

**UNIVERSITE SAAD DAHLAB DE BLIDA**

**Faculté des technologies**

Département de Génie Mécanique

## **MEMOIRE DE MAGISTER**

Spécialité : Energétique

ETUDE DE LA DISTRIBUTION DU FLUX AU FOYER  
D'UNE CENTRALE SOLAIRE A TOUR

Par

**Messaoud BOUAMRA**

Devant le jury composé de :

D.SEMMAR	Maitre de conférences, U.de Blida	Président
R.DIZEN	Professeur, U.S.T.H.B, Alger	Examineur
A.HAMID	Maitre de conférences, U.de Blida	Examineur
M.MERZOUK	Professeur, U.de Blida	Rapporteur
N.SAID	Chargé de recherche, CDER, Alger	Invité

Blida, Mars 2013

## RESUME

Notre travail consiste en un développement d'un programme de calcul et l'application d'un algorithme mathématique qui permet la conception préliminaire d'un champ solaire d'héliostats d'une centrale solaire à tour.

Le but de la conception préliminaire d'un champ solaire est de définir et étudier les coordonnées de position pour chacun des héliostats qui forment le champ solaire, afin de déterminer la meilleure position pour évaluer l'efficacité optique, étudier et réduire les pertes par blocage et d'ombres produites par les interactions entre des héliostats, et d'analyser le rendement optique de la centrale de façon préliminaire pour n'importe quel point de conception donné.

Les résultats obtenus par cette méthode de programmation pour l'optimisation d'un champ circulaire d'héliostats sont en bonne concordance avec ceux obtenus par **M. Collado** 2009, autant dans la distribution géométrique du champ solaire, comme en valeur de l'efficacité optique. Ce qui nous a permis de poursuivre le travail pour étudier la distribution du flux solaire sur le récepteur, réfléchi par chacun des héliostats plans, qui forment un profil parabolique dans leur ensemble, pour une disposition des héliostats au nord de la tour. Les effets de blocage et d'atténuation atmosphérique ont été mis en évidence.

## ABSTRACT

Our work is to develop a program for calculating and applying a mathematical algorithm that allows the preliminary design of a solar field of heliostats in a solar tower.

The purpose of the preliminary design of a solar field is to define and study the position coordinates for each of heliostats that form the solar field to determine the best position to evaluate the optical efficiency, study and reduce loss by blocking and shadows produced by the interactions between heliostats, and on a preliminary analyze the optical performance of the plant for any given design point.

The results obtained by this method of programming for optimization of a circular field of heliostats are in good concordance with those obtained by **Mr Collado** 2009, both in the geometric distribution of the solar field, and value of the optical efficiency. This allows us to continue the work to study the distribution of solar flux on the receiver, reflected by each of heliostats, which form a parabolic profile as a whole, for a provision of heliostats north tower. Blocking effects and atmospheric attenuation were highlighted.

## ملخص

العمل المنجز هو وضع برنامج حساب وتطبيق خوارزمية رياضية تسمح للتصميم الأولي لحقل شمسي من العاكسات في برج للطاقة الشمسية.

الغرض من التصميم الأولي لحقل الطاقة الشمسية، يدرس ويحدد إحداثيات الموقع لكل عاكس بشكل منفصل الذي يشكل الحقل الشمسي لتحديد أفضل موقع لتقييم كفاءة الضوئية، ودراسة الحد من الخسائر من خلال المنع والظلال التي تنتجها التفاعلات بين العاكسات، وتحليل الكفاءة الضوئية للمصنع على أساس أولي لأي نقطة تصميم معينة.

ويسمح هذا البرنامج أيضا دراسة توزيع تدفق الطاقة الشمسية على اللاقط، والتي ترد من قبل كل من العاكسات، والتي تشكل الكل منحني مكافئ.

النتائج التي حصل عليها هذا الأسلوب من البرمجة لتحقيق أفضل حقل دائري من العاكسات في توافق جيد مع تلك التي حصل عليها السيد كولادو 2009، سواء في التوزيع الهندسي للحقل الطاقة الشمسية، أو قيمة الكفاءة البصرية. وهذا يسمح لنا لمواصلة العمل لدراسة توزيع الدفق الشمسي على المتلقي، التي تعكسها كل من العاكسات، والتي تشكل الكل منحني مكافئ، وذلك لوضعية العاكسات شمال البرج. وسلط الضوء على آثار الحجب و عرقلة الغلاف الجوي.

## REMERCIEMENTS

La réalisation de ce travail de mémoire a bénéficié de la contribution de nombreuses personnes que je souhaite remercier ici.

L'étude a été menée sous la direction de Monsieur **M.MERZOUK** Professeur à l'université de Blida, qu'il en soit vivement remercié pour son aide ses nombreux conseils, et surtout sa patience et son soutien inconditionnel tout au long de mon mémoire. Ce fut un enchantement de travailler avec lui.

Je remercie Monsieur **D.SEMMAR** Maitre de conférences à l'université de Blida, d'avoir bien voulu accepter la présidence du jury et cela malgré ses nombreuses occupations.

Je remercie également Monsieur **R.DIZEN** Professeur à l'U.S.T.H.B (Alger), d'avoir bien voulu participer au jury du mémoire.

Je tiens à remercier également Monsieur **A.HAMID** Maitre de conférences à l'U.S.D de Blida, d'avoir bien voulu participer au jury du mémoire.

Comme je remercie aussi Monsieur **N.SAID**, chargé d'étude au centre de développement des énergies renouvelables qui m'a accompagné tout au long de ce travail avec beaucoup de patience et de pédagogie.

## TABLE DES MATIERES

RESUME	
REMERCIEMENTS	
TABLE DES MATIERES	
LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX	
INTRODUCTION GENERALE	12
1. LES CENTRALES SOLAIRES	15
1.1. Introduction	15
1.2. Les centrales solaires	15
1.3. Les différents types de centrales solaires thermodynamiques	16
1.4. Les centrales solaires à tour dans le monde.	30
1.5. Conclusion	32
2. PARAMETRES DE POSITION ET LE RAYONNEMENT SOLAIRE	33
2.1. Introduction	33
2.2. Paramètres de position	33
2.3. Le rayonnement solaire	39
2.4. Conclusion	41
3. MODELISATION MATHEMATIQUE	42
3.1. Introduction	42
3.2. La conception préliminaire d'un champ d'héliostats	43
3.3. Efficacité	50
3.4. Flux sur le récepteur	52
3.5. Données de base pour la distribution du champ d'héliostats	63
3.6. Le point de conception.	64
3.7. Données de base pour la distribution du flux sur le récepteur	65
3.8. Conclusion	67
4. RESULTATS ET DISCUSSION	68
4.1. Introduction	68
4.2. Validation	68
4.3. Etude de l'efficacité moyenne du champ d'héliostats en fonction de leur nombre	70

4.4. Effet du facteur de blocage sur le champ circulaire d'héliostats	73
4.5. Effet du facteur d'atténuation atmosphérique	80
4.6. La distribution du flux sur le récepteur pour les dix héliostats	83
4.7. Conclusion	86
CONCLUSION GENERALE	87
APPENDICE A. Liste des symboles	88
APPENDICE B. Distribution du flux sur le récepteur de l'héliostat N°2 à l'héliostat N°9	92
APPENDICE C. Organigramme du modèle	101
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	106

## LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

Figure 1.1	Centrale solaire	16
Figure 1.2	Les principaux systèmes de concentration	16
Figure 1.3	Représentation schématique d'une centrale solaire à tour	18
Figure 1.4	Processus d'obtention de l'énergie électrique dans une centrale solaire à tour	18
Figure 1.5	Héliostat	19
Figure 1.6	Héliostats de première et deuxième génération	20
Figure 1.7	centrale Solar Two à Barstow (Californie)	20
Figure 1.8	plate forme solaire d'Almeria (PSA)	21
Figure 1.9	La tour	21
Figure 1.10	Récepteur externe	22
Figure 1.11	Récepteur à cavité	22
Figure 1.12	Récepteur volumétrique	23
Figure 1.13	La monture altazimutale	24
Figure 1.14	Monture équatoriale	25
Figure 1.15	L'effet cosinus	26
Figure 1.16	L'effet d'ombre	27
Figure 1.17	L'effet de blocage	27
Figure 1.18	Géométries de la réflexion suivant la loi de Snell	28
Figure 1.19	Atténuations atmosphériques	29
Figure 1.20	Perte par débordement du flux	29
Figure 1.21	Schéma d'un bilan énergétique typique d'un système de solair à tour	30
Figure 2.1	Schématisation du mouvement de la terre autour du Soleil	34
Figure 2.2	Mouvement apparent du soleil	34
Figure 2.3	Coordonnées terrestres d'un lieu donné	35
Figure 2.4	Coordonnées horaires	36
Figure 2.5	Coordonnées horizontales	39
Figure 3.1	Définitions fondamentales dans le champ d'héliostats	44
Figure 3.2	Espacement minimum radial et azimutal	45

Figure 3.3	Ajout d'une nouvelle ligne dans le même groupe	45
Figure 3.4	Ajout nouvelle ligne dans un nouveau groupe	46
Figure 3.5	Ajout d'une nouvelle zone	46
Figure 3.6	Positionnement des héliostats pour une disposition au nord de la tour	49
Figure 3.7	localisation d'un héliostat dans un champ circulaire	50
Figure 3.8	Pertes de flux solaire dues à un blocage et à l'ombrage	51
Figure 3.9	Coordonnées qui définissent la réflexion du soleil par un héliostat sur un seul point fixe.	54
Figure 3.10	Subdivisions de la surface de l'héliostat	61
Figure 3.11	Transformations sur le plan image et plan récepteur	63
Figure 3.12	Dimensions du récepteur	66
Figure 3.13	Champ nord de dix héliostats distribués arbitrairement	67
Figure 4.1	Efficacité du champ d'héliostats $f_b=0,95$ (notre modèle)	69
Figure 4.2	Efficacité pour l'équinoxe de printemps avec $f_b = 0.95$ [5].	69
Figure 4.3	Variation du nombre d'héliostats avec le nombre de lignes	72
Figure 4.4	Efficacités moyenne du champ d'héliostats	72
Figure 4.5	Champ d'héliostats circulaire pour $f_b=0,80$	74
Figure 4.6	Efficacité du champ d'héliostats pour $f_b=0,80$	74
Figure 4.7	Champ d'héliostats circulaire pour $f_b=0,85$	75
Figure 4.8	Efficacité du champ d'héliostats pour $f_b=0,85$	75
Figure 4.9	Champ d'héliostats circulaire pour $f_b=0,90$	76
Figure 4.10	Efficacité du champ d'héliostats pour $f_b=0,90$	76
Figure 4.11	Champ d'héliostats circulaire pour $f_b=0,95$	77
Figure 4.12	Efficacité du champ d'héliostats pour $f_b=0,95$	77
Figure 4.13	Champ d'héliostats circulaire pour $f_b=0,99$	78
Figure 4.14	Efficacité du champ d'héliostats pour $f_b=0,99$	78
Figure 4.15	Champ d'héliostats circulaire pour $f_b=1$	79
Figure 4.16	Efficacité du champ d'héliostats pour $f_b=1$	79
Figure 4.17	variation de l'efficacité du champ de l'héliostat avec le facteur de blocage	80
Figure 4.18	Facteur d'atténuation atmosphérique pour une journée claire dans un champ de 17 lignes	80

Figure 4.19	Facteur d'atténuation atmosphérique pour une journée de brouillard dans un champ de 17 lignes	81
Figure 4.20	Facteur d'atténuation atmosphérique pour une journée claire dans un champ de 26 lignes	81
Figure 4.21	Facteur d'atténuation atmosphérique pour une journée de brouillard dans un champ de 26 lignes	82
Figure 4.22	Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°10	83
Figure 4.23	Contours de la densité de flux de l'héliostat N°10	83
Figure 4.24	Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°10	84
Figure 4.25	Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°1	84
Figure 4.26	Contours de la densité de flux de l'héliostat N°1	84
Figure 4.27	Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°1	85
Figure 4.28	Contours de la densité du flux globale pour les 10 héliostats	85
Figure B.1	Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°2	92
Figure B.2	Contours de la densité de flux de l'héliostat N°2	92
Figure B.3	Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°2	93
Figure B.4	Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°3	93
Figure B.5	Contours de la densité de flux de l'héliostat N°3	93
Figure B.6	Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°3	94
Figure B.7	Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°4	94
Figure B.8	Contours de la densité de flux de l'héliostat N°4	94
Figure B.9	Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°4	95
Figure B.10	Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°5	95
Figure B.11	Contours de la densité de flux de l'héliostat N°5	95
Figure B.12	Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°5	96
Figure B.13	Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°6	96
Figure B.14	Contours de la densité de flux de l'héliostat N°6	96
Figure B.15	Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°6	97
Figure B.16	Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°7	97
Figure B.17	Contours de la densité de flux de l'héliostat N°7	97
Figure B.18	Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°7	98
Figure B.19	Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°8	98
Figure B.20	Contours de la densité de flux de l'héliostat N°8	98
Figure B.21	Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°8	99

Figure B.22	Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°9	99
Figure B.23	Contours de la densité de flux de l'héliostat N°9	99
Figure B.24	Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°9	100
Tableau 2.1	Valeurs des coefficients de trouble atmosphérique	40
Tableau 2.2	Variation de la pression atmosphérique avec l'altitude	40
Tableau 3.1	Paramètres pour une disposition des héliostats autour de la tour	64
Tableau 3.2	Paramètres pour une disposition des héliostats au nord de la tour	66
Tableau 3.3	Données des héliostats de la centrale solaire à tour d'Almeria	66
Tableau 4.1	comparaisons des résultats entre les deux modèles	70
Tableau 4.2	Efficacité moyenne du champ d'héliostats	71
Tableau 4.3	Efficacité en fonction du facteur de blocage du champ d'héliostats	73
Tableau 4.4	Effet du facteur d'atténuation atmosphérique sur l'efficacité optique moyenne	82

## INTRODUCTION GENERALE

La demande croissante en énergie avec l'épuisement inévitable des ressources énergétiques fossiles et l'exigence de la protection de l'environnement ont conduit ces dernières années, l'ensemble des pays industrialisés et certains pays en développement à étudier ou prendre des mesures en vue d'un développement durable [1].

Les énergies renouvelables constituent une source d'énergie inépuisable pour l'homme. Elles accompagnent des phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués par les astres, principalement le Soleil [2].

L'énergie solaire est l'énergie que dispense le soleil par son rayonnement, directement ou de manière diffuse à travers l'atmosphère [2].

Les systèmes solaires à concentration offrent la possibilité de produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire, les températures pouvant aisément dépasser les 500 °C et le rendement de conversion est généralement élevé. En exploitant le rayonnement solaire direct, considéré comme la ressource principale, qui est très considérable à l'échelle planétaire, ces technologies offrent une véritable alternative à la consommation des ressources fossiles avec un faible impact environnemental et un fort potentiel de réduction des coûts ainsi que la possibilité de l'hybridation de ces installations [3].

Les centrales à tour font partie des technologies utilisant la concentration solaire. Ces technologies incluent les cylindro-paraboliques, les tours solaires, les capteurs paraboliques (dishes) et les réflecteurs de Fresnel [4].

Les technologies des centrales cylindro-paraboliques et à tour ont atteint la maturité industrielle et connaissent maintenant de grandes activités aussi bien dans la recherche et le développement que dans l'exploitation industrielle et commerciale [4].

Les centrales à tours sont constituées de deux blocs. Le bloc solaire utilise des miroirs pour concentrer le rayonnement solaire et produire ainsi de la chaleur. Il est constitué d'un champ de miroirs mobiles qui réfléchissent le rayonnement solaire vers un récepteur où l'énergie solaire est convertie en chaleur. Le bloc puissance, similaire à un système conventionnel, est constitué d'une chaudière

pour la génération de vapeur et une turbine entraînant un alternateur pour la production de l'électricité. Un fluide caloporteur permet le transfert de la chaleur du bloc solaire au bloc de puissance [4].

Les centrales à tour présentent plusieurs avantages. A la différence des cylindro-paraboliques où la chaleur est générée au niveau de la ligne focale de chaque miroir avant d'être collectée, dans les centrales à tour, ce sont les rayons du soleil réfléchis par les miroirs qui sont « collectés » au niveau du récepteur. Ceci permet de minimiser les pertes de chaleur. De plus, le facteur de concentration est très important; il peut dépasser facilement la valeur de 1000. Ce qui assure non seulement une grande efficacité mais aussi de plus hautes températures qui peuvent aller jusqu'à 1000°C [4].

Le but de notre étude est le développement d'un programme de calcul en langage Matlab et l'application d'un algorithme mathématique qui permet la conception préliminaire d'un champ solaire d'héliostats d'une centrale solaire à tour.

La conception préliminaire d'un champ solaire à pour but de définir et étudier les coordonnées de position pour chacun des héliostats qui forment le champ solaire, afin de déterminer la meilleure position possible. Tout comme elle à pour but d'évaluer l'efficacité optique, d'étudier et de réduire les pertes par blocage et d'ombres produites par les interactions entre des héliostats, et d'analyser le rendement optique de la centrale de façon préliminaire pour n'importe quel point de conception donné [5].

C'est un moyen rapide et facile pour connaître le comportement du champ d'héliostats, c'est une étape première nécessaire avant une évaluation plus poussée et une conception détaillée d'un champ solaire par des systèmes d'optimisation et de calcul plus coûteux [5].

Cette application devrait également permettre d'étudier le comportement du flux solaire sur le récepteur, réfléchi par chacun des héliostats, afin de pouvoir analyser et évaluer les processus d'échange de chaleur qui se produisent, ce qui permet un ajustement adéquat de l'installation, et les matériaux et les fluides de travail employés.

Les principaux codes développés entre 1985 et aujourd'hui sont HELIOS, DELSOL, UHC, HFLCAL pour le type optique et MIRVAL, FIAT LUX, Sol TRACE

pour le type performance [6]. Mais pour tous les codes d'optimisation ci dessus, la première étape consiste toujours à établir une conception préliminaire avant de lancer le processus d'optimisation [5].

L'étude est structurée en quatre chapitres : Dans le premier chapitre on a présenté une brève introduction sur les centrales solaires et on a détaillé un peu plus les composantes du bloc solaire d'une centrale solaire à tour, ainsi que les processus pour l'obtention de l'énergie électrique en limitant notre étude, par la collecte de rayonnement solaire par les héliostats, sa transmission à travers l'atmosphère vers le récepteur jusqu'à la collecte de la radiation solaire concentrée par le récepteur.

Dans le deuxième chapitre on présente les notions générales sur les paramètres de position et sur le rayonnement solaire.

Dans le troisième chapitre une méthode de conception préliminaire d'un champ d'héliostat est proposée. Elle est basée sur [5]:

- un incrément radial entre les lignes consécutives des héliostats qui vérifie un facteur fixe de blocage
- et une distance de sécurité supplémentaire entre héliostats.

Le champ d'héliostats est formulé mathématiquement. Et un programme écrit en langage Matlab, est développé sur la base de cette formulation, qui donne à l'utilisateur le choix de tracer la disposition du champ qui s'affiche à l'écran et d'enregistrer les résultats (les coordonnées d'emplacement des héliostats), et qui permet l'évaluation rapide de l'efficacité optique du champ des héliostats.

A partir des coordonnées d'emplacement des centres d'héliostats, une méthode mathématique et physique de lancement d'un seul rayon solaire et de réflexion est appliquée seulement pour un récepteur vertical (une disposition des héliostats au Nord de la tour), en traçant chaque rayon solaire la distribution de flux et les contours peuvent être visualisés à l'écran.

Dans le quatrième chapitre les résultats de la programmation sont comparés avec des données de la littérature, [5].

Nous terminerons par une conclusion générale et la proposition de quelques perspectives.

## CHAPITRE 1

### LES CENTRALES SOLAIRES

#### 1.1 Introduction

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 [8].

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, telles que la concentration de rayonnement, son absorption sur les parois de récepteur et les caractéristiques des héliostats et leurs systèmes de poursuites solaires.

#### 1.2 Les centrales solaires

Les centrales solaires utilisent le rayonnement solaire direct pour produire de l'électricité ou alimenter en énergie des procédés industriels. Il existe différents types de centrales solaires, mais toutes sont basées sur le même principe. Elles concentrent les rayons du soleil pour chauffer à très haute température un liquide particulier non vaporisable. Ce liquide chauffe à son tour l'eau d'une chaudière à vapeur, elle-même reliée à une turbine et à un alternateur pour produire de l'électricité. La vapeur d'eau est alors condensée (retour à l'état liquide) grâce à une tour de refroidissement [1].

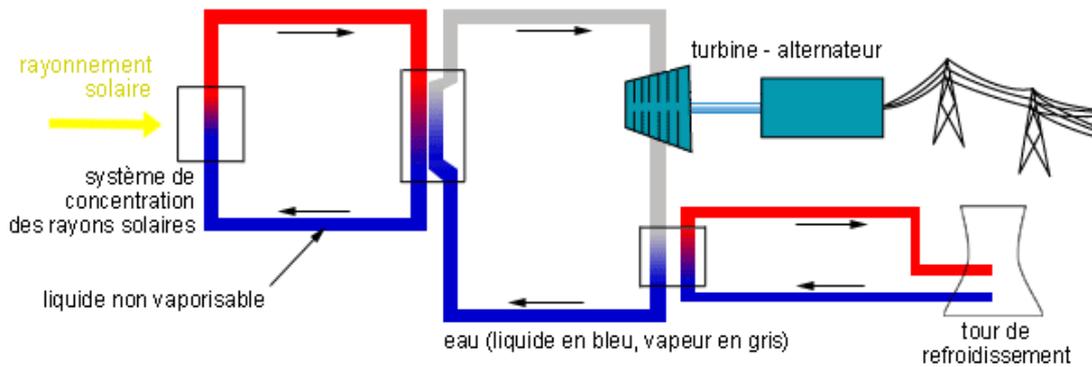


Figure 1.1: centrale solaire [1].

### 1.3 Les différents types de centrales solaires

L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer, via des miroirs réflecteurs, pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement peut être concentré sur un récepteur linéaire ou ponctuel. Le récepteur absorbe l'énergie réfléchiée par le miroir et la transfère au fluide caloporteur [9].

La figure 1.2 montre les 4 principaux systèmes de concentration.

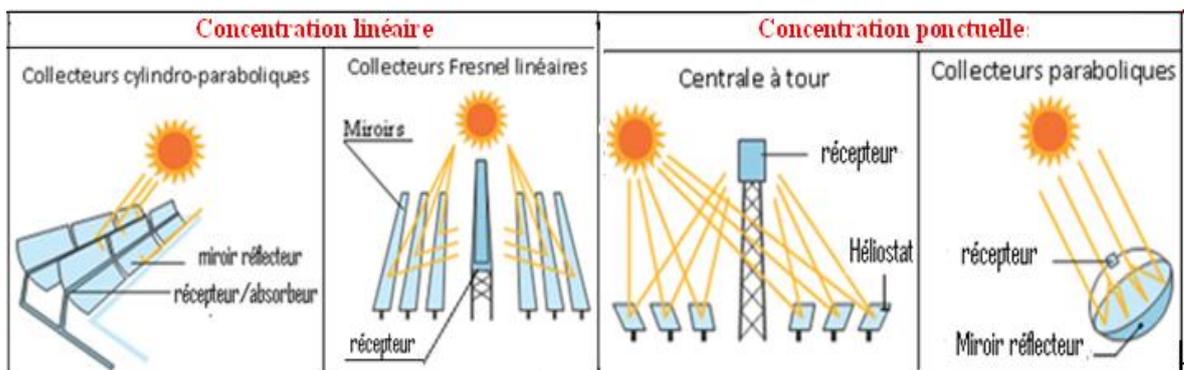


Figure 1.2 : les principaux systèmes de concentration [10].

#### 1.3.1 Les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques

Ce type de centrales se compose de rangées parallèles de longs miroirs cylindro-paraboliques qui tournent autour d'un axe horizontal (ou vertical) pour suivre la course du soleil. Les rayons solaires sont concentrés sur un tube récepteur horizontal (ou vertical), dans lequel circule un fluide caloporteur. Les températures peuvent atteindre aisément les 500 °C et peuvent produire de la vapeur afin de fournir de l'électricité [3], [10].

### 1.3.2 Les centrales solaires à miroir de Fresnel

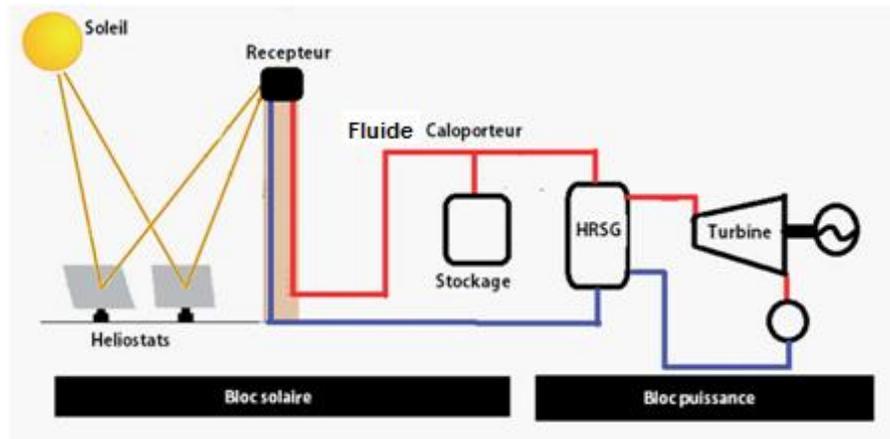


Figure 1.3 : Représentation schématique d'une centrale solaire à tour [4].

Le processus d'obtention de l'énergie électrique dans une centrale solaire à tour est illustré dans la figure 1.4.

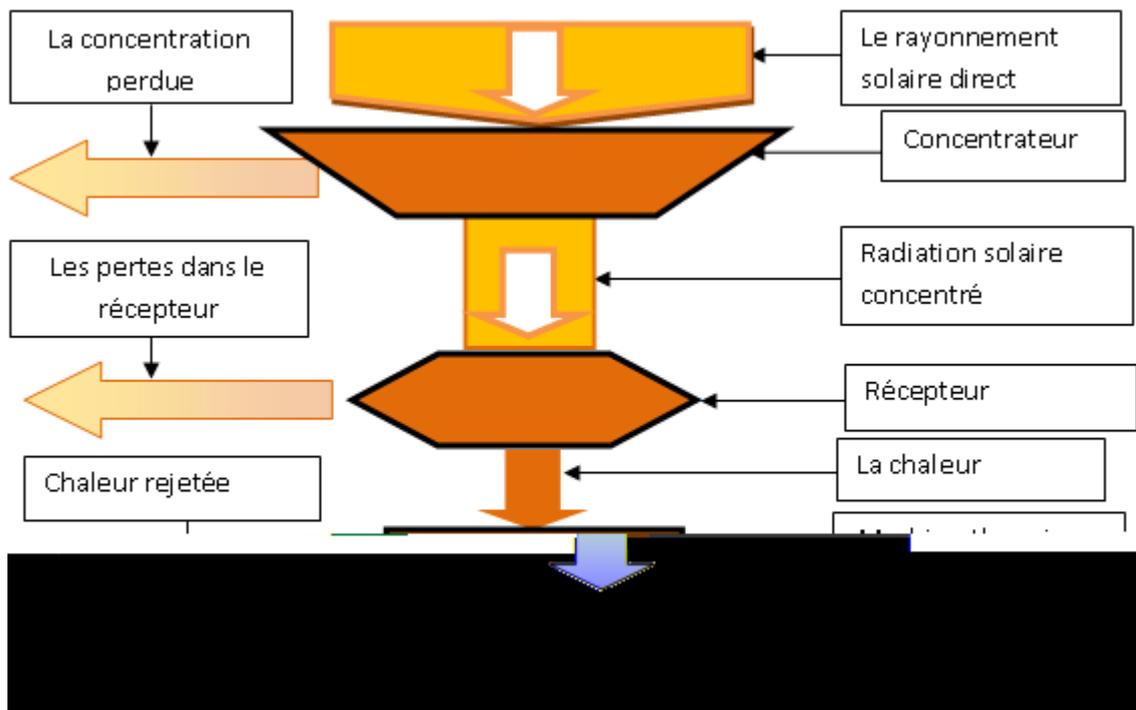


Figure 1.4 : Processus d'obtention de l'énergie électrique dans une centrale solaire à tour [12].

#### 1.3.4.1 Les composantes du bloc solaire d'une centrale solaire à tour.

Les principales composantes sont [12] :

- Le champ d'héliostats.
- La tour.

- Le récepteur.
- Le système de contrôle

En outre, le fonctionnement du bloc solaire exige une série de systèmes et équipements auxiliaires qui ne sont pas abordés dans cette étude.

#### 1.3.4.1.1 Le champ d'héliostat

##### 1.3.4.1.1.1 Les Héliostats

Un héliostat comprend généralement plusieurs miroirs réfléchissants, montés sur une monture mobile qui devra poursuivre le soleil dans sa course au cours de la journée, et réfléchir le rayonnement solaire au sommet d'une tour où se trouve le récepteur.

Dans une centrale à tour, le nombre de ces héliostats peut atteindre des milliers et la surface totale couverte par les héliostats des dizaines d'hectares [4].

La présence de nuages ainsi que les propriétés optiques de l'héliostat sont l'une des causes de la variation du taux d'irradiation et donc du rendement énergétique de la centrale [1].

Par ailleurs, même lorsque le ciel est totalement dégagé, la gestion du champ d'héliostats est un problème complexe. Il est important d'assurer une répartition contrôlée du flux solaire sur le récepteur et prévenir toute surchauffe locale qui pourrait endommager ce dernier [1].



Figure 1.5 : héliostat [1].

Différents modes de construction des héliostats coexistent. La figure 1.6 nous montre les héliostats de première et deuxième génération.

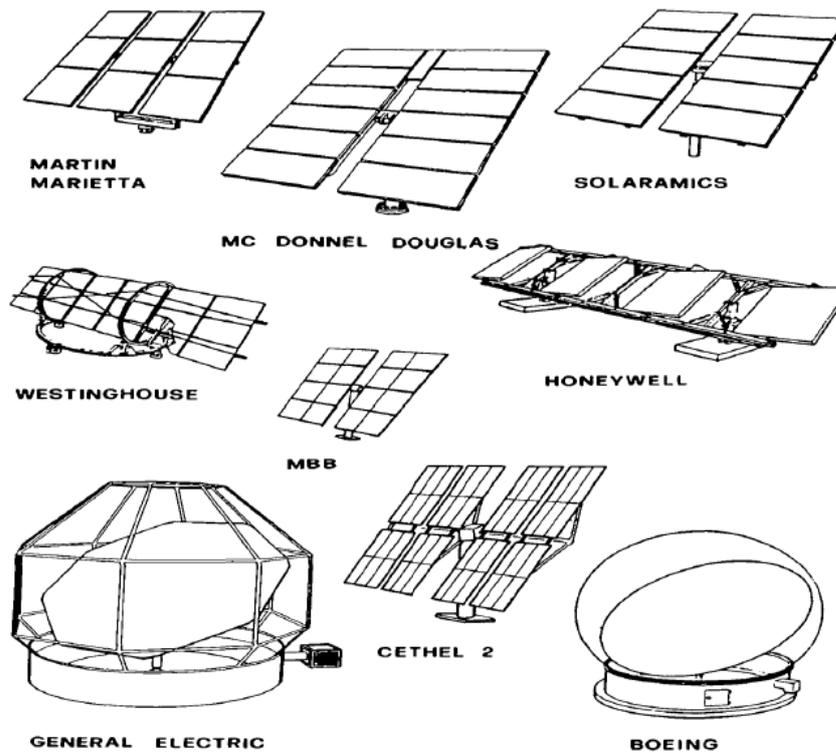


Figure 1.6 : héliostats de première et deuxième génération [13].

