

**UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**  
**Faculté des Sciences Appliquées**  
**Département Génie Des Mécanique**



**Mémoire**

**MASTER ACADEMIQUE**

**Domaine : Sciences et Technologies**

**Filière : Génie mécanique**

**Spécialité : énergétique**

**Présenté par : BOUNACEUR ABDELKADER - HIKA KHEMIS**

**Thème**

**Simulation numérique d'une centrale solaire a  
concentration de type tour solaire en Algérie**

**obtenu publiquement**

**Le : 12/06/2022**

<b>Mme. Ghedamsi Rebha</b>	<b>Président</b>	<b>UKM Ouargla</b>
<b>Mr. Damen Djamila</b>	<b>Examineur</b>	<b>UKM Ouargla</b>
<b>Dr. Arrif Toufik</b>	<b>Encadreur</b>	<b>Chercheur Permanant au CDER – URAER Ghardaïa</b>
<b>Mr .Ziani Lotfi</b>	<b>Co-Encadreur</b>	<b>UKM Ouargla</b>

**Année universitaire : 2021-2022**

# Remerciement

*Tout d'abord, nous remercions Dieu Tout-Puissant de nous avoir donné la santé et la volonté de commencer et de terminer cet humble travail.*

*Nous exprimons notre profonde gratitude à nos encadrants **Dr. Arrif toufik**, Chercheur permanent à l'**URAER-Ghardaia** et **Mr. Ziani Lotfi**, Maitre de conférence B à l'Université de Kasdi Merbah, Ouargla, sans eux cet ouvrage ne serait pas riche en informations, nous les remercions pour la qualité de leur encadrement exceptionnel, leur patience, leur rigueur et leur disponibilité lors de la préparation de cette note.*

*Nous tenons également à remercier les membres du jury pour avoir accepté l'évaluation de ce travail et pour tous leurs commentaires et critiques, ainsi que les membres du corps professoral et les professeurs du département de génie mécanique pour leur présence.*

## *Dédicace*

*Dieu soit loué, dont la grâce, les bonnes actions sont accomplies au début. Nous remercions Dieu Tout-Puissant pour l'achèvement et l'accomplissement de ce travail*

*Je dédie cet humble travail à tous ceux que j'aime. A ma **chère mère idéale** qui a tant sacrifié pour moi sans elle je n'aurais pas eu la volonté d'atteindre ce niveau et à mon **cher père** qui est toujours une source d'inspiration inépuisable.*

*Et pour leur sacrifice et leurs encouragements à moi dans l'accomplissement de ce travail, et à **mes chers frères** et sœurs qui ont été le lien avec lequel j'ai rechargé mon âme et **.à mes amis** et **à tous ceux** qui, en un mot, ont donné moi la force de continuer.*

*Je tiens également à remercier : toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

*Khemis Hika*

## *Dédicace*

*Aucune dédicace n'exprime l'amour, l'appréciation, la dévotion et le respect que j'ai C'était toujours pour **mon père**, je demande à Dieu de le guérir ainsi que les musulmans malades.*

*Pour la plus belle créature que Dieu a créée sur terre, c'est la source de tendresse Patience et générosité, à **ma mère**, pour les encouragements que tu n'as jamais cessé de me donner.*

*Et à ma **grand-mère**, que Dieu ait pitié d'elle, je demande à Dieu d'avoir pitié d'elle et de la faire entrer dans ses vastes jardins.*

*A mon **cher frère** et à mes merveilleuses **soeurs** que j'aime tant et sans oublier nos petits **Mazen** et **Ibtihal**.*

*A ma famille et à mes proches, la religion ne m'a pas oublié avec des encouragements et des supplications.*

*Et à tous **mes amis** avec qui j'ai grandi, ils m'ont donné la force de continuer, et je leur dis : « Oui, frères.*

*Bounaceur abd elkader*

# Sommaire

Remerciement.....	II
<i>Dédicace</i> .....	III
<i>Dédicace</i> .....	IV
Liste des Figure .....	VII
Liste des tables .....	VIII
Nomenclature .....	IX
Introduction Générale.....	12
Chapitre I : Gisement solaire.....	13
1. Introduction .....	2
2. Le soleil .....	2
3. Le système terre-soleil.....	3
4. Position du soleil par rapport à la terre.....	4
4.1. Coordonnées géographiques .....	4
4.1.1. Altitude.....	4
4.1.2. La longitude $\lambda$ .....	4
4.1.3. Latitude $\varphi$ : .....	4
4.2. Les Cordonnées Horaires.....	5
4.2.1. La déclinaison $\delta$ (d).....	5
4.2.2. Angle horaire.....	5
4.3. Les coordonnées horizontales.....	6
4.3.1. L'angle de la hauteur solaire $h$ .....	6
4.3.2. L'azimut .....	6
4.3.3. L'angle zénithal $\alpha_Z$ .....	7
5. Les Quatre Temps .....	7
5.1. Le Temps Universel (T.U) :.....	7
5.2. Le temps solaire vrai.....	8
5.3. Temps solaire moyen (TSM).....	8
5.4. Temps solaire local (TSL) .....	8
5.5. Equation du temps .....	8
6. Différentes composantes du rayonnement solaire.....	8
6.1. Rayonnement direct.....	8
6.2. Rayonnement diffus .....	9

6.3. Rayonnement Global.....	9
Chapitre II .....	10
Etat de l'art des centrales solaires à concentration.....	10
1. Introduction.....	11
2. Technologies des centrales solaire a concentration (Concentrated Solar Power : CSP).....	11
3. Types des concentrateurs solaires .....	11
3.1 Centrales à concentrateurs cylindro-paraboliques.....	13
3.2 Les concentrateurs linéaires de Fresnel (LFR).....	13
3.3. Les centrales à tour .....	14
3.4. Centrales à concentrateurs paraboliques (dish Stirling).....	15
4. La centrale solaire à tour (SCR : Solar Central Receiver) :.....	16
4.1 Principe de fonctionnement.....	17
4.2 Les composant de la tour solaire .....	17
4.2.1 Le récepteur.....	17
4.2.2 Champ d'héliostat.....	18
4.2.3 La tour .....	19
4.2.4 Système de conversion de puissance.....	19
5. Le champ d'héliostats .....	20
5.1. Les pertes optiques du champ héliostatiques.....	21
5.1 .1 Pertes par l'effet cosinus .....	21
5.1.2 Pertes par l'effet d'ombrage et blocage.....	21
5.1.4 Pertes par l'effet d'interception.....	22
5.2 Définition des paramètres d'influence .....	22
6. Outils de simulation et de modélisation existants .....	23
7. Choix du langage de programmation .....	24
Chapitre III .....	25
Formulation mathématique Des Performance Optique Du Champ Héliostatique.....	25
1. Introduction.....	26
2. Model mathématique.....	26
2.1 Vecteur soleil.....	26
2.2 Vecteur cible (Réfléchie).....	29
2.3 Vecteur normal de l'héliostat.....	29
2.4 Le rendement optique.....	29
2.4.1 Efficacité Cosinus.....	31

2.4.2	Efficacité d'atténuation .....	32
2.4.3	Efficacité d'interception.....	33
2.4.3.1	Récepteurs cylindriques externes .....	34
2.4.3.2	Récepteurs à cavité ou plat .....	38
3.	Validation du code.....	39
Chapitre VI : Résultats et discussion.....		42
1.	Résultats et discussion.....	43
1.1.	Rendement optique du champ héliostatique.....	43
1.1.1.	Rendement optique pour le 21 Mars .....	43
1.1.2.	Rendement optique annuel .....	45
1.2.	Energie intercepté.....	46
Conclusion generale .....		49
Annexe1 .....		54
Référence.....		52

<b>Liste des Figure</b>		<b>pages</b>
<b>Figure 1.1</b>	le soleil vu par la terre	<b>3</b>
<b>Figure 1.2</b>	Mouvement de la terre par rapport au soleil	<b>4</b>
<b>Figure 1.3</b>	Les coordonnées géographiques	<b>5</b>
<b>Figure 1.4</b>	Les coordonnées horaires	<b>6</b>
<b>Figure 1.5</b>	Coordonnées solaires selon le repère horizontal	<b>7</b>
<b>Figure 1.6</b>	Les différents composants des rayonnements solaires	<b>9</b>
<b>Figure 2.1</b>	Principe de fonctionnement d'une installation CSP typique	<b>11</b>
<b>Figure 2.2</b>	Les quatre types de capteurs à concentration	<b>12</b>
<b>Figure 2.3</b>	Classification des différents modes de la concentration solaire	<b>13</b>
<b>Figure 2.4</b>	Schéma descriptif d'une centrale cylindro-parabolique	<b>13</b>
<b>Figure 2.5</b>	les deux étages d'une centrale à réflecteur de Fresnel.	<b>14</b>
<b>Figure 2.6</b>	Centrale solaire à tour	<b>15</b>
<b>Figure 2.7</b>	Schéma descriptif d'un dish (parabole/Stirling).	<b>16</b>
<b>Figure 2.8</b>	La tour solaire (Solar II) de Barstow en Californie (USA)	<b>17</b>
<b>Figure 2.9</b>	Schéma de principe du système récepteur à tour solaire (CRS).	<b>18</b>
<b>Figure 2.10</b>	Deux exemples de récepteurs pour la tour solaire : (à gauche) le récepteur externe, (à droite) le récepteur à cavité	<b>18</b>
<b>Figure 2.11</b>	Champ d'héliostat	<b>19</b>
<b>Figure 2.12</b>	Exemples de tours de centrales solaires	<b>20</b>
<b>Figure 2.13</b>	Composants d'un héliostat	<b>21</b>
<b>Figure 2.14</b>	Le champ PS10	<b>22</b>
<b>Figure 2.15</b>	évolution du flux incident des héliostats au récepteur	<b>23</b>
<b>Figure 3.1</b>	Vecteur solaire avec angles associés	<b>29</b>
<b>Figure 3.2</b>	champ héliostatique original de PS10	<b>32</b>
<b>Figure 3.3</b>	Illustration de l'effet cosinus	<b>33</b>



<b>Figure 3.4</b>	Illustration de la distance utilisée dans le calcul de l'efficacité d'atténuation	<b>34</b>
<b>Figure 3.5</b>	Angle sous-tendu par le soleil	<b>35</b>
<b>Figure 3.6</b>	Image réfléchie du soleil par un héliostat	<b>35</b>
<b>Figure 3.7</b>	Calcul de la longueur verticale de l'image	<b>36</b>
<b>Figure 3.8</b>	Rectangle représentatif de l'image renversée dans le sens vertical	<b>37</b>
<b>Figure 3.9</b>	Image projetée sur un récepteur plat	<b>39</b>
<b>Figure 3.10</b>	Échantillon de terrain Héliostat pour calculer	<b>41</b>
<b>Figure 4.1</b>	Rendements Cosinus, le 21 Mars : (a) à 9 h, (b) à midi solaire, (c) à 16h45.	<b>45</b>
<b>Figure 4.2</b>	Rendements d'interception, le 21 Mars : (a) à 9 h, (b) à midi solaire, (c) à 16h45.	<b>45</b>
<b>Figure 4.3</b>	Rendements d'atténuation, le 21 Mars : (a) à 9 h, (b) à midi solaire, (c) à 16h45.	<b>49</b>
<b>Figure 4.4</b>	Rendements optique total, le 21 Mars : (a) à 9 h, (b) à midi solaire, (c) à 16h45.	<b>49</b>
<b>Figure 4.5</b>	Rendement optique annuel de champ héliostatique : (a) rendement cosinus, (b) rendement interception (c) rendement atténuation (d) rendement optique total.	<b>46</b>
<b>Figure 4.6</b>	Energie annuel intercepté du champ héliostatique en fonction de : (a) inclinaison du récepteur, (b) hauteur de la tour (c) surface de l'ouverture de récepteur.	<b>46</b>
<b>Figure 4.7</b>	Energie annuel intercepté du champ héliostatique en fonction de la hauteur de la tour	<b>47</b>
<b>Figure 4.8</b>	Energie annuel intercepté du champ héliostatique en fonction de la surface de l'ouverture de récepteur	<b>58</b>
<b>Liste des tables</b>		<b>pages</b>
<b>Table 1</b>	Paramètres du champ héliostatique PS10	<b>31</b>
<b>Table 2</b>	Données utilisées pour la validation	<b>40</b>

<b>Table 3</b>	Coordonnées des héliostats et de la tour utilisée pour la validation.	<b>40</b>
<b>Table 4</b>	validation du model	<b>41</b>
<b>Table 5</b>	résultat de simulation du champ héliostatique	<b>49</b>

## Nomenclature

<b>Symbole</b>	<b>Définition</b>	<b>Unité</b>
$\eta_{hel}$	Rendement ou efficacité	
$\eta_{cos}$	Rendement Effet cosinus	
$\eta_{field}$	Rendement ou efficacité du champ héliostatique	
$\eta_{annuel.I}$	Rendement total annuel d'insolation	
$\eta_{att}$	Rendement Atténuation	
$\eta_{inter}$	Rendement Interception au niveau de récepteur	
d	Distance héliostat-récepteur	m

$d_{xy}$	Distance héliostat-tour dans le plant xy	m
$\varphi$	Latitude du lieu	rad
$\lambda$	La longitude	
$\omega$	L'angle horaire	
$\delta$	La déclinaison du soleil	
$\theta_z$	Angle zénithale du soleil	
$\alpha_z$	Complément de l'angle zénithal	
DNI	Rayonnement Normal Direct	w/m <sup>2</sup>
$L_{loc}$	longitude à l'emplacement	
$L_{st}$	longitude du fuseau horaire local	
$N_{i,h}$	normal de l'héliostat	
T	Vecteur cible (Réfléchie)	
S	Vecteur soleil	
$\sigma$	Erreur optique du soleil	rad

### Introduction Générale

Vue la croissance économique et la pollution de l'environnement de nos jours, la demande énergétique est de plus en plus forte dans le monde. Les technologies d'énergie solaire concentrée peuvent générer environ 7% de la demande mondiale d'électricité d'ici 2030 et cela pourrait atteindre 25 % d'ici 2050 [1]. En particulier, la technologie des tours solaire à concentration présente un procédé attractif pour générer des rapports de concentration important à partir du rayonnement solaire et par conséquent une température très élevée (1000°C). Un rayonnement incident de faible densité est réfléchi grâce à un grand nombre de surfaces réfléchissantes (héliostat) vers une surface de réception située au sommet de la tour. A l'intérieur du récepteur, le rayonnement solaire à haute densité collecté est transféré à un fluide caloporteur, qui entraîne un cycle thermodynamique pour la production d'électricité.

Le champ d'héliostat est une distribution d'un grand nombre de miroirs réfléchissants, sa disposition doit être très précise en raison principalement du mouvement individuel de l'héliostat du mouvement du soleil et des coordonnées géographiques de l'installation. Le champ d'héliostats présente la majeure partie du coût total d'une centrale solaire à tour [2].

L'objectif de notre travail est de développer un outil numérique contribuant à la simulation des performances optique des centrales solaire à concentration en Algérie. Pour cela en va utiliser la centrale solaire PS10 déjà existante en Espagne comme un exemple, en l'adaptant à la région de Ghardaïa en Algérie. Pour ce faire, ce mémoire est organisé comme suit :

- Un premier chapitre qui traite le gisement solaire avec tous ces composant ainsi que le potentielle solaire de l'Algérie.
- Un deuxième chapitre qui présente un état de l'art des différent types existants des centrales solaire à concentration (CSP) en particulier la centrale solaire à tour.
- Le troisième chapitre est dédié à formulation mathématique des performances optiques du champ héliostatique.
- Le quatrième chapitre présente les résultats de la simulation.
- Enfin, le mémoire est clôturé par une conclusion générale.

# Chapitre I : Gisement solaire

## 1. Introduction

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible dans un lieu au cours d'une période donnée grâce aux stations météorologiques, son évolution peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale. Elle est utilisée pour simuler le fonctionnement probable d'un système énergétique solaire et donc d'effectuer son dimensionnement le plus exact possible compte tenu des demandes en énergie à satisfaire. Le gisement solaire est utilisé dans des domaines aussi variés que l'agriculture, la météorologie, les applications énergétiques et la sécurité publique.

L'Algérie est un pays potentiellement intéressant pour l'exploitation de l'énergie solaire, de par sa situation géographique il dispose d'un gisement solaire très important sur le bassin méditerranéen et compte tenu des valeurs de la durée d'insolation enregistrée sur la quasi-totalité du territoire national dépassant les 2000 heures annuellement et pouvant atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux du Sahara. Par conséquent, la quantité d'énergie reçue au sol quotidiennement sur une surface horizontale de  $1 \text{ m}^2$  est de l'ordre de  $5 \text{ KW/h}$  sur la majeure partie du territoire national, soit près de  $1700 \text{ KWh/m}^2$  au nord et  $2263 \text{ KWh/m}^2$  au sud du pays.

