

# Université Mohamed Boudiaf - M'sila

FACULTE DE TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE



Numéro de série :

Numéro d'inscription : D.GE/3C/01/16

## Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de

### DOCTORAT LMD

Spécialité : Génie mécanique

Option : Génie mécanique

#### THEME

Étude de la possibilité d'intégration de l'énergie solaire dans la production  
d'électricité à des fins industrielles dans la région de M'Sila

Présenté Par :

**Kherbiche Younes**

**Soutenue le : 18/06/2022**

**Devant le Jury composé de :**

<b>Nom et Prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>Établissement</b>	<b>Qualité</b>
Ihaddadene Razika	Professeur	Univ. de M'sila	Président
Ihaddadene Nabila	Professeur	Univ. de M'sila	Encadreur
Beghidja Abdel Hadi	Professeur	Univ. de constantine	Co-Encadreur
Khama Reda	MCA	Univ. de Batna 2	Examineur
Benderradji Razik	MCA	Univ. de M'sila	Examineur
Zergane Said	MCA	Univ. de M'sila	Examineur

**Année Universitaire : 2021/2022**



## ***Dédicaces***

*Je dédie ce travail :*

- ✚ A mon cher père et ma chère mère ;*
- ✚ A ma chère épouse ;*
- ✚ A mes chers frères et sœurs ;*
- ✚ A ma chère petite fille « Sadjida Rodayna El Djouri » ;*
- ✚ A toute ma famille ;*
- ✚ A tous ceux qui ont sacrifié leur temps pour la science et à tous ceux et celles qui mettent la science au service du bien et de la prospérité de l'humanité.*

## ***Remerciements***

Cette thèse a été effectuée au sein du laboratoire De Matériaux Et Mécanique Des Structure L.M.M.S (Laboratoire de Génie mécanique) de l'université Mohamed BOUDIAF-M'SILA.

Je voudrais tout d'abord remercier Mme **Pr. Ihaddadene Nabila** Professeur à l'université de M'sila, d'avoir accepté de diriger mes travaux. Je tiens également à la remercier pour ses qualités humaines et ses précieux conseils à toutes les phases des travaux. Travailler avec elle été un véritable plaisir.

Je tiens à remercier Monsieur **Pr. Beghidja Abdel Hadi**, Professeur à l'Université de Constantine pour sa disponibilité et son aide précieuse.

Mes remerciements s'adressent aussi à Mme **Pr. Ihaddadene Razika** Professeur à l'université de M'sila, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Un grand merci à Monsieur **Dr. Khama Reda** Maître de Conférences à l'université de Batna 2 d'avoir accepté d'examiner ce travail et de faire partie du jury.

Que Monsieur **Dr. Benderradji Razik** Maître de Conférences à l'université de M'sila, trouve ici l'expression de mes plus vifs remerciements pour avoir accepté d'examiner ce travail.

Je tiens également à remercier Monsieur **Dr. Zergane Said** Maître de Conférences à l'université de M'sila pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'examiner ce travail.

Je remercie de tout mon cœur toute ma famille, qui depuis de si longues années, m'ont encouragé et soutenu dans la poursuite de mes études.

Enfin, je suis très reconnaissant à mes collègues, mes amis et toute personne ayant aidé, de près ou de loin, directement ou indirectement, à l'aboutissement de ce travail

**Kherbiche Younes**

## Liste des Travaux

Les travaux de recherches consignés par la présente thèse ont été concrétisés par plusieurs publications et communications internationales dont :

### **Publication Internationales :**

1. Kherbiche, Y., Ihaddadene, N., Ihaddadene, R., Mostefaoui, M., (2018). "Programming interface in matlab to estimate solar radiation in Algeria: application to M'sila ", ***International Journal of Scientific Research & Engineering Technology (IJSET)*** Vol. 8, pp. 32-37.
2. Kherbiche, Y., Ihaddadene, N., Ihaddadene, R., Hadji, F., Jed, M., Beghidja, A., (2021). "Solar energy potential evaluation. Case of study: M'sila, an Algerian province ", ***International Journal of Sustainable Development and Planning. (IJS DP)*** Vol. 16, pp. 1501-1508.  
<https://doi.org/10.18280/ijstdp.160811>.

### **Sous révision :**

1. Kherbiche, Y., Ihaddadene, N., Ihaddadene, R., Choudira, M., Jed, M., Beghidja, A., Hami, A., "An experimental study on the effect of surface orientation and inclination on the incident solar irradiation ", ***Journal of Solar Energy Engineering: Including Wind Energy and Building Energy Conservation.***

### **Brevet d'invention :**

1. Le doctorant Younes Kherbiche a réalisé **un système solaire concentré hybride breveté par l'Institut National Algérien de la propriété industrielle (INAPI, N° du brevet 10621)**.

### **Conférences Internationales :**

1. La communication intitulée '*Programming interface in Matlab to estimate Solar radiation in Algeria : Application to M'Sila*' s'est présentée au cours de la '**6<sup>ème</sup> conférence internationale des énergies renouvelables (CIER2018)** qui s'est tenue à **Hammamet en Tunisie**.
2. La communication intitulée '*Development of a solar radiation calculation software in Algeria : Application to M'Sila*' s'est présentée au cours de '**1<sup>st</sup> Arab conference on Mechanical Engineering (ARCME 2017)** qui s'est tenue à **Biskra en Algérie**.
3. La communication intitulée '*Estimation du potentiel énergétique et détermination de l'angle optimale d'inclinaison de capteurs solaires à M'Sila*' s'est présentée au cours de '**Congrès International sur la valorisation et la préservation de la Biomasse (CI-VAPB 2017)** qui s'est tenue à **Boumerdès en Algérie**.
4. La communication intitulée '*Estimation du potentiel énergétique (rayonnement solaire) de M'Sila sur un plan incliné*' s'est présentée au cours de '**Séminaire International sur les Technologies Mécaniques Avancées (STEMA 2017)** qui s'est tenue à **Tlemcen en Algérie**.

### **Conférences nationales :**

1. la communication intitulée '*Estimation de l'angle d'inclinaison optimale des capteurs solaire à M'Sila*' s'est présentée au cours du '**14<sup>ème</sup> colloque Doctoral MESO** qui s'est déroulé à **M'Sila en 2017**.

# Table des Matières

<b>Introduction Générale.....</b>	<b>1</b>
-----------------------------------	----------

## **Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire.**

I.1 Introduction.....	6
I.2 Rappels Fondamentaux D'astronomie .....	6
I.2.1 Généralités sur le soleil et la terre .....	6
I.2.2 Position du soleil par rapport à la terre.....	7
I.2.2.1 Coordonnées géographiques terrestres.....	7
I.2.2.2 Coordonnées célestes horaires (équatoriales).....	8
I.2.2.3 Coordonnées horizontales .....	10
I.2.2.4 Parametres de temps.....	11
I.2.2.5 Mouvement Terre-Soleil .....	13
I.2.2.6 Constante solaire .....	15
I.3 Rayonnement Électromagnétique : Du Soleil A La Terre.....	15
I.3.1 Rayonnement solaire extraterrestre (hors l'atmosphère) .....	15
I.3.2 Propagation du rayonnement solaire dans l'atmosphère.....	16
I.3.3 Rayonnement solaire reçu au niveau du sol .....	18
I.4 Gisement Solaire En Algérie .....	20
I.4.1 Situation géographique de l'Algérie.....	20
I.4.2 Importance du gisement solaire Algerien.....	21
I.5 Conclusion.....	22

## **Chapitre II : Concentrateurs cylindro-paraboliques.**

II.1 Introduction .....	24
II.2 Historique.....	25
II.3 Étude des différents types de concentrateurs.....	26
II.3.1 Système à récepteur linéaire .....	28
II.3.1.1 Centrales cylindro-paraboliques.....	28
II.3.1.2 Centrales à réflecteurs linéaires Fresnel .....	29
II.3.2 Système à récepteur ponctuel.....	31
II.3.2.1 Unités parabole-moteur.....	31

II.3.2.2 Centrales à tour .....	32
II.4 Collecteur cylindro-parabolique traditionnel .....	33
II.5 Composants des systèmes cylindro-paraboliques .....	35
II.5.1 Champ solaire.....	35
II.5.1.1 Structure de support cylindro-parabolique .....	35
II.5.1.2 Concentrateur (miroirs) cylindro-parabolique .....	36
II.5.1.3 Récepteur cylindro-parabolique.....	40
II.5.1.4 Huiles de transfert de chaleur cylindro-parabolique.....	49
II.5.2 Stockage thermique.....	52
II.5.2.1 Sel fondu de stockage thermique cylindro-parabolique solaire ou autres .....	52
II.5.2.2 Réservoirs chauds et froids de stockage thermique cylindro-parabolique .....	54
II.6 Utilisation de PV thermique à concentration avec des concentrateurs paraboliques.....	55
II.7 Programmes de simulation utilisés pour la conception et l'analyse de systèmes cylindro- paraboliques.....	60
II.8 Comparaisons des différentes centrales solaires à concentration .....	64
II.8.1 Avantages et inconvénients des systèmes à concentration .....	65
II.8.2 Coût de l'électricité des CSP .....	68
II.9 Exploitation de la technologie de CSP en Algérie et dans le monde.....	70
II.10 Conclusion.....	71

### **Chapitre III : Estimation Et premières exploitations de l'énergie solaire à M'sila**

III.1 Introduction .....	74
III.2 Évaluation du potentiel d'énergie solaire à M'sila .....	74
III.2.1 Paramètres d'étude .....	74
III.2.1.1 Emplacement du site .....	74
III.2.1.2 Données .....	75
III.2.1.3 Indice de clarté $K_T$ .....	75
III.2.1.4 Rayonnement diffus.....	76
III.2.1.5 Rayonnement normal direct (DNI).....	76
III.2.2 Résultats et discussion de l'estimation de potentiel solaire .....	77
III.2.2.1 Estimation de l'irradiation globale journalière hors atmosphère reçue sur un plan horizontal à M'Sila.....	77
III.2.2.2 Estimation de l'irradiation moyenne reçue sur un plan horizontal à M'Sila.....	78

III.2.2.3 Estimation de l'indice de clarté $K_T$ .....	81
III.2.2.4 Estimation des composantes du rayonnement global reçu sur une surface horizontale à M'Sila .....	83
III.2.2.4.1 Irradiation horizontale globale (GHI) .....	83
III.2.2.4.2 Irradiation horizontale diffuse (DHI) .....	85
III.2.2.4.3 Irradiation normale directe (DNI) .....	88
III.3 Domaines d'exploitation de l'énergie solaire .....	90
III.4 Étude théorique et expérimentale de l'effet de l'inclinaison sur l'énergie solaire reçue .....	95
III.4.1 Estimation de l'irradiation moyenne globale reçue sur un plan incliné à M'Sila .....	95
III.4.1.1 Énergie solaire .....	95
III.4.1.2 Modèles de rayonnement solaire .....	99
III.4.2 Optimisation de l'angle d'inclinaison pour la collecte d'énergie solaire maximale à M'sila.....	109
III.4.2.1 Inclinaison optimale mensuel.....	109
III.4.2.2 Inclinaison optimale saisonnière .....	111
III.4.2.3 Inclinaison optimale annuelle .....	112
III.4.3 Interface graphique en MATLAB®/GUI pour estimer le rayonnement solaire.....	114
III.4.3.1 Présentation du logiciel (Interface graphique) .....	117
III.4.3.2 Estimation du rayonnement solaire global quotidien à M'sila .....	123
III.5 Conclusion .....	126

## **Chapitre IV : Conception Et réalisation d'un prototype De Concentrateur Cylindro-Parabolique**

IV.1 Introduction.....	128
IV.2 Équations mathématiques utilisés dans la conception de systèmes cylindro-paraboliques	128
IV.2.1 Modélisation géométrique .....	128
IV.2.2 Modélisation thermique .....	129
IV.2.3 Modélisation optique .....	130
IV.2.4 Modélisation hydraulique .....	132
IV.2.5 Modélisation de l'écoulement .....	132

IV.2.6 Critères d'évaluation de performance .....	133
IV.3 Hybridation du système solaire concentré .....	135
IV.3.1 Domaine Technique Au quel Se Rapporte L'invention.....	135
IV.3.2 État de la technique antérieure .....	136
IV.3.3 But de l'invention .....	138
IV.3.4 Énoncé des figures .....	138
IV.3.5 Présentation de l'essence de l'invention .....	141
IV.4 Description du prototype .....	143
IV.4.1 Schéma bloc de la chaîne de mesure .....	146
IV.4.2 Schéma synoptique du système réalisé.....	146
IV.4.3 Sous-système hydraulique et thermique .....	147
IV.4.4 Sous-système de contrôle et de surveillance .....	148
IV.4.5 Réalisation de la structure porteuse.....	149
IV.4.6 Conception et réalisation de système Pantone.....	151
IV.4.6.1 Réflexion sur la réalisation et l'adaptation .....	151
IV.4.6.2 Matériels utilisés .....	152
IV.5 Résultats et discussion .....	156
IV.6 Conclusion .....	162
<b>Conclusions et Perspectives .....</b>	<b>163</b>
<b>Références Bibliographiques.....</b>	<b>166</b>

# Liste des figures

## Chapitre I

Figure I.1 Schéma illustrant la relation entre le soleil et la terre. ....	6
Figure I.2 Exemple d'analemma, pour Latitude $51,47^{\circ}$ nord, Co latitude = $38,52^{\circ}$ , longitude $0^{\circ}$ .....	7
Figure I.3 Schéma des coordonnées géographiques terrestres .....	8
Figure I.4 une courbe représentant la déclinaison solaire.....	9
Figure I.5 Schéma des coordonnées équatoriales .....	10
Figure I.6 Schéma des coordonnées horizontales .....	11
Figure I.7 Schéma de l'équation du temps (ET) .....	13
Figure I.8 Schéma de Mouvement terre-soleil.....	14
Figure I.9 Variation du rayonnement solaire extraterrestre avec la période de l'année. ....	16
Figure I.10 Modes et bilan d'interaction du rayonnement solaire avec l'atmosphère et avec la surface de la terre .....	17
Figure I.11 Schéma du rayonnement solaire reçu au niveau du sol .....	19
Figure I.12 Situation géographique de l'Algérie .....	20
Figure I.13 Carte du gisement solaire en Algérie .....	21

## Chapitre II

Figure II.1 Schéma représentant les centrales cylindo-paraboliques .....	29
Figure II.2 Schéma représentant les centrales à réflecteurs linéaires Fresnel. ....	30
Figure II.3 Schéma représentant Les unités parabole-moteur .....	31
Figure II.4 Schéma représentant les centrales à tour.....	33
Figure II.5 PTC Conventionnel (a) un module PTC typique (b) coupe transversale du tube récepteur sous vide .....	34
Figure II.6 Animation par ordinateur et prototype fini d'un cylindro-parabolique avec collecteur de coque parabolique en béton mince .....	36

Figure II.7 Structure de collecteur cylindro-Parabolique .....	36
Figure II.8 la conception suggérée avec le réflecteur non continu (a) le principe de conception du collecteur (b) le récepteur mobile pour l'élimination des pertes final .....	37
Figure II.9 PTC avec un récepteur a cavité trapézoïdale (a) un système Total (b) le récepteur examiné..	38
Figure II.10 L'utilisation du PTC a fins d'éclairage (a) la configuration totale (b) la conception du PTC .	39
Figure II.11 Schéma d'un fragment de HCE .....	40
Figure II.12 (a) Schéma pour un PTC solaire et (b) Schéma de résistance totale au transfert de chaleur .	41
Figure II.13 (a) PTC avec un écran anti-rayonnement et (b) PTC à double revêtement .....	42
Figure II.14 Représentation schématique d'un absorbeur a cavité en V avec son propre miroir concentrateur .....	43
Figure II.15 (a). Vue en coupe transversal du tube absorbeur bimétallique (b). PTC avec un tube absorbeur en forme U .....	44
Figure II.16 Insert adhésive pour le tube absorbeur. ....	45
Figure II.17 (a) Récepteur à cylindro-parabolique avec inserts en plaques perforées. Section longitudinale pour le récepteur, et (b) section transversal pour le récepteur. ....	46
Figure II.18 (a). Générateur de tourbillons longitudinaux dans la partie inférieure du tube absorbeur et (b). Conception avec ailettes internes hélicoïdales à l'intérieur de tube absorbeur .....	47
Figure II.19 Ailettes longitudinales internes le long du tube absorbeur .....	47
Figure II.20 Tube absorbant ondule convexe vers l'extérieur asymétrique .....	48
Figure II.21 Tube intérieur du PTR des fossettes, des saillies et des ailettes hélicoïdales .....	48
Figure II.22 Usine pilote à Ait Baha, Maroc .....	49
Figure II.23 Photographie du chantier à Aït Baha, Maroc.....	50
Figure II.24 (a). Conception conventionnelle (b). PTC a absorption directe avec fluides caloporteurs externes et internes .....	50
Figure II.25 Schéma de l'installation d'essai pour une température de fonctionnement maximale de (a) 400 °C et pour (b) 525 °C.....	53
Figure II.26 (a). Croquis schématique de la centrale solaire HTF (b). Modèle de la génération de vapeur (c). Représentation schématique simplifiée de la turbine .....	53
Figure II.27 Diagramme de flux d'une centrale électrique à cylindro-parabolique .....	54
Figure II.28 Absorbeur triangulaire avec PV et canal de refroidissement tubulaire .....	57
Figure II.29 CPVT avec absorbeur plat, canal de fluide tubulaire et verre de protection.....	58

Figure II.30 Absorbeur tubulaire avec panneaux PV dans la partie inférieure extérieure.....	58
Figure II.31 (a). CPVT à deux étages avec deux concentrateurs cylindro-parabolique (b). CPVT à deux étages avec cellules PC dans le concentrateur cylindro-parabolique composé secondaire .....	59

### Chapitre III

Figure III.1 Localisation de la Wilaya de M'Sila .....	75
Figure III.2 Évolution de l'énergie journalière hors atmosphère reçue sur un plan horizontale relative à la région de M'sila au cours de l'année. ....	77
Figure III.3 Évolution de l'irradiation moyenne journalière de 2 ans, 5 ans, 10 ans, 15 ans et 21 ans reçue sur un plan horizontale à M'sila au cours de l'année.....	79
Figure III.4 Comparaison entre l'irradiation solaire moyenne mensuelle hors atmosphère ( $H_o$ ) et celle réellement reçue sur une surface horizontale à M'Sila ( $H_g$ ).....	79
Figure III.5 Évolution de l'indice de clarté annuel à M'sila sur 34 ans .....	81
Figure III.6 Évolution de l'état du ciel à M'sila pendant 34 ans d'étude .....	82
Figure III.7 Évolution de l'irradiation horizontale globale annuelle à M'Sila sur 34 ans .....	84
Figure III.8 Évolution de l'irradiation horizontale globale mensuelle à M'sila sur 34 ans .....	85
Figure III.9 Évolution de l'irradiation diffuse annuelle estimée à M'sila sur 34 ans .....	86
Figure III.10 Évolution de $\overline{DHI}$ , $\overline{GHI}$ , $\overline{BHI}$ et l'indice de clarté sur 34 ans.....	87
Figure III.11 Évolution de l'irradiation normale directe annuelle estimée à M'Sila sur 34 ans.....	88
Figure III.12 Évolution de l'irradiation mensuelle de DHI, GHI, BHI et DNI sur 34 ans à M'Sila.....	89
Figure III.13 Consommation d'électricité de 2006 à 2018 à M'Sila.....	90
Figure III.14 Évolution de la température moyenne maximale et de la température moyenne annuelle pendant 34 ans à M'Sila .....	94
Figure III.15 Évolution du rayonnement moyen mensuel direct incident sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila.....	97
Figure III.16 Évolution moyenne mensuelle du rayonnement réfléchi reçu sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila.....	98
Figure III.17 Évolution moyenne mensuelle du rayonnement diffus reçu sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila, selon le modèle de Liu & Jordan .....	101

Figure III.18 Évolution moyenne mensuelle du rayonnement diffus reçu sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila, selon le modèle circumsolaire.....	102
Figure III.19 Évolution moyenne mensuelle du rayonnement diffus reçu sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila, selon le modèle de Hay .....	103
Figure III.20 Évolution moyenne mensuelle du rayonnement diffus reçu sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila, selon le modèle de Reindl .....	104
Figure III.21 Comparaison du rayonnement moyen mensuel reçu sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila, obtenu selon les modèles de : Liu & Jordan, Circumsolaire, Hay, et Reindl .....	106
Figure III.22 Évolution moyenne annuelle du rayonnement solaire incident sur un plan de 1 m <sup>2</sup> de surface, orienté vers le sud, à différents angles d'inclinaison, selon les modèles de : Liu & Jordan, Circumsolaire, Hay, et Reindl .....	108
Figure III.23 Énergies reçues pour les différentes inclinaisons : mensuelle, saisonnière et annuelle....	113
Figure III.24 Interface de Matlab.....	114
Figure III.25 Commande d'exécution de GUIDE.....	115
Figure III.26 Fenêtre principale de GUIDE.....	116
Figure III.27 Inspecteur de propriétés.....	116
Figure III.28 Interface graphique donnant : la position de la terre par rapport au soleil, la déclinaison du soleil, le numéro du jour et du mois et l'équation de temps .....	117
Figure III.29 Paramètres de temps.....	117
Figure III.30 Paramètres de position.....	118
Figure III.31 Coordonnées horaires.....	118
Figure III.32 Rayonnement normal extraterrestre.....	118
Figure III.33 Panneau permet de sélectionner des courbes.....	118
Figure III.34 Affichage des courbes.....	119
Figure III.35 Interface permettant les irradiations quotidiennes globales, diffuses et horaires directs, l'irradiation mesurée sur n'importe quelle surface et le type de ciel et l'utilisation de plusieurs modèles.....	120
Figure III.36 Paramètres de position-temps.....	120
Figure III.37 Rayonnements solaires (directs, diffus, réfléchis et globaux).....	120
Figure III.38 Sélectionner les courbes d'irradiation solaire.....	121
Figure III.39 Type de ciel.....	121

Figure III.40 Type de plan ; horizontale ou inclinée. ....	121
Figure III.41 Affichage des courbes. ....	122
Figure III.42 Comparaison des valeurs estimées par les modèles théoriques (programme) et les valeurs mesurées par la station métrologique de la région de m'sila (les journées types) .....	124
Figure III.43 Comparaison des valeurs estimées par les modèles théoriques (programme) et les valeurs mesurées par la station métrologique de la région de m'sila (les journées types) .....	125

## Chapitre IV

Figure IV.1 Représentation de la conception du capteur solaire cylindro-parabolique. ....	138
Figure IV.2 Représentation d'une coupe transversale montrant la structure interne du tube solaire hybride. ....	139
Figure IV.3 Représentation du schéma du tube solaire hybride (récepteur thermique - réacteur Pantone). ....	139
Figure IV.4 Représentation des composants les plus importants dans l'installation du système solaire hybride concentré proposé. ....	140
Figure IV.5 Représentation du schéma du système solaire hybride concentré permettant de produire de l'électricité. ....	141
Figure IV.6 Processus de fabrication : Modèle sur SolidWorks ; Sciage du contreplaqué ; l'Assemblage des miroirs ; Prototype fini. ....	144
Figure IV.7 Composants du prototype fabriqué à la main .....	145
Figure IV.8 Schéma bloc de la chaîne de mesure.....	146
Figure IV.9 Schéma synoptique du système réalisé.....	147
Figure IV.10 Schéma du sous-système hydraulique et thermique .....	148
Figure IV.11 la tôle galvanisée et fixation du support.....	149
Figure IV.12 Première modélisation du système pantone .....	151
Figure IV.13 Plan de la partie interne du réacteur et Première modélisation du système pantone.....	153
Figure IV.14 Modélisation d'ensemble du réacteur .....	153
Figure IV.15 Schéma du réacteur .....	154
Figure IV.16 Schéma d'un bulleur .....	154
Figure IV.17 La ligne d'échappement .....	155

Figure IV.18 La ligne l'admission.....	155
Figure IV.19 Modélisation de l'ensemble du système monté sur le moteur .....	156
Figure IV.20 Conditions du ciel le jour du test. Aucune donnée concernant le DNI n'a été collectée, mais il est probable, sur la base de cette image, que les valeurs réelles étaient inférieures à la valeur estimée de $900 \text{ W/m}^2$ .....	157
Figure IV.21 Évolution de la température dans le temps - Test en circuit fermé. ....	157
Figure IV.22 Évolution de la température dans le temps - pour différents débits. ....	159
Figure IV.23 Évolution de la température dans le temps - pour différents angles d'inclinaison. ....	162

## Liste des Tableaux

### Chapitre II

Tableau II.1 Résume les principales caractéristiques des différentes technologies de procédés solaires à concentration.....	64
Tableau II.2 Un exemple du Cout de l'électricité avec CSP dans deux régions et technologies différents. ....	69
Tableau II.3 Statistique des projets CSP.....	71
Tableau II.4 Usines CSP dans le monde.....	71

### Chapitre III

Tableau III.1 Regroupe les caractéristiques géographiques de la Wilaya de M'sila. ....	74
Tableau III.2 Liste des jours types par mois pour la région de M'Sila. ....	78
Tableau III.3 Pourcentage d'atténuation du rayonnement solaire arrivant au sol de M'Sila par rapport à celui reçu hors atmosphère. ....	80
Tableau III.4 État du ciel à M'sila avant et après 2008. ....	83
Tableau III.5 Principales caractéristiques des différentes technologies d'énergie solaire à concentration .....	91
Tableau III.6 Principales caractéristiques des différentes technologies photovoltaïques .....	92
Tableau III.7 Angle d'inclinaison optimal pour le rayonnement direct incident. ....	97
Tableau III.8 Les valeurs des constantes A, B, C et D en fonction de la nature du Ciel.....	100
Tableau III.9 Angle d'inclinaison optimal pour le rayonnement diffus (Modèle circumsolaire). ....	101
Tableau III.10 Angle d'inclinaison optimal pour le rayonnement diffus (Modèle de Hay). ....	103
Tableau III.11 Angle d'inclinaison optimal pour le rayonnement diffus (Modèle de Reindl).....	104
Tableau III.12 Angle d'inclinaison optimal mensuel et radiations globales correspondantes selon les modèles de : Liu & Jordan, Circumsolaire, Hay, et Reindl.....	109
Tableau III.13 Angle d'inclinaison optimal mensuel et radiations globales correspondantes selon les modèles de : Liu & Jordan, Circumsolaire, Hay, et Reindl (Calcul obtenu pour $k_t$ ). ....	110
Tableau III.14 Angle d'inclinaison optimal mensuel selon les modèles d'EL Kassaby et Reindl. ....	111
Tableau III.15 Angle d'inclinaison optimal saisonnier et radiations globales correspondantes selon les modèles de : Liu & Jordan, Circumsolaire, Hay, et Reindl.....	111
Tableau III.16 Angle d'inclinaison optimal saisonnière selon les modèles d'EL Kassaby et d'autres...	112
Tableau III.17 Angle d'inclinaison optimal annuel et radiations globales correspondantes selon les modèles de : Liu & Jordan, Circumsolaire, Hay, et Reindl.....	113

## Notations et Symboles

### Notations

CSP	: Énergie solaire concentrée.
PTC	: Collecteurs cylindro-paraboliques.
SPT	: Tour d'énergie solaire.
SPD	: Collecteur parabolique.
LFR	: Réflecteur de Fresnel linéaire.
PV	: Panneaux photovoltaïque.
CPV	: La technologie photovoltaïque concentrée.
MENA	: La région Moyen-Orient et Afrique du Nord.
ONS	: L'Office nationale des statistiques.
DLR	: Le Centre aérospatial Allemand.
WE	: Énergie éolienne.
SER	: Source d'énergie renouvelable.
HTF	: Le fluide caloporteur.
NREL	: Le laboratoire national d'énergie renouvelable.
CST	: La technologie thermique solaire concentrée.
AM	: Indice de masse d'air.
C.P.N	: Ciel partiellement nuageux.
J.E	: Jours ensoleillés.
FPC	: Collecteurs à plaque plate.
LF	: Fresnel linéaire.
PET	: Réflecteurs en polyéthylène téréphtalate.
SPG	: Groupe d'énergie solaire.
PSA	: Plate-forme solaire d'Almería.
TES	: Stockage d'énergie thermique.
PCM	: Matériaux à changement de phase.
STS	: Le stockage solaire thermique.
HRSG	: Le générateur de vapeur à récupération de chaleur.
ORC	: Le cycle de Rankine organique.
STE	: Électricité solaire thermique.
AIE	: L'Agence internationale de l'énergie.
PTR	: Tubes récepteurs cylindro-paraboliques.
PVT	: PV thermiques.

CPVT	: La technologie photovoltaïque à concentration thermique.
SAM	: Modèle de conseiller solaire.
TDMA	: Tri-Diagonal matrice Algorithmme.
MCRT	: Le Monte Carlo Ray Trace.
BHI	: L'irradiation horizontale directe (KWh.m <sup>-2</sup> ).
DNI	: L'irradiation normale directe (KWh.m <sup>-2</sup> ).
GHI	: L'irradiation horizontale globale (KWh.m <sup>-2</sup> ).
DHI	: L'irradiation horizontale diffuse (KWh.m <sup>-2</sup> ).
DSG	: Générateur de vapeur direct.

## Symboles

Symbole	Designation	Unité
$\delta$	: Déclinaison solaire.	degré
$N$	: Numéro du jour de l'année à partir du premier janvier.	
$\omega$	: Angle horaire.	degré
$a$	: Azimut.	degré
$h$	: Hauteur solaire.	degré
TU	: Temps universel.	heure
$\phi$	: Longitude.	degré
TSL	: Temps solaire local.	heure
TSM	: Temps solaire moyen.	heure
TSV	: Temps solaire vrai.	heure
ET	: Équation de temps.	heure
$d_j$	: Durée du jour.	heure
$e$	: Excentricité de l'orbite terrestre.	
R	: Distance du soleil-terre.	km
$I_{ext}$	: Constante solaire extraterrestre.	W.m <sup>-2</sup>
$I_{sc}$	: Constante solaire.	W.m <sup>-2</sup>
$I_o$	: Rayonnement solaire incident sur un plan horizontal.	W.m <sup>-2</sup>
$H_o$	: Rayonnement solaire quotidien sur un plan horizontal.	W.m <sup>-2</sup>
$I_N$	: Flux solaire normal.	W
$m$	: Masse d'air.	
$T_R$	: Facteur de turbidité.	
$\varepsilon$	: Épaisseur optique intégrée de l'atmosphère terrestre claire et sèche.	
$I_b$	: Rayonnement solaire direct.	W.m <sup>-2</sup>
$I_d$	: Rayonnement solaire diffus.	W.m <sup>-2</sup>
$I_r$	: Rayonnement solaire réfléchi.	W.m <sup>-2</sup>

$I_{bi}$	: Rayonnement solaire direct sur une surface inclinée.	$W.m^{-2}$
$I_{dh}$	: Rayonnement solaire direct sur une surface horizontale.	$W.m^{-2}$
$R_B$	: Facteur d'inclinaison du rayonnement solaire direct.	
$\dot{q}_f$	: Débit de fluide caloporteur.	$m^3.h^{-1}$
$\dot{m}_v$	: Débit massique.	$Kg.h^{-1}$
$\eta_{PV}$	: Rendement électrique de la cellule photovoltaïque.	%
$T_{PV}$	: Température de la cellule.	K
$T_{ref}$	: Température de référence.	K
$P_{el}$	: Production d'électricité.	
$PF$	: Facteur de compactage.	
$G_b$	: Rayonnement solaire direct	$W.m^{-2}$
$A_{PV}$	: Surface de la cellule.	$m^2$
$Q_{heat}$	: Production de chaleur utile.	J
$Q_s$	: Rayonnement solaire disponible.	$W.m^{-2}$
$\eta_{el}$	: Rendement électrique.	%
$\eta_{th}$	: Efficacité thermique.	%
$\eta_{ex}$	: Efficacité exergetique.	%
$\eta_{tot}$	: Rendement total.	%
$T_{sun}$	: Température du soleil.	K
$T_0$	: Température de référence.	K
$K_T$	: Indice de clarté journalier.	
$H$	: Rayonnement total quotidien reçu sur un plan horizontal terrestre.	$W.m^{-2}$
$H_B$	: Rayonnement direct incident sur un plan incliné.	$W.m^{-2}$
$H_d$	: Rayonnement diffus reçu sur un plan horizontal.	$W.m^{-2}$
$H_R$	: Rayonnement réfléchi intercepté par le plan incliné.	$W.m^{-2}$
$H_g$	: Rayonnement global reçu sur un plan horizontal.	$W.m^{-2}$
$\bar{H}$	: Moyenne mensuelle du rayonnement total quotidien.	$W.m^{-2}$
$\bar{H}_D$	: Moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien.	$W.m^{-2}$
$H_{omoy}$	: Énergie solaire moyenne hors atmosphère reçue.	$W.m^{-2}$
$\rho$	: Albédo du sol.	
$\beta$	: Angle d'inclinaison du plan incliné.	degré
$\beta_{opt}$	: Angle d'inclinaison optimal.	degré
$L_{sm}$	: Méridien standard.	degré
$L_{loc}$	: Longitude de l'emplacement.	degré
$T_L$	: Facteur de turbidité de Linke.	
$\Psi$	: Turbidité correspondant à l'absorption par les gaz de l'atmosphère.	
$X$	: Turbidité relative à la diffusion par les aérosols.	

$\gamma$	: Turbidité due à l'absorption de gaz, par la vapeur d'eau.	
$\varphi_r$	: Angle de jante.	degré
$f$	: Distance focale.	m
$A_a$	: Ouverture totale du collecteur.	m <sup>2</sup>
$L$	: Longueur du collecteur.	m
$w$	: Largeur du collecteur.	m
$A_{ro}$	: Zone d'absorption.	m <sup>2</sup>
$Q_{loss}$	: Déperditions thermiques du collecteur solaire.	J
$U_L$	: Coefficient de déperdition thermique.	W.m <sup>-2</sup> .K <sup>-1</sup>
$h_{out}$	: Coefficient de transfert de chaleur entre la couverture et l'ambient.	W.m <sup>-2</sup> .K <sup>-1</sup>
$V_{wind}$	: Vitesse du vent.	m.s <sup>-1</sup>
$D_{co}$	: Diamètre extérieur de la couverture.	m
$Q_{abs}$	: Rayonnement solaire absorbé.	W.m <sup>-2</sup>
$\eta_{opt}$	: Efficacité optique.	%
$Nu$	: Nombre de Nusselt.	
$Re$	: Nombre de Reynolds.	
$Pr$	: Nombre de Prandtl.	
$\Delta P$	: Perte de charge.	Pa
$W_p$	: Demande de travail de pompage.	W
$u$	: Vitesse moyenne du fluide.	m.s <sup>-1</sup>
$f_r$	: Facteur de frottement.	
$Eu$	: Production d'exergie utile.	J
$Es$	: Flux exergétique de l'irradiation solaire.	J
$\eta_{ovr}$	: Rendement global du capteur cylindro-parabolique.	%
$\Delta s$	: Génération de l'entropie.	J.K <sup>-1</sup>
$Be$	: Nombre de Bejan.	

## Introduction générale

L'être humain a toujours su utiliser les ressources naturelles pour répondre à ses besoins. Premièrement, il a utilisé la lumière du soleil pour sécher, cuisiner et éclairer. Il a ensuite réussi à convertir l'énergie éolienne ou hydraulique en travail mécanique (par exemple, les moulins à eau ou à vent).

Depuis l'avènement de l'ère industrielle au milieu du XIXe siècle, la consommation énergétique a augmenté sous diverses formes (industrie, transport, électricité, chauffage, refroidissement, etc.) pour répondre aux besoins d'une population croissante [1]. Les sources d'énergie classiques (charbon, pétrole et gaz naturel) ont joué un rôle important dans la croissance industrielle actuelle, Ces énergies fossiles ont tendance à satisfaire les demandes énergétiques mondiales. Cependant, en raison de leur consommation excessive, ils sont désormais en train de s'épuiser [1,2]. En outre, il a été reporté que de telles réserves seraient anéanties d'ici 2300. [3] De plus, les combustibles fossiles contribuent au réchauffement climatique en émettant de grandes quantités de gaz à effet de serre (en particulier le fameux dioxyde de carbone) pendant le processus de combustion [2, 4, 5, 6,7]. Le prix volatil des combustibles fossiles est un autre inconvénient, en particulier pour les pays importateurs qui s'ajoute aux inconvénients énumérés ci-dessus [8].

Toutes les économies du monde sont à la recherche d'énergies inépuisables, non polluantes et gratuites. En effet, une énergie alternative telle que l'énergie solaire, le vent, la biomasse, l'énergie hydraulique, la géothermie et d'autres semblent être une solution aux problèmes posés par les énergies classiques et nucléaires (retour aux sources naturelles) [1]. Les énergies renouvelables sont disponibles et accessibles partout dans le monde. Effectivement, chaque pays sur la planète terre dispose d'au moins une source d'énergie naturelle. Par conséquent, les gouvernements des pays du monde ont adopté des stratégies de mises en œuvre pour l'exploitation de leurs ressources d'énergie naturelles comme alternative aux ressources classiques ou nucléaires.

L'énergie solaire est la source d'énergie la plus efficace [4, 7, 9, 10,11]. Elle est à l'origine de ressources fossiles, de vent et de marées [4]. La fusion nucléaire entre les atomes d'hydrogène est la source de l'énergie solaire, qui est émise à une puissance de  $3.8 \times 10^{26}$  W et libérée dans l'espace sous la forme d'un rayonnement électromagnétique dans toutes les directions. Notre terre intercepte juste une petite fraction  $4.5 \times 10^{-10}$  de cette énergie énorme [12]. Cette dernière est estimée à  $1.5 \times 10^{18}$  KWh par an [13], est suffisante pour satisfaire plus de 7 000 fois la demande de la population mondiale [2,13]. L'énergie solaire, qui arrive sur la terre sous la forme de lumière et de chaleur, est disponible pour tous les pays sur la planète. Cependant, elle varie en fonction de l'emplacement et du climat. L'Afrique du Nord et du Sud, le Moyen-Orient, l'Australie, le sud-ouest

des États-Unis, connu sous le nom de Sun Belt (ceinture du soleil), et l'Amérique du Sud sont des régions à fort potentiel solaire [14,15]. Ces territoires reçoivent plus de rayonnement solaire que l'Europe du Nord, Canada, Alaska, Russie et le sud-est de la Chine [2].

L'irradiation solaire est le facteur le plus important dans la détermination du potentiel d'énergie solaire d'un site. Il représente l'énergie rayonnante du soleil tombant sur une surface unitaire pendant une période, exprimée en kWh/m<sup>2</sup>/durée. Cette durée est souvent d'un an ou d'un jour.

Les technologies de l'énergie solaire créées par l'homme captent d'abord le rayonnement solaire et le convertissent ensuite en chaleur [16,17] et en électricité [18,19] selon le type d'énergie désiré. En outre, la chaleur produite par un certain nombre de systèmes thermiques solaires peut être utilisée pour des applications à basse température (à la fois des échelles domestiques et commerciales), tels que le chauffage de l'eau [13,20, 21,22], le chauffage spatial et le refroidissement [11,21, 22], le séchage des grains [13,22, 23], la cuisson [24], etc. Des technologies thermiques solaires concentrées (CST) sont utilisées pour satisfaire aux exigences de chauffage dans des installations à haute température (à l'échelle industrielle), tandis que des techniques de puissance solaire concentrée (CSP) sont utilisées pour fournir de l'énergie indirectement (par comparaison à des systèmes photovoltaïques) [10, 15, 21,22].

Il existe quatre principaux types de collecteurs CSP, à savoir les collecteurs paraboliques, les collecteurs à récepteur central (tour de puissance), les collecteurs paraboliques sous forme de parabole et les collecteurs de Fresnel linéaires. Le rayonnement solaire est concentré sur une ligne ou un point. Les collecteurs CSP en concentration ponctuelle doivent suivre le soleil dans deux directions (élévation et azimut), tandis que les collecteurs de concentration en ligne doivent le suivre dans une seule dimension (est à ouest) (élévation). Les installations CSP génèrent un large spectre de puissance, allant de quelques kilowatts à des centaines de mégawatts. [15, 21,26] De plus, les centrales CSP ont une productivité élevée en conversion et de faibles coûts d'investissement. [25,26]. Ils peuvent produire de l'énergie sur une base continue, même si le soleil n'est pas lumineux à l'aide de matériaux de stockage de chaleur tels que le sel fondu, le goudron, le sable, etc. (stockage thermique) ; [15,26, 28] ; (mélange d'énergie de puissance). [15,28, 29]. Il existe 98 CSPs dans le monde, et certaines sont sous-constructions alors que d'autres sont déjà en cours d'utilisation. [15] Le CSP est mieux adapté aux régions du monde recevant un rayonnement solaire étendu (régions désertiques ou semi-arides). [2,13, 22]. De plus, la seule chose nécessaire pour transformer l'énergie solaire en électricité est un éclairage énergétique normal direct (DNI). [13,15]

Un système PV est composé essentiellement de modules PV formés d'un assemblage de cellules PV (élément de construction de base en matériau semi-conducteur), qui convertissent la lumière du

soleil en électricité, en plus d'autres composants tels que des batteries, des onduleurs (DC-AC), des composants électriques, et les systèmes de montage et de surveillance. Les systèmes photovoltaïques produisent une puissance allant de quelques kilowatts à des milliers de mégawatts. [27] Ces systèmes sont évalués à des vitesses élevées (kWp), une quantité d'énergie générée dans un ciel clair par un système photovoltaïque électrique pendant la mi-journée (c'est-à-dire lorsque le soleil est directement au-dessus). [28] Ils entrent dans deux catégories principales : des applications hors réseau et connectées au réseau (systèmes photovoltaïques centralisés et distribués). [8,21] La technique photovoltaïque est une source importante d'électricité pour les régions rurales et éloignées, où la connexion de grille est particulièrement difficile, ou -en l'absence d'infrastructure énergétique. [2] En effet, des panneaux photovoltaïques peuvent être inclus dans des systèmes de toiture pour des centres commerciaux, des logements résidentiels, des bureaux, des industries, des bâtiments publics, etc. (production décentralisée d'électricité). [11, 36]

Le système PV peut être combiné avec d'autres techniques de production d'énergie comme les centrales hydroélectriques et les éoliennes (production d'énergie hybride). Cette combinaison a montré une nette amélioration du coefficient de conversion du système combiné (alimentation électrique continue). [28] Il peut également être combiné avec un système thermique et ainsi fournir de la chaleur et de l'électricité simultanément. [42]

En raison de sa situation géographique, l'Algérie possède le potentiel d'énergie solaire le plus élevé de la région Moyen-Orient et Afrique du Nord (MENA) et l'un des plus importants au monde. En effet, l'énergie solaire potentielle de l'Algérie est estimée à 13,9 TWh par an. [43] Par ailleurs, la durée moyenne des heures d'ensoleillement sur l'ensemble du territoire algérien est évaluée à 2650 heures par an dans la zone côtière. Elle atteint 3000 heures dans les hauts plateaux et 3500 au Sahara. [44] De plus, l'énergie solaire moyenne reçue sur une surface horizontale varie de 1700 kWh / m<sup>2</sup> / an au Nord à 2263 kWh / m<sup>2</sup> / an au Sud. [44,45] L'énergie solaire incidente journalière sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> est d'environ 5 kWh sur la majeure partie du territoire national. Elle varie de 4,66 kWh / m<sup>2</sup> au nord à 7,26 kWh / m<sup>2</sup> au sud. [43, 44,45]

Face à ce potentiel important, les dirigeants algériens ont décidé de l'exploiter pour produire de l'électricité destinée à la consommation locale et à l'exportation à travers une politique ambitieuse. En effet, l'Algérie a adopté, en 2011, une stratégie visant à produire 22 000 MW entre 2011 et 2030, dont 12 000 MW seront fournis pour répondre aux besoins locaux en électricité et 10 000 MW pour l'exportation. [46] De plus, 2 000 MW de cette production d'énergie attendue proviendront de l'énergie solaire thermique et elle sera étendue à plus de 4 500 MW d'ici 2030, [28] en plus de produire 13,5 GW d'énergie photovoltaïque. [47] Grâce à ce programme, l'Algérie vise à produire 40% de l'électricité à partir d'énergies propres d'ici 2030. [47,48]

L'objectif principal de cette thèse est d'évaluer pour la première fois le potentiel énergétique solaire de M'Sila, et à identifier quelle technologie, parmi celles actuellement disponibles sur le marché, est appropriée pour exploiter son potentiel solaire pour la production d'électricité (PV et CSP).

La présente thèse intitulée Étude de la possibilité d'intégration de l'énergie solaire dans la production d'électricité à des fins industrielles dans la région de M'Sila, a été abordée à travers quatre chapitres ;

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur l'énergie solaire alors que, le deuxième présente les différentes centrales solaires à concentration et on s'est focalisé sur les concentrateurs cylindro-paraboliques, le troisième chapitre porte sur l'évaluation du potentiel énergétique solaire à M'Sila, ce qui constitue un premier pas dans l'exploitation de cette énergie en déterminant l'angle d'inclinaison optimal. Le dernier chapitre quant à lui détaille les étapes de réalisation d'un prototype d'un concentrateur cylindro-parabolique.

# **Chapitre I**

## **Généralités sur l'énergie solaire**

## I.1 Introduction

Le soleil est l'astre qui illumine notre planète et lui fournit une énergie gratuite et propre. Avant d'exploiter cette énergie, on a jugé utile de présenter, à travers ce chapitre, certaines notions fondamentales sur le soleil et son énergie surtout celle reçue sur le territoire Algérien.

## I.2 Rappels Fondamentaux D'astronomie

### I.2.1. Généralités sur le soleil et la terre

Le soleil est une sphère de matière gazeuse très chaude ayant un diamètre de  $1,39 \times 10^9$  m (voir figure I.1). Le soleil est à une distance d'environ  $1,5 \times 10^8$  km de la terre, de sorte que, du fait que le rayonnement thermique se déplace avec la vitesse de la lumière dans le vide (environ  $3 \times 10^5$  km /s), prend 8 minutes et 20 secondes pour atteindre notre planète en 8 minutes et 20 secondes, Le disque solaire forme un angle de 32 min d'un degré. Même un petit angle est important lors de l'analyse des performances. Ceci est important dans de nombreuses applications, en particulier dans les systèmes optiques à concentrateur. Dans ces applications, le soleil ne peut pas être considéré comme une source ponctuelle. En fait, le soleil est un réacteur à fusion continue dans lequel l'hydrogène est converti en hélium. La production totale d'énergie du soleil est de  $3,8 \times 10^{20}$  MW, ce qui équivaut à  $63 \text{ MW} / \text{m}^2$  à la surface du soleil, Cette énergie rayonne vers l'extérieur dans toutes les directions. La Terre ne reçoit qu'une petite partie du rayonnement total émis, qui est égale à  $1,7 \times 10^{14}$  kW, Cependant, même pour une petite partie, on estime que 84 minutes de rayonnement solaire tombant sur la terre équivalant à la demande énergétique mondiale pendant un an (environ 900 EJ). Comme observé à partir de la terre, le trajet du soleil à travers le ciel varie pendant toute l'année.

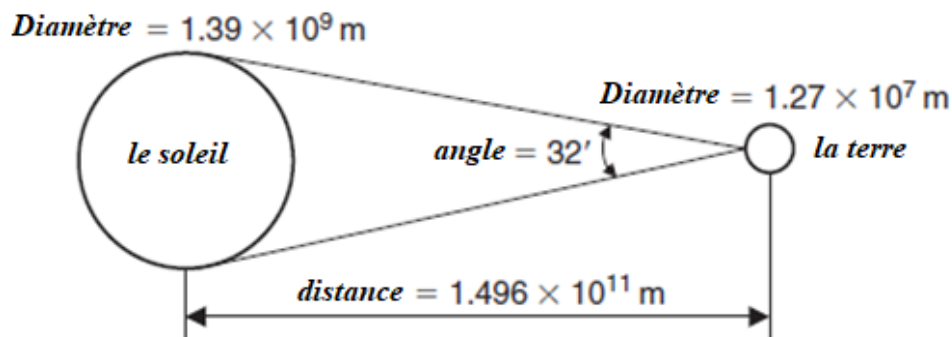
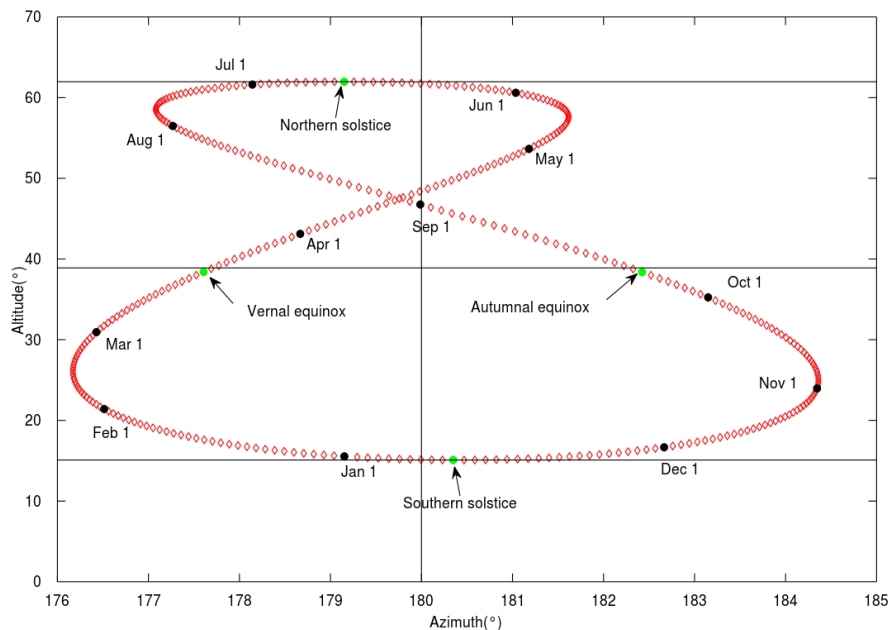


Figure I.1 Schéma illustrant la relation entre le soleil et la terre.

La forme décrite par la position du soleil, considérée en même temps chaque jour pendant une année complète, est appelée l'analemma et ressemble à une figure 8 alignée le long d'un axe nord-sud. Le changement le plus évident de la position apparente du soleil au cours de l'année est le basculement de 47 degrés du nord au sud (parce que l'axe de la terre est incliné de 23,5 degrés par rapport au soleil), ce qu'on appelle la déclinaison. L'évidente oscillation nord-sud est la principale raison de l'existence de saisons sur la terre.



**Figure I.2** Exemple d'analemma, pour Latitude  $51,47^{\circ}$  nord, Co latitude =  $38,52^{\circ}$ , longitude  $0^{\circ}$ .

## I.2.2. Position du soleil par rapport à la terre

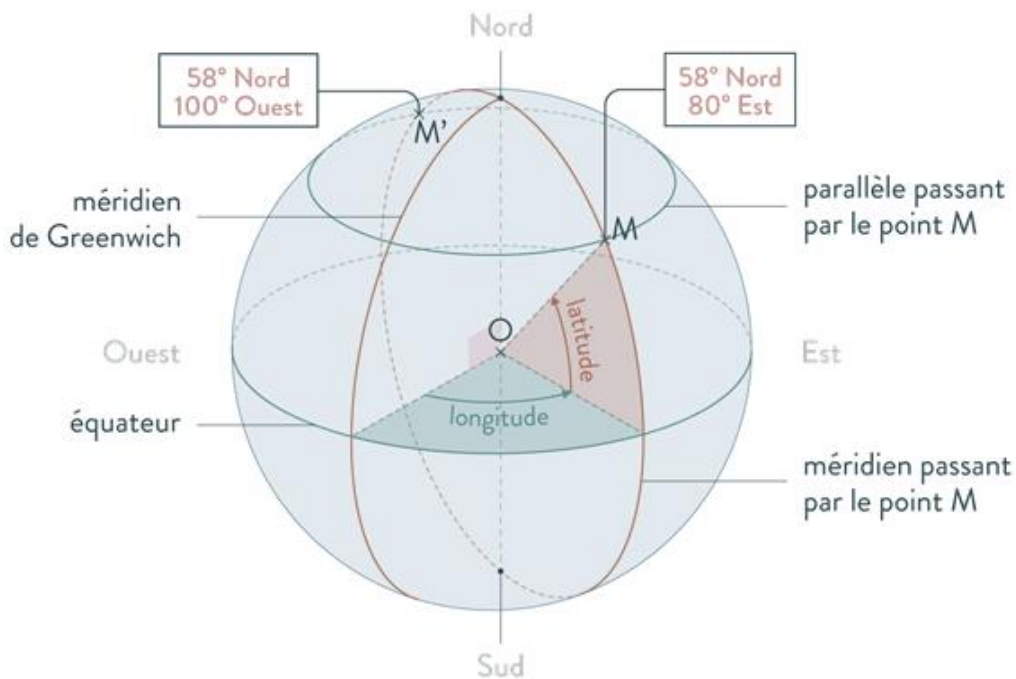
### I.2.2.1. Coordonnées géographiques terrestres

L'emplacement fait référence à la latitude, la longitude et le niveau de la mer. Pour trouver un chemin autour de la surface de la planète, un autre système appelé « repères cartographiques » a été établi. Pour vous situer sur la Terre, vous devez utiliser un système géodésique à partir duquel les coordonnées géographiques sont dérivées. Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent de localiser un point sur la terre :

- Latitude

La latitude de l'observateur (emplacement) à la surface de la terre est l'angle formé par la ligne radiale reliant l'observateur au centre de la terre, et sa projection sur le plan équatorial tel que

représenté sur la figure I.3 Pour un observateur dans l'hémisphère nord, la latitude est positive, tandis que pour l'hémisphère sud, elle est négative.



**Figure I.3** Schéma des coordonnées géographiques terrestres [49].

- Longitude

La longitude est une mesure de l'est ou de l'ouest du méridien de référence (méridien de Greenwich) et le méridien du point local. La longitude est mesurée par des lignes imaginaires perpendiculaires à la terre (vers le haut et vers le bas) et se rejoignant aux pôles nord et sud. Ces lignes sont appelées méridiens. Il existe sur Terre 360 méridiens séparés par un degré d'arc formant un angle de 360°.

- L'altitude (h)

La hauteur d'un point est la distance verticale entre le point et la surface de référence théorique, c'est-à-dire le niveau moyen de la mer ; on l'exprime généralement en mètres.

### **I.2.2.2. Coordonnées célestes horaires (équatoriales)**

Les coordonnées équatoriales représentent la position du soleil par rapport au temps d'observation, et elles sont représentées par les deux angles suivants :

- Déclinaison solaire

La déclinaison est définie comme l'angle entre la ligne reliant les centres du Soleil et de la Terre, qui détermine également la direction des rayons directs provenant du Soleil et leur projection sur le plan équatorial tel que représentée par la figure I.4. La déclinaison varie au cours de l'année, passant par un maximum de  $23^{\circ}27'$  au solstice d'été, à un minimum de  $-23^{\circ}27'$  au solstice d'hiver et devient nulle aux équinoxes de printemps et d'automne. La formule sinusoïdale suivante peut être utilisée pour calculer la déclinaison [50] :

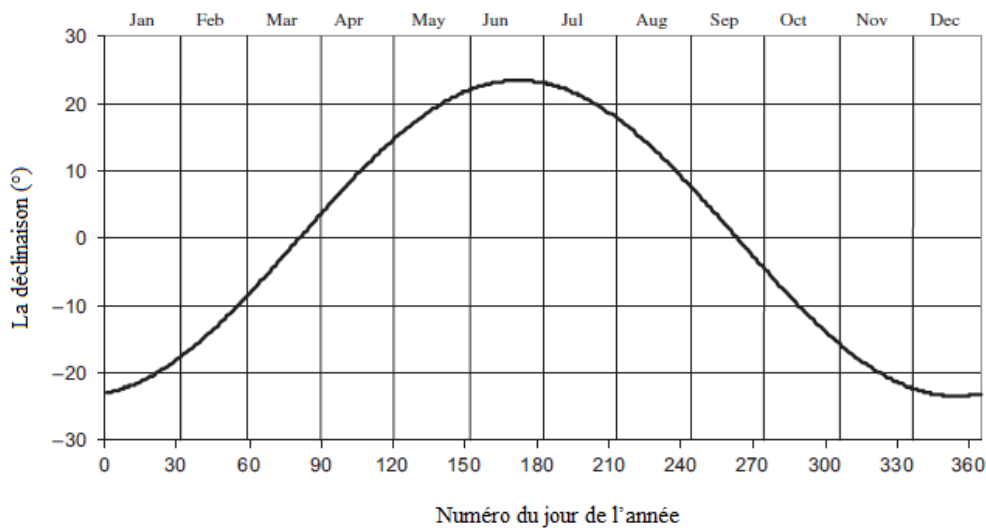
$$\delta = 23.45 \sin \left[ \frac{360}{365} (N - 80) \right] \quad \text{Ou :} \quad \delta = 23.45 \sin \left[ \frac{360}{365} (N + 284) \right]$$

Ou avec plus de précision :

$$\delta = \arcsin \left[ 0.389 \sin \left[ \frac{360}{365} (N - 82) \right] + 2 \sin \frac{360}{365} (N - 2) \right] \quad (\text{I.1})$$

Où :  $\delta$  est exprimé en degrés.

Et :  $N$  Numéro du jour de l'année à partir du premier janvier, quantième c.-à-d. qu'il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année : année civile ( $N = 365$  jours) et année bissextile ( $N = 366$  jours).

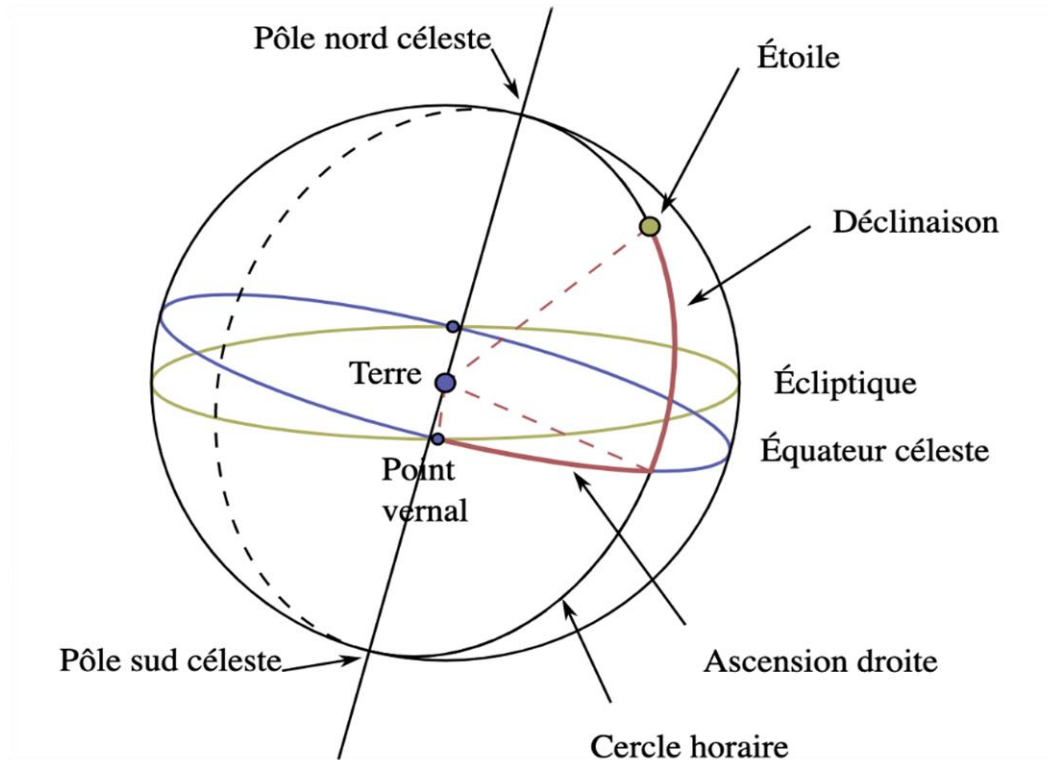


**Figure I.4** une courbe représentant la déclinaison solaire [51].

- Angle horaire

L'angle horaire du soleil est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui qui passe par la direction du soleil si l'on prend comme origine le méridien de Greenwich, Il est compris entre  $0^{\circ}$  et  $360^{\circ}$ . La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive dans l'après-midi, et augmente de  $15^{\circ}$  par heure. Il est calculé comme suit :

$$\omega = 15.(TSV - 12) \tag{I.2}$$



**Figure I.5** Schéma des coordonnées équatoriales [52].

### I.2.2.3. Coordonnées horizontales

Les coordonnées horizontales du soleil sont présentées par les grandeurs suivantes le repérage du soleil se fait par l'intermédiaire de deux angles :

- Azimut

L'angle formé entre la projection du rayonnement du faisceau sur le plan horizontal. La ligne sud est appelé azimut solaire et, la convention de signe d'azimut solaire est la même que la convention de signe d'azimut de surface, L'expression mathématique pour l'angle d'azimut solaire est :

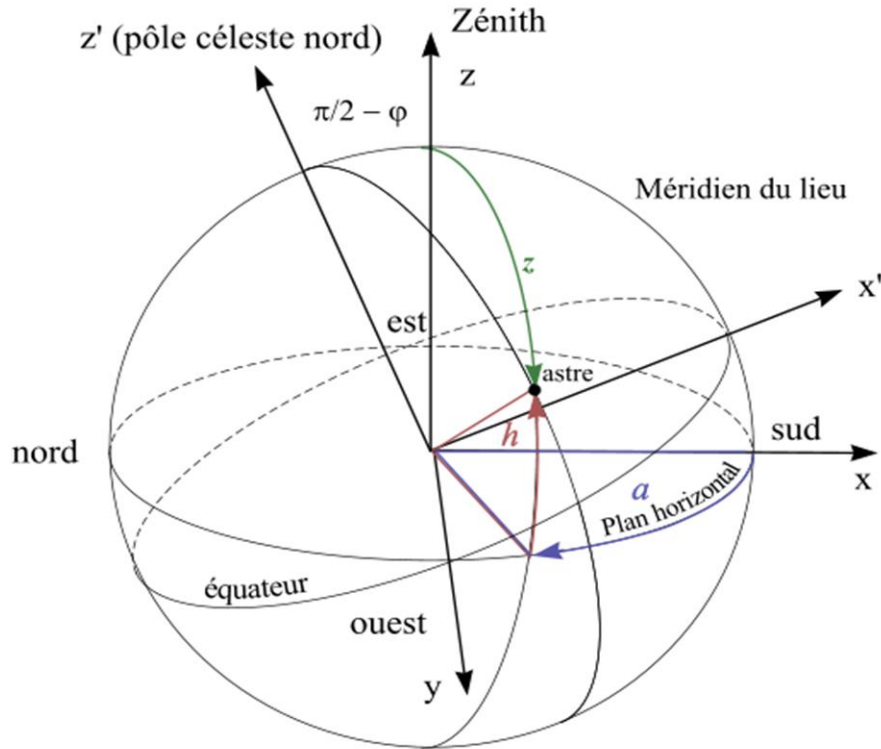
$$\sin a = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cosh} \quad \text{Ou bien} \quad \cos a = \frac{\sin \phi \cos \delta \cos \omega - \cos \phi \sin \delta}{\cosh} \tag{I.3}$$

- Angle de la hauteur solaire

C'est l'angle entre l'horizon astronomique et l'axe du point considéré par le soleil. Si le soleil est dans l'hémisphère nord (zénith), de 0 à 90 ; si le soleil est dans l'hémisphère sud (Nadir), de 0 à -

90. On appelle quelquefois distance zénithale le complément de l'angle  $h$  ;  $(z + h) = 90^\circ$  ; Elle est donnée par la formule :

$$\sin h = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \quad (I.4)$$



**Figure I.6** Schéma des coordonnées horizontales [49].

#### I.2.2.4. Paramètre de temps

- Temps universel (TU)

C'est le temps moyen du méridien de Greenwich (méridien origine)

$$TU = TSM - \frac{\phi}{15} \quad (I.5)$$

Où :  $\phi$  est la longitude

$\phi > 0$ , pour les villes situées à l'Est de Greenwich.

$\phi < 0$ , pour les villes situées à Ouest de Greenwich.

Pour le méridien de Greenwich :  $TU = TSM$

- Temps solaire local (TSL)

La différence entre temps solaire local et temps universel est appelée correction de longitude. Pour calculer le temps local (TSL) du site, il convient d'ajouter au temps universel la valeur du décalage horaire :

$$\text{TSL} = \text{TU} + \text{Décalage} \quad (\text{I.6})$$

- Temps solaire moyen (TSM)

Le temps solaire moyen TSM : C'est le temps qui correspondrait à une rotation uniforme de la terre autour du soleil. Il diffère peu du TSV (écart maximal ET= 16 minutes) donc :

$$\text{TSM} = \text{TSV} + \text{ET} \quad \text{Ou} \quad \text{TSM} = \text{TU} + \frac{\varphi}{15} \quad (\text{I.7})$$

- Temps solaire vrai (TSV)

Le temps solaire vrai (TSV) est l'angle horaire entre le plan méridien passant par le centre du soleil et le méridien du lieu considéré, il est donné par l'expression :

$$\text{TSV} = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (\text{I.8})$$

$\omega$  En degré.

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

Si  $\omega < 0$ , la matinée.

Si  $\omega > 0$ , l'après-midi.

- L'équation du temps (ET)

C'est l'écart entre le temps solaire moyen TSM et le temps solaire vrai TSV selon le jour de l'année considéré [50]

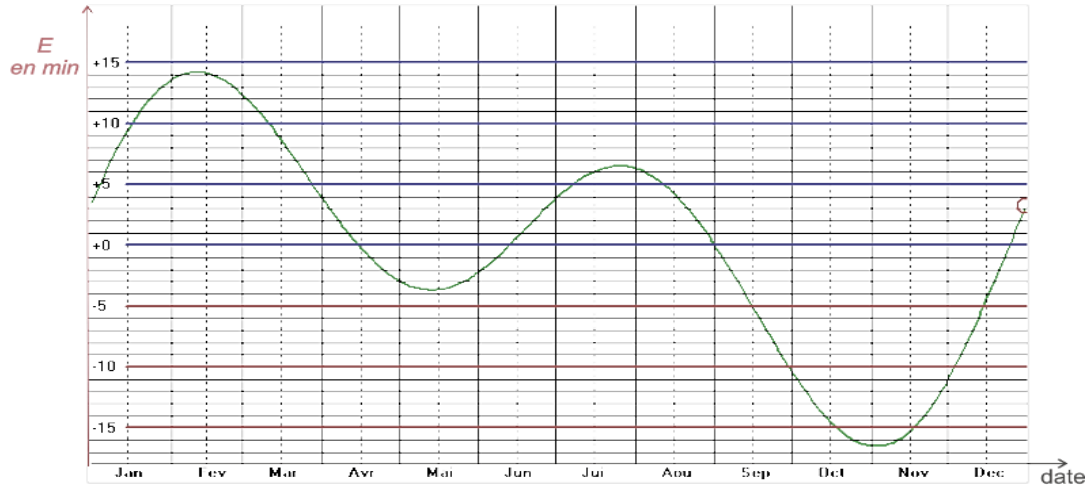
$$\text{ET} = \text{TSV} - \text{TSM} \quad (\text{I.9})$$

La figure I.7 montre la variation de ET durant l'année donnée par la formule suivante :

$$\text{ET} = 0.258 \cos x - 7.416 \sin x - 3.648 \cos 2x - 9.228 \sin 2x \quad (\text{I.10})$$

Où l'angle est défini en fonction du numéro du jour. Le décompte commence à partir du 1<sup>er</sup> janvier où n=1.

Avec 
$$x = \frac{360(n-1)}{365.25} \quad (\text{I.11})$$



**Figure I.7** Schéma de l'équation du temps (ET) [52]

- Durée du jour

On dit que le soleil se lèvera et se couchera lorsque l'angle d'altitude solaire sera nul. Par conséquent, en résolvant l'équation, l'angle horaire  $\omega_s$  au coucher du soleil peut être trouvé, par l'équation I.12 ; pour h quand  $\alpha = 0^\circ$  :

$$\sin \alpha = \sin 0 = 0 = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega_s \quad (\text{I.12})$$

Ou

$$\cos \omega_s = -\frac{\sin \phi \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta} \quad \text{Donc} \quad \cos \omega_s = -\tan \phi \tan \delta \quad (\text{I.13})$$

On s'intéresse ici à deux instants particuliers de la journée, le « lever » et le « coucher » du soleil donné par les équations (I.14) et (I.15) :

$$(TSV)_{lever} = 12 - \frac{\omega_s}{15} \quad (\text{I.14}) \quad \text{Et} \quad (TSV)_{coucher} = 12 + \frac{\omega_s}{15} \quad (\text{I.15})$$

La durée du jour (d) est donnée par l'expression suivante :

$$d_j = \omega_c - \omega_l \quad \text{Ou} \quad d_j = (TSV)_{coucher} - (TSV)_{lever} \quad \text{Donc} \quad d_j = \frac{2}{15} \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (\text{I.16})$$

Où  $\omega_l$  est l'angle horaire du soleil à son lever (et, au signe près, à son coucher).

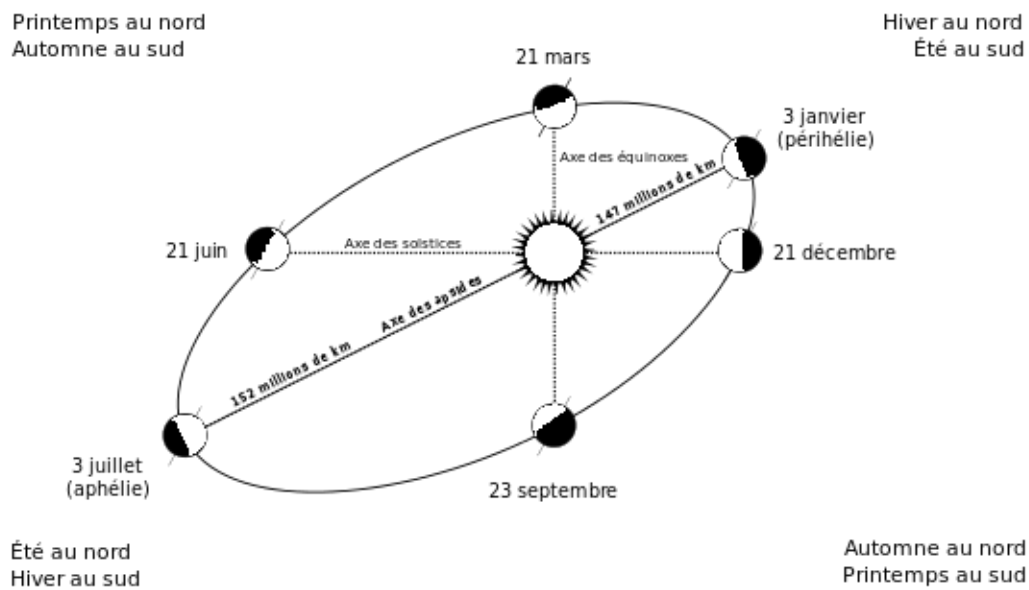
### I.2.2.5. Mouvement Terre-Soleil

La terre tourne autour de son axe une fois toutes les 24 heures et tourne autour du soleil en 365,25 jours environ. Comme le montre la figure I.8, la rotation n'est pas circulaire, mais suit une ellipse

avec le soleil au niveau de l'un des foyers. L'excentricité ( $e$ ) de l'orbite terrestre est très petite, égale à 0,01673. Par conséquent, l'orbite terrestre par rapport au soleil est presque circulaire et la distance ( $R$ ) du soleil se situe à la plus courte (distance la plus courte, le 3 janvier) et à la distance la plus longue (distance la plus longue, le 4 juillet). Elle est donnée par :

$$R = a(1 \pm e) \quad (\text{I.17})$$

Où  $a$  : distance moyenne du soleil-terre =  $149.5985 \times 10^6$  km.



**Figure I.8** Schéma de Mouvement terre-soleil [53]

La position du soleil dans le ciel change de jour en jour et d'heure en l'heure. Il est connu que le soleil est plus élevé dans le ciel en été qu'en hiver, Les mouvements relatifs du soleil et de la terre ne sont pas simples, mais ils sont systématiques et donc prévisibles. Une fois par an, la terre se déplace autour du soleil dans une orbite qui est de forme elliptique.

Le mouvement le plus évident du soleil est qu'il se déplace dans le ciel en arc de cercle chaque jour, atteignant son point le plus élevé à midi. Lorsque l'hiver se transforme en printemps puis en été, les points de lever et de coucher du soleil se déplacent progressivement vers le bas de l'horizon, Dans l'hémisphère Nord, les jours sont plus longs lorsque le soleil monte plus tôt et définit ultérieurement chaque jour et le trajet du soleil est plus élevé dans le ciel. Au 21 juin, le soleil se trouve dans sa position la plus normale par rapport à la terre, ceci est appelé solstice d'été, et six mois plus tard sur le 21 décembre, le solstice d'hiver, le soleil trouve à sa position la plus inclinée, Au milieu de la plage de 6 mois, le 21 mars et le 21 septembre, la longueur du jour est égale à la

longueur de la nuit, Ils sont appelés respectivement l'équinoxe vernal et l'équinoxe d'automne. Le solstice d'été dans l'hémisphère sud est opposé au solstice d'hiver. Autrement dit, le solstice d'été est le 21 décembre et le solstice d'hiver est le 21 juin. Il est à noter que toutes ces dates sont approximatives et qu'il y a de petites variations (différence de quelques jours) d'une année à l'autre.

