



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

**Université Kasdi Merbah–Ouargla**  
**Faculté des Sciences Appliquées**  
**Département de Génie Mécanique**



Thèse présentée pour l'obtention du diplôme de

**Doctorat Es-Sciences**

**Domaine** : Sciences et techniques

**Filière** : Génie Mécanique

**Spécialité** : Génie Mécanique

**Thème**

---

# **OPTIMISATION DES PERFORMANCES DU CHAMP SOLAIRE D'UNE CENTRALE A TOUR A CONCENTRATION**

Présenté par :

**Abdelfetah BELAID**

**Soutenu publiquement le : 04/11/2023**

**Devant le jury :**

---

Président	Pr. Yacine MARIF	Professeur.	Université Kasdi Merbah Ouargla
Encadreur	Dr. Amar GAMA	Directeur de recherche	URAER Ghardaia
Co-encadreur	Pr. Mustapha BOUAKBA	Professeur	Université Kasdi Merbah Ouargla
Examineur	Dr. Maamar HAMDANI	Directeur de recherche	URAER Ghardaia
Examineur	Dr. Amar ROUAG	MCA	Université Kasdi Merbah Ouargla
Examineur	Dr. Lalmi DJEMOUI	MCA	Université Ghardaia

---

## *Dédicace*

*Je tiens à exprimer mes remerciements les plus sincères à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de cette thèse. Je tiens à remercier mes parents et ma famille pour leur amour inconditionnel et leur soutien constant tout au long de ma vie et de mon parcours académique.*

*Je suis particulièrement reconnaissant envers ma conjointe pour son soutien constant au fil des années, ainsi qu'envers mes deux enfants qui sont la source de joie de ma vie. Je les remercie pour leur patience et leur compréhension alors que je consacrais une grande partie de mon temps à ma thèse.*

---

# Remerciements

Je voudrais commencer par remercier sincèrement mes directeurs de thèse, "Pr. Omar GAMA" et "Pr. Mustapha BOUAKBA", pour m'avoir fait confiance dès le début pour mener à bien cette tâche, ainsi que pour leurs enseignements et leur patience durant ce parcours académique. C'était un plaisir et un privilège pour moi de travailler avec vous.

Je suis très reconnaissant envers les membres du jury, à savoir le Pr. *Yacine MARIF*, le Dr. *Maamar HAMDANI*, le Dr. *Amar ROUAG* et le Dr. *Lalmi DJEMOUI*, pour leur expertise, leur sagesse et leur engagement envers ma thèse.

Je souhaite également remercier mes collègues de recherche, à savoir le Dr. *Abdelkader FILALI*, le Dr. *Samir HASSANI*, le Dr. *Toufik ARRIF*, Mr. *Badreddine BEZZA*, Mr. *Mehdi KHALFI*, le Dr. *Mohamed Kamal CHERIFI*, et le Dr. *Mawloud GUERMOUI*, et le Dr. *Sofiane KHERROUR*, pour les moments mémorables passés ensemble. Leurs contributions et leur soutien ont rendu cette expérience académique riche et agréable.

Enfin, je tiens à exprimer ma gratitude à toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de cette thèse. Leur soutien et leur encouragement ont été précieux pour moi et je suis fier de les dédier à eux aujourd'hui.

---

## Table des matières

Liste des figures .....	vii
Liste des tableaux .....	xi
Indices .....	xiii
Glossaire.....	xvi
<b>Introduction Générale.....</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre 1 État de l'art sur les champs d'héliostats .....</b>	<b>4</b>
1.1 Introduction.....	4
1.2 Principe de fonctionnement des systèmes de tour solaire à concentration .....	4
1.3 État de l'art sur l'héliostat .....	6
1.3.1 Mécanismes de suivi d'héliostat.....	6
1.3.1.1 Suivi Azimut-Élévation(AE) .....	6
1.3.1.2 Suivi horizontal fixe (HF) .....	7
1.3.2 Composants d'héliostats .....	8
1.3.2.1 Structure.....	8
1.3.2.2 Module de réflexion.....	9
1.3.2.3 Système d'entraînement (Moteur) .....	11
1.3.2.4 Fondation .....	14
1.3.2.5 Système de contrôle et de communication.....	16
1.3.3 Développement des héliostats.....	17
1.3.4 Conception et forme d'héliostat.....	18
1.3.5 Taille de l'héliostat .....	19
1.3.6 Coût de l'héliostat.....	21
1.4 Classification des champs d'héliostats .....	23
1.4.1 Dispositions structurée (into-patterned).....	24
1.4.1.1 Dispositions rectangulaires du champ .....	24
1.4.1.2 Disposition rectangulaire décalée du champ.....	25
1.4.1.3 Disposition radiale du champ (radiale Cornfield).....	26
1.4.1.4 Disposition radiale décalée du champ.....	27
1.4.1.5 Disposition spirale biomimétique .....	29
1.4.2 Dispositions non structurées du champ (pattern-free) .....	30
1.5 Codes d'analyse optique et d'optimisation du champ des héliostats.....	31
1.6 Centrales solaires à tour opérationnelles et en cours de développement.....	35

---

1.7	Conclusion .....	37
<b>Chapitre 2</b>	<b>Modélisation Mathématique .....</b>	<b>39</b>
2.1	Introduction.....	39
2.2	Modèle de mouvement d'héliostat .....	39
2.2.1	Position du soleil.....	40
2.2.2	Vecteur héliostat-récepteur .....	41
2.2.3	Vecteur normal d'héliostat .....	42
2.3	Performances optiques .....	42
2.3.1	Rendement d'ombrage et de blocage.....	43
2.3.1.1	Critères de sélection des héliostats responsables d'ombrage et de blocage .....	44
2.3.1.2	Diamètre caractéristique DM .....	44
2.3.1.3	Model de calcul du rendement d'ombrage et de blocage .....	46
2.3.2	Rendement cosinus .....	51
2.3.3	Rendement d'interception.....	52
2.3.3.1	Erreur de la forme de soleil.....	53
2.3.3.2	Erreur d'astigmatisme.....	54
2.3.3.3	Erreurs de la qualité de la surface .....	56
2.3.3.4	Erreurs de suivie .....	57
2.3.4	Rendement de l'atténuation atmosphérique.....	57
2.3.5	Rendement de réflectivité .....	58
2.4	Dispositions de champ d'héliostats .....	59
2.4.1	Disposition spirale biomimétique .....	59
2.4.2	Champ radial décalé .....	60
2.5	Optimisation du champ d'héliostats .....	62
2.5.1	Fonction objectif .....	63
2.5.1.1	Rendement optique annuel pondéré.....	63
2.5.1.2	Nouvelles fonctions $f(\eta_{field} W A_{field})$ .....	64
2.5.1.3	Coût normalisé de l'électricité (LCOE).....	64
2.5.2	Algorithmes d'optimisation des champs d'héliostats .....	64
2.5.2.1	Algorithme d'optimisation de l'essaim des particules (PSO).....	65
2.5.2.2	Algorithme d'optimisation de la sauterelle (GOA).....	67
2.5.2.3	Comparaison entre l'Algorithme GOA et PSO .....	69
2.6	Code développé.....	70
2.7	Conclusion .....	71

---

---

<b>Chapitre 3 Optimisation des performances optiques du champ d'héliostats</b> .....	73
3.1 Introduction.....	73
3.2 Description du champ d'héliostats optimisé.....	74
3.3 Validation des résultats du code d'optimisation .....	74
3.3.1 Validation du code avec le champ d'héliostats de la PS10 d'origine .....	76
3.3.2 Validation du code avec le champ d'héliostats de la PS10 Spirale.....	77
3.4 Optimisation de la disposition du champ de l'héliostat de la centrale PS10.....	78
3.4.1 Optimisation du champ d'héliostats de la centrale solaire PS10 en utilisant le rendement optique $\eta_{field} W$ comme fonction objectif.....	79
3.4.1.1 Méthodologie de l'algorithme.....	80
3.4.1.2 Performance optique du champ d'héliostats PS10 en spirale biomimétique proposé par Noon et al pour différentes formes.....	81
3.4.1.3 Optimisation de la disposition du champ d'héliostat PS10 biomimétique spiral pour différentes formes d'héliostat.....	83
3.4.2 Optimisation du champ d'héliostats de la centrale solaire PS10 en utilisant le rendement $f(\eta_{field} W A_{field})$ comme fonction objectif.....	89
3.4.2.1 Méthodologie de l'algorithme.....	89
3.4.2.2 Comparaison de l'optimisation du champ Spiral biomimétique et de Campo radial décalé pour différentes formes d'héliostats.....	91
3.4.2.3 Comparaison entre l'utilisation du rendement optique $\eta_{field} W$ et de la fonction $f(\eta_{field} W A_{field})$ .....	99
3.5 Conclusion .....	102
<b>Chapitre 4 optimisation des Performances économiques du champ d'héliostats</b> .....	103
4.1 Introduction.....	103
4.2 Coût des équipements pour la centrale solaire PS10 .....	103
4.2.1 Coûts d'héliostats .....	104
4.2.1.1 L'effet de la taille d'héliostat sur le coût.....	105
4.2.1.2 L'influence du volume de production d'héliostats sur les Coûts .....	107
4.2.2 Coûts du terrain.....	108
4.2.3 Coût de la construction de la tour .....	109
4.2.4 Coût du récepteur .....	109
4.2.5 Coût de l'unité de conversion de puissance PCU .....	110
4.2.6 Coût de stockage thermique.....	110
4.3 Calcul du Coût normalisé de l'électricité (LCEO) .....	111

---

---

4.4	Optimisation du champ d'héliostats PS10 en utilisant le rendement LCEO comme fonction objectif .....	113
4.4.1	Méthodologie de l'algorithme.....	113
4.4.2	Analyse des coûts des équipements de la centrale PS10 d'origine .....	114
4.4.3	Optimisation du champ PS10 pour des héliostats de différentes formes.....	115
4.5	Conclusion .....	121
	<b>Conclusion Générale</b> .....	123
	Annexes.....	127
	Bibliographie.....	147

---

## Liste des figures

Figure 1.1 : Schéma du principe d'une centrale à tour à concentration. ....	5
Figure 1.2 : Mécanisme de suivi Azimut-Élévation.....	7
Figure 1.3 : Mécanisme de suivi horizontal fixe.....	7
Figure 1.4 : Composants d'héliostat typique en forme T.....	8
Figure 1.5 : Héliostat à type T avec position de rabatement complète. ....	9
Figure 1.6 : Caractéristiques des miroirs en verre et entreprises fabricantes.....	10
Figure 1.7 : Moteurs à actionneurs rotatifs(a), et linéaires (b).....	11
Figure 1.8 : Différentes solutions alternatives pour l'entraînement à deux axes. ....	12
Figure 1.9 : Moteurs rotationnels à deux axes disponibles pour être utiliser dans les héliostats..	13
Figure 1.10 : Moteurs d'entraînements linéaires pour utiliser dans les héliostats.....	14
Figure 1.11 : Fondation en béton d'héliostat de la centrale solaire de THEMIS.....	14
Figure 1.12 : Fondation avec insertion du pylône à Ivanpah Solar.....	15
Figure 1.13 : Support lourd pour la Structure de petits héliostats (eSolar : Sierra Sun).....	15
Figure 1.14 : Prototype d'héliostat autonome et sans fil. ....	16
Figure 1.15 : Différentes conceptions et tailles d'héliostats, ainsi que les fabricants correspondants, depuis les années 80 jusqu'à aujourd'hui.....	18
Figure 1.16 : Classification des héliostats selon leur taille. ....	20
Figure 1.17 : Tendances de la taille des héliostats de 1970 à nos jours.....	20
Figure 1.18 : Coût spécifique de l'héliostat en fonction de sa surface. ....	21
Figure 1.19 : Champ d'héliostats circulaire, représenté par la centrale solaire Gemasolar à Séville, en Espagne.....	23
Figure 1.20 : Champs d'héliostats polaires, représentés par les centrales solaires PS20 et PS10 à Séville, en Espagne.....	23
Figure 1.21 : Schéma illustrant la disposition rectangulaire nord-sud d'un champ d'héliostats (Cornfield) orientée vers le nord. ....	25
Figure 1.22 : Disposition rectangulaire réelle d'un champ d'héliostats orientée vers le nord par deux projets différents : (a) tour solaire pilot de l'Université King Saoud à Riyad en Arabie Saoudite, et (b) tour solaire à concentration Sandia, au National Solar Thermal Test Facility (NSTTF), Albuquerque, New Mexico.....	25
Figure 1.23 : Schéma illustrant la disposition rectangulaire décalée du champ d'héliostat (Staggered Cornfield) orientée vers le nord. ....	26

Figure 1.24 : Disposition rectangulaire décalée réelle d'un champ d'héliostats orientée vers le nord pour deux projets différents : (a) Projet Sierra Sun Tower (Californie, États-Unis), et (b)Projet solaire à concentration Heliogen, (Californie, États-Unis). .....	26
Figure 1.25 : Schéma illustrant la disposition radiale du champ d'héliostats (radial Corn field) orientée vers le nord. ....	27
Figure 1.26 : Schéma illustrant la disposition radiale décalée du champ d'héliostats.....	27
Figure 1.27 : Schéma illustrant la disposition des héliostats dans un champ radial décalé de type Campo. ....	28
Figure 1.28 : Disposition radiale décalée réelle d'un champ d'héliostats pour Projet tour solaire à concentration Noor III -Ouarzazate Solar Power Plant, Morocco. ....	29
Figure 1.29 : Schéma illustrant disposition en spirale biométrique du champ d'héliostats, avec $a=4.5$ et $b=0.65$ . ....	29
Figure 1.30 : Projet de tour solaire à concentration construite dans le parc solaire Mohammed Bin Rashid Al Maktoum, à Dubaï, avec une disposition en spirale biomimétique....	30
Figure 1.31 : Dispositions non structurées du champ d'héliostat(pattern-free) : (a) Champ de Carrizosa,et (b)Champ de cruz. ....	31
Figure 2.1 : La position solaire.....	40
Figure 2.2 : Vecteurs et angles en géométrie d'héliostat dans le système optique étudié. ....	41
Figure 2.3 : Les héliostats qui pourraient potentiellement causer de l'ombrage ou du blocage....	44
Figure 2.4 : Diamètre caractéristique des héliostats et distance minimale de sécurité entre héliostats adjacents. ....	45
Figure 2.5 : Coordonnées du cadre de l'héliostat par rapport au système de coordonnées local, avec les coins correspondants P1 à P8. ....	47
Figure 2.6 : Projection d'ombrage pour les plans obliques. ....	48
Figure 2.7 : Projection de blocage pour les plans obliques. ....	51
Figure 2.8 : Effet cosinus réduisant la surface de réflexion effective des héliostats solaires. ....	52
Figure 2.9 : La diffusion du faisceau causée par l'erreur de la forme de soleil.....	54
Figure 2.10 : Hauteur et largeur de l'image déformée dans les plans tangentiel et sagittal. ....	55
Figure 2.11 : Erreurs macroscopiques (à gauche) et microscopiques d'une surface de miroir (à droite). ....	56
Figure 2.12 : Effet cumulatif des erreurs de suivi sur chaque axe de l'héliostat. ....	57
Figure 2.13 : Pert par atténuation atmosphérique. ....	58
Figure 2.14 : Placement des héliostats dans une disposition de champ en spirale biomimétique.	59

---

Figure 2.15 : Placement des héliostats dans le champ solaire utilisant la stratégie de disposition Campo radial décalée. ....	60
Figure 2.16 : Mouvement d'une particule .....	66
Figure 2.17 : Zone de confort, d'attraction et de répulsion dans l'essaim de sauterelles. ....	68
Figure 2.18 : Diagramme complet de la procédure d'optimisation. ....	71
Figure 3.1 : Carte du DNI à Séville, Espagne en 2019. ....	75
Figure 3.2 : Histogramme de DNI à Séville, Espagne à l'exclusion des valeurs nulles, en [W/m <sup>2</sup> ]. ....	75
Figure 3.3 : rendement optique pondérée annuelle pour chaque héliostat dans le champ PS10 d'origine, pour (a) Zhang et al, et (b) le code développé.....	77
Figure 3.4 : Rendement optique pondérée annuelle pour chaque héliostat dans le champ PS10 Spirale, pour, pour (a) Noone et al, et (b) le code développé.....	78
Figure 3.5 : Les différentes formes d'héliostats étudiées. ....	79
Figure 3.6 : Rendement optique $\eta_{field}$ wdu champ d'héliostats pour les différentes formes d'héliostats étudiées. ....	82
Figure 3.7 : Rendement d'ombrage et de blocage $\eta_{sb}$ du champ d'héliostats pour les différentes formes d'héliostats étudiées. ....	82
Figure 3.8 : La courbe de Pareto du rendement optique ( $\eta_{field}$ w)en fonction de la surface du champ. Le point rouge représente le champ optimisé correspondant pour les différentes formes d'héliostats étudiées en utilisant la disposition en spirale biomimétique.....	85
Figure 3.9 : Rendement optique annuel pondéré des champs optimisés pour différentes formes d'héliostats. ....	87
Figure 3.10 : La surface du champ d'héliostats optimisé pour différentes formes d'héliostats.....	87
Figure 3.11 : La courbe de Pareto de la fonction objectif f et son rendement optique correspondant pour les différentes formes d'héliostats en fonction de la surface du champ étudiées dans (a) la spirale biomimétique et (b) la configuration Campo radial décalée. ....	93
Figure 3.12 : Rendement annuel pondéré pour chaque héliostat pour les différentes formes d'héliostats étudiées pour la disposition optimale du champ (a) la spirale biomimétique et (b) la configuration de champ radial décalé. ....	95
Figure 3.13 : Comparaison du rendement optique du champ optimisé pour différentes formes d'héliostats pour les configurations biomimétiques en spirale et à Campo radial décalée. ....	98

---

---

Figure 3.14 : Comparaison de la surface du champ optimisé entre le champ Spirale biomimétique et à Campo radial décalée pour différentes formes d'héliostat. ....	98
Figure 3.15 : Zoom sur la courbe de Pareto de PS10 Spirale biomimétique optimisée.....	100
Figure 3.16 : Comparaison de l'utilisation du rendement optique $\eta_{field}$ $W$ et de la fonction $f(\eta_{field} W A_{field})$ : Évaluation du rendement optique pondéré pour différentes formes d'héliostats dans une configuration de champ spiral biomimétique.....	101
Figure 3.17 : Comparaison de l'utilisation du rendement optique $\eta_{field}$ $W$ et de la fonction $f(\eta_{field} W A_{field})$ : Évaluation la surface du champ pour différentes formes d'héliostats dans une configuration de champ spiral biomimétique.....	101
Figure 4.1 : Sensibilité des coûts des héliostats en fonction de leur surface pour les trois tailles d'héliostat de 16 40 et 120 m <sup>2</sup> .....	106
Figure 4.2 : Coûts des héliostats en fonction du volume de production pour les trois tailles d'héliostat (16, 40 et 120 [m <sup>2</sup> ]). ....	108
Figure 4.3 : Répartition des coûts des différents équipements de la centrale solaire PS10 originale.....	114
Figure 4.4 : Disposition optimisée du champ d'héliostats pour les deux configurations de champ (spirale biomimétique, champ radial décalé) et différentes formes d'héliostats.....	117
Figure 4.5 : Coût normalisé de l'électricité (LCEO) des champs optimisés de différentes formes d'héliostats pour les configurations biomimétiques en spirale et en décalage radial de Campo.....	121

---

## Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Résumé de quelques caractéristiques de ces codes. Adaptées de Rizvi, avec des données complémentaires.....	32
Tableau 1.2 : Centrales solaires à tour dans le monde par pays.....	35
Tableau 2.1: Pseudo code général du PSO .....	66
Tableau 2.2 Paramètre de l'algorithme PSO .....	67
Tableau 2.3 : Paramètre de l'algorithme GOA. ....	69
Tableau 3.1 : Paramètres du champ d'héliostat étudié. ....	74
Tableau 3.2 : Validation du modèle en comparant les résultats du code interne développé avec ceux obtenus à partir de WinDELSOL1.0.....	76
Tableau 3.3 : Comparaison des paramètres de performance optique entre le modèle développé dans cette étude et celui présenté par Noone et al. ....	77
Tableau 3.4 : Performance optique du champ d'héliostat pour les différentes formes d'héliostat à partir de la configuration PS10 spirale biomimétique proposée par Noon et al.....	81
Tableau 3.5 : Résultats de performance optique des champs optimisés pour différentes formes d'héliostats. ....	87
Tableau 3.6 : Performances optiques du champ optimisé pour différentes formes d'héliostats pour les configurations biomimétiques en spirale et à Campo radial décalée. ....	96
Tableau 3.7 : Performances optiques des points A et B pour PS10 Spirale biomimétique optimisée. ....	100
Tableau 4.1 : Paramètres de coûts directs estimés pour un héliostat de taille moyenne.....	105
Tableau 4.2 : Coûts des différents composants d'héliostat en fonction de trois tailles (116, 40 et 120[m <sup>2</sup> ]). ....	106
Tableau 4.3 : Fonctions de coût pour les équipements des différentes configurations de centrales étudiées. ....	112
Tableau 4.4 : Performances optiques des champs optimisés de différentes formes d'héliostats pour les configurations biomimétiques en spirale et en décalage radial de Campo. ....	117
Tableau 4.5 : Performances économique des champs optimisés de différentes formes d'héliostats pour les configurations biomimétiques en spirale et en décalage radial de Campo. ....	119

---

## Nomenclature

$A_{field}$	Surface du champ d'héliostat	$[m^2]$
$A_h$	Surface d'héliostat	$[m^2]$
$Az$	Angles d'azimut solaire	$[-]$
$a$	1 <sup>er</sup> paramètre d'optimisation champ spirale	$[-]$
$b$	2 <sup>ème</sup> paramètre d'optimisation champ spirale	$[-]$
$C$	Facteur décroissant	$[-]$
$Cr$	Rapport de coût	$[-]$
$d$	Dimension (nombre des variables d'optimisation)	$[-]$
$DM$	Diamètre caractéristique	$[m]$
$d_{min}$	Distance minimale moyenne entre les héliostats	$[m]$
$DH$	Diamètre du périmètre d'héliostat	$[m]$
$dsep$	Distance de sécurité entre les héliostats	$[m]$
$ds$	Coefficient de distance de sécurité	$[-]$
$D_{hrec}$	Distance héliostat-récepteur	$[m]$
$E_{net}$	Production nette électrique annuelle	$[Kw]$
$f_{azi}$	Paramètre d'optimisation azimutal	$[-]$
$f_{Rj}$	Paramètre d'optimisation radiale	$[-]$
$H_t$	Hauteur de la tour	$[m]$
$lb$	Limite inférieure du domaine de recherche $d$	$[-]$
$LCEO$	Coût normalisé de l'électricité	$[Euro/Kwh]$
$\vec{N}$	Vecteur normal de l'héliostat	$[-]$
$n$	Nombre des populations	$[-]$
$n_d$	Nombre du jour	$[-]$
$N_h$	Nombre d'héliostats	$[-]$
$rf$	Taux de charge fixe	$[-]$
$\vec{R}$	Vecteur héliostat-récepteur	$[-]$
$\vec{S}$	Vecteur solaire	$[-]$
$ub$	Limite supérieure du domaine de recherche $d$	$[-]$
$\vec{U}_S$	Vecteur unitaire solaire	$[-]$
$\vec{U}_R$	Vecteur unitaire héliostat-récepteur	$[-]$
$V_l$	Vecteur de vitesse des populations (PSO)	$[-]$
$X_l$	Vecteur de position des populations (PSO)	$[-]$
$Z_{inv}$	Investissement total de la centrale	$[Euro]$

---

$Z_{M\&O}$	Coûts annuels de maintenance	[Euro]
<b>Indices</b>		
$h$	Héliostat	
$field$	Champ d'héliostat	
$i$	Nombre d'héliostats	
$ii$	Nombre supposé de coins du polygone	
$j$	Nombre de la zone	
$k$	Nombre des corners de l'héliostat	
$T$	Tour	
$t$	Temps	
$rec$	Récepteur	
$l m$	Nombre des populations	
$itre$	Nombre des itérations	
<b>Caractères grecs</b>		
$\emptyset$	La latitude	[°]
$\varphi$	Nombre d'Or $(1 + \sqrt{5})/2$	[-]
$\omega$	L'angle horaire solaire	[rad]
$\omega_{sunrise}$	L'angle de lever du soleil	[rad]
$\delta$	La déclinaison solaire	[-]
$\sigma_{tot}$	Erreur total	[-]
$\sigma_{sun}$	Erreur de la forme de soleil	[-]
$\sigma_{ast}$	Erreur astigmatisme	[-]
$\sigma_{track}$	Erreur de suivi	[-]
$\sigma_{bq}$	Erreur qualité de la surface	[-]
$\eta_{field UW}$	Rendement optique non pondérée du champ	[-]
$\eta_{cos}$	Rendement cosinus	[-]
$\eta_{sb}$	Rendement d'ombrage et blocage	[-]
$\eta_{itr}$	Rendement d'interception (Débordement)	[-]
$\eta_{att}$	Rendement atténuation atmosphérique	[-]
$\eta_{ref}$	Rendement de réflexion	[-]
$\theta_z$	Angles d'azimut solaire	[-]
$\theta_{rec}$	L'angle d'incidence du récepteur,	[rad]

---

---

## Abréviation

HTF	Heat Transfer Fluids <i>Fluides de transfert de chaleur</i>
CSP	Concentrated Solar Power <i>Systèmes solaire concentrée</i>
SPT	Solar Power Tower <i>Tour solaire a concentration</i>
PTC	Parabolic Trough Collector <i>Collecteur d'auge parabolique</i>
LFC	Linear Fresnel Collector <i>Collecteur linéaire de Fresnel</i>
SDC	Stirling/Dish System <i>Système Stirling/Assiette</i>
DNI	Direct Normal Irradiation <i>Ensoleillement normal direct</i>
ETS	Electric Thermal Storage <i>Capacité du stockage</i>
PCU	Power conversion unit <i>Unité de conversion de puissance</i>
O&M	Operation and Maintenance <i>Opération et maintenance</i>
LCOE	Levelized Cost Of Energy <i>Coût normalisé de l'électricité</i>
PSO	Particle Swarm Optimization <i>Optimisation de l'essaim de particules</i>
GAO	Grasshopper Optimization Algorithm <i>Algorithme d'optimisation de la sauterelle</i>
HFLD	Heliostat Field Layout Design <i>Conception de la disposition du champ Heliostat</i>
HFLCAL	Heliostats Field Layout CALculations <i>Calculs de disposition des champs héliostats</i>
SAM	System Advisor Model <i>Modèle Conseiller Système</i>
STRAL	Solar Tower Ray-tracing Laboratory <i>Laboratoire de traçage des rayons pour les tours solaires</i>
UHC	University of Houston Codes <i>Codes de l'Université de Houston</i>
URAER	Unité de Recherche Appliquée en Énergies Renouvelables.

---

## **Institutions, laboratoires et entreprises**

DLR	Deutsches Zentrum für Luft- undRaumfahrt <i>Agence Aérospatiale Allemande</i>
DOE	Department of Energy <i>Département de l'énergie des États-Unis</i>
PSA	Plataforma Solar de Almería <i>Plate-forme solaire d'Almeria</i>
NREL	National Renewable Energies Laboratory (USA) <i>Laboratoire National des Energies Renouvelables</i>
SANDIA	Sandia National Laboratories <i>Laboratoires nationaux du département de l'Énergie des États-Unis</i>

---

## Glossaire

Les définitions suivantes seront utilisées dans cette thèse pour les termes clés relatifs à l'étude des centrales solaires.

- **Héliostat** : Les héliostats sont l'élément central de la technologie de la centrale solaire thermique à tour. Ce sont des miroirs à double axe de suivi qui dirigent les rayons du soleil vers un récepteur situé en haut de la tour.
- **Champ d'héliostat** : Le champ d'héliostat est constitué d'un nombre important de miroirs réfléchissants.
- **Densité d'héliostats** : Le rapport entre la surface totale des héliostats et la surface totale occupée par un champ d'héliostats.
- **Angle d'incidence** : l'angle d'incidence est un facteur clé qui peut affecter l'efficacité de la centrale solaire thermique à tour. Il représente l'angle entre les rayons du soleil qui frappent la surface de l'héliostat et la normale à cette surface.
- **Facteur d'atténuation atmosphérique** : Le facteur d'atténuation atmosphérique (aussi appelé trouble de Linke) mesure la perte de rayonnement solaire direct en raison de l'absorption et de la diffusion dans l'atmosphère. Cela peut affecter la quantité d'énergie qui atteint le récepteur, ce qui peut réduire l'efficacité de la centrale solaire thermique à tour.
- **Facteur de blocage (ou pertes par blocage)** : Le facteur de blocage mesure la puissance perdue en raison de l'interception d'un rayon solaire réfléchi par un autre héliostat voisin.
- **Facteur d'ombrage (ou pertes par ombrage)** : le facteur d'ombrage mesure la puissance perdue en raison de l'ombre projeté par un ou plusieurs autres héliostats voisins sur un héliostat particulier.
- **Facteur d'interception** : Le facteur d'interception représente la proportion du rayonnement solaire réfléchi par un héliostat qui atteint le récepteur. En revanche, le déversement désigne la fraction de la lumière solaire qui n'atteint pas le récepteur après avoir été réfléchi par l'héliostat.
- **Rendement optique du champ** : Le rendement optique du champ héliostats désigne la proportion de rayonnement solaire capté par les héliostats qui est efficacement dirigée vers le récepteur solaire. Il prend en compte tous les facteurs qui peuvent

---

influencer la qualité du flux solaire capté, tels que les pertes causées par l'atténuation atmosphérique, le blocage et l'ombrage, l'interception et la perte cosinus. En d'autres termes, il s'agit de la mesure de l'efficacité du champ d'héliostats à concentrer le rayonnement solaire vers le récepteur.

- **Erreurs des héliostats :** Les erreurs des héliostats désignent les défauts ou les imperfections de la surface réfléchissante des miroirs, pouvant causer un élargissement de la tache solaire sur le récepteur. Ces erreurs sont généralement classées en quatre catégories : erreur de forme du soleil, erreur de suivi, erreur d'astigmatisme et qualité de surface du miroir.
- **Ensoleillement normale directe :** Le terme ensoleillement normale directe (DNI) se réfère à la quantité de rayonnement solaire reçue par unité de surface sur une surface perpendiculaire aux rayons solaires directs en provenance de la position actuelle du soleil dans le ciel.
- **Récepteur (ou Absorbeur) :** Récepteur est un dispositif placé au sommet d'une tour qui reçoit le rayonnement solaire concentré par l'héliostats. L'absorbeur est généralement constitué d'une série de tubes contenant un liquide caloporteur, qui est chauffé par la lumière solaire concentrée pour produire de la vapeur.
- **Fluide caloporteur :** Un fluide caloporteur est un fluide qui est utilisé pour transférer la chaleur du récepteur solaire dans un système de conversion d'énergie, tel qu'un cycle thermodynamique. Dans une tour solaire à concentration, le fluide caloporteur circule à travers le récepteur solaire, où il est chauffé par le rayonnement solaire concentré, puis transporté vers un échangeur de chaleur où la chaleur est transférée à un autre fluide pour produire de la vapeur.
- **Rendement du récepteur  $\eta_{rec}$  :** le rapport de la puissance thermique produite par le récepteur solaire à la puissance solaire incidente sur la surface de réception, et il mesure l'efficacité de la conversion d'énergie solaire en énergie thermique utilisable.
- **Capacité du stockage :** La capacité de stockage désigne la quantité d'énergie que le système peut stocker et restituer selon les besoins. Elle peut être exprimée en joules ( $J$ ) ou en kilowattheures ( $kWh$ ). C'est une mesure de la capacité totale du système de stockage d'énergie thermique.

- 
- **Stockage d'énergie thermique :** Le stockage d'énergie thermique pour les centrales à tour consiste à stocker l'énergie produite par la centrale dans un réservoir thermique sous forme de chaleur. Cette chaleur peut être utilisée pour produire de l'électricité lorsque la demande est élevée.
  - **Coût normalisé de l'électricité (*LCOE*) :** est une mesure utilisée pour évaluer le coût total d'un système de production d'énergie sur la durée de vie de ce système. Il tient compte des coûts initiaux d'investissement, des coûts d'exploitation et d'entretien, ainsi que des coûts de démantèlement et de remplacement. Le *LCOE* est un indicateur important pour comparer différentes sources d'énergie et déterminer laquelle est la plus rentable et économiquement viable à long terme.
  - **Métaheuristique :** Les métaheuristicques sont des méthodes d'optimisation qui utilisent une combinaison de différentes techniques de recherche pour trouver une bonne approximation de la solution optimale pour des problèmes complexes. Ces méthodes combinent des procédures de recherche telles que la recherche aléatoire, la recherche locale, la recherche basée sur la mémoire, etc. afin d'explorer efficacement l'espace de recherche et de trouver la solution optimale dans un temps raisonnable.

# INTRODUCTION GENERALE

L'exploitation du charbon et la révolution industrielle ont marqué le début d'un nouveau chapitre dans l'histoire de l'humanité. Cette période a vu la naissance d'une économie mondiale moderne basée sur l'utilisation de nouvelles sources d'énergie pour alimenter les machines et les usines. Le développement de l'industrie a eu un impact considérable sur les modes de vie des pays développés, offrant de nouveaux produits et services pour satisfaire les besoins énergétiques en constante augmentation de la population.

Aujourd'hui, les sources de production de l'électricité sont diversifiées, mais une bonne partie de la production mondiale d'électricité provient toujours de sources fossiles, telles que le pétrole et le charbon. Selon le dernier rapport de l'Agence Internationale de l'Énergie datant de 2022 (IEA 2022), les énergies fossiles représentent +60% des sources d'énergies dans la production de l'électricité, dont le charbon partage lui seul 36%, le gaz naturel 23%, et le pétrole 3%. Cependant, les sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire, éolienne, géothermique, énergie marine et biomasse ne représentent que 28% dans la production d'électricité mondiale.

L'utilisation de sources fossiles de production d'électricité entraîne des émissions de polluants et de  $CO_2$ , qui sont le principal contributeur des changements climatiques et de l'effet de serre. Dans ce contexte, le monde évolue vers une production d'énergie plus propre et durable. La technologie de l'énergie solaire à concentration (*CSP*) est une technologie verte, et une alternative importante pour la production d'électricité. Cette technologie a connu ces dernières années des investissements énormes dans R&D pour développer et optimiser d'avantage les différentes filières du CSP afin de rendre le cout de son énergie plus abordable et compétant.

Il existe quatre technologies *CSP*, notamment la technologie de cylindro-parabolique, le collecteur linéaire de Fresnel, les systèmes de parabole, et la tour solaire. La tour solaire entourée d'un champ de miroirs à deux axes de rotation appelés héliostats est un type commercial de technologie *CSP* qui reflètes et concentres les rayons solaires vers un récepteur centrale placé en haut de la tour.

La technologie de la tour solaire a été utilisée pour produire de la chaleur à des températures élevées d'environ  $860\text{ }^{\circ}C$ , ce qui peut entraîner des taux de conversion de chaleur en électricité

plus élevés. De plus, ces centrales peuvent également fournir des capacités de stockage plus importantes. Elles ont été mises en œuvre dans plusieurs grandes centrales à travers le monde et ont été considérées comme une technologie prometteuse par le Département de l'Énergie des États-Unis (*DOE*). Cependant, elles font face à plusieurs défis et problématiques qui limitent leur développement à grande échelle. On peut citer, par exemple, les coûts élevés de construction et de maintenance, le stockage d'énergie coûteux et complexe, ainsi que la nécessité de grands espaces pour l'installation.

Le champ d'héliostats est la pièce maîtresse dans les centrales solaire à tour. Il représente jusqu'à 50 % du coût total d'investissement, ainsi que lui seul peut être responsable de jusqu'à 40 % des pertes totales d'énergie lors du processus de conversion d'énergie solaire (Rizvi et al. 2021). Par conséquent, il est impératif d'élaborer une stratégie d'optimisation afin d'améliorer d'avantage les différentes performances du champ afin d'améliorer l'efficacité et la rentabilité de la centrale solaire à tour.

L'objectif de cette thèse est d'optimiser les performances du champ d'héliostats d'une *SPT* en améliorant son rendement optique et en réduisant le coût de production d'énergie de la centrale solaire.

La méthodologie de cette thèse consistera à explorer différents aspects de l'optimisation des performances d'un champ solaire d'une centrale à tour à concentration. Afin d'atteindre les objectifs soulignés de cette étude, la présente thèse est structurée en quatre chapitres, dont la description de chaque chapitre est comme suit :

*La Chapitre 1* : ce chapitre est consacré essentiellement aux définitions fondamentales sur l'élément héliostat, de décrire son développement et sa classification, de présenter les technologies de pointe utilisées pour sa fabrication, de discuter des méthodes mathématiques pour générer un champ d'héliostats, et d'introduire l'état de l'art sur les centrales solaires à tour en exploitation et en développement dans le monde.

*Le Chapitre 2* : Modélisation mathématique : Dans ce chapitre, nous développons un code innovant pour le calcul et l'optimisation des performances optiques des champs d'héliostats. Tout d'abord, nous établissons les systèmes de coordonnées globales et locales pour les héliostats, puis nous utilisons notre modèle pour déterminer les angles de mouvement des héliostats en fonction de différentes formes. La validité de notre modèle mathématique a été confirmée en le testant sur un champ de 17 héliostats, installés au sein de l'Unité de Recherche Appliquée en Énergies Renouvelables (URAER) à Ghardaïa en Algérie. Ensuite, nous procédons à une analyse détaillée

des diverses pertes optiques afin d'évaluer les performances globales du champ d'héliostats. Enfin, nous exposons les méthodes permettant de générer la configuration du champ d'héliostats en fonction de différentes fonctions objectives et expliquons comment ces dernières peuvent être améliorées en utilisant des algorithmes d'optimisation.

*Le chapitre 3* se concentre sur l'optimisation du champ d'héliostats. Nous examinons le comportement et l'optimisation du champ d'héliostats d'une centrale solaire à tour *PS10* pour évaluer son rendement optique. Nous commençons par valider le code en comparant les résultats obtenus avec ceux de différentes études. Ensuite, nous optimisons le champ d'héliostats sur une année en utilisant le rendement optique annuel ( $\eta_{field\ W}$ ) comme fonction objectif pour différentes formes d'héliostats disposés en spirale. Enfin, nous comparons deux dispositions différentes, la disposition spirale biomimétique et la disposition campo radiale décalée, en utilisant à la fois le rendement optique annuel et une nouvelle fonction  $f(\eta_{field\ W} A_{field})$  qui représente la relation entre le rendement annuel du champ et sa superficie optimale pour différentes formes d'héliostats. Le but est d'obtenir la meilleure disposition qui offre un rendement maximal avec une superficie minimale de terrain.

Dans le *chapitre 4*, nous évaluerons les coûts d'exploitation de la centrale solaire à tour en prenant en compte les coûts des différents composants d'héliostats. Nous estimerons également les coûts d'investissement pour les différentes catégories d'équipements, tels que le récepteur, la tour et l'unité de conversion d'énergie. Le but de ce chapitre est de fournir une évaluation complète des performances économiques de la centrale solaire à tour en se concentrant sur l'optimisation du champ d'héliostats en utilisant le coût de l'énergie *LCEO* comme fonction objectif.

Enfin, dans la conclusion, nous présenterons une synthèse des résultats obtenus dans les chapitres précédents, ainsi que les conclusions et les perspectives pour l'avenir. Nous discuterons également des limites de notre travail et des opportunités d'amélioration pour la recherche future. Nous examinerons également les implications pratiques et les applications potentielles de nos résultats pour l'optimisation des performances du champ solaire dans une centrale solaire à tour à concentration.

# Chapitre 1

## ÉTAT DE L'ART SUR LES CHAMPS D'HELIOSTATS

### 1.1 Introduction

Les héliostats et les champs d'héliostats sont utilisés dans le domaine de l'énergie solaire thermique, en particulier dans les systèmes de tour solaire à concentration (*SPT*), qui utilisent la chaleur du soleil pour produire de l'énergie électrique ou mécanique.

L'objectif de ce chapitre est de présenter l'état de l'art sur les champs d'héliostats en mettant l'accent sur leur conception, leur fabrication, leur contrôle et leur optimisation pour les *SPT*. Nous commencerons par définir le principe de fonctionnement des *SPT* et présenterons les différents types d'héliostats, ainsi que leur développement et leur classification. Ensuite, nous discuterons des technologies de pointe utilisées pour la fabrication des héliostats et des méthodes mathématiques pour générer un champ d'héliostats. Nous examinerons également les codes de simulation utilisés pour optimiser les paramètres du champ d'héliostats. Enfin, nous présenterons les centrales solaires à tour en exploitation et en cours de développement dans le monde, afin de donner un aperçu de l'état actuel de cette technologie prometteuse.

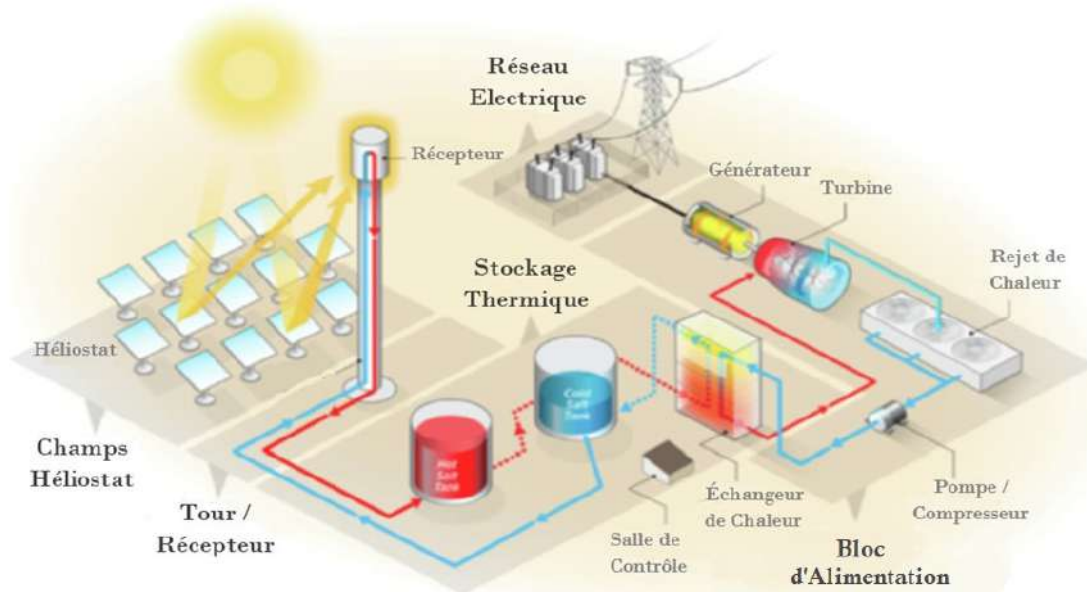
### 1.2 Principe de fonctionnement des systèmes de tour solaire à concentration

Le système de tour solaire à concentration (*SPT*) est un dispositif de conversion d'énergie solaire en énergie thermique qui utilise un ensemble de miroirs appelés héliostats pour concentrer le rayonnement solaire sur un récepteur situé en haut d'une tour (voir la Figure 1.1 ci-dessous). Le fonctionnement d'un *SPT* peut être décrit en plusieurs étapes :

- *Les héliostats* : Un champ d'héliostats est disposé sur une surface plane pour suivre la trajectoire du soleil dans le ciel tout au long de la journée. Les héliostats sont des miroirs plats ou légèrement incurvés qui reflètent la lumière solaire vers un point focal commun situé en haut de la tour. Les héliostats sont commandés par un système de suivi automatique

qui ajuste constamment leur position pour maximiser la concentration de la lumière solaire sur le récepteur

- *La tour solaire* : Une tour solaire est située au point focal des héliostats. La tour est conçue pour être très haute pour minimiser les ombres créées par les héliostats. Elle est également équipée d'un canal d'air qui permet de faire circuler le fluide caloporteur à travers le récepteur solaire pour absorber la chaleur.
- *Le récepteur* : Le récepteur est situé en haut de la tour solaire, où il reçoit les rayonnements solaires concentrés par les héliostats. Le récepteur est conçu pour absorber efficacement la lumière solaire et la convertir en chaleur, qui est ensuite transférée au fluide caloporteur circulant à travers le récepteur. Le fluide caloporteur peut être de l'eau, de l'huile ou un gaz, en fonction des propriétés du système.
- *Le bloc d'alimentation* : Le fluide caloporteur circule à travers le récepteur et est transporté vers un échangeur de chaleur pour transférer la chaleur à un autre fluide, généralement de l'eau, pour produire de la vapeur. La vapeur est ensuite utilisée pour générer de l'électricité dans une turbine, qui est connectée à un générateur.



Source : (Merchán et al. 2021)

**Figure 1.1** : Schéma du principe d'une centrale à tour à concentration.

En raison des coûts élevés des héliostats et du fait que chaque héliostat supplémentaire sur le terrain augmente les coûts du système, la conception optimale du champ d'héliostats est essentielle pour maximiser l'efficacité optique tout en minimisant les coûts.

L'objectif de ce chapitre est de définir ce qu'est un héliostat, de décrire les étapes de son développement et de sa classification, de présenter les technologies de pointe utilisées pour sa

fabrication, et de discuter des différentes méthodes mathématiques pour générer un champ d'héliostats. De plus, ce travail se concentre sur les différents codes utilisés pour optimiser les paramètres du champ d'héliostats, et enfin il présentera les centrales solaires à tour en exploitation et en cours de développement dans le monde.

### 1.3 État de l'art sur l'héliostat

Les héliostats sont des éléments clés pour une centrale à tour à concentration en fournissant l'énergie solaire nécessaire. L'héliostat tire son nom du grec "hélio" signifiant "soleil" et "stat" signifiant "stationnaire", ce qui permet à l'image réfléchiée du soleil de rester fixe au cours de la journée (Mancini 2000). Les héliostats sont des miroirs presque plats (une certaine courbure est requise pour concentrer les rayons solaires) qui collectent et concentrent l'énergie solaire sur un récepteur situé en haut d'une tour.

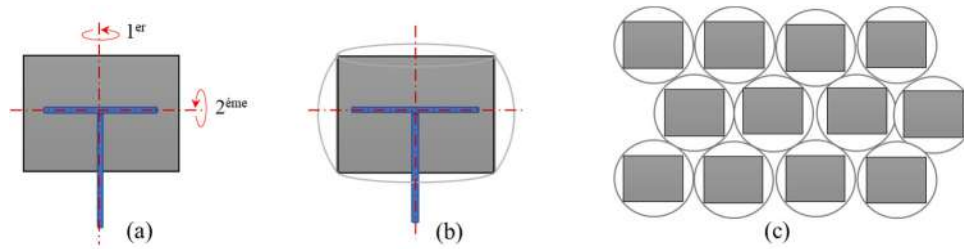
Cette section aborde les héliostats en détail, mettant l'accent sur la compréhension de l'état de l'art de leur composition et de leur fonctionnement à travers des exemples provenant de la littérature et de l'industrie. Des informations sur les héliostats commerciaux sont également fournies, ainsi qu'une revue de la littérature sur les coûts associés aux héliostats.

#### 1.3.1 Mécanismes de suivi d'héliostat

Dans les mécanismes de suivi d'héliostat, un réflecteur est monté sur deux axes pour suivre le mouvement diurne du soleil, ce qui permet de transférer le rayonnement solaire vers une cible fixe. Le premier axe suit l'azimut du soleil tandis que le deuxième axe tourne autour du premier axe pour suivre l'élévation du soleil (Schramek et Mills 2004). Dans cette partie, nous allons discuter de deux dispositions courantes des mécanismes de suivi : l'azimut-élévation (*AE*) et l'horizontale fixe (*HF*).

##### 1.3.1.1 Suivi Azimut-Élévation (*AE*)

La configuration *AE* (azimut-élévation) est le mécanisme de suivi le plus couramment utilisé dans les systèmes héliostats commerciaux passés et présents (Schramek et Mills 2004). Dans un mécanisme *AE*, l'axe primaire tourne autour du zénith (axe monté au sol), ce qui déplace l'héliostat en azimut. L'axe secondaire tourne autour de l'horizontale et crée le mouvement d'élévation, ce qui permet de suivre la trajectoire du soleil dans le ciel.



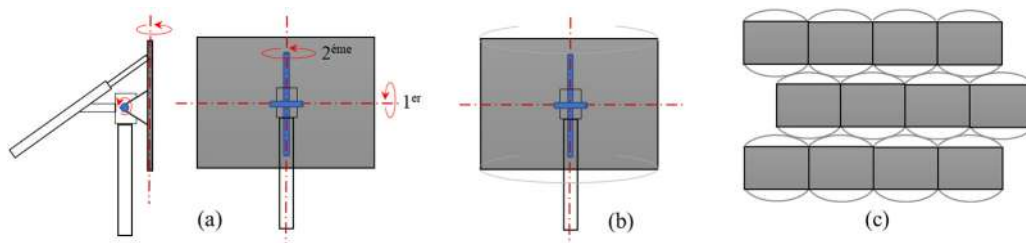
Source : adapté de (Schramek et Mills 2004)

**Figure 1.2 :** Mécanisme de suivi Azimut-Élévation.

Les héliostats de type *T* sont des exemples d'héliostats utilisant ce mécanisme (voir la *Figure 1.2.a,b*). Ce type de mécanisme fonctionne généralement avec deux entraînements rotatifs orthogonaux ou une combinaison d'un entraînement rotatif azimutal et d'un actionneur linéaire. L'utilisation d'un variateur azimutal dans cette configuration présente l'avantage d'un déplacement azimutal de  $360^\circ$ , permettant une installation non spécifique. Cependant, un inconvénient de la configuration AE est que sa rotation tridimensionnelle (voir la *Figure 1.2.a,b*) nécessite de grandes distances entre les centres d'héliostats pour éviter les collisions [(Schramek et Mills 2004), (Cordes, Prosinecki, et Wieghardt 2012)]. Cela signifie que la disposition des héliostats dans le champ nécessite une surface plus grande (voir la *Figure 1.2.c*).

### 1.3.1.2 Suivi horizontal fixe (HF)

Dans la configuration *HF*, qui a été utilisé pour un certain nombre de prototypes d'héliostats récents, l'axe primaire tourne autour de l'horizontale tandis que l'axe secondaire se déplace avec une amplitude de mouvement limitée ( $< 360^\circ$ ) autour de la verticale (voir la *Figure 1.3.a, b*).



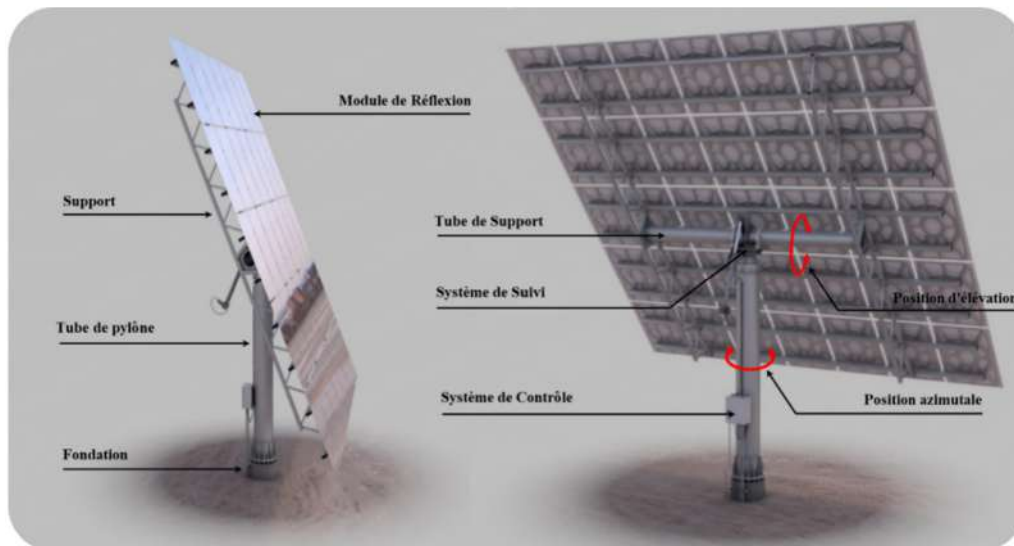
Source : adapté de (Schramek et Mills 2004)

**Figure 1.3 :** Mécanisme de suivi horizontal fixe.

Cet agencement permet une intégration facile avec des entraînements linéaires (vérin) ainsi qu'une collision réduite et une meilleure densité entre les héliostats (voir la *Figure 1.3.c*). Cependant, ce mécanisme est désavantagé par les forces de maintien non constantes de l'actionneur linéaire, qui sont plus faibles lorsque la facette de l'héliostat est dans sa position maximale de déplacement.

### 1.3.2 Composants d'héliostats

Les héliostats sont constitués d'une structure mécanique, de miroirs, de facettes, d'un système de suivi, de fondations, d'un système de contrôle, et tous ces composants et infrastructures sont associés afin de garantir une performance et un fonctionnement correct dans toutes les conditions (voir la *Figure 1.4*).



Source : (John Gerrard 2018) avec des données supplémentaires

**Figure 1.4 :** Composants d'héliostat typique en forme T.

La conception d'un héliostat vise à maximiser le rendement annuel du rayonnement concentré tout en minimisant le coût global de l'installation d'une centrale solaire à tour. Cette conception est influencée par plusieurs paramètres et il existe de nombreuses formes de conception possibles. Les caractéristiques des principaux composants des héliostats seront décrites en détail dans cette section.

#### 1.3.2.1 Structure

Pour les héliostats classiques, la structure peut être divisée en deux parties : un tube de pylône (piédestal) qui permet l'attachement au sol, et une structure de support du miroir qui donne de la rigidité aux facettes.

Les héliostats de type T, constitués d'une structure en acier et de facettes en verre, sont les plus fréquemment utilisés dans les centrales solaires à tour pour les héliostats de taille moyenne ou grande, selon (Pfahl et al. 2017). La structure de support en acier du miroir est généralement composée de plusieurs traverses qui sont fixées à un tube horizontal de support. Le tube de support et le pylône (socle) forment une forme de T et sont reliés par un système d'entraînement qui permet le mouvement d'azimut et d'élévation (voir la *Figure 1.4*).

L'objectif de la conception est de donner la rigidité nécessaire à la structure de l'héliostat et de minimiser les déflexions dues aux charges de vent, et cela implique pour les héliostats de grande taille un tube de torsion lourd, ce qui augmente le poids spécifique, le matériau et le coût de la structure de l'héliostat. En revanche, pour des héliostats plus petits, le vent et les autres charges sont beaucoup plus faibles, ce qui permet d'utiliser une structure de support plus légère.



Source : (Yosef M. s. d.)

**Figure 1.5 :** Héliostat à type **T** avec position de rabatement complète.

L'un des grands avantages de la conception de type T est la possibilité de permettre à l'héliostat de faire face vers le bas (voir la *Figure 1.5*), et cette position de sécurité évite d'endommager le module de réflexion lors d'orages de grêle, et tempêtes de sable, ou de conditions similaires. Cependant, cela se fait au prix d'une légère réduction du rendement optique en raison de la réduction de sa surface du miroir.

### **1.3.2.2 Module de réflexion**

Le module réfléchissant (Miroirs) d'un héliostat est généralement composé d'un ou de plusieurs sous-miroirs, les tailles de modules typiques sont comprises entre 1 et 10  $m^2$  (Collares 2014). Les modules de réflexion sont reliés ensemble à l'aide d'adhésifs ou d'autres attaches mécaniques. Chaque module de miroir a généralement une légère courbure concave ou est incliné par rapport au plan de la structure de support pour mieux focaliser le rayonnement solaire réfléchi sur le récepteur et ainsi améliorer les performances. La division de la surface réfléchissante en facettes n'est pas liée seulement à des raisons techniques lors de la fabrication, mais facilite également la manipulation pendant la construction et permet un contrôle plus facile de la courbure pour des héliostats plus grands.

Le module doit être capable de fonctionner de manière précise dans différentes conditions de fonctionnement, y compris des vitesses de vent variables et des températures ambiantes variables. Pour être considéré comme idéal, un réflecteur doit offrir les caractéristiques suivantes :

- Des performances optiques élevées.
- Un faible poids spécifique.
- Assurer une durée de vie prolongée tout en réduisant les coûts de maintenance.

Les miroirs en verre habituellement utilisés dans les tours solaire est ont une réflectance d'énergie spéculaire de 0,93 à 0,94 et ont une épaisseur de 3 à 4 mm. Ils présentent une durée de vie utile de 20 à 25 ans sans corrosion excessive ni dégradation par les ultraviolets (UV), Cependant, ils se caractérise par son poids spécifique plutôt élevé, car un miroir ordinaire de 3 mm pèse environ  $7,5 \text{ kg/m}^2$ . Ce poids doit être supporté par la structure mécanique, c'est pourquoi les constructeurs s'est tourné vers l'utilisation de verres plus fins ( $\sim 1 \text{ mm}$ ), qui offre un avantage de réflectivité utile d'environ 0,95 – 0,96 (Collares 2014).



**Figure 1.6 :** Caractéristiques des miroirs en verre et entreprises fabricantes.

La Figure 1.6 présente un résumé de certaines caractéristiques des miroirs en verre et des entreprises fabricantes telles que *RioGlass Solar* (Rioglass Solar s. d.), *Flabeg* (FLABEG FE GmbH s. d.), *AGC* (AGC Solar Mirror Thin 2020), *Guardian* (Guardian Glass s. d.), *SINOY* (SINOY Solar Mirror s. d.), *Migo Glass* (Migo Glass s. d.)

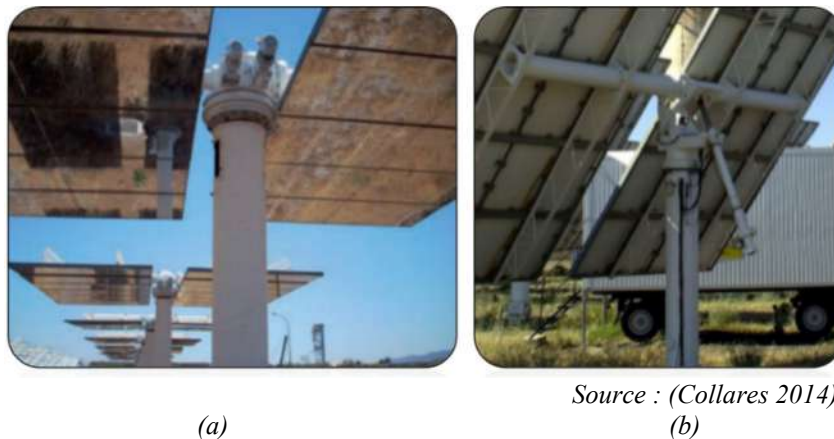
De nouvelles technologies sont également utilisées pour la fabrication des modules réfléchissants, telles que les tôles métalliques hautement polies et les films polymères. Les tôles métalliques hautement polies (en aluminium) constituent une alternative intéressante aux miroirs en verre pour les applications d'énergie solaire en raison de leur facilité de fabrication, de leur coût

réduit et de leurs bonnes propriétés mécaniques. Cependant, elles ont une réflectivité moins élevée (88 – 91%) et une résistance limitée à la corrosion (Fend, Jorgensen, et Küster 2000).

Les films polymères peuvent également être utilisés comme une couche supérieure collée sur un substrat métallique afin d'éviter le poids et les coûts associés aux miroirs en verre. Ils ne sont pas cassants et ont donc des coûts de réparation moins élevés. De plus, ils sont plus légers, ce qui réduit les exigences en matière de résistance et de poids de la structure de support. En outre, ils devraient avoir une réflectivité similaire à celle des miroirs en verre (Coventry et Pye 2014). Cependant, leur utilisation est encore considérée avec prudence dans l'industrie de la centrale solaire thermique.

