



**Fig A.4.b:** variation de rendement en fonction du temps pour les jours: 17/02/2013

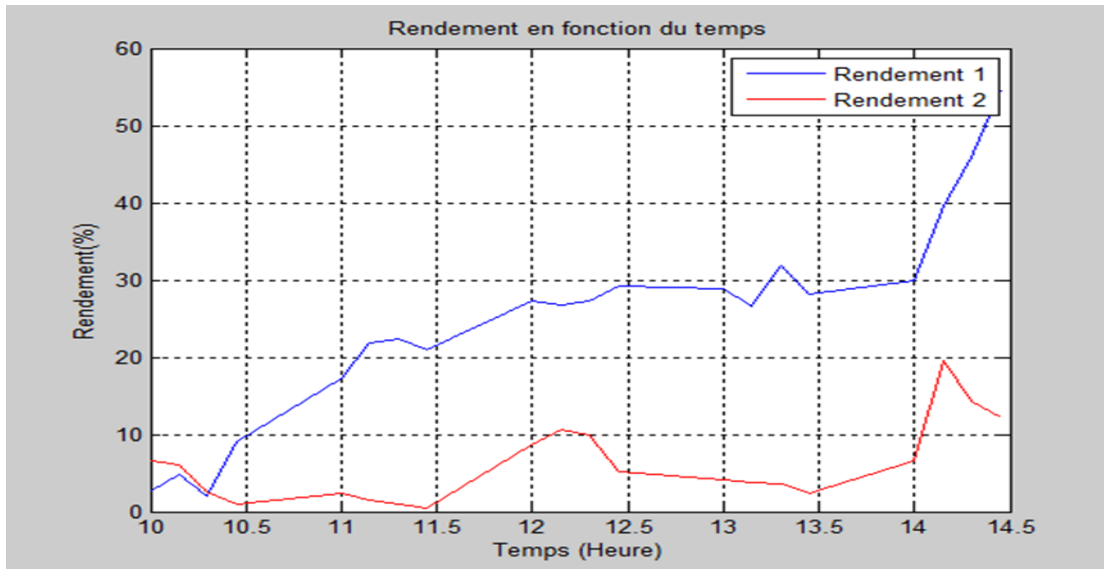


Fig A.5 : La variation des rendements 1 et 2 en fonction du temps pour les jours: 17-21/02/2013

Expérience° 3 :

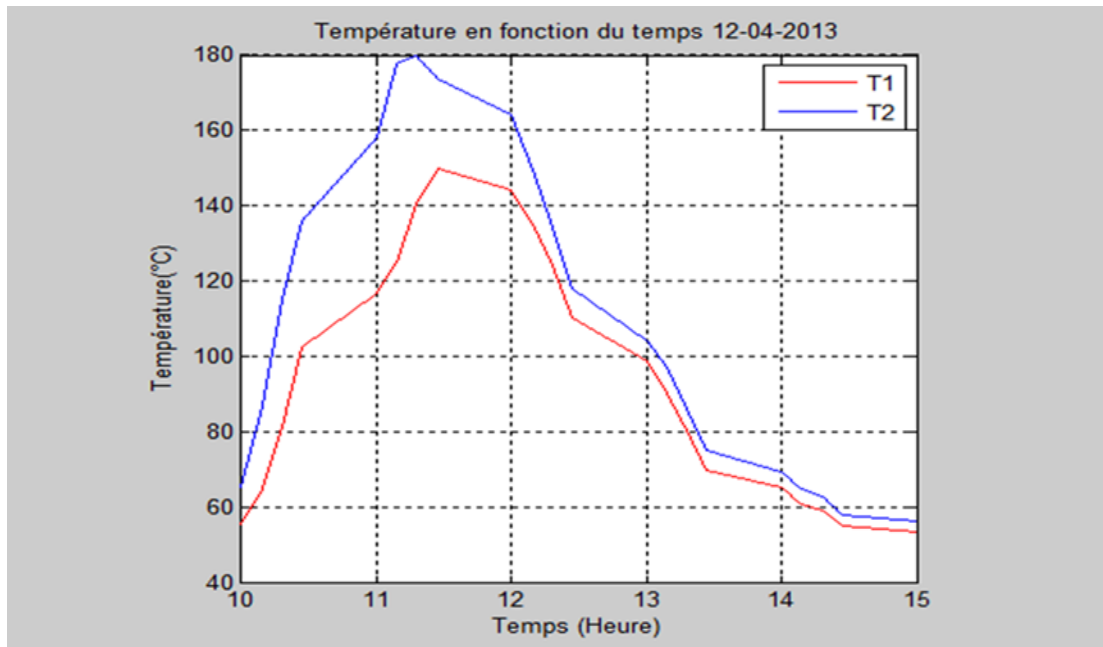
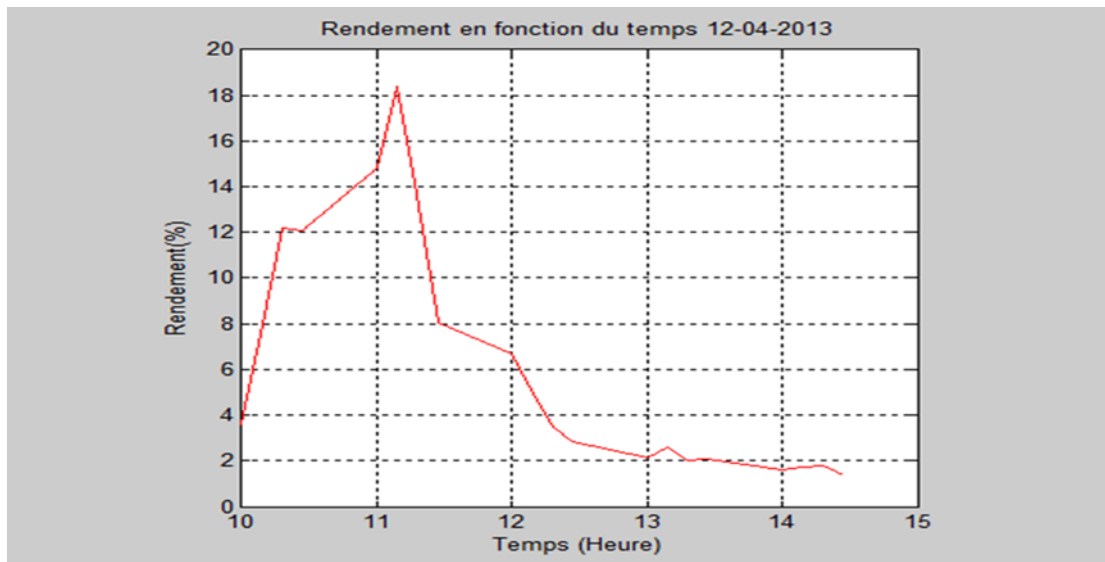
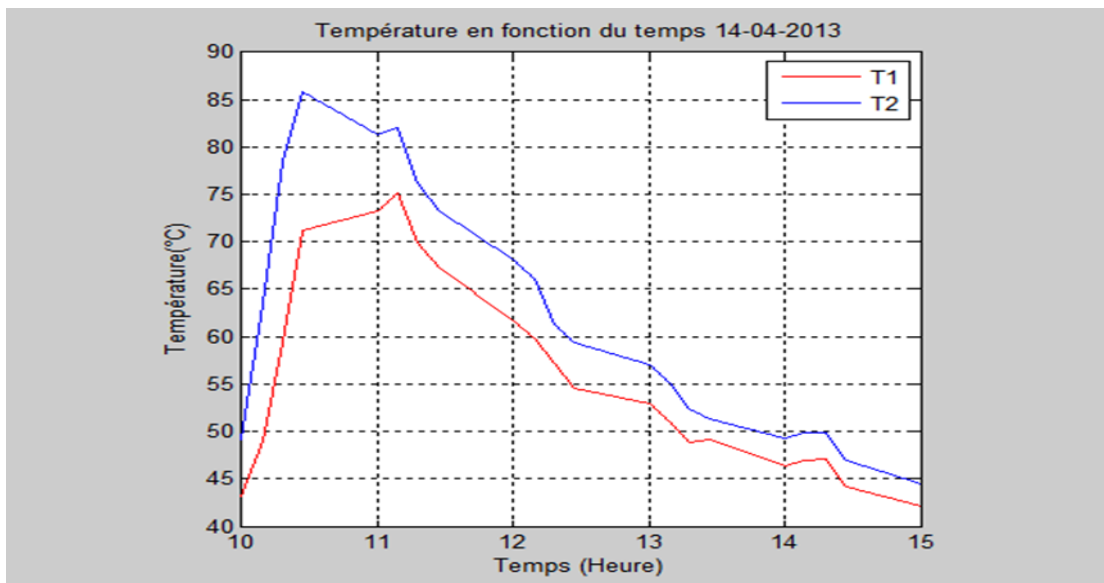


