



**UNIVERSITE SAAD DAHLAB DE BLIDA**  
**FACULTE DE TECHNOLOGIE**  
**DEPARTEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES**



**Mémoire**

**Présenté Pour l'obtention du diplôme de : MASTER**

**EN ENERGIES RENOUVELABLES**

**Option : CONVERSION THERMIQUE**

**Thème :**

**Analyse technico-économique d'une centrale a tour autonome pour alimenter en électricité une ville de taille moyenne dans le sud Algérien**

**Par : LASSOUANI Nawel**

Soutenu le 12 /07/2023 devant le jury compose de:

Dr.AMROUCHE Badia

Présidente

Dr.LAFRI Djamel

Examineur

Mr.KACI Karim

Examineur

Pr.SAID Noureddine

Promoteur

Dr.CHAOUCHI Samira

Co- promoteur

## ملخص

هذا المشروع يهدف إلى توصيف محطة حرارية برجية شمسية بسعوية الجزائر 100 ميغاواط على ثلاثة مواقع في الجزائر، في الصحراء. سيتم تقييم أداء هذا النوع من المحطات من خلال تحفيز معلمات متعددة في المحطة، بما في ذلك التغير في التكلفة الاسمية الإشراف على الطاقة الشمسية المسيطرة وساعات العمل القصوى إنتاج الطاقة السنوية. تم تفصيل فقط الذي تم الحصول عليه على مستوى ساعة واحدة، مع التركيز على ساعات العمل الخاصة بفرع الحقل الشمسي للبرمجة. من خلال مقارنة وتفسير، يهدف المشروع إلى تبسيط الفكرة الأساسية مثل هذا المشروع.

## الكلمات الدالة :

محطة توليد الطاقة البرجية، الطاقة الشمسية، التحسين، الطاقة السنوية.

## Résumé

Le présent travail consiste à caractériser une centrale solaire thermique à tour d'une puissance de 100 MWe sur trois sites Algériens (Sahara). Les performances de ce type de centrales seront évaluées à travers une optimisation des différents paramètres de la centrale à savoir : la variation du coût nominal (LEC) en fonction du solaire multiple (SM), et heures de pleine charge (FLH), l'énergie annuelle. CF a configuration optimale obtenue sera étudiée à l'échelle horaire, elle concernera l'ensoleillement, le système 'champ', et le système 'récepteur'. En comparant et interprétant les résultats, on doit Simplifier la prise de décision pour la réalisation de tel projet.

## Les mots clés :

Centrale a tour , énergie solaire , optimisation , énergie annuelle.

## Abstract

The present work consists in characterizing a 100 MWe tower solar thermal power plant at three Algrian sites (Sahara). The performance of this type of plant will be assessed through optimization of the various plant parameters, namely: variation in nominal cost (LEC) as a function of multiple solar (SM), full load hours (FLH) and annual energy. CF he optimal configuration obtained will be studied on an hourly scale, covering solar irradiation, the 'field' system, and the 'receiver' system. By compring and interpreting the results, we can Simplify the decision-making process for such a project.

## Keywords:

Tower power plant, solar energy, optimization, annual energy.

# *Dédicace*

A ceux qui m'ont toujours comblé d'amour de tendresse et de joie, je présente mes remerciements mes respects et ma reconnaissance.

Pour sa présence, sa générosité et son soutien, je dédie ce modeste mémoire, à mon papa chéri.

Pour sa patience, ces paroles qui m'ont toujours soulagé, son doux sourire qui m'a toujours réconforté, sa tendre main qui m'a souvent caressé et rassuré, je dédie ce travail à ma chère maman.

A ceux qui ont été témoins de mes efforts et mes longues nuits blanches, et que j'ai été témoins de leurs souciences et leurs attentions, j'exprime mes respects et ma sincère gratitude.

Je dédie ce présent à toute ma famille qui m'a toujours soutenu :

A mes sœurs qui m'ont toujours partagé les rêves et les soucis.

A mes frères qui m'ont toujours aidé et rassuré.

A my bestie nihed qui m'a toujours avec moi, a ma chère Lydia surtout pour les beaux moments qu'on a partagés ensemble. A mes amis bakhta meryouma chafia

# Remerciement

A celui qui m'a donné courage, puissance et patience.  
Qui m'a donné la santé et la foi en moi pour surmonter  
les difficultés, et arriver à ce jour. Je tiens à remercier  
mon Dieu tous puissant.

J'exprime ma sincère gratitude et mon remerciement à  
mon promoteur Mr.Said Noureddine, pour avoir dirigé  
et suivi mon travail.

Mes remerciements s'adressent également aux membres  
du jury qui m'ont honoré de leur présence.

Je présente mes respects, ma gratitude, et mes vives  
remerciements à tous les enseignants qui ont contribué à  
enrichir mes connaissances depuis mes études primaires  
jusqu'aux études supérieurs.

Je remercie Mr Hani BELTAGY et LANEZ Imane

A la fin je remercie tous ceux qui ont contribué de loin  
ou de près à l'aboutissement de ce travail.

## LISTE DE SABREVIATIONSETNOMENCLATURE.

### ABREVIATIONS:

| Abréviation: | Description               |
|--------------|---------------------------|
| SAM          | System Advisor Model.     |
| CSP          | Concentrating Solar Power |
| DNI          | Direct Normal Insolation  |
| LEC          | Levelized Electric Cost   |
| PT           | Power Tower               |
| CRS          | Central Receiver System.  |
| POT          | Pay Out Time              |

### Nomenclature:

$\Phi$ : Latitude( $^{\circ}$ )

$\Lambda$ : Longitude( $^{\circ}$ )

$\delta$ : Déclinaison solaire( $^{\circ}$ )

$\omega$ : Angle horaire( $^{\circ}$ )

$h$ : Hauteur du soleil ( $^{\circ}$ )

$a$ : Azimut( $^{\circ}$ )

$I_0$ : Constante solaire=1367 W/m<sup>2</sup>.

$I_c$  : Constante solaire corrigée (W/m<sup>2</sup>)

$R_D$ : Rayonnement direct W/m<sup>2</sup>.

$\theta$ : Angle d'incidence.

**TSV**: Temps Solaire Vrai(Heure).

**TL** : Temps Légal (Heure).ET: Equation du temps.

$\eta_t$  : Rendement de la turbine

$\eta$  : Rendement de la pompe

**P**: Pression (atm).

**T** : Température (K).

**S** : Entropie (J/Kg K).

**W** :Travail (Joule).

**A<sub>h</sub>**:Surface du champ (m<sup>2</sup>).

$\eta_h$ :Rendement du champ.

**Q<sup>\*</sup>**: Rayonnement solaire incident (W/m<sup>2</sup>)

**Q<sup>\*</sup><sub>rec.</sub>**: Energie reçue par le récepteur (watt).

**m<sup>'</sup><sub>st</sub>**:Débit de vapeur (Kg/s).

$\eta_{GV}$  : Rendement du générateur de vapeur

**S<sub>avg</sub>**:Emissivité moyenne

**$\sigma$** : Constante de Stefan Boltzmann=  $5.67 * 10^{-8} \text{W/m}^2 \text{K}^4$ .

**F<sub>r</sub>**:Facteur de forme.

**$\rho$** : Densité(Kg/m<sup>3</sup>).

**e<sub>insi</sub>**:Epaisseur intérieure des tubes du récepteur(m).

**d<sub>0</sub>** : Diamètre extérieur du tube(m).

**d<sub>i</sub>**:Diamètre intérieur du tube(m).

**$\lambda$**  : Conductivité thermique (W/m. K).

# Listes de figures

## Chapitre 01

|  |    |
|--|----|
| Figure 1.1 : Vue du soleil .....   | 9  |
| Figure 1.2 : Coupe du soleil .....   | 10 |
| Figure 1.3 : Variation saisonnière du rayonnement solaire.....                             | 10 |
| Figure 1.4 : Repérage d'un astre sur la voute céleste entourant le lieu d'observation..... | 12 |
| Figure 1.5 : Centrale cylindro-parabolique .....   | 13 |
| Figure 1.6 : Concentrateur linéaire de Fresnel .....                                       | 14 |
| Figure 1.7 : Centrale solaire a capteur parabolique.....                                   | 15 |
| Figure 1.8 : Centrale à tour solaire .....   | 15 |

## Chapitre 02

|  |    |
|--|----|
| Figure 2.1 : la forme d'une héliostat.....   | 19 |
| Figure 2.2 : champs d'héliostats oriente sud.....  | 20 |
| Figure 2.3 : le champ circulaire.....  | 20 |
| Figure 2.4 : les différentes configurations d'un champs d'héliostat.....   | 21 |
| Figure 2.5 : Coordonnées définissant la réflexion des rayons solaires par un héliostat vers un seul point de visée. Le vecteur H est normal à la surface réfléchissante de l'héliostat ..... | 21 |
| Figure 2.6 : Interaction de la lumière avec un matériau. $N_1$ , indice de réfraction du matériau 1 ; $N_2$ , indice de réfraction du matériau 2.....  | 22 |
| Figure 2.7 : l'effet cosinus pour deux héliostats... ..  | 23 |
| Figure 2.8 : Les pertes du flux solaire par le phénomène d'ombrage et de blocage .....   | 24 |
| Figure 2.9 : Le déplacement radial et azimutal des héliostats.....   | 25 |
| Figure 2.10 : L'espacement radial et azimutal d'héliostats, en fonction de l'éloignement de la tour .....  | 27 |
| Figure 2.11 : L'espacement radial et azimutal d'héliostats, en fonction de l'éloignement de la tour .....  | 27 |

|  |    |
|--|----|
| Figure 2.12 : L'atténuation atmosphérique pour une atmosphère claire et brumeuse .....                 | 28 |
| Figure 2.13 : Une tour métallique et une tour en béton.....  | 29 |
| Figure 2.14 : un récepteur reel dans l'unité de recherche applique en ER de Ghardaïa. ....             | 30 |
| Figure 2.15 : récepteur externe.....   | 31 |
| Figure 2.16 :récepteur a cavité .....  | 31 |
| Figure 2.17 : récepteur volumétrique .....   | 32 |
| Figure 2.18 : pertes thermique au niveau du récepteur.....   | 33 |
| Figure 2.19 : concept d'intégration d'un système de stockage thermique dans une centrale solaire ..... | 36 |
| Figure 2.20 : principe de fonctionnement du stockage thermocline... ..                                 | 37 |
| Figure 2.21 : schéma d'un système à deux réservoirs.....   | 38 |
| Figure 2.22 : turbine à vapeur.....  | 39 |

### **Chapitre 03**

|  |    |
|--|----|
| Figure 3.1 : interface Sam pour central .....  | 50 |
| Figure 3.2 : principales étapes de simulation sous SAM .....   | 55 |
| Figure 3.3 :L'influence de SM sur les paramètres (LEC, CF, puissance produite) dans le site de Bordj .B.M.....     | 57 |
| Figure 3.4 : L'influence de SM sur les paramètres (LEC, CF, puissance produite) dans le site de Djanet.....        | 57 |
| Figure 3.5: L'influence de SM sur les paramètres (LEC, CF, puissance produite) dans le site de Tin zaouatine ..... | 58 |
| Figure 3.6 : la variation d'énergie annuelle en fonction de FLH pour les trois sites.....                          | 59 |
| Figure 3.7 : La variation du LEC en fonction de FLH pour les 3 sites .....   | 60 |
| Figure 3.8 : La variation de CF en fonction de FLH pour les 3 .....  | 61 |
| Figure 3.9 : Evaluation de facteur de capacité pour les 3.....   | 62 |
| Figure 3.10 : Evaluation d'énergie annuelle pour les 3 sites.....  | 63 |
| Figure 3.11 : Quantité de CO2 évitée.....  | 63 |



## **Liste des tableaux :**

### **Chapitre 01**

|   |    |
|---|----|
| Tableau 1.1 : Caractéristiques principales du soleil..... | 11 |
| Tableau 1.2 : Equinoxe de printemps.....                  | 13 |
| Tableau 1.3 : Les centrales solaires dans le monde.....   | 23 |

### **Chapitre 03**

|   |    |
|---|----|
| Tableau 3.1 : Paramètres des sites..... | 68 |
|---|----|

# Sommaire

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Résumé</b>   |           |
| <b>Dédicaces</b>  |           |
| <b>Remerciement</b>   |           |
| <b>Nomenclature – Symboles</b>  |           |
| <b>Liste des figures</b>  |           |
| <b>Liste des tableaux</b>   |           |
| <b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>   | <b>1</b>  |
| <b>CHAPITRE 1 : GENERALITES.....</b>  | <b>5</b>  |
| 1.1 INTRODUCTION.....   | 5         |
| 1.2 ESTIMATION DE L'ECLAIREMENTSOLAIRE.....   | 5         |
| 1.3 ASTRONOMIE SOLAIRE.....   | 6         |
| 1.3.1 Le soleil.....  | 6         |
| 1.3.2 L'es coordonnées d'une astronomie.....  | 10        |
| 1.3.3 Les coordonnées horaires.....   | 10        |
| 1.3.3.1 . La déclinaison $\delta$ :.....  | 10        |
| 1.3.3.2 Angle horaire :.....  | 11        |
| 1.3.4 Les coordonnées azimutales.....   | 11        |
| 1.3.4.1 . Hauteur angulaire du soleil.....  | 11        |
| 1.3.4.2 . Azimut.....   | 11        |
| 1.5 TECHNOLOGIES SOLAIRE A CONCENTRATION.....   | 12        |
| 1.5.1 Les concentrateurs linéaires.....   | 12        |
| 1.5.2 Les concentrateurs ponctuels.....   | 13        |
| 1.6 L'ETAT DE L'ART DES CENTRALES A TOUR ET LES PROJETS REALISE DANS LE MONDE.....                            | 14        |
| <b>CHAPITRE 2 : MODELISATION D'UNE CENTRALE A TOUR.....</b>   | <b>18</b> |
| 2.1 INTRODUCTION.....   | 18        |
| 2.2 EVALUATION DES RESSORCES SOLAIRES.....  | 18        |
| 2.3 CONCEPTION D'UNE CENTRALE.....  | 18        |
| 2.3.1 Champ d'héliostats.....   | 18        |
| 2.3.2 Répartition des héliostats dans le champ.....   | 19        |
| 2.4 Calcul des performances optiques.....   | 20        |
| 2.4.1 Principe de réflexion et de réfraction:.....  | 21        |
| 2.4.1.1 L'effet cosinus.....  | 22        |
| 2.4.1.2 L'ombrage et le blocage.....  | 23        |
| 2.4.1.3 La densité du champ.....  | 25        |
| 2.4.1.4 L'atténuation atmosphérique.....  | 26        |
| 2.4.1.5 Les pertes par débordement.....   | 32        |
| 2.4.6 Les fluides caloporteurs.....   | 32        |
| Les critères pour la sélection d'un fluide de transfert.....  | 33        |
| Les fluides les plus utilisés.....  | 33        |
| a. L'eau liquide:.....  | 33        |
| b. Les huiles.....  | 33        |
| c. Les sels fondus.....   | 33        |
| d. L'air.....   | 34        |
| 2.7 Le stockage.....  | 34        |
| 2.8 Cycle de puissance.....   | 36        |
| 2.8.1 Analyse économique.....   | 41        |
| 2.8.2 Analyse environnementale:.....  | 42        |
| 2.9 Etude d'analyse comparative de logiciels d'analyse technico-économique adaptés à la centrale à tour:..... | 46        |

|   |           |
|---|-----------|
| Conclulsion.....  | 46        |
| <b>CHAPITRE 3 : RPERFORMANCE DES CENTRALES RETENUES .....</b>   | <b>47</b> |
| 3.1 L'INTRODUCTION .....  | 47        |
| <b>3.2 DESCRIPTION DU SAM.....</b>                              | <b>47</b> |
| 3.3 Simulation dans SAM.....                                    | 48        |
| 3.4 Base de calcul de SAM.....                                  | 48        |
| 3.5 LE COUT NORMALISE DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE (LEC)..... | 53        |
| 3.5 LES PARAMETRES DE CONCEPTION .....                          | 54        |
| 3.6 DESCRIPTON DES SITES.....                                   | 54        |
| 3.7 ANAYSE DES RESULTATS .....                                  | 55        |
| <b>3.8 CONCLUSION.....</b>                                      | <b>63</b> |
| <b>CONCLUSION GENERALE.....</b>                                 | <b>63</b> |
| <b>ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE .....</b>                              | <b>63</b> |

# **INTRODUCTION GENERALE**

## **Introduction générale :**

Les ressources fossiles sont en diminution, ce qui entraîne des émissions importantes de gaz à effet de serre. Dans le cadre de la redistribution économique mondiale récente, les pays émergents consomment rapidement les ressources primaires en carbone que les pays développés n'ont pas encore exploitées. Aujourd'hui, de nombreuses sources d'énergie renouvelable sont exploitées, telles que l'énergie éolienne, l'énergie hydraulienne, l'énergie solaire, l'énergie géothermique, l'énergie hydraulique et la biomasse. Certaines de ces technologies d'exploitation des ressources renouvelables sont désormais matures, tandis que d'autres sont pleinement développées, comme l'énergie solaire à concentration.

Au sein de cette filière, les centrales solaires à tour équipées de nombreux héliostats sont particulièrement prometteuses. Cependant, en Algérie, il n'existe pas de recherche axée sur l'optimisation technico-économique des centrales thermiques. Les centrales à tours solaires autonomes utilisant du sel fondu comme fluide de travail et des systèmes de stockage intégrés aux conditions climatiques algériennes n'ont pas encore été réalisés. De plus, avant d'introduire cette technologie sur le marché algérien, il est important d'optimiser les performances des centrales solaires et de réduire les coûts, ce qui constituera l'objet de notre travail.

Les avantages de cette technologie sont multiples. Des rendements énergétiques élevés, ainsi que de grandes perspectives d'améliorations technologiques, permettraient de placer le solairethermodynamique en tête des énergies renouvelables dans le monde. En effet sous un ensoleillement normal direct supérieur à 2000 kWh/m<sup>2</sup>/an le rendement annuel moyen avoisine 14% pour des centrales de forte puissance couplées à un cycle vapeur classique (type Rankine) et pourrait dépasser 25% à moyen terme pour des centrales de forte puissance couplée à un cycle à gaz (type Brayton). Le passage par l'énergie thermique dans la chaîne de conversion d'énergie permet d'insérer un stockage sous forme de chaleur, mais aussi d'hybrider les ressources (solaire et fossile ou biomasse), d'envisager de la polygénération d'énergie (électricité, chaleur, froid,hydrogène), voire d'associer la production d'électricité à d'autres enjeux essentiels des pays très ensoleillés comme le dessalement. Les centrales thermodynamiques sont donc capables de produire de l'électricité à la demande :

- Soit au moyen d'un stockage de l'énergie thermique : de tels dispositifs existent déjà avec des rendements supérieurs à 90%.

- Soit par hybridation avec une source non intermittente (appoint gaz, biomasse ou géothermique par exemple), éventuellement combinée à un stockage thermique pour limiter le nombre de démarrages.

D'un point de vue économique, comme toute énergie renouvelable, ces technologies permettent de se libérer des fluctuations du prix du pétrole et de limiter les rejets de CO<sub>2</sub>

dans l'atmosphère, puisque chaque m<sup>2</sup> de capteur permet d'éviter 250 à 400 kg de CO<sub>2</sub> par an.[2]

L'objectif ce travail constitue avant tout une mise à jour des connaissances sur les technologies solaires concentrées pour la production d'électricité et notamment la filière des centrales à tour. L'enjeu de ce PFE repose sur l'adaptation et la validation d'un outil de modélisation et simulation des centrales solaires : SAM (Solar Adviser Model). Les résultats escomptés sont d'une part l'évaluation des performances techniques, et d'autre part l'analyse des paramètres économiques et environnementales des composants et des systèmes par la mise au point d'une méthode de conception optimisée d'installations complètes. Trois sites du sud Algériens abritant chacun une centrale à tour de 100 MW<sub>e</sub> sont retenus. Les critères de choix des sites et les performances des centrales sont alors analysés en détails.

Ce document est structuré en chapitres. Après une introduction générale et des généralités sur composants et des systèmes de production d'électricité solaire thermodynamique et état de l'art (chapitre 1).

Le chapitre 2 traite de la méthodologie d'analyse de centrale à tour. L'étude paramétrique est abordée au chapitre 3 ou l'impact des certains facteurs clés de dimensionnement et d'optimisation est

Mis en évidence. Nous terminerons par une conclusion générale des recommandations.

# **Chapitre 1: Généralités**

## 1.1 Introduction:

On appelle gisement solaire l'ensemble des caractéristiques de la ressource locale en énergie solaire, c'est-à-dire ces fluctuations temporelles. Un gisement de pétrole représente une quantité de combustible prouvée ou estimée que l'on pourrait extraire selon certains coûts. La cadence d'extraction dépendra des besoins et des conditions socio-économiques : c'est un gisement passif, un stock dont la décroissance est dans les mains de l'homme. Le gisement solaire est lui-même fluctuant et instantané, il est renouvelable, mais ce qui n'a pas été utilisé ne le sera plus. Pour dimensionner un système énergétique solaire il faut, pour la région intéressée, définir le profil des fluctuations du rayonnement solaire, en intensité et en quantité, à partir d'une étude statistique sur plusieurs années. Le volume des données solaires instantanées peut être en suite réduit afin de rendre la simulation du fonctionnement du système compatible avec les moyens informatiques [5].

## 1.2 Estimation de l'éclairement solaire:

La ressource utilisée par les systèmes solaires à concentration est le rayonnement solaire direct (DNI), le terme normal signifie que le rayonnement direct incident est perpendiculaire à la surface. Il représente entre 50% et 90% de la totalité du rayonnement solaire. Ce qui conduit à deux conséquences [6]:

La nature de l'intermittence (fréquence, amplitude) est différente de celle observée dans le cas de l'ensoleillement global. On peut s'attendre à une plus forte amplitude, les coupures de flux liées aux passages nuageux sont plus brutales.

La distribution de la ressource (cartographie du DNI) introduit des différences remarquables par rapport à l'utilisation du photovoltaïque ou solaire thermique.

Le rayonnement direct normal est mesuré par un pyréliomètre ou calculé par des modèles numériques. La relation qui permet de calculer le rayonnement direct est comme suit: [7]

$$R_D = DNI \cdot \cos(q) \quad (1.1)$$

Où:

$R_D$  : Rayonnement direct (W/m<sup>2</sup>)

$q$  : Angle d'incidence

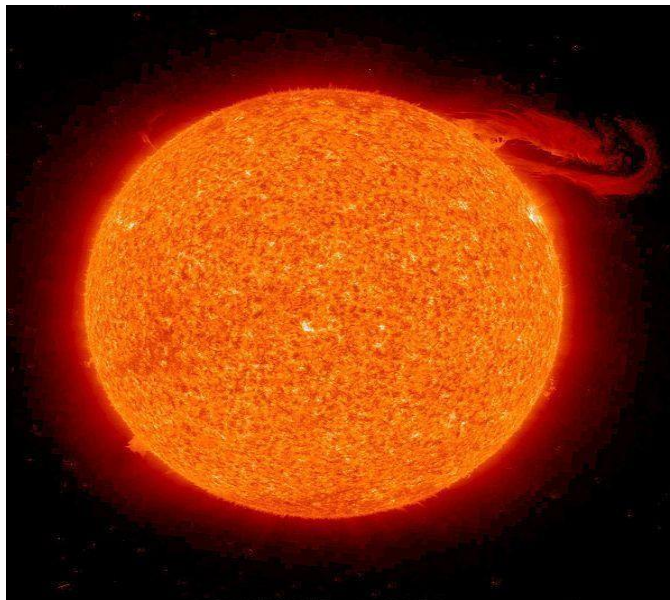


## 1.3 Astronomie solaire :

### 1.3.1 Le soleil:

Il est normal des intéresser d'abord au soleil dont nous dépendons si nous voulons mieux connaître les processus de conversion de l'énergie solaire. Le soleil est une étoile naine de forme pseudo- sphérique comparable à une immense boule de gaz très chaud qui se compose de 80% d'hydrogène et de 19% d'hélium, le 1% restant étant un mélange de plus de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus [7].

