

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté Des Sciences Appliquées
Département De Génie Mécanique
Mémoire

Pour obtenir le Diplôme de master académique
Domaine : Sciences et technologies
Option : Génie mécanique
Spécialité : énergétique

Présenté Par :

- Takieddine Chahed
- Tarek Guemmoula

-Thème-

**Etude du positionnement des miroirs réfléchissants pour
une concentration optimale de tour solaire**

Soutenu Publiquement Le : 12 / 06 / 2023

Devant le jury :

| <i>Membre</i> | <i>Grade</i> | <i>Qualité</i> | <i>Etablissement</i> |
|----------------------|--------------|----------------|----------------------|
| Benaddi Hadda | MAA | Président | UKM Ouargla |
| Gouareh Abderrahmane | MCA | Examineur | UKM Ouargla |
| Cherrad Noureddine | MCA | Encadreur | UKM Ouargla |

ANNEE UNIVERSITAIRE : 2022 / 2023

Remerciement

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Je remercie tout d'abord (CHERRAD Noureddine) pour son encadrement, ses conseils avisés, sa disponibilité et sa patience tout au long de cette expérience.

Je souhaite également remercier (GOUAREH Abderrahmane ET b anaddi Hadda) pour leur précieuse contribution lors de la soutenance de mon mémoire.

Je remercie (Université Kasdi Merbah) pour m'avoir permis d'effectuer cette recherche et pour avoir mis à ma disposition les ressources nécessaires pour mener à bien ce travail.

Je n'oublierai pas de remercier ma famille et mes amis pour leur soutien inconditionnel tout au long de mes études, ainsi que pour leur patience et leur compréhension lors des moments difficiles.

Enfin je souhaite remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à cette aventure, ainsi que celles qui ont contribué à mon parcours universitaire et professionnel.

Merci à tous !

Dédicace

Nous rendons grâce à Dieu Tout-Puissant, dont la grâce et la bonté ont guidé notre travail du début à la fin. Nous dédions humblement ce travail à tous ceux que nous aimons. Nous remercions tout particulièrement ma mère et mon père, la personnalité idéale des parents qui ont fait beaucoup de sacrifices pour ma réussite et mon accès à ce sommet, ma mère et mon père, une source inépuisable d'inspiration. Nous tenons également à exprimer ma gratitude à mes frères et sœurs, qui m'ont apporté un soutien inestimable tout au long de mon parcours, ainsi qu'à mes amis et à toutes les personnes qui m'ont donné la force et la motivation nécessaires pour mener à bien ce projet. Enfin, je tiens à remercier chaleureusement toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Takieddine Chaïed

Dédicace

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

Je dédie humblement ce travail à tous ceux que j'aime, en particulier à mes précieux parents qui ont fait de nombreux sacrifices, m'ont encouragé et guidé tout au long de mes années d'études. Leurs mains tendues et leurs prières ont illuminé mon chemin. Leur soutien et leurs encouragements dans la réalisation de ce travail ont été inestimables.

Je tiens également à remercier mes chers frères qui ont été une source de réconfort pour mon âme, et Surtout mon grand frère Salah qui a également fait des sacrifices pour me soutenir et me motiver pendant les moments difficiles de mes années d'études.

Enfin, je souhaite exprimer ma gratitude à mes professeurs et mes chers amis, et à tous ceux qui m'ont aidé à concrétiser ce travail.

Tarek guemmoula

| | |
|---|------------|
| Remerciements | I |
| Dédicaces | II |
| Sommaire | III |
| Tableau Des Figures | IV |
| Liste du Tableau | V |
| Résumé | VI |
| Nomenclature | VII |
| Introduction Générale | 1 |
| Chapitre I : Introduction aux systèmes de concentration solaire | |
| 1. Introduction | 2 |
| 2. Étude des différents types de systèmes solaires à concentration | 2 |
| 2.1. Concentration linéaire | 2 |
| 2.1.1. Centrales solaires à capteurs cylindro paraboliques | 3 |
| 2.1.2. Centrales solaires à capteurs de Fresnel | 3 |
| 2.2. Concentration ponctuelle | 4 |
| 2.2.1. Centrales solaires à concentrateur parabolique | 4 |
| 2.2.2. Centrales solaires de tour | 5 |
| 3. Comparaison des types de centrales solaires à concentration | 6 |
| 4. Avantages et inconvénients des quatre principaux systèmes solaires à concentration | 7 |
| 5. Centrales électriques à tour pour la production à grande échelle | 7 |
| 5.1. Le principe de fonctionnement de la tour solaire | 7 |
| 5.2. Les principaux composants de la centrale solaire à tour | 8 |
| 5.2.1. Bloc solaire | 9 |
| 5.2.1.1. Champ d'héliostats | 9 |
| 5.2.1.2. La tour | 10 |
| 5.2.1.3. Le récepteur | 11 |
| 5.2.2. Bloc de puissance | 11 |
| 5.2.3. Fluide caloporteur | 12 |
| 6. Les types de récepteurs | 12 |
| 6.1. Le récepteur à eau-vapeur | 12 |
| 6.2. Le récepteur à sel fondu | 13 |
| 6.3. Le récepteur métal liquide | 14 |
| 6.4. Le récepteur à air | 14 |
| 6.4.1. Le récepteur à air tubulaire (irradié indirect) | 14 |
| 6.4.2. Le récepteur à air volumétrique (irradié direct) | 15 |
| 6.4.2.1. Récepteurs volumiques poreux | 15 |
| 6.4.2.2. Récepteurs volumiques à particules | 16 |
| 7. Les pertes qui se produisent dans le bloc solaire | 17 |
| 7.1. Pertes dans la collecte du rayonnement solaire | 17 |
| 7.1.1. Pertes géométriques | 17 |
| 7.1.1.1. L'effet cosinus | 17 |
| 7.1.1.2. L'effet d'ombre et de blocages | 18 |
| 7.1.2. Pertes de réflectivité | 19 |
| 7.2. Pertes par débordement du rayonnement solaire | 19 |
| 7.3. Pertes par atténuation atmosphérique | 19 |
| 8. Techniques de stockage de l'énergie solaire | 20 |
| 9. Conclusion | 21 |

Chapitre II :Gisement Solaire

| | |
|---|----|
| 1. Introduction | 22 |
| 2. Le Soleil | 22 |
| 3. Le système Terre-Soleil | 23 |
| 4. Position du Soleil par rapport à la Terre | 24 |
| 4.1. Coordonnées géographiques | 24 |
| 4.1.1. La longitude | 24 |
| 4.1.2. La latitude | 24 |
| 4.1.3.L'altitude | 25 |
| 5.Trajectoires apparentes du Soleil | 25 |
| 5.1. Les coordonnées horaires (équatoriales) | 25 |
| 5.1.1. La déclinaison | 26 |
| 5.1.2. L'angle horaire | 26 |
| 5.2. Les coordonnées horizontales | 26 |
| 5.2.1. Angle de hauteur du Soleil | 27 |
| 5.2.2. L'azimut du Soleil | 28 |
| 5.2.3. Distance zénithale | 28 |
| 6.l'angle d'incidence | 28 |
| 7. Paramètres de temps solaire | 29 |
| 7.1. Temps solaire vrai (TSV) | 29 |
| 7.2. Temps solaire moyen (TSM) | 30 |
| 7.3. Temps universel | 30 |
| 7.4. Temps solaire local | 30 |
| 8. Lever et coucher du Soleil | 31 |
| 9. Différents composants du rayonnement solaire | 31 |
| 9.1. Rayonnement direct | 32 |
| 9.2. Rayonnement diffus | 33 |
| 9.3. Rayonnement réfléchi | 33 |
| 9.4. Rayonnement global | 33 |
| 10. Gisement solaire en Algérie | 34 |
| 10.1. Situation géographique | 35 |
| 11. Région d'Ouargla | 35 |
| 11.1. Localisation géographique d'Ouargla | 35 |
| 11.2. Température | 35 |
| 11.3. Précipitation et vent et Humidité | 36 |
| 12. Conclusion | 37 |

Chapitre III : Optimisation du système de poursuite solaire de tour à concentration

| | |
|---|----|
| 1. introduction | 38 |
| 2. Définition miroirs réfléchissant | 38 |
| 3. Réflectivité et propreté | 39 |
| 4. types des réflecteurs dans l'industriel | 39 |
| 4.1. Les miroirs en verre | 39 |
| 4.2. Film réflecteurs en aluminium | 40 |
| 4.3. Film réflecteurs en polymère | 40 |
| 5. Système de coordonnées local | 40 |
| 6. principaux composants de l'héliostat | 41 |
| 6.1. Les miroirs réflecteurs | 41 |
| 6.2. Une structure métallique | 41 |
| 6.3. Un système de poursuite | 42 |
| 6.4. Un système de commande | 44 |
| 7. Catégories de trackers solaires | 44 |
| 8. Code de calculs de flux solaire | 45 |
| 9. Efficacité de la production d'énergie dans un tour solaire à concentration | 46 |
| 10. Algorithme de calcul | 49 |
| 11. Conclusion | 50 |

Chapitre IV : Résultat et discussion

| | |
|--|-----------|
| 1. Introduction | 52 |
| 2. Caractéristiques des miroirs réfléchissants | 52 |
| 3. Sélection de CSP à étudier | 53 |
| 4. Rayonnements solaires directe | 54 |
| 5. Comparaison des rayonnements solaires sur plan horizontale | 57 |
| 6. Variation de la température ambiante | 58 |
| 7. Résultats et discussion de positionnement des miroirs | 59 |
| 7.1. Effet de changement d'angle de face sur la température de fluide de caloporteur | 60 |
| 7.2. Variation d'angle d'inclinaison en fonction de temps | 62 |
| 7.3. Variation d'angle d'azimut en fonction du temps | 64 |
| 7.4. Etude de positionnement optimal des miroirs | 66 |
| 7.5. Etude de rendement de centrale solaire à tour | 77 |
| 8. Conclusion | 78 |
| Conclusion générale | 80 |
| Références bibliographies | 84 |
| Annexe | |

Liste des Figures

| Figures | Page |
|--|------|
| Chapitre I : Introduction Aux Systèmes De Concentration Solaire | |
| Figure I.1 : Système complet de conversion de l'énergie solaire concentration | 2 |
| Figure I.2 : miroirs cylindro paraboliques | 3 |
| Figure I.3 : Principe de fonctionnement d'un concentrateur à miroirs de Fresnel | 4 |
| Figure I.4 : Concentrateur solaire parabolique | 5 |
| Figure I.5 : Centrale solaire de tour | 6 |
| Figure I.6 : schéma principe de fonctionnement de la tour solaire | 8 |
| Figure I.7 : composants d'un la central solaire à tour | 9 |
| Figure I.8 : Centrale Solaire Thermique Gemasolar Espagne | 9 |
| Figure I.9 : Les centrales PS10 au premier plan et PS20 au second plan | 10 |
| Figure I.10 : Le fonctionnement d'un champ solaire pour une centrale à tour | 10 |
| Figure I.11 : Schéma d'un cycle combiné | 12 |
| Figure I.12 : un système eau-vapeur | 13 |
| Figure I.13 : système sel fondu | 14 |
| Figure I.14 : Orientation et position de l'héliostat par rapport au récepteur thermique | 17 |
| Figure I.15 : Pertes de performance en raison de l'effet de blocage | 18 |
| Figure I.16 : Pertes causées par l'ombrage | 18 |
| Chapitre II: Gisement solaire | |
| Figure II.1 : la vie du soleil | 23 |
| Figure II.2 : Le système Terre-Soleil | 24 |
| Figure II.3 : Les Coordonnées géographiques | 25 |
| Figure II.4 : Trajectoire circulaire de la Terre | 25 |
| Figure II.5 : l'angle horaire | 26 |
| Figure II.6 : coordonnées horizontales | 27 |

Liste des Figures

| | |
|--|----|
| Figure II.7 : Angle de hauteur du Soleil | 27 |
| Figure II.8 : angle d'incidence avec les angles associés | 29 |
| Figure II.9 : Lever et coucher du Soleil | 31 |
| Figure II.10 : Différents types du rayonnement solaire | 32 |
| Figure II.11 : Gisement solaire en Algérie | 34 |
| Figure II.12 : Température moyenne maximale et minimale à Ouargla | 36 |
| Chapitre III: Optimisation du système de poursuite solaire de tour à concentration | |
| Figure III.1 : miroirs réfléchissant | 39 |
| Figure III.2 : miroirs en verre | 40 |
| Figure III.3 : Composants d'un héliostat | 41 |
| Figure III.4 : Définition des deux angles du poursuit | 42 |
| Figure III.5 : un système optique comprenant plusieurs vecteurs associés | 43 |
| Figure III.6 : La monture Alt azimutale | 44 |
| Figure III.7 : La monture équatoriale | 44 |
| Figure III.8 : Catégories de trackers solaires | 45 |
| Figure III 9 : Algorithme de calcul des performances de centrale solaire à tour basé sur la position de miroirs réfléchissants. | 50 |
| Chapitre IV : Résultat et discussion | |
| Figure (IV.1) : Comparaison des rayonnements solaires incidents | 58 |
| Figure (IV.2) : Variation de la température ambiante moyenne mensuelle. | 59 |
| Figure (IV.3) : Schéma miroir avec les angles. | 60 |
| Figure (IV.4) : Changement d'angle de face à 12h00 en fonction de la température du fluide caloporteur pour différents mois de l'année. | 62 |
| Figure (IV.5) : Variation d'angle d'inclinaison en fonction de temps. | 64 |
| Figure (IV.6) : Variation d'angle d'azimut en fonction du temps | 66 |
| Figure (IV.7) : Etude de positionnement optimal des miroirs en fonction | 69 |
| Figure (IV.8) : Etude de rendement de centrale solaire à tour. | 78 |

Liste des Tableaux

Liste des tableaux

| Tableau | Page |
|--|-----------|
| Tableau I.1 : Comparaison des types de centrales solaires à concentration | 6 |
| Tableau (IV.I) : Paramètres sélection à tour de CSP à étudier | 54 |
| Tableau (IV.2) : Rayonnement global horaire pour chaque mois (Wh/m ²) | 56 |
| Tableau (IV.3) : Variation de la température de fluide caloporteur Tft en fonction de l'angle d'inclinaison α , du temps et de l'angle de face pour les mois de janvier, février, mars, avril, mai et juin. | 71 |
| Tableau (IV.4) : Variation de la température de fluide caloporteur Tft en fonction de l'angle d'inclinaison α , du temps et de l'angle de face pour les mois de juillet, août, septembre, octobre, novembre et décembre. | 72 |
| Tableau (IV.5) : Température optimale du fluide caloporteur en fonction des angles de positionnement de miroir pour une journée de différentes de mois à différents heures. | 76 |

Résumé

Pour améliorer les performances des centrales solaires à tour, de nombreuses études et recherches sont menées sur les miroirs réfléchissants utilisés dans ces tours. Notre travail théorique vise à fournir une compréhension approfondie du fonctionnement des miroirs réfléchissants et à améliorer leur performance dans la collecte et la concentration de la lumière solaire vers le récepteur central.

Ces études comprennent l'exploration des caractéristiques géométriques optimales des miroirs réfléchissants, notamment les angles, les inclinaisons et les orientations idéales pour diriger les rayons solaires vers le récepteur. On analyse également les différentes variables telles que la température du fluide caloporteur et son impact sur l'efficacité de la centrale solaire à tour.

En comprenant mieux les caractéristiques géométriques et environnementales pertinentes, il est possible de développer des techniques d'amélioration des miroirs réfléchissants et de les adapter pour obtenir de meilleures performances des centrales solaires à tour. Ce travail théorique sert de base pour la conception et l'amélioration des projets de centrales solaires à tour, contribuant ainsi à accroître leur efficacité, leur production électrique et leur durabilité.

En utilisant les résultats de ces études et recherches, il est possible de guider les efforts de développement technique des miroirs réfléchissants et de les améliorer continuellement. Ces améliorations permettent d'exploiter davantage l'énergie solaire et de fournir des sources d'énergie propres et durables pour répondre aux besoins croissants en énergie à l'avenir.

Abstract

To improve the performance of solar power tower plants, numerous studies and research are conducted on the reflective mirrors used in these towers. Our theoretical work aims to provide a deeper understanding of the operation of reflective mirrors and enhance their performance in the collection and concentration of solar light towards the central receiver.

These studies involve exploring the optimal geometric characteristics of reflective mirrors, including the ideal angles, inclinations, and orientations for directing solar rays towards the receiver. Different variables such as the temperature of the heat transfer fluid are also analyzed to assess their impact on the efficiency of solar power tower plants.

By gaining a better understanding of the relevant geometric and environmental characteristics, it becomes possible to develop techniques for improving reflective mirrors and adapting them to achieve better performance in solar power tower

plants. This theoretical work serves as a foundation for the design and improvement of solar power tower projects, contributing to increased efficiency, electrical production, and sustainability.

Using the results from these studies and research, it is possible to guide the technical development efforts of reflective mirrors and continuously enhance their performance. These improvements enable further exploitation of solar energy and provide clean and sustainable energy sources to meet the growing energy demands in the future.

ملخص

لتحسين أداء محطات الطاقة الشمسية البرجية، تجري العديد من الدراسات والأبحاث المتعلقة بالمرآيا العاكسة المستخدمة في البرج. يهدف عملنا النظري هذا إلى توفير فهم أعمق لكيفية عمل المرآيا العاكسة وتحسين أدائها في تجميع وتركيز الضوء الشمسي نحو الجهاز الاستقبال المركزي.

تشمل هذه الدراسات استكشاف الخصائص الهندسية المثلى للمرآيا العاكسة، بما في ذلك الزوايا والميل والاتجاهات المثلى لتوجيه الأشعة الشمسية نحو الجهاز الاستقبال. يتم أيضًا تحليل المتغيرات المختلفة مثل درجة حرارة السائل الحامل وتأثيرها على كفاءة المحطة الشمسية البرجية.

من خلال فهم أفضل للخصائص الهندسية والبيئية المؤثرة، يمكن تطوير تقنيات تحسين المرآيا العاكسة وتكييفها لتحقيق أداء محسن للمحطات الشمسية البرجية. يعمل هذا العمل النظري كأساس لتصميم وتحسين مشاريع الطاقة الشمسية البرجية، مما يسهم في زيادة كفاءتها وإنتاجها الكهربائي وتعزيز استدامتها.

باستخدام نتائج هذه الدراسات والبحوث، يمكن توجيه جهود التطوير التقني للمرآيا العاكسة وتحسينها بشكل مستمر. تتيح هذه التحسينات زيادة استغلال الطاقة الشمسية وتوفير مصادر طاقة نظيفة ومستدامة لتلبية الاحتياجات المتزايدة للطاقة في المستقبل.

Nomenclature

Nomenclature

| | |
|-----------------------|---|
| t | Les coordonnées angulaires de la Terre avec l'équinoxe vernal comme origine [°] |
| n_j | Nombre du jour de l'année |
| h | Angle de hauteur du Soleil [°] |
| G_0 | Rayonnement extraterrestre sur un plan horizontal [Wh/m ²] |
| G_t | Variation de la distance terre-soleil |
| G_{sc} | Constante solaire [W/m ²] |
| G_d | Rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal [Wh/m ²] |
| G_g | Rayonnement global quotidien sur un plan horizontal [Wh/m ²] |
| S | Durée d'ensoleillement [hr] |
| S_0 | Durée d'ensoleillement maximale [hr] |
| $I_{d.h}$ | Rayonnement diffus horaire sur un plan horizontal [Wh/m ²] |
| $I_{g.h}$ | Rayonnement global horaire sur un plan horizontal [Wh/m ²] |
| $I_{b.h}$ | Rayonnement direct horaire sur un plan horizontal [Wh/m ²] |
| r_d | Rapport de la valeur horaire sur le total quotidien du rayonnement diffus |
| r_t | Rapport de la valeur horaire sur le total quotidien du rayonnement global |
| H_t | Hauteur de la tour [m] |
| r | Hauteur d'héliostat [m] |
| D | Distance entre l'héliostat et la tour [m] |
| n_{champ} | L'efficacité du champ d'héliostats |
| η_{cos} | L'efficacité cosinus d'un héliostat |
| η_{omb} | L'efficacité d'ombrage |
| η_{bloc} | L'efficacité de blocage |
| η_{att} | L'efficacité d'atténuation atmosphérique |
| η_{deb} | L'efficacité débordement |
| $\eta_{\text{réf}}$ | L'efficacité de réflexion |
| A_h | Surface du miroir de l'héliostat [m ²] |
| A_{omb} | Surface ombrée du miroir de l'héliostat [m ²] |
| A_{bloc} | Surface bloquée du miroir de l'héliostat [m ²] |
| δ_{tot} | La dispersion totale de la distribution des flux |

Nomenclature

| | |
|-------------------------|---|
| δ_{sun} | Erreurs de forme du soleil |
| δ_{dq} | Erreurs de qualité du faisceau |
| δ_{ast} | L'effet astigmatique |
| δ_{track} | L'erreur de suivi |
| Φ_{FTC} | Le flux de chaleur que le fluide caloporteur absorbe [MW] |
| Φ_{conv} | La quantité de flux de chaleur perdue par convection [MW] |
| Φ_{rad} | Le flux de chaleur qui est perdue par rayonnement [MW] |
| $\Phi_{\text{réf}}$ | Le flux de chaleur perdue par réflexion [MW] |
| Φ_{inc} | Le flux de radiation incident sur chaque miroir [MW] |
| D_{et} | Le diamètre extérieure [m] |
| N_t | Nombre de tubes |
| L_t | Largeur du tube de récepteur [m] |
| F_t | Le facteur de vue du tube dans les alentours |
| σ | La constante de Stefan-Boltzmann est définie comme étant [$\text{w}/\text{m}^2.\text{k}^4$] |
| P_{champ} | Déterminé en utilisant la distribution de flux simulée. |
| h_{conv} | Le coefficient de transfert thermique par convection [$\text{W}/\text{m}^2.\text{K}$] |
| k_{fluid} | La conductivité thermique du fluide [$\text{w}/\text{m}.\text{k}$] |
| A | Le diamètre hydraulique [m] |
| Nu | le nombre de Nusselt |
| Re | Le nombre de Reynolds |
| μ | La viscosité dynamique du fluide [$\text{kg} / \text{m}.\text{s}$] |
| Pr | Le nombre de Prandtl |
| T_{FT} | Température de Fluide caloporteur [$^{\circ}\text{C}$] |
| T_{st} | Température de tube du récepteur |
| US | Conductance [W/K] |
| C_p | Chaleur spécifique du matériau [$\text{J}/\text{kg}.\text{K}$] |
| C_{FTC} | Chaleur spécifique du fluide caloporteur [$\text{J}/\text{kg}.\text{K}$] |

Nomenclature

Symboles grecs

| | |
|---------------|---|
| δ | Déclinaison solaire [°] |
| ω | Angle horaire [°] |
| ω_s | Angle d'heure de Lever et coucher du soleil [°] |
| φ | Latitude (chapitre 2) [°] |
| A_z | Angle d'azimut solaire [°] |
| θ_z | Distance zénithale (chapitre 2) [°] |
| a_z | L'angle d'incidence [°] |
| φ | L'angle de face (chapitre 3) [°] |
| θ | Angle incliné de héliostat [°] |
| ΔH | La différence horaire entre le méridien Greenwich et la zone d'étude [hr] |
| λ | L'angle de concentration [°] |
| θ_{AZ} | Angle d'azimut de l'héliostat [°] |
| θ_z | L'angle zénithale de l'héliostat (chapitre 3) [°] |

Abréviations

| | |
|-----|---------------------------------------|
| CSP | Les systèmes solaires à concentration |
| CST | Centrale solaire à tour |
| SPG | Solar Energy Group |
| FTC | Fluide caloporteur |
| TES | Stockage de l'énergie thermique |
| TSV | Temps solaire vrai |
| TSM | Temps solaire moyen |
| TU | Temps universel |
| TSL | Temps solaire local |
| ET | L'équation du temps |
| GMT | Greenwich Mean Time |
| UHC | Université of Houston Code |
| Pm | Angle de position de l'héliostat |

Introduction générale

Introduction générale

La demande mondiale en énergie est en constante augmentation en raison de la croissance démographique. Actuellement, plus de 80% de cette demande est comblée par les combustibles fossiles, qui sont également les principaux émetteurs de dioxyde de carbone, responsable du réchauffement climatique [35]. Il est donc urgent de réduire notre dépendance à l'égard des combustibles fossiles en favorisant la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, notamment l'énergie solaire. Cette transition vers des technologies renouvelables est essentielle pour éviter des catastrophes mondiales majeures et préserver les réserves de combustibles fossiles enfouies dans le sol[30]. Au fil des années, la demande croissante en énergie et les préoccupations environnementales ont donné lieu à l'émergence de nouvelles technologies de production d'électricité durable. Parmi ces technologies, les centrales solaires à tour se sont distinguées en tant que solution prometteuse pour relever ces défis. Les centrales solaires à tour, également connues sous le nom de centrales solaires à concentration, exploitent l'énergie solaire de manière propre et renouvelable pour générer de l'électricité. Ces centrales solaires sont capables de produire de l'électricité la nuit et pendant les périodes nuageuses grâce à des systèmes de stockage.

L'objectif de ce mémoire est d'étudier la variation des angles des miroirs réfléchissants afin d'optimiser la mise au point, ce qui pourrait améliorer l'efficacité énergétique des tours solaires. Les données climatiques et géographiques prises en compte dans cette étude sont celles de la région d'Ouargla en raison de son fort ensoleillement, tandis que les données caractéristiques sont celles de la centrale solaire à tour de Gemasolar en Espagne, qui est déjà opérationnelle et a démontré sa capacité à fournir de l'électricité avec une puissance élevée.

Dans ce contexte, ce mémoire de fin d'études est divisé en quatre chapitres.

Le premier chapitre aborde le principe de fonctionnement de la technologie des systèmes à concentration solaire, les composants essentiels, les pertes d'énergie solaire et les méthodes de stockage de l'énergie, en mettant l'accent sur les améliorations possibles.

Le deuxième chapitre traite des données du gisement solaire et présente une compilation d'informations essentielles concernant la quantité de rayonnement solaire disponible sur une période donnée. Ces données sont importantes pour simuler le fonctionnement et dimensionner les systèmes d'énergie solaire en fonction des demandes spécifiques.

Le troisième chapitre se concentre sur la détermination de la manière la plus efficace de positionner des miroirs réfléchissants autour d'une tour solaire afin d'augmenter la quantité de rayonnement solaire qui peut être capturée et convertie en électricité.

Le quatrième chapitre examine les résultats de la modélisation présentée précédemment afin d'analyser et d'améliorer l'efficacité de la tour solaire en optimisant la focalisation des miroirs réfléchissants en fonction de leur position.

En conclusion, ce mémoire se termine par une synthèse générale des résultats obtenus et des améliorations futures à apporter à la centrale solaire à tour, conformément aux objectifs fixés initialement.

Chapitre I :

***Introduction aux systèmes de
concentration solaire***

1.Introduction :

Les chercheurs spécialisés dans les énergies renouvelables considèrent les centrales solaires à concentration comme une forme de four solaire non polluant. Ces installations reposent sur la conversion de l'énergie solaire en énergie thermique ou électrique, grâce à un générateur (voir figure I.1). Ce chapitre traite du principe de fonctionnement de cette technologie, de ses composants, des pertes d'énergie solaire et des méthodes de stockage de l'énergie, en mettant l'accent sur les améliorations possibles.

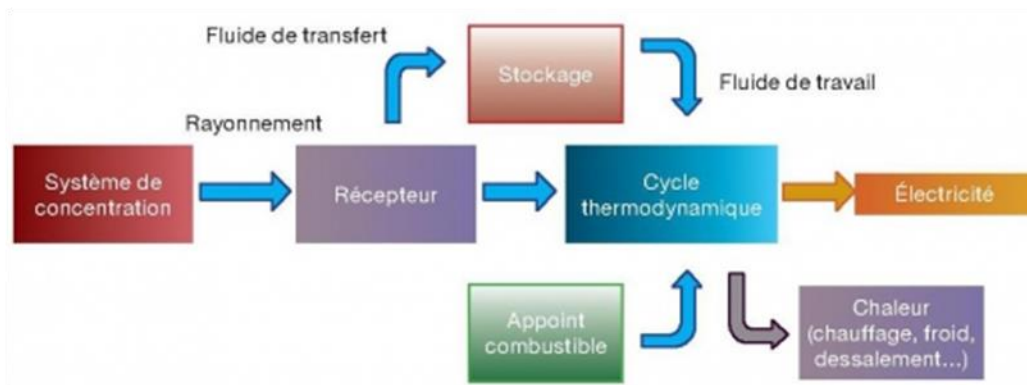


Figure I.1 :Schéma d'un système intégral de concentration de l'énergie solaire[1].

2. Différents types de systèmes solaires à concentration :

Les systèmes solaires à concentration (CSP) se basent sur l'utilisation du rayonnement solaire, de miroirs réfléchissants et de récepteurs afin de générer des températures élevées. Ces systèmes exploitent ensuite un cycle thermodynamique pour convertir cette chaleur en énergie électrique par le biais d'un générateur à courant alternatif. La technologie de concentration solaire est généralement catégorisée en deux types distincts[2].

2.1. Concentration linéaires :

Le rayonnement solaire est focalisé sur des tubes longs à travers lesquels circule un fluide caloporteur, ce qui nécessite la mise en place d'un système de suivi solaire à au moins un axe. Cette méthode est employée dans deux types de centrales solaires : les centrales solaires à capteurs cylindro-paraboliques et les centrales solaires à capteurs Fresnel [2].

2.1.1. Centrales solaires à capteurs cylindro parabolique :

La méthode décrite est actuellement la plus répandue pour la production d'énergie solaire. Dans cette approche (voir figure I.2), le point focal du miroir parabolique est utilisé comme point de concentration, tandis que l'axe du miroir parabolique cylindrique est doté d'un tube absorbant noir (récepteur) afin de capturer le maximum de rayonnement solaire. Un fluide caloporteur circule à travers ces tubes, atteignant une température d'environ 500°C, puis est acheminé vers le bloc de production d'énergie après avoir été concentré. Pour suivre la trajectoire du soleil, un ensemble miroir/récepteur parabolique cylindrique est utilisé[3].

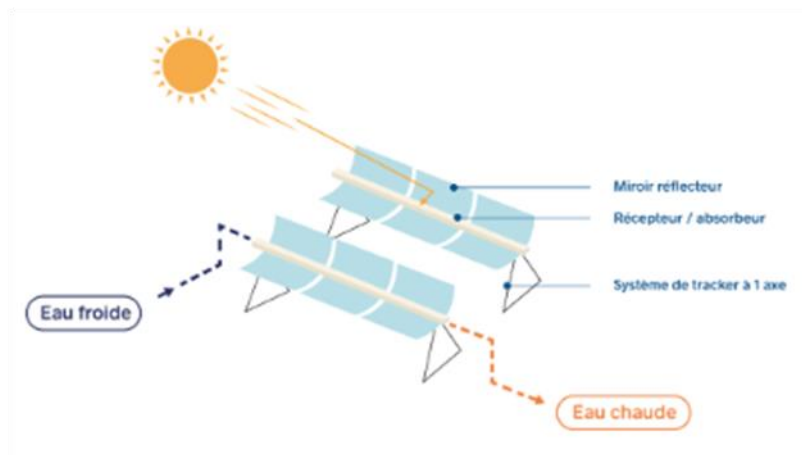


Figure I.2 :Miroirs cylindro-paraboliques [4].

2.1.2. Centrales solaires à capteurs de Fresnel :

Dans un système de Fresnel linéaire, le réflecteur se compose de multiples segments de miroirs plats pouvant être ajustés individuellement le long de la trajectoire du soleil à travers le ciel (voir figure I.3). Cette configuration permet de diriger et de concentrer le rayonnement solaire vers un tube absorbant horizontal, fixé en position au-dessus du centre du miroir. Les systèmes de Fresnel ont été développés pour offrir des conceptions plus simples et moins coûteuses que les systèmes paraboliques. Les tubes absorbants dans le système de Fresnel peuvent être remplis d'huile, d'eau ou de sel fondu pour entraîner une turbine et générer de l'électricité. Les conceptions actuelles utilisent soit de l'eau directement dans le tube récepteur à une pression de 50 bars et à une température de 280°C, soit du sel fondu. L'efficacité du cycle de vapeur dans le système de Fresnel linéaire est légèrement inférieure à celle des systèmes de collecteurs paraboliques en raison de la température de vapeur plus basse. Toutefois, cette technologie est moins mature que la technologie parabolique et est encore en cours de développement [2].