### I.2.2.6. Constante solaire

En raison de l'orbite elliptique du mouvement de la Terre autour du Soleil, la distance du Soleil/Terre n'est pas fixe mais varie plutôt tout au long de l'année, et la variation maximale est jusqu'à 1,7 %. L'intensité solaire (rayonnement solaire/éclairage énergétique solaire) dans la région extraterrestre a été mesurée (par un satellite NASA). Pour le n jour de l'année, l'intensité solaire sur un plan perpendiculaire à la direction du rayonnement solaire est donnée par [50] :

$$I_{\text{ext}} = I_{\text{SC}} \left[ 1.0 + 0.033 \cos \left( \frac{360n}{365} \right) \right] \quad (\text{I.18})$$

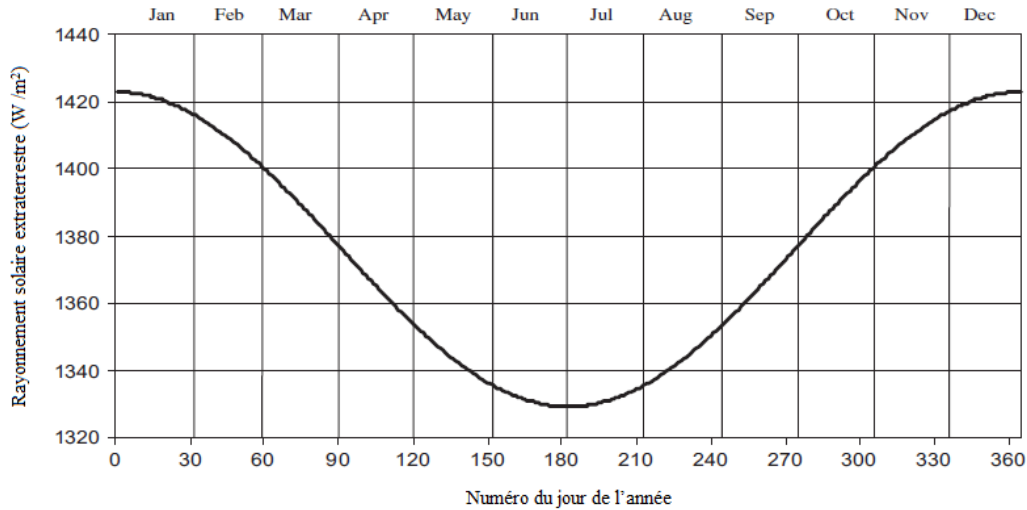
$I_{\text{SC}}$  Est la constante solaire, définie comme le flux solaire rayonnant (énergie) reçu dans une zone extraterrestre sur un plan de surface unitaire, qui est perpendiculaire au rayonnement solaire et maintient la distance moyenne entre le soleil et la terre. La valeur de la constante solaire est de 1367 W / m<sup>2</sup>.

## I.3 Rayonnement Électromagnétique : Du Soleil à la Terre

### I.3.1 Rayonnement solaire extraterrestre (hors l'atmosphère)

La quantité d'énergie solaire par unité de temps, à la distance moyenne de la terre du soleil, reçue sur une zone unitaire d'une surface normale au soleil (perpendiculaire à la direction de propagation du rayonnement) à l'extérieur de l'atmosphère est appelée constante solaire  $I_{\text{SC}}$ . Cette quantité est difficile à mesurer à partir de la surface de la terre en raison de l'effet de l'atmosphère. Un procédé de détermination de la constante solaire a été d'abord donné en 1881 par Langley [54] ; lorsque le soleil est le plus proche de la terre, du 3 janvier, la chaleur solaire sur le bord externe de l'atmosphère de la terre est d'environ 1400 W /m<sup>2</sup> ; et lorsque le soleil est le plus éloigné, du 4 juillet, il est d'environ 1330 W /m<sup>2</sup>.

Le rayonnement solaire  $I_0$  incident sur un plan horizontal dans la région extraterrestre/à l'extérieur de l'atmosphère en W /m<sup>2</sup>, qui est équivalent à celui en l'absence d'atmosphère, le rayonnement solaire à l'extérieur de l'atmosphère ne dépend que des paramètres astronomiques, et sa caractéristique est les données de base appelées la constante solaire  $I_{\text{SC}}$ .



**Figure I.9** Variation du rayonnement solaire extraterrestre avec la période de l'année.

Est un composant d'  $I_{ext}$  le long de la surface normale à la surface horizontale et peut-être obtenu à partir des Eqs. (I.18) et (I.19) comme suit :

$$I_0 = I_{ext} \times \cos \theta_z \quad \text{Ou} \quad I_0 = I_{SC} \left[ 1.0 + 0.033 \cos \left( \frac{360n}{365} \right) \right] \times \cos \theta_z \quad (I.19)$$

Substitution de  $\cos \theta_z$  de Eq. (I.20) dans l'équation précédente donne :

$$I_0 = I_{SC} \left[ 1.0 + 0.033 \cos \left( \frac{360n}{365} \right) \right] \times (\sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega) \quad (I.20)$$

Pour des calculs de rayonnement solaire quotidien sur une surface horizontale dans la région extraterrestre  $H_0$  en  $J/m^2$  :

$$H_0 = \frac{24 \times 3600}{\pi} I_{SC} \left[ 1.0 + 0.033 \cos \left( \frac{360n}{365} \right) \right] \times \left( \frac{2\pi\omega_s}{360} \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega_s \right) \quad (I.21)$$

### I.3.2 Propagation du rayonnement solaire dans l'atmosphère

Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère terrestre des zones extraterrestres aux zones terrestres, il subira une perte de diffusion et une absorption atmosphérique. Après absorption par l'atmosphère, le taux du flux solaire normal (rayonnement solaire normal / irradiante normal) atteignant la surface de la terre est déterminé par :

$$I_N = I_{\text{ext}} \times \exp[-(m.\varepsilon.T_R + \alpha)] \quad (\text{I.22})$$

Où  $m$  est la masse d'air, donnée par l'Eq (I.23) :

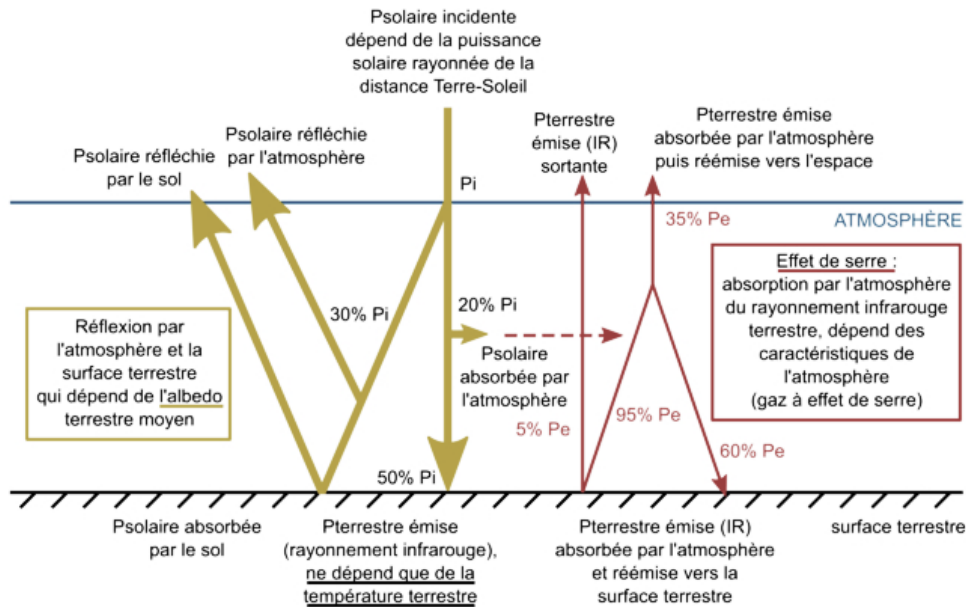
$$m = \left[ \cos \theta_z + 0.15 \times (93.885 - \theta_z)^{-1.253} \right]^{-1} \quad (\text{I.23})$$

Et  $T_R$ , le facteur de turbidité est défini comme le facteur de (trouble)/ (trouble pour l'atmosphère localisée).

L'expression de  $\varepsilon$ , connue sous le nom d'épaisseur optique intégrée de l'atmosphère terrestre claire et sèche / atmosphère de Rayleigh (sans dimension), est donnée par Éq (I.24) :

$$\varepsilon = 4.529 \times 10^{-4} \times m^2 - 9.66865 \times 10^{-3} \times m + 0.108014 \quad (\text{I.24})$$

Le dans l'Éq. (I.24) qui est connu sous le nom de paramètres atmosphériques localisés, ce qui permet d'obtenir une atténuation supplémentaire de l'éclairement énergétique normal direct dans la zone terrestre en raison d'un niveau de trouble/nébulosité, comportement anisotrope et changements imprévisibles des conditions atmosphériques en atteignant la surface de la terre.



**Figure I.10** Modes et bilan d'interaction du rayonnement solaire avec l'atmosphère et avec la surface de la terre [55]

L'appauvrissement supplémentaire de l'irradiante normale directe peut être attribué aux raisons données ci-dessous :

- ✓ La variation de la teneur en particules et de la taille ou des deux en aérosol ;
- ✓ La variation irrégulière de perturbations dans la région terrestre en raison de différentes températures dans différentes couches.

L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes, ce sont :

- ✓ La troposphère, entre le sol et 15 km d'altitude.
- ✓ La stratosphère entre 15 et 80 km d'altitude.
- ✓ L'ionosphère entre 80 et 200 km d'altitude.

Les caractéristiques absorbantes de l'atmosphère sont déterminées par la présence de :

- ✓  $\text{CO}_2$  (0,03%)
- ✓ Vapeur d'eau : en quantité variable caractérisée par l'épaisseur d'eau condensable qui est l'épaisseur d'eau que l'on obtiendrait en condensant toute la vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère.
- ✓ Ozone  $\text{O}_3$  située entre 10 et 30 km d'altitude.
- ✓ Aérosols : grains de sable, poussières, fumées...

### **I.3.3 Rayonnement solaire reçu au niveau du sol**

En général, les collecteurs ne sont pas installés horizontalement mais à un angle pour augmenter la quantité de rayonnement intercepté et réduire la réflexion et la perte de cosinus, Par conséquent, les concepteurs de systèmes ont besoin de données sur le rayonnement solaire sur de telles surfaces inclinées, Cependant, des données de rayonnement mesurées ou estimées, sont principalement disponibles soit pour une incidence normale, soit pour des surfaces horizontales.

Par conséquent, il est nécessaire de convertir ces données en rayonnement sur des surfaces inclinées. L'ensoleillement à la surface de la terre à un endroit donné à un moment donné dépend de la direction et de la pente de la surface. Le rayonnement solaire arrivant au niveau de notre capteur est la somme de deux rayonnements : direct et diffus (figure I.11).

Une surface plane absorbe le rayonnement solaire direct ( $I_b$ ), diffus ( $I_d$ ) et réfléchi par le sol ( $I_r$ ) ; c'est-à-dire :

$$I_t = I_b + I_d + I_r \quad (I.25)$$

Le rayonnement direct sur une surface inclinée est :

$$I_{bi} = I_{bn} \cos \theta \quad (I.26)$$

Et sur une surface horizontale,

$$I_{bh} = I_{bn} \cos \theta_z \quad (I.27)$$

Où

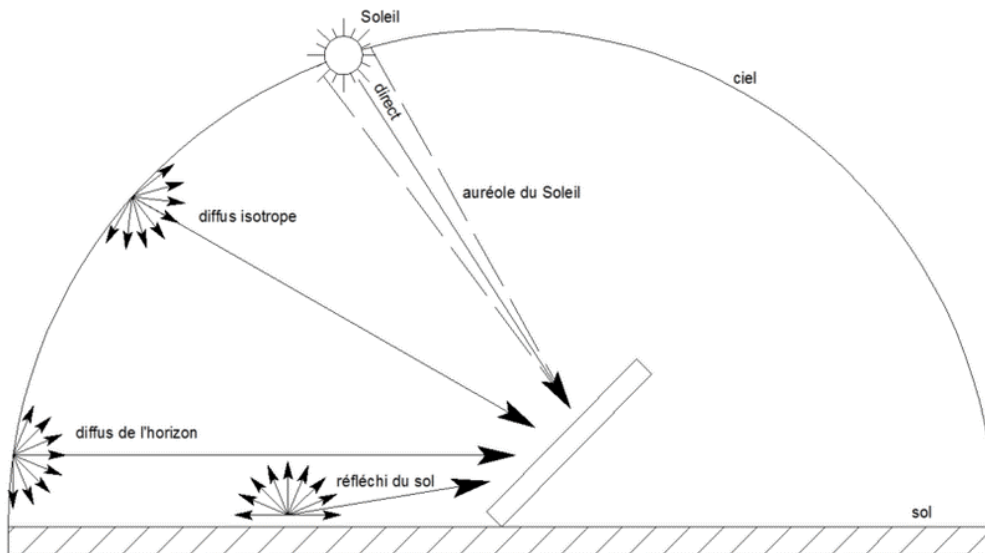
$I_{bi}$  : Rayonnement solaire direct sur une surface inclinée ( $W / m^2$ ).

$I_{bh}$  : Rayonnement solaire direct sur une surface horizontale ( $W / m^2$ ).

Il s'ensuit que,

$$R_B = \frac{I_{bi}}{I_{bh}} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (I.28)$$

Où  $R_B$  est appelé le facteur d'inclinaison du rayonnement solaire direct



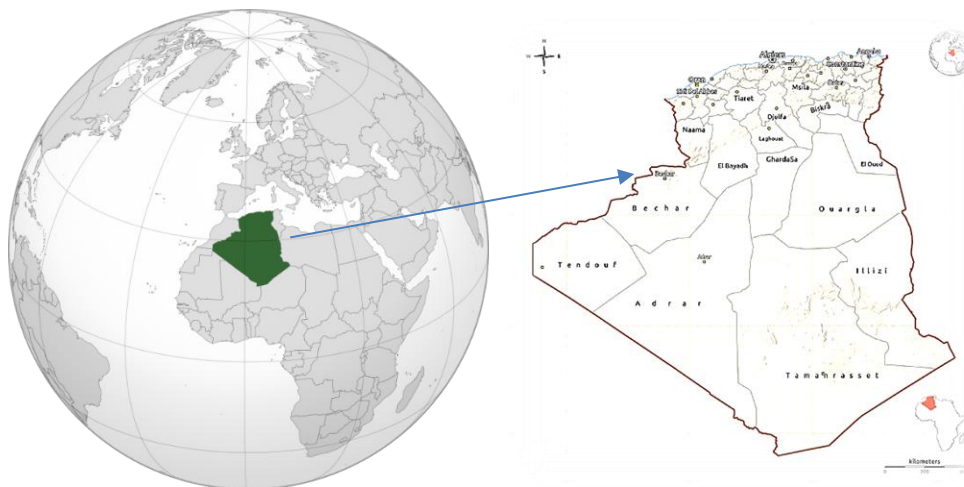
**Figure I.11** Schéma du rayonnement solaire reçu au niveau du sol [56]

## I.4 Gisement solaire en Algérie

### I.4.1 Situation géographique de l'Algérie

L'Algérie est la porte du continent africain avec un emplacement stratégique dans le nord face à l'Europe, depuis la division du Soudan en 2011, l'Algérie est devenue le plus grand pays d'Afrique, dans la plupart des cas, les puissances coloniales européennes, en particulier la France, ont délimité leurs frontières. Cela a causé des problèmes à l'époque postcoloniale, lorsque le Maroc s'est emparé de la plupart des terres du sud-ouest de l'Algérie et a conduit à une brève « guerre de poussière de sable » en 1963. Le problème de la frontière entre l'Algérie et la Libye est plus facile à résoudre. La frontière sud délimitée dans le désert du Sahara n'est pas facilement protégée, offrant des opportunités de contrebande et d'immigration illégale. L'Algérie est située entre 35° et 38° de latitude nord et entre 8° et 12° de longitude est. Elle est divisée en 58 provinces d'une superficie totale de 2 381 741 741 kilomètres carrés et la région subsaharienne représente 86% du territoire total. Le pays borde la Méditerranée au nord, le Mali et le Niger au sud, la Tunisie et la Libye à l'est, et le Maroc, le Sahara occidental et la Mauritanie à l'ouest [57]. Comme le montre la figure I.12.

La population algérienne est estimée à 43 millions selon l'Office nationale des statistiques (ONS), L'Algérie est constituée de trois zones géographiques principales, chacune avec son propre climat. Dans le nord, la mer Méditerranéenne domine les plaines côtières fertiles qui s'étendent jusqu'aux montagnes d'atlas. De l'autre côté de l'atlas, les plaines élevées (hauts plateaux) forment une zone semi-aride. La plus grande partie (environ 80 %) du pays est constituée du désert du Sahara.



**Figure I.12** Situation géographique de l'Algérie [58]

### I.4.2 Importance du gisement solaire algérien

L'Algérie joue un rôle central dans le monde de l'énergie, car c'est un producteur et exportateur de pétrole et de gaz naturel, Le gouvernement algérien a récemment annoncé une nouvelle loi encourageant la production et l'utilisation d'énergies renouvelables. L'énergie solaire a fait l'objet d'une attention particulière en raison du fort rayonnement solaire en Algérie ; En effet la taille du Sahara algérien pourrait capturer suffisamment d'énergie solaire pour répondre aux besoins en électricité du monde entier. Plus de 2 millions de km<sup>2</sup> reçoivent une exposition d'ensoleillement annuel, équivalente à 2500 kWh /m<sup>2</sup>, Le gouvernement cherche à créer, dans son plan d'investissement, un projet de production d'électricité solaire-gaz hybride, tirant parti des ressources abondantes du pays dans les deux énergies.

Une étude menée en collaboration avec le Centre spatial allemand (DLR) [59], a permis d'identifier un potentiel progressivement exploitable de sources d'énergies renouvelables en Algérie qui sont les suivantes :

- Solaire thermique : 169440 Twh / an (5000 fois la consommation d'électricité algérienne est 50 fois la consommation d'électricité en Europe estimée à 4000 Twh / an).
- Photovoltaïque (PV) : 13,9 TWh / an.
- Énergie éolienne (WE) : 35 TWh / an.

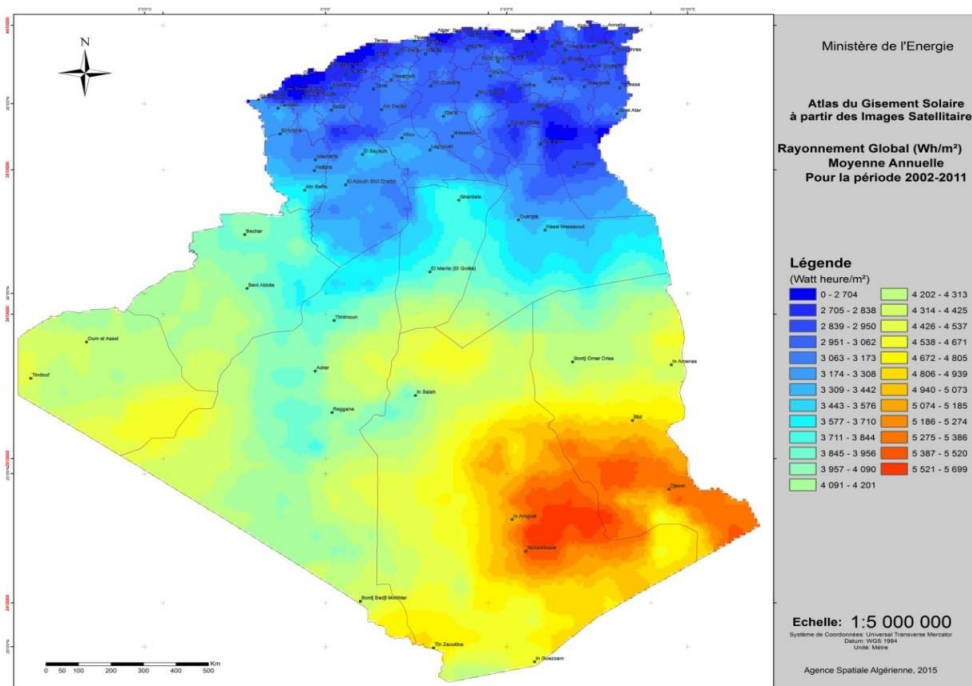


Figure I.13 Carte du gisement solaire en Algérie [60]

L'Algérie a un besoin urgent d'infrastructures énergétiques suffisantes pour atteindre un niveau de développement économique plus élevé. De cette manière, peu importe où ils vivent, tous les habitants peuvent bénéficier d'un approvisionnement énergétique de haute qualité. L'objectif principal est d'augmenter et d'améliorer de manière significative la contribution des énergies renouvelables et de promouvoir l'autosuffisance énergétique. Les projets pilotes mis en œuvre ces dernières années ont prouvé la possibilité d'accélérer l'utilisation de l'énergie locale, en particulier pour la production d'électricité.

L'Algérie est désormais prête à promouvoir les énergies renouvelables et les considère comme un moyen de promouvoir le développement des petites entreprises et des entreprises locales dans des régions sélectionnées et de diversifier les modèles d'approvisionnement au niveau régional. L'Algérie a élaboré un plan national et fixé des objectifs nationaux indicatifs pour les énergies renouvelables :

- Poursuivre le développement de sources alternatives d'électricité, notamment solaire et éolienne.
- Atteindre une part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement en énergie primaire de 5% en 2015, 10% en 2020, 20% en 2030 et 35% en 2040.

La recherche sur les énergies renouvelables menée en Algérie ces dernières années a montré qu'elle a un grand potentiel pour produire de l'électricité, que ce soit pour le marché intérieur ou pour l'exportation vers le marché européen, La part actuelle des énergies renouvelables n'est pas très importante dans le bilan énergétique global, mais des plans de développement ambitieux ont été formulés, y compris des lois et ordonnances spécifiques sur l'utilisation des SER pour la production d'électricité.

L'histoire de l'utilisation de l'énergie solaire en Algérie remonte à 1954, lorsque les Français ont construit des fours solaires pour fabriquer de la céramique. Le temps d'ensoleillement sur la quasi-totalité du territoire national dépasse 2000 heures par an, et peut atteindre 3900 heures (haut plateau et désert du Sahara). L'énergie journalière obtenue sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> est de 5 kwh sur la majeure partie du territoire national, soit environ 1700 kwh / m<sup>2</sup> / ans pour le nord et 2263 kwh / m<sup>2</sup> / ans pour le sud du pays.

## **I.5 conclusion**

Le soleil est une gigantesque sphère de matière gazeuse très chaude. Cette étoile émet son énergie sous forme d'onde électromagnétique dans toutes les directions. Seule une faible proportion de cette énergie atteint la surface de la terre. L'énergie solaire a fait l'objet d'une attention particulière de la part des autorités algériennes en raison du fort rayonnement solaire dont dispose l'Algérie.

## **Chapitre II**

### **Concentrateurs cylindro-paraboliques**

## II.1 Introduction

L'électricité peut également être générée en concentrant l'énergie solaire pour chauffer un fluide et produire de la vapeur qui est ensuite utilisée pour alimenter un générateur électrique. Contrairement à la méthode solaire photovoltaïque, il s'agit d'une forme indirecte de production d'électricité qui utilise des miroirs pour concentrer la lumière du soleil sur un fluide afin de produire de la vapeur, puis des turbines à vapeur pour faire fonctionner des générateurs électriques. Cette méthode de production d'électricité est communément appelée énergie solaire concentrée (CSP). La principale différence entre le CSP et le solaire photovoltaïque est que le CSP dispose de capacités de stockage intégrées, ce qui lui permet de générer de l'électricité à la demande après le coucher du soleil et les jours nuageux. Le CSP peut également avoir une échelle beaucoup plus grande que le solaire photovoltaïque. L'utilisation de la technique CSP pour la production d'électricité est l'application la plus mature, mesurée en 2016, avec une capacité installée d'environ 5 GW. [61], Par conséquent, Le soleil libère des quantités extrêmement élevées d'irradiation solaire et approximativement l'irradiation solaire incidente à la surface de la terre est d'environ  $1,7 \times 10^{14}$  kw. Ce taux d'énergie est énorme car s'il était possible d'utiliser cette quantité seulement pendant 84 minutes, la demande annuelle d'énergie mondiale serait entièrement satisfaite [106]. Ce chapitre se concentre uniquement sur l'énergie solaire concentrée pour la production d'électricité.

Le capteur solaire a la capacité d'absorber le rayonnement solaire et de le convertir en chaleur, en le transférant au fluide de travail. Le fluide de travail peut être de l'air, de l'eau, de l'huile ou certains solvants organiques. L'énergie thermique qui se présente sous la forme d'énergie thermique dans le fluide de travail du collecteur solaire peut directement être utilisée pour différentes applications. Les collecteurs à plaques plates sont principalement utilisés pour la production d'eau chaude en raison de leur plage de températures d'environ 120 à 140°C. L'efficacité des collecteurs de plaque plate solaires a été améliorée en utilisant des cellules solaires en silicium sphériques [107]. Les techniques de concentration sont capables de fonctionner à des niveaux de température plus élevés et sont généralement utilisées à des niveaux de température compris entre 150 et 500°C. Le collecteur cylindro-parabolique (PTC) est la technique de concentration solaire la plus mature à ce moment. De plus, le réflecteur de Fresnel linéaire (LFR) est un antagoniste du PTC car ces deux collecteurs sont des techniques de concentration linéaire et ils sont généralement utilisés dans la plage de températures de 200 à 400 °C. Le PTC présente une efficacité thermique plus élevée, mais le collecteur de Fresnel linéaire a tendance à avoir un coût d'installation spécifique inférieur. Plus précisément, le PTC a un coût d'installation spécifique de 275 € / m<sup>2</sup>, tandis que pour le LFR il est estimé à 200 € / m<sup>2</sup> [108].

L'efficacité optique d'un PTC peut atteindre jusqu'à 75%, tandis que les limites maximales habituelles du LFR sont d'environ 65%. D'autres technologies de concentration sont les tours solaires et les paraboles solaires qui ne sont en pratique utilisées que pour des applications à haute température telle que la production d'électricité. En collecteur cylindro-parabolique (PTC), la température de la ligne focale ou du tube absorbeur peut être aussi élevée que 350 à 400°C. L'énergie concentrée est ensuite utilisée pour faire bouillir l'eau en vapeur, qui est généralement utilisée pour entraîner des générateurs électriques conventionnels. La conception de l'auge parabolique repose sur de nombreux paramètres tels que le flux de distribution solaire, le matériau du réflecteur du concentrateur, le diamètre du concentrateur cylindro-parabolique, le dimensionnement de la zone d'ouverture du concentrateur, la distance focale du creux parabolique, le diamètre du point focal, le dimensionnement de l'ouverture surface du récepteur, matériau absorbant du récepteur, rapport de concentration géométrique. L'efficacité du collecteur solaire est basée sur le rapport de concentration qui est le rapport de la surface efficace de l'ouverture à la surface de l'absorbeur.

Les PTC fonctionnent généralement avec des huiles thermiques telles que Syltherm 800, Therminol VP-1, Therminol 55, Dowtherm A, etc. pour un fonctionnement jusqu'à 400°C. De plus, PTC peut fonctionner avec de l'eau / de la vapeur pour la production d'électricité dans les cycles de Rankine. En outre, il existe des applications avec des sels fondus comme fluides de travail et en particulier des sels de nitrate qui peuvent fonctionner jusqu'à 550 ~ 600°C [109]. L'utilisation de conceptions alternatives et plus flexibles est une réponse aux problèmes de réduction des coûts, de conception de systèmes légers et d'amélioration de l'impact environnemental du capteur solaire. En outre, des techniques alternatives pour l'amélioration des performances (à la fois optiques et thermiques) sont également les points-clés pour obtenir la réduction des coûts d'investissement et d'exploitation. Le but de ce chapitre est de présenter toutes les informations importantes sur le processus, les instruments et les infrastructures pour évaluer les performances de composants et de plantes de CSP.

## II.2 Historique

La première grande production d'électricité solaire thermique expérimentale utilisant des températures élevées connues sous le nom de centrales CSP a commencé aux États-Unis au début des années 1980. La plupart de ces usines utilisaient un large éventail d'héliostats au sol qui focalisaient les rayons du soleil sur un récepteur central au sommet d'une tour. Ce type de système, appelé «power towers», utilise une chambre comme récepteur central au sommet d'une tour où la vapeur peut soit être produite directement, soit en utilisant un fluide caloporteur tel que du sel fondu ou de l'huile synthétiques. Le matériau de transfert de chaleur est ensuite pompé après avoir

atteint une température élevée pour générer de la vapeur qui est utilisé pour entraîner une turbine afin de produire de l'électricité. En 1981, une centrale de 10 MW, appelée *Solar One*, a été construite à Barstow, en Californie. Cette usine a été reconstruite en 1995 sous le nom de *Solar Two*, en utilisant du sel fondu à 500°C. L'usine comprenait un stockage de chaleur lui permettant de produire de l'électricité 24 heures sur 24.

Au cours des années 80 et 90, le coût de construction, d'exploitation et d'entretien des systèmes électriques solaires thermiques a diminué d'environ 10% et devrait encore baisser. Avec cette tendance, on prévoit que la capacité électrique solaire thermique augmentera et, dans certains pays, elle pourra être économiquement compétitive par rapport aux technologies de production d'électricité conventionnelle.

Aux États-Unis, le laboratoire national des énergies renouvelable (NREL) estime que l'énergie solaire thermique pourrait fournir 10% de la demande. Dans les économies émergentes, les capacités de stockage intégrées du CSP seront utilisées pour produire de l'électricité lorsque la demande culmine après le coucher du soleil.

### **II.3 Étude des différents types de concentrateurs**

L'électricité solaire thermique dans une centrale CSP est produite en deux étapes. Dans la première étape, l'énergie solaire est captée dans les collecteurs et est utilisée pour chauffer un fluide de travail qui peut être de l'eau ou du sel fondu. La deuxième étape traite de la transformation énergétique dans laquelle de l'électricité est produite en permettant à la vapeur de faire fonctionner une turbine ou un moteur. Il est généralement réalisé par une turbine à vapeur classique basée sur le cycle de Rankine qui est basé sur un modèle thermodynamique pour prédire les performances d'un moteur thermique qui convertit la chaleur en travail mécanique.

Pour convertir l'énergie solaire en énergie, le rayonnement peut se concentrer sur un point ou sur une ligne, où l'énergie thermique est transférée au fluide caloporteur (HTF). Compte tenu de ces deux types de concentration (sur un point ou sur une ligne), dans les systèmes CSP autonomes, un fluide caloporteur est chauffé lorsqu'il circule à travers le récepteur dans les collecteurs. Le fluide chauffé traverse un échangeur de chaleur pour générer de la vapeur à haute pression qui est envoyée dans un cercle séparé pour entraîner une turbine à vapeur conventionnelle. La vapeur consommée de la turbine est condensée en liquide prêt à être réchauffé dans le générateur de vapeur pour boucler le cercle.

Les quatre technologies CSP principales - tour solaire, cylindro-parabolique (PT), Fresnel linéaire (LF) et parabole moteur, sont différentes dans leurs principes de focalisation et généralement dans leur conception. Cependant, les principaux sous-composants impliqués dans

une centrale électrique CSP ont une caractéristique commune, l'alignement des miroirs pour focaliser la lumière sur le récepteur. Par conséquent, en fonction de la température de fonctionnement requise pour effectuer le cycle thermodynamique, ils sont pliés pour atteindre un facteur de concentration approprié. Les miroirs de suivi suivent la trajectoire du soleil pendant une journée. Par conséquent, ils sont connectés à une structure de support actionnée par un système d'entraînement à un ou deux axes. Le système de contrôle est responsable de l'alignement correct du capteur pendant la journée. Le récepteur absorbe le rayonnement solaire et transfère la chaleur au fluide. Ce fluide thermique peut directement entraîner un moteur thermique, en transférant de la chaleur au deuxième cycle (par exemple, pour produire de la vapeur), ou il peut stocker de l'énergie pendant plusieurs heures plus tard sans utiliser la lumière du soleil. Les centrales CSP peuvent être divisées en quatre blocs principaux : un champ solaire (y compris le système HTF et le système de récepteur), le stockage, l'électricité et la balance des centrales. Par rapport aux centrales à combustible fossile, les techniques CSP nécessitent un investissement élevé au début, tandis que le coût du combustible, c'est-à-dire le rayonnement solaire, est libre tout au long de la durée de vie de la centrale. Pour atteindre la compétitivité, tous les composants impliqués doivent être aussi efficaces que possible, et simultanément avec une durabilité élevée et un faible coût. Généralement, la performance d'une Centrale CSP dépend de :

- Facteur de réflexion élevé et précision géométrique des miroirs ;
- Suivi précis des concentrateurs ;
- Facteur d'absorption élevé et une faible émissivité de récepteurs ;
- Transfert efficace de la chaleur vers la turbine ;
- Cycle thermodynamique à haut rendement (pour la production d'énergie) ;
- Stockage efficace de chaleur ; une durabilité élevée de tous les composants ;
- Faibles efforts de maintenance.

Les quatre technologies convertissent l'énergie solaire en électricité ou en chaleur grâce à des cycles thermodynamiques. Ceux-ci sont classés selon le type de récepteur. Il existe deux familles techniques :

- Technologies à récepteurs linéaires. Le système de concentration de ces récepteurs concentre les rayons du soleil le long du récepteur linéaire et chauffe le fluide de transmission le long du récepteur linéaire. Les réflecteurs de ces systèmes ne peuvent se déplacer que dans une seule dimension.
- Technologies à récepteurs ponctuels. Différent du système précédent, le système de concentration concentre toute la lumière sur un point, ce qui peut obtenir un effet de

concentration plus élevée par rapport au système linéaire. Dans ces systèmes, le miroir peut se déplacer dans deux directions.

Ces capteurs captent l'énergie du soleil grâce à des miroirs qui réfléchissent et concentrent la lumière du soleil dans un récepteur ou un absorbeur, et créent la chaleur qui est utilisée pour produire de l'électricité. Un fluide caloporteur est utilisé pour générer de la vapeur à 400°C (750°F) qui est utilisé à son tour pour entraîner un générateur de turbine à vapeur. La plupart de ces collecteurs représentent jusqu'à 40% du coût total du système pour les techniques CSP. Dans les applications récentes, la technique de l'auge parabolique et de la tour de puissance est devenue une technique mature pour fournir un fonctionnement hautement fiable et une efficacité globale améliorée de l'installation.

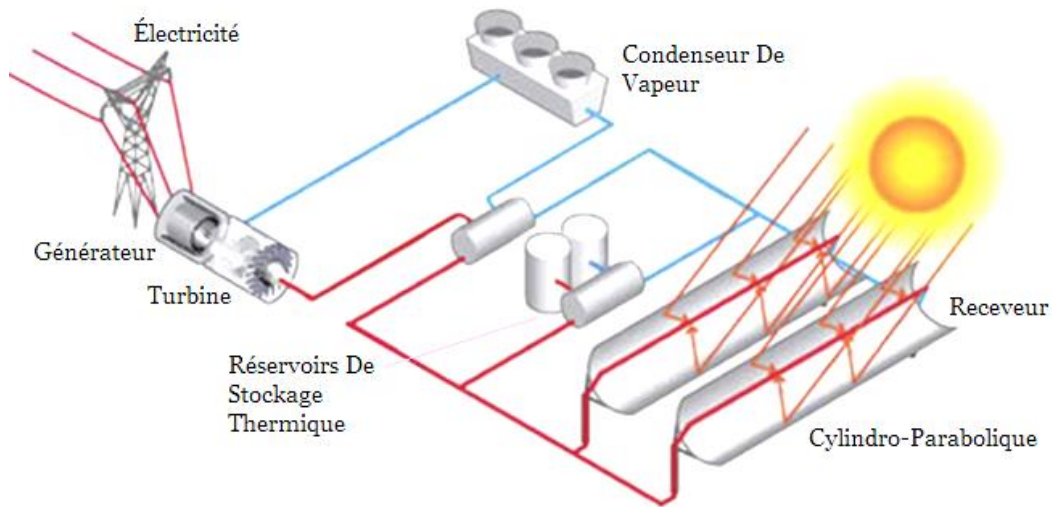
### **II.3.1 Système à récepteur linéaire**

Cette filière met ensemble des techniques utilisant des capteurs qui sont répartis linéairement, c'est-à-dire horizontalement sur de longues distances. Le fluide de transfert de chaleur circule dans des tubes d'absorption, où il chauffe à mesure qu'il passe, jusqu'à ce qu'il soit redirigé vers le cycle thermodynamique de la centrale pour la génération d'électricité.

#### **II.3.1.1 Centrales cylindro-paraboliques**

Les systèmes cylindro paraboliques illustrés à la figure II.1 sont les systèmes les plus rentables et les plus largement utilisés pour produire de l'électricité dans le monde. Il représente environ 90% de la base CSP installée.

Ce système consiste en un long collecteur de forme parabolique avec des miroirs incurvés qui focalisent les rayons du soleil sur un tube récepteur (tube absorbeur) situé au point focal des creux paraboliques. Ces auges peuvent mesurer plus de 600 m de long et le tube absorbeur métallique est généralement intégré dans un tube en verre sous vide pour réduire les pertes de chaleur. Les cylindro-paraboliques tournent tout au long de la journée lorsque le soleil se déplace d'est en ouest pour maximiser l'énergie solaire reçue. Le tube absorbeur métallique est rempli de fluide, généralement de l'huile synthétique, qui peut être chauffée jusqu'à 400°C. En raison de leur forme parabolique, les cylindro-paraboliques peuvent focaliser le soleil à 30 à 100 fois son intensité normale. Le fluide est ensuite pompé à travers un échangeur de chaleur qui transfère la chaleur à l'eau qui produit de la vapeur en faisant bouillir l'eau. La vapeur est utilisée pour faire fonctionner une turbine qui produit de l'électricité. L'utilisation d'autres fluides caloporteurs comme les sels fondus ou la vapeur directe permet un fonctionnement jusqu'à 550°C, améliorant ainsi le rendement de l'installation. Ces systèmes peuvent également être conçus comme des hybrides en utilisant des combustibles fossiles pour soutenir la production thermique solaire pendant la nuit ou pendant les périodes de jours nuageux.



**Figure II.1** Schéma représentant les centrales cylindro-paraboliques [71].

### II.3.1.2 Centrales à réflecteurs linéaires Fresnel

La technique de réflecteur linéaire de Fresnel a reçu son nom de la lentille de Fresnel qui comporte plusieurs plans de réfraction visant à améliorer la concentration de la lumière provenant de nombreux angles différents sur un seul point ou de ligne. Cette lentille a été développée par Augustin-Jean Fresnel au 18<sup>ème</sup> siècle, et permet une réduction substantielle de l'épaisseur, du volume et du poids de la lentille mais réduit également la qualité de l'image. Giovanni Francia, d'Italie, l'a appliqué pour la première fois en 1960 pour le développement d'un système de génération de vapeurs Fresnel linéaire et à deux axes. Une conception du réflecteur de Fresnel linéaire est basée sur un principe entre la tour solaire et les systèmes de concentrateur cylindro parabolique.

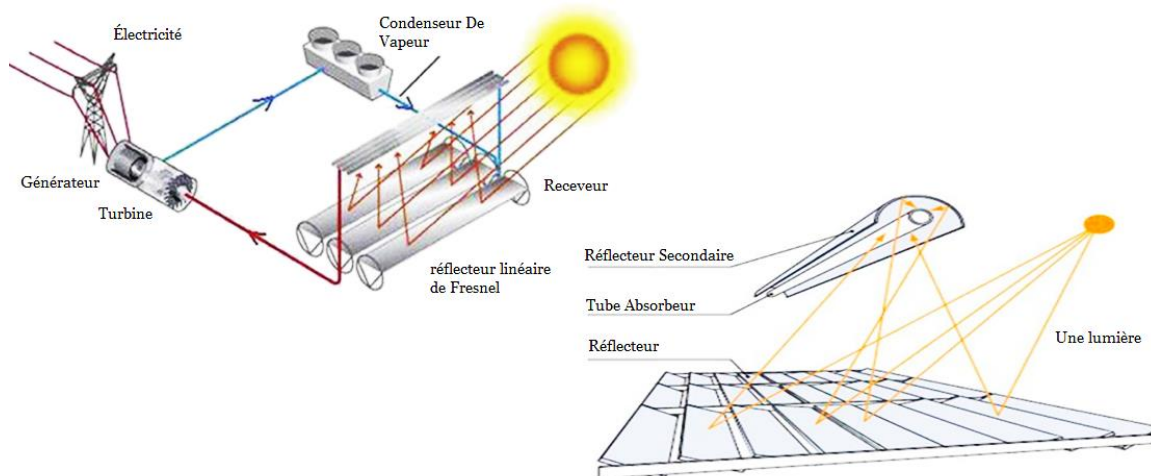
Il est similaire à un système cylindro-parabolique mais contient un tube récepteur fixe tandis que la piste des miroirs. La forme de l'auge est divisée en plusieurs facettes de miroir. Ce système à base de miroir utilise le même principe qu'une lentille de Fresnel utilise pour les miroirs plans plats qui suivent le soleil pour réfléchir la lumière sur un tube. Un miroir secondaire supplémentaire est utilisé dans certains systèmes derrière le plan focal qui dirige la lumière du soleil dans le tuyau absorbeur. Le système de réflecteur Fresnel linéaire représenté sur la figure II.2 utilise de longues rangées de miroirs plats ou légèrement incurvés pour réfléchir la lumière du soleil sur un collecteur linéaire surélevé orienté vers le bas contenant deux tubes absorbeurs en acier inoxydable.

Le collecteur de ce système est un tube absorbeur fixe situé au niveau de la ligne focale commune des réflecteurs de miroir équipé d'un tracker à un ou deux axes pour maximiser la quantité

d'énergie solaire collectée tout au long de la journée. Un concentrateur secondaire est utilisé pour réfléchir les rayons dans l'angle d'acceptation. Les réflecteurs de Fresnel concentrent le rayonnement du faisceau vers un récepteur fixe.

Chaque récepteur possède un réflecteur CPC secondaire qui dirige le rayonnement du faisceau sur le tube absorbeur. L'ensemble du système optique est enfermé dans un boîtier vitré scellé. Le tube absorbeur contient un fluide de transfert qui est chauffé pour créer de la vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine pour produire de l'électricité. De nouveaux systèmes sont conçus pour chauffer l'eau pour produire de la vapeur à 285°C (545°F) dans les tubes absorbeurs qui seront directement utilisés pour entraîner une turbine pour produire de l'électricité au lieu d'utiliser un échangeur de chaleur pour produire de la vapeur à partir d'autres fluides à haute température.

Le système a une performance limitée pour augmenter la température et est moins efficace que les autres systèmes CSP, mais sa conception simple de miroirs montés au sol le rend moins cher que le système d'auge solaire. Ce système est idéal pour les petits systèmes autonomes dans les régions éloignées. En raison d'un absorbeur fixe et des miroirs de suivi plats, le système est structurellement plus simple et moins coûteux que les autres systèmes CSP. Les systèmes linéaires de Fresnel occupent moins d'espace que les systèmes linéaires d'auge et de tour de puissance et ils peuvent être combinés avec des combustibles fossiles de secours pour la production d'électricité pendant la nuit ou les jours nuageux. Par rapport à la technique cylindro-parabolique, le rendement énergétique par unité de surface est beaucoup plus petit. Cependant, la structure simple du collecteur de Fresnel et la possibilité d'utiliser l'espace sous le collecteur signifient qu'il existe un potentiel d'abaissement de coûts importants qui peut être exploité.



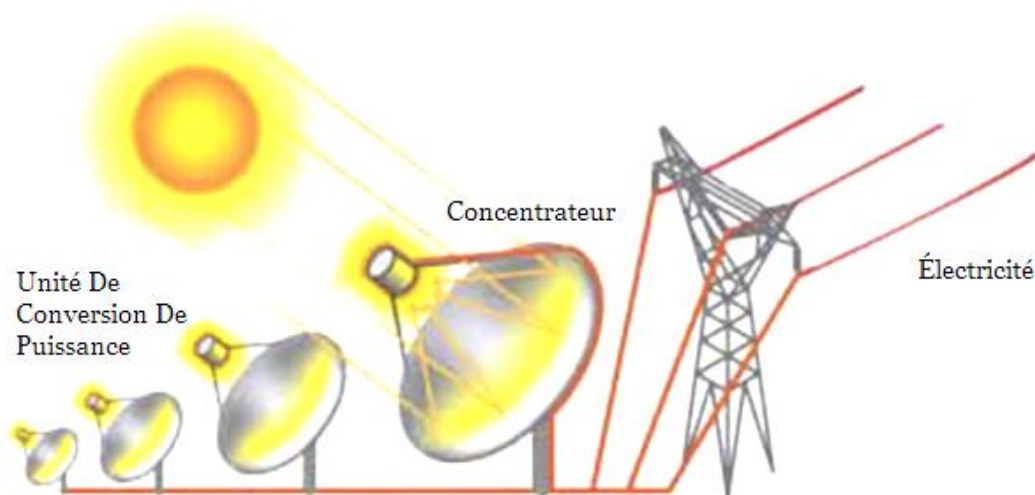
**Figure II.2** Schéma représentant les centrales à réflecteurs linéaires Fresnel [71].

### II.3.2 Système à récepteur ponctuel

Le deuxième type est un collecteur à concentration qui intercepte la lumière directe du soleil sur une grande surface et la concentre dans une petite zone d'absorbeur, augmentant ainsi le flux de rayonnement. Ce système utilise une surface réfléchissante concave et un suivi pour intercepter et focaliser tout le rayonnement solaire. Le système de concentration est également appelé système de focalisation ponctuelle qui réalise un rapport de concentration plus élevé que les systèmes non concentrant car leurs miroirs suivent le soleil en deux dimensions.

#### II.3.2.1 Unités parabole-moteur

Contrairement aux autres systèmes CSP, les systèmes paraboliques sont plus petits, plus efficaces et utilisent du gaz comme fluide de travail pour générer de l'électricité en faisant fonctionner un moteur thermique. Ces systèmes peuvent produire de l'électricité entre 3 et 25 kW avec un rendement de conversion de 30%, ce qui est plus élevé que les autres techniques CSP. En raison de sa taille et de sa robustesse, il peut être utilisé comme système autonome pour alimenter les régions éloignées ou les zones sinistrées en cas de catastrophes. Le système représenté sur la figure II.3 se compose d'un concentrateur et d'une unité de conversion de puissance. Le concentrateur solaire ou le plat recueille l'énergie solaire provenant directement du soleil et la reflète en grande partie vers le récepteur thermique sous forme de chaleur solaire. L'unité de conversion de puissance contient le récepteur thermique et le (moteur / générateur) dont la fonction est de convertir la chaleur en énergie mécanique qui fait fonctionner un moteur pour produire de l'électricité. Le récepteur thermique est l'interface entre la parabole et le (moteur / générateur) et absorbe les faisceaux concentrés de la lumière du soleil.



**Figure II.3** Schéma représentant Les unités parabole-moteur [71].

Ce système utilise un plat parabolique de miroirs qui concentre la lumière du soleil d'une grande zone vers un collecteur à un seul point devant le plat. L'antenne parabolique ressemble à une antenne parabolique typique avec un diamètre d'environ 10 m pour un système de parabole de 25 kW à une insolation solaire directe normale (maximale) de  $1000 \text{ W / m}^2$ . La lumière du soleil focalisée augmente la température de la chambre de chauffage du moteur qui est montée au point focal de la parabole contrairement à la disposition dans un concentrateur cylindro-parabolique. La plupart des chambres de chauffage du concentrateur à plat parabolique contiennent un moteur Stirling qui utilise de l'hydrogène comme fluide de travail qui est chauffé jusqu'à  $1200^\circ\text{F}$  dans le récepteur pour entraîner le moteur. Ceci est réalisé en convertissant la chaleur en énergie mécanique qui comprime le travail à froid, en chauffant le fluide, puis en l'expendant à travers une turbine (ou des pistons mobiles) pour créer de la puissance mécanique.

L'électricité est produite en couplant le moteur à un générateur électrique ou à un alternateur qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Le moteur Stirling est refroidi par air et l'ensemble du système nécessite très peu d'eau pour fonctionner et produire de l'électricité. Pour une plus grande efficacité, (la parabole / le moteur) utilise des collecteurs de concentration qui suivent le soleil pour maintenir un alignement optimal avec le soleil. Ceci est obtenu en utilisant un suivi à deux axes qui concentre la lumière du soleil sur un seul point sur un récepteur afin que le soleil concentre l'énergie solaire au point focal de la parabole.

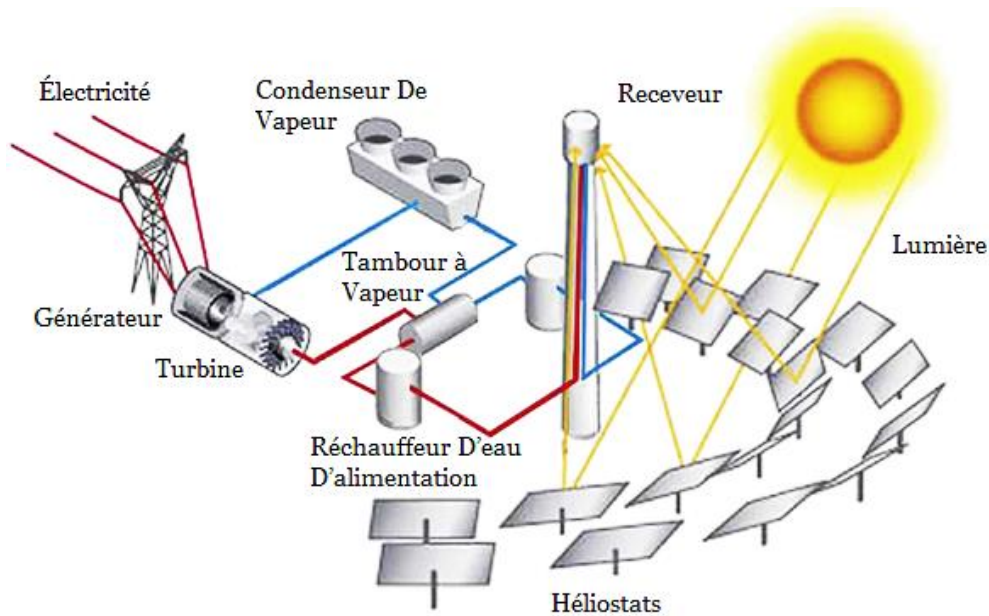
Le système d'antenne parabolique a une architecture autonome et fonctionne pendant de plus longues périodes avec un minimum d'entretien. Un inconvénient du système est qu'il ne dispose d'aucune capacité de stockage et que l'électricité produite doit être consommée immédiatement ou transmise au réseau. Les jours nuageux sans soleil peuvent entraîner une production d'électricité plus faible et / ou intermittente.

### **II.3.2.2 Centrales à tour**

Le système de tours électrique tel qu'illustré à la figure II.4 est une technique plus récente par rapport au cylindro-parabolique et est plus adapté aux centrales électriques à grande échelle connectée au réseau pour être économique. Un système de tour électrique se compose de nombreux grands miroirs plats de suivi du soleil qui focalisent la lumière du soleil sur un récepteur au sommet d'une tour. Ces miroirs de suivi, au nombre de centaines à milliers, appelés héliostats, peuvent concentrer jusqu'à 1500 fois celle de l'énergie provenant du soleil.

Cette énorme quantité d'énergie produit une température élevée de  $500$  à  $1500^\circ\text{C}$  qui peut ensuite être utilisé pour chauffer un fluide tel que de l'eau ou du sel fondu. Le fluide chauffé dans le récepteur est utilisé pour générer de la vapeur qui à son tour est utilisée pour déplacer le générateur de turbine pour produire de l'électricité.

La technique des tours solaires fait partie des techniques solaires thermiques capables de stocker de l'énergie, ce qui lui permet de fournir de l'électricité au réseau en cas de besoin et par temps nuageux ou les nuits sans soleil. C'est une bonne source d'énergie distribuée à grande échelle aux terres non productives comme un désert sans produire de gaz à effet de serre. On estime qu'une seule tour électrique de 100 MW avec 12 heures de stockage ne nécessite que 1000 acres de terrain pour fournir de l'électricité à 50 000 foyers.



**Figure II.4** Schéma représentant les centrales à tour [71].

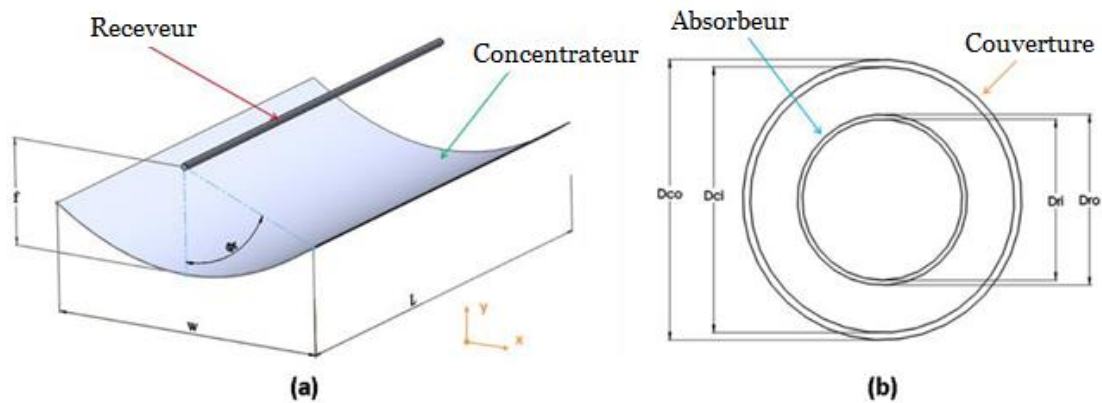
#### II.4 Collecteur cylindro-parabolique traditionnel

Il existe de nombreuses applications des collecteurs cylindro-paraboliques solaires pour un emplacement géographique spécifique, par exemple des processus à faible enthalpie, alimentation en eau dans le bâtiment, système de réfrigération à absorption intégrée pour refroidir le mélange de glaces, production d'électricité, installation de refroidissement, pasteurisation de l'eau, Photovoltaïque-Thermique à concentration, cuisson, chaleur solaire aux procédés industriels.

Le collecteur cylindro-parabolique classique est constitué d'un concentrateur de forme parabolique linéaire, d'un récepteur tubulaire linéaire et d'une structure de support métallique. Le collecteur cylindro-parabolique suit le soleil habituellement avec un mécanisme à axe unique dans ou-der les rayons solaires devant être distribués correctement dans la structure du collecteur.

Habituellement, le collecteur cylindro-parabolique est placé avec leur axe dans la direction Nord-Sud et ils suivent le soleil dans la direction Est-Ouest. Cette stratégie conduit à une exploitation optimale de l'irradiation solaire incidente pendant la période d'été, lorsque le potentiel solaire est maximisé. Sinon, il existe l'option de placer l'axe de collecteur cylindro-parabolique de ligne dans la direction Est-Ouest et de suivre le soleil dans la direction Nord-Sud, une stratégie qui conduit à la meilleure collecte solaire pendant la période d'hiver. Habituellement, le collecteur cylindro-parabolique est séparé en modules et de nombreux modules sont placés linéairement en série. De nombreux cas sont reliés en parallèle et sont constitués par le champ solaire total.

Le récepteur du collecteur cylindro-parabolique classique est un récepteur à tube sous vide avec un tube intérieur métallique (l'absorbeur) et un tube extérieur en verre (le couvercle). Habituellement, il existe des conditions de vide entre l'absorbeur et le couvercle afin d'éliminer les pertes thermiques par convection de l'absorbeur. Le vide est pratiquement une pression extrêmement basse de 0,013 Pa [110]. Afin de maintenir la faible pression, des getters sont utilisés pour adsorber les molécules de gaz. La figure II.5 illustre la section transversale d'un tube sous vide. Habituellement, la surface extérieure de l'absorbeur a un revêtement sélectif afin de réduire les pertes thermiques par rayonnement dans l'environnement. Le revêtement en cermet est un choix habituel pour le collecteur cylindro-parabolique. L'émittance du revêtement Luz Cermet est de 0,061 à 25°C, 0,146 à 400°C et 0,179 à 500°C, tandis que l'absorbance est d'environ 0,938. [111].



**Figure II.5** PTC Conventionnel (a) un module PTC typique (b) coupe transversale du tube récepteur sous vide [111].

Les modèles mathématiques permettent le calcul des effets de différents paramètres du système cylindro-parabolique solaire, comme l'angle d'inclinaison de la surface collectrice et les forces agissant sur le système. La validité des principaux modèles mathématiques est vérifiée expérimentalement sur des concentrateurs solaires paraboliques pratiques, des récepteurs ou

d'autres composants de dimension différente. En particulier, les modèles mathématiques sont particulièrement nécessaires pour la conception, l'analyse, les tests et la validation des résultats des systèmes car ils fournissent une approximation du comportement dynamique des propriétés physiques du système.

Il existe de nombreuses études qui discutent des techniques mathématiques pour l'analyse de différents paramètres des systèmes cylindro-paraboliques et, par exemple, le procédé Monte-Carlo, la dynamique des fluides, la méthode des éléments finis, l'analyse, méthode des volumes finis, différence finie...etc. Il est bien connu que les logiciels de simulation de modèles et de techniques mathématiques sont très utiles lors de l'analyse de systèmes physiques, en particulier dans notre étude sur des systèmes de collecteurs cylindro-paraboliques solaires. Différents types de modèles logiciels et de méthodes de test des collecteurs solaires ont été développés depuis 1981, qui peuvent être distingués par leurs modèles mathématiques ou leurs techniques de simulation particulières, comme le montrent des études récentes. Il existe de nombreux programmes utilisés pour concevoir, simuler et étudier différents composants de l'auge parabolique solaire comme les concentrateurs, les récepteurs, la structure et d'autres composants. Les principaux logiciels sont utilisés tels que Matlab, Matlab/Simulink, SolTrace, SAM (Solar Advisor Model), GAMBIT, Monte-Carlo Ray Trace (MCRT), TRNSYS, ANSYS, FLUENT, SolidWorks, FORTRAN ; et Langage de programmation visual C++.

## **II.5 Composants des systèmes cylindro-paraboliques**

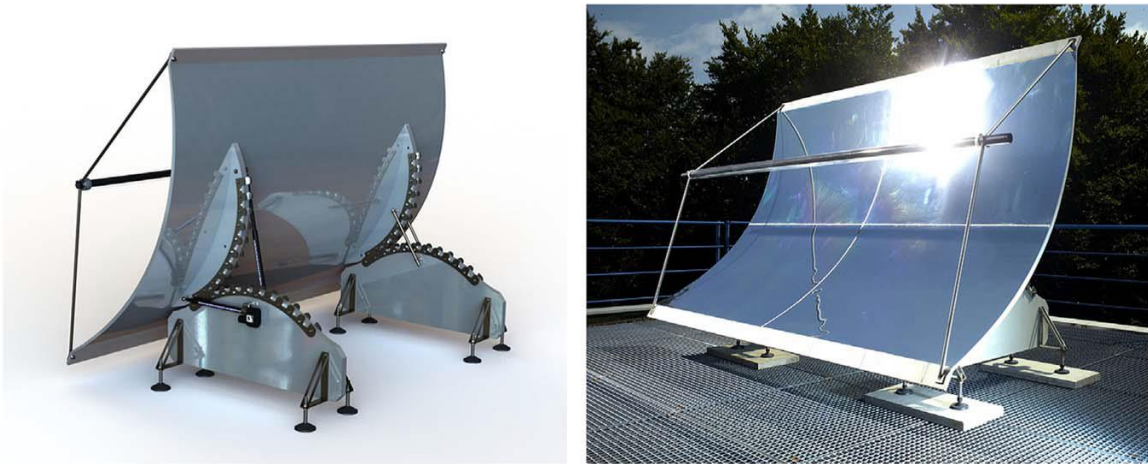
### **II.5.1 Champ solaire**

#### **II.5.1.1 Structure de support cylindro-parabolique**

Le collecteur cylindro-parabolique est toujours équipé d'un système de traçage, généralement adapté du nord au sud avec son axe longitudinal et installé sur des supports structuraux qui vous permettent de surveiller le soleil dans les heures de la journée de l'est à l'ouest. Ces supports peuvent être fabriqués à partir d'acier, d'aluminium ou d'un autre matériau plus résistant.

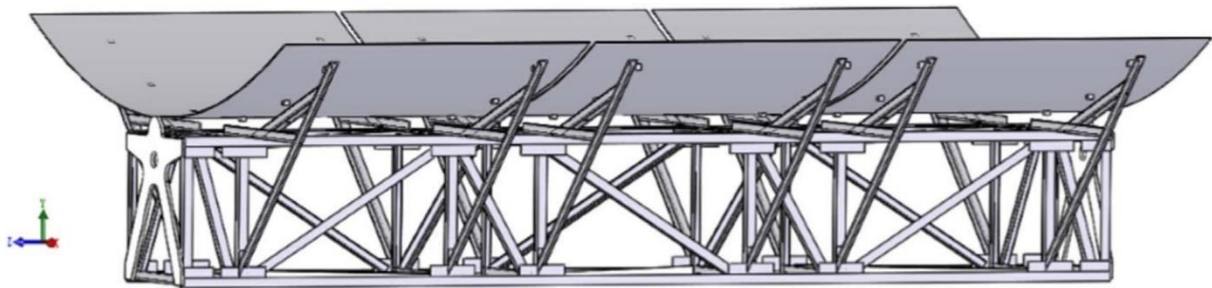
Forman et al. [112] Ont décrit l'utilisation de coques en béton léger comme structure de support au lieu des cadres en acier, ce qui a prouvé sa rigidité et rempli l'espace entre la structure de support et la surface réfléchissante.

Le collecteur est en béton à haute résistance en forme de coque parabolique mince. Il assure la rigidité structurelle et sert de support aux éléments de réflexion. Il est monté sur des segments circulaires de nouveaux roulements à bascule et conçu pour maintenir le centre de gravité à niveau horizontal tout en suivant le soleil, comme illustré à la Fig. II.6.



**Figure II.6** Animation par ordinateur et prototype fini d'un cylindro-parabolique avec collecteur de coque parabolique en béton mince [112].

Fu et al. ont optimisé le poids et la pente des structures de support paraboliques sur la base du fait que les poutres du couple et la poutre en porte à faux sont combinées avec une structure en section transversale qui fournit le plus grand poids de support parabolique. La construction mécanique de l'unité de collecte à truelle parabolique est illustrée à la Fig.II.7 La construction se compose principalement d'une boîte de torsion et d'une poutre supportant les miroirs d'un collecteur tubulaire parabolique et à un impact considérable sur la rigidité en torsion et la rigidité en flexion. Les résultats ont montré que l'utilisation de taille de poutres de section transversale pour construire la structure a un impact majeur sur les performances du collecteur car la combinaison parfaite peut réduire le poids de la structure au minimum et abaisser la rigidité [113].



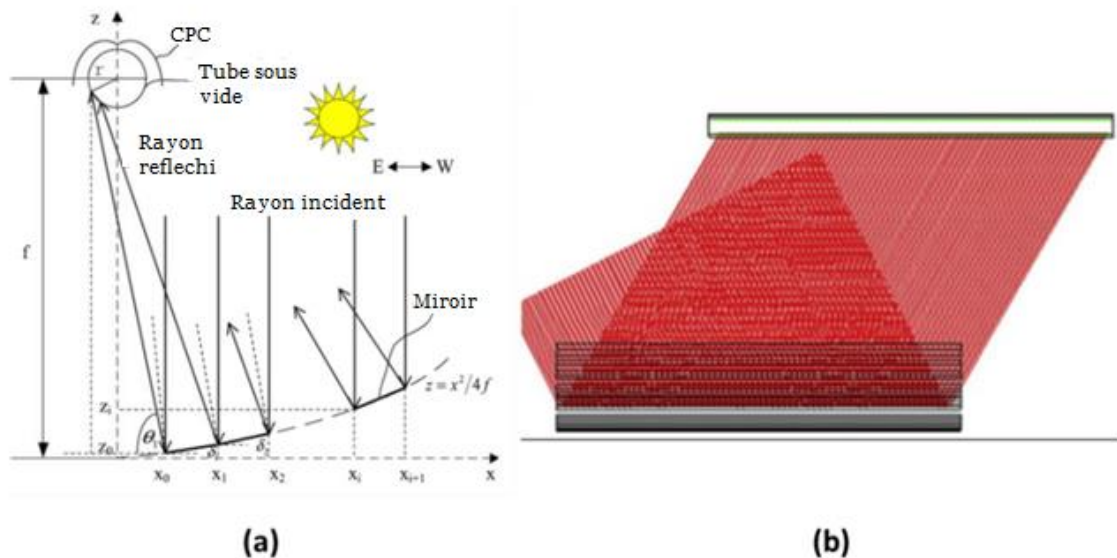
**Figure II.7** Structure de collecteur cylindro-Parabolique [113].

### II.5.1.2 Concentrateur (miroirs) cylindro-parabolique

Les modifications optiques sur le collecteur cylindro-parabolique visent à augmenter l'efficacité optique et à améliorer l'uniformité du flux de chaleur sur l'absorbeur. Ils sont associés à des modifications du réflecteur primaire, ainsi qu'à l'utilisation d'un réflecteur secondaire. Les

conceptions alternatives visent à suggérer des configurations à moindre coût et à une efficacité optique relativement acceptable.

Zhu et al. ont conçu un collecteur cylindro-parabolique alternatif avec un absorbeur primaire non continu qui est similaire à une idée de conception de réflecteur de Fresnel linéaire, comme cela est représenté sur la figure II.8. (a). Ils ont également utilisé un réflecteur secondaire pour améliorer l'efficacité optique. De plus, ils ont utilisé un récepteur mobile afin d'éliminer les pertes en bout (voir Fig.II.8. (B)). D'après leurs résultats, ce système est capable d'atteindre jusqu'à 66 % de performances thermiques avec de l'huile, tandis que le coefficient de déperdition thermique est d'environ  $1,32 \text{ W / m}^2 \text{ K}$ . Ils ont indiqué que ce système présente des performances supérieures à celles du réflecteur linéaire de Fresnel classique (LFR) et il a une efficacité comparative (un peu plus faible) que le collecteur cylindro-parabolique classique. [114]

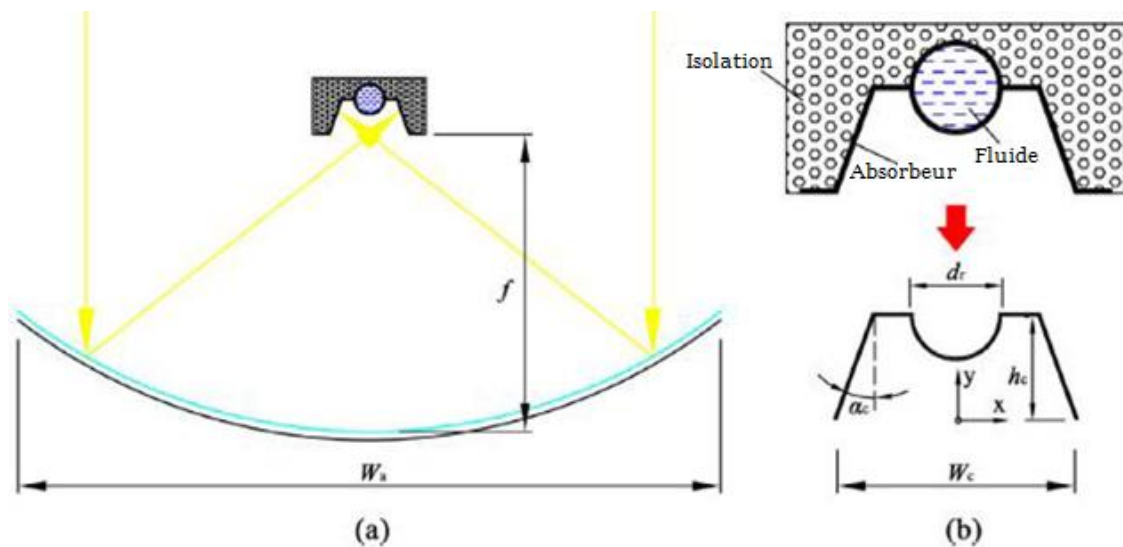


**Figure II.8** la conception suggérée avec le réflecteur non continu (a) le principe de conception du collecteur (b) le récepteur mobile pour l'élimination des pertes final [114].

Chafie et al. ont étudié une conception, une fabrication et une étude expérimentale détaillée pour évaluer les performances de l'unité parabolique cylindro-parabolique et calculer l'efficacité thermique, le temps constant de chauffage et de refroidissement, le modificateur d'angle d'incidence et le facteur d'interception. Le réflecteur dans cet exemple est constitué de feuilles d'aluminium légères et dures qui a une épaisseur de 2,5 mm de feuilles d'aluminium sont enveloppées par un film mince aluminisé pour augmenter sa réflectance. [115]

Maatallah et al. [116] ont proposé la conception d'un collecteur cylindro-parabolique avec un récepteur primaire fixe. Ils ont choisi d'utiliser un réflecteur primaire de forme cylindrique et le

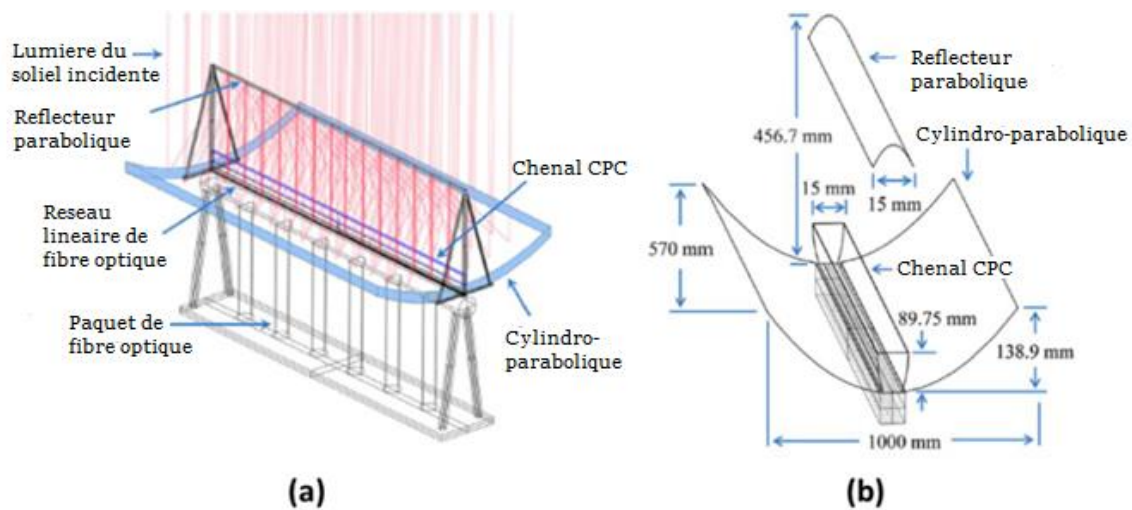
récepteur suit le soleil. Cette conception est une conception à faible coût car elle ne comprend pas de mécanismes de suivi complexes et elle constitue un avantage important de cette idée. Ils optimisent le collecteur et ils ont découvert que le rapport de concentration optimale est d'environ 20 avec un angle de jante de  $80^\circ$ . De plus, ils ont indiqué que l'orientation optimale du collecteur est dans la direction Est-Ouest. Ils ont conclu que leur système est capable d'atteindre des performances optiques allant jusqu'à 70-75% dans le midi solaire, tandis que les performances optiques pendant la journée ont des valeurs acceptables. La conception suggérée à une performance inférieure à celle du collecteur cylindro-parabolique classique mais elle a un coût inférieur en raison de l'élimination de la demande de suivi. Il s'agit donc d'un choix prometteur dans les cas où il n'y a pas de restriction pour un rendement élevé mais où il y a un besoin de faible coût d'investissement.



**Figure II.9** PTC avec un récepteur à cavité trapézoïdale (a) un système Total (b) le récepteur examiné [117]

Liang et al. [117] ont suggéré l'utilisation d'un concentrateur secondaire plat sur l'absorbeur afin d'augmenter le rapport de concentration. Leur idée est de réduire le diamètre de l'absorbeur et de concentrer l'énergie solaire dans une zone d'absorbeur plus petite. Ils ont réussi à augmenter le taux de concentration jusqu'à 80% pour les collectionneurs avec une grande distance focale et des angles de jante proches de  $80^\circ$ . Ils ont déclaré que cette idée est un choix prometteur pour les cas avec des restrictions d'espace comme les toits des bâtiments. De plus, l'utilisation d'un récepteur à cavité trapézoïdale a été examinée optiquement. Ils ont trouvé que l'efficacité optique de la configuration totale était d'environ 85 % tandis que l'efficacité optique du tube absorbant était d'environ 45 %. De plus, ils ont déclaré que ce système a des performances satisfaisantes dans les cas avec des erreurs de poursuite du réflecteur primaire (Fig.II.9).

Balghouthi et al. A étudié les performances optiques et thermiques pour le collecteur solaire cylindro-parabolique par des techniques photogrammétriques et on a trouvé que les rendements optiques et thermiques étaient les mêmes (0,58) par rapport à la technique ASHRAE 93 (1986). Le collecteur solaire cylindro-parabolique est constitué d'un miroir en aluminium poli avec un revêtement antipoussière qui réfléchit le rayonnement solaire sur l'absorbeur de tube. Le système proposé est constitué de trois modules disposés en série. Chacune consiste en une zone d'ouverture de 13,34 m<sup>2</sup>, une zone de récepteur de 0,68 m<sup>2</sup>, un rapport géométrique de 19,6 de concentration, et une réflectance de miroir de collecteur de 0,89 [118].



**Figure II.10** L'utilisation du PTC à fins d'éclairage (a) la configuration totale (b) la conception du PTC [119]

Diverses idées ont été suggérées pour la modification appropriée du récepteur primaire. Ces idées tentent de créer un design plus compact et d'augmenter l'efficacité optique lorsque cela est possible. L'utilisation d'un collecteur cylindro-parabolique à des fins d'éclairage est une idée très intéressante qui a été examinée dans la littérature. Ullah et Shin ont étudié l'utilisation d'un collecteur cylindro-parabolique à plusieurs étages à des fins d'éclairage, comme la figure II.10 pour un emplacement de 37,5° de latitude. Ils ont utilisé des fibres optiques pour transférer les rayons solaires réfléchis à l'intérieur d'un bâtiment.

