

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



UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU

**FACULTE DU GENIE DE LA CONSTRUCTION
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE**



**Mémoire de Fin d'Études
de MASTER ACADEMIQUE**

Domaine : **Sciences et Technologies**
Filière : **Génie Mécanique**
Spécialité : **Énergétique**

Présenté par :

Mlle. ALGANE Kenza

Thème :

***Modélisation, Optimisation et simulation optique
d'une Centrale solaire à concentration de type
Fresnel***

Mémoire soutenu publiquement le « 03/07/2025 » devant le jury composé de :

M. FOUCHANE Sid Ali

PRESIDENT

UMMTO

M. KOREI Zakaria

EXAMINATEUR

UMMTO

M. BELTAGY Hani

ENCADRANT

UMMTO

PROMOTION 2024/2025

مخلص

تهدف هذه المذكرة إلى القيام بتحليل بصري لنموذج أولي عاكس من نوع فريينيل. هذه الدراسة التحليلية، أقيمت بواسطة برنامج حسابي يعتمد على طريقة تتبع الأشعة Ray-Tracing Monte-Carlo يعتمد هذا الأخير على نمذجة المسار الإشعاعي الشمسي وصولاً إلى المستقبل. وذلك بالأخذ بعين الاعتبار مختلف نقاط التقاطع مع مكونات الحقل الشمسي. اعتماداً على البرنامج الحسابي المتطور قمنا بمحاكاة السلوك البصري للنموذج الأولي الشمسي ومن ثم قمنا بتحليل معمق وذلك بالأخذ بعين الاعتبار جميع الظواهر الفيزيائية المتعلقة بالطاهرة الضياع عن طريق الظل وكذا عن طريق التجاوز، ومختلف الأخطاء البصرية المؤثرة على كفاءة النظام كما أيضاً يعمل البرنامج الحسابي على محاكاة النظام انطلاقاً من معطيات متاحة حقيقية، وهذا من أجل حساب الأداء واتخاذ تصميم مثالي بمختلف أجزاء المستقبل والحقل الشمسي.

الكلمات المفتاحية: طاقة شمسية، تركيز شمسي، مركز شمسي خطي من نوع فريينيل، دراسة بصرية، أداء بصري، طريقة تتبع الأشعة Ray-Tracing ، مركز.

Résumé

Il s'agit de réaliser une analyse optique d'un prototype solaire à concentrateur linéaire de Fresnel, cette analyse est effectuée à l'aide d'un code de calcul basé sur la méthode de tracé de rayon de Ray-Tracing Monte-Carlo. Ce dernier permet de modéliser le cheminement des rayons solaires, à partir du disque solaire et jusqu'au récepteur, en tenant compte de leurs interactions avec les différentes composantes du champ solaire. A l'aide de code développé le comportement optique de prototype de Fresnel est simulé puis analysé en prenant en considération tous les phénomènes physiques à savoir: les pertes par ombrage, blocage, débordement, ainsi que les différentes erreurs optiques, ce code permet aussi de simuler, à partir des données solaires et climatiques réelles, le comportement optique d'un champ solaire de type Fresnel dans le but de calculer ses performances et d'optimiser sa géométrie.

Mots clés : énergie solaire, concentration solaire, concentrateur linéaire de Fresnel, focalisation, Ray-Tracing, études optiques, performances optiques, pertes optiques.

Abstract

The present work consists of carrying out an optical analysis of a solar prototype with a linear Fresnel concentrator, using a calculation code based on the Ray-Tracing Monte-Carlo method. This code is used to model the path of the sun's rays, from the solar disc to the receiver, taking into account their interactions with the various components of the solar field. Using the code developed, the optical behaviour of a Fresnel prototype is simulated and then analysed, taking into account all the physical phenomena: losses due to shading, blocking and overflow, as well as the various optical errors. This code can also be used to simulate the optical behaviour of a Fresnel-type solar array using real solar and climatic data, with the aim of calculating its performance and optimizing its geometry.

Key words: solar energy, solar concentrator, linear Fresnel reflector, Ray-Tracing, focusing, optical study, optical performance, optical losses.

Remerciements

“وَأَخِرُ دَعْوَاهُمْ أَنْ الْحَمْدُ لِلَّهِ رَبِّ الْعَالَمِينَ”

Avant tout, je voudrais remercier **Dieu** pour chacune de ses innombrables bénédictions. Je tiens à rendre grâce à Dieu pour sa guidance et son soutien constant tout au long de cette aventure académique. Sa présence bienveillante m'a permis de surmonter les obstacles et d'atteindre ce jalon crucial.

Je souhaite remercier **mes chers parents** pour leur soutien constant et leurs encouragements.

Je souhaite ensuite adresser mes plus profonds remerciements à mon encadrant, monsieur **BELTAGY Hani**, pour son accompagnement exceptionnel dans la réalisation de ce mémoire. Son expertise remarquable dans le domaine de l'énergie solaire thermique a été une source inépuisable d'inspiration et de savoir. Ses conseils judicieux, sa rigueur bienveillante et sa disponibilité exemplaire ont grandement contribué à façonner ce travail. Plus encore, j'ai été marqué par son écoute attentive et son encouragement constant, qui m'ont poussé à persévérer et à viser l'excellence. Je lui suis infiniment reconnaissant pour son dévouement et la confiance qu'il m'a témoignée tout au long de ce projet.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à Monsieur **FOUCHANE Sid Ali** pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider ce travail. Sa bienveillance, la rigueur de son regard académique, ainsi que le temps précieux qu'il a consacré à l'évaluation de ce mémoire témoignent d'une attention que j'apprécie sincèrement.

Je tiens à représenter mes respects et mes remerciements à Monsieur **KOREI Zakaria** pour l'honneur qu'il m'a fait en ayant accepté d'évaluer ce mémoire. Ses remarques éclairées et ses suggestions pertinentes ont enrichi ce travail de manière significative.

Mes remerciements vont aussi à **l'ensemble des enseignants du département génie mécanique** de l'université Mouloud MAMMERY Tizi-Ouzou, dont les enseignements de qualité m'ont doté des outils nécessaires pour mener à bien cette recherche.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Ma précieuse maman, ton amour et ta sagesse ont illuminé mon chemin, guidant chacun de mes pas avec douceur et force. Ce travail est le reflet de tout ce que tu m'as appris et du profond amour que je te porte.

Mon cher papa, par ton éducation, tu m'as transmis des valeurs précieuses : la rigueur, la patience, l'intégrité et la persévérance. Tes conseils, toujours guidés par la sagesse, ont illuminé mon chemin et nourri mon ambition. Grâce à Dieu et après toi, je bâtis mon avenir avec force et confiance.

Mon oncle Mohamed, qui a toujours été là pour moi depuis ma naissance, ton amour inconditionnel et ta présence constante ont été ma plus grande force. À chaque étape de ma vie, dans les moments de joie comme dans les épreuves, tu as été mon repère, mon soutien indéfectible.

Mes précieuses amies : **Lynda, Hafida, Leticia, Sérine et Kahina**, des âmes précieuses dont l'amitié et les encouragements sont une source infinie de lumière, ce mémoire vous est dédié, reflet de notre belle amitié et de nos partages précieux.

Mes chères cousines : **Massiva et Djura**, complices de toujours et soutien précieux, merci d'être là. Ce mémoire vous est dédié avec tout mon amour.

Mon petit ange **Syfax**, un rayon de lumière qui remplit chaque jour de joie et de douceur, que cette mémoire soit le tendre reflet de ton innocence et de tout l'amour qui t'entoure.

Karima et Nawal, un précieux refuge de soutien, d'amour et de souvenirs partagés, que cette mémoire soit le reflet de notre lien indéfectible et des instants gravés à jamais dans nos cœurs.

Ma chère **Djidji**, une amie d'une rare bienveillance, dont l'écoute précieuse et le cœur généreux ont accompagné tant d'heures, que cette mémoire soit le reflet de ton soutien inestimable et de la sincérité de notre amitié.

La mémoire de mes chers grands-parents, Dont l'amour et la sagesse continuent d'éclairer mon chemin. Que ce modeste travail soit un hommage à leurs présences intemporelles, Gravée à jamais dans mon cœur et mon esprit.

Table des matières

Résumé	i
Remerciements	ii
Dédicace.....	iii
Table des matières	iv
Listes des figures.....	vii
Liste des tableaux	x
NOMENCLATURE	xi
Introduction générale.....	1

Chapitre I : Etude Bibliographique

I.1. Introduction :	3
I.2. Définition de l'énergie	4
I.3. Sources d'énergies renouvelables	4
I.3.1. L'énergie solaire	4
I.3.2. L'énergie Eolienne.....	5
I.3.3. L'énergie biomasse.....	5
I.3.4. L'énergie hydraulique.....	6
I.3.5. L'énergie géothermique.....	6
I.3.6. L'énergie des mers ou énergie marine.....	7
I.4. Les systèmes à concentration solaire	7
I.5. Description et technologie des systèmes (LFR)	8
I.5.1. Les composants d'un concentrateur à Réflecteur Linéaire de Fresnel	9
I.5.1.1 Types de récepteurs linéaires :.....	13
a- Le récepteur trapézoïdal.....	13
b- Récepteur monotube sous vide	14
I.6. Principe de fonctionnement	14
I.7. Recherche et développement des systèmes a concentration linéaire de Fresnel	15
I.8. Développement du concentrateur de Frensel	15
I.9. Exemple de configuration	19
I.9.1 Novatec Solar (Allemagne)	19
I.10.Conclusion	21

Chapitre II : Modélisation Théorique

II.1. Introduction	22
II.2. Efficacité globale	22
II.3. Efficacité optique	23
II.3.1. Définition.....	23
II.3.2. Angles solaires.....	23
II.3.3 Efficacité optique.....	24
II.4. Efficacité thermique	25
II.4.1. Définition.....	25
II.4.2. Efficacité thermique	25
II.4.3 Stockage d'énergie thermique	26
II.5. Efficacité thermodynamique	26
II.6.Modélisation des transferts radiatifs entre le soleil et le récepteur : Méthode de Monte-Carlo/Lancer de Rayon	267
II.7. Outil de modélisation	27
II.7.1. Description du logiciel FAST	28
II.8. Modèle Monte Carlo pour le transport radiatif	28
II.8.1Méthode de Monte-Carlo	29
II.9.Application de la méthode au cas d'un champ solaire de type Fresnel	29
II.9.1. Description physique de la méthode	30
II.10.Calcul de la position du soleil	33
II.10.1. Coordonnées géographiques	33
II.10.2. Coordonnées horizontal	35
II.10.2.1. Azimut a	35
II.10.2.2. Hauteur h	35
II.10.3. Coordonnées horaires	36
II.11.Diagramme solaire :	37
II.11.1. Eclairement solaire	38
II.11.2.Eclairement direct I_D	38
II.11.3. Éclairement global G^*	39
II.12.Conclusion :	39

Chapitre III : Optimisation de la géométrie du récepteur

III.1. Introduction	40
III.2. Objectif	40
III.3. Optimisation du réflecteur secondaire	40
III.4. Les éléments du récepteur	42
III.4.1. Le CPC	42
III.4.2. Le tube récepteur	42
III.4.3. La vitre	42
III.5. Les paramètres d'optimisation	43
III.6. Etude de l'influence des différents paramètres sur la puissance reçue	43
III.7. Optimisation de la géométrie du CPC	45
III.7.1. Comparaison entre les différents CPC	47
III.8. Etude du productible thermique durant les équinoxes et solstices	47
III.8.1. Etude du gain de puissance avec le CPC optimisé	47
III.9. Conclusion de l'étude des CPC sur une année	50
III.10. Conclusion	53

Chapitre IV : Simulation optique

IV.1. Introduction	54
IV.2. Rendement optique	54
IV.3. Impact de la vitre sur la concentration du rayonnement	58
IV.4. Carte de distribution de flux sur le tube absorbeur	61
IV.5. Effets d'ombrage et de blocage	66
IV.5.1. Effet d'ombrage	67
IV.5.2. Effet de blocage	67
IV.5.3. Pertes par débordement	68
IV.6. Distribution du flux lumineux sur le récepteur	78
IV.6.1. Influence sur les performances optiques et thermiques	78
IV.7. Optimisation de la hauteur du récepteur	85
IV.7.1. Impact de la hauteur sur les performances optiques	86
IV.8. Conclusion	91
Conclusion Générale	92
Référence bibliographiques :	94

Listes des figures

Chapitre I : Etude Bibliographique

Figure I.1: Maison solaire [1].	4
Figure I.2: L'énergie éolienne [1].	5
Figure I.3: L'énergie biomasse [1].	6
Figure I.4: L'énergie hydraulique [1].	6
Figure I.5: L'énergie géothermique [1].	7
Figure I.6: L'énergie des mers [2].	7
Figure I.7: Quatre principaux types de concentrateurs.	8
Figure I.8: Les centrales solaires à miroir de Fresnel.	9
Figure I.9: La construction de l'assemblage du tube récepteur.	10
Figure I.10: Croquis des systèmes de suivi. A: Chaque miroir est couplé à un actionneur, permettant un contrôle total sur chaque rangée. B: Tous les miroirs couplés à un actionneur. C: groupes de miroirs reliés à un actionneur	12
Figure I.11: Le montage d'un Système pour suivre le soleil de LFR [10]	12
Figure I.12: Principe d'un concentrateur à Réflecteur Linéaire de Fresnel [3]	13
Figure I.13: Récepteur trapézoïdal [12]	13
Figure I.14: Récepteur trapézoïdal [12]	14
Figure I.15: Récepteur monotube sous vide [12].	14
Figure I.16: Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel [4].	15
Figure I.17: Distribution des miroirs entre deux tubes d'absorbants [24].	18
Figure I.18: Schéma de principe de la centrale PEI de Novatec-Biosol.	19
Figure I.19: Puerto Errando I, par Novatec-Biosol.	21

Chapitre II : Modélisation Théorique

Figure II.1: Définition des angles transversal et longitudinal pour LFR.	24
Figure II.2: La structure du logiciel FAST	28
Figure II.3: Schéma du concentrateur solaire de type Fresnel à modéliser.	30
Figure II.4: La configuration géométrique modélisée	31
Figure II.5: L'organigramme représentant l'algorithme de Monte-Carlo	32
Figure II.6: Coordonnées géographiques.	33
Figure II.7: Trajectoire de la terre autour du soleil.	34
Figure II.8: Repère horizontal	36

Figure II.9: Diagramme de la hauteur du soleil 37

Figure II.10: Organigramme simplifié permettant le traçage du diagramme solaire pour une latitude donnée 38

Chapitre III : Optimisation de la géométrie du récepteur

Figure III.1: Les pertes par débordement sans CPC 41

Figure III.2: Exemple de géométrie de CPC. 43

Figure III. 3: Puissance reçue par le CPC en fonction de la longueur focale. 44

Figure III.4: Puissance reçue par le CPC en fonction de l'écartement. 44

Figure III.5: Puissance reçue par le CPC en fonction de l'ouverture 44

Figure III. 6: Puissance reçue par le CPC en fonction de la distance tube / haut du CPC ... 45

Figure III.7: La production journalière pour le 21 Juin. 48

Figure III.8: La production journalière pour le 21 Mars. 49

Figure III.9: La production journalière pour le 21 Décembre 49

Figure III.10: Schéma CPC optimisé avec ouverture 34cm 50

Figure III.11: CPC optimisé 51

Figure III.12: Comparaison entre les deux formes des CPC..... 52

Figure III.13 : La Configuration optimale de notre prototype solaire. 523

Chapitre IV : Simulation optique

Figure IV.1: Distribution de la densité du flux sur le tube absorbeur pour la journée 21/03 à 9h, 12h et 15h. 62

Figure IV.2: Distribution de la densité du flux sur le tube absorbeur pour la journée 21/06 à 9h, 12h et 15h. 63

Figure IV 3: Distribution de la densité du flux sur le tube absorbeur pour la journée 21/09 à 9h, 12h et 15h. 64

Figure IV.4: Distribution de la densité du flux sur le tube absorbeur pour la journée 21/12 à 9h, 12h et 15h. 65

Figure IV.5: Effet d'ombrage ; (a) entre le récepteur et le miroir, (b) entre deux miroirs adjacents..... 67

Figure IV.6: Effet du blocage..... 68

Figure IV.7: L'effet d'ombrage entre les miroirs pour la journée de 21 Mars 69

Figure IV.8: L'effet d'ombrage entre les miroirs pour la journée de 21 Juin. 70

Figure IV.9: L'effet d'ombrage entre les miroirs pour la journée de 21 Septembre 71

Figure IV.10: L'effet d'ombrage entre les miroirs pour la journée de 21 Décembre 72

Figure IV.11: Représentation 3D du champ solaire à miroirs de Fresnel utilisant un récepteur avec un réflecteur secondaire CPC et un tube absorbeur pour la journée du 21 Mars. 74

Figure IV.12: Représentation 3D du champ solaire à miroirs de Fresnel utilisant un récepteur avec un réflecteur secondaire CPC et un tube absorbeur pour la journée du 21 Juin. 75

Figure IV.13: Représentation 3D du champ solaire à miroirs de Fresnel utilisant un récepteur avec un réflecteur secondaire CPC et un tube absorbeur pour la journée du 21 Septembre 76

Figure IV.14: Représentation 3D du champ solaire à miroirs de Fresnel utilisant un récepteur avec un réflecteur secondaire CPC et un tube absorbeur pour la journée du 21 Décembre. 77

Figure IV.15: Les différentes performances du champ solaire et la distribution des pertes optiques pour la journée du 21 mars 80

Figure IV.16: Les différentes performances du champ solaire et la distribution des pertes optiques pour la journée du 21 Juin..... 80

Figure IV.17: Les différentes performances du champ solaire et la distribution des pertes optiques pour la journée du 21 Septembre..... 81

Figure IV.18: Les différentes performances du champ solaire et la distribution des pertes optiques pour la journée du 21 Décembre. 81

Figure IV.19: Effet de la hauteur sur les performances optiques du champ. 86

Figure IV.20: Résumé des résultats pour la journée du 21 Mars 89

Figure IV.21: Résumé des résultats pour la journée du 21 Juin..... 89

Figure IV.22: Résumé des résultats pour la journée du 21 Septembre..... 90

Figure IV.23: Résumé des résultats pour la journée du 21 Décembre 90

Liste des tableaux

Chapitre III : Optimisation de la géométrie du récepteur

<i>Tableau III.1: caractéristique du récepteur avant l'optimisation.....</i>	<i>42</i>
<i>Tableau III.2: Comparaison entre les différents types des CPC</i>	<i>46</i>
<i>Tableau III.3: caractéristiques géométriques des CPC testés.....</i>	<i>47</i>
<i>Tableau III.4: Comparaison des différents CPC avec l'ancienne forme.....</i>	<i>50</i>

Chapitre IV : Simulation optique

<i>Tableau IV.1: Les résultats obtenus pour la journée de 21/03</i>	<i>55</i>
<i>Tableau IV.2: Les résultats obtenus pour la journée de 21/06</i>	<i>56</i>
<i>Tableau IV.3: Les résultats obtenus pour la journée de 21/12</i>	<i>57</i>
<i>Tableau IV.4: Impact de la vitre sur le récepteur mono-tube, 21/03 à 12h.....</i>	<i>58</i>
<i>Tableau IV.5: Impact de la vitre sur l'efficacité optique du récepteur mono-tube pour la journée du 21/03.....</i>	<i>59</i>
<i>Tableau IV.6: Impact de la vitre sur l'efficacité optique du récepteur mono-tube pour la journée du 21/06.....</i>	<i>60</i>
<i>Tableau IV.7: Impact de la vitre sur l'efficacité optique du récepteur mono-tube pour la journée du 21/12.....</i>	<i>61</i>

NOMENCLATURE

<i>Symboles</i>	<i>Descriptions</i>	<i>Unités</i>
<i>Lettres Latines</i>		
A	La surface totale d'ouverture du champ solaire	[m ²]
a	Azimut solaire	[°]
DNI	Irradiation normal directe	[KWh/m ² *an]
F	La distance focale du miroir	[m]
f_{clean}	Facteur de correction correspond à l'encrassement des miroirs	-
h	Hauteur du soleil	[°]
$h_{entrée}$	L'enthalpie spécifique à l'entrée du champ solaire	[J/kg.K]
h_{sortie}	L'enthalpie spécifique à la sortie du champ solaire	[J/kg.K]
K_t	le coefficient modificateur lié à l'angle d'incidence transversal	-
K_l	le coefficient modificateur lié à l'angle d'incidence longitudinal	-
L	Longitude	[°]
\dot{m}	Débit massique	[kg/s]
P	La puissance	[W]
P_{abs}	Puissance absorbée par le tube	[W]
P_{el}	La puissance électrique	[W]
$P_{th}^{Champ\ solaire}$	Puissance thermique produite par le champ solaire	[W]
$P_{th}^{Stockage}$	Puissance thermique du stockage	[W]
P_{th}	La puissance thermique	[W]
$P_{th}^{Champ\ solaire}$	Energie utile	[W]
Q_{loss}	Le flux perdu	[W]
q_{loss}	Densité du flux perdue	[W/m ²]
S	La surface	[m ²]
T	Température	[°C]

T_{amb}	Température ambiante	[°C]
u_i	Coefficients du polynôme des pertes thermiques	-
x	la distance par rapport au centre du miroir.	[m]
Y	La courbure du miroir	[m]
<i>Lettres Grecques</i>		
δ	La déclinaison	[°]
η_{el}	Rendement du bloque de la puissance	[%]
η_{opt}	Rendement optique	[%]
η_{opt} journalier	Rendement Optique journalière	[%]
η_{opt} annuel	Rendement Optique annuelle	[%]
η_s	Efficacité de stockage	[%]
η_{th}	Rendement thermique	[%]
θ_a	L'angle azimut	[°]
θ_i	L'angle d'incidence	[°]
θ_l	l'angle longitudinal	[°]
θ_t	l'angle d'incidence transversale	[°]
θ_z	L'angle zénith	[°]
φ	Latitude	[°]
ω	l'angle horaire	[°]

Liste des abréviations

<i>Abréviation / Terme</i>	<i>Signification</i>	<i>Unité associée (si applicable)</i>
CLFR	Compact Linear Fresnel Reflector (Réflecteur de Fresnel linéaire compact)	-
CPC	Composed Parabolic Concentrator (Concentrateur Parabolique Composé)	-
CSP	Concentrating Solar Power (Centrale thermodynamique à concentration)	-
DNI	Direct Normal Irradiation (Irradiation normale directe)	[W/m ²]
FAST	Fresnel Armines Simulation Tool	-
FPC	Flat-plate Collector	-
HTF	Heat Transfer Fluid (Fluide de transfert thermique)	-
IAM	Angle d'Incidence Modifié	[°]
LFSC	Linear Fresnel Solar Concentrator (Concentrateur solaire linéaire Fresnel)	-
LFR	Linear Fresnel Reflector (Réflecteur linéaire de Fresnel)	-
PCRD	Programme Cadre de Recherche et Développement	-
PE1	Puerto Errando 1	-
PSA	Plataforma Solar of Almeria (Plateforme solaire d'Almeria)	-
PV	Photovoltaïque	-
TSV	Temps Solaire Vrai	[h]
UE	Union Européenne	-
VP1	Vapor Phase 1	-
X5CrNi18-10	un acier inoxydable austénitique selon la norme EN 10088, regroupant les deux ci-dessous	-
X5	Acier allié avec ~0,05 % de carbone	-
CrNi18-10	contient environ 18 % de chrome et 10 % de nickel	-

Introduction générale

Introduction générale

La demande mondiale en énergie primaire devrait augmenter d'environ un tiers d'ici 2035. La part des énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) restera dominante même si, proportionnellement, leur part baissera dans la consommation mondiale ; de 81 % en 2009 à 75 % en 2035 (hausse des prix et diversification des sources d'énergie). Au final, la demande en hydrocarbures va continuer de progresser.

La hausse du prix des énergies fossiles, combinée à l'inquiétude croissante sur les conséquences de l'augmentation du taux de CO₂ dans l'atmosphère traduite par les accords de Kyoto (1997), incite la communauté scientifique à chercher de nouvelles sources d'énergie, ou à en revisiter certaines envisagées lors des précédents chocs pétroliers. L'UE tout comme 13 états américains ont adopté des politiques de portefeuilles pour les énergies renouvelables, portant sur les nouvelles installations ou sur la part des ER dans le mix énergétique. Parmi elles, l'énergie solaire à concentration a été reconnue par l'Union Européenne comme capable de contribuer de manière significative à un système énergétique européen durable à moyen- long terme. Le 7ème Programme Cadre de Recherche et Développement (PCRD) de l'UE contient un chapitre dédié à l'électricité solaire concentrée, et subventionne des sujets aussi variés que les composants-clés des centrales solaires, le dessalement, le stockage journalier, l'amélioration du profil environnemental, les concepts innovants de transfert de chaleur, ou encore les systèmes à faible concentration. L'objectif de l'UE est de rendre les centrales solaires thermodynamiques économiquement compétitives en abaissant le coût de production de l'électricité jusqu'à 0,05 €/kWh en 2020 contre 0,15-0,20 €/kWh aujourd'hui.

L'intérêt actuel pour la technologie de concentration utilisant les miroirs de Fresnel est dû principalement à son faible coût de fabrication en comparaison avec les concentrateurs cylindro-parabolique ou les systèmes à tours. Ses applications vont de la grande échelle pour la production d'électricité, à des installations de petites et moyennes puissances pour le bâtiment ou l'industrie. Le concentrateur linéaire de Fresnel est composé principalement d'un champ de miroirs plans ou légèrement courbés. Ces derniers sont fixés sur une structure mobile permettant de suivre la course du soleil. Le système est constitué aussi d'une structure fixe et d'un

récepteur qui comprend : un ou plusieurs tubes dans lesquels circule le fluide caloporteur, et souvent un réflecteur secondaire.

Dans ce contexte, l'apport de ce travail de mémoire est l'étude des performances optique d'un champ solaire à concentrateur linéaire de Fresnel afin d'optimiser les paramètres de champs solaires et trouver la configuration optimale à l'aide d'un modèle optique développé par la méthode de Monte-Carlo.

Ce modèle devra permettre de simuler, à partir des données solaires et climatiques réelles, le comportement optique de notre champ solaire de type Fresnel afin d'optimiser ses performances énergétiques.

Le mémoire présente d'abord une étude bibliographique sur le solaire thermique et thermodynamique à concentration ainsi que les différentes applications (Chapitre I). Le deuxième chapitre explique la description et la modélisation des interactions optiques dans les concentrateurs solaires à miroirs de Fresnel. La méthode probabiliste de Monte Carlo (outil de calcul FAST) est utilisée par la suite pour résoudre les équations du modèle optique. Cette partie est achevée par la description de quelques paramètres astronomique utilisés pour calculer la position du soleil.

Dans le troisième chapitre nous proposons une méthode permettant l'optimisation géométrique du récepteur solaire. Dans ce sens nous avons effectué une étude paramétrique où nous avons étudié l'effet des paramètres géométriques du récepteur sur la puissance collectée par le tube absorbeur à savoir : la focale, l'écartement, distance focale-haut de tube et l'ouverture du récepteur. Les résultats d'optimisation géométrique du récepteur solaire sont donc présentés et discutés à la fin de ce chapitre.

Le quatrième chapitre présente les résultats de simulations optiques obtenues à partir du code optique pour tester son fonctionnement et son aptitude à reproduire le cheminement des rayons solaires dans un système solaire. Il présente aussi l'effet des paramètres de conception sur la collecte du rayonnement solaires, ainsi que l'effet des pertes optiques qui sont inévitables sur la concentration du rayonnement.

Chapitre I
Etude
Bibliographique

I.1. Introduction :

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future. C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau, de la terre et généralement de la biomasse humide ou sèche, à l'échelle de la durée de vie de l'humanité.

Une grande partie de l'énergie utilisée aujourd'hui dans le monde (plus de 80 %) provient de gisements de combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz) ou d'uranium. Ces gisements, ces stocks, constitués au fil des âges et de l'évolution géologique, sont évidemment en quantité limitée : ils sont épuisables.

Par opposition, les énergies fournies par le soleil, le vent, les chutes d'eau, la croissance des végétaux, les marées, la chaleur de la terre sont renouvelables. Toutes ces énergies renouvelables n'ont d'ailleurs en définitive que deux sources : le soleil (puisque celui-ci est à l'origine du vent, du cycle de l'eau, des marées, de la croissance des végétaux) et la terre (qui dégage de la chaleur).

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas nouvelle. Celles-ci sont exploitées par l'homme depuis la nuit des temps. Autrefois, moulins à eau, à vent, bois de feu, traction animale, bateau à voile ont largement contribué au développement de l'humanité.

Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres :

- elles sont généralement moins perturbatrices de l'environnement, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets ;
- elles sont inépuisables ;
- elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux ;
- elles offrent une importante indépendance énergétique.

Ces énergies renouvelables sont présentées, ainsi que leurs modes de productions énergétiques, dans les paragraphes suivants.

I.2. Définition de l'énergie

Le mot « ENERGIE », d'usage très répandu, vient du mot grec « ENERGIA » qui signifie «force en action », qui veut dire la capacité d'effectuer des transformations, de produire du travail, de générer du mouvement, de la chaleur ou des radiations, ainsi que de modifier l'état d'un système [1].

I.3. Sources d'énergies renouvelables

Comme leur nom l'indique, il s'agit de sources qui se renouvellent et ne s'épuisent donc jamais à l'échelle du temps humain. La source non renouvelable telle que les énergies fossiles comme le pétrole, le charbon et le gaz dont les gisements limités peuvent être épuisés. Les sources renouvelables sont l'énergie solaire, éolienne, hydraulique, géothermique, marine et la biomasse [1].

I.3.1. L'énergie solaire

Ce terme désigne l'énergie fournie par les rayons du soleil. Le soleil est la source d'énergie la plus puissante et cette énergie est gratuite, il n'y a qu'à l'exploiter. Les technologies sont réparties entre actives et passives. Les technologies actives transforment l'énergie solaire en une forme électrique ou thermique que nous pouvons utiliser directement. C'est le cas des cellules photovoltaïques qui transforment la lumière du soleil directement en énergie électrique (figure I.1), des collecteurs solaires qui permettent de chauffer l'eau des maisons, du chauffage et du refroidissement solaire, des concentrateurs solaires qui utilisent des miroirs pour concentrer les rayons du soleil et générer une chaleur intense, transformant l'eau en vapeur et produisant de l'électricité grâce à certaines machines, et même des fours solaires. Les technologies passives consistent à bien orienter les bâtiments par rapport au soleil ou à utiliser des matériaux spéciaux et des modèles architecturaux qui permettent d'exploiter l'énergie solaire [1].



Figure I.1: Maison solaire [1].

I.3.2. L'énergie Eolienne

La force éolienne est connue et exploitée depuis des milliers d'années au travers des moulins à vent et de la navigation, par exemple. Aujourd'hui, nous pouvons exploiter cette énergie à l'aide d'hélices spéciales qui emmagasinent le vent et de machines qui le transforment en énergie électrique. Les éoliennes sont installées sur terre et en mer dans des endroits où le vent atteint une vitesse élevée et constante (figure I.2) [1].



Figure I.2: L'énergie éolienne [1].

I.3.3. L'énergie biomasse

L'utilisation de la biomasse remonte au temps où l'homme découvrait le feu et se servait encore du bois pour se chauffer et cuire ses aliments. Il s'agit de l'énergie contenue dans les plantes et les matières organiques. La biomasse des plantes provient du soleil, quand la plante, grâce à la photosynthèse, absorbe l'énergie solaire. Ensuite, les animaux absorbent à leurs tours ces plantes. La biomasse provient de divers secteurs et matières comme le bois, les récoltes (cultivées spécialement pour la production d'énergie), les résidus agricoles et forestiers, les déchets alimentaires et les matières organiques issues des déchets municipaux et industriels. Il existe toute une variété de technologies pour convertir l'énergie de la biomasse en une forme réutilisable. Ces technologies changent l'énergie en formes utilisables directement (chaleur ou électricité) ou en d'autres formes telles que le biocarburant ou le biogaz [1].



Figure I.3: L'énergie biomasse [1].

I.3.4. L'énergie hydraulique

L'eau est également une source renouvelable puisqu'elle se régénère grâce au cycle d'évaporation et des précipitations. Sa force est connue et exploitée depuis des milliers d'années au travers des barrages (figure I.4), des moulins à eau et des systèmes d'irrigation. Plusieurs technologies permettent d'exploiter l'énergie produite par la chute ou le mouvement de l'eau. Les roues à aubes peuvent la transformer directement en énergie mécanique (moulin à eau), tandis que les turbines et les générateurs électriques la transforment en électricité [1].



Figure I.4: L'énergie hydraulique [1].