Fig A.6.a: Comparaison des températures des deux barres L'une soumise à l'effet des deux réflecteurs T2 et l'autre au réflecteur auxiliaire T1 pour le jour 12 /04/2013



**Fig IV.6.b:** La variation de rendement en fonction du temps pour le jour:12/04/2013



**Fig A.7.a:** Comparaison des températures des deux barres L'une soumise à l'effet des deux réflecteurs T2 et l'autre au réflecteur auxiliaire T1 pour le jour 14 /04/2013

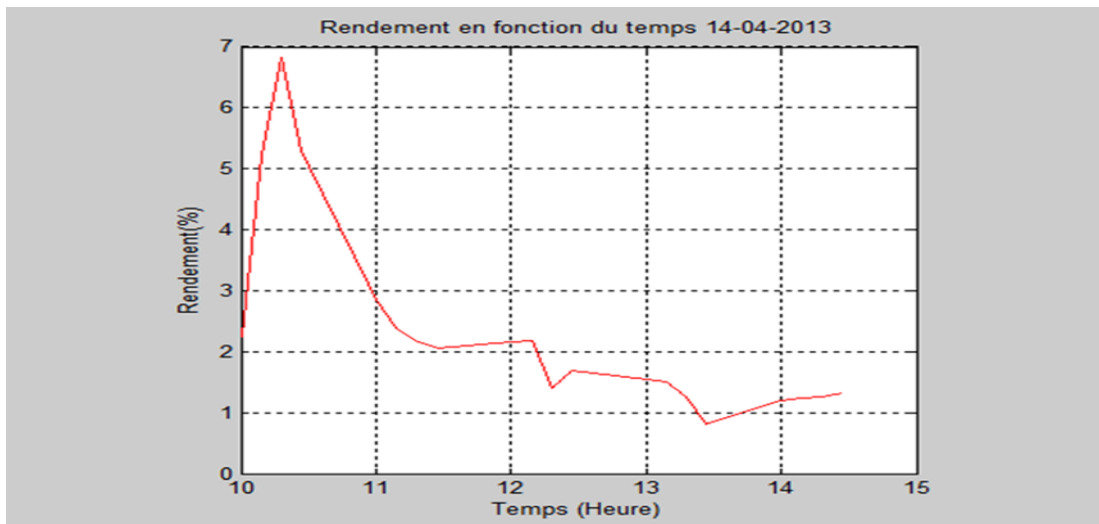


Fig A.7.b: La variation de rendement en fonction du temps pour le jour:14/04/2013.

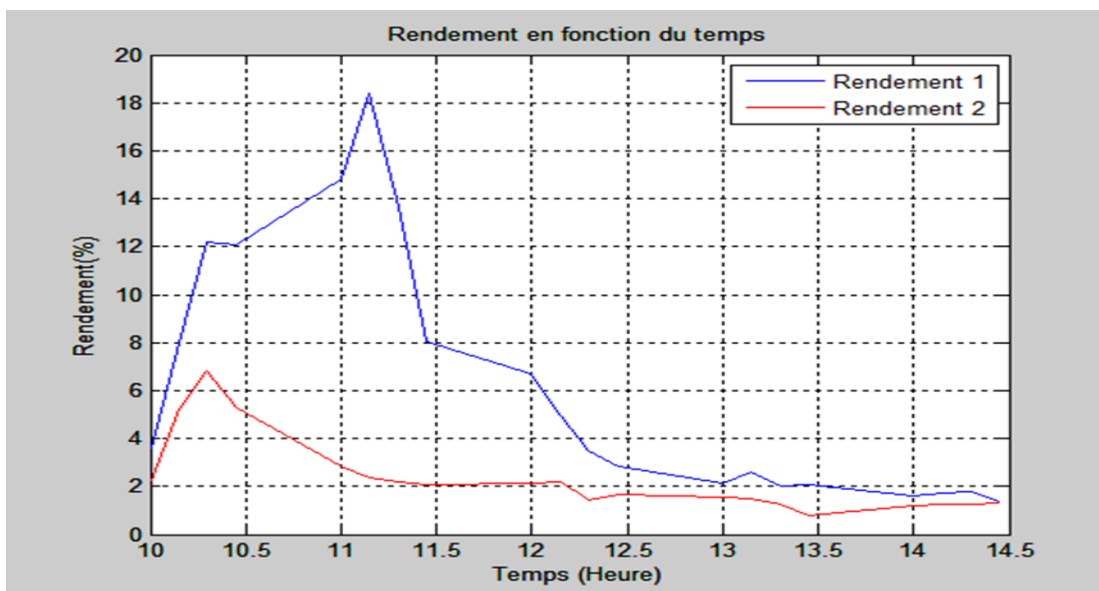
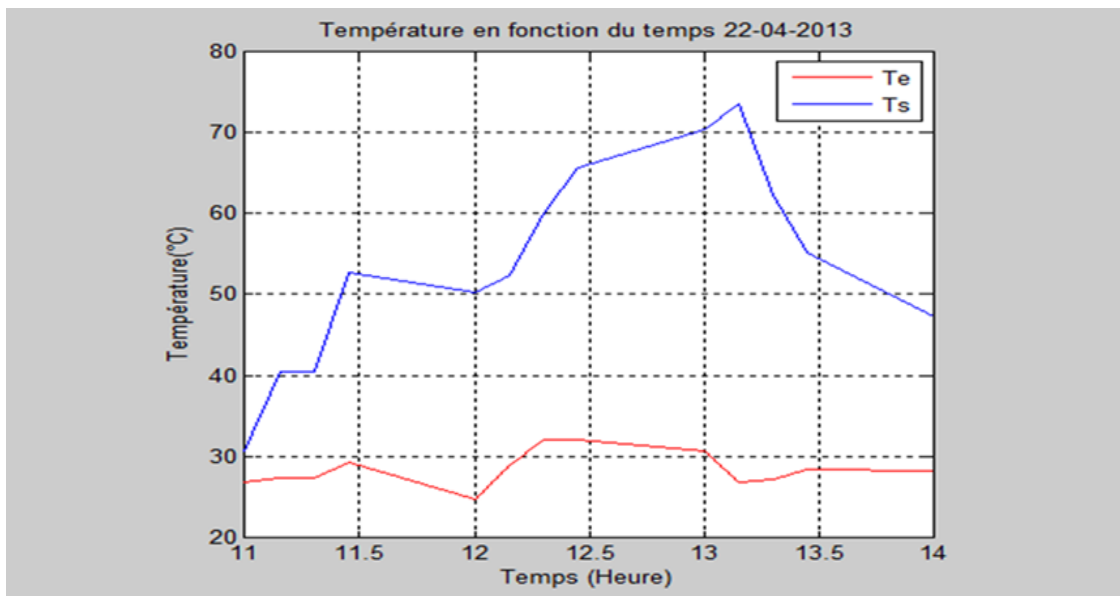
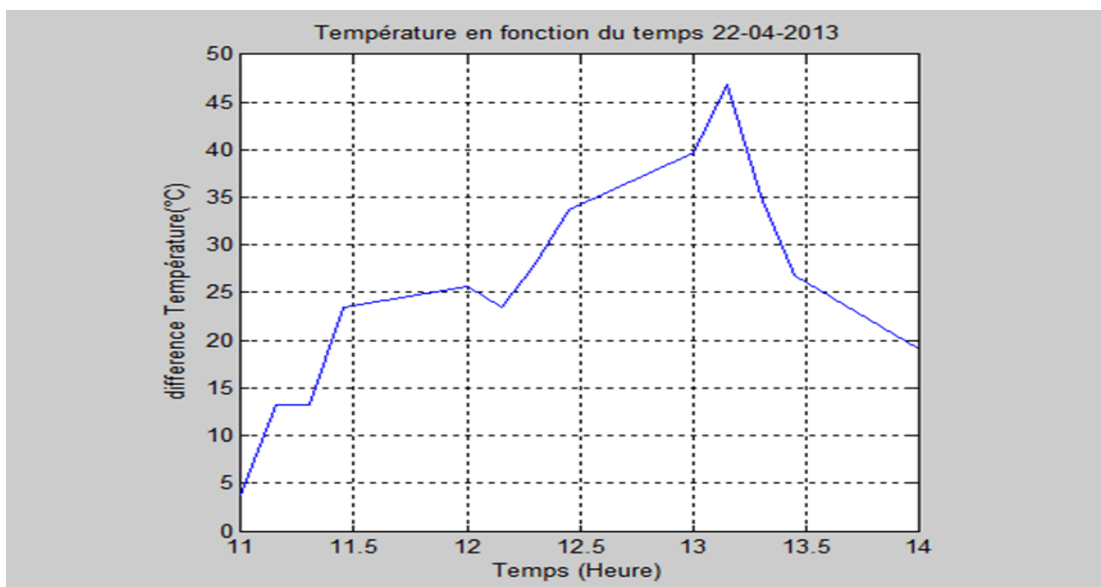