Ils ont découvert que cette technique peut conduire à un éclairage intérieur adéquat. Plus précisément, ils ont découvert que cette technique crée une uniformité d'éclairage intérieur plus élevée que les systèmes d'éclairage traditionnels. Enfin, ils ont déclaré que l'idée examinée présente un coût élevé et qu'une optimisation appropriée est nécessaire pour réduire le coût d'investissement [119].

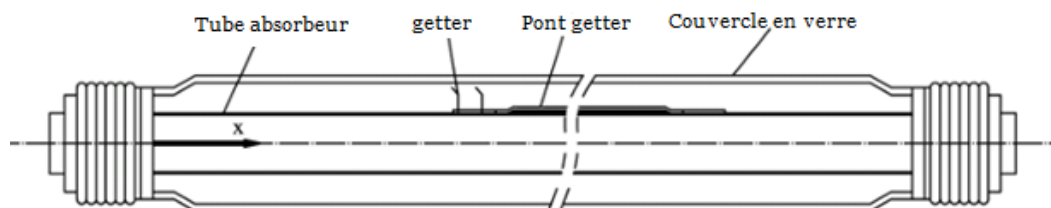
Généralement, ces études tentent d'atteindre les objectifs suivants :

- Augmenter le rapport de concentration afin d'obtenir un fonctionnement à des températures plus élevées
- Créer un flux de chaleur plus uniforme sur l'absorbeur afin de réduire les pertes thermiques
- Utiliser le rayonnement solaire à des fins d'éclairage dans un espace intérieur
- Améliorer l'efficacité d'un procédé, comme le reformage du méthanol
- Créer des systèmes qui peuvent fonctionner sans système de suivi
- Réduire la complexité et le coût du système

On peut dire que les conceptions suggérées conduisent à des rendements optiques élevés qui conduisent directement à des augmentations du rendement de production de chaleur utile. Par exemple, l'utilisation d'une conception cylindrique avec des lentilles conduit à une efficacité optique de 84 % et la plate-forme rotative conduit à une augmentation des performances thermiques quotidiennes de près de 5 %. L'utilisation d'un réflecteur primaire non continu permet de réduire les difficultés mécaniques du système et d'atteindre un rendement acceptable jusqu'à 66%. De plus, il est important de préciser que l'utilisation de réflecteurs secondaires à l'intérieur du tube sous vide est capable d'augmenter l'efficacité thermique jusqu'à 2,7% en raison de l'efficacité optique accrue et de la répartition plus uniforme du flux de chaleur sur la périphérie de l'absorbeur. Une autre idée est l'utilisation d'un collecteur cylindro-parabolique à des fins d'éclairage qui semble être une idée intéressante pour des applications futures.

### II.5.1.3 Récepteur cylindro-parabolique

Le récepteur se compose d'un tube de quartz externe ; un espace annulaire sous vide pour réduire le transfert de chaleur par convection depuis le tube récepteur, et un tube interne en quartz avec un revêtement sélectif spectral caractérisé par une faible émissivité pour la région infrarouge qui coupe à 1600 nm, adapté pour réduire les pertes de rayonnement. La figure II.11 montre une résistance équivalente au modèle de transfert de chaleur pour une conception cylindro-parabolique.

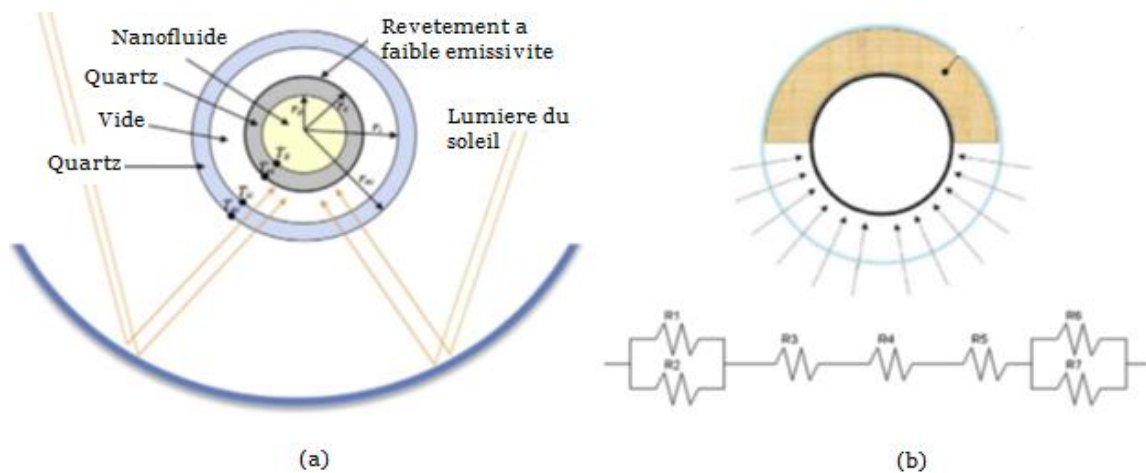


**Figure II.11** Schéma d'un fragment de HCE .

Siqueira et al. ont mis en œuvre un modèle mathématique pour calculer les paramètres d'écoulement et le transfert de chaleur appliqué à des collecteurs cylindro-paraboliques solaires et déterminer l'efficacité thermique et optique, les pertes thermiques, entre autres, présentent également le profil radial et axial de température. La figure II.11 décrit le système d'analyse unidimensionnelle qui couvre tous les paramètres du bilan énergétique entre le fluide caloporteur et l'atmosphère, nécessaires pour estimer les termes de ce bilan, qui peuvent dépendre du type de capteur solaire, des propriétés optiques et des conditions de l'environnement. [120]

➤ Réduction du coefficient de perte thermique

La première partie des études vise à réduire le coefficient de perte thermique. Ces pertes thermiques sont principalement des pertes thermiques par rayonnement de l'absorbeur vers le couvercle. Une idée intéressante dans les études bibliographiques est l'utilisation d'un matériau isolant dans la partie supérieure du collecteur à tubes sous vide.



**Figure II.12** (a) Schéma pour un PTC solaire et (b) Schéma de résistance totale au transfert de chaleur [121].

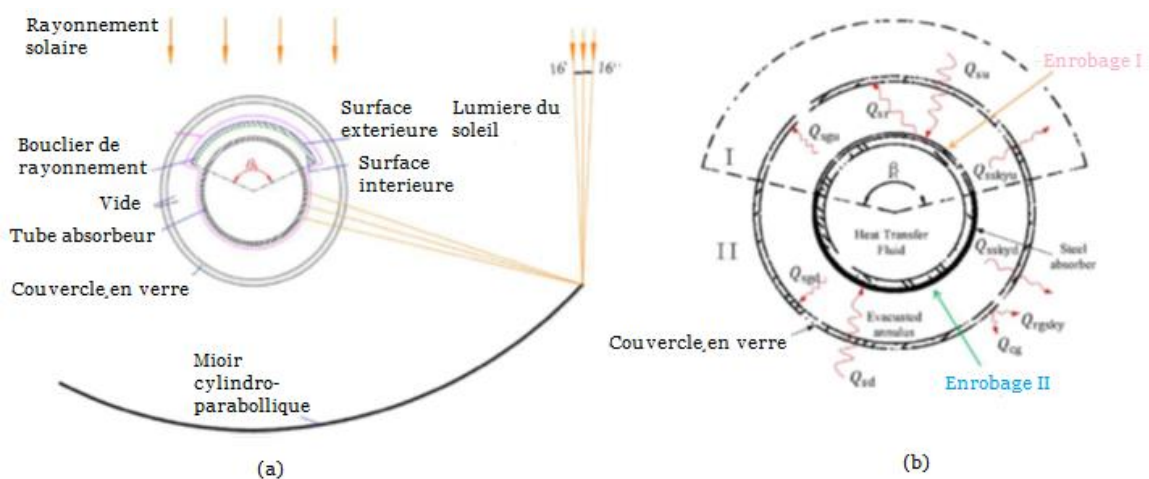
Ce matériau isolant est situé entre l'absorbeur et le couvercle, comme le montre la figure II.12. L'isolation est située dans la partie supérieure car cette partie n'absorbe pas des quantités importantes d'irradiation solaire. Ainsi, la pénalité du rendement optique est faible, alors qu'il existe un potentiel élevé de réduction des pertes thermiques. Al-Ansary et Zeitoun [121]

Ont examiné cette idée dans un collecteur cylindro-parabolique avec de l'air dans la cavité du tube (tube sous vide). Ils ont découvert que l'utilisation d'une isolation dans un collecteur cylindro-parabolique avec tube sous vide est capable d'améliorer les performances et de conduire à des systèmes plus rentables, idéaux pour les températures basses et moyennes. Afin de conclure à

l'utilisation d'un matériau isolant, on peut dire que cette idée peut concurrencer les tubes non évacués et c'est un choix pour concevoir des récepteurs à faible coût avec un rendement relativement acceptable. L'isolation transparente est un choix prometteur mais des recherches supplémentaires sont nécessaires pour cette technique.

La partie suivante des études bibliographiques est consacrée à la modification de la réduction des pertes thermiques par rayonnement. Wang et al. ont examiné l'idée d'utiliser un écran anti-rayonnement dans la partie supérieure du tube absorbeur. La figure II.13 montre cette configuration qui a une partie métallique entre l'absorbeur et le couvercle. Cette partie vise à réduire les pertes thermiques du collecteur cylindro-parabolique.

D'après les résultats, on constate que cette idée est capable de réduire les pertes thermiques d'environ 24% pour les revêtements absorbants sélectifs et non sélectifs. Yang et al. ont proposé un collecteur cylindro-parabolique à double revêtement utilisant des revêtements différents dans la partie supérieure et dans la partie inférieure de l'absorbeur.



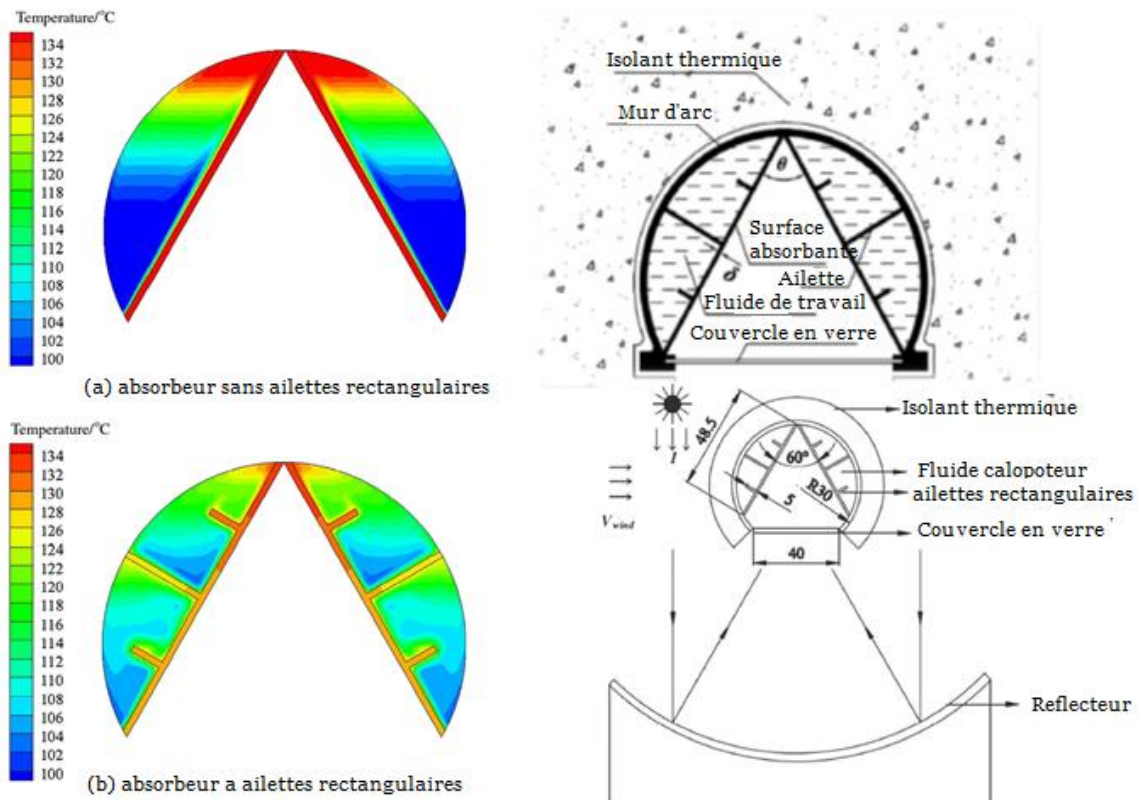
**Figure II.13** (a) PTC avec un écran anti-rayonnement et (b) PTC à double revêtement [122].

Ils ont constaté que cette idée est capable de réduire les pertes thermiques de près de 31 %. Plus précisément, ils ont déclaré que pour un fonctionnement à 500°C avec du sel fondu, le collecteur cylindro-parabolique conventionnel a une efficacité thermique de 64,7%, tandis que le double revêtement à 68,1%. De plus, ils n'ont calculé que le coût actualisé de l'électricité avec l'idée suggérée peut-être inférieure à celui du collecteur cylindro-parabolique classique avec une réduction de 5%. [122]

De nombreuses recherches se sont concentrés sur des conceptions alternatives d'absorbeurs à collecteurs cylindro-parabolique, car les tubes sous vide conventionnel ont un coût élevé et présentent également des problèmes de durabilité dans les applications à haute température.

➤ Conceptions d'absorbeurs

Xiao et al. ont étudié l'activité optique et le processus de transfert de chaleur du fluide caloporteur à travers l'absorbeur à cavité en V et ont constaté que la conception de la cavité en V empêchait la lumière du soleil, la température de sortie du fluide caloporteur augmentait de 109,8 °C à 110,9 °C et le chauffage la température de surface a chuté de 14,7 °C à cause des ailettes. La figure II.14 présente un schéma de l'absorbeur à cavité en V avec miroir concentrateur.



**Figure II.14** Représentation schématique d'un absorbeur à cavité en V avec son propre miroir concentrateur [124].

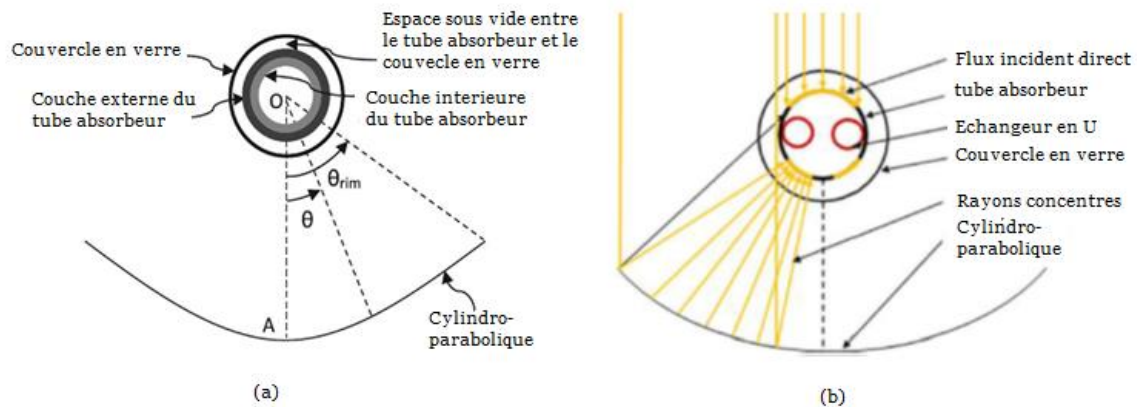
Dans l'application pratique, le système cylindro-parabolique a été construit à l'aide d'un réflecteur de miroir, d'une structure de support et d'un absorbeur V à Cavité avec ses ailettes rectangulaires.

L'idée de base du système peut être illustrée comme suit : le rayonnement solaire est collecté par l'absorbeur par réflexion sur le miroir du concentrateur, puis converti en énergie thermique utilisée pour élever la température du fluide caloporteur.

Le système était composé d'un tube à cavité C en aluminium ayant une largeur d'ouverture de 40 mm, une longueur de 1400 mm, un diamètre extérieur de 60 mm et une surface totale de 0,136 m<sup>2</sup>. Dans un souci de réduire les pertes de chaleur ; un revêtement sélectif avec une absorptivité de 0,9

a été peint sur la surface extérieure du tube, puis des isolants en laine de verre de 30 mm d'épaisseur ont été empilés sur la surface arrière du tube absorbant. Une forme de croissant a été choisie pour être une conception d'ailettes rectangulaires pour augmenter le transfert de chaleur entre le fluide de travail et la surface chauffante. [123]

Chen et al. ont étudié un collecteur cylindro-parabolique avec un récepteur à cavité en V tel qu'il est représenté sur la figure. II.14 Ils ont étudié la configuration avec et sans ailettes supplémentaires à l'intérieur du flux. Ils ont conclu que ce collecteur est une conception à faible coût capable de fonctionner à plus de 300°C avec de l'huile thermique. À basse température, ce système a une efficacité thermique d'environ 55% fonctionnant avec de l'eau, tandis qu'à une température plus élevée, l'efficacité diminue considérablement. De plus, ils ont découvert que l'utilisation d'ailettes internes conduit à des taux de transfert de chaleur plus élevés. [124]



**Figure II.15** (a). Vue en coupe transversal du tube absorbant bimétallique  
(b). PTC avec un tube absorbant en forme U [126].

Khanna et al. [125] étudient l'utilisation de tube absorbant bimétallique, ainsi que les effets des épaisseurs et du matériau utilisé sur le gradient de température. La conception du tube bimétallique constitué de deux couches de deux matériaux différents de forme cylindrique pour réduire le gradient de température sur la circonférence du tube absorbant, comme illustré à la Fig. II.15. ; Halimi et al. [126] ont étudié un PTC avec un tube absorbant en U, tel qu'il est donné sur la Fig. II.15, Ils ont examiné différents emplacements des tubes en U internes et ont trouvé que la configuration parallèle était la meilleure conception avec une efficacité thermique de 40 %.

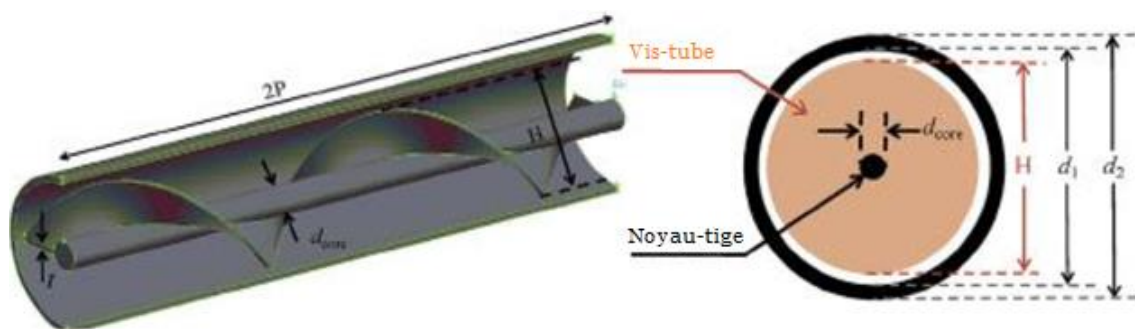
Généralement, il a été constaté que les modifications thermiques réduisent les pertes thermiques de près de 20 à 30 %. L'utilisation d'un double revêtement, ainsi que l'utilisation d'un écran anti-rayonnement, semblent être les moyens les plus efficaces pour améliorer les performances. Concernant l'utilisation de matériau isolant entre le couvercle et l'absorbant, il a été constaté que c'est un choix prometteur qui peut rivaliser avec les tubes sous vide en matière d'efficacité.

L'utilisation du récepteur de la cavité est capable de donner la production de chaleur utile suffisante à des températures moyennes, tandis que l'utilisation de conceptions alternatives de l'air peut conduire à un fonctionnement efficace à 500°C. L'utilisation d'un absorbeur plat avec un réflecteur asymétrique et l'utilisation d'un récepteur à cavité en V sont les choix les plus efficaces pour les niveaux de température moyenne et élevée respectivement. De plus, il a été constaté que l'utilisation du stockage thermique à l'intérieur du collecteur cylindro-parabolique est un choix avenir prometteur. Enfin, l'utilisation de conceptions alternatives permet de fabriquer des systèmes avec un poids et un coût inférieurs en raison de l'utilisation moindre de matériaux. Cependant, il faut dire que la commercialisation des idées alternatives nécessite de nombreuses étapes afin d'atteindre de faibles coûts de fabrication et d'avoir les niveaux de fiabilité appropriés.

➤ Modifications de flux

Jaramillo et al. [127] ont amélioré le transfert de chaleur dans le tube de réception en insérant une bande torsadée dans le tube pour augmenter sa chaleur. Une bande torsadée est insérée dans le tube récepteur pour augmenter le taux de transfert de chaleur de manière passive, de telle sorte que le flux tourne dans une direction axiale qui modifie les Reynolds et les nombres Nusselt du flux afin de produire un taux de transfert de chaleur par convection élevée entre le récepteur et le fluide caloporteur comme illustré à la Fig.II.16. Ils ont utilisé Syltherm 800 et ils ont constaté que les pertes thermiques peuvent être considérablement réduites jusqu'à 67%, tandis que la perte de charge augmente d'environ 5 fois par rapport au boîtier lisse.

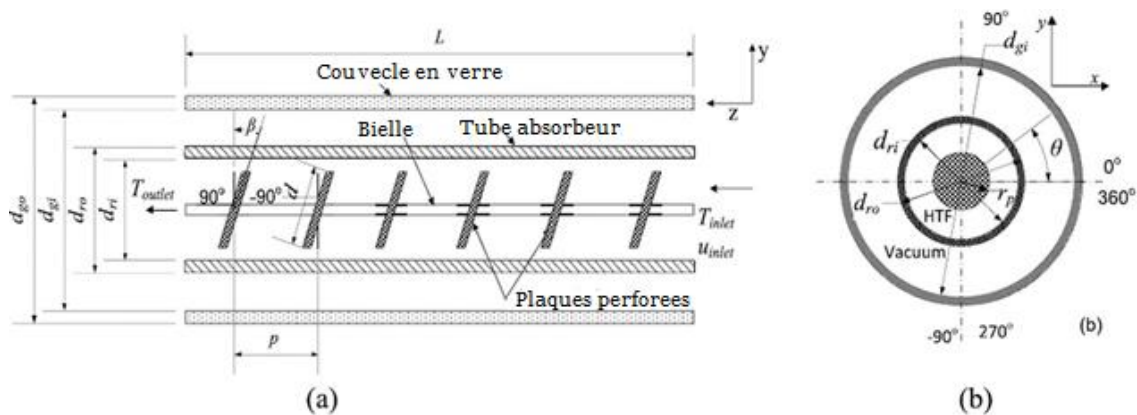
Sahin et al. [128] ont examiné l'utilisation d'un insert de bobine de fil (voir FigII.16) à l'intérieur du tube absorbant et ils ont trouvé une augmentation de 200 % du nombre de Nusselt et une chute de pression plusieurs fois plus élevée par rapport au tube vide pour un fonctionnement avec de l'eau.



**Figure II.16** Insert adhésive pour le tube absorbant [128].

Mwesigye et al. [129] ont montré l'optimisation thermodynamique d'un récepteur cylindro parabolique avec une plaque perforée insérée. Il est représenté sur la Fig. II.17 les aspects de la conception du récepteur cylindro parabolique avec des inserts de plaques perforées.

Il y a trois principaux paramètres géométriques qui contribuent à la structure de récepteur à la conception de plaques perforées : l'espacement entre les deux plaques successives perforées ( $P$ ), l'angle d'orientation ( $\beta$ ) qui est positif dans le sens inverse la direction et mesurée à partir de l'axe  $y$  et le diamètre de la plaque perforée ( $d$ ), ont étudié les inserts de plaque perforée et ils ont trouvé une amélioration globale de l'efficacité entre 1,2% et 8% pour le fonctionnement avec Syltherm 800.



**Figure II.17** (a) Récepteur à cylindro-parabolique avec inserts en plaques perforées. Section longitudinale pour le récepteur, et (b) section transversale pour le récepteur [129].

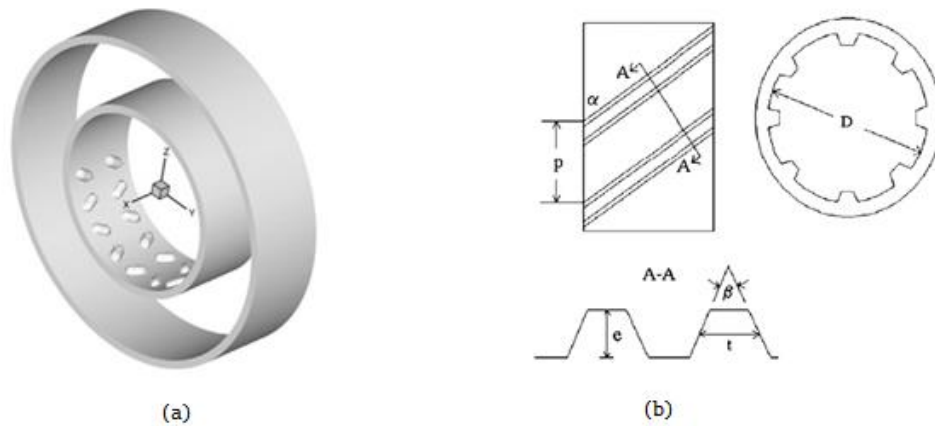
➤ Modification de la géométrie d'absorption interne

Une autre partie importante est consacrée à la modification de la géométrie interne de l'absorbeur afin de créer des conditions d'écoulement plus turbulentes.

Ces idées sont appliquées sur toute la surface de l'absorbeur ou dans la partie basse car, dans cette zone, il y a une forte concentration du flux de chaleur solaire. Cheng et al. [130]

Ont étudié l'utilisation de générateurs de tourbillons longitudinaux dans la partie basse de l'absorbeur, comme les montres la Fig. II.18 Ils ont constaté une diminution de 13% des pertes thermiques et une augmentation de 100% de la perte de charge pour le fonctionnement avec Syltherm 800. L'utilisation d'ailettes hélicoïdales à l'intérieur de l'absorbeur (voir Fig. II.18) a été examinée par Munoz et Abanades [131], et il s'avère qu'elle améliore l'efficacité thermique d'environ 3 % avec Syltherm 800 comme fluide de travail. Ils ont également déclaré que l'idée examinée a un potentiel financier positif. Plus précisément, ils ont déclaré que l'utilisation d'ailettes

internes devrait augmenter de 5 % le coût initial du collecteur et que cette augmentation entraînera une augmentation globale du coût de la centrale électrique de 0,5 %.



**Figure II.18** (a). Générateur de tourbillons longitudinaux dans la partie inférieure du tube absorbeur et (b). Conception avec ailettes internes hélicoïdales à l'intérieur de tube absorbeur [131].

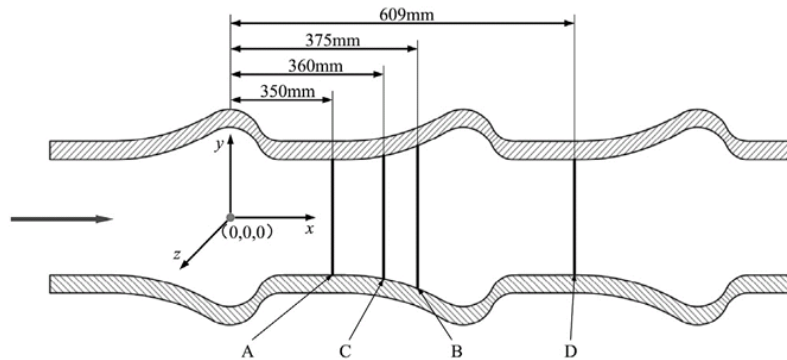
Bellos et al. [132] ont étudié l'utilisation d'ailettes internes longitudinales sur toute la périphérie de l'absorbeur pour un fonctionnement avec Syltherm 800 ; la figure II.19 montre les huit ailettes internes examinées qui sont situées symétriquement dans le tube absorbeur. Ils ont finalement trouvé que cette technique est capable d'améliorer l'efficacité thermique jusqu'à 1,5%, de plus, Ils ont optimisé le nombre et l'emplacement des ailettes longitudinales internes à l'intérieur du tube absorbant.

Ce travail a été effectué pour un débit constant de 150 l/min avec Syltherm 800 comme fluide de travail. Ils ont constaté que la conception optimale comporte trois ailettes dans la partie inférieure et dans ce cas, il y a une amélioration de l'efficacité thermique de 0,51 %.



**Figure II.19** Ailettes longitudinales internes le long du tube absorbeur [132].

Fuqiang et al. ont étudié l'utilisation du tube ondulé symétrique vers l'extérieur convexe pour le récepteur cylindro-parabolique pour augmenter les performances de transfert de chaleur et de réduire la déformation thermique du tube métallique. Une conception de tube ondulé convexe vers l'extérieur illustrée à la Fig.II.20 cette conception aide à augmenter la turbulence dans le tube métallique améliore donc les performances de transfert de chaleur du fluide caloporteur dans le tube et diminue la déformation thermique du tube. Ils ont utilisé l'huile thermique D12 et il a été constaté une augmentation de 150% du nombre de Nusselt. [133]



**Figure II.20** Tube absorbant ondule convexe vers l'extérieur asymétrique [133].

Huang et al. ont étudié l'amélioration du transfert de chaleur dans le tube intérieur grâce à l'utilisation de fossettes, de saillies et d'ailettes hélicoïdales et ont constaté que les performances des fossettes sont les meilleures. Il est représenté sur la Fig. II.21 différentes conceptions différentes du tube intérieur des tubes récepteurs cylindro-paraboliques en utilisant des fossettes, des protubérances et des ailettes hélicoïdales. Ces conceptions augmentent la surface qui améliore le taux de transfert de chaleur du rayonnement solaire au fluide caloporteur. Les résultats ont montré que la conception du tube alvéolé est bien meilleure que les deux autres conceptions. En outre, les fossettes qui sont plus profondes, plus étroites et plus le nombre dans la direction circumférentielle sont beaucoup mieux pour améliorer les performances du récepteur tandis que cylindro-paraboliques les arrangements fossette n'ont aucun effet remarquable. [134]

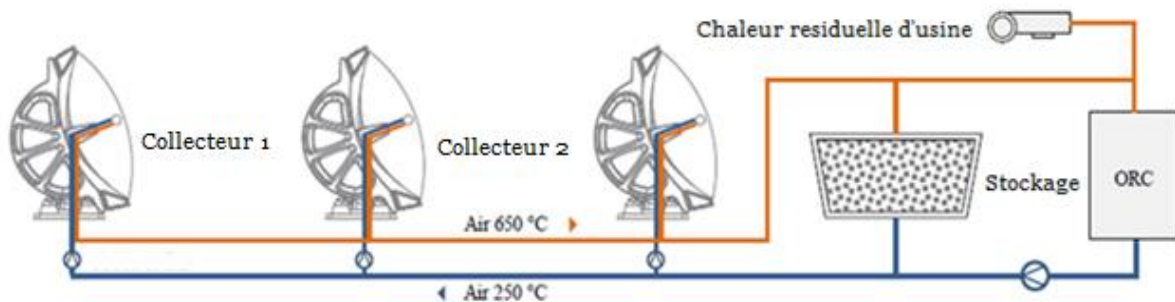


**Figure II.21** Tube intérieur du PTR des fossettes, des saillies et des ailettes hélicoïdales [134].

### II.5.1.4 Huile de transfert de chaleur cylindro-parabolique

Bon et al. [135] ont montré l'utilisation de l'air comme fluide caloporteur pour des températures de fonctionnement supérieures à 600°C. La figure II.22 montre un schéma d'une centrale électrique à construire à Aït Baha, au Maroc. Il vise à augmenter la production d'électricité à partir de la chaleur résiduelle d'une cimenterie. Il comprend trois capteurs solaires de 211,68 m de long et une unité de stockage thermique. La surface totale d'ouverture du terrain est de 6159 m<sup>2</sup>.

Il produit une puissance thermique maximale de 3,9 MW au stockage thermique et à l'échangeur de chaleur air-huile attaché à un cycle organique de Rankine. Le stockage thermique est conçu pour une capacité de 12 h de production nominale. La centrale solaire devra produire 2390 MWh/an.



**Figure II.22** Usine pilote à Ait Baha, Maroc [135].

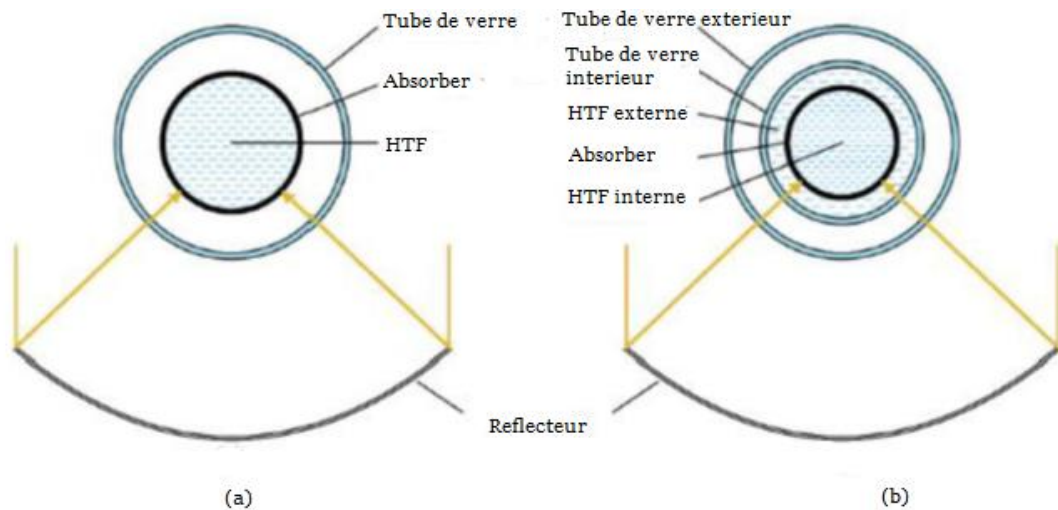
Selvakumar et al. [136] ont étudié collecteur cylindro-parabolique avec tube sous vide absorbeur utilisé pour la production d'eau chaude couplée à faible rayonnement solaire, en utilisant Therminol D-12 comme fluide de transfert de chaleur et a constaté que l'efficacité du chauffage du système a augmenté de 30%. Propriétés des fluides caloporteurs (therminol D-12) stables pendant 100 cycles. Fig. II.23 montre la plate-forme expérimentale de collecteur cylindro-parabolique qui se compose d'un tube sous vide comme un récepteur avec les caractéristiques suivantes de longueur 1500 mm, diamètre 47 mm, la surface d'ouverture du système était de  $1,2 \times 0,6$  m<sup>2</sup>. Le Therminol D-12 est utilisé comme fluide caloporteur car il a un point d'éclair de 62°C, une densité de 755 kg/m<sup>3</sup>, une chaleur spécifique de 2,5 KJS/Kg K et une course de 1,42 centimètres à une viscosité cinématique de 20°C.

Ces dernières années, il existe un nombre croissant d'études bibliographiques sur l'utilisation de collecteurs paraboliques à absorption directe. Ce collecteur est similaire à un collecteur à auge parabolique classique mais il possède un double récepteur en verre. À l'intérieur du récepteur se trouve un fluide de base (par exemple de l'eau) ou généralement un nano-fluide qui capte directement l'irradiation solaire incidente.



**Figure II.23** Photographie du chantier à Aït Baha, Maroc [135].

Il a été constaté que les nano-fluides sont des fluides de travail idéaux pour absorber l'irradiation solaire [137]. Une image typique des collecteurs paraboliques à absorption directe est donnée sur la figure II.24 Il n'est évident que le rayonnement solaire atteint dans le fluide de travail à l'intérieur du double tube transparent.



**Figure II.24** (a). Conception conventionnelle (b). PTC à absorption directe avec fluides caloporteurs externes et internes [137]

Les nano-fluides sont générés lorsque certaines nanoparticules sont dispersées dans un fluide de base. Les nanoparticules les plus courantes sont les suivantes : Cu, CuO, Al, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, TiO<sub>2</sub>, SiO<sub>2</sub>, ZnO, Au, SiC, CeO<sub>2</sub>, MWCNT, SWCNT, CNT, etc. [138] L'utilisation de nano-fluides dans le collecteur cylindro-parabolique a été examinée par de nombreux chercheurs.

Les nano-fluides sont des fluides de travail spéciaux aux propriétés thermiques et optiques améliorées. Le terme nano-fluide a été défini par Choi et Eastman en 1995. [139]. De plus, il existe des études qui comparent le nano-fluide Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> avec d'autres nano-fluides. Alouchi et al. [140] ont constaté que l'utilisation de nano-fluides à base d'huile synthétique conduit à des améliorations de performances de 1,06 %, 1,14 % et 1,17 % avec CuO, TiO<sub>2</sub> et Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, respectivement.

Bellos et al. [141] ont trouvé que les nano-fluides Syltherm 800/CuO conduisent à une amélioration de l'efficacité thermique de 1,26 %, tandis que le Syltherm 800/ Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> atteint 1,13 %. Ghasemi et Ranjbar [142] ont trouvé que le nano-fluide eau/CuO contribuent à une amélioration du coefficient de transfert de chaleur un peu plus élevée (35%) par rapport au nano-fluide eau/ Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (~28%). Ils ont déclaré que l'augmentation de la chute de pression avec les deux nano-fluides est d'environ 40 %. En revanche, Rehan et al. [143] ont trouvé que l'eau/ Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> conduit à une amélioration de l'efficacité thermique plus élevée (13 %) par rapport à l'eau/Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (11 %).

Dans une autre étude comparative, les nano-fluides ont une conductivité thermique améliorée conduisant à des taux de transmission plus élevés dans le flux. De plus, la viscosité est améliorée, entraînant des pertes de charge plus importantes et une restriction des nano-fluides. La densité des nano-fluides est supérieure à celle du fluide de base alors que les nano-fluides ont une capacité calorifique inférieure. L'utilisation de nanoparticules Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> est le choix le plus courant dans les collecteurs paraboliques à base de nano-fluides.

Expérimentalement, Subramani et al. [144] ont découvert que l'utilisation d'eau/ Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> entraînait une efficacité thermique supérieure de 8,5%. Mwesigye et al. [145] ont montré qu'une augmentation de 7,6 pour cent de l'efficacité thermique conduit au nano-fluide Syltherm 800/ Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, ce qui représente une réduction de 40 pour cent de la pression. De plus, Bellos et al. [146] A conclu que l'utilisation de l'huile / Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> nano-fluide peut améliorer les performances de capteurs thermiques des cylindro-paraboliques de près de 4,3 pour cent. Avec le nano-fluide Syltherm 800/ Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. Dans une autre recherche, Wang et al. [147] Ont démontré une efficacité thermique améliorée de 1,2 % dans une autre recherche.

La dernière partie des études comparatives compare l'utilisation des modifications géométriques et nano fluides dans le capteur cylindro-parabolique. Bellos et al. [148] ont comparé l'utilisation d'ailettes internes et de nano fluides. Ils ont constaté que l'utilisation de Syltherm 800/CuO

entraîne une amélioration de l'efficacité thermique de 0,76 %, tandis que l'utilisation d'ailettes internes atteint 1,10 %. La combinaison de ces techniques est le meilleur choix avec une amélioration de l'efficacité thermique de 1,54%. À propos de l'augmentation du travail de pompage, ils ont constaté que les nano fluides conduisent à un travail de pompage supérieur de 25%, les ailettes internes à 100%, tandis que la combinaison à 150%.

Cependant, le travail de pompage prend des valeurs faibles dans tous les cas et il n'est donc pas une limitation importante de l'application des méthodes d'amélioration thermique dans le capteur cylindro-parabolique. Récemment, Okonkwo et al. [149] ont comparé l'utilisation d'ailettes internes, de tubes convergents divergents et d'inserts de ruban torsadé avec de l'huile /  $Al_2O_3$ . Ils ont constaté que l'utilisation du tube convergent-divergent est la meilleure technique qui améliore les performances exégétiques de 0,65% avec de l'huile pure et de 0,73% avec le nano fluide.

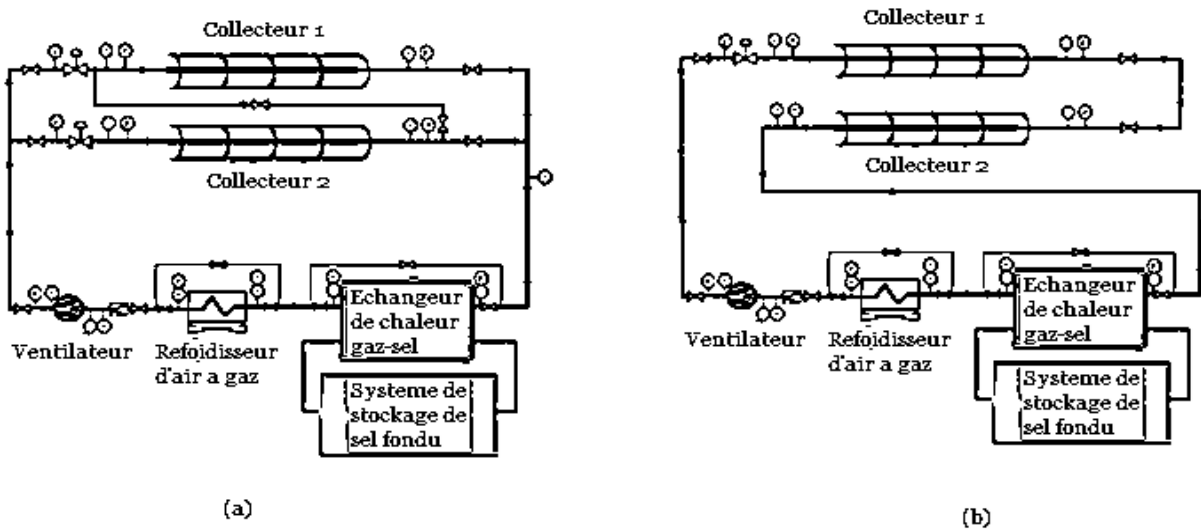
## **II.5.2 Stockage thermique**

### **II.5.2.1 Sel fondu de stockage thermique cylindro-parabolique solaire ou autres**

Wu et al. ont montré l'emploi d'un sel fondu ayant un point de fusion de  $86^\circ C$  et une limite supérieure de température de travail de  $550^\circ C$ . Le coefficient de transfert de chaleur total de l'échangeur de chaleur eau/sel variait entre 600 et 1200 W/ ( $m^2 K$ ) pour  $10000 < Re < 21\ 000$  et  $9,5 < Pr < 12,2$ . Les parties principales des cycles comprennent un collecteur de concentration, une pompe à eau, une pompe de sel fondu à haute température, un réservoir de sel fondu, un dispositif de chauffage de sel fondu, une émulsion eau dans l'échangeur de chaleur de sel, d'un chauffe-eau, un refroidisseur d'eau, un débit mètre massique [150].

Muñoz-Anton et al. ont montré une validation expérimentale de l'utilisation du gaz comme fluide caloporteur dans des sels fondus à haute température. La figure II.25 (a) montre le schéma de base de l'installation d'essai PSA (Plataforma Solar d'Almería) avec une température de fonctionnement de  $400^\circ C$ .

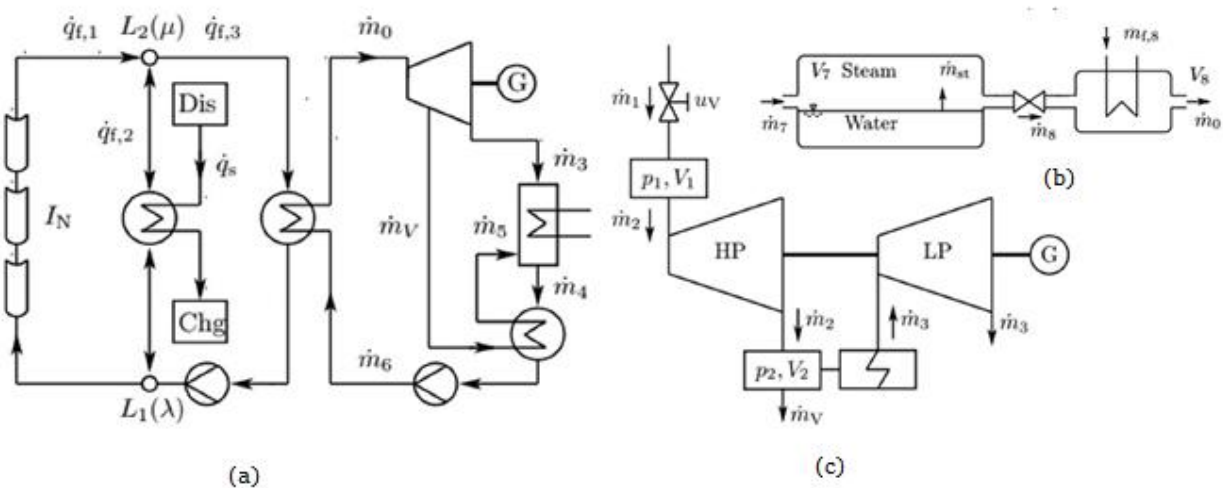
Il comprend un cycle de gaz complet avec deux collecteurs ET-II de 50 m, un ventilateur et un refroidisseur d'air à gaz. La chaleur est transférée au système de stockage de sel fondu par le gaz caloporteur provenant de l'échangeur de chaleur. La première configuration à fonctionner avec succès pendant une longue période à une température maximale de  $400^\circ C$  avec le refroidisseur d'air, car l'échangeur de chaleur gaz-sel et le système de stockage de sels fondus n'étaient pas disponibles à l'époque. Plus tard, l'installation a été modifiée comme le montre la figure II.25 (b), pour fonctionner à une température maximale de  $525^\circ C$ . Les collecteurs étaient connectés en série plutôt qu'en parallèle [151].



**Figure II.25** Schéma de l'installation d'essai pour une température de fonctionnement maximale de (a) 400 °C et pour (b) 525 °C [151].

Le fluide caloporteur de débit  $\dot{q}_{f,1}$  est chauffé dans le champ de collecteurs par irradiation solaire  $I_N$ . Un système de stockage de sel fondu peut être utilisé comme deuxième source d'énergie (débit de fluide caloporteur  $\dot{q}_{f,2}$ ).

La turbine à vapeur est modélisée comme une turbine d'extraction à deux groupes, ou le débit massique  $\dot{m}_v$  est extrait après le premier groupe de turbines et utilisé pour préchauffer l'eau d'alimentation comme le montre la figure II.26 (a), L'évaporateur (à gauche) chauffe l'eau d'alimentation jusqu'à l'évaporation, puis la vapeur générée est surchauffée dans le surchauffeur (à droite) comme le montre la Fig. II.26 (b). Il n'y a pas de transition de phase dans le préchauffeur.



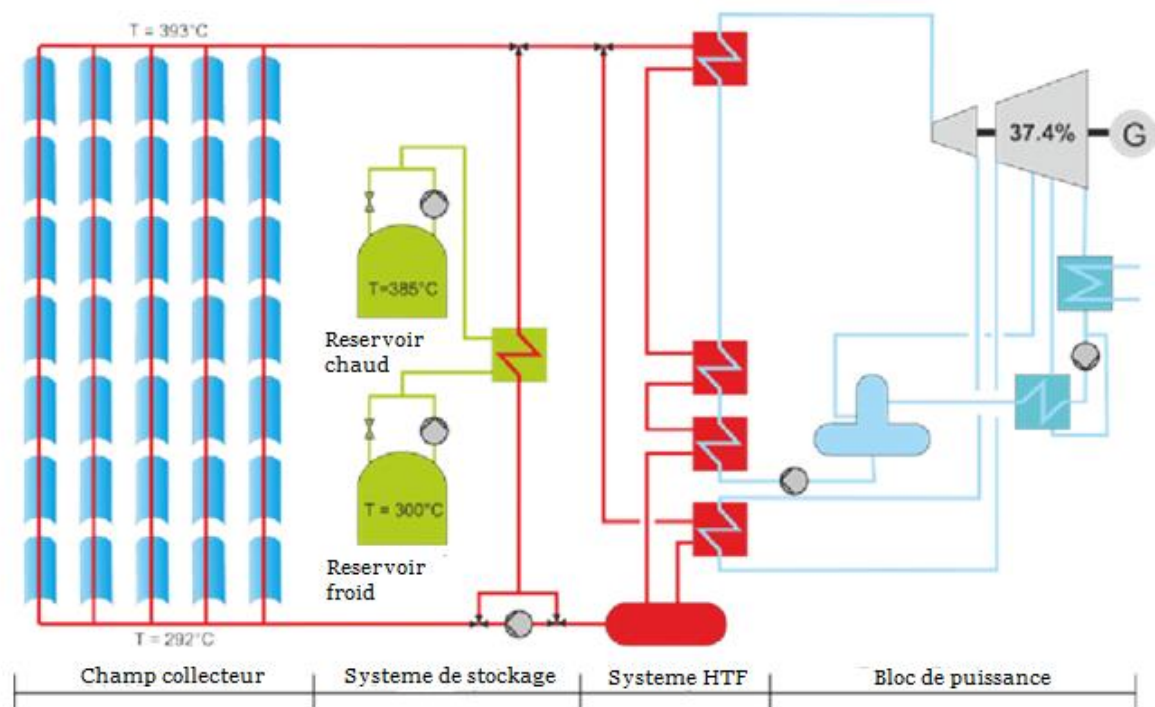
**Figure II.26** (a). Croquis schématique de la centrale solaire HTF (b). Modèle de la génération de vapeur (c). Représentation schématique simplifiée de la turbine [151].

### II.5.2.2 Réservoirs chauds et froids de stockage thermique cylindro-parabolique

Hermann et al. ont discuté de la faisabilité technique et économique d'un stockage de sel fondu à deux réservoirs. Une capacité de stockage de 12 h à pleine charge diminue la simulation des grands tourbillons d'environ 10 %.

Fig.II.27 Montre un schéma de circulation des fluides d'un central cylindro-parabolique stockage en fusion à deux réservoirs. Le fluide caloporteur chauffe le sel fondu du réservoir de stockage froid à travers l'échangeur de chaleur jusqu'à 385 °c, puis le stocke dans le réservoir de stockage chaud.

Le sel du réservoir de stockage chaud est utilisé pour chauffer le fluide caloporteur froid au niveau de l'échangeur de chaleur. Après cela, le fluide caloporteur chauffé entre dans la centrale électrique. Le sel froid retourne ensuite dans le réservoir de stockage de sel froid à une température d'environ 300°C. [152].



**Figure II.27** Diagramme de flux d'une centrale électrique à cylindro-parabolique [152].

## II.6 Utilisation de PV thermique à concentration avec des concentrateurs paraboliques

Les photovoltaïques thermiques sont des capteurs solaires hybrides qui peuvent produire de la chaleur et de l'électricité utiles. Dans ces capteurs, il y a un fluide caloporteur qui évacue la chaleur de la cellule PV et produite de la chaleur utile. De plus, ce fluide caloporteur agit comme un réfrigérant et réduit la température de la cellule PV et augmente ainsi le rendement électrique de la cellule.

Il est généralement connu que le rendement électrique de la cellule photovoltaïque ( $\eta_{PV}$ ) et dépendait de la température de la cellule avec une équation comme ci-dessous [153]. Plus précisément, l'efficacité électrique du PV diminue linéairement avec l'augmentation de la température de la cellule.

$$\eta_{PV} = \eta_{ref} \cdot [1 - b \cdot (T_{PV} - T_{ref})] \quad (II.1)$$

La formulation mathématique de base sur le PV thermique à concentration concerne principalement les équations d'efficacité de performance. Tout d'abord, la production d'électricité ( $P_{el}$ ) peut être calculée comme suit :

$$P_{el} = A_{PV} \cdot C \cdot G_b \cdot PF \cdot \eta_{PV} \quad (II.2)$$

Le (PF) est le facteur de compactage et ce paramètre dépend de la conception du PV thermique à concentration. Le rapport de concentration (C) dépend des dimensions du réflecteur, ainsi que de la surface de l'absorbeur. La production de chaleur utile ( $Q_{chaleur}$ ) peut être calculée à partir du bilan énergétique sur le volume de fluide :

$$Q_{heat} = m \cdot c_p \cdot (T_{out} - T_{in}) \quad (II.3)$$

Le rayonnement solaire disponible ( $Q_s$ ) peut être calculé comme suit :

$$Q_s = A_a \cdot G_b \quad (II.4)$$

Le rendement électrique ( $\eta_{el}$ ) est calculé comme :

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{Q_s} \quad (II.5)$$

L'efficacité thermique ( $\eta_{th}$ ) est calculée comme suit :

$$\eta_{th} = \frac{Q_u}{Q_s} \quad (\text{II. 6})$$

Le rendement total (ou énergétique) du système ( $\eta_{tot}$ ) est calculé à partir de la production utile ( $Q$  chaleur) et de la production d'électricité ( $P_{el}$ ). Ce critère évalue les extrants utiles de la même manière et il ne prend pas en compte la qualité différente entre eux.

$$\eta_{tot} = \frac{Q_{heat} + P_{el}}{Q_s} \quad (\text{II. 7})$$

L'efficacité exergetique ( $\eta_{ex}$ ) est calculée en convertissant la chaleur utile en quantité d'exergie (ou de travail) équivalente. Cet indice prend en compte la qualité différente entre les sorties utiles. L'exergie de l'irradiation solaire est calculée à l'aide du modèle de Petela [154].

$$\eta_{tot} = \frac{Q_{heat} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_{fm}}\right) + P_{el}}{Q_s \cdot \left[1 - \frac{4}{3} \cdot \left(\frac{T_0}{T_{sun}}\right) + \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{T_0}{T_{sun}}\right)^4\right]} \quad (\text{II. 8})$$

Les niveaux de température des équations précédentes doivent être en unités Kelvin, la température de référence ( $T_0$ ) est égale à 298,15 K et la température du soleil ( $T_{sun}$ ) est égale à 5770 K.

Le rendement de référence ( $\eta_{ref}$ ) dépend du type de cellule PV et prend des valeurs proches de 15-20%. Le coefficient de dépendance à la température prend de petites valeurs avec la valeur de 0,005 K<sup>-1</sup> pour être typique. De plus, il est utile de préciser que la température de référence ( $T_{ref}$ ) est généralement choisie à 25°C et ces résultats concernent un ensoleillement de 1000 W/m<sup>2</sup>.

L'utilisation d'un concentrateur est capable d'augmenter l'énergie solaire incidente sur la cellule PV et donc de plus grandes quantités d'électricité à produire. Cependant, dans les PV à concentration, l'utilisation d'un fluide caloporteur est extrêmement importante afin de ne pas fonctionner à des niveaux de température extrêmement élevés.

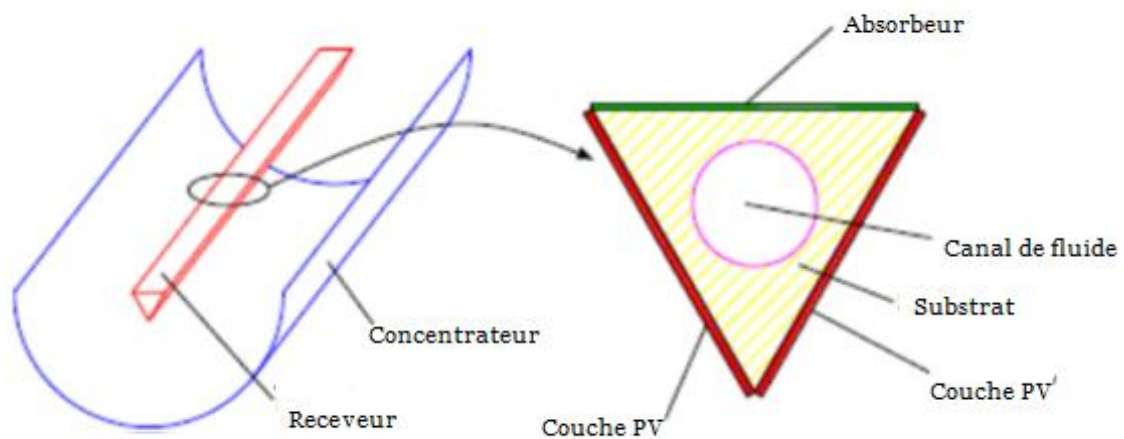
L'utilisation d'un réflecteur de forme cylindro-paraboliques permet de fonctionner dans des rapports de concentration élevée et de produire de grandes quantités d'électricité avec une petite surface de cellule PV. Cette conception est une configuration rentable car le coût plus élevé concerne le PV dans un système et non le matériau du réflecteur.

Il existe des articles de synthèse qui étudient les conceptions photovoltaïques thermiques à concentration (CPVT). Zhang et al. [155] ont effectué une revue en 2012 pour diverses conceptions photovoltaïques thermiques à concentration et ils ont suggéré l'utilisation d'un concentrateur

parabolique composé avec un système de suivi simple comme le meilleur choix. Sharaf et Orhan [156] ont mené une double étude avec de nombreux détails sur la conception du photovoltaïque thermique à concentration.

Recently, Kasaeian et al. [157] ont réalisé une revue du concentrateur de forme parabolique et des réflecteurs linéaires de Fresnel couplés au PVT. Ils ont déclaré qu'il est nécessaire d'examiner expérimentalement la concentration thermique photovoltaïque dans les systèmes à grande échelle. Il est évident qu'il existe un intérêt dans le domaine de la concentration thermique photovoltaïque et de nombreuses étapes doivent être franchies afin de commercialiser cette technique.

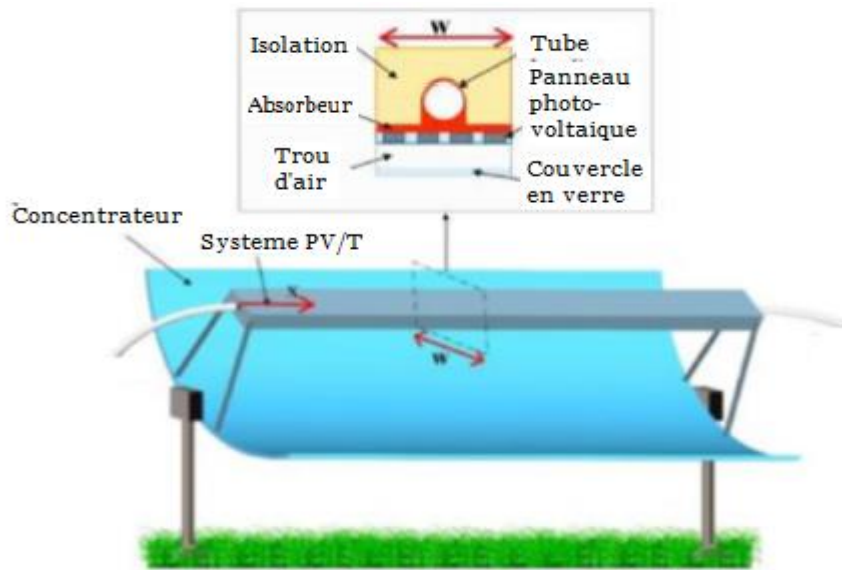
Il existe plusieurs conceptions avec des PV thermiques couplés à des concentrateurs collecteurs cylindro-paraboliques. La conception la plus courante comprend un absorbeur plat avec une cellule PV, tandis qu'il y a des canaux de refroidissement à l'arrière de la cellule PV. La conception du canal peut être tubulaire ou rectangulaire, tandis qu'il existe également d'autres conceptions avec des absorbeurs triangulaires.



**Figure II.28** Absorbeur triangulaire avec PV et canal de refroidissement tubulaire [125].

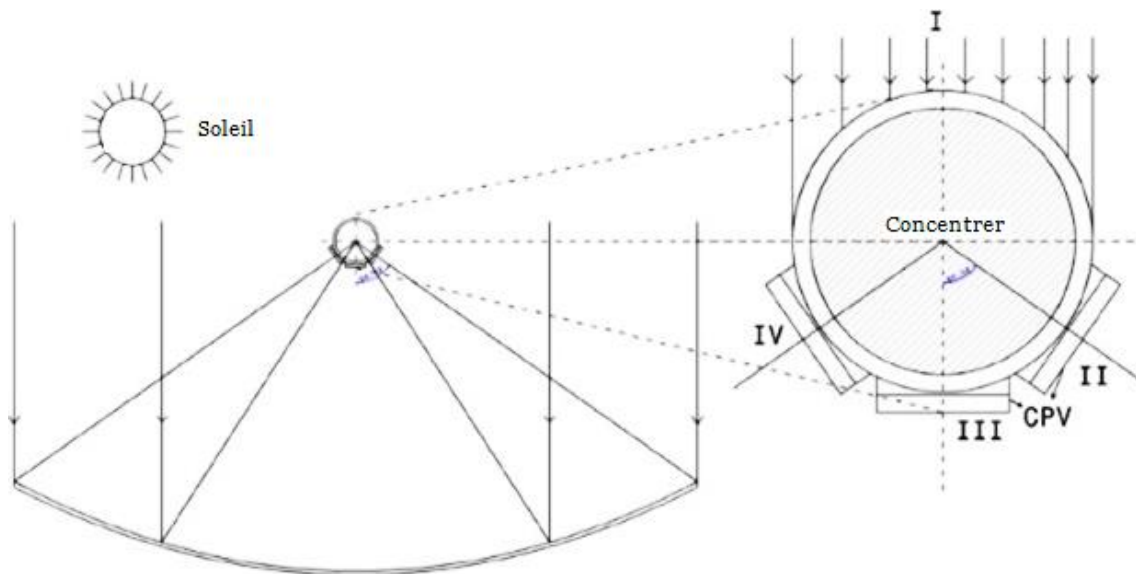
Li et al. [125] ont étudié un concentrateur collecteur à auge parabolique avec un absorbeur PV plat qui est donné sur la Fig.II.28 À l'arrière de la cellule PV, il y a un grand canal tubulaire avec des ailettes internes et de l'eau comme fluide de travail. Ils ont trouvé que le rendement électrique était proche de 10 % et le rendement thermique d'environ 50 % avec un réseau de cellules. De plus, ils ont trouvé que l'efficacité électrique était de 7,5% et l'efficacité thermique de 42,5% avec un générateur photovoltaïque en silicium à faible coût. Dans les résultats précédents, la température du fluide d'entrée était de 20°C, tandis que la sortie était de 29,6°C avec la cellule au silicium et de 33,9°C avec la cellule. De plus, l'utilisation d'une surface PV. Plane avec une vitre de protection a été étudiée par Yazdanifard et al. [158]. Elle est similaire à une PV thermique inversée avec un

concentrateur collecteur cylindro-parabolique. Ils ont constaté que l'utilisation du verre est bénéfique pour l'efficacité totale et thermique alors qu'elle réduit l'efficacité électrique.



**Figure II.29** CPVT avec absorbeur plat, canal de fluide tubulaire et verre de protection [158].

Généralement, ils ont trouvé environ 7 % d'efficacité électrique, 55 % d'efficacité thermique, 62 % d'efficacité totale et 9,6 % d'efficacité exégétique pour un fonctionnement à une température d'entrée de 25°C avec de l'eau/nano-fluide  $\text{TiO}_2$ . Ils ont également étudié l'utilisation de nano-fluide eau/ $\text{TiO}_2$  et ont découvert qu'il est capable d'améliorer l'efficacité électrique jusqu'à 0,5 % et l'efficacité thermique jusqu'à 4 % en régime d'écoulement laminaire.



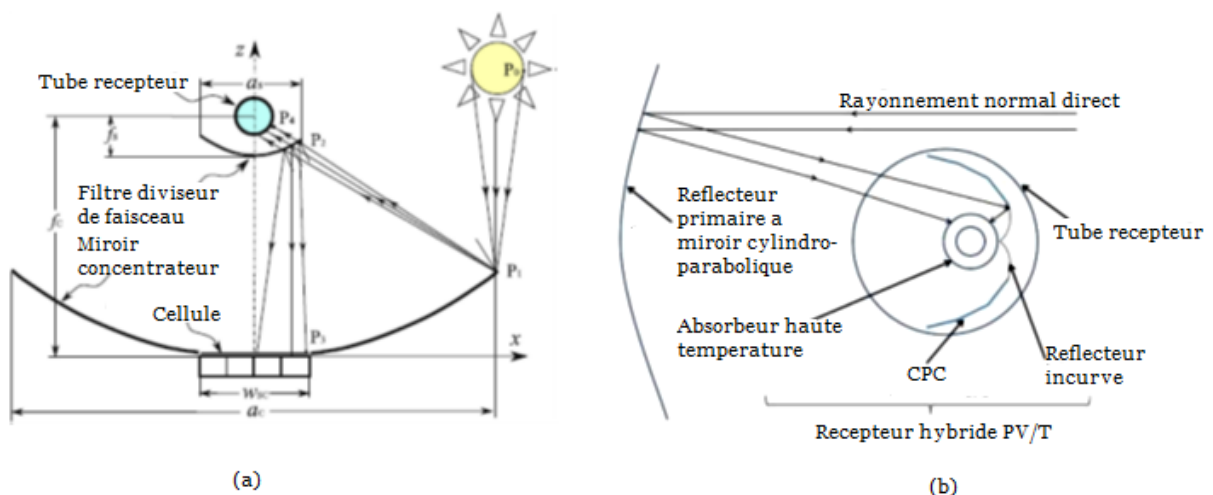
**Figure II.30** Absorbeur tubulaire avec panneaux PV dans la partie inférieure extérieure [159].

Srivastava et Reddy [159] ont examiné diverses configurations avec des cellules photovoltaïques dans la surface extérieure du tube absorbeur, dans un collecteur cylindro-parabolique classique. Ils ont également étudié l'effet du nano-fluide eau/ $\text{Al}_2\text{O}_3$  sur les résultats. Ils ont constaté que ce collecteur présente un rendement électrique de 19 % et un rendement thermique de 70 % pour une température d'entrée égale à  $27^\circ\text{C}$ , alors qu'ils ont déclaré que le nano-fluide améliore le rendement électrique de 0,6 %.

De plus, il existe des conceptions extrêmement alternatives dans la littérature sur le photovoltaïque thermique à concentration. Jiang et al. [160] ont étudié un système à deux étages, tel qu'il est donné sur la Fig.II.31 (a). Ils ont utilisé un concentrateur secondaire de forme parabolique qui réfléchit partiellement les rayons solaires, en utilisant un filtrage optique approprié.

Les cellules PV sont situées dans la partie basse du concentrateur principal. Ils ont constaté que la chaleur inutile pour la cellule PV peut être réduite jusqu'à 20,7%, alors qu'au total, il y a une augmentation de 10% de l'énergie solaire utilisée par le récepteur. Ils ont également déclaré que l'efficacité optique du système était de 76,4 %. Widyolar et al. [161] ont étudié un double étage photovoltaïque à concentration thermique avec un concentrateur parabolique primaire et un collecteur concentrateur cylindro-parabolique composé secondaire.

La plus grande partie des cellules photovoltaïques à gaz réflecteur secondaire et l'ensemble du système sont données à la Fig. II.31 (b). Ils ont découvert que cette conception est capable de produire 8 % d'efficacité électrique et 37 % d'efficacité thermique à  $365^\circ\text{C}$  avec le Therminol VP-1.



**Figure II.31** (a). CPVT à deux étages avec deux concentrateurs cylindro-parabolique (b). CPVT à deux étages avec cellules PC dans le concentrateur cylindro-parabolique composé secondaire

[160].

## **II.7 Programmes de simulation utilisés pour la conception et l'analyse des systèmes cylindro-paraboliques**

Logiciels de simulation de modèles et techniques mathématiques sont très utiles lors de l'analyse des systèmes physiques, en particulier dans notre enquête pour les systèmes de collecteurs cylindro paraboliques solaires. Différents types de modèles logiciels et de méthodes de test de collecteurs solaires ont été développés depuis 1981. Ils peuvent être distingués par leurs modèles mathématiques particuliers ou leurs techniques de suivi. De nombreux programmes utilisés pour concevoir, simuler et étudier les différents composants du collecteur cylindro-paraboliques, récepteurs concentrateurs, la structure et d'autres composants. Les différents logiciels ont utilisé une variété d'applications dans différents sujets de discussion de recherche tels que, les centrales cylindro paraboliques, analyse de conception du collecteur cylindro-parabolique, analyse de la conception du récepteur cylindro-paraboliques, l'évaluation et le contrôle des systèmes de suivi, de simulation des systèmes de refroidissement, analyse thermique du fluide de travail, les effets du rayonnement solaire, les effets du vent, évaluation économique, les performances du capteur cylindro-parabolique, ainsi que d'autres applications de recherche.

Boukélia et al. [162] ont utilisé SAM (Solar Advisor Model) pour concevoir et optimiser une centrale solaire. Al maliki et al. [163] ont utilisé APROS modèles pour la conception d'une centrale cylindro-parabolique. Borunda et al. [164] ont utilisé TRNSYS pour simuler les performances de la centrale solaire. Boukélia et al. [165] ont utilisé SAM et TRNSYS pour l'optimisation, la sélection et l'étude de faisabilité de centrales solaires paraboliques pour les conditions algériennes. Trad et Ali [166] ont utilisé Thermoflex pour étudier le calcul des matrices d'efficacité des blocs de puissance. Biencinto et al. [167] ont utilisé TRNSYS et Meteonorm pour afficher le modèle de performance et la comparaison du rendement annuel de cylindro-paraboliques centrales solaires thermiques avec l'azote ou de l'huile synthétique comme fluide de transfert de chaleur. Il a montré que des productions annuelles nettes d'électricité similaires pouvaient être obtenues pour les deux.

Garcia-Barberena et al. [168] ont utilisé SimulCET pour analyser l'influence et la conception des stratégies opérationnelles dans les centrales cylindro-paraboliques et les résultats sont comparés avec les données pendant 12 jours expérimentés. Bonilla et al. [169] ont utilisé Matlab pour simuler l'étalonnage et la validation d'une centrale solaire thermique parabolique le 9 juillet 2001 et les valeurs de rendement optique sont proches de 63 % et le rendement optique maximal théorique atteint 75 %. Garcia-Zaaraoui et al. [170] ont utilisé TRNSYS pour étudier la performance technique et économique de la centrale électrique de collecteur cylindro parabolique sous climat algérien.

Schneider et al. [171] ont utilisé ANSYS pour concevoir différents modèles de miroirs. Zheng et al. [172] ont utilisé GAMBIT pour la création et le maillage du modèle géométrique du collecteur cylindro-parabolique. Sanchez et Rosengarten [173] ont utilisé le Zemax Ray tracing pour dimensionner et positionner l'absorbeur du capteur solaire. Meiser et al. [174] ont utilisé ANSYS pour évaluer la charge de gravité sur la forme du miroir. King et al. [175] ont utilisé la cartographie photogrammétrique pour mesurer la position et la forme de grands segments de miroir pour les capteurs solaires.

Tsai et al. [176] ont utilisé des simulations ZEMAX / SolidWorks Flow pour optimiser le réflecteur cylindro-parabolique à foyer variable du système de concentrateur solaire thermique. Abbas et al. [177] ont utilisé le code Monte Carlo Ray Trace pour comparer l'efficacité énergétique et la carte d'intensité de flux au niveau du récepteur. Habib et al. [178] ont utilisé ANSYS® Fluent pour montrer un modèle numérique de longs récepteurs solaires thermiques. Song [179] ont utilisé ANSYS Fluent et Matlab une étude numérique du récepteur cylindro-parabolique. Wu et al. [180] ont utilisé Monte Carlo Ray Code Trace, logiciel FLUENT et ANSYS établi pour étudier l'analyse de la fiabilité structurelle des récepteurs cylindro-paraboliques autour du tube en acier inoxydable, et a constaté que la déviation du tube en acier inoxydable est légèrement dépendante de la contrainte thermique et fortement dépendante du support structure du système. Cela a égalisé le profil de température de l'absorbeur dans les directions longitudinale et circonférentielle.

Akbarimoosavi et Yaghoubi [181] ont utilisés ANSYS pour l'analyse de l'absorbeur tube cylindro-parabolique et l'effet de déviation du tube et sur l'efficacité optique. Zavattoni et al. [182] ont utilisé ANSYS pour examiner l'aptitude de la cavité de réception pour un récepteur d'énergie solaire à concentration cylindro-parabolique. Muñoz et al. [183] ont employé le modèle dynamique des fluides à l'analyse des tubes à ailettes en hélice interne pour la conception des miroirs cylindro-paraboliques. Daniel et al. [184] ont utilisé Matlab R14 à l'investigation numérique des performances du récepteur cylindro-parabolique avec la coquille extérieure sous vide récepteur cylindro-parabolique.

Zhao et al. [185] ont utilisé le Monte Carlo Ray Trace (MCRT) pour étudier les effets des erreurs d'installation et des erreurs de suivi. Bouvier et al. [186] ont utilisé Labview et Matlab pour contrôler les actionneurs et acquérir des données. Bakos et al. [187] ont utilisé Visual C ++ langage de programmation pour un système de suivi de collecteur cylindro-parabolique.

Fadar et al. [188] ont utilisé Tri-Diagonal matrice Algorithm (TDMA) et FORTRAN pour simuler le comportement du système de refroidissement d'adsorption de collecteur cylindro-parabolique. Mazloumi et al. [189] ont utilisé la simulation TranSys pour étudier le bromure de lithium solaire, un système de refroidissement par absorption de l'eau avec le collecteur cylindro-parabolique.

Bellos et al. [146] ont utilisé SolidWorks Flow pour étudier l'amélioration de l'efficacité thermique en utilisant des nano fluides et ont examiné environ trois fluides de travaux différents (huile thermique, de l'huile thermique avec des nanoparticules et de l'eau sous pression) afin d'examiner l'efficacité du transfert de chaleur de chacun. Hoffmann et al. [190] ont utilisé le Code ATHLET pour enquêter sur des coups sévères. Liu et al. [191] ont utilisé FLUENT pour résoudre les équations d'optimisation pour obtenir la vitesse et la température du fluide.

Ghasemi et Ranjbar [142] ont utilisé GAMBIT pour créer un modèle géométrique et un maillage de fluide caloporteur. Mwesigye et al. [192] ont utilisé la procédure à lancer de rayons Monte-Carlo pour obtenir le profil de flux de chaleur réel sur le tube absorbant du récepteur. Khanna et al. [125] ont utilisé le logiciel Computational Fluid Dynamics pour calculer la température du tube absorbeur et étudier l'utilisation d'un tube absorbeur bimétallique pour réduire le gradient de température sur la circonférence du tube, étudier également les effets des épaisseurs et du matériau utilisé sur le gradient de température.