I.3.5. L'énergie géothermique

L'énergie géothermique désigne l'énergie créée et emmagasinée dans la terre sous forme thermique. Elle est parfois libérée à la surface par des volcans ou des geysers, mais elle peut aussi être accessible à tout moment, comme dans les sources d'eau chaude. La géothermie peut servir à produire de l'électricité ou à chauffer et refroidir. L'énergie est extraite de réservoirs souterrains enfouis très profondément et accessibles grâce au forage, ou de réservoirs plus proches de la surface. L'énergie géothermique peut également être employée dans un but domestique, grâce aux petites pompes à chaleur, par exemple (figure I.5). [1]

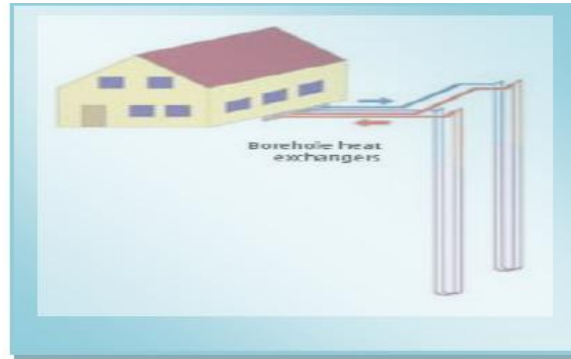


Figure I.5: L'énergie géothermique [1].

I.3.6. L'énergie des mers ou énergie marine

C'est une énergie renouvelable très peu exploitée jusqu'ici. Elle désigne l'énergie produite par les vagues et les marées, ainsi que l'énergie thermique de l'océan chauffé par les rayons du soleil (figure I.6).

Les océans, qui couvrent presque 70 % de la surface du globe, pourraient constituer la source d'énergie renouvelable du futur, même si, pour l'instant, leur exploitation pour produire de l'électricité n'est pas rentable [2].

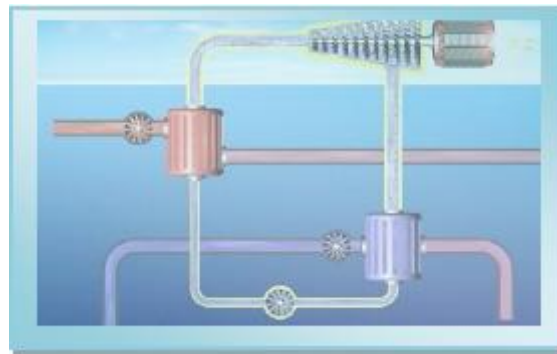


Figure I.6: L'énergie des mers [2].

I.4. Les systèmes à concentration solaire

L'énergie solaire thermique à basse température pour les besoins du bâtiment ne demande qu'à être généralisée. L'énergie photovoltaïque est proche de la compétitivité pour la production d'électricité. La troisième famille de technologies est l'énergie solaire thermodynamique, qui fait appel à la concentration du rayonnement solaire [3]. L'énergie solaire est une source d'énergie propre et inépuisable. Actuellement, les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale. Ces technologies se basent sur des collecteurs qui concentrent le rayonnement solaire sur

des absorbeurs qui réchauffent à haute température un fluide caloporteur. Ce fluide peut ensuite être utilisé pour la génération d'électricité [4]. On distingue deux principaux types de concentrateurs :

- **Les concentrateurs ponctuels** (poursuite sur deux axes) : centrales à tours et Dish-Stirling.
- **Les concentrateurs linéaires** (poursuite solaire sur un axe) : Concentrateurs cylindro-paraboliques et miroirs de Fresnel. Les miroirs de Fresnel sont utilisés comme concentrateurs solaires offrent une série d'avantages par rapport aux autres technologies de concentration et en particulier au cylindro-parabolique. Le rendement optique élevé avec un poids minimum et un faible coût peuvent fonctionner sans grandes difficultés mécaniques.

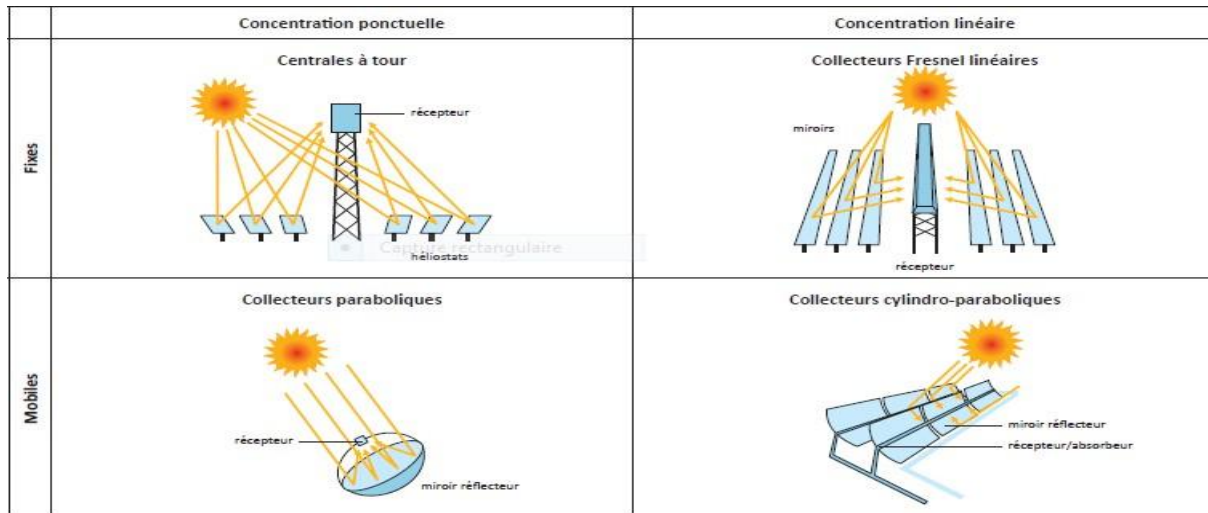


Figure I.7: Quatre principaux types de concentrateurs.

I.5. Description et technologie des systèmes (LFR)

Le concept est simple et facile par rapport aux autres capteurs solaires à concentration de la même famille. Ils sont formés de miroirs plans et ils sont moins coûteux par rapport aux autres types de capteurs solaires à effet de concentration. Ce système met en œuvre des miroirs plans, des fois ils sont très légèrement courbés, disposés en lames parallèles qui s'inclinent par rotation de telle manière que la réflexion des rayons solaires soit toujours comprise dans le récepteur. Avec une performance optique inférieure de 30 ou 40 % par rapport aux capteurs solaires cylindro-paraboliques [5]. Avec moins de poids et de volume de matériau par

rapport à la conception de lentilles conventionnelles, les mécanismes de lavage automatiques sont facilement évolutifs. [6]



Figure I.8: Les centrales solaires à miroir de Fresnel.

I .5.1. Les composants d'un concentrateur à Réflecteur Linéaire de Fresnel

Le concentrateur à Réflecteur Linéaire de Fresnel (concentrateur LFR) est généralement composé :

- **du réflecteur ou miroir de Fresnel** : plusieurs bandes rectangulaires de miroirs réfléchissent et concentrent le rayonnement sur le récepteur. Les paramètres de conception les plus importants sont : la largeur des bandes, le nombre de lignes et les espaces entre deux miroirs consécutifs. Comparé aux capteurs paraboliques, le LFSC a plus de pertes optiques. Les collecteurs de Fresnel n'ont pas seulement des pertes longitudinales ; ils sont également affectés par les pertes par effets cosinus transversales, car chaque miroir suit le soleil individuellement.
- **du récepteur** : positionné au-dessus du miroir de Fresnel, il intercepte le rayonnement concentré. Les principaux composants du récepteur sont : le tube absorbeur et le miroir secondaire. Le champ de miroir primaire seul ne peut pas accumuler seul la puissance requise. L'idée est d'augmenter l'efficacité sans générer plus de pertes thermiques. Il est nécessaire d'ajouter un miroir secondaire au-dessus du tube absorbeur pour atténuer cette imprécision optique et améliorer le facteur d'interception. De plus, il augmente la largeur de la surface de la cible sans affecter le tube absorbeur. La configuration du miroir secondaire doit être adaptée pour concentrer le rayonnement entrant dans le tube absorbeur.

– **d'un réflecteur secondaire** : qui concentre encore d'un facteur 1 à 3 le rayonnement. Il permet de réduire la surface de l'absorbeur, ce qui limite les pertes, par rapport aux performances de concentration du miroir de Fresnel. Il peut aussi contribuer à l'homogénéité

de la densité du flux collecté par l'absorbeur.

– **d'un élément absorbeur** : souvent un tube, mais parfois, plusieurs tubes, voire une surface plane. Cet élément joue le rôle d'échangeur : le fluide caloporteur collecte l'énergie concentrée sous forme d'énergie thermique. Le matériau constitutif doit avoir un coefficient d'absorption élevé et d'émission faible afin de limiter les pertes thermiques. On utilise donc des surfaces sélectives pour améliorer ses propriétés thermiques. [7]

-Les pertes par convection dépendent principalement de la température de l'absorbeur et des conditions ambiantes. Par conséquent, l'absorbeur est protégé par une enveloppe de verre ou une plaque de verre, comme le montre la figure I.9.

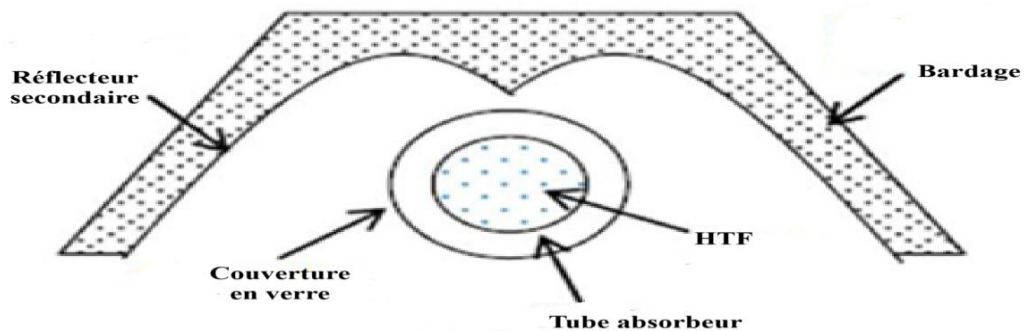


Figure I.9: La construction de l'assemblage du tube récepteur.

– **d'une vitre**, qui assure une limitation des pertes radiatives. Transparente à la lumière visible, le verre est opaque aux Infra-Rouge (IR). Le rayonnement solaire entre dans le récepteur, mais les émissions des surfaces chaudes sont en grande partie bloquées par la vitre.

Les miroirs actuellement utilisés pour les champs solaires linéaires de Fresnel sont bon marché et durables. Il s'agit de miroirs en verre recuit, avec traitement de la surface arrière pour obtenir les propriétés réfléchissantes.

Les miroirs solaires doivent être de qualité supérieure : leurs propriétés optiques et leur tenue dans le temps ont un fort impact sur la rentabilité du système. Les recherches actuelles se basent donc sur l'amélioration de ces deux points.

Les miroirs doivent avoir une réflectivité importante et une sécularité la meilleure possible. Leur durée de vie est également un critère essentiel. Les miroirs sont soumis aux intempéries.

Ils doivent résister à la grêle, aux tempêtes de vent violent, de sable. Le revêtement doit être stable aux ultraviolets, résister au nettoyage mécanique et tenir à haute température (surtout pour le récepteur secondaire éventuel). Malgré tous ces facteurs, le miroir doit conserver ses qualités optiques pendant 10 ans, 20 ans et plus si possible.

- **Systèmes de suivi** : Les LFR ont seulement un suivi d'axe unique. Le mouvement des bandes miroir parallèles dépend uniquement de la trajectoire du soleil et non de la position du miroir. Chaque miroir suit le soleil individuellement, à la même vitesse angulaire. [8]

Le système de suivi est chargé de déplacer les miroirs du champ primaire. Il est généralement monté sur une structure de base. Il doit être précis et durable dans des conditions difficiles. La durée de vie attendue est comparable à celle du champ primaire (entre 20 et 25 ans). Le suivi du soleil est essentiel pour les concentrateurs solaires pour collecter l'énergie maximale du soleil [9]. La Figure 1-10 montre un croquis de ces options.

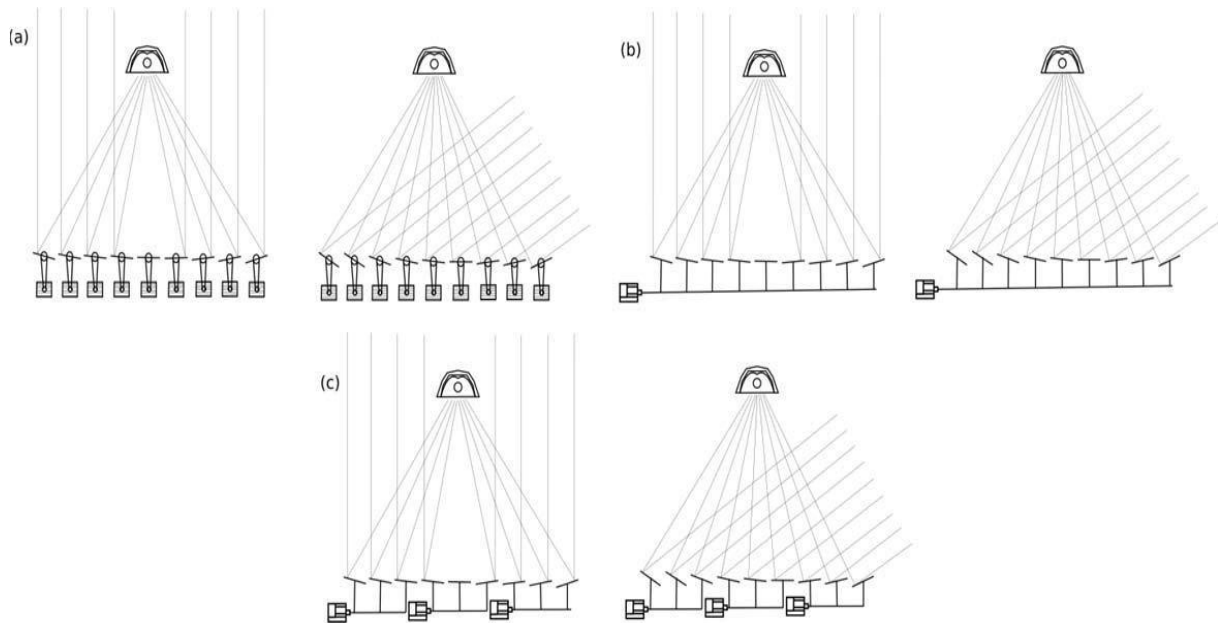


Figure I.10: Croquis des systèmes de suivi. A: Chaque miroir est couplé à un actionneur, permettant un contrôle total sur chaque rangée. B: Tous les miroirs couplés à un actionneur. C: groupes de miroirs reliés à un actionneur.

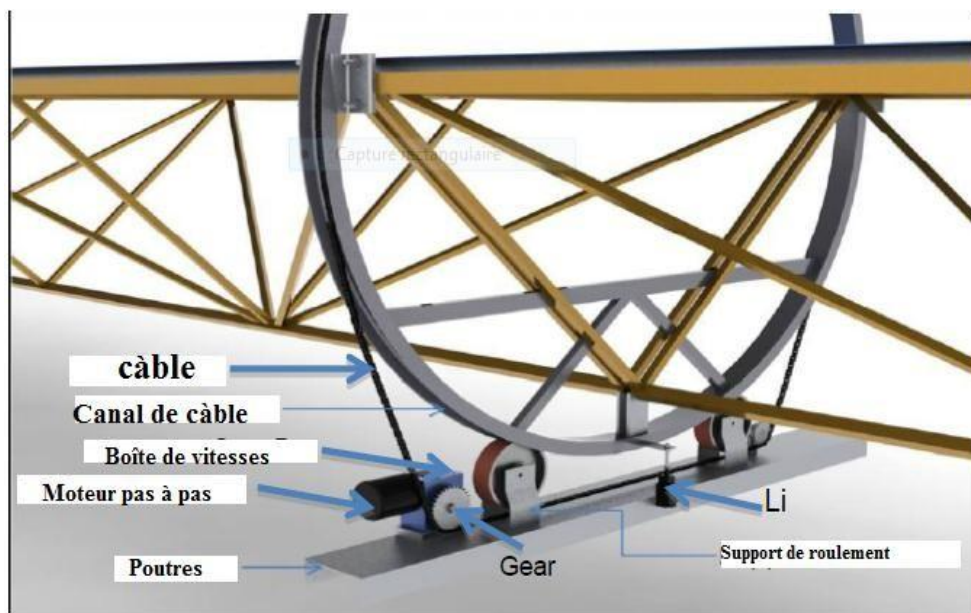


Figure I.11: Le montage d'un Système pour suivre le soleil de LFR [10].

-Fluides caloporteurs et fluides de travail : Dans les concentrateurs linéaires de Fresnel, le rayonnement solaire est réfléchi et concentré par un champ de miroirs de Fresnel dans un récepteur. Un tube dans le récepteur avec de l'eau en circulation reçoit ce rayonnement et de la vapeur est produite [11].

Les fluides de travail les plus utilisés dans les collecteurs de Fresnel sont les huiles thermiques comme Therminol VP1, Dowtherm A, Syltherm 800, Sandotherm,

etc., alors qu'il existe aussi des applications avec production directe de vapeur. Au cours des dernières années, beaucoup de recherches ont été axées sur l'utilisation des sels fondus dans les LFR, car ces fluides de travail peuvent également être utilisés comme milieux de stockage. De plus, les sels fondus peuvent fonctionner jusqu'à 550°C-600°C, ce qui donne la possibilité de meilleures performances de CSP, comparé aux huiles thermiques qui atteignent jusqu'à 400°C [3].

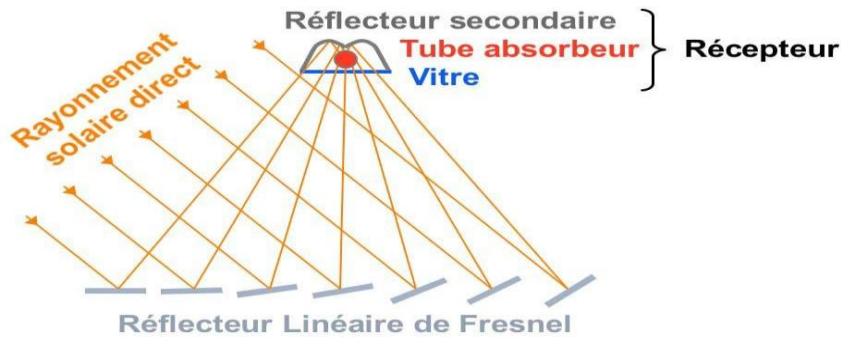


Figure I.12: Principe d'un concentrateur à Réflecteur Linéaire de Fresnel [3].

I.5.1.1 Types de récepteurs linéaires :

Il existe plusieurs types de récepteurs linéaires ; nous en dresserons une liste non exhaustive dans la partie suivante.

a- Le récepteur trapézoïdal

Un récepteur trapézoïdal est défini par la géométrie de son réflecteur secondaire qui a une forme trapézoïdale comme le montre la (Figure 1-13 et Figure 1-14)

Le récepteur trapézoïdal étudié par (S. Flores Larsen et al). Est un banc expérimental constitué de : 5 tubes de $D_i=25$ mm et $D_e=33$ mm recouvert d'une peinture noir d'émissivité 0,88 [12].

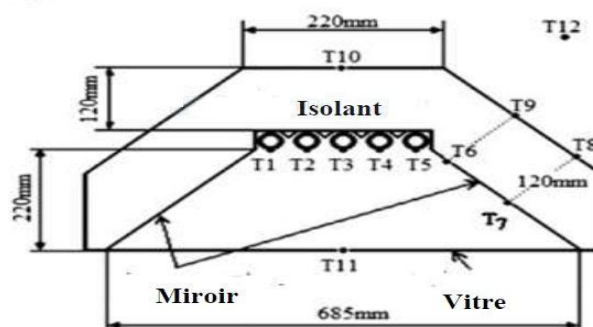


Figure I.13: Récepteur trapézoïdal [12].

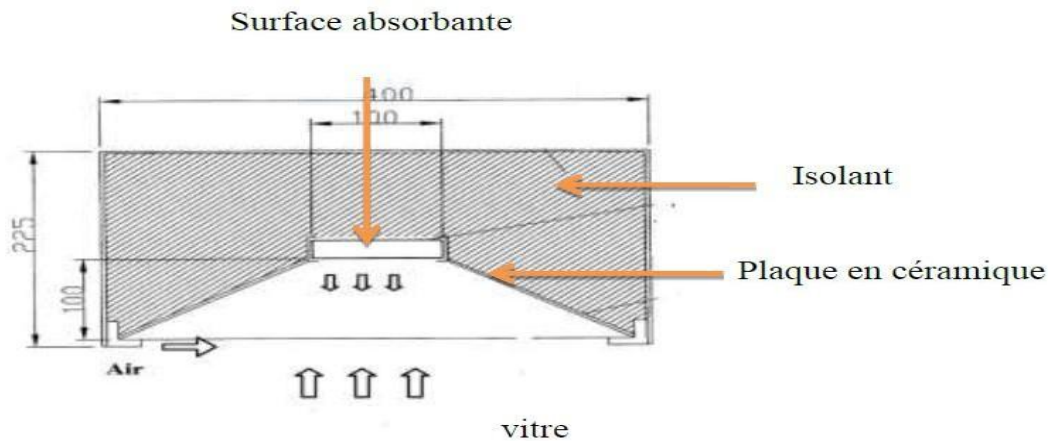


Figure I.14: Récepteur trapézoïdal [12].

b- Récepteur monotube sous vide

Le récepteur est composé d'un tube absorbeur, d'une plaque en verre, d'un réflecteur secondaire. Les récepteurs monotubes sous vide sont utilisés principalement dans les centrales cylindro-paraboliques. Ils sont parfois utilisés dans les petites centrales de type de Fresnel. Le réflecteur secondaire a pour caractéristique d'intercepter tous les rayons réfléchis par le concentrateur (voir Figure I.15) [12].

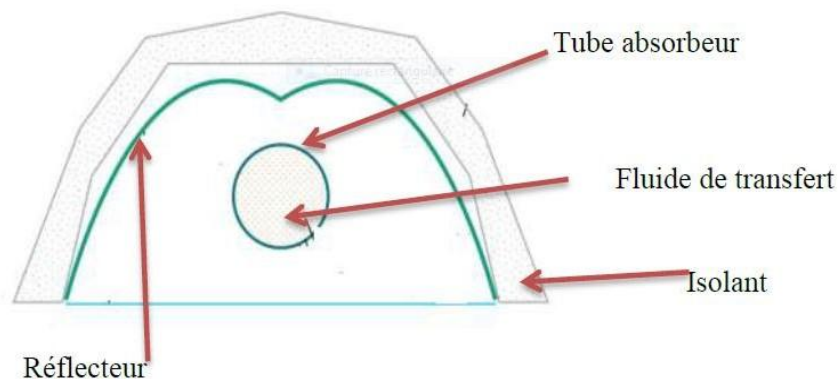


Figure I.15: Récepteur monotube sous vide [12].

I.6. Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement de ce type de capteur à concentration repose sur un système de miroirs plans, comme indiqué sur la **figure I.16**.

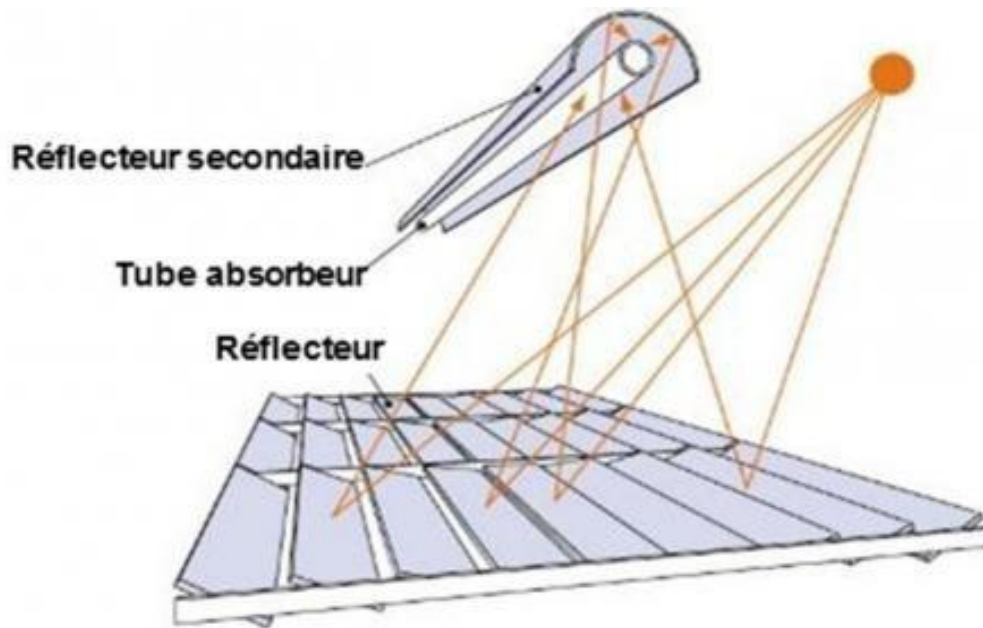


Figure I.16: Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel [4].

Les miroirs sont orientés de façon à suivre la course du soleil tout au long de la journée pour concentrer et rediriger en permanence le rayonnement solaire direct sur un absorbeur fixe, un fluide caloporteur circulant dans le tube, ce fluide est chauffé puis vaporisé, la vapeur produite est utilisée dans différentes applications tel que le chauffage et l'électricité.

I.7. Recherche et développement des systèmes a concentration linéaire de Fresnel :

Plusieurs travaux de recherches ont été menés dans le domaine des LFR, on peut citer le travail mené par P L. Singh et Al qui ont développé une simulation d'un prototype de capteur solaire linéaire de Fresnel avec un nombre variable de bandes comme HTF, comparé à un capteur cylindro-parabolique en utilisant le logiciel ASAP Ray-Tracing.

I.8. Développement du concentrateur de Fresnel :

Dans le cadre de développement et des recherches concernant la technologie de Fresnel, il existe quelques centrales et prototypes, parmi eux nous pouvons citer : la plateforme de test, Fresdemo à Almeria "Tabernas" en Espagne qui appartient à "Solar Power Group", un consortium d'entreprise dirigé par MAN Ferrostaal, est actuellement à l'essai et d'évaluation avec l'assistance scientifique et technique de la PSA "Plataforma Solar of Almeria".

Cette plateforme a pour but la génération directe de la vapeur à l'intérieur des tubes sous vide.

Les tubes sont alimentés en eau liquide à 100.10^5 Pascal permet de produire de la vapeur à 450°C avec une puissance de 800 kW thermique et d'un coût de 2.6 million d'euros [13 ; 14].

Parmi les travaux de recherche rencontrés, nous pouvons citer deux récentes publications qui se sont intéressées à l'optimisation des performances et la simulation des échanges thermiques dans les capteurs solaires avec l'effet de concentration de types Fresnel, la première est l'étude d'un four trapézoïdal muni de tubes circulaires dans un cas et dans un autre par un tube rectangulaire pour voir la différence entre les deux, ces derniers ont utilisé comme un absorbeur . Dans cette étude expérimentale des différents facteurs de concentration et revêtements sélectifs ont été considérés, les résultats trouvés ont montré que l'efficacité thermique est plus grande presque de 8% pour le tube circulaire en comparaison avec le tube rectangulaire [15], et un rendement qui varié entre 16 et 59,6% et 25 et 71,2% respectivement pour le tube circulaire avec une peinture noir ordinaire et revêtement de surface sélective et un rendement de 15,6 et 56,3% et 25 et 64% pour les mêmes propriétés de surface mais avec un tube rectangulaire pour différents facteur de concentration entre 9,4 et 19,8 [15].

La deuxième étude [16] concerne une simulation numérique d'un capteur de Fresnel, les auteurs se sont intéressés spécialement aux effets des paramètres de conception sur les performances thermiques telles que l'orientation des miroirs et la qualité des échanges thermiques dans les tubes, une étude d'analyse des bilans thermique a été entamée dans le concentrateur, des modèles théoriques ont été développés puis validés ensuite par des résultats expérimentaux.

D'autres articles publiés montrent un regain d'intérêt pour la mise à disposition d'un marché de procédés solaires à faibles concentration pour des usages domestiques et individuels, notamment pour augmenter la productivité des capteurs photovoltaïques PV [17] mais aussi pour disposer de l'énergie thermique à un

niveau de température suffisant pour les rendre efficace autant que source chaude de système de climatisation solaire par procédé thermodynamique.

Jacques Bezain et Al ont mis au point un procédé innovant permettant de capter et de concentrer l'énergie solaire à un niveau de température suffisant jusqu'à 300°C destiné pour des procédés de rafraîchissement solaire, avec des efficacités énergétiques faibles, pour une journée [16]. Autrement, le prix de revient est modique pour une technologie récente et une conception simplifiée intégrable dans les toitures des bâtiments.

D'autres travaux ont montré que ces systèmes de conversion de l'énergie solaire peuvent atteindre des températures considérables, comme Riaz [17] qui a développé une théorie associée aux systèmes à deux axes de poursuites, accompagné ensuite par des travaux additionnels de Vant-Hull et Hildedra [18], Lipps et Vant-Hull [19], et Igel et Hughes [20].

Le travail de Riaz peut être adapté aux systèmes linéaires, qui se sont affectés par l'effet d'ombrage d'une manière générale.

En 1979 le groupe FPC "Flat-plate collector" [21] a réalisé une étude de conception détaillée d'un projet d'une centrale LFR "linéaire Fresnel reflector" pour une puissance de 10 à 100MWe.

Le grand projet aurait employé un absorbeur linéaire de 1,68 km monté sur des tours de 61m [21]. Cependant le projet n'a pas été mis en pratique.

Feuermann et Gordon [22] ont réalisé une analyse optique d'un réflecteur solaire à effet de concentration de type Fresnel à deux étages (LFR), en collaboration avec la compagnie de Paz d'Israël, qui est associé à un concentrateur secondaire CPC et un absorbeur sous vide [23].

Le problème major de la technologie LFR est principalement lié aux effets d'ombrage et de blocage entre les miroirs réfléchissants, ce dernier peut être réduit

en augmentant la hauteur des absorbeurs mais cela se répercute sur le coût de réalisation.

Une génération de capteur de type Fresnel a été développée par l'université Australienne de Sydney nommée "Compact lineaire Fresnel reflector"(CLFR), une nouvelle conception des réflecteurs linéaires adjacents qui peuvent être intercalés pour éviter l'ombrage.

Le système classique LFR a seulement un récepteur, dans ce cas il n'y a aucun choix pour la direction et l'orientation des réflecteurs.

Cependant, si on suppose que la taille de champs solaire sera grande, car il doit être conçu pour la production de l'électricité à l'échelle de MW [24], il est raisonnablement supposé qu'il y aura beaucoup de tours pour supporter les absorbeurs, s'ils sont assez courts en terme de quelque miroirs pour avoir la possibilité de réfléchir le rayonnement solaire direct au moins vers deux tubes absorbeurs sans blocage et ombrage, la figure suivante montre la distribution des miroirs entre deux tubes absorbants.

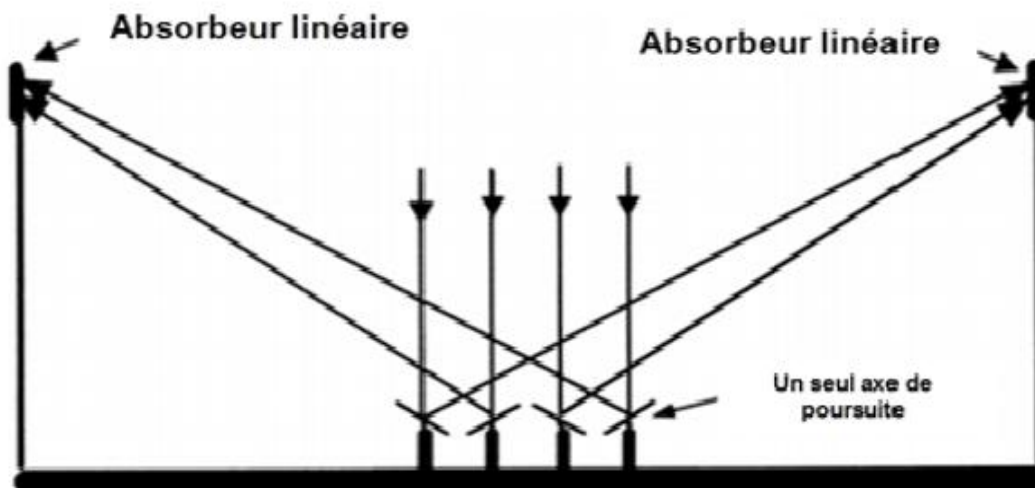


Figure I.17: Distribution des miroirs entre deux tubes d'absorbeurs [24].

Cet arrangement minimise le blocage du rayonnement solaire entre les réflecteurs adjacents, et augmente par conséquent leur nombre, et au même temps avec moins d'absorbeurs.

L'espace étroit entre les réflecteurs réduit l'espace du champ solaire occupé, il s'agit du cout de préparation de sol, de la structure métallique des tours d'absorbeur et des conduites d'acheminement du fluide en circulation [24].

I.9. Exemple de configuration

I.9.1. Novatec Solar (Allemagne) :

En avril 2009, Novatec Solar a connecté au réseau la première centrale solaire LFR commerciale du monde. La centrale Puerto Errando 1 (PE1), de 1,4MWe en puissance nominale, est implantée à Calasparra, Espagne (Figure I.19). La (figure I.18) montre son principe de fonctionnement. PE1 utilise de l'eau en génération directe de vapeur à 55 bars et 270°C. La vapeur surchauffée est séparée de l'eau, recerclée dans le récepteur.