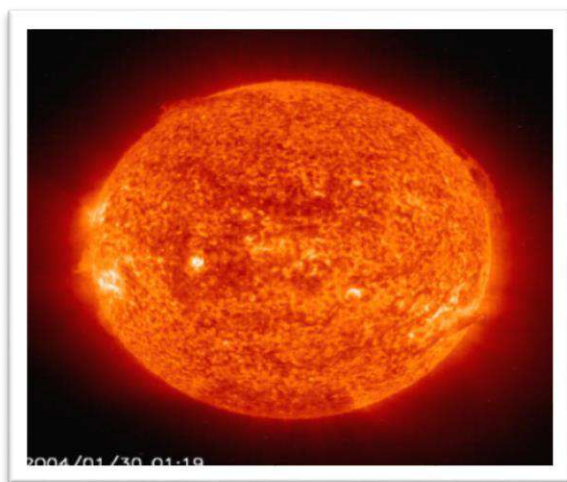
## 2. Le soleil

Le soleil (Sol en latin, Hélios en grec) est l'étoile du système solaire, c'est autour de lui que gravite la Terre et les autres planètes. Le soleil bien avant l'apparition du premier homme sur la terre à peu près quatre milliards d'années, cette étoile de l'univers inondait déjà de lumière toutes les planètes. Les rayons du soleil sont source de vie, ils nous fournissent la chaleur et la lumière. Une faible partie du rayonnement solaire parvient jusqu'à la surface de la terre, le reste est réfléchi dans l'atmosphère.

Le Soleil se compose de 74 % d'hydrogène, de 24 % d'hélium et d'une fraction d'éléments plus lourds. Sa température superficielle moyenne est estimée à  $5.800^\circ\text{K}$ . La surface lumineuse habituellement visible, ou photosphère, est d'environ 100 km d'épaisseur. La distance moyenne de la Terre au Soleil est voisine de 150 millions de km. Le rayonnement solaire met environ 8 minutes pour nous parvenir (figure 1.1).

Le soleil est un réacteur à fusion nucléaire qui fonctionne depuis 5 milliards d'années. Par un processus de transformation d'hydrogène en hélium, il émet ainsi d'énormes quantités d'énergie dans l'espace (sa puissance est estimée à  $63\,500 \text{ kW/m}^2$ ). Ces radiations s'échappent

dans toutes les directions et voyagent à travers l'espace à la vitesse constante de 300 000 km à la seconde, dénommée vitesse de la lumière.



**Figure 1.1** : le soleil vu par la terre [3]

### 3. Le système terre-soleil

La terre décrit une trajectoire presque circulaire autour du soleil, appelée plan de l'écliptique, avec une distance moyenne de 149,6 millions de km, et sur une période de 365,25 jours.

La terre tourne sur elle-même avec une période de 24 heures, son axe de rotation (axe des pôles) est incliné par rapport au plan de l'écliptique de  $23.45^\circ$  ( $-23.45^\circ$  au solstice d'hiver,  $+23.45^\circ$  au solstice d'été) et zéro aux équinoxes (figure 1. 2). Au solstice d'hiver (21 décembre) la terre est la plus proche du soleil, et au solstice d'été (22 juin) elle en est la plus éloignée. La valeur de la déclinaison  $\delta$  des jours de l'année est calculée comme suit :

$$\text{Sin} (\delta) = 0,4. \text{sin} (t) \quad (1-1)$$

$t$  : indique la coordonnée angulaire de la terre en prenant l'équinoxe de printemps comme origine [4].

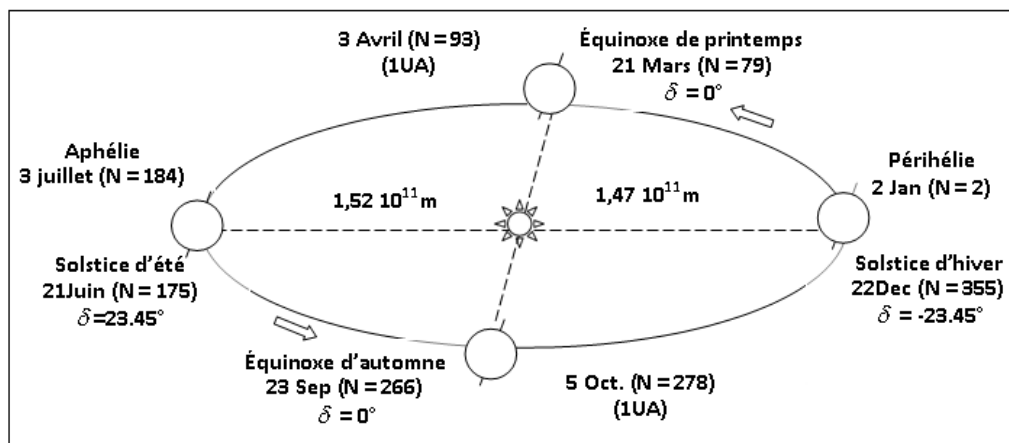


Figure 1. 2 : Mouvement de la terre par rapport au soleil [4].

## 4. Position du soleil par rapport à la terre

### 4.1. Coordonnées géographiques

On repère un point sur la surface de la terre par ces coordonnées :

#### 4.1.1. Altitude

L'altitude est l'élévation d'un lieu par rapport au niveau de la mer, mesuré en mètre (m) [5].

#### 4.1.2. La longitude $\lambda$ :

C'est l'éloignement par rapport au méridien de Greenwich, mesuré en degré. Elle est comptée positivement vers l'est et négativement vers l'ouest, à partir du méridien Greenwich [4].

#### 4.1.3. Latitude $\varphi$ :

Une latitude donne la localisation d'un point par rapport à l'équateur, elle varie entre  $0^\circ$  et  $90^\circ$ , positivement vers le pôle Nord et négativement vers le pôle Sud ( figure 1.3) [5].



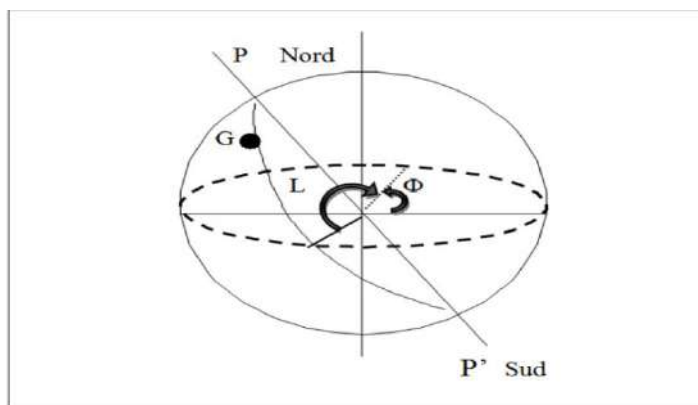


Figure 1.3 : Les coordonnées géographiques [4]

## 4.2. Les Cordonnées Horaires

Les coordonnées horaires sont liées à l'heure de l'observation et n'ont aucune relation avec la position d'un observateur sur la terre. Elles ont comme plan de référence ; le plan de l'équateur

### 4.2.1. La déclinaison $\delta$ (d)

La déclinaison solaire est l'angle entre la ligne du terre-soleil et le plan équatorial Le minimum de l'angle de déclinaison est  $-23.45^\circ$  le 21 décembre (solstice hiver) et le maximum  $+23.45^\circ$  le 21 juin (solstice d'été), et  $0^\circ$  pour l'équinoxe d'automne/printemps figure 1.2 [6].

$$\delta = 23,45 \left[ \sin \frac{(2\pi(284+J))}{365} \right] \quad (1-2)$$

J : est le numéro du jour de l'année à partir du premier Janvier.

### 4.2.2. Angle horaire

L'angle horaire mesure le mouvement du soleil par rapport à midi qui est l'instant où le soleil passe au plan méridien du lieu zénith. Cet angle est formé entre la projection du soleil sur le plan équatorial à un moment donné et la projection du Soleil sur ce même plan au midi vrai [4].

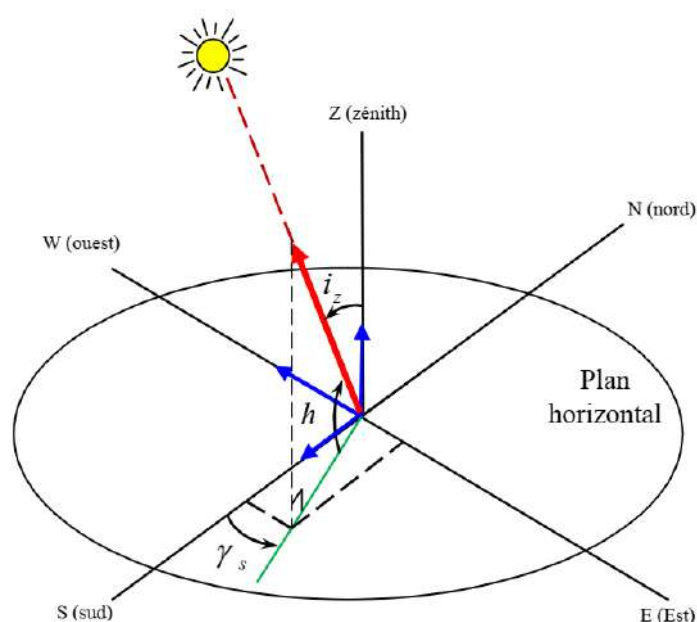
### 4.3. Les coordonnées horizontales

Le soleil est repéré par les grandeurs suivantes :

#### 4.3.1. L'angle de la hauteur solaire $h$

C'est l'angle compris entre la direction du soleil et le plan horizontal.  $\gamma$  varie de  $0^\circ$  à  $90^\circ$  vers le zénith et de  $0^\circ$  vers  $-90^\circ$  vers le nadir( figure 1.4). L'angle de la hauteur solaire est donné par [7].

$$\sin h = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega \quad (1-3)$$



**Figure 1. 4 :** Les coordonnées horaires [6]

#### 4.3.2. L'azimut

L'azimut est l'angle entre le plan vertical contenant le rayon solaire et la direction sud. Il se compte de  $0^\circ$  à  $360^\circ$  à partir du sud dans le sens rétrograde (Figure 1.4). La relation qui donne l'azimut  $h$  est donnée ci-dessous.

$$\cos \gamma = (\sinh \cdot \sin \varphi - \sin \delta) / \cosh \cdot \cos \varphi \quad (1-4)$$

### 4.3.3. L'angle zénithal $\alpha_z$

C'est l'angle entre la direction du soleil et la verticale du lieu (zénith). L'angle  $\alpha_z$  est complémentaire de  $h$  (figure 1. 5) [8]

$$\cos \alpha_z = \sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega \quad (1-5)$$

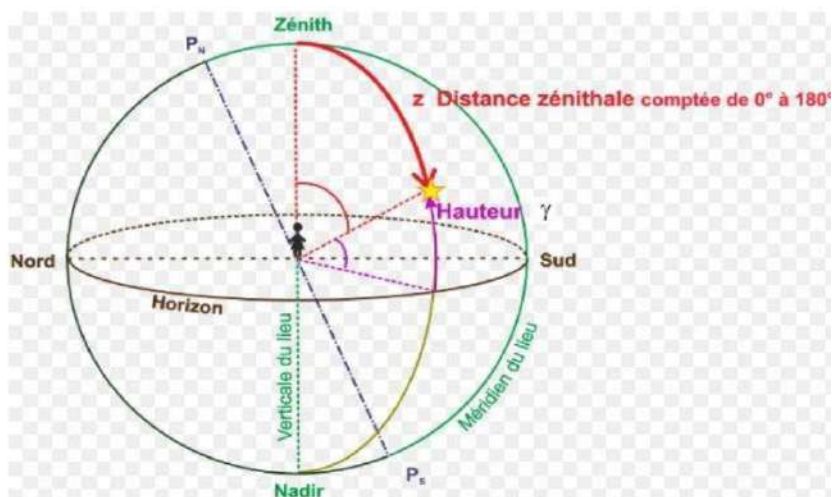


Figure 1.5 : Coordonnées solaires selon le repère horizontal [8].

## 5. Les Quatre Temps

La terre subit deux types de déplacement : la rotation de la terre autour de l'axe des pôles et sa révolution autour du soleil. Le mouvement de la terre sur elle-même définit la notion de journée solaire. Une rotation complète s'effectue en 24 heures. Elle amène ainsi la définition du temps, puisque chaque heure correspond à un écart angulaire de  $15^\circ$ . La rotation de la terre autour du soleil définit les saisons et amène à distinguer le temps solaire vrai [9].

### 5.1. Le Temps Universel (T.U) :

C'est le temps civil moyen du méridien de Greenwich (méridien origine) appelé encore GMT (Greenwich Mean Time) :

$$TU = TSM - (L/15) \quad (1-6)$$

Où :

L : est la longitude.

$L > 0$  : pour les villes situées à l'Est de Greenwich.

$L < 0$  : pour les villes situées à l'Ouest de Greenwich.

TU = TSM : pour le méridien de Greenwich

## 5.2. Le temps solaire vrai

Le temps solaire vrai, à un moment donné, est l'angle solaire horaire  $\omega$  (degré).

Il est donné sous la forme suivante :

$$\text{TSV} = 12 + \omega/15 \quad (1-7)$$

Si :  $\omega = 0$  , TSV=12h.00  $\omega < 0$  , la matinée  $\omega > 0$  , l'après-midi.

## 5.3. Temps solaire moyen (TSM)

Il est défini par le temps universel et la longitude du site, exprimé en heures comme suit :

$$\text{TSM} = \text{TU} + \varphi / 15 \quad (1-8)$$

## 5.4. Temps solaire local (TSL)

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

Pour calculer le temps local (TSL) du site, il convient d'ajouter au temps universel la valeur du décalage horaire [10] :

$$\text{TSL} = \text{TU} + \text{décalage} \quad (1-9)$$

## 5.5. Equation du temps

Le temps  $E_t$  varie de -14,5 minutes (du 10 au 15 Février) à +16,5 minutes (du 25 au 30 Octobre). Une bonne approximation du temps  $E_t$  est donnée par l'équation suivante :

$$E_t = 9.9 \sin[2(0.986 J + 100)] - 7.7 \sin(0.986 J - 2) \quad (1-10)$$

Où  $E_t$  est exprimé en minutes et  $J$  est le numéro du jour de l'année à partir du 1<sup>er</sup> Janvier.

## 6. Différentes composantes du rayonnement solaire

Le rayonnement solaire appelé également rayonnement électromagnétique émis par le soleil est grandement perturbé par l'atmosphère. Ce qui ne permet que la réception au sol des composants les plus importants et les plus actifs du rayonnement solaire total qui sont le rayonnement direct et le rayonnement diffus. L'albédo ou la partie réfléchi par le sol du rayonnement solaire global.

### 6.1. Rayonnement direct

Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, c'est un flux uniforme de rayons parallèles entre eux et de puissance incidente  $I$  ( $\text{W}/\text{m}^2$ ). C'est le flux des photons qui n'ont pas interagi

avec les constituants de l'atmosphère et ont conservé une direction commune et leurs énergies propres [11].

## 6.2. Rayonnement diffus

Parmi les photons qui ont interagi avec la couche d'atmosphère, certains ont été absorbés et d'autres ont subi un simple changement de direction (diffusion). Il s'agit donc de la répartition d'un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. Pour un élément plan considéré la composante diffuse  $D$  ( $W/m^2$ ) provenant de toutes les directions est la plus difficile des composantes à calculer.

## 6.3. Rayonnement Global

C'est la somme des deux types rayonnements direct et diffus (figure 1. 6). Il est mesuré par un pyromètre ou un polarimètre sans écran.

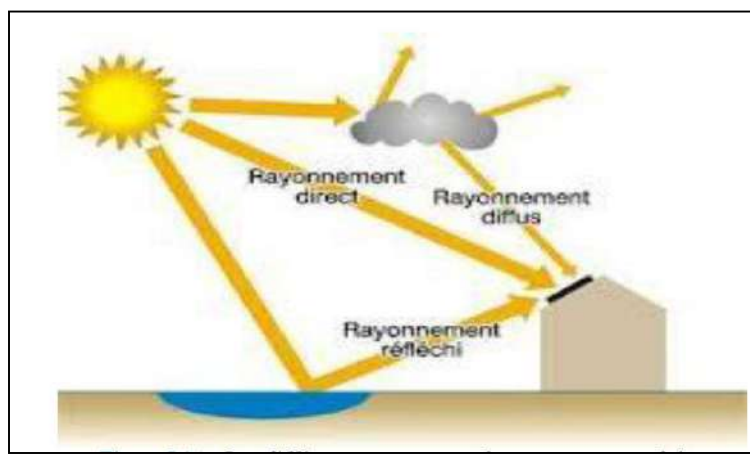


Figure 1. 6 : Les différents composants des rayonnements solaires [11].