### 1.3.2.3 Système d'entraînement (Moteur)

Les caractéristiques de la transmission mécanique des forces et des mouvements d'énergie du moteur aux axes de rotation de l'héliostat doivent être choisies de manière optimale en fonction des exigences de l'héliostat en termes de vitesse et de couple, sachant que les axes d'héliostat nécessitent une vitesse très faible et un couple important.



Source : (Collares 2014)

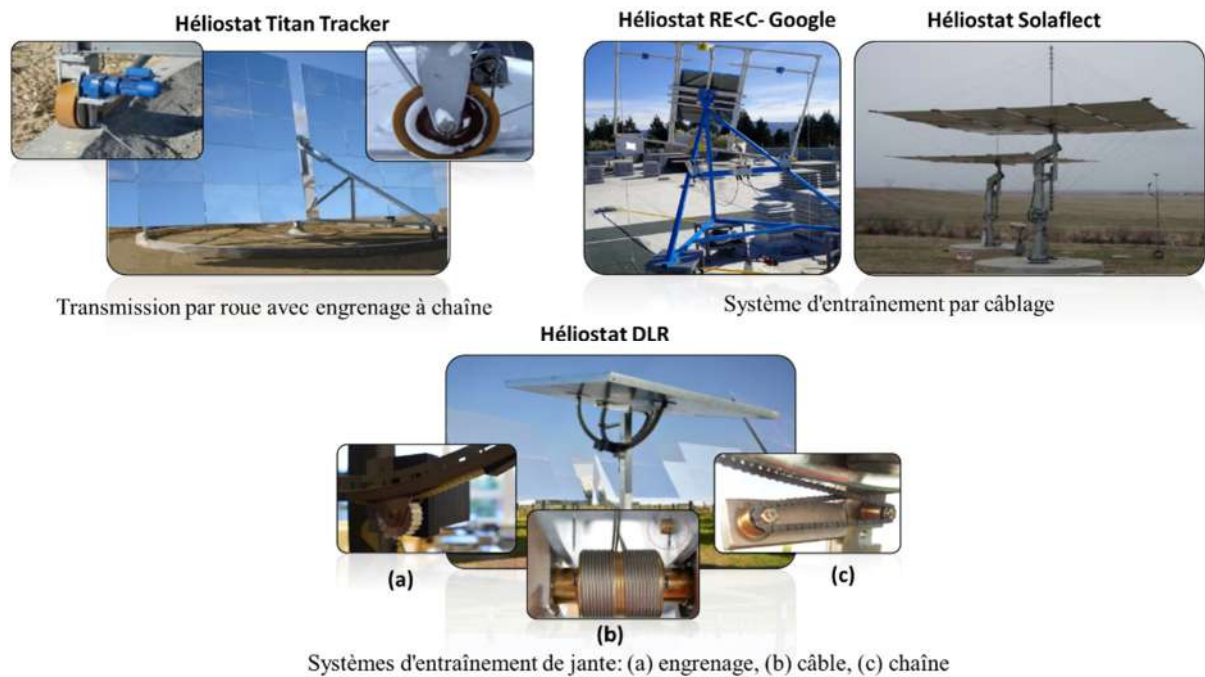
(a)

(b)

**Figure 1.7 :** Moteurs à actionneurs rotatifs(a), et linéaires (b).

Selon (Pfahl et al. 2017), les Moteurs d'entraînement à engrenages à deux axes, montés sur socle (voir la *Figure 1.7.a*), ainsi que les Moteurs d'entraînements linéaires (voir la *Figure 1.7.b*), sont les plus couramment utilisés dans les héliostats industriels en raison de leur précision et de leur longue durée de vie.

Il existe plusieurs solutions et composants mécaniques alternatifs qui ont été proposés dans les centres de recherche pour obtenir la transmission requise dans les héliostats pour réduire le coût, tels que les entraînements sur jante, courroie, chaînes, câble, ...) (voir la *Figure 1.8* ci-dessous), mais ils n'ont pas encore été approuvés pour la production industrielle.



**Figure 1.8 :** Différentes solutions alternatives pour l'entraînement à deux axes.

**a). Moteurs d'entraînement rotationnels à double axe montés sur socle**

Les mécanismes d'entraînement à engrenages à deux axes montés sur socle sont des solutions efficaces pour les grands héliostats qui nécessitent des mouvements précis et une grande puissance. Ces systèmes d'entraînement à deux axes permettent de combiner ces deux mouvements dans une seule boîte de vitesses, ce qui peut réduire la complexité du système et améliorer son efficacité (Prinsloo et Dobson 2015).

Cependant, il est important que ces systèmes soient équilibrés et suffisamment légers pour éviter une usure excessive ou des ruptures dans le système d'entraînement combiné. C'est pourquoi la boîte de vitesses doit être placée au-dessus du socle de support. Cela permet de réduire les charges et les forces sur les engrenages, ce qui peut prolonger leur durée de vie.

Malgré les avantages de ces systèmes d'entraînement à deux axes, leur coût élevé est l'un des principaux inconvénients. Cela peut rendre ces systèmes moins accessibles pour les petits projets ou les budgets limités.



**Figure 1.9 :** Moteurs rotationnels à deux axes disponibles pour être utilisés dans les héliostats.

La Figure 1.9 présent certains moteurs rotationnels à deux axes disponibles actuellement pour être utilisés dans les héliostats : *SIEMENS* (SIEMENS 2016), *SENER DRIVES* (Yumpu 2020), *Cone Drive* (Cone Drive s. d.), *Titanhorse* (Titanhorse s. d.), *HengFengTai* (Hengfengtai 2022)

### **b). Moteurs d'entraînements linéaire**

Les moteurs d'entraînement linéaire sont des dispositifs qui permettent de transformer de l'énergie électrique en mouvement linéaire, sans utiliser de mécanismes de transmission tels que des engrenages ou des courroies. Contrairement aux moteurs rotatifs classiques qui produisent un mouvement de rotation, les moteurs linéaires produisent un mouvement linéaire.

Certains développeurs de technologies dans le domaine des héliostats pensent que l'utilisation de systèmes d'entraînement linéaire est moins coûteuse que l'utilisation d'entraînements rotatifs (Buck et Schwarzbözl 2018), Ces systèmes peuvent être utilisés sur un seul axe ou sur les deux axes.



**Figure 1.10 :** Moteurs d'entraînements linéaires pour utiliser dans les héliostats.

L'une des limites des entraînements linéaires est l'amplitude de mouvement, qui est pratiquement limitée à environ  $120^\circ$  (Buck et Schwarzbözl 2018). Par conséquent, ils peuvent être appliqués aux axes d'élévation, qui nécessitent des limites plus petites que les axes d'azimut. La *Figure 1.10* présente certains systèmes d'entraînement linéaire actuellement disponibles pour une utilisation dans les systèmes solaires, tels que *Wuxi Hongba Mechanical Electrical Equipment Co* (Wuxi Hongba 2023), windy nation (windynation 2023).

Afin de réduire le coût, nous utilisons un mouvement linéaire pour transmettre le mouvement aux axes de l'héliostat (moteur vérin), en particulier pour les héliostats de taille moyenne et petite. Cependant, les moteurs vérin présentent des difficultés importantes en termes de capacité de rotation limitée et de rapport de transmission variable le long de la course de l'actionneur (Collares 2014). Par conséquent, cette méthode doit parfois être appliquée aux axes d'élévation qui nécessitent des limites plus petites que les axes d'azimut (*voir la Figure 1.7.b*).

#### 1.3.2.4 Fondation

La fondation est déterminée principalement par la taille et le poids de l'héliostat, et la vitesse de vent opérationnelle et la survie pour laquelle il est conçu. Généralement, le socle est monté sur un pilier en béton armé d'acier (par exemple, fondation d'héliostat de la centrale solaire de *THEMIS*, (*voir la Figure 1.11*)).



Source de l'image (*THEMIS 2022*)

**Figure 1.11 :** Fondation en béton d'héliostat de la centrale solaire de *THEMIS*.

Les fondations en béton sont actuellement la solution la plus courante, car elles fournissent une bonne base avec des coûts raisonnables. Une fondation en béton peut consister en une base en béton enfouie dans le sol à laquelle le socle d'héliostat est fixé. Alternativement, un trou est percé dans le sol dans lequel le socle est inséré et le trou est rempli de béton. Ce type de fondations est généralement utilisé pour les grands héliostats.

Toutefois, pour de petits héliostats, ces méthodes pourraient devenir très coûteuses, car la quantité de travaux de construction requis pourrait devenir excessive pour un grand nombre d'héliostats. Dans ces cas l'utilisation d'ancrages au sol est une des options proposées. Pour ces types de fondations, le socle est foré plus ou moins directement dans le sol, Cependant cette méthode nécessite un sol solide pour fournir une stabilité suffisante à l'héliostat sous les charges de vent sévères.



Source: (BrightSource Energy s. d.)

**Figure 1.12 :** Fondation avec insertion du pylône à Ivanpah Solar.

Le fait de ne percer qu'un trou et d'insérer le socle facilite le déploiement d'un grand nombre d'héliostats en peu de temps, Cette technique a récemment fait ses preuves lors de la construction du *Ivanpah Solar Electric Generating System*, où environ 170 000 héliostats ont été montés de cette manière (voir la *Figure 1.12*). La profondeur du trou dépend de la taille de l'héliostat, mais pour éviter de creuser des trous profonds, cette méthode est limitée à des héliostats assez petits.



Source: (Schell 2011)

**Figure 1.13 :** Support lourd pour la Structure de petits héliostats (eSolar : Sierra Sun).

Pour les très petites tailles d'héliostats ( $< 2m^2$ ), même cette méthode peut être trop coûteuse. À cet égard, *eSolar* a démontré dans sa centrale *Sierra Sun Tower* que pour certaines

configurations du champ d'héliostats, une fixation sur le sol n'est pas nécessaire. Dans leur centrale, un grand nombre d'héliostats est monté sur la même structure, avec un support lourd qui sera juste placée à son tour sur le sol, et maintiendra sa position uniquement en raison de son propre poids voir la *Figure 1.13*.

### 1.3.2.5 Système de contrôle et de communication

Le système de contrôle et de communication d'un héliostat a pour tâche principale de déterminer le mouvement des entraînements pour donner à l'héliostat l'orientation souhaitée, et de contrôler l'exécution de ce mouvement par les entraînements. Ce mouvement dépend de la position de l'héliostat et est donc individuel pour chaque unité.

Dans les centrales commerciales, les champs d'héliostats ont été contrôlés à l'aide de réseaux de câblage de terrain reliés à un système central. Bien que cela puisse être une solution viable pour les héliostats de grande taille, le câblage de terrain devient rapidement un facteur de coût important pour les héliostats de petite taille. En outre, cela nécessite une énorme quantité de tranchées de câbles entre tous les héliostats, et les coûts des câbles eux-mêmes deviennent également un facteur important.



*Figure 1.14 : Prototype d'héliostat autonome et sans fil.*

Pour résoudre ces problèmes, les systèmes de contrôle et de communication sans fil sont de plus en plus utilisés. Ces systèmes utilisent des technologies de communication sans fil telles que *ZigBee*, *WiFi*, ou encore des réseaux de capteurs sans fil pour communiquer avec les héliostats. Les données de position de l'héliostat sont transmises sans fil au système central, qui détermine ensuite le mouvement nécessaire pour chaque héliostat et transmet ces instructions aux entraînements correspondants (voir la *Figure 1.14*).

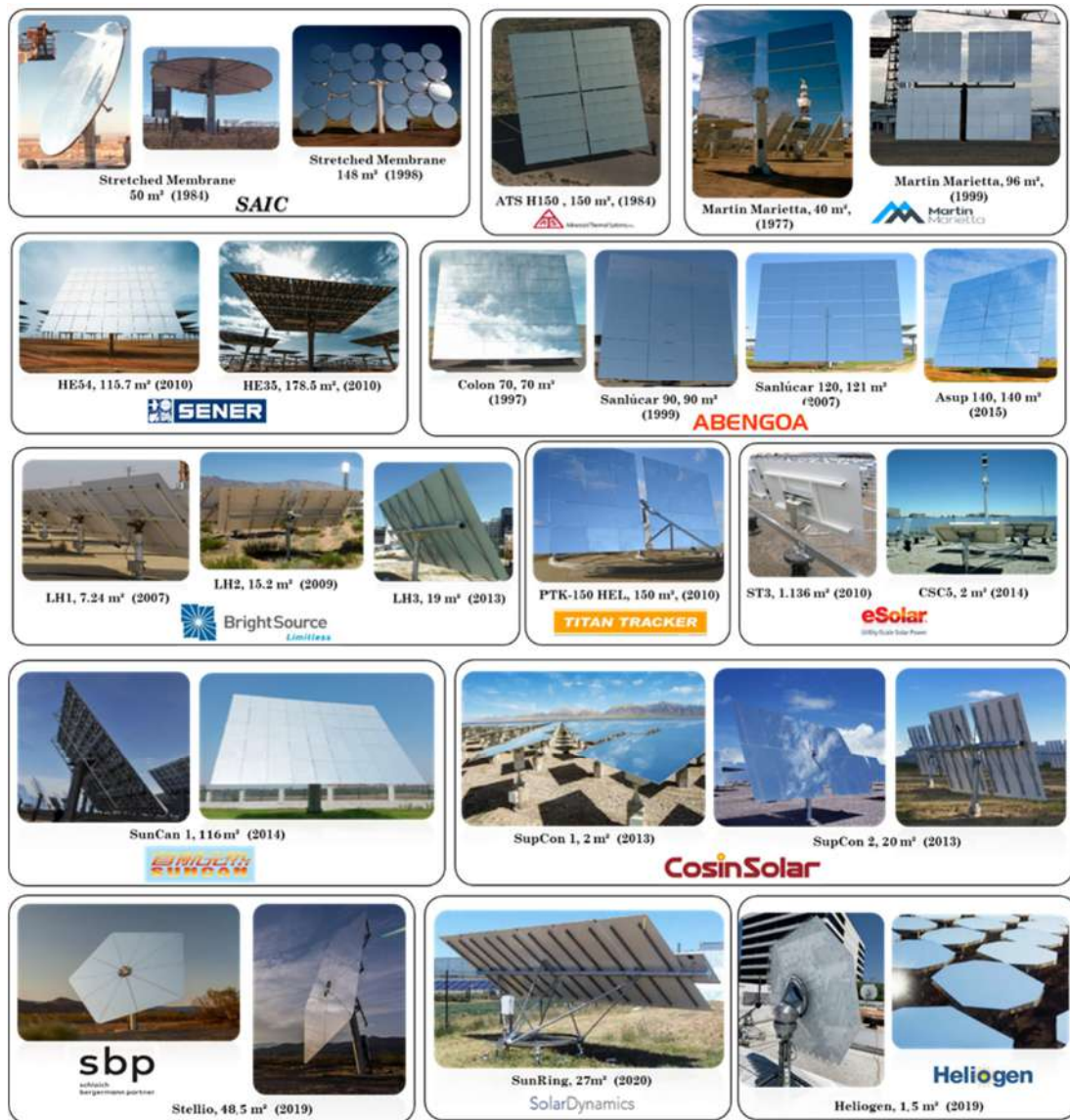
Les systèmes de contrôle et de communication sans fil offrent de nombreux avantages, notamment une réduction des coûts liés au câblage de terrain, une installation plus rapide et plus facile, ainsi qu'une plus grande flexibilité pour les futurs développements du champ d'héliostats. Cependant, ces systèmes nécessitent une infrastructure de communication sans fil fiable et une surveillance continue pour garantir leur bon fonctionnement.

Les systèmes de contrôle et de communication sans fil offrent de nombreux avantages, notamment une réduction des coûts liés au câblage de terrain, une installation plus rapide et plus facile, ainsi qu'une plus grande flexibilité pour les futurs développements du champ d'héliostats. En 2004, le projet *PCHA* a impliqué un test de champ comprenant 92 *héliostats* de 40 m<sup>2</sup> chacun, équipés d'une batterie, d'une cellule photovoltaïque et d'un radio-modem, réalisé par la *PSA* [(García, Egea, et Romero 2003), (Coventry et Pye 2014)]. Cette étude a montré que des économies de coûts d'investissement de plus de 50 % étaient réalisables pour le système d'alimentation et de communication, par rapport aux systèmes câblés conventionnels. Cependant, il est important de noter que ces systèmes nécessitent une infrastructure de communication sans fil fiable et une surveillance continue pour garantir leur bon fonctionnement.

Enfin, pour concevoir un héliostat rentable et efficace, chaque sous-composant doit être soigneusement sélectionné en tenant compte de facteurs tels que la taille de la surface réfléchissante, la conception optique, la structure mécanique et le socle, le système d'entraînement, les contrôles de suivi et les systèmes de sécurité. Une analyse de coûts et de rentabilité doit également être réalisée pour déterminer quelle conception d'héliostat est la plus économique et la mieux adaptée à l'application spécifique.

### 1.3.3 Développement des héliostats

Les héliostats ont connu plusieurs développements au fil des ans, depuis les années 70, plusieurs prototypes d'héliostats ont été conçus et testés, dont beaucoup n'ont pas été fabriqués. Cependant, ces expériences ont permis d'en tirer des leçons qui ont contribué au développement et à l'amélioration de ces équipements. L'histoire de la conception et du développement des héliostats est bien documentée dans des ouvrages tels que ceux de [(Falcone 1986), (Kolb et al. 2007), (Kolb et al. 2011), (Pfahl et al. 2013) et (Pfahl et al. 2017)].



*Figure 1.15 : Différentes conceptions et tailles d'héliostats, ainsi que les fabricants correspondants, depuis les années 80 jusqu'à aujourd'hui.*

Le développement des héliostats peut être divisé en deux catégories : la conception et de forme d'une part, et la taille d'autre part. Ceci a pour objectif de réduire les coûts tout en maintenant une qualité de travail satisfaisante pour les héliostats. La *Figure 1.15* résume certaines conceptions et tailles d'héliostats, ainsi que les fabricants, depuis les années 80 jusqu'à nos jours.

### 1.3.4 Conception et forme d'héliostat

Le style d'héliostat le plus couramment utilisé dans les centrales solaires à tour à concentration commerciales est la conception en piédestal en verre/métal, qui suit l'élévation en azimut et a une forme rectangulaire. Cette conception a été largement étudiée, développée et testée tout au long des années 1980. Cependant, il y a récemment eu un intérêt croissant pour de nouvelles conceptions et formes d'héliostats, en particulier les héliostats de taille moyenne et petite, afin de

réduire les coûts, d'utiliser l'espace au sol de manière plus efficace et de faciliter leur assemblage dans les centrales à tours. *eSolar* a utilisé avec succès plusieurs petits héliostats de  $1,14 \text{ m}^2$  (Ricklin et al. 2014), montés sur la même structure (héliostats regroupés en triangle *eSolar-CSC5*, ou en parallèle *eSolar-ST3*). Cependant, cette conception sacrifie l'efficacité optique du champ solaire.

L'entreprise *Sbp* a développé une nouvelle conception d'héliostat appelée *Stellio*, qui se caractérise par des héliostats de taille moyenne ( $48,5 \text{ m}^2$ ) en forme de pentagone, soutenue par 10 bras et avec des axes entraînés par deux actionneurs linéaires (Keck et al. 2019). La conception en pentagone conduit à une distribution plus homogène de rigidité que les structures rectangulaires, ce qui en fait un système structurel très efficace. La première application commerciale de l'héliostat *Stellio* a été le projet *Hami* de 50 MWe, en Chine [(CSP Focus 2020), (Keck et al. 2019)].

D'autres entreprises telles que *Heliogan* et *Solar Dynamic* ont également proposé des conceptions d'héliostat innovantes. *Heliogan* a installé des héliostats en forme d'octogone de taille  $1,5 \text{ m}^2$  avec des axes inclinés dans sa centrale de production d'hydrogène en Californie, tandis que *Solar Dynamic* a développé une conception d'héliostat appelée *SunRing*, de forme rectangulaire (Tilley, Kelly, et Burkholder 2014), dans laquelle les charges étaient transmises à travers une fondation annulaire en béton unique supportant directement l'anneau d'entraînement d'azimut, ce qui en faisait un ensemble compact pouvant être assemblé en un seul endroit puis transporté pour une installation sur le terrain. Il n'y a cependant pas d'accord général sur la conception d'héliostat la plus appropriée. Voir la *Figure 1.15* pour plus de détails.

### 1.3.5 Taille de l'héliostat

D'après la *Figure 1.16*, il existe de nombreux types d'héliostats, qui varient en taille, allant de moins de  $1 \text{ m}^2$  à  $200 \text{ m}^2$ , et en forme, proposés par différentes organisations depuis les années 70 jusqu'à nos jours. Cette variété est liée au problème d'optimisation de la centrale solaire, qui peut être réalisée soit avec un grand nombre d'héliostats de petite surface, soit avec un nombre peu élevé d'héliostats de grande surface pour produire une certaine quantité d'électricité solaire par an.

Jusqu'à ce jour, il n'y a pas de consensus sur cette question. La *Figure 1.17* ci-dessous montre une tendance illustrative à l'augmentation de la taille des héliostats observée au début des années 70 jusqu'à la fin des années 90 dans les premières étapes du développement d'une centrale à tour. Au début des années 70, *McDonnell Douglas* (1979), *Boeing* (1976) et *Martin Marietta* (1977) ont choisi une taille d'héliostat entre  $31,4 \text{ m}^2$  et  $48 \text{ m}^2$ .

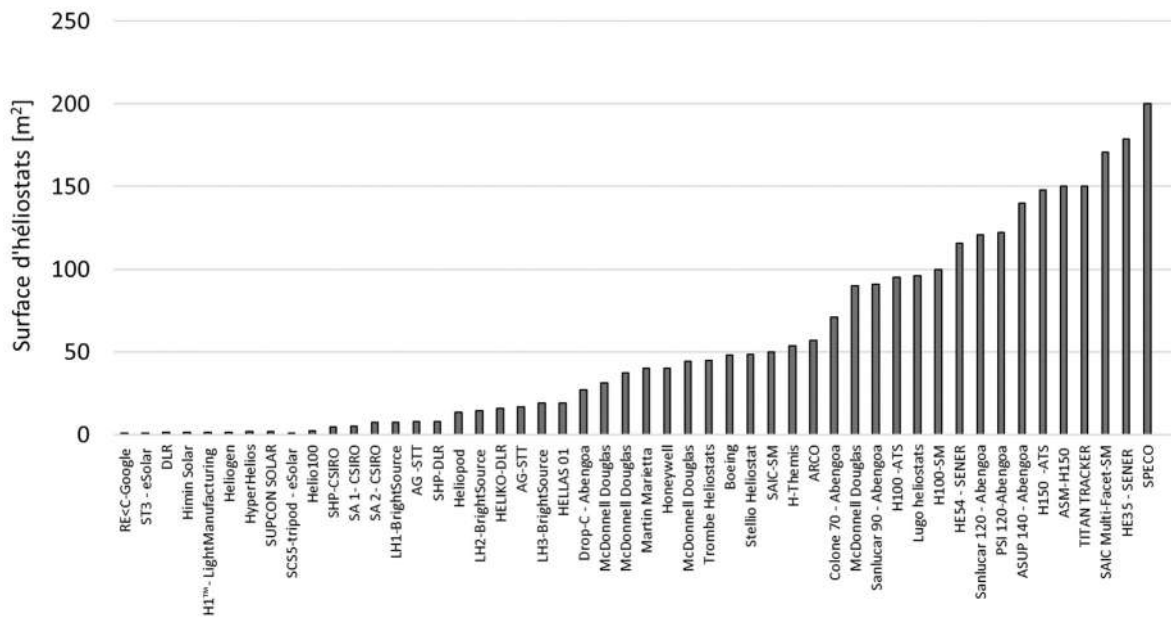


Figure 1.16 : Classification des héliostats selon leur taille.

En 1986, *McDonnell Douglas* a augmenté cette taille jusqu'à  $90\text{ m}^2$ , ce qui a entraîné une réduction des coûts allant jusqu'à 20 % (Kolb et al. 2011). En 1984, *Advanced Thermal Systems (ATS)* a conduit à la création d'un prototype de  $148\text{ m}^2$  (Kolb et al. 2011), et en 1995, *SteinmullerBorsig Power Environment* (Allemagne) a développé l'héliostat *ASM-H150* de  $150\text{ m}^2$ . L'augmentation de la taille des héliostats pendant cette période était liée aux coûts élevés du câblage et des systèmes de contrôle (Kolb et al. 2011).

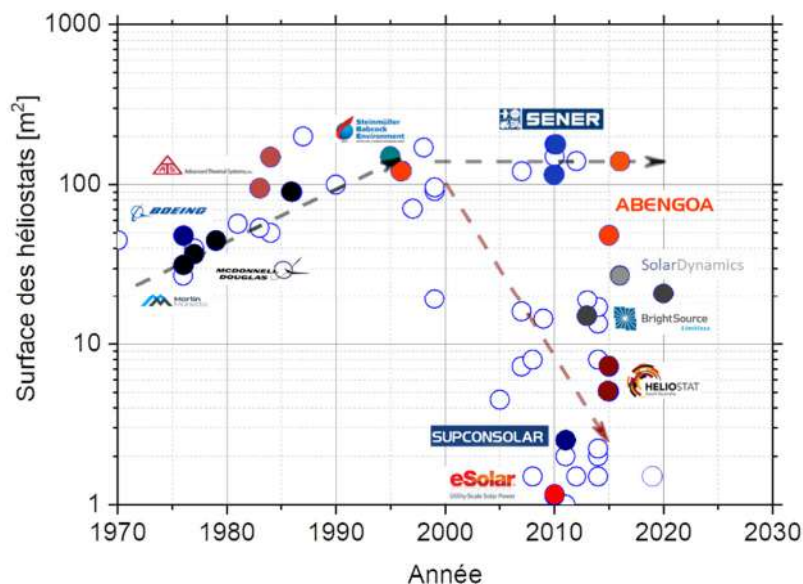


Figure 1.17 : Tendence de la taille des héliostats de 1970 à nos jours.

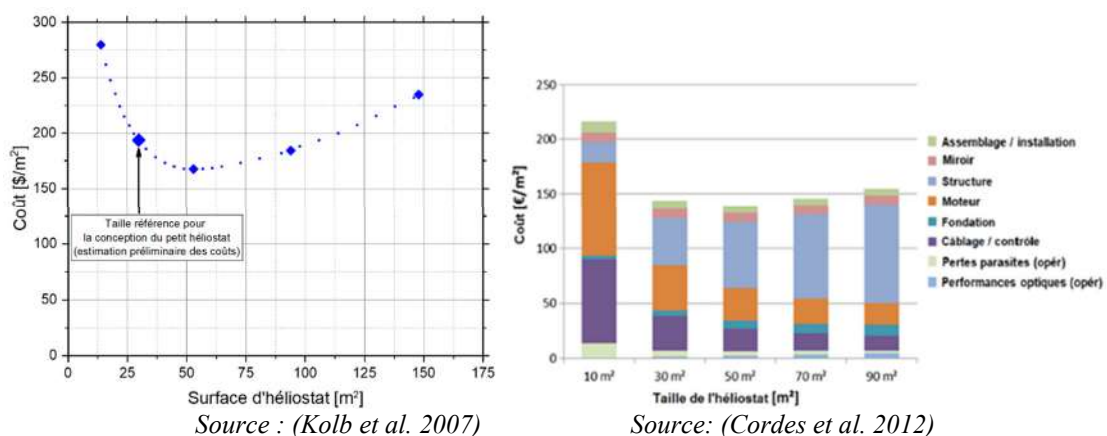
Au cours des dernières années (après 2000), deux tendances distinctes ont émergé pour réduire les coûts spécifiques du champ solaire, avec des héliostats allant de  $1\text{ m}^2$  à  $150\text{ m}^2$ . Certains concepteurs de technologies, comme *Abengoa Solar* et *Sener*, ont développé des héliostats

à grande échelle, de  $120\text{ m}^2$  à  $140\text{ m}^2$ . D'autres groupes de recherche et constructeurs commerciaux, tels qu'*eSolar*, *Bright Source Energy* et d'autres, ont commencé à exploiter le potentiel des héliostats de petite taille, de moins de  $20\text{ m}^2$ . Par exemple, *BrightSource* a utilisé des héliostats de  $15,2\text{ m}^2$  à  $19,0\text{ m}^2$  (Koretz, 2013) et *eSolar* de  $1,14\text{ m}^2$  à  $2,2\text{ m}^2$  (Schell 2011). Les héliostats de petite taille présentent plusieurs avantages, mentionnés par (Kolb et al. 2007) et plus récemment par [(Blackmon 2013), (Coventry et al. 2013), et (Pfahl et al. 2017)]. Les pièces de base utilisées pour fabriquer les héliostats de petite taille sont disponibles sur le marché, ce qui permet d'augmenter le volume de production. De plus, leur taille réduite engendre moins de contraintes mécaniques sur la structure de l'héliostat et son mécanisme d'entraînement, ce qui permet des composants plus simples avec moins de matériau. Les héliostats de petite taille présentent également des avantages en termes de montage, car les plus grandes pièces de l'héliostat peuvent être pré-assemblées en usine, ce qui assure un contrôle de qualité élevé et facilite le transport sur le chantier de construction. La construction sur site est également simplifiée, car l'ensemble de la construction est plus accessible.

En revanche, pour les héliostats de grande taille, comme ceux de  $150\text{ m}^2$ , la hauteur du socle peut atteindre environ *6mètres* au-dessus du sol, ce qui nécessite un équipement spécial et des mesures de sécurité.

### 1.3.6 Coût de l'héliostat

Le coût des héliostats a fait l'objet de plusieurs études visant à réduire les coûts au cours des dernières années, dont les plus récentes sont celles de [(Kolb et al. 2007), (Kolb et al. 2011), (Blackmon 2012), (Pfahl et al. 2013), (Pfahl et al. 2017), (Pidaparathi et Hoffmann 2017)].



**Figure 1.18 :** Coût spécifique de l'héliostat en fonction de sa surface.

Selon (Kolb et al. 2007), les héliostats de petite taille (moins d'environ  $10\text{ m}^2$ ) sont difficiles à justifier sur la base des tendances de la *Figure 1.18.a*. Ils suggèrent que la recherche

d'opportunités pour augmenter la production devrait être un principe de conception important, ainsi que la compatibilité avec la fabrication en série, qui tend à réduire la taille des héliostats. En d'autres termes, pour optimiser la conception des héliostats, il est important de tenir compte de la taille optimale en termes de productivité et de la possibilité de fabriquer ces héliostats en série.

(Blackmon 2012) a proposé une méthode pour estimer les coûts d'un héliostat en fonction de sa taille, en classant les coûts en trois catégories : *Catégorie 1* - coûts constants par unité de surface (par exemple, les coûts des miroirs), *Catégorie 2* - coûts qui dépendent des charges imposées (par exemple, les coûts de la structure, du piédestal et de l'entraînement), et *Catégorie 3* - coûts fixes par héliostat, quelle que soit la taille de l'héliostat (par exemple, les contrôles et les capteurs de position, le câblage). Les résultats ont montré que les coûts fixes par héliostat ont une grande influence sur la taille optimale.

Selon (Cordes et al. 2012), la taille optimale d'un héliostat au moindre coût est d'environ  $50 \text{ m}^2$  voir la *Figure 1.18.b*. Des héliostats plus grands impliquent des coûts élevés pour la structure de support, tandis que pour les petits héliostats, les coûts élevés sont liés aux moteurs d'entraînement, au câblage et aux systèmes de contrôle. Ainsi, la taille optimale d'un héliostat doit être déterminée en prenant en compte différents facteurs de coûts pour obtenir la meilleure efficacité économique.

Les résultats de (von Reeken et al. 2016) sont cohérents avec les conclusions de (Cordes et al. 2012) et suggèrent que la taille optimale d'un héliostat se situe autour de  $50 \text{ m}^2$ , avec une plage de  $40 \text{ m}^2$  et  $60 \text{ m}^2$  étant considérée comme optimale. Il est important de prendre en compte les coûts d'assemblage, de montage et d'entretien, ainsi que les coûts de production des composants tels que les miroirs, les structures de support, les moteurs d'entraînement et les systèmes de contrôle lors de la détermination de la taille optimale de l'héliostat. L'héliostat *Stellio* est un exemple de taille optimale et ses fabricants ont confirmé que le coût de production est d'environ 100 dollars par mètre carré pour cette taille.

Enfin, les résultats de (Pidaparathi et Hoffmann 2017) confirment que la taille de l'héliostat est un facteur clé pour atteindre des valeurs *LCOE* compétitives dans les centrales solaires à concentration. Ils ont étudié une centrale solaire à tour d'une capacité nette de  $100 \text{ MWe}$ , en utilisant des héliostats de grande, de moyenne et de petite taille, avec des surfaces totales respectives de  $115,56 \text{ m}^2$ ,  $43,3 \text{ m}^2$  et  $15,67 \text{ m}^2$ , à des fins de comparaison. Selon les résultats, qui incluent les performances économiques et optiques, ainsi que les coûts annuels d'exploitation et de maintenance, les auteurs ont indiqué que les valeurs *LCOE* les plus basses sont atteintes par

l'héliostat de taille moyenne d'une superficie de  $433 \text{ m}^2$ . Les auteurs ont également noté que les héliostats de grande taille peuvent entraîner des pertes de performance en raison de leur complexité, tandis que les héliostats de petite taille peuvent avoir des coûts de maintenance plus élevés en raison du plus grand nombre d'unités requises pour la même puissance. En fin de compte, leur étude suggère que la taille optimale de l'héliostat dépendra des coûts relatifs de la fabrication, du transport, de l'installation et de la maintenance, ainsi que des performances optiques requises pour atteindre des niveaux compétitifs de *LCOE*.

#### 1.4 Classification des champs d'héliostats

Un champ d'héliostats est constitué de quelques centaines à plusieurs milliers d'héliostats installés autour de la tour. La disposition optimale des héliostats est un problème d'optimisation complexe, Le champ doit répondre à la fois aux exigences de flux du récepteur tout au long de la journée avec des coûts d'investissement minimaux, mais également garantir que le flux n'endommage pas du récepteur ou les structures environnantes.

Les performances des héliostats individuels dépendent de leur emplacement par rapport au récepteur et de l'emplacement des héliostats adjacents, les héliostats placés loin du récepteur ont des images plus grandes et une perte optique par atténuation atmosphérique. Les héliostats voisins peuvent également ombrager ou bloquer une partie du rayonnement.



Source de l'image : (Gemasolar s. d.)

**Figure 1.19 :** Champ d'héliostats circulaire, représenté par la centrale solaire Gemasolar à Séville, en Espagne.



Source de l'image : (Abengoa s. d.-a)

**Figure 1.20 :** Champs d'héliostats polaires, représentés par les centrales solaires PS20 et PS10 à Séville, en Espagne.

Les centrales à tour à grande échelle utilisent des champs d'héliostats circulaires (voir la *Figure 1.19*), qui ont une collecte d'énergie annuelle plus élevée que celle des champs polaires (voir la *Figure 1.20*). (Schmitz et al. 2006) ont étudié les dispositions de champ polaire à absorbeur à ouverture unique, qui est la configuration la plus appropriée à des niveaux de puissance plus faibles, et ils ont constaté que les exigences de concentration élevées conduisent à des tours plus hautes pour permettre un emballage plus serré des héliostats sans encourir des pertes de blocage.

Outre les performances optiques, de nombreux facteurs supplémentaires doivent être pris en compte pour générer un champ d'héliostat, tels que la collision de l'héliostat, le profil du terrain, l'accès pour la maintenance, le câblage et le drainage de l'eau (Falcone 1986). La disposition des héliostats est généralement optimisée pour un *LCOE* minimum.

Plusieurs techniques de génération de champs sont disponibles, qui ont été citées et classées par (Rizvi et al. 2021), et les méthodologies de conception sont comparées par (Mutuberria et al. 2015). Cette section discutera plus en détail des différents modèles des champs d'héliostat les plus couramment présentés dans la littérature. En général, les conceptions peuvent être classées selon la disposition structurée du champ d'héliostats "*into-patterned*", ou selon la disposition non structurée du champ d'héliostats "*pattern-free*".

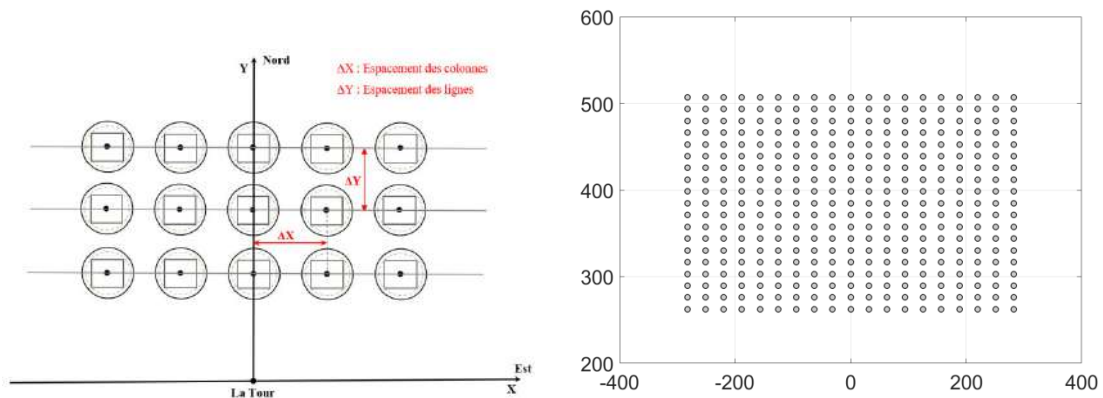
#### **1.4.1 Dispositions structurée (into-patterned)**

Les dispositions structurées du champ d'héliostats se réfèrent à une organisation prédéfinie et régulière des miroirs, qui sont généralement disposés selon un motif géométrique ou une grille régulière pour maximiser l'efficacité énergétique de la tour solaire. Ces dispositions sont couramment utilisées dans les centrales solaires thermiques commerciales. La disposition spatiale des héliostats dans le champ est déterminée par des règles précises. Le principal avantage des dispositions structurées du champ d'héliostats est leur facilité de conception et d'optimisation. Il existe plusieurs variables caractéristiques qui peuvent contrôler le champ d'héliostats, comme expliqué dans les sections suivantes. Cependant, un inconvénient de ces dispositions est que les champs fixes conduisent à des zones interdites où même avec suffisamment d'espace, un héliostat ne peut pas être placé en raison des restrictions imposées par les règles géométriques. Il existe plusieurs types de ces configurations.

##### **1.4.1.1 Dispositions rectangulaires du champ**

La disposition rectangulaire des héliostats ou champ de maïs, également appelées "*Cornfield*" en raison de leur apparence similaire à un champ de maïs, comme illustré dans la *Figure 1.21*, est une configuration où les miroirs sont disposés en rangées et colonnes selon un

réseau rectangulaire. Cette configuration est considérée comme la plus simple et la plus rentable pour les petits champs d'héliostats en raison de son faible coût de construction et de la facilité de localisation de la position des héliostats pour la construction de leurs fondations.



**Figure 1.21 :** Schéma illustrant la disposition rectangulaire nord-sud d'un champ d'héliostats (Cornfield) orientée vers le nord.

Un exemple pratique de la disposition rectangulaire d'un champ d'héliostats est illustré dans la Figure 1.22, à travers deux projets différents : le projet de tour solaire à concentration pilote de l'Université King Saoud à Riyad en Arabie Saoudite (voir Figure 1.22.a) et le projet de tour solaire à concentration au Sandia National Solar Thermal Test Facility (NSTTF) à Albuquerque, Nouveau-Mexique (voir la Figure 1.22.b.).



Source: (SETC 2020)  
(a)



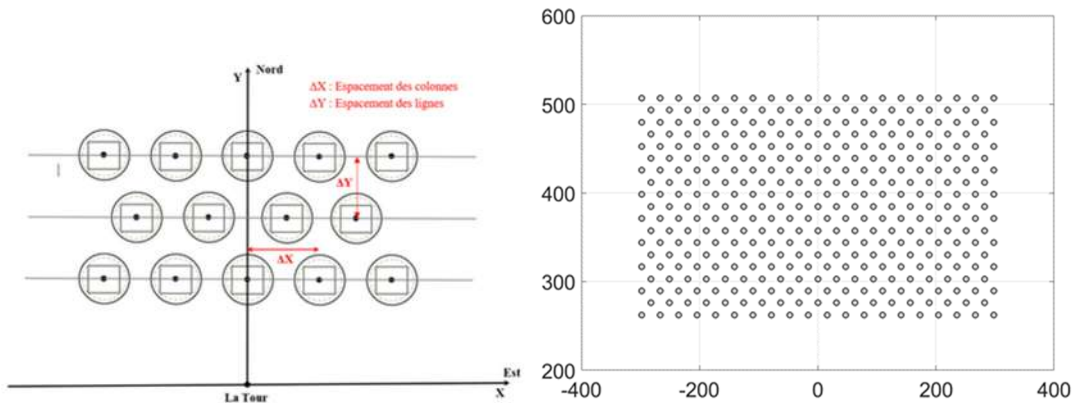
Source: (Smith et Ho 2014)  
(b)

**Figure 1.22 :** Disposition rectangulaire réelle d'un champ d'héliostats orientée vers le nord par deux projets différents : (a) tour solaire pilote de l'Université King Saoud à Riyad en Arabie Saoudite, et (b) tour solaire à concentration Sandia, au National Solar Thermal Test Facility (NSTTF), Albuquerque, New Mexico.

#### 1.4.1.2 Disposition rectangulaire décalée du champ

Une disposition rectangulaire décalée du champ, également appelée champ de maïs décalé "Staggered Cornfield", ressemble à une disposition rectangulaire d'héliostats illustrée à la Figure 1.23,. Cependant, dans cette disposition, les héliostats dans les rangées paires sont placés entre deux héliostats dans la rangée précédente. Le Projet Sierra Sun Tower en Californie, États-Unis

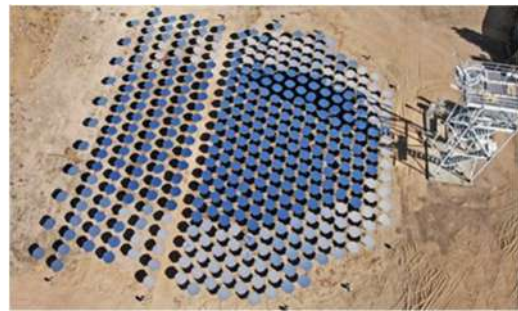
(Figure 1.24.a) et le Projet solaire à concentration *Heliogen*, également en *Californie* (voir la Figure 1.24.b), sont deux exemples de disposition rectangulaire décalée du champ.



**Figure 1.23 :** Schéma illustrant la disposition rectangulaire décalée du champ d'héliostat (*Staggered Cornfield*) orientée vers le nord.



Source: (*Sierra Sun Tower s. d.*)  
(a)



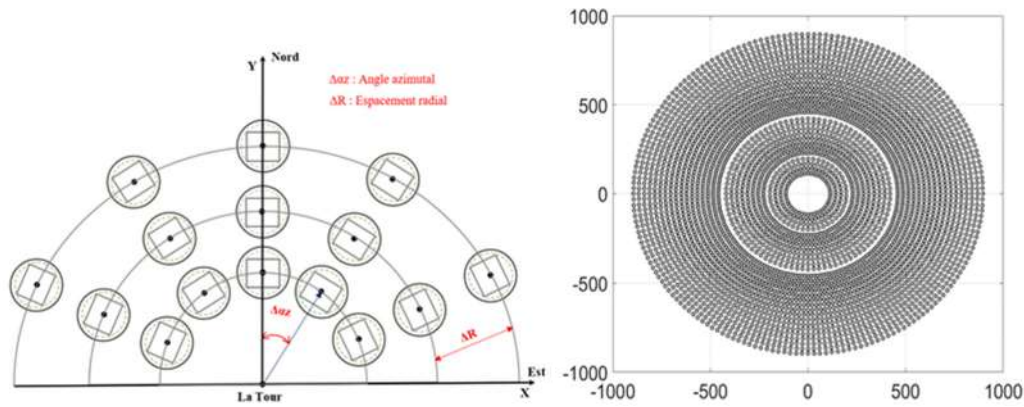
Source: (*Heliogen s. d.*)  
(b)

**Figure 1.24 :** Disposition rectangulaire décalée réelle d'un champ d'héliostats orientée vers le nord pour deux projets différents : (a) Projet *Sierra Sun Tower* (*Californie, États-Unis*), et (b) *Projet solaire à concentration Heliogen*, (*Californie, États-Unis*).

(Lipps et Vant-Hull 1978) ont comparé les deux configurations mentionnées en termes d'efficacité de l'effet de blocage et ont constaté que la disposition rectangulaire du champ d'héliostats était la moins performante par rapport aux la disposition rectangulaire décalée. Cela est dû à la position des héliostats qui sont situés directement les uns derrière les autres, bloquant ainsi la réflexion du rayonnement.

#### 1.4.1.3 Disposition radiale du champ (*radiale Cornfield*)

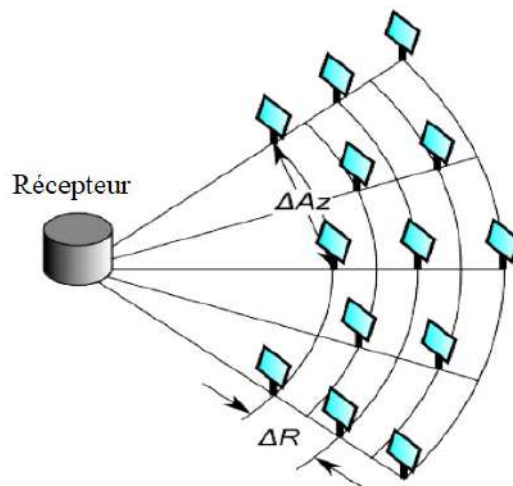
La disposition radiale du champ d'héliostats, également appelée "*radialCornfield*", consiste à positionner les héliostats à intervalles égaux dans des cercles concentriques autour de la tour. Cela signifie que l'angle azimutal entre les héliostats pour chaque rangée est constant, et que les héliostats de deux rangées consécutives sont toujours l'un devant l'autre, séparés par une distance connue sous le nom d'espacement entre les rangées. La Figure 1.25 montre la disposition radiale du champ d'héliostats.



**Figure 1.25 :** Schéma illustrant la disposition radiale du champ d'héliostats (radial Corn field) orientée vers le nord.

#### 1.4.1.4 Disposition radiale décalée du champ

La disposition radiale décalée du champ d'héliostats, également appelée "*radial staggered*", est une configuration où les héliostats sont placés en cercles concentriques autour d'une tour centrale. Chaque rangée d'héliostats est décalée angulairement par rapport à la rangée précédente, de sorte que les héliostats ne bloquent pas les rayons solaires des rangées voisines. Cette configuration permet aux rayons solaires de passer entre les héliostats situés sur les rangées voisines.



Source: (Wagner 2008)

**Figure 1.26 :** Schéma illustrant la disposition radiale décalée du champ d'héliostats.

Ce modèle de configuration a été proposé pour la première fois par l'Université de Houston (Lipps et Vant-Hull 1978) et est le plus largement et couramment utilisé pour disposer les héliostats dans le champ. Pour ce modèle chaque héliostat peut être défini dans l'espace 2D par deux paramètres : un espacement radial  $\Delta R$  et un espacement azimutal  $\Delta Az$ , illustré à la Figure 1.26.

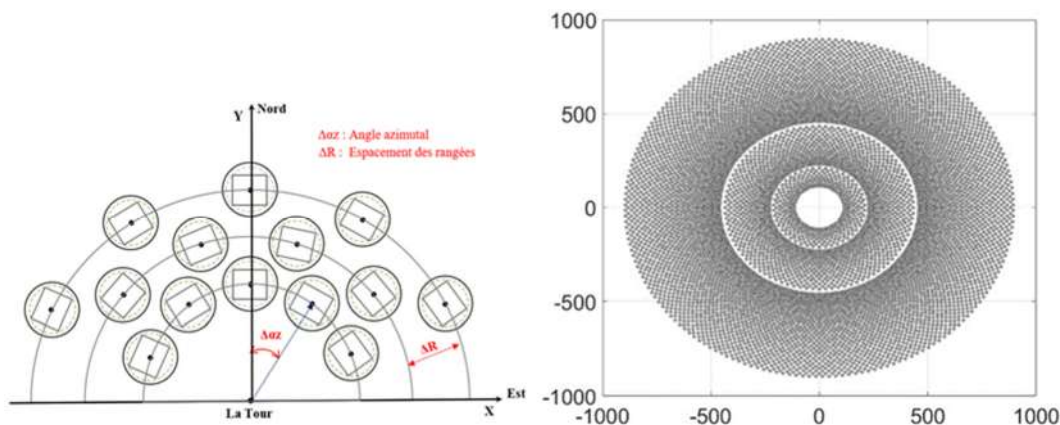
$$\Delta R = (1,1442, \cos \theta_L - 1,0935 + 3,0684\theta_L^2), H_{\text{hélio}} \quad (1.1)$$

$$\Delta Az = (1,791 + 0,6396 \cdot \theta_L), W_{\text{hélio}} + \frac{0,02873}{\theta_L - 0,04902} \quad (1.2)$$

Où, 
$$\theta_L = \frac{\pi}{2} - \theta_t \quad (1.3)$$

La hauteur et la largeur de l'héliostat sont représentées respectivement par  $H_{\text{hélio}}$  et  $W_{\text{hélio}}$ . De plus,  $\theta_t$  représente l'angle entre la verticale et le vecteur de l'héliostat-tour.

En 2012 *Collado et Gualla* ont développé une nouvelle disposition du champ radiale décalée et l'ont nommée "*Campo*" (*Collado et Guallar 2012*). Cette disposition divise le champ de l'héliostat en trois zones (1, 2 et 3, voir la *Figure 1.27*), et chaque zone est caractérisée par un espacement azimutal constant entre les héliostats. La disposition commence par la configuration radiale décalée la plus dense, qui fournit les meilleures valeurs pour les facteurs d'interception, d'atténuation atmosphérique et de perte cosinus dans l'efficacité optique. Ensuite, le champ augmente l'espacement radial entre les rangées d'héliostats consécutives, améliorant ainsi le facteur de blocage mais cela va diminuer le rendement optique.



**Figure 1.27 :** Schéma illustrant la disposition des héliostats dans un champ radial décalé de type *Campo*.

La disposition du champ d'héliostat en configuration radial décalée a fait l'objet de nombreuses études de recherche [(Atif et Al-Sulaiman 2015), (Li et al. 2016)]. L'algorithme d'optimisation et la génération de la disposition de champs de type *Campo* sont expliqués en détail dans le *chapitre 2*,

La plupart des centrales à tours à concentration actuellement existantes ou en construction dépendent de ce type de génération d'héliostat pour leur champ. Un exemple réel de la disposition radiale décalée du champ d'héliostats est le *Projet tour solaire à concentration Noor III - Ouarzazate Solar Power Plant*, au Maroc, illustré à la *Figure 1.28*.



Source: (Noor III-Ouarzazate s. d.)

**Figure 1.28 :** Disposition radiale décalée réelle d'un champ d'héliostats pour Projet tour solaire à concentration Noor III - Ouarzazate Solar Power Plant, Morocco.

#### 1.4.1.5 Disposition spirale biomimétique

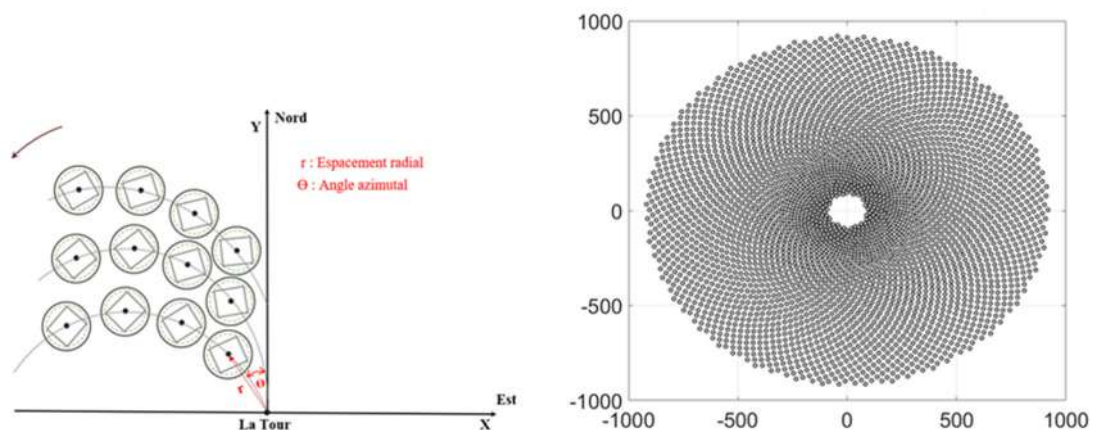
Disposition spirale biomimétique est un terme qui se réfère à la disposition d'un champ d'héliostats dans une configuration en spirale, inspirée par des motifs en spirale observés dans des systèmes naturels tels que les tournesols. Cette disposition est illustrée dans la *Figure 1.29*, qui a été présentée par Noone (Noone, Torrilhon, et Mitsos 2012). Les équations (1.4) et (1.5) sont utilisées pour calculer la position de l'héliostat  $i$  dans les coordonnées polaires ( $r$ ,  $\theta$ ).

$$r = ai^b \quad (1.4)$$

$$\theta = 2\pi\varphi^{-2k} \quad (1.5)$$

Où,  $\varphi = \frac{1+\sqrt{5}}{2}$  est le nombre d'or

Dubai prévoit de construire la plus grande centrale solaire à concentration au monde dans le parc solaire *Mohammed Bin Rashid Al Maktoum*. Cette centrale sera construite avec une disposition en spirale biomimétique circulaire, comme illustré dans la *Figure 1.30* ci-dessous. Le projet devrait être achevé en 2030.



**Figure 1.29 :** Schéma illustrant disposition en spirale biomimétique du champ d'héliostats, avec  $a=4.5$  et  $b=0.65$ .



Source: (DEWA s. d.)

**Figure 1.30 :** *Projet de tour solaire à concentration construite dans le parc solaire Mohammed Bin Rashid Al Maktoum, à Dubaï, avec une disposition en spirale biomimétique.*

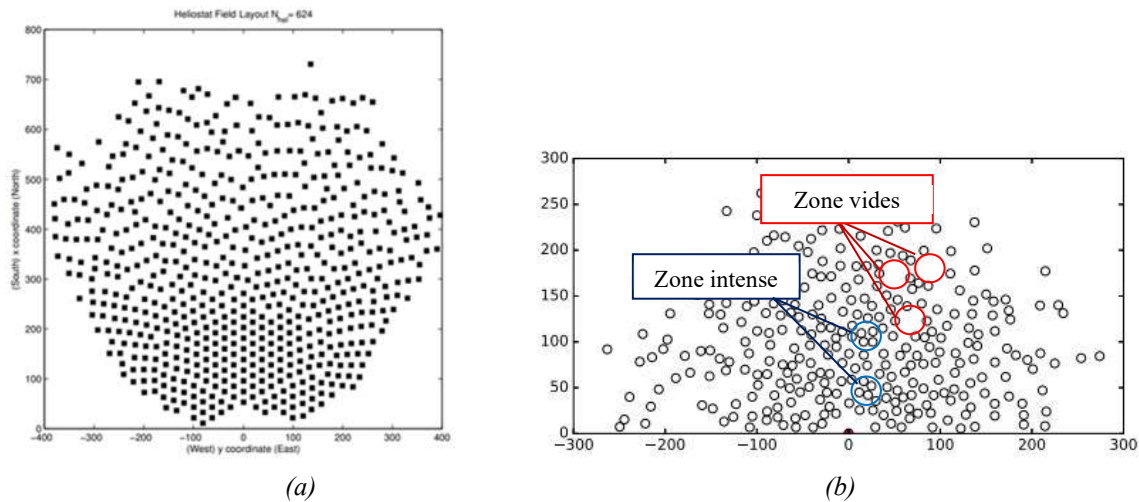
Des études ont comparé les dispositions en champs de miroirs solaires à concentration en spirale biomimétique et en radiale décalés de Campo, telles que celle menée par Gadalla et al (Gadalla et Saghafifar 2016). Ils ont optimisé les deux configurations en utilisant trois fonctions objectives : l'efficacité annuelle pondérée, l'efficacité annuelle non pondérée et le coût de l'énergie (*LCOE*). Les résultats de leur analyse montrent que l'efficacité pondérée optimale pour les configurations en spirale biomimétique et en radiale décalés de Campo est respectivement de 61,6 % et 61,5 %, tandis que le *LCOE* pour les deux méthodes est de 32,4 *USD/MWh*.

Cette conclusion est également soutenue par (Zhang et al. 2016), qui ont mené une étude similaire en comparant un champ d'héliostats orienté vers le nord et un autre champ circulaire pour les centrales commerciales construites. Leur analyse a révélé que la disposition en spirale était plus rentable dans le champ orienté vers le nord, contrairement au champ circulaire en raison de la perte de cosinus élevée. Ils ont également constaté que le champ hybride, qui combine les deux types de dispositions, fonctionnait mieux que les dispositions en spirale et en radiale décalés de Campo.

#### **1.4.2 Dispositions non structurées du champ (pattern-free)**

Contrairement aux dispositions structurées du champ d'héliostats (*intopatterned*), les dispositions non structurées (*pattern-free*) sont indépendantes de toute contrainte imposée par des règles géométriques fixes et sont plutôt régies par d'autres contraintes.

Les dispositions non structurées du champ d'héliostats permettent d'obtenir une efficacité optique et une surface du champ plus élevées grâce à une plus grande flexibilité dans le placement des héliostats. Cependant, ce type de disposition présente certains inconvénients, le plus important étant que le processus d'optimisation peut prendre beaucoup de temps, surtout pour un grand nombre d'héliostats



**Figure 1.31** : Dispositions non structurées du champ d'héliostat (pattern-free) : (a) Champ de Carrizosa, et (b) Champ de Cruz.

Comme illustré dans la Figure 1.31, le placement aléatoire total peut parfois conduire à la formation de petites zones intenses, qui doivent être évitées pour assurer des pertes d'ombrage minimales. De plus, il peut y avoir des vides qui doivent être remplis pour optimiser la disposition des héliostats.

La disposition aléatoire des héliostats peut causer des problèmes, ce qui nécessite une optimisation du champ d'héliostat. Carrizosa et al dans (Carrizosa et al. 2015). Ont développé une méthode heuristique *GREEDY* dans le but d'optimiser les champs d'héliostats non structurés et les ont comparés aux dispositions structurées et biomimétiques. Dans un travail ultérieur (Carrizosa et al. 2017), ils ont abordé l'optimisation de la disposition non structurée avec des héliostats de taille différente en utilisant un algorithme *d'expansion-contraction*. Kim et al. (Kim, Lee, et Lee 2017) ont proposé une nouvelle disposition non structurée où plusieurs héliostats adjacents ont été optimisés ensemble à l'aide d'un algorithme génétique (*GA*). Cette stratégie d'optimisation a permis d'améliorer le rendement optique pondéré du champ d'héliostat *PS10* d'origine de 0,6 % avec une réduction de 3,7 % de la surface du champ. Cruz et al. (Cruz et al. 2018) ont présenté une méthode appelée *HECTOR* pour optimiser les champs d'héliostats non structurés avec n'importe quel algorithme d'optimisation donné par l'utilisateur. Ensuite, dans une étude ultérieure, (Cruz et al. 2019) ont développé un algorithme génétique parallèle appelé *EnGA* pour optimiser ce type de disposition de champ.

## 1.5 Codes d'analyse optique et d'optimisation du champ des héliostats

Un certain nombre de codes ont été développés pour l'analyse et l'optimisation du champ des héliostats depuis les années 70 jusqu'à aujourd'hui. Ils permettent de déterminer les positions des

héliostats, la hauteur et la taille du récepteur en prenant en compte les pertes optiques telles que l'ombre et le blocage, la perte de cosinus, l'atténuation et le déversement.