Fig A.7.c: La variation des rendements 1 et 2 en fonction du temps pour les jours:12-14/04/2013

Expérience° 4 :



**Fig A.8.a:** variation de la température de l'entrée et la sortie du fluide caloporteur en fonction du temps pour le jour 22/04/2013.



**Fig A.8.b:** différence de température de l'entré et la sortie du fluide caloporteur en fonction du temps pour le jour 22/04/2013.

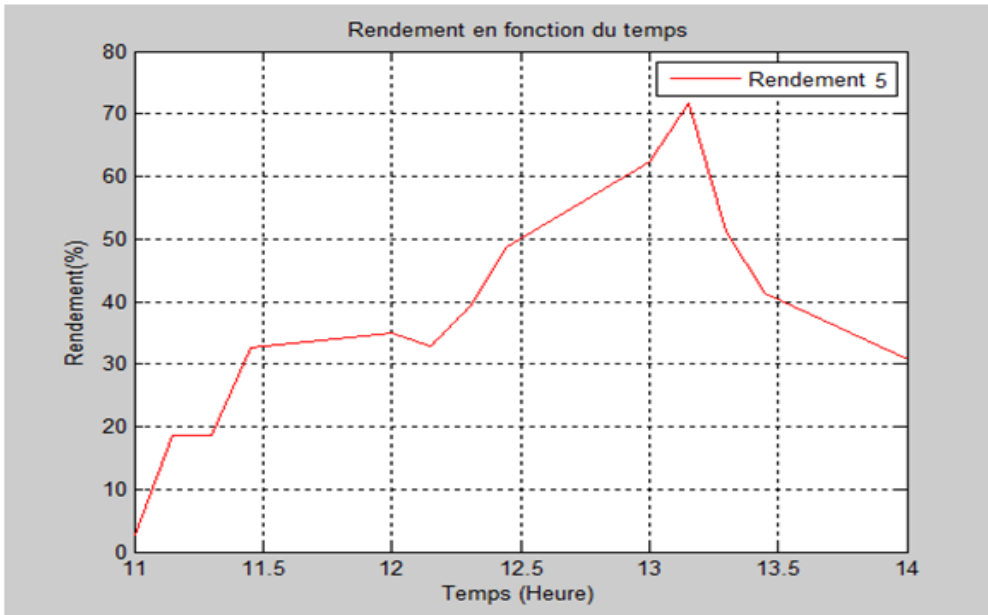
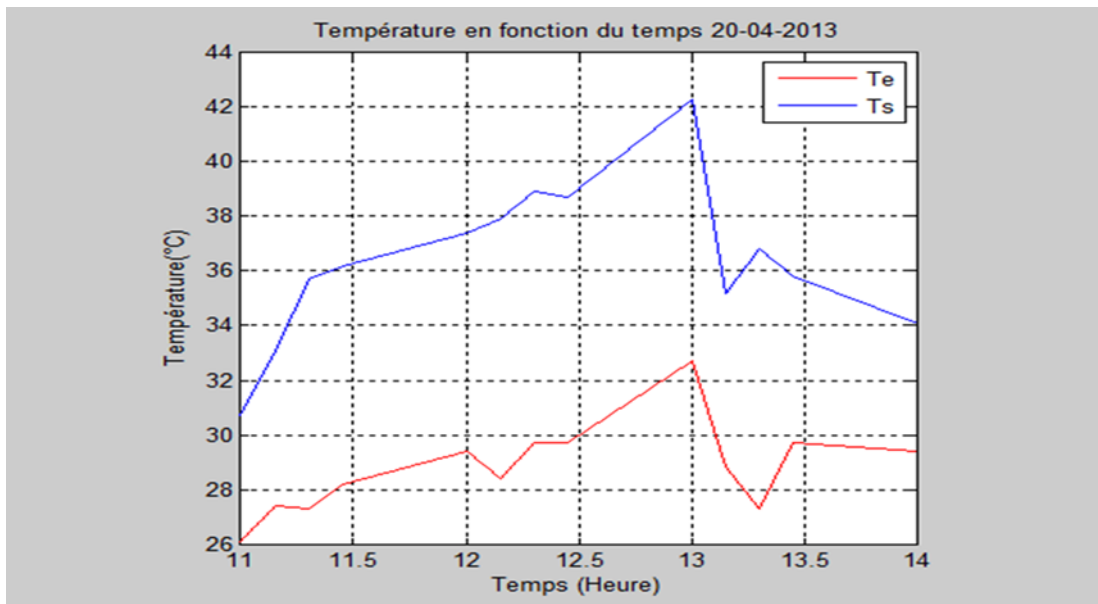


Fig A.8.c: variation de rendement en fonction du temps pour le jour:22/04/2013

Expérience° 5 :



**Fig A.9.a:** Variation de la température entre l'entrée et la sortie du fluide caloporteur avec un échangeur thermique isolé par une barre de bois en fonction du temps pour le jour 20/04/2013.