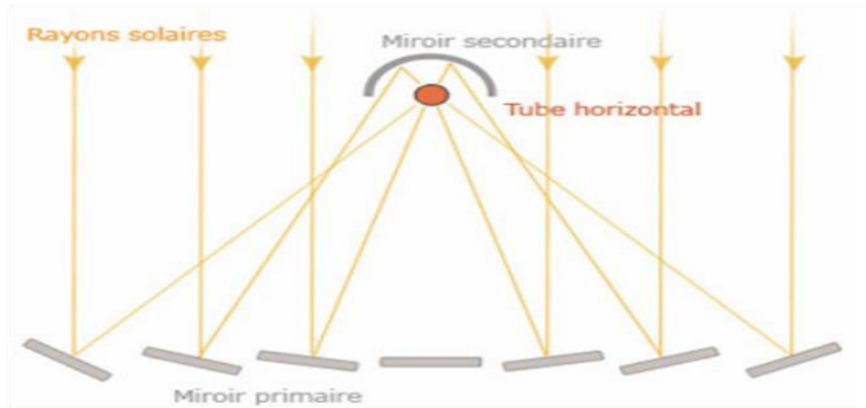


Figure I.3:Principe de fonctionnement d'un concentrateur à miroirs de Fresnel[5].

2.2. Concentration ponctuelle :

Le deuxième type de système solaire est un système de concentration ponctuelle qui capte une large surface de lumière solaire directe et la concentre dans une petite zone absorbante, augmentant ainsi l'intensité du rayonnement. Ce système utilise des réflecteurs concaves et un système de suivi pour intercepter et concentrer l'ensemble du rayonnement solaire. On appelle également cette méthode de concentration un système de mise au point ponctuelle, offrant un rapport de concentration supérieur aux systèmes non concentrants, car les miroirs suivent le soleil sur deux dimensions. Il existe deux types de systèmes de concentration[6].

2. 2. 1. Centrales solaires à concentrateur parabolique :

La technologie des miroirs paraboliques est largement reconnue pour offrir les meilleures performances optiques (voir figure I.4). Ce système peut fonctionner à des températures allant jusqu'à 1000°C, ce qui lui permet d'atteindre un rendement de conversion solaire/électricité de 25% à 30%. Les miroirs paraboliques sont utilisés pour collecter et concentrer le rayonnement solaire, et leur mobilité leur permet de suivre en permanence la course du soleil. Les installations situées à Albuquerque sont souvent citées en exemple pour illustrer cette technologie[7].

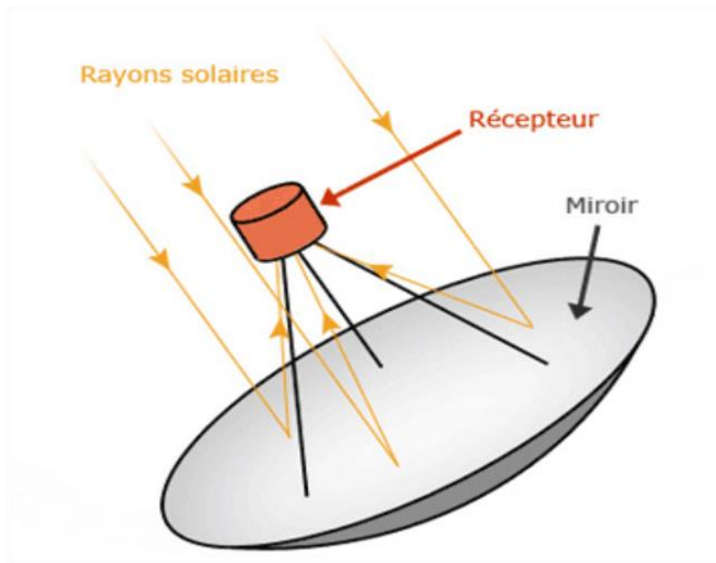


Figure I.4 : Concentrateur solaire parabolique[8].

2.2.2. Centrales solaires à tour :

Des centaines d'héliostats, qui suivent le mouvement du soleil, réfléchissent les rayons solaires et les concentrent sur un récepteur central situé au sommet d'une tour (voir figure I.5). Un fluide caloporteur circule à travers ce récepteur, permettant ainsi de transférer la chaleur produite à un cycle de vapeur conventionnel, générant de l'électricité. Comparées aux systèmes cylindro-paraboliques, les centrales solaires à tour présentent l'avantage de ne pas nécessiter la circulation de fluide dans toute la zone des miroirs, ce qui réduit considérablement les pertes de chaleur. De plus, les niveaux de concentration d'irradiation peuvent être plus élevés, ce qui augmente l'efficacité du cycle thermodynamique. Cependant, ces améliorations techniques doivent également être évaluées en termes de viabilité économique, étant donné le coût de construction de la tour[3].

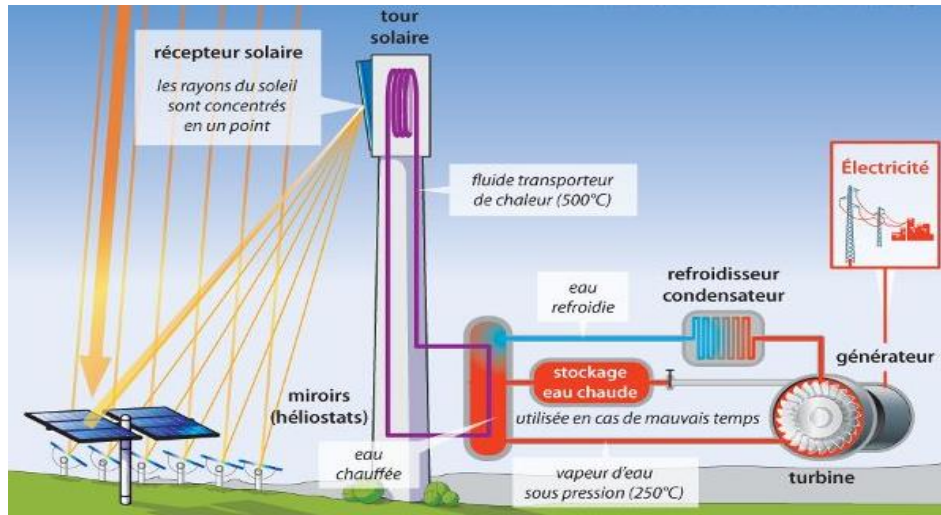


Figure I.5 : Centrale solaire de tour[9].

3. Comparaison des différents types de centrales solaires à concentration :

Ce tableau présente une comparaison des types de systèmes d'énergie solaire à concentration

Tableau I.1 : Comparaison des types de centrales solaires à concentration[8].

| Concentration | Concentration linéaires | | Concentration ponctuels | |
|---|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------|
| Type de champ de solaire | Cylindro parabolique | Capteurs de Fresnel | Concentrateur parabolique | Centrales solaires à tour |
| Etat de l'art | Commercial | Pré - commercial | Pré - commercial | Prototypes opérationnels |
| Cout de champ de solaire (m ² en 2007) | 200 – 250 | 150 – 200 | 250 – 300 | 350 < |
| Température de fonctionnement | 390 – 550 | 270 – 550 | 550 – 1000 | 800 – 900 |
| Fluide caloporteur courant | Huil thermique / eau – vapeur | Huil thermique / eau – vapeur | Huil thermique / eau – vapeur | Air |
| Cycle thermodynamique | Rankine | Rankine | Baryton, Rankine | Stirling, Baryton |

4. Avantages et inconvénients des systèmes solaires à concentration :[3]

Avantages :

- Production d'électricité propre.
- Efficacité énergétique élevée garantie.
- Exploitation d'une source d'énergie renouvelable inépuisable.

Inconvénients :

- Limitations en termes de stockage d'énergie, à l'exception de la technologie du sel fondu.
- Nécessité d'un nettoyage régulier des miroirs et durée de vie limitée. Le recyclage des miroirs pose également problème.
- Adapté uniquement aux zones désertiques et aux endroits ensoleillés.

5. Centrales électriques à tour pour la production à grande échelle :

La centrale solaire d'Ivanpah, située dans le désert de Mojave aux États-Unis, détient actuellement le titre de la plus grande centrale solaire thermique avec une capacité de production d'électricité de 392 MW. Depuis lors, de nombreux pays se sont lancés dans la planification et la construction de leurs propres centrales solaires à tour pour une production à grande échelle. Un exemple notable est l'Algérie, qui a initié un ambitieux plan de développement des énergies renouvelables. Les cheminées solaires sont considérées comme l'une des technologies les plus avancées dans ce domaine. Dans la dernière section, nous explorerons en détail les principes de fonctionnement et les composants clés de ces centrales solaires[2].

5.1. Principe de fonctionnement de la tour solaire :

Le système de concentration solaire à tour (CST) est une centrale solaire qui utilise un champ d'héliostats, des miroirs rotatifs qui suivent le mouvement du soleil et concentrent le rayonnement solaire vers un récepteur situé au sommet d'une tour (voir figure I.6). Grâce à la concentration du rayonnement solaire par plusieurs héliostats, le récepteur atteint des températures extrêmement élevées, dépassant souvent les 1000 °C. Une grande partie de la chaleur est ensuite transférée à un fluide caloporteur, généralement un mélange de sels fondus tels que des nitrates. Ce fluide caloporteur est ensuite stocké dans des réservoirs de stockage thermique hautement isolés, appelés réservoirs de stockage thermique, maintenant le fluide à haute température pendant plusieurs heures. L'électricité est produite en utilisant cette chaleur pour alimenter un générateur de vapeur. Lorsque le fluide caloporteur a perdu

suffisamment de chaleur, il est stocké dans un deuxième réservoir, appelé réservoir réfrigéré, où il rejoint le cycle de démarrage. Ce système de stockage thermique permet à certaines centrales solaires à tour de produire de l'électricité de manière continue, 24 heures sur 24, comme c'est le cas de la centrale Gemasolar pendant la saison estivale [10].

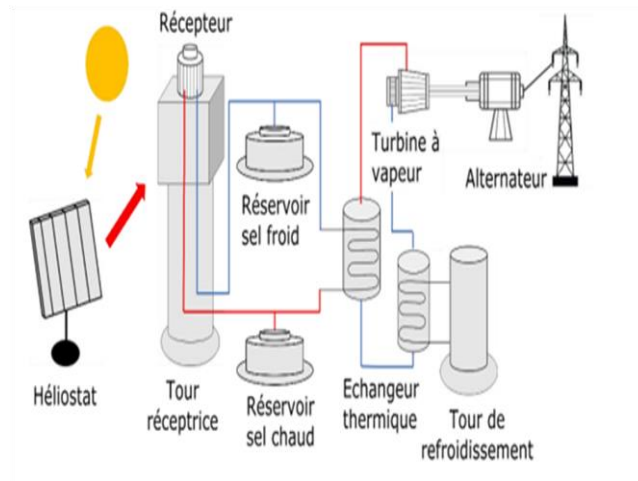


Figure I.6 : Schéma de principe de fonctionnement de la tour solaire [7].

5.2. Principaux composants de la centrale solaire à tour :

Une centrale solaire à tour se compose de deux éléments principaux : le bloc solaire et le bloc de puissance (voir figure I.7). Le fonctionnement de la centrale peut être divisé en quatre composants de base : le champ réflecteur, le champ de puissance, le liquide de refroidissement et le système de stockage thermique. De plus, certains aspects de la centrale solaire à tour requièrent des recherches et des développements constants pour améliorer leur efficacité.

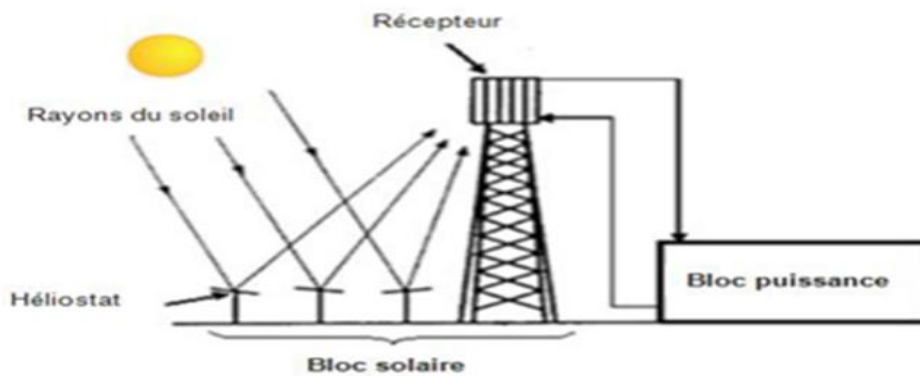


Figure I.7 : Composants de la centrale solaire à tour [2].

5. 2. 1. Bloc solaire :

5. 2. 1. 1. Champ d'héliostats :

Les champs d'héliostats des centrales solaires peuvent comporter un grand nombre d'héliostats, parfois plusieurs milliers, couvrant une vaste surface de plusieurs dizaines d'hectares (voir figure I.10). Chaque module solaire est positionné de manière à minimiser les pertes optiques et à réduire la zone inoccupée du champ d'héliostats. Les héliostats peuvent être disposés selon différentes configurations autour de la tour. Par exemple, dans certaines centrales solaires comme la centrale Gemasolar en Espagne (voir figure I.8), les héliostats entourent complètement la tour. Dans d'autres installations, telles que les centrales solaires PS 10 et PS 20 en Espagne (voir figure I.9), les héliostats sont situés du côté nord de la tour. Ces différentes configurations sont étudiées pour maximiser l'efficacité du champ d'héliostats et améliorer la production d'énergie solaire[2].



Figure I.8 : Centrale solaire thermique Gemasolar Espagne[12].



Figure I.9 :Centrale PS10 au premier plan et Centrale PS20 au second plan [11].

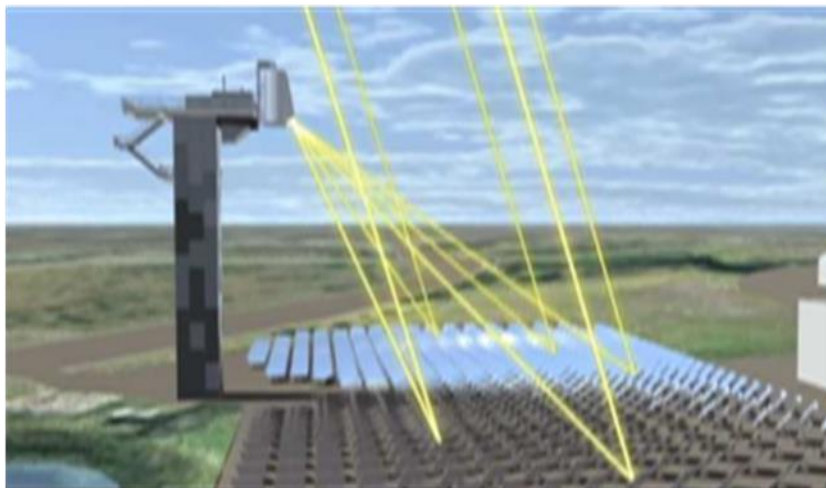


Figure I.10: Fonctionnement d'un champ solaire dans une centrale solaire à tour [13].

5.2.1.2. La tour :

La tour joue un rôle essentiel dans le fonctionnement d'une centrale solaire à tour, permettant de positionner le récepteur à une hauteur optimale en fonction de la taille du champ solaire et de la latitude du site. La conception de la tour doit répondre à deux critères fondamentaux : une résistance adéquate au vent et une réduction minimale de l'ombre sur le champ d'héliostats. De plus, la tour doit limiter les pertes de chaleur par convection vers l'atmosphère et par conduction à travers la structure, en isolant le fluide caloporteur des conduites. Les tours sont généralement construites en structures métalliques ou en béton, tout

en tenant compte également des considérations esthétiques afin de favoriser l'acceptation locale des centrales à tour [2].

5.2.1.3. Le récepteur :

Le récepteur représente le composant central et techniquement complexe de toute installation de tour solaire. Son rôle crucial est d'absorber efficacement le rayonnement solaire entrant, tout en minimisant les pertes dans des conditions extrêmement difficiles. Les matériaux utilisés dans la construction des récepteurs déterminent leurs propriétés thermiques, qui sont étroitement liées au type d'installation et au cycle thermique. Après de nombreuses expérimentations, une conception polyvalente a été développée pour les régions du monde qui utilisent principalement le stockage thermique à sels fondus. Cette conception utilise divers fluides caloporteurs tels que le sodium liquide, la vapeur saturée, la vapeur surchauffée, l'air atmosphérique et l'air comprimé. Le récepteur peut recevoir une puissance allant jusqu'à plusieurs centaines de mégawatts, en fonction de la taille du champ héliostat et de l'emplacement. Il peut également chauffer les fluides caloporteurs à des températures supérieures à 1000°C, afin de les transférer vers des systèmes de stockage ou des blocs de puissance. La tour elle-même doit être conçue de manière à isoler le fluide caloporteur des conduites, afin d'éviter les pertes de chaleur par convection vers l'atmosphère et par conduction à travers la structure. Les récepteurs sont généralement fabriqués à partir de matériaux spéciaux qui répondent à ces exigences techniques et qui offrent une résistance structurelle suffisante pour résister aux vents et aux contraintes thermiques. En outre, les considérations esthétiques doivent également être prises en compte afin d'obtenir l'acceptation des centrales à tour par la population locale [2].

5.2.2. Bloc de puissance :

Dans un système de conversion de puissance, l'énergie thermique générée par le récepteur est transformée en énergie électrique. Le rendement de cette conversion dépend du cycle thermodynamique utilisé et des performances des différents composants. Parmi les trois cycles thermodynamiques les plus fréquemment utilisés, on retrouve le cycle de Rankine, le cycle combiné et le cycle de Baryton (illustrés dans la figure I.11) [2].

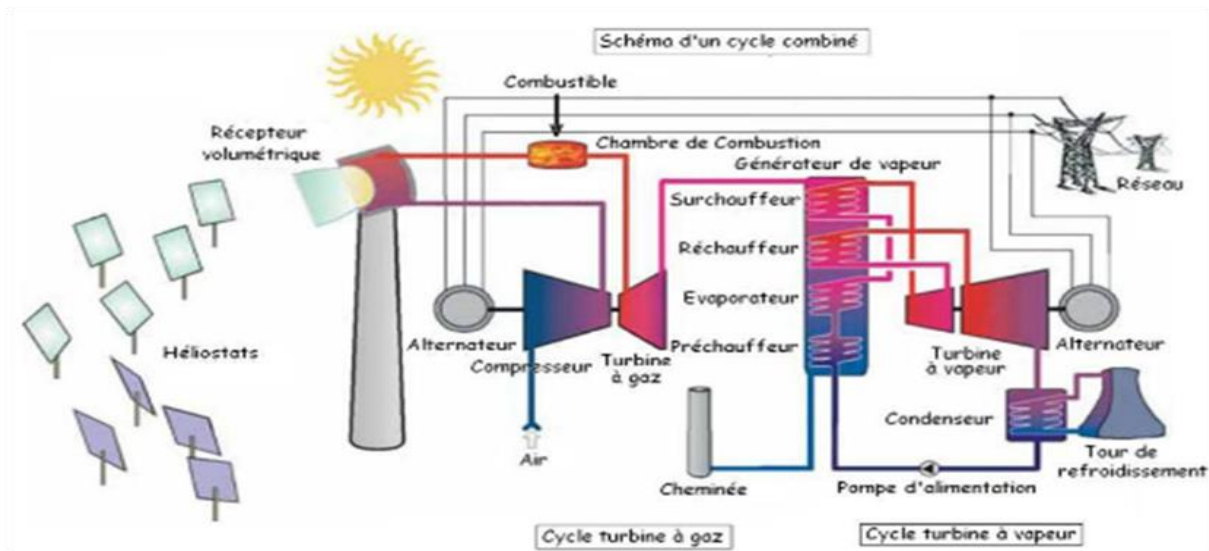


Figure I.11 : Schéma d'un cycle combiné [14] .

5. 2. 3. Fluide caloporteur :

Selon le type de récepteur et le cycle thermodynamique adopté par le système, les centrales solaires à tour peuvent utiliser divers fluides caloporteurs (FTC) pour convertir l'énergie thermique issue du rayonnement solaire. Les options couramment utilisées comprennent l'eau, les sels fondus et l'air, qui sont employés dans la salle d'opération représentée. D'autres fluides possibles incluent le sodium liquide et les huiles synthétiques. Le choix du fluide caloporteur détermine les caractéristiques de transfert de chaleur, ainsi que la disponibilité et la praticité du stockage [2].

6. Types de récepteurs :

Il existe au moins quatre types de fluides caloporteurs différents qui peuvent être utilisés pour convertir l'énergie solaire thermique. Ces fluides incluent l'eau-vapeur, le métal liquide, le sel fondu et l'air. Selon le choix du fluide caloporteur, les récepteurs utilisés varieront, ce que nous allons explorer dans la suite[15].

6. 1. Le récepteur à eau-vapeur :

Les centrales à tour espagnoles PS10 et PS20 utilisent généralement de l'eau comme fluide caloporteur et fluide de travail, avec une température de fonctionnement d'environ 250°C. Bien que l'eau soit un excellent caloporteur, elle présente l'inconvénient de s'évaporer à des températures relativement basses, limitant ainsi le potentiel d'efficacité des cycles thermodynamiques en raison de la différence de température importante imposée par le rendement de Carnot. Pour améliorer le rendement, il est possible d'augmenter la température

de la source de chaleur en augmentant la pression de travail. Par exemple, à une pression de 40 bar, l'eau peut s'évaporer à 250°C. Des avancées technologiques, comme celle développée par SPG (Solar Energy Group), permettent même de chauffer le fluide jusqu'à 450°C à 100 bars, comme le démontre le prototype FresDemo en Espagne. Cependant, il convient de noter que cette méthode est plus coûteuse en raison de l'augmentation de la pression hydraulique. Malgré tout, l'eau présente l'avantage d'être un fluide non polluant, et étant donné que nous opérons en boucle fermée, les ressources en fluide caloporteur et en fluide de travail ne posent pas de problème. Il est cependant important de prendre en compte la technologie utilisée pour le refroidissement, en particulier dans les régions arides où le refroidissement par l'eau peut être problématique. Dans de tels cas, le refroidissement par air est souvent préféré, car les zones avec un fort ensoleillement sont souvent celles où les ressources en eau sont limitées (voir figure I.12)[8].

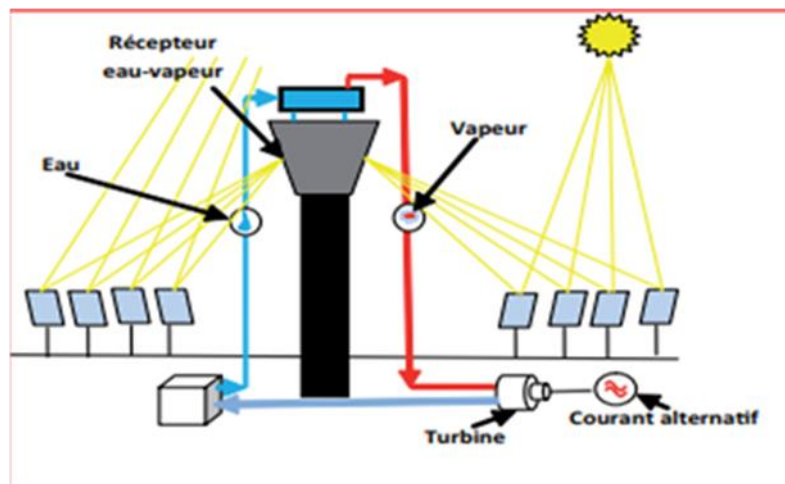


Figure I.12 : Système eau-vapeur [16].

6.2. Le récepteur à sel fondu :

Le sel fondu est un fluide de stockage d'énergie thermique extrêmement efficace (voir figure I.13), capable de fonctionner sans problème à des températures atteignant 550°C. Bien qu'il puisse être utilisé comme fluide caloporteur, cela présente des difficultés en raison de sa nature solide à température ambiante. Le sel solaire est généralement composé d'un mélange de 60 % de NaNO_3 et de 40 % de KNO_3 . Pour être utilisé comme fluide, il doit être maintenu à une température minimale d'environ 270°C, ce qui peut entraîner une consommation d'énergie supplémentaire en l'absence d'exposition directe au rayonnement solaire. Afin d'activer un tel système, des fils chauffants doivent être placés le long du tube. Malgré ces défis, plusieurs centrales électriques ont été construites en utilisant du sel fondu

comme liquide de refroidissement. L'usine Thémis, par exemple, utilise une méthode de chauffage direct du sel fondu, ce qui facilite son stockage. Le projet Archimède de l'ENEA est une centrale cylindro-parabolique de 5 MW qui utilise cette solution pour le stockage d'énergie thermique. Cependant, les sels fondus sont plus adaptés aux applications de concentration ponctuelle, où le maintien du sel à l'état liquide ne pose pas de problème particulier [8].

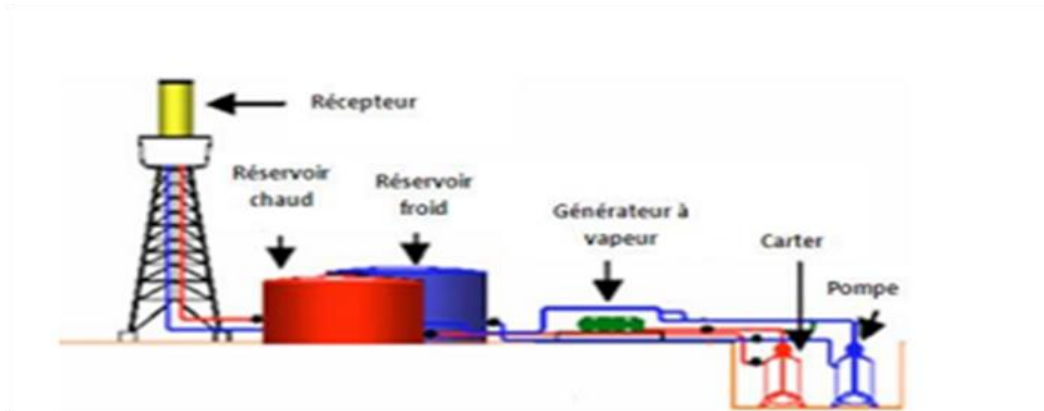


Figure I.13 : système sel fondu [15].

6.3. Le récepteur métal liquide :

L'utilisation de métal liquide comme fluide caloporteur présente l'avantage d'une bonne conductivité thermique, ce qui se traduit par un coefficient d'échange thermique élevé avec la paroi. Ainsi, le récepteur de métal fondu, comme le sodium, peut avoir une surface d'échange de chaleur plus petite et une chute de pression plus faible que le récepteur de sel. Cependant, le principal inconvénient de ce type de récepteur est qu'il est inflammable, ce qui nécessite un équipement de sécurité important [16].

6.4. Le récepteur à air :

Il existe différents types de récepteurs utilisant l'air comme fluide caloporteur, dont certains ont été développés au cours des trois dernières décennies. Ces récepteurs peuvent être regroupés en deux catégories principales : les réservoirs d'air tubulaires (éclairés indirectement) et les réservoirs d'air volumétriques (éclairés directement)[15].

6.4.1. Le récepteur à air tubulaires (irradiés indirect) :

Les ingénieurs et chercheurs ont commencé à explorer les récepteurs de surface, un type de récepteurs solaires, dans les années 70. Ils ont été initialement installés en 1980 dans des structures modèles. Dans ces récepteurs, un fluide de travail circule à l'intérieur d'un tube

métallique ou céramique dont la surface externe absorbe le rayonnement solaire. Les tubes peuvent être disposés sur la plaque dans le plan focal des héliostats et se trouver à l'intérieur de la cavité, ou bien l'énergie solaire peut être transférée aux tubes puis au fluide caloporteur. Tous les récepteurs ont des limites de température de fonctionnement de 1000°C et de flux solaire de 1000 kWh/m^2 . L'augmentation des températures de fonctionnement impose des contraintes plus strictes en termes de pression solaire et de débit en raison de la sélection des matériaux et des limites de conception. Par exemple, pour des températures supérieures à 800°C dans les réservoirs tubulaires indirects, une pression de 10 bars n'a pas la même signification pour une puissance de 600 kW/m^2 [15]

6.4.2. Le récepteur à air volumétrique (irradiés direct) :

La chaleur est transférée au fluide caloporteur en traversant une surface chauffée par le rayonnement solaire incident. Le liquide peut soit absorber directement le rayonnement, soit entrer en contact avec une surface solide qui l'absorbe. Dans certains cas, l'absorbeur est positionné près de l'ouverture du récepteur ou plus profondément à l'intérieur de la cavité du récepteur. Il peut prendre la forme d'une matrice fixe (treillis, grille métallique, mousse, nid d'abeille, etc.) ou de particules mobiles compactes. Certains récepteurs intègrent des fenêtres pour fonctionner à une pression plus élevée en présence de gaz contenant de l'air. Cependant, ces types de récepteurs sont limités en termes de taille. Par conséquent, il est essentiel de développer une fenêtre fiable capable de résister aux hautes pressions et températures. Malgré les recherches précédentes, aucun résultat fiable n'a encore été obtenu dans ce domaine. Les récepteurs utilisant un éclairage direct peuvent être classés en deux principales technologies en fonction de leur principe de fonctionnement [15].

6.4.2.1. Récepteurs volumiques poreux :

Le récepteur poreux maximise l'interaction solide-liquide pour augmenter la surface de transfert de chaleur entre le fluide caloporteur et les matériaux récepteurs. Cela rend la majeure partie du volume du milieu poreux actif en absorbant le flux de rayonnement solaire et en transférant rapidement cette énergie au fluide caloporteur. Les milieux poreux peuvent être classés selon leur structure et leur matériau. Les modèles hautement structurés contiennent des systèmes de canaux parallèles dans la direction du flux caloporteur, appelés "nids d'abeilles monolithiques", des aiguilles installées perpendiculairement au flux caloporteur, appelées "porcs-épics", ou des sphères ordonnées, appelées "lits garnis". Les schémas non structurés, en revanche, n'ont pas de schéma régulier, tels que les mousses constituées d'un grand nombre de cellules ouvertes de tailles et de formes aléatoires, les

empilements aléatoires de particules de forme arbitraire et de tailles différentes, ou les vides créés par des couches de mailles de fils tricotés.

Outre la structure, plusieurs choix de matériaux poreux sont disponibles, bien qu'ils doivent répondre à des contraintes de haute température et de haute performance. Deux paramètres clés influencent significativement les performances des récepteurs poreux : les propriétés du matériau et les propriétés texturales. Concernant le matériau, l'absorptivité, l'émissivité et la conductivité thermique sont des propriétés qui jouent un rôle significatif sur la température de sortie et les performances du récepteur. La conductivité thermique contribue à fournir une distribution uniforme de la température et un flux de chaleur plus élevé dans l'ensemble de l'absorbeur. Les propriétés texturales correspondent à la porosité (rapport entre le volume de vide et le volume total) et à la distribution linéique des pores. Ces deux paramètres peuvent être modulés pour améliorer l'absorption, la pénétration du rayonnement, la distribution de la température du solide pour l'interaction thermique fluide-solide et la surface globale de transfert de chaleur. Par conséquent, ces deux paramètres peuvent augmenter à la fois le rendement de conversion solaire/thermique et la température de sortie du fluide caloporteur[7].

6.4.2.2. Récepteurs volumiques à particules :

La technique du récepteur direct de particules fluidisées consiste à suspendre des additifs sous forme de particules solides dans le fluide caloporteur. Lorsque ces particules sont maintenues en suspension et possèdent de bonnes propriétés thermiques et radiatives, elles permettent de créer des transferts de chaleur composites dotés d'une capacité d'absorption, d'une capacité thermique et d'une conductivité thermique élevées. Ce type de récepteur peut également être classé comme un récepteur direct de particules fluidisées. Le fluide caloporteur utilisé dans de tels récepteurs est généralement de l'air ou du CO₂. Les récepteurs volumétriques de particules peuvent être installés selon les deux configurations décrites précédemment, à savoir externe ou à cavité. Dans cette technique, le flux radiatif est transmis à travers une fenêtre ou un tube transparent sous pression contenant des additifs particulaires en suspension dans le fluide caloporteur gazeux. Les microparticules et les nanoparticules absorbent la chaleur et la transfèrent rapidement au fluide caloporteur. Cette technique est également connue sous le nom d'absorption directe. Un modèle théorique de ce type de récepteur montre qu'il peut atteindre une température de sortie du fluide caloporteur pouvant atteindre 1160°C[7].

7. Pertes dans le bloc solaire :

7.1. Pertes dans le collecteur solaire :

On peut distinguer deux catégories de pertes lors de la collecte : les pertes de géométrie et les pertes de réflectivité[2].

7.1.1. Pertes géométriques :

On peut distinguer trois causes de pertes dans ce cas : les effets de cosinus, les effets d'ombrage et les effets d'occlusion [2].

7.1.1.1. L'effet cosinus :

L'effet décrit se produit lorsque l'orientation du réflecteur présente une surface apparente de flux solaire inférieure à sa surface réelle, maintenue par l'héliostat. Cette perte dépend à la fois de la position du soleil et de la position relative de chaque héliostat par rapport au récepteur. L'effet cosinus joue un rôle essentiel dans le calcul de l'efficacité optique annuelle d'un réseau d'héliostats. Des études récentes ont suggéré une solution pour réduire les pertes causées par l'effet cosinus, qui consiste à utiliser un champ d'héliostats tournant autour de la tour. Cette approche permet d'exploiter des sites exposés à l'ouest le matin, au nord à midi et à l'est l'après-midi. De plus, ce type de système permet de concevoir des héliostats nécessitant un seul axe de rotation pour suivre la trajectoire du soleil en fonction de son élévation (figure I.14)[2].