#### 1.3.4.1.1.2 La disposition des héliostats par rapport à la tour.

Dépendant entre autre de la puissance désirée et de la nature du récepteur, la disposition des héliostats autour de la tour peut prendre différentes configurations :

- 1) Les héliostats peuvent entourer la tour complètement. Comme dans le cas de la centrale « solar two » à Barstow , en Californie (Figure 1.7).



Figure 1.7 : Centrale Solar Two à Barstow (Californie) [12].

2) Les héliostats peuvent être placés sur le côté nord de la tour. A titre d'exemple on peut citer la centrale solaire à tour de la plate forme solaire d'Almería (PSA), Espagne (Figure 1.8).



Figure 1.8 : Plate forme solaire d'Almeria (PSA) [12].

#### 1.3.4.1.2 La tour

La fonction de cette structure est de fournir un soutien pour le récepteur, qui doit normalement être à une certaine hauteur au-dessus du champ d'héliostats pour réduire les ombres et les blocages entre eux. Jusqu'à présent, les tours ont été construites de structures métalliques ou en béton [12].

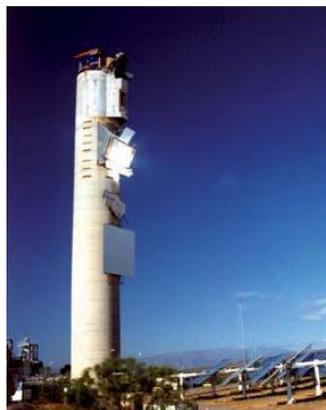


Figure 1.9 : la tour [12].

#### 1.3.4.1.3 Le récepteur

Les récepteurs jouent un rôle important dans la collecte du rayonnement solaire, sa transformation en chaleur et son transfert via un fluide caloporteur vers le système de stockage ou le bloc de puissance.

Dans cette filière, au moins quatre fluides caloporteurs sont susceptibles d'être utilisés : L'eau –vapeur, les sels fondus, les métaux liquides et l'air. Les récepteurs à utiliser sont différent dans ces quatre cas [1].

On trouve plus particulièrement :

- 1) Les récepteurs externes (Figure 1.10).
- 2) Les récepteurs à cavités (Figure 1.11).
- 3) Les récepteurs volumétriques à air (Figure 1.12).

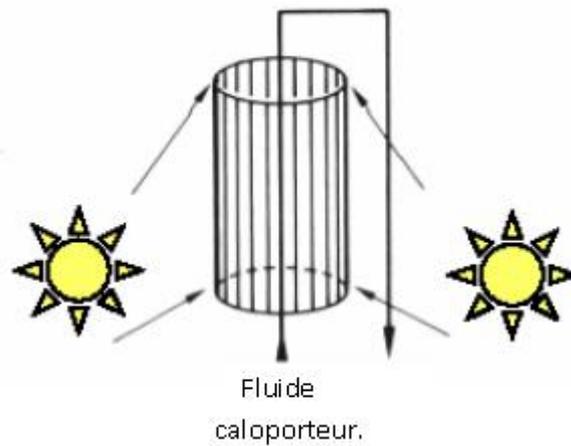


Figure 1.10 : Récepteur externe [12].

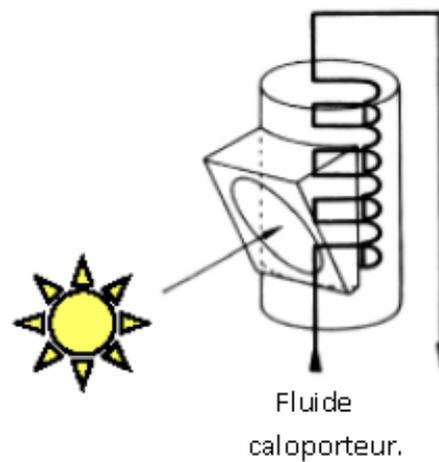


Figure 1.11 : Récepteur à cavité [12].

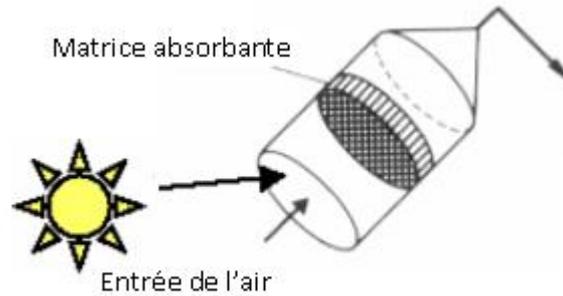


Figure 1.12 Récepteur volumétrique [12].

#### 1.3.4.1.4 Système de contrôle

Chaque héliostat du champ est soumis à un contrôle local dont la fonction principale est de contrôler les moteurs des axes d'azimut, et en hauteur pour donner la position souhaitée à l'héliostat [12].

#### 1.3.4.2 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 un certain degré de précision, et être synchronisé avec le mouvement du soleil [14], [15].

Le dispositif de suivi idéal devrait être peu coûteux et aussi simple que possible. Une série de stratégies ont été proposées jusqu'ici, et peuvent être classées en deux catégories : la première étant un système en boucle ouverte, et l'autre un système en boucle fermée [14].

Dans le système en boucle ouverte le suivi du soleil par l'héliostat est contrôlé par ordinateur. Un tel système a une grande fiabilité tant que le système mécanique est fabriqué avec précision [14].

En revanche, pour le système en boucle fermée, la poursuite solaire est obtenue par rotation d'un héliostat, selon un signal à partir de divers dispositifs de détection. Pour le système en boucle fermée la haute précision de suivi est facilement obtenue bien que la structure du système de détection et pilotage soit relativement simple [14].

Une nouvelle stratégie de poursuite du soleil qui fournit une petite erreur de suivi a été développée. Elle se résume à un système de recherche hybride qui se

compose d'une combinaison de stratégies de poursuite en boucle ouverte et en boucle fermée [16], [17].

Dans cette stratégie, les héliostats doivent être placés sur des montures tournant autour de deux axes [16], et on trouve la monture azimutale, la monture altazimutale et la monture équatoriale.

#### 1.3.4.2.1 Monture azimutale

Possède deux mouvements très intuitifs : un premier en azimut et un second en hauteur. Ce sont les petites lunettes astronomiques qui bénéficient de cette monture [1].

#### 1.3.4.2.2 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. Ce système est couramment utilisé pour les radars, les canons anti-aériens [18].

La rotation autour de l'axe horizontal assure la poursuite en hauteur (de haut en bas), en d'autres termes la normale du capteur solaire suit la hauteur angulaire du soleil. L'autre axe assure le déplacement en azimut (de gauche vers la droite). Cette disposition très simple ne pose pas de problèmes mécaniques particuliers [18].

Les mouvements en hauteur et en azimut sont difficiles à coordonner et le coût du système est exorbitant à cause de l'apport de deux moteurs, donc d'une consommation en énergie beaucoup plus importante [18].

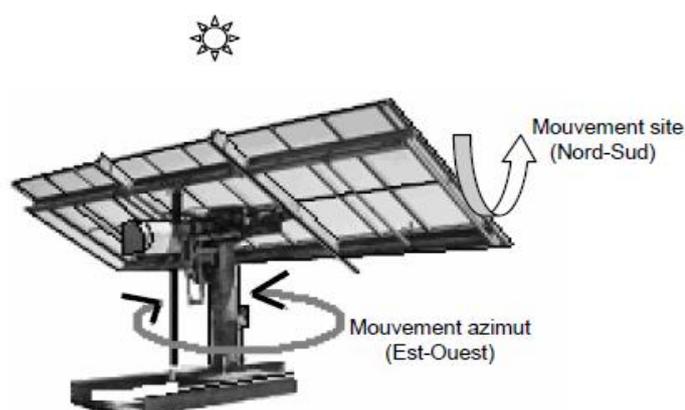


Figure 1.13 : la monture altazimutale [19].

#### 1.3.4.2.3 La 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 (mouvement en angle horaire), et un axe orthogonal au précédent (mouvement en déclinaison) [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. Donc la poursuite du soleil est grandement facilitée [18].

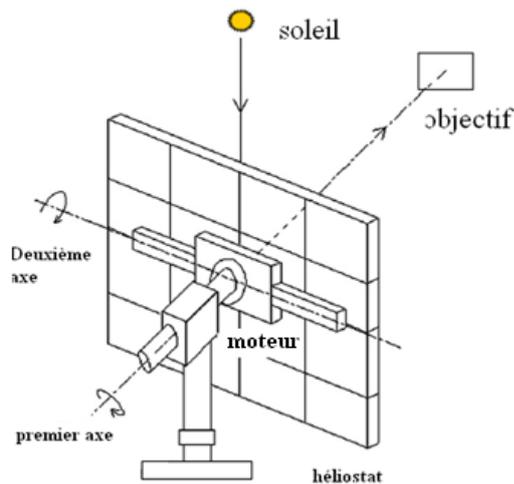


Figure 1.14 : Monture équatoriale [20].

#### 1.3.4. 3 Bilan énergétique d'une centrale solaire à tour

La section suivante décrit le bilan énergétique d'un champ solaire d'un système à récepteur central.

Les principaux processus qui ont lieu dans une centrale solaire à tour sont [12].

- 1) La collecte de rayonnement solaire par le champ d'héliostats.
- 2) La transmission du rayonnement solaire à travers l'atmosphère vers le récepteur.
- 3) La collecte de la radiation solaire concentrée par le récepteur.
- 4) La Conversion photo thermique.
- 5) La conversion de l'énergie thermique en énergie mécanique.
- 6) La production de l'électricité.

Au cours de la transition d'un processus à un autre, chaque processus est

suivi de pertes [12] qui causent la dégradation du rendement. Si on limite le bilan à l'énergie thermique disponible au récepteur, les pertes qui se produisent dans le bloc solaire sont comme suit [12] :

- Les pertes dans la collecte du rayonnement solaire.
- Les pertes de transmission à travers l'atmosphère.
- Les pertes dans l'absorption du rayonnement solaire par le récepteur.

#### 1.3.4. 3.1 Pertes dans la collecte du rayonnement solaire.

Les pertes qui se produisent dans la collecte peuvent être divisées en deux groupes [12]:

- Les pertes géométriques
- Les pertes de la réflectivité.

##### 1.3.4. 3.1.1. Les pertes géométriques

On peut distinguer trois causes de ces pertes

1. L'effet cosinus : traduit le fait que l'orientation des réflecteurs offre au flux solaire une surface apparente inférieure à la surface du réflecteur supportée par l'orienteur (héliostat) [21].

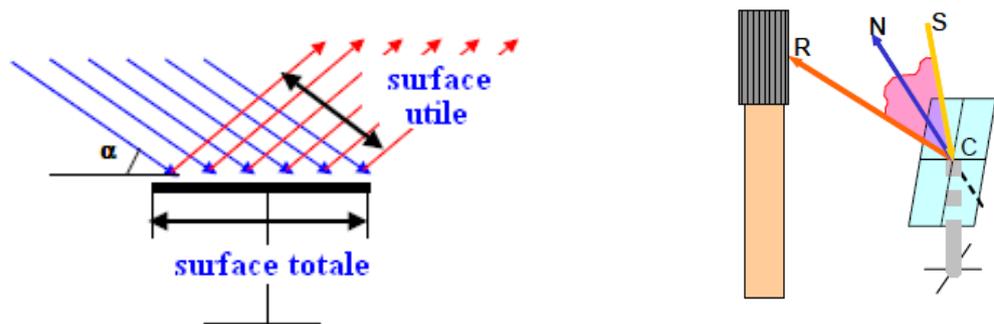


Figure 1.15 : L'effet cosinus [22,23].

2. Les effets d'ombre et de blocages: le flux se dirigeant vers un réflecteur peut être intercepté par un autre réflecteur et créer sur le premier de l'ombre à l'incidence. De même le flux réfléchi par un réflecteur peut être bloqué par un autre réflecteur et créer cette fois sur le premier de l'ombre à l'émergence (ou blocage) [21].

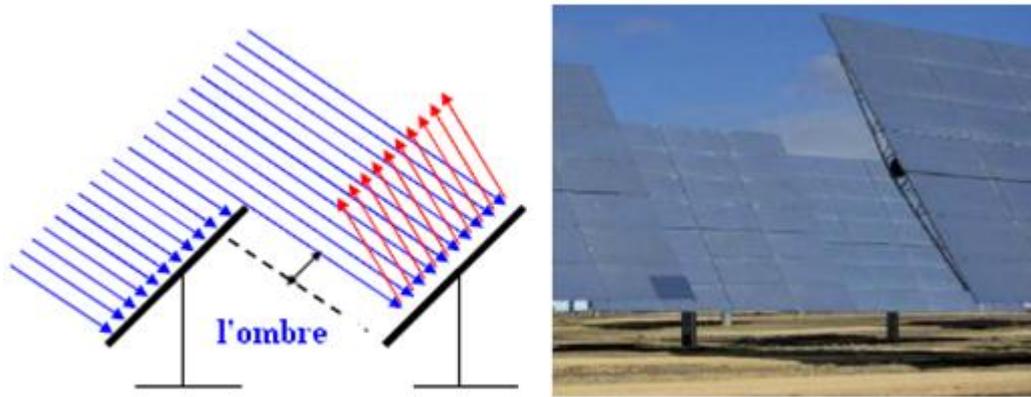


Figure 1.16 : L'effet d'ombre [23, 24]

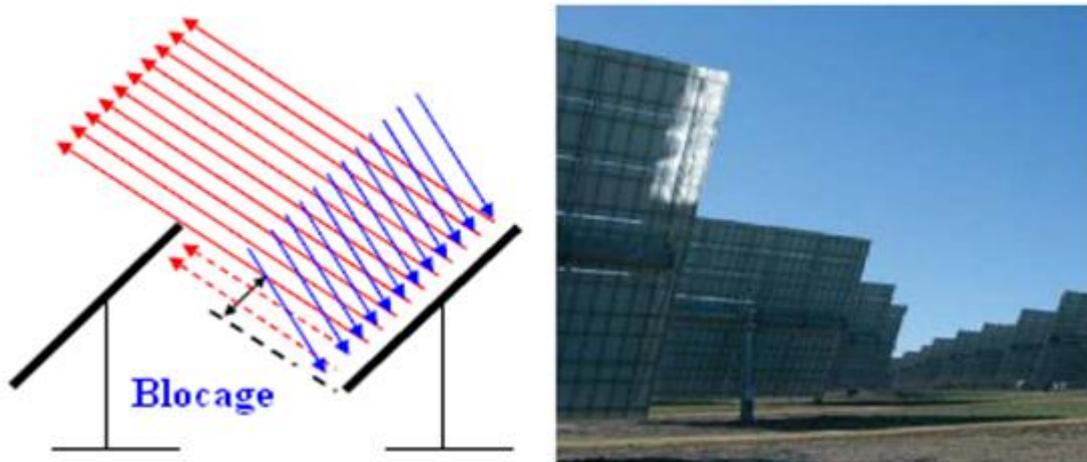


Figure 1.17 : L'effet de blocage [23, 24]

#### 1.3.4. 3 .1.2. Pertes de la réflectivité

Elles sont causées par :

1. La qualité du matériau réfléchissant (coefficient de réflexion) : Les héliostats ne reflètent pas la totalité du rayonnement solaire incident sur la surface réfléchissante. Une partie de ce rayonnement est absorbée et le ratio du rayonnement incident au rayonnement réfléchi est quantifié par le coefficient de réflexion [22].
2. La surface du matériau réfléchissant : en pratique, les surfaces réelles ont des défauts à un niveau microscopique. Ces défauts entraînent une réflexion non spéculaire, et par conséquent un écart sur la direction des

rayons réfléchis par le miroir (Figure 1.18). On regroupe l'ensemble de ces paramètres physiques en un seul, appelé erreur de courbure de l'héliostat. (On détermine expérimentalement cette erreur, en comparant la carte de flux mesurée avec une carte de flux simulée) [22].

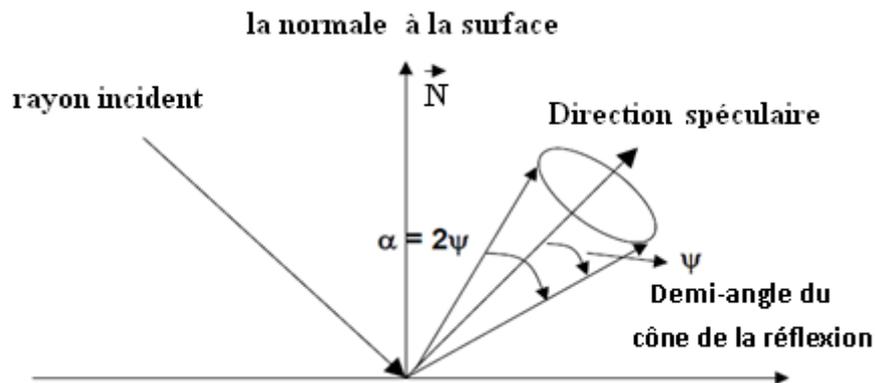


Figure 1.18 : Géométries de la réflexion suivant la loi de Snell [25].

3. La précision du dispositif orienteur : Les héliostats doivent être orientés de telle sorte que, pour toute position calculée du soleil, les rayons réfléchis sont dirigés vers le récepteur qui se trouve au sommet de la tour [24]. Les erreurs de suivi font que le rayon réfléchi central ne touche pas la cible et l'écart d'erreur est mesuré sur un plan normal à l'axe optique. Des études ont montré que les distributions d'erreur mesurées dans le plan récepteur suivent en général des lois normales [26].

#### 1.3.4. 3 .1.3. Pertes de transmission à travers l'atmosphère

Le rayonnement solaire réfléchi par l'héliostat subit des atténuations dues à des processus d'absorption et de dispersion sur leur chemin entre la surface réfléchissante et le récepteur. Cette atténuation dépend des conditions atmosphériques au niveau du sol [22].

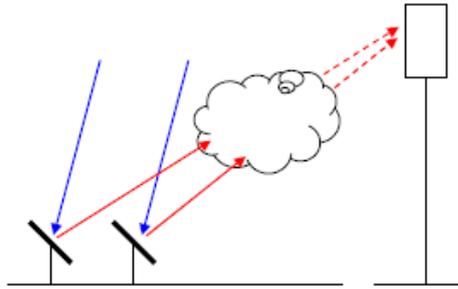


Figure 1.19 : Atténuations atmosphériques [23]

#### 1.3.4. 3 .1.4. Pertes dans l'absorption du rayonnement solaire concentré par le récepteur

En raison des imperfections de la surface réfléchissante et les erreurs de pointage des héliostats, une partie du rayonnement réfléchi par le champ d'héliostats qui atteint le voisinage de récepteur n'atteint pas sa surface absorbante. Ceci est quantifié par un facteur que l'on appelle facteur de débordement (figure 1.20) [22].

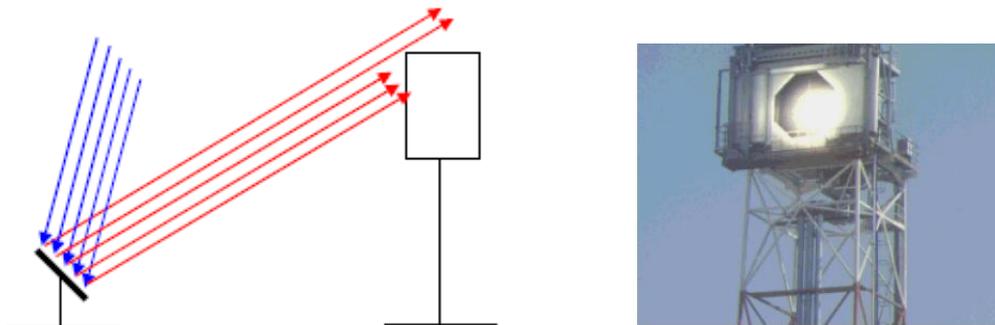


Figure 1.20 : Perte par débordement du flux [23, 24]

#### 1.3.4. 4. Bilan énergétique typique d'un système solaire à tour

A Chacun des processus décrits dans la section précédente on associe une performance, généralement définie comme le rapport de la puissance de sortie à la puissance incidente. La figure 1. 21, représente un bilan énergétique typique d'un système à récepteur central [22].

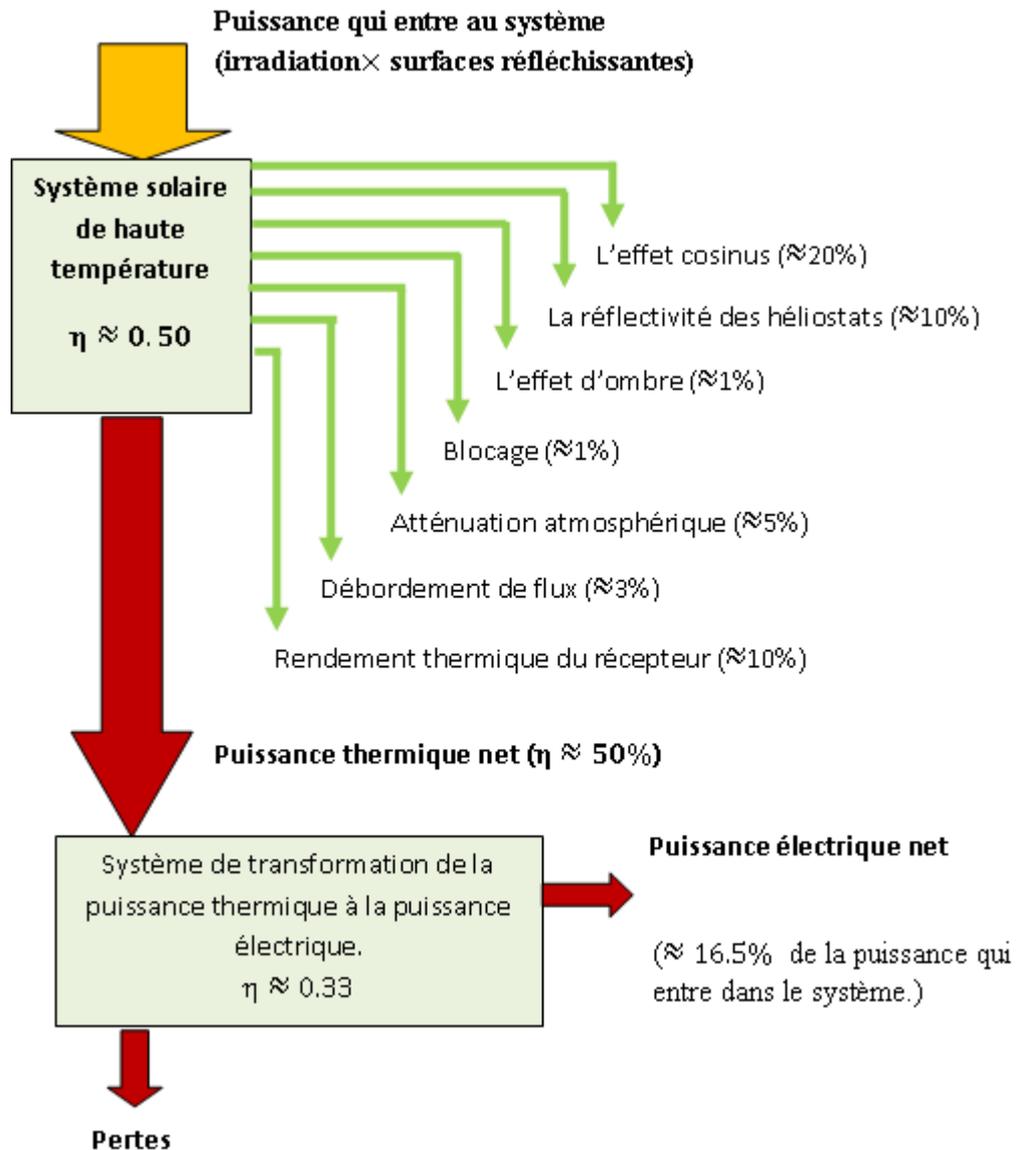


Figure 1.21 :schéma d'un bilan énergétique typique d'un système de solaires à tour [22].

#### 1.4. les centrales solaires à tour dans le monde [4]

A l'échelle mondiale, il y a un engagement croissant dans le développement des centrales solaires particulièrement à tour. Certains pays, tels l'Espagne, les Etats-Unis et l'Union Européenne, ont d'importants programmes en cours de développement et/ou de mise en œuvre de centrales solaires. La Chine, avec son projet Dahan, exprime sa détermination de maîtriser la technologie des centrales solaires, particulièrement à tour et de combler son déficit énergétique à partir du solaire. Plusieurs pays ont mis en place des réglementations en support aux efforts aussi bien de recherche et développement que d'exploitation industrielle et

commerciale de la filière.

L'Agence Internationale de l'énergie (AIE), à travers son programme Solarpaces, entend contribuer au développement de la technologie du solaire thermique.

Les technologies des centrales à tour ont fait leur preuve. Elles ont atteint le stade de la maturité industrielle. Plusieurs projets pilotes et de démonstrations ont été menés à travers le monde. De puissance variant entre 0.5 MW (SSPS, Espagne) à 10 MW (Solar One, USA ; PS10, Espagne), différents fluides caloporteurs, différents moyens de stockage et différents types de récepteur ont été testés. Les caloporteurs utilisés ont été la vapeur, l'air, le sodium liquide et les sels fondus. Les moyens de stockage ont été l'eau/vapeur, le sodium, les sels fondus et les céramiques. Concernant les récepteurs, il y a eu plus particulièrement les récepteurs externes, les récepteurs à cavités et les récepteurs volumétriques à air.

Pour ce qui est de l'exploitation commerciale des centrales à tour, l'Espagne, à travers la société Abengoa, a pris l'option pour la mise en place d'un important parc en Andalousie. La société américaine Bright Source Energy, entend aussi mettre en place, dans le cadre du projet Ivanpah, trois centrales commerciales dans le désert du Mojave, aux USA.

L'Algérie jouit d'un important potentiel solaire. Avec une forte irradiation directe, elle est l'un des pays où la ressource solaire pour la concentration solaire est très favorable. Cette situation ouvre au pays d'indéniables opportunités. Le développement des énergies renouvelables permet non seulement d'augmenter et de diversifier ses ressources énergétiques mais surtout de garder sa place sur le marché mondial de l'énergie et de subvenir à ses besoins qui deviennent de plus en plus grands. L'Algérie s'est alors engagée dans le développement des énergies renouvelables. Il a été prouvé que l'Algérie a le potentiel d'exporter de l'électricité solaire ; les importantes ressources d'irradiations solaires directes peuvent compenser pour les pertes induites par les lignes de transmission. A cette fin, elle vient de dévoiler un vaste programme pour la réalisation d'importantes structures pour l'exploitation des énergies renouvelables. Ce programme ambitionne une grande pénétration de ces énergies. La contribution de ces sources énergétiques aux besoins du pays devrait dépasser, à court terme, les 10% du mix énergétique.

### 1.5. Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté une brève introduction concernant les centrales solaires qui utilisent le rayonnement solaire direct pour produire de l'électricité ou alimenter en énergie des procédés industriels.

Dans la suite, nous nous intéresserons à la détermination des points d'implantations des héliostats dans un champ solaire et la distribution du flux radiatif au niveau de la chaudière d'une centrale solaire à tour.

## CHAPITRE 2

### PAREMETRES DE POSITION ET LE RAYONNEMENT SOLAIRE

#### 2.1. Introduction

La ressource de base la plus importante pour tous les potentiels énergétiques renouvelables est l'énergie solaire, c'est le rayonnement émis dans toutes les directions par le soleil, et la valeur moyenne du flux solaire reçu à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre est estimée à  $1367 \text{ w/m}^2$  [3]. Ce flux solaire est atténué lors de la traversée de l'atmosphère par absorption ou diffusion, suivant les conditions météorologiques et la latitude du lieu au niveau du sol. Afin d'exploiter au mieux cette ressource énergétique et pour un bon dimensionnement des installations solaires, il est nécessaire de connaître la quantité d'énergie solaire disponible en un endroit spécifique à chaque instant de la journée et de l'année. Pour cette raison, on a jugé nécessaire de présenter dans ce chapitre des notions générales sur les paramètres de positions ainsi que sur le rayonnement solaire.

#### 2.2. Paramètres de position

##### 2.2.1. Révolution de la terre

La terre effectue un tour complet autour du soleil en 365,25 jours suivant une orbite elliptique, tandis que la vitesse moyenne de ce mouvement est d'environ 30 km/s. La distance entre les centres de ces deux astres varie d'une valeur minimale au Périhélie ( $1,47 \cdot 10^{11} \text{ m}$ ), aux environs du 2 janvier, à une valeur maximale, à l'Aphélie ( $1,52 \cdot 10^{11} \text{ m}$ ), aux environs du 3 juillet, la valeur moyenne ( $1,49 \cdot 10^{11} \text{ m}$ ) étant appelée unité astronomique (UA) [2]. Le mouvement de la terre autour du soleil est illustré dans la Figure 2.1.

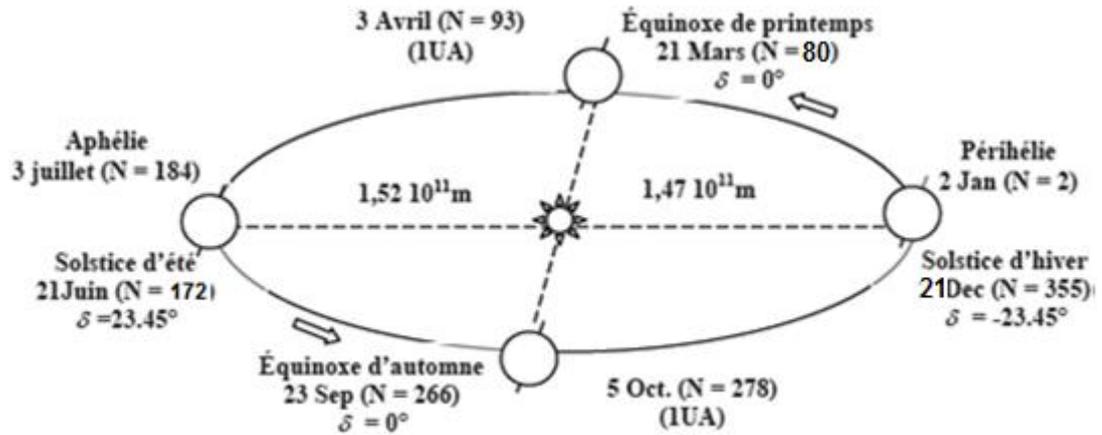


Figure 2.1 : Schématisation du mouvement de la terre autour du Soleil [27].