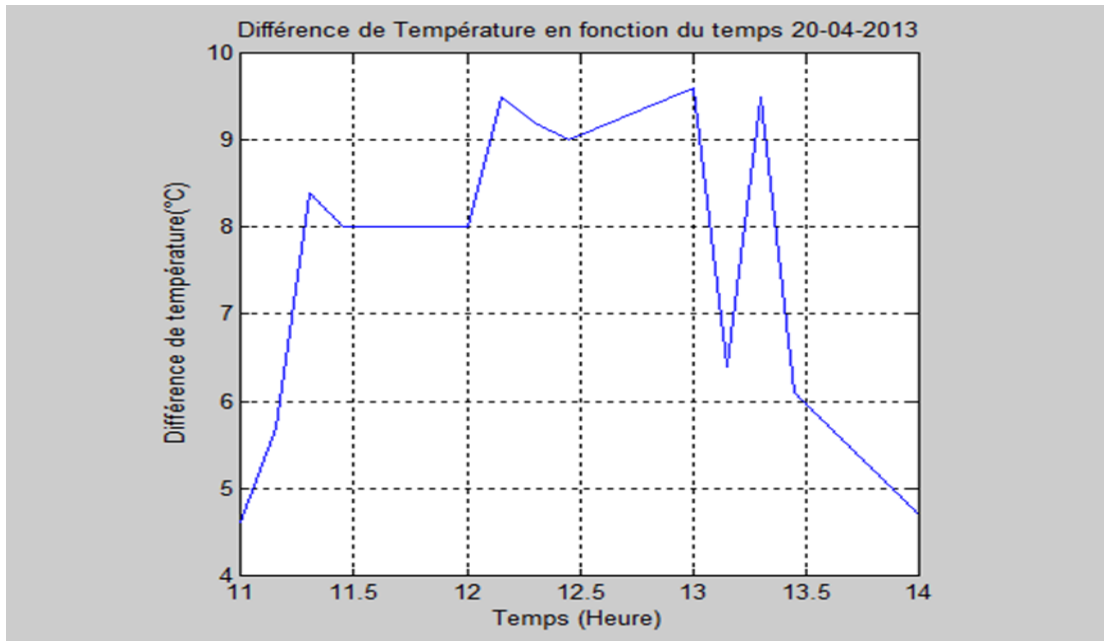
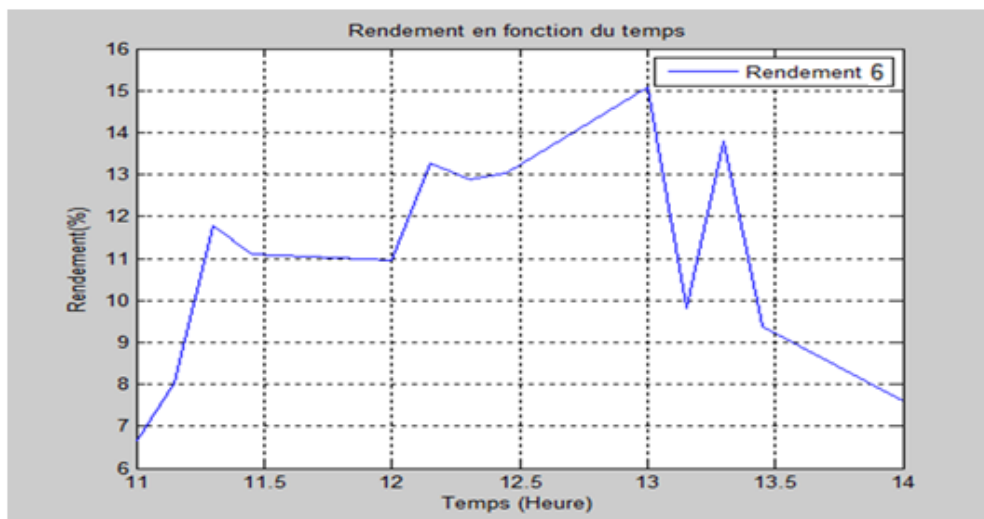


Fig A.9.b: différence de température entre l'entrée et la sortie du fluide caloporteur avec un échangeur thermique isolé par une barre de bois en fonction du temps pour le jour 20/04/2013.



FigA.9.c: La variation de rendement en fonction du temps pour le jour:20/04/20

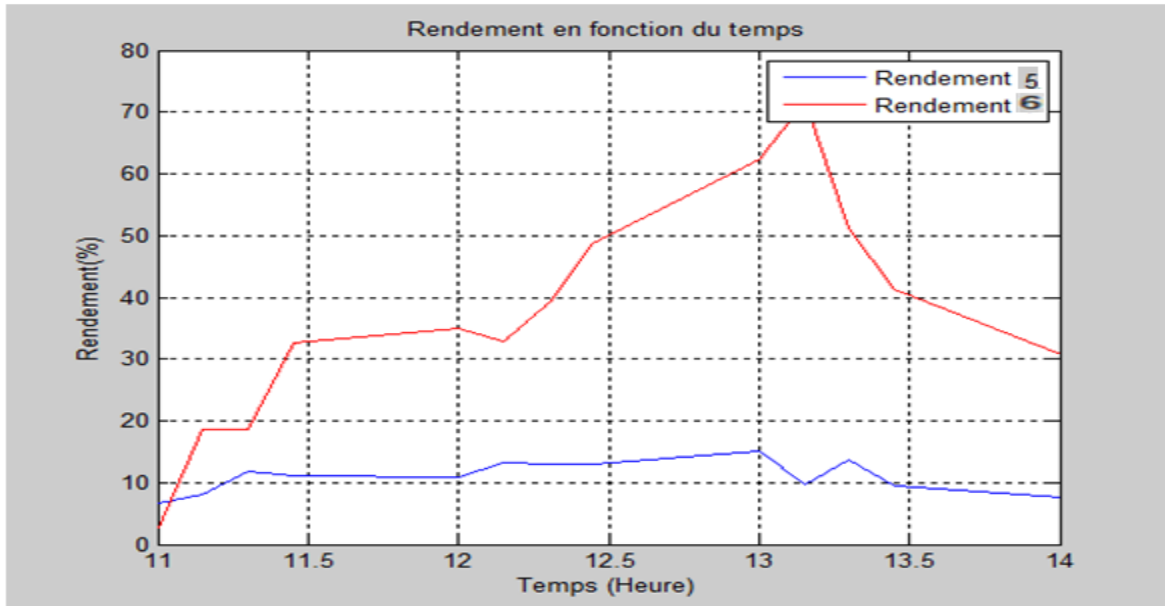


Fig IV.9.d La variation des rendements 5 et 6 en fonction du temps pour les jours: 22-20/02/2013

Expérience° 6 :