Comme vu de la terre, le soleil tourne au tour de son axe une fois toutes les quatre semaines, cependant il ne tourne pas comme un corps solide; une rotation est faite en 27 jours à l'équateur et en 30 jours aux régions polaires [8].



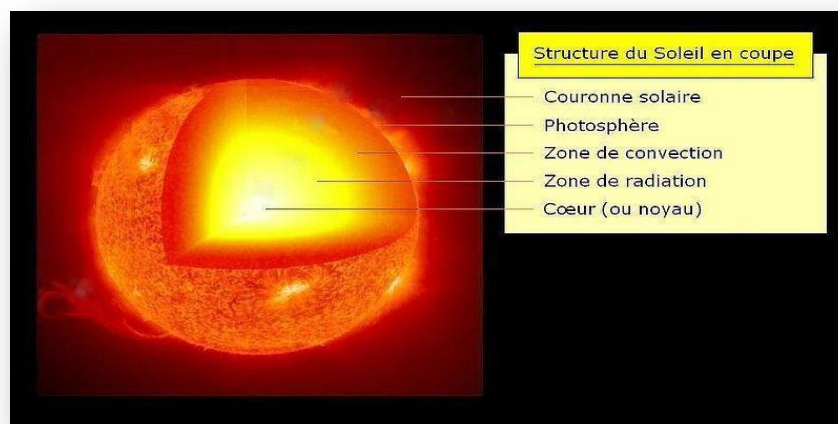
*Figure 1.1 :vue du soleil[9].*

Le soleil est considéré comme un corps noir avec une température effective de 5777K. La température des régions intérieures centrales est de l'ordre de 8106 à 40106 K et la densité est estimée à 100 fois celle de l'eau. Le soleil est en effet, un réacteur de fusion qui fournit continuellement l'énergie par rayonnement. Il utilise l'hydrogène comme combustible. Dans la réaction thermonucléaire, l'hydrogène fusionne en hélium. Chaque seconde, 564 millions de tonnes d'hydrogène se transforment en 560 millions de tonnes d'hélium. Cette différence de 4 millions de tonnes par seconde correspond à la différence d'énergie de liaison entre les protons de l'hydrogène et ceux de l'hélium donnant une énergie libérée sous forme de rayonnement (Effet de masse) estimée à  $3,8 \cdot 10^{20}$  MW. Les principales caractéristiques du soleil sont regroupées dans le Tableau 1 [8].

|   |                      |
|---|----------------------|
| Diameter (km)                             | 1392000              |
| Masse (kg)                                | $2 \cdot 10^{30}$    |
| Surface ( $km^2$ )                        | $6,09 \cdot 10^{12}$ |
| Volume ( $km^3$ )                         | $1,41 \cdot 10^{18}$ |
| Masse volumique moyenne ( $kg/m^3$ )      | 1408                 |
| Vitesse (km/s)                            | 217                  |
| Distance du centre de la voie lactée (km) | $2,5 \cdot 10^{17}$  |
| Gravitation à la surface                  | 273,95<br>$m/s^2$    |
| Temperature au noyau                      | 15106 K              |
| Temperature à la surface                  | 5770 K               |

**Tableau 2.1:** Caractéristiques principales du soleil [7].

Les processus radiatif et convectif (figure 2.2) sont le résultat des états successifs d'émission, d'absorption et de radiation. La gamme de spectre de rayonnement dans le noyau du soleil est comprise entre la longueur d'onde des rayons X et celle des rayons gamma, avec une longueur d'onde de radiation qui augmente suivant la diminution de la température à grandes distances [8].

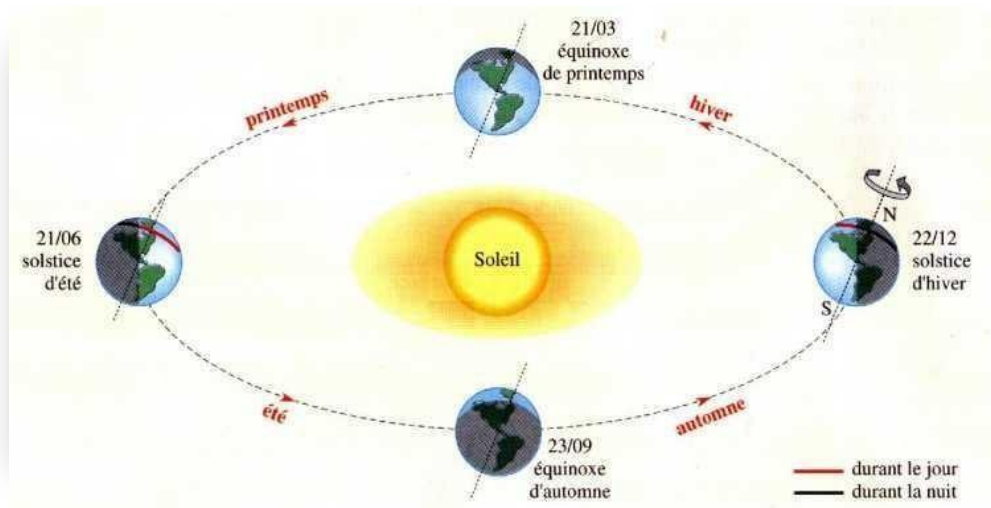


**Figure 1.2:** Coupe du soleil [9].

La terre décrit autour du soleil une orbite elliptique quasi circulaire avec une période de 365,25 jours. Le plan de cette orbite est appelé plan de l'écliptique. C'est au solstice d'hiver (21 décembre) que la terre est la plus proche du soleil, et au solstice d'été (22 juin) qu'elle en est la plus éloignée.

La terre tourne sur elle-même avec une période de 24h. Son axe de rotation (l'axe des pôles) a une

orientation fixe dans l'espace. Il fait un angle  $\delta = 23^{\circ}27'$  avec la normale au plan de l'écliptique [8].



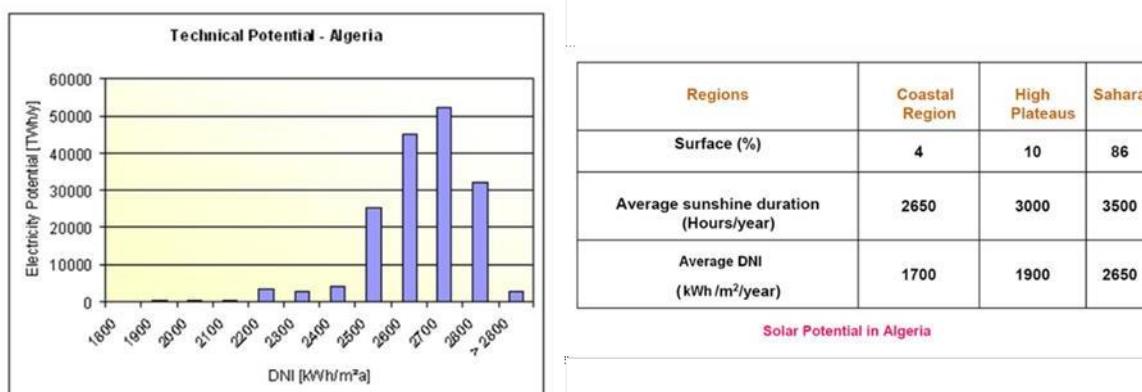
**Figure 1.3 :** Variation saisonnière du rayonnement solaire [10].

La position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de Coordonnées différents [11].

### 1.3.2 Potentiel de la filière en l'Algérie :

Le rayonnement solaire est une source d'énergie de haute qualité grâce à sa haute température et sa haute quantité d'exergie. Par ailleurs il s'agit de l'énergie la plus répandue et la plus régulièrement répartie sur la surface de la planète. En une année, l'humanité toute entière consomme une énergie qui représente moins de 3% de ce que le soleil nous envoie chaque jour. Face aux défis énergétiques de ce siècle, l'électricité solaire thermodynamique est appelée à occuper une part croissante dans le mix énergétique, à commencer par les régions ensoleillées des pays du MENA (Méditerranée et Moyen Orient). [5]

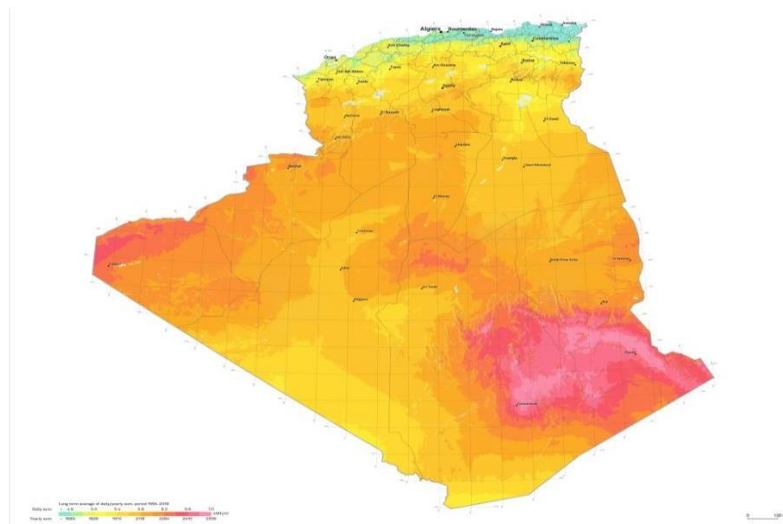
En Algérie, le potentiel technique permettrait de produire plus de 160 000 TWh électriques par voie solaire concentrée, voir figure 1.



**Figure 1.4 :** Potentiel technique des CSP en Algérie. [2]

Vue de sa localisation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3500 heures (hauts plateaux et Sahara).

L'énergie reçue annuellement sur une surface horizontale de  $1\text{m}^2$  soit près de  $3\text{ KWh/m}^2$  au nord et dépasse  $5,6\text{ KWh/m}$  au Grand Sud. La figure 2 représente la distribution de l'irradiation normale directe annuelle sur l'ensemble du territoire de l'Algérie.



**Figure 1. 5:** Carte de l'Irradiation Directe Annuelle Moyenne (SOLAR)

### 1.3.3 Les coordonnées :

Si l'on considère que le ciel est comme une voûte sphérique entourant le lieu d'observation, repérer un astre consiste à déterminer deux angles pour le positionner à la surface d'une sphère.

- Dans le système des coordonnées horizontales, l'astre est repéré par sa hauteur  $h$  au-dessus de l'horizon (angle entre la direction de l'astre et le plan horizontal) et par son azimut  $A$  (angle entre la direction du méridien – le Sud, dans l'hémisphère Nord – et la direction de l'astre dans le plan horizontal).
- Dans le système des coordonnées horaires, l'astre est repéré par sa déclinaison  $\delta$  au-dessus de l'équateur céleste (angle entre la direction de l'astre et le plan équatorial) et par son angle horaire  $H$ , qui est la durée qui sépare son passage au méridien de sa position actuelle [12].

### 1.3.4 Les coordonnées horaires:

#### 1.3.4.1 La déclinaison $\delta$ :

$\delta$  est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre. Cet angle varie au cours des saisons.

Equinoxe de printemps : 21 Mars  $d = 0$

|                      |                     |                           |
|----------------------|---------------------|---------------------------|
| Solstice d'été :     | 22 Juin             | $\delta = + 23^\circ 27'$ |
| Equinoxe d'automne : | 23 Septembre        | $\delta = 0$              |
| Solstice d'hiver :   | 22 Décembre         | $\delta = - 23^\circ 27'$ |
| Approche maximale :  | Périhélie 2 Janvier |                           |
| Approche minimale :  | Aphélie 2 Juillet   |                           |

Entre ces 4 points remarquables,  $\delta$  prend toutes les valeurs intermédiaires qui peuvent se calculer par la relation suivante :

$$\sin(\delta) = 0.4 \sin(t)$$

$$\text{Où } t = N \cdot \frac{360}{365}$$

Ou par la relation :

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284+n}{365}\right) \quad (2.1) \quad [7]$$

Avec  $n$ , nombre de jours écoulés depuis le 1<sup>er</sup> Janvier.

La déclinaison étant une fonction sinusoïdale, elle varie rapidement au voisinage des équinoxes (0.4 °/ jour) alors qu'elle est pratiquement stationnaire durant les périodes qui encadrent les solstices d'été et d'hiver [12].

### 1.3.4.2 Angle horaire $H$ :

C'est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui passant par la direction du soleil. Cet angle augmente de quinze degrés (15°) par heure, la valeur zéro degré (0°) est atteinte au passage du soleil à la verticale (zénith) du plan méridien (midi solaire vrai = 12 h TSV (TSV: Le temps solaire vrai) [13].

L'angle horaire est compté négativement avant midi TSV et positivement à l'après-midi. La relation directe entre TSV et l'angle horaire ( $\omega$ ) du soleil est donnée par :

$$\omega = 15^\circ (TSV - 12) \quad (3.1) \quad [7]$$

Si  $\omega = 0$ ,  $TSV = 12h. 00$

Si  $\omega < 0$ , la matinée.

Si  $\omega > 0$ , l'après midi

### 1.3.5 Les coordonnées azimutales :

#### 1.3.5.1 Hauteur angulaire du soleil (h) :

C'est l'angle formé par le plan horizontal au lieu d'observation et la direction du soleil. Cette hauteur durant le jour peut varier de 0 (soleil à l'horizon) à 90 (soleil au zénith) [14].

1.3.5.2 **Azimut** : C'est l'angle compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil. La connaissance de l'azimut du soleil est indispensable pour le calcul de l'angle d'incidence des rayons sur une surface non horizontale [14].

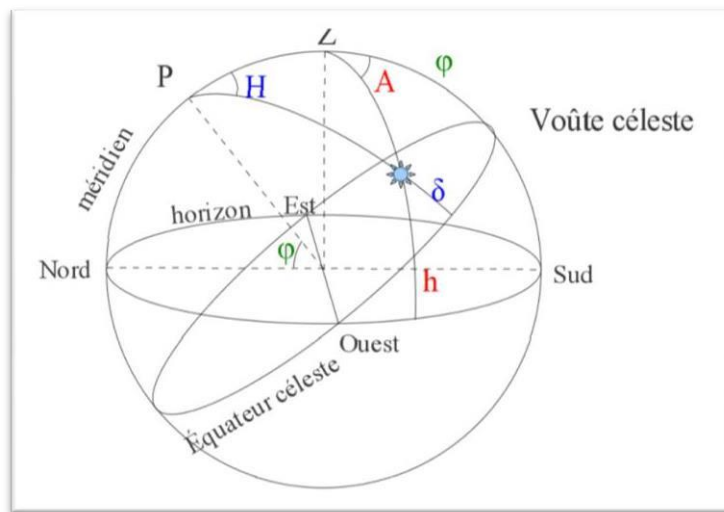


Figure 1.6: Repérage d'un astre sur la voûte céleste entourant le lieu d'observation (au centre) [15].

## 1.4 Technologies solaire à concentration :

### 1.4.1 Les concentrateurs linéaires: [16]

Ces systèmes sont composés de réflecteur assez longs qui suivent le soleil grâce à un seul axe de rotation un tube dans lequel circule de fluide caloporteur est placé sur la ligne focale du concentrateur : c'est le récepteur ou l'absorbeur, il existe deux familles :

- ✚ Les concentrateurs cylindro-parabolique.
- ✚ Les concentrateurs linéaires de Fresnel.

### 1.4.1.1 Les concentrateurs cylindro-parabolique:

Un concentrateur cylindro-parabolique est composé d' :

- 1.4.1.1.1 Un réflecteur parabolique(miroir),
- 1.4.1.1.2 Une structure métallique,
- 1.4.1.1.3 Un tube absorbeur,
- 1.4.1.1.4 Un système de poursuite solaire.

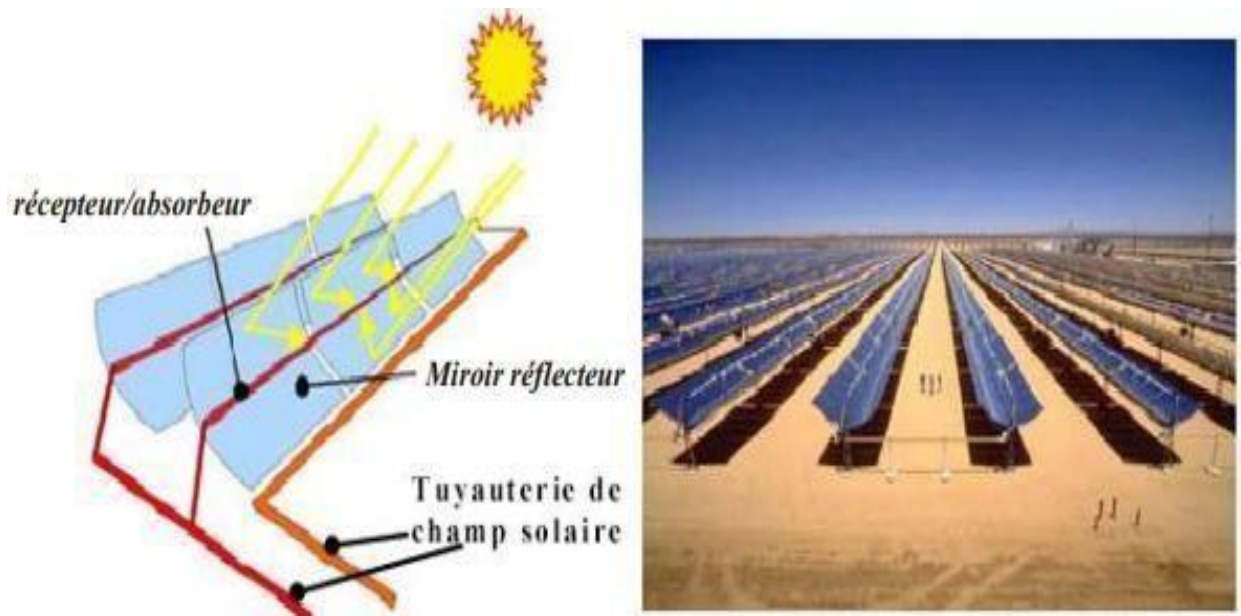


Figure1.7:Centrale cylindro-parabolique[17].

### 1.4.1.2 Les concentrateurs linéaires de Fresnel:

Ce type de capteur a concentration repose sur un système de miroirs plan RLC «réflecteurs linéaires compacts», dont l'orientation de chacun de ces miroirs autour d'un pivotent suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer le rayon solaire direct vers un ou deux absorbeurs fixes au mobiles.

L'énergie solaire concentrée sert à chauffer un fluide caloporteur circulant dans un tube horizontal ou la température de travail peut atteindre 500°C. Ensuite, grâce à un cycle de Rankine, nous pouvons produire de l'électricité ou l'utiliser directement dans divers procédés tel que le chauffage ou le froid[16].



Il est généralement composé de:

- Les miroirs réflecteurs,
- Une structure métallique,
- Un système de poursuite solaire,
- Le tube absorbeur,
- L'absorbeur et le réflecteur secondaire.

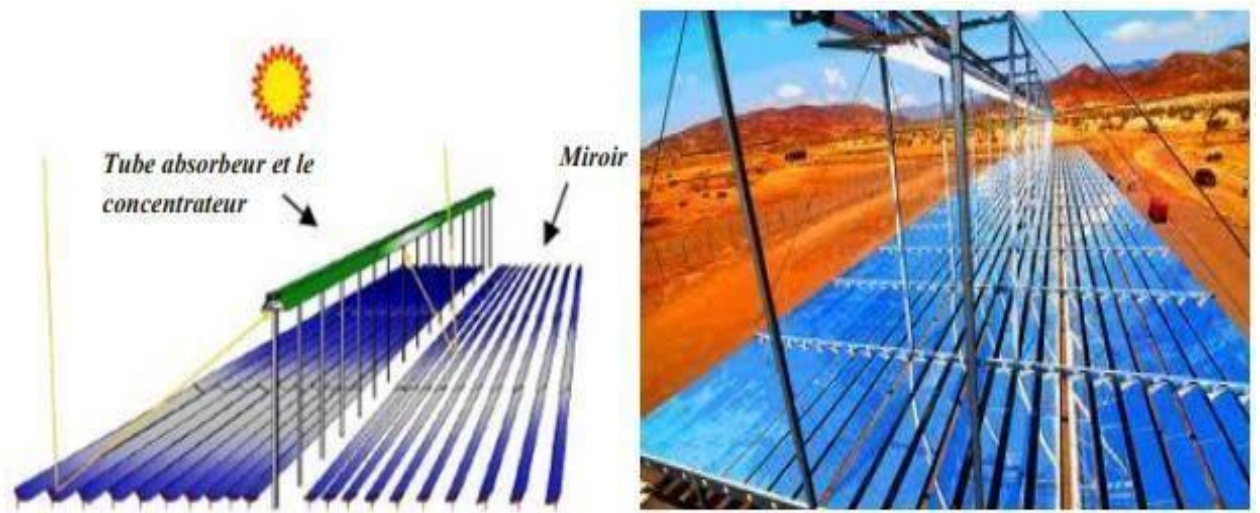


Figure1.8:Concentrateur linéaire de Fresnel[17].

#### 1.4.2 Les concentrateurs ponctuels:

Les concentrateurs ponctuels concentrent les rayons solaires sur un point.

Ce type de concentrateurs permet d'atteindre des températures de 500°C à 1200°C ,il assure le suivi du soleil sur deux axes, en azimut,et en élévation[16].

Il existe deux types de concentrateurs ponctuels:

##### 1.4.2.1 Les concentrateurs paraboliques[16] :

Le miroir parabolique est utilisé pour concentrer les rayons du soleil vers un point de convergence, ce qui permet de concentrer le rayonnement solaire sur un récepteur. Le récepteur peut être constitué d'un moteur Stirling, qui fonctionne grâce à la montée en température et en pression d'un gaz contenu dans une enceinte fermée.

Le concentrateur parabolique est composé de plusieurs éléments, dont le miroir parabolique qui assure la concentration des rayons solaires, ainsi qu'une structure support mobile qui permet de suivre la trajectoire du soleil et de maintenir le miroir en position optimale tout au long de la journée.

Le module convertisseur embarqué est également un élément important du concentrateur parabolique. Il est chargé de convertir l'énergie thermique en électricité, en utilisant la chaleur produite par le récepteur. Ce module peut être constitué d'un générateur thermoélectrique, d'un système de turbine à vapeur ou encore d'un moteur Stirling couplé à un générateur électrique

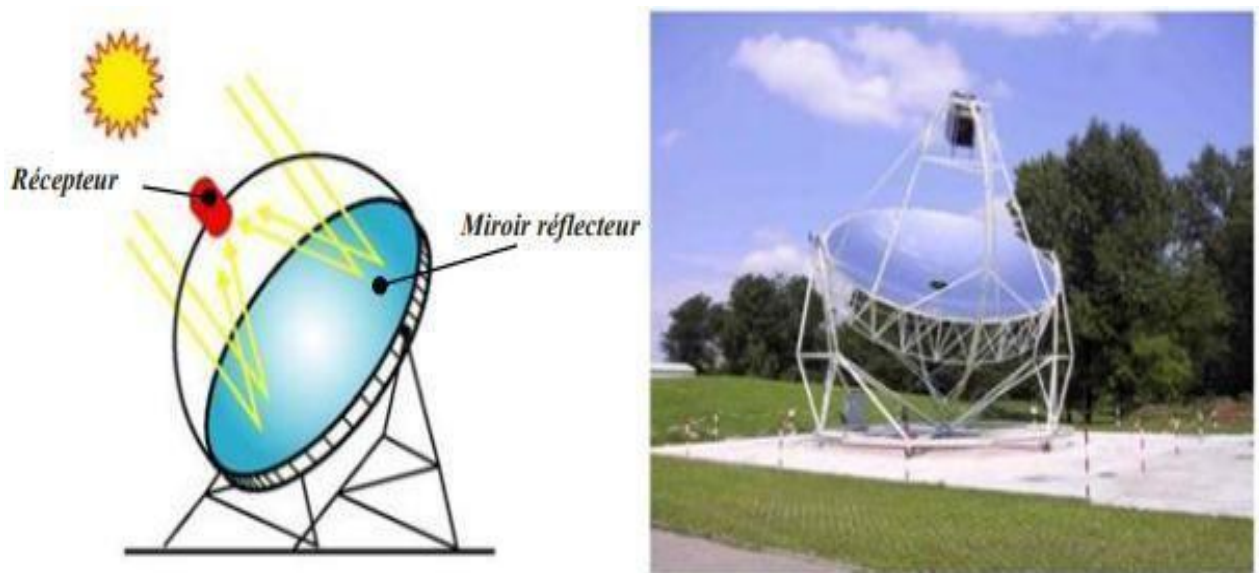
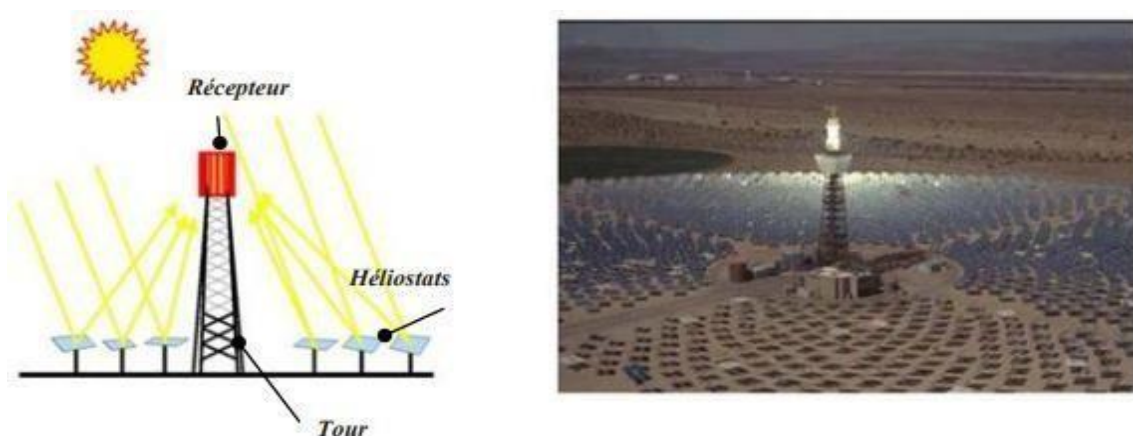


Figure 1.9 : Centrale solaire à capteur parabolique[26].