# **Chapitre II**

## **Etat de l'art des centrales solaires à concentration**

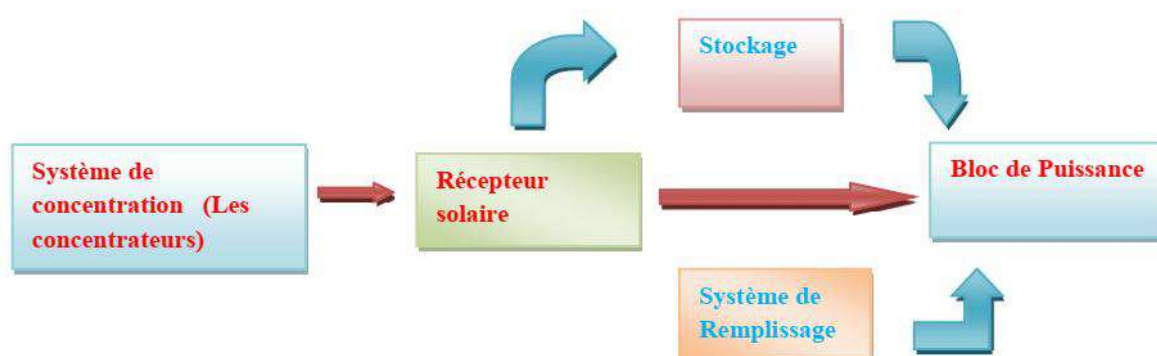
### 1. Introduction

Dans le domaine des énergies renouvelables, les systèmes de concentration solaires (CSP) sont parmi les technologies les mieux adaptées à transformer l'énergie solaire en courant électrique.

Ce chapitre, traite le principe de fonctionnement, type et caractéristiques de ces composants ainsi que les pertes optiques du champ héliostatiques de ce type de centrales.

### 2. Technologies des centrales solaire a concentration (Concentrated Solar Power : CSP)

Le système CSP (Concentrated Solar Power : CSP) produit de l'électricité en convertissant l'énergie solaire en chaleur à haute température avec des réflecteurs et des récepteurs. La chaleur est ensuite utilisée pour produire de l'électricité à travers un système classique turbine-générateur( figure 2.1). Les grandes centrales CSP peuvent être équipées d'un système de stockage de chaleur pour permettre l'approvisionnement en chaleur ou pour la production d'électricité la nuit ou lorsque le ciel est nuageux [12].



**Figure 2.1.** Principe de fonctionnement d'une installation CSP typique. [13]

### 3. Types des concentrateurs solaires

Il existe deux types de concentrateurs solaires :

➤ **Les concentrateurs linéaires :**

La concentration s'effectue sur des tubes de grandes longueurs dans lesquels circule un fluide caloporteur. Ces tubes se trouvent sur la ligne focale des réflecteurs concentrant le

rayonnement solaire. Cette technologie nécessite un suivi du soleil sur un axe. Les capteurs cylindro-paraboliques et les capteurs de Fresnel fonctionnent sur ce principe [14].

➤ **Les concentrateurs ponctuels :**

La concentration s'effectue sur un récepteur central. Le dispositif de concentration suit le soleil sur deux axes : en azimut et en élévation. Ce principe est utilisé par les concentrateurs paraboliques et les centrales à tour (figure 2.2 et 2.3) [].

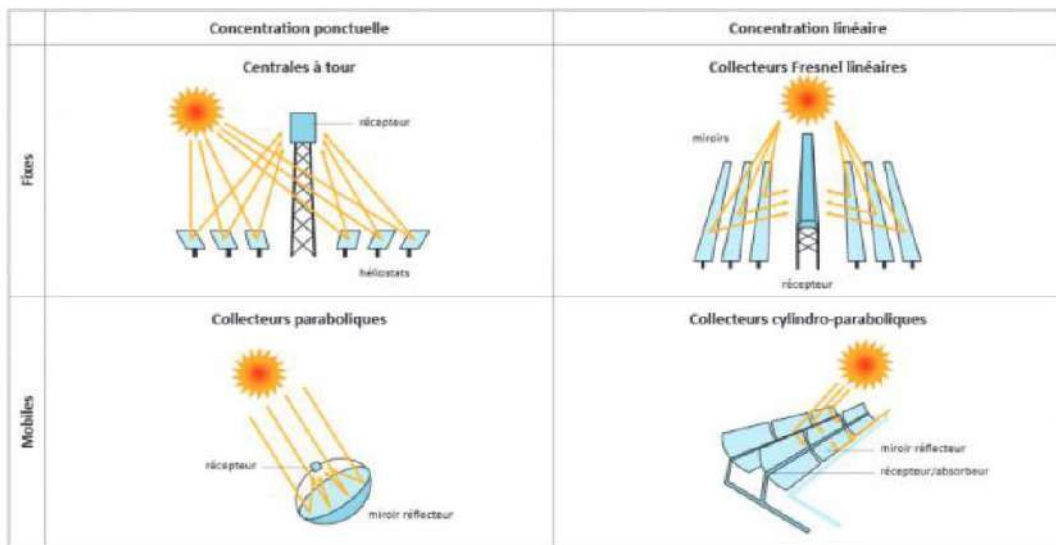


Figure 2.2 : Les quatre types de capteurs à concentration. [12]

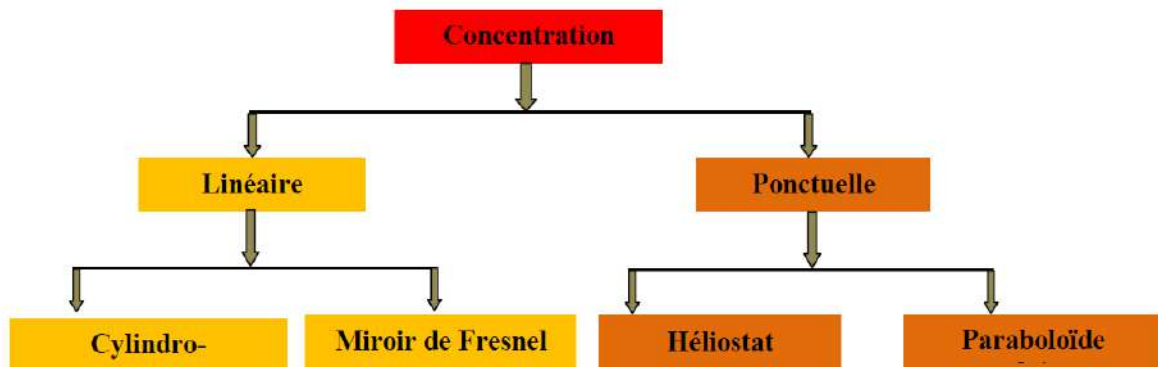
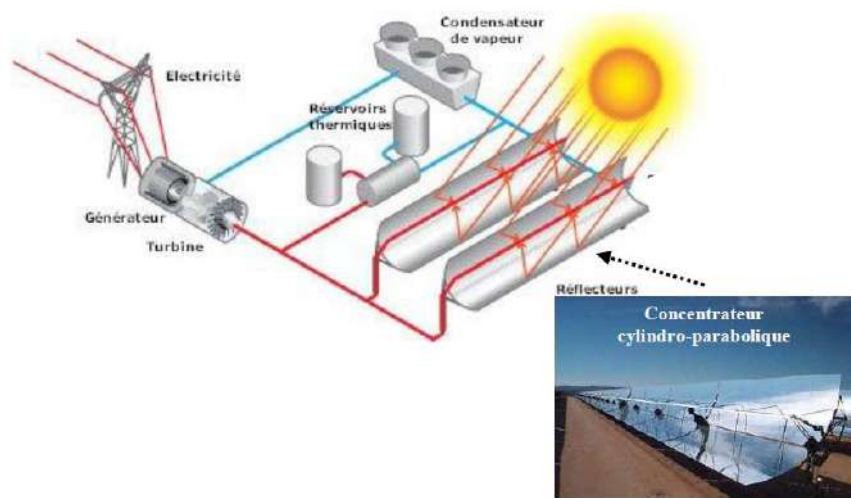


Figure 2.3. : Classification des différents modes de la concentration solaire [15]



### 3.1 Centrales à concentrateurs cylindro-paraboliques

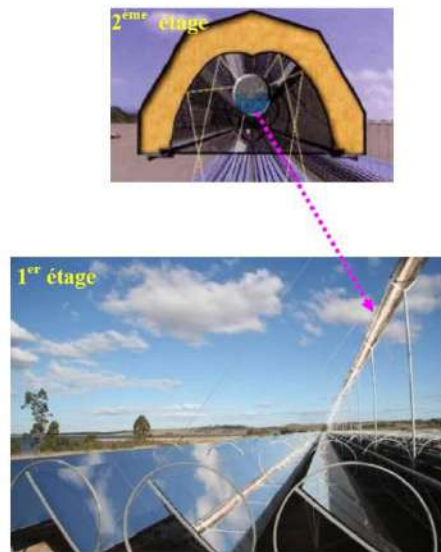
C'est la filière de loin la plus mature. Ces systèmes utilisent une série de longs réflecteurs cylindriques en forme de parabole. La parabole concentre la lumière sur un tube récepteur situé le long de la ligne focale du réflecteur [16]. Le concentrateur suit la course du soleil en tournant sur un axe (Figure 2.4). Le fluide caloporteur, généralement une huile de synthèse, chauffé lors de son passage dans les tubes, circule à travers une série d'échangeurs de chaleur pour produire de la vapeur surchauffée et les températures peuvent atteindre 400 °C, ce qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique [17].



**Figure 2.4 :** Schéma descriptif d'une centrale cylindro-parabolique [15]

### 3.2 Les concentrateurs linéaires de Fresnel (LFR)

La technologie LFR est la deuxième technologie dans l'industrie des centrales solaires à concentration linéaire. La technologie Fresnel utilise des miroirs dotés d'un système de poursuite un seul axe pour suivre la course du soleil pendant la journée afin de focaliser et de rediriger en permanence la lumière directe du soleil vers un tube absorbeur fixe positionné sur la ligne de focale des miroirs (figure 2.5). L'énergie solaire concentrée est utilisée pour chauffer un fluide caloporteur circulant dans un tube horizontal ou les températures au niveau de l'absorbeur peuvent atteindre 270°C à 550°C, avec un facteur de concentration compris entre 25 et 100. Ainsi grâce à un cycle de Rankine on peut produire de l'électricité ou l'utiliser directement dans divers procédés comme le chauffage ou le refroidissement [18].



**Figure 2.5** : les deux étages d'une centrale à réflecteur de Fresnel.

### 3.3. Les centrales à tour

La centrale solaire à tour est composée d'un champ de miroirs, appelés héliostats, qui concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur qui se situe au sommet d'une tour (figure 2.6).

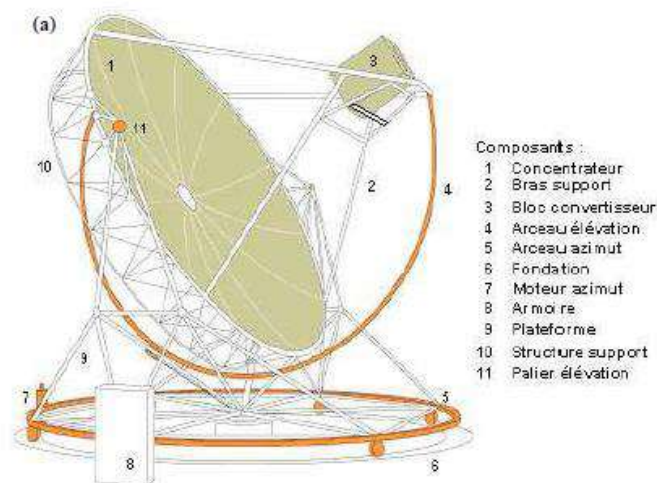
La concentration atteinte avec ce type de centrales est plus élevée par rapport aux autres types ce qui permet d'atteindre des températures plus élevées pour les fluides de transfert, entre 200°C et 1000°C. Les héliostats sont des miroirs plans montés sur des supports qui suivent la course du soleil selon deux axes. [19]



**Figure 2.6** : Centrale solaire à tour près de Séville [20].

### 3.4. Centrales à concentrateurs paraboliques (dish Stirling)

Ce type de centrales est constitué d'un ensemble de dispositifs parabole/Stirling (dish Stirling), capables de convertir l'énergie solaire thermique en électricité avec un rendement de conversion relativement important (21% à 30%) par rapport à d'autres systèmes à concentration ponctuelle (tour solaire) ou linéaire (centrales cylindro-paraboliques). L'unité parabole/Stirling est constituée de trois éléments principaux : le concentrateur solaire, le récepteur solaire placé au foyer du concentrateur et le moteur Stirling couplé à une génératrice électrique (figure 2.7). Son fonctionnement autonome est caractérisé par une conversion directe du rayonnement solaire incident, focalisé par le concentrateur parabolique à la zone focale. Cette énergie solaire est absorbée sous forme de chaleur par un récepteur placé à l'intérieur d'une cavité de réception thermiquement isolée. Cette énergie thermique disponible au niveau de l'absorbeur servira comme source chaude au fonctionnement du cycle thermodynamique du moteur à air chaud qui développe une puissance mécanique convertible en puissance électrique à l'aide d'une génératrice couplé à son arbre de sortie [15].



---

**Figure 2.7** : Schéma descriptif d'un dish (parabole/Stirling). [15]

#### 4. La centrale solaire à tour (SCR : Solar Central Receiver) :

Un système de centrale solaire à tour consiste en une série de miroirs ou héliostats munies d'un système de poursuite à deux axes pour réfléchir la lumière incidente du faisceau solaire direct vers un récepteur en haut de la tour ou un réflecteur secondaire. Ces miroirs ou héliostats doivent être espacés entre eux dans le champ pour éviter les interférences mécaniques ou optiques [13].

Le récepteur est conçu pour intercepter efficacement les rayons solaires concentrés à une température élevée et les convertir sous forme de chaleur (figure 2.8).

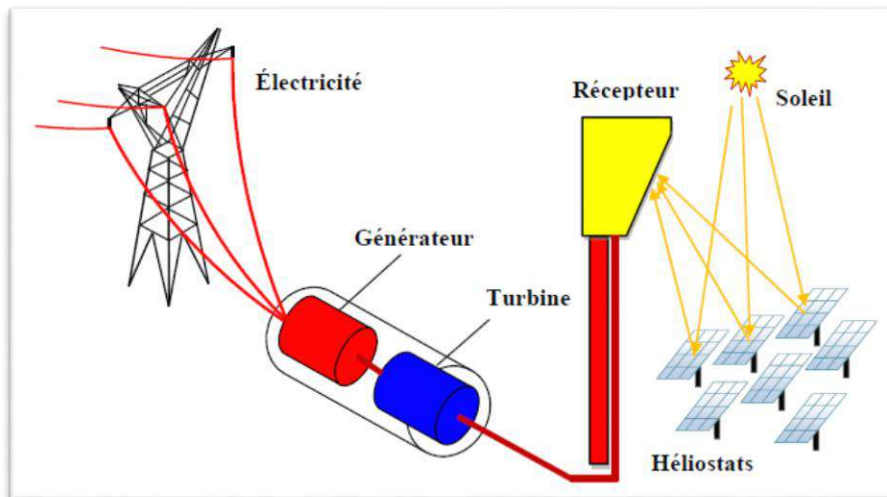
Cette énergie est captée par un fluide de travail puis stockée sous forme d'énergie thermique, utilisée pour entraîner un générateur électrique, ou utilisée comme chaleur industrielle.

Cependant, la collecte efficace, la concentration élevée et la température élevée de la chaleur recueillie sont des facteurs qui rendent cette technologie intéressante pour de nombreuses applications [13].

**Figure 2.8** : La tour solaire (Solar II) de Barstow en Californie (USA) [20]

## 4.1 Principe de fonctionnement

Un système de tour solaire utilise un champ de miroirs ou héliostats pour concentrer le rayonnement solaire incident vers un récepteur ou chaudière situé au sommet d'une tour qui est située dans le centre pour produire la vapeur pour la production d'électricité. La température du fluide caloporteur atteint jusqu'à 1500°C suivant le facteur de concentration optique qui varie de 200 à 1000 soleils( figure 2.9). Selon le type de récepteur et du fluide caloporteur, l'énergie thermique du fluide est convertie en énergie mécanique puis électrique par le cycle de Rankine, ou un cycle à gaz (Barytone) ou même un cycle combiné (vapeur-gaz) où l'efficacité de la tour solaire, dans ce cas, peut atteindre 60%. Elle a une capacité de production entre 10 et 200 MW [6].



**Figure 2.9 :** Schéma de principe du système récepteur à tour solaire (CRS).

## 4.2 Les composant de la tour solaire

### 4.2.1 Le récepteur

Le récepteur est un composant très important soumis à des températures de fonctionnement très élevées, son rôle est d'absorber le flux thermique réfléchi par l'héliostat et de le transférer au fluide de transfert de chaleur HTF( figure 2.10), qui fait tourner une turbine. Dans la plupart des cas. Le récepteur est situé dans la partie supérieure de la tour, c'est-à-dire des échanges thermiques surviennent [22]



**Figure 2.10** : Deux exemples de récepteurs pour la tour solaire : (à gauche) le récepteur externe, (à droite) le récepteur à cavité [13].

#### 4.2.2 Champ d'héliostat

Se compose de plusieurs centaines d'héliostats implantés au pied de la tour. Leur fonction est de faire la réflexion de rayonnement solaire capté en le focalisant vers l'entrée du récepteur (figure 2.11). L'énergie captée par les héliostats sera donc concentrée en haut de la tour [5].



**Figure 2.11** : Champ d'héliostat [12]

### 4.2.3 La tour

Il est souhaitable de construire la tour relativement haute afin de minimiser les interférences entre héliostats voisins. Cependant, la hauteur de la tour est généralement limitée par son coût, l'intensité du vent, le poids du récepteur et les charges sismiques sont les trois facteurs les plus importants pris en compte lors de la conception d'une tour( figure 2.12).

