

Université de Bouira
Akli Mohand Oulhadj



جامعة البويرة
أكلي محمد أولحاج

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Akli Mohand Oulhadj (Bouira)

Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées
Département de Génie Mécanique

MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du Diplôme de

Master

Filière : Génie Mécanique

Spécialité : Energétique

THEME

**Simulation d'une installation solaire cylindro-parabolique
avec stockage thermique**

Réalisé par :

Dahmani Abdelkrim

Kremiai Boudjema

Soutenu le 21/10/2018

Président : Mr. Dahmane Marzek

Examineur : Mr. Laouari Azzedine

Examineur : Mr. Aberkan Sofiane

Encadreur

Mr. Lekhal.Rachid

Année 2017/2018

Remerciement

Avant tout, nous remercions Allah tout-puissant de m' avoir donné ce bien là et pour que je vie ce jour et le courage, la volonté et la patience afin de mener à terme réaliser notre mémoire.

Nous remercions chaleureusement à nos parents et toutes nos familles pour leurs sacrifices, aides, soutien et encouragement.

Nous remercions chaleureusement reconnaissances à mon encadreur Mr LEKHAL RACHID qui a accepté d'encadre, pour ses orientations et disponibilité et sa gentillesse.

Nous remercions à tous les membres jury pour avoir accepté d'examiné ce travail.

Nous remercions toute l'équipe de ma promotion dans la spécialité GENIE MECANIQUE.

A nos chers et fidèles amis et à tous ceux qui nous connaissent.

Enfin, nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à nous formation et à l'élaboration de ce modeste mémoire

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail:

A mes chers parents qui m'ont toujours éclairé le chemin de la vie en me tendant la main et m'ont encouragé tout au long de mes années d'études «que dieu me les garde et Leur donner une longue vie».

A ma chère femme, qui est la chose la plus précieuse que j'ai dans cette vie, qui me soutient toujours et m'encourage.

A mes frères MOHAMED, HASSAN, FATAH, AMAR, et mes sœurs FATIHA, KHADIDJA, FAIZA, HAMIDA, et leurs enfants, et surtout ma chère nièce DJAHIDA.

A toute ma famille DAHMANI en particulier ma grand-mère qui est en vie et l'autre décédé. A la mémoire de Mes grand-père.

A mes amis en particulier RAOUFE que je considère mon frère, SAMIR, FOUAD, et mon binôme BOUDJEMA, a tous mes collègues de l'université je dédie ce modeste travail.

A tous mes profs.

A tous ceux qui me sont chères

Merci à tous.

*Dahmani
Karim*



Dédicace

JE DÉDIE CE TRAVAIL À MES PARENTS QUE LE DIEU

LES PROTÈGE

À MES FRÈRES,

À MES SŒURS

- TOUTE LA FAMILLE

- À MES AMIS

CHACUN À SON NOM

- TOUS LES MEMBRES DE GROUPE ÉNERGÉTIQUE,

PROMOTION

2018.

Kremiai boudjema

Résumé

L'objectif principal de ce travail est l'étude d'une centrale solaire cylindro-parabolique avec stockage thermique dans les conditions climatique de la région du Bouira située au nord Algérien.

Il consiste à évaluer et analyser les besoins en quantité et en qualité de chaleur à stocker selon des conditions optimales.

Un programme de simulation informatique écrit en MATLAB a été créé a fin d'effectuer cette étude qui traduit le modèle thermodynamique et mathématique de ce système de production d'énergie.

Les résultats de simulation obtenus ont été effectués pour les journées des solstices et équinoxes puis étendus pour toute l'année.

Mot clé : Energie solaire, Collecteur cylindro-parabolique, Concentration solaire, centrale solaire, réservoir de stockage, stockage à sels fondus.

Abstract

The main objective of this work is the study of a parabolic solar power plant with thermal storage in the climatic conditions of the Bouira region in northern Algeria.

It consists in evaluating and analyzing the needs in quantity and quality of heat to be stored according to optimal conditions.

A computer simulation program written in MATLAB was created to carry out a study that reflects the thermodynamic and mathematical model of this energy production system.

Simulation results were obtained for the solstice and equinox days then extended for the whole year.

Keyword: Solar energy, parabolic trough collector, solar concentration, solar power plant, storage tank, molten salt storage.

ملخص

الهدف الرئيسي من هذا العمل هو دراسة محطة الطاقة الشمسية المكافئة ذات التخزين الحراري في الظروف المناخية لمنطقة البويرة في شمال الجزائر.

وهو يتألف من تقييم وتحليل الاحتياجات في كمية ونوعية الحرارة التي يتم تخزينها وفقاً للظروف المثلى.

تم إنشاء برنامج محاكاة حاسوب مكتوب في MATLAB لإجراء هذه الدراسة التي تعكس النموذج الديناميكي الحراري والرياضي لنظام إنتاج الطاقة هذا.

تم الحصول على نتائج محاكاة لأيام الانقلاب والاعتدال ثم مدد لمدة عام كامل.

الكلمات الإستدلالية : الطاقة الشمسية ، مجمع الحوض المكافئ ، تركيز الطاقة الشمسية ، محطة الطاقة الشمسية ، خزان التخزين ، تخزين الملح المصهور . تمديد لمدة عام كامل.

Nomenclature

Symbole	Désignation	Unité
δ :	Déclinaison solaire	[degré]
ω	Angle horaire	[degré]
a	L'azimut	[degré]
h	l'angle de la hauteur solaire	[degré]
ϕ	Latitude	[degré]
L	Longitude	[degré]
θ	L'angle d'incidence	[degré]
TU	Le temps universel	[heure]
TSM	Le temps solaire moyen	[heure]
TSV	Le temps solaire vrai	[heure]
ET	Equation de temps	[heure]
Dj	Durée de jour	[heure]
SS	Durée d'ensoleillement	[heure]
I_d	Rayonnement solaire direct	[W/m ²]
I_D	Le rayonnement solaire diffus	[w /m ²]
I_G	Le rayonnement solaire global	[w /m ²]
I_0	Rayonnement extraterrestre	[w /m ²]
ε_0	Correction de la distance solaire-terre	[-]
C	Constante solaire	[w /m ²]
m_A	La masse d'air atmosphérique	[-]
P	Pression local	[Pa]
T_0, T_1, T_2	Facteurs de trouble	[-]
A_{he}	L'alternance hiver-été	[-]
I_{dh}	Le rayonnement direct incident	[w /m ²]

I_{Dh}	Le rayonnement diffus d'un plan horizontal	[w /m ²]
T_{Df}	Le facteur de trouble diffusif	[-]
I_{DFsol}	Le diffus de sol	[w /m ²]
\bar{K}_t	Le coefficient de transmission	[-]
\bar{I}	Rayonnement solaire moyen, mensuel une surface horizontal	[w /m ²]
\bar{I}_0	Rayonnement solaire moyen, mensuel hors l'atmosphère	[w /m ²]
\bar{H}_{bi}	Flux direct sur une surface inclinée	[w /m ²]
R_b	Rapport de rayonnement solaire journalier	[-]
θ_z	Angle de zénith	[degré]
H_{di}	Flux diffus sur une surface inclinée	[w /m ²]
F_p	Facteur d'angle plan incliné-ciel	[-]
H_r	Rayonnement provenant de la réflexion	[w /m ²]
H_t	Rayonnement global sur surface inclinée	[w /m ²]
$D_{abs(min)}$	Le diamètre extérieur minimum d'un tube absorbeur	[m]
C_0	Facteur de concentration optique	[-]
$D1$	Diamètre intérieur de tube absorbeur	[m]
$D2$	Diamètre extérieur de tube absorbeur	[m]
$D3$	Diamètre intérieur de l'enveloppe en verre	[m]
$D4$	Diamètre extérieur de l'enveloppe en verre	[m]
nb	Nombre de boucle	[-]
L	Longueur de la boucle	[m]
T_a	Température de l'environnement extérieur	[K]
T_{hs}	Température d'huile sortie	[K]
T_{he}	Température d'huile entrée	[K]
T_{abs}	Température de l'absorbeur	[K]
R_g	Résistance globale de récepteur	[M ² .K/W]

\dot{m}_h	Débit de l'huile	[Kg/s]
c_{ph}	La chaleur spécifique du huile	[J/kg.K]
T_{he}	Température d'huile entrée	[K]
T_a	Température ambiante	[K]
$R_{abs.v}$	Résistance absorbeur vitre	[K/W]
$H_{abs.v}$	Coefficient de convection entre l'absorbeur vitre	[W/m.K]
D	Diamètre	[m]
L	Longueur	[m]
R_{va}	Résistance vitre ambiance	[K/W]
$h_{abs.v}$	Coefficient de convection entre vitre ambiance	[W/m.K]
Q	La chaleur échange avec le milieu extérieur.	[J]
W_t	Le travail technique (machine).	[J]
ΔU_{es}	Variation d'énergie interne due aux flux de matière	[J]
ΔE_{ces}	La variation d'énergie cinétique	[J]
ΔE_{Pes}	La variation d'énergie potentielle	[J]
W_{tres}	Travail de transvasement	[J]
\emptyset_P	Le flux perdu	[W]
\dot{m}	Le débit massique	[kg/s]
h_{sfe}	Les enthalpies massiques à l'entrée	[KJ/Kg]
h_{sfs}	Les enthalpies massiques à la sortie	[KJ/Kg]
ΔE_T	La variation d'énergie totale	[J]
ΔU	La variation d'énergie interne	[J]
ΔE_C	La variation d'énergie cinétique	[J]
ΔE_P	La variation d'énergie potentielle	[J]
U	L'énergie interne.	[J]
m	La masse	[Kg]

c	La chaleur spécifique	[J/Kg.K]
T	Température	[K]
$\frac{du}{dt}$	La variation d'énergie interne par unité de temps	[W]
ϕ_p	Le flux de chaleur perdus	[W]
h_{sfe}	L'enthalpie de sels-fondus à l'entrée	[KJ/Kg]
T_a	La température ambiante	[K]
$T_{st}(t)$	La température de stockage	[K]
R_t	La résistance de toit	[K/W]
R_l	La résistance latérale	[K/W]
ΔE	La variation d'énergie	[J]
e_t	Epaisseur de l'isolation du toit	[m]
e_l	Epaisseur de l'isolation latérale	[m]
e_{sol}	Epaisseur de l'isolation du sol	[m]
h_{sh}	Hauteur de Sels-Fondus	[m]
H	Hauteur de réservoir	[m]
D_i	Diamètre intérieur de réservoir	[m]
D_{ext}	Diamètre extérieur de réservoir	[m]
T_{min}	Température de réservoir froid	[K]
T_{max}	Température de réservoir chaud	[K]
m_{min}	La masse minimale de Sels-Fondus	[Tonne]
m_{max}	La masse maximale de Sels-Fondus	[Tonne]
ρ	La masse volumique	[Kg/m ³]
C_p	La chaleur spécifique	[J/kg.K]
λ_{il}	La conductivité thermique de l'isolationlatérale	[W/m.K]
λ_{it}	La conductivité thermique de l'isolation detoit	[W/m.K]

h_{cvsl}	Coefficient d'échange thermique extérieur latéral	[W/m ² .K]
h_{cvext}	Coefficient d'échange thermique extérieur toit	[W/m ² .K]
h_{cvsi}	Coefficient d'échange thermique intérieur toit	[W/m ² .K]
e_{it}	Epaisseur intérieur de toit	[m]
λ_{it}	La conductivité intérieure de toit	[W/m.K]
$h_{cv.ext}$	Coefficient de convection externe	[W/m.K]
$h_{cv.i}$	Coefficient de convection intérieure	[W/m.K]
D_i	Diamètre intérieur	[m]
D_{ext}	Diamètre extérieur	[m]
λ_{il}	La conductivité intérieure de latéral	[W/m.K]
h_{el}	Coefficient de convection externe	[W/m.K]