### 1.4.2.2 Les centrales à tour:

Les centrales à tour utilisent une grande quantité de miroirs qui font converger les rayons solaires vers un fluide caloporteur chauffé à haute température. Pour ce faire, les miroirs réfléchissants doivent suivre le mouvement du soleil afin de capter et de concentrer les rayonnements tout au long du cycle solaire quotidien. Le fluide produit de l'électricité par le biais de turbines à vapeur



ou à gaz[17].

Figure 1.10: Centrale à tour solaire[17].

## 1.5 L'état de l'art des centrales à tour et les projets réalisés dans le monde :

**Xiudong Wei et al(2010)** «Un nouveau code pour la conception et l'analyse de l'implantation des champs d'héliostats pour le système de tour de contrôle ». Ils ont fait une étude numérique pour développer un nouveau code pour la conception et l'analyse de la disposition du champ des héliostats pour une centrale de puissance. Ils ont conclu qu'un champ d'héliostat toroïdal a une performance plus élevée

**Franclim Rodrigues Cardozo (2012)** « Technologies d'énergie solaire à concentration utilisant des sels fondus pour le stockage et la production d'énergie ». Ils ont montré que l'utilisation des sels fondus comme fluide caloporteur et fluide de stockage offrent des avantages considérables du point de vue performances thermiques.

**Michael J et al(2018)** «Solar PILOT : Un outil d'implantation et de caractérisation du champ solaire d'une tour de puissance » Il ont développés une étude numérique simple permettant d'optimiser les performances des centrales à tour en prenant en considération le type d'héliostat, la configuration géométrique du champ et la géométrie du récepteur.

Nous présentons ci-dessous un tableau récapitulatif des centrales à tour dans le monde :

Que les grandes ou les importantes expériences, sont bien décrites, les autres petites centrales qui ont existé dans le monde sont mentionnées dans les dernières 5 lignes du tableau.

**Tableau 1. 1:** Les centrales solaires dans le monde

| Noms       | pays              | Dirigeants                    | Dates significatives                                 | Puissance | Le fluide caloporteur utilisé | Hauteur de la tour | Nombre d'héliostats                               | Surface effective     |
|------------|-------------------|-------------------------------|--|-----------|-------------------------------|--------------------|---|-----------------------|
| Solar one  | DAGGET californie | Le ministère de l'énergie DOE | Achevé 1981<br>Opérationnelle 1982<br>Bloqué en 1986 | 10 MW     | Eau -<br>vapeur d'eau         | 100 m              | 1818<br>Type 40 m <sup>2</sup>                    | 72650 m <sup>2</sup>  |
| SOLAR TWO  | USA               | SCE<br>LADWP<br>DOE           | 1996 à 1999  | 10 MW     | Sels fondus                   | 100 m              | 1926<br>40 m <sup>2</sup> et<br>95 m <sup>2</sup> | 82750 m <sup>2</sup>  |
| SOLAR TRES | ESPAGNE           | Torresol Energy               | 2003 à 2007  | 15~17 MW  | Sels fondus                   | 140~130m           | 2750<br>96 m <sup>2</sup>                         | 260000 m <sup>2</sup> |

|                       |                                 |                          |                                     |            |                          |                  |                            |                          |
|-----------------------|---------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|------------|--------------------------|------------------|----------------------------|--------------------------|
| Julich                | ALLEMAGNE                       | KAM SWJ                  | 2007<br>2010                        | 1.5<br>MW  | Air                      | 60m              | 2150<br>8 m <sup>2</sup>   | 17200m <sup>2</sup>      |
| PS 10                 | ESPAGNE                         | SOLUCAR                  | 2001<br>2005<br>2008                | 10<br>MW   | Eau -<br>Vapeur<br>d'eau | 110<br>-<br>115m | 624<br>120 m <sup>2</sup>  | 75 216<br>m <sup>2</sup> |
| PS 20                 | ESPAGNE                         | Abengoa Solar            | Inaugurer 2009                      | 20<br>MW   | Eau -<br>Vapeur<br>d'eau | 160 m            | 1255<br>120 m <sup>2</sup> | 150000<br>m <sup>2</sup> |
| CESA-I                | ESPAGNE                         | CEMAT                    | 1983                                | 7M<br>W    | Tous types<br>de fluide  | 80 m             | 300<br>39.6 m <sup>2</sup> | 11 800<br>m <sup>2</sup> |
| PEGAS<br>De<br>themis | FRANCE                          | CNRS<br>CG               | 2006<br>2013                        | 2<br>MW    | Air<br>Pressurisé        | 100 m            | 107<br>54 m                | 5778 m <sup>2</sup>      |
| IVANP<br>AH           | USA<br>MOJAVE                   | Bright Source<br>Bechtel | 2009<br>En court de<br>construction | 370<br>MW  | Eau<br>Vapeur<br>d'eau   | 140 m            | 347000<br>7m <sup>2</sup>  | --                       |
| CRTF[1<br>0]          | Albuquer<br>que<br>(NM,<br>USA) | DOE                      | 1980                                | 5<br>MW    | Sel fondu                | 61               | 228                        | 8261 m <sup>2</sup>      |
| SSPS                  | Tabernas<br>(Espagne)           | AIE                      | 1981                                | 2.7M<br>MW | Sodium<br>liquide        | 43               | 111                        | 4616 m <sup>2</sup>      |
| EUREL<br>IOS<br>[10]  | Andro<br>(Sicile)               | CEE                      | 1981                                | 1<br>MW    | Vapeur<br>saturée        | 55               | 182                        | 4193 m <sup>2</sup>      |
| Sunshin<br>e [10]     | Nio<br>(Japon)                  | --                       | 1981                                | 1<br>MW    | Vapeur<br>saturée        | 69               | 807                        | 12912<br>m <sup>2</sup>  |
| STEOR<br>[10]         | KernCoun<br>ty<br>(Ca,USA)      | ARCO Power               | 1983                                | 1<br>MW    | Vapeur<br>saturée        | 20               | 30                         | 1584 m <sup>2</sup>      |

## 1.6 Conclusion :

Les centrales solaires thermodynamiques recouvrent l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis à convertir cette chaleur en énergie électrique. Selon le mode de concentration du rayonnement solaire.

# **Chapitre 2:Modélisation D'une Centrale à Tour**

## 2.1 Introduction :

Une centrale à tour est une installation de production d'énergie solaire qui utilise des miroirs pour concentrer la lumière du soleil sur une tour centrale, généralement située au centre d'un champ de miroirs. La lumière concentrée est utilisée pour chauffer un fluide, qui circule ensuite dans la tour centrale pour produire de la vapeur. Cette vapeur est ensuite utilisée pour générer de l'électricité via une turbine.

La méthodologie d'analyse d'une centrale à tour implique une analyse approfondie de chaque composant du système, pour comprendre comment ils fonctionnent individuellement et comment ils contribuent aux performances du système dans son ensemble. Cette analyse permet d'identifier les possibilités d'amélioration pour augmenter l'efficacité et la rentabilité de la centrale à tour.

## 2.2 Evaluation des ressources solaire :

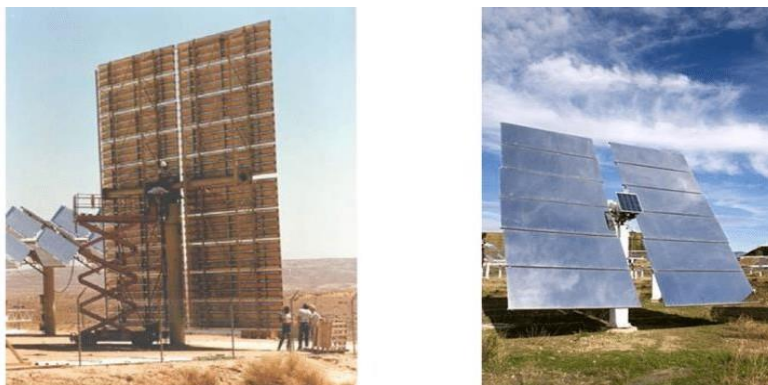
L'évaluation des ressources solaires est une étape clé dans la conception et l'exploitation d'une centrale à tour. Elle permet de déterminer le potentiel de production d'énergie solaire d'un site, en utilisant des données historiques de rayonnement solaire, des modèles de prévision météorologique et des capteurs solaires sur site. Ces données sont ensuite utilisées pour dimensionner la centrale à tour et pour planifier sa production d'électricité.[22]

## 2.3 Conception d'une centrale :

La conception d'une centrale à tour est un processus complexe qui nécessite une attention particulière à la sélection du site, la conception des miroirs, le fluide de travail, la tour centrale, le stockage d'énergie thermique et la turbine. Une conception soignée et une analyse minutieuse des composants permettront d'optimiser la performance et la rentabilité de la centrale à tour [23]

### 2.3.1 Champs d'héliostats :

Le champ héliostatique est l'élément le plus caractéristique de l'installation tour solaire. Il représente l'ensemble composé de plusieurs miroirs orientables positionnés sur les pylônes autour d'une tour située au sol permettant de réfléchir les rayons du soleil au sommet de la tour.[24]



**Figure 2.1** : la forme d'une héliostat[24]

### 2.3.2 Répartition des héliostats dans le champ :

Du fait la grande superficie et les grands espaces que peut occuper un champ d'héliostats, des algorithmes optiques très complexes sont utilisés pour optimiser l'énergie produite par unité de surface, les héliostats doivent se placé le plus proche que possible du récepteur, afin de diminué la taille de ce dernier, diminué l'effet de l'atténuation atmosphérique, et de concentrer les rayons solaires à plus hautes températures.[24]

la distribution des héliostats sur le terrain dépend de la latitude ce qui amène à deux type de champs :

- Champs du Nord pour l'hémisphère Sud(ou Sud pour l'hémisphère Nord) (Figure) utilise pour des grands latitudes.

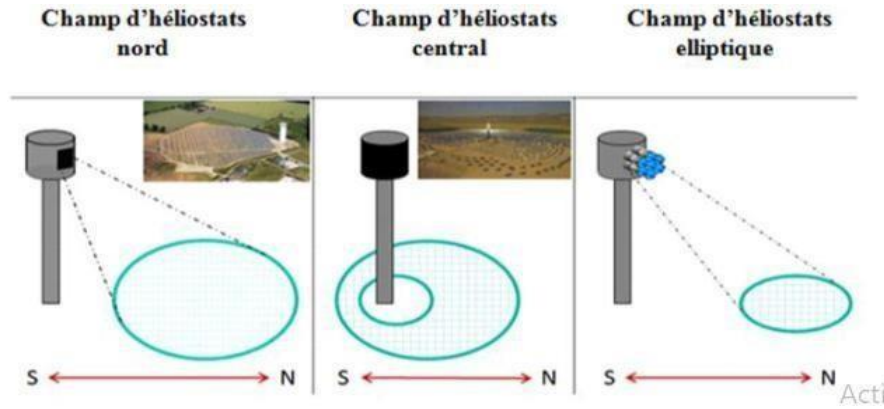


**Figure 2.2** : champs d'héliostat orienté Sud[24]

- Champs circulaire utilise en basse latitude haut la plupart de la journée



**Figure 2.3** : le champs circulaire[24]



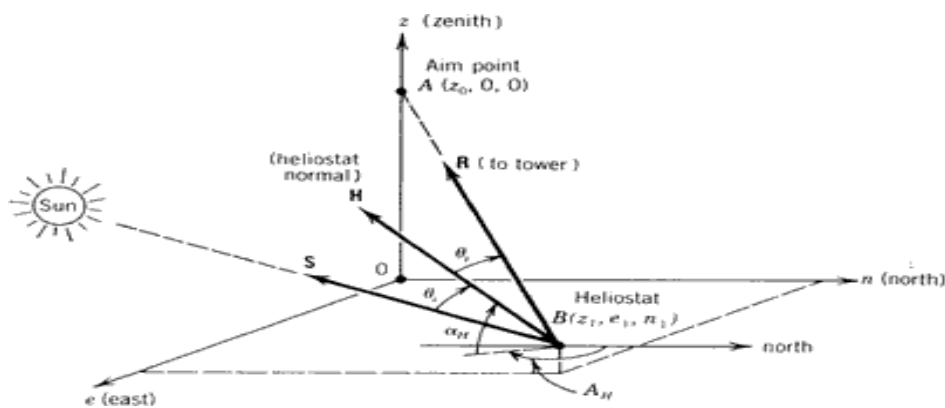
**Figure 2.4** : Les différentes configurations d'un champ d'héliostats.[24]

la puissance de la centrale joue aussi un rôle dans la configuration optimale du champ car pour une centrale de puissance inférieure ou égale à 10 MWth la configuration Nord est moins couteuse et plus adapté, tandis que pour les centrale de grande puissance supérieur ou égale à 500 MWth, la configuration est la plus adaptée. [25]

## 2.4 Calcul des performances optiques :

Avec les systèmes à récepteur central, les rayons du soleil qui frappent un champ de miroirs mobiles (héliostats) sont réfléchis vers un seul point fixe dans l'espace (le récepteur). Les angles de poursuite pour la surface du réflecteur, ainsi que l'angle d'incidence sur cette surface, peuvent être dérivés en utilisant les techniques vectorielles

La géométrie appropriée peut être mieux décrite en utilisant les coordonnées zénith, est et nord ( $z, e, n$ ) avec leur origine  $O$  à la base du point de visée  $A$ , comme illustré à la Figure 3.3. L'emplacement d'une surface réfléchissante  $B$  peut être défini comme  $z_1, e_1$  et  $n_1$  et le point de visée situé à une distance  $z_0$  au-dessus de l'origine.[26]



**Figure 2.5** Coordonnées définissant la réflexion des rayons solaires par un héliostat vers un seul point de visée. Le vecteur  $\mathbf{H}$  est normal à la surface réfléchissante de l'héliostat



Pour prédire les angles d'altitude et d'azimut ( $A_H$ ) du réflecteur (héliostat), nous devons décrire trois vecteurs unitaires. Un vecteur unitaire de rayon solaire central ( $\mathbf{S}$ ) pointant vers le soleil. Un vecteur unitaire pointant du réflecteur vers le point de visée ( $\mathbf{A}$ ) est défini comme

$$\mathbf{R} = \frac{(z_0 - z_1)\mathbf{i} - e_1\mathbf{j} - n_1\mathbf{k}}{\sqrt{(z_0 - z_1)^2 + e_1^2 + n_1^2}} \quad (3.1)$$

où  $\mathbf{i}$ ,  $\mathbf{j}$  et  $\mathbf{k}$  sont des vecteurs unitaires dans les directions  $z$ ,  $e$  et  $n$ , respectivement. En définissant l'équation (8.45) en termes de cosinus directeurs, nous avons

$$\mathbf{R} = R_x\mathbf{i} + R_y\mathbf{j} + R_z\mathbf{k} \quad (3.2)$$

Le troisième vecteur d'intérêt est un vecteur unitaire normal à la surface du réflecteur. Ceci est défini comme

$$\mathbf{H} = H_x\mathbf{i} + H_y\mathbf{j} + H_z\mathbf{k} \quad (3.3)$$

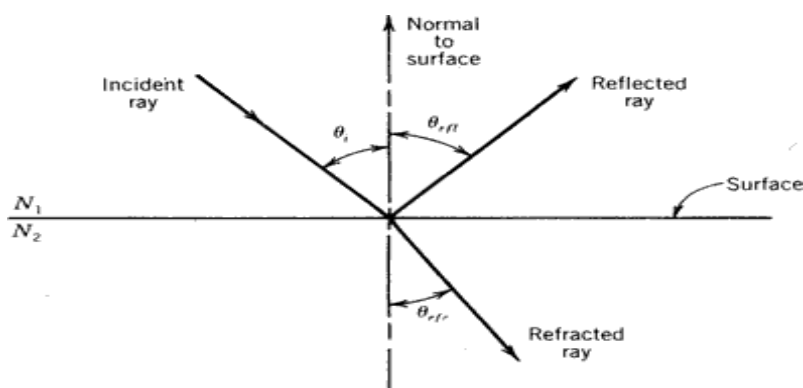
### 2.4.1 Principes de réflexion et de réfraction

Les processus de base qui se produisent lorsque la lumière rencontre la surface d'un matériau transparent sont illustrés à la figure 3.4. Une partie du rayon incident peut être réfléchié par la surface comme indiqué, avec un angle égal à l'angle que fait la lumière incidente avec la normale à la surface. Une partie de la lumière incidente traversera la surface et pénétrera dans le matériau. Ce faisant, la direction de la lumière est modifiée (c'est-à-dire réfractée) conformément à la loi de Snell :

$$N_1 \sin \theta_i = N_2 \sin \theta_r$$

$$N_1 \sin \theta_i = N_2 \sin \theta_r \quad (\text{loi de Snell}) \quad (3.4)$$

où les symboles sont définis comme dans la Figure 3.4.



**Figure 2.6** Interaction de la lumière avec un matériau.  $N_1$ , indice de réfraction du matériau 1 ;  $N_2$ , indice de réfraction du matériau 2.

Lorsque la lumière traverse le matériau, une partie de celle-ci peut être absorbée, diminuant ainsi le contenu énergétique de la lumière réfractée. La capacité du matériau à laisser passer la lumière est rapportée en tant que transmittance ou transmissivité. Les propriétés physiques de réflexion, de réfraction et de transmission définissent le comportement optique des capteurs solaires à concentration et sont examinées dans les sections suivantes.

Il ya plusieurs paramètres influent sur la configuration du champ d'héliostats :

### 2.4.1.1 L'effet cosinus :

Le facteur majeur qui joue sur le choix optimal du champ d'héliostat et sur son efficacité est l'effet cosinus, Ce dernier dépend à la fois de la position du soleil et de l'emplacement individuels, de chaque l'héliostat par rapport au récepteur.

Chaque héliostat est guidé par un mécanisme de suivi afin que sa surface normale divise l'angle entre le rayon solaire directe et la ligne lumineuse qui est le rayon réfléchis de l'héliostat vers et la tour. [26]

Dans la figure nous pouvons remarquer que la surface effective de réflexion est réduite de la moitié de cet angle, comme on peut le constater sur les deux dessins, l'héliostat « A » à moins de perte par effet cosinus que l'héliostat « B » et pour éviter ce problème il est évident que la surface normale soit pointéesur le récepteur, et que les héliostats soient situés face au soleil. De la, on peut dire que effet cosinus se produit lorsque la surface réfléchive des héliostats ne se trouve pas à la normal par rapport aux rayons solaires incident, la surface effective des miroirs est réduite par le cosinus de l'angle d'incidence. [26]

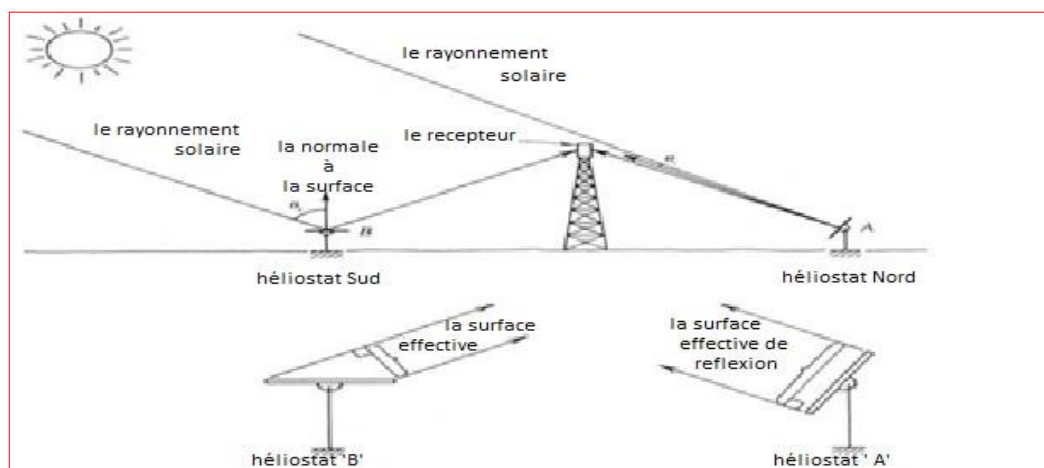


Figure 2.7. L'effet cosinus pour deux héliostats. A et B [26].

:

$$\cos 2 \theta_i = \frac{(z_0 - z_1) \sin h - e_1 \cos h \sin a - \rho_1 \cos h \cos a}{[z_0 - z_1 + e_1^2 + r_1^2]^{1/2}} \quad (8.5)$$

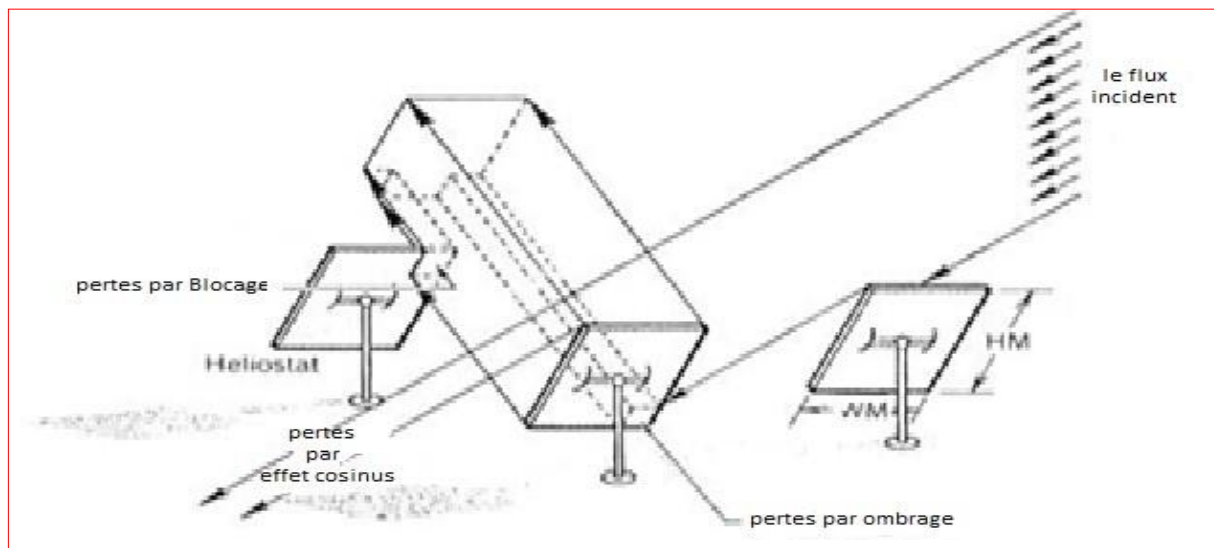
Avec :  $h$  et  $a$  : sont respectivement la hauteur du soleil et l'angle d'azimut ;  $z$ ,  $e$ , et  $o$  sont les coordonnées orthogonales d'un point sur la tour à la hauteur des miroirs de l'héliostat.

