

Université Mohamed Khider – Biskra

Faculté des Sciences et de la technologie

Département : Génie Mécanique

Ref :.....



جامعة محمد خيضر بسكرة

كلية العلوم و التكنولوجيا

قسم: الهندسة الميكانيكية

المرجع:.....

Thèse présentée en vue de l'obtention

Du diplôme de

**Doctorat en sciences en : Génie Mécanique**

**Spécialité (Option) : Energétique**

**Intitulé**

**Étude numérique d'un récepteur solaire pour des systèmes avec effet de concentration.**

Présentée par :

**Toufik ARRIF**

Soutenue publiquement le .....

**Devant le jury composé de :**

Pr. Abdelhafid Moummi

Pr. Adel Benchabane

Pr. Belgacem Adouan

Pr. Guellal Messaoud

Professeur

Professeur

Professeur

Professeur

Président

Rapporteur

Examineur

Examineur

Université de Biskra

Université de Biskra

Université de Batna

Université de Sétif

À mes très chers parents qui ont beaucoup sacrifié et m'ont encouragé et éclairé le chemin  
en me donnant la main et Douaa tout au long de mes années d'étude,

À mes deux grand frères Abderrahmane et Mohamed Chérif qui eux aussi ont sacrifié et  
m'ont soutenu dans les moments délicats tout le long de mes années d'étude,

À ma sœur et mes frères.

À mon *épouse*, qui m'a soutenu et supporté pendant la majorité de mon Doctorat. Elle a eu  
la patience d'écouter mes problèmes malgré ses préoccupations professionnelles.

À *Aroua et Abderraouf*.

À tous mes collègues de travail à URAER avec lesquels j'ai débuté mon travail de  
chercheur.

# REMERCIEMENTS

Je dois tout d'abord remercier ALLAH, pour m'avoir donné la santé et la force pour accomplir ce travail.

Le moment est venu d'exprimer toute ma reconnaissance à mon directeur de thèse Monsieur Adel BECHABANE, Professeur à l'Université de Biskra, pour m'avoir confié ce travail, pour ses précieux conseils tout au long de la réalisation de ce travail.

Je tiens très sincèrement à remercier Monsieur Abdelhafid MOUMMI, Professeur à l'Université de Biskra, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter de présider le jury de cette thèse.

Je tiens à exprimer ma gratitude à Messieurs Belgacem Adouane, Professeurs à l'Université de Batna et Monsieur Guellal Messaoud, Professeurs à l'Université de Sétif d'avoir accepté d'examiner ce travail.

Enfin, mes derniers remerciements mais non les moindres s'adressent à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réussite de ma formation.

# TABLE DES MATIERES

<b>REMERCIEMENT</b>	I
<b>TABLES DES MATIERES</b>	III
<b>LISTE DES FIGURES</b>	VII
<b>LISTE DES TABLEAUX</b>	XIV
<b>RESUME</b>	XV
<b>ABSTRACT</b>	XVI
<b>ملخص</b>	XVII
<b>INTRODUCTION GENERALE</b>	01
<b>CHAPITRE 1 : DEVELOPPEMENT DE TECHNOLOGIES DE CONCENTRATION D'ENERGIE SOLAIRE</b>	06
<b>1.1 Introduction</b>	06
<b>1.2 Les premières installations de concentration solaire</b>	07
<b>1.3 Potentiel et disponibilité des énergies renouvelables en Algérie</b>	11
1.3.1 L'énergie solaire en Algérie	11
1.3.2 Energie solaire thermique	12
<b>1.4 Concept de base des technologies CSP</b>	14
<b>1.5 La centrale solaire à tour (SCR : Solar Central Receiver)</b>	16
1.5.1 Le Champs héliostatiques et ces configurations de base	18
1.5.2 La tour	20
1.5.3 Le récepteur	21
1.5.4 Système de conversion de puissance	22
<b>1.6 Historique des centrales solaires à tour</b>	23
1.6.1 Premières évolutions	23
1.6.2 Période de transition	26
1.6.3 Recherche, développement et démonstration	26
1.6.4 Commercialisations	27
<b>1.8 Conclusion</b>	31
<b>Nomenclature</b>	34
<b>Références</b>	35

<b>Chapitre 2 : GESTION OPTIMISEE DU CHAMP DE CENTRALE SOLAIRE A CONCENTRATION</b>	37
<b>2.1 Introduction</b>	37
<b>2.2 Synthèse bibliographique sur le contrôle de la répartition du flux solaire concentré sur le récepteur</b>	38
<b>2.3 Conclusion</b>	60
Nomenclature	62
Références	63
<b>CHAPITRE 3 : DEVELOPPEMENT D'UN OUTIL DE CONTROLE OPTIMISE POUR UNE TOUR SOLAIRE A CONCENTRATION</b>	65
<b>3.1 Introduction</b>	65
<b>3.2 Disposition du champ héliostatique</b>	68
3.2.1 Disposition radiale décalée (radial staggered)	68
3.2.2 Disposition spirale	68
<b>3.3 Description du modèle mathématique</b>	69
3.3.1 Position du soleil	69
3.3.2 Insolation solaire	71
3.3.3 Vecteur Héliostat-cible	73
3.3.4 Vecteur Normal de l'héliostat	74
3.3.5 Coordonnées et changement de repère	75
3.3.6 L'efficacité optique du champ héliostatique	77
3.3.6.1 L'efficacité cosinus	77
3.3.6.2 L'efficacité d'atténuation atmosphérique	78
3.3.6.3 L'efficacité d'interception	78
3.3.6.4 L'efficacité Ombrage et blocage	79
<b>3.4 Validation</b>	83
<b>3.5 Optimisation</b>	85
3.5.1 Champ héliostatique radialement décalé	85
3.5.1.1 Génération de la population initiale	89
3.5.1.2 Évaluation et sélection	89
3.5.1.3 l'opération mutation et croisement	89
3.5.1.4 Procédure de sélection	89
3.5.1.5 Critère d'arrêt	90
3.5.2 Champ héliostatique en spirale	91
3.5.3 Fonctions objectives	92
<b>3.6 Résultats et discussion</b>	93
3.6.1 Champ héliostatique radial décalé	93
3.6.2 Champ héliostatique en spirale	99

3.6.3 Gestion de la densité de flux	99
<b>3.7 Conclusion</b>	103
<b>Nomenclature</b>	105
<b>Références</b>	108
<b>CHAPITRE 4 : ÉTUDE OPTIQUE DES RECEPTEURS SOLAIRE DE TOURS A CONCENTRATION</b>	111
<b>4.1 Introduction</b>	111
<b>4.2 Méthodes et procédures</b>	113
4.2.1 Cas d'étude et collecte de données	113
4.2.2 Procédures numériques	116
4.2.2.1 Position du soleil	116
4.2.2.2 Vecteur cible	117
4.2.2.3 Vecteur Normal de l'héliostat	118
4.2.2.4 Conception du champ héliostatique	119
a) Anneaux principaux	120
b) Diamètre caractéristique DM	120
c) L'espacement azimutal et radial	121
<b>4.3 Aperçu général sur les propriétés optique</b>	122
<b>4.4 Conception des récepteurs à cavité</b>	126
<b>4.5 Résultats et discussion</b>	127
4.5.1 Effet de l'absorptivité des récepteurs	127
4.5.2 Effet de la réflectivité des héliostats	132
4.5.3 Effet de la forme des récepteurs à cavité	132
4.5.4 Facteur d'uniformité des six cavités (Uniformity factor)	135
<b>4.6 Conclusion</b>	136
<b>Nomenclature</b>	139
<b>Références</b>	141
<b>CHAPITRE 5 : ÉTUDE NUMERIQUE DES PERTES THERMIQUES PAR CONVECTION NATURELLE D'UN RECEPTEUR SOLAIRE A CAVITE CYLINDRIQUE.</b>	144
<b>5.1 Introduction</b>	144
<b>5.2 Modele physique et hypothese</b>	146
5.2.1 Modele physique	146
5.2.2 Hypothèses	147
<b>5.3 Model numérique et validation</b>	148
5.3.1 Model numérique	148

5.3.2 Validation du modèle numérique	152
<b>5.4 Conditions aux limites</b>	153
<b>5.5 Résultats et discussion</b>	154
5.5.1 Effet de la taille du récepteur	154
5.5.2 Effet des conditions aux limites	155
5.5.3 Effet du diamètre du tube hélicoïdal	156
5.5.4 Effet de la température d'entrée	157
5.5.5 Effet du rapport d'ouverture	159
<b>5.6. Conclusion</b>	163
<b>Nomenclature</b>	164
<b>Références</b>	166
<b>CONCLUSION GENERALE</b>	168

# LISTE DES FIGURES

<b>Figure 1.1.</b> La technologie CSP offre une solution intégrée aux problèmes mondiaux des prochaines décennies.	6
<b>Figure 1.2.</b> Le professeur Frank Shuman le premier a installé une centrale CSP en 1913 (Egypte), « The Electrical Experimenter Mars 1916 ».	8
<b>Figure 1.3.</b> Le premier système de concentration cylindro- parabolique à Maadi, Egypte.	8
<b>Figure 1.4.</b> Schéma expliquant la théorie du scientifique Dr. Nikola Tesla sur la génération du courant électrique à partir des rayons solaires (The Electrical Experimenter, Mars 1916).	8
<b>Figure 1.5.</b> Les projets de concentration solaire (CSP) à travers le monde qui ont des centrales opérationnelles, en construction ou en développement (cylindro-parabolique, réflecteurs linéaires de Fresnel, tour solaire, systèmes de Dish/moteur sterling).	11
<b>Figure 1.6.</b> Carte de l'irradiation normale directe annuelle (sur une surface munie de dispositifs de poursuite à deux axes).	12
<b>Figure 1.7.a.</b> À gauche : scénario de fourniture en électricité pour l'Algérie.	14
<b>Figure 1.7.b.</b> À Droite : grille d'acheminement (HVDC) intégrant différents types d'ER.	14
<b>Figure 1.8.</b> Principe de fonctionnement d'une installation CSP typique.	15
<b>Figure 1.9.</b> Concept de base des quatre familles CSP (de gauche à droite et de haut en bas) : parabolique (Dish), cylindro- parabolique, miroir Fresnel, tour solaire.	16
<b>Figure 1.10.</b> Configurations de tour solaires proposées pour l'installation de Solar One : (a) Récepteur externe avec champ circulaire ou en anneau, (b) Récepteur à cavité orienté vers le bas avec un champ en anneau, et (c) Récepteur à cavité avec un champ dirigé vers le nord (modifié à partir des croquis de Sandia), (d) Un champ en anneau avec les rayons solaires orienté vers le bas grâce à un hyperbole secondaire (beam-down concept).	19
<b>Figure 1.11.</b> Le coût de la tour pour différentes hauteurs.	21
<b>Figure 1.12.</b> Deux exemples de récepteurs pour la tour solaire : (à gauche) le récepteur externe, (à droite) le récepteur à cavité.	22
<b>Figure 1.13.</b> Le four solaire français de 1 MW à Odeillo employant un champ de 63 héliostats de 45 m <sup>2</sup> chacun.	23
<b>Figure 1.14.</b> Une photo de la centrale EURELIOS.	24
<b>Figure 1.15.</b> La centrale solaire Solar Two près de Barstow, en Californie.	25
<b>Figure 1.16.</b> Schéma de Solar Two montrant deux réservoirs stockage de sel fondu (chaud et froid) et du fluide caloporteur.	25
<b>Figure 1.17.</b> Quelques centrales à tour de recherche et de test : (a) NSTTF, USA, (b) centrale à tour DAHAN, Chine, (c) Daegu Solar Power Tower, Corée du Sud,	27



(d) Jülich Solar Tower, Allemagne, (e) Héliostat Test Field, Sonora, Mexique, (f) Installation SSPS-SCR, Espagnes.

<b>Figure 1.18.</b> Les deux centrales commerciales PS10 et PS20 (Espagne), avec des héliostats de 120 m <sup>2</sup> .	28
<b>Figure 1.19.</b> Photo de Solar Tres (GEMASOLAR) à Séville, en Espagne.	29
<b>Figure 1.20.</b> L'installation de la tour solaire (110 MWe) par BrightSource à Ivanpah près de Las Vegas, janvier 2012.	29
<b>Figure 2.1.</b> Système étudié par Daabo et al. Les trois formes du récepteur avec un aperçu de la simulation optique effectuée pour le concentrateur parabolique.	38
<b>Figure 2.2.</b> Système étudié par Kanatani, Kentaro, et al. (À gauche) Coupe transversale du récepteur avec le tube hélicoïdal, (À droite) Distribution de la densité de flux solaire incidente à partir du champ héliostatique sur une surface du cylindre inscrite dans les tubes enroulés.	39
<b>Figure 2.3.</b> Système étudié par Wang et al. [8]. (À gauche) champ d'héliostats, (À droite) Schémas du récepteur à cavité.	39
<b>Figure 2.4.</b> Système étudié par Le Roux et al. (À gauche) Le tube utilisé pour le récepteur solaire rectangulaire, (À droite) Exemple d'une simulation optique dans SolTrace.	40
<b>Figure 2.5.</b> Système étudié par Fang et al. (À gauche) champ d'héliostats, (À droite) Schémas du récepteur à cavité avec les directions du vent.	41
<b>Figure 2.6.</b> Système étudié par Line et al. (À gauche) Schéma du récepteur à en forme de V, (À droite) simulation optique du système LFR dans TracePro.	41
<b>Figure 2.7.</b> Système étudié par Wang et al. Récepteur solaire volumétrique conçu et fabriqué par DLR (Centre allemand pour l'aéronautique et l'astronautique).	42
<b>Figure 2.8.</b> Système étudié par Moghimi, et al. (À gauche) Disposition schématique du champ de miroir LFC et du récepteur à cavité, (À droite) simulation optique pour le champ de miroir LFC dans SolTrace.	42
<b>Figure 2.9.</b> Système étudié par Moghimi, et al. (À gauche) Domaine de calcul 2D du concentrateur LFC avec le maillage utilisé dans la région du tube absorbeur, (À droite) simulation optique pour le champ de miroir LFC dans SolTrace avec une partie agrandie de la cavité.	43
<b>Figure 2.10.</b> Système étudié par Weng et al. Système d'impression de micro-rouleau.	44
<b>Figure 2.11.</b> Système étudié par Lin et al. (À gauche) Structure des quatre types de récepteur. (À droite) Schéma et photographie du concentrateur LFR utilisé.	45
<b>Figure 2.12.</b> Système étudié par Raouf et al. (À gauche) schémas du concentrateur parabolique avec stockage intégré (ICS). (À droite) Schéma de l'ancien concentrateur.	46
<b>Figure 2.13.</b> Système étudié par Farong et al. Schémas du concentrateur solaire linéaire de Fresnel à poursuite azimutale (ATLFSC).	46

- Figure 2.14.** Système étudié par Gang et al. (À gauche) configuration du SSPR. (À droite) exemple de simulation des rayons sur un concentrateur parabolique à deux étages avec trois angles d'inclinaison, (a)60°, (b) 90° et (c)120°. 47
- Figure 2.15.** Système étudié par Li et al. Configuration schématique du récepteur utilisé. 48
- Figure 2.16.** Système étudié par Qiu Kunzan et al. (À gauche) Flowchart du dispositif expérimental avec la configuration du récepteur. (À droite) Distribution du flux de rayonnement concentré sur l'ouverture avec les différents rayons utilisé. 49
- Figure 2.17.** Système étudié par Tsekouras et al. (À gauche) Schéma du collecteur linéaire de Fresnel(LFC), (À droite) simulation optique du LFC. 49
- Figure 2.18.** Système étudié par López-Herraiz et al. (À gauche) Schémas des récepteurs externes (cylindrique) et à cavité tubulaires, (À droite) La centrale solaire de Khi Solar One et celle de Crescent Dunes à Tonopah, Nevada, États-Unis. 50
- Figure 2.19.** Système étudié par Li, Sha, et al. (À gauche) schéma simplifié du récepteur à cavité, (À droite) Le système concentrateur / récepteur. 51
- Figure 2.20.** Système étudié par Abdullahi et al. (À gauche) schéma 2D simplifié du système CPC, (À droite) simulation optique pour différentes configurations du CPC. 52
- Figure 2.21.** Système étudié par Qiu et al. (À gauche) Croquis du récepteur à cavité (MTCR) utilisé dans la centrale de DAHAN, (À droite) Photo du champ héliostatique de DAHAN. 53
- Figure 2.22.** Système étudié par Ordóñez et al. Schéma 1D du récepteur solaire à particules multicouche (SPR). 54
- Figure 2.23** Système étudié par Weinstein et al. Principe de fonctionnement de la cavité. Une ouverture dans la cavité permet à la lumière du soleil d'atteindre l'absorbeur. Les radiations émises vers les parois de la cavité sont réfléchies vers l'absorbeur pour être réabsorbées, ce qui limite ces pertes. 54
- Figure 2.24.** Système étudié par Wang, et al. (À gauche) Récepteurs à cavité cylindrique conventionnels fabriqués respectivement par Harbin Institute of Technology (HIT) et Indian Institute of Technology (IIT), (À droite) Schéma des deux récepteurs : CCCR en haut, BASIC en bas. 55
- Figure 2.25.** Système étudié par Wang, et al. (À gauche) Récepteurs à cavité de la centrale de DAHAN en Chine, (À droite) Répartition du flux solaire sur l'ouverture (en haut) et sur les surfaces internes (en bas) utilisant la stratégie de visée ponctuelle. (Perte optique  $\eta_{loss}=23.08\%$ ). 57
- Figure 2.26.** Système étudié par Wang, et al. (À gauche) stratégie de visée multi-point-A, (À droite) Répartition du flux solaire sur l'ouverture (en haut) et sur les surfaces internes (en bas) utilisant la stratégie de visée multi-point-A (Perte optique  $\eta_{loss}=29.22\%$ ). 58
- Figure 2.27.** Système étudié par Wang, et al. (À gauche) stratégie de visée multi-point-B, (À droite) Répartition du flux solaire sur l'ouverture (en haut) et sur les surfaces internes (en bas) utilisant la stratégie de visée multi-point-B (Perte optique  $\eta_{loss}=27.34\%$ ). 58

<b>Figure 2.28.</b> Système étudié par Besarati et al. (À gauche) Répartition des points de visée sur la surface du récepteur, (À droite) Répartition optimale de la densité de flux avec 49 points de visée et 121 points de visée.	59
<b>Figure 3.1.</b> La configuration originale du champ héliostatique PS10, Noone et al.	68
<b>Figure 3.2.</b> Vecteur du soleil avec les angles associés.	71
<b>Figure 3.3.</b> L'insolation directe normale (DNI) en Algérie (sur une surface équipée d'un suivi deux axes).	72
<b>Figure 3.4.</b> Insolation direct normal (DNI) des 12 jours types utilisées dans la simulation, pour la fonction objective pondérée, (DNI mesuré à Ghardaïa).	73
<b>Figure 3.5.</b> Le système optique avec plusieurs vecteurs associés.	74
<b>Figure 3.6.</b> Coordonnée de la structure de l'héliostat définie dans un système de coordonnées fixes, l'origine au milieu de structure héliostatique et A, B, C et D sont les points du coin du bord de la structure.	75
<b>Figure 3.7.</b> Définition fondamentale de l'héliostat.	80
<b>Figure 3.8.</b> (À gauche) Le test sur l'ombrage (rouge) et le blocage (bleu) de l'héliostat h1 par h2, h3 respectivement, (à droite) le choix du cercle incluant les héliostats potentiels.	80
<b>Figure 3.9.</b> La surface d'intersection sur h1 causée par l'ombrage et blocage de h2, h3 respectivement est calculée.	81
<b>Figure 3.10.</b> (à gauche) La configuration originale du champ héliostatique PS10, (à droite) la disposition du même champ héliostatique en spiral proposé et optimisé par Noone et al.	84
<b>Figure 3.11.</b> Organigramme du processus d'optimisation développé sous Matlab.	90
<b>Figure 3.12.</b> Le polygone utilisé dans l'optimisation pour délimiter le champ.	91
<b>Figure 3.13.</b> Organigramme du processus de génération et d'optimisation du champ héliostatique spiral développé sous Matlab.	92
<b>Figure 3.14.a.</b> Distribution du rendement optique pour le 21 mars, midi solaire : (a) Le champ héliostatique PS10 non optimisé.	94
<b>Figure 3.14.b.</b> Distribution du rendement optique pour le 21 mars, midi solaire : (b) Le champ héliostatique PS10 optimisé.	94
<b>Figure 3.15.a.</b> Distribution de l'efficacité optique pour le 21 juin, midi solaire : (a) Le champ héliostatique PS10 non optimisé.	95
<b>Figure 3.15.b.</b> Distribution de l'efficacité optique pour le 21 juin, midi solaire : (b) Le champ héliostatique PS10 optimisé.	95
<b>Figure 3.16.a.</b> Distribution de l'efficacité optique pour le 21 septembre, midi solaire : (a) Le champ héliostatique PS10 non optimisé.	96
<b>Figure 3.16.b.</b> Distribution de l'efficacité optique pour le 21 septembre, midi solaire : (b) Le champ héliostatique PS10 optimisé.	96

<b>Figure 3.17.a.</b> Distribution de l'efficacité optique pour le 21 décembre, heure solaire 9h00 : (a) Le champ héliostatique PS10 non optimisé.	97
<b>Figure 3.17.b.</b> Distribution de l'efficacité optique pour le 21 décembre, heure solaire 9h00 : (b) Le champ héliostatique PS10 optimisé.	97
<b>Figure 3.18.a.</b> Distribution de l'efficacité optique pour le 21 décembre, midi solaire : (a) Le champ héliostatique PS10 non optimisé.	98
<b>Figure 3.18.b.</b> Distribution de l'efficacité optique pour le 21 décembre, midi solaire : (b) Le champ héliostatique PS10 optimisé.	98
<b>Figure 3.19.</b> Disposition optimale du champ optimisé et rendement annuelle non-pondérée de chaque héliostat, PS10 Sanlúcar la Mayor, Espagne.	100
<b>Figure 3.20.</b> Disposition optimale du champ optimisé et rendement annuelle non-pondérée de chaque héliostat, PS10 Ghardaïa, Algérie.	100
<b>Figure 3.21.</b> Répartition des points de visée sur la surface du récepteur.	101
<b>Figure 3.22.</b> Distribution du flux intercepté à l'ouverture du récepteur (PS10 Ghardaïa) : (a) avant l'optimisation, (b) après optimisation (49 points).	102
<b>Figure 3.23.</b> Schéma de l'algorithme qui calcule la distribution de la densité de flux optimal.	102
<b>Figure 3.24.</b> Une carte du champ d'héliostat montrant chaque héliostat dirigé vers un point de visé (49 points de visée).	103
<b>Figure 4.1.</b> La mini tour solaire réalisée à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER) située dans le sud de l'Algérie, à environ 600 km au sud de la capitale.	112
<b>Figure 4.2.</b> Carte d'irradiation normale directe annuelle (sur une surface avec dispositifs de suivi solaire à deux axes).	114
<b>Figure 4.3.</b> Exemple d'évolution de l'irradiation normale directe.	114
<b>Figure 4.4.</b> Instruments de mesure du rayonnement solaire global, direct et diffus : (1) pyranomètre pour l'irradiance diffuse. (2) pyranomètre pour l'irradiation solaire globale. (3) pyréliomètre pour la composante à éclairnement direct. (4) Le ballon sert à cacher le pyranomètre de façon permanente.	115
<b>Figure 4.5.</b> Vecteur du soleil avec les angles associés.	119
<b>Figure 4.6.</b> Le système optique avec plusieurs vecteurs associés.	119
<b>Figure 4.7.</b> Définition fondamentale du champ héliostatique.	121
<b>Figure 4.8.</b> Champ d'héliostats disposés avec un arrangement radial décalé.	122
<b>Figure 4.9.</b> Schéma du flux de rayonnement.	123
<b>Figure 4.10.</b> Les héliostats en disposition radiale décalée dans l'enivrement TracePro®2013 avec des rayons incidents et concentrés.	125
<b>Figure 4.11.</b> Types de cavités étudiées et schémas des dimensions utilisées.	126
<b>Figure 4.12.</b> Schématique du récepteur à cavité cubique avec surface d'ouverture $A_{ap}$ .	126

<b>Figure 4.13.</b> L'effet de l'absorptivité sur les rayons et la distribution du flux des six cavités (21 décembre à midi) : (a) Absorptivité 100%, (b) Absorptivité 85% (c) Absorptivité 75%.	128
<b>Figure 4.14.</b> Performance optique pour les six récepteurs pour différentes absorptivités pour les journées typiques de l'année : a) 21 Mars, b) 21 Juin, c) 21 Septembre, d) 21 Décembre.	131
<b>Figure 4.15.</b> L'effet de la réflectivité héliostatique sur l'efficacité optique des six cavités pour : a) 21 Mars, (b) 21 Juin, (c) 21 Septembre, (d) 21 Décembre. (Midi solaire).	132
<b>Figure 4.16.</b> L'énergie absorbée par les six récepteurs à cavité durant tous les mois de l'année pour des absorptivités : (a) 95% (b) 85% et (c) 75%.	134
<b>Figure 4.17.</b> Les performances optiques pour les six récepteurs à cavités durant tous les mois de l'année pour des absorptivités de : (a) 95% (b) 85% et (c) 75%.	134
<b>Figure 4.18.</b> Le facteur d'uniformité pour les six récepteurs à cavité durant toute l'année pour différentes absorptivités : (a) 95% (b) 85% et (c) 75%.	136
<b>Figure 5.1.a.</b> Schémas montrant les conditions aux limites : (a) récepteur solaire cylindrique incliné avec un angle $\varphi$ .	147
<b>Figure 5.1.b.</b> Schémas montrant les conditions aux limites : (b) Absorbeur hélicoïdal à l'intérieur de la cavité.	147
<b>Figure 5.2.a.</b> Shématisation du modèle numérique du récepteur solaire utilisé (conditions aux limites de l'enceinte cylindrique).	148
<b>Figure 5.2.b.</b> Une symétrie du récepteur en montrant le maillage utilisé.	148
<b>Figure 5.3</b> Effet de maillage sur la solution numérique (profil des températures).	152
<b>Figure 5.4</b> Variation de perte par convection naturelle avec l'inclinaison pour des températures d'entrée du fluide 150 °C et un rapport d'ouverture = 1.	153
<b>Figure 5.5.a.</b> Type de conditions aux limites utilisées dans ce travail : (a) l'absorbeur en forme hélicoïdale.	154
<b>Figure 5.5.b.</b> Type de conditions aux limites utilisées dans ce travail : (b) Vue agrandie d'une portion des tubes.	154
<b>Figure 5.6.</b> Effet de la taille du récepteur sur les pertes convectives pour différents diamètres de tube, ( $d/D=1$ , $T_{ef}=100$ °C, $\varphi=0^\circ$ ).	155
<b>Figure 5.7.</b> Effet des deux conditions aux limites utilisées sur les pertes thermiques par convection pour différents angles d'inclinaison, ( $d/D=1$ , $d_{tb}=25$ mm) : (a) 50 °C, (b) 75 °C, (c) 100 °C.	156
<b>Figure 5.8.</b> Effet du diamètre du tube sur la température de sortie pour différents angles d'inclinaison, ( $d/D=1$ , $T_{ef}=100$ °C).	157
<b>Figure 5.9.</b> Effet du diamètre du tube sur les pertes convectives $Q_{conv}$ pour différents angles d'inclinaison, ( $d/D=1$ , $T_{ef}=100$ °C).	157
<b>Figure 5.10.</b> Variation des pertes thermiques par convection naturelle avec l'inclinaison pour différentes températures d'entrée, $d/D = 1$ .	157

<b>Figure 5.11.</b> Variation des pertes thermiques par convection naturelle avec l'inclinaison pour différentes températures d'entrée, $d/D = 0,5$ .	157
<b>Figure 5.12.</b> Variation des pertes thermiques par convection naturelle avec l'inclinaison pour différentes températures d'entrée, $d/D = 0,75$ .	158
<b>Figure 5.13.a.</b> Distribution de la température dans le récepteur cylindrique pour les trois diamètres étudiés, avec : (a) circonférence non-adiabatique.	159
<b>Figure 5.13.b.</b> Distribution de la température dans le récepteur cylindrique pour les trois diamètres étudiés, avec : (b) demi-circonférence extérieure adiabatique.	159
<b>Figure 5.14.</b> Comparaison des valeurs de pertes convectives pour les rapports d'ouverture de 0,5 ; 0,75 et 1 pour la température d'entrée 75 °C.	160
<b>Figure 5.15.</b> Comparaison des valeurs de pertes convectives pour les rapports d'ouverture de 0,5 ; 0,75 et 1 pour la température d'entrée 50 °C.	160
<b>Figure 5.16.</b> Comparaison des valeurs de pertes convectives pour les rapports d'ouverture de 0,5 ; 0,75 et 1 pour la température d'entrée 100 °C.	160
<b>Figure 5.17.a.</b> Profils de vitesse pour la température d'entrée de fluide 75 °C pour différents angles d'inclinaison, (a) conditions aux limites type a, (m/s)	162
<b>Figure 5.17.b.</b> Profils de vitesse pour la température d'entrée de fluide 75 °C pour différents angles d'inclinaison, (b) conditions aux limites type b, (m/s).	162
<b>Figure 5.18.a.</b> Profils de température pour la température d'entrée de fluide 75 °C pour différents angles d'inclinaison, (a) conditions aux limites type a, (K).	162
<b>Figure 5.18.b.</b> Profils de température pour la température d'entrée de fluide 75 °C pour différents angles d'inclinaison, (b) conditions aux limites type b, (K).	162

# LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau 1.1.</b> Liste des projets CSP prévu dans le plan d'investissement Algérien.	13
<b>Tableau 1.2.</b> Comparaison des quatre technologies de CSP.	17
<b>Tableau 1.3.</b> Centrale à tour conçue pour des objectifs de développement et de recherche.	30
<b>Tableau 1.4.</b> Données techniques et fonctionnement de la centrale Solar Tres (GEMASOLAR) à Séville, en Espagne.	31
<b>Tableau 1.5.</b> Centrales SCR commerciales, opérationnelle ou en développement/construction à travers le monde.	32
<b>Tableau 2.1.</b> Catégorisation de codes pour le calcul de flux étudié par Garcia et al.	60
<b>Tableau 3.1.</b> Paramètres de conception pour le champ héliostatique PS10	84
<b>Tableau 3.2.</b> Détails des termes d'efficacité du champ héliostatique PS10 : Comparaison et validation du modèle développé avec le modèle présenté par Noone <i>et al.</i>	85
<b>Tableau 3.3.</b> Résultats d'optimisation en utilisant l'algorithme IABC pour le 21 mars.	94
<b>Tableau 3.4.</b> Résultats d'optimisation utilisant l'algorithme IABC pour le 21 juin.	95
<b>Tableau 3.5.</b> Résultats d'optimisation en utilisant l'algorithme IABC pour le 21 septembre.	96
<b>Tableau 3.6.</b> Résultats d'optimisation en utilisant l'algorithme IABC pour le 21 décembre, 9h00 am.	97
<b>Tableau 3.7.</b> Résultats d'optimisation optique en utilisant l'algorithme IABC pour le 21 décembre, midi solaire.	98
<b>Tableau 3.8.</b> Comparaison des termes de rendement optique du champ héliostatique optimisés de PS10 Sanlúcar la Mayor, Espagne (Noone <i>et al.</i> [27]) et PS10 Ghardaïa, Algérie.	100
<b>Tableau 4.1.</b> Propriétés statistiques des données utilisées dans cette étude. Les données sont réparties sur une période de 3 ans (2013-2017).	115
<b>Tableau 4.2.</b> Dimensions des six récepteurs avec $A_w=7.4m^2$ , $A_{ap} = 1.44m^2$ .	126
<b>Tableau 5.1.</b> Variation moyenne de la température en fonction du maillage.	152
<b>Tableau 5.2.</b> Coefficient de transfert de chaleur convectif ( $W/m^2 \cdot K$ ).	163

# RÉSUMÉ

L'amélioration des performances énergétiques d'une centrale solaire à concentration passe par l'optimisation des performances optique du champ héliostatique, optimisation des performances optique et thermique des récepteurs solaire et l'optimisation du cycle de conversion d'énergie avec une éventuelle unité de stockage. L'objectif de la présente thèse est d'étudier et d'évaluer les technologies des centrales solaires thermiques à concentration et spécialement les centrales à tour. Pour cette raison, et afin d'approfondir et maîtriser le control des aspects optique et thermique existants au sein de ces centrales en particulier les performances optiques et thermique des récepteurs solaires, cette thèse est réalisée dans le cadre du développement d'un outil contribuant à l'évaluation des performances de la mini tour solaire réalisée à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER) de Ghardaïa, Algérie. Pour cela, une partie bibliographique a été faite de tel sorte de permettre la connaissance du développement des technologies des centrales solaires thermiques à concentration et spécialement les centrales à tour ainsi que les critères favorables pour l'implantation de ce type de centrales dans l'Algérie. La gestion optimisée du champ de centrale solaire à tour, la détermination et l'optimisation de la distribution uniforme du flux ainsi que le rendement optique et thermique des récepteurs de celle-ci ont été abordé avec détails. Ensuite, l'étude de deux approches d'optimisation pour deux types de champ héliostatique à savoir la disposition en radiale décalée et la disposition en spirale a permis de valider une nouvelle méthode d'optimisation à savoir l'algorithme modifier IABC (Iterative Artificial Bee Colony) et d'évalué ce type de centrale dans notre pays (Algérie). L'étude des performances optiques de six récepteurs solaires de géométrie différente nous a permis de montrer que la plus grande quantité d'énergie est perdue par la forme conique inversé pour une d'absorptivité de 75%, tandis que la plus faible perte d'énergie est exprimée par la forme trapézoïdale. En fin, l'effet des paramètres tel que la taille du récepteur, les conditions aux limites, le diamètre du tube, l'inclinaison du récepteur, la température d'entrée et le rapport d'ouverture sur les pertes thermiques convectives et la température de sortie d'un récepteur solaire cylindrique ont montrées que le récepteur avec le diamètre 12 mm exprime des pertes thermiques plus faibles que les autres diamètres (16 et 25 mm) sauf pour l'angle 90°, et que les pertes convectives diminuent d'environ 90.71% lorsque l'inclinaison du récepteur augmente de 0° à 90°.

**Mots clés :** centrales solaires à tour, optimisation, distribution uniforme du flux, performances optiques et thermiques, récepteur solaire.



# Numerical study of a solar receiver designed to systems with concentration effect.

## ABSTRACT

Enhancing the energy performance of a concentrated solar power plant involves optimizing the optical performance of the heliostat field, optimizing the optical and thermal performance of the solar receivers and optimizing the energy conversion cycle with possible storage unit. The objective of the present thesis is to study and evaluate the development of the concentrated solar power plants technologies especially tower power plants. For this reason, and in order to deepen and master the control of the optical and thermal aspects existing within these power stations, in particular the optical and thermal performances of the solar receivers, this thesis is realized within the framework of the development of a tool contributing to the evaluation of the performances of the mini solar tower power plant realized in the unit of applied research in renewable energies (URAER) of Ghardaïa, Algeria. For this, a bibliographic part has been done in such a way as to allow the knowledge of the development of concentrated solar power plants technologies and especially the tower plants as well as the favorable criteria to install this type of systems in Algeria. The control of the heliostat field optimization, the determination and optimization of the flux distribution as well as the optical and thermal efficiency of the receivers were discussed in detail. Then, the study of two optimization approaches for two types of heliostat field, namely the staggered radial arrangement and the spiral arrangement allowed as to validate a new optimization method specifically a modified IABC Algorithm (Iterative Artificial Bee Colony) and evaluated this type of plant in our country (Algeria). The study of the optical performance of six solar receivers of different geometry allowed us to show that the highest amount of energy is lost by the inverted conical shape for a 75% absorptivity, while the lowest loss of energy is expressed by the trapezoidal form. In the end, the effect of parameters such as receiver size, boundary conditions, tube diameter, receiver tilt, inlet temperature and opening ratio on convective thermal losses and the output temperature of a cylindrical solar receiver has shown that the receiver with the tube diameter 12 mm expresses lower thermal losses than the other diameters (16 and 25 mm) except for the angle  $90^\circ$ , and that the convective losses decrease by approximately 90.71% when the inclination of the receiver increases from  $0^\circ$  to  $90^\circ$ .

**Key words:** solar power tower plants, heliostat field optimization, IABC (Iterative Artificial Bee Colony) Algorithm, flux distribution optimization, optical and thermal performance, solar receiver.

# دراسة رقمية لمستقبل الطاقة الشمسية للأنظمة ذات التركيز الشمسي.

## مُلخَص:

ينطوي تحسين أداء الطاقة لمحطة الطاقة الشمسية المركزة على تحسين الأداء البصري (الضوئي) لحقل المرايا المتحركة، وتحسين الأداء البصري (الضوئي) والحراري لمستقبلات الطاقة الشمسية وتحسين دورة تحويل الطاقة مع وحدة التخزين المحتملة. الهدف من هذه الرسالة هو معرفة تطوير تقنيات تركيز محطات الطاقة الشمسية الحرارية وخاصة محطات توليد الطاقة المزودة ببرج. بالإضافة إلى ذلك، لتعميق وإتقان الجوانب البصرية (الضوئية) والحرارية الموجودة داخل محطات الطاقة هذه ، ولا سيما الأداء البصري والحراري لمستقبلات الطاقة الشمسية. تم إنجاز هذه الأطروحة في إطار تطوير أداة تساهم في تقييم أداء محطة توليد الطاقة المزودة ببرج الموجودة بوحدة البحث التطبيقي في الطاقات المتجددة (URAER) في غرداية، (الجزائر). ولهذا ، أجريت دراسة استقصائية للكتابات و المنشورات والوثائق ( بحث بيبليوغرافي ) بطريقة تسمح بمعرفة تطوّر تقنيات محطات تركيز الطاقة الشمسية الحرارية وخاصة محطات البرج ، وكذلك المعايير الملائمة لتكوين هذا النوع من المحطات في الجزائر. نوقشت بالتفصيل الإدارة المُحسّنة لمجال محطة الطاقة الشمسية ، وتحديد وتحسين توزيع التدفق الحراري ، وكذلك الكفاءة البصرية والحرارية لمستقبلاتها. بعد ذلك ، قمنا بدراسة مقاربتين لتحسين نوعين من حقول المرايا المتحركة ، وهما : حقول المرايا المتحركة ذات الترتيب الشعاعي و ذات الترتيب الحلزوني ، و ذلك بإنجاز خوارزمية جديدة و مُعدّلة (IABC : Iterative Artificial Bee Colony) تُسمّى بِمُسْتَعْمَرَة النحل الإصطناعي التكراري والتحقق من طريقة عملها وأيضاً تقييم هذا النوع من المحطات في بلدنا (الجزائر). لقد سمحت لنا دراسة الأداء البصري لِسِتَّة أجهزة استقبال شمسية مختلفة الأشكال الهندسية بأن نوضح أن أكبر كمية طاقة يتم فقدها من طرف الشكل المخروطي المقلوب من أجل إمتصاص نسبته 75% ، بينما يتم التعبير عن أدنى خسارة للطاقة بواسطة الشكل شبه المنحرف. وفي النهاية ، أظهر تأثير الإعدادات التالية، مثل حجم المستقبل وظروف الحدود و قطر الأنبوب ودرجة إمالة المستقبل ودرجة الحرارة في مدخل الأنبوب ونسبة الفتحة ( بالنسبة للمستقبل) على الخسائر الحرارية للمستقبل الشمسي الاسطواني ، أن القطر 12 مم يعبر عن خسائر حرارية أقل من الأقطار الأخرى ( 16 و 25مم) فيما عدا الزاوية 90 درجة ، وأن خسائر المستقبل الشمسي تقل بنسبة 90,71% تقريباً عندما يزداد ميل المستقبل من 0 درجة إلى 90 درجة.

**الكلمات المفتاحية:** محطات الطاقة الشمسية المزودة ببرج، التحسين، توزيع التدفق الحراري، تحسين الأداء البصري (الضوئي) والحراري، جهاز استقبال الطاقة الشمسية.

# INTRODUCTION GÉNÉRALE

De nos jours, générer de l'électricité en brûlant des combustibles fossiles fait face à beaucoup de problèmes tels que l'augmentation continue du prix des combustibles fossiles et la peur que les réserves fossiles s'épuisent. Il est évident que l'origine du changement climatique est le CO<sub>2</sub>, et à au moins 90% de son taux d'émission provient de la combustion de combustibles fossiles [1–4]. Des rapports publiés par International Energy Agency (AIE), le Centre allemand de l'aérospatiale (DLR) et L'Union Européenne (UE) ont considéré que 80% des émissions de CO<sub>2</sub>, d'ici 2035, proviendraient de l'économie industrielle actuelle, donc les changements climatiques s'intensifieront si aucune action décisive n'est entreprise [1,5]. Il n'y a aucun doute que la température moyenne mondiale a augmenté régulièrement dans le monde depuis le début de l'Anthropocène, l'époque où les activités humaines ont commencé à avoir un effet significatif sur l'atmosphère, la géologie, l'hydrologie, la biosphère, et d'autres processus du système terrestre et donc sur les écosystèmes. L'accumulation progressive de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère est la cause incontestée de l'accentuation de la température, de la fonte des glaciers (banquises) [6].

Pour ces raisons, beaucoup de pays à travers le monde exigent qu'une partie de leurs puissances électriques soit d'origine renouvelable et particulièrement d'origine solaire. Selon l'IEA (International Energy Agency), 50% des nouvelles infrastructures de fourniture d'énergie seront d'origine propres et durables. Comme résultat, l'énergie renouvelable fournira environ 30% des besoin d'électricité d'ici 2035 [1].

Il y a donc un besoin urgent de réduire notre dépendance par rapport aux combustibles fossiles en produisant l'électricité en utilisant des technologies d'origine renouvelables comme l'énergie solaire afin d'éviter des catastrophes importantes à l'échelle mondiale et de conserver les réserves de combustibles fossiles dans le sol.

## **Motivations et objectifs**

Dans le domaine du solaire et spécialement en ce qui concerne la branche de la concentration solaire, la finalité de la plupart des études est d'optimiser globalement tout le système c.à.d. tous les composants d'une centrale solaire à concentration. L'utilité de cette optimisation est de réduire le cout global de la centrale et en conséquence rendre le cout du KW-heure solaire concurrentiel par rapport à celui conventionnel. Pour ce faire le système est décomposé en sous-systèmes à savoir l'optimisation des performances optiques du champ héliostatique,

optimisation des performances optiques et thermiques des récepteurs solaires et l'optimisation du cycle de conversion d'énergie avec l'unité de stockage si cette dernière est envisagée.

Il est important de noter que la première démarche à faire dans l'optimisation d'une centrale à tour est l'étude et l'optimisation des performances optiques du champ héliostatique. Cela permet de savoir la quantité de l'énergie incidente et la distribution du flux sur le récepteur et en conséquent savoir choisir au préalable la puissance électrique finale que va fournir notre centrale. Ensuite vient l'étude et l'optimisation des autres composants de la centrale, et en premier lieu le récepteur solaire.

Un aperçu sur les récepteurs solaires des tours à concentration montre qu'ils atteignent des températures très élevées, et vue l'objectif d'atteindre des grandes performances, il est difficile de maintenir une configuration simple de ces récepteurs. Malgré ces considérations, et dans le cadre du développement d'un outil contribuant à l'évaluation des performances de la mini tour solaire réalisée à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER) de Ghardaïa, Algérie, nous essayons en parallèle avec la simulation de réaliser la plus simple configuration possible d'un récepteur solaire à cavité avec un rapport rendement/coût aussi élevé que possible.

L'étude de ces derniers sont accomplis soit par l'expérimental soit par simulation optique et numérique(CFD). Une grande partie de ces études sont effectuées via la modélisation thermique en particulier les pertes convectives et radiatives et leur relation avec la géométrie du récepteur. Ils ont négligé le fait que l'obtention du meilleur rendement thermique signifie : recevoir une grande quantité de flux incident avec une meilleure répartition uniforme du flux. L'étude optique et thermique (transfert thermique) des récepteurs solaires et la distribution du flux causée par le champ héliostatique nécessite une attention particulière et des recherches incessantes sont menées à nos jours dans plusieurs pays à travers le monde pour comprendre leur comportement optique et thermique.

Donc, la problématique de ce travail de thèse est d'étudier numériquement l'aspect optique et thermique des récepteurs solaires destinés à des systèmes à concentration et de parvenir à un contrôle de la répartition de la distribution du flux au sein de ces récepteurs qui est une conséquence des rayons solaires réfléchis par le champ héliostatique. Le principe de fonctionnement de ces récepteurs s'articule sur l'absorption des rayons de soleil concentrés (champ héliostatique) qui traversent une ouverture pour se transformer ensuite en puissance

ou énergie (mécanique ou électrique) via un fluide de travail. L'inhomogénéité de la répartition du flux sur le récepteur est à l'origine de gradients de températures importants sur la face avant et au sein de ce dernier, engendrant de fortes contraintes thermomécaniques sur celui-ci.

Donc comme première étape, notre objectif porte sur l'étude des performances optiques du champ héliostatique et son optimisation et d'essayer de comprendre l'influence de certains paramètres sur son comportement. Comme deuxième étape, on étudiera l'influence du champ héliostatique sur le contrôle de la distribution du flux intercepté par le récepteur solaire et essayer de proposer des solutions pour l'amélioration de cette distribution qui joue un rôle très important dans l'efficacité de ce dernier. Ensuite, comme troisième étape on étudiera l'aspect thermique des récepteurs solaires à afin de bien comprendre leur fonctionnement et par la suite proposer des solutions pour minimiser les pertes thermiques qui affectent remarquablement les performances de ces derniers, et d'essayer de développer aussi d'éventuels nouveaux modèles (méthodes) qui font le couplage entre l'aspect optique du champ héliostatique et l'aspect thermique des récepteurs. Pour cette fin la thèse sera structurée comme suit :

Dans le premier chapitre nous présentons le développement des technologies des centrales solaires thermiques à concentration en mettant l'accent sur les centrales à tour et leur chronologie de développement. Dans ce chapitre on a mentionné aussi les critères favorables pour l'implantation de ce type de centrales dans l'Algérie.

Le deuxième chapitre est consacré à la gestion optimisée du champ de centrale solaire à concentration en faisant une bibliographie sur les recherches qui ont été accomplies sur les récepteurs solaires de ce type de centrale pour déterminer et optimiser la distribution du flux, soit sur leur ouverture soit à l'intérieur de ces récepteurs, c.à.d. sur les parois internes ainsi que leur efficacité et leurs rendements optique et thermique.

Dans le troisième chapitre nous abordons le développement d'un outil de contrôle optimisé pour une tour solaire à concentration pour la génération et l'optimisation du champ héliostatique. À cet égard, un modèle mathématique pour calculer les performances optiques annuelles pondérées et non pondérées du champ héliostatique a été développé sous Matlab, prenant en compte les pertes par cosinus, les pertes par ombrage et blocage, les pertes par atténuation atmosphérique, les pertes d'interception et la réflectivité des miroirs. La centrale solaire PS10 située à Sanlúcar la Mayor en Espagne a été adoptée comme cas d'étude pour

valider notre modèle mathématique.

L'étude de deux approches d'optimisation pour deux types de champ héliostatique : la disposition en radiale décalée et la disposition en spirale de la centrale solaire à tour PS10 ont été étudiées et présentées.

Pour la disposition en radiale décalée, la maximisation du rendement non-pondéré annuel est utilisé comme fonction objective. Une nouvelle méthode d'optimisation reposant sur l'Algorithme itératif IABCA (Iterative Artificial Bee Colony Algorithm) est développée et modifiée pour vérifier son efficacité sur l'optimisation du champ héliostatique de PS10.

Pour la disposition du champ héliostatique en spirale, la maximisation des rendements annuels pondérés et non-pondérés sont utilisés comme fonctions objectives. Le but est de tester cette deuxième configuration dans la région de Ghardaïa, Algérie, avec les mêmes paramètres de la centrale PS10. Les rendements optiques annuels, énergie annuelle interceptée de la centrale PS10 pour les deux sites, Sanlúcar la Mayor en Espagne et Ghardaïa en Algérie sont présentés et comparés. Ensuite, pour répartir uniformément le flux incident sur le récepteur, une stratégie de pointage des héliostats est adoptée et évaluée.

Le quatrième chapitre est destiné à l'étude optique des récepteurs solaires de tours à concentration en mettant l'accent sur le contrôle de flux concentré sur ces récepteurs. Dans le but de déterminer les propriétés qui permettront d'améliorer les performances de ces derniers, une étude de cas a été menée sur les performances optiques de six formes de récepteurs solaire à cavités pour choisir lequel va être destiné à la mini tour solaire à concentration sis URAER (Unité de Recherche Appliquée sur les Énergies Renouvelables) Ghardaïa. La simulation optique de cette étude est réalisée à l'aide du logiciel de lancer des rayons TracePro®2013. L'effet de l'absorptivité des parois internes des cavités ainsi que la réflectivité des héliostats sur l'efficacité optique et la distribution du flux à l'intérieur de ces cavités sur la période d'une année est effectuée.

Le cinquième et dernier chapitre du manuscrit est dédié à l'étude thermique des récepteurs solaires des systèmes à concentration. Après la validation par rapport à des travaux numériques et expérimentaux similaires, on entame l'évaluation de la sensibilité du modèle en particulier les pertes thermiques par convection naturelle envers les paramètres géométriques et thermiques suivants : taille du récepteur, diamètre du tube, type de condition aux limites, rapport d'ouverture, inclinaison, le nombre de Rayleigh ( $Ra$ ) et températures d'entrée.

Finalement, la présente thèse est achevée par une conclusion générale qui résume les principaux résultats obtenus avec des recommandations proposées pour de futurs travaux pour chaque chapitre qu'on espère qu'ils verront la lumière et enrichiront cet axe de recherche.

## RÉFÉRENCES

- [1] World Energy Outlook. Executive summary; 2012, [www.worldenergyoutlook.org/](http://www.worldenergyoutlook.org/).
- [2] World Energy Outlook. Executive summary; 2011, [www.worldenergyoutlook.org/](http://www.worldenergyoutlook.org/).
- [3] An Overview of CSP in Europe, North Africa and the Middle East, CSP Today, October; 2008.
- [4] Steffen, Erdle, The DESERTEC Initiative-Powering the development perspectives of southern Mediterranean countries? Discussion paper, December; 2010.
- [5] An overview of the desertec concept. Red paper, 3rd ed.
- [6] Annesi-Maesano, Isabella. "United Nations Climate Change Conferences: COP21 a lost opportunity for asthma and allergies and preparing for COP22." *Journal of Allergy and Clinical Immunology* 138.1 (2016): 57-58.

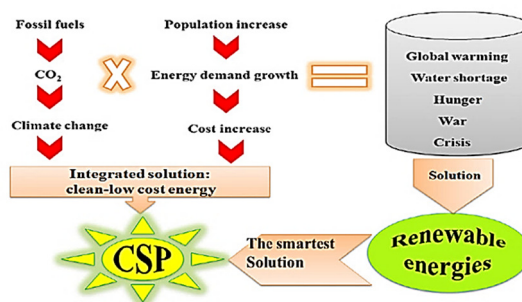
# CHAPITRE 1. DÉVELOPPEMENT DE TECHNOLOGIES DE CONCENTRATION D'ÉNERGIE SOLAIRE

## 1.1 Introduction

De nos jours, la technologie du solaire thermodynamique, ou solaire concentré (CSP : Concentrating Solar Power en anglais) et son implantation augmente rapidement plus que toute autre technologie renouvelable, parce qu'elle intègre des solutions aux différents problèmes que connaît le monde de demain, à savoir la pollution (émission des gaz à effet de serre), le changement climatique, pénurie d'énergie d'eau et de nourriture...etc. (Figure 1.1). Par exemple, un mégawatt de CSP installé évite l'émission de 688 tonnes de CO<sub>2</sub>, comparé à un cycle de système combiné et 1360 tonnes de CO<sub>2</sub> comparé à un système de puissance charbon / vapeur. Un miroir d'un mètre carré dans le champ solaire produit 400 kW h / an d'électricité et évite 12 tonnes de d'émission de CO<sub>2</sub> et contribue à une économie de 2,5 tonnes de combustibles fossiles au cours de sa durée de vie (25 ans d'exploitation) [1].

Le terme « énergie solaire concentrée » est souvent utilisé comme synonyme de « concentration de l'énergie solaire thermique ». Dans certains livres, le terme est utilisé dans un sens plus général pour inclure à la fois la conversion du solaire thermique concentré (concentrating solar thermal CST) et photovoltaïque concentré (Concentrating Photovoltaic CPV).

Aujourd'hui, l'attention commerciale s'oriente principalement vers les systèmes conçus pour la production d'électricité, mais il existe des segments de marché important qui s'orientent vers la production de chaleur industrielle et le concept de production de combustibles solaires.



**Figure 1.1.** La technologie CSP offre une solution intégrée aux problèmes mondiaux des prochaines décennies [1].



## 1.2 Les premières installations de concentration solaire :

La concentration de l'énergie solaire (Concentrated Solar Power : CSP) n'est pas une innovation de ces dernières années. Dans la mythologie grecque le feu était un élément sacré et brûlait en permanence dans les temples et sanctuaires. Son allumage était aussi symbolique et se faisait par l'intermédiaire d'un miroir parabolique (skaphia) qui concentre les rayons du soleil. Une flamme était placée au milieu des sites sportifs et du banquet installé pour les athlètes sur l'autel de la déesse du foyer Hestia. En effet au VIII<sup>av.</sup> JC, lors de la cérémonie d'ouverture des premiers Jeux Olympiques de 776 av. JC, la flamme olympique était allumée par les rayons du soleil à l'aide du skaphia, l'ancêtre du miroir parabolique. L'historique de son utilisation remonte aussi à 212 av. JC quand Archimède a utilisé des miroirs pour la première fois pour concentrer les rayons du soleil. En 1515, Léonard de Vinci invente un nouveau concentrateur solaire : un système du type CLFR (Compact Linear Fresnel Reflector). Cependant ce système semble n'avoir d'avenir que sur le papier. Au début du XVII<sup>e</sup> siècle, Salomon De Caux développa en 1615 un petit moteur à énergie solaire composé de lentilles en verre et d'un récipient métallique hermétique contenant de l'air et de l'eau. Un siècle plus tard, en 1774, Lavoisier et Joseph Priestley ont développé la théorie de la combustion en concentrant les rayons solaires sur un tube pour la collecte de gaz. Ensuite, Augustin Mouchot a conçu une machine à vapeur solaire (en anglais : *solar steam machine*) pour faire fonctionner une presse à imprimer. Après cela, en 1878, une petite centrale solaire composée d'un concentrateur parabolique relié à un moteur a été exposée à l'Exposition universelle de Paris [2-6].

Au début des années 1900, bien que l'intérêt pour l'énergie solaire a disparu en raison des progrès des moteurs à combustion interne et de la disponibilité croissante de combustibles fossiles à faible coût, la première centrale CSP alimentée par un champ solaire parabolique a été installée en 1913 à Al Maadi (l'Égypte) par le professeur Frank Shuman de New York Figure 1.2, Figure 1.3. Cette première centrale CSP est considérée comme le premier générateur de puissance à énergie solaire au monde et qui servait au pompage de l'eau d'irrigation, [7,8]. Cette réalisation a été publiée dans une revue appelée « *The Electrical Experimenter, Mars 1916* », [9], avec un schéma expliquant la théorie du scientifique Dr. Nikola Tesla sur la génération du courant électrique à partir des rayons solaires, Figure 1.4.



Figure 1.2. Le professeur Frank Shuman le premier a installé une centrale CSP en 1913 (Egypte), « *The Electrical Experimenter Mars 1916* ».



Figure 1.3. Le premier système de concentration cylindro- parabolique à Maadi, Egypte [10].

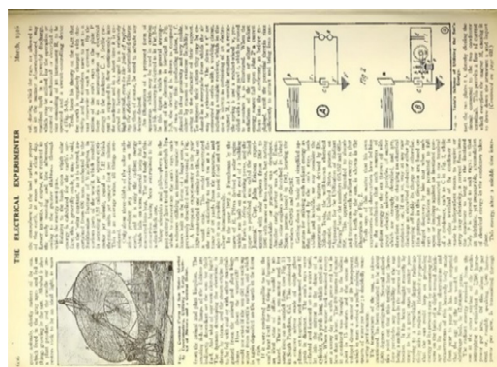


Figure 1.4. Schéma expliquant la théorie du scientifique Dr. Nikola Tesla sur la génération du courant électrique à partir des rayons solaires (*The Electrical Experimenter, Mars 1916*).

Alors que la question du changement climatique domine le futur agenda mondial sur l'énergie, l'idée que la demande mondiale en pétrole a dépassé le niveau d'approvisionnement est bien acceptée et qu'il y'aura une tendance générale vers l'augmentation des prix. Cela

pourrait s'avérer être utile pour une transition vers les technologies des sources nouvelles et renouvelables, à la fois en augmentant la demande d'électricité solaire et en encourageant l'utilisation des combustibles solaires.

Dans les années 1960, avec l'explosion de la course des programmes spatiaux, l'intérêt était dirigé vers le photovoltaïque, et l'industrie de l'énergie solaire a commencé à attirer l'attention et devient apparente de plus en plus. Pendant les années 1970, la crise pétrolière a incité les industries du CSP à se développer et de nombreuses installations pilotes ont été construites, testées et ont conduit la technologie CSP a un niveau industriel et commercial avancé.

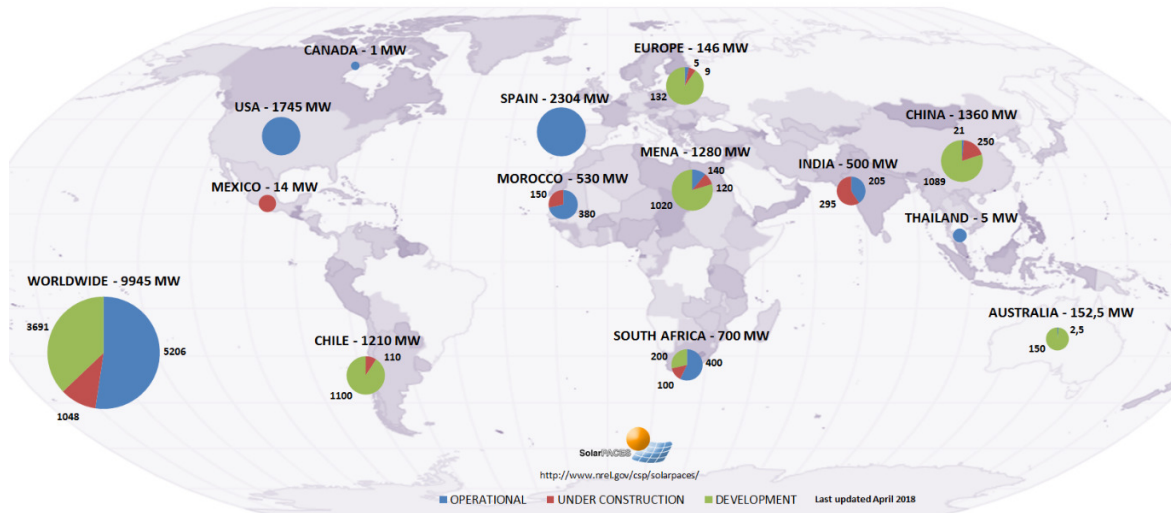
Au cours de ces trois dernières décennies, l'industrie éolienne mondiale a connu une grande croissance moyenne à partir de 2012, pour atteindre une capacité installée totale de 456 GW en 2016 et 540 GW en 2017 [11]. En plus le rythme annuel d'installation d'éoliennes est maintenant plus rapide que le nucléaire.

Les premiers développements commerciaux des technologies CSP ont été entre 1984 et 1995, mais après, aucun autre déploiement commercial n'a eu lieu avant 2005, bien que des recherches, des développements considérables ont eu lieu à cette époque. Depuis lors, le déploiement commercial des CSP a repris et a pris une ampleur considérable. Cependant, la capacité installée totale est inférieure d'un ordre de grandeur à celle du PV, cela dit la commercialisation de la technologie est en retard d'une dizaine d'années. La véritable naissance de CSP en tant qu'industrie est apparue en Californie dans les années 1980. Des politiques gouvernementales favorables ont conduit à la construction de neuf systèmes cylindro-parabolique (Parabolic trough collector technology (PTC) en anglais) séparés et basés sur le concept « *Solar Electric Generating Systems (SEGS)* », totalisant une capacité installée de 354 MWe. Ceux-ci étaient basés sur des turbines à vapeur pour la production d'énergie, et utilisaient de l'huile comme fluide caloporteur dans des récepteurs à vide. Ces implantations, avec plus de 2.000.000 m<sup>2</sup> de surface miroir, continuent à fonctionner sous la propriété de services publics pendant plus de 20 ans et ont prouvé que cette technologie peut devenir commerciale. La dixième implantation était dans les premiers stades de construction lorsque l'effet de la baisse des prix du pétrole et les changements dans la politique gouvernementale ont conduit à une perte d'investissement et à la disparition subséquente de l'entreprise. Cependant, la technologie était maintenant sur la carte, et au cours de cette période 1984-95, avec seulement 354 MW déployés, le coût initial d'investissement (*capital cost*) a été réduit de moitié. Le rôle principal dans le développement des énergies

renouvelables a été saisi à cette époque par les pays du nord-ouest de l'Europe, menés par le Danemark puis l'Allemagne. L'accent était mis sur l'accompagnement de l'énergie éolienne étant donné que dans ces pays le vent était plus favorable que les ressources solaires. Les préoccupations sur le changement climatique ont conduit à un changement positif sur les programmes politiques autour de l'approvisionnement en énergie. Il y a eu une réapparition du développement des CSP depuis 2005, due en grande partie à la reconnaissance qu'il s'agit d'une technologie capable de réduire rapidement les émissions de gaz à effet de serre et d'offrir une énergie solaire distribuable grâce au stockage thermique intégré. En Europe, cette croissance a été menée principalement par l'Espagne à travers des incitations tarifaires spécifiques et ciblées qui se sont révélées très fructueuses pour la technologie.

Ceci dit, malgré que l'industrie du CSP en soit encore à ses débuts et qu'elle est vulnérable aux changements politiques soudains, surtout dans les pays qui sont en tête de cette technologie, une forte croissance en termes de capacité mondiale installée est attendue dans les prochaines années. En raison du hiatus de 15 ans dans l'évolution commerciale du CSP, la capacité du photovoltaïque installée a été multipliée par dix par rapport au CSP, ce qui a entraîné une réduction significative des coûts au cours des dernières années, tandis que le CSP est à un stade précoce de sa trajectoire de réduction des coûts. En 2012, le PV est moins coûteux que le CSP pour la production d'électricité non acheminable (*Dispatchability*) (*La production acheminable « dispatchable generation en anglais » fait référence aux sources d'énergie électrique qui peuvent être acheminées à la demande d'un opérateur de réseau électrique. Une source d'électricité non-acheminable est un générateur d'énergie électrique qui ne peut pas être allumé ou éteint afin de répondre aux besoins fluctuants de la société en électricité*). Dans ces circonstances, une attention particulière doit être accordée aux avantages du stockage thermique de l'énergie intégré au CSP et à l'acheminabilité de l'électricité d'origine solaire (*Dispatchability*), ainsi qu'à d'autres applications non électriques telles que les carburants. Aujourd'hui, la majorité des nouvelles installations intègrent désormais un stockage thermique, généralement de l'ordre de 6 heures environ [13].

La figure 1.5 montre les projets de concentration solaire (CSP) opérationnels, en construction ou en développement à travers le monde.



**Figure 1.5.** Les projets de concentration solaire (CSP) à travers le monde qui ont des centrales opérationnelles, en construction ou en développement (cylindro- parabolique, réflecteurs linéaires de Fresnel, tour solaire, systèmes de Dish/moteur sterling) [14].