Il existe principalement deux approches utilisées par ces codes : les techniques de lancers de rayons (Monte Carlo) et les techniques de convolution (ou optique des cônes).

1. Les codes basés sur l'approche de lancers de rayons utilisent une loi statistique pour déterminer la trajectoire des rayons en utilisant des faisceaux provenant d'un plan solaire qui sont réfléchis sur chaque surface réfléchissante, puis redirigés vers le plan récepteur. Seuls les rayons qui ne sont pas bloqués par une ombre sont réfléchis vers le récepteur. Plus le nombre de rayons augmente, plus la précision et le temps nécessaires. La distribution finale du flux est obtenue en collectant la contribution énergétique de chaque rayon affectant les différentes parties du plan récepteur [(Crescioli 2014), (Garcia 2007)].
2. Les codes basés sur l'approche de convolution modélisent les erreurs de facette, de forme, de pente et de suivi comme des distributions gaussiennes normales circulaires, et la convolution de ces erreurs donne l'erreur de cône associée à chaque rayon réfléchi (Crescioli 2014)

Le *Tableau 1.1*, présente un résumé des caractéristiques de quelques codes bien connus dans ce domaine, tels que présentés dans Rizvi et al (Rizvi et al. 2021). La première colonne du tableau contient le nom des outils et l'organisation principale liée à chacun, la seconde colonne présente l'année de production et la dernière mise à jour, la troisième et la quatrième colonne sont respectivement consacrées au type d'algorithme calculant le facteur d'interception et le facteur d'ombre / blocage, la cinquième colonne contient le logiciel en fonction de son objectif principal : analyse des performances optiques ou optimisation de champ. Enfin, la sixième colonne contient les références les plus intéressantes de chaque logiciel.

*Tableau 1.1 : Résumé de quelques caractéristiques de ces codes.  
Adaptées de (Rizvi et al. 2021), avec des données complémentaires.*

Algorithme /Org.	Année	Disposition du champ	Facteur d'interception	Facteur de blocage-ombres	Catalogué	Auteur/ Référence
RCELL	1977	Radial décalé / Champ de maïs	Méthode intégration analytique (Méthode de convolution)	Méthode projection géométrique	O	(Lipps et Vant-Hull 1978)

SPRAY (MIRVAL) DLR	1979	Radial décalé /utilisé pour n'importe quel champ	Méthode de Monte-Carlo (lancer de rayons)	Méthode de Monte-Carlo (lancer de rayons)	A	(Leary et Hankins 1979)
DELSOL/ WinDELSOL SANDIA	1986	Radial décalé	Méthode intégration analytique Utilisation de la méthode Gauss-Hermite Quadrature	Méthode projection géométrique DELSOL prend également en calcul l'ombre de la tour	O	(Kistler et Kistler 1986)
UNIZAR	1989	Radial décalé	Méthode intégration analytique	Méthode de Sassi – Projection au centre (Sassi 1983)	O	[(Collado et Turégano 1989), (Collado 2010)]
HFLCAL DLR	2006-2009	Radial décalé Absorbeur à ouverture unique (SAD) – champ nord. Absorbeur à plusieurs ouvertures (MAD) – champ circulaire.	Méthode intégration analytique de la densité de flux	Méthode projection géométrique	O	[(Schmitz et al. 2006), (Schwarzbozl, Pitz-Paal, et Schmitz 2009)]
STRAL DLR		Utilisé pour n'importe quel champ	Méthode de Monte-Carlo (lancer de rayons)	Rétro lancer de rayons	A	(Belhomme et al. 2009)
HFLD CAS	2007-2010	Radial décalé / (Champs PS10)	Lancer de rayons	Lancer de rayons	A	[(Wei et al. 2007, 2010), (Yao et al. 2009)]
CRS4- CRS	2011	Utilisé pour n'importe quel champ d'héliostat	Pas mentionné	Méthode de Monte-Carlo (lancer de rayons)	A	(Leonardi et D'Aguanno 2011)
SolTrace NREL	2003-2011	Utilisé pour n'importe quel champ d'héliostat	Méthode de Monte-Carlo (lancer de rayons)	Monte-Carlo (lancer de rayons)	A	(Wendelin 2003)
Tonatiuh CENER	2004-2011	Utilisé pour n'importe quel champ d'héliostat	Méthode de Monte-Carlo (lancer de rayons)	Monte-Carlo (lancer de rayons)	A	(Blanco et al. 2009)
Biomimetic MIT	2012	Biométrie spirale	Méthode intégration analytique de la densité de flux	Méthode sphère limitant (Belhomme et al. 2009) ray-tracing	O	(Noone et al. 2012)

HECTOR	2018	Champ libre (Pattern free)	Méthode analytique pour la distribution elliptique du flux solaire sur le récepteur, basée sur des travaux de Lutchman(Lutchman 2014)	Méthode de coupe polygonale (Polygonclipping) (Ramos et Ramos 2014)	○	(Cruz et al. 2018)
SAM/ SolarPILOT NREL	2018	Radial décalé	Approximation de la série Hermite	Projection vectorielle et coupe (clipping)(Ramos et Ramos 2014)	○	(Wagner et Wendelin 2018)
Campo	2012– 2019	Radial décalé circulaire (Gemasolar, Noor-III)	Méthode intégration analytique HFLCAL / UNIZAR (Collado 2010)	Méthode de Sassi – Projection au centre (Sassi 1983)	○	[(Collado et Guallar 2019), (2018),(2016), (2013),(2012)]
ANIEH	2019	Radial décalé (Champs PS10)	Modèle HFLCAL modifié (Schwarzbözl et al. 2009)	Méthode de Sassi – Projection au centre (Sassi 1983)	○	(Saghafifar, Gadalla, et 2019)

Légende Catalogué : **A**/Analyse des performances optique, **O**/Optimisation de champ

Source: Adaptées de (Rizvi et al. 2021), avec des données complémentaires.

Le tableau présenté identifie deux types de codes utilisés dans les centrales à tour solaire :

- Codes d'analyse des performances optiques basés sur l'approche Monte Carlo, tels que *SPRAY*, *STRAL*, *SolTrace*, ou *Tonatiuh*.
- Codes d'optimisation basés sur l'approche de la convolution, tels que *DELSOL* ou *HFLCAL*.

La différence principale entre ces deux types de codes réside dans le compromis entre la précision des résultats et le temps de calcul. Les codes d'analyse de performances optiques sont plus flexibles et peuvent fournir des résultats précis pour des systèmes complexes. Toutefois, en raison de leur temps de calcul élevé et de leur besoin en puissance de calcul importante, ces codes ne sont pas utilisés pour l'optimisation des champs. En revanche, les codes d'optimisation utilisent une méthode simplifiée d'optique de la convolution pour décrire le système optique en détail, comme la forme du soleil, les propriétés atmosphériques (diffusion moléculaire, aérosols et réfraction atmosphérique), ce qui permet une bonne prédiction de l'énergie captée par le récepteur en peu de temps par rapport aux codes basés sur l'approche Monte Carlo.

Ainsi, il est possible d'utiliser ces deux types de codes dans le même projet. Tout d'abord, les codes basés sur la convolution peuvent être utilisés pour optimiser un champ d'héliostats, puis

les performances optiques de ce champ peuvent être analysées à l'aide des codes basés sur l'approche Monte Carlo.

## 1.6 Centrales solaires à tour opérationnelles et en cours de développement

Depuis le début des années 1970 jusqu'à aujourd'hui, les centrales solaires à tour ont connu une évolution importante en termes de technologie, de performance et de coût. Le tableau 1.2 fournit des informations sur les centrales solaires à tour dans le monde, classées par pays. Pour chaque pays, le tableau indique le nom de la centrale solaire, l'année de construction, le type de champ d'héliostats (circulaire, polaire, etc.), le type de récepteur (cavité, externe, volumétrique, etc.), la capacité nette en mégawatts, le temps de stockage thermique (SET), le coût en dollars américains par mégawatt heure et l'état actuel de la centrale solaire (en cours de développement (ED), en construction (EC), en opération (O) ou non opérante (NO)).

*Tableau 1.2 : Centrales solaires à tour dans le monde par pays.*

Pays	Désignation / Année	Champ d'héliostat	Récepteur	Capacité net MWe	SET	état	
Etats-Unis	Solar One	1982	Circulaire	Externe	10	1h	NO
	Solar Two	1996	Circulaire	Externe	10	3h	NO
	Sierra	2009	Polaire (N/S)	Externe Cavité	5	-	NO
	Coalinga	2011	Polaire	Externe	29		NO
	Ivanpah	2014	Circulaire	Carrée Externe	392	-	O
	Crescent Dunes (Tonopah)	2015	Circulaire	Externe	110	10h	NO
	Heliogen	2021	Polaire	cavité	5	-	ED
	Rice (Mojave)	-	Circulaire	Externe	150	7h	ED
	Palen	-	Circulaire	Externe	500	-	ED
	Hidden Hills	-	Circulaire	Externe	500	-	ED
Espagne	PS10	2007	Polaire	Cavité	10	1h	O
	PS20	2009	Polaire	Cavité	20	1h	O
	GEMASOLAR	2011	Circulaire	Externe	20	15h	O
	SOLUGASa	2012	Polaire	Cavité	2	-	O
Allemagne	Jülich <sup>a</sup>	2008	Polaire	Volumétrique	1.5	1.5h	O
Chine	BadalingDahan <sup>a</sup> (Yanqing)	2012	Polaire	Cavité	1MW	1h	O
	SupCon Solar – Delingha I	2013	Circulaire	Externe	10MW	2h	O
	SunCan (Shouhang) Dunhuang I	2016	Circulaire	Externe	10MW	15h	O
	Huanghe Qinghai Delingha	2017	Circulaire	Externe	135	3.7h	NO

	SunCan (Shouhang) Dunhuang II	2018	Circulaire	Externe	100	11h	O
	SupCon Solar – Delingha II	2018	Circulaire	Externe	50MW	7h	O
	LunengHaixi	2019	Circulaire	Externe	50MW	12h	O
	SupCon Solar- Gonghe	2019	Circulaire	Externe	50MW	6h	O
	CPECC Hami	2020	Circulaire	Externe	50MW	8h	EC
	Golmud	-	Circulaire	Externe	200MW	15h	EC
	Shouhang Yumen	-	Circulaire	Externe	100MW	10h	EC
	Golden	-	Circulaire	Externe	100MW	8h	ED
	Shangyi	-	Circulaire	Externe	50MW	4h	ED
Australie	Lake Cargelligo	2011	Polaire	Cavité	3 MW	-	NO
	Sundrop Fermes	2016	Polaire	Externe	36.6	-	NO
	Jemalong <sup>a</sup>	2017	Polaire	Externe	1.1	3h	NO
	Aurora	-	Circulaire	Externe	135	8h	ED
France	Themis <sup>a</sup>	1983	Polaire	Cavité	2.5	-	NO
	Thémis Solaire Innovation <sup>a</sup>	2004	Polaire	Cavité	1.4	-	NO
Afrique du Sud	Khi Solar One	2016	Circulaire	3 Cavité	50 MW	2h	O
	Redstone	2018	Circulaire	Externe	100MW	12h	O
Chili	Cerro Dominador- Atacama	2022	Circulaire	Externe	110MW	17.5h	EC
	Copiapó	-	Circulaire	Externe	130MW	14 h	ED
	Likana	-	Circulaire	Externe	390	13h	ED
	Tamarugal	-	Circulaire	Externe	450	13h	ED
Maroc	NOOR III	2018	Circulaire	Externe	134MW	7h	O
Émirats	DEWA Tower	-	Circulaire	Externe	100MW	15h	EC
Italie	Mazara						ED
Grèce	MINOSa	-	Circulaire	Externe	52MW	5h	ED
Tunisie	TuNur	-	Circulaire	Externe	2.5GW		ED
Inde	ACME <sup>a</sup>	2011	Polaire	Cavité	2.5 MW		O
Japan	Solar Techno Park	2011	Polaire	Cavité	65KW		O

Corée	Daegu'ssolar	2011	Polaire	Cavité	200kW		NO
Turquie	Greenway Mersina	2013	Polaire	Cavité	1MW	-	NO

Etat : (O) opérationnelles, (NO) non opérationnelles, (EC) en cours de construction et (ED) en développement

Source: [R.P. Merchán2021].

D'après les tableaux, nous constatons que les premiers pays à se lancer dans le développement de centrales solaires à tour étaient *l'Allemagne, l'Espagne* et les *États-Unis*. Depuis l'année 2000, de nombreux autres pays tels que la *Chine, l'Inde* et *l'Australie* ont également adopté cette source d'énergie renouvelable. À l'heure actuelle, la *Chine* est le leader mondial en termes de capacité nette de production de centrales solaires à tour, suivie de près par les *États-Unis*. En ce qui concerne le stockage thermique (*SET*), le *Chili*, la *Chine* et les *Émirats arabes unis* sont les plus avancés, avec une capacité pouvant dépasser les *15 heures*. Le coût en *USD/MWh* peut varier considérablement selon l'installation, allant de 90 à 352 *USD/MWh*. Vous pouvez trouver plus de détails sur ces centrales dans *l'annexe 1*.

Il n'y a pas de données fiables sur le nombre de centrales solaires à tour de concentration qui ne sont pas en service dans le monde. Cependant, cette technologie est connue pour être coûteuse et difficile à implémenter, et nécessite des conditions météorologiques spécifiques pour fonctionner efficacement. Le manque de main-d'œuvre qualifiée pour construire et entretenir ces installations peut également contribuer à ce nombre de centrales non opérationnelles. En général, le monde entier se concentre sur le développement de l'énergie solaire à tour en raison de son potentiel pour produire une énergie propre et renouvelable à grande échelle, ainsi que de sa grande capacité de stockage.

## **1.7 Conclusion**

En conclusion, la conception d'un héliostat rentable et efficace est un processus complexe qui nécessite une sélection minutieuse de chaque sous-composant en fonction de divers facteurs. Une analyse de coûts et de rentabilité est également cruciale pour déterminer la conception la plus économique et la mieux adaptée à l'application spécifique. La disposition optimale des héliostats dans le champ est également un problème d'optimisation complexe, car elle doit répondre aux exigences de flux du récepteur tout en minimisant les coûts d'investissement. Pour résoudre ce problème, un certain nombre de codes ont été développés pour analyser et optimiser le champ des héliostats. Les techniques de lancers de rayons (Monte Carlo) et les techniques de convolution (ou optique des cônes) sont les deux approches principales utilisées par ces codes.

Dans l'ensemble, le développement de centrale solaire à tour est une priorité mondiale en raison de son potentiel à produire de l'énergie propre et renouvelable à grande échelle, ainsi que de sa capacité de stockage importante. La recherche continue dans ce domaine est donc cruciale pour améliorer l'efficacité et la rentabilité de cette technologie prometteuse.

# Chapitre 2

## MODELISATION MATHEMATIQUE

### 2.1 Introduction

Au cours des dernières décennies, les chercheurs ont créé plusieurs modèles mathématiques pour la conception de champs d'héliostats pour les centrales solaires à tour dans le but de réduire les coûts, minimiser la superficie de terrain utilisée et maximiser le rendement optique. Le modèle mathématique est donc crucial pour simuler les centrales solaires à tour (SPT) afin d'obtenir une meilleure conception.

Dans ce chapitre, nous avons développé un code de calcul basé sur un modèle mathématique. Tout d'abord, nous définissons les systèmes de coordonnées globales et locales de l'héliostat, puis nous utilisons notre modèle mathématique pour calculer les angles de mouvement des héliostats. Ensuite, nous examinons en détail les différentes pertes optiques pour calculer le rendement total du champ. Enfin, nous présentons les différentes méthodes pour générer la disposition du champ d'héliostat en fonction de différentes fonctions objectives et comment ces dernières peuvent être optimisées à l'aide d'algorithmes d'optimisation.

### 2.2 Modèle de mouvement d'héliostat

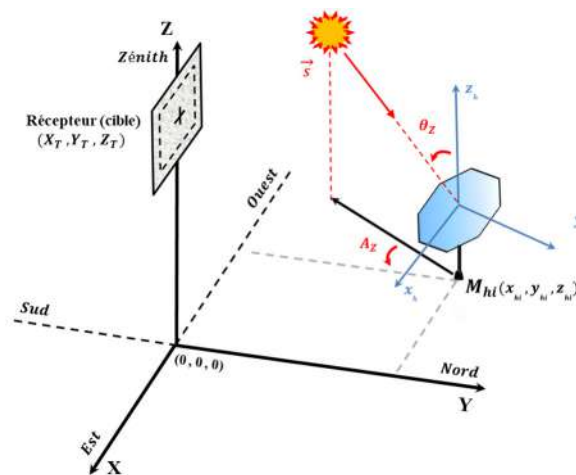
Dans cette section, nous allons définir le modèle de mouvement d'héliostat type *azimut-élévation*. Ce modèle calcule l'image réfléchie de l'héliostat sur un plan cible pour une gamme de paramètres d'entrée, notamment l'emplacement de l'héliostat et la position solaire. Un système de coordonnées cartésiennes est utilisé pour définir la position d'un héliostat par rapport au récepteur en trois dimensions. Dans ce système de coordonnées global  $(X \ Y \ Z)$ , est défini de telle sorte que l'axe  $X$  pointe vers l'*Est*, l'axe  $Y$  vers le *Nord* et l'axe  $Z$  vers le *Zénith*. Les coordonnées des coins de l'héliostat sont exprimées dans un repère local  $(x_h, y_h, z_h)$ , situé au centre de chaque d'héliostat. Ces repères permettent de définir le champ d'héliostat et seront utilisés dans le reste de cette thèse.

La *Figure 2.1*, montre la relation spatiale entre un héliostat, son point de visée et le soleil. Trois vecteurs sont définis, chacun ayant son origine à l'intersection des axes d'élévation et d'azimut de l'héliostat :

- La position d'héliostat est  $\mathbf{H}_i (X_{hi}, Y_{hi}, Z_{hi})$ . Son vecteur normal à la surface  $\mathbf{N}$  peut-être décrit par des angles d'azimut  $\mathbf{A}_z$  et d'élévation  $\theta_z$ .
- Le point de visée  $\mathbf{T}$  de l'héliostat ( $\mathbf{0} \ \mathbf{0} \ Z_T$ ) est normalement situé au centre du récepteur, qui se trouve au sommet de la tour. La base de la tour est située à l'origine ( $\mathbf{0} \ \mathbf{0} \ \mathbf{0}$ ).
- Le vecteur d'unité solaire ( $\vec{\mathbf{U}}_S$ ) est décrit par les angles d'azimut  $\mathbf{A}_z$  et de zénith  $\theta_z$ .

### 2.2.1 Position du soleil

Le vecteur unitaire de la position solaire ( $\vec{\mathbf{U}}_S$ ) est principalement le même pour tous les héliostats sur le champ. Cette position du soleil dépend des angles d'azimut  $\mathbf{A}_z$  et de zénith  $\theta_z$ , qui sont illustrés sur la *Figure 2.1*.



*Figure 2.1 : La position solaire*

La déclinaison solaire ( $\delta$ ), l'angle du coucher de soleil ( $\omega_{sunrise}$ ) et l'horaire du lever de soleil peuvent être définis en fonction de l'altitude ( $\varphi$ ) et du nombre des jours ( $n_d$ ) (Duffie et Beckman 2013) :

$$\delta = \frac{23,45\pi}{180} \sin \left( 2\pi \frac{284+n_d}{365} \right) \quad (2.1)$$

L'angle horaire solaire ( $\omega_{sunrise}$ ), exprimé en radians, et l'angle zénithal ( $\theta_z$ ) sont définis comme suit :

$$\omega_{sunrise} = \cos^{-1}(\tan \varphi \tan \delta) - \pi \quad (2.2)$$

$$\cos(\theta_z) = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega \quad (2.3)$$

$\theta_z$  et  $\alpha_z$  sont des angles interdépendants définis comme suit :

$$\alpha_z = 90^\circ - \theta_z \quad (2.4)$$

L'angle solaire azimutal ( $A_z$ ), présenté sur la *Figure 2.1*, est défini comme suit :

$$A_z = \sin(\omega) \left| \cos^{-1} \left( \frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \phi} \right) \right| \quad (2.5)$$

Le vecteur de la position solaire ( $\vec{s}$ ), est défini comme :

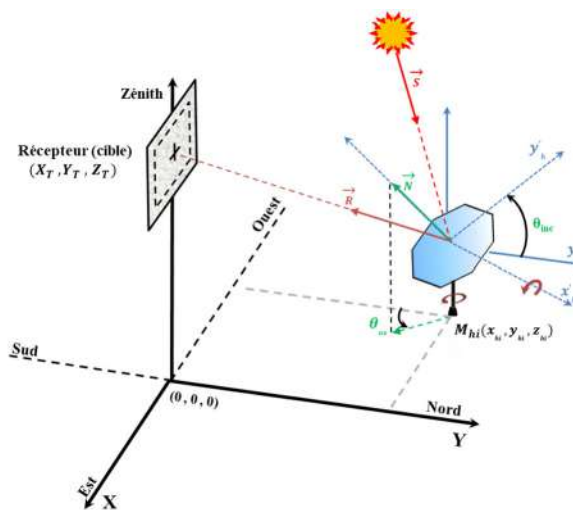
$$\vec{s} = \begin{bmatrix} S_X \\ S_Y \\ S_Z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin A_z \cos \alpha_z \\ -\cos A_z \cos \alpha_z \\ \sin \alpha_z \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Le vecteur unitaire de la position solaire ( $\vec{U}_s$ ), est défini comme :

$$\vec{U}_s = \frac{\vec{s}}{s} \quad (2.7)$$

### 2.2.2 Vecteur héliostat-récepteur

Les vecteurs solaires orientés vers le récepteur (cible) dans le système optique considéré sont illustrés sur la *Figure 2.2*.



**Figure 2.2 :** Vecteurs et angles en géométrie d'héliostat dans le système optique étudié.

Le vecteur cible, également appelé vecteur héliostat-récepteur  $\vec{R}$  représente le rayon solaire réfléchi par l'héliostat. Il est défini comme suit :

$$\vec{R} = \begin{bmatrix} R_X \\ R_Y \\ R_Z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -X_{hi} \\ -Y_{hi} \\ Z_T - Z_{hi} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Les coordonnées de l'héliostat  $i$  et de la cible  $T$  sont respectivement données par  $(X_{hi}, Y_{hi}, Z_{hi})$ , et  $(0 \ 0 \ Z_T)$ . On peut définir le vecteur unitaire héliostat-récepteur de la manière suivante :

$$\vec{U}_R = \frac{\vec{R}}{R} \quad (2.9)$$

### 2.2.3 Vecteur normal d'héliostat

Le vecteur normal d'un héliostat, noté  $\vec{N}$ , est calculé à partir du vecteur unitaire du soleil ( $\vec{U}_S$ ) et du vecteur unitaire de cible ( $\vec{U}_R$ ), qui sont exprimés précédemment dans les équations (2.7) et (2.9). Le vecteur normal est défini comme :

$$\vec{N} = \vec{U}_S + \vec{U}_R \quad (2.10)$$

Les composantes du vecteur normal, notées  $N_X$ ,  $N_Y$  et  $N_Z$ , sont définies comme suit :

$$\vec{N} = \begin{bmatrix} N_X \\ N_Y \\ N_Z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta_{inc} \sin \theta_{az} \\ -\sin \theta_{inc} \cos \theta_{az} \\ \cos \theta_{inc} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Les angles d'inclinaison et de rotation azimutale de l'héliostat, noté respectivement  $\theta_{inc}$  et  $\theta_{az}$  sont exprimés par les équations suivantes :

$$\theta_{inc} = \arctan \left( \frac{\sqrt{N_X^2 + N_Y^2}}{N_Z} \right) \quad (2.12)$$

$$\theta_{az} = \arctan \left( \frac{N_X}{N_Y} \right) \quad (2.13)$$

Et pour information, un code interne a été développé grâce à ce modèle mathématique. Ce code interne est utilisé pour calculer l'angle d'orientation spécifique de chaque héliostat en fonction de la position de l'héliostat et du soleil. La validité du modèle mathématique a été confirmée par la conception d'une carte électronique permettant de calculer ces résultats et de les appliquer sur un champ de 17 héliostats installé au sein de l'Unité de Recherche Appliquée en Énergies Renouvelables (URAER) à Ghardaia en Algérie. Les résultats obtenus ont démontré la précision de ce modèle. Il est important de noter que nous n'avons pas discuté en détail de ces résultats dans cette thèse, car nous avons l'intention de les soumettre prochainement sous forme de brevet.

## 2.3 Performances optiques

La modélisation de la collecte du rayonnement solaire par le champ d'héliostat à chaque instant de l'année est l'une des étapes plus importantes de la simulation de la centrale *SPT*. Pour estimer la quantité de rayonnement solaire atteignant le récepteur sur la tour, il est essentiel de

prendre en compte toutes les pertes optiques, telles que la réflexion, d'ombrage et blocage, déversement, d'atténuation atmosphérique, ainsi que les pertes cosinus. Ces pertes seront discutées en détail ultérieurement.

Étant donné que chaque héliostat a un rendement optique différent, il est important de calculer précisément les performances de chaque héliostat pour chaque intervalle de temps. L'équation (2.14) permet de calculer le rendement optique d'un héliostat :

$$\eta_h = \eta_{sb} \eta_{cos} \eta_{int} \eta_{att} \eta_{ref} \quad (2.14)$$

Une fois que le rendement optique a été calculé pour chaque héliostat  $\eta_h$ , le rendement optique du champ  $\eta_{field}$  est la moyenne de tous les rendements des héliostats calculés individuellement. Le nombre total d'héliostats dans le champ solaire est représenté par  $N_h$ .

$$\eta_{field} = \frac{\sum_{i=1}^{N_h} \eta_{hi}}{N_h} \quad (2.15)$$

### 2.3.1 Rendement d'ombrage et de blocage

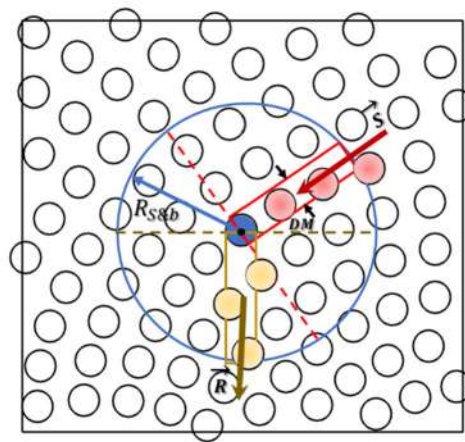
Le rendement d'ombrage et de blocage se réfère aux pertes de rayonnement solaire qui se produisent lorsqu'un héliostat est ombragé ou bloqué par des héliostats voisins. La perte d'ombrage se produit lorsque les héliostats adjacents bloquent les rayons de soleil incidents avant d'atteindre la surface de l'héliostat, tandis que la perte de blocage se produit lorsque des héliostats à proximité bloquent les rayons de soleil réfléchis par les héliostats avant qu'ils n'atteignent le récepteur (Piroozmand et Boroushaki 2016). L'ombrage est proportionnel à la hauteur du soleil, tandis que le blocage est proportionnel à la hauteur du récepteur et à la distance entre l'héliostat et la tour.

Un autre facteur qui influe sur le rendement d'ombrage et de blocage est l'effet d'ombrage de la tour, qui n'a pas été pris en compte dans cette étude. Cependant, dans la centrale PS10 choisie pour cette étude et comme décrit par Zhang et al (Zhang 2009), la tour a été conçue pour réduire l'effet d'ombrage avec une hauteur de 115 m, une épaisseur de 8 m et une largeur de 18 m pour supporter le récepteur. Environ la moitié de la hauteur de la tour a été creusée au centre pour créer un corps plus léger avec moins d'effet d'ombre.

La précision du calcul du rendement d'ombrage et de blocage est cruciale pour optimiser avec précision le champ d'héliostats. Selon Gadalla et al. (Gadalla et Saghafifar 2016), le calcul du rendement d'ombrage et de blocage est le plus coûteux du temps parmi tous les rendements optiques présentés, car sa valeur dépend principalement des positions du soleil, de l'héliostat et des héliostats voisins.

### 2.3.1.1 Critères de sélection des héliostats responsables d'ombrage et de blocage

Les effets d'ombrage et de blocage engendrés par les héliostats ne concernent généralement qu'un nombre limité d'héliostats voisins. Dans la littérature, de nombreuses techniques ont été proposées pour sélectionner les héliostats responsables de ces effets, dans le but de réduire le temps de calcul tout en maintenant la précision. Par exemple, (Besarati et Goswami 2014) ont introduit une méthode qui consiste à choisir les héliostats situés dans un cercle de rayon  $R_{sb} = 2.5$  fois le diamètre caractéristique  $DM$  de l'héliostat considéré. Les héliostats les plus proches de celui-ci sont inclus dans le demi-cercle le plus proche du soleil pour l'ombrage, ou du récepteur pour le blocage, comme indiqué sur la *Figure 2.3*.

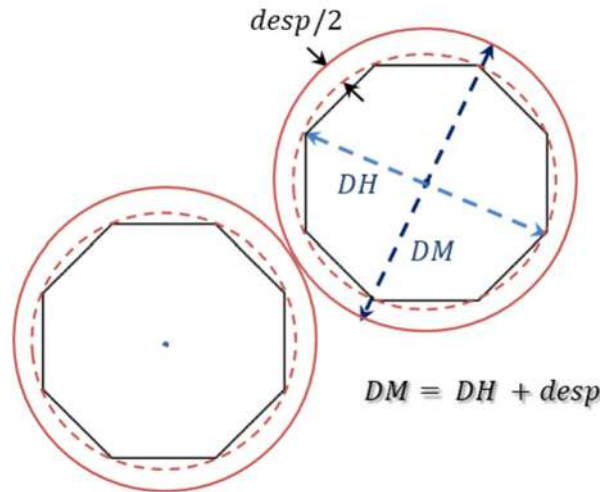


**Figure 2.3 :** Les héliostats qui pourraient potentiellement causer de l'ombrage ou du blocage.

Kiwan et al. (Kiwan et Khammash 2018) ont par la suite amélioré la méthode de Besarati et al. (Besarati et Goswami 2014) pour la rendre plus rapide et plus complète, en limitant le nombre d'héliostats sélectionnés comme responsables de l'ombrage ou du blocage. Pour ce faire, ils ont examiné un rectangle de longueur  $R_{sb}$ , parallèle à la projection du soleil (ou  $R$ ) sur l'horizontale, et de largeur égale au diamètre caractéristique  $DM$  de l'héliostat, comme illustré sur la *Figure 2.3*.

### 2.3.1.2 Diamètre caractéristique $DM$

Les différentes formes d'héliostats sont représentées par un cercle dont la taille est déterminée par les dimensions des héliostats et l'espacement de sécurité avec les héliostats adjacents.



**Figure 2.4 :** Diamètre caractéristique des héliostats et distance minimale de sécurité entre héliostats adjacents.

La Figure 2.4 présente le diamètre caractéristique  $DM$ , qui est défini comme suit :

$$\mathbf{DM} = \mathbf{DH} + \mathbf{dsep}, (\mathbf{dsep} = \mathbf{ds}, \mathbf{DH}) \quad (2.16)$$

$DH$  Correspond au diamètre de la circonférence qui entoure la surface réfléchissante de l'héliostat. Pour calculer  $DH$  pour n'importe quelle forme d'héliostat, on peut utiliser les équations (2.17) et (2.18) pour obtenir les coordonnées  $x_k$  et  $y_k$  du point  $P_k$  correspondant à chaque sommet de l'héliostat. Ensuite,  $DH$  peut être calculé en utilisant l'équation (2.19).

$$\mathbf{P}_k = (x_k \ y_k) (k = 1 \text{ à } 8 \text{ pour la forme octogonale})$$

$$x_k = 0,5 \cdot W_k, P_k(x_k) \quad (2.17)$$

$$y_k = 0,5 \cdot L_h, P_k(y_k) \quad (2.18)$$

$$\mathbf{DH} = 2 \sqrt{\max(x_k^2 + y_k^2)} \quad (2.19)$$

Dans cette étude, nous avons choisi un coefficient de distance de sécurité  $ds$  égal à  $10^{-3}$ , ce qui correspond à une distance de sécurité supplémentaire  $dsep$  entre les héliostats adjacents. Nous avons adopté une approche similaire à celle proposée par Kiwan et al. (Kiwan et Khammash 2018), qui est considérée comme valable pour toute distribution d'héliostats (Campo radial-décalée, spirale biomimétique, etc.) et toute forme d'héliostat (polygonale, circulaire, etc.).

Cependant, nous avons apporté une modification mineure à cette approche en ce qui concerne le rayon  $R_{sb}$ . En effet,  $R_{sb}$  est le rayon qui définit le nombre d'héliostats sélectionnés responsables de l'ombrage et du blocage. Selon [(Besarati et Goswami 2014); (Gadalla et Saghafifar 2016)], ce rayon est généralement adopté comme étant constant et égal à  $2,5 DM$ . Toutefois, dans cette étude, nous avons considéré  $R_{sb}$  comme étant variable, car la disposition des

héliostats dans la spirale biomimétique par rapport au champ Campo radial décalée est plus dense près de la tour et moins dense loin de la tour. Ainsi, l'utilisation d'une valeur variable pour  $R_{sb}$  peut être plus efficace.

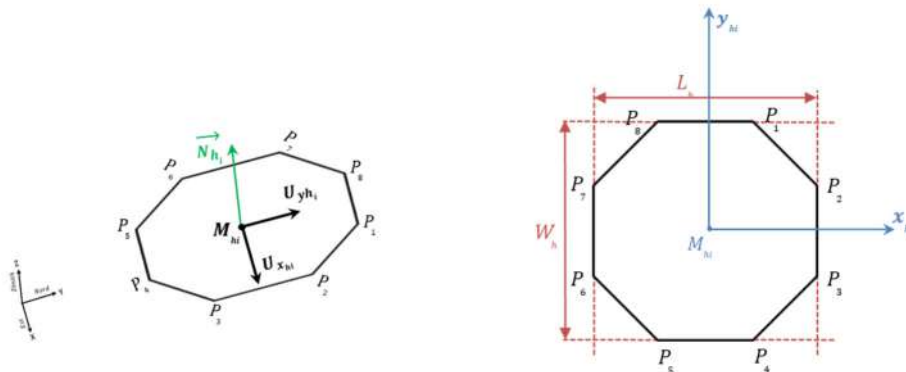
Dans cette étude, nous avons défini  $R_{sb}$  en fonction de deux conditions : si la distance minimale entre l'héliostat considéré et son voisin est égale à  $1,3 DM$ , alors  $R_{sb} = 3,1 DM$ . Sinon, si la distance minimale entre l'héliostat considéré et son voisin est supérieure à  $1,3 DM$ , alors  $R_{sb} = 3,7 DM$ . Nous avons obtenu ces valeurs après plusieurs tests sur le champ PS10 d'origine et le champ spirale biomimétique proposé par Noone et al. (Noone et al. 2012). Cette modification prend du temps, mais elle est pratique et appropriée, car les dispositions de champs en spirale biomimétique et en Campo radial décalée sont générées avec différentes approches et basées sur différents facteurs de distribution. Ainsi, une comparaison précise entre les deux dispositions dans les mêmes conditions est possible.

### 2.3.1.3 Model de calcul du rendement d'ombrage et de blocage

Le travail d'Ortega et al. (Ortega et Rovira 2020) a comparé plusieurs modèles de calcul du rendement d'ombrage et de blocage en termes de temps de calcul et de précision. Dans cette section, nous détaillons la méthodologie de la projection oblique pour déterminer l'ombrage et le blocage dans les héliostats. Cette méthode considère que les héliostats voisins n'ont pas la même orientation que l'héliostat objet, ce qui implique que leurs vecteurs normaux ont des orientations différentes. Nous considérons des héliostats octogones dans ce travail, mais cela est valable pour n'importe quelle forme.

La description de la géométrie d'un héliostat définit un certain nombre de vecteurs et d'angles. Elle est suivie d'un aperçu des transformations 3D utilisées dans le modèle. L'origine située au centre de chaque cadre d'héliostat est définie comme  $M_{hi} = (0 \ 0 \ 0)$  par rapport aux systèmes de coordonnées local et global  $(x_h \ y_h \ z_h)$  et  $(X \ Y \ Z)$ , respectivement. L'indice  $i$  représente le numéro de l'héliostat. Les coordonnées des coins de l'héliostat,  $M_{hi}$  (Corners  $P_k$ ), par exemple pour un héliostat octogonal (points de  $P_1$  à  $P_8$ ), peuvent être définies dans le repère local comme suit :

$$\text{Corners}P_k = [P_k(x_h) \ P_k(y_h) \ P_k(z_h)], \mathbf{k} = \mathbf{1} \text{ à } \mathbf{8} \quad (2.20)$$



**Figure 2.5 :** Coordonnées du cadre de l'héliostat par rapport au système de coordonnées local, avec les coins correspondants  $P_1$  à  $P_8$ .

Il convient de mentionner que pour la forme circulaire de l'héliostat, le périmètre circulaire est supposé être un polygone à côtés infinis ( $ii \rightarrow \infty$ ). Ainsi, le nombre supposé de coins pris en compte dans la présente étude est  $ii = 36$ . L'erreur dans l'aire circulaire calculée basée sur un polygone à côtés infinis avec ( $ii = 36$ ) par rapport à l'aire circulaire conventionnelle  $A = \pi r^2$  est d'environ 0,5 %.

Comme la montre la *Figure 2.2*, tout héliostat peut être tourné par rapport aux axes d'élévation  $z_h$ , et à l'azimut  $x_h$  et sa position peut être déplacer (translater) du système de coordonnées local au système de coordonnées global. Pour le mouvement d'azimut avec l'angle  $\theta_{az}$ , la matrice de rotation peut être définie comme suit :

$$\text{Rot}_{\theta_{az}} = \begin{bmatrix} \cos \theta_{Az} & \sin \theta_{Az} & 0 \\ -\sin \theta_{Az} & \cos \theta_{Az} & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Pour le mouvement d'élévation avec l'angle  $\theta_{inc}$ , la matrice de rotation est définie comme suit :

$$\text{Rot}_{\theta_{inc}} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos \theta_{inc} & \sin \theta_{inc} \\ 0 & -\sin \theta_{inc} & \cos \theta_{inc} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Le vecteur  $U$  peut être défini comme suit :

$$\vec{U} = \begin{bmatrix} U_x \\ U_y \\ U_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_{Az} & \sin \theta_{Az} & 0 \\ -\sin \theta_{Az} \cos \theta_{inc} & \cos \theta_{Az} \cos \theta_{inc} & \sin \theta_{inc} \\ \sin \theta_{Az} \sin \theta_{inc} & -\cos \theta_{Az} \sin \theta_{inc} & \cos \theta_{inc} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

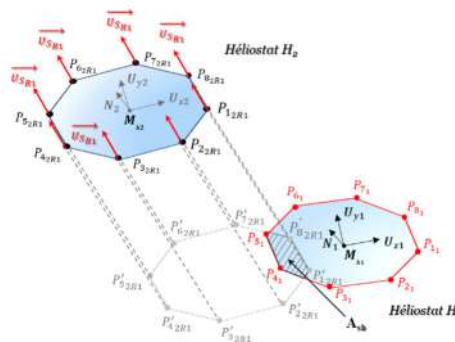
Ensuite, les huit coins de l'héliostat peuvent être calculés par rapport au système de coordonnées local en utilisant une transformation de translation, comme illustré dans l'équation suivante :

$$\left. \begin{aligned}
 \text{Coin } P_{1hi} &= (W_h/2), (U_x) + L_h, (U_y) \\
 \text{Coin } P_{2hi} &= W_h, (U_x) + (L_h/2), (U_y) \\
 \text{Coin } P_{3hi} &= W_h, (U_x) + (L_h/2), (-U_y) \\
 \text{Coin } P_{4hi} &= (W_h/2), (U_x) + L_h, (-U_y) \\
 \text{Coin } P_{5hi} &= (W_h/2), (-U_x) + L_h, (-U_y) \\
 \text{Coin } P_{6hi} &= W_h, (-U_x) + (L_h/2), (-U_y) \\
 \text{Coin } P_{7hi} &= W_h, (-U_x) + (L_h/2), (U_y) \\
 \text{Coin } P_{8hi} &= (W_h/2), (-U_x) + L_h, (U_y)
 \end{aligned} \right\} (2.24)$$

Dans ces équations,  $L_h$  et  $W_h$  représentent respectivement la hauteur et la largeur de l'héliostat, comme indiqué dans la *Figure 2.5*.

Étant donné que le vecteur unitaire solaire ( $\vec{U}_S$ ) est orienté vers le soleil, le vecteur unitaire de cible  $\vec{U}_R$  vers le récepteur, et le vecteur unitaire normal  $\vec{N}$  est perpendiculaire à la surface de l'héliostat, il est possible de déterminer la projection des huit coins de l'héliostat  $H_2$  selon la direction S ou sur le plan de l'héliostat objet  $H_1$ .

Pour réaliser cette projection oblique, il est nécessaire de translater chaque coin de  $H_2$  vers  $H_1$  et de le faire subir deux rotations consécutives par rapport aux axes d'azimut  $x_h$  et d'élévation  $z_h$  dans le repère local de  $H_1$ , tel qu'illustré dans la *Figure 2.6*. En d'autres termes, les coins des candidats potentiels pour l'ombrage et le blocage sont projetés après avoir été translattés et tournés du système de coordonnées global au système de coordonnées local de l'héliostat objet. La *Figure 2.6* montre les huit coins avant la translation et la rotation, pour l'ombrage en particulier.



**Figure 2.6 :** Projection d'ombrage pour les plans obliques.

Chaque héliostat est positionné de manière à refléter les rayons solaires vers la cible. Par conséquent, si nous connaissons les vecteurs unitaires du soleil et de la cible, nous pouvons déterminer les vecteurs unitaires  $U_{xi}$ ,  $U_{yi}$  et  $U_{zi}$  (où  $i$  est le numéro d'héliostat) de n'importe quel héliostat sur le champ.

Supposons que  $U_{X2}$ ,  $U_{Y2}$  et  $U_{Z2}$  soient les vecteurs unitaires de l'héliostat  $H_2$ . Le vecteur  $U_{Z2}$  est orienté vers le zénith, qui correspond au vecteur unitaire normal  $N_2$ . Ainsi, nous avons :

$$\overrightarrow{U_{Z2}} = \overrightarrow{N_2} \quad (2.25)$$

Une fois que nous avons déterminé le vecteur unitaire  $\overrightarrow{U_{Z2}}$ , nous pouvons calculer le vecteur unitaire  $\overrightarrow{U_{X2}}$  en le rendant perpendiculaire au vecteur unitaire normal  $\overrightarrow{N_2}$ :

$$\overrightarrow{N_2} \perp \overrightarrow{U_{X2}} \Rightarrow \overrightarrow{N_2} \cdot \overrightarrow{U_{X2}} = 0 \quad (2.26)$$

$$\overrightarrow{U_{X2}} = \begin{bmatrix} \mathbf{U}_{X2}(1) \\ \mathbf{U}_{X2}(2) \\ \mathbf{U}_{X2}(3) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{N}_2(2) \\ -\mathbf{N}_2(1) \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Le vecteur unitaire  $\overrightarrow{U_{Y2}}$  peut ensuite être obtenu en prenant le produit vectoriel du vecteur unitaire normal  $\overrightarrow{N_2}$  et du vecteur unitaire  $\overrightarrow{U_{X2}}$  :

$$\overrightarrow{U_{Y2}} = \overrightarrow{N_2} \times \overrightarrow{U_{X2}} \quad (2.28)$$

De plus, les vecteurs unitaires  $U_{X1}$ ,  $U_{Y1}$  et  $U_{Z1}$  associés à l'héliostat  $H_1$  étant connus, il est possible de déterminer les vecteurs unitaires pour chacun des héliostats  $H_1$  et  $H_2$ . Quant à la translation, les coordonnées de  $P_{k2}$  ( $k$  variant de 1 à 8) sont calculées de la manière suivante :

$$\mathbf{P}_{k2T1} = \mathbf{M}_{h2}(\mathbf{X} \ \mathbf{Y} \ \mathbf{Z}) + (\mathbf{W}_h/2), (\mathbf{U}_{X2}) + \mathbf{L}_h, (\mathbf{U}_{Y2}) - \mathbf{M}_{h1}(\mathbf{X} \ \mathbf{Y} \ \mathbf{Z}) \quad (2.29)$$

Les coordonnées de  $P_{12T1}$  représentent les coordonnées du point  $P_{12}$  de l'héliostat  $H_2$  dans le repère local de l'héliostat  $H_1$  après translation. L'indice  $2T1$  indique que le point  $P_{12}$  est déplacé vers le repère local de  $H_1$ .

Suite à cette translation, le point  $P_{12T1}$  ainsi que le vecteur unitaire solaire  $\overrightarrow{U_S}$  tournent par rapport au repère local de l'héliostat  $H_1$ . La rotation est exprimée à l'aide du produit scalaire entre  $P_{12T1}$  et les vecteurs unitaires du repère local de  $H_1$ .

$$\begin{aligned} \mathbf{P}_{12R1}(1) &= \mathbf{P}_{12T1}(1), \mathbf{U}_{X1}(1) + \mathbf{P}_{12T1}(2), \mathbf{U}_{X1}(2) + \mathbf{P}_{12T1}(3), \mathbf{U}_{X1}(3) \\ \mathbf{P}_{12R1}(2) &= \mathbf{P}_{12T1}(1), \mathbf{U}_{Y1}(1) + \mathbf{P}_{12T1}(2), \mathbf{U}_{Y1}(2) + \mathbf{P}_{12T1}(3), \mathbf{U}_{Y1}(3) \\ \mathbf{P}_{12R1}(3) &= \mathbf{P}_{12T1}(1), \mathbf{U}_{Z1}(1) + \mathbf{P}_{12T1}(2), \mathbf{U}_{Z1}(2) + \mathbf{P}_{12T1}(3), \mathbf{U}_{Z1}(3) \end{aligned} \quad (2.30)$$

Les coordonnées  $P_{12R1}(1)$ ,  $P_{12R1}(2)$  et  $P_{12R1}(3)$  correspondent aux coordonnées du point  $P_{12R1}$  dans le repère local de l'héliostat  $H_1$  après une rotation. L'indice  $2R1$  indique que l'héliostat  $H_2$  est tourné par rapport au repère local de  $H_1$ .

Pour le vecteur unitaire solaire  $\overrightarrow{U_S}$ , la rotation est exprimée comme étant le produit scalaire de  $\overrightarrow{U_S}$  et des vecteurs unitaires du repère local de l'héliostat  $H_1$ :

$$\begin{aligned} \mathbf{U}_{S_{R1}}(1) &= \mathbf{U}_S(1), \mathbf{U}_{X1}(1) + \mathbf{U}_S(2), \mathbf{U}_{X1}(2) + \mathbf{U}_S(3), \mathbf{U}_{X1}(3) \\ \mathbf{U}_{S_{R1}}(2) &= \mathbf{U}_S(1), \mathbf{U}_{Y1}(1) + \mathbf{U}_S(2), \mathbf{U}_{Y1}(2) + \mathbf{U}_S(3), \mathbf{U}_{Y1}(3) \\ \mathbf{U}_{S_{R1}}(3) &= \mathbf{U}_S(1), \mathbf{U}_{Z1}(1) + \mathbf{U}_S(2), \mathbf{U}_{Z1}(2) + \mathbf{U}_S(3), \mathbf{U}_{Z1}(3) \end{aligned} \quad (2.31)$$

Les coordonnées  $U_{S_{R1}}(1)$ ,  $U_{S_{R1}}(2)$  et  $U_{S_{R1}}(3)$  représentent les coordonnées du vecteur unitaire solaire  $\overrightarrow{U_S}$  dans le repère local de l'héliostat  $H_1$  après une rotation, indiquée par l'indice  $R1$ . Avant la rotation, les coordonnées de  $\overrightarrow{U_S}$  dans le repère local de  $H_1$  sont  $U_S(1)$ ,  $U_S(2)$  et  $U_S(3)$ .

Il est important de mentionner que les vecteurs unitaires du soleil  $\overrightarrow{U_S}$  et de la cible  $\overrightarrow{U_R}$  ne nécessitent pas de translation.

Enfin, le coin résultant  $P'_{12R1}$  de la projection du coin  $P_{12R1}$  selon la direction  $\overrightarrow{U_{S_{R1}}}$  sur le plan de l'héliostat  $H_1$  (voir la *Figure 2.6*) doit satisfaire la relation suivante :

$$\overrightarrow{U_{S_{R1}}} \cdot \mathbf{X}(\overrightarrow{P_{12R1}} - \overrightarrow{P'_{12R1}}) = 0 \quad (2.32)$$

Après développement, les coordonnées du point projeté  $P'_{12R1}$  sur le plan de l'héliostat  $H_1$  sont calculées comme suit :

$$\begin{cases} P'_{12R1}(1) = P_{12R1}(1) - \frac{U_{S_{R1}}(1), P_{12R1}(3)}{U_{S_{R1}}(3)} \\ P'_{12R1}(2) = P_{12R1}(2) - \frac{U_{S_{R1}}(2), P_{12R1}(3)}{U_{S_{R1}}(3)} \\ P'_{12R1}(3) = 0 \end{cases} \quad (2.33)$$

Les coordonnées du point  $P'_{12R1}$  sont  $P'_{12R1}(1)$ ,  $P'_{12R1}(2)$  et  $P'_{12R1}(3)$ .

Les mêmes procédures qui ont été démontrées dans les équations (2.29) à (2.33) sont appliquées pour trouver la projection des points de  $P'_{22R1}$  jusqu'à  $P'_{82R1}$  sur le plan de l'héliostat  $H_1$ .

Pour trouver la zone ombrée  $A_{sh}$  il faut calculer d'intersection des surfaces des polygones ( $P'_{12R1}$   $P'_{22R1}$  ...  $P'_{82R1}$ ) et ( $P_{11}$   $P_{21}$  ...  $P_{81}$ ), comme illustré dans la *Figure 2.6*.

Si l'héliostat  $H_2$  bloque l'héliostat  $H_1$  comme illustré dans la *Figure 2.7* les mêmes équations s'appliquent, mais il faut remplacer  $\overrightarrow{U_S}$  par  $\overrightarrow{U_R}$ .

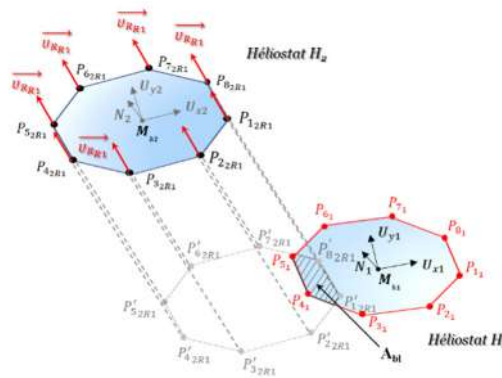


Figure 2.7 : Projection de blocage pour les plans obliques.

Enfin, le rendement instantané d'ombrage et de blocage est calculé comme suit :

$$\eta_{sb}(t) = \frac{A_{tot} - (A_{sh} \cup A_{bl})}{A_{tot}} \quad (2.34)$$

Où  $A_{sh}$ ,  $A_{bl}$  et  $A_{tot}$  présentent la surface ombrée, la surface bloquée et la surface totale de l'héliostat, respectivement.

La procédure pour trouver la projection oblique pour l'ombrage ou le blocage d'un héliostat voisin est résumée en quatre étapes comme suit :

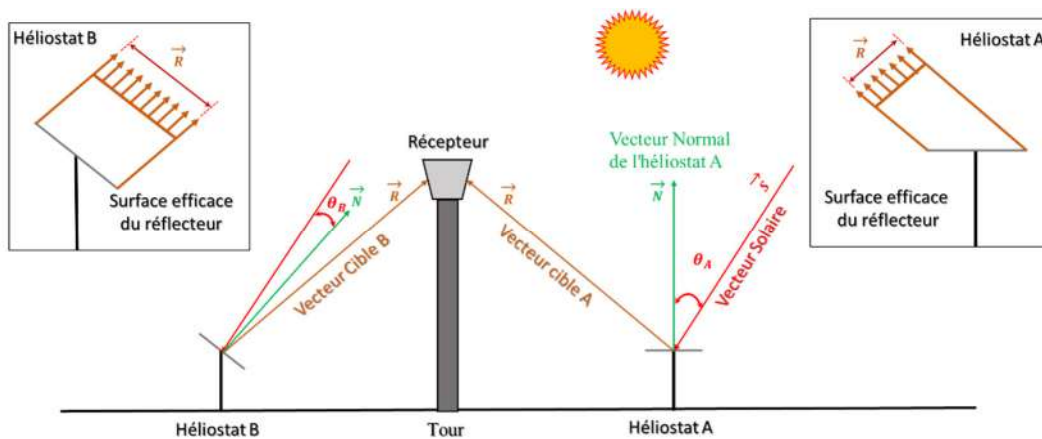
- **Étape 1** : S'il y a un ombrage, tous les coins d'un héliostat voisin sont translatés puis sont en rotation sur le repère local de l'héliostat objet à l'aide des équations (2.29) à (2.30). Ensuite on applique la rotation du vecteur unitaire solaire  $\vec{U}_S$  en utilisant l'équation (2.31).
- **Étape 2** : S'il y a un blocage, on répète la même procédure de l'étape 1, mais on doit remplacer  $\vec{U}_S$  par  $\vec{U}_R$ .
- **Étape 3** : La projection des coins d'héliostat sur le plan de l'héliostat objet est obtenue à l'aide de l'équation (2.33) pour l'ombrage, et de même pour la projection de blocage en remplaçant  $\vec{U}_S$  par  $\vec{U}_R$ .
- **Étape 4** : Enfin, le rendement instantané d'ombrage et de blocage  $\eta_{sb}$  est calculé à l'aide de l'équation (2.34).

### 2.3.2 Rendement cosinus

Le rendement cosinus est un critère important dans la conception des centrales solaires à tour. Le concept de rendement cosinus est basé sur le fait que la quantité de rayonnement solaire captée par un héliostat est directement proportionnelle à la projection de sa surface sur un plan perpendiculaire aux rayons solaires.

Le rendement cosinus est défini comme le rapport entre la surface de l'héliostat projetée sur un plan perpendiculaire aux rayons solaires et la surface réelle de l'héliostat. Le rendement cosinus maximal est obtenu lorsque l'héliostat est perpendiculaire aux rayons solaires, c'est-à-dire lorsque le cosinus de l'angle d'incidence du rayonnement solaire sur l'héliostat est égal à 1.

Les pertes de cosinus sont le résultat de la surface de réflexion effective réduite des héliostats pendant le suivi du soleil. Selon la loi de réflexion de *Snell* (Stine et Geyer 2001), pour réfléchir le rayonnement solaire vers le récepteur cible, le vecteur normal de la surface de l'héliostat doit être orienter au demi-angle entre le vecteur soleil et le vecteur héliostat-récepteur (Prosin 2017), Par conséquent, chaque héliostat dans le champ aura un facteur de perte de cosinus différent pour une position solaire donnée. La *Figure 2.8* ci-dessous illustre l'effet cosinus de deux héliostats situés différemment pour la même position du soleil.



**Figure 2.8 :** Effet cosinus réduisant la surface de réflexion effective des héliostats solaires.

La réduction relative du rayonnement solaire due à l'effet cosinus (l'efficacité cosinus) peut être calculée pour suivant correctement les héliostats par le cosinus de l'angle  $\theta$  entre le vecteur soleil et le vecteur normal à la surface réfléchissante, à l'aide de l'équation (2.35).

$$\eta_{\cos h} = \cos \theta = \vec{U}_S \cdot \vec{N} \quad (2.35)$$

### 2.3.3 Rendement d'interception

Le rendement d'interception,  $\eta_{int}$ , est la fraction de l'énergie solaire réfléchié par un héliostat qui frappe effectivement la surface du récepteur (Collado et Guallar 2013). En revanche, le déversement est l'opposé de l'interception et représente l'énergie qui ne frappe pas le récepteur, mais est réfléchié vers les côtés du récepteur (Schmitz et al. 2006). En d'autres termes, le déversement est la perte d'énergie due aux rayonnements qui n'arrivent pas au récepteur après

réflexion par l'héliostat. Ainsi, pour obtenir un rendement d'interception élevé, l'héliostat doit être placé le plus près possible de la tour.

Le rendement d'interception peut être affecté par divers facteurs, notamment la forme du soleil  $\sigma_{sun}$ , l'erreur de suivi  $\sigma_{track}$ , l'erreur d'astigmatisme  $\sigma_{ast}$  et la qualité de la surface du miroir  $\sigma_{bq}$  (Wagner 2008).

Plusieurs méthodes sont présentes dans la littérature pour calculer le facteur d'interception. Il existe deux façons principales pour analyser le facteur de déversement. La première méthode est le lancer de rayons de *Monte Carlo*, qui est plus précis mais nécessite plus de temps de calcul. La deuxième approche (méthode de convolution) est l'intégration analytique de l'image réfléchie sur la surface du récepteur.

De plus, il existe deux approches d'intégration analytique dans la littérature, à savoir le modèle *HFLCAL* développée par le Centre aérospatial allemand (*DLR*) (Schwarzbözl et al. 2009) et le modèle *UNIZAR* développée à l'Université de Saragosse en Espagne (Collado et Turégano 1989). Selon (Collado 2010), les deux techniques prédisent avec précision le facteur de déversement, mais *HFLCAL* est le plus simple et le plus précis.

Le modèle *HFLCAL* a été utilisé dans cette étude, qui est défini comme suit :

$$\eta_{int h} = \frac{1}{2\pi\sigma_{tot}^2} \int_{x_{min}}^{x_{max}} \int_{y_{min}}^{y_{max}} \exp\left(-\frac{x^2+y^2}{2\sigma_{tot}^2}\right) dx dy \quad (2.36)$$

Les limites d'intégration sont les limites de l'ouverture du récepteur dans les coordonnées locales  $x$  et  $y$ . L'écart-type total  $\sigma_{tot}$  est calculé en faisant converger quatre fonctions d'erreur gaussiennes ( $\sigma_{ast}$   $\sigma_{ast}$   $\sigma_{ast}$   $\sigma_{ast}$ ). De plus, (Collado 2010) et (Goswami 2022) ont pris l'angle en compte l'angle d'incidence du récepteur,  $\theta_{rec}$ , dans le calcul du rendement d'interception.

$$\sigma_{tot} = \frac{\sqrt{D_{hrc}^2 (\sigma_{sun}^2 + \sigma_{bq}^2 + \sigma_{ast}^2 + \sigma_{track}^2)}}{\sqrt{\cos\theta_{rec}}} \quad (2.37)$$

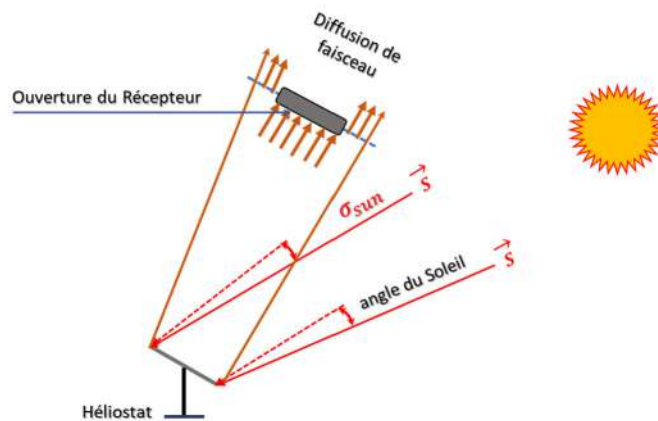
Où  $D_{hrc}$  est la distance oblique (distance héliostat/récepteur). Les valeurs d'erreur pour le calcul rendement d'interception peuvent être trouvées dans (Collado et Guallar 2013).

