



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



Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE de TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT de GENIE MECANIQUE

PROJET de FIN de CYCLE de MASTER

DOMAINE : SCIENCES et TECHNOLOGIES.
FILIERE : GENIE MECANIQUE
OPTION : ENERGIES RENOUVLABLES

Thème

« Procédés de la production de l'eau chaude par l'énergie solaire pour différentes applications »

Présenté par : NAJEM Bochra & AOUISSI Nour el Houda

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	qualité
BENSMAN Belkacem	M.C.A.	Président
BENSENOUCI Ahmida	M.C.A.	Examineur
BENCHATTI Ahmed	Professeur	Examineur
AOUISSI Mokhtar	Professeur	Rapporteur

Promotion Juin 2025 – AU 2024/2025

DEDICACES

Nous dédions le fruit de notre formation à nos chers parents qui n'ont cessé de nous soutenir et de nous encourager dans toute notre vie et surtout le long de notre formation universitaire.

REMERCIEMENTS

NOUS tenons à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus de notre formation que ce soit en LICENCE ou en MASTER surtout mes enseignants en particulier Le Professeur AOUISSI Mokhtar qui n'a cessé de nous encourager et de nous conseiller le long de notre parcours, sans oublier nos amies et camarades de classe.

Nous tenons à remercier aussi le professeur Mr BENCHATTI Ahmed et le docteur Regue H. Maria d'avoir accepté de faire partie du jury de soutenance de notre travail.

NAJEM BOCHRA & AOUISSI Nour El Houda

Tables des Matières

TABLES des MATIERES

DEDICACES	5
REMERCIEMENTS	6
Nomenclature	9
Introduction	11
GENERALITES	13
Données du travail (site géographique)	14
Le gisement solaire en Algérie	14
LE RAYONNEMENT SOLAIRE	17
I.1. Introduction:	18
I.2.Le soleil :	18
I.3.Mouvement apparent du soleil :	18
I.4.SPHERE CELESTE :	19
I.5.COORDONNEES CELESTES :	20
I.5.1.COORDONNEES GEOGRPHIQUES :	20
Classification des divers rayonnements électromagnétiques	27
LES CAPTEURS SOLAIRES THERMIQUES PLAN	32
Les capteurs thermiques plans	33
II.1.les Capteurs solaire :	33
II.2.les utilisations typiques des collecteurs solaires:	33
II.3 .Les composants principaux des capteurs solaires :	34
II.4.Paramètres et caractéristiques définissant le fonctionnement des capteurs solaire :	34
II.4.1.Paramètres d'ensoleillement :	34
II.4.2.paramètres intérieurs :	35
II.4.3.paramètres de fonctionnement.	35

II.5. Les types de capteurs solaire Les capteurs solaires :	35
II.9.3 Installation sous pression ou à vidange ?	50
LES CONCENTRATEURS PARABOLOIQUES	53
III. Les concentrateurs paraboliques	54
III.1 Les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques :	54
III.1.1 Principe de fonctionnement d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques:	55
III.1.2 Le champ solaire :	56
CALCULS ET DISCUSSION DES RESULTATS DES SIMULATIONS	70
IV.1 CAPTEURS THERMIQUES PLANS	71
IV.1.1 RESULTATS et DISCUSSION	72
IV.2 Les concentrateurs paraboliques	76
CONCLUSUION GENERALE	87
? R?F?RENCES BIBLIOGRAPHIQUES	89
ANNEXE A 0	90
Modèles Analytiques du Rayonnement solaire au niveau du so	I 90
Modèles simplifiés pour la puissance du rayonnement solaire sur le plan horizontal pour un jour clair	94
Modèles simplifiés pour l'énergie du rayonnement solaire sur le plan horizontal pour un jour clair	94

Nomenclature

UA	<i>l'unité astronomique</i>	
L	<i>longitude</i>	<i>degré</i>
Φ	<i>latitude</i>	<i>degré</i>
h	<i>Hauteur du soleil</i>	<i>degré</i>
a	<i>Azimut du soleil</i>	<i>degré</i>
ω	<i>L'angle horaire</i>	<i>degré</i>
ω_s	<i>L'angle horaire du soleil à son coucher</i>	<i>degré</i>
δ	<i>La déclinaison</i>	<i>degré</i>
T_U	<i>Temps universel</i>	<i>heure</i>
T_{SL}	<i>Temps solaire local</i>	<i>heure</i>
Et	<i>Equation du temps</i>	<i>heure</i>
n_j	<i>numéro du jour dans l'année</i>	<i>heure</i>
T_{SV}	<i>Temps solaire vrai</i>	<i>heure</i>
ρ	<i>L'Albédo</i>	<i>heure</i>
m_A	<i>Masse atmosphérique</i>	
δ_R	<i>Epaisseur optique de l'atmosphère</i>	
I_N	<i>Le rayonnement direct normal</i>	<i>W /m²</i>
I_0	<i>Constante solaire</i>	<i>W /m²</i>
ε	<i>La correction de distance entre la terre et le soleil</i>	
T_L	<i>Facteur de trouble de linke</i>	
H_0	<i>Rayonnement extraterrestre</i>	<i>W /m²</i>
\bar{H}	<i>Rayonnement solaire moyen, mensuel mesuré sur une surface horizontale.</i>	<i>W /m²</i>
\bar{H}_0	<i>Rayonnement solaire moyen, mensuel hors de l'atmosphère</i>	<i>W /m²</i>
\bar{K}_t	<i>coefficient de transmission</i>	
\bar{H}_d	<i>Rayonnement moyen, mensuel diffus sur une surface horizontale.</i>	<i>W /m²</i>
\bar{H}_b	<i>la moyenne mensuelle du rayonnement solaire direct quotidien</i>	<i>W /m²</i>
r_t	<i>Rapport entre les valeurs horaires et journalières de l'irradiation global</i>	
r_d	<i>Rapport entre les valeurs horaires et journalières de l'irradiation diffuse</i>	
H	<i>rayonnement global instantanée sur surface horizontale</i>	<i>W /m²</i>
H_d	<i>Rayonnement diffus instantanée sur surface horizontale</i>	<i>W /m²</i>
H_b	<i>Rayonnement direct instantané sur une surface horizontale</i>	<i>W /m²</i>
H_{bi}	<i>Flux direct sur une surface inclinée</i>	<i>W /m²</i>

NOMENCLATURE

R_b	<i>Rapport du rayonnement direct journalier sur surface inclinée à celui sur une surface horizontale</i>	
θ	<i>l'angle d'incidence</i>	<i>degré</i>
θ_z	<i>Angle de zénith</i>	<i>degré</i>
H_{di}	<i>Flux diffus sur une surface inclinée</i>	<i>W /m²</i>
F_p	<i>Facteur d'angle plan incliné-ciel</i>	
β	<i>Inclinaison du concentrateur solaire</i>	<i>degré</i>
H_t	<i>Rayonnement global instantané sur surface inclinée</i>	<i>W /m²</i>
E_S	<i>l'irradiation solaire incidente sur le plan du capteur</i>	<i>W/m²</i>
T_m	<i>la température moyenne du capteur</i>	<i>°C</i>
T_e	<i>la température extérieure</i>	<i>°C</i>
B	<i>le facteur optique du capteur, qui est le rapport entre l'ensoleillement absorbé par l'absorbeur et l'ensoleillement incident sur le vitrage.</i>	
K	<i>K : le coefficient de déperditions thermiques</i>	<i>W/°C</i>

Introduction

L'exploitation à outrance des gisements énergétiques fossiles a entraîné une pollution qui risque d'étouffer la planète à cause des gaz à effet de serre qui sont la cause du changement climatique qu'a connu la planète ses dernières années ont conduit selon les spécialistes à un changement climatique où la limitation des gaz à effet de serre s'avère une priorité primordiale, le défi actuel est de trouver des sources d'énergie pour répondre à un besoin toujours croissant ; devant la menace d'épuisement des combustibles fossiles et nucléaires, et de leurs prix qui augmentent sans cesse et de l'insécurité de l'approvisionnement à long terme qui met la situation énergétique mondiale en rupture avec les objectifs du développement durable, ce qui provoque une demande grandissante pour de nouvelles sources d'énergies renouvelables et non polluantes.

Les besoins en eau chaude sous forme vapeur ou liquide se font croître vu le développement qu'a connu l'humanité, ceci a été atteint grâce à l'exploitation de l'énergie fossile que ce soit dans la production de l'eau chaude sanitaire, dans le domaine du chauffage et de la climatisation, ou dans l'industrie agroalimentaire ainsi que d'autres applications tel que la production de l'électricité, etc....

Mais vu l'impact des effets des produits de combustion sur l'environnement (pollution, augmentation de la température de la terre, fonte des glaciers changement climatique qui s'accompagne avec des catastrophes naturelles inondations, feux de forêt sécheresse etc.

Les normes de la réduction des émissions des polluants sont devenues de plus en plus sévères.

Et vu aussi l'augmentation des prix de pétrole après le choc pétrolier de 1973, le monde scientifique et l'humanité s'est orientée à chercher d'autres sources énergétiques propre et renouvelables et aux moindres coûts, et s'est vers l'exploitation de l'énergie solaire renouvelables et en abondance sur terre

Et c'est ainsi qu'est née l'idée de la conversion de l'énergie solaire en énergie thermique et d'autres formes d'énergies, ce qui nous intéresse nous c'est la conversion du rayonnement incident en énergie thermique et pourquoi pas le chauffage de l'eau pour différentes applications et différents usages.

C'est dans ce contexte que nous allons essayer de voir cette possibilité et d'en proposer des applications.

Le marché international a besoin actuellement des nouvelles technologies pour l'exploitation de l'énergie solaire tel que la conversion thermique et la conversion photovoltaïque du rayonnement solaire

Malgré que l'utilisation de cellules photovoltaïques présente un réel intérêt dans la production d'électricité d'origine renouvelable, on s'intéresse ici à la filière thermique uniquement. Cette filière propose différents moyens pour convertir l'énergie solaire en énergie thermique.

INTRODUCTION

L'idée est de consiste d'abord à chauffer un fluide par exemple de l'eau à une température déterminée pour un certain usage par un champs de capteurs thermique dans un ordre en série ou en parallèle ou combiné et ceci selon ce qu'on veut comme température de sortie et de même pour un autre fluide caloporteur l'huile par exemple circulant dans un champs de capteurs cylindro-paraboliques, Ou le rayonnement solaire concentré. est convertie en énergie thermique pour chauffer de l'eau pour différents usage

Dans les systèmes à concentration seulement le rayonnement direct peut être mise à profit, la rayonnement diffuse ne peut pas être focalisé par le concentrateur. Les centrales solaires ne peuvent donc fonctionner que si le ciel est dégagé et que la radiation directe n'est pas diffusée par la couverture nuageuse.

GENERALITES

Données du travail (site géographique)

COORDONEES DU SITE de LAGHOUAT

LATITUDE : 33°47'59" Nord

LONGITUDE : 2°51'54" Est

L'ALTITUDE par rapport au niveau de la mer : 764-767 mètres.

N.B. : Ces paramètres vont nous permettre de calculer avec précision les quantités du rayonnement solaire incident sur n'importe quelle surface à chaque instant et quelque soit son degré d'inclinaison.

Le gisement solaire en Algérie

La terre reçoit en permanence du soleil environ 173 millions de gigawatts sous forme de rayonnement global une fois avoir traversé l'atmosphère on distingue qu'il se compose de deux type de rayonnement, rayonnement direct et rayonnement diffus dont leurs exploitation sert à la conversion de l'énergie qu'ils contiennent en différentes forme d'énergie (thermique, électrique,...)

. De nombreux pays du monde ont un ensoleillement direct supérieur à 2000 kWh par m² et par an. Les régions désertiques du globe (grand Sahara, Afrique du sud, sud-ouest des États-Unis d'Amérique, Australie) recevant jusqu'à 2900 kWh par m² et par an de rayonnement direct fournissent largement la surface nécessaire à une production massive d'énergie par les technologies à concentration.

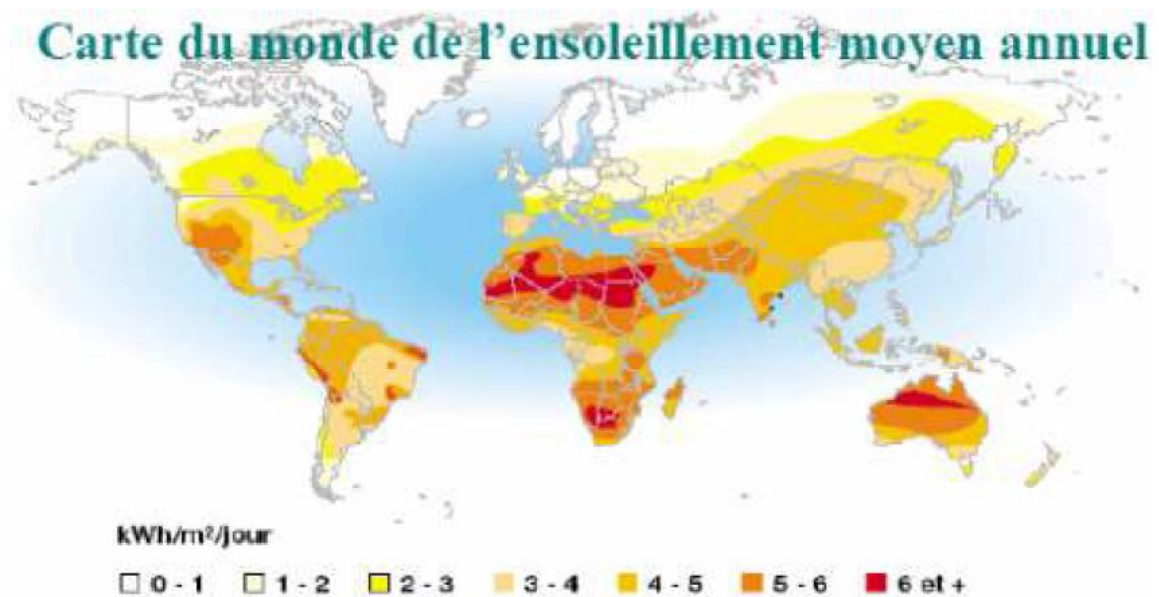


Figure 1 : Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel

L'Agence spatiale allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen: 169000 TWh/an pour le solaire à concentration, 14 TWh/an pour le solaire photovoltaïque et 35 TWh/an pour l'éolien.

La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est présentée dans le tableau 1, selon l'ensoleillement reçu annuellement.

REGIONS	LITORAL	HAUTS PLATEAUX	SAHARA
SUPERFICIE %	4%	10%	86%
DUREE			
D'ENSOLLEIMENT	2650 Heures / an	3000 Heures / an	3500 Heures / an
Heures / an			
ENERGIE Moy Reçue	1700 KW/M²/an	1900 KW/M²/an	2650 KW/M²/an
KW/M²/an			

Tableau 1 : **Ensoleillement reçu annuellement en Algérie par région climatique**

L'Algérie par sa situation géographique possède un grand potentiel du gisement solaire tel que le montre la figure de la carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel ; Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découvert à Hassi R'mel.

D'où les procédés de conversion thermodynamique de l'énergie solaire concentrée comme vecteur énergétique propre et sécurisé assurent l'approvisionnement énergétique national, régional et international. Vu l'importance du gisement solaire important qui pourrait être exploité

La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8h/j et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale.

La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie (figure I.10).

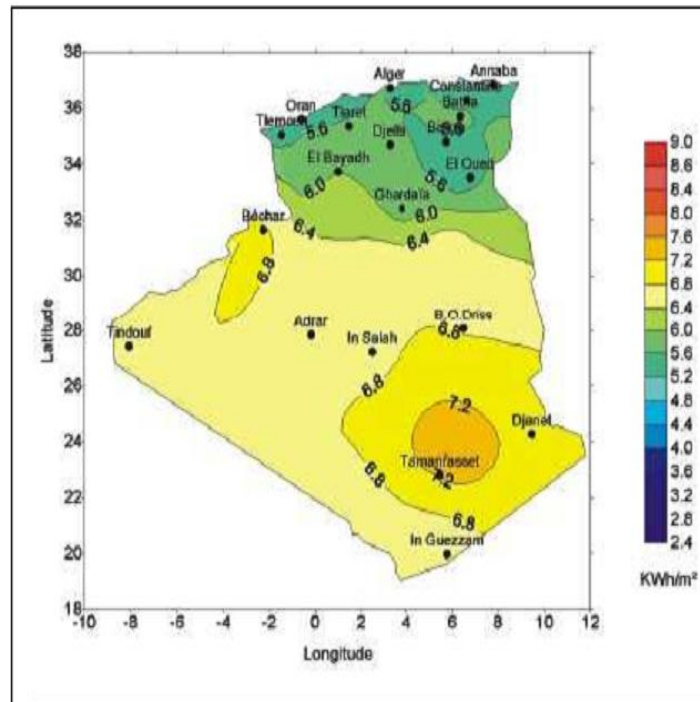


Figure I.10 : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu (SAADI .S-2010)

Les taux d'irradiation solaire (mesurés par le DLR et l'École des Mines) montrent par exemple des niveaux d'ensoleillement exceptionnels de l'ordre de 1200 kWh par m² et par an dans le nord du grand Sahara. Par contre, les meilleurs taux d'irradiation solaire en Europe sont de l'ordre de 800 kWh par m² et par an limités à la partie sud de l'Europe.

L'exploitation de cet énorme réservoir de l'énergie semble prometteuse pour satisfaire les besoins énergétiques après la conversion du rayonnement solaire en énergie thermique ou électrique ou une autre forme d'énergie par un système de conversion adapté

Toute vie sur terre puise son énergie de la source solaire. L'énergie solaire peut être utilisée par divers procédés, on peut citer :

- ✓ Le solaire thermique sans concentration permet de chauffer les habitations par le rayonnement solaire, et c'est une bonne alternative pour la production d'eau chaude sanitaire
- ✓ La filière thermodynamique à concentration semble aujourd'hui être une alternative plausible pour répondre à la problématique mondiale de production d'énergie. Elle n'émet pas de gaz à effet de serre. Les technologies disponibles pour le stockage de chaleur peuvent permettre de garantir la production électrique en l'absence de soleil pendant certaines périodes.

LE RAYONNEMENT SOLAIRE

I.1. Introduction:

Les sources d'énergie conventionnelles telles que le nucléaire ou les combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz) provoquent des dégâts à long terme plus ou moins importants sur l'environnement : pollution atmosphérique, changement climatique, contamination radioactive ; par contre, les sources d'énergie renouvelables ont recours à des flux naturels qui traversent de façon plus ou moins permanente la biosphère. Elles sont inoffensives pour l'environnement naturel aussi bien localement que globalement, et elles le seront éternellement. Toutes les énergies renouvelables sont issues directement ou indirectement du soleil.

Ce chapitre, comprend des généralités sur l'énergie solaire et quelques définitions fondamentales sur cette source principale d'énergie.

I.2. Le soleil :

Le soleil n'est pas une sphère homogène, gazeuse de 1 391 000 km de diamètre, dont la distance moyenne à la terre est de 149 450 000 km. A cause de l'ellipticité de l'orbite terrestre, le minimum de distance se situe vers le 15 janvier, et le maximum (apogée) et au minimum (périgée) s'écartent de 1/60 de part et d'autre de la valeur moyenne (orbite presque circulaire). Le diamètre angulaire varie de 31'31" à 32'33".

(BERNAND.R-MENGUY.G-SCHWARTZ.M-1983)

I.3. Mouvement apparent du soleil :

La planète terre tourne autour de l'axe des pôles (axe du monde ou axe de rotation) en 24 heures. Ce phénomène génère ainsi une alternance de jour (l'hémisphère du site considéré est alors éclairé) et de nuit (l'hémisphère est l'ombre).

La trajectoire de la terre autour du soleil constitue une ellipse de très faible excentricité (c'est-à-dire proche d'un cercle), réalisée en environ 365 jours. L'inclinaison de l'axe des pôles terrestre par rapport au plan de l'écliptique est constante et égale à 23°27' ; elle est à l'origine du phénomène de saison que nous connaissons. La distance terre-soleil varie entre 147.10⁶ km (le 3 janvier) et 153.10⁶ km (le 3 juillet) ; sa valeur moyenne vaut 150.10⁶ km. Notons que la distance moyenne entre la terre et le soleil définit l'unité astronomique [UA] : 1UA=149 597 890+/-500 km. Les distances minimales et maximales entre les deux astres valent donc respectivement 0.983 et 1.017 UA.

Aussi, la vitesse de la terre sur son orbite autour du soleil n'est pas un mouvement uniforme. Elle est plus grande en hiver qu'en été. Il en résulte que la durée du printemps et de l'été est plus longue que la durée de l'automne et l'hiver (à titre d'exemples exemple , la durée de l'été est de 93.6 jours, celle du printemps, 92 .8 jours, la durée d'automne est de 89.8 jours et enfin celle de hiver , 89 .0 jours). Cette variation des longueurs des saisons est une conséquence immédiate de la seconde loi de Kepler (loi des aires). La vitesse orbitale n'est pas constante, et par conséquent, lorsque la terre est au plus près du soleil (à son périhélie)

Sa vitesse est maximale et lorsqu'elle est au plus loin du soleil (à son aphélie) sa vitesse est minimale.

De la deuxième loi de KEPLER, on déduit que la force exercée sur la terre est constamment dirigée vers le soleil, donc celui-ci émane une force qui saisit notre planète.

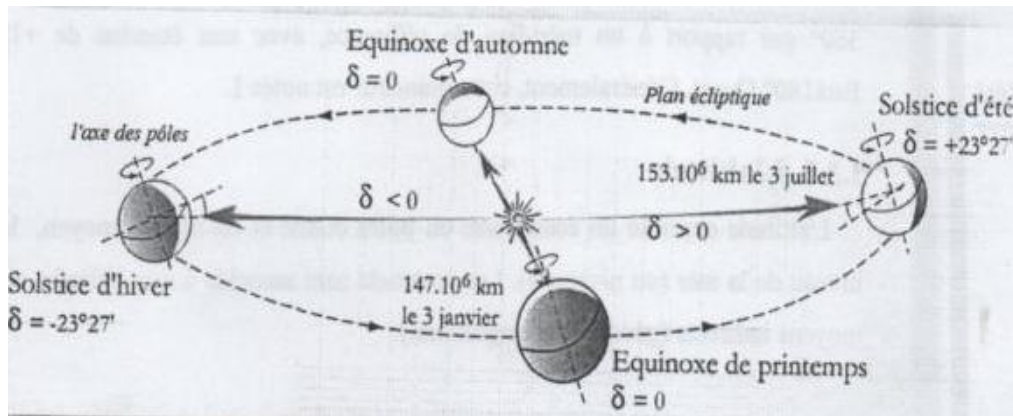


Figure I.1 : mouvement de la terre autour du soleil

Ainsi, la combinaison des mouvements de la terre sur elle-même et autour du soleil induit un mouvement apparent du soleil en tout point terrestre. A partir des données spatiales relatives à ces deux astres, il est possible de déterminer la position du soleil dans la voute céleste en fonction du site (latitude et longitude) et de l'instant (jour de l'année et heure) d'une part, et la durée du jour d'autre part. (CHEKNANE .A-2010)

I.4.SPHERE CELESTE :

La sphère céleste est une sphère imaginaire de rayon indéfini, établie dans les cieux et ayant comme centre l'œil d'un observateur terrestre. La sphère est la base du système de coordonnées employé pour déterminer les positions des astres. Elle est également utilisée pour désigner les intervalles de temps.

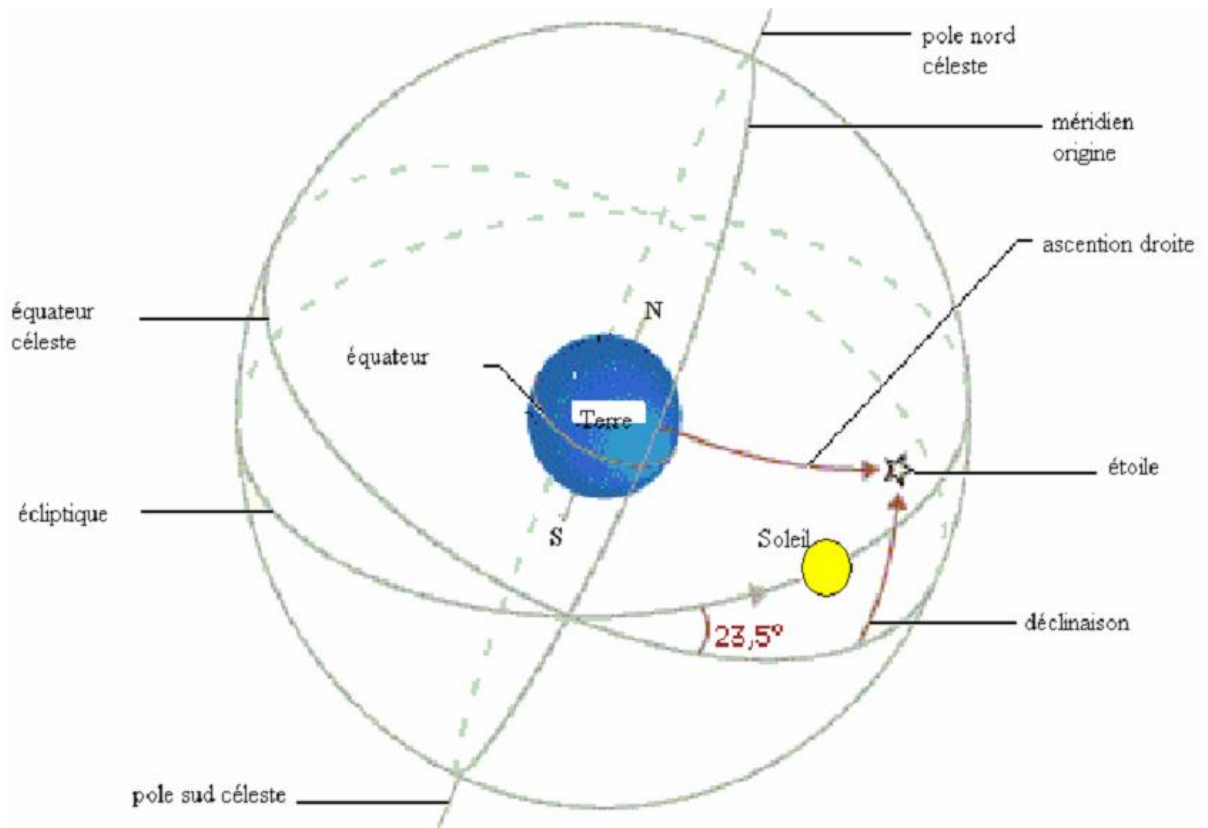


Figure I.2 : sphère céleste

I.5.COORDONNEES CELESTES :

I.5.1.COORDONNEES GEOGRPHIQUES :

Sont des coordonnées angulaires qui permettent le repérage d'un point sur la terre.

(Figure I.3)

I.5.1.1.La longitude (L) :

est comptée positivement de 0 à +180° vers l'est et négativement de 0 à -180° vers l'ouest, à partir du méridien Greenwich.

I.5.1.2.La latitude (Φ) :

permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque l'équateur. Elle est comptée positivement de 0 à +90° vers le nord et négativement de 0 à -90° vers le sud.