Les tours sont principalement construites en béton armé ou en acier autoportant. La fondation de la tour est le plus souvent construite en béton armé afin de transférer les charges au sol [23].



**Figure 2.12** : Exemples de tours de centrales solaires [24]

### 4.2.4 Système de conversion de puissance

Dans le système de conversion de puissance, l'énergie thermique produite par le récepteur est convertie en énergie électrique avec un rendement qui dépend du cycle thermodynamique et des performances des composants. Une forme plus valorisée d'énergie mécanique ou électrique (les deux sont équivalents au sens thermodynamique) est parfois recherchée exclusivement ou en combinaison avec de l'énergie thermique. Le dispositif utilisé pour produire un travail mécanique ou de l'électricité à partir de la chaleur produite par l'énergie solaire est un cycle de conversion de puissance, ou moteur thermique. Plusieurs considérations propres aux systèmes solaires affectent le choix du cycle de conversion de puissance et la façon dont le système solaire est conçu. Les trois cycles thermodynamiques les plus utilisés sont : le cycle Brayton (SCRBC), le cycle Rankine (SCRRC) et le cycle combiné (SCRCC). Cependant,

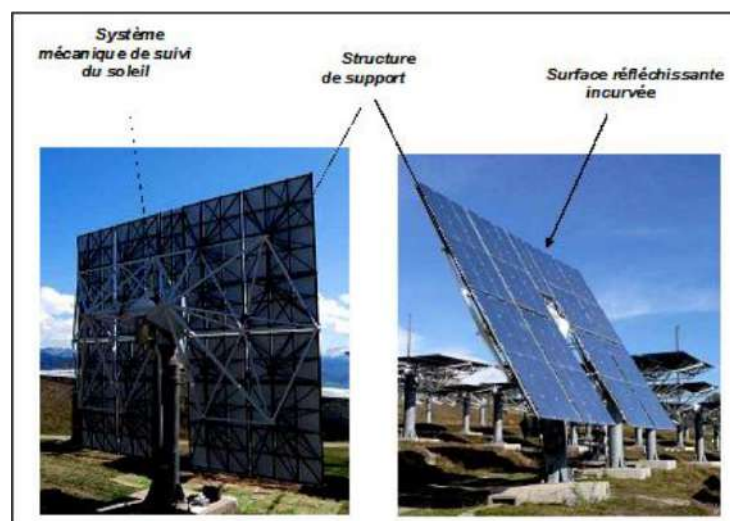
il convient de noter que les systèmes hybrides sont utilisés pour améliorer les performances des centrales [13].

## 5. Le champ d'héliostats

Le champ héliostats, est l'élément le plus caractéristique de l'installation tour solaire et constitue environ 50% du coût total. Les héliostats sont des miroirs réflecteurs qui permettent d'envoyer et de concentrer le flux solaire vers un récepteur placé en haut d'une la tour.

Le niveau de concentration nécessaire sur le récepteur permet de dimensionner le champ d'héliostats. Comme présenté, Les principaux composants d'un héliostat sont :

- La surface de réflexion (miroirs) qui contient un film polymère à haute réflectivité, avec des caractéristiques optiques similaires aux capteurs cylindro-parabolique (figure 2.13)
- une structure de support.
- un système mécanique de suivi
- un système de contrôle électronique



**Figure 2.13** : Composants d'un héliostat [25].

Les héliostats peuvent être classés en trois catégories selon le montage des actionneurs :

- a) Héliostat à mouvement azimut élévation
- b) Héliostat à mouvement aligné cible
- c) Héliostat à mouvement parallèle.



Les héliostats d'une centrale solaire à tour reflètent le rayonnement solaire incident direct sur leur surface de miroir vers un récepteur allant jusqu'à 1 Km de distance( figure 2.14). La surface réceptrice du récepteur est faible par rapport à la distance des héliostats, et cela, exige une grande précision sur la forme du miroir et du système de poursuite [5].



**Figure 2.14 :** Champ d'héliostats de la centrale solaire PS10.

## **5.1. Les pertes optiques du champ héliostatiques**

### **5.1.1 Pertes par l'effet cosinus**

Les pertes par effet cosinus sont dues à l'orientation non-idéale des héliostats vis-à-vis de l'angle d'incidence du soleil et du récepteur [26].

### **5.1.2 Pertes par l'effet d'ombrage et blocage**

Les effets d'ombrage correspondent aux masquages que peut faire la tour sur les héliostats lors de certaines positions solaires, ainsi que par la densité d'implémentation des héliostats sur le champ solaire, impliquant des masquages de certains héliostats entre eux.

Les effets de blocage sont causés par les possibles intersections entre les faces arrière d'héliostats et les rayons réfléchis.

### 5.1.3 Pertes par l'effet atmosphérique

L'effet atmosphérique de transmission dépend des conditions ambiantes et de la distance entre les héliostats et le récepteur [13].

### 5.1.4 Pertes par l'effet d'interception

L'effet interception représente le rapport entre l'énergie interceptée par l'absorbeur et celle réfléchi par le champ héliostats, en considérant que certains rayons solaires réfléchis peuvent être envoyés vers l'extérieur du récepteur [13].

Les erreurs d'interception sont notées lorsque les surfaces optiques (héliostats) présentent des défauts ou des irrégularités dues à une mauvaise position d'héliostats, elles causent dans ce cas un débordement de la tâche focale hors de la surface d'ouverture du récepteur ( figure 2.15) [13].

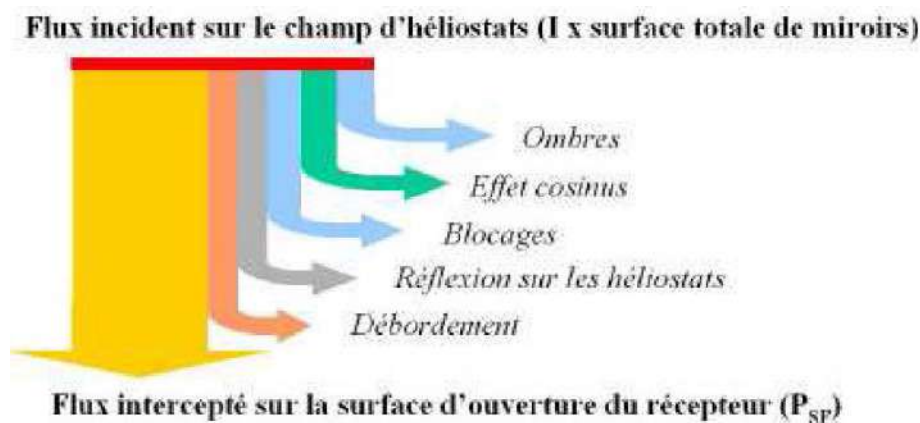


Figure 2.15 : Evolution du flux incident des héliostats au récepteur [27].

## 5.2 Définition des paramètres d'influence

Pour organiser la conception du code, nous allons dans un premier temps lister tous les paramètres susceptibles d'influer sur les performances du champ solaire (et donc sur la disposition générée). Ces paramètres représenteront les entrées du code. De la même manière, nous listons tous les facteurs de pertes influencés par ces paramètres, ils représenteront les sorties du code qui pourront être exprimées soit par des représentations graphiques, soit par des représentations numériques.

Nous trouvons au niveau des paramètres d'influence :

- La hauteur de la tour
- L'inclinaison du récepteur

- L'intensité du rayonnement et son orientation
- Les dimensions des héliostats et des facettes
- La précision de visée des héliostats
- Le coefficient de réflexion des héliostats

Et au niveau des facteurs de perte :

- L'effet cosinus
- Les ombrages
- Les blocages
- Les débordements au récepteur
- Les pertes par réflexion
- L'atténuation atmosphérique du rayonnement. [27]

## 6. Outils de simulation et de modélisation existants

Concernant les performances des centrales solaire à concentration, de nombreux codes de calcul ont été développés, depuis les années 70 jusqu'à aujourd'hui. Ces codes sont principalement basés sur deux méthodes :

- Méthode déterministe (produits de convolution, optiques de cônes)
- Méthode statistique (lancer de rayon, Monte Carlo) [28].

De nos jours, de nombreux outils logiciels de génération, d'analyse et d'optimisation des champs d'héliostats ont été ou sont en cours de développement. Deux catégories de base peuvent être distinguées : les logiciels de lancer de rayons (ray tracing), également dénommés logiciels statistiques ou de Monte-Carlo, et les méthodes convolutives, également appelées méthodes d'expansion des polynômes **d'Hermite**. Dans les modèles de lancer de rayons les rayons solaires sont tracés à partir du soleil vers la cible grâce à la réflexion de l'héliostat. Ce sont des outils d'analyse précis adaptés au calcul des performances optiques d'un champ d'héliostat particulier.

D'autre part, les méthodes convolutives calculent la distribution du flux solaire sur la cible à l'aide de fonctions analytiques en regroupant les erreurs dû à la forme du Soleil ainsi que les erreurs des miroirs en une seule fonction de distribution. Ces modèles sont souvent orientés

optimisation qui donne une configuration optimale du champ d'héliostats en tenant compte de différents objectifs tels que les coûts de déploiement ou l'utilisation du sol.

Tonatiuh est un très bon exemple de méthodes de lancer de rayons. Il est open source et il est continuellement amélioré. Néanmoins, les codes comme MIRVAL, SolTRACE, et plus récemment, SoFiA et SPRAY utilise également des méthodes de lancer de rayons de Monte-Carlo.

## **7. Choix du langage de programmation**

Le choix d'un langage de programmation est une étape importante dans l'implémentation d'un modèle mathématique. C'est pour cette raison qu'on a choisi le langage de programmation MATLAB (ou Matrix Laboratory) parce qu'il permet de manipuler des matrices, d'afficher des courbes et de données, de mettre en œuvre des algorithmes, de créer des interfaces utilisateurs, et peut s'interfacer avec d'autres langages comme le C, C++, Java, et Fortran. Les utilisateurs de MATLAB sont de milieux très différents comme l'ingénierie, les sciences et l'économie dans un contexte aussi bien industriel que pour la recherche. MATLAB peut s'utiliser seul ou bien avec des toolboxes (boîte à outils).

# **Chapitre III**

## **Formulation mathématique Des Performance Optique Du Champ Héliostatique**

## **1. Introduction**

Le soleil émet une énorme quantité d'énergie solaire transportant de l'énergie, mais seule une petite partie atteint la terre en raison de nombreuses pertes en énergie, cette énergie restante est utilisée dans les stations de concentration solaire. La quantité d'énergie que le récepteur reçoit des héliostats est appelée énergie interceptée.

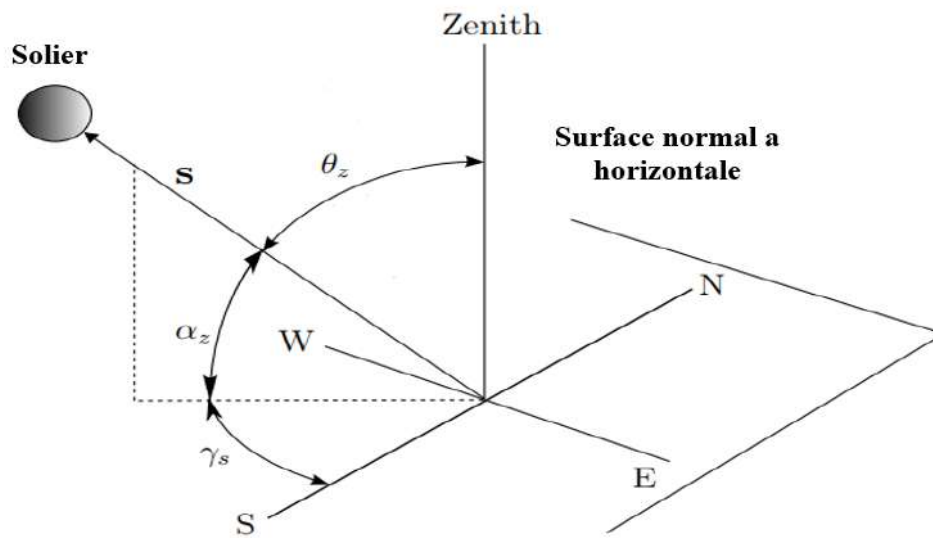
L'énergie interceptée peut être déterminée à chaque heure de l'année. L'irradiation à cette heure peut être exprimée comme la surface effective de la surface totale des miroirs multipliée par l'efficacité optique de chaque héliostat.

Dans la section qui va suivre on présentera le modèle mathématique qui va nous aider à estimer le rendement optique du champ héliostatique.

## **2. Model mathématique**

### **2.1 Vecteur soleil**

Afin de profiter des ressources solaires pour la production d'électricité, il est important de prendre en compte les changements de rayonnement solaire causés par le phénomène du mouvement du soleil dans le ciel. Les efficacités de cosinus, d'ombrage et de blocage dépendent de l'orientation des miroirs. L'Orientation de chaque héliostat, à son tour, dépend du vecteur soleil (le vecteur pointant de l'héliostat vers le soleil). Ce vecteur donne une indication de l'angle du rayon solaire par rapport à la surface horizontale du site des héliostats. Pour que les rayons du soleil soient réfléchis vers la cible, la normale de l'héliostat doit couper en deux l'angle entre le vecteur soleil et le vecteur cible (le vecteur qui pointe de l'héliostat à la cible). Pour déterminer le vecteur solaire, l'angle zénithale  $\theta_z$ , l'angle azimutale  $\gamma_s$ , doivent être calculé (Figure 3.1).



**Figure 3.1 :** Vecteur solaire avec angles associés

Le vecteur solaire, en tant que vecteur unitaire est déterminé pour chaque heure en utilisant la procédure suivante adaptée à partir de la référence [29].

L'heure solaire (*solar time*) est déterminée comme suit :

$$\text{Solar time} = \text{Standard time} + [4(L_{loc} - L_{st}) + E] = 60 \quad (3-1)$$

Où  $L_{st}$  est la longitude sur laquelle le fuseau horaire de l'emplacement est basé, et  $L_{loc}$  est la longitude de l'emplacement réel. Les unités de : '*standard time*' et '*solar time*' sont en heures.

L'équation du temps E (minutes) est définie comme suit :

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B) \quad (3-2)$$

Où B est l'angle correspondant au jour de l'année, et il est calculé comme suit :

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (3-3)$$

Où : n est le jour de l'année.

L'angle horaire donne une indication de la position du soleil (est ou ouest) par rapport au méridien local et il est calculé comme suit :

$$\omega = [(\text{Solar time})/24 - 0,5] \times 360 \quad (3-4)$$

L'angle de déclinaison est la position de l'angle du soleil au midi solaire par rapport au plan qu'il a fait par l'équateur. Elle est définie en radians comme suis :

$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cos(B) + 0.070257 \sin(B) - 0.006758 \cos(2B) + 0.000907 \sin(2B) - 0.002679 \cos(3B) + 0.00148 \sin(3B) \quad (3-5)$$

En utilisant les paramètres calculés précédemment, on va calculer l'angle zénithal. C'est l'angle entre le vecteur soleil et le zénith (Figure 3.1) :

$$\theta_z = \cos^{-1}[\cos(\varphi) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) + \sin(\varphi) \times \sin(\delta)] \quad (3-6)$$

Où  $\varphi$  est la latitude du lieu. Puisque  $\theta_z$  et  $\alpha_z$  sont des angles complémentaires, le calcul est simplement comme qui suit :

$$\alpha_z = 90^\circ - \theta_z \quad (3-7)$$

L'angle azimutal  $\gamma_s$  (Figure 3.1) est calculé par l'équation suivante :

$$\gamma_s = \text{sing}(\omega) \left| \cos^{-1} \left( \frac{\cos \theta_z \sin \varphi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \varphi} \right) \right| \quad (3-8)$$

Enfin, en utilisant ces deux angles le vecteur solaire est déterminé comme suit :

$$\begin{cases} s_E = \cos(\alpha_z) \times -\sin(\gamma_s) \\ s_N = \cos(\alpha_z) \times \cos(\gamma_s) \\ s_Z = \sin(\alpha_z) \end{cases} \quad (3-9)$$

Le vecteur solaire peut être écrit comme suit :

$$S = \begin{bmatrix} s_E \\ s_N \\ s_Z \end{bmatrix} \quad (3-10)$$

Les indices E, N et z désignent les directions est, nord et zénith, respectivement.



Comme mentionné auparavant, le vecteur solaire doit être calculé pour chaque heure. Ainsi, il est noté en utilisant  $S_h$ , avec l'indice  $h$  désignant l'heure. Le vecteur soleil est supposé être le même sur tout le champ héliostatique à n'importe quel moment.

