



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

Université Saad Dahleb de Blida -1-
Faculté de Technologie
Département Des Energies Renouvelables

Mémoire

Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de

Master Académique

En

Energies Renouvelables

Option : Conversion Thermique

Thème

**« Génération Et Optimisation D'un Champ
Radial D'héliostats »**

Réalisé par :

KAMEL YAHIA AMMAR

Dirigé par :

Mme CHAOUCHI SAMIRA

Soutenu le 27 /09/2022 devant le jury composé de :

Président	Dr	Fatma Ferradji
Examineur	Dr	Djamel Lafri
Examineur	Mr	Karim KACI

Année universitaire 2021/2022

REMERCIEMENTS

Avant tout, j'adresse mes remerciements à notre **Dieu** de m'avoir donné la force et le courage à concrétiser ce travail.

Au terme de ce mémoire, je tiens à porter mes chaleureux remerciements aux membres du **jury** pour leur présence, pour leur lecture attentive de mon mémoire ainsi que pour les remarques qu'ils m'adresseront lors de cette soutenance afin d'améliorer mon travail.

Je tiens à exprimer particulièrement nos meilleures gratitudes et respects à ma promotrice **Mme SAMIRA CHAOUCHI** Pour son orientation et sa présence et pour ses précieux conseils.

DEDICACES

A ma Chère Mère WERDA

Et A mon Père Mustapha

*Dont le mérite, les sacrifices et les qualités
humaines m'ont permis de vivre ce jour.*

A mes Frères

youcef et yacine

A tous les gens qui m'aiment

*Zakí, abdelmalek, zeliya, samir islam,
Hamza, ramzi. Raouf.....*

ملخص

يتضمن تحسين أداء الطاقة لمحطة برج الطاقة الشمسية بشكل أساسي تحسين الأداء البصري للحقل الشمسي. في دراستنا ، تم إنشاء حقل شعاعي من الهليوستات يتكون من سبعمائة (700) هليوستات تقع في أدرار. لقد عملنا مع برنامج ماتلاب لحساب موضع الشمس ، ومواقع الهليوستات ، كما قمنا بحساب المعلمات الضوئية المختلفة مثل تأثير جيب التمام ، وتأثير الاعتراض ، وتأثير التوهين الجوي. وبالنسبة للخسائر الناتجة عن الانسداد والتظليل ، تم استخدام برنامج سولر بلوت. في نهاية هذه الرسالة ، اقترحنا طريقة تحسين لإعادة تعريف بعض المعلمات التي تعمل على توسيع السطح المحيط بكل وحدة شمسية ، مما سمح لنا بالحصول على نتائج جيدة جدًا فيما يتعلق بعامل التظليل والحجب بنسبة 15% لقد اخذنا ايضا بعين الاعتبار كفاءة جيب التمام في هذا التحسين من خلال زيادة ارتفاع جهاز الاستقبال إلى 175 مترًا لتزويد التدفق الشمسي بمساحة سطح أكبر من مساحة جهاز استقبال بارتفاع 125 مترًا ، مما يمنحنا ربحًا بنسبة 1 % بالنسبة لتأثير جيب التمام.

كلمات مفتاحية: برج مركزي؛ مجال هليوستات شعاعي؛المعلمات الضوئية
ماتلاب؛الطيار الشمسي.

RESUME

L'amélioration des performances énergétiques d'une centrale solaire à tour passe essentiellement par l'optimisation des performances optiques du champ héliostatique. Dans notre étude on a généré un champ radial d'héliostats qui se compose de sept cents (700) héliostats situé à Adrar. On a travaillé avec le logiciel Matlab pour calculer la position du soleil, les positions des héliostats, on a calculé aussi avec Matlab les différents paramètres optiques tel que l'effet cosinus, l'effet d'interception, l'effet d'atténuation atmosphérique. Et pour les pertes dues au blocage et ombrage on a utilisé le logiciel SOLARPILOT. À la fin de ce mémoire, on a proposé une méthode d'optimisation pour redéfinir certains paramètres qui sert à élargir la surface qui entoure chaque héliostat, ça nous a permis d'avoir de très bons résultats par rapport au facteur d'ombrage et de blocage avec un gain de 15%. Nous avons pris aussi l'efficacité cosinus en considération dans cette optimisation par une augmentation de la hauteur de récepteur à 175m pour offrir au flux solaire une surface apparente supérieure à celle d'un récepteur de 125m de hauteur, ce qui nous à donner un gain de 1% par rapport à l'effet cosinus.

Mots clés : Centrale A Tour ; Champ d'héliostats radial ; Paramètres optiques ; Matlab ;Solarpilot.

ABSTRACT

Improving the energy performance of a solar tower power plant essentially involves optimizing the optical performance of the heliostatic field. In our study, a radial field of heliostats was generated which consists of seven hundred (700) heliostats located in Adrar. We worked with the MATLAB software to calculate the position of the sun, the positions of the heliostats, we also calculated with MATLAB the different optical parameters such as the cosine effect, the interception effect, the atmospheric attenuation effect. And for losses due to blockage and shading, SOLARPILOT software was used. At the end of this thesis, we proposed an optimization method to redefine certain parameters which serves to enlarge the surface surrounding each heliostat, this allowed us to have very good results with respect to the shading factor and blocking with a gain of 15%. We are also close to the cosine efficiency in consideration in this optimization by increasing the receiver height to 175m to offer the solar flux a surface area greater than that of a 125m high receiver, which gives us a gain of 1 % relative to the cosine effect.

Keywords: Central A Tower; Radial heliostat field Optical parameters; MATLAB; Solarpilot.

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENT

DEDICACES

ملخص

RESUME

ABSTRACT

TABLE DES MATIERES..... 7

LISTE DES FIGURES 11

LISTE DES TABLEAUX 13

LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS 14

INTRODUCTION GÈNERALE..... 18

CHAPITE I : Etat De L'art

I.1. Introduction 21

I.2. Quelques travaux sur les champs d'héliostats 21

I.3. Codes De Calculs De Flux Solaire 23

I.4. Les Centrales à Tour..... 24

I.5. Conclusion..... 25

CHAPITE II: Gisement Solaire

II.1. Introduction 27

II.2. Caractéristique Du Soleil..... 27

II.3. Le Système Terre-Soleil..... 29

II.4. Gisement Solaire 30

II.4.1. Gisement Solaire en Algérie 30

II.5. Position Du Soleil Par Rapport à La Terre 32

II.5.1. Coordonnées géographiques..... 32

II.5.2. Les coordonnées équatoriales..... 32

II.5.3. Coordonnées horizontales 34

II.8. Conclusion..... 35

CHAPITE III : Les Centrales à Tour et Les Différentes Configurations Des Champs D'héliostats

III.1. Introduction 37

III.2. Différents types de centrales solaires à concentration..... 37

III.2.1. Les centrales solaires linéaires de Fresnel..... 38

III.2.2. Les centrales solaires à concentrateurs cylindro-paraboliques..... 39

III.2.3.	Les centrales solaires à capteur paraboliques	40
III.2.4.	Les centrales solaires à tour.....	40
III.3.	Principaux composants d'une centrale solaire à tour	41
III.3.1.	Bloc solaire.....	41
III.3.1.1.	Héliostats	41
III.3.1.1.1.	Principaux composants de l'héliostat	41
□	Miroirs	42
□	Support Des Miroirs	42
□	pylône et fondation	42
□	systèmes de contrôle.....	43
□	systèmes de Poursuite.....	43
III.3.1.1.2.	Les Déférents Modèle D'héliostats	45
III.3.1.2.	Champs D'Héliostats.....	46
III.3.1.2.1.	Disposition Du champ Héliostatique.....	46
□	Disposition Radiale	46
□	Disposition De Champs De Maïs	47
□	Disposition Spirale	48
III.3.1.3.	La Tour	49
III.3.2.	Bloc de puissance	49
III.3.2.1.	Système de réception.....	50
□	Récepteur Externe	50
□	Récepteur à Cavité.....	50
□	Récepteur Volumétrique.....	51
III.3.2.2.	Les Fluides Caloporteurs Utilisés Dans Les Récepteurs	51
III.3.2.2.1.	Sel fondu.....	51
III.3.2.2.2.	Métal (Sodium) Fondu	52
III.3.2.2.3.	Eau/Vapeur D'eau	53
III.3.2.2.4.	L'air	53
III.3.2.3.	Système De Stockage	53
III.3.2.4.	Les Cycles De Puissances	54
III.3.2.4.1.	Cycle De Rankine.....	55
III.3.2.4.2.	Cycle De Brayton	56
III.4.	Fonctionnement D'une Centrale à Tour	57
III.5.	Conclusion.....	58

CHAPITE IV : Modélisation d'un champ d'héliostats radial

IV.1. Introduction	60
IV.2. Modélisation Mathématique D'un Champ D'héliostats Radial	60
IV.2.1. Le Diamètre Caractéristique.....	60
IV.2.2. Espacement Azimutal.....	61
IV.2.3. Espacement Radial	62
IV.2.4. Rayon Du Premier Anneau.....	63
IV.2.5. Nombre D'Héliostats.....	63
IV.2.6. Les Données Nécessaires Pour Générer Le Champ D'héliostats	64
IV.2.7. Organigramme Du Programme (génération d'un champ radial).....	65
IV.2.8. Résultats De Programme (génération d'un champ radial).....	66
IV.3. Efficacité Optique Du champ D'héliostats.....	66
IV.4. Modélisation Mathématique De L'effet Cosinus	67
IV.4.1. Modélisation Mathématique Du Vecteur Incident De Soleil S^{\rightarrow}	68
IV.4.2. Modélisation Mathématique Du Vecteur Unitaire De Rayon Réfléchi K^{\rightarrow}	70
IV.4.3. Modèle de Calcul De L'effet Cosinus.....	70
IV.4.4. Les Données Nécessaires Pour Calculer L'effet Cosinus	71
IV.4.5. Organigramme De Programme D'effet Cosinus Sur Matlab	72
IV.4.6. Résultats De programme de L'effet Cosinus.....	73
IV.5. Modélisation de facteur d'atténuation atmosphérique	73
IV.5.1. Les Données Nécessaires Pour Calculer L'effet D'Atténuation Atmosphérique.....	74
IV.5.2. Organigramme De Programme D'Atténuation Atmosphérique Sur Matlab.....	75
IV.5.3. Résultats De Programme D'Atténuation Atmosphérique	76
IV.6. Modélisation De Facteur D'Interception	76
IV.6.1. Les Données Nécessaires Pour Calculer Le Facteur D'Interception.....	77
IV.6.2. Organigramme De Programme De Facteur D'Interception.. Erreur ! Signet non défini.	
IV.6.3. Résultats De Programme D'Interception.....	80
IV.7. Modélisation De L'Effet D'Ombrage Et De Blocage	80
IV.7.1. Prérequis pour le calcul de facteur d'ombrage et de blocage.....	81
IV.7.1.1. Définition Des Systèmes De Coordonnées	81
IV.7.1.2. Calcul De Vecteur Du Soleil.....	83
IV.7.1.3. Représentation De La Position Du Récepteur Par Rapport Aux Héliostats	84
IV.7.1.4. Calcul De L'Orientatation Des Héliostat Et L'Angle De Suivi	84
IV.7.2. Calcul Du Facteur D'Ombrage Et De Blocage Fsb Avec SOLARPILOT.....	90

IV.7.3. Résultats De SOLARPILOT	93
IV.8. Calculs De L'Efficacité Optique Totale De Champ Générer et validation des résultats.....	94
IV.9. Méthode d'optimisation	94
IV.9.1. Résultats D'Optimisation	96
IV.9.1.1. Distribution Géométrique De Champ Optimisé	95
IV.9.1.2. Distribution De L'effet Cosinus Du Champ Optimisé	95
IV.9.1.3. Distribution De l'Efficacité D'Atténuation Atmosphérique De Champ Optimisé.....	96
IV.9.1.3. Distribution De L'Effet D'Interception Sur Le Champ Optimisé	96
IV.9.1.3. Distribution D'Ombrage Et De Blocage	101
IV.9.2. Calculs De L'Efficacité Optique Totale De Champ Optimisé	102
IV.10. Discussion et comparaison	102
IV.10.1. Distribution Géométrique.....	102
IV.10.2. Effet Cosinus	103
IV.10.3. Effet D'Atténuation Atmosphérique	103
IV.10.4. Effet D'Interception.....	104
IV.10.5. Effet D'Ombrage Et De Blocage.....	104
IV.11. Conclusion.....	105
CONCLUSION GÉNÉRALE.....	107
Anexxe	108
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	112

LISTE DES FIGURES

Figure II. 1: Le soleil vu par la terre	28
Figure II. 2: Mouvement du globe terre par rapport au soleil.....	29
Figure II.3: Carte mondiale de l'ensoleillement annuel moyen. Ensoleillement (en Watt/m ²)	30
Figure II. 4: Gisement solaire en Algérie	31
Figure II. 5: Les coordonnées horizontales du soleil.....	35
Figure III. 1: Image descriptive de la concentration linéaire et la concentration ponctuelle avec leur différent technologies.....	38
Figure III. 2: Centrale solaires linéaires de Fresnel.....	39
Figure III. 3: Centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques	39
Figure III. 4: Capteur parabolique	40
Figure III. 5: Centrales solaires à tour	41
Figure III. 6: Différents composant de l'héliostat.	42
Figure III. 7: Monture altazimutale	44
Figure III. 8: Monture équatoriale	44
Figure III. 9: Configuration d'un champ d'héliostat radiale	47
Figure III. 10: Configuration d'un champ d'héliostats inspiré de la méthode de culture de maïs	47
Figure III. 11: Configuration d'un champ spirale.....	48
Figure III. 12: Exemples de tours de centrales solaires.....	50
Figure III. 13: Les 3 types de récepteur solaire	49
Figure III. 14: Système de stockage	54
Figure III. 15: Cycle de Rankine	55
Figure III. 16: Représentation du fonctionnement de cycle de Brayton, et les divers Processus sur le diagramme PV et TS	55
Figure III. 17: Schémas qui décrit le fonctionnement d'un centrale à tour	57
Figure IV. 1: Représentation de diagonale de l'héliostats	51
Figure IV. 2: Représentation de diagonale de l'héliostats	60
Figure IV. 3: Représentation des zones	62
Figure IV. 4: Représentation de l'espacement radiale	62
Figure IV. 5: Représentation du premier rayon	62
Figure IV. 6: Organigramme du programme (génération d'un champ radiale) sur Matlab....	65

Figure IV. 7: La distribution géométrique d'un champ d'héliostats radiale.....	66
Figure IV. 8: Représentation de l'effet cosinus	67
Figure IV. 9: Représentation de l'angle de l'effet cosinus	68
Figure IV. 10: Représentation de la hauteur de point visé AIM Hv	70
Figure IV. 11: Organigramme de programme d'effet cosinus sur Matlab.....	72
Figure IV. 12: Distribution de l'efficacité cosinus sur le champ d'héliostats.....	73
Figure IV. 13: Représentation de la distance entre l'héliostat et le récepteur	74
Figure IV. 14: Organigramme de programme d'atténuation atmosphérique sur Matlab.....	75
Figure IV. 15: Distribution de l'atténuation atmosphérique sur le champ	76
Figure IV. 16: Organigramme du programme de facteur d'interception.....	79
Figure IV. 17: distribution de l'effet d'interception sur le champ	80
Figure IV. 18: Systèmes de coordonnées globales	82
Figure IV. 19 : Systèmes de coordonnées locales.....	83
Figure IV. 20: Résolution du vecteur solaire (a) et du vecteur récepteur (b) dans le système de coordonnées local	84
Figure IV. 21: Vecteur normal de l'héliostat résultant des vecteurs solaire et récepteur, (b) Résolution du vecteur normal de l'héliostat dans le système de coordonnées local	85
Figure IV. 22: Calculs d'ombre à l'aide de la projection du point central de Sassi.....	86
Figure IV. 23: Calcul de la zone ombrée avec une seule ombre.....	90
Figure IV. 24: Calcul de la zone ombrée avec deux ombres	90
Figure IV. 25: Capteur d'écrans qui montre comment entrer localisation.....	91
Figure IV. 26: Capteur d'écrans qui montre la configuration de champ	91
Figure IV. 27: Capteur d'écrans qui montre l'importation des positions (x,y).....	92
Figure IV. 28: Capteur d'écrans qui montre ou d'enter la date et l'heure	92
Figure IV. 29: La distribution d'ombrage sur le champ d'héliostats	93
Figure IV. 30: La distribution de blocage sur le champ d'héliostats	93
Figure IV. 31: Distribution géométrique de champ optimisé	95
Figure IV. 32: Distribution de l'effet cosinus de champ optimisé.....	95
Figure IV. 33: Distribution de l'atténuation atmosphérique sur le champ optimisé	100
Figure IV. 34: Distribution de facteur d'interception sur le champ optimisé.....	100
Figure IV. 35: Distribution de l'effet de blocage sur le champ optimisé	101
Figure III. 36: Distribution de l'effet d'ombrage sur le champ optimisé	101

Figure IV. 37: Comparaison de la distribution géométrique du champ généré a gauche et optimisé a droit.....	102
Figure IV. 38: Comparaison de l'effet cosinus du champ généré à gauche et optimisé à droit	103
Figure IV. 39: Comparaison de l'effet d'alunation atmosphérique du champ généré à gauche et optimisé à droit.....	103
Figure IV. 40: Comparaison de l'effet d'interception du champ généré à gauche et optimisé à droit	104
Figure IV. 41: Effet d'ombrage et de blocage du champ généré à gauche et de champ optimisé a droit.....	104
Figure A. 1: Répartition du rayonnement solaire.....	108
Figure A. 2: Rayonnement solaire reçu par une surface au sol.....	108

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1: Les centrales solaires dans le monde	24
Tableau III. 1: Les différents modèle d'héliostats avec leur caractéristique.....	45
Tableau IV. 1 : Représente les résultats obtenus pour le champ générer	94
Tableau IV. 2 : Représente les résultats obtenus pour le champ optimisé	102

LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

a: Azimut de soleil en degrés.

AACS : Système de coordonnées d'altitude et d'azimut.

ASA : Agence Spatiale Allemande.

B : Coefficient de trouble atmosphérique.

c : Paramètre de nuage compris entre 0 et 2 déterminés expérimentalement.

Cosw : Effet cosinus.

CRS : Système de récepteur central.

d : Dimension générale de l'héliostat en mètre.

D : Décalage horaire (en Algérie est à TL = GMT+1, toute l'année, ce qui donne : $D = -1$).

D0 : Distance moyenne terre –Soleil en KM.

DH : Diagonale de l'héliostat en mètre.

DM : Diamètre caractéristique en mètre.

D_h : Rayonnement solaire diffus en W /m^2 .

Ds : Rapport entre la distance de sécurité supplémentaire et la hauteur de l'héliostat.

dsep : Distance de sécurité supplémentaire en mètre.

Et : Equation du temps.

f: Distance focale en mètre.

f_{sb} : Facteur d'ombrage et de blocage.

f_{itc} : Facteur d'interception.

f_{at} : Facteur d'atténuation atmosphérique.

G_{lh} : Rayonnement global incident sur un plan horizontal en W /m^2 .

GCS : Système de coordonnées globales.

h: Hauteur de soleil en degrés.

H : Enthalpie en joules

HR : Taux moyen d'humidité.

Ht : Hauteur de récepteur en mètre.

H_v : Hauteur de point de visée AIM point.

I₀ : Rayonnement hors atmosphère en W /m^2 .

I_h : Rayonnement direct par ciel quelconque en W / m^2 .
 I_c : Rayonnement direct par ciel clair en W / m^2 .
 I_{h0} : Composante du rayonnement direct sur un plan horizontale en W / m^2 .
 J : Numéro de jour pendant l'année.
 \vec{K} : Vecteur unitaire des rayons réfléchissants.
 L : Altitude de lieu en mètres.
 L_{ref} : Longitude du méridien de référence en degrés.
 L_{lieu} : Longitude du lieu comptée positivement à l'ouest et négativement à l'est en degrés.
 L_h : Hauteur de l'héliostat en mètre.
 L_w : Largeur de l'héliostat en mètre.
 LCS : Système de coordonnées locales.
 m : Épaisseur d'atmosphère traversée.
 $Matlab$: Matrix laboratoire.
 \vec{N} : Vecteur normal de l'héliostat.
 N_{hell} : Nombre d'héliostats dans les anneaux de la première zone.
 P_v : Pression partielle de vapeur en bar.
 P_{vs} : Pression de vapeur saturante en bar.
 Q_{add} : Chaleur nette ajoutée en joules.
 Q_{re} : Chaleur nette rejetée en joules.
 \vec{R} : Vecteur de récepteur.
 R_s : Rayon du soleil en km.
 R_1 : Rayon de premier anneau dans la première zone en mètre.
 R_6 : Rayon de premier anneau dans la deuxième zone en mètre.
 \vec{S} : Vecteur de soleil.
 SCS : Système de coordonnées de surface.
 S_{rec} : Distance entre l'héliostat et le récepteur en mètre.
 t : Coordonnée angulaire de la terre en prenant l'équinoxe de printemps pour origine.
 T : Température en degrés kelvin.
 T_a : Température atmosphérique (C^0).
 TL : Temps légal.
 TL : Trouble de Link.
 TSL : Temps solaire locale.
 TSM : Temps solaire moyen.

TSV : Temps solaire vrai.

TU : Temps universel.

W : Angle entre le rayon solaire incident et la normale à la surface de l'héliostat en degrés.

W_{Pompes} : Travail requis pour le compresseur en Watt.

W_T : Travail effectué par la turbine en Watt.

W_s et H_i : Dimensions de l'image dans la coupe sagittale en mètre.

Xlsx : Fichier XL qui nous permet de lire plusieurs variables en Matlab.

z : Angle zénithal en degrés.

κ : Coefficient climatique compris entre 0 et 1.

σ : Fraction d'ensoleillement pour l'intervalle de temps horaire considéré.

σ_{tot} : Ecart type total sur le récepteur plan en milliradian.

σ_{sun} : Erreur de forme du soleil en milliradian.

σ_{bq} : Erreur de qualité du faisceau en milliradian.

σ_{ast} : Erreur d'astigmatisme en milliradian.

σ_{track} : Erreur de suivi en milliradian.

σ_s : Erreur de pente du miroir en milliradian.

β_s : Angle d'azimut solaire en degrés.

β_n : Angle d'azimut de l'héliostat en degrés.

β_t : Angle d'azimut de la tour mesuré à partir d'un héliostat en degrés.

θ : Latitude de lieu en degrés.

θ_s : Angle de zénith solaire en degrés.

θ_n : Angle d'inclinaison de l'Héliostat mesuré à partir du zénith en degrés.

θ_t : Angle de zénith de la tour mesuré à partir d'un héliostat en degrés.

θ_i : Angle d'incidence solaire sur l'héliostat en degrés.

η_{opt} : Rendement optique total de champ.

δ : Déclinaison solaire en degrés.

φ : Longitude de lieu en degrés.

ω : Angle horaire en degrés.

Δ_{az} : Espacement azimutal en degrés.

Δ_R : Espacement radiale en mètre.

ρ : Réflectivité des héliostats.

(x,y) : Position des héliostats.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

INTRODUCTION GENERALE

Les demandes énergétiques sont de plus en plus en augmentation et cela est dû au développement industriel. Les énergies fossiles (pétrole, charbon et le gaz) sont majoritairement utilisées. Mais malheureusement ces énergies ont des effets néfastes sur l'environnement, on trouve que le taux de CO₂ dans l'atmosphère est très élevé. En plus le monde a connu plusieurs crises pétrolières en (1973,1979 et 2008) cela a poussé les pays et les grandes entreprises industrielles à chercher d'autres alternatives afin de réaliser l'équilibre entre le besoin d'énergie et la protection de l'environnement. Dans ce contexte, l'exploitation des énergies renouvelables est de plus en plus cruciale, et parmi ces énergies l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Actuellement les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale. Parmi les centrales solaires à concentration ; on peut trouver les centrales solaires à tour, les centrales solaires de Fresnel et les centrales cylindro parabolique, et le Dish Stirling[1].

L'une des technologies d'énergie solaire à concentration actuellement disponible est le système de récepteur central, également appelé centrale solaire à tour, qui est placé au premier plan et peut devenir la technologie privilégiée. Cela est principalement dû aux améliorations de performances attendues et à la réduction des coûts liés aux innovations technologiques des trois principaux systèmes, à savoir le champ d'héliostats, le récepteur et le bloc de puissance [2]. Le champ d'héliostats consiste en un ensemble de réflecteurs orientables appelés héliostats, espacés dans un champ afin de refléter le rayonnement solaire vers le récepteur situé au sommet de la tour. Le récepteur absorbe le rayonnement concentré pour être transportée par un fluide de transfert de chaleur vers le bloc de conversion d'énergie pour produire de l'électricité, ou d'autres applications thermiques [1]. Le champ d'héliostats est un sous-système très important dans les tours solaires car il contribue à environ 50% du coût total de la centrale, avec une perte d'énergie annuelle d'environ 47% [3]. Le nombre d'héliostats dépend de la puissance nominale de l'installation. Ce nombre peut atteindre des milliers d'héliostats sur une superficie de plusieurs hectares. La position du champ d'héliostats dépend également de l'énergie souhaitée et de la nature du récepteur solaire[2].

Des héliostats fixés au sol autour d'un récepteur non rotatif, bien que les miroirs soient ajustés tout le long de la journée pour qu'ils reflètent le rayonnement solaire au récepteur. Cette position fixe sur le sol entraîne des pertes qui limitent les performances de l'installation. Ces

pertes sont liées à l'effet cosinus, à l'ombrage, au blocage, à l'atténuation atmosphérique, à l'interception avec le récepteur, à la réflectivité des héliostats [1].

Notre objectif dans ce travail est de faire générer un champ d'héliostats radial situé en Adrar, après on va calculer tous les paramètres optiques du champ et à la fin on va présenter une optimisation du champ généré.

Donc la première partie de cette ce mémoire s'intéresse à présenter quelques généralités de gisement et potentiel solaire, le rayonnement solaire et les paramètres qui influent sur ce dernier.

La deuxième partie est faite pour décrire les technologies existantes dans la filière du solaire à concentration. Et plus en détail les composantes des centrales à tour.

La troisième partie a été consacré à générer un champ d'héliostat radial, de définir les facteurs optiques du champ et de les calculer, d'optimiser le champ généré et discuter les résultats d'optimisation.

CHAPITRE I : ETAT DE L'ART

I.1. I.1. Introduction :

Les champs d'héliostats sont des systèmes de collecte de rayonnement solaire qui permettent de capter et de réfléchir ce rayonnement vers le récepteur, ils représentent la partie la plus coûteuse des centrales à tour, à cause de son importance le champ héliostatique a connu un développement continu depuis le 18^{ème} siècle jusqu'à nos jours, à travers ce chapitre on va citer les plus importants champs des héliostats réalisés.

I.2. Quelques travaux sur les champs d'héliostats :

- En 1977 le 06 décembre laboratoire d'automatique et d'analyse des systèmes du C. N.R.S de Toulouse a publié le travail de P. CARRAUD et A. GIRAUD où ils ont fait une simulation d'une centrale à tour de 10 MW sur l'évaluation du bilan énergétique au niveau de la chaudière en fonction du l'éclairement réfléchi par le champ d'héliostat, le programme a été écrit en langage FORTRAN[4].

- En 1979 le 18 décembre laboratoire d'automatique et d'analyse des systèmes du C. N.R.S de Toulouse a publié le travail qui a été fait sur la commande numérique d'un champ d'héliostat par A. Achaïbou et C. Bourdeau où ils ont développé un système de commande numérique de type décentralisé et ils ont trouvé que le système a permis de résoudre les problèmes d'automatisation du champ d'héliostats et ils ont trouvé aussi que des avantages par rapport au système centralisé dans la souplesse d'utilisation et dans la possibilité de surveillance du champ[5].

- En 1983 le 17 février laboratoire d'automatique et d'analyse des systèmes du C. N.R.S de Toulouse a publié le travail de J. C. HENNET qui décrit une modélisation analytique utilisée pour simuler et évaluer des champs d'héliostats par Les calculs des densités de flux pour chaque héliostat par intégration directe d'un produit de convolution simplifié. Ensuite, évalue analytiquement les effets d'ombre, ce qui permet l'obtention de la carte globale de flux sur la cible par sommation des contributions[6].

- En 1993 Pylkkanen propose une méthode graphique pour générer un champ d'héliostats sans aucun blocage tout au long de l'année. Syala et Elayeb ont formulé mathématiquement cette méthode graphique et ils l'ont implémentée ensuite dans un code de calcul appelé MUEEN. Cette méthodologie applique uniquement à des champs d'héliostats symétriques qui peuvent être circulaires ou non. Grâce à cette partition la méthode se révèle plus simple que la procédure « Cell-Wise » présenté par Lipps et Vant-Hull[7].

-En 16 mars 2001 Noone et al. Ont introduit une nouvelle disposition pour les positions des héliostats nommée, disposition en spirale, imitée d'un arrangement de phyllotaxis trouvé dans la nature. Atif et Al-Sulaiman ont récemment effectué une configuration optimisée utilisant des algorithmes d'évolution différentielle pour un champ radialement décalé régulier entourant la tour situé dans la ville Dhahran, Arabie Saoudite. Tous ces codes utilisent différentes méthodes pour maximiser l'efficacité du champ et réduire les pertes d'énergie[8].

- En 2007 de 29 mai à 1 juin dans le congrès français de thermique à Île des Embiez, un groupe composé de Pierre GARCIA, Alain FERRIERE , Stéphane PLAYS , Jean-Jacques BEZIAN ont présenter une modélisation de centrale PEGASE à THEMIS où ils ont fait modélisé les champs d'héliostat par des matrices d'efficacité calculées avec les code de WINDELSOL et SOLTRACE , après ils ont fait une comparaison du rendement du champ d'héliostat obtenue par SOLTRACE avec les résultats de WINDELSOL et les résultats réelles mesuré par le

centrale ils ont trouvé que SOLTRACE représente avec une grande précision le champ solaire de PEGASE[9].

-En 2009, Collado présente un outil pour la conception préliminaire de champs d'héliostats circulaires. Pour plus de rapidité, les blocages sont calculés de manière simplifiée et les ombres sont négligées. On rajoute donc une distance de sécurité pour être certain de limiter les blocages. Cette procédure s'avère très performante puisqu'avec seulement deux paramètres à définir (le coefficient de blocage et une distance supplémentaire de sécurité) on peut générer les coordonnées individuelles de milliers d'héliostats [10].

- En 2011 le 14 décembre à Burkina Faso Emmanuel Clerc à présenter leur travail sur L'optimisation multi-échelle d'un champ d'héliostat pour un centrale a concentration de petite puissance où Emmanuel à développer un logiciel sous Matlab s'appelle URAEUS leur but est d'optimiser la configuration du champ d'Héliostat avec la prendre en considération les paramètres d'influence tel que La hauteur de tour, L'inclinaison du récepteur, L'intensité du rayonnement et son orientation (la date précise de l'optimisation) ,Les dimensions des héliostats et des facettes , La précision de visée des héliostats ,Le coefficient de réflexion des héliostats et aussi les facteurs de perte tel que L'effet cosinus , Les ombrages , Les blocages , Les débordements au récepteur , Les pertes par réflexion ,L'atténuation atmosphérique du rayonnement. (Thèse de magister) [11].

- En 2013 Mars Messaoud Bouamra a présenté sa thèse sur la distribution du flux au foyer d'une centrale solaire à tour où il 'a développé un programme de calcul et d'application d'un algorithme mathématique qui étudie les coordonnées de position des héliostats pour déterminer la meilleure position des héliostats pour évaluer l'efficacité optique et réduire les pertes par blocage et par l'ombre produite et analyser le rendement optique de la centrale [26].

- En 2014 le 05 juin Olivier FARGES a présenté leur travail à l'université de Toulouse sur Conception optimale de centrales solaires à concentration : application aux centrales à tour et aux installations « beam down » ou il a fait construit un algorithme de Monte Carlo permettant d'estimer l'énergie thermique collecté par le champ d'héliostat et le traité pour qu'il se soit possible d'estimer les performances de la centrale à tour à partir de l'énergie effective produite [12].

- En 2015 au 3ème conférence internationale des énergies renouvelables un groupe des chercheurs du Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER composé du A. Takilalte, O. Mahfoud, M. Debbache, H. Karoua, S. Bouaichaoui, ils ont présenté une simulation des équations de poursuite azimut-élévation d'un héliostat appartient à un champ d'une centrale à tour [13].

- En 2017 du 22 à 24 mai a la 13ème Colloque Interuniversitaire Franco-Québécois sur la Thermique des Systèmes en Saint-Lô, France un groupe de chercheurs composé du Ababacar THIAM , Cheikh MBOW , Mactar FAYE , Vincent SAMBOU , Dorothé AZILINON ils ont présenté une simulation d'un champ d'héliostat d'une mini tour solaire de 10 kW en zone sahéenne par SOLTRACE où les héliostats sont répartis dans le champ selon une disposition radiale , les résultats obtenue serviront après à modéliser les transfert thermique au sein d'un récepteur a cavité muni d'un concentrateur parabolique composé[14].

- En 2017 le 6 juillet Mammour Mohamed dans sa thèse de doctorat a étudié l'écoulement du vent et de l'air sur une d'héliostat à l'échelle réel [15].

- En 2018 M. Abdelfettah ZEGHOUDI a présenté leur travail à UNIVERSITE ABOUBEKR BELKAÏD – TLEMCEN sur la Contribution à la commande d'un champ d'héliostats dédié au récepteur d'une centrale thermo-solaire à tour Le but de leur travail est la commande du champ

d'héliostats par des systèmes à intelligence artificielle pour minimiser l'erreur du rayonnement capté par les Héliostats et réfléchi au récepteur [16].