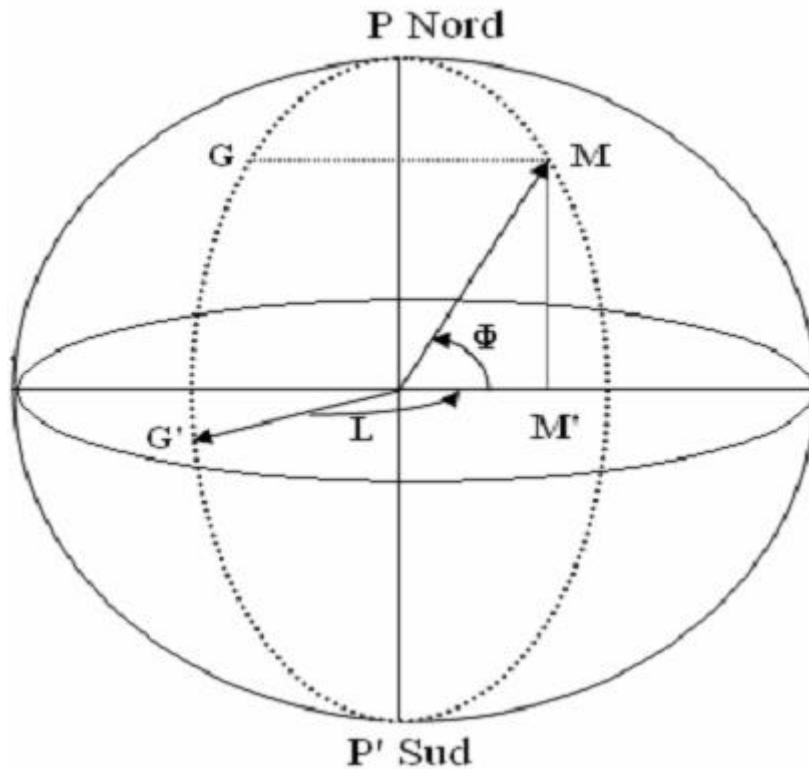


Figure I.3 : coordonnées géographiques (CHIBA.Y- 2005)

1.5.2.Coordonnées horizontale :

1.5.2.1.Hauteur du soleil h :

C'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal, il est particulièrement égale à :

0° au lever et au coucher astronomique du soleil. (BEKKOUCHE S.M.E)

la hauteur du soleil varie entre $+90^\circ$ (zénith) et -90° (nadir). La hauteur du soleil est bien représentée par une formule bien connue, qui avait été également adoptée par Capderou.

$$\sin h = \cos \varphi \times \cos \delta \times \cos \omega + \sin \varphi \times \sin \delta \quad (I.1)$$

1.5.2.2.Azimut du soleil a :

L'azimut du soleil a est l'angle que fait, sur le plan horizontal, la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. L'azimut est compris entre $-180 \leq a \leq 180^\circ$

Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé la formule suivante pour calculer

L'azimut du soleil (YETTOU. F, MALEK.A, HADDADI.M- GAMA.A-2009):

$$\cos a = \frac{\cos(\delta) \times \cos(\omega) \times \sin(\varphi) - \sin(\varphi) \times \sin(\delta)}{\cos(h)}$$

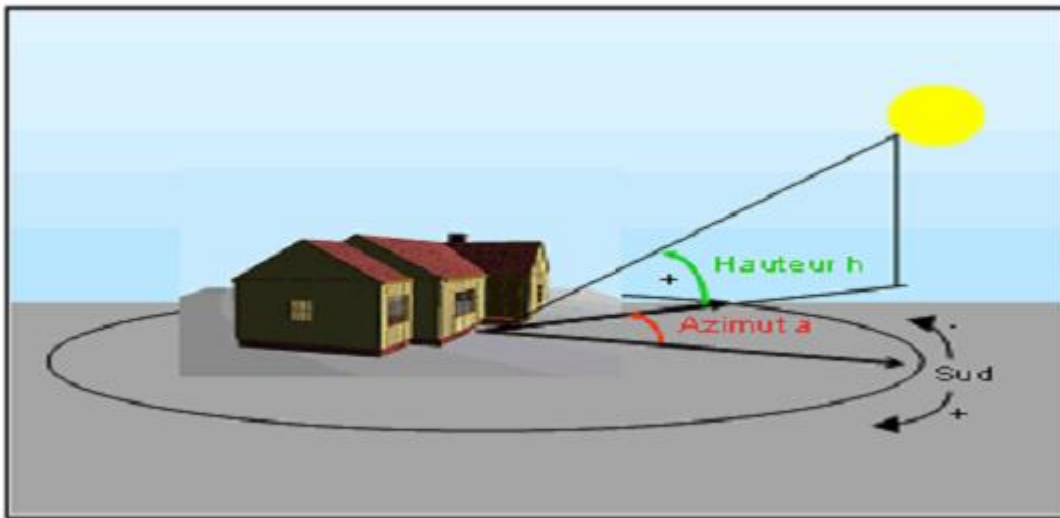


Figure I.4 : Les coordonnées célestes horizontales (SAADI. S-2010)

1.5.3.Coordonnées horaires :

1.5.3.1. L'angle horaire (ω):

Il est déterminé par la rotation régulière de la terre autour de son axe .Elle est comptée positivement dans le sens rétrograde de 0 à +360°, une heure sidérale vaut donc 15° d'angle et $\omega=0^\circ$ (12h:00) au méridien de Greenwich.

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad (1.2)$$

1.5.3.2.L'angle horaire du soleil à son coucher ω_s :

L'angle horaire du soleil à son coucher ω_s est l'angle horaire solaire correspondant à l'heure ou le soleil se couche ; il est donné par l'équation suivante :

$$\cos \omega_s = -\tan \varphi . \tan \delta \quad (1.3)$$

δ : est la déclinaison

φ : est la latitude du lieu

1.5.3.3.La déclinaison (δ) :c'est l'angle fait par le plan de l'équateur avec celui de l'écliptique. Elle est variée au cours de l'année de +23°27' à -23°27'et détermine l'inégalité des durées des jours (BERRICHON. J)

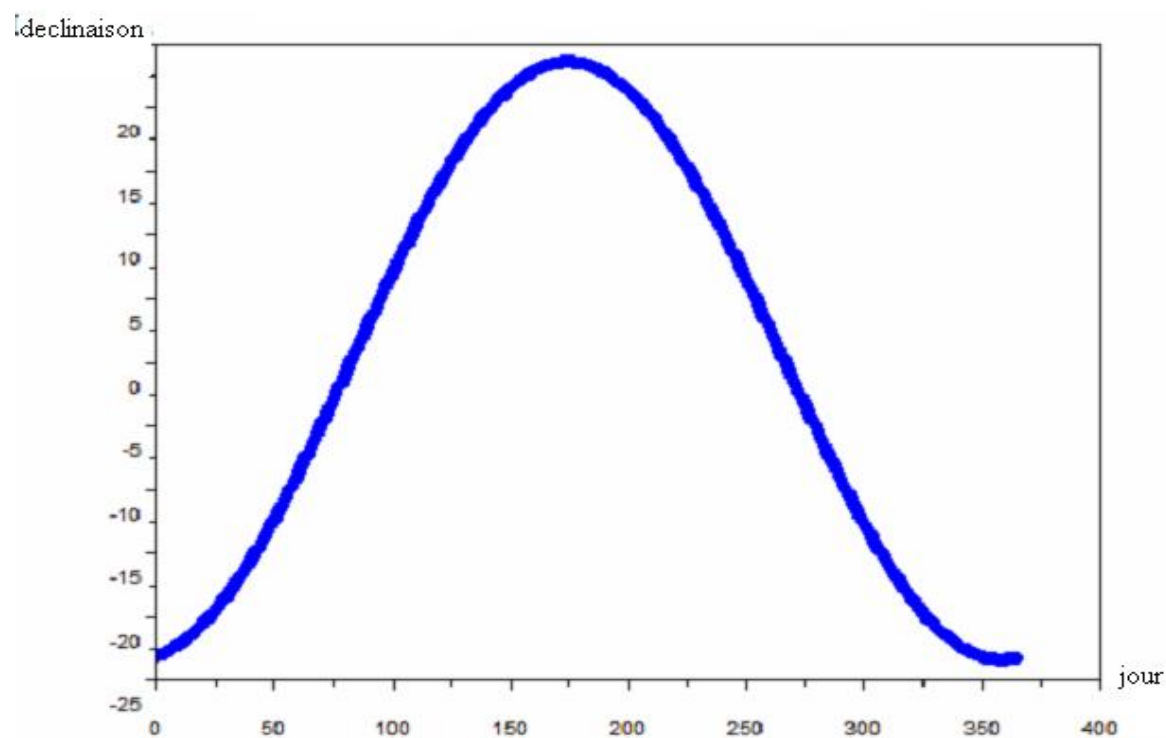


Figure 1.5 : déclinaison annuelle du soleil

δ est donnée par la relation suivante :

$$\delta = 23.45 \left(\frac{360}{365} (n + 284) \right) \quad (1.4)$$

n : est le jour de l'année ($n=1$ pour le 1er janvier, $n=32$ pour le 1er Février, etc.).

La déclinaison varie entre -23.45° le 21 Décembre et 23.45° le 21 juin.

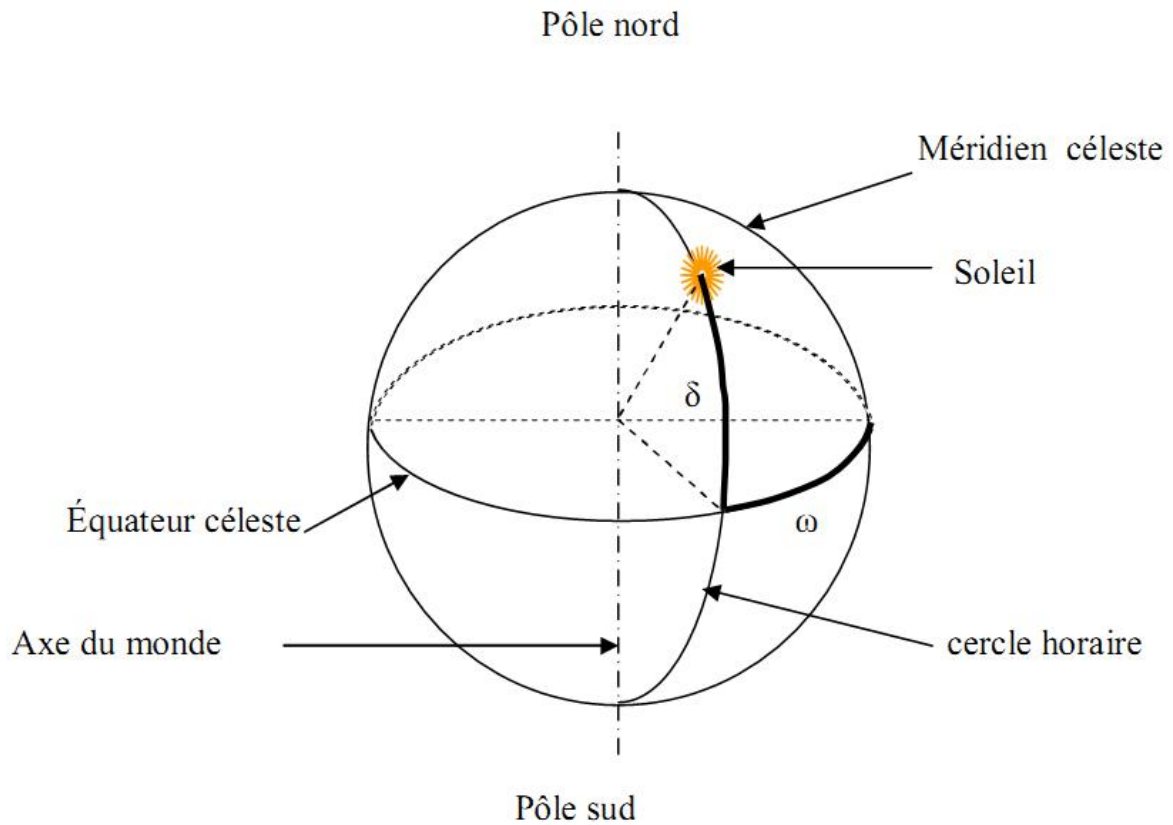


Figure I.6: Coordonnées horaires

I.6. Les paramètres du temps :

L'heure solaire est l'heure basée sur le mouvement du soleil dans le ciel, le midi solaire correspond au moment où le soleil est le plus haut dans le ciel, ce moment est généralement décalé par rapport au midi de l'heure légale. (BOULKAMH .M- 2005)

I.6.1. Temps universel T_U :

Le temps universel (T_U) est défini par l'heure de passage du soleil au méridien origine.

I.6.2. Temps solaire local T_{SL} :

La différence entre temps solaire local et temps universel est appelée correction de longitude.

La correction de longitude est donnée par la formule (Alain Ricaud -2011)

$$T_{SL} = T_U + \frac{L}{15} \quad (I.5)$$

I.6.3. Equation du temps E_t :

Elle est donnée par la relation suivante :

$$Et = 9.87 \sin(2n) - 7.53 \cos(n) - 1.5 \sin(n) \quad (1.6)$$

$$n = \frac{360}{365}(n_j - 81) \quad (1.7)$$

n_j : numéro du jour dans l'année. (JOHN A.DUFFIE, WILLIAM A. BECKMAN -1980)

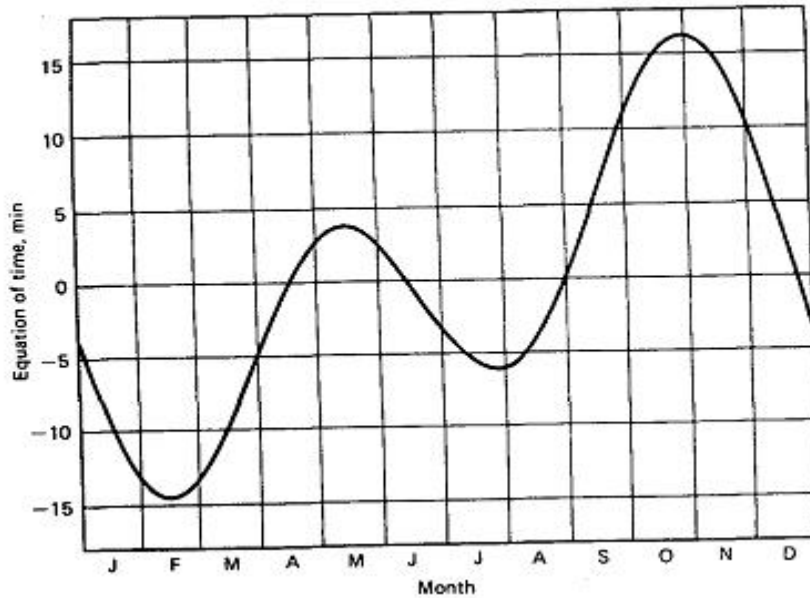


Figure 1.7 : graphe des variations annuelles de l'équation du temps
(JOHN A.DUFFIE, WILLIAM A. BECKMAN -1980)

1.6.4. Temps solaire vrai :

C'est le temps solaire local corrigé de l'équation du temps, donnée astronomique universelle liée à l'excentricité de l'orbite de la terre autour du soleil :

$$T_{Sv} = T_{sl} + \Delta t$$

Pour un lieu de longitude L , il existe une correspondance directe entre angle horaire ω , temps solaire vrai T_{Sv} , temps solaire local T_{sl} et temps universel T_U (Alain Ricaud -2011) :

$$\omega = 15(T_{Sv} - 12) \quad (1.8)$$

$$T_{Sv} = T_{sl} + \Delta t \quad (1.9)$$

$$T_{sl} = T_U + \frac{L}{15} \quad (1.10)$$

$$\omega = 15\left(T_U + \frac{L}{15} + \Delta t - 12\right) \quad (1.11)$$

1.7.L'Albédo ρ :

C'est la fraction de l'énergie incidente diffusée par un obstacle naturel (Voir Annexe A0) pour un corps noir parfait, l'albédo est nul.

1.8.Masse atmosphérique :

On appelle masse d'air m_A la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol (par ciel clair), par rapport à une traversée verticale au niveau de la mer [6]. Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir des transformations. Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé la formule suivante:

$$m_A = \frac{1}{\sin h + 9.40 \times 10^{-4} \times [\sin(h) + 0.0678]^{-1.253}} \quad (1.12)$$

1.9.Epaisseur optique de l'atmosphère :

En 1922, Linke définit l'épaisseur optique de Rayleigh δ_R comme étant l'épaisseur optique totale d'une atmosphère sans nuages, vapeur d'eau et aérosols.

$$\delta_R = 9.4 + (0.9 \times m_A) \quad (1.13)$$

1.10.Facteur de trouble de linke :

Le facteur de trouble atmosphérique de linke T_L représente le nombre d'atmosphères idéales qui, si elles étaient superposées, entraîneraient la même atténuation que l'atmosphère réelle. L'avantage du facteur de linke est d'exprimer les divers paramètres, tels que la vapeur d'eau atmosphérique et les aérosols en un seul indice facile à utiliser.

Le rayonnement direct normal est exprimé en fonction du facteur T_L , selon la formule suivante (YETTOU, F, MALEK, A, HADDADI, M- GAMA, A-2009) :

$$I_N = I_0 \times \varepsilon \times \exp(-T_L \times \delta_R \times m_A) \quad (1.14)$$

I_0 : Constante solaire

ε : La correction de distance entre la terre et le soleil

1.11.Rayonnement solaire:

Le rayonnement solaire est un rayonnement thermique qui se propage sous forme d'ondes électromagnétiques, en dehors de l'atmosphère terrestre à sa limite supérieure (le sommet), il donne un éclairement énergétique constant dont sa valeur moyenne, est estimée à **1354 w/m²** (Bessemoulin, P. Oliviéri, J-2000), appelé **constante solaire** qui représente l'énergie solaire reçue par unité de temps, sur une surface unité perpendiculaire aux rayons

solaires et pour une distance Terre-Soleil égale à 150 millions de kilomètres (dite Unité Astronomique).

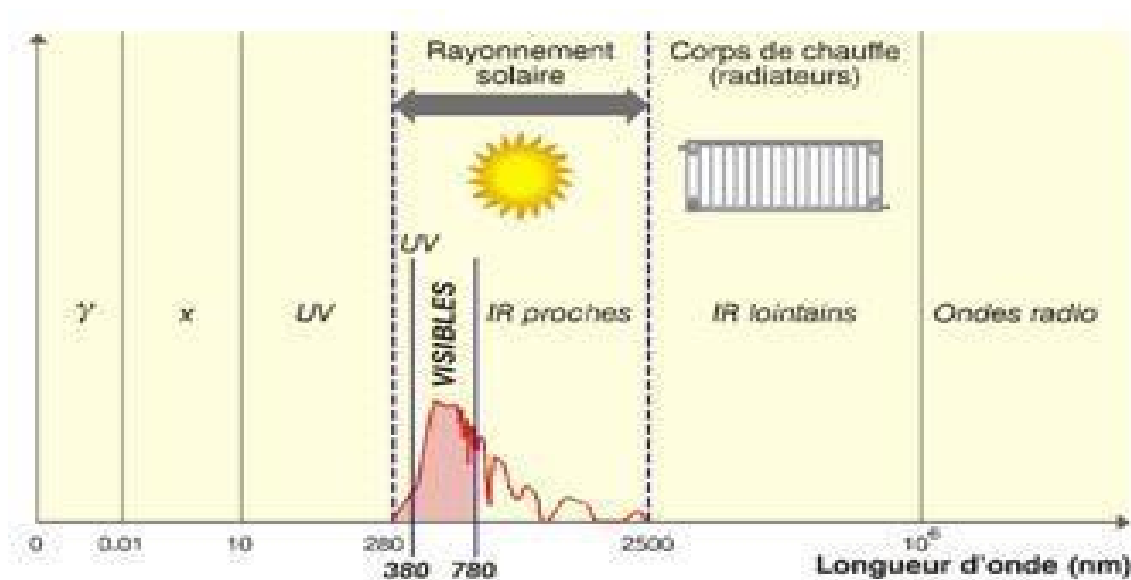


Figure 1.8-a : L'intensité du spectre du rayonnement solaire en fonction de la longueur d'onde

Classification des divers rayonnements électromagnétiques

1.12.1. Types de rayonnement :

Le rayonnement solaire est un rayonnement thermique qui se propage sous forme d'ondes électromagnétique. Donc, c'est un apport énergétique disponible quotidiennement, dont l'intensité varie selon le lieu, l'heure du jour et la saison.

1.12 Les rayonnements

1.12.1. Rayonnement direct :

Le rayonnement direct c'est le rayonnement incident directement du soleil par ciel clair. Il est nul lorsque le soleil est occulté par les nuages.

1.12.2. Rayonnement diffus :

Le rayonnement diffus est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) il varie au cours de l'année on peut dire qu'il résulte de la diffraction du rayonnement solaire

par les nuages et les particules en suspension et et les obstacles dans l'atmosphère. Il est nul la nuit (MAICHA.M-BENKATTAS.T -2011)

I.12.3.Rayonnement global :

Le rayonnement global est le rayonnement solaire arrivant au sol et il représente i représente la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus. (FEKIH .M - SAIGHI.M-2010)

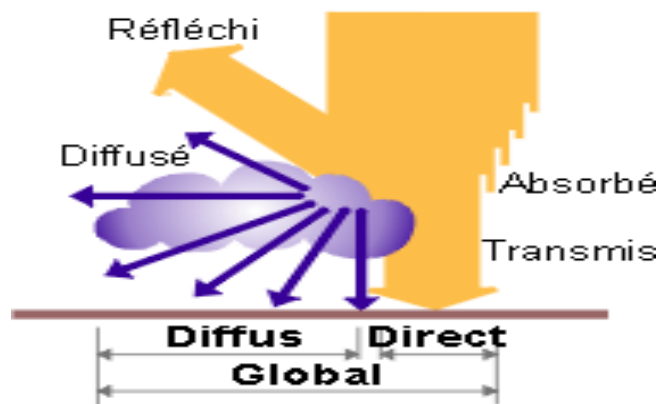


Figure I.8 : Les trois composantes du rayonnement
(SEMACHE .A-2011)

I.12.4.Rayonnement extraterrestre et coefficient de transmission :

Le rayonnement extraterrestre est le rayonnement solaire en dehors de l'atmosphère. Il est donné pour le jour N par la formule suivante :

$$H_0 = \frac{86400G}{\pi} \left(1 + 0.033 \cos \left(2\pi \frac{N}{365} \right) \right) (\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin \varphi \sin \delta) \quad (I.15)$$

N : Nombre de jours dans l'année.

G : constante solaire. ($G=1367w /m^2$)

δ : La déclinaison solaire.

φ : Latitude.

ω_s : Angle horaire de coucher du soleil.

Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé coefficient de transmission, il est définie par :

$$\overline{K}_t = \frac{\overline{H}}{\overline{H}_0} \quad (I.16)$$

\overline{H} : Rayonnement solaire moyen, mensuel mesuré sur une surface horizontale.

\overline{H}_0 : Rayonnement solaire moyen, mensuel hors de l'atmosphère.

I.13. Estimation du rayonnement solaire :

I.13.1. Estimation du rayonnement solaire instantané sur une surface horizontale :

I.13.1.1. Estimation des moyennes mensuelles des journaliers (diffus et direct) :

En premier lieu, il convient de calculer la moyenne mensuelle du rayonnement solaire diffus quotidien \overline{H}_d à partir de la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global quotidien \overline{H} en utilisant la corrélation :

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 1.391 - 3.560\overline{K}_t + 1.189\overline{K}_t^2 - 2.137\overline{K}_t^3 \quad \omega_s \leq 81.4^\circ \quad (I.17)$$

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 1.311 - 3.022\overline{K}_t + 3.427\overline{K}_t^2 - 1.821\overline{K}_t^3 \quad \omega_s \geq 81.4^\circ \quad (I.18)$$

\overline{H}_d : Rayonnement moyen, mensuel diffus sur une surface horizontale.

\overline{H} : Rayonnement moyen, mensuel sur une surface horizontale.

Si l'on connaît \overline{H} et \overline{H}_d il est facile de déduire la moyenne mensuelle du rayonnement solaire direct quotidien \overline{H}_b :

$$\overline{H}_b = \overline{H} - \overline{H}_d \quad (I.19)$$

I.13.1.2. Relation entre les valeurs horaires :

Dans certaines applications, il est nécessaire de connaître les flux instantanés ou les irradiances

Pendant les durées courtes. Cela est réalisé grâce aux formules de collares-pereira et pour le rayonnement global.

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (I.20)$$

$$\text{Ou : } a = 0.409 + 0.501 \sin(\omega_s - \frac{\pi}{3}) \quad (I.21)$$

$$\text{Et } b = 0.6609 - 0.4767 \sin(\omega_s - \frac{\pi}{3}) \quad (I.22)$$

r_t : Rapport entre les valeurs horaires et journalières de l'irradiation global.

ω : Angle horaire du soleil.

ω_s : Angle horaire de couche de soleil.

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (1.23)$$

r_d : rapport entre les valeurs horaires et journalières de l'irradiation diffuse.

$$H = r_t \bar{H} \quad (1.24)$$

H : rayonnement global instantané sur surface horizontale.

$$H_d = r_d \bar{H}_d \quad (1.25)$$

H_d : Rayonnement diffus instantané sur surface horizontale.

$$H_b = H - H_d \quad (1.26)$$

H_b : Rayonnement direct instantané sur une surface horizontale.

I.13.2. Estimation du rayonnement solaire instantané sur une surface inclinée :

Dans la majorité des cas d'application, il est nécessaire de calculer le flux solaire sur des plans d'orientation quelconque.

Pour estimer l'énergie reçue par une surface inclinée à partir de données concernant une surface horizontale, il faut séparer la composante directe et la composante diffuse.

I.13.2.1. Rayonnement direct sur une surface inclinée :

Connaissant le flux direct sur une surface horizontale H_b , le flux direct sur une surface inclinée H_{bi} est donné par la formule suivante :

$$H_{bi} = R_b H_b \quad (1.27)$$

H_{bi} : Flux direct sur une surface inclinée.

R_b ; Rapport du rayonnement direct journalier sur surface inclinée à celui sur une surface horizontale, il est donné par l'expression suivante :

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (1.28)$$

θ : est l'angle d'incidence, il représente l'angle entre un rayon arrivant directement du soleil et la normale à la surface réceptrice. Pour une surface orientée vers le sud, il est donné par :

$$\cos \theta = \cos(\varphi - \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\varphi - \beta) \sin \delta \quad (1.29)$$

θ_z : Angle de zénith, il est donné par l'équation suivante :

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega \quad (1.30)$$

I.13.2.2. Rayonnement diffus sur surface inclinée :

En admettant que le flux diffus est anisotrope, c'est-à-dire uniformément réparti sur la voûte céleste, la valeur du rayonnement diffus est donnée par :

$$H_{di} = H_d F_p \quad (1.31)$$

H_{di} : Flux diffus sur une surface inclinée.

F_p ; Facteur d'angle plan incliné-ciel, il est donné par :

$$F_p = \frac{1}{2}(1 + \cos \beta) \quad (1.32)$$

Ce qui donne :

$$H_{di} = \frac{H_d}{2}(1 + \cos \beta) \quad (1.33)$$

β : Inclinaison du concentrateur solaire.

I.13.2.3.Rayonnement global sur surface inclinée :

Connaissant les trois composantes des flux et irradiations, on a finalement (MAICHA.M-BENKATTAS.T -2011) :

$$:H_t = H_{di} + H_{bi} \quad (1.34)$$

$$H_t = H_b R_b + \frac{H_d}{2}(1 + \cos \beta) \quad (1.35)$$

H_t : Rayonnement global instantané sur surface inclinée.

LES CAPTEURS SOLAIRES THERMIQUES PLAN

Les capteurs thermiques plans

II.1.les Capteurs solaire :

Les capteurs solaires sont des appareils permettant la conversion de l'énergie de rayonnement en énergie thermique en se basant sur l'effet de serre, cette énergie sera utilisée par la suite comme celle de toutes sources usuelles de chaleurs.