### 2.2.2. Mouvement apparent du soleil

La course apparente du Soleil varie au cours des saisons. Le matin, le Soleil apparaît à l'Est, bas sur l'horizon, c'est le « lever ». Alors qu'à midi (heure solaire), le Soleil est placé au Sud ou au Nord, et est au plus haut de sa course apparente. Le soir, le Soleil est à l'Ouest, bas sur l'horizon, c'est le « coucher ».

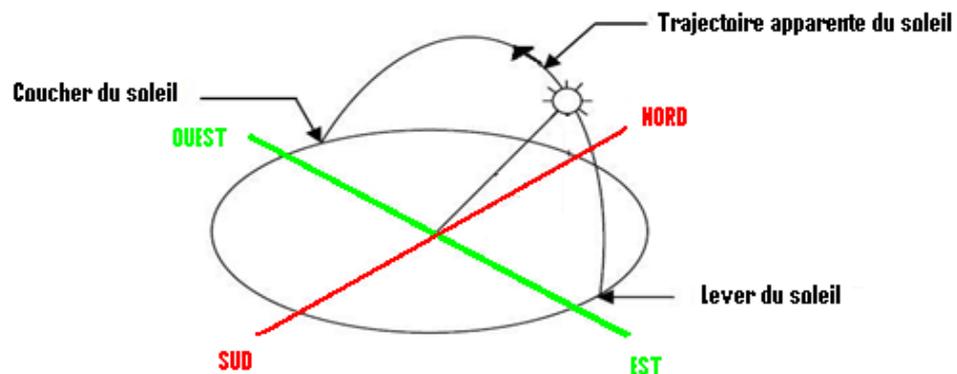


Figure 2.2 : Mouvement apparent du soleil

### 2.2.3 Position d'un point sur la surface de la terre

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

- Latitude  $\varphi$ : Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre

de la terre au point considéré. Sa valeur est positive dans l'hémisphère nord, et est négative dans l'hémisphère sud [2], [28].

- Longitude  $\lambda$ : Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich. Sa valeur est positive à l'ouest et est négative à l'est du méridien origine [2].

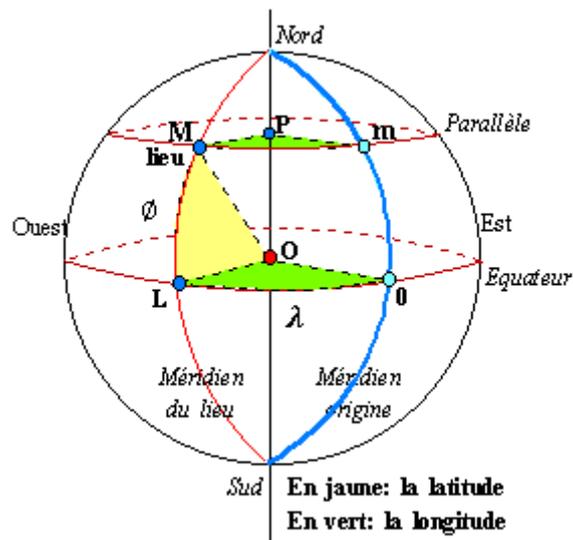


Figure 2.3 : Coordonnées terrestres d'un lieu donné.

#### 2.2.4. Position du soleil

La position apparente du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées.

##### 2.2.4.1. Coordonnées horaires

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles (déclinaison  $\delta$  et angle horaire  $\omega$ ).

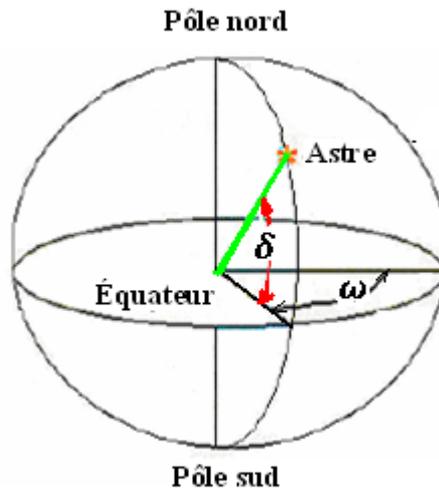


Figure 2.4 : Coordonnées horaires

#### 2.2.4.1.1. Déclinaison du soleil $\delta$

C'est l'angle formé par la direction Soleil-Terre avec le plan équatorial. Elle est due à l'inclinaison de l'axe des pôles terrestre par rapport au plan écliptique, ce qui est traduit par les différentes saisons. Elle varie au cours de l'année entre  $-23,45^\circ$  et  $+23,45^\circ$ . Elle est nulle aux équinoxes de printemps et d'automne, et maximale aux solstices d'été et d'hiver [27], [6]. Elle est calculée par une équation simple approximative [29]:

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{360}{365}(N + 284)\right) \quad (2.1)$$

Avec :

- N : numéro du jour de l'année à partir du premier janvier.

Lorsqu'une grande précision est requise, on pourra utiliser le développement en série de Fourier [30]:

$$\begin{aligned} \delta = & 0.33281 - 22.984 \cos(J) - 0.3499 \cos(2 J) - 0.1398 \cos(3J) \\ & + 3.7872 \sin(J) + 0.03205 \sin(2 J) + 0.07187 \sin(3J) \end{aligned} \quad (2.2)$$

Avec :

$$J = 0.984N \quad (2.3)$$

#### 2.2.4.1.2. Angle horaire du soleil $\omega$

L'angle horaire du soleil est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui qui passe par la direction du soleil, il mesure la course du soleil dans le ciel [18], [31].

La relation directe entre TSV et l'angle horaire  $\omega$  du soleil est donnée par [32]:

$$\omega = 15(\text{TSV} - 12) \quad (2.4)$$

Avec :

- L'angle  $\omega$  vaut  $0^\circ$  à midi, en heure solaire vraie.
- TSV : temps solaire vrai (TSV) : est égale au temps légal corrigé par un décalage dû à l'écart entre la longitude du lieu et la longitude de référence [31].

$$\text{TSV} = \text{TL} - \text{DE} + \left( \frac{\text{ET} + 4\lambda}{60} \right) \quad (2.5)$$

- TL : temps légal. (Donné par une montre).
- ET : équation du temps.
- $\lambda$  : Longitude du lieu.
- DE : décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich. (Egale à 1 pour l'Algérie)[1].

Le temps solaire vrai (TSV) est lié au temps solaire moyen (TSM) par l'équation du temps ET [1].

$$\text{ET} = \text{TSV} - \text{TSM} \quad (2.6)$$

La variation de ET durant l'année est donnée par la formule suivante [2], [33].

$$\text{ET} = 0,258\cos(x) - 7,41 \sin(x) - 3,648\cos(2x) - 9,228\sin(2x) \quad (2.7)$$

Avec :

$$x = \frac{360(N - 1)}{365,25} \quad (2.8)$$

Où

$x$  : est l'angle qui est défini en fonction du jour  $N$ . Le décompte commence à partir du 1<sup>er</sup> Janvier où  $N=1$ .

- Le temps universel TU

C'est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich (GMT) [2].

$$\text{TSM} = \text{TU} + \frac{\lambda}{15} \quad (2.9)$$

Si  $DE=0$

On en déduit :

$$\omega = 15 \left( \text{TU} + \frac{\lambda}{15} + \text{ET} - 12 \right) \quad (2.10)$$

Où  $\omega$  et  $\lambda$  sont exprimés en degrés ( $\lambda$  positif pour les longitudes Est) TU et ET sont exprimés en heures et dixièmes [2].

#### 2.2.4.2. Coordonnées horizontales

Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et la verticale du lieu. Dans ce repère, les coordonnées sont la hauteur  $h$  et l'azimut  $\alpha_s$ .

##### 2.2.4.2.1. Hauteur angulaire du soleil $h$

C'est l'angle formé par le plan horizontal du lieu d'observation avec la direction du soleil [34]. Cette hauteur durant le jour peut varier de  $0^\circ$  (soleil à l'horizon) à  $90^\circ$  (soleil au zénith).

La hauteur angulaire du soleil  $h$  est alors donnée par la formule [30], [5]:

$$\sin h = \cos(\delta) \cos(\phi) \cos\omega + \sin(\phi) \sin(\delta) \quad (2.11)$$

Où

- $\phi$  : La Latitude du lieu.
- $\delta$  : La déclinaison du soleil.
- $\omega$  : L'angle horaire du soleil.

### 2.2.4.2.2. Azimut du soleil $\alpha_s$

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction du sud [31] [34].

$$\sin(\alpha_s) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (2.12)$$

Avec :

- $\alpha_s$  : Compté négativement vers l'est et positivement vers l'ouest [34].

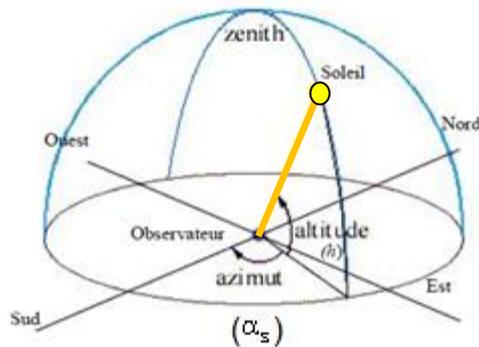


Figure 2.5 : Coordonnées horizontales

## 2.3. Le rayonnement solaire

### 2.3.1. Le Soleil

Le soleil est une sphère avec une matière extrêmement chaude et gazeuse avec un diamètre de  $1,39 \cdot 10^9$  m et est à distance moyenne de  $1,49 \cdot 10^{11}$  m de la terre [29].

### 2.3.2. Constante solaire

L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère sur une surface unité perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance Terre - Soleil égale à sa valeur moyenne, est appelée la constante solaire [35], [36].

La variation du flux solaire reçu hors atmosphère suit la relation suivante [36]:

$$I_c = I_0(1 + 0.033 \times \cos(0,948 \times N)) \quad (2.13)$$

Avec :

- $I_c$  : flux incident hors atmosphère.
- $I_0 = 1367 \text{ w/m}^2$  est la valeur de la constante solaire actuellement retenue [35].

### 2.3.3. Le rayonnement solaire direct

C'est la part du rayonnement qui traverse l'atmosphère sans rencontrer d'obstacles.

L'état du ciel est défini par deux coefficients, a et b qui symbolisent le trouble atmosphérique du lieu où se trouve le capteur solaire. (Tableau 2.1)

La transmissivité totale de l'atmosphère pour le flux solaire incident direct est donnée par [36]:

$$\tau_{\text{dir}} = a \times \exp\left(\frac{-p \times b}{1000 \times \sinh}\right) \quad (2.14)$$

Avec :

- a et b : coefficients traduisant les troubles atmosphériques.
- p : pression atmosphérique du lieu

Tableau 2.1 : valeurs des coefficients de trouble atmosphérique [36]

	Ciel pur	Conditions normales	Zone industrielle
a	0,87	0,88	0,91
b	0,17	0,26	0,43

Le tableau 2.2 donne la variation de la pression atmosphérique avec l'altitude

Tableau 2.2 : variation de la pression atmosphérique avec l'Altitude [36]

Altitude(m)	0	500	1000	1500	2000	5000
p (mbar)	1000	950	900	850	800	500

Le rayonnement direct reçu sur un plan horizontal est donné par [35]:

$$I_{dh} = I_c \times \tau_{dir} \quad (2.15)$$

L'éclairement énergétique direct reçu sur un plan incliné est donné par :

$$I_d = I_{dh} \times \frac{\cos \omega_i}{\sin h} \quad (2.16)$$

Avec :

$I_{dh}$  : Éclairement énergétique direct reçu sur un plan horizontal.

$\omega_i$ : Angle d'incidence des rayons solaires.

$h$  : Hauteur du soleil.

#### 2.3.4. Le rayonnement solaire diffus

Le rayonnement diffus résulte de la diffraction de la lumière par les molécules atmosphériques, des multi réflexions par les particules en suspension et de sa réfraction par le sol, il parvient de toute la voute céleste [35].

La relation entre le coefficient de transmission du flux direct et diffus est [35]:

$$\tau_{dif} = 0.271 - 0.2939 \times \tau_{dir} \quad (2.17)$$

Le flux diffus reçu sur un plan horizontal est défini par [35]:

$$I_{Dh} = I_c \times \sin^2(h) \times \tau_{dif} \quad (2.18)$$

#### 2.4. Conclusion

Dans ce chapitre on à résumé les paramètres qui localisent la position du soleil dans le ciel au cours d'une journée ou une année et on a défini l'expression du rayonnement solaire direct.

Dans le chapitre suivant on va présenter un modèle d'optimisation des coordonnées des centres d'héliostats dans le champ solaire et le calcul de la densité du flux au niveau du récepteur d'une centrale solaire à tour.

## CHAPITRE 3

### MODELISATION MATHEMATIQUE

#### 3.1 Introduction

Dans une centrale solaire à tour, le récepteur est l'un des principaux composants du système de capteurs et dont la distribution du flux de chaleur sur sa surface doit être considérée en premier [38].

Dans ce chapitre on développe un modèle mathématique simplifié qui permet l'évaluation rapide de l'efficacité de l'héliostat et les valeurs de radiation solaire sur chaque point du récepteur.

Étant donné la hauteur de la tour où se trouve le dispositif optique pour la réception du flux solaire, les dimensions du récepteur et le modèle d'héliostat, on définit les coordonnées des héliostats à partir de deux paramètres de base qui sont [5] :

- Un arrangement radial décalé avec un incrément radial entre les anneaux (les lignes) consécutifs des héliostats qui vérifie un facteur fixé de blocage
- Une distance de sécurité supplémentaire entre les héliostats.

A partir des coordonnées du centre de chaque héliostat une méthode mathématique et physique de lancement d'un seul rayon solaire et de réflexion est proposée. En traçant chaque rayon solaire, la distribution de la densité de flux sur le récepteur est obtenue [38].

Et enfin on choisit les points de conception pour la création et l'étude du champ d'héliostats et on illustre les paramètres des données de bases des deux exemples qui seront des données d'entrées à notre programme en langage Matlab qui calcule la distribution des héliostats et leurs efficacité sur le champ solaire ainsi les valeurs de radiation solaire sur chaque point d'un récepteur vertical.

### 3.2 La conception préliminaire d'un champ d'héliostats

En respectant les conditions d'arrangement et de distance précitées, La procédure se résume par les étapes suivantes :

1. Un héliostat dans la vue de dessus est représenté par un cercle [39], dont le diamètre doit être égal à la diagonale de l'héliostat assumant une distance de sécurité [5].
2. Pour la première ligne (ou premier anneau), le rayon est généralement donné en termes de hauteur du centre de récepteur [39], [6].
3. L'angle d'incrément azimutal entre les héliostats dans chaque groupe est constant [6], [5].
4. Les héliostats adjacents dans le même anneau deviennent de plus en plus séparés pendant que nous nous éloignons vers l'extérieur de la tour, jusqu'à ce qu'il soit possible de mettre un héliostat entre elles. Puis, il devrait être nécessaire de commencer un nouveau groupe avec une première rangée, et un nouveau rayon, dans lequel les cercles adjacents des héliostats seraient tangents à nouveau [5] (figures 3.3, 3.4 et 3.5).
5. Les héliostats qui ont le même angle d'incrément azimutal peuvent être classés dans le même groupe [5].
6. Étant donné la première ligne et l'incrément d'azimut pour une zone, on tire l'incrément radial  $\Delta R$  dans les lignes successives avec la condition que le facteur fixe simplifié de blocage soit vérifié [5].

#### 3.2.1 Formulation mathématique

Les étapes décrites dans la section précédente peut être formulées mathématiquement à partir des considérations purement géométriques, rendant ainsi la procédure d'exécution adaptable pour l'ordinateur [39].

Pour faciliter cette tâche, les définitions suivantes sont introduites [39], [5] (Figure 3.1) :

- a) La diagonale de l'héliostat DH est considérée, comme :

$$DH = \sqrt{1 + wr^2} \cdot LH \quad (3.1)$$

Avec :

- LH : Hauteur de l'héliostat.
  - $w_r$  : C'est le rapport largeur-hauteur de l'héliostat.
- b) La diagonale d'un héliostat, assumant une distance de sécurité

$$DH_s = (\sqrt{1 + w_r^2} + ds). LH \quad (3.2)$$

Avec :

- $ds.LH$  : une distance de sécurité supplémentaire entre héliostats adjacentes dans la même rangée

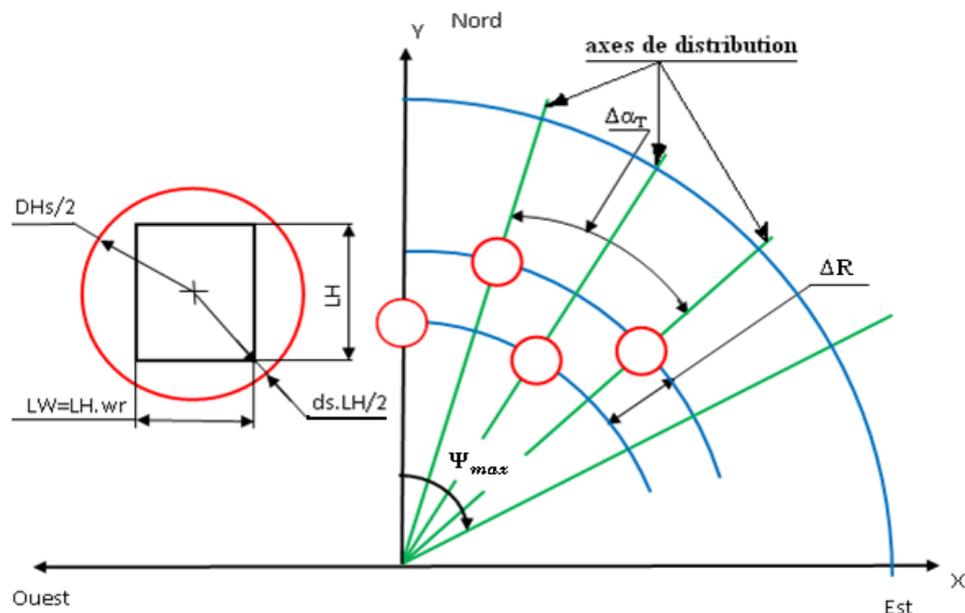


Figure 3.1 : Définitions fondamentales dans le champ d'héliostats [39].

Avec :

- $\Delta\alpha_T$  : Angle d'incrément d'azimut
- $\Delta R$  : Espacement radial.
- $\Psi_{max}$  : Angle de la direction angulaire maximale.

### 3.2.1.1 Espacement azimutal :

L'espacement azimutal dans le premier anneau de chaque groupe est l'espacement minimum possible, qui est approximativement égal à la diagonale d'un héliostat assumant une distance de sécurité ( $DH_s$ ) [39], comme indiqué en figure 3. 2.

- DHs : Espacement azimutal minimum.
- $\Delta R_{\min}$  : Espacement radial minimum.

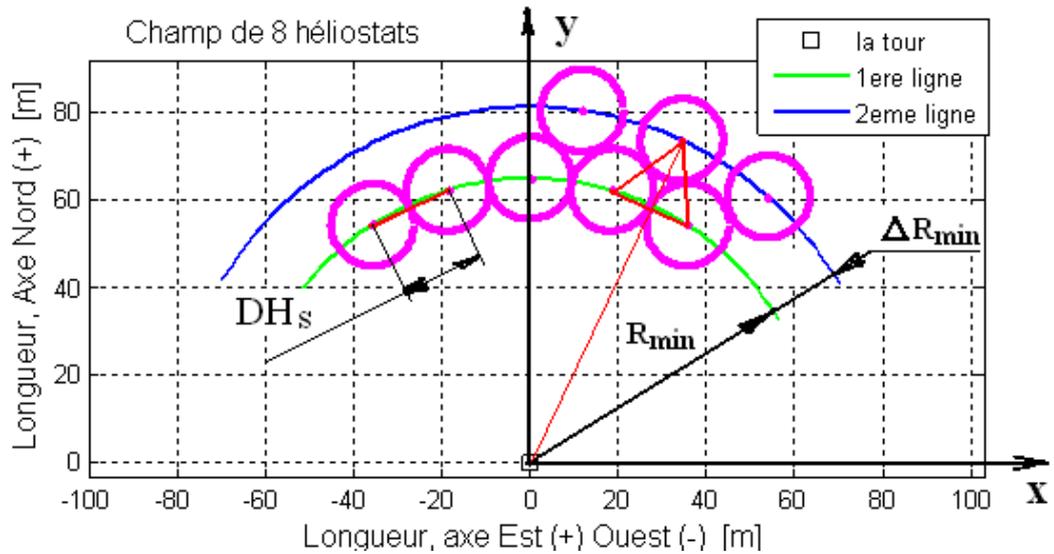


Figure 3.2 : Espacements minimums radial et azimutal

L'incrément de l'angle d'azimut est donné par [5] :

$$\Delta\alpha_T = 2 \cdot \tan^{-1}[(DH_s/2)/R_{zone}] \quad (3.3)$$

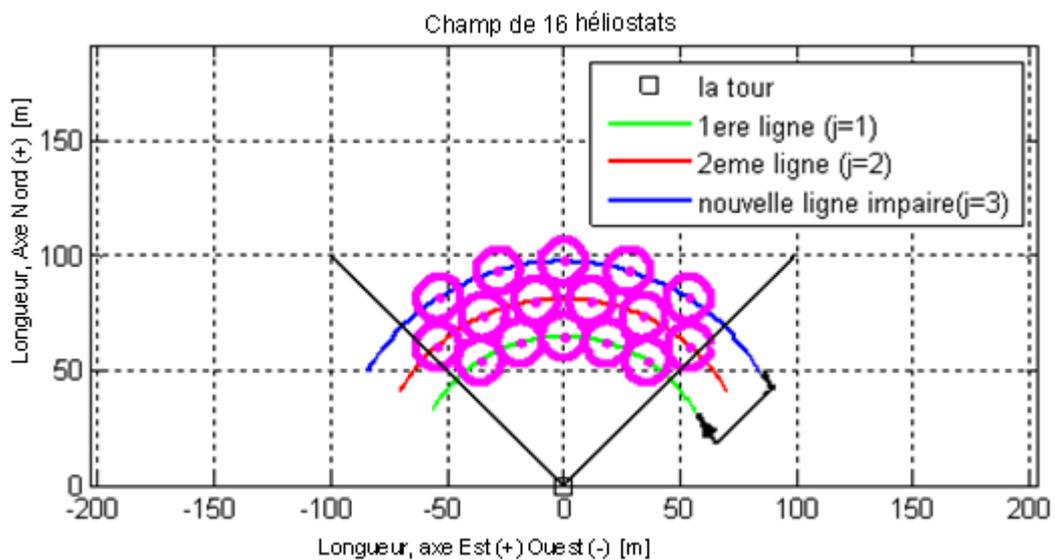


Figure 3.3 : Ajout d'une nouvelle ligne dans le même groupe

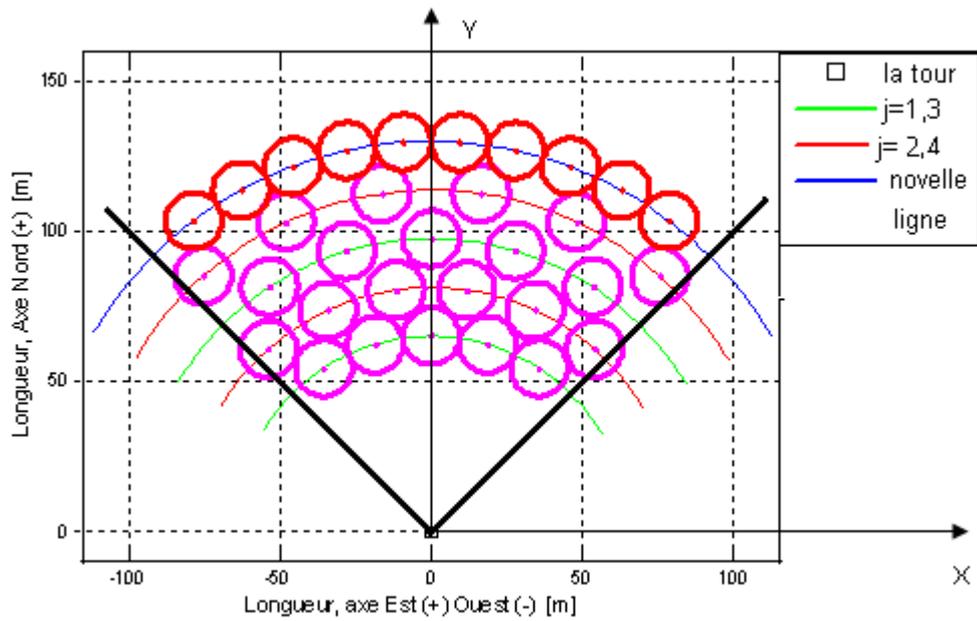


Figure 3.4 : Ajout nouvelle ligne dans un nouveau groupe.

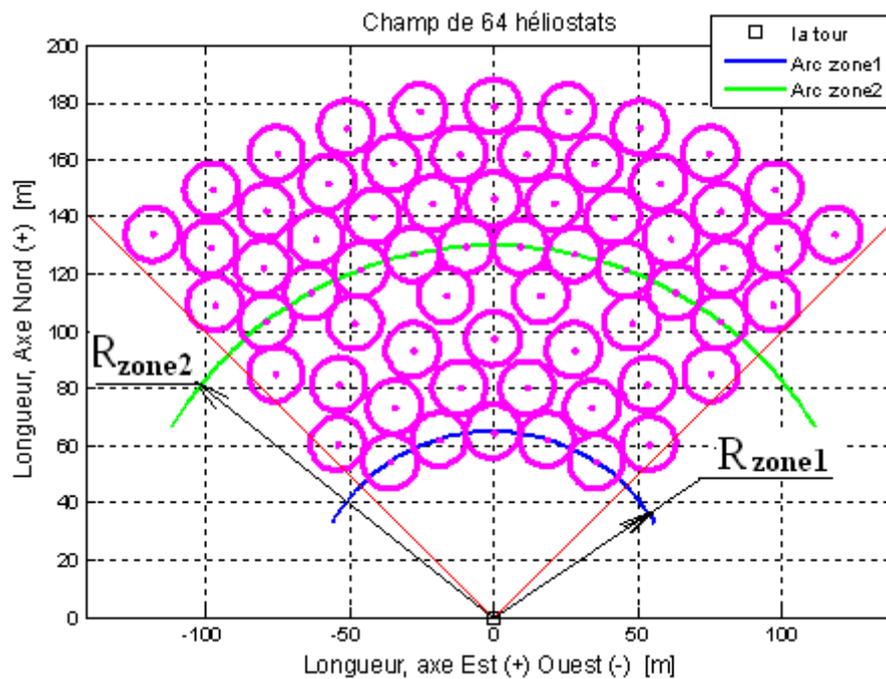


Figure 3.5 : Ajout d'une nouvelle zone.

### 3.2.1.2. Espacement radial

#### 3.2.1.2.1. Rayon de l'anneau (ligne) [39]

Le rayon de chaque anneau dans le champ est déterminé par la nature de l'anneau. Pour le premier anneau, le rayon est généralement donné en termes de

hauteur du centre du récepteur (point objectif). **M. Pylkkanen** [39] a recommandé la relation suivante:

$$R_{\min} = H_t \quad (3.4)$$

Avec :

$H_t$  : la hauteur optique de la tour

Alors que la valeur de  $R_{\min}$  recommandée par **M. Falcone** [39] est la suivante

$$R_{\min} \cong 0.75H_t \quad (3.5)$$

**M. Collado** [6] choisit dans ses modélisations une distance entre 40 et 50% de la hauteur de la tour afin d'améliorer l'efficacité du champ en mettant plus d'héliostats proches de la tour ; soit :

$$R_{\min} = [0.40, \dots, 0.50]H_t \quad (3.6)$$

Pour la suite, la relation de **M. Collado** [5] sera utilisée pour définir la valeur de  $R_{\min}$ , soit :

$$R_{\min} = 0.5H_t \quad (3.7)$$

#### 3.2.1.2.2. Incrément du rayon entre les anneaux (les lignes) consécutifs.

Comme approximation de l'incrément minimal du rayon entre les lignes consécutives [5] (Figure 3.2). On prendra :

$$\Delta R_{\min} \approx DH_s \cdot \cos 30 \quad (3.8)$$

L'incrément du rayon entre les rangées consécutives d'héliostats qui vérifie un facteur de blocage [5], [40] est donné par :

$$\Delta R = \left[ \left( \frac{\cos \omega_i}{\cos \varepsilon_t} \right) \times \left( 1 - \frac{(1 - f_b) \cdot wr}{2 \cdot wr - (\sqrt{1 + wr^2 + ds})} \right) \right] \cdot LH \quad (3.9)$$

Avec :

$\omega_i$  : L'angle d'incidence du rayonnement solaire incident.

$\varepsilon_t$  : L'angle zénithal du rayon central du rayonnement réfléchi.

$f_b$  : Facteur de blocage.

Pour l'équation (3.9) nous avons besoin de la position du centre de l'héliostat défini par  $R_{zone}$ ,  $\Delta R$  et  $\theta_i$  (voir paragraphe 3.2.2.1.3), pour le calcul de  $\cos\omega_i$  et  $\cos\varepsilon_t$  qui à leurs tour sont nécessaires pour calculer le  $\Delta R$  local correspondant. Ainsi, un processus itératif est prévu, qui est alimenté avec  $\Delta R_{min}$  comme première approximation (Equation. 3.8).

La valeur d'incrément du rayon minimum pour chaque héliostat, sera la valeur maximale obtenue à partir des deux équations (3.8) et (3.9) [5].