Ainsi, lorsque l'angle d'incidence est plus faible, la zone de réflexion utile des héliostats est plus grande, ce qui se traduit par un facteur cosinus plus faible et, par conséquent, des performances plus élevées.

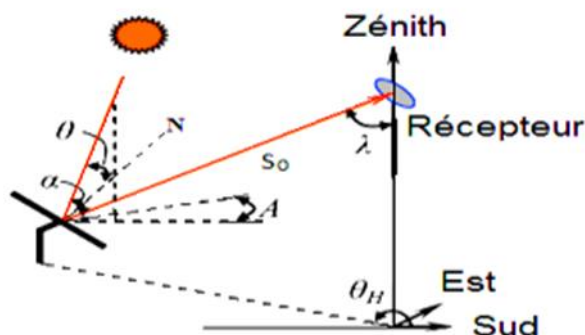


Figure I.14 : Orientation et position de l'héliostat par rapport au récepteur thermique [17].

7.1.1.2. L'effet d'ombre et de blocages :

Lorsqu'un héliostat intercepte le flux d'air provenant d'un autre, cela engendre un phénomène connu sous le nom de perte par obscurcissement. Cela se traduit par l'apparition d'une zone d'ombre sur le premier héliostat lorsqu'il est exposé au soleil. Ces pertes sont plus marquées lorsque le soleil est bas dans le ciel, notamment tôt le matin ou en fin de journée. De manière similaire, les pertes par blocage surviennent lorsque le rayon réfléchi par un héliostat est entravé par un autre héliostat se trouvant sur le trajet du rayon réfléchi jusqu'au récepteur. Tout comme les pertes par obscurcissement, ces pertes dépendent de l'emplacement des héliostats sur le terrain (voir figures I.15 et I.16) [2].

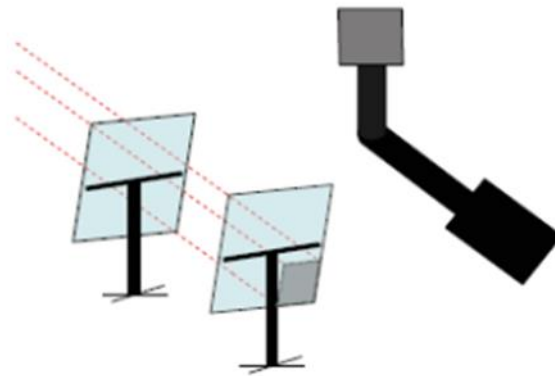


Figure I.15 :Pertes de performance en raison de l'effet de blocage [17].

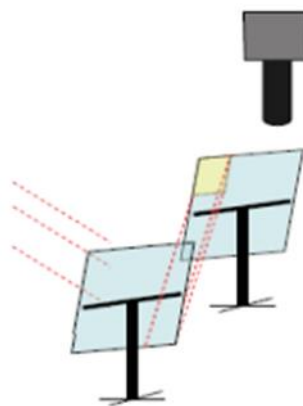


Figure I.16 :Pertes causées par l'ombrage[17].

7.1.2. Les pertes de la réflectivité [2] :

Dans une centrale solaire à tour, la réflexion du rayonnement solaire à l'aide de miroirs est une étape cruciale pour convertir l'énergie solaire en électricité et la distribuer au réseau. Cependant, une perte d'énergie inévitable se produit lors de cette conversion. Cette perte peut être attribuée à deux facteurs principaux :

- Qualité du matériau réfléchissant (coefficient de réflexion) :

Les héliostats ne parviennent pas à refléter intégralement le rayonnement solaire incident sur leur surface réfléchissante. Une partie de ce rayonnement est absorbée, et le rapport entre le rayonnement incident et le rayonnement réfléchi est quantifié par le coefficient de réflexion.

- Surface du matériau réfléchissant :

En réalité, les surfaces des héliostats présentent des défauts à l'échelle microscopique. Ces imperfections entraînent des réflexions non spéculaires, ce qui provoque une déviation de la direction de la lumière réfléchie par le miroir. Tous ces paramètres physiques sont regroupés en une seule entité appelée "erreur de courbure de l'héliostat". Cette erreur a été expérimentalement déterminée en comparant les cartes de flux mesurées et simulées.

En outre, il y a également une erreur de poursuite :

Pour un fonctionnement optimal, les héliostats doivent être correctement orientés afin que le faisceau réfléchi soit dirigé vers le récepteur situé au sommet de la tour, indépendamment de la position calculée du soleil. Si le suivi des mouvements solaires est mal effectué, le faisceau réfléchi central peut manquer sa cible, entraînant ainsi une erreur mesurée dans un plan perpendiculaire à l'axe optique. Des études ont montré que la distribution des erreurs mesurées dans le plan de réception suit généralement une loi normale.

7.2. Pertes par débordement du rayonnement solaire :

À mesure que la distance entre l'héliostat et le récepteur augmente, le rayonnement solaire réfléchi subit une atténuation qui peut avoir une incidence notable. Les pertes de rayonnement solaire direct dans l'atmosphère sont causées par des processus d'absorption et de diffusion, et font l'objet de nombreuses études, en particulier pour les jours clairs et de faible visibilité [2].

7.3. Pertes par atténuation atmosphérique :

En raison des imperfections de la surface réfléchissante et des erreurs de pointage des héliostats, une partie du rayonnement solaire réfléchi par le champ d'héliostats peut manquer

la surface absorbante du récepteur. Ce phénomène est quantifié par un facteur appelé le facteur de débordement. Celui-ci est important pour la mise au point du récepteur et doit être pris en compte pour optimiser la conception du système solaire thermique [2].

8. Techniques de stockage de l'énergie solaire [8] :

La technologie de la thermodynamique solaire présente un avantage considérable par rapport aux autres sources d'énergie renouvelable, en permettant le stockage de l'énergie thermique solaire. Le stockage thermique permet de déconnecter la production d'énergie utile de la ressource solaire, ce qui garantit une production continue et régulière. De plus, la production peut être mieux alignée sur la consommation, car la demande de pointe se produit généralement la nuit, alors que l'énergie solaire est disponible principalement l'après-midi. Le stockage de l'énergie solaire est dimensionné pour permettre une production continue 24h/24, tandis que la technologie de stockage de chaleur est encore en phase de recherche, avec des applications industrielles rares.

La difficulté de la technologie de stockage de l'énergie solaire vient principalement du fait qu'il n'existe pas de solution universelle pour chaque conception de centrale solaire. Pour chaque projet, une technologie de stockage spécifique est la plus appropriée. Cependant, la technologie des centrales solaires thermiques est encore jeune, et de nombreuses solutions sont en cours de développement. La technologie qui aura le plus de succès n'a pas encore été clairement définie, rendant difficile pour les fournisseurs de choisir la technologie de stockage ou la conception de l'usine.

Les éléments importants qui définissent la technologie de stockage de l'énergie solaire sont les conditions de fonctionnement, telles que la température et la pression, ainsi que le fluide caloporteur utilisé (pétrole, sel, eau/vapeur, gaz) dans le domaine solaire. La température et la pression sont en effet des paramètres cruciaux pour le cycle thermodynamique efficace. Ces paramètres ont

Également un impact sur l'investissement, car des températures et des pressions plus élevées nécessitent des systèmes plus durables. Le choix du fluide caloporteur peut également être déterminant dans le choix de la technologie de stockage.

9. Conclusion :

Au fil de ce chapitre, nous avons dressé un aperçu des différentes variantes de centrales solaires, en mettant en lumière leurs caractéristiques distinctives en matière de technologies de stockage de l'énergie et d'alimentation des récepteurs. Nous avons également examiné en détail les composants essentiels employés dans les centrales solaires à tour, jouant un rôle primordial dans la production d'électricité. En somme, cette étude nous a permis d'appréhender la diversité des approches dans le domaine des centrales solaires et de mieux comprendre les mécanismes sous-jacents à leur fonctionnement.

Chapitre II :
Gisement solaire

1. Introduction :

Les données relatives au gisement solaire fournissent une compilation d'informations essentielles concernant la quantité de rayonnement solaire disponible sur une période donnée. Ces données sont d'une importance capitale pour simuler le fonctionnement et dimensionner les systèmes d'énergie solaire en fonction des demandes spécifiques, ainsi que pour concevoir, développer et évaluer les performances de ces systèmes. L'utilisation de ces données s'étend à de nombreux domaines, tels que l'agriculture, la météorologie, les applications énergétiques et la sécurité publique.

L'énergie solaire est générée par le rayonnement électromagnétique émis par le soleil. Les technologies solaires permettent de convertir cette énergie en chaleur pour le chauffage de l'eau, ou en électricité en transformant la lumière du soleil en énergie électrique.

Récemment, le gouvernement algérien a annoncé l'adoption d'une nouvelle loi visant à promouvoir la production et l'utilisation d'énergies renouvelables, avec une attention particulière accordée à l'énergie solaire en raison de l'abondance de rayonnement solaire en Algérie. Le pays dispose d'une superficie suffisamment vaste dans le Sahara pour capter une quantité d'énergie solaire capable de répondre aux besoins en électricité du monde entier.

2. Le Soleil : [18]

Le Soleil est l'étoile centrale du système solaire, située à une distance d'environ 150 millions de kilomètres de la Terre. C'est la plus proche de notre planète et sa lumière met environ 8 minutes pour nous parvenir. Cette étoile est une source d'énergie quasiment inépuisable, émettant chaque année sur la surface terrestre un rayonnement équivalent à environ 15000 fois la consommation énergétique de l'humanité. Cette énergie correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kW/m^2 sur l'ensemble du spectre de l'ultraviolet à l'infrarouge. À titre de comparaison, les déserts reçoivent plus d'énergie solaire en 6 heures que la consommation annuelle d'énergie des humains.

Le Soleil a une constitution gazeuse et une forme sphérique avec un diamètre d'environ 1,4 millions de kilomètres. Sa masse est estimée à environ $2 \times 10^{30} \text{ kg}$ (figure II.1). Il est principalement composé de 80% d'hydrogène, 19% d'hélium, et moins de 1% d'autres éléments. Sa luminosité totale, c'est-à-dire la puissance qu'il émet sous forme de photons, est approximativement égale à $4 \times 10^{26} \text{ W}$. Seule une partie de cette énergie est interceptée par la Terre, soit environ $1,7 \times 10^{17} \text{ W}$.

Le rayonnement solaire nous parvient principalement sous forme d'ondes électromagnétiques, dont 30 % sont réfléchies dans l'espace, 47 % sont absorbées par l'atmosphère terrestre, et 23 % sont utilisées comme source d'énergie pour le cycle d'évaporation. Le Soleil est d'une importance primordiale pour la vie sur Terre. Les réactions thermonucléaires qui s'y déroulent produisent l'énergie qui nous est indispensable.

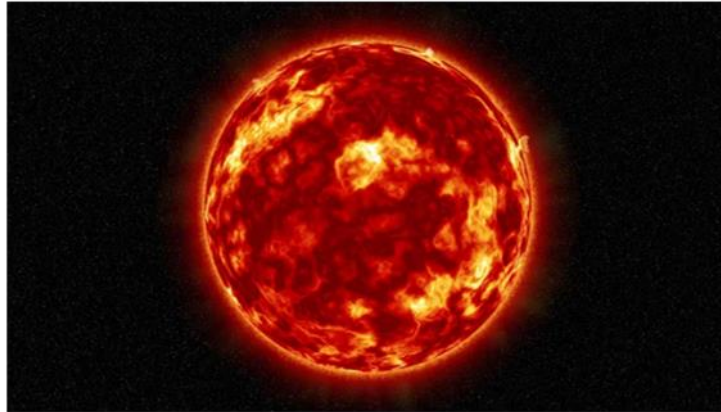


Figure II.1 : La vie du soleil[19].

3. Le système Terre-Soleil : [20]

La Terre orbite autour du Soleil sur une trajectoire elliptique (figure II.2), avec le Soleil occupant l'un des foyers. La distance moyenne entre la Terre et le Soleil est de 149,6 millions de kilomètres, avec une variation de $\pm 1,7\%$. Le 2 juillet et le 2 janvier marquent respectivement les points de l'orbite terrestre où la Terre est plus proche et plus éloignée du Soleil.

Du point de vue terrestre, le diamètre apparent du Soleil est d'environ $0,5^\circ$. L'axe de rotation de la Terre est incliné de $23^\circ 27'$ par rapport au plan de l'écliptique, qui est le plan de l'orbite terrestre. La déclinaison est l'angle que fait l'axe solaire de la Terre par rapport au plan équatorial à un moment donné de l'année. Elle est de $+23^\circ 27'$ au solstice d'été, de $-23^\circ 27'$ au solstice d'hiver et nulle à l'équinoxe (figure II.2). En supposant que l'orbite est circulaire, la déclinaison pour chaque jour de l'année peut être approximée par l'équation suivante :

$$\sin \delta = 0,4 \cdot \sin(t) \quad (\text{II.1})$$

Où t : représente les coordonnées angulaires de la Terre avec l'équinoxe vernal comme origine.

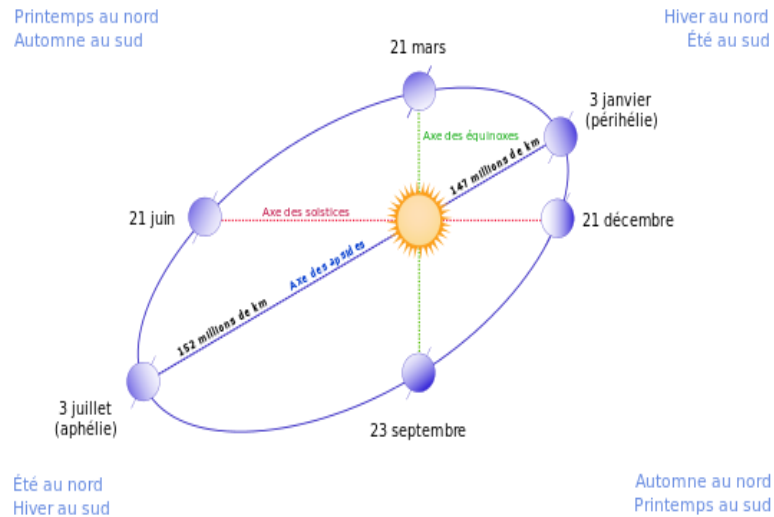


Figure II.2 Le système Terre-Soleil[21].

4. Position du Soleil par rapport à la Terre :

En prenant en compte les coordonnées géographiques de l'observateur sur terre ainsi que le temps local, il est possible de déterminer la position du soleil dans la voûte céleste.

4.1. Coordonnées géographiques :

Les coordonnées géographiques permettent de déterminer avec précision tout point situé à la surface de la Terre par des mesures suivantes :

4.1.1. La longitude :

La longitude d'un lieu est déterminée par l'angle entre le méridien de Greenwich et le méridien du lieu. Cette mesure est exprimée en degrés et varie de -180° à $+180^\circ$ d'ouest en est. Étant donné que la Terre effectue une rotation complète en 24 heures, chaque heure représente un décalage de 15° de longitude, ce qui correspond à une différence de 4 minutes par degré de longitude[22].

4.1.2. La latitude :

La latitude d'un lieu est définie comme l'angle entre le plan équatorial de la Terre et le rayon reliant ce lieu au centre de la Terre. Elle varie entre $+90^\circ$ au pôle Nord et -90° au pôle Sud (figure II.3) [20].

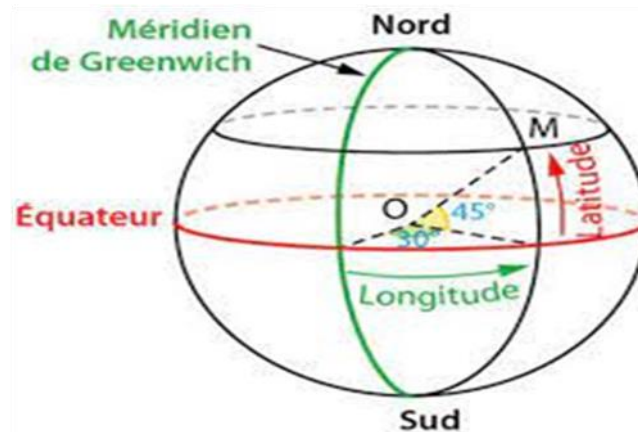


Figure II.3 : Les coordonnées géographiques[23].

4.1.3. L'altitude :

La hauteur d'un point correspond à la distance verticale entre ledit point et la surface de référence théorique, qui correspond au niveau moyen de la mer. Cette mesure est généralement exprimée en mètres [6].

5. Trajectoires apparentes du Soleil :

Deux systèmes de coordonnées sont utilisés pour indiquer la position du soleil dans le ciel à tout moment de la journée (figure II.4)[20].



Figure II.4 : Trajectoire circulaire de la Terre[24].

5.1. Les coordonnées horaires (équatoriales) :

Les coordonnées équatoriales représentent la position du soleil au moment de l'observation en utilisant deux angles suivants [6] :

5.1.1. La déclinaison :

La déclinaison δ est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial. Cette valeur varie tout au long de l'année, de ($\delta = -23^{\circ}27'$) à ($\delta = +23^{\circ}27'$). Elle est nulle lors des équinoxes de printemps (le 21 mars) et d'automne (le 21 septembre) et atteint son maximum lors des solstices d'été (le 21 juin) et d'hiver (le 21 décembre). Pour calculer la valeur de la déclinaison, la relation suivante peut être utilisée : [18]

$$\delta = 23,45 \sin [0,986(nj + 284)] \quad (\text{II.2})$$

Où nj représente le jour de l'année.

5.1.2. L'angle horaire :

L'angle horaire ω du soleil est déterminé par la rotation de la Terre autour de son axe et représente l'arc de la trajectoire du soleil entre le soleil et le méridien local (figure II.5). Il est exprimé en degrés et peut être calculé en utilisant la formule suivante: [17]

$$\omega = 15(\text{TSV} - 12) \quad (\text{II.3})$$

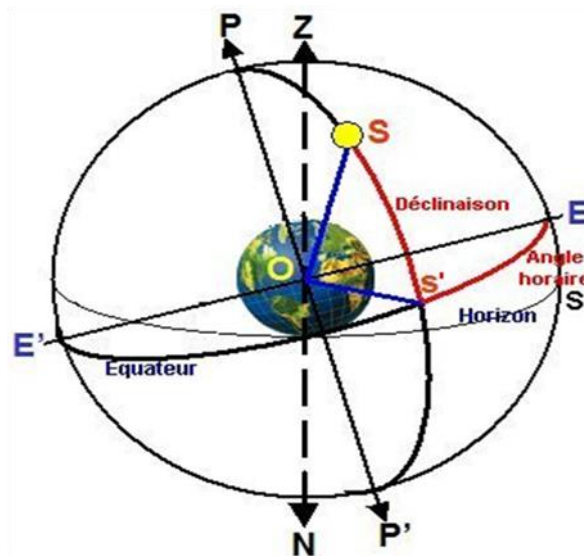


Figure II.5 : l'angle horaire [25].

Où TSV: temps solaire vrai

5.2. Les coordonnées horizontales :

Les magnitudes suivantes se réfèrent aux coordonnées horizontales du Soleil et sont identifiées à l'aide de trois angles (figure II.6): [17]

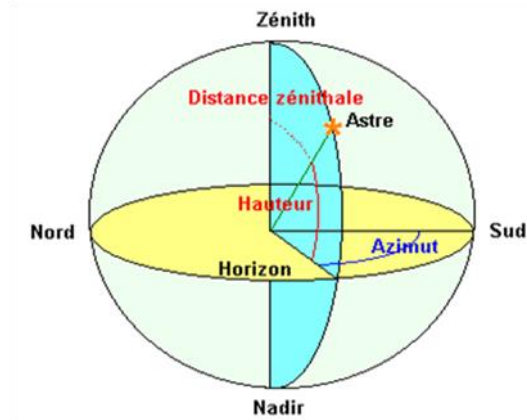


Figure II.6 : Coordonnées horizontales[26].

5.2.1. Angle de hauteur du Soleil :

L'angle entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction du sud est calculé soit de 0° à 360° d'ouest en Est, soit de 0° à 180° du Sud à l'Ouest(figure II.7)[18].

$$\sin(h) = \sin(\varphi)\sin(\delta) + \cos(\varphi)\cos(\delta)\cos(\omega) \quad (\text{II.4})$$

Donc : si $\sin \omega > 0$

$$h = \sin^{-1}(\sin(\delta) \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\omega)) \quad (\text{II.5})$$

Où:

- φ : la latitude du lieu
- ω : l'angle horaire
- δ : la déclinaison
- h : angle de hauteur du Soleil

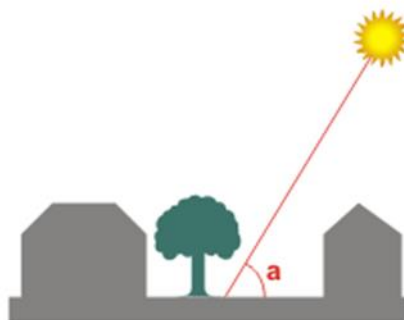


Figure II.7 : Angle de hauteur du Soleil[27].

5.2.2. L'azimut du Soleil :

L'angle d'azimut, noté " A_z ", correspond à l'angle entre le méridien local et le plan vertical passant par le soleil. Il convient de noter que l'azimut " A_z " est différent de l'heure, telle qu'indiquée. La connaissance de l'angle d'azimut est indispensable pour calculer l'angle d'incidence d'un rayon lumineux sur une surface non horizontale. Dans l'hémisphère nord, l'origine de l'azimut correspond à la direction du sud, et les azimuts vers l'ouest sont calculés comme positifs. La relation entre l'azimut, l'angle horaire, l'altitude et la déclinaison est la suivante [28] :

$$\sin A_z = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos h} \quad (\text{II.6})$$

Donc :

$$A_z = \sin^{-1} \left[\frac{(\sin(\delta) \cos(\varphi) - \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\omega))}{\cos(h)} \right] \quad (\text{II.7})$$

Où:

- A_z : l'azimut du Soleil

5.2.3. Distance zénithale :

La distance zénithale, notée " θ_z ", est l'angle entre le zénith et un point donné sur la sphère céleste, mesuré le long d'un méridien. Elle est complémentaire à l'angle d'altitude, c'est-à-dire que leur somme est égale à un angle droit. En d'autres termes, la distance zénithale représente l'angle supplémentaire de l'altitude[29].

$$\theta_z = \cos^{-1} [\sin(\delta) \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\omega)] \quad (\text{II.8})$$

6.l'angle d'incidence: [30]

$$\cos a_z = \sin(L - \theta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(L - \theta) \sin(\delta) \quad (\text{II.9})$$

$$a_z = \cos^{-1} [\sin(L - \theta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(L - \theta) \sin(\delta)] \quad (\text{II.10})$$

Les directions Est, Nord et Zénith sont indiquées respectivement par les indices X, Y et Z. Pour obtenir l'angle d'incidence du Soleil (a_z), ces indices sont utilisés comme suit (Fig. II.8) :

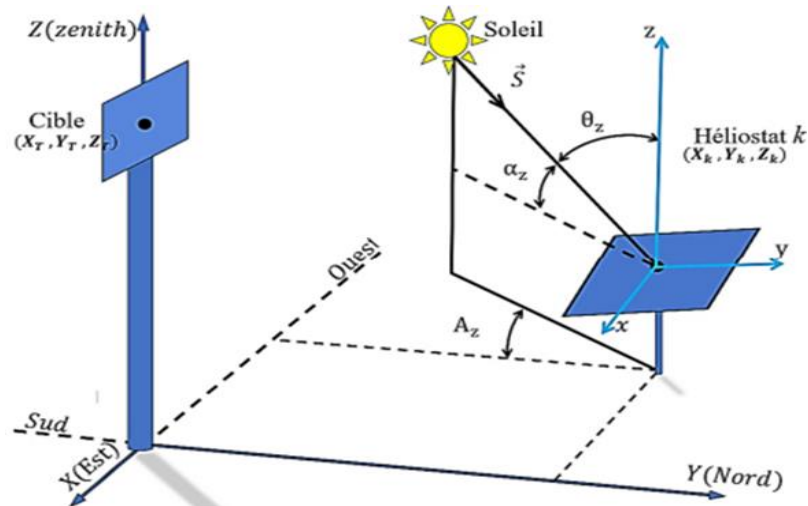


Figure II.8 : Angle d'incidence avec les angles associés [30].

7. Paramètres de temps solaire :

La Terre subit deux types de déplacement : la rotation de la Terre autour de ses axes polaires et sa révolution autour du Soleil. Le mouvement de la Terre lui-même détermine le concept du jour solaire. Le chiffre d'affaires complet se produit dans les 24 heures. Ainsi, cela conduit à déterminer l'heure, car chaque heure correspond à un écart angulaire de 15 degrés. La rotation de la Terre autour du Soleil détermine les saisons et conduit à la distinction du vrai temps solaire[22].

7.1. Temps solaire vrai (TSV) :

L'angle horaire solaire correspond à l'angle entre le plan du méridien local et la position actuelle du Soleil dans le ciel. Il est étroitement lié à la rotation de la Terre sur elle-même et varie en fonction de l'heure et de l'emplacement géographique. Le moment où le Soleil atteint son point culminant sur le méridien est appelé midi solaire vrai, et cette position peut être utilisée pour déterminer l'heure solaire vraie en mesurant l'angle horaire du Soleil à partir de midi. Pour calculer l'heure solaire vraie, on utilise la formule suivante :

$$\text{TSV} = 12 + \frac{\omega}{15}$$

(II.11)

Toutefois, le jour solaire vrai n'est pas constant en raison de l'inclinaison et de l'ellipticité de l'orbite terrestre, ce qui entraîne des variations de la vitesse de la Terre tout au long de l'année. Afin de compenser ces variations, le temps solaire moyen a été défini [31].

Le dernier terme de l'équation TSV représente une correction de la latitude en fonction de l'heure (24h \rightarrow 360° et 1h \rightarrow 15 °).

7.2. Temps solaire moyen (TSM) :

La mesure du temps solaire moyen correspond à la rotation uniforme de la terre autour du soleil, et son écart avec le temps solaire vrai (TSV) ne dépasse pas les 16 minutes donc [22] :

$$\text{TSM} = \text{TU} + \frac{\varphi}{15} \quad (\text{II.12})$$

Où :

$$\text{ET} = \text{TSV} - \text{TSM} \quad (\text{II.13})$$

ET : l'équation du temps

Avec :

$$\text{ET} = 9.873 \sin\left(\frac{4\pi}{365.242*(nj-81)}\right) - 7.655 \sin\left(\frac{2\pi}{365.242*(nj-1)}\right) \quad (\text{II.14})$$

7.3. Temps universel :

C'est l'heure solaire moyen au méridien GMT (Greenwich Mean Time) de Greenwich, c'est-à-dire le méridien central du fuseau horaire. Pour dériver l'heure légale ou l'heure locale (TSL), il faut ajouter un décalage de fuseau horaire au temps universel [32].

$$\text{TU} = \text{TSM} + \frac{L}{15} \quad (\text{II.15})$$

$L > 0$: pour les villes à l'est de Greenwich.

$L < 0$: pour les villes à l'ouest de Greenwich.

7.4. Temps solaire local :

En raison de la différence entre la rotation de la Terre et le temps mesuré par les horloges atomiques, il existe un écart entre le temps solaire local et le temps universel. Ce décalage est appelé correction de longitude. Les longitudes varient de -5° à +8°, ce qui entraîne des variations de -20mn à +32mn entre le temps solaire local (TSL) et le temps universel (TU) [28].

La correction de longitude pour un lieu donné est égale à [24] :

$$\text{TSL} = \text{TU} + \Delta H \quad (\text{II.16})$$

ΔH : la différence horaire entre le méridien Greenwich et la zone d'étude.

8. Lever et coucher du Soleil :

Nous portons notre intérêt sur deux moments particuliers de la journée, à savoir les heures de lever et de coucher du soleil (figure II.9), en considérant les faits qui y sont liés.

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \delta \tan \varphi) \quad (\text{II.17})$$

Ainsi, nous avons l'angle horaire du lever du soleil qui est le complément à 90 de l'angle horaire de son coucher, comme le confirme la relation inverse entre ces deux angles horaires :

$$\omega_{\text{coucher}} = -\omega_{\text{lever}}$$

Une fois que les différents paramètres pouvant influencer l'énergie incidente sur Terre ont été présentés, il devient possible de mesurer le rayonnement à l'entrée de l'atmosphère, communément appelé "rayonnement extraterrestre", ainsi que le rayonnement reçu au niveau du sol [33].

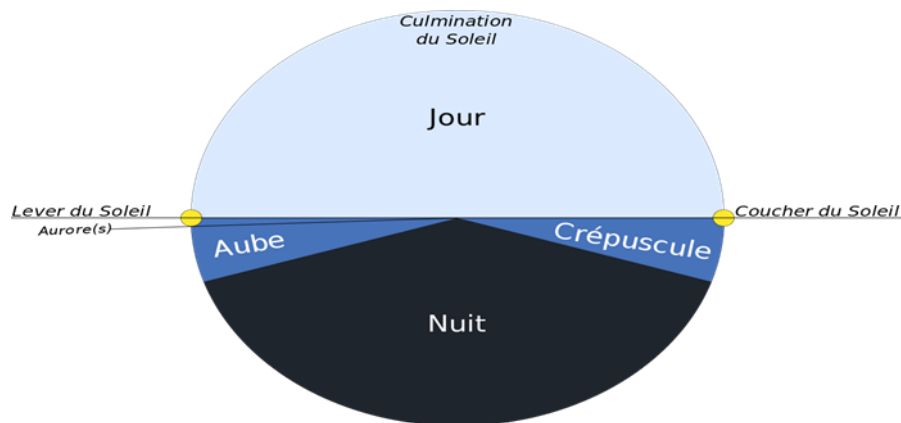


Figure II.9 : Lever et coucher du Soleil[34].

9. Différents composants du rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire, également appelé rayonnement électromagnétique émis par le soleil, subit diverses perturbations lors de son passage dans l'atmosphère. Cependant, malgré ces perturbations, les éléments les plus importants et les plus énergétiques du rayonnement solaire total, à savoir le rayonnement direct, le rayonnement diffus et le rayonnement réfléchi, parviennent à atteindre la surface de la Terre (figure II.10)[22] :

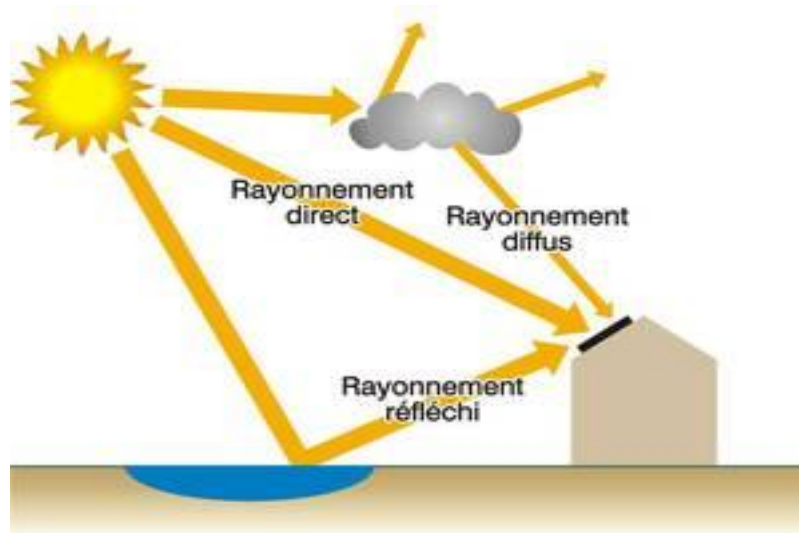


Figure II.10 : Différents types du rayonnement solaire[35].

Le flux de rayonnement solaire extraterrestre reçu par une surface horizontale peut être calculé en utilisant la constante solaire et en prenant en compte l'angle d'incidence de la surface, et est exprimé comme suit :

$$G_0 = \frac{24 \times 3600 \times G_{sc}}{\pi} \times G_t \left[\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \varphi \sin \delta \right] \quad (\text{III.18})$$

$$G_t = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360 \times nj}{365.242}\right) \quad (\text{III.19})$$

G_{sc} : La valeur moyenne de la constante solaire (1367 W/m^2).