Wang et al. [193] ont utilisé un code de dynamique des fluides numérique basé sur le FORTRAN 90 pour résoudre les cas de modélisation de transfert de chaleur. Mwesigye et al. [194] ont utilisé ANSYS FLUENT pour résoudre les équations de transfert de chaleur et de génération d'entropies. Sahin et al. [195] SolidWorks utilisés, Gambit et ANSYS Fluent pour étudier l'agrandissement de transfert de chaleur dans un nouveau type d'échangeur de chaleur utilisant des systèmes solaires cylindro-paraboliques. Mwesigye et al. [145] ont utilisé SolTrace pour étudier l'optimisation thermodynamique de la performance d'un récepteur cylindro-parabolique à l'aide d'huile synthétique  $Al_2O_3$  nano fluide. Li et al. [196] ont utilisé ANSYS Fluent pour étudier la convection mixte turbulente dans un tube récepteur solaire parabolique. Zadeh et al. [197] ont utilisé Matlab, Gambit et Fluent pour étudier l'analyse thermique du récepteur. Fernandez-Garcia et al. [198] ont utilisé Gambit et Fluent pour étudier la performance thermique des différents collecteur cylindro-paraboliques de petite taille. Caron et Röger [199] ont utilisé Matlab pour identifier les mécanismes de perte de chaleur.

Mwesigye et al. [200] ont utilisé ANSYS Fluent et SolTrace pour étudier le transfert de chaleur et le rendement thermodynamique d'un récepteur cylindro-parabolique avec des inserts en tôle perforée centralement placés. Il a été découvert que dans une certaine plage de certains paramètres, l'efficacité thermique augmentait de 1,2 à 8 %. Le modèle est adapté pour calculer l'efficacité thermique et les pertes thermiques pour différentes conditions de fonctionnement.

Lobon et al. [201] ont utilisé la modélisation dynamique des fluides pour étudier la dynamique du fluide polyphasique dans cylindro-parabolique. Wu et al. [202] ont utilisé le code MCRT et le logiciel FLUENT pour la modélisation du transfert de chaleur couplé. Ghadirijafarbeigloo et al.

[203] ont utilisé le code Soltrace pour simuler un transfert de chaleur et l'écoulement turbulent de dans le tube récepteur de concentrateur solaire cylindro-parabolique avec des inserts de bande torsadée persiennes. Kalogirou [204] étudié un modèle thermique de détails d'un récepteur de collecteur cylindro-parabolique. Le modèle a été validé en utilisant les performances connues des collecteurs des laboratoires nationaux de Sandia et, l'appariement des résultats a été très satisfaisant.

Cheng et al. [130] ont utilisé Gambit pour améliorer le transfert de chaleur par des générateurs de vortex longitudinaux unilatéraux, qui se trouvent à l'intérieur du récepteur solaire cylindro-parabolique. Gong et al. [205] ont utilisé le programme Matlab pour calculer la perte de chaleur majeure du récepteur à travers l'enveloppe de verre, puis ont analysé systématiquement les principaux facteurs d'influence de la perte de chaleur.

Mwesigye et al. [206] ont utilisé ANSYS FLUENT et SolTrace pour étudier l'influence des erreurs optiques sur la performance thermique du collecteur cylindro-parabolique, Ils ont également montré l'effet significatif d'erreurs de pente et les erreurs de spécularité de la distribution de flux de chaleur sur le tube récepteur et le facteur d'interception. Wang et al. [147] ont utilisé SolTRACE pour obtenir la répartition du flux d'énergie solaire sur la surface extérieure de l'absorbeur. Sharma et al. [207] ont utilisé SAM et PVSyst. pour identifier des combinaisons optimales de conception pour DNI, plusieurs solaires et les heures de stockage pour les centrales cylindro-paraboliques. Wang et al. [208] ont utilisé SolTrace pour calculer le flux d'énergie solaire. Maccari et al. [209] ont utilisé LabView pour étudier un profilomètre optique pour la caractérisation des concentrateurs solaires cylindro-paraboliques.

André et al. [210] ont utilisé XFlow pour étudier les charges dues au vent sur un collecteur cylindro-parabolique. Zhang et al. [211] ont utilisé la dynamique des fluides computationnelle pour optimiser l'effet de l'espace miroir sur la charge de vent. Paetzold et al. [212] ont utilisé ANSYS CFX 15.0 pour optimiser les charges de vent et les pertes de chaleur. Fu et al. [113] ont utilisé SolidWorks et ANSYS CFX pour analyser l'interaction vent-structure, optimiser le poids de la structure de support cylindro parabolique et améliorer de la rigidité basée sur l'utilisation d'une combinaison de taille de section transversale pour les poutres dans la boîte de couple et la poutre en porte-à-faux qui contribuent le plus au poids de la cylindro-parabole à travers la structure de support. Paetzold et al. [213] ont utilisé ANSYS CFX pour l'analyse technique du vent de collecteurs solaires cylindro-paraboliques. Ashouri et al. [214] ont utilisé Matlab et Solveur d'équations d'ingénierie (EES) pour présenter une étude sur l'évaluation d'un cycle technico-économique d'un Kalina entraîné par un collecteur solaire cylindro-parabolique après la variation de différents paramètres. Il a été constaté que le changement de fraction massique d'ammoniac a le plus d'effet sur l'efficacité exergetique,

La fraction solaire et le coût actualisé de l'électricité. Poghosyan et al. [215] ont utilisé un logiciel (SAM) pour l'évaluation technico-économique de la substitution du fluide caloporteur. Mokheimer et al. [216] ont utilisé l'EES pour une analyse détaillée des coûts du champ solaire.

Kasaeian et al. [217] ont utilisé Matlab pour étudier l'évaluation de la performance du collecteur cylindro-parabolique. Zaversky et al. [218] ont utilisé SimulCET pour divers paramètres de la réflectance du miroir collecteur, du facteur de propreté du miroir, de la transmittance du tube de verre, de l'absorbance du tube récepteur et des caractéristiques de perte de chaleur du tube récepteur.

## II.8 Comparaisons des différentes centrales solaires à concentration

Le tableau II.1 liste les quatre formes principales de centrales solaires concentrées. Il existe une distinction entre des concentrateurs de points, qui ont deux degrés de liberté (hauteur solaire et azimut), et des concentrateurs linéaires, qui ont un degré de liberté.

Le Tableau II.1 résume les principales caractéristiques des différentes technologies de procédés solaires à concentration.

	Cylindro-parabolique		Linéaire Fresnel		Central à tour		Concentrateur parabolique	
<b>Puissance (MW)</b>	10-200		10-200		10-150		0.01-0.4	
<b>Concentration</b>	70-80		25-100		300-1000		1000-3000	
<b>Température opératoire (°C)</b>	200-500		200-500		600-1000		600-1000	
<b>Rendement max. solaire (%)</b>	21 (e)		20 (p)		20 (e)	35 (p)	29 (e)	
<b>Rendement solaire annuel (%)</b>	10-15 (e)	17-18 (p)	9-11 (p)		8-10 (e)	15-25 (p)	16-18 (e)	18-23 (p)
<b>Rendement cycle thermique (%)</b>	30-40 ST		30-40 ST		30-40 ST	45-55 CC	30-40 St	45-55 GT
<b>Facteur de capacité (%)</b>	24 (e)	25-70 (p)	25-70 (p)		25-70 (p)		25 (p)	
<b>Surface utilisée au sol (m<sup>2</sup> MWh<sup>-1</sup> an<sup>-1</sup>)</b>	6-8		4-6		8-12		8-12	

(e) : expérimente ; (p) : prototype ; ST : turbine à vapeur ; St : Stirling ; CC : cycle combiné ; GT : turbine à gaz.

Rendement solaire : puissance électrique générée / puissance incidente ;

facteur de capacité : nombre d'heures de fonctionnement par an / 8760 (nombre d'heures total par an).

Les concentrateurs de point comprennent des centrales électriques à concentration parabolique et des centrales électriques à tour. Les concentrateurs linéaires comprennent des centrales cylindro-paraboliques et les centrales LFR.

### **II.8.1 Avantages et inconvénients des systèmes à concentration**

➤ Avantages

- Écologiquement durable,
- Flexible et disponible à la demande,
- Facilement intégré au réseau électrique
- Crée des emplois et stimule l'économie nationale,
- Propre, fiable et utilise une énergie renouvelable domestique,
- Utilise un minimum d'eaux lorsqu'il est associé à un refroidissement à sec,
- Corresponds étroitement à la demande lorsqu'il est intégré au stockage thermique,
- Génère de l'électricité pendant la journée lorsque la charge de la climatisation est élevée,
- Réduit les émissions de carbone et améliore la qualité de l'air pour les communautés locales,
- Peut-être situé dans des endroits non agricoles et inhospitaliers comme les déserts et les sites stériles,
- Utilise une technique établie comme des miroirs, des turbines, des tubes, des générateurs électriques, etc,
- Les centrales électriques de jour fonctionnant de manière propre contribuent à compléter les autres sources primaires de production d'électricité,
- Bien adapté à une utilisation en configuration hybride avec des centrales à combustibles fossiles, en particulier des centrales à cycle combiné au gaz naturel.

➤ Inconvénients

- Moins fiable pendant la nuit et les jours nuageux,
- Coûteux à installer dans les régions éloignées,
- Prends plus de temps pour s'autofinancer,
- Nécessite une maintenance continue,
- Ne peut pas être utilisé de manière économique dans une cour arrière pour alimenter une maison.

### A. Miroirs cylindro-paraboliques

Le rayonnement solaire est converti en énergie thermique par un miroir cylindro-parabolique. Le miroir réfléchit le rayonnement solaire sur un collecteur de tube à vide placé dans l'axe du miroir (appelé aussi tube Dewar). Pendant la journée, un actionneur électrique alimenté amène les miroirs à suivre la direction de la lumière. Le fluide caloporteur dans le capteur tubulaire varie avec la température de chauffe. Pour des températures comprises entre 200 et 500°C, on utilise une combinaison d'eau déminéralisée, d'huiles synthétiques ou de sels fondus. Ce fluide de transfert de chaleur transfère de la chaleur à l'eau à travers un échangeur de chaleur, ce qui permet d'obtenir de la vapeur surchauffée. Cette vapeur alimente une turbine à vapeur classique, qui génère de l'électricité à partir d'un générateur.

#### ➤ Avantages

- Rendement net de 15% ;
- Systèmes modulaires ;
- Besoins en matériaux peu élevés ;
- Capacité de stockage ;
- Hybridation avec des centrales électriques conventionnelles a été établie.

#### ➤ Inconvénients

- Dissipation de chaleur importante au niveau du champ de miroirs ;
- Fluide caloporteur utilisés non idéaux, problème du fait de la longueur des canalisations traversant le champ.

### B. Réflecteur linéaire de Fresnel

Le principe d'un concentrateur de Fresnel est basée sur ses miroirs plans (plats), appelés " réflecteurs compacts linéaires ". L'un quelconque de ces miroirs tournera en synchronisme avec la direction du soleil pour dévier et focaliser en continu les rayons solaires dans un tube d'absorbeur. Lors de la rotation dans ce canal horizontal, un fluide caloporteur est chauffé à 270°C cette énergie est transmise à un circuit d'eau, où elle génère de la vapeur, qui stimule une turbine, qui génère de l'électricité.

➤ Avantages

- Matériaux facilement obtenus ;
- Coûts de fabrication plus faible que pour les systèmes cylindro-paraboliques ;
- Superficie de terrain nécessaire moins importante que pour les miroirs cylindro-paraboliques (pour une production électrique donnée) ;
- Fluide caloporteur utilisé : eau -> possible de produire de la vapeur directement, ce qui entraîne des pertes plus faibles lors du transport entre le champ de capteurs et la turbine à vapeur ;
- Fonctionnement hybride possible (en combinaison avec une centrale électrique conventionnelle à gaz ou à charbon.

➤ Inconvénients

- Les coûts d'investissement et de fonctionnement n'ont pas encore fait leur preuve sur le plan commercial ;
- Rendement inférieur autour de 9%, inférieur à celui des systèmes CSP ;
- La combinaison avec le stockage thermique compliquée.

C. Tour solaire

L'idée est simple : l'utilisation de miroirs appelés héliostats pour guider les rayons du soleil sur la partie supérieure d'une tour contenant un liquide de capture de chaleur. Cette substance peut être de l'eau ou du sel fondu avec une capacité calorifique élevée. Après cela, il peut être stocké ou utilisé pour chauffer de l'eau. Chaque héliostat est incliné de telle sorte que les rayons du soleil frappent la partie supérieure de la tour contenant le fluide caloporteur.

D. Capteur solaire parabolique

Le miroir parabolique réfléchit les rayons du soleil en un point de convergence, où la lumière solaire est absorbée et amène le récepteur à chauffer. Le récepteur en question est un moteur Stirling, qui fonctionne en augmentant la température et la pression d'un gaz contenu dans une enceinte fermée. Ce moteur transforme l'énergie solaire thermique en énergie mécanique, qui est ensuite convertie en électricité. Tout au long du jour, le socle de la parabole est naturellement engrené vers le soleil afin de suivre sa direction et, par conséquent, profiter de la plus grande lumière solaire.

➤ Avantages

- Rendement de 30% ;
- Aucun besoin en eau pour le refroidissement ;
- Système aérien ;
- Fabrication et production en série à partir des pièces existantes ;
- Stockage ayant une grande efficacité pour centrale de grande taille.

➤ Inconvénients

- Aucune centrale existante ;
- Capteurs hybrides non développés ;
- Aucun coût de production connu ;
- Potentiel faible de distribution pour l'intégration au réseau.

### **II.8.2 Coût de l'électricité des CSP**

Selon un rapport publié par *Transparency Market Research*, le marché mondial des CSP croît rapidement pour atteindre 8,67 milliards de dollars d'ici 2020 après avoir été enregistré autour de 2,51 milliards de dollars à la fin de 2013. Le rapport estime en outre que le marché mondial des CPS devrait progresser à un taux de croissance annuel composé (TCAC) de 19,4% entre 2014 et 2020 en valeur et de 20,3% TCAC pour la même période de prévision en matière de volume.

Un déploiement commercial important des centrales CSP a eu lieu depuis 2000, atteignant une puissance installée totale d'environ 5 MW au mi-2017. Une base de données contenant des informations sur toutes les usines CSP existantes dans le monde se trouve dans la Réf. [100].

L'Espagne a joué un rôle important dans ce déploiement commercial, avec 50 usines commerciales en fonctionnement de routine et une capacité totale installée de 2,3 GWe. Des informations détaillées sur les usines CSP situées en Espagne sont données dans la Réf. [101]. Cependant, le très faible coût déjà atteint par les grandes centrales photovoltaïques (environ 0,03 \$ (kWh)<sup>-1</sup> dans les pays ensoleillés) est actuellement un obstacle important pour poursuivre ce déploiement commercial, car le coût nivelé de l'électricité produite par les centrales CSP est en de l'ordre d'environ 0,1 \$ (kWh)<sup>-1</sup> pour des conditions solaires similaires. Cependant, les centrales CSP ne doivent pas être considérées comme des concurrents des centrales photovoltaïques, mais comme un complément pour fournir de l'électricité non seulement pendant les heures d'ensoleillement,

mais aussi la nuit lorsque le rayonnement solaire n'est pas disponible. Cette capacité à stocker l'énergie thermique est le principal avantage des centrales CSP [102].

Ce haut degré de dispatchabilité des centrales CSP en fait un excellent complément pour les centrales photovoltaïques qui ne peuvent pas stocker une grande quantité d'électricité à un prix abordable. Ainsi, la mise en œuvre conjointe des centrales PV et CSP peut répondre à la demande d'électricité non seulement pendant les heures d'ensoleillement, mais aussi pendant la nuit. Le coût moyen de l'électricité d'une centrale hybride PV et CSP n'est pas aussi bas que l'électricité PV, mais il est abordable à environ 0,07 \$ (kwh)<sup>-1</sup> et est compétitif avec les centrales à combustibles fossiles. Ce coût est encore plus compétitif lorsque les principaux avantages des centrales CSP sont pris en compte [103].

Sur la base des dernières estimations de l'AIE [104], entre 39 et 109 euros et 57 × 109 euros (39 à 57 milliards) seront investis chaque année dans le développement des STE en moyenne chaque année entre 2015 et 2030, créant de 275 000 à 520 000 emplois. À l'échelle mondiale. Jusqu'à 150 000 emplois qualifiés seront disponibles en Europe au cours de ces 15 années [102] couvrant un large éventail d'activités directes liées à : (a) l'ingénierie, le développement et le financement, (b) la fabrication de composants : réflecteurs, récepteurs, etc. ... (c) les travaux de construction, de génie civil, d'installation et de mise en service, et (d) d'exploitation et de maintenance (E&M).

En plus des activités directes, l'industrie européenne des STE créeront dans ce cas également de nombreux emplois indirects : recherche, formation, transports, activités d'information et de communication, services de maintenance générale, etc. Les avantages qui ont été identifiés pour l'Europe peuvent également être extrapolés à d'autres continents car le contenu local élevé des usines CSP est un atout majeur. L'expérience espagnol a montré que la plupart des investissements nécessaires à la mise en œuvre des centrales CSP sont dépensés au niveau régional ou national, renforçant ainsi l'économie locale et réduisant la fuite des devises vers les économies étrangères.

Le Tableau II.2 un exemple du Coût de l'électricité avec CSP dans deux régions et technologies différents.

Nom	Localisation	Type	Coût (KWh)	Production	Remarques
<b>SEG 59</b>	Californie (Harper Lake)	Cylindro- parabolique	0.24 €	130 GWh/an	1.6 km <sup>2</sup> de centrale dont 0.48 km <sup>2</sup> de capteurs puissance crête : 80 MWe
<b>PS 20</b>	Espagne (Séville)	Tour solaire	0.27 €	48 GWh/an	0.8 km <sup>2</sup> dont 0.15 km <sup>2</sup> de panneaux de 120 m <sup>2</sup>

## II.9 Exploitation de la technologie de CSP en Algérie et dans le monde

La capacité installée mondiale des centrales CSP au cours des 10 dernières années est passée de 3,55 GW en 2005 à près de 5 GW à la fin de 2015, ce qui en fait une technique établie sur les marchés développés et émergents. Selon le *CSP Today markets forecast Report*, l'installation mondiale du CSP diminuera temporairement en 2016, mais l'activité reprendra en 2017 avec 1,2 GW de nouvelle capacité installée devant être mis en service. En 2018, la croissance sera encore plus forte, en partie grâce aux grands projets prévus en Égypte, au Koweït et en Tunisie. En outre, l'activité CSP augmente rapidement pour atteindre environ 14,5 GW à différents stades de développement dans 20 pays du monde. Le rapport prédit que la croissance de la capacité de CSP mondiale passera des 4,7 GW actuels (en 2015) pour atteindre une capacité comprise entre 10 et 22 GW d'ici 2025 en considérant des scénarios pessimistes, conservateurs et optimistes dans cet ordre.

De nouveaux marchés de la technique CSP émergent dans la plupart des continents et des endroits où le soleil est abondant et le ciel est clair, comme l'Afrique du Nord, l'Afrique du Sud, les Amériques, l'Australie, la Chine, l'Inde et le Moyen-Orient. L'Espagne, en janvier 2014, avait une capacité totale de CSP de 2,3 GW, ce qui en fait le plus grand pays à installer des centrales CSP. En 2013, Abu Dabi a installé *Shams-I*, l'un des plus grands projets CSP au monde. Aux États-Unis, le ministère de l'Énergie et des partenaires industriels engagés ont connecté les cinq centrales CSP les plus innovantes au réseau en 2013. Ces cinq centrales d'une capacité totale de 3,73 GW vont quadrupler la capacité préexistante du CSP aux États-Unis. L'électricité produite par une centrale CSP est généralement appelée «électricité solaire thermique (STE)». L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a prédit dans sa feuille de route STE publiée en 2014 [104] que les centrales STE seront probablement la technique dominante à l'avenir pour le Moyen-Orient (avec 40% de parts de marché) et les pays africains (26% des parts de marché) et ils joueront un rôle important dans d'autres régions (par exemple, 18% de parts de marché aux États-Unis) d'ici 2050. Cette prévision est basée non seulement sur l'énorme potentiel du rayonnement solaire mais aussi sur les nombreux avantages socio-économiques que les usines CSP ont pour les économies locales [105].

La feuille de route technologique 2014 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que la part de l'électricité solaire thermique mondiale atteindra 11% d'ici 2050. La feuille de route prévoit également que la réalisation de 1000 GW de capacité CSP installée d'ici 2050 permettrait d'éviter des émissions allant jusqu'à 2,1 Gt (Gigatonnes) de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) par an. *NREL* a maintenu une base de données des projets CSP dans le monde en collaboration avec *SolarPaces* (systèmes d'énergie solaire et d'énergie chimique) qui est un programme international de l'IEA.

Les projets CSP sont classés en usine qui sont soit opérationnelles, en construction ou en développement. Les profils des centrales comprennent également des informations sur le type de technologies utilisées pour la production d'électricité, des informations générales, une liste des participants au projet et des données sur la configuration de la centrale électrique. Les systèmes de production d'électricité solaire thermique se composent de quatre types de technologies CSP, notamment les systèmes cylindro-paraboliques, de Tour solaire, de réflecteur de Fresnel linéaire et de systèmes paraboliques / moteurs.

Les pays du monde entier ont un total de 126 projets CSP. Ces projets comprennent 90 projets opérationnels, 9 en construction et 9 en développement. Sur le total des projets CSP, 93 appartiennent à cylindro-paraboliques, 21 sont des Tours solaire, 12 sont du type réflecteur Fresnel et 2 sont des projets de parabole / moteurs.

Le Tableau II.3 Statistique des projets CSP.

Nombre de pays avec CSP	20
Projet CSP total	126
Nombre de Cylindro-parabolique	90
Nombre de Tour solaire	21
Nombre de linéaire Fresnel	12
Nombre de Concentrateur parabolique	2

Le Tableau II.4 Usines CSP dans le monde.

Nom du pays	Nombre de centrales CSP	Nom du pays	Nombre de centrales CSP
Algérie	1	Australie	4
Canada	1	Chili	2
Chine	4	Égypte	1
France	3	Allemagne	1
Inde	9	Iran	1
Mexique	1	Italie	3
Afrique du sud	7	Maroc	7
Thaïlande	1	Espagne	50
Émirats arabes unis	1	Turquie	1
États unis	26	Palestine	2

## II.10 Conclusion

L'électricité produite par les centrales CSP, appelée « électricité solaire thermique (STE) », sera probablement la technique dominante à l'avenir, vu l'énorme potentiel du rayonnement solaire mais aussi les nombreux avantages socio-économiques qu'offrent les usines CSP pour les économies locales. La technologie cylindro-parabolique est la technologie la plus dominante des CSP. Les systèmes cylindro-parabolique solaire présentent de nombreux avantages tels qu'une

puissance élevée, un rendement élevé, une modularité et une polyvalence. Ils sont également résistants aux effets de l'humidité et ont une longue durée de vie. De plus, de nombreuses pièces du système peuvent être fabriquées par des fabricants locaux. Leur faible coût de construction incite les développeurs et les investisseurs à investir dans la technique de l'auge parabolique solaire pour réduire le coût en capital d'une station CSP.

Le collecteur cylindro-parabolique concentre le rayonnement solaire réfléchi le long d'une ligne sur toute la longueur de l'auge. Afin de collecter cette chaleur, un tuyau, appelé récepteur, est positionné sur la longueur de l'auge au niveau de son foyer et un fluide de collecte de chaleur est pompé à travers celui-ci. Le tube récepteur est conçu pour absorber la majeure partie de l'énergie concentrée dessus pour chauffer le fluide passant à une température plus élevée.

Les études portant sur les cylindro-paraboliques indiquent que les améliorations de performances du capteur ne sont pas si grandes et elles sont rangées de 0,5% à 2%. L'utilisation d'ailettes internes et de tubes convergents divergents sont les techniques les plus efficaces. Les nano-fluides conduisent à des améliorations inférieures par rapport aux modifications géométriques.

La combinaison de nano-fluides avec des modifications géométriques semblent être la meilleure technique. Concernant les limites des études examinées, il est important de préciser que l'augmentation de la chute de pression est quelque chose qui doit être prise en considération. Cependant, il a été constaté que la demande de travail de pompage plus élevée due à l'augmentation de la chute de pression n'est pas en mesure d'éliminer l'amélioration du transfert de chaleur et que les performances globales du collecteur sont améliorées avec les turbulateurs et les nano-fluides.

Il est remarquable que les inserts de débit soient associés aux plus fortes augmentations de la perte de charge. Une autre limitation des idées examinées est l'augmentation des coûts qui est plus intense dans les nano-fluides. De plus, les nano-fluides présentent des inconvénients supplémentaires qui sont liés aux problèmes de stabilité, de toxicité, d'érosion mécanique et chimique. Ainsi, l'évaluation de la sélection finale des techniques d'amélioration thermique doit prendre en considération à la fois les améliorations thermiques et les limitations

## **Chapitre III**

### **Estimation Et premières exploitation de l'énergie solaire à M'sila**

### III.1 Introduction

Le présent chapitre vise à évaluer le potentiel d'énergie solaire d'une région interne de l'Algérie appelée M'Sila et à déterminer quelle technologie est adéquate pour exploiter son potentiel solaire pour la production d'électricité parmi celles actuellement existantes sur le marché (PV et CSP). Cette évaluation est basée sur des données collectées à la station météo de M'Sila pendant un an et sur le site de la NASA (National Aeronautics and Space Administration) [98] pendant 34 ans de 1984 à 2017.

Il est important de connaître le meilleur angle d'inclinaison des panneaux solaires afin d'utiliser au mieux l'énergie provenant du soleil. Dans ce chapitre, nous avons développé un logiciel utilisant le langage de programmation MATLAB GUIs (également connu sous le nom d'interfaces utilisateur graphique ou GUIs) pour l'estimation du rayonnement solaire pour différents types de ciel en Algérie. Le logiciel contient une base de données de toutes les régions d'Algérie est présentée avec ses caractéristiques telles que la latitude, la longitude et l'altitude. Nous citons le modèle de Perrin de Brichambaut, et celui de Lui & Jordon, Hay & Davies, Klucher et Reindl. Le programme nous donne la possibilité de comparer les valeurs estimées par les modèles théoriques et les valeurs mesurées par la station météorologique de la région de m'sila ; nous avons trouvé un bon accord.

### III.2 Évaluation du potentiel d'énergie solaire à M'sila

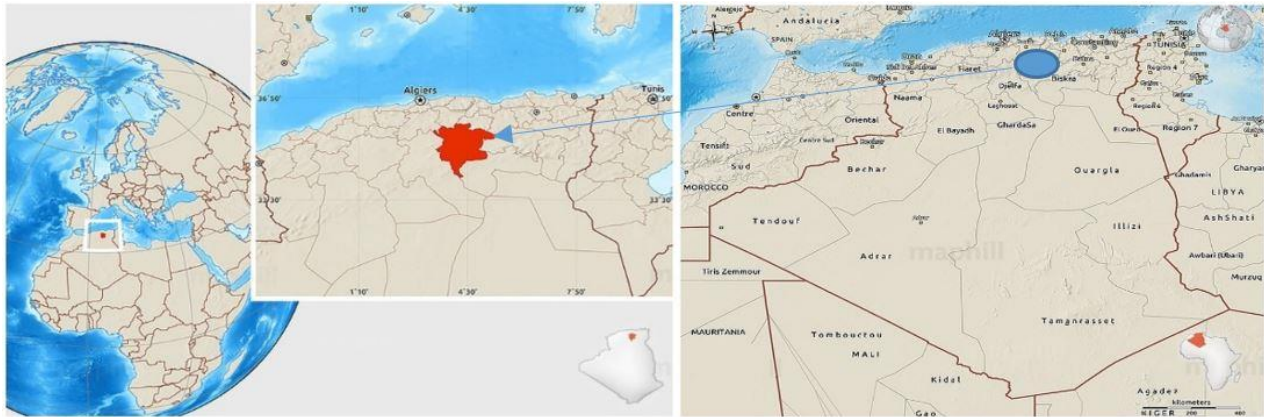
#### III.2.1 Paramètres d'étude

##### III.2.1.1 Emplacement du site

M'sila est la 28 parmi les 58 subdivisions administratives algériennes, situé au nord du pays (région centrale de mise en relief) au niveau des grilles du Sahara, comme représenté sur la figure IV.1, Elle couvre une zone de 18,175 km<sup>2</sup> pour une population estimée à 1,210,952 habitants. [99] M'sila est une région semi-aride. Mais, en raison du réchauffement global du fait que la terre subite, son climat est devenu aride ces les dernières années [29]. La région d'étude (Wilaya de M'sila) s'étend sur la zone des hauts plateaux entre les deux chaînes de montagnes qui sont l'Atlas Tellien et l'Atlas Saharien (Figure III.1). M'sila se situe à une altitude de 441 m au-dessus du niveau de la mer. [48].

Le Tableau III.1 regroupe les caractéristiques géographiques de la Wilaya de M'sila.

Latitude	35° 42'07''
Longitude	4° 32'43''
Altitude	441 m



**Figure III.1** Localisation de la Wilaya de M'Sila [30-31].

### III.2.1.2 Données

Les données météorologiques (rayonnement solaire et température) sont essentielles pour tout projet visant à exploiter l'énergie solaire. Dans la présente étude, le rayonnement solaire global quotidien incident sur une surface horizontale, la température quotidienne moyenne et la température quotidienne maximale à M'sila pendant 34 ans (de 1984 à 2017) sont utilisés. Ces données proviennent du site de la NASA. [98] Les données collectées par la station météo de M'sila pendant une année, du 1<sup>er</sup> novembre 2016 au 31 octobre 2017, sont également utilisées. À noter que cette station dispose d'une station automatique depuis octobre 2015.

### III.2.1.3 Indice de clarté $K_T$

L'indice de clarté est un paramètre sans dimension qui mesure la clarté de l'atmosphère. Il représente la fraction du rayonnement solaire qui traverse l'atmosphère et atteint la surface de la Terre sur une base instantanée, horaire, quotidienne, mensuelle ou annuelle. L'indice de clarté journalier  $K_T$  pour un site donné est défini comme le rapport entre le rayonnement atteignant ce site pendant un jour et son rayonnement extra-terrestre pour ce jour, exprimé comme suit : [32]

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (\text{III. 1})$$

Où,  $H$  est le rayonnement total quotidien reçu sur un plan horizontal terrestre, et  $H_0$  est le rayonnement reçu par le même plan en dehors de l'atmosphère terrestre. Ces radiations sont exprimées en MJ / m<sup>2</sup>. L'incident quotidien du rayonnement extra-terrestre sur une surface horizontale peut être obtenu à partir de l'équation suivante : [32]

$$H_0 = \frac{24}{\pi} G_{sc} \left[ 1 + 0.033 \cdot \cos \left( \frac{360 \times n}{365} \right) \right] \times \left[ \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \frac{2\pi \omega_s}{360} \sin \phi \cdot \sin \delta \right] \times \frac{3600}{10^6} \quad (\text{III. 2})$$

Où,  $G_{SC}$  est la constante solaire ( $G_{SC} = 1367 \text{ W / m}^2$ ),  $n$  est le jour de l'année (c'est-à-dire, pour le 1<sup>er</sup> janvier,  $n = 1$ ),  $\phi$  est la latitude du site et  $\delta$  est l'angle de déclinaison donné ci-dessous :

$$\delta = 23.45 \sin \left( 360 \frac{(284+n)}{365} \right) \quad (\text{III. 3})$$

$\omega_s$  est l'angle horaire de lever du soleil donné comme :

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \quad (\text{III. 4})$$

Tous les angles de l'équation (III.2) sont exprimés en degrés.

#### III.2.1.4 Rayonnement diffus

Le rayonnement diffus est l'un des deux composants du rayonnement solaire incident sur une surface horizontale, résultant de l'interaction du rayonnement solaire avec l'atmosphère. Il représente le rayonnement non directionnel provenant de toute la voûte céleste, qui a subi une modification de sa direction par diffusion par des molécules ou des particules dans l'atmosphère.

Il existe plusieurs modèles dans la littérature utilisés pour la détermination du rayonnement diffus. [32-33] Dans cette étude, le modèle d'Erbs et al. (1982) a été adopté. Il est décrit comme suit :

$$h_{ss} \leq 81.4^\circ \quad \text{ET} \quad 0.3 \leq \bar{K}_T \leq 0.8,$$

$$\frac{\bar{H}_D}{\bar{H}} = 1.391 - 3.560 \bar{K}_T + 4.189 \bar{K}_T^2 - 2.137 \bar{K}_T^3 \quad (\text{III.5-a})$$

$$h_{ss} > 81.4^\circ \quad \text{ET} \quad 0.3 \leq \bar{K}_T \leq 0.8,$$

$$\frac{\bar{H}_D}{\bar{H}} = 1.311 - 3.022 \bar{K}_T + 3.427 \bar{K}_T^2 - 1.821 \bar{K}_T^3 \quad (\text{III.5-b})$$

Où,  $\bar{H}$  est la moyenne mensuelle du rayonnement total quotidien,  $\bar{H}_D$  est la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien, et  $\bar{K}_T$  est l'indice de clarté moyen mensuel.

#### III.2.1.5 Rayonnement normal direct (DNI)

Pour la construction et l'évaluation de collecteurs solaires concentrés qui suivent la position du soleil, des données d'irradiations normales directes sont nécessaires. [34-36] Elles représentent la quantité de rayonnement solaire direct reçu par une unité de surface dans un plan perpendiculaire (ou normal) aux rayons du soleil. Les modèles d'estimation du DNI que l'on trouve dans la littérature peuvent être classés en deux catégories, à savoir les modèles paramétriques et les modèles de décomposition. [37] Dans la présente étude, le DNI appartenant à la deuxième catégorie

(modèles de décomposition) est utilisé. Il est basé sur les corrélations entre les composantes globales, directes et diffuses du rayonnement solaire, comme indiqué ci-dessous :

$$GHI = DNI \times \cos \theta_z + DHI \quad (III.6)$$

Où, GHI est l'irradiation horizontale globale, DNI est l'irradiation normale directe, et  $\theta_z$  l'angle du zénith solaire (l'angle entre la position du soleil et la ligne verticale perpendiculaire à la surface de la terre (zénith)).

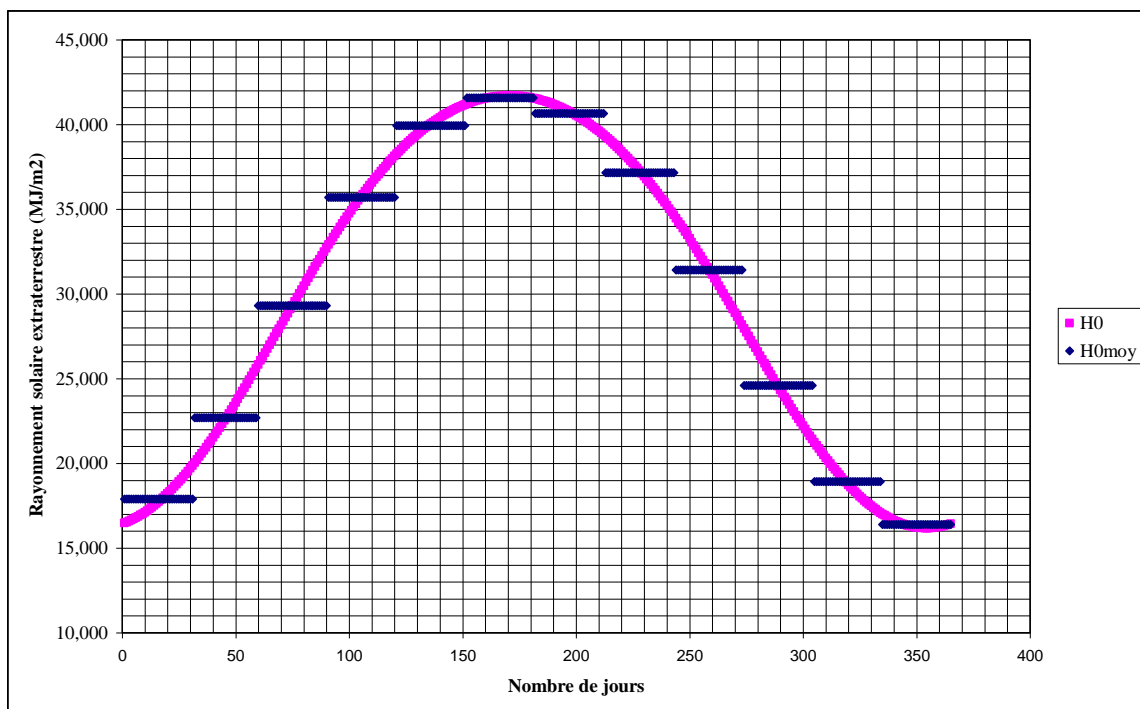
### III.2.2 Résultat et discussion de l'estimation de potentiel solaire

#### III.2.2.1 Estimation de l'irradiation globale journalière hors atmosphère reçue Sur un plan horizontal à M'Sila

L'énergie hors atmosphère reçue sur un plan horizontale au cours de la journée est donnée par l'équation suivante :

$$H_0 = \frac{24}{\pi} G_{sc} \left[ 1 + 0.033 \cdot \cos \left( \frac{360 \times n}{365} \right) \right] \times \left[ \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \frac{2\pi \omega_s}{360} \sin \phi \cdot \sin \delta \right] \times \frac{3600}{10^6} \quad (III.2)$$

La figure III.2 montre l'évolution de l'énergie journalière hors atmosphère reçue sur un plan horizontale relatif à la région de M'sila au cours de l'année.



**Figure III.2** Évolution de l'énergie journalière hors atmosphère reçue sur un plan horizontale relative à la région de M'sila au cours de l'année.

On constate que cette énergie atteint son pic le 20 juin et son min le 20 décembre. En effet, l'irradiation globale journalière hors atmosphère reçue sur un plan horizontal (relatif à la région de M'Sila) varie entre 16,176 MJ/m<sup>2</sup> et 41,698 MJ/m<sup>2</sup>.

Estimée en moyenne à 41,573 MJ/m<sup>2</sup>/jour, contrairement au mois de décembre où cette dernière est la plus faible, elle est de l'ordre de 16,396 MJ/m<sup>2</sup>/jour.

Notant qu'un plan horizontal hors atmosphère relatif à la région de M'Sila reçoit en moyenne une énergie de 29,72 MJ/m<sup>2</sup>/jour (l'équivalent de 8,26 kWh).

On constate également sur la figure III.2 (concernant les tirets horizontaux), que le mois de juin est le mois qui reçoit le plus d'énergie solaire sur un plan horizontale hors atmosphère.

Pour le rayonnement solaire extraterrestre, le jour type du mois est le jour du mois qui se rapproche de la moyenne mensuelle de ce dernier. La liste des jours types proposés pour la région de M'Sila est représentée sur le tableau III.2 suivant :

Tableau III.2 : Liste des jours types par mois pour la région de M'Sila.

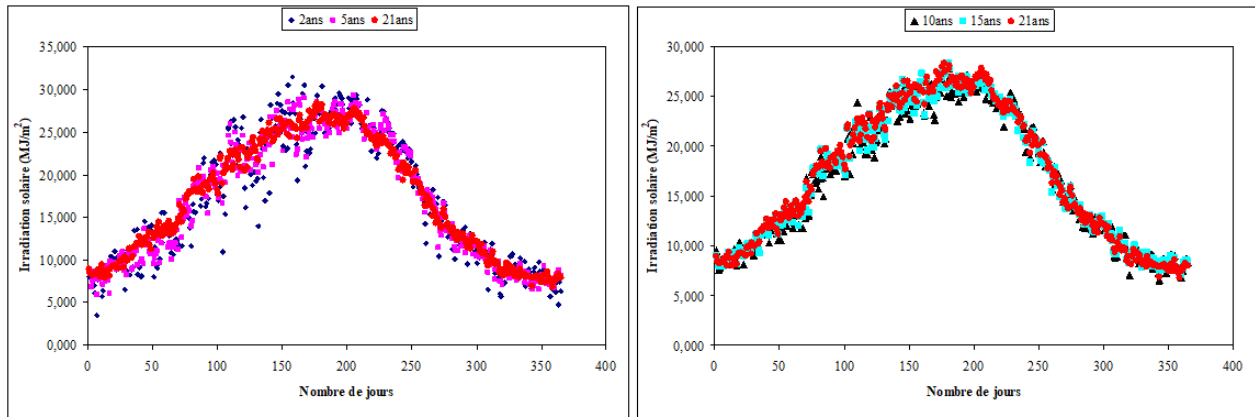
Mois	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Jun.	Juil	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Jour type	17 (17)	15(16)	16(16)	15(15)	15(15)	10(11)	18(17)	17(16)	16(15)	16(15)	15(14)	11(10)
N° de jour	17	46	75	105	135	161	199	229	259	289	319	345
H <sub>omoy</sub> (MJ/m <sup>2</sup> )	17,887	22,736	29,328	35,692	39,933	41,573	40,657	37,155	31,413	24,604	18,927	16,396
H <sub>o</sub> (MJ/m <sup>2</sup> )	17,845	22,701	29,306	35,690	39,950	41,572	40,618	37,102	31,352	24,554	18,868	16,372

H<sub>o</sub> (MJ/m<sup>2</sup>) est l'énergie solaire hors atmosphère reçue par unité de surface horizontale,  
H<sub>omoy</sub> (MJ/m<sup>2</sup>) est l'énergie solaire moyenne hors atmosphère reçue, par unité de surface horizontale, au cours du mois.

### III.2.2.2 Estimation de l'irradiation moyenne reçue sur un plan horizontal à M'Sila

Les données concernant l'énergie journalière moyenne reçue sur un plan horizontal à M'Sila utilisée au cours de ce travail sont issues du site de la NASA (National Aeronautics and Space Administration) [98], vue que la station météorologique de M'Sila ne dispose pas, à ce jour, d'une base de données suffisante. La plage de données utilisées au cours de cette étude s'étale sur 21 ans de 1984 à 2004.

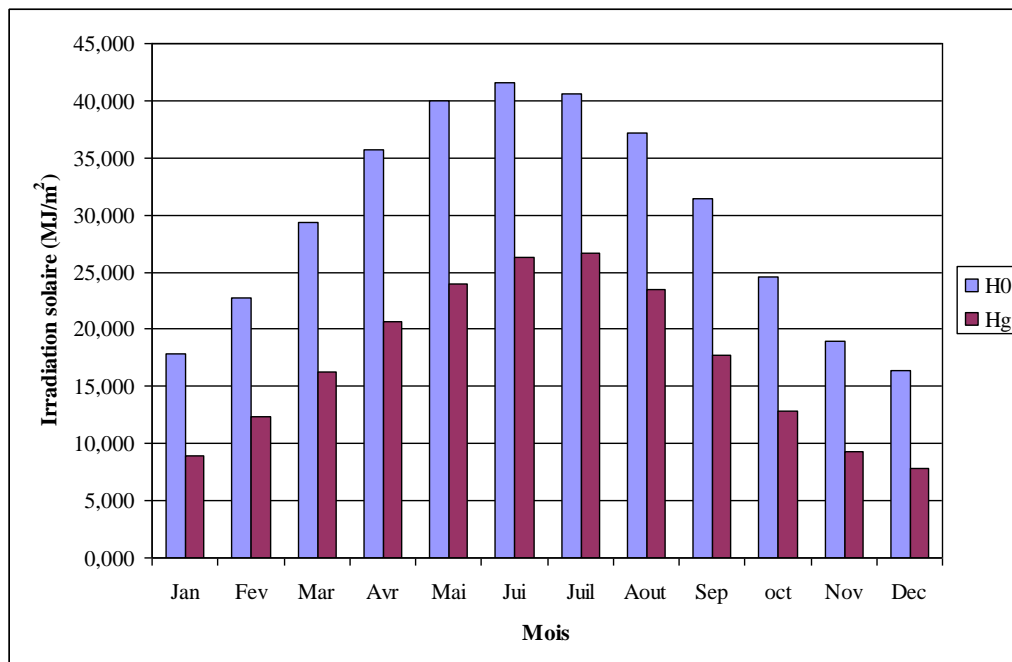
La figure III.3 montre l'évolution de l'irradiation moyenne journalière de 2 ans, 5 ans, 10 ans, 15 ans et 21 ans au cours de l'année.



**Figure III.3** Évolution de l'irradiation moyenne journalière de 2 ans, 5 ans, 10 ans et 21 ans reçue sur un plan horizontale à M'sila au cours de l'année.

On n'a pas présenté toutes les courbes sur une même figure à cause de l'illisibilité du graphe qui devient trop chargé. On constate d'après la figure III.3 que les points formant la courbe de l'évolution de l'irradiation de 2 ans, 5 ans, 10 ans, et de 15 ans sont plus dispersés que ceux formant la courbe de 21 ans.

Cette dernière est plus raffinée (moins de fluctuations) et se rapproche de la courbe donnant l'évolution de l'irradiation solaire hors atmosphère en forme. Raison pour laquelle on va travailler dans ce qui suit avec les données de 21 ans.



**Figure III.4** Comparaison entre l'irradiation solaire moyenne mensuelle hors atmosphère ( $H_0$ ) et celle réellement reçue sur une surface horizontale à M'Sila ( $H_g$ ).

La figure III.4 compare l'irradiation solaire moyenne mensuelle hors atmosphère avec celle réellement reçue sur une surface horizontale (issue de la moyenne des 21 ans) à M'Sila.

On constate d'après la figure III.4 que l'irradiation solaire moyenne mensuelle hors atmosphère et celle réellement reçue sur une surface horizontale à M'Sila ont la même allure ; la forme d'une cloche. En effet l'irradiation solaire au cours de l'année croît, atteint un maximum en été, puis décroît.

On remarque aussi sur la figure III.4, que le rayonnement solaire atteignant une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> à M'sila est inférieur à celui reçu sur la même surface se trouvant hors atmosphère.

Effectivement, le rayonnement solaire en traversant l'atmosphère subit une diminution d'intensité par absorption, réflexion et diffusion. L'importance du rayonnement solaire reçu à la surface du sol dépend de la spécificité de chaque région (latitude du lieu, le relief –montagne, vallées, rivières..., et de la nature du sol qui peuvent agir directement sur la qualité du rayon incident). Le tableau III.3 montre le pourcentage d'atténuation mensuelle du rayonnement solaire arrivant au sol de M'Sila par rapport à celui reçu hors atmosphère.

Tableau III.3 : Pourcentage d'atténuation du rayonnement solaire arrivant au sol de M'Sila par rapport à celui reçu hors atmosphère.

Mois	Jan	Fev	Mars	Avr.	Mai	Jui.	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
% d'atténuation du rayonnement solaire	49,90	45,50	44,60	42,23	39,94	36,73	34,45	36,83	43,40	47,80	50,89	52,05

On remarque d'après le tableau III.3 que moins de rayonnements solaires atteignent le sol de M'Sila en hiver, et plus de rayonnements l'atteignent en été, vue la nature du ciel et la position terre soleil.

L'énergie solaire annuelle hors atmosphère reçue sur une surface horizontale de M'sila de 1 m<sup>2</sup> est estimée à 10 847,825 MJ, Il n'arrive à la même surface se trouvant au sol de M'Sila que 6 286,514 MJ, soit une perte de 42,048%. Donc, le rayonnement solaire subit de considérables modifications en traversant l'atmosphère.

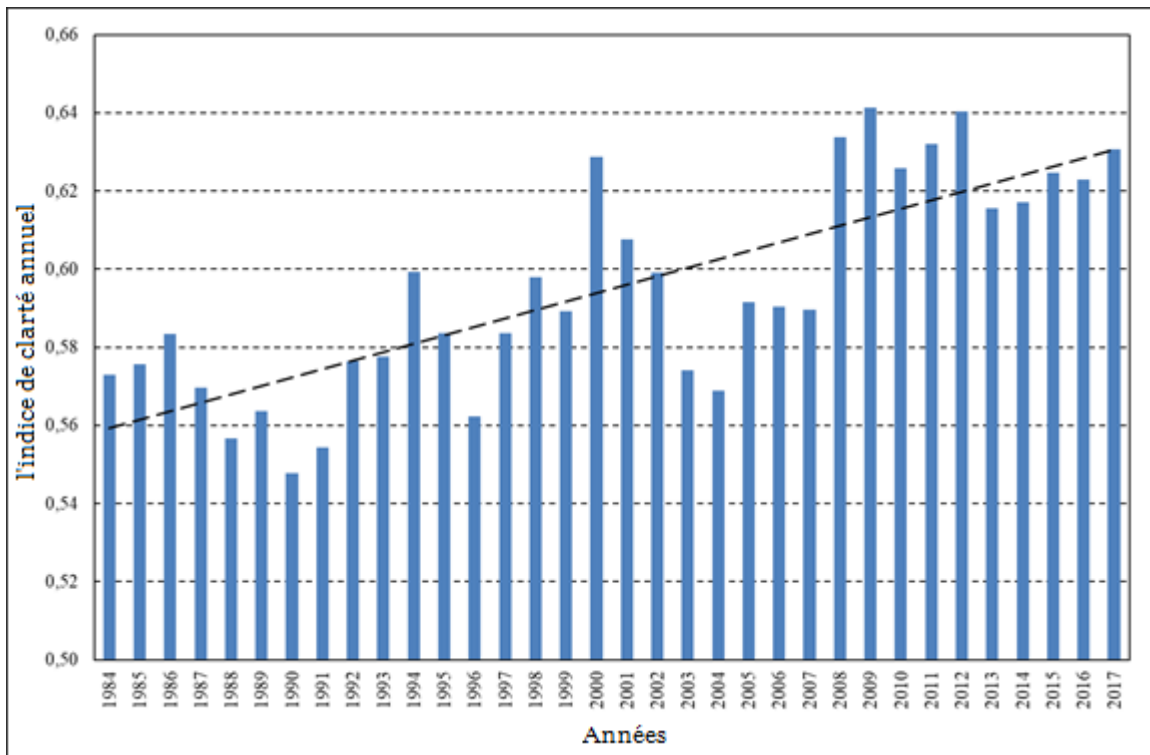
En effet, L'atmosphère est l'enveloppe gazeuse la plus externe de notre planète. Elle est transparente aux rayons lumineux dans le domaine visible, ce qui nous permet de voir le monde qui nous entoure. Sa présence est tout de même révélée par la couleur bleue du ciel.

Ses propriétés de transparence sélective sont dues à la capacité des molécules qui la composent d'absorber une partie du rayonnement électromagnétique et d'émettre un rayonnement du même type dans une autre longueur d'onde.

Il est à noter qu'une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> se trouvant à M'Sila reçoit en moyenne 17,223 MJ/jour.

### III.2.2.3 Estimation de l'indice de clarté $K_T$

L'indice de clarté quotidien sur la période étudiée varie entre 0,03 et 0,81, tandis que l'indice de clarté mensuel moyen varie entre 0,40 (enregistré en janvier 2003) et 0,72 (enregistré en juillet 2000). Les valeurs les plus élevées de l'indice de clarté moyen mensuel se produisent le plus souvent entre juillet et août (mois secs), tandis que les valeurs les plus faibles se produisent entre décembre, novembre et février (mois humides). L'indice de clarté annuel, quant à lui, varie de 0,55 enregistré en 1990 à 0,64 enregistré en 2009, comme le montre la figure III.5. En effet, en 1990, seulement 55 % du rayonnement extra-terrestre annuel atteignait la surface horizontale de M'sila contre 64 % en 2009. En outre, l'indice de clarté annuel dépasse la valeur de 0,61, ce qui signifie que plus de 61 % du rayonnement extraterrestre annuel traverse l'atmosphère et atteint le sol de M'sila depuis 2008.



**Figure III.5** Évolution de l'indice de clarté annuel à M'sila sur 34 ans [73].

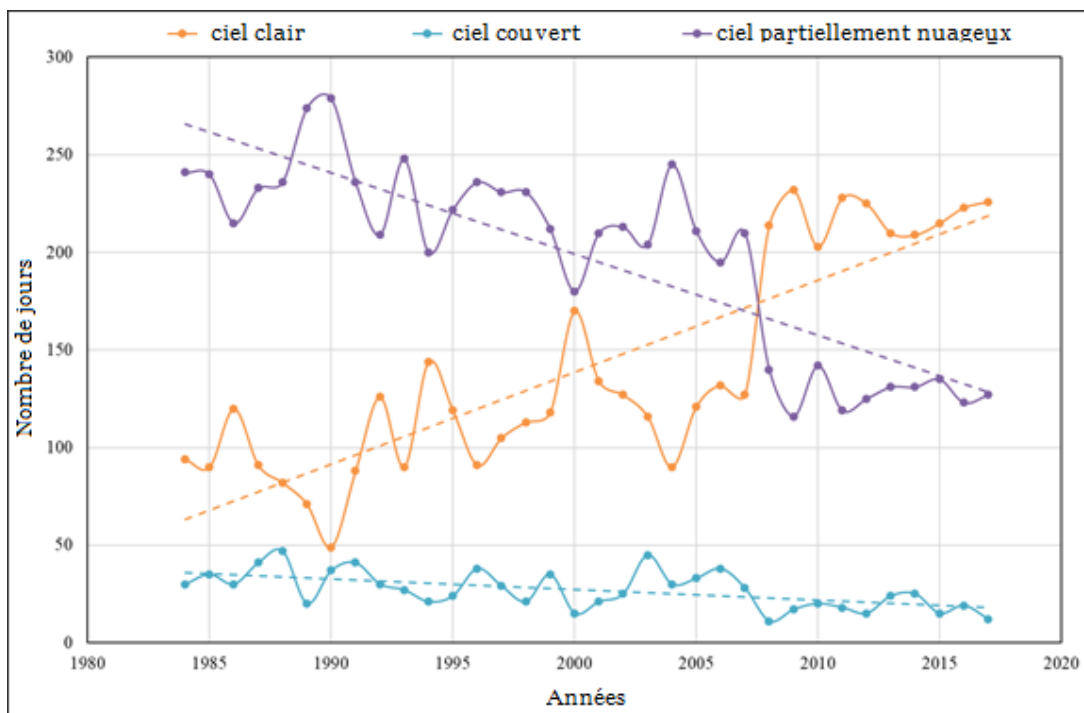
En comparant les figures III.5 et III.7, il apparaît que l'indice de clarté annuel évolue de la même manière que l'irradiation horizontale globale annuelle puisque le rayonnement extraterrestre annuel est constant.

Par conséquent, l'indice de clarté annuel a tendance à augmenter au cours de la période d'étude (ligne pointillée dans la figure III.5). Ce résultat est en accord avec les quantités croissantes de rayonnement solaire incident sur M'sila.

Il existe différentes valeurs seuils de  $K_T$  qui ont été utilisées pour la classification des conditions du ciel [38-41]. Les valeurs choisies pour cette étude sont les suivantes : [39, 65,66]

$K_T < 0,35$	pour le ciel nuageux ou couvert,
$0,35 \leq K_T \leq 0,65$	pour le ciel partiellement nuageux.
$K_T > 0,65$	pour un ciel clair,

Sur la période étudiée, soit 12 410 jours, M'sila a connu 39 % de jours ensoleillés (ciel clair), 54 % de ciel partiellement nuageux et 7 % de ciel couvert. Par conséquent, l'état du ciel à M'Sila est dominé par un ciel partiellement nuageux. Ce résultat est confirmé par la valeur de l'indice de clarté moyen annuel estimé à 0,59. Toutefois, depuis 2008, ces proportions ont changé, comme l'illustre la figure III.6.



**Figure III.6** Évolution de l'état du ciel à M'sila pendant 34 ans d'étude [73].

En effet, au cours de la dernière décennie, M'Sila a enregistré 60 % de ciel clair, 35 % de ciel partiellement nuageux et 5 % de ciel couvert. Ainsi, le ciel clair a été la caractéristique du ciel à M'Sila au cours de la dernière décennie. La clarté de l'atmosphère est à l'origine de l'augmentation du rayonnement solaire incident enregistré par cette région, comme indiqué ci-dessus (Voir à la Figure III.5).

Il faut également noter que le nombre de jours où le ciel est nuageux, ainsi que celui où le ciel est partiellement nuageux, a tendance à diminuer. Inversement, le nombre de jours ensoleillés (ciel clair) augmente (lignes pointillées dans la figure III.6). D'après ce qui précède, le changement climatique est bien prononcé depuis 2008. En outre, chaque mois de l'année a enregistré une augmentation du nombre de jours ensoleillés et une diminution des jours avec couverture nuageuse (voir tableau III.4). En outre, octobre, novembre et décembre sont les mois qui ont subi un changement climatique apparent, caractérisé par l'absence de couverture nuageuse, et donc, une augmentation des jours ensoleillés, comme le montre le tableau III.4

Tableau III.4 État du ciel à M'sila avant et après 2008.

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Aou	Sep	Oct	Nov	Déc
% du J.E avant 2008	17.9	23.7	24.5	36.7	46.9	52.5	60.3	53.2	17.9	4.7	9.9	8.5
% du J.E après 2008	39.7	44.6	58.1	63.0	63.2	76.3	86.8	84.5	64.3	64.2	43.0	29.4
% de jours avec , C.P.N												
avant 2008	64.7	62.9	67.1	56.0	48.0	44.9	39.0	44.6	78.8	87.0	75.6	73.3
% de C.P.N de jours												
avec après 2008	54.8	47.5	34.2	30.0	32.3	22.0	12.6	15.2	30.0	32.3	51.7	62.3

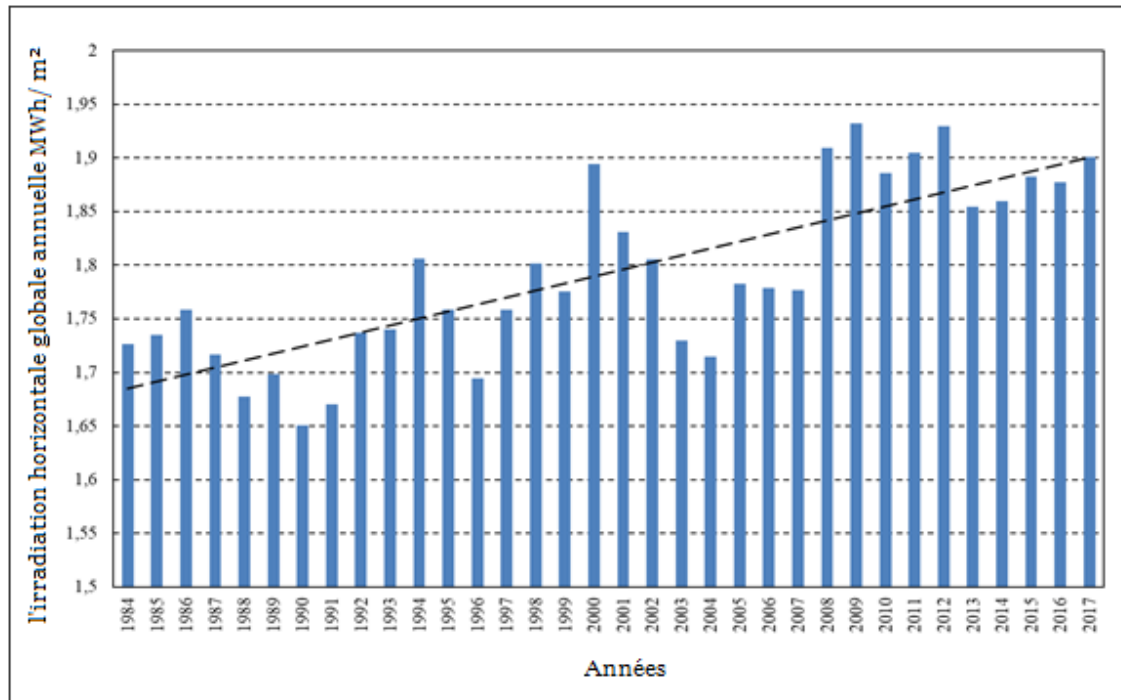
Pourcentage (fréquence), J.E. Jours ensoleillés, C.P.N. Ciel partiellement nuageux.

La durée moyenne des jours (durée maximale d'ensoleillement) à M'Sila, selon l'analyse des données recueillies à la station météorologique de M'Sila pendant un an, est estimée à 12 heures. Elle dépasse 9 heures en hiver et n'atteint pas 15 heures en été.

### III.2.2.4 Estimation des composantes du rayonnement global reçu sur une surface horizontale à M'Sila

#### III.2.2.4.1 Irradiation horizontale globale (GHI)

L'irradiation horizontale globale (GHI) représente l'énergie totale reçue du soleil et du ciel par une surface horizontale sur la Terre. Ce paramètre est disponible dans les stations météorologiques, où il est mesuré. Il s'agit d'un critère essentiel pour l'estimation du potentiel solaire en tout lieu.

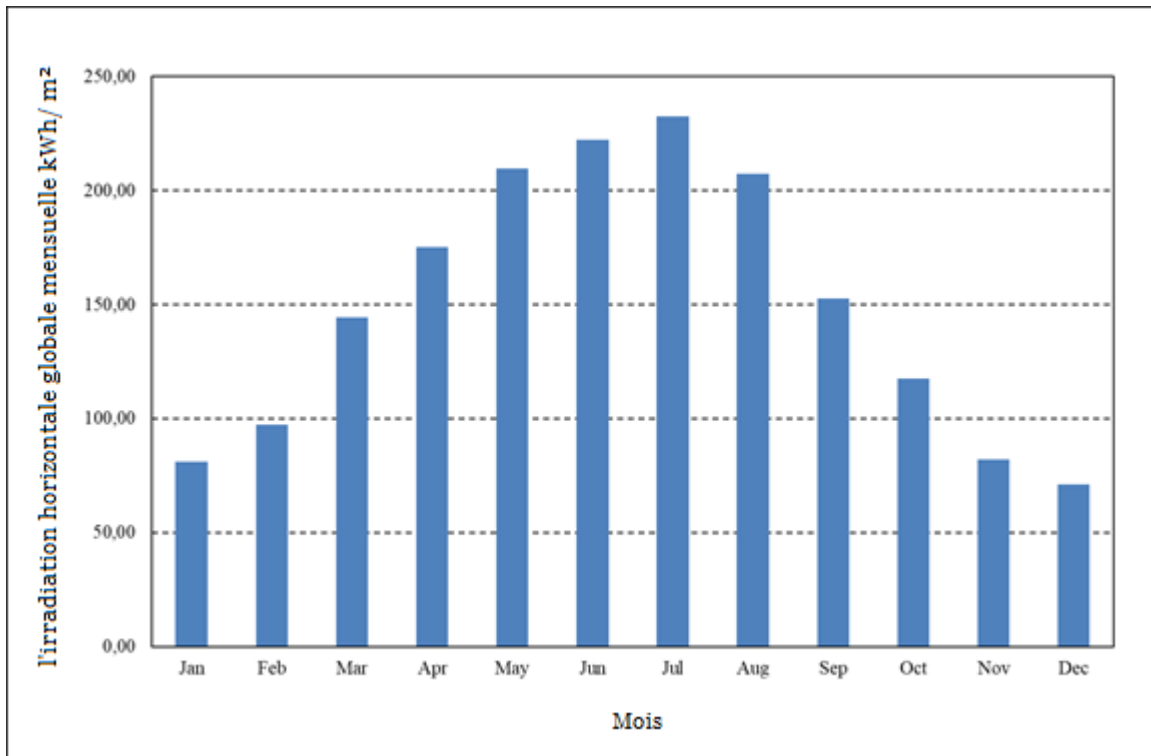


**Figure III.7** Évolution de l'irradiation horizontale globale annuelle à M'Sila sur 34 ans [73].

La figure III.7 montre l'évolution de l'irradiation horizontale globale annuelle pendant 34 ans à M'sila. Comme on peut le voir, l'énergie solaire reçue à M'sila est en croissance puisque la pente de la ligne de tendance est positive (ligne en pointillé). Ce résultat confirme que la région de M'sila a tendance à se réchauffer, ce qui est en accord avec nos conclusions sur le changement climatique subi par cette région lors du traitement des données de température et de précipitation. [29]

De plus, M'sila a reçu une faible énergie solaire estimée à 1,65 MWh/ m<sup>2</sup> en 1990, et depuis 2008, le rayonnement solaire incident dépasse 1,85 MWh/ m<sup>2</sup>/an. Au cours de la période d'étude, le rayonnement solaire total tombant sur une surface horizontale à M'sila (GHI) est estimé à 1,79 MWh/ m<sup>2</sup>/an, soit 4,91 kWh/ m<sup>2</sup>/jour. À l'échelle mensuelle, juillet est le mois le plus ensoleillé, tandis que décembre est le mois le moins ensoleillé (voir figure III.8). En termes de valeurs numériques, le rayonnement solaire mensuel total à M'sila varie entre 71,07 kWh/ m<sup>2</sup> et 232,42 kWh/ m<sup>2</sup> (enregistrés respectivement en décembre et juillet).

En d'autres termes, l'irradiation horizontale mensuelle globale augmente de janvier à juillet, puis elle diminue jusqu'à décembre. L'irradiation mensuelle moyenne enregistrée à M'Sila au cours des 34 années étudiées est estimée à 149,40 kWh/ m<sup>2</sup>/mois. Il est à noter que l'insolation solaire mensuelle globale enregistrée dans cette région depuis 1984 dépasse 57310 W/ m<sup>2</sup>. De ce qui précède, M'sila dispose d'une importante source d'énergie solaire, qui doit être exploitée.



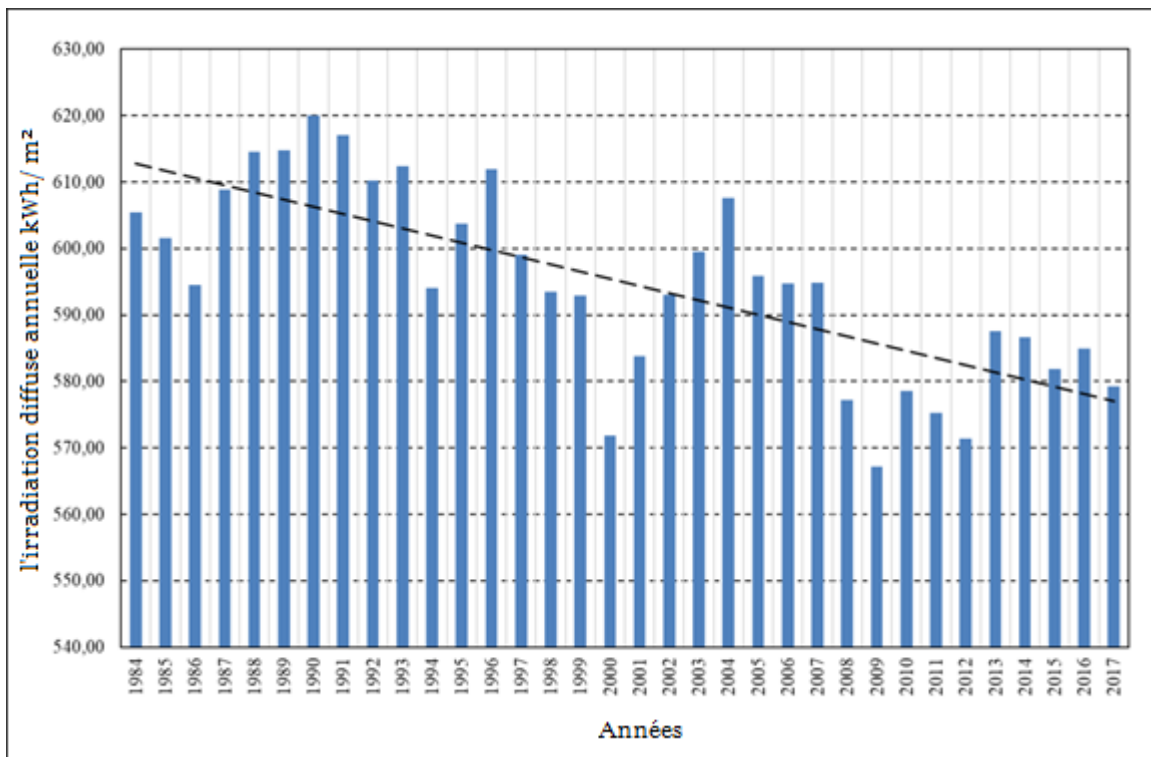
**Figure III.8** Évolution de l'irradiation horizontale globale mensuelle à M'sila sur 34 ans [73].

#### III.2.2.4.2 Irradiation horizontale diffuse (DHI)

L'évolution de l'irradiation horizontale diffuse annuelle estimée provenant de la voûte céleste hémisphérique sur 34 ans d'étude est présentée à la figure III.9. Comme on peut le voir, le rayonnement diffus annuel a tendance à diminuer (ligne pointillée) à l'inverse de l'irradiation horizontale globale et de l'indice de clarté.

En effet, les années pour lesquelles le rayonnement global est maximal, le rayonnement diffus est minimal et vice versa (voir figure III.9).

En outre, M'sila a reçu un fort rayonnement solaire diffus estimé à 620,05 kWh/ m<sup>2</sup> en 1990, et depuis 2008, le rayonnement diffus incident n'a pas dépassé 590 kWh/ m<sup>2</sup>/an. La masse nuageuse qui disperse la lumière solaire directe a tendance à disparaître, laissant passer plus de rayonnement direct, comme le montrent les figures III.7 et III.5, et donc moins de rayonnement diffus incident (voir à nouveau la figure III.9).

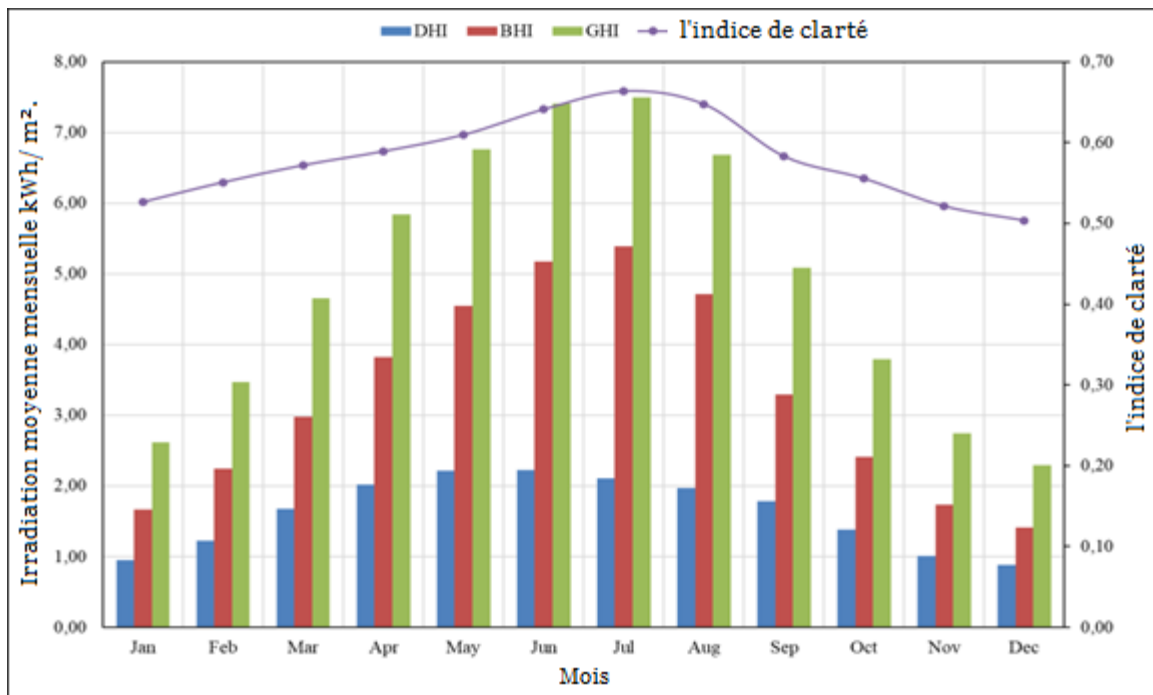


**Figure III.9** Évolution de l'irradiation diffuse annuelle estimée à M'sila sur 34 ans [73].

Ce résultat est évident depuis 2008. Ainsi, au cours de la dernière décennie, le rayonnement direct est devenu la composante dominante du rayonnement solaire incident à M'sila. Sur 34 ans d'étude, le rayonnement solaire diffus incident sur une surface horizontale à M'sila (DHI) est estimé à 594,88 kWh/ m<sup>2</sup>/an, soit 1,63 kWh/ m<sup>2</sup>/jour.

La moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur la période étudiée varie entre 0,81 kWh/ m<sup>2</sup> (enregistrée en décembre 2015) et 2,42 kWh/ m<sup>2</sup> (enregistrée en juin 1989). Les valeurs les plus élevées de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien se produisent le plus souvent entre juin et mai (mois sec), tandis que les valeurs les plus faibles se produisent en décembre (mois humide), comme l'illustre la figure III.10.

Ce résultat n'est pas en contradiction avec ce que nous venons d'expliquer. Nous donnerons plus de précisions ci-dessous en introduisant la notion d'indice de clarté. La moyenne mensuelle de l'irradiation horizontale diffuse enregistrée à M'sila au cours des 34 années étudiées est estimée à 49,57 kWh/ m<sup>2</sup>/mois. Il convient de noter que le rayonnement diffus mensuel enregistré dans cette région depuis 1984 n'a pas dépassé 74 kWh/ m<sup>2</sup>.



**Figure III.10** Évolution de  $\overline{DHI}$ ,  $\overline{GHI}$ ,  $\overline{BHI}$  et l'indice de clarté sur 34 ans [73].

Le rapport entre le rayonnement diffus et le rayonnement solaire global, connu sous le nom d'indice de clarté de l'atmosphère, est le plus faible en décembre et le plus élevé en juillet (voir à nouveau la figure III.10). En d'autres termes, la part du rayonnement solaire total qui est diffusé à M'sila est d'environ 39% en décembre et 28% en juillet, tout au long de la période étudiée.

Il convient de noter que l'indice de clarté à M'sila varie entre 24% et 51%, ce qui n'a été enregistré qu'une seule fois au cours de l'hiver 2003. En outre, le ciel est rarement couvert. De plus, depuis 2008, l'indice de clarté n'a jamais dépassé 39 %, ce qui confirme les résultats obtenus précédemment.