- En 2019 Toufik ARRIF dans sa thèse de Doctorat a fait une partie sur l'optimisation de disposition du champ d'héliostat où il a développé un programme Matlab pour optimiser la disposition du champ de PS10 par rapport à la disposition réelle du champ de PS10 pour augmenter le rendement final où il a proposé une disposition radiale décalée et une disposition spirale, tel que les deux dispositions sont optimisées pour augmenter le rendement final de PS10 [34].

I.3. Codes de calculs de flux solaire :

L'objectif de ces codes est d'une part d'optimiser la conception des centrales solaires sur des critères technico-économiques et d'autre part d'en simuler et d'en prédire les performances énergétiques. Pour cela on cherche à obtenir [26]:

- Cartes de flux.
- Implantation optimisée des réflecteurs.
- Performances instantanées et annuelles.

Les anciennes méthodes des ellipses ne sont plus utilisées aujourd'hui. Les codes de calculs actuels sont de deux types. Dans un cas ce sont des méthodes déterministes (produits de convolution). Dans l'autre des méthodes statistiques (lancer de rayons). Pour des études préliminaires et des applications simples, les deux types de techniques donnent des résultats similaires (en termes de densité de flux moyen et de flux maximal). Les méthodes de lancer des rayons sont plus précises pour des systèmes à géométrie complexe car elles permettent de modéliser des surfaces optiques non idéales. Cependant elles consomment des temps de calcul plus longs. Les principaux codes développés entre 1985 et aujourd'hui sont HELIOS, DELSOL, UHC, MIRVAL, FIAT LUX, Sol TRACE [26].

HELIOS : Un des premiers codes de calcul permettant de modéliser, avec une bonne précision, des centrales à tour de petite taille. Il utilise la technique optique des cônes qui calcule le produit de convolution des transformées de Fourier des deux distributions angulaires des rayons réfléchis et du profil solaire [26].

DELSOL : Depuis 1986, c'est un outil facile d'accès pour la conception et l'optimisation de centrale solaire. Les temps de calcul plus faibles que ceux de MIRVAL et HELIOS le rendent efficace pour optimiser la hauteur de tour, les dimensions du champ selon des critères économiques [26].

UHC (University of Houston Code) : Utilisé entre autres pour modéliser Solar One et Solar Two, ce code d'optimisation modulaire permet en fonction de la situation géographique, de la météo, du champ d'héliostats et de la géométrie du récepteur de calculer des performances instantanées, quotidiennes, annuelles [26].

MIRVAL : Ce code utilise des méthodes de Monte-Carlo. Il a été développé pour analyser précisément les performances des systèmes optiques (héliostats) [26].

FIAT LUX : Destiné à qualifier les propriétés optiques des héliostats, ce code de performance ne permet pas la modélisation de système multi-réflecteurs puisqu'il ne tient compte ni des effets d'ombre ni de blocage.

SolTRACE : Très généraliste ce code permet de modéliser tout type de capteurs ou d'installations et il accepte les géométries complexes. Il propose des outils graphiques de visualisation. Utilisant des algorithmes de Monte-Carlo, il est très performant pour fournir des cartes de flux.

D'autres codes ont récemment été développés comme TONATIUH qui est comparable à Soltrace [66], et de nombreuses techniques ont été proposées pour résoudre l'intégrale de convolution. Collado et al ont introduit une fonction d'erreur pour avoir une expression analytique simple gouvernant les héliostats focalisant de forme rectangulaire. Ce modèle qui est récemment bien connu sous le nom UNIZAR de l'Université de Zaragoza. Une autre solution approximative jugée un peu plus simple et précise que la précédente en supposant un comportement gaussien pour tous les cônes d'erreur qui peut gérer l'effet d'astigmatisme produit par une aberration hors axe, c'est le model HFLCAL du centre aérospatial d'Allemagne (DLR). La précision des approches analytiques est généralement inférieure à celle du lancer de rayons, mais elle est suffisamment bonne pour la plupart des applications nécessitant une optimisation rapide[26]

I.4. Les centrales à tour :

Nous présentons ci-dessous un tableau récapitulatif des principales centrales à tour qui existent dans le monde, en fonction de l'établissement qui dirige la centrale, du site de la centrale, la puissance générée, la surface et le nombre des héliostats pour chaque centrale [34] :

Tableau I.2: Les centrales solaires dans le monde[34]

Noms	Pays	Dirigeants	Dates significatives	Puissance	Le fluide caloporteur utilisé	Hauteur de la tour	Nombre d'héliostats	Surface effective
Solar one	DAGGET Californie	Le ministère de l'énergie DOE	Achevé 1981 Opérationnel 1982 Bloqué en 1986	10 MW	Eau - Vapeur d'eau	100 m	1818 Type 40 m ²	72650 m ²
SOLAR TWO	USA	SCE LADWP DOE	1996 à 1999	10 MW	Sels fondus	100 m	1926 40 m ² et 95 m ²	82750 m ²
SOLAR TRES	ESPAGNE	Torresol Energy	2003 à 2007	15~17 MW	Sels fondus	140~130m	2750 96 m ²	260000 m ²
julich	ALLEMAGNE	KAM SWJ	2007 2010	1.5 MW	Air	60m	2150 8 m ²	17200 m ²
PS 10	ESPAGNE	SOLUCAR	2001 2005 2008	10 MW	Eau - Vapeur d'eau	110 - 115m	624 120 m ²	75 216 m ²
PS 20	ESPAGNE	Abengoa Solar	Inaugurer 2009	20 MW	Eau - Vapeur d'eau	160 m	1255 120 m ²	150000 m ²

CESA-I	ESPAGNE	CEMAT	1983	7MW	Tous types de fluide	80 m	300 39.6 m ²	11 800 m ²
PEGAS De themis	FRANCE	CNRS CG	2006 2013	2 MW	Air Pressurisé	100 m	107 54 m	5778 m ²
IVANPAH	USA MOJAVE	Bright Source Bechtel	2009 En court de construction	370MW	Eau Vapeur d'eau	140 m	347000 7m ²	--
CRTF[19]	Albuquerque (NM, USA)	DOE	1980	5 MW	Sel fondu	61	228	8261 m ²
SSPS [19]	Tabernas (Espagne)	AIE	1981	2.7 MW	Sodium liquide	43	111	4616 m ²
EURELIOS [19]	Andro (Sicile)	CEE	1981	1 MW	Vapeur saturée	55	182	4193 m ²
Sunshine [19]	Nio (Japon)	--	1981	1 MW	Vapeur saturée	69	807	12912 m ²
STEOR [19]	Kern County (Ca, USA)	ARCO Power	1983	1 MW	Vapeur saturée	20	30	1584 m ²

I.5. Conclusion :

L'objectif principal de l'état d'art, c'est l'identification des connaissances antérieures pour éviter de réinventer. Faire un état de l'art permet de vérifier ou justifier que l'on produit des connaissances nouvelles sur le sujet pour faire une thèse. A travers ce chapitre on a cité les différents travaux qui ont été fait sur les champs héliostatiques ainsi que les différents codes développés sous plusieurs langages pour générer et calculer les paramètres optiques des champs d'héliostats. Un tableau présentant quelques centrales à tour dans le monde en prenant en considération le nombre des héliostats le site et la puissance de la centrale.

CHAPITE II

GISEMENT SOLAIRE

II.1. INTRODUCTION

Les formes d'énergies exploitables de nos jours sont répertoriées en deux grandes catégories : les énergies fossiles et nucléaires et les énergies renouvelables [1].

Les énergies fossiles (le pétrole, le gaz naturel, et le charbon) et nucléaires sont des énergies non renouvelables qui se sont accumulées dans l'écorce terrestre au cours des ères géologiques, du fait de processus biologiques ou physico-chimiques [1].

Les énergies renouvelables, comme leur nom l'indique sont des sources d'énergies inépuisables offertes par la nature : énergie solaire, éolienne, géothermique et marémotrice...

L'énergie solaire est la plus dominante de toutes les énergies renouvelables car la terre reçoit en permanence du soleil (environ 173 millions de gigawatt) [2].

L'énergie solaire peut être exploitée par divers procédés : le procédé de conversion photovoltaïque-électrique, les techniques de chauffage de l'habitat par rayonnement solaire, les procédés utilisant les réactions thermochimiques et la conversion thermodynamique par collecteur a concentration solaire [2].

II.2. CARACTÉRISTIQUES DU SOLEIL

Le soleil est la seule étoile du système solaire la plus proche de la terre, sa lumière met environ 8 minutes à nous atteindre [3].

Le soleil est de forme pseudo-sphérique comparable à une immense boule de gaz très chaud qui se compose de 80% d'hydrogène et de 19% d'hélium, le 1% restant étant un mélange de plus de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus sur terre [13].

Bien que le soleil soit une étoile de taille moyenne, il représente à lui seul 99% de la masse du système solaire [13].

Le soleil n'est pas une sphère homogène, il est constitué de [13] :

Le noyau contient 40% de la masse du soleil, c'est là où se crée 90% de son énergie sous forme de rayons gamma et X, sa zone s'étend sur une épaisseur de 25.104 km, avec les caractéristiques suivantes [13] :

- Une température de 15.10^6 °C.
- Une densité de 1015 kg/m^3 .
- Une pression de 109 ATM.

La zone radiative où la chaleur produite se propage par diffusion ; elle présente les propriétés suivantes [13] :

- Une température variant de $5 \cdot 10^5 \text{°C}$ à 10^7°C .
- Une épaisseur de 244160 km.

La zone de convection où la chaleur produite se propage par convection turbulente présente les propriétés suivantes :

- Une température entre 6400°C à $5 \cdot 10^5 \text{°C}$.
- Une épaisseur de 500 km

La photosphère est une couche opaque, les gaz qui la constituent sont fortement ionisés et capables d'absorber et d'émettre un spectre continu de radiations ; elle émet 99% du rayonnement visible et présente les caractéristiques suivantes [13] :

- Une température de 4500°C à 6400°C .
- Une épaisseur de 500 km.

La chromosphère, qui présente les caractéristiques suivantes :

- Une température de 4200°C à 10^4°C .
- Une épaisseur de 2000 km.

La couronne est la dernière couche du soleil, caractérisée par :

- Une limitation indéterminée.
- Une température située entre 10^6°C et $2 \cdot 10^6 \text{°C}$.

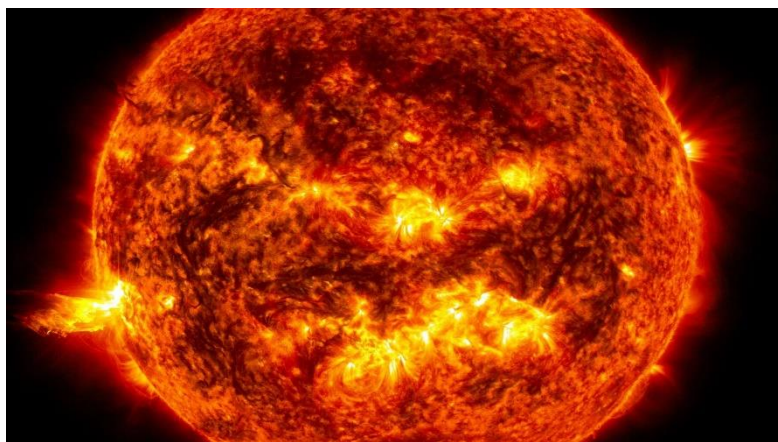


Figure II. 1: Le soleil vu par la terre[4]

II.3. LE SYSTÈME TERRE-SOLEIL

La terre décrit autour du soleil une trajectoire quasi circulaire, appelée plan de l'écliptique, avec une distance moyenne de 149.6 millions de km, et sur une période de 365,25 jours [3].

La terre tourne sur elle-même avec une période de 24h, son axe de rotation (axe des pôles) est incliné par rapport au point de vue de l'écliptique de $23^{\circ} 27'$ ($- 23^{\circ}27'$ au solstice d'hiver, $+ 23^{\circ}27'$ au solstice d'été) et nulle aux équinoxes.

Au solstice d'hiver (21décembre) la terre est la plus proche du soleil, et au solstice d'été (22juin) elle en est la plus éloignée [13].

La valeur de la déclinaison δ pour les jours de l'année est calculée comme suit :

$$\text{Sin}(\delta) = 0,4 \cdot \sin(t) \dots \dots \dots (1)$$

t : désigne la coordonnée angulaire de la terre en prenant l'équinoxe de printemps pour origine.

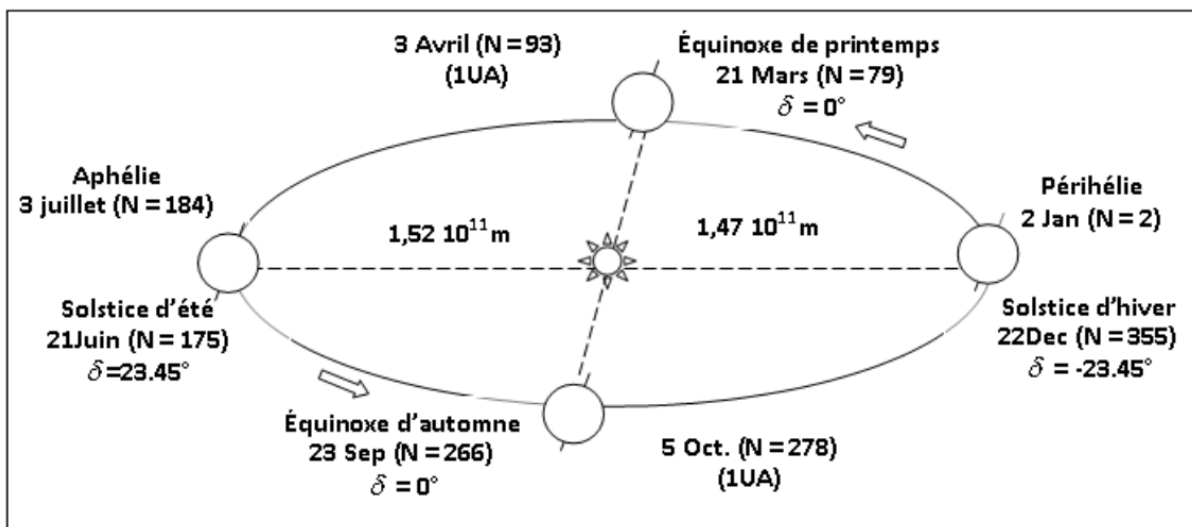


Figure II. 2 : Mouvement du globe terre par rapport au soleil [13]

Le soleil décharge continuellement une énorme quantité d'énergie radiante dont la terre intercepte une toute petite partie [13].

Une moyenne de 1367 watts atteint chaque mètre carré du bord externe de l'atmosphère terrestre (pour une distance moyenne Terre-soleil de 150 Millions de km) [13].

La part d'énergie solaire reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser [13].

II.4. GISEMENT SOLAIRE

Les zones désertiques, situées sous des latitudes proches de l'équateur sont les plus favorables à l'énergie solaire [20]. Certains pays développés proches de ces zones d'ensoleillement commencent à exploiter cette énergie, grâce à différents procédés, dont les concentrateurs solaires [20].

Les zones dans lesquelles le rayonnement solaire est particulièrement important vont permettre la création de site de production électrique à grande échelle, c'est le cas en Californie où se trouve actuellement une centrale solaire d'une puissance de 354 MW [20].

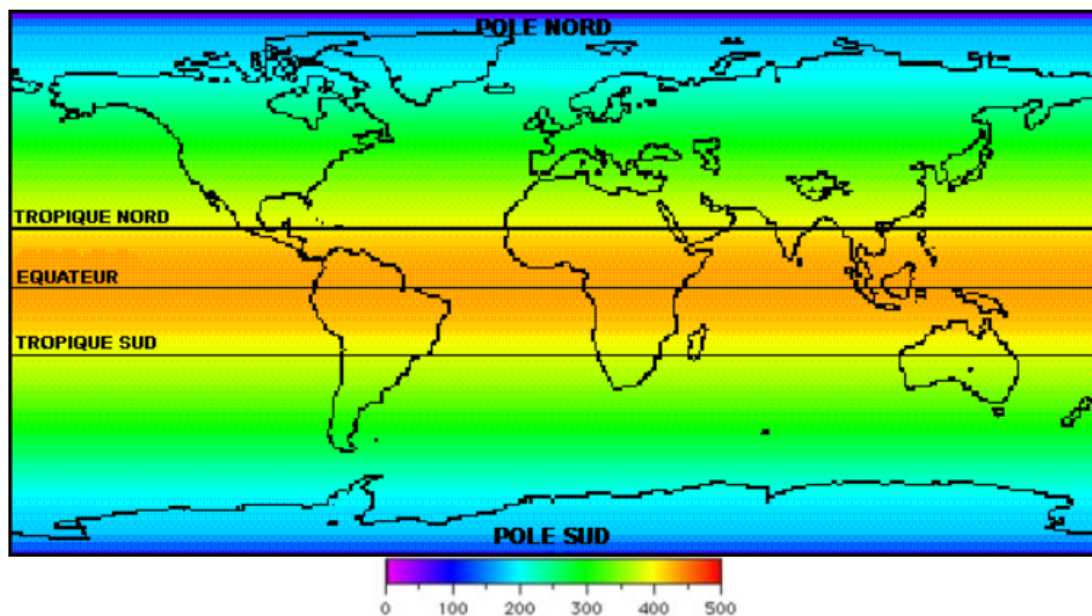


Figure II. 3 : Carte mondiale de l'ensoleillement annuel moyen. Ensoleillement (en Watt/m²) [20]

II.4.1. Gisement solaire en Algérie

L'Algérie est l'un des plus grands pays d'Afrique avec une superficie de 2381741 km² sur les 30 millions de km² du continent africain, soit près du 1/12 de la surface totale de l'Afrique [21]. C'est le plus vaste des états africains, il s'étend entre les latitudes 18° et 38° Nord et entre les longitudes 9°Ouest et 12°Est dont les principales dimensions seraient [21] :

- 1900 km du Nord au Sud, - 1800 km de l'Ouest à l'Est,
- 2100 km du Nord-Est au Sud-Ouest,
- 1200 km de côtes sur la Méditerranée.
- Le Sahara qui couvre les 5/6 de la superficie du pays.

Les diverses études entreprises jusqu'à présent sur le potentiel énergétique solaire en Algérie font apparaître des quantités énergétiques considérables et très appréciables pour le développement. L'Algérie avec plus de deux millions de km² de superficie, reçoit l'équivalent d'environ 30 fois l'énergie consommée dans le monde. Cette importante disponibilité fait de l'Algérie un réservoir d'énergie inépuisable. En termes d'insolation, la moyenne quotidienne nationale est supérieure à 5 kWh/m², et la durée d'ensoleillement sur le territoire national dépasse les 2500 heure/an [21].

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour évaluer le fonctionnement d'une installation énergétique solaire et vérifier la demande à satisfaire [22]. Par cette situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure 4.

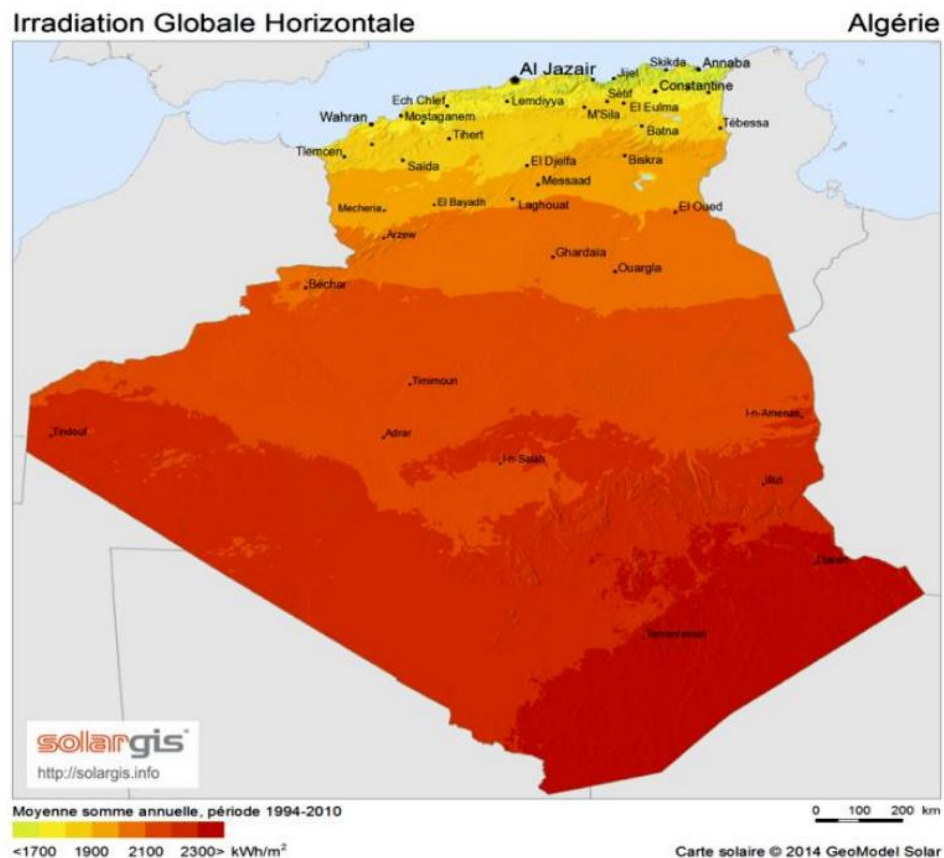


Figure II. 4: Gisement solaire en Algérie[22]

Suite à une évaluation par l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique et 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque [23].

II.5. Position du soleil par rapport à la terre

La position du soleil dans la voûte céleste peut être déterminée en fonction de la position de l'observateur sur terre (coordonnées géographiques) et au temps local [3].

II.5.1. Coordonnées géographiques

A- La latitude (θ) : La valeur θ représente l'angle fait par la verticale du lieu (site) avec le plan équatorial, ainsi si le site est situé dans l'hémisphère nord la valeur $\theta > 0$, et lorsque le site est dans l'hémisphère sud $\theta < 0$ [3].

B- La longitude (ϕ) : La valeur ϕ représente l'angle formé entre le méridien origine (Greenwich en Angleterre) et le méridien du site considéré.

La longitude ϕ est comprise entre -180 (vers l'ouest) et +180 (vers l'est), et puisque la terre met 24 heures pour faire un tour sur elle-même (360°) on déduit que chaque heure représente 15° d'écart de longitude [3].

C- L'altitude (L) : C'est la valeur verticale exprimée en mètres entre le site considéré et le niveau de la mer (pris comme surface de référence) [3].

II.5.2. Les coordonnées équatoriales

Les coordonnées équatoriales représentent la position du soleil par rapport à l'heure de l'observation, elles sont exprimées par les deux angles suivants [3], [23] :

A- Déclinaison solaire (δ)

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année, passant par un maximum de 23°27' au solstice d'été, un minimum de -23°27' au solstice d'hiver et devient nulle aux équinoxes de printemps et d'automne.

Au jour J de l'année, compté depuis le premier janvier, la déclinaison δ peut être calculée à l'aide de la formule de type sinusoïdale suivante [2] :

$$\delta = 23,45^\circ \cdot [\text{Sin } 360/365 (J+ 284)] \dots\dots\dots(2)$$

Où δ est exprimé en degrés.

B- Angle horaire (ω)

L'angle horaire (ω) mesure le mouvement du soleil à l'instant où le soleil passe sur le plan méridien du lieu zénith.

Donc la valeur $\omega = 0^\circ$ lorsque le soleil passe sur le plan méridien d'un lieu : il est alors midi vrai au soleil. L'intervalle de temps entre deux passages successifs du soleil au méridien étant de 24 heures, l'angle horaire ω au temps solaire vrai TSV est exprimé en degré comme suit [2] :

$$\omega = 15(\text{TSV}-12) \dots \dots \dots (3)$$

TSV : est le temps solaire vrai

• Le temps solaire

La terre a deux types de rotation, une rotation sur l'axe des pôles et l'autre autour du soleil [24] :

- La rotation de la terre sur elle-même définit la notion de journée solaire, une rotation complète en 24 heures et chaque heure correspond à un écart angulaire de 15° [24].
- La rotation de la terre autour du soleil définit les quatre saisons et amène à distinguer le temps solaire vrai [24]

• Temps universel

C'est le temps moyen du méridien de Greenwich (méridien origine) [24].

$$\text{TU} = \text{TSM} \varphi / 15 \dots \dots \dots (4)$$

Où : φ est la longitude

$\varphi > 0$, pour les villes situées à l'Est de Greenwich.

$\varphi < 0$, pour les villes situées à Ouest de Greenwich.

Pour le méridien de Greenwich :

$$\text{TU} = \text{TSM} \dots \dots \dots (5)$$

• 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 [24]:

$$\text{TSL} = \text{TU} + D \dots \dots \dots (6)$$

• Temps solaire moyen (TSM)

Il est défini par le temps universel et la longitude du site, exprimé en heures comme suit [24] :

$$\text{TSM} = \text{TU} \varphi / 15 \dots \dots \dots (7)$$

- **Temps solaire vrai (TSV)**

C'est le temps solaire local corrigé de l'équation du temps, donnée astronomique universelle liée à l'excentricité de l'orbite de la terre autour du soleil [17] :

$$T_{sv} = T_L + Et + 4 (L_{ref} - L_{lieu}) + D \dots\dots\dots (8)$$

Avec :

D : décalage horaire (en Algérie est à TL = GMT+1, toute l'année, ce qui donne : D = -1.

Lref : Longitude du méridien de référence.

Llieu : Longitude du lieu comptée positivement à l'ouest et négativement à l'est.

Et : Equation du temps donné par [17] :

$$Et = 9.87 \sin 2B1 - 7.53 \cos B1 - 1.5 \sin B1 \dots\dots\dots (9)$$

$$\text{Avec : } B1 = 360(J-1) / 365 \dots\dots\dots (10)$$

En plus précis[17] :

$$Et = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B) \dots\dots\dots (11)$$

$$B = 360(J-81) / 365 \dots\dots\dots (12)$$

II.5.3. Coordonnées horizontales

Les coordonnées horizontales du soleil (figure3) sont présentées par les grandeurs suivantes [2], [24].

A- Azimut (a) : L'azimut est l'angle entre le plan vertical contenant le rayon solaire et la direction sud avec une valeur entre 0° à 360° dans le sens rétrograde. La valeur de l'azimut est donnée par [24] :

$$\cos(a) = \frac{\sin \gamma \cdot \sin \theta - \sin \delta}{\cos \gamma \cdot \cos \theta} \dots\dots\dots (13)$$

B- Angle de la hauteur solaire (h) : C'est l'angle compris entre la direction du soleil et le plan horizontal, la valeur γ varie de 0° à +90° vers le zénith et 0° vers -90° vers le nadir. L'expression de l'angle de la hauteur solaire est [24] :

$$\sin h = \sin \theta \cdot \sin \delta + \cos \theta \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \dots\dots\dots (14)$$

C- Distance zénithale (z) : C'est l'angle entre la direction du soleil et la verticale du site (zénith), figure I.3. La valeur de l'angle z est donnée par [24] :

$$\cos z = \sin \delta \cdot \sin \theta + \cos \delta \cdot \cos \theta \cdot \cos \omega \dots\dots\dots (15)$$

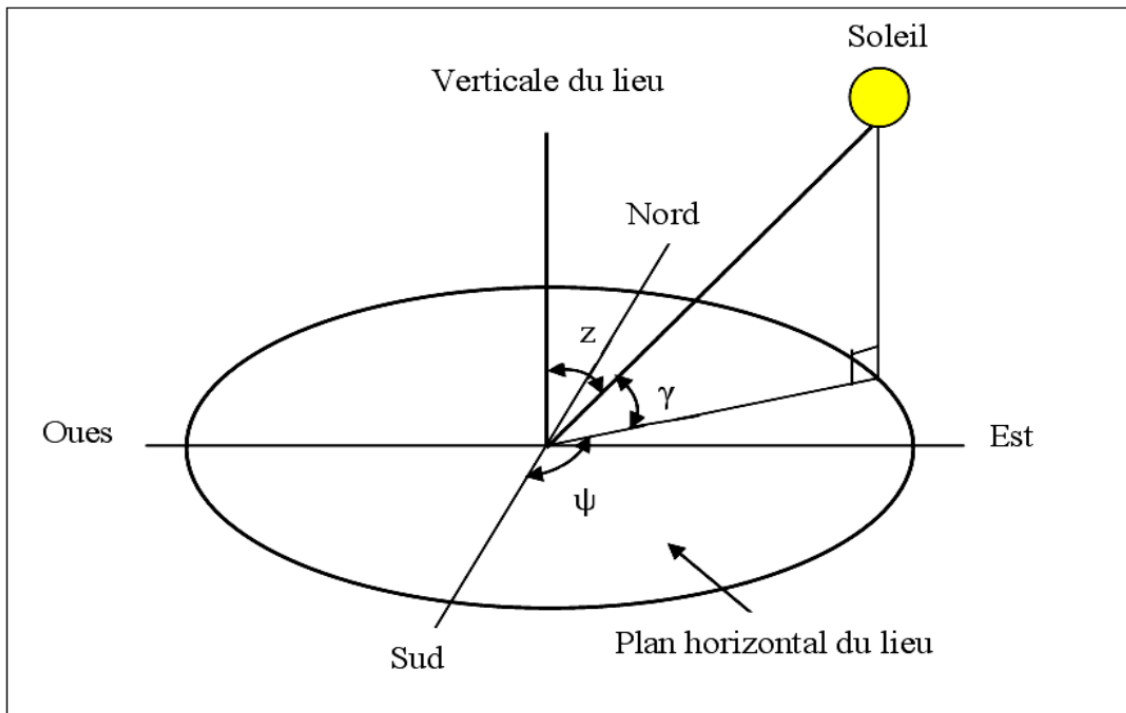


Figure II. 5: Les coordonnées horizontales du soleil[15]

II.6. Conclusion

Ce chapitre présente un récapitulatif de quelques notions de base relatives au gisement solaire, la connaissance de ces notions fondamentales et particulièrement le rayonnement global au sol vont nous servir dans l'analyse des performances des installations solaires thermiques. L'Algérie dispose d'un gisement solaire important encore inexploité. Cette forme d'énergie présente beaucoup d'avantages pour la production d'électricité solaire –thermique.

CHAPITE III

LES CENTRALES À TOUR ET LES DIFFÉRENTES CONFIGURATIONS DES CHAMPS D'HÉLIOSTATS

III.1. Introduction

L'ensemble des technologies solaires thermodynamiques visent à transformer l'énergie des rayons solaires en énergie thermique (chaleur à température élevée), qui est ensuite utilisée pour produire une énergie mécanique puis électrique à travers un cycle thermodynamique couplé à une génératrice électrique. Les composants optiques des centrales solaires thermodynamiques, permettent de capter les rayonnements solaires directs et de les concentrer sur le récepteur, qui transmet cette énergie grâce à des fluides caloporteurs sous forme d'énergie thermique. L'énergie thermique transmise par le fluide caloporteur est ensuite transformée en électricité à l'aide d'un cycle conventionnel de production d'électricité, Il existe de nombreux systèmes de collecte, conversion, et stockage d'énergie solaire; le système solaire à tour est l'une des techniques prometteuses pour l'utilisation de l'énergie solaire efficacement et économiquement. Dans ce chapitre on présente une brève introduction sur les centrales solaires dans le cas général et on détaille les étapes principales d'une centrale solaire à tour[23].

III.2. Différents types de centrales solaires à concentration

L'énergie solaire n'étant pas très dense, le rayonnement solaire doit être concentré, via des miroirs réfléchissants, pour obtenir des températures importantes au niveau des récepteurs. L'énergie thermique ainsi produite est convertie en énergie mécanique par un cycle thermodynamique, et par la suite en énergie électrique grâce à un alternateur, rapporté par [23]. Les grandes centrales solaires à concentration peuvent être équipées d'un système de stockage de chaleur pour permettre la production d'électricité la nuit ou durant les passages nuageux. Il existe deux types de concentration [23]

- **Les concentrateurs linéaires**

La concentration du rayonnement solaire s'effectue sur des tubes de grandes longueurs dans lesquels circule un fluide caloporteur. Cette technique nécessite un système de poursuite du soleil fonctionnant sur au moins un axe. Les centrales solaires à capteurs cylindro-paraboliques et les centrales solaires à capteurs de Fresnel fonctionnent selon ce principe [23].

- **Les concentrateurs ponctuels**

La concentration s'effectue sur un récepteur ponctuel. Le système de poursuite du soleil fonctionnant sur deux axes : en azimut et en élévation. Cette technologie est utilisée dans les

centrales solaires à concentrateurs paraboliques et les centrales solaires à tour. La figure 1 illustre les quatre principaux systèmes de concentrateurs solaires [23].