9.1. Rayonnement direct :

Le rayonnement direct provient directement du soleil sous la forme d'un flux uniforme de rayons parallèles d'énergie incidente exprimée en w/m^2 . Il est constitué de photons qui n'ont pas subi d'interactions avec les composants de l'atmosphère. Ainsi ce flux conserve sa direction et son énergie, car il s'agit d'un simple rayonnement solaire direct horaire qui présente la moyenne mensuelle sur une surface horizontale au moyen de[22] :

$$I_{b,h} = I_{g,h} - I_{d,h} \quad (\text{II.20})$$

La moyenne mensuelle horaire de l'irradiation solaire directe sur une surface inclinée et orientée peut être exprimée de la manière suivante :

$$I_d = I_{b,h} \times \frac{\cos A_z}{\cos \theta_z} \quad (\text{II.21})$$

9.2. Rayonnement diffus :

Le rayonnement diffus qui atteint un plan horizontal sous n'importe quel type de ciel est produit par la diffraction de la lumière par les molécules atmosphériques et sa réfraction par le sol depuis l'ensemble de la voûte céleste. Pour calculer la moyenne mensuelle horaire du rayonnement diffus sur une surface horizontale, il convient de procéder de la manière suivante[17] :

$$I_{d,h} = r_d + G_d \quad (\text{II.22})$$

$$r_d = \frac{\pi}{24} \times \left(\frac{\cos \omega - \cos \varphi}{\sin \varphi - \left(\frac{\pi \times \varphi}{180} \right) \times \cos \varphi} \right) \quad (\text{II.23})$$

$$G_d = \left(0.337 - 0.068 \times \left(\frac{G_g}{G_0} \right) + 0.025 \left(\frac{G_g}{G_0} \right)^2 - 0.002 \left(\frac{G_g}{G_0} \right)^3 \right) \times G_g \quad (\text{II.24})$$

9.3. Rayonnement réfléchi :

Le rayonnement provient du sol en raison de la réflexion. Cette composante dépend de la nature et de la couleur du sol[20].

9.4. Rayonnement global :

Le rayonnement global ($I_{g,h}$) est la somme des rayonnements directs et diffus :

$$I_{g,h} = r_t \times G_g \quad (\text{II.25})$$

$$r_t = \frac{\pi}{24} \times (a + b \times \cos \omega) \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - (\pi \omega_s / 180) \cos \omega_s} \right) \quad (\text{II.26})$$

$$G_g = \left(0.57089 + 0.01028 \times \left(\frac{S}{S_0} \right) - 0.00005 \times \left(\frac{S}{S_0} \right)^2 \right) \times G_0 \quad (\text{II.27})$$

$$a = 0.4090 - 0.5016 \times \sin(\omega_s + 1.047) \quad (\text{II.29})$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \times \sin(\omega_s + 1.047) \quad (\text{II.30})$$

$$S_0 = \frac{2\omega_s}{15} \quad (\text{II.31})$$

Cette somme constitue le rayonnement solaire global, qui est composé de rayonnements de différentes longueurs d'onde et intensités. La plus grande intensité se situe dans le rayonnement visible, avec une longueur d'onde de 0,5 μm . La majeure partie de l'énergie est émise pour des longueurs d'onde allant de 0,2 à 3,0 μm . La surface située sous la courbe

représente la constante solaire. Cette énergie émise est échangée avec la Terre ou tout autre corps présent au niveau du sol terrestre, ce qui entraîne une sensation de chaleur. Ce processus d'échange de chaleur, qui se produit en raison de l'émission d'ondes électromagnétiques de longueurs d'onde comprises entre 0,1 et 100 μm par la matière, est appelé rayonnement thermique. Il ne nécessite pas la présence d'un milieu matériel intermédiaire et obéit aux lois du rayonnement thermique [20].

10. Gisement solaire en Algérie : [6]

L'Algérie occupe également une place de choix dans le domaine des énergies renouvelables et des technologies économiques avancées. Elle est capable de produire annuellement 170 térawatts d'énergie solaire dans les régions du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord, grâce à la mise en place d'un ensemble de lois qui soutiennent l'utilisation de l'énergie solaire. Des études ont montré que l'immensité du désert algérien offre un potentiel considérable pour la production d'énergie solaire, suffisant pour répondre aux besoins de production d'électricité dans le monde entier.

En effet, la carte suivante montre que l'Algérie dispose d'immenses stations d'exploitation de l'énergie solaire grâce à sa localisation géographique favorable (figure II.11). La contribution de l'énergie solaire à la production d'électricité dans le monde est considérable, et l'Algérie a la capacité de devenir un leader dans ce domaine.

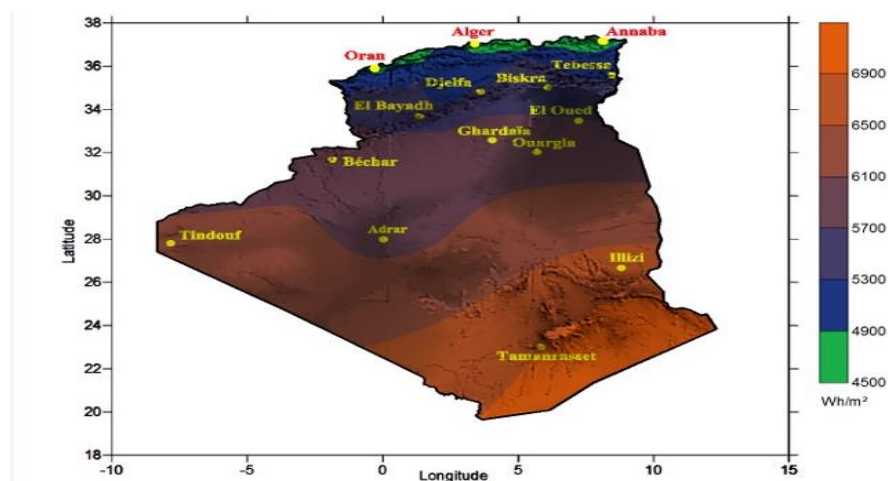


Figure II.11: Gisement solaire en Algérie[36].

10.1. Situation géographique :

L'Algérie, située en Afrique du Nord, partage ses frontières à l'ouest avec le Maroc et la Mauritanie, à l'est avec la Tunisie et la Libye, et au sud avec le Mali et le Niger. Au nord, l'Algérie est séparée de la France, de l'Espagne et de l'Italie par la mer Méditerranée. Avec une superficie d'environ 2 381 741 km², l'Algérie est le plus grand pays d'Afrique et du monde arabe, représentant 86% de sa superficie en zone désertique. Administrativement, l'Algérie est divisée en 58 wilayas et 1 541 communes.

11. Région d'Ouargla:

Il est essentiel pour tout ingénieur de prendre en compte les conditions climatiques du lieu d'étude pour l'équipement, car celles-ci sont déterminées par des facteurs tels que la température, l'ensoleillement et les précipitations. C'est pourquoi nous avons analysé les conditions climatiques du quartier sélectionné (Ouargla État).

11.1. Localisation géographique d'Ouargla[37] :

Ouargla est située à une altitude de 138 m, aux coordonnées géographiques de 31,949° de latitude et 5,325° de longitude. Dans un rayon de 3 km autour d'Ouargla, les variations d'altitude sont légères, avec une différence maximale de 32 m et une altitude moyenne de 137 m au-dessus du niveau de la mer. Sur une distance de 16 km, les variations d'altitude restent légères, atteignant jusqu'à 152 m. Cependant, sur une distance de 80 km, la topographie présente des variations plus significatives, avec une altitude pouvant atteindre 237 m.

Dans un rayon de 3 km autour d'Ouargla, la région se compose principalement de sol nu (60 %), de terres cultivées (22 %) et d'une végétation clairsemée (14 %). À une distance de 16 km, la majeure partie du sol est dénudée (95 %), tandis que sur un rayon de 80 km, la totalité de la zone est recouverte de sol nu (100 %). Il convient de souligner que Ouargla est reconnue comme une région ensoleillée et pionnière dans l'utilisation de l'énergie solaire thermique.

11.2. Température :

Le climat de la région d'Ouargla se distingue par son caractère désertique sec, avec des températures élevées qui atteignent en moyenne 42 °C et des chutes de température nocturnes en hiver. En conséquence, ce climat est considéré comme continental et se caractérise par d'importantes variations de température, pouvant atteindre environ 28 °C, que ce soit à l'échelle quotidienne, hebdomadaire ou saisonnière [38].

Le graphique de la figure II.12 présente les températures moyennes maximales quotidiennes (ligne rouge) et minimales (ligne bleue), avec des bandes représentant le 25e au 75e percentile et le 10e au 90e percentile. Les fines lignes pointillées indiquent les températures moyennes perçues correspondantes.

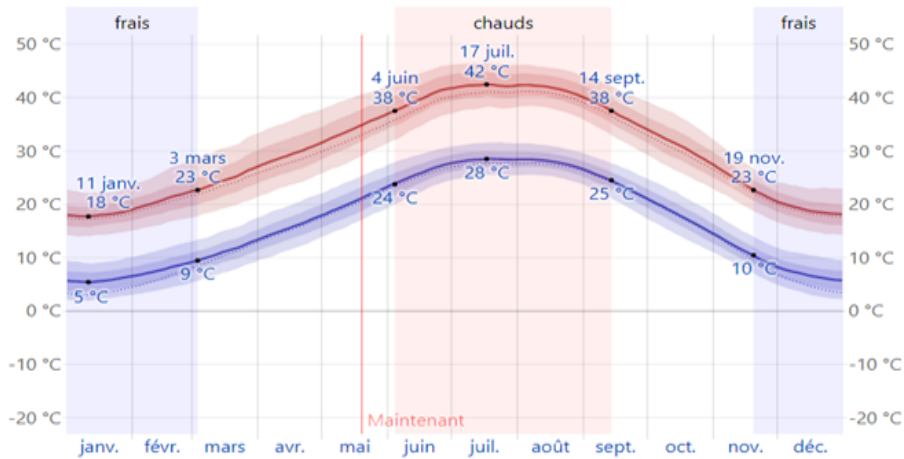


Figure II.12: Température moyenne maximale et minimale à Ouargla[39].

11.3. Précipitation et vent et Humidité :

La région d'Ouargla est connue pour son manque de précipitations irrégulières, qui varient entre 1 et 180 mm. En ce qui concerne les vents, leur intensité atteint son maximum en mars lorsqu'ils soufflent entre les mois de février et avril. En ce qui concerne l'humidité, elle oscille entre 42 et 49%, comme dans le reste des régions désertiques [40].

12. Conclusion :

Au cours de ce chapitre, nous avons exploré le domaine crucial du gisement solaire, qui joue un rôle essentiel dans la détermination de la position du Soleil par rapport à la Terre et dans l'évaluation du potentiel d'énergie solaire d'une région spécifique. Nous avons étudié en détail les différentes coordonnées géographiques et les trajectoires apparentes du Soleil, ainsi que les paramètres de temps solaire et les divers éléments constitutifs du rayonnement solaire. Nous avons également consacré une attention particulière au gisement solaire en Algérie, en mettant l'accent sur la région d'Ouargla. Nous avons constaté que cette région présente un potentiel considérable en termes d'énergie solaire, des températures élevées et ses niveaux de précipitation et de vent relativement bas.

Chapitre III :
**Optimisation du
système de poursuite
solaire de tour à
concentration**

1. introduction :

Le positionnement optimal de miroirs réfléchissants dans une tour solaire est un sujet intéressant qui a suscité beaucoup d'attention dans le secteur des énergies renouvelables. L'objectif principal de ce chapitre est de déterminer la manière la plus efficace de placer les miroirs réfléchissants autour d'une tour solaire pour augmenter la quantité de rayonnement solaire qui peut être capturée et convertie en électricité.

Il existe de nombreux facteurs à considérer lors de la détermination du placement optimal des miroirs réfléchissants dans une tour solaire, tels que la hauteur et la forme de la tour, l'emplacement de la tour, l'angle des miroirs et le faisceau de lumière solaire dans la région. Des simulations numériques et des modèles mathématiques peuvent être utilisés pour aider à déterminer le placement optimal des miroirs réfléchissants dans une constellation solaire.

2. Définition de miroirs réfléchissant[41] :

Un héliostat est un dispositif utilisé dans les centrales solaires à tour pour concentrer la lumière du soleil sur un récepteur central situé en haut de la tour (figure III.1). Pour cela, il utilise un miroir qui suit le mouvement du soleil pour diriger constamment les rayons de lumière vers une cible fixe, ce qui signifie que la cible est fixe et que le vecteur normal de l'héliostat doit toujours bissecter l'angle formé entre le vecteur du soleil et le vecteur de la cible. Cette configuration de suivi hors axe entraîne une forte dépendance de la taille et de la forme de l'image solaire reflétée sur le récepteur par rapport à l'angle d'incidence sur l'héliostat.

Les héliostats actuels sont conçus pour avoir une haute réflectivité, une grande précision de suivi, une résistance au vent et des coûts spécifiques bas. Il est important de noter que les miroirs réfléchissants ne sont pas des réflecteurs parfaits et qu'une partie de la lumière qui les frappe sera absorbée ou diffusée. De plus, l'angle auquel le rayon de soleil frappe le miroir affectera l'angle auquel il est réfléchi. Les miroirs réfléchissants sont un outil utile pour rediriger et concentrer la lumière du soleil dans les centrales solaires à tour, mais il est important de les utiliser en toute sécurité et avec prudence pour éviter tout danger potentiel, tel que des incendies accidentels.



Figure III.1:Miroirs réfléchissant[42].

3. Réflectivité et propreté :

Les pertes de réflectivité sont le résultat de la lumière qui n'est pas réfléchi par le miroir propre, tandis que les pertes de propreté sont causées par l'absorption et la diffusion de la saleté sur le miroir. La qualité de fabrication du miroir ainsi que sa résistance à la corrosion influencent la réflectivité, tandis que la propreté est fortement affectée par l'accumulation de poussière et la fréquence de nettoyage ou de précipitation. Ces deux pertes sont exprimées par un coefficient de perte qui est identique pour chaque héliostat et considéré constant sur une moyenne annuelle donnée. Les deux coefficients sont supposés être de 5% , ce qui permet d'estimer une efficacité combinée de réflectivité/propreté de 90,3% [41].

4.Types des réflecteurs : [43]

4.1.Miroirs en verre :

Les miroirs en verre mince sont tout aussi résistants que les réflecteurs en verre épais (figure III.2), mais ils sont également relativement légers. Malgré cela, ils sont plus fragiles, ce qui augmente les coûts de manutention et de perte de rupture. En outre, le verre mince peut avoir une réflectivité allant jusqu'à 93-96%.



Figure III.2: Miroirs en verre[44].

4.2.Film réflecteurs en aluminium :

Il s'agit d'un réflecteur de haute technologie à couches multiples, fabriqué à partir de PET et d'aluminium de grande pureté, avec un revêtement appliqué par pulvérisation. Ce réflecteur est spécialement conçu pour les appareils de concentration solaire thermique en raison de sa grande réflectivité et de sa résistance aux conditions extérieures. Lorsqu'il est exposé au soleil, le film réfléchit et dirige la lumière de manière précise, similaire à un miroir en verre. Les caractéristiques de ce film incluent une réflectivité élevée de 98,5%, une résistance aux conditions extérieures, une légèreté et une souplesse remarquables, une réflexion visuelle uniforme, une haute température d'utilisation maximale de 120°C, et une épaisseur de 0,08mm.

4.3.Film réflecteurs en polymère :

Ce film est fabriqué à partir d'argent pur, ce qui lui confère une haute réflexion spéculaire, ainsi que de multiples couches de films polymères pour le protéger contre les ultraviolets (UV) et l'humidité. Il est également doté d'un adhésif sensible à la pression pour une application facile sur des surfaces lisses. Les caractéristiques de ce film incluent une réflexion spéculaire de 94%, une épaisseur nominale de 0,01, et une température de fonctionnement maximale de 140°F (60°C).

5.Système de coordonnées local :

Le système de coordonnées 3D est défini par l'axe x qui s'étend de l'ouest à l'est, l'axe y qui s'étend du sud au nord et l'axe z qui s'étend du sol au ciel, avec une concomitance avec la tour.

6. Principaux composants de l'héliostat :

Le terme "héliostat" est dérivé de deux mots grecs, "hélio" signifiant "soleil" et "stat" signifiant "stationnaire". Il tire son nom du fait que les rayons solaires captés sont réfléchis au même point tout au long de la journée. Les héliostats sont constitués de miroirs presque plats avec une certaine courbure, qui permettent la focalisation des rayons solaires. Ces rayons sont ensuite concentrés vers un récepteur situé à la tête d'une tour, à une distance de 100 à 1000 m. Comme présenté dans la figure III.3 les principaux composants de ce dispositif sont [45] :

- Les miroirs réflecteurs.
- Une structure métallique.
- Un système de poursuite.
- Un système de commande.

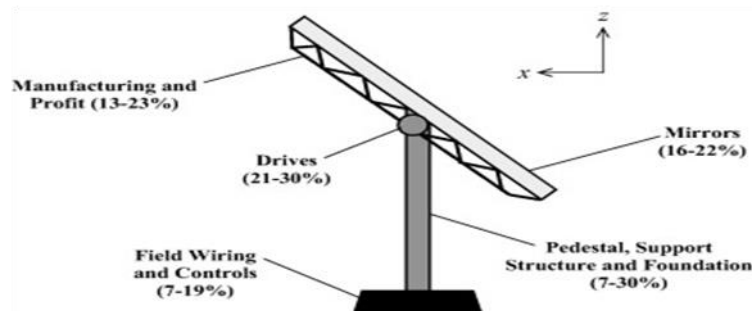


Figure III.3: Composants d'un héliostat [46].

6.1. Miroirs réflecteurs :

Dans le but d'améliorer la transparence et le coefficient de réflexion des miroirs, ceux-ci sont fabriqués à partir d'un type de verre à faible teneur en fer ou exempt de fer. De plus, la deuxième surface des miroirs est revêtue d'un film réfléchissant en argent ainsi que d'une peinture protectrice[45].

6.2. Structure métallique :

Outre son rôle de maintenir les héliostats avec précision et de les orienter soigneusement vers le récepteur situé en haut de la tour, la structure métallique a pour fonction de les protéger contre les charges du vent grâce à sa construction rigide. Elle constitue une partie fixe de l'ensemble[45].

6.3. Système de poursuite :

La poursuite du soleil est l'une des technologies clés pour les systèmes solaires thermiques à concentration. Pour utiliser efficacement l'énergie solaire, l'angle de la surface réfléchissante doit être contrôlé avec précision, et être synchronisé avec le mouvement du soleil[2].

Pour les expressions mathématiques pour cette méthode de poursuite solaire, on peut définir les positions des héliostats par rapport à la tour en utilisant l'angle de face (φ) et l'angle de concentration (λ) (figure III.4):[43]

$$\theta = 0.5 \cos^{-1}(-\sin(\lambda)\sin(h) + \cos(\lambda) \sin(\varphi) \cos(h) \sin(A_z) + \cos(\lambda) \cos(\varphi) \cos(h) \cos(A_z))$$

(III.28)

Il y a une relation directe entre l'angle de concentration et la distance (d) entre l'héliostat et la tour, comme la montre la figure ci-dessous.

$$\lambda = \tan^{-1}\left(\frac{H_t - r}{d}\right)$$

(III.29)

où:

H_t : Hauteur de la tour

r : Hauteur d'Héliostat

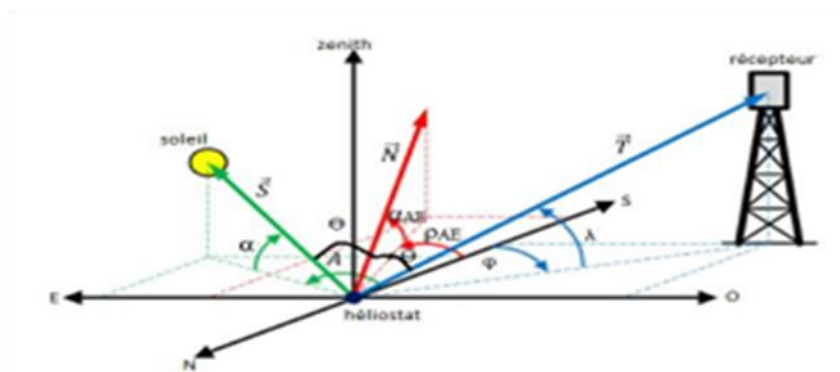


Figure III.4: Définition des deux angles du poursuit [47].

La méthode de poursuite du soleil de type Azimut-Élévation utilise un système de coordonnées qui est lié au repère de la surface-terre. Dans ce système, le vecteur normal de l'héliostat est déterminé par l'angle d'azimut de l'héliostat (θ_{AZ}) et l'angle zénithale de l'héliostat (θ_z) par rapport à la position du soleil, la position de la cible, et le vecteur normal de l'héliostat, selon la loi de réflexion. La figure III.5 illustre ces angles.

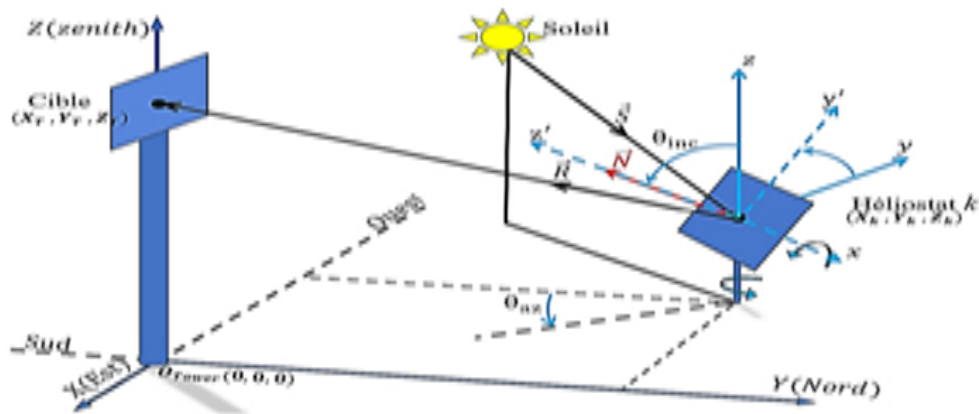


Figure III.5: un système optique comprenant plusieurs vecteurs associés[30].

$$\theta_{AZ} = \sin^{-1}\left(\frac{\cos h \sin A_z + \cos \lambda \sin \varphi}{\cos^2 h + \cos^2 \lambda - 2 \cos h \cos \lambda \cos(A_z + \varphi)}\right) \quad (III.30)$$

$$\theta_z = \sin^{-1}\left(\frac{\sin h + \sin \lambda}{\sqrt{2(1 + \sin h \sin \lambda - \cos h \cos \lambda \cos(h + \varphi))}}\right) \quad (III.31)$$

L'héliostat est initialement positionné vers le zénith ($\theta_z = +\pi/2$) et orienté vers le sud ($\theta_{AZ} = 0$) lorsqu'il est en position de repos. Le sens positif de l'angle d'azimut est dirigé vers l'Ouest. Les montures qui supportent les héliostats permettent une rotation selon deux degrés de liberté. Nous avons construit ces montures en utilisant les équations que nous avons développées précédemment. Il existe deux principales montures de suivi du soleil largement utilisées dans les héliostats, qui sont la monture Alt azimutale et la monture équatoriale.

- La monture Alt azimutale est conçue pour être mobile autour de deux axes perpendiculaires : un axe vertical et un axe horizontal. Cette configuration permet au panneau solaire de pivoter autour de l'axe horizontal qui est porté par une monture pivotant autour de l'axe vertical. La rotation autour de l'axe horizontal permet la poursuite en hauteur tandis que l'autre axe assure le déplacement en azimut (figure III.6). Cette solution mécanique simple ne présente pas de difficultés particulières[2].
- La monture équatoriale est considérée comme la solution idéale pour assurer un suivi sidéral (figure III.7). Elle utilise une rotation autour d'un axe parallèle à l'axe polaire de la Terre ainsi qu'un axe orthogonal à celui-ci. Bien que cette solution soit plus complexe sur le plan mécanique, le mouvement autour de l'axe polaire est pratiquement uniforme tout au long de la journée[2].



Figure III.6 :La monture Alt azimutale [48].

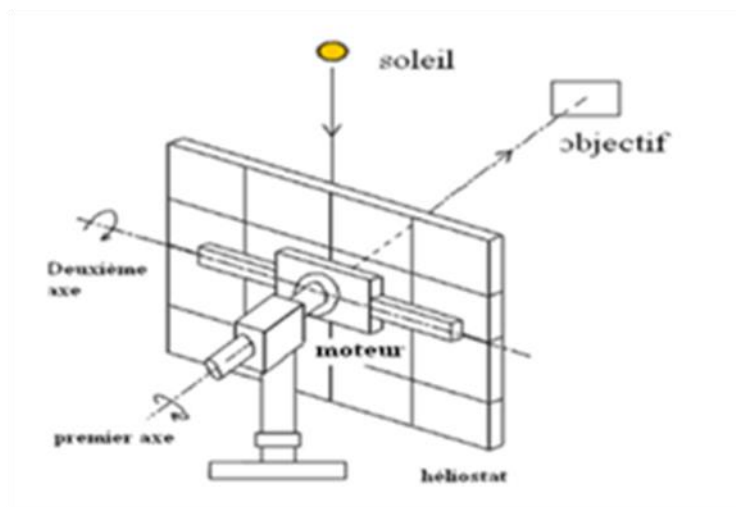


Figure III.7 :La monture équatoriale[2].

6.4. Système de commande :

Il est nécessaire de positionner le concentrateur à un point précis dans le ciel, qui correspond à la ligne médiane entre le rayonnement solaire et le récepteur. Pour maintenir cette position, l'héliostat est équipé d'un ensemble de composants électroniques et d'algorithmes de commande qui génèrent des signaux aux moteurs d'entraînement[45].

7. Catégories de trackers solaires :

Les trackers solaires sont classés en deux types en fonction de leur stratégie de commande et de leur degré de liberté. La stratégie de commande se divise en deux fonctions de base : passive et active. Si l'on se concentre sur la fonction active, celle-ci peut être divisée en deux parties : la commande en boucle ouverte et la commande en boucle fermée. En ce qui concerne le degré de liberté, il existe deux types : mono axe et biaxe. La figure suivante illustre ces différents types de trackers[49].

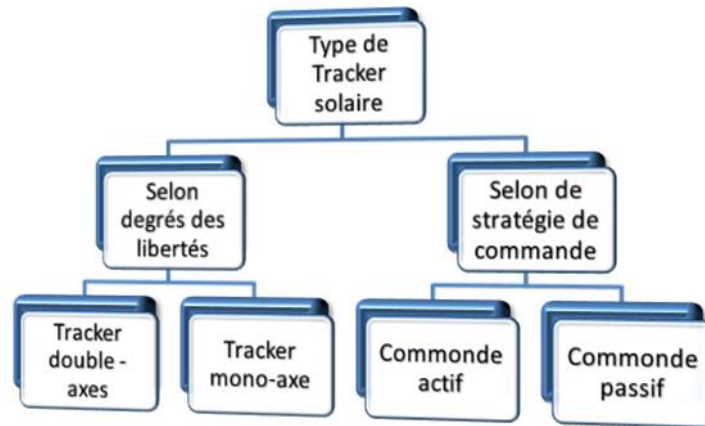


Figure III 8 : Catégories de trackers solaires[49].

8. Code de calculs de flux solaire:[2]

L'objectif de ces codes consiste à améliorer la conception des centrales solaires en tenant compte des critères technico-économiques et à prédire leurs performances énergétiques en utilisant des simulations. Les résultats recherchés incluent notamment des cartes de flux, une implantation optimisée des réflecteurs et des performances instantanées et annuelles. Les anciennes méthodes telles que les ellipses et d'Aparisi ne sont plus utilisées aujourd'hui, et ont été remplacées par des codes de calcul modernes, qui se divisent en deux catégories : les méthodes déterministes (produits de convolution) et les méthodes statistiques (lancer de rayons). Pour les études préliminaires et les applications simples, les deux types de techniques donnent des résultats similaires en termes de densité de flux moyenne et de flux maximal. Toutefois, les méthodes de lancer de rayons sont plus précises pour les systèmes à géométrie complexe car elles permettent de modéliser des surfaces optiques non idéales, même si elles nécessitent des temps de calcul plus longs. Les principaux codes développés depuis 1985 incluent HELIOS, DELSOL, UHC, MIRVAL, FIAT LUX et SolTRACE.

- HELIOS est l'un des premiers logiciels de modélisation de centrales solaires de petite taille avec une bonne précision. Il utilise une technique optique appelée "cônes" qui consiste à calculer le produit de convolution des transformées de Fourier de deux distributions angulaires : les rayons réfléchis et le profil solaire.
- DELSOL est un logiciel de conception et d'optimisation de centrales solaires accessible depuis 1986. Comparé à HELIOS et MIRVAL, DELSOL offre des temps de calcul plus courts, ce qui le rend particulièrement efficace pour optimiser la hauteur de la tour et les dimensions du champ en fonction des critères économiques.

- Le code d'optimisation modulaire UHC (Université of Houston Code) est largement utilisé pour modéliser des centrales solaires telles que Solar One et Solar Two. Il permet de calculer les performances énergétiques instantanées, quotidiennes et annuelles en fonction de la situation géographique, des conditions météorologiques, de la géométrie du champ d'héliostats et du récepteur solaire.
- Pour analyser avec précision les performances des systèmes optiques tels que les héliostats, le code MIRVAL a été développé. Il utilise des méthodes de Monte-Carlo pour ses calculs.
- Le code FIAT LUX est spécialement conçu pour évaluer les caractéristiques optiques des héliostats, mais il ne permet pas de modéliser les systèmes à plusieurs réflecteurs en raison de l'absence de considération des effets d'ombre et de blocage.
- Le code SolTRACE est un outil de modélisation généraliste capable de traiter une grande variété d'installations et de capteurs avec des géométries complexes. Il utilise des algorithmes de Monte-Carlo pour fournir des cartes de flux et offre des outils graphiques de visualisation. D'autres codes tels que TONATIUH ont également été développés pour résoudre l'intégrale de convolution, ainsi que des techniques analytiques telles que le modèle UNIZAR de l'Université de Zaragoza et le modèle HFLCAL du Centre aérospatial d'Allemagne (DLR), qui sont plus simples mais moins précis que les méthodes de lancer de rayons. Ces approches analytiques sont suffisantes pour la plupart des applications nécessitant une optimisation rapide.

9. Efficacité de la production d'énergie dans un tour solaire à concentration :

- **Le module de conversion solaire en énergie thermique**

Le calcul de l'efficacité du champ d'héliostats (notée η_{champ}) prend en compte divers effets qui entraînent des pertes, tels que le cosinus, l'ombrage, le blocage, l'atténuation atmosphérique, l'interception et la réflectivité. Cette efficacité peut être déterminée à l'aide de l'équation suivante : [23, 30, 35, 50]

$$\eta_{champ} = \eta_{cos} \times \eta_{omb} \times \eta_{bloc} \times \eta_{att} \times \eta_{deb} \times \eta_{réf} \tag{III.32}$$

L'efficacité cosinus d'un héliostat, notée η_{cos} , correspond au cosinus de l'angle d'incidence (a_z) du rayonnement direct par rapport au centre de l'héliostat. Cette efficacité est exprimée par la formule suivante:[30, 50]

$$\eta_{cos} = \cos a_z = \frac{\sqrt{2}}{2} (\sin h \cos \lambda - \cos(\theta_{AZ} - A_z) \sin \lambda + 1)^{0.5} \tag{III.33}$$

L'efficacité d'ombrage, notée η_{omb} , est calculée selon la formule suivante:[30]

$$\eta_{omb} = \frac{A_h - A_{omb}}{A_h} \quad (III.34)$$

A_h : Surface du miroir de l'héliostat

A_{omb} : Surface ombrée du miroir de l'héliostat.

L'efficacité de blocage, notée η_{bloc} , est calculée selon la formule suivante:[30]

$$\eta_{bloc} = \frac{A_h - A_{bloc}}{A_h} \quad (III.35)$$

A_{bloc} : Surface bloquée du miroir de l'héliostat.

L'efficacité d'atténuation atmosphérique, notée η_{att} , peut être calculée selon la formule suivante:[30, 50]

$$\eta_{att} = 0.99321 - 0.0001176 \times D + 1.97 \times 10^{-8} \times D^2 \quad (III.36)$$

$D < 1000$ m ou $D = 1000$ m

$$\eta_{att} = \exp(-0.0001106 \times D) \quad (III.37)$$

$D > 1000$ m

L'efficacité de débordement, notée $\eta_{déb}$, est calculée selon la formule suivante:[30, 50]

$$\eta_{déb} = \frac{1}{2\pi\delta_{tot}^2} \iint \exp\left(-\frac{x^2+y^2}{2\delta_{tot}^2}\right) dydx \quad (III.38)$$

La dispersion totale de la distribution des flux, notée δ_{tot} , peut être calculée selon la formule suivante :

$$\delta_{tot} = \sqrt{d^2(\delta_{sun}^2 + \delta_{dq}^2 + \delta_{ast}^2 + \delta_{track}^2)} \quad (III.39)$$

Les écarts-types δ_{sun} , δ_{dq} , δ_{ast} et δ_{track} correspondent respectivement aux erreurs de forme du soleil, aux erreurs de qualité du faisceau, à l'effet astigmatique et à l'erreur de suivi.

L'efficacité de réflexion, notée $\eta_{réf}$, est affectée par la conception de l'héliostat et inclut également des pertes d'énergie. Bien que les surfaces du miroir réfléchissent la majeure partie de l'énergie solaire, elles absorbent également une certaine quantité d'énergie. La réflectivité standard d'un héliostat est de 0.88, ce qui signifie qu'environ 88 % de l'énergie solaire est renvoyée vers le récepteur[51].