### 2.4.1.2 L'ombrage et le blocage

L'ombrage et le blocage sont des problèmes causés par les héliostats adjacents ces deux facteurs, font diminuer le flux d'énergie incident sur le récepteur.

L'ombrage a lieu à bas angles du soleil quand un héliostat projette son ombre sur un héliostat situé derrière lui. Par conséquent, pas tout le flux solaire incident, atteint le réflecteur. Le blocage se produit quand un héliostat devant un autre bloque le flux reflété sur son chemin vers le récepteur.

On remarque dans la figure qui suit que le phénomène d'ombrage atteint la face avant des héliostats adjacents par contre le blocage touche la face arrière de l'héliostat qui se trouve face au héliostat concerné par le blocage. [26]



**La figure 2.8.** Les pertes du flux solaire par le phénomène d'ombrage et de blocage [26].

pour la bonne maîtrise des phénomènes d'ombrage et de blocage il faut savoir jouer sur trois paramètres qui sont, la longueur de la tour, l'espace entre héliostats, et la hauteur de soleil, en s'appuyant sur des modèles informatiques, le bon emplacement des héliostats sera facilement évalué. [26]

La bonne configuration du champs d'héliostat permet non seulement de maîtriser les problèmes liés à l'ombrages et au blocage mais aussi de minimiser et d'optimiser le terrain occupé par les héliostats, pour cela deux distances ' $\Delta A$ ',  $\Delta R$  sont définis respectivement comme : espacement radial et

espacement azimutale, on remarque dans la figure qui suit que la répartition des héliostats au alentour de la tour est danse magrés ça une certaine distance doit etre respécter afin d'évité les interférences mécaniques . on revanche, l'éspace radial augmente entre les héliostats qui sont plus loin de la tour si l'éspace devient très grand des héliostats supplémentaire serant intégrés comme le montre la figure suivante. [26] :



**La figure 2.9.** Le déplacement radial et azimutal des héliostats [26].

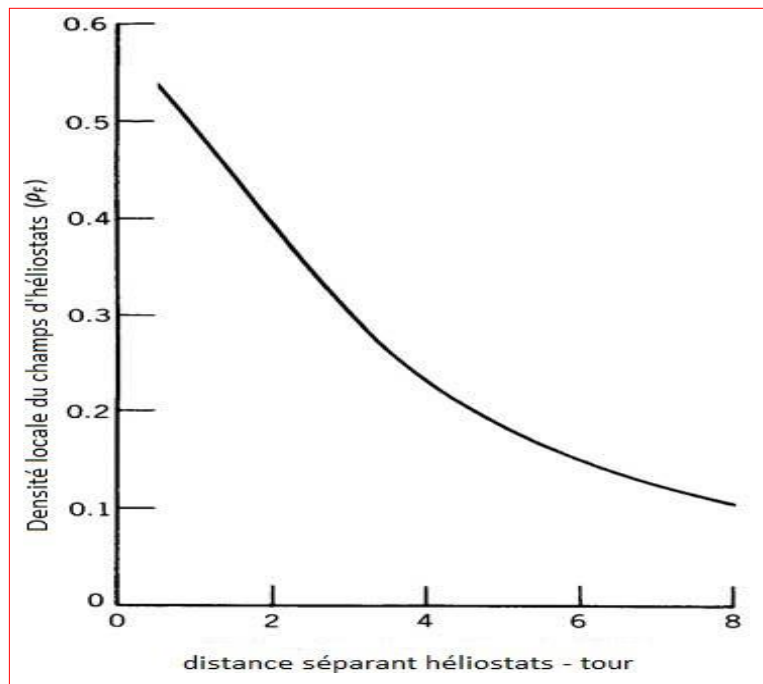
### 2.4.1.3 La densité du champ

La densité local du champ est définie comme étant le rapport de la surface du miroir à la surface du terrain occupé par le champ. Sa formule est donnée par la relation suivante. [26] :

$$\rho_F = \frac{2 DM WM HM}{\Delta R \Delta A} \quad (3.9)$$

D'où DM, la densité du miroir, elle est définis comme étant e rapport de la surface du miroir sur la surface globale d' héliostat.

Notez que pour les héliostats plus loin de la tour, l'espacement radial augmente considérablement, tandis que l'espacement azimutal diminue au point où les héliostats ont une distance particulière radiale, une largeur d'héliostat entre eux ( $\Delta A = 2$ ). La figue montre la diminution de la densité du champ local en fonction de la distance par rapport à la tour, qui diminue. [26]



**La figure 2.10.** La densité locale du champ d'héliostats par rapport à l'éloignement de la tour [26].

#### 2.4.1.4 L'atténuation atmosphérique

Plusieurs facteurs favorisent l'idée d'étaler un champ d'héliostats au nord d'une longue tour solaire, mais le majeur inconvénient est la grande distance qui sépare le récepteur des héliostats placés aux extrémités du champ. L'atténuation atmosphérique augmente avec la distance qui sépare l'héliostat du récepteur, et l'inverse est toujours vrai. [26]

Les formules de atténuation atmosphérique suivantes ont été approchée par Vittitoe et Biggs (1978), la première pour une journée claire (23 km de visibilité) et la deuxième d'une journée brumeuse (5 km de visibilité). [26]

- pour une journée claire de 23 km de visibilité :

$$r_a = 0.99326 - 0.1046 S + 0.017 S^2 - 0.002845 S^3 \quad (3.10)$$

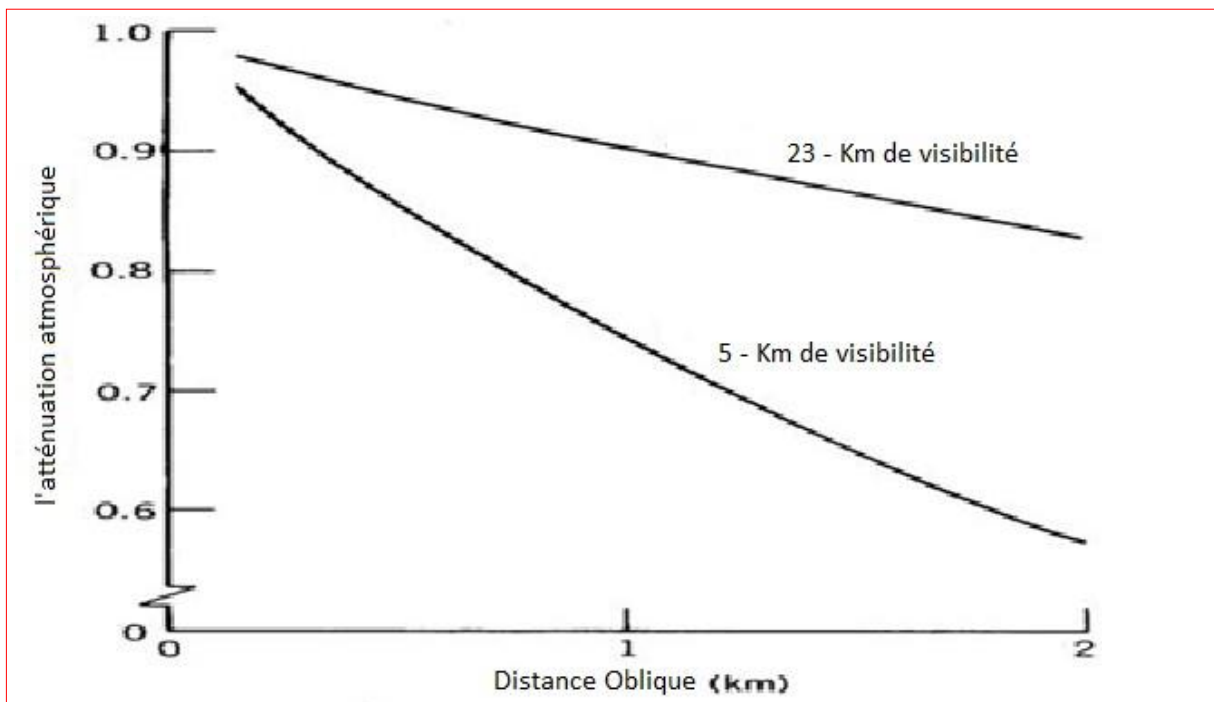
- pour une journée brumeuse de 5 km de visibilité.

$$r_a = 0.98707 - 0.2748 S + 0.03394 S^2 \quad (3.11)$$

$S$ : Est la distance oblique entre l'héliostat et le récepteur en Km.[8]

Ces expressions ont été calculées pour une altitude spécifique au site, mais ils sont fortement dépendants de la distribution des aérosols au niveau du sol (visibilité), et peu dépendant de l'altitude du site. L'effet de l'atténuation atmosphérique est présenté graphiquement dans la Figure qui suit.

La distance oblique maximum pour une énergie solaire est de 0,44 km, mais de plus grands champs sont envisagés dans le futur proche où l'atténuation atmosphérique sera encore plus significative. [26]



**Figure 2.11.** L'atténuation atmosphérique pour une atmosphère claire et brumeuse [8].

Tous les paramètres décrits en haut influent sur la configuration du champ d'héliostat, mais il est bon de rajouter que la puissance de la centrale joue aussi un rôle dans la configuration optimale du champ car pour une centrale de puissance inférieure ou égale à 10 MWt la configuration Nord est moins coûteuse et plus adaptée, tandis que pour les centrale de grande puissance supérieur ou égale à 500 MWt, la configuration est la plus adaptée. [26].

- la performance optique du champ d'héliostat est présentée par l'efficacité optique ( $\eta_{opt}$ ) définie par le rapport de la puissance qui parvient successivement à la surface du récepteur ( $Q_{abs}$ ) au rayonnement solaire total survenant du champ d'héliostat.

$$\eta_{opt} = \frac{Q_{abs}}{Q_{inc}} = \frac{Q_{abs}}{I_{bn} \times A_{hélio} \times N_{hélio}} \quad (3.12) \quad [8]$$

L'efficacité du champ d'héliostats est définie comme étant, Le produit d'efficacité de chaque mode de pertes, sa formule est donnée comme suivant. [26]:

$$\eta_{champ} = \eta_{cos} \cdot \eta_{refl} \cdot \eta_{att} \cdot \eta_{bolc} \cdot \eta_{ombr} \quad (3.13) \quad [8]$$

D'où :  $\eta_{cos}$ ,  $\eta_{refl}$ ,  $\eta_{att}$ ,  $\eta_{bolc}$ ,  $\eta_{ombr}$  : sont des efficacités basées respectivement sur les pertes cosinus, pertes par réflectivité, pertes dû à l'atténuation, et les pertes d'ombrage-blocage

## 2.5 La tour :

La tour sert à placer le récepteur à une hauteur optimale suivant la latitude du site et la taille du champsolaire, elle a généralement une hauteur de 80 à 100 m.

Il faut respecter deux critères essentiels : une bonne résistance au vent et un ombrage minimum sur le champ d'héliostats. Cependant, qu'elle soit métallique ou en béton, un critère esthétique doit être pris en compte pour que les centrales à tour soient acceptées par les populations locales [27].



Figure 2.12 : Une tour métallique et une tour en béton[28]

### 2.5.1 Le récepteur :

Le récepteur est placé dans le haut de la tour, il transmet la chaleur provenant du champ d'héliostats à un fluide caloporteur. En fait, le récepteur fonctionne comme une chaudière qui génère la vapeur d'eau directement à 250 °C et 40 bars [29].



**Figure 2.13** : un récepteur réel dans l'unité de recherche appliquée en ER de Ghardaïa

### **2.5.1.1 Les types de récepteur :**

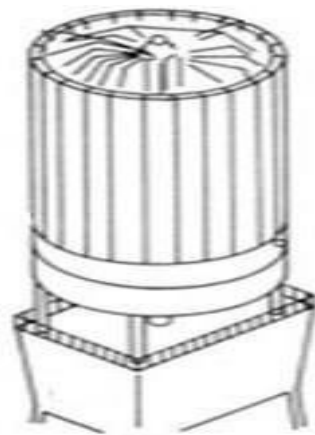
Dans ce type de centrale, il existe trois types des récepteurs :

#### **2.5.1.1.1 Récepteur extérieur :**

Ce récepteur est également appelé récepteur ouvert, il est généralement constitué de plusieurs tubes verticaux. Ces tubes sont soudés entre eux pour former une forme cylindrique. C'est au travers de ces tubes que circulent le fluide caloporteur, ce dernier est chauffé puis soit injecté vers le cycle thermodynamique ou bien stocké dans des réservoirs.

La surface du récepteur est réduite au minimum pour réduire et minimiser les pertes de chaleur. La limite inférieure est déterminée par la température de fonctionnement maximale du tube et la capacité de dissipation thermique du liquide de refroidissement.

Les fluides utilisés dans ce type de récepteur sont : sels fondus, les huiles synthétiques.



**Figure 2.14** : Récepteur externe [27]



### 2.5.1.1.2 Récepteur à cavité :

Afin de réduire les déperditions calorifiques du récepteur, certains modèles proposent de placer la surface absorbante du flux dans une cavité isolante, réduisant ainsi les pertes par convection dans l'absorbeur. Le flux solaire collecté par les héliostats est réfléchi par l'ouverture sur la surface absorbante

Les fluides utilisés dans ce type de récepteur sont : air, particules tombantes (sable), sels fondus [27].

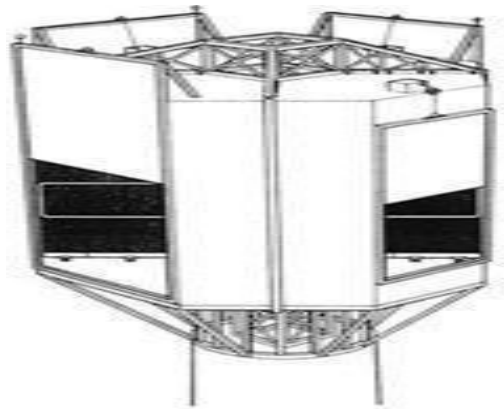


Figure 2.15 : Récepteur à cavité [27]

### 2.5.1.1.3 Récepteur volumétrique :



Figure 2.16 : Récepteur volumétrique [29].

Une structure poreuse métallique ou céramique, appelée « mousse », est soumise aux flux solaires. L'objectif est d'obtenir un « effet volumique » : la mousse est chauffée dans son volume, la température de surface est alors minimisée, réduisant les pertes par rayonnement infrarouge.

La chaleur est ensuite transmise au fluide de transfert circulant au travers de la mousse. Le récepteur peut être à pression atmosphérique ou sous pression si l'air est directement destiné à alimenter

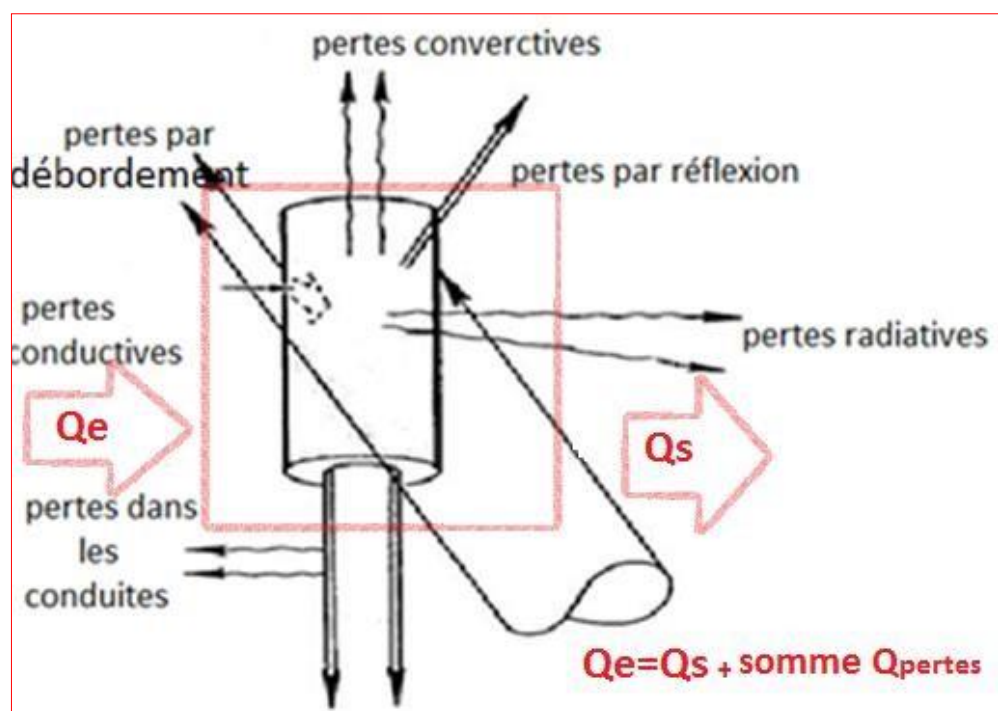
une turbine à gaz, ce qui nécessite l'utilisation d'un hublot vitré en face avant résistant aux conditions extrêmes de température et de pression [27].

### 2.5.1.2 Model thermique de récepteur :

L'efficacité du récepteur est définie comme étant, Le produit d'efficacité de chaque mode de pertes, sa formule est donnée comme suivant. [26] :

$$\eta_{recepteur} = \eta_{b\acute{e}bor} \cdot \eta_{absor} \cdot \eta_{ray} \cdot \eta_{conv} \cdot \eta_{cond} \quad (3.14) [8]$$

D'où les :  $\eta_{b\acute{e}bor}$ ,  $\eta_{absor}$ ,  $\eta_{ray}$ ,  $\eta_{conv}$ ,  $\eta_{cond}$  , Sont respectivement les pertes par : débordement, absorption, rayonnement, convection et conduction



**Figure 2.17.** Pertes thermiques au niveau du récepteur.[26]

Les pertes au niveaux du récepteur sont comme suivant :

Pertes par convection, pertes par conduction, pertes par radiation, pertes par débordement, pertes dans les tuyauteries, pertes par réflectivité, elles sont bien illustrées sur la figure suivante.

Les pertes d'énergie majeures qui touchent les récepteurs solaires sont les pertes thermique convectives et radiatives vers l'ambiance, elles sont relatives au type du récepteur utiliser : volumétrique, externe, ou à cavité. D'autres facteurs additifs incluent la vitesse locale du vent, la température ambiante, et l'orientation du récepteur. [26]

### **2..1.2.1 Les pertes par rayonnement et par convection**

Les pertes par rayonnement et par convection sont principalement fonctions de la taille du récepteur et la température de fonctionnement du système. La plupart des centrales actuellement conçu, le récepteur fonctionne à une température constante. Par conséquent, le taux d'énergie perdue par le récepteur est essentiellement constant tout au long de la journée et l'année par contre le pourcentage de perte augmente le matin et le soir. Cela rend le pourcentage de perte annuelle moyenne supérieure au pourcentage de perte estimé à midi.[28]

Le taux constant des pertes thermiques au niveau du récepteur définit le seuil de fonctionnement du système. Le système fonctionnera, lorsque l'énergie du soleil est suffisante pour surmonter les pertes de chaleur dans le récepteur. Ce seuil n'est produit généralement que lorsque l'angle d'altitude du soleil est d'environ 15 degrés. L'opération du système à des angles du soleil inférieurs, est limitée en raison de l'augmentation rapide des phénomènes d'ombrage et de blocage sur les héliostats. [28]

### **2..1.2.2 Les pertes par débordement**

Les pertes par débordement sont définis comme étant l'énergie dirigée vers le récepteur et qui ne tombe pas sur l'ouverture, le débordement est un phénomène relatif au champ d'héliostats et à la conception du récepteur. La précision de la surface d'héliostat, la propagation du faisceau, la précision des miroirs pendulaires, et la précision de suivi jouent un rôle sur la répartition du flux au niveau du récepteur et, par conséquent, sur le débordement. Ce dernier peut être réduit en augmentant la taille du récepteur. Le récepteur est normalement conçu assez grand pour intercepter la plupart des rayons réfléchis par le champ d'héliostats et de garder les valeurs max du flux incident assez bas pour le fluide caloporteur. Cependant, la taille du récepteur est limitée par les pertes radiatives et convectives qui sont directement proportionnelles à sa surface. La détermination de la taille optimale du récepteur nécessite l'utilisation des outils d'optimisation ainsi pour les champs d'héliostats. [28]

### 2.5.1.2.3 L'absorption du récepteur

Elle est uniquement fonction du type du revêtement de la surface d'absorption. La plus part des conceptions actuelles, utilisent une peinture à haute absorption, elle est commercialisée en tant que 'PyroMark'. Cette peinture est utilisée pour les surfaces travaillant à haute température et a une absorption d'environ 0,95. Ce chiffre peut augmenter à 0.98 si l'absorption se fait à l'intérieur d'une cavité. [28]

### 2..1.2.3 Les pertes thermiques par conduction

Finalement, les pertes thermiques par conduction, ces pertes représentent une petite fraction par rapport aux pertes totales du récepteur (chaleur dissipée par le récepteur). La plupart de cette chaleur est perdue par les supports qui relient le récepteur à la structure de la tour. On peut la maintenir petite, en minimisant le nombre de points d'attachement et la taille du récepteur ainsi qu'utiliser des matériaux de construction à faible conductance thermique comme les aciers inoxydables. [28]

### 2.5.1.3 Les fluides caloporteurs :

Le fluide de transfert est l'un des éléments les plus importants pour le fonctionnement d'une centrale CSP. Il permet de faire le lien entre le récepteur solaire et le groupe de puissance en transférant la chaleur du premier au second. Dans certain cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique. Plusieurs études ont examiné les critères importants pour la sélection d'un fluide de transfert pour les centrales solaires [30].

#### 2.5.1.3.1 Les critères pour la sélection d'un fluide de transfert : [30]

- ✚ Température limite basse faible (température de solidification)
- ✚ Température d'utilisation élevée (évaporation et stabilité thermique)
- ✚ Pression de vapeur faible (< 1 atm.)
- ✚ Capacité de stockage thermique élevée
- ✚ Conductivité thermique élevée
- ✚ Viscosité dynamique faible

### **2.5.1.3.2 Les fluides les plus utilisés :**

#### **2.5.1.3.2.1 L'eau liquide :**

L'eau liquide est a priori un fluide de transfert idéal. Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique, abondante et gratuite. Son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées dans les récepteurs en raison des hautes températures atteintes, la température critique est de 371 °C (pression 221 bar), ce qui pose problème pour les technologies des concentrateurs solaires

#### **2.5.1.3.2.2 Les huiles :**

Sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400°C, très inflammables, sont abandonnées au profit des huiles synthétiques. C'est le fluide le plus couramment employé dans le champ solaire [32].

#### **2.5.2.3.2.3 Les sels fondus :**

Les sels fondus à base de nitrates de sodium et de potassium offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée. Ils sont donc également de très bons fluides de stockage, meilleurs que les huiles. Leur température de sortie peut atteindre 650°C [32].