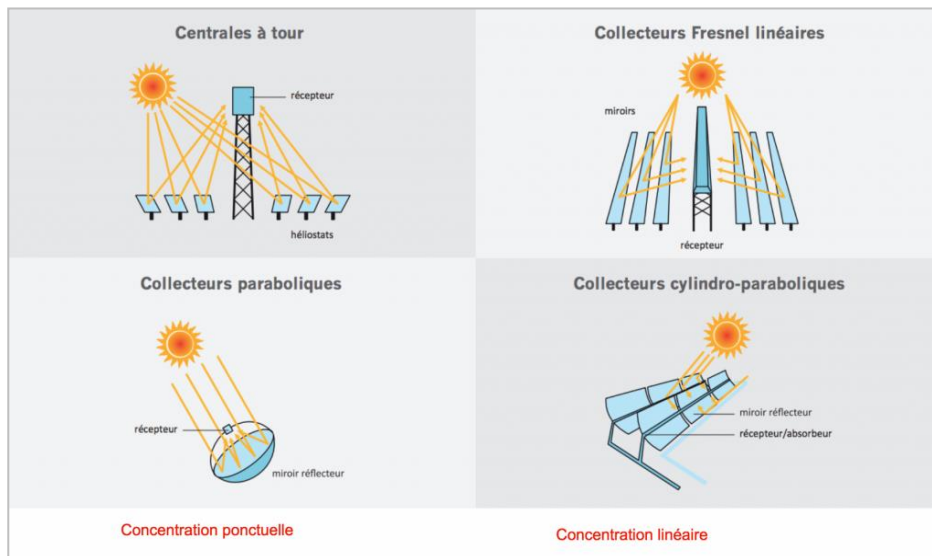


Figure III. 1: Image descriptive de la concentration linéaire et la concentration ponctuelle avec leur différent technologies[23].

III.2.1. Les centrales solaires linéaires de Fresnel

Dans les systèmes linéaires de Fresnel, Les réflecteurs sont constitués par un grand nombre de segments de miroirs plans qui peuvent pivoter individuellement en suivant le parcours du soleil dans le ciel pour orienter et concentrer le rayonnement solaire sur les tubes absorbeurs horizontaux se trouvant dans une position fixe au-dessus des miroirs au centre du champ solaire. Ces systèmes ont été développés afin de réaliser un design plus simple et moins cher que les systèmes paraboliques. Les tubes absorbeurs des systèmes de Fresnel peuvent fonctionner avec de l'huile, de l'eau ou des sels fondus pour entrainer une turbine qui produit de l'électricité [23]. Les conceptions actuelles utilisent de l'eau directement dans les tubes récepteurs à une pression de 50 bars et à 280 ° C, ou encore des sels fondus. L'efficacité du cycle de vapeur des systèmes linéaires de Fresnel est inférieure à celle des systèmes collecteurs paraboliques car la température de la vapeur est plus basse. Cependant, cette technologie n'est pas aussi mature que la technologie parabolique et reste en phase de développement [23].



Figure III. 2: Centrale solaires linéaires de Fresnel[23].

III.2.2. Les centrales solaires à concentrateurs cylindro-paraboliques

Ce type de centrales solaires utilise de longues rangées parallèles de miroirs cylindro-paraboliques, qui reflètent les rayons solaires sur des tubes récepteurs le long des axes focaux. Ce fluide est chauffé jusqu'à 400°C et pompé à travers une série d'échangeurs de chaleur pour produire de la vapeur surchauffée, qui entraîne une turbine à vapeur pour générer de l'électricité [23].



Figure III. 3: Centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques[23].

III.2.3. Les centrales solaires à capteur paraboliques

Elles sont constituées par des réflecteurs paraboliques utilisant une série de miroirs plans (facettes) posés sur une structure de forme parabolique pour concentrer l'énergie solaire sur un récepteur situé au niveau de la zone focale de la parabole. En suivant la course du soleil sur deux axes le fluide circulant dans le récepteur est chauffé à 750 ° C. Il est utilisé pour générer de l'électricité par l'intermédiaire d'un moteur fixé au récepteur. Ainsi, les systèmes paraboliques pourraient être utilisés dans de grands réseaux de plusieurs centaines ou milliers d'unités pour produire de l'énergie sur une échelle utilitaire [23].



Figure III. 4: Capteur parabolique[23].

III.2.4. Les centrales solaires à tour

Les centrales solaires à tour se composent d'un champ de milliers de réflecteurs appelés héliostats placés au sol et orientables sur leurs supports fixes pour suivre le parcours du soleil et diriger en permanence les rayons solaires vers un récepteur statique situé au sommet d'une tour. Un fluide caloporteur (le plus souvent des sels fondus) est chauffé dans le récepteur et pompé vers un générateur de vapeur situé au sol. La vapeur entraîne une turbine à vapeur pour produire de l'électricité . De plus, ces centrales peuvent utiliser des systèmes de stockage thermique ou des systèmes hybrides fossiles pour obtenir une plus grande flexibilité de fonctionnement. Cela permet de produire de l'électricité pendant de courtes périodes nuageuses ou après le coucher du soleil . Les principaux composants impliqués dans une centrale solaire à tour sont expliqués ci-dessous [24].



Figure III. 5: Centrales solaires à tour[24].

III.3. Principaux composants d'une centrale solaire à tour

Une centrale solaire à tour est constituée de deux blocs : le bloc solaire et le bloc de puissance. Ce système peut être également décomposé en quatre composants essentiels au fonctionnement de la centrale : un champ de réflecteurs, une tour, un récepteur ou chaudière et une unité de conversion thermoélectrique [25].

III.3.1. Bloc solaire

III.3.1.1. Héliostats

Les héliostats sont des miroirs utilisés dans les centrales solaires à tour pour concentrer pendant la journée, la lumière du soleil au sommet d'une tour et sur une petite surface (absorbeur). Le développement des héliostats aidera également à résoudre les problèmes existants tels que le coût élevé de l'installation et la résistance aux conditions météorologique du site. De nombreuses opportunités existent pour promouvoir le potentiel des héliostats, donc plusieurs tentatives de recherche ont été effectuées pour augmenter leur efficacité [26].

III.3.1.1.1. Principaux composants de l'héliostat

Un héliostat est un dispositif mécanique permettant la réflexion des rayons solaire sur un récepteur durant la journée. Comme présenté dans la Figure 6, les principaux systèmes de fonctions de l'héliostat et leurs composants associés sont les suivants : le reflétant de la lumière du soleil (Miroirs), le support de miroir, la mise en terre (Pylône et Fondation), le système de contrôle de mouvement et système de poursuite [26].

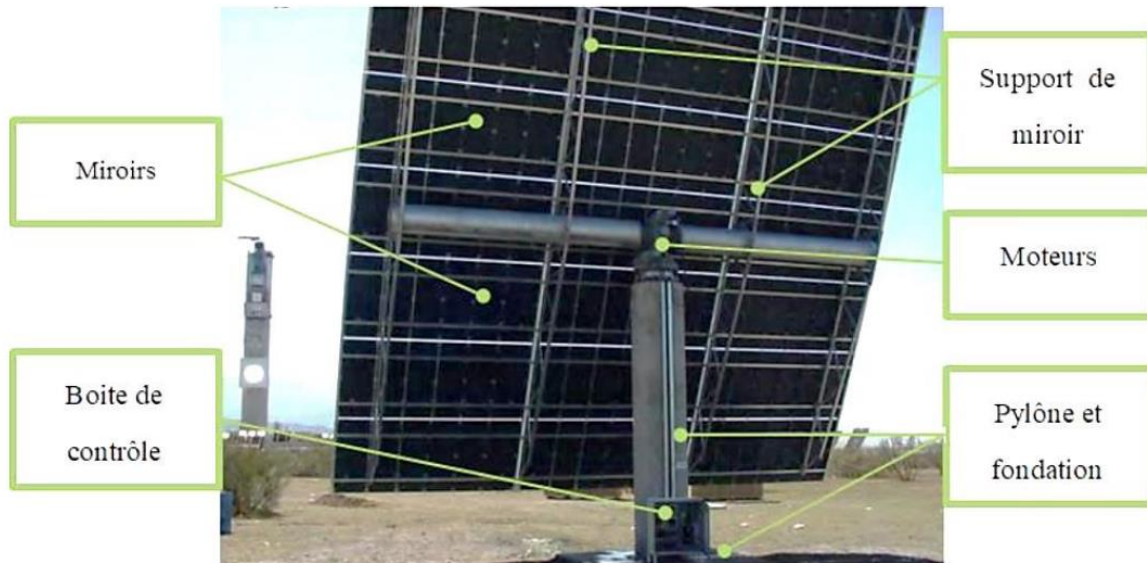


Figure III. 6: Différents composent de l'héliostat[26].

- **Miroirs**

La réflectivité des rayons solaire peut être effectuée par des miroirs en verre, films réfléchissants, miroirs en plastique et métaux polis. Quel que soit le type utilisé de ces réflecteurs le taux de la réflectivité (réflectance) inférieur à 100%. Selon l'étude de Coventry et al, les deux premiers types des miroirs sont les options actuelles les plus appropriées pour les réflecteurs des héliostats, car ils sont relativement peu coûteux, durables, de réflectance élevée et acceptés par l'industrie [26].

- **Support des miroirs**

Les centrales solaire à tour utilisent principalement des héliostats de type T avec une structure métallique et des facettes en verre. La structure de support des miroirs en acier est souvent constituée de plusieurs traverses qui sont montées sur un tube d'élévation horizontal. Le tube d'élévation et le pylône forment ensemble un « T » et sont reliés l'un à l'autre par le système d'entraînement pour les mouvements de rotation Azimut et Elévation. La déformation de la structure de l'héliostat qui est dû par la gravité et les charges de vent a un impact important sur le rendement énergétique annuel de la centrale solaire à tour [26]. Pour cette raison, la structure des héliostats doit être suffisamment rigide et moins coûteuse [26].

- **Pylône et fondation**

Le pylône est un support vertical portant les miroirs et le support miroirs. Il est conçu pour supporter le poids de tous les composants de l'héliostat et résister aux aléas météorologiques et sismiques, aux vibrations du support miroirs. Il est souvent fabriqué en tube métallique. Une

fondation en béton ancrage l'héliostat au sol, cette solution de fixation est la plus répandue surtout pour les grands héliostats [26].

- **Systemes de contrôle**

Les systèmes de contrôle pour les champs d'héliostats sont conçus pour focaliser les rayons solaires sur un récepteur avec précision et minimum d'erreur. Ces erreurs de concentration généralement dû par plusieurs paramètres comme l'effet du vent et la température sur toute la structure des héliostats, les jeux des articulations et des moteurs, et les erreurs des algorithmes et des calculs mathématiques. Les erreurs de focalisation des rayons solaire sur le récepteur peuvent être contrôlées par des caméras. Ces caméras peuvent capter les erreurs ensuite les transformer à la carte de contrôle pour corriger la position finale. Le système de contrôle généralement composé des caméras, des cartes électroniques et des algorithmes de contrôle utilisés pour fournir les signaux aux moteurs d'entraînement pour maintenir la position de concentration par rapport au soleil [26].

- **Le système de poursuite**

La poursuite du soleil est l'une des technologies clés pour les systèmes solaires thermiques à concentration. Pour utiliser efficacement l'énergie solaire, l'angle de la surface réfléchissante doit être contrôlé avec précision, et être synchronisé avec le mouvement du soleil [14]. Il existe deux principales montures de suivi du soleil largement utilisées dans les héliostats, qui sont la monture altazimutale et la monture équatoriale [27].

A- Monture altazimutale

La monture altazimutale est mobile autour de deux axes perpendiculaires ; l'un vertical, l'autre horizontal. Le panneau solaire tourne autour d'un axe horizontal porté par une monture qui elle-même tourne autour d'un axe vertical. La rotation autour de l'axe horizontal assure la poursuite en hauteur, l'autre axe assure le déplacement en azimut. Cette disposition très simple ne pose pas de problèmes mécaniques particuliers [27].

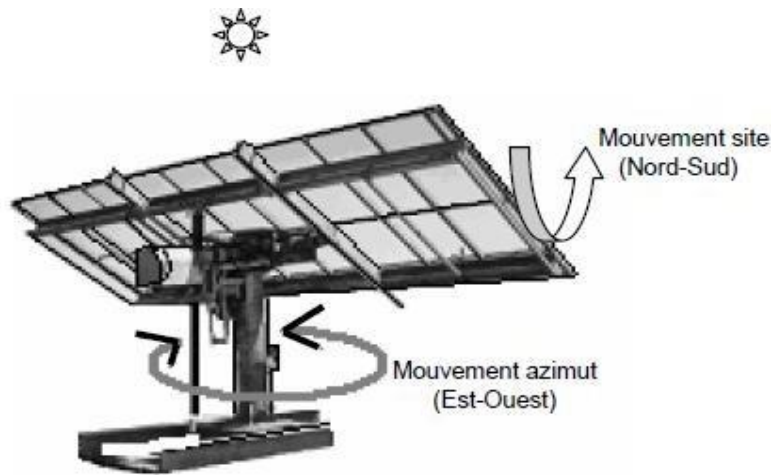


Figure III. 7: Monture altazimutale[27].

B- Monture équatoriale

La monture équatoriale est la monture idéale pour assurer un suivi sidéral. Elle emploie une rotation autour d'un axe parallèle à l'axe polaire du globe terrestre, et un axe orthogonal au précédent [18]. Cette solution est plus délicate sur le plan mécanique, mais le mouvement autour de l'axe polaire est pratiquement uniforme au cours de la journée [27].

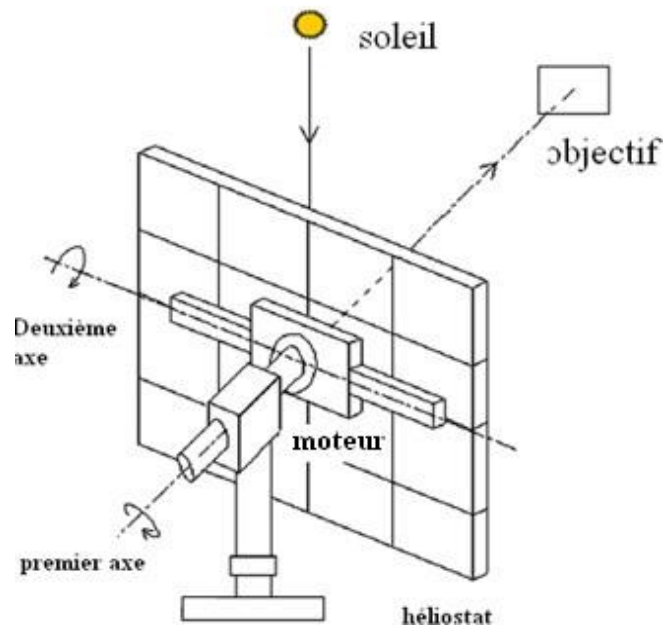




Figure III. 8: Monture équatoriale[27].

III.3.1.1.2. Les différents modèles d'héliostats

Les modèles d'héliostats présentés ci-dessous sont à divers stades de développement. La plupart d'entre eux sont des prototypes et, en tant que tels, ont été testés, mais n'ont pas été exploités pendant de longues périodes [28].

Tableau III. 1: Les différents modèles d'héliostats avec leurs caractéristiques[28].

Type d'héliostats (nom)	Nom Du Fabricant	Dimensions de l'héliostat	Nombre Dimensions et réflectivité Des facettes	Photos correspondantes à chaque type
Colon 70 1997	Inabensa, Instalaciones Abengoa, S.A.	H : 7.82 m W : 9.04 m P : 4000 Kg	21 HM : 1.1m WM : 3m Rf : 92~93	
Multi-Facet Stretched Membrane Heliostat 1998	SAIC Energy Products Division 1998	H : 19.3 m W : 13m P:10000 Kg	22 D : 3.2 m Rf : 89.6	
PSI 120 1999	Inabensa, Instalation, d'Abengoa,S.A.	H : 10.06 m W:12.08 m P : 6500 Kg	37 HM : 1.1 m WM : 3 m Rf : 92 A 93	
Sanlucar 90	Inabensa, Instalaciones Abengoa, S.A. Espagne.	H : 9.5m W : 9.67m P : 3500 Kg	21 HM :1.35m WM:3.21m Rf : 92	
HELLAS 01 1999	MR. PEDRO GRIMALDI Espagne	W : 3,2 m H : 6 m P: 790 Kg	3 HM:3.2 m WM:6 m Rf : 94	

ATS H150 1984	Advanced Thermal Systems, Inc.	-- P: 5000 Kg	20 HM: 20 ft WM: 4 ft Rf : 94	
ASM-150 1995	Babcock Borsig Power Environment Allemagne	R : 7 m A : 150 m ² P < 22 Kg/ m ²	Rf : 94 --	
ATS H100 1983	Advanced Thermal Systems, Inc.	A : 95m ² P : 3500 Kg	64 HM : 16 ft WM : 4 ft Rf : 94	--

III.3.1.2. Champ d'héliostats

Le champ d'héliostats c'est une grande surface qui contient un large nombre d'héliostats distribué d'une manière bien étudiée. Le nombre de ces héliostats peut atteindre des milliers et la surface totale couverte par les héliostats des dizaines d'hectares. La position de chaque héliostat est calculée de façon à minimiser les pertes optiques et réduire le coût du champ d'héliostats. Les héliostats peuvent être positionnés autour de la tour par différentes configurations. Ils peuvent entourer la tour complètement, comme dans le cas de la centrale Gemasolar, en Espagne. Ou être placés sur un côté de la tour, comme dans les centrales solaires PS 10 et PS 20 en Espagne, ou les héliostats sont positionnés au nord de la tour [23].

III.3.1.2.1 Disposition du champ héliostatique

La génération d'un champ d'héliostats dépend de plusieurs facteurs tels que la hauteur de la tour, la forme et l'inclinaison du récepteur, la latitude du lieu, des données de la météo la topographie du terrain, En plus, la disposition des champs d'héliostats se divise en trois types essentiels : la disposition radiale, la disposition spirale, Disposition de champ de maïs (Corn Field) [23].

- **Disposition radiale (radial staggered)**

Dans cette disposition les héliostats sont divisés en groupes (zones) entre eux-mêmes, et sont répartis en anneaux concentriques numérotés à partir de la tour [26]. Les anneaux originaux ou pairs comportent un héliostat sur l'axe Nord du champ tandis que les anneaux décalés ou impairs n'ont pas d'héliostats sur l'axe Nord. Chaque héliostat est représenté par un cercle matérialisant la trajectoire du miroir lors du suivi. Cette disposition est en fonction de : diamètre caractéristique d'héliostats DM, L'angle azimutale qui est l'angle

entre les axes de distribution dans un anneau, où Les héliostats ayant le même angle azimutal appartiennent au même zone, Espacement radial qui représente l'espace entre les différents anneaux. Mon travail sera basé sur cette disposition donc on va voir tous ces paramètres en détail dans le troisième chapitre [29].

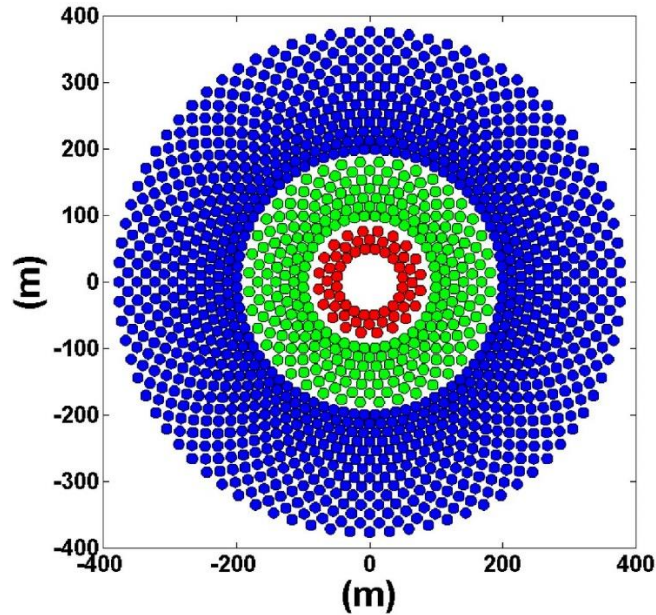


Figure III. 9: Configuration d'un champ d'héliostat radial[29].

- Disposition de champ de maïs (Corn Field)

L'approche consiste à utiliser une configuration de champs de maïs précisément placé dans un effort pour emballer autant d'héliostats que possible dans la région utilisable. Cette disposition héliostat garantit qu'un héliostat ne bloque jamais un autre Héliostat verticalement sur le même rangé. Cette disposition est la plus facile à générer et la moins optimale [30].

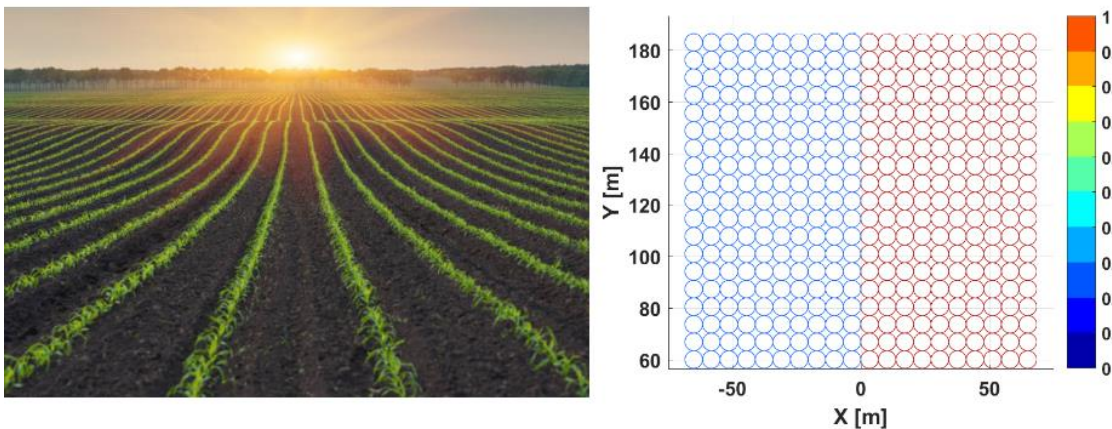


Figure III. 10: Configuration d'un champ d'héliostats inspiré de la méthode de culture de maïs[30].

- **Disposition spirale**

Pour les centrales à tour, l'efficacité d'un héliostat est généralement plus élevée près de la tour. Par conséquent, il semble préférable d'avoir une densité d'héliostats plus élevée près de la tour, même au prix d'une augmentation de l'ombrage et du blocage. L'inconvénient de la configuration radialement décalée est que la transition de la haute densité à la basse densité n'est pas continue (même chose pour le rendement (l'efficacité)). Donc, la disposition du champ proposée dans cette section présente l'avantage d'une fonction de densité continue inspirée des disques en spirale du tournesol (motif sous la forme spirale sur la tête de la fleurs). De plus, il n'y a pas deux centres d'héliostats qui partage le même angle azimutal . Pour générer le champ en spirale, les formules suivantes sont utilisées [31] :

$$\theta_k = 2\pi k \left(\frac{1+\sqrt{5}}{2}\right)^{-2} \dots\dots\dots(16)$$

$$r_k = ak^b \dots\dots\dots(17)$$

Où θ_k est une composante angulaire linéairement proportionnelle au k ième élément de la séquence

r_k : la fonction de croissance radiale, exprimée par l'exponentiation constante du k ième élément.

La composante angulaire θ_k est liée au nombre d'or qui est égal à $(1+ \sqrt{5}) / 2$

Il convient de noter que 1 et 2 sont les variables de contrôle dans la conception du champ et leurs variations peuvent être utilisées dans le processus d'optimisation [31].

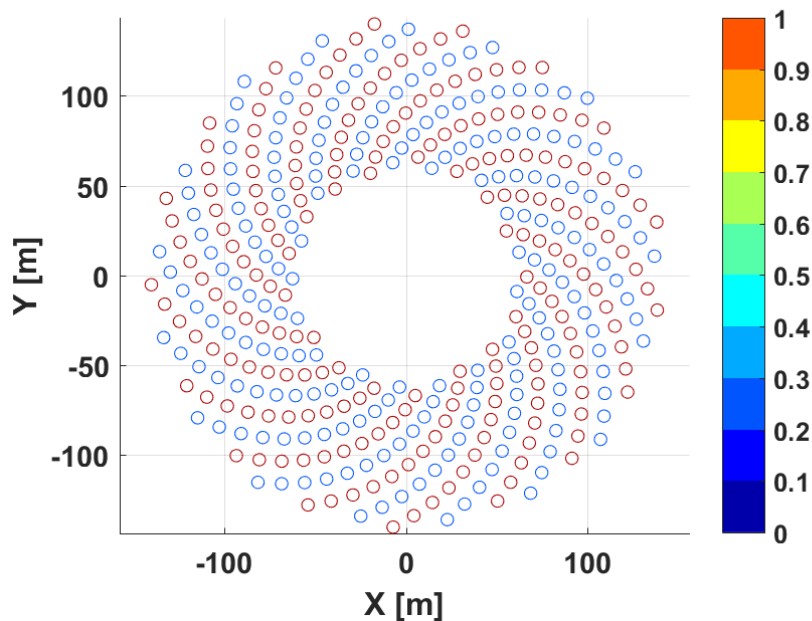


Figure III. 11: Configuration d'un champ en spirales[31].

III.3.1.3. La tour

Le rôle principal de la tour sert à placer le récepteur à une hauteur optimale suivant la latitude du site et la taille du champ solaire. Deux critères essentiels doivent être respectés : une bonne résistance au vent et un ombrage minimum sur le champ d'héliostats. Par ailleurs, la tour doit assurer l'isolation de conduites appropriée du fluide caloporteur pour éviter les pertes de chaleur par convection dans l'atmosphère et par conduction à travers la structure. Jusqu'à présent les tours sont réalisées à partir de structures métalliques ou en béton. Un critère esthétique doit être pris en compte afin que les centrales à tour soient acceptées par les populations locales [32].



Figure III. 12: Exemples de tours de centrales solaires[32].

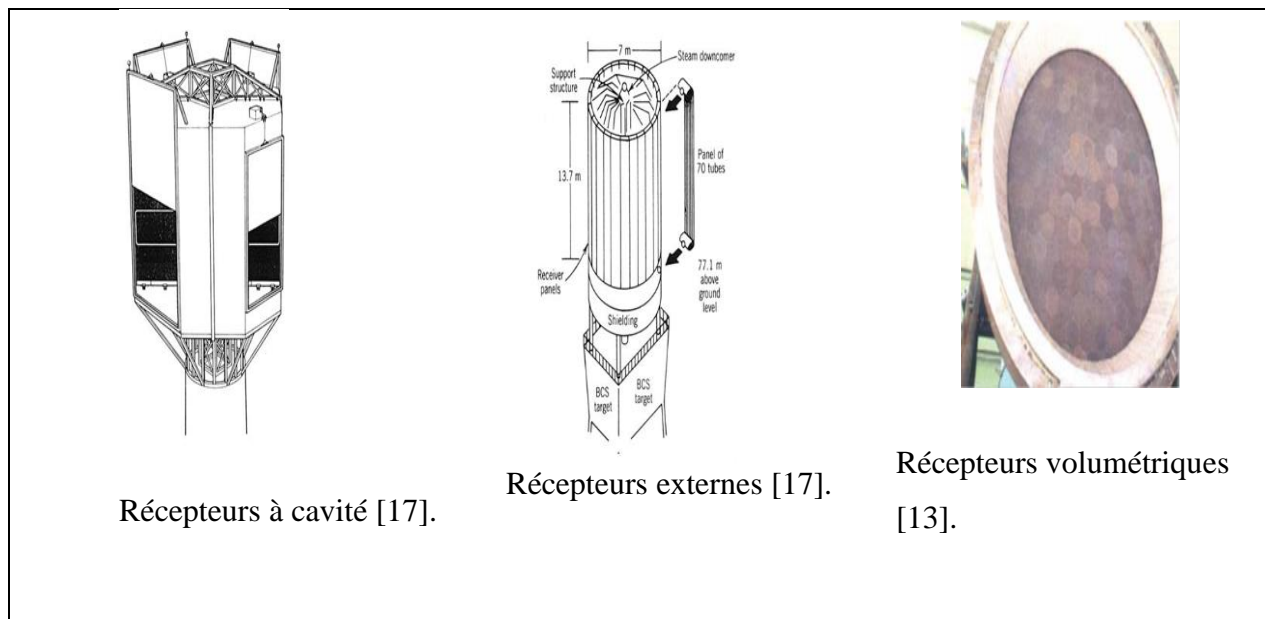
III.3.2. Bloc de puissance

Dans le système de conversion de puissance, l'énergie thermique produite par le récepteur est convertie en électricité avec une efficacité qui dépend du cycle thermodynamique et de la performance des composants. Une forme plus précieuse d'énergie mécanique ou électrique (les deux sont équivalentes au sens thermodynamique) est parfois souhaitée soit exclusivement, soit en combinaison avec de l'énergie thermique. L'appareil utilisé pour produire du travail mécanique ou de l'électricité à partir de la chaleur produite par l'énergie solaire est un cycle de conversion de puissance, ou un moteur thermique. Plusieurs considérations propres aux systèmes d'énergie solaire affectent le choix du cycle de conversion d'énergie et la manière dont le système d'énergie solaire est conçu pour l'incorporer. Les deux cycles thermodynamiques les plus utilisés

sont : Cycle de Brayton (SCR-BC), le cycle de Rankine (SCR-RC). Cependant, il faut noter que les systèmes hybridés sont utilisés pour améliorer les performances de la centrale [32].

III.3.2.1. Système de réception

Les rayons réfléchis par les héliostats seront reçus par un récepteur où il circule le fluide caloporteur qui doit être chauffé, Ils existent 3 types de récepteurs solaires qui sont [32] :



Récepteurs à cavité [17].

Récepteurs externes [17].

Récepteurs volumétriques [13].

Figure III. 13: Les 3 types de récepteur solaire[32].

- **Le récepteur externe**

Ce type de récepteur appelé aussi récepteur ouvert est normalement constitué de plusieurs tubes fins verticaux, avec un diamètre variant entre 20 à 56 mm, les tubes sont soudés entre eux de manière à avoir une forme cylindrique, et c'est à travers ces tubes que doit passer le fluide caloporteur pour qu'il soit chauffé puis récupéré en haut du cylindre (des tubes)[17].

Les récepteurs externes ont généralement un rapport hauteur/diamètre de 1/1 à 2/1. La surface du récepteur est réduite au minimum afin de réduire et de minimiser les pertes de chaleur. La limite inférieure est déterminée par la température maximale de fonctionnement des tubes et donc la capacité de dissipation de la chaleur du fluide caloporteur [17].

- **Le récepteur à cavité**

Afin de réduire les pertes de chaleur à partir du récepteur, certains modèles proposent de placer la surface absorbante du flux à l'intérieur d'une cavité isolée, réduisant ainsi les pertes de chaleur par convection dans

l'absorbeur. Le flux collecté par le champ d'héliostats est reflété par une ouverture sur des surfaces absorbantes formant les parois de la cavité. Des conceptions typiques ont une surface d'ouverture d'environ un tiers à la moitié de la surface d'absorption interne. Les récepteurs à cavité sont limités à un angle d'acceptation de 60 à 120 degrés (Battleson, 1981). Par conséquent, il est nécessaire de placer des multiples l'une à côté de l'autre, en cas du contraire le champ d'héliostats est limité à la vue de l'ouverture de la cavité[17].

- **Le récepteur volumétrique**

Les récepteurs volumétriques sont généralement fabriqués à base de céramique poreux ou d'une structure métallique absorbante appelé aussi absorbeur métallique à parois [22].

III.3.2.2. Les fluides caloporteurs utilisés dans les récepteurs

III.3.2.2.1. Sel fondu

Le récepteur à tubes fermé est le plus favorable des récepteurs solaires qui utilisent les sels fondus comme fluide caloporteurs. Dans le récepteur à tubes fermé, le sel fondu est pompé et chauffé à travers des tubes, ces derniers sont teints en noirs afin d'augmenté l'absorptivité du récepteur. L'alternative, dans le concept du récepteur à tube ouvert est que le récepteur est recouvert d'un film de sel. Ce sont soi des minces films de sel, ou des plaques en acier inoxydable recouverte par le film de sel et ils sont chauffés par le rayonnement solaire concentré. La structure simplifiée rend ce récepteur peu coûteux. Un Sel fondu est composé généralement de nitrate de sodium ou de potassium (NaNO_3 , KNO_3). Contrairement à l'air, le sel fondu a une capacité thermique beaucoup plus élevé et peut être directement stocké. En conséquence, le coût de conception d'un système de stockage de la chaleur sera remarquablement réduit. Un autre avantage du sel fondu est que le fluide caloporteur est toujours dans la phase liquide[32]. En revanche le sel doit être maintenu liquide, et ne doit en aucun cas se cristalliser, le garder en phase liquide représente un inconvénient, car toutes les parties ou circule (réservoirs, canalisations et des vannes) doivent être chauffées pendant la nuit ou pendant les passages nuageux ou toutes pauses de fonctionnement (point de fusion de 120 à 140 ° C). Cette situation entraîne des pertes de charge sévères et nécessitent la mise en œuvre de pompes de circulation puissantes. Celles-ci entraînent une consommation électrique interne importante et pénalise en conséquence le rendement de conversion de la centrale, et augmente le coût d'exploitation de la centrale[32]. A cet égard, il serait bien préférable d'absorber le rayonnement solaire dans la masse même du fluide en circulation plutôt que sur une paroi métallique. Un autre inconvénient des sels fondus est leur corrosivité élevée. L'utilisation des sels fondu comme fluide caloporteur dans les récepteurs solaires a été développé principalement par les instituts de recherche américains ainsi que des entreprises (Boeing, Bechtel pursued, et d'autre), son fonctionnement a été testé avec succès dans la centrale solaire française Thémis, et la centrale solaire Californienne solartwo.

Actuellement, une centrale solaire à tour de 15MW nommée Solar Tres, qui est basé sur le concept de solar two, va voir le jour en Espagne[32].