Sommaire

Sommaire

Remerciement	
Dédicaces	
Résumé	
Nomenclature	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Gisement Solaire et Rayonnement	
I.1 Introduction	3
I.2 Le soleil	3
I.3 La constante solaire	5
I.4 Gisement solaire	6
I.5 Le mouvement de la terre	7
I.6 La position du soleil par rapport à la terre	8
I.6.1 Repère de coordonnées équatoriales	8
I.6.2 Repère de coordonnées horizontales	9
I.6.3 Les coordonnées géographiques terrestres	10
I.6.4 Angle d'incidence sur un plan.....	11
I.7 Heures et temps	12
I.8 Numéro du jour de l'année (d).....	13
I.9 Durée du jour "Dj"	14
I.10 Durée et taux d'ensoleillement.....	14
I.10.1 Durée d'ensoleillement (SS)	14
I.10.2 Taux d'ensoleillement (σ).....	14
I.11 Rayonnement solaire	15
I.12 Types de rayonnements	16
I.12.1 Rayonnement direct.....	16
I.12.2 Rayonnement diffus	19
I.13 Les composantes de rayonnement diffus.....	20
I.14 Rayonnement global	20
I.15 Estimation du rayonnement solaire	21

I.16	Rayonnement extraterrestre	21
I.17	Coefficient de claret.....	21
I.18	Estimation du rayonnement solaire instantané sur une surface inclinée	22
I.18.1	Rayonnement direct sur une surface inclinée.....	22
I.18.2	Rayonnement diffus sur une surface inclinée.....	22
I.18.3	Rayonnement provenant de la réflexion.....	22
I.18.4	Rayonnement global sur surface inclinée.....	23
I.19	Conclusion	23

Chapitre II : Généralité sur les Centrales Solaires

II.1	Introduction	25
II.2	L'énergie solaire	25
II.3	Techniques utilisées pour capter l'énergie solaire	27
II.3.1	Energie solaire thermique.....	27
II.3.2	Energie solaire thermodynamique.....	28
II.3.3	Energie solaire photovoltaïque.....	28
II.4	Définition des centrales solaires	30
II.5	Centrales solaires thermodynamiques	31
II.6	Centrale solaire hybride.....	33
II.7	Principe de fonctionnement d'une centrale solaire thermodynamique.....	34
II.7.1	Génération directe de l'électricité	34
II.7.2	Génération indirecte de l'électricité	34
II.8	Les différentes technologies de centrales solaires thermodynamique	35
II.9	Les Concentrateurs solaires	36
II.9.1	Le concentrateur parabolique	37
II.9.2	La tour solaire.....	39
II.9.3	Les miroirs de Fresnel	40
II.9.4	Le concentrateur cylindro-parabolique	41
II.10	Composants d'un concentrateur cylindro-parabolique.....	43
II.10.1	Le réflecteur (miroir).....	44
II.10.2	L'absorbeur (Récepteur):	45
II.10.3	Le système de poursuite solaire.....	45
II.10.4	Structure métallique	48
II.10.5	Fluides caloporteurs	48

II.11	Caractéristiques d'un collecteur cylindro-parabolique	49
II.11.1	Le facteur de concentration:	49
	- Facteur de concentration optique.....	49
II.11.2	Angle d'incidence.....	50
II.12	Description d'une centrale cylindro-parabolique	51
II.12.1	Le champ solaire	52
II.12.2	Stockage thermique	54
II.13	Systèmes de génération de puissance	58
II.14	Conclusion	60
Chapitre III : Présentation du modèle et Bilans thermiques		
III.1	Introduction	62
III.2	Présentation générale de la wilaya de Bouira	62
III.3	Présentation du modèle.....	62
III.3.1	Caractéristiques de notre modèle	62
III.3.2	Champ Solaire	62
III.3.3	Caractéristiques d'un Champ Solaire	63
III.4	Bilan thermique pour une centrale cylindro-parabolique	64
III.4.1	Bilan thermique Champ Solaire	64
III.4.2	Bilan thermique sur le fluide H.T.F	65
III.4.3	Bilan de l'absorbeur	66
III.5	Bilan thermique stockage	68
III.5.1	Bilan sur l'échangeur.....	69
III.5.2	Bilan thermique du sels-fondus.....	70
III.5.3	Bilan thermique du toit.....	77
III.5.4	Bilan thermique par rapport à la surface latérale de réservoir.....	78
III.6	Résolution numérique.....	79
III.7	Organigramme de simulation	80
III.8	Conclusion	81
Chapitre IV : Résultats et Interprétations		
IV.1	Introduction	83
IV.2	Matlab.....	83
IV.3	Variation du rayonnement direct intercepté au niveau de la CCP.....	83
IV.3.1	Variation de la constante de rayonnement extraterrestre en fonction du numéro	

de jour de l'année	83
IV.3.2 Évolution des angles d'incidence avec poursuite solaire pour les journées des solstices et équinoxes	84
IV.3.3 La variation du rayonnement direct pour les journées des solstices et équinoxes	85
IV.3.4 La variation de la température du récepteur pour les journées des solstices et équinoxes.	86
IV.3.5 La variation de la température de sortie huile pour les journées des solstices et équinoxes.	87
IV.3.6 Comparaison des puissances absorbée utile et perdue une boucle pour les journées des solstices et équinoxes	88
IV.3.7 La variation du rendement thermique du champ solaire pour les journées des solstices et équinoxes	89
IV.3.8 Les températures de sortie sels fondus au niveau de l'échangeur de chaleur HTF-ST pour les journées des solstices et équinoxes.....	90
IV.3.9 La température du réservoir chaud sels fondus pour les journées des solstices et équinoxes	91
IV.3.10 Comparaison des puissances thermiques CS, CP, ST pour les journées des solstices et équinoxes.	92
IV.4 Solutions proposées	93
IV.5 Evaluation des performances moyennes annuelles de la production maximale de la centrale solaire.....	94
IV.5.1 Variation du Rayonnement extraterrestre et Eclairage reçu à midi solaire pour chaque journée de l'année.....	94
IV.5.2 Variation de la température de sortie huile à midi solaire pour chaque journée de l'année.....	95
IV.5.3 Comparaison des Puissances thermiques maximales absorbée utile et perdue pour une boucle à midi solaire pour chaque journée de l'année	96
IV.5.4 Evolution des Puissances thermiques du champ solaire, du cycle de puissance et celle du stockage à midi solaire pour chaque journée de l'année	97
IV.5.5 Variation du rendement thermique du champ solaire à midi solaire pour chaque journée de l'année	98
IV.5.6 Variation de l'Autonomie du système de stockage en fonction des besoins thermiques du cycle de puissance pendant l'année.....	99
IV.6 Conclusion.....	100
Conclusion générale	102
Références	

Liste des figures

Chapitre I : Gisement Solaire et Rayonnement

Figure (I. 1) : Structure du soleil	5
Figure (I. 2) : Evolution annuelle de la constante solaire	6
Figure (I. 3) : Mouvement de la terre autour du soleil	7
Figure (I. 4) : Les coordonnées équatoriales et horizontales.....	8
Figure (I. 5) : Repère des coordonnées horaires	9
Figure (I. 6) : Repère coordonnées horizontales	10
Figure (I. 7) : Repérage d'un site sur la surface terrestre	11
Figure (I. 8) : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich	13
Figure (I. 9) : Répartition spectrale du rayonnement solaire	16
Figure (I. 10) : les différents types de rayonnement solaire	20
Figure (I. 11) : Composantes du rayonnement global sur une surface inclinée	23

Chapitre II : Généralité sur les Centrales Solaires

Figure (II. 1) : Exemple de l'énergie solaire.....	26
Figure (II. 2) : Utilisation directe de l'énergie solaire.....	27
Figure (II. 3) : Capteur solaire thermique.....	28
Figure (II. 4) : Capteur solaire thermique photovoltaïque.....	29
Figure (II. 5) : Plan de l'utilisation de l'énergie solaire.....	29
Figure (II. 6) : Schéma de principe de la conversion solaire thermodynamique.....	32
Figure (II. 7) : Schéma principe d'une centrale hybride.....	33
Figure (II. 8) : Schéma global de la solaire thermodynamique.....	34

Figure (II. 9) : Cycle d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques.....	35
Figure (II. 10) : Différentes techniques de production de puissances.....	36
Figure (II. 11) : Schéma d'un concentrateur solaire parabolique.....	38
Figure (II. 12) : Schéma d'une centrale à tour.....	40
Figure (II. 13) : Schéma d'un concentrateur solaire de Fresnel.....	41
Figure (II. 14) : Capteur cylindro-parabolique	42
Figure (II. 15) : Composant d'un concentrateur cylindro-parabolique.....	43
Figure (II. 16) : Dimensionnement du réflecteur.....	44
Figure (II. 17) : Structure de l'absorbeur.....	45
Figure (II. 18) : Les modes de poursuite solaire d'un CCP.....	46
Figure (II. 19) : Angle incidence sur un capteur solaire.....	50
Figure (II. 20) : schéma d'une installation de centrale solaire cylindro-parabolique.....	51
Figure (II. 21) : Exemple de champ solaire.....	52
Figure (II. 22) : Installation à retour direct.....	53
Figure (II. 23) : Installation à retour indirect.....	53
Figure (II. 24) : Installation à alimentation centralisée.....	53
Figure (II. 25) ; le stockage indirect par deux réservoirs.....	57
Figure (II. 26) : le stockage direct par deux réservoirs.....	57
Figure (II. 27) : Cycle de Rankine T-S.....	59

Chapitre III : Présentation du modèle et Bilans thermiques

Figure (III.1) : Schéma du champ solaire installation à retour indirect.....	63
Figure (III.2) : Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du Collecteur cylindro-parabolique.....	64

Figure (III.3) : Bilan thermique sur le tube absorbeur	65
Figure (III.4) : Volume élémentaire sur le fluide HTF.....	65
Figure (III.5) : Volume élémentaire sur l'absorbeur.....	66
Figure (III.6) : Schéma du modèle physique de stockage.....	68
Figure (III.7) : Schéma de l'échangeur de chaleur.....	69
Figure (III.8) : Schéma de réservoir de stockage de sel-fondu.....	70
Figure (III.9) : Schéma équivalent de système.....	70
Figure (III.10) : Schéma de toit.....	77
Figure (III.11) : Schéma équivalent de système.....	77
Figure (III.12) : Schéma de la surface latéral.....	78
Figure (III.13) : Schéma équivalent de système.....	78

Chapitre IV : Résultats et Interprétations

Figure (IV. 1) : la Variation de la constante de rayonnement extraterrestre en fonction du numéro de jour de l'année.....	83
Figure (IV. 2) : Evolution des angles d'incidence avec poursuite solaire pour les journées des solstices et équinoxes	84
Figure (IV. 3) : La variation du rayonnement direct pour les journées des solstices et équinoxes.....	85
Figure (IV. 4) : La variation de la température du récepteur pour les journées des solstices et équinoxes.....	86
Figure (IV. 5) : variation de la température de la sortie huile pour les journées des solstices et équinoxes.....	87
Figure (IV. 6) : Comparaison des puissances absorbée utile et perdue une boucle pour les journées des solstices et équinoxes.....	88
Figure (IV. 7) : variation du rendement thermique du champ solaire pour les journées des solstices et équinoxes	89
Figure (IV. 8) : température de sortie sels fondus au niveau de l'échangeur de chaleur HTF-ST pour les journées des solstices et équinoxes.....	92