### 3.2.1.3 le nombre d'héliostats par ligne (rangée)

#### 3.2.1.3.1 Pour un champ circulaire

Le nombre d'héliostats est égal à  $2\pi$  que divise l'angle d'incrément azimutal  $\Delta\alpha_T$  ; soit :

$$N_h = \frac{2 \cdot \pi}{\Delta\alpha_T} \quad (3.10)$$

#### 3.2.1.3.2 Pour une disposition des héliostats au nord de la tour

- Pour les lignes impaires (c'est à dire  $j=1, 3,5,\dots$ ) on aura :

$$N_h = \frac{2 \times \Psi_{max}}{\Delta\alpha_T} \quad (3.11)$$

- Pour les lignes paires (c'est à dire  $j=2, 4,6,\dots$ ) on aura :

$$N_h = \frac{2 \times \Psi_{max}}{\Delta\alpha_T} + 1 \quad (3.12)$$

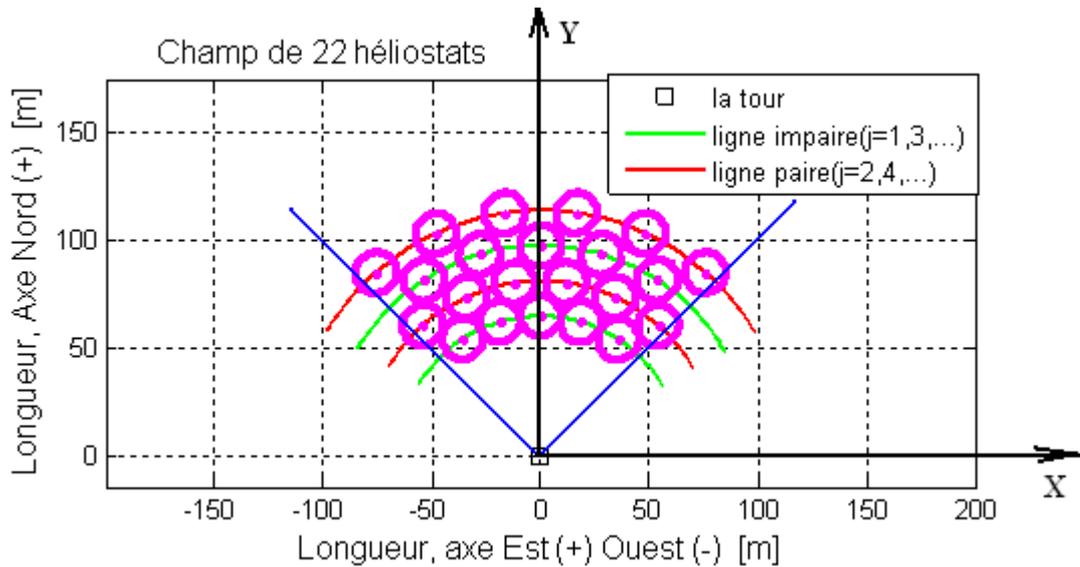


Figure 3.6 : Positionnement des héliostats pour une disposition au nord de la tour

#### 3.2.1.4 Localisation d'un héliostat

La position de l'héliostat dans le champ est définie par les coordonnées de son centre, qui sont connues une fois la direction angulaire de l'héliostat et le rayon de l'anneau auquel il appartient sont fixés [39]. Par conséquent :

$$X_i = R_i \cdot \cos(\theta_i) \quad (3.13)$$

$$Y_i = R_i \cdot \sin(\theta_i) \quad (3.14)$$

Avec :

$X_i$  : Abscisse du centre de l'héliostat « i ».

$Y_i$  : Ordonnée du centre de l'héliostat « i ».

$R_i$  : Rayon du centre de l'héliostat « i » par rapport à l'origine du repère (O, X, Y)

$\theta_i$  : L'angle entre l'axe X et l'axe de distribution contenant l'héliostat « i » dans le sens trigonométrique.

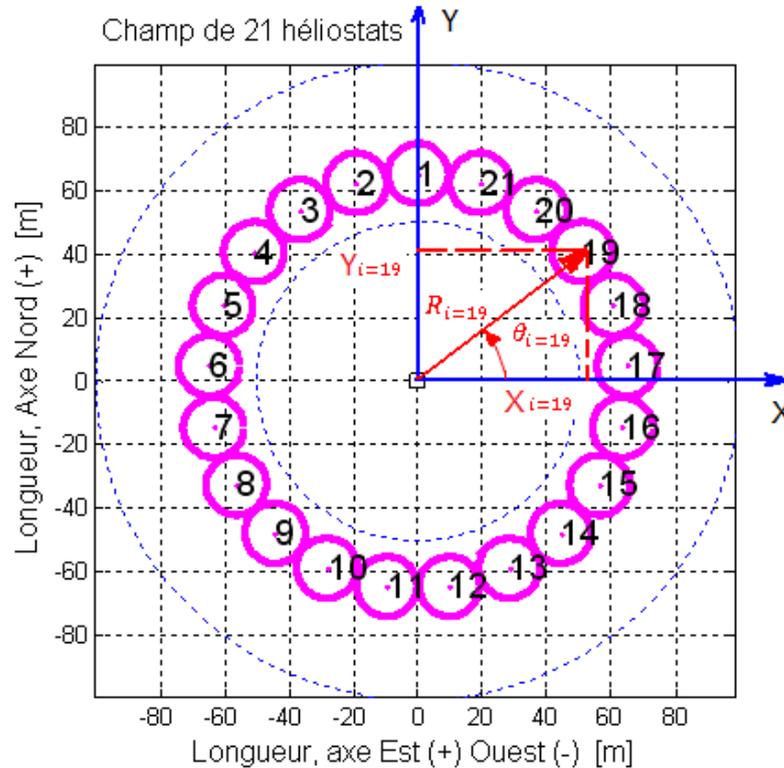


Figure 3.7 Localisation d'un héliostat dans un champ circulaire.

### 3.3 Efficacité

L'efficacité locale optique de chaque héliostat est donnée par [5], [40] :

$$\eta_f = \cos\omega_i \cdot f_b \cdot f_{sp} \cdot f_{at} \quad (3.15)$$

Avec :

$\omega_i$  : L'angle d'incidence du rayonnement solaire.

$f_b$  : Facteur de blocage.

$f_{sp}$  : Facteur de spillage ou de débordement.

$f_{at}$  : Facteur d'atténuation atmosphérique.

Il faut préciser que nous n'avons pas tenu compte de l'effet d'ombre, et la réflectivité des miroirs et le facteur de spillage sont supposés égaux à 1 [5].

- L'efficacité optique moyenne du champ d'héliostats est donnée par [41]:

$$\eta_{f_{\text{champ solaire}}} = \frac{\sum_{i=1}^{\text{héliostats}} \eta_{f_i}}{\text{nombre d'héliostats}} \quad (3.16)$$

On définit chacun des facteurs qui définissent l'efficacité optique d'un héliostat comme suit :

### 3.3.1 Facteur de blocage [27]

Pour les systèmes avec récepteur central, deux processus d'interaction qui permettent de réduire la quantité d'énergie qui peut atteindre le récepteur à partir des héliostats : les ombres et le blocage entre les héliostats adjacents.

Les ombres apparaissent pour les petits angles solaires quand un héliostat projette son ombre sur un autre héliostat situé à proximité. Par conséquent, ce n'est pas tout le flux solaire incident qui est capable d'atteindre le réflecteur.

Le blocage se produit quand un héliostat, en face d'un autre bloc d'héliostats, bloque le flux réfléchi sur son chemin vers le récepteur.

On peut remarquer dans un champ d'héliostats l'observation de la lumière réfléchie en arrière des héliostats. Ces deux processus sont représentés en figure 3.8.

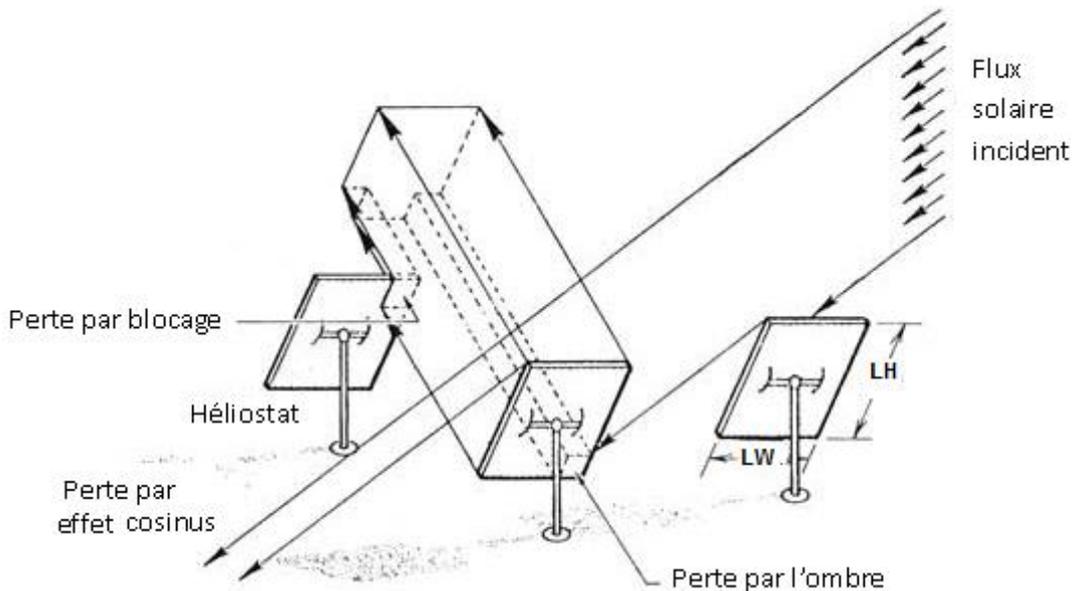


Figure 3.8 : Pertes de flux solaire dues à un blocage et à l'ombrage [27].

### 3.3.2. Facteur de déversement ou de débordement

Les pertes d'énergie par débordement sont toutes ces énergies dirigées vers le récepteur et qui n'atteignent pas la zone d'absorption du récepteur. Il s'agit d'un paramètre de conception du champ d'héliostats et du récepteur [27].

La précision de la surface de l'héliostat, la diffusion du faisceau de lumière, la déviation de l'héliostat ou l'inexactitude du système de poursuite solaire, ont un effet significatif sur la distribution des flux sur le récepteur et, par conséquent les pertes d'énergie par «déversement» ou débordement [27].

Dans notre étude on suppose que le facteur de déversement est constant et égale à 1 ( $f_{sp} = 1$ ).

### 3.3.3 Facteur d'atténuation atmosphérique

Beaucoup de facteurs importants dans la génération d'une distribution de champ d'héliostats, suggèrent que le champ doit être étendu au nord par l'utilisation d'une tour solaire de grande hauteur. La limitation la plus sérieuse pour le placement à distance de l'héliostat dans un domaine est l'atténuation du faisceau réfléchi sur le trajet de l'héliostat vers le récepteur [27].

Pour une journée claire, et une visibilité de 23 km, le facteur atténuant est estimé par [27], [42] :

$$f_{at} = 0,99326 - 0,1046 \cdot d + 0,0017 \cdot d^2 - 0,002845 \cdot d^3 \quad (3.17)$$

Pour une journée de brouillard avec une visibilité de 5 km, l'expression de facteur d'atténuation devient [27] [42] :

$$f_{at} = 0,98707 - 0,2748 \cdot d + 0,03394 \cdot d^2 \quad (3.18)$$

Avec :

d : La distance entre le centre de l'héliostat et le centre du récepteur exprimé en kilomètres.

## 3.4 Flux sur le récepteur

Dans une centrale solaire à tour, le récepteur est l'un des principaux composants efficace de concentration du système. Dans la conception du récepteur la distribution du flux de chaleur dans le récepteur doit être considérée en premier [38].

Dans cette étude une méthode mathématique et physique de lancement d'un seul rayon solaire et de réflexion est proposée. En traçant chaque rayon solaire, la

distribution de la densité de flux sur un récepteur vertical est obtenue [38]. Sa computation est développée à l'aide d'un programme écrit en langage Matlab pour une disposition des héliostats au nord de la tour dont la conception du champ et la distribution des héliostats ont été présentées précédemment.

#### 3.4.1. Réflexion en un point fixe

Dans les systèmes de concentration avec récepteur central, les rayons du soleil incidents sur le champ de miroirs mobiles se reflètent sur un seul point fixe dans l'espace, situé sur la surface du récepteur (Figure 3.9).

L'emplacement du centre de la surface réfléchissante ou de l'héliostat P, peut être défini avec les valeurs  $X_i$ ,  $Y_i$  et  $Z_i$  dans le système de coordonnées général. Les coordonnées du centre de l'héliostat sont :

$$\begin{cases} X_i = X_p \\ Y_i = Y_p \\ Z_i = Z_p \end{cases} \quad (3.19)$$

Les Coordonnées de la cible considérée comme un point fixe (centre du récepteur) situé à une hauteur  $H_0$  exprimées dans le système général sont données par :

$$\begin{cases} X_r = X_A \\ Y_r = Y_A \\ Z_r = H_0 \end{cases} \quad (3.20)$$

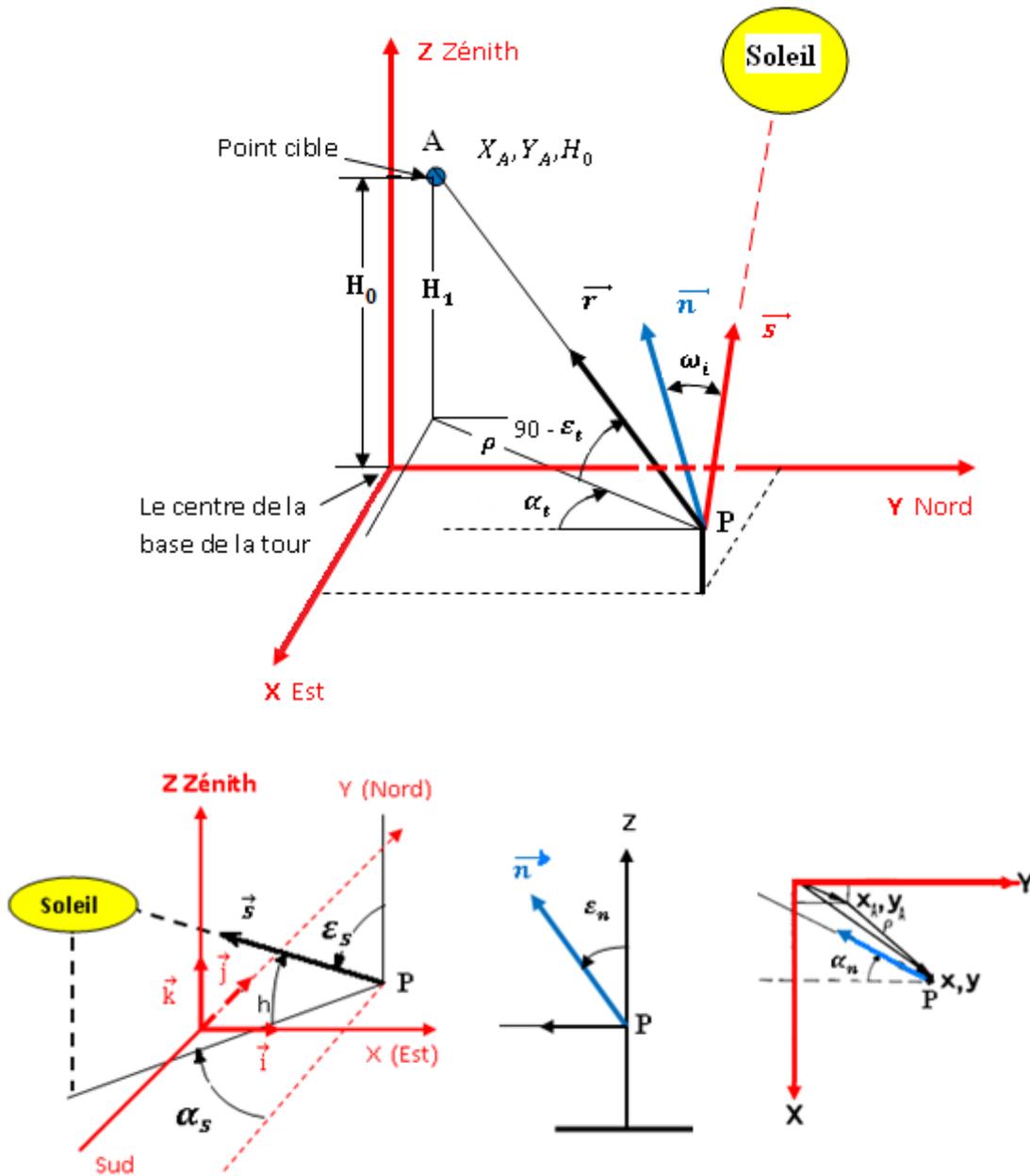


Figure 3.9: Coordonnées qui définissent la réflexion du soleil par un héliostat sur un seul point fixe [43].

On doit définir les trois vecteurs unitaires :

1- Le vecteur unitaire du rayon solaire central,  $\vec{s}$  pointant vers le Soleil est défini comme :

$$\vec{s} = s_x \vec{i} + s_y \vec{j} + s_z \vec{k} \quad (3.21)$$

Où  $\vec{i}$ ,  $\vec{j}$  et  $\vec{k}$  sont des vecteurs unitaires dans les directions des axes X, Y et Z, respectivement.

Les projections de  $\vec{s}$  relatives aux axes X, Y et Z sont  $s_X$ ,  $s_Y$  et  $s_Z$ . Elles peuvent être exprimées en fonction de l'angle zénithal solaire et de l'angle d'azimut solaire [43] par :

$$s_X = -\sin(\varepsilon_s) \cdot \sin(\alpha_s) \quad (3.22)$$

$$s_Y = -\sin(\varepsilon_s) \cdot \cos(\alpha_s) \quad (3.23)$$

$$s_Z = \cos(\varepsilon_s) \quad (3.24)$$

Où  $\varepsilon_s$  et  $\alpha_s$  sont les angles zénithal solaire et d'azimut solaire, respectivement.

2- Le vecteur unitaire  $\vec{s}$  peut être défini en fonction de trois angles à savoir la latitude  $\phi$ , l'angle horaire du soleil  $\omega$  et la déclinaison du soleil  $\delta$

(Voir chapitre 2.2.4).

Le vecteur unitaire  $\vec{r}$ , pointant de la surface de l'héliostat au point objectif fixe A, situé sur le récepteur du flux solaire est défini comme suit:

$$\vec{r} = \frac{(X_r - X_p) \cdot \vec{i} + (Y_r - Y_p) \cdot \vec{j} + (Z_r - Z_p) \cdot \vec{k}}{\sqrt{(X_r - X_p)^2 + (Y_r - Y_p)^2 + (Z_r - Z_p)^2}} \quad (3.25)$$

Où  $\vec{i}$ ,  $\vec{j}$  et  $\vec{k}$  sont les vecteurs unitaires dans les directions des axes de coordonnées X, Y et Z respectivement.

D'où :

$$\vec{r} = r_X \cdot \vec{i} + r_Y \cdot \vec{j} + r_Z \cdot \vec{k} \quad (3.26)$$

Les projections de  $\vec{r}$  relatives aux axes X, Y et Z sont  $r_X$ ,  $r_Y$  et  $r_Z$ .

Elles peuvent être exprimées en fonction de l'angle zénithal et de l'angle d'azimut [43] par :

$$\vec{r} = (-\sin(\varepsilon_t) \cdot \sin(\alpha_t), -\sin(\varepsilon_t) \cdot \cos(\alpha_t), \cos(\varepsilon_t)) \quad (3.27)$$

Avec :

$\vec{r}$  : Vecteur unitaire du rayon central réfléchi au centre de la surface réfléchissante

$\varepsilon_t$  : Angle zénithal du vecteur unitaire du rayon central du rayonnement réfléchi.

$\alpha_t$  : Angle d'azimut du vecteur unitaire du rayon central du rayonnement réfléchi.

3- Le troisième vecteur d'intérêt  $\vec{n}$ , vecteur unitaire normal à la surface du miroir d'un héliostat, est défini comme suit [44]:

$$\vec{n} = n_x \cdot \vec{i} + n_y \cdot \vec{j} + n_z \cdot \vec{k} \quad (3.28)$$

A partir des lois de la réflexion nous avons [44] :

$$\vec{r} \cdot \vec{n} = \vec{n} \cdot \vec{s} \quad (3.29)$$

Les équations des composantes du vecteur unitaire  $\vec{n}$  sont comme suit [44]:

$$n_x = \frac{\frac{|s_z + r_z|(s_x + r_x)}{s_z + r_z}}{\left[ (s_x + r_x)^2 + (s_y + r_y)^2 + (s_z + r_z)^2 \right]^{\frac{1}{2}}} \quad (3.30)$$

$$n_y = \frac{\frac{|s_z + r_z|(s_y + r_y)}{s_z + r_z}}{\left[ (s_x + r_x)^2 + (s_y + r_y)^2 + (s_z + r_z)^2 \right]^{\frac{1}{2}}} \quad (3.31)$$

$$n_z = \frac{|s_z + r_z|}{\left[ (s_x + r_x)^2 + (s_y + r_y)^2 + (s_z + r_z)^2 \right]^{\frac{1}{2}}} \quad (3.32)$$

Les composantes du vecteur unitaire  $\vec{w}$  dans le système lié à la tour peuvent être écrites en termes d'angle zénithal et d'angle d'azimut [43] comme suit :

$$\vec{w} = \vec{n} = (-\sin(\varepsilon_n) \cdot \sin(\alpha_n), -\sin(\varepsilon_n) \cdot \cos(\alpha_n), \cos(\varepsilon_n)) \quad (3.33)$$

Avec :

$\vec{n}$  : Vecteur unitaire normal au centre de la surface réfléchissante.

$\epsilon_n$  : L'angle zénithal du vecteur unitaire normal à la surface réfléchissante.

$\alpha_n$  : L'angle d'azimut du vecteur unitaire normal à la surface réfléchissante.

Comme les lois de la réflexion spéculaire exigent que l'angle d'incidence soit égal à l'angle de réflexion, nous pouvons écrire une expression de l'angle d'incidence qui doit intégrer les coordonnées appropriées de la position de la tour et l'héliostat [37] ; soit :

$$\begin{aligned} \cos 2\omega_i &= \vec{s} \cdot \vec{r} \\ &= \frac{-(X_r - X_p) \cdot \sin(\epsilon_s) \cdot \sin(\alpha_s) - (Y_r - Y_p) \cdot \sin(\epsilon_s) \cdot \cos(\alpha_s) + (Z_r - Z_p) \cdot \cos^2(\epsilon_s)}{\sqrt{(X_r - X_p)^2 + (Y_r - Y_p)^2 + (Z_r - Z_p)^2}} \end{aligned} \quad (3.34)$$

De l'équation (3.34) on tire l'angle d'incidence  $\omega_i$ :

$$\omega_i = \frac{1}{2} \arccos \left( \frac{-(X_r - X_p) \cdot \sin(\epsilon_s) \cdot \sin(\alpha_s) - (Y_r - Y_p) \cdot \sin(\epsilon_s) \cdot \cos(\alpha_s) + (Z_r - Z_p) \cdot \cos^2(\epsilon_s)}{\sqrt{(X_r - X_p)^2 + (Y_r - Y_p)^2 + (Z_r - Z_p)^2}} \right) \quad (3.35)$$

### 3.4.2. Fonction densité de flux sur le plan récepteur

Dans notre étude on suppose que la surface du miroir de l'héliostat est plane et continue, la forme effective solaire suit une distribution gaussienne circulaire, et la fonction de la concentration est constante dans le récepteur ou sur le plan de réflexion. Le système de coordonnées utilisé est représenté dans la figure 3.9.

Avec ces hypothèses, nous obtenons une convolution exacte. Le résultat, est une fonction de densité du flux solaire pour l'analyse, relativement simple et très souple. L'expression mathématique de la densité de flux envoyé par un héliostat individuel sur le plan de récepteur, est donnée comme suit [7]:

$$\text{Flux}_{UZ}(x_r, y_r) = C_r \cdot I_d \cdot \rho \cdot f_{at} \cdot (AM/AH) \cdot H(\xi_r, -a_{1r}, a_{1r}) \cdot H(\eta_r, -a_{2r}, a_{2r}) \quad (3.36)$$

Avec :

$(x_r, y_r)$  : Coordonnées du plan récepteur vertical avec l'origine en son centre (Figure 3.11).

$I_d$  : Irradiation solaire directe en  $kw/m^2$  à l'instant de l'essai.

$f_{at}$  : Facteur d'atténuation due à la turbidité de l'atmosphère.

$\rho$  : Réflectivité effective du miroir.

AM : Surface totale des miroirs de l'héliostat testé.

AH : Surface de l'héliostat.

$C_r$  : Fonction de la concentration due à la Loi de réflexion sur le plan du récepteur [7] donnée par :

$$C_r = \cos\omega_i \cdot \text{cosrec}/J_a \quad (3.37)$$

Où :

cosrec : Cosinus de l'angle d'incidence du rayon réfléchi central de l'héliostat sur la surface du récepteur (Le plan vertical) [43].

$$\text{cosrec} = \sin(\varepsilon_t) \cdot \cos(\alpha_t) \cdot \cos(\gamma) + \cos(\varepsilon_t) \sin(\gamma) \quad (3.38)$$

Avec :

$\gamma$  : Angle d'inclinaison du plan de l'ouverture à la verticale.

$J_a$  : Jacobien de la transformation conforme du plan héliostat au plan image due à la loi de réflexion, c'est-à-dire [43] :

$$J_a = (1 - \cos\omega_i)^2 \quad (3.39)$$

Les variables  $\xi_r$  et  $\eta_r$  dans l'équation (3.36) correspondent aux coordonnées  $x_r$  et  $y_r$ , respectivement, sur le plan du récepteur, en deux rotations ( une première rotation de  $\theta$  radians par la transformation conforme équivalente à la projection du périmètre d'héliostat sur le plan image et une deuxième rotation de  $\tau$  radians de la

projection sur le plan du récepteur) (Voir figure 3.11); et finalement divisée par l'écart-type de l'erreur effective gaussienne sur le plan récepteur  $\sigma_r$  [43] .

On a [43] :

$$\begin{cases} \xi_r = \frac{x'_r}{\sqrt{2} \sigma_r} \\ \eta_r = \frac{y'_r}{\sqrt{2} \sigma_r} \end{cases} \quad (3.40)$$

La déviation effective, est le résultat de la convolution de trois fonctions d'erreur de Gauss considérées qui sont :

- $\sigma_{\text{sun}}$  : erreur de la forme du soleil.
- $\sigma_{\text{s-uz}}$  : erreur de la pente de surface du miroir.
- $\sigma_t$  : erreur de poursuite .

Alors  $\sigma_r$  est [7] donné par :

$$\sigma_r = \sqrt{D^2(\sigma_{\text{sun}}^2 + 2(1 + \cos\omega_i^2)\sigma_{\text{s-uz}}^2 + \sigma_t^2)}/\sqrt{\cos\text{rec}} \quad (3.41)$$

Où :

- D : désigne la distance entre le centre de la surface de l'héliostat et le centre du plan de récepteur.
- $a_{1r}$  et  $a_{2r}$  de l'équation (3.36) sont donnés par [43] :

$$\begin{cases} a_{1r} = \frac{LW_2}{2\sqrt{2} \sigma_r} \\ a_{2r} = \frac{LH_2}{2\sqrt{2} \sigma_r} \end{cases} \quad (3.42)$$

$a_{1r}$  et  $a_{2r}$  : dimensions de l'héliostat transformées sur le plan récepteur et corrigées par l'erreur effective gaussienne sur le plan récepteur

Avec :

$$\begin{cases} LW_2 = \left( \frac{Ja}{\cos \text{rec}} \right)^{\frac{1}{2}} LW \\ LH_2 = \left( \frac{Ja}{\cos \text{rec}} \right)^{\frac{1}{2}} LH \end{cases} \quad (3.43)$$

LW et LH représentent, respectivement la largeur et la hauteur de l'héliostat (Figure 3.11).

La fonction H de l'équation (3.36) est une combinaison de la fonction d'erreur standard erf (x) [43] :

$$H(x, a, c) = 0.5. [\text{erf}(x - a) - \text{erf}(x - c)] \quad (3.44)$$

Ce qui donne dans ce cas [43] :

$$H(\xi_r, -a_{1r}, a_{1r}) = 0.5. [\text{erf}(\xi_r + a_{1r}) - \text{erf}(\xi_r - a_{1r})] \quad (3.45)$$

et

$$H(\eta_r, -a_{2r}, a_{2r}) = 0.5. [\text{erf}(\eta_r + a_{1r}) - \text{erf}(\eta_r - a_{1r})] \quad (3.46)$$

Par substitution des équations (3.45) et (3.46) dans l'équation (3.36) la fonction de la densité du flux sur le plan récepteur s'écrit [43] :

$$\begin{aligned} F(x_r, y_r) = F(x'_r, y'_r) = F_r(\xi_r, \eta_r) = C_r \cdot I_d \cdot \rho \cdot f_{\text{at}} \cdot (AM/AH) \times \\ \{ \text{erf}(\xi_r + a_{1r}) - \text{erf}(\xi_r - a_{1r}) \} \times \\ \{ \text{erf}(\eta_r + a_{2r}) - \text{erf}(\eta_r - a_{2r}) \} \end{aligned} \quad (3.47)$$

### 3.4.3 Méthode de calcul

Pour trouver les variables  $\xi_r$  et  $\eta_r$  de l'équation (3.47) on propose la méthode suivante :

#### 3.4.3.1 Subdivision de la surface de l'héliostat

Le repère de l'héliostat utilisé est un système de coordonnées cartésiennes (u,v,w). Son origine est le centre géométrique de la surface réfléchissante de l'héliostat, avec  $\vec{u}$ ,  $\vec{v}$  et  $\vec{w}$  les vecteurs unitaires respectifs.

Les vecteurs  $\vec{u}$  et  $\vec{v}$  appartenant à la surface de l'héliostat et le vecteur  $\vec{w}$  est égal au vecteur unitaire  $\vec{n}$  normal à la surface de l'héliostat ( $\vec{w} = \vec{n}$ ).  
On subdivise l'héliostat selon le maillage ci dessous en figure 3.10.

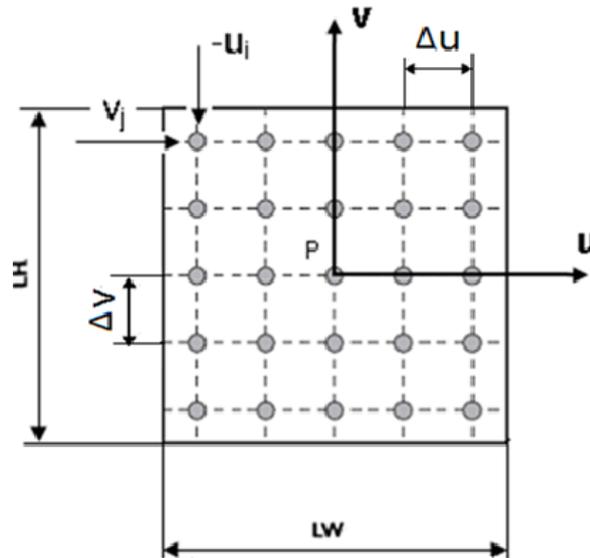


Figure 3.10: Subdivisions de la surface de l'héliostat

Tels que :

$$-LW/2 \leq u \leq LW/2 \quad \text{et} \quad -LH/2 \leq v \leq LH/2$$

On à :

$$\begin{cases} u_{i+1} = u_i + \Delta u & \text{avec } i = 0,1,2,3 \dots \\ v_{j+1} = v_j + \Delta v & \text{avec } j = 0,1,2,3 \dots \end{cases} \quad (3.48)$$

Pour les besoins de simplification de notre étude et de la réduction de la dimension du problème, nous supposons :

- Que la surface de l'héliostat est continue, et que la réflexion est parfaitement spéculaire.
- Que l'héliostat est plan, ce qui entraine que la normale spéculaire est constante en tout point  $(u,v)$  tiré sur la surface.
- Que la distance entre un point tiré de la surface de l'héliostat et le centre du récepteur est identique à la distance entre le point  $P$  centre de l'héliostat et le point  $A$ , centre du récepteur.

- Que la position relative du soleil à tout moment est caractérisée par la direction du rayon principal, en provenance du centre du disque solaire.

### 3.4.3.2 La matrice unitaire de changement de coordonnées P [43].

On définit le plan image comme le plan qui passe par le point A (centre du récepteur) et perpendiculaire au vecteur unitaire  $\vec{r}$ .