On général l'utilisation des sels fondu est caractérisé par [32]:

Le sel est toujours liquide et sans pression, ce qui sollicite peu la résistance mécanique des tubes (ils peuvent donc être fins),

Il doit parcourir son circuit à grande vitesse pour que soient favorisés les échanges thermiques avec la paroi, ce qui provoque de fortes pertes de charge,

Les tubes sont soumis à une corrosion qui peut devenir galopante si leur température n'est pas maintenue au-dessous d'une valeur critique,

Ils doivent être réchauffés à une température suffisante avant leur remplissage par le sel toujours figeable (le Hitec au-dessus de 140°C à Thémis, et le Draw-Salt de 220°C à Solar Two).

III.3.2.2.2. Métal (Sodium) fondu

L'intérêt d'utiliser un métal fondu comme fluide caloporteur vient du fait qu'il est très bon conducteur de chaleur et qu'en conséquence il présente des coefficients d'échange thermique avec la paroi particulièrement favorables. De ce fait, un récepteur à métal liquide (typiquement : le sodium) peut présenter au flux une surface bien moindre que celle nécessaire à un récepteur à sel. Il pourra par exemple s'inscrire directement dans le plan focal sans avoir besoin de se développer en cavité pour augmenter ses surfaces d'échange. Une des conséquences de ce fait est que, à puissance thermique égale, un récepteur à sodium présentera bien moins de pertes de charge qu'un récepteur à sel. La théorie indique également qu'il devrait être plus économique à construire. Malheureusement la pratique d'un métal aussi facilement inflammable impose de tels dispositifs de sécurité que les conclusions de la théorie s'avèrent tout à fait exagérées. Si on y ajoute le fait que le développement en cavité de la chaudière, qui renchérit le coût de l'appareil, peut néanmoins présenter un avantage du point de vue de son absorptivité et que le sodium est un calo-stockeur très médiocre en comparaison du sel fondu, on peut conclure que cette solution aux atouts brillants n'est guère prometteuse [32].

C'est à peu près l'opinion générale aujourd'hui après qu'une centrale de ce type ait été étudiée et construite à Almeria (centrale CRS de l'AIE), et qu'elle ait été partiellement détruite par un incendie de sodium[32].

Au-delà de toutes ces différences, la conception d'une telle chaudière répond aux mêmes critères que dans le cas précédent et met en œuvre à peu près les mêmes solutions. [3, 19]

III.3.2.2.3. Eau/vapeur d'eau

La conception du récepteur à vapeur d'eau est pratiquement compatible avec le récepteur à sel fondu. A la différence de ce dernier, en passant dans les tubes du récepteur l'eau s'évapore elle peut même être surchauffée puis directement refouler sous forme de vapeur saturée à une turbine à vapeur. De nombreux projets menés dans les années 80, qui utilisaient de l'eau ou de la vapeur d'eau comme fluide caloporteur dans les récepteurs solaires ont montré que la génération directe de vapeur dans le récepteur avait de nombreux problèmes. Les plus sérieux d'entre eux sont : le flux fournis en deux phases (eau / vapeur) et les difficultés liées au transfert de chaleur et la fatigue des matériaux. Ces dernières années, l'entreprise espagnole Abengoa a développé une technique mature utilisant la vapeur saturée comme fluide caloporteur dans les récepteurs, ce concept est appliqué dans les deux centrales solaires à tours PS10, et P20[32].

III.3.2.2.4. L'air

Dans le cas des récepteurs volumétriques à l'air, l'air ambiant est aspiré à travers l'absorbeur. L'air en contact avec le récepteur qui est chauffé par le rayonnement solaire concentrée atteints une température de l'ordre de 600 à 800 ° C. Le récepteur est généralement fabriqué en fils d'acier ou en céramique poreux. A cause de la structure poreuse, le récepteur volumétrique est principalement caractérisé par des faibles pertes thermiques, en raison que la surface externe de l'absorbeur est beaucoup plus petite devant la surface poreuse de contacte où se passe les échanges thermiques [32].

Les avantages du récepteur volumétrique sont :

- Bonne maniabilité de l'air comme fluide caloporteur.
- La structure relativement simple,
- La température de sortie suffisamment élevée,
- La faible inertie thermique et un court temps de démarrage.

Un inconvénient évident lorsqu'on le compare à d'autres récepteurs est la faible capacité thermique de l'air, ce qui conduit à un débit élevé d'une part, et l'autre part, pas d'efficacité énergétique donc pas de stockage direct de l'air chaud. L'air n'est pas soumis à des restrictions de la température, en Principe, il garde une seule phase jusqu'à la plage requise de température. Ce type de concentrateur est utilisé en Allemagne dans une installation à Julich[32].

III.3.2.3. Système de stockage

Ce système permet de stocker le fluide caloporteur ,qui a été chauffé par les rayons dans le récepteur et le faire échanger, ça chaleur avec un autre fluide(généralement c'est l'eau) qui va entrainer une turbine, et à la fin il envoie le fluide qui a perdue ça chaleur vers le récepteur une autre fois pour être chauffé, le système de

stockage est composé de trois éléments principaux [31]: un principe de stockage, un mécanisme de transfert d'énergie et un système de confinement.

Le principe de stockage d'énergie stocke de l'énergie thermique sous forme de chaleur sensible, latente ou thermochimique la meilleure méthode pour faire ça c'est de les stocker dans des fluides caloporteurs[31].

Le mécanisme de transfert d'énergie a pour but de charger et décharger la chaleur du système de stockage de manière efficace et ça dépendre principalement de la capacité calorifique de fluide stocké[31].

Le système de confinement permet de maintenir les deux premiers composants et de les isoler de l'extérieur [32].

Le stockage de l'énergie thermique n'est pas une technologie nouvelle, mais avec le développement des énergies renouvelables, il bénéficie d'une attention particulière, car il représente la condition sine qua non au développement à grande échelle des centrales solaires[32].

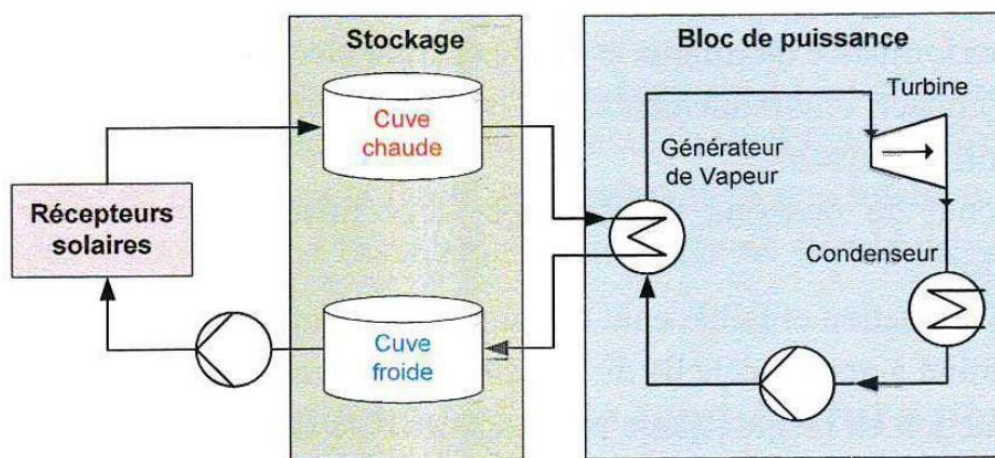


Figure III. 14: Système de stockage[31].

III.3.2.4. Les cycles de puissances

Les hautes températures atteintes dans les tours solaires peuvent être utilisées pour alimenter non seulement un cycle de Rankine, mais aussi une turbine à gaz. Pour le cycle de Rankine, le fluide chauffé dans le récepteur solaire est de la vapeur (détente directe de la vapeur dans la turbine), ou bien un sel fondu (avec échangeur sel/eau-vapeur en aval), ou encore de l'air à pression atmosphérique (échangeur air/eau-vapeur en aval). Pour un cycle de Brayton, le fluide est de l'air sous pression (7 – 15 bars) à haute température (1000°C – 1150°C). De tels systèmes pourraient atteindre un rendement peak de 35 % et un rendement annuel solaire-électrique de 25%[2].

III.3.2.4.1. Cycle de Rankine

Le cycle de Rankine est un cycle thermodynamique composé de deux transformations isentropiques et de deux isobares. Son but est de transformer la chaleur en travail à l'aide d'un échangeur de chaleur. C'est la base de la conception des machines à vapeur de tout type [33].

Le cycle de Rankine peut être [33] :

Cycle de Rankine, avec rejet de vapeur d'eau dans l'atmosphère. C'est le cas des anciennes locomotives à vapeur qui avaient besoin de transporter des kg d'eau ainsi que du charbon.

Cycle de Rankine fermé, comme dans le cas des centrales thermoélectriques. Dans les cycles fermés, la chaleur résiduelle de la condensation de la vapeur peut être utilisée par cogénération.

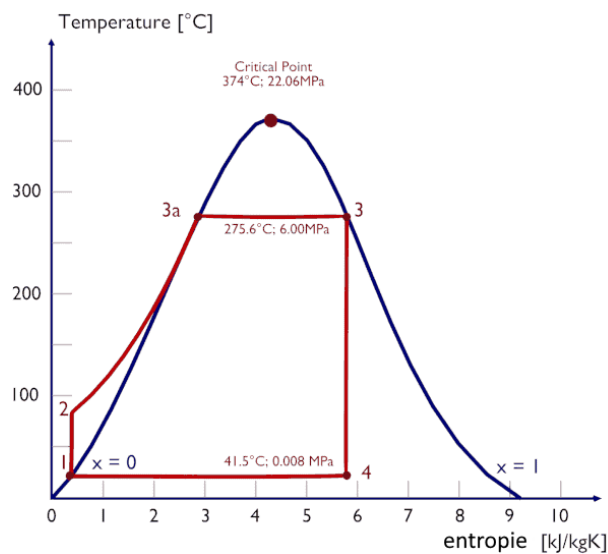


Figure III.15: Cycle de Rankine[33]

Dans un cycle de Rankine idéal, le système exécutant le cycle subit une série de quatre processus : deux processus isentropiques (adiabatiques réversibles) alternés avec deux processus isobares [33] :

A- Compression isentropique : Le condensat liquide est comprimé adiabatiquement de l'état 1 à l'état 2 par des pompes centrifuges (généralement par des pompes à condensats puis par des pompes à eau d'alimentation). Les condensats liquides sont pompés du condenseur vers la chaudière à haute pression. Dans ce processus, l'environnement travaille sur le fluide, augmentant son enthalpie ($h = u + pv$) et le compressant (augmentant sa pression). En revanche, l'entropie reste inchangée. Le travail requis pour le compresseur est donné par [33]: $W_{Pompes} = H_2 - H_1$.

B- Apport de chaleur isobare : (dans un échangeur de chaleur – chaudière) – Dans cette phase (entre l'état 2 et l'état 3), il y a un transfert de chaleur à pression constante vers le condensat liquide à partir d'une source externe, car la chambre est ouverte pour entrer et sortir. L'eau d'alimentation (circuit secondaire) est chauffée jusqu'au point d'ébullition (2 → 3a) de ce fluide puis évaporée dans la chaudière (3a → 3). La chaleur nette ajoutée est donnée par [33] : $Q_{add} = H_3 - H_2$

C- Expansion isentropique : (expansion dans une turbine à vapeur) – La vapeur de la chaudière se détend adiabatiquement de l'état 3 à l'état 4 dans une turbine à vapeur pour produire du travail, puis est évacuée vers le condenseur (partiellement condensée). La vapeur fonctionne sur l'environnement (pales de la turbine) et perd une quantité d'enthalpie égale au travail qui quitte le système. Le travail effectué par turbine est donné par [33] : $W_T = H_3 - H_4$. Encore une fois, l'entropie reste inchangée.

D- Rejet de chaleur isobare (dans un échangeur de chaleur) : Dans cette phase, le cycle se termine par un processus à pression constante dans lequel la chaleur est rejetée de la vapeur partiellement condensée. Il y a un transfert de chaleur de la vapeur à l'eau de refroidissement circulant dans un circuit de refroidissement. La vapeur se condense et la température de l'eau de refroidissement augmente. La chaleur nette rejetée est donnée par [33] : $Q_{re} = H_4 - H_1$

III.3.2.4.2. Cycle de Brayton

Le Cycle de Brayton est un cycle thermodynamique nommé d'après George Brayton qui décrit le fonctionnement d'un moteur thermique à pression constante. Les moteurs Brayton d'origine utilisaient un compresseur à piston et un détendeur à piston, mais les moteurs à turbine à gaz et les moteurs à réaction plus modernes suivaient également le cycle de Brayton [34].

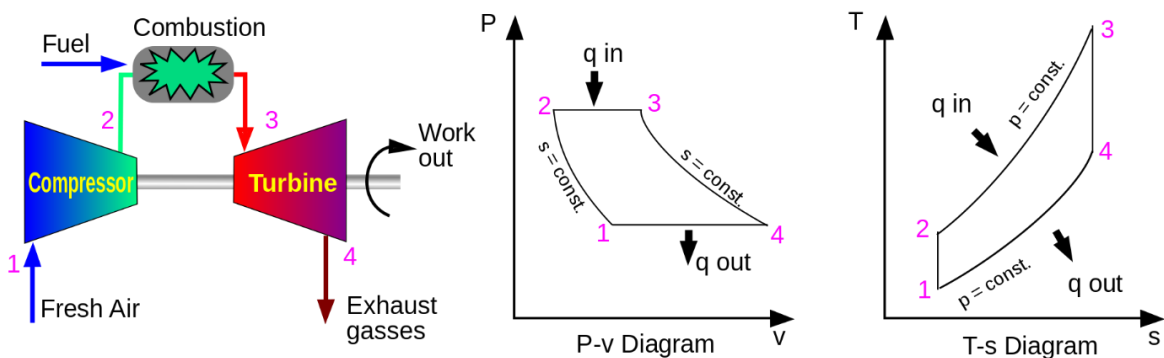
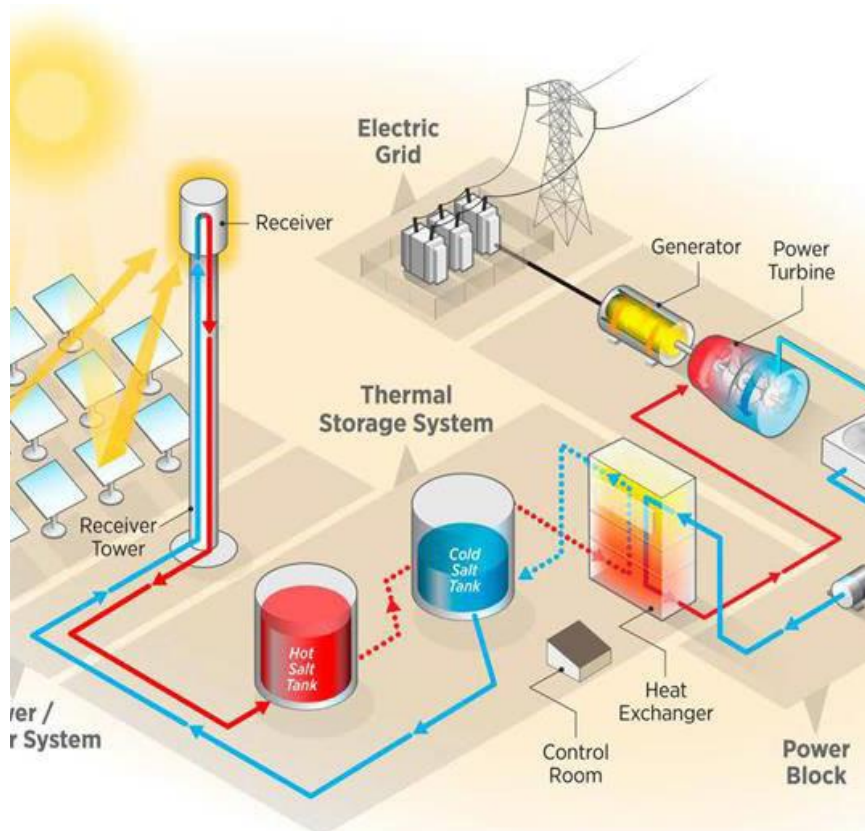


Figure III.16: Représentation du fonctionnement du cycle de Brayton, et les divers Processus sur le diagramme PV et TS [34].

- A- **Processus 1-2** : La compression adiabatique réversible ou l'air ambiant de compression isentropique est aspiré dans le compresseur.
- B- **Processus 2-3** : Ajout de chaleur à pression constante, de la chaleur est ajoutée à l'air comprimé lorsqu'il traverse une chambre de combustion.
- C- **Processus 3-4** : Expansion adiabatique réversible ou expansion isentropique, L'air comprimé chauffé passe à travers la turbine.
- D- **Processus 4-1** : rejet de chaleur à pression constante, la chaleur est rejetée dans l'air ambiant.

III.4. Fonctionnement d'une centrale à tour

Des centaines de miroirs appelé héliostats suivant la course du soleil, réfléchissent et concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur central situé au sommet d'une tour, dans lequel circule le fluide caloporteur. La chaleur du fluide est alors transférée à un cycle classique à vapeur, ou à gaz pour générer de l'électricité [35].



e

Figure III.17: Schémas qui décrit le fonctionnement d'une centrale à tour[35]

Donc le fluide caloporteur chauffé dans le récepteur ça va être transféré vers un système de stockage dédié au fluide à haute température, à partir de ce système le fluide ça va être envoyé vers un échangeur fluide-eau, et donc il va perdre sa chaleur, et ça va être transféré vers un système de stockage dédié au fluide à basse température, de là le fluide ça va être envoyé une autre fois vers le récepteur [35].

La chaleur récupérée par l'eau dans l'échangeur, ça va être transformée en énergie cinétique qui fait tourner une turbine, donc nous avons là une énergie mécanique qui va être transformée en énergie électrique par une génératrice reliée à la turbine [35].

III.5. Conclusion

Les étapes suivies dans ce chapitre sont:

- Expliquer Le fonctionnement des systèmes de suivi du soleil (Monture altazimutale, Monture équatoriale)
- Définir les composantes d'un héliostat avec les différents modèles présentés en marché.
- Présenter et expliquer le rôle des champs d'héliostats ou bien le système de collecte, avec les différentes configurations qu'on peut avoir (radiale, spiral, champ de maïs).
- Le rôle principal de la tour qui sert à placer le récepteur à une hauteur optimale, et mentionner les différents types de récepteur qu'on peut avoir.
- Identifier les différents fluides qui peuvent circuler dans le récepteur.
- Illustrer le principe de fonctionnement de système de stockage. Et identifier les cycles de puissance qu'on peut utiliser pour convertir la chaleur en électricité.
- Faire comprendre le fonctionnement d'une centrale à tour.

CHAPITE IV

MODÉLISATION ET SIMULATION

IV.1. Introduction

Dans ce chapitre on va générer un champ radial d'héliostats basé sur la modélisation de Collado avec Matlab, où on va vais calculer tous les paramètres optiques du champ à l'aide du Matlab et SOLARPILOT qui vont définir le rendement final du champ. Une méthode d'optimisation proposée et appliquée sur le champ pour pouvoir faire une comparaison par rapport au rendement optique du champ, ce champ est supposé situé en Adrar et tous les paramètres optiques sont calculés pour le 21 décembre à 9 :00 en temps légal.

IV.2. Modélisation mathématique d'un champ d'héliostats radial :

Cette partie, présente la méthode de génération d'un champ d'héliostats radiale avec le calcul des divers paramètres tels que le diamètre caractéristique, l'espacement radial, l'espacement azimutal, le nombre d'héliostats.

IV.2.1. Le diamètre caractéristique

Le diamètre caractéristique DM c'est le diamètre d'héliostats qui va être représenté par un cercle, d'après Collado et Guallar ce diamètre égale à la diagonale d'héliostats DH plus la distance de sécurité supplémentaire [36].

$$DM=DH+dsep \dots\dots\dots(18)$$

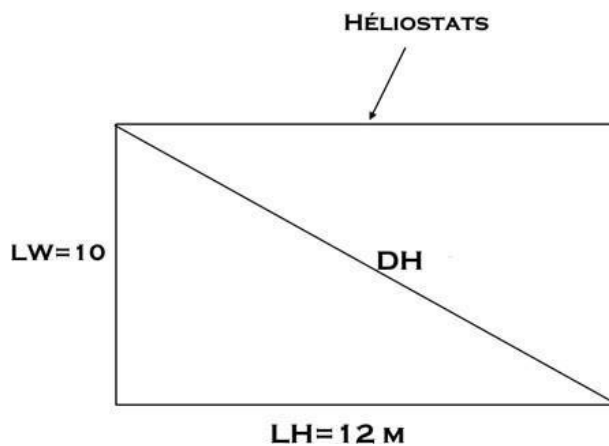


Figure IV. 1: Représentation de la diagonale de l'héliostats[36]

Donc :

$$DH = \sqrt{LH^2 + LW^2} \dots\dots\dots(19)$$

Et nous avons aussi :

$$dsep = ds \times LH \dots\dots\dots(20)$$

Ds c'est le rapport entre la distance de sécurité supplémentaire et la hauteur de l'héliostat, il varié entre 0.3 et 0.7 dans notre étude ds a été pris égal à 0,5[36].

IV.2.2. Espacement AZIMUTAL

L'espacement azimutal Δaz est la distance angulaire entre les héliostats adjacents, cet espacement est représenté par un angle, on peut le calculer en fonction de diamètre caractéristique DM [36].

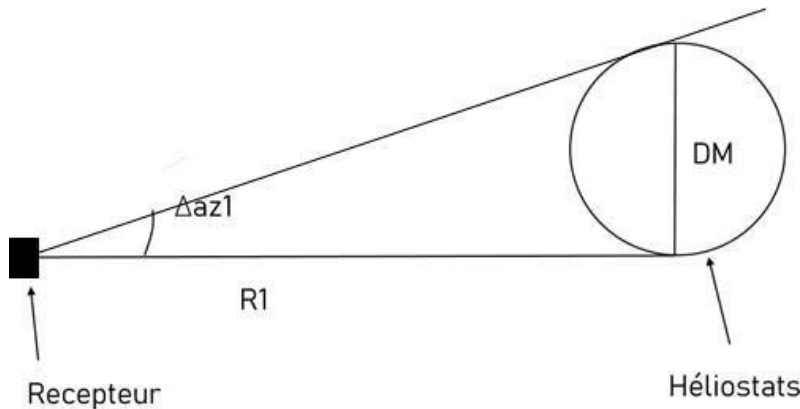


Figure IV. 2: Représentation de l'espacement azimutal[36]

On peut calculer l'espacement azimutal pour la première zone par l'expression suivante [36] :

$$\Delta az_1 = \sin^{-1}\left(\frac{DM}{R_1}\right) \dots\dots\dots(21)$$

Pour la deuxième zone nous avons l'expression suivante [36] :

$$\Delta az_2 = \frac{1}{2} \Delta az_1 \dots\dots\dots(23)$$

Remarque : Du fait de la configuration radiale, au fur et à mesure que l'on progresse dans les anneaux, l'espacement azimutal entre héliostats adjacents augmente. Lorsque l'espacement

Azimutal devient suffisamment grand, un besoin de redéfinir l'espace azimutal se fait intervenir et ainsi une nouvelle zone est ça va être formée. De même, pour les autres zones [36].

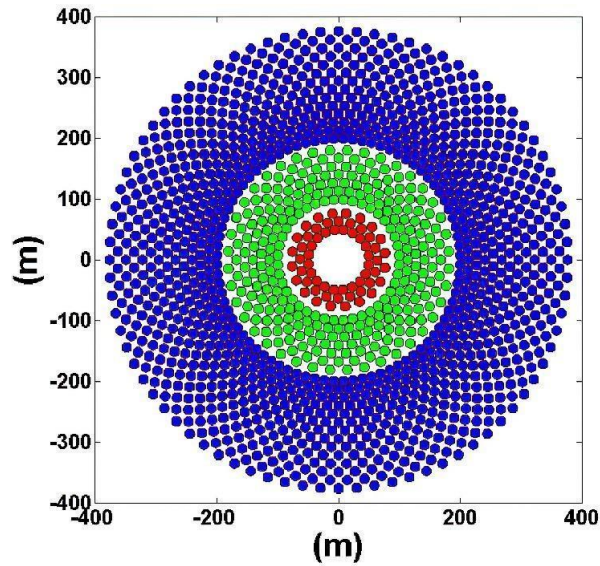


Figure IV. 3 : Représentation des zones [29]

Donc à chaque fois on ajoute un anneau l'espace azimutal devient plus grand, quand l'espace azimutal permet de mettre un nouvel héliostat dans le milieu, il devient nécessaire de créer une nouvelle zone pour créer une nouvelle zone il suffit de reculer avec une distance suffisante du dernier anneau vers l'arrière, cette distance égale a DM [36].

IV.2.3. Espacement radiale

L'espace radial représente la distance entre les anneaux de la même zone, cet espace est donné par l'équation suivante ΔR [36] :

$$\Delta R = (DM) \cdot \cos 30^\circ \dots \dots \dots (24)$$

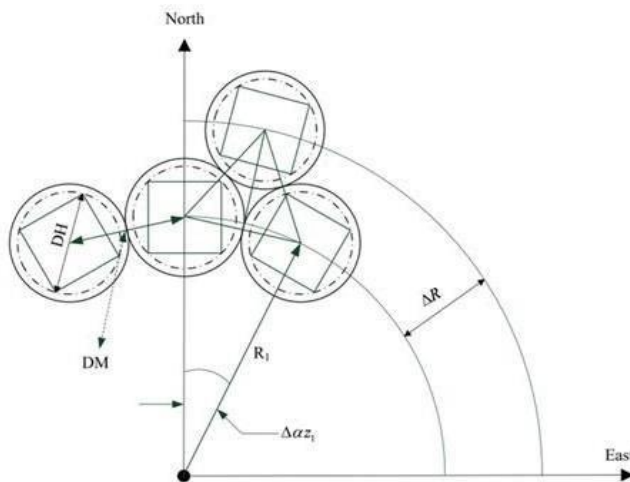


Figure IV. 4: Représentation de l'espace radiale[36]

IV.2.4. Rayon du premier anneau

Le rayon de premier anneau, de la première zone est déterminé par rapport à la hauteur du récepteur dans les cas où on veut négliger l'ombrage du récepteur sera égale 1.2 fois la hauteur du récepteur dans les cas où on veut minimiser la surface du champ sera égale à 0.8 fois la hauteur de récepteur, dans le major des cas sera égale à 0.8 fois la hauteur de récepteur [36].

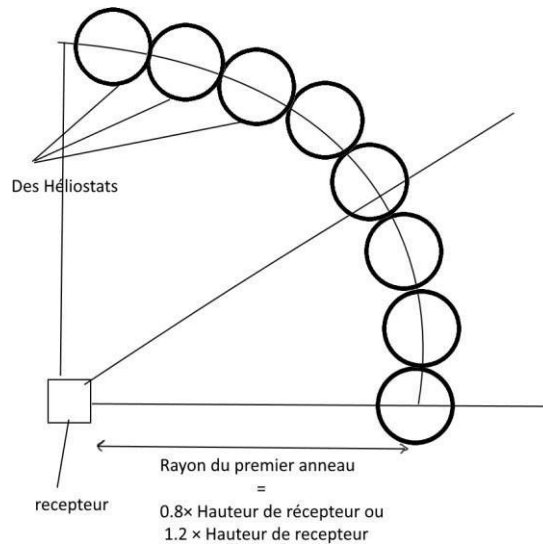


Figure IV. 5: Représentation du premier rayon[36]

IV.2.5. Nombre d'Héliostats

Le nombre d'héliostats dans chaque anneau dans la première zone a été défini par Collado et Guallar comme suite [36] :

$$N_{hel_1} = \frac{2\pi}{\Delta\alpha_{z_1}} \dots\dots\dots(25)$$

De même, pour la deuxième zone [27] :

$$N_{hel_2} = \frac{2\pi}{\Delta\alpha_{z_2}} \dots\dots\dots(26)$$

Où N_{hel1} et N_{hel2} sont le nombre d'héliostats dans les anneaux respectivement dans la première et la deuxième zone [36].

IV.2.6. Les données nécessaires pour générer le champ d'héliostats

- La hauteur de récepteur $H_t = 125$ m
- La Hauteur de l'héliostat $L_h = 12$ m
- La largeur de l'héliostat $L_w = 10$ m
- Le rapport entre la distance de sécurité supplémentaire et la hauteur de l'héliostat $d_s = 0.5$

IV.2.7. Organigramme du programme (génération d'un champ radial)

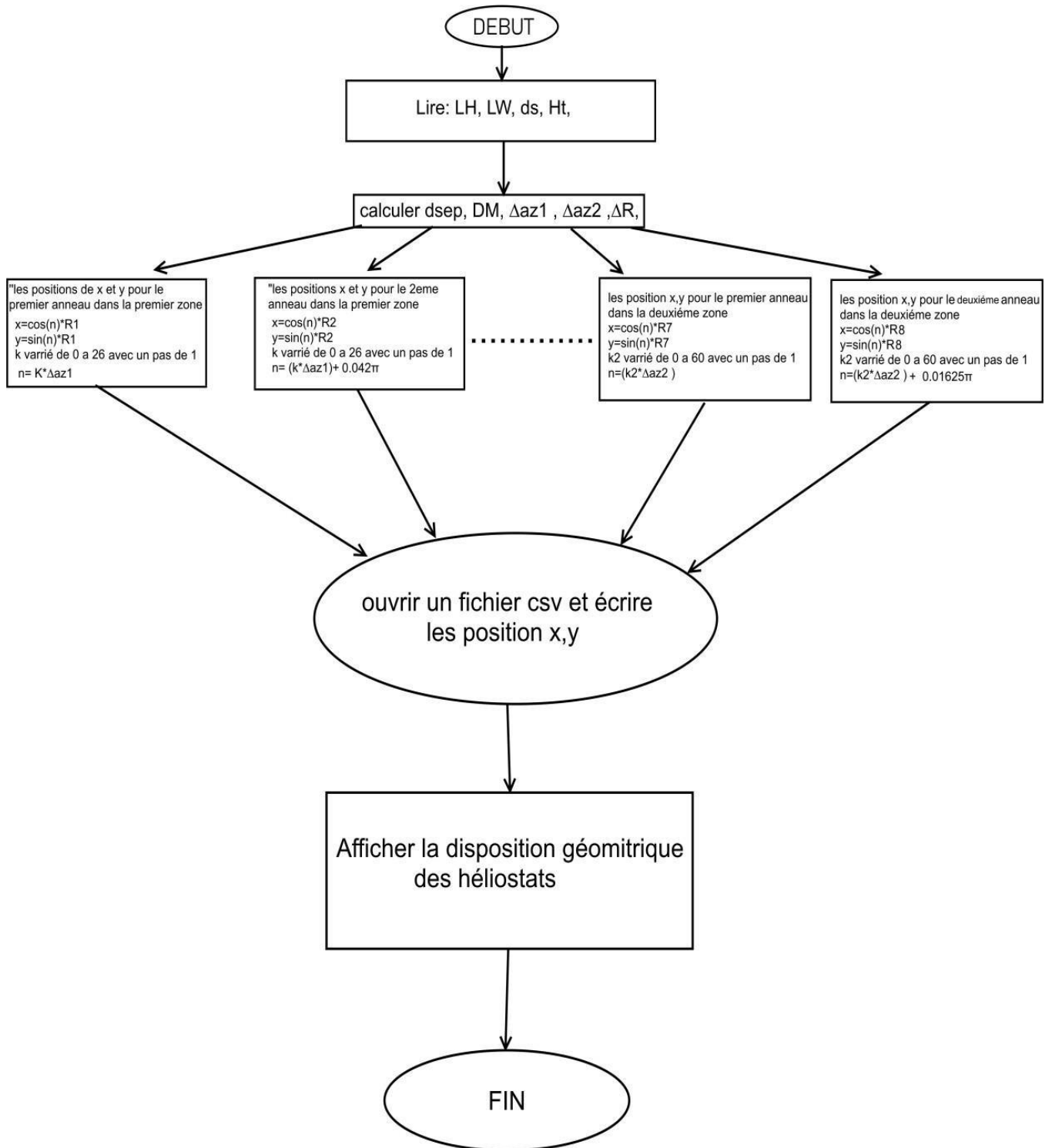


Figure IV. 6: Organigramme du programme (génération d'un champ radial) sur Matlab

IV.2.8. Résultats de programme (génération d'un champ radial)

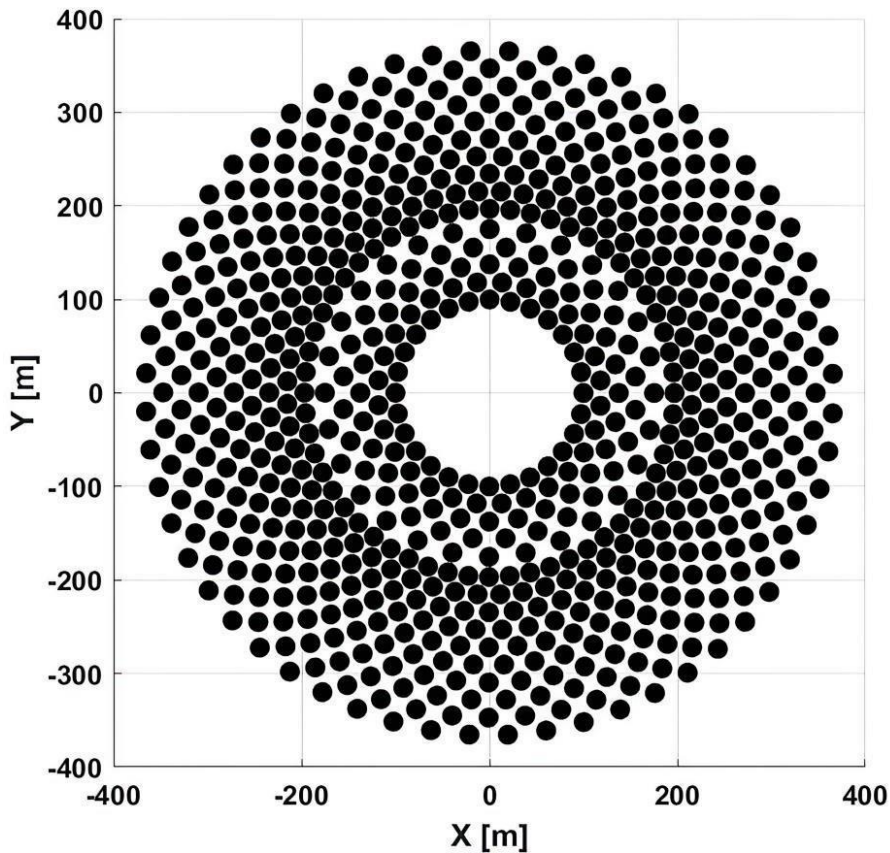


Figure IV. 7: La distribution géométrique d'un champ d'héliostats radial

Les résultats obtenus pour ce programme représente la distribution géométrique d'un champs radiale constitué de 700 Héliostats devisé en deux zones et répartie en 15 anneaux dans une surface de 0.14 Km² les héliostats sont représenter par un cercle son diamètre égal à DM=15.67m, Ce programme nous a générer aussi 700 position (x,y) pour chaque héliostats sous forme d'un fichier CSV qui va nous aider dans les programme suivantes.