(Dobbi .A- 2000)

II.2.les utilisations typiques des collecteurs solaires:

Des utilisations typiques des collecteurs solaires de rayonnement peuvent être groupées dans quatre catégories différentes selon le but :

- 1. comme source de chaleur à basse température qui peut être employée pour des buts de séchage domestiques d'eau chaude ou de récolte.*
- 2. Afin d'actionner des moteurs de chaleur, des collecteurs relativement hauts de la chaleur peuvent être utilisés.*
- 3. Selon le climat, les collecteurs peuvent être utilisés en tant que chaleur à hautes températures pour actionner des réfrigérateurs et des climatiseurs.*
- 4. cellules (PV) photovoltaïques sont employées pour la production directe de l'électricité.*

*La plupart des capteurs solaires de basse température dépendent des propriétés du verre qui est transparent à l'infrarouge évident de lumière et d'onde courte, mais opaque long-vague **l'infrarouge reradiated** à partir d'un capteur solaire ou d'un bâtiment derrière lui afin de tirer bénéfice du jour et, particulièrement, du rayonnement solaire comme source d'énergie, fabricants tâcher de rendre le verre aussi transparent comme possible en réduisant le contenu de fer. Dans le tableau suivant les propriétés optiques de certains les matériaux de glace généralement utilisés sont indiqués. (Zekai ,Sen- -2008)*

Table 7.5 Optical properties of commonly used glazing materials

Material	Thickness (mm)	Solar transmittance	Long-wave infrared transmittance
Float glass (normal window glass)	3.9	0.83	0.02
Low-iron glass	3.2	0.90	0.02
Perspex	3.1	0.82	0.02
Polyvinyl fluoride	0.1	0.92	0.02
Polyester	0.1	0.89	0.18

Tableau II .1 : propriétés optiques des matériaux de vitrage généralement utilisés

II.3 .Les composants principaux des capteurs solaires :

II.3.1. Le Couvercle :

C'est une plaque en verre, plexyglace, polycarbonates mais le verre est le plus utilisé vu les caractéristiques qui possède.

II.3.2. L'absorbeur :

C'est une plaque noire simple qui absorbe le rayonnement solaire et le converti en chaleur thermique, cette plaque doit posséder les caractéristiques suivantes :

- une bonne conductivité et diffusivité thermique.*
- un facteur d'absorption aussi voisin que possible de l'unité.*
- une bonne résistance chimique vis-à-vis du fluide qui le baigne.*

Les matériaux utilisés comme absorbeur sont :

- les métaux : le cuivre, les aciers, l'aluminium.*
- les matières plastiques : le polyuréthane, le polyphényloxyde mais ces matériaux ont des mauvaises conductivités thermique.*

II.3.3.L isolants :

L'isolant a le rôle de limiter les déperditions calorifiques, les matériaux utilisés comme isolant sont :

- les isolants minéraux :la laine de verre, les cendres de végétaux, le bois.*
- isolants organiques.*
- la mousse de polyuréthane.*

II.3.4.Le fluide caloporteur :

Le fluide caloporteur est un moyen de transfert de la chaleur collectée par l'absorbeur à un fluide d'échange thermique appelé fluide de travail.

Les fluides caloporteurs utilisés sont :

- l'air : il est gratuit mais il possède une faible capacité calorifique comparativement avec celle de l'eau (1litre d'eau peut véhiculer une énergie équivalente qui peut véhiculer 3000 litres d'air).*
- l'eau : possède les avantages suivantes :*
 - *une grande chaleur massique.*
 - *une faible viscosité.*

II.4. Paramètres et caractéristiques définissant le fonctionnement des capteurs solaires :

II.4.1. Paramètres d'ensoleillement :

L'éclairement énergétique du rayonnement global, position du soleil, durée de l'ensoleillement.

-température extérieure sèche.

-humidité relative.

-la vitesse du vent sur le capteur.

II.4.2. Paramètres intérieurs :

-paramètres de position : l'inclinaison et l'orientation.

-dimensions du capteur : épaisseur, longueur, largeur de la surface réceptrice.

- la section de passage du fluide caloporteur. (Dobbi A – 2000)

II.4.3. Paramètres de fonctionnement.

- La température d'entrée du fluide dans le capteur,

- Les températures des différentes parties du capteur,

- Le débit du fluide caloporteur, (Rebahi K-2006)

II.5. Les types de capteurs solaires Les capteurs solaires :

Il existe toute une gamme de capteurs solaires qui permettent de répondre aux différents besoins. Il faut choisir le type de capteurs qui correspond le mieux au niveau de température auquel on désire « travailler ». Bien entendu, plus le niveau de température est élevé, plus les technologies mises en œuvre sont évoluées et plus les coûts de production sont élevés.

II.5.1. Les capteurs solaires thermiques plans

Ce type de capteur se présente sous forme de caissons de différentes dimensions ou sous forme d'éléments séparés à intégrer directement dans l'architecture des bâtiments.

Les surfaces mises en œuvre vont de quelques mètres carrés pour les chauffe-eau solaires individuels à plusieurs centaines de mètres carrés pour les installations collectives. (CHEILAN.R-2004)

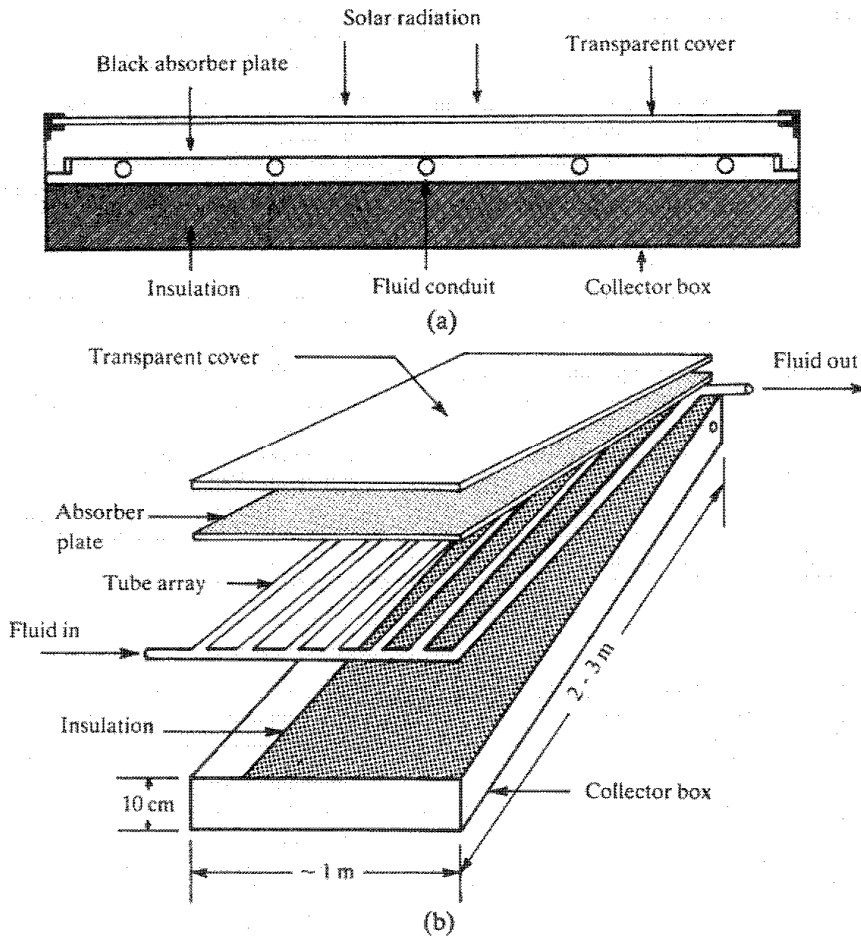


Figure II.1 : capteur solaire plan

II.5.1.1. L'absorbeur :

Pour améliorer le rendement des capteurs, les absorbeurs sont recouverts d'un revêtement sélectif. Ces revêtements sont de couleur noire afin d'absorber le rayonnement solaire au maximum (coefficient d'absorption proche de 1) et leur état de surface est tel qu'ils piègent les rayonnements infra-rouges qui sont émis lors de l'échauffement.

Le coefficient d'émissivité est alors beaucoup plus faible que pour une peinture noire classique, et le rendement du capteur est nettement meilleur.

II.5.1.2. Le vitrage :

Le vitrage a pour fonction de laisser passer le maximum du rayonnement solaire et d'éviter les déperditions de chaleur vers l'extérieur lors de la montée en température de l'absorbeur.

Le verre reste le matériau de prédilection. Il peut cependant subir des transformations afin d'améliorer ses qualités. Le verre trempé a une très bonne résistance aux chocs (chute de grêle). L'ajout de couches d'oxydes métalliques permet d'obtenir des verres sélectifs qui retiennent d'autant mieux les infrarouges (effet de serre).

Il est possible d'obtenir des verres à haute transmission énergétique ($t = 0,92$) en éliminant la plupart des oxydes de fer lui donnant sa couleur verte. On utilise aussi des verres polis ou prismés qui réfléchissent moins les rayonnements dont les angles d'incidences sont supérieurs à 45° .

II.5.1.3.Principe de fonctionnement :

Une partie du rayonnement qui arrive sur le vitrage traverse celui-ci pour atteindre l'absorbeur. Ce dernier s'échauffe et transmet la chaleur au fluide caloporteur qui circule dans les tubes.

Comme tout corps qui s'échauffe, l'absorbeur émet un rayonnement (en grande partie dans les infrarouges) qui est d'une part absorbé par le vitrage, d'autre part réfléchi par le film placé sur l'isolant.

L'isolant a pour fonction de limiter les déperditions thermiques avec l'extérieur. En effet, le maximum d'énergie doit être transmis au fluide, il faut donc limiter les pertes avec l'environnement proche.

II.5.1.4.Performances :

La puissance utile E_u que l'on peut récupérer d'un capteur solaire dépend de nombreux paramètres, à savoir :

. Les paramètres extérieurs

E_S : l'irradiation solaire incidente sur le plan du capteur (W/m^2)

T_m : la température moyenne du capteur (approximée à la moyenne entre les températures d'entrée et de sortie du fluide) (en $^\circ C$).

T_e : la température extérieure (en $^\circ C$)

. les paramètres définissant le capteur :

β : le facteur optique du capteur, qui est le rapport entre l'ensoleillement absorbé par l'absorbeur et l'ensoleillement incident sur le vitrage.

K : le coefficient de déperditions thermiques ($W/^\circ C$)

La puissance utile est donc égale à la partie de l'irradiation incidente traversant le vitrage et tombant sur l'absorbeur moins les déperditions thermiques (proportionnelles à l'écart de températures entre le capteur et l'ambiance).

$$E_u = \beta E_S - K (T_m - T_e) \quad (II.1)$$

Le rendement du capteur η à un instant donné, c'est à dire le rapport entre la puissance utile E_u et l'irradiation incidente E_s :

$$\eta = \beta - K(T_m - T_e)/E_s \quad (II.2)$$

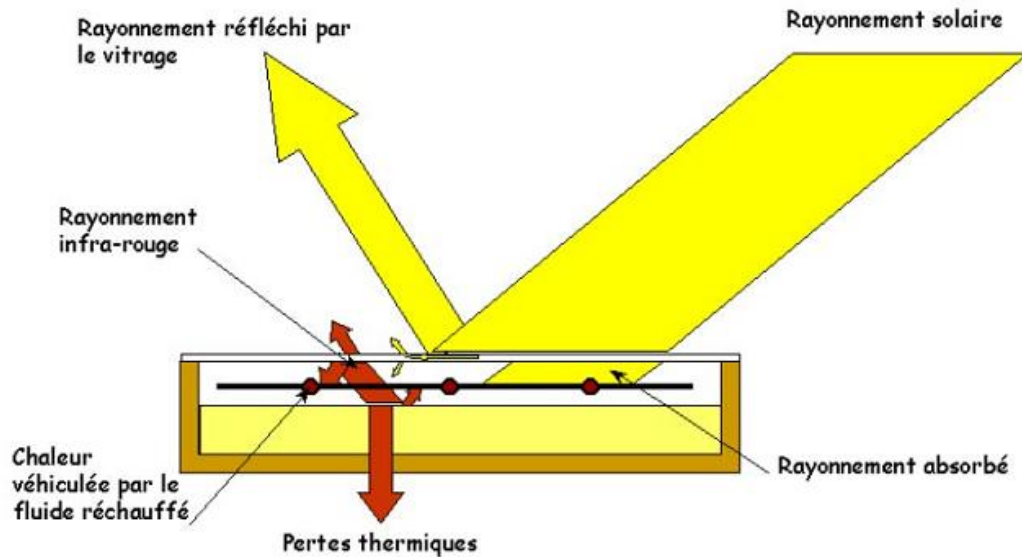


Figure II.2 : principe de fonctionnement d'un capteur plan

II.6. Les types de capteurs

Il existe deux types de capteurs :

Les capteurs plans et les capteurs à tubes "sous vide".

II.6.1. Capteurs plans

II.6.1.1. Les capteurs plans opaques

Ce sont les capteurs très simples constitués d'un ensemble de tuyaux opaques de couleur foncée qui jouent à la fois le rôle de :

1. Plaque absorbante qui permet la captation du rayonnement solaire et sa conversion en énergie thermique
2. Tuyauterie dans laquelle circule directement le fluide caloporteur (généralement l'eau).



Figure II.3 : capteurs plans opaques

Ils ne sont dotés ni de vitrage ni d'isolation ni couvercle ; leur rendement est très réduit, leur simplicité va de pair avec un coût très réduit.

II.6.1.2. Les capteurs plans vitrés

Se sont le types de capteurs les plus utilisés, car ils peuvent servir à plusieurs applications tel que la production de l'eau chaude sanitaire..etc

Ce genre de capteurs se compose de :

1. Un boîtier contenant tous les éléments fragiles constituant le capteur tel que les tubes, la plaque absorbante...
2. un joint d'étanchéité utile lors de la pluie
3. un couvercle transparent qui sert à créer le phénomène de l'effet de serre au-dessus de la plaque absorbante (vitrage en verre trempé dit solaire, ayant un haut degré de transmission lumineuse ;
4. Un calorifugeage c'est-à-dire une isolation thermique réduisant les déperditions de chaleur par la face arrière et les côtés du capteur ;
5. une plaque absorbante qui permet la conversion du rayonnement solaire en énergie thermique;
6. les tubes ou y circule le fluide caloporteur qui évacue la chaleur jusqu'à l'extérieur du capteur ;

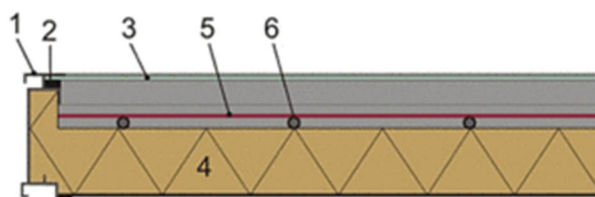


Figure II.4 Composition d'un **capteur plans vitré**

Ils existent différents types de réseaux hydrauliques internes aux capteurs:

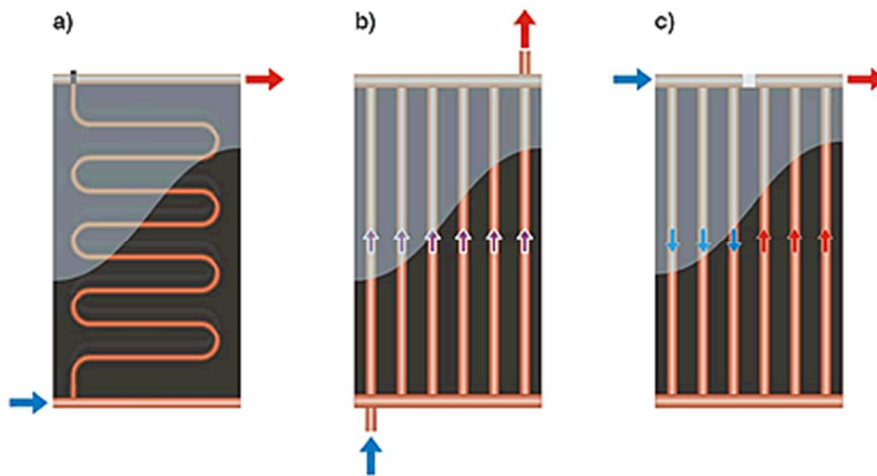


Figure II.5 : Différents réseaux hydrauliques internes aux capteurs

II.6.1.3. Capteurs à tube sous vide

Ces types de capteurs ont toujours une forme cylindrique, d'une longueur d'environ 2 m et d'un diamètre approximatif de 10 cm ; ou l'isolation de ce type de capteurs est assurée par le vide et ils ont un rendement optique plus faible mais de meilleurs coefficients d'isolation thermique que les capteurs plans ; on les utilise pour des applications comme le chauffage, la climatisation par absorption ou adsorption ou d'autres



Figure II.6 : Capteurs à tube sous vide

Il y a deux types de ces capteurs

- L'absorbeur se trouve directement

- L'absorbeur se trouve sur le verre ou sur une ailette en cuivre.

II.6.1.3. 1 Les tubes sous vide avec absorbeurs sur ailette en cuivre

Dans ce cas l'absorbeur est déposé sur une structure en cuivre placée dans le tube, il possède une meilleure sélectivité que celui déposé sur le verre d'où il a un rendement optique plus élevé, cette conception permet d'orienter l'absorbeur différemment par rapport à son support.

La fabrication de ces capteurs est très compliquée car la création du vide à l'intérieur du tube est très délicate à cause des liaisons verre/métal nécessaires.

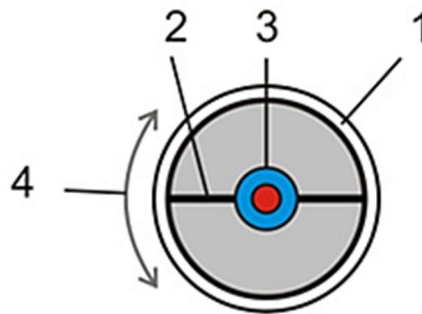


FIGURE II.7 : Composition des tubes sous vide avec ailette absorbante

1. Un tube en verre dans lequel on effectue le vide d'air (assurant une isolation optimale) dans lequel se trouvent tous les composants suivants.
2. L'absorbeur posé sur un support en cuivre.
3. Les tubes qui évacuent la chaleur, généralement aussi en cuivre. Ces tuyaux peuvent être disposés de diverses manières (soit juxtaposés, soit concentriques).
4. Le système de raccordement permet la rotation des tubes afin d'orienter au mieux l'ailette absorbante.

Le système de raccordement permet la rotation des tubes afin d'orienter au mieux l'ailette absorbante. Il existe aussi plusieurs types de capteurs selon le **fluide caloporteur et son mode de circulation**:

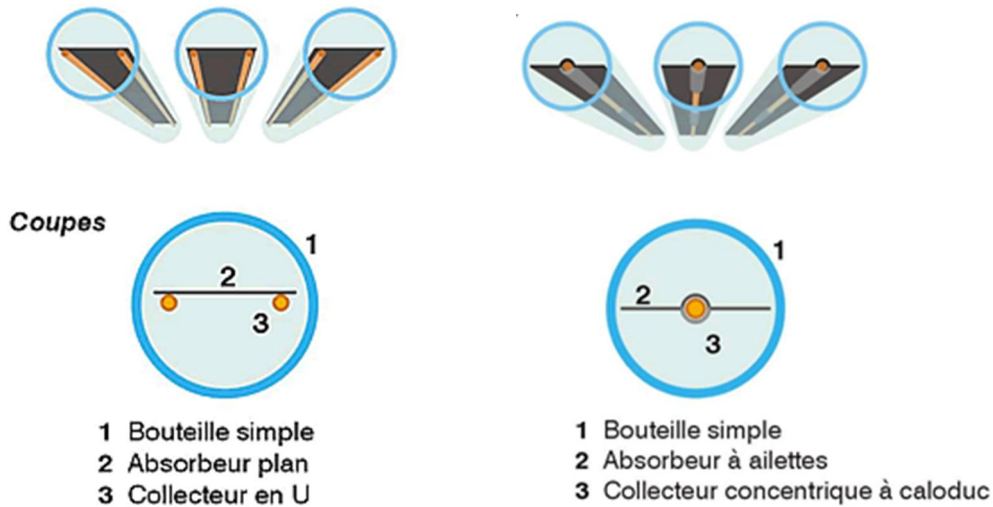


Figure II.8 : Les capteurs à circulation directe Figure II.9 : Les capteurs à caloduc ou heat pipe)

Dans le cas de capteurs à circulation directe, l'ailette sert de support à un tube en U dans lequel circule le fluide caloporteur.

Le caloduc, lui, est un échangeur qui utilise les mécanismes de changement d'état liquide-gaz d'un fluide placé dans un tube fermé. Le principe est simple : en captant la chaleur absorbée par l'ailette, le fluide s'évapore. Il s'élève alors jusqu'en partie haute et cède sa chaleur en se condensant par contact avec le fluide caloporteur de l'installation qui circule en partie haute. De nouveau à l'état liquide, il retourne alors par gravité en bas du tube.

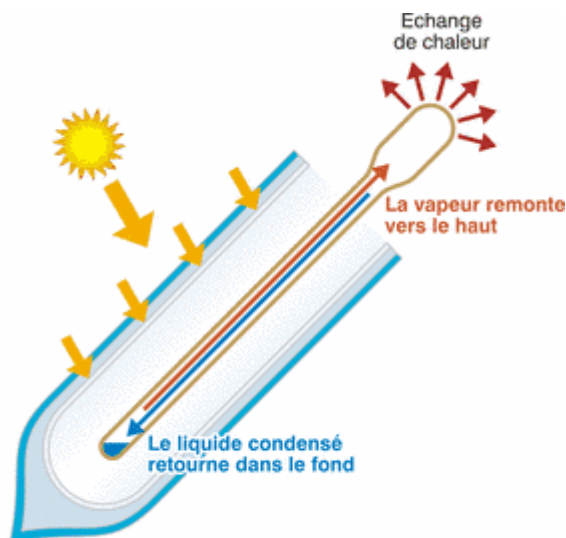


Figure II.10 : Tube fermé du capteur à caloduc ou (heat pipe)

Pour un fonctionnement correct, ces tubes doivent être installés avec une inclinaison minimale. Ce système permet un remplacement des tubes sans purgeage complet de l'installation.

II.6.1.4. Les tubes sous vide avec absorbeurs sur support en verre (tube Sydney)

Dans ce cas, le vide est fait entre les deux couches de verre (principe du thermo) qui composent le tube en verre. L'intérieur de la bouteille est donc soumis à la pression atmosphérique. À l'intérieur, l'absorbeur et les tuyauteries évacuent la chaleur du creux atmosphérique central..

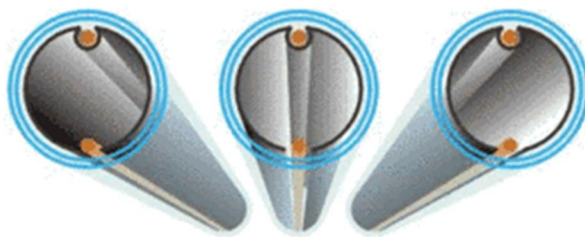
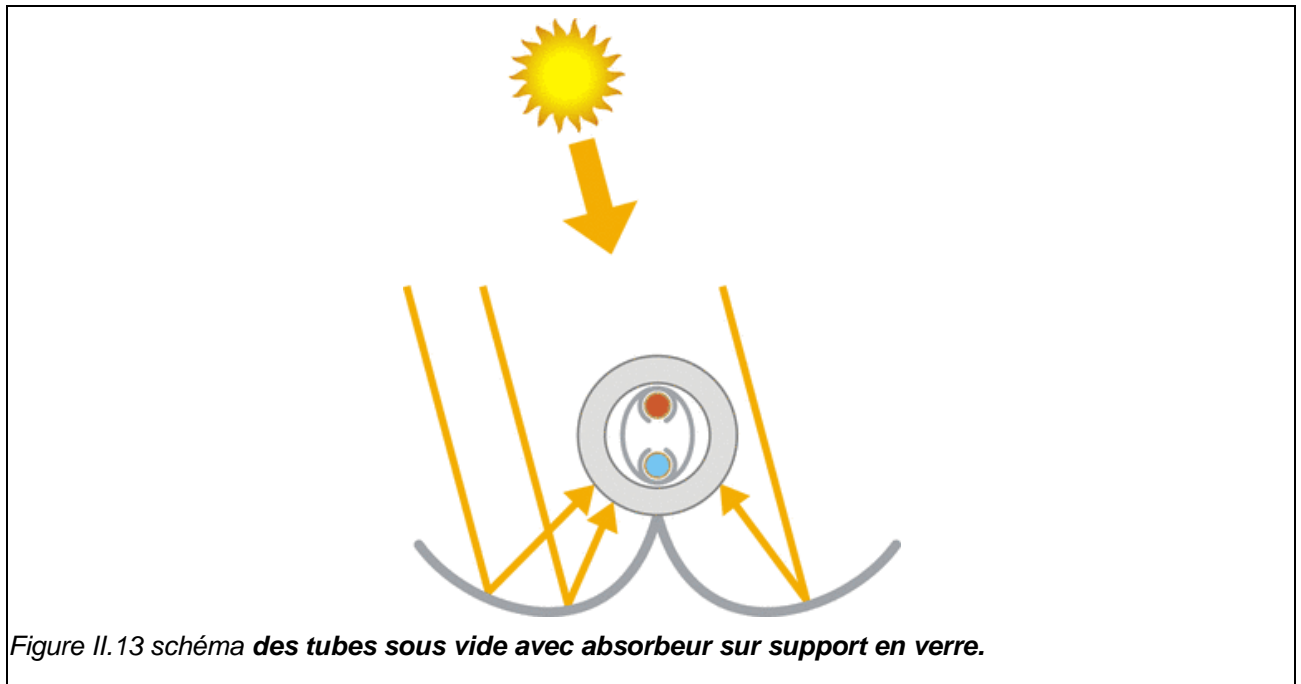


Figure II.12 tubes sous vide avec absorbeurs sur support en verre (tube Sydney)

II.6.1.4. Composition des tubes sous vide avec absorbeur sur support en verre



Une bouteille de verre à double paroi est employée. Les deux parois sont reliées de manière étanche au niveau du goulot de manière à emprisonner le vide (partie grise dans le schéma).

1. Sa surface externe (2) est laissée transparente.
2. Un absorbeur est posé sur la face intérieure de la bouteille.
3. Des tubes qui évacuent la chaleur sont placés dans le creux atmosphérique central.
4. Des tuyaux sont reliés à l'absorbeur par des profilés semi-circulaires métalliques de transfert de chaleur.

Éventuellement et préférablement, des réflecteurs augmentent le rayonnement solaire sur le capteur (on parle alors de tubes CPC pour Compound Parabolic Concentrator).

La figure II.14 ci-dessous indique que le rendement et l'utilisation des capteurs se différencient entre eux par ;

1. La qualité de l'absorbeur (sa sélectivité)
2. Le verre solaire (rendement optique),
3. L'isolation du capteur.

Ces trois propriétés donne au capteur des plages de températures de sortie privilégiées et par la suite un usage bien déterminé ou il sera mieux adapté.

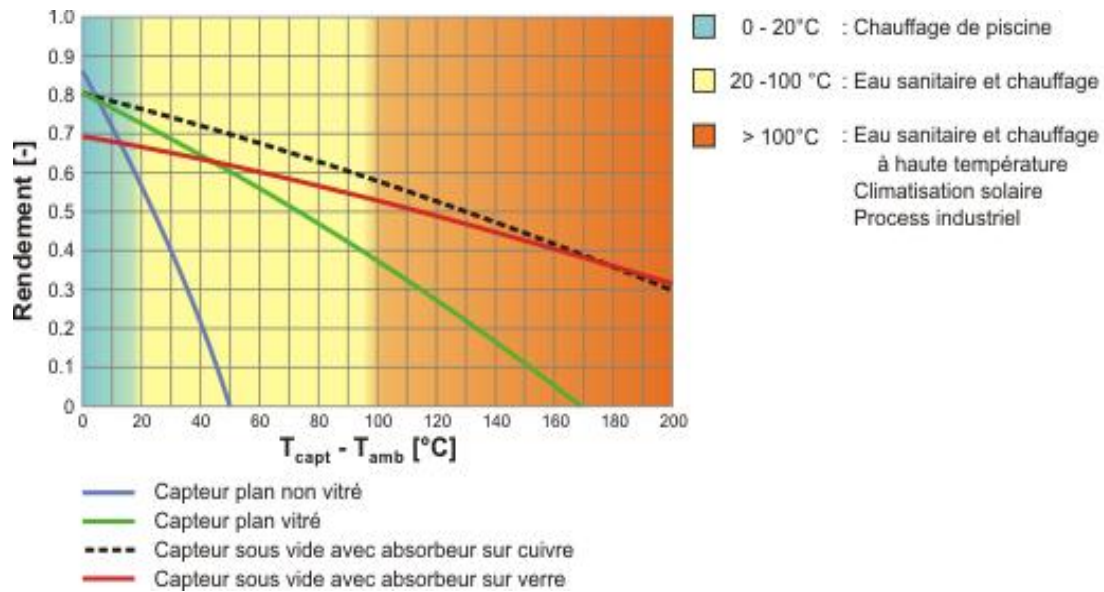


Figure II.14 : Graphes du rendement du capteur selon son type

Le choix du type de capteur repose sur les deux paramètres suivants :

- Le meilleur rendement.
- Les plages de régimes de travail à basse température (correspondant à des delta de températures

Donc on choisit le capteur qui offre le meilleur rendement pour le régime de température de travail correspondant à l'application voulue, c'est-à-dire le

Pour les régimes à température moyenne (delta de T° de 20° à 100 °C), recherchés pour des applications comme la production d'eau chaude sanitaire ou le chauffage à basse (delta de 60 °C) et moyenne température (delta de 100 °C), les déperditions commencent à prendre le pas sur le rendement optique.