## 2.2 Vecteur cible (Réfléchi)

Le vecteur cible est le vecteur qui pointe de l'héliostat vers la tour. Le vecteur cible est défini comme suit :

$$T = \begin{bmatrix} x_T - x_i \\ y_T - y_i \\ z_T - z_i \end{bmatrix} \quad (3-11)$$

Où  $(x_T, y_T, z_T)$  sont les coordonnées de la cible et  $(x_i, y_i, z_i)$  sont les coordonnées de l'héliostat  $i$ . Ce vecteur est normalisé en le divisant par sa magnitude :

$$t_i = \frac{T_i}{\|T_i\|} \quad (3-12)$$

## 2.3 Vecteur normal de l'héliostat

Le Vecteur normale de l'héliostat est définie comme étant la somme du vecteur soleil et le vecteur réfléchi. Cela donne un vecteur résultant qui coupe en deux l'angle entre le vecteur soleil et le vecteur cible :

$$N_{i,h} = S_h + t_i \quad (3-13)$$

$$n_{h,i} = \frac{N_{h,i}}{\|N_{h,i}\|} \quad (3-14)$$

## 2.4 Le rendement optique

Le rendement optique instantané d'un héliostat est défini comme le produit de cinq rendements instantanés [22] :

$$\eta_{hel} = \eta_{cos}(x, y, t) \cdot \eta_{int}(x, y, t) \cdot \eta_{sb}(x, y, t) \cdot \eta_{att}(x, y) \cdot \eta_{ref} \quad (3-15)$$

- $\eta_{cos}$  est le rendement cosinus,
- $\eta_{sb}$  est le rendement de l'ombrage – blocage
- $\eta_{int}$  est le rendement d'interception,

- $\eta_{att}$  est le rendement d'atténuation atmosphérique,
- $\eta_{ref}$  est la réflectivité des miroirs.

Dans cette étude le calcul du rendement d'ombrage et blocage (*shadowing and blocking*) n'est pas pris en considération, de ce fait on assume ce rendement égale à l'unité ( $\eta_{sb}$  est égale 1). Le rendement optique total instantané du champ est calculé comme suit ( $N_{hel}$  est le nombre d'héliostat)

$$\eta_{field} = \frac{1}{N_{hel}} \sum_1^{N_{hel}} \eta_{hel} \quad (3-16)$$

Le rendement pondéré annuel (*weighted efficiency*) de l'héliostat est calculé avec l'équation (3-17). Cette valeur annuelle a été obtenue par l'intégration du rendement optique total instantané [30].

$$\eta_{annual} = \frac{\sum_{jeure=1}^{365} \int_{sunrise}^{sunset} DNI(i) \eta_{field}(i) dt}{\sum_{jeure=1}^{365} \int_{sunrise}^{sunset} DNI(i) dt} \quad (3-17)$$

Dans ce travail, au lieu de calculer l'efficacité optique pour chaque jour de l'année, on a choisi 12 jours typiques représentant l'année [13]. Les données appropriées du rayonnement normal direct (DNI) ont été obtenues à partir de la station de l'unité de recherche appliquée en énergie renouvelable, URAER, Ghardaïa.

Les paramètres de champ et les coordonnées des 624 héliostats installés à PS10 [22], sont détaillés dans la table 1. La figure 3.2 montre la disposition du champ héliostatique de PS10 ainsi qu'un aperçu de simulation optique effectuée avec le logiciel TracePro®.

**Table 1** : Paramètres du champ héliostatique PS10.

Localisation	Ghardaïa Algérie
Latitude	32.48 N
Longitude	3.67 E
<b>Héliostats</b>	
Model	Sanlucar 120
Largeur	12.48m
Hauteur	9.45m

Réfectivité du miroir	88%
Nombre d'héliostats $N_{hel}$	624
<b>Erreur optique [29]</b>	
Erreur soleil ( $\sigma$ )	9.3mrad
<b>Récepteur</b>	
Hauteur de la tour	115m
Inclinaison du récepteur (degré)	12.5
Largeur d'ouverture (m)	13.78m
Hauteur d'ouverture (m)	12m

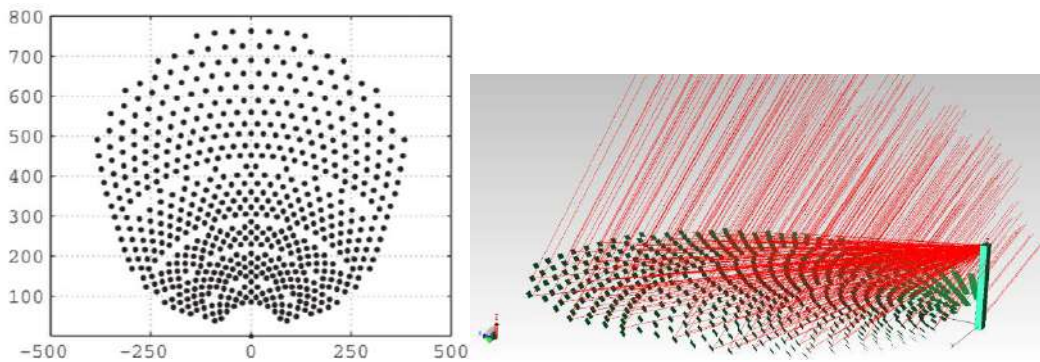


Figure 3.2 : Champ héliostatique original de PS10, [22].

### 2.4.1 Efficacité Cosinus

L'énergie interceptée maximale se produit lorsqu'un récepteur est perpendiculaire aux rayons du soleil. Tout écart par rapport à cette position entraîne une diminution d'énergie interceptée proportionnelle au cosinus de l'angle d'inclinaison. C'est ce qu'on appelle l'effet cosinus (Figure 3.3). En utilisant la loi de réflexion, elle est définie comme suit :

$$\eta_{cos} = S_h \cdot n_{i,h} \quad (3-18)$$

Où  $S_h$  est le vecteur soleil, et  $n_{i,h}$  est le vecteur normal à l'héliostat.  $h$ , représente l'heure.

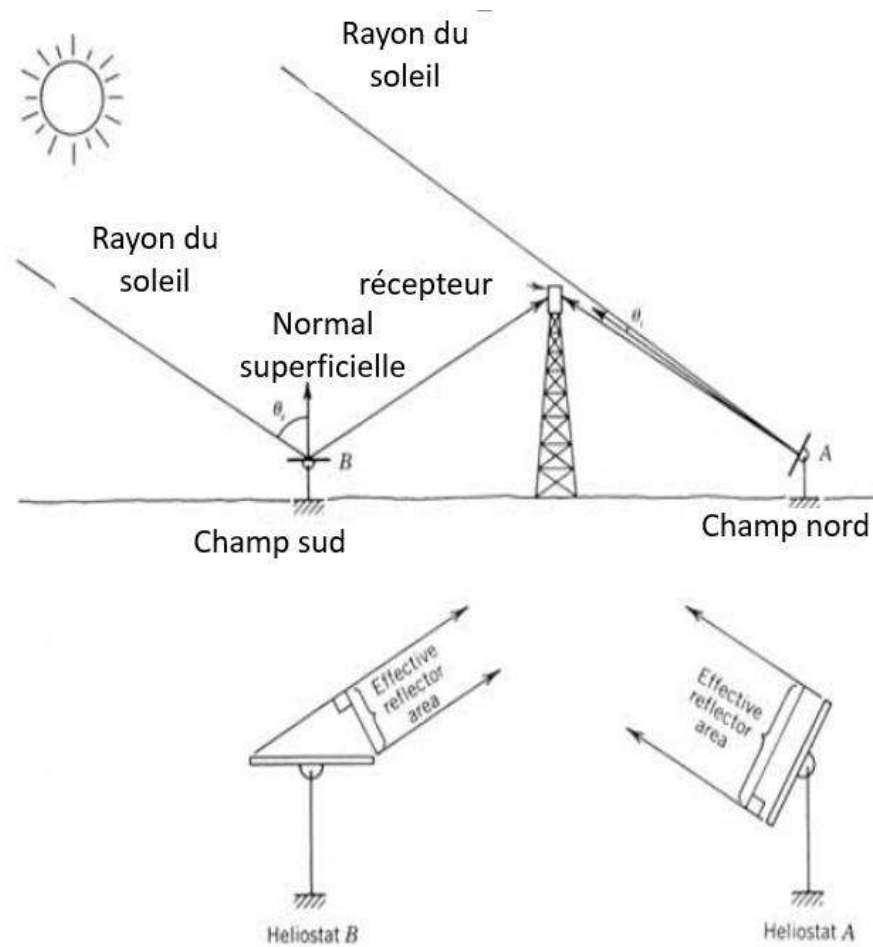


Figure 3.3 : Illustration de l'effet cosinus

### 2.4.2 Efficacité d'atténuation

Lorsque la lumière traverse l'atmosphère, diverses particules se forment dans l'atmosphère. Cela provoque la diffusion d'une partie de la lumière. Cela réduit la quantité d'énergie qui peut être collectée par un récepteur qui intercepte le rayonnement de sa source. Cet effet est appelé atténuation atmosphérique. L'ampleur de l'atténuation atmosphérique dépend de la distance parcourue par le rayonnement. Ceci est également vrai dans le cas de la lumière émise par le soleil ; l'énergie est dispersée par des particules dans l'atmosphère lorsque la lumière se déplace vers l'héliostat.

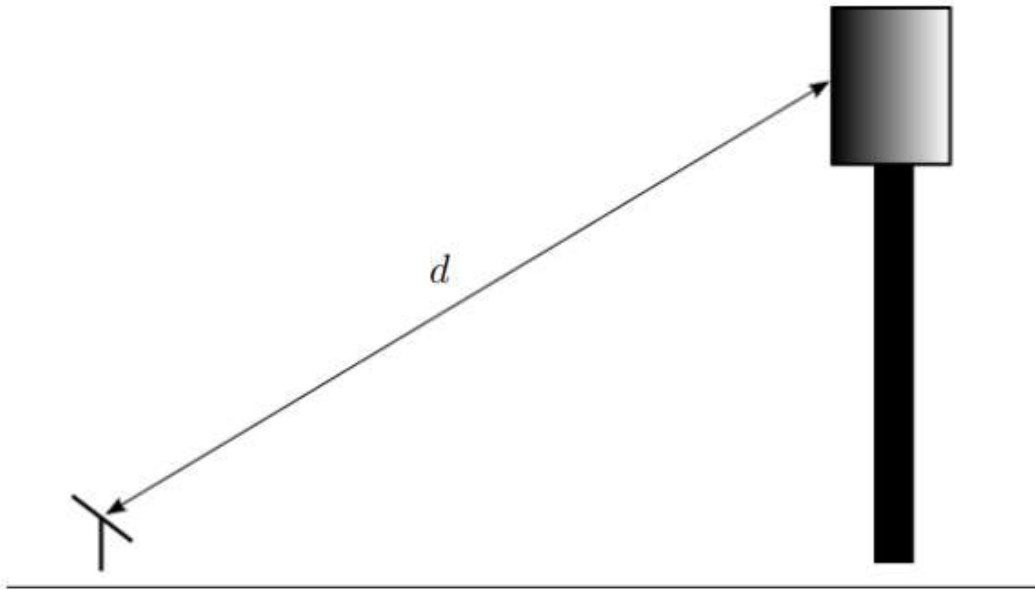
Ainsi, l'efficacité d'atténuation est calculée en utilisant la relation suivante [29] :

$$\eta_{att} = 0.99321 - 0.0001176 \cdot d + 1.97 \times 10^{-8} \cdot d^2 \quad (3-19)$$

Où  $d$  est la distance héliostat-cible (figure 3.4). Elle est calculée comme suit :

$$d = \|(x_i, y_i, z_i) - (x_T, y_T, z_T)\| \quad (3-20)$$

Où,  $(x_T, y_T, z_T)$  sont les coordonnées de la cible.



**Figure 3.4** : Illustration de la distance utilisée dans le calcul de l'efficacité d'atténuation

### 2.4.3 Efficacité d'interception

Les héliostats réfléchissent le rayonnement du soleil vers le récepteur central. Le rayonnement réfléchi vers le périmètre de l'ouverture du récepteur est utilisé pour générer de l'énergie. Le rayonnement réfléchi à l'extérieur de ce périmètre est considéré comme perdu. Cet effet est connu sous le nom de déversement ou débordement [29].

Chaque héliostat projette une image sur le récepteur. L'efficacité du déversement est déterminée en calculant la taille de l'image projetée. Ce calcul se fait différemment selon le type de récepteur. Deux types de récepteurs sont considérés : cylindriques et plan (plat).

En pratique, les rayons provenant du soleil ne sont pas parallèles. Ils ont un angle d'environ 9,3 mrad [31], comme le montre la Figure 3.5. Ainsi, l'image que reflète un héliostat

est un peu déformée (Figure 3.6). Cette déformation est due aussi à des défauts sur la surface des héliostats.

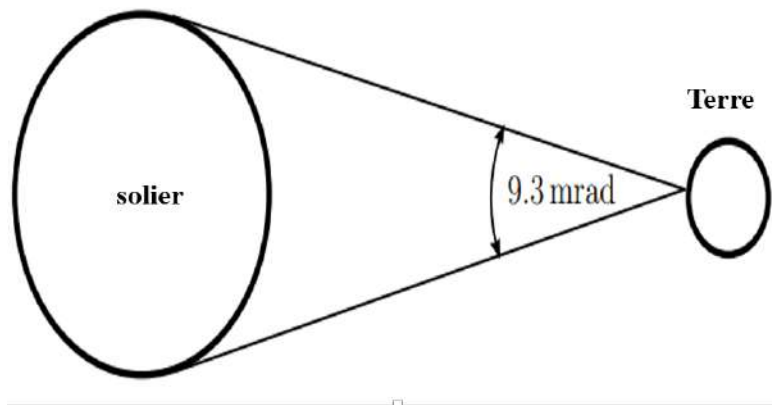


Figure 3.5 : Angle que font les rayons du soleil par rapport à la terre.

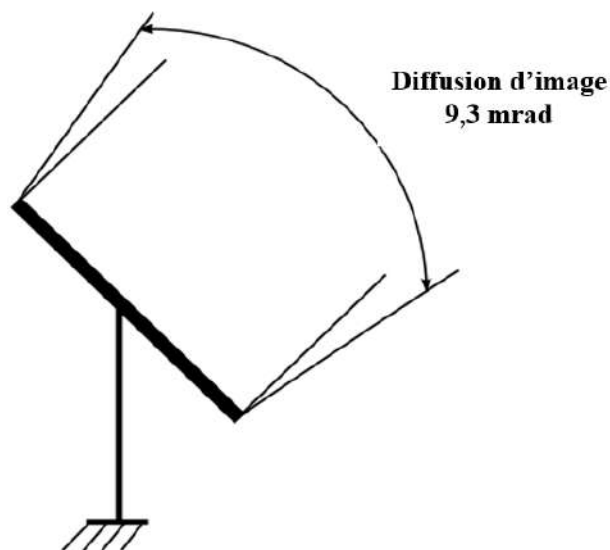


Figure 3.6 : Image réfléchie par un héliostat.

#### 2.4.3.1 Récepteurs cylindriques externes

Le rendement d'interception des récepteurs cylindriques externes est calculé comme suit :

La taille de l'image réfléchis vers le récepteur est déterminée à l'aide de l'équation suivante, en modifiant l'équation de la longueur de l'arc :

$$D_{\text{image}} = d\sigma + w \quad (3-21)$$

Où  $D_{\text{image}}$  est le diamètre de l'image réfléchiée et  $d$  est la distance entre l'héliostat et le récepteur spécifié à l'étape précédente. L'angle, '  $\sigma$  ', est l'angle que le rayon du soleil fait lorsqu'il est vu de la terre 9.3 mrad.  $w$  est la plus grande dimension du l'héliostat (largeur ou hauteur).

La taille de l'axe vertical de l'image ovale projetée sur le récepteur est calculée en utilisant l'équation de l'étape précédente. On suppose que l'image soit un disque solaire circulaire si la cible est normale au vecteur cible. Si ce n'est pas le cas, une ellipse se forme sur la cible. Pour un récepteur cylindrique, l'ellipse aura ses deux axes horizontaux et verticaux, alignée avec l'horizontale et la verticale du récepteur. La longueur de l'axe horizontal de l'ellipse sera égale au diamètre de l'image, en ce point. L'axe vertical sera allongé dans une certaine mesure en fonction de la distance héliostat-cible (Figure 3.7).

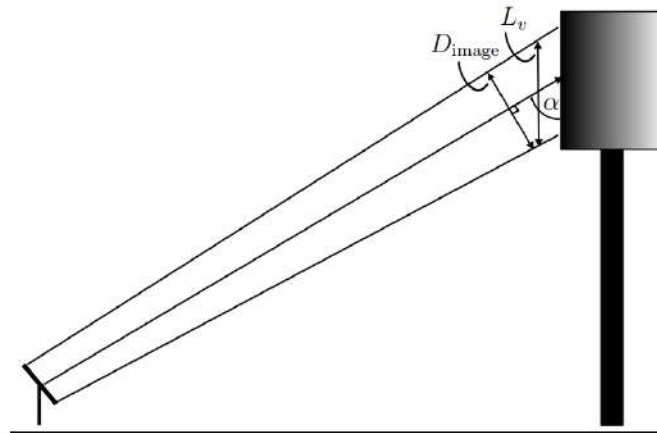
La longueur de l'image sur le récepteur est calculée comme suit :

$$L_v = \frac{D_{\text{image}}}{\sin \alpha} \quad (3-22)$$

Où  $L_v$  est la longueur de l'axe vertical de l'ellipse projetée. L'angle  $\alpha$  est l'angle auquel l'image est projetée. Cet angle est déterminé par l'équation suivante :

$$\alpha = \sin^{-1}\left(\frac{d_{xy}}{d}\right) \quad (3-23)$$

Où  $d_{xy}$  est la distance, dans le plan xy (sol) de l'héliostat au récepteur. Cela ne s'applique qu'au récepteur cylindrique externe puisque chaque héliostat voit effectivement une image rectangulaire.