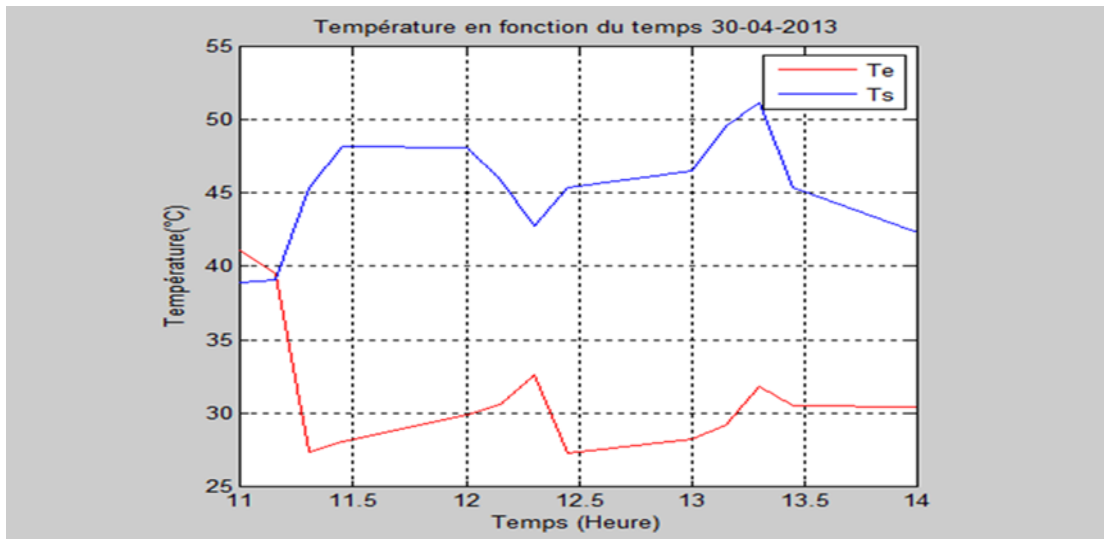
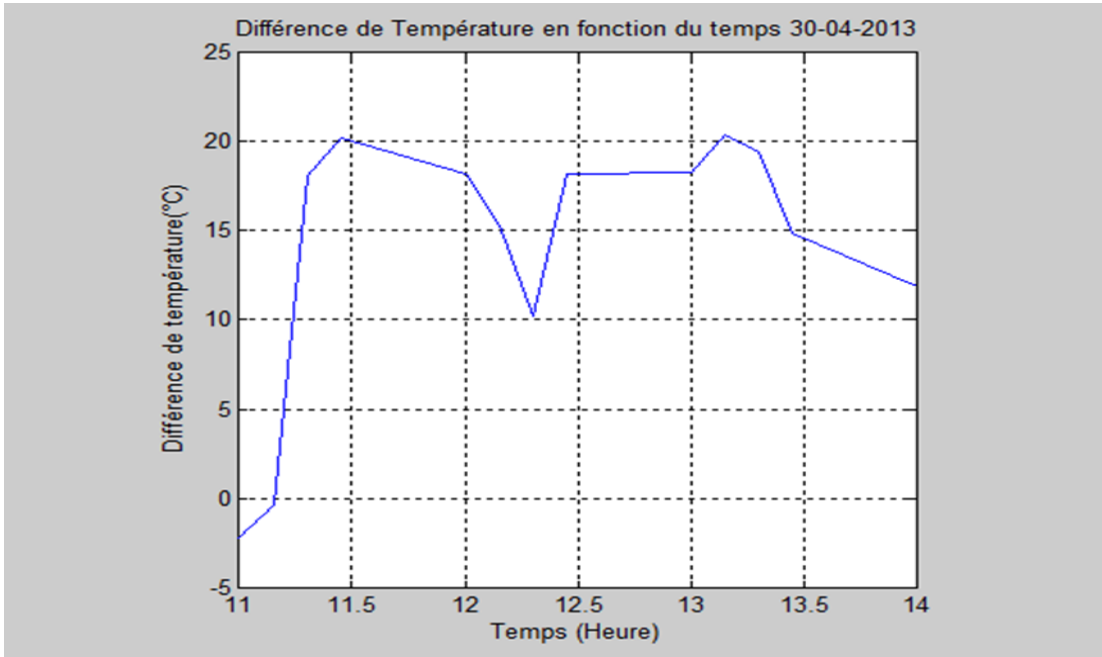
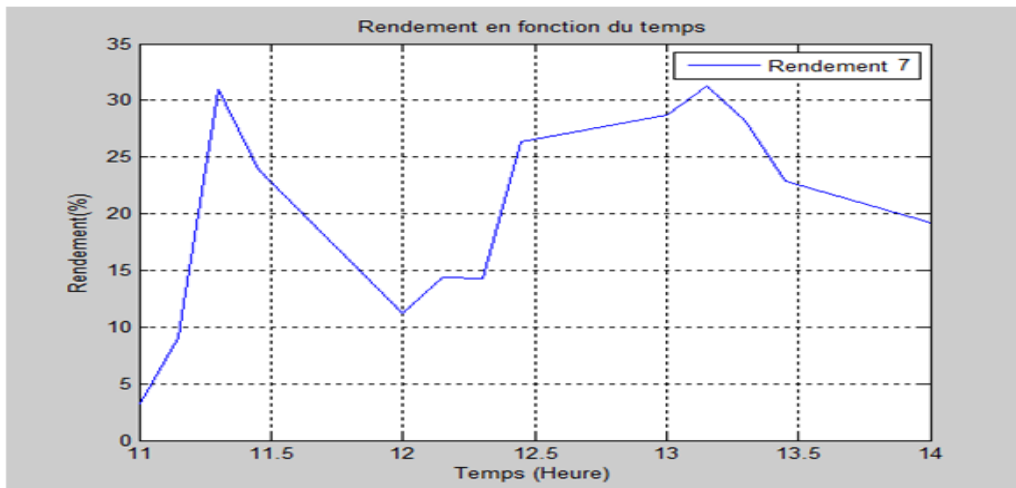


Fig A.10.a: Variation de la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur qui circule dans un tube en cuivre à l'intérieur d'un tube sous vide sous le réflecteur auxiliaire en fonction du temps pour le jour 30/04/2013.



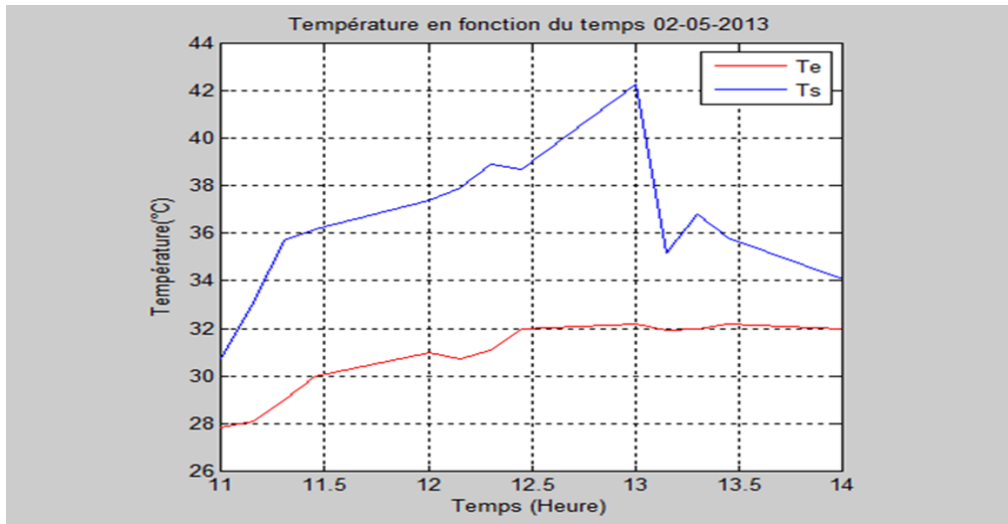
**Fig A.10.b** : différence de la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur qui circule dans un tube en cuivre à l'intérieur d'un tube sous vide sous le réflecteur auxiliaire en fonction du temps pour le jour 30/04/2013.

7

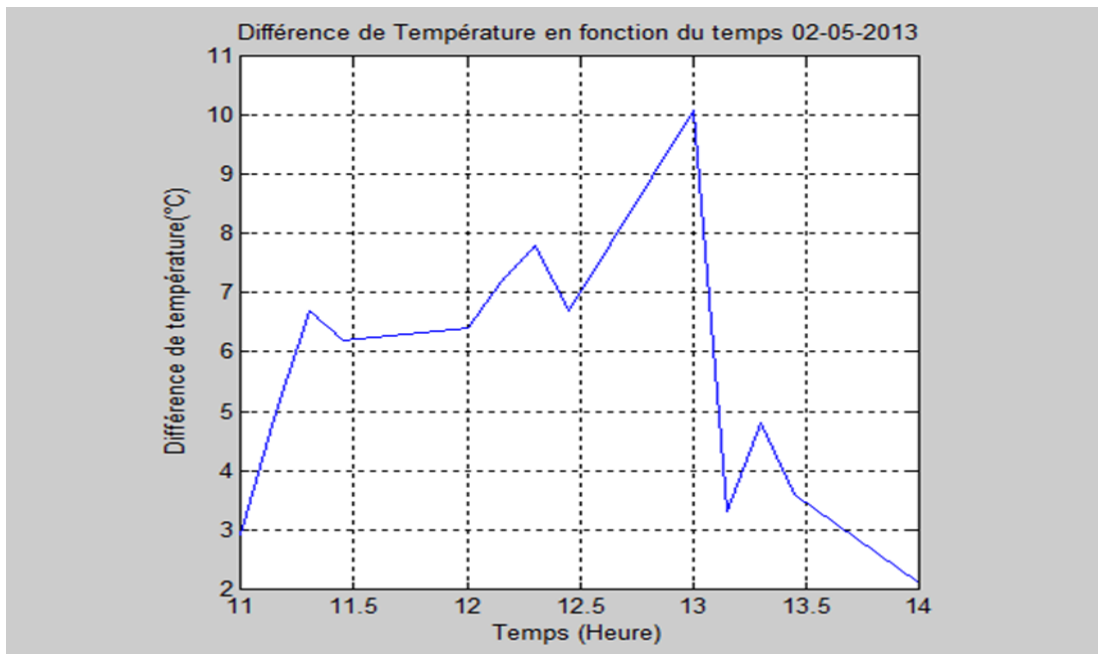


**Fig. A.10.c**: La variation de rendement en fonction du temps pour le jour:30/04/2013

Expérience° 7 :



**Fig A.11.a:** Variation de la température de l'entrée et la sortie du fluide caloporteur (le tube en cuivre à l'intérieur du tube sous vide dans le coté libre) en fonction du temps pour le jour 02/05/2013.



**Fig A.11.b:** différence température de l'entrée et la sortie du fluide caloporteur (le tube en cuivre à l'intérieur du tube sous vide dans le coté libre) en fonction du temps pour le jour 02/05/2013.