IV.3. Efficacité optique du champ d'héliostats

L'efficacité optique nette de l'héliostat telle que définie par Collado et Guallar est donné par l'équation suivante [37] :

$$\eta_{opt}(x, y, t) = \rho \cos \omega(x, y, t) f_{at}(x, y) f_{sb}(x, y, t) f_{itc}(x, y, t) \dots \dots \dots (27)$$

Où $\rho = 0.95$ est la réflectivité des héliostats, $\cos \omega$ est le cosinus d'incidence entre le rayon solaire incident et la normale à la surface de l'héliostat, f_{sb} c'est le facteur d'ombrage et de blocage, f_{itc} est le facteur d'interception qui représente la fraction des rayons réfléchis interceptés par le récepteur, et f_{at} est le facteur d'atténuation atmosphérique [37].

IV.4. Modélisation mathématique de l'effet cosinus

Cet effet traduit le fait que l'orientation des réflecteurs offre au flux solaire une surface apparente inférieure à la surface de réflecteur supportée par l'orienteur (héliostat) [37].

L'efficacité de l'effet cosinus est liée au cosinus de l'angle entre les vecteurs incidents des rayons solaires et le vecteur normal des héliostats. Il est calculé à l'aide de la loi de réflexion spéculaire. Les héliostats suivent le soleil de manière que ces rayons seront reflétés sur la surface pour atteindre le point de visée du récepteur. [39]

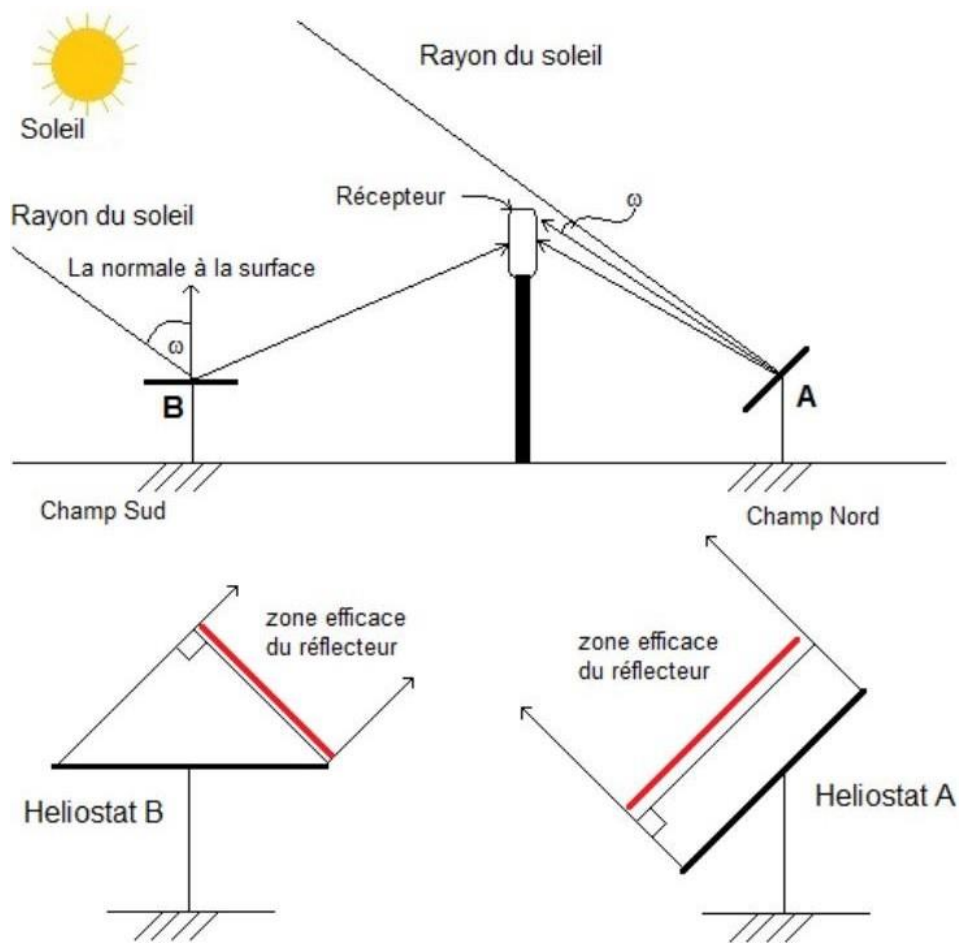


Figure IV. 8: Représentation de l'effet cosinus [39].

Donc l'effet cosinus c'est le cosinus de l'angle w , qui représente l'angle entre le vecteur du rayon incident du soleil \vec{S} et le vecteur unitaire des rayons réfléchissants \vec{K} [40].

$$\eta_{\cos} = \cos w \dots\dots\dots(28)$$

$$w = \arccos(\vec{N} \cdot \vec{K}) = \frac{1}{2} \arccos(-\vec{S} \cdot \vec{K}) \dots\dots\dots(29)$$

\mathbf{K} : le vecteur unitaire des rayons réfléchissants [40].

\mathbf{S} : le vecteur du rayon incident du soleil [40].

\mathbf{N} : le vecteur unitaire de la normale de l'héliostats [40].

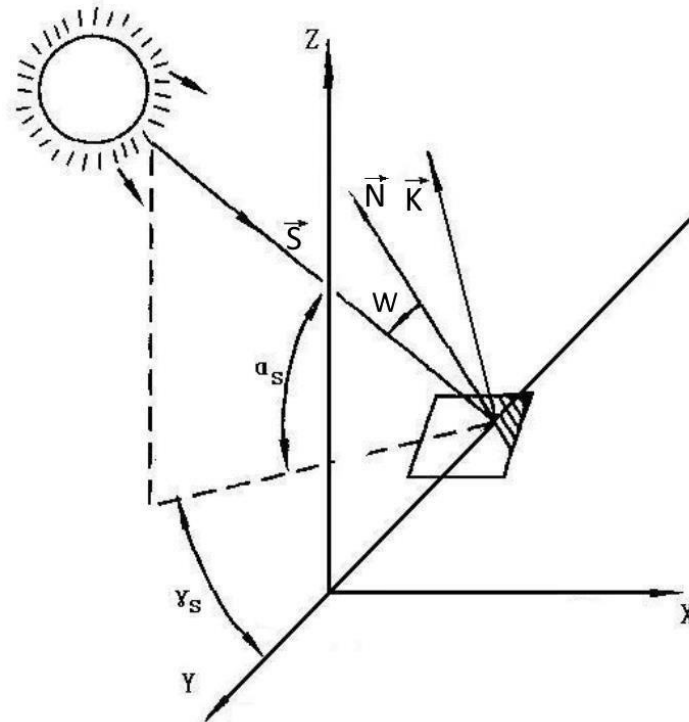


Figure IV. 9: Représentation de l'angle de l'effet cosinus[40]

IV.4.1. Modélisation mathématique de vecteur incident de soleil \mathbf{S}

Dans ces coordonnées, la direction des rayons solaires incidents peut être exprimée par le vecteur unitaire \mathbf{S} par l'expression suivante [41] :

$$\vec{S} = (\cos h \cdot \sin a, -\cos h \cdot \cos a, -\sin h) \dots\dots\dots(30)$$

h : c'est la hauteur du soleil est égale à l'angle formé par la direction du soleil et le plan horizontal Elle est donnée par[41] :

$$\sin h = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega \dots\dots\dots(31)$$

δ : c'est la déclinaison est égale à l'angle que fait le plan de l'équateur céleste avec la direction Terre-Soleil. Elle peut être estimée par [41] :

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360}{365} (284 + J) \right] \dots\dots\dots(32)$$

J : c'est le nombre de jour dans l'année dans notre cas J= 354 (21 DEC).

ϕ : c'est la latitude du site dans notre cas $\phi= 27.95^\circ$ (ADRAR).

ω : L'angle horaire du soleil est déterminé par la rotation diurne de la terre autour de son axe. C'est la mesure de l'arc de trajectoire solaire compris entre le soleil et le plan méridien du lieu. Exprimé en $^\circ$ d'angle, par l'expression suivante [42] :

$$\omega = 15 \times (TSV - 12) \dots\dots\dots(33)$$

TSV : Le temps solaire vrai est exprimé en heures.

$$T_{\text{Légal}} = T_{\text{Universel}} + D \dots\dots\dots(34)$$

$$T_{\text{local}} = T_{\text{Universel}} + 4(L_{\text{ref}} - L_{\text{lieu}}) \dots\dots\dots(35)$$

$$T_{\text{sv}} = T_L + Et + 4(L_{\text{ref}} - L_{\text{lieu}}) + D \dots\dots\dots(36)$$

Avec [27] :

D : décalage horaire (en Algérie est à TL = GMT+1, toute l'année, ce qui donne : D = -1.

Lref : Longitude du méridien de référence (Greenwich pour l'Algérie) Lref =0°.

Llieu : Longitude du lieu comptée positivement à l'ouest et négativement à l'est, Llieu = -0.36°(Adrar)

Et : Equation du temps donné par [17] :

$$Et = 9.87 \sin 2B - 7.53 \cos B - 1.5 \sin B \dots\dots\dots(37)$$

$$\text{Avec : } B = 360(J-1)/365 \dots\dots\dots(38)$$

En plus précis [17] :

$$Et = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B) \dots\dots\dots(39)$$

$$B = 360(J-81)/365 \dots\dots\dots(40)$$

En revenant à l'expression du vecteur de soleil [41]:

$$\vec{S} = (\cos h \cdot \sin a, -\cos h \cdot \cos a, -\sin h) \dots\dots\dots(41)$$

a : c'est l'azimut du soleil est égale à l'angle formé par la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud[42].

$$\cos a = \frac{\sin h \cdot \sin \phi - \sin \delta}{\cos h \cos \phi} \dots\dots\dots(42)$$

IV.4.2. Modélisation mathématique de vecteur unitaire de rayon réfléchi **K**

Le vecteur unitaire des rayons réfléchissants **K** est défini en fonction des positions des héliostats x et y et la hauteur de point visé (aim point) H_v par l'équation suivante [42] :

$$\vec{K} = \left(\frac{-x}{\sqrt{x^2 + y^2 + h_v^2}}, \frac{-y}{\sqrt{x^2 + y^2 + h_v^2}}, \frac{h_v}{\sqrt{x^2 + y^2 + h_v^2}} \right) \dots\dots\dots(43)$$

X,y: les positions des héliostats

H_v : la hauteur de point de visée AIM

point Donc $H_v = 115.56$ m.

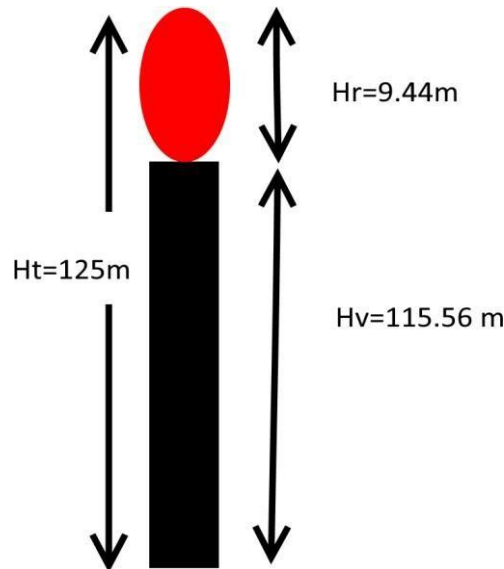


Figure IV. 10: Représentation de la hauteur de point visé AIM H_v [42]

IV.4.3. Modèle de calcul de l'effet cosinus :

$$W = \arccos(\vec{N} \cdot \vec{K}) = \frac{1}{2} \arccos(-\vec{S} \cdot \vec{K}) = \frac{1}{2} \arccos\left(\frac{x \cdot \cos h \cdot \sin a - y \cdot \cos h \cdot \cos a + \sin h \cdot h_v}{\sqrt{x^2 + y^2 + h_v^2}} \right) \dots\dots\dots(44)$$

IV.4.4. Les données nécessaires pour calculer l'effet cosinus

- Les position x'y des héliostats générer du premier programme.
- La hauteur de la partie récepteur $H_r = 9.44$ m
- La hauteur de tout le récepteur $H_t = 125$ m.
- Longitude du méridien de référence (Greenwich pour l'Algérie) $L_{ref} = 0^\circ$
- Longitude du lieu $L_{lieu} = -0.36^\circ$ (Adrar)
- Décalage horaire $D = -1$
- La latitude du site $\phi = 27.95^\circ$
- Le nombre de jour dans l'année dans notre cas $J = 354$ (21 DEC).
- Temps légal qui égale 9 :00 h

IV.4.5. Organigramme de programme d'effet cosinus sur Matlab

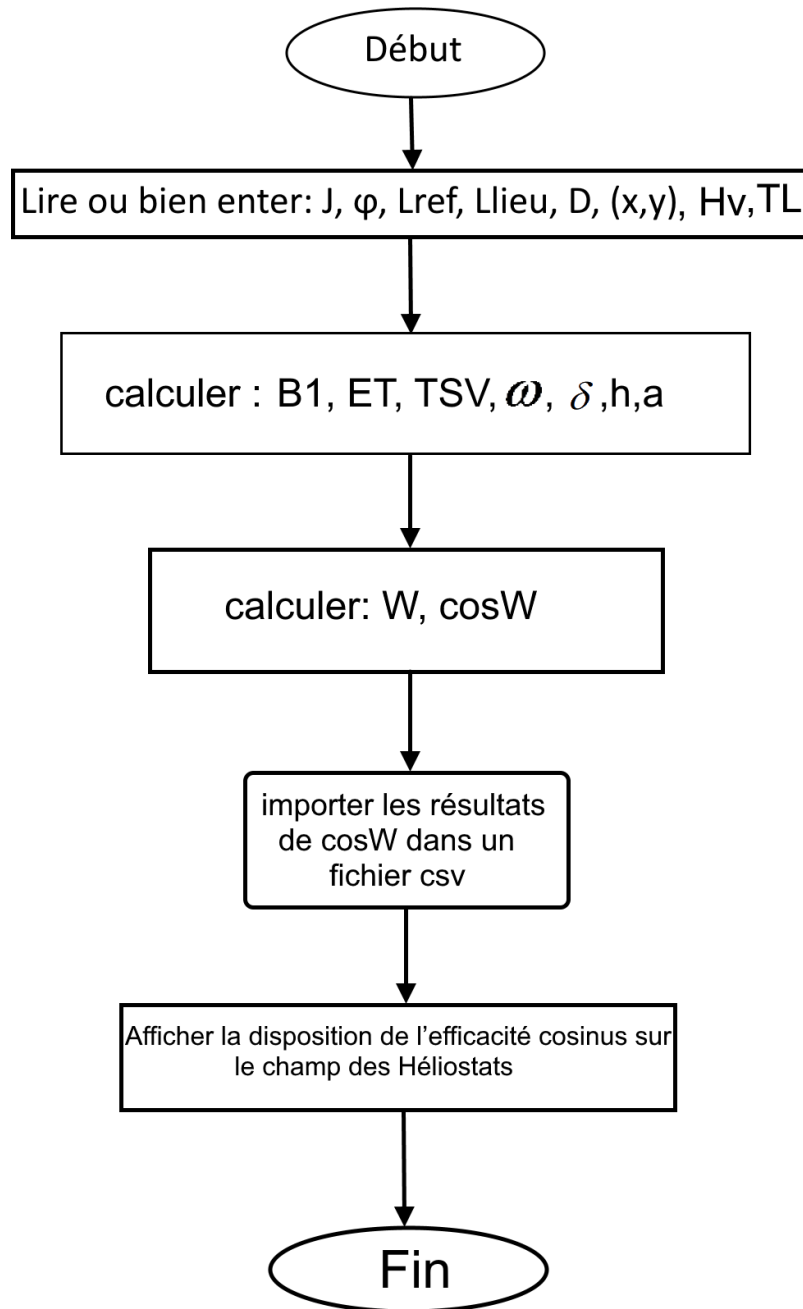


Figure IV. 11: Organigramme de programme d'effet cosinus sur Matlab

IV.4.6. Résultats de programme du l'effet cosinus

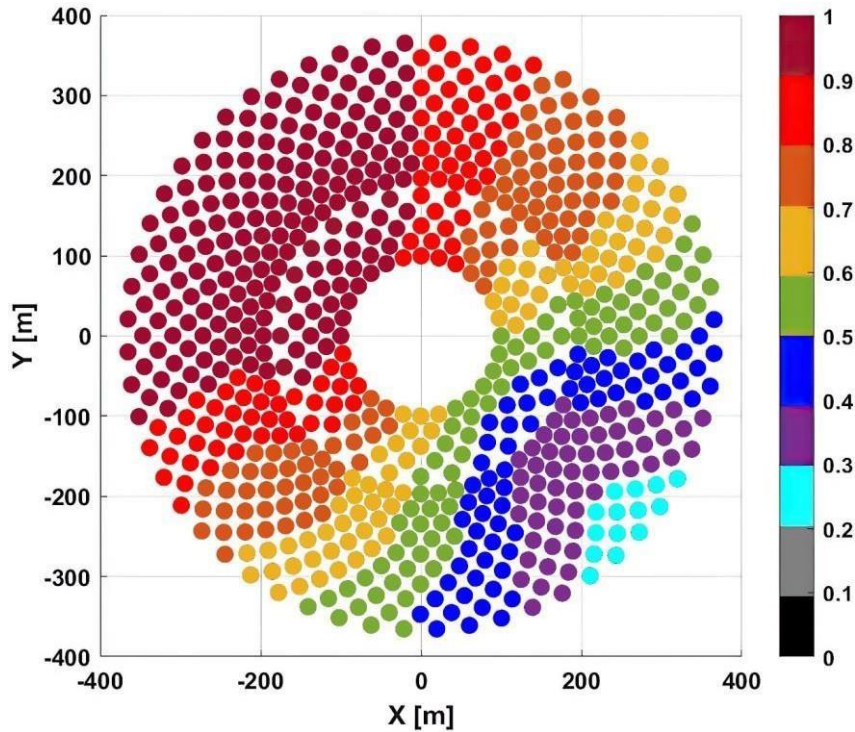


Figure IV. 12: Distribution de l'efficacité cosinus sur le champ d'héliostats

Les résultats obtenus pour le deuxième programme représentent la distribution de l'efficacité cosinus sur le champ d'héliostats générés de premier programme, on remarque que l'efficacité cosinus est au maximum par rapport aux héliostats qui sont placés dans le Nord-ouest qui peut arriver jusqu'à 0.98, cela est dû à la position du soleil qui vient du Sud-Est et l'orientation des héliostats par rapport au récepteur qui est en face du flux solaire, à chaque fois qu'on s'éloigne vers le Sud-Est l'orientation des héliostats change, cela offre au flux solaire une surface apparente inférieure à celle des héliostats qui augmente les pertes de l'effet cosinus. La moyenne totale de l'effet cosinus pour tous les héliostats ou bien la valeur d'efficacité cosinus pour le champ générés est égale à $\eta_{\cos} = \cos w = 0.7082$.

IV.5. Modélisation de facteur d'atténuation atmosphérique

Le facteur d'atténuation atmosphérique f_{at} représente les pertes de faisceau du rayon réfléchi par l'héliostat vers le récepteur, ce facteur dépend de l'atmosphère de lieu et de la distance de l'héliostat par rapport au récepteur ce facteur est donné par Schmitz et al. Comme de suite [43]:

Pour $S_{rec} \geq 1000m$

$$f_{at} = 0.99321 - 0.0001176S_{rec} + 1.97 \times 10^{-8} S_{rec}^2 \dots\dots\dots(45)$$

Et pour $S_{rec} \geq 1000m$

$$f_{at} = \exp(-0.0001106S_{rec}) \dots\dots\dots(46)$$

Où S_{rec} c'est la Distance entre l'héliostat et le récepteur [43], [44].

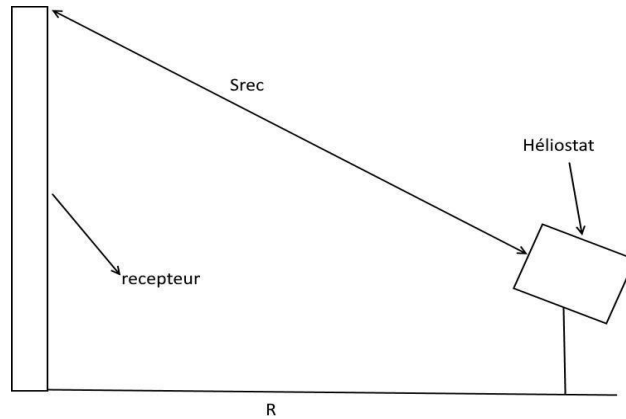


Figure IV. 13: Représentation de la distance entre l'héliostat et le récepteur[44]

On peut calculer S_{rec} par la relation suivante [43], [44] :

$$S_{rec} = \sqrt{R^2 + Ht^2} \dots\dots\dots(47)$$

IV.5.1. Les données nécessaires pour calculer le facteur d'actuation atmosphérique :

- Les position x,y des héliostats générer du premier programme.
- Les longueurs des rayons R1, R2.....R15.
- La hauteur de récepteur Ht=125m

IV.5.2. Organigramme de programme d'atténuation atmosphérique sur Matlab

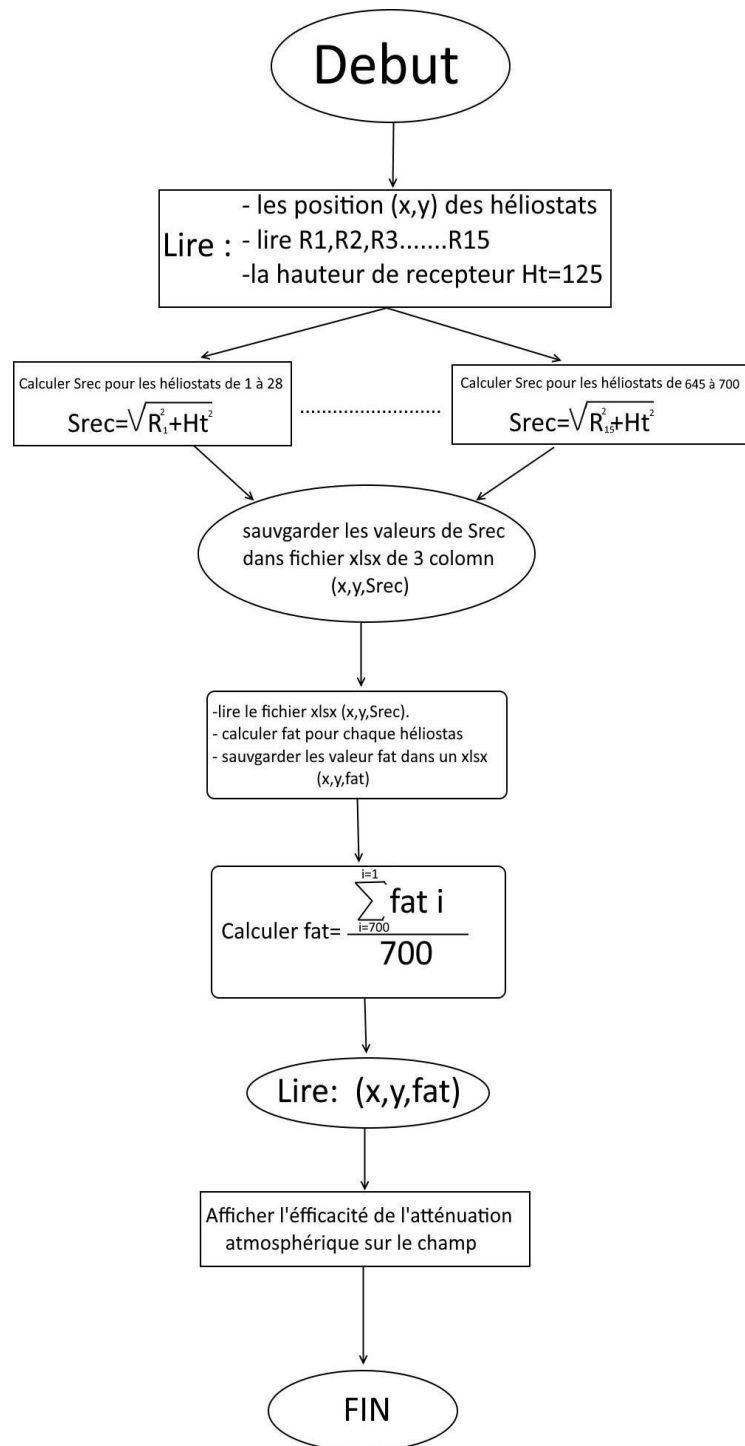


Figure IV. 14: Organigramme de programme d'atténuation atmosphérique sur Matlab

IV.5.3. Résultats de programme d'atténuation atmosphérique

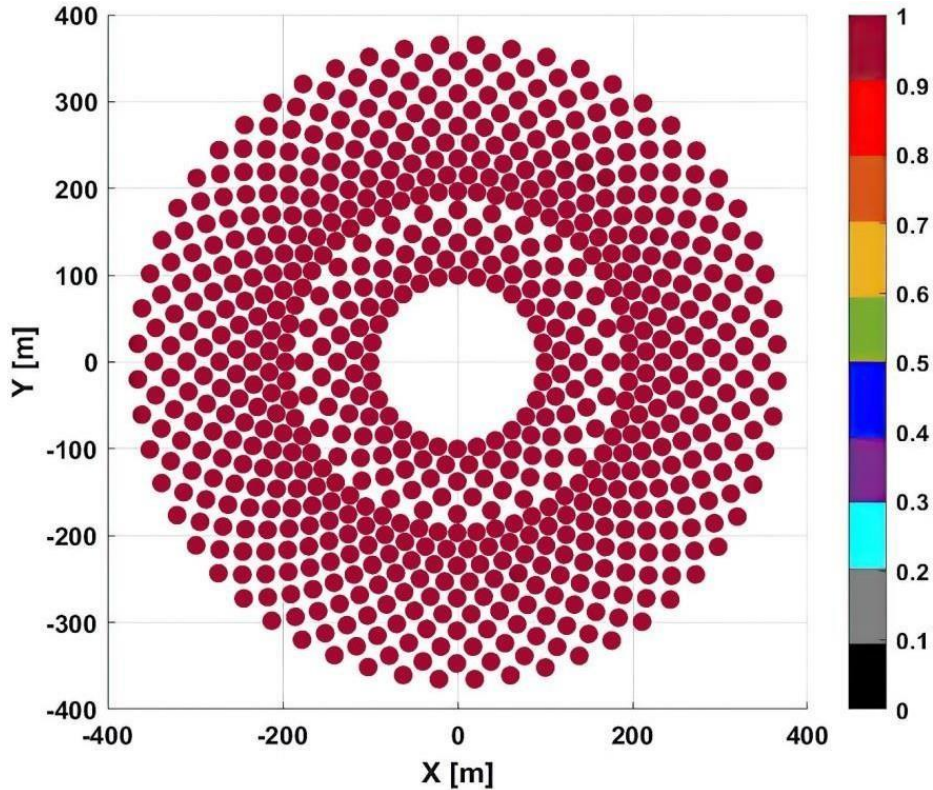


Figure IV. 15: Distribution de l'atténuation atmosphérique sur le champ

Les résultats obtenus par rapport au facteur d'atténuation atmosphérique varié entre 0.95 et 0.98 à cause des distances courte entre les héliostats et le récepteur, la distance maximum égale à 385.5 m correspondant aux héliostats de derniers anneaux pour cette distance l'atténuation atmosphérique égale $f_{at}=0.95$, la distance minimum égale 100m correspondant aux héliostats de premier anneau pour cette distance l'atténuation atmosphérique égale $f_{at}=0.98$. Donc pour ce facteur on conclure que chaque fois la distance entre les héliostats et le récepteur augmente chaque fois les pertes due à l'atténuation atmosphérique augmentent. Donc La valeur moyenne finale de la distribution de l'efficacité d'atténuation atmosphérique pour tous les héliostats égale $f_{at} = 0.9713$.

IV.6. Modélisation de Facteur d'interception

Le facteur d'interception est défini comme la fraction des rayons réfléchis interceptés par le récepteur. Pour calculer ce facteur, on va utiliser le modèle proposé par Collado. L'expression de la densité de flux du modèle de Collado est une distribution normale circulaire sur le plan récepteur, et a été donnée comme de suite [46,47] :

$$f_{ic} = \frac{1}{2\pi\sigma_{tot}^2} \iint \exp\left(-\frac{x^2 + y^2}{2\sigma_{tot}^2}\right) dy .dx \dots\dots\dots (48)$$

Où σ_{tot} est l'écart type total sur le récepteur plan, qui est le résultat de la convolution de quatre

fonctions d'erreur, l'erreur de forme du soleil σ_{sun} (soleil d'écart type), l'erreur de qualité du faisceau σ_{bq} , L'erreur d'astigmatisme σ_{ast} et l'erreur de suivi σ_{track} . Ici, x et y sont des coordonnées des heliostats. L'écart type total a été défini comme de suite [46] :

$$\sigma_{tot} = \sqrt{S_{rec}^2 (\sigma_{sun}^2 + \sigma_{bq}^2 + \sigma_{ast}^2 + \sigma_t^2)} \dots\dots\dots(49)$$

L'erreur de qualité du faisceau peut être définie comme de suite [47] :

$$\sigma_{bq}^2 = (2\sigma_s^2) \dots\dots\dots(50)$$

Où σ_s est l'erreur de pente du miroir causée par les imperfections de la surface du miroir. Cette erreur est décrite statistiquement par une distribution normale circulaire. Il est défini par rapport au vecteur normal de surface, L'écart type de l'effet astigmatisme est défini par l'équation suivante [47] :

$$\sigma_{ast} = \frac{\sqrt{0.5(H_t^2 + W_s^2)}}{4S_{rec}} \dots\dots\dots(51)$$

Où W_s et H_t sont les dimensions de l'image dans la coupe sagittale et les plans tangentiels à distance S_{rec} du miroir et sont donnés par les formules suivantes [47] :

$$H_t = d \left| \frac{S_{rec}}{f} - \cos \omega \right| \dots\dots\dots(52)$$

$$W_s = d \left| \frac{S_{rec}}{f} \cos \omega - 1 \right| \dots\dots\dots(53)$$

Où f est égal à la distance focale de l'héliostat qui a été pris égal à S_{rec} , $\cos \omega$ c'est l'effet cosinus, et d est la dimension générale de l'héliostat et est supposé égal à la racine carrée de la surface d l'héliostat, qui est définie comme de suite [48] :

$$d = \sqrt{LW \times LH} \dots\dots\dots(54)$$

IV.6.1. Les données nécessaires pour calculer le facteur d'interception

- L'erreur de forme du soleil, $\sigma_{sun} = 2.51$ mrad [48].
- L'erreur de suivi, $\sigma_{track} = 0.63$ mrad [48].
- L'erreur de qualité du faisceau, $\sigma_{bq} = 1.88$ mrad [48].
- Effet cosinus de chaque héliostat qui sont enregistrer dans un fichier xlsx.
- Les position (x,y) de chaque héliostat qui sont enregistrer dans un fichier xlsx.
- L_w : la largeur d'héliostat = 10 m.
- L_h : la hauteur d'héliostat = 12 m.
- La distance entre chaque héliostat et le récepteur S_{rec} qui aussi enregistrer dans un fichier xlsx.

Remarque : les valeurs reliées aux erreurs de forme du soleil, de suivi, de qualité de faisceau ils ont été pris de l'étude de Collado qui a été faite sur la conception optimisée pour les centrales Solaires à tour avec code campo (voir la référence numéro 38). Ces valeurs dépendent : de site, de la constitution des héliostats, du récepteur, du système de suivi. Ces données sont très importantes pour calculer le facteur d'interception, et c'est impossible de supposer des valeurs initiales puisque ces données sont prélevées expérimentalement. Donc la meilleure option c'est de prendre les valeurs de Collado.