Un stockage de vapeur est prévu, pour assurer une continuité de fonctionnement, indépendamment des fluctuations météorologiques. La turbine est alimentée en vapeur saturée. [25]

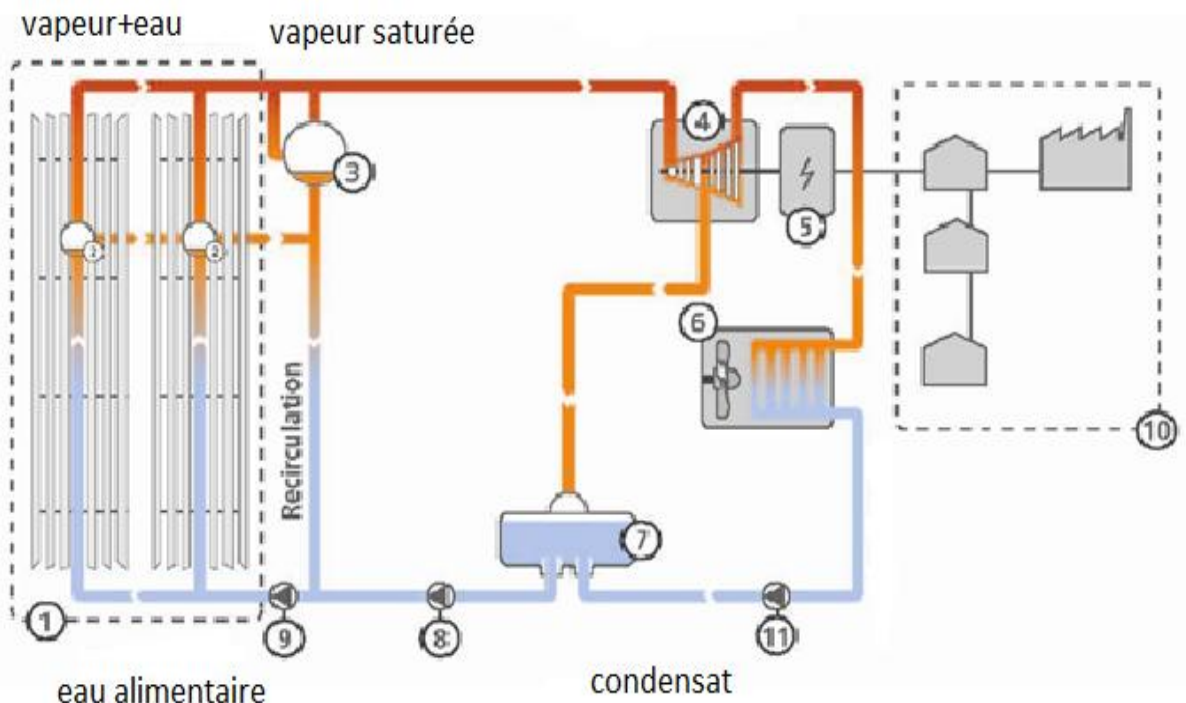


Figure I.18: Schéma de principe de la centrale PE1 de Novatec-Biosol.

- 1 : Champ solaire (champ de collecteurs) ;
- 2 : Séparateur de vapeur ;
- 3 : Stockage de vapeur ;
- 4 : Turbine à vapeur ;
- 5 : Générateur ;
- 6 : Condenseur ;
- 7 : Réservoir d'eau ;
- 8 : Pompe à eau alimentaire ;
- 9 : Pompe de recirculation ;
- 10 : Réseau électrique public ;
- 11 : Pompe de condensat.

Pour ses futures centrales, Novatec Solar met au point la génération directe de vapeur surchauffée, ce qui permet de fonctionner à plus haute température. La technologie du concentrateur reste la même pour la génération directe de vapeur saturée. Pour la partie du collecteur, qui assure la surchauffe de la vapeur, le récepteur est formé d'un tube sous vide. Il s'agit du même type de technologie que celle utilisée dans les centrales cylindro-paraboliques.

Novatec Solar se montre particulièrement dynamique dans l'amélioration et le gain d'expérience sur le fonctionnement de sa technologie LFR. L'entreprise a d'ailleurs obtenu le prix de l'innovation technique au congrès Solar PACES 2011. [24]



Figure I.19: Puerto Errando I, par Novatec-Biosol.

I.10. Conclusion

Bien que l'idée de concentration Linéaire de Fresnel ait plus d'un siècle, la technologie nécessite toujours des améliorations. De nombreux acteurs s'intéressent à la technologie et développent des solutions techniques.

La technologie linéaire de Fresnel se distingue des concentrateurs paraboliques par sa simplicité, qui permet de réduire les coûts. Les performances cependant inférieures ne permettent pas d'affirmer avec certitude quelle technologie sera la meilleure à l'avenir. En cette période où l'investissement est un peu difficile, l'avantage irait plutôt aux technologies qui limitent l'investissement.

Chapitre II
Modélisation
Théorique

II.1. Introduction

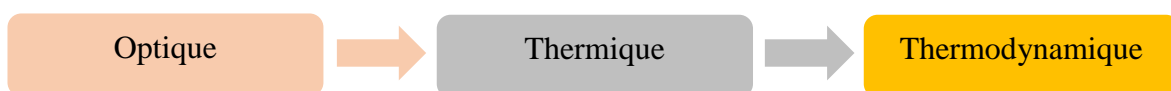
L'objectif de ce chapitre est de décrire remodèle optique, basé sur une méthode statistique de lancer de rayons (méthode Monte-Carlo), utilisée principalement pour la modélisation et l'estimation des performances optiques du concentrateur solaire à réflecteur linéaire de Fresnel avec récepteur de type CPC.

Dans le but de simuler le procédé global d'un système à concentration basé sur la technologie de Fresnel, cette partie est consacrée à la modélisation du comportement optique du champ solaire, les paramètres de conception seront décrits et étudiés afin de déterminer un modèle adéquat qui va nous permettre d'optimiser, de dimensionner et de simuler notre champs solaire durant toute l'année.

II.2. Efficacité globale

La production électrique annuelle est calculée en utilisant des mesures horaires de l'irradiante solaire normale directe (DNI, en W/m^2) et de la température ambiante T_{amb} (en $^{\circ}\text{C}$) basées sur des mesures réelles de données météorologiques, corrélées à des mesures satellitaires.

Pour chaque pas de temps, l'efficacité de conversion instantanée est calculée selon la chaîne de conversion suivante :



En fonction du DNI, et en appliquant les rendements de la chaîne de conversion, la puissance électrique générée est obtenue pour chaque pas de temps, qui est ensuite intégrée sur une année pour déterminer la production annuelle d'électricité attendue.

II.3. Efficacité optique

II.3.1. Définition

L'efficacité optique est définie comme le rapport entre la puissance absorbée par le récepteur et le DNI multiplié par la surface du champ.

$$\eta_{opt} = \frac{P_{abs}}{DNI \cdot A} \quad (II.1)$$

Où A est la surface totale d'ouverture du champ solaire.

Cette efficacité est calculée en fonction de la position solaire, donnée par un angle azimutal et un angle zénithal, ainsi que sur des tableaux d'efficacité optique spécifiques aux LFR.

II.3.2. Angles solaires

À partir des angles solaires, l'angle d'incidence transversale (θ_t), l'angle longitudinal (θ_l) et l'angle θ_i entre le vecteur de position du soleil et le plan transversal du collecteur LFR sont calculés. La position du soleil est donnée par l'angle zénith θ_z et l'angle azimut θ_a . Les angles d'incidence peuvent être calculés à partir des angles solaires comme suit pour un collecteur LFR orienté Nord-Sud :

$$\theta_t = \arctan(\tan\theta_z \sin\theta_a) \quad (II.2)$$

$$\theta_l = \arctan(\sin\theta_z \cos\theta_a) \quad (II.3)$$

$$\theta_i = \arctan(\cos\theta_a \sin\theta_z) \quad (II.4)$$

Le modèle de collecteur utilise les définitions d'angle montrées dans la figure ci-dessous.

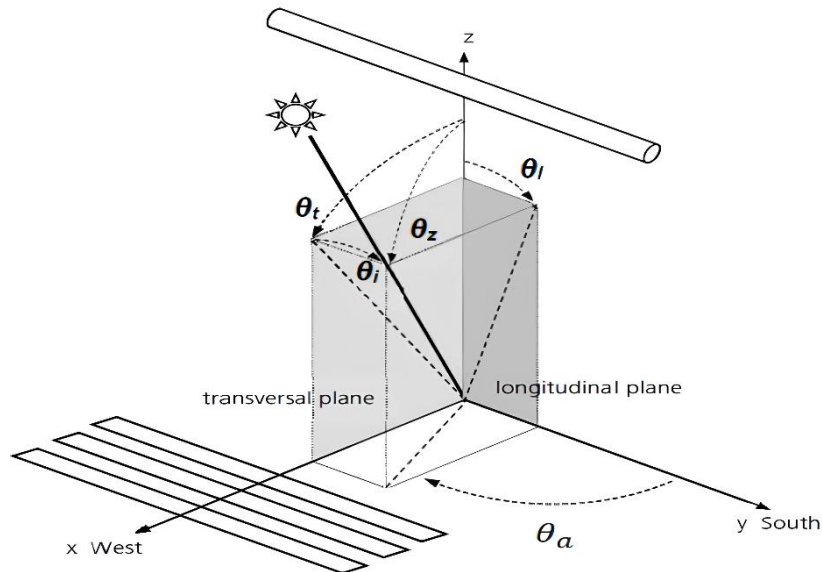


Figure II.1 : Définition des angles transversal et longitudinal pour LFR.

Avec :

θ_t : Angle transversal qui représente l'angle entre le zénith et la projection de la droite ligne vers le soleil dans le plan transversal

θ_l : Angle longitudinal qui représente l'angle entre le zénith et la projection de la droite ligne vers le soleil dans le plan longitudinal

θ_i Angle d'incidence qui représente l'angle formé entre les rayons solaires directe et la normale de la surface réceptrice

II.3.3 Efficacité optique

L'efficacité optique au temps t est calculée en utilisant la formule suivante :

$$\eta_{opt}(t) = \eta_{opt}^0 \cdot IAM \cdot f_{clean} \quad (II.5)$$

Où η_{opt}^0 est l'efficacité optique « nominale » du champ solaire, qui correspond au cas où le soleil est au zénith ($\theta_t = \theta_l = 0$), et K_t (resp. K_l) est le coefficient modificateur lié à l'angle d'incidence transverse (resp. longitudinal) pour la position réelle du soleil.

Le Modificateur de l'Angle d'Incidence (IAM) inclut toutes les pertes causées par l'effet cosinus, le débordement, l'effet d'ombrage et l'effet de blocage. Il est calculé par la factorisation de K_t et K_l , qui sont déterminés par la méthode de traçage de rayons et rapportés dans des tableaux techniques.

$$\text{IAM} = K_t(\theta_t(t)) * K_l(\theta_l(t)) \quad (\text{II.6})$$

Le coefficient fclean correspond au facteur de correction de la propreté moyenne.

II.4. Efficacité thermique

II.4.1. Définition

L'efficacité thermique du champ solaire est définie comme le rapport entre la puissance transférée au Fluide Caloporteur (HTF) circulant à travers le champ solaire, et la puissance absorbée par le récepteur.

$$\eta_{th} = \frac{P_{th}^{Champ\ solaire}}{P_{abs}} = \frac{\dot{m}(h_{sortie} - h_{entrée})}{P_{abs}} \quad (\text{II.7})$$

Où \dot{m} est le débit massique du HTF à travers le champ solaire, $h_{entrée}$ l'enthalpie spécifique à l'entrée du champ solaire et h_{sortie} l'enthalpie spécifique à la sortie du champ solaire.

II.4.2. Efficacité thermique

Le calcul de l'efficacité thermique du champ solaire est basé sur la puissance absorbée et sur les pertes thermiques estimées du récepteur en fonction des paramètres thermo-physiques du HTF et de la température ambiante.

Donc, à un point donné le long du récepteur, les pertes thermiques locales sont calculées comme suit :

$$q_{loss} = \sum_{i=1}^n u_i * (T - T_{amb})^i \quad (\text{II.8})$$

Où u_i sont les coefficients du polynôme des pertes thermiques, et T est la température du tube absorbeur.

En fonction des paramètres d'entrée et de sortie du champ solaire (pression, enthalpie), les pertes thermiques sont intégrées sur l'ensemble du champ afin de déterminer l'efficacité thermique.

Ainsi,

$$Q_{loss} = \int_{entrée}^{sortie} q_{loss} \quad (II.9)$$

$$\eta_{th} = \frac{P_{abs} - Q_{loss}}{P_{abs}} = 1 - \frac{Q_{loss}}{P_{abs}} \quad (II.10)$$

Où q_{loss} représente les pertes convectives et radiatives dans l'infrarouge de l'absorbeur

II.4.3 Stockage d'énergie thermique

Le flux solaire dépassant le flux nominal peut être stocké (le calcul horaire permet de fonctionner en termes de flux sur une heure, ainsi d'assimiler à la fois le flux et l'énergie). Ce stockage est réalisé avec une efficacité de stockage η_s et limité par la capacité de stockage.

La puissance thermique disponible à l'entrée de la turbine est alors égale à la somme de la puissance thermique produite par le champ solaire et de la puissance provenant du stockage thermique :

$$P_{th} = P_{th}^{Champ\ solaire} + P_{th}^{Stockage} \quad (II.11)$$

II.5. Efficacité thermodynamique

L'efficacité thermodynamique est définie comme le rapport entre la puissance électrique produite par le cycle de Rankine et la puissance thermique disponible à l'entrée de la turbine, au temps « t » :

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{P_{th}} \quad (II.12)$$

II.6. Modélisation des transferts radiatifs entre le soleil et le récepteur : Méthode de Monte-Carlo/Lancer de Rayon

L'objectif consiste à calculer la répartition de la densité de flux solaire réfléchi par les miroirs sur le tube absorbeur et par conséquent, le flux total absorbé par le récepteur, autrement dit c'est de déterminer la puissance captée par le tube, afin de déterminer l'efficacité optique. Cette efficacité de la concentration du rayonnement solaire dépend à la fois :

- De la géométrie de module de Fresnel (miroirs, courbure des miroirs, section d'entrée du récepteur, forme du réflecteur secondaire...)
- Des propriétés optiques des matériaux utilisés (absorptivité de tube récepteur, réflectivité des miroirs, transmittivité de la vitre, défauts optiques)
- De la position du soleil (localisation et orientation de l'installation, heure et jour de l'année...)

Pour illustration nous allons traiter la configuration de base. Il s'agit d'une scène constituée du soleil, d'un miroir plan et un récepteur intégrant le tube avec une surface absorbante, le réflecteur secondaire et une vitre.

II.7. Outil de modélisation

Pour modéliser une installation solaire, nous avons besoin de données suivantes :

-Le soleil : position, distribution de la luminance.

-Le système optique : coefficient de réflexion des miroirs, nombre et dimensions des miroirs, distance entre deux miroirs, courbure, distance focale...

Afin de mener cette étude optique, on s'est basé sur un logiciel de tracés de rayons « FAST ». Ce logiciel permet de calculer le productible solaire journalier et annuel d'une centrale solaire de Fresnel. Les données d'entrées concernent les propriétés géométriques du champ ainsi que les caractéristiques thermiques et optiques des différents matériaux. L'heure et la journée de l'année pour lesquelles nous cherchons à réaliser le calcul permet de définir la position du soleil. Avec ces informations, le logiciel calcule par la méthode de Monte-Carlo la puissance captée par le tube.

II.7.1. Description du logiciel FAST

Fast «Fresnel Armines Simulation Tool» est un outil de simulation dédié aux concentrateurs linéaires de Fresnel, son objectif principal est de permettre une évaluation détaillée de l'impact de choix technologique sur les performances globales (optiques et thermiques), basé principalement sur l'algorithme de Monte Carlo.

La figure II.2 ci-dessous représente un organigramme de la structure de logiciel :

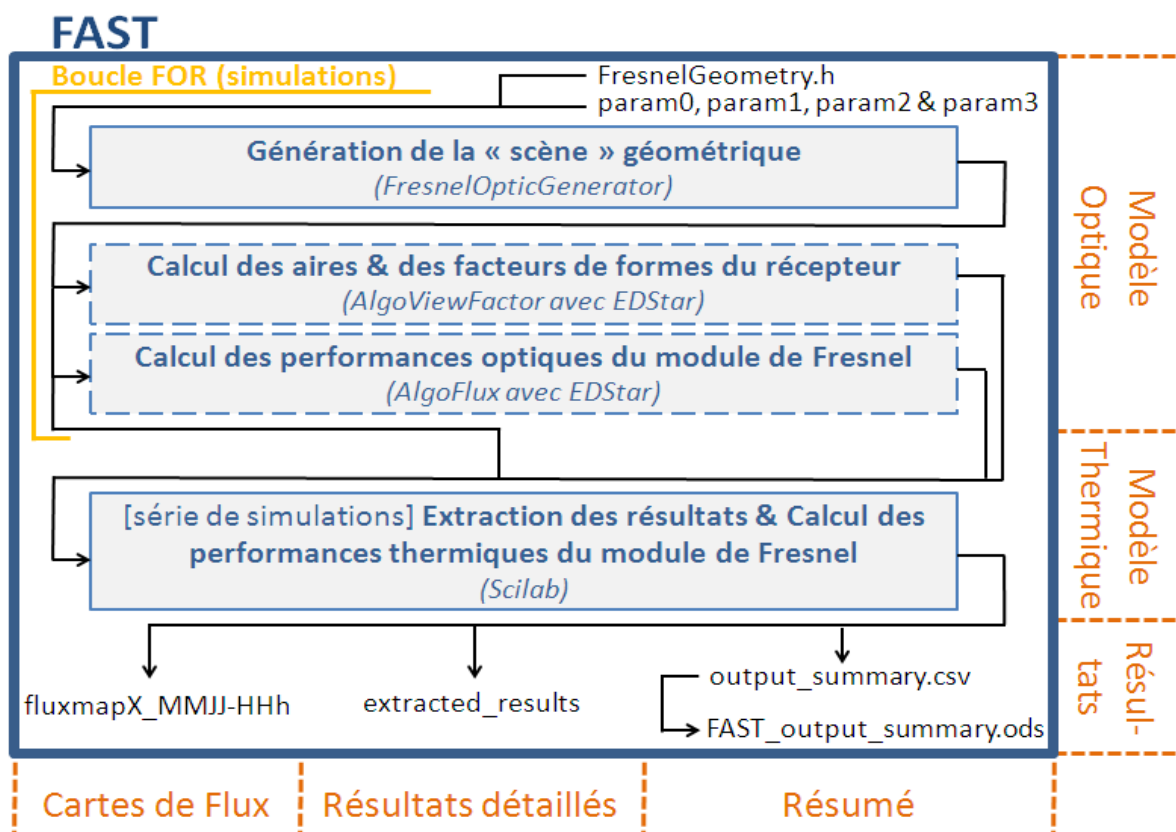


Figure II.2 : La structure du logiciel FAST.

II.8. Modèle Monte Carlo pour le transport radiatif

Le modèle optique que nous avons utilisé, pour la simulation des phénomènes radiatifs dans les concentrateurs solaires, est basé sur la méthode de lancer de rayon ou ray-tracing. Elle consiste à suivre le chemin optique des photons dans le système optique. Cette méthode, qualifiée de statistique, connue aussi par la méthode de Monte Carlo, prend bien en compte la modélisation des phénomènes radiatifs. Elle est utilisée par la plus part des codes de simulation destinés à une étude détaillée des concentrateurs solaires.

II.8.1. Méthode de Monte-Carlo

- Utilisée pour estimer la valeur d'une variable :
 - Modéliser la « scène » géométrique
 - Réaliser un grand nombre d'expérience numérique à l'aide de tirages aléatoires
 - Faire la moyenne du résultat de chaque expérience pour obtenir une estimation et l'intervalle de confiance grâce à l'écart type

II.9. Application de la méthode au cas d'un champ solaire de type Fresnel

Le champ solaire que nous modélisons sera constitué d'un ensemble de miroirs. Ces derniers peuvent être plans ou légèrement incurvés avec une courbure parabolique ou cylindrique. Dans un premier temps nous allons traiter le cas des miroirs plans comme c'est illustré sur (la figure II.3) Par défaut, l'orientation de l'axe de rotation des miroirs est Nord- Sud; le champ de miroirs est horizontal et doit être équipé d'un système de suivi suivant un axe. L'angle d'inclinaison des miroirs sur leur axe varie donc constamment avec la position du soleil. Cet angle est ajusté en conséquence pour chaque configuration simulée.

Le récepteur est défini par les éléments suivants :

- Le tube absorbeur : il est défini par un cylindre de diamètre D .
- Le réflecteur secondaire : est un dispositif de forme CPC fixé au-dessus du tube, afin d'augmenter le facteur de concentration.
- La vitre : est une paroi en verre, d'épaisseurs e et de largeur L .

Le comportement de ce système dépend de la position du soleil, donc de la date, de l'heure et du lieu de l'installation.

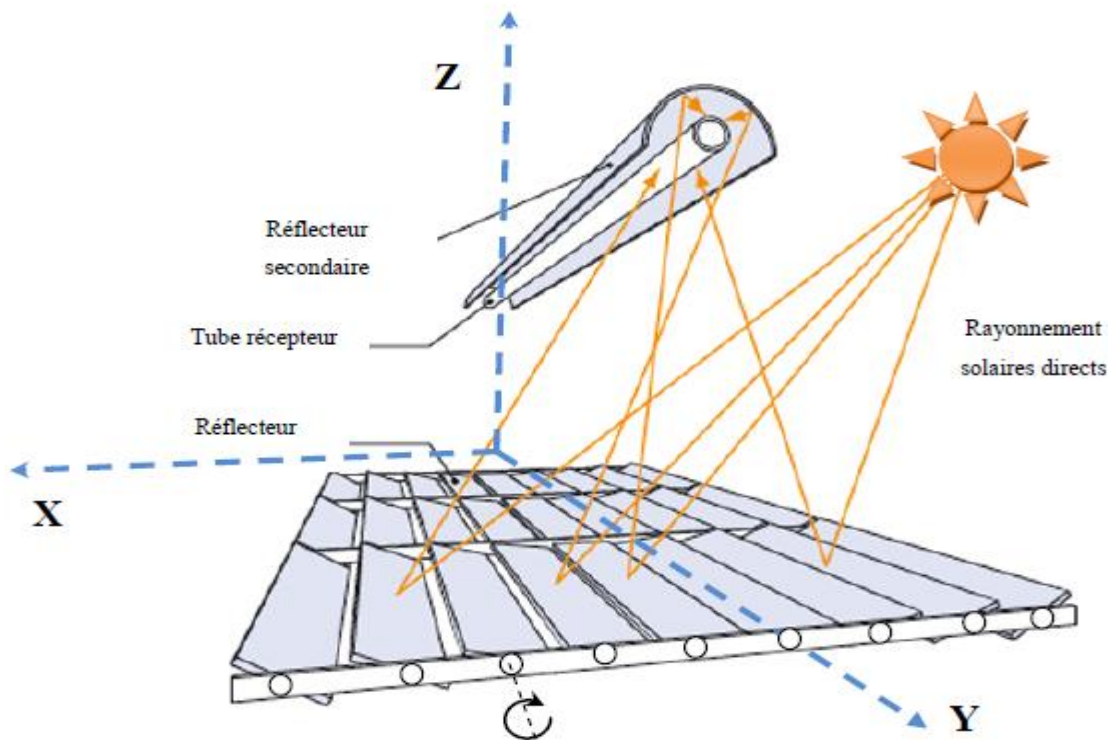


Figure II.3 : Schéma du concentrateur solaire de type Fresnel à modéliser.

II.9.1. Description physique de la méthode

Pour notre étude nous considérons, une géométrie classique schématisée sur la figure II.4 Le miroir de Fresnel, constitué de bandes de miroirs alignées au niveau du sol, réfléchit la lumière sur le récepteur. Le récepteur est lui-même formé de plusieurs éléments :

- Un tube absorbeur, dans lequel circule le fluide caloporteur,
- Un réflecteur secondaire placé au-dessus, afin de sur-concentrer le rayonnement incident et de mieux le répartir sur le pourtour du tube,
- Une vitre, qui limite les pertes thermiques du tube par rayonnement dans l'infra-rouge.

La figure II.4 représente la configuration de base pour modéliser un champ solaire de type Fresnel, elle est constituée d'un miroir réfléchissant et d'un récepteur. Le miroir est orienté Nord-Sud, cela coïncide avec l'axe y selon lequel le suivi du soleil est effectué.

La densité de flux élémentaire générée sur un point donné du récepteur par un miroir réfléchissant s'exprime en faisant un double intégral sur le disque solaire et sur la surface réfléchissante :

La figure II.4 montre la configuration modélisée, elle représente un seul miroir avec tous les paramètres principaux nécessaires pour effectuer les calculs sur le modèle. En se référant à cette figure, le miroir est orienté Nord-Sud, qui coïncide avec l'axe y selon lequel le suivi du soleil est fait. Z est orienté vers le Zénith et X est orienté Est-Ouest.

Dans ce qui suit, nous donnons l'algorithme de Monte-Carlo utilisé pour décrire le chemin optique du rayonnement incident à travers les composants du champ solaire comme illustré dans figure II.4 Ci-dessous :

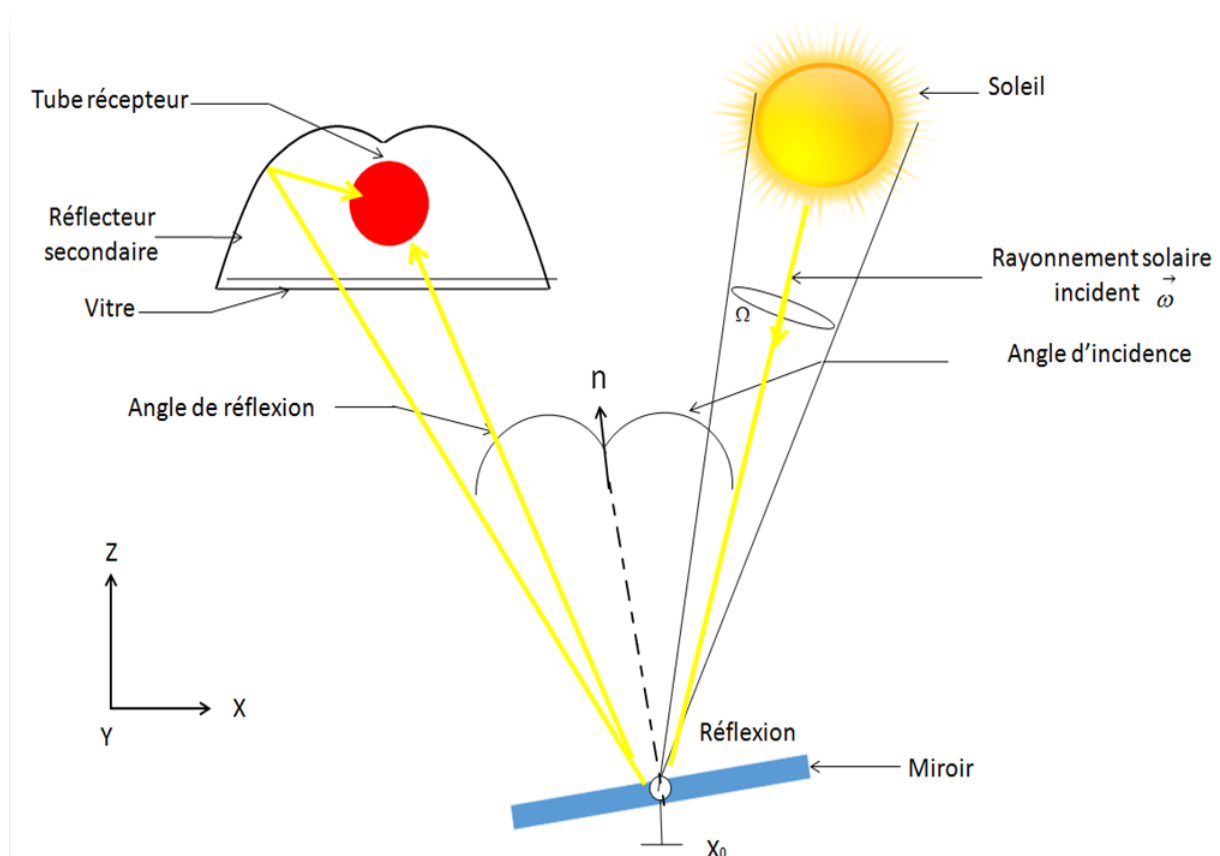


Figure II.4 : La configuration géométrique modélisée.

1. Une position sur le miroir primaire est choisie,
2. Une direction en provenance du disque solaire est tirée,
 - Si le rayon touche une surface avant d'atteindre le miroir, alors aucun rayon venant dans cette direction ne peut arriver sur le miroir : il y a ombrage,
 - sinon, si le rayon peut atteindre le miroir, il est réfléchi avec un certain facteur d'atténuation : la réflectivité, et le rayon réfléchi peut soit :
 - ne rencontrer aucune surface : il y a débordement

- Intersecte la vitre ; il continue son chemin avec une atténuation (absorption) alors soit :
 - ✓ Le rayon intercepte le réflecteur secondaire, il est réfléchi avec un certain facteur d'atténuation (réflexion), alors après, soit :
 - Le rayon intercepte le tube absorbeur → Arrêt de calcul
 - Le rayon intercepte la vitre → Arrêt de calcul
 - le rayon intercepte le réflecteur secondaire, il est réfléchi avec un certain facteur d'atténuation (réflexion).
 - ✓ Le rayon intercepte le tube absorbeur → Arrêt de calcul

La figure II.5 montre l'organigramme général de la méthode de Monté Carlo

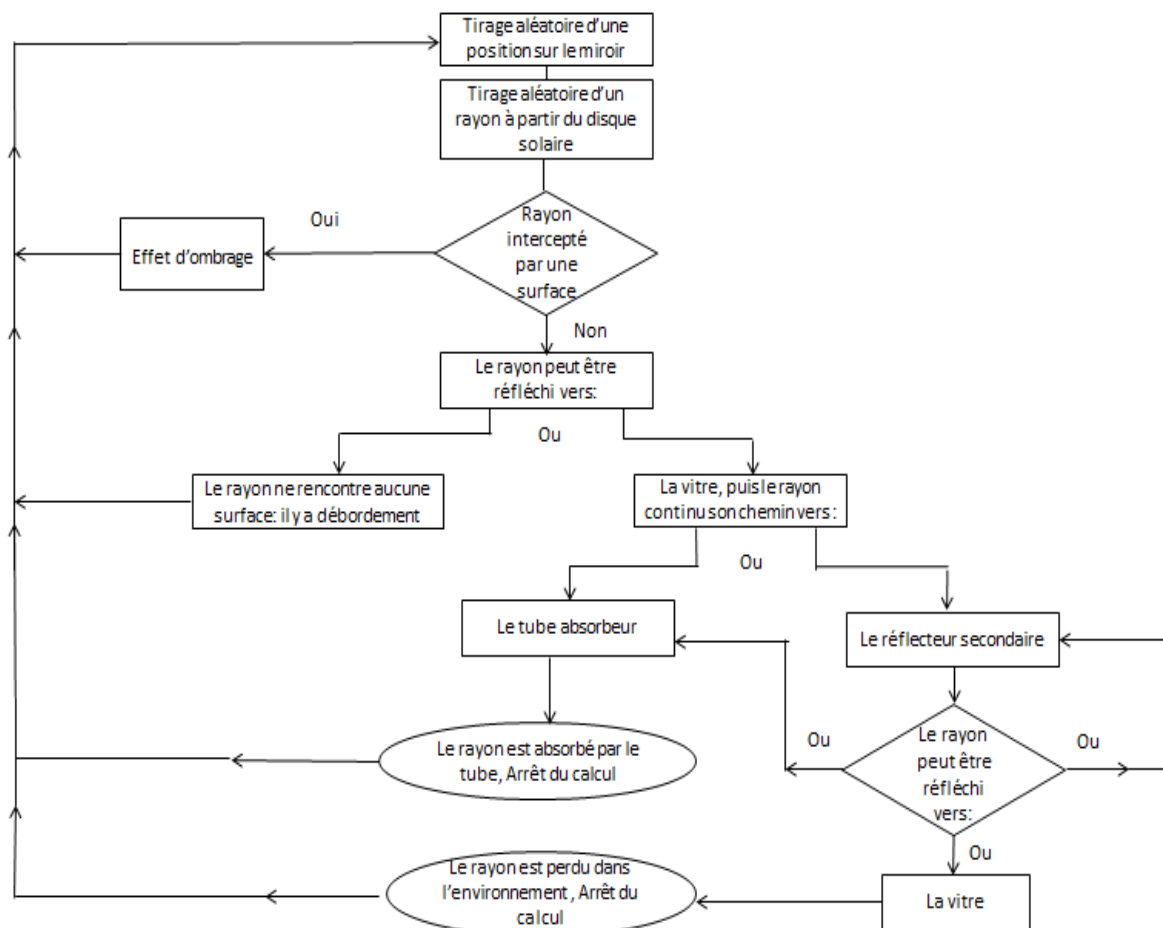


Figure II.5 : L'organigramme représentant l'algorithme de Monte-Carlo.