#### **2.5.2.3.2.4 L'air :**

L'air peut être utilisé comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz. Il peut atteindre de très hautes températures en conservant une parfaite stabilité, Utilisé à pression atmosphérique [32]

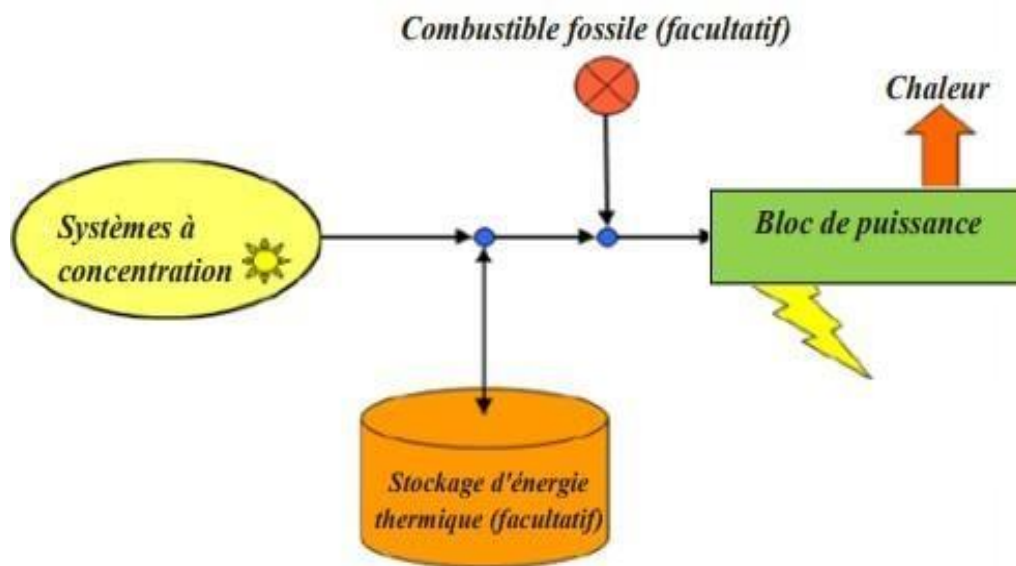
## 2.6 Le stockage :

Un système de stockage d'énergie thermique est composé de trois éléments principaux : un principe de stockage, un mécanisme de transfert d'énergie et un système de confinement.

Le principe de stockage d'énergie stock de l'énergie sous forme de chaleur sensible, latente ou thermochimique. Le mécanisme de transfert d'énergie a pour but de charger et décharger la chaleur du système de stockage de manière efficace. Le système de confinement permet de maintenir les deux premiers composants et de les isoler de l'extérieur.

L'intégration d'un système de stockage thermique au sien d'une centrale CSP permet de répondre à différentes utilisations de la variation journalière du rayonnement solaire et du profil de la demande. En effet, les tarifs d'électricité peuvent varier durant la journée, la semaine ou l'année.

Le but de stockage est de maximiser la période de fonctionnement de la centrale, sa capacité varie généralement entre 3 et 15 heures de fonctionnement.[32]



**Figure 2.18** : Concept d'intégration d'un système de stockage thermique dans une centrale solaire.[32]

Dans le cas des centrales CSP, les fluides couramment présents sont les huiles thermiques et les sels fondus.

Le système de stockage à sel fondu peut être configuré de deux manières :

### 2.6.1 Système à un seul réservoir (thermocline) :

Le système de stockage thermocline comme le stockage à deux réservoirs, peut fonctionner de manière directe ou indirecte. Utilisant un réservoir unique, le stockage thermique utilise un gradient thermique pour séparer la zone chaude HT de la zone froide BT. Pouvant représenter jusqu'à un tiers de la hauteur du réservoir, la zone dite « thermocline » se déplace axialement suivant les phases de charge ou de décharge. Le système de stockage est composé d'un réservoir isolé avec des orifices d'alimentation sur la partie supérieure et inférieure. Des diffuseurs, aux deux extrémités, permettent de conserver la stratification (le fluide chaud flotte sur le fluide froid) existante dans le réservoir et évitent ainsi les mélanges. Pour charger le système, le fluide chaud à une température HT est introduit dans la partie supérieure du réservoir, s'écoule vers le bas à travers le lit de roche et le fluide froid s'évacue à travers le diffuseur de la partie inférieure. Durant cette étape, le fluide chaud permet d'élever la température des matériaux de stockage de BT jusqu'à une température HT. Durant le déstockage du système, le sens de circulation du fluide est inversé et le fluide froid BT entre par la partie inférieure. Ce fluide est chauffé au fur et à mesure de sa circulation à travers les particules solides initialement à température HT. Durant ces phases de charge et de décharge, la zone thermocline va se déplacer jusqu'à sortir du réservoir [32].

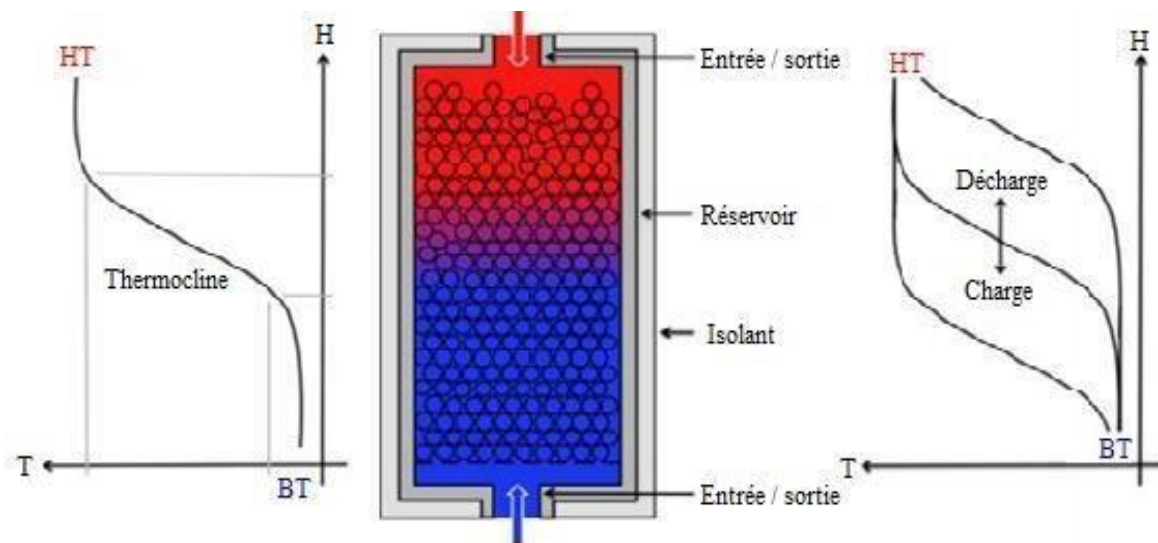


Figure 2.19 : Principe de fonctionnement du stockage thermocline.

## 2.6.2 Système à deux réservoirs :

Ce type de stockage est le plus classiquement utilisé, le système emploie deux bacs ayant chacun la pleine capacité de rétention du fluide en circulation. Dans ce cas l'un des bacs contient le fluide « froid » (aux alentours de 250°C) et l'autre fluide chaud. L'échangeur solaire est toujours fourni en chaleur par le réservoir chaud [32].

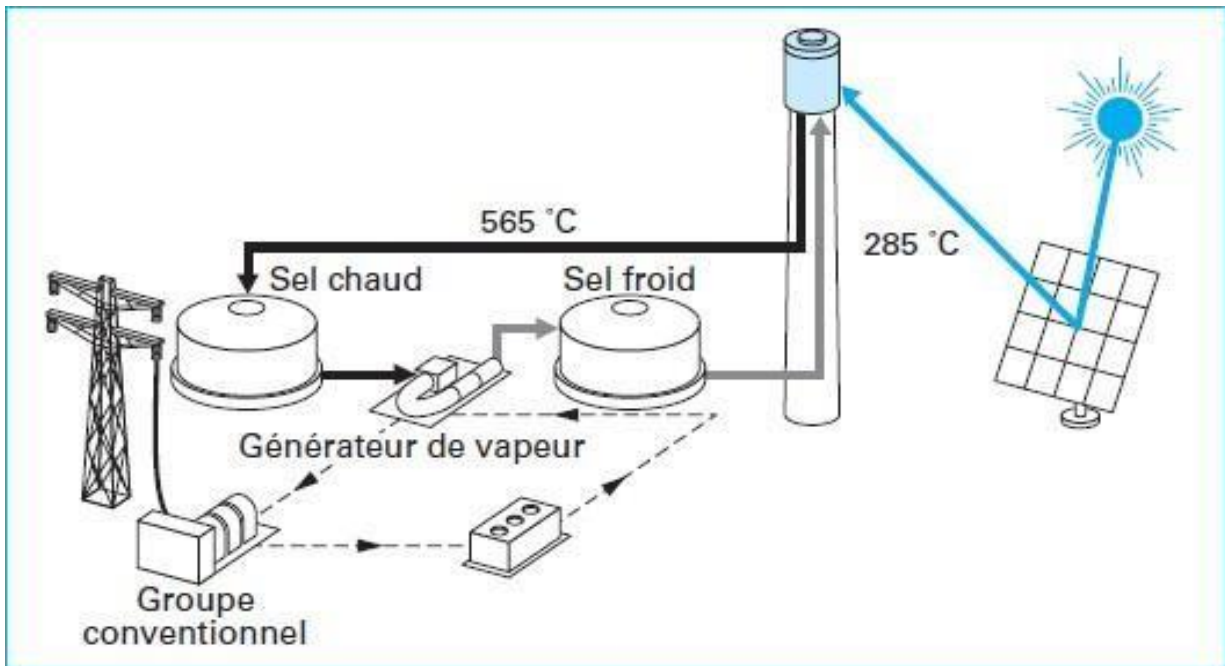


Figure 2.20 : Schéma d'un système à deux réservoirs [25].

## 2.7 Cycle de puissance :

Il se compose d'un générateur de vapeur, d'une turbine et d'un alternateur.

La chaleur obtenue transforme de l'eau en vapeur d'eau dans une chaudière, puis la vapeur sous pression fait tourner une turbine qui entraîne un alternateur. Le dernier produit un courant électrique alternatif



## 2.7.1 Les différents cycles de puissance utilisés dans les centrales à tour :

### 2.7.1.1 Turbine à vapeur

La turbine à vapeur est un moteur thermique à combustion externe, fonctionnant selon le cycle thermodynamique dit de Rankine. Ce cycle se distingue par le changement d'état affectant le fluide moteur qui est, en général, de la vapeur d'eau. Le principe est donc le même que celui de la machine à vapeur à pistons.

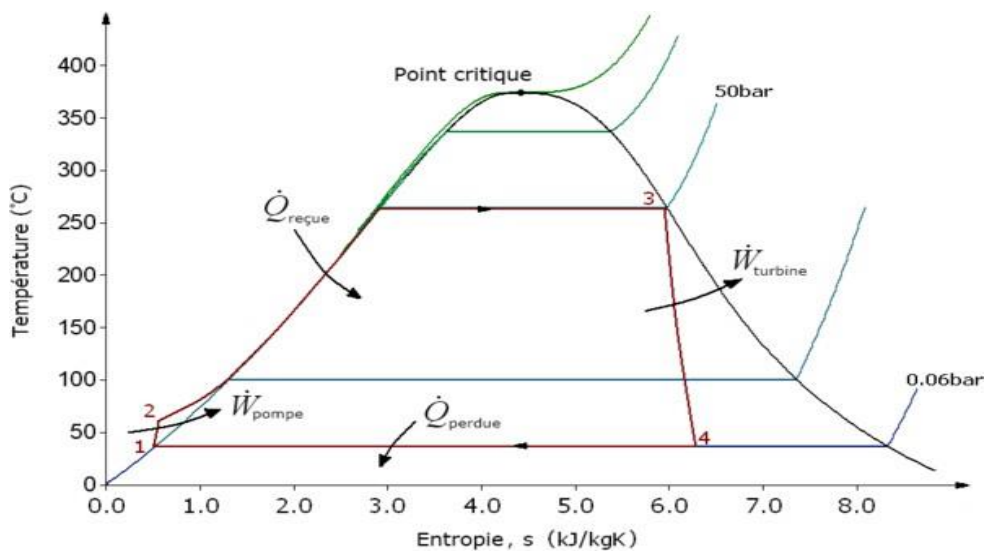


**Figure 2.21.** Turbine à vapeur [33]

L'énergie du fluide, caractérisée par sa vitesse et son enthalpie, est partiellement convertie en énergie mécanique pour entraîner un alternateur, une pompe, ou tout autre récepteur mécanique rotatif. La turbine, dans notre étude, est divisée en deux sections; section à haute pression et l'autre à basse pression, avec réchauffage entre les deux. L'extraction de la vapeur à la sortie de l'étage HP de la turbine est envoyée aux préchauffeurs à condensation.

🚦 Cycle théorique d'une machine à vapeur : cycle de Rankine

Le cycle de Rankine représente le cycle de base d'une turbine à vapeur qui se déroule totalement en vapeur humide. Il comporte: deux isobares HP et BP (changement d'état isotherme) et deux adiabatiques [33].



**Figure 2.22.** Schéma d'un cycle de Rankine élémentaire [34].

Ce cycle comprend au moins les étapes suivantes [33]:

- ✚ L'eau liquide est mise en pression par une pompe et envoyée vers la chaudière,
- ✚ L'eau est chauffée, vaporisée et surchauffée,
- ✚ La vapeur se détend et refroidit dans la turbine en fournissant de l'énergie mécanique,
- ✚ La vapeur détendue est condensée au contact de la source froide sous vide partiel.

### 2.7.1.2 Générateur de vapeur

C'est un dispositif permettant de transférer de l'énergie thermique d'un fluide chaud à un autre froid à travers une paroi séparatrice. Cette dernière est mise dans le but de garder les caractéristiques physico- économiques de chaque fluide.[33]

Il est composé de :

- **Un préchauffeur** : un échangeur de chaleur tube et calandre dont l'objectif principal est d'apporter l'eau chaude entrante à l'état liquide saturé.
- **Un évaporateur** : un échangeur de chaleur dans lequel l'eau change sa phase de l'état liquide à l'état gazeux (vapeur d'eau saturée) à température et pression constante, en récupérant la chaleur d'un autre fluide caloporteur.
- **Un surchauffeur.** un échangeur de chaleur qui augmente la température de la vapeur d'entrée mais avec différentes pressions de fonctionnement [35].

### 2.7.1.3 Condenseur

Le condenseur est un échangeur thermique d'écoulement à deux phases. Il permet la transformation des vapeurs surchauffées en liquide sous-refroidi. La chaleur générée par changement de phase de la vapeur au liquide est éliminée par un liquide de refroidissement (l'eau) [36].

### 2.7.1.4 Réchauffeur

Un réchauffeur est essentiellement un surchauffeur qui surchauffe la vapeur sortant de l'étage haute pression d'une turbine. La vapeur réchauffée est ensuite envoyée à l'étage basse pression de la turbine. En réchauffant la vapeur entre la turbine haute pression et basse pression

Il est possible d'augmenter l'efficacité électrique du cycle de la centrale au-delà de 40%. La conception du réchauffeur est très similaire à la conception du surchauffeur car les deux fonctionnent à des températures élevées [36].

### 2.7.1.5 Pompe

La pompe est un dispositif permettant de faire circuler un fluide dans le circuit primaire d'une installation à un débit nominal en augmentant sa pression. Selon l'application, il y a de nombreuses pompes pour la tour de la centrale CSP:[36]

- ✚ Pompe à sels fondus froids à haute pression.
- ✚ Pompe de circulation de sels fondus chauds.
- ✚ Pompe de désurchauffe de sels fondus froids.
- ✚ Pompe de fusion et de drainage de sels fondus froids[36].

### 2.7.1.6 . Alternateur

Un générateur électrique est un dispositif rotatif permettant de produire de l'énergie électrique à partir d'une autre forme d'énergie. L'alternateur joue un grand rôle dans la fabrication de l'électricité grâce à sa bobine. L'alternateur fonctionne sur un principe physique utilisé depuis très longtemps. Une bobine de cuivre est enroulée autour d'un aimant. Quand la turbine est en marche, elle entraîne l'alternateur, il fait tourner la bobine, par l'axe de rotation, et produit un courant électrique.[36]

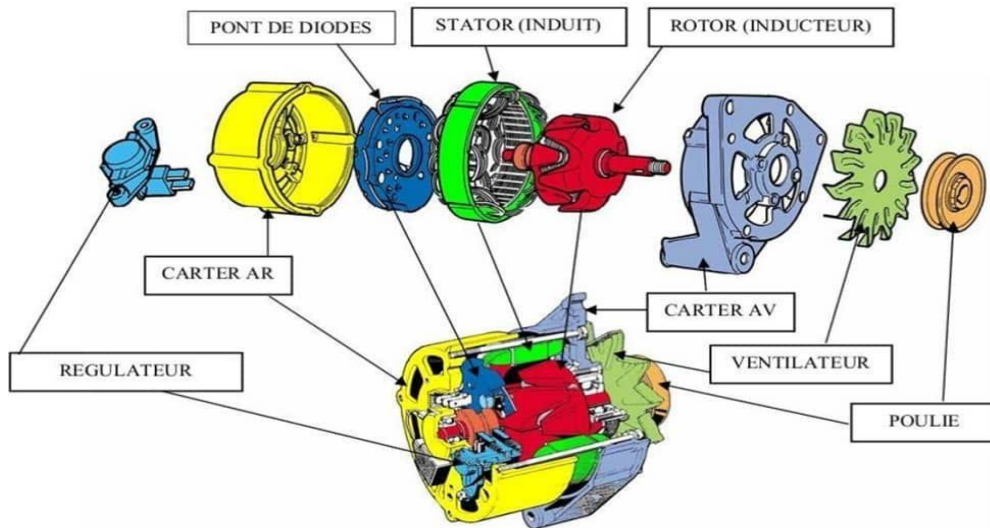


Figure 2.23. Schéma d'un alternateur[37]

### 2.7.2 paramètres de performance d'un cycle de puissance :

Le cycle de puissance utilisé pour la centrale solaire à tour est généralement le cycle conventionnel de Rankine,

L'équation qui régit ce cycle est comme suit :

$$\dot{Q}_{st,abs} = \dot{W}_{net} + \dot{Q}_{ps,perdues} \quad (2.16)$$

Ou :

$$\dot{W}_{net} = \dot{W}_t - \dot{W}_{p1} - \dot{W}_{p2}$$

$\dot{W}_{net}$  : Travail net

$\dot{W}_t$  : Travail de la turbine.

$\dot{W}_{p1}$  : Travail de la pompe1

$\dot{W}_{p2}$  : Travail de la pompe2

L'efficacité du cycle de puissance est comme suit :[8]

$$\eta_{ps} = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{Q}_{st,ab}} \quad (2.17)$$

Le rendement global du système est formulé comme suit :

$$\eta = \frac{W_{\text{net}} \cdot \eta_{\text{para}}}{Q} \quad (2.18)$$

$\eta_{\text{para}}$  : Rendement parasite

Les pertes thermiques au niveau du récepteur par différents mécanismes : convection, émission, réflexion et conduction sont données par la relation suivante :

$$Q_{\text{rec,perdus}} = Q_{\text{rec,conv}} + Q_{\text{rec,em}} + Q_{\text{rec,ref}} + Q_{\text{rec,con}} \quad (2.19)$$

Ou :

$$Q_{\text{rec}} = \varepsilon_{\text{avg}}(T^4 - T_0^4)A_{\text{field}}/C_{\text{rec,ur}} \quad (2.20)$$

$Q_{\text{rec}}$  : Energie perdue par émission (W)

$\varepsilon_{\text{avg}}$  : Émissivité moyenne de la surface du récepteur.

$\sigma$ : Constant Stefan Boltzmann de  $5.67 \cdot 10^{-8} \text{W (m}^2 \text{K}^4)^{-1}$

$T_{\text{rec}}$ : Température de la surface du récepteur (K)

$T_0$ : Température de référence (K)

$A_{\text{field}}$ : Surface du champ ( $\text{m}^2$ )

$C$ : Taux de concentration.

$$Q_{\text{rec,f}} = Q_{\text{rec}}^* \cdot F_r \cdot \rho \quad (2.21)$$

$Q_{\text{rec,f}}$ : Energie perdue par réflexion (W)

$F_r$ : Facteur de forme

$\rho$ : Densité ( $\text{Kg/m}^3$ ) [8]

$$\dot{Q}_{rec,conv} = (h_{air,fc,insi}(T_{rec,sur} - T_0) + h_{air,nc,insi}(T_{rec,sur} - T_0)/F_r) A_{field}/CQ$$

$\dot{Q}_{rec,conv}$  : Energie perdue par conduction (W)

$h_{air,fc,insi}$  : Coefficient d'échange de chaleur entre l'air et l'intérieur du récepteur par la convection forcée (W/m<sup>2</sup>K)

$T_{rec,sur}$  : Température de la surface du récepteur (K)

$h_{air,nc,insi}$  : Coefficient d'échange de chaleur entre l'air et l'intérieur du récepteur par convection naturelle (W/m<sup>2</sup>K)

## 2.8 Analyse économique :

L'analyse économique de l'utilisation de l'énergie solaire concentrée pour la production de l'électricité se pose comme un aspect très important dans le but de choisir la technologie appropriée qui peut satisfaire la demande énergétique avec un coût faible . Certaines difficultés rencontrées lors de l'étude économique d'une centrale solaire sont causées, d'un coté, par la comparaison entre le coût de l'investissement initial et les futurs couts de fonctionnement et d'autre coté par le rassemblement d'un nombre suffisant de données économiques du système étudié [37].

Les paramètres économiques nécessaires pour effectuer une étude technico- économique des centrales solaires thermodynamiques sont présentés d'une manière succincte dans ce qui suit:

### 2.8.1 Evaluation du cout du KWh produit :

Le coût du kWh d'origine solaire est un paramètre important et décisif, un coût faible va permettre à cette technologie de se développer largement. Aujourd'hui, le coût de l'électricité produite par les centrales solaires se situe entre 0.15 et 0.20

€/kWh, il est élevé par rapport à celui de l'électricité produite par les centrales conventionnels. Plusieurs études récentes ont montré clairement que la moitié de la réduction du coût peut être obtenue par l'augmentation de la taille des centrales solaires et par leur industrialisation massive, l'autre moitié résultant des progrès de leurs performances obtenus par les efforts de R&D.[38]

## **2.8.2 Calcul du temps de retour sur investissement (Pay Out Time, POT) :**

Le POT est un indicateur très simple pour évaluer la faisabilité et la rentabilité d'un projet [40]. Il renseigne sur le nombre d'années d'exploitation de la centrale nécessaire avant de pouvoir rentabiliser l'investissement ou encore le nombre d'année nécessaires avant de pouvoir espérer en tirer des bénéfices ( $VAN > 0$ ). Il est défini comme un rapport entre le coût total (TC) et le flux de trésorerie annuel (ACF):[39]

## **2.9 Analyse environnementale :**

### **2.9.1 Analyse du cycle de vie (ACV) :**

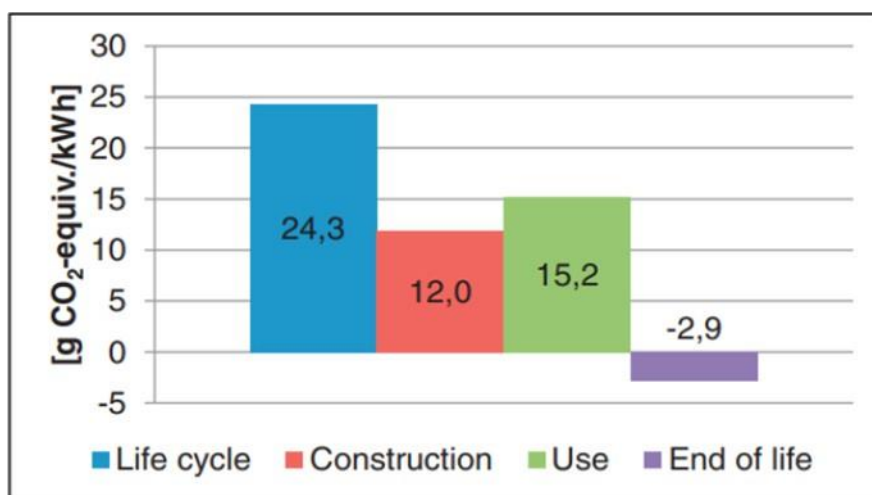
L'analyse de cycle de vie (ACV) est une méthode systémique d'évaluation des impacts environnementaux. Elle permet d'évaluer les impacts environnementaux potentiels des différentes filières énergétiques, depuis l'extraction des matières premières jusqu'au traitement des déchets en fin de vie. L'ACV est également une méthode multicritère qui permet d'évaluer aussi bien les impacts sur le changement climatique, l'épuisement de ressources fossiles, de ressources minérales, que les impacts sur la santé humaine ou les écosystèmes. Ainsi, l'ACV permet, d'éviter ou d'identifier les possibles transferts de pollution. Ces transferts peuvent se faire de la phase de production d'énergie vers la phase de production des systèmes permettant ensuite la production d'énergie. L'ACV constitue un outil d'aide à la décision précieux pour les instances gouvernementales dans le cadre de politiques de limitation des impacts environnementaux. Son utilisation permet de comprendre les impacts qu'ils occasionnent ce qui constitue une étape indispensable avant la prise de décisions rationnelles et efficaces en vue de réduire leurs impacts environnementaux.