**Figure 3.7 :** Calcul de la longueur vertical de l'image.

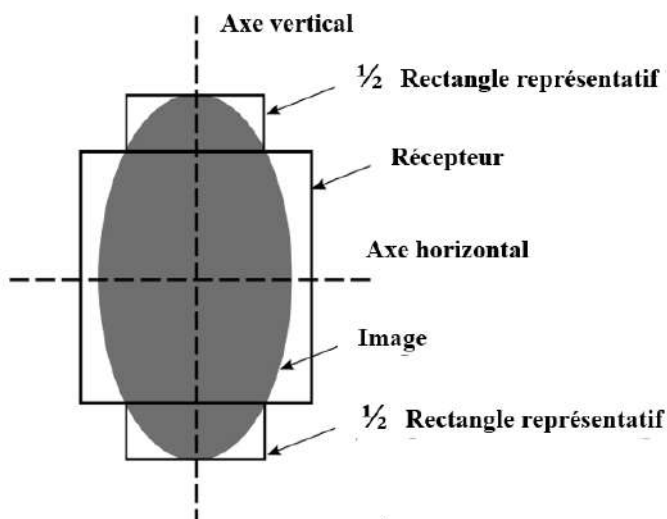
L'image est comparée aux dimensions du récepteur pour déterminer la quantité d'image déversée ou perdue. Si la longueur de l'axe vertical,  $L_v$  ou la longueur de l'axe horizontal,  $D_{image}$  de l'image ovale est supérieure aux dimensions verticale ou horizontale du récepteur, respectivement, la taille de la zone à l'extérieur de la zone du récepteur est calculée. Il s'agit de la taille de la zone déversée et est calculé comme suit :

La surface totale de l'image réelle est calculée à l'aide de la formule standard pour déterminer la surface d'une ellipse :

$$A_{total} = \frac{\pi}{4} \cdot L_v, D_{image} \quad (3-24)$$

La différence entre la largeur du récepteur et le diamètre de l'image,  $D_{image}$  est calculée. Ceci est multiplié par la longueur verticale de l'image,  $L_v$  pour donner un rectangle représentatif de la zone déversée (figure 3.8). De même, la différence entre la hauteur du récepteur et la longueur verticale de l'image,  $L_v$  est calculé. Cette valeur est multipliée par Le diamètre de l'image,  $D_{image}$  pour donner un rectangle représentatif de la zone déversée ou perdue.





**Figure 3.8 :** Rectangle représentatif de l'image débordé.

Cette zone rectangulaire est ensuite divisée dans chaque cas par un facteur de 1,284 pour donner la zone réelle en dehors de la zone de réception. L'aire d'un rectangle est d'un facteur  $4/\pi$ , soit 1,273, supérieure à une ellipse de mêmes dimensions. Le facteur de 1,284 utilisé dans ce modèle est légèrement supérieur. Ceci explique bien la déformation de l'ellipse à l'intérieur du rectangle représentatif. Il a été déterminé expérimentalement en utilisant un exemple de cas où la région de l'image, la région du récepteur et les emplacements de l'héliostat étaient connus.

La surface inefficace totale est alors la somme de la surface inefficace dans les directions horizontale et verticale :

$$A_{\text{ineffective}} = A_{\text{ineffective}_v} + A_{\text{ineffective}_h} \quad (3-25)$$

$$A_{\text{ineffective}} = \frac{(L_v - H_{\text{récepteur}}) \cdot D_{\text{image}}}{1.284} + \frac{(D_{\text{image}} - D_{\text{récepteur}}) \cdot L_v}{1.284} \quad (3-26)$$

Où  $H_{\text{récepteur}}$  et  $D_{\text{récepteur}}$  sont respectivement la hauteur et le diamètre du récepteur. Ensuite, cela donne une valeur de la surface effective comme suit :

$$A_{\text{effective}} = A_{\text{total}} - A_{\text{ineffective}} \quad (3-27)$$

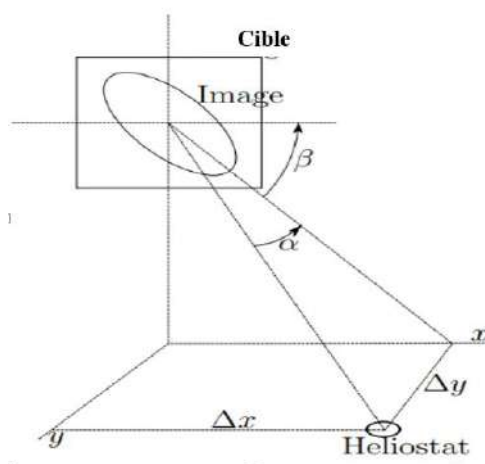
Enfin, la surface effective est comparée à la surface totale pour donner une valeur pour le rendement d'interception :

$$\eta_{inter} = \frac{A_{effective}}{A_{total}} \quad (3-28)$$

### 2.4.3.2 Récepteurs à cavité ou plat

Le rendement d'interception pour les récepteurs plats est calculé de la même manière que pour les récepteurs cylindriques externes à une exception près : l'angle  $\alpha$  entre le rayon réfléchi et le récepteur est calculé différemment (Figure 3.9). Puisque le récepteur plat est effectivement une cible rectangulaire faisant face à une direction,  $\alpha$  est calculé comme suit :

$$\alpha = \sin^{-1}\left(\frac{\Delta y}{d}\right) \quad (3-29)$$



**Figure 3.9 :** Image projetée sur un récepteur plat

Où  $\Delta y$  est la distance entre l'héliostat et le récepteur dans la direction où le récepteur fait face, et  $d$  est la distance héliostat-récepteur. Une valeur négative de  $\alpha$  signifie que le miroir est derrière le récepteur. Ainsi, une valeur négative de  $\alpha$  produirait une efficacité de déversement de zéro.

L'image sur le récepteur sera, encore une forme d'ellipse. Cependant, les axes horizontal et vertical de l'ellipse seront inclinés d'un angle  $\beta$  par rapport aux axes horizontal et vertical du récepteur (Figure. 3.8). Cet angle peut être calculé comme suit :

$$\beta = \tan^{-1}\left(\frac{\Delta y}{\Delta z}\right) \quad (3-30)$$

Où  $\Delta x$  est la distance entre l'héliostat et l'axe vertical du récepteur dans la direction parallèle à la face du récepteur, et  $\Delta z$  est la hauteur du récepteur.

En utilisant la valeur calculée de  $\alpha$ , le diamètre,  $D_{\text{image}}$  la longueur verticale,  $L_v$  et toutes les surfaces sont calculées comme pour le cas du récepteur cylindrique. Ensuite, le rendement d'interception est également calculé en utilisant les surfaces totales et effectives comme c'est le cas aussi pour le récepteur cylindrique [29].

## 2.5. Énergie interceptée

L'énergie interceptée à chaque heure de l'année peut être déterminée par la multiplication de la surface effective de chaque héliostat par l'irradiation normale directe disponible (DNI) à cette heure [19]. La surface effective peut être exprimée comme la surface totale de l'héliostat multipliée par le rendement optique de chaque héliostat.

$$I = A \sum_{h=1}^{8760} \text{DNI}_h \left( \sum_{i=1}^{624} \eta_{\cos}(x, y, t) \cdot \eta_{\text{int}}(x, y, t) \cdot \eta_{\text{att}}(x, y) \cdot \eta_{\text{ref}} \right) \quad (3-31)$$

$I$  est l'énergie interceptée et  $A$  est la surface réfléchissante d'un héliostat. L'équation (3-31) suppose que tous les héliostats ont les mêmes surfaces. Le symbole,  $h$ , représente l'heure considérée et  $i$  est le numéro de l'héliostat.

## 3. Validation du code

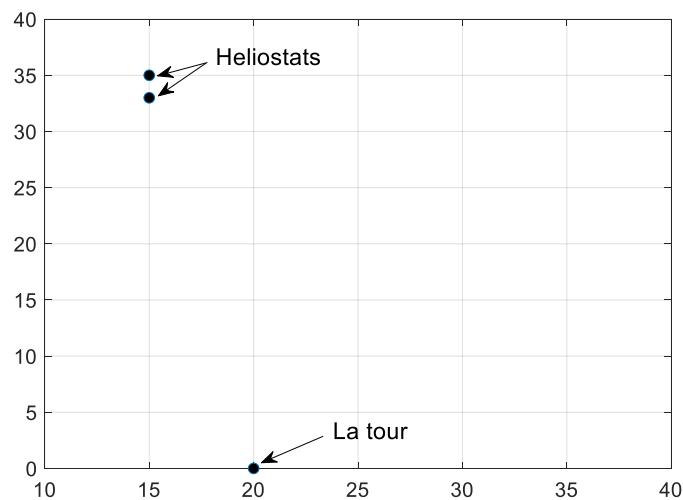
Pour vérifier l'exactitude de notre code de calcul, nous avons comparé les rendements cosinus, atténuation et interception obtenues par notre code le 16 août à 11h avec celle de [29]. Les données utilisées pour la validation sont indiquées dans les tables 2 et 3. La figure 3.10 montre l'emplacement des deux héliostats dans le champ ainsi que la tour.

**Table 2** : Données utilisées pour la validation.

Localisation		Héliostats		Récepteur	
Latitude	28°S	Nombre	2	Hauteur de la tour	15
Longitude	21°E	Hauteur	1m	Type	Cylindrique externe
Largeur du site	40m	Largeur	1m	Diamètre	1.4m
Longueur du site	40m	Géométrie	plan	Hauteur	1.4m

**Table 3** : Coordonnées des héliostats et de la tour utilisée pour la validation.

	X	Y
Héliostat 1	15	35
Héliostat 2	15	33
Tower	20	0



**Figure 3.10** : Emplacement de la tour et des deux héliostats dans le champ.

Les résultats obtenus de la validation sont présentés dans la table 4. On remarque que les rendements cosinus et atténuation sont identique et l'erreur relative de l'interception est de 0.347%. De ce fait, on considère que notre code peut être utilisé pour le calcul des performances optique d'un champ héliostatique.

**Table 4:** validation du model

	[29]	Notre code
Vecteur soleil	(0.412 ,0.6257 ,0.6619)	(0.4127, 0.6257, 0.6619)
Vecteur réfléchie (R1)	(-0.1302, 0.9113, 0.3906)	(-0.1302, 0.9113, 0.3906)
Vecteur réfléchie (R2)	(0.1366, 0.9018, 0.4099)	(-0.1366, 0.9018 ,0.4099)
Vecteur normale (N1)	(0.1499, 0.8158, 0.5586)	(0.1500, 0.8158, 0.5586)
Vecteur normale (N2)	(0.1464, 0.8098, 0.5682)	(0.1464, 0.8098, 0.5682)
Rendement Cosinus héliostat $n_1$ ( $\eta_{cos}$ )	0.9421	0.9421
Rendement Atténuation héliostat $n_1$ ( $\eta_{att}$ )	0.9887	0.9887
Rendement Interception héliostat $n_1$ ( $\eta_{inter}$ )	0.9502	0.9496
Erreur relative (Rendement Interception)		<b>0.347 %</b>

# **Chapitre IV :**

## **Résultats et discussion**

## 1. Résultats et discussion

L'objectif de ce chapitre est de présenter les résultats de la modélisation développée dans le chapitre précédent, ces résultats concernent le rendement optique du champ héliostatique pour le 21 Mars, rendement optique annuel du champ héliostatique et l'énergie annuelle intercepté au niveau du récepteur. Notre étude a été réalisée sur la centrale solaire ps10. La centrale solaire PS10 est la première centrale solaire à concentration commerciale au monde situé près de Séville, en Andalousie, en Espagne. C'est une tour solaire qui produit 11 mégawatts/h d'électricité grâce à 624 grands miroirs mobiles appelés héliostats. Le but est d'utiliser l'outil de la simulation pour prédire le rendement optique de ce type de centrale en Algérie et en particulier dans la région de Ghardaïa.

Après la simulation numérique des performances optiques de la centrale, on va présenter quelques résultats dont on va montrer la sensibilité des performances de la tour solaire à quelques paramètres comme, la hauteur de la tour, l'inclinaison du récepteur et la surface d'ouverture du récepteur.

En fin on va présenter un tableau récapitulatif des résultats obtenus. La discussion des résultats obtenus est présentée dans la section qui suit.

### 1.1. Rendement optique du champ héliostatique

#### 1.1.1. Rendement optique pour le 21 Mars

La figure 4.1 montre le rendement cosinus le 21 Mars : (a) 9 h, (b) midi solaire, (c) 16h45. L'analyse de cette figure montre que le rendement cosinus à 9h matin (figure 4.1 a) varie de 0.5 à 0.89. A cette heure du matin le soleil se situe au sud-est du champ ce qui veut dire que les héliostats se trouvant au nord-ouest du champ ont une surface effective plus élevée ce qui rend le rendement cosinus à l'ouest du champ plus élevé (l'angle entre la normale des héliostats à l'ouest et les rayons solaires incidents est petit ce qui rend l'effet cosinus proche de la valeur de 1, et le même comportement se produit à l'est du champ dans l'après-midi).

Le rendement cosinus à midi varie de 0.7 à 0.98, à midi l'angle solaire ou l'altitude du soleil est à son maximum ce qui diminue l'angle d'incidence au minimum et en conséquence le rendement cosinus augmente (figure 4.1 b).

Dans l'après-midi à 16h45 le soleil se situe à l'ouest, la distribution du rendement cosinus est symétrique à celle du matin est cette symétrie est dû à la nature du champ héliostatique (radialement décalé).

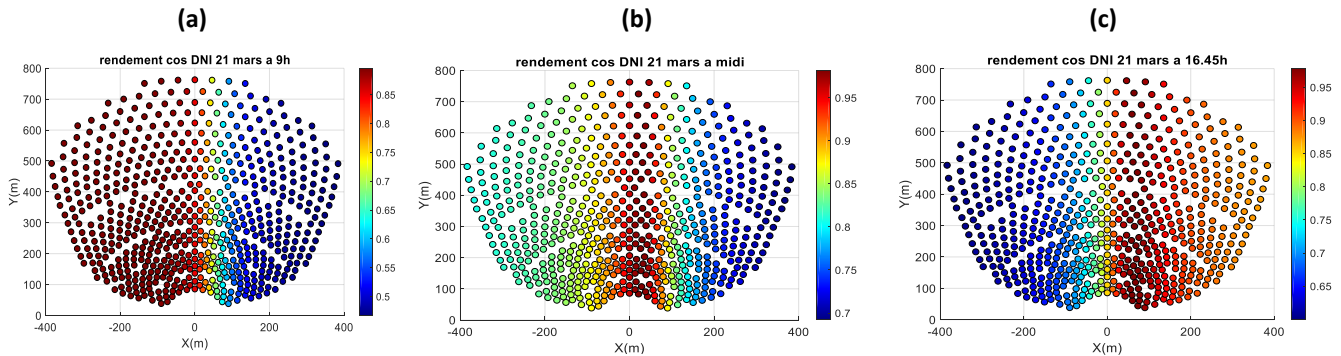


Figure 4.1 : Rendements Cosinus, le 21 Mars : (a) à 9 h, (b) à midi solaire, (c) à 16h45.

La figure 4.2 montre le rendement d'interception le 21 Mars : (a) 9 h, (b) midi solaire, (c) 16h45. On observe que les héliostats situés dans les premiers rangs du champ ont le rendement d'interception le plus élevés, ceci est dû à l'inclinaison du récepteur ( $12^\circ$ ) qui favorise une bonne interception des héliostats situé dans le visé du récepteur. Sa valeur varie de 0.3 à 0.8.

Pour le calcul d'interception, on note que le model approximatif de la référence [29] utiliser dans ce mémoire ne prend pas en considération la position du soleil. De ce fait le rendement d'interception (approximatif) est le même pendant toute l'année, sa valeur est de 0.6031.