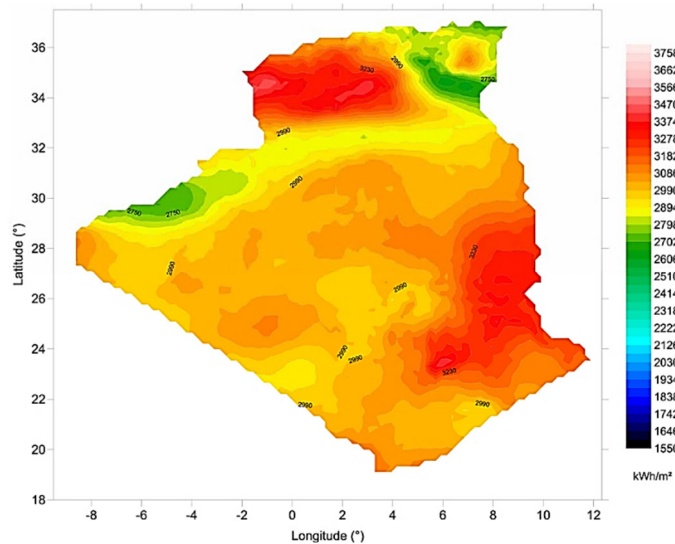
### 1.3 Potentiel et disponibilité des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie adopte actuellement la stratégie de diversification des ressources énergétiques qui a été initiée en 1998 lorsque le gouvernement a lancé le programme des Fonds Spéciaux pour le Développement des Zones Sahariennes du Sud. Ce programme était la première étape pour encourager et intensifier l'utilisation des ER (Énergies Renouvelables), principalement le solaire pour la production d'énergie. Selon cette stratégie, le mix énergétique (répartition des différentes sources d'énergie primaire) dans l'Algérie est alimenté par cinq sources principales, à savoir le gaz naturel, le pétrole, la géothermie, le solaire et l'éolien. L'Algérie a un fort potentiel pour l'énergie solaire, et l'Agence Internationale de l'Énergie estime que le pays a assez de surface (terres) avec un fort ensoleillement pour produire 162 TWh d'électricité [15].

#### 1.3.1 L'énergie solaire en Algérie

En raison de sa localisation géographique dans la ceinture solaire, l'Algérie possède l'un des potentiels solaires les plus élevés au monde, soit environ 5 milliards de GWh / an. La durée d'ensoleillement au Sahara et dans les Hauts Plateaux peut atteindre 3600 h/an. Cet énorme potentiel a poussé les autorités à lancer plusieurs projets pour exploiter cette précieuse ressource renouvelable. Actuellement, l'Algérie projette de produire 400 MW d'électricité à partir de la technologie photovoltaïque dans différentes régions du pays [16,17]. Habituellement, l'irradiation normale directe est le paramètre d'entrée approprié

pour les systèmes solaires à concentration qui sont équipés de dispositifs de poursuite à deux axes tels que l'héliostat et bien d'autres. L'Algérie et particulièrement la région de Ghardaïa (latitude de 32,6 ° N, longitude de 3,8 ° E et altitude de 450 m), a un grand potentiel d'irradiation directe normale (DNI) reçue tout au long de l'année (Figure 1.6), qui rend le pays et la région de Ghardaïa très favorable à la construction des systèmes de concentration solaire [18].



**Figure 1.6.** Carte de l'irradiation normale directe annuelle (sur une surface munie de dispositifs de poursuite à deux axes) [18].

Le potentiel économique pour la génération de l'énergie solaire en Algérie a été évalué par le Centre Aérospatiale Allemand (DLR) et le Centre de Recherche des Énergies Renouvelables (CDER), principalement à partir de traitement d'images satellite. Les données dérivées estiment à 169 440 TWh/ an pour le solaire thermique (TS) et plus de 13,9 TWh/ an pour le photovoltaïque (PV) [19].

### ***1.3.2 Énergie solaire thermique***

Les applications d'énergie solaire thermique sont principalement orientées vers le CSP comme étant une technologie qui a prouvé son efficacité à grande échelle. Au niveau mondial, l'investissement cumulé dans le CSP est encore très faible par rapport à l'investissement dans d'autres technologies d'énergie renouvelable.

Une première centrale cylindro-parabolique à cycle intégré et à cycle combiné (Integrated Solar and Combined Cycle ISCC) a été réalisée à Hassi R'mel. Ce projet donne à l'Algérie une expérience précieuse dans le développement, la construction et le fonctionnement de

telles centrales [19] :

Lieu : Hassi R'mel.

Technologie : Cylindro-Parabolique hybridé avec du gaz naturel (cycle combiné).

Capacité : 25 MW CSP, 150 MW au total.

Superficie : 152 ha.

Coût : 315 millions d'euros.

Mise en service : août 2010.

Entrepreneur EPC : Abengoa.

Offtaker (intermédiaire financier) : Sonatrach.

Trois autres centrales hybrides doivent être achevées en 2015, avec une capacité de 70-80 MW pour chacune d'entre elles. Normalement, elles devraient être aux mêmes échelles que celle de Hassi R'mel, et feront partie du plan du gouvernement Algérien pour développer, produire et exporter l'énergie solaire sous forme d'énergie électrique, mais malheureusement rien n'a été fait à ce jour. Le tableau 1.1 énumère les nouveaux projets CSP proposé dans le cadre du programme CSP MENA (Middle East and North Africa region).

**Tableau 1.1.** liste des projets CSP prévu dans le plan d'investissement Algérien [19].

Localisation	Capacité CSP (MW)	Capacité Total (MW)	Cout estimé (10 <sup>6</sup> US\$)	Contribution CTF <sup>a</sup> (10 <sup>6</sup> US\$)
Megahir	80	400	322	58.4
Naama	70	400	285	51.1
Hassi R'mel II	70	400	285	51.1
Total	220	1200	892	160.6

<sup>a</sup> CTF: Clean Technology Fund

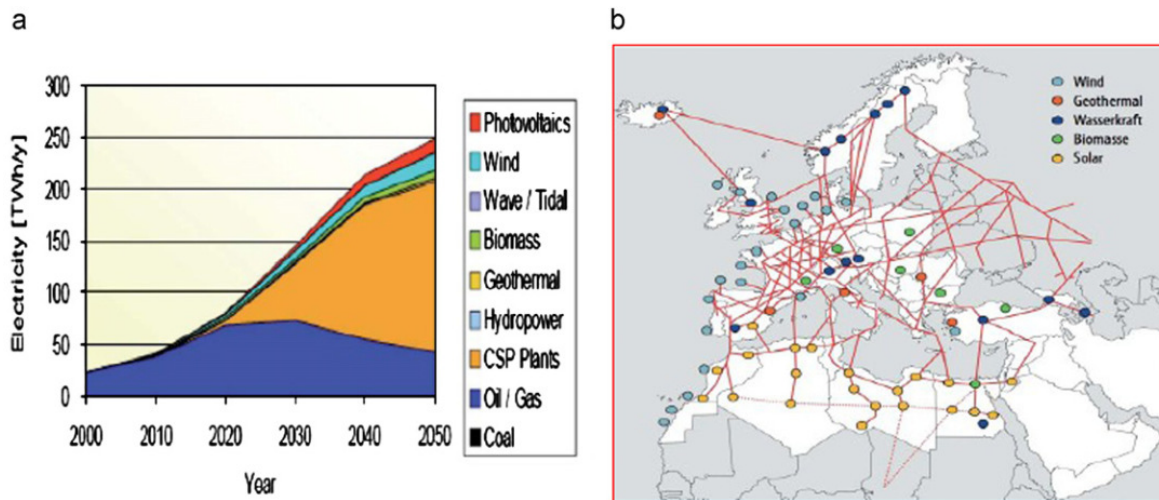
Avec une capacité de CSP accumulée de 220 MW, ces trois projets envisagés pour l'Algérie s'inscrivent bien dans le plan national d'énergie renouvelable. Deux options sont envisagées pour le premier projet qui sera situé à Meghaïr, dans la partie sud-est de l'Algérie. Tous les deux comprendront une surface de 270-280 ha utilisant la technologie du cylindro-parabolique :

- Option 1 : production d'énergie uniquement, capacité 400 MW dont 70 MW générés à partir du CSP.

- Option 2 : production d'énergie avec dessalement intégré, capacité totale de 480 MW dont 80 MW CSP (la centrale traitera l'eau saumâtre locale).

Le deuxième et le troisième projets seront techniquement identiques à celui de Meghair avec option 1 : cycle intégré et cycle combiné ISCC pur, avec une capacité totale de 400 MW utilisant toujours la technologie cylindro-parabolique qui va produire 70 MW. Ils seront localisés, à Naama (sud-ouest de l'Algérie) et Hassi R'mel, respectivement.

L'étude faite par le DLR et le CDER a établi un potentiel théorique du CSP d'environ 170000 TWh / an. L'étude a élaboré aussi une feuille de route pour une situation d'approvisionnement jusqu'en 2050, où plus de 80% de la demande d'électricité en Algérie sera couverte par les énergies renouvelables (RE). La figure 1.7a montre qu'en 2050, la plus grande partie de fourniture d'énergie renouvelable sera couverte par les centrales CSP [20,21]. Dans ce scénario, une capacité totale de 30 GW et une production annuelle de 166 TWh sont prévues et le coût d'électricité fourni à partir des centrales CSP sera inférieur à 8 €cent/kWh [20]. L'étude mentionnée précédemment a également publié un scénario d'acheminement de l'électricité à haute tension continue (High Voltage Direct Current, HVDC) générée à partir de CSP de la région MENA vers l'Europe, figure 1.7b [21].



**Figure 1.7.** (a) À gauche : scénario de fourniture en électricité pour l'Algérie, [20,21]. (b) À Droite : grille d'acheminement (HVDC) intégrant différents types d'ER,[21].

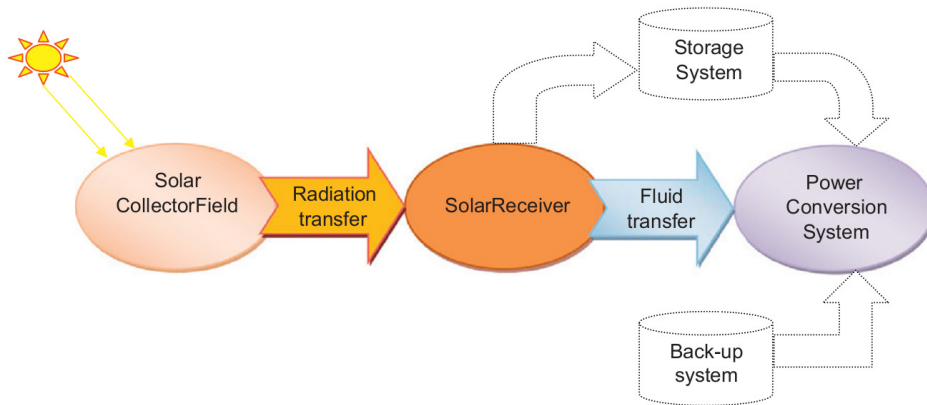
#### 1.4 Concepts de base des technologies CSP :

Comme le montre la Figure 1.8, un système de concentration d'énergie solaire comprend trois principaux sous-systèmes :

- Un champ solaire composé de collecteurs solaires,



- ✚ Un récepteur solaire et
- ✚ Un système de conversion de puissance ou bloc de conversion.



**Figure 1.8.** Principe de fonctionnement d'une installation CSP typique.

Le champ solaire comprend de nombreux rangs ordonnés d'une certaine manière qui dépend du type de technologie, et chaque rang est constitué de modules (concentrateurs). Ces modules sont des miroirs qui concentrent les rayons solaires vers une cible d'une façon ponctuel (central solaire à tour (Solar Central Receiver : SCR), concentrateurs paraboliques (*Dish Stirling*)) ou linéaire (concentrateur linéaire de Fresnel (LFC), cylindro-parabolique (PTC)) pour produire de la chaleur à des températures moyennes (environ 400-550°C) ou élevées (environ 600- >1000°C). Ensuite, cette chaleur concentrée est transférée au fluide caloporteur (*Heat Transfer Fluid* HTF) (huile thermique, sel fondu, eau, air, hydrogène ou hélium...etc.) traversant en général les tubes d'un échangeur pour produire de l'électricité en entraînant les générateurs conventionnels dans le bloc de puissance. Certaines implantations CSP selon le type de technologie utilisé peuvent être conçues avec un système de stockage intégré pour stocker une partie de la chaleur concentrée pendant les jours ensoleillés pour produire de l'électricité dans les jours nuageux ou lorsque le soleil se couche. Ces systèmes peuvent être hybridés avec un combustible fossile pour produire de l'électricité pendant 24 h afin d'améliorer son rendement thermique et son facteur de capacité et ainsi réduire le coût d'investissement de la technologie [22].

Il existe quatre familles de technologie CSP : concentrateur cylindro-parabolique (Parabolic trough collector (PTC)), central solaire à tour (SCR) dit aussi : Tower solar power (TSP)), concentrateurs de Fresnel (Linear Fresnel Concentrator : LFC) et le système concentrateurs paraboliques ou parabole/Stirling (*Dish Stirling*) (Figure 1.9).

Ces quatre familles dépendent de deux éléments principaux, à savoir le champ solaire et le

récepteur. Elles sont classées en fonction de la manière dont ils focalisent ou concentrent les rayons du soleil et du type de récepteur. Une brève comparaison entre ces technologies est illustrée dans le tableau 1.2. Pour chaque technologie, l'efficacité globale de l'ensemble du système varie en fonction de l'emplacement, de l'heure et du jour de l'année. Dans chaque famille CSP, une variété d'options est possible pour la disposition du champ solaire, le système de poursuite, le type de récepteur, le fluide caloporteur (HTF), la technologie de stockage et le système de conversion de puissance [1].

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

Un système de centrale solaire à tour consiste en une série de miroirs ou héliostats munies d'un système de poursuite à deux axes pour réfléchir la lumière incidente du faisceau solaire direct vers un récepteur en haut de la tour ou un réflecteur secondaire. Ces miroirs ou héliostats doivent être espacés entre eux dans le champ pour éviter les interférences mécaniques ou optiques [23]. Le récepteur est conçu pour intercepter efficacement les rayons solaires concentrés à une température élevée et les convertir sous forme de chaleur. Cette énergie est captée par un fluide de travail puis stockée sous forme d'énergie thermique, utilisée pour entraîner un générateur électrique, ou utilisée comme chaleur industrielle. Cependant, la collecte efficace, la concentration élevée et la température élevée de la chaleur recueillie sont des facteurs qui rendent cette technologie intéressante pour de nombreuses applications.



**Figure 1.9.** Concept de base des quatre familles CSP (de gauche à droite et de haut en bas) : parabolique (Dish), cylindro- parabolique, miroir Fresnel, tour solaire [1].

**Tableau 1.2.** Comparaison des quatre technologies de CSP [1].

Technologie CSP	Concentrateur cylindro-Parabolique	Central à Tour solaire	Concentrateur linéaire de Fresnel	Concentrateur parabolique (Dish)
Collecteur solaire	Concentration linéaire	Concentration ponctuelle	Concentration linéaire	Concentration ponctuelle
Récepteur solaire	Mobile	Fixe	Fixe	Mobile
Cycle de conversion de puissance	RC, CC	RC, BC, CC	RC	RC, SC
Rapport de concentration	70 – 80 <	> 1 000	> 60	> 1300
Pente du champ solaire (%)	1 – 2 <	< 2 – 4	< 4	10 ou plus
Température Moyenne de travail (°C)	Moyenne	Élevée ( $\geq 1000$ °C)	Relativement basse	Élevée ( $\geq 1000$ °C)
L'efficacité actuelle (%)	15 – 16	16 – 17	08 – 10	20 – 25
Efficacité maximale (%)	14 – 20	23 – 35	18	30
Capacité typique (MW)	10 – 300	10 – 200	10 – 200	0.01 – 0.025
Facteur de capacité annuel (%)	25 – 28 (sans stockage) 29 – 43 (avec 7 h de stockage)	55 (avec 10 h stockage)	22 – 24 (sans stockage)	25 – 28 (sans stockage)
Statut de développement	Commercialement prouvé	Commercial	Projet pilot	Démonstration
Risque technologique	Bas	Moyen	Moyen	Moyen
Perspectives d'amélioration	Limité	Tré présent	Présent	Via une production de masse
Efficacité avec améliorations	18	25 – 28	12	30
Hausse relative de l'efficacité après améliorations	20	40–65	25	25

Les centrales solaires à tour ont l'avantage de convertir toute l'énergie solaire en une région fixe, c'est-à-dire le récepteur. Cela permet au récepteur d'être fixe, en évitant en grande partie le besoin d'établir un réseau de transport d'énergie. Ils ont été conçus à plus grande échelle pour alimenter un cycle de vapeur (cycle de Rankine (RC), cycle de Brayton (BC)), cependant, dans certaines applications les systèmes modulaires employant plusieurs tours sont avantageux. Un inconvénient majeur pour cette technologie est que la position fixe du récepteur signifie que les héliostats ne pointent généralement pas directement au soleil, de sorte que la quantité de rayonnement solaire recueillie par unité de surface de miroir est

réduite à comparer à celle d'un concentrateur parabolique (Dish), ce phénomène est connu sous le nom de l'effet cosinus. Cependant, la position fixe du récepteur et l'amélioration de l'efficacité du processus de conversion d'énergie rendent les investissements dans cette technologie plus **rentables** et la conception moins complexe. Par contre pour les autres technologies comme le cylindro-parabolique, miroirs Fresnel et les miroirs paraboliques, leurs avantages et inconvénients se traduisent par un **compromis** de collecter le **maximum** de lumière sur le récepteur le plus **rentable** [13].

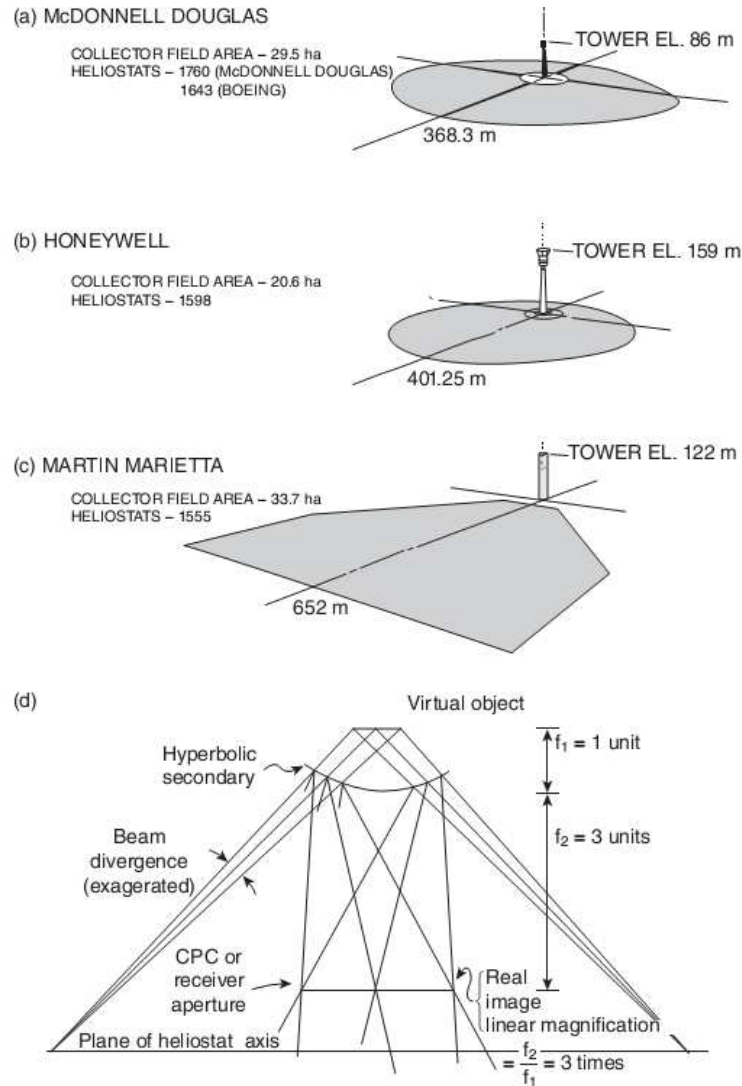
### ***1.5.1 Le Champs héliostatique et ces Configurations de base***

Le concept des tours solaires peut être réalisé en plusieurs configurations, définies essentiellement par le récepteur, comme indiqué sur la Figure 1.10. Si le récepteur est constitué d'un absorbeur externe (cylindrique en général), la surface absorbante peut être vue de toutes les directions, ce qui entraîne un champ d'héliostats en anneau ou circulaire. La configuration de ce champ est définie principalement par son efficacité relative à diriger la lumière du soleil vers le récepteur (Figure 1.10a). Pour un degré de puissance donné, il en résulte une tour moins coûteuse. L'inconvénient associé est que la surface chauffée est exposée aux pertes thermiques convectives et radiative.

L'alternative principale est un récepteur à cavité dans lequel la surface chauffée se trouve à l'intérieure d'une enceinte contenant une seule ouverture pour permettre la rentrée des rayons concentrés (Figures 1.10b et 1.10c). Ceci a pour effet que les héliostats loins du cône défini par la normale à l'ouverture vont être pénalisés par le cosinus de ce cône (50% à 60<sup>0</sup>). Généralement, l'ouverture est dirigée avec un angle prédéfini vers le bas et vers le champ d'héliostats (champ orienté nord dans l'hémisphère sud, champ orienté sud dans l'hémisphère nord) positionnés de tel sorte à illuminer le plus efficacement possible l'ouverture du récepteur (Figure 1.10c). Pour la configuration orientée nord ou sud, l'efficacité optique des héliostats à midi est meilleure que celle de la configuration circulaire ou en anneaux, mais elle est moins efficace le matin et le soir. Pour une même surface d'héliostats l'énergie annuelle collectée par la configuration orientée vers l'un des pôles à midi est inférieur à celle de la configuration circulaire.

Une troisième alternative est le concept de concentration réorientée vers le bas (*beam-down concept*). Dans cette configuration tous les héliostats concentrent les rayons solaires en un point (un foyer virtuel) mais un miroir secondaire (généralement) hyperbolique intercepte la lumière et la redirige (réoriente) vers le sol (Figure 1.10d). La lumière du soleil redirigée est

capturée par un récepteur orienté vers le haut et souvent équipé d'un concentrateur parabolique composé (*compound parabolic concentrator CPC*) pour récupérer les pertes par



**Figure 1.10.** Configurations de tour solaires proposées pour l'installation de Solar One : (a) Récepteur externe avec champ circulaire ou en anneau, (b) Récepteur à cavité orienté vers le bas avec un champ en anneau, et (c) Récepteur à cavité avec un champ dirigé vers le nord (modifié à partir des croquis de Sandia), (d) Un champ en anneau avec les rayons solaires orienté vers le bas grâce à un hyperbole secondaire (*beam-down concept*) [13].

débordement (*Spillage losses*) d'une partie de la concentration. C'est important parce que le miroir secondaire agrandit l'image initiale qui aurait été formée au point focal par une amplification linéaire (*linear magnification, LM*). Si l'on veut rendre le secondaire petit, il doit être placé à proximité du point focal virtuel pour intercepter toute la lumière du champ héliostatique. Cependant, cela se traduit par une grande amplification linéaire (LM) de

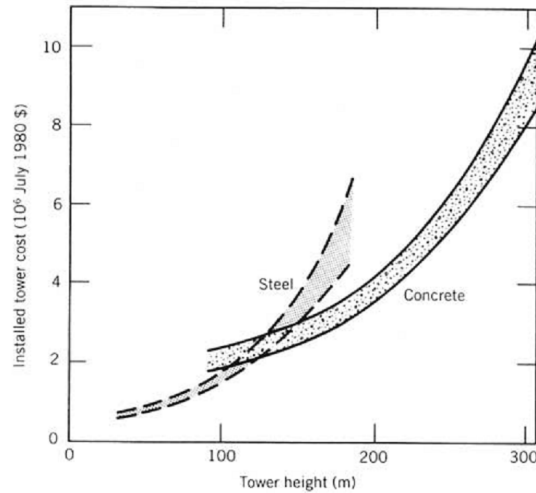
l'image finale et réduit la concentration par le carré du LM. Donc, un LM plus petit nécessite un grand secondaire qui est plus coûteux et créera un ombrage considérable sur le champ héliostatique [13].

Les performances d'une centrale à tour dépendent fortement de l'efficacité du champ solaire qui à son tour est lié à la conception de l'héliostat, la distribution héliostatique sur le terrain, le système de poursuite et le système de contrôle. Le champ solaire est constitué d'un grand nombre de miroirs de poursuite, appelés héliostats. Un seul héliostat comprend un ensemble de miroirs, un système de poursuite, un cadre, une fondation de structure et un système de contrôle. La performance du champ héliostatique est une fonction de l'efficacité optique. L'effet cosinus, l'effet d'ombrage, l'effet de blocage, la réflectivité du miroir, l'atténuation atmosphérique et le déversement du récepteur (spillage) sont les principaux facteurs affectant l'efficacité optique d'un héliostat.

Il est bien connu que 50% du coût d'investissement total et 40% des pertes énergétiques totales d'une centrale à tour sont attribuées au champ héliostatique. Il est alors essentiel d'optimiser sa conception pour réduire le coût en capital et améliorer l'efficacité globale de la centrale [24,25].

### **1.5.2 La tour**

Les conceptions de pylônes proposées sont soit en acier en utilisant des techniques de conception de derrick, soit en béton en utilisant des techniques de conception de cheminées. Les analyses de coûts indiquent que les tours à ossature d'acier coûtent moins cher à des hauteurs inférieures à environ 120 m (400 ft) et que les tours à béton coûtent moins cher pour les hauteurs supérieures. Les résultats d'une telle analyse des coûts décrite dans la référence [27] sont présentés dans la figure 1.11.



**Figure 1.11.** Le coût de la tour pour différentes hauteurs [28].

### ***1.5.3 Le récepteur***

La technologie des tours solaire à concentration atteint des niveaux de concentrations de 600 à 1200 fois supérieures au rayonnement direct normal (DNI : Direct Normal Irradiation). Cette concentration élevée de flux crée des défis de conception et de fonctionnement pour assurer que le flux solaire concentré soit réparti uniformément sur la surface de l'absorbeur. Cela évitera une défaillance thermique au niveau du récepteur utilisé. On outre, le récepteur doit être capable d'uniformiser la distribution de flux solaire fortement concentrée sur la surface de l'absorbeur de telle sorte que des limites de flux concentré bien définies préalablement ne seront pas dépassées.

La conception du récepteur d'une tour solaire à concentration a traditionnellement été l'une des deux configurations possibles - soit une surface cylindrique entièrement exposée, ou une surface concave imbriquée à l'intérieur d'une cavité protectrice. La surface cylindrique exposée, communément appelée récepteur externe, consiste en un certain nombre de panneaux tubulaires individuels disposés dans un cylindre vertical au sommet d'une tour. Ces panneaux sont généralement exposés aux conditions ambiantes sans vitrage ni protection. Le récepteur à cavité, comme le récepteur externe, est souvent un assemblage de plusieurs panneaux tubulaires. Cependant, cette configuration offre un certain degré de protection contre les conditions ambiantes, car elle est située à l'intérieur d'une cavité ouverte qui réduit les pertes de rayonnement et de convection.

Les deux configurations ont leurs avantages et leurs inconvénients, et peuvent être mieux adaptées à condition de prendre en compte les variables de coût et de localisation. Par exemple, l'efficacité thermique du récepteur externe est améliorée en augmentant

l'exposition de ce dernier à son environnement c.à.d. au champ héliostatique. Le récepteur à cavité gagne en efficacité avec son isolation améliorée par rapport aux conditions ambiantes, mais sa géométrie limite la disposition du champ héliostatique ce qui pénalise l'énergie annuelle interceptée. La figure 1.12 montre un exemple de configurations de récepteur externe et à cavité [29].



**Figure 1.12.** Deux exemples de récepteurs pour la tour solaire : (à gauche) le récepteur externe, (à droite) le récepteur à cavité, [29].

#### ***1.5.4 Système de conversion de puissance***

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



## 1.6 Historique des centrales solaires à tour

### 1.6.1 Premières évolutions

La fourniture de l'énergie solaire sous forme de chaleur thermodynamiquement utile pour des cycles de conversion de puissance nécessite des températures nettement supérieures à 100°C, donc une multitude de miroirs concentrateurs sous plusieurs formes est nécessaire.

En 1949- 1957 Félix Trombe dirige la création, à Mont-Louis, France, d'un prototype de four solaire d'une puissance de 50 kW [30], puis le four solaire d'Odeillo de 54 mètres de hauteur et 48 mètres de largeur comprenant 63 héliostats chaqu'un de 45m<sup>2</sup> de surface. Il est mis en service en 1970. Avec le four solaire de Parkent en Ouzbékistan, il est l'un des deux plus grands au monde. Les rayons solaires sont captés par une première série de miroirs orientables situés sur la pente, puis réfléchis vers une deuxième série de miroirs (les « concentrateurs »), disposés en parabole, Figure 1.13. De là ils convergent vers une cible circulaire dans un bâtiment situé à une distance focale de ce dernier, cette cible à peine 40 cm de diamètre. Cela revient à concentrer l'énergie de « 10 000 soleils » [13].

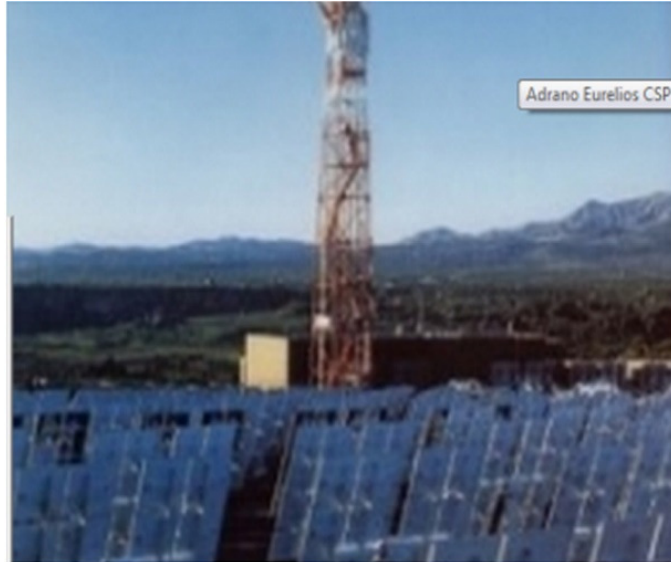


**Figure 1.13.** Le four solaire français de 1 MW à Odeillo employant un champ de 63 héliostats de 45 m<sup>2</sup> chacun [13].

En 1968 le professeur Giovanni Francia (San Ilario, Italie), a proposé un mécanisme d'entraînement activé par un simple mouvement d'horlogerie qui redirige automatiquement les rayons solaires directs vers le récepteur. Le système de 130 kW<sub>t</sub>, de 135 m<sup>2</sup> de surface réfléchissante a produit des vapeurs de hautes températures [31].

En 1976, la Commission Européenne (CEC, Commission of the European Communities) a décidé de construire la première tour solaire d'une puissance dépassant le mégawatt. La centrale a été nommée EURELIOS (Figure 1.14) et se situe à environ 30 km de la mer dans la grande vallée d'Adrano, Sicile, en Italie. Au cours de la même année, la construction de

la centrale a débuté grâce à un consortium industriel international composé d'ANSALDO S.P.A. et Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL, Italie), CETHEL (Combinant : Renault, Five-Cail-Babcock, Saint-Gobain Ponta-Mousson et Heurtey S.A.), la France et Messerschmitt-Bölkow-Blohm (MBB), la République fédérale d'Allemagne [32].



**Figure 1.14.** Une photo de la centrale EURELIOS [22].

En 1981, la centrale Solar One a été construite et se composait de 1818 miroirs de 40 m<sup>2</sup> chacun avec une surface totale de champ solaire de 72 650 m<sup>2</sup> et un stockage thermique huile / roche qui servait à augmenter la capacité de production d'énergie de la centrale et de fournir de la vapeur à basse température pour garder les parties de la centrale au chaud pendant les heures creuses et au moment de démarrage le matin. L'eau / vapeur a été utilisée comme fluide de travail. La centrale a été exploitée pour les 6 années qui ont suivi 1982 et pendant ces années, la durée d'exploitation a atteint 8 h en été et 4 h en hiver avec un rendement annuel atteignant 7% uniquement en raison de l'absence d'acheminabilité (dispatchability) de l'électricité d'origine solaire, les chocs thermiques dans la turbine (passage nuageux) et la complexité du stockage thermique huile/roche qui a provoqué des pertes thermodynamiques considérables [34].

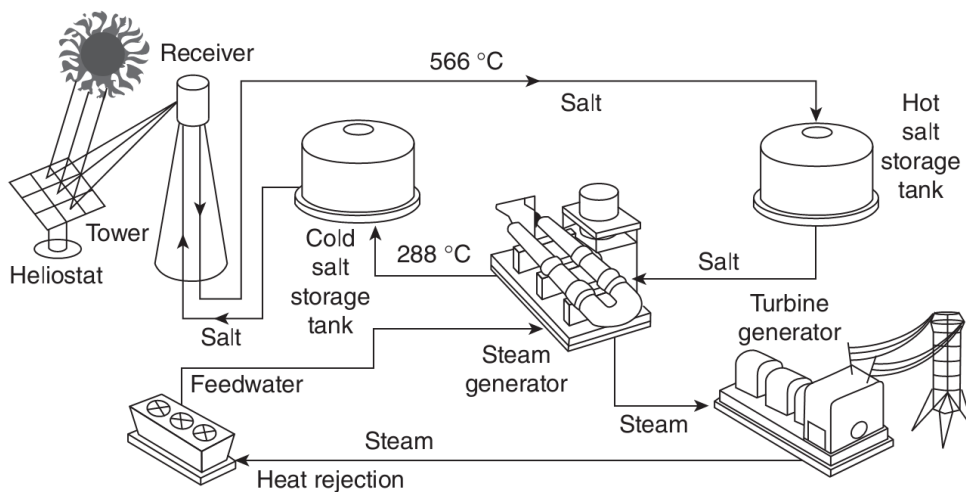
En 1996, le consortium DOE et Solar Two, composé de l'Arizona Public Service Company, de la Bechtel Corporation, de la California Energy Commission, de l'Idaho Power Company, du Los Angeles Department of Water and Power, de PacifiCorp, du district municipal de Sacramento, Salt River, Project et Southern California Edison Company, ont construit la tour solaire Solar Two (Figure 1.15) en ajoutant 108 héliostats de 95 m<sup>2</sup> chacun avec une surface

d'ouverture de  $10.200 \text{ m}^2$ , un récepteur de nitrate ( $43 \text{ MWth}$ ), un système de stockage du sel ( $3\text{h}$ ,  $105 \text{ MWth}$ ). ), un générateur de vapeur de sel ( $35 \text{ MWth}$ ), et un nouveau système de contrôle principal pour les composants existants déjà de Solar One. La surface totale d'ouverture de la centrale a atteint  $82\,750 \text{ m}^2$  [36].



**Figure 1.15.** La centrale solaire Solar Two près de Barstow, en Californie.

La figure 1.16 montre le principe de fonctionnement de la centrale solaire Solar Two. Au cours des deux premières années de fonctionnement, la disponibilité de la centrale a atteint plus de 80%, tandis que dans sa dernière année elle atteignait 96% sous la direction de Southern California Edison (SCE). Mais l'objectif prévu pour le coût énergétique d'une installation commerciale n'a pas été atteint en raison des valeurs élevées des pertes optiques et thermiques du récepteur. En 1999, la centrale Solar Two a été mise hors service [22].



**Figure 1.16.** Schéma de Solar Two montrant deux réservoirs stockage de sel fondu (chaud et froid) et du fluide caloporteur [13].

### ***1.6.2 Période de transition***

La période entre 1990 et 2005 a été une période difficile pour l'énergie solaire en général, en raison des importants capitaux dévoués aux investissements et les années d'exploitation et de démonstration qui n'étaient pas assez suffisantes, notamment pour les centrales à tour. Au cours de cette période, des progrès considérables ont été réalisés dans la conception d'héliostats pour réduire les coûts et améliorer les performances. En plus, les récepteurs étaient améliorés et des travaux ont été entrepris pour développer des sels fondus spéciaux avec points de congélation plus bas et des températures de travail plus élevées. Des études montrant l'efficacité d'utilisation d'autres fluides que la vapeur ou le sel fondu comme fluide caloporteur au sein du récepteur ont été entreprises. En particulier, la vapeur supercritique ou le dioxyde de carbone supercritique qui offre des avantages significatifs dans l'efficacité du générateur de turbine. Cependant, les températures et pressions très élevées impliquent des coûts très élevés pour le récepteur [13].

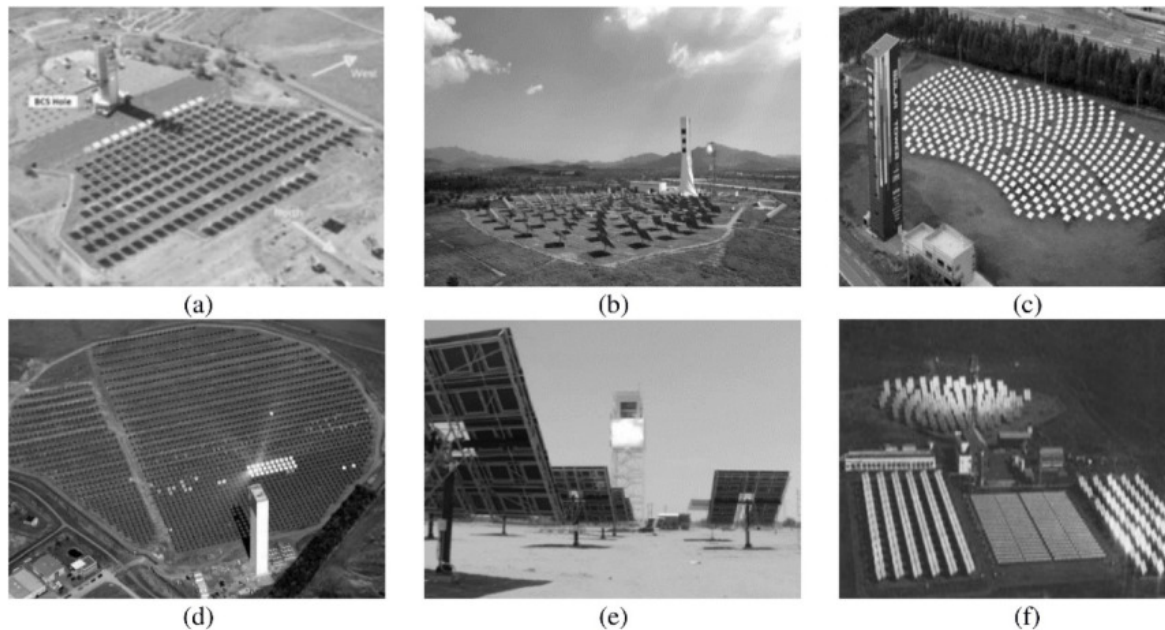
Le succès de Solar Two a encouragé deux des partenaires industriels clés du projet à exploiter les opportunités commerciales qu'offre l'utilisation des sels fondus dans les centrales à tour en Espagne. Le projet espagnol a été nommé "Solar Tres" ou "Solar Three" parce que la capacité de la nouvelle centrale est trois fois plus grande que Solar Two. Initialement, Solar Tres a été lancé par la société espagnole GHERSA en association avec NEXANT et le récepteur a été basé sur la technologie Boeing. En 2001, SENER a rejoint l'équipe, mais pour plusieurs raisons NEXANT et Boeing ont abandonné le projet à ce moment-là et SENER a pris en charge le lancement du projet. Le projet a été financé par le 5<sup>ème</sup> programme-cadre de l'UE (SENER, GHERSA, Siemens et Saint-Gobain) [37].

### ***1.6.3 Recherche, développement et démonstration***

Comme pour le CSP en général, l'année 2005 a marqué un changement dans l'activité des centrales à tour et le début de l'expansion industrielle. Des exemples de centrales à tour conçues pour des objectifs de recherche et de tests sont représentés sur la figure 1.17, [38].

Des installations fournissant des tests pour la recherche ont été conçues chez Sandia (USA) et de Plataforma Solar (Espagne). Le site de Themis en France a été conçu pour tester des récepteurs volumétriques à gaz de 4 MWt. À Jülich, en Allemagne, une tour solaire avec un

champ orienté nord a été conçue pour tester des récepteurs volumétriques à air de 1,5 MWe. Il fonctionne à 650 ° C depuis mars 2009.



**Figure 1.17.** Quelques centrales à tour de recherche et de test : (a) NSTTF, USA, (b) centrale à tour DAHAN, Chine, (c) Daegu Solar Power Tower, Corée du Sud, (d) Jülich Solar Tower, Allemagne, (e) Héliostat Test Field, Sonora, Mexique, (f) Installation SSPS-SCR, Espagne [38].

Le Japonais Mitaka Kohki a construit un petit système expérimental *beam-down* (system qui concentre les rayons solaires sur un récepteur vers le bas) équipé de soixante-dix héliostats de haute précision équipés de quatre facettes de 1/4 m<sup>2</sup> concentrant les rayons solaires vers un miroir elliptique secondaire à 10 m de hauteur. Ensuite les rayons réfléchis illuminent un récepteur à cavité équipée d'un CPC (*compound parabolic concentrator*) pour récupérer une partie de la concentration. L'Académie chinoise des sciences a construit une centrale à tour de 7,5 MWth à 75 km au nord de Pékin pour mener des études de recherche et effectuer des tests expérimentaux. Cette centrale utilise des héliostats de 100 m<sup>2</sup> pour éclairer un récepteur à cavité produisant de la vapeur avec une unité de stockage [13]. Une sélection de systèmes conçus pour des objectifs de développement et de recherche sont énumérés dans le tableau 1.3 [38].

#### 1.6.4 Commercialisations

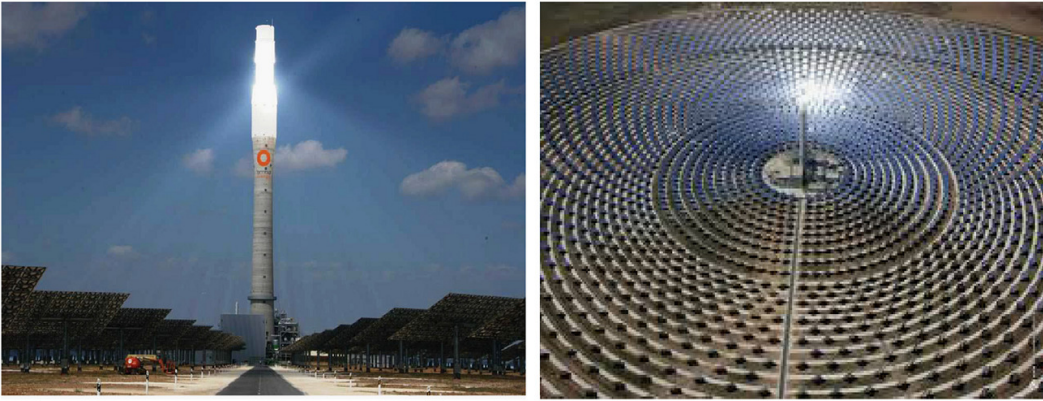
En 2005, Abengoa Solar Company a construit la première centrale à tour eau /vapeur commerciale dans le monde à Séville, Sanlúcar la Mayor, en Espagne. La centrale a été nommée Planta Solar 10 (PS10) et elle était composée de 624 héliostats de 120 m<sup>2</sup> chacun avec une surface d'ouverture totale de 75.000 m<sup>2</sup>, d'un système de stockage thermique à eau

pressurisée fonctionnant pendant 50 min à 50% de charge pour éviter les périodes creuses causées par les passages nuageux, un récepteur avec vapeur saturée (115 m hauteur) qui génère 11,02 MWe. La centrale a été exploitée en 2007 et a été hybridée avec du gaz naturel [22]. Cela a été suivi par une installation de 20 MWe, PS20 (figure 1.18), qui utilise essentiellement la même configuration de PS10 avec quelques améliorations dans l'efficacité du récepteur et avec un système de stockage d'une heure. L'exploitation commerciale de PS20 a commencé en 2009.



**Figure 1.18.** Les deux centrales commerciales PS10 et PS20 (Espagne), avec des héliostats de 120 m<sup>2</sup>.

En 2009, Torresol Energy (60% SENER et 40% Masdar) sous la supervision de la société SENER a commencé la construction d'une centrale solaire à tour commerciale GEMASOLAR (figure 1.19) à Fuentes de Andalucía, Séville, Espagne avec une surface réfléchissante totale de 310 000 m<sup>2</sup>. La centrale se composait de 2650 héliostats de 115 m<sup>2</sup> chacun pour produire 19,9 MWe, et 15 h de stockage, 6500 h/an. En plus, pour fournir de l'électricité fiable, la centrale a été hybridée avec du gaz naturel. Elle a été exploitée en avril 2011, et a réussi à générer de l'énergie à un rendement thermique supérieur à celui de Solar Two et son système de stockage était trois fois plus que celui de la centrale d'Andasol qui a utilisé la technologie cylindro-parabolique [22]. Le tableau 1.4 montre les données techniques de la centrale GEMASOLAR.



**Figure 1.19.** Photo de Solar Tres (GEMASOLAR) à Séville, en Espagne [22].

La société américaine BrightSource a débuté en octobre 2010 la construction de trois unités, à Ivanpah dans le désert de Californie près de Las Vegas pour satisfaire un contrat d'achat d'électricité de 392 MWe, bénéficiant d'une garantie de prêt fédérale. Ils utilisent des héliostats de 14 m<sup>2</sup> pour produire un total de 300-400 MWth par unité. La vapeur surchauffée entraîne une turbine conventionnelle ou elle sera dirigée vers des échangeurs de chaleur pour produire du sel fondu à haute température pour un système de stockage à deux réservoirs (figure 1.20). Au total, BrightSource a signé plusieurs contrats d'achat d'énergie (PPA, *power purchase agreements*) de 1,3 GWe avec Southern California Edison et 1,3 GWe avec PG & E. Certaines de ces installations incorpore le stockage de sels fondus [13]. Enfin, le tableau 1.5 donne une récapitulation des centrales à tour commerciales en exploitation ou en développement / construction à travers le monde.



**Figure 1.20.** L'installation de la tour solaire (110 MWe) par BrightSource à Ivanpah près de Las Vegas, janvier 2012 [13].

## Chapitre 1. Développement de technologies de concentration d'énergie solaire

**Tableau 1.3.** Centrale à tour conçue pour des objectifs de développement et de recherche [38].

Pays	Développer par	Nom de la centrale	Puissance de la Turbine	Hauteur de la tour	Nombre d'Héliostats	Surface d'ouverture (m <sup>2</sup> )	Stockage	Fluide utilisé	Localisation	Année du lancement du
Australie	CSIRO	CSIRO solar tower		30	450	800		Eau/vapeur	Newcastle, New South Wales	2006
	Solastor	Cooma tower							Cooma, New South Wales	2007
	Graphite Energy	Lake Cargelligo	3 MW,		620	6,080	Oui	Eau/vapeur	Lake Cargelligo, New South Wales	2011
	Vast Solar	Jemalong Solar Thermal Station	1.1 MW,	25 (5x)	3500	15,000	Oui	Sodium	Jemalong,, New South Wales	2016
China	CAS	DAIAN tower plant	1 MW,	120	100	10,000	Oui	Eau/vapeur	Vamping, Beijing	2012
Chypre	Cyprus Institute	Pentakomo solar field			50				Cyprus	
France	CNRS-PROMES	Thetis solar tower	2 MW,	104	201	11,600	Oui	Sels fondu	Taniassonne	1983
Allemagne	DLR	Jifich solar tower	1.5 MW,	60	2153	17,650	Oui	Aire	Mich	2016
		Algeria CSP tower pilot plant	7 MW,					Aire	Boughzoul, Medea	2013
Grèce		MINOS CSP tower	50 MW,					Eau/vapeur	Crete	
Inde	ACME	Acme solar thermal tower	2.5 MW,	46	14,280	16222	Non	Eau/vapeur	Bikaner, Rajasthan	2011
Moyen orient	AORA	AORA Solar Tulip Tower Samar	0.1 MW, 0.17 MW,			-	Oui		Samar	2009
	BrightSource	Solar Energy Development Center (SEDC)	6 MW,	60	1,600				Rotem	2008
	WIS	WIS solar tower		54	64				Rehovot	1988
Italie		EURELIOS	1 MW,	55	182		Oui	Eau/vapeur	Adrano	1981
Mexique		Heliostat test facility		32	16				Sonora	2010
Arabie saoudite	Solar Tower Technologies (S7I)				66	528			Riyadh	2015
Korè du sud	Daesung Energy	Daegu Solar Power Tower	0.2 MW,	50	450	1,800		Aire	Daegu	2011
Espagne	Abengoa Solar	Eureka	2 MW,	50	35	4,200		Eau/vapeur	Sanlucar la Mayor, Sevilla	
		CTAER variable geometry solar test facility	8 MW,		13	1,560			Tabernas, Almeria	2012
		50121114I	4.6 MW,				Non	Aire	Sanlucar la Maya, Sevilla	2013
	AORA	AORA Solar Tulip Tower - Almeria	0.1 MW,						Tabernas, Almeria	2012
	PSA	CESA-1 SSPS-SCR	7 MW1 2.7 MW1	80 43	300	82,500	Oui	- Aire	Tabernas, Almeria	1983 1981
Turquie	Greenway CSP	Greenway CSP Mersin Solar Tower Plant	5 MW,	60	510		Oui	Eau/vapeur	Mersin	2012
UAE	Comm Oil, Masdar, Tokyo Institute of Technology	Solar Beam Down Plant	0.1 MW,	16	33	280.5			Masdar City	2010
USA	eSolar	Sierra SunTower	5 MW,	55	24,360	27,670	Non	Eau/vapeur	Lancaster, California	2009
		Solar One	10 MW,		1,818	72,650		Eau	Daggett, California	1982-1986
		Solar Two	10 MW,		1,926	82,750		Sels fondu	Daggett, California	1995-2009
	SANDIA	NSTTF	6 MW,	61	218	280			Albuquerque, New Mexico	



**Tableau 1.4.** Données techniques et fonctionnement de la centrale Solar Tres (GEMASOLAR) [22].

<b>Données techniques</b>	
Surface totale des miroirs	310,000 m <sup>2</sup>
Nombre d'héliostats (SENER)	2650
Surface de champ	185 ha
Capacité nominale du récepteur	120 MWt
Hauteur de la tour	140 m
Capacité de stockage thermique	670 MWth (15 h)
Capacité de la turbine	19.9 MWe
Efficacité du cycle thermique	40%
Rayonnement direct normal annuel	2172 kWh/m <sup>2</sup>
<b>Opération</b>	
NG hybridation	15%
Nombre d'heures annuel équivalent	6.450 h/an
Facteur de capacité annuel	74%

## 1.7 Conclusion

L'utilisation des systèmes de centrale SCR pour la production d'électricité promet d'être l'un des plus fiables options pour remplacer les systèmes de combustion d'origine fossile. En effet, les activités de recherche et de développement de ce genre de centrales connaissent une croissance rapide depuis les années 1980.

Par conséquent, l'une des priorités fondamentales pour un pays comme l'Algérie est d'utiliser plusieurs sources d'énergies renouvelables (RE) et des technologies de conversion d'énergie respectueuses de l'environnement. L'Algérie est dotée de grandes réserves de sources d'énergie, principalement d'hydrocarbures et d'un potentiel considérable d'utilisation des sources d'énergies renouvelables, notamment en ce qui concerne l'énergie solaire. L'Algérie a le potentiel d'être l'un des principaux contributeurs de l'énergie solaire et peut devenir un modèle pour les autres pays du monde. Les énergies renouvelables sont aujourd'hui l'un des éléments majeurs de la politique énergétique algérienne et pour relancer l'effort national en termes de RE au-delà de 2011, l'Algérie a développé un programme national pour la période 2011-2030 pour promouvoir des actions concrètes dans le domaine de l'efficacité énergétique conformément à l'approche adoptée par le gouvernement le 3 février 2011.

Chapitre 1. Développement de technologies de concentration d'énergie solaire

**Tableau 1.5.** Centrales SCR commerciales, opérationnelle ou en développement/construction à travers le monde [38].

Pays	Développer par	Nom de la centrale	Puissance de la Turbine (MW)	Hauteur de la tour (m)	Nombre d'Héliostats	Surface d'ouverture (m <sup>2</sup> )	Stockage	Fluide utilisé	Localisation	Année du lancement du projet	Statu
Australie	Aalborg CSP	Sundrop CSP Project	1.5	127	23,000	51,500	Non	Eau/vapeur	Port Augusta	2016	En construction
Chili	Abengoa Solar	Atacama-1	110	243	10,600	1,484,000	Oui	Sel fondu	Calama	2018	En construction
	Solar Reserve	Copiapo	260	-	-	-	Oui		Copiape	2019	En développement
Chine	BrightSource Energy, Shanghai Electric Group	Qinghai Delingha Solar Thermal Generation Project	270	-	-	-	Oui	Sel fondu	Qinghai	2017	En développement
	Qinghai CSP Electric Power Group	Golmud	200	-	-	-	Oui	Sel fondu	Qinghai	2018	En construction
	Supcon Solar	Delingha Supcon Tower Plant	50	80	217,440	434,880	Oui		Qinghai		En construction
Moyen orient	Megalim Solar Power Ltd	Ashalim Plot B	121	250	50,600	1,052,480	Oui	Eau/vapeur	Ashalim	2017	En construction
Maroc	ACWA	NOOR III	150				Oui		Ouarzazate	2017	En construction
Sud	Abengoa Solar	KM Solar One	50	205	4,120	576,800	Oui	Eau/vapeur	Upington	2016	Opérationnelle
Afrique	ACWA, Solar Reserve	Redstone Solar Thermal Power Plant	100				Oui	Sel fondu	Postmasburg	2018	En développement
Espagne	Abengoa Solar	<b>PS10 Solar Power Plant</b>	11	115	624	75,000	Oui	Eau/vapeur	Seville	2007	Opérationnelle
	Abengoa Solar	<b>PS20 Solar Power Plant</b>	20	165	1,255	150,000	Oui	Eau/vapeur	Seville	2009	Opérationnelle
	Torresol Energy	Gemasolar	20	140	2,650	304,750	Oui	Sel fondu	Seville	2011	Opérationnelle
USA	BrightSource Energy, Google, NRG Energy	Ivanpah Solar Power Facility	377	137	175,000	2,600,000	Non	Eau/vapeur	San Bernardino County, California	2014	Opérationnelle
	eSolar	Sierra SunTower	5	55	24,360	27,670	Non	Eau/vapeur	Lancaster, California	2009	Opérationnelle
	Solar Reserve	Crescent Dunes Solar Energy Project	110	160	10,347	1,197,148	Oui	Sels fondu	Nye County, Nevada	2015	Opérationnelle

L'Algérie possède des critères très favorables pour l'implantation de ce type de centrales. Il reste à assurer le financement et les études économiques afin d'assurer la rentabilité de ces projets. Des incitations et mesures fiscales ont été mises en place pour encourager les entreprises locales et étrangères à s'impliquer dans ce programme en privilégiant l'utilisation du produit local. Malgré tout, ces efforts sont insuffisants car le coût de l'électricité d'origine renouvelable est toujours élevé par rapport aux sources conventionnelles, spécialement le gaz naturel.

Dans l'ensemble, les systèmes de centrale à tour sont au bord d'une phase de croissance majeure. Des centaines de centrales de plus de 100 MW, dont beaucoup ont des capacités supérieures à 50%, devraient être construites dans le monde entier au cours des 50 prochaines années, fournissant une part importante de la demande mondiale d'électricité et éventuellement de combustibles. Une centrale à tour typique produira plus de 400 GWhr d'électricité par an, avec une pollution pratiquement nulle sur le site. Ces centrales ont démontré qu'elles sont fondamentalement non polluantes et ne dégradent pas la nature, particulièrement les réserves d'eau sous terraines en les comparant avec les méthodes utilisées pour extraire le gaz et le pétrole qui dégradent la terre et polluent l'eau, émettent des polluants et laissent un héritage de déchets nucléaires. Donc, les régions désertiques et arides du monde et spécialement l'Algérie fleuriront avec ces centrales et il y aura une énergie abondante, propre, inépuisable et peu coûteuse pour de nombreuses générations à venir.

En ce qui concerne le récepteur solaire utilisé dans ce genre de centrale, plusieurs études et expériences sont menées pour améliorer leurs performances optique et thermique. Cette problématique est l'objet du prochain chapitre.

# NOMENCLATURE

<b>Symbole grecque</b>	<b>Définition</b>	<b>Unité</b>
$\eta$	Rendement ou efficacité	-
$\eta_{field}$	Rendement ou efficacité du champ héliostatique	-
$\eta_{cos}$	Rendement Effet cosinus	-
$\eta_{sh}$	Rendement Ombrage (shading)	-
$\eta_{bl}$	Rendement Blocage	-
$\eta_{att}$	Rendement Atténuation	-
$\eta_{ref}$	Rendement Réflectivité	-
$\eta_{int}$	Rendement Interception au niveau de récepteur	-
$\eta_{recepteur}$	Rendement ou efficacité du récepteur solaire	-
$\eta_{absorb}$	Rendement Absorption	-
$\eta_{rad}$	Rendement Rayonnement ou radiation	-
$\eta_{conv}$	Rendement Convection	-
$\eta_{cond}$	Rendement Conduction	-

<b>Abréviations</b>	<b>Définition</b>
CDER	Centre de Développement des Énergies Renouvelables
CEC	Commission of the European Communities
CLFR	Compact Linear Fresnel Reflector
CPV	Concentrating Photovoltaic
CPC	Compound Parabolic Concentrator
CSP	Concentrating Solar Power
CTF	Clean Technology Fund
DNI	Direct Normal Irradiation
DLR	Centre Aérospatial Allemand
DOE	Department of Energy, USA
ENEL	Ente Nazionale per l' Energia Elettrica (Agence nationale de l'électricité en Italie)
ft (feet)	Unité de mesure (Pied)
HVDC	High Voltage Direct Current
HTF	Heat Transfer Fluid
ISCC	Integrated Solar and Combined Cycle
LM	Linear Magnification
SCR-BC	Cycle de Brayton relié avec une SCR (Solar Central Receiver)
SCR-RC	Cycle de Rankine relié avec une SCR
SCR-CC	Cycle combiné relié avec une SCR
PV	Photovoltaïque
PTC	Parabolic Trough Collector Technology
RC	Cycle de Rankine
RE	Renewable Energies
SEGS	Solar Electric Generating Systems
SCR	Solar Central Receiver
SCE	Southern California Edison
TS	Thermique Solaire
UE	Union Européen

## REFERENCES

- [1] Behar, Omar, Abdallah Khellaf, and Kamal Mohammedi. "A review of studies on central receiver solar thermal power plants." *Renewable and sustainable energy reviews* 23 (2013): 12-39.
- [2] J. Abdul Aziz , Axel Augéard , Côme Cabriel , Clément Le Berre , Concentrateurs solaires et production électrique, Référence du projet : STPI/P6/2014– 041, Institut National Des Sciences Appliquées De Rouen Département Sciences Et Techniques Pour L'ingénieur, 15/06/2014.
- [3] Ruiz, Pablo Fernández. "European research on concentrated solar Thermal energy." *European Communities* (2004).
- [4] Goswami, D. Yogi, Frank Kreith, and Jan F. Kreider. *Principles of solar engineering*. CRC Press, 2000.
- [5] Pifre, A. "A solar printing press." *Nature* 21 (1882): 503-504.
- [6] Kryza, Frank. *the Power of Light*. McGraw Hill Professional, 2003.
- [7] Duffie, John A., and William A. Beckman. *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons, 2013.
- [8] Samir Rafaat, Maadi. "Maadi 1904-1962, Society and historic in a Cairo suburb, Using the sun's force, Al alhram Newspaper, July 9, 1913, Maadi introduces solar energy to the World in 1913."
- [9] *The Electrical Experimenter science and invention*, Mars 1916, New York.
- [10] Baharoon, Dhyia Aidroos, et al. "Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently–A review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41 (2015): 996-1027.
- [11] World Wind Energy Association (WWEA), Issue 1 March 2016, [http://www.wwindea.org/wwea\\_bulletin\\_issue\\_1\\_2016/](http://www.wwindea.org/wwea_bulletin_issue_1_2016/)
- [12] Global Market Outlook For Photovoltaics Until 2016, EPIA, May 2012, [www.epia.org](http://www.epia.org).
- [13] Keith Lovegrove , Wes Stein, "Concentrating solar power technology: Principles, developments and applications", Woodhead Publishing Series in Energy (2012) Number 21.
- [14] <http://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>
- [15] Stambouli, A. Boudghene, and H. Koinuma. "A primary study on a long-term vision and strategy for the realisation and the development of the Sahara Solar Breeder project in Algeria." *Renewable and sustainable energy reviews* 16.1 (2012): 591-598.
- [16] Guermoui, Mawloud, et al. "Support vector regression methodology for estimating global solar radiation in Algeria." *The European Physical Journal Plus* 133.1 (2018): 22.
- [17] Gairaa, Kacem, et al. "Solar radiation measurements in Algeria: case of Ghardaïa station as member of the enerMENA meteorological network." *Energy Procedia* 141 (2017): 50-54.
- [18] A. Gama, F. Yettoua, A. Malek & N. L. Panwar (2017): Generation of Solar Irradiation Maps for Various Applications Under Algerian Clear Sky Conditions, *International Journal of Ambient Energy*, DOI: 10.1080/01430750.2017.1303630
- [19] Stambouli, A. Boudghene, et al. "A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues." *Renewable and sustainable energy reviews* 16.7 (2012): 4445-4460.
- [20] Supersberger, Nikolaus, et al. "Algeria–A Future Supplier of Electricity from Renewable

- Energies for Europe?." Wuppertal Institute and Centre de Recherche en Economie Appliquée pour le Développement (CREAD) (2010).
- [21] Trieb, Franz, et al. "Characterisation of solar electricity import corridors from MENA to Europe." (2009).
- [22] Baharoon, Dhyia Aidroos, et al. "Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently—A review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41 (2015): 996-1027.
- [23] Hildebrandt, Alvin F., and Lorin L. Vant-Hull. "Power with heliostats." *Science* 197.4309 (1977): 1139-1146.
- [24] Romero-Alvarez, Manuel, and Eduardo Zarza. "Concentrating Solar Thermal Power-Energy Conversion." (2007).
- [25] Goswami, D. Yogi, Frank Kreith, and Jan F. Kreider. *Principles of solar engineering*. CRC Press, 2000.
- [26] Stine, William B., and Michael Geyer. *Power from the Sun*. Power from the sun. net, 2001.
- [27] Sterns Roger Engineering Company (1979), "Tower Cost Data for Central Receiver Studies," Sandia National Labs Report SAND78 -8185, June.
- [28] Battleson, Kirk W. "Solar power tower design guide: Solar thermal central receiver power systems. A source of electricity and/or process heat." *NASA STI/Recon Technical Report N 81* (1981).
- [29] Wagner, Michael J. *Simulation and predictive performance modeling of utility-scale central receiver system power plants*. University of Wisconsin--Madison, 2008.
- [30] Trombe, Felix. "Solar furnaces and their applications." *Solar Energy* 1.2-3 (1957): 9-15.
- [31] Francia, G. "Pilot plants of solar steam generating stations." *Solar Energy* 12.1 (1968): 51-64.
- [32] GRETZ, JOACHIM. "Solar Thermal Electricity Generation EURELIOS, the 1 MW (el) Helioelectric Power Plant of the European Communities." *International Journal of Solar Energy* 1.1 (1982): 3-19.
- [33] Barbaliscia, F., and A. Lavagnini. "Analysis of solar-radiation characteristics at the EURELIOS power plant of Adrano." *Il Nuovo Cimento C* 6.1 (1983): 83-95.
- [34] Radosevich, L. G. *Final report on the power production phase of the 10 MW/sub e/Solar Thermal Central Receiver Pilot Plant*. No. SAND-87-8022. Sandia National Labs., Livermore, CA (USA), 1988.
- [35] Laquil, De, B. D. Kelley, and R. L. Lessley. *Solar central receiver technology advancement for electric utility applications. Phase 2C, topical report*. No. DOE/AL/38740--T1. Pacific Gas and Electric Co., San Ramon, CA (United States); Bechtel National, Inc., San Francisco, CA (United States), 1992.
- [36] Akhil, A. A., S. K. Swaminathan, and R. K. Sen. "Cost Analysis of Energy Storage for Electric Utility Applications, Sandia National Laboratories: February 1997." Report SAND97-0443.
- [37] Martín, J. C. "Solar Tres—first commercial molten salt central receiver." *NREL CSP Technology Workshop*, Denver, US. 2007.
- [38] Li, Lifeng, et al. "Optics of solar central receiver systems: a review." *Optics express* 24.14 (2016): A985-A1007.