### 2.3.3.1 Erreur de la forme de soleil

L'erreur de la forme de soleil  $\sigma_{sun}$  correspond à la différence entre la forme réelle du soleil et la forme idéale considérée dans le calcul du facteur d'interception. Cette erreur peut être attribuée

à la taille apparente du soleil qui peut varier en fonction de l'angle d'élévation du soleil et de la distance Terre-Soleil. Pour minimiser l'erreur de la forme de soleil, il est possible d'utiliser des modèles plus précis pour la position et la taille apparente du soleil, ou encore des techniques d'ajustement pour corriger l'erreur dans le calcul du facteur d'interception.

Comme le rayonnement solaire incident à la surface de l'héliostat est défini par la forme du soleil qui n'est pas une source ponctuelle mais un objet physique de taille fixe, cela entraîne un étalement du faisceau avec une certaine propagation angulaire. Cette propagation angulaire de l'image réfléchi due à l'étalement du faisceau est illustrée sur la *Figure 2.9*, où l'énergie totale réfléchi est répartie sur le plan du récepteur. Cela conduit à une perte d'énergie réfléchi à l'ouverture du récepteur. La valeur de l'erreur de la forme de soleil est de 2,51 *milliradians* (Collado et Guallar 2013).



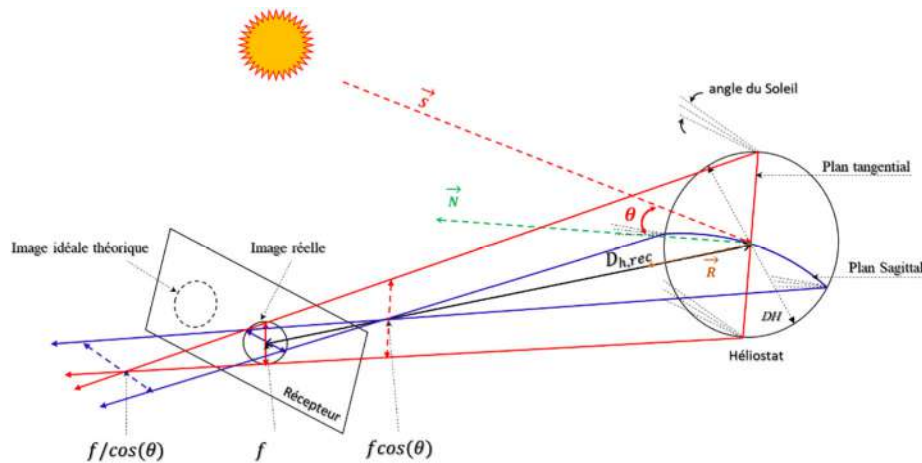
*Figure 2.9 : La diffusion du faisceau causée par l'erreur de la forme de soleil.*

### 2.3.3.2 Erreur d'astigmatisme

L'astigmatisme est une aberration optique qui se produit lorsqu'il y a une différence entre la forme réelle du faisceau réfléchi et la forme idéale supposée dans le calcul du facteur d'interception. Cette erreur, appelée erreur d'astigmatisme  $\sigma_{ast}$ , est une déformation qui résulte des foyers de la surface réfléchissante et peut se produire soit en avant, soit en arrière du plan focal, comme illustré sur la

*Source : (Igel et Hughes 1979)*

*Figure 2.10.* Cette erreur peut être causée par des variations dans les propriétés réfléchissantes de la surface du miroir ou de la géométrie de la surface réfléchissante, ainsi que par des défauts tels que des bosses ou des rayures sur la surface du miroir.



Source : (Igel et Hughes 1979)

**Figure 2.10 :** Hauteur et largeur de l'image déformée dans les plans tangentiel et sagittal.

Pour réduire l'erreur d'astigmatisme, il est recommandé d'utiliser des miroirs de haute qualité et de surveiller régulièrement leur état. Des techniques d'ajustement peuvent également être utilisées pour corriger l'erreur dans le calcul du facteur d'interception. La mesure de l'astigmatisme peut être effectuée à l'aide d'un testeur de miroir, qui permet de mesurer la forme de la surface réfléchissante du miroir et de détecter les aberrations optiques telles que l'astigmatisme.

En ce qui concerne la déformation de l'image due à l'astigmatisme, (Igel et Hughes 1979) ont utilisé l'équation (2.38) pour définir le résultat de la déformation d'une facette focalisée dans les plans tangentiel et sagittal perpendiculaire. Cette équation prend en compte le diamètre de la surface réfléchissante ( $DH$ ), la hauteur de l'image focalisée déformée dans le plan tangentiel ( $H_{tan}$ ), la largeur de l'image focalisée déformée dans le plan sagittal ( $W_{sag}$ ), ainsi que l'angle d'incidence ( $\theta$ ).

$$\sigma_{ast} = \frac{\sqrt{0,5(H_{tan}^2 + W_{sag}^2)}}{4D_{hrc}} \quad (2.38)$$

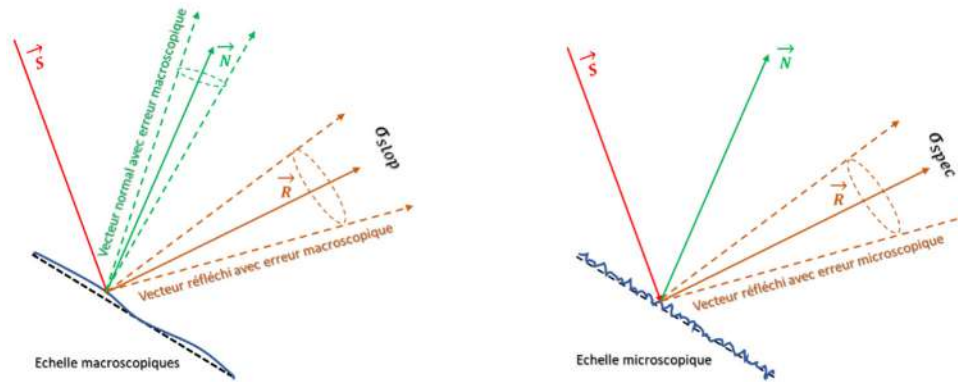
Où 
$$H_{tan} = DH \left| \frac{D_{hrec}}{f} - \cos \theta \right| \quad (2.39)$$

$$W_{sag} = DH \left| \frac{D_{hrec}}{f} \cos \theta - 1 \right| \quad (2.40)$$

En général, la facette de l'héliostat est courbée en une forme paraboïde ou sphérique pour concentrer le rayon solaire incident sur le récepteur et réduire la propagation du faisceau, ce qui est connu sous le nom de « *Cantinge* ».

### 2.3.3.3 Erreurs de la qualité de la surface

L'état de la surface des miroirs des héliostats peut être responsable de répartitions déformées du flux solaire concentré par rapport à l'idéalité. Les défauts de fabrication et la dégradation des miroirs entraînent des déformations. Ces défauts sont divisés en deux erreurs : les erreurs macroscopiques et les erreurs microscopiques (Voir la *Figure 2.11*).



**Figure 2.11** : Erreurs macroscopiques (à gauche) et microscopiques d'une surface de miroir (à droite).

- Les erreurs macroscopiques  $\sigma_{slop}$  fait référence aux erreurs dans le vecteur normal de la surface qui sont causées par des déviations topographiques, des bosses et des réglages du miroir, et cette échelle est plus grande que celle de l'erreur microscopique. Plus cette erreur est grande, plus la tache focale est étalée et plus le rapport de concentration est faible.
- Les erreurs microscopiques où spéculaires  $\sigma_{spec}$  sont liées à l'état de surface microscopique des miroirs, entraînant une déviation de la direction du rayon réfléchi. Elles s'appliquent au vecteur directeur du rayon réfléchi par la surface, et l'erreur microscopique est liée au matériau et dépend du processus de fabrication. Elle peut être mesuré au laboratoire avec des échantillons miroirs.

L'équation (2.41) donne l'erreur de qualité de surface  $\sigma_{bq}$  sous forme statistique. Le vecteur qui définit la direction du rayon réfléchi est contenu dans un cône dont l'angle suit une distribution gaussienne avec une déviation standard.

$$\sigma_{bq} = \sqrt{(\sigma_{spec})^2 + (2\sigma_{slop})^2} \quad (2.41)$$

L'équation (2.42) permet de déterminer l'erreur optique de la surface. En général, les erreurs microscopiques sont considérées comme négligeables par rapport aux erreurs macroscopiques.

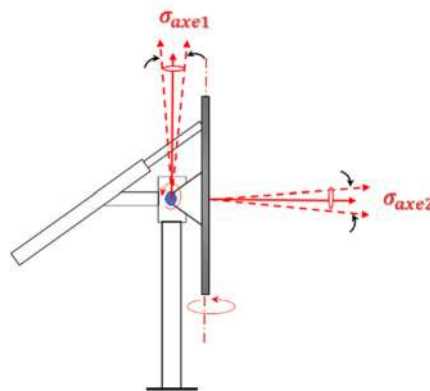
$$\sigma_{bq} = 2\sigma_{slop} \quad (2.42)$$

### 2.3.3.4 Erreurs de suivi

Les erreurs de suivi, également connues sous le nom d'erreurs de pointage, se réfèrent aux écarts entre la direction idéale du miroir et sa normale réelle. Ces erreurs sont souvent représentées mathématiquement par l'équation (2.43) (Schwarzbözl et al. 2009), où les erreurs statistiques sont combinées en une distribution symétrique circulaire. Cette équation montre que l'écart-type  $\sigma_{\text{Track}}$  dépend des erreurs de chaque axe de l'héliostat, qui sont multipliées ensemble.

$$\sigma_{\text{Track}} = \sqrt{\sigma_{\text{axe1}} \cdot \sigma_{\text{axe2}}} \quad (2.43)$$

Les erreurs de suivi sont cumulées pour chaque axe de l'héliostat, Voir la Figure 2.12.



**Figure 2.12 :** Effet cumulatif des erreurs de suivi sur chaque axe de l'héliostat.

Les erreurs de suivi peuvent être causées par différents facteurs, notamment des erreurs de calibration, des défaillances mécaniques, des conditions météorologiques, des erreurs de programmation ou des interférences électromagnétiques. Ces erreurs peuvent réduire considérablement l'efficacité de l'héliostat en perturbant la concentration du flux de lumière solaire sur le récepteur. Pour minimiser ces erreurs, il est crucial de s'assurer que l'héliostat est correctement calibré et que tous les composants mécaniques sont en bon état de fonctionnement.

### 2.3.4 Rendement de l'atténuation atmosphérique

Les centrales solaires à tour sont également affectées par l'atténuation atmosphérique, qui réduit le flux de rayonnement solaire arrivant sur le récepteur. Le rendement d'atténuation atmosphérique pour les centrales à tour est défini comme la fraction de la puissance solaire incidente qui est transmise au récepteur, après avoir subi des pertes dues à l'absorption, la diffusion et la réflexion par l'atmosphère. Le rendement d'atténuation atmosphérique dépend des conditions atmosphériques, notamment de la température, de la pression, de l'humidité et de la composition de l'atmosphère (Ballestrín et Marzo 2012).

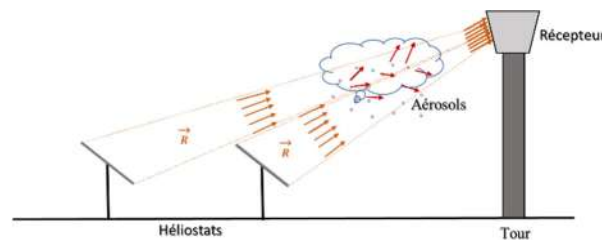
Le rendement d'atténuation atmosphérique peut être estimé en utilisant des modèles de transfert radiatif qui simulent la propagation de la lumière solaire dans l'atmosphère. Ces modèles prennent en compte les interactions entre le rayonnement solaire et les particules atmosphériques, telles que les aérosols et les gaz, ainsi que les phénomènes de réfraction, d'absorption et de diffusion (voir la *Figure 2.13*).

Le rendement d'atténuation a été exprimé à l'aide du modèle (Leary et Hankins 1979), et il est calculé en fonction de la distance  $D_{hrc}$  (distance entre l'héliostat/récepteur en mètres), comme indiqué dans l'équation (2.44) pour les héliostats positionnés avec un  $D_{hrc}$  inférieur ou égal à 1 000 m, et dans l'équation (2.45) pour  $D_{hrc}$  supérieures à 1 000 m. La description mathématique de ces phénomènes peut être exprimée par :

$$\eta_{att h} = 0,99321 - 0,0001176 D_{hrc} + 1,97 \cdot 10^{-8} D_{hrc}^2 ; D_{hrc} \leq 10^3 \text{ m} \quad (2.44)$$

$$\eta_{att h} = e^{(-0,0001106 \cdot D_{hrc})} D_{hrc} > 10^3 \text{ m} \quad (2.45)$$

Ces calculs concordent bien avec le modèle (Pitman et Vant-Hull 1984) pour une portée visuelle d'environ 40 km (Schmitz et al. 2006).



*Figure 2.13 : Pert par atténuation atmosphérique.*

### 2.3.5 Rendement de réflectivité

Les pertes de réflexion sont directement liées à la qualité de la surface réfléchissante d'une facette d'héliostat individuelle, qui est le résultat combiné de la réflectivité du miroir propre, de la propreté de la surface de l'héliostat et du degré de dégradation de la réflectivité de la surface. Les facettes de miroir propres généralement utilisées dans les champs solaires modernes ont une réflectivité d'environ 93,5 %, tandis que la propreté moyenne sur une année d'un champ solaire entretenu est supposée être de 95 % (Prosin 2017), ce qui donne une réflectivité moyenne des facettes de miroir sur l'année d'environ 88,8 %, Pour ce travail, cette valeur est supposée constante à 88%.

## 2.4 Dispositions de champ d'héliostats

Dans cette thèse, deux dispositions de champ d'héliostats ont été étudiées. La première configuration a été donnée par (Noone et al. 2012) et est basée sur des modèles en spirale de phyllotaxie (Vogel 1979). La deuxième configuration étudiée est la configuration Campo radiale décalée de (Collado et Guallar 2012). Elle est caractérisée par la disposition d'héliostats en cercles dont le centre est l'emplacement de la tour.

### 2.4.1 Disposition spirale biomimétique

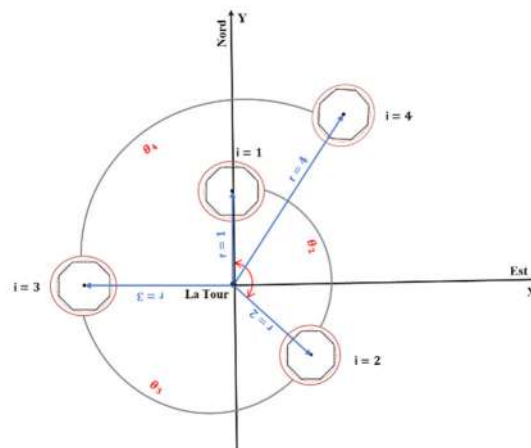
La disposition en spirale biomimétique consiste à répartir les héliostats en imitant la disposition de disque de phyllotaxie. Cette distribution mathématique peut être réalisée en plaçant le premier héliostat à un certain rayon de la tour (le centre du champ) et en augmentant le rayon pour les héliostats suivants. De cette manière, aucun héliostat n'est placé sur le même rayon. Les positions des héliostats sont définies en coordonnées polaires par les équations (2.46) et (2.47), puis converties en coordonnées cartésiennes par les équations (2.48) et (2.49). La Figure 2.14, illustre une disposition simplifiée.

$$r_i = ai^b \quad (2.46)$$

$$\theta_i = 2\pi\phi^{-2}i \quad (2.47)$$

$$x = r_i \sin \theta_i \quad (2.48)$$

$$y = r_i \cos \theta_i \quad (2.49)$$



**Figure 2.14 :** Placement des héliostats dans une disposition de champ en spirale biomimétique.

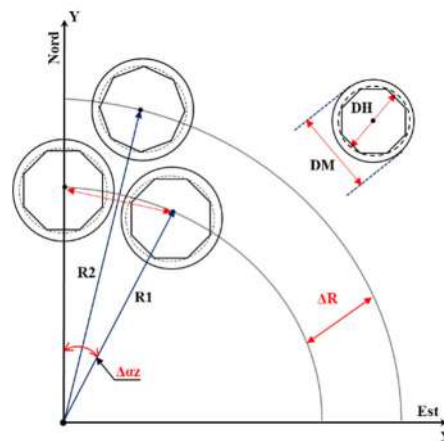
Les angles radiaux et d'azimut des héliostats sont respectivement notés  $r_i$  et  $\theta_i$ , avec l'est comme direction positive de l'axe X et la direction nord comme direction positive de l'axe Y du système de coordonnées (voir la Figure 2.14). Les valeurs d'angle d'azimut sont calculées dans le

sens des aiguilles d'une montre à partir du nord, et les distances radiales sont calculées à partir du centre de la tour à l'origine du système de coordonnées.

Les paramètres d'optimisation  $a$  et  $b$ , défini dans l'équation (2.46), ont des valeurs dans la plage  $[2: 8]$  et  $[0,5: 0,8]$ , et le nombre d'or  $\varphi$  est égal à  $(1 + \sqrt{5})/2$ . Seuls les paramètres  $a$  et  $b$  influencent la disposition des héliostats.

### 2.4.2 Campo radial décalée

Campo radial décalée est une méthode de disposition des héliostats dans un champ de concentration solaire. Elle implique la répartition des héliostats en cercles concentriques autour de la tour centrale, avec un décalage entre les cercles pour éviter les obstructions entre les héliostats. Cette méthode a été proposée par Collado et al (Collado et Guallar 2012) et est largement utilisée dans les projets de centrales solaires à concentration. Cette approche suppose que chaque zone a un espacement radial constant  $\Delta R$  (voir l'équation (2.51)), comme l'ont démontré les travaux d'Atif et al (Atif et Al-Sulaiman 2015). En outre, la distance entre les zones voisines  $\Delta \alpha z$  (voir l'équation (2.53)) est ajustée pour améliorer le rendement du champ.



**Figure 2.15 :** Placement des héliostats dans le champ solaire utilisant la stratégie de disposition Campo radial décalée.

La distance minimale entre les rangées d'héliostats est déterminée par l'équation suivante :

$$\Delta R_{\min} = DM \cdot \cos 30^\circ \quad (2.50)$$

Dans le but d'optimiser la disposition des héliostats, l'équation (2.50) a été modifiée comme suit :

$$\Delta R_j = f_{R_j} DM \quad (j=1, 2, 3, 4), f_{R_j} \geq \cos 30^\circ \quad (2.51)$$

Le paramètre d'optimisation radial  $f_{Rj}$  et le numéro de la zone où les héliostats sont situés ( $j$ ) sont utilisés pour ajuster l'espacement radial entre les rangées d'héliostats pour chaque zone. La plage de  $f_{Rj}$  est [0.866 : 2.0].

La distance azimutale entre les héliostats voisins de la première rangée dans chaque zone est spécifiée comme l'incrément azimutal (Collado et Guallar 2012) :

$$\Delta\alpha_1 = 2 \sin^{-1}(\mathbf{DM}/2\mathbf{R}_1) \cong \mathbf{DM}/\mathbf{R}_1 \quad (2.52)$$

Où  $R_1$  est le rayon de la première rangée dans la première zone. Pour effectuer l'optimisation, l'équation précédente pour l'espacement azimutal a été modifiée comme suit :

$$\Delta\alpha_j = f_{\alpha j} \mathbf{DM}/\mathbf{R}_j, f_{\alpha j} \geq 1 \quad (2.53)$$

Où  $f_{\alpha j}$  est le deuxième paramètre d'optimisation. L'espacement azimutal entre les héliostats pour chaque zone peut être ajusté individuellement dans une plage de [1 : 2.5].

La méthode utilisée pour générer le champ Campo radial décalée est similaire à celle du code Campo (Collado et Guallar 2012) et à celle utilisée en référence (Atif et Al-Sulaiman 2015), où l'espacement radial  $\Delta R$  et l'espacement azimutal  $\Delta\alpha$  varient pour étendre le champ radialement et azimutalement. Cependant contrairement aux références [(Atif et Al-Sulaiman 2015); (Collado et Guallar 2012)], dans cette étude  $dsep$  et  $DM$  sont constantes, alors que l'espacement radial et azimutal présentent dans les équations (2.51) et (2.53) sont en fonction de  $f_{Rj}$  et  $f_{\alpha j}$ , respectivement.

En raison de la configuration de Campo radiale décalée, l'espacement azimutal entre les héliostats consécutifs augmente au fur et à mesure que nous parcourons les rangées. Lorsque l'espace azimutal devient suffisamment grand pour accueillir un héliostat supplémentaire, il devient nécessaire de redéfinir l'incrément azimutal, ce qui entraîne la création d'une nouvelle zone. De même, nous pouvons définir l'espacement azimutal pour les autres zones comme suit :

$$\Delta\alpha_j = \Delta\alpha_{j-1}/2 \quad (2.54)$$

Le nombre de rangées dans chaque zone peut être déterminé comme suit :

$$\mathbf{Nrows}_1 = \frac{\mathbf{R}_1}{\Delta R_{\min}} = \frac{\mathbf{DM} \cdot \mathbf{Nhel}_1}{2\pi} / (\mathbf{DM} \cdot \sqrt{3} / 2) \quad (2.55)$$

$$\mathbf{Nrows}_1 \cong \mathbf{round}(\mathbf{Nhel}_1/5, 44) \quad (2.56)$$

Ainsi que le nombre de rangées dans les zones 2, 3 et 4 est :

$$\mathbf{Nrows}_2 \cong \mathbf{round}(3 \cdot \mathbf{Nhel}_1/5, 44) \quad (2.57)$$

$$\mathbf{Nrows}_3 \cong \mathbf{round}(4 \cdot \mathbf{Nhel}_1/5, 44) \quad (2.58)$$

$$\mathbf{Nrows}_4 \cong \mathbf{round}(8 \cdot \mathbf{Nhel}_1/5, 44) \quad (2.59)$$

Il est important de souligner que le nombre 3 dans l'équation (2.57) est différent de celui utilisé par (Collado et Guallar 2012), qui a utilisé une valeur de 2. Cette petite modification est adoptée pour améliorer le rendement optique du champ. Plusieurs tests ont été effectués en utilisant la valeur 2 (qui a été rapporté dans (Collado et Guallar 2012)) et la valeur 3 (qui a été adoptée dans la présente étude), et ils ont trouvé que le rendement optique du champ en utilisant la valeur 3 a été améliorée par rapport à celui de la valeur 2. L'amélioration est due à l'augmentation des rangées dans la zone 2 qui ont montré des rendements d'héliostat plus élevés.

Pour la première zone, le nombre d'héliostats dans chaque rangée est défini comme suit :

$$\mathbf{Nhel}_1 = \frac{2\pi}{\Delta\alpha z_1} = 2\pi \cdot \mathbf{R}_1/\mathbf{DM} \Rightarrow \mathbf{R}_1 = \mathbf{Nhel}_1 \cdot \mathbf{DM}/2\pi \quad (2.60)$$

Et pour les zones 2, 3 et 4, ce serait :

$$\mathbf{Nhel}_2 = 3\pi \cdot \mathbf{R}_1/\mathbf{DM} \quad (2.61)$$

$$\mathbf{Nhel}_3 = 4\pi \cdot \mathbf{R}_1/\mathbf{DM} \quad (2.62)$$

$$\mathbf{Nhel}_4 = 8\pi \cdot \mathbf{R}_1/\mathbf{DM} \quad (2.63)$$

## 2.5 Optimisation du champ d'héliostats

Ces dernières années, de nombreuses études de recherche ont porté sur l'amélioration des performances de la centrale *SPT* en optimisant le champ d'héliostats (Rizvi et al. 2021). Les méthodes avancées utilisant l'intelligence artificielle ont également été appliquées à ce problème d'optimisation (Milidonis et al. 2021).

Les techniques d'intelligence artificielle et les algorithmes basés sur l'heuristique se sont avérés efficaces pour optimiser la disposition des champs d'héliostats et ainsi améliorer le rendement optique [(Yao et al. 2009), (Ramos et Ramos 2012), (Collado 2008)]. Cela a permis de réduire le coût de l'électricité *LCOE* (Fritsch, Frantz, et Uhlig 2019) et la surface du terrain (Schöttl et al. 2019). L'optimisation de la disposition des champs d'héliostats est combinée avec plusieurs autres paramètres d'optimisation, tels que la hauteur de la tour, la forme et la taille du récepteur, l'orientation, l'emplacement, la forme et les dimensions de l'héliostat.

Pour résoudre un problème d'optimisation aussi complexe, la première étape consiste à définir la fonction objective. Ensuite, un algorithme d'optimisation est utilisé pour trouver le maximum ou le minimum de la fonction objectif.

### 2.5.1 Fonction objectif

La fonction objective est un élément clé de l'optimisation du champ d'héliostats, car elle permet d'évaluer la performance du champ et de guider l'algorithme d'optimisation vers la meilleure solution possible. Plusieurs fonctions objectives ont été définies dans la littérature, tels que le rendement optique, la surface du terrain occupée par les héliostats, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation. Le rendement optique est souvent le paramètre le plus important pour optimiser le champ d'héliostats.

En utilisant une fonction objective bien définie, les chercheurs peuvent évaluer les performances du champ d'héliostats et déterminer les paramètres les plus importants pour l'optimisation du rendement énergétique. Dans cette partie on va définir les différentes fonctions objectives qui sont utilisées dans ce travail ainsi que la méthodologie pour les optimiser.

#### 2.5.1.1 Rendement optique annuel pondéré

Le rendement optique annuel pondéré est un indicateur clé pour évaluer la performance d'un champ d'héliostats. Il mesure le rapport de l'énergie interceptée par le récepteur à l'énergie maximale interceptée par le champ. Sa formule, donnée par l'équation (2.64), fait intervenir la variable  $\eta_{h\_year w}$ , qui représente le rendement optique horaire pondéré sur une journée. Cette variable est déterminée par l'intégration de l'équation (2.65) sur la plage horaire allant du lever au coucher du soleil, en prenant en compte l'irradiation normale directe  $DNI(t)$  à chaque instant  $t$ .

$$\eta_{field w} = \left( \sum_{i=1}^{N_h} \eta_{h\_year w_i} \right) / N_h \quad (2.64)$$

$$\text{Où } \eta_{h\_year w} = \left( \sum_{n=1}^{n=12} \int_{sunrise}^{sunset} \eta_h(t) DNI(t) dt \right) / \left( \sum_{n=1}^{n=12} \int_{sunrise}^{sunset} DNI(t) dt \right) \quad (2.65)$$

Pour éviter un temps de calcul trop important, nous adoptons ici une approche proposée par [(Besarati et Goswami 2014); (Piroozmand et Boroushaki 2016)], consistant à considérer un jour du mois comme représentatif de l'ensemble de l'année. Cette méthode est également validée par (Atif et Al-Sulaiman 2015), qui ont montré que les résultats obtenus avec cette approche sont très proches de ceux obtenus en considérant l'ensemble des jours de l'année, avec une différence négligeable.

Il est important de noter que l'équation du rendement optique non pondéré (équation (2.66)) est identique à celle du rendement optique pondéré, à ceci près que le terme  $DNI(t)$  est supprimé.

$$\eta_{year uw} = \left( \sum_{n=1}^{n=12} \int_{sunrise}^{sunset} \eta_h(t) dt \right) / \left( \sum_{n=1}^{n=12} \int_{sunrise}^{sunset} dt \right) \quad (2.66)$$

### 2.5.1.2 Nouvelle fonction $f(\eta_{field} w A_{field})$

Une nouvelle fonction objective  $f(A_f \eta_{field} w)$  est développée pour obtenir le rendement optique maximal possible dans une petite surface du champ d'héliostats, en fonction du rendement optique et de la superficie du champ. La description mathématique de cette fonction peut être exprimée par l'équation (2.67) :

$$f(\eta_{field} w A_{field}) = [\eta_{field} w + Cr \cdot \left(\frac{N_h A_H}{A_{field}}\right)] \quad (2.67)$$

Dans cette équation,  $\eta_{field} w$  est le rendement annuel pondéré du champ d'héliostats,  $A_H$  est la surface de chaque héliostat,  $A_{field}$  est la surface totale du champ,  $N_h$  est le nombre d'héliostats et  $Cr$  est le rapport de coût entre le coût de la surface du champ et celui de l'héliostat par unité de surface tel que défini par Leonardi et al. (Leonardi et al. 2019). On suppose que  $Cr$  se situe dans la plage de 0% à 8%.

### 2.5.1.3 Coût normalisé de l'électricité (LCOE)

Le coût normalisé de l'électricité (LCOE pour Levelized Cost of Electricity en anglais) est une mesure permettant d'estimer le coût moyen du kilowattheure ( $kWh$ ) produit par une centrale solaire à tour sur toute sa durée de vie. Cette mesure prend en compte l'investissement total de la tour solaire  $Z_{inv}$ , le coût annuel de maintenance et d'exploitation  $Z_{M\&O}$ , ainsi que le taux de charge fixe  $fcr$  et la production électrique nette annuelle produite  $E_{net}$ . L'équation permettant de calculer le LCOE pour une centrale SPT est exprimé par (Pitz-Paal 2003):

$$LCOE = (fcr \cdot Z_{inv} + Z_{M\&O}) / E_{net} \quad (2.68)$$

Le coût de l'équipement nécessaire pour construire la centrale solaire à tour, y compris le champ d'héliostats, le terrain, la tour, le récepteur, le bloc d'alimentation et le système de stockage thermique, est pris en compte dans le calcul de  $Z_{inv}$ . Les détails de ces équations sont généralement spécifiés dans les études de faisabilité et peuvent varier en fonction de la technologie et des conditions spécifiques du projet. Les détails de ces équations, se trouve dans le *chapitre 4*.

## 2.5.2 Algorithmes d'optimisation des champs d'héliostats

Les algorithmes d'optimisation des champs d'héliostats sont utilisés pour déterminer la position optimale de chaque héliostat dans un champ solaire concentré. L'objectif est de maximiser la production d'énergie solaire tout en minimisant les coûts de construction et d'exploitation de la centrale solaire. Les méthodes d'optimisation sont basées sur l'exploration et l'exploitation dans l'espace des solutions grâce à des mécanismes de transitions aléatoires, c'est-à-dire dans lesquelles

un groupe d'agents (population) recherche une valeur optimale dans l'espace pour une fonction objectif.

Il faut cependant noter que cette procédure d'optimisation est très complexe car elle implique des contraintes non convexes, des fonctions objectives non lisses et un grand nombre de variables et de composants (typiquement des milliers d'héliostats dans un champ) (Carrizosa et al. 2017). Par conséquent, pour réduire la complexité de l'étude d'optimisation, il est nécessaire de définir la fonction objectif la plus pertinente. Selon Lutchman et al. (Lutchman 2014), plusieurs méthodes d'optimisation du champ d'héliostats ont été étudiées, classées et comparées par [(Arrif et al. 2022), (Milidonis et al. 2021), (Cruz et al. 2018)]

Notre étude se concentrera sur deux techniques pour effectuer l'optimisation des champs d'héliostats. La première est l'optimisation de l'essaim de particules (*PSO*), qui est généralement parmi les méthodes les plus utilisées. La deuxième est l'algorithme d'optimisation sauterelle (*GOA*), qui sera utilisé pour la première fois dans ce domaine.

### 2.5.2.1 Algorithme d'optimisation de l'essaim des particules (*PSO*)

L'algorithme d'optimisation de l'essaim des particules (*PSO*) est l'un des plus populaires et développés au cours des deux dernières décennies, inspiré du comportement des essaims d'animaux, il utilise une population d'agents pour rechercher une solution optimale dans un espace de recherche donné. Cet algorithme appartient à la famille du nuage (Swarm Intelligence). Créé en 1995 par James Kennedy et al. (Kennedy et Eberhart 1995), le *PSO* a été largement utilisé pour résoudre des problèmes dans de nombreux domaines, y compris dans les applications d'énergie solaire, comme en témoigne la revue présentée par Elsheikh et al. (Elsheikh et Abdelaziz 2019).

Dans le *PSO*, chaque particule de la population  $l$  est représentée par un vecteur de position  $X_l$  et un vecteur de vitesse  $V_l$ , où  $d$  est la dimension (c'est-à-dire le nombre de variables d'optimisation) et  $n$  est le nombre de particules dans la population. La qualité de la position d'une particule est déterminée par la valeur de la fonction objectif à ce point.

La première étape de l'algorithme consiste à générer aléatoirement des particules dans l'espace de recherche. À chaque itération, les particules se déplacent en combinant leur vitesse, leur meilleure position actuelle et la meilleure performance de leurs voisines, selon une combinaison linéaire. La *Figure 2.16* illustre ce processus. À l'itération  $itr + 1$ , chaque particule  $X_l$  de la population peut mettre à jour son vecteur de vitesse  $V_l$  en utilisant l'équation suivante :

$$V_l^{itr+1} = wV_l^{itr} + c_1r_1(P_l^{best} - X_l^{itr}) + c_2r_2(G_d^{best} - X_l^{itr}) \quad l = 1 \ 2 \ \dots \ n \quad (2.69)$$

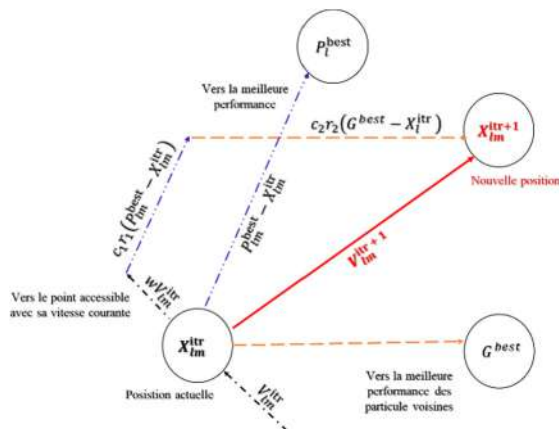
Dans cette équation,  $P_l^{best}$  représente la meilleure position de la particule  $l$ , tandis que  $G^{best}$  est la meilleure position globale pour chaque dimension  $d$ . Les valeurs  $r_1$  et  $r_2$  sont des nombres aléatoires compris entre les limites inférieure et supérieure du domaine de recherche, représentées respectivement par  $lb$  et  $ub$ . Le poids d'inertie  $w$  est utilisé pour améliorer la vitesse de convergence, tandis que  $c_1$  et  $c_2$  sont des paramètres constants appelés coefficients d'accélération. Enfin,  $itr$  représente le nombre d'itérations.

Ensuite, le vecteur de position de chaque particule  $X$  est mis à jour à chaque itération en utilisant l'équation suivante :

$$X_i^{itr+1} = X_i^{itr} + V_i^{itr} \tag{2.70}$$

Ces étapes sont répétées jusqu'à ce que le critère de convergence suivant soit atteint :

$$|G_d^{best}(itr + 1) - G_d^{best}(itr + 25)| \leq 10^{-5} \tag{2.71}$$



Source: (Peng 2019)

Figure 2.16 : Mouvement d'une particule

Les étapes finales de l'algorithme *PSO* sont présentées dans l'algorithme 1 (Elsheikh et AbdElaziz 2019).

Tableau 2.1: Pseudo code général du *PSO*

<p><b>Algorithme 1.</b> Le pseudocode de PSO.</p> <p><b>Entrée :</b> héliostat, tour, récepteur, DNI</p> <p><b>Initialiser :</b>                  Initialiser les paramètres tels que le nombre de particules <math>n</math>, la dimension <math>d</math> et les limites inférieure <math>lb</math> et supérieure <math>ub</math> de l'espace de recherche.                  Générer des solutions aléatoires <math>X_i</math>                  Générer une vitesse aléatoire pour chaque solution <math>V_i</math></p> <p><b>Tandis que</b> (<math>iter &lt; Max\_iter</math>) <b>faire</b>  <b>Pour</b> chaque population dans <math>X_i</math> <b>faire</b>                  Calculer la valeur de la fonction objective,                  Mettre à jour la meilleure position personnelle <math>P_i^{best}</math>                  Mettre à jour la meilleure position globale <math>G^{best}</math>                  Mettre à jour une nouvelle vitesse en utilisant l'équation (2.69)                  Mettre à jour la position de la particule a l'aide de l'équation (2.70)</p> <p><b>Fin pour</b>                  Mettre à jour <math>G^{best}</math> s'il existe une meilleure solution  <math>Iter \leftarrow 1 + iter</math></p> <p><b>Renvoie</b></p>
--

Le Tableau 2.1 montre les paramètres de l'algorithme *PSO* que nous avons choisis pour obtenir les meilleures performances de convergence et les meilleures régions de l'espace de recherche :

**Tableau 2.2** Paramètre de l'algorithme **PSO**

$c_1$	$c_2$	$w$
2	2	0.98

### 2.5.2.2 Algorithme d'optimisation de la sauterelle (GOA)

L'algorithme d'optimisation de la sauterelle GOA (*Grasshopper Optimization Algorithm*) est un algorithme d'optimisation récente qui s'inspire du comportement social des sauterelles dans la nature. Proposé par Saremi et al (Saremi, Mirjalili, et Lewis 2017), cet algorithme appartient à la famille du nuage (Swarm Intelligence). Le GOA utilise des équations mathématiques et des formules pour simuler les interactions entre les sauterelles dans un essaim, ce qui permet de trouver des solutions optimales à des problèmes d'optimisation. L'algorithme est basé sur l'exploration et l'exploitation efficaces pour trouver une approximation précise de l'optimum global.

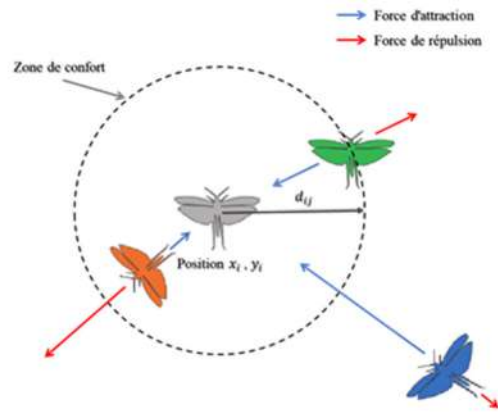
Les équations utilisées pour simuler l'interaction entre les sauterelles sont les suivantes :

$$X_l = \sum_{m=1}^n S(d_{lm}) \widehat{d}_{lm} \quad (2.72)$$

$$\widehat{d}_{lm} = \frac{X_m - X_l}{d_{lm}} \quad (2.73)$$

$$d_{lm} = |X_m - X_l| \quad (2.74)$$

Où  $d_{lm}$  est la distance euclidienne entre la position  $l$  et la position  $m$  d'une sauterelle, et  $\widehat{d}_{lm}$  est le vecteur unitaire de la  $l$  sauterelle à la sauterelle  $m$ . Dans un essaim de sauterelles, une sauterelle peut faire face à trois forces en fonction de son emplacement par rapport aux sauterelles voisines : attraction, répulsion et neutre. Cela signifie que l'espace est divisé en trois zones : la zone avant de la zone confort, la zone à l'intérieur de la zone de confort et la zone après la zone de confort. Pour montrer l'interaction entre les sauterelles par rapport à la zone de confort, voir la *Figure 2.17*.



Source: (Saremi et al. 2017)

**Figure 2.17 :** Zone de confort, d'attraction et de répulsion dans l'essaim de sauterelles.

Saremi et .al ont utilisé l'équation mathématique suivante pour simuler ces trois zones et leurs forces :

$$S(r) = f \exp\left(\frac{-r}{L}\right) - \exp^{-r} \tag{2.75}$$

Où  $f$  indique l'intensité de l'attraction, et  $L$  est l'échelle de longueur attractive. Pour résoudre des problèmes d'optimisation, un algorithme stochastique nécessite d'effectuer une exploration et une exploitation efficaces pour trouver une approximation précise de l'optimum global. Saremi et al., ont ajouté plusieurs paramètres à l'équation susmentionnée pour montrer l'exploration et l'exploitation à différents stades d'optimisation, Ces modifications sont nécessaires pour converger vers une solution à la fin du processus d'optimisation. Le modèle mathématique de mise à jour de la position des sauterelles  $l$  donnée dans une dimension  $d$  est représentée par  $X_l$ :

$$X_l = C \left( \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq l}}^n C \frac{ub_d - lb_d}{2} S(|x_m^d - x_l^d|) \frac{x_m - x_l}{d_{lm}} \right) + \widehat{T}_d \tag{2.76}$$

$$l = 1 \dots \dots, n_{grasshoppers}$$

Où,  $X_l$  est la position de la sauterelle  $l$ ,  $lb_d$  et  $ub_d$  sont les limites inférieure et supérieure du domaine de recherche dans la dimension  $d$ .  $x_l^d$  et  $x_m^d$  représentent respectivement la  $l$  et la  $m$  sauterelles dans la dimension  $d$ .  $\widehat{T}_d$  Représente la meilleure solution de la dimension  $d$  dans la cible. Le paramètre  $C$  représente un facteur décroissant pour réduire la zone de confort :

$$C = Cmax - iter \frac{Cmax - Cmin}{Max\_iter} \tag{2.77}$$

Où  $Max\_iter$  et  $iter$ , représentent respectivement le nombre total d'itérations et l'itération en cours.  $Cmax$  est la valeur maximale, tandis que  $Cmin$  est la valeur minimale. Pour plus

d'informations sur le fonctionnement de *GOA*, *L'algorithme 2* montre le pseudo code général du *GOA*.

*L'algorithme 2* : montre le pseudo code général du *GOA*

**Algorithme 2.** Le pseudocode de *GOA*.

**Entrée :** héliostat, tour, récepteur, DNI

**Définir les paramètres :**  
 Initialiser la population  $X_l (l = 1, 2, \dots, n)$   
 Initialiser  $C_{min}, C_{max}$  et  $Max\_iter$   
 Calculer la Solution de chaque sauterelle  $X_l$   
 $\widehat{T}_d$  la meilleure solution.

**Tandis que ( $iter < Max\_iter$ ) faire**  
 Mettre à jour  $C$  en utilisant l'équation (2.77)  
**Pour**  $l = 1$  à  $n$  (toutes les  $N$  sauterelles de la population) **faire**  
 a) Normaliser la distance entre les sauterelles dans la gamme  $[1,4]$ .  
 b) Mettre à jour la position de la sauterelle actuelle à l'aide de l'équation (2.76)  
 c) Ramener la sauterelle actuelle si elle sort des limites.  
**Fin pour**  
 Mettre à jour  $\widehat{T}_d$  s'il existe une meilleure solution  
 $Iter \leftarrow 1 + iter$

**Renvoie**

Les paramètres de l'algorithme *GOA* que nous avons choisi pour avoir les meilleures performances de convergence sont mentionnées dans le tableau suivant :

**Tableau 2.3 :** Paramètre de l'algorithme *GOA*.

$L$	$f$	$C_{min}$	$C_{max}$
1.5	0.5	0.00001	1

### 2.5.2.3 Comparaison entre l'Algorithme *GOA* et *PSO*

Dans l'algorithme *GOA*, un seul vecteur de position est déterminé à chaque particule de recherche, contrairement à l'algorithme *PSO* dans lequel deux vecteurs sont affectés à chaque particule (position et vitesse). Une autre distinction importante entre ces deux méthodes est que les positions des particules dans l'algorithme *PSO* sont ajustées en fonction de leurs positions existantes ainsi que de leur meilleure solution locale et globale. En revanche, la technique *GOA* ajuste la position de l'agent de recherche en fonction de sa position réelle, de sa meilleure solution globale et de la position de toutes les particules de recherche.

Une autre observation importante de l'équation (2.77) est que le paramètre  $C$  permet un équilibre entre le mécanisme d'exploitation et d'exploration de l'essaim. Il est bien connu que l'exploration permet d'atteindre de nouvelles zones dans l'espace de recherche, tandis que l'exploitation consiste à se focaliser sur les régions connues et à bénéficier de leurs informations.

Le processus de recherche adopté par l'algorithme *GOA* démontre son efficacité dans la résolution de problèmes complexes. Cela est dû à sa capacité d'exploration élevée dans les premières étapes du processus d'optimisation en raison de son taux élevé de répulsion entre les différentes particules de recherche, ce qui permet une exploration approfondie de l'espace de recherche ainsi que de ses régions potentielles. Ensuite, sa capacité d'exploitation élevée dans la dernière étape est causée par de grandes forces d'attraction entre les sauterelles individuelles. Ce comportement se traduit par une recherche locale, améliorant ainsi la précision de la ou des solutions acquises lors de la phase de recherche.

Les meilleures solutions émergent dans la génération suivante après comparaison des anciennes et des nouvelles solutions. Cette approche présente de nombreux avantages, notamment l'amélioration de la qualité d'une population aléatoire, la couverture d'une grande partie de l'espace de recherche et l'accélération de la convergence de la courbe dans le temps.

## 2.6 Code développé

Suite à l'examen des codes existants pour l'optimisation des champs dans le premier chapitre, il est apparu qu'il n'existe aucun outil dédié à la conception et à la simulation d'un champ avec différentes formes d'héliostats. Une exception à cela est le code *WinDelsol* qui ne contient que deux formes, le rectangle et le cercle, mais qui ne permet pas d'utiliser différentes méthodes d'optimisation ou de générer des champs avec des formes différentes. Pour ces raisons, un nouveau code a été développé afin d'évaluer les performances instantanées de chaque champ avec différentes formes d'héliostats, en particulier pour les petites et grandes installations. Ce code, basé sur l'approche de convolution, a été intégré à différentes méthodes d'optimisation avec plusieurs fonctions objectives pour optimiser un champ d'héliostats. Le modèle évalue les effets de cosinus, d'ombrage et de blocage, l'atténuation atmosphérique, la réflectivité et les pertes par déversement.

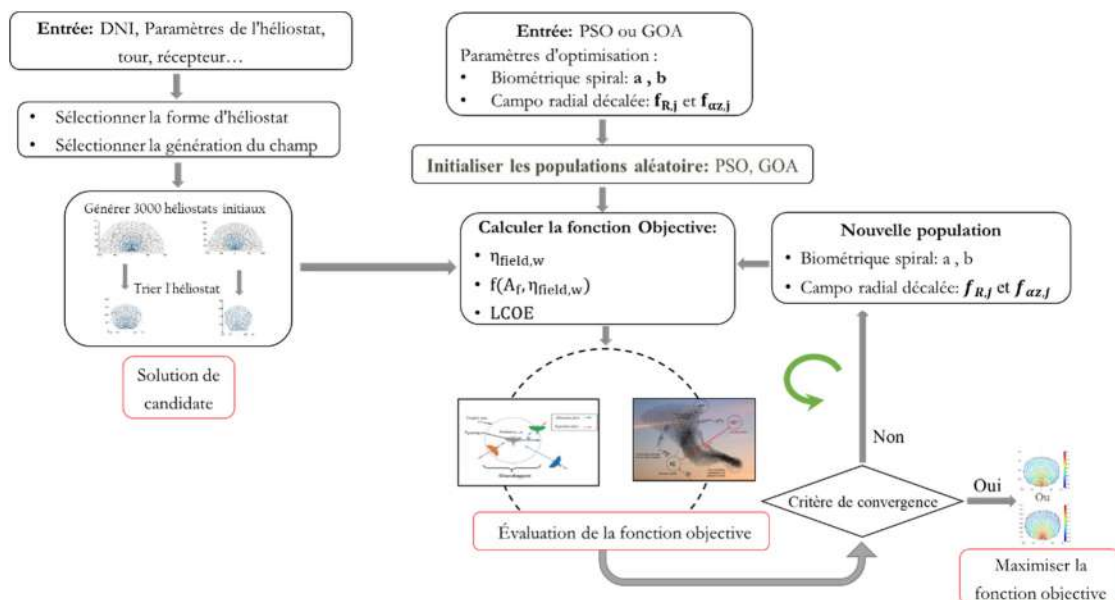
Le code est écrit en *Matlab*, ce qui permet une connexion directe avec les outils *Matlab*, notamment les outils d'optimisation et de graphisme, ainsi qu'une communication (import/export de données) avec des applications externes telles que *Microsoft Excel*.

Voici un résumé général de la procédure algorithmique utilisée dans le présent travail :

1. Données d'entrée : des données sont nécessaires pour calculer le rendement optique instantané du champ d'héliostat, telles que DNI, la latitude du champ, la longitude, la longueur et largeur de l'héliostat, la longueur et la largeur du récepteur, angle d'inclinaison du récepteur par rapport au plan horizontal, la longueur de la tour, la

- réflectivité  $\rho$ ,  $\sigma_{\text{sun}}$ ,  $\sigma_{\text{slope}}$ ,  $\sigma_{\text{track}}$ , les écarts types qui déterminent l'erreur de cône de chaque rayon réfléchi.
2. Sélectionner de la forme d'héliostat
  3. Sélectionner de la génération du champ biomimétique spirale ou Campo décalé radialement.
  4. Initialisation de la population aléatoire basée sur une plage prédéfinie, c'est-à-dire  $\mathbf{a}$  et  $\mathbf{b}$  pour le cas des dispositions de champ en biomimétique spirale, et une valeur aléatoire de  $f_{Ri}$  et  $f_{az i}$  pour le cas de Campo décalé radialement.
  5. Générer d'un champ d'héliostat. Il existe plusieurs techniques de génération qui seront expliquées en détail dans le *chapitre 3*.
  6. Vérification simultanée des distances de sécurité entre les héliostats adjacents pour s'assurer qu'il n'y a pas de collision entre eux.
  7. Calcul de la fonction, en prenant en compte l'efficacité pondérée annuelle  $\eta_{\text{field } w}$  (y compris le rendement d'ombrage et de blocage).
  8. Évaluation de la fonction objectif. Si le critère de convergence est satisfait, la solution optimale est enregistrée et la procédure est arrêtée. Sinon, la population est mise à jour et les étapes de **3** à **7** sont répétées.

La *Figure 2.18* illustre le diagramme complet qui décrit le processus d'optimisation adopté.



*Figure 2.18* : Diagramme complet de la procédure d'optimisation.

## 2.7 Conclusion

Le champ d'héliostats est composé d'un grand nombre de miroirs réfléchissants, chacun suivant individuellement le mouvement du soleil pour refléter les rayons incidents vers un point

focal où se situe le récepteur. Il est donc crucial de choisir la position de chaque héliostat avec soin lors de la conception du champ afin d'optimiser l'efficacité globale de la centrale, en minimisant le coût et la surface nécessaire tout en maximisant le rendement optique.

Pour atteindre la meilleure conception possible, il est nécessaire :

1. De choisir un modèle mathématique précis pour analyser l'efficacité optique du champ solaire, en prenant en compte des facteurs tels que le blocage, l'ombrage, le déversement et l'atténuation atmosphérique, tout en produisant des résultats précis dans un temps de calcul court.
2. De sélectionner un modèle de disposition approprié des héliostats pour le champ solaire et de bien définir les variables de contrôle de la conception
3. De définir la fonction objectif en fonction des besoins spécifiques, tels que le rendement optique, le rapport d'utilisation du sol ou le coût normalisé de l'électricité.
4. De choisir une méthode d'optimisation appropriée pour calculer la fonction objectif, en fonction de la complexité du problème d'optimisation.

# Chapitre 3

## OPTIMISATION DES PERFORMANCES OPTIQUES DU CHAMP D'HELIOSTATS

### 3.1 Introduction

Le champ d'héliostats est un élément clé des centrales solaires à tour, car il permet de concentrer les rayonnements soleil sur le récepteur situé en haut de la tour. Cependant, sa conception et son optimisation représentent un coût important dans le coût total d'installation de la centrale. Dans ce chapitre, nous étudions l'optimisation du champ d'héliostats d'une centrale solaire à tour *PS10*.

Nous commençons par valider le code utilisé en comparant ses résultats à ceux de différents travaux. Cette étape est importante pour s'assurer de la fiabilité des résultats obtenus. Ensuite, nous optimisons le champ d'héliostats sur une année en utilisant le rendement optique annuel ( $\eta_{\text{field w}}$ ) comme fonction objectif pour différentes formes d'héliostats avec une disposition en spirale biomimétiques (Belaid et al. 2020). Cette optimisation permet de trouver la disposition optimale des héliostats qui maximise le rendement optique annuel.

Enfin, nous effectuons une analyse comparative entre deux générations de dispositions proposées, soit la disposition en Spirale biomimétique et la disposition Campo radiale décalée. Nous comparons le rendement optique annuel comme fonction objectif et une nouvelle fonction  $f(\eta_{\text{field w}} A_{\text{field}})$  qui représente la relation entre le rendement annuel du champ et sa superficie optimale pour différentes formes d'héliostats (Belaid et al. 2022). Notre but est d'obtenir la meilleure disposition offrant un rendement annuel maximal avec une superficie minimale de terrain.

En somme, l'optimisation du champ d'héliostats est un élément crucial pour réduire les coûts et améliorer les performances globales d'une centrale solaire à tour. Cette étude peut ainsi

contribuer à l'amélioration de la conception et de l'optimisation des champs d'héliostats dans les centrales solaires à tour.

### 3.2 Description du champ d'héliostats optimisé

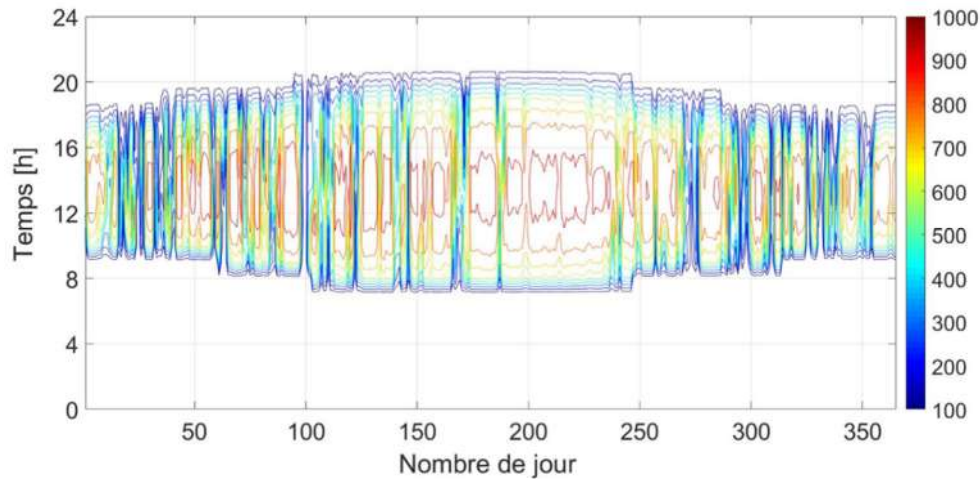
Dans cette étude, nous avons développé un code interne pour optimiser et générer des champs d'héliostats de type spirale biomimétique et campo radial décalé, avec différentes formes de géométrie d'héliostat. À chaque étape de l'optimisation, le code calcule tous les paramètres de performance optique requis pour tous les héliostats jusqu'à ce que la configuration idéale du champ d'héliostat généré soit identifiée. Le *Tableau 3.1* présente toutes les caractéristiques du champ examiné, comprenant les héliostats et le récepteur de la centrale solaire à tour *PS10*, qui est située à Séville en Espagne et produit  $11 MW_{el}$  d'électricité.

**Tableau 3.1** : Paramètres du champ d'héliostat étudié.

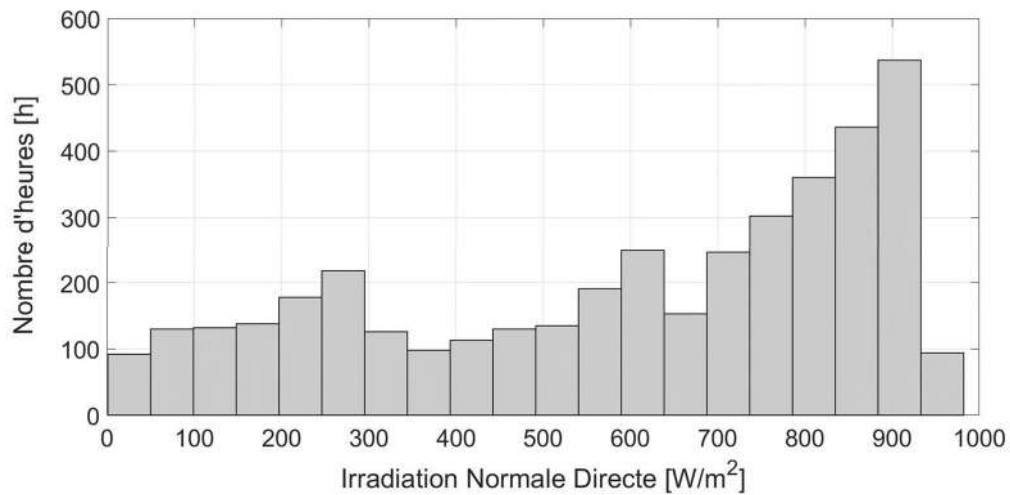
<b>Champ d'héliostat</b>	
Latitude, Longitude	Séville, Espagne 37°26 Nord, 6° 15 Ouest
Disposition des champs	Campo radial-décalée/ Spirale biomimétique
<b>Héliostat</b>	
Hauteur	9.45 m
Largeur	12.84 m
Réfectivité	0.88
Nombre d'héliostat	624
Forme des héliostats	Rectangulaire, Carré, Pentagone, Heptagone, Hexagone, Octogone et Cercle
<b>Erreur d'héliostat (Collado et Guallar 2013)</b>	
Erreur de suivi	0.63 (mrad)
Erreur de surface	0.94 (mrad)
Erreur de la forme du soleil	2.51 (mrad)
<b>Tour</b>	
Hauteur de la tour	115 m
Hauteur d'ouverture	12 m
Largeur d'ouverture	13.78 m
Angle d'inclinaison de l'ouverture	12.5°

### 3.3 Validation des résultats du code d'optimisation

Les résultats obtenus à l'aide du code développé ont été comparés aux champs d'héliostats de la centrale solaire à tour *PS10*, tant dans sa version originale que dans sa version restructurée avec des spirales biomimétiques de Noon et .al. Cette centrale solaire, qui produit  $11 MW_{el}$ , a fait l'objet de nombreuses études et est documentée dans la littérature scientifique, notamment dans les références suivantes [(Bravo 2016), (Noone et al. 2012), (Zhang et al. 2016), (Yao, Hu, et Gao 2015), (A. Mustafa, Abdelhady, et A. Elweteedy 2012)].



**Figure 3.1 :** Carte du DNI à Séville, Espagne en 2019.



**Figure 3.2 :** Histogramme de DNI à Séville, Espagne à l'exclusion des valeurs nulles, en  $[W/m^2]$ .

Afin de valider les résultats obtenus, les données de *DNI* ont été utilisées. Elles ont été obtenues à partir du site de données climatiques "climate one building" (Lawrie, Linda K, 2019), et la carte de *DNI* de la centrale à tour *PS10* est présentée sur la *Figure 3.1*. Cette figure représente les saisons d'hiver sur les côtés gauche et droit du graphique, et l'été au milieu. La durée du jour varie de 8 heures de clarté en hiver à 13 heures en été. Les instabilités du *DNI* sont plus élevées au printemps et à l'automne, tandis que des périodes stables et élevées du *DNI* sont observées en été, avec environ 7 heures par jour au-dessus de 700  $[W/m^2]$ . Un pic de *DNI* de 971  $[W/m^2]$  a été atteint le 5 juillet.

L'histogramme de *DNI*, excluant les valeurs nulles, est présenté sur la *Figure 3.2*. En utilisant les données météorologiques analysées, une plage de valeurs  $[900 - 950] [W/m^2]$  a été identifiée, qui sera atteinte pendant 530 heures par an. Nous avons choisi une valeur spécifique pour le point de conception *DNI* à l'intérieur de cette plage de valeurs.