Comme mentionné ci-dessus, l'irradiation horizontale globale (GHI) est composée de rayonnements directs (BHI) et diffus (DHI).

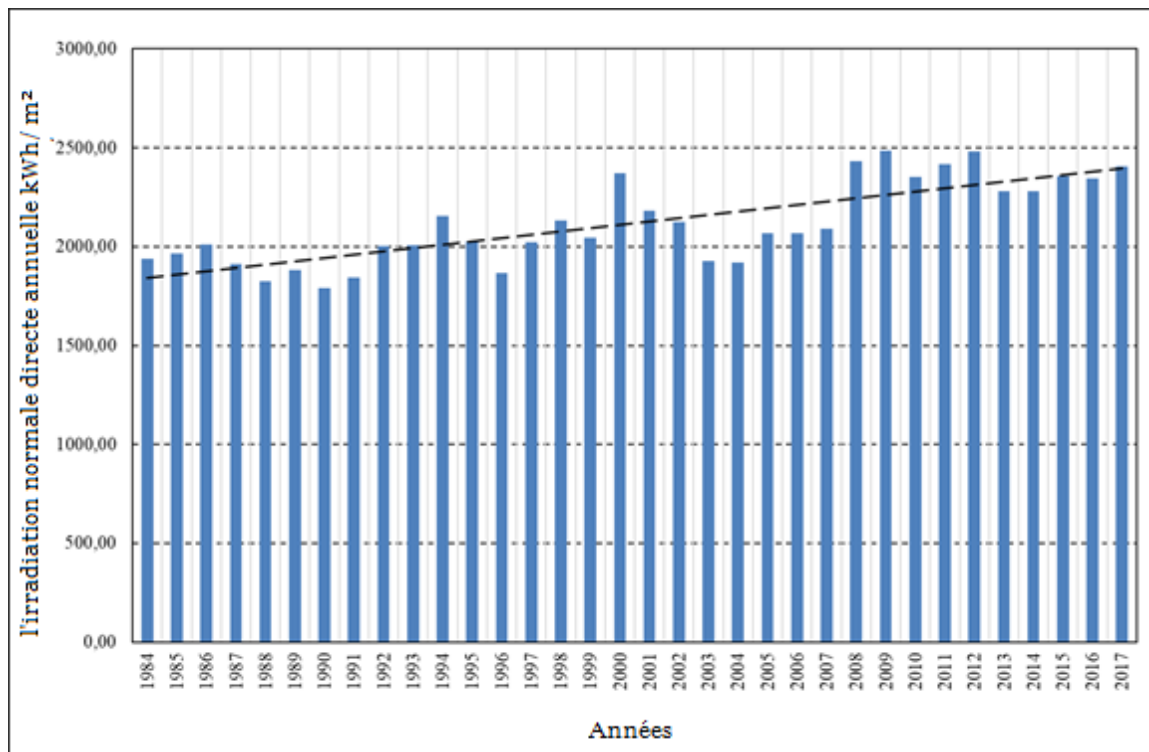
L'évolution des composantes de la moyenne mensuelle de l'irradiation horizontale globale quotidienne en plus de l'indice de clarté  $K_T$  au cours des 34 années d'étude est illustrée à la figure III.10.

Comme le montre la figure III.10, les mois humides sont caractérisés par un faible indice de clarté, et par conséquent un faible rayonnement solaire global contenant une part importante de rayonnement diffus. Le contraire se produit pendant les mois secs (c'est-à-dire un  $K_T$  élevé, un GHI élevé, avec un DHI faible, et un BHI élevé).

### III.2.2.4.3 Irradiation normal direct (DNI)

La procédure décrite par P.J. Pérez-Higueras [67] pour l'estimation du DNI à partir de la moyenne mensuelle de l'irradiation horizontale globale quotidienne, qui est simple et précise, est adoptée dans la présente étude.

L'évolution de l'irradiation normale directe annuelle sur 34 ans à M'Sila est illustrée à la figure III.11. Comme on peut le voir, elle a la même allure que l'irradiation solaire globale annuelle et l'indice de clarté annuel représentés respectivement dans les figures III.7 et III.5.



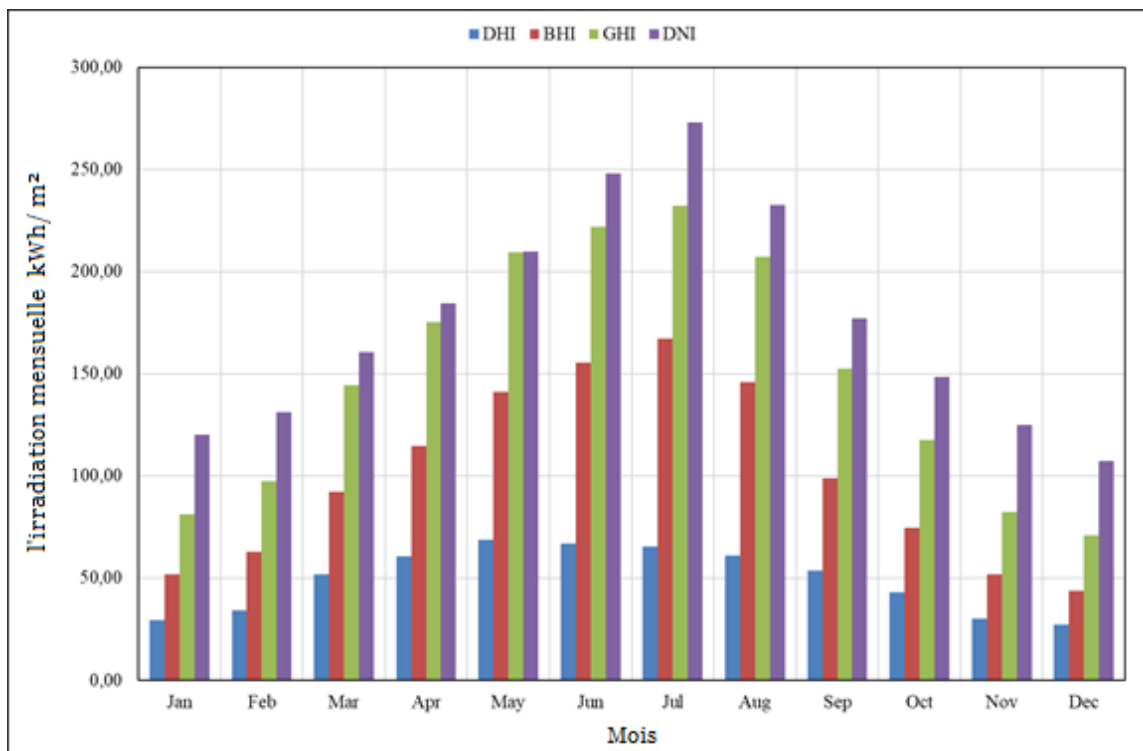
**Figure III.11** Évolution de l'irradiation normale directe annuelle estimée à M'Sila sur 34 ans [73].

En effet, l'irradiation normale directe annuelle augmente puisque la pente de la ligne de tendance est positive (ligne pointillée). Pour donner plus de détails, la valeur minimale du DNI estimée à 1788,71 kWh/ m<sup>2</sup> est enregistrée en 1990, et depuis 2008, le DNI incident dépasse 2279,78 kWh/ m<sup>2</sup>/an.

Ce résultat confirme que la région de M'sila tend à recevoir plus de rayonnement solaire direct, ce qui est en accord avec les résultats constatés ci-dessus (moins de rayonnement diffus, et un ciel plus clair). Sur la période étudiée, le DNI de M'sila est estimé à 2117,93 kWh/ m<sup>2</sup>/an, soit 5,80 kWh/ m<sup>2</sup>/jour.

Comme mentionné précédemment, décembre est le mois le moins ensoleillé ; Par conséquent, les valeurs les plus faibles sont le plus souvent enregistrées au cours de ce mois, tandis que les plus élevées sont enregistrées au cours du mois le plus ensoleillé, qui est juillet (voir figure III.12).

En termes de valeurs numériques, la moyenne mensuelle du DNI quotidien à M'sila varie entre 2,11 kWh/ m<sup>2</sup> et 10,29 kWh/ m<sup>2</sup> (enregistrés respectivement en janvier 2003 et juillet 2000). La moyenne mensuelle du DNI à M'sila sur les 34 années étudiées est estimée à 176,49 kWh/ m<sup>2</sup>/mois. Il est à noter que le DNI mensuel enregistré dans cette région depuis 1984 dépasse 65 kWh/ m<sup>2</sup>.



**Figure III.12** Évolution de l'irradiation mensuelle de DHI, GHI, BHI et DNI sur 34 ans à M'Sila.

La figure III.12 regroupe les différentes quantités de rayonnement solaire reçues par mois sur une unité de surface pendant la période étudiée, à savoir DHI, BHI, GHI et DNI. Comme on peut le voir, les valeurs du DNI sont plus importantes que celles du GHI puisque le DNI représente la quantité de rayonnement solaire tombant sur une unité de surface perpendiculairement au rayonnement solaire direct provenant en ligne droite du soleil tout au long de la journée. Comme on le sait, lorsque la surface est perpendiculaire aux rayons du soleil, elle reçoit la quantité

maximale d'énergie solaire. Sur 34 ans d'études, le DNI et le GHI atteignent leurs pics estimés à 273,20 kWh/ m<sup>2</sup>, 232,42 kWh/ m<sup>2</sup>, respectivement, en juillet (mois sec). En revanche, ils atteignent leurs minimums évalués à 107,40 kWh/ m<sup>2</sup>, 71,07 kWh/ m<sup>2</sup>, respectivement, en décembre (mois humide).

Le DNI est un paramètre intéressant pour les technologies à concentration solaire, qui suivent la position du soleil. En effet, une valeur seuil de DNI > 1800 kWh/ m<sup>2</sup>/an est recommandée pour le développement des concentrateurs solaires [68]. Ainsi, M'Sila avec un DNI de 2117,93 kWh/ m<sup>2</sup>/an est un terrain favorable à l'installation de centrales solaires à concentration destinées à produire de l'électricité.

### III.3 Domaines d'exploitation de l'énergie solaire

Comme indiqué ci-dessus, l'énergie solaire peut être convertie en chaleur (directement) ou en électricité (directement ou indirectement). L'énergie électrique, sans émissions lors de son utilisation, peut être considérée comme une forme d'énergie propre. Elle résulte du mouvement continu de la charge électrique. L'électricité est essentielle à la vie moderne car elle est utilisée pour l'éclairage, le chauffage, le refroidissement et le fonctionnement des appareils, des ordinateurs, de l'électronique, des machines et des systèmes de transport public. L'électricité est donc nécessaire partout. La consommation d'électricité de M'Sila a doublé au cours de la dernière décennie (voir figure III.13), notamment en raison de l'amélioration des modes de vie.

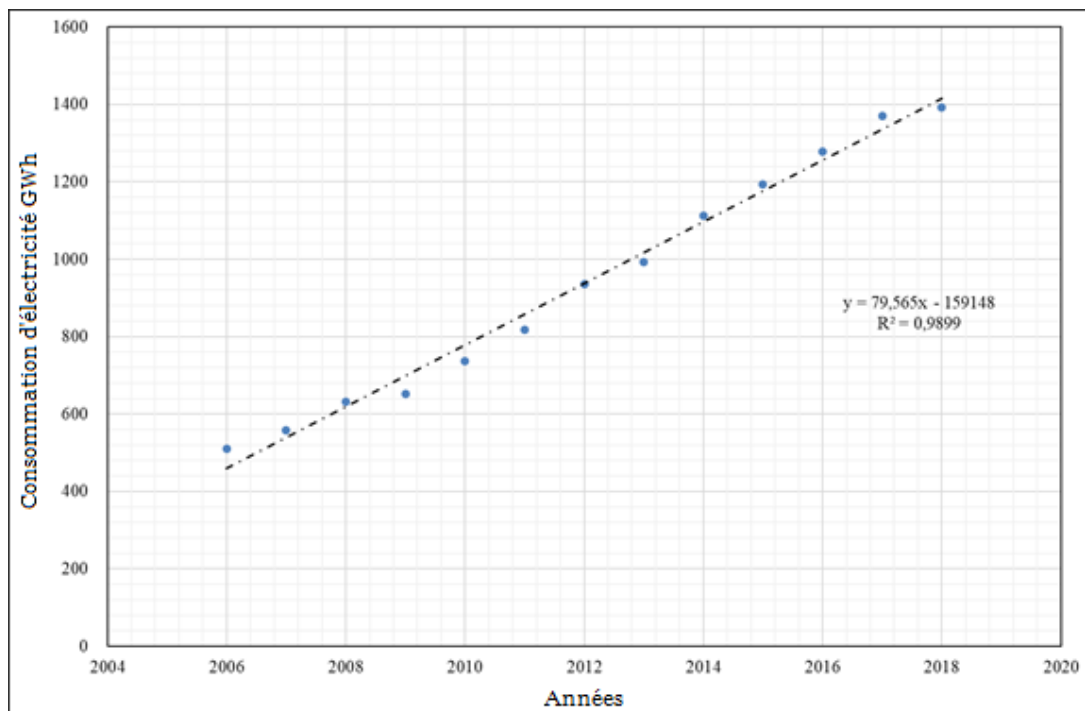


Figure III.13 Consommation d'électricité de 2006 à 2018 à M'Sila [73].

Si l'électricité provient de combustibles fossiles, la vie moderne exerce un impact négatif sur l'environnement en rejetant une quantité importante de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. En effet, la production d'électricité est responsable d'environ 40 % des émissions totales dans le monde, suivie par les secteurs des transports et de l'industrie. [69] Il est donc important de produire de l'électricité à partir de sources renouvelables pour assurer un développement durable. Étant donné le potentiel solaire de M'Sila, nous pouvons produire de l'électricité solaire thermique à partir de centrales commerciales à concentration de carbone.

Le tableau III.5 résume les principales caractéristiques des différentes technologies d'énergie solaire à concentration rapportées par Islam et al [15]. De plus, le System Advisor Model (SAM) est un logiciel qui permet de déterminer avec précision les performances énergétiques et économiques des CSP [28,239,240], qui n'est pas utilisé dans la présente enquête. Nous nous contentons de donner les caractéristiques générales des technologies des CSP telles que la marge de puissance générée, la surface nécessaire, la quantité d'eau nécessaire, etc.

Tableau III.5 Principales caractéristiques des différentes technologies d'énergie solaire à concentration [15].

	Production d'électricité (MWe)	Rendement annuel de l'énergie solaire à l'électricité	Efficacité thermique	superficies nécessaires (m <sup>2</sup> /Mwh)	Utilisation des sols (m <sup>2</sup> /Mwh /an)	Besoin en eau (m <sup>3</sup> /MWh)
SPD	0.01-0.4	20-35%	30-40%	30-40	8-12	0.05-0.1 (lavage de miroir)
PTC	10-200	15%	30-40%	4-6(meilleure utilisation des sols)	6-8	3(refroidissement humide)0,3(refroidissement à sec) 0,4-1,7(hybride)
LFR	10-200	8-10%	-	6-8	4-6	3(refroidissement humide) 0,2(refroidissement à sec)
SPT	10-150	20-35% (concepts)	30-40%	8-12	8-12	2-3(refroidissement humide) 0,25(refroidissement à sec)0.3-1(hybrid)

L'énergie électrique produite par les systèmes CSP diffère selon la technologie utilisée. En effet, elle varie de 0,1 MW pour le SPD à 200 MW pour le PTC et le LFR. Contrairement à la faible production d'électricité, le SPD a le rendement annuel solaire/électrique le plus élevé parmi les technologies CSP, tout comme le SPT. Ces dernières sont les installations CSP les plus consommatrices de terres et les plus coûteuses. La SPD nécessite la plus faible quantité d'eau que les autres technologies. Il peut être utilisé dans les régions éloignées pour produire de l'électricité hors réseau. Ainsi, chaque technologie a ses avantages et ses inconvénients. Cependant, le système d'auge parabolique est le moins coûteux [72] et la technologie de CSP la plus largement utilisée dans le monde. [15,241]

Pour donner une idée, sans faire de calcul, le site de Kanchanaburi en Thaïlande a une irradiation horizontale moyenne journalière estimée à 4,88 kWh/m<sup>2</sup>/jour, ce qui est plus proche de celle de M'Sila. Depuis 2012, ce site produit 8000 MWh/an d'électricité verte grâce à une centrale PTC commerciale de 5 MW installée sur une surface de 1 100 000 m<sup>2</sup>. [15]

De même, l'énergie électrique produite directement par les systèmes photovoltaïques diffère selon la technologie utilisée. En effet, il existe trois technologies différentes de cellules solaires photovoltaïques : la technologie du silicium cristallin sur plaquettes, la technologie des cellules solaires à couche mince et d'autres nouvelles technologies émergentes. Le tableau III.6 présente les principales caractéristiques des différentes technologies PV sur le marché, telles que rapportées par P. Mohanty et al.

Tableau III.6 Principales caractéristiques des différentes technologies photovoltaïques [142].

Technologie PV	Appareil photovoltaïque	Efficacité a AM1.5 (%)	Zone Requise (m <sup>2</sup> /kW)
Wafer-based Silicon	Monocrystalline	15-19	7
	Polycrystalline	13-15	8
	Amorphous silicon	5-8	15
Thin-film cells	Cadmium telluride	8-11	11
	CIGS	7-11	10
	CPV	25-30	-
New emerging technologies	Organic PV	1	-
	Dye sensitized solar cell	1-5	-

AM1.5: Indice de masse d'air de 1,5

Comme on le voit, les modules de silicium monocristallin ont le rendement de conversion le plus élevé et le plus faible encombrement des technologies de silicium à couches minces et à plaquettes. Inversement, le silicium amorphe a le rendement le plus faible et la plus grande surface requise.

Les modules en silicium multi cristallin à rendement relativement élevé sont moins chers que le silicium monocristallin et plus résistants à la dégradation due au rayonnement solaire (2% par an). La technologie de silicium de wafer est une technologie mature. En effet, la majorité des modules PV du marché (85% -90%) reposent sur cette technologie. [74,75]

La technologie des couches minces est une technologie prometteuse à faible rendement (actuellement <11%). Elle a l'avantage d'être moins chère, facile à fabriquer et facile à intégrer dans le bâtiment. Un autre avantage de cette technologie réside dans ses bonnes performances à température ambiante élevée.

De plus, les matériaux composant les cellules CdTe sont toxiques et moins abondants que le silicium. Les cellules CIGS appartenant à la technologie des couches minces sont coûteuses et plus efficaces que les cellules CdTe.

La technologie photovoltaïque concentrée (CPV) utilise des réflecteurs, tels que des lentilles ou des miroirs pour concentrer une grande quantité de rayonnement solaire sur une petite zone de solaire photovoltaïque constituée de semi-conducteurs tels que l'arséniure de gallium (GaAs), l'arséniure d'aluminium et de gallium (AlGaAs), le silicium à produire électricité. Cette technologie adaptée aux endroits ensoleillés peut atteindre des rendements élevés approchant les 40% sous un rayonnement solaire accru. Cependant, cette technologie relativement récente est coûteuse. Elle peut être divisé en trois catégories, à savoir ; CPV bas, CPV moyen et CPV élevé.

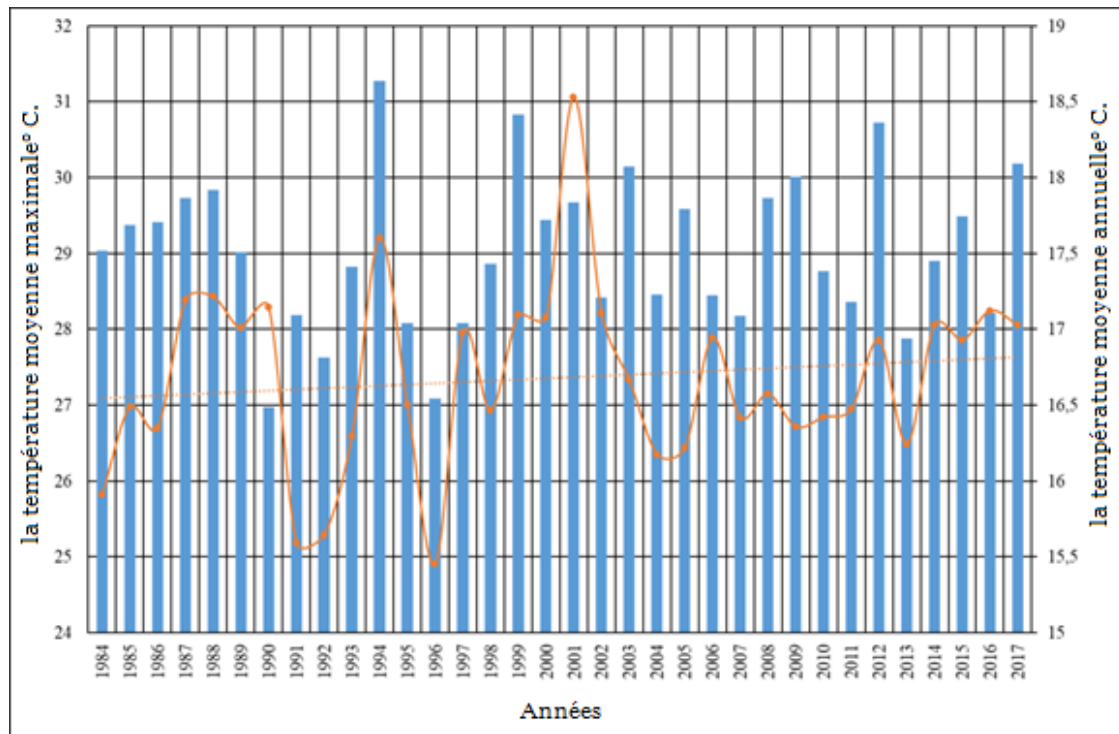
Les cellules solaires à colorant et le PV organique sont de nouvelles technologies émergentes à faible rendement, qui peuvent être améliorées à l'avenir. En plus de la technologie PV, les conditions environnementales telles que la température ambiante, le rayonnement solaire, le vent et l'humidité relative affectent les performances du module solaire (processus de conversion).

Il a été constaté qu'une augmentation de la température de l'air réduit les performances des modules PV [76, 77]. L'humidité relative a un effet moins décroissant que la température de l'air. [78,79] Le rayonnement solaire exerce un effet négatif sur les panneaux photovoltaïques fonctionnant sans système de refroidissement. Le vent à faible vitesse peut être favorable au fonctionnement des modules solaires, contrairement aux vitesses de vent élevées.

Comme on le sait, une température de 25 ° C indique le pic de la plage de température optimale pour les panneaux solaires photovoltaïques. À M'Sila, sur 12 410 jours (34 ans), la température moyenne journalière a dépassé 25 ° C pendant 5 532 jours (45%). En d'autres termes, plus de la moitié des jours de l'année ont une température inférieure ou égale à 25 ° C. Ainsi, les panneaux solaires photovoltaïques de M'Sila sont capables d'absorber la lumière du soleil avec une bonne efficacité pendant 202 jours par an.

A. A. Hossam-Eldin et coll. [77] ont établi des critères de choix de la technologie des panneaux photovoltaïques en fonction de la température du site considéré. En effet, ils ont rapporté que le silicium monocristallin serait le plus adapté pour les emplacements ayant une température ambiante moyenne maximale égale ou inférieure à 30 ° C.

Alors que le poly cristallin serait meilleur pour les sites avec une température ambiante maximale moyenne de 40 ° C ou moins. Le type à couche mince amorphe serait le plus approprié pour les emplacements avec une température ambiante maximale moyenne de plus de 40 ° C.



**Figure III.14** Évolution de la température moyenne maximale et de la température moyenne annuelle pendant 34 ans à M'Sila [73].

La figure III.14 montre l'évolution de la température moyenne maximale et de la température moyenne annuelle pendant la période d'étude. Comme on peut le voir, les valeurs de la température ambiante moyenne maximale ne dépassent pas 40 °C et peuvent dépasser 30 °C. Par conséquent, on peut suggérer que pour M'Sila, les modules PV poly cristallins devraient être promus et installés. La température annuelle moyenne à M'Sila a tendance à augmenter, ce qui est en accord avec les résultats obtenus précédemment (voir à nouveau la figure III.14).

Il existe différents logiciels tels que SAM, Homer Pro, PVSYST, etc., non utilisés dans l'enquête en cours pour la même raison expliquée ci-dessus, qui nous permettent de déterminer précisément les performances énergétiques et économiques des installations photovoltaïques au stade de la planification du projet. Pour donner une idée, sans faire de calcul, Oued Kebrit, situé au nord-est de l'Algérie, a un potentiel solaire proche de celui de M'Sila avec un GHI estimé à 1808kWh /m<sup>2</sup>. Une centrale photovoltaïque de 15 Mwc a été installée sur 32 hectares de ce site. Cette usine est en service depuis 2015.

Enfin, nous pouvons également utiliser le potentiel solaire de M'Sila pour produire de l'eau chaude sanitaire, pour cuisiner, etc. avec un très bon rendement puisque c'est la conversion de la chaleur en chaleur.

### III.4 Étude théorique et expérimentale de l'effet de l'inclinaison sur l'énergie solaire reçue

#### III.4.1 Estimation de l'irradiation moyenne globale reçue sur un plan incliné à M'Sila

##### III.4.1.1 Énergie de rayonnement solaire

Temps solaire est le calcul du temps qui passe faite référence à la position du soleil dans le ciel, Temps solaire est de deux types, à savoir l'heure solaire apparente et l'heure solaire moyenne (heure d'horloge ou heure standard). La différence en minute entre Temps solaire et Temps standard est :

$$\text{Temps solaire} - \text{Temps standard} = 4(L_{sm} - L_{loc}) + ET \quad (\text{III.7})$$

- $L_{sm}$  est le méridien standard.
- $L_{loc}$  est la longitude de l'emplacement
- $ET$  est l'équation du temps (en minutes), qui est donnée par l'expression :

$$ET = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B) \quad (\text{III.8})$$

Où :

$$B = (N - 1) * 360/365 \quad (\text{III.9})$$

L'angle horaire correspondant à 1 h est de  $15^\circ$  ; L'expression de l'angle horaire est donnée par :

$$\omega = (ST - 12) * 15^\circ \quad (\text{III.10})$$

La déclinaison est calculée par la relation suivante :

$$\delta = 23.45 \sin[(360/365)(284 + N)] \quad (\text{III.11})$$

L'angle d'incidence ( $\theta_i$ ) peut être exprimé par :

$$\cos(\theta_i) = (\cos \varphi \cos \beta + \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma) \cos \delta \cos \omega + \cos \delta \sin \omega \sin \beta \sin \gamma + \sin \delta (\sin \varphi \cos \beta - \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma) \quad (\text{III.12})$$

- $\beta$  angle d'inclinaison de la surface depuis l'horizon, °
- $h$  la hauteur du soleil
- $\gamma$  Angle d'azimut de surface °

Pour un plan horizontal orienté plein sud :

$$\sin(h) = \cos(\theta_z) = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \delta \sin \varphi \quad (\text{III.13})$$

L'intensité solaire sur un plan perpendiculaire à la direction du rayonnement solaire est donnée par :

$$I_{ext} = I_{SC} [1 + 0.033 \cos(360N/365)] \quad (\text{III.14})$$

Le rayonnement solaire ( $I_0$ ) incident sur un plan horizontal dans l'atmosphère extraterrestre en  $W/m^2$  :

$$I_0 = I_{SC} [1 + 0.033 \cos(360N/365)] \cos \theta_z \quad (\text{III.15})$$

Où  $I_{SC}$  est la constante solaire, la valeur de la constante solaire est de  $1367 W/m^2$ , pour le N le jour de l'année.

Le rayonnement solaire incident sur un plan incliné d'orientation arbitraire  $H_T$  à un instant quelconque de la journée est la somme des trois composantes qui le constituent, à savoir la composante directe  $H_B$ , diffuse  $H_D$  et réfléchi par le sol  $H_R$  (voir l'équation III.16). La quantité d'énergie solaire reçue dépend de l'orientation et de la pente de la surface réceptrice.

$$H_T = H_B + H_D + H_R \quad (\text{III.16})$$

La composante directe du rayonnement solaire incident sur un plan incliné d'orientation arbitraire à un instant quelconque de la journée est donnée par la relation suivante :

$$H_B = R_b (H_g - H_d) \quad (\text{III.17})$$

Où,

$R_b$  est le facteur de transposition géométrique, ou facteur d'inclinaison de rayonnement direct,  
 $H_B$  est le rayonnement direct incident sur un plan incliné,  
 $H_g$  est le rayonnement global reçu sur le même plan mais se trouvant en position horizontale,  
 $H_d$  est le rayonnement diffus reçu sur le même plan horizontal.

Sur la figure III.15 on a porté l'évolution du rayonnement direct incident sur des surfaces (de  $1 m^2$  d'aire) de différentes inclinaisons se trouvant à M'Sila.

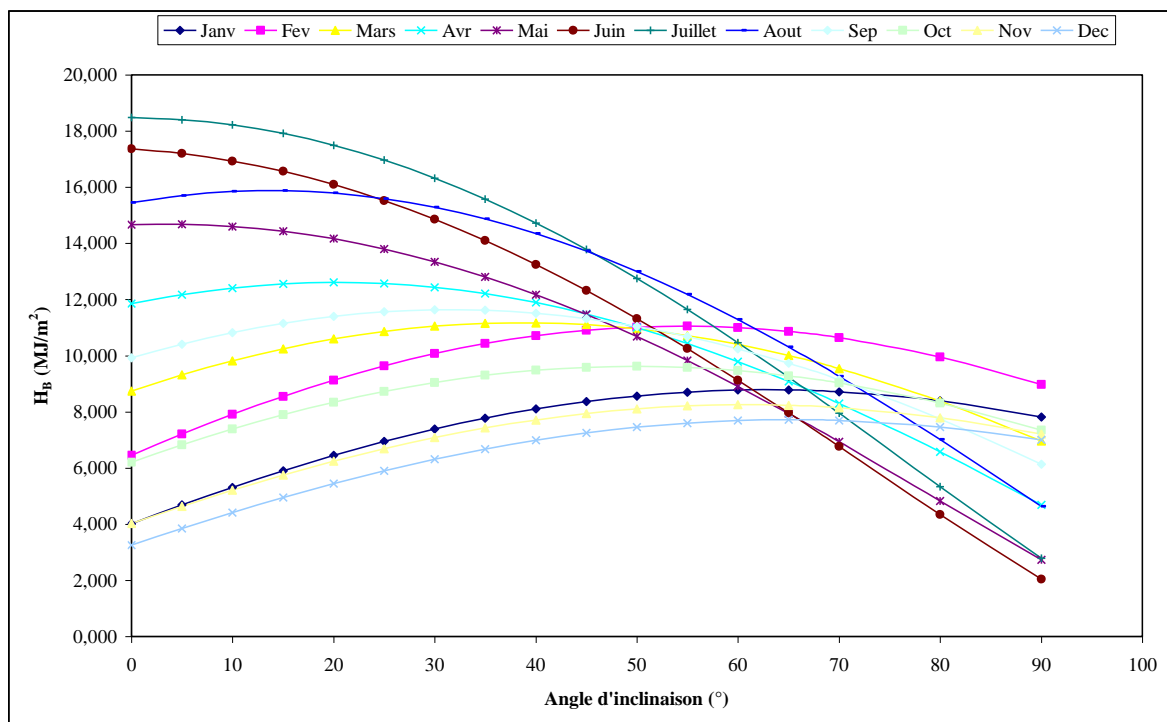
Il est clair d'après la figure III.15 que le rayonnement mensuel direct incident est influencé par l'inclinaison de la surface réceptrice en plus de la distance terre soleil (effet des mois).

En effet, lorsque la surface réceptrice est inclinée de 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 et 45° par rapport à l'horizontal, le rayonnement mensuel direct incident est maximal au mois de juillet.

Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 50, 55, et 60° par rapport à l'horizontal, elle reçoit le maximum de rayonnement direct incident au mois d'août.

Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 65, 70, 80 et 90° par rapport à l'horizontal, elle reçoit le maximum de rayonnement direct incident au mois de février.

Le tableau III.7 indique pour chaque mois l'angle d'inclinaison pour lequel la surface réceptrice reçoit le maximum de rayonnement direct incident.



**Figure III.15** Évolution du rayonnement moyen mensuel direct incident sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila.

Tableau III.7 : Angle d'inclinaison optimal pour le rayonnement direct incident.

Mois	Jan	Fev	Mars	Avr.	Mai	Jui.	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
Angle d'inclinaison (°)	65	55	40	20	5	0	0	15	30	50	60	65
HB (MJ/m <sup>2</sup> )	272,1	309,4	346,3	378,2	455,0	520,8	573,0	492,1	348,9	298,2	247,5	239,3

La composante réfléchi du rayonnement solaire incident sur un plan incliné d'orientation arbitraire à un instant quelconque de la journée est donnée par la relation suivante en supposant que la réflexion du rayonnement est isotropique :

$$H_R = \rho \cdot H_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{III.18})$$

Où,

$H_R$  est le rayonnement réfléchi intercepté par le plan incliné,

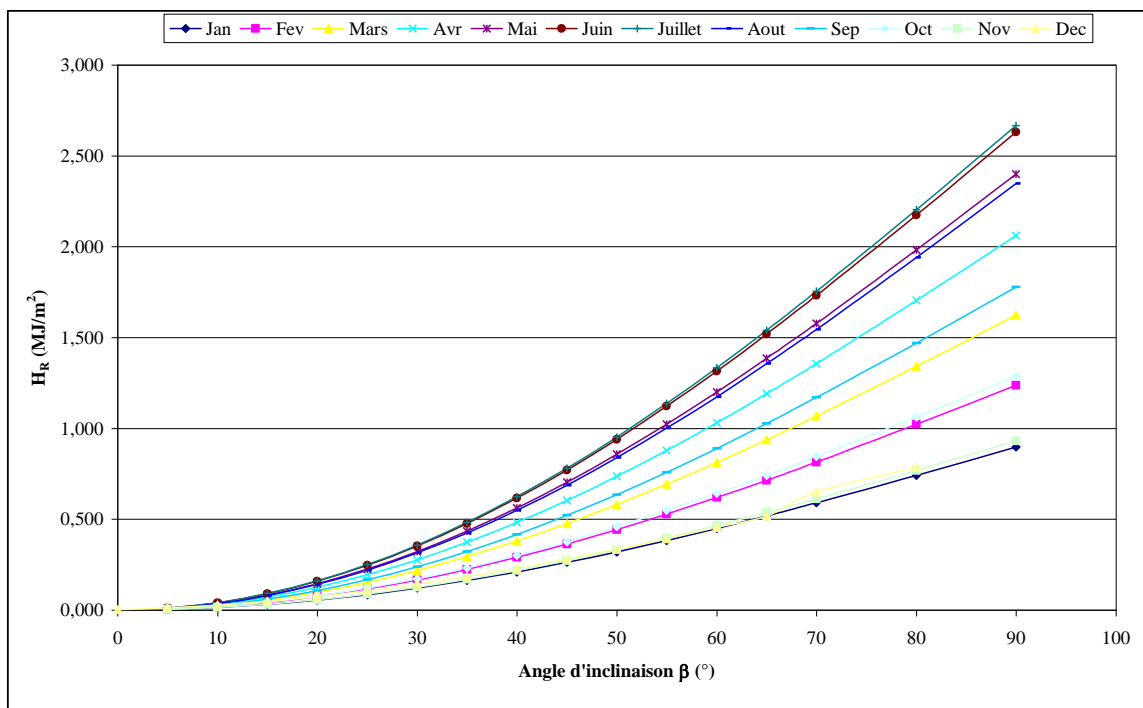
$\rho$  est l'albédo du sol

$H_g$  est le rayonnement global reçu sur le même plan mais se trouvant en position horizontale,

$\beta$  est l'angle d'inclinaison du plan incliné.

Dans cette étude, on prendra  $\rho = 0,2$ .

Sur la figure III.16 on a porté l'évolution de la composante réfléchi du rayonnement incident sur des surfaces (de 1 m<sup>2</sup> d'aire) de différentes inclinaisons se trouvant à M'Sila.



**Figure III.16** Évolution moyenne mensuelle du rayonnement réfléchi reçu sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila.

D'après la figure III.16, on constate une autre fois, que le rayonnement mensuel réfléchi incident est influencé par l'inclinaison de la surface réceptrice. En plus son intensité varie en fonction des mois de l'année.

En effet, le rayonnement mensuel réfléchi incident sur une surface inclinée croît avec l'inclinaison de cette dernière. En d'autres termes la surface inclinée de 90° intercepte plus d'énergie réfléchie par le sol que celle inclinée de 5° par exemple.

Quel que soit l'angle d'inclinaison de la surface réceptrice se trouvant à M'Sila (à l'exception de la surface horizontale  $0^\circ$ ), le rayonnement réfléchi intercepté par cette dernière est maximal au mois de juillet.

### III.4.1.2 Modèles de rayonnement solaire

Il existe plusieurs modèles qui permettent de déterminer la composante diffuse du rayonnement solaire incident sur un plan incliné d'orientation arbitraire à un instant quelconque de la journée. Au cours de cette étude, on va aborder les quatre modèles suivants :

- Modèle de Liu & Jordan,
- Modèle Circumsolaire,
- Modèle de Hay,
- Modèle de Reindl.

Le modèle de ciel isotrope est un modèle simple lorsque le rayonnement diffus est uniformément réparti sur le dôme du ciel et que cette réflexion se propage sur le sol. [80]

$$I_G = I_{dir} R_b + I_{dif} \left( \frac{1+\cos\beta}{2} \right) + (I_{dir} + I_{dif}) \rho \left( \frac{1-\cos\beta}{2} \right) \quad (III.19)$$

Facteur de correction pour le rayonnement du faisceau

$$R_b = \frac{\cos\theta_i}{\cos\theta_z} \quad (III.20)$$

Klucher a constaté que le modèle isotopique donnait de bons résultats pour un ciel couvert mais réduit l'irradiance dans des conditions claires et partiellement couvertes, l'irradiation totale sur un plan incliné montrée dans l'équation. (III.21). [81]

$$I_G = I_{dir} R_b + I_{dif} \left( \frac{1+\cos\beta}{2} \right) \left[ 1 + k \sin^3 \frac{\beta}{2} \right] \left[ 1 + k \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z \right] + (I_{dir} + I_{dif}) \rho \left( \frac{1-\cos\beta}{2} \right);$$

$$k = 1 - \left[ \frac{I_{dir}}{(I_{dir}+I_{dif})} \right]^2 \quad (III.21)$$

Dans le modèle Hay-Davies, le rayonnement diffus du ciel est composé d'une composante isotrope et circumsolaire et l'éclaircissement de l'horizon n'est pas pris en compte. [82]

$$I_G = (I_{dir} + I_{dif} \tau) R_b + I_{dif} (1 - \tau) \left( \frac{1+\cos\beta}{2} \right) + (I_{dir} + I_{dif}) \rho \left( \frac{1-\cos\beta}{2} \right); \quad \tau = \left( \frac{I_{on}}{I_{ext}} \right) \quad (III.22)$$

Le modèle de Reindl tient également compte de l'éclaircissement de l'horizon et utilise la même définition de l'indice d'anisotropie que celle décrite dans l'équation (III.22). L'irradiance totale sur une surface inclinée peut alors être calculée à l'aide de l'équation. (III.23).

$$I_G = (I_{dir} + I_{dif} \tau) R_b + I_{dif} (1 - \tau) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[ 1 + \sqrt{\frac{I_{dif}}{(I_{dir} + I_{dif})}} \sin^3 \frac{\beta}{2} \right] + (I_{dir} + I_{dif}) \rho \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (III.23)$$

- $I_{dir}$  Composante directe-normale de l'irradiance solaire sur la surface horizontale, W/m<sup>2</sup>
- $I_{dif}$  Rayonnement solaire diffus sur la surface horizontale, W/m<sup>2</sup>
- $I_{on}$  Rayonnement solaire direct-normal, W/m<sup>2</sup>
- $I_{ext}$  Irradiation directe-normale extraterrestre, W/m<sup>2</sup>

Le modèle Perrin de Brichambaut a proposé une autre corrélation pour prédire l'irradiance normale directe dans la région terrestre, qui est donnée par : [83]

$$I_{on} = I_{ext} \cos \theta_i e^{\left( -T_L \left( 0.9 + \frac{0.4}{(0.89)^z} \cos \theta_z \right)^{-1} \right)} \quad (III.24)$$

- $T_L$  est le facteur de turbidité de Linke, qui est donné par l'expression:

$$T_L = \Psi + X + Y \quad (III.25)$$

- $\Psi$  est la turbidité correspondant à l'absorption par les gaz de l'atmosphère

$$\Psi = (0.89)^z \quad (III.26)$$

- $X$  est la turbidité relative à la diffusion par les aérosols

$$X = (0.9 + 0.4 A) * (0.63)^z \quad (III.27)$$

- $Y$  est la turbidité due à l'absorption de gaz, par la vapeur d'eau, qui est donnée par l'expression:

$$Y = 2.4 - 0.9 \sin(\varphi) + 0.1(2 + \sin(\varphi))A - 0.2Z - (1.22 + 0.14 A)(1 - \cos \theta_z) \quad (III.28)$$

- $A$  est le facteur en fonction de la géoastronomie

$$A = \sin((360/365)(N - 121)) \quad (III.29)$$

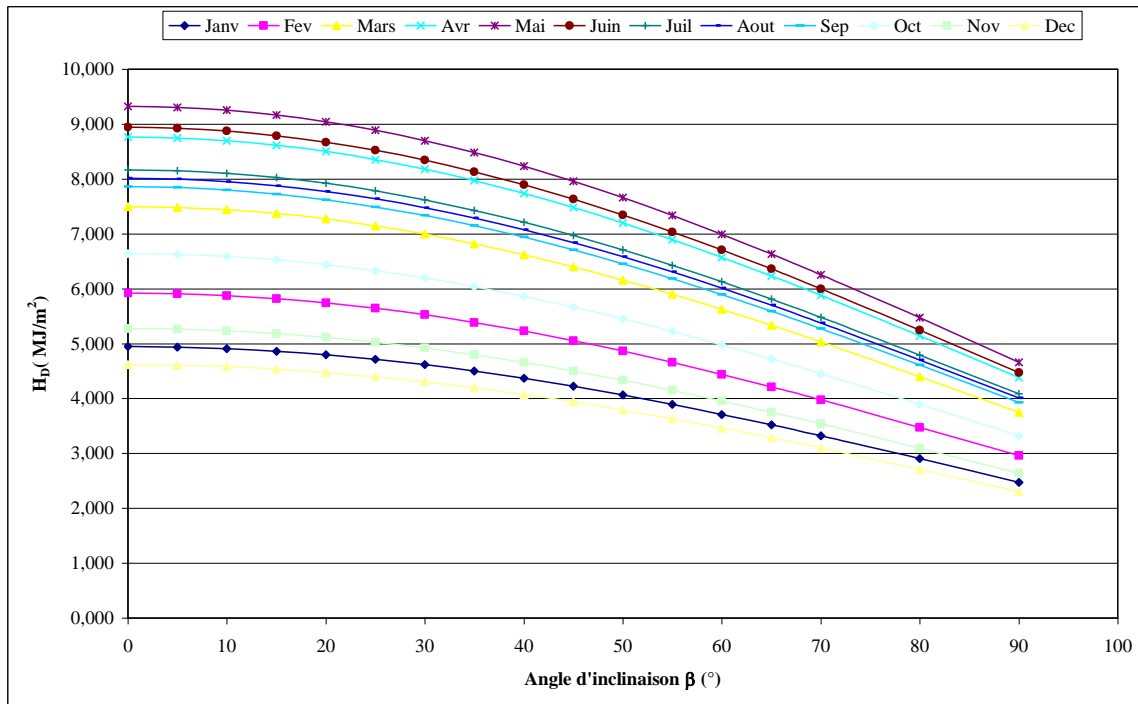
Le modèle estime les 02 composantes du rayonnement solaire global sur un plan horizontal comme suit :

$$I_{dir} = A * \sin(h) * e^{(-1 * (B * \sin(h+C))^{-1})} \quad (V.21) \quad I_{dif} = D * (\sin(h))^{0.4} \quad (III.30)$$

Tableau III.8. Les valeurs des constantes A, B, C et D en fonction de la nature du Ciel. [84]

État du ciel	A	B	C	D
Conditions normales de ciel clair	1230	3.8	1	125
Ciel clair pollué	1260	2.3	3	166.6
Ciel clair	1210	6	1	93.75
Ciel très clair	1300	6	2	87
Ciel moyen	1230	4	2	125
Ciel pollué	1200	5	2	187

La figure III.17 montre l'évolution moyenne mensuelle de la composante diffuse du rayonnement solaire incident, selon le modèle de Liu & Jordan, sur un plan (de 1 m<sup>2</sup> de surface) à différents angles d'inclinaison.



**Figure III.17** Évolution moyenne mensuelle du rayonnement diffus reçu sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila, selon le modèle de Liu & Jordan.

Selon le modèle de Liu & Jordan, on constate d'après la figure III.17 que la moyenne mensuelle du rayonnement diffus reçu sur un plan incliné à M'sila décroît avec l'inclinaison de ce dernier.

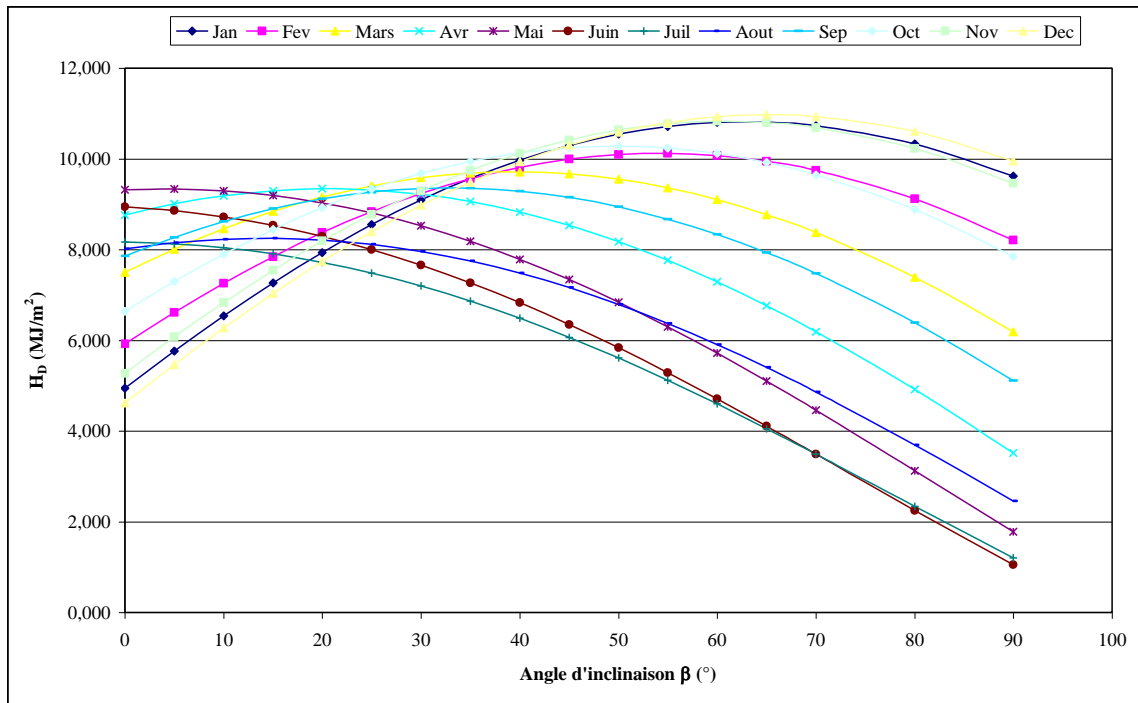
Quelle que soit l'inclinaison du plan récepteur, la moyenne mensuelle du rayonnement diffus interceptée par ce dernier à M'sila est maximale au mois de mai, et minimale au mois de décembre.

Le tableau III.9 indique pour chaque mois l'angle d'inclinaison pour lequel la surface réceptrice reçoit le maximum de rayonnement diffus incident.

Tableau III.9 : Angle d'inclinaison optimal pour le rayonnement diffus (Modèle circumsolaire).

Mois	Jan	Fev	Mars	Avr.	Mai	Jui.	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
Angle d'inclinaison (°)	65	55	40	20	5	0	0	15	35	50	60	65
HD (MJ/m <sup>2</sup> )	335,0	283,4	301,2	280,2	289,5	268,2	253,2	255,7	280,5	318,8	324,9	340,1

La figure III.18 montre l'évolution moyenne mensuelle de la composante diffuse du rayonnement solaire incident, selon le modèle circumsolaire, sur un plan (de 1 m<sup>2</sup> de surface) à différents angles d'inclinaison.



**Figure III.18** Évolution moyenne mensuelle du rayonnement diffus reçu sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila, selon le modèle circumsolaire.

Selon le modèle circumsolaire, on constate que :

Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 5° et de 10° par rapport à l'horizontal, le rayonnement moyen mensuel diffus incident est maximal au mois de mai.

Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 15 et 20° par rapport à l'horizontal, elle reçoit le maximum de rayonnement moyen mensuel diffus incident au mois d'avril.

Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 25° par rapport à l'horizontal, elle reçoit le maximum de rayonnement moyen mensuel diffus incident au mois de mars.

Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 30, 35 et 40° par rapport à l'horizontal, elle reçoit le maximum de rayonnement moyen mensuel diffus incident au mois d'octobre.

Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 45 et 50° par rapport à l'horizontal, elle reçoit le maximum de rayonnement moyen mensuel diffus incident au mois de novembre.

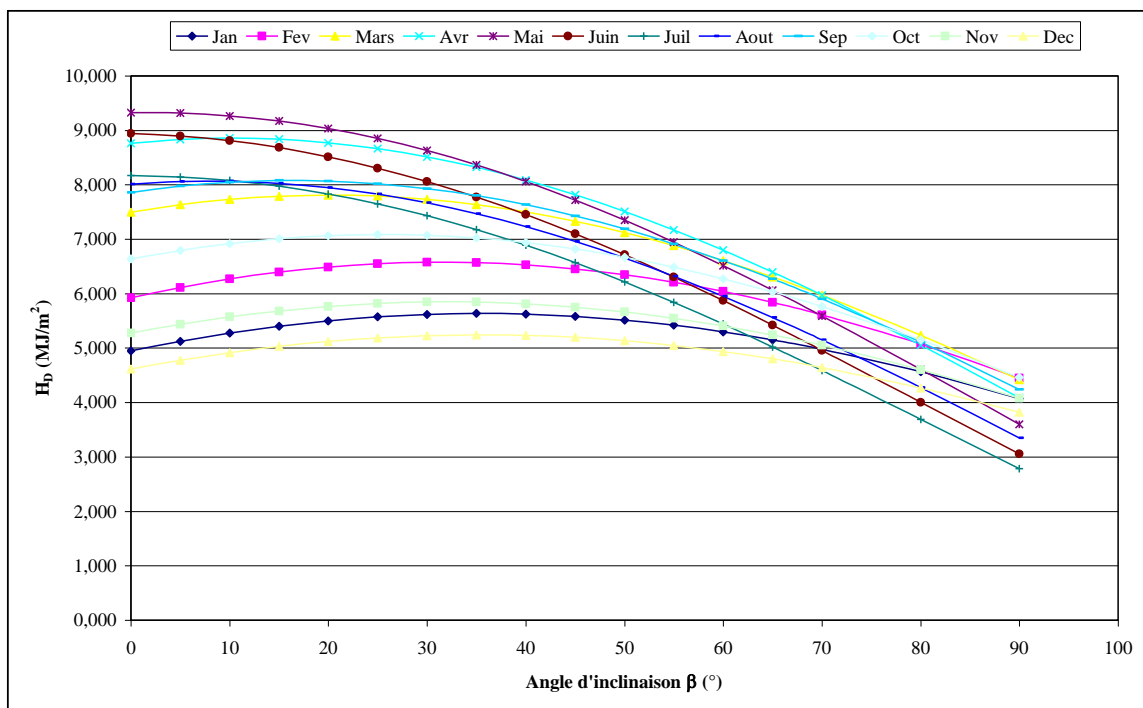
Enfin, le maximum de rayonnement moyen mensuel diffus est reçu au mois de décembre, lorsque la surface réceptrice est inclinée de 55, 60, 65, 70, 80 et 90° par rapport à l'horizontal.

Le tableau III.10 indique pour chaque mois l'angle d'inclinaison pour lequel la surface réceptrice reçoit le maximum de rayonnement diffus incident.

Tableau III.10 : Angle d'inclinaison optimal pour le rayonnement diffus (Modèle de Hay).

Mois	Jan	Fev	Mars	Avr.	Mai	Jui.	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
Angle d'inclinaison (°)	35	30	20	10	0	0	0	10	15	25	30	35
HD (MJ/m <sup>2</sup> )	174,6	184,1	242,1	265,7	289,0	268,2	253,2	249,9	242,3	219,6	175,3	162,5

La figure III.19 montre l'évolution moyenne mensuelle de la composante diffuse du rayonnement solaire incident, selon le modèle de Hay, sur un plan (de 1 m<sup>2</sup> de surface) à différents angles d'inclinaison.



**Figure III.19** Évolution moyenne mensuelle du rayonnement diffus reçu sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila, selon le modèle de Hay.

Selon le modèle de Hay, on constate que :

Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 5°, 10, 15, 20, 25, 30, et 35° par rapport à l'horizontal, le rayonnement moyen mensuel diffus incident est maximal au mois de mai.

Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 40, 45, 50, 60 et 65° par rapport à l'horizontal, elle reçoit le maximum de rayonnement moyen mensuel diffus incident au mois d'avril.

Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 70, et 80° par rapport à l'horizontal, elle reçoit le maximum de rayonnement moyen mensuel diffus incident au mois de mars.

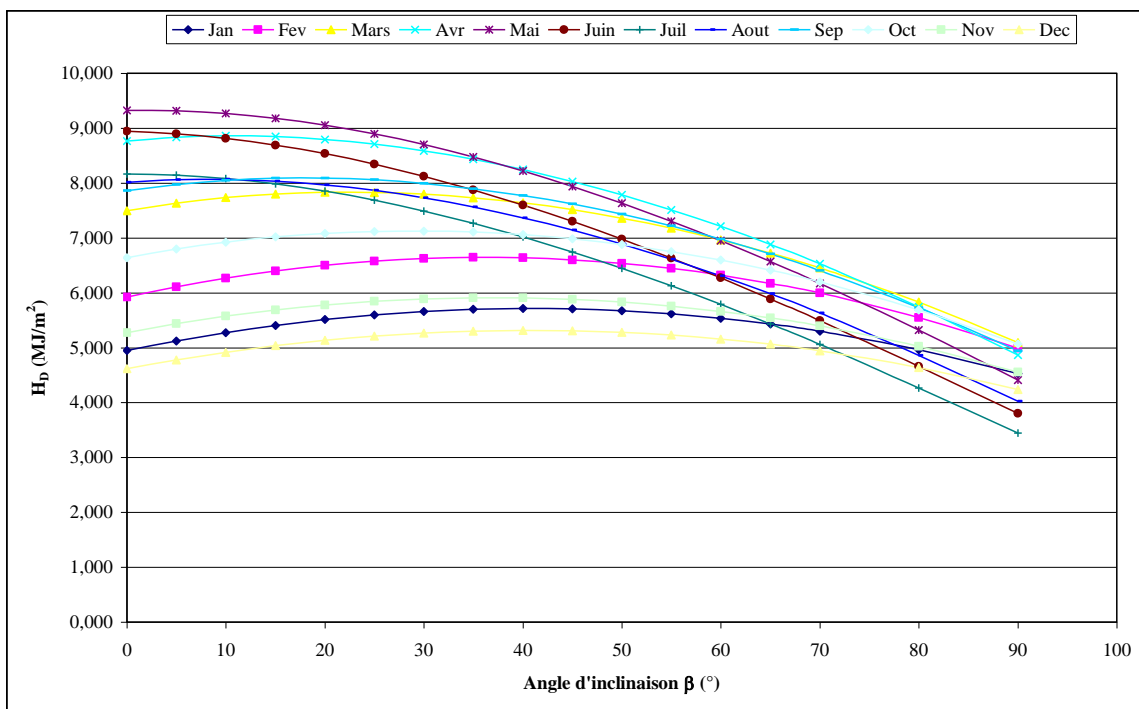
Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 90° par rapport à l'horizontal, elle reçoit le maximum de rayonnement moyen mensuel diffus incident au mois d'octobre.

Le tableau III.11 indique pour chaque mois l'angle d'inclinaison pour lequel la surface réceptrice reçoit le maximum de rayonnement diffus incident.

Tableau III.11 : Angle d'inclinaison optimal pour le rayonnement diffus (Modèle de Reindl).

Mois	Jan	Fev	Mars	Avr.	Mai	Jui.	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
Angle d'inclinaison (°)	40	35	20	10	0	0	0	10	20	30	35	40
HD (MJ/m <sup>2</sup> )	177,1	186,0	242,7	265,8	289,0	268,2	253,2	250,0	242,6	220,9	177,3	164,8

La figure III.20 montre l'évolution moyenne mensuelle de la composante diffuse du rayonnement solaire incident à M'Sila, selon le modèle de Reindl, sur un plan (de 1 m<sup>2</sup> de surface) à différents angles d'inclinaison.



**Figure III.20** Évolution moyenne mensuelle du rayonnement diffus reçu sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila, selon le modèle de Reindl.

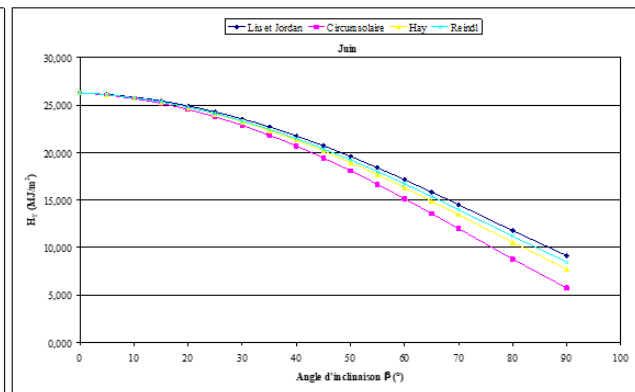
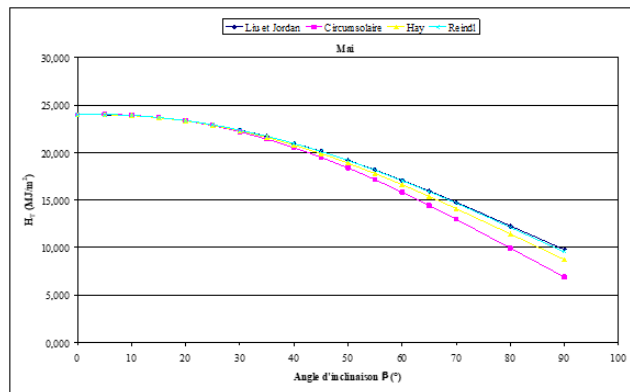
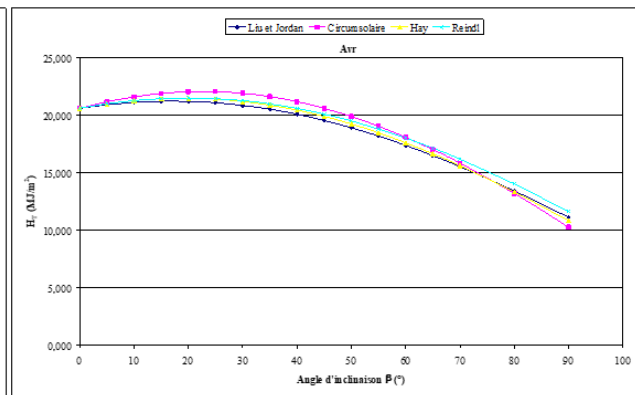
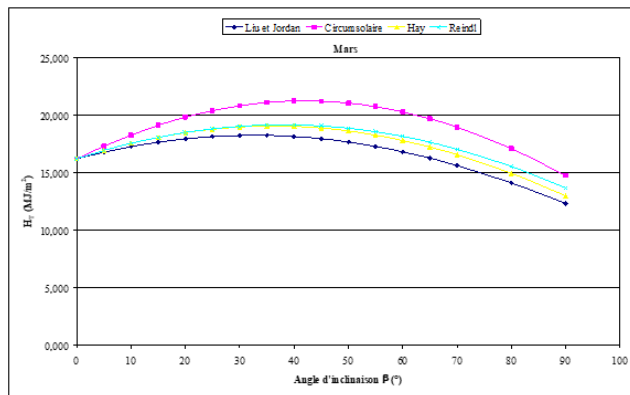
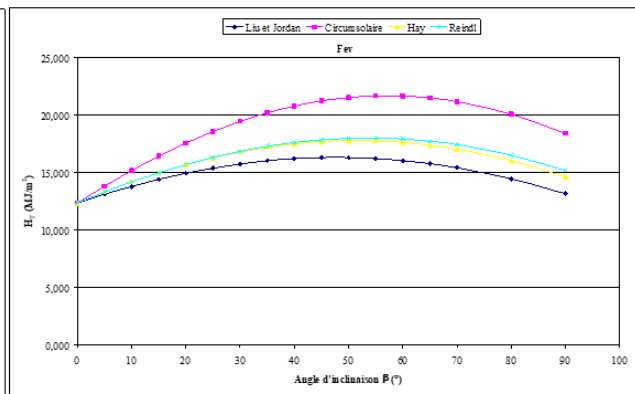
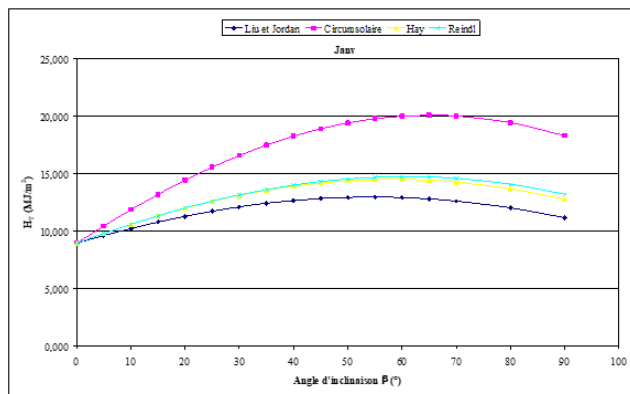
Selon le modèle de Reindl, on constate que :

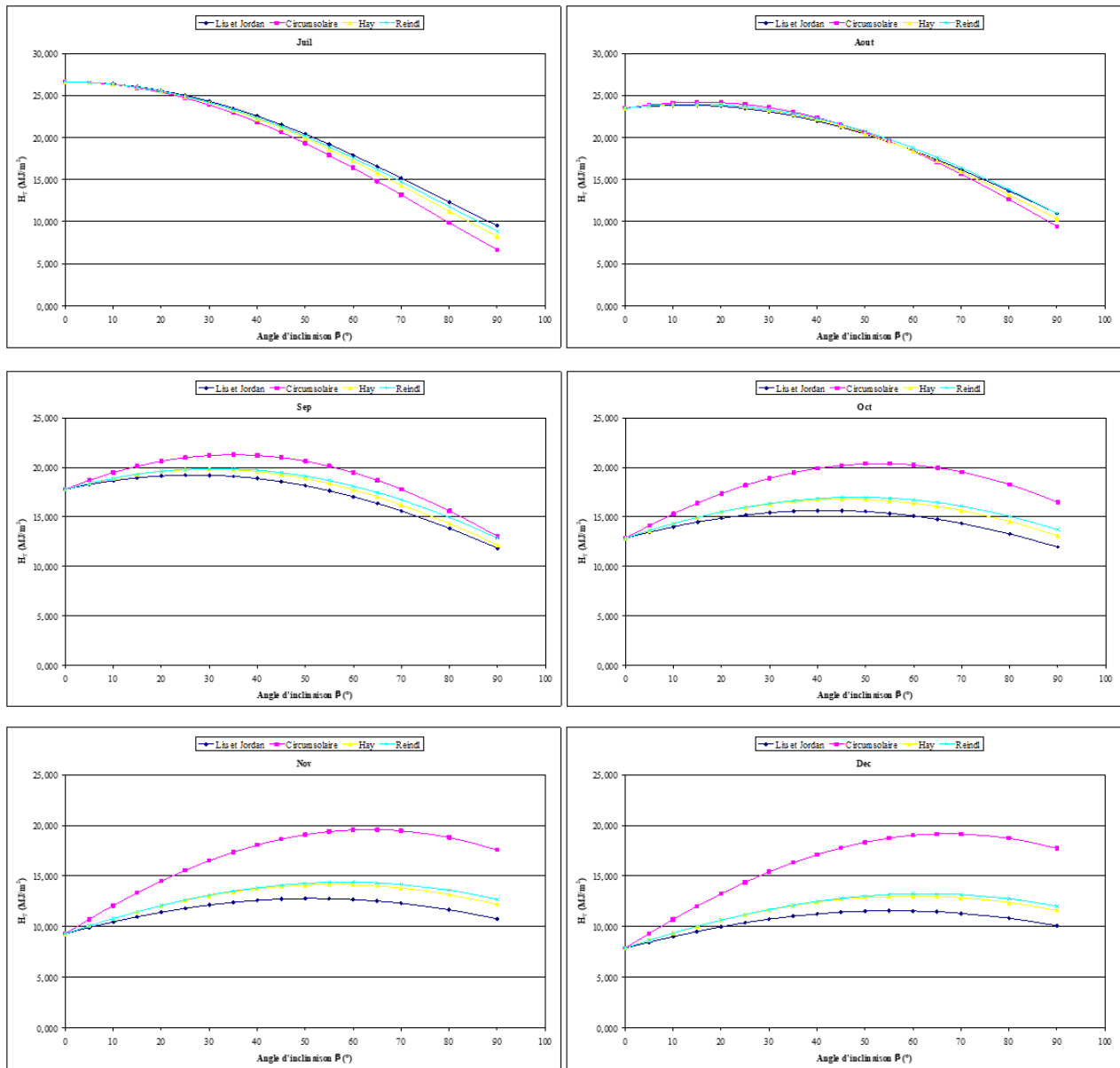
Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 5, 10, 15, 20, 25, 30, et 35° par rapport à l'horizontal, le rayonnement moyen mensuel diffus incident est maximal au mois de mai.

Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 40, 45, 50, 60, 65 et 70° par rapport à l'horizontal, elle reçoit le maximum de rayonnement moyen mensuel diffus incident au mois d'avril.

Lorsque la surface réceptrice est inclinée de 80, et 90° par rapport à l'horizontal, elle reçoit le maximum de rayonnement moyen mensuel diffus incident au mois de mars.

D'après les résultats des modèles cités ci-dessus, il est clair que l'inclinaison de la surface réceptrice en plus de la distance terre soleil (effet des mois) influent sur le rayonnement diffus.





**Figure III.21** Comparaison du rayonnement moyen mensuel reçu sur des surfaces unités de différentes inclinaisons à M'Sila, obtenu selon les modèles de : Liu & Jordan, Circumsolaire, Hay, et Reindl [35].

La figure III.21 montre l'évolution moyenne mensuelle du rayonnement solaire incident sur un plan (de 1 m<sup>2</sup> de surface) orienté vers le sud, à différents angles d'inclinaison, selon les quatre modèles d'étude cités ci-dessus (modèle de Liu & Jordan, modèle Circumsolaire, modèle de Hay, et le modèle de Reindl) à M'Sila.

On remarque d'après la figure III.21 que :

Les valeurs du rayonnement moyen mensuel intercepté, à M'Sila, par un plan incliné, orienté vers le sud, pour tous les mois de l'année, selon le modèle de Hay et celui de Reindl se rapprochent, Donc, on peut dire que les modèles de Hay et Reindl donnent des valeurs presque similaires pour tous les mois de l'année concernant le rayonnement incident sur un plan incliné à M'Sila et orienté vers le sud.

Pour les mois de : janvier, février, mars, septembre, octobre, novembre et décembre, les valeurs les plus faibles du rayonnement moyen mensuel incident sur une surface inclinée à M'Sila et orientée vers le sud, sont obtenues par le modèle de Liu & Jordan. Les valeurs les plus élevées par contre, sont estimées par le modèle circumsolaire.

Pour le mois d'avril, les valeurs du rayonnement moyen mensuel incident sur un plan incliné en plein sud, à M'Sila, et ce quel que soit son inclinaison, sont similaires pour les modèles de Hay, Reindl et Liu & Jordan (l'erreur relative par rapport au modèle de Jordan ne dépasse pas les 5%). Le modèle circumsolaire donne des valeurs inférieures au modèle de Liu & Jordan pour les angles d'inclinaison inférieurs à  $80^\circ$ . L'erreur relative dans ce cas ne dépasse pas les 10% (par rapport au modèle de Jordan).

Pour le mois de mai et pour un plan incliné d'un angle inférieur ou égale à  $30^\circ$  en plein sud à M'Sila, tous les modèles donnent des valeurs presque identiques du rayonnement moyen mensuel incident sur ce plan, (l'erreur relative par rapport au modèle de Jordan ne dépasse pas les 1%).

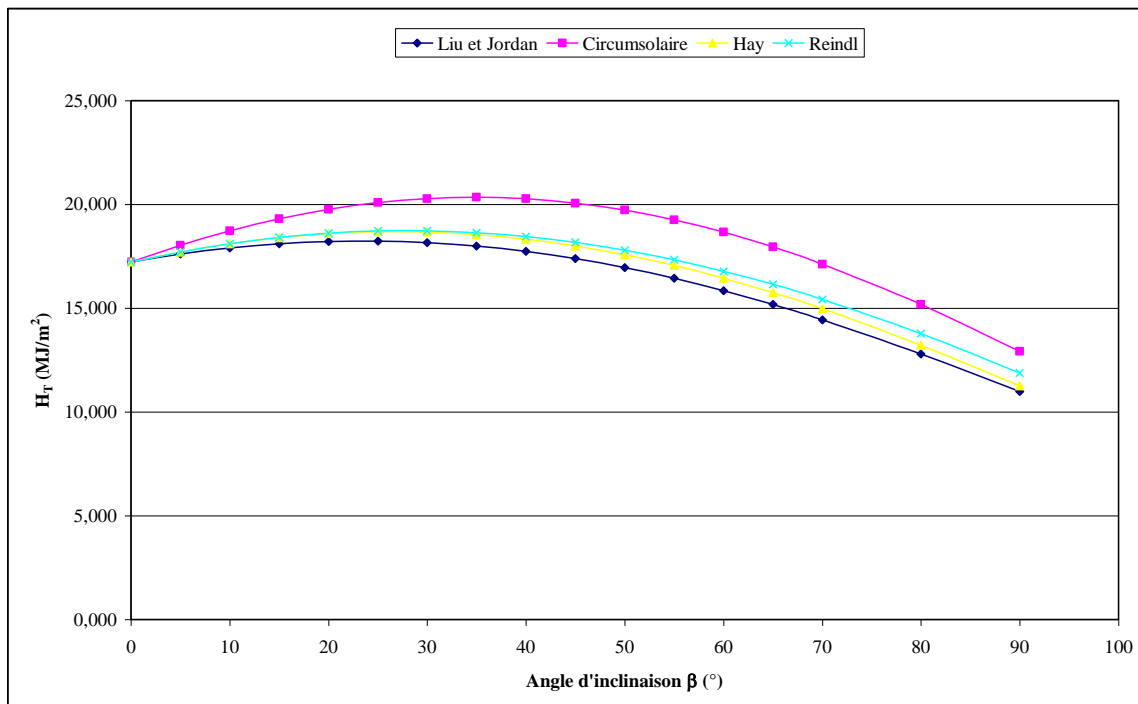
Le modèle de Liu & Jordan et le modèle de Reindl sont presque identiques pour le mois de mai, vue que l'erreur relative entre eux ne dépasse pas les 3%.

À M'Sila, pour le mois de juin et pour un plan incliné d'un angle inférieur ou égale à  $10^\circ$  en plein sud, tous les modèles donnent des valeurs presque identiques du rayonnement moyen mensuel incident sur ce plan, (l'erreur relative par rapport au modèle de Jordan ne dépasse pas les 1%). Pour le mois de juillet et pour un plan incliné d'un angle inférieur ou égale à  $20^\circ$  en plein sud, tous les modèles donnent des valeurs presque identiques du rayonnement moyen mensuel incident sur ce plan à M'Sila, (l'erreur relative par rapport au modèle de Jordan ne dépasse pas les 1%).

Le modèle de Liu & Jordan et le modèle de Reindl sont presque identiques pour le mois d'août, vue que l'erreur relative entre eux ne dépasse pas les 2%.

Pour le mois d'août et pour un plan incliné d'un angle inférieur ou égale à  $70^\circ$  en plein sud, tous les modèles donnent des valeurs proches du rayonnement moyen mensuel incident sur ce plan à M'Sila, (l'erreur relative par rapport au modèle de Jordan ne dépasse pas les 5%).

La figure III.22 montre l'évolution moyenne annuelle du rayonnement solaire incident sur un plan (de 1 m<sup>2</sup> de surface) orienté vers le sud, à différents angles d'inclinaison, selon les quatre modèles d'étude cités ci-dessus (modèle de Liu & Jordan, modèle Circumsolaire, modèle de Hay, et le modèle de Reindl) à M'Sila.



**Figure III.22** Évolution moyenne annuelle du rayonnement solaire incident sur un plan de 1 m<sup>2</sup> de surface, orienté vers le sud, à différents angles d'inclinaison, selon les modèles de : Liu & Jordan, Circumsolaire, Hay, et Reindl.

On remarque d'après la figure III.22 que :

Les valeurs du rayonnement moyen annuel intercepté, à M'Sila, par un plan incliné, orienté vers le sud, selon les modèles de Hay et Reindl se rapprochent, donc, on peut dire que les modèles de Hay et Reindl donnent des valeurs presque similaires concernant le rayonnement annuel moyen incident sur un plan incliné à M'Sila et orienté vers le sud.

Le modèle de Liu & Jordan et le modèle de Hay sont presque identiques pour le rayonnement moyen annuel, vu que l'erreur relative entre eux ne dépasse pas les 4%.

De même, les valeurs les plus faibles du rayonnement moyen annuel incident sur une surface inclinée à M'Sila et orientée vers le sud, sont obtenues par le modèle de Liu & Jordan. Les valeurs les plus élevées par contre, sont estimées par le modèle circumsolaire.