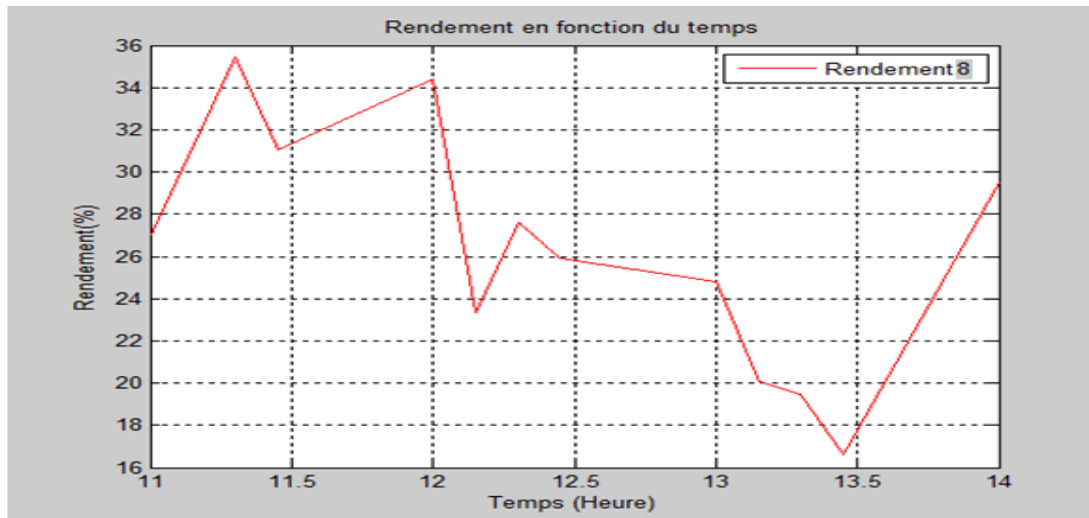


Fig A.11.c: La variation de rendement en fonction du temps pour le jour:02/05/2013

Expérience° 8 :

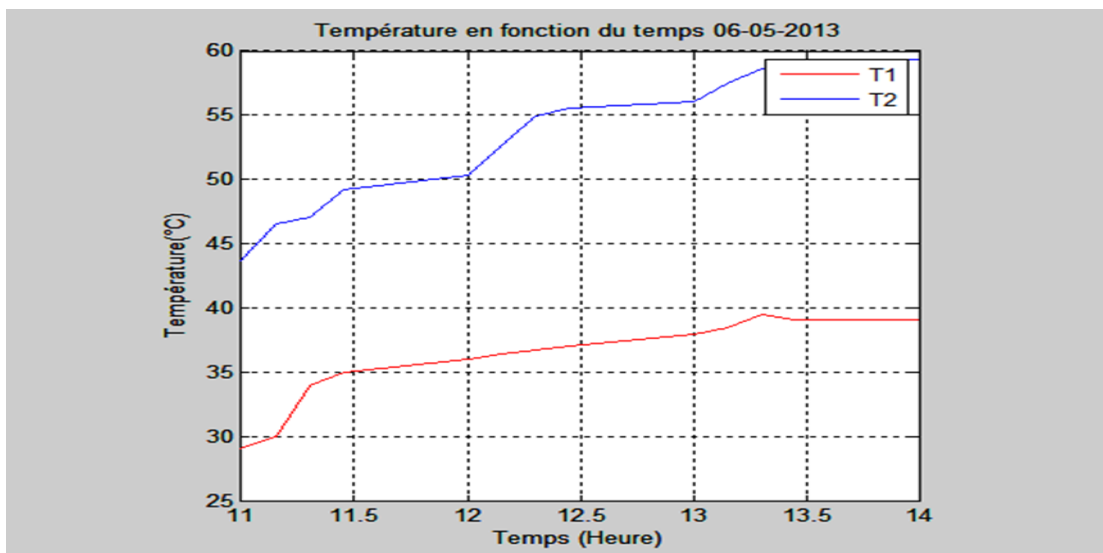


Fig .A.12.a: Variation de la température de l'entrée et de sortie du fluide caloporteur (l'huile) en fonction du temps pour le jour 06/05/2013.

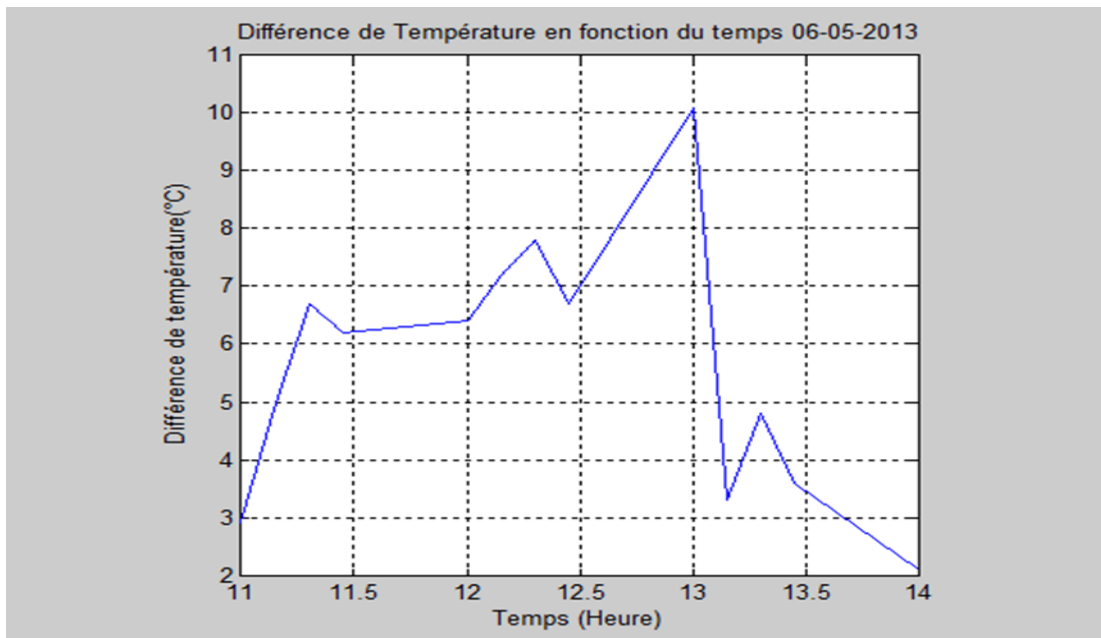


Fig A.12.b: Variation de la température de l'entrée et de la sortie du fluide caloporteur (l'huile) en fonction du temps pour le jour 06/05/2013.

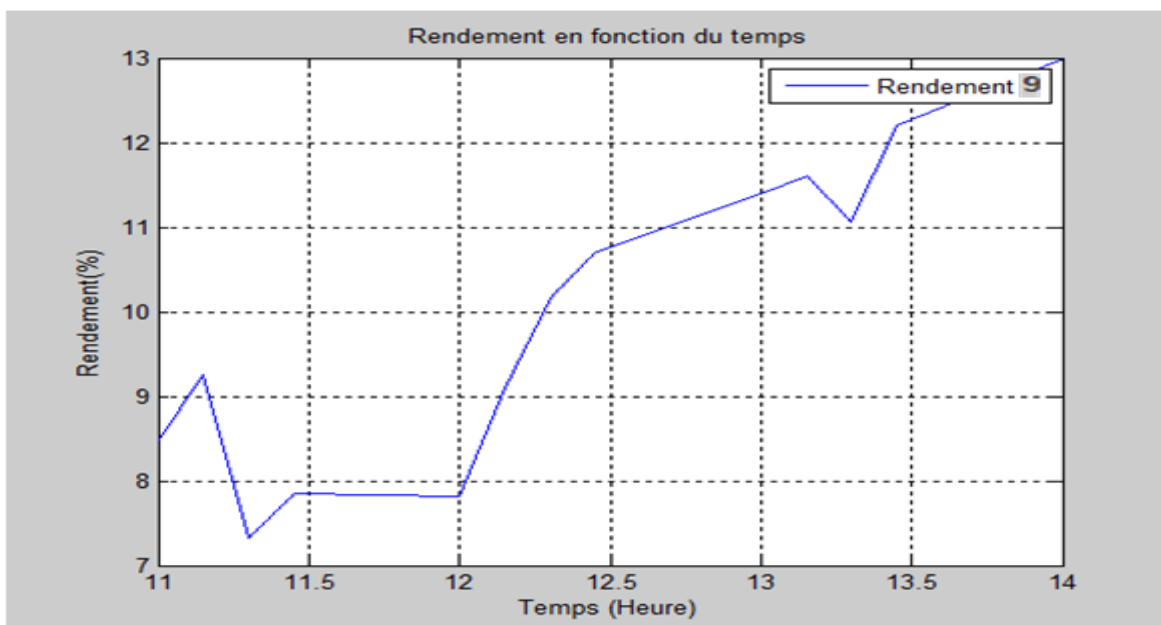


Fig A.12.c: variation de rendement en fonction du temps pour les jours:06/05/2013