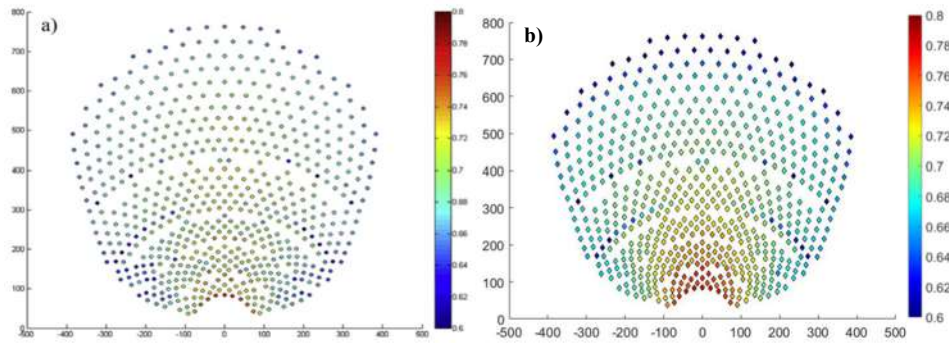
### 3.3.1 Validation du code avec le champ d'héliostats de la *PS10* d'origine

L'étude présentée compare les résultats de performance optique pour un champ de héliostats de la *PS10* d'origine, obtenus à partir d'un code développé en interne dans *MATLAB*, avec les données calculées à partir de *WinDELSOL1.0* (Noone et al. 2012) et du code interne développé par Zhang et al. (Zhang et al. 2016). Les résultats sont présentés sous forme d'un *Tableau 3.2* montrant les valeurs de rendement optique annuel non pondérée de champ d'héliostats  $\eta_{field\ UW}$ , et rendement optique annuel pondérée de champ d'héliostats  $\eta_{field\ W}$ , ainsi que l'erreur relative en pourcentage entre les données calculées et celles obtenues à partir du code interne.

**Tableau 3.2 :** Validation du modèle en comparant les résultats du code interne développé avec ceux obtenus à partir de *WinDELSOL1.0* [(Noone et al. 2012) ; (Zhang et al. 2016)].

	Champ d'héliostats de la <i>PS10</i> d'origine			Erreur relative%
	WinDELSOL1.0 (Noone et al. 2012)	(Zhang et al. 2016)	modèle développé	
$\eta_{cos}$	0.8283	0.8348	<b>0.8302</b>	0.229
$\eta_{sb}$	0.9255	0.9216	<b>0.9285</b>	0.324
$\eta_{int}$	0.9926	0.9935	<b>0.9929</b>	0.030
$\eta_{att}$	0.9498	0.9505	<b>0.9499</b>	0.010
$\eta_{ref}$	0.8800	0.880	<b>0.880</b>	0
Rendement optique annuel non pondérée de champ d'héliostats				
$\eta_{field\ UW}$	0.6401	0.6426	<b>0.6420</b>	<b>0.296</b>
Rendement optique annuel pondérée de champ d'héliostats				
$\eta_{field\ W}$	0.6897	0.6854	<b>0.6931</b>	<b>0.492</b>
Surface du champ d'héliostats [ $\times 10^3\ m^2$ ]				
$A_{field}$	439	439	439	

Les résultats montrent que l'erreur relative pour le rendement optique annuel non pondérée de champ d'héliostats est faible (environ 0,296 %), ce qui indique une grande précision du code interne. Cependant, l'erreur relative pour le rendement optique annuel pondérée de champ d'héliostats (environ 0,492 %) est légèrement supérieure à l'erreur relative pour le rendement optique annuel non pondérée de champ d'héliostats, mais elle est acceptable étant donné que les données *DNI* utilisées dans la présente étude sont légèrement différentes de celles de *WinDELSOL1.0*. C'est ce que montre la *Figure 3.3*.



**Figure 3.3 :** rendement optique pondéré annuel pour chaque héliostat dans le champ PS10 d'origine, pour (a) Zhang et al, et (b) le code développé.

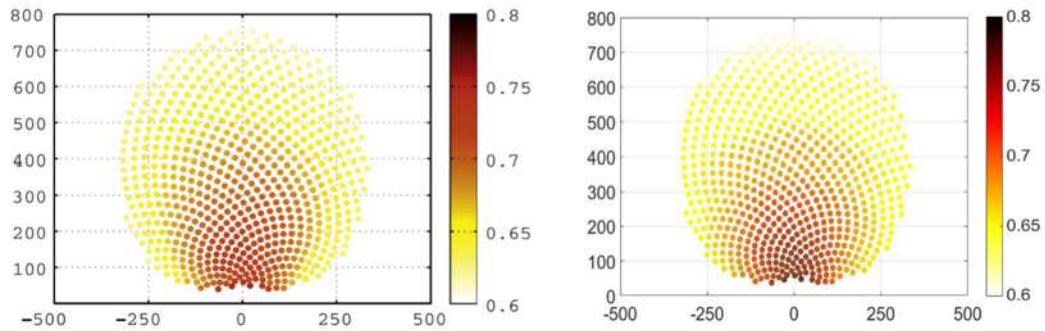
En conclusion, les résultats présentés dans cette étude confirment la grande précision du code interne développé pour la modélisation de champs d'héliostats, ainsi que sa capacité à fournir des résultats comparables à ceux obtenus à partir d'autres outils de modélisation reconnus.

### 3.3.2 Validation du code avec le champ d'héliostats de la PS10 Spirale

Dans cette fois, nous avons testé la validité et l'exactitude du code développé en comparant les résultats avec ceux d'un modèle existant, à savoir la spirale biomimétique de PS10 proposée par Noone et al. Nous avons évalué la similarité entre les deux modèles en termes d'erreur relative. Les résultats montrent une très bonne similarité entre les deux modèles pour le rendement optique annuel non pondéré du champ d'héliostats  $\eta_{field\ UW}$  (environ 0.199 %) et le rendement optique annuel pondéré du champ d'héliostats  $\eta_{field\ W}$  (environ 0.461 %) voire le *Tableau 3.3*, avec des erreurs relatives très faibles.

**Tableau 3.3 :** Comparaison des paramètres de performance optique entre le modèle développé dans cette étude et celui présenté par Noone et al.

Spirale biomimétique de PS10 proposé par Noone et al.			
	(Noone et al. 2012)	modèle développé	Erreur relative%
$\eta_{cos}$	0.8310	<b>0.83290</b>	0.228
$\eta_{sb}$	0.9264	<b>0.92875</b>	0.253
$\eta_{itr}$	0.9938	<b>0.99419</b>	0.039
$\eta_{att}$	0.9491	<b>0.94926</b>	0.017
$\eta_{ref}$	0.8800	<b>0.88000</b>	0
Rendement optique annuel non pondérée de champ d'héliostats			
$\eta_{field,UW}$	0.6430	<b>0.64428</b>	<b>0.199</b>
Rendement optique annuel pondérée de champ d'héliostats			
$\eta_{field,W}$	0.6933	<b>0.69652</b>	<b>0.461</b>
Surface du champ Héliostat [ $\times 10^3$ m <sup>2</sup> ]			
$A_{field}$	379.00	<b>379.00</b>	



**Figure 3.4 :** Rendement optique pondéré annuel pour chaque héliostat dans le champ PS10 Spirale, pour, pour (a) Noone et al, et (b) le code développé.

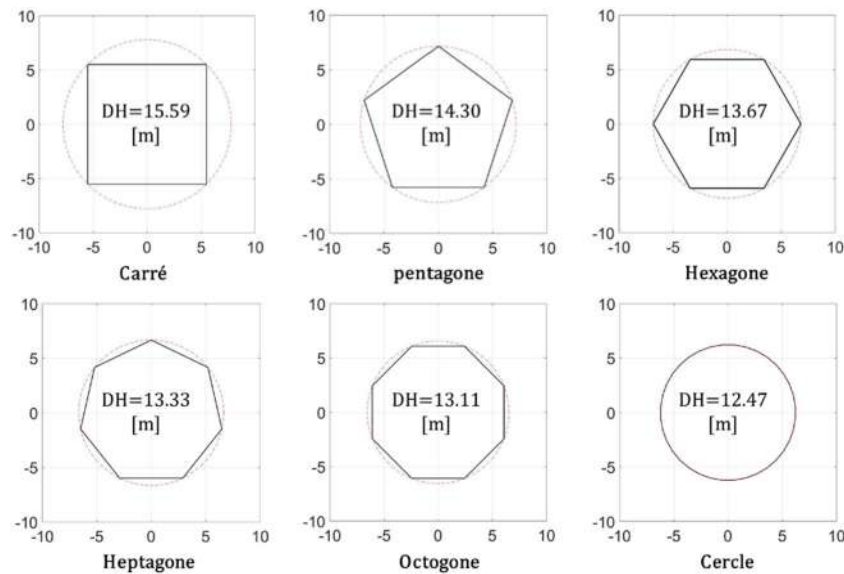
Cependant, nous avons observé des écarts mineurs entre les résultats de notre travail et ceux de Noone et al. Pour le rendement optique pondéré annuel de chaque héliostat du champ spirale de PS10, comme l'illustre la *Figure 3.4*. Ces écarts peuvent être attribués aux différences dans les données *DNI* utilisées dans les deux études, comme nous l'avons mentionné précédemment.

### 3.4 Optimisation de la disposition du champ de l'héliostat de la centrale PS10

Les champs d'héliostats sont un coût important et sont responsables de 40 % des pertes d'énergie dans les centrales solaires thermiques (*SPT*). Au cours des quatre dernières décennies, les chercheurs ont travaillé à concevoir des configurations de champs d'héliostats permettant de réduire les coûts, de minimiser la surface des terrains et de maximiser le rendement optique, dans le but d'obtenir la meilleure conception possible.

La disposition du champ d'héliostats est définie en termes de variables de contrôle de conception qui servent à optimiser la fonction objectif, telle que l'efficacité optique ou le rapport d'utilisation du sol. Différents algorithmes d'optimisation sont utilisés pour atteindre cet objectif. La détermination des fonctions objectives, les méthodes de calcul et les algorithmes d'optimisation sont donc un élément clé de ce travail.

Dans le cadre de cette recherche, la disposition du champ d'héliostats de la restructurer centrale solaire à tour PS10 sera repensée et optimisée en utilisant différentes formes d'héliostats pour réaliser une analyse comparative. Il convient de noter que la taille de l'héliostat est constante pour toutes les formes d'héliostats étudiées et a été fixée à celle de l'héliostat d'origine de la PS10, qui mesure  $121,33 \text{ m}^2$ .



**Figure 3.5 :** Les différentes formes d'héliostats étudiées.

Les différentes formes et dimensions des héliostats étudiés sont présentées sur la *Figure 3.5*. Nous avons conservé le même récepteur PS10 d'origine (qui a une forme rectangulaire de  $12,84\text{ m} \times 9,45\text{ m}$ ) pour les héliostats rectangulaires. Cependant, pour obtenir une meilleure comparaison et une meilleure efficacité entre les différentes formes d'héliostats, nous avons choisi la forme carrée (avec une longueur de côté de  $10,95\text{ m}$ ) pour le récepteur en gardant la même surface du récepteur PS10 pour les différentes formes d'héliostat, et donc seule la superficie terrestre est sujette à variation en fonction de la sortie d'optimisation.

### 3.4.1 Optimisation du champ d'héliostats de la centrale solaire PS10 en utilisant le rendement optique $\eta_{field\ w}$ comme fonction objectif

Dans cette étude, nous examinons l'optimisation du champ d'héliostats de la centrale solaire PS10, en utilisant l'approche spirale biomimétique proposée par *Noon et al.*, ainsi que différentes formes d'héliostats, y compris les carrés, pentagones, hexagones, heptagones, octogones et circulaires. Nous avons utilisé l'algorithme PSO pour optimiser le rendement optique pondéré du champ d'héliostats, en utilisant un code interne que nous avons développé pour calculer ce rendement. Notre objectif était de déterminer la meilleure forme d'héliostat pour obtenir un rendement optique pondéré maximal (la fonction objectif maximise  $\eta_{field\ w}$ ). Nous présentons en détail les résultats complets de l'optimisation ainsi que les discussions sur le processus dans cette section.

### 3.4.1.1 Méthodologie de l'algorithme

Voici un résumé de la méthodologie utilisée dans cette étude :

1. Données d'entrée : les données nécessaires pour calculer le rendement optique instantané du champ d'héliostats, telles que décrites dans la méthodologie de la *section 2.6.* du *chapitre 2.* Pour cette étude, nous avons utilisé **624** héliostats, le même nombre que celui de la *PS10* d'origine.
2. Sélection de la forme et des dimensions de l'héliostat : Nous avons choisi plusieurs formes, notamment rectangulaire, carré, pentagone, hexagone, heptagone, octogone et cercle, pour déterminer la forme et les dimensions de l'héliostat.
3. Initialisation de la population aléatoire : L'algorithme d'optimisation *PSO* attribue des valeurs aléatoires à ***a*** et ***b***, qui ont des valeurs dans la plage ***a* [2: 8]** et ***b* [0, 5: 0, 8]**.
4. Générer un champ d'héliostats : Nous avons généré un champ d'héliostats dans la même surface que le champ *PS10* spirale biomimétique d'origine de *Noon et al* sur la base des équations (2.46) et (2.47).
5. Prévention des collisions : Nous avons mis en place un mécanisme de prévention des collisions pour maintenir un espacement sécuritaire entre les héliostats.
6. Vérification de la faisabilité : Nous avons testé si le champ en spirale biomimétique d'héliostats construit peut attribuer **624** héliostats dans la même surface que le champ *PS10* spirale biomimétique d'origine de *Noon et al* sur la base des valeurs ***a*** et ***b*** attribuées aléatoirement. Si cette condition n'était pas remplie, nous avons répété l'étape 3 en utilisant de nouvelles valeurs pour ***a*** et ***b*** jusqu'à ce que cette condition soit satisfaite.
7. Calcul de la fonction objectif : Nous avons calculé la fonction objectif, qui est le rendement optique pondéré annuel du champ d'héliostats  $\eta_{field w}$ . Il est important de noter que nous avons pris en compte le rendement d'ombrage et de blocage  $\eta_{sb}$  lors du processus d'optimisation et que cela a été pris en compte dans le rendement optique  $\eta_{field w}$  à toutes les étapes. Cette méthode permet une meilleure précision d'optimisation par rapport à certaines études publiées précédemment [(Besarati et Goswami 2014); (Kiwan et Khammash 2020); (Noone et al. 2012)], qui ne tenaient pas compte du rendement  $\eta_{sb}$  lors de l'optimisation, car cela nécessite un temps de calcul élevé.
8. Évaluation de la fonction objectif : Nous avons évalué la fonction objectif. Si le critère de convergence est satisfait, nous avons enregistré la solution optimale, sinon nous avons mis à jour la population en fonction de l'algorithme *PSO* et répété les étapes de **3** à **7**.

Il convient de mentionner que nous avons optimisé le rendement de six champs *PS10* différents basés sur des champs en spirale biomimétique distincts, mais dans des conditions globales similaires. Nous avons ainsi cherché à obtenir le rendement maximal pour chaque forme d'héliostat, afin de pouvoir les comparer avec le rendement du champ *PS10* en spirale biomimétique d'origine de Noon et al.

### 3.4.1.2 Performance optique du champ d'héliostats *PS10* en spirale biomimétique proposé par Noon et al pour différentes formes

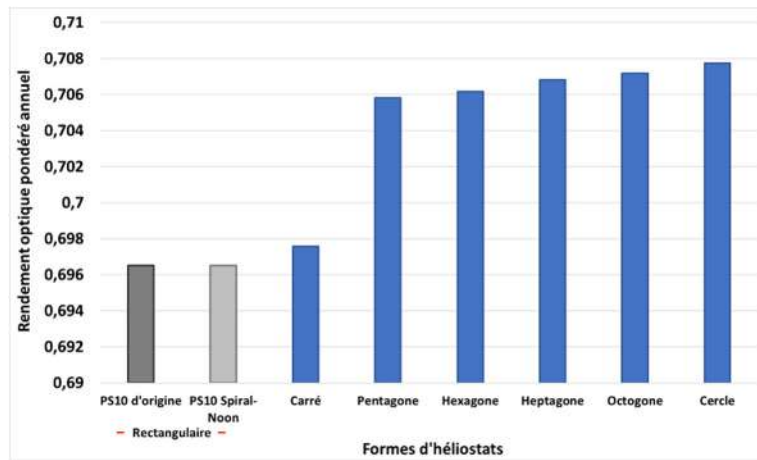
La performance optique du champ d'héliostats *PS10* en spirale biomimétique, conçu par Noon et al., a été étudiée pour différentes formes d'héliostats. Les emplacements des héliostats ont été maintenus identiques, seule la forme des miroirs a été modifiée. Cela signifie que les résultats des rendements cosinus, atténuation et interception sont les mêmes pour toutes les formes d'héliostats. Les résultats détaillés sont présentés dans le *Tableau 3.4*. Les *Figure 3.6* et *Figure 3.7* montrent respectivement le rendement optique pondéré annuel et le rendement d'ombrage, de blocage du champ d'héliostats pour chaque forme d'héliostat étudiée.

**Tableau 3.4 :** Performance optique du champ d'héliostat pour les différentes formes d'héliostat à partir de la configuration *PS10* spirale biomimétique proposée par Noon et al.

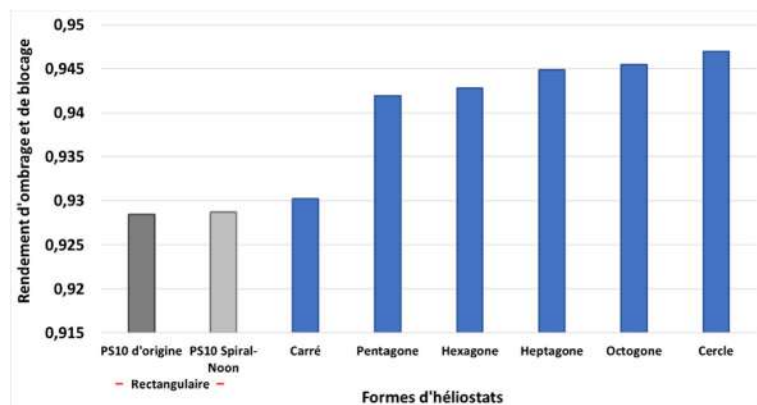
Formes d'héliostats	$\eta_{field w}$	$\eta_{field uw}$	$\eta_{sb}$	Distance moyenne minimale entre les miroirs d'héliostats adjacents [m]
PS10 Spiral Originale(rectangulaire)	<b>0.6931</b>	<b>0.6420</b>	<b>0.9285</b>	<b>9,2664</b>
PS10 Spiral-Noon Originale(rectangulaire)	<b>0.6965</b>	<b>0.6442</b>	<b>0.9287</b>	<b>7.9206</b>
Carré	0.6976	0.6462	0.9302	8.2857
Pentagone	0.7058	0.6545	0.9414	9.5732
Hexagone	0.7062	0.6551	0.9419	9,6430
Heptagone	0.7068	0.6565	0.9449	10.5458
Octogone	0.7072	0.6569	0.9455	10.7622
Cercle	0.7077	0.6579	0.9470	11.4026

Nous avons observé que le rendement optique  $\eta_{field w}$  augmentait de 69,652 % pour la forme rectangulaire à 70,72 % pour la forme octogonale et 70,77 % pour la forme circulaire. Les résultats indiquent que les formes octogonale et circulaire d'héliostats sont les meilleures options pour augmenter le rendement et la puissance collectée de la centrale solaire. Cela peut être attribué au fait que les héliostats octogonaux et circulaires produisent moins d'ombrage et de blocage que les miroirs rectangulaires et carrés. Cette observation est clairement démontrée dans la *Figure 3.7* pour l'efficacité d'ombrage  $\eta_{sb}$ , qui atteint un maximum de 94,55 % pour la forme octogonale et

94,70 % pour la forme circulaire par rapport aux autres formes d'héliostats. Ces résultats suggèrent que les formes octogonale et circulaire des miroirs peuvent offrir des avantages significatifs en termes de performance et d'efficacité pour les centrales solaires utilisant des héliostats.



**Figure 3.6 :** Rendement optique  $\eta_{field w}$  du champ d'héliostats pour les différentes formes d'héliostats étudiées.



**Figure 3.7 :** Rendement d'ombrage et de blocage  $\eta_{sb}$  du champ d'héliostats pour les différentes formes d'héliostats étudiées.

Nous avons évalué la densité moyenne du champ d'héliostats pour différentes formes de miroirs en calculant la distance moyenne minimale entre les miroirs d'héliostats adjacents. Les résultats, présentés dans le *Tableau 3.4*, indiquent que la distance minimale moyenne est obtenue en calculant la somme de toutes les distances entre les miroirs d'héliostats adjacents et en la divisant par le nombre total d'héliostats. Nous avons constaté que cette distance varie de 7,92 m pour la forme *PS10* spirale biomimétique proposée par *Noon et al.* à environ 10,76 m et 11,40 m pour les formes octogonale et circulaire, respectivement.

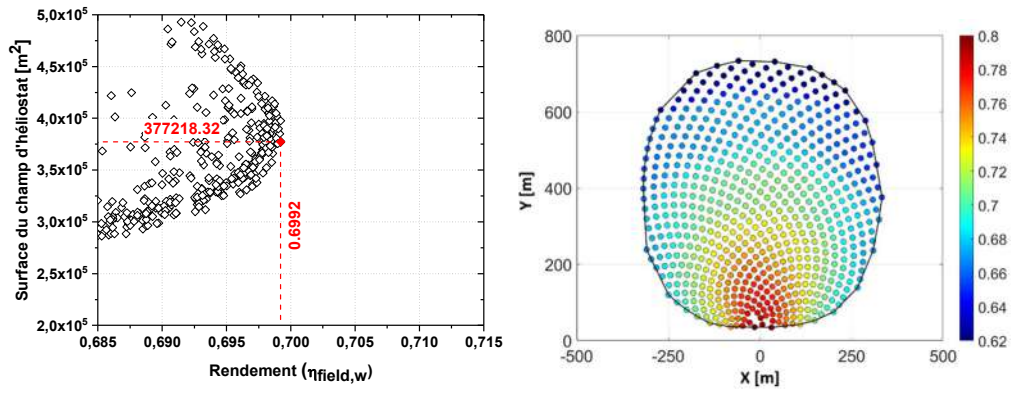
Ces résultats démontrent que l'espacement entre les héliostats est plus grand pour les formes qui se rapprochent de la forme circulaire. Cela peut avoir un impact sur la performance optique du champ d'héliostats, car une distance plus grande entre les héliostats peut réduire l'effet d'ombrage et de blocage. Cependant, en réduisant cette distance, nous pourrions bénéficier à la fois d'un

meilleur rendement cosinus, d'une meilleure atténuation et interception. Cela peut améliorer le rendement optique en augmentant la concentration du rayonnement solaire sur le récepteur tout en réduisant la surface totale du champ d'héliostats. Pour cela, des études supplémentaires pourraient être nécessaires pour déterminer l'impact de la densité du champ d'héliostats sur le rendement optique et pour trouver la disposition optimale des héliostats.

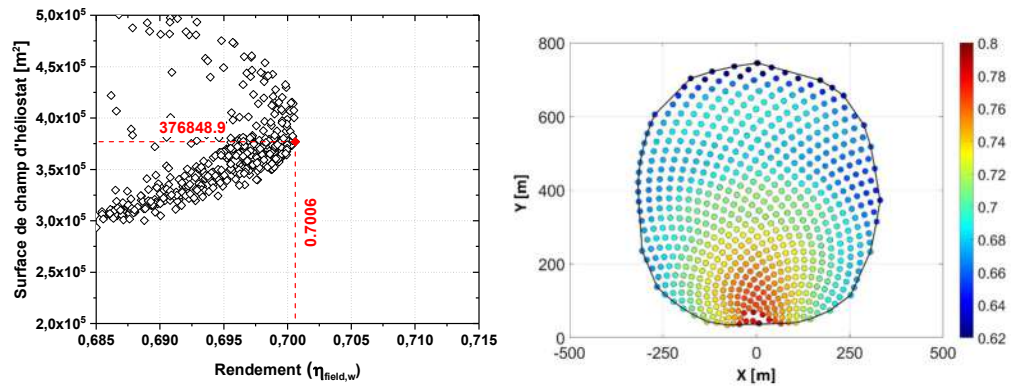
#### ***3.4.1.3 Optimisation de la disposition du champ d'héliostat PS10biomimétique spiral pour différentes formes d'héliostat***

Cette partie de la section de résultats décrit le processus d'optimisation de la disposition du champ d'héliostat *PS10* spiral biomimétique pour différentes formes d'héliostat. Pour cela, l'algorithme d'optimisation *PSO* a été utilisé pour générer six champs en spirale biomimétique différents. Les paramètres d'optimisation de disposition du champ d'héliostat spiral biomimétique, représentés par les coefficients d'optimisation  $a$  et  $b$ , ont été attribués aléatoirement pour chaque champ. La fonction objectif utilisée dans cette optimisation est la maximisation du rendement optique annuel pondéré du champ d'héliostats ( $\eta_{field w}$ ).

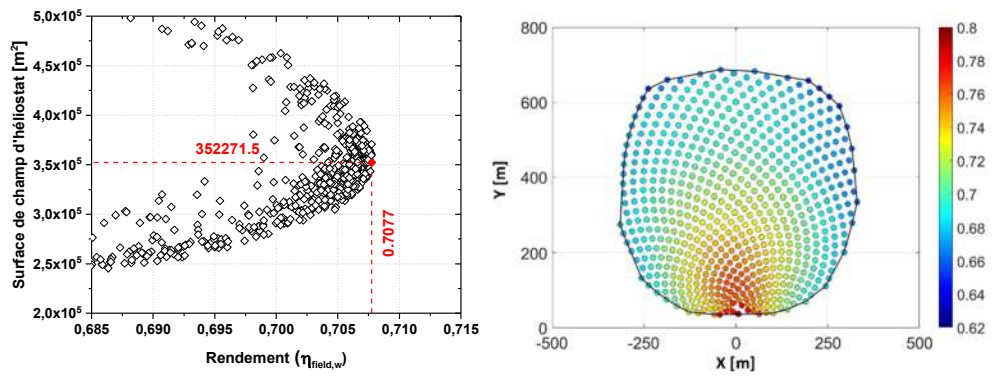
Il est important de noter que les mêmes conditions ont été utilisées pour l'optimisation de chaque champ en spirale, telles que le nombre total d'héliostats (624), la surface d'héliostat réfléchissante et les caractéristiques du récepteur. L'objectif de cette optimisation est d'obtenir le rendement optique annuel pondéré maximal ( $\eta_{field w}$ ) pour chaque forme d'héliostat et de le comparer à celui du champ *PS10* spiral biomimétique de *Noon et al.* Ainsi, cette partie de la section de résultats met en évidence les étapes clés et les paramètres utilisés dans le processus d'optimisation du champ d'héliostat spiral biomimétique pour différentes formes d'héliostat.



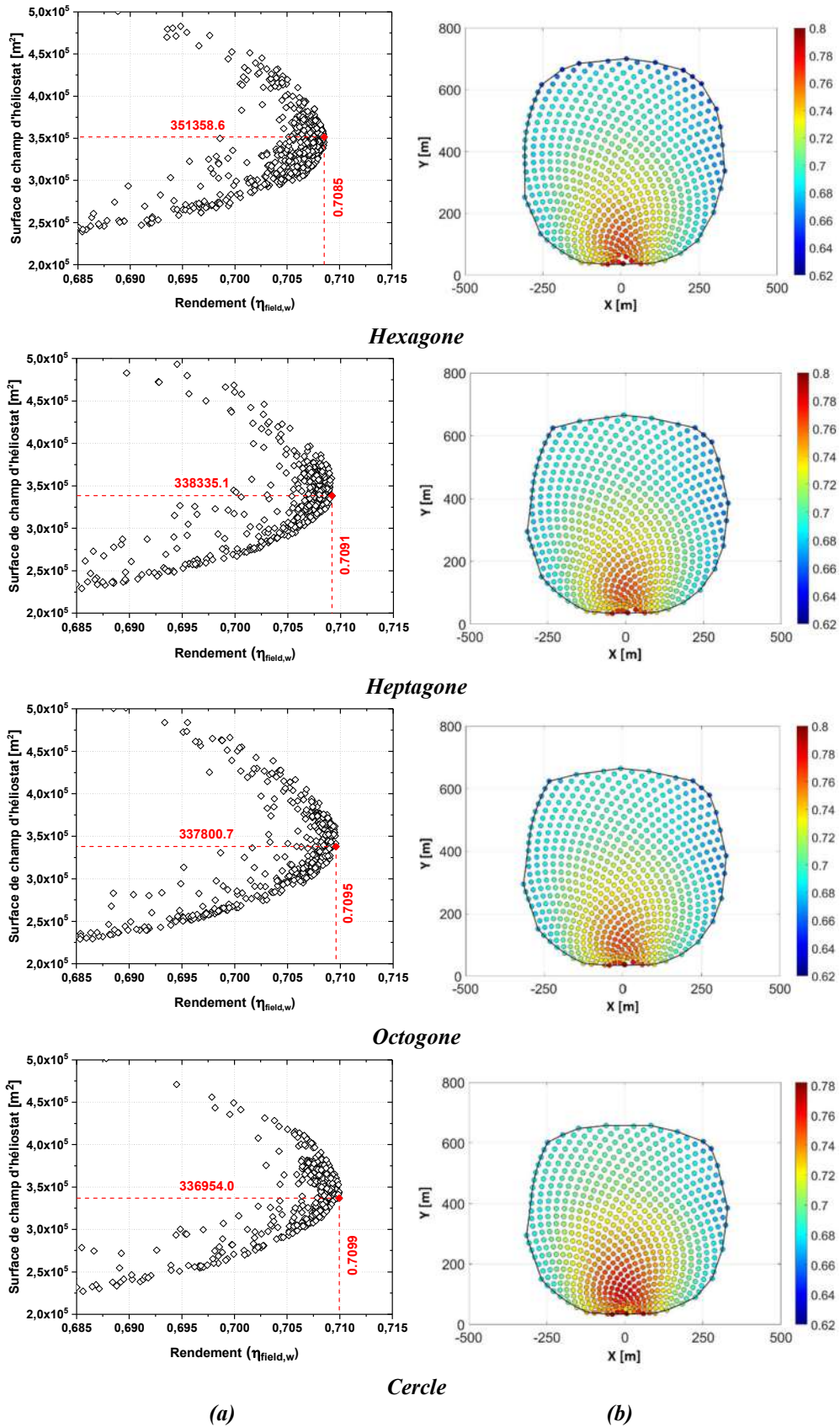
*PS10 optimisé*



*Carré*



*Pentagone*



**Figure 3.8 :** La courbe de Pareto du rendement optique ( $\eta_{field,w}$ ) en fonction de la surface du champ. Le point rouge représente le champ optimisé correspondant pour les différentes formes d'héliostats étudiées en utilisant la disposition en spirale biomimétique.

Les résultats de l'étude de la disposition optimale des héliostats dans un champ solaire utilisant une disposition en spirale ont été présentés dans la *Figure 3.8* et le *Tableau 3.5*.

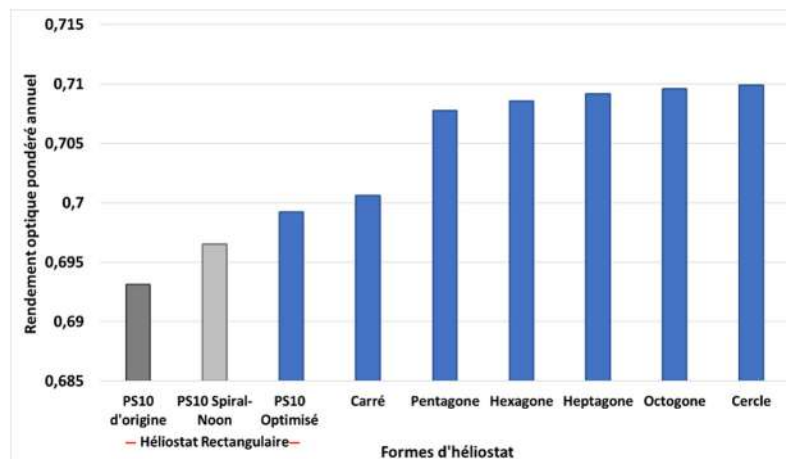
La *Figure 3.8* montre la courbe de Pareto du rendement optique annuel pondéré en fonction de la surface du champ pour différentes formes d'héliostats. Les résultats indiquent que le rendement optique  $\eta_{field_w}$  optimal augmente avec les formes qui se rapprochent de la forme circulaire de l'héliostat par rapport à la forme rectangulaire, tandis que la surface du champ diminue. Le point rouge sur la *Figure 3.8.a* représente le champ optimisé qui atteint le rendement optique maximal pour différentes formes d'héliostats. Ce point représente un équilibre entre les facteurs d'ombrage et de blocage, ainsi que les facteurs cosinus, d'interception et d'atténuation. Les champs d'héliostats situés en dessous du point rouge ont le rendement le plus faible, avec une surface de champ réduite en raison d'un faible rendement d'ombre et de blocage, tandis que les facteurs cosinus, d'interception et d'atténuation ont un rendement élevé. Ces champs présentent une densité d'héliostats élevée près de la tour (ou du récepteur), ce qui entraîne une concentration des héliostats.

La *Figure 3.8.b* présente la distribution du champ d'héliostats en termes de rendement optique annuel pondéré pour chaque héliostat, en se basant sur le meilleur résultat d'optimisation qui correspond au point rouge sur la *Figure 3.8.a*. En examinant la distribution, on peut remarquer que les héliostats proches de la tour ont des rendements optiques plus élevés. C'est par ce que rendements plus élevés pour les cosinus, d'interception et d'atténuation, par rapport aux rendements d'ombrage et de blocage. Cependant, en élargissant la disposition en spirale biomimétique avec un espacement radial croissant, cela augmente le rendement d'ombre et de blocage, mais cela démunie le rendement des autres facteurs, conduisant ainsi à une baisse du rendement optique de l'héliostat. Par ailleurs, ont constaté que le rendement des héliostats périphériques s'améliore lorsqu'ils sont changement de leur forme allant d'un rectangle à un cercle, en raison de l'amélioration des rendements pour les cosinus, d'interception et d'atténuation.

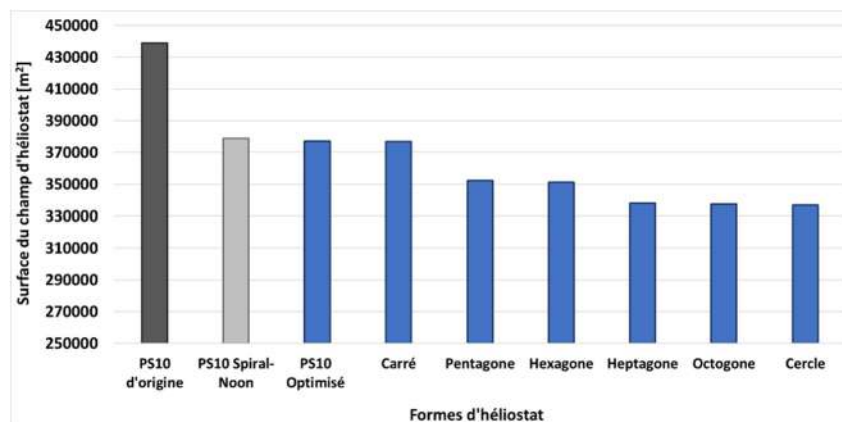
**Tableau 3.5 : Résultats de performance optique des champs optimisés pour différentes formes d'héliostats.**

PS10- Noon Optimisée (Rectangular)	Carré	Pentagone	Hexagone	Heptagone	Octogone	Cercle	
$\eta_{field W}$	<b>0.6992</b>	<b>0.7006</b>	<b>0.7077</b>	<b>0,7085</b>	<b>0.7092</b>	<b>0.7096</b>	<b>0.7099</b>
$\eta_{field UW}$	0.6456	0.6475	0.6526	0.6529	0.6532	0.6538	0.6543
$\eta_{sb}$	0.9292	0.9303	0.9331	0.9333	0.9318	0.9326	0.9329
$\eta_{cos}$	0.8331	0.8331	0.8338	0.8338	0.8343	0.8344	0.8347
$\eta_{int}$	0.9481	0.9503	0.9515	0.9517	0.9525	0.9525	0.9527
$\eta_{att}$	0.9949	0.9968	0.9989	0.9990	0.9995	0.9996	0.9996
a	4.369	3.704	3.677	3.626	3.593	3.590	3.357
b	0.655	0.676	0.673	0.675	0.67 $\epsilon$	0.67 $\pi$	0.683
$A_{field} \times 10^3 m^2$	<b>377.218</b>	<b>376.849</b>	<b>352,272</b>	<b>351.358</b>	<b>338.226</b>	<b>337.597</b>	<b>336.954</b>

Les résultats concernant les performances optiques des champs d'héliostats optimisés pour différentes formes d'héliostats sont présentés dans le *Tableau 3.5* et illustrés par les *Figure 3.9* et *Figure 3.10*.



**Figure 3.9 : Rendement optique annuel pondéré des champs optimisés pour différentes formes d'héliostats.**



**Figure 3.10 : La surface du champ d'héliostats optimisé pour différentes formes d'héliostats.**

Nous nous concentrons en particulier sur le rendement optique annuel pondéré et la surface des champs d'héliostats optimisés pour différentes formes d'héliostats. Les résultats indiquent que la forme de l'héliostat a un impact significatif sur le rendement optique et la surface du champ en raison du facteur d'ombrage et de blocage.

En se basant sur les résultats obtenus avec les champs d'héliostats optimisés, on peut constater que :

- Pour l'optimisation du champ de *PS10* avec une spirale biomimétique utilisant des héliostats rectangulaires similaires à ceux d'origine de *PS10*, le rendement optique maximal obtenu était de 69,92 % avec les coefficients d'optimisation  $a = 4,369$  et  $b = 0,655$ . La surface correspondante du champ d'héliostats était d'environ  $377\,218\text{ m}^2$ , ce qui représente une amélioration de 0,39 % par rapport au rendement optique et une réduction de 0,47 % de la surface du champ par rapport à la spirale biomimétique proposée par *Noon et al.* pour le champ *PS10*. De plus, cette amélioration représente une réduction de 0,88 % du rendement optique par rapport au champ d'origine de *PS10*, ainsi qu'une réduction de 14 % de la surface du champ.

- Pour une forme carrée, le rendement optique  $\eta_{field\ w}$  obtenu est de 70 062% (pour des coefficients d'optimisation  $a = 3,704$  et  $b = 0,676$ ). La surface du champ des héliostats correspondant est d'environ  $376\,849\text{ m}^2$ , ce qui est très proche de celle de la *PS10* spirale biomimétique optimisée. Nous avons augmenté le rendement optique de 0,59% et réduit la surface du champ de 0,57% par rapport à la proposition de champ *PS10* spirale biomimétique de *Noon et al.* De plus, nous avons augmenté le rendement optique de 1,08% et réduit la surface du champ de 14,15% par rapport au champ *PS10* d'origine.

- Pour les formes pentagone et hexagone, le rendement optique  $\eta_{field\ w}$  d'héliostat hexagonal est supérieur à celui de la forme pentagone, avec une augmentation d'environ 1,72% et 1,60% respectivement par rapport au rendement du champ *PS10* spirale biomimétique proposée par *Noon et al.*, et de 2,22% et 2,00% respectivement par rapport au rendement optique du champ *PS10* d'origine. Elles occupent approximativement la même superficie qui est de 35,2 *Hectare* avec une réduction de 7,12% par rapport à celle du champ *PS10* spirale biomimétique proposée par *Noon et al.*, et de 19,81% par rapport au champ *PS10* d'origine.

- Pour les formes d'héliostat heptagone, octogone et circulaire, ces formes sont les meilleures pour fournir le plus grand rendement optique du champ d'héliostat, qui est d'environ 70,92 %, 70,96 % et 70,99 % respectivement, et qui occupe approximativement la même surface du champ correspondant d'environ 33,7 *Hectare* . Cela signifie que nous avons bénéficié d'un gain d'environ

1,82%, 1,88% et 1,92% respectivement pour le rendement optique du champ par rapport au champ *PS10* spirale biomimétique proposée par Noon et al., et de 2,32 %, 2,38 %, et 2,42 % respectivement par rapport au champ *PS10* d'origine, avec une réduction de la surface occupée de 11,0% par rapport à celle du champ *PS10* spirale biomimétique proposée par Noon et al., et de 23,23% par rapport au champ *PS10* d'origine.

Enfin, les résultats de cette étude démontrent que la disposition en spirale biomimétique peut améliorer le rendement optique d'un champ solaire par rapport au champ solaire *PS10* d'origine. De plus, la forme des héliostats a un impact sur le rendement optique et la surface du champ en raison du facteur d'ombrage et de blocage. En effet, à chaque fois que les héliostats passent d'une forme rectangulaire à une forme circulaire, le rendement augmente et la surface du champ diminue.

### 3.4.2 Optimisation du champ d'héliostats de la centrale solaire *PS10* en utilisant le rendement $f(\eta_{\text{field}}, A_{\text{field}})$ comme fonction objectif

Dans cette section, nous allons explorer l'optimisation du champ d'héliostats de la centrale solaire *PS10* en développant une nouvelle fonction objectif  $f(\eta_{\text{field}}, A_{\text{field}})$ , qui prend en compte le rendement annuel du champ et la surface occupée. Notre objectif est de trouver la disposition optimale du champ qui maximise le rendement annuel tout en minimisant l'occupation du terrain.

Pour cela, deux dispositions ont été proposées : la disposition en spirale biomimétique et la disposition Campo radiale décalée. Ces deux dispositions seront comparées pour différentes formes d'héliostats ayant la même taille de surface. Nous utiliserons l'algorithme *GOA* (*Grasshopper Optimization Algorithm*), un nouvel algorithme dans ce domaine, pour réaliser l'optimisation.

En comparant les résultats de l'optimisation pour les deux dispositions proposées, on peut déterminer la meilleure disposition du champ qui donne le rendement optique annuel maximal avec une occupation minimale du terrain du champ.

#### 3.4.2.1 Méthodologie de l'algorithme

La méthodologie utilisée dans cette étude peut être résumée comme suit :

1. Données d'entrée : les données nécessaires pour calculer le rendement optique instantané du champ d'héliostats, telles que décrites dans la méthodologie de la section 2.6. du chapitre 2. Pour cette étude, nous avons utilisé **624** héliostats, le même nombre que celui de la *PS10* d'origine.

2. Sélection de la forme et des dimensions de l'héliostat : nous avons choisi plusieurs formes, notamment rectangulaire, carré, pentagone, hexagone, heptagone, octogone et cercle, pour déterminer la forme et les dimensions de l'héliostat.
3. Initialisation de la population aléatoire : L'initialisation de la population aléatoire se fait grâce à l'algorithme *GOA*, qui attribue des coefficients d'optimisation aléatoires. Pour les dispositions en spirale biomimétique, les valeurs de  $\mathbf{a}$  et  $\mathbf{b}$  sont choisies dans la plage [2: 8] et [0, 5: 0, 8] respectivement. Pour le cas de Campo radiale décalée, des valeurs aléatoires sont attribuées à  $f_{Rj}$  et  $f_{azj}$ , qui ont des valeurs respectives dans la plage [0, 866 : 2, 0] et [1 : 2, 5].
4. Générer un champ d'héliostats : Nous avons créé un champ d'héliostats significativement plus grand que la taille de champ attendue (**624 héliostats**). Pour cette étude, nous avons utilisé **3120** héliostats, soit cinq fois plus que le nombre prévu. Cette méthode est également documentée dans la littérature, comme indiqué dans les références suivantes : (Besarati et Goswami 2014), (Kiwani et Khammash 2020) et (Noone et al. 2012). Durant cette étape, nous avons calculé le rendement optique  $\eta_{fieldW}$  pour chaque héliostat à midi le **21 mars**, sans prendre en compte les facteurs d'ombrage et de blocage, dans le but d'obtenir une procédure de sélection rapide.
5. Prévention des collisions : Nous avons mis en place un mécanisme de prévention des collisions pour maintenir un espacement sécuritaire entre les héliostats.
6. Classement et sélection : nous avons classé les **3120** héliostats en fonction de leur rendement optique  $\eta_{fieldW}$  sans tenir compte des facteurs d'ombrage et de blocage, puis sélectionné les **624** premiers pour l'étude, soit le même nombre que le champ *PS10* d'origine.
7. Calcul de la fonction objectif : nous avons calculé la fonction objectif  $f(\eta_{fieldW}, A_{field})$  en déterminant le rendement optique  $\eta_{fieldW}$  (incluant le rendement d'ombrage et de blocage) ainsi que la surface du champ d'héliostats correspondante.
8. Évaluation de la fonction objectif : nous avons évalué la fonction objectif et enregistrement de la solution optimale si le critère de convergence est satisfait. Sinon, mise à jour de la population en fonction de l'algorithme *GOA* et répétition des étapes de **3** à **7**. (Voir la *Figure 2.18*).

Cette méthodologie permet donc de sélectionner la meilleure disposition des héliostats pour optimiser le rendement annuel  $\eta_{fieldW}$  du champ tout en minimisant l'occupation du terrain.

### 3.4.2.2 Comparaison de l'optimisation du champ Spiral biomimétique et de Campo radial décalé pour différentes formes d'héliostats

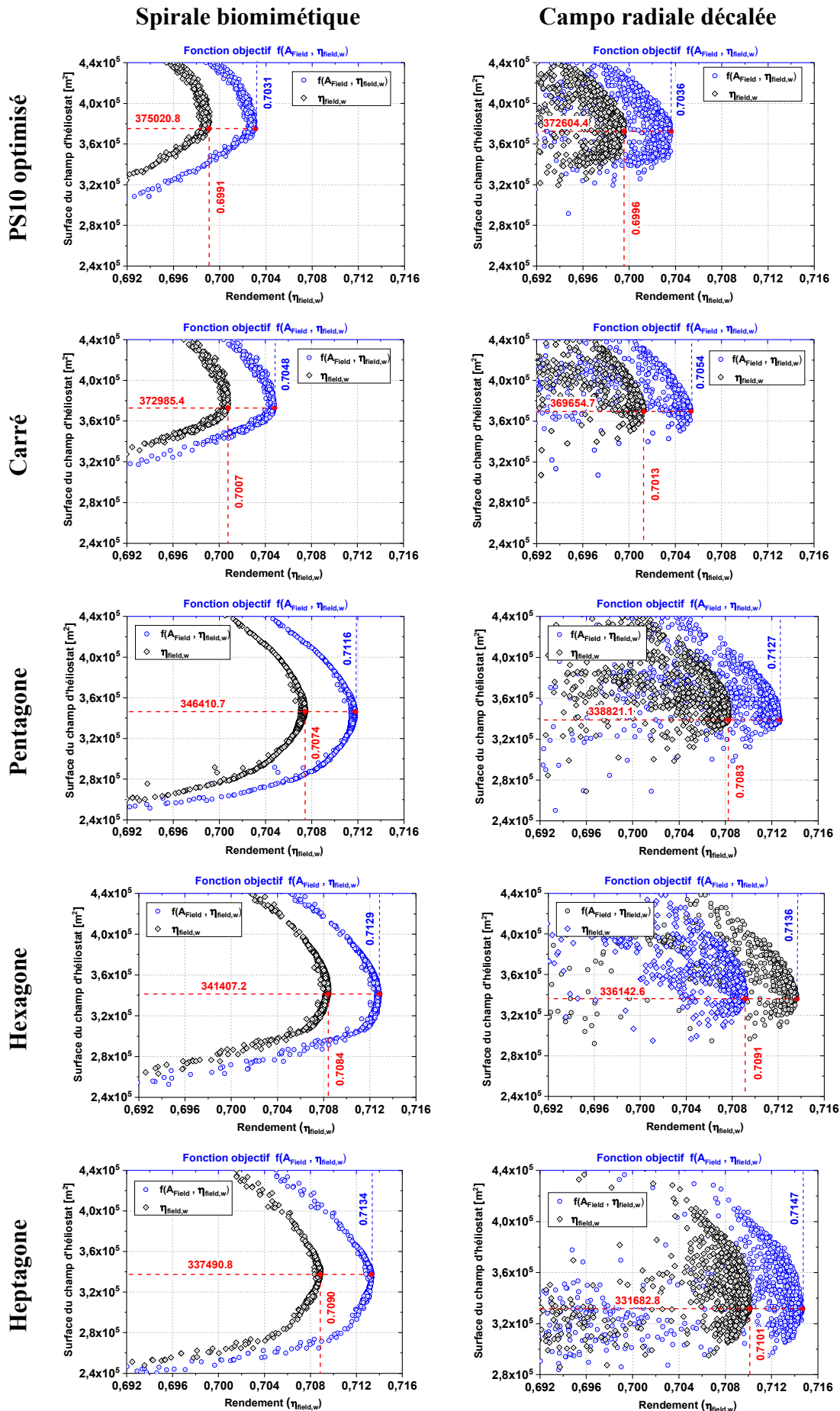
Dans cette partie des résultats, nous examinons deux configurations différentes pour la disposition des héliostats dans une centrale solaire thermique à tour *PS10*, en prenant en compte différentes formes d'héliostats : le champ Spiral biomimétique et le Campo radial décalé. Nous avons comparé et optimisé ces deux configurations afin de déterminer laquelle est la plus efficace pour maximiser l'utilisation de l'énergie solaire dans une centrale solaire à tour.

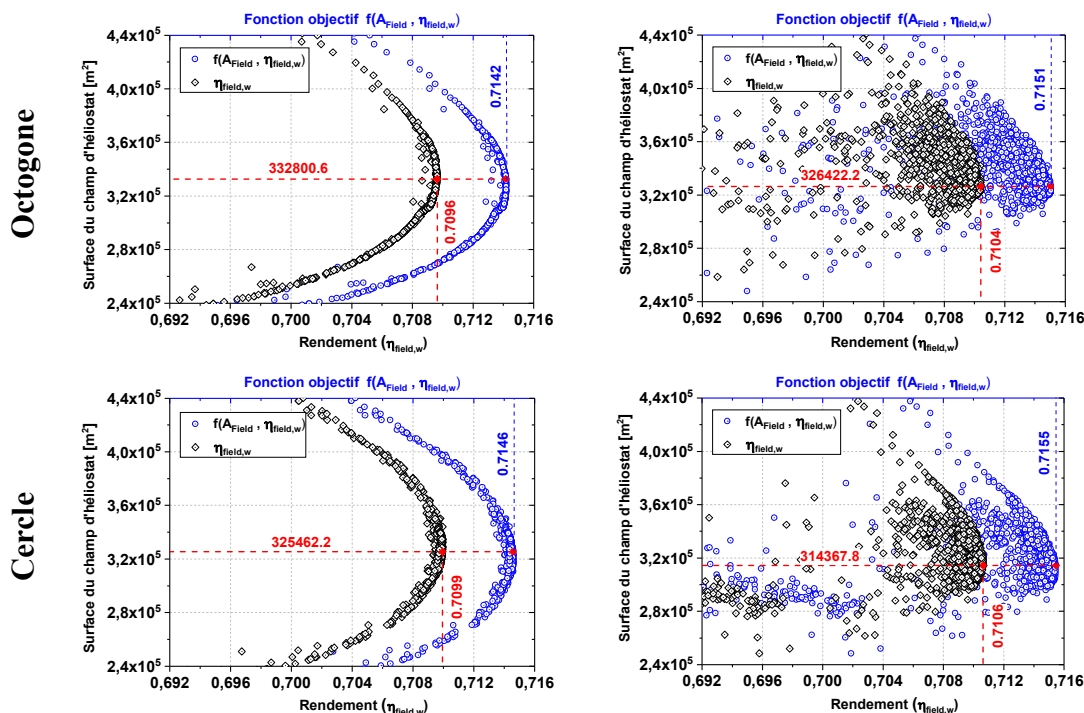
Les mêmes conditions ont été appliquées pour l'optimisation des deux configurations de champ, notamment les données météorologiques, le nombre total d'héliostats (624), la surface réfléchissante de l'héliostat et les caractéristiques du récepteur, tout comme le champ *PS10* d'origine. La fonction objectif utilisée pour cette optimisation est la maximisation de  $f(\eta_{field} w A_{field})$ . En comparant les deux méthodes pour différentes formes d'héliostats, l'objectif est de déterminer laquelle est la plus appropriée pour optimiser l'utilisation de l'énergie solaire dans une centrale solaire à tour.

Les résultats de cette étude ont été présentés dans la *Figure 3.11*, et la *Figure 3.12* et les performances optiques détaillées dans le *Tableau 3.6*.

La comparaison entre l'optimisation du champ Spiral biomimétique et du Campo radial décalé pour différentes formes d'héliostats est présentée dans la *Figure 3.11*. Cette figure illustre la distribution de Pareto de la fonction objectif, représentée par des cercles bleus, ainsi que le rendement annuel optimal correspondant, représenté par des carrés noirs superposés, pour les différentes formes d'héliostats examinées en fonction de la surface du champ d'héliostats.

En général, les valeurs optimisées de la fonction objectif  $f(\eta_{field} w A_{field})$  pour le Campo radial décalé ont été trouvées légèrement supérieures à celles de la disposition en spirale biomimétique. Nous avons également constaté que les améliorations de rendement optique et de réduction de la surface du champ ont été observées dans tous les champs d'héliostats avec toutes les formes d'héliostats, par rapport à la disposition originale de *PS10*.





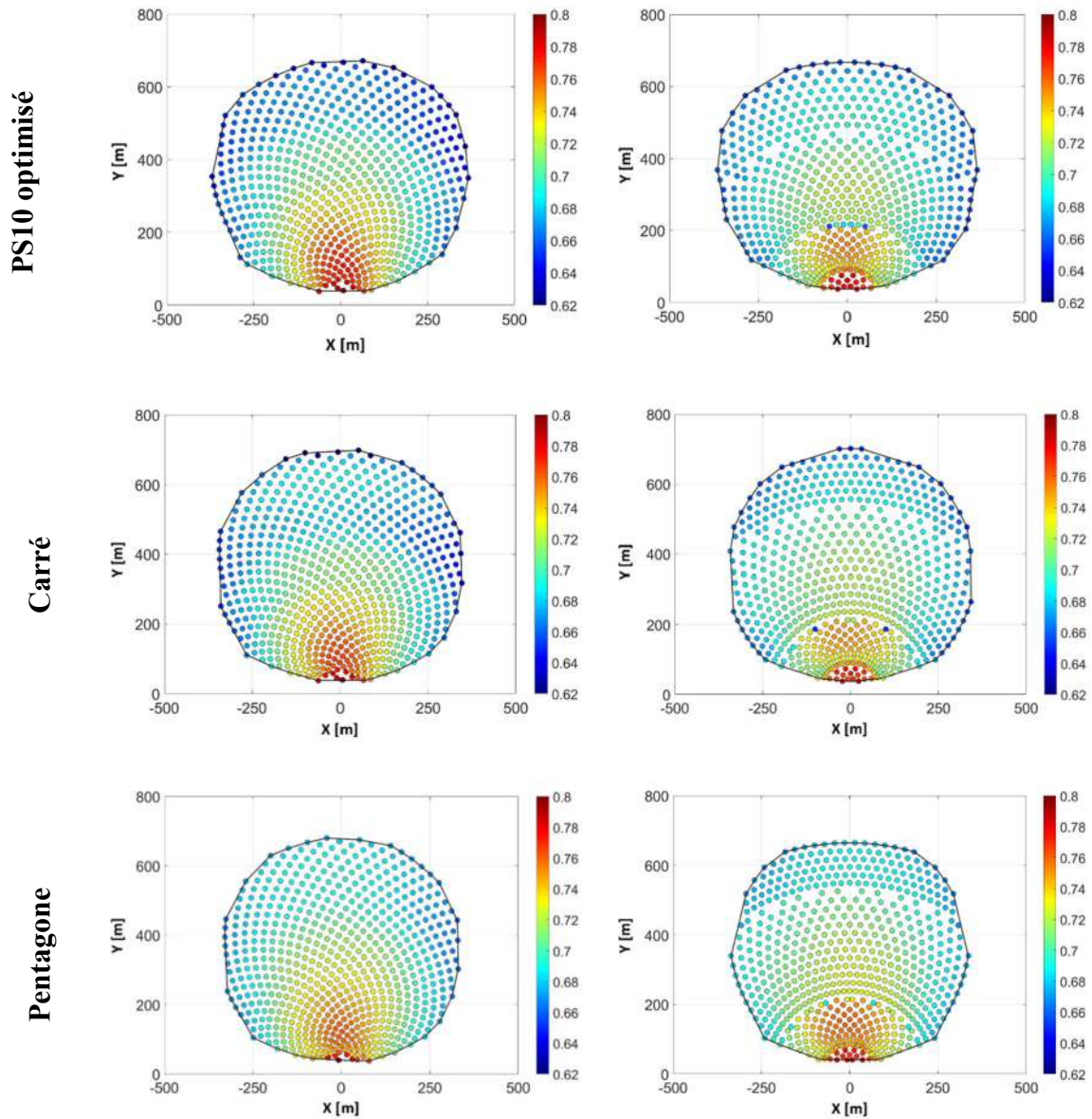
**Figure 3.11 :** La courbe de Pareto de la fonction objectif et son rendement optique correspondant pour les différentes formes d'héliostats en fonction de la surface du champ étudiées dans (a) la spirale biomimétique et (b) la configuration Campo radial décalée.

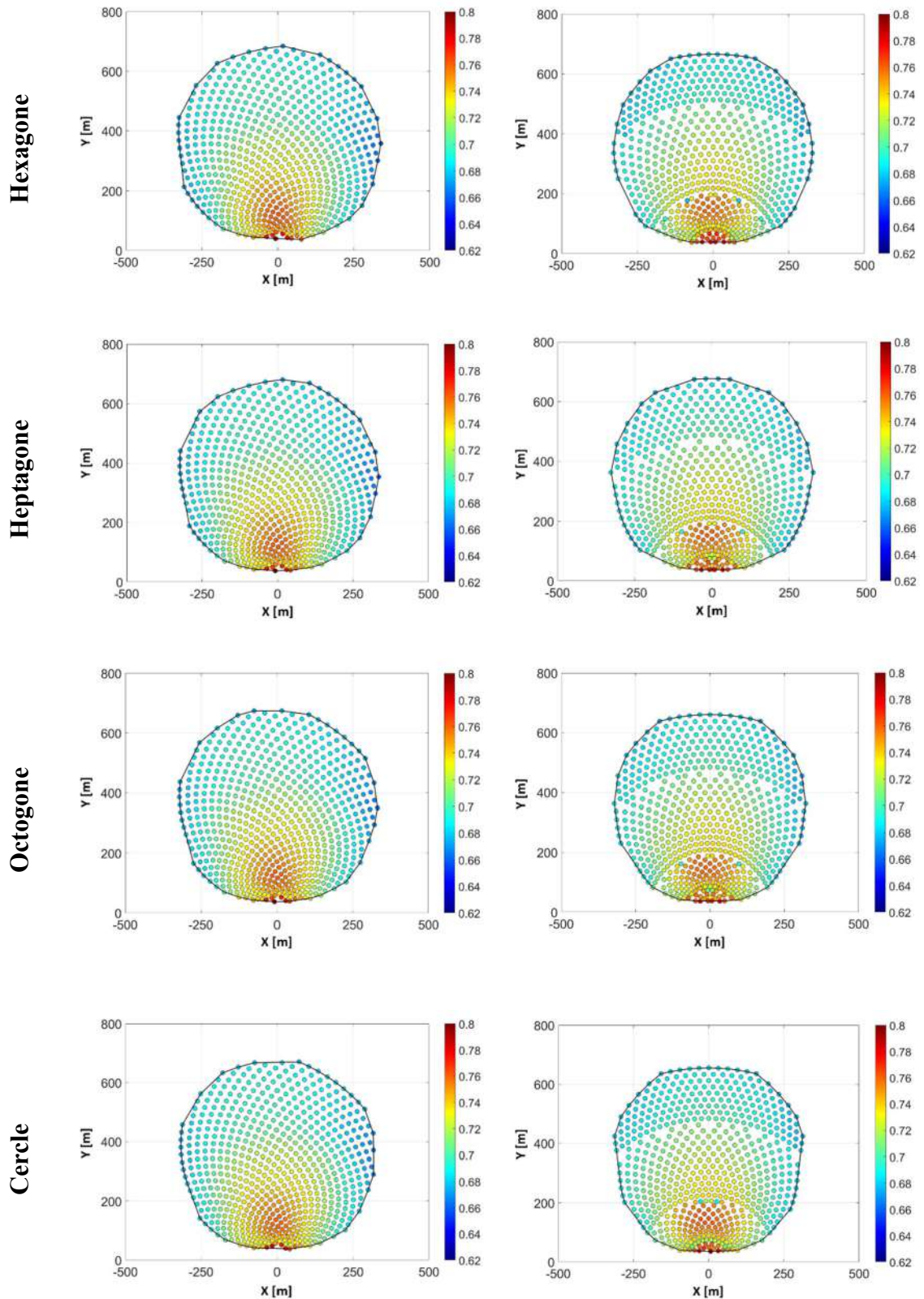
Par exemple, En ce qui concerne l'optimisation du champ d'héliostats de la centrale originale PS10, nous avons observé des améliorations de rendement optique et de réduction de la surface du champ en utilisant deux configurations de dispositions de Campo radial décalé et de spirale biomimétique. En effet, le rendement optique a augmenté de 0,92 % et 0,86 %, tandis que la surface de terrain a diminué de 14,57 % et 15,12 % respectivement pour les dispositions de Campo radial décalé et de spirale biomimétique, par rapport à la disposition originale d'héliostats de PS10.