# CHAPITRE 2. GESTION OPTIMISEE DU CHAMP DES CENTRALES SOLAIRE A CONCENTRATION

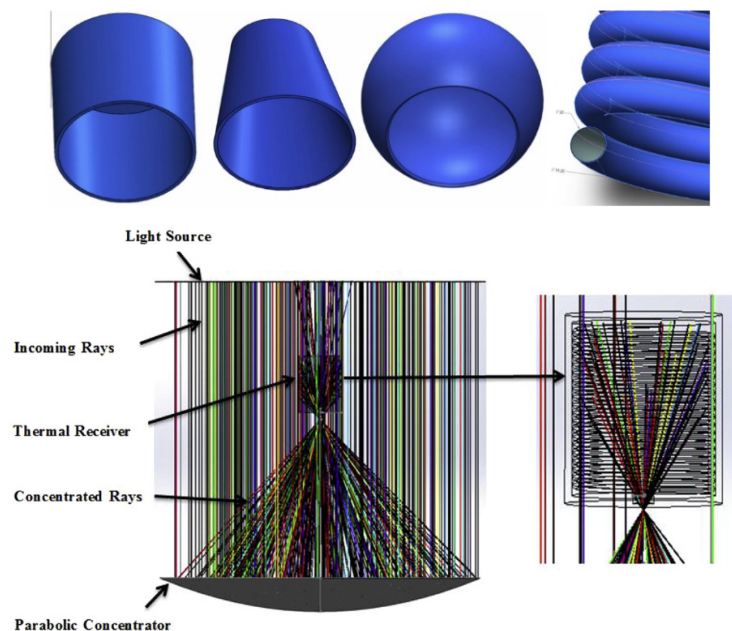
## 2.1 Introduction :

Les récepteurs solaires sont l'un des composants essentiels des centrales solaires à concentration (CSP), car c'est là que se produit la conversion lumière-chaueur. De meilleures conceptions de récepteurs fournissent des rendement optiques et thermiques plus élevées, un meilleur couplage avec le stockage d'énergie thermique et en conséquence la réduction des coûts. Dans une tour solaire le récepteur est contrôlé par l'échangeur de chaleur où le rayonnement solaire est absorbé et transformé en énergie thermique pour être utilisé dans les systèmes de conversion de puissance. En fonction de la configuration géométrique, des matériaux et du fluide utilisé, les récepteurs solaires peuvent être classés en trois catégories principales : récepteurs volumétriques, à cavité et à particules [1]. Dans les tours solaires, pour obtenir un rendement des cycles de conversion de puissance supérieur, ça nécessite l'utilisation de récepteurs avec des température de sortie élevée (cycles de conversion de puissance avec température d'entrée plus élevée). En effet, à des températures d'entrée plus élevées, le rendement de conversion thermique-électrique de ces cycles de puissance augmente. Les défis associés aux récepteurs à haute température incluent le développement de nouvelle conceptions géométriques (dimensions, configuration), les matériaux, les fluides caloporteurs, l'absorption, minimisation des pertes thermique, et avoir une grande fiabilité à des températures élevées sur des milliers de cycles thermiques [2].

Dans le but de rechercher la distribution du flux interne la plus adéquate au sein de ces récepteurs, l'étude des rendements optique et thermique de ces récepteurs est un point clé dans l'efficacité totale d'une centrale à tour. Dans la littérature disponible, de nombreuses recherches portent sur l'aspect thermique, en particulier les pertes par convection et leur relation avec la géométrie. Elles ont négligé le fait que le comportement optique (flux interne causée par les rayons solaires concentrées, absorptivité, ...etc.) de ces récepteurs à une grande influence sur le rendement thermique. Peu de recherches sont menées pour déterminer l'efficacité ou le rendement optique de ces récepteurs et la distribution du flux interne causée par les rayons solaires concentrés. À cet égard, on va faire une recherche bibliographique sur les investigations déjà faites dans la littérature.

## 2.2 Synthèse bibliographique

De nombreuses études ont été menées par Daabo *et al.* [3-6] sur l'effet de géométrie sur les performances optique et thermiques ainsi que sur la répartition du flux thermique de trois géométries différentes à savoir : cylindriques, coniques et sphériques (Figure 2.1). Dans leurs travaux, ils ont utilisé à cette fin la méthode de lancer de rayons de Monte Carlo (MCRT : Monte Carlo ray tracing) et un modèle de CFD (Computational Fluid Dynamics). La méthode de Monte Carlo est une technique qui utilise la distribution de diffusion comme une densité de probabilité, ce qui facilite l'utilisation des techniques bien développées de traçage des rayons pour modéliser la diffusion. Les résultats obtenus révèlent que la forme conique fournit une plus grande quantité d'énergie de flux reçue et absorbée et présente également une perte thermique plus faible, avec un rendement optique de 75% pour une absorptivité de 85%. De plus, les résultats ont montré que la meilleure valeur de pas est de 3 mm pour les serpentins hélicoïdaux utilisés à l'intérieur de ces récepteurs. Une amélioration de 7% de la performance thermique globale a été obtenue lorsque la zone d'ouverture du récepteur était couverte de verre.

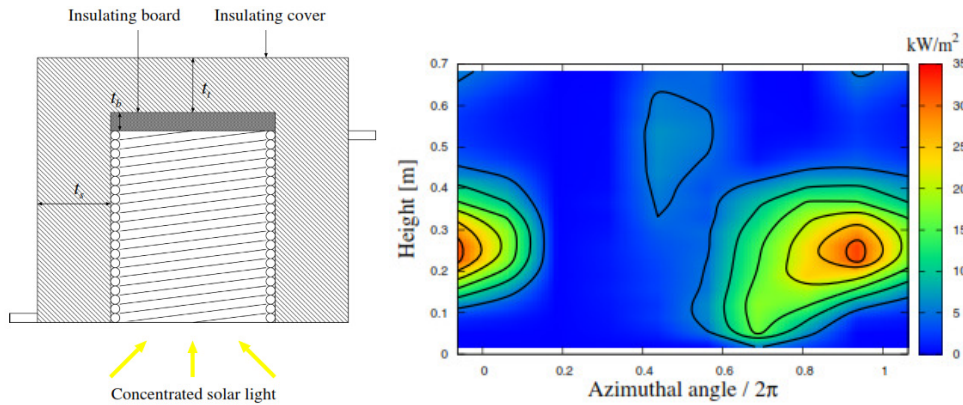


**Figure 2.1.** Système étudié par Daabo *et al.* [3-6]. Les trois formes du récepteur avec un aperçu de la simulation optique effectuée pour le concentrateur parabolique.

Kanatani, Kentaro, *et al.* [7] ont développé un modèle mathématique pour mener des investigations sur un récepteur solaire à cavité utilisant des tubes hélicoïdaux comme

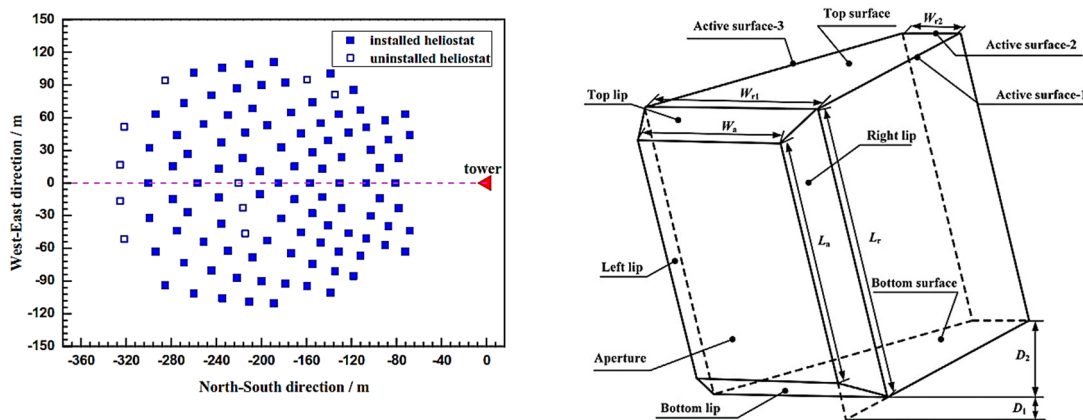


absorbeur. À partir de la simulation optique la distribution du flux solaire incident sur les parois internes du récepteur est obtenue. En général, les résultats obtenus montrent que le rendement diminue lorsque la température du récepteur est élevée ou lorsque l'énergie totale incidente est faible pour la température du récepteur (Figure 2.2).



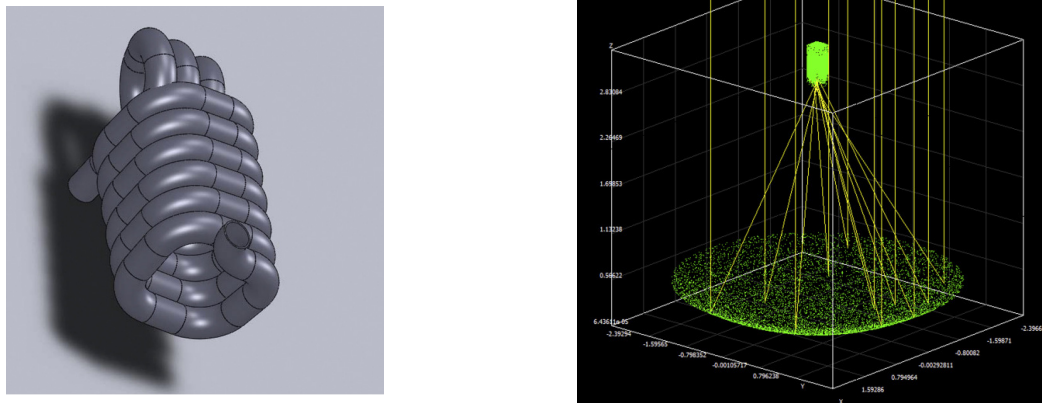
**Figure 2.2.** Système étudié par Kanatani, Kentaro, *et al.* [7]. (À gauche) Coupe transversale du récepteur avec le tube hélicoïdal, (À droite) Distribution de la densité de flux solaire incidente à partir du champ héliostatique sur une surface du cylindre inscrite dans les tubes enroulés.

Une nouvelle approche de simulation intégrée a été proposée par Wang *et al.* [8] où ils ont combiné la méthode de Monte Carlo avec la méthode de Gebhart pour simuler le transfert de chaleur par rayonnement dans des récepteurs de tour solaire. Le champ héliostatique utilisé dans leur travail est celui de la centrale DAHAH STP située au nord-ouest de Beijing, en Chine comme présenter dans la Figure 2.3. Les résultats obtenus montrent que l'effet de l'absorptivité des parois interne sur les pertes par réflexion diminuent lorsque les paramètres géométriques sont considérés.



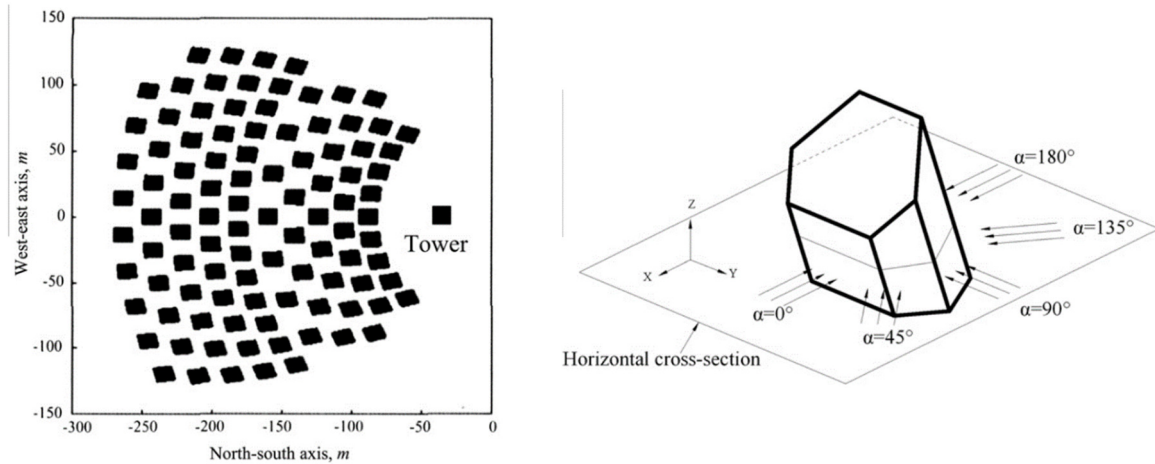
**Figure 2.3.** Système étudié par Wang *et al.* [8]. (À gauche) champ d'héliostats, (À droite) Schémas du récepteur à cavité.

Le rendement d'un récepteur solaire tubulaire à cavité ouverte (Figure 2.4) a été étudié par Le Roux et al. [9]. Dans leur étude, un cycle de Brayton solaire thermique à petite échelle est considéré. Les résultats ont montré qu'un concentrateur ayant un angle de bord (rim angle) de  $45^{\circ}$ , une erreur de suivi de  $1^{\circ}$  et des erreurs optiques de 10 mrad a un rapport de surface optimal récepteur-concentrateur de  $A'=0,0035$ . Les résultats obtenus ont révélé aussi que l'augmentation du diamètre du tube entraîne une augmentation significative du cycle thermique de Brayton. De plus, l'utilisation de ce récepteur tubulaire à cavité ouverte permet d'obtenir un rendement total de 45% à 70%.



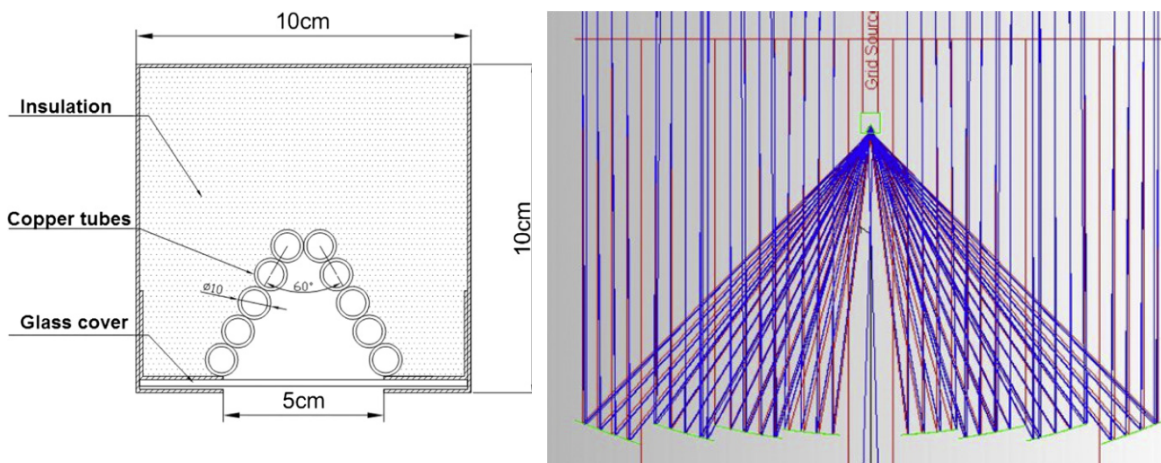
**Figure 2.4.** Système étudié par Le Roux et al. [9]. (À gauche) Le tube utilisé pour le récepteur solaire rectangulaire, (À droite) Exemple d'une simulation optique dans SolTrace.

Une méthode itérative a été proposée par Fang *et al* [10] pour déterminer la température de surface d'un récepteur à cavité dans des conditions de vent afin d'étudier ses performances thermiques. La méthodologie proposée repose principalement sur la combinaison de la technique de Monte Carlo, des corrélations du transfert de chaleur et du champ d'écoulement d'air. La géométrie du récepteur à cavité est très similaire à celle du récepteur de la centrale solaire CESA-1 en Espagne. Le champ d'héliostatique et le schéma du récepteur à cavité sont présentés sur la figure 2.5. Les résultats montrent que l'énergie gagnée par les panneaux de tubes centraux est de 48% et celle gagnée par les panneaux des deux côtés est de 26%. Un autre résultat important est que le flux de chaleur sur les tubes est hautement non uniforme.



**Figure 2.5.** Système étudié par Fang *et al* [10]. (À gauche) champ d'héliostats, (À droite) Schémas du récepteur à cavité avec les directions du vent.

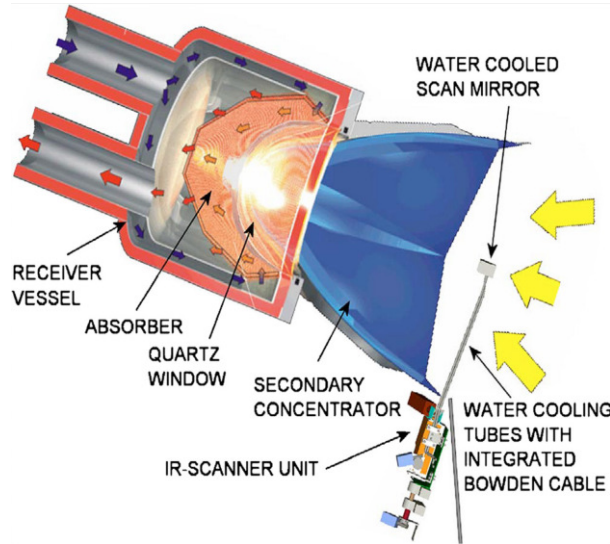
Line et al. [11] ont étudié expérimentalement et théoriquement un concentrateur linéaire de Fresnel (LFR) en forme de V. Ils ont utilisé la méthode de Monte Carlo et une simulation CFD 2D basée sur la méthode des volumes finis pour prédire les performances optiques et thermiques de ce dernier. Le système étudié est présenté sur la figure 2.6. En se basant sur la surface du réflecteur, ils ont constaté que lorsque la température moyenne de surface augmentait de 90 °C à 150 °C, les performances optiques du système LFR était de 75,5% et les performances thermiques diminuaient de 45% à 37%.



**Figure 2.6.** Système étudié par Line et al. [11]. (À gauche) Schéma du récepteur à en forme de V, (À droite) simulation optique du système LFR dans TracePro.

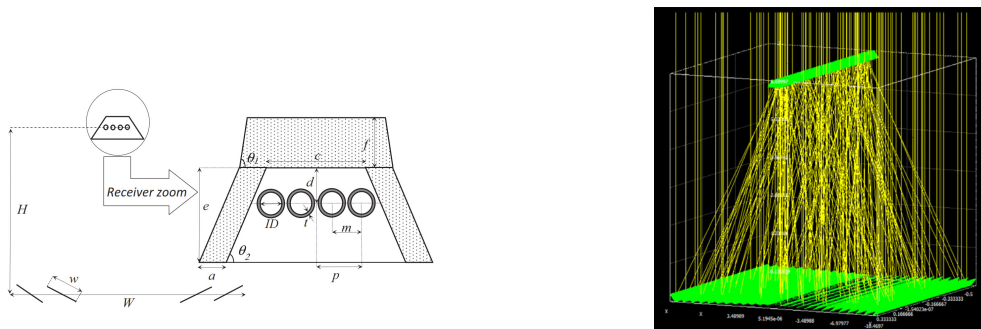
Afin de réduire la taille et le coût d'un concentrateur parabolique, Wang et al. [12] ont étudié le comportement du transfert de chaleur radiatif dans un récepteur solaire volumétrique (milieu poreux) doté d'une fenêtre de quartz en utilisant la méthode de Monte Carlo. L'un des principaux résultats obtenus est que, compte tenu du milieu poreux du récepteur, il y a un compromis entre l'amplitude du flux thermique maximal et le rayon de l'image incidente

sur le récepteur. Cependant, le flux thermique maximal peut être réduit à 47%, tandis que le rayon de l'image peut augmenter d'environ 50%. Le système étudié est présenté sur la figure 2.7.



**Figure 2.7.** Système étudié par Wang et al. [12]. Récepteur solaire volumétrique conçu et fabriqué par DLR (Centre allemand pour l'aéronautique et l'astronautique).

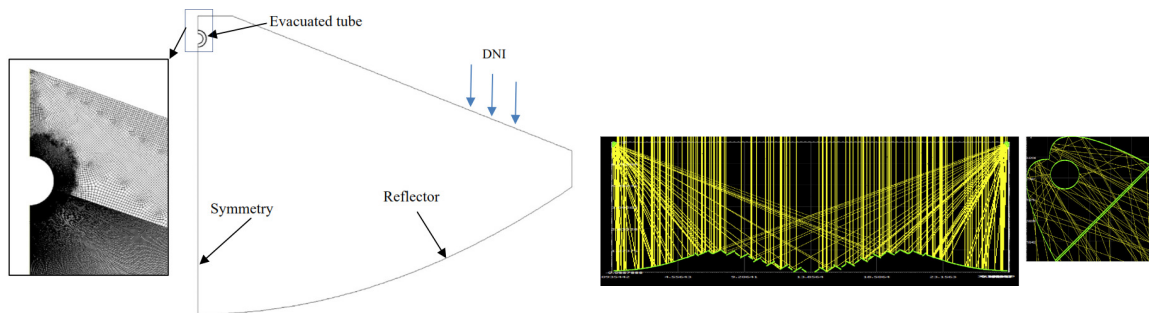
Moghimi, *et al.* [13] ont proposé une nouvelle approche 2-D : 3-D pour calculer à la fois les performances optiques et thermiques des concentrateurs linéaires de Fresnel en utilisant SolTrace qui utilise la méthode de Monte Carlo et le solveur CFD (Computational Fluid Dynamics) ANSYS Fluent, respectivement. Vue la symétrie du system LFR, le Flux thermique solaire non uniforme obtenu par SolTrace en 2D est utilisé en 3D comme source volumétrique dans ANSYS Fluent. Comme preuve de l'efficacité de cette approche, la différence dans l'énergie transférée au fluide caloporteur (HTF : Heat Transfer Fluid) entre l'approche de la simulation optique de Soltrace et celle de ANSYS Fluent était de 0,4%. Le système étudié est présenté sur la figure 2.8.



**Figure 2.8.** Système étudié par Moghimi, *et al.* [13]. (À gauche) Disposition schématique du champ de miroir LFC et du récepteur à cavité, (À droite) simulation optique pour le champ de

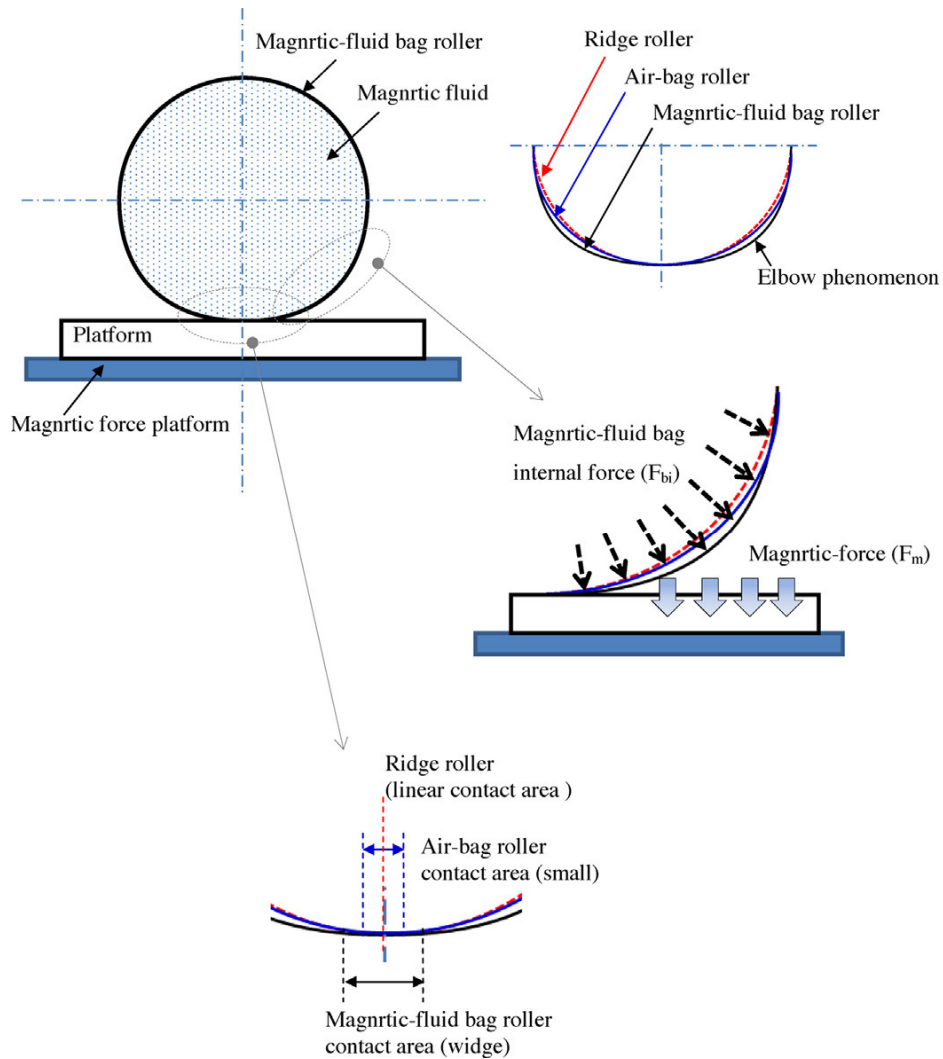
miroir LFC dans SolTrace.

Craig, *et al.* [14] évaluent l'utilisation du solveur bidimensionnel de dynamique des fluides (CFD) ANSYS Fluent pour modéliser la réflexion, la transmission et l'absorption de l'irradiation solaire dans des applications CSP linéaires. L'un des exemples testés est un concentrateur linéaire LFR doté de deux cavités (figure 2.9). Les résultats du flux de chaleur absorbé par le récepteur mono-tube en utilisant ANSYS Fluent et SolTrace était de  $18\,457\text{ W/m}^2$  et de  $18\,000\text{ W/m}^2$ , respectivement.



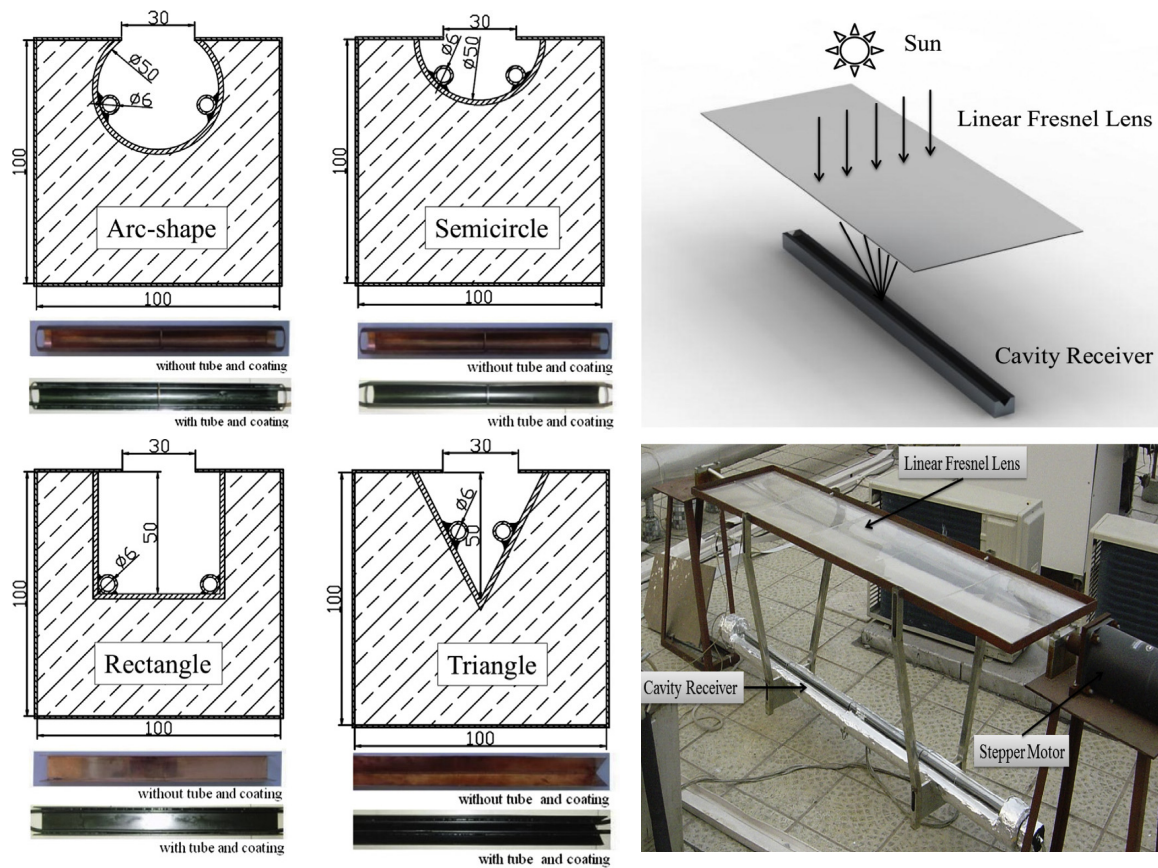
**Figure 2.9.** Système étudié par Moghimi, *et al.* [14]. (À gauche) Domaine de calcul 2D du concentrateur LFC avec le maillage utilisé dans la région du tube absorbeur, (À droite) simulation optique pour le champ de miroir LFC dans SolTrace avec une partie agrandie de la cavité.

Weng *et al.* [15] ont développé un équipement appelé sac de fluide magnétique (magnetic fluid bag equipment) qui peut déterminer la distribution du fluide magnétique dans le sac. Les résultats ont montré que le système peut fournir une distribution uniforme du fluide magnétique à l'intérieur du sac. On plus, la force magnétique peut effectivement augmenter la surface de contact d'impression du rouleau et du substrat pendant le processus d'impression au rouleau, tout en améliorant efficacement la vitesse d'impression. En outre, l'expérience a confirmé que cette conception innovante peut imprimer avec succès un film optique anti-réfléchissant et un concentrateur solaire linéaire de Fresnel (microstructure de lentille de Fresnel). De plus, il a de très bonnes performances optiques. Le système étudié est présenté sur la figure 2.10.



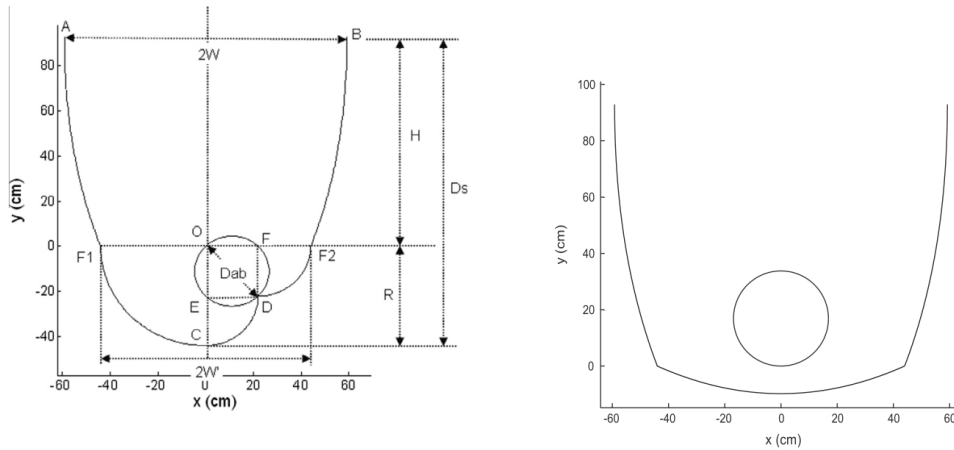
**Figure 2.10.** Système étudié par Weng *et al.* [15]. Système d'impression de micro-rouleau.

Lin *et al.* [16] ont mené une étude expérimentale et numérique 2D pour étudier les performances optiques et thermiques d'un concentrateur solaire linéaire LFR utilisant différentes formes de récepteurs à cavité (figure 2.11). Les performances optiques ainsi que les propriétés optiques du concentrateur proposé ont été déterminées en utilisant le logiciel TracePro qui utilise la méthode de Monte Carlo. Les performances thermiques ont été déterminées avec un modèle 2D en utilisant le logiciel Fluent. Les résultats ont montré que la forme triangulaire a l'efficacité optique et thermique la plus élevée avec 81,2% et 30%, respectivement.



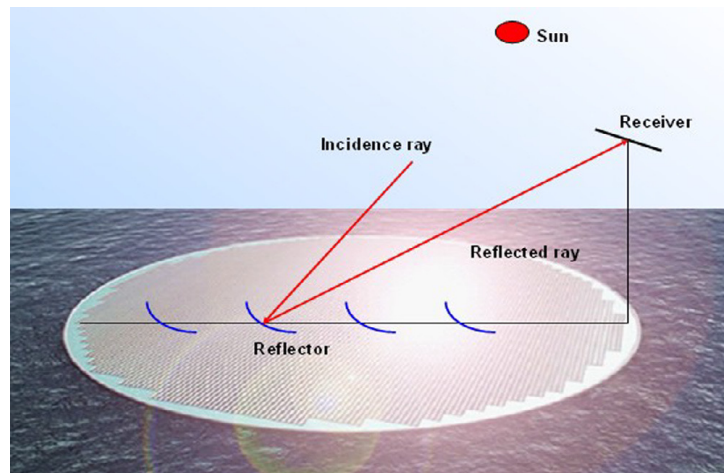
**Figure 2.11.** Système étudié par Lin *et al.* [16]. (À gauche) Structure des quatre types de récepteur. (À droite) Schéma et photographie du concentrateur LFR utilisé.

Raouf *et al.* [17] ont utilisé la méthode de lancer des rayons dans le but d'augmenter la quantité d'énergie absorbée et d'améliorer les performances optiques et thermiques d'un concentrateur parabolique avec stockage intégré (Integrated collector Storage ICS) associé à un concentrateur parabolique composé (Compound Parabolic Concentrator CPC) (figure 2.12). Un modèle optique de lancer des rayons a été mis au point pour simuler la réflexion du rayonnement solaire direct sur les réflecteurs CPC à différents angles d'incidence et calculer la distribution du rayonnement solaire absorbé sur la surface de l'absorbeur. Sur la base de l'énergie totale absorbée, les résultats montrent qu'en général, la nouvelle conception est plus efficace que l'ancienne lorsque la variation des angles d'incidence varie de  $-50^{\circ}$  à  $50^{\circ}$ .



**Figure 2.12.** Système étudié par Raouf *et al.* [17]. (À gauche) schémas du concentrateur parabolique avec stockage intégré (ICS). (À droite) Schéma de l'ancien concentrateur.

Farong *et al.* [18] ont développé un modèle optique analytique pour traiter le calcul du facteur d'interception d'un concentrateur solaire linéaire de Fresnel installé sur un tracker azimutal. Ils ont analysé ses performances sur une période d'une année. Ils ont utilisé le logiciel SolTRACE pour la validation du modèle optique proposé, et les résultats étaient en concordance. Les effets des principaux paramètres de conception sur les performances du système ont été étudiés. Les résultats ont montré qu'une moyenne annuelle de 61% pouvait être obtenue avec une température du récepteur de 400<sup>0</sup>C. Le système étudié est présenté sur la figure 2.13.

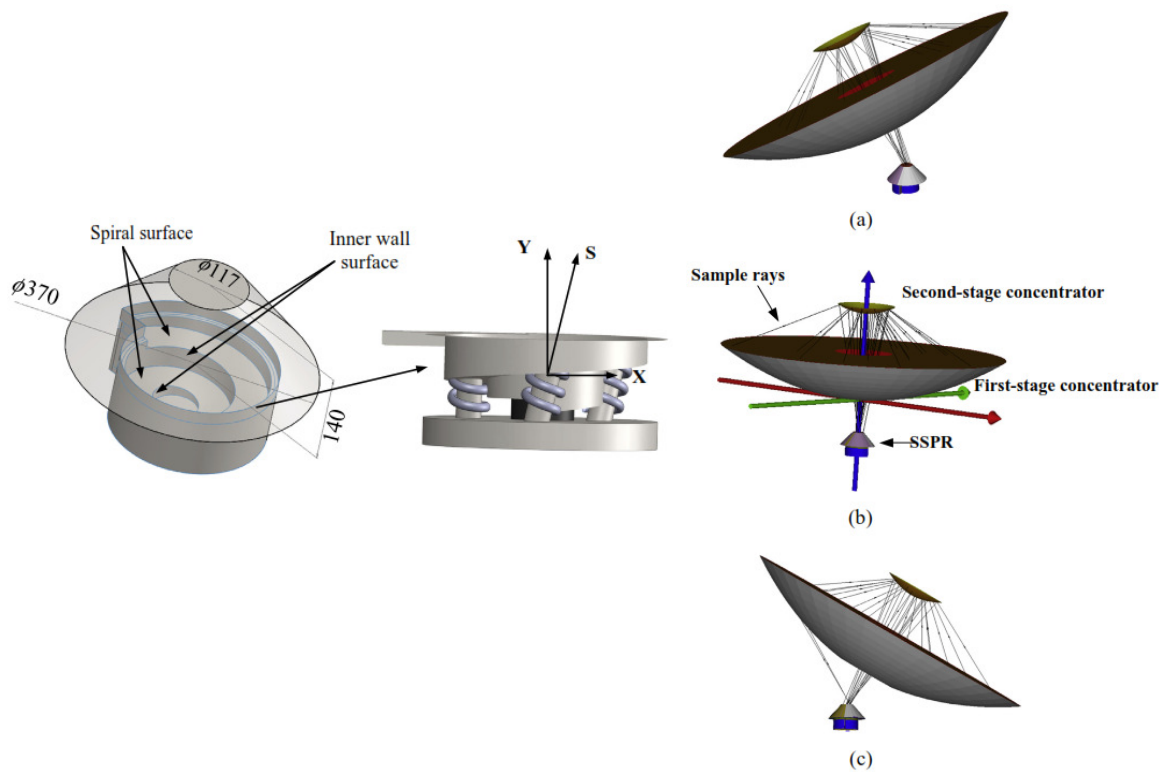


**Figure 2.13.** Système étudié par Farong *et al.* [18]. Schémas du concentrateur solaire linéaire de Fresnel à poursuite azimutale (ATLFSC).

Gang *et al.* [19] ont étudié expérimentalement et numériquement les performances d'un récepteur solaire à particules en spirale (SSPR : Spiral Solar Particule Receiver) avec une couverture conique. Les performances optiques du simulateur solaire et du récepteur ont été combinées et simulées par la méthode de Monte Carlo. Les résultats expérimentaux ont



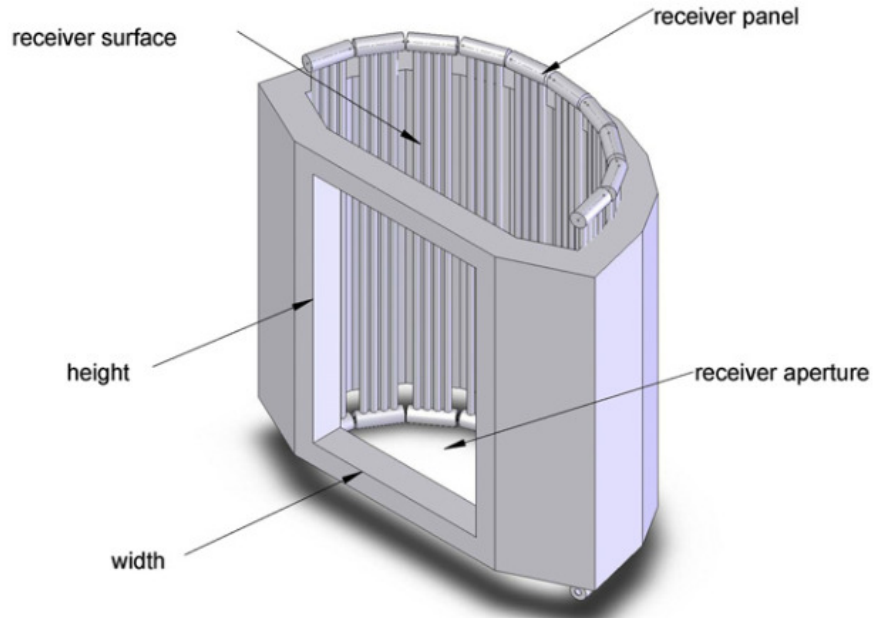
montré que les performances optique et thermique atteignaient 87% et 60%, lorsque l'augmentation de la température des particules est au-delà de 625<sup>0</sup>C. En plus, sur la base du modèle optique, un modèle de conversion thermique dynamique a été construit, indiquant que la température des particules et le rendement global du récepteur de particules (SSPR) atteindraient respectivement 628-673 <sup>0</sup>C et 58,9-63,7%, lorsque le SSPR était couplé à un concentrateur plat avec un angle d'inclinaison solaire allant de 60<sup>0</sup> à 120<sup>0</sup>. Le système étudié est présenté sur la figure 2.14.



**Figure 2.14.** Système étudié par Gang et al. [19]. (À gauche) configuration du SSPR. (À droite) exemple de simulation des rayons sur un concentrateur parabolique à deux étages avec trois angles d'inclinaison, (a)60<sup>0</sup>, (b) 90<sup>0</sup> et (c)120<sup>0</sup>.

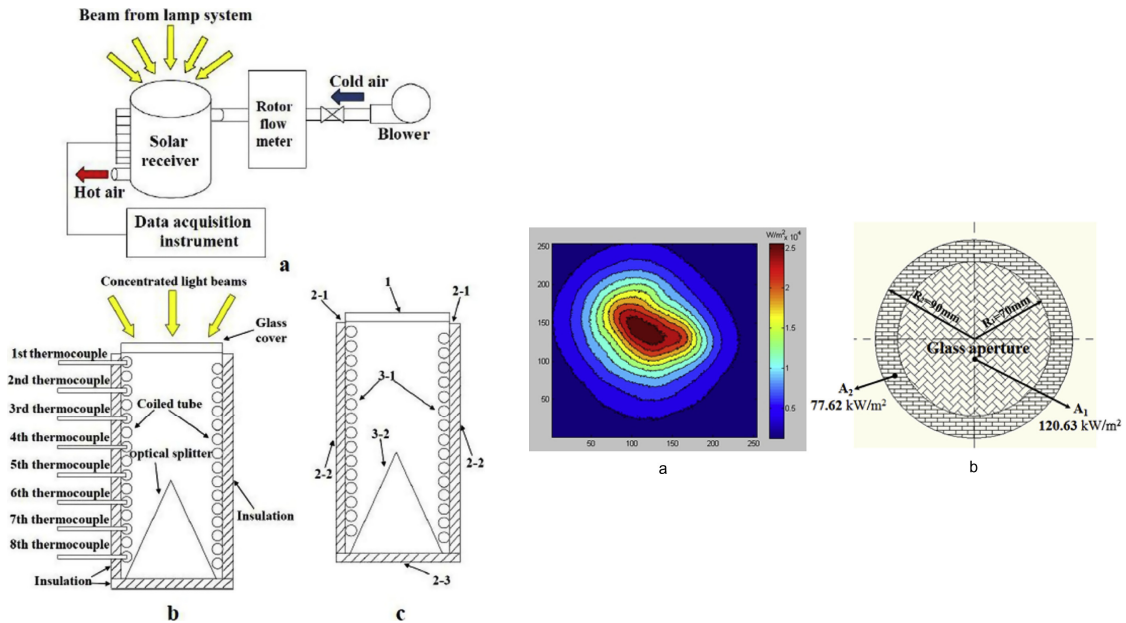
Li et al. [20] ont développé un modèle thermique à l'état stationnaire pour concevoir un récepteur à sel fondu d'une puissance de 100 kWt. L'expérience menée par le laboratoire Sandia National Laboratories sur un récepteur solaire à sel fondu de 5MWt a été utilisée pour valider le modèle développé. Dans le processus de conception, les facteurs suivants ont été analysés : surface du récepteur, perte de chaleur (convective, émissive, réfléchive et conductive), nombre de tubes dans les panneaux du récepteur, diamètre du tube et température de la surface du récepteur. L'efficacité obtenue par le modèle développé était proche de celui du système expérimental testé qui a présenté une efficacité comprise entre

0,85 et 0,9, et une efficacité moyenne de 0,875. Le système étudié est présenté sur la figure 2.15.



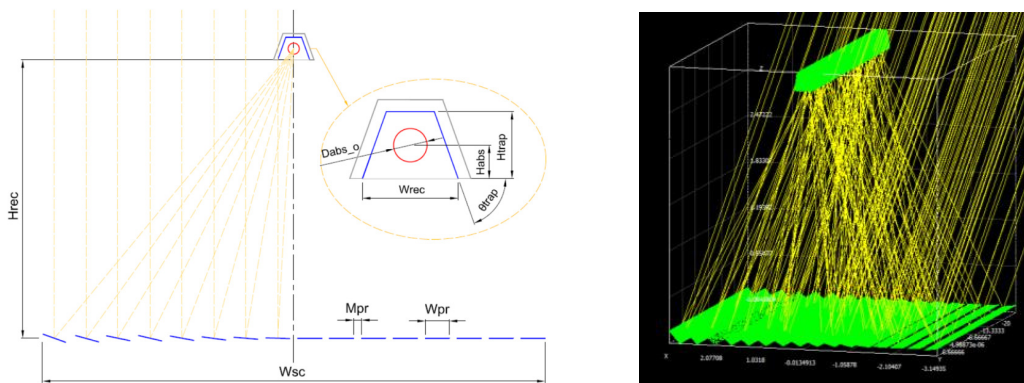
**Figure 2.15.** Système étudié par Li *et al.* [20]. Configuration schématique du récepteur utilisé.

Qiu Kunzan et al. [21] ont conçu et fabriqué un récepteur à cavité tubulaire hélicoïdale de 15 tours avec un séparateur optique au fond (figure 2.16). Ses performances sont étudiées avec un ensemble de cinq lampes Xe de 7kW comme source de chaleur. La méthode de Monte Carlo et la méthode de test de Lambert avec une caméra CCD sont utilisées pour simuler et évaluer la distribution de l'énergie concentrée sur les parois internes de la cavité, puis la distribution réelle de chaque tour du tube hélicoïdale est obtenue. Un modèle de simulation complet est proposé et validé par les résultats expérimentaux, où les écarts de température de sortie sont inférieurs à 8,0% et 2,5% pour les écoulements descendants et ascendants. Le modèle fournit aussi une analyse détaillée des flux de chaleur dans différentes conditions, et indique des moyens d'optimisation pour améliorer le rendement et réduire les pertes thermiques. Les résultats obtenus montrent aussi que dans certaines conditions, la température maximale de sortie peut atteindre 800 ° C et que le rendement thermique peut être amélioré de 8% si le diamètre des tubes est réduit de 6 à 4 mm.



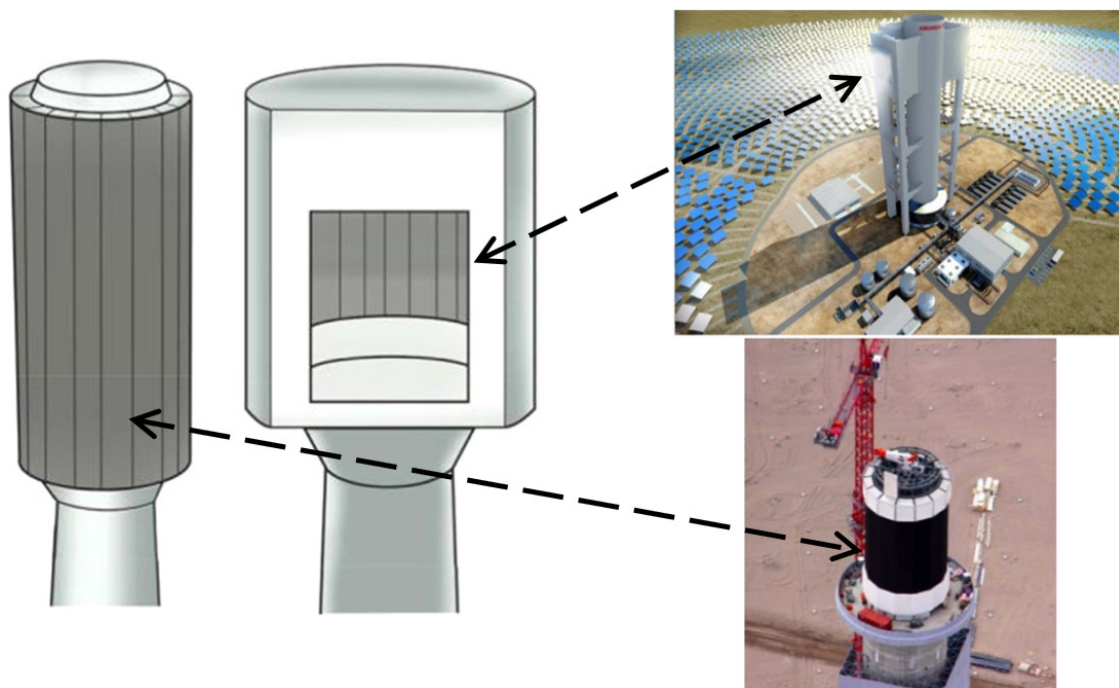
**Figure 2.16.** Système étudié par Qiu Kunzan et al. [21]. (À gauche) Flowchart du dispositif expérimental avec la configuration du récepteur. (À droite) Distribution du flux de rayonnement concentré sur l'ouverture avec les différents rayons utilisé.

Tsekouras *et al.* [22] ont effectué une étude optique et thermique d'un concentrateur de Fresnel linéaire avec un récepteur à cavité trapézoïdale (figure 2.17). L'analyse optique a été réalisée à l'aide du logiciel Soltrace qui utilise la méthode et a montré la distribution du rayonnement solaire concentré sur le périmètre de l'absorbeur. Le rendement maximal instantané a été calculé à 0,693, le rapport de concentration était 10,9 et le pourcentage de couverture du sol était de 76,2%. L'analyse thermique a été réalisée à l'aide d'un modèle CFD. Ainsi, le flux de chaleur dans la section inférieure de l'absorbeur a reçu 60% du flux total incident alors que la section supérieure n'en a reçu que 8%. En outre, la partie supérieure du réflecteur secondaire a reçu les 55% du flux de chaleur de rayonnement concentré et la section de la couverture en verre a reçu 74%.



**Figure 2.17.** Système étudié par Tsekouras *et al.* [22]. (À gauche) Schéma du collecteur linéaire de Fresnel(LFC), (À droite) simulation optique du LFC

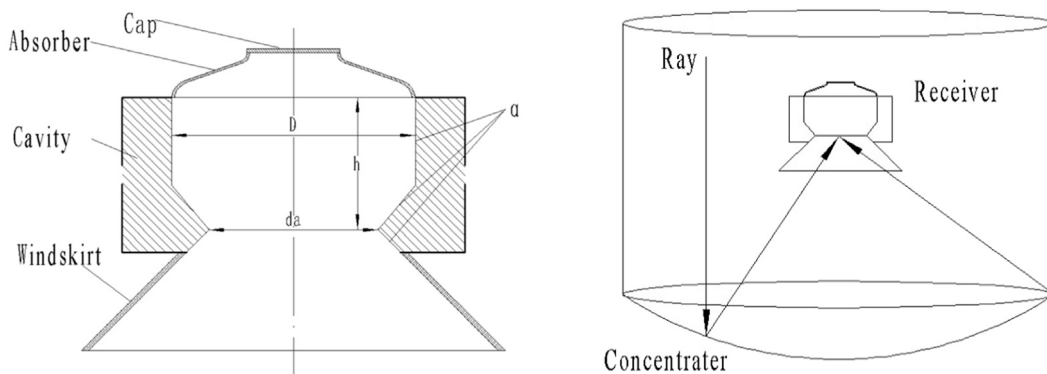
López-Herraiz et al. [23] ont étudié l'effet des propriétés optiques (à savoir l'absorptivité et l'émissivité) des revêtements sur les performances thermiques de deux types de récepteurs à savoir le récepteur à cavité et le récepteur externe dit aussi cylindrique (figure 2.18). Différents scénarios optiques pour les conditions de conception de chaque récepteur ont été étudiés. Différents candidats d'enrobage, sélectifs et non sélectifs, ont été simulés numériquement et comparés au revêtement Pyromark 2500 actuellement utilisé. La centrale solaire de Khi Solar One a été choisie comme cas d'étude pour le récepteur à cavité (utilisant la vapeur) d'Abengoa et celle de Crescent Dunes à Tonopah, Nevada, États-Unis pour le récepteur externe utilisant le sel fondu. Les résultats ont montré que la performance thermique augmente avec l'absorptivité du revêtement (jusqu'à 4%). Tandis que l'émissivité a un effet très mineur sur la performance thermique du récepteur externe du Sel fondu, puisque la performance augmente seulement de 0,6% lorsque l'émissivité du revêtement diminue de 0,9 à 0,5.



**Figure 2.18.** Système étudié par López-Herraiz *et al.* [23]. (À gauche) Schémas des récepteurs externes (cylindrique) et à cavité tubulaires, (À droite) La centrale solaire de Khi Solar One et celle de Crescent Dunes à Tonopah, Nevada, États-Unis.

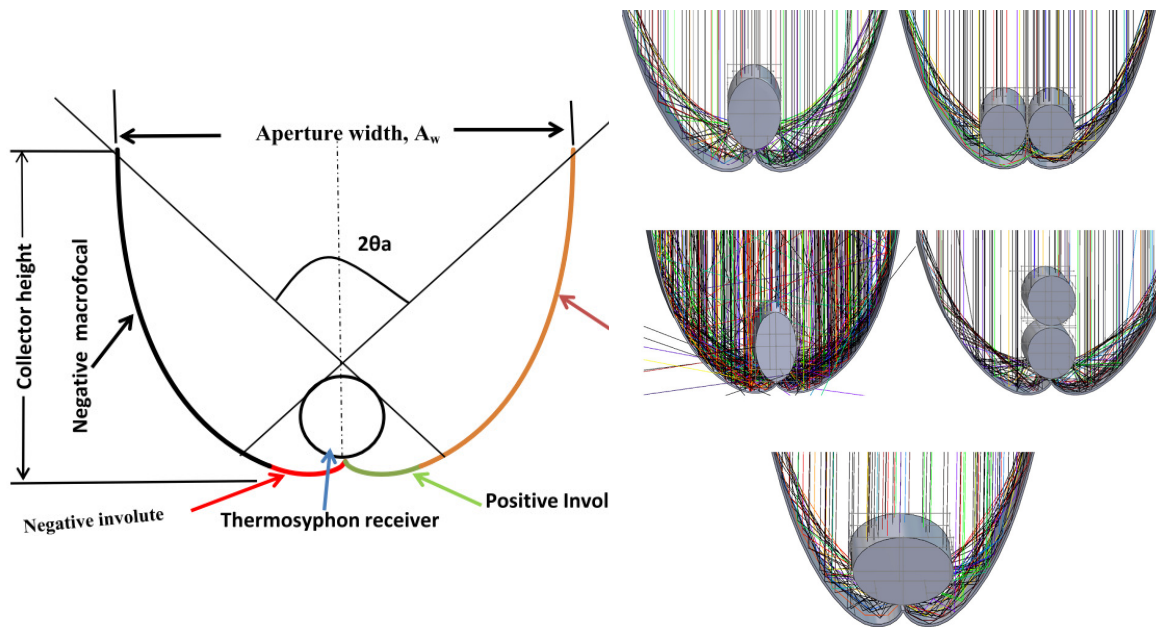
Li, Sha, *et al.* [24] ont étudié la performance optique d'un concentrateur parabolique avec récepteur à cavité (Figure 2.19) en se basant sur la méthode de Monte Carlo. L'étude a été initiée par un besoin d'analyser l'influence des paramètres géométriques et des propriétés de surface du récepteur à cavité sur la performance optique. Ceux-ci comprennent le rapport de

diamètre (le rapport entre le diamètre d'ouverture et le diamètre extérieur de l'absorbeur), le rapport de hauteur (le rapport entre la hauteur de l'absorbeur et le diamètre extérieur de l'absorbeur) et l'absorptivité des parois latérales du récepteur. L'analyse indique que la performance optique augmente puis diminue avec un rapport de hauteur plus élevé. En même temps, les effets des rapports de hauteur et de diamètre sur l'efficacité optique sont tous deux influencés par l'absorptivité des parois latérales. Sur la base des résultats obtenus, une corrélation de l'efficacité optique a été développée pour quantifier les influences de ces facteurs.



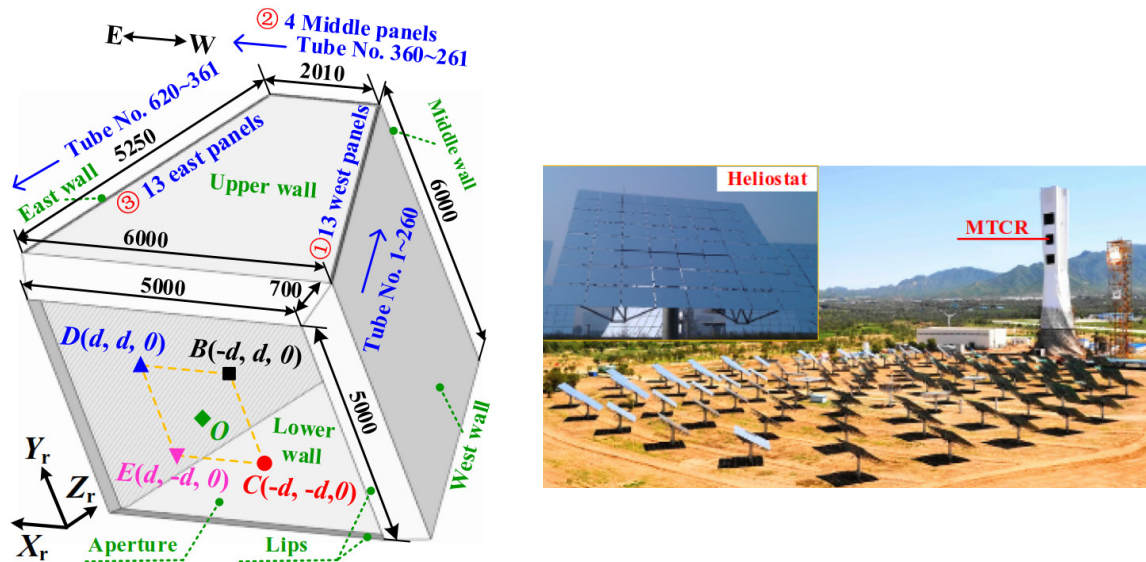
**Figure 2.19.** Système étudié par Li, Sha, *et al.* [24]. (À gauche) schéma simplifié du récepteur à cavité, (À droite) Le système concentrateur / récepteur.

Abdullahi *et al.* [25] ont étudié la possibilité d'utiliser deux récepteurs tubulaires à la place d'un seul récepteur elliptique dans un concentrateur parabolique composé (CPC) (Figure 2.20). En utilisant la méthode des lancer des rayons l'efficacité optique du concentrateur parabolique composé avec les deux récepteurs tubulaires alignés horizontalement et verticalement a été prédite. Les résultats ont montré que l'efficacité optique de la configuration horizontale est améliorée jusqu'à 15% par rapport aux configurations simple et verticale. En outre, un tube simple elliptique aligné horizontalement a montré une augmentation de l'efficacité optique quotidienne moyenne de 17% par rapport à la configuration à tube unique. Les performances thermiques des récepteurs tubulaires simples et doubles alignés horizontalement a été déterminée à l'aide d'un caloduc (heat pipe) thermosiphon en utilisant le flux de chaleur obtenu à partir de la simulation optique sous différents angles d'acceptation. Les résultats ont montré que thermiquement, la configuration à double tube est améliorée par rapport au tube unique en termes de chaleur transférée à l'eau de refroidissement avec des valeurs de 21%, 19,8% et 18,3% pour des angles d'acceptation de 30 °, 40 ° et 60° respectivement.



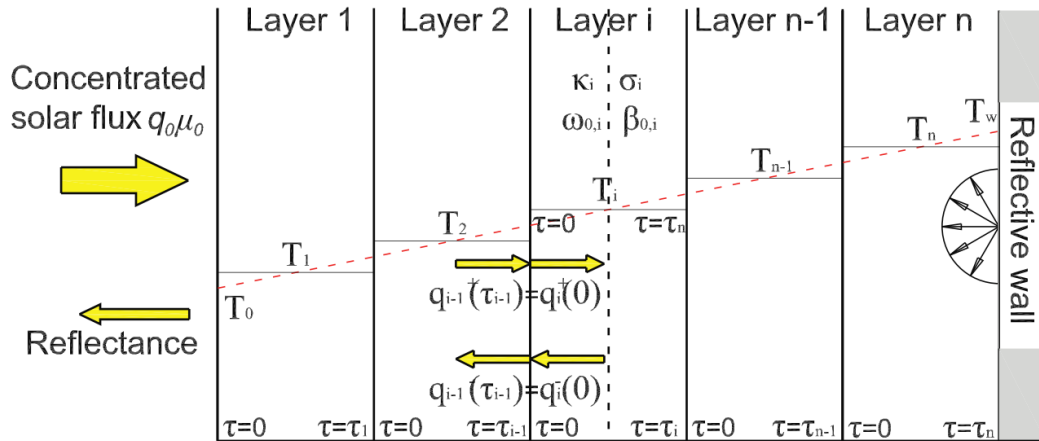
**Figure 2.20.** Système étudié par Abdullahi *et al.* (À gauche) schéma 2D simplifié du système CPC, (À droite) simulation optique pour différentes configurations du CPC [25].

Qiu et al. [26] ont développé un modèle mathématique nommé SPTOPTIC pour l'analyse des performances optiques en temps réel d'une tour solaire (SPT : Solar Power Tower) avec un récepteur à cavité multitubes (Figure 2.21) (MTCR : Mul-Titube Cavity Receiver) en utilisant la méthode de lancer de rayons de Monte Carlo. La centrale DAHAN en Chine, a été utilisé comme cas d'étude pour étudier ses performances optiques. Les résultats obtenus par le modèle montrent que le flux solaire dans le récepteur à cavité présente une non-uniformité significative, montrant un flux maximum de  $5.141 \times 10^5 \text{ W/m}^2$  sur les tubes. Les résultats montrent aussi que la stratégie de pointage multipoint permet d'homogénéiser le flux et de réduire la mauvaise répartition de l'énergie entre les tubes. En plus, des rendements optiques dépendants du temps ont été étudiés et l'efficacité annuelle de l'énergie absorbée par les tubes a été estimée à 65,9%. A la fin de l'étude, l'effet de la cavité sur l'efficacité a été déterminé quantitativement, ce qui indique que la perte optique peut être réduite de manière significative, spécialement lorsque l'absorptivité du revêtement est relativement faible.



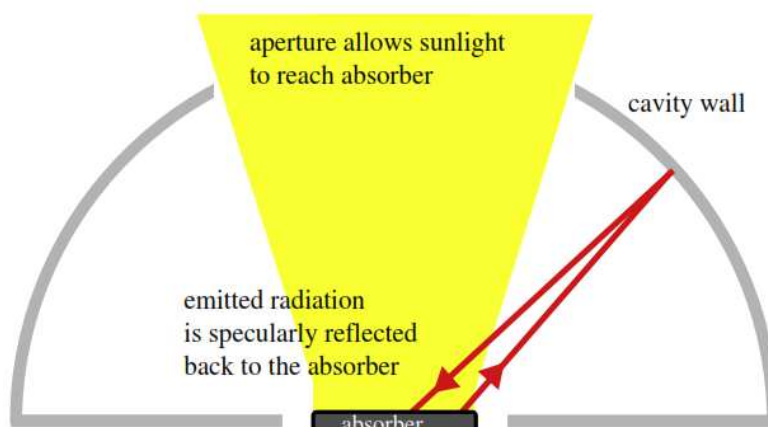
**Figure 2.21.** Système étudié par Qiu et al. [26]. (À gauche) Croquis du récepteur à cavité (MTCR) utilisé dans la centrale de DAHAN, (À droite) Photo du champ héliostatique de DAHAN.