Figure (IV. 9) : la température du réservoir chaud sels fondus pour les journées des solstices et équinoxes.....	93
Figure (IV. 10) : comparaison des puissances thermiques CS, CP, ST pour les journées des solstices et équinoxes.....	94
Figure (IV. 11) : variation du rayonnement extraterrestre et Eclairément reçu à midi solaire pour chaque journée de l'année.....	95
Figure (IV. 12) : variation de la température de sortie huile à midi solaire pour chaque journée de l'année.....	96
Figure (IV. 13) : Comparaison des Puissances thermiques maximales absorbée utile et perdue pour une boucle à midi solaire pour chaque journée de l'année	97
Figure (IV. 14) : Evolution des Puissances thermiques du champ solaire, du cycle de puissance et celle du stockage à midi solaire pour chaque journée de l'année.....	98
Figure (IV. 15) : Variation du rendement thermique du champ solaire à midi solaire pour chaque journée de l'année.....	99
Figure (IV. 16) : Variation de l'Autonomie du système de stockage en fonction des besoins thermiques du cycle de puissance pendant l'année.....	100

Liste des Tableaux

Chapitre I : Gisement Solaire et Rayonnement

Tableau (I. 1) : Caractéristiques principales du soleil.....4

Tableau (I. 2) : Numéro du jour de l'année.....13

Chapitre II : Généralité sur les Centrales Solaires

Tableau (II. 1) : Caractéristiques des centrales solaires à concentration.....37

Chapitre III : Présentation du modèle et Bilans thermiques

Tableau (III.1) : Caractéristiques d'un Champ Solaire.....63

Tableau (III.2) : Caractéristiques géométriques du réservoir de sels-fondus.....75

Tableau (III.3) : Caractéristiques thermiques du réservoir de sels-fondus.....76

Introduction
Générale

Introduction Générale

Face aux énergies tirées de combustibles fossiles qui tendent à se raréfier, il existe des énergies nouvelles fournies par le soleil, le vent, les chutes d'eau, les marées, la chaleur de la terre ou la croissance des végétaux: ce sont les énergies renouvelables. Parmi elles, on recense le solaire photovoltaïque et thermique, l'éolien, l'hydroélectricité, la biomasse et la géothermie.

Une énergie est dite renouvelable lorsqu'elle est produite à partir de ressources inépuisables.

Les énergies renouvelables doivent être capables de satisfaire les demandes en énergies, quel que soit leur forme: mécanique, électrique, chimique ou thermique. Heureusement, l'énergie existe sous différentes formes dans la nature. On peut capter la force du vent ou les rayons du soleil, directs ou diffus. On peut utiliser la biomasse générée par la photosynthèse, la chaleur de la terre (géothermie) ou même l'énergie des océans sous diverses formes, par les vagues ou les marées, la chaleur qu'ils emmagasinent ou même les différences de salinités entre les eaux.

Le développement de l'utilisation de l'énergie solaire sera lié non seulement à ses avantages économiques (qui grandiront au fur et à mesure que les réserves d'énergie fossile diminueront) mais surtout à des considérations liées à la protection de l'environnement : pas de rejets polluants (fumées contenant du CO₂ et des NO_x par les centrales thermiques), pas de danger radioactif et de déchets encombrants (centrales nucléaires).

Pour toute application de l'énergie solaire, il est indispensable de connaître de façon détaillée les caractéristiques de l'ensoleillement et du rayonnement sur le site géographique choisi, ces caractéristiques qui constituent le gisement solaire peuvent être déduites des mesures régulières effectuées pendant plusieurs années par une station météorologique locale, dans le cas où il n'existe pas de telles stations on peut extrapoler les mesures de stations voisines en utilisant une méthode de calcul fondée sur des corrélations statistiques, les difficultés majeures des mesures du rayonnement solaire proviennent à la fois des fluctuations climatiques et du mouvement apparent du soleil au lieu d'observation; de tout façons, l'énergie solaire est devenu une solution accessible pour couvrir le besoin en énergie tenant compte l'aspect environnemental.

Pour cela l'homme a copié la nature, et l'utilisation artificielle de l'énergie solaire se fait actuellement selon deux processus :

- La conversion photovoltaïque qui transforme directement le rayonnement en courant électrique continu, utilisable de diverses manières (surtout les immeubles isolés).
- La conversion thermodynamique qui transforme le rayonnement en chaleur utilisable de diverses manières (moteurs thermiques, fours, chauffe-eau...). La conversion photochimique qui permet par la déformation des molécules de stocker l'énergie thermique

Les systèmes solaires, notamment les systèmes à concentration solaire sont de plus en plus sollicités pour contribuer à la satisfaction des besoins en énergie. La technologie des concentrateurs solaires vient d'atteindre un niveau très remarquable, en utilisant des réflecteurs afin de concentrer les rayons du soleil sur une petite surface. Il existe quatre principaux types des concentrateurs solaires, les concentrateurs cylindro-paraboliques, les miroirs de Fresnel, les tours solaires et les concentrateurs paraboliques. La technologie des

Concentrateurs Cylindro-Paraboliques (CCP) est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire

Un programme informatique en MATLAB a été élaboré, pour étudier la performance d'un CCP et la possibilité de l'intégration de ce type des concentrateurs dans un système de production d'électricité de 50 MW situé à Bouira.

Le premier chapitre présente une généralité sur les gisements solaires et les rayonnements, Une généralité sur les centrales solaires a été effectuée dans le deuxième chapitre. Le troisième chapitre comportera une vue globale sur le CCP et modélisation du système de cylindro-parabolique et mise en équations.

Ensuite dans le dernier chapitre nous évaluerons et discuterons les résultats de simulation trouvés à l'aide de MATLAB.

Le mémoire se termine par une conclusion générale qui retrace le bilan de cette étude.

Chapitre I :
Gisement Solaire et
Rayonnement

I.1 Introduction

La connaissance de la position du soleil dans le ciel à tout instant et en tout lieu est nécessaire pour l'étude de l'énergie interceptée. Les heures du lever et du coucher ainsi que la trajectoire du soleil dans le ciel au cours d'une journée permettent d'évaluer certaines grandeurs telles que la durée maximale d'insolation, l'irradiation globale.

Dans cette partie nous allons définir certaines grandeurs solaires à savoir :

- Les grandeurs astronomiques.
- Les grandeurs géographiques.
- Le rayonnement solaire hors atmosphère.
- Le rayonnement direct, diffus et global.

I.2 Le soleil

Le soleil est l'origine principale de toute forme d'énergie sur terre. Ceci étant vrai autant pour les énergies conventionnelles d'origine fossile, comme les hydrocarbures qui sont la conséquence de la photosynthèse ; que pour les énergies non conventionnelles dites renouvelables, comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse, et l'énergie géothermique.

L'astre soleil est de constitution gazeuse, de forme sphérique de 14×10^5 km de diamètre, sa masse est de l'ordre de 2×10^{30} kg. Il est constitué principalement de 80% d'hydrogène, de 19% d'hélium, le 1% restant est un mélange de plus de 100 éléments [1], [2].

Il est situé à une distance de la terre égale à environ 150 millions de km. Sa luminosité totale, c'est-à-dire la puissance qu'il émet sous forme de photons, est à peu près égale à 4×10^{26} w. Seule une partie est interceptée par la terre, elle est de l'ordre de $1,7 \times 10^{17}$ w. Elle nous parvient essentiellement sous forme d'ondes électromagnétiques ; 30% de cette puissance est réfléchiée vers l'espace, 47% est absorbée et 23% est utilisée comme source d'énergie pour le cycle d'évaporation-précipitation de l'atmosphère [1], [2].

Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le tableau ci-dessous [3] :

Caractéristique	Valeur	Unité
Diamètre	14×10^5	Km
Masse	2×10^{30}	Kg
Surface	6.09×10^{12}	Km²
Volume	1.41×10^{18}	Km³
Masse volumique moyenne	1408	Kg/m³
Vitesse	217	Km/s
Distance du centre de la voie lactée	2.5×10^{17}	Km

Tableau (I.1) : Caractéristiques principales du soleil [3]

Le soleil n'est pas une sphère homogène, on peut y distinguer trois régions principales (Figure I.1) [1], [2], [3] :

- **L'intérieur** : contient 40% de la masse du soleil, c'est là où se crée l'énergie par réaction thermonucléaire. Cette région s'étend sur une épaisseur de 25×10^4 km. Cette couche est divisée en trois zones, le noyau, la zone radiative et la zone convective. Le rayonnement émis dans cette partie est totalement absorbé par les couches supérieures. La température atteint plusieurs millions de degrés, et la pression un milliard d'atmosphères.
- **La photosphère** : est une couche opaque, très mince, son épaisseur est d'environ 300 km, elle est responsable de la presque totalité du rayonnement qui nous parvient, c'est la partie visible du soleil. L'ordre de grandeur de la température n'y est plus que de quelques millions de degrés, décroissant très rapidement dans l'épaisseur de la couche jusqu'à une température dite de surface de l'ordre de 4500° .

- **La chromosphère et la couronne solaire** : sont des régions à faible densité où la matière est très diluée, elles constituent l'atmosphère du soleil. Cette couche est caractérisée par un rayonnement émis très faible, bien que la température y est très élevée (un million de degrés).

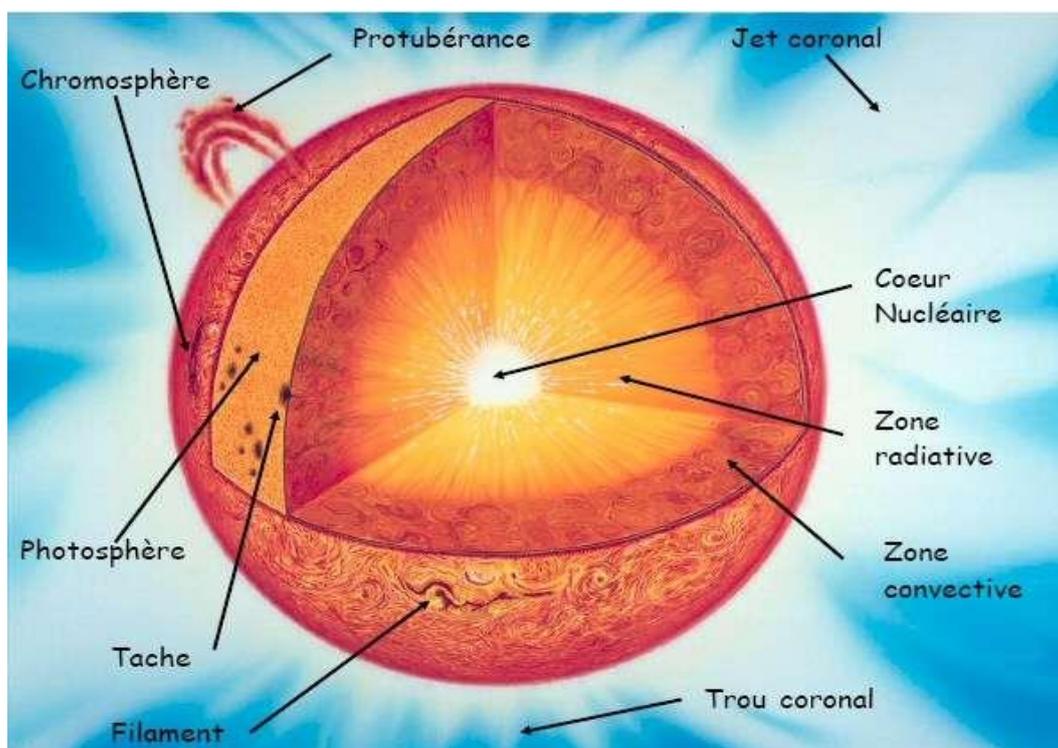


Figure (I.1) : Structure du soleil [52].