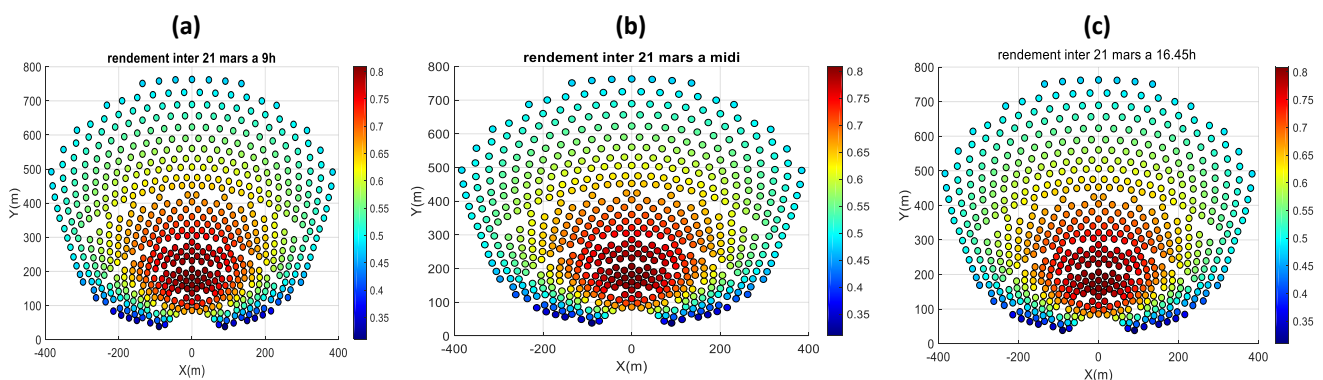
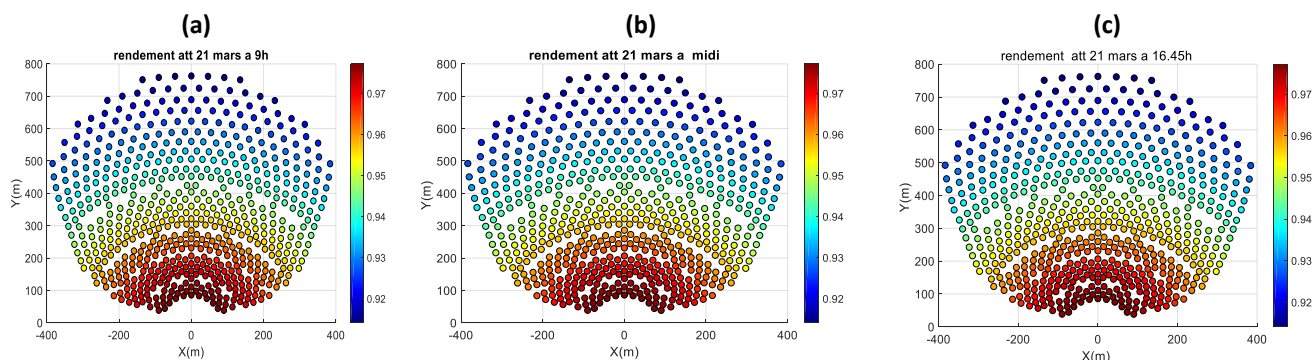


Figure 4.2 : Rendements d'interception, le 21 Mars : (a) à 9 h, (b) à midi solaire, (c) à 16h45.

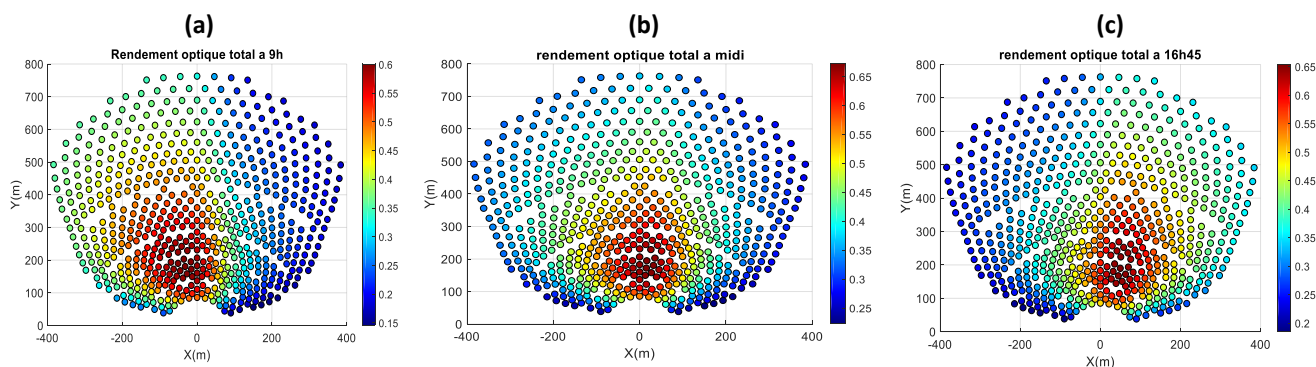
La figure 4.3 montre le rendement d'atténuation le 21 Mars : (a) 9 h, (b) midi solaire, (c) 16h45. Il est clair que le rendement d'atténuation des héliostats diminue en s'éloignant de la tour. Sa valeur varie de 0.9 à 0.97. Le rendement d'atténuation est le même pendant toute l'année, parce qu'il est dépendant que de position de l'héliostat (équation 3-20).





**Figure 4.3 :** Rendements d’atténuation, le 21 Mars : (a) à 9 h, (b) à midi solaire, (c) à 16h45.

La figure 4.4 montre le rendement optique total le 21 Mars : (a) 9 h, (b) midi solaire, (c) 16h45. L’analyse de cette figure montre que le rendement total est influencé par le rendement cosinus du fait qu’il a le même comportement que le rendement cosinus (figure 4.1). Le rendement des héliostats varie de 0.15 à 0.6 le matin et atteint son maximum à midi pour une valeur de 0.67. Dans l’après-midi il varie de 0.2 à 0.65.



**Figure 4.4 :** Rendements optique total, le 21 Mars : (a) à 9 h, (b) à midi solaire, (c) à 16h45.

### 1.1.2. Rendement optique annuel

La figure 4.5 montre le rendement optique annuel d’insolation. L’analyse de cette figure montre que les héliostats existant au nord-est et nord-ouest du champ ont un rendement annuel faible par rapport aux héliostats existant au nord centre du champ. Le rendement annuel varie de 0.2 à 0.67.

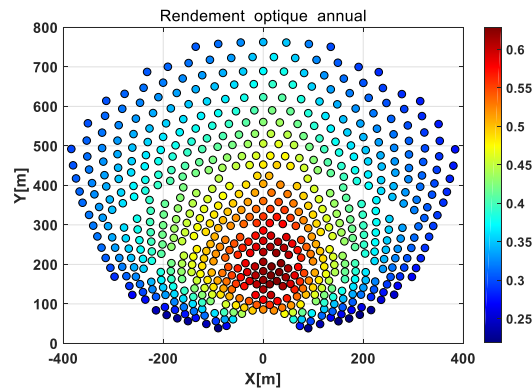


Figure 4.5 : Rendement optique d'insolation annuel.

## 1.2. Energie intercepté

La figure 4.6 montre l'énergie annuelle interceptée du champ héliostatique en fonction de l'inclinaison du récepteur. On remarque que l'énergie annuelle interceptée augmente avec l'augmentation de l'inclinaison du récepteur. Elle est de 65.41  $\text{GW}_{\text{th}}$  pour un angle du récepteur de  $0^\circ$  jusqu'à atteindre sa valeur maximale de 79.74  $\text{GW}_{\text{th}}$  pour un angle de  $40^\circ$  puis commence à diminuer pour atteindre une valeur de 71.51  $\text{GW}_{\text{th}}$  pour un angle du récepteur de  $70^\circ$ . Ceci montre que l'énergie intercepté par le récepteur est dépendante de l'inclinaison de ce dernier.

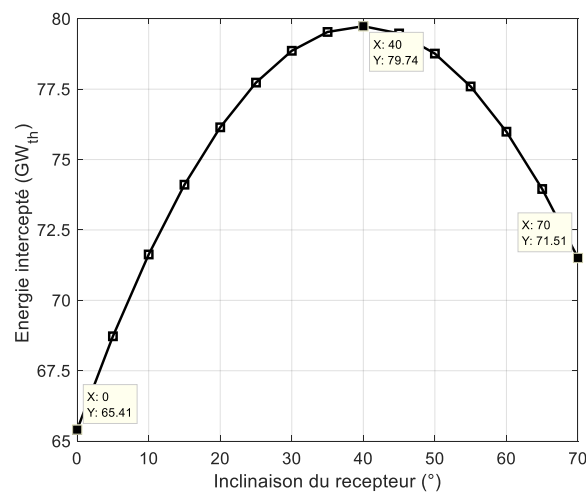
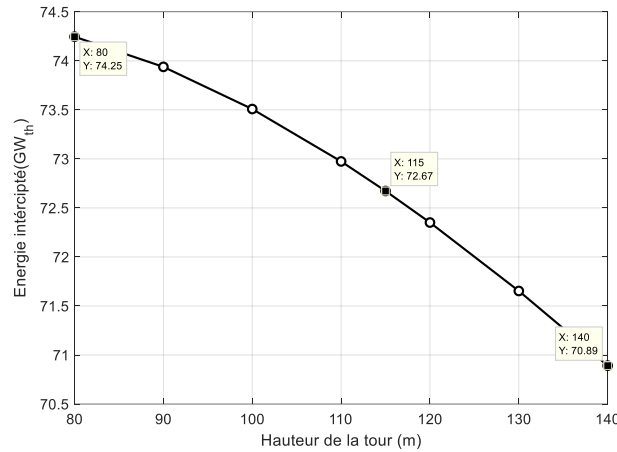


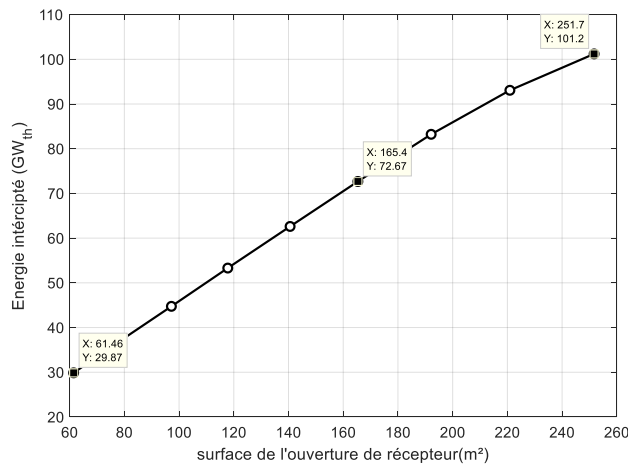
Figure 4.6 : Energie annuel intercepté du champ héliostatique en fonction de l'inclinaison du récepteur.

En ce qui concerne la figure 4.7, l'énergie annuelle interceptée diminue avec l'augmentation de la hauteur de la tour, elle est de 74.25  $\text{GW}_{\text{th}}$  pour une hauteur de 80m et de 72.67  $\text{GW}_{\text{th}}$  pour une hauteur de 115m et de 70.89  $\text{GW}_{\text{th}}$  pour une hauteur de 140m.



**Figure 4.7 :** Energie annuel intercepté du champ héliostatique en fonction de la hauteur de la tour.

Enfin la figure 4.8 montre que l'énergie annuel intercepté augmente avec l'augmentation de la surface de l'ouverture de récepteur, elle est de 29.87 GW<sub>th</sub> pour une surface d'ouverture de 61.46 m<sup>2</sup>, et elle de 72.67 GW<sub>th</sub> pour une surface d'ouverture de 165.4 m<sup>2</sup> et elle de 101.2 GW<sub>th</sub> pour une surface d'ouverture de 251.7 m<sup>2</sup>.



**Figure 4.8 :** Energie annuel intercepté du champ héliostatique en fonction de la surface de l'ouverture de récepteur.

La table 5 résume les résultats des différentes performances optiques calculées pour la centrale solaire PS10. Pour le 21 Mars, le rendement cosinus atteint une valeur maximale de 0.8396 à midi solaire ce qui fait augmenter le rendement total d'insolation à 0.4274 et comme conséquence l'énergie intercepté au niveau du récepteur atteint son maximum d'environ  $30 \times 10^3$  GW<sub>th</sub> (soit 30 MW<sub>th</sub>). Le rendement total annuel du champ héliostatique atteint la valeur de 0.4064 avec une énergie annuelle interceptée de 72.672 GW<sub>th</sub>.

Table 5 : Résumé des différentes performances optiques

		<b>Rendement Cosinus</b>	<b>Rendemen t Interceptio n</b>	<b>Rendeme nt Atténuati on</b>	<b>Rendement total d'insolation</b>	<b>Energie Intercepte (GW<sub>th</sub>)</b>
<b>21 Mars</b>	<b>9h</b>	0.7318	0.6031	0.9499	0.3720	$2.957 \times 10^{-3}$
	<b>Midi</b>	0.8396	0.6031	0.9496	0.4274	$30.744 \times 10^{-3}$
	<b>16h45</b>	0.7990	0.6031	0.9499	0.4055	$3.070 \times 10^{-3}$
<b>Annuel</b>		0.7992	0.6031	0.9499	0.4064	72.672

# **Conclusion generale**

## Conclusion generale

---

Dans ce travail, nous avons présenté un model numérique sous Matlab dans le but de calculer les performances optiques annuel du champ héliostatique. On a pris comme exemple la centrale solaire PS10 situé près de Séville, en Andalousie, en Espagne. Le model est capable de calculer les rendements annuels suivants : rendement cosinus, rendement d'interception, rendement d'atténuation et enfin le rendement annuel total du champ. Le but est d'utiliser l'outil de la simulation numérique pour prédire le rendement optique de ce type de centrale en Algérie et en particulier dans la région de Ghardaïa.

Dans le chapitre 1 on a présenté le gisement solaire en commençant par sa définition et les raisons pour lesquelles il est important dans les systèmes utilisant le solaire comme un vecteur d'énergie. On a présenté aussi le potentielle de l'Algérie pour l'exploitation de l'énergie solaire et qu'elle dispose d'un gisement solaire très important dépassant les 2000 heures annuellement. Ensuite, on a présenté les différents paramètres qui constituent la fraction solaire incidente sur terre. Parmi ces paramètres, la position du soleil, sa déclinaison, l'angle horaire, ...etc., ainsi que les différents composants des rayonnements solaires.

Ensuite, on a présenté dans le chapitre 2 les différent types existants des centrales solaire à concentration (CSP) à savoir, les centrales solaire cylindro-parabolique, les concentrateurs linéaires de Fresnel, les centrales à tour et les centrales à concentrateurs paraboliques ou dish. Les centrales solaires à tour dite SCR (Solar Central Receiver) est parmi les technologies les plus prometteuses pour la production d'électricité et la production thermique industrielle. Après avoir présenté son principe de fonctionnement, nous avons définis les différents sous- système qui constitue la centrale à tour à savoir, le récepteur, champ d'héliostat, la tour, le système de conversion de puissance. Le champ d'héliostats, est l'élément clé d'une centrale SCR parce que c'est lui qui permet d'envoyer et de concentrer le flux solaire vers un récepteur placé en haut de la tour. Vue l'importance du champ d'héliostats, on a présenté aussi les pertes optiques qui le caractérisent, et on peut les dénombrer comme suit :

- Pertes par l'effet cosinus
- Pertes par l'effet d'ombrage et blocage
- Pertes par l'effet atmosphérique
- Pertes par l'effet interception

Enfin, après avoir listé tous les paramètres susceptibles d'influer les performances du champ solaire, on a cité quelques outils de simulation et de modélisation des centrales solaire à tour existants dans la littérature ainsi que le choix du langage de programmation utilisé dans ce mémoire.

Dans le troisième chapitre, on a présenté le modèle numérique qui calcule les performances optiques du champ héliostatique ou nous avons présenté la formulation mathématique des différents rendements qui constitue le rendement optique.

Dans le chapitre 4, on a présenté les résultats de la simulation numérique en prenant comme exemple la centrale solaire PS10. Les résultats ont permis de déterminer l'influence de quelques paramètres sur les performances optiques du champ héliostatique, à savoir : l'inclinaison du récepteur, la hauteur de la tour et la surface d'ouverture du récepteur.

Une estimation des différents rendements optiques annuels a été obtenue et présentée sous forme de tableau, il s'agit :

- Du rendement cosinus qui atteint 79.92%.
- Du rendement d'interception qui atteint 60.31%.
- Du rendement d'atténuation qui atteint 94.99%.
- Du rendement total qui atteint 40.64%.
- L'énergie annuelle interceptée au niveau du récepteur qui atteint 72.672 GWth.

Enfin, la suite de ce travail va traiter le rendement de l'ombrage et blocage, exploitation d'autres types de champs héliostatiques comme la forme spirale et circulaire, l'optimisation du champ héliostatique, ...etc.