Dans ce cas, les capteurs devront posséder un bon absorbeur sélectif, et une bonne isolation thermique. Pour ces plages, les capteurs à tubes sous vide et les capteurs plans vitrés sont concurrentiels.

Pour les hautes températures de sortie c'est l'efficacité de l'isolation qui sera déterminante. Le seul choix réaliste dans ce cas est celui des tubes sous vide.

II.7 Les capteurs solaires thermiques sous-vide :

Un capteur solaire "sous vide" est composé d'une série de tubes transparents en verre de 5 à 15 cm. de diamètre. Dans chaque tube il y a un absorbeur pour capter le rayonnement solaire et un échangeur pour permettre le transfert de l'énergie thermique. Les tubes sont mis sous

vide pour éviter les déperditions thermiques convectives de l'absorbeur et l'absorbeur reçoit un traitement sélectif pour empêcher le rayonnement. Ainsi, on peut réaliser des capteurs solaires performants sans isolation thermique rapportée ou caisson de protection.



Figure II.15 : capteur solaire sous vide

Pour être efficace le vide doit être poussé $< 10^{-3}$ Pa. Un tube devient inutile s'il n'est pas totalement hermétique et il faut le changer pour préserver la performance de l'ensemble du capteur. Afin de visualiser cette éventualité, les tubes sont munis d'un témoin (getter) en baryum, qui dépose une couche métallisée sur l'intérieur du tube pendant la fabrication. Cette couche argentée de baryum devient blanc en contact avec l'air et ainsi sert de témoin à la perte de vide



Figure II.16: Le bout du tube est argenté si le vide est effectif, sinon il devient blanc

La conception de l'absorbeur et les tuyaux de circulation du fluide caloporteur sont comme un capteur plan. L'ensemble est suffisamment étroit pour être glissé à l'intérieur d'un

tube en verre. L'air à l'intérieur est évacué pour faire le vide et le tube est fermé hermétiquement.

Le principe est simple, mais la fabrication est difficile à cause des liaisons verre/métal nécessaires pour la circulation du fluide caloporteur.

Le capteur "Cortec" fabriqué en France par Giordano et le capteur "Vitosol 200" distribué par Viessmann sont des exemples.

A surface d'absorbeur égale, le rendement est généralement meilleur que celui d'un capteur plan, surtout à des températures élevées ($>60^{\circ}\text{C}$). (CHEILAN.R-2004)

II.8 CAPTEUR SOLAIRE PLAN POUR LA PRODUCTION DE L'EAU CHAUDE SANITAIRE

Dans ce qui suit nous allons voir quelques schémas d'installation de production de l'eau chaude sanitaire

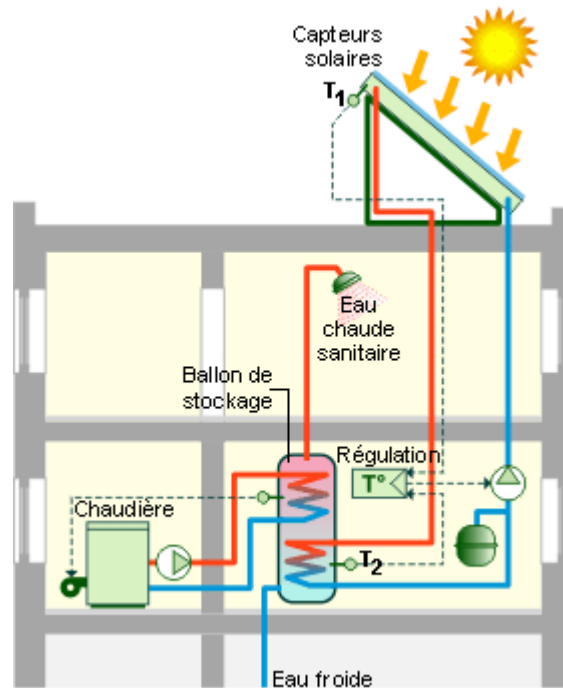


Figure II.16 Schéma d'une installation de production de l'eau chaude sanitaire pour une maison individuelle.

II.8.1 Principe de fonctionnement

Les capteurs solaires thermiques sont des dispositifs qui ont la possibilité de faire de la conversion du rayonnement solaire incident en chaleur grâce à un absorbeur (un corps noir caractérisé par des propriétés d'absorption très élevées et d'émissivité très basse).

L'absorbeur transfère la chaleur à un fluide caloporteur (généralement de l'eau glycolée) circulant dans un circuit adhérent à l'absorbeur.

Lorsque la différence de température entre la sonde capteur (T_1) et la sonde en fond de ballon (T_2) dépasse quelques degrés, les circulateurs s'enclenchent.

Le fluide caloporteur, circulant dans le circuit primaire, achemine alors l'énergie solaire convertie depuis les capteurs vers le(s) ballon(s) de stockage à travers un échangeur.

Le(s) ballon(s) de stockage accumule(nt) la chaleur produite.

Si nécessaire, une source d'énergie d'appoint porte l'eau préchauffée à la température voulue. Celle-ci est alors acheminée vers les points de puisage par la boucle de distribution.

Un dispositif de régulation électronique commande le fonctionnement du système (circulateurs et appoints) selon les conditions d'ensoleillement et la demande en eau chaude.

II.8 2 Les principaux composants d'une installation

Un chauffe-eau solaire est toujours composé de quatre parties :

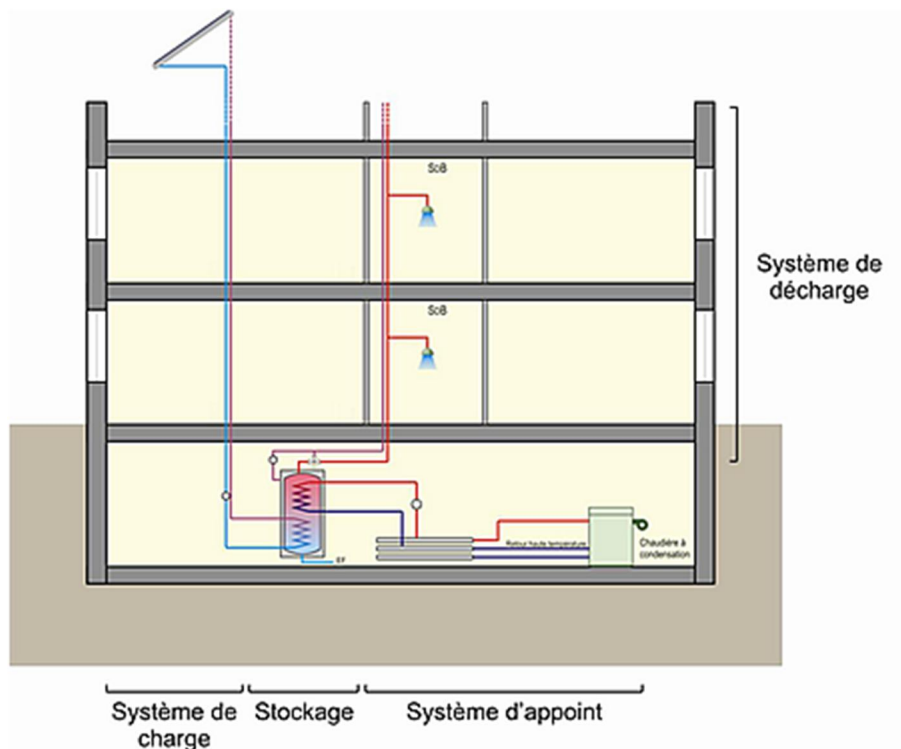


Figure II.17 Schéma de la composition d'une installation solaire d'une maison individuelle

II.8.2.1 Le système de charge

Le système de charge comprend les capteurs solaires, la boucle primaire ou solaire et un échangeur de chaleur.

II.8.2.2 Le système de stockage

Il s'agit généralement d'un ou plusieurs ballon(s) d'eau bien isolé(s) thermiquement. Le stockage permet de différer la demande de puisage par rapport au moment de la production solaire.

II.8.2.3 Le système d'appoint

Pendant une bonne partie de l'année, un appoint de chaleur est nécessaire pour atteindre la température minimale de la boucle sanitaire (en général 60 °C). Cet appoint de chaleur peut être fourni par un moyen traditionnel de production de chaleur (chaudière, résistance électrique, pompe à chaleur,...).

II.8.2.4 Le système de décharge

C'est la partie de l'installation qui distribue l'eau chaude sanitaire aux différents points de puisage.



Figure II.18 Exemple de capteur solaire sous vide (avec sonde de température en 1 et purgeur en 2).

II.9 Les différents types d'installation

Les très basses températures au-dessous de la température du gel de l'eau (0°C) nous oblige à concevoir des installations avec une boucle fermée sous pression dont la circulation est forcée, mais il existe d'autres types d'installation :

II.9.1 Boucle solaire fermée (indirecte) ou ouverte (directe)

Si la boucle est fermée, le fluide qui chauffe dans les capteurs solaires et celui qui arrive aux points de puisages (douches...) sont distincts : l'eau de consommation est indirectement chauffée à travers un échangeur par le fluide caloporteur du circuit solaire.

Dans le cas où la boucle est dite ouverte, l'eau qui circule dans les capteurs est la même que celle qui est consommée aux points de puisage. Ce type de circuit est rarement utilisé, notamment à cause des problèmes liés au gel. On le trouve donc plus souvent dans les pays chauds, où les capteurs constituent le seul moyen de chauffage.

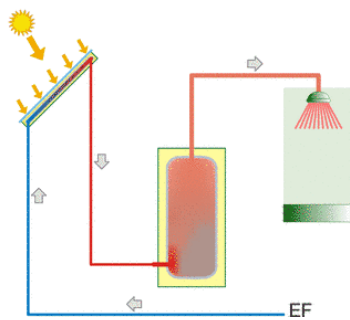


Figure II.19. Schéma d'une Boucle fermée

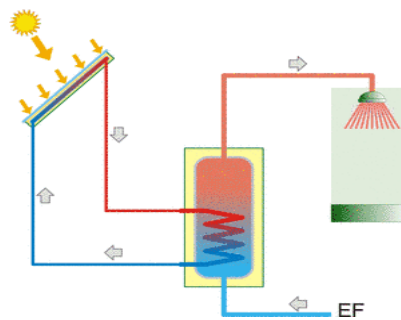


Figure II.20. Schéma d'une Boucle ouverte.

II.9.2 Circulation forcée ou thermosiphon

Dans les installations à thermosiphon, le fluide de la boucle solaire circule par convection naturelle (le fluide réchauffé s'élève). Le stockage est en général situé au-dessus des capteurs (à une distance de minimum 50 cm). Chez nous, ce système est difficilement maîtrisable. Il convient nettement mieux aux pays chauds et ensoleillés.

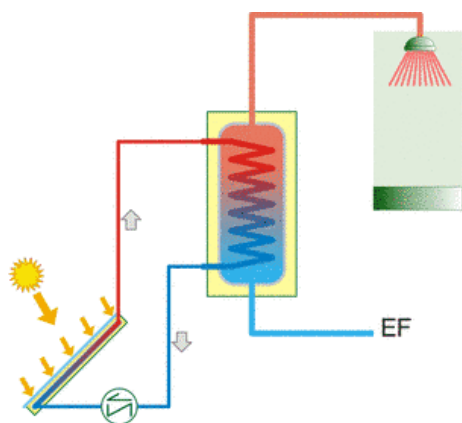


Figure II.21-a Circulation en Thermosiphon

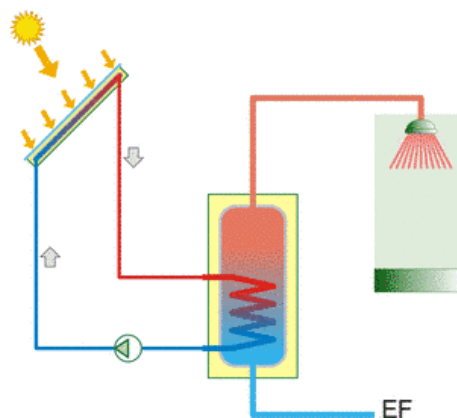
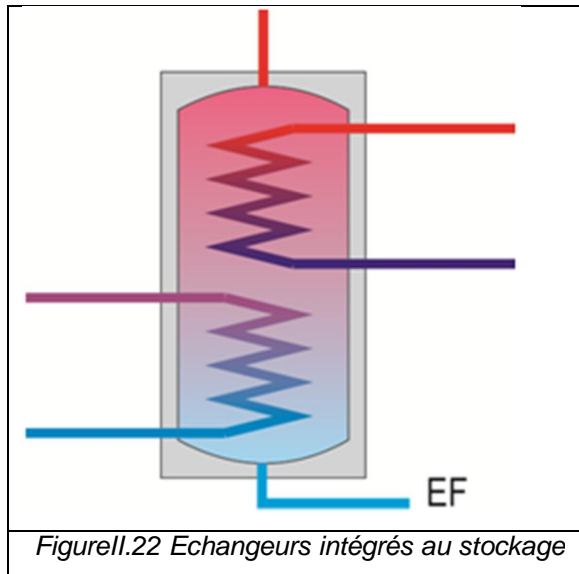


Figure II.21-b Circulation forcée



Les installations à circulation forcée sont équipées d'un dispositif de pompage (circulateur) provoquant la circulation forcée du fluide de la boucle solaire. La pompe est activée automatiquement par la régulation qui évalue le moment où la température du fluide à la sortie des capteurs est supérieure à la température de l'eau dans le bas du réservoir de stockage. On distingue dans cette catégorie plusieurs principes suivant le débit imposé au fluide dans le circuit solaire :

- Les installations dites **“high flow”** : ont un débit élevé (+/- 40 à 60 litres/heure.m²), généralement on préfère la production d'une grande quantité d'eau chaude avec une différence température peu élevée.
- Les installations dites **“low flow”** : ont un débit faible (+/- 15 à 20 litres/heure.m²), on préfère la production d'un volume d'eau chaude réduit mais avec un grand écart de température. Cela permet de travailler avec de plus faibles diamètres de tuyauterie et de faibles puissances de circulateur. Mais il en résulte des pertes thermiques élevées, ce qui influe sur le rendement des capteurs.

Ce système est généralement utilisé pour les installations de type direct ou encore pour les installations dites “à vidange”.

- Les installations dites **“mix flow”** : dans ce cas, le débit est variable et ajusté en continu par la régulation afin de garantir à tout moment un delta de température fixé. Ce système est de plus en plus utilisé et permet d'éviter des enclenchements-arrêts fréquents de la pompe.

II.9.3 Installation sous pression ou à vidange ?

Les systèmes traditionnels à boucle fermée et à circulation forcée sont généralement **“sous pression”**. Dans ce type de système, le fluide caloporteur est constamment maintenu à une pression de 1 bar à l'arrêt et de 6 bars en fonctionnement.

Il existe aussi des systèmes **“vidangeables”**. La différence principale avec les systèmes traditionnels est que lorsque le système ne peut capter d'énergie, les capteurs et les tuyauteries sont vidés et la pompe arrêtée. Le fluide caloporteur est alors recueilli dans un réceptacle fermé. S'ils sont bien conçus, ces systèmes présentent une grande sécurité en cas de gel ou en cas de surchauffe estivale (cela permet d'éviter les montées en températures trop importantes dans le capteur). Ces systèmes permettent ainsi d'éviter une usure accélérée des composants et présentent une grande simplicité de construction puisqu'ils ne nécessitent ni manomètre, ni vase d'expansion, ni purgeur, ni clapet anti-retour (vu que l'installation est vidangée, il n'y a pas de risque de circulation inverse par thermosiphon).

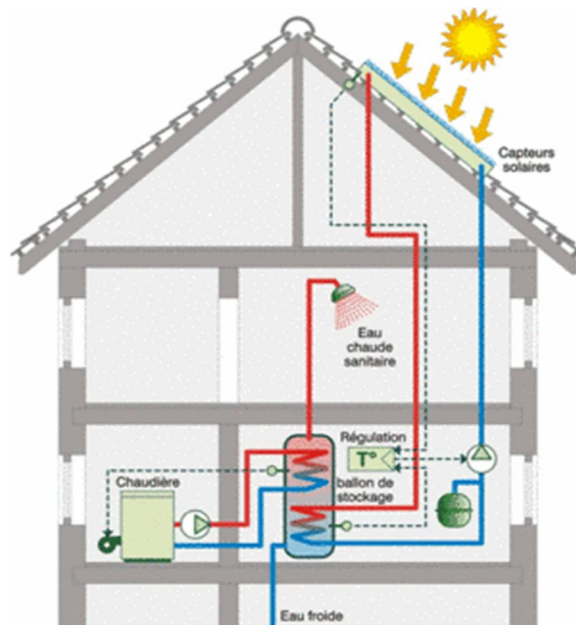


Figure II.23: Installation sous pression.

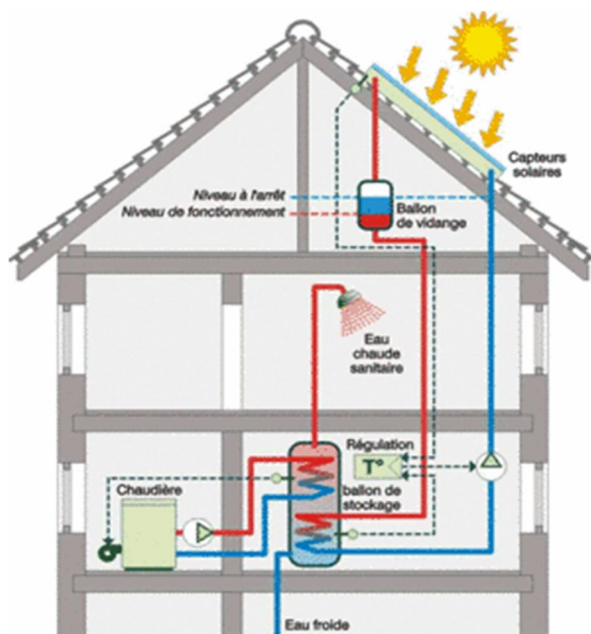


Figure II.24: Installation à vidange.

Remarque très importante :

Le débit d'eau chaude et la température de sortie voulus sont tributaires du nombre de capteurs thermique du champ de capteurs ainsi que Le montage en série ou en parallèle ou série /parallèle.

LES CONCENTRATEURS PARABOLOIQUES

III. Les concentrateurs paraboliques

Nous allons maintenant présenter un inventaire des principales technologies de concentrateurs solaires thermodynamiques (Fig. I.1) qui sont le premier maillon de cette chaîne de conversion. Nous distinguerons deux types de capteurs :

- systèmes à concentration linéaire.
- systèmes à concentration ponctuelle.

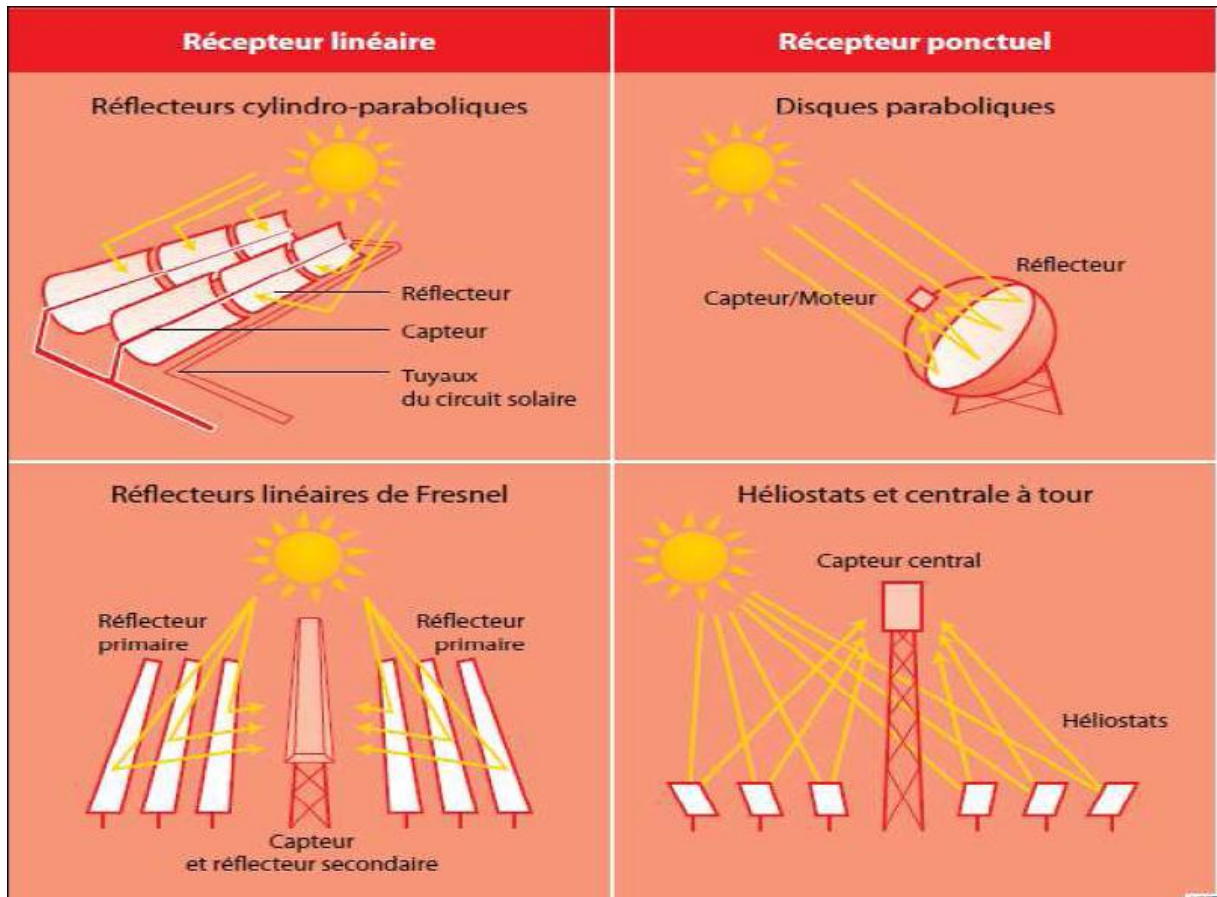


Figure III.1: Principales technologies de concentrateurs solaires [2].

III.1 Les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques :

Les centrales solaires à collecteurs cylindro-paraboliques représentent 96 % des centrales actuellement en activité. C'est également la technologie privilégiée pour la plupart des centrales en construction et en projet. Cette technologie bénéficie, en effet, du retour d'expérience des centrales SEGS (Solar Energy Generating Systems) situées dans le désert de Mojave en Californie, en opération depuis bientôt 30 ans, elles représentent une capacité totale installée de 354 MWe, répartie en 9 tranches de 30 MWe à 80 MWe, et produisent 800 GWh/an[3].

III.1 1 Principe de fonctionnement d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques:

Ce type de centrale présente des rangées parallèles de longs miroirs cylindro-paraboliques qui sont utilisés pour concentrer la lumière solaire sur les tubes récepteurs thermiquement efficaces. Ces tubes sous vide sont entourés par des ampoules de verre pour limiter les pertes par convection et sont placés dans la ligne focale à travers laquelle l'huile synthétique, chauffée à environ 400°C par les rayons du soleil concentrée, est utilisée comme un milieu de transfert de chaleur.

Beaucoup de rangées parallèles de ces capteurs généralement alignés du nord au sud, s'étendent sur le champ solaire. L'huile transfère la chaleur de tuyaux collecteurs aux échangeurs de chaleur, où l'eau est préchauffée, évaporée puis surchauffée. La vapeur surchauffée passe dans une turbine qui entraîne un générateur pour produire de l'électricité et l'eau revient à des échangeurs de chaleur après avoir été refroidie et condensée [4].

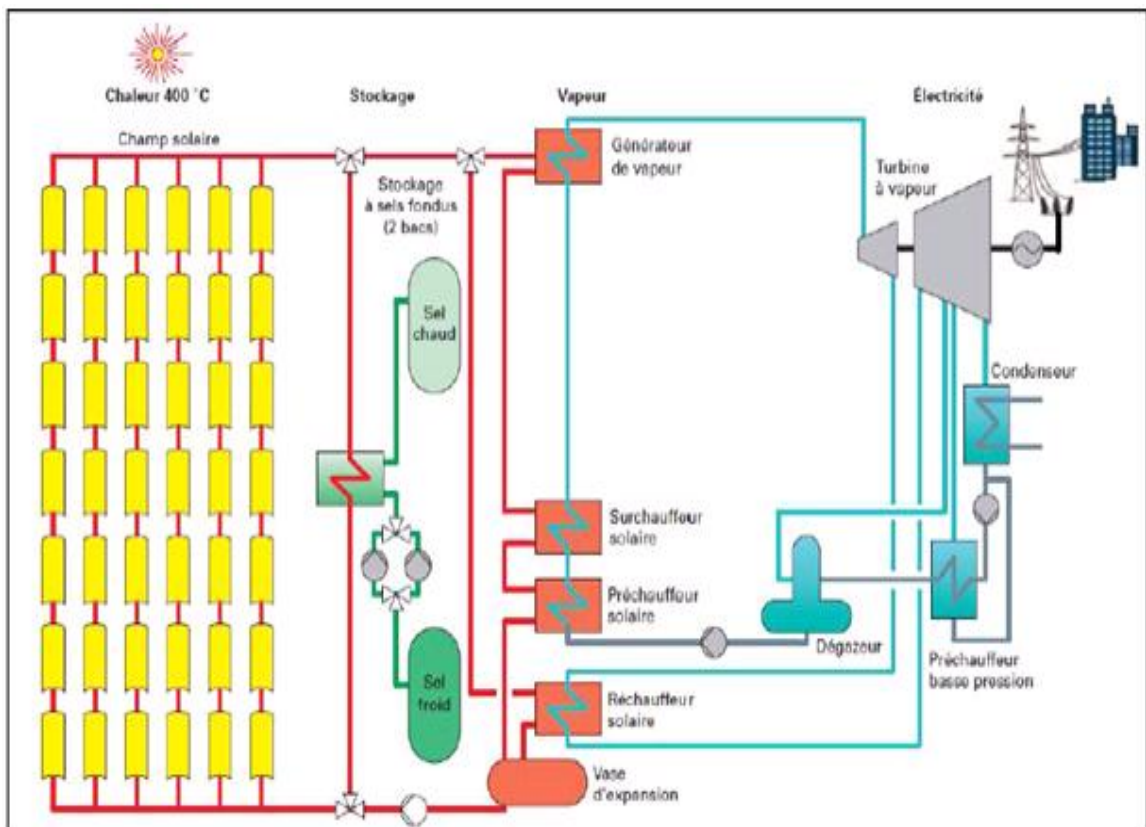


Figure III.2: Principe de fonctionnement d'une centrale à capteur cylindro-parabolique à huile avec stockage à sel fondu et cycle de Rankine [5].