IV.6.2. ORGANIGRAMME DU PROGRAMME DE FACTEUR D'INTERCEPTION

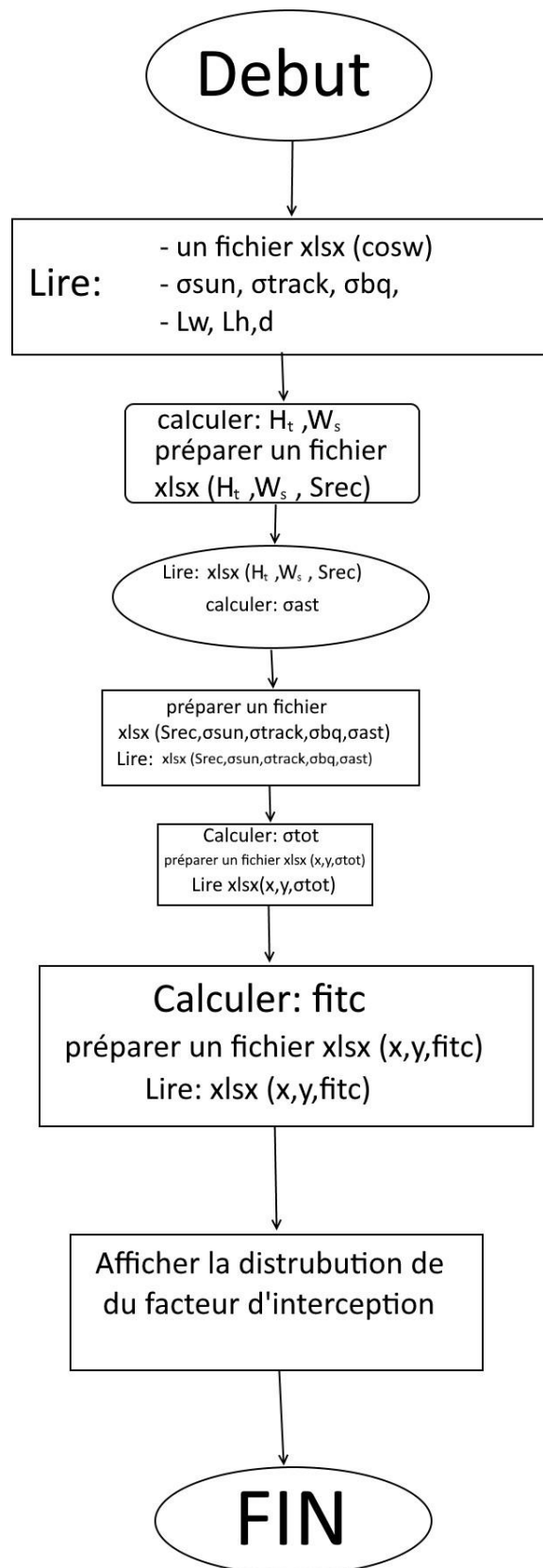


Figure IV. 16: Organigramme du programme de facteur d'interception

IV.6.3. Résultats du programme d'interception

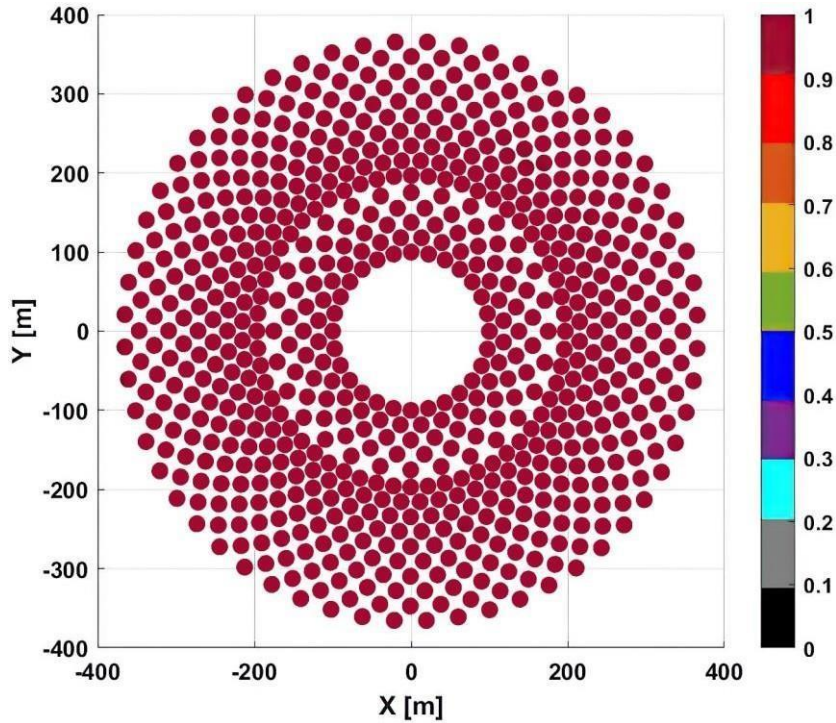


Figure IV. 17: Distribution de l'effet d'interception sur le champ

Le facteur d'interception dépend principalement des erreurs de forme du soleil, de qualité de faisceau, de système de suivre, et les erreur d'sigmatique relie à la géométrie de récepteur, chaque fois ces erreur sont plus important chaque fois les pertes due au facteur d'interception devient plus grandes, dans notre cas les données de ces erreurs sont presque négligeables et ça qui explique la haute valeur obtenue pour l'efficacité d'interception qui égale à $f_{itc} = 0.9559$.

IV.7. Modélisation de l'effet d'ombrage et de blocage

Le facteur d'ombrage et de blocage (F_{sb}) est l'une des principales sources de perte d'énergie dans un système de récepteur central. Il peut être considéré comme deux types de pertes différentes, à savoir la perte d'ombrage et la perte de blocage, mais la procédure de calcul reste la même. La perte d'ombrage se produit lorsque les rayons du soleil sont incapables d'atteindre la surface d'un héliostat en raison de l'occlusion par un ou plusieurs héliostats voisins. De la même manière, le blocage se produit lorsque les rayons du soleil réfléchis par la surface d'un miroir d'héliostat est incapable d'atteindre le récepteur et frappe à la place un héliostat voisin. Les deux pertes sont généralement exprimées sous la forme d'un facteur unique appelé facteur d'ombrage et de blocage (f_{sb}). Depuis le début du développement des systèmes de récepteurs centraux solaires, les chercheurs ont développé différentes techniques pour calculer f_{sb} . En raison de

Complexité des calculs impliqués, plusieurs méthodes ont été développées pour réduire le nombre de calculs nécessaires pour déterminer la zone ombragée ou bloquée. Le calcul de f_{sb} est le plus compliqué par rapport aux autres composantes de l'efficacité optique [40].

D'un point de vue mathématique, f_{sb} est fonction de la position d'un héliostat par rapport à la position du soleil, de la tour, et les héliostats voisins. Pour trouver la perte d'ombrage d'un champ d'héliostat, la surface totale ombragée et bloquée du champ est calculée et divisée par la surface totale de tous les héliostats combinés. Les sections suivantes décrivent la procédure de calcul de f_{sb} en utilisant la méthode de projection du point central de Sassi (Sassi, 1983). Cette méthode est une forme simplifiée de la technique de projection discutée par (McFee, 1975). L'intérêt de cette méthode est la simplicité de la programmer pour la simulation de champs d'héliostats [49].

IV.7.1. Prérequis pour le calcul de facteur d'ombrage et de blocage

IV.7.1.1 Définition des systèmes de coordonnées

Avant d'effectuer tout calcul, certains référentiels doivent être définis pour représenter la position des différents composants dans le champ de l'héliostat par rapport au récepteur, ou à l'héliostat considéré, etc. La position de chaque héliostat est donnée dans le Système de coordonnées cartésiennes avec l'origine au centre de la base de la tour. Les axes positifs X, Y et Z pointent vers l'est, nord et zénith respectivement. Ce système de coordonnées est utilisé pour la disposition globale des héliostats sur le terrain et est appelé le système de coordonnées global (GCS) [50].

Le deuxième système de coordonnées est le système de coordonnées local (LCS) d'un héliostat individuel. L'origine de cette coordonnée système se trouve au centre de la base de chaque héliostat. Les axes positifs x, y et z pointent respectivement vers l'est, le nord et le zénith [49].

En général, le LCS de chaque héliostat peut être trouvé en traduisant les coordonnées GCS à l'emplacement de l'héliostat étudié. La LCS est utilisé pour calculer l'orientation et l'efficacité optique d'un héliostat [49].

Une autre variante du LCS est le système de coordonnées d'altitude et d'azimut local (AACSL). Il s'agit d'un système de coordonnées sphériques dont l'origine se situe au centre de la base d'un héliostat. L'angle d'azimut est mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre à partir de la direction nord et l'angle zénithal est mesuré à partir de la direction zénithale. Ce système

De coordonnées est utilisé pour calculer la position du soleil et la position du récepteur par rapport à l'héliostat. Cette coordonnée est également utile pour représenter l'orientation d'héliostat [49].

Le quatrième système de coordonnées est le système de coordonnées de surface (SCS) d'un héliostat. L'origine de SCS se situe au centre géométrique du plan du miroir de l'héliostat avec les axes x et y pointant parallèlement aux bords dans le cas d'un miroir rectangulaire. L'axe des z pointe dans la direction du vecteur normal du plan du miroir de l'héliostat. Le SCS peut être différent selon la forme du miroir. Ce système de coordonnées est très pratique pour le calcul des facteurs d'ombrage et de blocage [49].

La figure 35 montre les systèmes de coordonnées global et local tandis que le système de coordonnées de surface est représenté sur la figure 37. Ces Figures mettent en évidence l'importance des systèmes de coordonnées dans le calcul des pertes d'occultation et de blocage. Une fois les systèmes de coordonnées en place, les principaux vecteurs qui définissent la position et l'orientation des héliostats par rapport à la tour et au soleil[50].

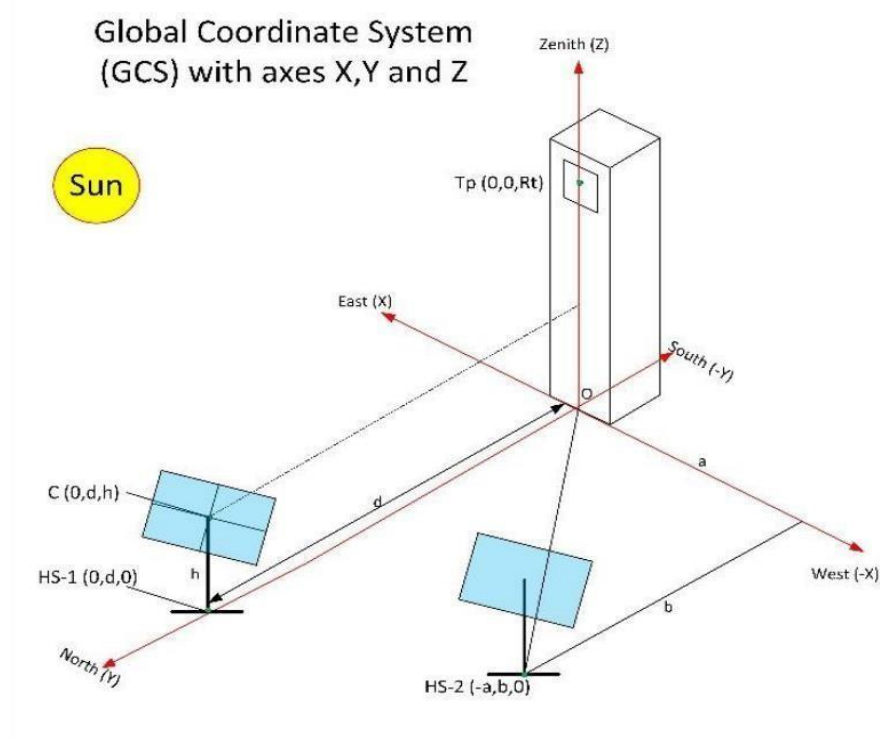


Figure IV. 18: Systèmes de coordonnées globales[50]

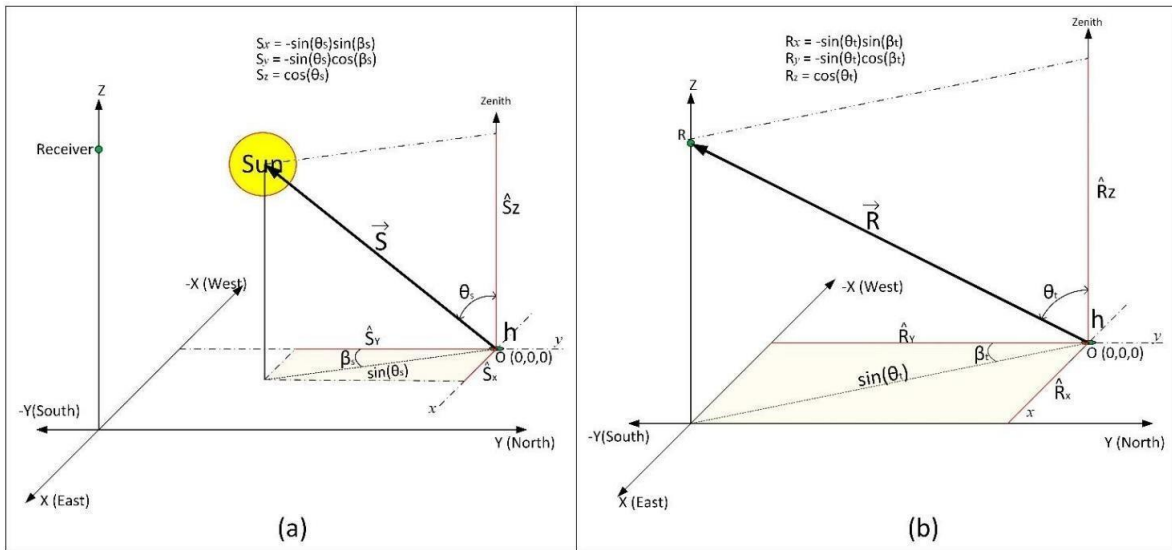


Figure IV. 20: Résolution du vecteur solaire (a) et du vecteur récepteur (b) dans le système de coordonnées local[51]

IV.7.1.3 Représentation de la position du récepteur par rapport aux héliostats

La position du récepteur est représentée par un vecteur de position R^r dans AACS d'un héliostat qui pointe de l'origine au centre du destinataire. L'angle d'azimut du récepteur, β_r et l'angle zénithal, θ_r sont utilisés pour trouver les composantes rectangulaires de R^r dans le LCS en utilisant les équations (59) (60) (61) (62). La figure 20-b représente la résolution du vecteur récepteur dans LCS[51].

$$R^r = [R_x, R_y, R_z] \dots\dots\dots(59)$$

$$R_x = -\sin(\theta_r) \sin(\beta_r) \dots\dots\dots(60)$$

$$R_y = -\sin(\theta_r) \cos(\beta_r) \dots\dots\dots(61)$$

$$R_z = \cos(\theta_r) \dots\dots\dots(62)$$

IV.7.1.4 Calcul de l'orientation des héliostats et l'angle de suivi

Supposons que l'héliostat est sur la bonne voie. Le vecteur normal N du plan du miroir de l'héliostat se situe entre le vecteur solaire et le vecteur récepteur. Le vecteur N est le vecteur résultant de S^r et R^r et peut être trouvé à l'aide des équations (63) (64) (65) (66) et est illustré à la Figure 21-a. Les composantes du vecteur N dans AACS sont l'angle d'azimut de la surface du miroir β_N et l'angle d'inclinaison du miroir θ_N . Cela peut être résolu

En ses composants rectangulaires dans le LCS en utilisant la transformation donnée dans les équations (63) (64) (65) (66). La résolution du vecteur normal de l'héliostat dans LCS est représentée sur la figure 38-b[52].

$$\vec{N} = [N_x, N_y, N] \dots\dots\dots(63)$$

$$N_x = -\sin(\theta_N) \sin(\beta_N) \dots\dots\dots(64)$$

$$N_y = -\sin(\theta_N) \cos(\beta_N) \dots\dots\dots(65)$$

$$N_z = \cos(\theta_N) \dots\dots\dots(66)$$

Les équations (67) et (68) sont utilisées pour le calcul de l'angle zénithal θ_N et de l'angle azimutal β_N respectivement (Riaz, 1975), mais pour utiliser ces équations, les \vec{S} et \vec{R} doivent d'abord être convertis de l'AACS au système de référence sud. L'angle d'azimut de l'héliostat β_n ainsi obtenu doit être reconverti dans le système de mesure du nord dans AACS. Plus de détails sur ces équations peuvent être trouvés dans (Riaz, 1975) [52].

$$\tan \theta_N = \frac{\sqrt{\sin^2 \theta_s + \sin^2 \theta_t + 2 \sin \theta_s \sin \theta_t \cos(\beta_t - \beta_s)}}{\cos \theta_s + \cos \theta_t} \dots\dots\dots(67)$$

$$\tan \beta_N = \frac{\sin \theta_s \sin \beta_s + \sin \theta_t \sin \beta_t}{\sin \theta_s \cos \beta_s + \sin \theta_t \cos \beta_t} \dots\dots\dots(68)$$

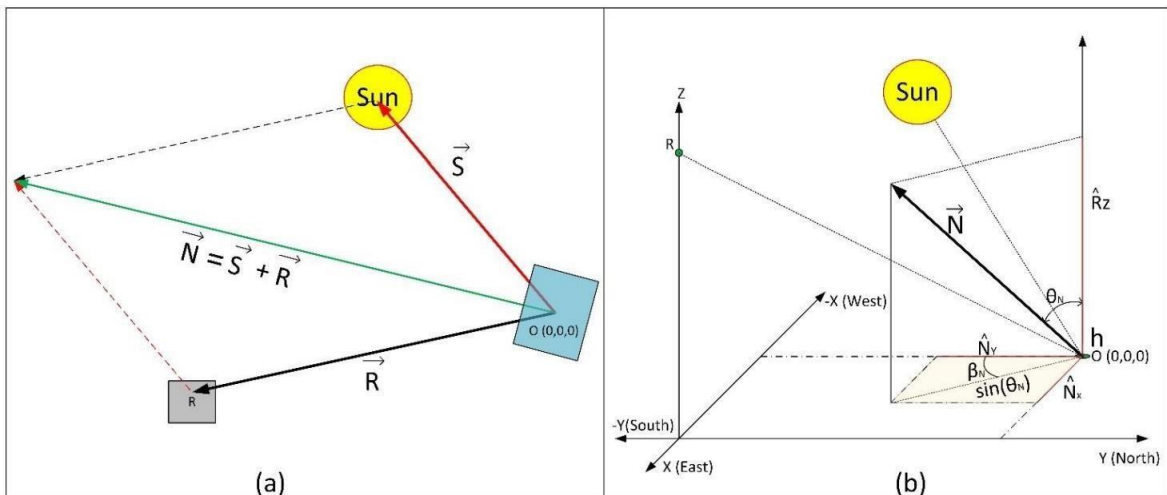


Figure IV. 21: Vecteur normal de l'héliostat résultant des vecteurs solaire et récepteur, (b) Résolution du vecteur normal de l'héliostat dans le système de coordonnées local[50]

IV.7.1.5 Calcul du facteur d'ombrage et de blocage fsb

La méthode la plus rapide pour le calcul des facteurs d'ombrage et de blocage est la méthode géométrique. La méthode de projection du point central de Sassi (Sassi, 1983) est un exemple de cette méthode. Cette section décrira la méthode Sassi en détails [51] :

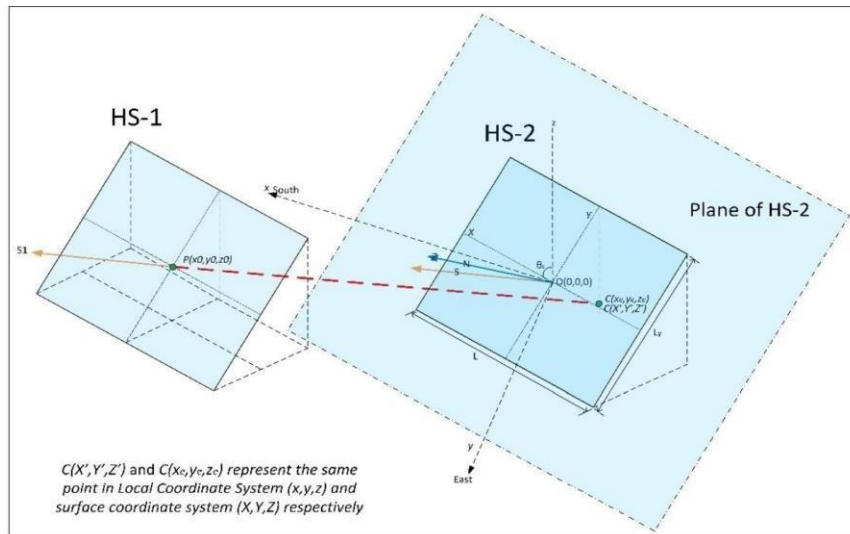


Figure IV. 22: Calculs d'ombre à l'aide de la projection du point central de Sassi

HS-2 est derrière HS-1 par rapport au soleil, par conséquent, HS-1 peut potentiellement ombrager HS-2. Les vecteurs solaires \vec{s}_1 et \vec{s} aux centres des deux héliostats pointent dans la même direction, en supposant que les rayons lumineux provenant du soleil sont parallèles. Dans la méthode de projection du point central Sassi, le centre de l'héliostat ombré HS-1 est projeté sur le plan de l'héliostat ombré HS-2. Cette méthode suppose les points suivants [52] :

- a. Les rayons du soleil sont parallèles
- b. L'irradiance circumsolaire est négligée
- c. L'ombrage et l'héliostat ombré sont parallèles
- d. La forme de l'ombre est la même que la forme de l'héliostat

La méthode Sassi comporte deux étapes. La première étape consiste à prédire la présence d'ombre et la deuxième étape consiste à calculer l'étendue du chevauchement pour trouver le facteur d'ombrage/blocage [52].

Étape 1[52] :

1. Spécifiez la date, l'heure et l'emplacement de l'héliostat et calculez la position du soleil en tant qu'angle zénithal solaire θ et azimut solaire β . Se référer à (Rizvi et al. 2014).

- Déterminer l'Héliostat ombré (HS-2) et l'héliostat qui fait l'ombrage (HS-1). Les coordonnées de ces deux héliostats sont données dans le GCS. Soient les coordonnées globales de ces héliostats (x_1, y_1, z_1) et (x_2, y_2, z_2) . Pour continuer, transformez d'abord les coordonnées de HS-1 dans le système de coordonnées local de HS-2 par simple translation donnée dans les équations (69)(70)(71)(72). Cela ramène l'origine aux bases de HS-2.

$$(x_0, y_0, z_0) \dots\dots\dots(69)$$

$$x_0 = x_1 - x_2 \dots\dots\dots(70)$$

$$y_0 = y_1 - y_2 \dots\dots\dots(71)$$

$$z_0 = z_1 - z_2 \dots\dots\dots(72)$$

- Pour l'ombrage, trouvez le vecteur solaire et pour le blocage, trouvez le vecteur récepteur à l'aide des équations (55) et (59). Les composants de ces vecteurs se situent dans le système de coordonnées local de l'héliostat HS-2.
- Trouvez maintenant la ligne qui passe du centre de l'héliostat d'ombrage, p (x_0, y_0, z_0) , et est parallèle au vecteur solaire \vec{s} pour l'ombrage en utilisant l'équation (73). Dans le cas du blocage en utilisant l'équation (74) .

$$\frac{x - x_0}{S_x} = \frac{y - y_0}{S_y} = \frac{z - z_0}{S_z} \dots\dots\dots(73)$$

$$\frac{x - x_0}{R_x} = \frac{y - y_0}{R_y} = \frac{z - z_0}{R_z} \dots\dots\dots(74)$$

- Trouvez l'équation du plan de l'héliostat HS-2 qui est supposé être en position de poursuite parfaite, c'est-à-dire que son vecteur normal se situe à mi-chemin entre le vecteur solaire et le vecteur récepteur. Ceci est donné par l'équation (83) .

$$N_x x + N_y y + N_z z = 0 \dots\dots\dots(75)$$

- Trouvez la projection du centre de HS-1 sur le plan de HS-2 en trouvant l'intersection de la ligne de l'étape 4 avec le plan de l'étape 5. Cela se fait en trouvant la solution de l'équation (73) ou (74) avec l'équation (75). Cette solution est représentée par le point C sur la figure 39. A ce stade, les coordonnées de C (X', Y', Z') se situent dans le système de coordonnées local de HS-2. La solution générale est donnée par l'équation (63) de (Sassi, 1983) .

- Pour simplifier davantage le calcul de la zone ombrée, le point C est transformé dans le système de coordonnées de surface de HS-2. les détails de cette transformation peuvent être trouvés dans (Sassi, 1983) et (McFee, 1975). Les nouvelles coordonnées de C dans SCS sont données par l'équation (40) de (Sassi, 1983) .

8. Le point C est maintenant représenté dans le système de coordonnées de surface de HS-2 par C(xe, ye, ze).

9. La longueur u et la largeur v de l'ombre peuvent maintenant être trouvées par simple soustraction, comme indiqué par l'équation suivante [52] :

$$uj = Lx - |xe|j \dots\dots\dots(76)$$

$$vj = Ly - |ye|j \dots\dots\dots(77)$$

j représente le nombre de projections.

10. En supposant que la forme de l'ombre est la même que la forme de l'héliostat, vérifiez la position de la projection de HS-1 par rapport au centre de HS-2. Sassi a classé les projections d'ombre en quatre types pour l'héliostat rectangulaire, en fonction de la position de C. Ces inégalités aident à déterminer dans quel coin de l'héliostat se trouve l'ombre[62].

Type : $xe < 0$ and $ye > 0$

Type : $xe > 0$ and $ye > 0$

Type : $xe < 0$ and $ye < 0$

Type : $xe > 0$ and $ye < 0$

Étape 2 [51] :

11. En fonction du type d'ombrage, trouvez la zone de chevauchement en divisant deux côtés opposés de l'héliostat en segments « n », comme illustré à la figure 18 et à la figure 41. La longueur de chaque segment est égale à Lx/n . Chaque segment est ensuite testé pour décider si un segment se trouve dans une zone ombragée [51].

12. Soit j voisins qui ombragent HS-2. Le chevauchement de j projections est représenté par F(i,j) dans (Sassi, 1983) où i varie de 1 à 2n. La valeur de F est égale à vj si l'intervalle est grisé et vaut 0 s'il n'est pas grisé. La maximisation de cette fonction garantit que le chevauchement entre deux ombres n'est pas compté plus d'une fois. Ceci est donné par l'équation (78).

Si la zone d'ombre est simplement calculée en multipliant la hauteur et la largeur des projections d'ombre, alors la zone de chevauchement entre les ombres sera comptée deux fois. La fonction F garde une trace de quel intervalle est ombré par quelle projection et ne compte donc que la plus grande de la zone de chevauchement pour cet intervalle .

$$R(i) = \max_{j=1}^N F((i,j)) \dots\dots\dots(78)$$

13. La zone d'ombre totale de HS-2 est la somme des zones d'ombre de tous les voisins projetés sur HS-2. Le facteur d'ombrage est finalement calculé en divisant la surface ombrée totale par la surface de l'héliostat à l'aide de l'équation (79) .

$$F_{sb} = \frac{\sum_{i=1}^{2n} (R(i))}{nL_y} \dots\dots\dots(79)$$

14. La longueur u et la largeur v de l'ombre peuvent maintenant être trouvées par simple soustraction, comme indiqué par l'équation suivante[52] :

$$uj = Lx - |xe|j \dots\dots\dots(80)$$

$$vj = Ly - |ye|j \dots\dots\dots(81)$$

j représente le nombre de projections.

15. En supposant que la forme de l'ombre est la même que la forme de l'héliostat, vérifiez la position de la projection de HS-1 par rapport au centre de HS-2. Sassi a classé les projections d'ombre en quatre types pour l'héliostat rectangulaire, en fonction de la position de C. Ces inégalités aident à déterminer dans quel coin de l'héliostat se trouve l'ombre [51].

Type : $xe < 0$ and $ye > 0$

Type : $xe > 0$ and $ye > 0$

Type : $xe < 0$ and $ye < 0$

Type : $xe > 0$ and $ye < 0$

Étape 3[50]:

1. En fonction du type d'ombrage, trouvez la zone de chevauchement en divisant deux côtés opposés de l'héliostat en segments « n », comme illustré à la figure 18 et à la figure 41. La longueur de chaque segment est égale à Lx/n . Chaque segment est ensuite testé pour décider si un segment se trouve dans une zone ombragée [50].

2. Soit j voisins qui ombragent HS-2. Le chevauchement de j projections est représenté par $F(i,j)$ dans (Sassi, 1983) où i varie de 1 à $2n$. La valeur de F est égale à v_j si l'intervalle est grisé et vaut 0 s'il n'est pas grisé. La maximisation de cette fonction garantit que le chevauchement entre deux ombres n'est pas compté plus d'une fois. Ceci est donné par l'équation (82).

41. Si la zone d'ombre est simplement calculée en multipliant la hauteur et la largeur des projections d'ombre, alors la zone de chevauchement entre les ombres sera comptée deux fois. La fonction F garde une trace de quel intervalle est ombré par quelle projection et ne compte donc que la plus grande de la zone de chevauchement pour cet intervalle [50].

$$R(i) = \max_{j=1}^N F((i,j)) \dots\dots\dots(82)$$

3. La zone d'ombre totale de HS-2 est la somme des zones d'ombre de tous les voisins projetés sur HS-2. Le facteur d'ombrage est finalement calculé en divisant la surface ombrée totale par la surface de l'héliostat à l'aide de l'équation (83) [40].

$$F_{sb} = \frac{\sum_{i=1}^{2n} (R(i))}{nL_y} \dots \dots \dots (83)$$

4. Le facteur d'ombrage global du champ de l'héliostat est le rapport de la somme de toutes les zones ombrées à la somme des zones de tous les héliostats [50].

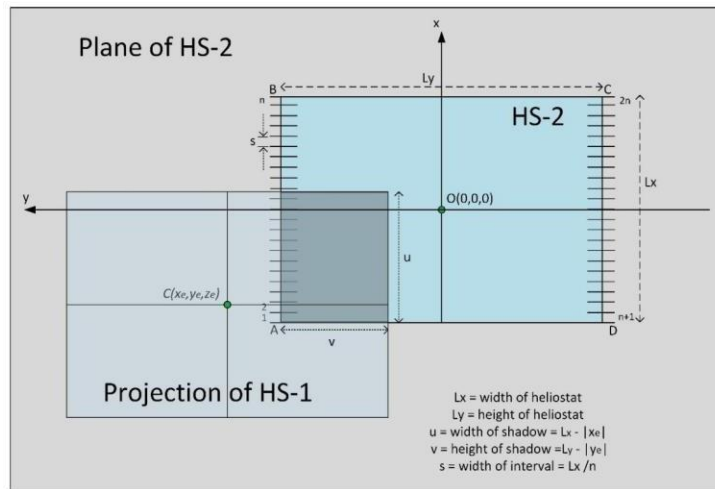


Figure IV. 23: Calcul de la zone ombrée avec une seule ombre[50]

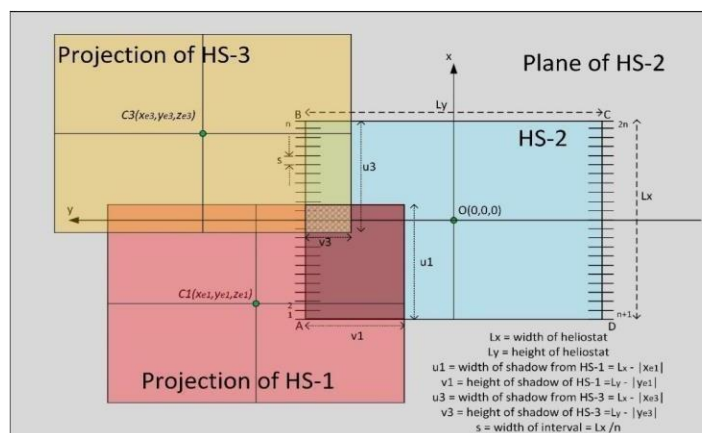


Figure IV. 24: Calcul de la zone ombrée avec deux ombres[50]

IV.7.2. Calcul du facteur d'ombrage et de blocage f_{sb} avec SOLARPILOT

A cause de cette complexité qui rend le développement d'un programme sous Matlab très difficile on fait intervenir l'outil SOLARPILOT qui est très efficace dans le calcul d'ombrage et de blocage. SOLARPILOT utilise une méthode plus précise en pratique, c'est la méthode du lancer des rayons. Il s'agit d'une méthode statistique connue sous le nom de la simulation de Monte Carlo. Comme son nom l'indique, il trace les rayons du soleil de la position du soleil au Miroir de l'héliostat et enfin sur le récepteur. Tout rayon obstrué en tout point est compté comme zéro tandis que tout rayon qui frappe le

récepteur est compté comme une. En fin de compte, le rapport du nombre total de rayons générés au nombre total de rayons qui frappent le récepteur donne le résultat d'occultation et de blocage. Celui-ci est les étapes de calcul de facteur d'ombrage et de blocage sous SOLARPILOT.

*La première étape c'est d'enter la localisation de simulation qui est ADRARR dans notre étude.