L'ACV montrent que bien que les systèmes de production d'énergie renouvelable reposent sur des sources d'énergies renouvelables, ils ne sont pas pour autant dénués d'impacts environnementaux. De l'énergie et des matières premières sont nécessaires pour construire, maintenir et démanteler ces systèmes. Les résultats issus de ces ACV montrent que, généralement, les EnR présentent de plus faibles empreintes environnementales que leurs alternatives basées sur des énergies fossiles.

Les impacts des ACV sont calculés à partir d'inventaires de cycle de vie et comptabilisent l'ensemble des flux entrants et sortants d'une activité comme la production d'électricité. Pour chaque filière, les performances environnementales sont étudiées [40].

## 2.9.2 Application aux centrales à tour :

L'ACV est présenté quantitativement dans la Figure 3.25. Le cycle de vie de la centrale CSP évaluée est de 24,3 g d'équivalents CO<sub>2</sub> par kWh. La construction de la centrale produit 12,0 g d'équivalents CO<sub>2</sub> par kWh d'électricité générée, tandis que la phase d'utilisation produit 15,2 g d'équivalents CO<sub>2</sub> par kWh. En fin de vie, 2,9 g d'équivalents CO<sub>2</sub> par kWh sont évités grâce à la récupération de matériaux et au remplacement de matériaux vierges.

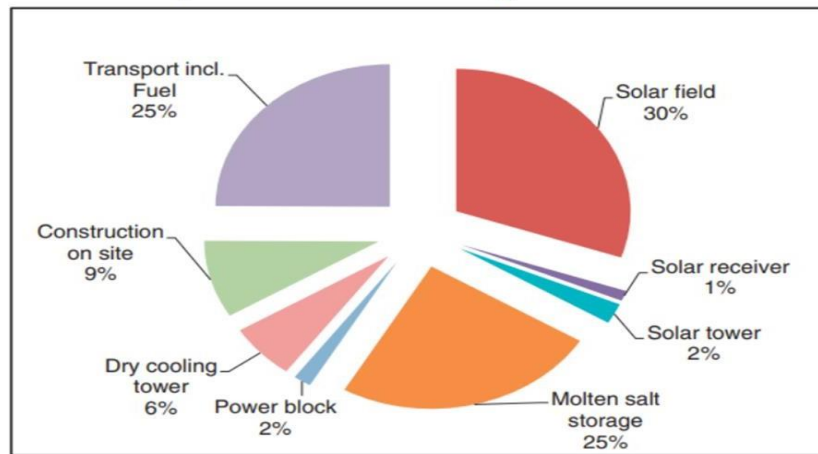


**Figure 2.24:** Répartition relative des différents impacts pendant la phase de construction

La répartition de l'impact de chaque élément pendant la phase de construction est illustrée dans la Figure 2. La contribution des impacts provient principalement du champ solaire avec une part de 30

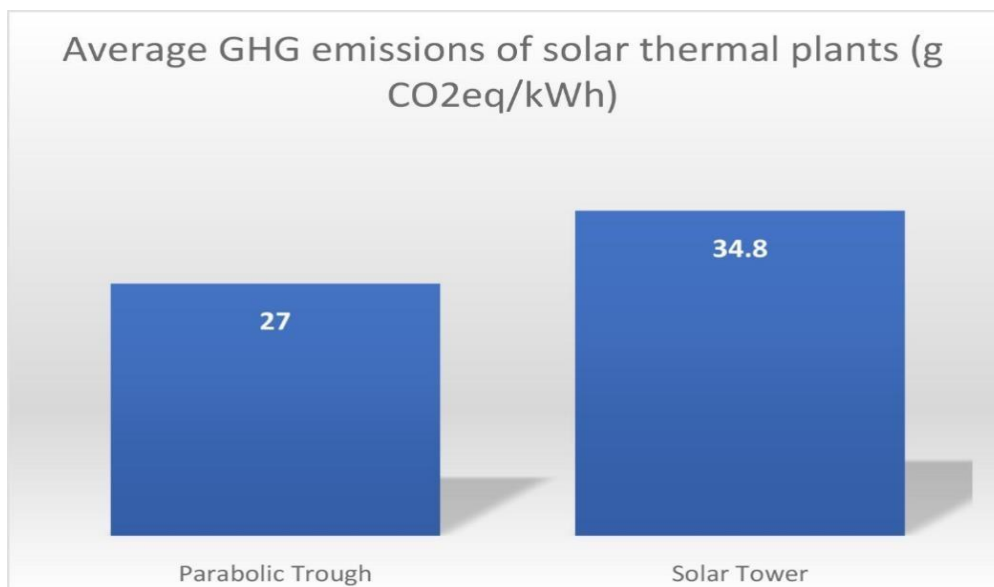
%, suivi du stockage de sel fondu et des dépenses de transport, chacun avec 25 %. 9 % supplémentaires sont ajoutés par la construction sur site, tandis que les autres composants ont une part relativement un faible impact [41].





**Figure 2.25:** Répartition relative des différents impacts pendant la phase de construction

La figure 3.29 montre les émissions moyennes de CO<sub>2</sub> par kWh produit pour les centrales cylindro-paraboliques et les centrales à tour. Cette figure servira pour l'évaluation de CO<sub>2</sub> pour les centrales étudiées dans ce travail.



**Figure 2.26:** Empreinte carbone des centrales CSP les plus courantes [41]

## 2.10 Etude d'analyse comparative de logiciels d'analyse technico-économique adaptés pour les tours solaires :

Les technologies solaires sont en pleine expansion : de nombreuses solutions innovantes émergent afin d'exploiter au mieux l'énergie solaire. Un bon nombre d'outils de conception et de simulation a été

développé et mis à la disposition des utilisateurs. Cette variété de logiciel est capable de faire des approches empiriques, de simplifier les systèmes complexes et de prendre les décisions quant au choix des technologies.

### **2.10.1 GREENIUS :**

Cet environnement de simulation permet de réaliser une analyse technico-économique détaillée de différentes technologies de production d'électricité renouvelable. Son but est de minimiser les risques des projets de producteurs autonomes d'électricité renouvelable en calculant leurs performances techniques, financières et environnementales à partir de données météorologiques horaires au format TMY2. Il utilise une interface conviviale: les données ne sont pas saisies dans des fichiers textes ni dans des feuilles Excel, mais dans des fenêtres classées en onglets [42].

### **2.10.2 TRNSYS :**

TRNSYS (prononcé « tran-sis ») est un environnement logiciel graphique extrêmement flexible utilisé pour simuler le comportement des systèmes transitoires. Alors que la grande majorité des simulations se concentrent sur l'évaluation des performances des systèmes d'énergie thermique et électrique, TRNSYS peut également être utilisé pour modéliser d'autres systèmes dynamiques tels que les flux de trafic ou les processus biologiques.[43]

### **2.10.3 SAM :**

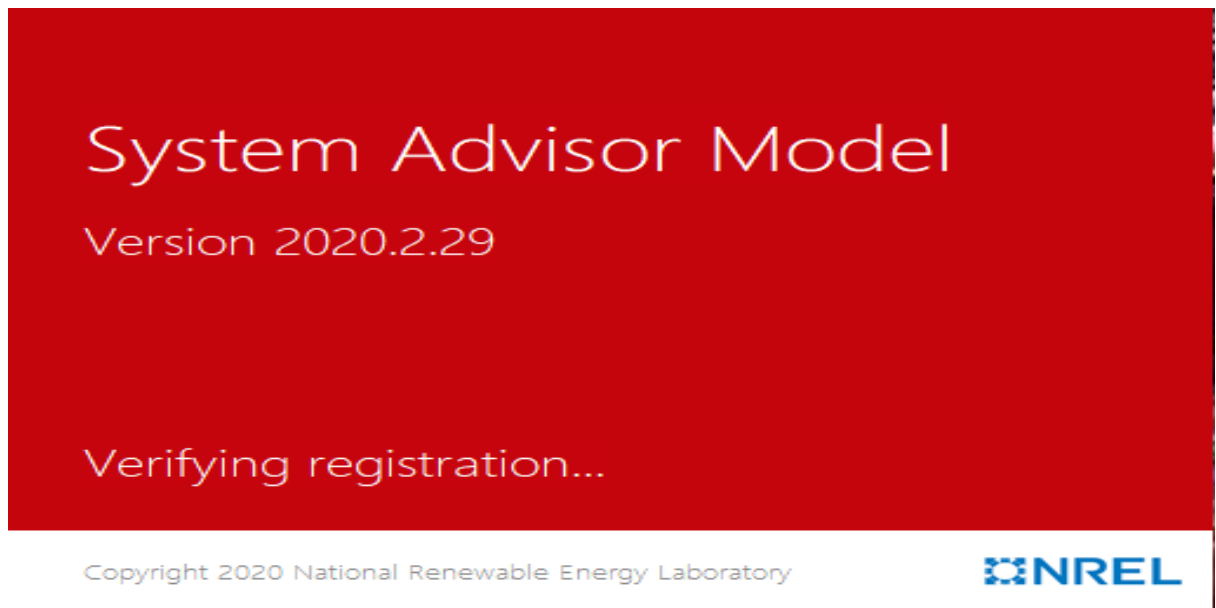
Le logiciel System Advisor Model, SAM, paru en 2007, analyse et compare les coûts et les performances d'une grande variété de systèmes solaires pour plusieurs et différentes applications. Le logiciel couple un modèle horaire de performances techniques (issu d'un modèle exécutable intégré de TRNSYS) à un modèle économique et financier détaillé, capable de prendre en compte l'effet des politiques publiques de l'énergie sur le flux de trésorerie annuels de l'installation. Il bénéficie d'une interface utilisateur conviviale permettant d'échanger des données avec des modèles externes sous forme de tableur Excel et d'effectuer des études paramétriques sur la plupart des paramètres d'entrée. En effet, le SAM dispose une bibliothèque très complète de modèle de composants de centrales thermodynamiques validés expérimentalement.[44]

## **2.11 Choix de logiciel :**

Dans notre étude on va utiliser le logiciel SAM

Le SAM est un modèle de performances économiques et techniques, il est conçu pour

faciliter la prise de décision pour les personnes impliquées dans l'industrie des énergies renouvelables, allant des gestionnaires de projet et des ingénieurs, jusqu'au concepteurs des programmes d'incitation, des développeurs de technologies, et des chercheurs.



**Figure 2.27 Page de démarrage du SAM**

### **2.12 Conclusion :**

Dans ce chapitre nous avons modélisé une centrale solaire à tour, les bilans utilisés dans ce chapitre sont du même modèle qu'utilise le logiciel 'SAM' pour le traitement des bilans. La détermination du rendement dépend fortement de l'éclairement normal direct, le rendement optique du champ, et le rendement thermique du récepteur, sans oublier le rendement de la turbine, dans notre cas nous avons défini le rendement du bloc de puissance par son rendement nominal.

# **CHAPITRE 03**

## **Performances des centrales retenues**

### **3.1 Introduction :**

Des simulations d'optimisation technico-économiques ont été réalisées dans ce chapitre à l'aide du logiciel SAM (System Advisor Model) pour les trois centrales solaires à tour étudiées dans ce travail. Il s'agit des centrales de 100 MW<sub>e</sub> implantées respectivement à Bordj Badji Mokhtar, Tin Zaouatine et Djanet. Les résultats obtenus sont présentés et interprétés. La technique utilisée dans la comparaison entre les résultats est celle du coût moyen actualisé d'électricité (LEC).

L'objectif de ce chapitre est de déterminer la configuration et les performances optimales d'une centrale à tour installée au sud algérien en utilisant le principe de minimisation du LEC et du maximum d'énergie produite, tout en tenant compte de l'influence de différents paramètres tels que : paramètres de site, système de stockage, le facteur de charge et les paramètres économiques. Pour réaliser cet objectif, nous utilisons le logiciel SAM.

### **3.2 Description du SAM :**

SAM est un modèle de performances économiques et techniques, il est conçu pour faciliter la prise de décision pour les personnes impliquées dans l'industrie des énergies renouvelables, allant des gestionnaires de projet et des ingénieurs, jusqu'au concepteurs des programmes d'incitation, des développeurs de technologies, et des chercheurs.

SAM a été développé dans le laboratoire Américain des énergies renouvelables (NREL) en collaboration avec le laboratoire Américain SANDIA et en partenariat avec le Programme des technologies énergétiques Solaire (SETP) du ministère de l'énergie Américaine (DOE). Le SETP a commencé à développer SAM en 2004 pour l'analyse et l'appui de la mise en œuvre des systèmes entraînés. Ensuite SAM a évolué pour modéliser une gamme de technologies d'énergie renouvelable et il est utilisé dans le monde entier pour la planification et l'évaluation des programmes de recherche et développement, l'élaboration d'estimations des coûts du projet et son performance.

### **3.4 Simulation dans SAM:**

SAM réalise des prédictions de performance pour les réseaux électriques solaires domestiques photovoltaïque et thermique, les éoliennes de faible puissance, et des systèmes d'énergie géothermique.

SAM permet aussi des prévisions économiques pour l'énergie distribuée et

les projets des centrales thermiques de production (voir l'interface SAM figure 1).

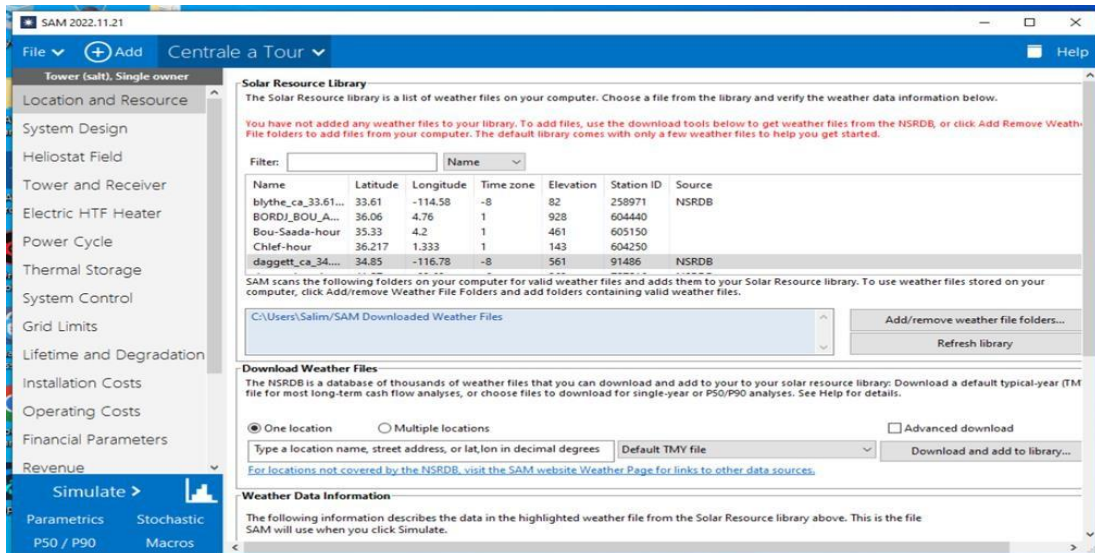


Figure 3. 1: Interface SAM pour central

### 3.5 Base de calcul de SAM:

SAM calcule le coût de production d'électricité en se basant sur les renseignements fournis sur l'emplacement d'un projet, l'installation et les coûts d'exploitation, le type de financement, crédits d'impôt applicables et incitatifs, et les spécifications du système. SAM est basé sur un moteur de simulation horaire qui interagit avec la performance, le coût et les modèles de financement pour calculer la production d'énergie, le coût d'énergie, et les flux de trésorerie. Le logiciel peut également prendre en compte l'effet des mesures d'incitation sur les flux de trésorerie du projet. L'interface tableur de SAM permet d'échanger les données avec des modèles externes développés dans Microsoft Excel. Le modèle fournit des options pour des études paramétriques, analyse de sensibilité, d'optimisation, et des analyses statistiques pour étudier les impacts des variations et l'incertitude de la performance, le coût, et les paramètres financiers sur les résultats du modèle.

La méthodologie adoptée par le logiciel SAM pour simuler les performances énergétiques d'un système est comme suit (figure 2):

- Choix de la technologie à étudier.
- Introduction des données techniques, géographiques et financières.
- Simulation.
- Prédiction sur les performances.
- Coût de production.
- Décision.

### Design Point Parameters

The design point parameters determine the nominal ratings of each part of the power tower system. After specifying the design point parameters here, you can specify details of each component of the system on the Heliostat Field, Tower and Receiver, Thermal Storage, and Power Cycle input pages.

#### -Heliostat Field

Design point DNI  W/m<sup>2</sup>  
Solar multiple   
Receiver thermal power  MWt

#### -Tower and Receiver

HTF hot temperature  °C  
HTF cold temperature  °C

#### -Thermal Storage

Full load hours of storage  hours  
Solar field hours of storage  hours

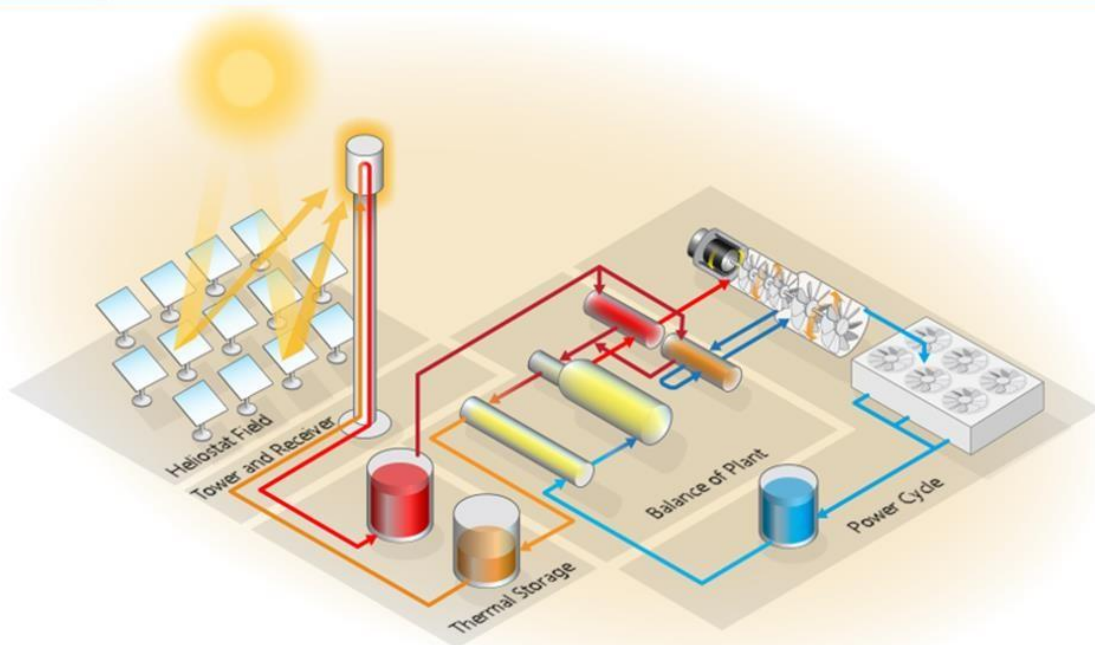
#### -Electric HTF Heater

Enable electric heater to charge cold HTF   
Heater multiple   
Heater thermal power  MWt  
Heater hours of storage  hours

#### -Power Cycle

Design turbine gross output  MWe  
Estimated net output at design (nameplate)  MWe  
Cycle thermal efficiency   
Cycle thermal power  MWt

You changed the value of Design turbine gross output, which changes the receiver thermal power at the design point. You may want to optimize the field to ensure that the field layout and geometry are appropriate for the new value.

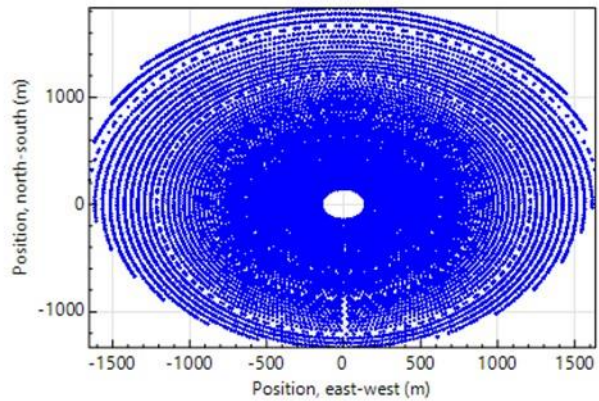


### Heliostat Field

|             | X Position | Y Position |
|-------------|------------|------------|
| Import...   | -1606      | -157.838   |
| Export...   | 988.816    | -1021.51   |
| Copy        | -1168.05   | -889.559   |
| Paste       | -903.557   | -1097.65   |
| Heliostats: | -1615.95   | 586.579    |
| 9339        | 1009.15    | -1001.42   |
|             | -558.48    | -1259.75   |
|             | -1059.05   | -592.566   |
|             | 682.088    | -1197.35   |
|             | 608.671    | -1236.28   |
|             | 1568.72    | 703.204    |
|             | 1445.75    | 1030.12    |
|             | -891.207   | -1115.50   |

- Generate heliostat layout using tower dimensions 
  
 Optimize heliostat layout and tower dimensions

Solar field geometry optimization calculates the number of heliostats above, and tower height, receiver height and diameter on Tower and Receiver page.