Les réactions nucléaires de fusion se produisent dans le noyau du soleil, en libérant ainsi une énergie très considérable. Les réactions sont assurées grâce aux caractéristiques importantes du noyau : sa densité très élevée ($\cong 10 \text{ Kg/ m}^3$), sa température énorme de 15 millions de degrés Celsius ainsi que sa pression de 2.10^{11} bars. La densité diminue avec l'éloignement à un quart du rayon solaire, soit 175.00 km environ.

L'énergie produite se propage par diffusion radiative puis par convection turbulente jusqu'à la photosphère d'où elle s'échappe sous forme de rayonnement électromagnétique vers l'espace.

I.3 La constante solaire

La constante solaire **C** est le flux énergétique reçu par une surface unité, normale aux rayons solaires, située en dehors de l'atmosphère à une distance moyenne terre-soleil.

La mesure de la constante solaire a fait l'objet de nombreuses expériences. Dans notre cas

Nous adopterons la valeur de 1367 w/m^2 . Ce flux, dit constante solaire varie cependant légèrement au cours de l'année, suivant les variations de la distance terre-soleil.

En première approximation, on peut calculer la valeur de C en fonction du numéro du jour de l'année j par la relation suivante :

$$C = E_0[1 + 0.033 \cos(0.984j)] \quad (1.30)$$

L'évolution annuelle est représentée par la (figure (I.2) suivante :

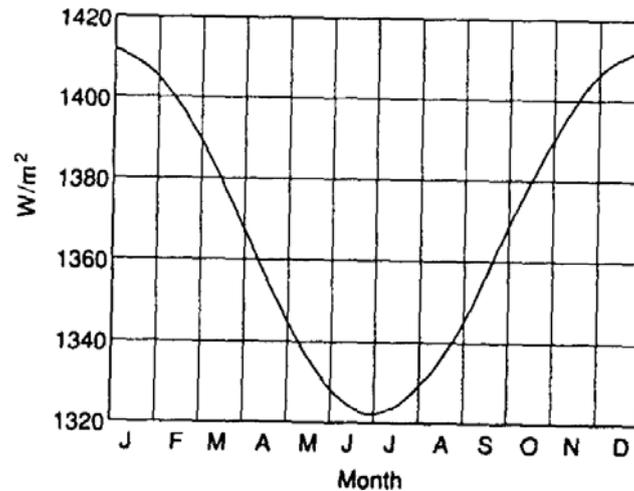


Figure (I.2) : Evolution annuelle de la constante solaire

On remarque que le maximum est obtenu au mois de janvier avec la valeur 1413 w/m^2 , le minimum au début de juillet avec la valeur 1320 w/m^2 .

I.4 Gisement solaire

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire [6]. Il est utilisé dans des domaines aussi variés que l'agriculture, la météorologie, les applications énergétiques et la sécurité publique. Dans les systèmes d'exploitation de l'énergie solaire, le besoin de données d'insolation est d'une importance capitale aussi bien dans la conception et le développement de ces systèmes que dans l'évaluation de leurs performances.

L'existence d'une solide et fiable base de données est une nécessité pour au moins la survie économique des installations de collection et de conversion de l'énergie solaire.

I.5 Le mouvement de la terre

Dans son mouvement autour du soleil, la terre décrit une ellipse dont le soleil est l'un de ses foyers, la révolution complète s'effectue en une période de 365 jours. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique [1].

C'est au solstice d'hiver (21 décembre) que la terre est la plus proche du soleil : 147 millions de km. Au 21 juin la distance terre-soleil vaut 152 millions de km, c'est le jour où la terre est la plus éloignée, c'est le solstice d'été. Le 21 mars et le 21 septembre sont appelés respectivement équinoxes de printemps et équinoxe d'automne. Aux équinoxes le jour et la nuit sont égaux [1].

En plus de sa rotation autour du soleil, la terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Cette rotation s'effectue en une journée (24 heures). Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la terre est appelé l'équateur. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique, ils font entre eux un angle appelé inclinaison égale à $23^{\circ}45'$ [1].

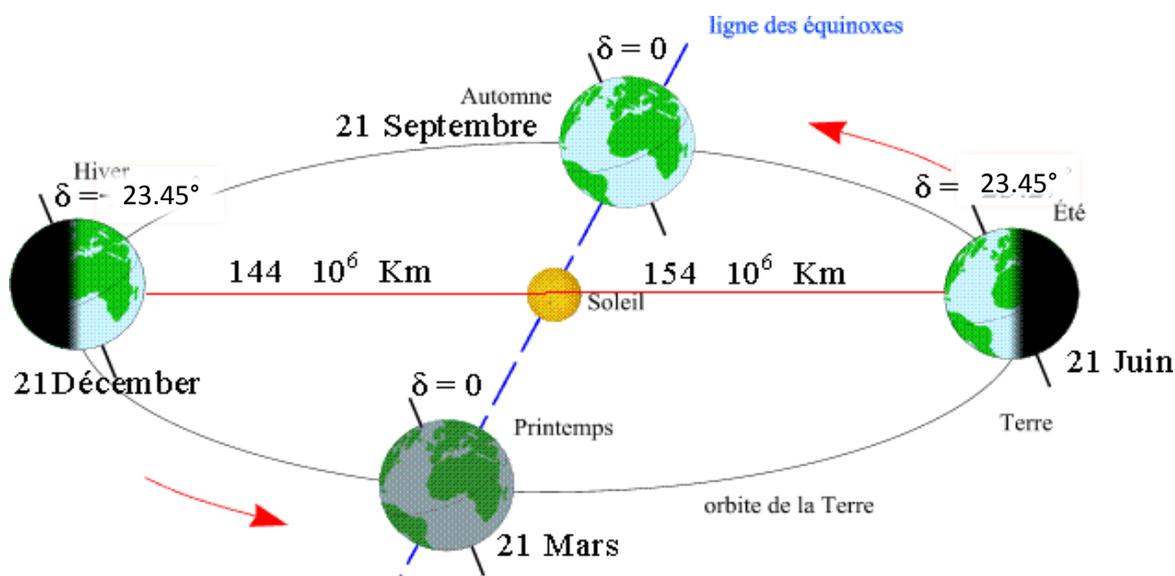


Figure (I.3): Mouvement de la terre autour du soleil. [23]

I.6 La position du soleil par rapport à la terre

Les ondes électromagnétiques provenant du soleil portent l'énergie, la projection de cette énergie dépend de l'orientation de la surface réceptrice. Il est possible de déterminer la position du soleil dans la voûte céleste en fonction du temps et de la position de l'observateur sur la terre.

La position du soleil dans le ciel n'est pas fixe, elle change à travers le jour et la saison. Ce changement de position est engendré par la rotation de la terre sur elle-même (autour de son axe), et de son mouvement autour du soleil (dans son orbite) [1], [6].

Afin de déterminer cette position il est d'usage d'utiliser deux repères : le repère équatorial ou horaire et le repère horizontal ou azimutal.

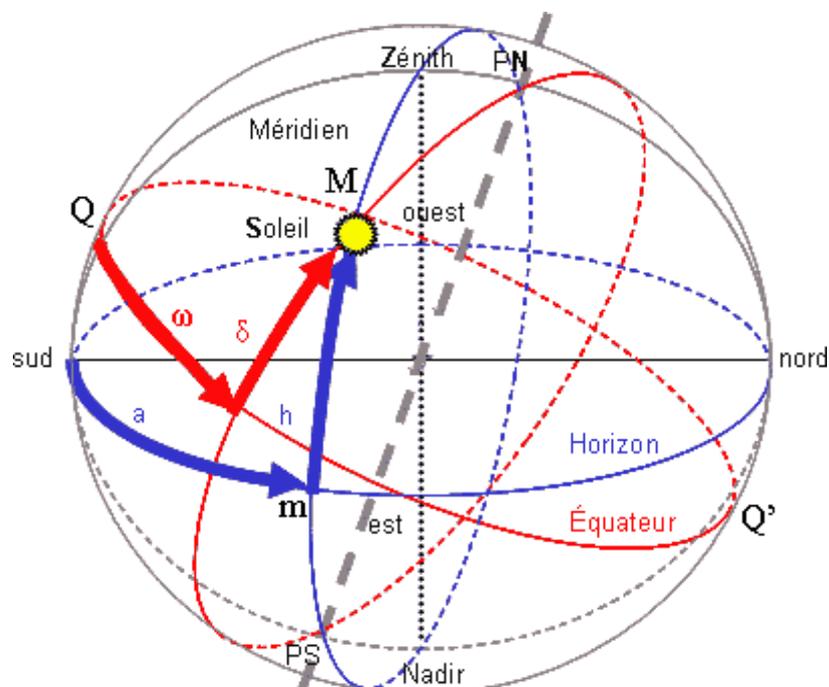


Figure (I.4): Les coordonnées équatoriales et horizontales [1].

I.6.1 Repère de coordonnées équatoriales

Dans ce repère la position du soleil dans le ciel est déterminée par deux grandeurs [1], [6]:

- **La déclinaison (δ)** : C'est l'angle entre la direction soleil-terre et le plan de l'équateur terrestre. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre) et maximale aux solstices (21 juin et 21 décembre), elle varie de $-23,45^\circ$ au solstice d'hiver à $+23,45^\circ$ au solstice d'été.

Elle peut être évaluée en première approximation par la relation suivante :

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (j + 284) \right] \quad (\text{I-1})$$

δ est exprimée en degrés.

Où j est numéro du jour à partir du 1er janvier.

- **L'angle horaire (ω):** C'est l'angle formé par le méridien céleste et la projection de la direction terre/solaire sur le plan de l'équateur céleste, ou encore, c'est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire dans sa course d'est en ouest par rapport au méridien local. Il est nul à midi solaire, négatif le matin et positif en après-midi. L'angle horaire est donné par la relation suivante :

$$\omega = 15^\circ(TSV - 12) \quad (\text{I-2})$$

Où TSV est le temps solaire vrai.

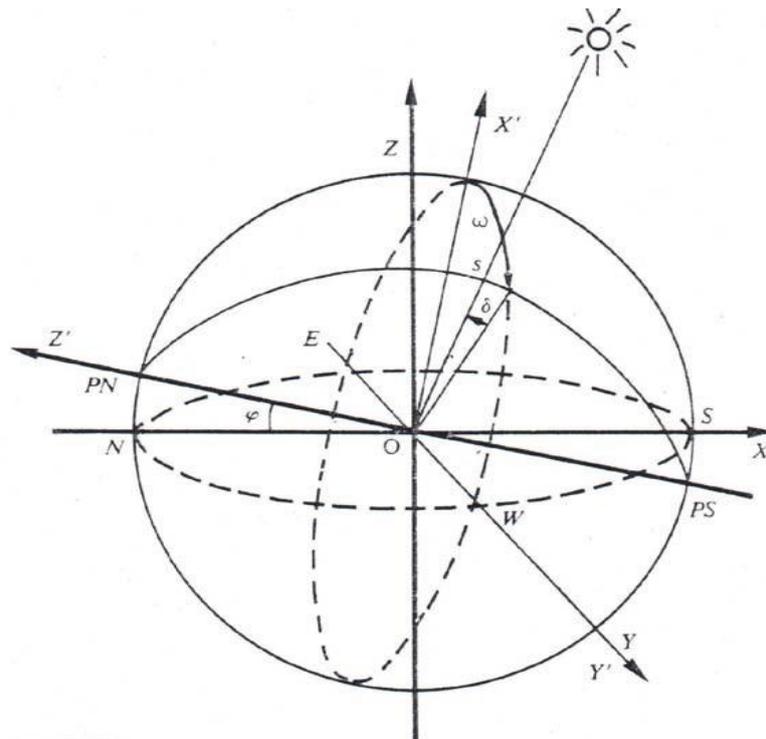


Figure (I.5) : Repère des coordonnées horaires [1].