Ordóñez *et al.* [27] ont étudié des récepteurs à particules avec une et deux couches (Figure 2.22) avec des profils de température connus dans le but d'optimiser et de maximiser leurs rendements. L'équation de transfert radiatif (Radiative Transfer Equation RTE) est résolue en utilisant une méthode à deux flux (two-stream method) et une fonction d'approximation modifiée d'Eddington-delta. Les propriétés optiques d'une seule particule sont modélisées à l'aide de la théorie de Lorenz-Mie et la fonction de la phase est approximée par la fonction de phase d'Henye-Greenstein. L'algorithme d'optimisation PSO (Particle Swarm Optimisation) est utilisé pour optimiser le rayon des particules ( $0.1\mu\text{m} \ll r < 100\mu\text{m}$ ), la fraction volumique ( $10^{-7} \ll f_x \ll 10^{-4}$ ) et l'indice de réfraction ( $2.0 \ll n < 4.5$  et  $0.0001 \ll k < 25$ ) d'un matériau théoriquement idéal à utiliser dans un récepteur solaire à particules. Les résultats ont montré qu'un rendement maximal est atteignable par les récepteurs étudiés pour des propriétés optiques qui ont été déterminées et ont montré qu'un récepteur monocouche optimisé fonctionne aussi bien qu'un récepteur à deux couches. De plus, pour une réflectivité de paroi  $\rho = 0.8$  sur toute la plage de longueurs d'onde (surface grise et diffuse), un rendement maximal de  $\eta = 92.4\%$  et  $\eta = 97.3\%$  est attendu pour les récepteurs de particules avec un profil de température constant et linéaire, respectivement.



**Figure 2.22.** Système étudié par Ordóñez *et al.* [27]. Schéma 1D du récepteur solaire à particules multicouche (SPR).

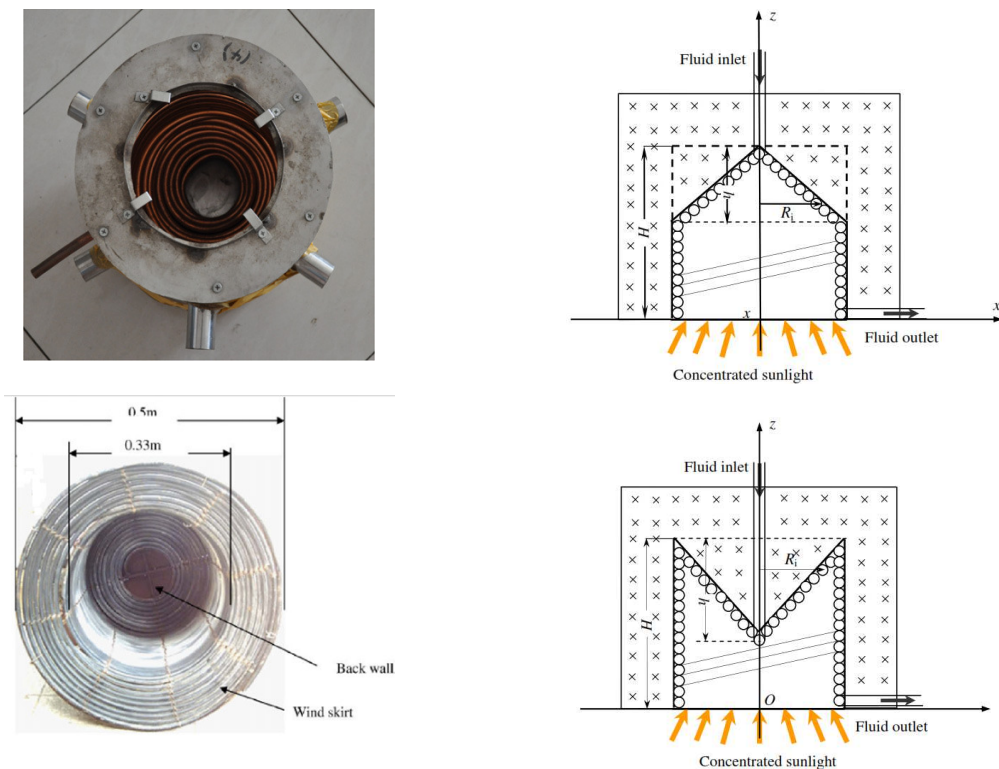
Weinstein *et al.* [28] ont mené une étude pour la réduction des pertes radiatives par l'utilisation d'une cavité hémisphérique (Figure 2.23) en utilisant la technique des lancer des rayons, et les effets de la taille de la cavité et de l'alignement de l'absorbeur sont étudiés. La cavité hémisphérique placée au-dessus de l'absorbeur peut renvoyer le rayonnement émis vers l'absorbeur, en supprimant efficacement les pertes d'émission. Une ouverture dans la cavité permettra toujours à la lumière du soleil d'atteindre la surface de l'absorbeur lorsqu'elle est utilisée avec des systèmes de concentration à focalisation ponctuelle. Les résultats de la simulation optique sont validés expérimentalement et ont montré des réductions des pertes radiatives de plus de 75% à partir d'un absorbeur proche du corps noir. Le système de cavité démontre qu'il est capable de réaliser des rendements comparables aux absorbeurs avec des surfaces sélectifs idéalisés avec une large gamme de températures de fonctionnement.



**Figure 2.23.** Système étudié par Weinstein *et al.* [28]. Principe de fonctionnement de la cavité. Une ouverture dans la cavité permet à la lumière du soleil d'atteindre l'absorbeur. Les radiations émises vers les parois de la cavité sont réfléchies vers l'absorbeur pour être réabsorbées, ce qui limite ces pertes.



Wang, Fuqiang et al. [29] ont proposé et étudié deux nouveaux types de récepteurs à cavités, le premier est un récepteur Cylindrique conique combiné (Cylindrical with conical combined receiver CCCR) et le deuxième est un Récepteur cylindrique avec surface intérieure convexe (Cylindrical receiver with bottom surface interior convex BSIC) dans le but de résoudre le problème de zones mortes ou zone avec zéro flux et d'améliorer leurs rendements optiques. Le rendement optique et la répartition du flux thermique des deux nouveaux types de récepteurs à cavités sont analysés par la méthode de Monte Carlo, et les comparaisons des rendements optiques entre le récepteur à cavité conventionnel et les deux nouveaux types de récepteur sont effectuées pour différents paramètres. La comparaison du récepteur CCCR par rapport au récepteur à cavité cylindrique conventionnel sans zone morte montre une limitation dans le rendement optique, et l'amélioration maximale n'est que de 0,34%. Par contre, comparé au récepteur à cavité cylindrique conventionnelle avec 10% de zone morte, l'amélioration du rendement optique du CCCR n'est que de 2,46%. En ce qui concerne le récepteur BSIC, son rendement optique est supérieur à celui du récepteur à cavité cylindrique conventionnel pour tous les paramètres étudiés (absorptivité de la paroi entière, erreur de pointage et la variation d'alignement). Le système étudié est présenté sur la figure 2.24.

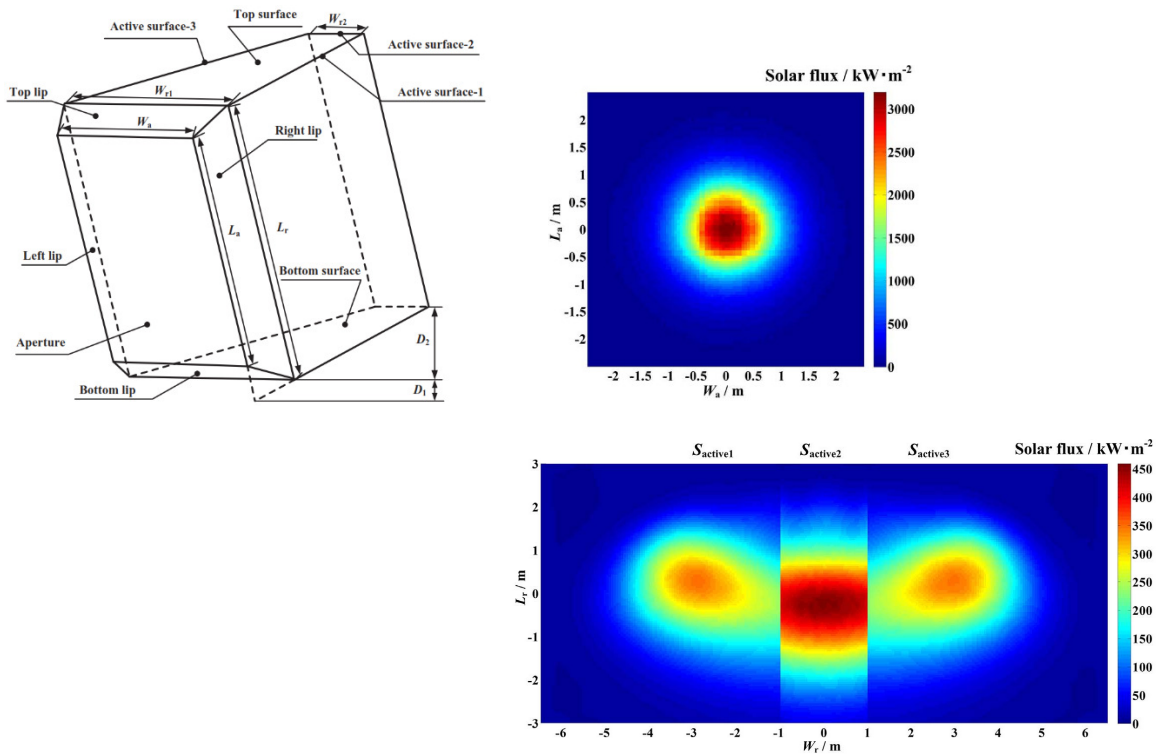


**Figure 2.24.** Système étudié par Wang, et al. [29]. (À gauche) Récepteurs à cavité cylindrique conventionnels fabriqués respectivement par Harbin Institute of Technology (HIT) et Indian Institute of Technology (IIT), (À droite) Schéma des deux récepteurs : CCCR en haut, BASIC en bas.

Wang, Kun, *et al.* [30] ont mené une étude qui consiste à homogénéiser la distribution du flux solaire sur les surfaces internes du récepteur à cavité (figure 2.25) tout en maintenant les pertes optiques aussi faibles que possible en remplaçant la stratégie de visée ponctuelle conventionnelle par des stratégies de visée multipoints optimales (figure 2.26 et 2.27). Cette optimisation multi-objectif de la stratégie de visée est réalisée en utilisant l'algorithme génétique de tri non dominé (Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm), et en prenant la centrale de DAHAN en Chine comme cas d'étude.

La répartition des points de visée sur l'ouverture de la cavité et l'attribution des points de visée pour chaque héliostat sont optimisées simultanément. Les conclusions suivantes ont été déduites :

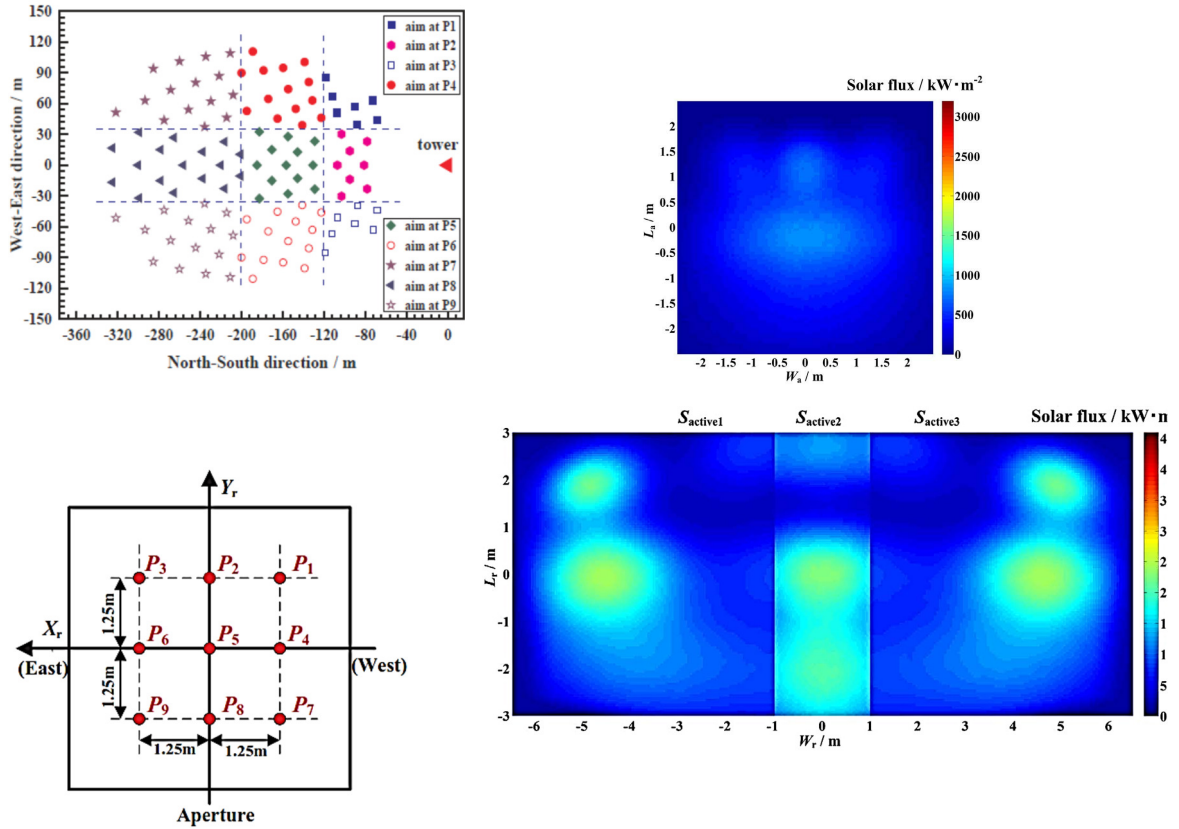
- L'uniformité de la répartition du flux solaire sur l'ouverture ne signifie pas toujours l'uniformité de la répartition du flux solaire sur les surfaces internes, ce qui est le cœur du problème. Par conséquent, l'optimisation de la stratégie de visée devrait prendre en charge la répartition du flux solaire sur les surfaces internes plutôt que sur l'ouverture.
- L'optimisation multi-objectif peut fournir un compromis entre la non-uniformité de la distribution du flux solaire et les pertes optiques.
- Les stratégies de visée optimales fournies par l'optimisation multi-objectif peuvent homogénéiser de manière significative la répartition du flux solaire sur les surfaces internes dans la cavité, à un coût minimum de perte optique.
- Pour les stratégies de visée optimales, il existe une asymétrie ouest-est de la distribution du point de visée sur l'ouverture à tout moment sauf à midi. De plus, l'asymétrie devient moins évidente à mesure que le temps se rapproche du midi.



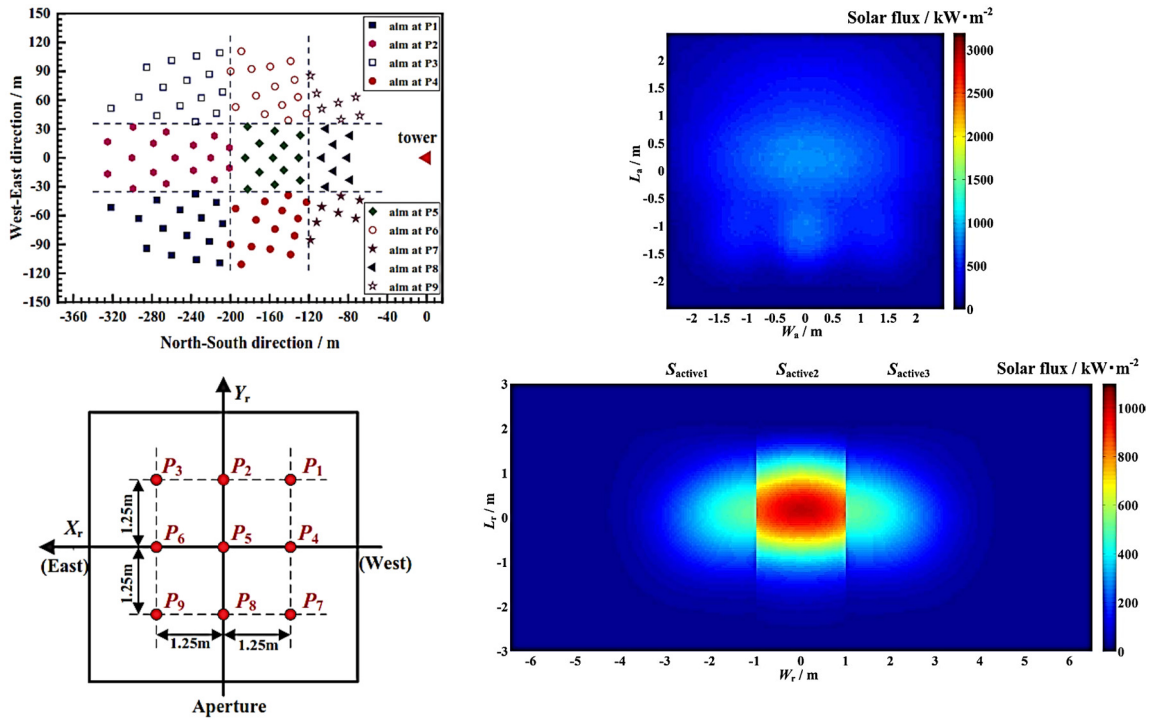
**Figure 2.25.** Système étudié par Wang, *et al.* [30]. (À gauche) Récepteurs à cavité de la centrale de DAHAN en Chine, (À droite) Répartition du flux solaire sur l'ouverture (en haut) et sur les surfaces internes (en bas) utilisant la stratégie de visée ponctuelle. (Perte optique  $\eta_{loss} = 23.08\%$ ).

Une autre étude menée par Besarati *et al.* [31] dans laquelle ils ont utilisé l'algorithme génétique (Genetic Algorithm GA) pour minimiser l'écart-type de la distribution de densité de flux au sein du récepteur en changeant les points de visée individuels des héliostats. La distribution de flux de chaque héliostat est déterminée en utilisant le modèle HFLCAL (Heliostat Field Layout Calculation) et le modèle a été validé par rapport aux données expérimentales disponibles sur la centrale PSA (Almería, Espagne).

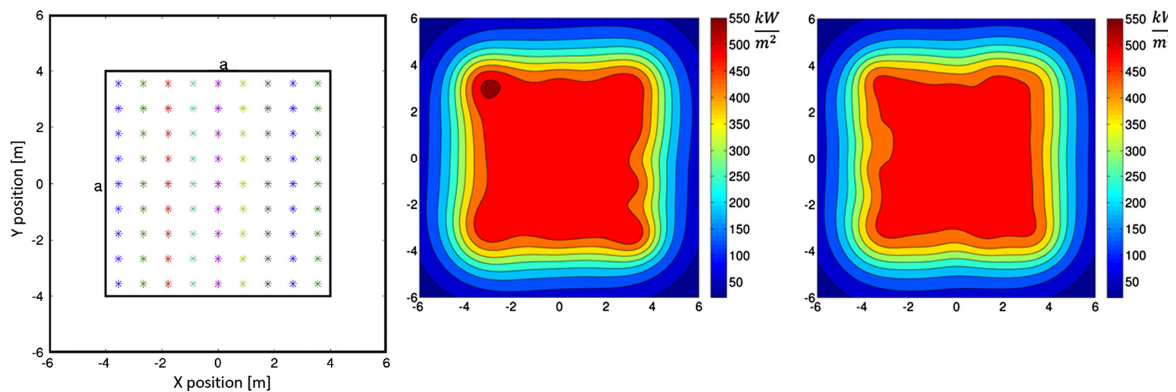
La centrale solaire de 50 MWth à Daggett, Californie a été prise comme cas d'étude pour l'application de la méthode d'optimisation. Comme résultat principal, la densité maximale de flux peut être réduite de 10, et la nécessité d'augmenter autant que possible le nombre de points de visée est primordiale. La répartition des points de visée sur la surface du récepteur et la répartition optimale de la densité de flux est présenté sur la figure 2.28.



**Figure 2.26.** Système étudié par Wang, *et al.* [30]. (À gauche) stratégie de visée multi-point-A, (À droite) Répartition du flux solaire sur l'ouverture (en haut) et sur les surfaces internes (en bas) utilisant la stratégie de visée multi-point-A. (Perte optique  $\eta_{loss} = 29.22\%$ ).



**Figure 2.27.** Système étudié par Wang, *et al.* [30]. (À gauche) stratégie de visée multi-point-B, (À droite) Répartition du flux solaire sur l'ouverture (en haut) et sur les surfaces internes (en bas) utilisant la stratégie de visée multi-point-B. (Perte optique  $\eta_{loss} = 27.34\%$ ).



**Figure 2.28.** Système étudié par Besarati *et al.* [31]. (À gauche) Répartition des points de visée sur la surface du récepteur, (À droite) Répartition optimale de la densité de flux avec 49 points de visée et 121 points de visée.

Garcia *et al.* [32] ont effectué un état de l'art de d'ensemble des codes et logiciels utilisés dans la modélisation et simulation des tours solaires à concentration, détaillant leurs caractéristiques, leurs forces et leurs faiblesses. Cet état de l'art est important car il permet de déterminer quel outil est approprié pour tel ou tel problème en fonction des objectifs de la simulation. Les outils de modélisation pour les centrales solaire à tour (SCR : Solar Central Receiver) peuvent être divisés en deux catégories principales, correspondant à deux types de problèmes : d'une part ceux dédiés à l'optimisation du système et d'autre part ceux destinés à l'analyse détaillée des performances optiques. Les deux catégories correspondant aux deux types de problèmes rencontrés dans les études sur les technologies CSP sont (Tableau 2.1) :

- 1) Codes dédiés à l'optimisation comme : HFLCAL, UHC-RCCELL ou (WIN) DELSOL ;
- 2) Codes dédiés à l'analyse des performances optiques comme : FIAT LUX, MIRVAL, UHC-NS ou IH, ou SOLTRACE, TracePro.

Pour les laboratoires de recherche ou les développeurs industriels, il semble intéressant d'utiliser un code de chaque catégorie. En effet, les codes de la première catégorie permettent d'évaluer la distribution de flux obtenue au sommet de la tour et ainsi dimensionner le récepteur. Il est à noter que TracePro ne figurait pas dans cet état de l'art, et nous pensons qu'il est primordial de le mentionner comme un outil de la première catégorie car il nous permet d'obtenir lui aussi la distribution du flux au sein du récepteur et en plus il est moins compliqué que SolTrace. C'est pourquoi nous avons choisi d'utiliser TracePro pour modéliser les composants optiques de la mini centrale solaire de Ghardaïa. Ce code sera utilisé pour

étudier les performances optiques des récepteurs solaire et décrire la distribution des flux au sein de ces récepteurs. En plus, TracePro peut être adapté à d'autres systèmes de concentration (Système LFR, fours solaires, Dish-Stirling ...etc.). Les outils de la deuxième catégorie, comme (WIN) DELSOL, sont recommandés pour l'évaluation technico-économique des technologies SCR. Cependant, des modifications doivent être apportées pour les adapter aux nouveaux concepts de centrale SCR.

**Tableau 2.1.** Catégorisation de codes pour le calcul de flux étudié par Garcia *et al.* [32].

	<b>Codes dédiés à l'optimisation</b>	<b>Codes dédiés à l'analyse des performances</b>
<b>Outils</b>	UHC-RCELL, (WIN)DELSOL, HFLCAL	UHC-IH or NS, MIRVAL, FIAT LUX, SOLTRACE, HELIOS, (DELSOL)
<b>Sous-systèmes considérés</b>	Toute la centrale	Sous-système optique
<b>Les entrées</b>	Superficie totale du champ solaire divisée en zones, dans des fenêtres	La géométrie de l'héliostat en détail, dans un fichier texte
<b>Méthode de calcul</b>	Convolution simplifiée	Méthode de Monte Carlo ou similaire
<b>Temp de calcul</b>	Quelques secondes pour tout un champ d'héliostatique	Quelques secondes à quelques minutes pour un seul héliostat
<b>Précision</b>	Augmente avec la taille du champ	Précise pour un seul héliostat
<b>Calcul de l'aspect économique</b>	Oui	Non

### 2.3 Conclusion

L'étude des performances optiques et de la distribution du flux incident à l'intérieur des récepteurs solaires a été traitée à travers des travaux de recherche publiés dans la littérature scientifique. Une grande variété de modes et d'outils d'analyse optique ont été développés et appliqués dans le but de comprendre le comportement optique des récepteurs solaires des centrales solaires à concentration. D'après la littérature, un grand nombre d'outils disponibles permet aux chercheurs d'évaluer le comportement optique des récepteurs solaires et de réduire le temps de développement. Parmi ces outils figure le logiciel SolTrace développé par le Laboratoire National des Énergies Renouvelables (NREL) (qui est largement utilisé par rapport à d'autres outils de simulation optiques) pour modéliser les

systèmes de concentration solaire (CSP) et analyser leur performance optique. Le logiciel TracePro du laboratoire Lamda Research Corporation qui n'est pas largement connu dans le domaine du CSP, est un logiciel opto-mécanique destiné à la conception, l'analyse et l'optimisation des systèmes optiques et d'éclairage. Avec une interface CAO intuitive et de puissants optimiseurs interactifs, TracePro offre aux utilisateurs un environnement de conception optique sophistiqué et puissant combiné avec un temps d'apprentissage court qui permet d'accélérer la mise en place du système à étudier. À notre connaissance et d'après la littérature disponible il n'y a pas d'études optiques faites sur les récepteurs solaires destinés à la tour solaire et qui utilise TracePro comme outil d'évaluation optique d'une centrale à tour. Il est à noter aussi qu'un nombre relativement faible de recherches publiées qui ont été consacrées à l'études des performances optiques et la distribution du flux à l'intérieur des récepteurs destinés à la tour solaire, spécialement l'effet de la géométrie, de l'absorptivité, l'émissivité du champ héliostatique et du jour de l'année sur leur performance.

L'obtention du meilleur rendement (transfert thermique) thermique signifie : recevoir une grande quantité de flux incident avec une meilleure répartition possible. Donc, à la base de ce qui précède, le chapitre suivant va être dédié à l'étude optique des récepteurs solaire destinés à la tour solaire à concentration, une étude qui s'avère très importante avant d'entamer une étude thermique.

## NOMENCLATURE

Symboles	Définitions	Unités
$f_x$	Fraction volumique	-
$n$	Indice de réfraction	-

Symbole grecque	Définition	Unité
$\rho$	Réfectivité	-
$\eta$	Rendement ou efficacité	-

Abréviations	Définition	Unité
BSIC	Bottom Surface Interior Convex	
CCCR	Cylindrical with Conical Combined Receiver	
CAO	Conception Assistée par Ordinateur	
CFD	Computational Fluid Dynamics	
CCD	Charge Coupled Device	
GA	Genetic Algorythm	
HTF	Heat Transfer Fluid	
ICS	Integrated Collector Storage	
LFR	Linear Fresnel Reflector	
MCRT	Monte Carlo ray tracing	
MTCR	Multi-Tube Cavity Receiver	
MSEE	Molten Salt Electric Experiment	
NREL	National Renewable Energy Laboratory	
PSO	Particle Swarm Optimisation	
RTE	Radiative Transfer Equation	
SCR	Solar Central Receiver	
SSPR	Spiral Solar Particle Receiver	
SPT	solar power tower	
SPR	Solid Particle Receiver	



## REFERENCES:

- [1] Omar B, Abdallah K, Kamal M. (2013). A review of studies on central receiver solar thermal power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23(12-39).
- [2] Ho, Clifford K., and Brian D. Iverson. "Review of high-temperature central receiver designs for concentrating solar power." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29 (2014): 835-846.
- [3] Daabo, Ahmed M., Saad Mahmoud, and Raya K. Al-Dadah. "The Effect of Receiver Geometry on the Optical Performance of a Small-Scale Solar Cavity Receiver for Parabolic Dish Applications." *Energy* 114 (2016): 513–525. *Energy*. Web.
- [4] Daabo, Ahmed M., Saad Mahmoud, and Raya K. Al-Dadah. "The Optical Efficiency of Three Different Geometries of a Small Scale Cavity Receiver for Concentrated Solar Applications." *Applied Energy* 179 (2016): 1081–1096. *Applied Energy*. Web.
- [5] Daabo, Ahmed M. et al. "Numerical Investigation of Pitch Value on Thermal Performance of Solar Receiver for Solar Powered Brayton Cycle Application." *Energy* 119 (2017): 523–539. *Energy*. Web.
- [6] Daabo, Ahmed M. et al. "Parametric Analysis of Small Scale Cavity Receiver with Optimum Shape for Solar Powered Closed Brayton Cycle Applications." *Applied Thermal Engineering* 122 (2017): 626–641. *Applied Thermal Engineering*. Web.
- [7] Kanatani, Kentaro, et al. "A model of a solar cavity receiver with coiled tubes." *Solar Energy* 153 (2017): 249- 261.
- [8] Wang, Kun et al. "A Novel Integrated Simulation Approach Couples MCRT and Gebhart Methods to Simulate Solar Radiation Transfer in a Solar Power Tower System with a Cavity Receiver." *Renewable Energy* 89 (2016): 93–107. *Renewable Energy*. Web.
- [9] Le Roux, W. G., T. Bello-Ochende, and J. P. Meyer. "The Efficiency of an Open-Cavity Tubular Solar Receiver for a Small-Scale Solar Thermal Brayton Cycle." *Energy Conversion and Management* 84 (2014): 457–470. *Energy Conversion and Management*. Web.
- [10] Fang, J. B. et al. "Thermal Performance Simulation of a Solar Cavity Receiver under Windy Conditions." *Solar Energy* 85.1 (2011): 126–138. *Solar Energy*. Web.
- [11] M. Lin, K. Sumathy, Y.J. Dai, R.Z. Wang, Y. Chen. Experimental and theoretical analysis on a linear Fresnel reflector solar collector prototype with V-shaped cavity receiver. *Applied Thermal Engineering* 2013: 51: 963-972.
- [12] Wang Fuqiang, Tan Jianyu, Ma Lanxin, Shuai Yong, Tan Heping, Leng Yu. Thermal performance analysis of porous medium solar receiver with quartz window to minimize heat flux gradient. *Solar Energy* 2014:108, 348–359.
- [13] Moghimi M.A, Craig K.J & Meyer J.P. (2015). A novel computational approach to combine the optical and thermal modelling of Linear Fresnel Collectors using the finite volume method. *Solar Energy*, 116, 407–427.
- [14] Craig K.J, Moghimi M.A, Rungasamy A.E, Marsberg J, Meyer J.P. (2016). Finite-volume ray tracing using Computational Fluid Dynamics in linear focus CSP applications. *Applied Energy*, 183, 241–256.
- [15] Weng Y.J, Chen R.H. (2015). The application of magnetic fluid bag micro-roll imprinting technology in optical anti-reflective and solar concentrator soft film replication. *Optik - Int. J. Light Electron Opt*, [126](#), 2080-2086.
- [16] M. Lin, K. Sumathy, Y.J. Dai, & X.K. Zhao. (2014). Performance investigation on a linear Fresnel lens solar collector using cavity receiver. *Solar Energy*, 107(50-62).

- [17] Raouf Benrejeb, OlfaHelal, BechirChaouachi. (2015). Optical and thermal performances improvement of an ICS solar water heater system. *Solar Energy*, 112, 108–119.
- [18] Farong Huang, Longlong Li, Weidong Huang. (2014). Optical performance of an azimuth tracking linear Fresnel solar concentrator. *Solar Energy*, 108, 1-12.
- [19] Xiao Gang, Guo Kaikai, Ni Mingjiang, Luo Zhongyang, Cen Kefa. (2014). Optical and thermal performance of a high-temperature spiral solar particle receiver. *Solar Energy*, 109, 200–213.
- [20] Li Xin, Kong Weiqiang, Wang Zhifeng, Chang Chun, Bai Fengwu. Thermal model and thermodynamic performance of molten salt cavity receiver. *Renewable Energy* 2010;35:981–8.
- [21] Qiu Kunzan, et al. Simulation and experimental study of an air tube-cavity solar receiver. *Energy Convers Manag* 2015; 103:847-58.
- [22] Tsekouras, P., C. Tzivanidis, and K. Antonopoulos. "Optical and thermal investigation of a linear Fresnel collector with trapezoidal cavity receiver." *Applied Thermal Engineering* 135 (2018): 379-388.
- [23] López-Herraiz, María, et al. "Effect of the optical properties of the coating of a concentrated solar power central receiver on its thermal efficiency." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 159 (2017): 66-72.
- [24] Li, Sha, et al. "Optical performance of a solar dish concentrator/receiver system: Influence of geometrical and surface properties of cavity receiver." *Energy* 113 (2016): 95-107.
- [25] Abdullahi, B., et al. "Optical and thermal performance of double receiver compound parabolic concentrator." *Applied energy* 159 (2015): 1-10.
- [26] Qiu, Yu, et al. "A comprehensive model for analysis of real-time optical performance of a solar power tower with a multi-tube cavity receiver." *Applied energy* 185 (2017): 589-603.
- [27] Ordóñez, Freddy, et al. "Optimization of the optical particle properties for a high temperature solar particle receiver." *Solar Energy* 99 (2014): 299-311.
- [28] Weinstein, Lee, et al. "Optical cavity for improved performance of solar receivers in solar-thermal systems." *Solar Energy* 108 (2014): 69-79.
- [29] Wang, Fuqiang, et al. "Optical efficiency analysis of cylindrical cavity receiver with bottom surface convex." *Solar Energy* 90 (2013): 195-204.
- [30] Wang, Kun, et al. "Multi-objective optimization of the aiming strategy for the solar power tower with a cavity receiver by using the non-dominated sorting genetic algorithm." *Applied Energy* 205 (2017): 399-416.
- [31] Besarati, Saeb M., D. Yogi Goswami, and Elias K. Stefanakos. "Optimal heliostat aiming strategy for uniform distribution of heat flux on the receiver of a solar power tower plant." *Energy Conversion and Management* 84 (2014): 234-243.
- [32] Garcia, Pierre, Alain Ferriere, and Jean-Jacques Beziau. "Codes for solar flux calculation dedicated to central receiver system applications: a comparative review." *Solar Energy* 82.3 (2008): 189-197.

# CHAPITRE 3. DÉVELOPPEMENT D'UN OUTIL DE CONTRÔLE OPTIMISÉ POUR UNE TOUR SOLAIRE À CONCENTRATION.

## 3.1 Introduction

La qualité de vie et la sécurité des générations présentes et futures sont étroitement liées à la disponibilité des sources d'énergie et à la durabilité des infrastructures énergétiques. Avec le rythme actuel, les réserves actuelles de pétrole et de gaz naturel ne peuvent couvrir que les 50 prochaines années pour le pétrole et les 70 prochaines années pour le gaz naturel [1]. Face aux enjeux énergétiques et climatiques actuels, le secteur de la production d'énergie solaire thermodynamique apparaît aujourd'hui comme une alternative praticable pour la production d'énergie électrique dans les zones à fort ensoleillement. La technologie des cylindro-paraboliques est actuellement considérée comme la plus mature, mais de nombreuses études prospectives montrent une évolution significative des tours d'énergie solaire (SPT : Solar Power Tower) en termes de performance accrue et de réduction des coûts d'électricité [2]. De nombreux pays ont initié un climat politique favorable pour encourager le développement du concept des tours à concentration solaire (CSP : Concentrating Solar Power) [3] comme par exemple Desertec, TRANS-SCP, MED-CSP, Solar Paces et ESTELA qui ont l'ambition de rendre l'infrastructure des technologies CSP dans l'UE-MENA zone [4, 5]. Les projets PS10, PS20 et SOLAR TRES et d'autres qui sont considérés comme des installations pilotes et de démonstration, fournissent des informations précieuses pour encourager le développement de la technologie CSP [6,7]. Une centrale solaire à tour (SCR : Solar Central Receiver) est composée d'un champ héliostatique, d'un récepteur, d'une unité de stockage thermique et d'une unité de conversion d'énergie. La position fixe du récepteur et l'efficacité améliorée du processus de conversion d'énergie rendent les investissements dans la technologie des centrales solaire à tour plus rentables et la conception moins complexe [3]. En plus, il est évident que la moitié (50%) des coûts d'investissement et 40% des pertes énergétiques totales sont attribués au champ héliostatique [8, 9]. Pour cette raison, il est nécessaire d'optimiser le champ héliostatique d'une tour solaire pour diminuer le coût en capital et améliorer l'efficacité globale de la centrale SCR.

La formulation mathématique du champ héliostatique est sans doute la plus compliquée parmi tous les champs solaires disponibles sur le marché. La complexité dans la conception et l'optimisation du champ héliostatique a incité une recherche étendue dans le développement de différents codes comme UHC-RCELL [9,10,11,12], DELSOL3 (winDELSOL) (Kistler, [13]), HFLCAL (Schmitz et al. [14]; Schwarzbözl et al.[15]), MIRVAL (Leary et Hankins, [16]), solTRACE, Fiat Lux, OPTEC (Schoffel et Sizmann, [17]), SOLVER de SOLUCAR (Relloso et Domingo, [18]), TONATIUH (Blanco et al., [19]), TieSOL (Izygon et al., [20]), SCT-HGM (Sanchez et Romero, [21]), et HFLD (Yao et al., [22]; Wei et al., [23]). Le rendement optique du champ héliostatique est fonction de plusieurs pertes.

En définissant chacune de ces pertes en termes de rendement ou d'efficacité, le rendement (l'efficacité) du champ héliostatique peut être exprimée comme suit [24] :

$$\eta_{\text{field}} = \eta_{\text{cos}}(x, y, t) \eta_{\text{sb}}(x, y, t) \eta_{\text{int}}(x, y, t) \eta_{\text{att}}(x, y) \eta_{\text{ref}} \quad (3.1)$$

$\eta_{\text{cos}}$  : représente le rendement cosinus,  $\eta_{\text{sb}}$  représente les rendements de l'ombrage (shading) -blocage (blocking),  $\eta_{\text{int}}$  rendement d'interception à l'ouverture du récepteur,  $\eta_{\text{att}}$  rendement d'atténuation atmosphérique, et  $\eta_{\text{ref}}$  la réflectivité de l'héliostat.

La détermination du rendement optique instantanée de chaque héliostat dépend du temps et de sa position par rapport à la tour et aux héliostats voisins. Une nouvelle méthode d'optimisation a été proposée par Collado et Guallar [25,26], appelée Campo basé sur la distribution radiale décalée, et qui systématise la procédure d'optimisation. Cette méthode accélère le processus d'optimisation du champ héliostatique. Dans les conceptions de champ héliostatique, le rendement dû à l'ombrage et blocage diminue beaucoup lorsque la distance entre deux rangées d'héliostats adjacentes est réduite (densité plus élevée). En conséquence, il est nécessaire de placer des héliostats à une distance moyenne par rapport à la tour qui fait que les rendements d'interception et d'atténuation deviennent relativement inférieurs. En général, il y aura toujours un compromis entre le rendement d'ombrage et de blocage et les autres rendements optiques. Ce compromis est l'objectif principal du processus d'optimisation. La plupart des codes cités précédemment qui traitent la distribution du champ sont basés sur la distribution héliostatique radiale décalée (radially staggered distribution) tels qu'introduits dans RCELL. Dans la distribution radiale décalée, la transition entre les zones de haute et de basse densité d'héliostats n'est pas continue.

Cependant, une nouvelle disposition innovante du champ héliostatique a été proposée par

Noone et al. [27] basée sur les motifs en spirale des disques de tournesol.

Cette disposition a été étudiée par Besarati et Goswami [28] pour la conception et l'optimisation d'un champ héliostatique de 50 MWth à Daggett, en Californie. Dans une autre étude de Ramos et Ramos [29], une procédure systématique pour l'optimisation de différents aspects du champ héliostatique, y compris la conception du champ, la position des héliostats, la hauteur de la tour et les dimensions du récepteur, est présentée. Siala et Elayeb [30] ont proposé une formulation graphique pour un champ héliostatique sans blocage.

Dans ce chapitre, l'étude de deux approches d'optimisation pour deux types de champ héliostatique : la disposition en radiale décalée et la disposition en spirale de la centrale solaire à tour PS10 situé à Sanlúcar la Mayor, Andalousie en Espagne est présenté.

Pour la disposition du champ héliostatique en radiale décalée, la maximisation du rendement annuel non-pondéré (Unweighted efficiency) est utilisé comme fonction objective. Parmi les algorithmes heuristiques utilisés dans l'optimisation du champ héliostatique, les algorithmes GA (Génétiques Algorithmes) et PSO (Particle Swarm Optimization) sont les plus couramment utilisés. Ils ont été appliqués avec succès pour résoudre l'optimisation du champ héliostatique. D'après la littérature on a constaté qu'aucune étude d'optimisation du champ héliostatique n'a été menée en utilisant l'Algorithme connue sous le nom : Artificial Bee Colony (ABC). À cet égard, le premier objectif est d'évaluer la performance de l'algorithme d'optimisation ABC en tant que nouvelle solution pour l'optimisation du champ héliostatique de la centrale solaire à tour PS10 situé à Sanlúcar la Mayor, Andalousie, en Espagne. L'algorithme ABC est un algorithme d'optimisation basé sur le comportement intelligent de l'essaim (groupes de guêpes) d'abeilles. Il a été utilisé pour optimiser les fonctions multivariées (multivariable functions) et les résultats obtenus par l'algorithme ABC, l'algorithme génétique (Genetic Algorithm : GA), l'algorithme de particule d'essaims (particule Swarm Optimization : PSO) et l'algorithme évolutif inspiré d'essaimage de particules (Particle Swarm Inspired Evolutionary Algorithm : PS-EA) ont été comparés. Les résultats ont montré que l'algorithme ABC surpasse les autres algorithmes [31, 32].

Pour la disposition de champ héliostatique en spirale, il est reporté que le nouveau modèle remplaçant la configuration radiale décalée améliore l'efficacité optique du champ et réduit sa superficie (Noone et al. [27], Besarati et Goswami [28]). Donc nous voulons optimiser cette deuxième configuration dans la région de Ghardaïa, Algérie, avec les mêmes paramètres de la centrale PS10. Les résultats vont nous permettre d'établir un constat sur

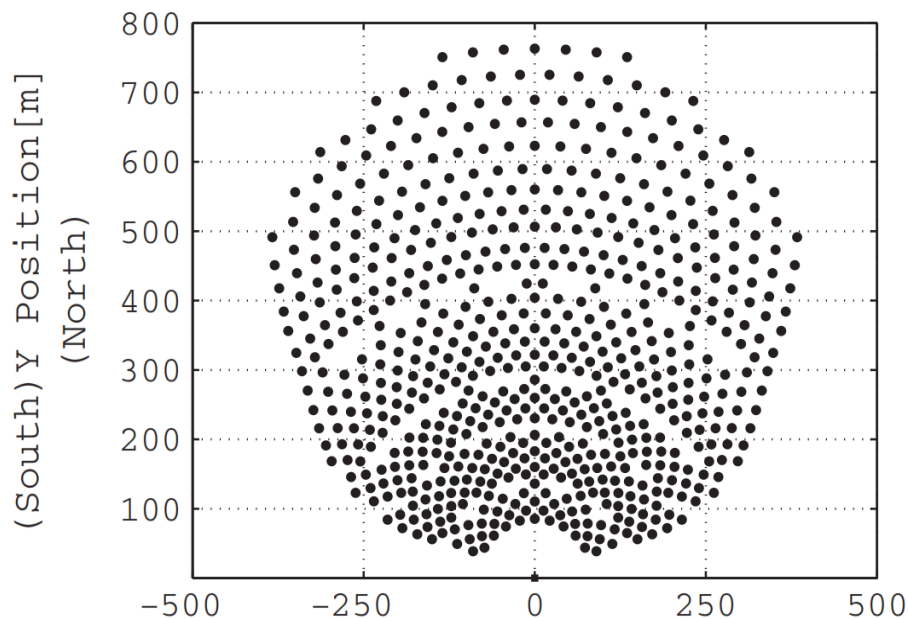
l'efficacité ou le rendement de ce type de technologie dans la région de Ghardaïa en tenant compte bien sûr du rayonnement solaire existant.

Cependant pour optimiser le champ héliostatique en forme spirale, la maximisation des rendements annuel pondéré (Weighted efficiency) et non-pondéré sont utilisées comme fonction objectives.

## 3.2 Disposition du champ héliostatique

### 3.2.1 Disposition radiale décalée (radial staggered)

La centrale à tour PS10 (11 MWe ) est utilisée pour démontrer la faisabilité et l'efficacité de l'algorithme ABC. La figure 3.1 montre la première disposition de test PS10 existante, générée par le code Sandia WinDELSOL1.0 [33,34]. Dans l'étape suivante, une optimisation est effectuée pour déterminer la disposition optimale du champ pour la centrale PS10 en utilisant l'algorithme IABC (Iteratif Artificial Bee Colony) proposé dans ce travail. La distribution du champ de PS10 a été reconsidérée en utilisant l'algorithme IABC sans modifier les paramètres de la centrale autres que les positions des héliostats.



**Figure 3.1.** La configuration originale du champ héliostatique PS10, Noone *et al.* [27].

### 3.2.2 Disposition spirale

Pour les centrales à tour, l'efficacité d'un héliostat est généralement plus élevée près de la

tour. Par conséquent, il semble préférable d'avoir une densité d'héliostats plus élevée près de la tour, même au prix d'une augmentation de l'ombrage et du blocage. L'inconvénient de la configuration radialement décalée est que la transition de la haute densité à la basse densité n'est pas continue (même chose pour le rendement (l'efficacité)). Donc, la disposition du champ proposée dans cette section présente l'avantage d'une fonction de densité continue inspirée des disques en spirale du tournesol (motif sous la forme spirale sur la tête de la fleurs), contrairement à la configuration radiale décalée. De plus, il n'y a pas deux centres d'héliostats qui partage le même angle azimutal [27].

Pour générer le champ en spirale, les formules suivantes sont utilisées ([27], [28]) :

$$\theta_k = 2\pi k \left( \frac{1+\sqrt{5}}{2} \right)^{-2} \quad (3.2)$$

$$r_k = ak^b \quad (3.3)$$

Où  $\theta_k$  est une composante angulaire linéairement proportionnelle au  $k^{\text{ième}}$  élément de la séquence et  $r_k$  : la fonction de croissance radiale, exprimée par l'exponentiation constante du  $k^{\text{ième}}$  élément.

La composante angulaire  $\theta_k$  est liée au nombre d'or qui est égal à  $\left( \frac{1+\sqrt{5}}{2} \right)$ .

Il convient de noter que  $a$  et  $b$  sont les variables de contrôle dans la conception du champ et leurs variations peuvent être utilisées dans le processus d'optimisation.

### 3.3 Description du modèle mathématique

Afin de calculer la performance optique du champ héliostatique, un modèle mathématique a été développé sous Matlab. Le modèle calcule l'efficacité optique annuelle pondérée et non pondérée du champ héliostatique. Ensuite, le même champ héliostatique est optimisé au moyen d'un algorithme spécifique développé sous Matlab. La méthodologie d'optimisation pour les deux types de configuration garantit que la fonction objective soit obtenue et, par conséquent, un champ héliostatique optimal est atteint.

Les paramètres relatifs au champ héliostatique, à la position du soleil, aux relations héliostat-tour, à l'orientation de la normale héliostatique sont calculés dans les sous-sections suivantes.

#### 3.3.1 Position du soleil

Pour calculer l'efficacité du champ, la première étape consiste à trouver la position du soleil

qui peut être exprimée par deux angles, c'est-à-dire les angles zénithal et azimutal. Chaque héliostat est orienté en fonction du vecteur solaire incident, du vecteur normal à l'héliostat et du vecteur dirigé.

Si les rayons du soleil doivent être réfléchis vers le récepteur, la perpendiculaire à la surface héliostatique correspondante doit diviser l'angle entre le vecteur solaire incident et le vecteur cible. Afin de définir le vecteur solaire, on doit calculer l'angle zénithal  $\theta_z$  et l'angle azimutal solaire  $A_z$  (Figure 3.2).

L'angle horaire du lever et coucher  $\omega$  et la déclinaison solaire  $\delta$  peuvent être déterminés en fonction du jour de l'année (numéro du jour)  $n_d$  et de la latitude  $\varphi$  (tous les angles en radians) [35] :

$$\delta = \frac{23.45\pi}{180} \sin\left(2\pi \frac{284+n_d}{365}\right) \quad (3.4)$$

$\delta$  : déclinaison solaire (radians).

$n_d$ : numéro du jour.

L'angle horaire (radians), peut être défini comme suit :

$$\omega_{\text{sunrise}} = \cos^{-1}(\tan\varphi \tan\delta) - \pi = -\omega_{\text{sunset}} \quad (3.5)$$

L'angle zénithal  $\theta_z$  est l'angle entre le vecteur d'incidence des rayons solaires et le plan vertical ou zénithal, il est donné comme suit :

$$\cos(\theta_z) = \sin\varphi \sin\delta + \cos\varphi \times \cos\delta \times \cos\omega \quad (3.6)$$

$\varphi$ : latitude du lieu.

$\omega$ : angle horaire.

Puisque  $\theta_z$  et  $\alpha_z$  sont des angles complémentaires, ils peuvent être exprimés comme suit :

$$\alpha_z = 90^\circ - \theta_z \quad (3.7)$$

L'angle azimutal solaire  $A_z$  est illustré dans la Figure 3.2, et il est défini par l'équation (3.8) :

$$A_z = \text{sign}(\omega) \left| \cos^{-1} \left( \frac{\cos\theta_z \times \sin\varphi - \sin\delta}{\sin\theta_z \times \cos\varphi} \right) \right| \quad (3.8)$$

Le vecteur soleil est déterminé de la façon suivante :



$$\vec{S} = \begin{bmatrix} S_X \\ S_Y \\ S_Z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\cos(\alpha_z) \times \sin(Az) \\ -\cos(\alpha_z) \times \cos(Az) \\ \sin(\alpha_z) \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Les indices  $X$ ,  $Y$  et  $Z$  réfèrent aux directions Est, Nord et Zenith, respectivement.

Le vecteur unitaire du vecteur soleil est ensuite déduit comme suit :

$$\overline{U_S} = \frac{\vec{S}}{\|\vec{S}\|} \quad (3.10)$$

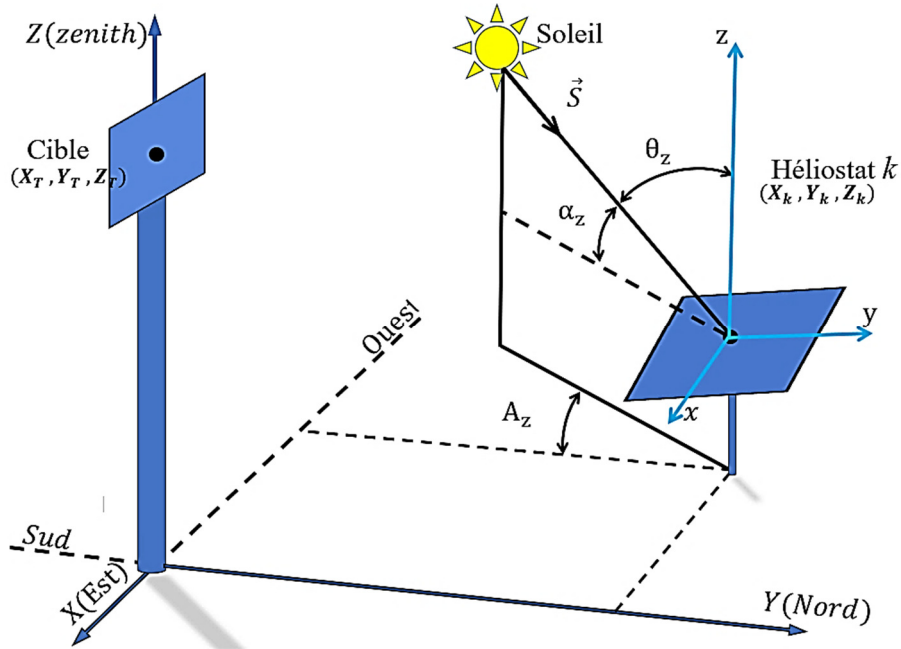


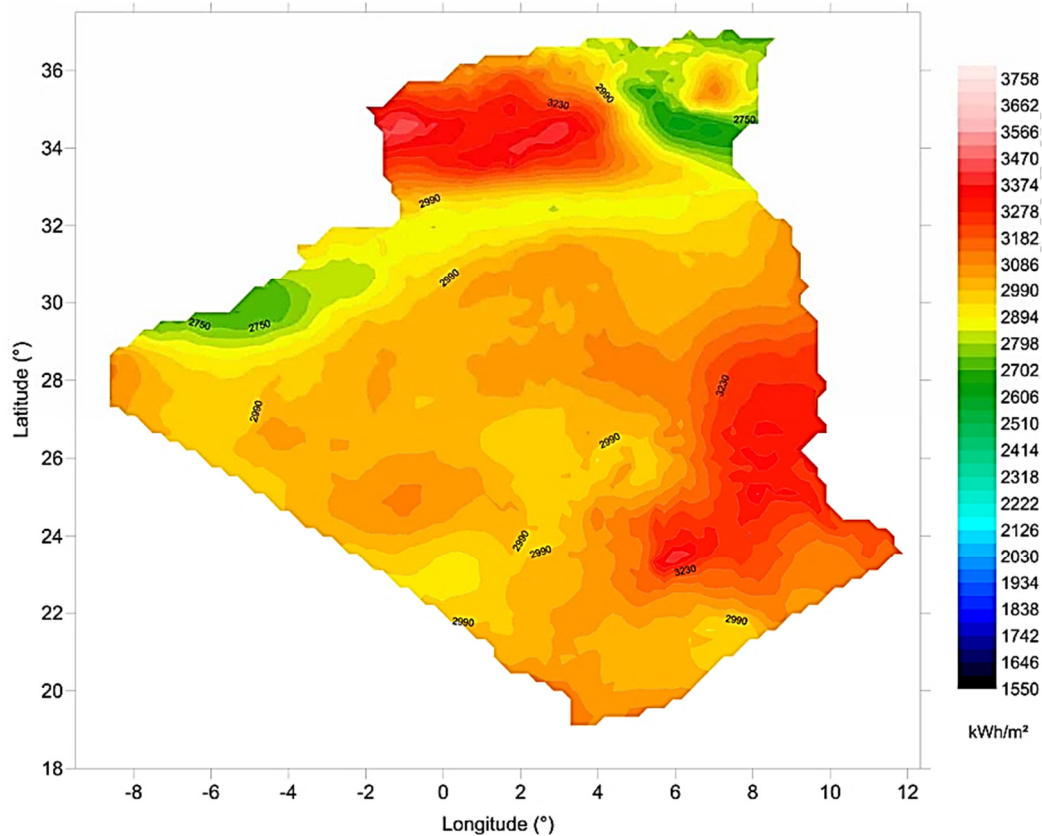
Figure 3.2. Vecteur du soleil avec les angles associés.

Pour chaque heure, le vecteur solaire est supposé être le même sur tout le champ héliostatique. Nous notons qu'il existe dans la littérature des algorithmes dédiés au calcul de la position solaire, on peut citer l'un d'entre eux, par exemple : Solar Position Algorithm (SPA), [36].

### 3.3.2 Insolation solaire

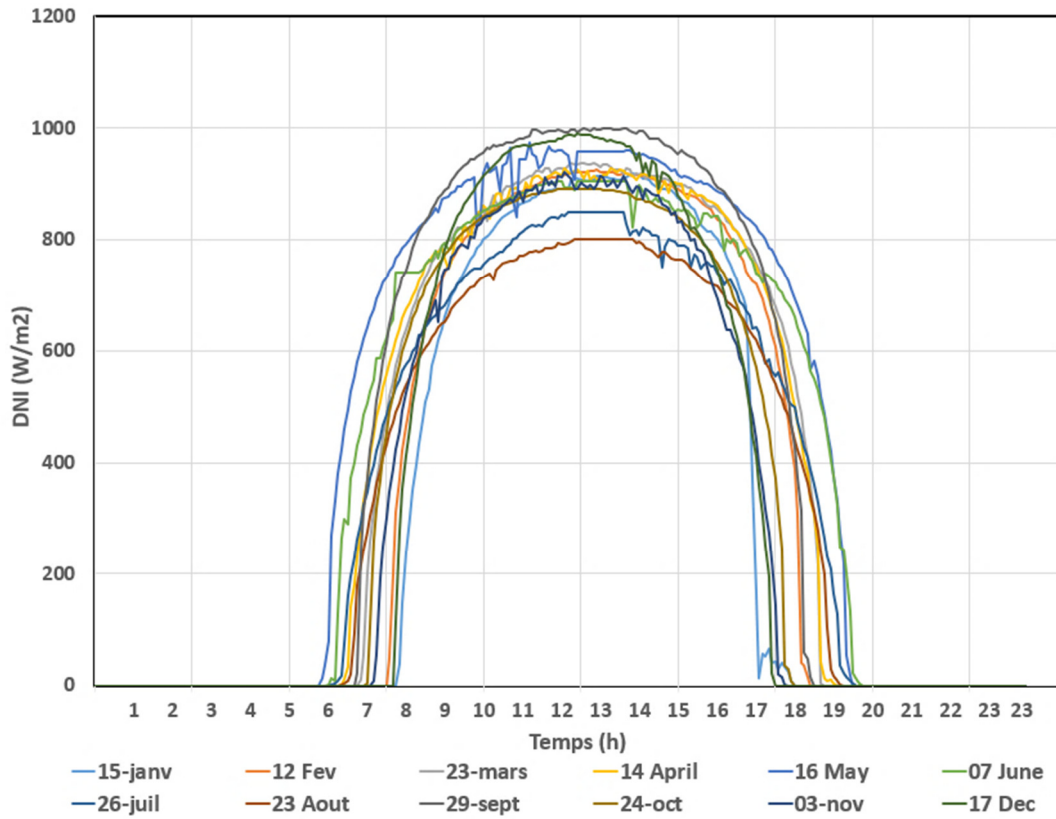
En raison de sa localisation géographique dans la ceinture solaire, l'Algérie possède l'un des potentiels solaires les plus élevés au monde, soit environ 5 milliards de GWh / an. La durée d'ensoleillement au Sahara et dans les hauts plateaux peut atteindre 3600 h / an [37,38].

Habituellement, l'irradiation normale directe (DNI) est le paramètre d'entrée approprié pour les systèmes de tours solaire à concentration qui sont équipés de dispositifs de suivi à deux axes tels que l'héliostat. L'Algérie a un grand potentiel d'irradiation normale directe (DNI) tout au long de l'année (figure 3.3), qui rend le pays très favorable à l'implantation des systèmes à concentration tel que la tour solaire [39].



**Figure 3.3.** L'insolation directe normale (DNI) en Algérie (sur une surface équipée d'un suivi deux axes) [39].

Pour la configuration en spirale, on a décidé de ne prendre en compte que l'insolation solaire directe d'une journée type de chaque mois de l'année plutôt que de calculer le rendement annuel de chaque jour de l'année [35], [26]. Cela réduit le temp de calcul du processus d'optimisation. La figure 3.4 montre le DNI des 12 jours types mesuré à Ghardaïa.



**Figure 3.4.** Insolation direct normal (DNI) des 12 jours types utilisées dans la simulation, pour la fonction objective pondérée, (DNI mesuré à Ghardaïa).

Il convient à préciser que pour la fonction objective non-pondérée on considère l'insolation hors atmosphère ( $DNI = 1353 \text{ W/m}^2$ ) comme valeur constante pendant toute l'année.

### 3.3.3 Vecteur Héliostat-cible

Le vecteur héliostat-cible (vecteur dirigé vers le Récepteur)  $\vec{R}$  est défini comme le vecteur qui pointe de l'héliostat vers le récepteur (voir Figure 3.5). Le vecteur cible peut être défini comme suit :

$$\vec{R} = \begin{bmatrix} X_T - X_k \\ Y_T - Y_k \\ Z_T - Z_k \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Où  $(X_T, Y_T, Z_T)$  sont les coordonnées de la cible et  $(X_k, Y_k, Z_k)$  sont les coordonnées de l'héliostat  $k$ . Le vecteur unitaire du vecteur héliostat-cible est défini comme suit :

$$\overline{U}_R = \frac{\vec{R}}{\|\vec{R}\|} \quad (3.12)$$

### 3.3.4 Vecteur Normal de l'héliostat

Comme mentionné au paravent, si  $\overline{U}_S$  et  $\overline{U}_R$  qui définissent les vecteurs unitaires qui pointent respectivement vers le soleil et la cible, le vecteur normal (voir Figure 3.5) d'une surface héliostatique plane est donné par :

$$\overline{N} = \overline{U}_S + \overline{U}_R \quad (3.13)$$

Les sont exprimé comme suit :

$$\overline{N} = \begin{bmatrix} N_X \\ N_Y \\ N_Z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\theta_{inc}) \times \sin(\theta_{az}) \\ -\sin(\theta_{inc}) \times \cos(\theta_{az}) \\ \cos(\theta_{inc}) \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Les indices  $X$ ,  $Y$  et  $Z$  réfère aux directions Est, Nord et Zenith, respectivement.

$\theta_{az}$ : angle de rotation Azimutal de l'héliostat.

$\theta_{inc}$  : angle de rotation Zénithale de l'héliostat (inclinaison).

Ces deux angles de rotation de l'héliostat sont calculés comme suit :

$$\theta_{inc} = \arctan \left( \frac{\sqrt{N_X^2 + N_Y^2}}{N_Z} \right) \quad (15)$$

$$\theta_{az} = \arctan \left( \frac{N_X}{N_Y} \right) \quad (16)$$

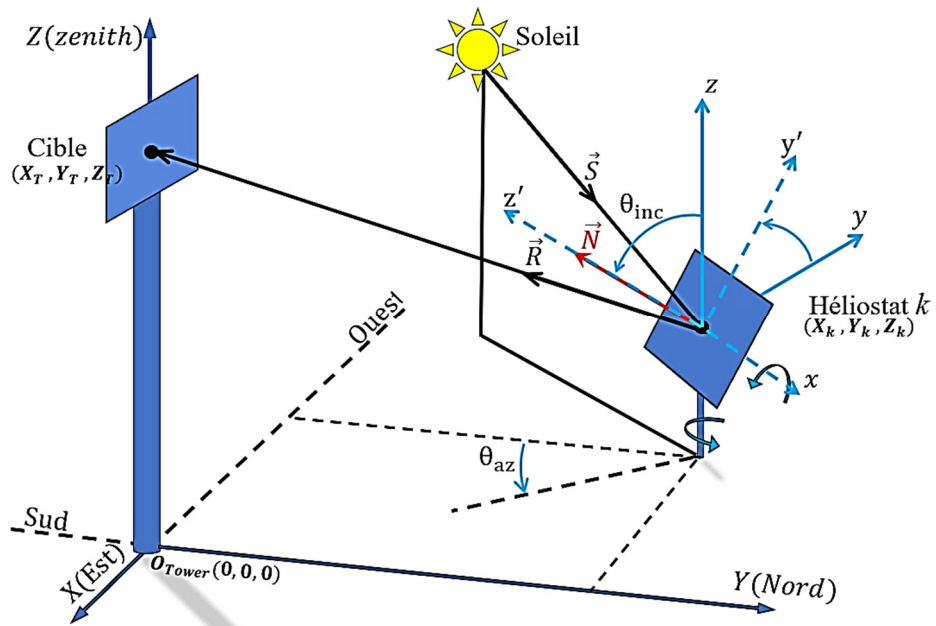
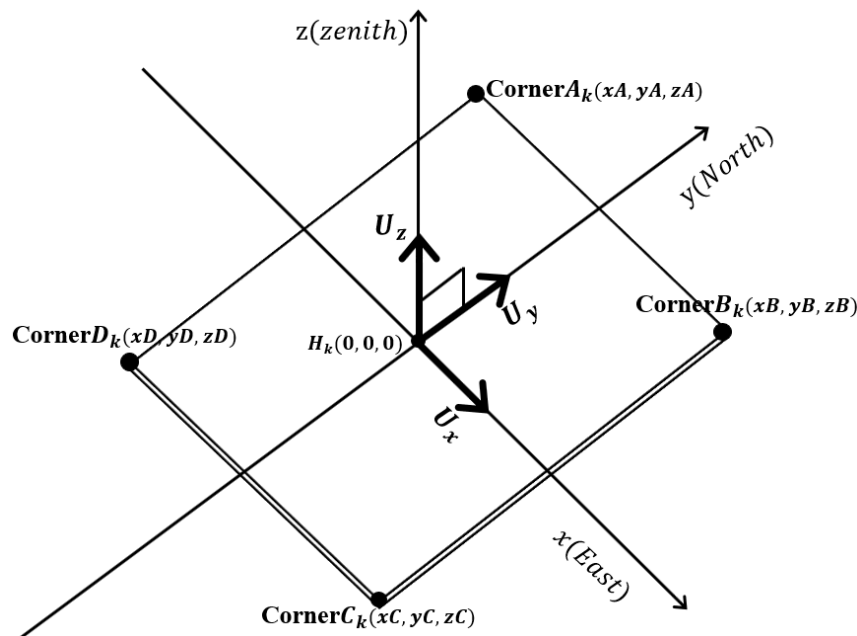


Figure 3.5. Le système optique avec plusieurs vecteurs associés.