Le récepteur a pour fonction de récupérer l'énergie solaire réfléchiée par les héliostats et de la transférer au fluide caloporteur. Le flux de chaleur du récepteur est défini par l'équation suivante:[52, 53]

$$\Phi_{FTC} = \Phi_{inc} - (\Phi_{conv} + \Phi_{rad} + \Phi_{réf}) \quad (III.40)$$

Φ_{FTC} : Le flux de chaleur que le fluide caloporteur absorbe.

Φ_{conv} : La quantité de flux de chaleur perdue par convection.

Φ_{rad} : Le flux de chaleur qui est perdue par rayonnement.

$\Phi_{réf}$: Le flux de chaleur perdue par réflexion.

L'équation suivante permet de calculer l'énergie absorbée par le fluide caloporteur (Φ_{FTC})

$$\Phi_{FTC} = m_{FTC} \times C_{FTC}(T_{FTC(sortie)} - T_{FTC(entre)}) = US_i \times (T_{st} - T_{FTC(sortie)}) \quad (III.41)$$

Avec :

$$US_i = \frac{1}{R_{cond} + R_{conv}} \quad (III.42)$$

$$R_{cond} = \frac{\ln\left(\frac{D_{et}}{D_{it}}\right)}{2 \times \pi \times L_t \times K_t \times N_t} \quad (III.43)$$

$$R_{conv} = \frac{2}{\pi \times h_{FTC} \times L_t \times K_t \times N_t} \quad (III.44)$$

L'équation ci-dessous permet d'exprimer les pertes par convection :

$$\Phi_{conv} = h_{conv} \times D_{et} \times L_t \times N_t (T_{st} - T_{amb}) \quad (III.45)$$

Le flux de radiation incident sur chaque héliostat peut être décrit en utilisant un système de repères azimutaux et verticaux, qui permet de déterminer le flux de radiation en différents points de mesure. Plus précisément, ce flux est donné par :

$$\Phi_{inc} = P_{champ} \times D_{et} \times L_t \times N_t \quad (III.46)$$

P_{champ} : La détermination de cette grandeur se base sur la distribution de flux simulée.

La grandeur correspondant au flux de réflexion peut être calculée à l'aide de la relation suivante :

$$\Phi_{réf} = (1 - a) \times P_{champ} \times D_{et} \times N_t \times L_t \quad (III.47)$$

Le calcul du flux de chaleur radiante est réalisé selon la méthode suivante :

$$\Phi_{rad} = \sigma \times \varepsilon \times \pi \times \frac{D_{et}}{2} \times F_t \times N_t \times L_t (T_{st}^4 - T_{amb}^4) \quad (III.48)$$

F_t : Le facteur de vue du tube dans les alentours de 0.6366.

σ : La constante de Stefan-Boltzmann est définie comme étant $5.67 \times 10^{-8} \text{W/m}^2 \cdot \text{k}^4$.

Le coefficient de transfert thermique par convection (exprimé en $\text{W/m}^2 \cdot \text{K}$) est calculé selon la méthode suivante :

$$h_{conv} = \frac{Nu \times k_{fluid}}{A} \quad (III.49)$$

k_{fluid} : La conductivité thermique du fluide [$\text{W/m} \cdot \text{k}$].

A: Le diamètre hydraulique [m].

$$Nu = 0.0023 \times Re^{0.8} \times Pr^{0.4} \quad (III.50)$$

Nu : Le nombre de Nusselt

$$Re = \frac{4 \times m}{\pi \times A \times \mu} \quad (III.51)$$

Re : Le nombre de Reynolds

μ : La viscosité dynamique du fluide [$\text{kg /m} \cdot \text{s}$]

$$Pr = \frac{\mu \times C_p}{k_{fluid}} \quad (III.52)$$

Pr : Le nombre de Prandtl

10. Algorithme de calcul

Le calcul des performances du champ solaire dans une centrale solaire à tour basé sur la position de miroirs réfléchissants suit l'algorithme ci-dessous :

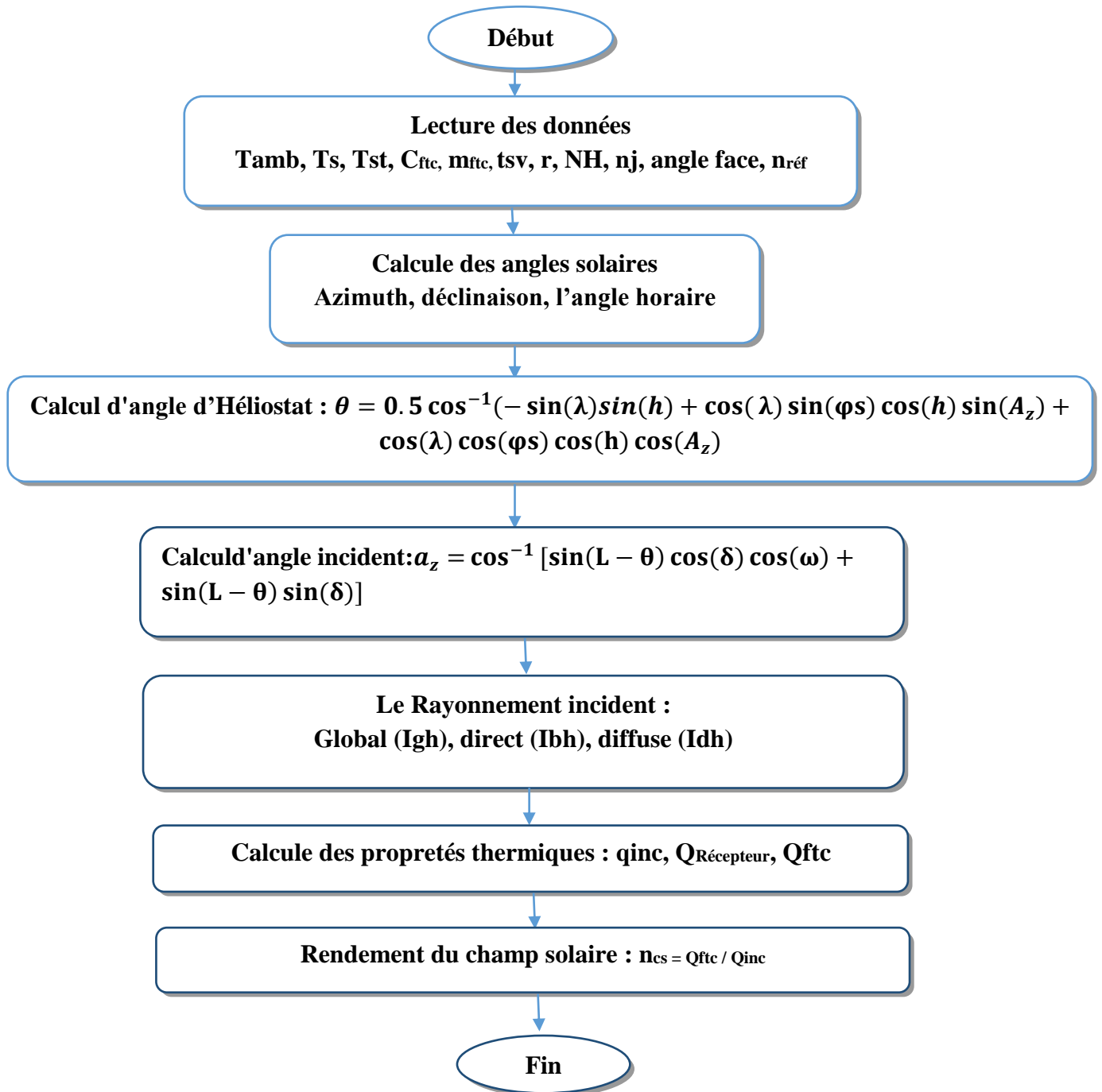


Figure III 9 : Algorithme de calcul des performances de centrale solaire à tour basé sur la position de miroirs réfléchissants.

11. Conclusion :

A travers du présent chapitre nous avons abordé au développement de conceptions innovantes pour les tours solaires, avec des configurations de miroirs réfléchissants optimisés, tels que des héliostats disposés en cercle ou en demi-cercle autour de la tour. Ces conceptions

ont montré des résultats prometteurs en termes d'augmentation de l'efficacité des tours solaires à concentration et de réduction des coûts de production d'énergie solaire.

L'optimisation du placement des miroirs réfléchissants dans une tour solaire est un domaine de recherche complexe et passionnant qui pourrait améliorer considérablement l'efficacité de la concentration et la rentabilité de la production d'énergie solaire.

Chapitre IV :

Résultat et discussion

1. Introduction :

Ce chapitre examine les résultats de la modélisation présentée précédemment afin d'analyser et d'améliorer l'efficacité de la tour solaire en optimisant la focalisation des miroirs réfléchissants en fonction de leur position. Les principaux aspects abordés comprennent :

- L'étude du mouvement du soleil par rapport aux miroirs, discutée dans le deuxième chapitre.
- L'analyse du placement des miroirs par rapport à la tour, présentée dans le troisième chapitre.
- L'impact de la température du fluide caloporteur sur l'efficacité de la tour solaire, ainsi que les améliorations apportées.

L'objectif global est d'optimiser la performance de la tour solaire en tirant parti d'une focalisation optimale en fonction de la position des miroirs réfléchissants.

2. Caractéristiques des miroirs réfléchissants:

Les miroirs réfléchissants utilisés dans les centrales solaires à tour, également appelées centrales solaires thermodynamiques à concentration, possèdent des caractéristiques spécifiques qui permettent d'optimiser la collecte et la concentration de la lumière solaire vers un récepteur central. Ces propriétés jouent un rôle crucial dans la maximisation de l'efficacité des centrales solaires à tour et dans la production d'une quantité significative d'énergie solaire concentrée. Voici quelques-unes des caractéristiques importantes de ces miroirs :

1. Réflectivité élevée : Les miroirs réfléchissants pour les centrales solaires à tour sont conçus pour avoir une réflectivité élevée, c'est-à-dire la capacité de refléter efficacement la lumière solaire. Cela permet de concentrer la lumière sur le récepteur central, augmentant ainsi la température et la production d'énergie.
2. Précision géométrique : Les miroirs doivent avoir une précision géométrique élevée pour diriger avec précision les rayons solaires vers le récepteur central. Cela nécessite une forme et une orientation précises des miroirs pour minimiser les pertes de réflexion et maximiser la concentration de la lumière.
3. Durabilité et résistance aux conditions environnementales : Étant donné que les miroirs sont exposés aux éléments extérieurs, ils doivent être durables et résistants aux conditions environnementales telles que les intempéries, la chaleur, le vent, la poussière, etc. Les matériaux utilisés pour les miroirs doivent être capables de résister

à ces conditions et maintenir leurs propriétés réfléchissantes pendant une longue durée.

4. **Stabilité thermique** : Les miroirs réfléchissants doivent être capables de résister à des températures élevées sans déformation ou détérioration de leur performance réfléchissante. Les centrales solaires à tour génèrent des températures élevées, et les miroirs doivent être conçus pour fonctionner efficacement dans ces conditions.
5. **Nettoyage facilité** : Les miroirs doivent être conçus pour faciliter le nettoyage, car l'accumulation de poussière, de saleté ou d'autres particules peut réduire l'efficacité de la réflexion de la lumière solaire.
6. **Coût abordable** : Les miroirs réfléchissants pour les centrales solaires à tour doivent également être économiquement viables. Leur fabrication et leur installation doivent être réalisables à grande échelle tout en maintenant un coût abordable pour l'ensemble du système de la centrale solaire.

3. Sélection de CSP à étudier:

Le calcul de positionnement des miroirs sera mis en œuvre à la centrale solaire à concentration Gemasolar, située près de Séville en Espagne. Cette centrale, pionnière parmi les premières du monde, utilise un système innovant de stockage thermique à base de sel fondu. De plus, les données climatiques et géographiques spécifiques à la région d'Ouargla seront prises en considération. Gemasolar constitue un exemple remarquable de l'application réussie de la technologie solaire thermodynamique à concentration, associée à un système de stockage à sel fondu, démontrant ainsi le plein potentiel de l'énergie solaire pour produire une électricité propre et durable. Voici les principales caractéristiques de la centrale Gemasolar :

1. **Capacité** : La centrale Gemasolar a une capacité installée de 17 mégawatts (MW), ce qui lui permet de générer une quantité importante d'électricité à partir de l'énergie solaire.
2. **Technologie de concentration solaire** : La centrale utilise des miroirs réfléchissants, appelés héliostats, pour concentrer la lumière solaire sur une tour centrale.
3. **Système de stockage à sel fondu** : Gemasolar est connue pour son système de stockage thermique innovant qui utilise des sels fondus (notamment du nitrate de sodium et du nitrate de potassium) comme fluide caloporteur. Ce système permet de stocker l'énergie solaire sous forme de chaleur pendant les périodes ensoleillées, puis de la libérer pour produire de l'électricité même lorsque le soleil ne brille pas.

4. Fonctionnement continu : Grâce à son système de stockage à sel fondu, la centrale Gemasolar est capable de fonctionner de manière continue pendant de longues périodes, même la nuit ou par temps nuageux. Cela en fait une source d'énergie plus fiable et prévisible par rapport à certaines autres technologies solaires.
5. Réduction des émissions de CO₂ : En utilisant l'énergie solaire comme source principale, la centrale Gemasolar contribue à la réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) par rapport aux centrales thermiques conventionnelles qui utilisent des combustibles fossiles.

Tableau (IV.I) : Paramètres sélection à tour de CSP à étudier[23]

| Champ solaire | |
|---------------------------------------|-----------|
| Largeur (m) | 10.95 |
| Hauteur (m) | 10.95 |
| Surface d'Héliostat (m ²) | 120 |
| Nombre d'Héliostat | 2650 |
| Récepteur thermique | |
| Hauteur de la tour (m) | Particule |
| Hauteur récepteur (m) | 140 |
| Diamètre du récepteur (m) | 10 |
| Fluide caloporteur | Sel fondu |
| Température d'entrée (°C) | 290 |
| Température de sortie (°C) | 574 |
| Diamètre intérieur (m) | 0.0226 |
| Diamètre extérieur (m) | 0.025 |
| Nombre des tubes | 58 |

4. Rayonnements solaires directe :

Les résultats de Tableau (IV.2) ci-dessus représentent le rayonnement global horaire moyen, maximal et minimal exprimés en W/m² pour chaque mois de l'année à la région d'Ouargla. Ces données sur le rayonnement solaire sont essentielles pour évaluer le potentiel d'utilisation de l'énergie solaire dans une région donnée, en particulier pour le développement de projets solaires tels que les centrales solaires thermodynamiques à concentration.

On constate que le rayonnement global horaire moyen varie tout au long de l'année avec des valeurs les plus faibles en janvier (276,8 Wh/m²) et décembre (327.60 Wh/m²), et des valeurs plus élevées en avril (2108,40 Wh/m²), mai (2147,84 Wh/m²) et juin (2160,77Wh/m²). Les mois d'été présentent les niveaux de rayonnement solaire les plus élevés de l'année, alors que les mois d'hiver présentent les niveaux de rayonnement solaire les plus bas.

Tableau (IV.2) : Rayonnement global horaire pour chaque mois (Wh/m²)

| Heurs | Jan | Fév. | Mars | Avril | Mai | Juin | Juillet | Aout | Sep | Oct. | Nov. | Déc. |
|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|---------|
| 00 :00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 :00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 :00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 :00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 :00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 :00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 110,22 | 79,58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 :00 | 0 | 0 | 280,66 | 304,88 | 319,80 | 325,67 | 262,01 | 228,00 | 191,51 | 0 | 0 | 0 |
| 7 :00 | 276,80 | 342,09 | 581,70 | 618,11 | 639,64 | 647,83 | 546,30 | 492,14 | 433,70 | 264,60 | 145,23 | 327,60 |
| 8 :00 | 523,60 | 618,60 | 958,40 | 1006,50 | 1034,12 | 1044,09 | 902,90 | 827,99 | 747,09 | 502,97 | 322,13 | 587,57 |
| 9 :00 | 797,37 | 920,97 | 1355,94 | 1414,37 | 1446,98 | 1458,32 | 1279,70 | 1185,45 | 1083,74 | 767,82 | 526,82 | 872,50 |
| 10 :00 | 1046,20 | 1193,60 | 1707,37 | 1773,88 | 1810,25 | 1822,50 | 1613,06 | 1503,01 | 1384,40 | 1008,70 | 716,97 | 1129,90 |
| 11 :00 | 1219,80 | 1383,02 | 1948,90 | 2020,60 | 2059,26 | 2072,02 | 1842,27 | 1721,88 | 1592,20 | 1176,90 | 851,20 | 1308,90 |
| 12 :00 | 1282,10 | 1450,80 | 2034,94 | 2108,40 | 2147,84 | 2160,77 | 1923,90 | 1799,90 | 1666,37 | 1237,24 | 899,60 | 1373,01 |
| 13 :00 | 1219,80 | 1383,02 | 1948,90 | 2020,60 | 2059,26 | 2072,02 | 1842,27 | 1721,88 | 1592,20 | 1176,90 | 851,20 | 1308,90 |
| 14 :00 | 1046,20 | 1193,60 | 1707,37 | 1773,88 | 1810,25 | 1822,50 | 1613,06 | 1503,01 | 1384,40 | 1008,70 | 716,97 | 1129,90 |
| 15 :00 | 797,37 | 920,97 | 1355,94 | 1414,37 | 1446,98 | 1458,32 | 1279,70 | 1185,45 | 1083,74 | 767,82 | 526,82 | 872,50 |
| 16 :00 | 523,60 | 618,60 | 958,40 | 1006,50 | 1034,12 | 1044,09 | 902,90 | 827,99 | 747,09 | 502,97 | 322,13 | 587,57 |
| 17 :00 | 276,80 | 342,09 | 581,70 | 618,11 | 639,64 | 647,83 | 546,30 | 492,14 | 433,70 | 264,60 | 145,23 | 327,60 |
| 18 :00 | 0 | 0 | 280,66 | 304,88 | 319,80 | 325,67 | 262,01 | 228,00 | 191,51 | 0 | 0 | 0 |
| 19 :00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 110,22 | 79,58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 :00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21 :00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22 :00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 :00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Moyen | 819,06 | 942,49 | 1207,76 | 1260,39 | 1289,84 | 1141,47 | 998,37 | 1055,14 | 963,97 | 789,02 | 547,66 | 893,27 |
| Max | 1282,10 | 1450,80 | 2034,94 | 2108,40 | 2147,84 | 2160,77 | 1923,90 | 1799,90 | 1666,37 | 1237,24 | 899,60 | 1373,01 |
| Min | 276,80 | 342,09 | 280,66 | 304,88 | 2108,40 | 110,22 | 79,58 | 228,00 | 191,51 | 264,60 | 145,23 | 327,60 |

5. Comparaison des rayonnements solaires sur plan horizontale :

Comme le montre la figure (IV.1), les résultats de la comparaison des rayonnements solaires sont présentés pour chaque mois de l'année en W/m^2 . Le rayonnement global représente le rayonnement solaire total reçu à la surface de la Terre, composé du rayonnement direct (provenant directement du soleil) et du rayonnement diffus (réfléchi ou diffusé par l'atmosphère). Les valeurs du rayonnement global varient tout au long de l'année, avec des pics en mars, avril et mai, atteignant respectivement $1207,75 Wh/m^2$, $1260,39 Wh/m^2$ et $1289,83 Wh/m^2$.

Le rayonnement direct est le rayonnement solaire qui atteint directement la surface sans être diffusé ou réfléchi par l'atmosphère. Les valeurs du rayonnement direct sont généralement plus élevées que le rayonnement diffus. Les valeurs du rayonnement direct augmentent progressivement de janvier à juin, atteignant leur maximum en mai avec $706,58 Wh/m^2$. Le rayonnement diffus, qui est le rayonnement solaire diffusé ou réfléchi par l'atmosphère, suit une tendance différente. Les valeurs du rayonnement diffus augmentent atteignant leur maximum en mai avec $583,25 Wh/m^2$.

Au fur et à mesure que l'année progresse, les valeurs du rayonnement global, direct et diffus diminuent, atteignant leur minimum en novembre et décembre. Ces données sur la répartition du rayonnement solaire entre le rayonnement direct et diffus sont importantes pour comprendre la quantité et la qualité du rayonnement solaire disponible dans la région d'Ouargla. Cela peut être utilisé pour évaluer le potentiel de l'énergie solaire et pour dimensionner et optimiser les installations solaires en conséquence.

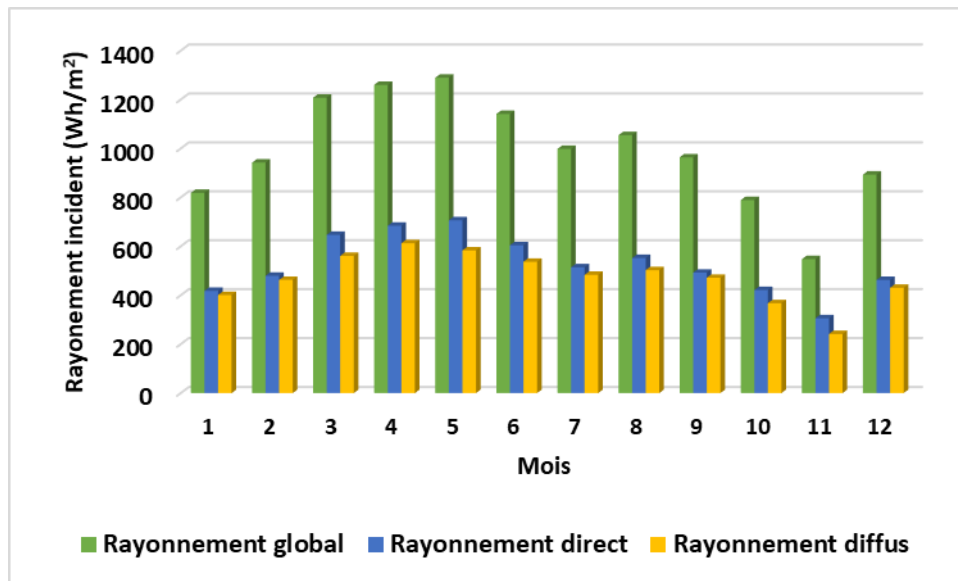


Figure (IV.1) : Comparaison des rayonnements solaires incidents

6. Variation de la température ambiante:

La figure (IV.2) illustre les résultats de la variation de la température ambiante donnée en °C pour chaque mois de l'année. Ces données sur la variation de la température ambiante sont importantes pour comprendre les changements saisonniers et planifier les activités en fonction des conditions climatiques. Elles peuvent également être utilisées pour étudier les tendances climatiques à long terme et évaluer l'impact climatique sur la région étudiée.

Suite à la figure (IV.2) la température ambiante présente une variation saisonnière tout au long de l'année. Les températures les plus basses sont observées en janvier avec une moyenne de 13,6°C, et elles augmentent progressivement jusqu'en juillet avec un pic de 38,76°C. Les mois d'été, de mai à août, enregistrent les températures les plus élevées, avec des moyennes allant de 30,38°C à 38,76°C.

Après le mois de juillet, la température ambiante commence à diminuer progressivement, atteignant son minimum en décembre avec une moyenne de 14,35°C. Les mois de printemps et d'automne, mars, avril, octobre et novembre, présentent des températures modérées, avec des moyennes allant de 19,1°C à 25,4°C.

En résumé les variations de température observées sont typiques d'un climat saisonnier où les températures augmentent pendant les mois d'été et diminuent pendant les mois d'hiver.

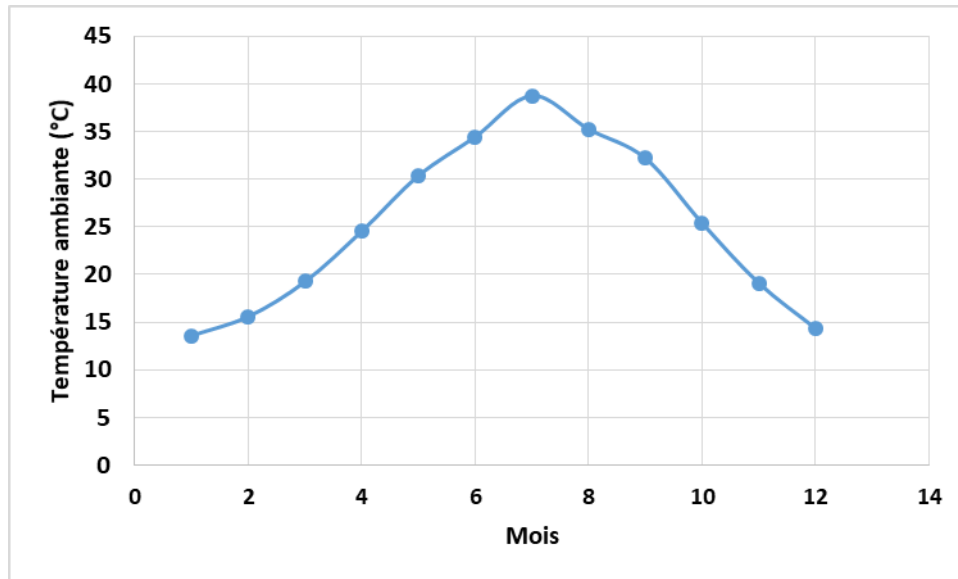


Figure (IV.2) : Variation de la température ambiante moyenne mensuelle.

7. Résultats et discussion de positionnement des miroirs :

Les discussions abordées dans les chapitres précédents sur le positionnement des miroirs a révélé l'importance des angles de face, d'inclinaison et d'azimut dans la collecte d'énergie solaire. En ajustant précisément ces angles, il est possible d'améliorer l'efficacité énergétique et les performances des systèmes solaires thermiques. Cela fournit des informations précieuses pour la conception et l'optimisation des installations solaires utilisant des miroirs, contribuant ainsi à promouvoir les énergies renouvelables et à réduire la dépendance aux combustibles fossiles.

L'étude examine donc l'effet du changement d'angle de face sur la température du fluide caloporteur, ainsi que la variation de l'angle d'inclinaison et de l'angle d'azimut en fonction du temps. En ajustant ces angles de manière appropriée, il est possible de maximiser l'exposition aux rayons solaires et d'optimiser la collecte d'énergie solaire. De plus, l'étude vise à déterminer le positionnement optimal des miroirs en analysant en détail les données afin d'identifier les configurations les plus efficaces et économiquement viables pour le positionnement des miroirs.

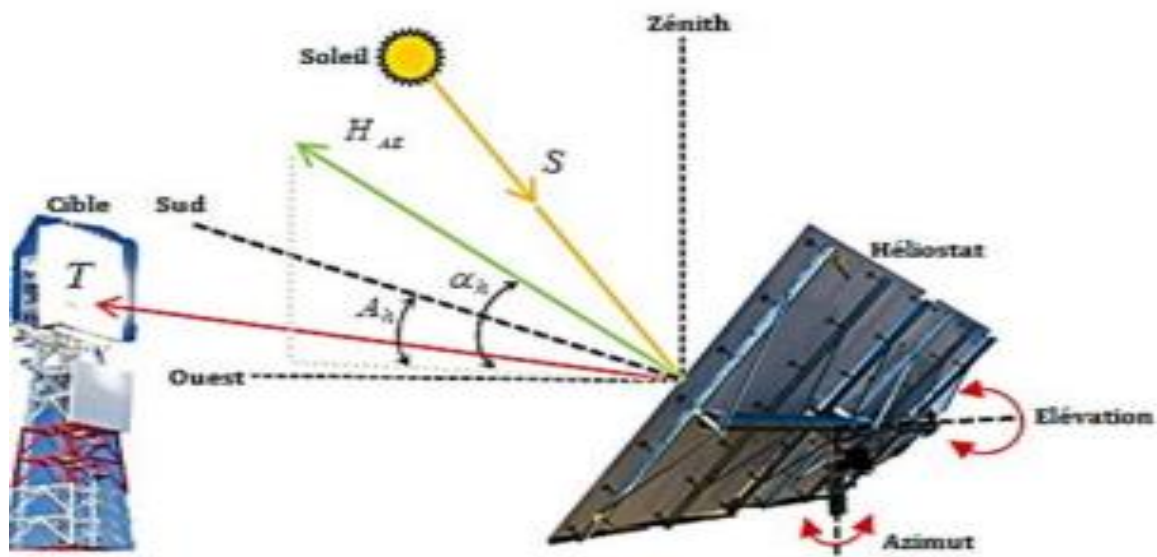


Figure (IV.3) : Schéma miroir avec les angles.

7.1. Effet de changement d'angle de face sur la température de fluide de caloporteur

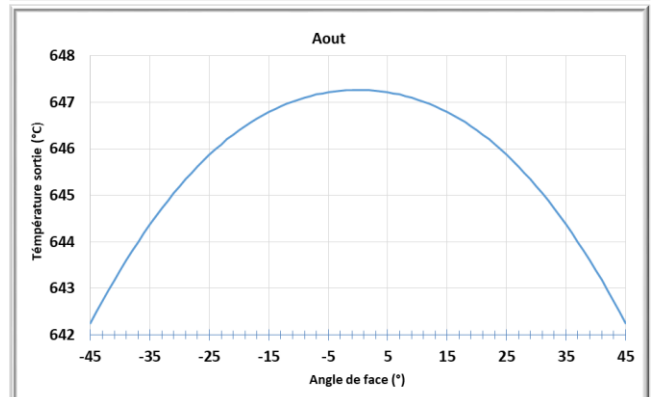
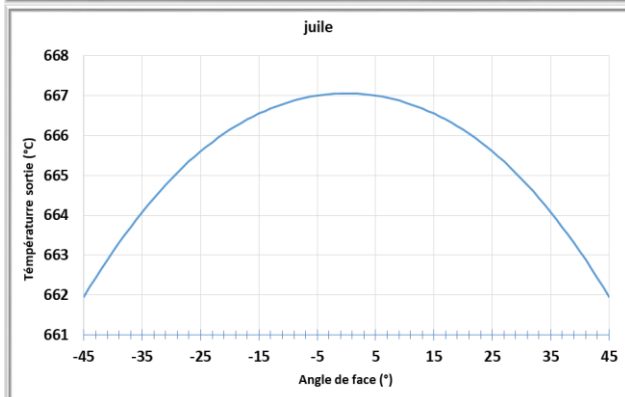
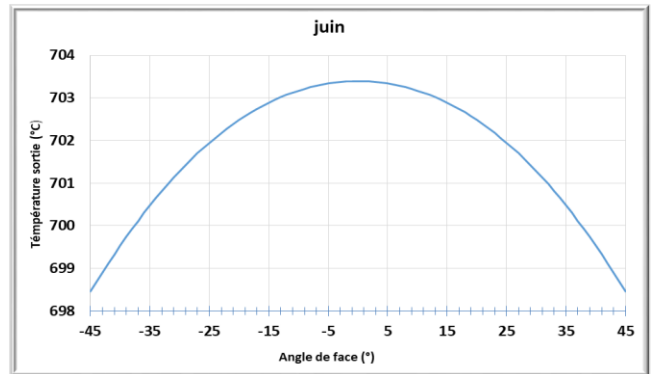
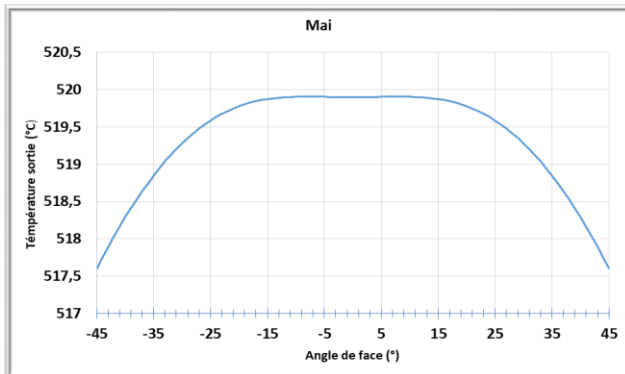
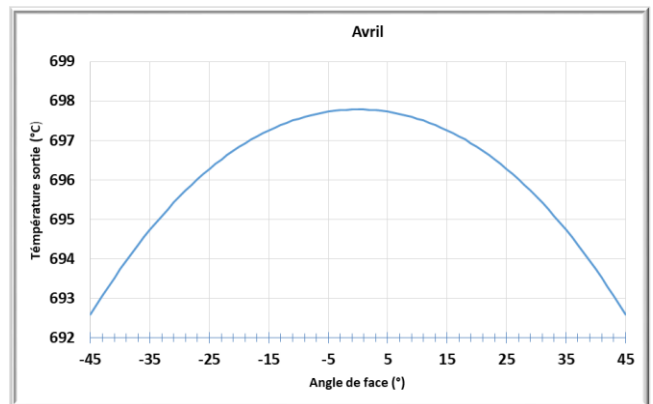
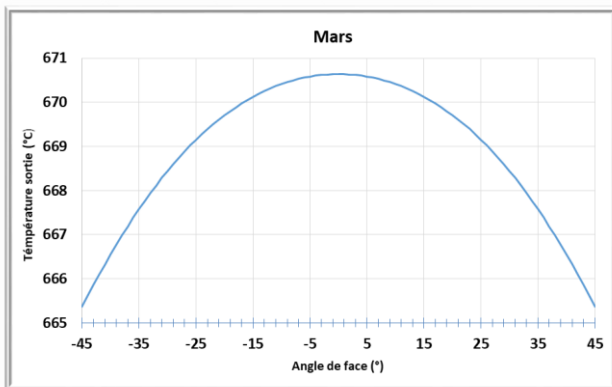
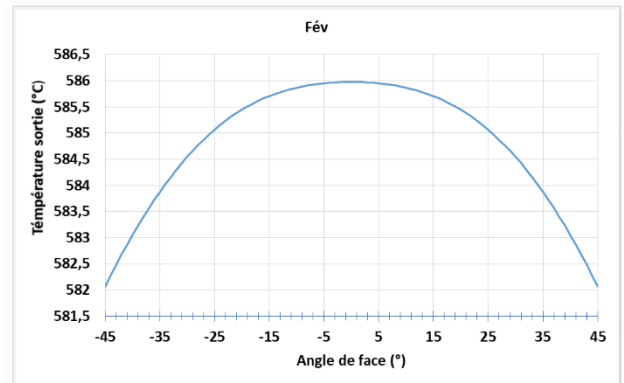
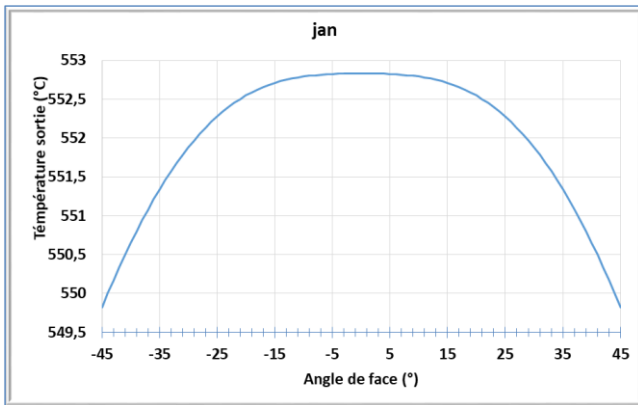
Les résultats montrés dans la figure (IV.3) représentent la température de la sortie du fluide de caloporteur en °C pour différents mois de l'année, en fonction de l'angle de face. Chaque courbe correspond à un angle de face allant de -45° à 16° pour un mois de l'année. La température du fluide de caloporteur varie généralement avec l'angle de face. Pour un mois donné, on peut voir que la température augmente à mesure que l'angle de face diminue, et vice versa. Cela peut être dû à l'effet de l'inclinaison du miroir sur l'absorption de l'énergie solaire.