I.6.2 Repère de coordonnées horizontales

Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et la verticale du lieu [1].

Dans ce repère les coordonnées du soleil sont :

- **L'azimut (α)**

L'azimut est l'angle entre le plan vertical contenant le rayon solaire et la direction sud. Il se compte de 0° à 360° à partir du sud dans le sens rétrograde. La relation qui donne l'azimut est donné par :

$$\sin \alpha = \frac{\sin(\omega) \cos(\delta)}{\cos(h)} \quad (\text{I-3})$$

- **L'angle de la hauteur solaire (h)**

C'est l'angle compris entre la direction du soleil et le plan horizontal. Il est particulièrement égal à 0° au lever et au coucher astronomiques du soleil, sa valeur est maximale à midi, en temps solaire vrai. L'angle de la hauteur solaire est donné par :

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

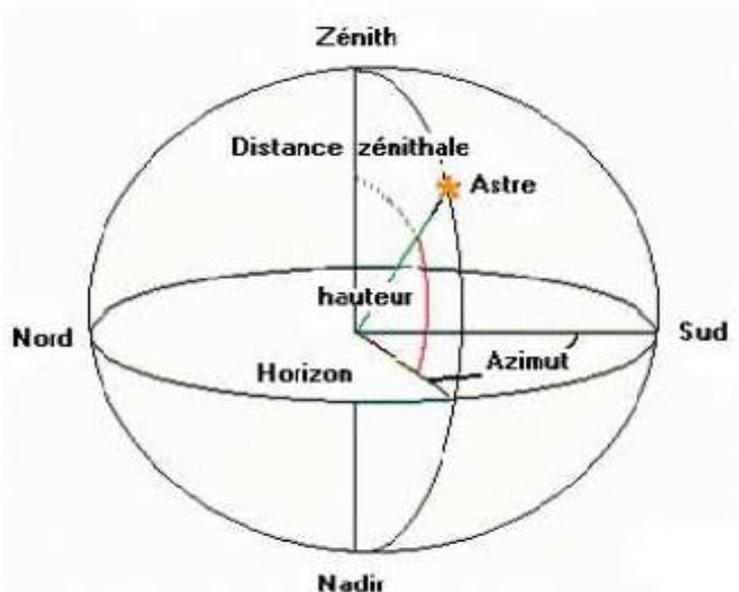


Figure (I.6): Repère coordonnées horizontales [1].

I.6.3 Les coordonnées géographiques terrestres

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent de repérer un point sur la terre

- **Latitude (ϕ)**

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre au point considéré. Elle est comptée positivement de 0 à $+90^\circ$ vers le nord et négativement de 0 à -90° vers le sud.

- **Longitude (L)**

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich. La longitude est comprise entre -180° (vers l'ouest) et $+180^\circ$ (vers l'est). Comme la terre met 24 heures pour faire un tour sur elle-même (360°), chaque heure représente 15° d'écart de longitude et donc chaque degré de longitude représente 4 minutes.

- **Le méridien**

Grand cercle de la terre passant par les pôles. Tous les points d'un même méridien ont évidemment la même longitude, le méridien pris pour origine (0°) des longitudes est celui de Greenwich. Le plan méridien en un lieu est déterminé par ce lieu et par l'axe des pôles. Le temps solaire vrai est identique, à un instant donné, pour tous les points d'un même méridien.

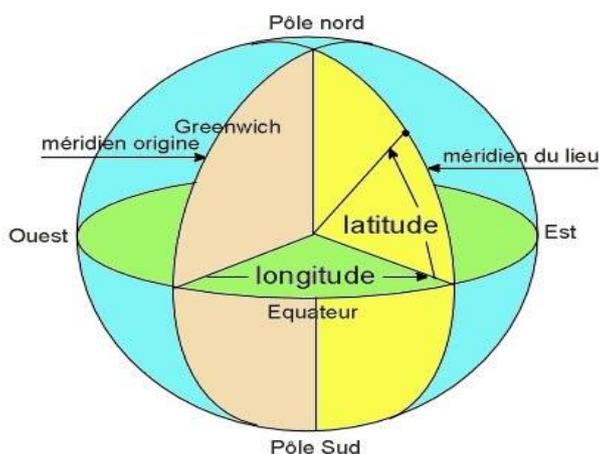


Figure (I.7) : Repérage d'un site sur la surface terrestre

I.6.4 Angle d'incidence sur un plan

L'angle d'incidence θ est l'angle que fait la direction des rayons solaires incidents avec la normale au plan de la surface réceptrice [7]. Il est donné, pour une surface horizontale, Par [8]:

$$\cos(\theta) = \cos \varphi \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta \quad (\text{I-5})$$

I.7 Heures et temps

La terre subit deux types de déplacement : La rotation de la terre autour de l'axe des pôles et sa révolution autour du soleil. Le mouvement de la terre sur elle-même définit la notation de journée solaire. Une rotation complète s'effectue en 24 heures. Elle amène ainsi la définition du temps, puisque chaque heure correspond à un écart angulaire de 15° . La rotation de la terre autour du soleil définit les saisons et amène à distinguer le temps solaire vrai.

- **Le temps universel (TU)**

C'est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich GMT (Greenwich Mean Time) qui est le méridien central du fuseau horaire.

$$TU = TSM - L \text{ lieu} \quad (\text{I-6})$$

- **Le temps solaire moyen (TSM)**

C'est le temps qui correspond à une rotation uniforme de la terre autour du soleil. Il diffère peu du TSV (écart maximal ET = 16 minutes) [13] :

$$TSM = TSV + ET \quad (\text{I-7})$$

Avec TSM en heure

- **Le temps solaire vrai (TSV)**

C'est le temps défini par les coordonnées angulaires vraies du soleil.

$$TSV = TSM + \frac{Et}{60} \quad (\text{I-8})$$

Où Et est l'équation du temps

- **Equation de temps (Et)**

La variation de la vitesse de la terre sur sa trajectoire autour du soleil qui introduit un terme Correctif appelé équation du temps et noté Et [13]:

$$Et = [0.0002 - 0.4797 \cos (w'd) + 3.2265 \cos (2w'd) + 0.0903 \cos (3w'd) + 7.3509 \sin (w'd) + 9.3912 \sin (2w'd) + 0.3361 \sin (3w'd)]$$

Avec:

$$w' = \frac{2\pi}{365} \tag{I-9}$$

d est le numéro du jour de l'année

Et est exprimé en minute

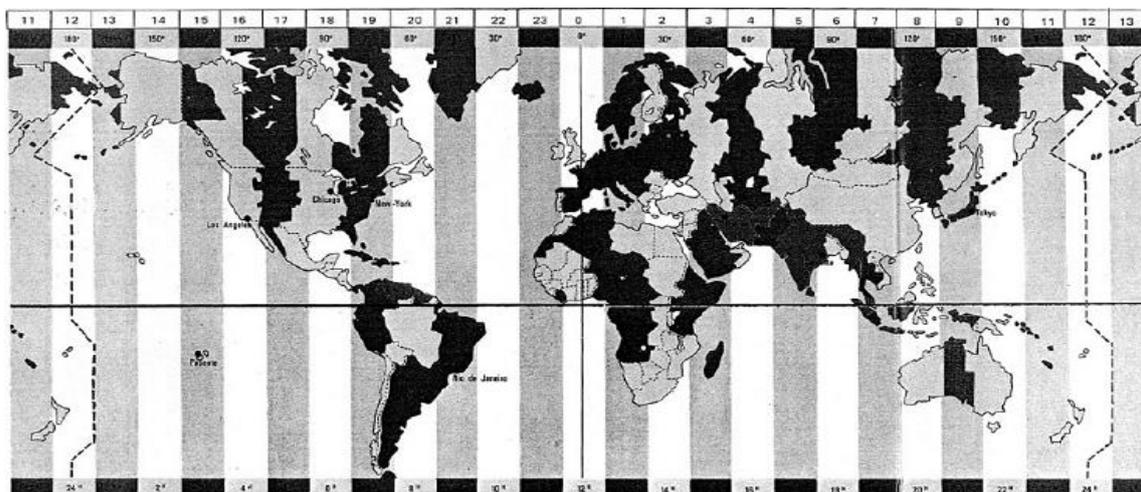


Figure (I.8) : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [14].

I.8 Numéro du jour de l'année (d)

Le calcul de numéro dans l'année du jour consiste à ajouter le numéro du jour dans le mois au numéro caractéristique de chaque mois. d varie de 1 (1er janvier) à 365 (31 décembre) ou 366 pour une année bissextile. Le tableau ci-dessous donne les numéros caractéristiques de chaque mois.

Mois	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	juil	Aou	Sep	Oct	Nov	Déc
Numéro du Dernier jour du mois	31	59	90	120	151	181	212	243	273	304	334	365

Tableau (I-2) : Numéro du jour de l'année.

I.9 Durée du jour "Dj"

C'est la période en heures du lever au coucher du soleil [15] :

$$Dj = \frac{2w}{15} \quad (\text{I-10})$$

I.10 Durée et taux d'enseillement

I.10.1 Durée d'enseillement (SS)

Selon les conditions atmosphériques, le ciel peut être plus ou moins couvert de nuages au cours d'une journée. Ceux-ci occultent le soleil, totalement ou partiellement, empêchant ainsi le rayonnement d'atteindre directement le sol. On dit que la nébulosité est plus en moins importante selon qu'il y a beaucoup ou peu de nuages.

On appelle durée effective d'enseillement ou insolation (SS) le temps pendant lequel, au cours d'une journée, le rayonnement solaire direct a atteint le sol du lieu considéré. On appelle rayonnement direct le rayonnement qui atteint la surface terrestre sans avoir subi de déviation depuis son émission par le soleil [16].

I.10.2 Taux d'enseillement (τ)

Par ciel clair sans nuages, le sol reçoit le rayonnement solaire direct pendant toute la durée du jour, ou plus précisément pendant la durée maximale d'enseillement ou taux d'insolation le rapport entre la durée effective et la durée maximale d'enseillement [2].

$$\tau = \frac{SS}{SS_0} \quad (\text{I-11})$$

La durée maximale d'enseillement SS_0 pour un site dégagé peut être prise égale à la durée du jour calculée par la formule (I-10)

I.11 Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est un rayonnement thermique qui se propage sous la forme d'ondes électromagnétiques. L'énergie reçue au niveau du sol est plus faible que 1354 w/m^2 (la constante solaire) car l'atmosphère absorbe une partie du rayonnement solaire (environ 15%) et la réémet dans toutes les directions sous forme de rayonnement diffus [17].

L'atmosphère réfléchit une autre partie du rayonnement solaire vers l'espace (environ 6%). Le rayonnement global au niveau du sol se définit donc comme la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus. L'énergie reçue par une surface dépend en outre de la saison, de la latitude, des conditions météorologiques, du relief, de la pollution, de l'orientation de la surface considérée, etc.

Ce rayonnement possède une gamme de fréquences différentes. Il en résulte qu'au cours d'une journée ensoleillée, la quantité disponible à la terre dans la direction du soleil est généralement plus ou moins.