Chaque intersection d'un rayon avec une surface est appelée interaction. La transmission à travers la vitre est en fait considérée comme deux interactions dans l'algorithme : une sur la surface d'entrée et une sur la surface de sortie. On prend ainsi en compte la déviation des rayons due à la réfraction, définie par l'indice de réfraction du verre et de l'air.

II.10. Calcul de la position du soleil :

II.10.1. Coordonnées géographiques :

Tout point de la sphère terrestre peut être repéré par deux coordonnées, appelées coordonnées terrestre, à savoir : sa latitude φ (positive dans l'hémisphère nord, négative dans l'hémisphère sud), et sa longitude L (positive à l'ouest, négative à l'est). La méridienne origine servant à mesure de la longitude, est celui de Greenwich. On peut trouver ces coordonnées dans un atlas géographique. La Terre est pratiquement une sphère qui tourne autour d'un axe passant par P_N et P_S (pôle Nord et pôle Sud). Les méridiens sont les demi-grands cercles passant par P_N et P_S . Les parallèles sont des cercles parallèles à l'équateur. (Voir **figure II.6**)

Le plan de référence (M) est le plan équatorial. La droite de référence (OX) correspond à la projection du méridien de Greenwich sur le plan (M).

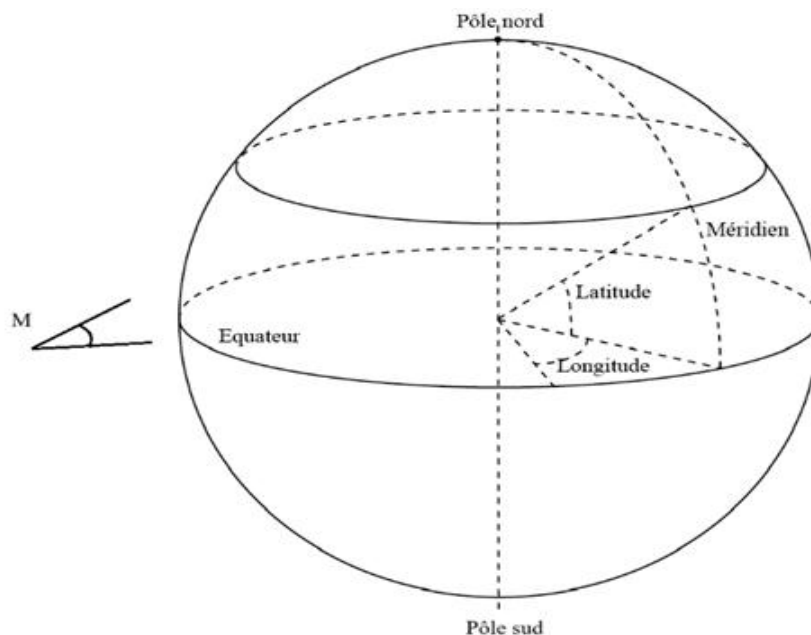


Figure II.6 : Coordonnées géographiques.

Avec :

LATITUDE φ comptée :

De 0° à $+90^\circ$ vers P_N

Et 0° à -90° vers P_S

LONGITUDE L comptée :

De 0° à $+180^\circ$ vers l'Ouest

Et de 0° à -180° vers l'Est

Ou de 0 h à 24 h vers l'Ouest.

La terre décrit autour du soleil une ellipse située dans un plan appelé plan de l'écliptique. Aussi peut-on l'assimiler à un cercle en première approximation. Cela explique la faible variation de la constante solaire $C^*=1367 \text{ W/m}^2$. Le schéma ci-dessous montre la trajectoire de la terre autour du soleil.

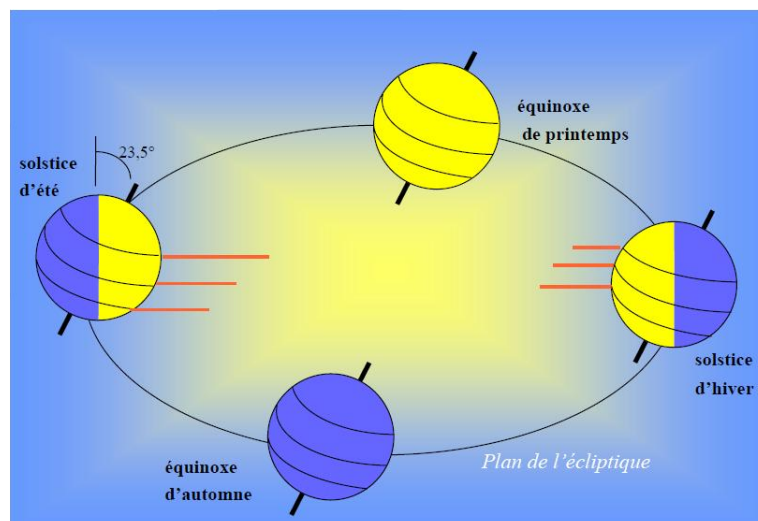


Figure II.7 : Trajectoire de la terre autour du soleil.

L'angle que fait le plan de l'équateur terrestre avec la direction terre-soleil est appelé la déclinaison δ . Cet angle varie tout au long de l'année de façon symétrique de $-23^\circ 26'$ à $23^\circ 26'$. La position de la terre à l'équinoxe de printemps est appelée point vernal γ . Mais on constate que l'axe de la terre décrit.

La valeur de la déclinaison peut être obtenue avec une bonne précision par la formule suivante :

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{360}{365}(n - 81)\right) \quad (II.13)$$

Avec n : numéro du jour de l'année (1^{er} janvier \equiv 1). La déclinaison est maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre).

II.10.2. Coordonnées horizontales :

Utilisés pour le repérage du soleil

II.10.2.1. Azimut a

C'est l'angle formé par la projection de la direction du soleil et la direction sud.

La relation de l'azimut est la suivante :

$$\sin(a) = \frac{\sin(\omega) * \cos(\delta)}{\cos(h)} \quad (II.14)$$

$$a = \arcsin = \frac{\sin(\omega) * \cos(\delta)}{\cos(h)} \quad (II.15)$$

II.10.2.2. Hauteur h

L'angle formé par la direction du soleil et le plan horizontal, varie entre -90 et 90° .

Au lever et au coucher du soleil la hauteur vaut 0° .

L'expression de h est donnée par :

$$h = \arcsin[\sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega)] \quad (II.16)$$

Avec :

φ : la latitude d'un lieu

δ : la déclinaison du soleil

ω : l'angle horaire

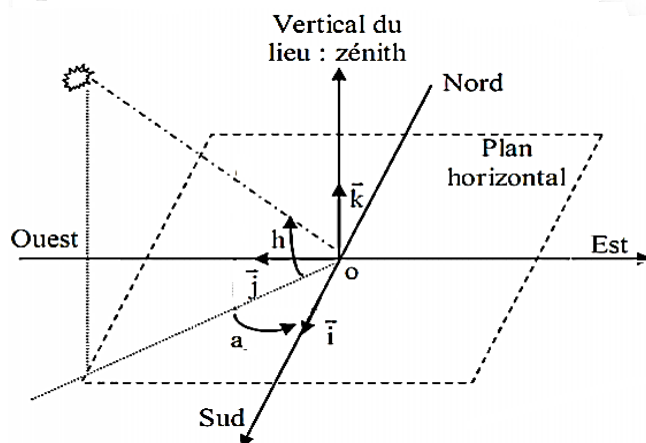


Figure II.8 : Repère horizontal.

La position d'un astre dans l'espace peut être repérée par ses coordonnées horizontales définies sur la sphère céleste à savoir :

- Sa hauteur angulaire h qui est l'angle que fait la direction de l'astre avec le plan horizontal (c'est-à-dire tangente au sol).
- Son azimut a correspondant à l'angle que fait le plan du méridien local avec le plan vertical passant par l'astre. L'azimut est compté négativement vers l'est, positivement vers l'ouest.

Remarquons que ces coordonnées dépendent du lieu d'observation et que pour cela elles sont appelées aussi coordonnées locales. Des calculs solaires effectués en un lieu donné avec ces coordonnées ne pourront donc pas être transposables directement en un autre lieu.

II.10.3. Coordonnées horaires :

C'est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui passant par la direction du soleil, correspond au déplacement angulaire du soleil vers l'est ou vers l'ouest de plan méridien local, il définit le vrai temps solaire.

Sa formule de calcul :

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad (II.17)$$

L'angle horaire ω compté de 0° à 360° ou de 0h à 24h dans le sens rétrograde, à partir du Sud. L'angle horaire dépend du lieu d'observation, contrairement à la déclinaison.

II.11.Diagramme solaire :

L'énergie solaire reçue par un capteur dépend de l'orientation que fait celui-ci avec le soleil ; aussi est-il intéressant de connaître rapidement les coordonnées horizontales de l'astre du jour en fonction des la journée choisis et de l'heure désirée. Pour cela on trace un diagramme circulaire appelé diagramme solaire, sur lequel sont représentés l'azimut α par des rayons issues du centre du diagramme et la hauteur h par des cercles concentriques. Un réseau de courbes représente la trajectoire du soleil pour différentes journées. Ce réseau est limité par les courbes relatives aux solstices d'hiver et d'été.

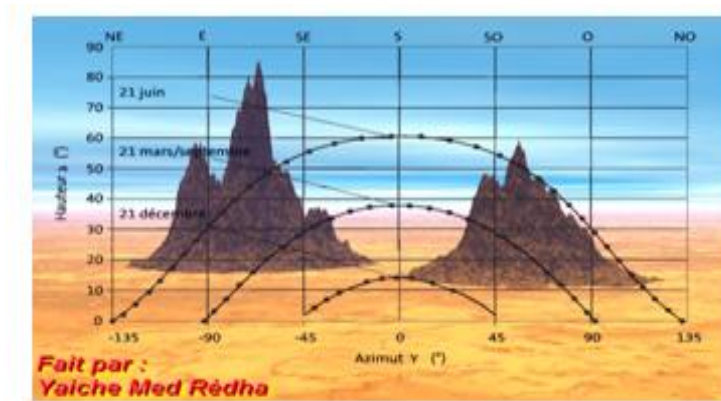


Figure II.9 : Diagramme de la hauteur du soleil.

L'intérêt d'un tel diagramme en énergétique solaire est de renseigner rapidement l'utilisateur sur l'effet du masque dû à un obstacle (Immeuble...peuvent occulter le soleil une partie du temps).

L'organigramme simplifié ci-dessous permet de suivre la construction d'un tel diagramme.

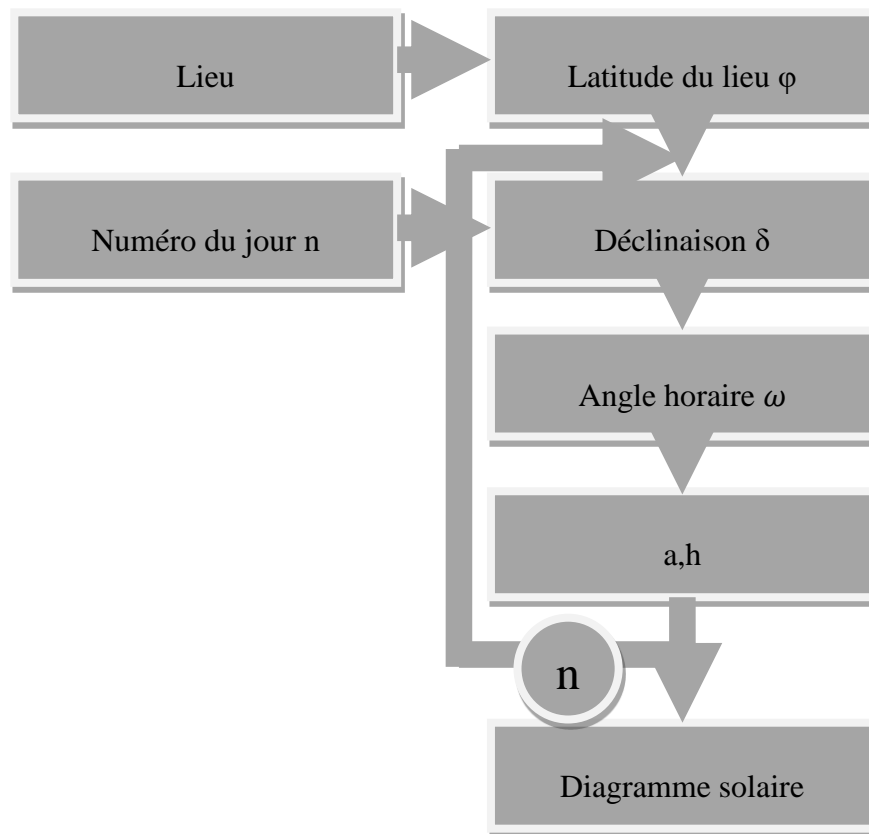


Figure II.10 : Organigramme simplifié permettant le tracé du diagramme solaire pour une latitude donnée.

II.11.1. Eclairement solaire :

L'éclairement correspondant à la puissance solaire reçue par une surface plane élémentaire, appelée capteur. On distingue l'éclairement dû aux rayons solaires directs et celui dû au rayonnement solaire diffusé par le ciel ou réfléchi par une surface (le sol, un mur..). Cet éclairement dépend bien sûr de l'orientation de la surface par rapport au soleil. Les grandeurs seront calculées en W/m^2

II.11.2. Eclairement direct I_D :

Considérons un capteur élémentaire incliné d'un angle « i » par rapport à l'horizontale et orienté d'un angle γ par rapport au sud. L'éclairement direct est la composante normale au capteur de l'éclairement solaire global I . La figure suivante nous montre la position d'un capteur plan.

II.11.3. Éclairement global G*:

C'est la somme des éclairements directs et diffus :

$$G^* = \text{Direct} + \text{Diffus}$$

II.12. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté la méthodologie suivie lors de la modélisation optique de notre champ solaire, ainsi que quelques paramètres astronomiques utiles pour le calcul des performances. Les résultats détaillés sont présentés dans les chapitres 3 et 4 suivants.

Chapitre III

Optimisation de la géométrie du récepteur

III.1. Introduction

Dans cette première partie de ce mémoire, nous proposons d'étudier en détail le réflecteur secondaire (CPC), c'est un élément primordial dans les LFR, le réflecteur secondaire permet de maximiser la quantité d'énergie envoyé au fluide caloporteur (HTF).

Les résultats présentés dans les chapitres qui sont suit constituent la continuité de ces deux articles consacrés à l'étude des réflecteurs linéaires de Fresnel ainsi qu'à l'amélioration de leurs performances. [26 ; 27]

III.2. Objectif

Le but de ce travail est de dimensionner le réflecteur secondaire. En effet c'est un élément primordial dans l'optimisation du champ solaire. Il permet de transformer les pertes par débordement en puissance collectée par le tube récepteur. Il est donc nécessaire de trouver la géométrie la plus adaptée pour collecter le plus de rayons possibles.

III.3. Optimisation du réflecteur secondaire

Les caractéristiques du récepteur secondaire à un rôle important pour améliorer le rendement du champ. Il va permettre la concentration des rayons réfléchis par les miroirs. Cet élément a une géométrie plus complexe que le champ et doit être optimisé pour maximiser la puissance reçue. Dans ce qui suit on va s'intéresser à l'optimisation du réflecteur secondaire.

La figure ci-dessous illustre les rayons perdus par débordement sans CPC.

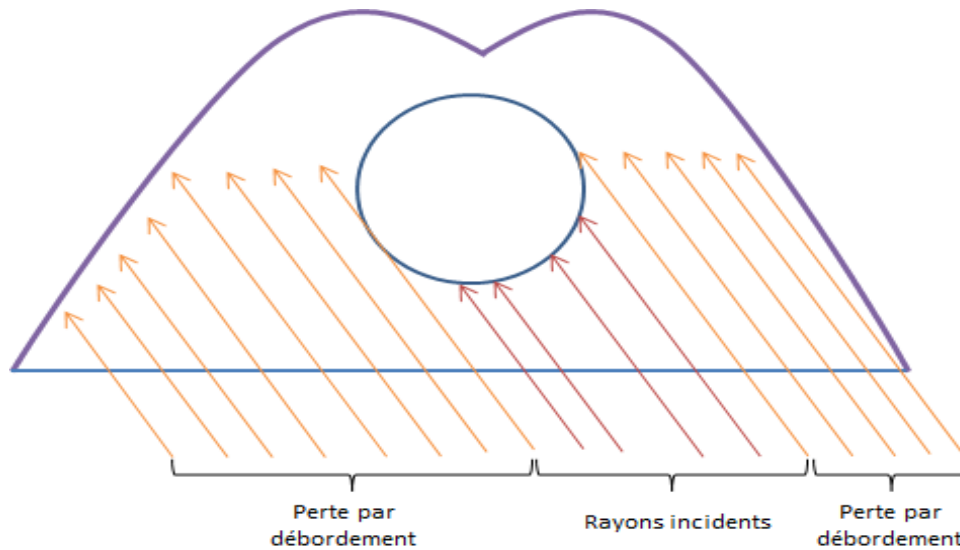


Figure III.1 : Les pertes par débordement sans CPC.

On veut maximiser la puissance collectée par le champ. La possibilité d'augmenter le rendement va permettre aux centrales qui seront mise en place dans le futur de produire plus d'électricité. Le prix d'un réflecteur secondaire ne variant que peu selon la géométrie, ce dimensionnement va permettre une meilleure rentabilité du procédé.

Les objectifs principaux de cette étude sont :

- Dimensionner le réflecteur secondaire pour maximiser le rendement du champ

Il y a peu de contraintes à respecter dans le cadre de ce dimensionnement. En revanche la forme à dimensionner est dans la littérature toujours à peu près la même. On aura normalement au final, un réflecteur secondaire composé de deux paraboles appelées CPC (Concentrateur Parabolique Composé).

Ce récepteur se décompose en quatre éléments :

- **Le tube récepteur** dans lequel circule l'eau/vapeur
- **La vitre de protection inférieure** : elle réduit les pertes thermiques et diffuse les rayons provenant des miroirs
- **Le Concentrateur Parabolique Composé (CPC)** pour réfléchir vers le tube le rayonnement n'ayant pas impacté directement celui-ci (erreurs de pointage, imprécisions ou déformations des miroirs,...)
- Le casing et l'isolant

III.4. Les éléments du récepteur

III.4.1. Le CPC :

Le réflecteur secondaire est en aluminium, il a donc une très bonne réflectivité et est recouvert d'un isolant (laine de verre/roche) pour limiter les pertes thermiques. On va jouer majoritairement sur la géométrie de cet élément pour optimiser notre récepteur.

Les caractéristiques du CPC avant optimisation sont les suivantes :

Focal	26.45 mm
Ecartement	70 mm
Ouverture	30 cm

Tableau III.1: caractéristique du récepteur avant l'optimisation

III.4.2. Le tube récepteur

On a ici besoin d'un matériau qui a une bonne absorptivité et une bonne conduction thermique pour transmettre efficacement la chaleur au fluide. Le tube récepteur est constitué d'acier inoxydable austénitique de type X5CrNi18-10. Il est recouvert d'une couche sélective à base de nitrure d'aluminium. Le principe de cet absorbeur sélectif est d'obtenir une grande absorption du visible et une faible émission d'infrarouge afin de limiter les pertes radiatives. Il mesure 70mm de diamètre pour une épaisseur de 4mm.

III.4.3. La vitre

Elle est de type BOROFLOAT 33. Ce type de vitre a une faible expansion thermique et une importante résistance au choc thermique. Elle peut facilement supporter des températures supérieures à 450°C ce qui est primordial dans notre application. On note également une bonne transmittance dans le domaine du visible.

Caractéristiques géométriques d'un CPC

Un réflecteur secondaire de type CPC se définit avec très peu de paramètres. En effet on utilise :

- La distance focale de la parabole qui définit l'équation de celle-ci :

$$Y = \frac{x^2}{4 * F} \quad (III.1)$$

Avec :

F : est la distance focale du miroir, c'est-à-dire la distance entre le point focal du miroir et le foyer (la cible),

Y : est la courbure du miroir,

x : est la distance par rapport au centre du miroir.

- L'écartement, c'est-à-dire la distance entre les deux sommets des paraboles.
- L'ouverture du CPC : c'est la surface sur laquelle passe le rayonnement réfléchi

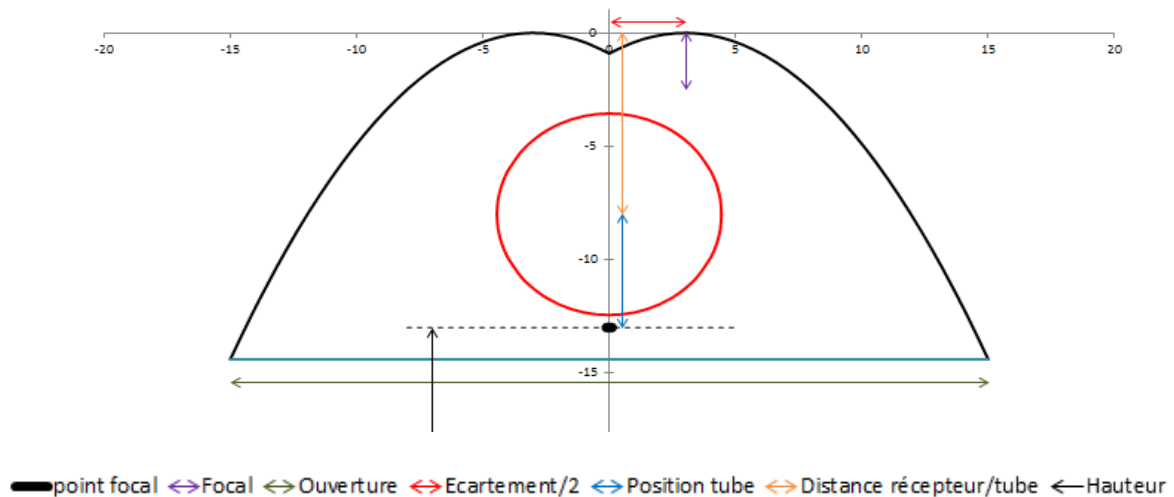


Figure III.2 : Exemple de géométrie de CPC.

III.5. Les paramètres d'optimisation

On choisit donc les valeurs de ces différents paramètres pour optimiser notre CPC.

Les paramètres à optimiser sont : La focale, l'ouverture, écartement/2, comme on peut aussi modifier la position de tube : Position tube par rapport à la focale et distance tube par rapport à la focale + Position tube.

III.6. Etude de l'influence des différents paramètres sur la puissance reçue

Nous avons étudié dans cette partie la puissance reçue par le tube récepteur en fonction des différents paramètres.

Puissance reçu (KW)	Focale (mm)		
	28	29	30
21 décembre	288.22	288.68	289.96
21 Juin	3409.10	3414.74	3419.32
21 Mars	1649.41	1651.76	1654.88
Totale	5346.71	5355.18	5364.16

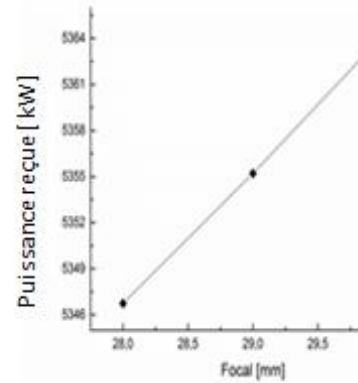


Figure III.3 : Puissance reçue par le CPC en fonction de la longueur focale.

Puissance reçu (KW)	Ecartement (mm)		
	40	41	42
21 Décembre	286.44	288.66	287
21 Juin	3414.85	3414.74	3410.29
21 Mars	1649.39	1651.76	1648.09
Totale	5350.68	5355.2	5345.39

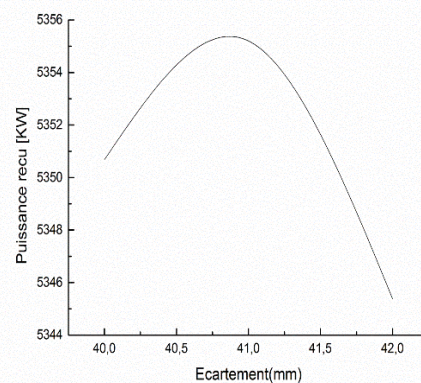


Figure III.4 : Puissance reçue par le CPC en fonction de l'écartement.

Puissance reçu (KW)	L'ouverture (cm)		
	33	34	35
21 Décembre	Trop petit	288.68	288.5
21 Juin	Trop petit	3414.74	3393.9
21 Mars	Trop petit	1651.76	1642.64
Totale	Trop petit	5355.2	5325.04

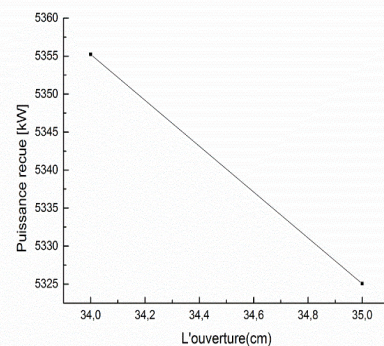


Figure III.5 : Puissance reçue par le CPC en fonction de l'ouverture.

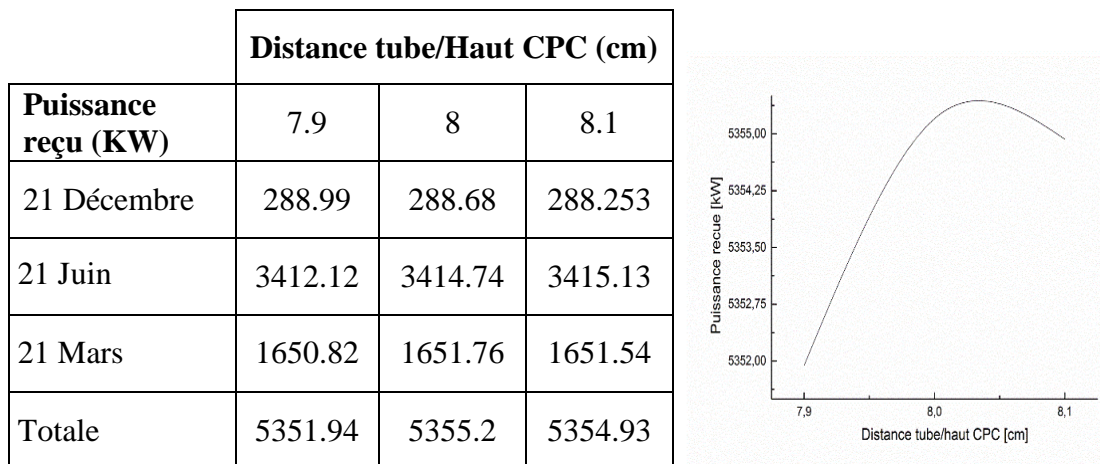


Figure III.6 : Puissance reçue par le CPC en fonction de la distance tube / haut du CPC.

On peut déduire de ces courbes plusieurs éléments qui nous permettront d'optimiser notre CPC.

En effet on remarque que plus la focale est importante, plus la puissance reçue est importante également. On va donc tenter de maximiser cette focale pour obtenir le meilleur rendement possible.

L'ouverture doit être minimisée, mais la taille de la tâche solaire sur les miroirs impose que cette ouverture ne soit pas être inférieure à 30cm pour éviter des pertes trop importantes par débordement. Il faudra donc trouver un compromis entre ces deux contraintes pour l'optimisation.

L'évolution de la puissance reçue en fonction de l'écartement dépend de la valeur choisie pour l'ouverture et la focale. La valeur de l'écartement qui permet d'obtenir une puissance captée maximale varie selon les géométries mais se situe souvent autour de 40~45mm.

Il faut garder à l'esprit que ces paramètres sont liés entre eux de telle façon que si la focale est trop importante, il faudra nécessairement avoir une ouverture plus importante pour que le tube se situe bien à l'intérieur du CPC.

III.7.Optimisation de la géométrie du CPC

A partir de ces informations est donc possible de chercher le CPC optimal dans nos conditions (le 21/06 à 12h). On essaie de maximiser la puissance reçue par le tube récepteur.

On commence par optimiser la focale, puis l'ouverture et enfin l'écartement. Il convient à la fin de chaque étape de vérifier si la distance optimisée précédemment reste toujours valable. En effet les paramètres sont très liés entre eux.

Prenons pour exemple une focale de 30mm. Celle-ci est optimale pour une ouverture de 32cm. Mais si on tente d'optimiser l'ouverture on remarque que la puissance captée est plus importante pour une ouverture de 33cm. En revanche en revenant sur la focale après avoir validé ces 33cm d'ouverture on remarque que c'est maintenant une focale de 28mm qui est la plus optimale.

Le dimensionnement n'est donc pas tout à fait évident mais à force d'essayer on arrive au CPC appelé CPC₂₈ dans le tableau suivant :

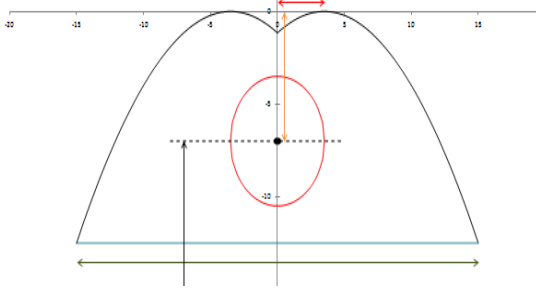
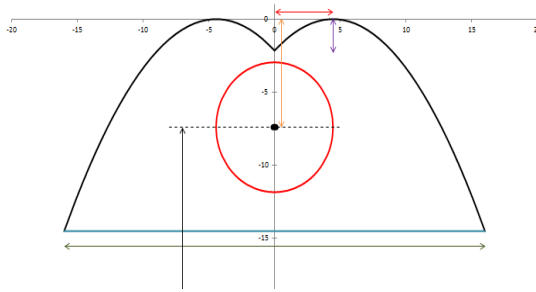
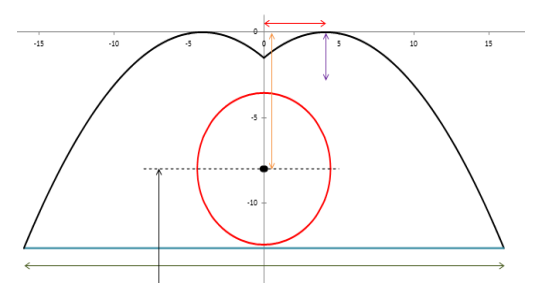
CPC _{26.45}		<p>hauteur: 8.03m Focale: 26.45mm ouverture: 30cm Ecartement: 70mm Distance tube/Haut CPC : 7cm Puissance recue: 287.668 KW Rendement du champ: 45%</p>
CPC ₂₃		<p>Hauteur: 8.03m Focale: 23mm Ouverture: 32cm Ecartement: 89mm Distance tube/Haut CPC : 7.4cm Puissance recue: 311.384KW Rendement du champ: 48.25%</p>
CPC ₂₈		<p>Hauteur: 8.03m Focale: 28mm Ouverture: 32cm Ecartement: 82mm Distance tube/Haut CPC : 8cm Puissance recue: 323.926 KW Rendement du champ: 50.29%</p>

Tableau III.2: Comparaison entre les différents types des CPC.

III.7.1. Comparaison entre les différents CPC

On a ici un CPC qui absorbe 5% de puissance en plus. En revanche on remarquera que la distance entre le tube et la vitre est de 2mm. Cette valeur est trop faible car le tube fléchi entre les mâts et risque de toucher la vitre. Il faudra donc augmenter l'ouverture pour avoir un écart plus important quitte à perdre un peu de rendement.

Cette première étude a permis d'établir quelle géométrie de CPC était optimale pour notre champ dans ces conditions.

Le soleil ayant une position très variable tout au long de l'année, on ne peut pas confirmer que ce CPC soit optimal sur toute l'année. La suite de notre étude consistera donc à simuler le productible thermique obtenu sur les quatre principales journées de l'année : les solstices et équinoxes.

III.8. Etude du productible thermique durant les équinoxes et solstices

III.8.1. Etude du gain de puissance avec le CPC optimisé

On peut également réaliser des essais sur des journées entières caractéristiques : les équinoxes et solstices. Ceci permettra de valider si le CPC optimisé est ou n'est pas le plus performant sur toute l'année.

De très nombreux essais ont été réalisés mais par souci de lecture des graphiques on étudiera principalement les configurations suivantes :

CPCs	Hauteur	Focale	Ouverture	Ecartement	Distance tube/Haut CPC
CPC₂₈₋₃₂	8,03 m	28 mm	32 cm	82 mm	8 cm
CPC₂₈₋₃₃	8,03 m	28 mm	33 cm	82 mm	8 cm
CPC₂₈₋₃₄	8,03 m	28 mm	34 cm	82 mm	8 cm
CPC₂₃₋₃₂	8,03 m	23 mm	32 cm	89 mm	7,4 cm
CPC_{26.45-30}	8,03 m	26,45 mm	30 cm	70 mm	7 cm

Tableau III.3: caractéristiques géométriques des CPC testés.