Les températures varient également en fonction des mois de l'année. En comparant les températures pour le mois de juin et le mois de décembre, on peut constater que les températures sont généralement plus élevées en juin. Cela peut être dû à la différence de rayonnement solaire et d'intensité lumineuse entre les saisons.

En comparant les valeurs pour le mois de décembre, on peut voir que la température diminue progressivement à mesure que l'angle de face diminue jusqu'à un certain point, puis elle augmente. Cela peut être dû à des facteurs tels que la réflexion de la lumière sur le miroir à des angles extrêmes.

En général, les résultats indiquent que la température de la sortie du fluide de caloporteur varie en fonction de l'angle de face et du mois de l'année. Ces variations peuvent

être attribuées à des facteurs tels que l'inclinaison du miroir, l'intensité lumineuse saisonnière et la réflexion de la lumière.



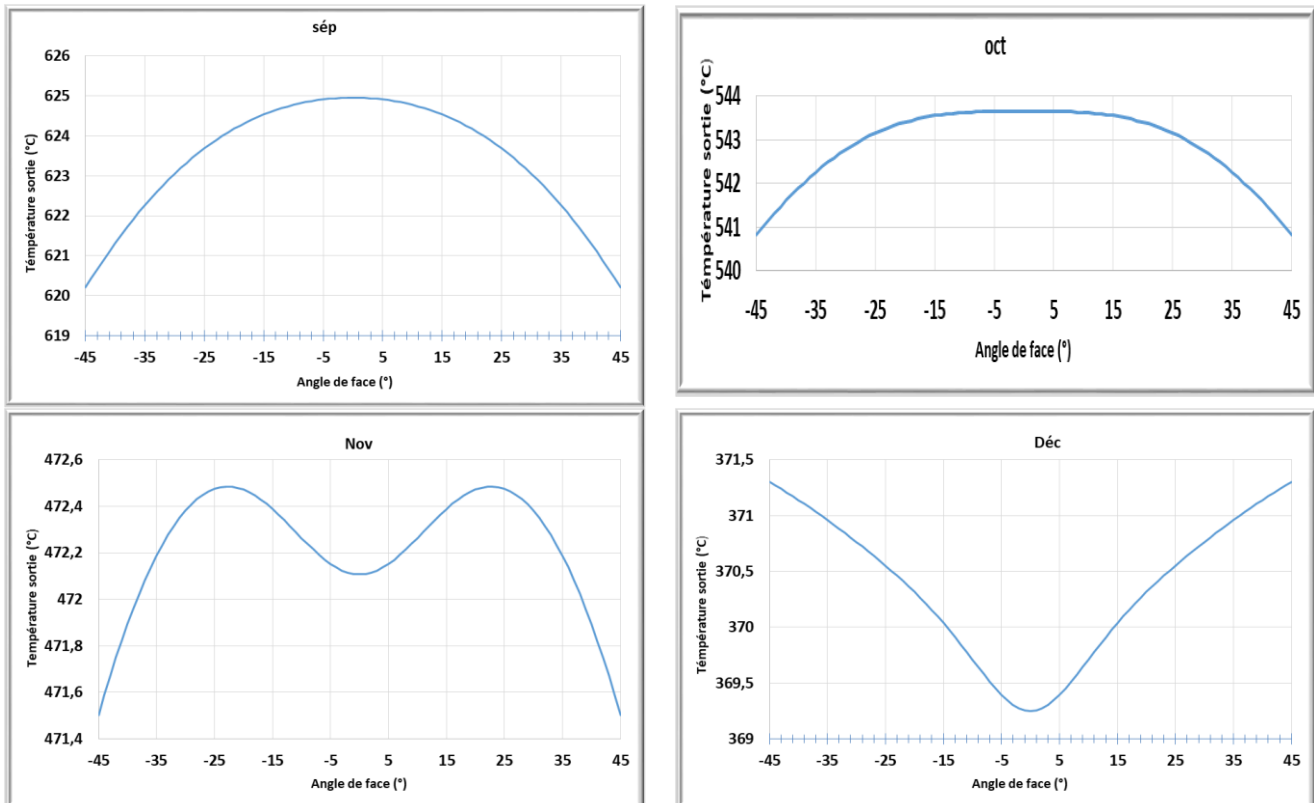
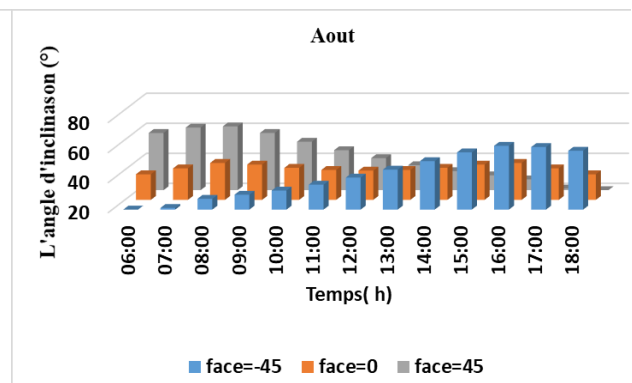
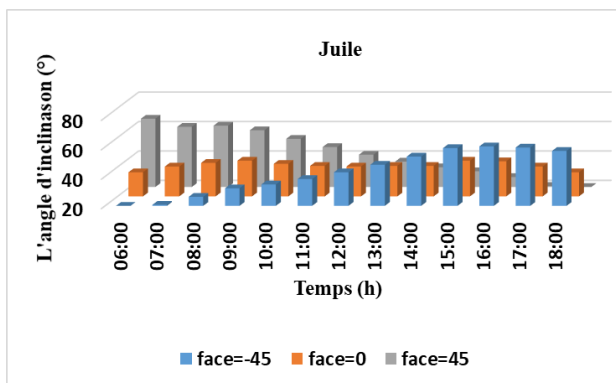
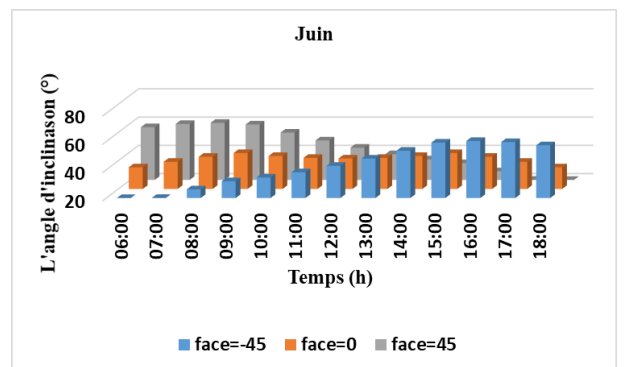
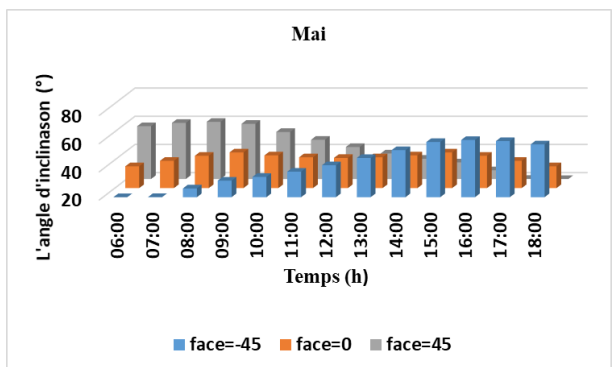
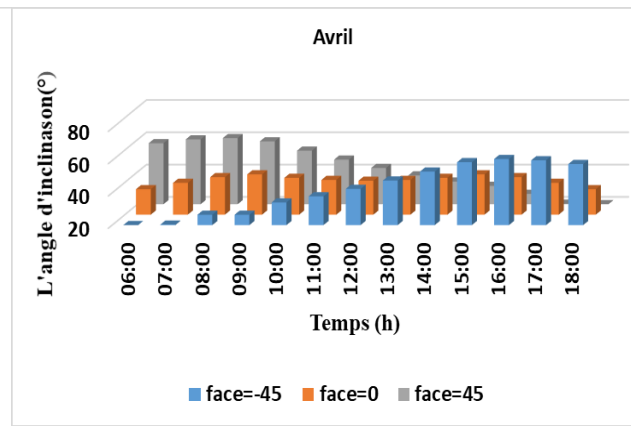
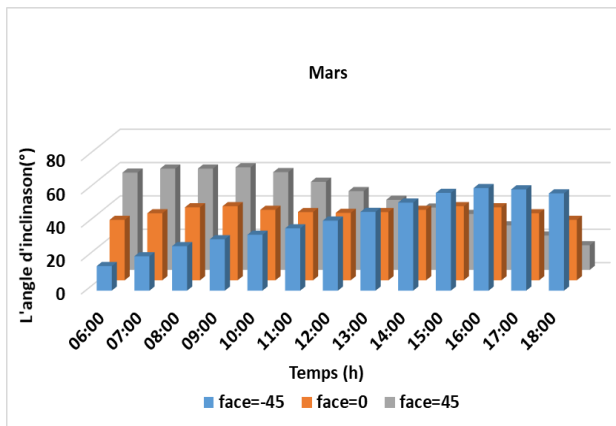
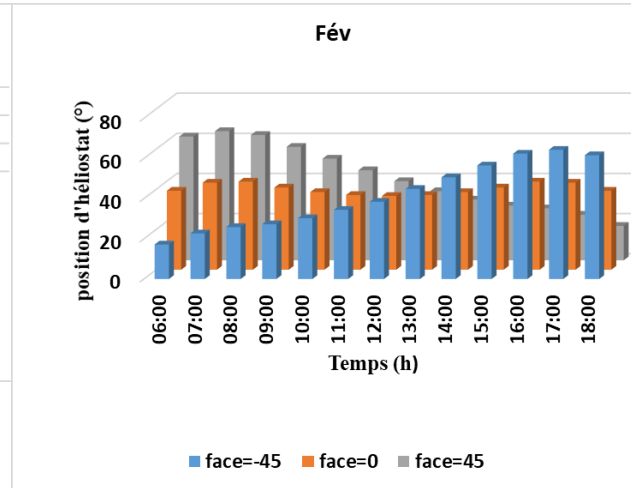
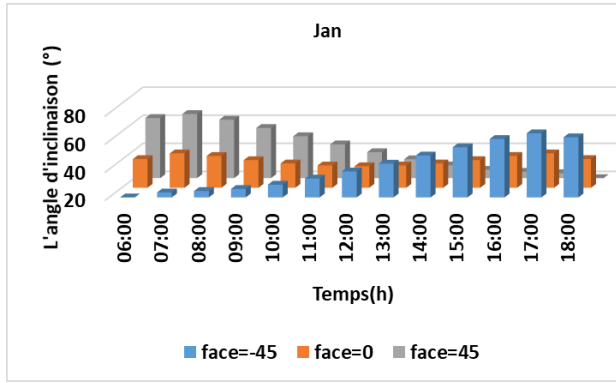


Figure (IV.4) : Changement d'angle de face à 12h00 en fonction de la température du fluide caloporteur pour différents mois de l'année.

7.2. Variation d'angle d'inclinaison en fonction de temps

Les résultats de la figure (IV.4) donnent les variations de l'angle d'inclinaison en fonction du temps pour chaque mois de l'année. L'angle d'inclinaison est mesuré à différentes heures de la journée (de 6h à 18h) pour trois positions différentes (Angle de face = -45°, Angle de face = 0° et Angle de face = 45°). Chaque valeur indiquée représente l'angle d'inclinaison en degrés à une heure donnée pour une position spécifique. Par exemple, pour le mois de janvier, à 6h du matin, l'angle d'inclinaison est de 18,16° lorsque la face est à -45°, de 40,43° lorsque la face est à 0° et de 62,81° lorsque la face est à 45°. Ces résultats permettent de visualiser comment l'angle d'inclinaison varie tout au long de la journée pour chaque mois de l'année et pour chaque position définie par l'angle de face.



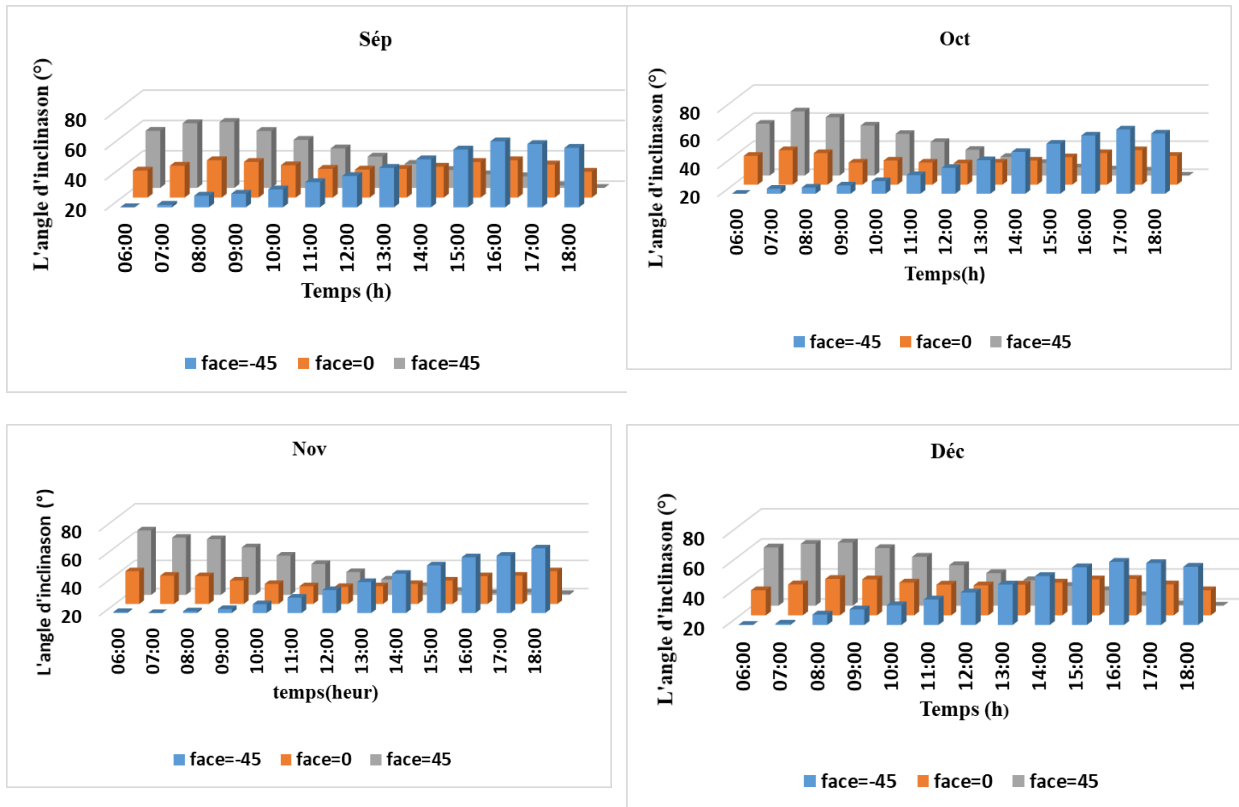
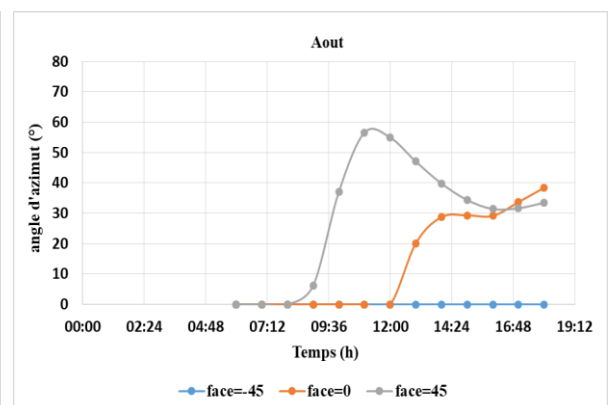
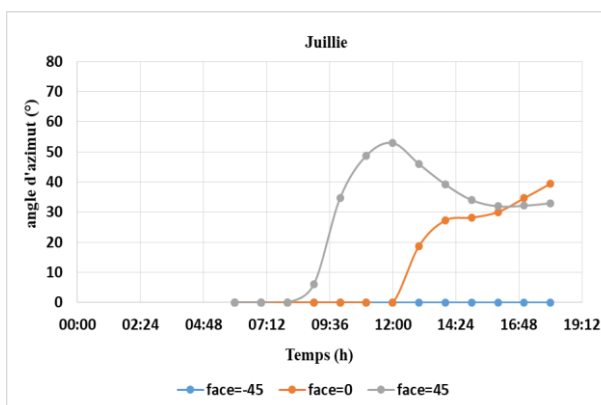
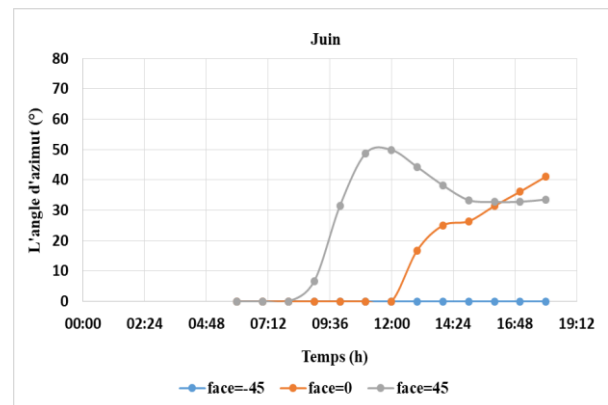
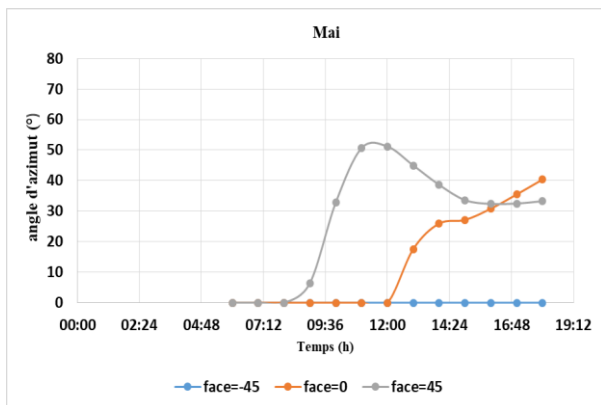
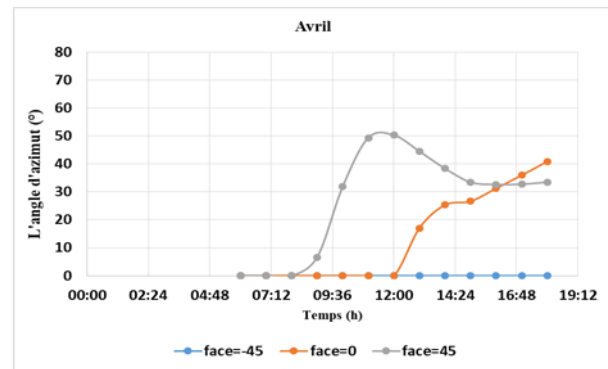
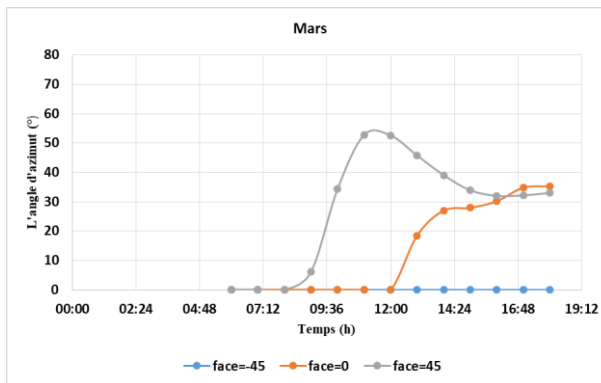
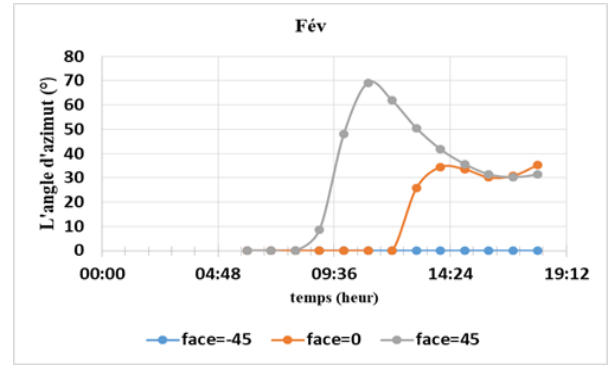
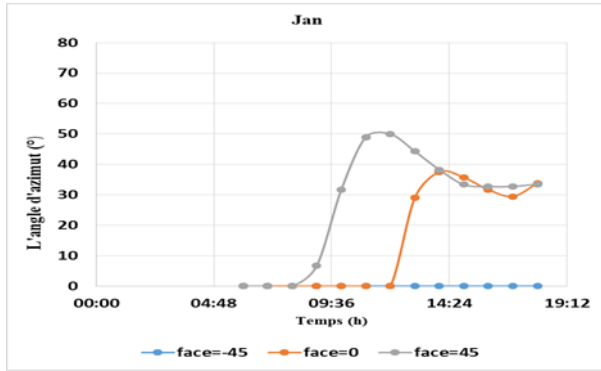


Figure (IV.5) : Variation d'angle d'inclinaison en fonction de temps.

7.3. Variation d'angle d'azimut en fonction du temps :

Les résultats de la figure (IV.5) donnent la variation de l'angle d'azimut en fonction du temps du jour pour chaque mois de l'année. L'angle d'azimut représente la position horizontale du soleil par rapport au nord, mesurée dans le sens des aiguilles d'une montre. Lesdits résultats indiquent les angles d'azimut correspondants pour différentes orientations de l'angle de face, exprimées en degrés. Les orientations de l'angle de face sont données par les valeurs -45°, 0° et 45°. Par exemple, pour le mois de janvier, à 6h du matin, l'angle d'azimut pour un angle de face orientée à -45° est de 0°. À 9h du matin, l'angle d'azimut pour un angle de face orientée à 45° est de 6,70°. Et ainsi de suite pour chaque heure du jour et chaque mois de l'année. Ces données peuvent être utilisées pour analyser la variation de l'angle d'azimut du soleil au cours de la journée et des saisons, en fonction de l'orientation de l'angle de face. Cela peut être pertinent pour des applications telles que la conception de systèmes solaires, la planification de position du miroir et l'optimisation de la captation d'énergie solaire.



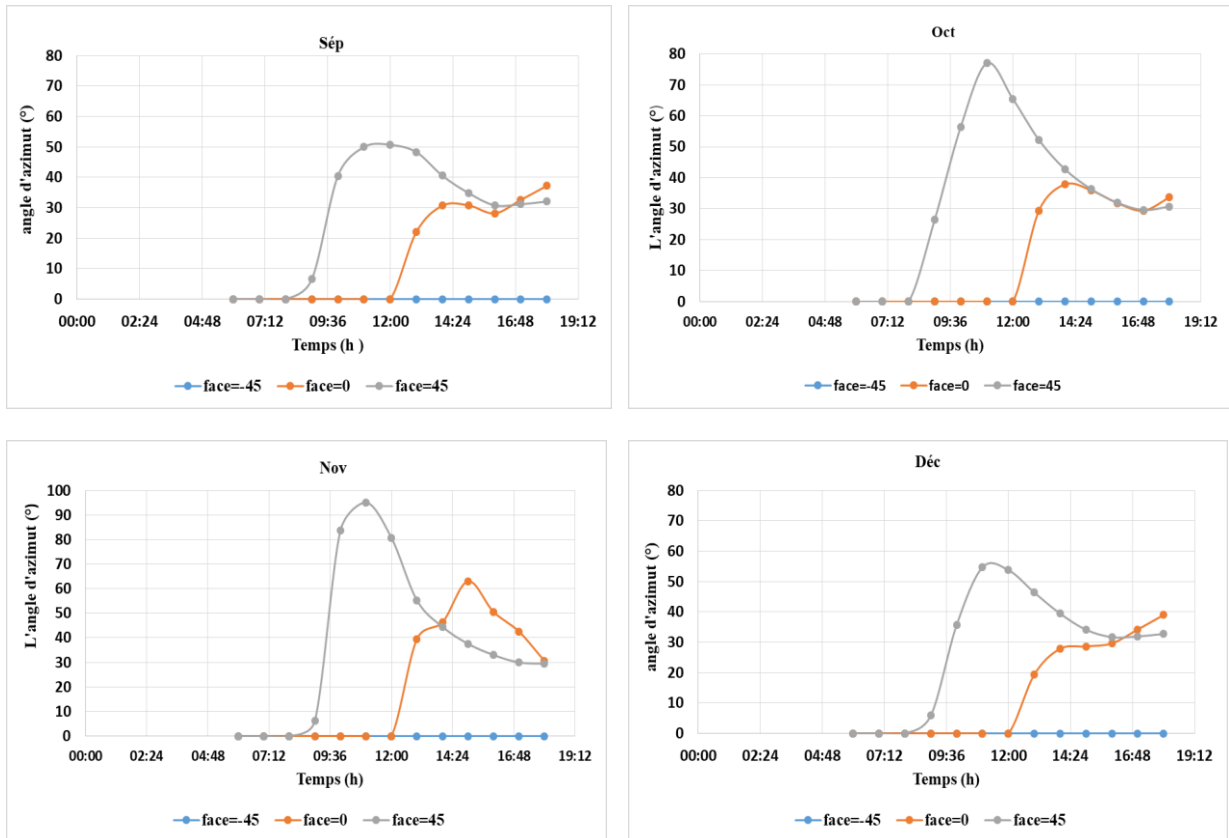
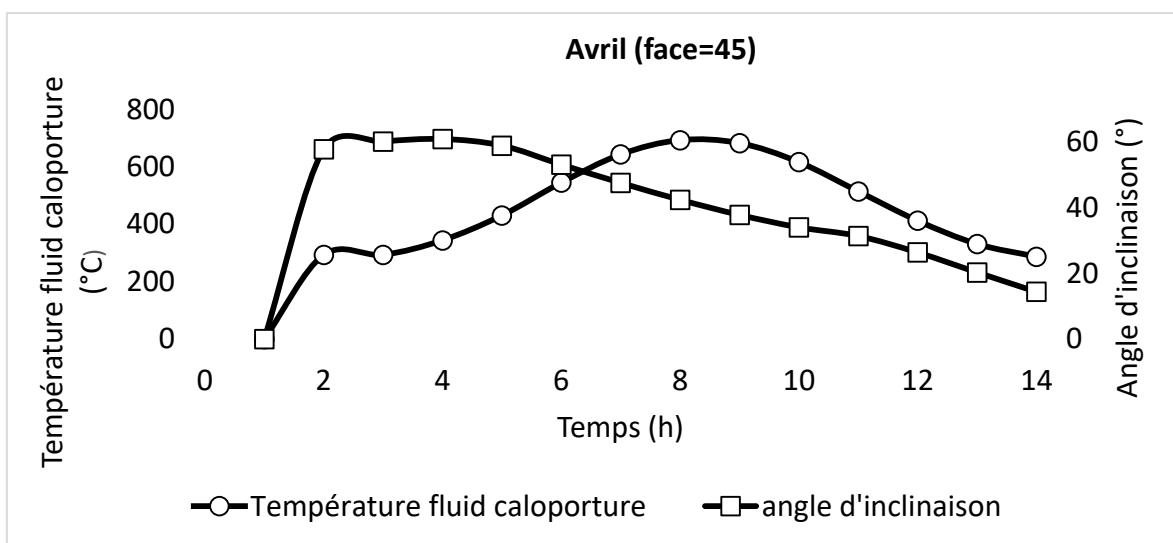
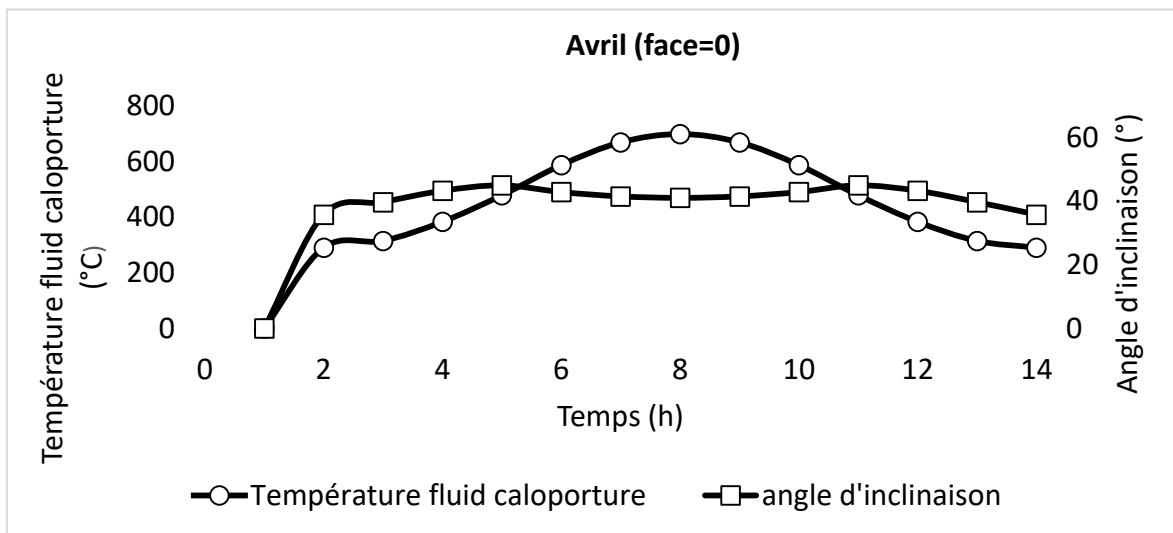
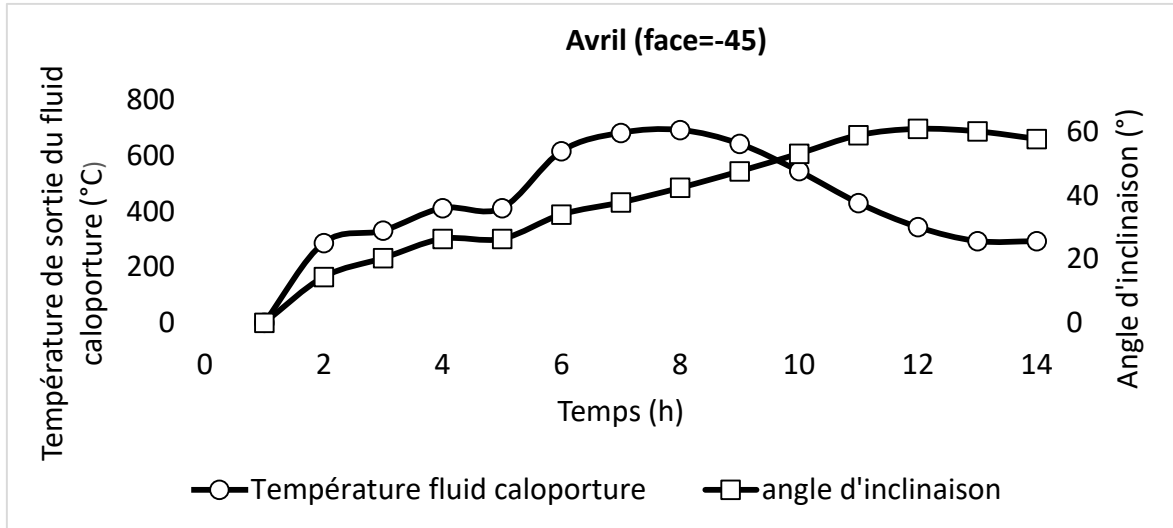
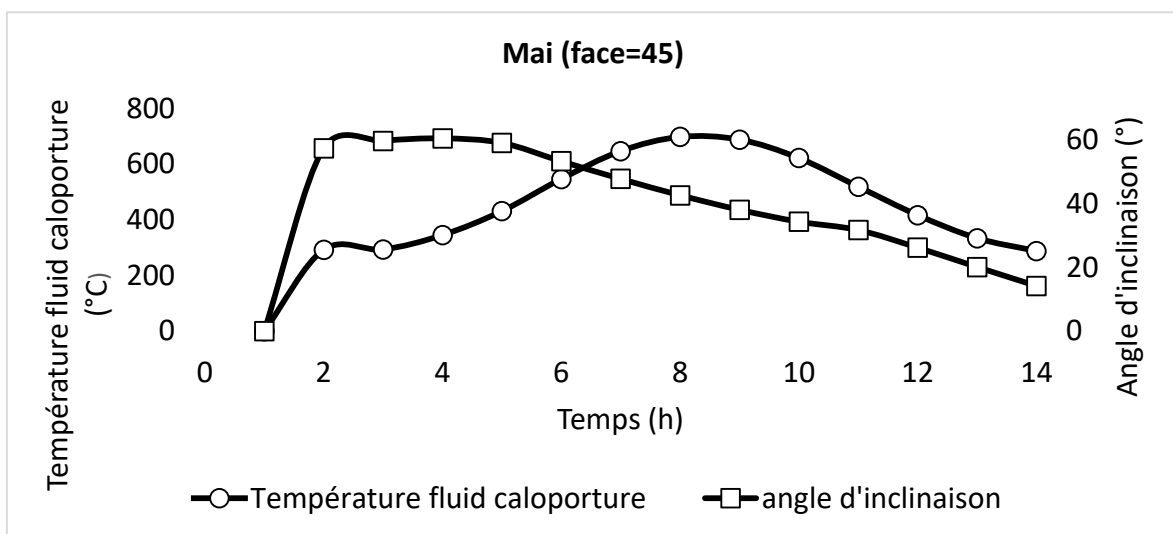
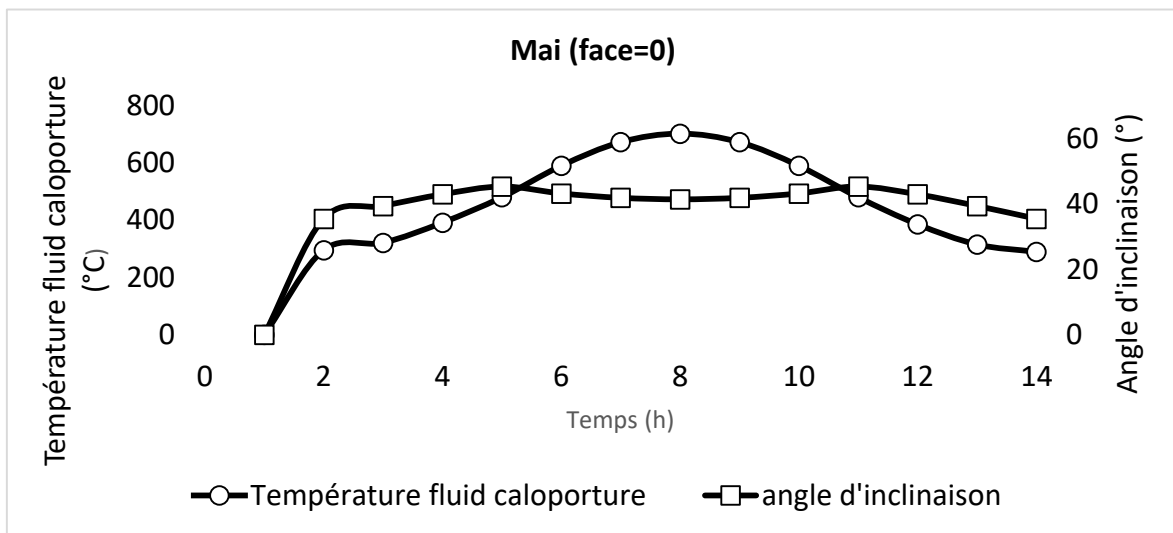
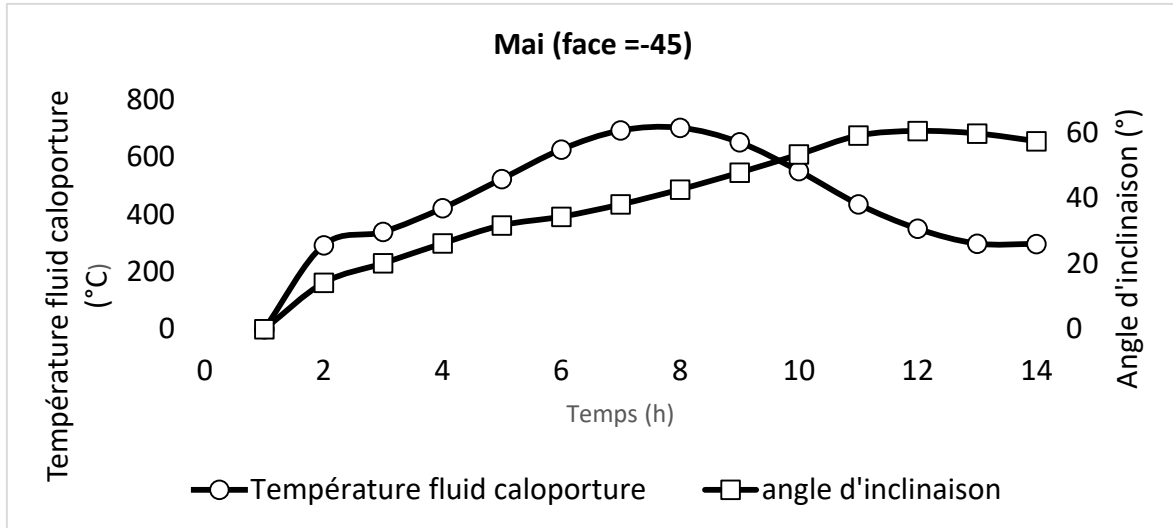