### III.4.2 Optimisation de l'angle d'inclinaison pour la collecte d'énergie solaire maximale à M'sila

Les paramètres permettant de capter le maximum d'énergie solaire durant la journée sont l'inclinaison et l'orientation des capteurs. Effectivement, les capteurs solaires sont orientés vers le sud s'ils se trouvent dans l'hémisphère nord, ils sont par contre dirigés vers le nord s'ils sont placés dans des zones de l'hémisphère sud. Dans ce qui suit on se propose de déterminer l'angle optimal mensuel, saisonnier et annuel des capteurs solaires placés à M'Sila afin de maximiser l'énergie collectée par ces derniers.

#### III.4.2.1 Inclinaison optimale mensuel

À partir des graphes tracés pour chaque mois sur la figure III.21, on peut déterminer l'angle optimal mensuel permettant la collecte maximale du rayonnement solaire mensuel incident. Le tableau III.12 indique pour chaque mois l'angle d'inclinaison optimal pour lequel la surface réceptrice reçoit le maximum de rayonnement incident selon les différents modèles mentionnés ci-dessus.

Tableau III.12 : Angle d'inclinaison optimal mensuel et radiations globales correspondantes selon les modèles de : Liu & Jordan, Circumsolaire, Hay, et Reindl [35].

Modèle Liu & Jourdan			Modèle circumsolaire		Modèle de Hay		Modèle de Reindl	
Mois	$\beta_{opt}(^{\circ})$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)	$\beta_{opt}(^{\circ})$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)	$\beta_{opt}(^{\circ})$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)	$\beta_{opt}(^{\circ})$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)
Jan	54.5	12.98	65	20.10	58.5	14.52	60.5	14.76
Fev	47.5	16.33	57	21.71	51.5	17.81	53.5	18.02
Mars	32.5	18.28	42	21.28	36	19.09	38	19.20
Avr	17	21.25	22.5	22.09	19	21.50	20	21.52
Mai	3	24.00	4	24.03	4	24.01	3.5	24.01
Juin	-4	26.35	-5	26.39	-4.5	26.36	-4.5	26.36
Juil	-1	26.65	-1	26.66	-1	26.65	-1	26.65
Aout	12.5	23.85	15.5	24.20	14	23.98	14	23.99
Sep	27	19.22	35	21.29	30	19.80	31	19.87
Oct	41.5	15.65	52.5	20.38	46	16.78	48.5	16.96
Nov	51.5	12.77	63.5	19.57	55.5	14.15	58.5	14.38
Dec	55.5	11.57	67.5	19.16	60	13.02	62.5	13.24
HT/an		6967.028		8118.33		7233.095		7272.277

Remarque :

Les valeurs du tableau III.12 sont obtenues en utilisant l'indice de clarté  $K_T$ .

Le même calcul a été refait en utilisant cette fois-ci la moyenne mensuelle de l'indice de clarté  $\overline{K_t}$ . Les résultats ainsi trouvés sont portés sur le tableau III.13

Tableau III.13 : Angle d'inclinaison optimal mensuel et radiations globales correspondantes selon les modèles de : Liu & Jordan, Circumsolaire, Hay, et Reindl (Calcul obtenu pour  $\overline{K_t}$  ).

Modèle Liu & Jourdan			Modèle circumsolaire		Modèle de Hay		Modèle de Reindl	
Mois	$\beta_{opt}(^\circ)$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)	$\beta_{opt}(^\circ)$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)	$\beta_{opt}(^\circ)$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)	$\beta_{opt}(^\circ)$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)
Jan	54.5	12.89	65.5	20.06	58.5	14.42	61	14.66
Fev	47.5	16.27	57	21.69	51	17.75	53.5	17.96
Mars	33.5	18.32	42.5	21.38	37	19.17	39	19.29
Avr	17.5	21.23	23	22.09	19.5	21.49	20	21.52
Mai	8.5	24.12	11	24.29	9.5	24.19	10	24.19
Juin	-4	26.32	-4.5	36.36	-4	26.34	-4	26.34
Juil	-1	36.67	-1	26.67	-1	26.67	-1	26.67
Aout	13	23.92	15.5	24.27	14	24.06	14.5	24.07
Sep	27.5	19.34	35	21.38	30.5	19.95	32	20.02
Oct	41.5	15.59	52.5	20.33	45.5	16.71	48	16.90
Nov	50.5	12.68	63.5	19.48	45.5	14.05	57.5	14.27
Dec	55.5	11.59	67	19.19	55	13.05	62	13.28

À partir des tableaux III.12 et III.13 on constate que la différence entre les valeurs obtenues en utilisant  $K_t$  ou  $\overline{K_t}$  n'est pas importante que ce soit pour l'angle optimal d'inclinaison ou pour l'énergie maximale collectée correspondante, à l'exception du mois de mai, où cette différence est remarquable et ce concernant juste l'angle optimal d'inclinaison.

On remarque d'après le tableau III.12, qu'il faut bien incliner le capteur solaire d'un angle supérieur à 30° ( $\beta > 30^\circ$ ) aux mois de janvier, février, mars, octobre, novembre et décembre et de le placer en position presque horizontale aux mois de mai, juin et juillet afin de collecter le maximum d'irradiations solaires.

Encore une fois et comme signalé précédemment, on constate que les valeurs maximales, que ce soit pour l'angle d'inclinaison ou bien l'énergie maximale collectée, sont obtenues avec le modèle circumsolaire. Le modèle de Liu & Jordan par contre donne les valeurs les plus faibles.

Les modèles de Hay et Reindl donnent des valeurs presque similaires qui se situent entre celles de Liu & Jordan et les valeurs obtenues par le modèle circumsolaire (Valeurs intermédiaires).

Il existe une autre technique plus simple basée sur le modèle analytique développé par EL Kassaby qui permet de calculer l'angle optimal mensuel. Le tableau IV.12 regroupe les valeurs ainsi obtenues pour M'Sila et les compare avec celles du modèle de Reindl.

Tableau III.14 : Angle d'inclinaison optimal mensuel selon les modèles d'EL Kassaby et Reindl.

Mois	Jan	Fev	Mars	Avr.	Mai	Jui.	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
Angle d'inclinaison (°) Reindl	60,5	53,5	38	20	3,5	-4,5	-1	14	31	48,5	58,5	62,5
Angle d'inclinaison (°) EL Kassaby	62,70	54,08	38,65	20,02	2,98	0	0	0	0	49,87	61,22	65,37

D'après le tableau III.14, on remarque que modèle d'EL Kassaby peut être adéquat à M'Sila pour tous les mois de l'année à l'exception des deux mois d'août et de septembre où l'écart entre les résultats des valeurs des angles optimaux des deux modèles est important (dépasse 10°).

### III.4.2.2 Inclinaison optimale saisonnière

L'inclinaison saisonnière permet de changer l'inclinaison des panneaux quatre fois par an au lieu de les changer chaque mois.

Tableau III.15 : Angle d'inclinaison optimal saisonnier et radiations globales correspondantes selon les modèles de : Liu & Jordan, Circumsolaire, Hay, et Reindl [35].

Modèle Liu & Jourdan			Modèle circumsolaire		Modèle de Hay		Modèle de Reindl	
Saison	$\beta_{opt}(°)$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)	$\beta_{opt}(°)$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)	$\beta_{opt}(°)$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)	$\beta_{opt}(°)$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)
Hiver	47,00	14,81	58,00	20,47	51,00	16,14	53,00	16,34
Printemps	8,00	22,90	11,50	23,12	9,50	22,97	9,50	22,97
Eté	8,50	24,09	12,00	24,32	10,00	24,17	10,00	24,17
Automne	46,50	13,77	58,50	19,60	50,50	15,01	53,00	15,21
HT (MJ /m <sup>2</sup> /an)		6901,94		7987,91		7147,38		7184,94

Le tableau III.15 indique pour chaque saison l'angle d'inclinaison optimal pour lequel la surface réceptrice reçoit le maximum de rayonnement incident selon les différents modèles cités ci-dessus.

Les mêmes constatations concernant l'ordre de grandeur des valeurs obtenues par les modèles étudiés sont valables dans le cas de l'inclinaison saisonnière. En d'autres termes, les valeurs maximales, que ce soit pour l'angle d'inclinaison ou bien l'énergie maximale collectée, sont obtenues avec le modèle circumsolaire. Le modèle de Liu & Jordan par contre donne les valeurs les plus faibles. Les modèles de Hay et Reindl donnent des valeurs presque similaires qui se situent entre les valeurs extrêmes.

En été et en printemps, l'écart entre les résultats des valeurs des angles optimaux des modèles étudiés n'est pas important ( $\pm 2^\circ$ ). Par contre en hiver et en automne cette différence devient importante où elle dépasse les  $10^\circ$ .

On voit d'après le tableau III.15, que les angles d'inclinaison optimaux des saisons d'hiver et d'automne sont presque les mêmes.

Pareil pour les angles d'inclinaison optimaux des saisons d'été et du printemps et ce pour tous les modèles étudiés. EL Kassaby propose aussi une méthode analytique qui permet de calculer l'angle optimal saisonnière. Le tableau III.16 regroupe les valeurs ainsi obtenues pour M'Sila et les compare avec celles des études menées pour déterminer l'inclinaison optimale saisonnière.

Tableau III.16 : Angle d'inclinaison optimal saisonnière selon les modèles d'EL Kassaby et d'autres.

Saisons	Hiver	Printemps	Eté	Automne
Angle d'inclinaison ( $^\circ$ ) $\beta_{\pm 10}$	45,7	25,7	25,7	45,7
Angle d'inclinaison ( $^\circ$ ) $\beta_{\pm 15}$	50,7	20,7	20,7	50,7
Angle d'inclinaison ( $^\circ$ ) $\beta_{\pm 20}$	55,7	15,7	15,7	55,7
Angle d'inclinaison ( $^\circ$ ) EL Kassaby	55,4	9,82	10,33	55,89
Angle d'inclinaison ( $^\circ$ ) Reindl	53,00	9,50	10,00	53,00

On constate d'après le tableau III.16 que la méthode d'El Kassaby donne des valeurs presque similaires à celles trouvées par Reindl concernant l'inclinaison optimale saisonnière (l'écart entre les résultats des valeurs des angles optimaux des deux modèles n'est pas important  $\pm 3^\circ$ ).

Donc, on peut estimer l'angle d'inclinaison optimal saisonnier à M'Sila en utilisant la méthode analytique proposée par El Kassaby. Comme on peut l'estimer aussi, grossièrement en utilisant la relation suivante :

$$\beta_{\text{opt}} = \varphi \pm 20^\circ \quad (\text{III.31})$$

### III.4.2.3 Inclinaison optimale annuelle

L'inclinaison annuelle permet de fixer l'inclinaison des panneaux durant toute l'année au lieu de la changer chaque mois ou chaque saison.

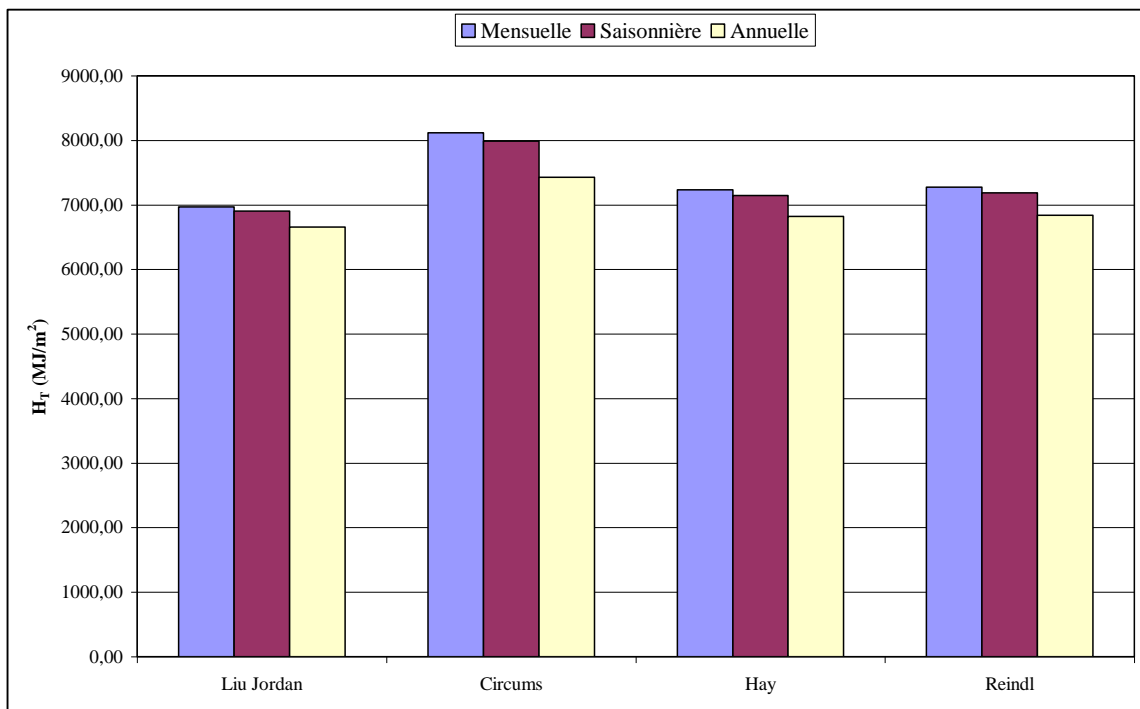
Le tableau III.17 indique l'angle d'inclinaison optimal annuel à M'Sila pour lequel la surface réceptrice reçoit le maximum de rayonnement incident selon les différents modèles cités ci-dessus.

On constate que le modèle Circumsolaire donne la même valeur la plus élevée d'angle d'inclinaison optimal annuel qui est de  $34,5^\circ$ .

Tableau III.17 : Angle d'inclinaison optimal annuel et radiations globales correspondantes selon les modèles de : Liu & Jordan, Circumsolaire, Hay, et Reindl [35].

Modèle Liu & Jourdan		Modèle circumsolaire		Modèle de Hay		Modèle de Reindl	
$\beta_{opt}(^\circ)$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)	$\beta_{opt}(^\circ)$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)	$\beta_{opt}(^\circ)$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)	$\beta_{opt}(^\circ)$	HT (MJ /m <sup>2</sup> /jour)
23,5	18,24	34,5	20,34	27	18,69	28	18,731
HT (MJ /m <sup>2</sup> )	6656,52		7424,77		6820,57		6836,834

Le plus petit angle d'inclinaison optimal annuel est estimé par le modèle de Jordan. Le modèle de Reindl et le modèle de Hay donnent des valeurs presque identiques (valeur intermédiaire entre les valeurs extrêmes).



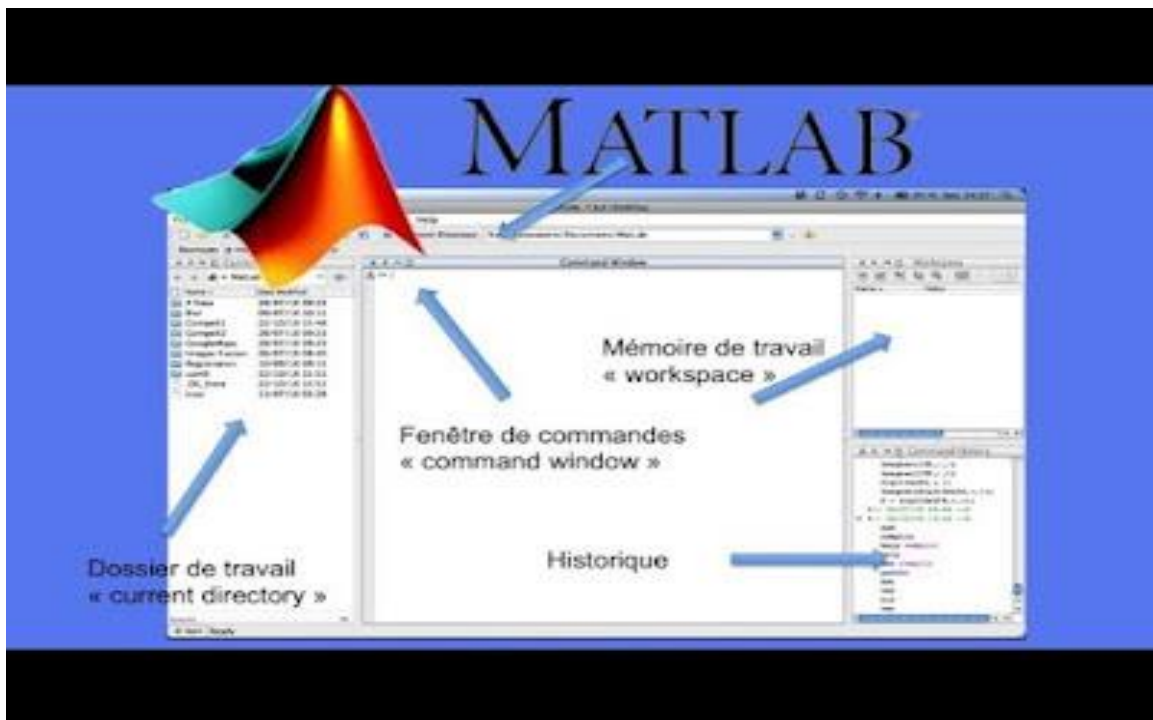
**Figure III.23** Énergies reçues pour les différentes inclinaisons : mensuelle, saisonnière et annuelle.

La figure III.23 compare les gains en énergies reçues pour les différentes inclinaisons mensuelle, saisonnière et annuelle.

Il est clair d'après la figure III.23 qu'il est préférable de changer l'inclinaison des capteurs chaque mois ou chaque saison au lieu de la fixer, pour gagner plus d'énergie.

### III.4.3 Interface graphique en MATLAB®/GUI pour estimer les rayonnements solaire

L'interface graphique MLB se base sur le langage de programmation MATLAB de quatrième génération développé par The MathWorks Corporation à la fin des années 1970. Le nom MATLAB est la contraction du terme anglais matrix laboratory. Ce logiciel est conçu spécialement pour le calcul scientifique et la manipulation de vecteurs et de matrices. Ce langage ne nécessite pas de compilation, puisqu'il est traduit en langage machine à l'exécution [40].



**Figure III.24** Interface de Matlab.

MATLAB est plus qu'un langage de programmation, puisqu'il s'agit d'une console d'exécution. Il permet d'exécuter des fonctions, d'attribuer des valeurs à des variables, etc. Il permet d'effectuer aussi des opérations mathématiques, de manipuler des matrices, de faire des graphiques, etc.

- L'interface de Matlab

L'interface de Matlab est divisée en plusieurs sections (voir la figure III.24) et nous évoquerons les plus importantes dans ce qui suit :

- Command Windows

C'est le terminal dans lequel on doit taper les commandes et sur lequel s'affiche les résultats.

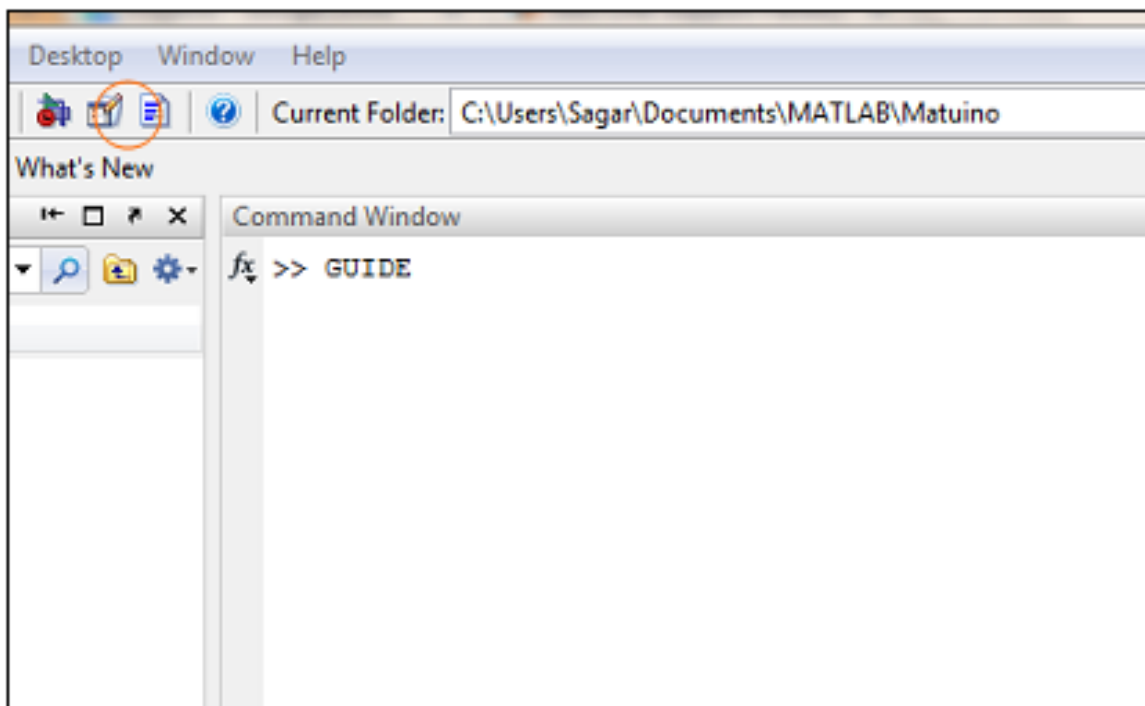
- Workspace

Dans cette fenêtre, on obtient la liste des variables utilisées par Matlab, il est possible de double-cliquer sur une variable pour l'afficher.

- Command History

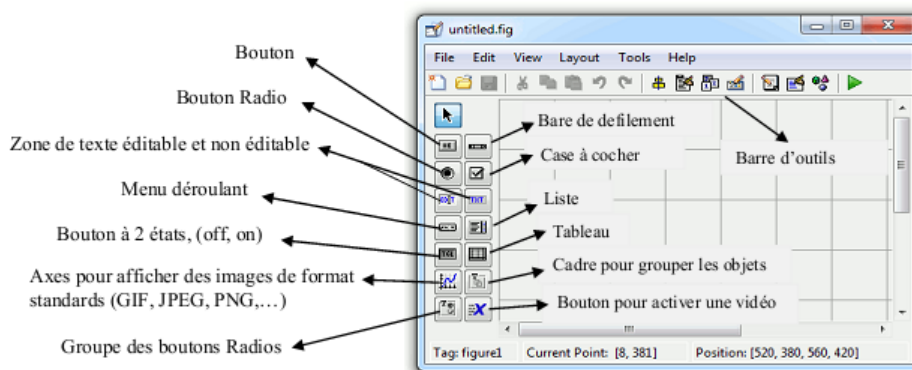
Lorsque l'on effectue une analyse de données sur les résultats d'une expérience, il est essentiel de conserver une trace de toutes les opérations qui ont été réalisées. C'est la base de la traçabilité et de la reproductibilité des résultats scientifiques.

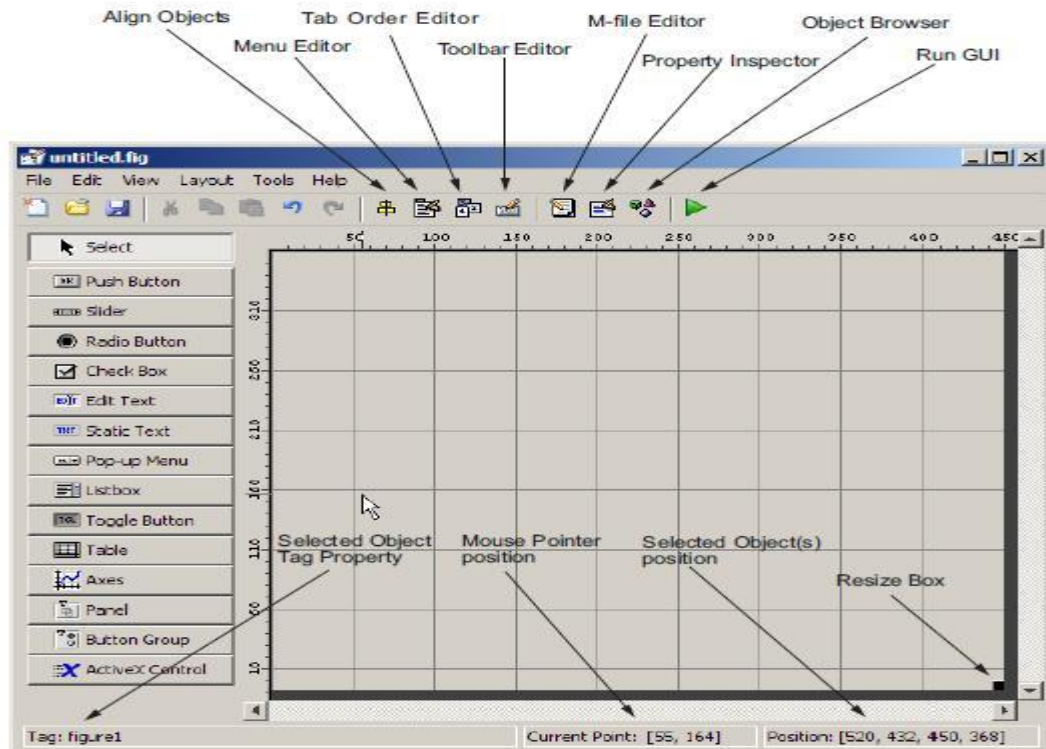
MATLAB possède un outil dédié à la création des interfaces graphiques appelé GUIDE (Graphical User Interface Development Environment). Il s'exécute, soit en cliquant sur l'icône le représentant, soit en tapant guide dans la fenêtre de commande (Command Window) de MATLAB comme illustré sur la Figure III.25.



**Figure III.25** Commande d'exécution de GUIDE.

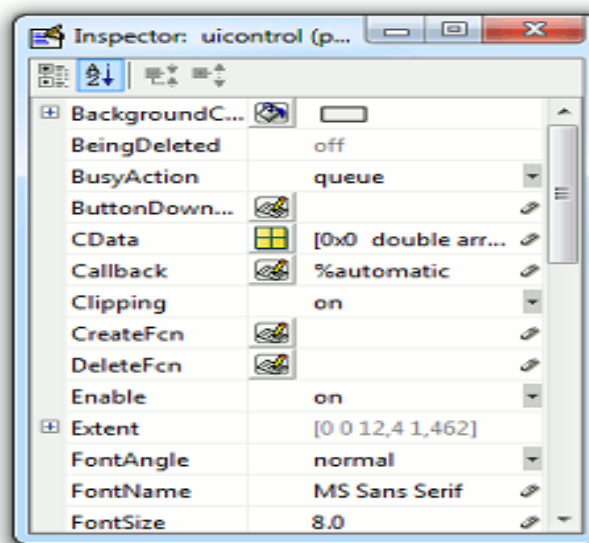
GUIDE regroupe tous les outils (objets graphiques : boutons, menus, cases à cocher, etc.) dont le programmeur a besoin pour créer son interface (voir la Figure III.26). Ces objets sont généralement actionnés à l'aide de la souris ou du clavier [40].





**Figure III.26** Fenêtre principale de GUIDE.

Le placement des objets est réalisé par sélection dans une boîte à outils. Leur mise en place et leur dimensionnement se font à l'aide de la souris. Un double-clic sur un objet permet de faire apparaître l'inspecteur de propriété 'Property Inspector' où les propriétés des objets sont facilement éditables. Leurs modifications et la visualisation de ces modifications sont immédiates (voir la Figure III.27).

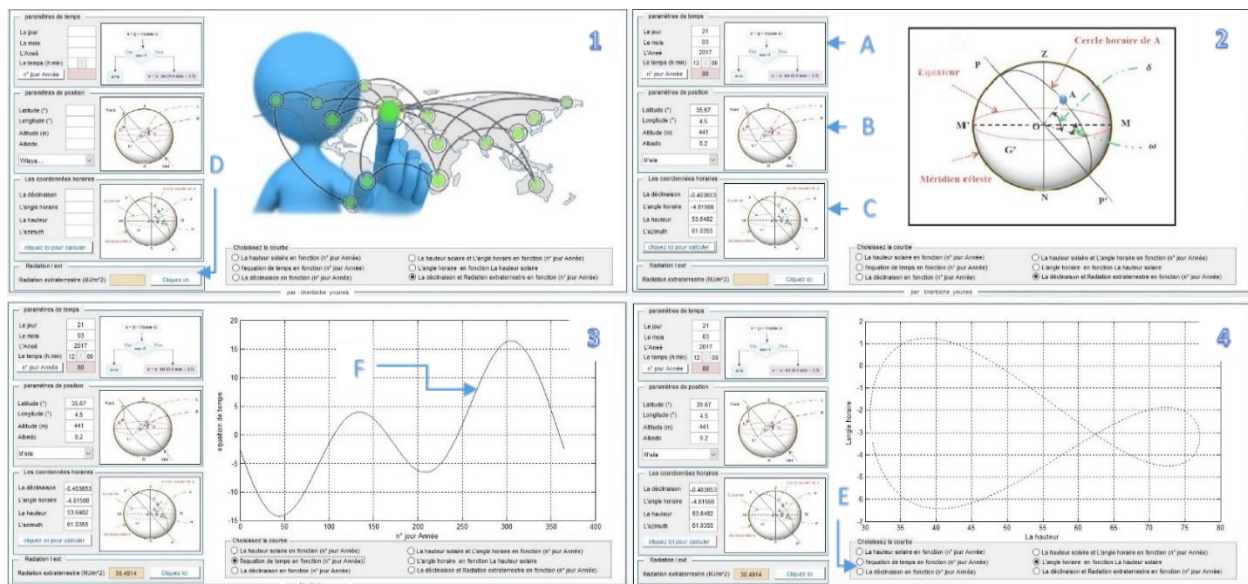


**Figure III.27** Inspecteur de propriétés.

GUIDE dispose également d'outils pour gérer l'alignement des objets et créer des barres d'outils ou des menus. Une fois l'interface graphique terminée, sa sauvegarde génère deux fichiers de même nom d'extensions différentes . figure et m.figure. Le fichier .figure contient les définitions d'objets graphiques (positions et propriétés). Ce dernier peut être ouvert avec GUIDE pour modifier l'objet graphique. Le fichier m.figure contient les lignes de code qui assurent l'exécution de l'interface graphique (manipulation d'objet). Ce fichier peut être modifié dans l'éditeur MATLAB "MATLAB Editor".

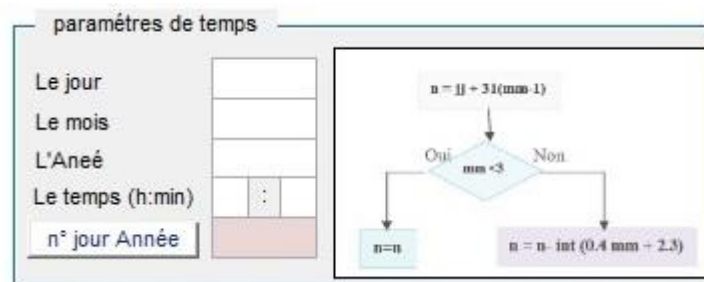
### III.4.3.1 Présentation du logiciel (Interface graphique)

Le logiciel de calcul développé à des interfaces graphiques flexibles (deux interfaces graphiques) comme illustré dans la FIGURE III.28 et la FIGURE III.35. Il a des interfaces graphiques et des données numériques. La première interface graphique est divisée en six panneaux ; A, B, C, D, E et F.



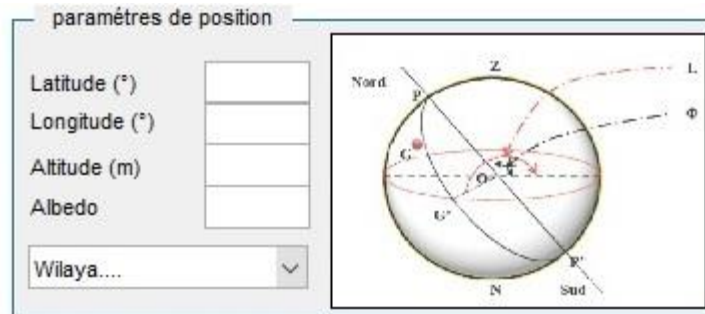
**Figure III.28** Interface graphique donnant : la position de la terre par rapport au soleil, la déclinaison du soleil, le numéro du jour et du mois et l'équation de temps [70].

**Section A :** Ce panneau contient des paramètres de temps comme jour, le mois, l'année, le temps illustré à la FIGURE III.29 ;



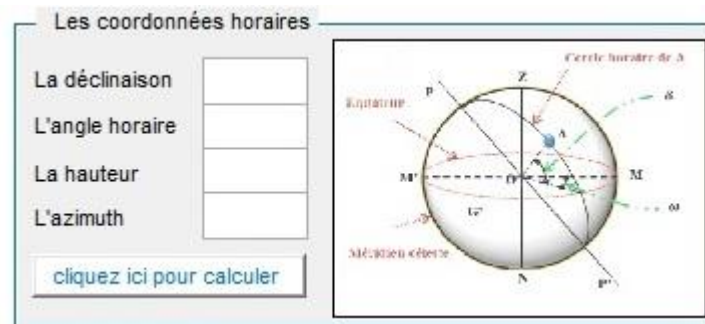
**Figure III.29** Paramètres de temps.

**Section B :** Ce panneau couvre les paramètres de position tels que la latitude, la longitude, l'altitude, l'albédo et l'emplacement (Wilayas) comme indiqué dans FIGURE III.30 ;



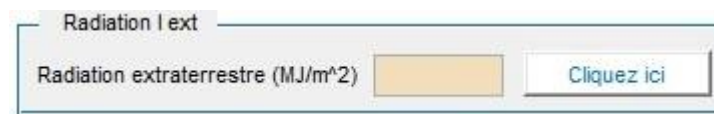
**Figure III.30** Paramètres de position.

**Section C :** Ce panneau contient les coordonnées temporelles telles que la déclinaison, la hauteur, l'angle horaire, l'azimut comme indiqué dans FIGURE III.31 ;



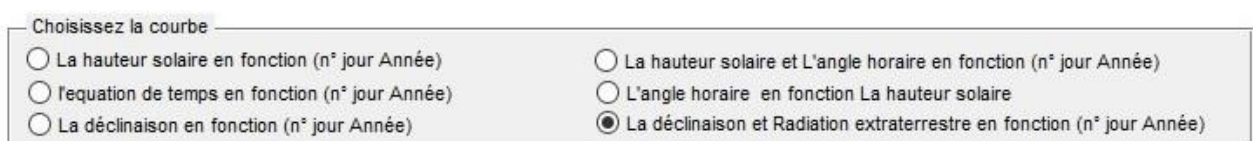
**Figure III.31** Coordonnées horaires.

**Section D :** Ce panneau calcule le rayonnement normal extraterrestre direct  $I_{ext}$  illustré à la FIGURE III.32 ;



**Figure III.32** Rayonnement normal extraterrestre.

**Section E :** Ce panneau permet de sélectionner des courbes (ex : Analma, l'équation du temps, la déclinaison...etc.) comme illustré sur la FIGURE III.33 ;



**Figure III.33** Panneau permet de sélectionner des courbes.

Section F : Zone personnalisée pour l'affichage des courbes comme illustré dans la FIGURE III.34 ;

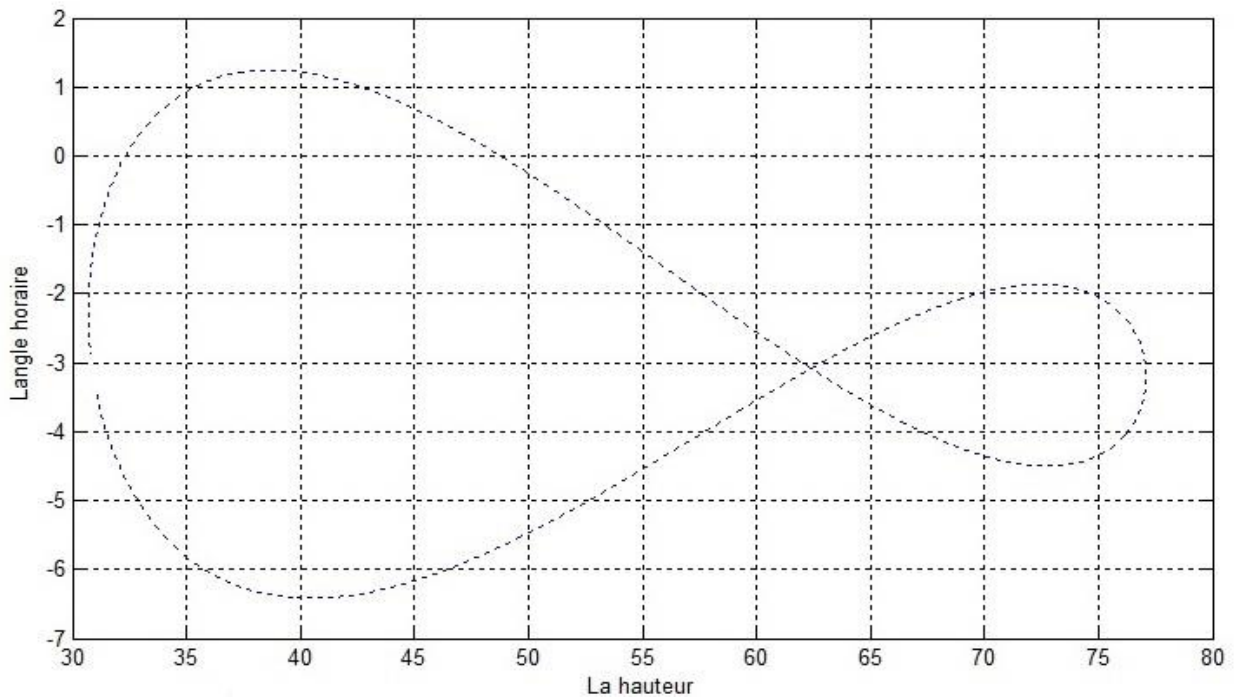
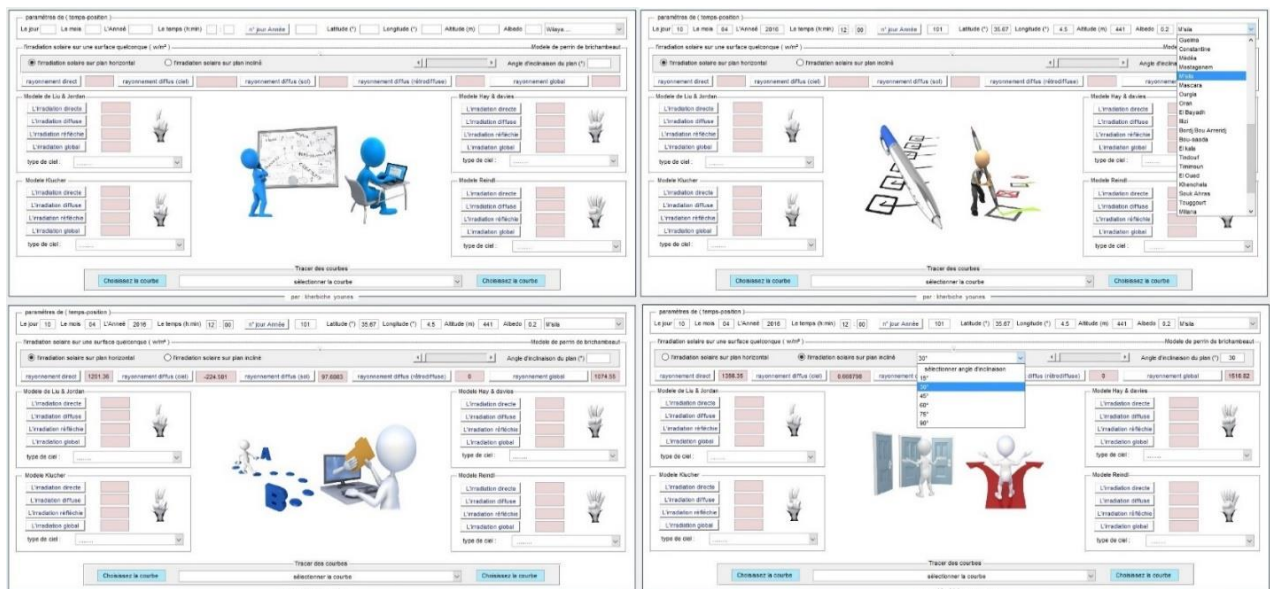
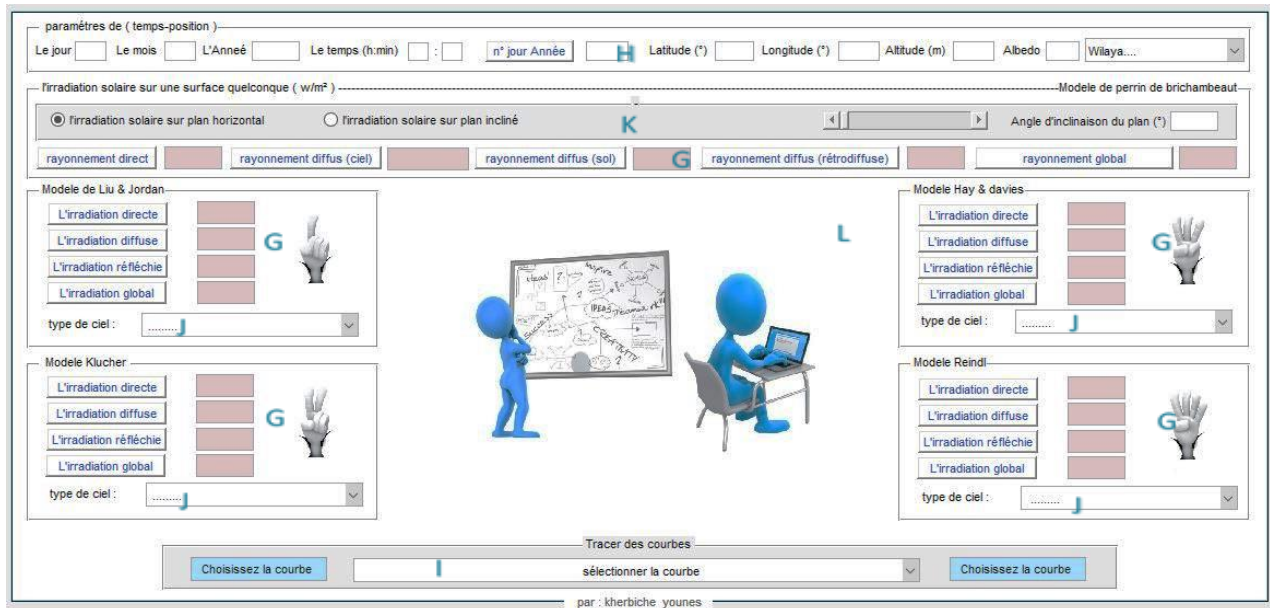


Figure III.34 Affichage des courbes.

Le programme calcul le numéro de jour afin de déterminer la position de la terre par rapport au soleil, la déclinaison et l'équation du temps et la déclinaison du soleil et affiche les courbes.

La deuxième interface graphique est divisée en cinq panneaux ; G, H, I, J et K comme indiqué :





**Figure III.35** Interface permettant les irradiations quotidiennes globales, diffuses et horaires directs, l'irradiation mesurée sur n'importe quelle surface et le type de ciel et l'utilisation de plusieurs modèles [70].

**Section H :** Ces panneaux contiennent des paramètres de position-temps tels que le jour, le mois, l'année, le numéro du jour, l'heure, la latitude, la longitude, l'altitude et l'albédo pour l'emplacement choisi comme indiqué dans FIGURE III.36 ;



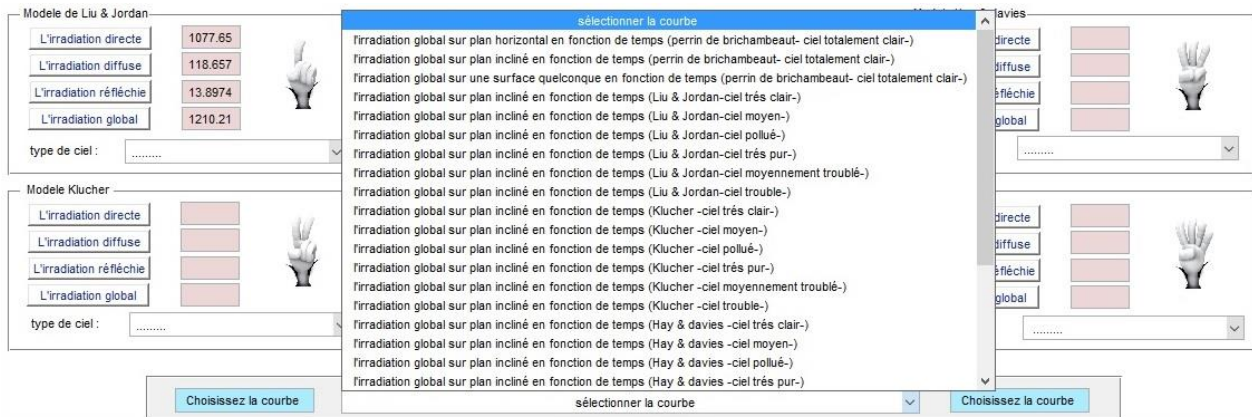
**Figure III.36** Paramètres de position-temps.

**Section G :** Ce panneau couvre les rayonnements solaires (directs, diffus, réfléchis et globaux) pour chacun des modèles des cinq modèles cités (modèle Perrin de Brichambaut, modèle Lui & Jordan, modèle Klucher, modèle Hay-Davies et modèle Reindl) comme indiqué dans FIGURE III.37 ;



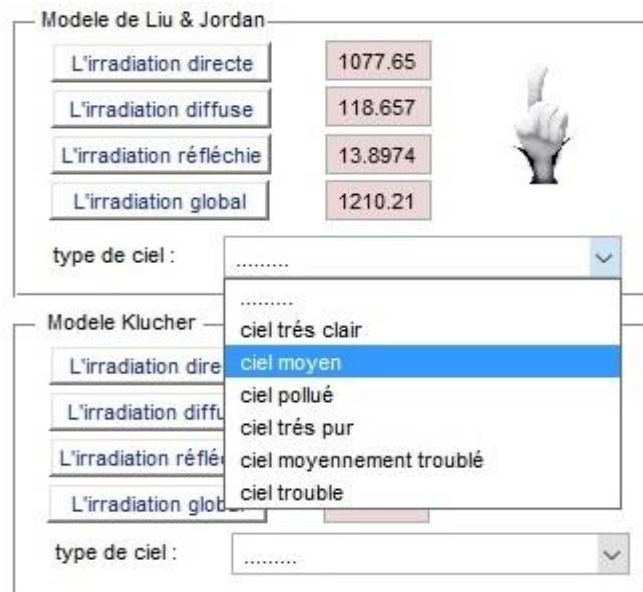
**Figure III.37** Rayonnements solaires (directs, diffus, réfléchis et globaux).

**Section I** : ce panneau est utilisé pour sélectionner les courbes d'irradiation solaire comme illustré à la FIGURE III.38 ;



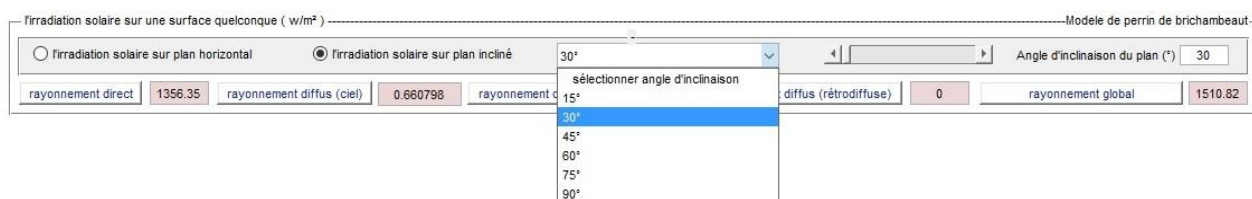
**Figure III.38** Sélectionner les courbes d'irradiation solaire.

**Section J** : Ce panneau contient le type de ciel comme indiqué dans la FIGURE III.39 ;



**Figure III.39** Type de ciel.

**Section K** : Ce panneau contient le type de plan ; horizontale ou inclinée avec la valeur de l'angle d'inclinaison illustrée à la FIGURE III.40 ;



**Figure III.40** Type de plan ; horizontale ou inclinée.

Section L : Zone personnalisée pour l'affichage des courbes comme illustré dans la FIGURE III.41 ;

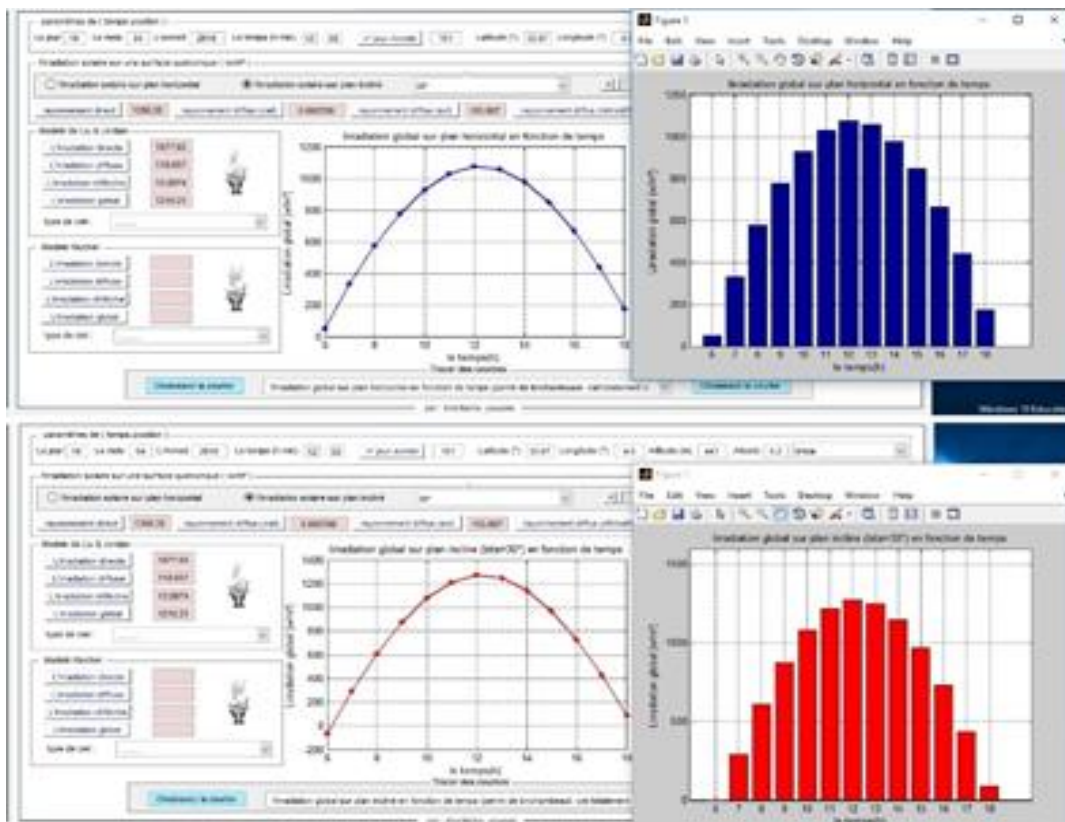


Figure III.41 Affichage des courbes.

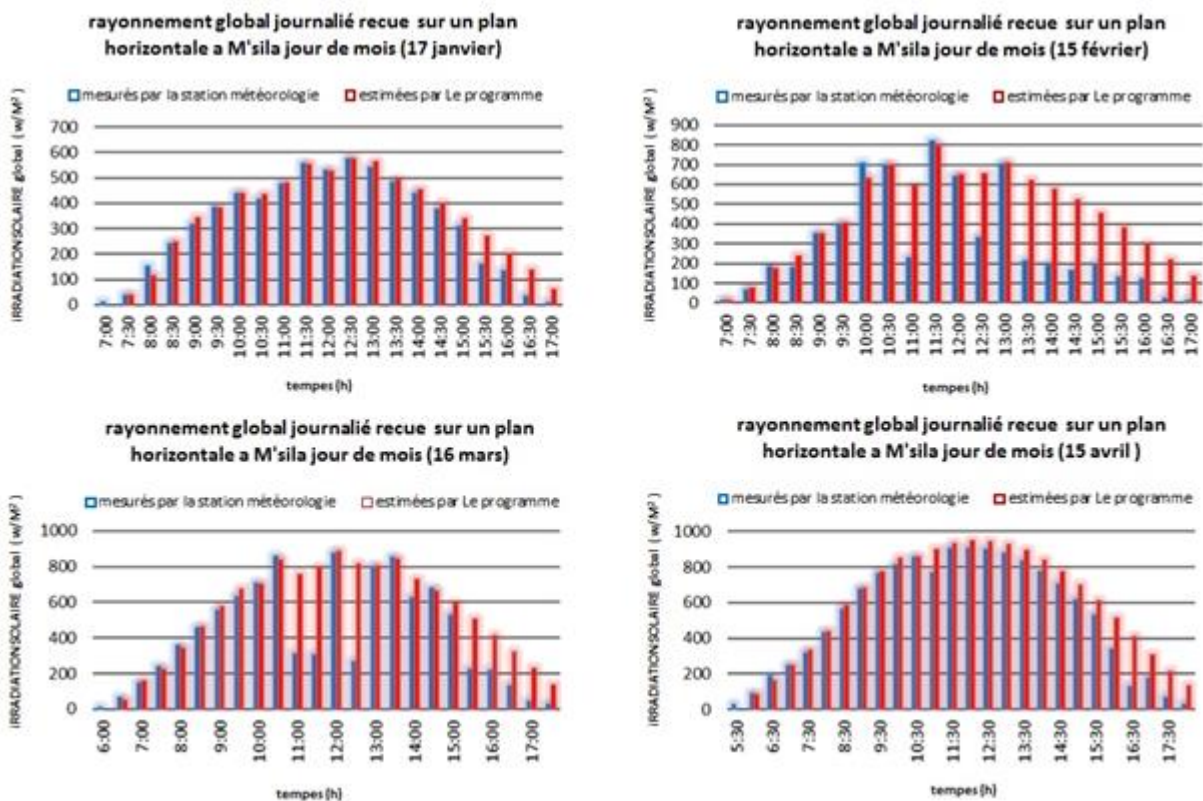
### III.4.3.2 Estimation d'un rayonnement solaire global quotidien à M'sila

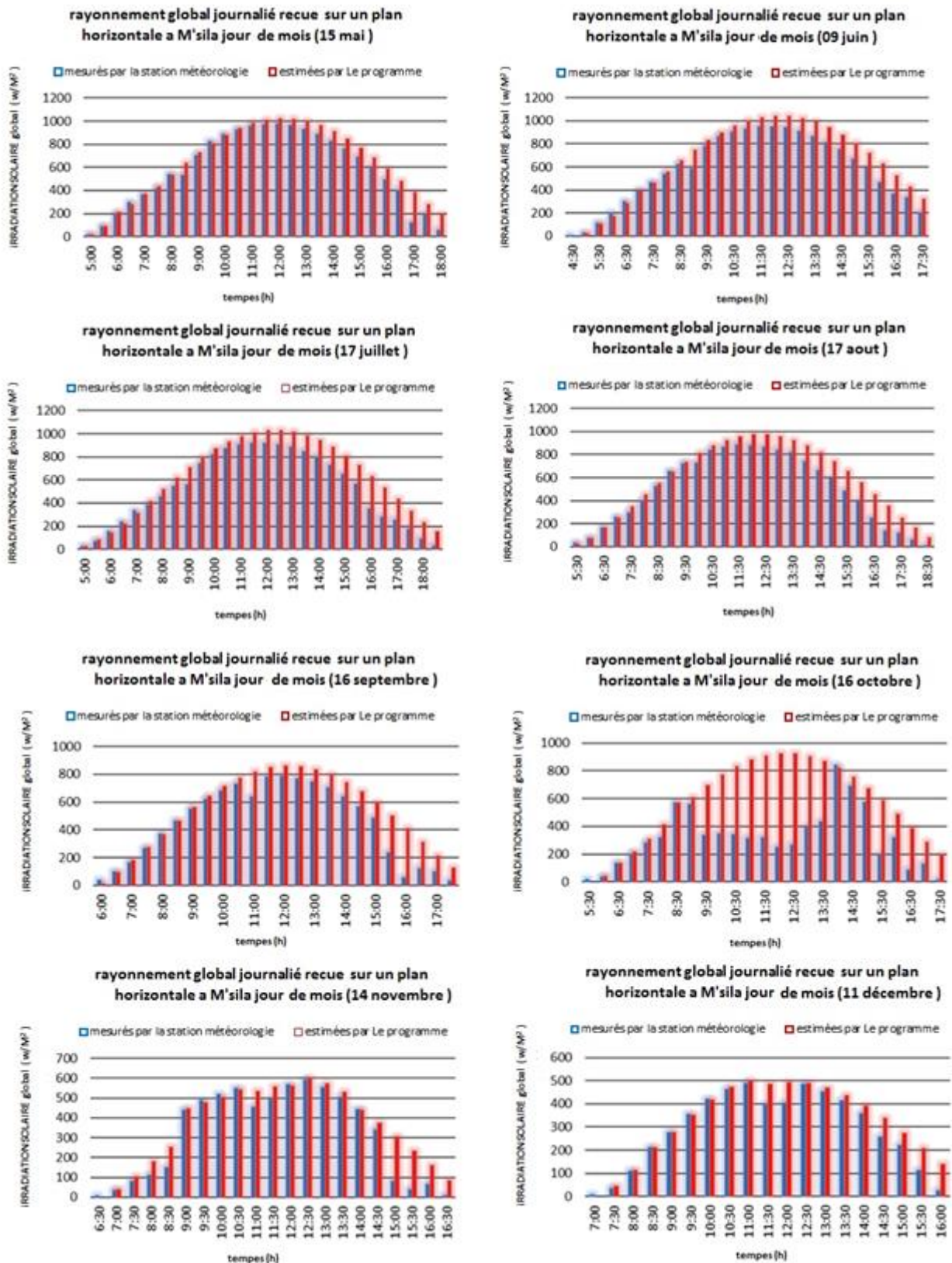
Afin de valider notre logiciel de calcul, une comparaison est faite entre les valeurs des rayonnements solaires global sur une surface horizontale calculés selon le modèle de Lui et Jordan et les valeurs relevées par la station météorologique de M'sila pendant quelques jours. Quatre exemples illustratifs sont présentés dans la FIGURE III.42 (les jours 17/01/2016, 15/05/2016, 09/06/2016) et 11/12/2016).

On constate que toutes les courbes de rayonnement solaire global mesurées et calculées par le modèle de Lui et Jordan pour la région de M'sila suivent la même forme de cloche. Ils atteignent leurs valeurs maximales entre 11h30 et 12h30.

À titre d'exemple pour le 17/01/2016, la valeur maximale est enregistrée à 12h30 avec 573 W/m<sup>2</sup> pour la valeur mesurée et 575,09 W/m<sup>2</sup> pour la valeur calculée. On constate également que cette valeur varie d'un mois à l'autre, ce qui est illustré à la FIGURE III.42 Les valeurs les plus élevées sont atteintes durant l'été et les valeurs les plus basses durant l'hiver.

On constate également que le modèle de Lui et Jordan est en bon accord avec les valeurs mesurées comme illustré sur la Fig. III.42, il a un coefficient de détermination de 0,967 pour le 17/01/2016, 0,965 pour le 15/05/2016, 0,974 pour le 09/06/2016 et 0,942 pour le 11/12/2016.

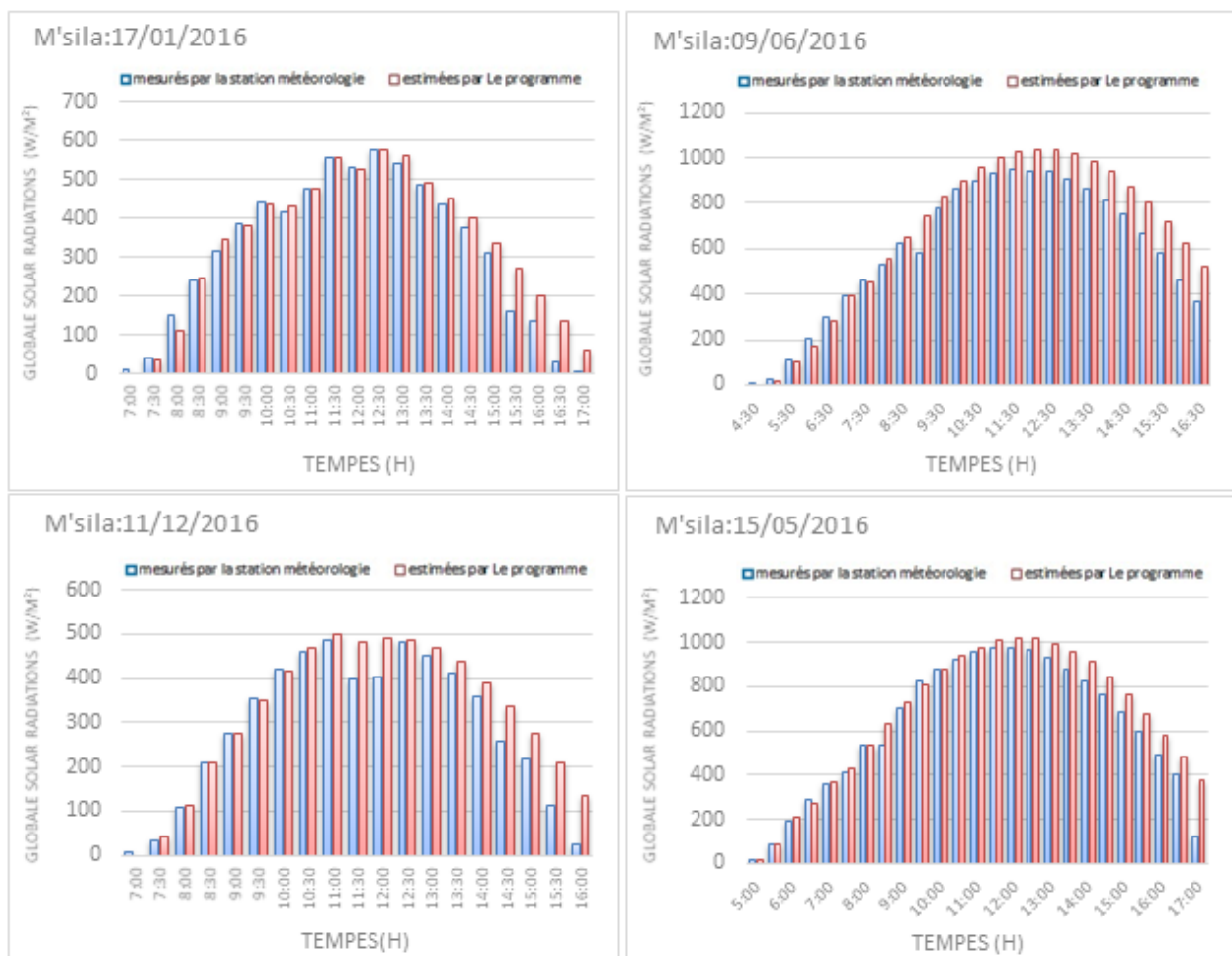




**Figure III.42** Comparaison des valeurs estimées par les modèles théoriques (programme) et les valeurs mesurées par la station métrologique de la région de m'sila (les journées types) [70].

Il est à noter que les valeurs de rayonnement solaire calculées par le modèle Lui et Jordan sont supérieures à celles mesurées à la station météorologique de M'sila. Cette différence est généralement visible en fin de journée et dans l'après-midi le 9/06/2016 et le 11/12/2016. Elle est due à l'état du ciel, qui n'est pas pris en compte dans le modèle de Lui et Jordan, qui est pris en ciel clair. Cela confirme que le modèle Lui et Jordan est un très bon modèle pour estimer le rayonnement solaire global sur une surface horizontale dans la région de M'sila.

Par conséquent, on peut dire que notre logiciel donne de bons résultats dans l'estimation du rayonnement solaire global sur une surface horizontale dans la région de M'sila. Nous proposons de le vérifier pour d'autres modèles (modèle de Klucher, modèle de Hay-Davies, modèle de Reindl et modèle de Brichambaut), de prendre en compte l'état du ciel et de l'appliquer à d'autres régions, ce qui fait l'objet d'un autre travail pour confirmer sa validation.



**Figure III.43** Comparaison des valeurs estimées par les modèles théoriques (programme) et les valeurs mesurées par la station météorologique de la région de m'sila (les journées types) [70].

### III.5 Conclusion

Ce chapitre avait pour but d'évaluer le potentiel solaire de M'sila (une province intérieure d'Algérie), les données concernant 34 ans d'études, nous ont permis d'obtenir les informations suivantes :

- L'irradiation horizontale globale (GHI) est estimée à  $1,79 \text{ MWh} / \text{m}^2 / \text{an}$ , soit  $4,91 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{jour}$ ,
- Le rayonnement solaire diffus incident sur une surface horizontale (DHI) est estimé à  $594,88 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{an}$ , soit  $1,63 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{jour}$ ,
- L'état du ciel à M'Sila est dominé par un ciel partiellement nuageux puisque l'indice de clarté moyen annuel est de 0,59,
- L'irradiation normale directe (DNI) est estimée à  $2117,93 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{an}$ , soit  $5,80 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{jour}$ ,
- La durée moyenne du jour (durée maximale d'ensoleillement) à M'Sila, selon l'analyse des données collectées à la station météo de M'Sila pendant un an, est estimée à 12 heures.

Par conséquent, M'sila est un bon site à exploiter en termes d'énergie solaire car c'est un terrain propice à l'installation de centrales solaires à concentration destinée à produire de l'électricité en utilisant le système à auge parabolique, qui est une technique mature à moindre coût.

Les valeurs de la température ambiante moyenne maximale ne dépassent pas  $40^\circ \text{C}$  et peuvent dépasser  $30^\circ \text{C}$ . Par conséquent, on peut suggérer que pour M'Sila, les modules PV poly cristallins devraient être promus et installés.

Depuis 2008, M'Sila a connu un changement climatique marqué caractérisé par une augmentation de l'irradiation horizontale globale et du rayonnement normal direct, une diminution du rayonnement diffus et une augmentation des jours de ciel clair.

Le capteur solaire doit être incliné d'un angle supérieur à  $30^\circ$  ( $\beta > 30^\circ$ ) aux mois de janvier, février, mars, octobre, novembre et décembre et de le placer en position presque horizontale aux mois de mai, juin et juillet afin de collecter le maximum d'irradiations solaires à M'Sila.

## **Chapitre IV : Conception et réalisation d'un prototype de concentrateur cylindro-parabolique**

## IV.1 Introduction

L'énergie solaire donne la vie aux humains et à tous les êtres vivants sur terre. L'énergie solaire est utilisée pour produire de l'énergie thermique et électrique. L'énergie solaire et d'autres sources renouvelables nous permettent de répondre à la demande d'énergie, tout en offrant une empreinte plus propre et plus verte.

Dans ce chapitre nous présenterons les différentes étapes de réalisation du concentrateur solaire cylindro-parabolique conçu conformément au modèle théorique étudié au ce chapitre. La réalisation de ce prototype a duré cinq mois. Plusieurs travaux de soudure, de plomberie, de mécanique et même de vitrerie ont été effectués. Après la réalisation, nous avons fait des expériences en plein air en mesurant la température. En plus, nous allons exposer les résultats expérimentaux que nous avons mesurés par prototype cylindro-parabolique. Ces résultats démontrent les températures d'entrée et de sortie du fluide. Les données recueillies durant cette étude ont été saisies sur des tableaux. Elles ont été exportées sur Excel pour analyse et interprétation.

## IV.2 Outils mathématiques utilisés dans la conception de systèmes cylindro-paraboliques

### IV.2.1 Modélisation géométrique

La géométrie de la forme parabolique est décrite par la formule suivante :

$$y = \frac{x^2}{4.f} \quad (\text{IV.1})$$

L'angle de jante ( $\varphi_r$ ) est calculé en utilisant l'ouverture ( $W_o$ ) et la distance focale ( $f$ ) comme ci-dessous :

$$\varphi_r = \tan^{-1} \left[ \frac{8 \cdot \frac{f}{W_o}}{16 \cdot \left(\frac{f}{W_o}\right)^2 - 1} \right] \quad (\text{IV.2})$$

L'ouverture totale du collecteur ( $A_a$ ) est le produit de la largeur ( $w$ ) et de la longueur ( $L$ ) :

$$A_a = w \cdot L \quad (\text{IV.3})$$

La zone d'absorption ( $A_{r_o}$ ) est la surface extérieure du tube :

$$A_{r_o} = \pi \cdot D_{r_o} \cdot L \quad (\text{IV.4})$$

Le rapport de concentration géométrique (C) est défini comme l'ouverture du collecteur ( $A_a$ ) à la surface de l'absorbeur ( $A_{ro}$ ) :

$$C = \frac{A_a}{A_{ro}} \quad (\text{IV.5})$$

### IV.2.2 Modélisation thermique

La production de chaleur utile d'un collecteur cylindro-parabolique ( $Q_u$ ) peut être calculée en utilisant le bilan énergétique sur le volume de fluide :

$$Q_u = m \cdot C_P \cdot (T_{out} - T_{in}) \quad (\text{IV.6})$$

Le rayonnement solaire disponible sur l'ouverture du capteur ( $Q_s$ ) est le produit de la surface de l'ouverture ( $A_a$ ) et du rayonnement solaire direct du faisceau ( $G_b$ ) :

$$Q_s = A_a \cdot G_b \quad (\text{IV.7})$$

L'efficacité thermique du collecteur solaire ( $\eta_{th}$ ) est le rapport de la chaleur utile ( $Q_u$ ) au rayonnement solaire direct disponible ( $Q_s$ ) :

$$\eta_{th} = \frac{Q_u}{Q_s} \quad (\text{IV.8})$$

Les déperditions thermiques du collecteur solaire ( $Q_{loss}$ ) peuvent être exprimées comme ci-dessous, en utilisant le coefficient de déperdition thermique ( $U_L$ ), la température moyenne de l'absorbeur ( $T_r$ ) et la surface extérieure de l'absorbeur ( $A_{ro}$ ) :

$$Q_{loss} = A_{ro} \cdot U_L \cdot (T_r - T_{am}) \quad (\text{IV.9})$$

Les pertes thermiques de l'absorbeur vers le couvercle ( $Q_{loss}$ ) sont pratiquement les pertes thermiques par rayonnement du tube absorbeur vers le couvercle [85] :

$$Q_{loss} = A_{ro} \cdot \sigma \cdot \frac{T_r^4 - T_c^4}{\frac{1}{\varepsilon_r} + \frac{1 - \varepsilon_c}{\varepsilon_c} \cdot \frac{A_{ri}}{A_{co}}} \quad (\text{IV.10})$$

Le paramètre ( $\sigma$ ) est la constante de Stefan-Boltzmann qui est égale à  $5.67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$ . De plus, l'émittance de l'absorbeur ( $\varepsilon_r$ ) et l'émittance du couvercle ( $\varepsilon_c$ ) sont utilisées dans l'équation précédente.

Les pertes thermiques de la couverture vers l'environnement ( $Q_{loss}$ ) sont supposées être les mêmes que les pertes thermiques de l'absorbeur vers la couverture car le système est évalué en régime

permanent. Il y a à la fois des pertes thermiques par rayonnement et par convection du couvercle vers l'environnement :

$$Q_{loss} + A_{co} \cdot \sigma \cdot \varepsilon_c \cdot (T_c^4 - T_{sky}^4) + A_{co} \cdot h_{out} \cdot (T_c - T_{am}) \quad (IV.11)$$

Dans le calcul précédent, la température moyenne de couverture ( $T_c$ ), la température ambiante ( $T_{am}$ ) et la température du ciel ( $T_{sky}$ ) sont impliquées. La température du ciel ( $T_{sky}$ ) peut être estimée par l'équation suivante [86] :

$$T_{sky} = 0.0552 \cdot T_{am}^{1.5} \quad (IV.12)$$

Le coefficient de transfert de chaleur entre la couverture et l'ambiant ( $h_{out}$ ) peut être calculé à l'aide de la formule suivante [87] :

$$h_{out} = 4 \cdot V_{wind}^{0.58} \cdot D_{co}^{-0.42} \quad (IV.13)$$

L'équation précédente peut être appliquée pour le flux transversal sur des objets cylindriques et elle utilise la vitesse du vent ( $V_{wind}$ ) et le diamètre extérieur de la couverture ( $D_{co}$ ).

Une valeur typique du coefficient de transfert thermique est d'environ 10 W/m<sup>2</sup> K, pour des vitesses de vent proches de 1 m/s.

### IV.2.3 Modélisation optique

Le bilan énergétique sur l'absorbeur indique que le rayonnement solaire absorbé ( $Q_{abs}$ ) est séparé en chaleur utile ( $Q_u$ ) et en pertes thermiques ( $Q_{loss}$ ) :

$$Q_{abs} = Q_u + Q_{loss} \quad (IV.14)$$

L'énergie solaire absorbée ( $Q_{abs}$ ) est calculée à partir du rendement optique du collecteur solaire ( $\eta_{opt}$ ) et du rayonnement solaire disponible ( $Q_s$ ) :

$$Q_{abs} = \eta_{opt} \cdot Q_s \quad (IV.15)$$

L'efficacité optique change avec l'angle d'incidence du rayonnement solaire et elle peut être modélisée en utilisant le modificateur d'angle d'incidence ( $K$ ) et l'efficacité optique maximale ( $\eta_{opt,max}$ ) qui est observée pour un angle d'incidence nul :

$$\eta_{opt}(\theta) = K(\theta) \cdot \eta_{opt,max} \quad (IV.16)$$

Le modificateur de l'angle d'incidence est une fonction des caractéristiques géométriques du collecteur cylindro-parabolique, ainsi que de l'angle incident ( $\theta$ ). Une expression mathématique analytique de ce paramètre est donnée ci-dessous et elle a été suggérée par Gaul et Rabl [88] :

$$K(\theta) = \cos(\theta) - \frac{f}{L} \cdot \left(1 + \frac{W^2}{48 \cdot f^2}\right) \cdot \sin(\theta) \quad (\text{IV.17})$$

La formule précédente prend en considération les pertes cosinus et les pertes d'extrémité du collecteur cylindro-parabolique et donne la réduction de l'efficacité optique du capteur avec une grande précision.