La distance entre le tube et la vitre étant trop faible avec le CPC₂₈, on choisit de tester également cette configuration avec une ouverture de 33 et 34cm.

En augmentant de 1cm on à une distance tube-vitre de 1,5cm ce qui est encore un peu faible. On choisit donc d'augmenter l'ouverture de 2 cm pour obtenir cette fois un écart de 2,5cm.

Les différents résultats sont présentés ci-dessous :

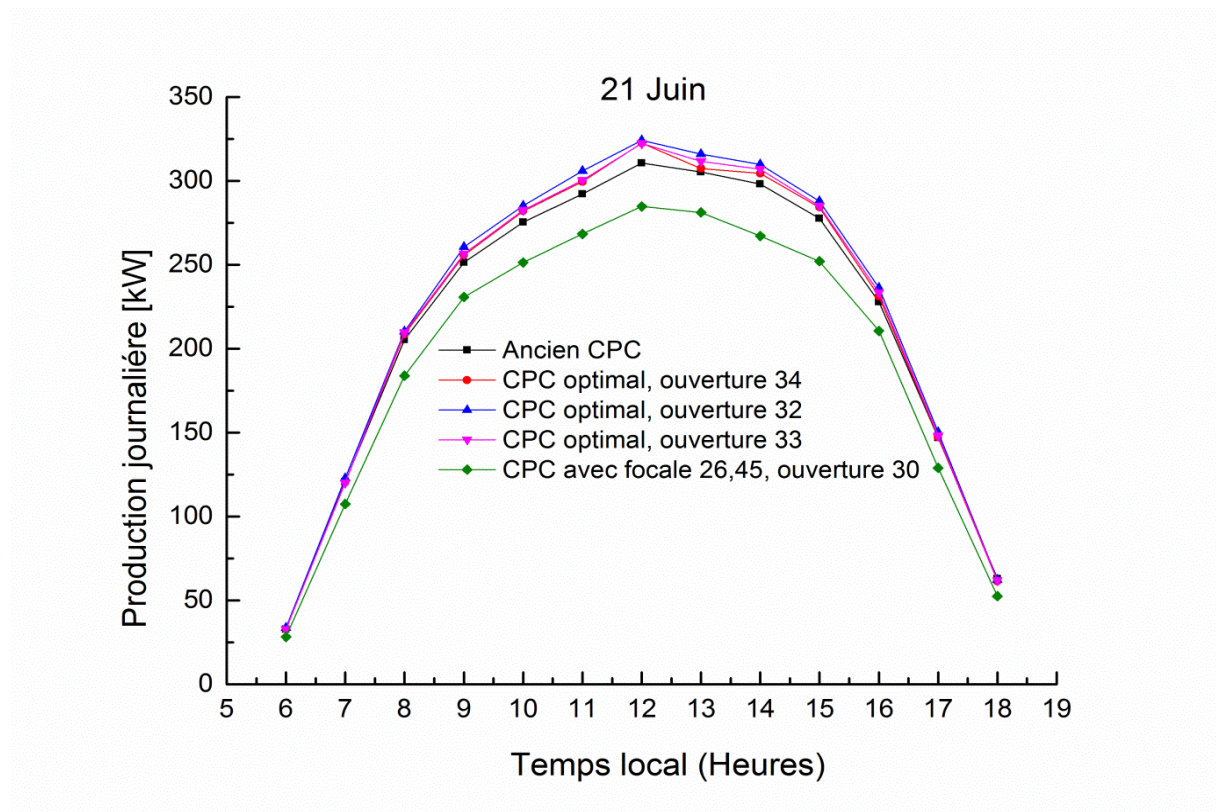


Figure III.7 : La production journalière pour le 21 Juin.

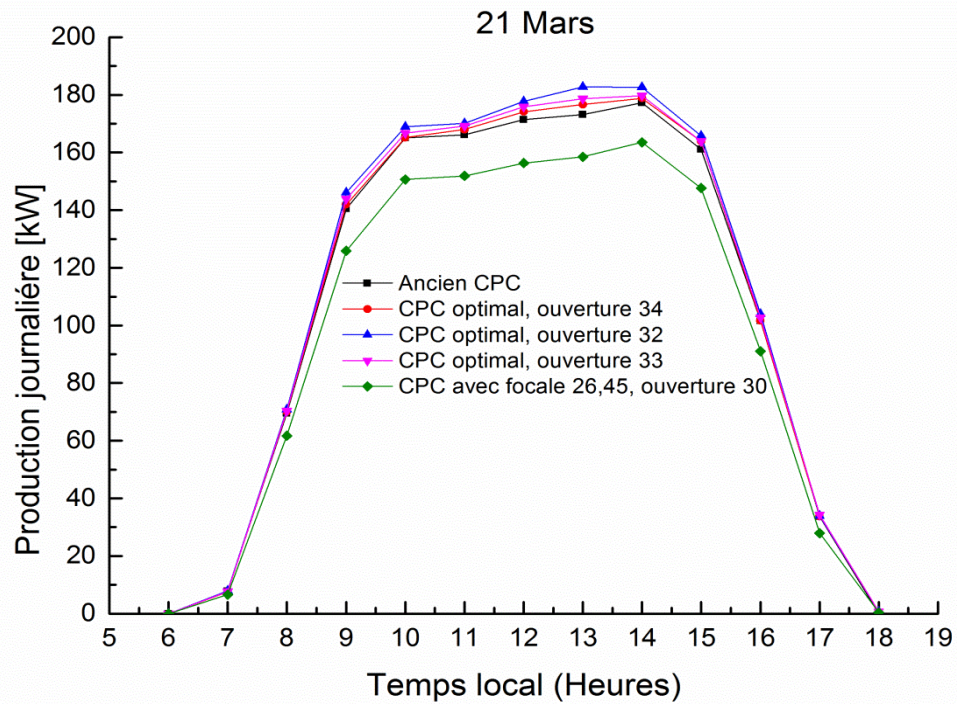


Figure III.8 : La production journalière pour le 21 Mars.

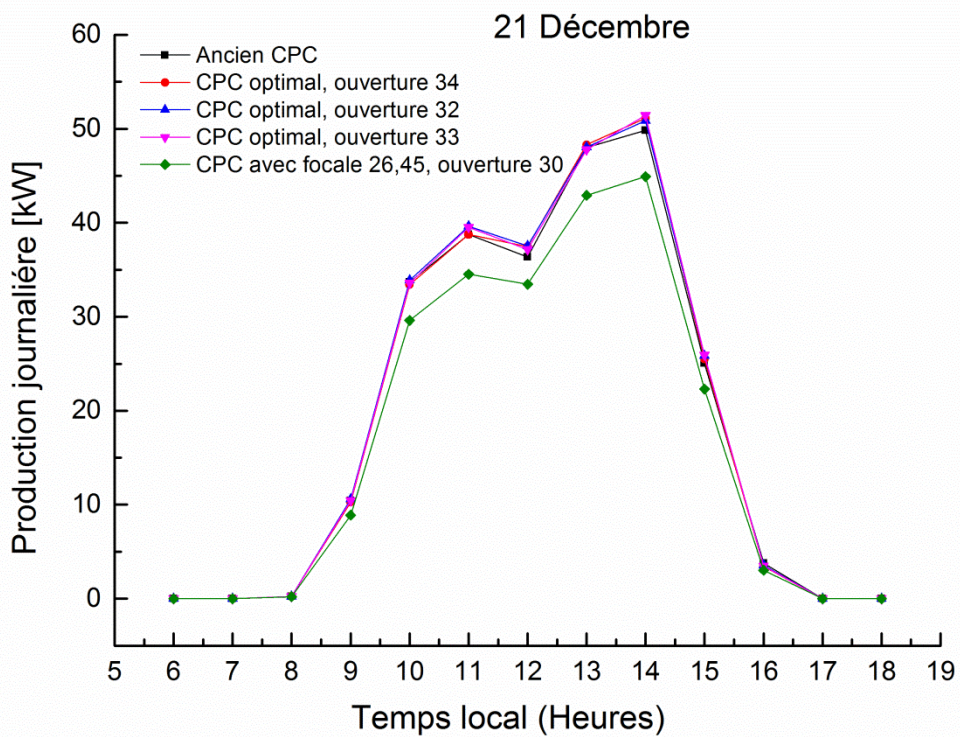


Figure III.9 : La production journalière pour le 21 Décembre.

On peut comparer le gain de puissance reçue pour les différentes configurations :

Gain	CPC ₂₈₋₃₂	CPC ₂₈₋₃₃	CPC ₂₈₋₃₄	CPC _{26.45-30}
21-mars	3.22%	1.92%	1.10%	-9.14%
21-juin	3.49%	2.29%	1.80%	-9.26%
21-déc	1.65%	1.40%	0.97%	-10.69%

Tableau III.4: Comparaison des différents CPC avec l'ancienne forme.

III.9. Conclusion de l'étude des CPC sur une année

Le CPC_{28_32} est bien le plus performant sur toute l'année mais les contraintes géométriques font que celui-ci ne peut être utilisés. En revanche on remarque que les différences entre le CPC_{28_34} et le CPC₂₃ sont très faibles, de l'ordre de 1,5%, pour toutes ces raisons nous avons opté pour un CPC avec une ouverture de 34 cm.

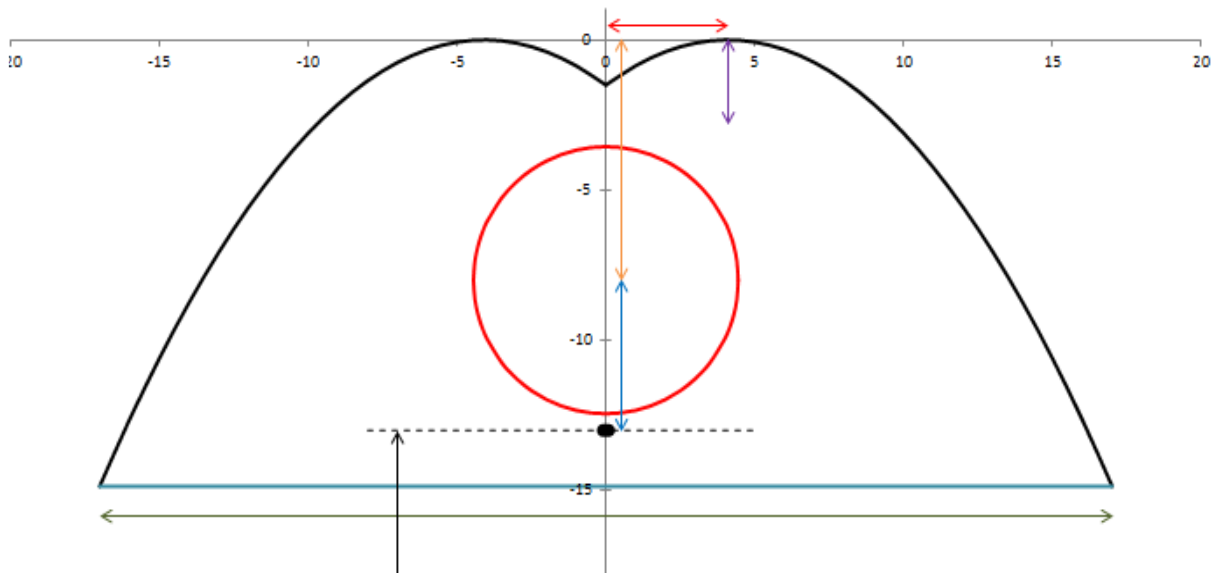


Figure III.10 : Schéma CPC optimisé avec ouverture 34cm.

Les différents résultats obtenus ont permis de se rapprocher à la géométrie optimale de notre réflecteur secondaire.

La différence de puissance captée s'explique par l'ouverture de 34 cm de notre CPC optimisé qui peut donc capter plus de rayons.

On va donc essayer par la suite à recourber plus les bords du récepteur et essayer de réduire l'espace entre le tube et le haut du CPC.

Les différentes recherches effectuées nous ont permis de savoir que les CPC simples (avec deux paraboles) sont utilisés dans le cadre de tube de faible diamètre.

Dans notre cas, nous travaillons avec un tube de 88.9cm. Il faut donc décomposer la parabole en deux parties. Après différents essais nous avons testé plusieurs configurations et nous sommes arrivés au CPC idéal représenté dans la figure ci-dessous :

Le CPC optimal n'est pas une double parabole, en effet la géométrie qui le définit est la suivante :

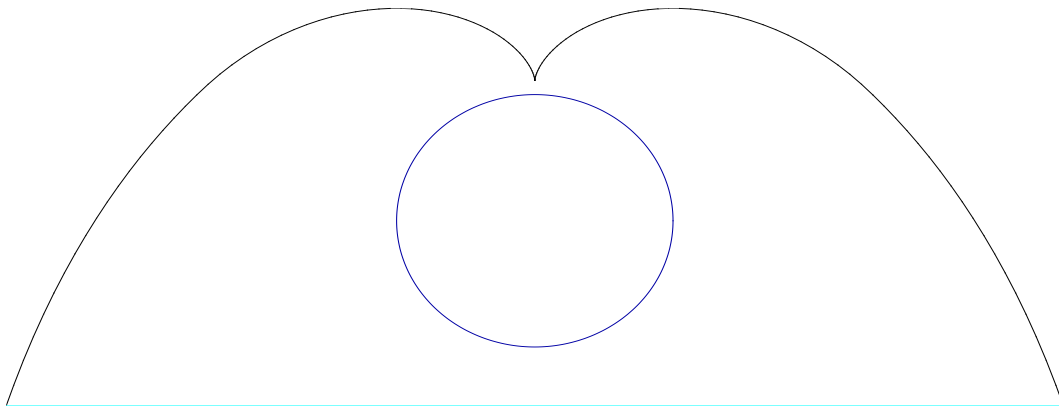


Figure III.11 : CPC optimisé.

Très peu de rayons sont renvoyés en dehors du CPC avec cette géométrie. On a un rendement des rayons rentrants incidents le tube de 98,8%.

On peut remarquer d'après le nouveau CPC optimisé que les problèmes principaux sont en revanche réglés :

- les bords du CPC sont plus recourbés qu'avec une parabole classique
- l'espace entre le tube et la volute est réduit

La figure ci-dessous représente le gain de puissance entre l'ancien CPC et le CPC optimal :

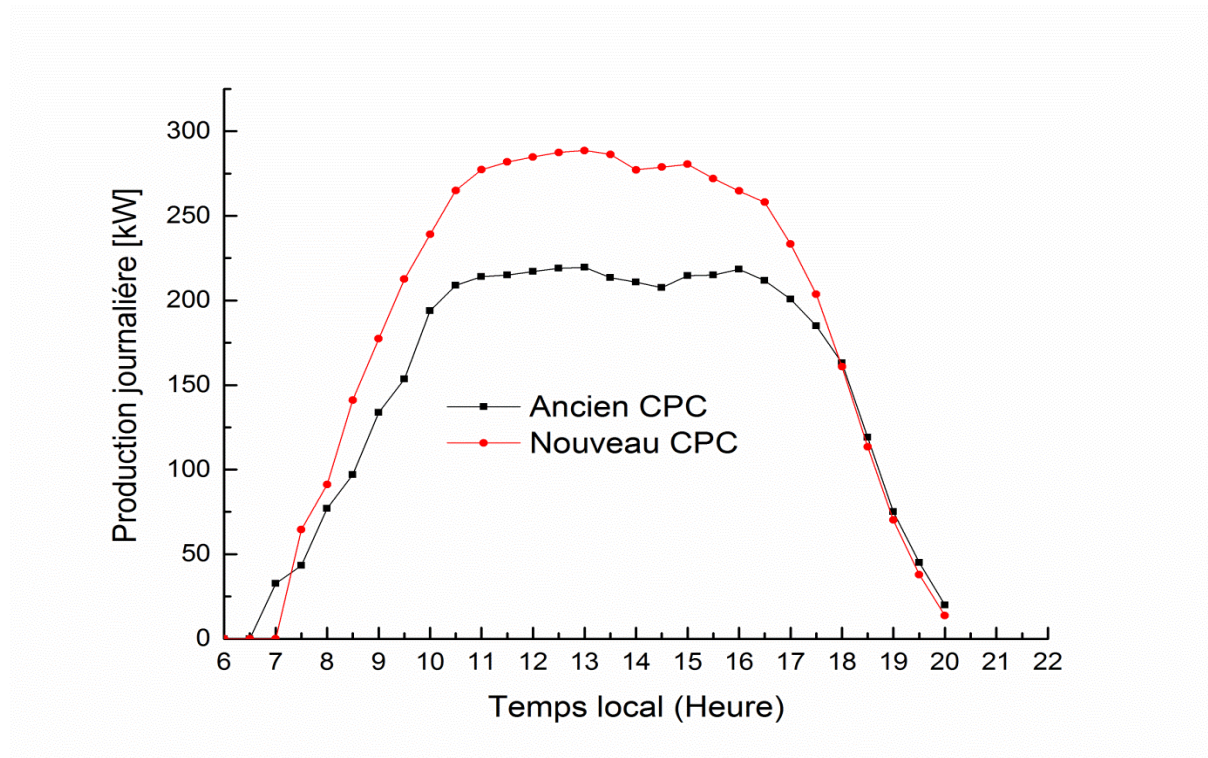


Figure III.12 : Comparaison entre les deux formes des CPC.

Le gain de puissance capté est de 13% à DNI équivalent entre les deux types de récepteur.

On comprend que l'intérêt du réflecteur est loin d'être négligeable dans le cas d'un dispositif de concentration solaire à réflecteurs de Fresnel quand on voit le gain de puissance possible avec une bonne optimisation.

On obtient avec cette forme de CPC un rendement théorique de 98,8% de rayon rentrant qui rencontre le tube.

Nous avons finalement opté pour une configuration optimale : un champ solaire à miroirs courbes orientés Nord-Sud et un récepteur monotube muni d'une vitre et d'un réflecteur secondaire de type CPC.

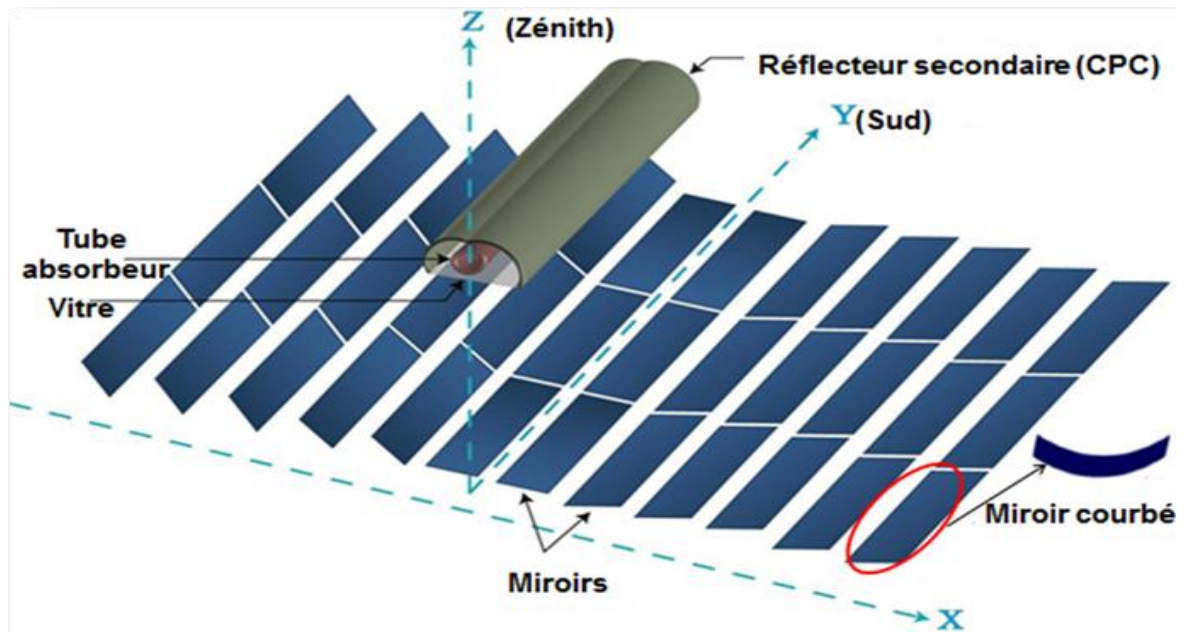


Figure III.13 : La Configuration optimale de notre prototype solaire.

III.10. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de déterminer la configuration optimale du réflecteur secondaire, ce dernier permet de maximiser la quantité de la puissance thermique collectée par le fluide caloporteur. La géométrie optimale obtenue a permis d'obtenir un gain de puissance qui peut atteindre les 13%, cette augmentation significative est due au rendement optique du récepteur qui atteint les 98,8% (presque tous les rayons traversent la vitre intercepte le tube).

Chapitre IV

Simulation optique

IV.1.Introduction

Le but de cette étude est de comparer les performances obtenues par les différentes configurations pour la centrale solaire à concentrateur de Fresnel, à savoir : récepteur avec ou sans vitre, et ainsi d'en déduire la plus intéressante. Pour pouvoir les évaluer, le comportement de chaque configuration a été simulé pour une série d'instant caractéristiques, la simulation a été réalisée en utilisant la configuration optimale trouvée dans la chapitre précédent.

-Au Solstice d'hiver : le 21/12 à 12h, A l'Equinoxe : le 21/03 de 06h à 18h, Au Solstice d'été : le 21/06 à 12h. La diversité de ces dates de simulations permettra d'étudier l'évolution des performances du prototype, aussi bien au cours d'une journée que sur une année entière (en prenant midi comme heure de comparaison). Pour chacune de ces simulations, plusieurs indicateurs de performances ont été calculés (puissance captée par le tube absorbeur, puissance perdue par ombrage, puissance perdue par blocage, puissance perdue par débordement,...), ainsi que la distribution du flux dans le tube absorbeur (cartes de flux), c'est donc sur l'ensemble de ces informations que se sont basées les comparaisons qui suivent.

IV.2. Rendement optique

C'est l'indicateur par excellence de la performance optique d'un système à concentration solaire, ce dernier a été calculé en faisant le ratio du flux absorbé par le tube avec la puissance solaire frappant le champ de miroirs, lorsque ces derniers font face au soleil, ce qui s'écrit comme suit :

$$\eta_{optique} = \frac{P_a}{DNI.S} \quad (IV.1)$$

Ce rendement prend en compte les différentes pertes (l'effet cosinus, les propriétés optiques des matériaux et des performances géométriques du système).

Dans le but d'évaluer d'une manière plus pertinente les différentes configurations, on va introduire deux indicateurs dérivés du rendement optique. Tout d'abord «l'efficacité optique journalière» qui consiste à calculer l'énergie totale collectée par le module sur la journée divisée par l'énergie totale incidente (somme des DNI horaires). En prenant comme hypothèse une efficacité optique est une

densité de flux incident (DNI) constante sur une heure donnée, le calcul de l'énergie collectée revient de faire la somme des efficacités optiques multipliées par leur DNI correspondant. On obtient alors une efficacité optique moyenne pour une journée considérée.

Le deuxième indicateur est «l'efficacité optique annuelle», il se base sur le même principe que le précédent, en déterminant cette fois ci l'énergie totale collectée sur l'année divisée par l'énergie totale incidente. L'énergie récupérée est calculé en faisons la somme des efficacités optiques journalières multipliée par leur énergie incidente journalière correspondante. Pour faire l'étude sur toutes les heures de l'année cela prend beaucoup de temps de calcul. C'est pour quoi on fait l'hypothèse que cela revient à faire la somme des énergies collectées uniquement sur les quatre journées caractéristiques (le solstice d'hiver, les deux équinoxes et le solstice d'été), divisé par la somme de l'énergie incidente sur ces quatre jours.

Les résultats obtenus pour les journées des 21/03, 21/06 et 21/12 sont présentés dans les tableaux ci-dessous :

TSV	DNI (W/m ²)	η_{opt} (%)	Puissance captée par le tube(KW)	Puissance perdue par ombrage (KW)	Puissance perdu par Blocage (KW)
6h:00	0	0	0	0	0
7h :00	100	14.16	9.913	31.370	0.394
8h:00	415	30.21	87.778	71.927	2.477
9h:00	605	41.27	174.805	33.511	4.443
10h:00	690	42.68	206.191	6.062	6.587
11h:00	720	40.23	202.783	5.398	6.177
12h:00	760	39.82	211.871	0.116	5.551
13h:00	760	40.29	241.377	5.591	6.601
14h:00	720	42.82	215.854	6.293	6.968
15h:00	690	41.43	200.136	37.881	5.069
16h:00	605	30.28	128.252	104.876	3.594
17h:00	415	14.35	41.713	129.718	1.668
18h:00	100	1.14	0.801	45.322	0.046

Tableau IV.1 : Les résultats obtenus pour la journée de 21/03.

TSV	DNI (W/m ²)	η_{opt} (%)	Puissance captée par le tube(KW)	Puissance perdue par ombrage (KW)	Puissance perdu par Blocage (KW)
6h:00	260	21.58	39.287	63.182	1.242
7h :00	530	38.87	144.226	75.472	3.738
8h:00	660	53.88	248.948	35.699	6.104
9h:00	740	60.28	312.298	8.693	9.453
10h:00	805	60.46	340.742	9.331	9.698
11h:00	860	59.94	360.856	11.222	8.988
12h:00	890	61.15	381.022	0.0838	8.351
13h:00	890	59.90	373.234	11.694	9.306
14h:00	860	60.43	363.848	10.016	10.416
15h:00	805	60.30	339.814	9.494	10.262
16h:00	740	54.01	279.803	39.745	6.802
17h:00	660	38.83	179.437	93.923	4.765
18h:00	530	21.47	79.668	128.938	2.565
19h :00	0	0	0	0	0

Tableau IV.2 : Les résultats obtenus pour la journée de 21/06.

TSV	DNI (W/m ²)	η_{opt} (%)	Puissance captée par le tube(KW)	Puissance perdue par ombrage (KW)	Puissance perdu par Blocage (KW)
6h:00	0	0	0	0	0
7h :00	0	0	0	0	0
8h:00	10	4.42	0.309	3.078	0.0133
9h:00	140	13.35	13.083	22.992	0.441
10h:00	345	17.70	42.747	14.766	1.289
11h:00	515	14.14	50.979	1.877	2.301
12h:00	610	11.55	49.342	0.149	1.927
13h:00	610	14.11	60.258	2.235	2.780
14h:00	515	17.72	63.889	21.916	1.902
15h:00	345	13.36	32.266	56.675	1.096
16h:00	140	4.41	4.330	43.110	0.181
17h:00	10	0	0	4	0
18h:00	0	0	0	0	0
19h :00	0	0	0	0	0

Tableau IV.3 : Les résultats obtenus pour la journée de 21/12.

$$\eta_{opt \text{ journalier (21/03)}} = \frac{\text{Energie totale collectée}}{\text{Energie totale incidente}} = \frac{\sum(\eta_{opt} * \text{DNI})}{\sum \text{DNI}} = \frac{242025.65}{6580} = \mathbf{36.78\%}$$

$$\eta_{opt \text{ journalier (21/06)}} = \mathbf{52.26 \%}$$

$$\eta_{opt \text{ journalier (21/12)}} = \mathbf{13.98 \%}$$

$$\eta_{opt \text{ annuel}} = \frac{\text{Energie totale collectée sur l'année}}{\text{Energie totale incidente}} = \frac{\sum(\eta_{opt \text{ journalière}} * \text{Energie incidente})}{\sum \text{Energie totale incidente}} = \mathbf{40.51\%}$$

IV.3. Impact de la vitre sur la concentration du rayonnement

Le but de cette première comparaison est de déterminer l'impact de la présence de la vitre sur les performances du module de Fresnel.

Les tableaux 2 et 3 montrent les résultats obtenus pour les deux configurations :

	<i>Avec vitre</i>	<i>Sans vitre</i>	<i>Variation</i>
Absorbé :			
Efficacité optique	39.82%	42.85 %	↗ +7.60 %
Flux absorbé	211.871 KW	228.014 KW	↗ +7.61 %
Pertes :			
Par ombrage	0.116 KW	0.138 KW	↗ +18.96%
Par blocage	5.551 KW	5.698 KW	↗ +2.64%
Par débordement	66.207	65.076	↘ -1.7 %
Blocage :			
Par miroirs primaires	0 KW	0 KW	=
Par réflecteur secondaire	5.551 KW	5.561 KW	↗ +0.18%
Réflecteur Secondaire :			
Flux réfléchi *	98.198 KW	104.885 KW	↗ +6.8 %

Tableau IV.4 : Impact de la vitre sur le récepteur mono-tube, 21/03 à 12h.

* Représente le flux réfléchi par le réflecteur secondaire, c'est la somme entre le flux absorbé par le tube après réflexion, et le flux perdu par débordement après réflexion

<i>Efficacité optique</i>	<i>Avec vitre</i>	<i>Sans vitre</i>	<i>Variation</i>	
21/12-12h	11.55 %	14.15 %	↗	+22.51%
21/03-12h	39.82 %	42.85 %	↗	+7.60 %
21/06-12h	61.15 %	64.74 %	↗	+5.87 %
21/03-06h	0 %	0 %		=
21/03-07h	14.16 %	14.82 %	↗	+4.66 %
21/03-08h	30.21 %	31.85 %	↗	+5.42 %
21/03-09h	41.27 %	43.81 %	↗	+6.15 %
21/03-10h	42.68 %	45.45 %	↗	+6.49 %
21/03-11h	40.23%	43.23 %	↗	+7.45 %
21/03-12h	39.82 %	42.85 %	↗	+7.60 %
21/03-13h	40.29 %	43.26 %	↗	+7.37%
21/03-14h	42.82 %	45.60 %	↗	+6.49%
21/03-15h	41.43 %	43.91 %	↗	+5.98 %
21/03-16h	30.28 %	32.08 %	↗	+5.94 %
21/03-17h	14.35 %	15.08 %	↗	+5.08 %
21/03-18h	1.14 %	1.16 %	↗	+1.75 %

Tableau IV.5 : Impact de la vitre sur l'efficacité optique du récepteur mono-tube pour la journée du 21/03.

Comme on peut le voir sur les tableaux des résultats, le prototype possède une efficacité optique plus importante en l'absence de la vitre, au 21 Mars à 12h, cela représente une augmentation de 7.6% (de 39.82% à 42.85%). De manière plus globale la suppression de la vitre permet d'obtenir les efficacités optiques suivantes :

➤ *Journalière :*

-21/03 : 37.06 %

-21/06 : 56.17 %

-21/12 : 16.10 %

➤ *Annuelle : 42.75%*

On observe donc des augmentations de l'efficacité optique journalière respectivement, de +4 %, +5.42 %, +15.16 %. Sur l'année le gain estimé est attendu de l'ordre de +5.6 %.

D'autre part, on remarque que ce gain diminue lorsque le soleil s'éloigne de l'azimuth 0° (à 12h) et lorsque son élévation augmente à azimuth constante (du solstice d'hiver vers le solstice d'été). Cette plus-value n'est donc pas constante au cours de la journée ou de l'année.

On peut identifier plusieurs origines de cette hausse. Tous d'abord, l'absence des pertes dues à la traversée de la vitre qui a une transmittivité inférieure à 1, de plus la réflectivité de la vitre augmente avec l'augmentation de l'angle d'incidence du rayon, ce qui a tendance à agir comme un filtre. Sans vitre ce filtre n'existe plus, alors les pertes vont être diminuées.

Les résultats détaillés pour les autres journées sont illustrés ci-dessous

<i>Efficacité optique</i>	<i>Avec vitre</i>	<i>Sans vitre</i>		<i>Variation</i>
21/06-06h	21.58 %	22.51 %	↗	+4.30%
21/06-07h	38.87%	40.67 %	↗	+ 4.63 %
21/06-08h	53.88 %	56.59 %	↗	+ 5.02 %
21/06-09h	60.28 %	63.60 %	↗	+ 5.50 %
21/06-10h	60.46 %	63.88 %	↗	+ 5.68 %
21/06-11h	59.94%	63.38 %	↗	+ 5.73 %
21/06-12h	61.15 %	64.74 %	↗	+ 5.83 %
21/06-13h	59.90 %	63.33 %	↗	+ 5.72 %
21/06-14h	60.43 %	63.85 %	↗	+ 5.65 %
21/06-15h	60.30 %	63.60%	↗	+5.47 %
21/06-16h	54.01 %	56.61 %	↗	+ 4.81 %
21/06-17h	38.83%	40.70 %	↗	+ 4.81 %
21/06-18h	21.47 %	22.50 %	↗	+ 4.79 %

Tableau IV.6 : Impact de la vitre sur l'efficacité optique du récepteur mono-tube pour la journée du 21/06.

<i>Efficacité optique</i>	<i>Avec vitre</i>	<i>Sans vitre</i>	<i>Variation</i>
21/12-06h	0 %	0 %	=
21/12-07h	0 %	0 %	=
21/12-08h	4.42 %	4.66%	↗ + 5.15 %
21/12-09h	13.35 %	14.47 %	↗ + 8.38 %
21/12-10h	17.70 %	19.82 %	↗ + 11.97 %
21/12-11h	14.14%	16.69 %	↗ +18.03 %
21/12-12h	11.55 %	14.15 %	↗ + 22.51 %
21/12-13h	14.11 %	16.70 %	↗ +18.35%
21/12-14h	17.72 %	19.86 %	↗ + 12.07 %
21/12-15h	13.36 %	14.43 %	↗ +8.00 %
21/12-16h	4.41 %	4.64 %	↗ +5.21 %
21/12-17h	0 %	0 %	=
21/12-18h	0 %	0 %	=

Tableau IV.7 : Impact de la vitre sur l'efficacité optique du récepteur mono-tube pour la journée du 21/12.