De plus, une augmentation de la fonction objectif  $f(\eta_{field,w} A_{field})$  et du rendement annuel optimal correspondant a été observée, tandis que la surface du champ réduit avec le changement de la forme de l'héliostat de rectangulaire à circulaire.

La courbe de Pareto pour le Campo radial décalé est plus nuages que celle pour la spirale biomimétique. En effet, dans le Campo radial décalé, le nombre de variables d'optimisation est égal à 8 ( $f_{Rj}$  et  $f_{\alpha zj}$   $j = 1$  à 4), ce qui entraîne un retard pour atteindre la solution en raison du nombre élevé de scénarios à tester avant d'atteindre la meilleure solution. En revanche, dans la spirale biomimétique, les variables d'optimisation sont au nombre de 2 ( $a$  et  $b$ ), ce qui conduit à moins de scénarios générés et donc à un temps de convergence plus rapide que pour le Campo radial décalé.

Le coût de calcul varie en fonction de la forme simulée. Par exemple, le coût de calcul le plus bas a été enregistré pour le champ en spirale de forme rectangulaire, d'environ 12 *jours*, tandis que le coût de calcul le plus long a été enregistré pour le champ Campo radial décalé de forme circulaire, d'environ un mois. Les simulations ont été effectuées à l'aide d'un ordinateur équipé d'un processeur *Intel Core i7 – 8700K* (fréquence de base 3,4 GHz, 6 cœurs) et de 16 *Go* de *RAM DDR4*.





**Figure 3.12 :** Rendement annuel pondéré pour chaque héliostat pour les différentes formes d'héliostats étudiées pour la disposition optimale du champ (a) la spirale biomimétique et (b) la configuration de champ radial décalé.

La Figure 3.12 présente la distribution du champ d'héliostats en termes de rendement optique annuel pondéré pour chaque héliostat, en se basant sur le meilleur résultat d'optimisation qui

correspond au point rouge sur la *Figure 3.11*, concernant la distribution optimale du champ d'héliostats et le rendement annuel pondéré de chaque héliostat. Pour les deux dispositions de champ, il a été observé que le rendement des héliostats périphériques s'améliorait lors du changement de forme d'un rectangle à un cercle en raison de l'amélioration des rendements de cosinus, d'interception et d'atténuation. D'autre part, les rendements des héliostats centraux proches de la tour diminuent légèrement en raison de la réduction du rendement d'ombre et de blocage, car la densité d'héliostats dans cette zone est élevée. Et comme le nombre d'héliostats améliorés est supérieur au nombre d'héliostats dont le rendement est réduit, le rendement optique annuel du champ a été augmenté pour les deux dispositions, par rapport à la disposition du champ d'héliostats *PS10* optimisé.

On peut également constater que la disposition en spirale biomimétique s'étend avec l'augmentation de l'espacement radial  $\Delta R$ , tandis que dans la configuration Campo radial décalé, l'expansion de la disposition du champ est interrompue en raison de la limite de la zone. Ainsi, le rendement d'ombre et de blocage dans la spirale biomimétique sera, dans une certaine mesure, meilleur que celui du Campo radial décalé.

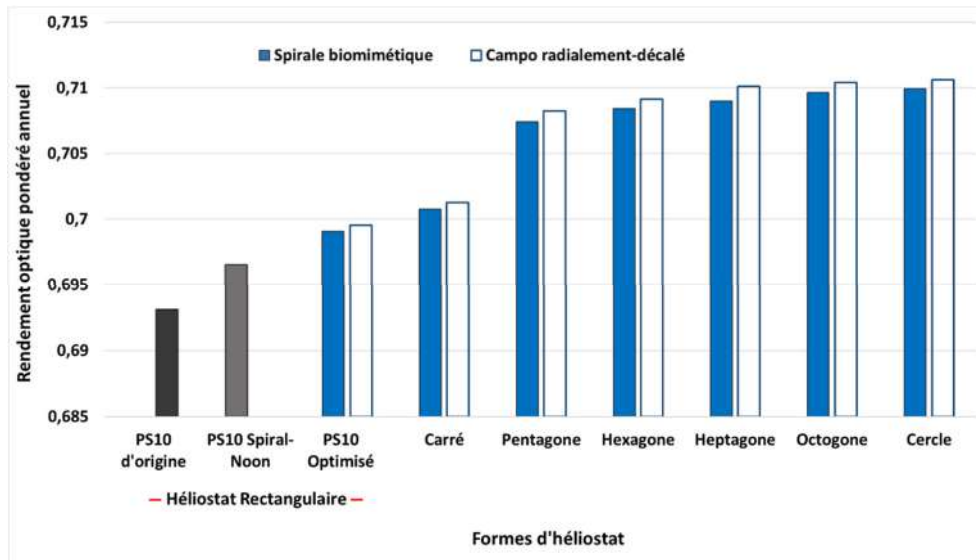
Les paramètres d'optimisation des générations des champs Spirale biomimétique et Campo radial décalé ont été présentés dans la première colonne du *Tableau 3.6*. Il est montré que pour la disposition en spirale biomimétique, le changement de la forme rectangulaire à la forme circulaire de l'héliostat a entraîné une diminution du paramètre d'optimisation de 4,098 à 2,757, et une légère augmentation de  $b$  de 0,663 à 0,705. Cette variation de  $a$  et  $b$  est liée à la réduction de l'espace radial et azimutal du champ d'héliostats en Spirale biomimétique, c'est-à-dire une réduction de la surface du champ.

**Tableau 3.6 :** Performances optiques du champ optimisé pour différentes formes d'héliostats pour les configurations biomimétiques en spirale et à Campo radial décalée.

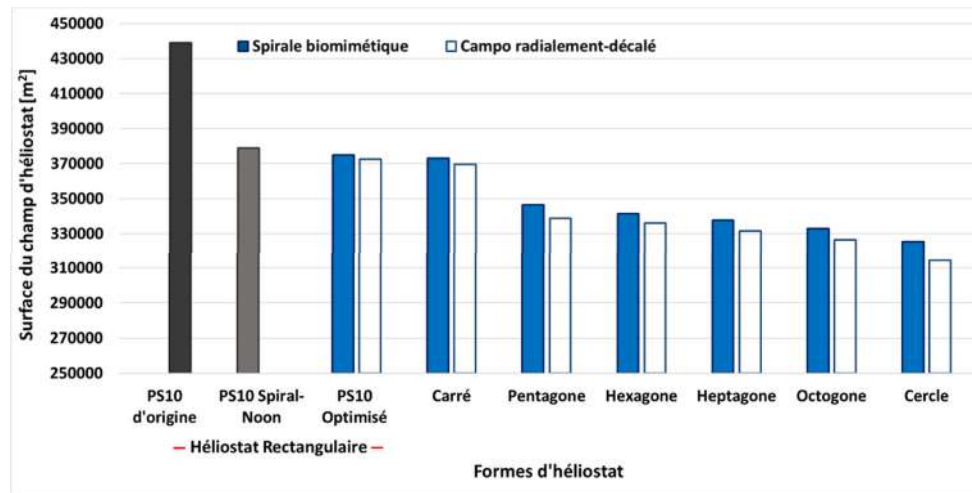
Variables de contrôle d'optimisation		$\eta_{sh\&b,h}$	$\eta_{cos,h}$	$\eta_{att,h}$	$\eta_{int,h}$	$f$	$\eta_{field,w}$	$A_{field}$
PS10 Optimisé	<b>Spiral biomimétique</b> ( $a = 4.098, b = 0.663$ )	0.9296	0.8305	0.9507	0.9984	<b>0.7031</b>	<b>0.6991</b>	<b>375,020</b>
	<b>Campo radiale décalé</b> $f_{R,i}(0,97, 0,87, 1,21, 1,56)$ $f_{AZ,i}(1.16, 1.02, 1.06, 1.70)$	0.9290	0.8320	0.9515	0.9982	<b>0.7036</b>	<b>0.6996</b>	<b>372,604</b>
Carré	<b>Spiral biomimétique</b> ( $a = 3.961, b = 0.667$ )	0.9297	0.8317	0.9506	0.9984	<b>0.7048</b>	<b>0.7007</b>	<b>372,985</b>
	<b>Campo radiale décalé</b> $f_{R,i}(0,97, 0,87, 1,57, 1,55)$ $f_{AZ,i}(1.06, 1.06, 1.04, 1.54)$	0.9290	0.8328	0.9513	0.9988	<b>0.7054</b>	<b>0.7013</b>	<b>369,654</b>

Pentagone	<b>Spiral biomimétique</b> ( $a = 3.176, b = 0.691$ )	0.9298	0.8336	0.9521	0.9995	<b>0.7116</b>	<b>0.7074</b>	<b>346,411</b>
	<b>Campo radiale décalé</b> $f_{R,i}(0,99, 1,00, 1,67, 1,61)$ $f_{AZ,i}(1,05, 1,09, 1,06, 1,58)$	0.9291	0.8339	0.9515	0.9995	<b>0.7127</b>	<b>0.7083</b>	<b>338,821</b>
Hexagone	<b>Spiral biomimétique</b> ( $a = 3.1280, b = 0.691$ )	0.9299	0.8342	0.9523	0.9997	<b>0.7129</b>	<b>0.7084</b>	<b>341,407</b>
	<b>Campo radiale décalé</b> $f_{R,i}(1,07, 1,00, 1,61, 1,59)$ $f_{AZ,i}(1,06, 1,17, 1,23, 1,66)$	0.9291	0.8344	0.9516	0.9996	<b>0.7136</b>	<b>0.7091</b>	<b>336,142</b>
Heptagone	<b>Spiral biomimétique</b> ( $a = 2.910, b = 0.700$ )	0.9299	0.8345	0.9525	0.9997	<b>0.7134</b>	<b>0.7090</b>	<b>337,655</b>
	<b>Campo radiale décalé</b> $f_{R,i}(0,91, 0,97, 1,58, 1,57)$ $f_{AZ,i}(1,05, 1,10, 1,19, 1,77)$	0.9291	0.8350	0.9524	0.9997	<b>0.7147</b>	<b>0.7101</b>	<b>331,682</b>
Octogone	<b>Spiral biomimétique</b> ( $a = 2.88, b = 0.701$ )	0.9299	0.8347	0.9526	0.9997	<b>0.7142</b>	<b>0.7096</b>	<b>332,800</b>
	<b>Campo radiale décalé</b> $f_{R,i}(0,91, 0,97, 1,60, 1,67)$ $f_{AZ,i}(1,04, 1,11, 1,20, 1,83)$	0.9292	0.8358	0.9524	0.9998	<b>0.7151</b>	<b>0,7104</b>	<b>326,422</b>
Cercle	<b>Spiral biomimétique</b> ( $a = 2.757, b = 0.705$ )	0.9300	0.8350	0.9528	0.9997	<b>0.7146</b>	<b>0.7099</b>	<b>325,462</b>
	<b>Campo radiale décalé</b> $f_{R,i}(1,04, 1,17, 1,58, 1,71)$ $f_{AZ,i}(1,00, 1,09, 1,43, 1,81)$	0.9292	0.8360	0.9522	0.9999	<b>0.7155</b>	<b>0.7106</b>	<b>314,367</b>

En ce qui concerne le Campo radial décalé, les paramètres d'optimisation  $f_{R,j}$  et  $f_{AZ,j}$  pour les zones 1 et 2 sont respectivement compris entre 0,87 et 1,17 et entre 1 et 1,17, ce qui signifie que les héliostats des deux zones sont proches les uns des autres. En revanche, les valeurs de  $f_{R,j}$  et  $f_{AZ,j}$  pour les zones 3 et 4 sont respectivement comprises entre 1,21 et 1,71 et entre 1,54 et 1,83, ce qui signifie que les héliostats des zones 3 et 4 sont plus espacés que ceux des zones 1 et 2. Cela est dû au fait que dans les zones 1 et 2, l'effet des rendements du cosinus, de l'atténuation et de l'interception est supérieur à celui de l'ombre et du blocage, tandis que dans les zones 3 et 4, l'effet de l'ombre et du blocage est supérieur à celui du cosinus, de l'atténuation et de l'interception.



**Figure 3.13 :** Comparaison du rendement optique du champ optimisé pour différentes formes d'héliostats pour les configurations biomimétiques en spirale et à Campo radial décalée.



**Figure 3.14 :** Comparaison de la surface du champ optimisé entre le champ Spirale biomimétique et à Campo radial décalée pour différentes formes d'héliostat.

Les performances optiques des champs d'héliostats optimisés pour différentes formes d'héliostats dans des configurations biomimétiques en spirale de camouflage et à Campo radial décalée sont soigneusement présentées dans le *Tableau 3.6*. Nous nous sommes concentrés sur les résultats concernant le rendement optique et la surface occupée du champ optimisé pour les différentes formes d'héliostats, qui sont clairement représentés dans les *Figure 3.13* et *Figure 3.14* sous forme d'histogrammes illustrant les changements observés.

Les résultats montrent que pour toutes les formes d'héliostats étudiées, le rendement optique annuel pondéré pour les dispositions optimisées Campo radial décalé et Spirale biomimétique a été trouvé plus élevé que celui du champ de disposition *PS10* d'origine. De plus, le rendement

optique  $\eta_{field w}$  pour le champ Campo radial décalé est légèrement supérieur que le champ Spirale biomimétique. Bien que le rendement l'ombre et le blocage dans la Spirale biomimétique soient meilleurs que ceux du Campo radial décalé, l'amélioration des rendements de cosinus, d'atténuation et interception enregistrée dans le Campo radial décalé est plus importante que pour la Spirale biomimétique.

Il est également montré que le rendement optique  $\eta_{field w}$  augmente lorsque la forme de l'héliostat converge vers la forme circulaire, comme illustré dans la *Figure 3.13*, en raison de l'amélioration des rendements cosinus, d'atténuation et interception. Par exemple, en comparant le champ optimisé d'héliostat circulaire avec le champ *PSIO* d'origine qui a une forme rectangulaire d'héliostat, on observe une augmentation de 2,43 % et de 2,53 % pour le Spirale biomimétique et le Campo radial décalé, respectivement.

En outre, la *Figure 3.14* montre que la convergence de la forme de l'héliostat vers la forme circulaire réduit la surface du champ. Par exemple, en comparant le champ optimisé d'héliostat circulaire avec le champ *PSIO* d'origine, on observe une réduction de la superficie du terrain de 25,86 % (environ 11,4 *Hectare*) et de 28 39 % (environ 12,5 *Hectare*) pour la Spirale biomimétique et le Campo radial décalé, respectivement.

### 3.4.2.3 Comparaison entre l'utilisation du rendement optique $\eta_{field w}$ et de la fonction $f(\eta_{field w} A_{field})$

La *Figure 3.15* illustre un zoom sur la courbe de Pareto de *PSIO* Spirale biomimétique optimisée, qui a été précédemment présentée dans la *Figure 3.11*. Cette figure est un exemple concret qui permet de mettre en évidence l'intérêt de la fonction objectif  $f(\eta_{field w} A_{field})$ . Nous pouvons constater que la solution optimale pour la fonction objectif  $f(\eta_{field w} A_{field})$  est le *point A*, qui a une valeur de 0,7031, un rendement optique annuel de 0,6991 et une surface de champ correspondante de 375 020  $m^2$ . En revanche, le *point B* présente un rendement maximal, avec une valeur de fonction objectif de 0,7029 et une surface de champ correspondante de 39,2 *Hectare*. Ceci illustre l'intérêt de la fonction objectif  $f(\eta_{field w} A_{field})$  qui permet de converger vers le meilleur rendement optique annuel tout en minimisant la surface de champ.

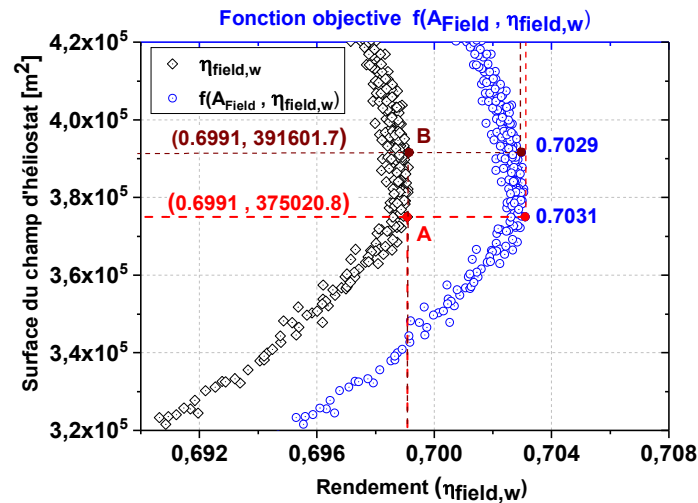


Figure 3.15 : Zoom sur la courbe de Pareto de PS10 Spirale biomimétique optimisée

Le Tableau 3.7 présente les performances optiques des points A et B pour la PS10 Spirale biomimétique optimisée. Nous remarquons que les champs A et B fournissent approximativement la même valeur de rendement la plus élevée, mais le point A occupe une surface de champ moindre que celle occupée par le point B. Cela signifie que pour le point A, les effets des facteurs de cosinus, d'atténuation et d'interception sont plus importants que l'effet d'ombrage et de blocage. En revanche, pour le point B, l'effet d'ombrage et de blocage est plus important que celui des autres facteurs, d'où la plus grande surface occupée par ce point.

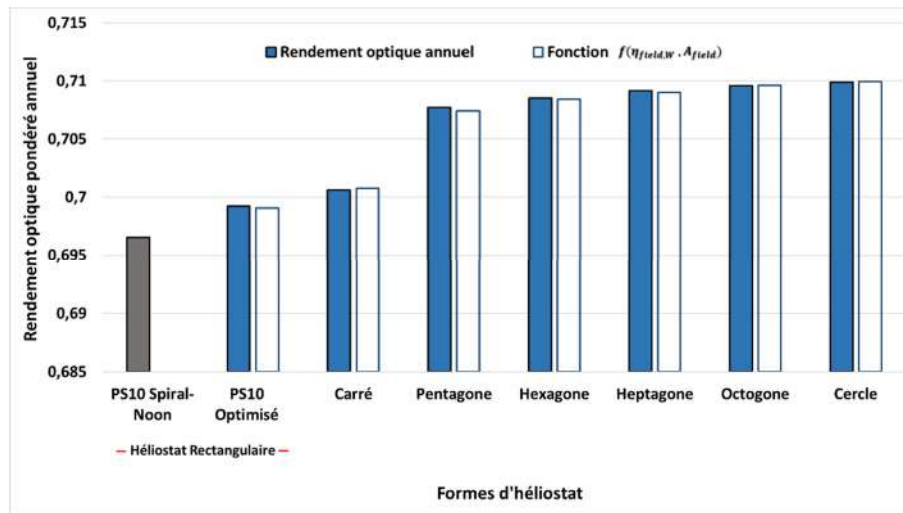
En conséquence, il y a une diminution de 4,23 % dans la surface du champ A par rapport à celle du champ B. Nous pouvons en conclure que le choix de la fonction objectif est plus important en termes de coût du champ, car si nous choisissons le rendement optique annuel maximal comme fonction objectif sans tenir compte de la surface du champ, les solutions convergeront vers le point B. En revanche, si nous choisissons notre fonction objectif  $f(\eta_{field,w}, A_{field})$ , les solutions convergeront vers le point A.

Tableau 3.7 : Performances optiques des points A et B pour PS10 Spirale biomimétique optimisée.

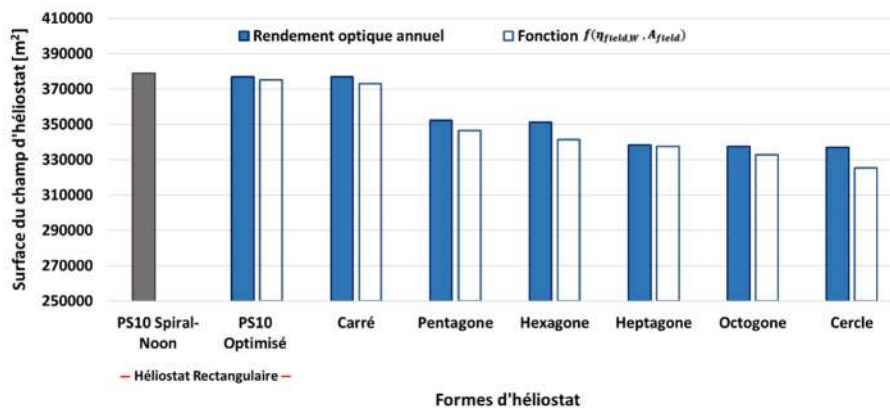
PS10 Spirale biomimétique optimisée	$\eta_{sh\&b,h}$	$\eta_{cos,h}$	$\eta_{att,h}$	$\eta_{int,h}$	$K_{Cr}$	$f(\eta_{field,w}, A_{field})$	$\eta_{field,w}$	$A_{field} \times 10^3 (m^2)$
point A	0.9296	0.8305	0.9507	0.9984	0.02	0.7031	0.69909	375,020
point B	0.9343	0.8296	0.9500	0.9964	0	0.7029	0.69910	391,601

Il est à noter que pour un  $Cr = 0$ , ce qui signifie que le coût du terrain est gratuit, la fonction objectif favorise la maximisation du rendement optique quelle que soit la surface du champ. Dans cette partie, le coût du terrain a été fixé à  $3EUR/m^2$ , et le coût de l'héliostat à  $150EUR/m^2$  (Fritsch

et al. 2019). Cela donne un ratio de coût  $Cr = 0,02$ , soit 2%. Si  $Cr > 0,02$ , c-à-d que le coût du terrain devient important et ne peut être négligé, la fonction objectif tente de trouver le meilleur compromis entre le rendement annuel et la réduction de la surface du champ.



**Figure 3.16 :** Comparaison de l'utilisation du rendement optique  $\eta_{field} w$  et de la fonction  $f(\eta_{field} w \cdot A_{field})$  : Évaluation du rendement optique pondéré pour différentes formes d'héliostats dans une configuration de champ spiral biomimétique.



**Figure 3.17 :** Comparaison de l'utilisation du rendement optique  $\eta_{field} w$  et de la fonction  $f(\eta_{field} w \cdot A_{field})$  : Évaluation la surface du champ pour différentes formes d'héliostats dans une configuration de champ spiral biomimétique.

Ensuite, nous avons comparé les données de la *section 3.4.1*, qui présentait l'optimisation du champ PS10 Spiral pour différentes formes d'héliostats, où le rendement optique annuel était la fonction objectif, avec la *section 3.4.2*, où la fonction objectif  $f(\eta_{field} w \cdot A_{field})$  était choisie. Bien que les méthodologies d'optimisation diffèrent légèrement, les résultats de cette comparaison sont présentés dans la *Figure 3.16*, qui compare le rendement optique  $\eta_{field} w$  du champ d'héliostats optimisé pour les différentes formes d'héliostats dans les deux sections étudiées. On constate que les rendements sont très similaires entre les différentes formes d'héliostats étudiées

dans les deux sections. Cependant, la *Figure 3.17* montre que la surface occupée par le champ pour les différentes formes d'héliostats diffère entre les deux cas étudiés concernant la fonction objectif. On observe que les champs d'héliostats utilisant la fonction objectif  $f(\eta_{field W} A_{field})$  occupent une surface de champ inférieure à celle occupée par les champs d'héliostats utilisant  $\eta_{field W}$  comme fonction objectif pour toutes les formes d'héliostats étudiées. Cette différence atteint un pourcentage de 3,41 % pour la forme circulaire.

En résumé, nous avons constaté que la fonction objectif  $f(\eta_{field W} A_{field})$  permet une convergence efficace de l'optimisation du champ d'héliostats vers le meilleur rendement optique annuel  $\eta_{field W}$ , tout en minimisant la surface de terrain occupée par les champs d'héliostats.

### 3.5 Conclusion

La maximisation de l'efficacité énergétique et la réduction des coûts de production sont deux objectifs essentiels dans la conception d'une centrale solaire à concentration. Dans ce chapitre, nous avons étudié l'optimisation du champ d'héliostats de la centrale solaire à tour *PS10* en utilisant deux dispositions de champ d'héliostats différentes : la Spirale biomimétique et le Campo radial décalé. Nous avons comparé leurs performances en utilisant un code d'optimisation interne qui évalue les performances optiques et énergétiques à l'aide d'algorithmes *PSO* et *GOA*.

Nous avons également utilisé deux fonctions objectifs différentes pour évaluer les performances optiques de chaque disposition de champ d'héliostats. La première fonction objectif est le rendement optique annuel  $\eta_{field W}$ . La seconde fonction objectif est la fonction  $f(\eta_{field W} A_{field})$ , qui prend en compte à la fois le rendement optique annuel  $\eta_{field W}$  et la surface totale occupée par les champs d'héliostats  $A_{field}$ .

Les résultats de notre étude ont montré que la disposition Campo radial décalé est légèrement supérieure à la disposition Spirale biomimétique pour toutes les formes d'héliostats testées. De plus, nous avons identifié les formes d'héliostats en heptagone, octogone et circulaire comme les plus performantes pour améliorer le rendement optique annuel  $\eta_{field W}$  tout en réduisant la surface totale du champ d'héliostats.

Enfin, nous avons constaté que l'utilisation de la fonction objectif  $f(\eta_{field W} A_{field})$  a permis une convergence efficace de l'optimisation du champ d'héliostats vers le meilleur rendement optique annuel  $\eta_{field W}$ , tout en minimisant la surface occupée par les champs d'héliostats. Ces résultats sont encourageants pour la conception de futures centrales solaires à concentration, dans le but d'optimiser l'efficacité énergétique et de réduire les coûts de production.

# Chapitre 4

## OPTIMISATION DES PERFORMANCES ECONOMIQUES DU CHAMP D'HELIOSTATS

### 4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser à l'efficacité économique d'une centrale solaire à tour en étudiant les coûts liés à sa conception, sa construction et son exploitation. Plus particulièrement, nous allons estimer les coûts d'investissement en identifiant les différentes catégories d'équipements tels que le récepteur, la tour, stockage et l'unité de conversion d'énergie.

Le champ d'héliostats est l'un des composants les plus coûteux de la centrale solaire à tour, représentant entre 40 et 50% du coût total installé. C'est pourquoi, nous mettons un accent particulier sur l'optimisation de ce composant en considérant différentes formes et tailles. Cette optimisation est essentielle pour réduire les coûts et améliorer les performances énergétiques de la centrale solaire à tour.

Pour atteindre notre objectif, nous allons étudier les différentes formes d'héliostats en utilisant un modèle de coût d'investissement tiré de la base de données de la littérature. Nous allons également évaluer l'influence des différents composants sur la taille et le coût des héliostats afin de déterminer la meilleure forme et la meilleure taille qui permettent une réduction des coûts et une amélioration de la performance.

### 4.2 Coût des équipements pour la centrale solaire PS10

La construction d'une centrale solaire à tour de concentration (*CSP*) implique des coûts d'investissement significatifs qui peuvent varier en fonction de différents facteurs tels que la taille de la centrale, la technologie utilisée, le terrain, les coûts de main-d'œuvre et de matériaux, etc.

En général, les coûts d'investissement d'une CSP peuvent être regroupés en deux catégories principales : les coûts directs et les coûts indirects. Les coûts directs comprennent les coûts de la centrale elle-même, y compris les composants tels que les héliostats, le récepteur, le système de stockage thermique, la tour, et l'unité de conversion de puissance, etc. Les coûts indirects comprennent les coûts associés aux permis, à la planification, à l'ingénierie, à la supervision, à la gestion de projet, à l'assurance, à la logistique, etc.

#### 4.2.1 Coûts d'héliostats

Les coûts des héliostats peuvent varier considérablement en fonction de leur taille, de leur qualité, de la complexité du système de suivi solaire utilisé et du volume de production. Ils incluent plusieurs éléments tels que la fondation, la structure de support, les moteurs et les commandes, les miroirs et l'assemblage (y compris l'installation et la vérification). Pour estimer ces coûts, un coût spécifique de référence est utilisé pour un seul héliostat [ $\$/u$ ] (voir *Tableau 4.1*). Ensuite, ce coût est multiplié par trois facteurs : un effet d'échelle ( $s$ ), un effet de volume ( $pr$ ) et un indice de prix ( $pi$ ).

- L'effet d'échelle mesure l'économie d'échelle obtenue lors de l'augmentation de la surface de l'héliostat, et est défini comme le rapport de la taille de l'héliostat à l'étude ( $A_h$ ) sur la taille de référence ( $A_h^0$ ), avec le facteur d'échelle ( $s$ ) comme exposant. Ce facteur est estimé en interpolant les coûts pour différentes tailles (Kolb et al. 2007).
- L'effet volume mesure l'économie obtenue grâce à un volume de production important, et suit l'approche du taux d'avancement. Ces effets sont pris en compte en utilisant le rapport du volume actuel de production ( $V_h$ ) sur le volume de référence ( $V_h^0$ ) comme exposant.
- L'indice des prix mesure l'évolution des prix pour chaque sous-composant des héliostats depuis l'année de référence jusqu'à aujourd'hui. Comme les derniers indices de prix ne sont pas disponibles pour les héliostats, les prix sont indexés d'après les travaux de (Kolb et al. 2007) et (Pidaparathi 2017), tandis que les taux d'avancement pour chaque sous-coût des héliostats sont issus de la littérature (Augsburger 2013).

Le coût direct des héliostats ( $C_{h\ Dir}$ ) est la somme des coûts spécifiques estimés multipliée par le nombre d'héliostats sur le champ  $N_h$ .

$$C_h = N_h \sum_i (C_{Dir})_i \quad (4.1)$$

Où  $C_{Dir}$  est défini comme :

coût direct = référence \* effet d'échelle \* effet de volume \* indice de prix

$$c_{Dir} = c_{Dir}^0 * \left(\frac{A_h}{A_h^0}\right)^s * pr^{\log_2\left(\frac{V_h}{V_h^0}\right)} * pi \quad (4.2)$$

Avec :  $A_h^0 = 43,33[m^2]$

$$V_h^0 = 21500[u]$$

Les valeurs de  $A_h^0$  et  $V_h^0$  sont respectivement de  $43,33[m^2]$  et 21500 unités, et une estimation des coûts spécifiques directs dans le cas du *PS10* est présentée dans le *Tableau 4.1*, avec un volume de production égal au nombre d'héliostats dans le champ ( $N_h=624 [u]$ ).

**Tableau 4.1** : Paramètres de coûts directs estimés pour un héliostat de taille moyenne [(Augsburger 2013; Pidaparathi 2017)].

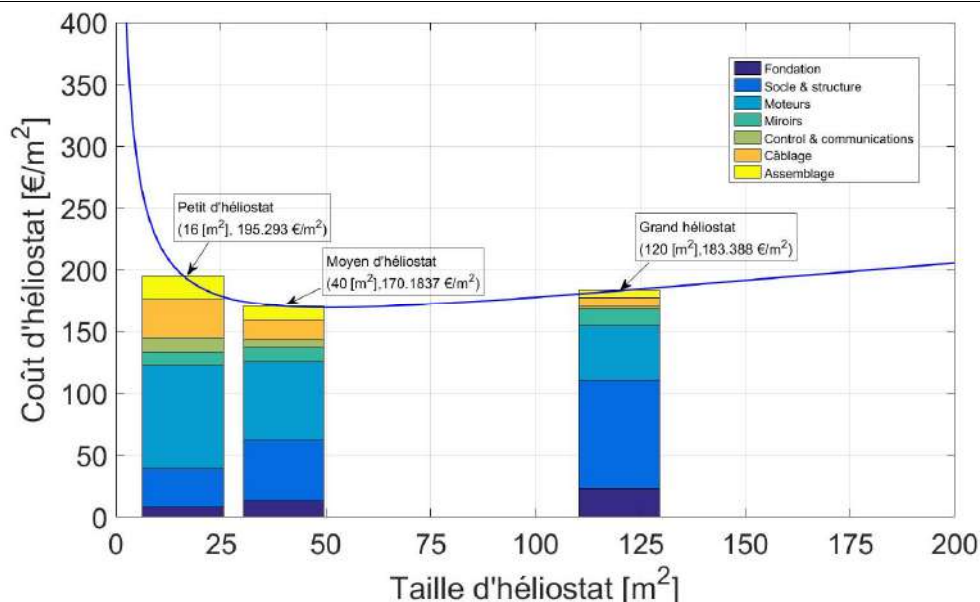
Coût direct de l'héliostat	$c^0$ [€/U]	$s$ [-]	$pr$ [-]	$pi$ [-]
Fondation	529.4738	1.5000	0.9806	1.0816
Socle & structure	1224.8952	1.4700	0.9900	1.8070
Moteurs	1908.7076	0.6000	0.9400	1.3702
Miroirs	462.3014	1.0420	0.9700	1.0861
Control & communications	59.032	0.2311	0.9600	1.2841
Câblage	824.38	0.4479	1.0000	1.0302
Assemblage	659.8612	0.4264	0.9800	1.0000

#### 4.2.1.1 L'effet de la taille d'héliostat sur le coût

La taille des héliostats utilisés dans une centrale solaire à tour de concentration (*SPT*) a un impact sur leur coût unitaire, ce qui motive les chercheurs à étudier cette relation afin d'optimiser la conception de la centrale solaire et de réduire les coûts d'investissement. Les héliostats sont généralement classés en trois catégories : grands, moyens et petits, avec des tailles respectives de  $60$  à  $150 m^2$ ,  $20$  à  $60 m^2$  et  $1$  à  $20 m^2$  (Pidaparathi 2017). Pour évaluer les coûts, les principales catégories de coûts de l'héliostat, telles que les fondations, la structure de support, les moteurs, les miroirs et l'assemblage de l'héliostat, sont prises en compte. Pour cette étude, trois tailles d'héliostat sont considérées : grands avec une surface de  $120 m^2$  (taille d'origine de l'héliostat *PS10*), moyens avec une surface de  $40 m^2$  et petits avec une surface de  $16 m^2$ . Un héliostat de taille moyenne avec une surface totale de  $43,33 m^2$  est utilisé comme référence pour évaluer les coûts.

**Tableau 4.2 :** Coûts des différents composants d'héliostat en fonction de trois tailles (16, 40 et 120[m<sup>2</sup>]).

Coût des différents composants d'héliostat	Petit héliostat	Moyen héliostat	Grand héliostat
Taille de l'héliostat [m <sup>2</sup> ]	<b>16,0</b>	<b>40,0</b>	<b>120,0</b>
Fondation [€/m <sup>2</sup> ]	07,854	12,747	22,903
Socle & structure [€/m <sup>2</sup> ]	30,688	49,176	87,026
Les moteurs [€/m <sup>2</sup> ]	83,795	63,071	44,650
Miroirs [€/m <sup>2</sup> ]	10,734	11,617	12,776
Control & communications [€/m <sup>2</sup> ]	11,441	05,972	02,715
Câblage [€/m <sup>2</sup> ]	31,798	16,156	07,115
Assemblage [€/m <sup>2</sup> ]	18,982	11,445	06,202
<b>Coût total de l'héliostat [€/m<sup>2</sup>]</b>	<b>195.292</b>	<b>170,184</b>	<b>183,388</b>



**Figure 4.1 :** Sensibilité des coûts des héliostats en fonction de leur surface pour les trois tailles d'héliostat de 16, 40 et 120 m<sup>2</sup>.

La Figure 4.1 présente la variation des coûts de l'héliostat en euros par mètre carré en fonction de sa surface. Les tailles d'héliostats testées varient de 1 à 200 m<sup>2</sup>. Pour les tailles inférieures à 30 m<sup>2</sup>, le coût total de l'héliostat augmente de manière exponentielle en raison du coût élevé des moteurs, qui peuvent représenter plus de 40 % du coût total de l'héliostat. Le Tableau 4.2 montre les coûts des différents composants de l'héliostat pour des tailles de 16, 40, et 120 [m<sup>2</sup>]. On remarque que les coûts des moteurs, du socle et de la structure, ainsi que de l'assemblage par héliostat, sont respectivement de 83 795 €/m<sup>2</sup>, 30 688 €/m<sup>2</sup> et 18 982 €/m<sup>2</sup>, avec un coût de fondation d'environ 7 854 €/m<sup>2</sup>, représentant environ 4 % du coût total de l'héliostat, qui atteint 195 29 €/m<sup>2</sup>.

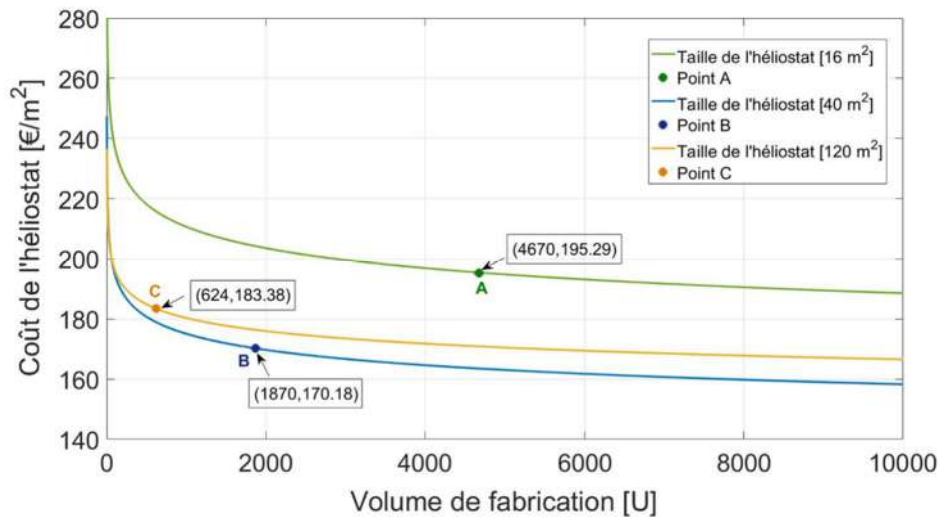
Pour les tailles d'héliostats comprises entre 30 et 50  $m^2$ , on observe un coût d'héliostat plus intéressant, qui atteint 170,18 €/m<sup>2</sup> pour une surface de 40  $m^2$ . On remarque également que les coûts des moteurs, du câblage et de l'assemblage diminuent pour les héliostats de plus petite taille. En effet, le coût des moteurs peut atteindre 63 071 €/m<sup>2</sup>, tandis que le coût du socle, de la structure et de la fondation commence à augmenter, pouvant atteindre 49 176 €/m<sup>2</sup> pour les socles et structures.

Ensuite, pour les tailles d'héliostats supérieures à 50  $m^2$ , le coût augmente légèrement de manière linéaire. Par exemple, les héliostats de 120  $m^2$ , tels qu'on les trouve dans un champ de *PS10*, coûtent 183 38 €/m<sup>2</sup>. Dans ce cas, les coûts des moteurs et de l'assemblage diminuent progressivement, tandis que le coût de la fondation, du socle et de la structure augmente. Parallèlement, le coût du miroir ne change pas beaucoup pour toutes les tailles d'héliostats.

Pour produire 11 MW, on aura besoin d'environ 4 729 petits héliostats de 16  $m^2$ , 1 870 héliostats moyens de 40  $m^2$  ou 624 grands héliostats de 120  $m^2$ . Plus la taille des héliostats est petite, plus on devra utiliser des cartes de contrôles et de communications, ainsi que plus de câblage. Tous les détails sont disponibles dans le *Tableau 4.2*.

#### **4.2.1.2 L'influence du volume de production d'héliostats sur les Coûts**

La *Figure 4.2* illustre la variation des coûts des héliostats de 16 40 et 120  $m^2$  en fonction du volume de production. Les lignes vertes, jaune et bleues représentent respectivement la répartition du volume de production pour les petits, moyens et grands héliostats, jusqu'à 10 000 unités. Quant aux points *A*, *B* et *C*, ils indiquent le nombre d'héliostats nécessaires pour produire 11 MW<sub>el</sub> pour les petits, moyens et grands héliostats respectivement.



**Figure 4.2 :** Coûts des héliostats en fonction du volume de production pour les trois tailles d'héliostat (16, 40 et 120 [m²]).

On constate une diminution exponentielle du coût total jusqu'à atteindre une limite de 166 €/m<sup>2</sup> pour l'héliostat de 16 m<sup>2</sup>, 158 €/m<sup>2</sup> pour l'héliostat de 40 m<sup>2</sup> et 188 €/m<sup>2</sup> pour l'héliostat de 120 m<sup>2</sup>. Cela est dû à l'effet d'échelle, qui permet aux fabricants de réduire les coûts fixes associés à la conception et à la mise en place des équipements de production.

En conclusion, l'augmentation du volume de production et l'utilisation d'héliostats de taille moyenne apparaissent efficaces pour réduire le coût des héliostats.

#### 4.2.2 Coûts du terrain

Les coûts associés au terrain pour la construction du champ d'héliostats englobent les frais liés à l'achat ou à la location du terrain où les héliostats seront installés. Ces coûts peuvent varier considérablement selon plusieurs facteurs, notamment la superficie du champ d'héliostats, l'emplacement géographique du site et les conditions environnementales locales. Les dépenses relatives au terrain peuvent également comprendre des coûts supplémentaires tels que l'évaluation de la faisabilité du site, la construction de routes et de clôtures, ainsi que l'installation de systèmes de contrôle des eaux pluviales.

Le coût du terrain est généralement exprimé en coût par mètre carré de la surface totale du champ d'héliostats  $A_{\text{field}}$ . Les coûts totaux du terrain sont calculés en multipliant le coût par mètre carré du terrain  $C_s$  par la surface totale réfléchissante du champ d'héliostats (Fritsch et al. 2019), selon la formule suivante :

$$C_{\text{field}} = C_s \cdot A_{\text{field}} \quad (4.3)$$

Avec  $C_s = 3 \text{ €/m}^2$  (Fritsch et al. 2019).

### 4.2.3 Coût de la construction de la tour

Dans le cadre de la construction d'une centrale solaire à concentration, le coût de la tour dépend de plusieurs facteurs tels que la hauteur de la tour, le type de technologie utilisée, les matériaux utilisés et la localisation du site. En effet, le choix des matériaux pour la construction de la tour est un élément important qui influe sur le coût total de la construction. Selon la littérature, il est recommandé d'utiliser une structure en charpente métallique pour les hauteurs inférieures à 120 m et du béton pour les hauteurs supérieures à 120 m (Kistler et Kistler 1986). Par exemple, la centrale solaire à concentration optimisée PS10 possède une tour en béton d'une hauteur de 115 m.

Le coût total de la tour ( $C_t$ ) peut être calculé à l'aide d'une formule prenant en compte la hauteur de la tour. La formule la plus couramment utilisée pour calculer le ( $C_t$ ) est l'extrait de (Fritsch et al. 2019) qui s'écrit comme suit :

$$C_t = 250000 + 14,77,* H_t^{2,392} \quad (4.4)$$

Cette formule prend en compte la hauteur de la tour pour calculer le coût total de la construction.

### 4.2.4 Coût du récepteur

Le coût d'un récepteur pour une centrale solaire à tour de concentration dépendra de plusieurs facteurs tels que la technologie utilisée, les caractéristiques spécifiques du récepteur, la surface du récepteur, le type de matériau et de fluide caloporteur utilisé, ainsi que les fonctionnalités et les performances requises. Par conséquent, le coût peut varier considérablement et doit être évalué au cas par cas.

Selon les travaux de (Fritsch et al. 2019), le coût du récepteur peut être estimé en multipliant le coût unitaire de la puissance thermique estimée à 116 €/KW par la puissance thermique totale du récepteur. Il convient de noter que cette estimation peut varier en fonction de la technologie et des caractéristiques spécifiques du récepteur.

Pour le récepteur de la centrale solaire à tour de concentration PS10, la puissance thermique totale est de 54,7 MW<sub>th</sub>, ce qui peut être utilisé pour calculer le coût du récepteur en utilisant l'équation (4.5) de (Fritsch et al. 2019):

$$C_{rec} = 116,* Q_{rec} \quad (4.5)$$

Où  $C_{rec}$  est le coût du récepteur et  $Q_{rec}$  est la puissance thermique totale du récepteur en MW<sub>th</sub>.

#### 4.2.5 Coût de l'unité de conversion de puissance PCU

L'unité de conversion de puissance (*PCU*) est un élément clé des centrales solaires à tour de concentration, qui convertit l'énergie thermique collectée par le récepteur en énergie électrique. Le coût de la *PCU* dépendra de plusieurs facteurs tels que la technologie utilisée, les caractéristiques spécifiques de l'unité, les fonctionnalités et les performances requises, ainsi que la capacité de production d'énergie. Pour le cycle de conversion de *PS10* à base de turbine à vapeur saturée le *PCU* est divisé en quatre équipements principaux : le générateur de vapeur, la turbine à vapeur couplée au générateur électrique, le système de refroidissement et condensateur et le système de contrôle.

D'après (Fritsch et al. 2019) le coût du *PCU* peut être estimé à 950 €/KW<sub>el</sub>.

$$C_{pb} = 950 * W_{net\_e} \quad (4.6)$$

La puissance électrique de la centrale *PS10* est  $W_{net\_e} = 11.48 \text{ MW}_{el}$

#### 4.2.6 Coût de stockage thermique

Le coût du stockage thermique pour les centrales solaires à tour à concentration dépend de plusieurs facteurs tels que la capacité de stockage requise, le type de technologie de stockage utilisée et la durée de stockage nécessaire. Pour stocker de grandes quantités de chaleur à des températures élevées, les centrales solaires à tour à concentration utilisent généralement des sels fondus comme matériau de stockage thermique.

Le système de stockage pour une centrale solaire à tour à concentration est un système direct actif avec deux réservoirs pour le stockage chaud et froid. Il est important de noter que le coût du système de stockage thermique (*TES*) dépend de la capacité de stockage du système, qui à son tour dépend du nombre d'heures de stockage prévues pour la centrale. En tenant compte du fait que la *PS10* utilise de la vapeur saturée comme fluide caloporteur de stockage et en considérant la capacité de stockage thermique requise pour une heure donnée, le coût du système de stockage thermique pour une centrale solaire à tour à concentration peut être estimé en utilisant l'équation (4.7) basés sur des données (Fritsch et al. 2019).

$$C_{strg} = \left( 155,6 * \left( \frac{E_{TES}}{1000} \right)^{-0,3549} + 10,55 \right) * E_{TES} \quad (4.7)$$

Le  $C_{strg}$  est le coût de stockage thermique et  $E_{TES}$  qui présente la capacité de stockage thermique.

### 4.3 Calcul du Coût normalisé de l'électricité (LCEO)

Le coût normalisé de l'énergie *LCOE* (*levelized cost of energy*) est un indicateur utilisé pour évaluer le coût moyen de l'électricité produite par une installation de production d'énergie sur toute sa durée de vie. Il est calculé en divisant le coût total du cycle de vie de l'installation par la production d'énergie totale sur cette même période. Le *LCOE* est exprimé en unité de coût par kilowattheure (*kWh*) produit. La formule générale pour calculer le *LCOE*, issue des travaux de recherche de [(Fritsch et al. 2019), (Pitz-Paal et al. 2005), (Saghafifar et al. 2019)], est :

$$\mathbf{LCOE} = \frac{(\mathbf{crf} \cdot \mathbf{C}_{\text{inv}} + \mathbf{C}_{\text{O\&M}})}{\mathbf{E}_{\text{net}}} \quad (4.8)$$

Où :  $\mathbf{C}_{\text{inv}}$  : le coût total d'investissement de la centrale  
 $\mathbf{C}_{\text{O\&M}}$  : les coûts annuels d'exploitation et de maintenance de la centrale  
 $\mathbf{E}_{\text{net}}$  : la production annuelle d'électricité nette de la centrale  
 $\mathbf{crf}$  : le facteur de taux de charge fixe de de la centrale.

Le facteur de taux de charge fixe de la centrale, qui représente le pourcentage moyen de temps que l'installation fonctionne à sa capacité maximale, est déterminé selon la méthode de (Pitz-Paal et al. 2005) :

$$\mathbf{rf} = \frac{(\mathbf{rd} \cdot (\mathbf{1} + \mathbf{rd})^{\mathbf{N}_{\text{opr}}})}{(\mathbf{1} + \mathbf{rd})^{\mathbf{N}_{\text{opr}}} - \mathbf{1}} + \mathbf{r}_{\text{insur}} = \mathbf{9,88\%} \quad (4.9)$$

Où  $\mathbf{rd}$  est le taux d'intérêt réel de la dette, fixé à 8%,  $\mathbf{r}_{\text{insur}}$  est le taux d'assurance annuelle, fixé à 1%, et  $\mathbf{N}_{\text{opr}}$  est la durée d'amortissement en années, fixée à 25 ans.

Le calcul de l'investissement total de la centrale a été effectué en utilisant l'équation suivante, issue de (Saghafifar et al. 2019):

$$\mathbf{C}_{\text{inv}} = \mathbf{C}_{\text{ind}} + \mathbf{C}_{\text{eqp}} \quad (4.10)$$

Le coût des équipements a été défini selon l'équation (Fritsch et al. 2019) :

$$\mathbf{C}_{\text{eqp}} = \mathbf{C}_{\text{h}} + \mathbf{C}_{\text{field}} + \mathbf{C}_{\text{t}} + \mathbf{C}_{\text{rec}} + \mathbf{Z}_{\text{strg}} + \mathbf{Z}_{\text{pb}} \quad (4.11)$$

Les coûts indirects  $\mathbf{C}_{\text{ind}}$  ont été définis comme la somme des coûts d'investissement fixes indirects, des coûts de contingence et des coûts de démantèlement ( $\mathbf{C}_{\text{if}}$ ,  $\mathbf{C}_{\text{cont}}$  et  $\mathbf{C}_{\text{dec}}$ ), qui représentent respectivement 5 % 10 % et 5 % des coûts d'équipement et d'installation (Saghafifar et al. 2019). De plus, le coût d'installation représente 20 % du coût de l'équipement.

$$\mathbf{C}_{\text{ind}} = \mathbf{C}_{\text{if}} + \mathbf{C}_{\text{cont}} + \mathbf{C}_{\text{dec}} \quad (4.12)$$

Les coûts d'exploitation et de maintenance  $C_{O\&M}$  ont été définis selon l'équation (4.13), qui se décompose en deux termes :

$$C_{O\&M} = C_{Opr} + C_{Mant} \quad (4.13)$$

Avec  $C_{Opr}$  représentant le coût d'exploitation, définis selon l'équation (4.14), qui se décompose en deux termes :

$$C_{Opr} = C_{lab} + C_{smw} \quad (4.14)$$

Où  $C_{lab}$  est le coût de la main-d'œuvre, et  $C_{smw}$  est du coût du service de lavage des miroirs

Le coût de maintenance  $C_{Mant}$ , quant à lui, est calculé comme la somme de trois coûts : un coût fixe représentant 1 % du coût de l'équipement, un coût fixe évalué à 20 €/KW<sub>el</sub> multiplié par la puissance disponible à l'unité du bloc d'alimentation, et un coût variable estimé à 2 6 €/MWh multiplié par l'énergie produite annuellement (Pitz-Paal et al. 2005).

**Tableau 4.3 :** Fonctions de coût pour les équipements des différentes configurations de centrales étudiées.

Composante	Fonctions de coût	Référence
Champ d'héliostat	$C_{ch} = 183,38 * A_{hel} * N_{hel}$ (Large Héliostat)	
Surface du Champ	$C_{field} = 3 * A_{field}$	(Fritsch et al. 2019)
Tour	$C_t = 250000 + 14.77 * H_t^{2.392}$	(Fritsch et al. 2019)
Récepteur	$C_{rec} = 116.0 * Q_{rec}$	(Fritsch et al. 2019)
Unité de conversion de puissance PCU	$C_{pb} = 950 * W_{net_e}$	(Fritsch et al. 2019)
Stockage thermique	$C_{strg} = (155.6 * (\frac{E_{TES}}{1000})^{-0.3549} + 10.55) * E_{TES}$	(Fritsch et al. 2019)
main-d'œuvre	$C_{lab} = 48000 * (30 + 0.03 * A_{hel} * \frac{N_{hel}}{1000})$	(Pitz-Paal et al. 2005)
Service contractuel de lavage de miroirs	$C_{smw} = 3.5e5 * (A_h * N_h / 854000) / 1.21$	(Saghafifar et al. 2019)

Enfin, pour optimiser la performance économique de l'installation, il est crucial de minimiser le coût normalisé de l'énergie (*LCOE*) en réduisant les coûts d'investissement et en augmentant la production d'énergie de la centrale. Les équations et coefficients nécessaires pour calculer les coûts ont été présentés dans le *Tableau 4.3*, avec leurs années de référence respectives. Cette section se concentre sur l'optimisation du champ d'héliostats afin de réduire les coûts liés à ce composant et au terrain de la centrale. Pour atteindre cet objectif, nous avons utilisé le *LCOE* comme fonction objectif pour l'optimisation.

#### 4.4 Optimisation du champ d'héliostats PS10 en utilisant le rendement LCEO comme fonction objectif

La partie la plus coûteuse d'une centrale solaire à tour est le champ d'héliostats. Il est donc crucial d'optimiser la taille du champ et le nombre d'héliostats en modifiant leur forme et disposition (spiral biomimétique et disposition décalée radiale de Campo) pour garantir une production de 11 MW électriques tout en réduisant les coûts globaux. L'algorithme d'optimisation détermine la disposition la plus efficace en maximisant le flux et en minimisant les pertes du système, ce qui se traduit par les plus faibles coûts LCOE. Chaque itération du processus d'optimisation génère un agencement complet et simule les performances du champ. Les coûts d'investissement et la performance optique du champ sont pris en compte dans l'optimisation.

##### 4.4.1 Méthodologie de l'algorithme

Résumé de la méthodologie utilisée dans cette étude :

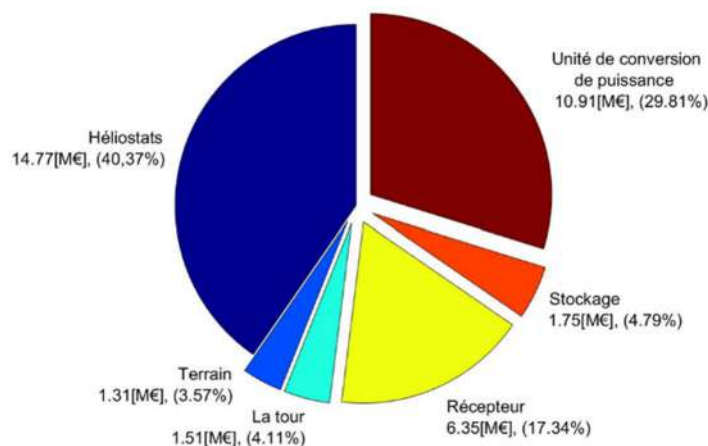
1. Données d'entrée : Les données d'entrée sont nécessaires pour calculer le rendement optique du champ d'héliostats et coût normalisé de l'énergie (LCOE).
2. Sélection de la forme et des dimensions de l'héliostat : Nous avons choisi plusieurs formes, notamment rectangulaire, carré, pentagone, hexagone, heptagone, octogone et cercle, pour déterminer la forme et les dimensions de l'héliostat.
3. Initialisation de la population aléatoire : L'algorithme d'optimisation GAO attribue des populations aléatoires est initialisée en fonction d'une plage prédéfinie pour les deux générations de champs : spiral biomimétique et Campo radiale décalé.
4. Générer un champ d'héliostats : Un champ plus grand que la taille attendue est généré (3120 héliostats pour cette étude), et le rendement optique  $\eta_{h\_year\ w}$  est calculé pour chaque héliostat à midi le 21mars sans prendre en compte les effets d'ombrage et de blocage pour obtenir une procédure de sélection rapide.
5. Prévention des collisions : Nous avons mis en place un mécanisme de prévention des collisions pour maintenir un espacement sécuritaire entre les héliostats.
6. Classement et sélection : Les héliostats candidats sont classés par ordre décroissant de leur rendement individuel jusqu'à ce que la puissance totale absorbée soit de 54 7 MW<sub>th</sub> (puissance thermique absorbée par le récepteur dans le champ PS10 d'origine).
7. Calcul de la fonction objectif : Le calcul de la fonction objectif LCEO (équation (4.8)) est effectué en prenant en compte le rendement pondéré annuel  $\eta_{field\ w}$  (y compris le rendement d'ombrage et de blocage).

8. Évaluation de la fonction objectif : La fonction objectif est évaluée, puis si le critère de convergence est satisfait, la solution optimale est enregistrée, et la procédure est arrêtée. Sinon, la population est mise à jour en fonction de l'algorithme *GOA*, et les étapes de 3 à 7 sont répétées.

#### 4.4.2 Analyse des coûts des équipements de la centrale PS10 d'origine

La centrale PS10 est une centrale qui a une capacité de  $11 \text{ MW}_{el}$  de la première génération. Elle est considérée comme un modèle pour les centrales solaires thermiques de son genre et est un exemple clé de l'importance de l'investissement dans les centrales SPT.

La *Figure 4.3* illustre la répartition des coûts de la centrale solaire *PS10* en euros et en pourcentage. Le coût total des équipements s'élève à  $45,36 \text{ M€}$ . Pour comprendre les différents coûts associés à ce projet, il est important de savoir comment les coûts sont répartis entre les différentes parties qui composent la centrale.



**Figure 4.3 :** Répartition des coûts des différents équipements de la centrale solaire *PS10* originale.

Le champ d'héliostats occupe une part significative du coût total de la centrale solaire *PS10*, représentant  $40,37\%$  (soit  $14,771 \text{ M€}$ ), ce qui est logique étant donné son rôle crucial dans la collecte de l'énergie solaire. De même, l'unité de conversion de puissance (*PCU*) représente une part importante des coûts, soit  $29,81\%$  (soit  $10,91 \text{ M€}$ ), car elle est chargée de convertir l'énergie solaire collectée en électricité utilisable.