L'étude du rayonnement solaire s'avère nécessaire pour le choix du meilleur site en vue d'une installation d'un système de captation solaire. Le rayonnement reçu par un capteur solaire dépend également du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil.

Au cours de la traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire subira un certain nombre d'altérations :

- Des réflexions sur les premières couches atmosphériques.
- Diffusion moléculaire provoquée par les molécules gazeuses.
- Absorption gazeuse.
- Diffusion par les aérosols.

L'énergie solaire disponible est principalement en fonction de la position du soleil dans le ciel et de la nébulosité. Sur une base mensuelle ou annuelle, la quantité d'énergie solaire disponible dépend également de l'emplacement géographique. De plus l'énergie solaire utilisable dépend de l'énergie solaire disponible [18].

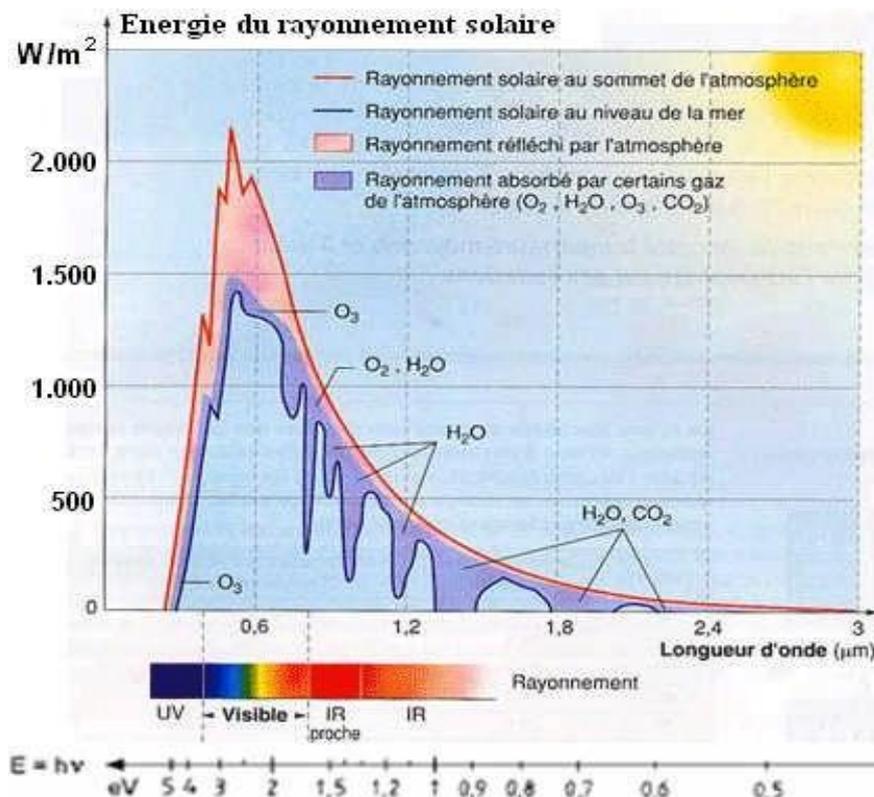


Figure (I.9) : Répartition spectrale du rayonnement solaire

I.12 Types de rayonnements

Le rayonnement solaire est ainsi composé de deux types de rayonnement : rayonnement direct et rayonnement diffus (la proportion du rayonnement dû à l'albédo étant très faible) :

I.12.1 Rayonnement direct

L'atténuation du rayonnement commence à son entrée dans l'atmosphère terrestre, ce dernier est composé d'un mélange d'air sec et propre (gaz), de la vapeur d'eau et des aérosols.

Le rayonnement solaire direct se définit comme étant le rayonnement provenant du seul disque solaire. Il est donc nul lorsque le soleil est occulté par les nuages [19]. Il provient en droite ligne du soleil et représente 30 % de l'énergie solaire entrant dans l'atmosphère.

Pour calculer le rayonnement solaire direct incident sur un plan quelconque au niveau du sol, on utilise l'équation suivante [8] :

$$I_d = C \varepsilon_0 \cos \theta \exp(-TLm_A \delta_{Ra}) \quad (I.12)$$

La distance terre-soleil ε_0 varie peu au cours de l'année plus au moins 1.65%. Elle est la plus faible vers le début de janvier et la plus longue le début juillet.

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.034 \cos\left(\frac{360}{365}(n - 2)\right) \quad (\text{I.13})$$

La valeur du flux de rayonnement solaire reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre varie au cours de l'année avec la distance terre-soleil, sa valeur moyenne C est appelée la constante solaire.

Dans notre cas: $C = 1367 \text{W/m}^2$.

Le cosinus d'angle d'incidence est variable en fonction du mode de poursuite solaire, pour une poursuite totale du soleil là on a un réglage continu :

$$\theta = 0 \Rightarrow \cos \theta = 1 \quad (\text{I.14})$$

D'après Capderou :

- Dans le cas d'un suivi solaire suivant l'axe de la terre avec une inclinaison égale à latitude du lieu (Est-Ouest polaire):

$$\cos \theta = \cos \delta \quad (\text{I.15})$$

- Dans le cas d'un suivi solaire suivant l'axe Est-Ouest horizontal, le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe Nord-Sud:

$$\cos \theta = \sqrt{\cos^2(\delta) \sin^2(\omega) - \cos(\delta) \cos(\omega)^2} \quad (\text{I.16})$$

- Dans le cas d'un suivi solaire suivant l'axe Nord-Sud horizontal, le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe Est-Ouest:

$$\cos \theta = \sqrt{1 - \cos^2(\delta) \sin^2(\omega)} \quad \text{ou} \quad \cos \theta = \sqrt{\sin^2(\delta) + \cos^2(\delta) \cos^2(\omega)} \quad (\text{I.17})$$

Dans le cas d'un plan fixé quelconque le cosinus d'angle d'incidence est défini par Capderou comme suit [20] :

$$\cos \theta = A \sin \omega + B \cos \omega + C \quad (\text{I.18})$$

Avec :

$$A = \cos \delta \sin \Omega \cos(90 - \beta)$$

$$B = \cos \delta [\cos \Omega \cos(90 - \beta) \sin \varphi + \sin(90 - \beta) \cos \varphi]$$

$$C = \sin \delta [-\cos \Omega \cos(90 - \beta) \cos \varphi + \sin(90 - \beta) \sin \varphi]$$

(m_A) est la masse d'air atmosphérique (masse d'air optique) qui représente la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol, elle dépend de la Pression locale (P) et de l'évolution de la hauteur du soleil (h), la valeur de (m_A) est donnée par [20] comme suite :

$$m_A = \frac{p}{101325} [\sin(h) + 0,15(h + 3,855)^{-1,253}]^{-1} \quad (\text{I.19})$$

Avec :

$$p = 101325 \exp(-0.0001184Z)$$

$$\sin(h) = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta$$

L'épaisseur optique d'une atmosphère (épaisseur optique de Rayleigh δ_{Ra}) est calculée par un polynôme du 4ème ordre pour la masse d'air [21], cette formule est ajustée par [22]:

$$\frac{1}{\delta_{Ra}} = 6,6296 + 1,7513m_A - 0,1202m_A^2 + 0,0065m_A^3 - 0,00013m_A^4 \quad (\text{I.20})$$

➤ Facteur de trouble

Le facteur de trouble de Linke (de) est décomposé par Capderou en trois facteurs de Troubles auxiliaires T0, T1 et T2:

- T0: est le trouble dû à l'absorption gazeuse tant par les constituants fixes de l'atmosphère que par l'ozone et surtout par la vapeur d'eau. Une modélisation de ce facteur en fonction des seules paramètres géo-astronomiques a permis à Capderou de proposer l'expression suivante :

$$T0 = 2,4 - 0,9 \sin \varphi + 0,1A_{he} (2 + \sin \varphi) - 0,2Z - (1,22 + 0,14A_{he})(1 - \sin h) \quad (\text{I.21})$$

- T1 : est le trouble dû à l'absorption par les gaz de l'atmosphère (O2, CO2 et O3) et à la diffusion moléculaire de Rayleigh donne par l'approche :

$$T1 = (0,89)^Z \quad (\text{I.22})$$

- T2: est le trouble dû à la diffusion par les aérosols couplés à une légère absorption, qui dépend à la fois de la nature, des dimensions et de la quantité des aérosols:

$$T2=(0,9+0,4A_{he})0,63)^Z \quad \text{I.23}$$

Pour mettre en évidence la variation saisonnière, Capderou a créé la fonction A_{he} (L'alternance hiver-été) avec :

$$A_{he} = \sin\left(\frac{360}{365}(n - 121)\right) \quad \text{I.24}$$

Pour un plan horizontal, le rayonnement solaire direct incident égal à :

$$I_{dh} = C \varepsilon_0 \sin h_s \exp(-T_L m_A \delta_{Ra}) \quad \text{I.25}$$

I.12.2 Rayonnement diffus

Le rayonnement solaire diffus n'est donc nul que la nuit [1]. Le rayonnement diffus est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) c-t-d est diffusé par les molécules de l'air et les particules en suspension [8] et provient de toutes les directions. La part du rayonnement diffus n'est pas négligeable et peut atteindre 50% du rayonnement global (selon la situation géographique du lieu).

Pour calculer le rayonnement diffus, Capderou a utilisé le facteur de trouble diffusif T_{Df} . Dans le cas d'un plan horizontal le rayonnement diffus égal à [8]:

$$I_{Dh} = C \varepsilon_0 \exp(-1 + 1,06 \log(\sin h_s) + a \sqrt{b^2 + a^2}) \quad \text{I.26}$$

$$\text{Avec } \begin{cases} a = 1.1 \\ b = \log T_{fs} - 2.8 + 1.02(1 - \sin h_s)^z \\ T_{fs} = T1 + T2 \end{cases}$$

I.13 Les composantes de rayonnement diffus

La composante diffuse reçue sur un plan incliné se décompose en deux composantes,

Le diffus de ciel et le diffus de sol :

I.13.1 Le diffus de ciel :

Il compose de trois partie :

- Composante directe, elle provient du voisinage du soleil dans un cône de demi- angleux sommet entre 3° et 15° qui peut être considérée qu'elle provient exactement du soleil.

- Composante isotrope, elle correspond à un ciel de luminance uniforme.
- Composante du cercle de l'horizon provient d'une bande d'horizon d'une hauteur de 6°, elle semble associée à une accumulation d'aérosols dans les basses couches atmosphériques.

I.13.2 Le diffus de sol :

L'albédo du sol caractérise la réflexion de la lumière incidente, pour un plan quelconque :

$$I_{Df_{sol}} = b(I_d + I_D) \frac{1 - \sin\beta}{2} \quad (\text{I.27})$$

I.13.3 L'albédo

Est la partie réfléchi par le sol. Dépend de l'environnement du site. La neige par exemple renvoie énormément de rayons solaires alors qu'un asphalte n'en renvoie pratiquement aucun, il faudra tenir en compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés. On définit l'albédo comme le rapport réfléchi au sol par une surface et l'énergie incident par le soleil [9].