La matrice unitaire P de changement de coordonnées entre le plan image et le plan de l'héliostat peut être définie par l'expression :

$$\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} p_{11} & p_{12} & p_{13} \\ p_{21} & p_{22} & p_{23} \\ p_{31} & p_{32} & p_{33} \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} u \\ v \\ w \end{pmatrix} \quad (3.49)$$

Avec :

- $\vec{u}, \vec{v}, \vec{w}$  et  $\vec{x}, \vec{y}, \vec{z}$  : vecteurs unitaires du système de l'héliostat et du système plan image, respectivement.
- $\vec{r} = -\vec{z}$
- $\vec{w} = \vec{n}$

Les valeurs de la matrice  $P_{ij}$  en fonction des angles zénithal et d'azimut des vecteurs unitaires  $\vec{n}$  et  $\vec{r}$  sont données par:

$$(P) = \begin{pmatrix} -\cos(\alpha_{nt}) & -\cos(\varepsilon_t)\sin(\alpha_{nt}) \\ -\cos(\varepsilon_n)\sin(\alpha_{nt}) & \cos(\varepsilon_n)\cos(\varepsilon_t)\cos(\alpha_{nt}) + \sin(\varepsilon_n)\sin(\varepsilon_t) \\ -\sin(\varepsilon_n)\sin(\alpha_{nt}) & -\sin(\varepsilon_n)\cos(\varepsilon_t)\cos(\alpha_{nt}) + \cos(\varepsilon_n)\sin(\varepsilon_t) \\ & -\sin(\varepsilon_t)\sin(\alpha_{nt}) \\ & \cos(\varepsilon_n)\sin(\varepsilon_t)\cos(\alpha_{nt}) - \sin(\varepsilon_n)\cos(\varepsilon_t) \\ & -\sin(\varepsilon_n)\sin(\varepsilon_t)\cos(\alpha_{nt}) - \cos(\varepsilon_n)\cos(\varepsilon_t) \end{pmatrix} \quad (3.50)$$

Avec :

$$\alpha_{nt} = \alpha_n - \alpha_t \quad (3.51)$$

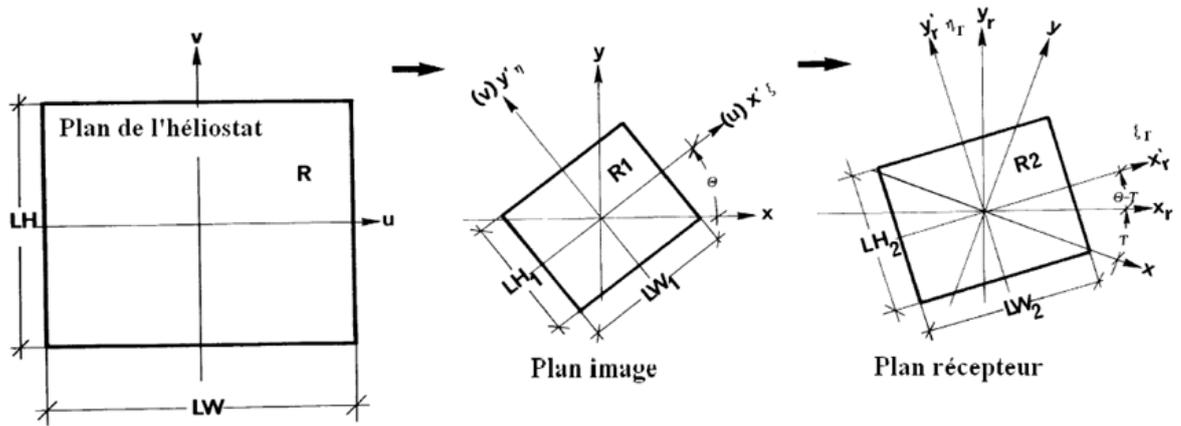


Figure 3.11 : Transformations sur le plan image et plan récepteur [43].

#### 3.4.4.3. Projection du plan image sur le plan récepteur

La projection du plan image sur l'ouverture du plan récepteur supposé vertical est donnée par [43] :

$$\begin{pmatrix} x_r \\ y_r \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\alpha_t) & \sin(\alpha_t)\sin(\gamma) \\ -\sin(\alpha_t)\cos(\varepsilon_t) & \sin(\varepsilon_t)\cos(\gamma) + \cos(\alpha_t)\cos(\varepsilon_t)\sin(\gamma) \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \quad (3.52)$$

Et les relations [43] suivantes:

$$\begin{cases} x'_r = x_r \cos(\theta - \tau) + y_r \sin(\theta - \tau) \\ y'_r = -x_r \sin(\theta - \tau) + y_r \cos(\theta - \tau) \end{cases} \quad (3.53)$$

Avec :

$$\theta = \arctan\left(\frac{P_{12} - P_{21}}{P_{11} + P_{22}}\right) \quad (3.54)$$

$$\tau = \arctg\left\{ \frac{(-\sin(\alpha_t)\sin(\gamma) - \sin(\alpha_t)\cos(\varepsilon_t))}{\frac{(\cos(\alpha_t) + \sin(\varepsilon_t)\cos(\gamma) + \cos(\alpha_t)\cos(\varepsilon_t)\sin(\gamma))}{2}} \right\} \quad (3.55)$$

$\theta$  et  $\tau$  : Angles de rotation.

### 3.5 Données de base pour la distribution préliminaire d'un champ d'héliostats

Les paramètres de base de la distribution des héliostats d'un champ circulaire sont basés sur les données en [5] qui sont représentées sur le tableau 3.1.

Tableau 3.1 : Paramètres pour une disposition des héliostats autour de la tour [5].

Paramètres	Champ circulaire
Hauteur optique de la tour (Ht)	130 m
Hauteur du récepteur (LHr)	9,44 m
Rayon minimum du champ d'héliostats ( $R_{\min}$ )	65 m
Surface de chaque héliostat (AH)	$120 \text{ m}^2$
Hauteur de chaque héliostat (LH)	10,95 m
Rapport Hauteur –largeur de l'héliostat (wr)	1,0 (un carré)
Fraction de la surface de miroir en héliostat	0,9583
Rapport entre la distance de séparation des héliostats à la longueur de l'héliostat (ds)	0,3
Réfectivité de surface réfléchissante de chaque héliostat ( $\rho$ )	0,8883
Ecart- type en raison de la forme du soleil ( $\sigma_{\text{sun}}$ )	0,00251 rad
Ecart-type des erreurs dues à la surface ( $\sigma_s$ )	0,002 rad
Ecart- type des erreurs dues à la poursuite solaire ( $\sigma_{\text{tra}}$ )	0,002 rad
Inclinaison du champ d'héliostats ( $\beta$ )	$0^\circ$
Localisation	PSA –Almeria

### 3.6 Le point de conception

Le PSA est situé dans le sud de l'Espagne, dans le désert de Tabernas à  $37^\circ 05' 27'' 0,8$  de latitude nord et  $2^\circ 21' 19''$  longitude West [45].

Par conséquent, nous définissons l'angle de la latitude de l'installation par  $\varnothing = 37,09105556^\circ$

Le point de conception choisi pour la création et l'étude du champ d'héliostats est l'équinoxe solaire du printemps, correspondant au 21 Mars, à 12h00, heure solaire, parce que l'expérience montre que dans certaines conditions, les performances instantanées le 21 mars à midi sont très proches de la valeur annuelle [6].

Avec :

- le numéro du jour de l'année à partir du premier janvier  $N = 80$ .
- le temps solaire  $TS = 12\text{h}$ , donc ( $\omega = 15 \cdot (12 - 12) = 0^\circ$ ).

Dans ces conditions, la position du soleil peut être définie à partir des angles décrits dans le chapitre précédent. (Section 2.2.4)

L'angle de déclinaison est nul, à l'équinoxe de printemps ( $\delta = 0^\circ$ ).

- l'angle d'altitude solaire (h) est :

$$h = \sin^{-1}(\sin(\delta) \times \sin(\varphi) + \cos(\delta) \times \cos(\omega) \times \cos(\varphi)) = 52,9089^\circ$$

- L'angle zénithal solaire  $\varepsilon_s$  est :

$$\varepsilon_s = 90 - h = 90 - 52,9089 = 37,0911^\circ$$

- L'angle d'azimut solaire est :

$$\alpha_s = \sin^{-1} \left( \frac{\cos(\delta) \times \sin(\omega)}{\cos(h)} \right) = \sin^{-1} \left( \frac{\cos(0) \times \sin(0)}{\cos(52,9089^\circ)} \right) = 0^\circ$$

### 3.7 Données de base pour la distribution du flux sur le récepteur

Pour la distribution du flux sur récepteur, On traitera seulement le cas pour une disposition des héliostats au nord de la tour. Pour vérifier notre programme écrit en langage Matlab pour la distribution de la densité du flux sur le récepteur, on prend l'exemple applicatif suivant :

Les dimensions du système de réception du flux solaire sont basées sur les données de la centrale solaire à tour de la plateforme solaire d'Almeria (PSA), Espagne [6] (Tableau 3.2).

Le système étudié présente 10 héliostats placés arbitrairement dans le champ de la centrale. Ces héliostats, qui ont 6,6778 m de large et 6,819 m haut, ont 12 facettes sphériques (1,105 x 3,010 m). Ces facettes ont été également alignées selon une surface sphérique. Leurs longueurs focales ont été ajustées pour une cible dont le Centre a été initialement placée à  $X = 0,00$  m,  $Y = 1,03$  m et  $Z = 43,39$  m dans le système de coordonnées général du champ CRS avec l'origine à la base de la tour de (X pointant vers Est, Y Nord et Z au zénith). La cible, placée sur la tour est assimilée à un plan vertical de 8,0 m de largeur et 7,2 m de hauteur.

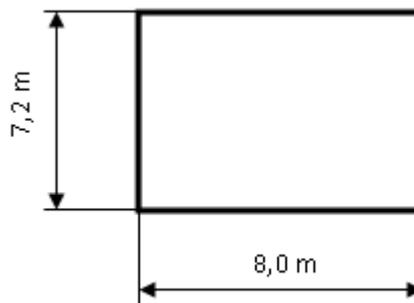


Figure 3.12 : Dimensions du récepteur

Tableau 3.2 : Paramètres pour une disposition des héliostats au nord de la tour [7].

Paramètres	Champ Nord
Hauteur de la tour qui supporte le récepteur (THT )	43,39 m
Hauteur du récepteur ( L Hr)	7,2 m
Largeur du récepteur ( L Wr)	8,0 m
Surface de chaque héliostat (AH)	45,536 m <sup>2</sup>
Surface totale des miroirs de chaque héliostat (AM)	39,9126 m <sup>2</sup>
Fraction de la surface de miroir en héliostat	0,8765
Hauteur de chaque héliostat (LH)	6,819 m
Largeur de chaque héliostat (LW)	6,6778
Localisation	PSA -Almeria

Dans le tableau 3.3, sont indiqués le numéro d'ordre attribué à ce travail, la dénomination des héliostats testés dans l'installation CRS, les coordonnées générales de leur centre, et la date et l'heure de l'essai ; le sont également dans ce tableau la distance par rapport au point d'objectif D, la longueur focale utilisés f, le cosinus de l'incidence ( $\cos\omega_i$ ) et les résultats de la caractérisation optique à travers ce modèle.

Tableau 3.3 : Données des héliostats de la centrale solaire à tour d'Almeria [7].

numéro	nom	X(m)	Y(m)	Z(m)	D(m)	f(m)	Time(UT)	$\cos\omega_i$	$\sigma_{S-UZ}$ (mrad)
1	C2	-50,60	155,44	6,23	165,32	166,7	12 :53 :35	0,8188	0,8
2	C1	-64,02	150,26	6,06	165,23	166,6	11 :43 :21	0,8477	1,19
3	A2	-48,16	128,63	5,72	139,79	141,5	12 :54 :00	0,8253	0,6
4	A4	0,01	137,36	6,15	139,67	141,3	11 :56 :06	0,8510	1,14
5	H93	-33,53	121,31	5,65	128,58	130,4	13 :02 :25	0,8327	0,78
6	H98	73,77	102,26	5,83	128,87	130,8	12 :08 :26	0,8421	0,52
7	H61	-62,77	72,36	4,51	100,05	102,7	11 :17 :47	0,8922	1,38
8	H62	-48,91	82,30	4,79	99,83	102,4	11 :55 :42	0,874	0,97
9	H11	-18,89	37,8	4,1	51,9	57,0	11 :37 :22	0,9484	2,1
10	H14	9,74	41,15	4,27	51,8	57,0	12 :32 :25	0,9513	2,15

Dans la figure 3.13, la disposition géométrique arbitraire de dix héliostats au nord de la tour est présentée en attribuant à chacun un numéro d'ordre.

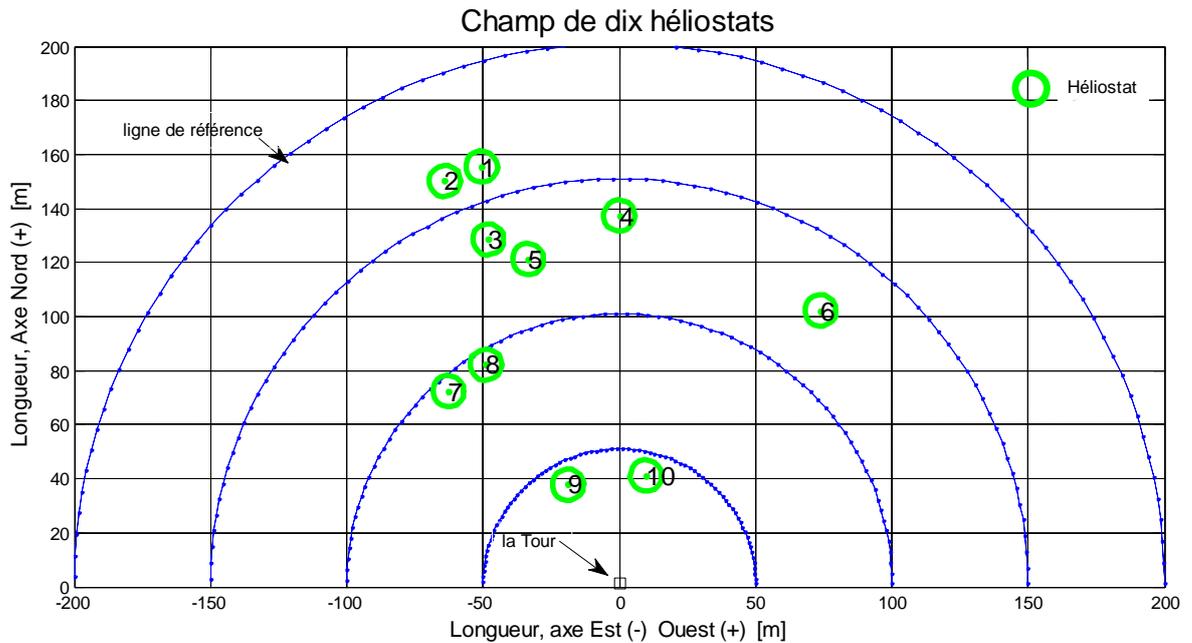


Figure 3.13 : Un champ nord de dix héliostats distribués arbitrairement

### 3.8 Conclusion.

On a développé dans ce chapitre les formules mathématiques pour la conception préliminaire d'un champ d'héliostats, ainsi que pour la distribution de flux sur le récepteur. Les données de bases seront des exemples applicatifs pour l'exécution du programme que nous avons réalisé. Dans le chapitre suivant nous présenterons les résultats obtenus.

## CHAPITRE 4

### RESULTATS ET DISCUSSION

#### 4.1. Introduction

La première partie de ce chapitre, sera consacrée à la validation du modèle développé en utilisant les résultats publiés par **Collado** [5].

Une fois le modèle validé nous l'utilisons dans la partie suivante pour étudier l'influence du facteur de blocage et du facteur d'atténuation atmosphérique sur l'efficacité optique moyenne du récepteur.

Dans la dernière section de ce chapitre nous présentons les résultats de distribution de flux sur le récepteur.

#### 4.2 Validation

Pour bien observer graphiquement la distribution de l'efficacité du champ d'héliostats sur le champ, les cercles d'héliostat ont été colorés en fonction de leurs niveaux d'efficacité.

Pour un champ circulaire avec :

- Nombre de lignes = 17
- Facteur de blocage = 0,95
- Point de conception : équinoxe de printemps.

Les figures 4.1 et 4.2 nous montrent l'efficacité de chacun des héliostats en fonction de sa position dans le champ solaire pour notre modèle et celui de **M. Collado** [5], respectivement.

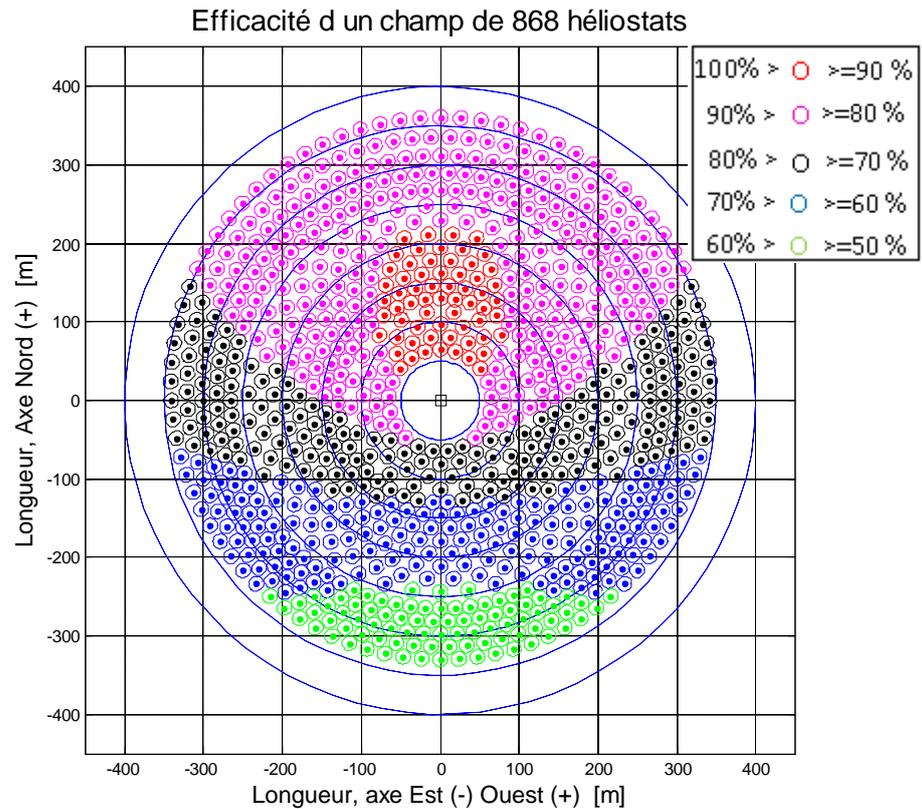


Figure 4.1 : Efficacité du champ d'héliostats  $f_b=0,95$  (notre modèle).

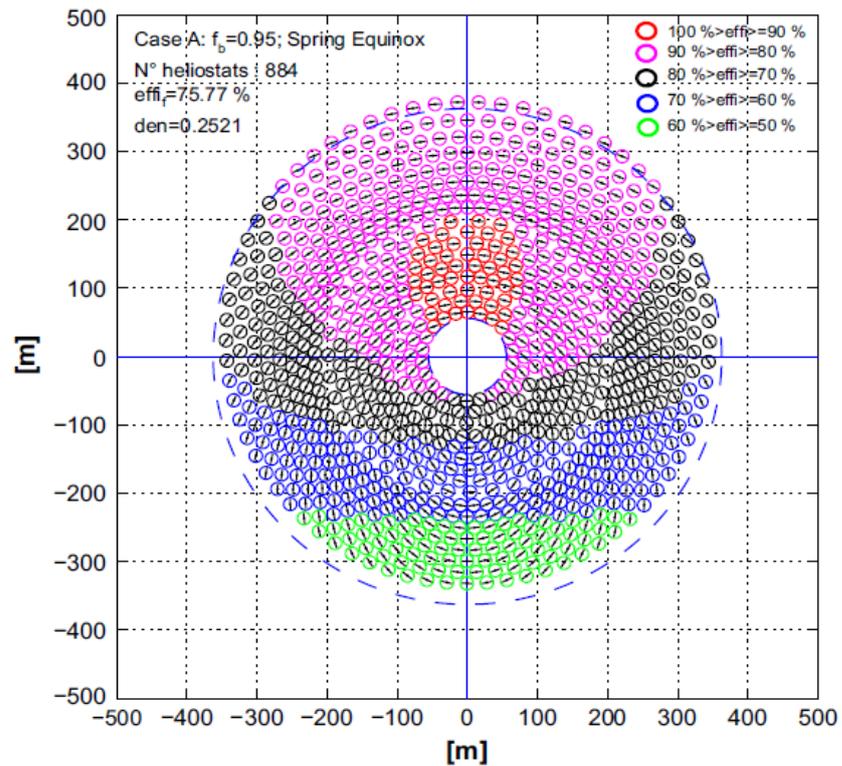


Figure 4.2 Efficacité pour l'équinoxe de printemps avec  $f_b = 0,95$  [5].

Tableau 4.1 : Comparaison des résultats entre les deux modèles

	Facteur de blocage	Nombres de lignes	Nombres d'héliostats	Efficacité moyenne
Méthode de M. Collado	0,95	17	884	75,77%
Méthode proposée	0,95	17	868	76,28%

Les résultats obtenus par notre modèle pour une conception préliminaire d'un champ d'héliostats sont en bonne concordance avec ceux obtenus par **M. Collado** [5], autant pour la distribution géométrique du champ solaire, que pour les valeurs de l'efficacité optique.

Il faut préciser que la valeur exacte du nombre d'héliostats de la première ligne est 21,9081. Or notre programme prend la valeur entière inférieure ou égale à la valeur exacte trouvée, ce qui se répercute sur le résultat du calcul du nombre d'héliostats total, ainsi que sur l'efficacité moyenne du champ solaire

Après avoir validé notre modèle, nous pouvons l'utiliser pour les sections qui suivent.

#### 4.3. Etude de l'efficacité moyenne du champ d'héliostats en fonction de leur nombre.

Le nombre d'héliostats et la moyenne de leurs efficacités pour chaque ligne du champ d'héliostats circulaire à l'équinoxe de printemps en fixant le facteur de blocage à 0,95 sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 4.2 : Efficacité moyenne du champ d'héliostats.

Lignes héliostats	Nombres d'héliostats	Efficacité
1	21	0,8592
2	42	0,8539
3	63	0,8484
4	84	0,8428
5	127	0,8334
6	170	0,8261
8	256	0,8139
10	342	0,8034
12	428	0,7941
14	604	0,7788
16	780	0,7676
17	868	0,7628
18	956	0,7584
20	1132	0,7504
22	1308	0,7431
24	1660	0,7289
26	2012	0,7180
28	2364	0,7090
30	2716	0,7012

- La représentation graphique du nombre d'héliostats en fonction du nombre de lignes d'un champ circulaire est donnée sur la figure 4.3.

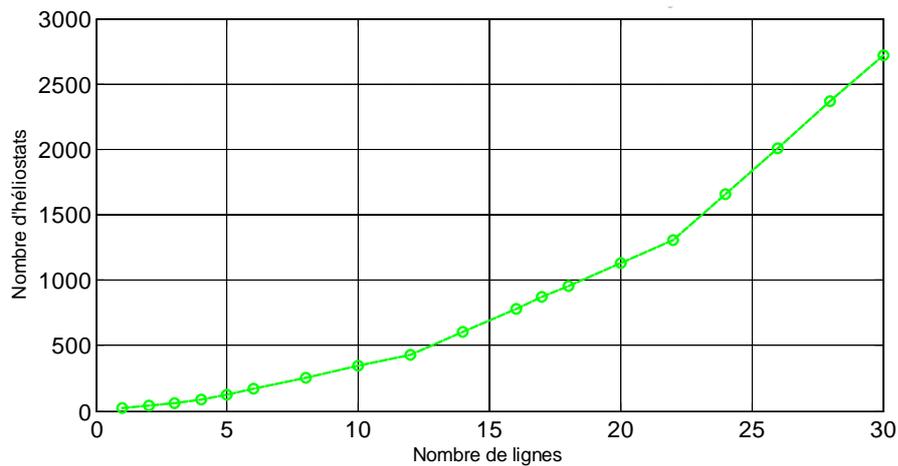


Figure 4.3 : Variation du nombre d'héliostats avec le nombre de lignes

Dans la figure 4.3 nous observons, que le nombre d'héliostats augmente d'une manière exponentielle avec l'augmentation du nombre de lignes d'héliostats dans le champ solaire ; parce que en nous éloignant vers l'extérieur de la tour, le périmètre augmente et un nombre important d'héliostats peuvent être installés sur la même ligne.

- La représentation graphique de l'efficacité moyenne d'un champ circulaire d'héliostats en fonction du nombre de lignes est représentée sur la figure 4.4.

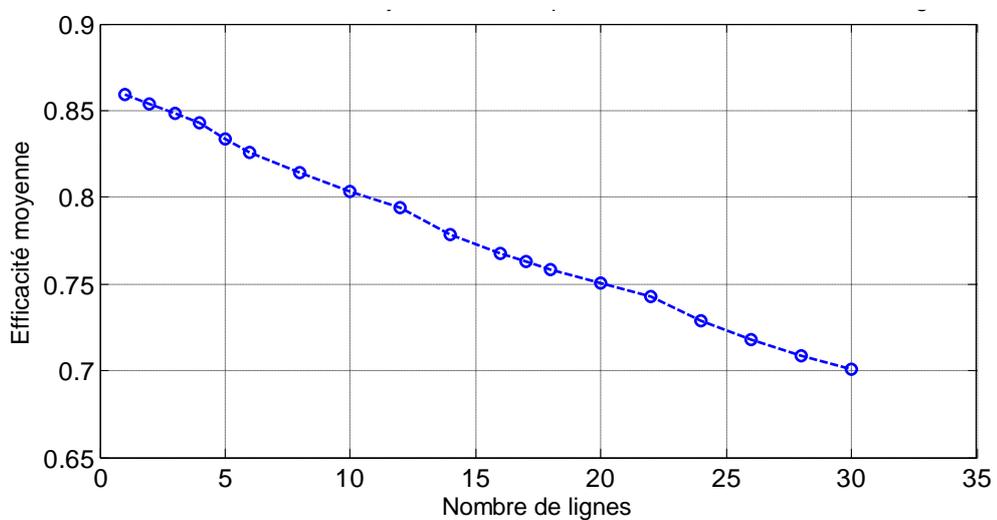


Figure 4.4 : variation de l'efficacité moyenne du champ d'héliostats avec le nombre de lignes

Dans la figure : 4.4 Nous observons, que l'augmentation du nombre d'héliostats diminue l'efficacité moyenne de l'ensemble du champ solaire d'une façon linéaire parce que les héliostats situés loin de la tour voient leur efficacité optique réduite de manière significative.

#### 4.4 : Effet du facteur de blocage sur le champ circulaire d'héliostats

Les résultats sont obtenus à partir d'un champ circulaire d'héliostats de 17 lignes, en gardant toutes les variables constantes pour le calcul de l'efficacité de l'équation (3.15), et en faisant varier seulement le facteur de blocage. Ce qui donne les valeurs de l'efficacité moyenne inscrites dans le tableau suivant :

Tableau 4.3 : Efficacité en fonction du facteur de blocage du champ d'héliostats

Facteur de blocage	Nombre d'héliostats	Efficacité moyenne
0,80	863	0,6437
0,85	863	0,6840
0,90	863	0,7242
0,95	868	0,7628
0,99	901	0,7914
1,00	907	0,7979

On présente ci-dessous les figures, des dispositions géométriques du champ d'héliostats, ainsi que les distributions de l'efficacité optique de chacun des héliostats, suivant le nombre croissant du facteur de blocage indiqué dans le tableau 4.3.