IV.4. Carte de distribution de flux sur le tube absorbeur

La carte de distribution de flux solaire sur le tube absorbeur constitue l'élément qui va servir à l'étude thermique du récepteur. En d'autres termes, elle servira comme condition aux limites pour le calcul de la puissance transférée au fluide caloporteur à travers les bilans thermiques tenant compte des pertes par convection, conduction et rayonnement. Les figures ci-dessous présentent différentes cartes qui représentent la distribution du flux radiatif sur le tube absorbeur en (kW/m²) obtenues à partir du code optique. C'est une représentation tridimensionnelle de l'image de la tache solaire sur le tube récepteur. Pour augmenter la résolution de la carte de densité de flux, la simulation a été réalisée avec un million de tirages.

Les figure 1, 2, 3 et 4 présentent trois cartes de densité de flux obtenues à différentes dates de l'année représentant les quatre saisons : l'équinoxe de printemps dans la carte Num1, le solstice d'été dans la 2^{ème}, l'équinoxe d'automne dans la 3^{ème} et enfin le solstice d'hiver dans la 4^{ème}.

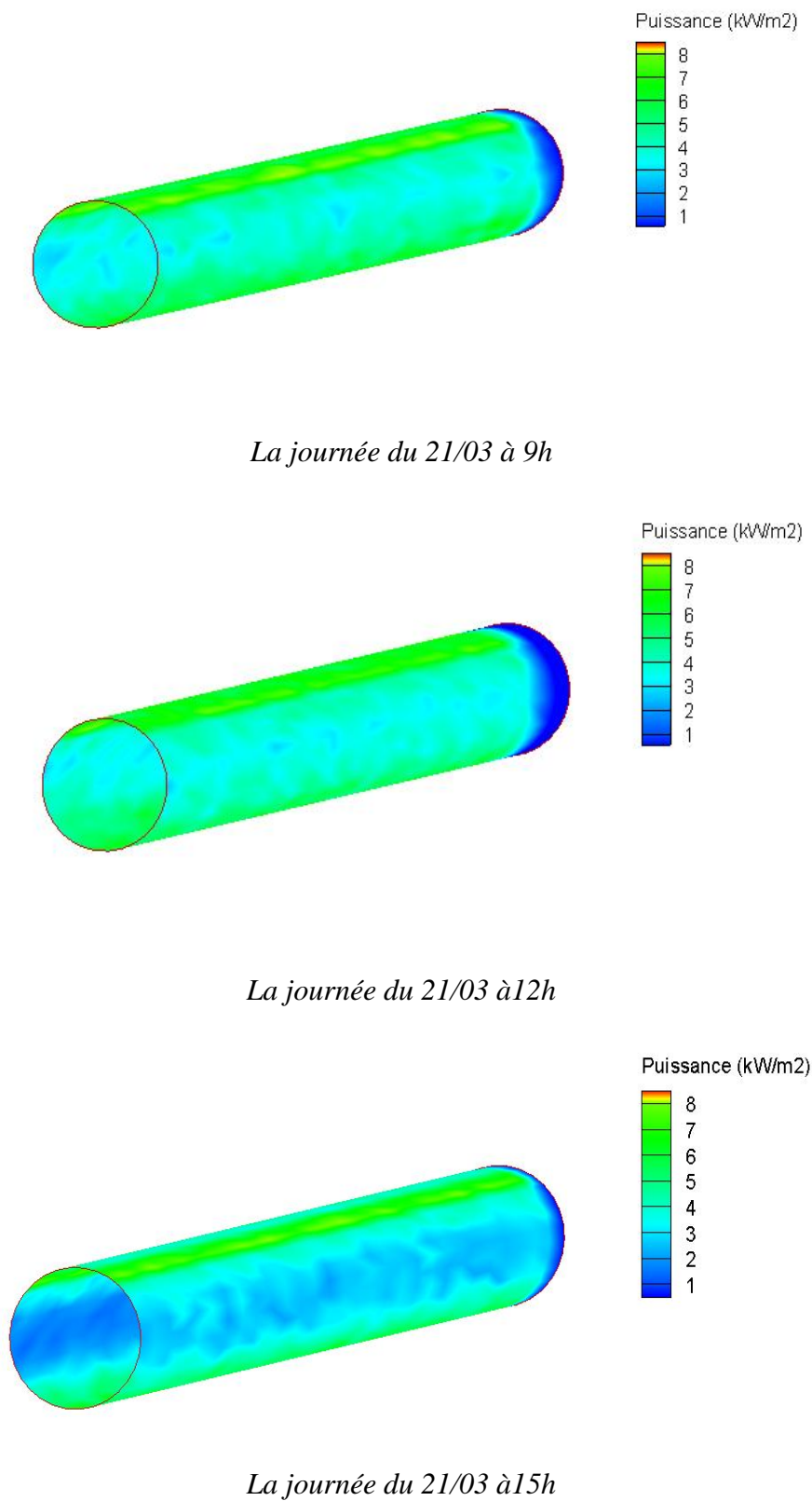
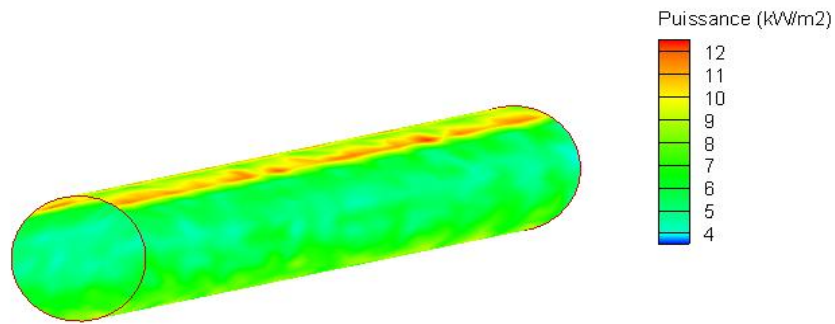
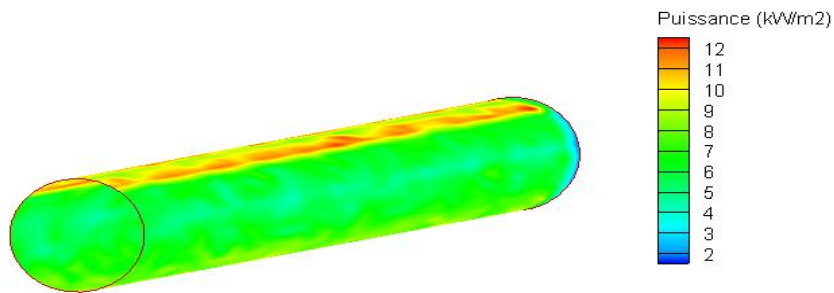


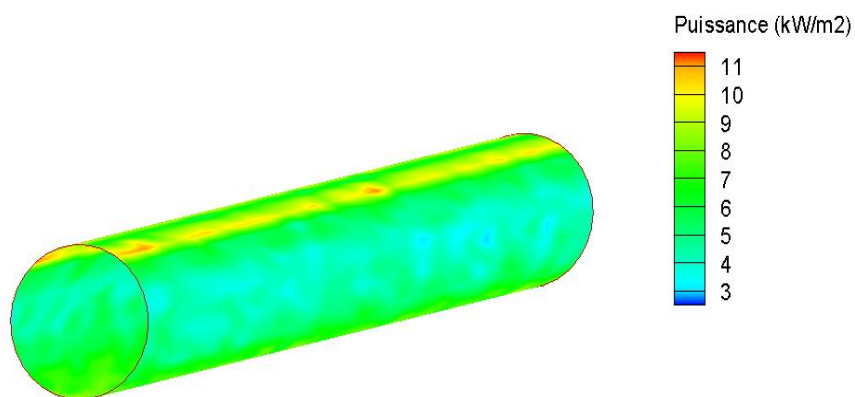
Figure IV.1 : Distribution de la densité du flux sur le tube absorbeur pour la journée 21/03 à 9h, 12h et 15h.



La journée du 21/06 à 9h

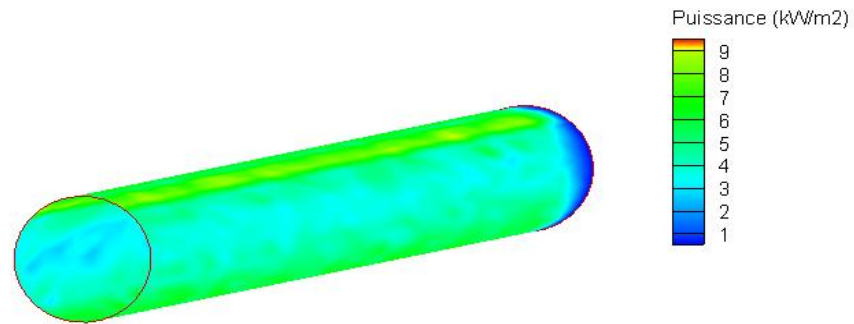


La journée du 21/06 à 12h

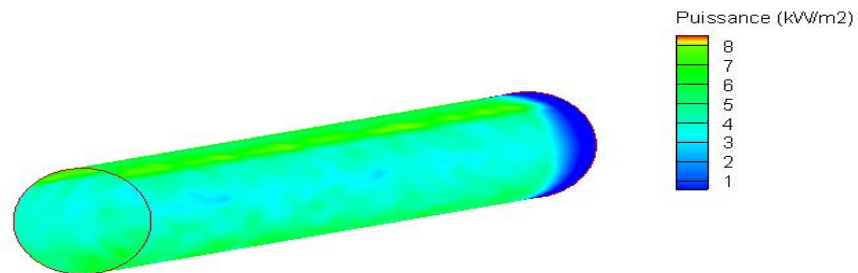


La journée du 21/06 à 15h

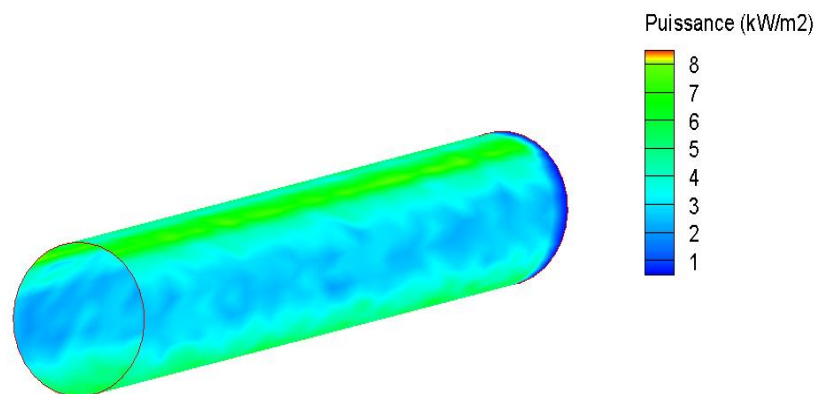
Figure IV.2 : *Distribution de la densité du flux sur le tube absorbeur pour la journée 21/06 à 9h, 12h et 15h.*



La journée du 21/09 à 9h

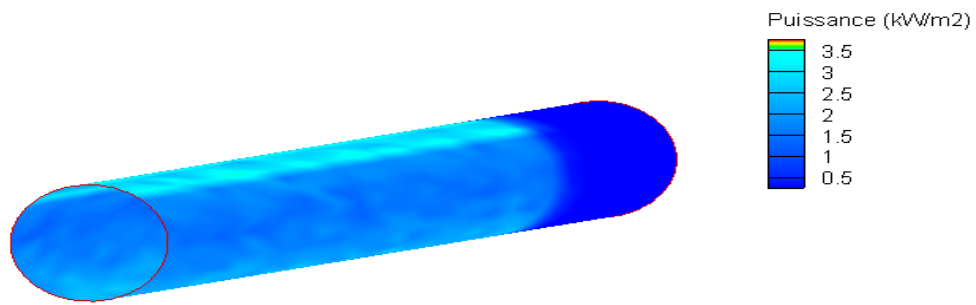


La journée du 21/09 à 12h

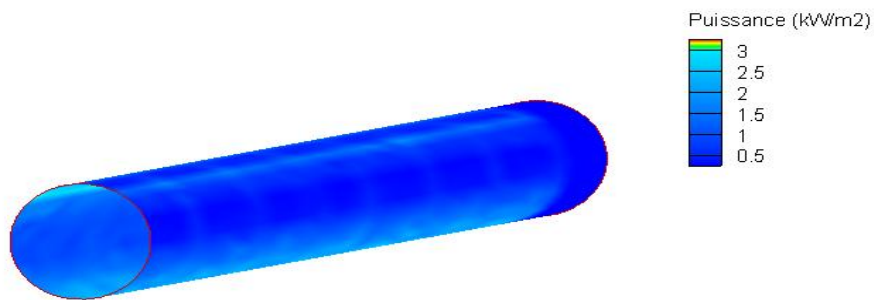


La journée du 21/09 à 15h

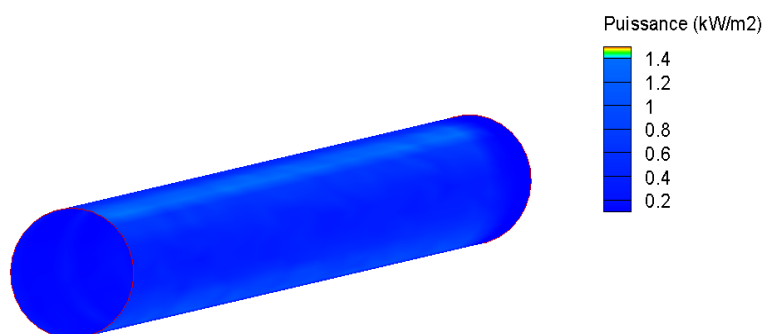
Figure IV.3 : Distribution de la densité du flux sur le tube absorbeur pour la journée 21/09 à 9h, 12h et 15h.



La journée du 21/12 à 9h



La journée du 21/12 à 12h



La journée du 21/12 à 15h

Figure IV.4 : Distribution de la densité du flux sur le tube absorbeur pour la journée 21/12 à 9h, 12h et 15h.

Il est évident que la tache focale change en fonction de l'heure. Nous observons à midi que la distribution du flux est symétrique entre l'Est et l'Ouest du tube. A 10h, nous remarquons que les rayonnements sont plus concentrés à l'Ouest du tube absorbeur, ceci est dû à l'effet cosinus, qui dépend de l'angle d'incidence des rayons solaires sur les miroirs.

Cet effet est faible pour les miroirs se trouvant à l'Ouest du champ par rapport à ceux situés à l'Est. L'après-midi, à 16h, nous remarquons le contraire, la distribution du flux est concentrée à l'Est du tube absorbeur. Les anneaux circulaires caractérisés par une faible puissance sont l'image des espaces de séparation entre deux miroirs appartenant à la même rangée (absence de surface réfléchissante).

Pendant le jour de solstice d'été, où le soleil atteint sa hauteur la plus haute de l'année (faible déclinaison solaire), le tube est entièrement éclairé et la tache solaire est étalée sur toute la longueur du tube absorbeur, la densité de flux maximale est de 12 kW/m².

Au solstice d'hiver où le soleil est au plus bas dans le ciel (déclinaison solaire maximale), la densité de flux est faible sur tout le tube et la partie sud du tube reste non éclairée (zone bleu) la tâche focale est décalée vers le nord, cet effet est moins remarquable pendant les deux équinoxes.

Nous remarquons que, au cours de la journée, la puissance absorbée par le récepteur et celle perdue par ombrage ainsi que le rendement du champ solaire, évoluent en fonction du temps. La puissance totale absorbée par le tube est plus élevée entre 10h et 14h. Elle atteint le maximum à midi où le DNI est maximal avec une valeur de l'ordre de 12000 W/m² en été et de 1400 W/m² en hiver. Durant la période de 10h à 14h, la puissance perdue par effet d'ombrage est faible par rapport au matin et après-midi. En effet, bien que le DNI est puissant durant cette période, le rendement optique y est faible, cela peut s'expliquer par l'inclinaison du soleil qui est très grande à midi par rapport à l'axe vertical (Est - Ouest).

IV.5. Effets d'ombrage et de blocage

L'effet d'ombrage et du blocage intervient lorsqu'une surface bloque l'interception des rayons sur les miroirs ou bien lorsqu'un miroir fait de l'ombre sur un autre miroir. On distingue trois cas :

IV.5.1. Effet d'ombrage

Comme il est schématisé dans la figure 5, ce phénomène intervient lorsqu'une surface bloque l'interception des rayons sur les miroirs comme la surface du récepteur (figure 5a) ou bien lorsqu'un miroir fait de l'ombre sur un autre miroir (figure 5b), aucune intersection dans le récepteur ne sera alors considérée. Par conséquent, le rayon et la puissance correspondante seront considérés comme perdus. Sinon, si le rayon arrive au miroir, il est alors réfléchi vers le plan d'ouverture du récepteur avec un facteur de réflectivité.

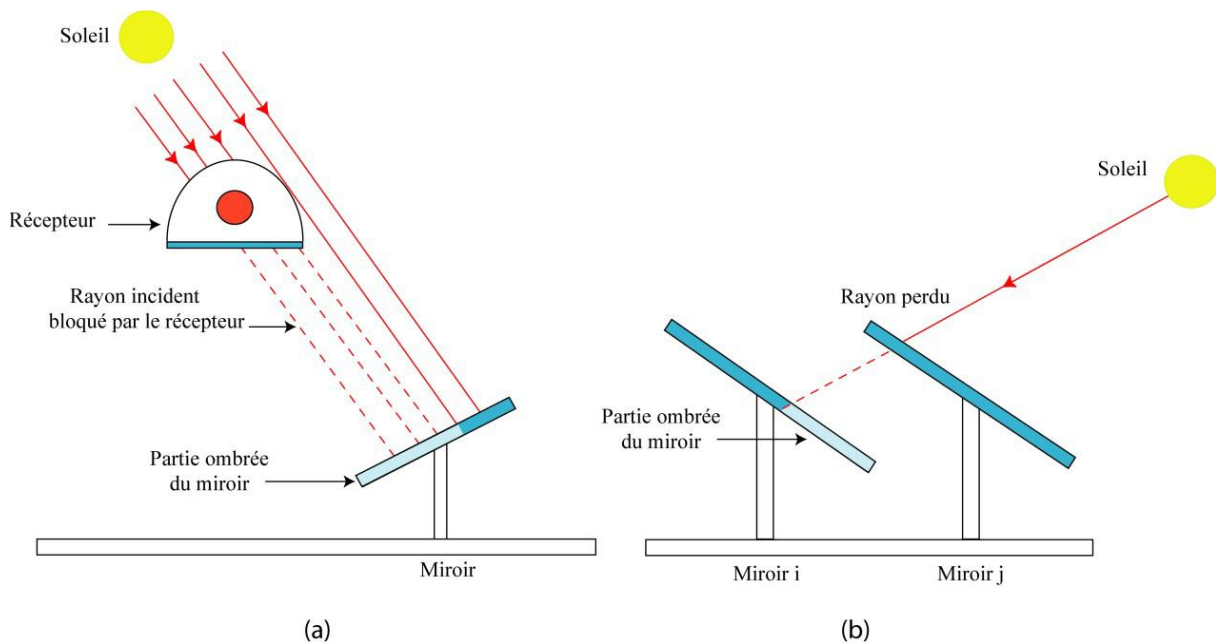


Figure IV.5 : Effet d'ombrage ; (a) entre le récepteur et le miroir, (b) entre deux miroirs adjacents.

IV.5.2. Effet de blocage :

Le second cas est schématisé dans la figure 6 Le phénomène du blocage survient lorsque le rayon réfléchi touche la surface arrière d'un miroir voisin avant d'atteindre le récepteur, aucune intersection avec le récepteur ne sera alors considérée. Par conséquent, le rayon et la puissance correspondante seront considérés comme perdus.

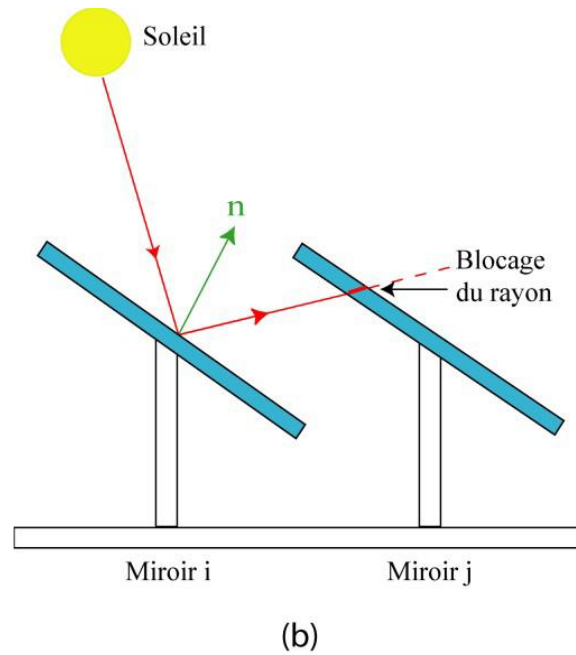


Figure IV.6 : Effet du blocage.

Le but essentiel d'une étude de l'effet d'ombrage et de blocage sur la puissance absorbée par le tube est d'augmenter le rendement optique du champ solaire. Ce phénomène intervient lorsqu'une surface bloque l'interception des rayons sur les miroirs (cas du réflecteur secondaire par exemple) ou bien lorsqu'un miroir fait de l'ombre sur un autre miroir. La représentation graphique de la scène simulée, schématisée par les figures 7, 8, 9 et 10, montre l'effet d'ombrage et de blocage qui peuvent se produire entre les miroirs la matinée et le soir concernant les réflecteurs situés aux extrémités du champ et aux alentours de midi pour l'ombre créée par le récepteur sur les miroirs primaires centraux. Nous schématisons les parties ombrées des miroirs par la couleur orange.

IV.5.3. Pertes par débordement :

Les figures révèlent également les cas où les rayons réfléchis manquent la cible (le récepteur), soit en ratant le réflecteur secondaire, soit en ratant le tube absorbeur lui-même. Ces pertes sont fonction de la précision de l'alignement des miroirs et de la géométrie du champ solaire.

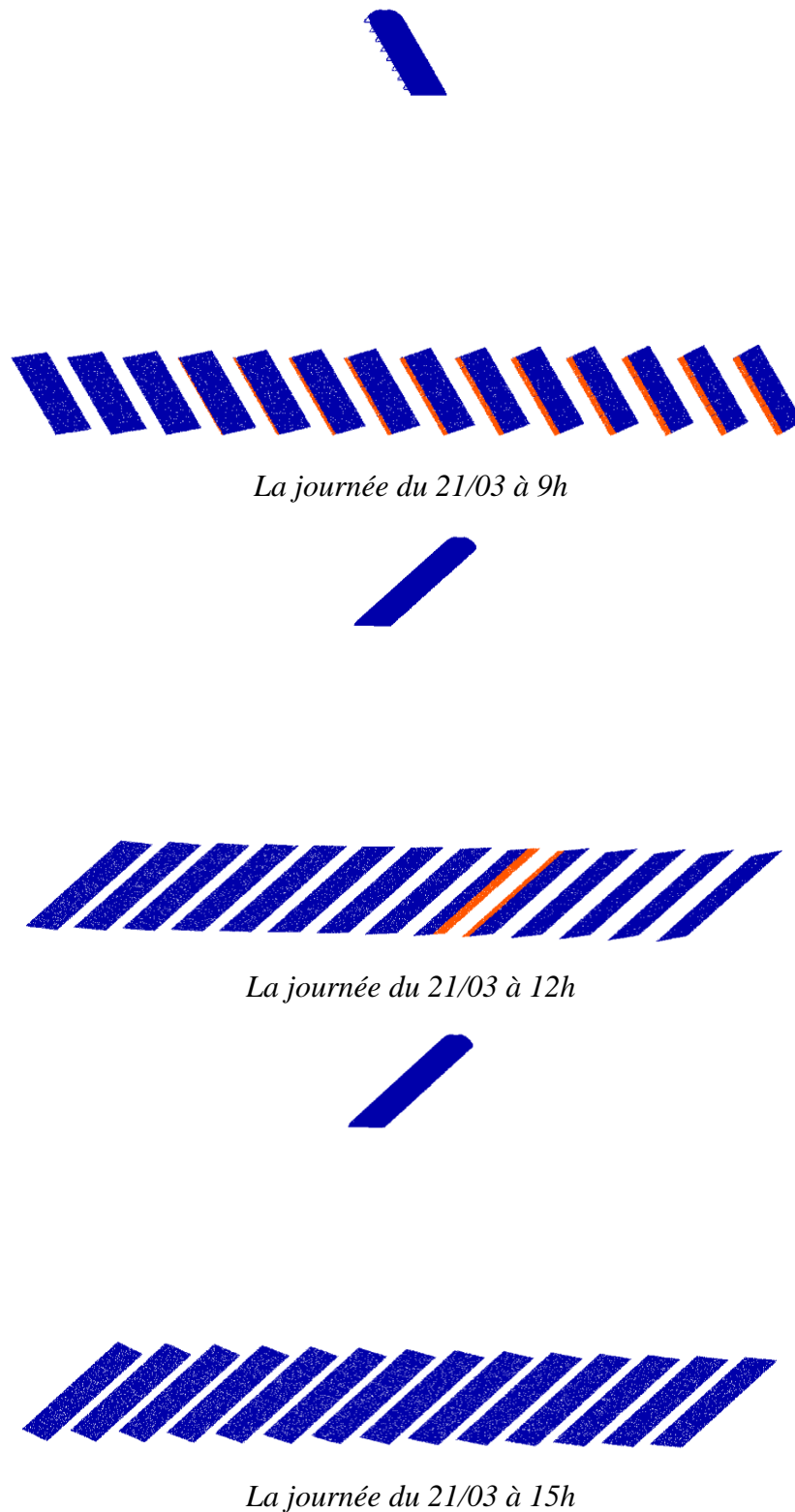


Figure IV.7 : L'effet d'ombrage entre les miroirs pour la journée de 21 Mars.

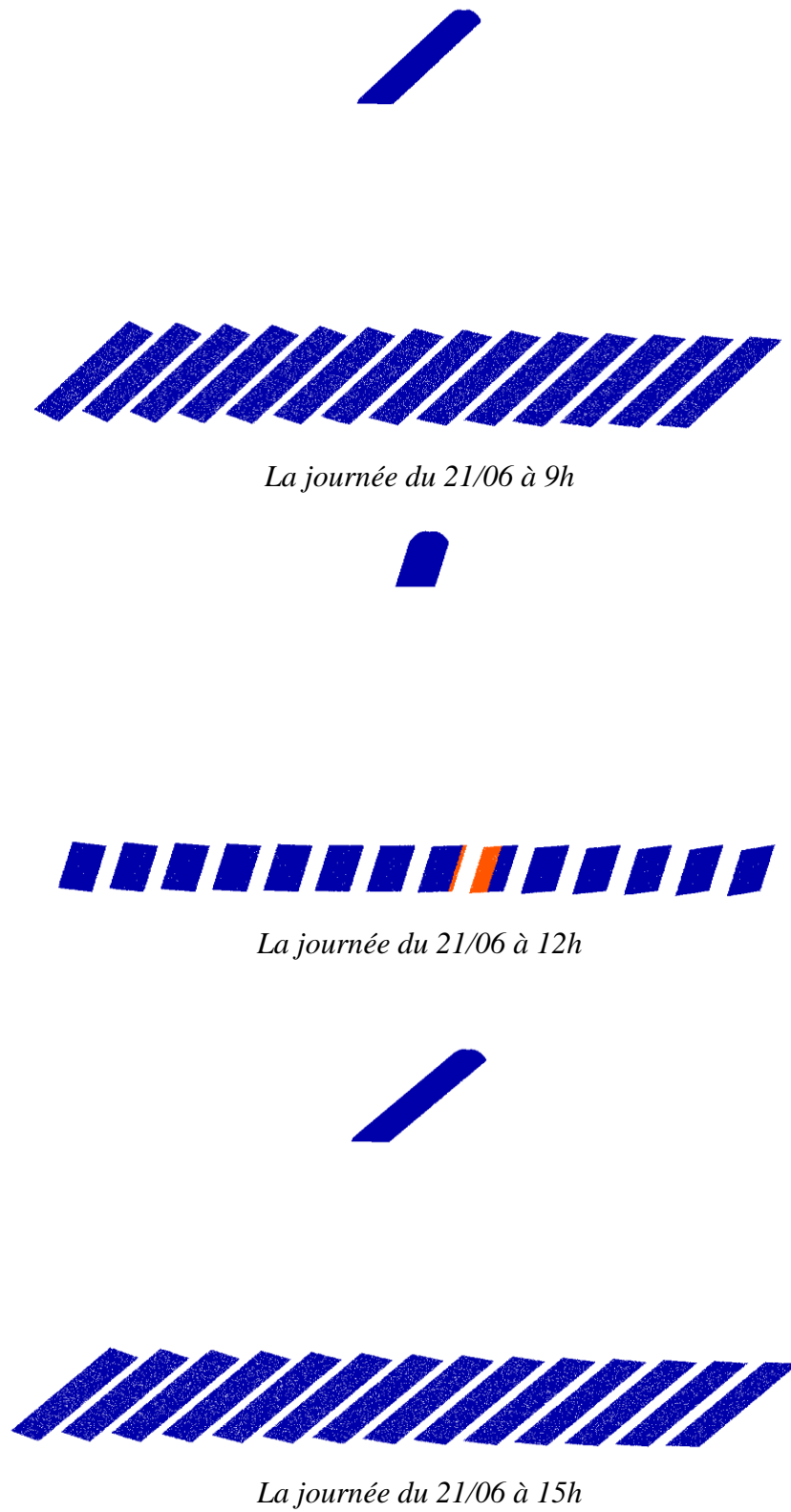


Figure IV.8 : L'effet d'ombrage entre les miroirs pour la journée de 21 Juin.

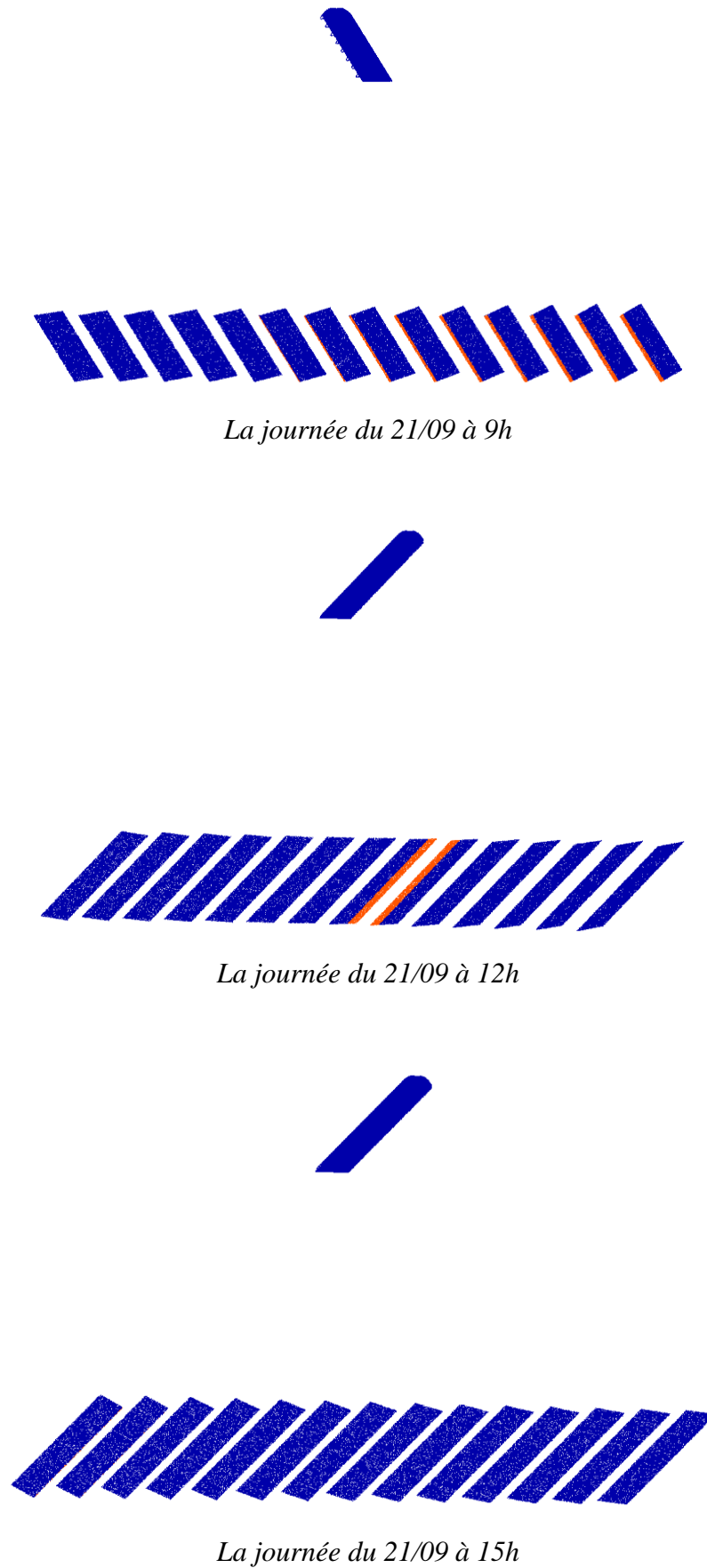


Figure IV.9 : L'effet d'ombrage entre les miroirs pour la journée de 21 Septembre.