Pour une stratégie de suivi de piste avec l'axe du collecteur cylindro-parabolique dans la direction Nord-Sud, le cosinus de l'angle d'incidence est calculé comme ci-dessous [89] :

$$\cos(\theta) = \sqrt{\cos^2(\theta_z) + \cos^2(\delta) \cdot \sin^2(\omega)} \quad (\text{IV.18})$$

L'angle solaire zénithal ( $\theta_z$ ), l'angle de déclinaison solaire ( $\delta$ ) et l'angle horaire solaire ( $\omega$ ) sont utilisés dans le calcul précédent. L'efficacité optique maximale ( $\eta_{opt,max}$ ) est le produit de divers paramètres. Chaque paramètre concerne une perte optique différente :

$$\eta_{opt,max} = \rho_{tot} \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha \quad (\text{IV.19})$$

L'absorbance de l'absorbeur ( $\alpha$ ), la transmittance de la couverture ( $\tau$ ), le facteur d'interception ( $\gamma$ ) et la réflectance totale ( $\rho_{tot}$ ) sont les paramètres utilisés dans le calcul de l'efficacité optique maximale.

Le facteur d'interception est généralement proche de 1 pour les conceptions commerciales optimisées. L'absorbance et la transmittance prennent des valeurs proches de 90-95% et elles sont variables d'un système à l'autre.

La réflectance totale comprend divers facteurs [90] comme la réflectance du concentrateur ( $\rho_{tot}$ ), les erreurs de poursuite, les facteurs d'ombrage, les facteurs de clarté et toute autre raison possible de la perte optique.

La réflectance du concentrateur prend des valeurs généralement proches de 90 à 93 %, tandis que les autres facteurs peuvent être d'environ 98 à 99 %. La réflectance totale prend des valeurs proches de 80 à 85 %. Enfin, l'efficacité optique maximale d'un typique collecteur cylindro-parabolique environ 75%.

#### IV.2.4 Modélisation hydraulique

Le transfert de chaleur de l'absorbeur au fluide de travail est modélisé à l'aide du coefficient de transfert de chaleur ( $h$ ). Ainsi, la production de chaleur utile ( $Q_u$ ) peut s'écrire :

$$Q_u = A_{ro} \cdot h \cdot (T_r - T_{fm}) \quad (IV.20)$$

La température moyenne du fluide ( $T_{fm}$ ) peut être estimée comme :

$$T_{fm} = \frac{T_{in} + T_{out}}{2} \quad (IV.21)$$

Le coefficient de transfert de chaleur ( $h$ ) peut être calculé à l'aide du nombre de Nusselt :

$$h = \frac{Nu \cdot k}{D_{ri}} \quad (IV.22)$$

Habituellement, le débit à l'intérieur de l'absorbeur d'un collecteur cylindro-parabolique est turbulent et dans ce cas, le nombre de Nusselt ( $Nu$ ) peut être calculé en utilisant le nombre de Reynolds ( $Re$ ) et le nombre de Prandtl ( $Pr$ ), selon le modèle Dittus-Boelter [91] :

$$Nu = 0.023 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.4} \quad (IV.23)$$

L'équation précédente est généralement appliquée pour le nombre de Reynolds supérieur à 10000.

#### IV.2.5 Modélisation de l'écoulement

La modélisation hydraulique du collecteur cylindro-parabolique est importante pour calculer la chute de pression ( $\Delta P$ ) et la demande de travail de pompage ( $W_p$ ). La perte de charge ( $\Delta P$ ) est calculée comme suit :

$$\Delta P = f_r \cdot \frac{L}{D_{ri}} \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot u^2 \right) \quad (IV.24)$$

La vitesse moyenne du fluide ( $u$ ) est calculée comme suit :

$$u = \frac{m}{\rho \cdot \left( \frac{\pi}{4} \cdot D_{ri}^2 \right)} \quad (IV.25)$$

Le facteur de frottement ( $f_r$ ) peut être estimé en utilisant l'équation de Moody pour l'écoulement turbulent [92] :

$$f_r = 0.184 \cdot Re^{-0.2} \quad (IV.26)$$

La demande de travail de pompage ( $W_p$ ) est calculée comme suit :

$$W_p = \frac{m \cdot \Delta P}{\rho} \quad (IV. 27)$$

#### IV.2.6 Critères d'évaluation de performance

La performance globale du collecteur cylindro-parabolique doit plus tenir compte à la fois la production de chaleur utile et la demande du travail de pompage pour le mouvement fluide. Ainsi, différents critères peuvent être appliqués afin de faire une évaluation appropriée. Dans le collecteur cylindro-parabolique classique, la chaleur et les efficacités d'exergie sont les plus habituels indices d'évaluation. Cependant, il existe des critères supplémentaires qui sont utiles lorsque des conceptions alternatives sont évaluées et comparées à la conception de référence.

**Efficacité exergetique :** L'efficacité exergetique ( $\eta_{ex}$ ) évalue la production de chaleur utile comme le travail équivalent maximum qu'un moteur thermique Carnot est capable de produire. De plus, il prend en considération la perte de charge le long du tube absorbeur et la demande de travail de pompage pour le mouvement de l'écoulement. L'efficacité exergetique est définie comme le rapport de la production d'exergie utile ( $Eu$ ) au flux d'exergie si l'irradiation solaire ( $Es$ ) :

$$\eta_{ex} = \frac{Eu}{Es} \quad (IV. 28)$$

La production d'exergie utile ( $Eu$ ) est calculée comme [93] :

$$Eu = Q_u - m \cdot c_p \cdot T_0 \cdot \ln \left[ \frac{T_{out}}{T_{in}} \right] - \frac{m \cdot T_0 \cdot \Delta P}{\rho \cdot T_{fm}} \quad (IV. 29)$$

Le flux exergetique de l'irradiation solaire ( $Es$ ) peut être calculé à l'aide du modèle de Petela [94]. Cette formule tient compte du fait que le soleil est un réservoir de rayonnement et non un réservoir thermique. Cette équation est idéale pour le rayonnement solaire non dilué [94]. Le collecteur cylindro-parabolique exploite seulement l'irradiation du faisceau et non pas diffuse, de sorte que ce modèle semble être celle qui convient pour le collecteur cylindro-parabolique.

$$Es = Q_s \cdot \left[ 1 - \frac{4}{3} \cdot \frac{T_0}{T_{sun}} + \frac{1}{3} \cdot \left( \frac{T_0}{T_{sun}} \right)^4 \right] \quad (IV. 30)$$

Les niveaux de température dans les équations précédentes doivent être en unités Kelvin, la température de référence ( $T_0$ ) peut être sélectionnée à 298,15 K et la température du soleil ( $T_{sun}$ ) à 5770 K.

Rendement global : Le rendement global du capteur parabolique ( $\eta_{ovr}$ ) indique la production nette de chaleur primaire du système solaire. Pratiquement, la consommation d'énergie primaire équivalente pour le fluide pompé le long du collecteur est réduite par la production de chaleur utile et donc le rendement global peut être écrit comme ci-dessous [95] :

$$\eta_{ovr} = \frac{Q_u - \frac{W_p}{\eta_{el}}}{Q_s} \quad (IV. 31)$$

Le rendement électrique ( $\eta_{el}$ ) est le rendement électrique moyen du réseau et il prend des valeurs proches de 33%. Ce paramètre est utilisé pour convertir la demande de travail de pompage en énergie primaire équivalente.

Critère d'évaluation de la performance : Le critère d'évaluation de la performance est un critère d'écoulement qui évalue l'amélioration du coefficient de transfert thermique d'une conception alternative par rapport au cas de référence. Ce paramètre est généralement calculé pour l'évaluation des techniques d'augmentation de la chaleur. Cet indice évalue l'augmentation du coefficient de transfert thermique dans les conditions équivalentes de « même demande de travail de pompage » [96] :

$$PEC = \frac{\left(\frac{Nu}{Nu_0}\right)}{\left(\frac{f_r}{f_{r,0}}\right)^{\frac{1}{3}}} \quad (IV. 32)$$

Le ( $Nu_0$ ) et le ( $f_{r,0}$ ) sont respectivement le nombre de Nusselt et le facteur de frottement du cas de référence. Et ce dernier représente un paramètre primordial du boîtier de collecteur cylindro-parabolique classique. Si le critère d'évaluation des performances est supérieur à 1, alors il y a une amélioration du flux, sinon, le flux n'est pas amélioré et la méthode examinée n'est pas efficace. En pratique, les valeurs du critère d'évaluation des performances supérieures à 1 indiquent une amélioration du coefficient de transfert thermique. L'amélioration du coefficient de transfert de chaleur conduit à des taux de transfert de chaleur plus élevés dans le fluide et une chaleur plus utile est produite. De plus, des coefficients de transfert de chaleur plus élevés conduisent à une température plus basse du récepteur, ce qui réduit les pertes thermiques et augmente l'efficacité thermique. La génération de l'entropie ( $\Delta s$ ) est quelque chose d'attendu mais elle n'est pas favorable. Un critère pour vérifier si le flux a été amélioré est de vérifier la génération d'entropie. Ainsi, le rapport de la génération d'entropie entre le plan examiné et celui de référence ( $N_s$ ), est un critère important. Si ce critère prend des valeurs inférieures à 1, alors il y a une amélioration du débit.

$$N_s = \frac{\Delta S}{\Delta S_0} \quad (\text{IV. 33})$$

Habituellement, le nombre de Bejan (Be) est également calculé afin de vérifier l'impact de la chute de pression sur la génération d'entropie totale. Ce nombre est le rapport de la génération d'entropie due à l'augmentation de température ( $\Delta S_T$ ) à la génération totale d'entropie [97]. La génération totale d'entropie est le résultat de la génération d'entropie due à l'augmentation de la température ( $\Delta S_T$ ) et de la chute de pression ( $\Delta S_P$ ).

$$Be = \frac{\Delta S_T}{\Delta S_T + \Delta S_P} \quad (\text{IV. 34})$$

Dans collecteur cylindro-parabolique, le nombre Bejan prend des valeurs proches de 1, car la chute de pression est généralement faible. Cependant, il est capable d'indiquer dans tous les cas le montant de l'irréversibilité due à la chute de pression. L'exception est le cas des fluides de travail gazeux où la génération d'entropie due à la chute de pression peut être plus intense.

### IV.3 Hybridation du système solaire concentré

#### IV.3.1 Domaine Technique Au quel Se Rapporte L'invention

La présente invention concerne de manière générale :

- Utilisation de l'énergie solaire et de la production d'électricité à partir d'énergie solaire concentrée (thermodynamique).
- Production de gaz hydrogène et des gaz enrichis avec ce gaz et leur exploitation dans le système solaire concentré.
- Fournir une source de sources d'énergie gratuites pour la production d'électricité et en les reliant au système solaire concentré pour nourrir la cellule à hydrogène.

Elle concerne plus particulièrement :

- Capture du rayonnement solaire direct sous forme d'énergie thermique de haute qualité et concentration linéaire dans un tube hybride, et maintien une perte d'énergie minimale avec utilisation d'un capteur solaire en forme de miroirs cylindro-parabolique.
- Recyclage des gaz d'échappement des moteurs à combustion interne et externe (moteurs ou turbines) à l'intérieur du tube hybride pour la production de gaz enrichis en hydrogène (système Pantone), en plus de chauffer le fluide thermodynamique (système thermique).

- Conversion de l'énergie thermodynamique en énergie mécanique par un fluide thermodynamique dans un circuit fermé, ce dernier produit de l'électricité en faisant tourner des turbines à vapeur.
- Production directe d'hydrogène gazeux par électrolyse de l'eau par la cellule à hydrogène pour le fonctionnement de machines thermiques, en vue de réduire la consommation de carburant et d'améliorer la combustion.
- Utilisation de la source d'énergie libre du moteur magnétique pour produire de l'électricité continue afin d'alimenter la pile à hydrogène, et courant alternatif pour la consommation normale d'électricité.

La présente invention est relative à :

- Méthode d'établissement et de liaison d'un système solaire concentré et hybride.
- Production d'électricité à partir de trois sources d'énergie propres (énergie libre - énergie hydrogène - énergie solaire).

### **IV.3.2 État de la technique antérieure**

La technologie solaire thermique concentrée repose sur la concentration du rayonnement solaire linéairement sur le récepteur hybride utilisant des miroirs cylindro-parabolique pour chauffer le fluide caloporteur utilisé comme source chaude dans le cycle thermodynamique. (FR2469672A1, FR2478279A1), Nous pouvons également concentrer le rayonnement solaire et recycler les gaz d'échappements afin d'atteindre des températures élevées, donc bénéficier du rendement de grande valeur de conversion thermodynamique (brevets FR2469672A1 et FR2478279A1). Quant aux brevets FR2926606A1, et FR2947011A1, ils concernent une technologie hybride caractérisée par la concentration de rayonnement solaire et chauffer le liquide et transférer et stocker la chaleur et Conversion de chaleur dynamique (turbines à vapeur Turbines à gaz, moteurs à combustion interne), ceci est lié au champ solaire concentré.

En ce qui concerne le domaine du système hydrogène, l'hydrogène direct est produit par électrolyse de l'eau (WO2013104667A1, WO2014020151A1 ,WO2011131868A1) Ou en utilisant le système Pantone en recyclant les gaz résiduels des machines thermiques à combustion interne ou externe afin d'obtenir des gaz enrichis en hydrogène (FR2941499A1, FR2957383A1).

Pour le système d'énergie libre, nous utilisons le moteur magnétique à déplacement automatique (WO2009019001A3, WO2013149242A3, FR2851092A1) afin de produire l'électricité nécessaire au fonctionnement et à l'alimentation de la cellule à hydrogène.

Selon certains modèles connus, le capteur solaire est constitué de plaques réfléchissantes installées par des nervures. Ces plaques réfléchissent et focalisent le rayonnement solaire de manière linéaire dans le tube d'absorption, de sorte qu'il soit installé sur une base située au sommet du capteur solaire. Selon les brevets FR2483064A1, FR2516220A1, Le tube d'absorption est endommagé par un diaphragme cylindrique, un vide est fait entre les deux parois pour obtenir une isolation thermique du tuyau, le liquide circule dans le tube de plus petit diamètre pour absorber l'énergie lumineuse sous forme de chaleur. Cette procédure permet une absorption élevée de chaleur, ce qui augmente l'efficacité du capteur (WO2012078059A2, WO2013080216A1, WO1999019195A9).

Nous avons utilisé les dernières conceptions nous permettant de capturer la plus grande valeur de rayonnement solaire concentré, et les meilleurs récepteurs sous vide d'air hybride par les deux systèmes (système thermique classique et système Pantone), afin d'obtenir un rendement élevé et une température supérieure de 400 degrés Celsius.

Les dernières études sur l'alimentation en carburant utilisant le système Pantone dans tous les moteurs thermiques le carburant est utilisé avec 25% d'hydrocarbures et 75% d'eau (US005794601A), et une diminution de la consommation avec 13% d'hydrocarbures et 87% d'eau (FR2947010-A1).

L'injection d'eau dans le carburant est connue pour l'obtention de gaz enrichi en hydrogène avec les avantages suivants : Combustion totale, meilleure efficacité, économie de carburant, rendement élevé, pollution faible et négligeable (US 4800848), dans notre invention, nous réduisons la consommation à moins de 10% d'hydrocarbures et à plus de 90% d'eau.

Quant à la production directe d'hydrogène à l'aide de la cellule à hydrogène, on a atteint une cellule produisant de l'hydrogène en abondance et en grande quantité et saturée, basé sur le circuit de résonance dans la production et la qualité (WO2010059751A2). La source d'énergie électrique désassemble les molécules d'eau à l'intérieur de la cellule à hydrogène être soit des batteries ou des panneaux photovoltaïques selon les dernières études (FR2941499-A1 , EP2048759A1).

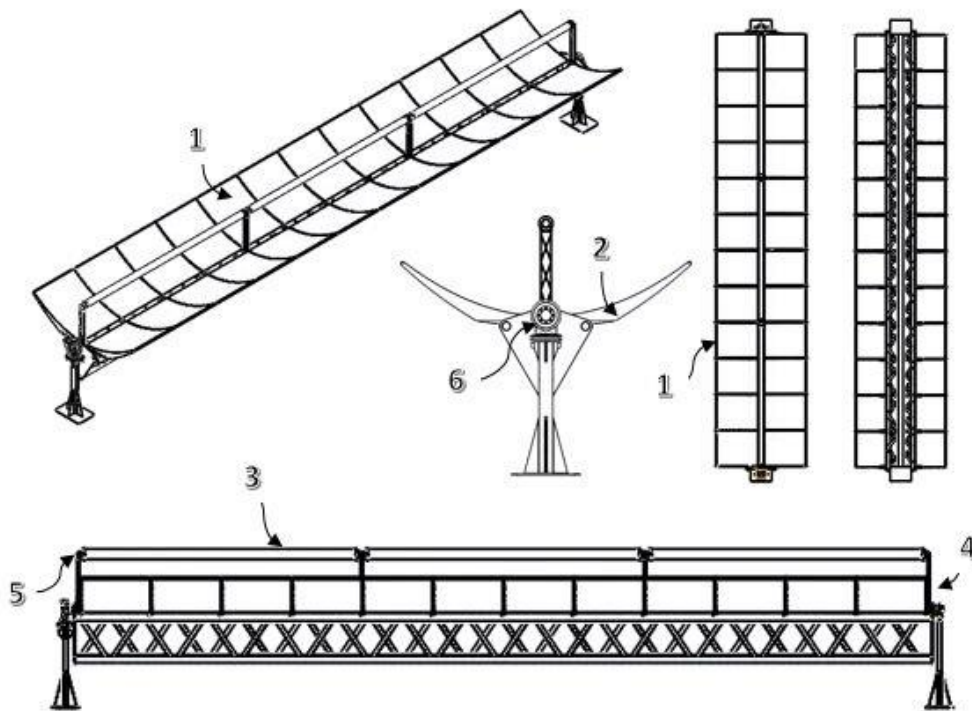
Mais dans notre invention, la source d'énergie pour faire fonctionner cette cellule est l'énergie propre et gratuite sans moteur à un mouvement magnétique permanent c'est la dernière avancée atteinte dans le domaine de l'énergie libre produisant environ 10 kW d'électricité gratuite. Cette énergie propre et gratuite est utilisée sous la forme d'un courant continu pour alimenter la cellule à hydrogène et sous forme de courant alternatif pour une utilisation normale et permanente.

### IV.3.3 But de l'invention

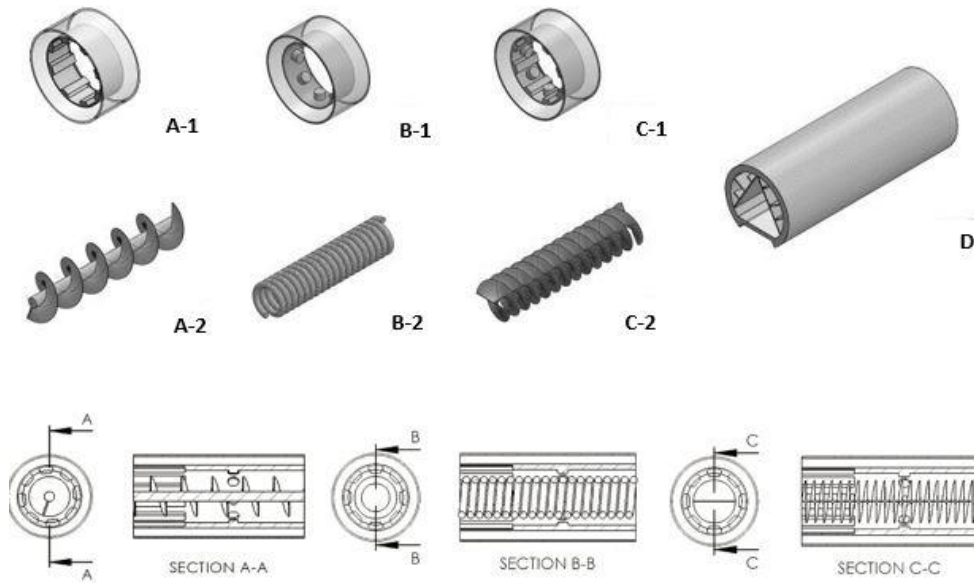
- Utilisation d'un récepteur hybride (thermique-pantone) isolé thermiquement, pour chauffer le fluide thermodynamique à plus de 400 degrés dans le domaine industriel, Utilisation de la technique du tube à vide et Recyclage des gaz résiduaire des machines thermiques.
- Utilisation d'un dispositif réduisant la consommation de carburant des moteurs thermiques et l'utilisation de gaz enrichis en hydrogènes résultant du réacteur Pantone ou l'utilisation directe de l'hydrogène par une cellule à hydrogène basée sur l'électrolyse de l'eau.
- Utilisation des dernières études en énergie propre pour une utilisation directe dans le système solaire hybride afin d'alimenter la cellule à hydrogène de manière permanente et continue.

### IV.3.4 Énoncé des figures

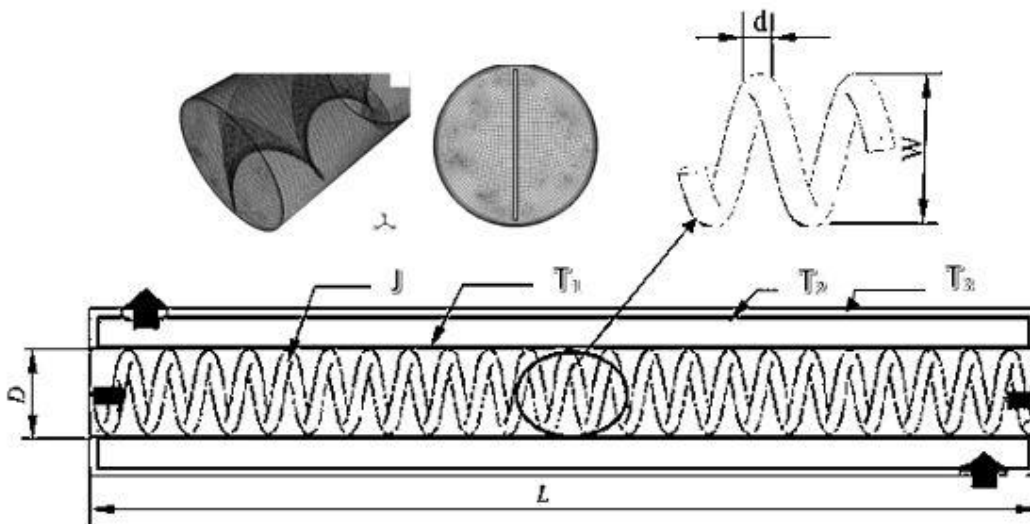
De toute façon, l'invention sera mieux comprise à l'aide de la description qui suit, en référence au dessin schématique annexé, représentant, à titre d'exemples non limitatifs, plusieurs formes d'exécution de cette installation :



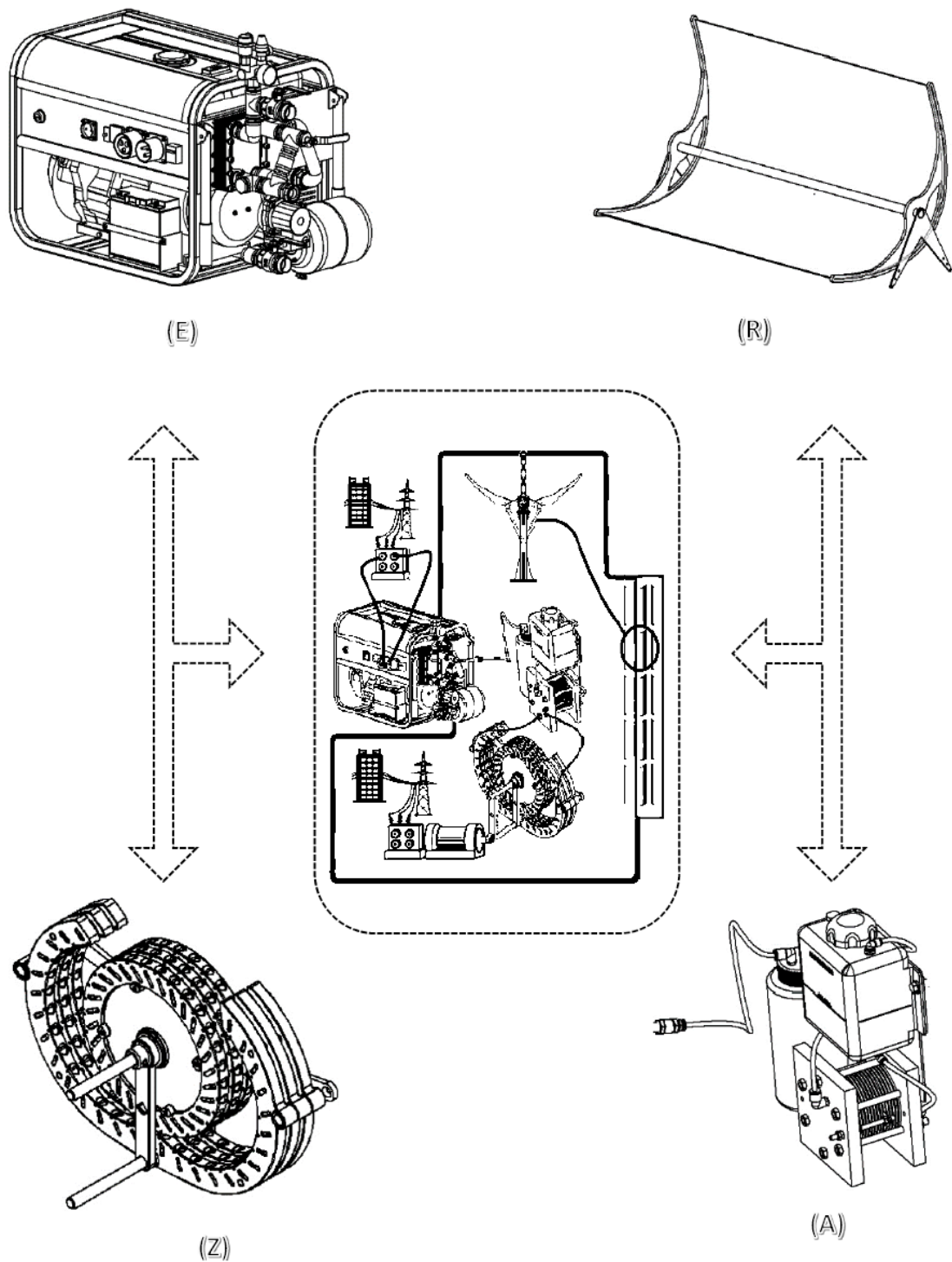
**Figure IV.1** Représentation de la conception du capteur solaire cylindro-parabolique.



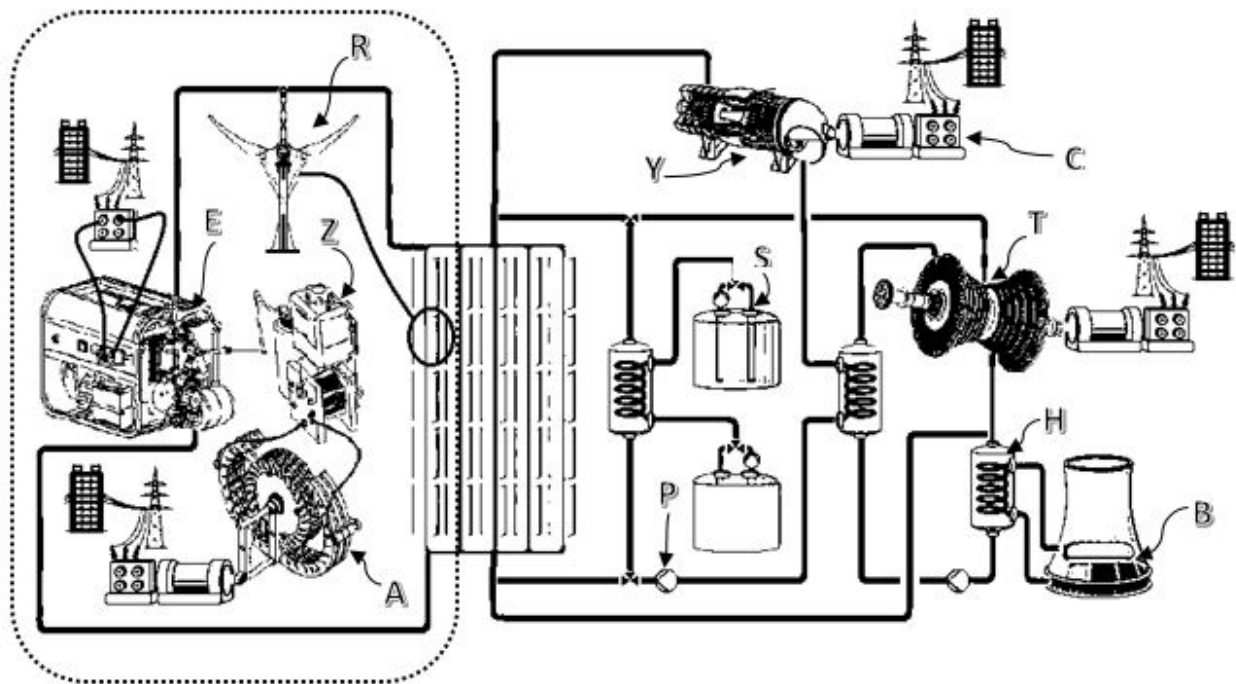
**Figure IV.2** Représentation d'une coupe transversale montrant la structure interne du tube solaire hybride.



**Figure IV.3** Représentation du schéma du tube solaire hybride (récepteur thermique - réacteur Pantone).



**Figure IV.4** Représentation des composants les plus importants dans l'installation du système solaire hybride concentré proposé.



**Figure IV.5** Représentation du schéma du système solaire hybride concentré permettant de produire de l'électricité.

### IV.3.5 Présentation de l'essence de l'invention

Le capteur solaire représenté sur la figure IV.1 contient un réflecteur convexe concave cylindro-parabolique (1) avec des nervures (2) régulièrement réparties sur sa longueur. Le tube absorbant les radiations (3) est conçu pour chauffer le fluide caloporteur de sorte que son axe coïncide avec la ligne focale de l'inverseur (1) des deux côtés.

Le tube (3) est installé sur des supports fixes (4) avec des extrémités supérieures en forme de colliers (5), le capteur tourne en fonction du composant (6) pour capturer la plus grande quantité de rayonnement solaire réfléchissant concentrée dans le tube (3) est un récepteur hybride qui fonctionne sur le chauffage dynamique des fluides.

Dépend de la structure structurelle montrée dans la figure IV.3 : qui est un tube sous vide en verre creux (T3) et deux tubes métalliques (T2, T1), et une tige de métal en spirale (J) à l'épaisseur (d) et la largeur (w), Cette structure est détaillée par une coupe transversale de son contenu interne dans la figure IV.2 alors qu'il contient deux tubes centrés entre eux comme indiqué dans les formulaires (A-1, B-1, C1), de sorte que le tube externe traverse le fluide et que le tube interne traverse les gaz d'échappement dans deux directions opposées pour chauffer le fluide, Autrement dit, le fluide

dynamique est chauffé par le rayonnement solaire concentré et les gaz d'échappement sont recyclés en même temps.

Le tube en son centre contient une tige métallique en spirale de différentes formes (A-2, B-2, C-2), afin de maintenir la pression et la chaleur appropriées pour chauffer le fluide autant que possible, Ce système s'appelle le réacteur Pantone, le tube est appelé récepteur hybride car il reçoit de la chaleur de deux sources différentes (capteur thermique, réacteur Pantone).

Le système solaire concentrique hybride contient un schéma simple qui relie les différents composants du système comme illustré à la figure IV.4, alors qu'il s'agit en fait d'une combinaison du système classique reconnu et du système externe entouré par la ligne intermittente montrée dans la figure IV.5, La centrale solaire classique à concentration se compose de trois parties :

\*) Champ solaire (R) avec circuit caloporteur (\*\*) et système de stockage (S) (\*\*\*) et un système de production d'énergie composé de turbines à vapeur (T), de turbines à gaz (Y), de génératrices (C) et de condensation et de dilution (B).

Le principe du travail en système classique est le suivant : Après le lever du soleil, Le capteur solaire (R) commence à suivre le soleil et la concentration de miroirs équivalente au rayonnement solaire sur les tubes d'absorption, où le fluide tourne comme fluide pour le transfert de chaleur. Ce fluide transfère ensuite son énergie thermique aux échangeurs de chaleur (H), afin que la vapeur produite alimente les turbines à vapeur (T) pour générer de l'électricité avec le générateur connecté (C).

Si le soleil est assez fort, le champ solaire (R) fournit suffisamment d'énergie pour générer de l'électricité et remplir le système de stockage (S) en même temps, Le système de stockage (S) est rempli de sel liquide et consiste en un réservoir "chaud" (environ 380 ° C) et un réservoir "froid" (environ 280 ° C). Lorsque le système de stockage (S) est rempli, la pompe (P) est pompée dans une solution saline froide dans le réservoir chaud par échange thermique de fluide et de sel.

Soit le soir soit lorsque le ciel est nuageux, le champ solaire (R) peut fournir l'énergie nécessaire pour propulser des turbines à vapeur (T) ensemble avec le système de stockage (S), À cette fin, le sel chaud est pompé dans le récipient froid, qui renvoie l'énergie thermique au circuit de fluide.

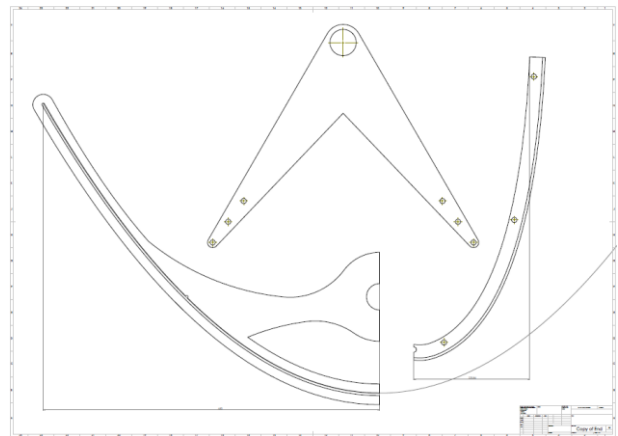
Au coucher du soleil, l'énergie thermique est fournie exclusivement par le système de stockage (S). Si les dimensions du système de stockage et du champ solaire sont déterminées avec précision, la centrale peut fonctionner jusqu'à 24 heures en utilisant l'énergie solaire, Le système hybride classique peut également être exploité en utilisant des turbines à gaz (Y) pour augmenter la production et compenser l'absence d'énergie solaire.

Dans notre système solaire hybride, nous avons introduit un système étranger décrit à la figure IV.4 tout en conservant l'ensemble du système hybride classique. Nous avons modifié le système d'hybridation classique en ajoutant un système basé sur une structure propre respectueuse de l'environnement et libre. Ce système est composé d'une source d'énergie libre représentée par le moteur magnétique (A) et reliée au générateur (C) pour produire de l'électricité et alimenter la cellule à hydrogène (Z), qui à leur tour fournissent un lanceur à hydrogène pour le générateur et le moteur thermique (E), utilisé comme gaz résiduaire dans le recyclage à l'intérieur du récepteur hybride solaire pour réaliser le système Pantone. En chauffant le fluide caloporteur et en convertissant le mélange d'eau chaude et d'hydrocarbures en carburant saturé en hydrogène, on utilise des machines thermiques (E) et (Y).

#### IV.4 Description du prototype cylindro-parabolique

La conception du système cylindro-parabolique a été réalisée en le divisant en trois sous-systèmes : le module cylindro-parabolique son dispositif de mouvement, le sous-système hydraulique et thermique, et l'équipement de contrôle et de surveillance.

Parmi les problèmes de construction des modules cylindro-parabolique qui, sont d'une importance considérable, est la déformation mécanique due à son poids structurel élevé, combinée aux charges auxquelles ils sont soumis comme le vent, la gravité et la dilatation thermique due à l'absorption de la chaleur ambiante ainsi que me Rayonnement solaire incident sur eux. La proposition développée dans ce projet, a une conception modulaire et évolutive, les matériaux se composent d'un rapport résistance / poids élevé, ont des dimensions géométriques et des formes d'assemblage qui permettent une fabrication, un transport et une installation rapide et sûr. Après avoir calculé tous les paramètres, un modèle sur SolidWorks a été généré. Après cela, nous avons commencé à construire le prototype. Il a été construit dans un garage, à l'aide d'outils à main. La figure IV.6 montre ce processus :

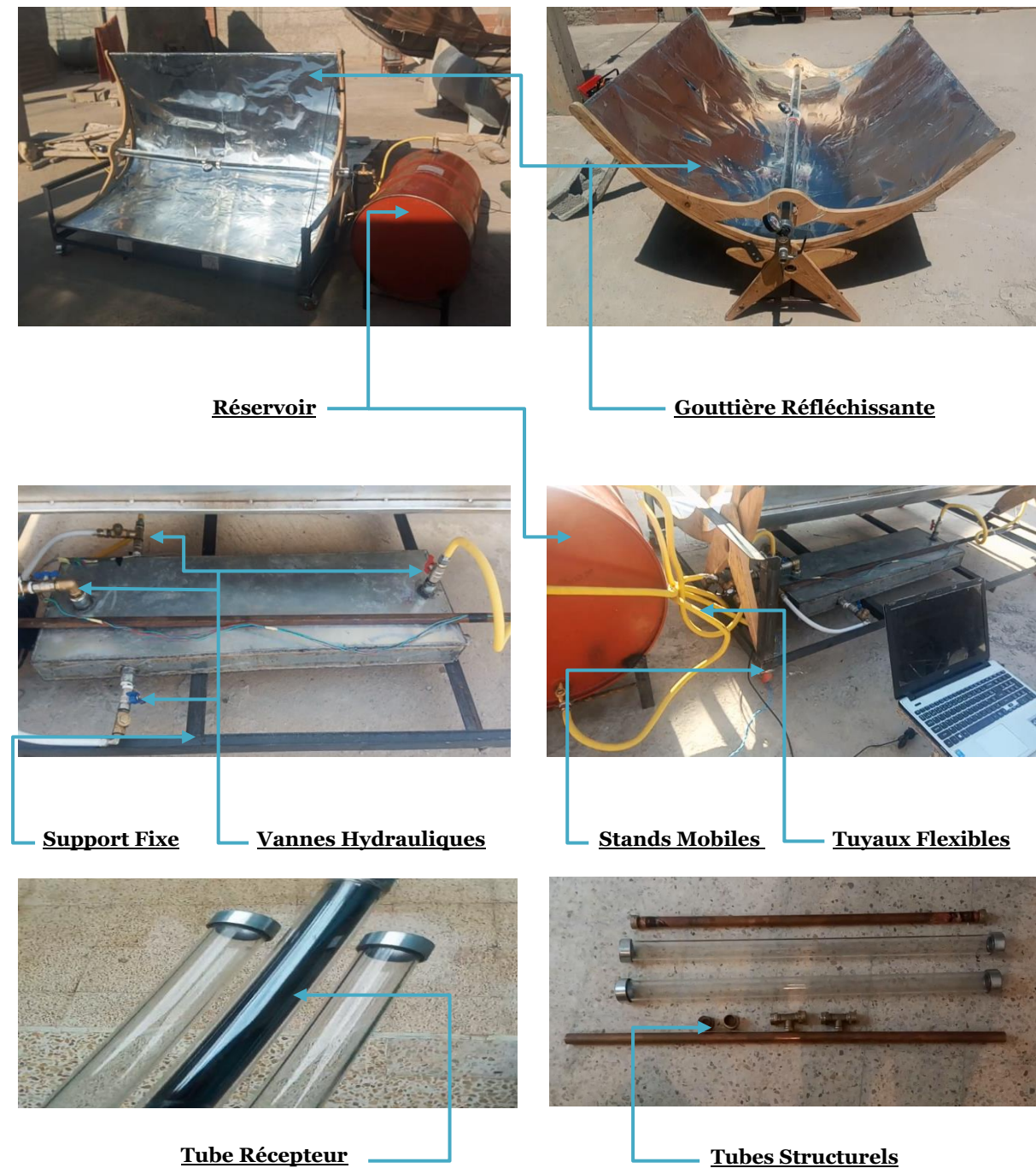




**Figure IV.6** Processus de fabrication : Modèle sur SolidWorks ; Sciage du contreplaqué ; l'Assemblage des miroirs ; Prototype fini.

Le système final est composé du prototype fabriqué à la main, du système hydraulique et du système de collecte de données. La figure IV.7 montre tous les composants. Pour le tube collecteur, il a été utilisé du cuivre, en raison de sa haute conductivité thermique, peint avec de l'encre noire, pour augmenter l'absorption.

Pour les vannes hydrauliques et les raccords, il a été utilisé en PVC, en raison de son prix et de sa disponibilité. Pour la même raison, des tuyaux en caoutchouc noir, résistants à des températures plus élevées, ont été utilisés. Pour le réservoir, il a été utilisé un baril de 159 litres. Pour les tubes structurels, il a été utilisé de l'acier commercial, en raison du faible prix. Pour les stands, il a été utilisé du contreplaqué. Ce matériau a été choisi car il serait facile à travailler, léger et bon marché.

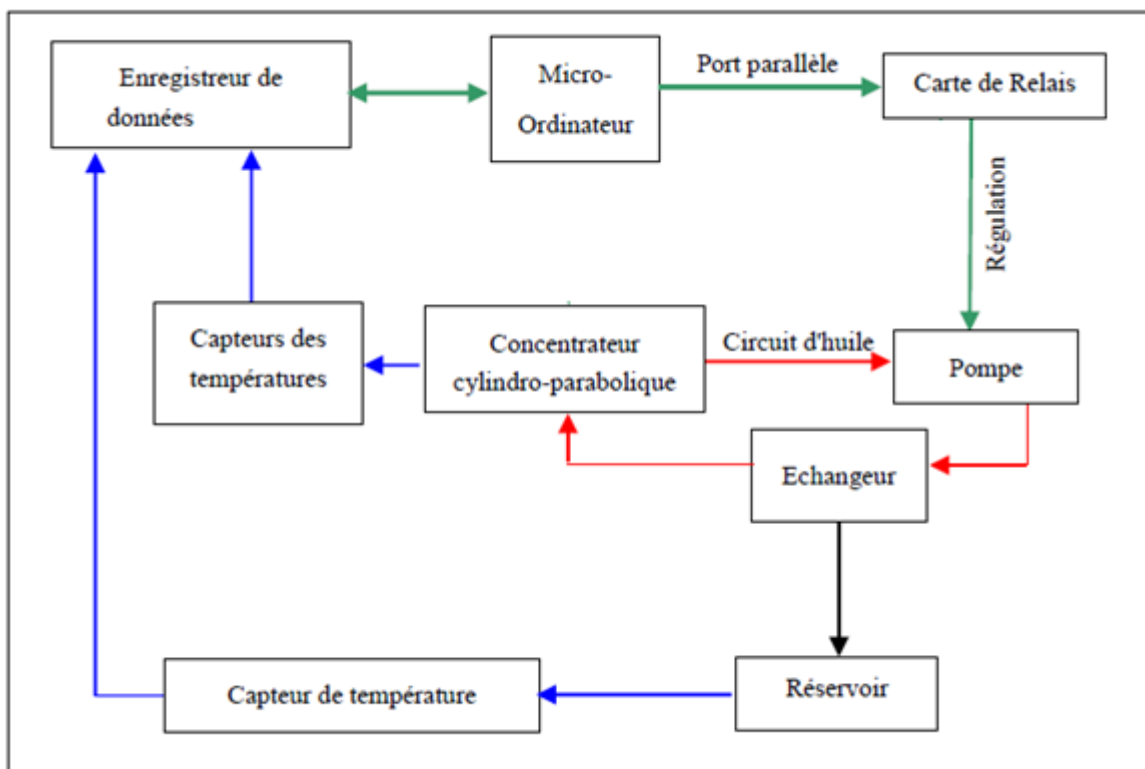


**Figure IV.7** Composants du prototype fabriqué à la main

#### IV.4.1 Schéma bloc de la chaîne de mesure

Pour mesurer les différentes températures nous avons utilisés des thermocouples de type « J ». Un thermocouple est un capteur servant à mesurer la température, constitué de deux conducteurs filiformes de deux métaux de natures différentes reliés par une jonction.

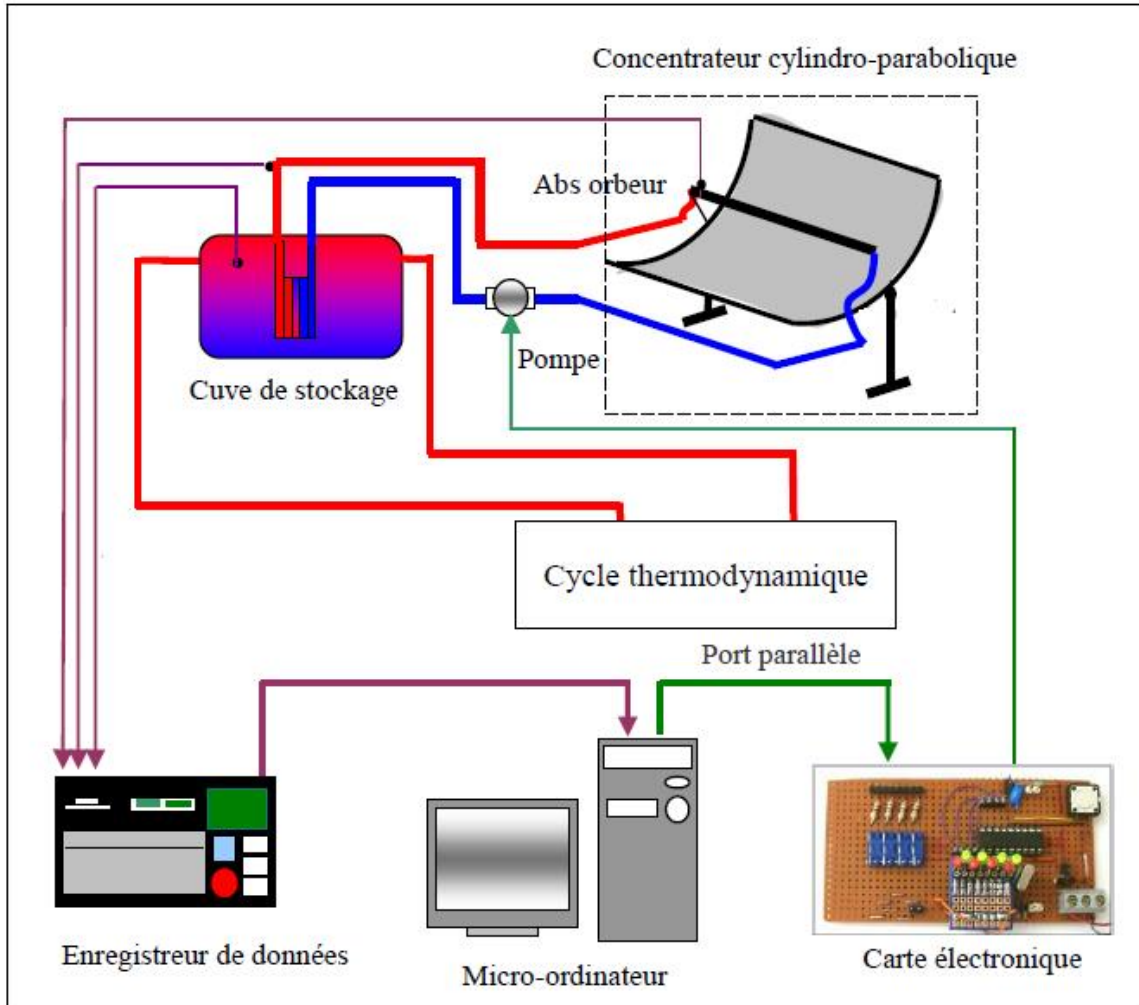
Quand la jonction des métaux est chauffée ou réfrigérée, une tension variable est produite, La différence de température entre les deux soudures engendre une force électromotrice qui peut être ensuite transcrite en température. Pour mesure les températures d'entrée et sortie nous avons utilisés deux thermocouple de type J, placés à l'entré et à la sortie de tube, et nous avons placé un thermocouple dans un échangeur ou réservoir selon l'utilisation de prototype.



**Figure IV.8** Schéma bloc de la chaîne de mesure.

#### IV.4.2 Schéma synoptique du système réalisé

Outre le système de collecte de chaleur, nous avons également assemblé et utilisé un système hydraulique et un système de collecte de données. Le système de collecte de données était composé d'un Arduino UNO, de capteurs de température et d'un capteur de débitmètre. Les données ont été affichées, vérifiées et collectées sur un ordinateur portable.

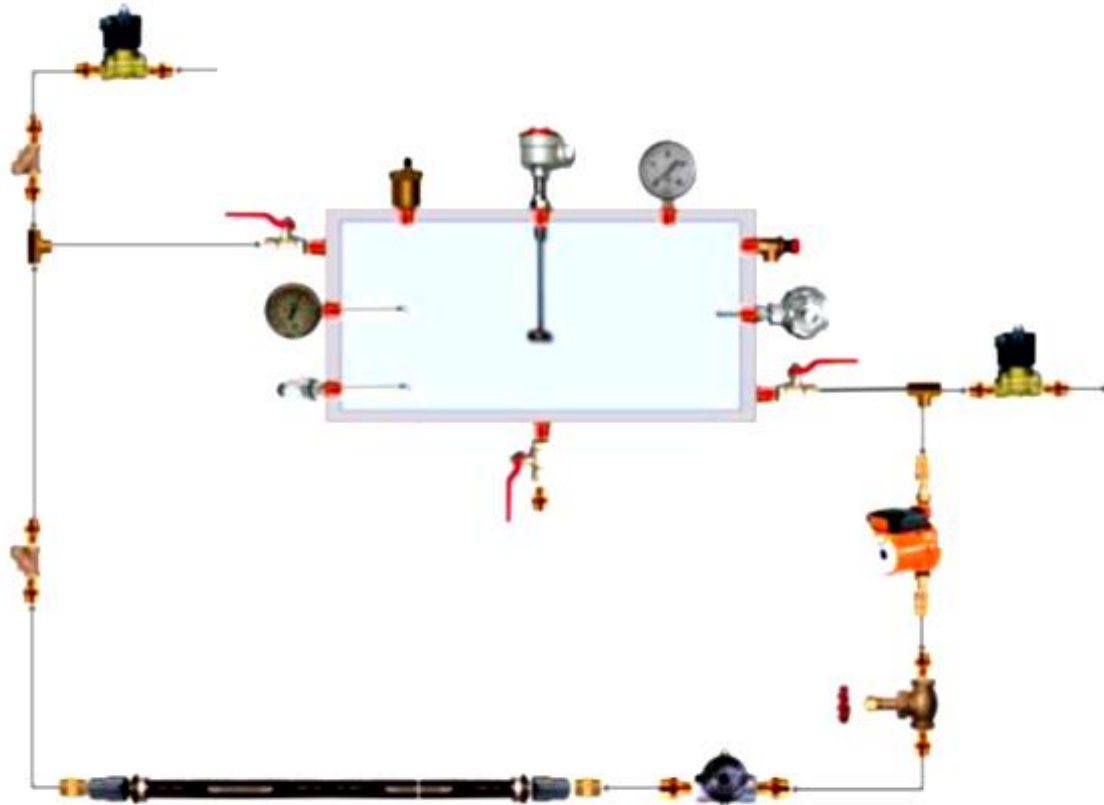


**Figure IV.9** Schéma synoptique du système réalisé.

#### IV.4.3 Sous-système hydraulique et thermique

Le sous-système hydraulique et thermique est conçu pour chauffer la substance liquide (en l'occurrence l'eau) ; et contient tous les éléments nécessaires pour déplacer le fluide à travers le module cylindro-parabolique, afin d'absorber l'énergie solaire collectée par convection forcée et stocker l'énergie à l'intérieur du réservoir.

Il permet de contrôler et de gérer les niveaux d'énergie qui sont atteints dans le réservoir, principalement le volume de fluide et la température atteints au cours d'une journée solaire. La figure IV.10 montre un schéma simplifié du système hydraulique et thermique. On observe qu'il contient tous les instruments de mesure nécessaires pour contrôler la quantité d'eau à l'intérieur du réservoir, le débit d'eau, ainsi que la pression et la température.



**Figure IV.10** Schéma du sous-système hydraulique et thermique.

Le système hydraulique était composé d'un réservoir, d'une pompe, de flexibles et de vannes de régulation. Au sein du système hydraulique, il a été possible d'effectuer deux tests différents : un test à passage unique, ou système « circuit ouvert », dans lequel le prototype a été initialement conçu, et un test en circuit fermé, dans lequel l'eau recirculait, augmentant sa température progressivement.

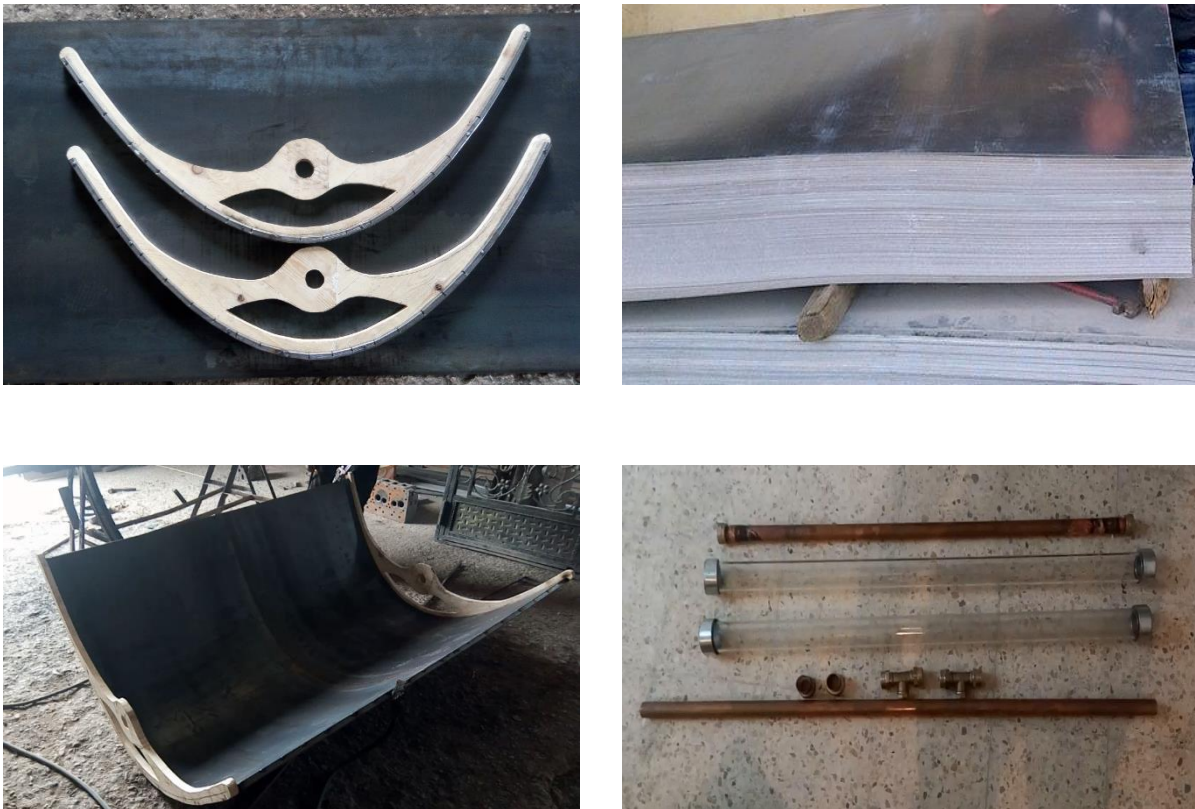
En circuit ouvert, il y a deux capteurs de température : un au début du tube collecteur, et un autre à la fin. En circuit fermé, il n'y a qu'un seul capteur de température ; ce dernier est, placé dans le réservoir.

#### **IV.4.4 Sous-système de contrôle et de surveillance**

Le système de contrôle et de surveillance est une partie très importante du système cylindro-parabolique, il permet de manipuler de manière sécurisée toutes les parties et fonctions du système et est également l'outil idéal pour mesurer et enregistrer toutes les variables impliquées dans la performance du comportement du système.

#### IV.4.5 Réalisation de la structure porteuse

D'abord, pour avoir la forme des miroirs cylindro-parabolique nous avons acheté une tôle galvanisée de 1.2mm d'épaisseur et nous avons fait la courbure dans une usine des couves voir (Fig.IV.11). C'était l'étape la plus difficile à réaliser, Ensuite nous avons fixé la tôle courbée sur des rotules d'un support à base des tubes de fer carré



**Figure IV.11** la tôle galvanisée et fixation du support

L'absorbeur utilisé dans notre réalisation est un tube mis sous vide (entre les deux parois) qui reçoit un traitement sélectif pour pouvoir absorber le maximum d'énergie. Il ne comporte qu'un seul orifice, c'est pour cela que nous avons réalisé un système de circulation d'eau. Ce système comporte deux orifices, un pour assurer l'entrée de l'eau et l'autre pour assurer la sortie et pour la fixation et l'isolation on a réalisé un bouchon de téflon.

En considérant un gain de température de 6,87 °C en 116 secondes, 5 kg d'eau dans le circuit et en utilisant l'équation suivant :

$$Q = \dot{m}C_p\Delta T \quad (\text{v.57})$$

Réorganisée, on trouve un taux de récupération de chaleur de 1239,26 W. Compte tenu du rayonnement incident direct total de 2106,93 W, il est calculé une efficacité d'absorption de chaleur de 58,81 %. Le prototype a été conçu pour collecter la chaleur à un taux de 1500W, avec un rendement de 71,19 %. Trois facteurs peuvent expliquer cette baisse des performances :

- I. Conditions météorologiques non idéales : Il y avait beaucoup de vent et beaucoup de nuages le jour du test. Le rayonnement solaire réel pourrait avoir été inférieur à la valeur estimée de 900 W/m<sup>2</sup>.
- II. Utilisation de matériaux alternatifs : Nous avons estimé à la fois la réflectivité, pour les miroirs, et l'absorptivité, pour le tube, à 85 % (l'efficacité optique totale étant de 72,25 %). Il est possible que les valeurs réelles soient inférieures à cela.
- III. Formation d'image non idéale : Tout le processus était manuel, utilisant d'outils de faible précision et des matériaux alternatifs. Ainsi, la géométrie du prototype n'était pas idéale, donc la formation d'image sur le tube n'était probablement pas idéale, réduisant la quantité de chaleur transférée au tube et par conséquent au fluide.

En termes de performances, le tube en cuivre avec encre noire a montré un faible coût, une maniabilité facile et des performances raisonnables. En termes de fiabilité, si le prototype est fréquemment assemblé ou manipulé, le tube peut perdre sa peinture.

De la même manière, l'acier galvanisé recouvert de papier d'aluminium, malgré un prix bas et des performances raisonnables, des travaux très simples peuvent endommager sa surface. L'exposition aux conditions météorologiques peut également endommager la surface des rétroviseurs. Le contreplaqué a eu la pire performance.

Ce matériau ne convenait pas bien aux applications structurelles, nécessitant des renforts en tube d'acier. Il représentait la part la plus élevée du coût total et il n'est pas durable pour les applications à long terme. Tous les autres matériaux ont eu un impact mineur sur les coûts et leurs performances étaient inférieures à nos attentes. Le prototype a été construit dans un style modulaire. Le temps total d'assemblage, en considérant trois personnes sans compétences spécifiques pour cette tâche, utilisant des outils à main, était d'environ une heure. Cette valeur peut être considérée comme bonne par rapport à des études similaires.

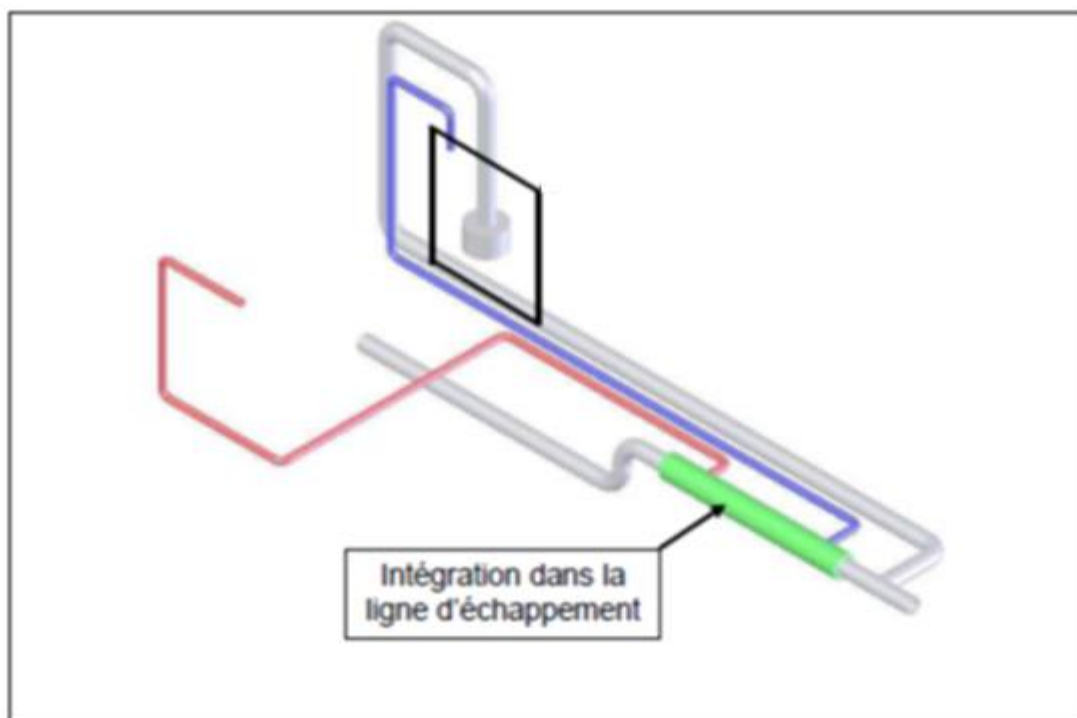
## IV.4.6 Conception et Réalisation de système Pantone

### IV.4.6.1 Réflexion sur la réalisation et l'adaptation

La problématique posée ici fut d'équiper un moteur d'une puissance supérieure à 20 CV, car à l'origine le réacteur est conçu, selon le brevet, pour un moteur inférieur à 20 CV. Ainsi nous avons dû adapter les dimensions à la contrainte de puissance tout en respectant le principe général du système.

Toutefois, avant de réaliser la moindre modification, nous avons décidé de réaliser le système conforme aux dimensions afin d'avoir une référence. La réalisation de ce prototype ainsi que des autres sera détaillée ci-après dans la partie réalisation. Tout d'abord il fallait intégrer le réacteur de telle manière que les gaz d'échappement utilisés soit le plus chaud possibles.

Cependant, il fallait que le réacteur soit facilement démontable pour pouvoir le monter sur le banc sans apporter des modifications trop importantes à l'ensemble du système. C'est pourquoi nous avons décidé de placer le réacteur directement après la tresse sur la ligne d'échappement, afin de recueillir un maximum de chaleur tout en le laissant accessible pour tout changement éventuel. Cette première réflexion nous a amené à la modélisation de ce système :



**Figure IV.12** Première modélisation du système pantone

#### IV.4.6.2 Matériels utilisés

Concernant le choix de la matière des différents tuyaux composants le système, il a été fait selon le matériel disponible. En effet le centre était déjà en possession de tuyaux d'acier de 52 millimètres diamètre et de tuyaux de cuivres de 16 millimètres de diamètre interne. En ce qui concerne le bulleur, notre première idée était l'emploi d'un bulleur en verre qui permettrait de visualiser la réaction de bullage et de pouvoir évaluer facilement la quantité de mélange restante dans celui-ci. En effet, un tel réservoir de verre est très couteux est nous ne connaissions pas les spécificités du verre qui devait être utilisé (résistance en pression et en température).

Après les premiers tests qualitatifs nous avons définitivement abandonné l'idée du bulleur en verre pour des raisons de sécurité, la pression à l'intérieur du bulleur était tellement importante que l'on observait des déformations du baril en acier. La première étape de la conception du système a été de réaliser le réacteur. Cet élément est la pièce maîtresse du système ; Le réacteur est composé de trois pièces cylindriques toutes concentriques.

##### Composition :

- ❖ Un tube extérieur
- ❖ Un tube intérieur
- ❖ Une tige interne



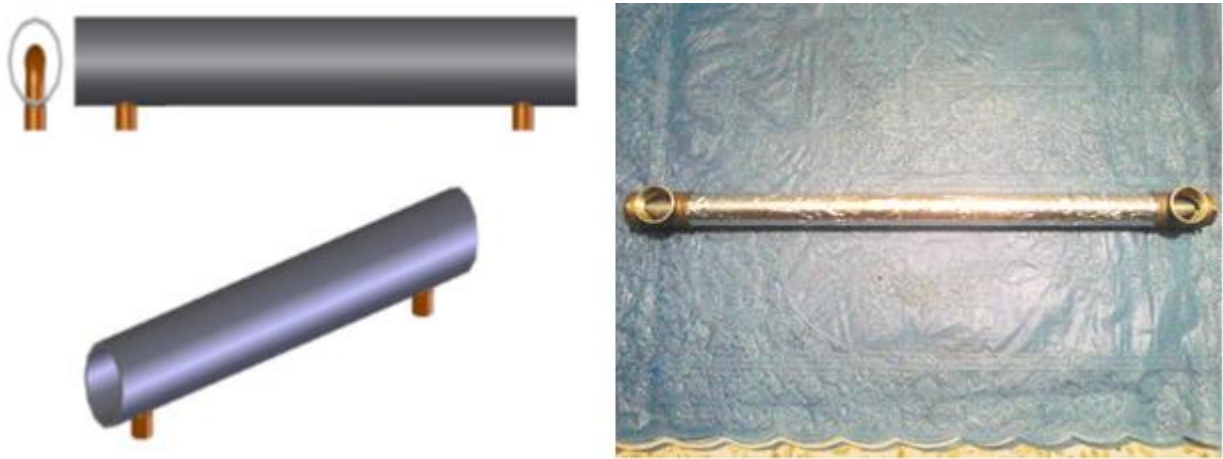
La solution utilisée afin de rendre la tige et le tube interne concentrique a été d'ajouter 3 points de soudure espacés de  $120^\circ$  puis de les usiner grâce à un tour manuel afin d'obtenir le diamètre de 16mm souhaité.





**Figure IV.13** Plan de la partie interne du réacteur et Première modélisation du système pantone

La seconde partie de la conception a été de rendre concentrique le tube interne et le tube externe. Nous avons réussi cela en positionnant le tube interne concentrique avec le tube externe puis en soudant les coudes, solidaires du tuyau interne, au tuyau externe.



**Figure IV.14** Modélisation d'ensemble du réacteur

Après avoir pris des décisions concernant les dimensions, la matière et la forme du système nous avons passé à l'étape suivante consistant à réaliser celui-ci.

#### Réalisation du réacteur :

Nous avons réalisé trois réacteurs possédants différentes dimensions afin d'obtenir un système le plus adapté possible à notre moteur tout en respectant le principe du brevet. La réalisation de ces trois réacteurs suit le même protocole et utilise les mêmes moyens, ainsi nous ne développerons que la réalisation d'un seul réacteur.

Le réacteur est composé d'une tige ferromagnétique de 300 mm de long et de 12 mm de diamètre et deux tubes coaxiaux. Pour assurer l'emplacement de la tige au milieu du réacteur, on ajoute trois points de soudure sur l'extrémité de la tige, puis on fait l'usinage pour avoir la dimension exacte.

Le tube extérieur de diamètre 26 mm, de longueur 305 mm est un tube de plomberie standard en acier galvanisé déjà fileté donc on l'a utilisé directement au montage du réacteur.

Le tube intérieur de diamètre intérieur 16 mm, de longueur 418 mm est en acier galvanisé dont on fait le filetage de chaque extrémité.

On ne trouve pas sur le marché le réducteur en T, mais on le fait à partir d'un simple réducteur et d'un manchon de diamètre 12mm par soudage.



**Figure IV.15** Schéma du réacteur

 Réalisation du bulleur :

On utilise deux bulleurs dont l'un pour l'essence et l'autre pour le mélange (eau+HC). Mais pour créer un bulleur, on a acheté un réservoir métallique (dont la contenance est de 5 litre). Sur le couvercle de celui-ci a été aménagée une pièce de raccord permettant de soutirer le fluide. Ce raccordement est réalisé par brasage d'un tube en cuivre de diamètre 13mm et d'un embout.




**Figure IV.16** Schéma d'un bulleur

 Réalisation l'échappement :

Le réacteur se couple au moteur en deux endroits : l'admission et l'échappement. Afin de garantir un fonctionnement optimal, nous avons placé le réacteur le plus près possible du collecteur d'échappement, après la tresse là où les températures des gaz d'échappement sont de l'ordre de 400°C. Ainsi, nous avons découpé un tube de longueur 400 mm dans la ligne d'échappement juste après la tresse et nous l'avons remplacé par un tube comportant le réacteur.



**Figure IV.17** La ligne d'échappement

 Réalisation l'admission :

Étant donné que le moteur a été démonté pour tourner sur banc, la boîte à air a été supprimée. Les gaz provenant du réacteur sont alors acheminés jusqu'au carburateur par l'intermédiaire d'un tuyau flexible.

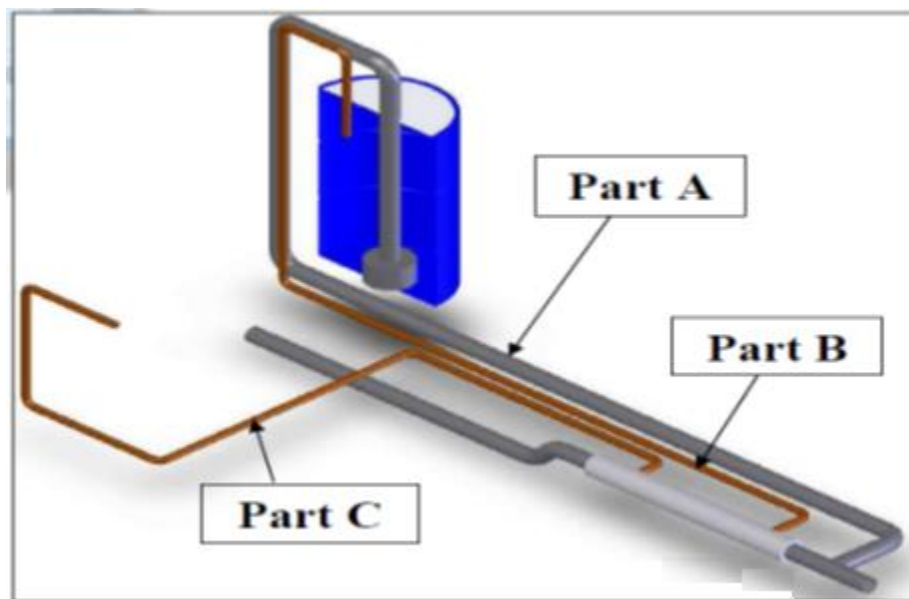


**Figure IV.18** La ligne l'admission

🔗 Le circuit d'acheminement des gaz :

Afin de relier les organes principaux du système tout en s'adaptant à la place disponible sur le moteur, nous avons conçu un système de tuyauterie.

- Part A : connexion entre le réacteur et le bulleur
- Part B : connexion entre le bulleur et la partie interne du réacteur
- Part C : connexion entre la partie interne du réacteur et le carburateur



**Figure IV.19** Modélisation de l'ensemble du système monté sur le moteur

#### IV.5 Résultats et discussion

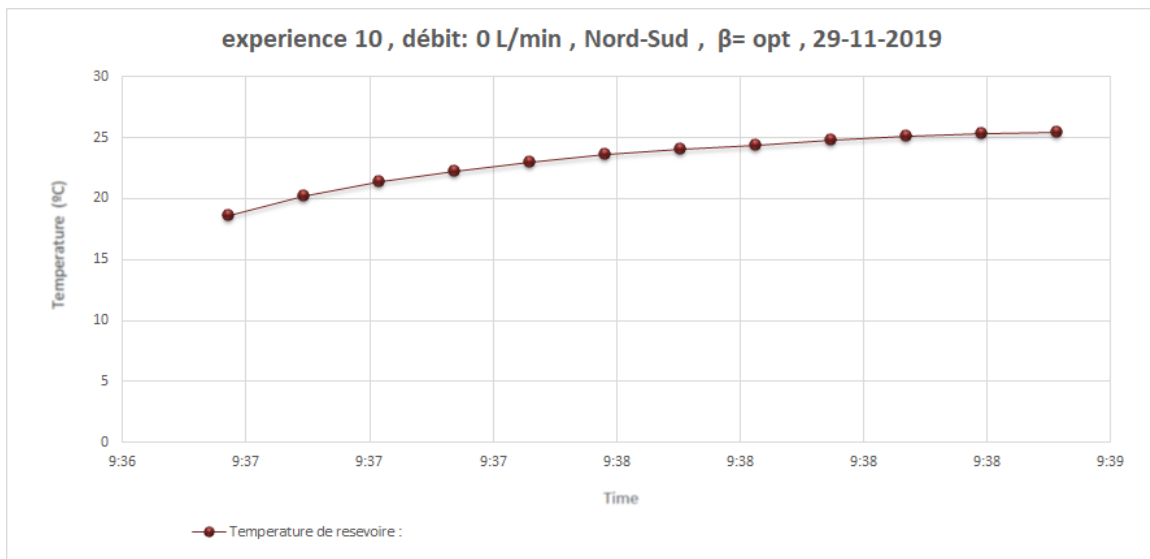
Le système n'avait pas de système de suivi solaire. Par conséquent, pour tester sa capacité dans des conditions de rayonnement solaire direct, nos tests devaient avoir lieu le matin. À la fin-novembre, lorsque nous avons prévu de faire nos tests, les conditions météorologiques n'étaient pas idéales vers midi. Les meilleures conditions ont été trouvées le 29 novembre 2019, et notre test s'est déroulé ce jour-là. Même ce jour-là, il y avait une présence considérable de vent et de nuages. La figure IV.20 montre les conditions météorologiques pour le jour du test.