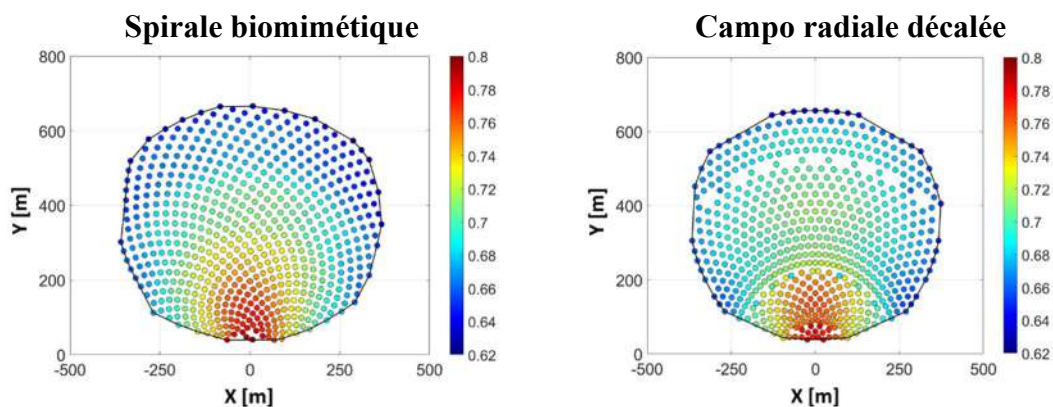
Le coût du récepteur représente  $17,34\%$  (soit  $6,35 \text{ M€}$ ) du total, car il reçoit l'énergie thermique produite par les héliostats. En revanche, le coût du système de stockage thermique est relativement faible, représentant  $4,79\%$  (soit  $1,75 \text{ M€}$ ) du total, car la centrale n'a besoin de stocker l'électricité que pour une courte période.

Le coût de construction de la tour représente 4,11% (soit 1,50 M€) du total, ce qui est relativement faible par rapport aux autres coûts, mais reste important pour le bon fonctionnement de la centrale solaire à tour. Le coût du terrain est une part relativement faible du coût total, s'élevant à 1 3 million d'euros, soit environ 3,5% du coût total de la centrale. Toutefois, il est important de noter que le coût du terrain peut varier considérablement selon l'emplacement, avec des coûts plus élevés dans les zones urbaines en raison de la demande élevée pour l'espace limité disponible.

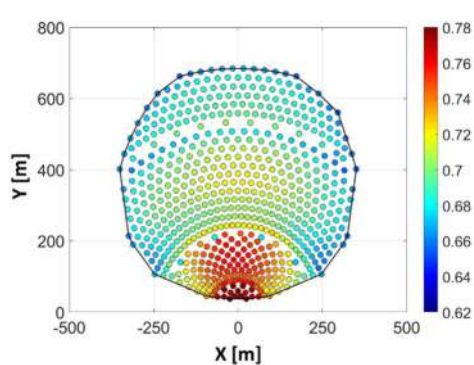
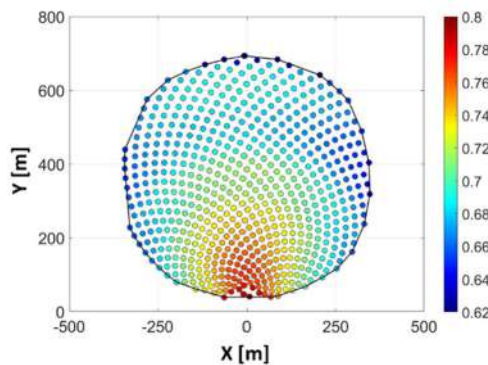
Enfin, le coût normalisé de l'électricité produite par la centrale solaire *PS10* est de 0,2813 €/KWh, un prix peu élevé par rapport à d'autres sources d'énergie renouvelable. En somme, la Figure montre que les coûts des équipements de la centrale solaire *PS10* sont répartis de manière inégale entre les différentes parties de la centrale, avec le champ d'héliostats représentant le coût le plus important. Cela souligne l'importance de l'optimisation des coûts pour le développement de centrales solaires à tour économiquement viables.

#### 4.4.3 Optimisation du champ PS10 pour des héliostats de différentes formes

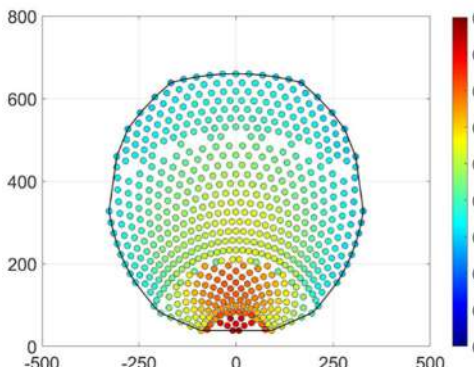
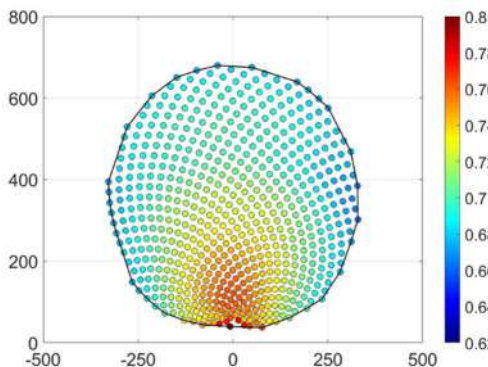
Nous allons reconsidérer et optimiser la disposition des héliostats dans le champ de la célèbre centrale solaire à tour *PS10* en utilisant la fonction objectif *LCEO* pour les algorithmes d'optimisation *GOA*. Nous nous concentrerons sur l'optimisation du champ d'héliostats et de la surface de terrain de production qui génère  $11MW_{el}$  que le cas de référence, tout en conservant l'équipement existant de la centrale (unité de conversion de puissance, le récepteur, la tour et le système de stockage). Les résultats de cette démarche seront présentés et discutés dans cette section.



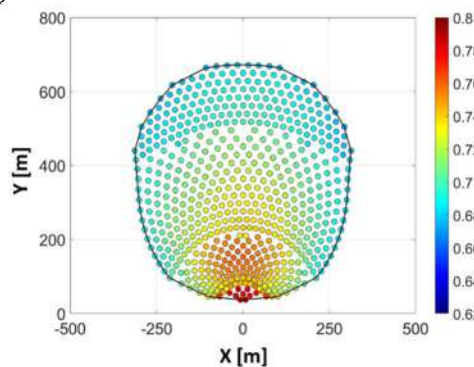
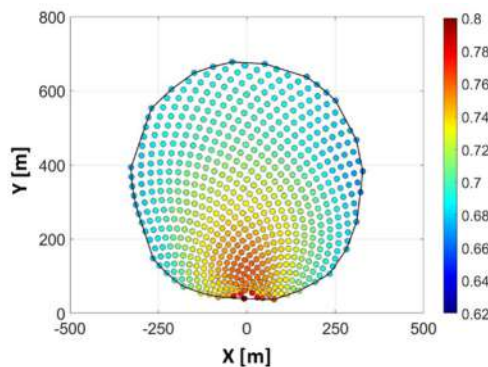
PS10 Optimisée



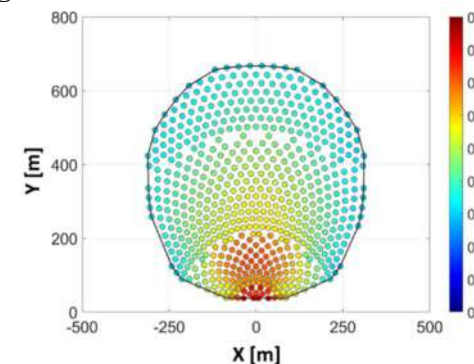
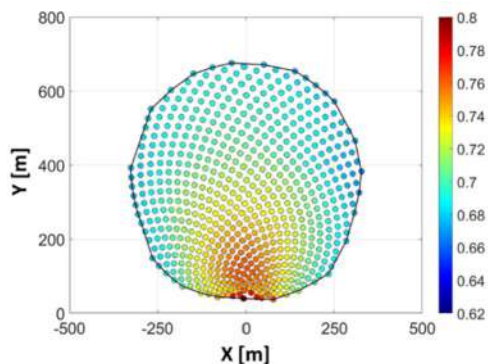
**Carré**



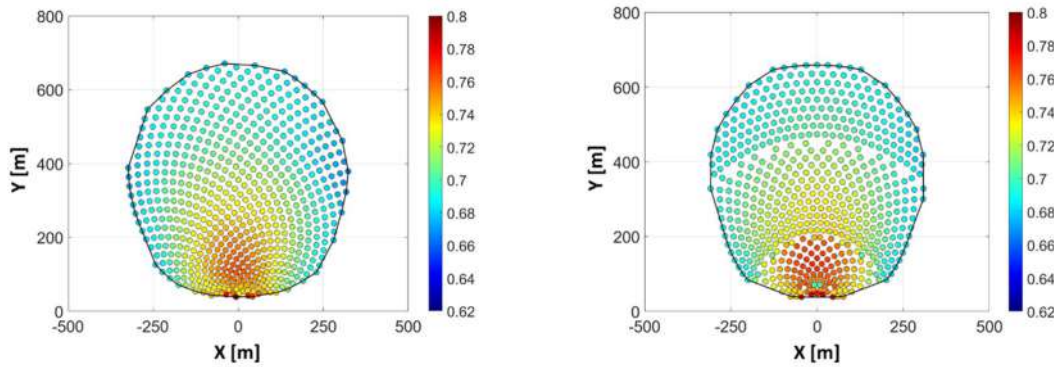
**Hexagone**



**Heptagone**



**Octogone**



**Cercle**

**Figure 4.4 :** Disposition optimisée du champ d'héliostats pour les deux configurations de champ (spirale biomimétique, champ radial décalé) et différentes formes d'héliostats.

La Figure 4.4 présente la disposition optimisée du champ d'héliostats en termes de rendement optique annuel pour chaque héliostat, pour les deux configurations de champ (spirale biomimétique, Campo radial décalé) et les différentes formes d'héliostats.

On peut observer que toutes les configurations offrent une disposition améliorée des héliostats par rapport à celle du champ d'héliostats d'origine de *PS10*. De plus, dans les deux configurations, on remarque que le passage de la forme rectangulaire à la forme circulaire des héliostats conduit à une amélioration du rendement optique ainsi que réduction de la surface occupée par le champ. Cette amélioration est due à l'amélioration des rendements de cosinus, d'interception et d'atténuation, ainsi qu'à la réduction du nombre d'héliostats nécessaires pour produire 11 mégawatts, comme indiqué dans le Tableau 4.4.

Nous avons également constaté que la disposition en spirale biomimétique s'étend avec l'augmentation de l'espacement radial, alors que dans la configuration Campo radial décalé, l'expansion de la disposition du champ est limitée en raison de la zone limitée, comme mentionné précédemment dans la section 3.4.2.2. Ainsi, le rendement d'ombre et de blocage dans la configuration en spirale biomimétique sera, dans une certaine mesure, supérieur à celui de la configuration Campo radial décalé.

**Tableau 4.4 :** Performances optiques des champs optimisés de différentes formes d'héliostats pour les configurations biomimétiques en spirale et en décalage radial de Campo.

Variables de contrôle d'optimisation		$\eta_{sh\&b,h}$	$\eta_{cos,h}$	$\eta_{att,h}$	$\eta_{int,h}$	$N_h$	$\eta_{field,w}$	$A_{fieldX}$ $10^3$ $[m^2]$
PS 10	<b>Spiral biomimétique</b>	0.9316	0.8335	0.9509	0.9987	218	0.6998	369.266
	( $a = 4.2, b = 0.659$ )							

	<b>Campo radialement décalé</b> $f_{R,i}(0,92, 0,92, 1,45, 1,65)$ $f_{AZ,i}(1,04, 1,08, 1,02, 1,63)$	0.9304	0.8338	0.9518	0.9988	217	0.7008	368.232
	<b>Spiral biomimétique</b> ( $a = 4.14, b = 0.654$ )	0.9335	0.8345	0.9507	0.9987	616	0.7014	366.718
Carré	<b>Campo radialement décalé</b> $f_{R,i}(0,96, 0,93, 1,53, 1,61)$ $f_{AZ,i}(1,09, 1,08, 1,00, 1,58)$	0.9318	0.8355	0.9508	0.9986	615	0.7027	365.697
	<b>Spiral biomimétique</b> ( $a = 3,224, b = 0.690$ )	0.9350	0.8367	0.9521	0.9995	611	0.7095	343.586
Pentagone	<b>Campo radialement décalé</b> $f_{R,i}(1,02, 1,12, 1,55, 1,68)$ $f_{AZ,i}(1,02, 1,02, 1,21, 1,91)$	0.9368	0.8367	0.9514	0.9996	610	0.7106	336.602
	<b>Spiral biomimétique</b> ( $a = 3.108, b = 0.693$ )	0.9349	0.8374	0.9524	0.9996	610	0.7106	336.577
Hexagone	<b>Campo radialement décalé</b> $f_{R,i}(1,08, 1,02, 1,68, 1,57)$ $f_{AZ,i}(1,17, 1,20, 1,09, 1,91)$	0.9352	0.8373	0.9521	0.9998	609	0.7111	328.893
	<b>Spiral biomimétique</b> ( $a = 3.100, b = 0.693$ )	0.9353	0.8375	0.9525	0.9997	610	0.7109	334.406
Heptagone	<b>Campo radialement décalé</b> $f_{R,i}(1,08, 1,07, 1,64, 1,65)$ $f_{AZ,i}(1,15, 1,08, 1,29, 1,70)$	0.9364	0.8380	0.9513	0.9996	609	0.7116	324.040
	<b>Spiral biomimétique</b> ( $a = 3.103, b = 0.693$ )	0.9356	0.8377	0.9525	0.9997	609	0.7115	328.236
Octogone	<b>Campo radialement décalé</b> $f_{R,i}(1,06, 1,10, 1,56, 1,80)$ $f_{AZ,i}(1,07, 1,17, 1,26, 1,85)$	0.9352	0.8383	0.9526	0.9998	608	0.7127	318.096
	<b>Spiral biomimétique</b> ( $a = 2.98, b = 0.697$ )	0,9345	0,8383	0,9529	0,9998	608	0.7124	324.369
Cercle	<b>Campo radialement décalé</b> $f_{R,i}(0,93, 1,12, 1,55, 1,85)$ $f_{AZ,i}(1,00, 1,24, 1,33, 1,75)$	0,9360	0,8383	0,9522	0,9999	607	0.7131	312.496

Après avoir examiné le *Tableau 4.4* qui présente les résultats de l'optimisation de la performance optique pour les deux configurations de champs et les différentes formes d'héliostats, il est possible de constater que la disposition en Campo radial décalé est légèrement supérieure à la disposition en spirale biomimétique en termes de rendement optique et de réduction de la surface du champ. La disposition en spirale biomimétique favorise l'efficacité d'ombrage et de blocage par rapport aux rendements cosinus, d'atténuation et d'interception. Nous pouvons observer qu'elle occupe plus de surface de champ, tandis que c'est l'inverse pour la disposition en Campo radial décalé, qui favorise les rendements cosinus, d'atténuation et d'interception par rapport à l'efficacité d'ombrage et de blocage, tout en utilisant moins de surface de champ.

Nous avons également remarqué que les configurations de champs utilisant des héliostats en forme d'heptagone, d'octogone ou de cercle ont été les plus performantes pour collecter une

puissance de  $54,7 MW_{th}$  dans une petite surface de champ, avec un nombre moindre d'héliostats par rapport aux formes rectangulaires et carrées. Cela s'explique par le fait que les formes d'héliostats qui se rapprochent de la forme circulaire permettent de rapprocher les héliostats les uns des autres, augmentant la densité de l'héliostat près de la tour pour utiliser toutes les positions de champ à haute efficacité disponibles avec des rendement cosinus, d'atténuation et d'interception, et donc améliorer les performances optiques du champ et une réduction du nombre d'héliostats et sur le terrain. Ceci est noté dans la disposition en Campo radial décalé avec l'héliostat circulaire, qui compte 607 héliostats et occupe une surface de  $312496 m^2$ . Cela signifie que nous avons diminué de 17 héliostats et de  $126504 m^2$  de surface par rapport au champ PS10 d'origine.

**Tableau 4.5 :** Performances économique des champs optimisés de différentes formes d'héliostats pour les configurations biomimétiques en spirale et en décalage radial de Campo.

		Variables de contrôle d'optimisation	$C_h$ [M€]	$C_{A-field}$ [M€]	$C_t$ [M€]	$C_{rec}$ [M€]	$C_{strg}$ [M€]	$C_{pb}$ [M€]	LCOE €/KWh
PS10	Optimisé	Spiral biomimétique	<b>13.7511</b> 38,87%	<b>1.1127</b> 3,15%	1.5048 4,25%	6.3457 17,93%	1.7525 4,95%	10.9067 30,83%	<b>0.27450</b>
		Campo radialement décalé	<b>13.7288</b> 38,84%	<b>1.1047</b> 3,13%	1.5048 4,26%	6.3457 17,95%	1.7525 4,96%	10.9067 30,86%	<b>0.27437</b>
Carré		Spiral biomimétique	<b>13.7057</b> 38,81%	<b>1.1002</b> 3,12%	1.5048 4,26%	6.3457 17,96%	1.7525 4,96%	10.9067 30,88%	<b>0.27442</b>
		Campo radialement décalé	<b>13.6835</b> 38,77%	<b>1.0971</b> 3,11%	1.5048 4,26%	6.3457 17,98%	1.7525 4,97%	10.9067 30,91%	<b>0.27420</b>
Pentagone		Spiral biomimétique	<b>13.5945</b> 38,69%	<b>1.0309</b> 2,93%	1.5048 4,28%	6.3457 18,06%	1.7525 4,99%	10.9067 31,04%	<b>0.27250</b>
		Campo radialement décalé	<b>13.5722</b> 38,67%	<b>1.0098</b> 2,88%	1.5048 4,29%	6.3457 18,08%	1.7525 4,99%	10.9067 31,08%	<b>0.27227</b>
Hexagone		Spiral biomimétique	<b>13.5722</b> 38,67%	<b>1.0097</b> 2,89%	1.5048 4,29%	6.3457 18,08%	1.7525 4,99%	10.9067 31,08%	<b>0.27227</b>
		Campo radialement décalé	<b>13.5499</b> 38,66%	<b>0.9867</b> 2,82%	1.5048 4,29%	6.3457 18,11%	1.7525 5,00%	10.9067 31,12%	<b>0.27215</b>
Heptagone		Spiral biomimétique	<b>13.5722</b> 38,68%	<b>1.0032</b> 2,86%	1.5048 4,29%	6.3457 18,09%	1.7525 5,00%	10.9067 31,09%	<b>0.27211</b>
		Campo radialement décalé	<b>13.5500</b> 38,68%	<b>0.9721</b> 2,78%	1.5048 4,30%	6.3457 18,11%	1.7525 5,00%	10.9067 31,13%	<b>0.27200</b>
Octogone		Spiral biomimétique	<b>13.5500</b> 38,66%	<b>0.9847</b> 2,81%	1.5048 4,29%	6.3457 18,10%	1.7525 5,00%	10.9067 31,12%	<b>0.27208</b>

Cercle	<b>Campo radialement décalé</b>	<b>13.5277</b> 38,66%	<b>0.9543</b> 2,70%	1.5048 4,30%	6.3457 18,13%	1.7525 5,00%	10.9067 31,17%	<b>0.27190</b>
	<b>Spiral biomimétique</b>	<b>13.5278</b> 38,64%	<b>0.9731</b> 2,78%	1.5048 4,30%	6.3457 18,13%	1.7525 5,00%	10.9067 31,15%	<b>0.27198</b>
	<b>Campo radialement décalé</b>	<b>13.5055</b> 38,64%	<b>0.9375</b> 2,68%	1.5048 4,31%	6.3457 18,16%	1.7525 5,00%	10.9067 31,20%	<b>0.27184</b>

Les performances économiques de différentes formes de champs d'héliostats de la centrale *PS10*, optimisées à l'aide de deux configurations de champ (spirale biomimétique et campo radial décalé), sont présentées dans le *Tableau 4.5*. Nous nous concentrons en particulier sur le coût normalisé de l'électricité (*LCOE*), présenté dans la *Figure 4.5*. Les pourcentages indiqués dans chaque colonne représentent la part de chaque composante du coût total de la centrale, à savoir  $C_h$  (coût des héliostats),  $C_{field}$  (coût du champ solaire),  $C_t$  (coût de la tour),  $C_{rec}$  (coût du récepteur),  $C_{strg}$  (coût de stockage) et  $C_{pb}$  (coût de la production d'énergie).

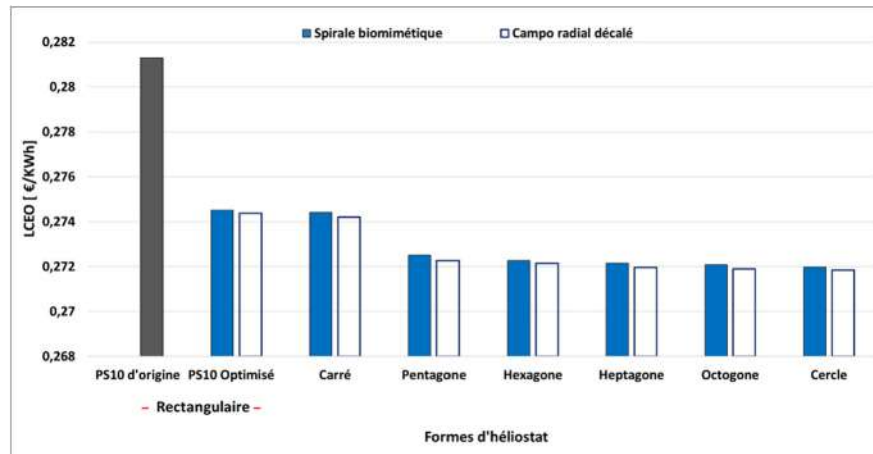
Il est important de noter que le coût de l'équipement de la centrale existante (la tour, le système de stockage et la production d'énergie) a été fixé. La seule variable ayant un impact sur le *LCOE* est le coût du terrain et le coût des héliostats (lié au nombre d'héliostats). Les résultats montrent que la configuration de campo radialement décalé est plus efficace que la configuration en spirale biomimétique en termes de réduction du *LCOE* pour chaque forme géométrique de centrale solaire à tour. Cependant, la différence entre les deux configurations n'est pas très importante.

Nous avons également constaté que des améliorations de rendement optique et de réduction de nombre d'héliostats et de surface du champ ont été observées dans tous les champs d'héliostats, quelle que soit la forme des héliostats, par rapport à la disposition d'origine *PS10*.

L'optimisation de la centrale *PS10* d'origine avec une spirale biomimétique et campo radiale décalé en utilisant le même héliostat rectangulaire a permis une économie de 1,21 M€ (environ 3,31%) pour la spirale biomimétique et de 1,24 M€ (environ 3,39%) pour le campo radial décalé par rapport à la centrale *PS10* d'origine. Cela a entraîné une réduction de 2,41% et 2,46% du coût normalisé de l'électricité produite (*LCOE*), respectivement pour la spirale biomimétique et le campo radial décalé.

En observant les différentes formes géométriques des héliostats présentées dans la *Figure 4.5*, il est remarqué que passer d'une forme rectangulaire à une forme circulaire entraîne une

réduction du coût normalisé de l'électricité produite (*LCOE*) comparativement aux formes rectangulaire et carrée. Cette réduction est due à la diminution du nombre d'héliostats nécessaires et de la surface du champ. C'est ce qui apparaît clairement de la disposition en Campo radial décalé avec un héliostat circulaire représente un coût total de 34,95 M€. Dans ce coût, le champ d'héliostats constitue 38,64%, suivi de l'unité de conversion de puissance (29,8%), le récepteur (18,16%), la tour (4,31%), le terrain (environ 2,68%) et enfin le système de stockage (5%). Le coût normalisé de l'électricité produite par cette centrale est de 0,2718 €/KWh.



**Figure 4.5 :** Coût normalisé de l'électricité (*LCOE*) des champs optimisés de différentes formes d'héliostats pour les configurations biomimétiques en spirale et en décalage radial de Campo.

En utilisant une disposition en Campo radial décalé avec un héliostat circulaire pour optimiser la centrale solaire, une économie de 1,63 M€ a été réalisée par rapport à la centrale *PS10* d'origine. Cette économie provient principalement de la réduction de 1,26 M€ sur le champ d'héliostats (environ 8,57% correspondant à une réduction de 17 *héliostats*) et de 0,37 M€ sur le coût du terrain (environ 28,18%). Cette réduction a entraîné une baisse de 3,36% du coût normalisé de l'électricité produite (*LCOE*).

En résumé, la distribution et la forme des héliostats sont des facteurs clés pour optimiser les performances économiques des centrales solaires à tour, car elles peuvent affecter directement l'efficacité de la production d'énergie solaire. Une bonne planification et une conception optimale des héliostats sont donc essentielles pour maximiser le rendement énergétique et minimiser les coûts de production.

#### 4.5 Conclusion

En analysant les coûts des équipements de la centrale solaire *PS10*, il est clair que le champ d'héliostats est le coût le plus important. Toutefois, l'optimisation de la disposition des héliostats

dans le champ peut entraîner une réduction du coût normalisé de l'électricité produite (*LCOE*) pour les centrales solaires à tour. Les résultats de l'étude sur l'optimisation du champ d'héliostats de la centrale solaire à tour *PS10* ont montré que la disposition en Campo radial décalé est légèrement supérieure à la disposition en spirale biomimétique en termes de rendement optique et de réduction de la surface du champ. Les configurations de champs utilisant des formes d'héliostats en heptagone, octogone ou cercle ont également montré des performances élevées, avec un nombre moindre d'héliostats par rapport aux formes rectangulaires et carrées. En utilisant une disposition en Campo radial décalé avec un héliostat circulaire pour optimiser la centrale solaire, une économie de 1,63 million d'euros a été réalisée par rapport à la centrale *PS10* d'origine.

De plus, l'analyse des coûts a montré que les coûts d'un champ d'héliostats peuvent être réduits en diminuant la taille des héliostats. Les résultats ont montré que les tailles d'héliostats les plus rentables se situent entre 30 et 50  $m^2$ ,

En somme, l'optimisation de la disposition des héliostats dans le champ est essentielle pour maximiser le rendement énergétique et minimiser les coûts de production dans les centrales solaires à tour. Les résultats de cette étude montrent que des économies significatives peuvent être réalisées en utilisant des configurations de champ optimisées et en choisissant les bonnes formes et tailles d'héliostats.

# Conclusion Générale

La technologie de l'énergie solaire à concentration (*CSP*) continue de progresser, mais elle est toujours en cours de développement selon l'Agence Internationale de l'Energie (*AIE*), avec une capacité installée d'environ 7,5 *GW* à la fin de 2021. Les centrales solaires à tour (*SPT*) sont considérées comme très prometteuses en raison de leur capacité à atteindre des températures plus élevées que les autres technologies *CSP*, ce qui permet d'obtenir des rendements plus élevés de la conversion chaleur-électricité. De plus, elles peuvent stocker la chaleur pour continuer à produire de l'électricité même après le coucher du soleil.

Malgré ces avantages, les *SPT* doivent encore surmonter des défis tels que les coûts élevés de construction, les problèmes techniques liés à la concentration de la lumière du soleil et au stockage de la chaleur. Cependant, selon l'Agence Internationale de l'Energie (*AIE*) les coûts d'installation de la *SPT* ont considérablement diminué au cours de la dernière décennie, faisant de cette technologie celle dont les coûts ont le plus baissé parmi toutes les technologies d'énergie renouvelable, à l'exception du solaire photovoltaïque.

Le champ d'héliostats est un élément crucial pour les performance techniques i.e., optique, et économique de la centrale solaire à tour. Son coûts de fabrication et d'installation est le plus important parmi les équipements de la centrale. Ainsi, les motivations de cette thèse est de traiter le problème d'optimisation complexe lié à la conception du champ d'héliostats, impliquant des contraintes non convexes et une fonction objectif coûteuse en termes du coût de calcul à évaluer.

Compte tenu de la complexité du problème, des algorithmes heuristiques *PSO* et *GAO* ont été utilisés pour résoudre cette optimisation complexe. Les deux algorithmes heuristiques utilisent un essaim de particules pour diriger la recherche de la solution optimale. Il est à souligner que l'algorithme *GAO* présente certains avantages tels que l'amélioration de la qualité d'une population aléatoire, la couverture d'une grande partie de l'espace de recherche et l'accélération de la convergence de la courbe dans le temps par rapport à *PSO*.

La thèse a réussi à relever les défis liés à l'optimisation des performances du champ solaire d'une centrale à tour à concentration en développant un code en *MATLAB* pour optimiser le champ

d'héliostats, évaluer les performances optiques ainsi que les performances économiques d'une centrale solaire à tour avec deux dispositions de champ d'héliostats proposées pour différentes formes d'héliostats. En outre, trois fonctions objectifs différentes ont été utilisées pour optimiser le champ d'héliostats, à savoir le rendement optique annuel  $\eta_{field W}$ , une nouvelle fonction  $f(\eta_{field W} A_{field})$  combinant le rendement optique annuel et la surface totale occupée par les champs d'héliostats, et le coût normalisé de l'énergie  $LCOE$ .

Nous avons validé ce code en comparant ses résultats à ceux d'autres travaux reporter de la littérature. Les résultats montrent que l'erreur relative pour le rendement optique annuel pondéré du champ d'héliostats est inférieure à 0,5%, ce qui confirme la grande précision de notre code interne.

Deux configurations du champ d'héliostats ont été générées pour différentes formes d'héliostats : la Spirale biomimétique et le Campo radial décalé. Ces configurations ont été obtenues en combinant deux paramètres d'optimisation : l'espacement azimutal et l'espacement radial, notés respectivement  $a$  et  $b$  pour la Spirale biomimétique, et  $f_{Rj}$  et  $f_{azj}$  pour le Campo radial décalé. Ces variables de conception sont essentielles pour trouver un compromis entre le rendement optique et la densité du champ.

Dans la première étape, les résultats de l'optimisation optique du champ d'héliostats de la centrale *PS10* sont présentées. Il est à noter que le nombre d'héliostats dans la centrale *PS10* est de 624 et la taille de chaque héliostat est de  $121,31 m^2$  pour toutes les simulations étudiées. Les résultats ont indiqué que la configuration Campo radial décalé était légèrement plus performante que la configuration Spirale biomimétique pour toutes les formes d'héliostats étudiées. De plus, nous avons identifié les formes d'héliostats en heptagone, octogone et circulaire comme étant les plus efficaces pour améliorer le rendement optique annuel  $\eta_{field W}$  tout en réduisant la surface totale du champ d'héliostats.

Par exemple, en comparant le champ optimisé d'héliostats de forme circulaires avec le champ *PS10* d'origine, qui utilise des héliostats rectangulaires, nous avons observé une augmentation du rendement optique  $\eta_{field W}$  de 2,43 % et de 2,53 % pour les configurations Spirale biomimétique et Campo radial décalé, respectivement. En outre, la superficie du terrain a été réduite de 22,59 % (environ  $113\,538 m^2$ ) et de 28,39 % (environ  $124\,633 m^2$ ) pour les configurations Spirale biomimétique et Campo radial décalé, respectivement.

Nous avons également comparé l'utilisation de deux fonctions objectifs,  $\eta_{field w}$  et  $f(\eta_{field w} A_{field})$ , nous avons constaté que l'utilisation de la fonction objectif  $f(\eta_{field w} A_{field})$  a permis une convergence plus efficace de l'optimisation du champ d'héliostats vers le meilleur rendement optique annuel  $\eta_{field w}$ , tout en minimisant la surface occupée par les champs d'héliostats par rapport aux champs de heliostats qui utilisent uniquement la fonction objectif  $\eta_{field w}$ . Cette différence atteint un pourcentage de 3,41 % pour la forme circulaire.

Après avoir évalué les performances optiques de la centrale solaire à tour *PS10*, nous avons analysé de manière détaillée les coûts des équipements pour estimer sa performance économique. Nous avons constaté que, dans la simulation de la centrale *PS10* originale, le champ d'héliostats représentait la part de coût la plus importante, dépassant les 40 %, suivi du système de stockage avec 20 % et du récepteur avec 14 %. Les autres éléments avaient des coûts inférieurs à 10 %. Cette observation souligne l'importance de l'optimisation des coûts du champ d'héliostats, notamment en termes de forme et de nombre d'héliostats, pour développer des centrales solaires à tour économiquement viables.

Ainsi, nous avons donc optimisé une centrale similaire à la centrale *PS10* en générant un champ d'héliostats dont le nombre d'héliostats est variable, où le récepteur central doit être capable d'absorber une puissance thermique totale de 54,7 MW, puis nous avons étudié ses performances économiques en utilisant le coût actualisé de l'énergie (*LCOE*) comme fonction objectif.

L'optimisation économique de la centrale *PS10* conduit à un ensemble de configurations optimales. Les résultats de l'étude sur l'optimisation économique du champ d'héliostats de la centrale solaire à tour *PS10* ont montré que la configuration Campo radial décalé est légèrement meilleure que la configuration spirale biomimétique en termes coût d'énergie produit i.e., *LCOE*. Ceci est la conséquence de l'amélioration du rendement optique et de la réduction de la surface du champ et du nombre d'héliostats pour toutes les formes d'héliostats étudiées.

Les configurations de champs utilisant des formes d'héliostats en heptagone, octogone ou cercle ont également montré des performances élevées, avec un nombre moindre d'héliostats par rapport aux formes rectangulaires et carrées. Par exemple, en utilisant une disposition en Campo radial décalé avec un héliostat circulaire pour optimiser la centrale solaire, une économie de 1,63 million d'euros a été réalisée par rapport à la centrale *PS10* d'origine. Cette économie provient principalement de la réduction de nombre d'héliostats sur le champ d'héliostats (environ 8,57 % correspondant à une réduction de 17 héliostats) et de 0,37 million d'euros sur le coût du terrain

(environ 28,18 %). Cette réduction a entraîné une baisse de 3,36 % du coût normalisé de l'électricité produite (*LCOE*).

De plus, l'analyse des coûts a montré que les coûts d'un champ d'héliostats peuvent être réduits en diminuant la taille des héliostats. Les résultats ont montré que les tailles d'héliostats les plus rentables se situent entre 30 et 50  $m^2$ .

En somme, l'optimisation de la disposition des héliostats dans le champ est essentielle pour maximiser le rendement énergétique et minimiser les coûts de production d'énergie dans les centrales solaires à tour. Les résultats de cette étude montrent que des économies significatives peuvent être réalisées en utilisant des configurations de champ optimisées et en choisissant les bonnes formes et tailles d'héliostats.

Après cette étude, une perspective de travail future consisterait d'effectuer d'avantage des études d'optimisation du champ d'héliostats en utilisant des algorithmes multi-objectifs tels que *NSGA-II* et *NSGA-III*. L'objectif serait de trouver des configurations encore plus efficaces en terme technique et moins couteuse en terme économiques. De plus, une étude comparative entre la nouvelle fonction objectif proposée  $f(\eta_{field}, A_{field})$  et d'autres multi-objectifs algorithmes. Il serait également pertinent de poursuivre l'analyse des coûts en prenant en compte les coûts de fabrication des différentes formes de miroirs, les volumes de production, ainsi que leurs l'impact sur environnement. Enfin, il serait intéressant d'explorer l'application de ces résultats à d'autres types de centrales solaires concentrées ayant un champ circulaire, afin de déterminer si des gains similaires peuvent être réalisés.

# Annexes

## Annexe 1 : Détails des centrales à tour solaire à travers le monde

Cette annexe examinera les centrales de tour solaire existantes dans le monde ainsi que les technologies qu'elles utilisent pour produire de l'énergie.

### a). Etats-Unis

Les États-Unis ont été parmi les pionniers dans la construction de centrales *SPT* dans le monde, La centrale pilote Solar One de 10 MW près de Barstow, en Californie, était la plus grande des expériences de système et a établi la faisabilité technique du concept de *SPT*, Et pour établir la confiance des services publics dans le concept et minimiser les risques techniques, Solar One a utilisé un récepteur eau/vapeur couplé directement au turbo-alternateur, et qui a commencé à fonctionner en 1982 (Tyner, Sutherland, et Gould Jr 1995), En 1995, Solar One a été converti en Solar Two, en ajoutant un deuxième anneau de 108 héliostats plus grands de 96 m<sup>2</sup> (1000 pieds<sup>2</sup>) autour du Solar One existant, totalisant 1926 héliostats d'une superficie totale de 82750 m<sup>2</sup>. Cela a donné à *Solar Two* la capacité de produire 10 MW, Solar Two a utilisé du sel fondu résultant d'une combinaison de 60% de nitrate de sodium avec 40% de nitrate de potassium, comme moyen de stockage d'énergie au lieu de l'huile ou de l'eau comme avec *Solar One*, *Solar Two* a été mis hors service en 1999 pour des raisons économiques (Breeze 2019). Elle est revenue et elle a renforcé sa capacité par une production de trois centrales en 2009, *Coalinga* 2011, *Sierra*, en 2014, Et L'installation de conversion solaire-vapeur de *Coalinga* est la plus grande installation de récupération solaire améliorée du pétrole au monde. *Ivanpah*, et en 2015, *Crescent Dunes (Tonopah)*. Le projet *Ivanpah*, avec une puissance de turbine nette de 377 MW, était à ce moment le plus grande centrale *SPT* au monde [(NREL s. d.), (Islam et al. 2018)], La centrale de *Crescent Dunes* a utilisé un récepteur cylindrique externe avec des sels fondus comme *HTF* avec un stockage de 10 h. Néanmoins, il n'est pas actuellement opérationnel en raison de certains problèmes persistants (Merchán et al. 2021). Dans le même ordre d'idées, *Sierra Tower*, qui utilisait l'eau comme *HTF* et est composée de deux tours et donc de deux récepteurs (un récepteur à double cavité et un externe rectangulaire), est actuellement non opérationnel [(NREL s. d.), (Merchán et al. 2021)]. En 2021, la construction de la centrale expérimentale *Heliogen* a été terminée, L'objectif de cette centrale est de dé-carboniser l'industrie lourde, exploite des héliostats activés par l'intelligence artificielle, des techniques de fabrication évolutives et reproductibles et la puissance du soleil pour permettre de générer des températures allant jusqu'à 1 000 degrés Celsius, et de stocker efficacement cette chaleur pour créer de la vapeur, de l'électricité et de

l'hydrogène vert dans les processus industriels, Autour de 24 h/24 (Heliogen s. d.). Au moins trois autres projets pour le moment en cours de développement aux États-Unis : *Rice (Mojave)* avec une capacité de 150 MW avec un stockage de 7 h, *Palen* et *Hidden Hills*, tous les deux avec une capacité prévue de 500 MW [(Fernández et al. 2019), (BrightSource Energy s. d.)].

<b>Solar One Pilot Plant - Californie, États-Unis</b>	
<b>Position lat/long</b>	34°52'18"N 116°50'03"W
<b>Puissance électrique nominale</b>	10 MW
<b>Surface du terrain</b>	km <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	72,500m <sup>2</sup>
<b>Nombre d'héliostats</b>	1818
<b>Taille d'héliostat</b>	40m <sup>2</sup> - Martin Marietta
<b>La tour</b>	hauteur 90.8 m Charpente métallique
<b>Récepteur</b>	Tube récepteur externe
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Eau/vapeur
<b>Température d'entrée/sortie</b>	250 °C/550 °C
<b>Stockage</b>	Aucun
<b>cycle d'alimentation</b>	Cycle- Rankine
<b>Début de construction</b>	
<b>Début de l'exploitation</b>	1982
<b>Mis hors service</b>	1986
<b>LCEO (2020)</b>	USD/kWh



<b>Solar Two Plant - Californie, États-Unis</b>	
<b>Position lat/long</b>	34°52'18"N 116°50'03"W
<b>Puissance électrique nominale</b>	10 MW
<b>Surface du terrain</b>	51 ha
<b>Champ d'héliostat</b>	10,200 m <sup>2</sup>
<b>Nombre d'héliostats</b>	1818 (40m <sup>2</sup> ), 108 (96 m <sup>2</sup> )
<b>Taille d'héliostat</b>	Martin Marietta
<b>La tour</b>	hauteur 90.8 m Charpente métallique,
<b>Récepteur</b>	Tube récepteur externe
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Sels fondus
<b>Température d'entrée/sortie</b>	285 °C/565 °C
<b>Stockage</b>	3h
<b>cycle d'alimentation</b>	
<b>Début de construction</b>	1992
<b>Début de l'exploitation</b>	1995
<b>Mis hors service</b>	1999
<b>LCEO (2020)</b>	USD/kWh



**Ivanpah - California, États-Unis**

<b>Position lat/long</b>	35.57°N 115.47°W
<b>Puissance électrique nominale</b>	392 MW Ivanpah1: 126 MW Ivanpah2: 133 MW Ivanpah3: 133 MW
<b>Surface du terrain</b>	14.17 Km <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	2 637 200 m <sup>2</sup>
<b>Nombre d'héliostats</b>	173,500
<b>Taille d'héliostat</b>	15.2 m <sup>2</sup> LH2-Bright Source
<b>La tour</b>	3 tours Charpente métallique, hauteur 140
<b>Récepteur</b>	Tube récepteur externe
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Eau/vapeur
<b>Température d'entrée/sortie</b>	250 °C/550 °C
<b>Stockage</b>	Aucun
<b>cycle d'alimentation</b>	Cycle vapeur surchauffée refroidissement à sec
<b>Début de construction</b>	2010
<b>Début de l'exploitation</b>	2014
<b>LCEO (2020)</b>	USD/kWh

**Sierra Sun Tower-California, États-Unis**

<b>Position lat/long</b>	34.731,-118.139
<b>Puissance électrique nominale</b>	5 MW
<b>Surface du terrain</b>	0.05km <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	27670 m <sup>2</sup>
<b>Nombre d'héliostats</b>	24360/Heliostats-eSolar
<b>Taille d'héliostat</b>	1.13 6m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	Hauteur 55 m
<b>Récepteur</b>	cylindrique Externe - Récepteur à double cavité et récepteur externe tubulaire
<b>puissance thermique du récepteur</b>	- MWt
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	L'eau
<b>Température d'entrée/sortie</b>	218 °C/440 °C
<b>Stockage</b>	-
<b>cycle d'alimentation</b>	Cycle- Rankine
<b>Début de construction</b>	2008/7/1
<b>Début de l'exploitation</b>	2009/7/1
<b>LCEO (2020)</b>	0.28 USD/kWh



**Coalinga (S2S) - Coalinga, États-Unis**

<b>Position lat/long</b>	36°1'30"N 120°23'09.6"W
<b>Puissance électrique nominale</b>	13 MW
<b>Surface du terrain</b>	40,4686 ha
<b>Champ d'héliostat</b>	m <sup>2</sup>
<b>Nombre d'héliostats</b>	3822
<b>Taille d'héliostat</b>	15.2m <sup>2</sup> , LH2, BrightSource
<b>La tour</b>	hauteur 99 m Charpentemétallique
<b>Récepteur</b>	
<b>puissance thermique du récepteur</b>	29 MWt
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	L'eau
<b>Température d'entrée/sortie</b>	218 °C/440 °C
<b>Stockage</b>	-
<b>cycle d'alimentation</b>	Cycle- Rankine
<b>Début de construction</b>	2011
<b>Début de l'exploitation</b>	2014
<b>LCEO (2020)</b>	USD/kWh

**Heliogen, Lancaster, California, États-Unis**

<b>Position lat/long</b>	
<b>Puissance électrique nominale</b>	5 MW
<b>Surface du terrain</b>	1500 m <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	
<b>Nombre d'héliostats</b>	400
<b>Taille d'héliostat</b>	1.5 m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	17 m
<b>Récepteur</b>	
<b>puissance thermique du récepteur</b>	
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	
<b>Température d'entrée/sortie</b>	/1000 °C
<b>Stockage</b>	
<b>Cycle d'alimentation</b>	
<b>Début de construction</b>	
<b>Début de l'exploitation</b>	2021
<b>LCEO (2020)</b>	

**b). France**

En France, la centrale solaire Thémis a été construite à *Targassonne*. Elle se compose d'un champ de 201 *héliostats* de 54 m<sup>2</sup> chacun et d'une tour de 101 mètres de hauteur. La centrale, qui utilise des sels fondus comme fluide caloporteur, a été exploitée de 1983 à 1986 avant d'être renommée Thémis Solaire Innovation en 2004 (Thémis 2022). Actuellement, dans le cadre du projet PEGASE, les 101 *héliostats* les plus proches de la tour sont en cours de rénovation pour expérimenter un prototype de centrale solaire à haut rendement basé sur un cycle hybride à gaz

dehaute température. Ce système combine un récepteur solaire à air pressurisé et une turbine à gaz de  $1,4 MW_{el}$ , capable de produire de l'électricité à partir de gaz et d'énergie solaire (Garcia 2007).

***Thémis / Thémis Solaire Innovation (projet PEGASE) - Pyrénées-Orientales, France***

<b>Position lat/long</b>	42° 30' 05" N, 1° 58' 27" E
<b>Puissance électrique nominale</b>	2.5 MW / 1.4 MW
<b>Surface du terrain</b>	102 ha
<b>Champ d'héliostat</b>	10 740 m <sup>2</sup> / 5 800 m <sup>2</sup>
<b>Nombred'héliostats</b>	201 / 107
<b>Taille d'héliostat</b>	54 m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	101m Tour en béton
<b>Récepteur</b>	9.0 MW <sub>th</sub> / 3.620 MW <sub>th</sub>
<b>Fluidecaloporteur (HTF)</b>	Sels fondus /l'aircomprimé
<b>Température d'entrée/sortie</b>	500 °C / 1000°C
<b>Stockage</b>	Aucun
<b>Cycle d'alimentation</b>	-/Hybrid Solar Gas
<b>Début de construction</b>	1979 /2004
<b>Début de l'exploitation</b>	1983 /
<b>LCEO (2020)</b>	- USD/kWh

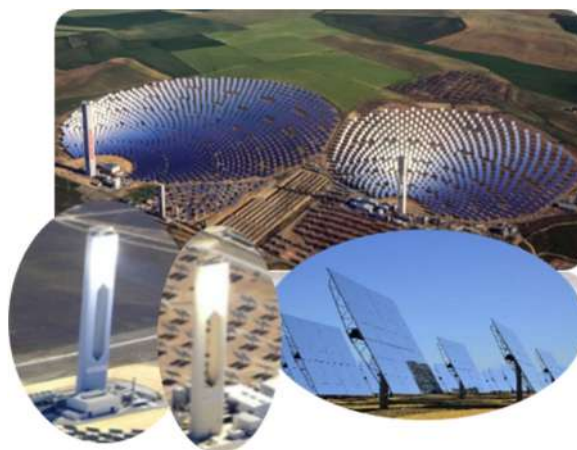


### c). Espagne

Cependant, l'Espagne a été la première qui a construit une centrale solaire à tour commercial fournissant de l'électricité au réseau dans le monde, C'est la centrale *PS10* fournissant une puissance de  $11 MW_e$ , et qui a commencé à fonctionner en 2007 et deux ans plus tard, en 2009, La centrale *PS20* très similaire était déjà opérationnelle aussi, et elle a fourni une puissance de  $20 MW_e$ . Les deux utilisent un récepteur à cavité, une turbine à vapeur saturée et un stockage thermique à eau sous pression d'une capacité de 1 h (NREL 2021). Puis, en 2011, la centrale *GEMASOLAR*, qui utilise une turbine à vapeur de  $19,9 MW_e$ , fonctionnait déjà en Espagne également. Grâce à un système de stockage innovant pouvant aller jusqu'à 15 heures, cette centrale a été pionnière dans l'utilisation de sels fondus à la fois comme fluide caloporteur et comme moyen de stockage (Burgaleta, Arias, et Ramirez 2011).

**PS10/ PS20 -Sevilla Andalusia Espagne**

<b>Position lat/long</b>	37°26'32"N 06°15'15"W
<b>Puissance électrique nominale</b>	11 MWe / 20 MWe
<b>Surface du terrain</b>	0.43 / 0.8 km <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	75000 / 150000 m <sup>2</sup>
<b>Nombred'héliostats</b>	624 / 1255/ Solucar 120
<b>Taille d'héliostat</b>	120 m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	Hauteur 115 / 165m
<b>Récepteur</b>	Cavité
<b>puissance thermique</b>	50 MWt / 100MWt
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Eau/vapeur
<b>Température d'entrée/sortie</b>	290 °C/565 °C
<b>Stockage</b>	1h / 1h
<b>Cycle d'alimentation</b>	Cycle vapeur surchauffée refroidissement à sec
<b>Début de construction</b>	2005/2006
<b>Début de l'exploitation</b>	2007/2009
<b>LCEO (2020)</b>	0.21 / 0.27 USD/kWh

**Gemasolar-Sevilla Andalusia Espagne**

<b>Position lat/long</b>	37.562,-5.33
<b>Puissance électrique nominale</b>	20 MW
<b>Surface du terrain</b>	1.95 km <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	304750 m <sup>2</sup>
<b>Nombred'héliostats</b>	2650 /Heliostats- HE54
<b>Taille d'héliostat</b>	115.7 m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	Hauteur 140 m
<b>Récepteur</b>	Tube récepteur externe
<b>puissance thermique</b>	-
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Sels fondus
<b>Température d'entrée/sortie du récepteur</b>	290 °C/565 °C
<b>Stockage</b>	15 h
<b>Cycle d'alimentation</b>	Cycle vapeur surchauffée Refroidissement à sec
<b>Début de construction</b>	2009
<b>Début de l'exploitation</b>	23 Jun, 2011
<b>LCEO (2020)</b>	0.28 USD/kWh



#### d). Allemagne

Alors que l'Allemagne a inauguré la tour solaire de Jülich en 2008 qui a été exploitée par le Centre aérospatial allemand (DLR) en tant qu'une centrale électrique expérimentale depuis 2011, Avec une puissance de 1,5 MW et un temps de stockage de 1,5 h, le DLR n'utilise pas le système à des fins commerciales pour la production d'électricité, mais l'utilise exclusivement à des fins de recherche. La recherche de Jülich s'est d'abord concentrée sur le développement de la technologie du récepteur d'air, Puis elle a été utilisée dans le domaine des procédés de fabrication de combustibles solaires comme l'*hydrogène solaire* pour le trafic routier ou le *kérosène solaire* pour l'aviation (DLR s. d.).

Depuis 2020, la centrale électrique à tour solaire est soutenue par la tour dite multifocale dont il y a trois niveaux, dans le niveau supérieur on trouve des scientifiques de l'Institut de recherche solaire qui testent un récepteur de particules avec des billes de céramique comme un moyen de transfert, de stockage et de transport de chaleur, Tandis que Le niveau intermédiaire est spécialement équipé pour les applications de génie des procédés, et là on a des processus à haute température pour la séparation solaire de l'eau qui sont testés, et enfin au niveau inférieur, l'accent est mis sur le sel fondu comme milieu porteur pour la chaleur à haute température (DLR s. d.).

<b>Jülich Solar Tower, Jülich - Allemagne</b>	
Plateforme de démonstration et d'expérimentation	
<b>Position lat/long</b>	50.915, 6.388
<b>Puissance électrique nominale</b>	1.5 MW
<b>Surface du terrain</b>	10 ha
<b>Héliostat field</b>	17650 m <sup>2</sup>
<b>Nombred'héliostats</b>	2153
<b>Surface d'héliostats</b>	1.5 m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	60 m
<b>Récepteur</b>	Volumétrique
<b>puissance thermique du récepteur</b>	
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	L'air chauffé / Récepteur de particules / sel fondu
<b>Température d'entrée/sortie</b>	700°C / 900°C / 560°C
<b>Stockage</b>	1.5h
<b>Cycle d'alimentation</b>	
<b>Début de construction</b>	
<b>Début de l'exploitation</b>	2008
<b>LCEO (2020)</b>	



#### e). Afrique du Sud

L'Afrique du Sud a été la première en Afrique qui a construit les SPT, en fabriquant *Khi Solar One* en 2016, avec une capacité de production de 50 MW<sub>e</sub>, Et une capacité de stockage de vapeur

qui permet la production d'électricité pendant deux heures (Abengoa s. d.), Et en 2018, l'*Afrique du Sud* a construit un Projet de Centrale *Redstone* d'une capacité de 100 MW<sub>e</sub>, avec une capacité de stockage de sel fondu permettant de produire de l'électricité pendant 12 heures (Redstone s. d.) .

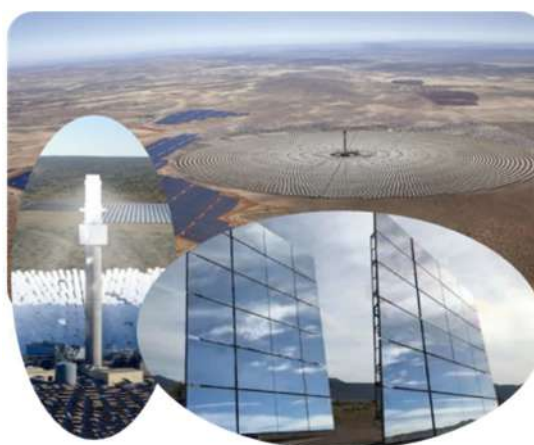
***CPECC -Khi Solar One,Upington -Afrique du Sud***

<b>Position lat/long</b>	28° 32' 14" S, 21° 04' 39" E
<b>Puissance électrique nominale</b>	50 MW
<b>Surface du terrain</b>	600 ha
<b>Champ d'héliostat</b>	576800 m <sup>2</sup>
<b>Nombre d'héliostats</b>	4500
<b>Surface d'héliostats</b>	140 m <sup>2</sup> -Abengoa ASUP
<b>La tour</b>	200 m
<b>Récepteur</b>	3
<b>puissance thermique du récepteur</b>	
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Eau/vapeur
<b>Stockage</b>	2 h (vapeur)
<b>Cycle d'alimentation</b>	
<b>Début de construction</b>	2012
<b>Début de l'exploitation</b>	2016
<b>LCEO (2020)</b>	



***Redstone, Province du Cap du Nord, Afrique du Sud***

<b>Position lat/long</b>	28°18'S 23°21'E
<b>Puissance électrique nominale</b>	100 MW
<b>Surface du terrain</b>	ha
<b>Champ d'héliostat</b>	
<b>Nombre d'héliostats</b>	SolarReserve SR96
<b>Surface d'héliostats</b>	96 m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	250 m
<b>Récepteur</b>	
<b>puissance thermique du récepteur</b>	-
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Sel fondu
<b>Température d'entrée/sortie du récepteur</b>	-
<b>Stockage</b>	12 h
<b>Cycle d'alimentation</b>	
<b>Début de construction</b>	2015
<b>Début de l'exploitation</b>	2018
<b>LCEO (2020)</b>	



**f). Chine**

On trouve aussi la Chine qui constitue un autre moteur majeur du *SPT* en monde avec plusieurs centrales opérationnelles au cours des dernières années, et qui a pu ainsi rattraper les

principaux pays CSP du monde tels que l'Espagne et les États-Unis, en 2012 la Chine a construit sa 1<sup>er</sup> centrale DAHAN avec une puissance de 50 MW<sub>e</sub> à Beijing, qui a été la plateforme de démonstration et d'expérimentation, Puis un groupe de SPT commerciales à grande échelle a été développé et construit, ensuite l'entreprise SupCon Solar a construit trois centrales (Cosin Solar s. d.), Delingha I en 2013 avec une puissance de 10 MW<sub>e</sub> et 2h de stockage, Delingha II en 2018 avec une puissance de 50 MW<sub>e</sub> et 7h de stockage, et Gonghe en 2019 avec une puissance de 50 MW<sub>e</sub> et 7h de stockage, et l'entreprise SunCon (Shouhang) a construit deux centrales, Dunhuang I en 2016 avec une puissance de 10 MW<sub>e</sub> et 15h de stockage, qui a apporté à l'image de la technologie innovante chinoise, et c'était la troisième au monde et la première en Asie, et elle a réalisé une production d'électricité continue 24/24 heures. Et Dunhuang II en 2018 avec une puissance de 100 MW<sub>e</sub> et 11h de stockage, Et en 2020, Le projet CPECC Hami50 MW<sub>e</sub> a été développé par la société d'État China Power Engineering Consulting Group Corporation (CPECC), Hami est une centrale de réception qui utilise des sels fondus comme fluide caloporteur et comme système de stockage thermique, Il se compose d'héliostat sous forme de pentagone "héliostat Stellio" pour un champ solaire(Keck et al. 2019), on trouve aussi la centrale Golmudde200 MW<sub>e</sub>, et 15 h de capacité de stockage, qui peut donc garantir une production d'électricité stable et continue, et ça sera la première centrale solaire en exploitation commerciale à grande échelle dans la Chine, et elle est actuellement en cours de construction, et il existe encore trois autres centrales qui sont en cours de développement (Shouhang Yumen a100 MW<sub>e</sub>, Golden a100 MW<sub>e</sub>, et Shangyi50 MW<sub>e</sub>)(artetipo s. d.).