- La disposition géométrique des héliostats sur le champ, pour  $f_b=0,80$

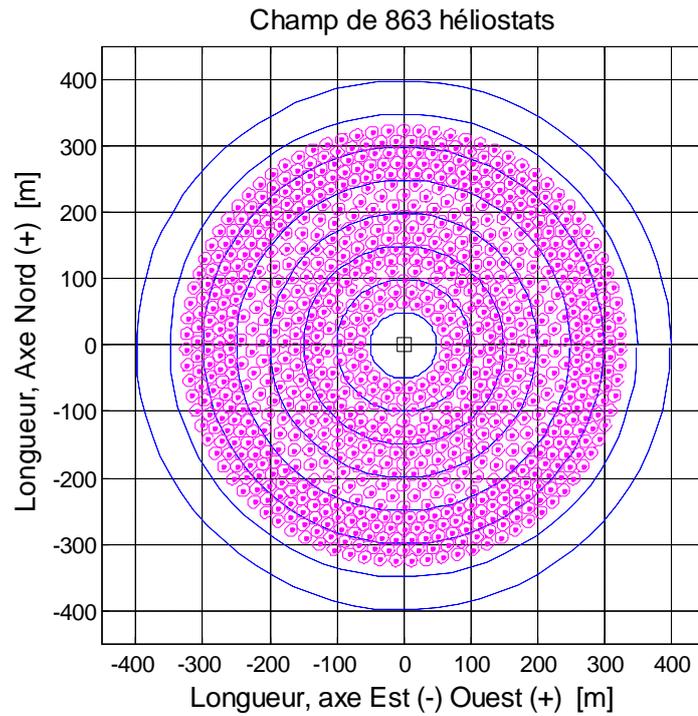


Figure 4.5 : Champ d'héliostats circulaire pour  $f_b=0,80$

-Efficacité de chaque héliostat en fonction de sa position dans le champ ( $f_b=0,80$ )

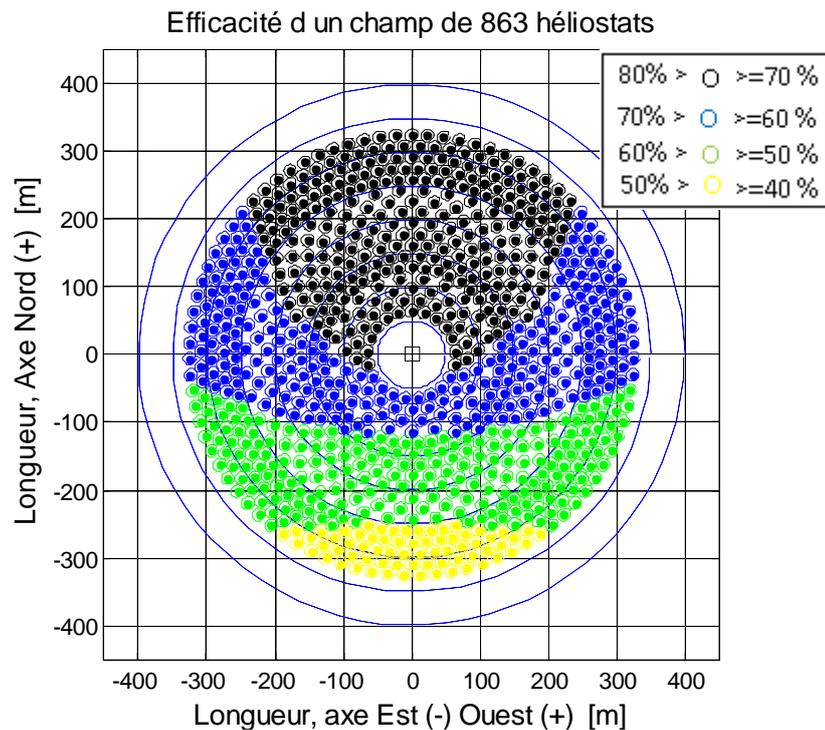


Figure 4.6 : Efficacité du champ d'héliostats pour  $f_b=0,80$

- La disposition géométrique des héliostats sur le champ, pour  $f_b=0,85$

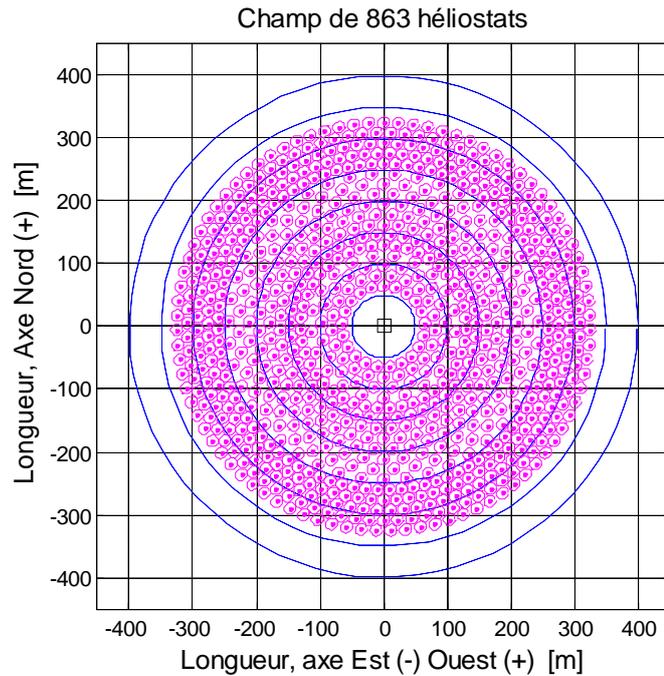


Figure 4.7 : Champ d'héliostats circulaire pour  $f_b=0,85$

-Efficacité de chaque héliostat en fonction de sa position dans le champ ( $f_b=0,85$ )

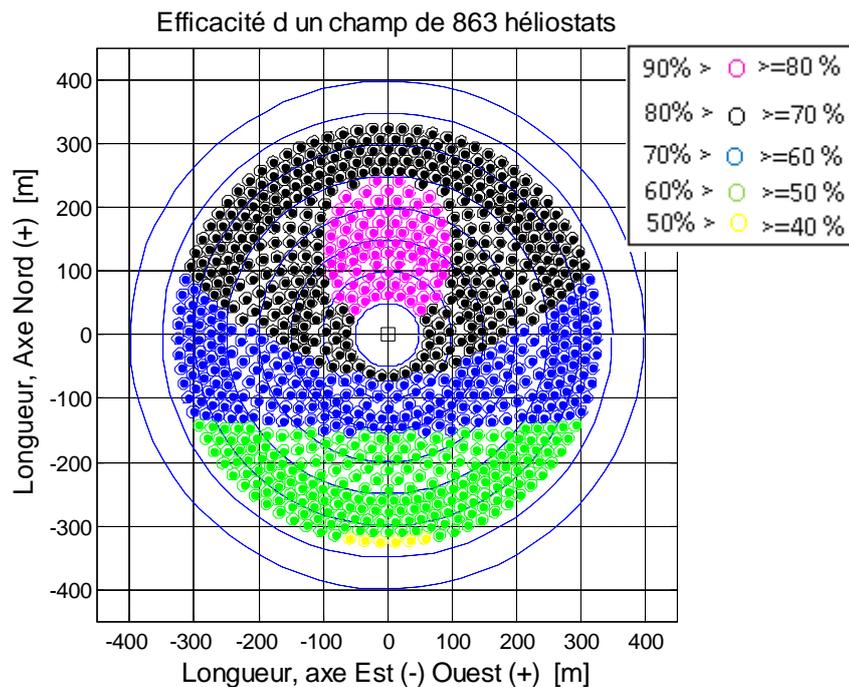


Figure 4.8 : Efficacité du champ d'héliostats, pour  $f_b=0,85$

- La disposition géométrique des héliostats sur le champ, pour  $f_b=0,90$

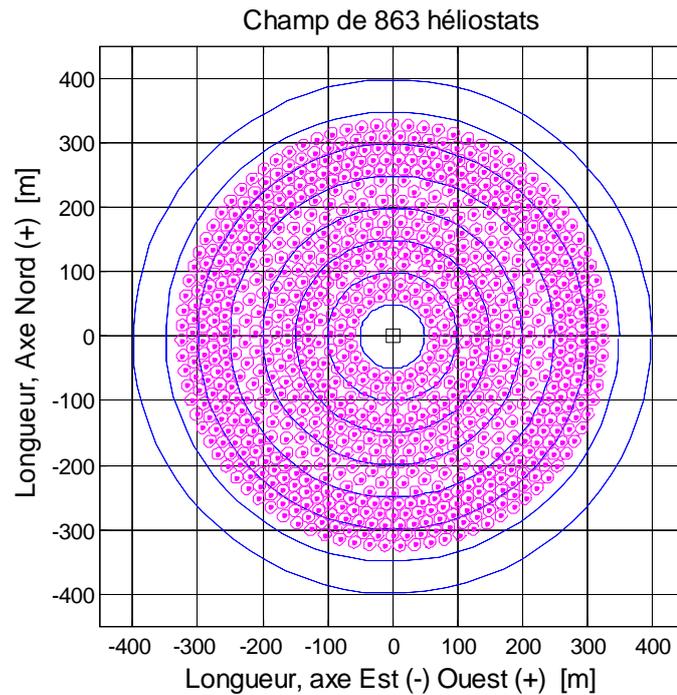


Figure 4.9 : Champ d'héliostats circulaire pour  $f_b=0,90$

- Efficacité de chaque héliostat en fonction de sa position dans le champ ( $f_b=0,90$ )

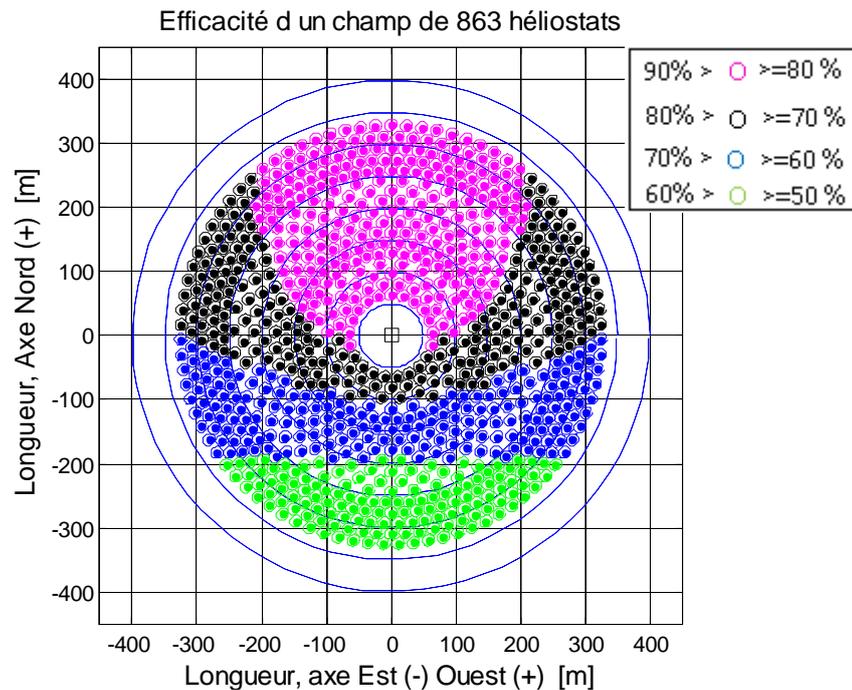


Figure 4.10 : Efficacité du champ d'héliostats pour  $f_b=0,90$

- La disposition géométrique des héliostats sur le champ, pour  $f_b=0,95$

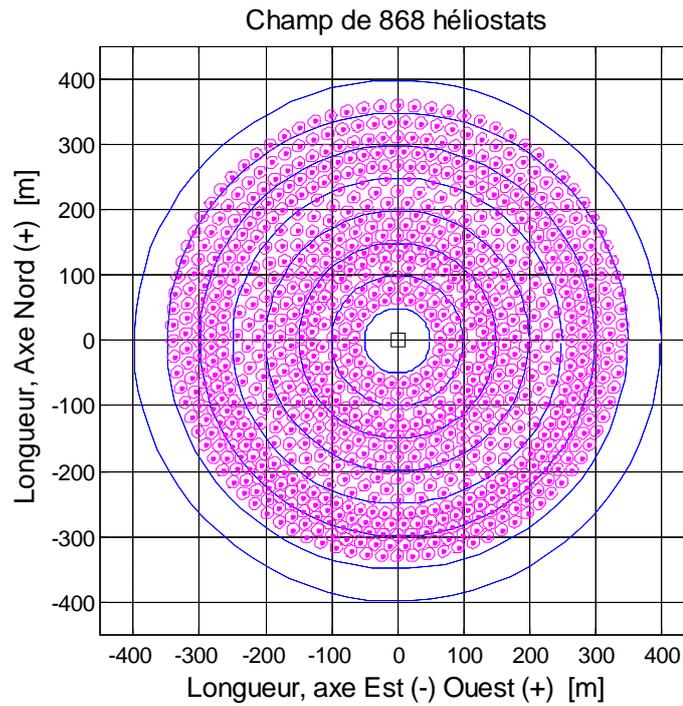


Figure 4.11: Champ d'héliostats circulaire pour  $f_b=0,95$

-Efficacité de chaque héliostat en fonction de sa position dans le champ ( $f_b=0,95$ )

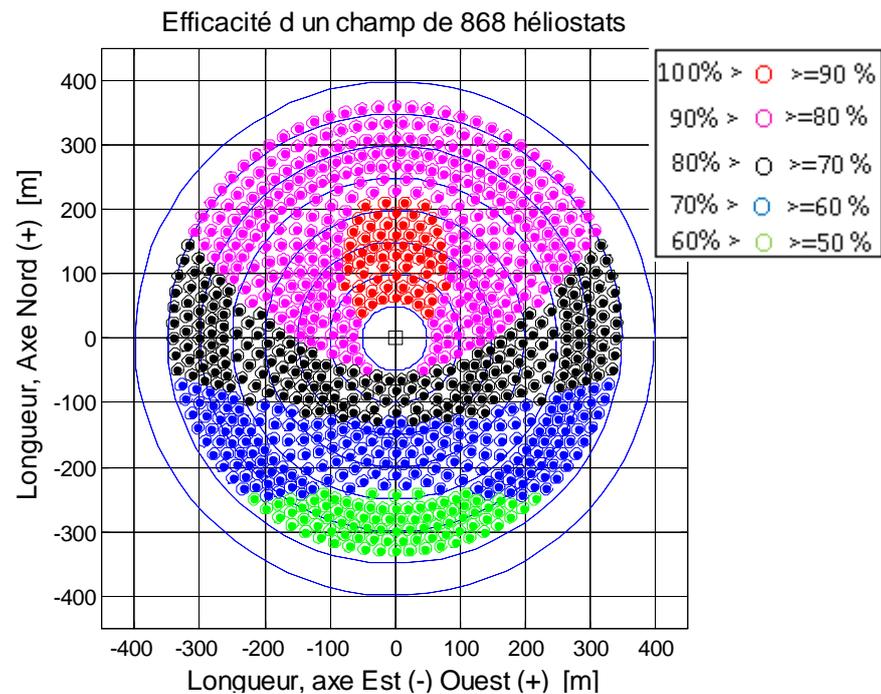


Figure 4.12 : Efficacité du champ d'héliostats pour  $f_b=0,95$

-La disposition géométrique des héliostats sur le champ, pour  $f_b=0,99$

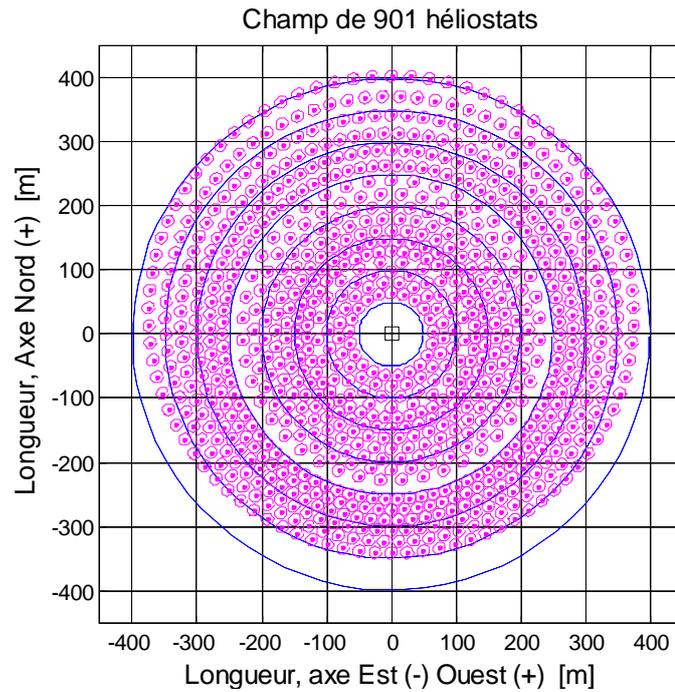


Figure 4.13 : Champ d'héliostats circulaire pour  $f_b=0,99$

-Efficacité de chaque héliostat en fonction de sa position dans le champ ( $f_b=0,99$ )

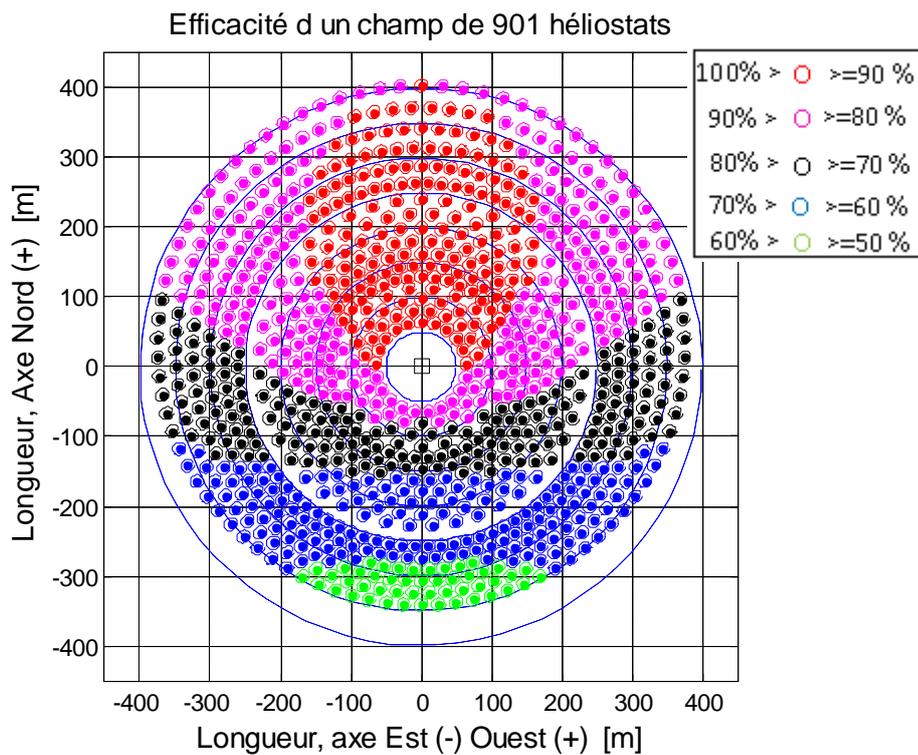


Figure 4.14 : Efficacité du champ d'héliostats pour  $f_b=0,99$

-La disposition géométrique de chacun des héliostats sur le champ, pour  $f_b=1$

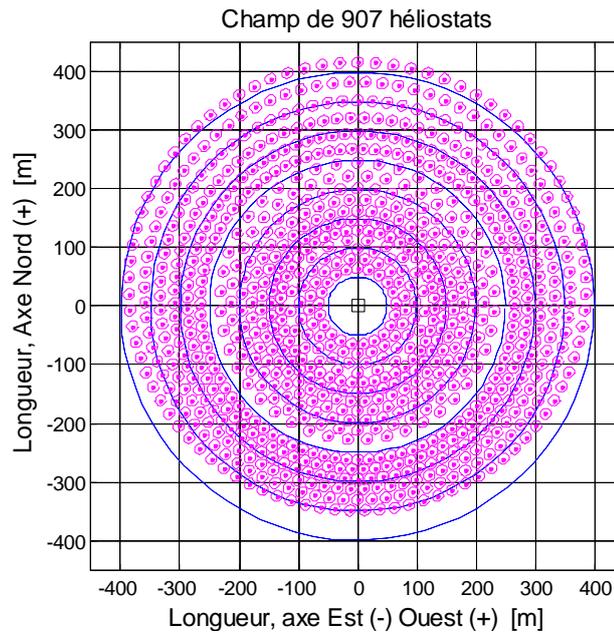


Figure 4.15 : Champ d'héliostats circulaire pour  $f_b=1$

-Efficacité de chaque héliostat en fonction de sa position dans le champ ( $f_b=1$ )

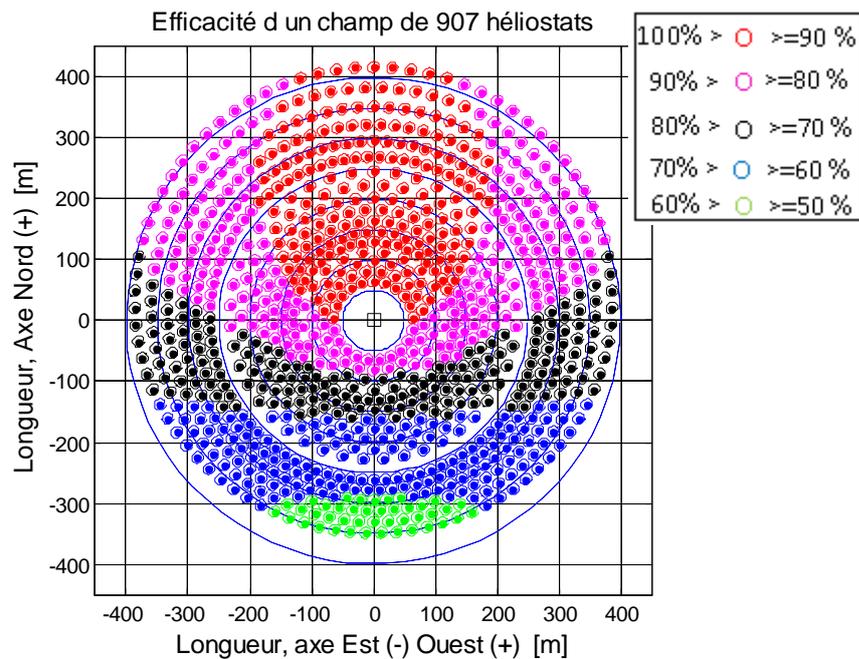


Figure 4.16 : Efficacité du champ d'héliostats pour  $f_b=1$

La représentation graphique de l'efficacité moyenne du champ d'héliostats en fonction du facteur de blocage est représentée sur la figure suivante :

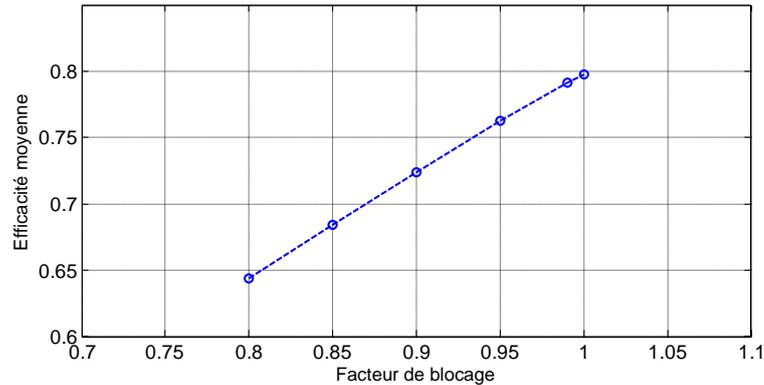


Figure 4.17 : Variation de l'efficacité moyenne du champ d'héliostats avec le facteur de blocage

Nous observons que le facteur de blocage affecte d'une manière significative l'efficacité optique moyenne du champ d'héliostats.

#### 4.5. Effet du facteur d'atténuation atmosphérique

En gardant toutes les variables constantes de l'équation (3.15), sauf le facteur d'atténuation atmosphérique, nous représentons la valeur de ce facteur affecté à chaque héliostat suivant sa position sur le champ, à l'équinoxe du printemps, avec un facteur de blocage 0,95.

1) Premier cas : On a 17 lignes (868 héliostats).

- Dans les conditions d'une grande visibilité (une journée claire).

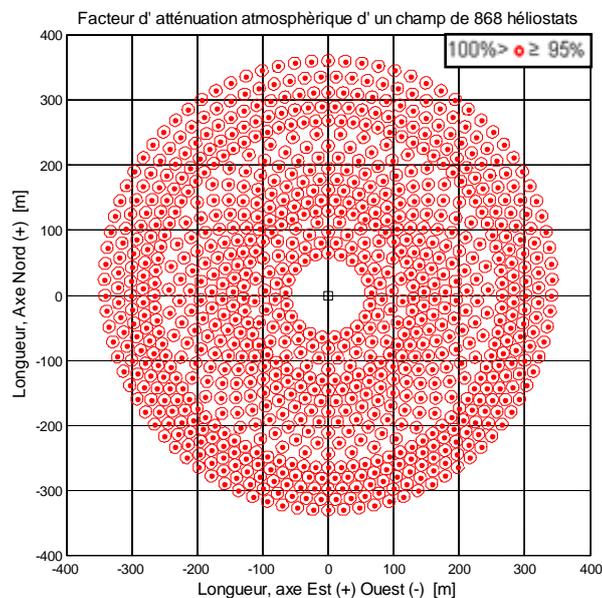


Figure 4.18 : Facteur d'atténuation atmosphérique pour une journée claire dans un champ de 17 lignes

- Dans les conditions de faible visibilité (une journée de brouillard).

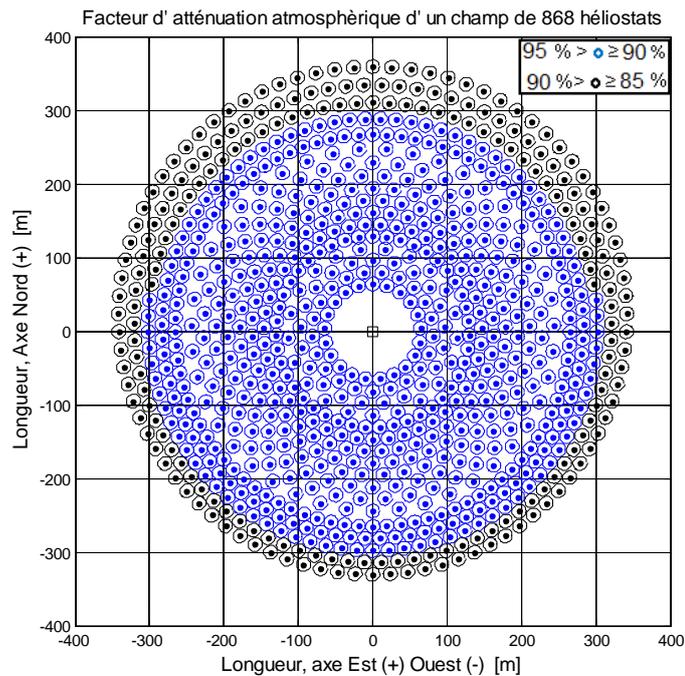


Figure 4.19 : Facteur d'atténuation atmosphérique pour une journée de brouillard  
Dans un champ de 17 lignes

2) Deuxième cas : On a 26 lignes (2012 héliostats).

- Dans les conditions de grande visibilité (une journée claire).

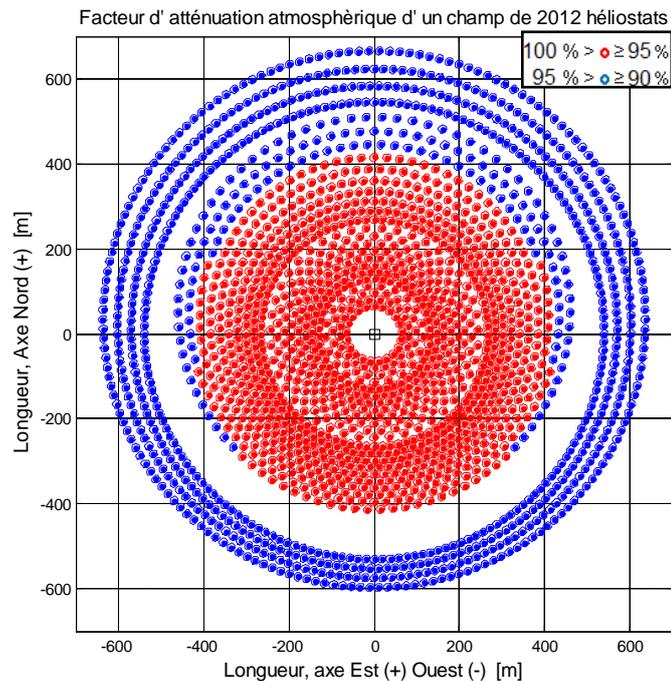


Figure 4.20 : Facteur d'atténuation atmosphérique pour une journée claire dans un  
champ de 26 lignes

- Dans les conditions de faible visibilité (une journée de brouillard).

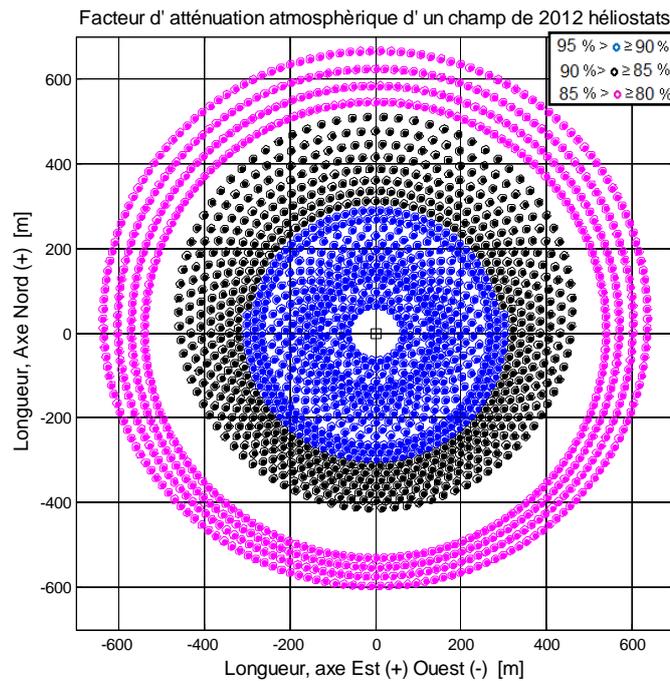


Figure 4.21 : Facteur d'atténuation atmosphérique pour une journée de brouillard  
Dans un champ de 26 lignes.

Tableau 4.4 : Effet du facteur d'atténuation atmosphérique sur l'efficacité optique moyenne.

	Nombre de lignes	Nombre d'héliostats	$f_{at-max}$	$f_{at-min}$	Efficacité moyenne
Journée de haute visibilité	17	868	0,9784	0,9555	0,7628
	26	2012	0,9784	0,8867	0,7228
Journée de faible visibilité	17	868	0,9478	0,9292	0,7180
	26	2012	0,9478	0,8163	0,6625

Avec :

$f_{at-max}$  : Valeur maximale du facteur d'atténuation atmosphérique

$f_{at-min}$  : Valeur minimale du facteur d'atténuation atmosphérique

Le facteur d'atténuation atmosphérique a une importance et un poids dans le calcul de l'efficacité optique moyenne.

Dans des conditions de faible visibilité, à mesure que la distance entre le centre du récepteur et le centre de l'héliostat augmente, l'atténuation subit sur le

faisceau lumineux est considérable dans son parcours du centre de l'héliostat au centre du récepteur.

Dans les conditions de haute visibilité l'atténuation du faisceau lumineux est peu appréciable, et il n'y a pas une grande différence entre les héliostats situés au voisinage de la tour par rapport aux autres situés dans les zones les plus excentriques du champ d'héliostats.

#### 4.6 Distribution du flux sur le récepteur

Nous montrons sur les figures ci-dessous les résultats obtenus pour la distribution de la densité du flux sur le récepteur en deux dimensions, en trois dimensions et les contours des iso flux pour les héliostats N°10 et N°1 ainsi que la superposition des contours de la densité du flux pour les dix héliostats. Les résultats relatifs aux restes des héliostats sont portés en annexe B.