### 3.3.5 Coordonnées et changement de repère :

Le soleil est considéré comme une entité mobile apparente alors que la cible ou le récepteur est considéré comme une entité fixe. Lorsque le soleil change de position pendant la journée, la structure héliostatique doit suivre la trajectoire du soleil de manière à rediriger les rayons du soleil vers le récepteur (cible). Le calcul des effets d'ombrage et de blocage entre héliostats est déterminé sur la base de l'application de la transformation de coordonnées conduisant à trouver l'orientation de la structure héliostatique.

Supposons que le système de coordonnées global soit le repère cartésien :  $(X, Y, Z)$ , avec l'origine  $O_{Tower} (0,0,0)$ , comme indiqué sur la Figure 3.6. La direction positive de  $X$  est orientée vers l'Est, la direction positive de  $Y$  est orientée vers le Nord, et la direction positive de l'axe  $Z$  est orientée vers le Zenith. La référence de la coordonnée de la structure héliostatique initiale est présentée dans un système de coordonnées local :  $(x, y, z)$ , comme illustré sur la figure 3.6. Dans cette référence, l'origine de chaque héliostat est :  $H_k = (0, 0, 0)$ , et il est situé au centre de la structure de l'héliostat, où l'indice  $k$  désigne le numéro d'héliostat. Les coordonnées du même héliostat dans le repère global est défini comme suit,  $H_k = (X_k, Y_k, Z_k)$ .



**Figure 3.6.** Coordonnée de la structure de l'héliostat définie dans un système de coordonnées fixes, l'origine au milieu de structure héliostatique et A, B, C et D sont les points du coin du bord de la structure.

Les points A, B, C et D sont les coins de bord de l'héliostat  $H_k$  comme représenté sur la figure 3.6, leurs coordonnées sont considérées comme un vecteur dans la référence locale, et sont données comme suit :

$$\text{CornerA}_k = \begin{bmatrix} xA \\ yA \\ zA \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

$$\text{CornerB}_k = \begin{bmatrix} xB \\ yB \\ zB \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

$$\text{CornerC}_k = \begin{bmatrix} xC \\ yC \\ zC \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$\text{CornerD}_k = \begin{bmatrix} xD \\ yD \\ zD \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Deux mouvements angulaires (rotation) du cadre héliostatique (structure porteuse de miroirs) sont considérés, par rapport aux axes d'élévation (Z) et azimutal (X, Y) (voir Figure 3.5), et un mouvement de translation est nécessaire pour définir la position du cadre héliostatique de coordonnées locales (x, y, z) dans le système de coordonnées global (X, Y, Z). La matrice de rotation pour le mouvement d'élévation avec l'angle  $\theta_{inc}$  peut être définie comme suit :

$$\text{Rot}_{\theta_{inc}} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos(\theta_{inc}) & \sin(\theta_{inc}) \\ 0 & -\sin(\theta_{inc}) & \cos(\theta_{inc}) \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

La matrice de rotation pour le mouvement d'azimut avec l'angle  $\theta_{Az}$  peut-être écrite comme suit :

$$\text{Rot}_{\theta_{az}} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_{Az}) & \sin(\theta_{Az}) & 0 \\ -\sin(\theta_{Az}) & \cos(\theta_{Az}) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

On introduit la matrice  $U$  comme suit :

$$U = \text{Rot}_{\theta_{az}} \times \text{Rot}_{\theta_{inc}} =$$

$$\begin{bmatrix} \cos(\theta_{Az}) & \sin(\theta_{Az}) & 0 \\ -\sin(\theta_{Az}) \times \cos(\theta_{inc}) & \cos(\theta_{Az}) \times \cos(\theta_{inc}) & \sin(\theta_{inc}) \\ \sin(\theta_{Az}) \times \sin(\theta_{inc}) & -\cos(\theta_{Az}) \times \sin(\theta_{inc}) & \cos(\theta_{inc}) \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

La matrice  $U$  se décompose en trois vecteur  $U_x, U_y, U_z$  qui définissent l'orientation de l'héliostat à chaque instant de la journée dans le repère local (figure 3.6) :

Où :

$$\begin{cases} U_x = (\cos(\theta_{Az}) & , & \sin(\theta_{Az}) & , & 0 & ) \\ U_y = (-\sin(\theta_{Az}) \times \cos(\theta_{inc}) & , & \cos(\theta_{Az}) \cos(\theta_{inc}) & , & \sin(\theta_{inc}) & ) \\ U_z = (\sin(\theta_{Az}) \sin(\theta_{inc}) & , & -\cos(\theta_{Az}) \sin(\theta_{inc}) & , & \cos(\theta_{inc}) & ) \end{cases} \quad (3.24)$$

Après la transformation rotationnelle, la transformation translation des quatre coins dans le repère global peut être déterminée comme suit :

$$\text{CornerA}_k = H_k + \frac{L_H}{2} \times (-U_x) + \frac{W_H}{2} \times (U_y) \quad (3.25)$$

$$\text{CornerB}_k = H_k + \frac{L_H}{2} \times (U_x) + \frac{W_H}{2} \times (U_y) \quad (3.26)$$

$$\text{CornerC}_k = H_k + \frac{L_H}{2} \times (U_x) + \frac{W_H}{2} \times (-U_y) \quad (3.27)$$

$$\text{CornerD}_k = H_k + \frac{L_H}{2} \times (-U_x) + \frac{W_H}{2} \times (-U_y) \quad (3.28)$$

Où :

$W_H, L_H$  sont la largeur et la hauteur de l'héliostat.

### 3.3.6 L'efficacité optique du champ héliostatique

#### 3.3.6.1 L'efficacité cosinus

L'énergie maximale interceptée est atteinte lorsque le cadre de l'héliostat est perpendiculaire aux rayons du soleil. Tout écart par rapport à cette position produit une quantité décroissante d'énergie interceptée qui est proportionnelle à l'angle cosinus. C'est la définition de l'effet cosinus.

Comme mentionné précédemment, si  $\overline{U_S}$  et  $\overline{U_R}$  sont définis comme les vecteurs unitaires qui pointent respectivement vers le soleil et le récepteur. Le vecteur  $\vec{N}$  sera le

vecteur normal qui définit l'orientation de l'héliostat. Ensuite, la loi de la réflexion (spéculaire) [27] est appliquée pour l'estimation de l'efficacité cosinus :

$$\eta_{\cos} = \cos \theta = \overline{\vec{U}_S \cdot \vec{N}} \quad (3.29)$$

Où :  $\eta_{\cos}$  est l'efficacité cosinus.

### 3.3.6.2 L'efficacité d'atténuation atmosphérique

Le rayonnement du faisceau réfléchi par la surface de l'héliostat peut être diffusé en fonction de la distance entre le récepteur et l'héliostat. Cette efficacité d'atténuation atmosphérique peut être obtenue comme suit, [14] :

$$\begin{cases} \eta_{att} = 0.99321 - 0.0001176D + 1.97 \times 10^{-8}D^2 & D \leq 1000 \text{ m} \\ \eta_{att} = \exp(-0.0001106D) & D > 1000 \text{ m} \end{cases} \quad (3.30)$$

Où :  $D$  est la distance héliostat-récepteur. Cette formule est approchée pour une portée visuelle de 40 km.

### 3.3.6.3 L'efficacité d'interception

L'efficacité d'interception est la partie des rayons réfléchis qui n'ont pas été interceptés par le récepteur à celle totalement interceptée par celui-ci. En général, cette efficacité est calculée avec deux méthodes, l'intégration analytique et le lancer de rayons. Le modèle UNIZAR [40,41] et le modèle HFLCAL [42] sont les modèles les plus utilisés pour estimer cette efficacité. L'efficacité d'interception est définie comme suit, [14] :

$$\eta_{int} = \frac{1}{2\pi\delta_{tot}^2} \iint_{xy} \exp\left(-\frac{x^2+y^2}{2\delta_{tot}^2}\right) dy dx \quad (3.31)$$

Où  $\delta_{tot}$  est la dispersion totale de la distribution des flux et elle peut être calculée comme suit, [15] :

$$\delta_{tot} = \frac{\sqrt{D^2(\delta_{sun}^2 + \delta_{bq}^2 + \delta_{ast}^2 + \delta_{track}^2)}}{\sqrt{\cos rec}} \quad (3.32)$$

Où :

$\delta_{sun}^2$ ,  $\delta_{bq}^2$ ,  $\delta_{ast}^2$ ,  $\delta_{track}^2$ : sont les écarts-types dus à l'erreur de forme du soleil, erreurs de la qualité du faisceau, effet astigmatique et erreur de suivi, respectivement.



$D$  : représente la distance héliostat-récepteur.

$\cos\theta$  : est le cosinus de l'angle entre le vecteur  $\vec{R}$  reflété (origine au zénith) et la normal à la surface du récepteur.

L'écart type dû à la distribution de la forme solaire est de 2,51 mrad alors que l'écart-type associé aux erreurs de la qualité du faisceau et aux erreurs de suivi sont de 1.88 mrad et 0,63 mrad, respectivement [2], [26].

#### 3.3.6.4 L'efficacité Ombrage et blocage

Le problème majeur dans la conception et l'optimisation des champs d'héliostats pour les systèmes de tours solaires (SPT) est la complexité du calcul des ombrages et des blocages pour chaque héliostat dans le champ à chaque moment de la journée (année). Pour simplifier ce problème, nous implémentons une méthode proposée par Belhomme *et al.* [43] et Besarati *et al.* [28] pour évaluer et calculer l'efficacité de l'ombrage et du blocage. Cela nous aidera à améliorer (diminuer) le temps de calcul en évitant le calcul de l'ombrage et blocage non des héliostats jugés non qualifié. Dans le calcul, l'héliostat est représenté par un cercle, le centre de ce cercle est le centre de l'héliostat analysé  $h1$ , et son diamètre est fonction de la taille de l'héliostat plus une distance de séparation  $d_{sep}$  séparant cet héliostat et les héliostats adjacents (figure 3.7). Le diamètre caractéristique (DM) (figure 3.7) est défini par la relation suivante [25] :

$$DM = DH + d_{sep} \quad (3.33)$$

Où :

$$DH = \sqrt{L_H^2 + W_H^2} \quad (3.34)$$

$W_H$  ,  $L_H$  sont la largeur et la hauteur de l'héliostat.

$d_{sep} = 0.02DM$  : distance de séparation supplémentaire entre les héliostats, (elle est de 2% de DM).

La Figure 3.8 explique comment la méthode est appliquée pour déterminer si  $h2$  et  $h3$  sont considérés comme des héliostats capables d'ombrer ou de bloquer l'héliostat  $h1$ . Si la distance perpendiculaire  $d$  entre  $h2$  et la ligne reliant  $h1$  dans la direction du soleil  $\vec{S}$  (ou le rayon de  $h1$  dans la direction du récepteur  $\vec{R}$ ) est inférieure à DM, alors  $h2$  et  $h3$  ont la possibilité d'ombrer (ou de bloquer)  $h1$ . Les résultats sont validés avec ceux de référence

Noon *et al.* [27], et un très bon accord est trouvé (voir tableau 3.2). Le calcul nécessaire pour le blocage n'est fait qu'une seule fois, car les coordonnées des héliostats et de la cible sont fixes dans le temps, alors que les héliostats d'ombrage éventuels nécessitent d'être recalculés pour chaque pas de temps dû au mouvement du soleil.

En résumé, les héliostats potentiels à ombrer ou bloquer l'héliostat candidat  $h1$  doivent satisfaire les conditions suivantes, comme le montre la Figure 3.8 :

- 1- Leurs entraxes par rapport au vecteur projeté  $\vec{S}$  ou  $\vec{R}$  doit être inférieur à  $DM$  (figure 3.8 (à gauche)).
- 2- Le diamètre du cercle incluant les héliostats potentiels à ombrer ou bloquer l'héliostat analysé est égal à  $5DM$ . Néanmoins, cette condition a été variée et il est conclu que  $5DM$  fournit une précision satisfaisante pour l'analyse comparative menée dans ce document.

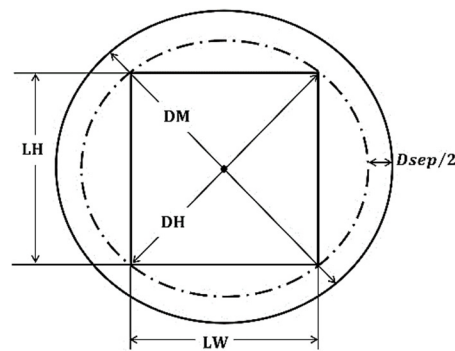


Figure 3.7. Définition fondamentale de l'héliostat.

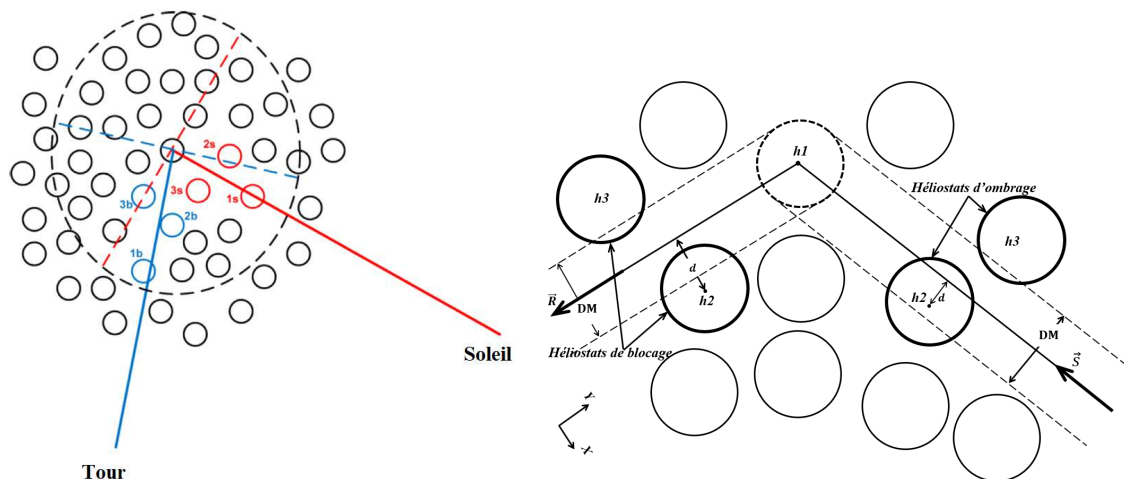
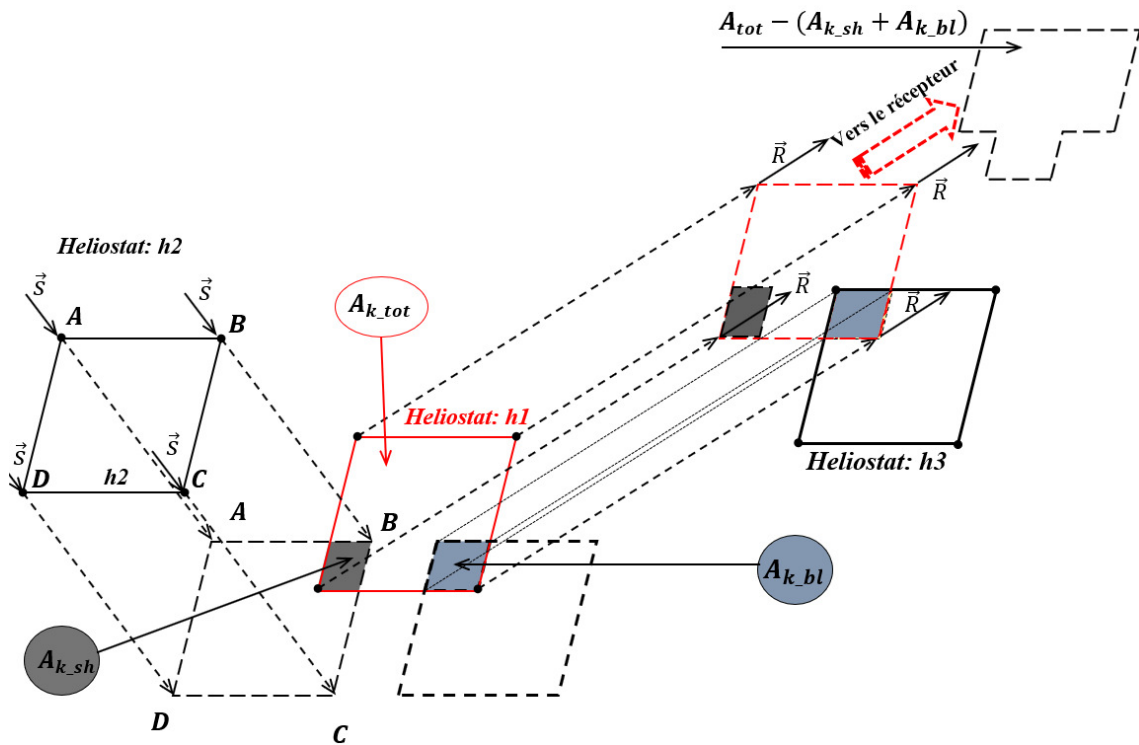


Figure 3.8. (À gauche) le choix du cercle incluant les héliostats potentiels à ombrer ou à bloquer, [28], (à droite) le test sur l'ombrage et le blocage de l'héliostat  $h1$  par  $h2$ ,  $h3$  respectivement.

La méthodologie du calcul de la surface ombrée et/ou bloquée d'un héliostat  $h1$  causé par l'ombrage de  $h2$  et le blocage de  $h3$  est schématisée sur la figure 3.9. Premièrement, les quatre points A, B, C et D (figure 3.6) de l'héliostat  $h2$  sont projetés sur  $h1$  dans la direction du vecteur solaire  $\vec{S}$  pour trouver la première surface d'intersection (ombrage), et de la même manière les quatre points (coins) de l'héliostat  $h3$  sont projetés sur l'héliostat  $h1$  dans la direction du vecteur cible  $\vec{R}$  pour trouver la deuxième surface d'intersection (blocage). Enfin, l'union de ces intersections est calculée et représentera la somme de la zone ombrée et bloquée.



**Figure 3.9.** La surface d'intersection sur  $h1$  causée par l'ombrage et blocage de  $h2$ ,  $h3$  respectivement est calculée.

L'efficacité de l'ombrage instantané  $\eta_{sh}(t, k)$  pour chaque héliostat est calculée comme suit [44] :

$$\eta_{sh}(t, k) = \frac{(A_k - A_{k\_sh})}{A_k} \quad (3.35)$$

$A_k$  : surface de l'héliostat  $k$

$A_{k\_sh}$  : surface ombrée de l'héliostat  $k$

L'efficacité de blocage instantanée  $\eta_{bl}(t, k)$  est calculée comme suit :

$$\eta_{bl}(t, k) = \frac{(A_k - A_{k,bl})}{A_k} \quad (3.36)$$

$A_{k,bl}$  : surface bloquée de l'héliostat  $k$

Où :  $t$  et  $k$  sont l'heure et le numéro d'héliostat, respectivement.

L'efficacité optique instantanée de chaque héliostat sur le champ est :

$$\eta_{field}(t, k) = \eta_{cos}(t, k) \cdot \eta_{sb}(t, k) \cdot \eta_{att}(k) \cdot \eta_{int}(t, k) \cdot \eta_{ref} \quad (3.37)$$

Où  $\eta_{cos}$  est l'efficacité cosinus,  $\eta_{sb}$  est l'efficacité du produit scalaire de l'efficacité d'ombrage et blocage, respectivement ( $\eta_{sb}(t, k) = \eta_{sh}(t, k) \cdot \eta_{bl}(t, k)$ ),  $\eta_{att}$  est l'atténuation atmosphérique,  $\eta_{int}$  est l'interception des rayons du soleil réfléchis à l'ouverture du récepteur, et  $\eta_{ref}$  est la réflectivité de l'héliostat.

Pour un jour considérer  $n_d$ , l'efficacité optique quotidienne  $\eta_d$  pour l'héliostat  $k$  dans le champ est déterminée par la formule :

$$\eta_d(k) = \frac{\int_{t=sunrise}^{t=sunset} \eta_{cos}(t, n_d) \eta_{sb}(t, n_d) \eta_{att}(n_d) \eta_{int}(t, n_d) \eta_{ref}(n_d) dt}{\int_{t=sunrise}^{t=sunset} dt} \quad (3.38)$$

L'efficacité optique non pondérée annuelle  $\eta_a$  pour l'héliostat  $k$ , dans le domaine est déterminée par la formule :

$$\eta_a(k) = \frac{\sum_{n=1}^{n=365} \int_{t=sunrise}^{t=sunset} \eta_{cos}(t, n_d) \eta_{sb}(t, n_d) \eta_{att}(n_d) \eta_{int}(t, n_d) \eta_{ref}(n_d) dt}{\sum_{n=1}^{n=365} \int_{t=sunrise}^{t=sunset} dt} \quad (3.39)$$

L'efficacité optique quotidienne du champ héliostatique est définie comme suit :

$$\eta_{d\_field} = \frac{\sum_{k=1}^{k=N_{heliostat}} \eta_d(k)}{N_{heliostat}} \quad (3.40)$$

L'efficacité optique non pondérée annuelle du champ héliostatique est définie comme suit :

$$\eta_{a\_field\_NP} = \frac{\sum_{k=1}^{k=N_{heliostat}} \eta_a(k)}{N_{heliostat}} \quad (3.41)$$

Où :

$N_{helio}$  : est le nombre total d'héliostats dans le champ.

L'énergie réfléchiée par un héliostat à l'instant  $t$  (*heure*) est donnée par :

$$E_{(t,k)} = A_k \cdot DNI(t) \cdot \eta_{\cos}(t, k) \cdot \eta_{sb}(t, k) \cdot \eta_{att}(k) \cdot \eta_{ref}(k) \quad (3.42)$$

Avec  $DNI$ , la valeur de l'ensoleillement direct normal ( $W/m^2$ ).

L'énergie annuelle totale réfléchiée par le champ et interceptée par le récepteur est donnée par :

$$E_{tot} = A_{k_{tot}} \cdot \sum_{t=1}^{8760} DNI(t) \left( \sum_{k=1}^{N_{helio}} \eta_{\cos}(t, k) \cdot \eta_{sb}(t, k) \cdot \eta_{int}(t, k) \cdot \eta_{att}(k) \cdot \eta_{ref}(k) \right) \quad (3.43)$$

Avec  $A_{k_{tot}}$  est la surface totale réfléchissante du champ héliostatique.

Notez que pour l'optimisation, le nombre d'heures a été réduit de 8760 à 144. Cela a été fait pour réduire le temps de calcul. Duffie, J.A., et Beckman W.A. [35] suggère que 12 jours typiques de l'année (1 journée par mois) peuvent être utilisés lors d'une analyse annuelle.

L'expression de l'énergie annuelle totale interceptée devient alors :

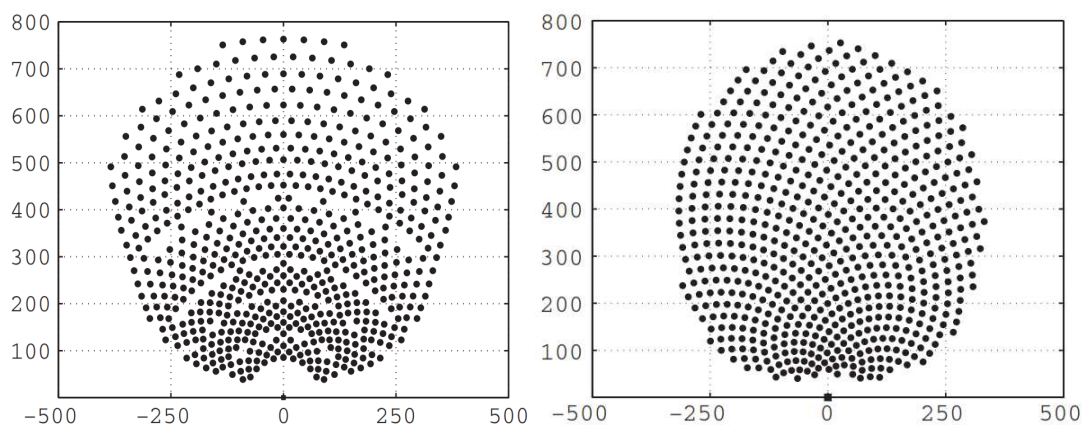
$$E_{tot} = A_{k_{tot}} \cdot \sum_{t=1}^{144} DNI(t) \left( \sum_{k=1}^{N_{helio}} \eta_{\cos}(t, k) \cdot \eta_{sb}(t, k) \cdot \eta_{int}(t, k) \cdot \eta_{att}(k) \cdot \eta_{ref}(k) \right) \quad (3.44)$$

### 3.4 Validation

Les résultats publiés par Noone et al. [27] pour la centrale PS10 située en Espagne ont été utilisés pour valider notre modèle mathématique. Les paramètres des deux types de champ étudiés dans cette thèse et les coordonnées des 624 héliostats installés à PS10 sont détaillés dans le tableau 3.1. La figure 3.10 montre la première disposition radiale décalée de PS10 existante, générée par le code Sandia WinDELSOL1.0 [33,34] et le champ en disposition spirale étudié par Noone *et al.* [27]. Comme on peut le voir dans le tableau 3.2, un très bon accord est trouvé, et l'erreur d'efficacité annuelle non pondérée pour les deux configurations n'est que de 0,0016.

**Tableau 3.1.** Paramètres de conception pour le champ héliostatique PS10, Noone *et al.* [27].

<b>Localisation</b>	
<b>Champ radial décalé (Sanlúcar la Mayor, Espagne)</b>	
Latitude	37°26' N
Longitude	6°15' W
<b>Champ en spirale (Ghardaïa, Algérie)</b>	
Latitude	32°29'27" N
Longitude	3°40'24" E
<b>Héliostats</b>	(Sanlucar 120)
Largeur	12.84
Hauteur	9.45
Réfectivité	0.88
Écart-type des erreurs de forme du soleil, $\delta_{sun}$	2.51 mrad
Écart-type des erreurs suivis, $\delta_{track}$	0.63 mrad
Écart-type des erreurs de la qualité du faisceau, $\delta_{bq}$	1.88 mrad
Nombre total d'héliostats considérés	624
<b>Récepteur</b>	
Hauteur de la tour	115 m
Direction du vecteur Normal (angle d'inclinaison 12.5°)	(0, 0.9763, -0.2165)
Largeur de l'ouverture	13.78 m
Hauteur de l'ouverture	12 m



**Figure 3.10.** (à gauche) La configuration originale du champ héliostatique PS10, (à droite) la disposition du même champ héliostatique en spirale proposé et optimisé par Noone *et al.* [27].

**Tableau 3.2.** Détails des termes de rendement optique du champ héliostatique PS10 : Comparaison et validation du modèle développé avec le modèle présenté par Noone *et al.*[27].

Rendement	Disposition radialement décalée, PS 10, (Figure 3.10 à gauche)	Notre modèle (Disposition radialement décalée)	Disposition en spiral, PS 10, (Figure 3.10 à droite)	Notre modèle (Disposition en spiral)
Rendement non-pondéré				
$\eta_{cos}$	0.8283	0.8331	0.8310	0.8324
$\eta_{sb}$	0.9255	0.9182	0.9264	0.9235
$\eta_{int}$	0.9926	0.9986	0.9938	0.9989
$\eta_{att}$	0.9498	0.9499	0.9491	0.9493
$\eta_{ref}$	0.8800	0.8800	0.8800	0.8800
$\eta_{year}$	<b>0.6401</b>	<b>0.6385</b>	<b>0.6430</b>	<b>0.6414</b>
Erreur absolue		<b>0.25%</b>		<b>0.24%</b>

### 3.5 Optimisation

Récemment, les optimisations modernes qui peuvent être définies comme des algorithmes métaheuristiques inspirés de la nature ont été un axe majeur de recherche. La plupart des algorithmes métaheuristiques sont basés sur l'imitation du comportement naturel des groupes d'oiseaux, d'insectes ...etc. Pour résoudre un problème d'optimisation donné, le but d'une méthode ou Algorithme métaheuristique est de bénéficier d'un plus grand nombre de sources ou d'information ( dans la nature : sources de nourriture). Pour ce faire, elle cherche un objet mathématique (une permutation, un vecteur, etc.) maximisant (ou minimisant) une fonction objective, qui décrit la qualité d'une solution au d'un problème.

L'ensemble des solutions possibles forme l'espace de recherche. L'espace de recherche est au minimum borné, mais peut être également limité par un ensemble de contraintes.

#### 3.5.1 Champ héliostatique radialement décalé

➤ *L'algorithme d'optimisation IABC*

En ce qui concerne la disposition radialement décalée et comme il a été mentionné déjà, une optimisation est effectuée pour déterminer la disposition optimale du champ pour la centrale PS10 en utilisant l'algorithme IABCA. PS10 est considérée comme cas d'étude pour démontrer la faisabilité de cet Algorithme. La distribution du champ héliostatique de PS10

a été reconsidérée en utilisant l'algorithme IABC sans modifier les paramètres de la centrale autres que les positions des héliostats.

L'algorithme d'optimisation IABC est un algorithme inspiré du comportement des abeilles. Il a été proposé en premier lieu en 2005 par Pham *et al.* [45,46], il s'inspire du comportement de la colonie d'abeilles qui s'étend dans différentes directions et sur de longues distances afin d'exploiter un plus grand nombre de sources de nourriture. L'Algorithme ABC est considéré comme une métaheuristique d'optimisation aléatoire et bio-inspirée, capable de sortir des minima locaux et de converger rapidement vers un optimum global par rapport aux autres méthodes métaheuristicques [31, 32]. En plus, l'algorithme est flexible et facile à mettre en œuvre.

L'algorithme d'optimisation ABC repose principalement sur trois groupes d'abeilles : (i) les abeilles employées (employed bees), (ii) les abeilles spectatrices ou observatrices (enlooker bees) et (iii) les abeilles scoutes ou éclaireurs (scoot bees).

Le mécanisme de recherche de la solution optimale est basé sur trois étapes différentes dans chaque cycle : premièrement, envoyer l'abeille employée dans différentes zones d'intérêt avec une gamme de voisinage prédéfinie, puis mesurer leurs quantités de nectar. À ce stade, une source de nourriture différente est mémorisée et leur nectar est déterminé. La position et les informations sur le nectar de la source sont ensuite partagées avec l'abeille en attente (abeille spectatrice) dans la zone appelée surface de danse (dance area) danse de la ruche. Après cette étape, chaque abeille employée retourne par elle-même dans une source de nourriture précédemment visitée et une nouvelle recherche de nourriture dans l'espace de voisinage du premier est effectuée à nouveau. À la troisième étape (étape de la décision), un observateur prend une décision sur la meilleure source de nourriture en se basant sur l'information de partage du nectar fourni par l'abeille employée dans la zone de danse. Au fur et à mesure que les informations sur le nectar de la source de nourriture désirée augmentent, la probabilité que cet aliment soit choisi comme meilleure zone de nourriture par l'abeille surveillée augmente également.

Après avoir choisi la meilleure source de nourriture, une nouvelle recherche est effectuée dans l'espace du voisinage en fonction de l'information visuelle. En cas d'abandon d'une source de nourriture nectarique (source de nourriture à faible teneur en nectar) qui ne pourrait pas être améliorée par des essais « limites », une abeille scoute est utilisée pour trouver une nouvelle source de nourriture à haute teneur en nectar. Nous notons ici que dans notre cas la



solution optimale correspond à la meilleure position héliostatique avec une efficacité optique maximale avec la meilleure source de nourriture. Comme nous l'avons mentionné précédemment, la position de la source de nourriture représente la solution optimisée du problème considéré et le nectar correspond à la fonction de fitness associée à la solution. Le nombre de solution possible est égal au nombre d'abeilles employées ou spectatrices. Dans la première étape de l'optimisation, l'algorithme IBCA génère une population initiale aléatoire nommée  $pop_{i=1}(x_{k,i}, y_{k,i})$  d'une solution possible  $NS_{i=1}$  qui est la position de la source de nourriture.

où :

$i$  : nombre de population.

$NS_{i=1}$ : taille de la population initiale (food source).

Dans chaque source de nourriture les coordonnées de l'héliostats  $x_{k,i}$  ( $k = 1, 2, \dots, NS_i$ ) et  $y_{k,i}$  ( $k = 1, 2, \dots, NS_i$ ) représente un vecteur de dimension  $D_{xy}$  qui est représentatif du nombre de paramètres d'optimisation, en d'autres termes ça représente le nombre de positions possible  $(x_{k,i}, y_{k,i})$  que peut prendre l'héliostat  $k$  dans la population  $i$ . Cette procédure est répétée dans différents cycles,  $C=C_1, C_2, \dots, C_{max}$ , dans l'algorithme de recherche des abeilles employées, des abeilles spectatrices ou observatrices et des abeilles scoutes ou éclaireurs.

Dans le monde réel de la colonie d'abeilles, la sélection de la meilleure source de nourriture est basée sur la comparaison faite dans sa mémoire et les sources de nourriture dans une région en fonction des informations collectées. Dans notre méthodologie, l'abeille artificielle employée ou spectatrice applique probablement une modification sur la solution possible (position) pour trouver une nouvelle solution, et la solution obtenue est évaluée par le moyen de nectar (fonction de forme physique) qui est l'efficacité de l'héliostat dans notre cas. Le processus d'évaluation est effectué au moyen d'abeilles sur les informations de nectar fournies par toutes les abeilles employées et source de nourriture et la plus grande probabilité de la quantité de nectar est sélectionnée. L'abeille employée produit une nouvelle modification de la solution dans sa mémoire et évalue la quantité de nectar de la nouvelle solution. Si le nectar des sources analysées est supérieur à celui du précédent, ils suppriment la solution la plus ancienne et mémorisent la nouvelle source, sinon ils conservent la source la plus ancienne et une nouvelle recherche dans l'espace de voisinage est initialisée. Le mécanisme d'évaluation mené par les spectateurs sur la source de nourriture dépend de la

valeur de probabilité  $P_i$ , par rapport à cette source de nourriture, il est donné par l'équation suivante :

$$P_i = \frac{fit_{k,i}}{\sum_{n=1}^{NS_i} fit_n} \quad (3.45)$$

où :

$fit_{k,i}$ : représentent la fonction fitness fournie par la position de  $(x_k, y_k)$  dans la population  $i$ .

C'est le mécanisme de partage de l'information entre l'abeille employée et l'observatrice dans la zone de danse. Pour le processus de mutation, pour produire un nouveau candidat pour la solution à partir de la solution la plus ancienne dans la population  $i$ , l'algorithme IABC utilise l'équation suivante :

$$\left( v_{kj} = x_{kj} + \Phi_{kj}(x_{kj} - x_{k(\text{rondom}j)}) \right)_i \quad (3.46)$$

Où :

$k, j$  : sont déterminés aléatoirement et  $k$  doit être différent de  $j$ .

$\Phi_{kj}$  : est un paramètre normalisé qui prend le contrôle du choix de l'indice de source de voisinage autour de  $x_{kj}$ .

Une autre étape importante concernant la source de nourriture abandonnée (avec le nectar le plus bas), il est mis à jour avec un nouveau mécanisme de recherche mené par les scouts. La fonction objective utilisée pour cette première optimisation est le rendement non pondéré annuel définis comme suit :

$$\eta_{a\_field\_NP} = \frac{\sum_1^{365} \int_{\text{sunrise}}^{\text{sunset}} \eta_{\text{field}}(t) dt}{\sum_1^{365} \int_{\text{sunrise}}^{\text{sunset}} dt} \quad (3.47)$$

L'algorithme IABC a été adapté et implémenté dans l'environnement Matlab pour trouver la fonction objective comme illustré dans l'équation (48):

$$(Best\_ \eta_{\text{heliostat } k}(x_k, y_k), Best\_ \eta_{\text{field}}, Min\_Area) = \text{IABC}(\text{Initial Heliostat position}(x_k, y_k), \text{Initial Area}_0, \text{Condition criteria}) \quad (3.48)$$

Où :

$Best\_ \eta_{\text{heliostat } k}(x_k, y_k)$  : est la meilleure solution locale pour chaque héliostat.

$Best\_ \eta_{\text{field}}$  : est la meilleure solution globale du champ.

Min\_Area : est la surface minimale (limité) qu'occupe le champ.

L'adaptation de l'IABC dans notre méthodologie est réalisée en cinq étapes principales :

### **3.5.1.1 Génération de la population initiale :**

Premièrement, l'initialisation de la population  $pop_{i=1}(x_{k,i}, y_{k,i})$  pour chaque héliostat qui permet le processus de recherche de la meilleure position de cet héliostat dans un cercle prédéfini appelé cercle de sécurité (distances entre les centres des héliostats adjacents dans le champ sont supérieures à DM). Ceci est effectué en générant une valeur aléatoire dans les limites maximum et minimum pour chaque paramètre de la solution.

### **3.5.1.2 Évaluation et sélection :**

Après le processus de génération de la population initiale, la fonction de *fitness* : *EFFICACITÉ* évalue l'ensemble des populations générées (dans notre cas, nous générons six populations). Ensuite, la solution optimale est sélectionnée (rendement optique max) et ses paramètres sont mémorisés et mis à jour en les comparant à la nouvelle population générée.

### **3.5.1.3 Opération de mutation et croisement :**

Dans cette étape, pour chaque solution  $x_k$  et  $y_k$  dans la  $i^{ième}$  population générée, un vecteur mutant  $V_{x_{kj}}$  et  $V_{y_{kj}}$  est généré en utilisant la formule suivante :

$$V_{x_{kj}} = x_{kj} + \Phi_{kj}(x_{kj} - x_{k(\text{rondom})j}) \quad (3.49)$$

$$V_{y_{kj}} = y_{kj} + \Phi_{kj}(y_{kj} - y_{k(\text{rondom})j}) \quad (3.50)$$

Ensuite, l'opération de croisement est effectuée pour améliorer la diversité de la solution générée.

### **3.5.1.4 Procédure de sélection :**

Dans cette étape, la comparaison de la solution obtenue à partir de l'ancienne population est réalisée avec des solutions tests de la nouvelle population. À cet égard, la fonction de fitness de chaque solution test est évaluée et comparée à la précédente. Si la nouvelle solution est supérieure à l'ancienne solution, l'ancienne solution est abandonnée et la nouvelle solution est mémorisée, sinon l'ancienne solution est recyclée.

### 3.5.1.5 Critère d'arrêt :

Comme nous l'avons mentionné précédemment, le problème d'optimisation en main traite deux aspect (i) meilleure solution locale pour chaque héliostat et (ii) meilleure solution globale, qui sont définies dans l'équation (48). Après chaque processus de génération, l'algorithme met à jour la meilleure solution locale et globale. Dans notre travail, après plusieurs essais, nous avons constaté qu'après 40 cycles, l'algorithme IABC n'améliore pas les résultats. La méthodologie d'optimisation utilisée dans ce travail est résumée dans l'organigramme ci-dessous, figure 3.11.

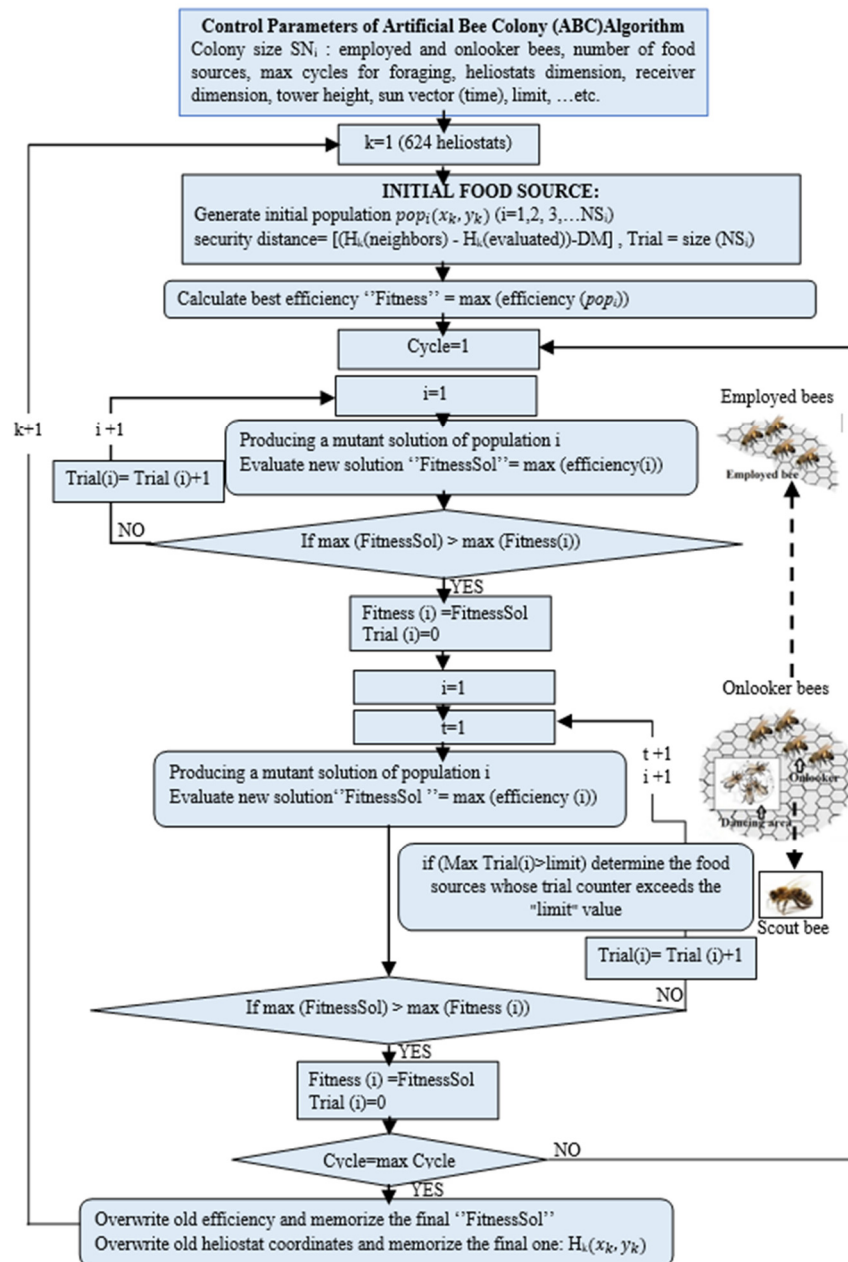
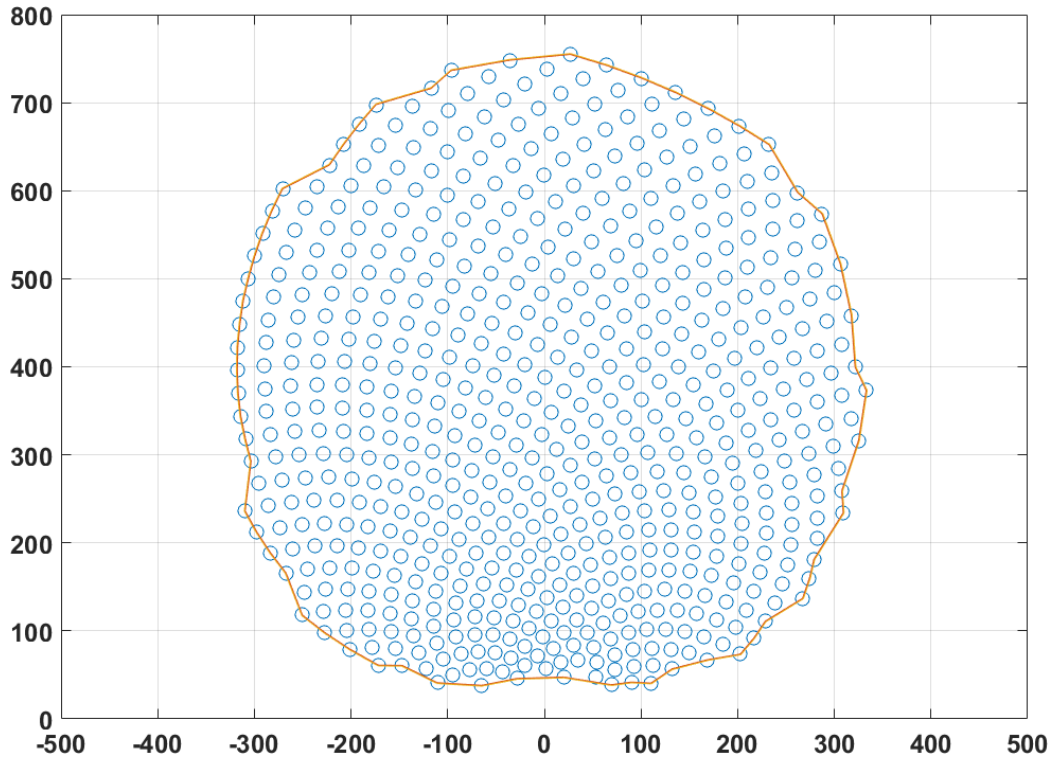


Figure 3.11. Organigramme du processus d'optimisation développé sous Matlab.

### 3.5.2 Champ héliostatique en spirale

Pour l'optimisation d'un champ héliostatique en spirale, on fait varier  $a$  et  $b$  dans les plages de  $[2 ; 9]$  et  $[0,3 ; 0,9]$  respectivement. Une contrainte importante qui doit être prise en compte lors de l'optimisation du champ héliostatique est qu'on doit s'assurer que les distances entre les centres des héliostats adjacents dans le champ sont supérieures à  $DM$ . Par conséquent, le code Matlab développé pour cette fin calcule chaque nouvelle distance du centre de l'héliostat par rapport aux centres des héliostats voisins pour s'assurer qu'il n'y a pas de chevauchement entre l'un des deux héliostats dans le champ. En résumé, chaque héliostat généré doit satisfaire les conditions suivantes :

- 1- Tous les héliostats générés qui satisfont les conditions précédentes doivent être inclus dans le polygone prédéfini (figure 3.12) qui épouse la forme et la surface totale du champ héliostatique de la centrale solaire PS10.
- 2- Il n'y a pas de chevauchement entre le nouvel héliostat généré et les autres héliostats qui ont déjà été ajoutés au champ.
- 3- Le nombre d'héliostats générés doit satisfaire le même nombre existant réellement dans la centrale PS10 qui est 624.



**Figure 3.12.** Le polygone utilisé dans l'optimisation pour délimiter le champ héliostatique de PS10 ( $379 \times 10^3 m^2$ ) Noone *et al.* [27].

La méthodologie de génération et d'optimisation du champ spiral est résumée dans l'organigramme ci-dessous, figure 3.13.

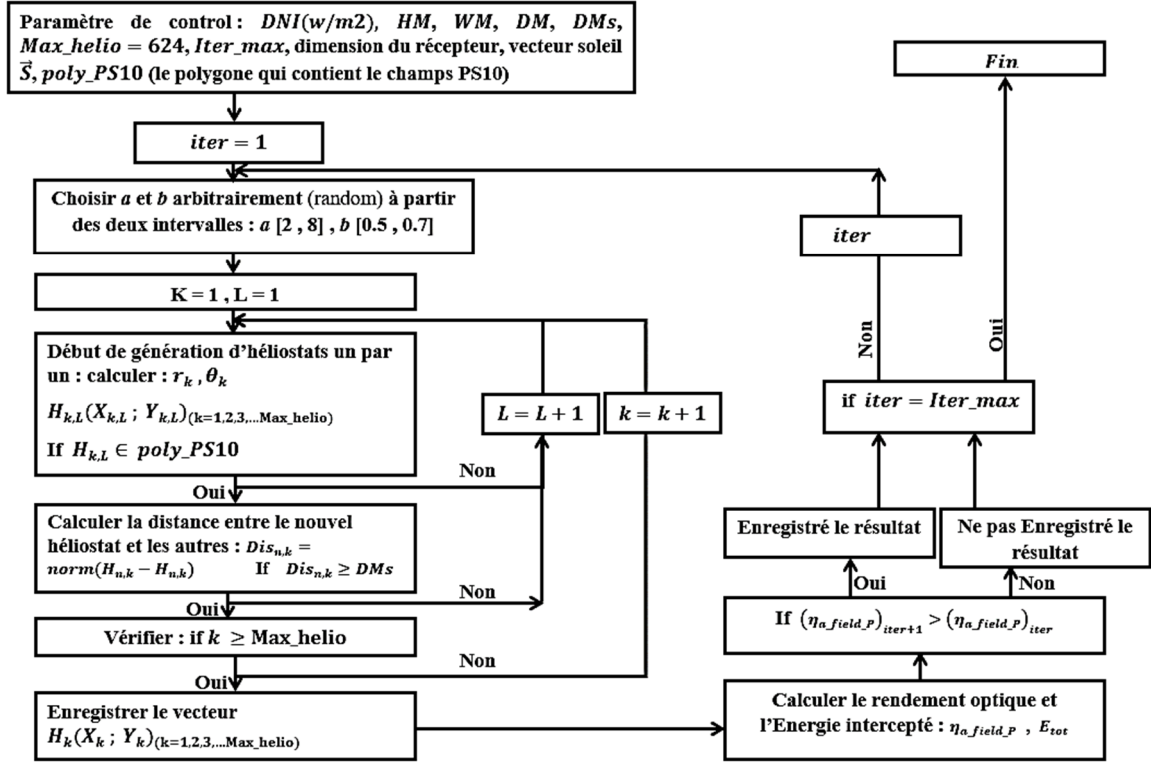


Figure 3.13. Organigramme du processus de génération et d'optimisation du champ héliostatique spiral développer sous Matlab.

### 3.5.3 Fonctions objectives

Pour l'optimisation du champ radiale décalé situé à Sanlúcar la Mayor en Espagne, la fonction objective choisie est la maximisation du rendement annuel non-pondérée. Pour l'optimisation du champ en spirale situé à Ghardaïa, Algérie, deux fonctions objectives sont à maximiser à savoir le rendement annuel pondéré et non-pondéré.

Initialement, le rendement annuel non-pondéré est exprimé par (Besarati et al. [28]) :

$$\eta_{a\_field\_NP} = \frac{\sum_1^{365} \int_{sunrise}^{sunset} \eta_{field}(t) dt}{\sum_1^{365} \int_{sunrise}^{sunset} dt} \quad (3.51)$$

Le rendement annuel pondéré est calculé comme suit (Besarati et al. [28]) :

$$\eta_{a\_field\_P} = \frac{\sum_1^{365} \int_{sunrise}^{sunset} DNI(t) \eta_{field}(t) dt}{\sum_1^{365} \int_{sunrise}^{sunset} DNI(t) dt} \quad (3.52)$$

Comme il a été mentionné auparavant pour la fonction objective non pondérée on considère

l'insolation hors atmosphère ( $DNI = 1353 \text{ W/m}^2$ ) comme valeur constante pendant toute l'année.

## 3.6 Résultats et discussion

### 3.6.1 Champ héliostatique radial décalé

Dans cette section, nous présentons et discutons les résultats obtenus sur différentes saisons grâce à la méthodologie IABC proposée. L'approche proposée calcule le rendement optique de chaque héliostat sur le terrain à chaque étape de l'optimisation jusqu'à atteindre le meilleur rendement optique avec la meilleure disposition. La méthode d'optimisation IABCA proposée dans ce travail prend la centrale PS10 de 11 MWe comme exemple d'application (tableau 3.1). Nous notons ici que la taille de la population et les paramètres initiaux peuvent être modifiés par l'utilisateur pour contrôler le temps de traitement. Sinon cependant, si la taille de la population est diminuée sous un certain seuil, la qualité de la solution obtenue peut être affectée.

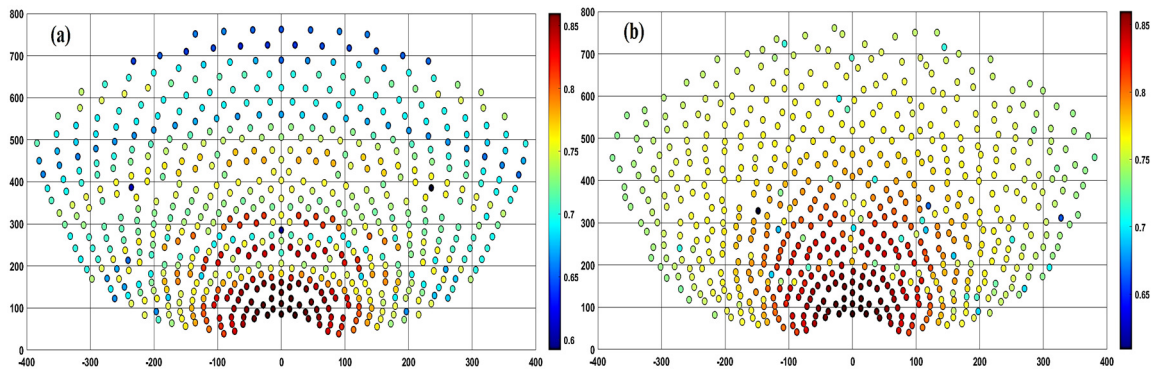
Comme mentionné précédemment, quatre cas qui correspondent à différentes saisons ont été étudiés dans la présente étude pour évaluer la performance de l'IABC. Les performances optiques pour 21 mars (l'équinoxe de printemps), 21 juin (le solstice d'été), 21 décembre (l'équinoxe d'automne) et le 21 septembre (solstice d'hiver) ont été simulés.

Ces périodes représentent deux angles extrêmes et deux angles moyens. Pour démontrer la performance de l'IABC, une comparaison entre le champ non-optimisé et le champ optimisé a été effectuée.

Dans le premier cas qui correspond au 21 mars midi solaire, les résultats obtenus sont présentés dans le tableau 3.3. Comme on peut le voir, une amélioration significative de l'efficacité du champ a été obtenue par l'algorithme IABC proposé. L'efficacité du champ optimisé surpasse de 3,37% le champ non optimisé. Autre remarque importante ; l'augmentation de l'efficacité d'ombrage-blocage est la plus importante par rapport aux autres efficacités (de 0,9493 à 0,9918). Des représentations graphiques du rendement optique du champ héliostatique optimisé et non optimisé sont montrées sur les figures 3.14 (a) et (b), respectivement. Il est clairement observé que l'algorithme IABC donne des performances élevées par rapport à la distribution d'origine. L'efficacité du champ est améliorée de manière significative avec la même taille de champ que le cas non optimisé.

**Tableau 3.3.** Résultats d'optimisation en utilisant l'algorithme IABC pour le 21 mars.

	PS10 non-optimisé	PS10 optimisé
21 Mars, midi solaire		
$\eta_{cos}$	0.9321	0.9326
$\eta_{sb}$	0.9493	0.9918
$\eta_{att}$	0.9985	0.9988
$\eta_{int}$	0.9499	0.9500
$\eta_{ref}$	0.8800	0.8800
$\eta_{field}$	<b>0.7387</b>	<b>0.7724</b>



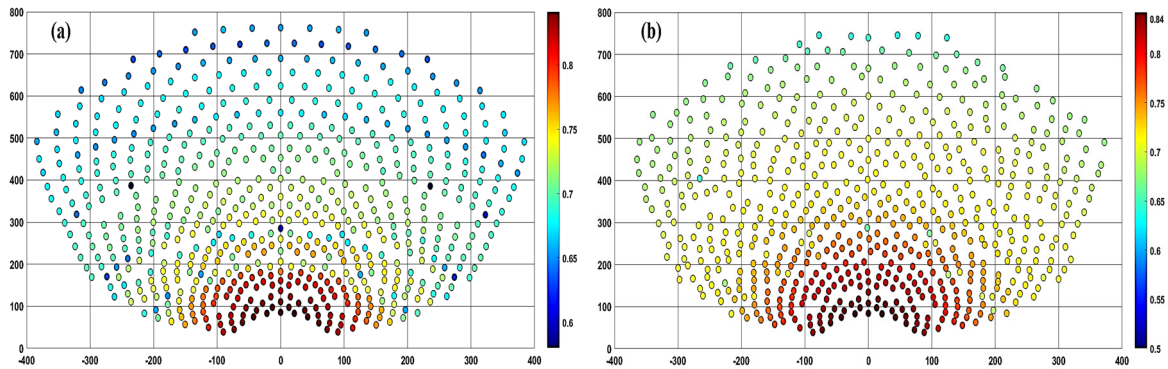
**Figure 3.14.** Distribution du rendement optique pour le 21 mars, midi solaire : (a) Le champ héliostatique PS10 non optimisé, (b) Le champ héliostatique PS10 optimisé.

Pour le deuxième cas qui correspond au 21 juin à midi solaire (altitude solaire la plus élevée), on peut également observer sur le tableau 3.4 que tous les rendements optimisés sont plus élevés que les rendements non optimisés (amélioration de 1,05% pour  $\eta_{field}$ ). La distribution du rendement optique du champ héliostatique non optimisé et optimisé est présentée sur les figures 3.15 (a) et (b), respectivement. La même observation peut être faite comme dans le cas du 21 mars, sauf que la taille du champ est légèrement réduite. Une autre constatation concernant l'efficacité cosinus, elle est très faible par rapport au premier cas, ce qui conduit à une légère amélioration de l'efficacité du champ. Cela est dû à l'altitude solaire élevée.



**Tableau 3.4.** Résultats d'optimisation en utilisant l'algorithme IABC pour le 21 juin.

	PS10 non optimisé	PS10 optimisé
21 Juin, midi solaire		
$\eta_{cos}$	0.8689	0.8696
$\eta_{sb}$	0.9854	0.9979
$\eta_{att}$	0.9985	0.9991
$\eta_{int}$	0.9499	0.9504
$\eta_{ref}$	0.8800	0.8800
$\eta_{field}$	<b>0.7147</b>	<b>0.7252</b>

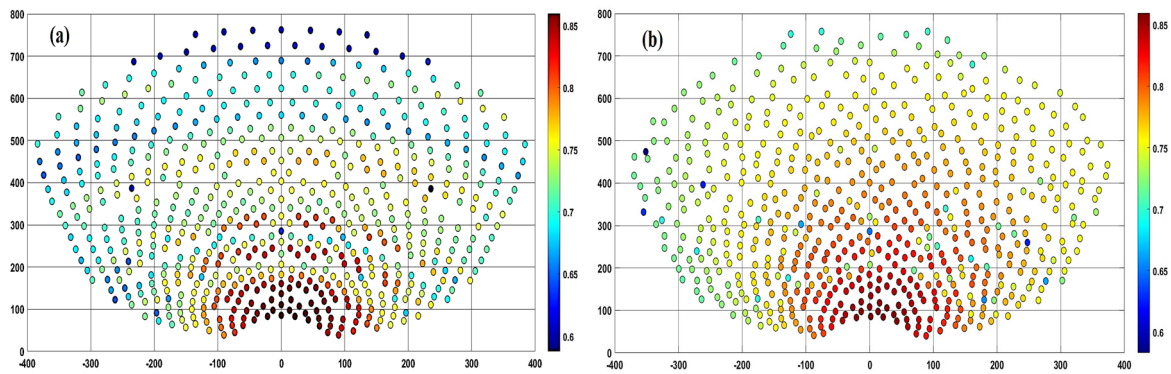


**Figure 3.15.** Distribution de l'efficacité optique pour le 21 juin, midi solaire (a) Le champ héliostatique PS10 non optimisé (b) Le champ héliostatique PS10 optimisé.

Les résultats obtenus pour le troisième cas qui correspond au midi solaire du 21 septembre sont illustrés dans le tableau 3.5. On voit que les résultats obtenus sont les mêmes que ceux obtenus pour le 21 mars. Cela peut s'expliquer par le fait que les deux cas ont approximativement la même altitude solaire (équinoxes). Dans ce cas, une efficacité d'ombrage-blocage importante est obtenue pour le champ optimisé qui a augmenté de 0,9503 à 0,9905, conduisant à une amélioration élevée de l'efficacité globale du champ de 0,7366 à 0,7686. La représentation graphique du rendement optique non optimisé et optimisé est montrée sur les figures 3.16 (a), (b), respectivement. Il est clairement observé que l'efficacité du champ est améliorée et que la taille du champ est également légèrement réduite par rapport au cas non optimisé.

**Tableau 3.5.** Résultats d'optimisation en utilisant l'algorithme IABC pour le 21 septembre.

	PS10 non optimisé	PS10 optimisé
21 Septembre, midi solaire		
$\eta_{cos}$	0.9285	0.9292
$\eta_{sb}$	0.9503	0.9905
$\eta_{att}$	0.9985	0.9988
$\eta_{int}$	0.9499	0.9500
$\eta_{ref}$	0.8800	0.8800
$\eta_{field}$	<b>0.7366</b>	<b>0.7686</b>

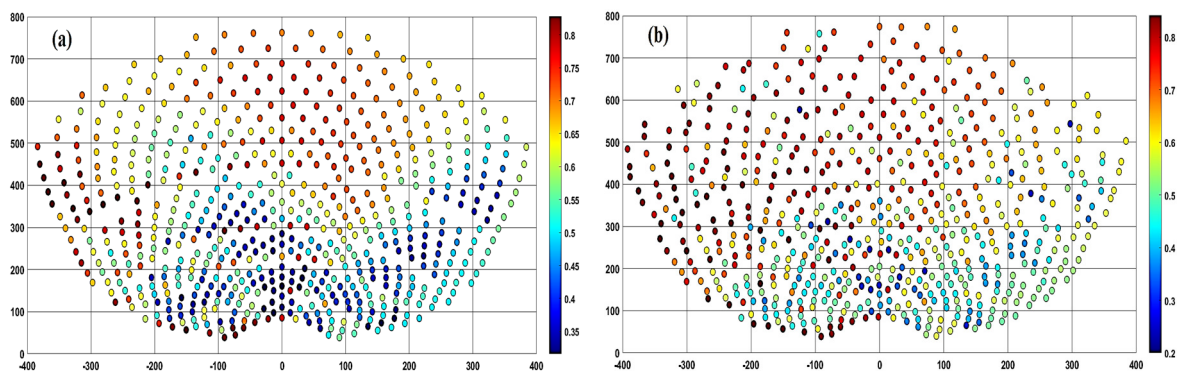


**Figure 3.16.** Distribution de l'efficacité optique pour le 21 septembre, midi solaire (a) Le champ héliostatique PS10 non optimisé (b) Le champ héliostatique PS10 optimisé.

Dans le quatrième cas qui correspond au 21 décembre, nous analysons les performances optiques pour deux instants. Premièrement à 9h00, les résultats obtenus (voir Tableau 3.6) montrent clairement les performances de l'IABC sur le champ optimisé, qui révèlent une augmentation de l'efficacité de l'ombrage-blocage de 0,7958 à 0,8276. Cette augmentation de l'efficacité du blocage de l'ombrage-blocage entraîne une amélioration de l'efficacité globale du champ de 0.5844 à 0.6084. La distribution de l'efficacité optique est représentée sur les figures 3.17 (a) et (b). Comme on peut le voir sur les deux figures, l'importante efficacité instantanée est orientée sur la région Ouest du champ du fait de la faible altitude solaire au matin. Même si la région Est optimisée (figure 3.17 (b)) est améliorée par rapport à la région non optimisée, on peut dire que pour cet instant qui est considéré comme la plus basse hauteur solaire, l'efficacité de l'ombrage-blocage et par conséquent l'efficacité du champ sont les plus faibles par rapport aux autres périodes.