L'installation typique est constituée de quatre éléments principaux : le champ solaire, le système de stockage, le système d'hybridation ainsi que le système de génération de puissance :

III.1.2 Le champ solaire:

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation : la radiation solaire y est transformée en énergie thermique. Il est composé des collecteurs paraboliques (miroirs), des structures métalliques, des tubes récepteurs et du système de poursuite solaire. Les collecteurs sont connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. La taille du champ solaire dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie.

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

Le champ solaire peut avoir plusieurs configurations en fonction de la manière dont il est alimenté en fluide caloporteur. Dans tous les cas, la tuyauterie de sortie est la plus courte possible pour minimiser les pertes à l'ambiance[6].



Figure III.3 Champ solaire des réflecteurs cylindro-paraboliques pour la centrale solaire thermique ANDASOL en ESPAGNE

a). Les collecteurs :

Les collecteurs (réflecteurs) sont le composant de base du champ solaire, Ce sont des miroirs de courbe cylindrique, ils ont pour but de faire réfléchir l'irradiation directe solaire DNI (direct normal irradiation) sur tout le long du tube récepteur qui contient le fluide caloporteur.

Le capteur doit permettre de transmettre le plus de chaleur possible au fluide. Pour cela, il faut que la plaque soit métallique car seuls les métaux ont de bons coefficients de conduction de la chaleur (cuivre : 300, aluminium : 200, acier : 60).

En effet, plus le coefficient de conduction est faible et plus la plaque doit être épaisse, ce qui augmente le prix. Le plus efficace serait une plaque d'inox avec une face polie miroir et protégée par un film plastique ou bien des plaques composées 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 dont la transmissivité atteint 98%.

b). Les tubes récepteurs :

Le tube récepteur (l'absorbeur) est linéaire, on le fait travailler à température modérée (inférieure à 400°C), ce qui permet d'utiliser comme fluide caloporteur une huile de synthèse (l'avantage de ce fluide étant qu'il n'est pas figeable). Comme il est protégé des pertes thermiques par deux dispositions originales et efficaces :

- L'enfermement de l'absorbeur dans un tube de verre sans fer vidé de son air, ce qui supprime radicalement les pertes convectives et limite les pertes radiatives.
- Le revêtement du tube d'une couche de cermet (il s'agit d'un composite céramique/métal projeté par plasma) qui joue le rôle d'un absorbeur sélectif (96% d'absorptivité pour 20% d'émissivité à la température de travail) bien plus performant que la peinture utilisée dans les autres technologies ; cette disposition est rendue possible ici par la mise sous vide de l'environnement du tube de la chaudière (le cermet ne résisterait pas à la présence d'oxygène).

Cet ultime perfectionnement n'est présent que sur la dernière version des centrales Luz, celles qui sont équipées des capteurs LS3. On a là un système sophistiqué, à priori cher et fragile, qu'il est tout à l'honneur de la société Luz d'avoir développé à un point tel qu'on peut supposer qu'il est devenu solide et bon marché. Il a en effet été construit et mis en œuvre dans ses versions successives en très grandes quantités en Californie et donne apparemment satisfaction à ses exploitants depuis 15 ans.

La mise au point de l'enveloppe à vide est particulièrement remarquable en ce qu'elle suppose la mise en œuvre de quantités impressionnantes de joints d'étanchéité et de joints de dilatation (soufflets inox) qui tous assurent leurs fonctions dans un environnement météorologique non protégé.

c). Le fluide caloporteur :

Deux types de fluides caloporteurs sont utilisés aujourd'hui. **Les systèmes à caloporteur huile sont les plus répandus**, des huiles de synthèse ou des huiles minérales

de différentes provenances et de différentes performances. Toutes ces huiles ont en commun les qualités suivantes :

- État liquide pour toutes les températures utiles.
- Viscosité suffisamment faible pour un pompage aisé sous climat chaud.

Par contre, elles présentent les défauts suivants :

- Conductivité thermique faible entraînant des capacités modestes au transfert thermique depuis les parois chaudes.
- Viscosité parfois gênante pour le pompage en climat froid (climat d'altitude).
- Température de travail limitée par la décomposition de l'huile.
- Prix élevé.

Comme l'huile a l'avantage de ne pas changer de phase dans l'absorbeur solaire. Elle passe dans plusieurs échangeurs pour produire la vapeur de la boucle secondaire. La température de l'huile est limitée à 400°C.

Les systèmes à génération directe de vapeur sont apparus plus tard. Dans ce cas, l'eau est à la fois le fluide caloporteur et le fluide de travail. On économise ainsi l'installation des échangeurs du générateur de vapeur. L'eau est moins chère que l'huile et sa température peut s'élever à 100 bar jusqu'à 450°C.

Cette filière à génération directe de vapeur est toujours en développement et la recherche actuelle porte sur la résolution des problèmes causés par les principales contraintes de ce système.

d). La structure métallique :

C'est le support des miroirs et des tubes récepteur. La structure métallique doit répondre à des critères de qualité et des conditions de rigidités bien précises à fin de résister aux conditions climatiques les plus défavorables du sud (le vent de sable, la chaleur ... etc).

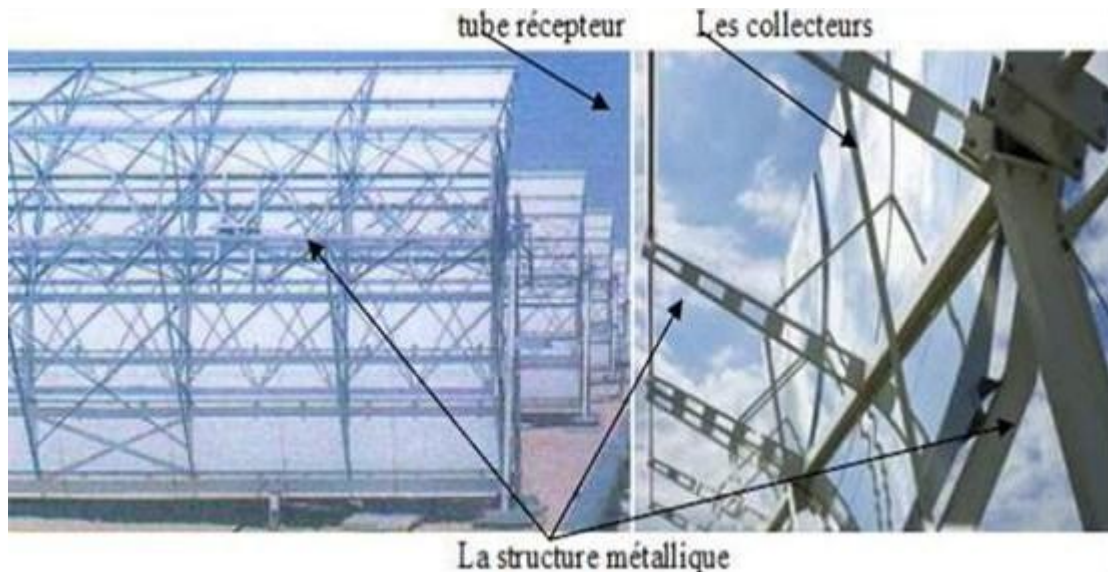


Figure III.3 : Structure métallique

e). Le mécanisme de poursuite :

Le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du capteur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au réflecteur. De cette manière, la radiation est réfléchi au foyer du cylindo-parabole et concentrée sur un tube récepteur dans lequel circule le fluide caloporteur.

L'axe de rotation des miroirs est habituellement orienté Nord-Sud. Il assure ainsi le suivi du soleil au cours de la journée de l'Est à l'Ouest (comme le montre la figure I.5). Cette disposition permet un rendement quotidien assez stable et entraîne une production estivale plus importante en réduisant les pertes par effet cosinus. Il existe cependant des installations expérimentales orientées Est-Ouest qui suivent le soleil en hauteur (comme le montre la figure I.6).

Elles atteignent leur performance maximale tous les jours de l'année à midi et permettent ainsi de tester ou de caractériser les installations thermodynamiques. Mais en contrepartie, leur production est déséquilibrée sur la journée.

D'anciennes installations présentaient ce genre de capteurs sur des montures altazimutales qui assurent le suivi précis du soleil selon deux axes. Le surcoût de ce dispositif est cependant plus important que le gain de performance engendré. Il n'est donc pas utilisable de façon industrielle.

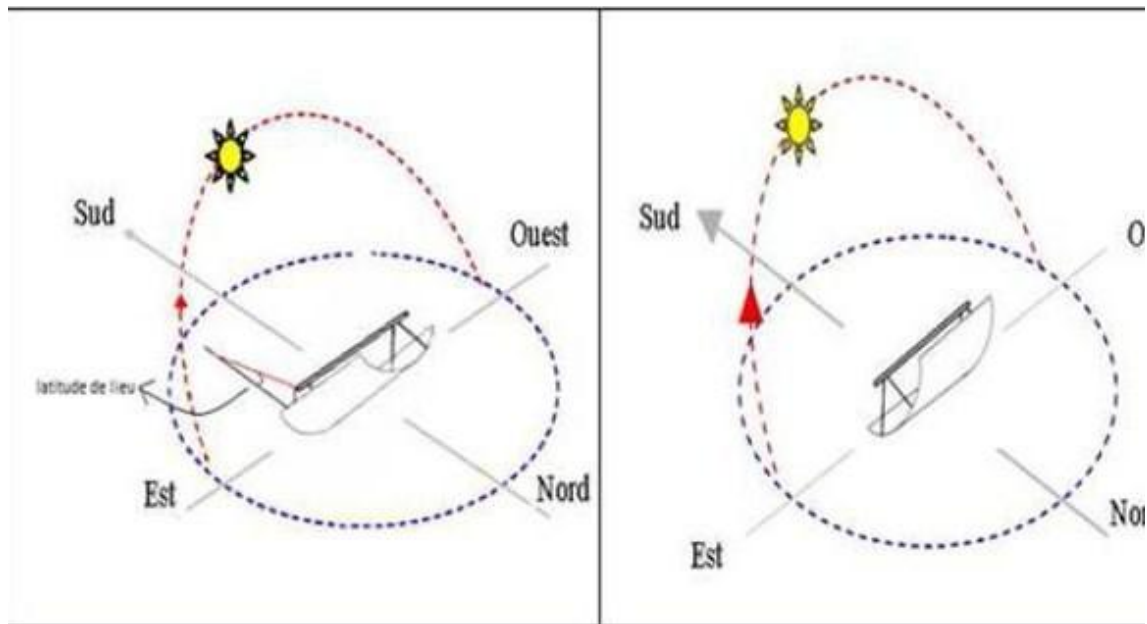


Figure III.4. Orientation Nord-Sud horizontale Figure III.5 Orientation Est- Ouest polaire

III.1.3. Le stockage:

Pour le système à génération directe de vapeur le stockage de cette dernière n'est possible que sur de courtes périodes en particulier pour compenser la perte de puissance liée au passage de nuages et l'écoulement diphasique peut provoquer des déformations thermiques sur l'absorbeur.

D'autre part le stockage des huiles présente un danger permanent à cause de l'inflammabilité comme l'a illustré l'incendie du stockage en huile de « Solar One » et pour cela on a opté pour le stockage d'énergie thermique par les sels fondus.

III.1.3 Le système d'hybridation:

La disponibilité de l'énergie solaire étant intermittente, il n'est pas rentable d'investir dans un champ solaire seul avec sa turbine et son générateur électrique. Dans le but de mettre à profit le système même quand l'énergie solaire n'est pas disponible, l'installation est généralement hybridée : 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.

III.1.3.1. Le système de génération de puissance:

Le système le plus couramment utilisé est le traditionnel cycle de Rankine où la chaleur est transportée par l'huile synthétique depuis les collecteurs jusqu'à la chaudière, où l'eau est évaporée. La vapeur est ensuite détendue dans la turbine, condensée et comprimée puis renvoyée dans l'évaporateur. Cependant, l'utilisation d'un cycle de Rankine nécessite des températures élevées (l'efficacité du cycle chute si la température de la vapeur à l'entrée

de la turbine est inférieure à 300 °C), et l'investissement requis pour la turbine est important. Le champ solaire doit donc obligatoirement être de taille importante. Afin de valoriser les champs de concentrateurs cylindro-paraboliques de petite taille (voire d'un seul concentrateur), de nouvelles solutions sont actuellement étudiées. Ces solutions visent à développer des systèmes de récupération de la chaleur à plus basse température [8].

III.1.3.2 Les centrales à réflecteurs linéaires de Fresnel :

Les collecteurs linéaires de Fresnel sont des systèmes de concentration linéaire comme les systèmes cylindro-paraboliques avec la même technologie de production d'énergie. La différence avec ces derniers réside dans le fait que le tube absorbeur est fixe, ce sont les modules constitués de petits miroirs plans positionnés horizontalement (lames parallèles) qui s'inclinent, individuellement ou collectivement, afin de suivre la course du soleil.



Figure III. 6: Champ de miroirs Construit par NOVATEC-BIOSOL

Figure III. 7 Miroir de Fresnel- Centrale d'Areva (ex Ausra à Bakersfield en Californie

Ces collecteurs (illustrés sur la figure I.7) offrent une solution alternative aux concentrateurs cylindro-paraboliques, parce qu'ils mettent en œuvre une technologie plus simples, et surtout meilleur marché. Elle a été développée de manière à éliminer les inconvénients des capteurs cylindro-paraboliques :

- Réduction des coûts de l'installation grâce à des miroirs plans et un absorbeur qui n'est pas mis sous vide.
- Augmentation de la disponibilité du champ grâce à une prise au vent plus faible.

- Meilleure occupation du sol (jusqu'à 70 % de couverture contre 30 à 35 % pour les champs cylindro-paraboliques).
- Absence d'échangeur thermique grâce à la génération directe de vapeur (en développement pour les cylindro-paraboliques).

III.1.3.3 Le principe de fonctionnement d'une centrale à réflecteurs linéaires de Fresnel :

La technologie de Fresnel, actuellement testée en conditions réelles de fonctionnement, est comparativement simple à fabriquer, à construire et à exploiter. Les réflecteurs, qui réfléchissent et concentrent les rayons du soleil, sont complètement plats et positionnés de façon linéaire. Ils forment de longues rangées de miroirs mobiles. Les miroirs, assemblés parallèlement, concentrent l'énergie de la radiation solaire vers un système absorbeur situé environ 8 mètres plus haut. L'eau qui circule dans le tube central du système absorbeur est chauffée et se transforme en vapeur atteignant des températures jusqu'à **450°C**. Cette vapeur est ensuite convertie en énergie électrique dans une turbine à vapeur (comme une centrale conventionnelle). Les collecteurs de Fresnel sont innovants en ce qu'ils ne sont pas sensibles au vent et requièrent moins de terrain que les autres collecteurs solaires.

En complément de la production d'énergie solaire, la zone située en-dessous des miroirs peut être utilisée de plusieurs façons. Dans les environnements désertiques, cette zone d'ombre où l'irradiation solaire est diminuée de 80%, peut être utilisée pour du stockage, du parking voire des serres agricoles.

III.1.3.4. Les deux grandes options technologiques :

a). Un récepteur par ensemble de miroirs :

La première démonstration a été conçue par la société belge Solarmundo, qui en a construit un prototype et étudié la faisabilité. Cette technologie a été adoptée par Solar Power Group et Novatec Biosol, deux compagnies allemandes qui ont installé des démonstrateurs dans le sud de l'Espagne. C'est aussi cette technologie qui a été choisie par la CNIM pour le développement d'une offre française. Dans les conditions climatiques de la ceinture solaire, on peut espérer atteindre un rendement annuel de 15%. La cavité réceptrice au dessus de l'absorbeur contient un second réflecteur de type concentrateur parabolique composé (voir figure 1.7) qui est soumis à de hautes températures. Bien qu'isolé par l'arrière, c'est une source de pertes optiques et thermiques [6].

b). Réflecteur linéaire compact de Fresnel (CLFR):

Compact Linear Fresnel Reflector (CLFR) est un système multi-récepteurs. À la différence de la technologie précédente, les CLFR utilisent des champs de miroirs entrecroisés qui visent chacun un récepteur différent (voir figure I.8). Une plus grande couverture au sol augmente ainsi la production d'électricité par mètre carré de terrain. Ce système n'utilise pas de double réflexion ce qui évite des pertes radiatives et thermiques. Cette technologie semble avoir de l'avenir en tant que préchauffeur d'une centrale électrique conventionnelle. Elle atteindrait dans cette

Configuration un rendement annuel de 19%. C'est cette technologie, développée par la Société Australienne Ausra qui a été récemment rachetée par AREVA pour devenir AREVA Solar, avec la volonté de devenir le leader mondial des centrales solaires[6].

III.1.5 Les centrales à collecteurs paraboliques :

Ayant la même forme que les paraboles de réception satellite, les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils s'orientent automatiquement et suivent le soleil sur deux axes en azimut et en élévation afin de réfléchir et de concentrer les rayons du soleil sur le foyer.

Cette technologie est rendue attractive par sa haute efficacité et sa conception modulaire qui lui donnent des avantages clés :

- Répondre à des besoins isolés de production électrique, mais également à des projets de grande échelle pour la distribution d'électricité via le réseau lorsque des milliers de paraboles sont regroupées sur un même terrain*
 - Grande disponibilité globale puisque la maintenance peut être assurée sur une unité individuelle sans affecter la génération d'électricité par les autres unités.*
 - Tolérance pour des terrains en pente et flexibilité sur site (aucun besoin de terrassement).*
- De toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%).*



Figure III.7 Capteur parabolique avec moteur Stirling

III.1.5 .1 Le principe de fonctionnement des capteurs paraboliques :

Cette filière est un peu la référence en ce sens qu'elle met en œuvre la meilleure surface réfléchissante possible : une parabole de révolution. Avec ce miroir, tout rayon incident parallèle à l'axe optique passe, après réflexion, par un même point. On appelle ce point le « foyer ». Le rayonnement solaire est alors concentré sur le récepteur qui monte en température. Cela entraîne un moteur Stirling qui fonctionne grâce à la montée en température et en pression d'un gaz contenu dans une enceinte fermée. Ce moteur convertit l'énergie solaire thermique en énergie mécanique et ensuite en électricité. Tout au long de la journée, le socle de la parabole s'oriente automatiquement face au soleil pour suivre sa course et ainsi profiter d'un ensoleillement maximum. Les systèmes à réflecteur parabolique peuvent atteindre 1 200 °C sur le récepteur, et parvenir à des rendements optimaux de conversion de l'énergie solaire en électricité en utilisant une faible quantité d'énergie. La performance de l'ensemble du système est étroitement liée à la qualité optique de la parabole et au rendement du moteur Stirling.

III.1.5 .2 Le concentrateur :

Le concentrateur solaire est composé d'une surface réfléchissante de verre ou de plastique et concentre le rayonnement incident à son foyer. Sa taille dépend évidemment de la puissance solaire requise. Le concentrateur possède deux degrés de liberté afin de poursuivre efficacement le soleil. Pour fonctionner correctement, un tel miroir doit viser en permanence le soleil (dont l'image se forme alors au foyer). On y parvient en animant son axe

d'une double rotation. Mais ceci implique, on s'en doute, une limitation de taille, la surface de collecte ne pouvant guère dépasser ici quelques centaines de mètres carrés dans des conditions économiques raisonnables. C'est là que réside la spécificité de la filière qui n'a d'intérêt que si l'on parvient à utiliser le faible débit de chaleur récolté dans une installation compacte, mobile avec le miroir (et si possible sans liaison avec l'extérieur autre qu'électrique) et installée dans une position voisine du foyer. Comme ordre de grandeur, on peut considérer qu'un concentrateur de 10 m de diamètre peut fournir jusqu'à 25 KW d'électricité sous une insolation de 1000 W/m².

III.1.5.3 Le récepteur :

Le récepteur absorbe l'énergie réfléchiée par le concentrateur et la transfère au fluide de travail du cycle de puissance. La température de la source chaude peut être adaptée en plaçant le récepteur plus ou moins loin du foyer du collecteur. Deux types de cycles peuvent être utilisés en aval du récepteur : le cycle de Stirling ou le cycle de Brayton. Pour la filière à génération Stirling, le récepteur est une chaudière à gaz (hydrogène ou hélium) fonctionnant entre 600°C et 800°C. Plusieurs réalisations mettent en œuvre de telles chaudières à ouverture étroite (autorisée par le haut niveau de concentration de l'optique) et à surface d'échange généreuse, condition indispensable au transfert des calories des parois de réception du rayonnement vers le gaz, même si le coefficient d'échange convectif de ce dernier est d'un niveau exceptionnellement élevé pour du gaz à cause de sa haute pression et de sa grande

vitesse. Les plus classiques, qui sont aussi les plus au point, sont des chaudières à tubes métalliques de tout petit diamètre (typiquement : 3mm). Mais des recherches portant sur l'utilisation de caloducs au sodium sont en cours. Ils introduisent un fluide intermédiaire entre le soleil et le gaz du cycle mais autorisent une bien meilleure tolérance aux inégalités de température des différentes parties du récepteur en cas de moteur multi cylindres (ce qui est le cas général). Cette technique peut atteindre une efficacité du transfert de chaleur de 90% et elle est aujourd'hui considérée comme celle de l'avenir [8].

Il existe encore des réalisations expérimentales portant sur la mise au point d'une chaudière céramique « volumétrique » derrière un hublot en quartz. Cette solution sophistiquée est relativement facile à mettre en œuvre en petite taille et consiste à réchauffer le gaz par léchage d'une céramique poreuse et semi-transparente soumise au flux solaire, le tout se produisant dans l'enceinte étanche fermée par le hublot. On devrait y gagner une température de surface du récepteur abaissée, et donc des pertes diminuées. Malheureusement, ce principe, bien adapté à l'alimentation d'une turbine à gaz, ne l'est pas a priori à celle d'un générateur Stirling qui met en œuvre un gaz à très haute pression (couramment supérieure à 100 bars). Certains néanmoins ne désespèrent pas de parvenir à l'utiliser ici aussi[8].

Dans le cas des cycles de Brayton , une technologie semblable à celle des tours solaire est utilisée : le rayonnement solaire est absorbé par une substance poreuse, qui réchauffe l'air d'alimentation du cycle. Cette méthode offre un rendement de 80%.

III.1.5.1.4 L'Hybridation et le stockage:

Tout comme pour le capteur cylindro-parabolique, il est souvent économiquement préférable d'hybrider le système avec un système de combustion traditionnel. Un brûleur à gaz ou à pétrole est alors intégré au capteur parabolique, à proximité du récepteur. Sauf que la fonction de stockage n'est pas assurée.

III.1.6 Cycle de puissance :

Le système chargé de transformer la chaleur provenant de la radiation solaire en puissance mécanique est monté directement sur le capteur parabolique, à proximité de son foyer. Dans le cas contraire, le collecteur perdrait sa liberté de mouvement et ne pourrait plus poursuivre le soleil.

Le système doit donc être le plus compact possible, de manière à occulter un minimum de radiation solaire. Comme mentionné plus haut, deux solutions peuvent être utilisées :

a). Le cycle de Stirling :

Le rendement du cycle de Stirling idéal est égal au rendement de Carnot, puisque l'expansion et la compression sont isothermes. Cependant, de nombreuses irréversibilités existent dans le cycle qui réduisent ce rendement, particulièrement dans le régénérateur. Dans le cas des capteurs paraboliques, la source chaude se situe généralement à une température de 700°C et la source froide est assurée par l'air ambiant, brassé par un ventilateur à l'arrière du moteur (Figure I.9).

Le principal avantage du moteur Stirling est que son fluide de travail (hélium ou hydrogène à une pression de 200 bars) est totalement isolé de son environnement. Le transfert de chaleur s'effectue de façon externe, ce qui simplifie singulièrement la conception du système. Le rendement chaleur-électricité du moteur Stirling à ces températures atteint 40% [6].

b). Le Cycle de Brayton :

La compacité des turbines à gaz, en fait également un candidat très adapté aux capteurs paraboliques. Il n'existe cependant actuellement aucun exemple de capteur parabolique utilisant ce système, principalement à cause du design plus complexe et d'un

rendement inférieur. Les prédictions évaluent le rendement chaleur-électricité de la turbine à gaz pour le capteur parabolique à 30% [6].

III.1.6 .1 Capacités installés et projets du solaire thermodynamique :

La plupart des centrales thermodynamiques en activité sont en Italie et aux États-Unis, ces deux pays sont encore les seuls à commercialiser l'électricité produite par cette technologie. Aujourd'hui, grâce aux politiques incitatives qui se mettent en place dans plusieurs pays et à la coopération internationale ; des projets de centrales à concentration sont également en cours de construction en Italie, au Maroc et en Algérie pour une capacité totale d'environ 625 MW.

III.1.6 .2 Les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques :

Les capteurs cylindro-paraboliques constituent la première technologie à être exploitée de façon industrielle (entre les années 80 et 90) grâce à ces années d'expérience c'est aujourd'hui la technologie la plus mature. De gros efforts de recherche ont été faits pour tenter de réduire les coûts de constructions et d'améliorer les performances afin de produire de l'électricité à grande échelle :

a). Solar Energy Generating Systems (SEGS) :

Est la plus grande installation de production d'énergie solaire au monde, elle se compose de neuf centrales solaires dans le désert de Mojave en Californie. Les usines ont une puissance installée de 354 MW : SEGS I-II (44 MW) sont situés à Daggett, SEGS III-VII (150 MW) sont installées à Kramer Junction, et SEGS VIII-IX (160 MW) sont à Harper Lake. L'installation utilise la technologie des cylindro-paraboliques via 936384 miroirs couvrant plus de 6,5 km² avec en complément du gaz naturel, pour produire de l'électricité. 90 % de l'électricité est produite grâce à la lumière du soleil.



Figure III.8 : Vue des centrales solaires SEGS III-VII de Kramer Junction en Californie de puissance 30Mwchacune.

b). La centrale solaire d'Andasol :

C'est la plus puissante centrale solaire thermodynamique d'Europe, située près de Guadix en Andalousie(Espagne). La centrale a démarré en novembre 2008 génère une puissance-crête de 50 MWe (150 MW avec les extensions Andasol 2 et 3).

Le système utilise 625 collecteurs solaires occupant plus de 510000 m²de surface pour un fluide caloporteur constitué d'un mélange de sels fondus composés de 60 % de nitrate de sodium et de 40 % de nitrate de potassium atteignant une température de 400°C. Un circuit secondaire est utilisé pour le transfert la chaleur vers un générateur de vapeur haute pression. La vapeur produite est dirigée vers un groupe turbine + alternateur. L'installation est équipée d'une unité de stockage thermique qui absorbe une partie de la chaleur produite durant la journée afin de la restituer la nuit ou durant les périodes nuageuses suffisante pour actionner la turbine durant 7,5 heures à pleine charge.



Figure III.8 : Vue aérienne des centrale ANDASOL

c). La centrale électrique de Hassi R'mel :

Est une centrale électrique hybride algérienne, la première de ce type. L'installation construite près de Hassi R'Mel, a été inaugurée le 15 juillet 2011, combine une matrice de miroirs cylindro-paraboliques concentrant la puissance solaire de 30MW, sur une aire de 180000 m², en conjonction avec une centrale à turbines à gaz de 120 mégawatts de marque Siemens (SGT800), réduisant ainsi les émissions de CO₂, comparé à des centrales électriques traditionnelles. Deux autres centrales seront construites sur le même principe en 2013 :

- à l'est de l'Algérie, la centrale de **Maghaïr** dans la wilaya d'El Oued.
- à l'ouest, la centrale de **Naâma** dans la wilaya d'**EL-Bayad** [11].