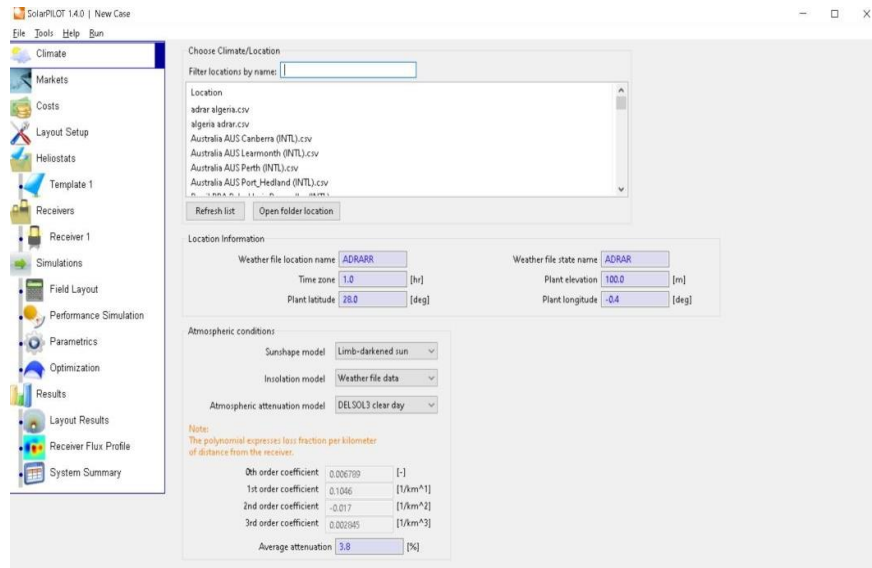


Figure IV. 25: Capture d'écrans qui montre comment entrer la localisation

*La deuxième étape ; il s'agit d'enter la hauteur de la tour qui égale 125 m, on doit choisir aussi dans notre étude l'option «winter solstice» qu'on peut la trouver sous la section «Layout setup» puisque notre étude est le 21 décembre, concernant les autres paramètres sous la même section on peut les ignorer ou les désactiver tous, car ces paramètres sont reliés à la génération de champs d'héliostats sous SOLARPILOT, et notre champ sera importé directement depuis le fichier csv obtenu de premier programme Matlab.

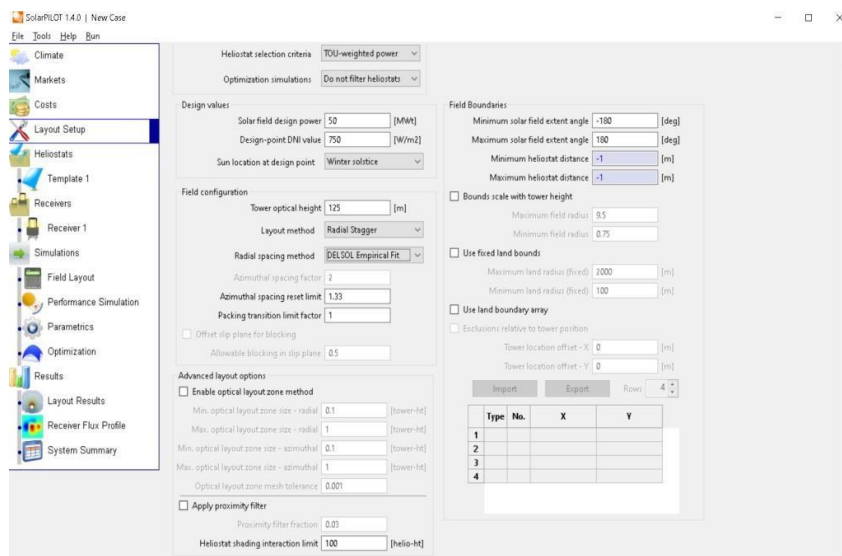


Figure IV. 26: Capture d'écrans qui montre la configuration de champ

*La troisième étape c'est d'enter les dimensions des héliostats utilisés dans le champ qui sont

Lw=10m et Lh=12m sous la section « Héliostat template » et d'importer les position (x,y) de chaque héliostats sous la section «Field layout» pour pouvoir calculer l'ombrage et le blocage correspondant a chaque héliostats.

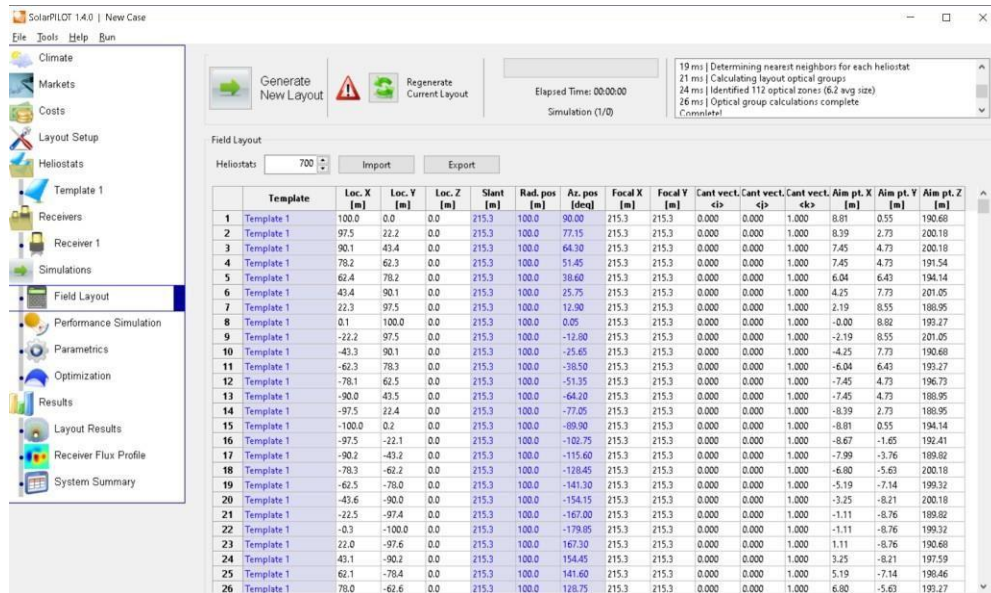


Figure IV. 27: Capture d'écrans qui montre l'importation des positions (x,y)

*La quatrième étape c'est d'enter la date et l'heure de simulation qui sont le 21 décembre à 9 :00 de matin sous la section « performance simulation ».

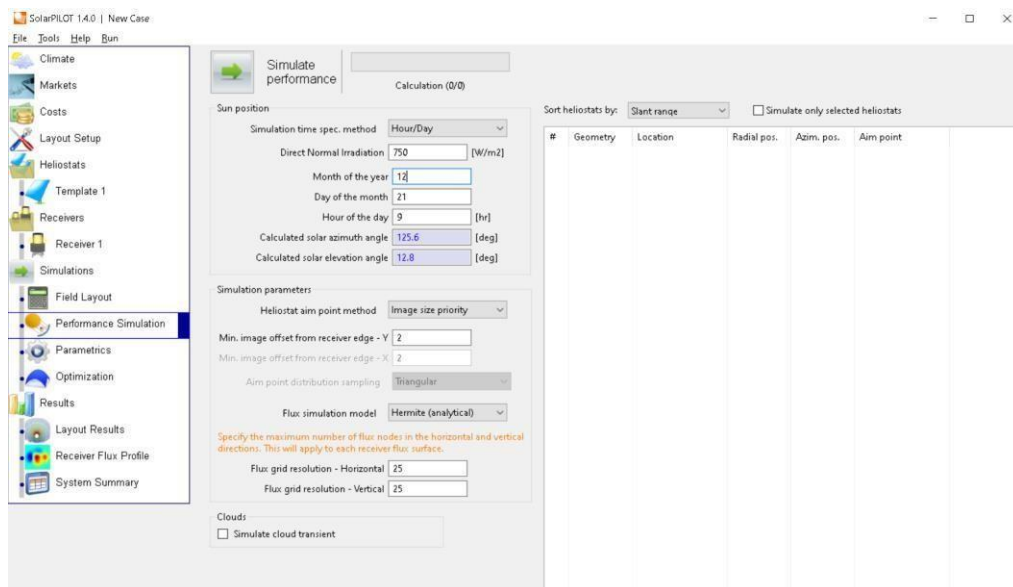


Figure IV. 28: Capture d'écrans qui montre ou d'enter la date et l'heure

IV.7.3. Résultats de simulation sous SOLARPILOT

SOLARPILOT calcule facteur d'ombrage et de blocage séparément, celui-ci représente la distribution d'efficacité d'ombrage sur le champ d'héliostats :

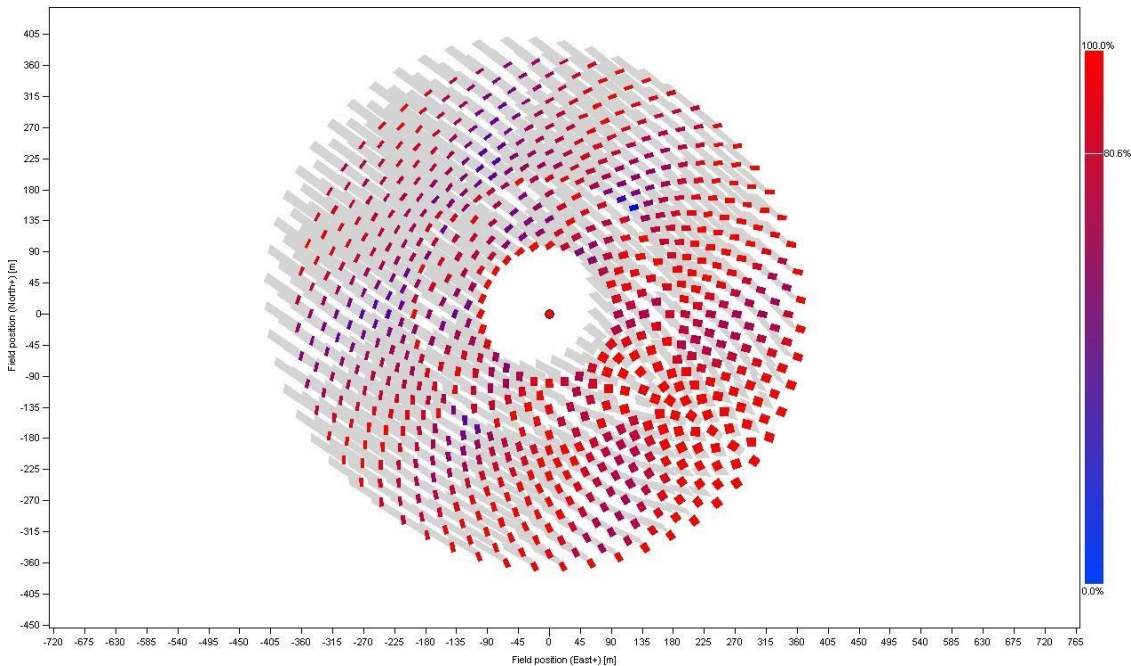


Figure IV. 29: La distribution d'ombrage sur le champ d'héliostats

SOLARPILOT dessine l'ombrage de chaque héliostat en gris et fait la projection de cet ombrage sur les héliostats voisins dans le sens du soleil ; qui donne des bons résultats , ce facteur dépend de l'orientation des héliostats qu'on peut pas changer puisque chaque héliostats est orienté d'une manière précise pour permettre la captation et la réflexion du rayonnement solaire .Ce facteur dépend aussi de l'espacement entre les héliostat voisin qu'on peut changer pour minimiser les pertes due au ombrage, la valeur finale de l'efficacité d'ombrage obtenue pour tous le champ égale fombrage = 0.806.

Et celui-ci représente la distribution de blocage sur le champ d'héliostats :

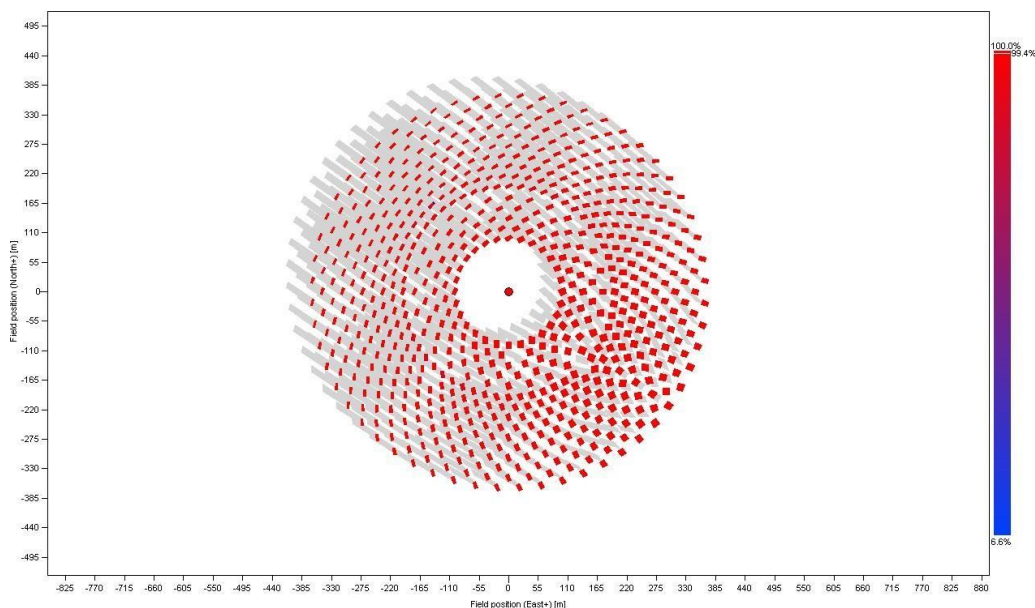


Figure IV. 30 : La distribution de blocage sur le champ d'héliostats

La méthode de calcul de blocage est similaire à celle d'ombrage la seule différence ici c'est la projection des rayons réfléchies qui est faite dans le sens de récepteur pour trouver la quantité de rayonnement bloquer par les héliostats voisines, la valeur finale de facteur de blocage obtenu par SOLARPILOT égale à $f_{\text{blocage}} = 0.994$

Donc le facteur de blocage et d'ombrage égale :

$$f_{\text{sb}} = f_{\text{blocage}} \times f_{\text{ombrage}} = 0.806 \times 0.994 = 0.8011$$

IV.8. Calculs de l'efficacité optique totale de champ généré et validation des résultats :

Tableau IV. 1 : Représente les résultats obtenus pour le champ généré

	Réflectivité des héliostats ρ	Efficacité de l'effet cosinus $\cos w$	Facteur d'atténuation atmosphérique f_{at}	Facteur d'interception f_{ite}	Facteur d'ombrage et de blocage f_{sb}	Rendement total de champ η_{opt}
Notre Résultats	0.95	0.7082	0.9713	0.9559	0.8011	0.5004
SOLARPILOT Résultats	0.95	0.7154	0.9698	0.9218	0.8011	0.4867

Après avoir calculer tous les paramètres optiques, il devient possible de calculer le rendement optique finale de champ par l'équation (37), les résultats obtenus sont représentés par le tableau IV, la première ligne représente notre résultat obtenu par les modèles de Colloado et al utilises dans le calculs des différents paramètres optique , La deuxième Ligne représente les résultats obtenue par logiciel SOLARPILOT, ces résultats sont présentés pour vérifier la validité de notre résultats et spécifier l'intervalle d'erreur on remarque que la différence entre les deux résultats réside dans 10^{-2} , cela nous a permet de vérifier et de valider notre résultat obtenu.

IV.9. Méthode d'optimisation

La méthode d'optimisation suggérée est dédiée au facteur d'ombrage et de blocage qui est l'un des principaux facteurs qui effectue sur le rendement total d'héliostats, le but de cette méthode est d'élargir la surface qui entoure les héliostats pour que chaque l'héliostat se fait déplacer librement et reçois le maximum du rayonnement et reflète le maximum vers le récepteur. Les paramètres utilisés dans l'optimisation :

$$R_1 = 125 \text{ m}$$

$$R_6 = R_5 + 3/2 \cdot DM$$

$$H_t = 175 \text{ m}$$

$$\Delta R = 3/2 \cdot DM \cdot \cos(30)$$

IV.9.1. Résultats d'optimisation

IV.9.1.1. Distribution géométrique de champ optimisé :

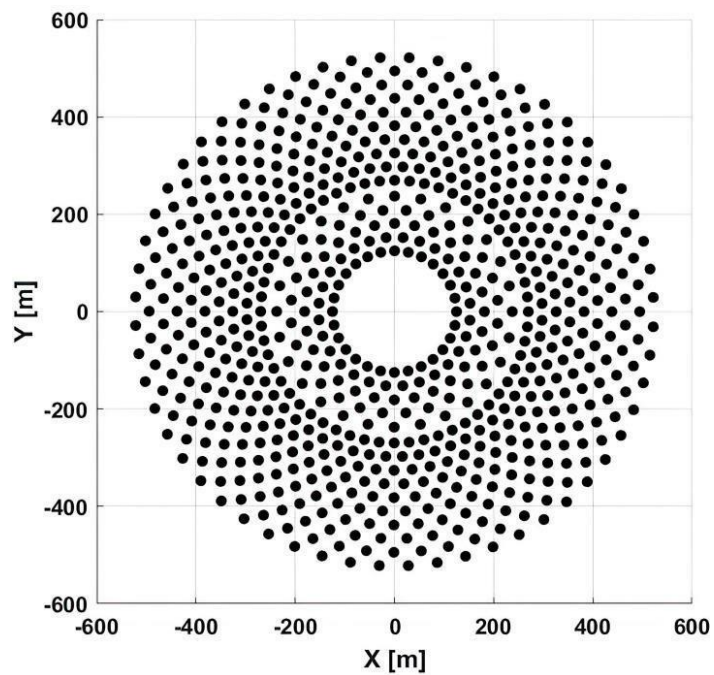


Figure IV. 31: Distribution géométrique du champ optimisé

IV.9.1.2. Distribution de l'effet cosinus du champ optimisé :

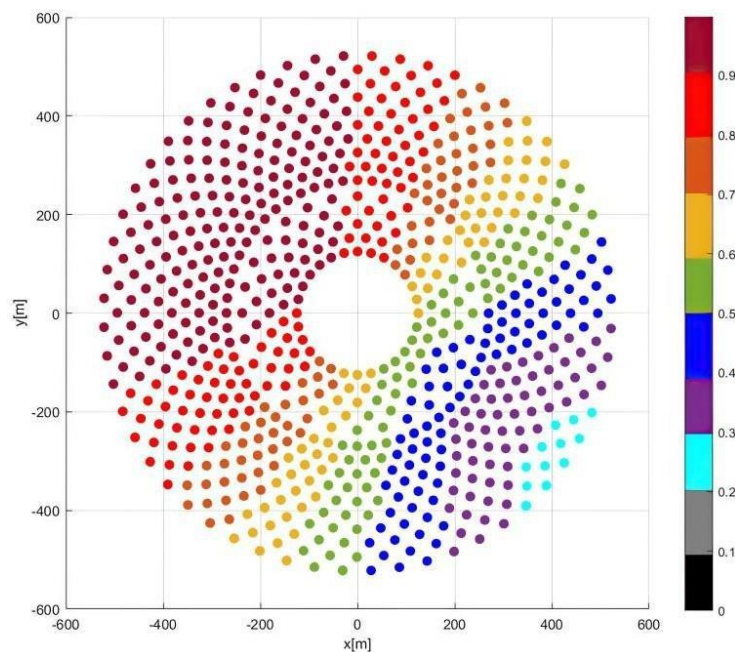


Figure IV. 32: Distribution de l'effet cosinus de champ optimisé

$$\eta_{\cos} = \cos w = 0.7101$$

IV.9.1.3. Distribution de l'effet d'interception sur le champ optimisé

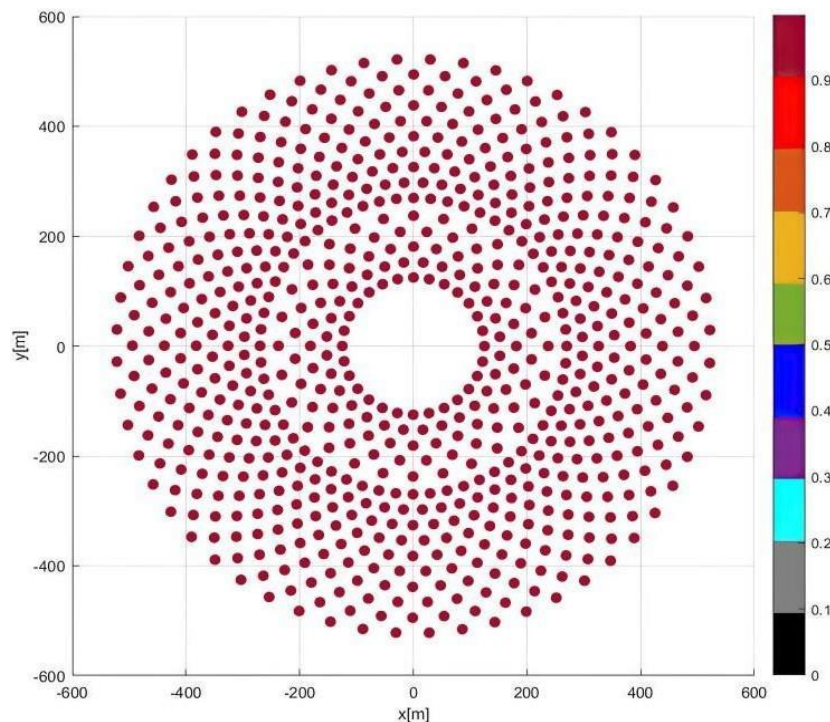


Figure IV. 33 : Distribution de facteur d'interception sur le champ optimisé

fitc = 0.9575

IV.9.1.4. Distribution de l'efficacité d'atténuation atmosphérique de champ optimisé

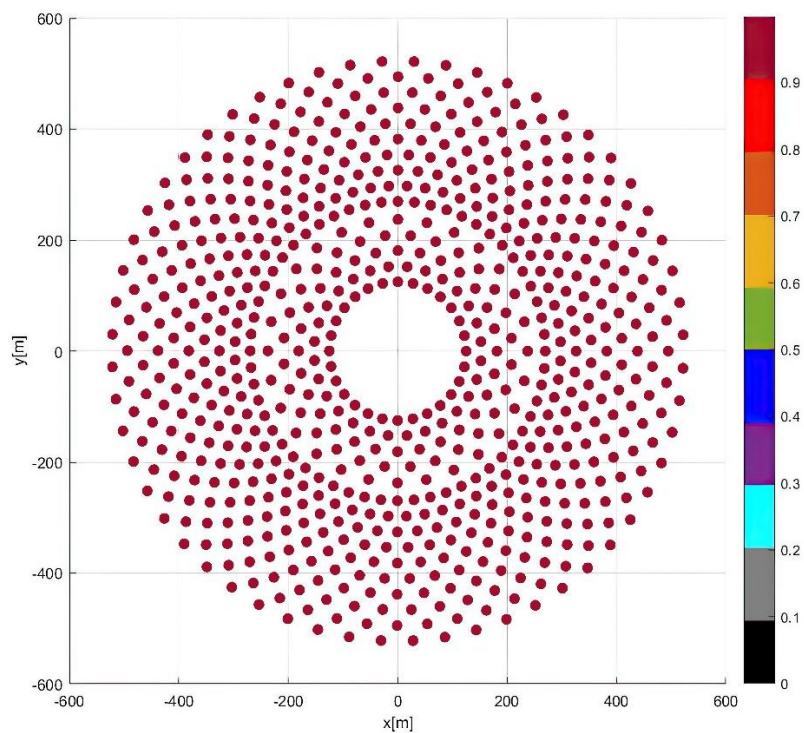


Figure IV. 34 : Distribution de facteur d'atténuation atmosphérique

fat = 0.9525

IV.9.1.5. Distribution d'ombrage et de blocage

A- Effet de blocage :

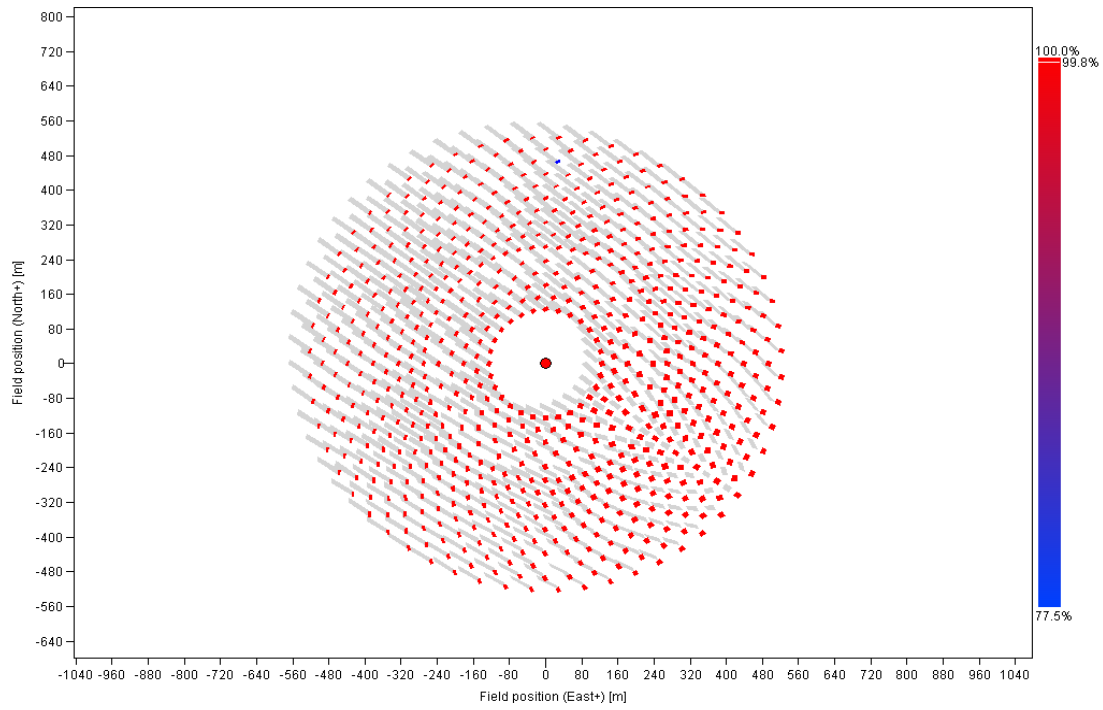


Figure IV.35: Distribution de l'effet de blocage sur le champ optimisé

B- Effet d'ombrage :

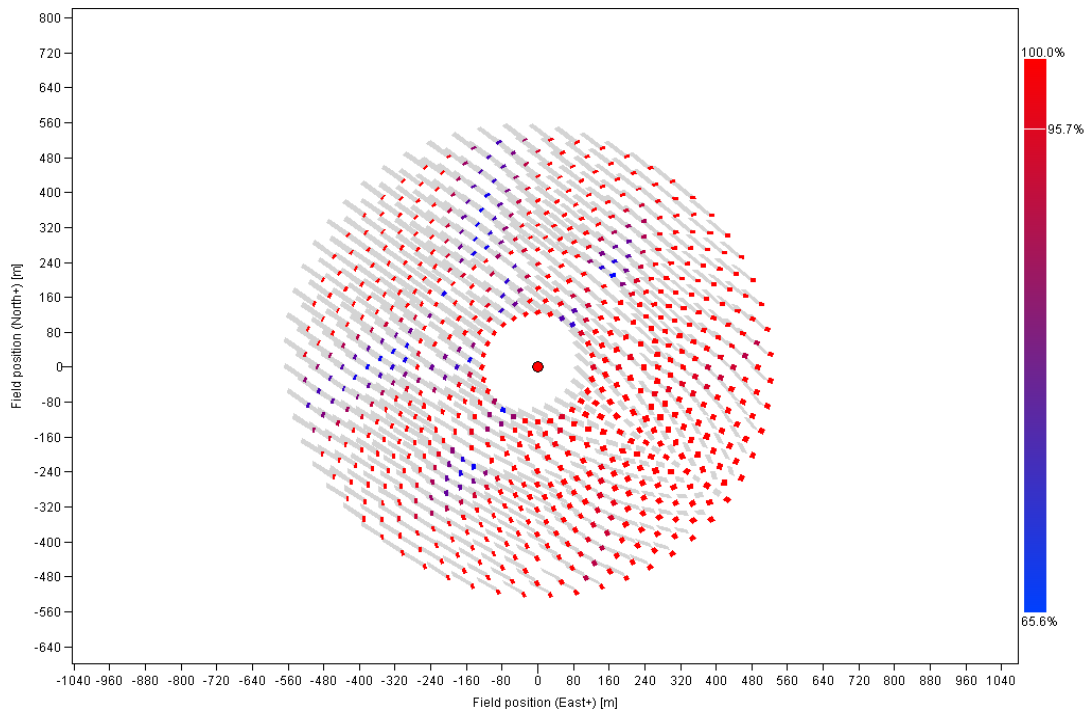


Figure IV.36: Distribution de l'effet d'ombrage sur le champ optimisé

Donc le facteur de blocage et d'ombrage égale :
 $fsb = fblocage \times fombrage = 0.998 \times 0.947 = 0.9451$

IV.9.2. calculs de l'efficacité optique totale de champ optimisé

Tableau IV. 2: Représente les résultats obtenus pour le champ optimisé

Réfectivité des héliostats ρ	Efficacité de l'effet cosinus $\cos w$	Facteur d'atténuation atmosphérique f_{at}	Facteur d'interception f_{itc}	Facteur d'ombrage et de blocage f_{sb}	Rendement total de champ η_{opt}
0.95	0.7101	0.9525	0.9575	0.9451	0.5814

IV.10. Discussion et comparaison

IV.10.1. Distribution géométrique

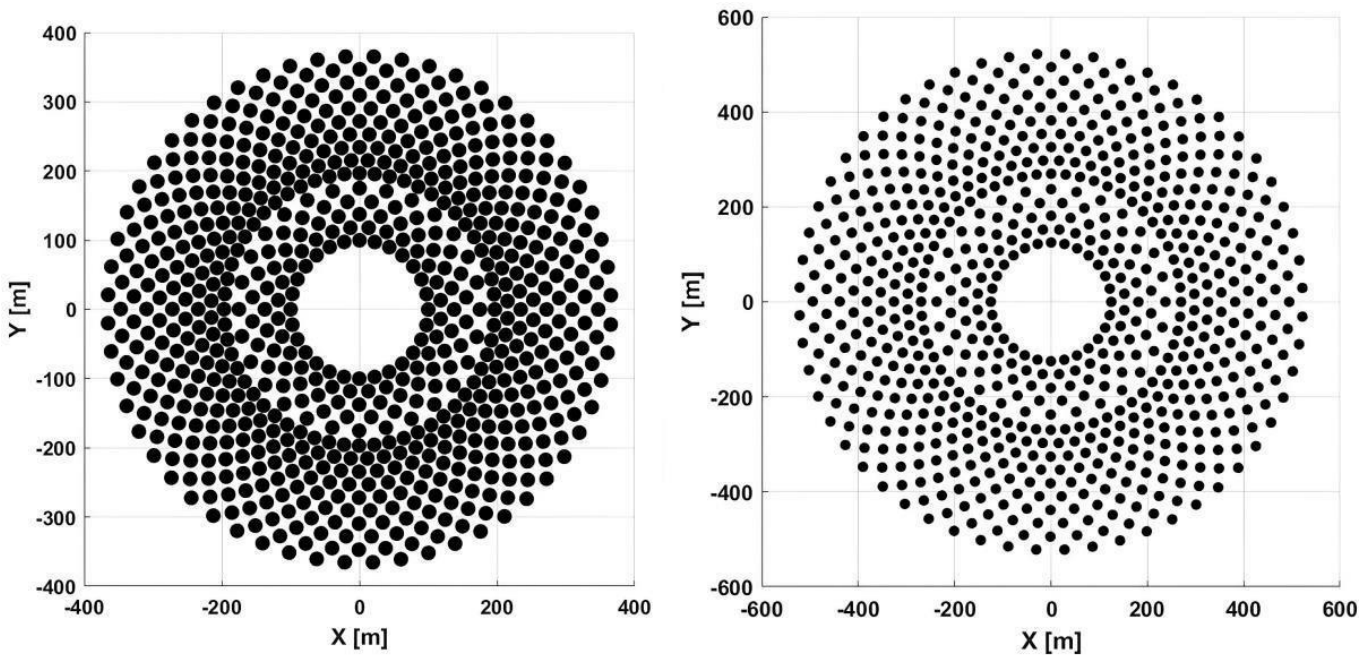


Figure IV. 37 : Comparaison de la distribution géométrique du champ généré à gauche et optimisé à droite

Par rapport à la distribution géométrique du champ optimisé, on voit qu'on a perdu à peu près 0.04 km² de surface qui est tout à fait normal à cause des distances espacées entre les héliostats, cette perte de surface n'a aucune importance puisque le champ est situé en Adrar où nous avons une grande disponibilité des surfaces.