##### 1. Héliostat N°10

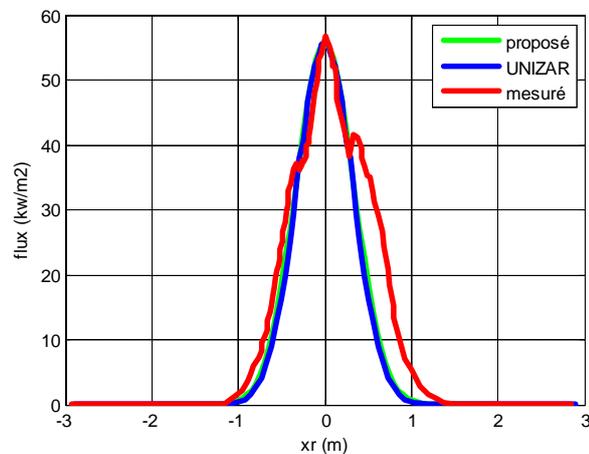


Figure 4.22 : Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°10

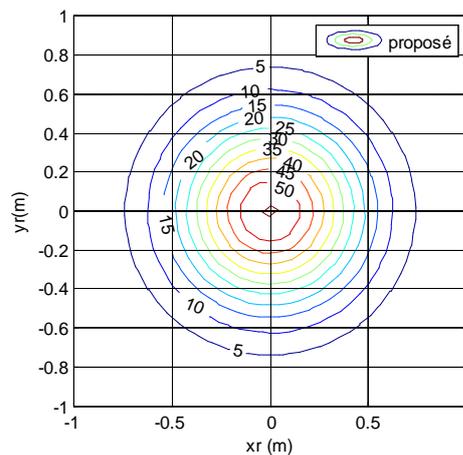


Figure 4.23 : Contours de la densité de flux de l'héliostat N°10

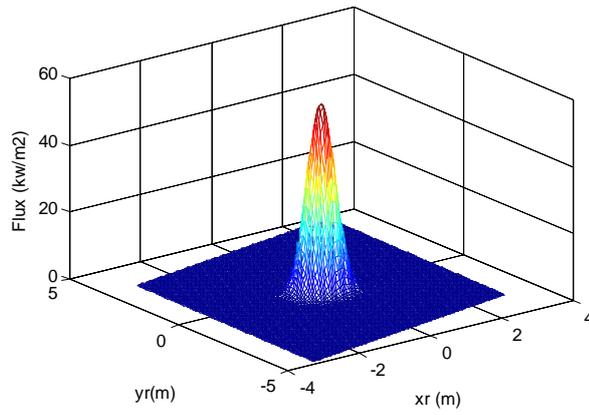


Figure 4.24 : Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°10

## 2. Héliostat N°1

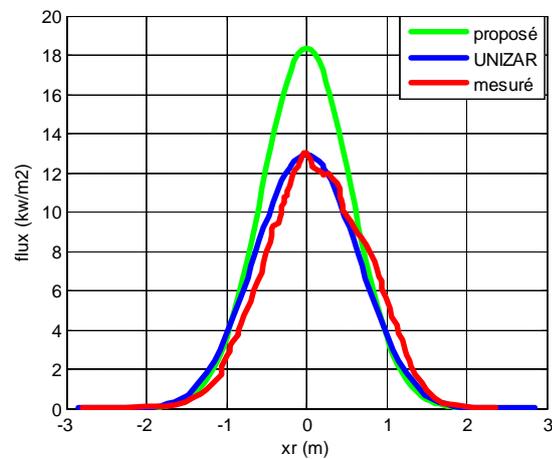


Figure 4.25: Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°1

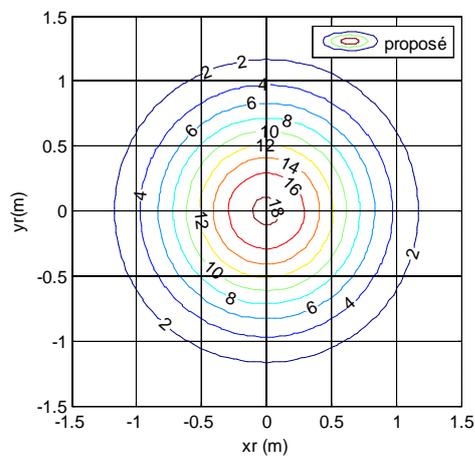


Figure 4.26 : Contours de la densité de flux de l'héliostat N°1

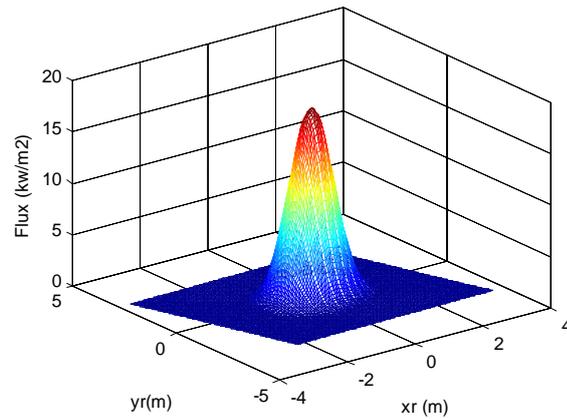


Figure 4.27 Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°1

### 3. Contours de la densité du flux globale pour les 10 héliostats

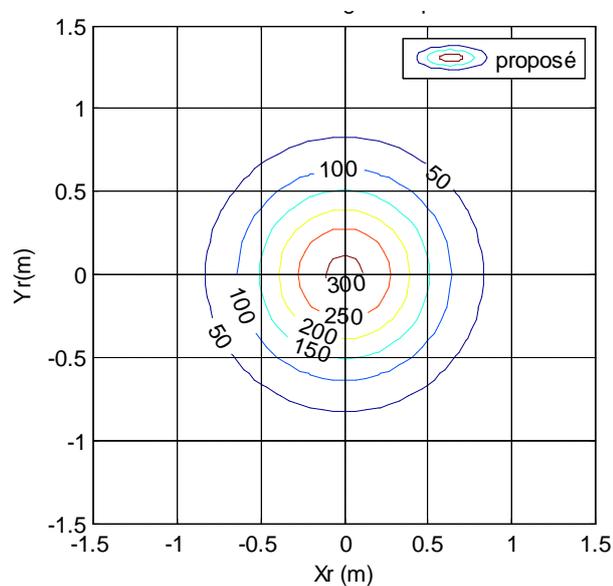


Figure 4.28 : Contours de la densité du flux globale pour les 10 héliostats.

Nous observons que :

#### 1. Pour les profils centraux :

Pour l'héliostat N°10 les courbes sont semblables. Pour l'héliostat N°9, la courbe proposée est presque identique à celle de **M. Collado** [7] et de l'héliostat N°1 à l'héliostat N°8, les profils centraux de la densité de flux proposés par notre étude ont la même forme, mais avec des valeurs maximales de densité de flux supérieure à celles de **M. Collado** [7].

Donc, nous pensons que plus nous nous éloignons de la base de la tour plus la distance entre le centre de récepteur et le centre de chaque héliostat augmente et les erreurs des hypothèses simplificatrices deviennent importantes, ce qui se répercute sur le résultat du calcul de la densité de flux qui va donner un décollement des courbes proposées pour les valeurs de densité de flux comprises entre 10 et 15 kW/m<sup>2</sup> à ceux de **M. Collado** [7].

2. pour les courbes des contours :

De l'héliostat N°10 à l'héliostat N°1, on peut visualiser la tache solaire, par une série de courbes (iso-densité) de forme circulaire concentriques de valeurs décroissantes en s'éloignant du centre de récepteur et qui prennent de l'espace au fur et à mesure que nous éloignant de la tour.

La figure 4.28, représente le résultat de la superposition des contours de la densité de flux pour les dix héliostats, qui nous donne des cercles concentrique (iso-densité) de valeurs décroissantes en s'éloignant du centre de récepteur.

3. Pour les courbes en trois dimensions (3D) de la densité de flux :

Nous remarquons que ces courbes ont une allure gaussienne.

#### 4.7 Conclusion

Nous avons utilisé notre programme, écrit en langage Matlab, qui nous a permis de visualiser la disposition géométrique des héliostats, de prévoir l'efficacité moyenne du champ en question, localisé la région la plus performante en s'intéressant à l'effet de blocage. Et ainsi par la disposition arbitraire des héliostats de l'exemple applicatif, on a pu visualiser la distribution de la densité de flux sur le récepteur.

## CONCLUSION GENERALE

Le travail présenté dans cette thèse par le développement d'un programme de calcul et l'application d'un algorithme mathématique s'articule autour de deux grandes parties :

- La conception préliminaire d'un champ solaire d'héliostats d'une centrale solaire à tour. Cette conception préliminaire d'un champ solaire, définit et étudie les coordonnées de position pour chacun des héliostats qui forment le champ solaire, afin de déterminer la meilleure position pour évaluer l'efficacité optique, étudier et réduire les pertes par blocage et d'ombres produites par les interactions entre des héliostats, et analyser le rendement optique de la centrale de façon préliminaire pour n'importe quel point de conception donné.
- L'étude de la distribution du flux solaire sur le récepteur, réfléchi par chacun des héliostats, afin de pouvoir analyser et évaluer les processus d'échange de chaleur qui se produisent ; ce qui permet un ajustement adéquat de l'installation, et le choix des matériaux et les fluides de travail employés.

A partir de deux exemples applicatifs, on a utilisé notre outil qui nous a permis de visualiser la distribution des héliostats et leur efficacité sur le champ solaire en faisant varier la valeur du facteur de blocage ainsi que la distribution de la densité de flux sur chaque point d'un récepteur vertical pour dix héliostats sur une disposition arbitraire dans le champ, et enfin nos résultats sont observés et validés avec les résultats de la littérature.

Pour la suite de ce travail nous espérons développer ce programme pour calculer la distribution du flux sur un récepteur cylindrique, quelque modifications doivent être apportée sur la forme de la surface réceptrice.

Par ailleurs, il serait intéressant de diminuer le nombre d'hypothèses simplificatrices ce qui ferait expliquer les aberrations constatées expérimentalement.

## APPENDICE A.

## LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

AM	: La surface totale des miroirs de l'héliostat	[m <sup>2</sup> ]
AH	: La surface de l'héliostat.	[m <sup>2</sup> ]
AIE	: Agence internationale de l'énergie.	
C <sub>r</sub>	: La fonction de la concentration due a la loi de réflexion sur le plan récepteur	
D	: La distance entre le centre de la surface de l'héliostat et le centre du plan récepteur	[m]
DE	: décalage horaire par rapport au méridien Greenwich	
DH	: la diagonale de l'héliostat	[m]
DHs	: la diagonale de l'héliostat assumant une distance de sécurité	[m]
ET	: Equation du temps	[minute]
FC	: La forme du champ d'héliostats	
Flux <sub>UZ</sub> (x <sub>r</sub> , y <sub>r</sub> )	: La fonction de la densité du flux sur le plan récepteur	[w/m <sup>2</sup> ]
H	: est une combinaison de la fonction d'erreur standard erf(x)	
HFLCAL	: Heliostats Field Layout Calculations	
Ht	: la hauteur optique de la tour	[w/m <sup>2</sup> ]
I <sub>G</sub>	: Intensité du rayonnement solaire globale	[w/m <sup>2</sup> ]
I <sub>D</sub>	: Intensité du rayonnement solaire diffus	[w/m <sup>2</sup> ]
I <sub>d</sub>	: Intensité du rayonnement solaire direct	[w/m <sup>2</sup> ]
I <sub>D</sub>	: Irradiation solaire direct	[w/m <sup>2</sup> ]
I <sub>dh</sub>	: Rayonnement direct reçu sur le plan horizontal	[w/m <sup>2</sup> ]
Ja	: Le Jacobien	
LH	: La hauteur de l'héliostat	[m]
LHr	: hauteur du récepteur	[m]
LW	: la largeur de l'héliostat	[m]
LWr	: la largeur du récepteur	[m]

N	: numéro du jour de l'année à partir du premier Janvier.	
NBL	: nombre de ligne (anneau)	
Nh	: nombre d'héliostats par ligne (anneau)	
P	: la matrice unitaire de changement de coordonnées entre le plan image et plan récepteur	
PSA	: la plate forme solaire d'Almeria	
R	: rayon de l'anneau	[m]
$R_i$	: Rayon du centre de l'héliostat « i » par rapport à l'origine du repère (X, Y, Z)	[m]
$R_{min}$	: Rayon du premier anneau (ou première ligne)	[m]
$R_{zone}$	: Rayon de la zone considéré	[m]
SSPS	: Small Power Solar system (Petit système d'énergie solaire).	
THT	: la hauteur de la tour qui supporte le récepteur	[m]
TL	: Temps légal	[heure]
TSM	: Temps solaire moyen	[heure]
TSV	: Temps solaire vrai	[heure]
TU	: Temps universel	[heure]
X	: Angle défini en fonction du numéro du jour	[degré]
$X_i$	: L'abscisse du centre de l'héliostat « i »	[m]
$Y_i$	: L'ordonné du centre de l'héliostat « i »	[m]
a	: coefficient traduisant les troubles atmosphérique	
b	: coefficient traduisant les troubles atmosphérique	
cosrec	: Le cosinus d'incidence du rayon réfléchi central de l'héliostat sur La surface du récepteur.	
d	: distance réelle entre le centre de l'héliostat et le centre du récepteur en kilomètre	[km]
ds.LH	: est une distance de sécurité supplémentaire entre héliostats adjacentes dans la même rangée	[m]
f	: La distance focale	[m]
$f_b$	: Facteur de blocage	
$f_{at}$	: Le facteur d'atténuation due à la turbidité de l'atmosphère.	
$f_{at-max}$	: valeur maximale du facteur d'atténuation atmosphérique	
$f_{at-min}$	:valeur minimale du facteur d'atténuation atmosphérique	

$f_{sp}$	: Facteur de spillage	
$h$	: Hauteur angulaire du soleil	[degré]
$j$	: numéro de la ligne (anneau)	
$\vec{n}$	: Vecteur unitaire normal à la surface de l'héliostat	
$P$	: pression atmosphérique du lieu	[Pa]
$\vec{r}$	: Vecteur unitaire pointant du centre de la surface de l'héliostat au point objectif (centre du récepteur)	
$\vec{s}$	: Vecteur unitaire du rayon solaire central pointant vers le soleil	
$w_r$	: C'est le rapport de la largeur à la hauteur de l'héliostat	
$\alpha_n$	: L'angle d'azimut du vecteur unitaire normal à la surface réfléchissante	[degré]
$\alpha_{nt}$	: Est égale à $\alpha_n - \alpha_t$	
$\alpha_t$	: L'angle d'azimut du vecteur unitaire du rayon central du rayonnement réfléchi	[degré]
$\alpha_s$	: Angle d'azimut du soleil	[degré]
$\gamma$	: L'angle d'inclinaison du plan de l'ouverture à la verticale	[degré]
$\delta$	: Déclinaison du soleil	[degré]
$\varepsilon_n$	: L'angle zénithal du vecteur unitaire normal à la surface réfléchissante	[degré]
$\varepsilon_t$	: L'angle zénithal du vecteur unitaire du rayon central du rayonnement réfléchi	[degré]
$\eta_f$	: Efficacité optique de chaque héliostat	
$\eta_{f_{\text{champ solaire}}}$	: Efficacité optique moyenne du champ solaire	
$\theta$	: L'angle de la première rotation de la projection du périmètre d'héliostat sur le plan image	[degré]
$\theta_i$	: L'angle entre l'axe X et l'axe de distribution contenant l'héliostat « i »	[degré]
$\lambda$	: Longitude	[degré]
$\rho$	: La réflectivité effective du miroir.	
$\sigma_{sun}$	: L'erreur sur la forme du soleil	[rad]
$\sigma_{s-uz}$	: L'erreur de surface du miroir	[rad]
$\sigma_t$	: L'erreur de poursuite du soleil	[rad]
$\sigma_r$	: L'écart type de l'erreur effective de Gauss	

	sur le plan récepteur	[rad]
$\tau$	: L'angle de la deuxième rotation de la projection du périmètre d'héliostat sur le plan récepteur	[degré]
$\phi$	: Latitude du lieu	[degré]
$\omega$	: Angle horaire du soleil	[degré]
$\omega_i$	: L'angle d'incidence	[degré]

## APPENDICE B.

### Distribution du flux sur le récepteur de l'héliostat N°2 à l'héliostat N°9

Nous montrons sur les figures ci-dessous les résultats obtenus pour la distribution de la densité du flux sur le récepteur en deux dimensions, en trois dimensions ainsi que les contours des iso flux de l'héliostat N°2 à l'héliostat N°9.