Figure (IV.6) : Variation d'angle d'azimut en fonction du temps

7.4 Etude de positionnement optimal des miroirs

Les résultats présentés dans les figures (IV.6) ci-dessous donnent les variations de la température de sortie du fluide caloporteur et de l'angle d'inclinaison des miroirs solaires tout au long de la journée pour chaque mois de l'année. L'objectif est de constater l'évolution parallèle de ces deux paramètres et l'effet de l'angle d'inclinaison sur la température de sortie. L'analyse des résultats peut aider à comprendre les variations saisonnières et diurnes de la température de sortie du fluide caloporteur en fonction de l'angle d'inclinaison des miroirs solaires. Cela peut être utile pour optimiser le positionnement des miroirs solaires et améliorer l'efficacité du système de captation solaire.





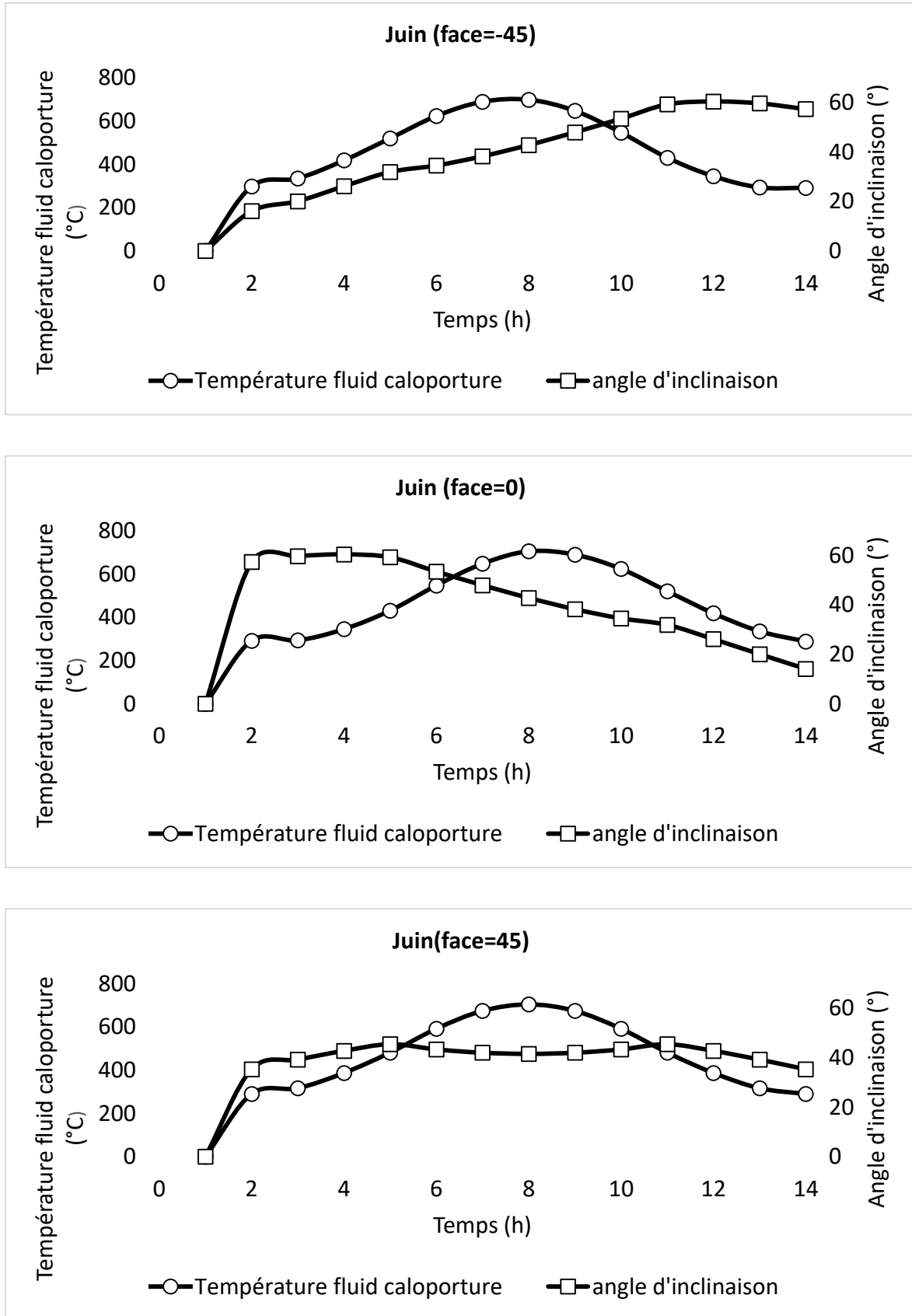


Figure (IV.7) : Etude de positionnement optimal des miroirs en fonction

Cependant l'analyse de ces résultats est mieux claire à travers les tableaux (IV.3) (IV.4), où on peut souligner les valeurs minimales et maximales de Tft en fonction de ϕ varient au cours de la journée et comment elles évoluent d'un mois à l'autre. En comparant ces valeurs, on peut observer que la valeur maximale de la température de sortie de fluide caloporteur Tft est 704 °C au mois de juin pour un angle de face orientée à 45 ° à midi. En générale les valeurs significatives de cette température sont obtenues entre 10h et 13h.

Tableau (IV.3) : Variation de la température de fluide caloporteur Tft en fonction de l'angle d'inclinaison pm, du temps et de l'angle de face pour les mois de janvier, février, mars, avril, mai et juin.

| Heur | Janv | | | | | | Fév | | | | | | Mars | | | | | |
|-------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|
| | face=-45 | | face=0 | | face=45 | | face=-45 | | face=0 | | face=45 | | face=-45 | | face=0 | | face=45 | |
| | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft |
| 06:00 | 18,1615987 | 291,081 | 40,425535 | 297,993 | 62,8148408 | 304,531 | 17,1788217 | 284,46 | 39,3056943 | 291,808 | 61,6287898 | 298,835 | 14,7359236 | 285,94 | 36,2412803 | 290,216 | 58,313121 | 294,462 |
| 07:00 | 23,5366624 | 304,394 | 44,464242 | 302,039 | 65,6403822 | 298,762 | 22,6985732 | 303,796 | 43,3201529 | 299,425 | 64,3345223 | 293,651 | 20,6087389 | 326,766 | 40,1725605 | 312,101 | 60,7173248 | 293,924 |
| 08:00 | 24,5408217 | 350,891 | 42,6433185 | 343,875 | 61,5886624 | 331,462 | 25,8909363 | 357,802 | 43,8590064 | 346,791 | 62,4141401 | 329,623 | 26,6739936 | 404,649 | 43,7527261 | 378,004 | 60,7173248 | 293,924 |
| 09:00 | 25,987586 | 419,004 | 39,6687325 | 410,632 | 55,7246752 | 392,964 | 27,2718917 | 434,683 | 40,9295924 | 421,798 | 56,5222357 | 398,462 | 30,8345732 | 505,509 | 44,4120191 | 473,048 | 61,5118471 | 342,148 |
| 10:00 | 29,0998662 | 489,621 | 37,347707 | 482,823 | 49,8134522 | 466,934 | 30,2652803 | 512,51 | 38,6537962 | 502,049 | 50,6239682 | 480,957 | 33,5231656 | 605,48 | 42,2603312 | 579,021 | 58,6238217 | 428,585 |
| 11:00 | 33,4004904 | 540,815 | 35,8628217 | 540,136 | 44,0093121 | 528,572 | 34,4406497 | 567,49 | 37,2029618 | 563,184 | 44,8663185 | 550,262 | 37,3571656 | 671,087 | 40,9005287 | 658,673 | 52,8129172 | 539,599 |
| 12:00 | 38,4697261 | 549,826 | 35,3506815 | 558,832 | 38,4697261 | 555,826 | 38,4697261 | 549,826 | 36,7035478 | 585,979 | 39,4041783 | 582,068 | 42,0118854 | 682,489 | 40,434707 | 687,816 | 47,2276433 | 634,825 |
| 13:00 | 44,0093121 | 528,572 | 35,8628217 | 538,136 | 33,4004904 | 540,815 | 44,8663185 | 550,262 | 37,2029618 | 563,184 | 34,4406497 | 567,49 | 47,2276433 | 634,825 | 40,9005287 | 658,673 | 42,0118854 | 682,489 |
| 14:00 | 49,8134522 | 466,934 | 37,347707 | 482,823 | 29,0998662 | 489,621 | 50,6239682 | 480,957 | 38,6537962 | 502,049 | 30,2652803 | 512,51 | 52,8129172 | 539,599 | 42,2603312 | 579,021 | 37,3571656 | 671,087 |
| 15:00 | 55,7246752 | 392,964 | 39,6687325 | 410,632 | 25,987586 | 419,004 | 56,5222357 | 398,462 | 40,9295924 | 421,798 | 27,2718917 | 434,683 | 58,6238217 | 428,585 | 44,4120191 | 473,048 | 33,5231656 | 605,48 |
| 16:00 | 61,5886624 | 331,462 | 42,6433185 | 343,875 | 24,5408217 | 350,891 | 62,4141401 | 329,623 | 43,8590064 | 346,791 | 25,8909363 | 357,802 | 61,5118471 | 342,148 | 43,7527261 | 378,004 | 26,6739936 | 404,649 |
| 17:00 | 65,6403822 | 298,762 | 44,464242 | 302,039 | 23,5366624 | 304,394 | 64,3345223 | 293,651 | 43,3201529 | 299,425 | 22,6985732 | 303,796 | 60,7173248 | 293,924 | 40,1725605 | 312,101 | 20,6087389 | 326,766 |
| 18:00 | 62,8148408 | 304,531 | 40,425535 | 297,993 | 18,1615987 | 291,081 | 61,6287898 | 298,835 | 39,3056943 | 291,808 | 17,1788217 | 284,46 | 58,313121 | 294,462 | 36,2412803 | 290,216 | 14,7359236 | 285,94 |

| Heur | Avrile | | | | | | Mai | | | | | | Juin | | | | | |
|-------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|
| | face=-45 | | face=0 | | face=45 | | face=-45 | | face=0 | | face=45 | | face=-45 | | face=0 | | face=45 | |
| | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft |
| 06:00 | 14,3998854 | 286,891 | 35,7678344 | 289,898 | 57,791465 | 292,906 | 14,1911083 | 293,626 | 35,4634968 | 295,702 | 57,4549682 | 291,791 | 16,0688408 | 297,93 | 35,3330828 | 289,622 | 57,3103949 | 291,287 |
| 07:00 | 20,317242 | 331,013 | 39,6838089 | 314,252 | 60,1521019 | 293,538 | 20,1348917 | 339,714 | 39,3692675 | 321,592 | 59,7875159 | 293,221 | 20,0579618 | 334,816 | 39,2343822 | 316,129 | 59,6310191 | 293,067 |
| 08:00 | 26,390121 | 412,03 | 43,2422484 | 382,907 | 60,93 | 343,861 | 26,2109236 | 422,421 | 42,9134904 | 391,764 | 60,5556688 | 344,728 | 26,1348535 | 418,086 | 42,7723567 | 386,819 | 60,3951592 | 344,99 |
| 09:00 | 26,390121 | 412,03 | 44,955 | 478,014 | 58,936242 | 430,283 | 31,7513694 | 524,652 | 45,3048535 | 480,263 | 59,1351592 | 430,587 | 31,9057452 | 520,137 | 45,4551592 | 480,811 | 59,2205732 | 430,392 |
| 10:00 | 34,035535 | 616,069 | 42,8227452 | 586,62 | 53,1466051 | 544,524 | 34,3661847 | 627,457 | 43,1850955 | 590,101 | 53,3604268 | 546,448 | 34,5082357 | 623,094 | 43,3406752 | 590,961 | 53,4518599 | 546,727 |
| 11:00 | 37,8167962 | 682,2 | 41,4768726 | 668,112 | 47,5941783 | 642,827 | 38,1135096 | 693,622 | 41,8481656 | 672,437 | 47,8300127 | 646,35 | 38,241 | 689,14 | 42,007586 | 673,496 | 47,9311338 | 647,124 |
| 12:00 | 42,421242 | 692,59 | 41,0161529 | 697,785 | 42,421242 | 692,59 | 42,6852229 | 703,276 | 41,3907134 | 702,312 | 42,6852229 | 697,276 | 42,7985541 | 698,451 | 41,5515096 | 703,396 | 42,7985541 | 704,451 |
| 13:00 | 47,5941783 | 642,827 | 41,4768726 | 668,112 | 37,8167962 | 682,2 | 47,8300127 | 652,35 | 41,8481656 | 672,437 | 38,1135096 | 687,622 | 47,9311338 | 647,124 | 42,007586 | 673,496 | 38,241 | 689,14 |
| 14:00 | 53,1466051 | 544,524 | 42,8227452 | 586,62 | 34,035535 | 616,069 | 53,3604268 | 552,448 | 43,1850955 | 590,101 | 34,3661847 | 621,457 | 53,4518599 | 546,727 | 43,3406752 | 590,961 | 34,5082357 | 623,094 |
| 15:00 | 58,936242 | 430,283 | 44,955 | 478,014 | 31,392 | 514,101 | 59,1351592 | 436,587 | 45,3048535 | 480,263 | 31,7513694 | 518,652 | 59,2205732 | 430,392 | 45,4551592 | 480,811 | 31,9057452 | 520,137 |
| 16:00 | 60,93 | 343,861 | 43,2422484 | 382,907 | 26,390121 | 412,03 | 60,5556688 | 350,728 | 42,9134904 | 385,764 | 26,2109236 | 416,421 | 60,3951592 | 344,99 | 42,7723567 | 386,819 | 26,1348535 | 418,086 |
| 17:00 | 60,1521019 | 293,538 | 39,6838089 | 314,252 | 20,317242 | 331,013 | 59,7875159 | 299,221 | 39,3692675 | 315,592 | 20,1348917 | 333,714 | 59,6310191 | 293,067 | 39,2343822 | 316,129 | 20,0579618 | 334,816 |
| 18:00 | 57,791465 | 292,906 | 35,7678344 | 289,898 | 14,3998854 | 286,891 | 57,4549682 | 297,791 | 35,4634968 | 289,702 | 14,1911083 | 287,626 | 57,3103949 | 291,287 | 35,3330828 | 289,622 | 14,1034013 | 287,971 |

Tableau (IV.4) : Variation de la température de fluide caloporteur Tft en fonction de l'angle d'inclinaison pm, du temps et de l'angle de face pour les mois de juillet, aout, septembre, octobre, novembre et décembre.

| Heur | Juile | | | | | | Aout | | | | | | Sép | | | | | |
|-------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|
| | face=-45 | | face=0 | | face=45 | | face=-45 | | face=0 | | face=45 | | face=-45 | | face=0 | | face=45 | |
| | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft |
| 06:00 | 15,2523631 | 299,387 | 36,3639554 | 290,259 | 66,4050955 | 292,272 | 15,3252229 | 285,075 | 37,0324204 | 290,679 | 58,0551592 | 293,61 | 15,9662866 | 284,511 | 37,8492994 | 291,16 | 57,616051 | 292,358 |
| 07:00 | 20,6858408 | 324,049 | 40,2990764 | 310,548 | 60,8635032 | 293,797 | 21,1161783 | 318,396 | 40,9877197 | 307,575 | 61,6580255 | 294,049 | 21,6647197 | 312,463 | 40,9877197 | 307,575 | 62,623949 | 294,128 |
| 08:00 | 26,1348535 | 418,087 | 42,7723567 | 386,82 | 61,6620382 | 339,307 | 27,1613121 | 386,684 | 44,6030828 | 365,286 | 62,4800637 | 336,211 | 27,6576306 | 374,952 | 44,6030828 | 365,286 | 63,452293 | 332,757 |
| 09:00 | 31,9057452 | 520,138 | 44,2715159 | 463,368 | 58,5418471 | 421,735 | 29,9075732 | 478,804 | 43,5078917 | 453,52 | 58,0935669 | 416,692 | 28,9558662 | 462,352 | 43,5078917 | 453,52 | 57,5369427 | 410,556 |
| 10:00 | 34,5082357 | 623,095 | 42,1148408 | 563,837 | 52,726242 | 526,876 | 32,6724076 | 569,46 | 41,3239873 | 548,887 | 52,2523949 | 515,978 | 31,8011274 | 548,329 | 41,3239873 | 548,887 | 51,6700892 | 503,501 |
| 11:00 | 38,241 | 689,141 | 40,7513694 | 639,386 | 47,1327134 | 616,989 | 36,5945159 | 630,126 | 39,9407962 | 620,787 | 46,6160446 | 600,694 | 36,5945159 | 630,125 | 38,9538917 | 599,81 | 45,9859299 | 582,374 |
| 12:00 | 42,7985541 | 698,451 | 40,2842866 | 667,059 | 41,906121 | 661,959 | 41,3317261 | 642,252 | 39,4664331 | 647,271 | 41,3317261 | 642,252 | 40,6344841 | 620,206 | 38,4706433 | 624,96 | 40,6344841 | 620,206 |
| 13:00 | 47,9311338 | 647,124 | 40,7513694 | 639,386 | 37,2384459 | 650,841 | 46,6160446 | 600,694 | 39,9407962 | 620,787 | 36,5945159 | 630,126 | 45,9859299 | 582,374 | 38,9538917 | 599,81 | 35,8141529 | 607,013 |
| 14:00 | 53,4518599 | 546,727 | 40,7513694 | 639,386 | 33,3907452 | 588,376 | 52,2523949 | 515,978 | 41,3239873 | 548,887 | 32,6724076 | 569,46 | 51,6700892 | 503,501 | 40,3612739 | 531,895 | 31,8011274 | 548,329 |
| 15:00 | 59,2205732 | 430,393 | 44,2715159 | 463,368 | 30,6904586 | 493,484 | 58,0935669 | 416,692 | 43,5078917 | 453,52 | 29,9075732 | 478,804 | 58,0935669 | 416,692 | 43,5078917 | 453,52 | 28,9558662 | 462,352 |
| 16:00 | 60,3951592 | 344,99 | 43,8848599 | 372,764 | 26,7485159 | 397,595 | 62,4800637 | 336,211 | 44,6030828 | 365,286 | 27,1613121 | 386,684 | 63,452293 | 332,757 | 44,6030828 | 365,286 | 27,6576306 | 374,952 |
| 17:00 | 59,6310191 | 293,068 | 40,2990764 | 310,548 | 20,6858408 | 324,049 | 61,6580255 | 294,049 | 40,9877197 | 307,575 | 21,1161783 | 318,396 | 61,6580255 | 294,048 | 41,827414 | 304,377 | 21,6647197 | 312,463 |
| 18:00 | 57,3103949 | 291,287 | 36,3639554 | 290,259 | 14,825121 | 285,896 | 59,1792994 | 296,182 | 37,0324204 | 290,679 | 15,3252229 | 285,075 | 59,1792994 | 296,182 | 37,0324204 | 290,678 | 15,9662866 | 284,511 |

| Heur | Oct | | | | | | Nov | | | | | | Déc | | | | | |
|-------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|
| | face=-45 | | face=0 | | face=45 | | face=-45 | | face=0 | | face=45 | | face=-45 | | face=0 | | face=45 | |
| | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft | pm | Tft |
| 06:00 | 18,2616306 | 285,259 | 40,5372038 | 291,936 | 56,9751019 | 270,954 | 20,7272293 | 287,664 | 43,1856115 | 291,045 | 65,6753503 | 294,171 | 15,0341274 | 291,627 | 36,6471401 | 296,869 | 58,758535 | 302,045 |
| 07:00 | 23,6221338 | 297,726 | 44,5782038 | 295,583 | 65,7699363 | 292,581 | 11,695414 | 300,89 | 39,9906688 | 313,343 | 60,5069427 | 293,877 | 20,8660127 | 329,93 | 40,5909745 | 316,849 | 61,2005732 | 300,574 |
| 08:00 | 24,4065096 | 342,437 | 42,5224204 | 335,913 | 61,5049682 | 324,194 | 21,2289363 | 317,902 | 39,6655796 | 316,739 | 59,4596178 | 312,394 | 26,9220382 | 405,636 | 44,1894268 | 380,857 | 62,0088535 | 347,363 |
| 09:00 | 25,8600382 | 408,163 | 35,7348153 | 353,216 | 55,6443631 | 383,604 | 22,8596561 | 364,821 | 36,5823057 | 363,549 | 53,7023694 | 356,374 | 30,3583185 | 505,828 | 43,9476879 | 476,096 | 58,3526752 | 434,09 |
| 10:00 | 28,984414 | 476,478 | 37,2177516 | 470,145 | 49,7323949 | 455,088 | 26,2876815 | 416,971 | 34,1481783 | 415,947 | 47,7980255 | 410,144 | 33,0858344 | 604,684 | 41,7794331 | 580,473 | 52,5257771 | 543,074 |
| 11:00 | 33,297535 | 526,128 | 35,7294841 | 523,642 | 43,9240701 | 514,605 | 30,8993503 | 457,248 | 32,5759873 | 456,774 | 41,9142611 | 453,982 | 36,9650637 | 670,216 | 40,4076497 | 659,046 | 46,9137325 | 636,304 |
| 12:00 | 38,3771465 | 540,82 | 35,2160255 | 543,664 | 38,3771465 | 540,82 | 36,2125032 | 471,503 | 32,0307707 | 472,108 | 36,2125032 | 471,503 | 41,6623758 | 682,499 | 39,937414 | 687,899 | 41,6623758 | 682,499 |
| 13:00 | 43,9240701 | 514,605 | 35,7294841 | 523,642 | 33,297535 | 526,128 | 41,9142611 | 453,982 | 32,5759873 | 456,774 | 30,8993503 | 457,248 | 46,9137325 | 636,304 | 40,4076497 | 659,046 | 36,9650637 | 670,216 |
| 14:00 | 49,7323949 | 455,088 | 37,2177516 | 470,145 | 28,984414 | 476,478 | 47,7980255 | 410,144 | 34,1481783 | 415,947 | 26,2876815 | 416,971 | 52,5257771 | 543,074 | 41,7794331 | 580,473 | 33,0858344 | 604,684 |
| 15:00 | 55,6443631 | 383,604 | 39,5433631 | 400,366 | 25,8600382 | 408,163 | 53,7023694 | 356,374 | 36,5823057 | 363,549 | 22,8596561 | 364,821 | 58,3526752 | 434,09 | 43,9476879 | 476,096 | 30,3583185 | 505,828 |
| 16:00 | 61,5049682 | 324,194 | 42,5224204 | 335,913 | 24,4065096 | 342,437 | 59,4596178 | 312,394 | 39,6655796 | 316,739 | 21,2289363 | 317,902 | 62,0088535 | 347,363 | 44,1894268 | 380,857 | 26,9220382 | 405,636 |
| 17:00 | 65,7699363 | 292,581 | 44,5782038 | 295,583 | 23,6221338 | 297,726 | 60,5069427 | 293,877 | 39,9906688 | 313,343 | 21,8149108 | 289,656 | 61,2005732 | 300,574 | 40,5909745 | 316,849 | 20,8660127 | 329,93 |
| 18:00 | 62,9323567 | 298,246 | 40,5372038 | 291,936 | 18,2616306 | 285,259 | 65,6753503 | 294,171 | 43,1856115 | 291,045 | 20,7272293 | 287,664 | 58,758535 | 302,045 | 36,6471401 | 296,869 | 15,0341274 | 291,627 |

Les résultats fournis dans le tableau (IV.5) ci-dessous sont une série de données comprenant les mois, les jours, les heures, les angles de face, d'inclinaison et d'azimute, ainsi que la température du fluide correspondante. Ces valeurs représentent les angles optimaux et la température optimale du fluide pour une journée de différentes de mois à différents heures.

En analysant les données, nous pouvons observer les variations des angles optimaux en fonction des mois, des jours et des heures. Par exemple, pour le mois de janvier, le jour 16 à 6 heures, l'angle de face optimal est de 45° , l'angle d'inclinaison optimal est d'environ $40,8^\circ$ et l'angle d'azimute optimal est d'environ $-33,9^\circ$. La température optimale du fluide est de $236,448^\circ\text{C}$. Ces données sont exploitées pour déterminer les meilleurs réglages d'angle et la température du fluide pour maximiser le rendement du central solaire de tour à concentration. Cela peut être utile où l'orientation optimale des miroirs solaires et la température du fluide peuvent avoir un impact significatif sur la production d'énergie.