I.14 Rayonnement global

Est le rayonnement reçu sur une surface horizontale provenant du soleil et de la totalité de la voûte céleste. Est tout simplement la somme de ces diverses contributions (direct + diffus + albédo) comme la montre la figure ci-dessous [15] :

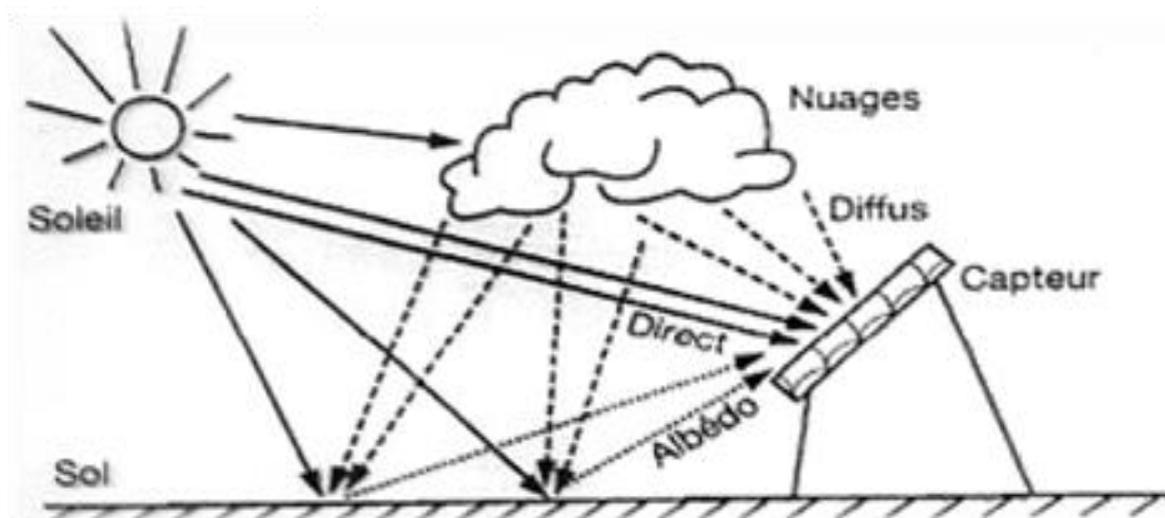


Figure (I.10) : les différents types de rayonnement solaire [15].

Les trois quantités, le rayonnement direct noté I_d , le rayonnement diffus I_D , et le rayonnement global I_G , sont reliés par la relation suivante [23]:

$$I_G = I_d \cdot \sin(h) + I_D \quad (\text{I.28})$$

I.15 Estimation du rayonnement solaire

Dans notre programme de simulation numérique pour le calcul du rayonnement solaire instantané nous considérons :

- Quatre journées totalement couvertes durant les mois de janvier et de décembre.
- Une journée totalement couverte chaque mois.
- Durant les journées couvertes, seul le rayonnement diffus existe, il est égal à 15% du rayonnement d'une journée totalement dégagée

I.16 Rayonnement extraterrestre

Le rayonnement solaire hors atmosphère ne dépend que des paramètres astronomiques, il est caractérisé par une donnée fondamentale appelée constante solaire [1],[23].

Il est formulé comme suit [24] :

$$I_0 = \frac{86400C}{x} \left(1 + 0.33 \cos\left(2\pi \frac{N}{365}\right)\right) (\cos^2 \varphi \cos \delta \sin w_s + w_s \sin \varphi \sin \delta) \quad (\text{I.29})$$

N : nombre de jours dans l'année.

C : constante solaire. (C =1367) (w/m²).

δ : La déclinaison solaire.

φ : Latitude.

I.17 Coefficient de claret

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire est atténué par l'atmosphère et les nuages [1]. Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé coefficient de transmission, il est défini par [24] :

$$\bar{K}_t = \frac{\bar{I}}{\bar{I}_0} \quad (\text{I.30})$$

\bar{I} : Rayonnement solaire moyen, mensuel mesuré sur une surface horizontale

\bar{I}_0 : Rayonnement solaire moyen, mensuel hors de l'atmosphère.

I.18 Estimation du rayonnement solaire instantané sur une surface inclinée

Dans la majorité des cas d'application, il est nécessaire de calculer le flux solaire sur des Plans d'orientation quelconque. Pour estimer l'énergie reçue par une surface inclinée à partir de données concernant une surface horizontale, il faut séparer la composante directe et la composante diffuse.

I.18.1 Rayonnement direct sur une surface inclinée

Connaissant le flux direct sur une surface horizontal H_b le flux direct sur une surface Incliné H_{bi} est donné par la formule suivante [15],[2] :

$$H_{bi} = R_b H_b \quad (\text{I.31})$$

H_{bi} : Flux direct sur une surface inclinée.

R_b : Rapport du rayonnement direct journalier sur surface inclinée à celui sur une surface horizontale, il est donné par l'expression suivante :

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (\text{I.32})$$

θ : Angle d'incidence du rayonnement direct sur le concentrateur solaire.

θ_z : Angle de zénith.

I.18.2 Rayonnement diffus sur une surface inclinée

En admettant que le flux diffus est isotrope, c'est-à-dire uniformément réparti sur la voûte céleste, la valeur du rayonnement diffus est donnée par :

$$H_{di} = H_d F_p$$

H_{di} : flux diffus sur une surface inclinée.

F_p : facteur d'angle plan incliné-ciel, il est donné par [2]

$$F_p = \frac{1}{2} (1 + \cos \beta) \quad (\text{I.33})$$

I.18.3 Rayonnement provenant de la réflexion

De même, le flux réfléchi par le sol est isotrope, on a:

$$H_r = H R_s F_r \quad (\text{I.34})$$

R_s : Représente le coefficient de réflexion de la lumière diffuse du sol (aussi appelé albédo du sol, valeur fixée à 0,2 [2]).

I.18.4 Rayonnement global sur surface inclinée

Connaissant les trois composantes des flux et irradiations, on a finalement [24] :

$$H_t = H_{di} + H_{bi} + H_r \quad (\text{I.35})$$

$$H_t = H_b R_b + H_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H_{\rho s} \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{I.36})$$

H_t : Rayonnement instantané sur une surface inclinée.

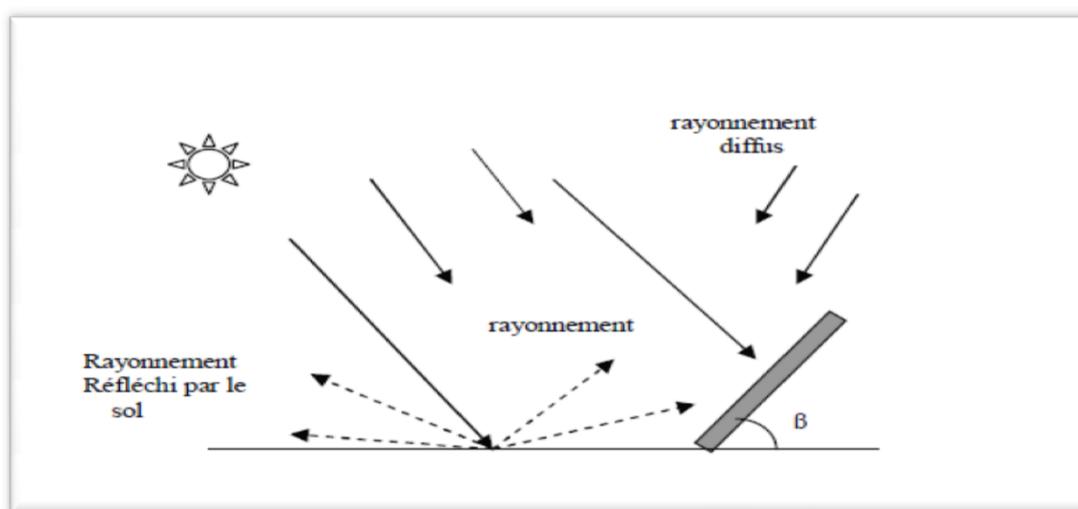


Figure (I.11): Composantes du rayonnement global sur une surface inclinée.

I.19 Conclusion

Le Soleil est l'étoile du Système solaire. Dans la classification astronomique, et Le rayonnement solaire responsable des climats et de la plupart des phénomènes météorologiques observés sur la Terre.

Chapitre II :
Généralité sur les Centrales
Solaires

II.1 Introduction :

Les centrales solaires sont une technologie relativement récente, possédant un important potentiel de développement. Elles offrent une opportunité aux pays ensoleillés comparable à celle des fermes éoliennes pour les pays côtiers.

La production d'électricité à partir du rayonnement solaire est un processus direct, L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne, où l'énergie thermique est transmise au fluide caloporteur. L'intensité de la concentration est définie par le facteur de concentration. Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte sera importante.

Dans ce chapitre nous nous intéressons à une étude bibliographique sur les différents types de centrales solaire qui produisant de l'eau chaude et de l'électricité, en particulier le centrale cylindro-parabolique et nous allons montrer les composants les plus importants (champ solaire, stockage thermique, cycle de puissance).

II.2 L'énergie solaire :

L'énergie solaire est une énergie qui dépend du soleil, bien que cette dernière distante de plus de (150) millions de kilomètres de nous, demeure notre plus grande source d'énergie même si elle est intermittente.

Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité à partir des panneaux photovoltaïques ou des centrales solaires thermiques, grâce à la lumière du soleil captée par des panneaux solaires qui permet de récupérer l'énergie du soleil et de produire de l'électricité, sans pièces tournantes et sans bruit et elle n'émet aucun gaz à effet de serre. L'électricité produite peut être soit stockée dans des batteries pour les installations autonomes, soit injecté dans le réseau.

Par sa souplesse et sa facilité d'installation et de maintenance, l'énergie solaire est une solution technique et économique pour l'électrification des sites isolés

On peut distinguer trois types d'énergie solaire : le solaire photovoltaïque, le solaire passif et le solaire thermique.

L'énergie solaire est la fraction de l'énergie électromagnétique provenant du soleil et traversant l'atmosphère, qui absorbe une partie de l'énergie, et parvenant à la surface de la Terre.

L'énergie solaire, peut être convertie en énergie électrique dans l'habitat mais aussi en chaleur ou en électricité.

Deux grandes familles d'utilisation de l'énergie solaire à cycle court se distinguent :

- L'énergie solaire thermique, utilisation de la chaleur transmise par rayonnement,
- L'énergie photovoltaïque, utilisation du rayonnement lui-même pour produire de l'électricité.

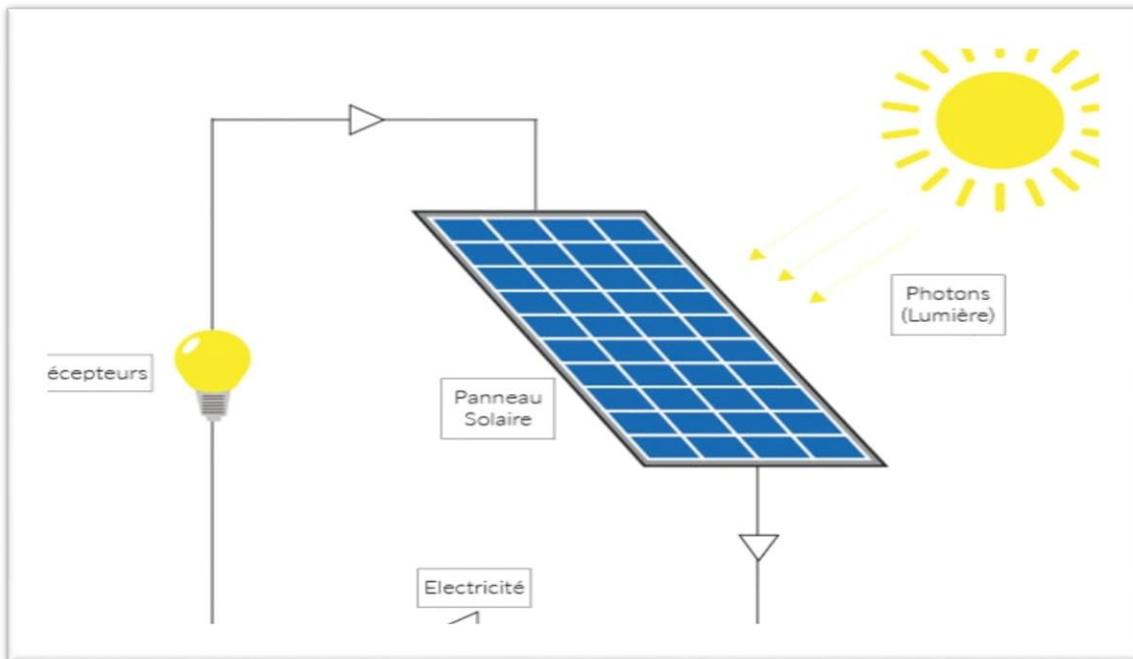


Figure (II.1): Exemple de l'énergie solaire [25].