**Tableau 3.6.** Résultats d'optimisation en utilisant l'algorithme IABC pour le 21 décembre, 9h00 am.

	PS10 non optimisé	PS10 optimisé
21 Décembre, 9h00 a.m.		
$\eta_{cos}$	0.8796	0.8810
$\eta_{sb}$	0.7958	0.8276
$\eta_{att}$	0.9985	0.9983
$\eta_{int}$	0.9499	0.9497
$\eta_{ref}$	0.8800	0.8800
$\eta_{field}$	<b>0.5844</b>	<b>0.6084</b>

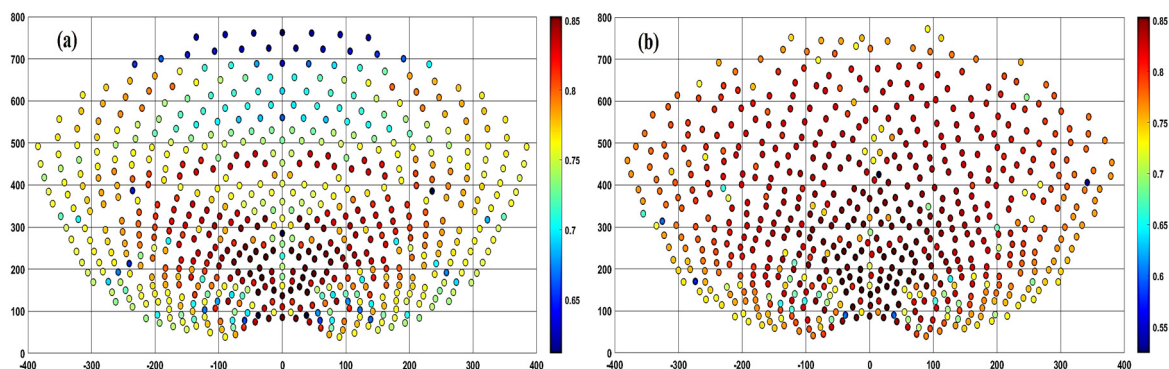


**Figure 3.17.** Distribution de l'efficacité optique pour le 21 décembre, heure solaire 9h00 : (a) Le champ héliostatique PS10 non optimisé, (b) Le champ héliostatique PS10 optimisé.

Le deuxième cas pour cette période est le 21 décembre à midi. Dans ce cas, l'efficacité du champ est améliorée de 0,76671 à 0,78565 (voir le tableau 3.7). Cette amélioration est due à l'augmentation importante du rendement cosinus de 0,9593 à 0,9603 et une augmentation de l'efficacité de d'ombrage-blocage de 0,9573 à 0,9799. La répartition de l'efficacité optique pour ce cas est présentée sur les figures 3.18 (a) et (b). On peut voir que le champ optimisé est amélioré pour la région est-ouest et même pour la région proche de la tour (figure 3.18 (b)) par rapport au cas non optimisé (figure 18 (a)). Il est clair que l'efficacité sur le terrain est fortement améliorée sans aucun élargissement de la surface du champ.

**Tableau 3.7.** Résultats d'optimisation optique en utilisant l'algorithme IABC pour le 21 décembre, midi solaire.

	PS10 non optimisé	PS10 optimisé
21 Décembre, midi solaire		
$\eta_{cos}$	0.95934	0.96033
$\eta_{sb}$	0.95739	0.97999
$\eta_{att}$	0.99859	0.99868
$\eta_{int}$	0.94994	0.94990
$\eta_{ref}$	0.88000	0.88000
$\eta_{field}$	<b>0.76671</b>	<b>0.78565</b>



**Figure 3.18.** Distribution de l'efficacité optique pour le 21 décembre, midi solaire (a) Le champ héliostatique PS10 non optimisé (b) Le champ héliostatique PS10 optimisé.

Nous pouvons conclure des résultats obtenus que généralement le champ héliostatique est généré en démarrant par les dispositions les plus denses avec le pire rendement ombrage-blocage, mais ayant les valeurs les plus élevées pour les autres rendements (Équation (1)). Habituellement, dans ce genre de champ héliostatique le processus d'optimisation progresserait progressivement en élargissant la disposition pour améliorer l'efficacité de l'ombrage- blocage, mais les autres rendements diminueront progressivement [25]. Pour ce faire, si la hauteur du soleil est faible comme par exemple en hiver, elle entraîne généralement un taux important de pertes optiques et diminue par conséquent l'efficacité optique globale du champ héliostatique surtout le 21 décembre par rapport aux autres saisons (21 mars, 21 juin et 21 septembre). Dans le cas de la disposition d'origine de PS10 qui a été générée en utilisant une disposition de champ radiale décalée, il y a suffisamment d'espaces dans la direction radiale et azimutale. Ceci peut permettre à la méthode d'optimisation présentée ici (algorithme itératif de colonies d'abeilles artificielles) d'explorer une grande

probabilité de position des héliostats qui permet de trouver des efficacités élevées de cosinus et d'ombrage-blocage à faible hauteur du soleil. Les mêmes résultats ont été observés dans le travail de collado *et al.* [25] entre le jour 81 à midi,  $D_{sep} = 0m$  et le jour 345 à l'heure solaire 9 a.m,  $D_{sep} = 3m$ . Dans leur travail, une amélioration de l'efficacité d'ombrage-blocage de 0.794 (jour 81) à 0.811 (jour 345) a été obtenue lorsque le coefficient de référence de blocage était de 0.75, et a augmenté pour les mêmes jours de 0.794 à 0.876 lorsque le coefficient de référence de blocage était de 0.8.

### **3.6.2 Champ héliostatique en spirale**

Il est intéressant d'examiner les rendements annuels pondéré et non-pondéré de la centrale PS10 à Ghardaïa. Donc, premièrement les résultats de l'optimisation du champ héliostatique en spirale pour les deux sites étudiés sont présentés dans le tableau 3.8. Les distributions optimales des deux champs optimisés sont présentées sur les Figures 3.19 et 3.20.

On peut remarquer que les rendements annuels non-pondéré et pondéré pour le site de Ghardaïa ont augmentées de 1.21 % et 0.28 % respectivement par rapport à ceux de Sanlúcar la Mayor de l'Espagne avec l'augmentation des rendements : ombrage-blocage, atténuation et interception. L'énergie annuelle interceptée a augmenté de 28,59 % et la surface totale du champ a été réduite de 2.16 %. Cela est expliqué par le fait que le rayonnement direct normal (DNI) utilisé dans la fonction objective pondérée (figure 3.4) est considérable dans la région de Ghardaïa.

Le rendement pondéré annuel est considéré comme le meilleur indicateur de la performance thermique du champ car il est en relation directe avec l'énergie thermique annuelle fournie au récepteur.

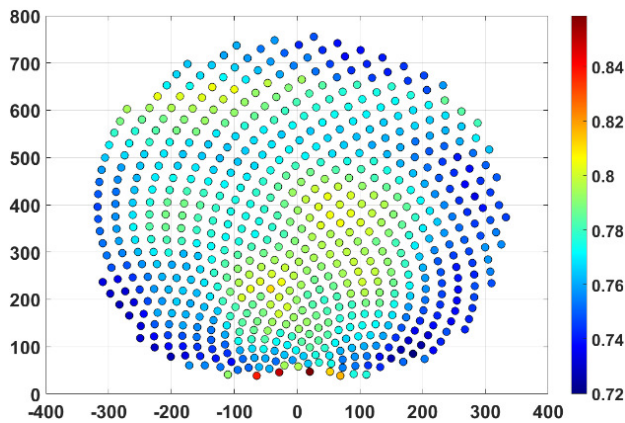
On peut conclure que la construction d'une centrale solaire à tour (SCR) à Ghardaïa similaire à celle de PS10 en Espagne est capable d'améliorer les rendements optiques et l'énergie interceptée de celle-ci, et de ce fait la puissance électrique générée va être améliorée aussi.

### **3.6.3 Gestion de la densité de flux**

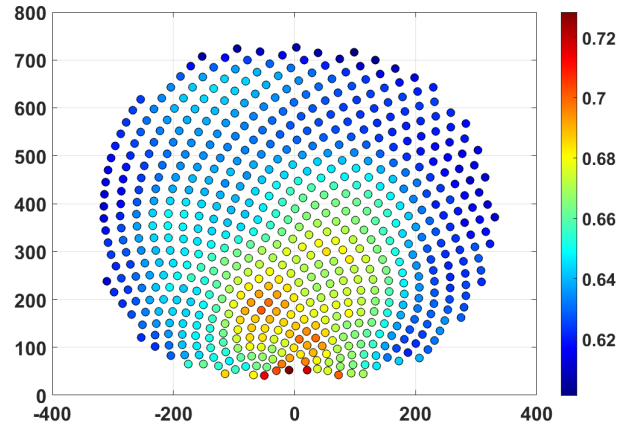
Le 21 mars à midi, le rayonnement normal direct à Ghardaïa est de  $915.15 \text{ W/m}^2$ . En supposant que tous les héliostats visent le centre de l'ouverture du récepteur, la carte de densité des flux de PS10 Ghardaïa est présentée sur la figure 3.22(a).

**Tableau 3.8.** Comparaison des termes de rendement optique du champ héliostatique optimisés de PS10 Sanlúcar la Mayor, Espagne (Noone *et al.* [27]) et PS10 Ghardaïa, Algérie.

Paramètres	PS10, Sanlúcar la Mayor, Espagne (Noone <i>et al.</i> [27])	PS10, Ghardaïa, Algérie
<b>Rendement non-pondéré annuel (%)</b>		
Effet Cosinus, $\eta_{a\_cos}$ (%)	83,10	82,73
Ombrage et blocage, $\eta_{a\_sb}$ (%)	92,64	94,12
Atténuation, $\eta_{a\_att}$ (%)	94,91	94,94
Interception, $\eta_{a\_int}$ (%)	99,38	99,93
Réflexion, $\eta_{a\_ref}$ (%)	88,00	88,00
$\eta_{a\_field\_NP}$	64,30	65,09
<b>Rendement pondéré annuel (%)</b>		
$\eta_{a\_field\_P}$	69,33	69,53
Variables de contrôle a et b	$a = 4,5 ; b = 0,65$	$a = 5,11 ; b = 0,63$
Energie annuelle interceptée à la surface du récepteur (GWh/an)	111	155,45
Surface totale du champ héliostatique [ $10^3 m^2$ ]	379	367



**Figure 3.19.** Disposition optimale du champ optimisé et rendement annuelle non-pondérée de chaque héliostat, PS10 Sanlúcar la Mayor, Espagne.



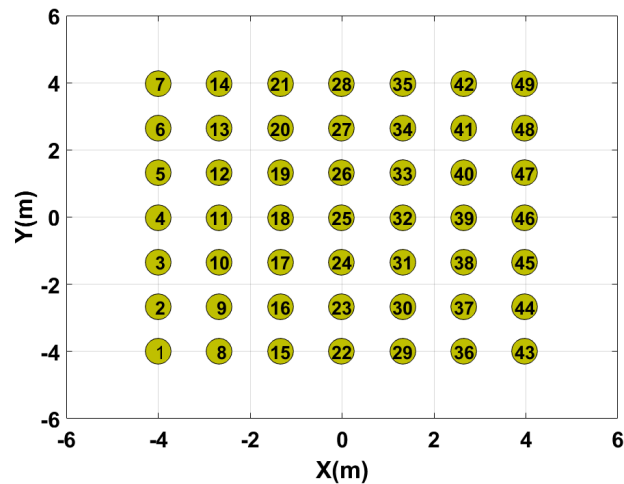
**Figure 3.20.** Disposition optimale du champ optimisé et rendement annuelle non-pondérée de chaque héliostat, PS10 Ghardaïa, Algérie.

Après avoir déterminé les points d'intersection entre chaque héliostat et la surface réceptrice de la même manière comme expliqué précédemment dans la section 3.3.6.4, les distributions de densité de flux ont été obtenues en utilisant l'équation (31) en superposant les images de 624 héliostats. Comme on peut le voir, la densité du flux au centre du récepteur est proche de  $16 \times 10^5 \text{ W/m}^2$ . Donc, le principal défi associé à ce processus est le gradient de flux élevé à la surface du récepteur, ce qui peut conduire à des points chauds locaux et par conséquent, à la dégradation et à la défaillance du récepteur.

Par conséquent, une stratégie de pointage ou de visée est nécessaire pour répartir uniformément le flux sur toute la surface. On choisit d'étudier le champ optimisé avec le rendement annuel non-pondéré comme fonction objective pour le 21 Mars à midi.

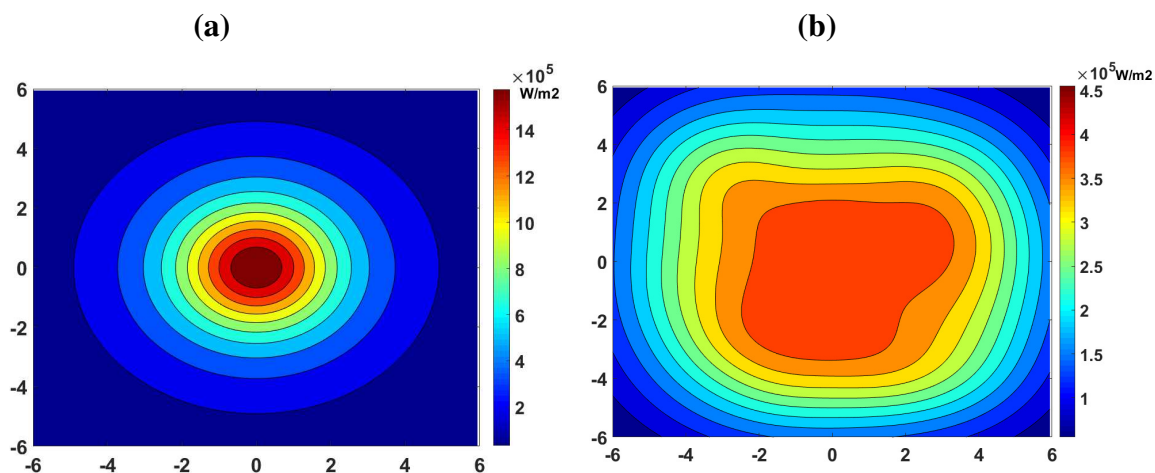
À cet égard, on adopte une technique de répartition des points de visée sur la surface d'ouverture du récepteur (12x12m), comme indiqué dans la figure 3.21. Dans notre cas, la surface de visée est un carré de 7 x 7 points sur lequel 49 points de visée sont uniformément répartis. Tous ces points sont situés à l'intérieur d'un carré appelé surface de visée. Ensuite, un algorithme d'optimisation (figure 3.23) est développé pour trouver le point de visée approprié pour chaque héliostat qui satisfait la fonction objective qui est la minimisation de l'écart-type standard de la distribution de densité de flux sur l'ensemble de la surface.

Le résultat de la répartition optimale du flux sur la surface du récepteur est montré sur la figure 3.22(b). On peut voir que la densité de flux maximale est de  $4 \times 10^5 \text{ W / m}^2$ , soit quatre fois moins le flux maximum lorsque tous les héliostats visent le centre du récepteur (figure 3.22(a)). Par conséquent, on peut conclure que l'algorithme utilisé est capable de distribuer le flux sur presque toute la surface.

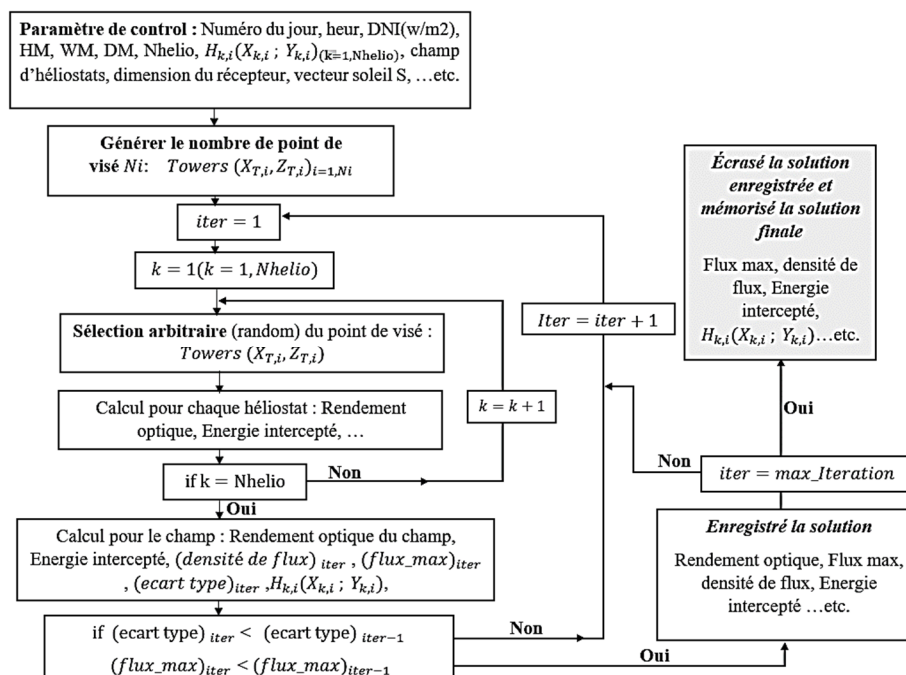


**Figure 3.21.** Répartition des points de visée sur la surface du récepteur.

L'augmentation du nombre de points de visée entraîne une meilleure répartition du flux thermique sur la surface du récepteur. Cependant, dans une centrale solaire à tour réelle, le nombre de points de visée pouvant être distribués sur une surface dépend de la taille de la surface et de l'incertitude (erreurs) de pointage des héliostats. Par conséquent, avoir un très grand nombre de points de visée sur un petit récepteur peut ne pas être ni pratique ni nécessaire.



**Figure 3.22.** Distribution du flux intercepté à l'ouverture du récepteur (PS10 Ghardaïa) : (a) avant l'optimisation, (b) après optimisation (49 points).



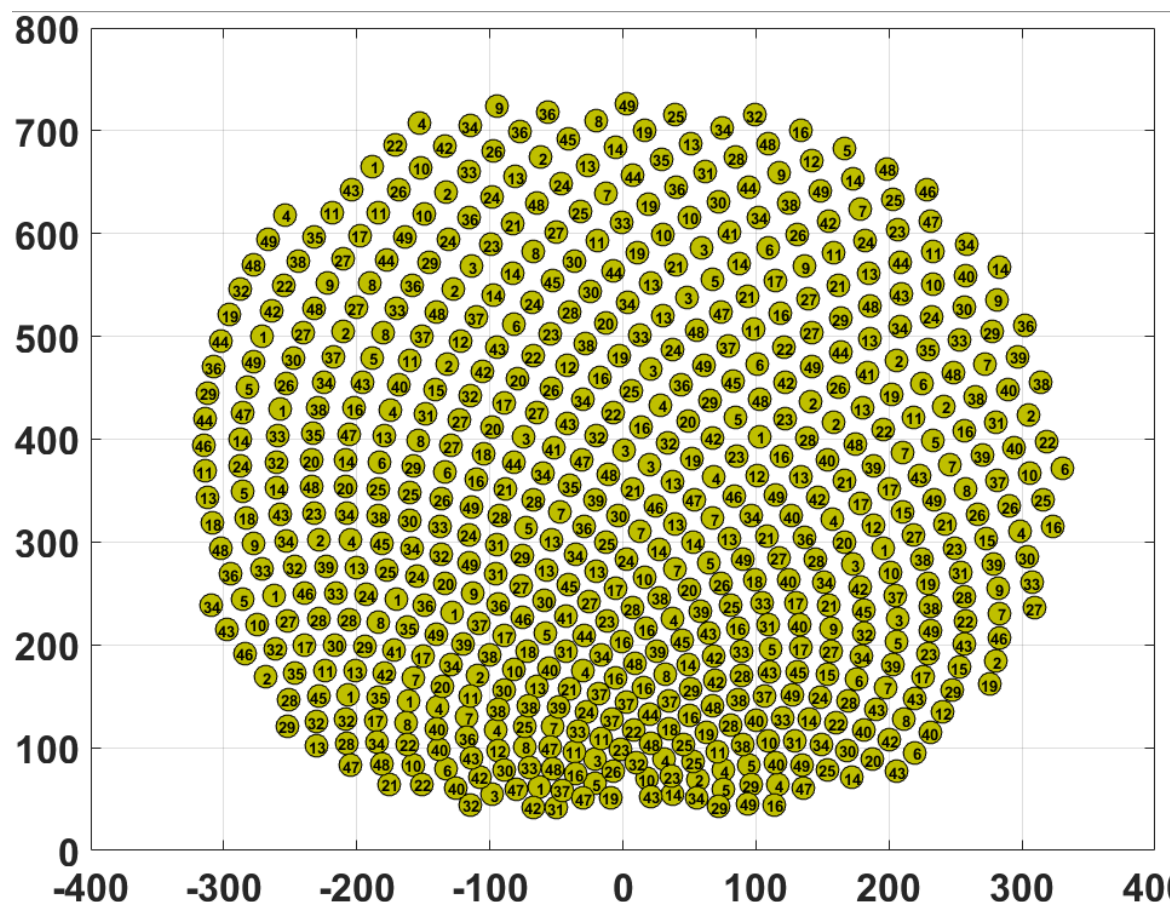
**Figure 3.23.** Schéma de l'algorithme qui calcule la distribution de la densité de flux optimal.

On peut conclure, que l'algorithme développé dans cette section est capable de distribuer la densité de flux sur la surface du récepteur et qu'il est souhaitable d'avoir un grand nombre de points de visée, cependant il doit être amélioré en adoptant des méthodes d'optimisation métaheuristiques ou autre pour améliorer plus l'uniformité de la densité de flux.

La Figure 24 montre le point de visée de chaque héliostat dans la surface de 49 points, c.à.d. chaque héliostat porte le numéro d'un point sur l'ouverture du récepteur. La numérotation



des points de visée sur l'ouverture du récepteur commence au coin inférieur gauche et se termine en haut à droite comme montrer sur la Figure 3.21.



**Figure 3.24.** Une carte du champ d'héliostat montrant chaque héliostat dirigé vers un point de visé (49 points de visée).

### 3.7 Conclusion

Dans ce chapitre deux méthodes d'optimisation métaheuristique pour maximiser le rendement optique annuel du champ héliostatique ont été présentées. Le modèle mathématique dédié à cet égard a été développé sous Matlab 2016. La centrale solaire à tour PS10 en Espagne, a été utilisée comme cas d'étude pour valider le modèle mathématique et les Algorithmes d'optimisation.

La première approche qui est appelée Algorithme itératif de la colonie d'abeilles artificielles (IABC) a été présentée et appliquée sur une configuration du champ héliostatique PS10 existant déjà. L'efficacité optique annuelle, en particulier l'efficacité d'ombrage et de blocage qui sont les plus compliquées parmi les autres efficacités ont été présentées. Tout au long du processus de cette optimisation, l'héliostat est repositionné avec certaines restrictions.

L'optimisation du champ a été arrêtée après 40 cycles. Différentes journées de l'année ont été utilisées pour vérifier l'effet de l'angle d'altitude (la hauteur) du soleil sur l'efficacité du champ héliostatique. Comparé au champ non optimisé, l'augmentation remarquable dans l'efficacité optique du champ optimisé a été observée dans le solstice d'hiver (3,46%), et la plus faible a été observée dans le solstice d'été (1,05%). Il est à noter que dans certains cas, l'efficacité optique optimisée est légèrement supérieure à celle non optimisée, car nous n'avons pas considéré l'élimination des héliostats ayant un faible rendement optique. L'amélioration de l'efficacité du champ héliostatique dépend de la qualité de la distribution initiale de celui-ci comme discuté dans le document. Néanmoins, la méthodologie IABC est très flexible et peut être adaptée et recommandée pour toute centrale électrique à tour solaire.

Alternativement, le champ héliostatique d'une tour solaire peut être optimisé en utilisant la disposition en spirale recommandée par Noone et al. [27]. On a démontré l'application de la disposition en spirale dans la région de Ghardaïa, Algérie, en générant une distribution optimale différente que la distribution originale du champ héliostatique de PS10 en Espagne. Les rendements annuels non-pondéré et pondéré pour le site de Ghardaïa ont augmentées de 1.21 % et 0.28 % respectivement par rapport à ceux de Sanlúcar la Mayor de l'Espagne avec l'augmentation des rendements : ombrage-blocage, interception et atténuation. L'énergie annuelle interceptée à augmenter de 28,59 % et la surface totale du champ a été réduit de 2.16 %.

Il est conclu aussi que le rendement annuel pondéré est le meilleur indicateur de la performance thermique annuelle du champ. Cependant, prendre le rendement annuel non pondéré comme fonction objective peut être utilisé pour des fins de validation.

Des contraintes et des améliorations supplémentaires telles que la réduction des coûts d'investissement en utilisant une optimisation multi-objectif sera explorée dans les travaux futurs.

En ce qui concerne l'uniformisation de la densité de flux sur la surface du récepteur, on peut conclure qu'il est souhaitable d'avoir un grand nombre de points de visée et que l'algorithme développé dans ce travail est capable de distribuer la densité de flux sur la surface du récepteur et de la réduire à la moitié, cependant, l'uniformité de la densité de flux peut être amélioré en améliorant la méthode d'optimisation ou en adoptant d'autres méthodes d'optimisation métaheuristiques.

## NOMENCLATURE.

Symboles	Définitions	Unités
$a, b$	Variables de contrôle dans la conception du champ spiral.	-
$A_z$	Angle azimutal solaire	rad
$A_k$	Surface de l'héliostat.	m <sup>2</sup>
$A_{k,sh}$	Surface ombrée de l'héliostat.	m <sup>2</sup>
$A_{k,bl}$	Surface bloquée de l'héliostat.	m <sup>2</sup>
$A_{k,tot}$	Surface totale réfléchissante du champ héliostatique.	m <sup>2</sup>
$Best_{\eta_{heliostatk}}(x_k, y_k)$	Meilleure solution locale pour chaque héliostat.	-
$Best_{\eta_{field}}$	Meilleure solution globale du champ héliostatique.	-
Corner $A_k$	Le coin A du k <sup>ième</sup> héliostat.	-
Corner $B_k$	Le coin B du k <sup>ième</sup> héliostat.	-
Corner $C_k$	Le coin C du k <sup>ième</sup> héliostat.	-
Corner $D_k$	Le coin D du k <sup>ième</sup> héliostat.	-
$C_1, C_2, \dots, C_{max}$	Différent cycles utilisés dans l'optimisation.	-
$Cosrec$	Cosinus de l'angle reflété sur le récepteur.	-
$D$	Distance héliostat-récepteur.	m
$D_{xy}$	Vecteur des positions possible que peut prendre l'héliostat $k$ dans la population $i$ .	-
$d_{sep}$	Distance de séparation	m
$DM$	Diamètre caractéristique	m
$DH$	Diagonal de l'héliostat	
$d$	Distance perpendiculaire entre le centre d'un héliostat et la ligne reliant le centre d'un héliostat adjacent dans la direction du soleil $\vec{s}$ ou dans la direction du récepteur $\vec{R}$ .	m
$DNI$	Direct Normal Irradiation (Irradiation normale directe).	W/m <sup>2</sup>
$E_{(t,k)}$	Energie réfléchie par un héliostat $k$ à l'instant $t$ .	Watt
$E_{tot}$	Energie annuelle totale réfléchie par le champ héliostatique et interceptée par le récepteur.	Watt
$fit_{k,i}$	Fonction fitness fournie par l'héliostat $k$ dans la population $i$ .	-
$H_k$	Origine de l'héliostat (système local $x, y, z$ ).	-
$h1$	Héliostat 1.	-
$h2$	Héliostat 2.	-
$h3$	Héliostat 3.	-

$i$	Nombre de population.	-
$k$	Numéro de l'héliostat.	-
$L_H$	Hauteur de l'héliostat.	m
$Min\_Area$	Surface minimale (limité) qu'occupe le champ héliostatique.	m <sup>2</sup>
$\vec{N}$	Vecteur normal d'une surface héliostatique plane	-
$N_x, N_y, N_z$	Composantes du vecteur normal d'une surface héliostatique plane	-
$NS_{i=1}$	Taille de la population initiale	-
$N_{heliostat}$	Nombre total d'héliostats	-
$pop_i$	Population initiale	-
$P_i$	Valeur de probabilité de la source de nourriture	-
$\vec{S}$	Vecteur soleil	-
$\vec{R}$	Vecteur héliostat-cible (vecteur dirigé vers le Récepteur)	-
$S_x, S_y, S_z$	Composantes du vecteur solaire	-
$t$	Temps	Heure
$\frac{\vec{U}_S}{U_S}$	Vecteur unitaire du vecteur soleil- héliostat	-
$\frac{\vec{U}_R}{U_R}$	Vecteur unitaire du vecteur héliostat-cible.	-
$U$	Produit vectoriel $Rot_{\theta_{az}} \times Rot_{\theta_{inc}}$ .	-
$U_x, U_y, U_z$	Vecteurs qui définissent l'orientation de l'héliostat.	-
$Vx_{kj}, Vy_{kj}$	Composante du vecteur mutant.	-
$W_H$	Largeur de l'héliostat.	m
$X, Y, Z$	Directions du repère cartésien (système de coordonnées global).	-
$x, y, z$	Directions du repère cartésien (système de coordonnées local).	-
$X_T, Y_T, Z_T$	Coordonnées de la cible (système global).	m
$X_k, Y_k, Z_k$	Coordonnées de k <sup>ième</sup> héliostat (système global).	m
$x_A, y_A, z_A$	Coordonnées du coin A de la structure de l'héliostat (système local).	m
$x_B, y_B, z_B$	Coordonnées du coin B de la structure de l'héliostat (système local).	m
$x_C, y_C, z_C$	Coordonnées du coin C de la structure de l'héliostat (système local).	m
$x_D, y_D, z_D$	Coordonnées du coin D de la structure de l'héliostat (système local).	m
$(x_{k,i}, y_{k,i})$	Positions que peut prendre l'héliostat $k$ dans la population $i$ .	-
<b>Symbole grecque</b>	<b>Définition</b>	<b>Unité</b>
$\eta$	Efficacité ou Rendement.	%
$\theta_k$	Composante angulaire du k <sup>ième</sup> élément (héliostat) du champ spiral.	rad
$r_k$	Rayon polaire du k <sup>ième</sup> élément (héliostat) du champ spiral	m
$\theta_Z$	Angle zénithal solaire.	rad

$\omega_{sunrise}$	Angle horaire du lever.	rad
$\omega_{sunset}$	Angle horaire du coucher.	rad
$\delta$	Déclinaison solaire.	rad
$\varphi$	Latitude du lieu.	rad
$\alpha_Z$	Angle complémentaire de l'angle zénithal solaire.	rad
$\theta_{AZ}$	Angle de rotation Azimutal de l'héliostat.	rad
$\theta_{inc}$	Angle de rotation (inclinaison) Zénithale de l'héliostat.	rad
Rot $\theta_{inc}$	Matrice de rotation pour le mouvement d'élévation avec l'angle $\theta_{inc}$ .	-
Rot $\theta_{AZ}$	Matrice de rotation pour le mouvement d'azimut avec l'angle $\theta_{AZ}$ .	-
$\delta_{tot}$	Dispersion totale de la distribution des flux.	mrad
$\delta_{sun}$	Ecarts-types dus à l'erreur de forme du soleil.	mrad
$\delta_{bq}$	Ecarts-types dus à la qualité du faisceau.	mrad
$\delta_{ast}$	Ecarts-types dus à l'effet astigmatique.	mrad
$\delta_{trac}$	Ecarts-types dus à l'erreur de suivi.	mrad
$\eta_{sh}(t,k)$	Efficacité d'ombrage instantanée de l'héliostat.	-
$\eta_{bl}(t,k)$	Efficacité de blocage instantanée de l'héliostat.	-
$\eta_{field}(t,k)$	Efficacité optique instantanée de l'héliostat.	-
$\eta_{sb}$	Efficacité du produit scalaire de l'efficacité d'ombrage et de blocage.	-
$\eta_d$	Efficacité optique quotidienne.	%
$\eta_a$	Efficacité optique annuelle.	%
$\eta_{d\_field}$	Efficacité optique quotidienne du champ héliostatique.	%
$\phi$	Paramètre normalisé qui prend le contrôle du choix de l'indice de source de voisinage autour de $x_{k,i}$ .	-
$\eta_{d\_field\_P}$	Rendement annuel pondéré du champ héliostatique	%
$\eta_{d\_field\_NP}$	Rendement annuel non pondéré du champ héliostatique.	%

### Abréviations

DNI	Direct Normal Irradiation (Irradiation normale directe)
CSP	Concentrating Solar Power
GA	Algorithmes Génétiques
IABC	Iteratif Artificial Bee Colony
PSO	Particle Swarm Optimization
SCR	Solar Central Receiver
SPA	Solar Position Algorithm
SPT	Solar Power Tower

## REFERENCES

- [1] Stambouli, A. Boudghene, et al. "A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues." *Renewable and sustainable energy reviews* 16.7 (2012) : 4445-4460.
- [2] Salomé, Adrien. Développement d'un outil de contrôle de la répartition du flux solaire concentré sur un récepteur de centrale à tour : application à la centrale de Thémis. Diss. Perpignan, 2012.
- [3] Py Xavier, Azoumah Yao, Olives Regis. Concentrated solar power: current technologies, major innovative issues and applicability to West African countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013; 18:306–15.
- [4] Pitz-Paal, R., and J. MilowDersch. B (2005). European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping (ECOSTAR): roadmap document. SES6-CT-2003-502578. /[http://www. promes. cnrs. fr/uploads/pdfs/ecostar/ECOSTAR. Summary. pdf](http://www.promes.cnrs.fr/uploads/pdfs/ecostar/ECOSTAR.Summary.pdf)S.
- [5] DLR, German Aerospace Center. Institute of Technical Thermodynamics, Section Systems Analysis and Technology Assessment: 'Trans-Mediterranean interconnection for concentrating solar power'. Technical Report, 2006. Available at [http://www. dlr. de/tt/trans-csp](http://www.dlr.de/tt/trans-csp), 2006.
- [6] Romero-Alvarez, Manuel, and Eduardo Zarza. "Concentrating solar thermal power." *Handbook of energy efficiency and renewable energy* (2007): 21-1.
- [7] Stine, William B., and Michael Geyer. *Power from the Sun*. Power from the sun. net, 2001.
- [8] A cellwise method for the optimization of large central receiver systems. *Solar Energy* 1978; 20(6):505–516.
- [9] Lipps FW, Vant-Hull LL. Shading and blocking geometry for a solar tower concentrator with rectangular mirrors. *ASME Pap.* 1974; 74–WA/Sol–11.
- [10] Lipps, F.W., 1974. Shading and Blocking Geometry for a Solar Tower Concentrator with Rectangular Mirrors. s.l., s.n.
- [11] Lipps, F.W., 1985. Theory of Cellwise Optimization for Solar Central Receiver Systems. Houston Univ. Energy Lab., TX, USA.
- [12] Lipps, F.W., Vant-Hull, L.L., 1978. A cellwise method for the optimization of large central receiver systems. *Sol. Energy* 20 (6), 505–516.
- [13] Kistler, B.L., 1986. A User's Manual for DELSOL3: A Computer Code for Calculating the Optical Performance and Optimal System Design for Solar Thermal Central Receiver Plants. Sandia National Labs, Livermore, CA (USA).
- [14] Schmitz, M., Schwarzbözl, P., Buck, R., Pitz-Paal, R., 2006. Assessment of the potential improvement due to multiple apertures in central receiver systems with secondary concentrators. *Sol. Energy* 80 (1), 111–120.
- [15] Schwarzbözl, P., Pitz-Paal, R., Schmitz, M., 2009. Visual HFLCAL—A Software Tool for Layout and Optimisation of Heliostat Fields. Berlin, s.n., pp. 15–18.
- [16] Leary, P.L., Hankins, J.D., 1979. User's Guide for MIRVAL: a Computer Code for Comparing Designs of Heliostat-receiver Optics for Central Receiver Solar Power Plants, Livermore, CA (USA): No. SAND-77-8280. Sandia Labs.
- [17] Schoffel, U., Sizmann, R., 1991. Final report terminal concentrators. *Solar Thermal Energy Utilization*. Springer, Berlin.
- [18] Relloso, S., Domingo, M., 2006. Solar Projects Analysis using SENSOL. Seville, Spain, s.n.

- [19] Blanco, M.J., Amieva, J.M., Mancillas, A., 2005. The Tonatiuh Software Development Project: An Open Source Approach to the Simulation of Solar Concentrating Systems. Orlando, Florida, s.n.
- [20] Izygon, M., Armstrong, P., Nilsson, C., Vu, N., 2011. TieSOL—A GPU-Based Suite of Software for Central Receiver Solar Power Plants. s.l., s.n.
- [21] Sanchez, M., Romero, M., 2006. Methodology for generation of heliostat field layout in central receiver systems based on yearly normalized energy surfaces. *Sol.Energy* 80 (7), 861–874.
- [22] Yao, Z., Wang, Z., Lu, Z., Wei, X., 2009. Modeling and simulation of the pioneer 1MW solar thermal central receiver system in China. *Renew. Energy* 34 (11), 2437–2446.
- [23] Wei, X. et al., 2010. A new method for the design of the heliostat field layout for solar tower power plant. *Renew. Energy* 35 (9), 1970–1975.
- [24] Gadalla, Mohamed, and Mohammad Saghafifar. "Thermo-economic and comparative analyses of two recently proposed optimization approaches for circular heliostat fields: Campo radial-staggered and biomimetic spiral." *Solar Energy* 136 (2016): 197-209.
- [25] Collado, Francisco J., and Jesús Guallar. "Campo: Generation of regular heliostat fields." *Renewable energy* 46 (2012): 49-59.
- [26] Collado, Francisco J., and Jesús Guallar. "A review of optimized design layouts for solar power tower plants with campo code." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20 (2013): 142-154.
- [27] Noone, Corey J., Manuel Torrilhon, and Alexander Mitsos. "Heliostat field optimization: A new computationally efficient model and biomimetic layout." *Solar Energy* 86.2 (2012): 792-803.
- [28] Besarati, Saeb M., and D. Yogi Goswami. "A computationally efficient method for the design of the heliostat field for solar power tower plant." *Renewable Energy* 69 (2014): 226-232.
- [29] Ramos, A., Ramos, F., 2012. Strategies in tower solar power plant optimization. *Sol.Energy* 86 (9), 2536–2548.
- [30] Siala, F.M.F., Elayeb, M.E., 2001. Mathematical formulation of a graphical method for a no-blocking heliostat field layout. *Renewable Energy* 23 (1), 77–92.
- [31] Karaboga, Dervis, and BahriyeBasturk. "A powerful and efficient algorithm for numerical function optimization: artificial bee colony (ABC) algorithm." *Journal of global optimization* 39.3 (2007): 459-471.
- [32] Karaboga, Dervis, and BahriyeBasturk. "On the performance of artificial bee colony (ABC) algorithm." *Applied soft computing* 8.1 (2008): 687-697.
- [33] Dellin, T. A., M. J. Fish, and C. L. Yang. User's manual for DELSOL2: a computer code for calculating the optical performance and optimal system design for solar-thermal central-receiver plants. No. SAND-81-8237. Sandia National Labs., Albuquerque, NM (USA); Sandia National Labs., Livermore, CA (USA), 1981.
- [34] Wei, Xiudong, et al. "A new method for the design of the heliostat field layout for solar tower power plant." *Renewable Energy* 35.9 (2010): 1970-1975.
- [35] Duffie, John A., and William A. Beckman. *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons, 2013.
- [36] Reda, I., and A. Andreas. "Solar position algorithm for solar radiation algorithms." NREL/TP-560e34302 (2008).
- [37] Guermoui, Mawloud, et al. "Support vector regression methodology for estimating global solar radiation in Algeria." *The European Physical Journal Plus* 133.1 (2018): 22.

- [38] Gairaa, Kacem, et al. "Solar radiation measurements in Algeria: case of Ghardaïa station as member of the enerMENA meteorological network." *Energy Procedia* 141 (2017): 50-54.
- [39] A. Gama, F. Yettoua, A. Malek & N. L. Panwar (2017): Generation of Solar Irradiation Maps for Various Applications Under Algerian Clear Sky Conditions, *International Journal of Ambient Energy*, DOI: 10.1080/01430750.2017.1303630
- [40] Collado, F. J., A. Gomez, and J. A. Turégano. "An analytic function for the flux density due to sunlight reflected from a heliostat." *Solar Energy* 37.3 (1986): 215-234.
- [41] Collado, F. J., and J. A. Turégano. "Calculation of the annual thermal energy supplied by a defined heliostat field." *Solar Energy* 42.2 (1989): 149-165.
- [42] Collado, Francisco J. "One-point fitting of the flux density produced by a heliostat." *Solar energy* 84.4 (2010): 673-684.
- [43] Belhomme, Boris, et al. "A new fast ray tracing tool for high-precision simulation of heliostat fields." *Journal of Solar Energy Engineering* 131.3 (2009): 031002.
- [44] Chong, K-K., and M. H. Tan. "Comparison study of two different sun-tracking methods in optical efficiency of heliostat field." *International Journal of Photoenergy* 2012 (2012).
- [45] Pham, D.T., Ghanbarzadeh, A., Koc, E., Otri, S. Rahim, S., & Zaidi, M. (2005). The Bees Algorithm, Technical Note, Manufacturing Engineering Centre, Cardiff University, UK.
- [46] Pham, D.T., Ghanbarzadeh, A., Koc, E., Otri, S. Rahim, S., & Zaidi, M. (2006). The Bees algorithm, a novel tool for complex optimization problems, In *Proceedings of the 2nd International Virtual Conference on Intelligent Production Machines and Systems*. Oxford, United Kingdom, Elsevier publication (pp. 454–459).



# CHAPITRE 4. ÉTUDE OPTIQUE DES RÉ- CEPTEURS SOLAIRES DE TOURS À CON- CENTRATION.

## 4.1 Introduction

L'intérêt pour la technologie de l'énergie solaire concentrée (CSP) augmente au fil des années et de nombreux pays ont affirmé qu'une partie de leur électricité serait d'origine solaire. Le développement des tours solaires à concentration (CRS : Central Receiver System) est moins avancé que celui des systèmes utilisant des miroirs cylindro-paraboliques, mais ils offrent une plus grande efficacité et une meilleure capacité de stockage d'énergie [1-3]. La centrale solaire à tour est récemment considérée comme la technologie la plus prometteuse pour l'application de l'énergie solaire en raison de ses nombreux avantages [4-5].

Un système CRS, également connu sous le nom de tour solaire de puissance, se compose de trois sous-systèmes principaux, à savoir le champ des héliostats, le récepteur et le système de conversion de puissance. Le champ solaire est composé de centaines ou même de milliers de miroirs appelés héliostats gérés par un système de poursuite à deux axes pour le suivi automatique du soleil. Ces miroirs réfléchissent les rayons solaires vers le récepteur situé au sommet de la tour afin d'être convertis ensuite en chaleur. Selon la conception du récepteur et la nature du fluide caloporteur, des températures entre 250<sup>0</sup>C et 1000<sup>0</sup>C peuvent être atteintes. Enfin, un système de stockage et de génération d'énergie peut être installé en amont [3-4].

Comme mentionné précédemment, peu de chercheurs ont étudié les performances

optiques des récepteurs à cavité avec différentes formes conçues pour les centrales à tour. L'effet de la forme du récepteur à cavité et ces propriétés optiques ainsi que la réflectivité des héliostats sur le rendement optique de ces récepteurs n'a pas été exploré dans la littérature. À cet égard, on va présenter dans ce chapitre une étude sur les performances optiques de six formes de cavités, dans le but de déterminer les propriétés qui permettront d'améliorer cette dernière. La simulation optique de cette étude est réalisée à l'aide du logiciel TracePro®2013, qui est basé sur la technique de lancer des rayons de Monte Carlo (MCrt). L'effet de l'absorptivité des parois interne des cavités ainsi que la réflectivité des héliostats sur l'efficacité optique et la distribution du flux à l'intérieur de ces cavités sur la période d'une année a été réalisée. Cela nous permettra de définir la distribution du flux incident qui sera utilisée pour prédire les performances thermiques du récepteur à cavité, qui est un outil pour évaluer globalement la mini centrale à tour réalisée à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER) sis Ghardaïa, Algérie (Figure 4.1).



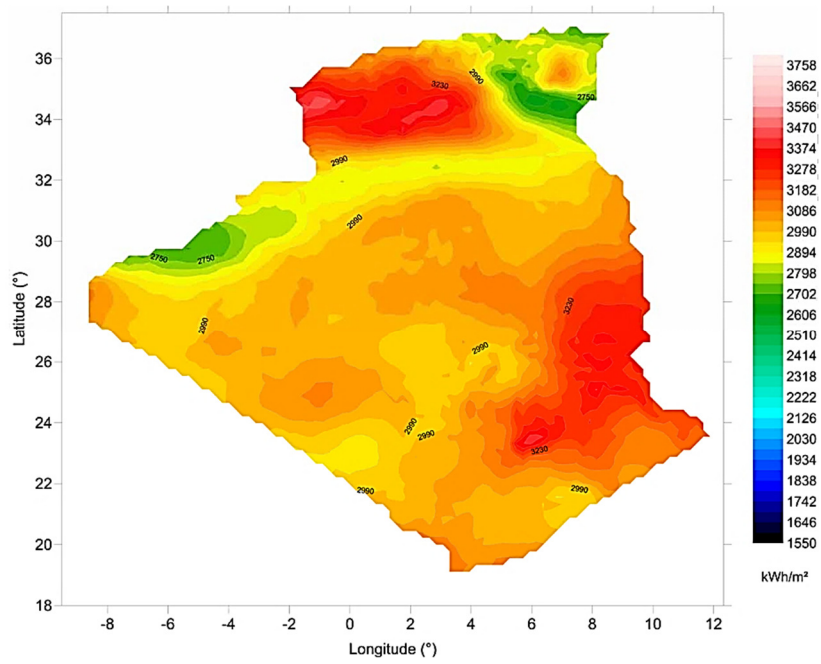
**Figure 4.1.** La mini tour solaire réalisée à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER) située dans le sud de l'Algérie, à environ 600 km au sud de la capitale.

## 4.2 Méthodes et procédures

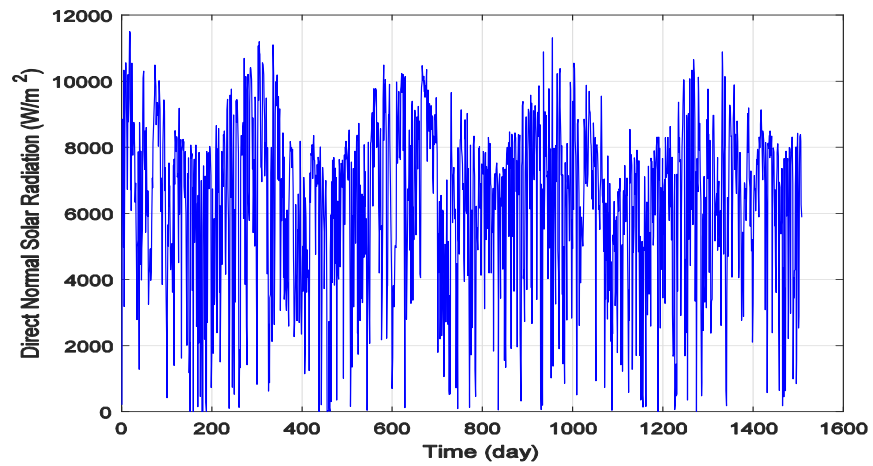
### 4.2.1 Cas d'étude et collecte de données

En raison de sa localisation géographique dans la ceinture solaire, l'Algérie possède l'un des potentiels solaires les plus élevés au monde, soit environ 5 milliards de GWh/an. La durée d'ensoleillement au Sahara et dans les hauts plateaux peut atteindre 3600 h/an. Cet énorme potentiel a poussé les autorités à lancer plusieurs projets pour exploiter cette précieuse ressource renouvelable. Actuellement, l'Algérie projette de produire 400 MW d'électricité à partir de la technologie photovoltaïque dans différentes régions du pays [6,7]. Habituellement, l'irradiation normale directe (DNI) est le paramètre d'entrée approprié pour les systèmes de tours solaires à concentration qui sont équipées de dispositifs de poursuite à deux axes tels que l'héliostat. L'Algérie et spécialement la région de Ghardaïa (latitude de 32,6 °N, longitude de 3,8 °E et altitude de 450 m) a un grand potentiel d'irradiation normale directe (DNI) tout au long de l'année (figure 4.2), qui rend le pays et la région de Ghardaïa très favorable à l'implantation des systèmes à concentration tel que la tour solaire [8].

Un exemple du comportement de la composante d'irradiation normale directe enregistrée ou mesurée sur cinq années (du 1er janvier 2013 au 21 janvier 2018) est présenté sur la figure 4.3 [9,10]. Les données sont enregistrées toutes les 10 minutes avec une haute précision par une station radiométrique (voir figure 4.4), avec une sensibilité de 12,0 ( $\mu V/Wm^2$ ).



**Figure 4.2.** Carte d'irradiation normale directe annuelle (sur une surface avec dispositifs de suivi solaire à deux axes) [8].



**Figure 4.3.** Exemple d'évolution de l'irradiation normale directe.



**Figure 4.4.** Instruments de mesure du rayonnement solaire global, direct et diffus : (1) pyranomètre pour l'irradiance diffuse. (2) pyranomètre pour l'irradiation solaire globale. (3) pyréliomètre pour la composante à éclairage direct. (4) Le ballon sert à cacher le pyranomètre de façon permanente.

Le Tableau 4.1 montre les plages min-max, les moyennes et les écarts-types des composantes du rayonnement solaire dans la zone étudiée. Afin de garantir la qualité des données mesurées, les données de la station ont été organisées en séries chronologiques pour former une base de données organisée et continue. Après cela, pour chaque 10 minutes, l'angle d'altitude solaire  $\alpha$  et le rayonnement extra-terrestre  $GHR_0$  ont été calculés. Finalement, un ensemble de filtres a été appliqué aux données calculées, les données ont été considérées avec  $\alpha > 5^\circ$  et l'indice de netteté  $0 < K_t < 1$ .

**Tableau 4.1.** Propriétés statistiques des données utilisées dans cette étude. Les données sont réparties sur une période de 3 ans (2013-2017).

Irradiation solaire	Min	Max	Moyenne	Écart type
L'irradiation solaire Global (Wh/m <sup>2</sup> )	580.5	9073.4	5850.1	1991.2
L'irradiation solaire Direct Horizontale (Wh/m <sup>2</sup> )	50	8111	4022.6	1910.9
L'irradiation solaire Directe Normale (Wh/m <sup>2</sup> )	120	11508	6310.9	2617.3

## 4.2.2 Procédures numériques :

### 4.2.2.1 Position du soleil

L'orientation de chaque héliostat dépend du vecteur solaire incident sur la surface de l'héliostat et du vecteur pointant de l'héliostat vers la cible ou le récepteur. Ce vecteur donne une indication de l'angle du vecteur solaire incident par rapport à la surface de l'héliostat à son emplacement. Pour refléter les rayons du soleil vers le récepteur, la normale de l'héliostat doit couper en deux l'angle entre le vecteur solaire et le vecteur cible (le vecteur de l'héliostat vers le récepteur). Pour déterminer le vecteur solaire, il faut calculer l'angle zénithal  $\theta_z$  et l'angle d'azimut solaire  $A_z$  qui sont indiqués sur la figure 4.5. La déclinaison solaire  $\delta$  et l'angle horaire du lever et du coucher  $\omega$  sont définis en fonction du nombre de jour  $n_d$  et de la latitude  $\varphi$  (tous les angles en radians) [11- 12] :

$$\delta = \frac{23.45\pi}{180} \sin\left(2\pi \frac{284+n_d}{365}\right) \quad (4.1)$$

où :

$\delta$  : déclinaison Solaire (radians)

$n_d$  : numéro de jours

$$\omega_{\text{sunrise}} = \cos^{-1}(\tan\varphi \tan\delta) - \pi = -\omega_{\text{sunset}} \quad (4.2)$$

L'angle zénithal est l'angle entre la ligne d'incidence des rayons solaire et le plan vertical ou plan zénithal (figure 4.5), il est calculé comme suit :

$$\cos(\theta_z) = \sin\varphi \sin\delta + \cos\varphi \times \cos\delta \times \cos\omega \quad (4.3)$$

$\varphi$  : angle que fait un point situé sur une sphère par rapport à une référence, ou latitude du lieu.

$\omega$  : angle horaire.

L'angle zénithal est utilisé pour calculer l'angle d'altitude solaire  $\alpha_z$  (Figure 4.5). Puisque  $\theta_z$  et  $\alpha_z$  sont des angles complémentaires, le calcul est simplement le suivant :

$$\alpha_z = 90^\circ - \theta_z \quad (4.4)$$

L'angle d'azimut solaire  $A_z$  (Figure 4.5) est calculé comme suit :

$$A_z = \text{sign}(\omega) \left| \cos^{-1} \left( \frac{\cos\theta_z \times \sin\varphi - \sin\delta}{\sin\theta_z \times \cos\varphi} \right) \right| \quad (4.5)$$

Les trois composantes du vecteur solaire sont déterminées comme suit :

$$\vec{S} = \begin{bmatrix} S_X \\ S_Y \\ S_Z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin(\alpha_z) \times (\cos(A_z)) \\ \cos(\alpha_z) \times (-\cos(A_z)) \\ \sin(\alpha_z) \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Les indices X, Y et Z se réfèrent respectivement aux directions Est, Nord et Zénith.

Le vecteur unitaire du vecteur soleil est :

$$\vec{U}_S = \frac{\vec{S}}{\|\vec{S}\|} \quad (4.7)$$

#### 4.2.2.2 Vecteur cible

Le vecteur cible  $\vec{R}$  est le vecteur qui pointe de l'héliostat vers la cible. Le vecteur cible est défini comme suit (figure 4.6) :

$$\vec{R} = \begin{bmatrix} X_T - X_k \\ Y_T - Y_k \\ Z_T - Z_k \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Où:  $(X_T, Y_T, Z_T)$  sont les coordonnées de la cible et  $(X_k, Y_k, Z_k)$  sont les coordonnées de l'héliostat  $k$ . Le vecteur unitaire du vecteur cible est défini comme suit :

$$\overline{U}_R = \frac{\vec{R}}{\|\vec{R}\|} \quad (4.9)$$

### 4.2.2.3 Vecteur Normal de l'héliostat

Comme mentionné précédemment, si  $\overline{U}_S$  et  $\overline{U}_R$  sont les vecteurs unitaires pointant respectivement vers le soleil et la surface du récepteur, la normale à la surface de l'héliostat peut être définie comme suit :

$$\vec{N} = \overline{U}_S + \overline{U}_R \quad (4.10)$$

Les trois composantes du vecteur  $\vec{N}$  peuvent être exprimées avec la formule suivante :

$$\vec{N} = \begin{bmatrix} N_x \\ N_y \\ N_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\theta_{az}) \times \sin(\theta_{inc}) \\ \cos(\theta_{az}) \times \sin(\theta_{inc}) \\ \cos(\theta_{inc}) \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

Les indices X, Y et Z se réfèrent respectivement aux directions Est, Nord et Zenith.

$\theta_{az}$  : Angle de rotation azimutal de l'héliostat.

$\theta_{inc}$  : Angle de rotation Zénithal (d'inclinaison) de l'héliostat.

Les angles avec lesquels l'héliostat suis le soleil et en même temp pointe vers le récepteur sont calculés comme suit :

$$\theta_{inc} = \arctan \left( \frac{\sqrt{N_x^2 + N_y^2}}{N_z} \right) \quad (4.12)$$

$$\theta_{az} = \arctan \left( \frac{N_x}{N_y} \right) \quad (4.13)$$



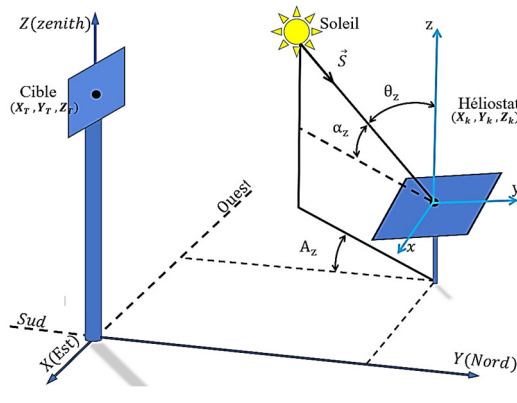


Figure 4.5. Vecteur du soleil avec les angles associés

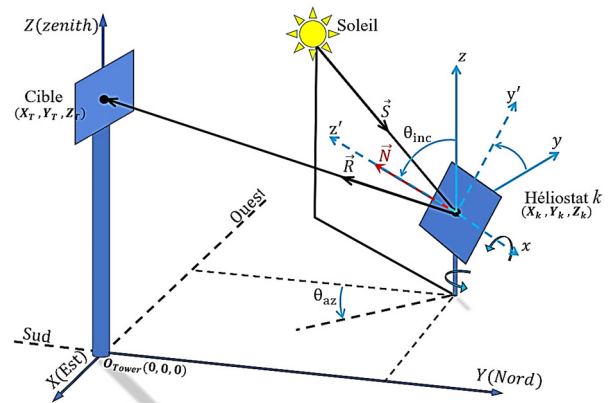


Figure 4.6. Le système optique avec plusieurs vecteurs associés.

#### 4.2.2.4 Conception du champ héliostatique

On se basant sur le travail de Siala *et al.* [13], l'établissement du champ héliostatique est conçu en tenant compte des effets d'ombrage et de blocage. Dans leur travail, le design du champ est basé sur le concept du décalage radial (staggered radial). C'est une méthode graphique qui définit la mise en œuvre du champ héliostatique en décalage radial et il est applicable au côté Nord du champ de manière symétrique. Cependant, deux remarques importantes peuvent être mentionnées :

- Avec ce modèle, nous avons sacrifié la zone de couverture totale du champ pour gagner en efficacité optique, du fait qu'un champ avec des héliostats serrés et avec une densité de couverture au sol élevée a plus d'ombrage et de blocage, ce qui affectera l'efficacité optique [14].
- Le terme performance optique citée dans ce travail ne signifie pas performance optique du champ héliostatique.

Une brève description des principaux paramètres utilisés dans le présent modèle est décrite comme suit, (figure 4.7) :

**a) Anneaux principaux**

Ce sont les anneaux qui ont un héliostat sur l'axe nord du champ avec un rayon  $R_{i,j}$ .

où :  $R_{i,j}$  : est le rayon de l'anneau  $i$  dans le groupe  $j$ , (m)

**a) Anneaux décalés**

Ce sont les anneaux qui n'ont pas d'héliostats sur l'axe nord au sol.

**b) Diamètre caractéristique  $DM$**

Il est égal à la diagonale de l'héliostat le long de la distance de séparation (Figure 4.7) :

$$DM = L_H(\sqrt{1 + f^2} + ds) \quad (4.14)$$

$$DM_{\min} = 2W_H \quad (4.15)$$

où :

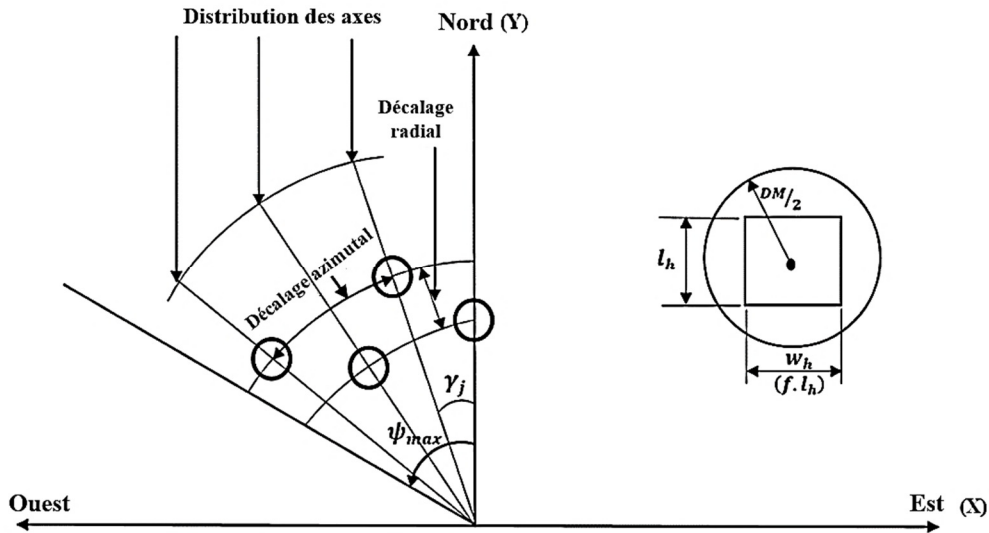
$D_M$  : diamètre Caractéristique, m

$ds$  : Rapport entre la distance de séparation de l'héliostat  $d_{sep}$  et la longueur de l'héliostat

$f$  : Rapport largeur-longueur de l'héliostat

$L_H$  : longueur de l'héliostat, (m)

$W_H$  : largeur de l'héliostat, (m)



**Figure 4.7.** Définition fondamentale du champ héliostatique.

Collado et al. [15] donne la valeur minimale du rapport de la distance de séparation par rapport à la longueur de l'héliostat pour les cas du non blocage comme suit :

$$ds_{\min} = 2f - \sqrt{1 + f^2} \quad (4.16)$$

L'angle entre chaque axe distribué (radians) est défini comme suit :

$$\gamma_j = \frac{DM/2}{R_{0,j}} \quad (4.17)$$

$R_{0,j}$  : Rayon du premier anneau 0 dans le groupe  $j$ , (m)

**c) L'espacement azimuthal et radial**

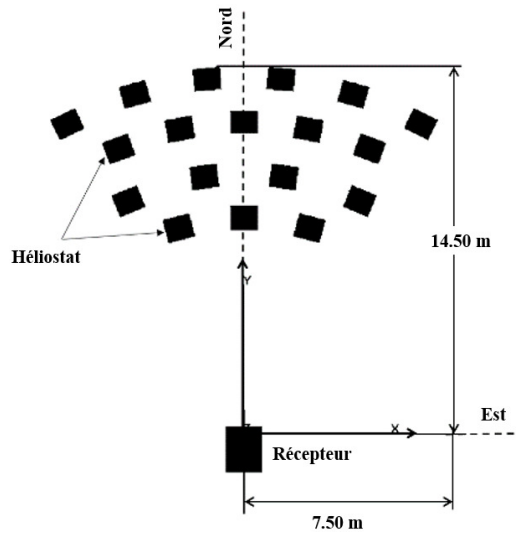
L'espacement azimuthal dans le premier anneau est approximativement égal à  $DM$ . Le rayon de la première bague dans le champ (anneau essentiel) est le rayon donné en fonction de la hauteur de la cible (voir Figure 4.8). La relation suivante est utilisée :

$$R_{0,0} = R_{\min} = 0.75H_T \quad (4.18)$$

$R_{0,0}$  : Rayon de la première bague 0 dans le groupe 0, (m)

$H_T$  : Hauteur de la cible, (m)

La disposition des 18 héliostats générés à l'aide des équations de (14) à (18) est illustrée dans la figure 4.8.

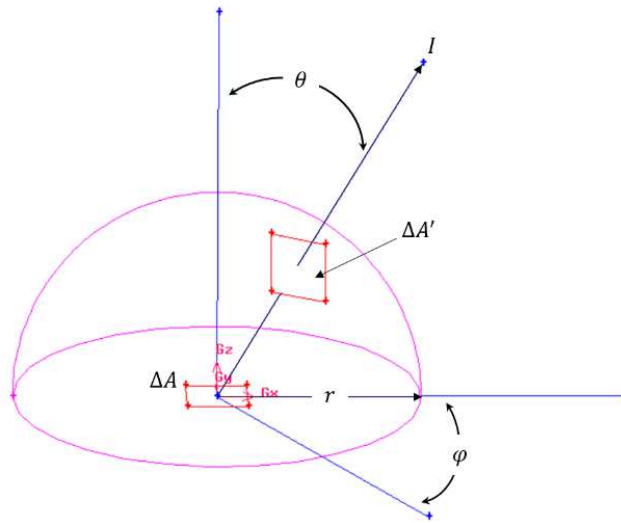


**Figure 4.8.** Champ d'héliostats disposés avec un arrangement radial décalé.

### 4.3 Aperçu général sur les propriétés optiques :

Le modèle 3D des cavités a été développé en utilisant GAMBIT 2.4.6 [16] qui est un logiciel qui permet de créer des géométries et des maillages avec un grand degré de liberté et une grande précision, puis il est importé vers TracePro®2013 qui utilise la technique MCrt pour calculer le rayonnement à l'intérieur du récepteur. C'est une technique qui traite la diffusion et la diffraction comme des processus aléatoires. C'est-à-dire qu'au lieu de propager une distribution de lumière, des échantillons discrets de la distribution (rayons) sont propagés. Les échantillons sont choisis au hasard, en utilisant la distribution de diffusion comme une densité de probabilité, ce qui facilite l'utilisation des techniques bien développées

de traçage des rayons pour modéliser la diffusion, [17]. Un rendement optique élevé signifie un niveau de concentration élevé, ce qui signifie que l'efficacité peut être améliorée en augmentant l'absorptivité plutôt qu'en diminuant l'émissivité thermique, [18]. De plus, dans l'analyse de rayonnement, quatre propriétés de rayonnement (absorptivité  $\kappa$ , émissivité  $\varepsilon$ , réflectivité  $\rho$  et transmissivité  $\tau$ ) doivent être spécifiées pour chaque surface. Le flux traversant n'importe quel plan peut être trouvé en utilisant l'intensité  $I$ . Sur la figure 4.9, nous considérons une petite zone d'élément  $\Delta A$  dans un plan entouré par un hémisphère de rayon  $r$ .