Tableau (IV.5) : Température optimale du fluide caloporteur en fonction des angles de positionnement de miroir pour une journée de différentes de mois à différents heures.

| Moi | Jour | Heurs (h) | Angle de face ($^\circ$) | Angle d'inclinaison ($^\circ$) | Angle d'azimute D'héliostat ($^\circ$) | Température de fluide ($^\circ\text{C}$) |
|---------|------|-----------|----------------------------|----------------------------------|--|--|
| Janvier | 16 | 6 | 45 | 40,7951 | -33,8693 | 236,448 |
| Janvier | 16 | 7 | -45 | 44,0693 | -29,4902 | 240,425 |
| Janvier | 16 | 8 | -45 | 42,287 | -31,7139 | 282,387 |
| Janvier | 16 | 9 | -45 | 39,3717 | -35,7971 | 349,205 |
| Janvier | 16 | 10 | -45 | 37,1297 | -37,9312 | 421,369 |
| Janvier | 16 | 11 | -45 | 35,7405 | -30,1982 | 476,59 |
| Janvier | 16 | 12 | 15 | 35,3329 | 0,633108 | 497,17 |
| Janvier | 16 | 13 | 45 | 35,7405 | 30,1982 | 476,59 |
| Janvier | 16 | 14 | 45 | 37,1297 | 37,9312 | 421,369 |
| Janvier | 16 | 15 | 45 | 39,3717 | 35,7971 | 349,205 |
| Janvier | 16 | 16 | 45 | 42,287 | 31,7139 | 282,387 |
| Janvier | 16 | 17 | 45 | 44,0693 | 29,4902 | 240,425 |
| Janvier | 16 | 18 | -45 | 40,7951 | 33,8693 | 236,448 |
| Février | 48 | 6 | 45 | 39,6746 | -35,3149 | 236,402 |
| Février | 48 | 7 | -45 | 42,9291 | -30,7672 | 243,981 |
| Février | 48 | 8 | -45 | 43,5063 | -30,1902 | 291,514 |
| Février | 48 | 9 | -45 | 40,6367 | -33,6533 | 366,596 |
| Février | 48 | 10 | -45 | 38,4393 | -34,8444 | 446,809 |
| Février | 48 | 11 | -45 | 37,0824 | -26,7871 | 507,814 |
| Février | 48 | 12 | 7,99999 | 36,685 | 0,295383 | 530,446 |

| | | | | | | |
|---------|-----|----|---------|---------|----------|---------|
| Février | 48 | 13 | 45 | 37,0824 | 26,7871 | 507,814 |
| Février | 48 | 14 | 45 | 38,4393 | 34,8444 | 446,809 |
| Février | 48 | 15 | 45 | 40,6367 | 33,6533 | 366,596 |
| Février | 48 | 16 | 45 | 43,5063 | 30,1902 | 291,514 |
| Février | 48 | 17 | 45 | 42,9291 | 30,7672 | 243,981 |
| Février | 48 | 18 | -45 | 39,6746 | 35,3149 | 236,402 |
| Mars | 75 | 6 | 45 | 37,0771 | -39,03 | 235,316 |
| Mars | 75 | 7 | -45 | 40,2757 | -34,0651 | 254,665 |
| Mars | 75 | 8 | -45 | 43,916 | -29,6197 | 317,029 |
| Mars | 75 | 9 | -45 | 43,5916 | -28,9531 | 409,994 |
| Mars | 75 | 10 | -45 | 41,4974 | -28,4486 | 511,402 |
| Mars | 75 | 11 | -45 | 40,2135 | -20,3558 | 587,572 |
| Mars | 75 | 12 | 6,99999 | 39,8392 | 0,193877 | 615,341 |
| Mars | 75 | 13 | 45 | 40,2135 | 20,3558 | 587,572 |
| Mars | 75 | 14 | 45 | 41,4974 | 28,4486 | 511,402 |
| Mars | 75 | 15 | 45 | 43,5916 | 28,9531 | 409,994 |
| Mars | 75 | 16 | 45 | 43,916 | 29,6197 | 317,029 |
| Mars | 75 | 17 | 45 | 40,2757 | 34,0651 | 254,665 |
| Mars | 75 | 18 | -45 | 37,0771 | 39,03 | 235,316 |
| Avril | 106 | 6 | 45 | 36,1325 | -40,5332 | 234,999 |
| Avril | 106 | 7 | -45 | 39,3069 | -35,4044 | 259,64 |
| Avril | 106 | 8 | -45 | 42,9053 | -30,8637 | 328,58 |
| Avril | 106 | 9 | -45 | 44,6754 | -27,336 | 423,848 |
| Avril | 106 | 10 | -45 | 42,6191 | -26,3692 | 532,344 |
| Avril | 106 | 11 | -45 | 41,3614 | -18,4376 | 613,531 |
| Avril | 106 | 12 | 11 | 40,9952 | 0,276363 | 642,831 |
| Avril | 106 | 13 | 45 | 41,3614 | 18,4376 | 613,531 |
| Avril | 106 | 14 | 45 | 42,6191 | 26,3692 | 532,344 |
| Avril | 106 | 15 | 45 | 44,6754 | 27,336 | 423,848 |
| Avril | 106 | 16 | 45 | 42,9053 | 30,8637 | 328,58 |
| Avril | 106 | 17 | 45 | 39,3069 | 35,4044 | 259,64 |
| Avril | 106 | 18 | -45 | 36,1325 | 40,5332 | 234,999 |
| Mai | 138 | 6 | 45 | 35,8276 | -41,0387 | 235,165 |
| Mai | 138 | 7 | -45 | 38,9938 | -35,8552 | 261,386 |
| Mai | 138 | 8 | -45 | 42,5782 | -31,283 | 331,848 |
| Mai | 138 | 9 | -45 | 45,0264 | -26,8244 | 426,516 |
| Mai | 138 | 10 | -45 | 42,9824 | -25,7243 | 536,238 |
| Mai | 138 | 11 | -45 | 41,7332 | -17,8591 | 618,252 |
| Mai | 138 | 12 | 7,99999 | 41,3696 | 0,19491 | 647,736 |
| Mai | 138 | 13 | 45 | 41,7332 | 17,8591 | 618,252 |
| Mai | 138 | 14 | 45 | 42,9824 | 25,7243 | 536,238 |
| Mai | 138 | 15 | 45 | 45,0264 | 26,8244 | 426,516 |
| Mai | 138 | 16 | 45 | 42,5782 | 31,283 | 331,848 |
| Mai | 138 | 17 | 45 | 38,9938 | 35,8552 | 261,386 |
| Mai | 138 | 18 | -45 | 35,8276 | 41,0387 | 235,165 |

| | | | | | | |
|-----------|-----|----|---------|---------|----------|---------|
| Juin | 170 | 6 | 45 | 35,6969 | -41,2587 | 235,342 |
| Juin | 170 | 7 | -45 | 38,8594 | -36,0514 | 262,198 |
| Juin | 170 | 8 | -45 | 42,4378 | -31,4656 | 333,181 |
| Juin | 170 | 9 | -45 | 45,1772 | -26,6065 | 427,345 |
| Juin | 170 | 10 | -45 | 43,1384 | -25,4517 | 537,376 |
| Juin | 170 | 11 | -45 | 41,8928 | -17,6167 | 619,584 |
| Juin | 170 | 12 | 3,99999 | 41,5304 | 9,62E-02 | 649,086 |
| Juin | 170 | 13 | 45 | 41,8928 | 17,6167 | 619,584 |
| Juin | 170 | 14 | 45 | 43,1384 | 25,4517 | 537,376 |
| Juin | 170 | 15 | 45 | 45,1772 | 26,6065 | 427,345 |
| Juin | 170 | 16 | 45 | 42,4378 | 31,4656 | 333,181 |
| Juin | 170 | 17 | 45 | 38,8594 | 36,0514 | 262,198 |
| Juin | 170 | 18 | -45 | 35,6969 | 41,2587 | 235,342 |
| Juillet | 196 | 6 | 45 | 36,7296 | -39,5723 | 236,307 |
| Juillet | 196 | 7 | -45 | 39,9196 | -34,548 | 256,793 |
| Juillet | 196 | 8 | -45 | 43,5447 | -30,0679 | 319,269 |
| Juillet | 196 | 9 | -45 | 43,9897 | -28,3526 | 410,009 |
| Juillet | 196 | 10 | -45 | 41,9094 | -27,6692 | 510,388 |
| Juillet | 196 | 11 | -45 | 40,6351 | -19,6273 | 585,675 |
| Juillet | 196 | 12 | 1,99999 | 40,2637 | 5,34E-02 | 613,029 |
| Juillet | 196 | 13 | 45 | 40,6351 | 19,6273 | 585,675 |
| Juillet | 196 | 14 | 45 | 41,9094 | 27,6692 | 510,388 |
| Juillet | 196 | 15 | 45 | 43,9897 | 28,3526 | 410,009 |
| Juillet | 196 | 16 | 45 | 43,5447 | 30,0679 | 319,269 |
| Juillet | 196 | 17 | 45 | 39,9196 | 34,548 | 256,793 |
| Juillet | 196 | 18 | -45 | 36,7296 | 39,5723 | 236,307 |
| Août | 228 | 6 | 45 | 37,399 | -38,5379 | 236,521 |
| Août | 228 | 7 | -45 | 40,6054 | -33,6272 | 253,538 |
| Août | 228 | 8 | -45 | 44,2594 | -29,2136 | 311,492 |
| Août | 228 | 9 | -45 | 43,2234 | -29,5154 | 399,841 |
| Août | 228 | 10 | -45 | 41,1164 | -29,1864 | 495,132 |
| Août | 228 | 11 | -45 | 39,8236 | -21,056 | 566,807 |
| Août | 228 | 12 | 3,99999 | 39,4464 | 0,114624 | 593,012 |
| Août | 228 | 13 | 45 | 39,8236 | 21,056 | 566,807 |
| Août | 228 | 14 | 45 | 41,1164 | 29,1864 | 495,132 |
| Août | 228 | 15 | 45 | 43,2234 | 29,5154 | 399,841 |
| Août | 228 | 16 | 45 | 44,2594 | 29,2136 | 311,492 |
| Août | 228 | 17 | 45 | 40,6054 | 33,6272 | 253,538 |
| Août | 228 | 18 | -45 | 37,399 | 38,5379 | 236,521 |
| Séptembre | 260 | 6 | 45 | 38,2171 | -37,3303 | 236,822 |
| Séptembre | 260 | 7 | -45 | 41,442 | -32,5537 | 250,086 |
| Séptembre | 260 | 8 | -45 | 45,0985 | -28,2559 | 303,158 |
| Séptembre | 260 | 9 | -45 | 42,2905 | -30,9698 | 388,15 |
| Séptembre | 260 | 10 | -45 | 40,151 | -31,1293 | 477,853 |
| Séptembre | 260 | 11 | -45 | 38,8352 | -22,951 | 545,579 |

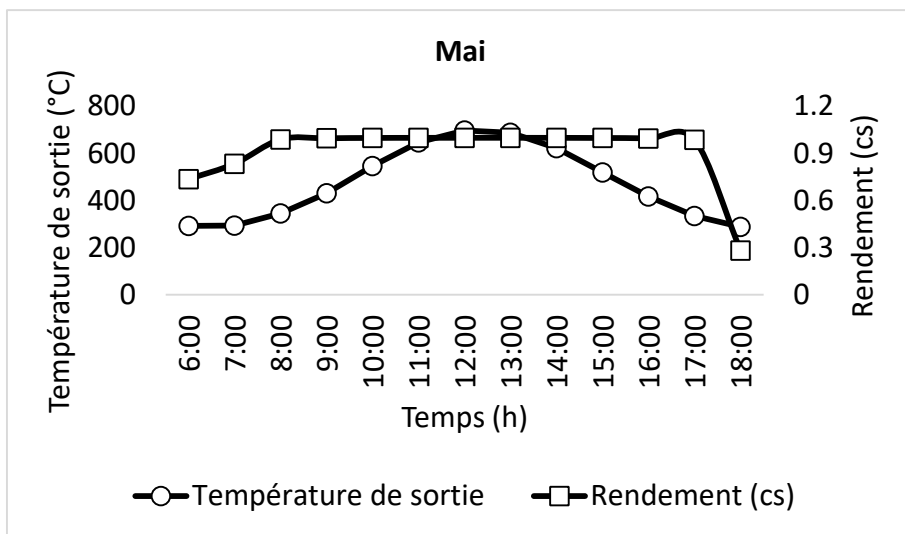
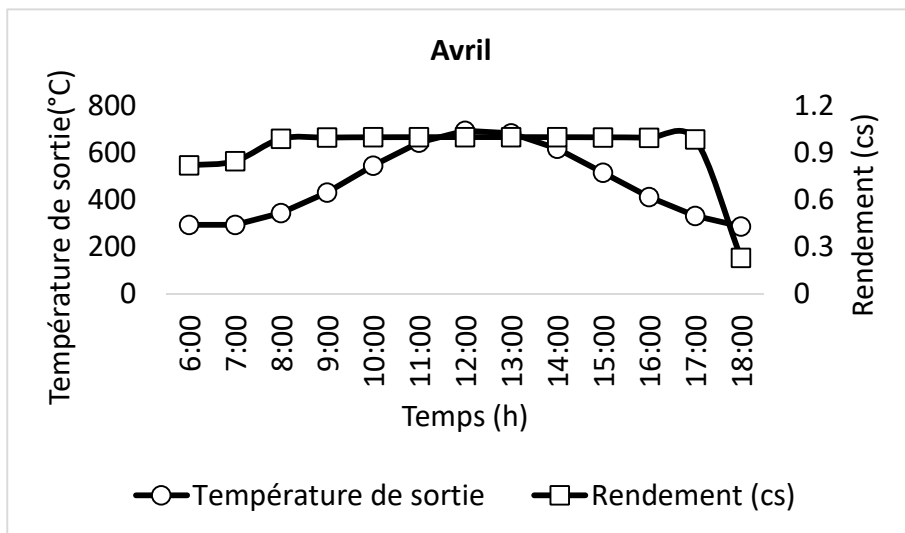
| | | | | | | |
|-----------|-----|----|---------|---------|----------|---------|
| Séptembre | 260 | 12 | 5,99999 | 38,4509 | 0,187841 | 570,497 |
| Séptembre | 260 | 13 | 45 | 38,8352 | 22,951 | 545,579 |
| Séptembre | 260 | 14 | 45 | 40,151 | 31,1293 | 477,853 |
| Séptembre | 260 | 15 | 45 | 42,2905 | 30,9698 | 388,15 |
| Séptembre | 260 | 16 | 45 | 45,0985 | 28,2559 | 303,158 |
| Séptembre | 260 | 17 | 45 | 41,442 | 32,5537 | 250,086 |
| Séptembre | 260 | 18 | -45 | 38,2171 | 37,3303 | 236,822 |
| Octobre | 290 | 6 | 45 | 40,9069 | -33,7296 | 237,154 |
| Octobre | 290 | 7 | -45 | 44,1829 | -29,3671 | 240,731 |
| Octobre | 290 | 8 | -45 | 42,1657 | -31,8676 | 281,18 |
| Octobre | 290 | 9 | -45 | 39,2459 | -36,0147 | 345,691 |
| Octobre | 290 | 10 | -45 | 36,9994 | -38,2503 | 415,445 |
| Octobre | 290 | 11 | -45 | 35,607 | -30,5628 | 468,856 |
| Octobre | 290 | 12 | 19 | 35,1984 | 0,812979 | 488,769 |
| Octobre | 290 | 13 | 45 | 35,607 | 30,5628 | 468,856 |
| Octobre | 290 | 14 | 45 | 36,9994 | 38,2503 | 415,445 |
| Octobre | 290 | 15 | 45 | 39,2459 | 36,0147 | 345,691 |
| Octobre | 290 | 16 | 45 | 42,1657 | 31,8676 | 281,18 |
| Octobre | 290 | 17 | 45 | 44,1829 | 29,3671 | 240,731 |
| Octobre | 290 | 18 | -45 | 40,9069 | 33,7296 | 237,154 |
| Novembre | 318 | 6 | 45 | 43,5556 | -30,621 | 235,796 |
| Novembre | 318 | 7 | -45 | 42,7802 | -30,8235 | 234,316 |
| Novembre | 318 | 8 | -45 | 39,3008 | -35,6183 | 261,481 |
| Novembre | 318 | 9 | -45 | 36,2751 | -41,3833 | 308,314 |
| Novembre | 318 | 10 | -45 | 33,9212 | -46,441 | 360,701 |
| Novembre | 318 | 11 | -45 | 32,4492 | -40,7463 | 401,505 |
| Novembre | 318 | 12 | 45 | 32,0161 | 2,71812 | 416,806 |
| Novembre | 318 | 13 | 45 | 32,4492 | 40,7463 | 401,505 |
| Novembre | 318 | 14 | 45 | 33,9212 | 46,441 | 360,701 |
| Novembre | 318 | 15 | 45 | 36,2751 | 41,3833 | 308,314 |
| Novembre | 318 | 16 | 45 | 39,3008 | 35,6183 | 261,481 |
| Novembre | 318 | 17 | 45 | 42,7802 | 30,8235 | 234,316 |
| Novembre | 318 | 18 | -45 | 43,5556 | 30,621 | 235,796 |
| Décembre | 349 | 6 | 45 | 37,0132 | -39,1287 | 234,981 |
| Décembre | 349 | 7 | -45 | 40,2103 | -34,153 | 255,133 |
| Décembre | 349 | 8 | -45 | 43,8478 | -29,7013 | 319,41 |
| Décembre | 349 | 9 | -45 | 43,6647 | -28,8422 | 414,783 |
| Décembre | 349 | 10 | -45 | 41,5731 | -28,3041 | 519,072 |
| Décembre | 349 | 11 | -45 | 40,2909 | -20,2199 | 597,383 |
| Décembre | 349 | 12 | 6,99999 | 39,9171 | 0,192582 | 625,916 |
| Décembre | 349 | 13 | 45 | 40,2909 | 20,2199 | 597,383 |
| Décembre | 349 | 14 | 45 | 41,5731 | 28,3041 | 519,072 |
| Décembre | 349 | 15 | 45 | 43,6647 | 28,8422 | 414,783 |
| Décembre | 349 | 16 | 45 | 43,8478 | 29,7013 | 319,41 |
| Décembre | 349 | 17 | 45 | 40,2103 | 34,153 | 255,133 |

| | | | | | | |
|----------|-----|----|-----|---------|---------|---------|
| Décembre | 349 | 18 | -45 | 37,0132 | 39,1287 | 234,981 |
|----------|-----|----|-----|---------|---------|---------|

7.5. Etude de rendement de centrale solaire à tour

L’analyse des résultats de la figure (IV.7) concernant le rendement de centrale solaire à tour permet de visualiser les variations du rendement en fonction de la température du fluide caloporteur. Cela peut aider à comprendre la performance de la centrale dans différentes conditions climatiques et à optimiser ses capacités.

Suite à ces résultats, il semble y avoir une tendance générale où le rendement est plus élevé pendant les mois d’été (juin, juillet, août) par rapport aux mois d’hiver (décembre, janvier, février). Cela peut être dû à une plus grande disponibilité de la lumière solaire pendant les mois d’été.



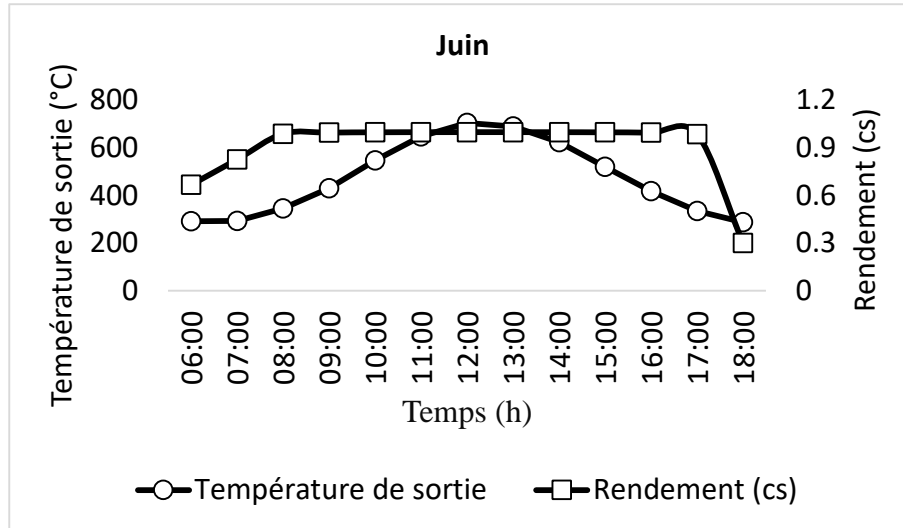


Figure (IV.8) : Etude de rendement de centrale solaire à tour.

8. Conclusion

Les miroirs réfléchissants dans les centrales solaires à tour jouent un rôle crucial dans la collecte et la concentration de la lumière solaire. Leur réflectivité élevée augmente la température et la production d'énergie en concentrant efficacement la lumière sur le récepteur central. Ces miroirs doivent être précis, durables et stables thermiquement. Les données sur le rayonnement solaire à Ouargla montrent des variations saisonnières, avec des valeurs maximales en été et minimales en hiver. Cela permet d'évaluer le potentiel de l'énergie solaire dans la région. Les variations de température ambiante indiquent un climat saisonnier, plus chaud en été et plus froid en hiver. L'étude sur le positionnement des miroirs met en évidence l'importance des angles de face, d'inclinaison et d'azimut pour optimiser la collecte d'énergie solaire. Les résultats fournissent des informations précieuses pour concevoir et optimiser les installations solaires. En résumé, les miroirs réfléchissants dans les centrales solaires à tour optimisent la collecte de la lumière solaire. Les données sur le rayonnement solaire, la température ambiante et les angles des miroirs sont essentielles pour évaluer le potentiel de l'énergie solaire et promouvoir les énergies renouvelables.

Conclusion Générale

Conclusion générale

En conclusion, les miroirs réfléchissants utilisés dans les centrales solaires à tour, ou centrales solaires thermodynamiques à concentration, jouent un rôle crucial dans l'optimisation de la collecte et de la concentration de la lumière solaire vers un récepteur central. Leur réflectivité élevée permet de concentrer efficacement la lumière sur le récepteur, augmentant ainsi la température et la production d'énergie. De plus, ces miroirs doivent présenter une précision géométrique élevée pour diriger avec précision les rayons solaires vers le récepteur central, tout en étant durables, résistants aux conditions environnementales et stables thermiquement.

Les résultats obtenus à partir des données sur le rayonnement solaire à la région d'Ouargla montrent des variations saisonnières du rayonnement global, direct et diffus, avec des valeurs maximales pendant les mois d'été et des valeurs minimales pendant les mois d'hiver. Ces données sont essentielles pour évaluer le potentiel d'utilisation de l'énergie solaire dans une région donnée.

Les variations de la température ambiante observées tout au long de l'année indiquent un climat saisonnier, avec des températures plus élevées pendant les mois d'été et des températures plus basses pendant les mois d'hiver.

L'étude sur le positionnement des miroirs a révélé l'importance des angles de face, d'inclinaison et d'azimut dans la collecte d'énergie solaire. En ajustant ces angles de manière appropriée, il est possible d'améliorer l'efficacité énergétique et les performances des systèmes solaires thermiques. Les résultats montrent comment la température du fluide caloporteur et les angles d'inclinaison et d'azimut varient en fonction du temps et de l'angle de face, fournissant ainsi des informations précieuses pour la conception et l'optimisation des installations solaires utilisant des miroirs.

En résumé, les miroirs réfléchissants pour les centrales solaires à tour présentent des caractéristiques spécifiques qui optimisent la collecte et la concentration de la lumière solaire. Les données sur le rayonnement solaire et la température ambiante dans une région donnée, ainsi que les variations de la température du fluide caloporteur et des angles d'inclinaison et d'azimut, sont essentielles pour évaluer le potentiel de l'énergie solaire et optimiser les installations solaires en conséquence. Ces informations contribuent à promouvoir les énergies

Conclusion générale

renouvelables et à réduire la dépendance aux combustibles fossiles, en fournissant une électricité propre et durable.

Références bibliographiques

- [1] Dollet, G.F.A. *Système complet de conversion de l'énergie solaire concentré*. 2013.
- [2] BOUAMRA, M., *ETUDE DE LA DISTRIBUTION DU FLUX AU FOYER D'UNE CENTRALE SOLAIRE A TOUR SOUS SOLLICITATIONS VARIABLES*, Université Blida1-Saad Dahlab.
- [3] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/solaire-thermodynamique-concentration>, <tour solaire.pdf>, 05 février 2016. p. 5.
- [4] newheat. *Tout ce que vous devez savoir sur le fonctionnement de l'énergie solaire thermique* 6 mai 2002.
- [5] *Les centrales solaires à miroir de Fresnel*. Ecosources est un média web francophone et indépendant, spécialisé dans les énergies renouvelables, l'écoconstruction et la mobilité durable. Notre objectif : répertorier les technologies et informer sur les réalisations existantes, les prototypes et les projets à l'étude.
- [6] Younes, K., *Étude de la possibilité d'intégration de l'énergie solaire dans la production d'électricité à des fins industrielles dans la région de M'Sila*, in *DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE* 18/06/2022, Université Mohamed Boudiaf - M'sila. p. 194.
- [7] Halidi, M.M., *Modélisation multi-échelle par approches ab-initio et atomistiques des propriétés thermo-radiatives de matériaux semi-conducteurs réels: Application à la conception de récepteurs solaire innovants pour centrales à tour*, 2021, Université de Nantes (UN), FRA.
- [8] Kenza-Djermane, S.-M.S.-K., *République Algérienne Démocratique et Populaire Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique* THES, 24/07/2019.
- [9] <https://i.pinimg.com/736x/1b/ea/a9/1beaa9fc1548346f9b11bc4895bcf770--sciences.jpg>.
- [10] Moulana, M., *Modelization and analysis of the flux collected by a solar tower plant in a realistic atmosphere : solar plant - atmosphere system coupling in a radiative transfer Monte-Carlo code* Modélisation et analyse du flux collecté par une centrale solaire à tour dans une atmosphère réaliste : couplage centrale solaire - atmosphère dans un code de transfert radiatif Monte-Carlo, 2021, Université de Lille.
- [11] satellite, c.v. *PS10 & PS20 premières centrales solaires à concentration destinées à l'exploitation commerciale en Europe*. Les centrales PS10 au premier plan et PS20 au second plan .
- [12] *Gemasolar Solar Thermal Power Plant Spain*. EPC construction of a 19.9 MW concentrating solar thermal power plant with molten salt thermal storage system.
- [13] SUNNU, A., *Optimisation multi pour centrale à concentration de petite puissance*. 2011/2010: p. 106.
- [14] Amouboudi, F., K. Berkane, and L. Ould Abdessalam, *Simulation d'une centrale solaire cylindro-parabolique intégré dans un cycle combiné*, 2019, UMMTO.
- [15] Mohamed, M. and A. Hamidat, *Développement des Récepteurs volumétrique dans La Tour Solaire*.
- [16] Mohamed, M., *Les types de récepteurs d'une centrale solaire à tour*. Recherche et Développement, 2012(25): p. 10-11.

- [17] Meriche, I.E. and A. Beghidja, *Simulation et modélisation d'installation de type solaire thermodynamique hybride*, 2017, Université Frères Mentouri-Constantine 1.
- [18] Mohamed, S., *LE GISEMENT SOLAIRE*, 2015.
- [19] Baudin, P.B.F. *Soleil*. October 11, 2017 9.03pm SAST; Available from: <https://theconversation.com/pourquoi-le-coeur-nucleaire-du-soleil-tourne-t-il-si-vite-84976>.
- [20] <http://dspace.univ-tlemcen.dz/bitstream/112/6837/1/Analyse-des-pertes-thermiques.pdf>, *Gisement solaire*. 2012: p. 128.
- [21] Gothika. *Schéma de l'orbite de la Terre*. 2/12/2014; Available from: https://fr.wikipedia.org/wiki/Orbite_de_la_Terre#/media/Fichier:Seasons_fr.svg.
- [22] BENATIALLAH, D. and A. BENATIALLAH, *Détermination du gisement solaire par imagerie satellitaire avec intégration dans un système d'information géographique pour le sud d'Algérie*, 2019, Université Ahmed Draïa-Adrar.
- [23] López Dalmau, D., *Estudio termodinámico de un receptor solar exterior con sodio líquido*, 2017.
- [24] Henaoui, M., *AMELIORATION DES PERFORMANCES DYNAMIQUES ET THERMIQUES D'UN CAPTEUR SOLAIRE PLAN A AIR DOTE DE CHICANES A MICRO-CANAUX*.
- [25] https://astropassion-jc.pagesperso-orange.fr/angle_horaire.html. *l'angle horaire*.
- [26] http://www.astrosurf.com/orion/France/Astro_Encyclopedie/definition.htm. *coordonnées horizontales*.
- [27] (web), e. *Le mouvement apparent du Soleil*. 22 septembre, 2010; Available from: <https://energieplus-lesite.be/theories/climat8/ensoleillement-d8/>.
- [28] Ricaud, A., *Gisement solaire transfert énergétique*. université de CERGY-PONTOISE, jan 2011: p. 79.
- [29] Wikipédia. *Distance zénithale*. le 17 novembre 2020 à 00:25.; Available from: https://fr.wikipedia.org/wiki/Distance_z%C3%A9nithale.
- [30] ARRIF, T., *Étude numérique d'un récepteur solaire pour des systèmes avec effet de concentration*, 2019, Université Mohamed Khider-Biskra.
- [31] Chabane, F., *Modélisation des paramètres de la conversion thermique de l'énergie solaire*, 2015, Université Mohamed Khider-Biskra.
- [32] DRISS, N., *Contribution à la Modélisation et au Développement des Systèmes de Chauffage Solaire à Usage Individuel*. 5/03/2018.
- [33] Chapitre, I., *Notions fondamentales sur le rayonnement solaire*.
- [34] Wikipédia. *Moments de la journée en Français : Aurores, Aube, Lever du Soleil, Jour, Culmination du Soleil, Crépuscule, Nuit*. 5 février 2016; Available from: https://fr.wikipedia.org/wiki/Coucher_de_soleil#/media/Fichier:Momentsdelajournee.svg.
- [35] Messaoudi, D., et al., *GIS based multi-criteria decision making for solar hydrogen production sites selection in Algeria*. International Journal of Hydrogen Energy, 2019. **44**(60): p. 31808-31831.
- [36] heure d'été Nouvelle carte du rayonnement solaire en Algérie. 1992 - 2002; Available from: <https://www.cder.dz/spip.php?article2222>.

- [37] DB-City.com. *Région de Ouargla* 2013; Available from: <https://ar.db-city.com/%D8%A7%D9%84%D8%AC%D8%B2%D8%A7%D8%A6%D8%B1--%D9%88%D8%B1%D9%82%D9%84%D8%A9%E2%80%8E--%D9%88%D8%B1%D9%82%D9%80%D9%80%D9%84%D9%80%D8%A9--%D9%88%D8%B1%D9%82%D9%84%D8%A9%E2%80%8E#sun>.
- [38] Wikipédia.Ouargla.15.03.2023;Available.from:
https://ar.wikipedia.org/wiki/%D9%88%D9%84%D8%A7%D9%8A%D8%A9_%D9%88%D8%B1%D9%82%D9%84%D8%A9#%D8%A7%D9%84%D8%A8%D9%84%D8%AF%D9%8A%D8%A7%D8%AA.
- [39] Available from: <https://fr.weatherspark.com/y/148003/M%C3%A9t%C3%A9o-moyenne-%C3%A0-Ouargla-Alg%C3%A9rie-tout-au-long-de-l'ann%C3%A9e#Sections-Temperature>.
- [40] Climat et topographie de ouargla Available from:
<http://www.dtaouargla.dz/ar/wilaya/3.htm>.
- [41] Augsburg, G., *Thermo-economic optimisation of large solar tower power plants*, 2013, EPFL.
- [42] *CSP pour la production d'énergie solaire concentrée*. 2010/07/24; Available from:
<https://www.istockphoto.com/photo/solar-heliostats-for-sun-powered-energy-production-gm105813712-13683904>.
- [43] Sassane, A., M. Kara, and H. Bendjebbas, *Dimensionnement et optimisation d'un système de concentration linéaire utilisant les miroirs de Fresnel*. 2018.
- [44] <https://fr.depositphotos.com/stock-photos/miroir-h%C3%A9liostat.html>. *Photos de Miroir héliostat*. Available from: <https://fr.depositphotos.com/stock-photos/miroir-h%C3%A9liostat.html>.
- [45] BENNESSAR, K. and K. BAH, *Etude expérimentale de poursuite solaire d'un héliostat*, 2020, Directeur: M. Bouaichaoui Sofiane./Co-Directeur: M. Chemidi Abdelkarim.
- [46] Nathan, M.J.E.M.A.G.J., *Effect of heliostat design wind speed on the levelised cost of electricity from concentrating solar thermal power tower plants*. May 2015. **115**: p. 441-451.
- [47] Marie Pascaline SARR, A.T., Biram DIENG, Fallou NDIAYE, *Modélisation et simulation d'un système de suivi d'un mini héliostat*. Journal de physique de la SOAPHYS, 2019: p. 4.
- [48] M. Haddadi. *Coopération dans le commandement des forces armées 2003* ;Available from: <https://www.semanticscholar.org/paper/%C3%89laboration-d'une-commande-pour-h%C3%A9liostat-Haddadi/30ee837fb90e94455beb09049c9600a6d4a9008b>.
- [49] Khulout, A. Rahim,et Ahmed, *Etude et Réalisation d'un Tracker solaire autopiloté Commande via une carte Arduino*. 2018.
- [50] Hussaini, Z.A., P. King, and C. Sansom, *Numerical simulation and design of multi-tower concentrated solar power fields*. Sustainability, 2020. **12**(6): p. 2402.
- [51] Rouibah, A., et al., *Solar tower power plants of molten salt external receivers in Algeria: analysis of direct normal irradiation on performance*. Applied Sciences, 2018. **8**(8): p. 1221.
- [52] Rouibah, A., et al., *The Impact of Direct Normal Irradiation on the Solar Tower Power Plant Performance based on Real and Satellite Data: Analysis on Algerian Regions*. Electrotehnica, Electronica, Automatica, 2020. **68**(2): p. 60-72.
- [53] Rafeq, S., et al., *Preliminary Study of CST in Malaysia Based on Field Optical Efficiency*. Procedia Engineering, 2013. **68**: p. 238-244.

- [54] Khosravi, A., et al., *Design parameter modelling of solar power tower system using adaptive neuro-fuzzy inference system optimized with a combination of genetic algorithm and teaching learning-based optimization algorithm*. Journal of Cleaner Production, 2020. **244**: p. 118904.
- [55] López Paz, J.M., *Estudio termodinámico de un ciclo combinado con hibridación termosolar*, 2019.

ANNEXE