**DAHAN- Yanqing, Beijing, Chine**

Plateforme de démonstration et d'expérimentation

<b>Position lat/long</b>	40°2'55." N, 115°5' 15"E
<b>Puissance électrique nominale</b>	1 MW
<b>Surface du terrain</b>	52609.1 m <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	10000 m <sup>2</sup>
<b>Number of heliostats</b>	100 m <sup>2</sup>
<b>Area of heliostats</b>	100 m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	118 m
<b>Récepteur</b>	cavité (5x5 m)
<b>puissance thermique</b>	8 MWt
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Eau
<b>Température d'entrée/sortie</b>	104°C/ 400 °C
<b>Stockage</b>	1h (vapeur saturée/huile)
<b>Cycle d'alimentation</b>	Rankine
<b>Début de construction</b>	2009
<b>Début de l'exploitation</b>	2012
<b>LCEO (2020)</b>	- USD/kWh

**ShouhangDunhuangI- Dunhuang Jiuquan, Gansu, Chine**

<b>Position lat/long</b>	40.083,94.434
<b>Puissance électrique nominale</b>	10 MW
<b>Surface du terrain</b>	1.2 Km <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	175375 m <sup>2</sup> -SunCan
<b>Number of heliostats</b>	1525
<b>Area of heliostats</b>	116 m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	138 m
<b>Récepteur</b>	Externecylindrique
<b>puissance thermique</b>	MWt
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Sels fondus
<b>Température d'entrée/sortie</b>	°C/°C
<b>Stockage</b>	15h (Sels fondus)
<b>Cycle d'alimentation</b>	Rankine a vapeur
<b>Début de construction</b>	2014
<b>Début de l'exploitation</b>	2016
<b>LCEO (2020)</b>	0.18 USD/kWh



**Shouhang Dunhuang II- Dunhuang Jiuquan, Gansu, Chine**

<b>Position lat/long</b>	40.062,94.425
<b>Puissance électrique nominale</b>	100 MW
<b>Surface du terrain</b>	7.84 Km <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	1400,000 m <sup>2</sup> -SunCan
<b>Number of heliostats</b>	12121
<b>Area of heliostats</b>	116 m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	263 m
<b>Récepteur puissance thermique</b>	Externecylindrique MWt
<b>Fluid caloporteur (HTF)</b>	Sels fondus
<b>Température d'entrée/sortie</b>	290°C/ 565 °C
<b>Stockage</b>	11h (Sels fondus)
<b>Cycle d'alimentation</b>	Rankine a vapeur
<b>Début de construction</b>	2016
<b>Début de l'exploitation</b>	2018
<b>LCEO (2020)</b>	0.17 USD/kWh

**Supcon Solar - Delingha, Chine**

<b>Position lat/long</b>	37°21' 59.0", 97°17' 34.0"
<b>Puissance électrique nominale</b>	10 MW
<b>Surface du terrain</b>	250000 m <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	
<b>Number of heliostats</b>	63000 m <sup>2</sup> / 1000 m <sup>2</sup>
<b>Area of heliostats</b>	2.0/ 20m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	Deux tour 80 m
<b>Récepteur puissance thermique du récepteur</b>	Externecylindrique - MWt
<b>Fluid caloporteur (HTF)</b>	L'eau /Sels fondus
<b>Température d'entrée/sortie</b>	310°C/ 568 °C
<b>Stockage</b>	2h
<b>Cycle d'alimentation</b>	Steam Rankine
<b>Début de construction</b>	2013
<b>Début de l'exploitation</b>	2016
<b>LCEO (2020)</b>	0.21 USD/kWh



---

**Supcon Solar- Delingha, Chine**


---

<b>Position lat/long</b>	37°21' 59.0", 97°17' 34.0"
<b>Puissance électrique nominale</b>	50 MW
<b>Surface du terrain</b>	m <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	542700
<b>Number of heliostats</b>	27135 m <sup>2</sup>
<b>Area of heliostats</b>	20m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	200 m
<b>Récepteur</b>	Externetubulaire-cylindrique
<b>puissance thermique du récepteur</b>	- MWt
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Sels fondus
<b>Température d'entrée/sortie</b>	290°C/ 13.2MPa, 565 °C
<b>Stockage</b>	7h
<b>Cycle d'alimentation</b>	Steam Rankine
<b>Début de construction</b>	2016
<b>Début de l'exploitation</b>	2018
<b>LCEO (2020)</b>	0.09 USD/kWh




---

**Supcon Solar- Gonghe, Qinghai Province, Chine**


---

<b>Position lat/long</b>	
<b>Puissance électrique nominale</b>	50 MW
<b>Surface du terrain</b>	m <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	600320 m <sup>2</sup>
<b>Number of heliostats</b>	30016 m <sup>2</sup>
<b>Area of heliostats</b>	20m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	210 m
<b>Récepteur</b>	Externetubulaire-cylindrique
<b>puissance thermique du récepteur</b>	- MWt
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Sels fondus
<b>Température d'entrée/sortie</b>	°C/ 539°C
<b>Stockage</b>	6h (Sels fondus)
<b>Cycle d'alimentation</b>	Steam Rankine(13.9MPa, 539 °C)
<b>Début de construction</b>	2017
<b>Début de l'exploitation</b>	2019
<b>LCEO (2020)</b>	0.09 USD/kWh



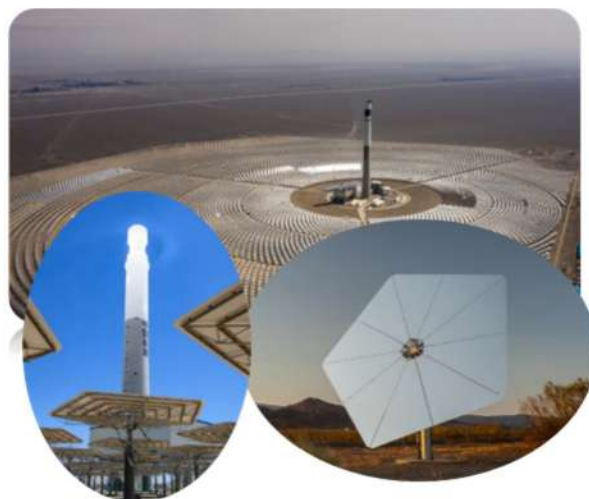
---

**CPECC Hami, Yiwu Hami Xinjiang, China.**


---

<b>Position lat/long</b>	43.76,94.978
<b>Puissance électrique nominale</b>	50 MW
<b>Surface du terrain</b>	
<b>Champ d'héliostat</b>	696751
<b>Number of heliostats</b>	14,500
<b>Area of heliostats</b>	48.5 m <sup>2</sup> Stellio-Heliostat
<b>La tour</b>	220 m
<b>Récepteur</b>	
<b>puissance thermique du récepteur</b>	
<b>Fluid caloporteur (HTF)</b>	molten salt
<b>Température d'entrée/sortie</b>	290/560 °C
<b>Stockage</b>	8 hours
<b>Cycle d'alimentation</b>	Steam Rankine
<b>Début de construction</b>	2017
<b>Début de l'exploitation</b>	March, 2020
<b>LCEO (2020)</b>	0.17 USD/kWh

---


**g). Australie**

En 2016 l'*Australie* a commencé d'utiliser *SPT* à l'échelle commerciale par le projet *Sundrop Fermes* utilisée pour chauffer les serres pour produire la tomate en hiver, mais aussi pour fournir de l'eau douce en dessalant l'eau de mer puisée dans le *golfe Spencer* voisin (à 5 km du site), et pour faire fonctionner périodiquement une turbine à vapeur pour produire de l'électricité en capacité de 39  $MW_e$ . Cette installation est la première en monde à soutenir l'Agriculture sous serre à l'échelle commerciale (SundropFarms s. d.), actuellement non opérationnel pour des raisons économiques. De plus, la centrale pilote de *Jemalong* qui a été opérationnelle depuis 2017 (Maloney s. d.), avec une puissance de 6  $MW_{th}$  (1,1  $MW_{el}$ ), et trois heures de stockage d'énergie thermique. Bien qu'il s'agisse principalement d'une centrale de recherche et de démonstration, elle a pu produire suffisamment d'électricité pour alimenter environ 400 foyers.

Des chercheurs du *CSIRO* en Australie ont utilisé l'énergie solaire pour générer de la vapeur "supercritique" dans leur usine d'essais thermiques solaires située à Newcastle, ce qui représente un record mondial et une percée dans le domaine de l'énergie solaire thermique. Ils ont utilisé plus de 600 héliostats pour diriger le rayonnement solaire vers deux tours contenant des récepteurs solaires et des turbines, générant ainsi de la vapeur à une pression de 23,5 MPa et à une température de 570°C. Auparavant, la production de vapeur ultra-chaude et ultra-pressurisée pour faire fonctionner les turbines des centrales électriques les plus avancées au monde n'était possible

qu'avec des combustibles fossiles. Le *CSIRO* affirme que sa génération de vapeur en utilisant la technologie solaire représente une percée pour la production d'énergie solaire (*CSIRO s. d.*).

### ***Jemalong Solar, New South Wales, Australia***

*Vast Solar Australia*

<b>Position lat/long</b>	33°24', 148°6'
<b>Puissance électrique nominale</b>	1.1 MW
<b>Surface du terrain</b>	10 hectares
<b>Champ d'héliostat</b>	15,000 m <sup>2</sup>
<b>Nombred'héliostats</b>	3500
<b>Surface d'héliostats</b>	3.6 m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	5 tour 27 m
<b>Récepteur</b>	Externetubulaire
<b>puissance thermique du récepteur</b>	6 MWt
<b>Fluidecalporteur (HTF)</b>	sodium liquide
<b>Température d'entrée/sortie</b>	270 °C/ 560 °C
<b>Stockage</b>	3 h
<b>Cycle d'alimentation</b>	Steam Rankine
<b>Début de construction</b>	2014
<b>Début de l'exploitation</b>	2016
<b>LCEO (2020)</b>	-



### ***Fermes Sundrop, Port Augusta, Australia***

*Sundrop Farms Australia*

<b>Position lat/long</b>	32°32'51.4"S,137°50'48.1"E
<b>Production de chaleur</b>	20000 MWh de chaleur/an
<b>Production d'eaudoce :</b>	250 000 m <sup>3</sup> d'eau / an
<b>Production d'électricité</b>	1700 MWh d'électricité/an
<b>Tomatesproduites :</b>	17 000 tonnes/an
<b>Puissance électrique nominale</b>	36.6 MW
<b>Surface du terrain</b>	hectares
<b>Superficie les serres</b>	200 000 m <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	140 000 m <sup>2</sup>
<b>Nombred'héliostats</b>	23000
<b>Surface d'héliostats</b>	1.14 m <sup>2</sup> eSolar-CSC5
<b>La tour</b>	127 m
<b>Récepteur</b>	
<b>puissance thermique du récepteur</b>	- MWt
<b>Fluidecalporteur (HTF)</b>	
<b>Température d'entrée/sortie</b>	°C/°C
<b>Stockage</b>	h
<b>Cycle d'alimentation</b>	
<b>Début de construction</b>	
<b>Début de l'exploitation</b>	2016
<b>LCEO (2020)</b>	-



---

**CSIRO Supercritical steam- Newcastle, New South Wales, Australia**


---

<b>Position lat/long</b>	
<b>Puissance électrique nominale</b>	MW
<b>Surface du terrain</b>	hectares
<b>Champ d'héliostat</b>	4000 m <sup>2</sup>
<b>Nombred'héliostats</b>	700
<b>Surface d'héliostats</b>	3.6 m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	2 Tour à 30 m
<b>Récepteur</b>	Volumétrique
<b>puissance thermique du récepteur</b>	MWt
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Air
<b>Température d'entrée/sortie</b>	°C/ 1000°C
<b>Stockage</b>	h
<b>Cycle d'alimentation</b>	Cycle de Brayton (23.5 MPa à 570°C)
<b>Début de construction</b>	
<b>Début de l'exploitation</b>	2014
<b>LCEO</b>	-



#### h). Chili

L'un des meilleurs endroits au monde en ce qui concerne le rayonnement solaire est situé dans les déserts chiliens. En conséquence, le *Chili* tente de tirer parti de ses ressources naturelles et se distingue comme l'un des pays les plus prometteurs en matière de *SPT* selon ses quatre usines prévues.

Le projet *Cerro Dominador* est la première centrale thermique solaire d'Amérique Latine, avec 110 MW<sub>el</sub> et une capacité de 17,5 heures de stockage (*Cerro Dominador* s. d.). De plus, un autre projet PV-CSP appelé *Copiapo*, qui comprendra une centrale *SPT* de 130 MW et une centrale PV de 150 MW, Le projet prévoyait est de construire une centrale hybride avec un système *TES* à sel fondu pendant 14 heures, et qui pourrait ainsi fournir un total de 260 MW (Ju et al. 2017), on trouve aussi le projet *Likana CSP* qui a été annoncé en 2016 et qui sera mis en service en 2021, ce projet comprendra trois tours solaires thermiques de 110 MW<sub>el</sub>, chacune avec 13 heures de stockage d'énergie (*Llamas* s. d.), et le projet *Tamarugal* qui comprend trois tours solaires thermiques de 150 MW<sub>el</sub>, chacune avec 13 heures de stockage d'énergie à pleine charge, avec une capacité totale de stockage d'énergie de 5,8 GWh (*Santamarta* s. d.) sont en cours de développement.

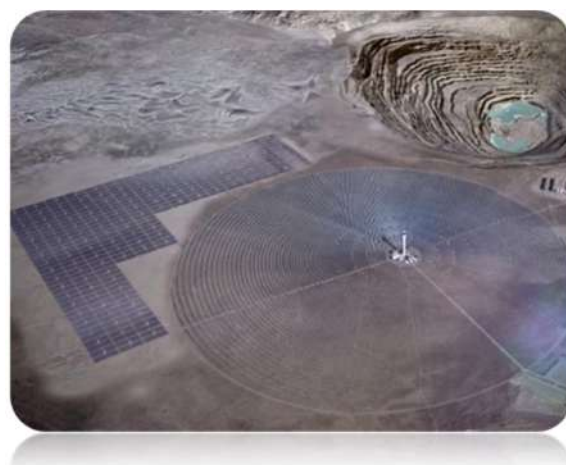
***Cerro Dominador, Région d'Antofagasta au Chili***  
***Abengoa***

<b>Position lat/long</b>	2 22.77191°S 69.4799°W
<b>Puissance électrique nominale</b>	110MW
<b>Surface du terrain</b>	750hectares
<b>Champ d'héliostat</b>	1484000 m <sup>2</sup>
<b>Nombred'héliostats</b>	10,600
<b>Surface d'héliostats</b>	140 m <sup>2</sup> Abengoa
<b>La tour</b>	220 m
<b>Récepteur</b>	
<b>puissance thermique</b>	MWt
<b>Fluidecaloporteur (HTF)</b>	Sel fondu
<b>Température d'entrée/sortie</b>	300°C/565°C
<b>Stockage</b>	17.5h
<b>Cycle d'alimentation</b>	Cycle de Brayton
<b>Début de construction</b>	2014
<b>Début de l'exploitation</b>	2021
<b>LCEO (2020)</b>	-



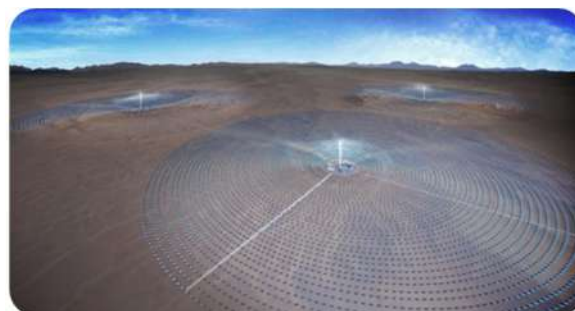
***Copiapo, Copiapó, Atacama au Chili***  
***Centrale hybride 130MW SPT +150 PV***  
***SolarReserve***

<b>Position lat/long</b>	27°21'S 70°19'W
<b>Puissance électrique nominale</b>	130MW
<b>Surface du terrain</b>	
<b>Champ d'héliostat</b>	
<b>Nombred'héliostats</b>	
<b>Surface d'héliostats</b>	
<b>La tour</b>	
<b>Récepteur</b>	
<b>puissance thermique du récepteur</b>	MWt
<b>Fluidecaloporteur (HTF)</b>	Sel fondu
<b>Température d'entrée/sortie</b>	
<b>Stockage</b>	14 h
<b>Cycle d'alimentation</b>	Cycle de Brayton
<b>Début de construction</b>	2017
<b>Début de l'exploitation</b>	2019
<b>LCEO</b>	-



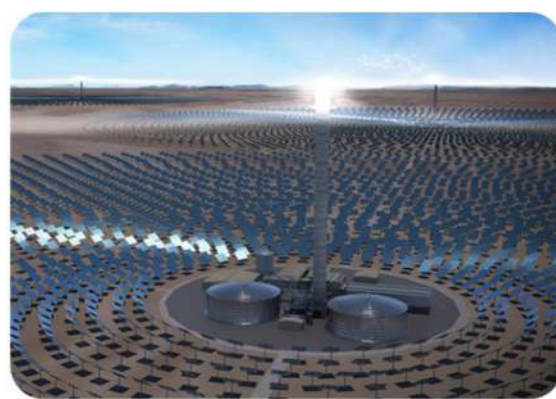
**Likana, Calama, Antofagasta, Chili**  
*SolarReserve*

<b>Position lat/long</b>	
<b>Puissance électrique nominale</b>	130*3 = 390MW
<b>Surface du terrain</b>	
<b>Champ d'héliostat</b>	
<b>Nombred'héliostats</b>	
<b>Surface d'héliostats</b>	
<b>La tour</b>	3 tours
<b>Récepteur</b>	
<b>puissance thermique du récepteur</b>	MWt
<b>Fluid caloporteur (HTF)</b>	Sel fondu
<b>Température d'entrée/sortie</b>	
<b>Stockage</b>	13h
<b>Cycle d'alimentation</b>	Cycle de Brayton
<b>Début de construction</b>	
<b>Début de l'exploitation</b>	2019
<b>LCEO (2020)</b>	-



**Tamarugal, Tarapacá (I), Chili**  
*SolarReserve*

<b>Position lat/long</b>	
<b>Puissance électrique nominale</b>	150 * 3 = 450MW
<b>Surface du terrain</b>	
<b>Champ d'héliostat</b>	
<b>Nombred'héliostats</b>	
<b>Surface d'héliostats</b>	
<b>La tour</b>	3 tours
<b>Récepteur</b>	
<b>puissance thermique du récepteur</b>	MWt
<b>Fluid caloporteur (HTF)</b>	Sel fondu
<b>Température d'entrée/sortie</b>	°C
<b>Stockage</b>	13h
<b>Cycle d'alimentation</b>	Cycle de Brayton
<b>Début de construction</b>	
<b>Début de l'exploitation</b>	2017
<b>LCEO (2020)</b>	63\$/MWh



**i). Autre région**

Une autre région qui a promu ce secteur est la zone dite *Afrique du Nord et Moyen-Orient* avec différents projets, on trouve la centrale commerciale *NOOR III*, avec  $150 MW_{el}$ , située au Maroc dans le complexe de *Ouarzazate*, qui a été lancée en 2018, avec 7 heures de capacité de stockage. Et *TuNur* en Tunisie, le mégaprojet de  $2 GW_{el}$  prévu acheminerait l'électricité vers *Malte, l'Italie* et la *France* à l'aide des câbles sous-marins dans le cadre du plus grand projet d'exportation d'énergie après l'échec du projet *Desertec* (Merchán et al. 2021).

- **Maroc**

---

**NOOR III – Maroc**


---

<b>Position lat/long</b>	31.06/6.87
<b>Puissance électrique nominale</b>	150 MW
<b>Surface du terrain</b>	km <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	1312000 m <sup>2</sup>
<b>Nombred'héliostats</b>	7400,Heliostats- HE54
<b>Taille d'héliostat</b>	178.5 m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	Hauteur 247 m
<b>Récepteur</b>	Tube récepteur externe
<b>Puissance thermique</b>	660 MWt
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Sels fondus
<b>Température d'entrée/sortie</b>	300 °C/550 °C
<b>Stockage</b>	7.5 h
<b>Cycle d'alimentation</b>	Cycle vapeur surchauffée
<b>Début de construction</b>	2010
<b>Début de l'exploitation</b>	07 juillet 2021
<b>LCEO</b>	



De plus, la construction de la tour *DEWA* a déjà commencé aux Émirats arabes unis, ainsi que d'autres centrales dans le monde comme, *ACME- Bikaner* en Inde de 2,5MW<sub>el</sub>, *Greenway CSP*, *Mersin* en Turquie de 1 MW<sub>el</sub>, *MINOS* en Grèce de 53MW<sub>el</sub>, *Solar Techno Park* en Japon de 65 KW<sub>el</sub>, *Daegu'ssolaren Corée* de 200 KW<sub>el</sub>.

- **Dubai**

---

**Noor Energy 1 – Au sud de Dubaï, au parc solaire Mohammed bin Rashid Al Maktoum**


---

<b>Position lat/long</b>	24.76,55.36
<b>Puissance électrique nominale</b>	100 MW <sub>el</sub>
<b>Surface du terrain</b>	ha
<b>Heliostat field</b>	m <sup>2</sup>
<b>Nombred'héliostats</b>	70000- LH-2.5/sans fil BrightSource
<b>Surface d'héliostats</b>	m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	260 m
<b>Récepteur</b>	Tube récepteur externe
<b>puissance thermique</b>	MW <sub>th</sub>
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	Sel fondu
<b>Température d'entrée/ sortie</b>	°C / °C
<b>Stockage</b>	15 h
<b>Cycle d'alimentation</b>	Cycle Rankine à vapeur
<b>Début de construction</b>	2018
<b>Début de l'exploitation</b>	2022
<b>LCEO (2020)</b>	



- *Inde*

---

*ACME- Bikaner, Inde*

---

<b>Position lat/long</b>	28.184,73.241
<b>Puissance électrique nominale</b>	2.5 MW
<b>Surface du terrain</b>	0.05km <sup>2</sup>
<b>Champ d'héliostat</b>	16222 m <sup>2</sup>
<b>Number of heliostats</b>	14280/Heliostats-eSolar
<b>Nombred'héliostats</b>	1.136m <sup>2</sup>
<b>La tour</b>	Hauteur 46 m
<b>Récepteur</b>	Tube récepteur externe
<b>puissance thermique</b>	- MWt
<b>Fluid caloporteur (HTF)</b>	L'eau
<b>Température d'entrée/sortie</b>	218 °C/440 °C
<b>Stockage</b>	-
<b>Cycle d'alimentation</b>	Steam Rankine
<b>Début de construction</b>	2009
<b>Début de l'exploitation</b>	2011
<b>LCEO (2020)</b>	0.28 USD/kWh



- *Turquie*

---

*Greenway CSP, Mersin, Région Méditerranéenne, Turquie*

---

<b>Position lat/long</b>	36°51'57"N 34°36'35"E
<b>Puissance électrique nominale</b>	1.0 MWeI
<b>Surface du terrain</b>	ha
<b>Heliostat field</b>	m2
<b>Nombred'héliostats</b>	510
<b>Surface d'héliostats</b>	m2
<b>La tour</b>	60 m Charpente métallique
<b>Récepteur</b>	
<b>puissance thermique du récepteur</b>	5 MWth
<b>Fluid caloporteur (HTF)</b>	Eau/vapeur
<b>Température d'entrée/sortie</b>	°C / 550°C (55bar)
<b>Stockage</b>	
<b>Cycle d'alimentation</b>	Cycle vapeur surchauffée
<b>Début de construction</b>	
<b>Début de l'exploitation</b>	2013
<b>LCEO (2020)</b>	



- *Japan*

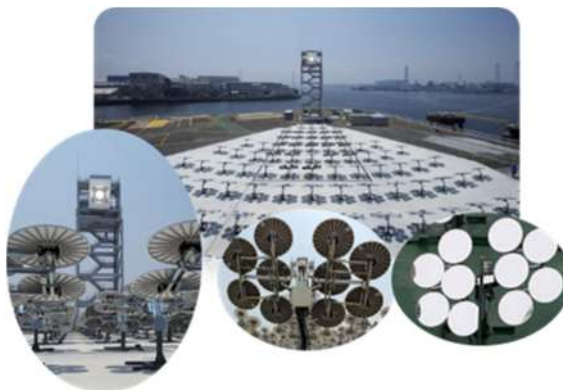
---

**Solar Techno Park in Yokohama, Japan**

---

<b>Position lat/long</b>	
<b>Puissance électrique nominale</b>	64 – 60 kw
<b>Surface du terrain</b>	
<b>Heliostatfield</b>	
<b>Number of heliostats</b>	
<b>Area of heliostats</b>	2 m2 - HyperHelio
<b>La tour</b>	20 m
<b>Récepteur</b>	
<b>puissance thermique</b>	
<b>Fluide caloporteur (HTF)</b>	
<b>Température d'entrée/sortie</b>	
<b>Stockage</b>	
<b>Cycle d'alimentation</b>	
<b>Début de construction</b>	March, 2011
<b>Début de l'exploitation</b>	March, 2012
<b>LCEO (2020)</b>	

---



---

## Bibliographie

- A. Mustafa, M., S. Abdelhady, et A. A. Elweteedy. 2012. « Analytical Study of an Innovated Solar Power Tower (PS10) in Aswan ». *International Journal of Energy Engineering* 2(6):273-78. doi: 10/ghx7tx.
- Abengoa. s. d. « Abengoa :: Business :: Energy :: Solar Thermal ». Consulté 7 mai 2022 (<https://www.abengoa.com/web/en/negocio/energia/termosolar/index.html>).
- AGC Solar Mirror Thin. 2020. « AGS Solar Mirror Thin 0820 - Recherche Google ».
- Anon. s. d.-a. « Abengoa\_Redell.pdf ».
- Anon. s. d.-b. « Drivers For Solar Tracking | PDF | Solar Power | Gear ». *Scribd*. Consulté 16 avril 2022 (<https://www.scribd.com/document/151574429/Drivers-for-Solar-Tracking>).
- Anon. s. d.-c. « Redstone - SR ENERGY ». Consulté 7 mai 2022 (<https://sr.energy/redstone/>).
- Arrif, Toufik, Samir Hassani, Mawloud Guermoui, A. Sánchez-González, Robert A. Taylor, et Abdelfetah Belaid. 2022. « GA-GOA Hybrid Algorithm and Comparative Study of Different Metaheuristic Population-Based Algorithms for Solar Tower Heliostat Field Design ». *Renewable Energy* 192:745-58. doi: 10.1016/j.renene.2022.04.162.
- artetipo. s. d. « China's largest concentrated solar power tower plant starts construction with 200 MW ». *HELIOSCSP*. Consulté 6 mai 2022 (<https://helioscsp.com/chinas-largest-concentrated-solar-power-tower-plant-starts-construction-with-200-mw/>).
- Atif, Maimoon, et Fahad A. Al-Sulaiman. 2015. « Optimization of heliostat field layout in solar central receiver systems on annual basis using differential evolution algorithm ». *Energy Conversion and Management* 95:1-9. doi: 10/ghx6km.
- Augsburger, Germain. 2013. « Thermo-economic optimisation of large solar tower power plants ». PhD Thesis, EPFL.
- Ballestrín, Jesús, et Aitor Marzo. 2012. « Solar radiation attenuation in solar tower plants ». *Solar Energy* 86(1):388-92. doi: 10.1016/j.solener.2011.10.010.
- Belaid, Abdelfetah, Abdelkader Filali, Amor Gama, Badreddine Bezza, Toufik Arrif, et Mustapha Bouakba. 2020. « Design Optimization of a Solar Tower Power Plant Heliostat Field by Considering Different Heliostat Shapes ». *International Journal of Energy Research* 44(14):11524-41. doi: 10.1002/er.5772.
- Belaid, Abdelfetah, Abdelkader Filali, Samir Hassani, Toufik Arrif, Mawloud Guermoui, Amor Gama, et Mustapha Bouakba. 2022. « Heliostat Field Optimization and Comparisons between Biomimetic Spiral and Radial-Staggered Layouts for Different Heliostat Shapes ». *Solar Energy* 238:162-77. doi: 10.1016/j.solener.2022.04.035.
- Belhomme, Boris, Robert Pitz-Paal, Peter Schwarzbözl, et Steffen Ulmer. 2009. « A new fast ray tracing tool for high-precision simulation of heliostat fields ». *Journal of Solar Energy Engineering* 131(3). doi: 10.1115/1.3139139.
- Besarati, Saeb M., et D. Yogi Goswami. 2014. « A computationally efficient method for the design of the heliostat field for solar power tower plant ». *Renewable Energy* 69:226-32. doi: 10/f59jr9.

- 
- Blackmon, J. B. 2012. « Heliostat Size Optimization for Central Receiver Solar Power Plants ». P. 536-76 in *Concentrating Solar Power Technology*. Elsevier.
- Blackmon, James B. 2013. « Parametric determination of heliostat minimum cost per unit area ». *Solar Energy* 97:342-49. doi: 10/f5hpr4.
- Blanco, Manuel J., Amaia Mutuberria, Pierre Garcia, Raquel Gastesi, et Victor Martin. 2009. « Preliminary validation of Tonatiuh ». in *SolarPACES conference*.
- Bravo, Carmen Ana Domínguez. 2016. « Optimization models in solar power tower plant design ». PhD Thesis, Universidad de Sevilla.
- Breeze, Paul. 2019. « Solar Power ». P. 293-321 in *Power Generation Technologies*. Elsevier.
- BrightSource Energy. s. d. « BrightSource Energy | Concentrating Solar Power ». Consulté 1 mai 2022 (<http://www.brightsourceenergy.com/>).
- Buck, Reiner, et Peter Schwarzbözl. 2018. « Solar Tower Systems ». P. 692-732 in *Comprehensive Energy Systems*. Elsevier.
- Burgaleta, Juan Ignacio, Santiago Arias, et Diego Ramirez. 2011. « Gemasolar, the first tower thermosolar commercial plant with molten salt storage ». *SolarPACES, Granada, Spain* 20-23.
- Carrizosa, Emilio, Carmen Domínguez-Bravo, Enrique Fernández-Cara, et Manuel Quero. 2015. « A heuristic method for simultaneous tower and pattern-free field optimization on solar power systems ». *Computers & Operations Research* 57:109-22. doi: 10/f6485k.
- Carrizosa, Emilio, Carmen-Ana Domínguez-Bravo, Enrique Fernández-Cara, et Manuel Quero. 2017. « An optimization tool to design the field of a solar power tower plant allowing heliostats of different sizes ». *International Journal of Energy Research* 41(8):1096-1107. doi: 10/gbjqz9.
- Cerro Dominador. s. d. « Cerro Dominador ». *Cerro Dominador*. Consulté 4 juin 2022 (<https://cerrodominador.com/en/>).
- Collado, F. J., et J. Guallar. 2018. « FAST LAYOUT DESIGN FOR COMMERCIAL SOLAR POWER PLANTS ». 6.
- Collado, F. J., et J. A. Turégano. 1989. « Calculation of the Annual Thermal Energy Supplied by a Defined Heliostat Field ». *Solar Energy* 42(2):149-65. doi: 10.1016/0038-092X(89)90142-4.
- Collado, Francisco J. 2008. « Quick evaluation of the annual heliostat field efficiency ». *Solar Energy* 82(4):379-84. doi: 10/cnh94w.
- Collado, Francisco J. 2010. « One-point fitting of the flux density produced by a heliostat ». *Solar energy* 84(4):673-84. doi: 10/fs99wf.
- Collado, Francisco J., et Jesús Guallar. 2012. « Campo: Generation of regular heliostat fields ». *Renewable energy* 46:49-59. doi: 10/ghzptt.
- Collado, Francisco J., et Jesús Guallar. 2013. « A review of optimized design layouts for solar power tower plants with campo code ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20:142-54. doi: 10/f4tcjt.
- Collado, Francisco J., et Jesus Guallar. 2016. « Two-Stages Optimised Design of the Collector Field of Solar Power Tower Plants ». *Solar Energy* 135:884-96. doi: 10.1016/j.solener.2016.06.065.
-

- 
- Collado, Francisco J., et Jesus Guallar. 2019. « A two-parameter aiming strategy to reduce and flatten the flux map in solar power tower plants ». *Solar Energy* 188:185-89. doi: 10/ghzpts.
- Collares, M. 2014. « State of the Art in Heliostats and Definition of Specifications ». *STAGE-STE Project*.
- Cone Drive. s. d. « Gearbox Manufacturing | Cone Drive | Traverse City USA ». *Cone Drive*. Consulté 16 avril 2022 (<https://conedrive.com/>).
- Cordes, S., T. C. Prosinecki, et K. Wiegardt. 2012. « An approach to competitive heliostat fields ». in *18th annual SolarPACES symposium*.
- Cosin Solar. s. d. « Cosin Solar Technology Co., Ltd. » Consulté 6 mai 2022 (<http://www.supconsolar.com/en/about/index.html>).
- Coventry, J., et J. Pye. 2014. « Heliostat Cost Reduction – Where to Now? » *Energy Procedia* 49:60-70. doi: 10/ghx7tn.
- Coventry, Joe, Jon Campbell, Yun Peng Xue, Colin Hall, Jin-Soo Kim, John Pye, Greg Burgess, David Lewis, Gus Nathan, et Maziar Arjomandi. 2013. *Heliostat cost down scoping study-final report*. STG-3261 Rev 01.
- Crescioli, Ludovico. 2014. « Optimal Heliomobile Field Configurations in a Variable-Geometry Test Facility for Central Receiver Solar Systems ».
- Cruz, N. C., S. Salhi, J. L. Redondo, J. D. Álvarez, M. Berenguel, et P. M. Ortigosa. 2018. « Hector, a New Methodology for Continuous and Pattern-Free Heliostat Field Optimization ». *Applied Energy* 225:1123-31. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.072.
- Cruz, N. C., S. Salhi, J. L. Redondo, J. D. Álvarez, M. Berenguel, et P. M. Ortigosa. 2019. « Design of a Parallel Genetic Algorithm for Continuous and Pattern-Free Heliostat Field Optimization ». *The Journal of Supercomputing* 75(3):1268-83. doi: 10.1007/s11227-018-2404-8.
- CSIRO. s. d. « Supercritical Steam ». Consulté 4 juin 2022 (<https://www.csiro.au/en/research/technology-space/energy/solar-thermal/supercritical-steam>).
- CSP Focus. s. d. « Hami 50 MW CSP Project ». Consulté 1 mai 2022 ([http://www.cspfocus.cn/en/study/detail\\_66.htm](http://www.cspfocus.cn/en/study/detail_66.htm)).
- DLR. s. d. « DLR - Institute of Solar Research - The Jülich solar towers: A test facility for commercial solar thermal power plants ». Consulté 5 mai 2022 ([https://www.dlr.de/sf/en/desktopdefault.aspx/tabid-8560/15527\\_read-44867/](https://www.dlr.de/sf/en/desktopdefault.aspx/tabid-8560/15527_read-44867/)).
- Duffie, John A., et William A. Beckman. 2013. *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons.
- Elsheikh, A. H., et M. Abd Elaziz. 2019. « Review on applications of particle swarm optimization in solar energy systems ». *International Journal of Environmental Science and Technology* 16(2):1159-70. doi: 10.1007/s13762-018-1970-x.
- Falcone, P. K. 1986. *A handbook for solar central receiver design*.
- Fend, Thomas, Gary Jorgensen, et Harald Küster. 2000. « Applicability of highly reflective aluminium coil for solar concentrators ». *Solar Energy* 68(4):361-70. doi: 10/fj935n.
-

- 
- Fernández, Angel G., Judith Gomez-Vidal, Eduard Oró, Alan Kruiuzenga, Aran Solé, et Luisa F. Cabeza. 2019. « Mainstreaming Commercial CSP Systems: A Technology Review ». *Renewable Energy* 140:152-76. doi: 10.1016/j.renene.2019.03.049.
- FLABEG FE GmbH. s. d. « <https://flabeg-fe.com/> ». Consulté 29 novembre 2021 (<https://flabeg-fe.com/>).
- Fritsch, Andreas, Cathy Frantz, et Ralf Uhlig. 2019. « Techno-economic analysis of solar thermal power plants using liquid sodium as heat transfer fluid ». *Solar Energy* 177:155-62. doi: 10.1016/j.solener.2018.10.005.
- Gadalla, Mohamed, et Mohammad Saghafifar. 2016. « Thermo-Economic and Comparative Analyses of Two Recently Proposed Optimization Approaches for Circular Heliostat Fields: Campo Radial-Staggered and Biomimetic Spiral ». *Solar Energy* 136:197-209. doi: 10/ghx6kk.
- García, Ginés, Andrés Egea, et Manuel Romero. 2003. « FIRST AUTONOMOUS HELIOSTATS FIELD. PCHA PROJECT ». in *IEA-SolarPaces Task III Working Group Meeting*.
- Garcia, Pierre. 2007. « Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur ». *Université de Perpignan* 35.
- Gemasolar. s. d. « Gemasolar power plant in Andalusia provides efficient clean energy | Livegreenblog ». *Floornature.com*. Consulté 2 juillet 2022 (<https://www.floornature.com/blog/gemasolar-power-plant-in-andalusia-provides-efficient-clean-energy-7405/>).
- Goswami, D. Yogi. 2022. *Principles of solar engineering*. CRC Press.
- Guardian Glass. s. d. « Guardian Glass ». *Guardian Glass*. Consulté 10 février 2022 (<https://www.guardianglass.com/country-selector>).
- Heliogen. s. d. « Heliogen ». *Heliogen*. Consulté 18 février 2022 (<https://heliogen.com/press-release-heliogen-achieves-breakthrough-temperatures-from-concentrated-sunlight-for-industrial-processes-with-momentum-toward-commercial-hydrogen-fuel-creation/>).
- Hengfengtai. 2022. « Solar energy transmission technology-Hengfengtai Precision Machinery Co., Ltd ». Consulté 16 avril 2022 (<http://www.cnhtr.com/Col/Col61/Index.aspx>).
- IEA. 2022. « World Energy Outlook 2022 ». *International Energy Agency*.
- Igel, Eugene A., et Robert Lee Hughes. 1979. « Optical analysis of solar facility heliostats ». *Solar Energy* 22(3):283-95. doi: 10.1016/0038-092X(79)90143-9.
- Islam, Md Tasbirul, Nazmul Huda, A. B. Abdullah, et R. Saidur. 2018. « A Comprehensive Review of State-of-the-Art Concentrating Solar Power (CSP) Technologies: Current Status and Research Trends ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91:987-1018. doi: 10/gdrwxw.
- Ju, Xing, Chao Xu, Yangqing Hu, Xue Han, Gaosheng Wei, et Xiaoze Du. 2017. « A Review on the Development of Photovoltaic/Concentrated Solar Power (PV-CSP) Hybrid Systems ». *Solar Energy Materials and Solar Cells* 161:305-27. doi: 10.1016/j.solmat.2016.12.004.
- Keck, Thomas, Markus Balz, Verena Göcke, Finn von Reeken, Fabian Gross, Willem Landman, Javier Collado, Joaquín Salas, Joaquín Gracia, Jesus Iriondo, Iban Eizaguirre, et Dengke Sun. 2019. « Hami – The first Stellio solar field ». P. 030029 in *AIP Conference proceedings*. Casablanca, Morocco.
-

- 
- Kennedy, James, et Russell Eberhart. 1995. « Particle swarm optimization ». P. 1942-48 in *Proceedings of ICNN'95-international conference on neural networks*. Vol. 4. IEEE.
- Kim, Sihoon, Ikjin Lee, et Bong Jae Lee. 2017. « Development of Performance Analysis Model for Central Receiver System and Its Application to Pattern-Free Heliostat Layout Optimization ». *Solar Energy* 153:499-507. doi: 10/gb284t.
- Kistler, B. L., et Bruce L. Kistler. 1986. « A User's Manual for DELSOLS: A Computer Code for Calculating the Optical Performance and Optimal System Design for Solar Thermal Central Receiver Plants ».
- Kiwan, Suhil, et Abdel Latif Khammash. 2018. « Investigations into the spiral distribution of the heliostat field in solar central tower system ». *Solar Energy* 164:25-37. doi: 10.1016/j.solener.2018.02.042.
- Kiwan, Suhil, et Abdel Latif Khammash. 2020. « Optical performance of a novel two-receiver solar central tower system ». *Journal of Solar Energy Engineering* 142(1).
- Kolb, Gregory J., Clifford K. Ho, Thomas R. Mancini, et Jesse A. Gary. 2011. « Power tower technology roadmap and cost reduction plan ». SAND2011-2419, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM 7:1-20.
- Kolb, Gregory J., Scott A. Jones, Matthew W. Donnelly, David Gorman, Robert Thomas, Roger Davenport, et Ron Lumia. 2007. « Heliostat cost reduction study ». Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, Report No. SAND2007-3293 103.
- Lawrie, Linda K,. 2019. « climate.onebuilding.org ». *Development of Global Typical Meteorological Years (TMYx)*. Consulté 7 octobre 2022 (<https://climate.onebuilding.org/>).
- Leary, P. L., et J. D. Hankins. 1979. *User's guide for MIRVAL: a computer code for comparing designs of heliostat-receiver optics for central receiver solar power plants*. Sandia National Lab.(SNL-CA), Livermore, CA (United States).
- Leonardi, Erminia, et Bruno D'Aguanno. 2011. « CRS4-2: A Numerical Code for the Calculation of the Solar Power Collected in a Central Receiver System ». *Energy* 36(8):4828-37. doi: 10.1016/j.energy.2011.05.017.
- Leonardi, Erminia, Lorenzo Pisani, Iñigo Les, Amaia Mutuberria Larrayoz, Shahab Rohani, et Peter Schöttl. 2019. « Techno-Economic Heliostat Field Optimization: Comparative Analysis of Different Layouts ». *Solar Energy* 180:601-7. doi: 10/ghx7th.
- Li, Lifeng, Joe Coventry, Roman Bader, John Pye, et Wojciech Lipiński. 2016. « Optics of Solar Central Receiver Systems: A Review ». *Optics Express* 24(14):A985. doi: 10/ghx7vd.
- Lipps, F. W., et L. L. Vant-Hull. 1978. « A Cellwise Method for the Optimization of Large Central Receiver Systems ». *Solar Energy* 20(6):505-16. doi: 10.1016/0038-092X(78)90067-1.
- Llamas, David. s. d. « SolarReserve Receives Environmental Approval For 260 Megawatt Concentrated Solar Power Plant in Chile ». *HELIOSCSP*. Consulté 16 juin 2022 (<https://helioscsp.com/solarreserve-receives-environmental-approval-for-260-megawatt-concentrated-solar-power-plant-in-chile/>).
- Lutchman, Shanley Lawrence. 2014. « Heliostat field layout optimization for a central receiver ». PhD Thesis, Stellenbosch: Stellenbosch University.
-

- 
- Maloney, Joel. s. d. « Jemalong CSP Pilot Plant – 1.1MWe ». *Vast Solar*. Consulté 4 juin 2022 (<https://vastolar.com/portfolio-items/jemalong-solar-station-pilot-1-1mwe/>).
- Mancini, Thomas R. 2000. « Catalog of solar heliostats ». *IEA SolarPACES Report 3(1):00*.
- Merchán, R. P., M. J. Santos, A. Medina, et A. Calvo Hernández. 2021. « High temperature central tower plants for concentrated solar power: 2021 overview ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 111828. doi: 10/gnngwn.
- Migo Glass. s. d. « High Solar Reflectivity Solar Mirror For Csp Suspension Heliostat ». *Qingdao Migo Glass Co.,Ltd*. Consulté 29 novembre 2021 (<https://www.migoglass.com/solar-glass/high-solar-reflectivity-solar-mirror-for-csp-s.html>).
- Milidonis, Kypros, Manuel J. Blanco, Victor Grigoriev, Constantinos F. Panagiotou, Aristides M. Bonanos, Marios Constantinou, John Pye, et Charles-Alexis Asselineau. 2021. « Review of application of AI techniques to Solar Tower Systems ». *Solar Energy* 224:500-515. doi: 10.1016/j.solener.2021.06.009.
- Mutuberria, A., J. Pascual, M. V. Guisado, et F. Mallor. 2015. « Comparison of Heliostat Field Layout Design Methodologies and Impact on Power Plant Efficiency ». *Energy Procedia* 69:1360-70. doi: 10/ghx6kg.
- Noone, Corey J., Manuel Torrilhon, et Alexander Mitsos. 2012. « Heliostat field optimization: A new computationally efficient model and biomimetic layout ». *Solar Energy* 86(2):792-803. doi: 10/fzr88k.
- Noor III-Ouarzazate. s. d. « Noor-Ouarzazate.png (956×498) ». Consulté 18 février 2022 (<https://helioscsp.com/wp-content/uploads/2019/05/Noor-Ouarzazate.png>).
- NREL. s. d. « Concentrating Solar Power Projects | NREL ». Consulté 30 avril 2022 (<https://solarpaces.nrel.gov/>).
- Ortega, Guillermo, et Antonio Rovira. 2020. « A new method for the selection of candidates for shading and blocking in central receiver systems ». *Renewable Energy* 152:961-73. doi: 10.1016/j.renene.2020.01.130.
- Peng, Zihao. 2019. « Optimisation par essais particuliers pour la logistique urbaine ». PhD Thesis, Bourgogne Franche-Comté.
- Pfahl, Andreas, Joe Coventry, Marc Röger, Fabian Wolfertstetter, Juan Felipe Vásquez-Arango, Fabian Gross, Maziar Arjomandi, Peter Schwarzbözl, Mark Geiger, et Phillip Liedke. 2017. « Progress in Heliostat Development ». *Solar Energy* 152:3-37. doi: 10/gbvjwp.
- Pfahl, Andreas, Michael Randt, Carsten Holze, et Stefan Unterschütz. 2013. « Autonomous Light-Weight Heliostat with Rim Drives ». *Solar Energy* 92:230-40. doi: 10/f4zsc9.
- Pidaparathi, Arvind, et Jaap Hoffmann. 2017. « Effect of heliostat size on the levelized cost of electricity for power towers ». P. 030038 in *AIP Conference Proceedings*. Vol. 1850. AIP Publishing LLC.
- Pidaparathi, Arvind Sastry. 2017. « Heliostat Cost Reduction for Power Tower Plants. » Thesis, Stellenbosch : Stellenbosch University.
-

- 
- Piroozmand, Pasha, et Mehrdad Boroushaki. 2016. « A Computational Method for Optimal Design of the Multi-Tower Heliostat Field Considering Heliostats Interactions ». *Energy* 106:240-52. doi: 10/ghx6kj.
- Pitman, C. L., et L. L. Vant-Hull. 1984. *Atmospheric transmittance model for a solar beam propagating between a heliostat and a receiver*. Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States); Houston Univ ....
- Pitz-Paal, R. 2003. « ECOSTAR Roadmap Document 2005 ». *Concrete*.
- Pitz-Paal, Robert, Ju"rgen Dersch, Barbara Milow, Fe'lix Te'llez, Alain Ferriere, Ulrich Langnickel, Aldo Steinfeld, Jacob Karni, Eduardo Zarza, et Oleg Popel. 2005. « Development Steps for Concentrating Solar Power Technologies With Maximum Impact on Cost Reduction: Results of the European ECOSTAR Study ». P. 773-79 in *Solar Energy*. Orlando, Florida, USA: ASMEDC.
- Prinsloo, G. J., et R. T. Dobson. 2015. « Solar tracking ». *Stellenbosch: SolarBoo7s*. ISBN 978Y0Y620Y61576Y1 1-542.
- Prosin, Tobias. 2017. « Development of a CST System Based on a Solid Particle Receiver, Optimised for Commercialisation in the Australian Market ». phd, Murdoch University.
- Ramos, A., et F. Ramos. 2012. « Strategies in tower solar power plant optimization ». *Solar Energy* 86(9):2536-48. doi: 10.1016/j.solener.2012.05.024.
- Ramos, Alberto, et Francisco Ramos. 2014. « Heliostat blocking and shadowing efficiency in the video-game era ». *arXiv preprint arXiv:1402.1690*.
- von Reeken, Finn, Gerhard Weinrebe, Thomas Keck, et Markus Balz. 2016. « Heliostat Cost Optimization Study ». P. 160018 in. Cape Town, South Africa.
- Ricklin, P., Michael Slack, D. Rogers, et R. Huibregtse. 2014. « Commercial Readiness of eSolar Next Generation Heliostat ». *Energy Procedia* 49:201-8. doi: 10.1016/j.egypro.2014.03.022.
- Rioglass Solar. s. d. « Mirrors ». *Rioglass Solar*. Consulté 29 novembre 2021 (<https://www.rioglass.com/>).
- Rizvi, Arslan A., Syed N. Danish, Abdelrahman El-Leathy, Hany Al-Ansary, et Dong Yang. 2021. « A review and classification of layouts and optimization techniques used in design of heliostat fields in solar central receiver systems ». *Solar Energy* 218:296-311. doi: 10.1016/j.solener.2021.02.011.
- Saghafifar, Mohammad, Mohamed Gadalla, et Kasra Mohammadi. 2019. « Thermo-economic analysis and optimization of heliostat fields using AINEH code: Analysis of implementation of non-equal heliostats (AINEH) ». *Renewable Energy* 135:920-35. doi: 10/ghx7wm.
- Santamarta, Jose. s. d. « The five projects of Concentrated Solar Power in folder after Cerro Dominador ». *HELIOSCSP*. Consulté 17 juin 2022 (<https://helioscsp.com/the-five-projects-of-concentrated-solar-power-in-folder-after-cerro-dominador/>).
- Saremi, Shahrzad, Seyedali Mirjalili, et Andrew Lewis. 2017. « Grasshopper Optimisation Algorithm: Theory and Application ». *Advances in Engineering Software* 105:30-47. doi: 10.1016/j.advengsoft.2017.01.004.
- Sassi, G. 1983. « Some Notes on Shadow and Blockage Effects ». *Solar Energy* 31(3):331-33. doi: 10.1016/0038-092X(83)90022-1.
-

- 
- Schell, Steve. 2011. « Design and Evaluation of Esolar's Heliostat Fields ». *Solar Energy* 85(4):614-19. doi: 10/cvg2dj.
- Schmitz, Mark, Peter Schwarzbözl, Reiner Buck, et Robert Pitz-Paal. 2006. « Assessment of the Potential Improvement Due to Multiple Apertures in Central Receiver Systems with Secondary Concentrators ». *Solar Energy* 80(1):111-20. doi: 10/csthkt.
- Schöttl, Peter, Shahab Rohani, Erminia Leonardi, Lorenzo Pisani, Iñigo Les, Amaia Mutuberria, et Peter Nitz. 2019. « Solar field heliostat selection based on polygon optimization and boundaries ». P. 030053 in *AIP Conference Proceedings*. Vol. 2126. AIP Publishing LLC.
- Schramek, Philipp, et David R. Mills. 2004. « Heliostats for Maximum Ground Coverage ». *Energy* 29(5-6):701-13. doi: 10.1016/S0360-5442(03)00178-6.
- Schwarzbözl, Peter, Robert Pitz-Paal, et Mark Schmitz. 2009. « Visual HFLCAL-A software tool for layout and optimisation of heliostat fields ». in *Proceedings*.
- Sierra Sun Tower. s. d. « Solaripedia | Green Architecture & Building | Projects in Green Architecture & Building ». Consulté 19 mars 2022 ([https://www.solaripedia.com/13/46/452/sierra\\_sun\\_tower\\_with\\_blue\\_sky.html](https://www.solaripedia.com/13/46/452/sierra_sun_tower_with_blue_sky.html)).
- SINOY Solar Mirror. s. d. « SINOY Solar Mirror, flat solar mirror, solar mirror sheet for CSP units\_Sinoy Mirror,Inc mirror glass supplier, silver mirror, aluminum mirror, solar mirror, painted glass, lacquered glass », Consulté 29 novembre 2021 (<http://www.sinoymirror.com/product/617.html>).
- Smith, E. J., et C. K. Ho. 2014. « Field demonstration of an automated heliostat tracking correction method ». *Energy Procedia* 49:2201-10. doi: 10.1016/j.egypro.2014.03.233.
- Stine, William B., et Michael Geyer. 2001. *Power from the Sun*. Power from the sun. net.
- Sundrop Farms. s. d. « Sundrop Farms - A Fresh Way of Growing - Redefining Sustainable Greenhouse ». *Sundrop Farms*. Consulté 7 mai 2022 (<https://www.sundropfarms.com/>).
- Sustainable Energy Technologies Center. s. d. « Research Facility ST | Sustainable Energy Technologies Center ». Consulté 18 février 2022 (<https://set.ksu.edu.sa/en/node/440>).
- THEMIS. 2022. « La centrale solaire de THEMIS ». *PROMES*. Consulté 1 mai 2022 (<https://www.promes.cnrs.fr/infrastructure-solaire/moyens-solaires/la-centrale-solaire-de-themis/>).
- Thémis. 2022. « Thémis (centrale solaire) ». *Wikipédia*.
- Tilley, Drake, Bruce Kelly, et Frank Burkholder. 2014. *Baseload nitrate salt central receiver power plant design*. Abengoa Solar LLC, Lakewood, CO (United States).
- Titanhorse. s. d. « Slewing bearing,Slew Drive,Ungrouped direct from CN ». Consulté 16 avril 2022 ([http://www.titanhorse.com.cn/productlist.html?spm=a2700.shop\\_cp.88.14](http://www.titanhorse.com.cn/productlist.html?spm=a2700.shop_cp.88.14)).
- Tyner, Craig E., J. Paul Sutherland, et William R. Gould Jr. 1995. *Solar two: A molten salt power tower demonstration*. Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States).

- 
- Vogel, Helmut. 1979. « A better way to construct the sunflower head ». *Mathematical biosciences* 44(3-4):179-89. doi: 10.1016/0025-5564(79)90080-4.
- Wagner, Michael J. 2008. « Simulation and predictive performance modeling of utility-scale central receiver system power plants ».
- Wagner, Michael J., et Tim Wendelin. 2018. « SolarPILOT: A Power Tower Solar Field Layout and Characterization Tool ». *Solar Energy* 171:185-96. doi: 10.1016/j.solener.2018.06.063.
- Wei, Xiudong, Zhenwu Lu, Zi Lin, Hongxin Zhang, et Zhengguo Ni. 2007. « Optimization procedure for design of heliostat field layout of a 1MWe solar tower thermal power plant ». P. 684119 in, édité par Y. Zhao, N. Chen, V. M. Andreev, J. Singh, J. Li, L. Wu, Y. Fan, Y.-H. Zhang, et M. E. Coltrin. Beijing, China.
- Wendelin, Tim. 2003. « SolTRACE: A New Optical Modeling Tool for Concentrating Solar Optics ». P. 253-60 in *Solar Energy*. Kohala Coast, Hawaii, USA: ASMEDC.
- windynation. 2023. « windynation ». Consulté 12 mars 2023 (<https://www.windynation.com/solar>).
- Wuxi Hongba. 2023. « Wuxi Hongba Mechanical Electrical Equipment Co., Ltd. \_Electronic electrician ». Consulté 12 mars 2023 (<https://en.wxhongba.com/>).
- Yao, Yingxue, Yeguang Hu, et Shengdong Gao. 2015. « Heliostat field layout methodology in central receiver systems based on efficiency-related distribution ». *Solar energy* 117:114-24. doi: 10/f7gwpk.
- Yao, Zhihao, Zhifeng Wang, Zhenwu Lu, et Xiudong Wei. 2009a. « Modeling and simulation of the pioneer 1 MW solar thermal central receiver system in China ». *Renewable Energy* 34(11):2437-46. doi: 10.1016/j.renene.2009.02.022.
- Yao, Zhihao, Zhifeng Wang, Zhenwu Lu, et Xiudong Wei. 2009b. « Modeling and Simulation of the Pioneer 1MW Solar Thermal Central Receiver System in China ». *Renewable Energy* 34(11):2437-46. doi: 10.1016/j.renene.2009.02.022.
- Yosef M. s. d. « Toutes les tailles | Heliostat | Flickr : partage de photos ! » Consulté 15 avril 2022 (<https://www.flickr.com/photos/8242576@N06/2652434837/sizes/z/in/photostream/>).
- Zhang, Maolong, Lijun Yang, Chao Xu, et Xiaoze Du. 2016. « An efficient code to optimize the heliostat field and comparisons between the biomimetic spiral and staggered layout ». *Renewable Energy* 87:720-30. doi: 10/ghx6kh.
- Zhang, Wen. 2009. « Concentrating Solar Power- State of the Art ». *Cost Analysis and Pre-Feasibility Study for the Implementation in China (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2009)*.

## تحسين أداء المجال الشمسي لمحطة توليد طاقة برجية مركزة.

**ملخص:** التركيز في هذه الرسالة على تحسين أداء الحقل الشمسي لمحطة طاقة شمسية البرجية المركزة من خلال دراسة موقع وشكل المرايا الشمسية لتقليل الخسائر البصرية وزيادة كمية الطاقة التي يمتصها المستقبل. تم تطوير برنامج التحسين في المنزل لتحسين حقل الطاقة الشمسية باستخدام أشكال مختلفة للمرايا الشمسية. تم دراسة الخسائر البصرية والتحقق من صحتها باستخدام بيانات من حقل المرايا الشمسية في محطة توليد الطاقة الشمسية *PSIO* في إسبانيا. تم إجراء تحسين ومقارنة بين الحقل الحلزوني الحيوي وحقل دائري متداخل عن طريق دراسة أشكال مختلفة للمرايا الشمسية في محطة *PSIO*. تم استخدام خوارزميات التحسين *PSO* و *GOA* لتحسين حقل المرايا الشمسية باستخدام ثلاثة وظائف هدف مختلفة (الكفاءة البصرية السنوية  $\eta_{field,w}$ ، وظيفة جديدة  $f(\eta_{field,w}, A_{field})$ ، التي تأخذ عين الاعتبار كل من الكفاءة البصرية السنوية والمساحة الإجمالية التي تشغلها حقول المرايا الشمسية، وتكلفة الطاقة *LCOE*). أظهرت النتائج أن تكوين حقل دائري متداخل أكثر كفاءة قليلاً من تكوين الحقل الحلزوني الحيوي لجميع أشكال الهيليوستات التي تمت دراستها. تم تحديد أشكال الهيليوستات السباعية، والثمانية، والدائرة باعتبارها الأكثر فعالية في تحسين الكفاءة البصرية السنوية، حيث زادت الكفاءة البصرية نسبة 2,53% مع تقليل المساحة الكلية لحقل الهيليوستات نسبة 28,39% وتوفير 1,63 مليون يورو مقارنةً بمحطة *PSIO* الأصلية. تتراوح أحجام الهيليوستات الأكثر فعالية من حيث التكلفة من 30 إلى 50 م<sup>2</sup>. استخدام وظيفة الهدف  $f(\eta_{field,w}, A_{field})$  أدى إلى تحقيق تقارب أكثر كفاءة لتحسين حقل الهيليوستات نحو أفضل كفاءة صرية سنوية مع تقليل المساحة التي تحتلها حقول الهيليوستات.

**الكلمات المفتاحية:** محطة طاقة شمسية البرجية المركزة، حقل الطاقة الشمسية، شكل الهيليوستات، حقل حلزوني حيوي، حقل دائري متداخل، *PSO*، *GOA*.

## Optimization of the Performances of the Solar Field of a Concentrating Tower Power Plant.

---

**Abstract:** this thesis focuses on optimizing the performance of a concentrated solar power tower plant's solar field by studying the position and shape of heliostats to minimize optical losses and maximize energy intercepted by the receiver. An in-house code was developed to optimize the solar field using different heliostat shapes. Optical losses were studied and validated using data from the heliostat field of the *PS10* solar power plant in Spain. Optimization and comparison between the biomimetic spiral and the Campo radial-staggered field were carried out by considering different heliostat shapes for the *PS10* plant. Two optimization algorithms, *PSO* and *GOA*, were used to optimize the heliostat field using three different objective functions (annual optical efficiency  $\eta_{field,W}$ , a new function  $f(\eta_{field,W}, A_{field})$  that considers both the annual optical efficiency and the total surface area occupied by the heliostat fields, and the Levelized cost of energy *LCOE*). The results showed that the Campo radial-staggered configuration is slightly more efficient than the biomimetic spiral configuration for all heliostat shapes studied. Heliostat shapes in heptagon, octagon, and circle were identified as the most effective in improving the annual optical efficiency, which increased the optical efficiency by 2.53% while reducing the total surface area of the heliostat field by 28.39% and saving 1.63 million euros compared to the original *PS10* plant. The most cost-effective heliostat sizes range from 30 to 50  $m^2$ . The use of the objective function  $f(\eta_{field,W}, A_{field})$  allowed for more efficient convergence of heliostat field optimization towards the best annual optical efficiency while minimizing the surface area occupied by the heliostat fields.

**Keywords:** Solar power tower plant, solar field, Heliostat shape, Biomimetic spiral field, Shifted radial field, *PSO*, *GOA*.

# Optimisation des Performances du Champ Solaire d'une Centrale à Tour à Concentration

---

**Résumé :** Cette thèse porte sur l'optimisation des performances d'un champ solaire d'une centrale à tour à concentration en étudiant la position et la forme des héliostats pour minimiser les pertes optiques et maximiser l'énergie interceptée par le récepteur. Un code interne a été développé pour optimiser le champ solaire en utilisant différentes formes d'héliostats. Les pertes optiques ont été étudiées et validées en utilisant les données du champ d'héliostats de la centrale solaire *PS10* en Espagne. L'optimisation et la comparaison entre la spirale biomimétique et la Campo Radiale décalée ont été effectuées en considérant différentes formes d'héliostats pour la centrale *PS10*. Deux algorithmes d'optimisation, *PSO* et *GOA*, ont été utilisés pour optimiser le champ d'héliostats en utilisant trois fonctions objectives différentes (rendement optique annuel  $\eta_{field W}$ , la nouvelle fonction  $f(\eta_{field W} A_{field})$  qui prend en compte à la fois le rendement optique annuel et la surface totale occupée par les champs d'héliostats, et le coût normalisé de l'énergie *LCOE*). Les résultats ont montré que la configuration Campo radial décalé est légèrement plus performante que la configuration Spirale biomimétique pour toutes les formes d'héliostats étudiées. Les formes d'héliostats en heptagone, octogone et circulaire ont été identifiées comme étant les plus efficaces pour améliorer le rendement optique annuel. Cela a permis d'augmenter le rendement optique de 2,53 % tout en réduisant la surface totale du champ d'héliostats de 28,39 % et en économisant 1,63 million d'euros par rapport à la centrale *PS10* d'origine. Les tailles d'héliostats les plus rentables se situent entre 30 et 50  $m^2$ . L'utilisation de la fonction objectif  $f(\eta_{field W} A_{field})$  a permis une convergence plus efficace de l'optimisation du champ d'héliostats vers le meilleur rendement optique annuel tout en minimisant la surface occupée par les champs d'héliostats.

**Mots clés :** Centrale solaire à tour, champ solaire, Forme d'héliostat, Champ en spirale biomimétique, Champ en Campo Radiale décalée, *PSO*, *GAO*.