**A.1 Les caractéristiques physico-chimiques SAE 15W-40 :**

TOTAL QUARTZ 5000 15W-40	Unités	Grade SAE 15W-40
Chaleur massique	J/kg.k	1880
Conductivité thermique	W.m <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup>	0.11
Masse volumique	kg/m <sup>3</sup>	888
Viscosité à 40°C	mm <sup>2</sup> /s	110
Viscosité à 100°C	mm <sup>2</sup> /s	14,3
Indice de viscosité	-	135

**Tableau.B.1 : Propriétés de l'huile u utilisées dans le calcul****B.2 Les caractéristiques physico-chimiques de l'eau :**

L'eau	Unités	H <sub>2</sub> O
Chaleur massique	J/kg.k	4180
Conductivité thermique	w/m.c	0.6
Masse volumique	Kg/m <sup>3</sup>	100

**Tableau.B.2 : Propriétés de l'huile u utilisées dans le calcul**

## b.3 : Propriétés physiques de certains matériaux

Nature	$\theta$	$\rho$	$c_p$	$\lambda$	Nature	$\theta$	$\rho$	$c_p$	$\lambda$
	°C	kg m <sup>-3</sup>	J kg <sup>-1</sup> °C <sup>-1</sup>	W m <sup>-1</sup> °C <sup>-1</sup>		°C	kg m <sup>-3</sup>	J kg <sup>-1</sup> °C <sup>-1</sup>	W m <sup>-1</sup> °C <sup>-1</sup>
<b>Métaux, alliages et céramiques</b>					<b>Matériaux de construction</b>				
Acier au carbone	20	7833	465	54	Ardoise	20	2400	879	2,2
	200			48	Basalte	20	2850	881	1,6
	600			35	Béton caverneux	20	1900	879	1,4
Acier inox 15%Cr, 10%Ni	20	7864	460	20	Béton plein	20	2300	878	1,75
Acier inox 18%Cr, 8%Ni	20	7816	460	16,3	Bitume (cartonné)	20	1050	1305	0,23
	600			22	Bois feuillus légers	20	525	3143	0,15
Acier inox 25%Cr, 20%Ni	20	7864	460	13	Bois feuillus mi-lourds	20	675	3156	0,23
Alumine	20			29	Bois feuillus très légers	20	375	3147	0,12
Aluminium	20	2707	896	204	Bois résineux légers	20	375	3147	0,12
	400			249	Bois résineux mi-lourds	20	500	3160	0,15
Argent	20	10525	234	407	Bois résineux très légers	20	375	3147	0,12
Bronze 75%Cu, 25%Sn	20	8666	343	26	Brique terre cuite	20	1800	878	1,15
Carbone	20			147	Calcaire dur	20	2450	882	2,4
Carbure de silicium	20			13	Calcaire tendre	20	1650	879	1
Chrome	20	2118	7160	449	Carrelage	20	2400	875	2,4
Constantan 60% Cu, 40%Ni	20	8922	410	22,7	Contre-plaqué okoumé	20	400	3000	0,12
Cuivre	20	8964	383,1	386	Contre-plaqué pin	20	500	3000	0,15
	400			363	Granite	20	2600	881	3
Duralumin	20	2787	883	164	Gravier (vrac)	20	1800	889	0,7
Etain	20	7304	226	64	Grès	20	2500	880	2,6
Fer	20	7870	452	73	Lave	20	2350	881	1,1
Fonte	20	7849	460	59	Marbre	20	2700	881	2,9
Laiton 70%Cu, 30%Zn	20	8522	385	111	Parquet	20	700	3143	0,2
	400			147	Plâtre	20			0,48
Magnésie	38	270		0,067	Schiste	20	2400	879	2,2
Or	20	1336	19300	129	<b>Matériaux isolants</b>				
Platine	20			72	Balsa	20	85		0,054
Plomb	20	11373	130	35	Copeaux bois	23			0,059
Sodium liquide	100			81,5	Coton	20	80	1300	0,06
Titane	20			16	Kapok	30			0,035
Tungstène	20	19350	134	163	Laine de roche	20	20	880	0,047
Zinc	20	7144	384	112		20	55	880	0,038
Zircone	20			4		20	135	880	0,041
<b>Matériaux divers</b>					Laine de verre	20	8	875	0,051
Amiante	20			0,16		20	10	880	0,045
Asphalte	20	2115	920	0,062		20	15	880	0,041
Caoutchouc (naturel)	20	1150		0,28	20	40	880	0,035	
Caoutchouc (vulcanisé)	20	1100	2010	0,13	Liège expansé	20	120	2100	0,044
Carton	20	86	2030	0,048	Moquette	20	200	1300	0,06
Cuir	20	998		0,159	Polyuréthane (mousse rigide)	20	32	1300	0,03
Glace	0	920	2040	1,88		20	50	1360	0,035
Papier	20			0,48		20	85	1300	0,045
Plexiglass	20	1190	1465	0,19	PVC (mousse rigide)	20	30	1300	0,031
Sable	20	1515	800	0,2-1,0		20	40	1300	0,041
Sciure	20				Polystyrène expansé	20	12	1300	0,047
Terre mouillée	20	1900	2000	2		20	14	1300	0,043
Terre sèche	20	1500	1900	1		20	18	1300	0,041
Verre	20	2700	840	0,78		20	28	1300	0,037

Tableau.B.3 : Propriétés de quelques matériaux utilisées dans le calcul [34]

	$\lambda(\text{w/mk})$	$C_p(\text{j/kg.k})$	$\rho(\text{kg/m}^3)$
Cuivre	389	385	8940
Aluminim	200	897	2700
Fer	56	444	7870
Verre	1	720	2400

**Tableau b.4** : Propriétés de quelques matériaux utilisées dans le calcule

**Thermocouple (définition) :**

Instrument constitué de deux fils de matériaux différents dont les extrémités sont reliées entre elles. Il se crée une faible tension quand les deux jonctions sont à des températures différentes. Si l'une des jonctions est maintenue à une température de référence, la mesure de cette tension permet d'en déduire la température de l'autre jonction.

2- Afin de donner plus de consistance a notre étude on a essayé de faire une simulation numérique sous LANSYS de notre modèle géométrique (annexe B , B1 B2).

Un maillage complet des deux réflecteurs est présenté et la répartition de la chaleur autour de la barre (absorbeur) pour le cas avec réflecteur auxiliaire et pour le cas sans réflecteur.

Cette simulation sera complétée dans le cadre d'une étude numérique complète qui prendra en considération toutes les données physique, géométrique, thermique et climatique.