**Figure 4.9.** Schéma du flux de rayonnement.

L'absorbance directionnelle monochromatique est une propriété de la surface et est définie de la même manière [11] :

$$\kappa_{\nu}(\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi}) = I_{\nu,ab}(\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi}) / I_{\nu,i}(\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi}) \quad (4.19)$$

où :

$\nu$  : est la longueur d'onde de la lumière solaire.

$I_{\nu,ab}(\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi})$  : fraction de l'irradiation absorbée par la surface.

$I_{v,i}(\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi})$  : fraction du rayonnement incident de longueur d'onde  $\nu$  à partir de la direction  $\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi}$ . ( $\mu = \cos\theta$ ).

L'indice **ab** et *i* représente absorber et incident.

$\mu$  : est le cosinus de l'angle polaire  $\theta$ , et  $\varphi$  est l'angle azimutal.

Si l'on considère une surface localisée dans une enceinte isotherme (cavité) maintenue à une température T, l'intensité monochromatique dans une direction  $\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi}$  est la somme des intensités émises et réfléchies et doit être égale à  $I_{vb}$  :

$$I_{vb} = I_v(\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi})|_{\text{emmise}} + I_v(\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi})|_{\text{reflechis}} \quad (4.20)$$

où :

$$I_v(\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi})|_{\text{emmise}} = \varepsilon_v(\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi})I_{vb} \quad (4.21)$$

$$I_v(\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi})|_{\text{reflechis}} = \rho_v(\boldsymbol{\mu}_r, \boldsymbol{\varphi}_r)I_{vb} \quad (4.22)$$

$\rho_v(\boldsymbol{\mu}_r, \boldsymbol{\varphi}_r)$  Est égal à la réflectance hémisphérique angulaire monochromatique  $\rho_v(\boldsymbol{\mu}_i, \boldsymbol{\varphi}_i)$ , puisque l'intensité incidente est diffuse, alors on peut écrire :

$$\varepsilon_v(\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi}) = 1 - \rho_v(\boldsymbol{\mu}_i, \boldsymbol{\varphi}_i) \quad (4.23)$$

Et d'après la loi de Kirchoff :

$$\varepsilon_v(\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi}) = \kappa_v(\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\varphi}) = 1 - \rho_v(\boldsymbol{\mu}_i, \boldsymbol{\varphi}_i) \quad (4.24)$$

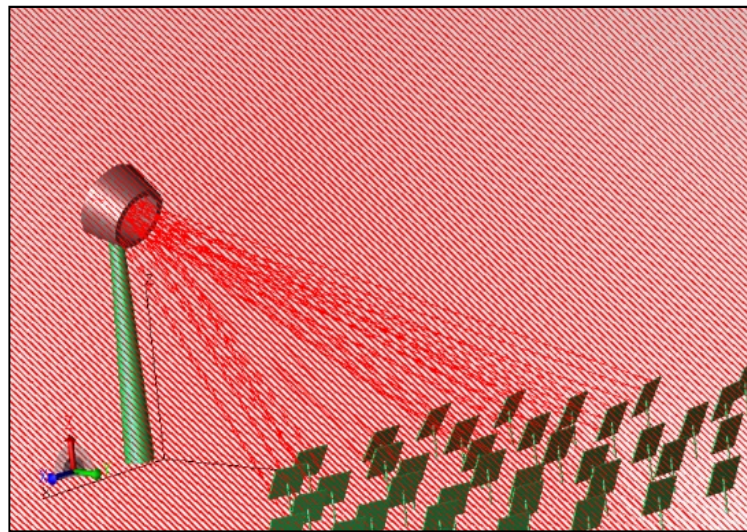
La relation entre l'absorption et la réflectance peut être considérée comme un appel à la loi de conservation d'énergie. Ainsi, nous pouvons affirmer que l'énergie monochromatique incidente de n'importe quelle direction est réfléchié ou absorbée, de sorte que :

$$\kappa_v + \rho_v = \varepsilon_v + \rho_v = 1 \quad (4.25)$$

Donc, pour chaque bande de longueur d'onde, on peut écrire :

$$\kappa_v + \rho_v = 1 \quad (4.26)$$

Comme on peut le voir sur la figure 4.10, la plupart des rayons solaires sont générés dans la simulation (6250000 rayons) sont concentrés sur le récepteur à cavité. Pour toutes les simulations, l'intensité du rayonnement solaire de  $1000 \text{ W/m}^2$  a été utilisée comme paramètre d'entrée dans le logiciel TracePro®2013 pour ajuster l'irradiation normale directe avec les valeurs enregistrées pour chaque mois à Ghardaïa.



**Figure 4.10.** Les héliostats en disposition radiale décalée dans l'environnement TracePro®2013 avec des rayons incidents et concentrés.

Les performances des systèmes solaires à concentration peuvent être classées comme optiques et thermodynamiques. Le premier concerne le rendement optique et le taux de concentration solaire. Le second couvre le rendement d'absorption, le rendement de conversion thermodynamique idéal et le rendement thermique du récepteur [19]. Le rendement optique du récepteur peut être défini par l'équation (28) :

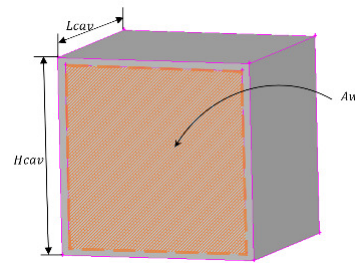
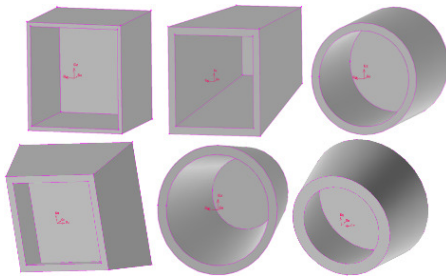
$$\eta_{\text{opt}} = \frac{Q_{\text{ab}}}{Q_{\text{in}}} \quad (4.27)$$

Où :  $Q_{ab}$  : fait référence à l'énergie absorbée par les parois de la cavité interne ou délivrée au fluide de travail, tandis que  $Q_{in}$  est la quantité d'énergie interceptée par la surface totale des héliostats.

#### 4.4 Conception des récepteurs à cavité :

Après la conception en 3D sous l'environnement GAMBIT 2.4.6 (Figure 4.11), les six modèles de cavités sont importés dans le logiciel TracePro®2013. Cet outil a été intensivement utilisé dans certaines recherches [20,21].

Pour examiner l'effet de la forme des cavités sur la distribution des rayons concentrés, nous supposons que ces cavités ont la même surface d'ouverture ( $A_{ap} = 1,44 \text{ m}^2$ ) et la même surface des parois internes ( $A_w = 7,2 \text{ m}^2$ ), avec:  $L_{cav}$ ,  $H_{cav}$ ,  $D_i$  qui représentent : la longueur de la cavité, la hauteur de la cavité et le diamètre de l'ouverture de la cavité, respectivement (figures 4.11 et 4.12). Les dimensions pour chacune des six géométries étudiées sont fournies dans le tableau 4.2.



**Figure 4.11.** Types de cavités étudiées et schémas des dimensions utilisées.

**Figure 4.12.** Schématique du récepteur à cavité cubique avec surface d'ouverture  $A_{ap}$ .

**Tableau 4.2.** Dimensions des six récepteurs avec  $A_w = 7.4 \text{ m}^2$ ,  $A_{ap} = 1.44 \text{ m}^2$

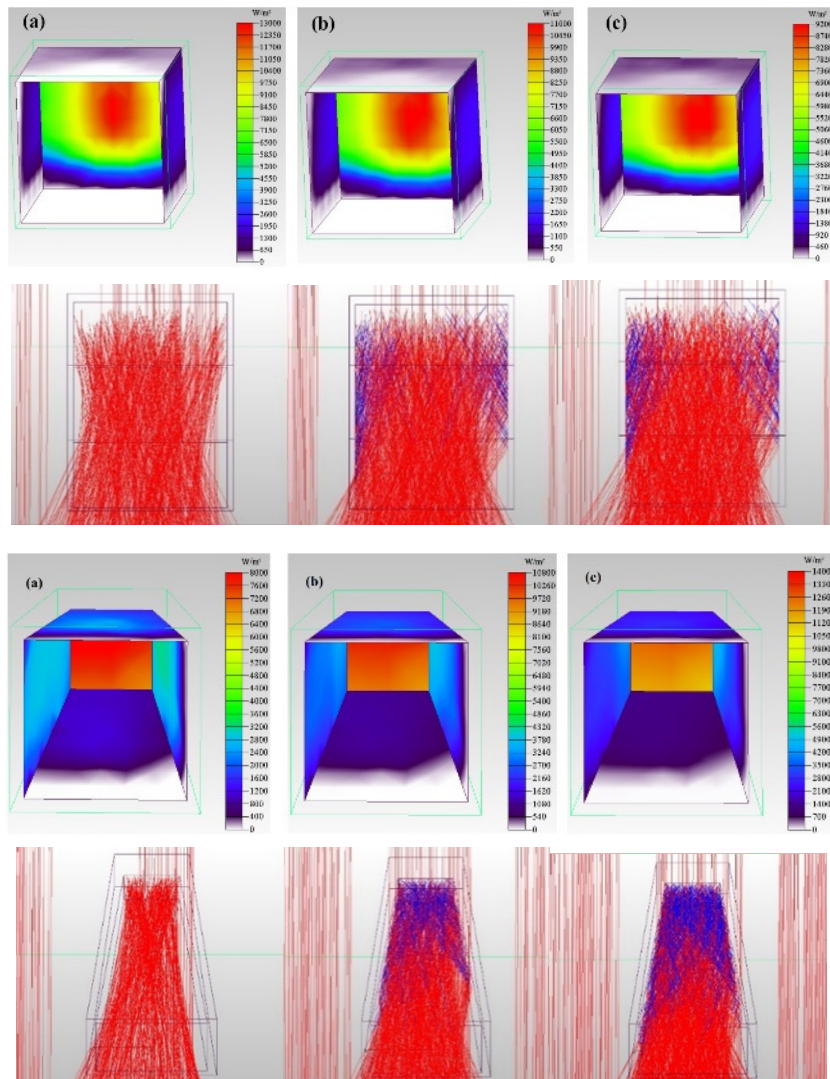
Paramètres	Cubique	Trapézoïdale	Trapèze inversé	Cylindrique	Conique	Conique inversé
$L_{cav} (m)$	1.2	1.9	0.805	1.355	1.96	1
$H_{cav} (m)$	1.2	1.2	1.2	-	-	-
$D_i (m)$	-	-	-	0.677	0.677	0.677



## 4.5 Résultats et discussion

### 4.5.1 Effet de l'absorptivité des récepteurs

L'influence de l'absorptivité sur les rayons réfléchis et la distribution du flux est illustrée sur la figure 4.13. La vue 3D permet de détecter la zone dite morte (zone à flux nul) et les zones à forte concentration (zone à flux maximum). Ces deux facteurs ne sont pas souhaitables pour le bon fonctionnement des récepteurs solaires, car les zones à flux nul réduisent le rendement optique et les zones à forte concentration créent des contraintes thermiques qui mènent à la détérioration du matériau du récepteur solaire. L'un des éléments pouvant minimiser ces deux facteurs est la forme géométrique du récepteur solaire. Toutes les six formes ont été étudiées pour la même réflectivité héliostatique et à la même heure. On peut observer que la distribution des rayons à l'intérieur des cavités est inversement proportionnelle à l'absorptivité. Cela signifie que lorsque l'absorptivité diminue, la répartition du flux sur les parois internes des six cavités est plus uniforme, même si cette distribution semble moins apparente pour certaines cavités telles que la cavité cubique et cylindrique. La quantité de rayons réfléchis à l'intérieur des cavités n'est pas toujours considérée comme perdue, et cela est influencé par la forme de la cavité du récepteur. On note qu'à une absorptivité de 75%, la plus grande quantité d'énergie est perdue par la forme conique inversé, et que l'énergie minimale est perdue par le trapèze et le trapèze inversé, mais à 85% d'absorptivité le minimum d'énergie est perdu par la cavité cubique. A 100% d'absorptivité, presque toutes les cavités représentent le même comportement, c'est-à-dire que tous les rayons reçus sont absorbés. La répartition du flux montre que pour les trois absorptivités, les cavités trapézoïdales et coniques représentent le meilleur flux uniformément réparti avec une zone minimale de flux nul. Contrairement aux autres cavités qui ont des zones souffrant d'un manque de flux et des zones qui ont des niveaux de flux plus élevés, plus précisément la forme cubique.



**Figure 4.13.** L'effet de l'absorptivité sur les rayons et la distribution du flux des six cavités (21 décembre à midi) : (a) Absorptivité 100%, (b) Absorptivité 85% (c) Absorptivité 75%.

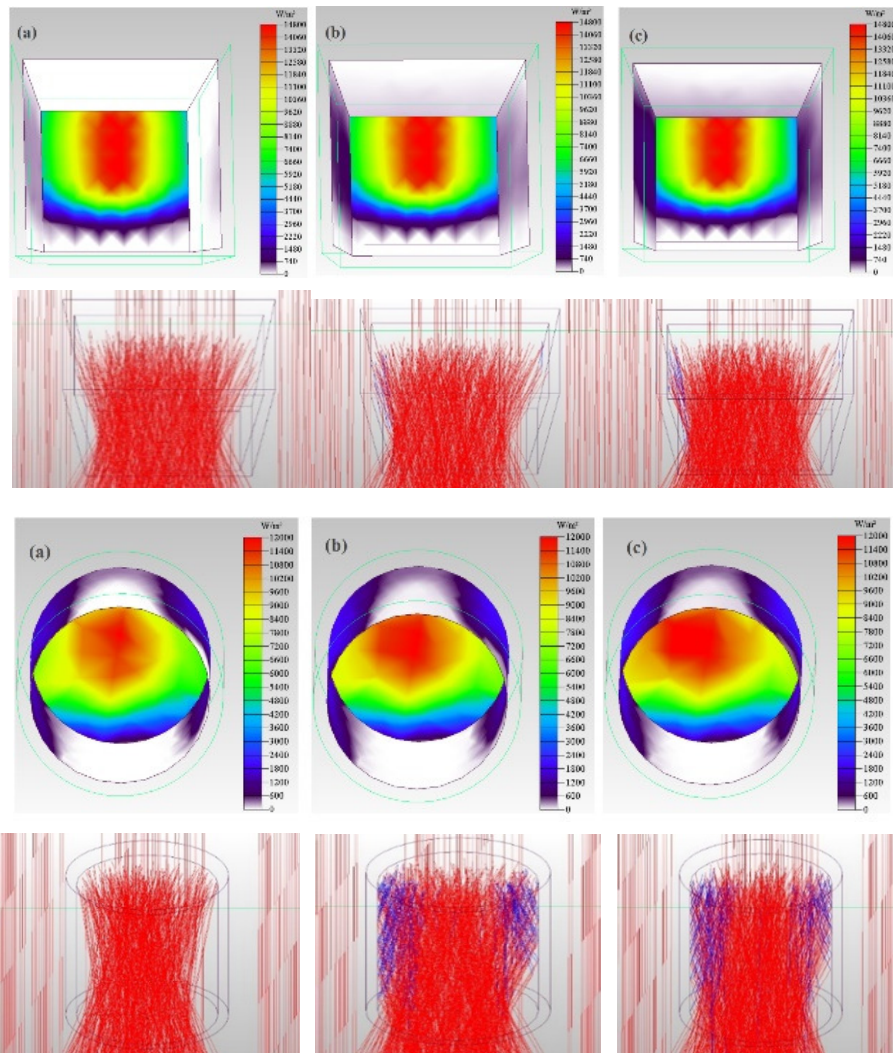


Figure 4.13. (Suite)

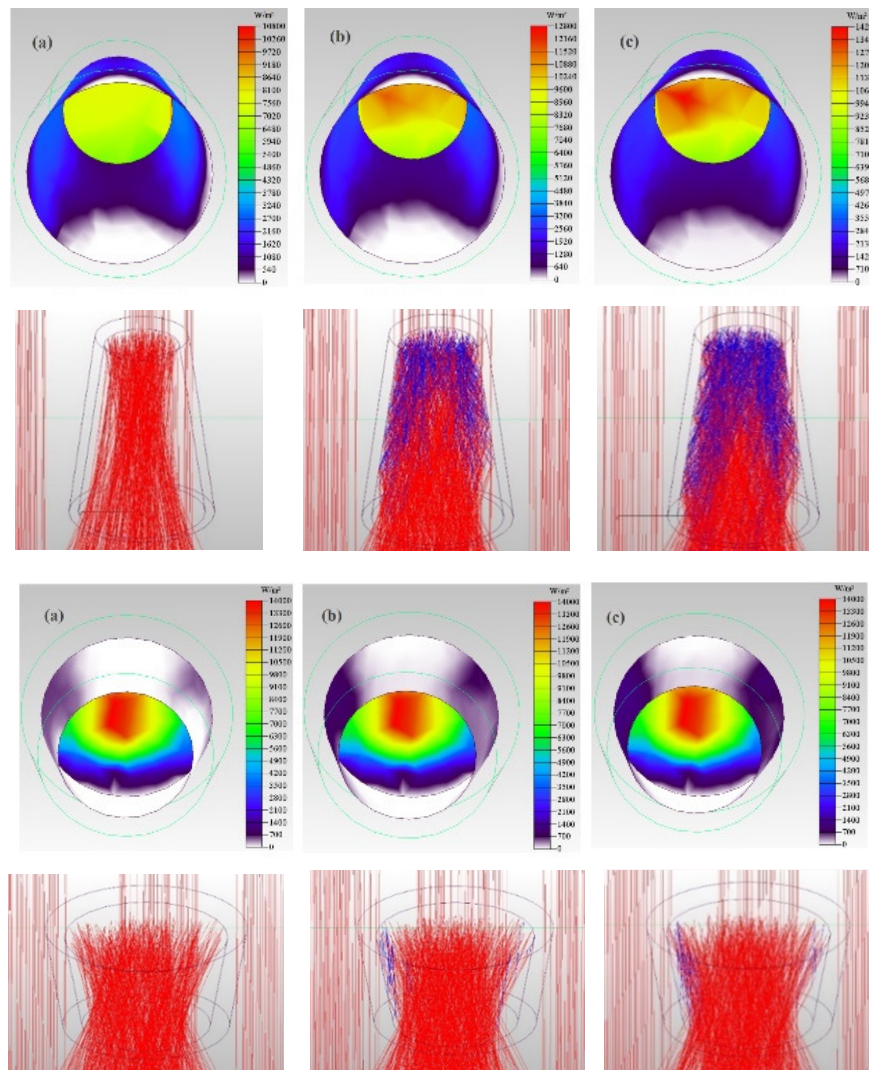
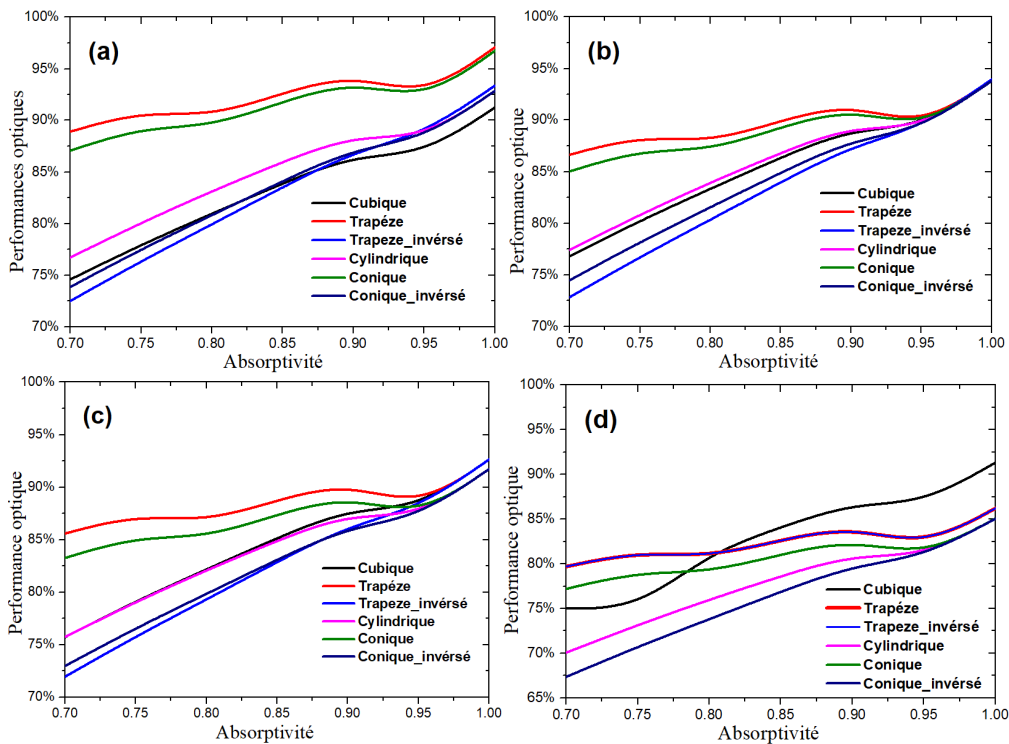


Figure 4.13. (Suite)

La figure 4.14 montre les performances optiques pour les six formes de cavité pour différentes absorptivités pour les journées : 21 Mars, 21 Juin, 21 Septembre et 21 Décembre, midi solaire à Ghardaïa. Ces résultats sont obtenus pour une réflectivité d'héliostats fixes à 95%. D'une manière générale, on peut observer de la première vue que les performances de toutes les cavités augmentent lorsque l'on augmente l'absorptivité. Cependant, la forme trapézoïdale a le rendement le plus élevé pour toute la gamme d'absorptivité atteignant un maximum de 97%,

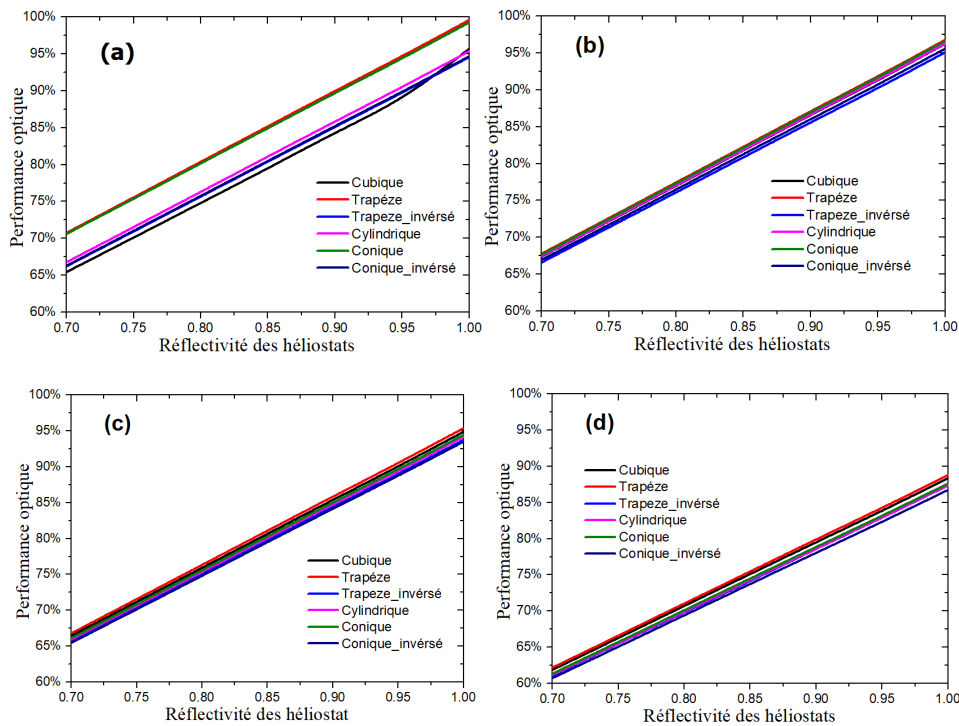
94% et 92% pour une absorptivité de 100% le 21 mars, le 21 juin et le 21 septembre respectivement, sauf le cas d) (21 décembre). On peut remarquer aussi que le rendement de la forme trapézoïdale et de la forme conique est inversement proportionnel à l'absorptivité dans la gamme 90% -95%, avec une diminution dans le rendement de 2,29%, 2,43%, 2,45%, 2,31% pour la forme trapézoïdale et une diminution de 1,92%, 2,07%, 2,07%, 1,93% pour la forme conique pour le 21 mars, 21 juin, 21 septembre et 21 décembre, respectivement. Ceci est dû au fait qu'entre 90% et 95% les rayons réfléchis qui s'échappent vers l'extérieur des cavités augmentent mais au-delà de 95% le rendement commence à augmenter. Pour la figure 4.14 (d), la forme cubique a la meilleure performance par rapport aux autres formes dans la gamme d'absorptivité de 80% à 100% atteignant un maximum de 91%. Cependant, on peut voir que les formes trapézoïdale et trapézoïdale inversé ont les mêmes rendements.



**Figure 4.14.** Performance optique pour les six récepteurs pour différentes absorptivités pour les journées typiques de l'année : a) 21 Mars, b) 21 Juin, c) 21 Septembre, d) 21 Décembre.

### 4.5.2 Effet de la réflectivité des héliostats

L'effet de la réflectivité des héliostats sur l'efficacité optique des cavités étudiées pendant la période sélectionnée est illustré dans la figure 4.15. L'efficacité est proportionnelle à la réflectivité des héliostats, et la forme trapézoïdale et conique offre le meilleur rendement comparé aux autres cas (sur l'année) en particulier au 21 mars lorsque l'efficacité de ces deux formes peut atteindre 99% à 100% de réflectivité héliostatique.



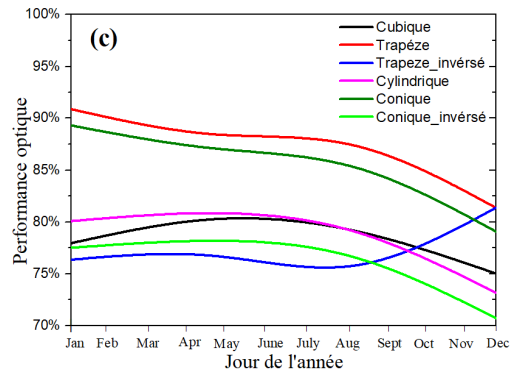
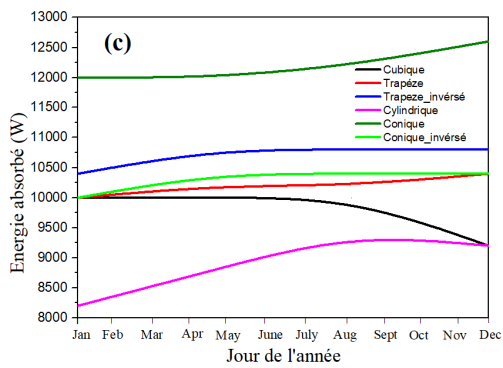
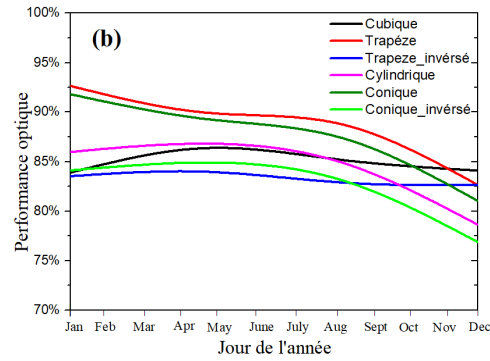
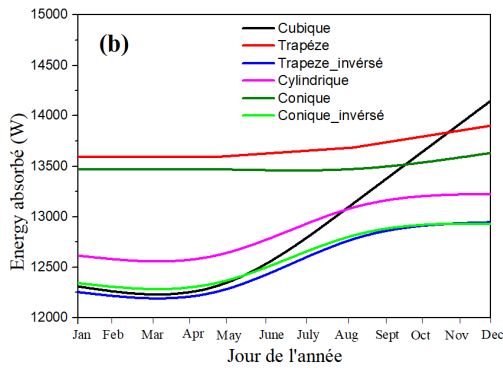
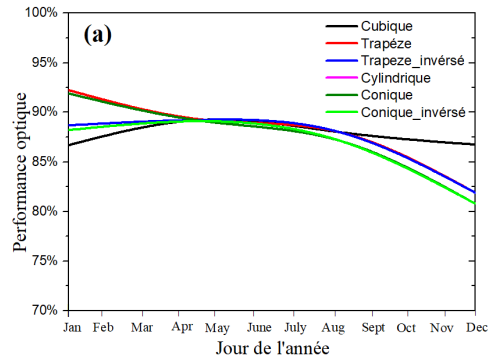
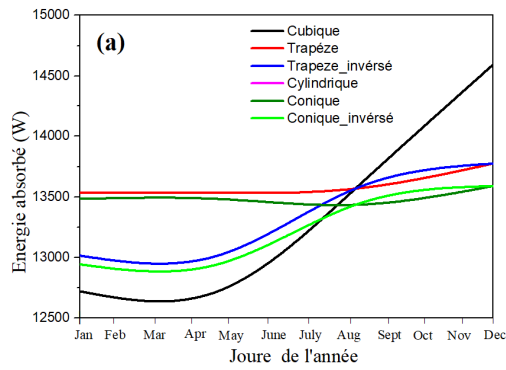
**Figure 4.15.** L'effet de la réflectivité héliostatique sur l'efficacité optique des six cavités pour : a) 21 Mars, (b) 21 Juin, (c) 21 Septembre, (d) 21 Décembre. (Midi solaire)

### 4.5.3 Effet de la forme des récepteurs à cavité

L'énergie absorbée par les six récepteurs à cavité étudiés durant tous les mois de l'année pour des absorptivités de 95%, 85% et 75% est illustrée dans la figure

4.16. On peut observer une augmentation de l'efficacité optique pour toutes les cavités à partir de la seconde moitié de l'année (depuis mai). Cette augmentation d'énergie absorbée à partir du mois de mai jusqu'à décembre est expliquée par la faite que la position du soleil (altitude solaire  $\alpha_z$ ) dans le ciel diminue (son minimum est observé au solstice d'hiver le 21 décembre), ce qui signifie une diminution de l'effet cosinus. En d'autres termes, la majorité des rayons incidents provenant du soleil sont reflétés par le champ héliostatique. Cependant, on remarque que l'énergie absorbée par la cavité cubique augmente rapidement par rapport aux autres formes pour atteindre un niveau élevé de 14591.12 W, 14146.44W en décembre, pour l'absorptivité de 95%, 85%, respectivement. La forme trapézoïdale absorbe la plus grande quantité d'énergie de 13683.67W pour l'absorptivité de 75% en décembre. Cependant, on peut voir que l'énergie absorbée par la cavité conique demeure stable presque tout au long de l'année.

Les performances optiques pour les six récepteurs à cavités durant tous les mois de l'année pour des absorptivités de 95%, 85% et 75% sont représentées sur la figure 4.17. Sur la première moitié de l'année pour une absorptivité égale à 95%, les deux cavités trapézoïdales et conique montrent les performances optiques les plus élevées atteignant 92,23% et 91,90% respectivement en janvier. Pour la même absorptivité mais pour la seconde moitié de l'année, la cavité cubique présente les performances optiques les plus élevées, atteignant 86,75% en décembre. Pour les deux autres absorptivités, les deux cavités trapézoïdale et conique présentent le plus haut rendement optique atteignant 92,65%, 91,81% pour 85% et 90,88%, 89,30% pour 75%.



**Figure 4.16.** L'énergie absorbée par les six récepteurs à cavité durant tous les mois de l'année pour des absorptivités : (a) 95% (b) 85% et (c) 75%.

**Figure 4.17.** Les performances optiques pour les six récepteurs à cavités durant tous les mois de l'année pour des absorptivités de : (a) 95% (b) 85% et (c) 75%.



#### 4.5.4 Facteur d'uniformité des six cavités (Uniformity factor):

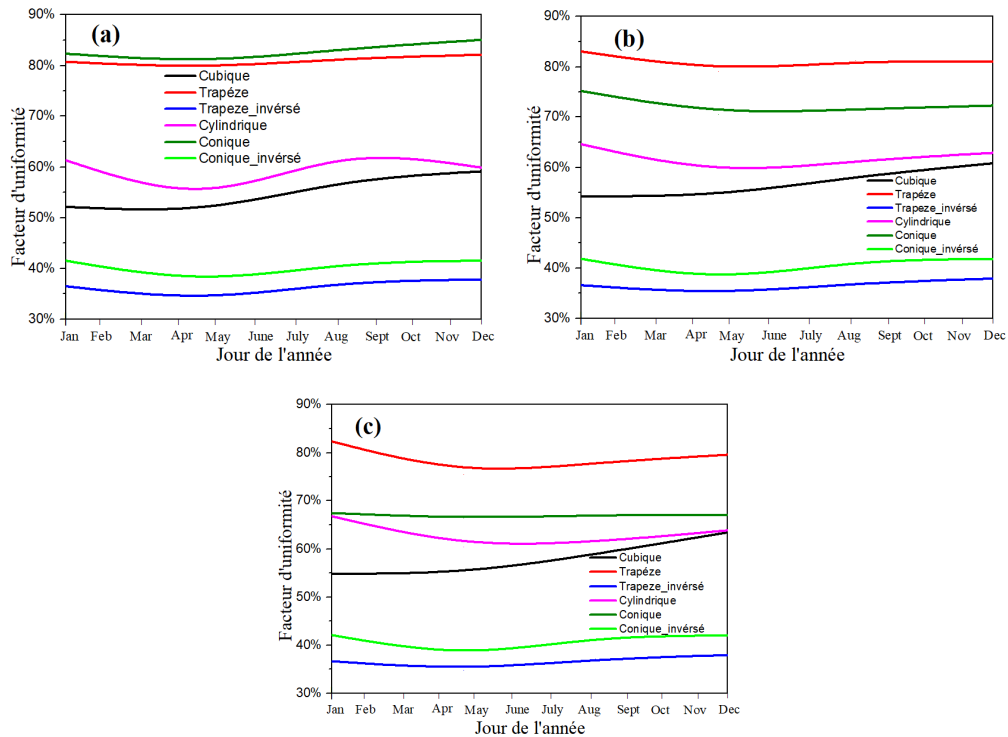
Pour calculer l'uniformité, Filipa [22] a utilisé un facteur appelé “*inhomogeneity r*” ou facteur d'uniformité exprimé par l'équation suivante (29) :

$$r = \left[ \frac{Irradiance\ Maximum - Irradiance\ Minimum}{Irradiance\ Maximum + Irradiance\ Minimum} \right] \times 100 \quad (4.28)$$

Il est mentionné dans la référence [23] certaines équations qui calculent ce facteur et la plupart d'entre elles utilisent le flux minimum pour calculer l'uniformité et elles sont applicables sur des plans 2D. Cependant, dans notre étude comparative 3D, il y a des zones avec un flux nul, et donc ces équations ne peuvent pas être utilisées ici. Pour rendre cette étude comparative plus complète, l'uniformité de l'irradiance solaire concentrée sur les parois internes des six cavités est analysée en utilisant le facteur d'uniformité (UF) introduit par Daabo et al. [24], qui utilise l'équation suivante (30) :

$$UF = \left( 1 - \frac{Irradiance\ Maximum - Irradiance\ Moyenne}{Irradiance\ Maximum} \right) \times 100 \quad (4.29)$$

L'effet de l'absorptivité sur le facteur d'uniformité pour les six récepteurs à cavité durant toute l'année est montré dans la figure 4.18. Le récepteur conique présente l'uniformité la plus élevée avec 85.06% pour l'absorptivité de 95% à travers toute l'année. Dans le cas de la diminution de l'absorptivité à 85% et à 75%, l'uniformité du récepteur trapézoïdal augmente respectivement à 83,07% et 82,35%. Ceci s'explique par le fait que lorsque l'absorptivité est plus faible, le nombre de rayons réfléchis dans la cavité est plus élevé, notamment dans le cas d'une forme trapézoïdale, ce qui conduit à une augmentation significative du flux réorienté vers les surfaces internes. De plus, on peut considérer que pour une absorptivité égale à 95%, l'uniformité du récepteur conique est la plus élevée, mais au-dessus de cette valeur l'uniformité de la forme trapézoïdale est plus élevée sur l'ensemble de l'année.



**Figure 4.18.** Le facteur d'uniformité pour les six récepteurs à cavité durant toute l'année pour différentes absorptivités : (a) 95% (b) 85% et (c) 75%.

## 4.6 Conclusions

Dans ce chapitre, une simulation optique de six récepteurs solaires de différentes géométries à savoir : cubique, trapèze, trapèze inversé, cylindrique, cône et cône inversé a été réalisée dans le but d'analyser le comportement optique de ces formes à l'aide de la méthode de lancer des rayons utilisé par TracePro®2013.

Les résultats de la simulation montrent que la plus grande quantité d'énergie est perdue par la forme conique inversé pour une absorptivité de 75%, tandis que la plus faible quantité d'énergie perdue est imputé à la forme trapézoïdale. Concernant la répartition du flux, pour les trois cas d'absorptivité (95%, 85% et

75%), les cavités trapézoïdales et coniques représentent le meilleur flux uniformément réparti avec un minimum de zone avec flux zéro, contrairement aux autres formes de cavité.

La forme trapézoïdale a le rendement le plus élevé pour toute la gamme d'absorptivité atteignant un maximum de 97%, 94% et 92% respectivement le 21 mars, le 21 juin et le 21 septembre, sauf le cas (d) (21 décembre), où la forme cubique a un meilleur rendement lorsque l'absorptivité varie de 80% à 100% pour atteindre un maximum de 91%.

En ce qui concerne l'effet de réflectivité des héliostats, nous pouvons conclure que cette dernière est proportionnelle à l'efficacité. La meilleure efficacité est atteinte par la forme trapézoïdale et conique pour tous les cas étudiés.

L'énergie absorbée par la cavité cubique augmente rapidement après la première moitié de l'année (de mai à décembre) pour atteindre un niveau élevé de 14591,12 W et de 14146,44 W à une absorptivité de 95% et 85%, respectivement. La forme trapézoïdale absorbe la plus grande quantité d'énergie 13683.67W à une absorptivité de 75% en décembre. Les récepteurs à cavité trapézoïdale et conique montrent la plus grande efficacité optique atteignant 92.65%, 91.81% à une absorptivité de 85% et une efficacité optique de 90.88%, 89.30 % à une absorptivité de 75%. Le récepteur conique présente l'uniformité de flux la plus élevée avec 85.06% pour l'absorptivité 95% à travers toute l'année.

Pour toutes les géométries simulées dans cette étude, on peut conclure que les formes conique et trapézoïdale montrent une distribution de flux et une efficacité optiques satisfaisantes mais il reste des zones mortes qui souffrent d'un manque de flux, qui doivent être améliorées pour augmenter leur efficacité. On a observé aussi que les différences entre le récepteur conique et le récepteur trapézoïdal concernant l'efficacité optique, la répartition du flux et le facteur d'uniformité sont relativement faible.

Cependant, le placement des tubes en forme de spirale à l'intérieur de la cavité conique qui transporteront le fluide caloporteur (HTF) sera facile et simple à mettre en œuvre par rapport à la forme trapézoïdale (existence de coudes donc de fortes chutes de pression).

Cette étude optique doit également être couplée à l'étude thermique pour donner une vision plus précise de l'efficacité globale de ces récepteurs.

## NOMENCLATURE

Symboles	Définitions	Unités
$A_z$	Angle azimutal solaire	rad
$A_{ap}$	Surface d'ouverture des cavités solaires	$m^2$
$A_w$	Surface des parois internes des cavités solaires	$m^2$
DNI	Direct Normal Irradiation	$W/m^2$
$d_{sep}$	Distance de separation.	m
$ds$	Rapport entre la distance de séparation de l'héliostat $d_{sep}$ et la longueur de l'héliostat.	-
$ds_{min}$	Valeur minimale du rapport de la distance de séparation.	-
$DM$	Diamètre caractéristique.	m
$D_i$	Diamètre de l'ouverture de la cavité,	m
$f$	Rapport largeur-longueur de l'héliostat	
$H_k$	Origine de l'héliostat (système local $x, y, z$ ).	-
$H_T$	Hauteur de la cible, (m)	-
$H_{cav}$	Hauteur de la cavité	m
$I$	Intensité	Candela (cd)
$K_t$	Indice de netteté	-
$L_H$	Hauteur de l'héliostat	m
$L_{cav}$	Longueur de la cavité	m
$N_{heliostat}$	Nombre total d'héliostats dans le champ.	-
$\vec{N}$	Vecteur normal d'une surface héliostatique plane	-
$N_x, N_y, N_z$	Composantes du vecteur normal d'une surface héliostatique plane	-
$n_d$	Numéro du jour	-
$Q_{ab}$	Énergie absorbée	Watt
$Q_{in}$	Énergie interceptée par la surface totale des héliostats	Watt
$\vec{R}$	Vecteur héliostat-cible (vecteur dirigé vers le Récepteur)	-
$R_{i,j}$	Rayon de l'anneau $i$ dans le groupe $j$ ,	m
$R_{0,j}$	Rayon du premier anneau 0 dans le groupe $j$ .	m
$R_{0,0}$	Rayon de la première bague 0 dans le groupe 0	m
$r$	Coefficient d'inhomogénéité	%
$\vec{S}$	Vecteur soleil	-

$S_X, S_Y, S_Z$	Composantes du vecteur solaire	-
T	Température	K
$\frac{\overline{U_S}}{\overline{U_R}}$	Vecteur unitaire du vecteur soleil	-
$UF$	Facteur d'uniformité	%
$W_H$	Largeur de l'héliostat	m
$X, Y, Z$	Directions du repère cartésien (système de coordonnées global).	-
$X_T, Y_T, Z_T$	Coordonnées de la cible	-
$X_k, Y_k, Z_k$	Coordonnées de k <sup>ième</sup> héliostat	-

<b>Symboles grecque</b>	<b>Définitions</b>	<b>Unité</b>
$\eta$	Rendement	%
$\eta_{opt}$	Rendement optique du récepteur	%
$\theta_Z$	Angle zénithal du soleil	rad
$\alpha_Z$	Angle zénithal complémentaire du soleil	rad
$\delta$	Déclinaison solaire	rad
$\varphi$	Latitude.	rad
$\omega_{sunrise}$	Angle horaire du lever.	rad
$\omega_{sunset}$	Angle horaire du coucher.	rad
$\theta_{AZ}$	Angle de rotation Azimutal de l'héliostat.	rad
$\theta_{inc}$	Angle de rotation (inclinaison) Zénithale de l'héliostat.	rad
$\gamma_j$	Angle entre chaque axe distribué	rad
$\kappa$	Absorptivité	-
$\varepsilon$	Émissivité	-
$\rho$	Réfectivité	-
$\tau$	Transmissivité	-
$\Delta A$	Zone d'élément dans un plan entouré par un hémisphère de rayon $r$	m <sup>2</sup>
$\kappa_\nu$	Absorbance directionnelle monochromatique	-
$\nu$	Longueur d'onde de la lumière solaire	nm
$\mu$	Cosinus de l'angle polaire $\theta$	-
$I_{\nu,ab}(\mu, \varphi)$	Fraction de l'irradiation absorbée par la surface.	-
$I_{\nu,i}(\mu, \varphi)$	Fraction du rayonnement incident de longueur d'onde $\nu$ à partir de la direction $\mu, \varphi$	-
$I_{\nu b}$	Intensité monochromatique dans une direction $\mu, \varphi$ .	Candela

$I_v(\mu, \varphi) _{emmise}$	Intensités émises	Candela
$\gamma_f$	Angle entre chaque axe distribué	rad
$I_v(\mu, \varphi) _{reflechis}$	Intensités réfléchies	Candela
$\rho_v(\mu_r, \phi_r)$	Réflectance hémisphérique angulaire mono-chromatique	%

Abréviations	Définitions	Unité
CSP	Concentrating Solar Power	
CRS	Central Receiver System	
HTF	Heat Transfer Fluid	
MCrt	Monté Carlo ray tracing.	
SPT	Solar Power Tower	
UF	Uniformity factor (facteur d'uniformité)	
URAER	Unité de Recherche Appliquée en Energie Renouvelable	

## REFERENCES

- [1] Kadir Mohd Zainal Abidin. Ab, RafeeuYaaseen, Adam Nor Mariah. (2010). Prospective scenarios for the full solar energy development in Malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 3023–31.
- [2] Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future. EASAC policy report 16, © German Academy of Sciences Leopoldina 2011, ISBN: 978-3-8047-2944-5.
- [3] Py Xavier, Azoumah Yao Olives Regis. (2013). Concentrated solar power: current technologies, major innovative issues and applicability to West African countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, 306-15.
- [4] IRENA International Renewable Energy Agency. (June 2012). Solar Photovoltaics. *Renewable energy technologies: COST ANALYSIS SERIES*, Volume 1: power sector issue 2/5.
- [5] SoterisAKalogirou. (2013). Solar thermoelectric power generation in Cyprus: selection of the best system. *Renewable Energy*, 49, 278–81.
- [6] Guermoui, Mawloud, et al. "Support vector regression methodology for estimating

- global solar radiation in Algeria." *The European Physical Journal Plus* 133.1 (2018): 22.
- [7] Gairaa, Kacem, et al. "Solar radiation measurements in Algeria: case of Ghardaïa station as member of the enerMENA meteorological network." *Energy Procedia* 141 (2017): 50-54.
- [8] A. Gama, F. Yettoua, A. Malek & N. L. Panwar (2017): Generation of Solar Irradiation Maps for Various Applications Under Algerian Clear Sky Conditions, *International Journal of Ambient Energy*, DOI: 10.1080/01430750.2017.1303630
- [9] Rabehi, Abdelaziz, Mawloud Guermoui, and DjemouiLalmi. "Hybrid Models for Global Solar Radiation Prediction: case of study." *International Journal of Ambient Energy* just-accepted (2018): 1-27.
- [10] Benkaciali, Said, et al. "Modeling of Daily Global Solar Radiation Using Ann Techniques: A Case of Study." *World Academy of Science, Engineering and Technology*, *International Journal of Energy and Power Engineering* 4.3 (2017).
- [11] Duffie, J., & Beckman, W. *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley, 3rd Edition. (2006).
- [12] M. Capderou. (1986). *Atlas Solaire de L'Algérie (Vol. Tome. 2)*. Alegria : OPU Office de Publication Universitaire.
- [13] F.M.F Siala, M.E Elayeb. Mathematical formulation of a graphical method for a non-blocking heliostat field layout. *Renewable Energy* 2001: 23:77-92.
- [14] P. Schramek, Mills D, Stein W, & Lievre P. (2009). Design of the heliostat field of the CSIRO solar tower. *Journal of Solar Energy Engineering*, Vol 131, P: 1-6.
- [15] F. J. Collado, J.A Turegano (1989). Calculation of the annual thermal energy supplied by a defined heliostat field. *Solar Energy*, 42, 149–65.
- [16] Fluent CFD Software (2003) copyright.
- [17] Lambda Research Corporation, U. M. (2013). Lambda Research Corporation, Release 7.3.4(Release 7.0).
- [18] K. Lovegrove and W. Stein, *Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments and Applications* (Elsevier, 2012).
- [19] Lifeng Li, Joe Coventry, Roman Bader, John Pye, and Wojciech Lipinski, Optics of solar central receiver systems: A review. *Optics Express* 24(14): A985-A1007 · July 2016.
- [20] M. Lin, K. Sumathy, Y.J. Dai, R.Z. Wang, Y. Chen. Experimental and theoretical analysis on a linear Fresnel reflector solar collector prototype with V-shaped cavity receiver. *Applied Thermal Engineering* 2013: 51: 963-972.
- [21] M. Lin, K. Sumathy, Y.J. Dai, & X.K. Zhao. (2014). Performance investigation on a linear Fresnel lens solar collector using cavity receiver. *Solar Energy*, 107(50-62).
- [22] Reis Filipa. *Development of photovoltaic systems with concentration*. 2013.



- [23] Moreno Ivan. Illumination uniformity assessment based on human vision. *Optics Letters* 2010;35, No 23 December 1, 4030-32.
- [24] Daabo, Ahmed M., Saad Mahmoud, and Raya K. Al-Dadah. "The Effect of Receiver Geometry on the Optical Performance of a Small-Scale Solar Cavity Receiver for Parabolic Dish Applications." *Energy* 114 (2016): 513–525. Energy. Web.

# CHAPITRE 5. Étude numérique des pertes thermiques par convection naturelle d'un récepteur solaire à cavité cylindrique.

## 5.1 Introduction

Le contexte actuel du développement des centrales thermodynamiques solaires est analysé de façon politique, économique et/ou scientifique. Ces trois facteurs d'évaluation de l'histoire récente montrent que la période actuelle est très favorable au développement des énergies renouvelables, notamment le solaire. L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) fournit un scénario appelé BLUE dans lequel elle déclare qu'une capacité de 250 GW d'origine solaire thermique sera mise en service d'ici 2025 puis de 630 GW d'ici 2050 (Py et al. [1]).

Les récepteurs solaires à cavité sont largement utilisés avec les systèmes thermiques à concentration pour fournir la chaleur utilisée dans des procédés industriels, dans la génération de l'énergie électrique et dans les réactions thermochimiques (Kumar et Reddy [2]; Lovegrove et al. [3]; Steinfeld et Palumbo [4]). L'efficacité globale de tels systèmes est en fonction des pertes thermiques qui se produisent à partir de ces récepteurs.

De nombreuses études numériques ont été menées par Daabo et al. [5-8] pour examiner l'effet de la géométrie des récepteurs solaires à cavité sur leurs performances optique et thermique. Les résultats obtenus révèlent que le récepteur de forme conique reçoit plus d'énergie solaire absorbée en présentant une perte de chaleur très faible. L'efficacité optique obtenue était de 75% avec une surface d'absorption de 85%. Une amélioration de 7% de la performance thermique globale a été obtenue lorsque la zone d'ouverture du récepteur était couverte de verre.

L'efficacité d'un récepteur solaire tubulaire à cavité ouverte utilisé pour un cycle thermique de Brayton a été étudiée par Le Roux *et al.* [9]. Dans leur étude, ils ont montré qu'un concentrateur ayant un angle de monture de 45°, une erreur de suivi de 1° et des erreurs optiques de 10 mrad ont un rapport optimal récepteur/concentrateur de 0,0035. Les résultats obtenus ont révélé que l'augmentation du diamètre du tube entraîne une augmentation significative du cycle thermique de Brayton. De plus, en utilisant ce récepteur tubulaire à cavité ouverte, on peut atteindre un rendement solaire global de 45% à 70%.

Afin de réduire la taille et le coût d'un concentrateur parabolique, Fuqiang *et al.* [10] ont étudié le comportement du transfert de chaleur radiatif dans un système à récepteur solaire volumétrique (milieu poreux) muni d'une fenêtre de quartz en utilisant le traçage des rayons utilisant la méthode de Monte Carlo (MCrt). Les résultats obtenus montrent qu'il existe un compromis entre l'amplitude de la chaleur maximale atteinte et le rayon de l'image interceptée. Le flux thermique maximal peut être réduit à 47%, tandis que le rayon de l'image peut augmenter d'environ 50%.

Xiao *et al.* [11] ont étudié expérimentalement et numériquement les performances d'un récepteur solaire spiral à particules (SSPR) avec une couverture conique. Les résultats expérimentaux ont montré que les rendements optique et thermique atteignent 87% et 60%, lorsque l'augmentation de la température des particules est au-dessus de 625°C.

Qiu *et al.* [12] ont testé les propriétés optiques d'un récepteur à cavité cylindrique en utilisant l'algorithme de Monte Carlo couplé à cinq lampes à arc Xe comme source lumineuse. Les résultats obtenus montrent que, dans certaines conditions, la température de sortie maximale peut atteindre 800°C. Ils ont conclu que le rendement thermique peut être amélioré de 12% si le diamètre des tubes est réduit de 6 à 4 mm.

En utilisant des mesures optiques faites par DLR (Centre allemand pour l'aéronautique et l'astronautique), Nepveu *et al.* [13] ont calculé les pertes par réflectivité et déversement (spillage) du concentrateur parabolique Eurodish/Stirling (10 kW<sub>AMe</sub>) construis au niveau du CNRS PROMES, laboratoire d'Odeillo. Une méthode nodale est utilisée pour calculer les pertes thermiques par conduction, convection, réflexion et rayonnement. Le résultat principal obtenu est que le modèle utilisé montre des valeurs cohérentes avec celles mesurées expérimentalement. Des études expérimentales et théoriques sur des récepteurs cylindriques avec un tube en spirale inséré à l'intérieur ont été effectuées par Prakash *et al.* [14-16].

Kumar et Reddy [2] ont effectué une étude sur les pertes thermiques par convection et rayonnement à travers un récepteur à cavité d'un système de concentrateurs paraboliques (Parabolicdish) en utilisant l'outil CFD (Computational Fluid Dynamics). Les récepteurs à cavité de forme cylindrique ont été analysés aussi expérimentalement et numériquement par Taumoefolau *et al.* [17], Paitoonsurikarn *et al.* [18]. Des investigations numériques sur des récepteurs hémisphériques ont été réalisées par Kumar et Reddy [19,20].

On observe d'après la littérature que l'analyse des pertes convectives des récepteurs solaires à cavité est compliquée par rapport à celle du transfert de chaleur par rayonnement et

conduction. C'est la raison pour laquelle le transfert de chaleur convectif en particulier la convection naturelle constitue une part importante des pertes thermiques.

La modélisation numérique des récepteurs cylindriques à cavité rencontrés dans les applications de chaleur industrielle (températures inférieures à 300 °C) est limitée. De plus, la conception particulière des récepteurs tubulaires à cavité ouverte n'a pas de contraintes sévères sur le volume du tube utilisé et la chute de pression, et en plus ils sont faciles à fabriquer.

La plupart des recherches traitent les conditions aux limites du flux concentré au sein de ces récepteurs soit comme étant flux constant soit en température constante. Dans les centrales solaires réelles, la densité de flux au sein des récepteurs à cavité est non uniforme, cela est dû à la variation de l'angle d'incidence des rayons solaires concentrés. La distribution du flux le long de la circonférence des tubes est irrégulière avec la demi-circonférence intérieure qui reçoit la grande majorité de quantité de chaleur par rapport à la demi-circonférence opposée.

Donc, dans le but de proposer un récepteur qui minimise les pertes thermiques par convection naturelle, on propose dans cette étude un absorbeur avec la demi-circonférence intérieure qui échange la chaleur avec le milieu extérieur et l'autre demi-circonférence opposée comme adiabatique.

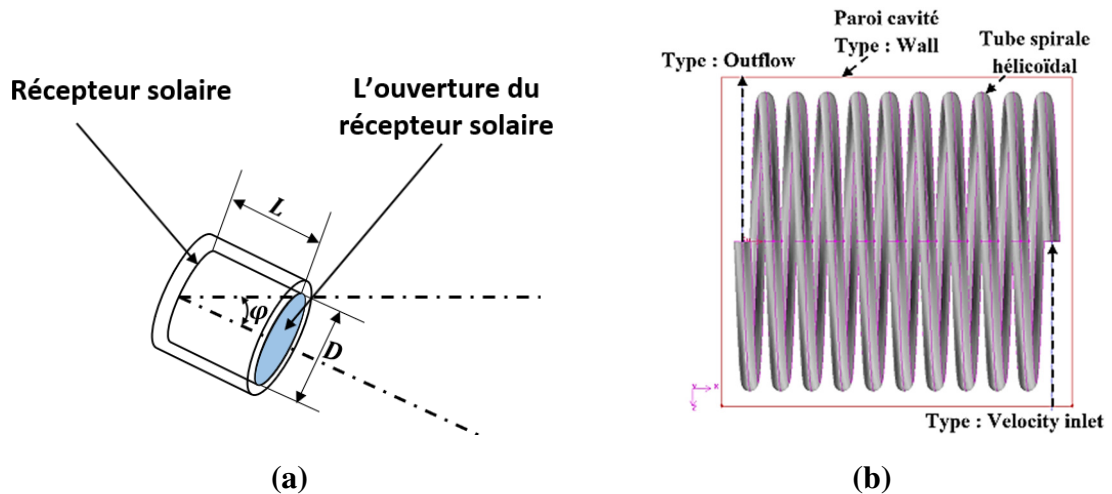
Cette condition permet de minimiser la surface d'échange et de ce fait minimiser les pertes thermiques par convection naturelle. Le tube est modélisé par une spirale hélicoïdale et est inséré à l'intérieur du récepteur solaire cylindrique de diamètre 0,3m avec un rapport d'aspect  $L/D$  égal à un. Les simulations sont effectuées pour des températures d'entrée de fluide de 50°C, 75 °C et 100 °C, des rapports d'ouverture  $d/D= 1, 0,75$  et  $0,5$  et des angles d'inclinaison ( $\varphi$ ) du récepteur de 0 (face du récepteur horizontale), 30, 60 et 90° degrés (face du récepteur vers le bas).

## **5.2. Modèle physique et hypothèses**

### **5.2.1. Modèle physique**

Le récepteur solaire étudié est incliné avec un angle  $\varphi$  comme le montre la figure 5.1a. Il s'agit d'une spirale hélicoïdale ayant un diamètre extérieur égal au diamètre du récepteur,  $D = 0,3\text{m}$  (figure 5.1b). La spirale hélicoïdale comporte plusieurs spires de sorte que le rapport entre la longueur et le diamètre de la cavité est égal à un ( $L/D = 1$ ). Le tube ayant un diamètre  $d_{\text{tb}} = 0,025\text{m}$ . Le pas entre les spires de la spirale est de  $0,004\text{m}$ . La spirale hélicoïdale est

entourée par une couche d'isolation sauf l'ouverture, donnant au récepteur une forme cylindrique. Le récepteur hélicoïdal est de 0,3m de diamètre et d'un rapport d'ouverture  $L/D = 1$ .



**Figure 5.1.** Schémas montrant les conditions aux limites : (a) récepteur solaire cylindrique incliné avec un angle  $\varphi$  (b) Absorbteur hélicoïdal à l'intérieur de la cavité.

### 5.2.2. Hypothèses

La modélisation du système étudié est basée sur les hypothèses simplificatrices suivantes :

- 1- Les modes de transfert de chaleur par rayonnement et conduction ne sont pas pris en compte c.à.d. que la conduction dans la partie solide du récepteur n'est pas modélisée, pour cela on a négligé l'épaisseur de la cavité (fig. 1b).
- 2- Le régime d'écoulement est stationnaire, tridimensionnel.
- 3- Le régime est complètement turbulent.
- 4- Les fluides utilisés sont newtoniens, incompressible.
- 5- Les propriétés thermo physiques des fluides ( $\lambda, Cp, \mu$ ) sont constantes ( la différence de température ne dépasse pas  $40^\circ\text{C}$ ).
- 6- Dans la convection naturelle, les termes de dissipation visqueuse et de force de pression dans l'équation d'énergie sont généralement petits et peuvent être négligés.
- 7- L'approximation de Boussinesq est valide, celle-ci consiste à considérer les variations de masse volumique négligeables au niveau de tous les termes des équations de quantités de mouvement ( $\rho = \rho_\infty$ ), sauf au niveau du terme de gravité, ainsi, la variation de la

masse volumique en fonction de la température est donnée par la formule suivante, Bejan *et al.* [21] :

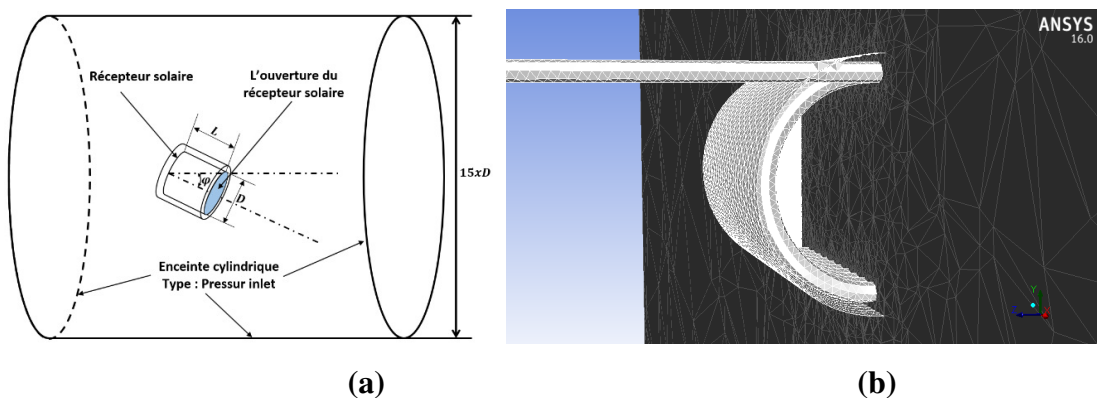
$$\begin{cases} \beta \cong -\frac{1}{\rho} \frac{\Delta\rho}{\Delta T} = -\frac{1}{\rho_{m,f}} \frac{(\rho - \rho_{m,f})}{(T - T_{m,f})} \\ \rho = \rho_{m,f} (1 - \beta(T_{m,f} - T)) \end{cases} \quad (5.1)$$

### 5.3. Model numérique et validation

#### 5.3.1. Model numérique

À l'intérieur de la cavité et l'enceinte cylindrique l'écoulement est en convection naturelle laminaire, par contre à l'intérieure du tube hélicoïdal l'écoulement est turbulent.

Dans la réalité, le récepteur est soumis à une atmosphère infinie avec une température égale à la température ambiante. Dans l'analyse numérique, cette atmosphère qui est considérée comme milieu extérieur par rapport à la cavité est représentée par une enceinte cylindrique ayant un diamètre et une longueur (Figure 5.2a). Dans la simulation numérique, on considère que l'air entrant à l'intérieur de la cavité à travers l'ouverture n'est pas affecté par les conditions extérieures (Figure 5.2a). Le modèle 3D du récepteur à cavité a été développé en utilisant GAMBIT 2.4.6 [22] (Figure 5.1b), qui est un logiciel permettant de créer des géométries et des maillages avec un grand degré de liberté et une grande précision. La schématisation du modèle numérique du récepteur solaire avec l'enceinte ainsi que le maillage utilisé sont représentées dans la Figure 5.2 (a), (b) respectivement.



**Figure 5.2.** (a) Shématisation du modèle numérique du récepteur solaire utilisé (conditions aux limites de l'enceinte cylindrique) avec (b) une symétrique du récepteur en montrant le maillage utilisé.

Ceci est réalisé quand la condition aux limites au niveau de l'ouverture de la cavité est inconnue. Pour ce faire, la taille de l'enceinte cylindrique est choisie pour être quinze fois le diamètre de la cavité. Les tubes d'entrée et de sortie du fluide sont étendus aux murs de

l'enceinte et sont supposés être adiabatiques afin qu'ils n'affectent pas la température et le débit dans la région extérieure. La méthode utilisée pour la modélisation de l'écoulement du fluide dans la spirale hélicoïdale (La chute de température du fluide de travail à l'intérieur de la spirale hélicoïdale est prise comme la perte convective) permet d'obtenir des flux et des températures non uniformes sur la demi-circonférence du tube hélicoïdal semblable aux flux concentrés réels obtenus grâce à la variation de l'angle d'incidence des rayons réfléchis vers le récepteur.

Le logiciel Fluent ([22]) est utilisé pour l'analyse numérique du modèle tridimensionnel (3D) du récepteur. Les équations qui régissent l'écoulement d'un fluide newtonien incompressible sont : l'équation de continuité, l'équation de la quantité de mouvement et l'équation d'énergie.