III.1.6.3 Centrale de Kimberlinaest à collecteurs de Fresnel :

La centrale solaire de Kimberlinaest située à Bakersfield, en Californie a une puissance nominale de 5 MWe. Elle est la première installation solaire thermique commerciale construite par Areva Solar, anciennement Ausra. La centrale utilise des réflecteurs de Fresnel linéaire compacts pour générer de la vapeur surchauffée. Chaque système solaire de chauffage de l'eau dispose d'un groupe de 13 miroirs plats, étroits, qui, individuellement suivent et concentrent la chaleur du soleil sur les tuyaux aériens transportant de l'eau qui se transforme en vapeur. Cette dernière peut ensuite faire tourner une turbine pour produire de l'électricité ou être utilisée comme vapeur industrielle pour des procédés

alimentaires, pétroliers et de dessalement. La chaudière solaire de Kimberlina permet d'avoir actuellement de la vapeur surchauffée à **400°C**. La chaudière solaire de la prochaine génération en construction est conçue pour atteindre une température de **480°C**.

La chaudière solaire d'Areva est la première et la seule chaudière solaire certifiée par un S-Stamp de l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) [12].

III.1.6.4 Les centrales à collecteurs paraboliques :

Dès l'Antiquité, les Grecs utilisaient un miroir parabolique pour allumer la flamme des Jeux olympiques (776 av. J.-C.). En 1878, Augustin Mouchot met au point la première machine à vapeur fonctionnant avec un miroir parabolique, et depuis 30 ans de nombreux prototypes ont vu le jour :

a). Les capteurs paraboliques d'Odeillo:

Sur le site du Four Solaire à Odeillo (France), le CNRS a étudié les améliorations possibles du moteur Stirling pour la production d'électricité solaire. Cette dernière variante de l'expérimentation a fonctionné 700 heures avec un rendement allant jusqu'à 23% et une puissance de 15KW. Le rendement moyen de conversion sur la période janvier 2005 à juin 2005 a été de 19% [13].



Figure III.9 : Capteur parabolique d'EURO-DISH

Figure III.10 : Stirling Energie Systèmes

b). Les capteurs paraboliques d'Euro-dish:

Développé sur la Plate-forme solaire d'Almeria en Espagne est en cours d'essais sur plusieurs sites en Europe [13].

I.

c). Stirling Énergie Systems(SES) :

La centrale solaire des capteurs paraboliques développé par Stirling Energy Systems (SES) à Phoenix (Arizona) a une puissance de 25 kW. Cette centrale est l'aboutissement d'une vingtaine d'années de recherche et de développement. Ce modèle a été commercialisé en 2004 et le fabricant Schuff Steel prévoit une production de jusqu'à 50 par jour.

En 2005, SES a communiqué la signature d'un contrat avec l'entreprise "San Diego Gas & Electric (SDG&E)" dans le sud de la Californie pour la construction d'une centrale de 300 à 900 MW de puissance, soit de 12.000 à 36.000 capteurs paraboliques. Un autre contrat avec "Southern California Edison" prévoit la construction d'une centrale solaire de 500 MW (avec option d'augmentation à 850 MW) sur un terrain de 1850 hectares, à 110 km au nord-est de Los Angeles [13].

d). Les concentrateurs paraboliques SG3 et SG4 :

Le SG3, conçu par l'Université Nationale Australienne (ANU), était jusqu'en 2009 le plus gros concentrateur de ce type. C'est un miroir parabolique de 25 m de diamètre et de 400m²(Fig.1.13). Une chaudière placée au foyer produit de la vapeur à 500°C et 4,5 MPa destinée à alimenter une turbine de 50 kWe. Ce prototype a produit 60 MWh d'électricité entre 1996 et 2000.

Désormais disponible sur le marché, une installation commerciale de ce type serait composée de plusieurs concentrateurs (une vingtaine) pour une seule turbine de plus grosse taille. Depuis 2009 le plus gros concentrateur parabolique au monde est le nouveau prototype SG4 2 avec une surface de 500m² [5].

CALCULS ET DISCUSSION DES RESULTATS DES SIMULATIONS

Dans ce chapitre nous allons présenter les résultats de calculs des simulations de calcul des différents types de rayonnement solaires

Direct, diffus et global

IV.1 CAPTEURS THERMIQUES PLANS

Résultats de la simulation numérique

L'objectif de ce chapitre est de calculer l'énergie solaire incidente sur un plan incliné - exemple cas d'un capteur plan- l'ensemble de rayonnement globale et diffus 'Sol-lagouatGRS' (simulation globale du rayonnement solaire), ce programme étant écrit en

fortran

La simulation du fonctionnement du système par le programme :

Dans le cadre de la simulation numérique du fonctionnement du système, nous nous sommes fixés quatre objectifs :

1. Calcul rayonnement direct.
2. Calcul rayonnement diffus.
3. Calcul rayonnement global.
4. Calcul température de sortie du capteur sur un plan incliné

Le programme de calcul est composé de trois parties :

- Introduction des données.
- Le calcul.
- L'exploitation des résultats et leurs affichages sous forme de graphes en utilisant le Logiciel de dessin TECPLOT.

Première partie :

L'introduction des données :

Deuxième partie :

Le calcul, il comporte les étapes suivantes :

- L'Angle horaire du soleil.
- La déclinaison de la terre.
- La hauteur du soleil.
- Facteur trouble de jour clair.
- Rayonnement direct.
- Rayonnement diffus.
- Rayonnement global.

Troisième partie :

L'affichage des résultats et le traçage des graphes.

IV.1.1 RESULTATS et DISCUSSION

Ces résultats relatifs à la ville de Laghouat en adoptent les données suivantes :

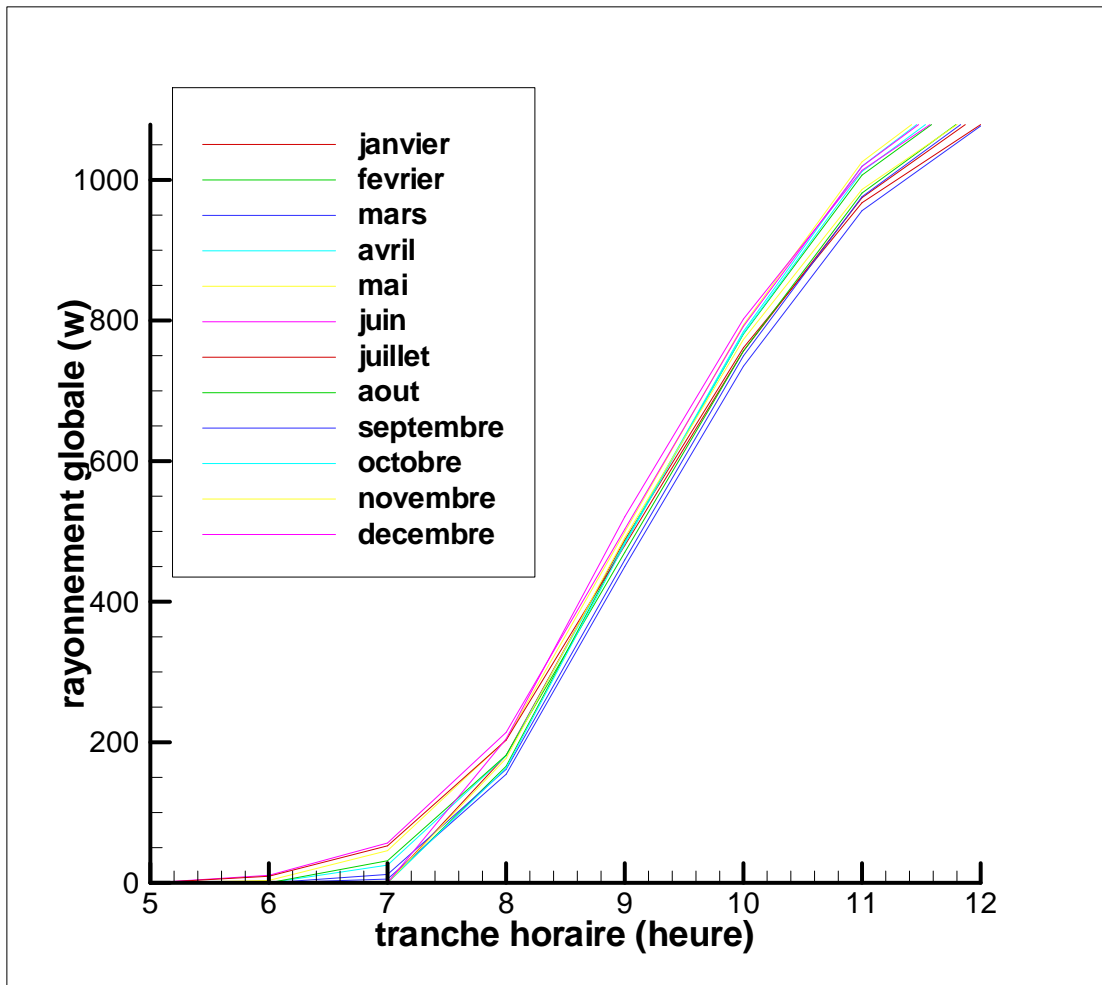
Latitude= 0.583 rad.- L'altitude =767 m- L'albédo=0.2.-Longitude=0.04.-Alfa=0.785 .

Variation du rayonnement global en W/m² par tranche horaire pour chaque jour type des douze mois de l'année								
Tranches Horaire	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
Mois								
Janvier	0	0	0	181.35	487.	761.29	967.6	1078.6
Juin	0	10.	56.	213.	502.	791.	1019.	1143.9

TableauIV.1 Variation du rayonnement global en W/m² par tranche horaire pour chaque jour type des deux mois JANVIER et JUIN

Pour obtenir une validation du rayonnement solaire, nous allons confronter quelques valeurs; par ciel clair, du rayonnement solaire fournies par la station radiométriques de la ville de LAGHOUAT par tranche horaires limité 4-12 , avec des valeurs, sur plan horizontal et sur plan incliné, délivrées par **le logiciel de calcul (élaboré localement au département de mécanique) qu'on a complété et exploité (En TP7,en F90, et en MATLAB10)**

.Dans ce travail, une modélisation du rayonnement solaire est réalisée. En utilisant des équations propres pour la détermination des paramètres géométriques (déclinaison solaire, angle horaire, hauteur du soleil, azimut et angle d'incidence) et des paramètres atmosphériques (masse, épaisseur optique de l'atmosphère et facteur de trouble). Et on a noté les résultats dans le tableau suivant :



FigureIV.1 Variation du rayonnement global en W/m^2 par tranche horaire pour chaque jour type des douze mois de l'année

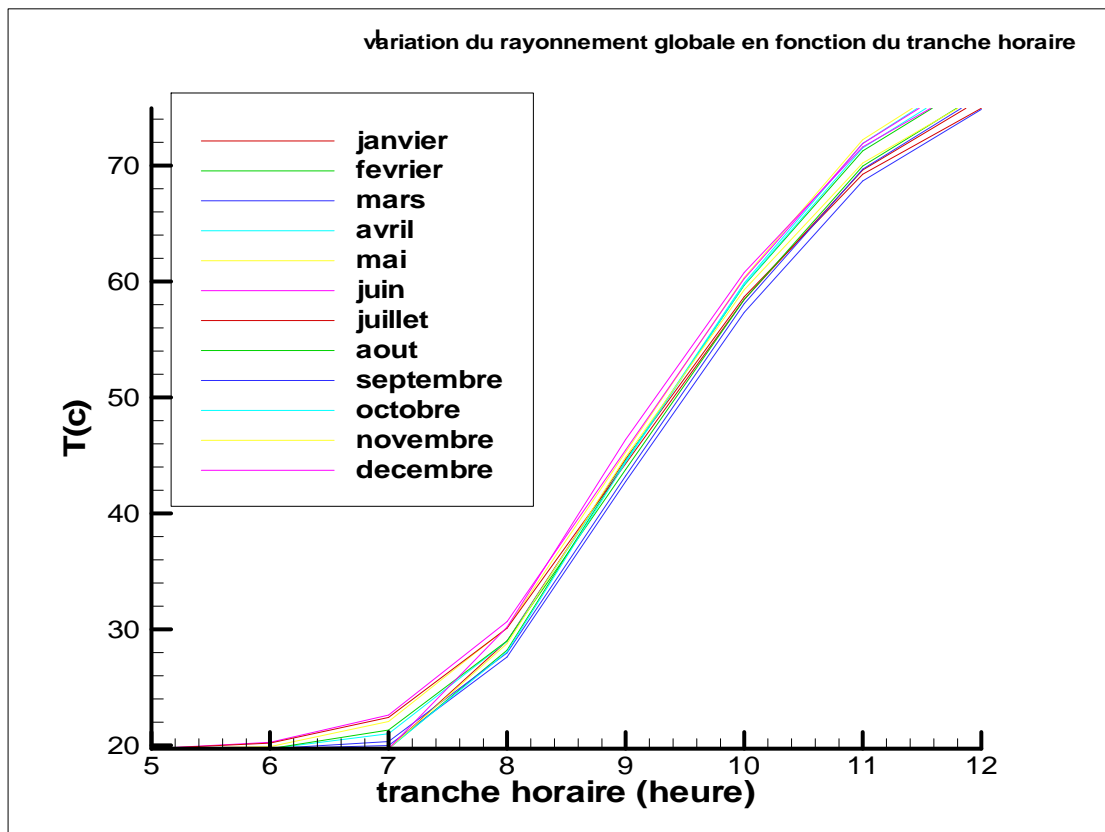
à partir de la figure de la variations de rayonnement globale en fonction des tranches horaires on remarque que en début de matinée le rayonnement solaire est nul car à cette période (4-5) le soleil ne s'est pas encore lever pour tous les mois d'année, et de 5 à 6 , le lever du soleil commence tres tot le matin pour les trois mois (mai, juin, juillet),et après cette période il reste les 5 mois (janvier, février, octobre, novembre, décembre) le lever du soleil s'attarde..

La température de sortie d'un capteur solaire est relatif à au rayonnement globale, quand il y a un bon ensoleillement il y a une grande température.

Le tableau suivant indique les valeurs de température de sortie de l'eau chaude du capteur correspondant au mois de JANVIER et le mois de JUIN.

Tranches Horaire							
	4-5	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
Mois							
Janvier	27.12	27.12	27.12	36.40	44.09	52.09	65.65
Juin	27.12	27.67	30.02	38.07	52.87	67.65	79.30

Tableau-IV.2 : Variation de la température de sortie de l'eau du capteur en C par tranche horaire pour chaque jour type des douze mois de l'année



FigureIV..2 Variation de la température de sortie de l'eau du capteur en C par tranche horaire pour chaque jour type des douze mois de l'année

L'utilisation de l'énergie solaire est donc bien adaptée aux applications dont les besoins coïncident avec les heures d'ensoleillement maximum. Dans la plupart des cas, il existe un décalage qui nécessite un stockage pour satisfaire les besoins de la période de non-ensoleillement : ballon d'eau chaude associée à un capteur solaire pour les besoins en eau chaude en début de matinée, château d'eau associé à une pompe solaire pour les besoins nocturnes en eau.

Pour un seul capteur la température de sortie de l'eau chaude dépend :

- du rayonnement incident
- du bon calorifugeage
- et du débit d'eau circulant dans le capteur à noter que l'augmentation du débit peut réduire la température de sortie de l'eau chaude et la diminution du débit peut contribuer à la l'augmentation de la température de sortie , mais le transfert de chaleur sera affecté par ce débit.
- Donc il faut trouver un compromis entre le dédit d'eau chaude et la température de sortie du capteur, si on cherche un grand débit et une température de sortie modérée il faut résoudre ce problème par le montage de l'ensemble des capteurs thermiques du champs qui est le montage en parallèle, par contre le montage en série peu causer une augmentation de la température de sortie dépassant les 100°C que l'installation ne peut pas supporter à cause de l'augmentation de la pression.

Production de l'eau chaude différent systèmes avec systèmes de régulation et système de stockage.

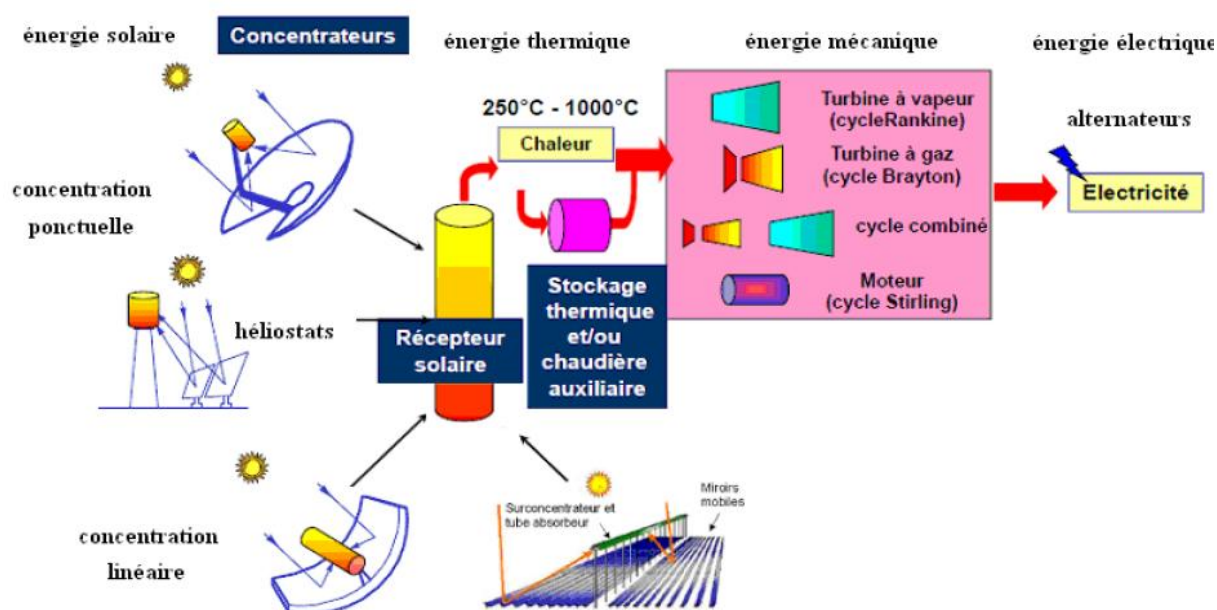


Figure IV.3 Schéma des différents procédés de conversion de l'énergie solaire

Mois	Numéro du Jour	Jour d'ensoleillement Moyen		
		Date	Numéro du jour dans l'année	Déclinaison du soleil δ (deg.)
Janvier	i	17	17	-20.92
Février	$31 + i$	16	47	-12.95
Mars	$59 + i$	16	75	-2.42
Avril	$90 + i$	15	105	9.41
Mai	$120 + i$	15	135	18.79
Juin	$151 + i$	11	162	23.09
Juillet	$181 + i$	17	198	21.18
Aout	$212 + i$	16	228	13.45
Septembre	$243 + i$	15	258	2.22
Octobre	$273 + i$	15	288	-9.66
Novembre	$304 + i$	14	318	-18.91
Décembre	$334 + i$	10	344	-23.05

Tableau-IV.2 : Numéro du jour d'ensoleillement Moyen dans l'année recommandé pour les calculs du rayonnement (Global Diffus et Absorbe)

IV.2 Les concentrateurs paraboliques

Dans ce qui suit on va essayer de faire les calculs du champ de concentrateurs cylindro parabolique d'une centrale thermique de production de l'électricité fonctionnant par l'énergie solaire utilisant comme source d'appoint la combustion du gaz naturel pour chauffer l'eau dans une chaudière, cette centrale fonctionne comme suit :

1. Chauffer l'huile minérale dans un circuit fermé jusqu'à la température de 300 °C.
2. Stocker la chaleur dans des bacs de sels fondus
3. Echanger la chaleur entre l'eau et l'huile, température de sortie de l'eau $T_{S1_{eau}}=280^{\circ}\text{C}$.
4. Surchauffer la vapeur d'eau jusqu'à la température $T_{sur} = 600^{\circ}\text{C}$ dans une chaudière.
5. On détend la vapeur surchauffée dans la turbine pour produire de l'électricité à l'aide d'une génératrice.
6. La vapeur détendue sera condensée dans un condenseur.
7. L'eau sera ensuite conduite vers un dégazeur pour séparer la vapeur et l'eau ; la vapeur collectée sera détendue dans la turbine BP, et l'eau sera injectée dans l'échangeur eau- huile

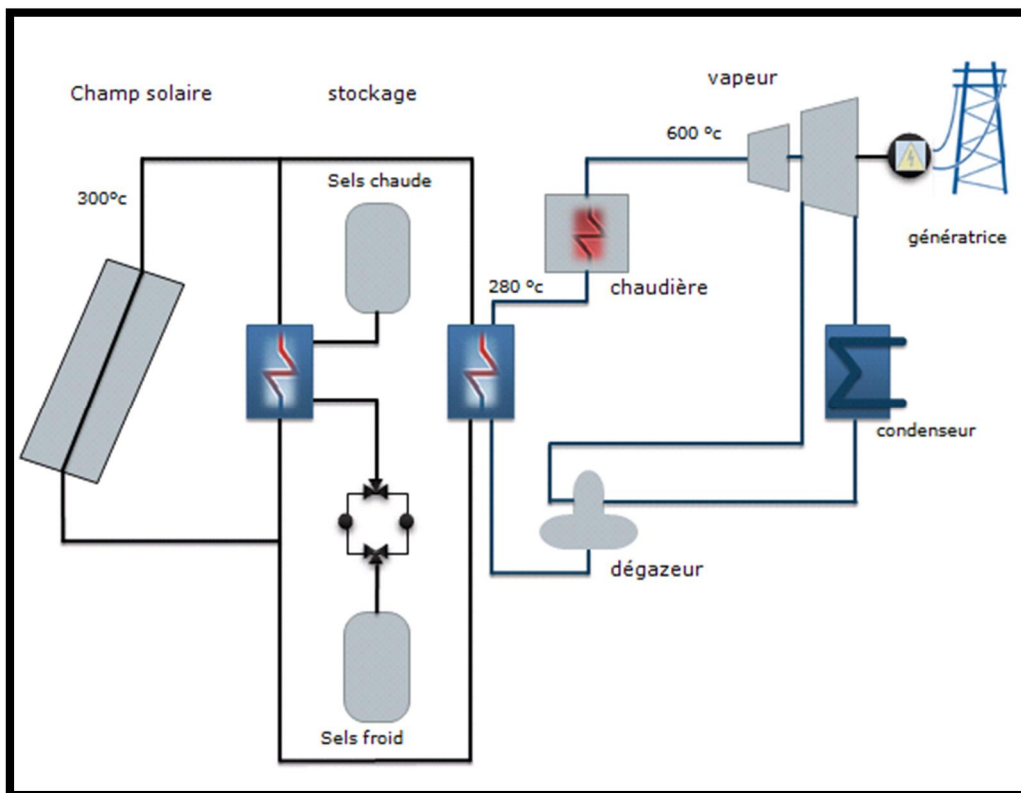


Figure IV.4. Schéma de la centrale thermique hybride étudié

IV.2.1 Calcul du concentrateur

Tranche horaire	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
janvier	0	0	0	53.61	213.11	361.00	468.97	526.26
Juin	0	67.00	266.54	480.47	675.17	835.38	948.93	1008.7

Tableau-IV.3 : Rayonnement direct : en W/m^2

Tranche horaire	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
janvier	0	0	0	1.81	12.19	26.10	38.80	46.15
Juin	0	2.17	13.50	31.70	55.73	82.68	107.42	121.92

Tableau-IV.4 : Rayonnement diffus : en W/m^2

Tranche horaire	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
janvier	0	0	0	55.41	225.29	387.11	507.77	572.41
Juin	0	69.17	280.03	512.17	730.89	918.07	1056.34	1130.61

Tableau-IV.5 : Rayonnement global : en W/m^2

Tranche horaire	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
janvier	0	0	0	34.04	138.43	237.86	312.00	351.71
Juin	0	42.50	172.06	314.70	449.09	564.11	649.07	694.70

Tableau-IV.6 La radiation absorbée : en W/m^2

Tranche horaire	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
janvier	-276	-276	-276	2124	9482	16491	21717	24516
Juin	-276	2720	11853	21907	31381	39489	45477	48694

Tableau-IV.7 La puissance utile : en W/m^2

Tranche horaire	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
janvier	19.66	19.66	19.66	22.6061	31.6344	40.23	46.64	50.08
juin	19.66	23.33	34.54	46.87	58.50	68.45	75.80	79.74

Tableau-IV.8 : La température de sortie dans le premier panneau (Ts1) : en °C

Tranche horaire	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
janvier	19.32	19.32	19.32	25.21	43.26	60.46	73.29	80.16
juin	19.32	26.67	49.08	73.75	97.00	116.90	131.60	139.49

Tableau-IV.9 : La température de sortie dans le deuxième panneau (Ts2) : en °C

Tranche horaire	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
Janvier	18.98	18.98	18.98	27.81	54.90	80.70	99.93	110.24
Juin	18.98	30.01	63.63	100.63	135.51	165.35	187.40	199.24

Tableau-IV.10 : La température de sortie dans le troisième panneau (Ts3) : en °C

Tranche horaire	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
Janvier	18.64	18.64	18.64	30.42	66.53	100.93	126.58	140.32
Juin	18.64	33.34	78.17	127.51	174.01	213.81	243.20	258.98

Tableau-IV.11 : La température de sortie dans le quatrième panneau (Ts4) : en °C

Tranche horaire	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
Janvier	18.30	18.30	18.30	33.03	78.17	121.17	153.23	170.40
Juin	18.30	36.68	92.71	154.39	212.52	262.26	299.00	318.73

Tableau-IV.12 : La température de sortie dans le cinquième panneau (T_{s5}) : en °C**Problème :**

En hiver la température dans le cinquième panneau augment jusqu'à 170.4°C

Et en été la température 318.73°C

Solution

D'après les calculs :

En hiver nous avons besoin de 10 capteur pour augment la température jusqu'à (280-300) °C par contre en 'été nous n'avons besoin que de cinq (5) capteur pour ce problème nous avons tracé cette installation de champ solaire

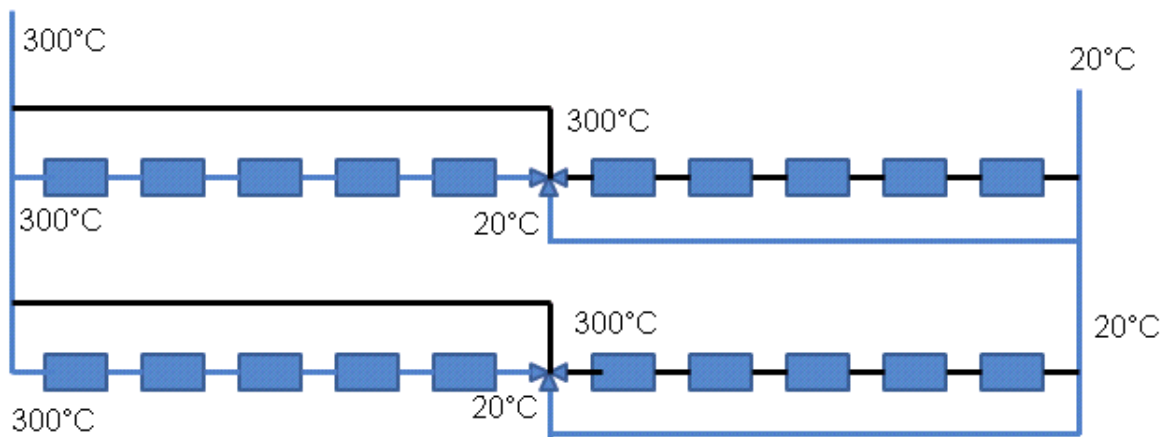


Figure IV.4 : Schéma des deux premiers rangs du champ de concentrateurs lors du fonctionnement de l'installation en été