**Figure IV.20** Conditions du ciel le jour du test. Aucune donnée concernant le DNI n'a été collectée, mais il est probable, sur la base de cette image, que les valeurs réelles étaient inférieures à la valeur estimée de  $900 \text{ W/m}^2$

Malgré l'utilisation d'une configuration de système ouvert dans notre procédure de conception, elle a été utilisée en circuit fermé dans notre test en raison des conditions de vent et de nuages. Le gain de température serait alors plus important, et la précision des capteurs affecterait moins nos résultats. Le débit d'eau a été maintenu à 0 litre/min et tout le volume d'eau dans le circuit était de 5 litres. Des tests ont été effectués plusieurs fois.

Cependant, dans la plupart d'entre eux, des conditions nuageuses soudaines ont perturbé nos données. Pour les meilleures conditions trouvées, les données ont été collectées jusqu'à 1 min et 56 s (116 secondes), lorsque les nuages sont apparus et que la température a cessé d'augmenter.

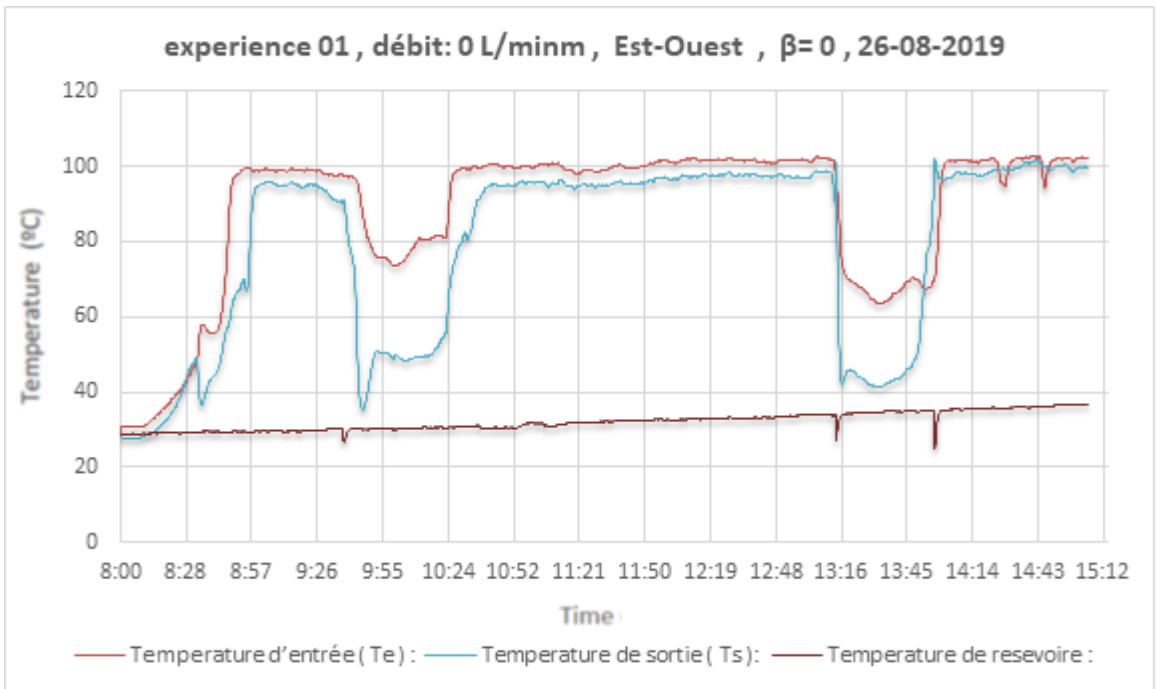
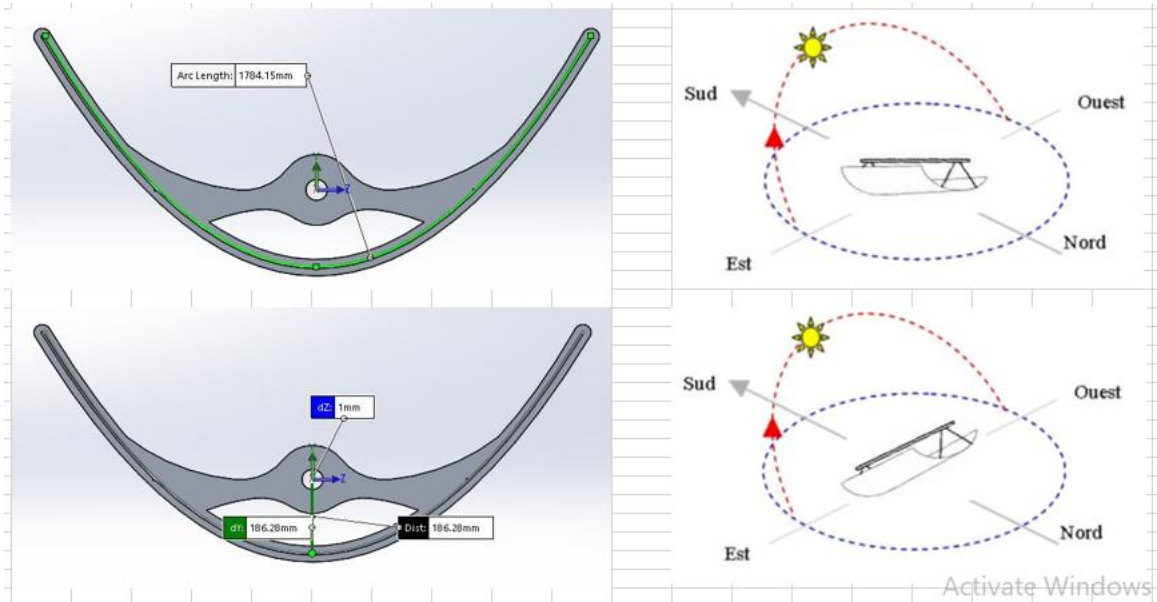


**Figure IV.21** Évolution de la température dans le temps - Test en circuit fermé.

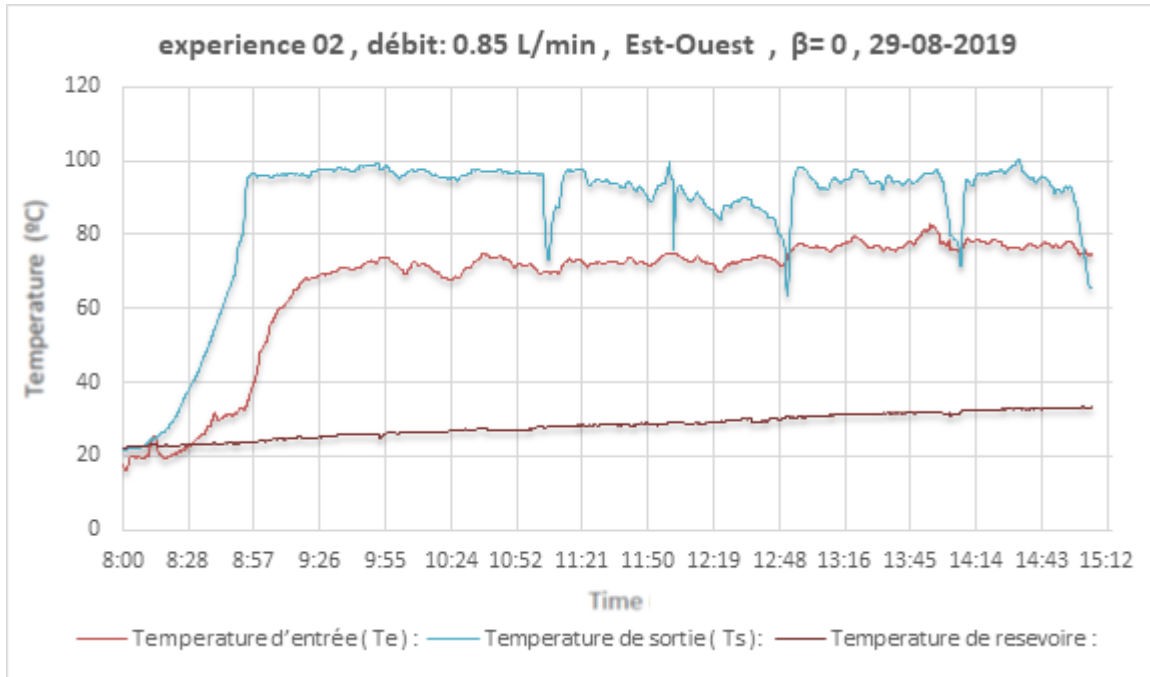
Lors du test, l'eau dans le réservoir était initialement à 18,58 °C. Elle a atteint 25,45°C à 1 min 56 secondes, puis s'est stabilisée autour de cette valeur. Le test s'est terminé à 116 secondes. La figure IV.21 montre l'évolution de la température dans le temps.

- **Expérience Est-Ouest**

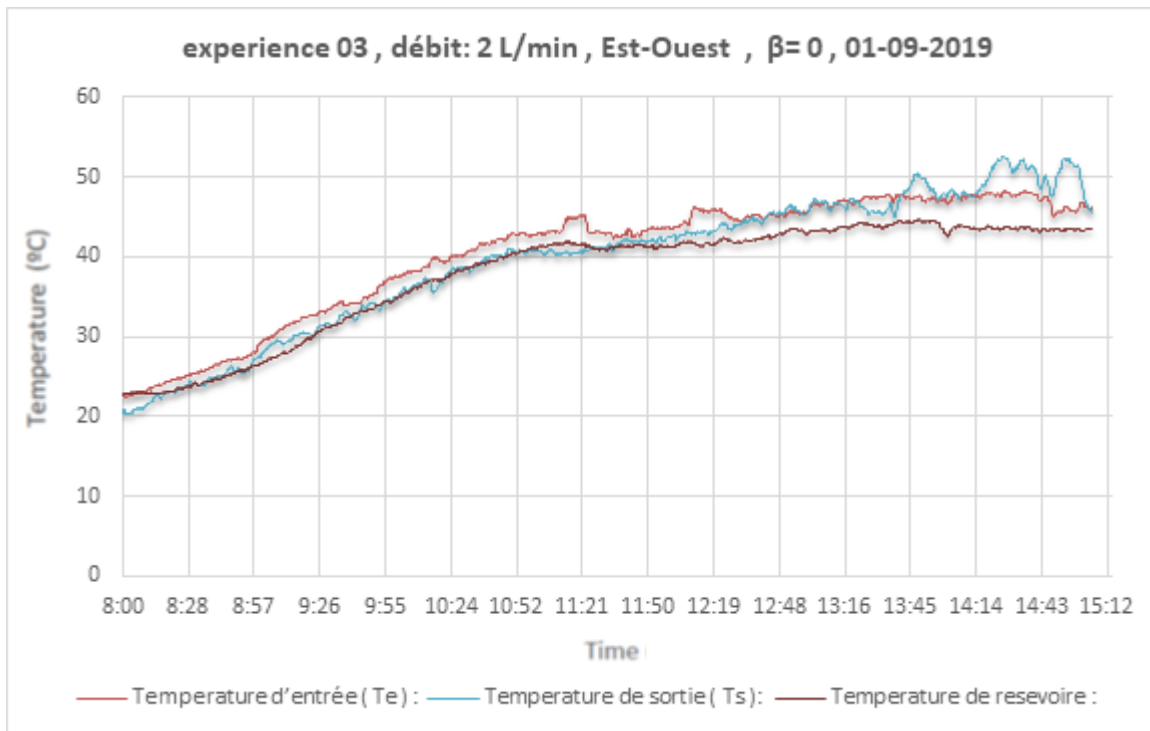
**L'angle est fixe, le débit est variable (Tous les expériences).**



(a)



(b)



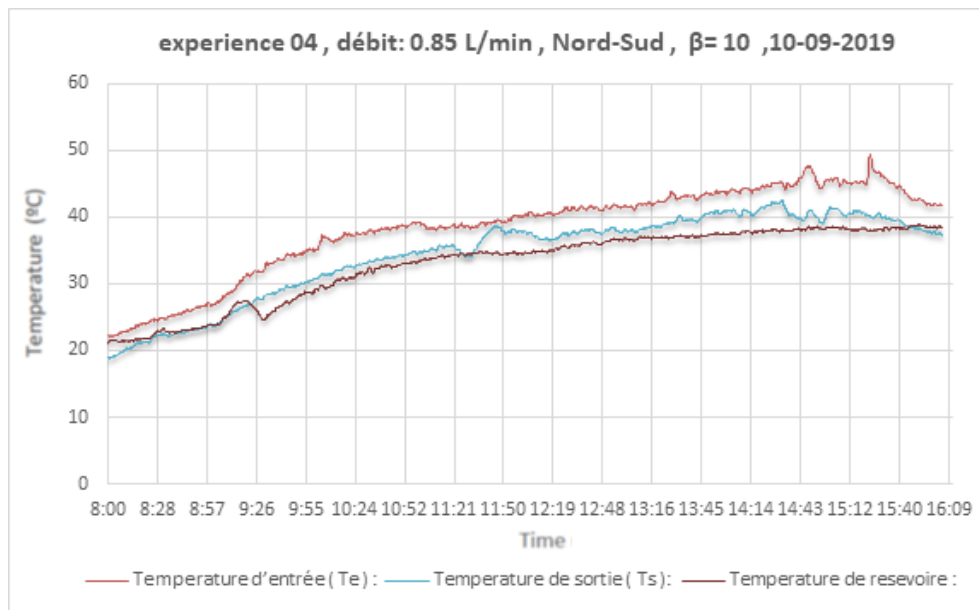
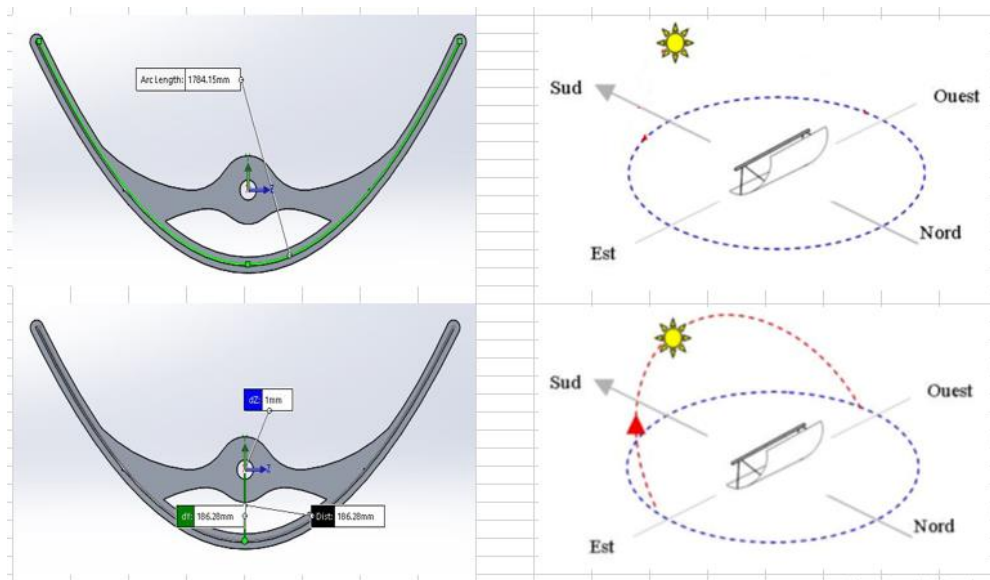
(c)

**Figure IV.22** Évolution de la température dans le temps - pour différents débits.

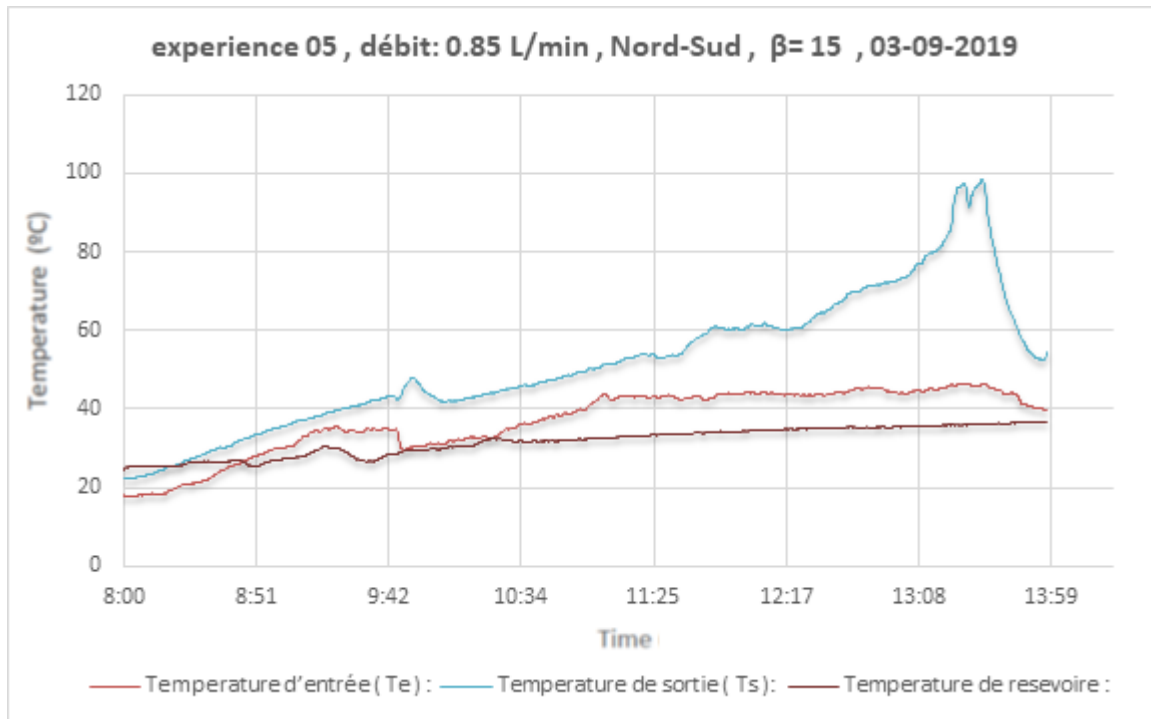
D'après cette expérience, on voit que le débit affecte la température du réservoir. Cet effet est bien clair au mois de septembre comparé au mois d'août. L'échange thermique est favorisé avec l'accroissement du débit. Au cours de l'essai, on observe que l'augmentation de débit provoque une plus grande perte de chaleur par convection et vice versa.

- **Expérience Nord-Sud**

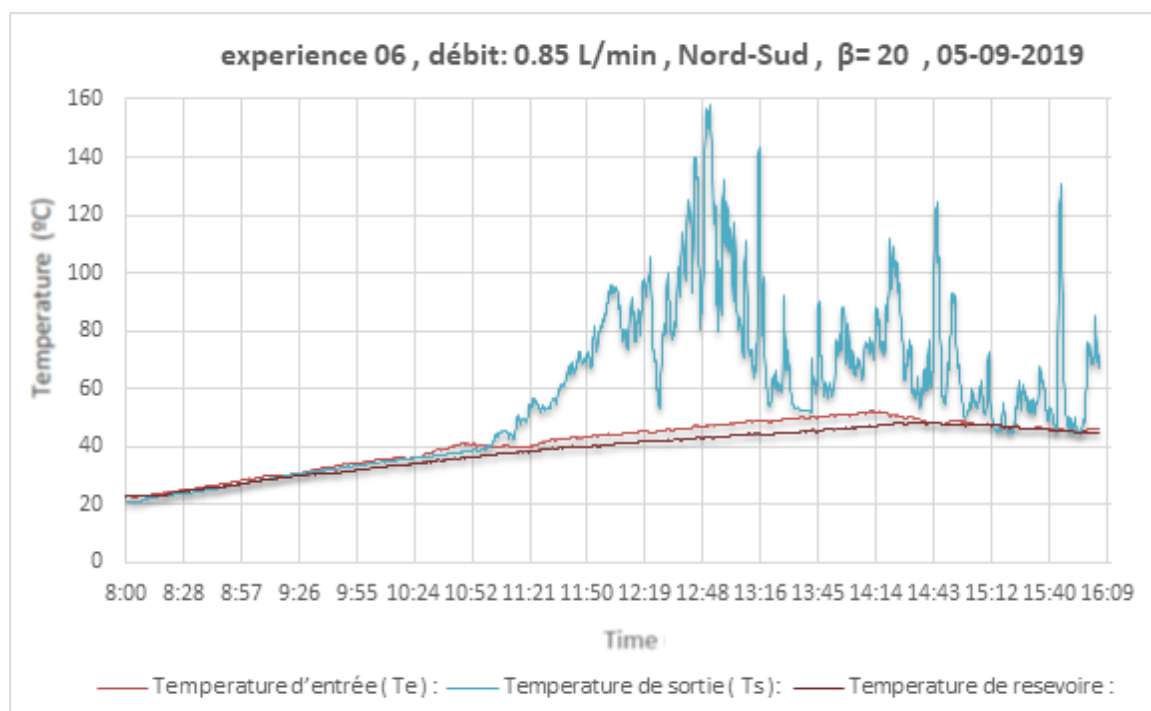
**L'angle est variable, le débit est fixe (expérience 04,05,06,07).**



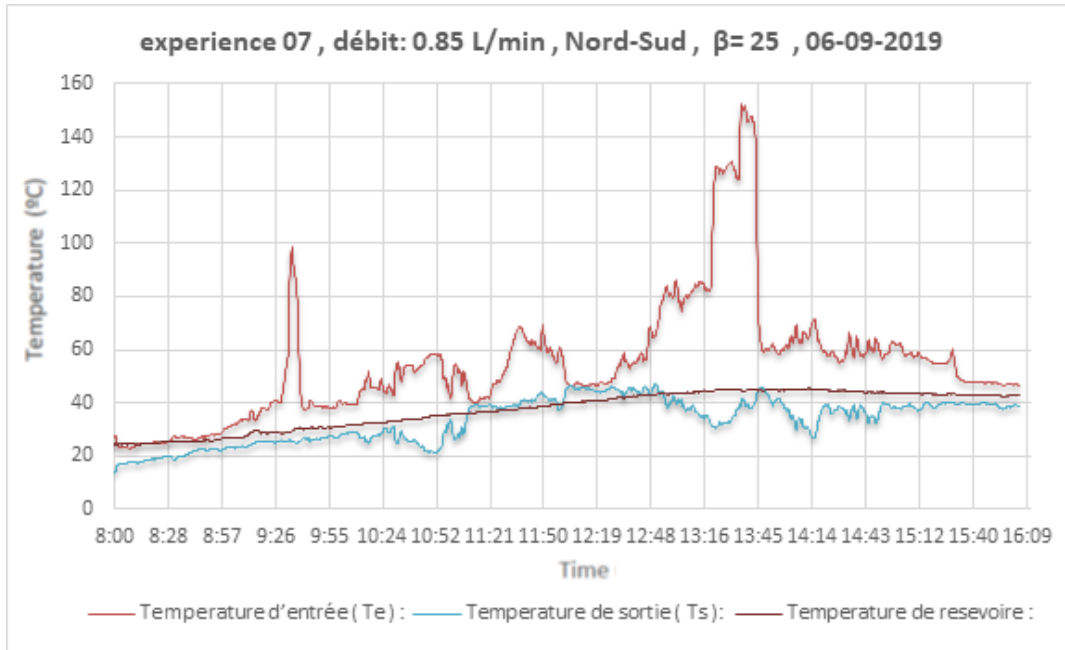
(a)



(b)



(c)



(d)

**Figure IV.23** Évolution de la température dans le temps - pour différents angles d'inclinaison.

D'après cette expérience l'angle d'inclinaison exerce un effet remarquable sur la température du réservoir. Elle est la plus stable comparée aux températures d'entrée et de sortie du collecteur. Le rayonnement direct affecte directement l'efficacité instantanée et la température de sortie de l'eau.

#### IV.6 Conclusion

À travers ce chapitre, on a décrit les différentes étapes suivies lors de la réalisation du prototype de concentrateur cylindro-parabolique avec des matériaux que l'on peut trouver sur le marché facilement et à moindre coût, à l'exception du film réfléchissant, qui a été importé. Par ciel clair, nous pouvons atteindre des températures supérieures à 100 °C. Notre conception aurait pu atteindre une température et une pression plus élevées, mais cette conception est limitée par les erreurs associées à la forme de la surface parabolique du prototype de concentrateur solaire parabolique. Dans ce travail, nous avons fait une évaluation qualitative du fonctionnement du prototype de concentrateur solaire parabolique. Il nous reste à en faire une évaluation quantitative pour avoir une véritable évaluation du prototype. Les premiers essais faites sur ce prototype montrent bien qu'il est opérationnel. Ce système peut générer de l'eau chaude à une température moyenne de 50 °C tout au long de la journée à température ambiante. Ce prototype de système peut être commercialisé pour des applications de chauffage domestique et industriel où l'eau chaude.

## Conclusions Et Perspectives

L'utilisation de l'énergie solaire est un choix prometteur pour faire face à de nombreux problèmes dans le domaine énergétique tel que l'épuisement des combustibles fossiles, le réchauffement climatique, la demande croissante d'électricité et généralement la pollution de la nature. L'énergie solaire est pratiquement une source d'énergie abondante avec un potentiel énorme. Le soleil libère des quantités extrêmement élevées d'irradiation solaire et approximativement l'irradiation solaire incidente à la surface de la terre est d'environ  $1,7 \times 10^{14}$  kw. Ce taux d'énergie est énorme car s'il était possible d'utiliser cette quantité seulement pendant 84 minutes, la demande annuelle d'énergie mondiale serait entièrement satisfaite

L'Algérie, le plus grand pays d'Afrique, a connu une croissance rapide de la demande d'énergie au cours de la dernière décennie en raison de l'augmentation significative des secteurs résidentiel, commercial et industriel. Actuellement, la nation riche en hydrocarbures est fortement dépendante des combustibles fossiles pour la production d'électricité, les énergies renouvelables n'ayant qu'une faible contribution au mix énergétique du pays. Cependant, le pays dispose d'un énorme potentiel de production d'énergie renouvelable, comme le solaire, l'éolien, la biomasse, la géothermie et l'hydroélectricité. Par conséquent, le gouvernement vise à se diversifier loin des combustibles fossiles et à promouvoir la production d'énergie renouvelable par le biais de politiques et de programmes liés aux énergies renouvelables. Le plan de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique du pays se concentre sur l'énergie solaire à grande échelle.

Nous concluons la thèse en donnant un bilan du travail effectué et les perspectives envisageables au terme de cette recherche.

Cette étude faite sur 34 ans consacrée à l'évaluation du potentiel solaire de M'Sila (province de l'intérieur de l'Algérie) nous permet d'affirmer que M'Sila est un excellent site à exploiter en matière d'énergie solaire puisqu'elle bénéficie d'un GHI de 1,79 MWh/ m<sup>2</sup>/an et un DNI de 2117,93 kWh/m<sup>2</sup>/an.

M'Sila est un terrain propice à l'installation de centrales solaires à concentration destinées à produire de l'électricité grâce au système de cuve parabolique, qui est une technologie mature à moindre coût.

Les valeurs de la température ambiante moyenne maximale ne dépassent pas 40 °C et peuvent aller au-delà de 30 °C. Par conséquent, les modules PV polycristallins sont recommandés.

Le potentiel solaire de M'Sila peut également être utilisé pour produire de l'eau chaude sanitaire, cuisiner, etc. avec un rendement élevé.

Depuis 2008, M'Sila a connu un changement climatique marqué caractérisé par une augmentation de l'irradiation horizontale globale et de l'irradiation normale directe, une diminution de l'irradiation diffuse et une augmentation des jours de ciel clair.

Les données recueillies par la station météorologique de M'Sila (données in situ) ont été privilégiées. Malheureusement, cette dernière n'a que des données d'octobre 2015 à ce jour. Pour mener à bien cette étude, ces données sont insuffisantes. C'est pourquoi les données archivées de la NASA ont été utilisées.

Ce projet de thèse nous a poussé à réaliser un prototype de concentrateur solaire cylindro-parabolique qui a fait l'objet du premier brevet qu'a eu l'université de M'Sila.

Une simulation est recommandée pour déterminer avec précision les performances énergétiques et économiques du CSP ou du PV, ainsi que pour déterminer si la technologie CSP ou PV est appropriée pour M'Sila.

Nous avons pu confirmer que la zone de M'Sila peut être utilisée pour générer de l'électricité propre grâce à cette recherche. Nous encourageons nos responsables gouvernementaux à continuer à travailler sur ce projet en mettant en place des centrales solaires efficaces (PV ou CSP).

## **Abstract**

The current study aims to evaluate the solar energy potential of M'Sila, an Algerian internal region, and to determine which technology, among those currently available on the market, is adequate for harnessing that potential for electricity production (PV and CSP). This assessment was based on data collected at M'Sila weather station for one year and from the NASA site for 34 years from 1984 to 2017. During the study period, the total solar irradiation falling on a horizontal surface in M'Sila (GHI) was estimated to be 1.79 MWh/m<sup>2</sup>/year, i.e., 4.91 kWh/m<sup>2</sup>/day. A partially cloudy sky is the dominant sky state. The diffuse solar irradiation incident on a horizontal surface (DHI) and direct normal irradiation, respectively, were estimated to be 594.88 kWh/m<sup>2</sup>/year, 2117.93 kWh/m<sup>2</sup>/year. M'Sila is a favorable land for the installation of concentrating solar power plants and photovoltaic panels due to its significant potential energy. The parabolic trough system is recommended since it is the lowest-cost and the most broadly used CSP technology worldwide. Considering the climate of the studied region, polycrystalline PV modules should be promoted and installed.

## **Résumé**

La présente étude vise à évaluer le potentiel d'énergie solaire de M'Sila, une région intérieure algérienne, et à déterminer quelle technologie, parmi celles actuellement disponibles sur le marché, est adéquate pour exploiter ce potentiel pour la production d'électricité (PV et CSP). Cette évaluation s'est basée sur des données recueillies à la station météorologique de M'Sila pendant un an et sur le site de la NASA pendant 34 ans de 1984 à 2017. M'Sila possède un gisement solaire important estimé à 1,79 MWh/m<sup>2</sup>/an, soit 4,91 kWh/m<sup>2</sup>/jour. De plus, le rayonnement solaire diffus incident sur une surface horizontale (DHI) et l'irradiation normale directe (DNI) sont estimés à 594,88 kWh/m<sup>2</sup>/an et 2117,93 kWh/m<sup>2</sup>/an, respectivement. M'Sila, avec cet important potentiel énergétique, est un terrain favorable à l'installation de centrales solaires à concentration et de panneaux photovoltaïques. Les collecteurs cylindro-paraboliques sont recommandés car c'est la technologie CSP la moins chère et la plus largement utilisée dans le monde. Les modules PV poly cristallins doivent être recommandés et installés, selon l'exigence du climat de la région.

## **ملخص**

تهدف الدراسة الحالية إلى تقييم إمكانات الطاقة الشمسية في المسيلة (منطقة جزائرية داخلية)، لتحديد التكنولوجيا الممكن تجسيدها، من بين تلك المتوفرة حاليًا في السوق، والمناسبة لإنتاج الكهرباء (الكهروضوئية PV والمركزة CSP). استند هذا التقييم إلى البيانات التي تم جمعها في محطة الطقس المسيلة لمدة عام واحد ومن موقع ناسا لمدة 34 عامًا من 1984 إلى 2017. خلال فترة الدراسة، لدى المسيلة مخزون كبير من الطاقة الشمسية يقدر بنحو 1.79 ميغاوات ساعي في كل متر مربع خلال السنة، أو 4.91 كيلو واط في كل متر مربع خلال يوم واحد. بالإضافة إلى ذلك، يُقدر الإشعاع الشمسي على سطح أفقي والإشعاع الشمسي المباشر بـ 594.88 و 2117.93 كيلو واط ساعة / متر مربع / سنة، على التوالي. المسيلة مع إمكانات الطاقة الكبيرة هذه، هي أرض مواتية لتركيب محطات الطاقة الشمسية المركزة والألواح الكهروضوئية. يوصى بمجمعات الأحواض المكافئة لأنها أرخص تقنية في تقنيات الطاقة الشمسية المركزة وأكثرها استخدامًا في العالم. كما يوصى بالألواح الكهروضوئية متعددة الكريستالات وتركيبها، اعتمادًا على متطلبات مناخ المنطقة.

## Références Bibliographiques

- [1] P. Alamdari, O. N. Ali, A. Alemrajabi, “Solar energy potentials in Iran: A review” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 21, pp. 778–788, 2013.
- [2] A. Shahsavari, M. Akbari, “Potential of solar energy in developing countries for reducing energy-related emissions”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 275-291, 2018.
- [3] S. Rehman, M. A. Bader, S.A. Al-Moallem, “Cost of solar energy generated using PV panels”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11(8), pp.1843-57, 2007.
- [4] S. A. Kalogirou, “Solar thermal collectors and applications” *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 30, pp. 231–295, 2004.
- [5] J. Kim, S. Y. Park, J. Lee, “Do people really want renewable energy? Who wants renewable energy? : Discrete choice model of reference-dependent preference in South Korea”, *Energy Policy*, vol. 120, pp 761–770, 2018.
- [6] Y.Tian, C.Y.Zhao, “A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications”, *Applied Energy*, vol. 104, pp. 538–553, 2013.
- [7] Lau, K. K. L., Lindberg, F., Johansson, E., Rasmussen, M. I., & Thorsson, S. (2017). Investigating solar energy potential in tropical urban environment: A case study of Dar es Salaam, Tanzania. *Sustainable cities and Society*, 30, 118-127.
- [8] T. Kousksou, A. Allouhi, M. Belattar, A. Jamil, T.El Rhafiki, A. Arid, Y. Zeraouli, “Renewable energy potential and national policy directions for sustainable development in Morocco”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, pp. 46-57, 2015.
- [9] M. Chegaar, A.Chibani, “Global solar radiation estimation in Algeria”, *Energy Conversion and Management*, vol. 42, pp. 967-973, 2001.
- [10] E. Kabir, P. Kumar, S. Kumar, A. A. Adelodun, K.H. Kim, “Solar energy: Potential and future prospects”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, Part 1, pp. 894-900, February 2018.
- [11] N. Kannan, D. Vakeesan, “Solar energy for future world: - A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 1092-1105, 2016
- [12] S.C. Bhatia, “Solar radiations”, *Advanced Renewable Energy Systems*, Chapter 2, pp.32-67, 2014. Ed. Woodhead Publishing India.
- [13] Z. Şen, “Solar energy in progress and future research trends”, *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 30 (4), pp. 367-416, 2004.
- [14] N. Chimres, S. Wongwiset, “Critical review of the current status of solar energy in Thailand”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 198-207, 2016.
- [15] Md. T. Islam, N. Huda, A.B. Abdullah, R. Saidur, “A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 987-1018, 2018.
- [16] S. Seddegh, X. Wang, A.D. Henderson, Z. Xing, “Solar domestic hot water systems using latent heat energy storage medium: a review”, *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 49, pp. 517-533, 2015.
- [17] M.R. Islam, K. Sumathy, S.U. Khan, “Solar thermal systems and their market trends”, *Renew Sustain Energy Rev*, vol.17, pp.1-25, 2013
- [18] International Energy Agency (IEA). Key World Energy Trends excerpt from: World energy balances.
- [19] Solar Power Technology and Economics. Available from:([http://www.mpoweruk.com/solar\\_power.htm](http://www.mpoweruk.com/solar_power.htm)); [accessed on 07 July2018].
- [20] S.Kalogirou, “Thermal performance, economic and environmental life cycle analysis of thermosiphon solar water heaters”, *Solar Energy*, vol. 83, pp. 39-48, 2009
- [21] Ellabban, O., Abu-Rub, H., & Blaabjerg, F. (2014). Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable and sustainable energy reviews*, 39, 748-764.
- [22] W.W.S.Charters, “Solar energy: Current status and future prospects”, *Energy Policy*, vol. 19 (8), pp. 738-741, 1991

- [23] A. Sharma, C.R. Chen, N.V. Lan, "Solar-energy drying systems: a review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13 (6-7), pp. 1185-1210, 2008
- [24] E. Biermann, M. Grupp, R. Palmer, "Solar cooker acceptance in South Africa: results of a comparative field-test", *Solar Energy*, vol. 66 (6), pp. 401-407, 1999
- [25] A. Allouhi, M. Benzakour Amine, T. Kousksou, A. Jamil, K. Lahrech, "Yearly performance of low-enthalpy parabolic trough collectors in MENA region according to different sun-tracking strategies", *Applied Thermal Engineering*, vol. 128(5), pp. 1404-1419, 2018
- [26] S. Mihoub, A. Chermiti, H. Beltagy, "Methodology of determining the optimum performances of future concentrating solar thermal power plants in Algeria", *Energy*, vol. 122, pp. 801-810, 2017
- [27] T. L. Neff, "Potential Risk Centers in Photovoltaic Technologies", *The Social Costs of Solar Energy* (Chapter book 3), pp. 8-14, 1981;
- [28] B. Parida, S. Iniyar, R. Goic, "A review of solar photovoltaic technologies", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15(3), pp. 1625-1636, 2011
- [29] N. Ihaddadene, R. Ihaddadene, M. Mostfaoui, "Climate change in three different zones in Algeria", *J Earth Sci Clim Change*, vol. 10, 2019
- [30] [Online]. Available: <https://www.netmaps.net/wp-content/uploads/2015/04/algeria-vector-map-1200x1200.jpg> [accessed on 5 April 2020]
- [31] [Online]. Available: <http://www.maphill.com/algeria/msila/3d-maps/political-map/> [accessed on 5 April 2020]
- [32] Kalogirou, Soteris A. *Solar energy engineering: processes and systems*. Academic Press, 2013.
- [33] Martinez-Gracia, Amaya, Inmaculada Arauzo, and Javier Uche. "Solar energy availability." *Solar Hydrogen Production*. Academic Press, 2019. 113-149.
- [34] Lee, Hyun-Jin, Shin-Young Kim, and Chang-Yeol Yun. "Comparison of solar radiation models to estimate direct normal irradiance for Korea." *Energies* 10.5 (2017): 594.
- [35] Ihaddadene, N., Ihaddadene, R., & Charik, A. (2017). Best tilt angle of fixed solar conversion systems at M'Sila Region (Algeria). *Energy Procedia*, 118, 63-71.
- [36] Blanc, Philippe, et al. "Direct normal irradiance related definitions and applications: The circumsolar issue." *Solar Energy* 110 (2014): 561-577.
- [37] Wong, Ling Tim, and Wan Ki Chow. "Solar radiation model." *Applied energy* 69.3 (2001): 191-224.
- [38] Dallacort, Rivanildo, et al. "Análises do comportamento de um actinógrafo bimetálico (R. Fuess-Berlin-Steglitz) em diferentes tipos de cobertura do céu." *Acta Scientiarum. Agronomy* 26.4 (2004): 413-420.
- [39] Kuye, A., and S. S. Jagtap. "Analysis of solar radiation data for Port Harcourt, Nigeria." *Solar Energy* 49.2 (1992): 139-145.
- [40] <https://www.editions-eni.fr/open/mediabook.aspx?idR=aea6206698c5455ae7a4bc37018a4fb7>
- [41] Reindl, Douglas T., William A. Beckman, and John A. Duffie. "Diffuse fraction correlations." *Solar energy* 45.1 (1990): 1-7.
- [42] F. Huide, Z. Xuxin, M. Lei, Z. Tao, W. Qixing, S. Hongyuan, "A comparative study on three types of solar utilization technologies for buildings: Photovoltaic, solar thermal and hybrid photovoltaic/thermal systems", *Energy Conversion and Management*, vol. 140, pp.1-13, 2017
- [43] S. Zafar, *Renewable Energy In Algeria*, <https://www.Ecomena.Org/Renewables-Algeria/> October 2017 (Seen in March 2020)
- [44] A.B. Stambouli, Z. Khiat, S. Flazi, Y. Kitamura, "A review on the renewable energy development in Algeria: current perspective, energy scenario and sustainability issues", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16 (7), pp. 4445-4460, 2012
- [45] Bentouba, S., Slimani, A., Boucherit, M. S., & Hamouda, M. (2010). L'énergie renouvelable en Algérie et l'impact sur l'environnement. *Journal of Scientific Research*, Université de Bechar, 1, 50-54.
- [46] Ministry of energy Algeria (2015, May.). *Revue algérienne de l'énergie* N°4, ISSN : 2437-0479. [Online]. Available: [www.mem-algeria.org](http://www.mem-algeria.org).
- [47] A. Jäger-Waldau, "PV Status Report 2019", Joint Research Centre, European for policy report, European Commission, 2019; doi:10.2760/326629

- [48] Hadji, F., Ihaddadene, N., Ihaddadene, R., Kherbiche, Y., Mostefaoui, M., & Beghidja, A. H. (2018, December). Solar Energy in M'Sila (Algerian Province). In 2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC) (pp. 1-5). IEEE.
- [49] [Online]. Available: [https://tice.agroparistech.fr/coursenligne/courses/M99BACASABLE/scorm/M4\\_BaseIG\\_scorm2004\\_Aurora\\_161116/co/20\\_SystemeCoordonnees.html](https://tice.agroparistech.fr/coursenligne/courses/M99BACASABLE/scorm/M4_BaseIG_scorm2004_Aurora_161116/co/20_SystemeCoordonnees.html). [accessed on 07 July 2018].
- [50] ASHRAE, A. H. H. (2007). Applications. Atlanta: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.
- [51] Gopinathan, K. K. (1988). Computing the monthly mean daily diffuse radiation from clearness index and percent possible sunshine. *Solar Energy*, 41(4), 379-385.
- [52] [Online]. Available: [https://fr.wikipedia.org/wiki/Coordonnees\\_geographiques](https://fr.wikipedia.org/wiki/Coordonnees_geographiques) . [accessed on 07 July 2018].
- [53] [Online]. Available: <https://www.semconstellation.fr/orbite-de-la-terre-autour-du-soleil>. [accessed on 07 July 2018].
- [54] Garg, H.P., 1982. Treatise on Solar Energy. In: Fundamentals of Solar Energy Research, vol. 1. John Wiley & Sons, New York.
- [55] [Online]. Available: [https://www.assistancescolaire.com/eleve/1re/enseignement\\_scientifique/reviser-le\\_cours/1\\_sci\\_18/print.print=1&printSheet=1](https://www.assistancescolaire.com/eleve/1re/enseignement_scientifique/reviser-le_cours/1_sci_18/print.print=1&printSheet=1). [accessed on 07 July 2018].
- [56] Claude, S. (2018). Étude expérimentale et numérique de solutions basées sur les éco-matériaux pour la rénovation thermique du patrimoine bâti urbain (Doctoral dissertation, Toulouse, INSA).
- [57] Himri, Y., et al. "Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development." *Renewable and sustainable energy reviews* 13.6-7 (2009): 1584-1591.
- [58] [Online]. Available: <http://www.maphill.com/algeria/location-maps/flag-map/physical-outside>. [accessed on 07 July 2018].
- [59] Stambouli, Amine Boudghene. "Algerian renewable energy assessment: the challenge of sustainability." *Energy Policy* 39.8 (2011): 4507-4519.
- [60] [Online]. Available: <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lenergie>. [accessed on 07 July 2018].
- [61] European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA). <http://estelasolar.org>; May 2016
- [62] Pfahl, Andreas, et al. "Progress in heliostat development." *Solar Energy* 152 (2017): 3-37.
- [63] Cohen, G. E., D. W. Kearney, and H. W. Price. "Performance history and future costs of parabolic trough solar electric systems." *Le Journal de Physique IV* 9.PR3 (1999): Pr3-169.
- [64] Lüpfer, Eckhard, et al. "Eurotrough design issues and prototype testing at PSA." *International Solar Energy Conference*. Vol. 16702. American Society of Mechanical Engineers, 2001.
- [65] Escobedo, João F., et al. "Modeling hourly and daily fractions of UV, PAR and NIR to global solar radiation under various sky conditions at Botucatu, Brazil." *Applied Energy* 86.3 (2009): 299-309.
- [66] Igawa, Norio, et al. "Models of sky radiance distribution and sky luminance distribution." *Solar Energy* 77.2 (2004): 137-157.
- [67] Pérez-Higueras, P. J., et al. "A simplified method for estimating direct normal solar irradiation from global horizontal irradiation useful for CPV applications." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16.8 (2012): 5529-5534.
- [68] [Online]. Available: <https://firstgreenconsulting.wordpress.com/2012/06/04/comparison-of-csp-technologies/comparison-of-csp-technologies/> [accessed on 5 April 2020]
- [69] Finland, Statistics. "Energy Statistics. Yearbook 2008." Official statistics of Finland. Helsinki (2009).
- [70] Kherbiche, Y., Ihaddadene, N., Ihaddadene, R., Mostefaoui, M., (2018). "Programming interface in matlab to estimate solar radiation in Algeria: application to M'sila ", *International Journal of Scientific Research & Engineering Technology (IJSET)* Vol. 8, pp. 32-37.
- [71] European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA). <http://estelasolar.org>; May 2016.
- [72] Qazi, Salahuddin. Standalone photovoltaic (PV) systems for disaster relief and remote areas. Elsevier, 2016.
- [73] Kherbiche, Y., Ihaddadene, N., Ihaddadene, R., Hadji, F., Jed, M., Beghidja, A., (2021). "Solar energy potential evaluation. Case of study: M'sila, an Algerian province ", *International Journal of*

- Sustainable Development and Planning. (IJS DP) Vol. 16, pp. 1501-1508. <https://doi.org/10.18280/ijsdp.160811>.
- [74] Rosa-Clot, Marco, and Giuseppe Marco Tina. Submerged and floating photovoltaic systems: modelling, design and case studies. Academic press, 2017.
- [75] Chu, Yinghao, and Peter Meisen. "Review and comparison of different solar energy technologies." Global Energy Network Institute (GENI), San Diego, CA 6 (2011): 1-56.
- [76] Makrides, George, et al. "Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies." Renewable Energy 43 (2012): 407-417.
- [77] El-din, AA Hossam, C. F. Gabra, and Ahmed HH Ali. "Effect of Ambient Temperature on Performance of Different Types of PV Cells at Different Location in Egypt." solar energy 83 (2013): 604-624.
- [78] Mekhilef, Saad, Rahman Saidur, and Masoud Kamalisarvestani. "Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells." Renewable and sustainable energy reviews 16.5 (2012): 2920-2925.
- [79] Kazem, Hussein A., and Miqdam T. Chaichan. "Effect of environmental variables on photovoltaic performance-based on experimental studies." International Journal of Civil, Mechanical and Energy Science (IJCMES) 2.4 (2016): 1-8.
- [80] Liu BYH, Jordan RC. Daily insolation on surfaces tilted towards the equator. Trans ASHRAE 1962; 67:526-41
- [81] Loutzenhiser, P. G., et al. "Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation." Solar Energy 81.2 (2007): 254-267.
- [82] Reindl, D. T., W. A. Beckman, and J. A. Duffie. "Evaluation of hourly tilted surface radiation models." Solar energy 45.1 (1990): 9-17.
- [83] Yaïche, M. R., and S. M. A. Bekkouche. "Estimation du rayonnement solaire global en Algérie pour différents types de ciel." Journal of Renewable Energies 13.4 (2010): 683-695.
- [84] Ghodbane, Mokhtar, and Boussad Boumeddane. "Estimating solar radiation according to semi empirical approach of PERRIN DE BRICHAMBAUT: application on several areas with different climate in Algeria." Sahara 4.10 (2016): 86.
- [85] Bellos, Evangelos, and Christos Tzivanidis. "Enhancing the performance of evacuated and non-evacuated parabolic trough collectors using twisted tape inserts, perforated plate inserts and internally finned absorber." Energies 11.5 (2018): 1129.
- [86] Swinbank, W. CQJR. "Long-wave radiation from clear skies." Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society 89.381 (1963): 339-348.
- [87] Bhowmik, N. C., and S. C. Mullick. "Calculation of tubular absorber heat loss factor." Solar Energy 35.3 (1985): 219-225.
- [88] Gaul, H., and A. Rabl. "Incidence-angle modifier and average optical efficiency of parabolic trough collectors." (1980): 16-21.
- [89] Duffie, John A., William A. Beckman, and Nathan Blair. Solar engineering of thermal processes, photovoltaics and wind. John Wiley & Sons, 2020.
- [90] Behar, Omar, Abdallah Khellaf, and Kamal Mohammadi. "A novel parabolic trough solar collector model–Validation with experimental data and comparison to Engineering Equation Solver (EES)." Energy Conversion and Management 106 (2015): 268-281.
- [91] Leinhard IV, John, V. Leinhard, and A. JH. "A heat transfer textbook." (2012): 354-360.
- [92] Moody, Lewis F. "Friction factors for pipe flow." Trans. Asme 66 (1944): 671-684.
- [93] Bellos, Evangelos, and Christos Tzivanidis. "A detailed exergetic analysis of parabolic trough collectors." Energy Conversion and Management 149 (2017): 275-292.
- [94] Petela, Richard. "Exergy of undiluted thermal radiation." Solar energy 74.6 (2003): 469-488.
- [95] Wirz, Men, Matthew Roesle, and Aldo Steinfeld. "Design point for predicting year-round performance of solar parabolic trough concentrator systems." Energy Sustainability. Vol. 55515. American Society of Mechanical Engineers, 2013.
- [96] Hasanpour, A., M. Farhadi, and K. Sedighi. "A review study on twisted tape inserts on turbulent flow heat exchangers: The overall enhancement ratio criteria." International communications in heat and mass transfer 55 (2014): 53-62.

- [97] Paoletti, S., F. Rispoli, and E. Sciubba. "Calculation of exergetic losses in compact heat exchanger passages." *Asme Aes*. Vol. 10. No. 2. 1989.
- [98] [Online]. Available: Power Data Access Viewer <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> [accessed on 5 April 2020]
- [99] [Online]. Available: <http://www.wilaya-msila.dz/index.php?action=formunik&type=menu-&idformunik=19> [accessed on 5 April 2020]
- [100] REL (National Renewable Energy Laboratory): Solar thermal power plants database, Available from: <https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/index.cfm>.
- [101] PROTERMOSOLAR (Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar) : Data base of CSTP plants in Spain, Available from: <http://www.protermosolar.com/proyectos-termosolares/mapa-de-proyectos-en-espana/>
- [102] ESTELA: The value of thermal storage. The challenge of integrating intermittent renewable generation into power system operation, Technical report published by the European Solar Thermal Electricity Association, Available from: [www.estelasolar.org](http://www.estelasolar.org).
- [103] CSPA (Concentrating Solar Power Alliance): The economic and reliability benefits of CSP with thermal energy storage: literature review and research needs, Technical report, Available from: [www.estelasolar.org](http://www.estelasolar.org)
- [104] IEA (International Energy Agency): Solar thermal electricity technology roadmap, OECD/IEA, 2014, Available from: [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity\\_2014edition.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity_2014edition.pdf).
- [105] Ernst & Young : Étude des retombées économiques potentielles de la filière solaire thermodynamique française, France, 2013, Syndicat des énergies renouvelables. Deloitte. Macroeconomic impact of the solar thermal electricity industry in Spain, edited by Protermosolar. 2010
- [106] Yılmaz, İbrahim Halil, and Aggrey Mwesigye. "Modeling, simulation and performance analysis of parabolic trough solar collectors: A comprehensive review." *Applied energy* 225 (2018): 135-174.
- [107] Morimoto, Masato, and Toshiro Maruyama. "Static solar concentrator with vertical flat plate photovoltaic cells and switchable white/transparent bottom plate." *Solar energy materials and solar cells* 87.1-4 (2005): 299-309.
- [108] Cocco, Daniele, and Giorgio Cau. "Energy and economic analysis of concentrating solar power plants based on parabolic trough and linear Fresnel collectors." *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy* 229.6 (2015): 677-688.
- [109] Bellos, Evangelos, Christos Tzivanidis, and Kimon A. Antonopoulos. "A detailed working fluid investigation for solar parabolic trough collectors." *Applied Thermal Engineering* 114 (2017): 374-386.
- [110] Price, Hank, et al. "Advances in parabolic trough solar power technology." *J. Sol. Energy Eng.* 124.2 (2002): 109-125.
- [111] Kennedy, C. E., and H. Price. "Progress in development of high-temperature solar-selective coating." *International solar energy conference*. Vol. 47373. 2005.
- [112] Forman, Patrick, et al. "Light concrete shells for parabolic trough collectors—Conceptual design, prototype and proof of accuracy." *Solar Energy* 111 (2015): 364-377.
- [113] Fu, W., et al. "The wind-structure interaction analysis and optimization of parabolic trough collector." *Energy Procedia* 69 (2015): 77-83.
- [114] Zhu, Yanqing, et al. "Design and experimental investigation of a stretched parabolic linear Fresnel reflector collecting system." *Energy Conversion and Management* 126 (2016): 89-98.
- [115] Chafie, Mohamed, et al. "Experimental investigation of parabolic trough collector system under Tunisian climate: Design, manufacturing and performance assessment." *Applied thermal engineering* 101 (2016): 273-283.
- [116] Maatallah, Taher, et al. "A novel solar concentrating system based on a fixed cylindrical reflector and tracking receiver." *Renewable Energy* 117 (2018): 85-107.
- [117] Liang, Hongbo, et al. "A Monte Carlo method and finite volume method coupled optical simulation method for parabolic trough solar collectors." *Applied energy* 201 (2017): 60-68.

- [118] Balghouthi, Moncef, et al. "Optical and thermal evaluations of a medium temperature parabolic trough solar collector used in a cooling installation." *Energy conversion and management* 86 (2014): 1134-1146.
- [119] Ullah, Irfan, and Seoyong Shin. "Highly concentrated optical fiber-based daylighting systems for multi-floor office buildings." *Energy and buildings* 72 (2014): 246-261.
- [120] De Oliveira Siqueira, Antônio Marcos, et al. "Heat transfer analysis and modeling of a parabolic trough solar collector: an analysis." *Energy Procedia* 57 (2014): 401-410.
- [121] Al-Ansary, Hany, and Obida Zeitoun. "Numerical study of conduction and convection heat losses from a half-insulated air-filled annulus of the receiver of a parabolic trough collector." *Solar Energy* 85.11 (2011): 3036-3045.
- [122] Wang, Qiliang, et al. "Numerical investigation and experimental validation of the impacts of an inner radiation shield on parabolic trough solar receivers." *Applied Thermal Engineering* 132 (2018): 381-392.
- [123] Xiao, X., et al. "Experimental and numerical heat transfer analysis of a V-cavity absorber for linear parabolic trough solar collector." *Energy conversion and management* 86 (2014): 49-59.
- [124] Chen, F., et al. "Thermal performance of a novel linear cavity absorber for parabolic trough solar concentrator." *Energy Conversion and Management* 90 (2015): 292-299.
- [125] Khanna, Sourav, et al. "Explicit expression for temperature distribution of receiver of parabolic trough concentrator considering bimetallic absorber tube." *Applied Thermal Engineering* 103 (2016): 323-332.
- [126] Halimi, Mohammed, et al. "Experimental investigation of absorbed flux circumferential distribution of an absorber with U-pipe tube exchanger for Parabolic Trough Collectors." *Applied Thermal Engineering* 129 (2018): 1230-1239.
- [127] Jaramillo, O. A., et al. "Parabolic trough solar collector for low enthalpy processes: An analysis of the efficiency enhancement by using twisted tape inserts." *Renewable Energy* 93 (2016): 125-141.
- [128] Song, Xingwang, et al. "A numerical study of parabolic trough receiver with nonuniform heat flux and helical screw-tape inserts." *Energy* 77 (2014): 771-782.
- [129] Mwesigye, Aggrey, Tunde Bello-Ochende, and Josua P. Meyer. "Multi-objective and thermodynamic optimisation of a parabolic trough receiver with perforated plate inserts." *Applied Thermal Engineering* 77 (2015): 42-56.
- [130] Cheng, Z. D., Y. L. He, and F. Q. Cui. "Numerical study of heat transfer enhancement by unilateral longitudinal vortex generators inside parabolic trough solar receivers." *International journal of heat and mass transfer* 55.21-22 (2012): 5631-5641.
- [131] Muñoz, Javier, and Alberto Abánades. "Analysis of internal helically finned tubes for parabolic trough design by CFD tools." *Applied energy* 88.11 (2011): 4139-4149.
- [132] Bellos, Evangelos, Christos Tzivanidis, and Dimitrios Tsimpoukis. "Thermal enhancement of parabolic trough collector with internally finned absorbers." *Solar energy* 157 (2017): 514-531.
- [133] Fuqiang, Wang, et al. "Heat transfer performance enhancement and thermal strain restrain of tube receiver for parabolic trough solar collector by using asymmetric outward convex corrugated tube." *Energy* 114 (2016): 275-292.
- [134] Huang, Z., et al. "Numerical study on heat transfer enhancement in a receiver tube of parabolic trough solar collector with dimples, protrusions and helical fins." *Energy Procedia* 69 (2015): 1306-1316.
- [135] Good, Philipp, et al. "Towards a commercial parabolic trough CSP system using air as heat transfer fluid." *Energy Procedia* 49 (2014): 381-385.
- [136] Selvakumar, P., P. Somasundaram, and P. Thangavel. "Performance study on evacuated tube solar collector using therminol D-12 as heat transfer fluid coupled with parabolic trough." *Energy Conversion and Management* 85 (2014): 505-510.
- [137] Gorji, Tahereh B., and A. A. Ranjbar. "A review on optical properties and application of nanofluids in direct absorption solar collectors (DASCs)." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 72 (2017): 10-32.
- [138] Loni, R. al, et al. "Thermodynamic analysis of a solar dish receiver using different nanofluids." *Energy* 133 (2017): 749-760.
- [139] Choi, S. US, and Jeffrey A. Eastman. *Enhancing thermal conductivity of fluids with nanoparticles*. No. ANL/MSD/CP-84938; CONF-951135-29. Argonne National Lab., IL (United States), 1995.

- [140] Allouhi, Amine, et al. "Energy and exergy analyses of a parabolic trough collector operated with nanofluids for medium and high temperature applications." *Energy Conversion and Management* 155 (2018): 201-217.
- [141] Bellos, Evangelos, and Christos Tzivanidis. "Parametric investigation of nanofluids utilization in parabolic trough collectors." *Thermal Science and Engineering Progress* 2 (2017): 71-79.
- [142] Ghasemi, Seyed Ebrahim, and Ali Akbar Ranjbar. "Thermal performance analysis of solar parabolic trough collector using nanofluid as working fluid: a CFD modelling study." *Journal of Molecular Liquids* 222 (2016): 159-166.
- [143] Rehan, Mirza Abdullah, et al. "Experimental performance analysis of low concentration ratio solar parabolic trough collectors with nanofluids in winter conditions." *Renewable Energy* 118 (2018): 742-751.
- [144] Subramani, J., et al. "Experimental study on the thermal performance and heat transfer characteristics of solar parabolic trough collector using Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> nanofluids." *Environmental Progress & Sustainable Energy* 37.3 (2018): 1149-1159.
- [145] Mwesigye, Aggrey, Zhongjie Huan, and Josua P. Meyer. "Thermodynamic optimisation of the performance of a parabolic trough receiver using synthetic oil–Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> nanofluid." *Applied Energy* 156 (2015): 398-412.
- [146] Bellos, E., et al. "Thermal enhancement of solar parabolic trough collectors by using nanofluids and converging-diverging absorber tube." *Renewable Energy* 94 (2016): 213-222.
- [147] Wang, Yanjuan, et al. "Performance analysis of a parabolic trough solar collector using Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>/synthetic oil nanofluid." *Applied Thermal Engineering* 107 (2016): 469-478.
- [148] Bellos, Evangelos, Christos Tzivanidis, and Dimitrios Tsimpoukis. "Enhancing the performance of parabolic trough collectors using nanofluids and turbulators." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91 (2018): 358-375.
- [149] Okonkwo, Eric C., Muhammad Abid, and Tahir AH Ratlamwala. "Effects of synthetic oil nanofluids and absorber geometries on the exergetic performance of the parabolic trough collector." *International Journal of Energy Research* 42.11 (2018): 3559-3574.
- [150] Abed, Nabeel, and Imran Afgan. "Enhancement techniques of parabolic trough collectors: A review of past and recent technologies." *Adv. Civ. Eng. Tech* 33 (2019): 313-318.
- [151] Muñoz-Anton, J., et al. "Theoretical basis and experimental facility for parabolic trough collectors at high temperature using gas as heat transfer fluid." *Applied Energy* 135 (2014): 373-381.
- [152] Herrmann, Ulf, Bruce Kelly, and Henry Price. "Two-tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants." *Energy* 29.5-6 (2004): 883-893.
- [153] Al-Waeli, Ali HA, et al. "Photovoltaic/Thermal (PV/T) systems: Status and future prospects." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 77 (2017): 109-130.
- [154] Petela, Richard. "Exergy of undiluted thermal radiation." *Solar energy* 74.6 (2003): 469-488.
- [155] Zhang, Longzhou, et al. "Concentrating PV/T hybrid system for simultaneous electricity and usable heat generation: a review." *International Journal of Photoenergy* 2012 (2012).
- [156] Sharaf, Omar Z., and Mehmet F. Orhan. "Comparative thermodynamic analysis of densely-packed concentrated photovoltaic thermal (CPVT) solar collectors in thermally in-series and in-parallel receiver configurations." *Renewable energy* 126 (2018): 296-321.
- [157] Kasaeian, Alibakhsh, et al. "A review on parabolic trough/Fresnel based photovoltaic thermal systems." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91 (2018): 193-204.
- [158] Yazdanifard, Farideh, Ehsan Ebrahimi-Bajestan, and Mehran Ameri. "Performance of a parabolic trough concentrating photovoltaic/thermal system: effects of flow regime, design parameters, and using nanofluids." *Energy Conversion and Management* 148 (2017): 1265-1277.
- [159] Srivastava, Shreekant, and K. S. Reddy. "Simulation studies of thermal and electrical performance of solar linear parabolic trough concentrating photovoltaic system." *Solar Energy* 149 (2017): 195-213.
- [160] Jiang, Shouli, et al. "Optical modeling for a two-stage parabolic trough concentrating photovoltaic/thermal system using spectral beam splitting technology." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 94.10 (2010): 1686-1696.

- [161] Widyolar, Bennett K., et al. "Design, simulation and experimental characterization of a novel parabolic trough hybrid solar photovoltaic/thermal (PV/T) collector." *Renewable Energy* 101 (2017): 1379-1389.
- [162] Boukelia, T. E., O. Arslan, and M. S. Mecibah. "ANN-based optimization of a parabolic trough solar thermal power plant." *Applied Thermal Engineering* 107 (2016): 1210-1218.
- [163] Al-Maliki, Wisam Abed Kattea, et al. "Investigation on the dynamic behaviour of a parabolic trough power plant during strongly cloudy days." *Applied Thermal Engineering* 99 (2016): 114-132.
- [164] Borunda, Mónica, et al. "Organic Rankine Cycle coupling with a Parabolic Trough Solar Power Plant for cogeneration and industrial processes." *Renewable Energy* 86 (2016): 651-663.
- [165] Boukelia, T. E., et al. "Optimization, selection and feasibility study of solar parabolic trough power plants for Algerian conditions." *Energy conversion and Management* 101 (2015): 450-459.
- [166] Trad, Ameer, and Mohand Ameziene Ait Ali. "Determination of the optimum design through different funding scenarios for future parabolic trough solar power plant in Algeria." *Energy Conversion and Management* 91 (2015): 267-279.
- [167] Biencinto, Mario, et al. "Performance model and annual yield comparison of parabolic-trough solar thermal power plants with either nitrogen or synthetic oil as heat transfer fluid." *Energy conversion and management* 87 (2014): 238-249.
- [168] García-Barberena, Javier, et al. "Analysis of the influence of operational strategies in plant performance using SimulCET, simulation software for parabolic trough power plants." *Solar Energy* 86.1 (2012): 53-63.
- [169] Bonilla, Javier, et al. "Parabolic-trough solar thermal power plant simulation scheme, multi-objective genetic algorithm calibration and validation." *Solar Energy* 86.1 (2012): 531-540.
- [170] Zaaraoui, Abdelkader, Mohamed Lamine Yousfi, and Noureddine Said. "Technical and economical performance of parabolic trough collector power plant under Algerian climate." *Procedia engineering* 33 (2012): 78-91.
- [171] Meiser, Siw, et al. "Evaluation and assessment of gravity load on mirror shape and focusing quality of parabolic trough solar mirrors using finite-element analysis." *Applied energy* 185 (2017): 1210-1216.
- [172] Zheng, Zhang-Jing, et al. "Numerical optimization of catalyst configurations in a solar parabolic trough receiver-reactor with non-uniform heat flux." *Solar Energy* 122 (2015): 113-125.
- [173] Rodriguez-Sanchez, David, and Gary Rosengarten. "Improving the concentration ratio of parabolic troughs using a second-stage flat mirror." *Applied energy* 159 (2015): 620-632.
- [174] Meiser, Siw, et al. "Evaluation and assessment of gravity load on mirror shape of parabolic trough solar collectors." *Energy Procedia* 75 (2015): 485-494.
- [175] King, P., P. Comley, and C. Sansom. "Parabolic trough surface form mapping using photogrammetry and its validation with a large Coordinate Measuring Machine." *Energy Procedia* 49 (2014): 118-125.
- [176] Tsai, Chung-Yu, and Psang Dain Lin. "Optimized variable-focus-parabolic-trough reflector for solar thermal concentrator system." *Solar Energy* 86.5 (2012): 1164-1172.
- [177] Abbas, R., et al. "Parabolic trough collector or linear Fresnel collector? A comparison of optical features including thermal quality based on commercial solutions." *Solar energy* 124 (2016): 198-215.
- [178] Habib, Luqmaan, Mohamed I. Hassan, and Youssef Shatilla. "A realistic numerical model of lengthy solar thermal receivers used in parabolic trough CSP plants." *Energy Procedia* 75 (2015): 473-478.
- [179] Song, Xingwang, et al. "A numerical study of parabolic trough receiver with nonuniform heat flux and helical screw-tape inserts." *Energy* 77 (2014): 771-782.
- [180] Wu, Zhiyong, et al. "Structural reliability analysis of parabolic trough receivers." *Applied energy* 123 (2014): 232-241.
- [181] Akbarimoosavi, S. M., and M. Yaghoubi. "3D Thermal-structural analysis of an absorber tube of a parabolic trough collector and the effect of tube deflection on optical efficiency." *Energy Procedia* 49 (2014): 2433-2443.
- [182] Zavattoni, Simone A., et al. "CFD analysis of a receiving cavity suitable for a novel CSP parabolic trough receiver." *Energy Procedia* 49 (2014): 579-588.

- [183] Muñoz, Javier, and Alberto Abánades. "Analysis of internal helically finned tubes for parabolic trough design by CFD tools." *Applied energy* 88.11 (2011): 4139-4149.
- [184] Daniel, Premjit, Yashavant Joshi, and Abhik K. Das. "Numerical investigation of parabolic trough receiver performance with outer vacuum shell." *Solar Energy* 85.9 (2011): 1910-1914.
- [185] Zhao, Dongming, et al. "Influences of installation and tracking errors on the optical performance of a solar parabolic trough collector." *Renewable energy* 94 (2016): 197-212.
- [186] Bouvier, Jean-Louis, et al. "Experimental characterisation of a solar parabolic trough collector used in a micro-CHP (micro-cogeneration) system with direct steam generation." *Energy* 83 (2015): 474-485.
- [187] Bakos, George C. "Design and construction of a two-axis Sun tracking system for parabolic trough collector (PTC) efficiency improvement." *Renewable energy* 31.15 (2006): 2411-2421.
- [188] El Fadar, A., A. Mimet, and M. Pérez-García. "Modelling and performance study of a continuous adsorption refrigeration system driven by parabolic trough solar collector." *Solar Energy* 83.6 (2009): 850-861.
- [189] Mazloumi, Mehdi, Mohammad Naghashzadegan, and K. J. E. C. Javaherdeh. "Simulation of solar lithium bromide–water absorption cooling system with parabolic trough collector." *Energy Conversion and Management* 49.10 (2008): 2820-2832.
- [190] Hoffmann, Alexander, Tobias Hirsch, and Robert Pitz-Paal. "Numerical investigation of severe slugging under conditions of a parabolic trough power plant with direct steam generation." *Solar Energy* 133 (2016): 567-585.
- [191] Liu, Yun, et al. "Flow field optimization for the solar parabolic trough receivers in direct steam generation systems by the variational principle." *International Journal of Heat and Mass Transfer* 102 (2016): 1073-1081.
- [192] Mwesigye, Aggrey, Zhongjie Huan, and Josua P. Meyer. "Thermal performance and entropy generation analysis of a high concentration ratio parabolic trough solar collector with Cu-Therminol® VP-1 nanofluid." *Energy conversion and management* 120 (2016): 449-465.
- [193] Wang, P., et al. "Conjugate heat transfer modeling and asymmetric characteristic analysis of the heat collecting element for a parabolic trough collector." *International Journal of Thermal Sciences* 101 (2016): 68-84.
- [194] Mwesigye, Aggrey, Tunde Bello-Ochende, and Josua P. Meyer. "Heat transfer and entropy generation in a parabolic trough receiver with wall-detached twisted tape inserts." *International Journal of Thermal Sciences* 99 (2016): 238-257.
- [195] Şahin, Hacı Mehmet, et al. "Investigation of heat transfer enhancement in a new type heat exchanger using solar parabolic trough systems." *International journal of hydrogen energy* 40.44 (2015): 15254-15266.
- [196] Li, Z. Y., Z. Huang, and W. Q. Tao. "Three-dimensional numerical study on turbulent mixed convection in parabolic trough solar receiver tube." *Energy Procedia* 75 (2015): 462-466.
- [197] Zadeh, P. Mohammad, et al. "Hybrid optimization algorithm for thermal analysis in a solar parabolic trough collector based on nanofluid." *Energy* 82 (2015): 857-864.
- [198] Fernández-García, Aránzazu, et al. "A parabolic-trough collector for cleaner industrial process heat." *Journal of Cleaner Production* 89 (2015): 272-285.
- [199] Caron, Simon, and Marc Röger. "Modelling, simulation and identification of heat loss mechanisms for parabolic trough receivers installed in concentrated solar power plants." *IFAC-PapersOnLine* 48.1 (2015): 372-377.
- [200] Mwesigye, Aggrey, Tunde Bello-Ochende, and Josua P. Meyer. "Heat transfer and thermodynamic performance of a parabolic trough receiver with centrally placed perforated plate inserts." *Applied Energy* 136 (2014): 989-1003.
- [201] Lobón, David H., Loreto Valenzuela, and Emilio Baglietto. "Modeling the dynamics of the multiphase fluid in the parabolic-trough solar steam generating systems." *Energy Conversion and Management* 78 (2014): 393-404.
- [202] Cheng, Z. D., et al. "Three-dimensional numerical study of heat transfer characteristics in the receiver tube of parabolic trough solar collector." *International Communications in Heat and Mass Transfer* 37.7 (2010): 782-787.

- [203] Ghadirijafarbeigloo, Sh, A. H. Zamzamian, and M. Yaghoubi. "3-D numerical simulation of heat transfer and turbulent flow in a receiver tube of solar parabolic trough concentrator with louvered twisted-tape inserts." *Energy procedia* 49 (2014): 373-380.
- [204] Kalogirou, Soteris A. "A detailed thermal model of a parabolic trough collector receiver." *Energy* 48.1 (2012): 298-306.
- [205] Gong, Guangjie, et al. "An optimized model and test of the China's first high temperature parabolic trough solar receiver." *Solar Energy* 84.12 (2010): 2230-2245.
- [206] Mwesigye, Aggrey, et al. "Influence of optical errors on the thermal and thermodynamic performance of a solar parabolic trough receiver." *Solar Energy* 135 (2016): 703-718.
- [207] Sharma, Chandan, et al. "Identifying optimal combinations of design for DNI, solar multiple and storage hours for parabolic trough power plants for niche locations in India." *Energy Procedia* 79 (2015): 61-66.
- [208] Wang, Yanjuan, et al. "Performance analysis of a parabolic trough solar collector with non-uniform solar flux conditions." *International Journal of Heat and Mass Transfer* 82 (2015): 236-249.
- [209] Maccari, A., and M. Montecchi. "An optical profilometer for the characterisation of parabolic trough solar concentrators." *Solar Energy* 81.2 (2007): 185-194.
- [210] Andre, Michael, Monica Mier-Torrecilla, and Roland Wüchner. "Numerical simulation of wind loads on a parabolic trough solar collector using lattice Boltzmann and finite element methods." *Journal of wind engineering and industrial Aerodynamics* 146 (2015): 185-194.
- [211] Zhang, L., et al. "Numerical study and optimization of mirror gap effect on wind load on parabolic trough solar collectors." *Energy Procedia* 69 (2015): 233-241.
- [212] Paetzold, J., et al. "Wind engineering analysis of parabolic trough collectors to optimise wind loads and heat loss." *Energy Procedia* 69 (2015): 168-177.
- [213] Paetzold, J., et al. "Wind engineering analysis of parabolic trough solar collectors: the effects of varying the trough depth." *Journal of Wind engineering and industrial Aerodynamics* 135 (2014): 118-128.
- [214] Ashouri, Milad, et al. "Techno-economic assessment of a Kalina cycle driven by a parabolic Trough solar collector." *Energy conversion and management* 105 (2015): 1328-1339.
- [215] Poghosyan, V., and Mohamed I. Hassan. "Techno-economic assessment of substituting natural gas based heater with thermal energy storage system in parabolic trough concentrated solar power plant." *Renewable Energy* 75 (2015): 152-164.
- [216] Mokheimer, Esmail MA, et al. "Techno-economic performance analysis of parabolic trough collector in Dhahran, Saudi Arabia." *Energy conversion and management* 86 (2014): 622-633.
- [217] Kasaeian, Alibakhsh, et al. "Performance evaluation and nanofluid using capability study of a solar parabolic trough collector." *Energy conversion and management* 89 (2015): 368-375.
- [218] Zaversky, Fritz, et al. "Probabilistic modeling of a parabolic trough collector power plant—An uncertainty and sensitivity analysis." *Solar Energy* 86.7 (2012): 2128-2139.