### Optimization Settings

|                                    |       |
|------------------------------------|-------|
| Initial optimization step size     | 0.06  |
| Maximum optimization iterations    | 200   |
| Optimization convergence tolerance | 0.001 |

### Heliostat Properties

|                                     |                       |
|-------------------------------------|-----------------------|
| Heliostat width                     | 12.2 m                |
| Heliostat height                    | 12.2 m                |
| Ratio of reflective area to profile | 0.97                  |
| Single heliostat area               | 144.37 m <sup>2</sup> |
| Image error (slope, single-axis)    | 1.53 mrad             |
| Reflected image conical error       | 4.327 mrad            |
| Number of heliostat facets - X      | 2                     |
| Number of heliostat facets - Y      | 8                     |
| Heliostat focusing method           | Ideal                 |
| Heliostat canting method            | On-axis               |
| Mirror reflectance and soiling      | 0.9                   |

### Heliostat Operation

|                             |                        |
|-----------------------------|------------------------|
| Heliostat stow/deploy angle | 8 deg                  |
| Wind stow speed             | 15 m/s                 |
| Heliostat startup energy    | 0.025 kWe-hr           |
| Heliostat tracking power    | 0.055 kWe              |
| Design-point DNI            | 950.0 W/m <sup>2</sup> |

### Atmospheric Attenuation

|                          |                            |
|--------------------------|----------------------------|
| Polynomial coefficient 0 | 0.006789                   |
| Polynomial coefficient 1 | 0.1046 1/km                |
| Polynomial coefficient 2 | -0.017 1/km <sup>2</sup>   |
| Polynomial coefficient 3 | 0.002845 1/km <sup>3</sup> |
| Average attenuation loss | 9.3 %                      |

### Land Area

|                                  |                            |
|----------------------------------|----------------------------|
| Non-solar field land area        | 45 acres                   |
| Solar field land area multiplier | 1                          |
| Base land area                   | 1,847.04 acres             |
| Total land area                  | 2,079.29 acres             |
| Total heliostat reflective area  | 1,348,316.3 m <sup>2</sup> |

### Solar Field Layout Constraints

|   |          |
|---|----------|
| Max. heliostat distance to tower height ratio | 9.5      |
| Min. heliostat distance to tower height ratio | 0.75     |
| Tower height                                  | 194.2 m  |
| Maximum distance from tower                   | 1845.2 m |
| Minimum distance from tower                   | 145.7 m  |

### Mirror Washing

|                      |                              |
|----------------------|------------------------------|
| Water usage per wash | 0.70 L/m <sup>2</sup> ,aper. |
| Washes per year      | 63                           |



**System Design Parameters**

|                        |           |
|------------------------|-----------|
| Solar multiple         | 2.40      |
| Receiver thermal power | 658.3 MWt |
| HTF hot temperature    | 574.0 °C  |
| HTF cold temperature   | 290.0 °C  |

**Heat Transfer Fluid (HTF)**

HTF type: Salt (60% NaNO3 40% KNO3) ▾

Property table for user-defined HTF

**Receiver Material and Heat Transfer Properties**

|                     |                     |
|---------------------|---------------------|
| Material type       | Stainless AISI316 ▾ |
| Tube outer diameter | 40 mm               |
| Tube wall thickness | 1.25 mm             |
| Coating emittance   | 0.88                |
| Coating absorptance | 0.94                |
| Heat loss factor    | 1                   |

**Receiver Flux Modeling Parameters**

|                                     |                         |
|-------------------------------------|-------------------------|
| Maximum receiver flux               | 1000 kWt/m <sup>2</sup> |
| Estimated receiver heat loss        | 30.0 kWt/m <sup>2</sup> |
| Number of days in flux map lookup   | 8                       |
| Hourly frequency in flux map lookup | 2 hours                 |

**Piping Losses**

|                              |                        |
|------------------------------|------------------------|
| Piping heat loss coefficient | 2 Wt/m <sup>2</sup> -K |
| Piping length constant       | 0 m                    |
| Piping length multiplier     | 2.6                    |
| Piping length                | 505.0 m                |
| Total piping loss            | 785.5 kWt              |

**Design and Operation**

|  |                |
|--|----------------|
| Minimum receiver turndown fraction     | 0.25           |
| Maximum receiver operation fraction    | 1.2            |
| Receiver startup delay time            | 0.5 hr         |
| Receiver startup delay energy fraction | 0.25           |
| Receiver HTF pump efficiency           | 0.850          |
| Design receiver mass flow rate         | 1,538.414 kg/s |
| Maximum flow rate to receiver          | 1846.10 kg/s   |
| Design HTF velocity in receiver tube   | 5.837 m/s      |

**Design Performance Metrics**

|   |           |
|---|-----------|
| Estimated design thermal efficiency       | 94.9 %    |
| Design HTF pump power due to tower height | 3.465 MWe |
| Design HTF pump power due to receiver     | 4.712 MWe |
| Design total HTF pump power               | 8.176 MWe |

**Tower and Receiver Dimensions**

Solar field geometry optimization on the Heliostat Field page calculates new values for tower height, receiver height, and receiver diameter.

|              |           |
|--------------|-----------|
| Tower height | 194.227 m |
|--------------|-----------|

**System Design Parameters**

|   |            |                      |          |
|---|------------|----------------------|----------|
| Cycle thermal power                       | 274.3 MWt  | HTF hot temperature  | 574.0 °C |
| Hours of storage at power cycle full load | 10.0 hours | HTF cold temperature | 290.0 °C |

**Two Tank Storage**

|   |                       |  |                          |
|---|-----------------------|--|--------------------------|
| TES thermal capacity  | 2,742.7 MWt-hr        | Initial hot HTF percent                | 30 %                     |
| Available HTF volume  | 12,760 m <sup>3</sup> | Wetted loss coefficient                | 0.4 Wt/m <sup>2</sup> -K |
| Tank height   | 12 m                  | Estimated heat loss                    | 0.87 MWt                 |
| Tank fluid minimum height   | 1 m                   | Cold tank heater temperature set point | 280 °C                   |
| Total HTF Volume  | 13920 m <sup>3</sup>  | Cold tank heater capacity              | 15 MWe                   |
| Parallel tank pairs   | 1                     | Hot tank heater temperature set point  | 500 °C                   |
| Tank diameter   | 38.4 m                | Hot tank heater capacity               | 30 MWe                   |
| Field HTF can bypass TES to cycle <input checked="" type="checkbox"/> |                       | HTF density                            | 1,808 kg/m <sup>3</sup>  |

### System Design Parameters

|                                  |            |                          |            |
|----------------------------------|------------|--------------------------|------------|
| Power cycle gross output         | 113 MWe    | Cycle thermal efficiency | 0.412      |
| Estimated net output (nameplate) | 100.05 MWe | Cycle thermal power      | 274.27 MWt |
|                                  |            | HTF hot temperature      | 574 °C     |
|                                  |            | HTF cold temperature     | 290 °C     |

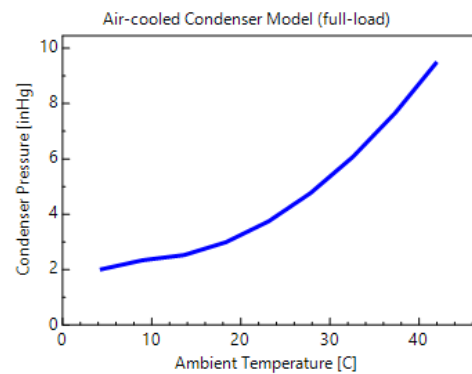
### General Design Parameters

|  |              |                                 |            |
|--|--------------|---------------------------------|------------|
| Pumping power for HTF through power block    | 0.55 kW/kg/s | Cycle design HTF mass flow rate | 641.0 kg/s |
| Fraction of thermal power needed for standby | 0.2          | Cycle design HTF pump power     | 0.353 MWe  |
| Power block startup time                     | 0.5 hours    | Cooling parasitics at design    | 3.285 MWe  |
| Fraction of thermal power needed for startup | 0.5          |                                 |            |
| Minimum turbine operation                    | 0.2          |                                 |            |
| Maximum turbine over design operation        | 1            |                                 |            |

### Rankine Cycle ▼

#### Rankine Cycle Parameters

|                                 |                  |
|---------------------------------|------------------|
| Steam cycle blowdown fraction   | 0.02             |
| Turbine inlet pressure control  | Fixed pressure ▼ |
| Condenser type                  | Air-cooled ▼     |
| Ambient temperature at design   | 42 °C            |
| ITD at design point             | 16 °C            |
| Reference condenser water dT    | 10 °C            |
| Approach temperature            | 5 °C             |
| Condenser pressure ratio        | 1.0028           |
| Min condenser pressure          | 2 inHg           |
| Cooling system part load levels | 8                |



### System Design Parameters

|   |            |                      |          |
|---|------------|----------------------|----------|
| Cycle thermal power                       | 274.3 MWt  | HTF hot temperature  | 574.0 °C |
| Hours of storage at power cycle full load | 10.0 hours | HTF cold temperature | 290.0 °C |

### Two Tank Storage

|   |                       |  |                          |
|---|-----------------------|--|--------------------------|
| TES thermal capacity  | 2,742.7 MWt-hr        | Initial hot HTF percent                | 30 %                     |
| Available HTF volume  | 12,760 m <sup>3</sup> | Wetted loss coefficient                | 0.4 Wt/m <sup>2</sup> -K |
| Tank height   | 12 m                  | Estimated heat loss                    | 0.87 MWt                 |
| Tank fluid minimum height   | 1 m                   | Cold tank heater temperature set point | 280 °C                   |
| Total HTF Volume  | 13920 m <sup>3</sup>  | Cold tank heater capacity              | 15 MWe                   |
| Parallel tank pairs   | 1                     | Hot tank heater temperature set point  | 500 °C                   |
| Tank diameter   | 38.4 m                | Hot tank heater capacity               | 30 MWe                   |
| Field HTF can bypass TES to cycle <input checked="" type="checkbox"/> |                       | HTF density                            | 1,808 kg/m <sup>3</sup>  |

| Plant Energy Consumption                         |       |        |         |           |         |              |
|--|-------|--------|---------|-----------|---------|--------------|
| Fraction of rated gross power consumed all times |       | 0.0055 |         | MWe/MWcap |         |              |
|  |       | Factor | Coeff 0 | Coeff 1   | Coeff 2 |              |
| Balance of plant parasitic                       | 0     | 1      | 0       | 0.483     | 0       | BOP 0.00 MWe |
| Aux heater boiler parasitic                      | 0.023 | 1      | 0.483   | 0.571     | 0       | Aux 0.62 MWe |

| System Availability  |   |
|--|---|
| System availability losses reduce the system output to represent system outages or other events. | <a href="#">Edit losses...</a><br>Constant loss: 4.0 %<br>Lifetime losses: None<br>Custom periods: None |

| Dispatch Optimization                                 |  |
|---|--|
| Enable dispatch optimization <input type="checkbox"/> | Objective function time weighting exponent 0.999 |
| Time horizon for dispatch optimization 48 hour        | Maximum branch and bound iterations 50000        |
| Frequency for dispatch reoptimization 24 hour         | Solution optimality gap tolerance 0.001          |
| Cycle startup cost penalty 87 \$/MWe-cycle/start      | Optimization solver timeout limit 5 sec          |
| Receiver startup cost penalty 1.4 \$/MWt-rec/start    | Max. net power to the grid 1e+38 MWe             |
| Power generation ramping penalty 1 \$/ΔMWe            |  |
| Heater startup cost penalty 0.015 \$/MWt/start        |  |

**Figure 3. 2:** Principales étapes de simulation sous SAM

### 3.6 Le Coût Normalisé de production de l'Electricité(LEC)

Cet indicateur est considéré comme l'indicateur principal pour l'analyse économique des systèmes solaires thermodynamiques, qui représente la valeur actualisée des coûts convertis en un courant de paiements actuels égaux, divisé par la production électrique annuelle. Il peut inclure les coûts associés aux émissions de CO<sub>2</sub>. Cette approche doit être réservée à la comparaison de cas où les hypothèses économiques sont équivalentes.

### 3.7 Les paramètres de conception :

Les composants des centrales CSP devraient avoir une conception optimisée pour un meilleur ajustement avec le fluide caloporteur, les systèmes de stockage thermique d'énergie (TES), les paramètres du champ solaire et le bloc de puissance. Pour fournir la capacité de stockage de chaleur nécessaire, le champ solaire (miroirs et collecteurs de chaleur) d'une centrale à tour doit être surdimensionné par rapport à la capacité électrique nominale (MW) de la centrale. Ainsi, à partir d'un point de vue technique, les exigences de conception sont le facteur multiple solaire (SM), le facteur de capacité (efficacité CF) et la capacité du système de stockage (Heures de pleine charge FLH).

- Multiple solaire (SM): est le rapport entre la taille réelle du champ solaire à la taille du champ solaire nécessaire pour alimenter la turbine à capacité nominale avec irradiation solaire maximale.

- Heures de pleine charge (FLH) : c'est le nombre d'heures que le système de stockage peut fournir de l'énergie à la capacité d'entrée de turbine de conception de bloc de puissance.
- Facteur de capacité (CF) : c'est le rapport de la valeur prédite électrique de sortie du système dans la première année de fonctionnement à la sortie de la plaque signalétique, ce qui équivaut à la quantité d'énergie que le système produirait s'il fonctionnait à sa capacité nominale pour chaque heure de l'année.

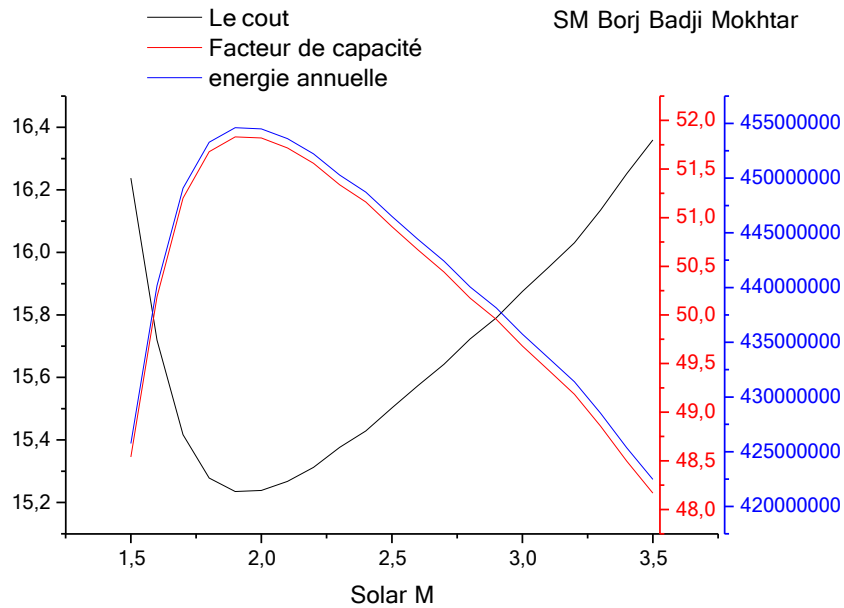
### **3.8 Descriptions des sites :**

Les sites choisis pour cette étude sont Bordj Badji Mokhtar, Tin Zaouatine et Djanet dans le sud de l'Algérie. Les données météorologiques de ces endroits, comme le DNI et la température ambiante, sont tirées de la base de données NREL. Le tableau 3.1 représente les paramètres de nos sites.

**Tableau 3. 1: Paramètres des sites.**

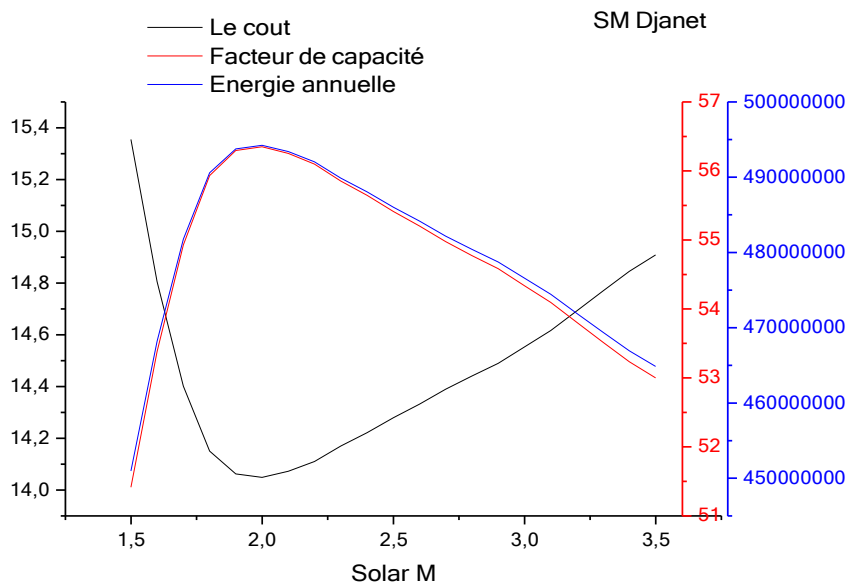
| Site                         | Bordj Badji Mokhtar | Tin Zaouatine | Djanet |
|------------------------------|---------------------|---------------|--------|
| Longitude (°)                | 0,128               | 2,652         | 9,616  |
| Latitude (°)                 | 22,626              | 20,086        | 24,072 |
| Altitude (m)                 | 359                 | 787           | 935    |
| DNI (kWh/m <sup>2</sup> /an) | 2460                | 2442          | 2566   |

### 3.9 Analyse des résultats :



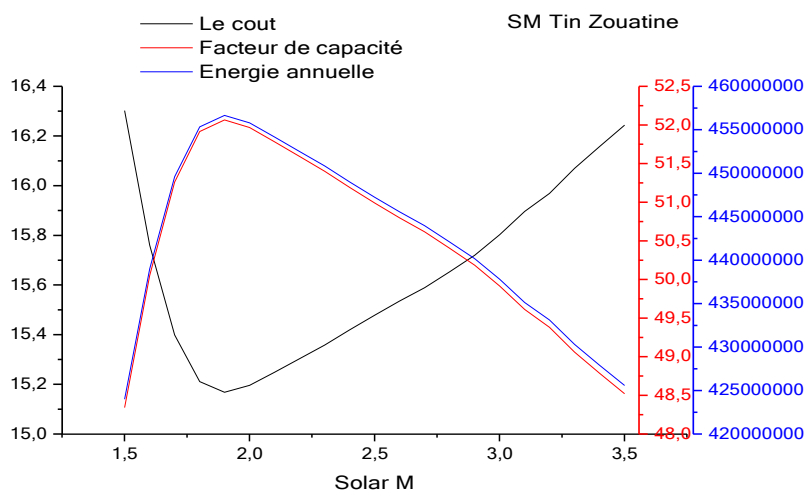
**Figure 3. 4:** L'influence de SM sur les paramètres (LEC, CF, puissance produite) dans le site de Bordj .B.M

- Ces graphiques donnent l'influence de SM sur les trois paramètres: le cout, le puissance Produite, le facteur de capacité pour le site de Bordj Badji Mokhtar. La valeur optimale par rapport les trois paramètres (la valeur minimale de cout, les valeurs maximales puissance produit et facteursde capacité) c'est 1.9



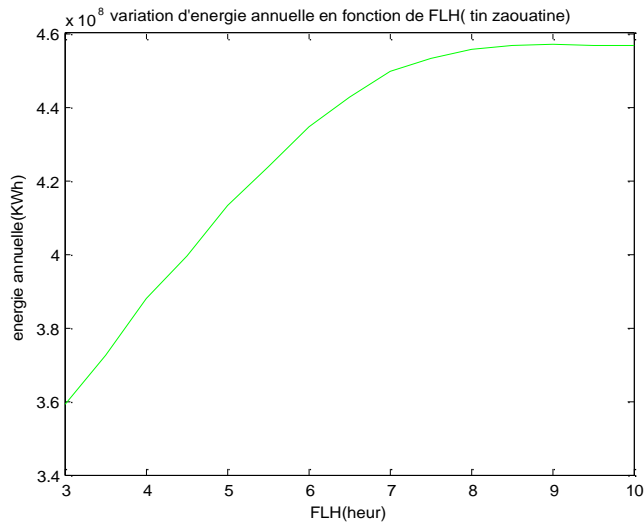
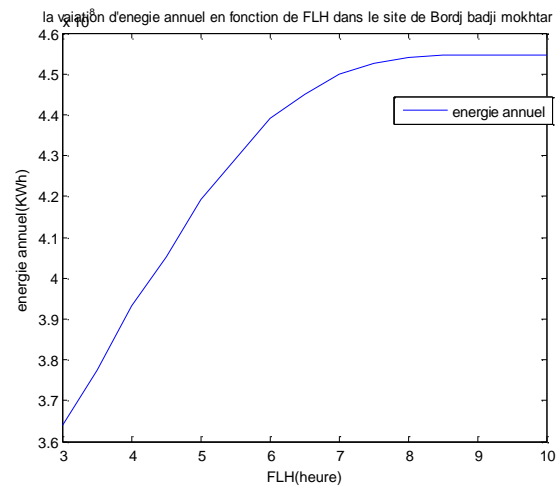
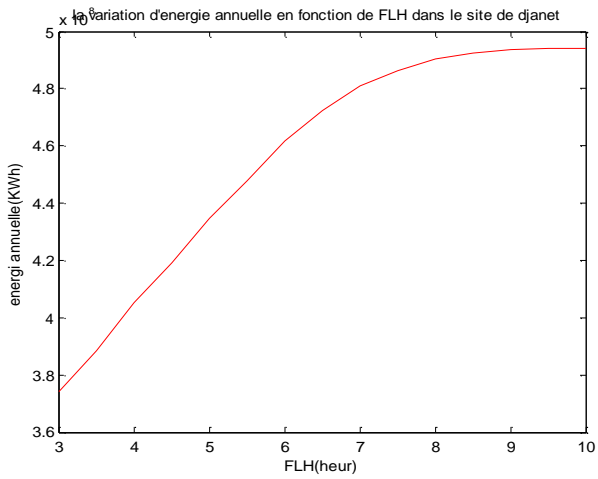
**Figure 3. 5:** L'influence de SM sur les paramètres (LEC, CF, puissance produite) dans le site de Djanet

Ces graphiques donnent l'influence de SM sur les trois paramètres : le cout, la puissance produite, le facteur de capacité pour le site de Djanet. La valeur optimale de SM par rapport les trois paramètres (la valeur minimale de cout, les valeurs maximales de puissance produite et facteur de capacité) c'est 2



**Figure 3. 6:** L'influence de SM sur les paramètres (LEC, CF, puissance produite) dans le site de Tin zaouatine.

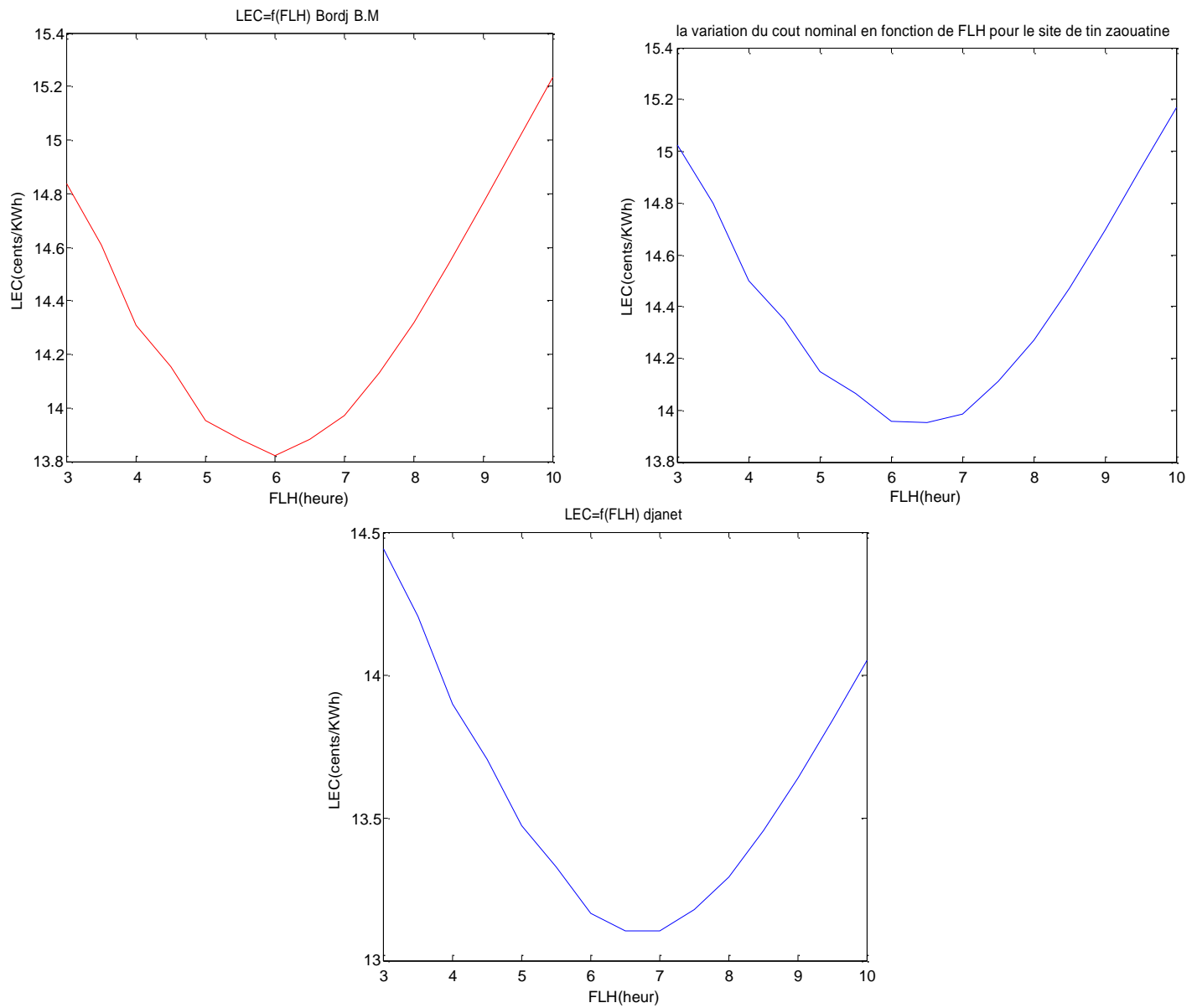
Ces graphiques donnent l'influence de SM sur les trois paramètres : le cout, la puissance produite, le facteur de capacité pour le site de tin zaouatine. La valeur optimale de SM par rapport les trois paramètres (la valeur minimale de cout, les valeurs maximales de puissance produite et facteur de capacité) c'est 1.9



**Figure 3. 7:** la variation d'énergie annuelle en fonction de FLH pour les trois sites

Les trois figures présentent la variation de l'énergie annuelle en fonction de stockage (FLH) pour les trois sites.