### Référence

- [1] Ziuku S, Seyitini L, Mapurisa B, Chikodzi D, Koen VK. Potential of concentrated solar power (CSP) in Zimbabwe. *Energy Sustain Dev* 2014; 23:220 e 7.
- [2] Kolb GJ, Jones SA, Donnelly MW, Gorman D, Thomas R, Dave nport R, et al. Heliostat cost reduction study. 2007. SAND20 07e 3293.
- [3] Angstrom, m. "Solar and terrestrial radiation". *Q J R Met Soc* 1924.
- [4] Duffie JA et Beckman WA. "Solar Engineering of Thermal Processes". 2nd ed. New York Wiley Interscience; 1991..
- [5] BELKACHE, Idir. Simulation et optimisation des échangeurs thermiques dans une tour solaire. 2018. PhD Thesis. Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou.
- [6] ACHOUR, Lazhar. *Méthodes d'analyse de système de production : Application à la stratégie de la production d'énergie dans les centrales hybrides d'électricité*. 2018. PhD Thesis. Université de Batna 2.
- [7] Bernard J., (2004), « Energie solaire calculs et optimisation », Ellipse Edition Marketing.
- [8] BENATIALLAH, Djelloul, et al. *Détermination du gisement solaire par imagerie satellitaire avec intégration dans un système d'information géographique pour le sud d'Algérie*. 2019. PhD Thesis. Université Ahmed Draïa-Adrar
- [9] Bouchouicha Kada, (2017), « Modélisation multi spectrale des images satellitaire - Application : Quantification du bilan d'énergie Sol-Atmosphère », Thèse de Doctorat, option Rayonnement et Matière, université USTMB
- [10] Y. Jannot, "Cours de Transferts thermiques, Thermique solaire". Octobre 2003.
- [11] Delorme C., « le rayonnement solaire utilisable », Université d'Avignon publication France
- [12] MIHOUB, Sofiane. *Contribution à la modélisation et à l'optimisation des concentrateurs solaires motorisés appliqués aux systèmes thermosolaires*. 2017. PhD Thesis. Université de Tlemcen-Abou Bekr Belkaid.
- [13] ARRIF, Toufik. *Étude numérique d'un récepteur solaire pour des systèmes avec effet de concentration*. 2019. PhD Thesis. Université Mohamed Khider-Biskra.
- [14] GNU General Public License, version 3. Juin 2007.url
- [15] ADEL, LAKHDAR EZZINE; MOHAMMED, DOUCHA DHIAEDDINE. Mise au point et analyse thermique d'un récepteur solaire linéaire équipant un concentrateur cylindro-parabolique. 2017.
- [16] International Congress on the Environment and Renewable Energies, 6-8 November, 2006, Mahdia, Tunisie).
- [17] BALLO Djibril et BETTARCHA Nesrine Manel ETUDE EXPERIMENTALE D'UN RETRO-CONCENTRATEUR SOLAIRE 2019 PARABOLIQUE Université Abdel Hamid Ben Badis – Mostaganem



## Référence

---

- [18] German Aerospace Center (DLR) report, “AQUA-CSP: Concentrating Solar Power for Seawater Desalination,” 2007.
- [19] paal, J. Dersch, and B. Milow, “ECOSTAR Roapmap Document, Technical Report (DLR),” 2004 R. Pitz-
- [20] SYLVAIN, Quoilin. Les centrales solaires à concentration. *Université de Liège*, 2007, 4: 33.
- [21] Rodriguez, M., & de Lara, M. A. (2008). High Flux Central Receivers of Molten Salts for the New Generation of Commercial Stand-Alone Solar Power Plants. *Journal of Solar Energy Engineering*, 130(May 2008), 21002. Lata, J. M.,
- [22] Noone, Corey J., Manuel Torrilhon, and Alexander Mitsos. 2012. “Heliostat Field Optimization: A new Computationally Efficient Model and Biomimetic Layout.” *Solar Energy* 86 (2): 792–803.
- [23] PowerFromTheSun.net. William B. Stine and Michael Geyer. Published online, copyright 2001.
- [24] Grange B.. (2014), Modélisation et dimensionnement d’un récepteur solaire à air pressurisé pour le projet PEGASE, Thèse de Sciences pour l’Ingénieur, spécialité Energétique et Environnement, Université de Perpignan, pp. 255
- [25] SolarPACES, "Catalog of Solar Heliostats," IEA-Solar Power and Chemical Energy Systems, Köln, Technical Report No. III - 1/00 2000.
- [26] Robert Pitz-Paal, Nicolas Bayer Botero, Aldo Steinfeld. “Heliostat field layout optimization for high-temperature solar thermo-chemical processing”. *Solar Energy*, vol 85; pp 334–343, 2011.
- [27] mmanuel Optimisation multi -échelles d’un champ d’héliostat pour centrale à concentration de petite puissance 2011 GEI, laboratoire LESEE. Burkina Faso E
- [28] FARGE S, Olivier. *Conception optimale de centrales solaires à concentration : application aux centrales à tour et aux installations "beam down"*. 2014. PhD Thesis. Ecole des Mines d'Albi-Carmaux.
- [29] LUTCHMAN, Shanley Lawrence. *Heliostat field layout optimization for a central receiver*. 2014. PhD Thesis. Stellenbosch: Stellenbosch University
- [30] ARRIF, Toufik, et al. GA-Goa hybrid algorithm and comparative study of different metaheuristic population-based algorithms for solar tower heliostat field design. *Renewable Energy*, 2022.
- [31] Stine, W.B. and Geyer, M.: Power from the Sun [Online] (2001). Available at: [www.powerfromthesun.net](http://www.powerfromthesun.net), [11 November 2013].

---

## Annexe1

### Programme principal du Calcule Des Performances Optique Du Champ Héliostatique

```
clc
clear all
close all

%--select field
cd fields
ps10_field1
% test1_field
cd ..

N_Point_calcul_total = 0 ;
DNI_total             = 0 ;

reflect = 0.88 ;
Nhelio   = size(M0s,1) ;

% receiver = 1 ;% receiver = 1 >>>> cavity // receiver = 2
>>>> cyl
% slants = 12 *(pi/180) ; % PS10 receiver slants
% lamda   = 9.3 * 0.001 ;

%--select sun position
cd Sun_DNI
% load('Sun_DNI_ps10_year.mat')
load('Sun_DNI_ps10_12day.mat')

% load('Sun_DNI_ps10_21Mars_9h.mat')
% load('Sun_DNI_ps10_21Mars_midi.mat')
% load('Sun_DNI_ps10_21Mars_16h45.mat')

%load('Sun_DNI_august16_11am.mat')

cd ..

Npoint = size(SunDNI,1) ;

%-----
```

## Annexe

---

```
U_xyz = [] ;
counter = 0 ;
for Point = 1 : Npoint
    DNI = SunDNI(Point,4);
    if(DNI<=0) ,continue; end

    % fprintf('i      :%d\n',i);
    fprintf('Point:%d\n',Point);
    %      fprintf('it:%d\n',it);

    DNI;
    Sun = SunDNI(Point,1:3);
    Sun = Sun/norm(Sun);

    counter = counter + 1 ;
    N_Point_calcul_total = N_Point_calcul_total + 1 ;
    DNI_total           = DNI_total           + DNI ;

    for i = 1 : Nhelio

        R = Towers - MOs(i,1) ;
        R = R/norm(R);% R : Rayon reflechit de l'heliostat

        %-----
        %Rendement cosinus
        Uz = R + Sun ;      % Uz : la normale de l'heliostat

        Uz = Uz / norm(Uz);

        cosi(i) = dot(Uz,Sun) ; % Rendement cosinus
        Rendemen_cosi(i,counter) = cosi(i) ;
        Rendemen_cosiDNI(i,counter) = Rendemen_cosi(i,counter)
*DNI ;

        %-----
        Ux(2) = -Uz(1);
        Ux(3) = 0 ;

        if(Uz(3) == 1)

            Ux(1) = 1 ;
            Ux(2) = 0 ;
```

```

        Ux(3) = 0 ;
end

Ux = Ux / norm(Ux) ;

Uy = cross(Uz,Ux) ;
Uy = Uy / norm(Uy) ;
%-----
% Vecteur unitaire heliostat
helio(i).Ux = Ux ;
helio(i).Uy = Uy ;
helio(i).Uz = Uz ;
%U_xyz = [U_xyz ; Ux ; Uy ; Uz ] ;
%-----
% Distance heliostat recepateur
helio(i).dis = norm(Towers - M0s(i,:)) ;
%-----
-----
%Rendement Attinuation

if (helio(i).dis <=1000)
    h_att_eff(i) = 0.99321-0.0001176*(helio(i).dis
)+1.97*10^(-8)*(helio(i).dis )^(2);
else
    h_att_eff(i) = exp(-0.0001106*(helio(i).dis ));
end

Rendemen_att(i,counter) = h_att_eff(i) ;

% -----
%Rendement interception
% >>> cavity -----
-
if receiver ==1 % >>> cavity
    Rendemen_inter(i,counter) = 1 ;
    D_cyl = WT ;
    H_cyl = HT ;
    D_image(i) = helio(i).dis * lamda + max(HM,WM)
;

    beta(i) = atan2d( (abs(Towers(2)-
M0s(i,2))), Towers(3));
    alfa(i) = asind(M0s(i,2)/helio(i).dis );
    alfa(i) = deg2rad(alfa(i)) + slants *
sind(beta(i)) ;
    alfa(i) = rad2deg(alfa(i)) ;
    d8 = max(H_cyl,D_cyl) ;
    if alfa(i)<= 0
        Rendemen_inter(i,counter) = 0 ;

```

```

        D_image(i)          = 0 ;
        L_v(i)              = 0 ;
    else
        if alfa(i) > 0
            L_v(i)          = D_image(i)/sind(alfa(i))
;
        end
    end

    if L_v(i) > d8
        A_tot(i)            = (pi/4)*L_v(i)*D_image(i) ;
        Area_inef_v(i)     = ((L_v(i)-
d8)*D_image(i))/1.284;
        A_effective(i)     = A_tot(i) - Area_inef_v(i);
        temp2              = A_effective(i)/A_tot(i) ;
        Rendemen_inter(i,counter) =
Rendemen_inter(i,counter)*temp2 ;
    end
    if D_image(i) > d8
        A_tot(i)            = (pi/4)*L_v(i)*D_image(i) ;
        Area_inef_h(i)     = ((D_image(i)-
d8)*L_v(i))/1.284;
        A_effective(i)     = A_tot(i) - Area_inef_h(i);
        temp2              = A_effective(i)/A_tot(i) ;
        Rendemen_inter(i,counter) =
Rendemen_inter(i,counter)*temp2 ;
    end

    if Rendemen_inter(i,counter) > 1
        Rendemen_inter(i,counter) = 1 ;
    end

%receiver ==2 >>> External cylinder-----
-----
    else
        Rendemen_inter(i,counter) = 1 ;
        D_cyl = WT ;
        H_cyl = HT ;
        R_cy  = 0.5* D_cyl ;
        d_xy(i) = sqrt(M0s(i,2)^2 + M0s(i,1)^2) - R_cy ;
        alfa(i) = asind(d_xy(i)/helio(i).dis) ;
%        alfa(i) = deg2rad(alfa(i)) ;
        L_v(i) = abs(D_image(i)/sind(alfa(i))) ;
        d8 = max(H_cyl,D_cyl) ;
        if L_v(i) > d8
            A_tot(i)            = (pi/4)*L_v(i)*D_image(i) ;
            Area_inef_v(i)     = ((L_v(i)-
d8)*D_image(i))/1.284;
            A_effective(i)     = A_tot(i) - Area_inef_v(i);

```

```
        temp2 = A_effective(i)/A_tot(i) ;
        Rendemen_inter(i,counter) =
Rendemen_inter(i,counter)*temp2 ;
        end

        if D_image(i) > d8
            A_tot(i) = (pi/4)*L_v(i)*D_image(i) ;
            Area_inef_h(i) = ((D_image(i)-
d8)*L_v(i))/1.284;
            A_effective(i) = A_tot(i) - Area_inef_h(i);
            temp2 = A_effective(i)/A_tot(i) ;
            Rendemen_inter(i,counter) =
Rendemen_inter(i,counter)*temp2 ;
        end

        if Rendemen_inter(i,counter) >1
            Rendemen_inter(i,counter) = 1 ;
        end

    end

end

end

end

% calcul du rendement

Effecinecy

%sauvegardde du fichie de sortie final

save(file_name);
```

**Annexe 2 : fonctions utilisé dans le programme principal : Effecinecy**

```
Rendemen_cosi_total = zeros(Nhelio,1);
Rendemen_cosiDNI_total = zeros(Nhelio,1);
Rendemen_inter_total = zeros(Nhelio,1);
Rendemen_att_total = zeros(Nhelio,1);
```

## Annexe

```
for count = 1 : counter

    Rendemen_cosi_total      = Rendemen_cosi_total      +
Rendemen_cosi(:,count)      ;
    Rendemen_cosiDNI_total   = Rendemen_cosiDNI_total   +
Rendemen_cosiDNI(:,count)   ;
    Rendemen_inter_total     = Rendemen_inter_total     +
Rendemen_inter(:,count)     ;
    Rendemen_att_total       = Rendemen_att_total       +
Rendemen_att(:,count)       ;

%    N_point_calcul_total_angle      =
N_point_calcul_total_angle + N_Point_calcul_total(1,angle) ;
%
%    DNI_total_angle                 = DNI_total_angle
+ DNI_total(1,angle)                 ;
end

Rendemen_cosi_total      = Rendemen_cosi_total      /
N_Point_calcul_total;
Rendemen_cosiDNI_total   = Rendemen_cosiDNI_total   /
DNI_total;
Rendemen_inter_total     = Rendemen_inter_total     /
N_Point_calcul_total;
Rendemen_att_total       = Rendemen_att_total       /
N_Point_calcul_total;

% effeciency each heliostat -----

% Weighted
Rendemen_all_DNI_total   =
Rendemen_cosiDNI_total.*Rendemen_att_total.*Rendemen_inter_tot
al.*reflect;           %nweighted

% Unweighted
Rendemen_all_NODNI_total =
Rendemen_cosi_total.*Rendemen_att_total.*Rendemen_inter_total.
*reflect;           %Unweighted

% effeciency of field -----

Rendemen_cosi_field      = 1/Nhelio*sum( Rendemen_cosi_total
) ; %Unweighted
Rendemen_cosiDNI_field   = 1/Nhelio*sum(
Rendemen_cosiDNI_total) ; %weighted field
Rendemen_inter_field     = 1/Nhelio*sum(
Rendemen_inter_total) ;
Rendemen_att_field       = 1/Nhelio*sum( Rendemen_att_total)
;
```

```
% Rendemen_all_DNI_field1      =
Rendemen_cosiDNI_field*Rendemen_att_field*Rendemen_inter_field
*reflect ;
Rendemen_all_DNI_field        = 1/Nhelio*sum(
Rendemen_all_DNI_total)      ; %weighted field
Rendemen_all_NODNI_field     = 1/Nhelio*sum(
Rendemen_all_NODNI_total)    ; %Unweighted

% Energy intercepted each heliostat -----
-

% DNI1000 = 1000;
DNI1000 = 1; % kW/m2
DTIME   = 1;
[ DM , Poly_Area] = get_DM_max( WM, HM );

h_energy_all_DNI_field      = Rendemen_all_DNI_total
                              .*Poly_Area
                              .*DNI_total *DTIME; %each helio
                              en watt

% Energy intercepted field -----
energy_all_DNI_field_Watt   = sum( h_energy_all_DNI_field
); % field
energy_all_DNI_field_GigaWatt = energy_all_DNI_field_Watt*10^-
9 ;
energy_all_DNI_field_GigaWatt =
energy_all_DNI_field_GigaWatt*30 ;
```



## Résumé

Le développement des performances de l'énergie solaire concentrée dépend de l'amélioration significative des performances optiques du champ des miroirs mobiles et de l'amélioration du cycle de conversion de l'énergie solaire avec l'unité de stockage. L'objectif du mémoire est d'étudier et de connaître l'évolution des technologies de centrales solaires thermiques à concentration, spécifiquement PS10. Cela est fait à travers une étude des pertes optiques au niveau du champ héliostatique dont on a calculer l'efficacité de chaque héliostat tout au long de l'année avec un pas de temps d'une heure grâce aux données de l'ensoleillement collectées au niveau de l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables UREAR sis Ghardaïa. Pour cette raison, une étude approfondie des documents et des notes a été menée de manière à permettre de connaître l'amélioration des techniques de concentration des centrales solaires thermiques, en particulier des tours solaires.

**Mots clé :** Tour solaire à concentration, Performances optiques, Champ héliostatique.

## Abstract

The development of concentrated solar power performance depends on significantly improving the optical performance of the moving mirror field and improving the solar power conversion cycle with the storage unit. The objective of the memory is to study and know the evolution of the technologies of concentrated solar thermal power plants, specifically PS10. This is done through a study of optical loss of the heliostat field and by calculating the efficiency of each heliostat throughout the year with a time step of one hour using the data collected at the applied research unit in renewable energies UREAR -Ghardaia. For this reason, an in-depth study of documents and notes has been carried out in such a way as to make it possible to know the improvement in the techniques of concentration of solar thermal power plants, in particular of solar towers.

**Keywords:** Concentrated solar tower power, Optical performance, Heliostat field.

## ملخص

يعتمد تطوير أداء الطاقة الشمسية المركزة على تحسين الأداء البصري لحقل المرآة المتحركة بشكل كبير وتحسين دورة تحويل الطاقة الشمسية مع وحدة التخزين. الهدف من المذكرة هو دراسة ومعرفة تطور تقنيات محطات الطاقة الحرارية الشمسية المركزة، وتحديداً PS10، من خلال دراسة الخسارة على مستوى مجال المرايا المتنقلة لمدة عام كامل لكل مرآة وذلك حسب كفاءة كل مرآة على مدار العام بخطوة زمنية تبلغ ساعة واحدة بفضل بيانات أشعة الشمس التي تم جمعها على مستوى وحدة البحث التطبيقي في الطاقات المتجددة UREAR بغرداية. لهذا السبب، تم إجراء دراسة متعمقة للوثائق والملاحظات بطريقة تجعل من الممكن معرفة التحسن في تقنيات تركيز محطات الطاقة الحرارية الشمسية، ولا سيما الأبراج الشمسية

**الكلمات المفتاحية:** محطات الطاقة الشمسية المركزة , الأداء البصري, الطاقة الشمسية المركزة ,حقل المرايا المتحركة