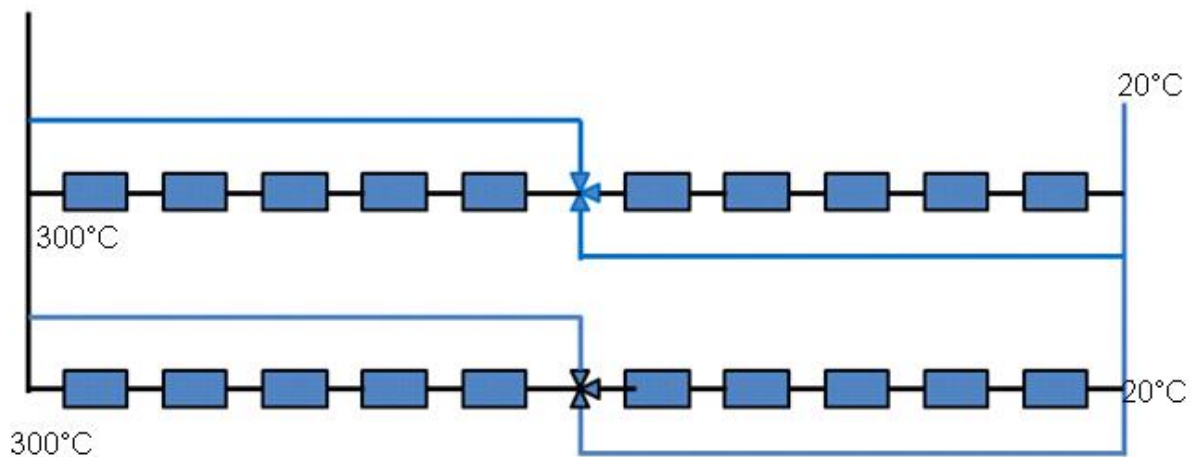


Figure IV.5 : Schéma des deux premiers rangs du champ de concentrateurs lors du fonctionnement de l'installation en **hiver**

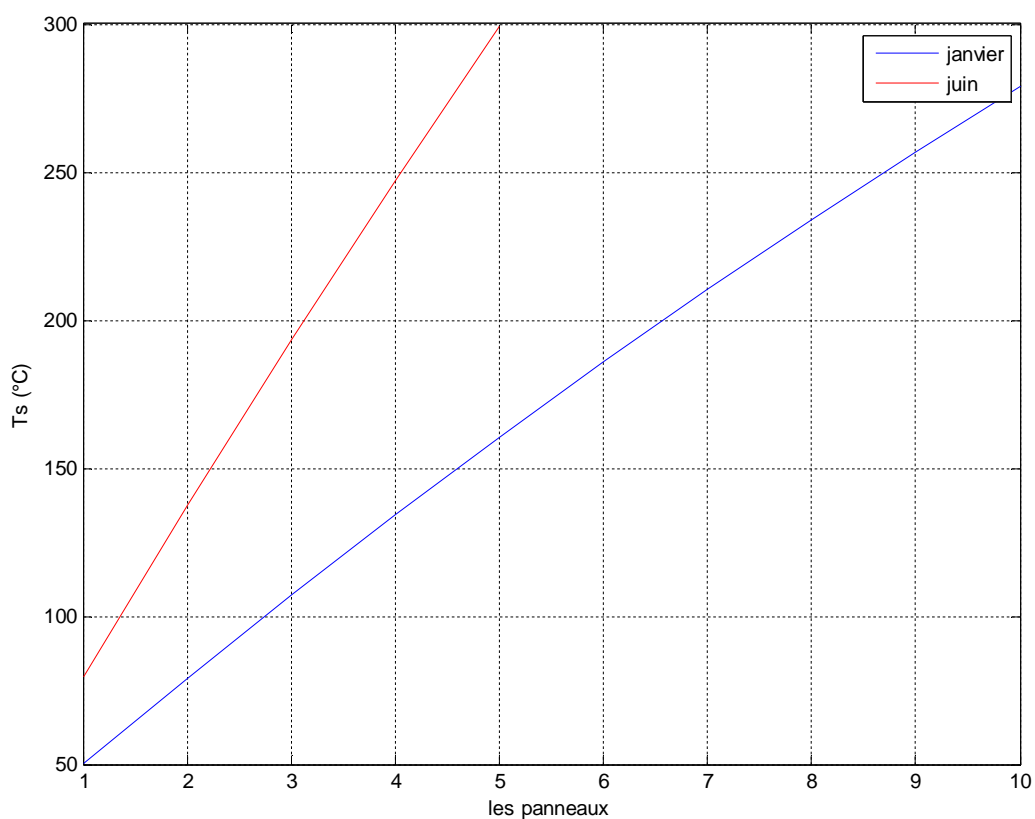


Figure IV.6 : La température de sortie dans chaque panneau

La figure IV.6 représente l'évolution de la température de sortie du premier rang de concentrateurs durant les mois de Juin (en rouge) et Janvier (en bleu), on remarque que la température de sortie augmente progressivement à la sortie de chaque concentrateur jusqu'à ce qu'elle atteigne la température de sortie voulue que se soit en été ou en hiver.

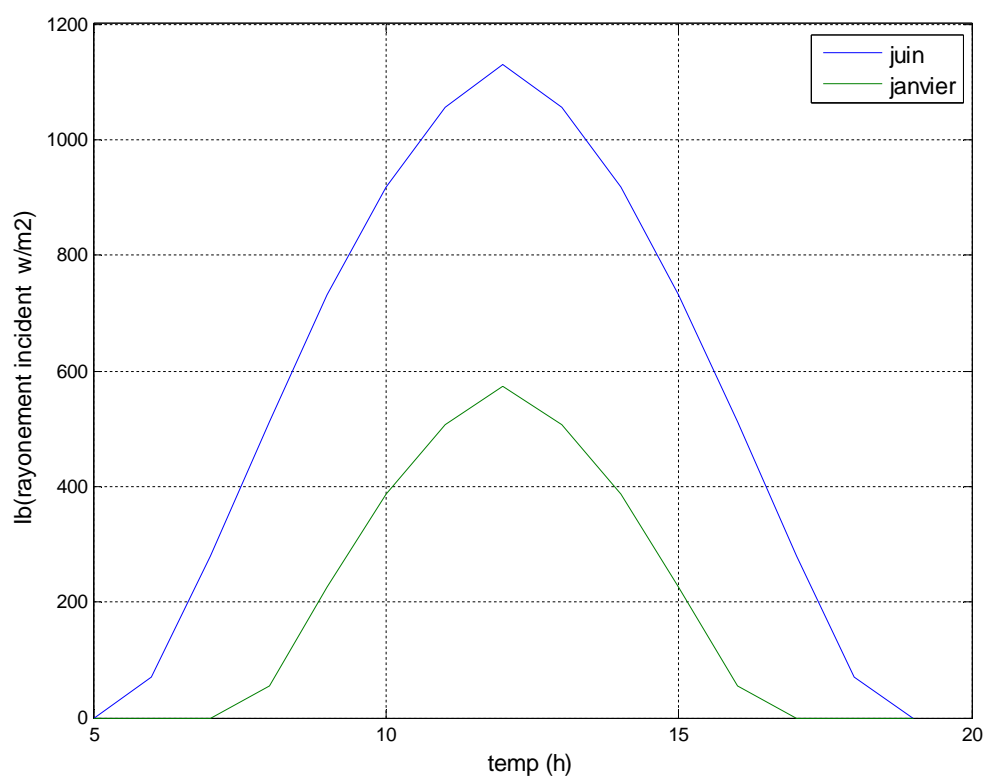


Figure IV.7 :.le rayonnement incident en fonction de temps

Figure IV.7 représente l'évolution du rayonnement incident sur une surface inclinée en fonction du temps en heures (période d'ensoleillement du lever du soleil jusqu'au coucher du soleil), on remarque que le rayonnement augmente progressivement jusqu'à ce qu'il atteigne sa valeur maximale à midi temps solaire vrai que se soit en été ou en hiver.

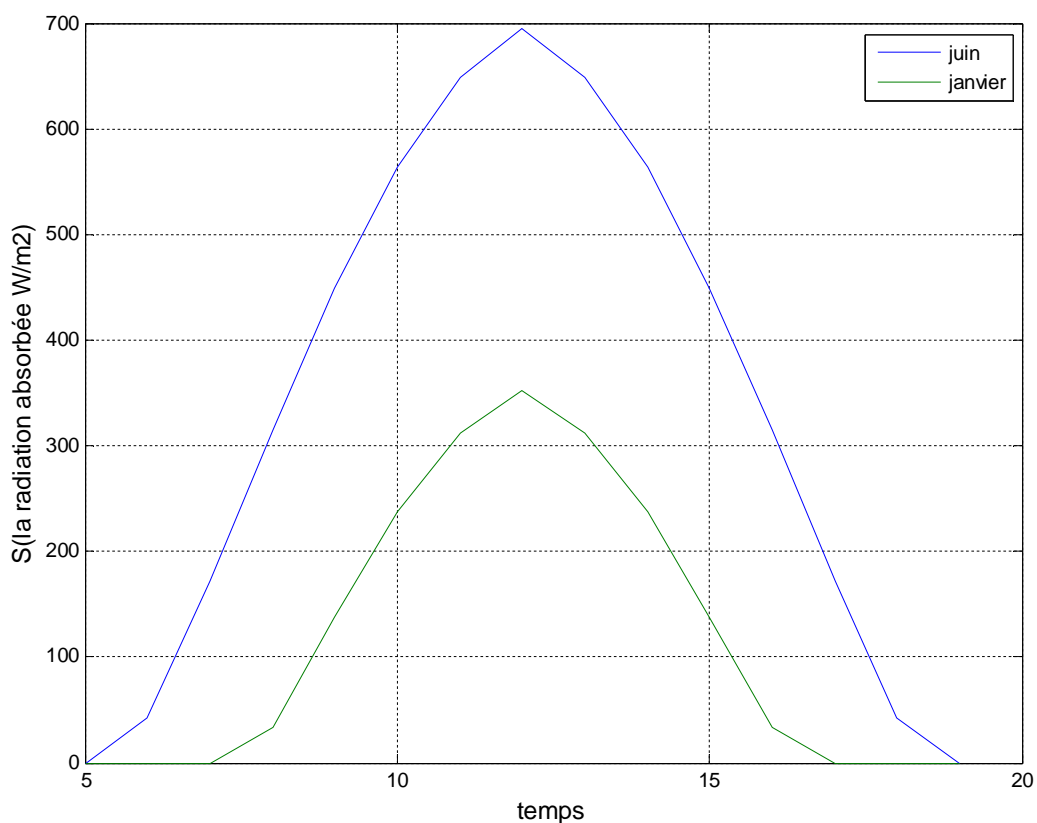


Figure IV.8 : la radiation absorbée en fonction de temps

Figure IV.8 représente l'évolution de la radiation absorbée par l'absorbeur du concentrateur en fonction du temps en heures (période d'ensoleillement du lever du soleil jusqu'au coucher du soleil), on remarque que la radiation absorbée augmente progressivement jusqu'à ce qu'elle atteigne sa valeur maximale à midi temps solaire vrai que se soit en été ou en hiver.

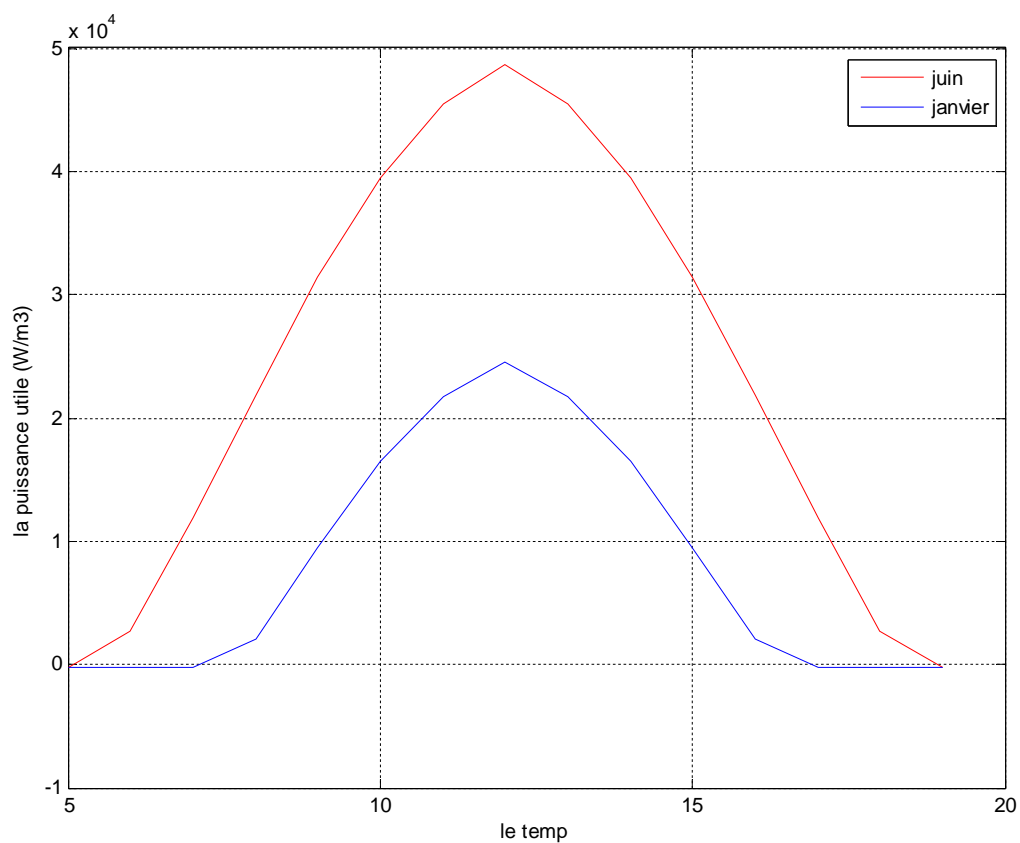


Figure IV.9 : La puissance utile en fonction de temps

La Figure IV.9 représente l'évolution de la puissance utile du concentrateur en fonction du temps en heures (période d'ensoleillement du lever du soleil jusqu'au coucher du soleil), on remarque que la puissance utile augmente progressivement jusqu'à ce qu'elle atteigne sa valeur maximale à midi temps solaire vrai que se soit en été ou en hiver.

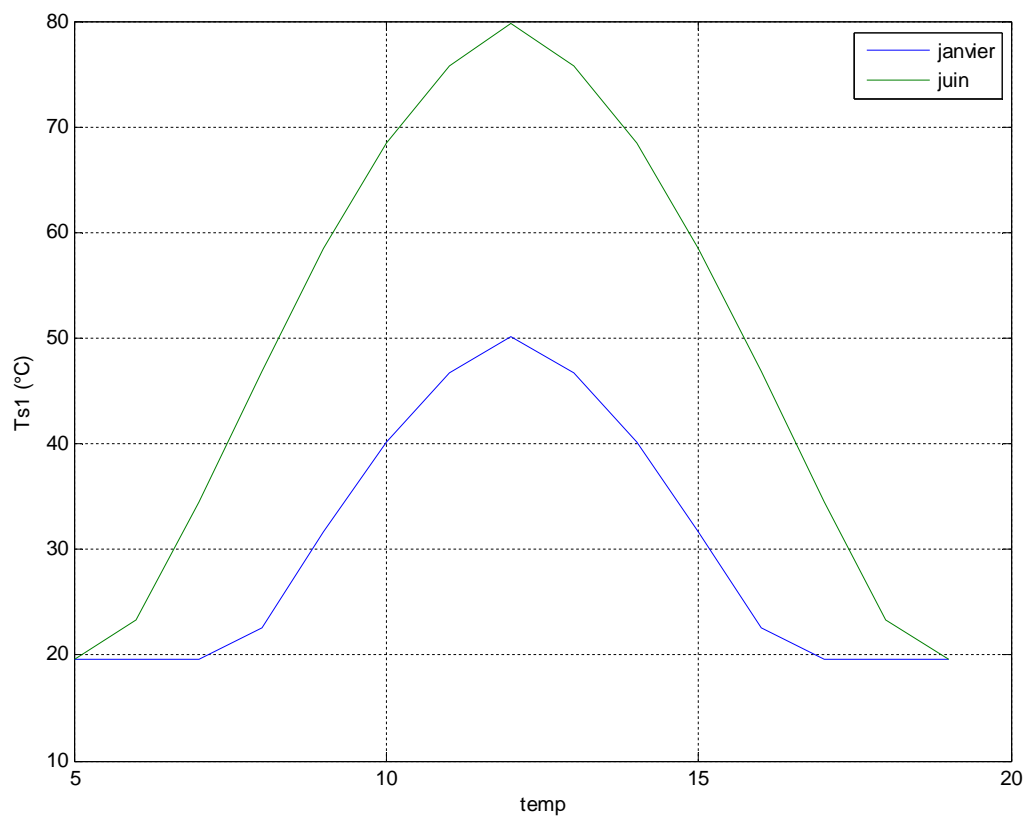


Figure.IV.10 : La température de sortie en fonction de temps dans le premier panneau

La figure IIV.4 représente l'évolution de la température de sortie de l'huile du premier concentrateur de la première rangée des concentrateurs en fonction du temps en heures (période d'ensoleillement du lever du soleil jusqu'au coucher du soleil), on remarque que la température augmente progressivement jusqu'à ce qu'elle atteigne sa valeur maximale à midi temps solaire vrai que se soit en été ou en hiver.

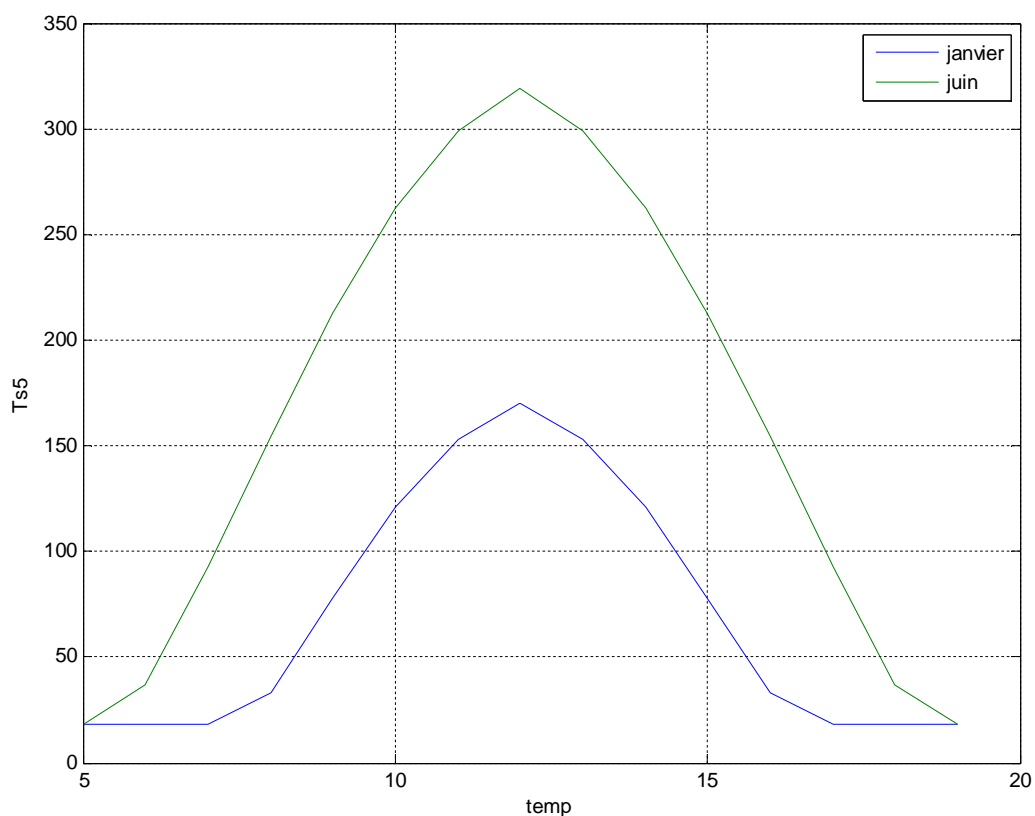


Figure.IV.11 : la température de sortie en fonction de temps dans le cinquième panneau

La figure Figure.IV.11 : représente l'évolution de la température de sortie de l'huile du cinquième concentrateur de la première rangée des concentrateurs en fonction du temps en heures (période d'ensoleillement du lever du soleil jusqu'au coucher du soleil), on remarque que la température augmente progressivement jusqu'à ce qu'elle atteigne sa valeur maximale à midi temps solaire vrai que se soit en été ou en hiver.

CONCLUSION GENERALE

Lors de cette étude nous avons essayé de calculer par simulation numérique tous les paramètres relatifs au rayonnement solaire incident sur une surface quelconque en prenant en considération un jour d'ensoleillement moyen adopté dans tous les calculs du solaire ainsi que le paramètre Albedo, et la fraction d'insolation mensuelle de chaque mois de l'année (Valeurs statistiques) ces rayonnement calculés nous ont permis de calculer la température de sortie de l'eau chaude sous forme liquide ou vapeur selon le type de capteur exploité pour en chauffer l'eau.

Pour les capteurs thermiques plans il est possible d'atteindre des températures de sortie allant jusqu'à 80°C on ne peut dépasser cette température car l'installation ne peut supporter des températures qui dépassent les 100°C à cause l'élévation de la pression et les conduites ne sont pas conçues pour les hautes pressions, d'où les capteurs thermiques plans trouvent des applications dans l'usage domestique de l'eau chaude, les hôtels, les restaurants les buanderies, les piscines....

Par contre l'exploitation des concentrateurs paraboliques nous permet d'atteindre des températures dépassant les 400°C, ce qui permet d'avoir de la vapeur surchauffée ou sèche qu'on peut l'exploiter pour en produire de l'électricité (dans ce cas-là on utilise de l'huile comme fluide caloporteur pour des raisons de sécurité de l'installation et pour milieu de stockage des bains de sel fondu)

Donc l'exploitation de la conversion du rayonnement solaire incident en énergie thermique selon le type de champs de capteurs (plans ou cylindro-parabolique) nous permet d'avoir de l'eau chaude dont la température est inférieure à 80°C ou de la vapeur d'eau pouvant atteindre ou même dépasser les températures de 400°C, d'où selon le besoin et l'application il est toujours possibles de concevoir de tels installations qui peuvent répondre à nos besoins énergétiques et ceci grâce à l'astuce du montage du champs des capteurs (en série , en parallèle ou en montage mixte série /parallèle)

Ce type d'installation contribue à la réduction de la consommation des combustibles ainsi que la réduction des émissions des polluants issues de la

combustion, il est possible de réduire la consommation du combustible d'une valeur pouvant atteindre 15%

C'est grâce à l'outils informatique (modélisation, simulation et calculs) que nous sommes arrivées à ces résultats en exploitant le programme local de calcul écrit en (version 1 :TP7, version 2 : en F90 ,et la version : en MATLAB) .

Perspectives :

Il est possible de faire la continuité de cette étude par l'élaboration d'un outil numérique de simulation qui pourrait faire tous les calculs détaillés d'une installation solaire, et de faire aussi le calcul détaillé du système de stockage et de récupération de la chaleur en l'absence du soleil.

☐ RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. Duffie, J.A., & Beckman, W.A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (4th ed.). Wiley.
2. Kalogirou, S. (2009). *Solar Energy Engineering: Processes and Systems* (2nd ed.). Academic Press.
3. Goswami, D.Y., Kreith, F., & Kreider, J.F. (2000). *Principles of Solar Engineering* (2nd ed.). Taylor & Francis.
4. H. Gernot, (2005). *Solar Thermal Systems: Successful Planning and Construction*. Solarpraxis.
5. E. Lorenzo, (1992). *Solar Electricity: Engineering of Photovoltaic Systems*. Progensa.
6. Meteonorm. (2020). *Global Meteorological Database for Solar Energy and Applied Climatology* – www.meteonorm.com
7. Erbs, D.G., Klein, S.A., & Duffie, J.A. (1982). *Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation*. *Solar Energy*, 28(4), 293–302.
8. Iqbal, M. (1983). *An Introduction to Solar Radiation*. Academic Press.
9. Page, J.K. (1986). *The estimation of solar radiation*. In *Solar Energy R&D in the European Community: Volume I* (pp. 61–97). D. Reidel Publishing Company.
10. ASHRAE (2005). *Handbook of Fundamentals*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.

ANNEXE A 0

Modèles Analytiques du Rayonnement solaire au niveau du sol

Introduction

Le rayonnement solaire après sa traversée de l'atmosphère est considéré comme la somme de deux composantes Directe et Diffus.

Les formules d'évaluation des composantes du rayonnement solaire incident Direct et Diffus, présentées dans ce qui suit sont données par PERIN de BRICHABAUT. Elles sont appliquées correctement dans les parties du monde sauf pour celles où l'atmosphère est trop chargée de poussière.

Pour l'Algérie les vérifications ont montré la validité de ces formules.

On présente aussi quelques modèles simplifiés pour l'évaluation rapide de la puissance et l'énergie solaire sur un plan horizontal pour un jour clair.

Pour l'évaluation de l'énergie sur un plan incliné on présente le modèle de LUI JORDAN.

Figure (III-1) : composantes du rayonnement solaire au niveau du sol.

Modèles d'évaluation des composantes du rayonnement solaire reçue au sol

D'après le modèle de PERIN DE BRICHABAUT qui se base sur l'emploi du facteur de trouble total de LINK, le rayonnement Global est composé du rayonnement Direct et du rayonnement Diffus.

Le diffus est lui-même décomposé en :

- Diffus provenant du ciel
- Diffus provenant du sol
- Diffus provenant de la rétro diffusion

3-1) Rayonnement Direct

Pour un plan récepteur normal aux rayons solaires, le rayonnement direct est donné par la formule :

$$s_n = g_n^e \exp(-k_0 m T) \quad (A0.1)$$

Avec :

$$g_n^e = 1367 \left[1 + 0,034 \cos\left(\frac{2\pi(N-2)}{365}\right) \right] \quad (A0.2)$$

g_n^e : rayonnement solaire hors atmosphère :

$$k_0 : \text{coefficient d'atténuation} : k_0 = [9,4 + 0,9 m]^{-1} \quad (A0.3)$$

$$m : \text{masse atmosphérique} ; m = 0,89z/\sin(h) \quad (A0.4)$$

$$T : \text{facteur de trouble total} : T = T^* + \Delta T \quad (A0.5)$$

h : hauteur du soleil

Pour un plan de réception quelconque (α, γ) avec (i) étant l'angle d'incidence, la puissance du rayonnement direct incident est :

$$s = s_n \cos(i)$$

$$s = g_n^e \cos i \exp\left(-\frac{T}{0,9 + \frac{9,4}{(0,89)^2} \sin h}\right)$$

D'où

(A0.6)

Sur un plan de réception tourné vers le sud ($\alpha = 0$) on a :

$$\cos i = \cos(\delta) \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\phi - \beta) \cdot \sin(\delta) \quad (A0.7)$$

Sur le plan horizontal ($\beta = 0$) on a : $\cos(i) = \sin(h)$

D'où :

$$s_{\perp} = g_n^e \sin h \exp\left(-\frac{T}{0,9 + \frac{9,4}{(0,89)^2} \sin h}\right)$$

(A0.8)

3-2) rayonnement diffus

Le rayonnement diffus est composé de trois parties

$$d = d_1 + d_2 + d_3 \quad (A0.9)$$

Avec :

d_1 diffus du ciel

d_2 diffus du sol

d_3 diffus rétro diffusé

3-2) diffus du ciel

Le rayonnement diffus incident en provenance du ciel d_1 est donné par :

$$d_1 = d_d \cos i + d_i \left(\frac{1 + \sin \gamma}{2}\right) + d_h \cos \gamma \quad (A0.10)$$

Avec :

- d_d composante directe ou circumpolaire : elle provient du voisinage du soleil
- d_i composante isotrope : elle correspond à un ciel de luminance uniforme
- d_h composante du cercle de l'horizon : elle est associée à une accumulation d'aérosols dans les basses couches atmosphériques.