Nous pouvons en déduire la valeur de 10 est optimale pour le site de Djanet et 9 heures pour Bordjbadji mokhtar et pour Tin zaouatine.

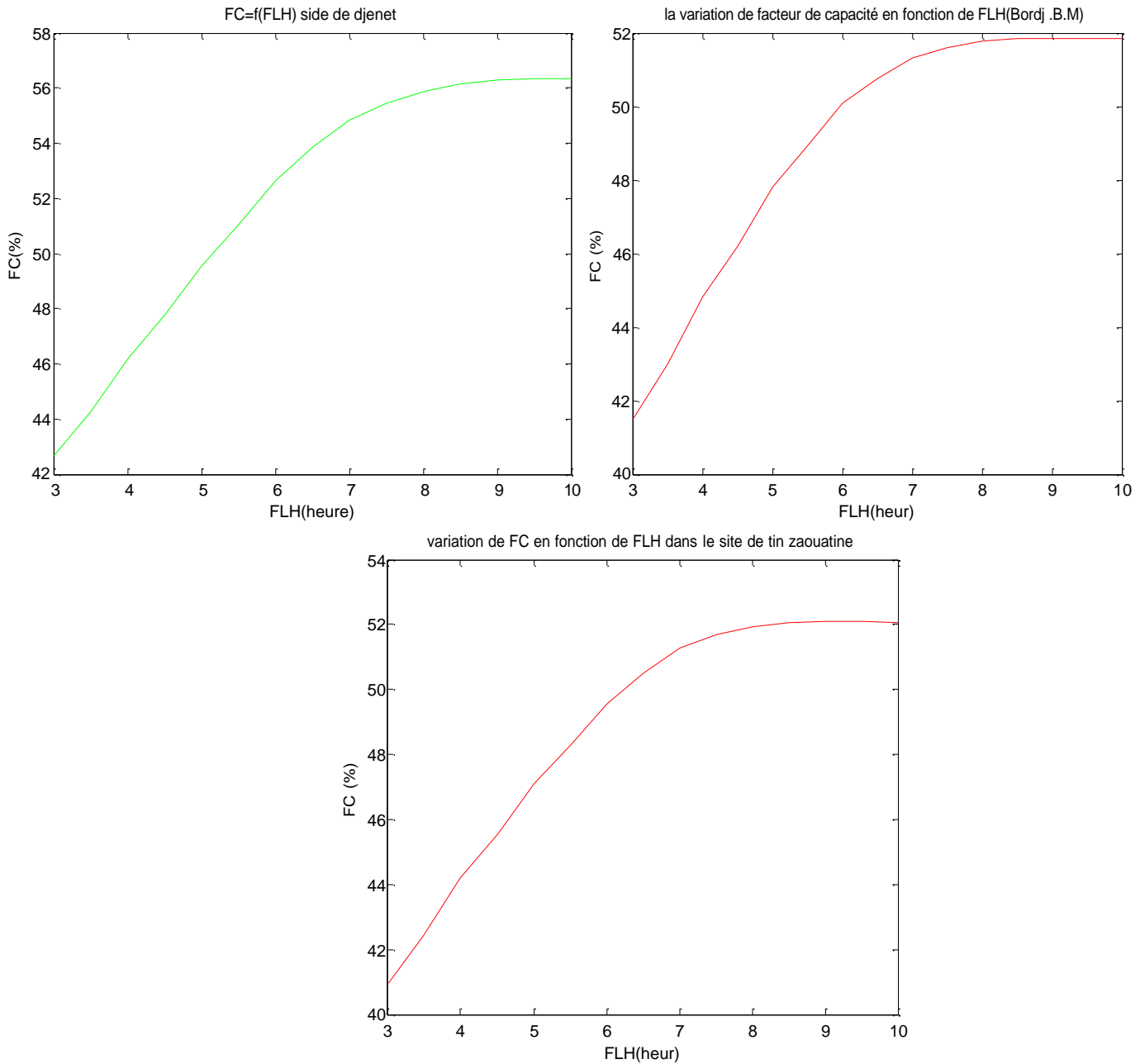


**Figure 3. 8:** la variation du LEC en fonction de FLH pour les 3 sites

Les trois figures présentent la variation du cout nominal en fonction de FLH pour les trois sites.

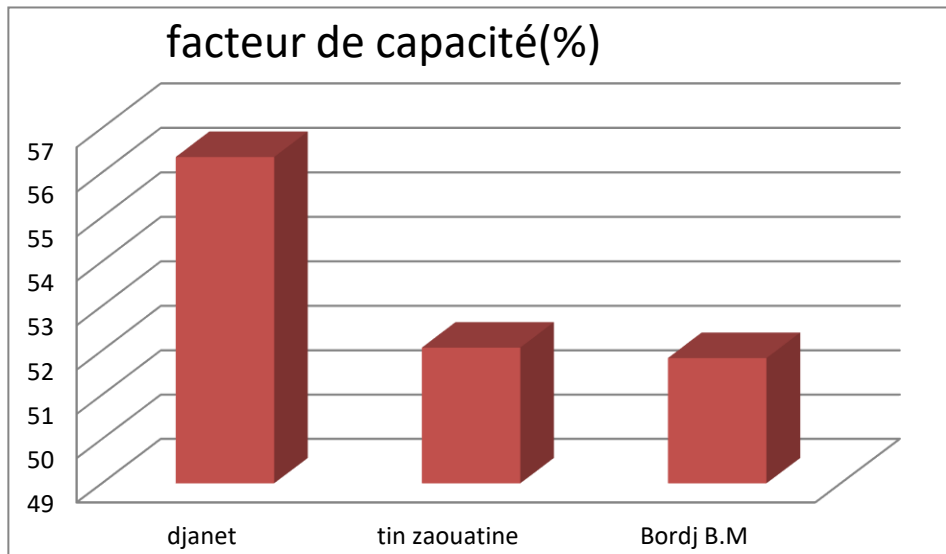
D'après ces graphes on déduit que la valeur de 7 est optimale pour le site de Djanet et pour les sites de Bordj.B.M et tin zaouatine les valeurs optimales sont respectivement 6h et 6.5 h





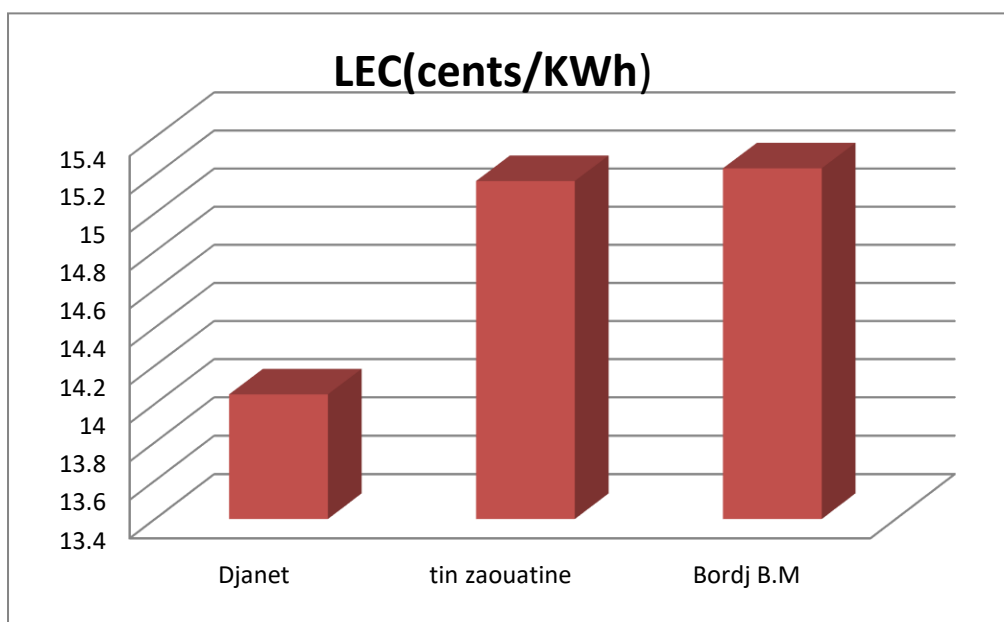
**Figure 3. 9:** la variation du CF en fonction de FLH pour les trois sites

Ces figures donnent la variation du FC en fonction de stockage thermique pour la valeur optimale du SM pour les trois sites , les résultats nous donnent la valeur optimale du stockage d'énergie thermique correspondant à la valeur maximale du facteur de capacité.les valeurs optimales pour lessites : Djanet, Bordj .B.M et in zaouatine sont respectivement 10h ,9h,9h.



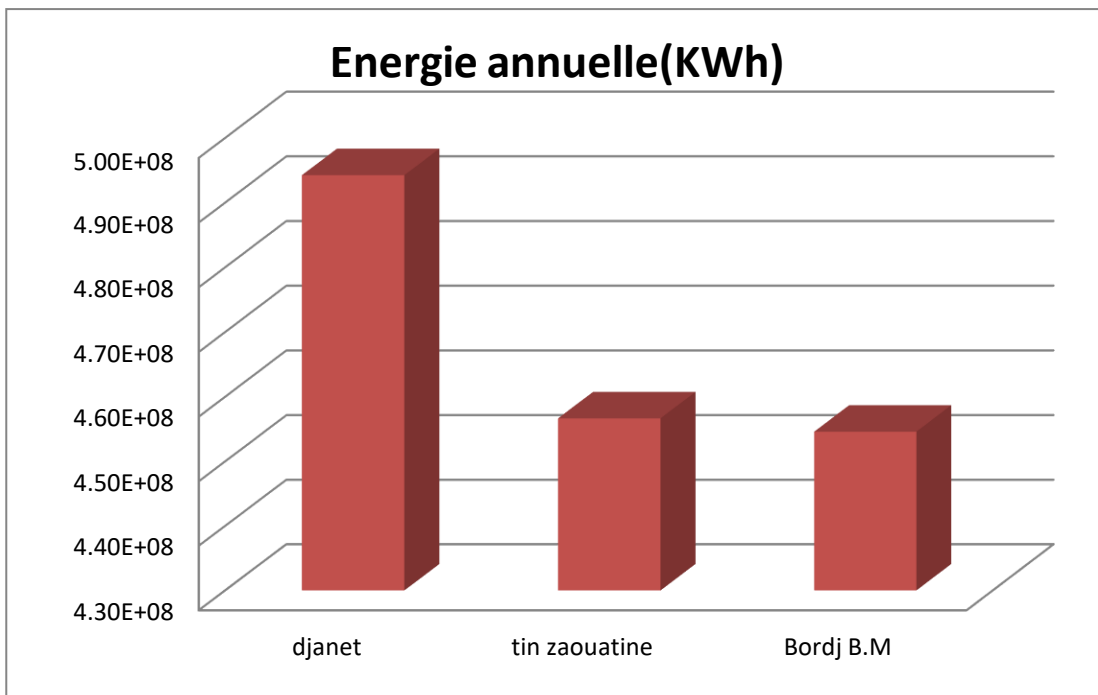
**Figure 3. 10:** *Evaluation de facteur de capacité pour les 3 sites*

La figure montre l'évolution du facteur de capacité par région. On note que plus la valeur du facteur de capacité est élevée, plus l'installation considérée s'approche de sa capacité de production maximale. On remarque que Djanet possède le meilleur facteur de capacité suivi par tin zaouatine, le site de Bordj badji mokhtar a un facteur de capacité relativement faible, ce qui rend ce dernier défavorable pour implantation de ce type de centrale.



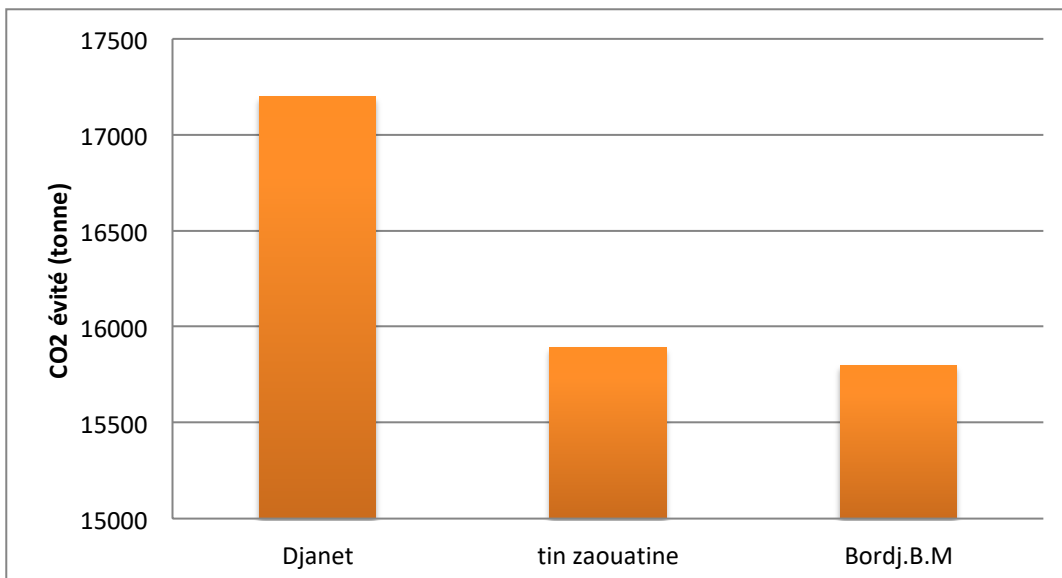
**Figure 3. 11:** *Evaluation de LCOE pour les 3 sites*

Cette figure nous confirme fortement que tous les sites du Sud Algériens sont tous favorables pour implantation des centrales CSP particulièrement les tours solaires. On remarque que le site le plus favorable (LEC faible) dans les trois sites c'est le site de Djanet.



**Figure 3. 12:** *Evaluation d'énergie annuelle pour les 3 sites.*

Également pour cette figure qui représente les valeurs des énergies produites par la centrale pour les trois sites, la même conclusion peut être tirée que la figure précédente c'est que le site de Djanet est favorable pour implantation pour cette centrale.



**Figure 3. 13:** *Quantité de CO2 évitée*

La figure 4.13 montre la quantité annuelle que peut éviter chaque centrale étudiée. La centrale installée à Djanet vient en premier suivie de celle installée à Tin Zaouatin. La centrale de B. B. Mest classer troisième mais évite énormément de CO<sub>2</sub>.

### **3.10 Conclusion :**

La simulation avec le logiciel SAM nous a permis d'obtenir des courbes qui décrivent l'éclairement normal (DNI) direct et les performances des centrales CSP. Après avoir étudié l'allure des courbes de l'éclairement normal direct (DNI) en fonction de la durée de jour incident sur les trois sites Djanet, Tin Zaouatine et Bordj Badji Mokhtar, nous avons déterminé le CF, LEC, FLH.

On peut conclure que le site de Djanet est le meilleur site par rapport aux autres sites pour ce type de technologie.

## CONCLUSION GENERALE

Cette étude a portée sur des centrales solaires à concentration, et plus précisément les centrales solaires à tour, où on a étudié les différents paramètres qui peuvent influencer positivement ou négativement son fonctionnement en utilisant le logiciel de simulation SAM a été utilisé.

Ce travail nous a permis d'étudier et d'optimiser une centrale solaire thermique à tour sur 3 sites Algérien

Nous avons aussi réussi à étudier les différents paramètres optiques et thermiques de notre centrale pour chaque site. D'après les résultats obtenus à travers ce travail, on peut conclure que :

- L'Algérie possède un important gisement solaire où on peut réaliser des centrales CSP en particulier les centrales à tour.
- Les centrales solaires à concentration nécessitent de très grandes surfaces de terrain
- Le développement de la production d'électricité à partir d'énergie solaire à concentration est une solution prometteuse.
- L'utilisation des centrales solaires à tour nécessite une irradiation directe normale (DNI) importante. Il est donc nécessaire de connaître les données météorologiques afin d'estimer l'énergie produite par le système
- L'étude des performances d'une centrale solaire à tour nécessite la compréhension des éléments clés constituant une centrale solaire à l'échelle opérationnelle.
- Il est primordial d'étudier tous les paramètres qui influent sur les performances de la Centrale CSP en termes technique et économique.
- L'Algérie peut exploiter assez d'énergie solaire pour répondre aux besoins énergétiques notamment pour son développement durable, Le sud Algérien représente un excellent choix pour l'implantation de cette technologie.

L'analyse environnementale ou l'analyse du cycle de vie d'une centrale solaire à tour est essentielle pour évaluer les impacts potentiels de cette technologie sur l'environnement. Cette évaluation approfondie a permis d'identifier les aspects environnementaux critiques tout au long du cycle de vie de la centrale et de mettre en place des mesures d'atténuation

appropriées.

Les centrales solaires à tour offrent des avantages potentiels en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux centrales thermiques conventionnelles.

## Référence :

- [1] <https://fr.scribd.com/presentation/606281298/solaire-thermique>  
consulté le 28/03/2023.
- [2] **Ann FLORIN** « the international energy agency in global energy governance »singapore management unv (2011)
- [3] [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva\\_del\\_Sector\\_Electrico](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico).  
consulté le 29/03/2023
- [4] <https://solargis.com/> consulté le 29 mars 2023
- [5] **T. Sekhri**, «Etude comparatif entre deux Concentrateur solaire  
»Université deOuargla, 2012.
- [6] **P. Garcia**, « Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à  
la conceptiondes centrales solaires thermodynamiques du futur », université de  
Perpignan, 2007.
- [7] **J .Bernard**, « Energie solaire calculs et optimisation », Ellipse  
Edition Marketing.(2004).
- [8] **J. A. Duffie** et **J.W.Beckman**, « Solar Engineering of Thermal  
Processes», 2ndedition, Inc, 1991
- [9] **Site web:** <http://fr.wikipedia.org/wiki/soleil> consulté le 16 mars 2023
- [10] **site web :** <http://bienrediger.tumblr.com/post/114959916539/notion-du-temps-en-fantasy> (Notion du temps en fantasy).consulté le 13 mai 2023
- [11] **A. Ricaud**, « Gisement solaire et transfert énergétique », Université de  
Cergy-Pontoise, Jan 2011.
- [12] **A. Paulo Panzo**, « Mini Centrale Solaire à Miroirs de Fresnel Couplé  
à un MoteurEricsson », université de Blida 2016.
- [13] **A. Messai** et **M. Benzerga**, « Optimisation des centrales solaires à  
capteur cylindro-parabolique », université de Blida 2011.
- [14] **Site web :**<http://planet-terre.ens-lyon.fr/article/determination-latitude-Soleiletoiles.xml>. consulté le 12/04/2023
- [15] **T. Sekhri**, «Etude comparatif entre deux Concentrateur solaire  
»Université deOuargla, 2012.
- [16] **P. Garcia**, « Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à  
la conceptiondes centrales solaires thermodynamiques du futur », université de  
Perpignan, 2007.

- [17] **Alain FERRIÈRE** « Dossier technique de l'ingénieur, l'expertise technique et scientifique de référence, Chargé de recherche au CNRS, Laboratoire Procédés Matériaux Énergie Solaire (PROMES), » Ingénieur ESE (École Supérieure d'Électricité)/(2013)
- [18] **Xiudong Wei et al** « Un nouveau code pour la conception et l'analyse de l'implantation des champs d'héliostats pour le système de tour de contrôle, a Changchun Institute of Optics, Fine Mechanics and Physics of Chinese Academy of Sciences(2010)
- [19] **Franclim Rodrigues Cardozo** « Technologies d'énergie solaire à concentration utilisant des sels fondus pour le stockage et la production d'énergie » University of Porto - FEUP(2012)
- [20] **Michael J et al(2018)** « SolarPILOT : Un outil d'implantation et de caractérisation du champsolaire d'une tour de puissance » Colorado School of Mines, 1500 Illinois St., Golden, CO 80401, UnitedStates(2018)
- [21] <https://solarpaces.nrel.gov> consulté le 12 avril 2023
- [22] **Otunla.T .:** estimates of clear- Sky solar irradiances over Nigeria »,Renewable Energy ;vol.131 :778-787
- [23] <https://www.techno-science.net/definition/7180.html> consulté le 20 avril 2023
- [24] **Ahmed Ridha El Ouederni** « Thèse doctorat – en Génie Energétique Evaluation du gisement solaire au golfe de Tunis-Application à la faisabilité d'un mini concentrateur solaire parabolique. »
- [25] [https:// enerMENA;](https://enerMENA.com) Advanced CSP teaching Materials; chapter 8 Solar tower Technology.consulté le 30 avril 2023
- [26] [https:// solar from the sun](https://solarfromthesun.com) chapitre 10 consulté le 30 avril 2023
- [27] **Thomas R. Mancini**, “Catalog of Solar Heliostats “, technical report, Juin 2000.
- [28] **Jean-François HOFFMANN** « Thèse doctorat Stockage thermique pour centrale solaire thermodynamique à concentration mettant en œuvre des matériaux naturels ou recyclés » Univ de Perpignan via domitia/ /03-12-2015.
- [29] **D.Barlev, R.Vidu and p.Stroeve** « These doctorat, Innovation in concentrated solar tower energy » mater 2011.
- [30] **Quoilin sylvain** « Les Centrales Solaires à Concentration » Univ de Liège/ Mai 2007.
- [31] **LAISSAOUI Mouhammed** « Thèse doctorat / Etude et optimisation de l'hybridation solaire des installations des turbines à gaz et turbines à vapeur utilisées pour le dessalement d'eau » Univ Abdelhamid Ibn Badis de Moustaghanem///2017/2018.



- [32] **BEN TAILLAH Djelloul** « détermination du gisement solaire par imagerie satellitaire avec intégration dans un système d'information » G- mécanique univ adrar 2019
- [33] [http:// enerMENA](http://enerMENA); Advanced CSP teaching Materials; chapter 8 Solar tower Technology. consulté le 13/05/2023
- [34] [http:// solar from the sun](http://solar from the sun) chapitre 11 consulté le 13/05/2023
- [35] **Thomas R. Mancini**, "Catalog of Solar Heliostats ", technical report, Juin 2000.
- [36] **Jean-François HOFFMANN** « Thèse doctorat Univ de Perpignan via domitia/ Stockagethermique pour centrale solaire thermodynamique à concentration mettant en œuvre des matériaux naturels ou recyclés/03-12-2015.
- [37] **D.Barlev, R.Vidu and p.Stroeve**, « These doctorat Innovation in concentrated solar towerenergy » mater 2011.
- [38] **Quoilin sylvain** « Les Centrales Solaires à Concentration Univ de Liège/ Mai 2007.
- [39] Thèse doctorat / Univ Abdelhamid Ibn Badis de Moustaghanem//LAISSAOUI Mouhammed Etude et optimisation de l'hybridation solaire des installations des turbines à gaz et turbines à vapeur utilisées pour le dessalement d'eau/2017/2018.
- [40] **G. Gasa, A. Lopez-Roman, C. Prieto, L.F. Cabeza**, Life cycle assessment (LCA) of a concentrating solar power (CSP). Sustainability. 13 (7) 10.3390/su13073672 3672.
- [41] **Nathanael Ko et al.**, « Sustainability Assessment of Concentrated Solar Power (CSP) Tower, 25th CIRP Life Cycle Engineering (LCE) Conference, » 30 April – 2 May 2018, Copenhagen, Denmark
- [42] **Nathanael Ko et al.**, « Sustainability Assessment of Concentrated Solar Power (CSP) Tower, 25th CIRP Life Cycle Engineering (LCE) Conference », 30 April – 2 May 2018, Copenhagen, Denmark
- [43] <https://gogreenius.com/> consulté le 21/05/2023
- [44] [https://www.trnsys.com.](https://www.trnsys.com/) consulté le 27/05/2023
- [45] <https://nsrdb.nrel.gov/> consulté le 27/05/2023