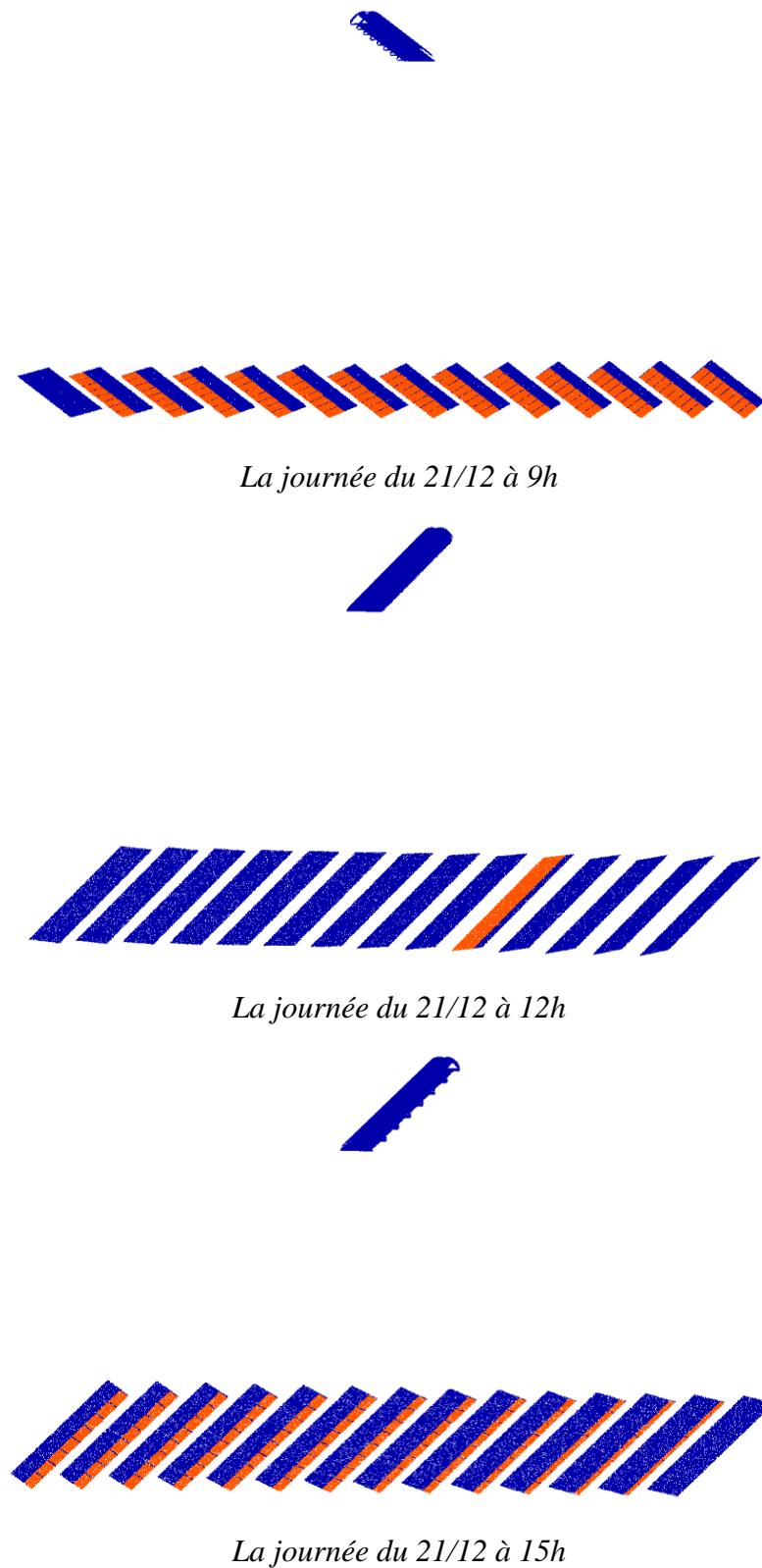
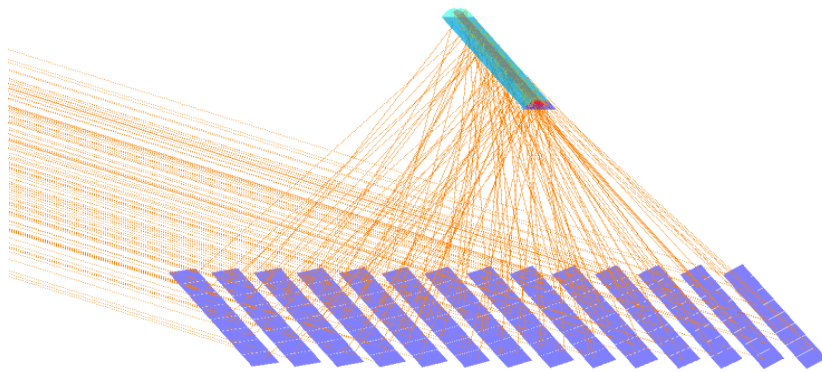


Figure IV.10 : L'effet d'ombrage entre les miroirs pour la journée de 21 Décembre.

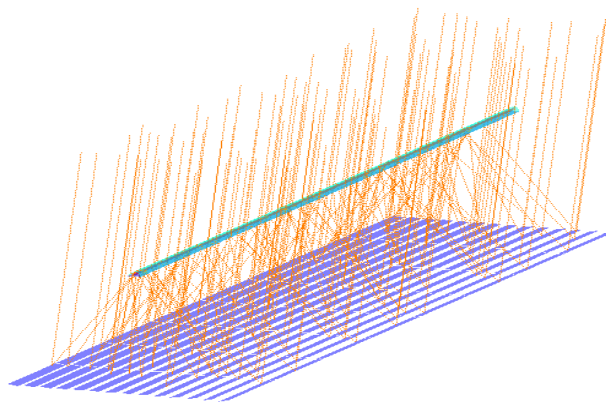
Ces deux phénomènes influent sur les performances optiques du champ solaire, ils sont inévitables mais on peut les minimiser en optimisant les paramètres du champ à savoir : La hauteur qui sépare le champ du récepteur, la distance entre les miroirs adjacents, la largeur du récepteur.

Les figures suivantes nous donnent un aperçu sur les représentations 3D des scènes simulées à partir du code de calcul optique. Les figures 11, 12, 13 et 14 concernent le cas d'un champ solaire à miroirs de Fresnel avec un récepteur mono tube et un réflecteur secondaire de type CPC.

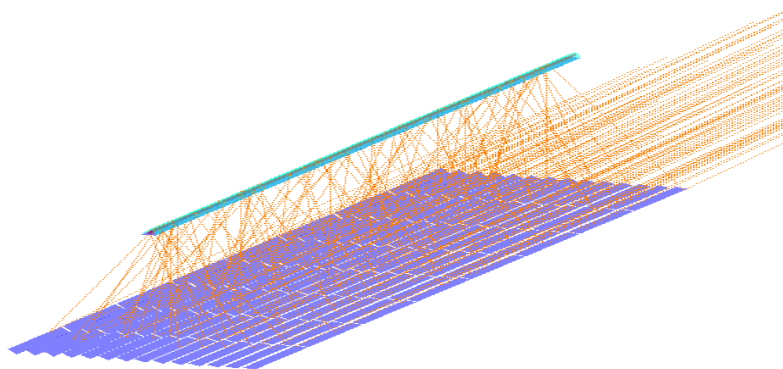
Les figures montrent aussi l'interaction des rayons solaires avec le récepteur, les points jaunes indiquent l'intersection des rayons solaires avec les différents objets du champ solaire.



La journée du 21/03 à 9h

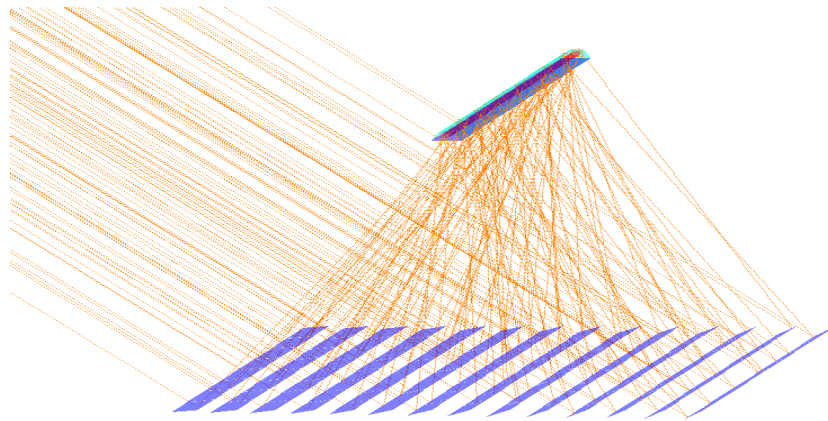


La journée du 21/03 à 12h

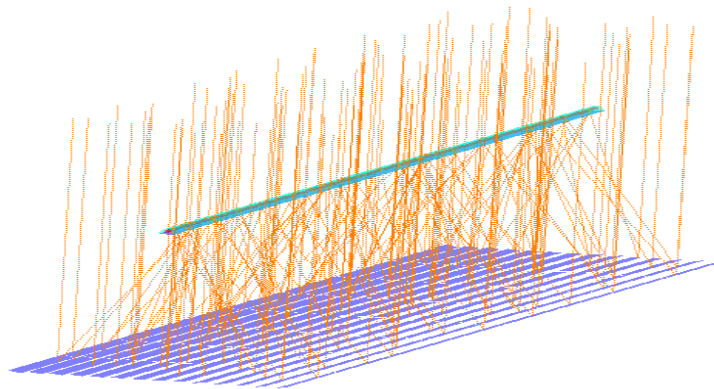


La journée du 21/03 à 15h

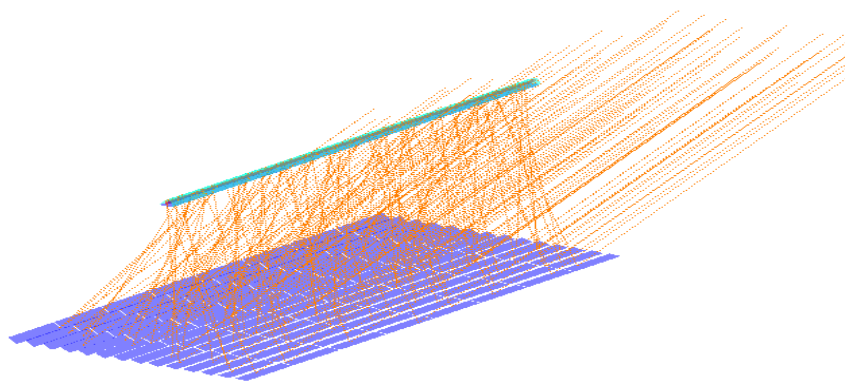
Figure IV.11 : Représentation 3D du champ solaire à miroirs de Fresnel utilisant un récepteur avec un réflecteur secondaire CPC et un tube absorbeur pour la journée du 21 Mars.



La journée du 21/06 à 9h

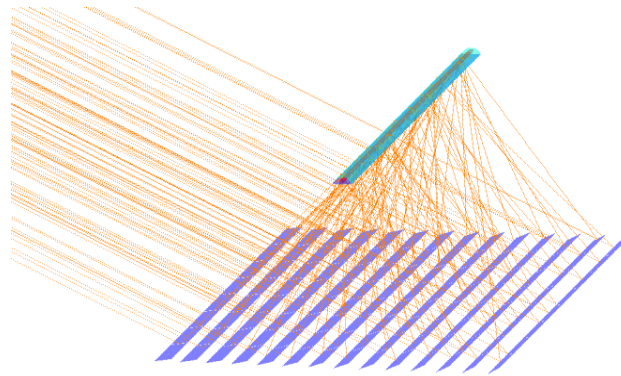


La journée du 21/06 à 12h

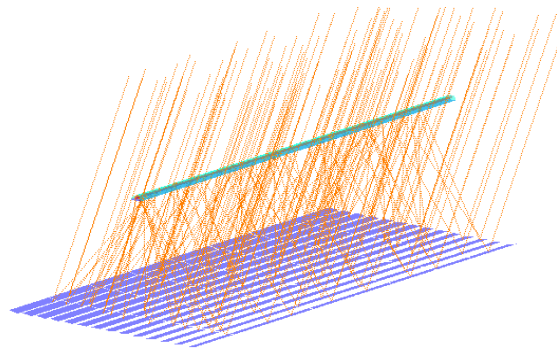


La journée du 21/06 à 15h

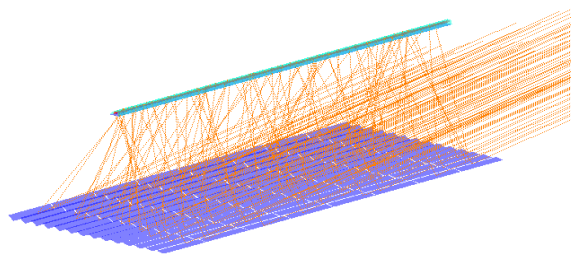
Figure IV.12 : Représentation 3D du champ solaire à miroirs de Fresnel utilisant un récepteur avec un réflecteur secondaire CPC et un tube absorbeur pour la journée du 21 Juin.



La journée du 21/09 à 9h

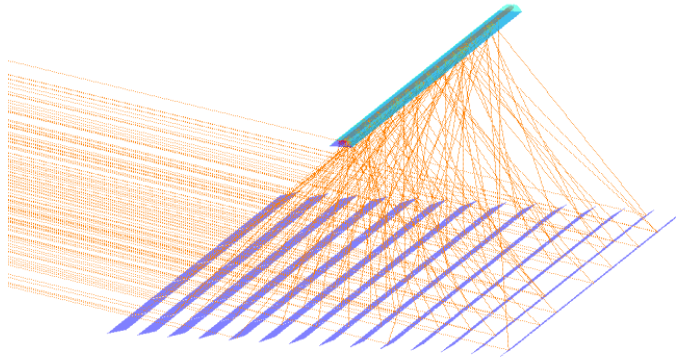


La journée du 21/09 à 12h

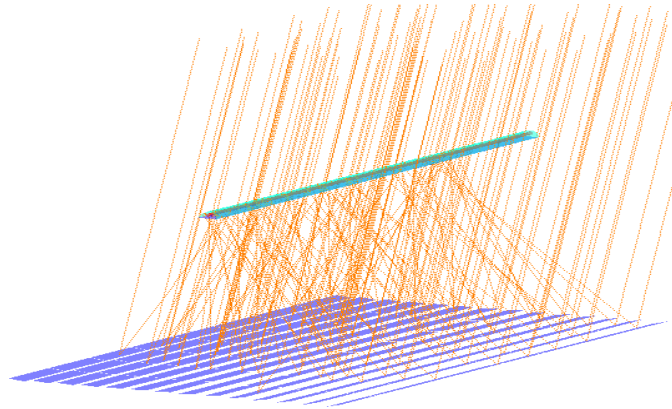


La journée du 21/09 à 15h

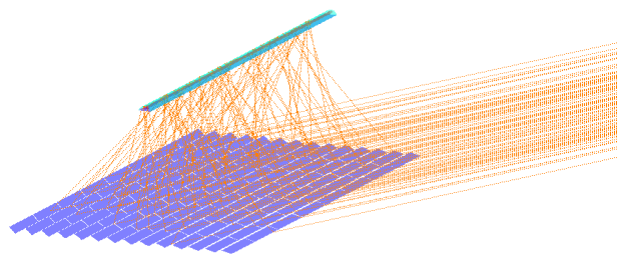
Figure IV.13 : Représentation 3D du champ solaire à miroirs de Fresnel utilisant un récepteur avec un réflecteur secondaire CPC et un tube absorbeur pour la journée du 21 Septembre.



La journée du 21/12 à 9h



La journée du 21/12 à 12h



La journée du 21/12 à 15h

Figure IV.14 : Représentation 3D du champ solaire à miroirs de Fresnel utilisant un récepteur avec un réflecteur secondaire CPC et un tube absorbeur pour la journée du 21 Décembre.

Les figures en 3D issues du code de calcul optique présentent une visualisation réaliste de la disposition des miroirs, du récepteur et de l'ensemble du champ solaire à concentrateur linéaire de Fresnel. Ces représentations permettent d'observer :

- L'alignement et l'orientation des miroirs plats qui suivent la trajectoire du soleil grâce à un système de poursuite à un seul axe, afin de concentrer la lumière solaire sur un tube absorbeur fixe situé sur la ligne focale.
- La structure du récepteur (souvent un tube ou un ensemble de tubes), placée à une certaine hauteur au-dessus du champ de miroirs, recevant le flux lumineux réfléchi.
- Les ombres portées et les zones d'illumination sur les différents composants à différents moments de la journée ou de l'année, illustrant l'impact de la position solaire sur la performance du système.

Ces figures illustrent, pour différentes configurations (par exemple, les 21 mars et 21 juin), comment les rayons du soleil, après réflexion sur les miroirs, convergent ou non vers le récepteur. L'analyse de ces points d'intersection permet de comprendre plusieurs phénomènes physiques essentiels :

IV.6. Distribution du flux lumineux sur le récepteur

Les points d'intersection permettent de visualiser la répartition de l'intensité lumineuse sur la surface du récepteur. Une distribution homogène est recherchée pour éviter les points chauds qui pourraient endommager le revêtement sélectif du récepteur ou entraîner des pertes thermiques accrues

IV.6.1. Influence sur les performances optiques et thermiques

- La configuration géométrique du champ solaire de Fresnel (largeur, hauteur, espacement des miroirs, position du récepteur) impacte directement l'efficacité de la collecte et de la concentration de l'énergie solaire. Les figures permettent d'optimiser ces paramètres en visualisant les zones de pertes et d'efficacité maximale
- Les simulations en 3D et les tracés des rayons sont fondamentaux pour prédire la quantité et la qualité du flux reçu par le récepteur, ce qui conditionne

la température atteinte par le fluide caloporteur et donc le rendement global de la centrale

- Les figures traduisent la réalité physique des interactions rayonnement-miroirs-récepteur dans un champ de Fresnel : ombrage, blocage, débordement, et distribution du flux.
- Elles permettent d'identifier les plages horaires et les configurations géométriques où les pertes sont minimales et où la concentration du flux solaire est optimale.
- La connaissance détaillée de ces figures est essentielle pour dimensionner efficacement les composants et maximiser la production d'énergie thermique ou électrique du système.

En résumé, ces visualisations ne sont pas de simples illustrations, mais des outils d'analyse physique qui permettent d'optimiser la conception et l'exploitation des centrales solaires à concentrateur linéaire de Fresnel en tenant compte des phénomènes d'optique géométrique et des contraintes thermiques réelles du système

Après avoir mené cette analyse optique comparative détaillées des différentes configurations avec les différentes performances obtenues pour chaque configuration, et tirer les conclusions pour chaque'une, dans ce qui suit nous proposons de prendre une seule configuration et on la considère comme étant une configuration optimale, qui est actuellement installée sur site, Mono-tube avec vitre orientation Nord-Sud), et faire une étude détaillée sur l'année des différentes performances optiques obtenus avec des illustrations, et des explications des différents phénomènes.

Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures 15, 16, 17et 18 ci-dessous :

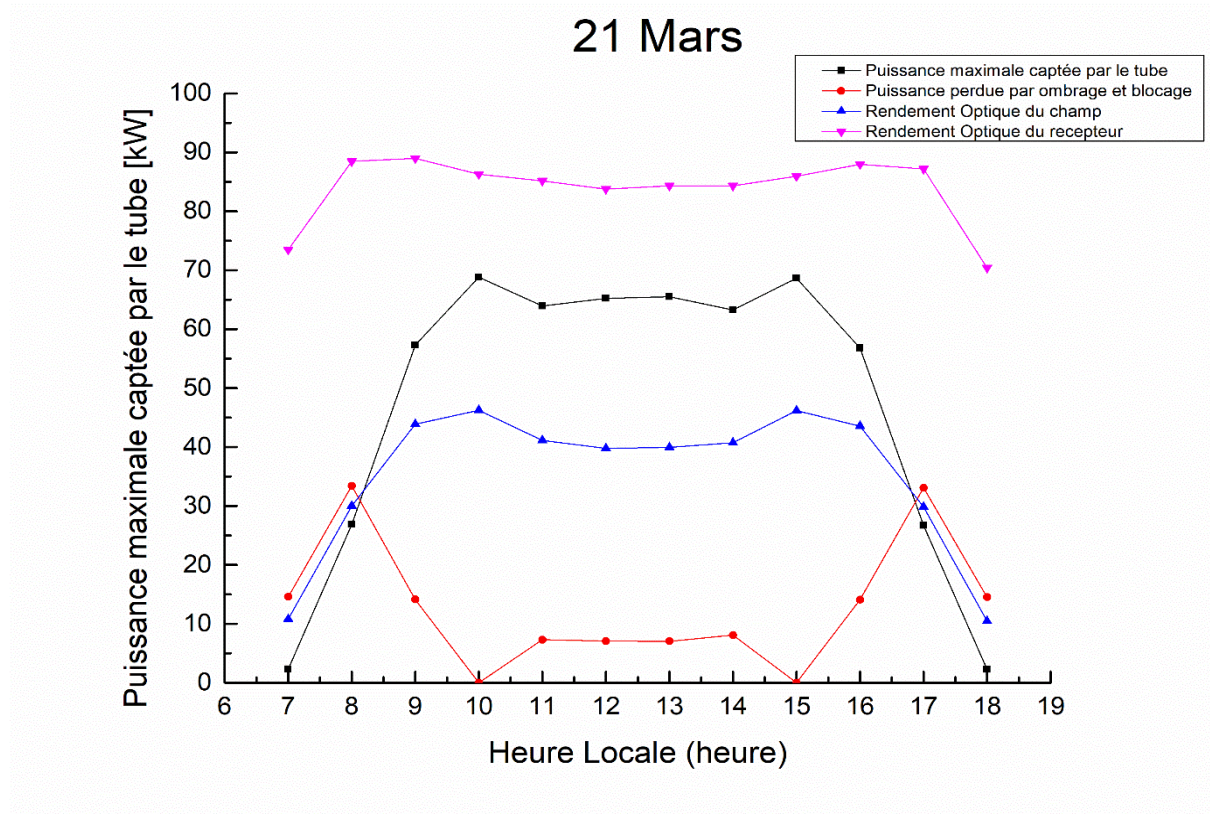


Figure IV.15 : Les différentes performances du champ solaire et la distribution des pertes optiques pour la journée du 21 mars.

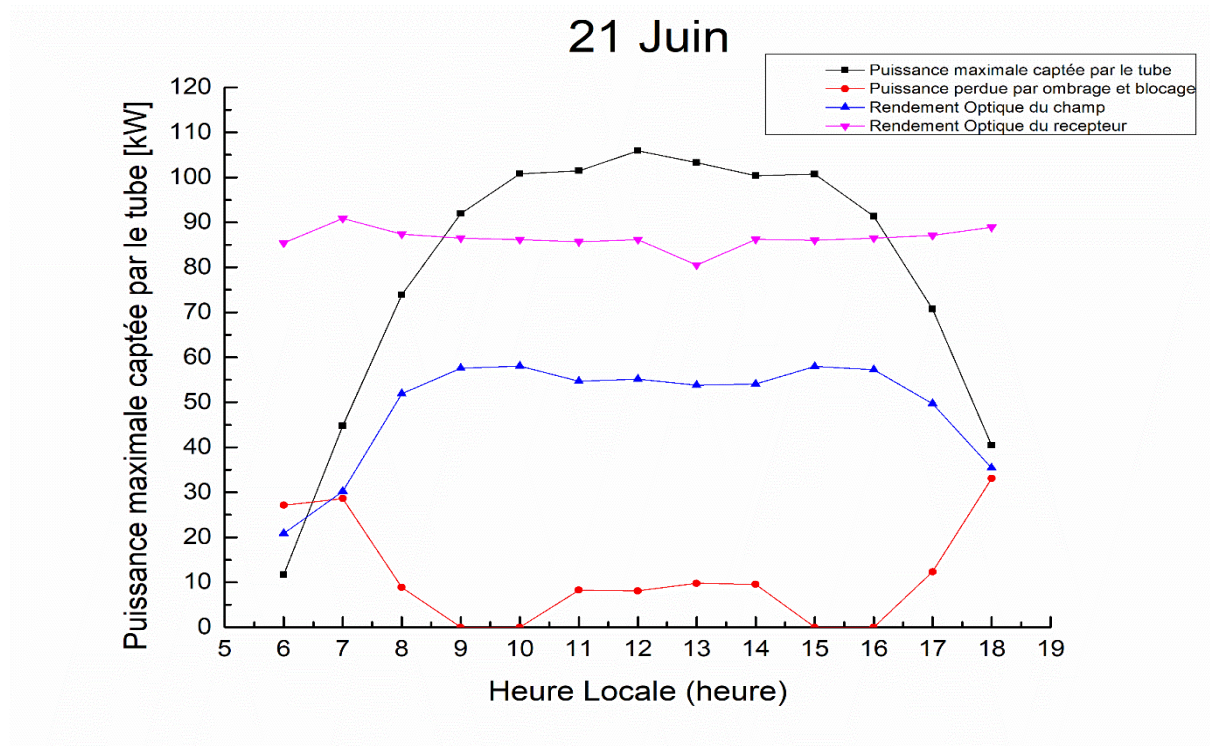


Figure IV. 16 : Les différentes performances du champ solaire et la distribution des pertes optiques pour la journée du 21 Juin.

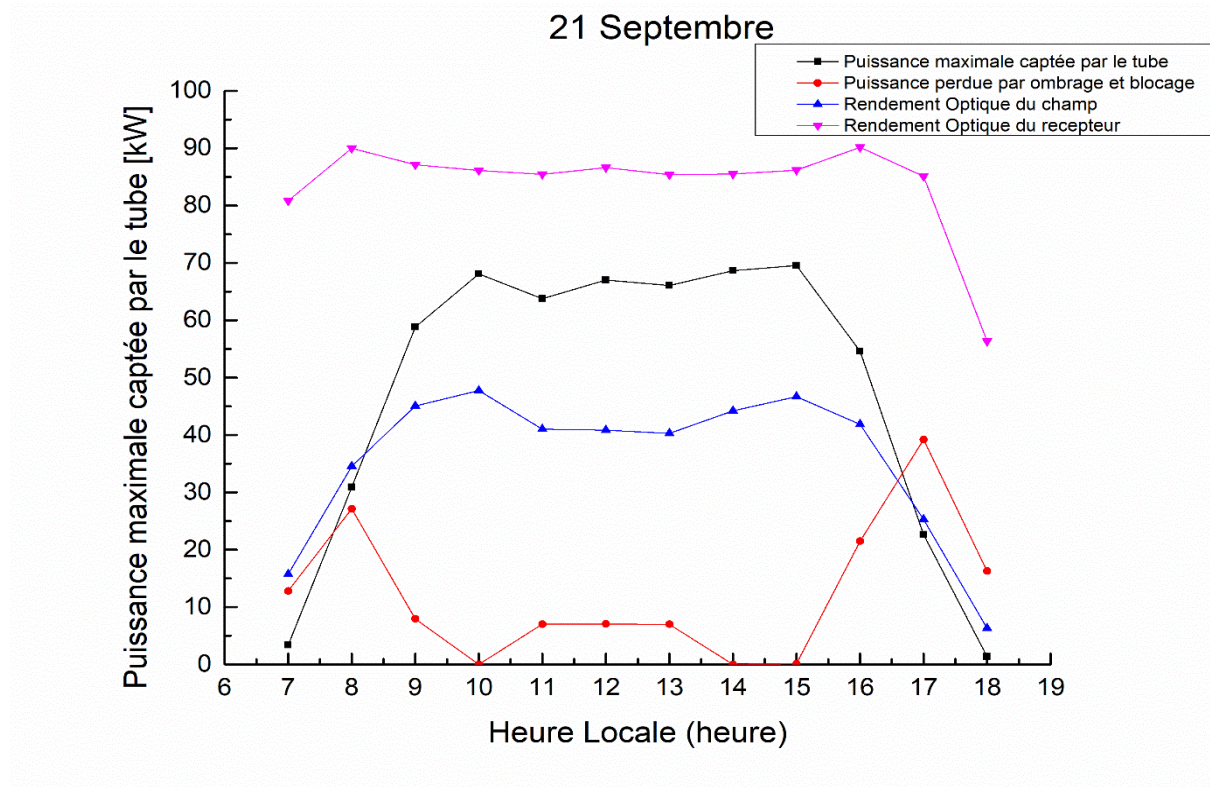


Figure IV.17 : Les différentes performances du champ solaire et la distribution des pertes optiques pour la journée du 21 Septembre.

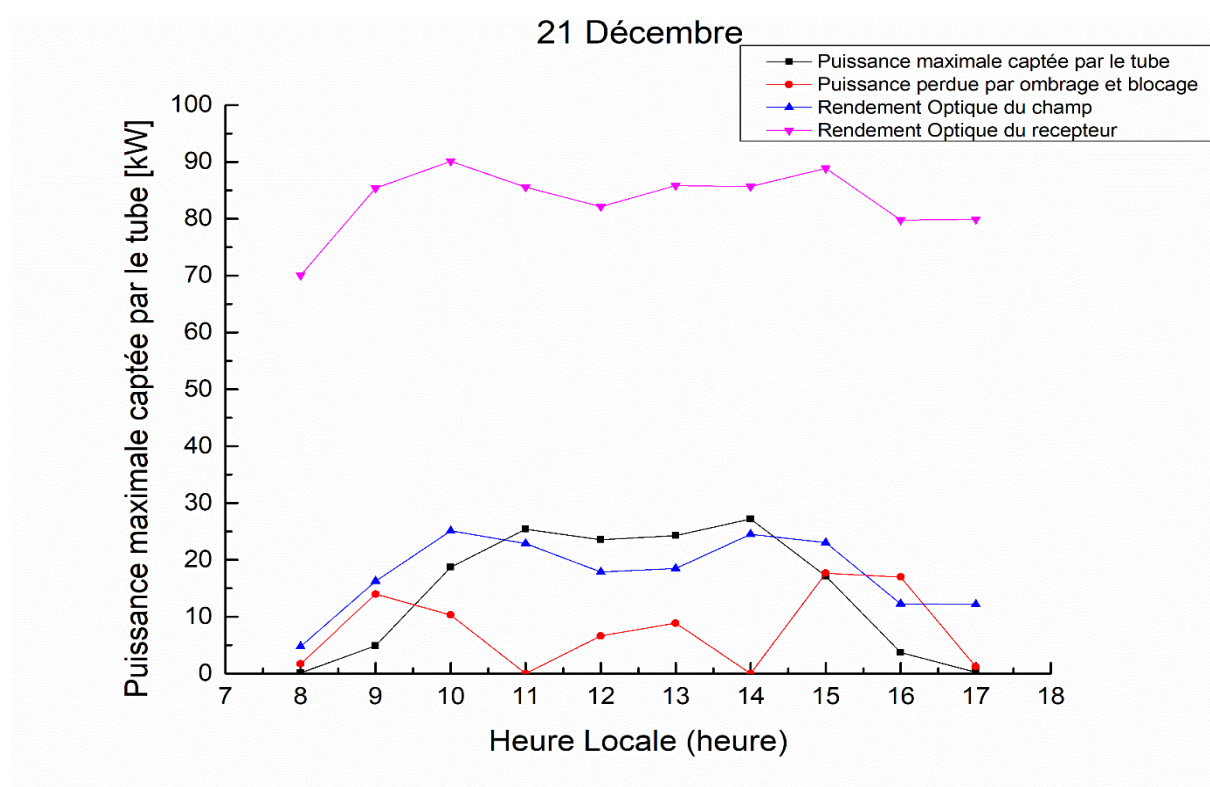


Figure IV.18 : Les différentes performances du champ solaire et la distribution des pertes optiques pour la journée du 21 Décembre.

Nous remarquons que, au cours de la journée, la puissance absorbée par le récepteur et celle perdue par ombrage ainsi que le rendement du champ solaire, évoluent en fonction du temps. La puissance totale absorbée par le tube et rendement optique du champ solaire sont plus élevés entre 10h et 14h. Durant la période de 10h à 14h, Elle atteint le maximum à midi TSV où le DNI est maximal avec des valeurs de puissance de l'ordre de 105,927 kW au Solstice d'été et de 68,669 kW à l'équinoxe de printemps. En effet, bien que le DNI est puissant durant cette période (21/03), le rendement optique y est faible, cela peut s'expliquer par l'inclinaison du soleil qui est très grande à midi par rapport à l'axe vertical (Est - Ouest).