#### B.1 Héliostat N°2

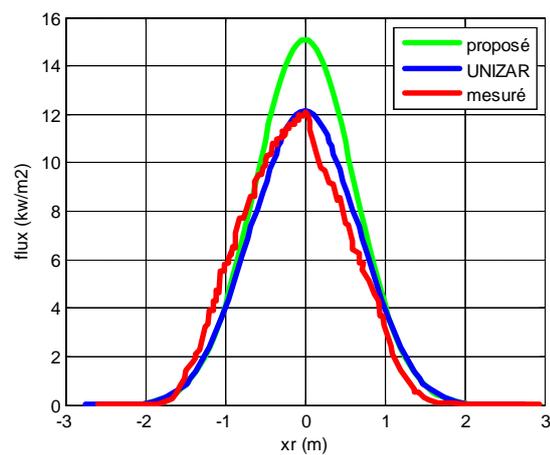


Figure B.1 : Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°2

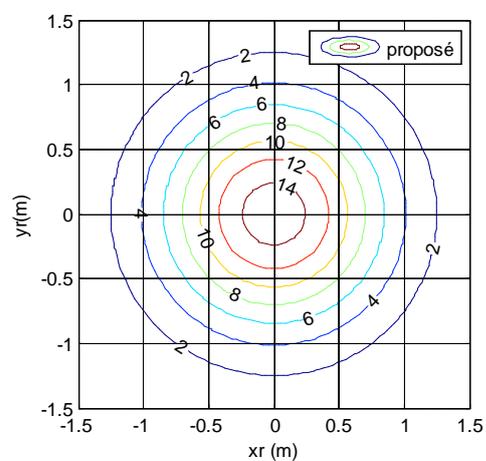


Figure B.2 : Contours de la densité de flux de l'héliostat N°2

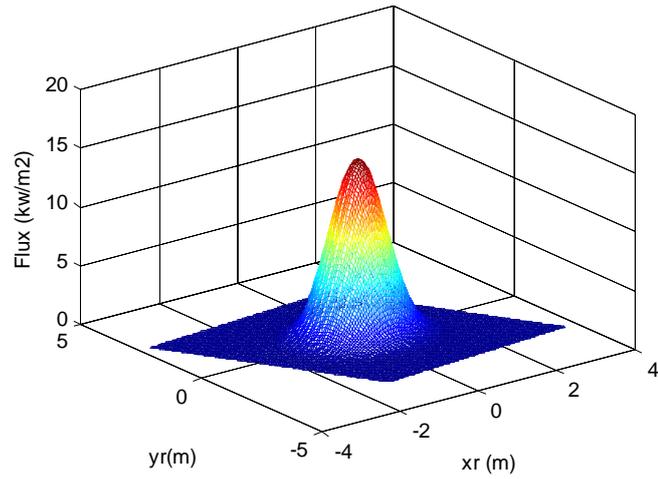


Figure B.3 : Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°2

## B.2 Héliostat N°3

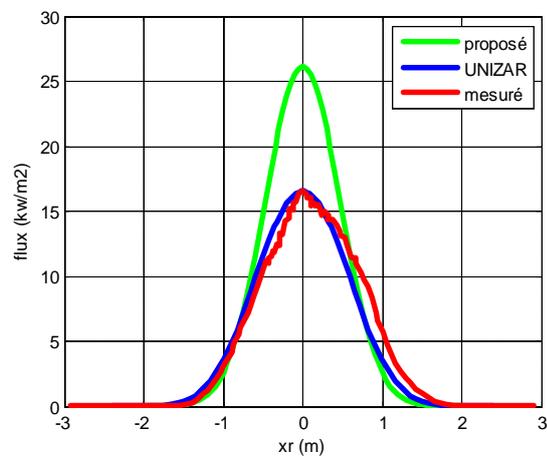


Figure B.4 : Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°3

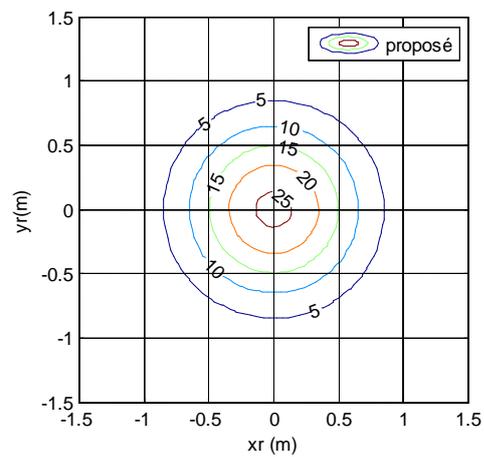


Figure B.5 : Contours de la densité de flux de l'héliostat N°3

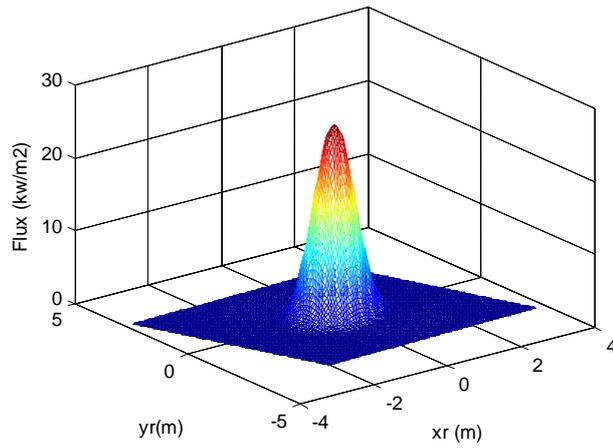


Figure B.6 : Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°3

B.3 Héliostat N°4

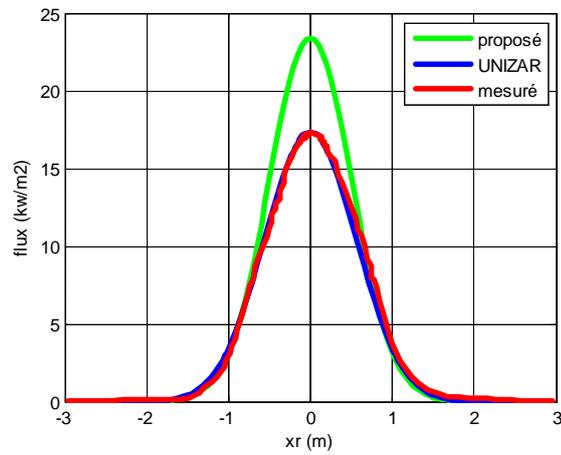


Figure B.7 : Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°4

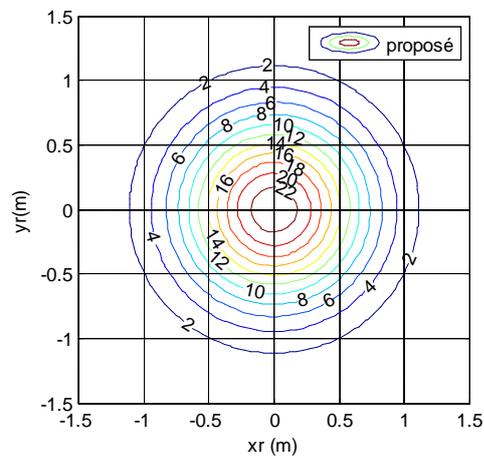


Figure B.8: Contours de la densité de flux de l'héliostat N°4

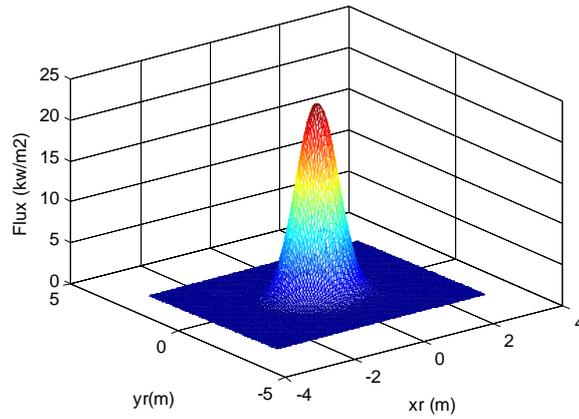


Figure B.9 : Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°4

#### B.4 Héliostat N°5

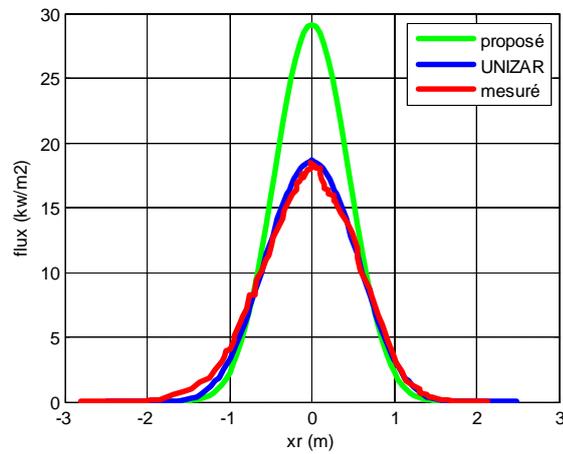


Figure B.10 : Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°5

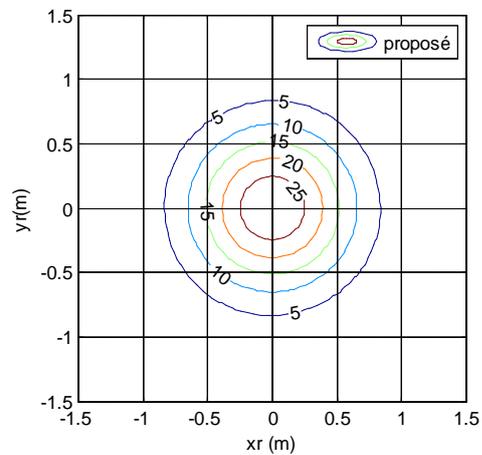


Figure B.11 : Contours de la densité de flux de l'héliostat N°5

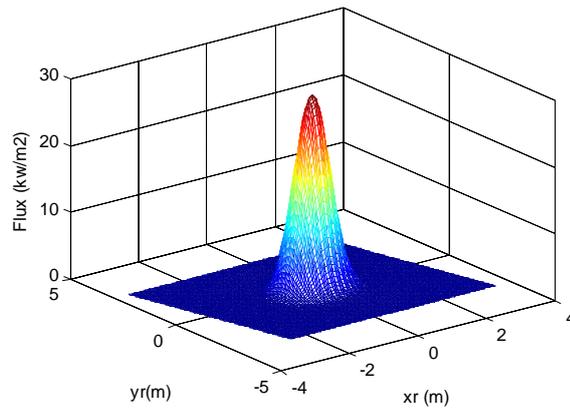


Figure B.12 : Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°5

### B.5 Héliostat N°6

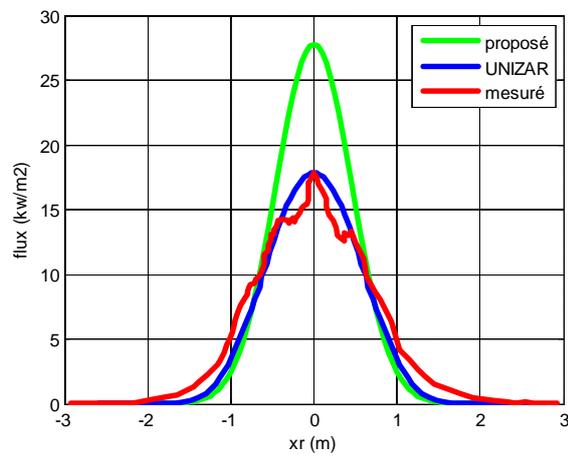


Figure B.13 : Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°6

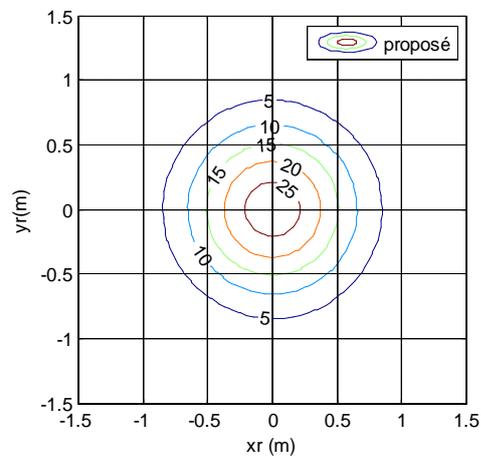


Figure B.14: Contours de la densité de flux de l'héliostat N°6

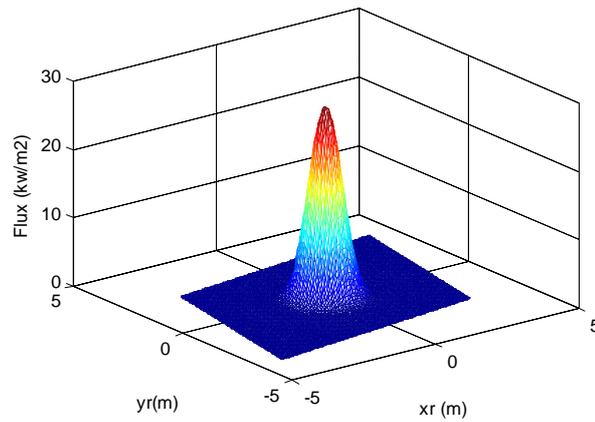


Figure B.15 : Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°6

### B.6 Héliostat N°7

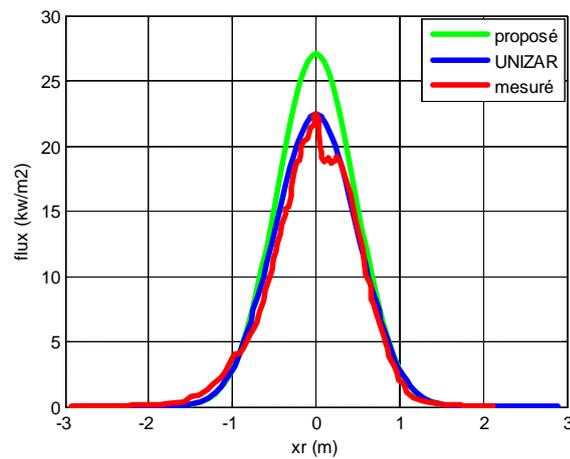


Figure B.16: Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°7

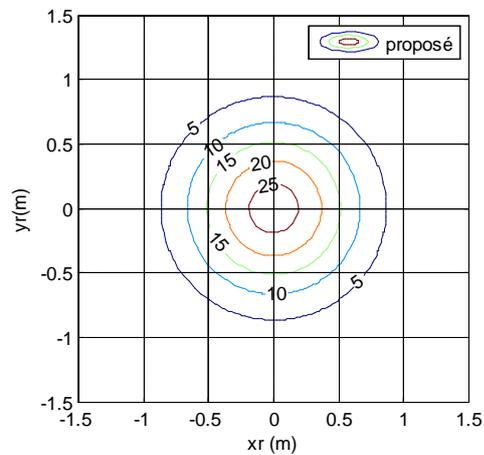


Figure B.17 : Contours de la densité de flux de l'héliostat N°7

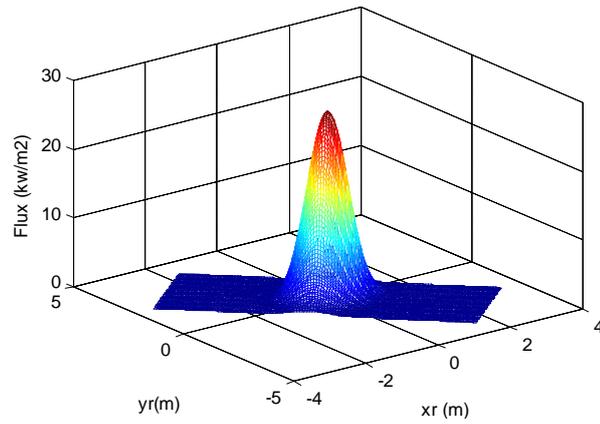


Figure B.18 : Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°7

### B.8 Héliostat N°8

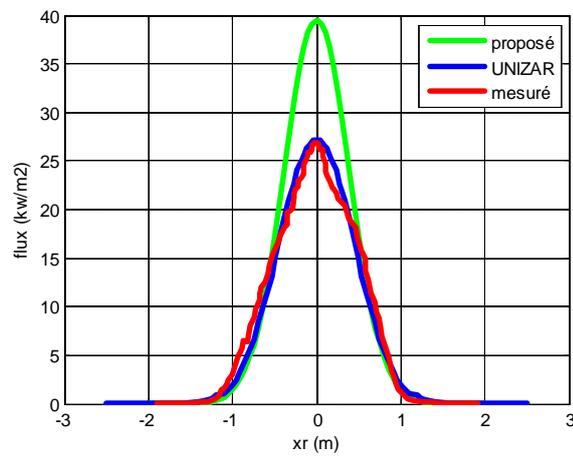


Figure B.19: Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°8

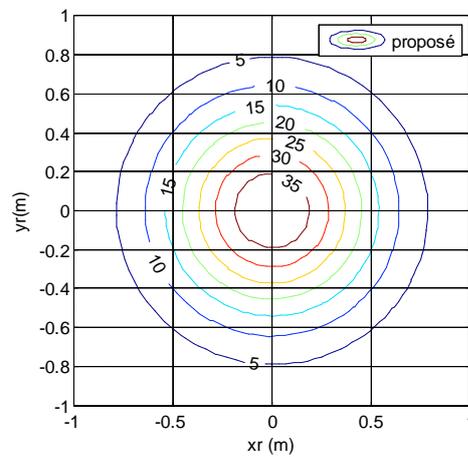


Figure B.20: Contours de la densité de flux de l'héliostat N°8

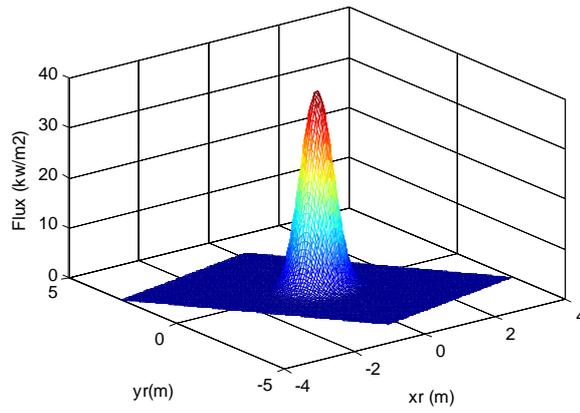


Figure B.21 : Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°8

### B.9 Héliostat N°9

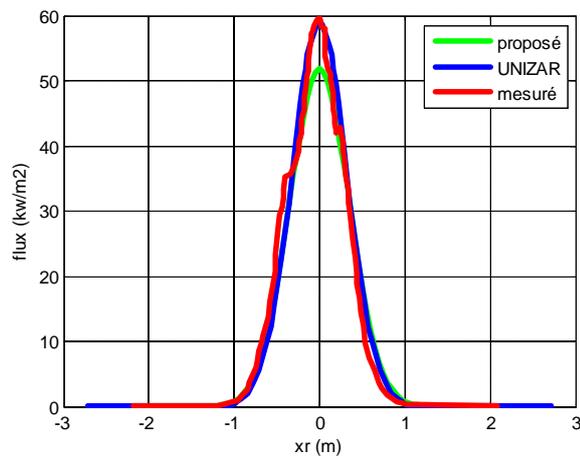


Figure B.22 : Profils centraux, mesuré, calculé et proposé de l'héliostat N°9

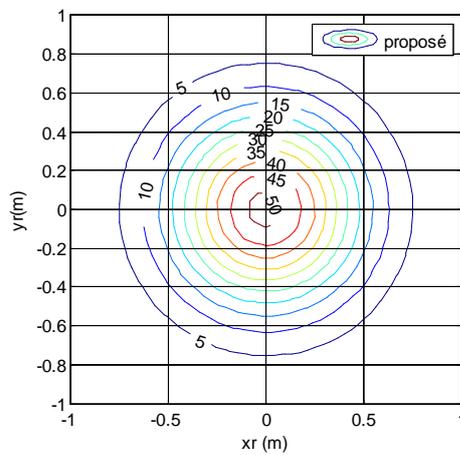


Figure B.23 : Contours de la densité de flux de l'héliostat N°9

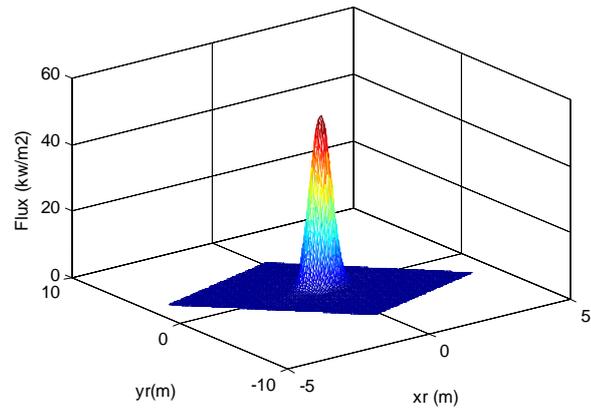
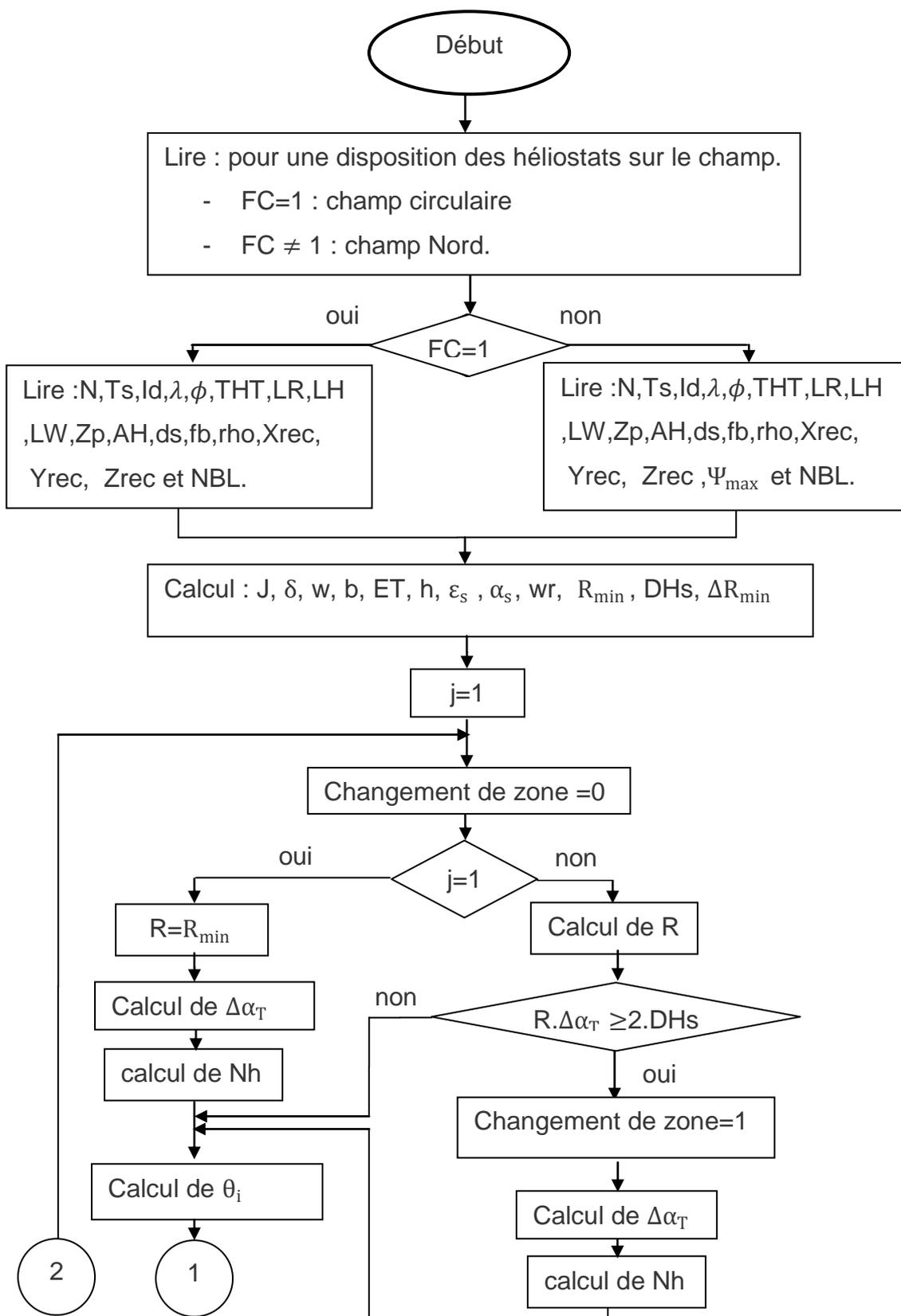
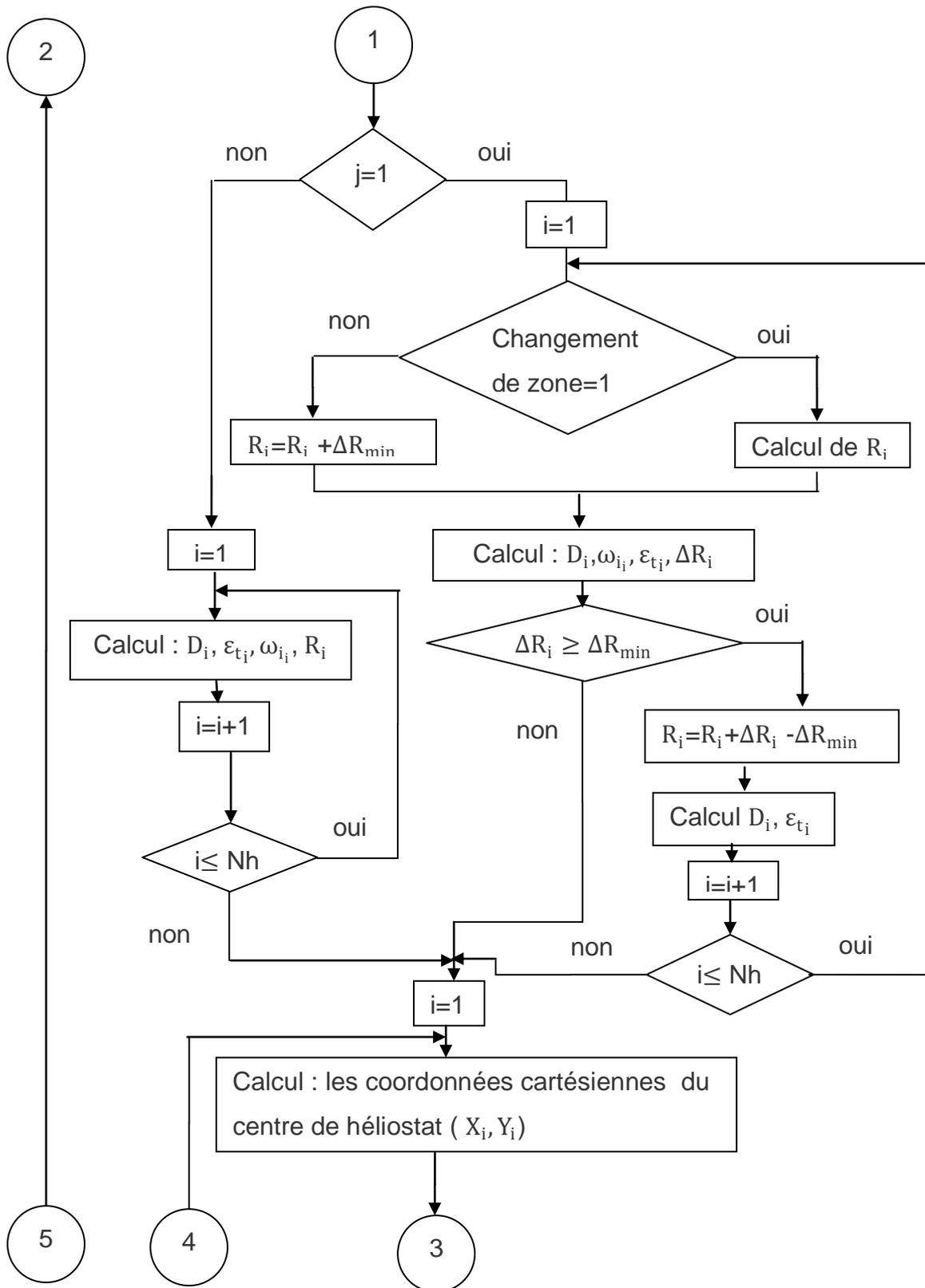
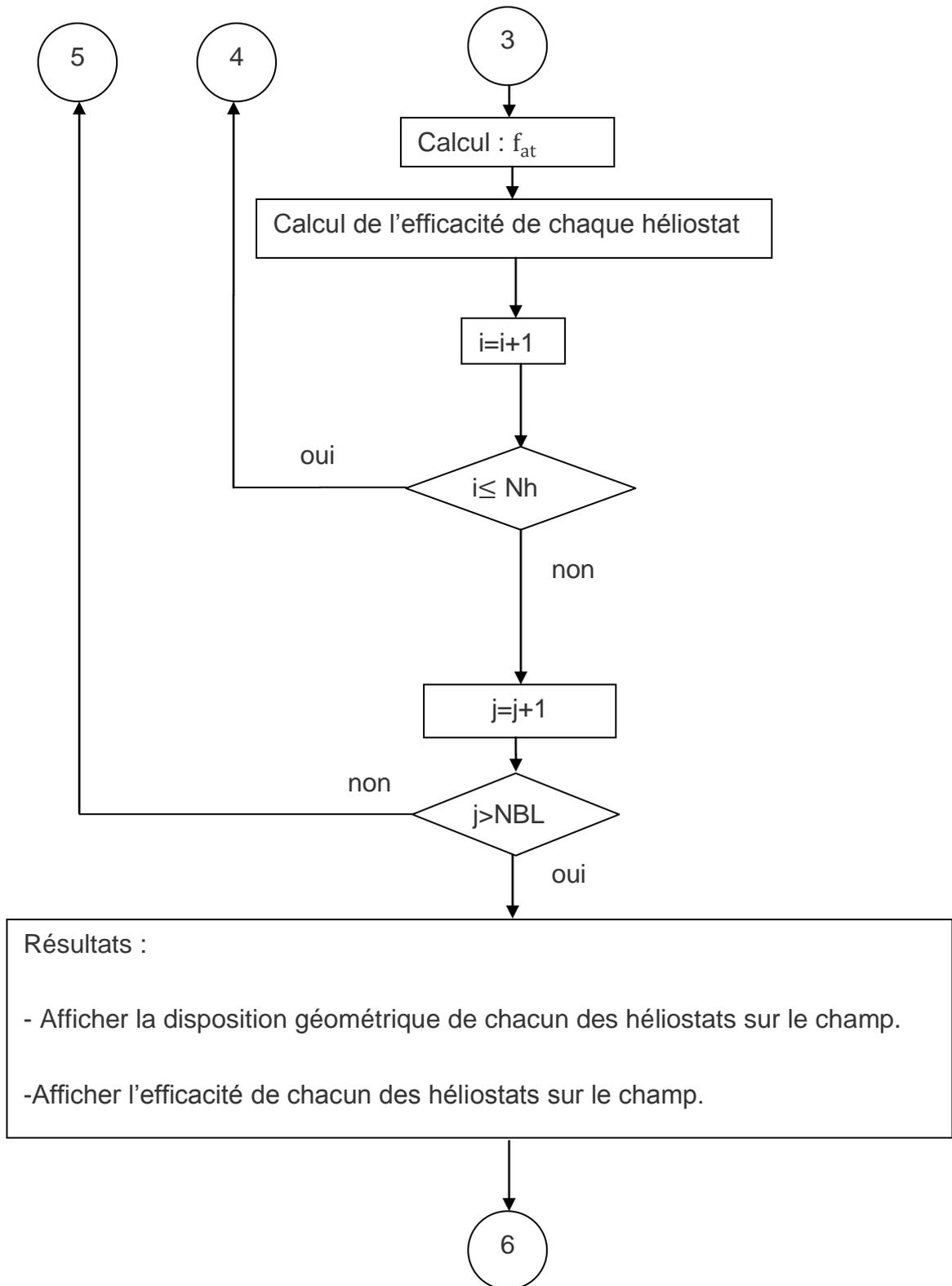


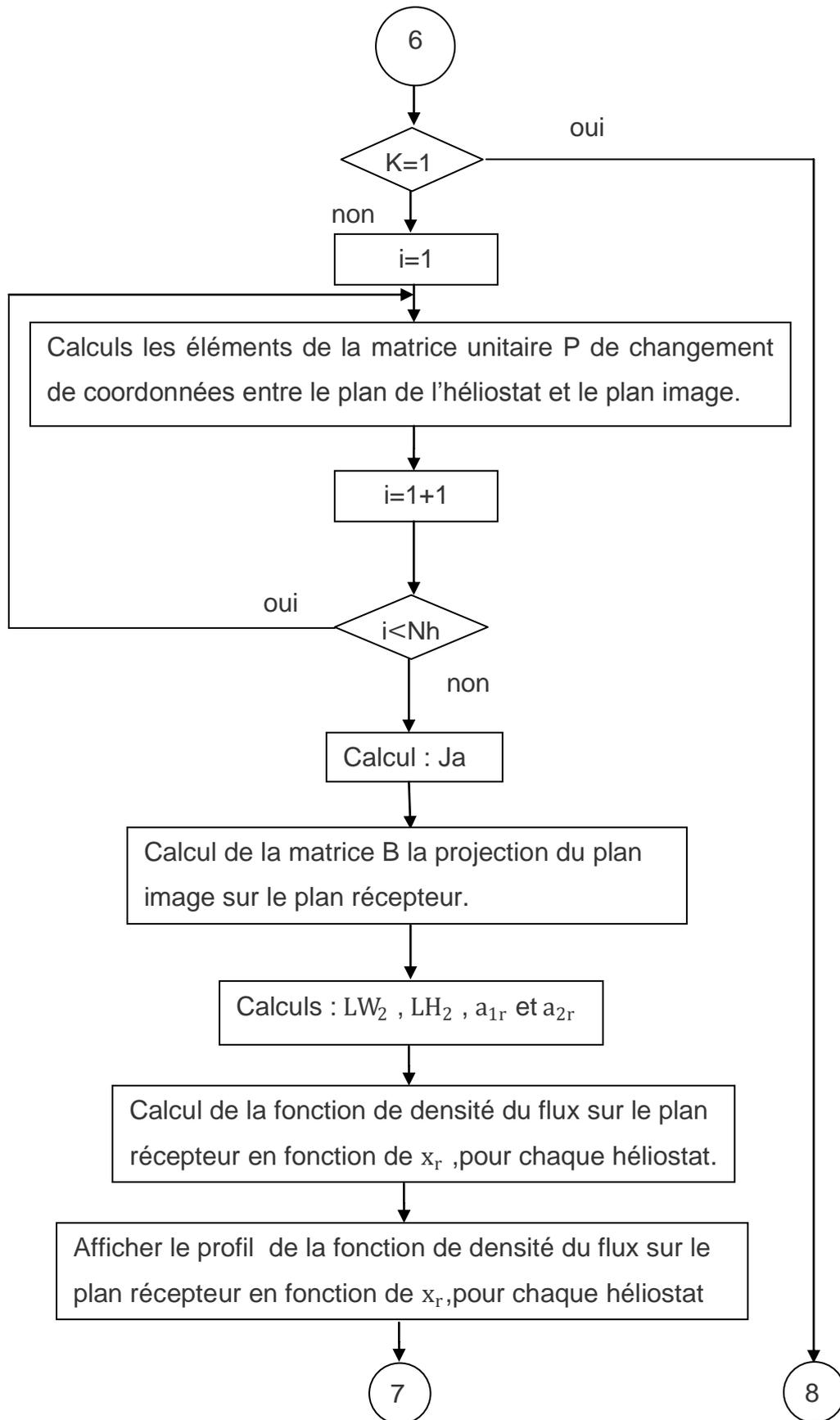
Figure B.24 : Profil de la densité de flux en 3D de l'héliostat N°9

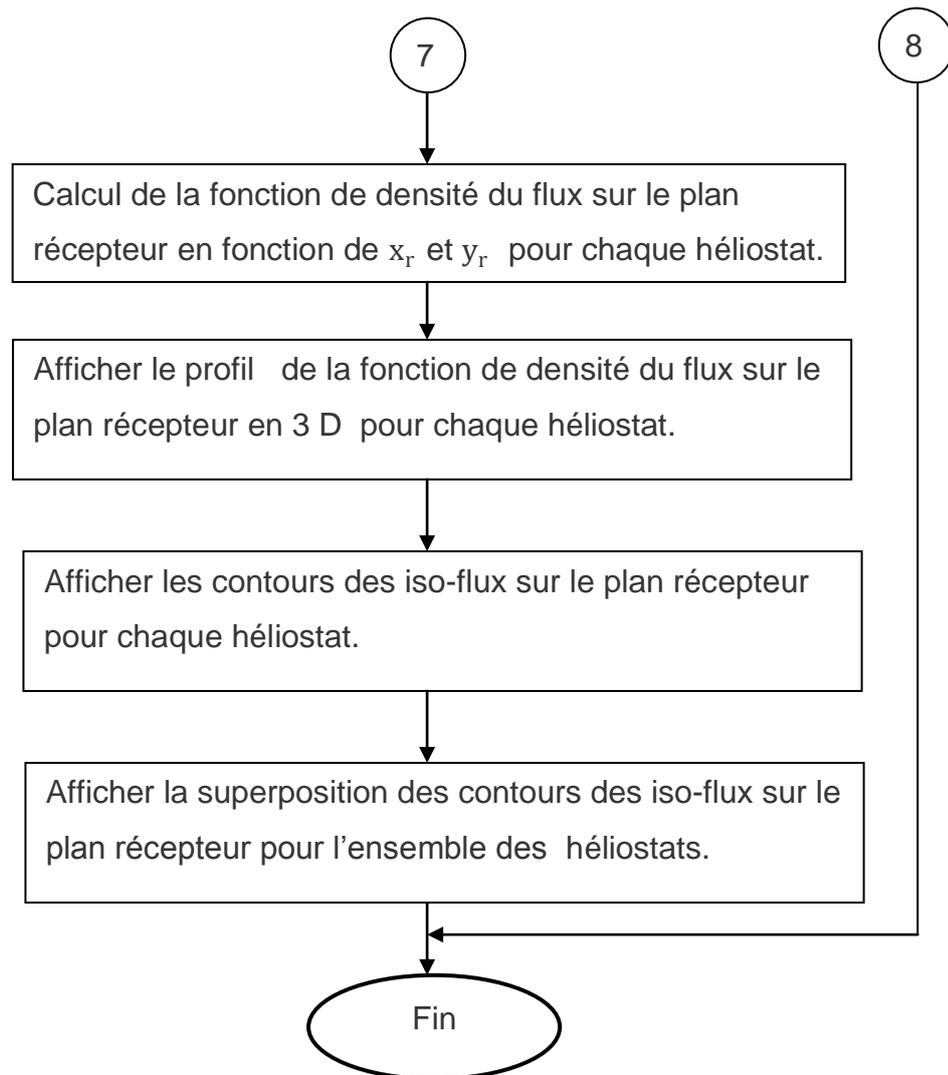
**APPENDICE C.**  
**ORGANIGRAMME DU MODELE**











## REFERENCES

1. Mihoub, S., " Commande d'héliostat plan réfléchissant le rayonnement solaire vers une cible fixe ", thèse de magister, unité de recherche des matériaux et énergies renouvelables, université de Tlemcen, (décembre 2010).
2. Mahdi, K., " Conception et réalisation d'un concentrateur sphérique", thèse de magister, Energies renouvelables, université Mentouri, Constantine, (mars 2008).
3. Gama, A., Haddadi, M. et Malek, A., " Etude et réalisation d'un concentrateur cylindro-parabolique avec poursuite solaire aveugle ", revue des énergies renouvelables vol 11, N° 3, (2008).
4. Khellaf, A., " les centrales solaires à tour : perspectives en Algérie ", bulletin Energie Renouvelable, cder, N°20, (2011).
5. Collado, F.J., " Preliminary design of surrounding heliostat fields", Renewable Energy 34 (2009) 1359–1363.
6. De la Torre, J., " Calculs de sensibilités par méthode de Monte-Carlo, pour la conception de procédés à énergie solaire concentrée", thèse doctorat, Energétiques et Transferts, Université de Toulouse, (février 2011).
7. Collado, F.J., " One-point fitting of the flux density produced by a heliostat ", Solar Energy, Vol.84, (2010), pp. 673-684.
8. Moustafa, M. E., Kadry, A. F. and Omar, M. A., " Measurement of solar flux density distribution on a plane receiver due to a flat heliostat ", Solar Energy, Vol. 54, No. 6, (1995), pp. 403-411.
9. Quoilin, S., " les centrales solaires à concentration ", université de Liège, faculté des sciences appliquées, (Mai 2007).

10. Ummadidingu, A., Soni, M.S., " Concentrating solar power-Technology, potential and policy in India ", Volume 15, (December 2011), pages 5169 -5175.
11. Bonnet, S., Alaphilippe, M., Stouffs, P., " Conversion Thermodynamique de l'Energie Solaire dans des Installations de Faible ou de Moyenne Puissance : Réflexions sur le Choix du Meilleur Degré de Concentration", Rev. Energ. Ren. : 11èmes Journées Internationales de Thermique (2003), 73-80.
12. Valeriano, R. H., Manuel, A. S. P., Isidoro, L. B.," la electricidad solar térmica,tan lejos, tan cerca " , Fundación Gas Natural, Espana, (2009).
13. Durand, C., "Performance et limites de chaudière a gaz de centrales solaires", thèse doctorat, Ecole polytechnique fédérale de Lausanne, N°474, (1983).
14. Kosuke, A., Kazuo, Y., Masaki O., Yukuo K., Minoru N., Katsushige, N., "sensor- controlled heliostat with an equatorial mount " , Solar Energy , volume80,.(2006), pp1089-1097.
15. Aracil, C., Quero, J. M., Castañer, L., Osuna, R., and Franquelo, L.G., " tracking system for solar power plants ", IEEE, (2006).
16. Rubio, F.R., Ortega, M.G., Gordillo, F., Lopez-Martinez, M., " Application of new control strategy for sun tracking " , Energy conversion and management, volume 48, pp 2174-2184, (February 2007).
17. Huifeng, J., Jianzhong, F., Yuchun, L., Jintao, L., "Design of Automatic Two-axis Sun-tracking System", IEEE, (2010).
18. Zeghib, I., " étude et réalisation d'un concentrateur solaire parabolique ", Thèse de magister, Université de Constantine, (2008).
19. Haddadi, M., " Elaboration d'une commande pour Héliostat ", Rev. energ. Ren : ICPWE, (2003), 153-157.

20. Xiudong, W., Zhenwu, L., Weixing, Y., Hongxin, Z., Zhifeng, W., " Tracking and ray tracing equations for the target-aligned heliostat for solar tower power plants ", Renewable energy, (2011), pp1-7.
21. Mersier, CL., " les centrales électrosolaires à tour. Optimisation du champ de réflecteurs et l'application à l'effet de taille.", Revue de physique appliquée, Tome14, N°1, (Janvier 1979).
22. Manuel, S. P., " Systems termosolares de concentración ", Grupo de Termodinámica y Energías Renovables, Departamento de Ingeniería Energética y Mecánica de Fluidos, universidad de sevilla, Curso (2004/2005).
23. Domingo, M., "El Proyceto Solar Tres ",Jornada anual 2005, Energía Solar, Madrid, ( Mayo de 2005).
24. Cortés, D. D., " Diseno y estudio de viabilidad técnica, economico-financiera y ambiental de una planta termosolar de receptor central ", proyecto fin de carrera, ingenieria técnica industrial mecanica, Universidad Carlos III Madrid, (Febrero 2011).
25. Kreith, F., Goswami, D.Y., "Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy", (2007) by Taylor & Francis Group, LLC.
26. Henault, F., Royere, C., " concentration du rayonnement solaire : analyse et évaluation des réponses impulsionnelles et des défauts de réglage de facettes réfléchissantes ", J. Optics (Paris), (1989), vol. 20, N° 5, pp. 225-240.
27. Geyer, M. and, Stine, W.B.," Power from the Sun book ", J.T. Lyle Center, (2001), <http://www.powerfromthesun.net/book.html>
28. Maatallah, T., El Alimi, S., Ben Nassrallah, S., "Performance modeling and investigation of fixed, single and dual-axis tracking photovoltaic panel in Monastir city, Tunisia", Renewable and Sustainable Energy Reviews, volume 15, (October 2011), pages 4053– 4066.

29. Duffie, J.A. and Beckman, J.W., "Solar Engineering of Thermal Processes", 2ed, Inc, (1991).
30. SFEIR, A.A., GUARRACINO, G., "Ingénierie des systèmes solaires", Edition : Technique et Documentation, (Paris 1981).
31. Bekouche, S.M.A., "Modélisation du Comportement Thermique de Quelques Dispositifs Solaires", Thèse Doctorat en Physique, Option : Electronique et Modélisation, Université Abou-Baker Belkaid, Tlemcen, (2009).
32. Al-Enezia, F.Q., Sykulska, J.K., Ahmed, N.A., "Visibility and Potential of Solar Energy on Horizontal Surface at Kuwait Area", Energy Procedia, Vol. 12, (September 2011), pp 862 – 872.
33. Coelho, A., Castro, R., "Sun Tracking PV Power Plants: Experimental Validation of Irradiance and Power Output Prediction Models", International journal of renewable energy research, Vol.2, No.1, (2012).
34. Alain, R. J., "Gisement solaire et transferts énergétiques", Master, Energies Renouvelables, Université de Cergy-Pontoise, France, (2011).
35. Saadi, S., "Effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan", thèse de magistère en physique Spécialité : Energies renouvelables, Université de Mentouri, Constantine, (2010).
36. Sotehi, O., "Etude des caractéristiques de fonctionnement et de la performance d'un distillateur solaire", thèse de magister en physique, spécialisé énergie renouvelable, université de Mentouri, Constantine, (Janvier 2009).
37. Foster, R., Ghassemi, M., Cota, A., "Solar Energy: Renewable Energy and the Environment", Taylor and Francis Group, (2010).
38. Yueshe, W., Xunwei, D., Jinjia, W., Hui, J., "Numerical simulation of the heat flux distribution in a solar cavity receiver", Energy Power Eng. China (2010), 4(4): 571–576.

39. Siala, F.M.F., Elayeb, M.E., " Mathematical formulation of a graphical method for a no-blocking heliostat field layout ", Renewable Energy 23 (2001),77–92.
40. Francisco J. C., Jesús, G., " Campo: Generation of regular heliostat fields ", Renewable Energy, Volume 46, (October 2012), Pages 49-59.
41. Chong, K.K., Tan, M.H., "Comparison study of two different sun-tracking methods in optical efficiency of heliostat field ", International Journal of Photo energy, (2012), Article ID 908364, 10 pages.
42. Callaway, J., Gromenko, O., GU, Y., Hegemann, R., Kwessi, E., Li, Q., McCarthy, C., " Robust Optimal Design of Heliostat Arrays for concentrating Solar Power Plants ", Seventeenth Mathematical and Statistical Modeling Workshop for Graduate Students, (July 2011), North Carolina State University Raleigh, NC, USA.
43. Collado, F.J., Gomez, A., Tureganot, J.A., " An analytic function for the flux density due to sunlight reflected from a heliostat ", Solar Energy, Vol. 37, N°.3, (1986), pp.215-234.
44. Mehrabian, M. A., Aseman, R. D., " Computer Programming to Calculate the Variations of Characteristic Angles of Heliostats as a Function of Time and Position in a Central Receiver Solar Power Plant ", Proceedings of ISES World Congress 2007: Solar Energy and Human Settlement, (Vol. IV), (2007), pp 1894-1898.
45. Plaza, D.M.," Plataforma solar de Almeria informe anual ", (2010)  
[http://www.psa.es/webesp/techrep/2010/ATR2010\\_esp.pdf](http://www.psa.es/webesp/techrep/2010/ATR2010_esp.pdf)