**Description du code ANSYS CFX :**

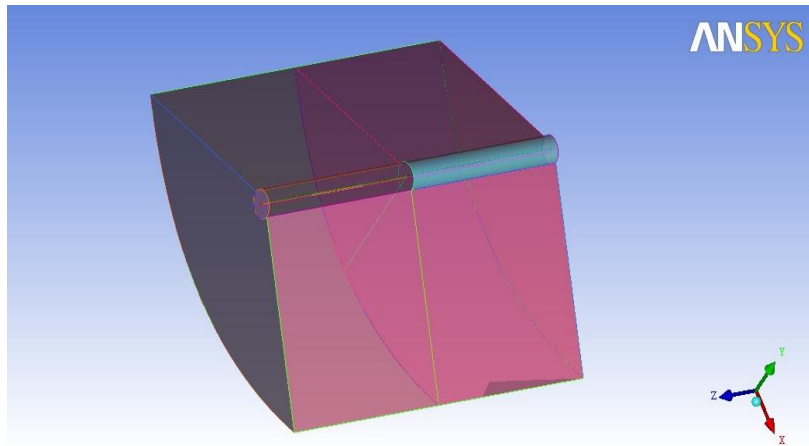
**CFX 4(Computational Fluid dynamiX )** est un logiciel capable de modéliser les écoulements des fluides et le transfert de chaleur pour les domaines comportant des géométries complexes.

CFX est basé sur la méthode des volumes finis. Les équations gouvernant le comportement du fluide peuvent être résolues a l'aide des différents modèles physique en régime incompressible, non visqueux ou visqueux, laminaire ou turbulent,.....etc

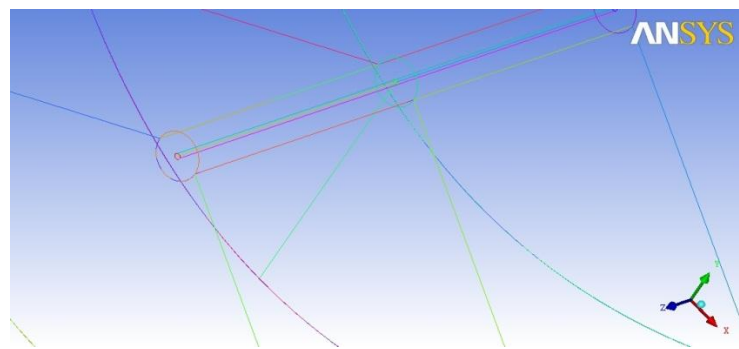
Le transfert de chaleur et les écoulements réactifs, la formation des polluants et l'acoustique, se trouvent parmi les phénomènes étudiés à l'aide de CFX. La création de la géométrie et la génération du maillage sont effectuées par ANSYS DESIGN MODLER, ANSYS ICEM qui permet l'importation des maillages générés pour d'autres logiciels

**Modèle géométrique :**

Le modèle géométrique est réaliser sous ANSYS DESIGN MODLER la géométrie (avec les même dimensions du prototype expérimental) est illustrée dans la figure

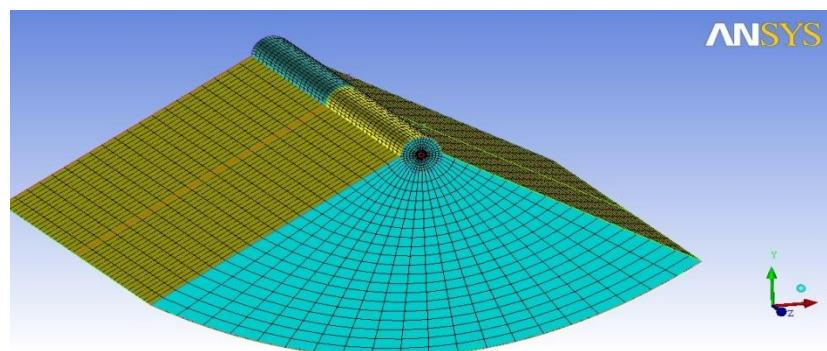


**Fig B.1** : modèle géométriques du prototype



**Fig B.2** : modèle géométriques du prototype

Maillage et nomenclature des faces :



**Fig B.3** maillage de la géométrie (vue globale)

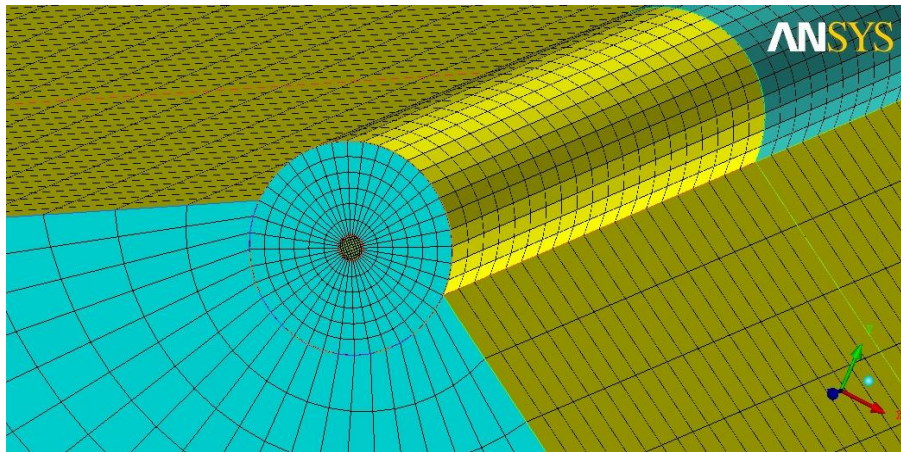


Fig B.4 Maillage de la géométrie vue verticale

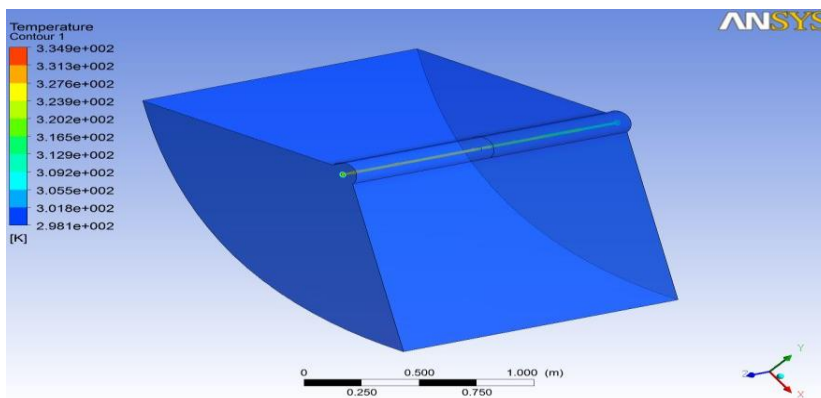


Fig B.5 répartition de la température dans l'absorbeur vu globale

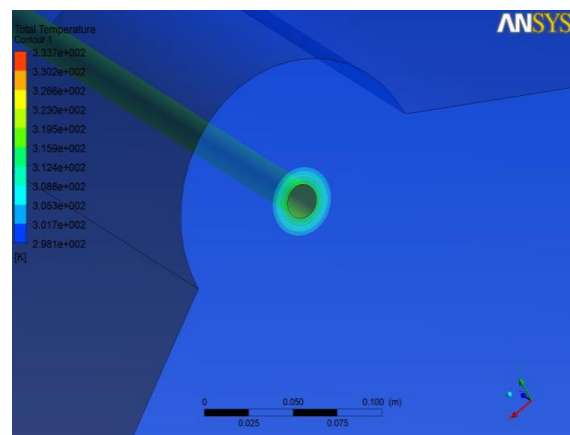
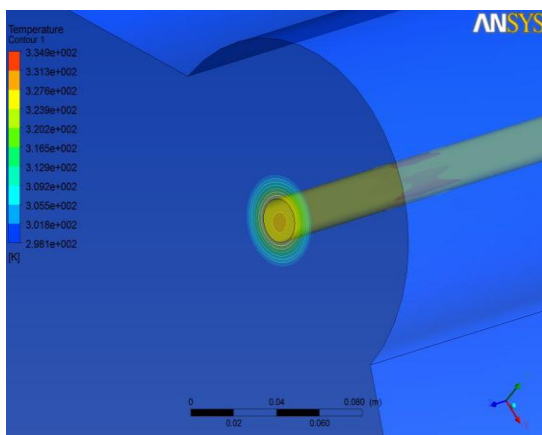


Fig B.6 : répartition de l'énergie (isotherme) les deux barre la 1<sup>ère</sup> est sous le réflecteur auxiliaire et la 2<sup>ème</sup> sans