La puissance perdue par effet d'ombrage est faible par rapport au matin et après-midi. En analysant les différentes pertes nous pouvons nous appuyer sur les figures des répartitions des pertes, elle compare la puissance délivrée par le concentrateur aux miroirs primaires, durant la période de 10h à 14h, la puissance perdue par effet d'ombrage est faible par rapport au matin et après-midi, cela est dû à la position du soleil. Les pertes sont de trois types :

- pertes par ombrage : un miroir primaire est à l'ombre d'un autre élément et ne reçoit pas de rayonnement solaire incident. Cela se produit particulièrement quand le soleil est bas sur l'horizon.
- pertes par blocage : la lumière réfléchiée sur les miroirs primaires est parfois bloquée sur son chemin vers le récepteur, par un miroir voisin. Cela se produit si les miroirs sont trop proches les uns des autres.
- pertes par débordement : la lumière réfléchiée sur les miroirs primaires peut être perdue par débordement lorsque les rayons passent à côté du tube récepteur et sont perdus dans l'environnement. Le rayon peut passer à côté du réflecteur secondaire ou être perdu après une ou plusieurs réflexions sur le réflecteur secondaire.

Dans notre cas, très peu de pertes sont dues au blocage. C'est un signe de conception correcte : les miroirs sont suffisamment éloignés les uns des autres pour la hauteur de récepteur choisie. Du blocage peut aussi se produire en cas de mauvaise conception du récepteur : ouverture trop petite, ligne focale trop haute. Les pertes par ombrage sont limitées au début du jour et à la fin. Elles ne dépendent pas de la précision optique. La proportion de pertes que représente l'ombrage est donc plus faible dans le cas normal. Le débordement est source de la plus grande partie des pertes.

D'après les résultats illustrés dans les figures 15, 16, 17 et 18, on note une baisse remarquable de la puissance absorbée par le tube, et aussi de la densité de flux, et du rendement optique pour le Solstice d'hiver, Il s'agit d'un comportement détecté particulièrement durant l'hiver où l'inclinaison du soleil est faible par rapport à l'horizon. Ceci n'est pas dû aux effets d'ombrages entre le récepteur et les miroirs mais plus tôt aux pertes de rayons solaires par débordement du domaine défini par le récepteur. Et on remarque aussi pendant ces deux journées (Solstice d'hiver, et Equinoxe de l'automne), des valeurs très faibles des puissances absorbées, densité de flux, et de rendement optique, ceci est dû aux faibles valeurs de DNI surtout en hivers et aussi à la position du soleil durant cette saison (le soleil est bas sur l'horizon), ce qui favorise les effets cosinus, ombrage et blocage.

La puissance captée par le tube absorbeur représente l'énergie solaire effectivement absorbée par le récepteur du concentrateur linéaire de Fresnel. Cette puissance dépend de l'irradiation solaire directe (DNI - Direct Normal Irradiance), de la surface collectrice, de l'angle d'incidence des rayons solaires et des pertes optiques. En examinant les figures pour les différentes dates :

- Le 21 juin (solstice d'été), la puissance captée la plus élevée en raison de la position du soleil presque à la verticale, maximisant l'irradiation directe et minimisant l'angle d'incidence, ce qui réduit les pertes par réflexion
- Le 21 décembre (solstice d'hiver), la puissance captée est la plus faible, car le soleil est à une position plus basse dans le ciel, entraînant un angle d'incidence plus important et une irradiation directe moindre
- Les dates équinoxiales (21 mars et 21 septembre) montrent des valeurs intermédiaires, car la position du soleil est entre les deux extrêmes saisonniers, avec une irradiation et un angle d'incidence modérés.

Les pertes par ombrage et blocage surviennent lorsque les miroirs du champ solaire projettent des ombres les uns sur les autres ou bloquent partiellement les rayons réfléchis vers le récepteur, en particulier lorsque l'angle d'incidence du soleil est faible (matin, soir ou en hiver) :

- Ces pertes sont plus importantes le 21 décembre, car la basse position du soleil augmente les ombres portées par les miroirs et augmente le blocage des rayons réfléchis
- Le 21 juin, ces pertes sont réduites grâce à la position élevée du soleil, qui limite les effets d'ombrage entre les rangées de miroirs
- Aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), les pertes par ombrage et blocage sont intermédiaires, reflétant une position solaire modérée

Le rendement optique du champ solaire est défini comme le rapport entre la puissance absorbée par le tube et la puissance solaire incidente multipliée par la surface du champ solaire. Il reflète l'efficacité globale du système à capter et concentrer l'énergie solaire :

- Ce rendement est maximal le 21 juin, car l'angle d'incidence favorable permet une meilleure collecte de l'irradiation directe, et les pertes optiques (ombrage, blocage, réflexion imparfaite) sont minimisées
- Le 21 décembre, ce rendement est plus faible en raison de l'angle d'incidence élevé, qui augmente les pertes par ombrage et réduit la fraction de rayons efficacement concentrés sur le tube absorbeur
- Les équinoxes montrent des rendements intermédiaires, cohérents avec une irradiation et une géométrie solaire moins extrêmes

Le rendement optique du récepteur est le rapport entre les rayons qui interceptent le tube absorbeur et les rayons traversant la vitre de protection du récepteur. Il mesure l'efficacité du récepteur à capter les rayons concentrés par les miroirs. :

- Ce rendement varie moins que celui du champ solaire, car il dépend principalement de la géométrie du récepteur et de la qualité de la concentration optique, plutôt que de l'irradiation totale. Cependant, une légère variation saisonnière peut être observée en raison des différences dans la distribution du flux concentré sur le récepteur

· Le 21 juin, ce rendement peut être légèrement plus élevé grâce à une meilleure uniformité du flux concentré due à l'angle d'incidence optimal

· Le 21 décembre, une légère baisse peut être notée, car la distribution du flux est moins homogène à cause de l'angle d'incidence plus important, entraînant des pertes par réflexion ou des rayons manquant le tube

Les différences observées entre les quatre dates s'expliquent par la variation de la position du soleil dans le ciel, qui affecte l'irradiation directe, l'angle d'incidence et les interactions géométriques entre les miroirs et le récepteur. Le concentrateur linéaire de Fresnel, avec ses miroirs plans ou légèrement incurvés orientés pour suivre le soleil, est particulièrement sensible à ces variations, car il repose sur une concentration linéaire avec une ligne focale fixe . Les pertes par ombrage et blocage, plus marquées en hiver et au début et fin de journée, soulignent une limitation de ce type de technologie par rapport aux concentrateurs cylindro-paraboliques, qui offrent une meilleure performance optique (de 30 à 40 % supérieure) mais sont plus complexes à fabriquer

En conclusion, les figures illustrent comment les performances optiques d'un concentrateur linéaire de Fresnel sont fortement influencées par les conditions météorologiques du site, avec des rendements et une puissance captée maximaux en été (21 juin) et minimaux en hiver (21 décembre), tandis que les pertes par ombrage et blocage suivent une tendance inverse. Ces observations sont cohérentes avec les principes physiques de la concentration solaire et les caractéristiques spécifiques des systèmes Fresnel.

IV.7. Optimisation de la hauteur du récepteur

Afin de déterminer une hauteur optimale de notre récepteur nous proposons dans cette section de voir l'influence de cette dernière sur les performances et sur les différentes pertes pour cette raison on va varier la hauteur de 1 jusqu'à 12m et calculer les différents paramètres, les résultats obtenus sont illustrés dans la figure ci-dessous :

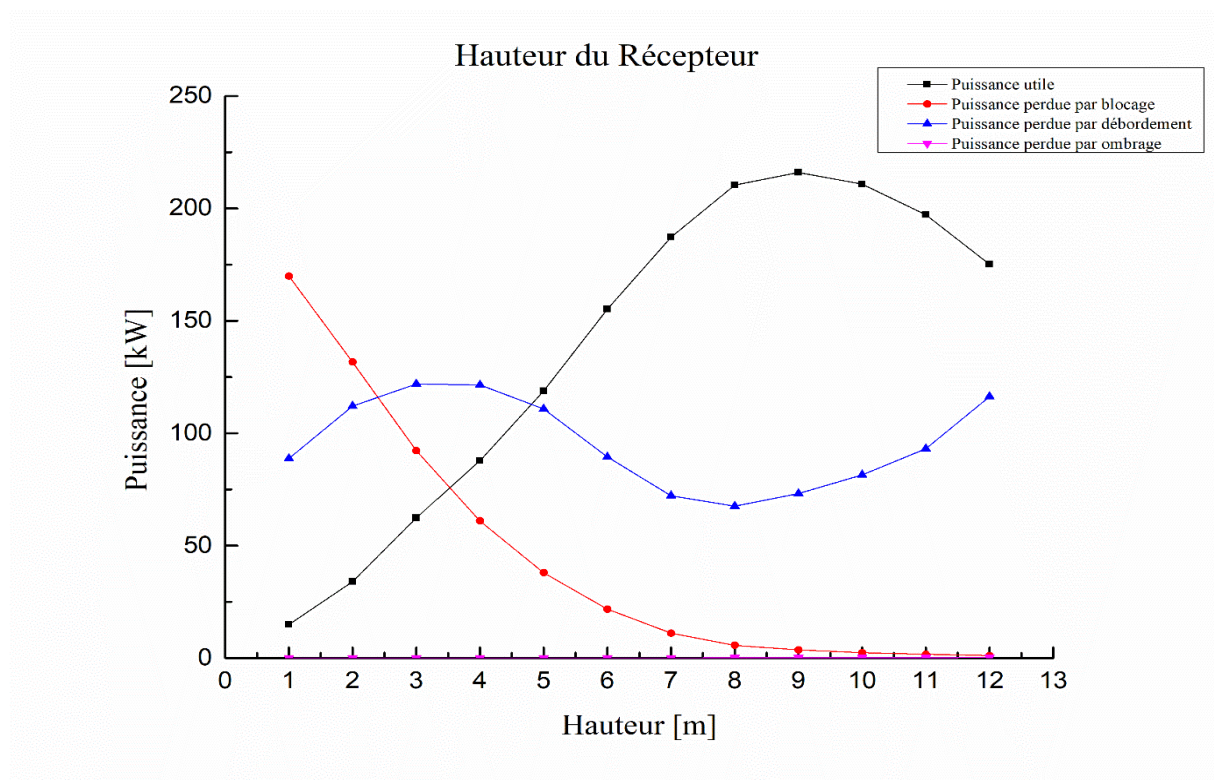


Figure IV.19 : Effet de la hauteur sur les performances optiques du champ.

IV.7.1. Impact de la hauteur sur les performances optiques

La hauteur entre le champ solaire (composé de miroirs ou d'héliostats) et le récepteur est un paramètre clé dans la conception des centrales solaires à concentration, comme les systèmes à tour ou à concentrateur de Fresnel. Elle influence directement la manière dont le rayonnement solaire est capté, réfléchi et dirigé vers le récepteur, affectant ainsi l'efficacité optique globale.

Les paramètres qui peuvent influencer sur l'optimisation de la hauteur sont :

➤ Puissance utile

La puissance utile correspond à la fraction du rayonnement solaire réfléchi par les miroirs qui atteint effectivement le récepteur et qui peut être convertie en énergie thermique ou électrique. Lorsque la hauteur du récepteur augmente, l'angle d'incidence des rayons réfléchis par rapport à la surface du récepteur peut changer, et une plus grande proportion de rayons peut être interceptée correctement si la géométrie est optimisée. Cependant, une hauteur trop importante peut entraîner une augmentation des pertes par débordement (rayons manquant le récepteur) en raison de la dispersion accrue du flux solaire sur une plus grande distance. À l'inverse, une

hauteur trop faible peut limiter la surface effective des miroirs capables de réfléchir les rayons vers le récepteur, réduisant ainsi la puissance utile.

➤ **Puissance perdue par ombrage**

La perte par ombrage se produit lorsque certains miroirs ou héliostats projettent une ombre sur d'autres miroirs voisins, empêchant ces derniers de capter le rayonnement solaire direct. Une augmentation de la hauteur du récepteur par rapport au champ solaire peut réduire cet effet, car les rayons solaires incidents ont un angle plus favorable, diminuant les zones d'ombres projetées par les structures environnantes ou par le récepteur lui-même. Cependant, si la hauteur est insuffisante, les ombres projetées par les miroirs ou par le récepteur deviennent plus importantes, surtout aux heures où le soleil est bas sur l'horizon, ce qui augmente les pertes par ombrage.

➤ **Puissance perdue par blocage**

Le blocage survient lorsqu'un miroir ou héliostat intercepte les rayons réfléchis par un autre miroir avant qu'ils n'atteignent le récepteur. Une hauteur plus élevée du récepteur tend à réduire les pertes par blocage, car les rayons réfléchis ont un trajet plus direct vers le récepteur, minimisant les interférences entre miroirs voisins. À une hauteur moindre, les miroirs situés à l'arrière du champ peuvent bloquer les rayons réfléchis par ceux situés à l'avant, surtout si la disposition du champ n'est pas optimisée. Ainsi, augmenter la hauteur améliore généralement la géométrie du système et diminue ces pertes.

➤ **Puissance perdue par débordement**

Le débordement désigne la fraction du rayonnement solaire réfléchi qui n'atteint pas le récepteur, souvent en raison d'une mauvaise focalisation ou d'une dispersion des rayons. Une hauteur plus importante entre le champ solaire et le récepteur peut aggraver ces pertes, car les rayons réfléchis doivent parcourir une plus grande distance, augmentant la probabilité de dispersion ou de déviation due à des imperfections optiques ou à des erreurs de suivi solaire. De plus, à une hauteur élevée, la taille apparente du récepteur diminue depuis la perspective des miroirs, ce qui rend plus difficile une interception complète des rayons. À l'inverse, une hauteur

plus faible peut réduire le débordement, mais seulement si les autres paramètres (comme l'angle d'incidence et la disposition des miroirs) sont bien ajustés.

Physiquement, la hauteur entre le champ solaire de Fresnel et le récepteur agit comme un compromis entre plusieurs phénomènes optiques. Une hauteur optimale doit être trouvée pour maximiser la puissance utile tout en minimisant les pertes par ombrage, blocage et débordement.

- **Trajet des rayons et angle d'incidence** : La hauteur influence l'angle sous lequel les rayons solaires sont réfléchis vers le récepteur. Une hauteur plus grande peut améliorer l'angle d'incidence pour certains miroirs, réduisant les pertes par ombrage et blocage, mais elle allonge le trajet des rayons, augmentant les risques de dispersion et de débordement.
- **Interaction entre miroirs** : À faible hauteur, les miroirs ou héliostats sont plus proches les uns des autres dans une perspective angulaire par rapport au récepteur, ce qui accroît les interférences (ombrage et blocage). Une hauteur accrue diminue ces interactions en "étalant" le champ solaire.
- **Dispersion et précision de focalisation** : Plus la distance entre le champ et le récepteur est grande, plus les imperfections dans l'alignement des miroirs ou les erreurs de suivi solaire (par exemple, dues à des vents ou des imprécisions mécaniques) ont un impact significatif, entraînant un débordement accru. Cela est particulièrement critique dans les systèmes de Fresnel où la focalisation linéaire exige une précision élevée.

D'après ces résultats on constate que l'ajustement de la hauteur du récepteur par rapport au champ solaire de Fresnel est une question d'équilibre. Une hauteur trop faible entraîne des pertes importantes par ombrage et blocage, tandis qu'une hauteur excessive augmente les pertes par débordement en raison de la dispersion des rayons sur une longue distance. Une conception optimale nécessite une analyse détaillée de la géométrie du système, de la disposition des miroirs, et des conditions locales (position du soleil, atténuation atmosphérique) pour maximiser la puissance utile et minimiser les pertes optiques globales.

Les figures ci-dessous illustrent un récapitulatif des résultats obtenus durant tout ce travail, pour les 4 journées représentatives de l'année. Les résultats finaux

concernent : les pertes par ombrage, blocage, débordement effet cosinus et les différentes erreurs des miroirs.

Sources des pertes optiques

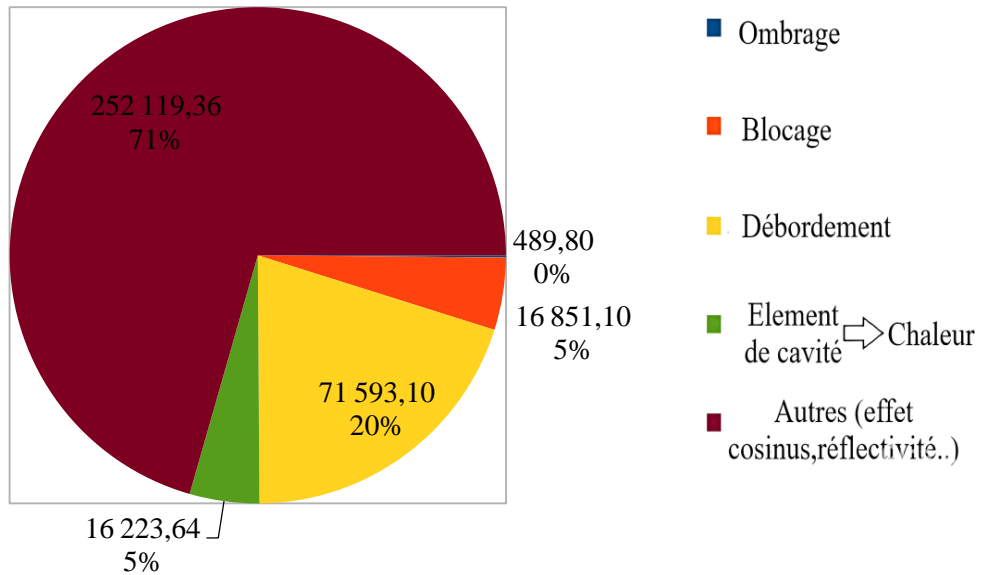


Figure IV.20 : Résumé des résultats pour la journée du 21 Mars.

Sources des pertes optiques

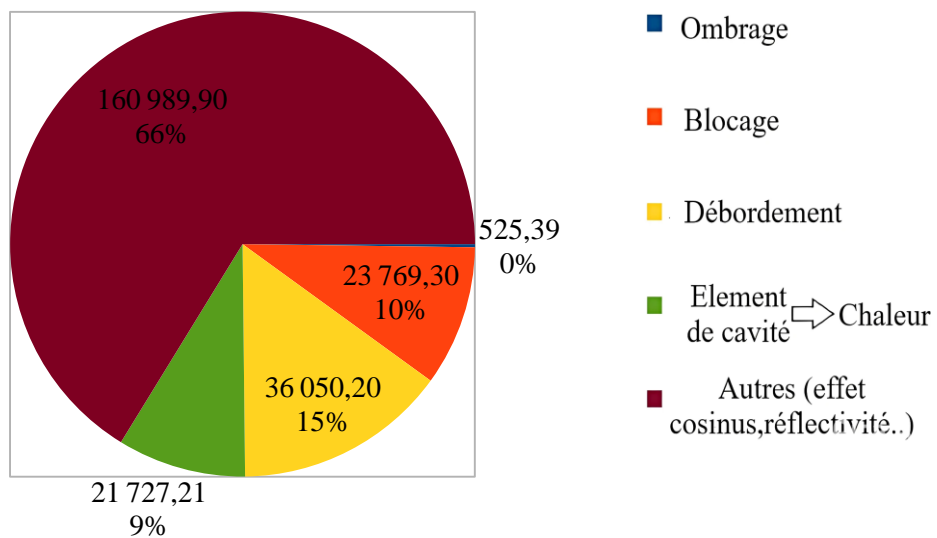


Figure IV.21 : Résumé des résultats pour la journée du 21 Juin.

Sources des pertes optiques

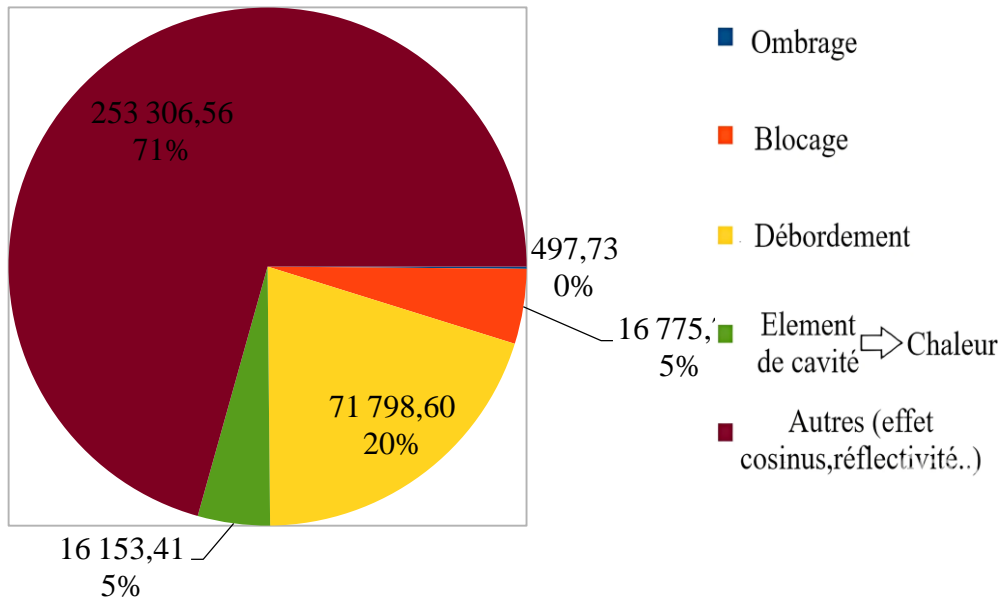


Figure IV.22 : Résumé des résultats pour la journée du 21 Septembre.

Sources des pertes optiques

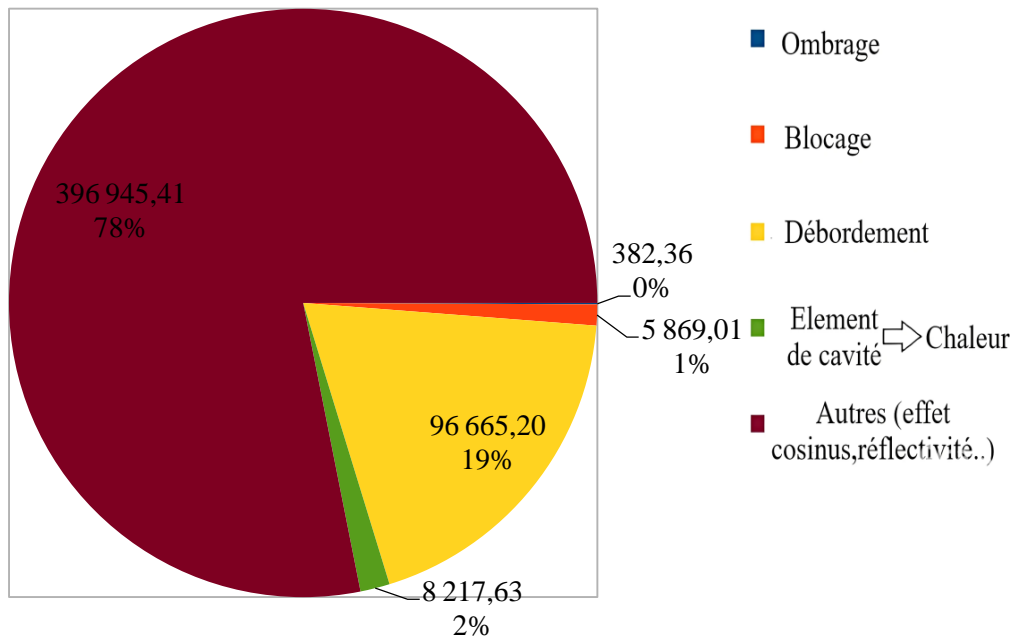


Figure IV.23 : Résumé des résultats pour la journée du 21 Décembre.

IV.8. Conclusion

Dans ce chapitre nous nous sommes focalisé sur la modélisation et la simulation du comportement optique d'un concentrateur linéaire de Fresnel qui a été dimensionné et optimisé à l'aide d'un calcul optique basé sur la méthode de Monté-Carlo qui est constitué de deux modèles :

- ✚ Le modèle optique géométrique : Ce modèle permet de simuler le phénomène optique régissant les interactions entre les rayonnements solaires directs et différents objets constituant le champ solaire.
- ✚ L'algorithme de Monté-Carlo qui permet de calculer la puissance totale reçue par la surface du récepteur, ainsi que la carte de distribution de la densité du flux solaire à partir des données solaires réelles.

Donc les résultats obtenus donnent un excellent aperçu de notre modélisation et simulation ou des valeurs des puissances perdues par ombrage et blocage très faible ont été obtenues, avec une puissance collecté par le tube élevé (100.779 kW équivalent à un rendement optique de 58.04% obtenu en juin et 68.794 kW équivalent à un rendement optique de 46.22% en Mars), ces derniers nous permis d'avoir des performances thermiques de récepteur très favorable à condition de maîtriser les pertes thermiques.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Le travail de ce mémoire est consacré à la technologie solaire thermodynamique, basée sur le concentrateur à réflecteur linéaire de Fresnel (LFR). Cette technologie devient prometteuse pour produire de l'énergie à partir de rayons solaires et ne cesse d'évoluer dans le monde entier. En effet, plusieurs centrales thermiques à technologie de Fresnel ont vu le jour et commencent à être utilisées dans différentes applications industrielles comme la production d'électricité ou des applications de chauffage et de climatisation.

Cependant, les activités intensives de recherche et de développement ont encore besoin d'étudier le potentiel de cette technologie pour atteindre presque les mêmes performances optiques obtenues aujourd'hui avec des collecteurs paraboliques et cylindro-paraboliques.

L'analyse optique des systèmes LFR est une procédure assez complexe car différents paramètres géométriques et physiques sont impliqués qui peuvent influencer leur comportement optique. Avant d'entamer la conception et le développement de tout prototype LFR, ces paramètres devraient être pris en considération selon des données solaires et climatiques spécifiques.

Nous avons mis l'accent au début de ce travail, sur la modélisation des interactions optiques dans un concentrateur solaire de type Fresnel. Pour ce faire, nous avons utilisé la méthode de Monte Carlo/Ray-Tracing pour simuler le comportement optique d'un champ solaire à concentration. Le modèle développé est constitué de deux modules distincts. Le premier permet de modéliser les différentes formes géométriques de base représentant les éléments constituant le champ solaire et qui ont une interaction physique avec les rayons solaires. Le deuxième module est basé sur la méthode probabiliste de Monte Carlo, Il permet de prédire les différentes puissances radiatives et les différentes pertes générées dans ce type de concentrateur.

Par la suite nous avons présenté dans le troisième chapitre les résultats de l'optimisation qui nous ont donné une configuration optimale du récepteur qui est l'élément essentiel pour avoir une bonne productibilité et rentabilité de la centrale de Fresnel, cette dernière a permis d'avoir d'excellentes performances où un gain de puissance estimé à 13 % par rapport à la configuration classique a été trouvée.

Conclusion générale

Dans le quatrième chapitre nous avons présenté les résultats de la simulation obtenus à partir du code optique. Ces résultats ont montré l'aptitude du code à prédire les performances optiques du champ solaire il permet de calculer :

- La puissance captée par le tube absorbeur.
- les pertes par effet d'ombrage, de blocage et de débordement.
- la carte de distribution de la densité de flux dans le tube absorbeur

Les résultats obtenus nous ont permis d'analyser le comportement optique générale d'un concentrateur solaire de type Fresnel en tenant compte des différentes erreurs optiques dues aux irrégularités des surfaces réfléchissante.

Ainsi, nous avons constaté que les performances optiques changent selon la date et l'heure et aussi selon la localisation géographique du site d'installation. Nous avons démontré que pour une configuration géométrique donnée, ces performances diminuent en fonction de la latitude du lieu.

Aussi cette étude nous a permis d'analyser la distribution de flux sur la surface du tube absorbeur en fonction de l'heure et de la date toute en mettant en évidence l'influence des erreurs optiques sur l'homogénéité de la tache solaire.

Les résultats obtenus durant tout ce travail permettent de caractériser les centrales solaire de type Fresnel, les résultats obtenus sont très satisfaisants et concluants, et on peut constater facilement que les concentrateurs linéaires de Fresnel représentent une excellente alternative aux centrales conventionnelles et aux centrales cylindro-parabolique à condition d'avoir une bonne maîtrise des pertes optiques en optimisant avec précisant les paramètres de conception du champ solaire.

Référence bibliographiques :

- [1] **James P.Dorian, Herman T.Franssen, Dale R.Simbeck.** Global challenges in energy. Energy Policy.34 (2006).
- [2] **Jan Kjarstad, FilipJohnsson.** Resources and future supply of oil. Energy Policy. 37 (2009) 441–446.
- [3] **François Veynandt,** Cogénération hélio-thermodynamique avec concentrateur linéaire de Fresnel : modélisation de l'ensemble du procédé Thèse, 1er Décembre 2011.
- [4] **Quoilin Sylvain,** Les Centrales Solaires à Concentration, Mémoire, Mai 2007.
- [5] **Housseyn KAROUA,** Etude des performances thermiques d'un capteur solaire avec effet de concentration de type Fresnel, Mémoire, Octobre 2011.
- [6] **P. Tsekouras, C. Tzivanidis, K. Antonopoulos,** Optical and thermal investigation of a linear Fresnel collector with trapezoidal cavity receiver, Memoir, February 2018.
- [7] **Imad Eddine Meriche,** Simulation et Modelisation d'Installation de Type Solaire thermodynamique Hybride, THÈSE, 2017.
- [8] **F. Eddhibi¹, M. Ben Amara¹, M. Balghouthi¹, A.A. Guizani¹,** Analytic optical design of a Linear Fresnel solar collector with variable parameters, article, 2017.
- [9] Fresnel lens theoretical analysis, Article, Chapter 2
- [10] **Anthro Power,** Linear Fresnel Reflector based Solar System Operations & Maintenance Manual, UNDP-GEF Project on Concentrated Solar Heat Ministry of New & Renewable Energy Government of India, November, 2014.
- [11] **F. Harouadi, B. Mahmah, M. Belhamel, S. Chader, A. M'Raoui et C. Etievant** Les potentialites d'exploitation d'hydrogene solaire en Algerie dans un cadre euro – maghrébin Partie I: Phase d'étude d'opportunité et de faisabilité, article 2007
- [12] **RAMADJI Frederick,** contribution a la conception et dimensionnement d'un récepteur linéaire pour un concentrateur solaire de type linéaire Fresnel, Mémoire, Octobre 2015.
- [13] **Pierre Garcia.** Thèse: "Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur". Perpignan : France ; 2007.
- [14] **Panna L S, Sarvia R M et Bhagoria J L.** "Thermal performance of linear Fresnel

- reflecting solar concentrator with trapezoidal cavity absorbers". Applied Energy, Volum 87, September 2009, Pages 541-550.
- [15] **Velazquez N, Garcia VO, Saucedo D et Beltran R.** "Numerical simulation of a linear Fresnel Reflector concentrator used as direct generator in a solar-Gax cycle".Energy Conversion and Management, volum 51, March 2010, Page 434-445.
- [16] **Jean Jacques BEZAIN et Llirenç SUREDA TRUYOLS.** "Etude d'un concentrateur solaire linéique fixe intégré en toiture de bâtiment". Albi : 12ème journées Internationales de Thermique, 2005.
- [17] **Riaz M R.** "Theory of concentrators of solar energy on a central receiver for electric power generation" .J.Eng.Power 1976.
- [18] **Vant-Hull LL et Hildebrandt A F.** "Solar Thermal Power System Based on Optical Transmission". Solar Energy 1976.
- [19] **Lipps F Wet Vant-Hull LL.** "A Cell-wise Method for the Optimization of Large Central Receiver System."Solar Energy 1978.
- [20] **Igel E A et Hughes R L.** "Optical analysis of solar facility heliostats". Solar Energy, V 22, Page 283-295, 1979.
- [21] **Soteris A Kalogirou.** "Solar thermal collectors and application". Progress in energy and Combustion Science, Volume 30, 2004, Pages 231, 295.
- [22] **Feuermann D et Gordon J M.** "Analysis of a two-stage linear Fresnel reflector solar concentrator". (ASME), J.Sol. Energy Eng. 113, 272 (1991).
- [23] **David R Mils et Graham L Morrison.** "Compact linear Fresnel reflector solar thermal power plants ". Solar Energy Vol. 68, 263-283, 2000.
- [24] **Mathur S S, Kandpal T C, et Negi B S.** "Optical design and concentration characteristics of linear Fresnel reflector solar concentrators, Mirror elements of equal width". Energy Conversion and Management, Volume 31, 1991, Page 221-232.
- [25] **François Veynandt.** These "Cogeneration héliothermodynamique avec concentrateur linéaire de Fresnel, modélisation de l'ensemble du procédé", université de Toulouse Décembre 2011.
- [26] **Hani Beltagy, Djaffar Semmar, Christophe Lehaut, Noureddine Said,**"Theoretical

and experimental performance analysis of a Fresnel type solar concentrator",
Renewable Energy, Volume 101, 2017, Pages 782-793, ISSN 0960-1481,
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.09.038>.

- [27] **Hani Beltagy**, "The effect of glass on the receiver and the use of two absorber tubes on optical performance of linear fresnel solar concentrators", Energy, Volume 224, 2021, 120111, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120111>.