Les formules donnant les composantes d_d , d_i et d_h sont :

$$d_d \begin{cases} d_d = g_n^e \cdot \exp[-2,48 + \sin(h) + a - \sqrt{4b^2 + a^2}] \\ \text{avec } b = \text{Log}T' - 2,28 - 0,50\text{Log}(\sin h) \\ a = 3,1 - 0,4b \\ T' = T_1 + T_2 \end{cases} \quad (A0.11)$$

$$d_i \begin{cases} d_i = d_- - d_d \cdot \sin h \\ d_- = g_e^n \exp[-1 + 1,06 \operatorname{Log}(\sin h) + a - \sqrt{b^2 + a^2}] \\ \text{avec: } b = \operatorname{Log}T' - 2,80 + 1,02(1 - \sin h)^2 \\ a = 1,1 \end{cases} \quad (\text{A0.12})$$

$$d_n \begin{cases} d_n = g_n^e \frac{-0,02a}{a^2 + a \cdot b + 1,8} \exp(\sin h) \\ \text{avec: } b = \exp[0,2 + 1,75 \operatorname{Log}(\sin h)] \\ a = \operatorname{Log}T' - 3,1 - \operatorname{Log}(\sin h) \end{cases} \quad (\text{A0.13})$$

3-2-2) diffus du sol

Le sol est caractérisé par son coefficient de réflexion ρ appelé albédo ; c'est le rapport de l'énergie solaire réfléchiée par une surface sur l'énergie solaire incidente.

On utilise une échelle graduée de 0 à 1, avec 0 correspond au noir, pour un corps sans aucune réflexion et 1 au miroir parfait, pour un corps diffusant dans toutes les directions et n'absorbant rien du rayonnement électromagnétique visible qu'il reçoit. Les valeurs de l'albédo pour différents types de surfaces sont données par le tableau suivant :

Valeurs de l'albédo pour le rayonnement solaire global	
Type de surface	Albédo de 0.0 à 1.0
TERRE -Planète-	0.20 à 0.60
SOL.	
Couverture de neige fraîche	0,80 à 0.90
Couverture de neige tassée et vieillie	0,5 0 à 0,70
Terre cultivée nue	0,08 à 0,25
Prairie et herbages verts	0,12 à 0,25
Terre sableuse	0,1 S à 0,25
Sable clair, sec ou mouillé	0,25 à 0,45
Forêts d'arbres. à feuilles caduques en été	0,10 à 0,20
Forêts d'arbres à feuillage persistant en été	0,05 à 0,15
Forêt et neige	0,25 à 0,50
Herbe et végéta don sèche	0.2 8 à 0,33
ETENDUES D'EAU <MERS, LACS)	
Eau parfaitement calme, $h > 30^\circ$	0,0,6 à 0,02
Eau parfaitement calme $< 10^\circ$	0,3 5 à 0,6
Mers et océans, $h > 3 0^\circ$	0,02 à 0,05

Mers- et océans, $h < 10^\circ$	0,02 à 0,20
Vaste surface glacées	0,25 à 0,40
MATERIAUX DIVERS	
Argent poli	0,94
Argent oxydé	0,50
Aluminium poli	0,97
Aluminium oxydé	0,85
Béton	0,50
Charbon	0,15
Graviers	0,25
Asphalte	0,18
Chaux blanche	0,75
Papier blanc	0,85
Peintures blanches	0,90
Peintures noires mates	0,07
Verre à vitres	0,10
Plâtre blanc sec	0,90
Fibrociment	0,20
NUAGES	
Stratiformes	0,40 à 0,75
Cumuliformes	0,60 à 0,85

Tableau A0-1 Valeurs de l'albédo pour le rayonnement solaire global

Le diffus du sol est donné par la formule suivante :

$$d_2 = d_a \frac{1 - \sin \gamma}{2} \quad (A0.14)$$

d_a composante due à l'albédo. C'est le produit du coefficient de réflexion du sol par la valeur du rayonnement global incident sur le sol sur un plan horizontal :

$$d_a = \bar{\rho} \cdot g \quad (A0.15)$$

$$= \bar{\rho} \cdot [s + d]$$

Avec les expressions de s et d donnés ci-dessus.

3 2-3) diffusions rétro diffusées

Le diffus du sol est rétro diffusé c'est-à-dire qu'une partie est diffusée à nouveau par le ciel vers le sol d_3 c'est la composante due à la rétro diffusion.

$$d_3 = d_r \cdot \frac{1 + \sin \gamma}{2} \quad (A0.16)$$

Avec : $d_r = 0,9 (\bar{\rho} - 0,2) g \exp\left(\frac{-4}{\sqrt{T}}\right)$

La puissance du rayonnement global incident à un instant donné sur un plan quelconque (α, γ)

$$g = s + d$$

Avec:

$$s : \text{direct} \quad s = s_n \cdot \cos(i) \quad (A0.17)$$

$$d : \text{diffus} \quad d = d_1 + d_2 + d_3 \quad (A0.18)$$

Modèles simplifiés pour la puissance du rayonnement solaire sur le plan horizontal pour un jour clair

Dans le cas d'un jour clair si on désire une évaluation rapide de la puissance reçue au sol sur un plan horizontal on peut utiliser les modèles simplifiés.

4-1) modèle de PERRIN DE BRICHABEAU

Ce modèle est présenté par les formules suivantes

$$g = s + d \quad (A0.19)$$

$$s = A \cdot \sin(h) \cdot \exp(-1/(C \cdot \sin(h-2))) \quad (A0.20)$$

$$d = B \cdot \sin(h)^{0,4}$$

avec A, B et C sont donnés par le tableau suivant :

Etat du ciel	A	B	C
Ciel très pur	1300	87	6
Ciel moyen	1230	125	4
Ciel pollué	1200	187	2,5

Tableau (A0-2) : valeurs des constantes A, B, C

4-2) modèle de HOTTEL et LUI JORDAN

$$\dot{g} = \dot{s} + \dot{d} \quad (A0.21)$$

$$\dot{s} = g_n^e \cdot \sin(h) \cdot \tau_b \quad (A0.22)$$

$$\dot{d} = g_n^e \cdot \sin(h) \cdot \tau_d \quad (A0.23)$$

τ_b et τ_d sont les transmissions pour le direct et le diffus

$$\tau_b = a_0 + a_1 \cdot \exp(-k/\sin(h)) \quad (A0.24)$$

$$\tau_d = 0,2710 - 0,2939 \cdot \tau_b \quad (A0.25)$$

Avec :

$$a_0 = 0,4237 - 0,00820 \cdot (6 - z)^2 \quad (A0.26)$$

$$a_1 = 0,05055 + 0,00595 (6,5 - z)^2 \quad (A0.27)$$

z : altitude du lieu en km

Ces formules sont établies pour une atmosphère moyenne de visibilité 23 km et pour des altitudes inférieures à 2,5 km.

Modèles simplifiés pour l'énergie du rayonnement solaire sur le plan horizontal pour un jour clair

Pour une évaluation rapide on peut intégrer les valeurs simplifiées des puissances ci-dessus. Si on veut éviter l'intégration on pourra utiliser les modèles suivants.

5-1) modèle de PERRIN DE BRICHABEAU

Ces formules sont valables pour :

$$T^* < 6 \quad \text{et} \quad -60^\circ < \phi < +60^\circ$$

- Global G^* :

$$G^* = (0,91 - 0,15 \cdot \text{Log}(T^*)) \cdot \text{Cos}^k(\phi - \delta) \quad (\text{A0.28})$$

$$\text{Avec : } k = 0,13 \cdot \sqrt{T^*} \quad (\text{A0.29})$$

- Rayonnement_Diffus D^* :

$$D^* = 0,07 \cdot (T^* - 1) \cdot \text{Cos}^{-0,7}(\phi - \delta) \quad (\text{A0.30})$$

- Rayonnement_Direct S^* :

Il est obtenu par différence ou bien directement par :

$$S^* = \exp(-T^*/(75 \cdot \text{Cos}^{-0,75}(\phi - \delta))) \quad (\text{A0.31})$$

5-2) Modèle de BERNARD, MENGUY et SCHWARTZ

Ces formules sont valables pour des conditions moyennes et des régions dont la latitude est comprise entre 30° N et 60° N

L'énergie G_h^* est donné en Wh/m² ; les angles ϕ et δ sont exprimés en degrés.

- Global G_h^* :

$$G_h^* = 3250 \cdot [2 + \text{tg}(\phi + 0,01 \cdot (18 - \delta)^2)] \cdot \text{Cos}^2(\phi - \delta) \quad (\text{A0.32})$$

- S_h^*

$$S_h^* = 0,96 \exp(-1/(7,2 \cdot \text{Cos}(\phi - \delta + 2))) \quad (\text{A0.33})$$

1) Rayonnement solaire moyen en présence des nuages

La présence ou non des nuages est un élément primordial pour la connaissance de la puissance et de l'énergie du rayonnement solaire reçu au sol.

La présence des nuages est mesurée par la fraction d'insolation

6-1) fraction d'insolation

On mesure pour une journée, le temps durant lequel le soleil a brillé. Cette durée c'est « la durée d'insolation quotidienne « D ».

On appelle « D_0 » la durée astronomique du jour ; c'est l'intervalle entre le lever et le coucher du soleil.

- La « fraction d'insolation quotidienne » noté par σ est par définition :

$$\sigma = \frac{D}{D_0} \quad (A0.34)$$

- La « fraction d'insolation mensuelle » notée $\bar{\sigma}$ est la moyenne des fractions d'insolation quotidienne pour un mois donné.

$$\bar{\sigma} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \sigma_i \quad (A0.35)$$

Avec :

σ_i : pour un jour donné

n : nombre de jours du mois

on appelle « jour clair » un jour pour le quel $\sigma = 1$

on appelle « jour d'insolation moyen » un jour fictif pour le quel

$$\sigma = \bar{\sigma}$$

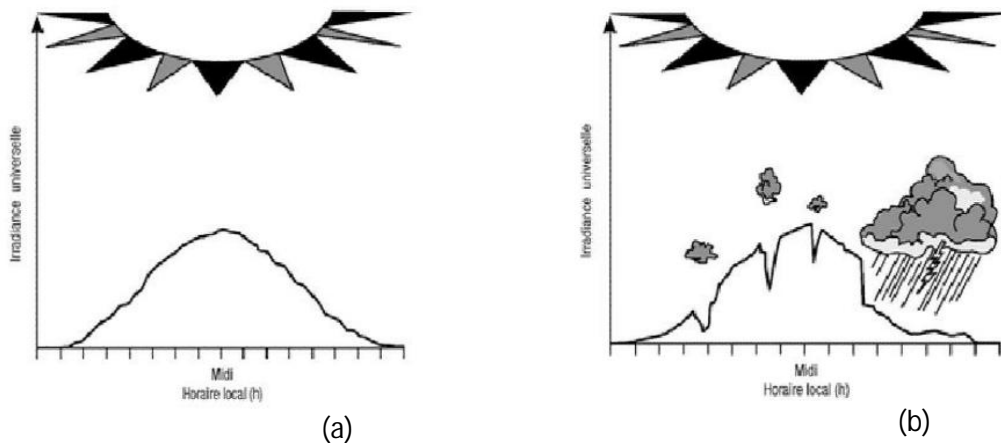


Figure (A0-1) : Variations diurnes du flux radiatif solaire global pour un jour ensoleillé.

Variations diurnes du flux radiatif solaire global en présence des nuages.

2) Relations concernant les énergies

A partir de très nombreuses mesures en divers lieux et diverses saisons des formules linéaires et non linéaires reliant les énergies ont été établies. Parmi ces formules on présente deux formules linéaires celle de BLACK et celle d'ANGSTROM.

7-1) Formule de BLACK

Dans cette formule c'est le global hors atmosphère G^e_h qui est pris en référence il est relié au global hors atmosphère sur un plan horizontal pour un jour quelconque par une fonction linéaire en fonction de la fraction d'insolation. La formule est la suivante :

$$\frac{G_h}{G_h^e} = a_0 \bar{\sigma} + b_0 \quad (A0.36)$$

Avec : $\bar{\sigma}$ c'est la fraction d'insolation moyenne

Le rapport G_h/G_h^e est appelé « indice de clarté » :

$$K_t = G_h/G_h^e \quad (A0.37)$$

Les coefficients a_0 et b_0 ne sont pas constants, ils varient avec la date et le lieu sont déterminés pour chaque lieu.

7-2) formule d'ANGSTROM

La formule d'ANGSTROM relie l'énergie globale moyenne sur un plan horizontal pour un jour quelconque avec nuages à l'énergie globale sur un plan horizontal pour un jour clair :

$$\frac{G_h}{G_h^*} = a \bar{\sigma} + b \quad (A0.38)$$

$$\text{Avec : } a \approx 1 - b \quad (A0.39)$$

L'étude faite sur le rayonnement solaire en Algérie dans le livre Atlas solaire algérien par Michel Capderou montre que les coefficients a et b peuvent être constante pour tous les lieux. Ils prennent comme valeurs :

$$a = 0,58$$

$$b = 0,41$$

7-3) relation entre le diffus D_h et $\bar{\sigma}$

L'expérience montre que le diffus peut se relié à la fraction d'insolation moyenne pour $\bar{\sigma} > 0,2$ par la relation suivante :

$$\frac{D_h}{G_h} = a_1 \bar{\sigma} + b_1 \quad (A0.39)$$

Avec :

$$a_1 = - 0,35$$

$$b_1 = 0,53$$

3) Formule de LUI JORDAN pour le calcul de l'énergie globale reçue sur un plan incliné :

L'énergie solaire reçue au sol sur un plan incliné est estimée en fonction de l'énergie reçue sur un plan horizontal par le modèle de LUI JORDAN par l'équation suivante :

$$G_{inc} = S_h \cdot R_b + D_h (1 + \cos(\beta))/2 + G_h (1 - \cos(\beta))/2 \quad (A0.40)$$

Tel que R_b c'est le facteur d'inclinaison :

$$R_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(\omega_s) + \omega_s \sin(\varphi - \beta) \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cos(\delta) \sin(\omega_c) + \omega_c \sin(\varphi) \sin(\delta)} \quad (A0.41)$$

Avec :

β : angle d'inclinaison

ρ : albédo du sol

ω_c : angle horaire du coucher du soleil sur le plan horizontal

$$\omega_c = \arccos(-\operatorname{tg}(\phi) \cdot \operatorname{tg}(\delta)) \quad (\text{A0.42})$$

ω_s : angle horaire du coucher du soleil sur un plan incliné

$$\omega_s = \operatorname{Min}[\omega_c, \arccos(-\operatorname{tg}(\phi - \beta) \cdot \operatorname{tg}(\delta))] \quad (\text{A0.43})$$

4) Appareils de mesure

9-1) Mesure de la fraction d'insolation

La durée d'insolation est mesurée à l'aide d'un héliographe figure (III-3-(1-2)), c'est un appareil simple constitué d'une sphère de verre focalisant les rayons du soleil sur une bande de papier graduée en heures. Ce papier spécial est brûlé lorsque le soleil brille et lorsque l'éclairement du rayonnement direct est supérieur à 120 W/m².

9-2) Mesure du rayonnement solaire global

On mesure la puissance du rayonnement solaire globale sur une surface horizontale grâce à un pyromètre figure (III-4). Un pyromètre comprend une double coupelle de verre, une thermophile (série de thermocouples) et un système d'enregistrement de la force électromotrice produite par cette thermophile sous l'action d'un rayonnement. Quand l'instrument est exposé à la radiation solaire, une différence de température est créée entre les secteurs noirs et les secteurs blancs. Cette différence de température est détectée par la thermophile qui convertit l'énergie thermique en énergie électrique. Ce courant peut être mesuré et amplifié et le signal de millivolt est converti par un facteur de calibrage en un flux en watt par mètre carré. Les coupelles de verre filtrent la bande de longueurs d'onde à mesurer (en général de 0,3 à 3 mm) et limitent la condensation de vapeur d'eau.

Pour mesurer uniquement le rayonnement diffus, on ajoute un pare-soleil (bande métallique circulaire) qui protège le pyromètre du rayonnement solaire direct.

Le pyromètre, appelé « Solari mètre » dans le passé, fait partie de l'instrumentation classique des parcs météorologiques, il est placé sur une surface horizontale.

9-3) Mesure du rayonnement direct

Les radiations solaire directes peuvent être mesurées par un Pyr-héliomètre figure (III-5). Contrairement au Pyromètre un disque noir détecteur est placé à la base du tube dont l'axe est aligné avec la direction des rayons solaire, ainsi la radiation diffusée est bloquée par la surface du détecteur. Le Pyr-héliomètre est continuellement pointé directement au soleil tout au long du jour. Cette grandeur est nulle lorsque le soleil est occulté par les nuages.

La radiation diffusée peut être déterminée par la soustraction de la radiation directe de la radiation globale.



Figure (A-02) : héliographe De Campbell-Stokes.



Figure (A-03) : héliographe à fibres optique.



Figure (A-04) : Pyromètre.

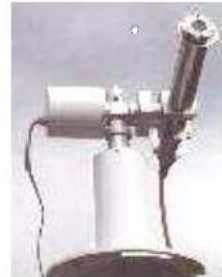


Figure (A-05) :Pyrhéliomètre

5) Conclusion :

Le rayonnement solaire qui arrive au sol se compose du rayonnement direct provenant directement du soleil et du rayonnement diffus, la somme du direct et de la diffuse donne le rayonnement global. Ces composantes peuvent être mesurées directement par différents instruments de mesure ou bien elles peuvent être estimées par des modèles analytiques qui sont établis après plusieurs mesures expérimentales.

Parmi ces modèles on a présenté le modèle de PERRIN DE BRICHABAUT, le modèle de LUI JORDAN et celui de BERNARD, MENGUY et SCHWARTZ. Ces modèles donnent de bons résultats pour l'Algérie.

Puissance du rayonnement solaire global hors atmosphère (en fonction des jours) (W/m^2) (Atlas solaire d'Algérie).

	JAN	FEV	MAR	AVR	MAI	JUI	JUL	AOU	SEP	OCT	NOV	DEC
01	1413.5	1407.4	1392.2	1368. 8	1345.7	1327.6	1320.6	1326.0	1342.8	1365.6	1389. 4	1406.6
02	1413.5	1407.0	1391.8	1368. 0	1344.9	1327.2	1320.5	1326.4	1343.5	1366.4	1390. 1	1407.0
03	1413.5	1406.6	1391.5	1367. 8	1344.2	1326.8	1320.5	1326.8	1344.2	1367.2	1390. 8	1407.4

ANNEXE A0

04	1413.5	1406.2	1390.1	1367. 2	1343.5	1326.4	1320.5	1327.2	1344.9	1368.0	1391. 5	1407.8
05	1413.4	1405.8	1389.4	1366. 4	1342.9	1326.0	1320.5	1327.6	1345.6	1368.8	1392. 2	1408.2
06	1413.4	1405.3	1388.7	1365. 6	1342.2	1325.6	1320.6	1328.0	1346.3	1369.6	1392. 6	1408.5
07	1413.3	1404.8	1388.0	1364. 8	1341.5	1325.3	1320.6	1328.5	1347.0	1370.4	1393. 9	1408.9
08	1413.2	1404.4	1387.3	1364. 0	1340.8	1324.9	1320.7	1328.9	1347.8	1371.2	1394. 1	1409.6
09	1413.1	1403.9	1386.6	1363. 3	1340.2	1324.6	1320.7	1329.4	1348.5	1372.0	1394. 8	1409.9
10	1413.0	1403.4	1385.9	1362. 4	1339.5	1324.3	1320.7	1329.9	1349.2	1372.8	1395. 4	1410.2
11	1412.9	1402.9	1385.1	1361. 1	1338.9	1324.0	1320.8	1330.3	1350.0	1373.6	1396. 1	1410.5
12	1412.8	1402.4	1384.4	1360. 8	1348.3	1323.7	1320.9	1330.8	1350.7	1374.3	1396. 7	1410.7
13	1412.7	1401.9	1383.6	1360. 0	1337.6	1323.4	1321.0	1331.4	1351.5	1375.1	1397. 3	1411.0
14	1412.5	1401.3	1382.9	1359. 3	1337.0	1323.1	1321.1	1331.9	1352.2	1375.9	1397. 9	1411.3
15	1412.3	1400.8	1382.1	1358. 5	1336.4	1322.9	1321.3	1332.4	1353.0	1376.7	1398. 5	1411.5
16	1412.1	1400.2	1382.4	1357. 7	1335.8	1322.6	1321.4	1332.9	1353.8	1377.5	1399. 1	1411.5
17	1411.9	1399.7	1380.6	1356. 9	1335.2	1322.4	1321.6	1333.5	1354.5	1378.3	1399. 6	1411.7
18	1411.7	1399.1	1379.9	1356. 1	1334.6	1322.2	1321.8	1334.0	1355.3	1379.0	1400. 2	1411.9
19	1411.5	1398.5	1379.1	1355. 3	1334.1	1322.0	1322.0	1334.6	1356.1	1379.8	1400. 8	1412.1
20	1411.3	1397.9	1378.3	1354. 6	1333.5	1321.8	1322.2	1335.2	1356.9	1380.6	1401. 3	1412.3
21	1411.0	1397.3	1377.5	1353. 8	1333.0	1321.6	1322.4	1335.8	1357.6	1381.3	1401. 8	1412.5
22	1410.8	1396.7	1376.8	1353. 0	1332.4	1321.4	1322.9	1336.4	1358.4	1382.1	1402. 4	1412.6

ANNEXE A0

23	1411.5	1396.1	1376.0	1352. 3	1331.9	1321.3	1323.1	1337.0	1359.2	1382.9	1402. 9	1412.8
24	1410.2	1395.5	1375.2	1351. 5	1331.4	1321.1	1323.4	1337.6	1360.0	1383.6	1403. 4	1412.9
25	1409.6	1394.8	1374.4	1350. 8	1330.9	1321.0	1323.7	1338.2	1360.8	1384.3	1403. 9	1413.0
26	1403.2	1394.2	1373.6	1350. 0	1330.4	1320.9	1324.0	1338.9	1361.6	1385.1	1404. 4	1413.1
27	1409.9	1393.5	1372.8	1379. 3	1329.9	1320.8	1324.3	1339.5	1362.4	1385.8	1404. 8	1413.2
28	1408.6	1392.9	1372.0	1348. 5	1329.4	1320.7	1324.6	1340.2	1363.2	1386.6	1405. 3	1413.3
29	1408.2		1371.2	1347. 1	1328.9	1320.7	1324.9	1340.8	1364.0	1387.3	1405. 7	1413.4
30	1408.8		1370.4	1346. 4	1328.5	1320.6	1325.3	1341.5	1364.8	1388.0	1406. 2	1413.4
31			1369.6		1328.1		1325.6	1342.1		1388.7		1413.4

Tableau (A0-3): Puissance du rayonnement solaire global hors atmosphère (en fonction des jours) (W/m^2) (Atlas solaire d'Algérie).

Ces grandeurs représentent des flux d'énergie, mesurés en (J/m^2).

On utilise aussi l'unité (Wh/m^2)

On rappelle que : $1 Wh = 3600 J$

Coordonnées (Latitude, Longitude, Altitude) pour les 37 stations utilisées dans l'Atlas solaire de l'Algérie.

Station	Latitude (degrés)	Longitude (degrés)	Altitude (mètres)
SKIKDA	36.52N	6.57E	9
ANNABA	36.50N	7.49E	4
BEJAIA	36.45N	5.05E	9
ALGER	36.43N	3.15E	25

ANNEXE A0

MILIANA	36.19N	2.14E	750
CONSTANTINE	36.17N	6.37E	687
SETIF	36.11N	5.25E	1081
CHLEF	36.10N	1.21E	112
ORAN	35.38N	0.37W	99
BATNA	35.33N	6.11E	1040
TEBESSA	35.26N	8.08E	816
SIDI BEL ABBES	35.11N	0.38E	486
TLEMCEN	34.56N	1.19W	810
BISKRA	34.48N	5.44E	81
DJELFA	34.41N	3.15E	1144
LAGHOUAT	33.46N	2.56E	767
EL BAYADH	33.41N	1.01E	1305
EL OUED	33.22N	6.53E	70
TOUGGOURT	33.07N	6.04E	69
AIN SEFRA	32.45N	0.36E	1071
GHARDAIA	32.23N	3.49E	450
OUARGLA	31.57N	5.24E	141
HASSI MASSAOUD	31.40N	6.09E	143
BECHAR	31.38N	2.15W	806
EL GOLEA	30.34N	2.54E	398
BENI ABBES	30.08N	2.10E	498
TIMIMOUN	29.15N	0.14E	284
IN AMENAS	28.38N	9.38E	562
BORDJ OMAR DRISS	28.06N	6.49E	381
ADRAR	27.53N	0.17W	264
TINDOUF	27.40N	8.08W	402
IN SALAH	27.12N	2.28E	243
AOULEF	26.58N	1.05E	290
ILLIZI	26.30N	8.26E	559
OUELLEN	24.36N	1.14E	347
DJANET	24.33N	9.28E	1054
TAMANRASSET	22.47N	5.31E	1378

Tableau (A0-4): coordonnées (Latitude, Longitude, Altitude) pour les 37 stations utilisées dans l'Atlas solaire de l'Algérie.

Fraction d'insolation (moyenne mensuelle) en (%) Pour les 37 stations utilisées, dans l'Atlas solaire d'Algérie.

Station	JA	FE	MR	AV	MA	JN	JL	AO	SE	OC	NO	DE
SKIKDA	47	55	62	61	69	73	85	82	77	63	50	46
ANNABA	39	50	53	52	62	65	78	75	63	54	43	36
BEJAIA	47	43	45	48	61	58	72	76	63	52	61	50
ALGER	48	56	60	61	71	71	78	80	74	62	51	49
MILIANA	51	43	44	54	67	67	82	81	72	55	63	55
CONSTANTINE	45	40	58	56	67	69	80	78	71	59	46	43
SETIF	53	62	61	63	72	69	82	77	72	61	53	51
CHLEF	58	58	53	56	67	71	79	76	73	61	57	51
ORAN	53	53	64	63	69	69	80	79	72	66	53	53
BATNA	56	53	54	55	67	74	82	79	70	65	69	59
TEBESSA	52	51	52	52	67	70	76	77	66	62	65	49
SIDI BEL ABBES	50	48	61	61	67	65	74	72	59	59	58	49
TLEMCEN	64	52	48	55	65	68	77	77	69	67	61	65
BISKRA	73	76	76	75	75	79	88	86	85	73	68	72
DJELFA	53	66	63	60	73	76	81	81	80	67	61	45
LAGHOUAT	68	75	67	77	78	80	83	81	81	78	71	67
EL BAYADH	59	65	63	65	75	79	80	80	79	73	61	60
EL OUED	78	78	76	73	81	79	72	75	80	79	72	76
TOUGGOURT	75	85	80	78	83	79	90	91	86	77	71	75
AIN SEFRA	71	78	76	72	78	83	83	83	83	72	62	65
GHARDAIA	75	83	81	77	78	80	87	89	68	76	63	75
OUARGLA	77	83	83	81	78	75	89	86	81	79	74	76
HASSI MASSAOUD	77	84	84	84	83	83	89	88	85	82	78	76
BECHAR	78	80	84	84	82	83	84	83	82	80	77	76
EL GOLEA	82	85	88	87	86	86	91	90	88	85	81	80
BENI ABBES	87	84	84	86	83	83	82	81	81	76	72	76
TIMIMOUN	85	86	86	85	85	84	88	87	81	82	79	81
IN AMENAS	77	84	85	77	88	80	88	87	84	79	79	75
BORDJ OMAR DRISS	83	86	83	83	83	82	92	91	86	85	83	74
ADRAR	88	87	93	93	89	92	94	91	88	86	86	86

ANNEXE A0

TINDOUF	79	86	86	89	85	87	83	82	82	82	80	83
IN SALAH	85	84	89	88	84	85	90	89	88	87	85	79
AOULEF	87	86	89	87	85	83	86	85	87	84	78	74
ILLIZI	82	86	88	84	81	86	90	89	87	84	82	77
OUELLEN	91	98	94	89	84	85	86	85	86	89	87	75
DJANET	87	86	88	87	86	90	94	93	90	89	87	84
TAMANRASSET	78	81	84	77	76	69	75	77	73	77	81	79

Tableau (A0-5): Fraction d'insolation (moyenne mensuelle) en (%) Pour les 37 stations utilisées, dans l'Atlas solaire d'Algérie.