IV.10.2. Effet cosinus

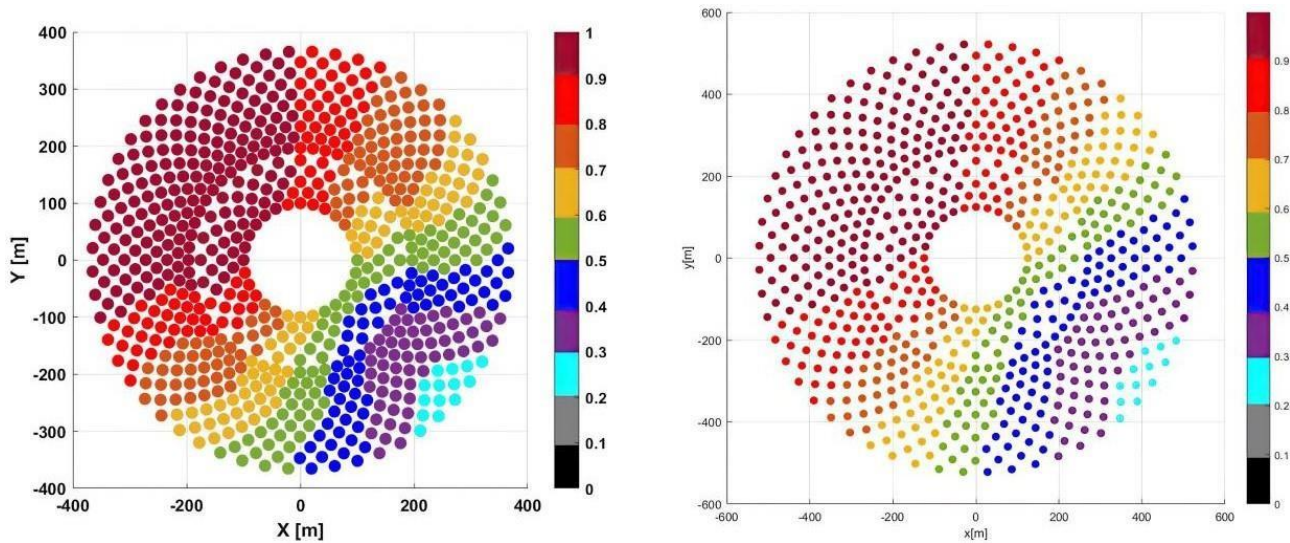


Figure IV. 38: Comparaison de l'effet cosinus du champ généré à gauche et optimisé à droit

Par rapport à l'effet cosinus, nous avons un petit gain due à l'augmentation de la hauteur du récepteur modifiée $H_t=175\text{m}$ donc cette nouvelle hauteur va offrir au flux solaire une surface apparente supérieure à celle d'un récepteur de 125m de hauteur. On peut confirmer cette explication aussi analytiquement où on remarque que l'effet cosinus est en fonction de $H_v=H_t- H_r$, qui représente la hauteur du support de récepteur, chaque fois cette hauteur est plus grande chaque fois l'efficacité cosinus augmente.

IV.10.3. Effet d'atténuation atmosphérique

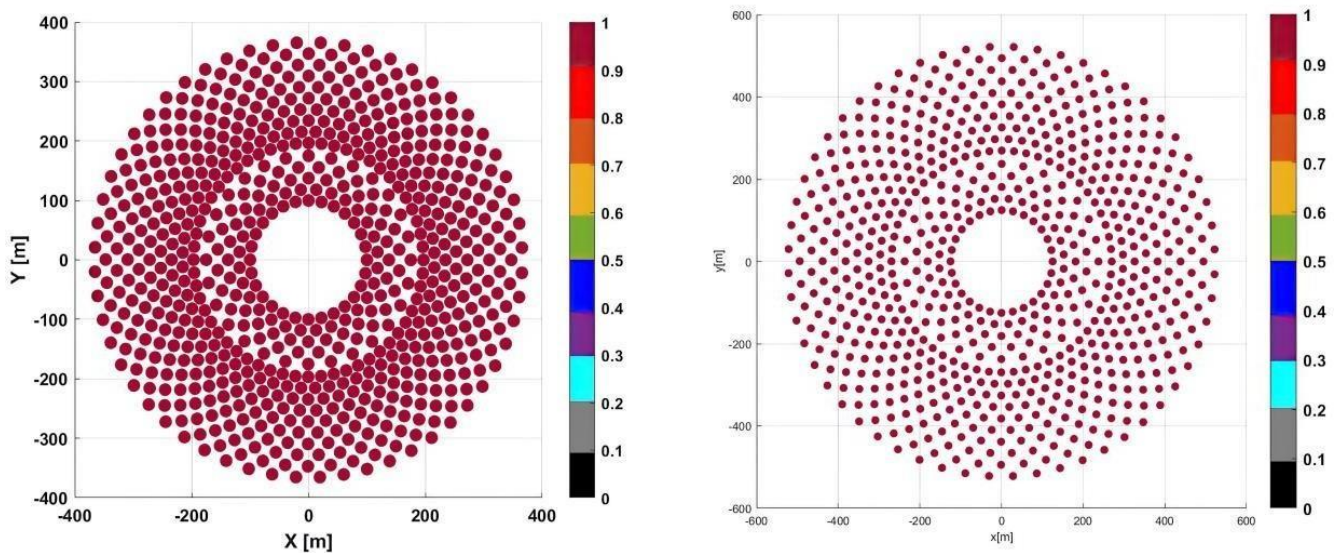


Figure IV. 39: Comparaison de l'effet d'atténuation atmosphérique du champ généré à gauche et optimisé à droit

Par rapport à l'effet d'atténuation atmosphérique nous avons une petite perte à cause de l'augmentation de la distance entre les héliostats et le récepteur Srec. Plus Srec est grande plus les pertes dues à l'effet de l'atténuation augmentent.

IV.10.4. Effet d'interception

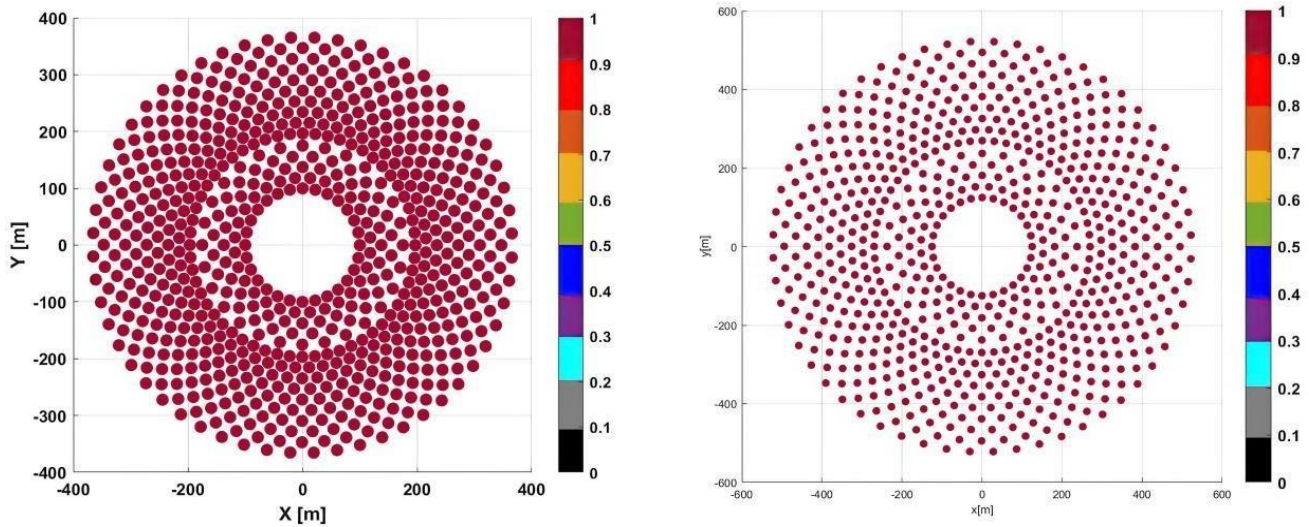


Figure IV. 40: Comparaison de l'effet d'interception du champ généré à gauche et optimisé à droit

Pour l'effet d'interception, on remarque que ce facteur reste presque le même puisqu'il dépend principalement aux erreurs liées à la réflexion des rayons par rapport aux récepteurs donc le changement de position des héliostats ne peut pas effectuer un changement remarquable sur ce facteur.

IV.10.5. Effet d'ombrage et de blocage

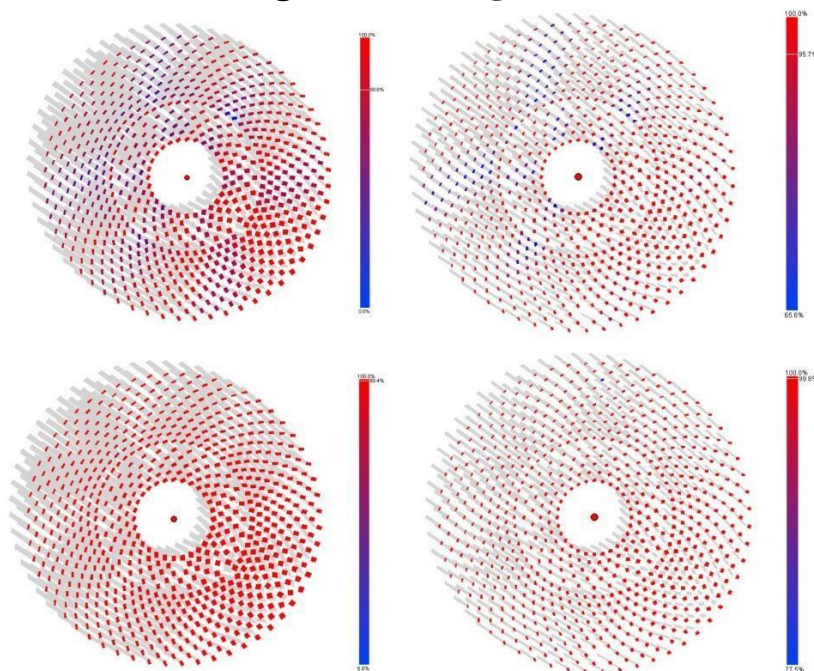


Figure IV. 41 : Effet d'ombrage et de blocage du champ généré à gauche et de champ optimisé à droit

L'optimisation proposé dans cette section a été fait principalement pour réduire les pertes dues à l'ombrage et le blocage par :

Augmenter le rayon du premier anneau jusqu'à 125m, ce changement à redéfini l'espacement azimutale entre les héliostats du même anneau, même si l'angle azimutale reste le même mais la distance augmente chaque fois le rayon est plus grand.

Augmenter l'espacement radial entre les anneaux pour plus d'efficacité de réflexion des rayons reçus sur le récepteur.

En résumant les changements faits par rapport à l'ombrage et le blocage, ont un seul but principal c'est d'élargir la surface qui entoure chaque héliostat pour minimiser l'ombrage qui vient des héliostats adjacents, cela à permis d'obtenir des bons résultats et un gain près de 15% pour ce facteur.

IV.11. Conclusion

En conclusion, on peut dire que ce chapitre a présenté :

- Plusieurs programmes développés sous Matlab selon les modélisations mathématiques de Collado et al.
- Un outil qui s'appelle SOLARPILOT très efficace pour le calcul d'ombrage et de blocage.
- Une méthode d'optimisation proposée qui a redéfinie les positions des héliostats, et par suite a redéfini l'efficacité optique du champ.

Ça nous a permis de simuler un champ radial basé sur des données réelles du site d'Adrar, et d'avoir les résultats suivants :

- Générer un champ radial d'héliostat selon la modélisation mathématique de Collado et al.
- Calculer tous les paramètres optiques du champ généré tel que l'effet cosinus, l'effet d'interception, l'effet d'atténuation atmosphérique, l'effet d'ombrage et de blocage. Cela nous a permis de calculer le rendement optique du champ généré ($\eta_{opt}=0.5004$)
- Régénérer un nouveau champ radial d'héliostat basé sur les critères d'optimisation proposé.
- Calculer le rendement optique du champ optimisé ($\eta_{opt}=0.5814$).
- Faire une comparaison entre le champ généré en premier et le nouveau champ optimisé nous a permis de clarifier et discuter les résultats obtenus.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion générale

Dans ce mémoire on s'est intéressé à l'étude d'un champ radial d'héliostats dans une centrale solaire à tour située à Adrar en Algérie. Le calcul des positions des héliostats et des différents paramètres optiques dans le but d'évaluer l'efficacité optique ont été l'essentiel du travail effectué. et les point suivants vont résumer le travail qui a été fait dans ce mémoire :

- La génération d'un champ radial d'héliostats basé sur la modélisation mathématique de Collado et al est faite par le développement d'un programme sous Matlab , cela nous a permis d'obtenir les positions (x,y) de chaque héliostats.
- Calcul des divers facteurs optiques tel que l'effet d'atténuation atmosphérique, effet cosinus, effet d'interception, qui affectent négativement sur le rendement du champ par des programmes développé sous Matlab , basé sur les positions (x,y) et les données réelles du site D'Adrar.
- Utilisation du logiciel SOLARPILOT(méthode de Monte-Carlo) pour calculer les pertes due aux ombrages et blocages a donner des bons résultats pour ce facteur.
- Optimisation du champ généré par une méthode proposée, dont le but d'élargir la surface qui entoure chaque héliostat nous a donné des résultats positifs surtout par rapport à l'effet d'ombrage et de blocage avec un gain de 15%.et un gain de 8% par rapport au rendement optique total de champ.
- La discussion et la comparaison des résultats obtenus des deux champs, nous ont aidés à expliquer, cl et comprendre les chiffres obtenus par l'optimisation.

Donc ce mémoire nous a permis de modéliser et optimiser un champ radial d'héliostats qui représente la partie principale d'une centrale solaire a tour du point de vue conception et cout.

En perspective, il serait intéressant d'effectuer un travail pour faire le bilan énergétique au niveau du récepteur et calculer la puissance qu'on peut atteindre dans ce genre de centrale, afin de pouvoir l'appliquer sur le terrain.

Annexe :

1. COMPOSANTE DU RAYONNEMENT SOLAIRE

Le rayonnement qui nous parvient du soleil est émis par sa surface extérieure dont la température est d'environ 6000 °K, 40% de l'énergie est émise dans le domaine visible, c'est-à-dire dans une gamme de longueur d'ondes allant de 0,3 µm (violet - bleu) à 0,7 µm (rouge) [16].

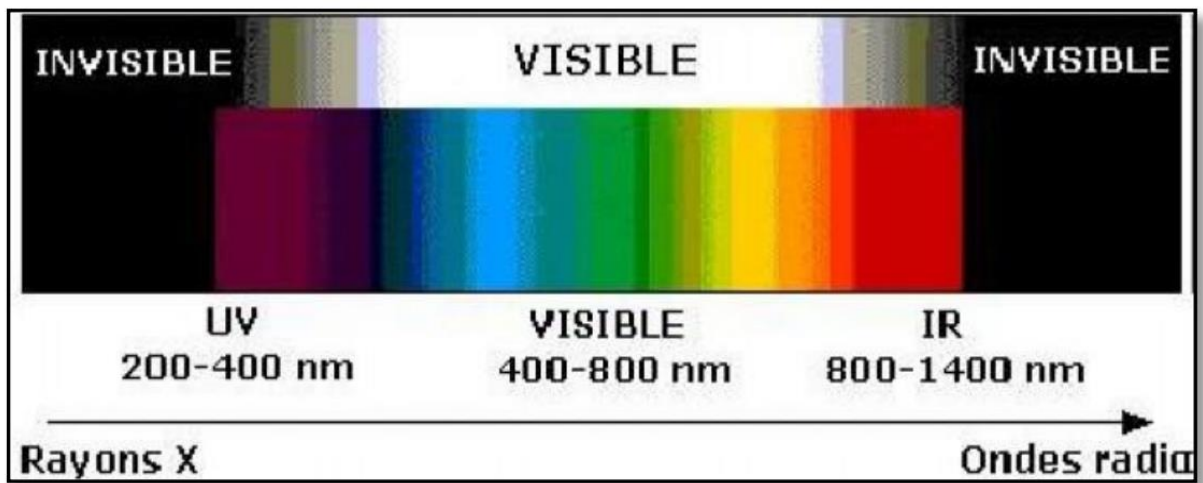


Figure A.1 : Répartition du rayonnement solaire[16].

Le rayonnement solaire reçu au sommet de l'atmosphère est égal à 1367w/m^2 , au sol le rayonnement solaire se divise en plusieurs rayonnements, direct, diffus, réfléchis à partir des conditions physiques de l'atmosphère (les caractéristiques de l'atmosphère soit massique ou thermique) à travers l'année [15].

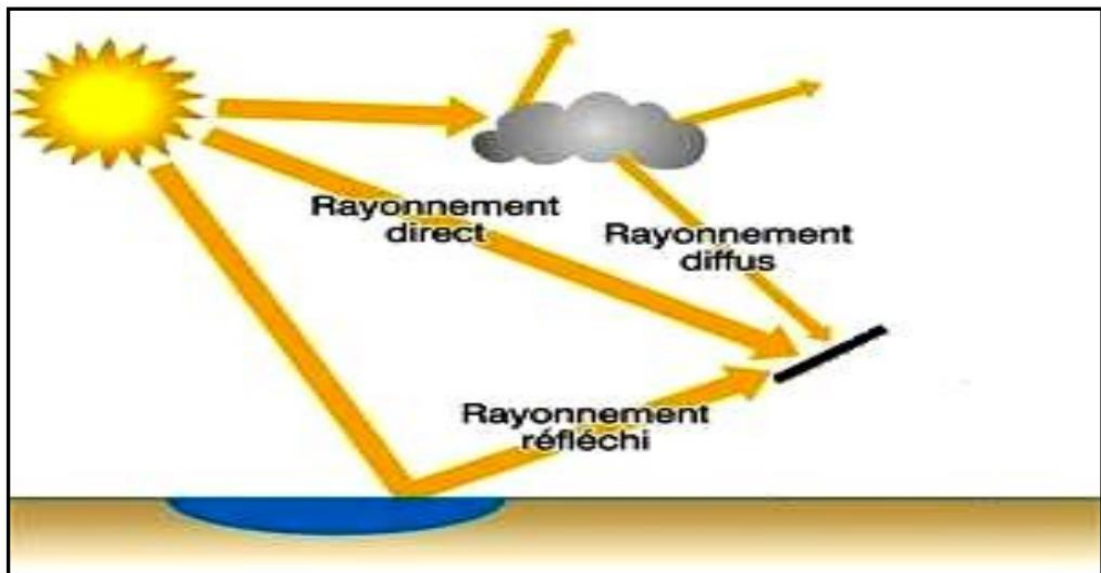


Figure A.2: Rayonnement solaire reçu par une surface au sol[15].

2. TYPES DE RAYONNEMENTS

2.1. Le rayonnement hors atmosphère-Constante solaire

La variation de la distance terre soleil conduit néanmoins à des variations d'éclairement de 6.7 % au bénéfice de l'hiver. On estime par ailleurs qu'entre les périodes calmes et les périodes de grandes éruptions solaires, la variation d'intensité ne dépasse pas 4 %. Le rayonnement solaire incident sur la surface de la terre appelé généralement insolation, est mesuré comme énergie par unité de temps et unité de surface (ou puissance par unité de surface). Les unités les plus communes sont le Watt par mètre carré (W/m²). La quantité de radiation solaire reçue sur une surface normale hors de l'atmosphère terrestre à la distance moyenne D₀ entre la terre et le soleil est appelé constante solaire I₀. La constante solaire peut être calculée à partir de la température de surface du soleil. Celle-ci est estimée à T=5 780 °K[17].

Loi de Stephan

$$\sigma T^4 \cdot 4\pi R_s^2 = I_0 4\pi D_0^2 \dots\dots\dots(84)$$

Avec R_s : rayon du soleil ; D₀ distance moyenne terre –Soleil d'où

$$I_0 = \sigma \left(\frac{R_s}{D_0} \right)^2 T^4 \dots\dots\dots(85)$$

La valeur de cette constante est 1366 W/m² (selon la norme ASTM E490-00a). Mesurée par la NASA cette constante a pour valeur I₀ =1367 (W /m²) [17].

La valeur admise depuis 2008 est égale à 1 360,8 ± 0,5 W/m² , Les unités les plus communes pour la mesure de l'insolation rayonnement solaire à la surface de la terre (Énergie par unité de temps et unité de surface), sont Watt par mètre carré (W/m²) [17].

2.2. Rayonnement solaire direct

C'est le rayonnement solaire qui se forme de rayons parallèles provenant du soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère [17].

A-Ciel clair

Le rayonnement direct reçu (ciel clair) sur un plan horizontal est donné par la formule de Kasten [17].

$$I_l = (I_0 - 31 T_L) \cdot \exp\left(\frac{-mT_L}{0.9m + 9.4}\right) \dots\dots\dots(86)$$

I₀ : La constante solaire hors atmosphère.

m : Épaisseur d'atmosphère traversée.

$$m = \frac{P_m}{1013} \cdot \frac{(0.88)^h}{\sin(h)} \dots\dots\dots(87)$$

L: L'altitude du lieu

TL : Trouble de Link, donné par la formule suivante[17] :

$$TL = 2.4 + 14.6 B + 0.4 (1 + 2B) \ln Pv \dots\dots\dots(88)$$

B : coefficient de trouble atmosphérique qui prend une valeur de :

B = 0.02 pour un lieu situé en montagne.

B = 0.05 pour un lieu rural.

B = 0.10 pour un lieu urbain.

B = 0.20 pour un lieu industriel (atmosphère polluée)

Pv : est la pression partielle de vapeur

$$Pv = HR. Pvs \dots\dots\dots(89)$$

HR : Le taux moyen d'humidité

Pvs : La pression de vapeur saturante

$$Pvs = 2.165(1.098 + \frac{Ta}{100})^{8.02} \dots\dots\dots(90)$$

Ta : Température atmosphérique (C°)

La composante du rayonnement direct sur un plan horizontal est alors :

$$I_{th} = I \cdot \sin(L) \dots\dots\dots(91)$$

La composante du rayonnement direct sur un plan d'inclinaison (i) quelconque avec une orientation (γ) et pour une hauteur (h) et un azimut (a) du soleil, donnée par :

$$I_{th} = I \cdot [\sin L \cdot \cos(i) + \cos(L) \cdot \cos(\gamma - a) \cdot \sin(i)] \dots\dots\dots(92)$$

B-Ciel quelconque

Dans le cas de dispersion d'éclairements, et pour réduire les écarts entre valeurs de rayonnement calculées et mesurées, on procède à une intégration des valeurs de rayonnement sur des intervalles de temps (heure), nous obtenons alors des valeurs moyennes déduites. A cela, pour un intervalle d'une heure qui correspondant à une hauteur du soleil (on considère que les éclairements calculés restent inchangés durant tout cet intervalle), l'irradiation pour un ciel quelconque est égale à l'irradiation multipliée par une heure [17].

$$I_h = K \cdot I_{th} \dots\dots\dots(93)$$

$$K = \sigma / (1+(1-\sigma)) \dots\dots\dots(94)$$

σ : fraction d'enseillement pour l'intervalle de temps horaire considéré.

c : paramètre de nuage compris entre 0 et 2 déterminés expérimentalement.

2.2.1. Rayonnement solaire diffus

Le rayonnement diffus parvient de toute la voûte céleste [1.9], il résulte de la diffraction de la lumière par les molécules atmosphériques, et de sa réfraction par le sol. Pour calculer le rayonnement solaire diffus dans un plan horizontal par ciel quelconque, on utilise la formule proposée par Bedel [16].

$$D_h = I_h \cdot f(\sigma) / (1 - f(\sigma)) \dots\dots\dots(95)$$

2.2.2. Rayonnement solaire réfléchi

C'est le rayonnement qui provient du sol par à la suite de la réflexion. Cette composante dépend de la nature du sol et de sa couleur [19].

2.2.3. Rayonnement solaire global

Le rayonnement global (G) est la somme des rayonnements direct et diffus [19]

A-Ciel clair (sans nuages)

Pour calculer le rayonnement global incident sur un plan horizontal, on utilise la formule proposée par l'organisation Météorologique Mondiale qui vérifie la condition [19] :

$$G_{lh} = I_{lh} + D_{lh} \dots\dots\dots(96)$$

$$G_{lh} = (1300 - 57 \cdot T_l) \cdot \exp\left(\frac{0.22(z)}{7.8}\right) \cdot \sin(h) \cdot L^{(T+36)/33} \dots\dots\dots(97)$$

B-Ciel quelconque

Le rayonnement global est calculé par la formule de SCHUEPP exprimé comme suit [19] :

$$G_h = G_{lh} \cdot (a + (1 - a) \cdot \left(\frac{\sigma(\sigma+1)}{4}\right)) \dots\dots\dots(98)$$

a : Coefficient climatique compris entre 0 et 1

Cette relation doit vérifier à toute heure la condition : $G_{lh} = I_{lh} + D_{lh}$

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] R. Pachauri, A. Reisinger. “Changements Climatiques 2007 ”. Rapport de Synthèse GIEC, Genève, Suisse. 2008.
- [2] J. Duffie, W. Beckman. “Solar Engineering of Thermal Processes”, Third Edition, John Wiley & Sons, New Jersey. 2006.
- [3] Angstrom, m. “Solar and terrestrial radiation”. Q J R Met Soc 1924.
- [4] CARRAUD, P., GIRAUD, A., Evaluation et Synthèse d’un Système de Concentration pour une Centrale Electrosolaire de 10 MW électriques, Revue Phys. Appl. 13 (1977) 135-144.
- [5] BIGGS, F. et VITTITOE, C. N., The HELIOS Model for the Optical Behavior of Reflecting Solar Concentrators. Sandia Lab. Em. Report SAND 76-0347.
- [6] HENNET, J. C., Méthodologie d’Evaluation et de Conception de Champs d’Héliostats Focalisants. Thèse de Doctorat d’Etat, Toulouse 1979.
- [7] HUGHES, R. O., Effects of Tracking Errors on the Performance of Point Focusing Solar Collectors, Solar Energy 24 (1983) 83-92.
- [8] LIPPS, F. W., Four Different Views of the Heliostat Flux Density Integral, Solar Energy 18 (19) 555- 560
- [9] Noone et al work on Heliostat field optimization: A new computationally efficient model and biomimetic layout February 2001.
- [10] Collado, F.J., Preliminary design of surrounding heliostat fields. Renewable Energy 34, pp.1359–1363, (2009).
- [11] Emmanuel Clerc a effectué un travail sur Optimisation multi-échelle d'un champ héliostatique pour centrale à concentration de petite puissance le 14/12/2011.
- [12] Olivier FARGES a effectué un travail sur Conception optimale de centrales solaires à concentration : application aux centrales à tour et aux installations "beam down" le 05-06-2014 Sous la direction de Mouna El Hafi et de Jean-Jacques Bézian.
- [12] A. Takilalte, O. Mahfoud, M. Debbache, H. Karoua, S. Bouaichaoui sont effectuer une simulation des équations de poursuite azimut-élévation d’un héliostat appartient à un champ d’une centrale à tour En 2015 au 3éme conférence internationale des énergies renouvelables.
- [13] J.A. Duffie, and J.W.Beckman, “Solar Engineering of Thermal Processes, 2ed”. 1991. [1.5] C.P.de Brichaumbot, C.Vauge, “Le gisement solaire”, Ed. Tech. & Doc., Paris, 1982.
- [14] Y.Jannot, “Cours de Transferts thermiques, Thermique solaire”. Octobre 2003.
- [15] H. C. Hottel, “A simple model for estimating the transmittance of direct solar radiation through clear atmospheres”. Solar Energy, Vol 18, pp. 129-134.1976.

- [16] F. Kasten, et al. "Simple Parameterization of Two Pyrheliometric formulae for Determining the Linke Turbidity Factor", *Meteorologische Rundschau*, Vol 33, pp. 124 - 127. 1980.
- [17] Pr M. MERZOUK "COURS Conversion Thermodynamique Solaire, Potentiel, Théorie, Systèmes et Performances ", Département des Energies Renouvelables, Université Saad Dahlab Blida 1.2019
- [18] Alnaser WE.et al "New model to estimate the solar global irradiation using astronomical and meteorological parameters". *Renewable Energy*, Vol 3, pp.175–187. 1993.
- [19] Coppolino S.et al "Validation of a very simple model for computing global solar radiation in the European, African, Asian and North American areas". *Solar and Wind Technol* 1990, vol 7 pp. 489- 494.
- [20] Algerian ministry of energy and mining. Available: <http://mem-algeria.org/english/index.php>.
- [21] Youcef Ettoumi F, Mefti A, Bouroubi MY, Adane A. Fourier "analysis of monthly sunshine duration for Algeria". *Proceedings of Sixth World Renewable Energy Congress*. Oxford: Elsevier Science, pp 2543–2546. 2000.
- [22]R, Bernard ; G, Menguy ; M, Schwartz. *Le rayonnement solaire, conversion thermique et application*. Technique et Documentation, Paris. (2012).
- [23] IRENA. "Renewable energy technologies : cost analysis series, concentrating solar power". Volume 1, power sector Issue2, 2012.
- [24] Belhani, A.Y., Arbaoui, O., Conception et fabrication d'un héliostat pour une tour solaire, *Matser Académique*, filière : Génie mécanique, Spécialité : Génie Productique, Université Kasdi Me bah – Ouargla, (2017).
- [25] Saeb M.B.D, Yogi G., Elias K.S., "Optimal heliostat aiming strategy for uniform distribution of heat flux on the receiver of a solar power tower plant", *Energy Conversion and Management*., 2014(84), Pages234-243.
- [26] Bouamra, M., "Etude de la distribution du flux au foyer d'une central solaire à tour", *Mémoire de magister en mécanique*, Option : Energétique, Université Saad Dahlab, Blida, (2013).
- [27] Belhani, A.Y., Arbaoui, "Conception et fabrication d'un héliostat pour une tour solaire", *Master Académique*, filière : Génie mécanique, Spécialité : Génie Productique, Université Kasdi Me bah – Ouargla, (2017).
- [28] DESIGN CALCULATIONS OF HELIOSTAT FIELD LAYOUT FOR SOLAR THERMAL POWER GENERATION 1HNIN WAH, 2NANG SAW YUZANA KYAING 1,2 *Electrical Power Engineering Department, Mandalay Technological University, Myanmar*, E-mail: hninwahr88@gmail.com, nansawyzana@gmail.com.
- [29] MODELISATION ET SIMULATION D'UN CHAMP D'HELIOSTATS D'UNE MINI TOUR SOLAIRE EN ZONE SAHELIENNE, May 2017 *Conference : XIIIème Colloque International Franco-Québécois 2017*.

- [30] Etude des performances mécaniques et énergétiques des centrales solaires à tour dans le climat Algérien THÈSE Présentée en vue de l'obtention du diplôme de Doctorat en Sciences en Mécanique par Hakim MERARDA.
- [31] Étude et optimisation des centrales solaires thermiques à tour : Application au gisement solaire en Algérie, Mémoire de fin d'études En vue de l'obtention du diplôme de Master Académique Présenté par : Mlle OUBABAS Meriem, Mlle ARAB Karima.
- [32] <https://www.thermal-engineering.org/fr/quel-est-le-cycle-de-rankine-cycle-de-turbine-a-vapeur-definition/> cycle de Rankine
- [33] <https://fr.lambdageeks.com/brayton-cycle-its-most-important-relations-and-faq/#Brayton%20cycle%20definition> Cycle de Brayton .
- [34] Toufik ARRIF, Étude numérique d'un récepteur solaire pour des systèmes avec effet de concentration Thèse présentée en vue de l'obtention Du diplôme de Doctorat en sciences en : Génie Mécanique En 2019.
- [35] Mohammad Saghafifar, "Thermo- Economic Optimization of Hybrid Combined Power Cycles using Heliostat Field Collector", Master Thesis of American University of Sharjah College of Engineering, 2016.
- [36] Les centrales électro solaires à tour. Optimisation du champ de réflecteurs et application à l'effet de taille du champ, article publier par E.D.F., Département Essais, 6, quai Watier, 78400 Chatou, France
- [37] Etude de l'effet de distance entre héliostat et la tour sur le rayonnement incident sur l'absorbeur d'une centrale à tour, mémoire de NACER Mustapha et RAMDANE Brahim
- [38] Etude de la distribution du flux au foyer d'une centrale solaire a tour sous sollicitation variables
- [39] J George Broze, Saidas Ranade, H. William Prengle. An approximate model for sizing and costing a solar thermal collector-central receiver system. *Solar Energy*, 34, 1985: 341- 350
- [40] Cosine efficiency distribution of heliostats field of solar thermal power tower plants, (1. Institute of Electrical Engineering, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100080, China;2. Shenyang Institute of Engineering, Shenyang 110136, China)
- [41] Alain Ricaud Jan, Gisement solaire et transferts énergétiques, Université de CERGY-PONTOISE, 2011.
- [42]. Schmitz M, Schwarzbözl P, Buck R, Pitz-Paal R. Assessment of the potential improvement due to multiple apertures in central receiver systems with secondary concentrators. *Solar Energy* 2006; 80(1):111–120.
- [43]. Leary PL, Hankins JD. User's guide for MIRVAL: a computer code for comparing designs of heliostat receiver optics for central receiver solar power plants. 1979, SAND-77-8280, 14.
- [44]. Schwarzbözl P, Pitz-Paal R, Schmitz M. Visual HFLCAL—a software tool for layout and optimisation of heliostat fields, 2009 SolarPACES, SolarPACES, Berlin, Germany; 15–18.
- [45]. Schmitz M, Schwarzbözl P, Buck R, Pitz-Paal R. Assessment of the potential improvement due to multiple apertures in central receiver systems with secondary concentrators. *Solar Energy* 2006; 80(1):111–120.
- [47]. Collado FJ, Guallar J. A review of optimized design layouts for solar power tower plants with campo code. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013; 20:142–154.

- [48]. Collado FJ. One-point fitting of the flux density produced by a heliostat. *Solar Energy* 2010; 84(4):673–684.
- [49]. A Detailed Account of Calculation of Shading and Blocking Factor of a Heliostat Field ,Arslan A. Rizvia, Dong Yanga*14 aState Key Laboratory of Multiphase Flow in Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, 28 Xianning West Road, Xi'an 710049, Shaanxi, China.
- [50] Blanco-Muriel, M., Alarcón-Padilla, D.C., López-Moratalla, T., Lara-Coira, M., 2001. Computing the solar vector. *Sol. Energy* 70, 242 431–441. [https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X\(00\)00156](https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X(00)00156).
- [51] Collado, F.J., Guallar, J., 2012. Campo: Generation of regular heliostat fields. *Renew. Energy* 46, 49–59. 244 <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.03.011>.
- [52] Cruz, N.C., Redondo, J.L., Álvarez, J.D., Berenguel, M., Ortigosa, P.M., 2018. Optimizing the heliostat field layout by applying 246 stochastic population-based algorithms. *Inform.* 29, 21–39. <https://doi.org/10.15388/Informatica.2018.156>.