L'équation de continuité est déduite du premier principe de la conservation de masse. Elle s'exprime sous forme tensorielle comme suit, (Versteeg *et al.* [23]) :

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho u_j) = 0 \quad (5.2)$$

L'air est considéré comme étant un fluide incompressible ( $\rho = \text{constante}$ ), l'équation (5.2) devient alors :

$$\frac{\partial u_j}{\partial x_j} = 0 \quad (5.3)$$

L'équation de la quantité de mouvement est déduite de la deuxième loi de la dynamique, qui stipule que la variation de la quantité de mouvement d'une particule fluide est égale à la somme des forces extérieures sur cette particule. Elle s'écrit sous forme tensorielle comme suit, (Versteeg *et al.* [23]) :

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho u_i) + \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho u_j u_i) = F_i - \frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \mu \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \right] \quad (5.4)$$

Où :

$\frac{\partial}{\partial t} (\rho u_i)$ : Représente le taux de variation de la quantité de mouvement.

$\frac{\partial}{\partial x_j} (\rho u_j u_i)$ : Représente le taux de transport de la quantité de mouvement suivant la direction

(i).

$F_i$  : Représente les forces de volume suivant la direction (i).

$\frac{\partial P}{\partial x_i}$  : Représente les forces dues à la pression P.

$\frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \mu \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \right]$  : Représente les forces de viscosité.

L'équation de l'énergie est obtenue en appliquant le premier principe de la thermodynamique pour un fluide Newtonien incompressible, elle s'écrit comme suit, Versteeg *et al.* [23] :

$$\rho C_p \left[ \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (u_j T) \right] = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( k \frac{\partial T}{\partial x_j} \right) + \beta T \left[ \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (u_j P) \right] + \mu \Phi + q \quad (5.5)$$

Où  $\Phi$  : est le tenseur des contraintes visqueuses.

$$\Phi = \left\{ 2 \left[ \left( \frac{\partial u}{\partial x} \right)^2 + \left( \frac{\partial v}{\partial y} \right)^2 + \left( \frac{\partial w}{\partial z} \right)^2 \right] + \left( \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right)^2 + \left( \frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x} \right)^2 + \left( \frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right)^2 \right\} + \lambda (\text{div } u)^2$$

$q$  : terme source ou production d'énergie.

$\beta T \left[ \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (u_j P) \right]$  : terme qui exprime le travail de pression.

Les termes de dissipation visqueuse et de force de pression dans l'équation d'énergie sont généralement petits et peuvent être négligés, Bejan *et al.* [21].

La solution est obtenue en résolvant simultanément l'équation de continuité, l'équation de quantité de mouvement et l'équation d'énergie en régime permanent. Donc tous les termes temporels sont retirés des équations (5.4) et (5.5).

Comme le nombre de Reynolds du fluide de travail à l'intérieur de la spirale hélicoïdale indique que l'écoulement est turbulent, le modèle de turbulence à deux équations  $k$ - $\epsilon$  standard dans sa forme la plus simple est utilisé pour l'analyse en cours. Les équations sont présentées comme suit (Versteeg *et al.* [23], Singhal et Spalding [24], Ferziger et Peric [25]).

Pour l'énergie cinétique turbulente  $k$  :

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho k u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k - \rho \epsilon \quad (5.6)$$

Pour le terme de dissipation  $\epsilon$  :

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \epsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho \epsilon u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\epsilon} \right) \frac{\partial \epsilon}{\partial x_j} \right] + C_{1\epsilon} \frac{\epsilon}{k} (G_k) - C_{2\epsilon} \rho \frac{\epsilon^2}{k} \quad (5.7)$$

L'indice  $i$  et  $j$  peut prendre les valeurs 1, 2 et 3 qui dénotent les trois coordonnées de l'espace. Quand un indice est répété dans un terme, il est implicitement sommé.



$C_{\varepsilon 1}$ ,  $C_{\varepsilon 2}$  sont des constantes.  $\sigma_k$  et  $\sigma_\varepsilon$  représentent le nombre de Prandtl turbulent pour  $k$  et  $\varepsilon$ , respectivement.

Les valeurs des quantités  $C_{1\varepsilon}$ ,  $C_{2\varepsilon}$ ,  $\sigma_k$ ,  $\sigma_\varepsilon$  qui sont considérées comme constantes empiriques comme expliqué dans Versteeg *et al.* [23], et comme proposé par Singhal *et al.* [24] sont :

$$C_{1\varepsilon} = 1.44, C_{2\varepsilon} = 1.92, \sigma_k = 1.0, \sigma_\varepsilon = 1.3$$

La viscosité turbulente (*eddy*),  $\mu_t$  est calculée en combinant  $k$  et  $\varepsilon$  comme suit :

$$\mu_t = \frac{\rho C_\mu k^2}{\varepsilon} \quad (5.8)$$

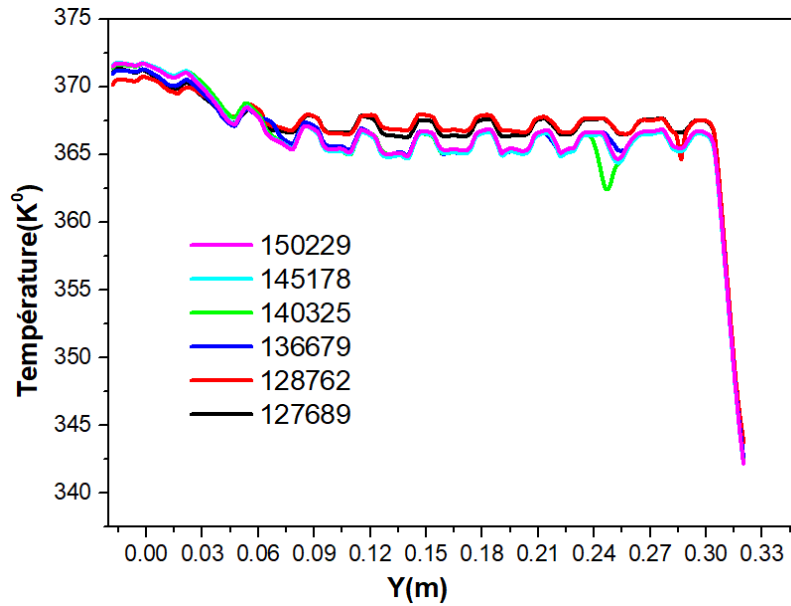
Avec :  $C_\mu$  est une constante du modèle de turbulence.

Dans ces équations,  $G_k$  représente la génération d'énergie cinétique turbulente due aux gradients de vitesse moyens, calculée comme suit :

$$G_k = -\rho u_i' u_j' \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \quad (5.9)$$

L'algorithme SIMPLE (semi-implicit pressure-linked equation) du logiciel Fluent est choisi pour le couplage vitesse-pression qui est robuste, offrant ainsi plus de garanties pour la convergence de la solution (Versteeg *et al.* [23]). Pour les schémas de discrétisation, il est possible de choisir entre différents schémas. Le schéma de discrétisation du second ordre est plus précis que celui du premier ordre mais pour un maillage tétraédrique il peut mener difficilement vers une convergence voire la divergence de la solution (Patankar [26] et Versteeg *et al.* [23]). De ce fait, on a choisi le schéma de discrétisation de premier ordre (first-order upwind) de manière à garantir une convergence rapide. Les critères de convergence pour les résidus de continuité et les équations de vitesse sont de l'ordre de  $10^{-4}$  tandis que pour l'équation de l'énergie,  $10^{-5}$ . La solution est obtenue une fois que les critères de convergence sont satisfaits.

Pour montrer l'effet du maillage sur la solution numérique, le profil des températures tout au long de la surface supérieure de la cavité cylindrique (entre le tube et la face supérieure de la cavité) est montré sur la figure 5.3. On a trouvé qu'un maillage tétraédrique de 145178 nœuds à travers tout le domaine était suffisant pour aboutir à l'indépendance de la solution au maillage. Le tableau 5.1 montre la variation moyenne de la température en fonction du maillage.



Figures 5.3. Effet de maillage sur la solution numérique (profil des températures).

Tableau 5.1. Variation moyenne de la température en fonction du maillage.

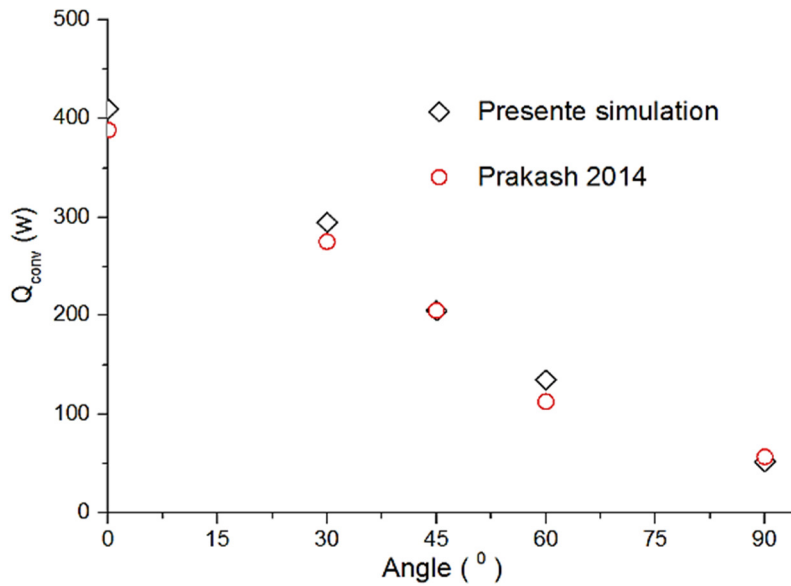
Nombre de nœuds	127689	128762	136679	140325	<b>145178</b>	150229
Températures	364.450	364.757	363.243	363.357	363.335	363.457
Erreur absolue		0.084	-0.415	-0.031	0.027	0.0023

Le maillage au sein de la cavité et à l'intérieur des tubes est raffiné mais le maillage grossit au fur et à mesure en s'approchant des parois de l'enceinte cylindrique virtuelle (figure 5.2 (b)).

L'intérieur de la cavité et l'enceinte sont remplis d'air et le cuivre est choisi comme matériau du tube récepteur. Les propriétés des matériaux : cuivre et air sont tirées de Holman [27]. Le fluide circulant à l'intérieur du tube récepteur est le Dowtherm A [28], (également désigné sous le nom de fluide de travail).

### 5.3.2 Validation du modèle numérique

Afin de valider le modèle de cette étude numérique avec celle de Prakash *et al.* [16], nous présentons sur la Figure 5.4 le profil des pertes par convection naturelle à travers l'ensemble du tube intérieur, pour une vitesse et température d'entrée de 0.21m/s et 150 °C respectivement.



**Figure 5.4.** Variation de perte par convection naturelle avec l'inclinaison pour des températures d'entrée du fluide 150 °C et un rapport d'ouverture = 1.

#### 5.4. Conditions aux limites

Pour les conditions aux limites en adoptera deux dispositions (figure 5.5) :

- **Première** disposition de **Type a** : toute la circonférence du tube est de type *coupled* c.à.d. qu'il y a échange de la chaleur avec le milieu extérieur à travers toute la circonférence du tube figure 5.5 (b).
- **Deuxième** disposition de **Type b** : la demi-circonférence intérieure du tube est de type *coupled* et celle opposé est de type *Heat flux* égal à zéro comme il est montré sur la figure 5.5 (b), c.à.d. qu'il y a échange de la chaleur avec le milieu extérieur seulement à travers la demi-circonférence intérieure du tube.
- La vitesse d'entrée du fluide de travail est spécifiée : Type *velocity inlet* figure 5.1 (b).
- L'état adiabatique est supposé pour la paroi d'isolation de la cavité : type *Wall* (figure 5.1 (b)).
- Les parois de l'enceinte cylindrique sont définies comme Type *Pressure inlet* et sont maintenues à la température ambiante de 30 °C, figure 5.2 (a).
- Les températures d'entrée considérées dans la simulation sont 50, 75, 100 °C avec une vitesse d'entrée de 0,21m/s.

Les rapports d'ouverture ( $d/D$ ) étudiés sont : 0,5 ; 0,75 et 1.

Tous les résultats sont obtenus à partir de chaque simulation numérique en régime permanent. La chute de température du fluide de travail à l'intérieur de la spirale hélicoïdale est prise comme la perte convective se produisant dans le récepteur. Dans ce travail, la perte par convection naturelle est calculée comme suit :

$$Q_{\text{conv}} = \dot{m}C_p(T_{\text{ef}} - T_{\text{sf}}) \quad (5.10)$$

Les propriétés de l'air sont prises à la température moyenne définie comme suit :

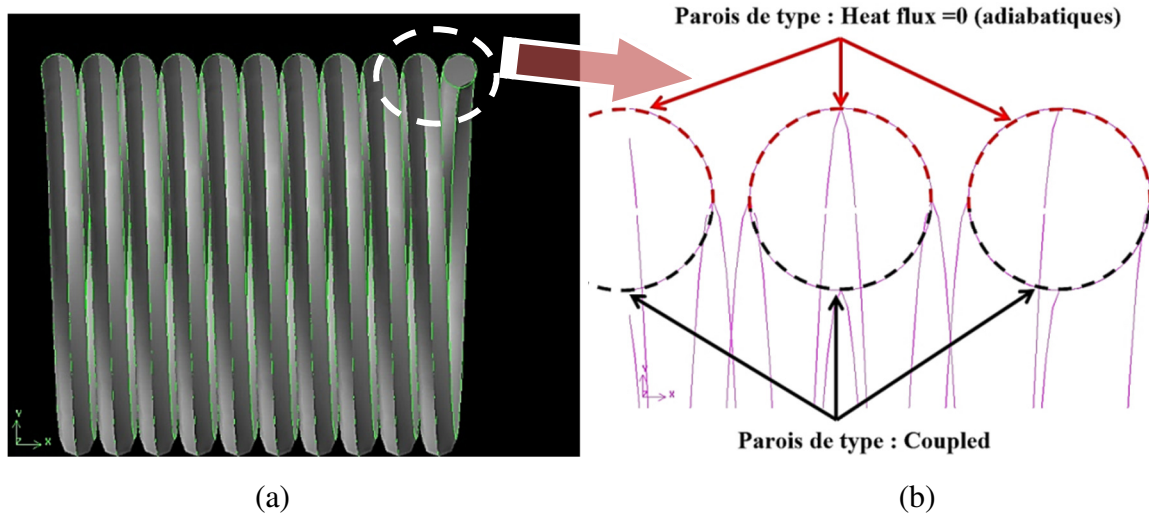
$$T_{\text{m,air}} = 0.5(T_{\text{m,f}} + T_{\text{amb}}) \quad (5.11)$$

Où

$$T_{\text{m,f}} = 0.5(T_{\text{ef}} + T_{\text{sf}}) \quad (5.12)$$

Le coefficient de transfert de chaleur par convection ( $h$ ) est donné par :

$$h = \frac{Q_{\text{conv}}}{A(T_{\text{m,f}} - T_{\text{amb}})} \quad (5.13)$$

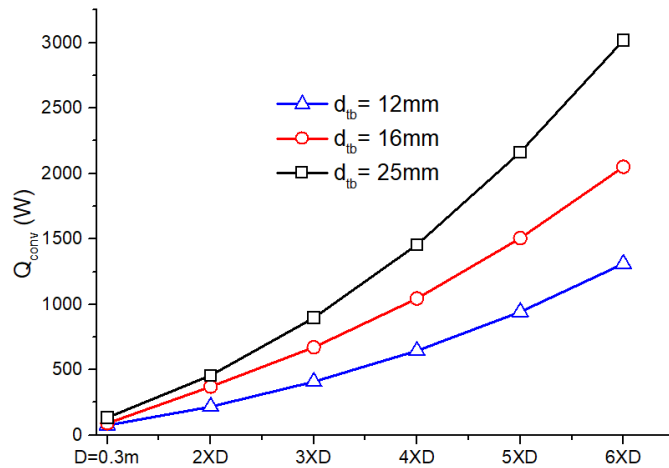


**Figure 5.5.** Type de disposition (conditions aux limites) utilisées dans ce travail : (a) l'absorbeur en forme hélicoïdale, (b) Vue agrandie d'une portion des tubes.

## 5.5. Résultats et discussion

### 5.5.1 Effet de la taille du récepteur

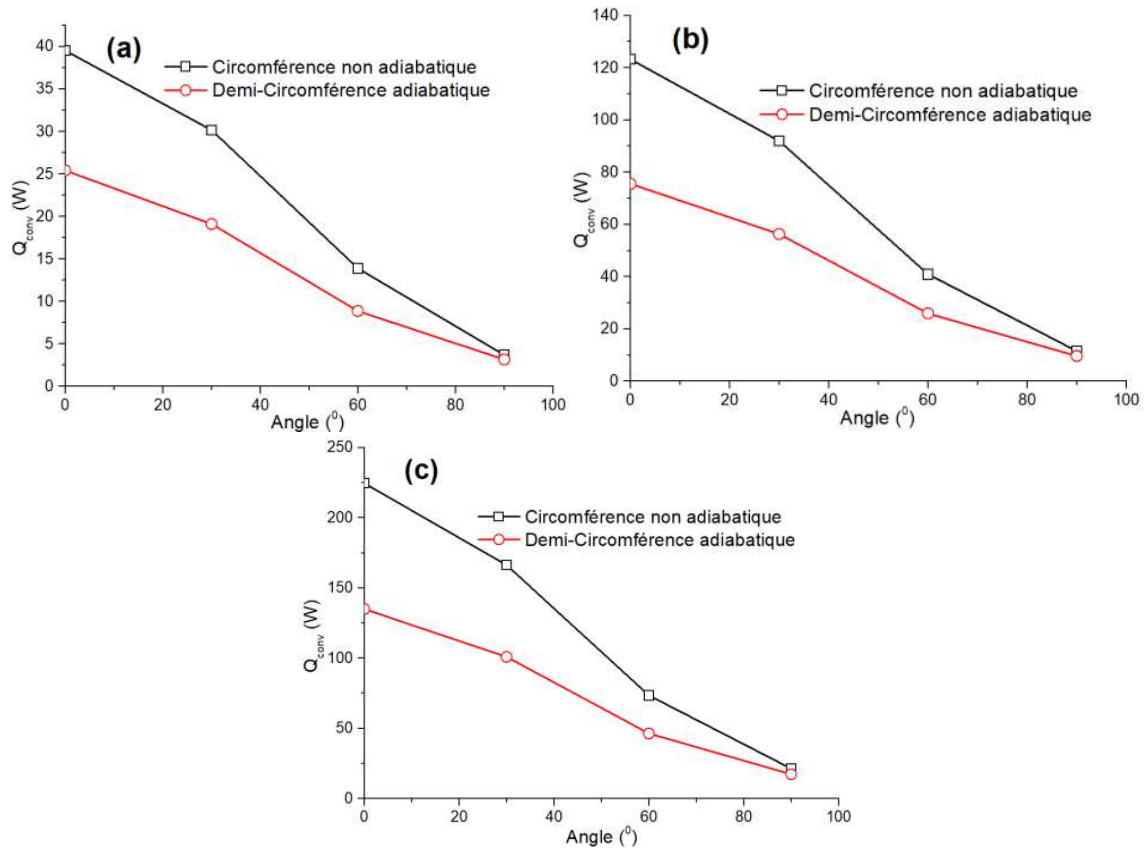
L'effet de la taille de la cavité sur les pertes convectives pour les trois diamètres de tubes étudiés 12 mm, 16 mm et 25 mm en considérant une demi-circonférence adiabatique est illustré sur la figure 5.6. Le diamètre  $D=0,3\text{m}$  est le diamètre original correspondant à la taille réelle du récepteur utilisé dans la validation. Il est évident que les pertes convectives avec des tailles allant jusqu'à six fois plus grandes que la taille originale montrent une augmentation significative sur l'ensemble des trois diamètres. Cela indique que les pertes convectives sont fortement liées à la taille de la cavité. Cependant, on remarque que l'augmentation est exponentielle, en d'autres termes, la perte de chaleur par convection de n'importe quel récepteur est directement liée à sa surface d'échange (ici c'est le diamètre), bien sûr si ces récepteurs sont évalués à travers des géométries similaires et dans les mêmes conditions de fonctionnement.



**Figure 5.6.** Effet de la taille du récepteur sur les pertes convectives pour différents diamètres de tube, ( $d/D=1$ ,  $T_{ef}=100\text{ °C}$ ,  $\varphi = 0^\circ$ ).

### 5.5.2 Effet des conditions aux limites

Une demi-circonférence du tube près de la paroi de la cavité est considérée adiabatique, parce que dans les centrales solaires réelles seulement la moitié de la circonférence du tube du récepteur reçoit l'énergie du rayonnement solaire concentré. La perte convective à travers les tubes internes des récepteurs solaires est un paramètre de fonctionnement important, et la figure 5.7 montre l'effet des deux conditions aux limites utilisées sur les pertes thermiques par convection pour différents angles d'inclinaison, ( $d/D=1$ ,  $d_{tb}=25\text{mm}$ ) quand la température d'entrée est : (a)  $50\text{ °C}$ , (b)  $75\text{ °C}$ , (c)  $100\text{ °C}$ . On remarque que les pertes convectives pour le cas de la demi-circonférence adiabatique (Type : b) sont plus faibles que celles où toute la circonférence du tube est considérée non adiabatique (Type : a) pour tous les angles d'inclinaison sauf pour le cas de  $90^\circ$  où les deux types ont presque les mêmes pertes convectives. Cela est expliqué par le fait que pour  $90^\circ$  la cavité exprime une stagnation presque totale. Donc cette différence de pertes thermiques convectives entre les deux cas augmente avec l'accroissement de la température d'entrée et diminue avec l'augmentation de l'angle d'inclinaison. Ceci peut nous aider à bien contrôler les pertes thermiques par la conception des récepteurs tubulaires composés d'un certain nombre de spires ou de panneaux en série, et la température d'entrée sera différente pour différentes spires ou panneaux de tubes, donc un choix raisonnable pour la température d'entrée et de l'inclinaison est très important.

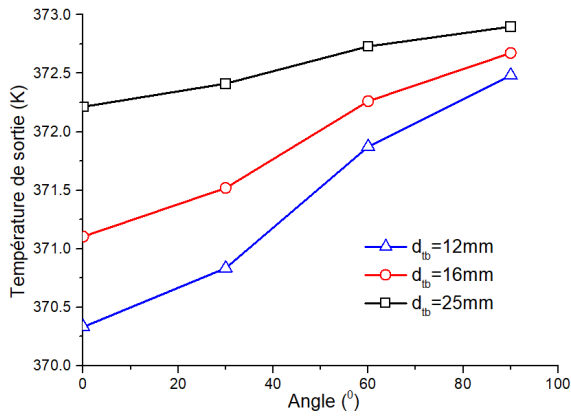


**Figure 5.7.** Effet des deux conditions aux limites utilisée sur les pertes thermique par convection pour différents angles d'inclinaison, ( $d/D=1$ ,  $d_{tb}=25\text{mm}$ ) : (a)  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ , (b)  $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ , (c)  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

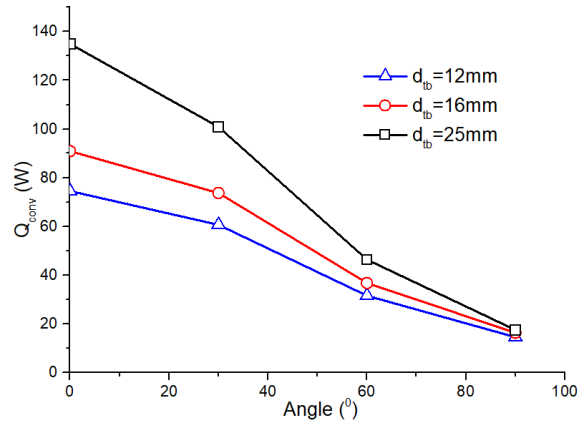
### 5.5.3 Effet du diamètre du tube hélicoïdal

La figure 5.8 montre l'effet du diamètre du tube sur la température de sortie pour différents angles d'inclinaison ( $d/D = 1$ ,  $T_{ef} = 100\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Le récepteur avec le diamètre de tube 25mm exprime des températures de sortie supérieures que les autres diamètres et cela pour tous les angles. Donc la température de sortie proportionnelle au diamètre du tube. Ce phénomène est expliqué par le fait que pour les trois diamètres étudiés, le même pas entre les spires du tube est considéré, donc l'augmentation des diamètres améliore le transfert de chaleur et par conséquent augmente les pertes thermiques.

Pour les mêmes conditions, la Figure 5.9 montre l'effet du diamètre du tube sur les pertes convectives  $Q_{conv}$  pour différents angles d'inclinaison. Donc, le récepteur avec le diamètre 25 mm exprime des pertes thermiques supérieures que les autres diamètres sauf pour l'angle  $90^{\circ}$  où la stagnation rend les pertes des trois récepteurs presque identiques.



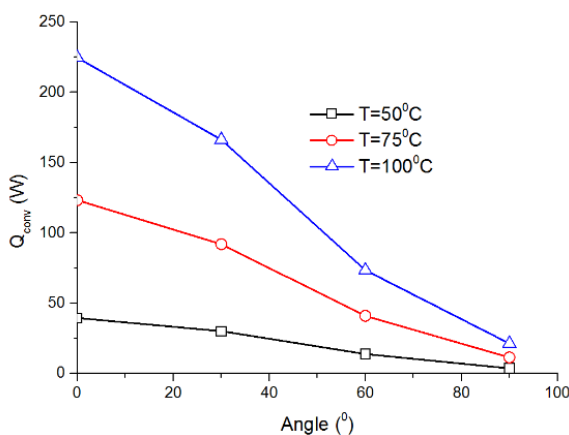
**Figure 5.8.** Effet du diamètre du tube sur la température de sortie pour différents angles d'inclinaison, ( $d/D=1$ ,  $T_{ef} = 100\text{ °C}$ ).



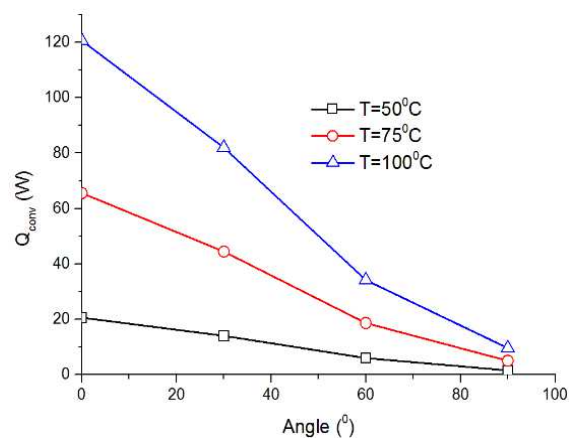
**Figure 5.9.** Effet du diamètre du tube sur les pertes convectives  $Q_{conv}$  pour différents angles d'inclinaison, ( $d/D=1$ ,  $T_{ef} = 100\text{ °C}$ ).

### 5.5.4. Effet de la température d'entrée

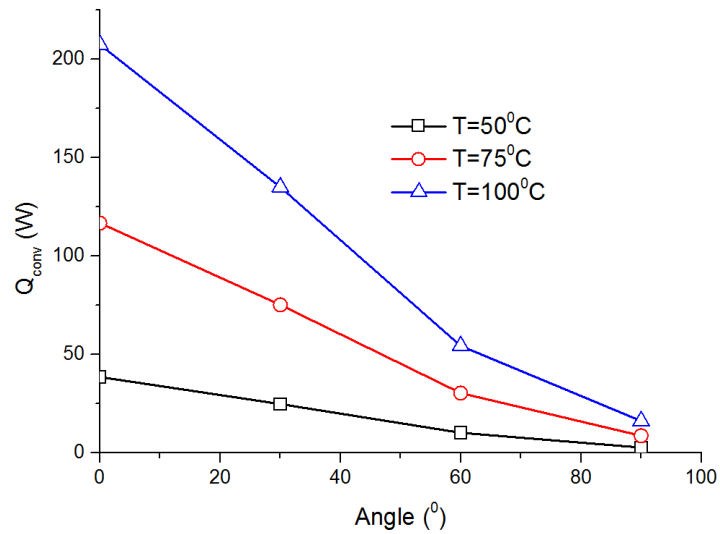
Les valeurs de perte convective pour différentes températures d'entrée sont tracées en fonction de l'inclinaison pour un rapport d'ouverture de 1 sur la figure 5.10. On peut constater que les pertes convectives augmentent avec l'accroissement de la température d'entrée du fluide et diminuent avec l'inclinaison du récepteur. La diminution de perte convective avec l'augmentation de l'inclinaison du récepteur est due à la formation de zones de stagnation de l'air à l'intérieur de la cavité lorsque celle-ci est inclinée de 0 à 90°. On observe que les valeurs de pertes convectives diminuent d'environ 90,71% lorsque le récepteur est incliné de 0 à 90° pour la température d'entrée de 75 °C. La tendance est similaire pour la température d'entrée de 50 °C et 100 °C. Des tendances similaires sont également observées pour les valeurs de pertes convectives lorsque le rapport d'ouverture est de 0,5 et 0,75 et ils sont tracés en fonction de l'inclinaison sur les figures 5.11 et 5.12.



**Figure 5.10.** Variation des pertes thermiques par convection naturelle avec l'inclinaison pour différentes températures d'entrée,  $d/D = 1$ .



**Figure 5.11.** Variation des pertes thermiques par convection naturelle avec l'inclinaison pour différentes températures d'entrée,  $d/D = 0,5$ .

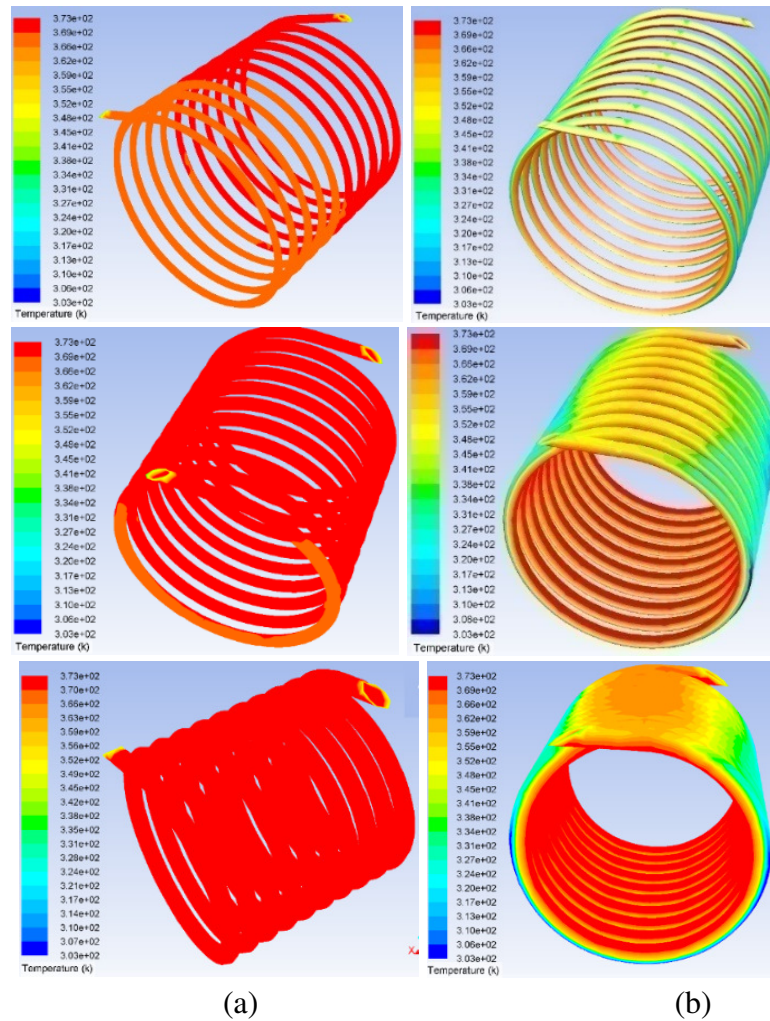


**Figure 5.12.** Variation des pertes thermique par convection naturelle avec l'inclinaison pour différentes températures d'entrée,  $d/D = 0,75$ .

La figure 5.13 montre la répartition de la température sur la surface du tube hélicoïdal pour les trois diamètres. Pour la condition (a), la distribution de la température atteint son maximum couvrant le tube entier, contrairement à la condition (b) où on observe une différence dans la distribution de la température atteignant son maximum du côté intérieur du tube, ce qui favorise la minimisation des pertes thermiques. On peut observer aussi qu'il y a une zone de stagnation du côté supérieur du tube, cette zone augmente avec l'augmentation du diamètre du tube.

Le débit massique du fluide de travail est maintenu constant (taux de débit massique de 0,0088 kg/s). Par conséquent, une température d'entrée élevée mène à des températures moyennes du fluide plus élevées,  $T_m(T_m=0,5(T_{ef}+T_{sf}))$ . La température moyenne du fluide est considérée comme la température moyenne du récepteur et une augmentation de cette température, conduit à des courants d'air convectifs plus élevés au sein de la cavité qui sont à l'origine de pertes convectives plus importantes.

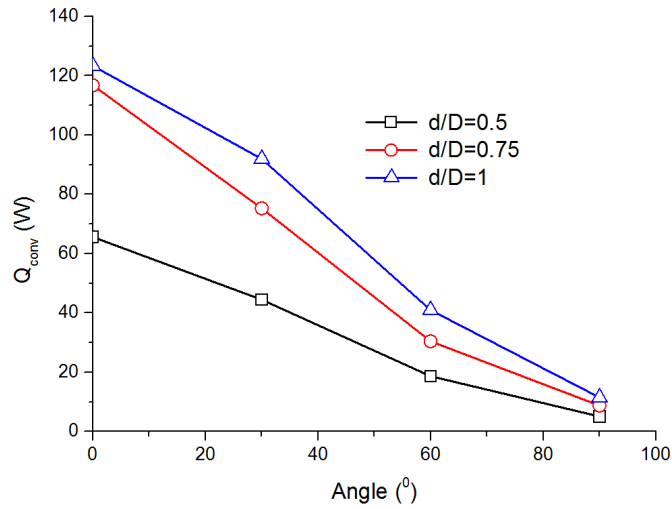




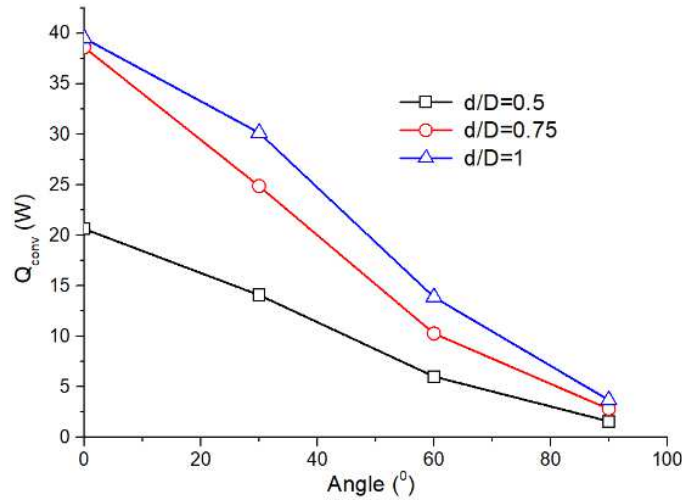
**Figure 5.13.** Distribution de la température dans le récepteur cylindrique pour les trois diamètres étudiés, avec : (a) circonférence non-adiabatique (b) demi-circonférence extérieure adiabatique.

#### 5.4.5 Effet du rapport d'ouverture

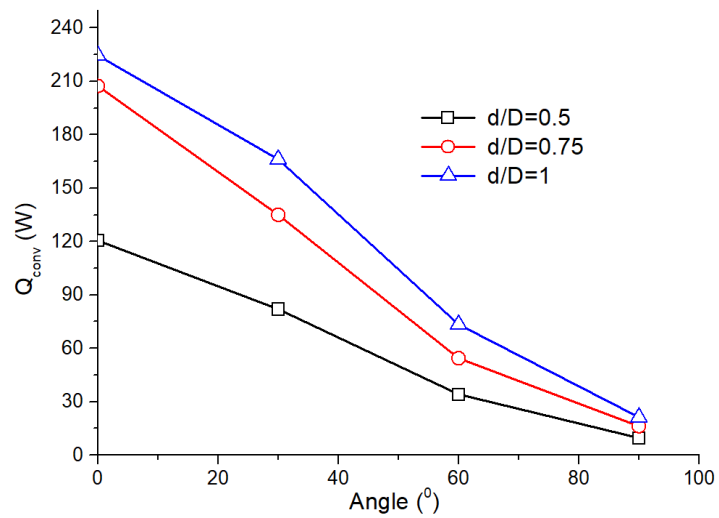
La figure 5.14 montre la comparaison des valeurs de pertes convectives pour les rapports d'ouverture de 0,5 ; 0,75 et 1 pour une température d'entrée du fluide égale à 75 °C. On peut observer que les valeurs de perte convective augmentent avec le rapport d'ouverture. On observe une augmentation des valeurs de pertes convectives d'environ 78,04% lorsque le rapport d'ouverture augmente de 0,5 à 0,75 et de 5,59% lorsque le rapport d'ouverture augmente de 0,75 à 1. La tendance est similaire pour la température d'entrée de 50 et 100 °C (Figures 5.15 et 5.16).



**Figure 5.14.** Comparaison des valeurs de pertes convectives pour les rapports d'ouverture de 0,5 ; 0,75 et 1 pour la température d'entrée 75 °C.



**Figure 5.15.** Comparaison des valeurs de pertes convectives pour les rapports d'ouverture de 0,5 ; 0,75 et 1 pour la température d'entrée 50 °C.

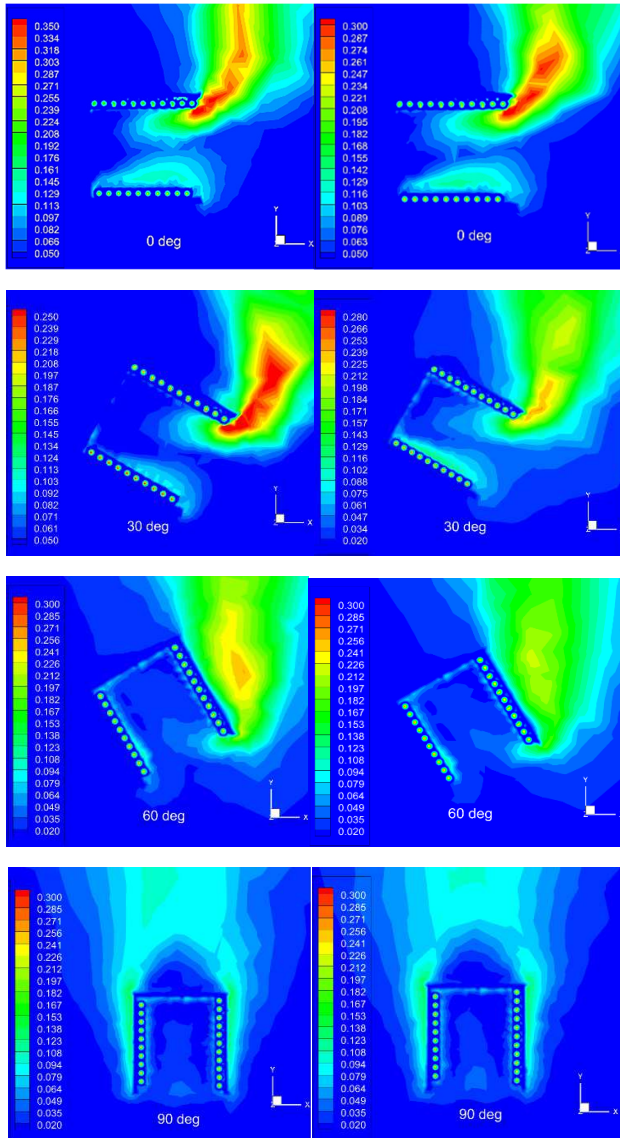


**Figure 5.16.** Comparaison des valeurs de pertes convectives pour les rapports d'ouverture de 0,5 ; 0,75 et 1 pour la température d'entrée 100 °C.

Les résultats obtenus comprennent aussi les profils de vitesse et de température de l'air à l'intérieur de la cavité. La figure 5.17 montre une comparaison des profils de vitesse pour les deux types de conditions aux limites utilisés (type a et type b). La région ayant des vitesses égales ou inférieures à la vitesse de l'air ambiant est considérée comme zone de stagnation. Des vitesses plus élevées se réfèrent au mouvement de masse d'air et donc la région montrant des vitesses supérieures est interprétée comme zone convective. On peut remarquer que pour les deux cas, la vitesse maximale diminue avec l'augmentation de l'inclinaison, cependant la vitesse maximale pour la condition aux limites de type b est plus faible que celle du type a. Celles-ci sont 0,30 ; 0,21 ; 0,19 et 0,04 m/s pour les angles 0 ; 30 ; 60 et 90° respectivement. Tandis que, la vitesse maximale de la condition au limite type 'a' est de 0,35 ; 0,25 ; 0,21 et 0,06 m/s pour les angles 0 ; 30 ; 60 et 90° respectivement.

La frontière entre la zone de stagnation et la zone convective est désignée comme zone frontière ou zone limite où un changement brusque de vitesse d'air est observé. Pour l'angle d'inclinaison 0° la zone frontière ou zone limite est absente car la condition de formation de cette zone de stagnation n'est pas satisfaite à la majorité des endroits dans le récepteur. Des tendances similaires sont observées pour les températures d'entrée de 50 et 100 °C. De ce qui précède on peut dire que l'utilisation de la condition du type b permet de freiner un peu la vitesse de l'air au sein de la cavité et par conséquent les pertes convectives seront diminuées.

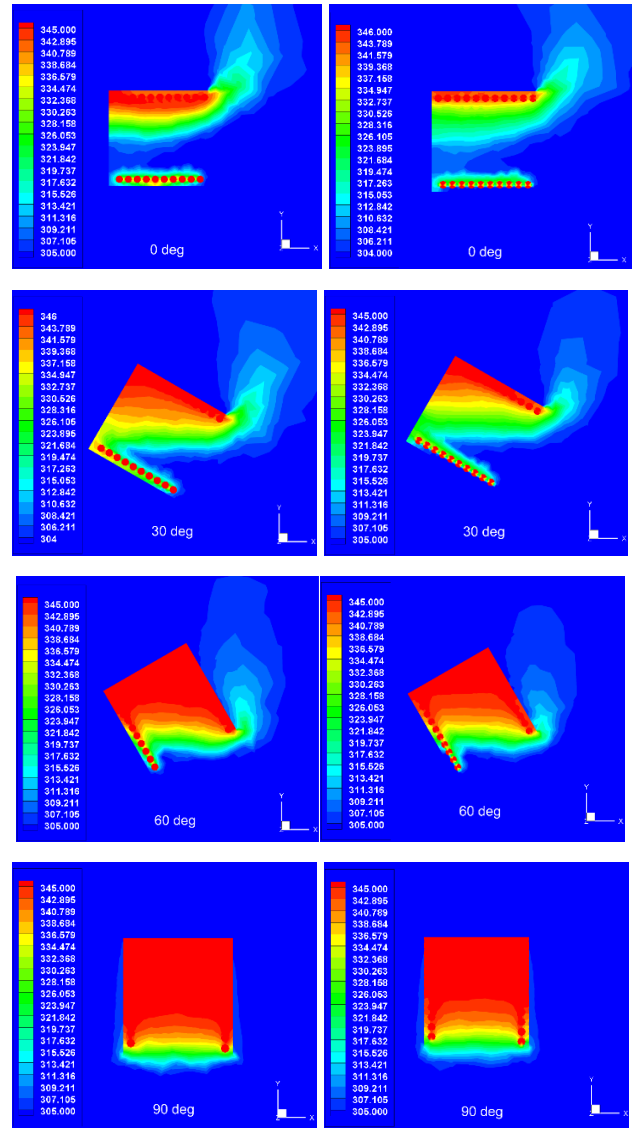
La comparaison des profils de température obtenus pour différents angles d'inclinaison pour la température d'entrée 75 °C pour les deux types de conditions aux limites utilisés (type a et type b) est représentée sur la Figure 5.18. Les profils montrent clairement que la condition de type b a un effet sur la formation de la zone de stagnation (couche limite thermique) surtout pour les angles 0 et 30° ou on peut observer que l'épaisseur de celle de type b est inférieure à celle de type a. Cette diminution de la zone de stagnation permet d'éliminer les zones à forte concentration de flux et de ce fait diminuer le risque de détérioration du matériau utilisé pour le tube et la cavité solaire. Des résultats similaires sont observés pour les températures d'entrée de 50 et 100 °C.



(a)

(b)

**Figure 5.17.** Profils de vitesse pour la température d'entrée de fluide 75 °C pour différents angles d'inclinaison, (a) conditions aux limites type a, (b) conditions aux limites type b, (m/s).



(a)

(b)

**Figure 5.18.** Profil de température pour une température d'entrée de fluide 75°C pour différents angles d'inclinaison, (a) condition aux limites type a, (b) condition aux limites type b, (K).

## Chapitre 5 : Étude thermique des récepteurs solaire des systèmes à concentration

Les résultats du coefficient de transfert de chaleur moyen ( $h$ ) obtenus à partir du calcul sont présentés dans le tableau 5.2. Les données montrent une augmentation du coefficient de transfert de chaleur par convection lorsqu'on augmente le nombre de Rayleigh de  $4,85.10^7$  à  $1,70.10^8$ . La même tendance est observée en augmentant le rapport d'ouverture de 0,5 à 1. Mais en revanche, le coefficient de convection diminue lorsque l'angle d'inclinaison du récepteur augmente.

Tableau 5.2. Coefficient de transfert de chaleur convectif ( $W/m^2 \cdot K$ )

Angles	d/D=0.5			d/D=0.75			d/D=1		
	Nombre de Rayleigh (Ra)								
	4,85.10 <sup>7</sup>	1,09 .10 <sup>8</sup>	1,70 .10 <sup>8</sup>	4,85.10 <sup>7</sup>	1,09.10 <sup>8</sup>	1,70.10 <sup>8</sup>	4,85.10 <sup>7</sup>	1,09.10 <sup>8</sup>	1,70.10 <sup>8</sup>
0°	3,06	4,36	5,16	5,78	7,78	8,90	5,91	8,21	9,65
30°	2,10	2,94	3,49	3,70	4,98	5,74	4,49	6,09	7,09
60°	0,82	1,23	1,44	1,52	2,00	2,29	2,05	2,69	3,10
90°	0,21	0,33	0,40	0,41	0,57	0,68	0,54	0,75	0,89

### 5.6. Conclusion

Dans cet article, les pertes par convection naturelle dans un récepteur cylindrique à cavité sont étudiées numériquement. Ces cavités sont utilisées généralement dans les concentrateurs solaires paraboliques et les tours solaires.

L'effet de quelques paramètres tel que la taille du récepteur, les conditions aux limites, le diamètre du tube, l'inclinaison du récepteur, la température d'entrée et le rapport d'ouverture sur les pertes thermiques convectives et la température de sortie a été analysé.

Les résultats ont montré que les pertes convectives dans le cas de la demi-circonférence adiabatique (Type : b) sont plus faible que celles où toute la circonférence du tube est considérée non adiabatique (Type : a). Les mêmes résultats apparaissent pour tous les angles d'inclinaison sauf pour le cas 90° où les deux cas ont presque les mêmes pertes convectives.

Ainsi, la température de sortie accroît avec l'augmentation du diamètre du tube. Le récepteur avec le diamètre 12 mm exprime des pertes thermiques plus faibles que les autres diamètres sauf pour l'angle 90° où la stagnation rend les pertes des trois récepteurs presque identiques.

Les pertes convectives augmentent avec l'accroissement de la température moyenne du fluide pour tous les rapports d'ouverture et inclinaisons du récepteur. Les pertes convectives diminuent avec l'augmentation de l'inclinaison du récepteur. On observe que les valeurs des

## Chapitre 5 : Étude thermique des récepteurs solaire des systèmes à concentration

perles convectives diminuent d'environ 90,71% lorsque l'inclinaison du récepteur augmente de 0 à 90°. La variation des pertes par convection avec l'inclinaison est non linéaire. Les résultats montrent également une augmentation du coefficient de transfert de chaleur par convection naturelle lorsqu'on augmente le nombre de Rayleigh. La même tendance est observée en augmentant le rapport d'ouverture de 0,5 à 1. En revanche, le coefficient de convection diminue lorsque l'angle d'inclinaison du récepteur augmente.

## NOMENCLATURE

Symboles	Définitions	Unités
$A$	Surface totale d'échange du tube récepteur,	$m^2$
$C$	Constante	-
$C_\mu$	Constante du modèle de turbulence	-
$C_p$	Chaleur spécifique à pression constante	$J/kg.K$
$C_v$	Chaleur spécifique à volume constant,	$J/kg.K$
$d$	Diamètre d'ouverture,	$m$
$D$	Diamètre de la cavité cylindrique,	$m$
$F$	Forces volumiques	$N$
$g$	Force de pesanteur,	$m/s^2$
$G$	Énergie cinétique turbulente	$J$
$h$	Coefficient d'échange convectif	$W/m^2.K$
$k$	Énergie cinétique turbulente,	$m^2/s^3$
$\dot{m}$	Débit massique du fluide,	$kg/s$
$P$	Pression,	$Pa$
$Pr$	Nombre de Prandtl	-
$q$	Quantité de chaleur par unité de volume,	$W/m^3$
$Q$	Perte par convection naturelle,	$W$
$R$	Constante universelle des gaz parfaits, (287)	$J/kg.K$
$Ra$	Nombre de Rayleigh, ( $Ra = \frac{\beta.g.\Delta T.D^3}{\alpha\nu}$ )	-
$T$	Température,	$K$
$t$	Temps	$s$
$u$	Vitesse en coordonnées tridimensionnelles,	$m/s$
$u'$	Partie fluctuante de la vitesse $u$	$m/s$
$x$	Coordonnées cartésiennes	$m$

## Chapitre 5 : Étude thermique des récepteurs solaire des systèmes à concentration

Symboles Grecque	Définitions	Unités
$\beta$	Coefficient de dilatation,	1/K
$\partial$	Dérivées partielles,	-
$\phi$	Tenseur des contraintes visqueuses,	-
$\varepsilon$	Terme de dissipation turbulente,	$m^2/s^3$
$\mu$	Viscosité dynamique,	Pa s
$\nu$	Viscosité cinématique,	$m^2/s$
$\alpha$	Diffusivité thermique	$m^2/s$
$\mu_t$	Viscosité turbulente	$m^2/s$
$\rho$	Masse volumique	$kg/m^3$
$\sigma_k$	Nombre de Prandtl pour $k$ (Constante du modèle de turbulence).	-
$\sigma_\varepsilon$	Nombre de Prandtl pour $\varepsilon$ (Constante du modèle de turbulence).	-
$\lambda$	Conductivité thermique de l'air.	W / m K
$\varphi$	Angle d'inclinaison du récepteur.	Degré (°)

Indices	Définition	Unité
air	Air ambient	-
amb	Ambient	-
b	Flottabilité	-
conv	Convectif	-
ef	Entrée fluide	-
f	Fluide	-
i	Indice de sommation, 1, 2 et 3	-
j	Indice de sommation, 1, 2 et 3	-
m	Moyenne	-
sf	Sortie fluide	-
t	Turbulent(e)	-
tb	Tube	-

## REFERENCES

- [1] Py, X., Y. Azoumah, R. Olives (2013) Concentrated solar power: Current technologies, major innovative issues and applicability to West African countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18: 306-315.
- [2] Kumar, N. S., K. S. Reddy (2010) Investigation of convection and radiation heat losses from modified cavity receiver of solar parabolic dish using asymptotic computational fluid dynamics. *Heat Transfer Engineering*, 31(7): 597-607.
- [3] Lovegrove, K., A. Zawadski, J. Coventy (2006) Taking the ANU big dish to commercialization," in *Proceedings of the Solar 2006: Clean Energy?-Can Do! (ANZSES '06)*, Canberra, Australia.
- [4] Steinfeld, A.,R. Palumbo (2001) Solar thermochemical process technology. *Encyclopedia of physical science and technology*, 15(1): 237-56.
- [5] Daabo, A. M., S. Mahmoud,R. K. Al-Dadah (2016a) The effect of receiver geometry on the optical performance of a small-scale solar cavity receiver for parabolic dish applications. *Energy*, 114: 513-525.
- [6] Daabo, A. M., S. Mahmoud, R. K. Al-Dadah (2016b) The optical efficiency of three different geometries of a small scale cavity receiver for concentrated solar applications. *Applied energy*, 179, 1081-1096.
- [7] Daabo, A. M., S. Mahmoud, R. K. Al-Dadah (2017a) Parametric analysis of small scale cavity receiver with optimum shape for solar powered closed Brayton cycle applications. *Applied Thermal Engineering*, 122, 626-641.
- [8] Daabo, A. M., S. Mahmoud, R. K. Al-Dadah, A. Ahmad (2017b) Numerical investigation of pitch value on thermal performance of solar receiver for solar powered Brayton cycle application. *Energy*, 119, 523-539.
- [9] Le Roux, W. G., T. Bello-Ochende, J. P. Meyer (2014)The efficiency of an open-cavity tubular solar receiver for a small-scale solar thermal Brayton cycle. *Energy Conversion and Management*, 84: 457-470.
- [10] Fuqiang, W., T. Jianyu, M. Lanxin, S. Yong, T. Heping, L. Yu (2014) Thermal performance analysis of porous medium solar receiver with quartz window to minimize heat flux gradient. *Solar Energy*, 108: 348-359.
- [11] Xiao, G., K. Guo, M. Ni, Z. Luo, K. Cen (2014)Optical and thermal performance of a high-temperature spiral solar particle receiver. *Solar Energy*, 109: 200-213.
- [12] Qiu, K., L. Yan,M. Ni,C. Wang, G. Xiao, Z. Luo, K. Cen (2015)Simulation and experimental study of an air tube-cavity solar receiver. *Energy Conversion and Management*, 103: 847-858.
- [13] Nepveu, F., A. Ferriere,F. Bataille (2009)Thermal model of a dish/Stirling systems. *Solar Energy*, 83(1): 81-89.
- [14] Prakash, M. (2014). Numerical study of natural convection heat loss from cylindrical solar cavity receivers." *ISRN Renewable Energy*, 1-7
- [15] Prakash, M., S. B. Kedare, J. K. Nayak (2009) Investigations on heat losses from a solar cavity receiver. *Solar Energy*, 83(2): 157-170.
- [16] Prakash, M., S. B. Kedare, J. K. Nayak. (2010) Determination of stagnation and convective zones in a solar cavity receiver. *International Journal of Thermal Sciences*, 49(4): 680-691.



## Chapitre 5 : Étude thermique des récepteurs solaire des systèmes à concentration

- [17] Taumoefolau, T., S. Paitoonsurikarn, G. Hughes, K. Lovegrove (2004) Experimental investigation of natural convection heat loss from a model solar concentrator cavity receiver. *Journal of Solar Energy Engineering*, 126(2): 801-807.
- [18] Paitoonsurikarn, S., K. Lovegrove (2002, November) Numerical investigation of natural convection loss in cavity-type solar receivers. In: *Proceedings of Solar, ANZSES Annual Conference*, Newcastle, Australia, 1-6.
- [19] Kumar, N. S., K. S. Reddy (2007) Numerical investigation of natural convection heat loss in modified cavity receiver for fuzzy focal solar dish concentrator. *Solar Energy*, 81(7): 846-855.
- [20] Kumar, N. S., K. S. Reddy (2008) Comparison of receivers for solar dish collector system. *Energy Conversion and Management*, 49(4): 812-819.
- [21] Bejan, A., A. D. Kraus (2003) *Heat transfer handbook (Vol. 1)*. John Wiley & Sons.
- [22] ANSYS(R) Fluent(R), Release Version 16.0 , Copyright 2014 ANSYS, Inc.
- [23] Versteeg, H. K., W. Malalasekera (2007) *An introduction to computational fluid dynamics: the finite volume method*. Pearson Education.
- [24] Singhal, A. K., D. B. Spalding (1983) Predictions of two-dimensional boundary layers with the aid of the k- $\epsilon$  model of turbulence. *Numerical Prediction of Flow, Heat Transfer, Turbulence and Combustion*. 411-429.
- [25] Ferziger, J.H., M. Peric (2012) *Computational methods for fluid dynamics*. Springer Science & Business Media.
- [26] Patankar, S. (1980). *Numerical heat transfer and fluid flow*. CRC press.
- [27] Holman, J. P. (2001) *Heat transfer: eighth SI metric edition*. McGraw-Hill Inc Book Company.
- [28] Dowtherm, A. (1997) *Heat transfer fluid. Product Technical Data*, Published March 1997.

## CONCLUSION GÉNÉRALE

Le présent travail constitue une contribution à l'étude des systèmes de concentration solaire qui traite les performances optiques du champ héliostatiques et les performances optiques et thermiques des récepteurs solaires. La maîtrise de ces performances est primordiale pour mener l'étude et la construction de n'importe quelle centrale à tour dans le monde.

Cette thèse a été initiée dans le cadre du développement d'un outil contribuant à l'évaluation des performances de la mini tour solaire réalisée à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER) de Ghardaïa, Algérie.

Cette thèse a été réalisée en deux chapitres bibliographiques traitant le développement des technologies de concentration solaires et leurs aspects optique et thermique et trois chapitres complémentaires traitant les aspects aspect optique et thermique des centrales solaires à tour en mettant l'accent sur l'optimisation des performances optiques du champ héliostatique et l'adoption d'une stratégie de pointage, les performances optiques des récepteurs solaires à cavité et l'étude thermique d'un récepteur solaire spiralé destiné à des systèmes de concentration solaire.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté en premier lieu le développement de technologies des centrales solaires thermiques à concentration en mettant l'accent sur les centrales à tour, leur principe de fonctionnement, leur chronologie de développement et un aperçu sur les centrales commerciales opérationnelles ou en développement/construction à travers le monde.

Ensuite, dans le deuxième chapitre et sur la base d'une recherche bibliographique nous avons pu traiter les travaux de recherche publiés dans la littérature scientifique sur la gestion optimisée du champ de centrale solaire à concentration et son effet sur la distribution du flux soit sur leur ouverture soit à l'intérieur de ces récepteurs. On a constaté que l'outil d'optimisation dans ce domaine est très prometteur et il est proposé comme solution incontournable pour trouver la solution au contrôle de distribution du flux incident sur les récepteurs solaires, et une grande variété de modes et d'outils d'analyse optique ont été développés et appliqués à cette fin. On a remarqué aussi que le logiciel TracePro du laboratoire Lamda Research Corporation destiné pour la conception, l'analyse et l'optimisation de systèmes optiques et d'éclairage n'est pas largement connu dans le

domaine du CSP et il n'a pas été utilisée auparavant dans l'évaluation optique des centrales à tour, et un nombre limité de recherche a été consacré à l'étude des performances optiques des récepteurs des tour solaire.

Dans le troisième chapitre le développement d'un outil de contrôle optimisé pour une tour solaire à concentration pour l'optimisation du champ héliostatique et de la distribution du flux incident sur le récepteur a été étudié et présenté. L'étude de deux approches d'optimisation pour deux types de champ héliostatique : la disposition en radiale décalée et la disposition en spirale de la centrale solaire à tour PS10 situé en Andalousie, Espagne a été présenté.

Pour la disposition en radiale décalée, la maximisation du rendement annuel non-pondéré a été utilisé comme fonction objective. Une nouvelle méthode d'optimisation reposant sur l'Algorithme itératif IABCA (Iterative Artificial Bee Colony Algorithm) a été développé et modifié pour vérifier son efficacité sur l'optimisation du champ héliostatique de PS10. Premièrement un modèle mathématique a été développé sous Matlab définissant comment calculer les performances optiques, en particulier l'efficacité d'ombrage et de blocage qui représente les pertes optiques les plus compliquées parmi les autres. Ensuite l'Algorithme IABCA a été introduit pour améliorer ces performances. Les résultats sont montrés que la plus forte augmentation des performances du champ héliostatique optimisé a été observée dans le solstice d'hiver (3,46%), et la plus faible valeur a été observée dans le solstice d'été (1,05%). Pour la disposition de champ héliostatique en spirale, la maximisation des rendements annuels pondéré et non-pondéré ont été utilisés comme fonctions objectives. Les rendements optiques annuel, énergie annuelle interceptée de la centrale PS10 pour les deux sites, Sanlúcar la Mayor en Espagne et Ghardaïa en Algérie ont été présentés et comparés. Le but et de tester cette deuxième configuration dans la région de Ghardaïa, Algérie, avec les mêmes paramètres de la centrale PS10. Ensuite, pour que la répartition du flux incident sur le récepteur soit le plus uniforme possible, une stratégie de pointage des héliostats a été adoptée et évaluée.

On peut remarquer aussi que le rendement optique annuel pondéré et l'énergie interceptée à Ghardaïa sont améliorées de 0,28 % et 28,59 % respectivement par rapport à ceux de PS10 à Sanlúcar de Mayor. Ainsi, la construction d'une centrale solaire à tour (SCR) à Ghardaïa similaire à celle de PS10 en Espagne est très bénéfique et peut améliorer les performances de celle-ci. Le rendement annuel pondéré est considéré comme le meilleur

## Conclusion générale

indicateur de la performance thermique du champ car il est en relation directe avec l'énergie thermique annuelle fournie au récepteur.

Pour la répartition du flux incident sur le récepteur, on peut dire que l'algorithme développé est capable de bien distribuer la densité de flux sur la surface du récepteur. Ainsi, la densité de flux maximale a été devisé sur quatre, et cela va éviter les pics de flux qui mènent à la détérioration des récepteurs solaire.

Le quatrième chapitres a été réservé à l'étude optique des récepteurs solaire de tours à concentration en mettant l'accent sur le contrôle de flux concentré sur ces récepteurs. Dans le but de déterminer les propriétés qui permettront d'améliorer les performances de ces derniers, une étude de cas a été mené sur les performances optiques de six récepteurs solaires de géométrie différente à savoir : cubique, trapèze, trapèze inversé, cylindrique, cône et cône inversé pour choisir lequel va être destiné à la mini tour solaire à concentration sis URAER Ghardaïa. La simulation a été réalisé à l'aide de la méthode de lancer des rayons utilisé par TracePro®2013. L'effet de la forme des récepteurs à cavité et leurs propriétés optique ainsi que la réflectivité des héliostats sur le rendement optique de ces récepteurs a été étudié.

Concernant l'énergie absorbé, les résultats ont montré que la plus grande quantité d'énergie est perdue par la forme conique inversé pour une d'absorptivité de 75%, tandis que la plus faible perte d'énergie est exprimée par la forme trapézoïdale. Concernant la répartition du flux, pour les trois cas d'absorptivité (95%, 85% et 75%), les cavités trapézoïdales et coniques représentent le meilleur flux uniformément réparti avec un minimum de zone avec flux zéro, contrairement aux autres formes de cavité. Cependant, concernant le rendement optique, la forme trapézoïdale a montré le rendement le plus élevé pour toute la gamme d'absorptivité atteignant un maximum de 97%, 94% et 92% respectivement le 21 mars, le 21 juin et le 21 septembre, sauf le cas (d) (21 décembre), où la forme cubique a un meilleur rendement lorsque l'absorptivité varie de 80% à 100% pour atteindre un maximum de 91%.

Le cinquième et dernier chapitre du manuscrit a été dédié à l'étude des pertes thermique par convection naturelle des récepteurs solaire des systèmes à concentration. Après la validation par rapport à des travaux numérique et expérimentales similaire on a entamé l'évaluation de la sensibilité du modèle envers les paramètres géométriques et thermiques suivants : taille du récepteur, diamètre du tube, type de condition aux limites, rapport

## Conclusion générale

d'ouverture, inclinaison, le nombre de Rayleigh (Ra) et températures d'entrée.

Plusieurs conclusions peuvent être tirées des résultats obtenus :

- Les pertes par convection naturelle dans le cas de la demi-circonférence adiabatique (Disposition de Type : b) sont plus faible que celles où toute la circonférence du tube est considérée non adiabatique (Disposition de Type : a).
- La température de sortie accroît avec l'augmentation du diamètre du tube.
- Le récepteur avec le diamètre 12 mm exprime des pertes thermiques plus faibles que les autres diamètres sauf pour l'angle  $90^\circ$  où la stagnation rend les pertes des trois récepteurs presque identiques.
- Les pertes convectives augmentent avec l'accroissement de la température moyenne du fluide pour tous les rapports d'ouverture et inclinaisons du récepteur.
- Les pertes convectives diminuent avec l'augmentation de l'inclinaison du récepteur. On observe que les valeurs des pertes convectives diminuent d'environ 90.71% lorsque l'inclinaison du récepteur augmente de  $0^\circ$  à  $90^\circ$ .