Les puissances électriques produites par les centrales solaires se situe actuellement de 10 à 300MWe plus faible comparés à celles des centrales thermiques nucléaires 800 à 1600 MWe. Mais ces projets génèrent des milliers d'emplois ainsi qu'une énergie propre et durable.

II.3 Techniques utilisées pour capter l'énergie solaire :

Les techniques utilisées pour capter directement une partie de cette énergie sont disponibles et sont constamment améliorées. On peut distinguer le solaire passif et actif, le solaire photovoltaïque et le solaire thermique et thermodynamique : [4]

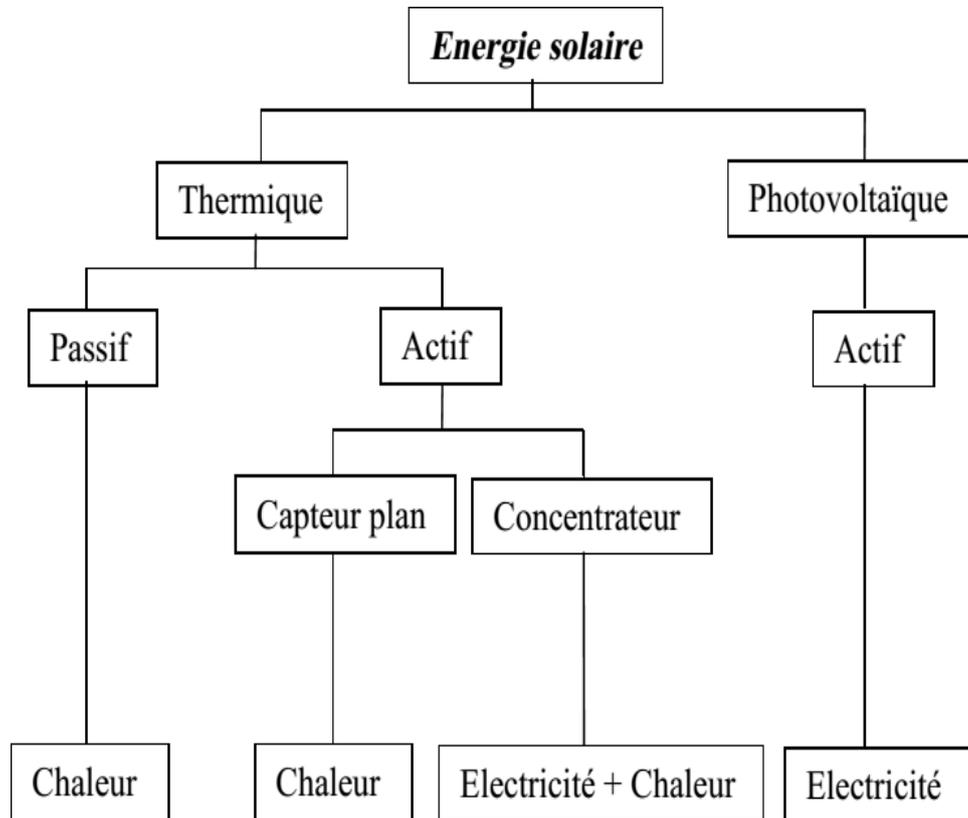


Figure (II.1) : Utilisation directe de l'énergie solaire [4].

II.3.1 Energie solaire thermique :

L'énergie solaire thermique consiste à utiliser la chaleur du rayonnement solaire. Ce rayonnement se décline de différentes façons :

- En usage direct de la chaleur : chauffe-eau et chauffages solaires, cuisinières et sécheuses solaires.
- En usage indirect, la chaleur servant pour un autre usage : rafraîchissement solaire, centrales solaires thermodynamiques.



Figure (II.3) : Capteur solaire thermique

II.3.2 Energie solaire thermodynamique:

L'énergie solaire thermodynamique est une technique solaire qui utilise le solaire thermique pour produire: Soit de l'électricité, sur le même principe qu'une centrale électrique classique (production de vapeur à haute pression qui est ensuite turbinée). Soit directement un travail mécanique.

Le solaire mécanique concerne les appareils qui transforment un rayonnement (chaleur) solaire en mouvement mécanique qui pourra servir directement, soit être transformé en électricité.

II.3.3 Energie solaire photovoltaïque:

Le terme "photovoltaïque" peut désigner le phénomène physique (l'effet photovoltaïque découvert par Edmond Becquerel en 1839), ou la technique associée.

L'énergie solaire photovoltaïque est l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire par une cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules sont reliées entre elles dans un module solaire photovoltaïque.

Plusieurs modules sont regroupés pour former une installation solaire chez un particulier ou dans une centrale solaire photovoltaïque.



Figure (II.4) : Capteur solaire thermique photovoltaïque [51].

L'installation solaire peut alimenter un besoin sur place (en association avec un moyen de stockage) ou être injectée, après transformation en courant alternatif, dans un réseau de distribution électrique.

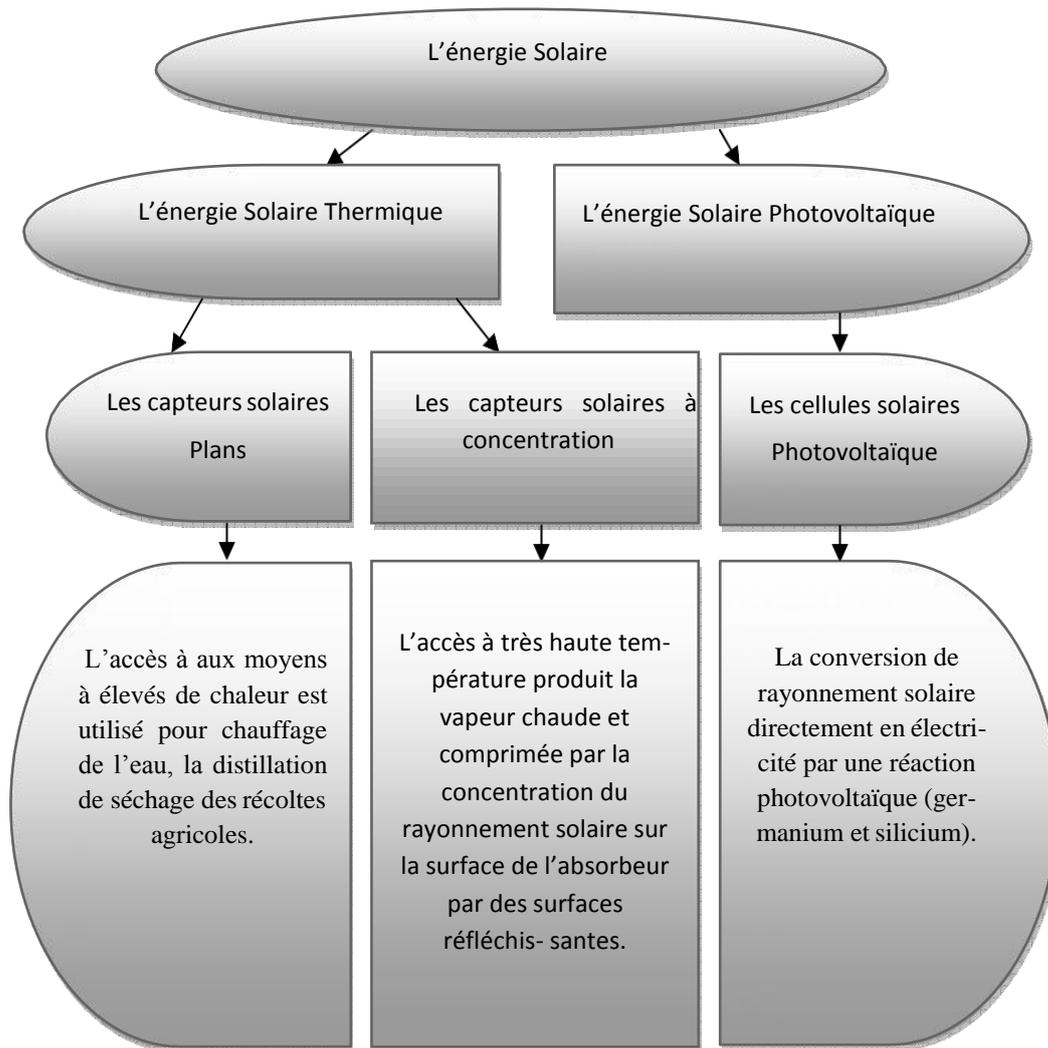


Figure (II.5): Plan de l'utilisation de l'énergie solaire [5].

II.4 Définition des centrales solaires :

Rappelons que la plupart des grandes centrales électriques (nucléaire, à charbon etc.) fonctionne selon le même principe : l'énergie thermique produite par une combustion (pétrole, charbon...) ou par fission nucléaire permet de transformer l'eau en vapeur ou de faire monter des gaz à très haute température et donc, selon la loi des gaz parfaits, à très haute pression. La différence de pression permet alors d'actionner des turbines ou des pistons ; ceux-là font ensuite tourner un générateur électrique qui crée donc du courant. Le rendement final est d'autant plus élevé que la chaleur fournie au départ est à haute température.

II.5 Centrales solaires thermodynamiques

Le solaire thermodynamique, ou solaire concentré (CSP : « Solar Concentrated Power »), est une centrale qui concentre les rayons du soleil à l'aide de miroirs afin de chauffer un fluide caloporteur qui permet en général de produire de l'électricité (convertir la puissance rayonnée en puissance thermique) avec des rendements supérieurs à 70%. Cet ensemble s'appelle le capteur solaire.

Suivant le niveau de concentration moyenne atteint (rapport de la surface collectrice des miroirs sur la surface absorbante), différentes applications correspondant à différentes gammes de température sont envisagées :

- Production de chaleur industrielle pour des basses températures (de 200°C à 400°C),
- Production d'électricité à l'aide d'un cycle thermodynamique couplé à une génératrice Électrique pour des moyennes et hautes températures (250°C à 1000°C),
- Production de vecteurs énergétiques, comme l'hydrogène ou le gaz de synthèse, par Voie thermochimique pour des hautes et très hautes températures (850°C à 1000°C).

De nos jours, la production d'électricité solaire thermodynamique (ou électricité thermo-solaire) suscite l'intérêt de nombreuses industries et centres de recherche tant le potentiel de cette filière est élevé. Le passage du rayonnement solaire à la production d'électricité nécessite trois organes principaux (Figure II.6) :

- Le système capteur solaire est composé d'un collecteur/concentrateur qui capte le DNI (rayonnement solaire direct) et le concentre vers le récepteur dans lequel le fluide caloporteur circule (conversion rayonnement solaire direct/puissance thermique) ;
- Le système convertisseur thermodynamique permet de transformer l'énergie thermique Du fluide caloporteur en travail mécanique.
- Le générateur électrique convertit ce travail mécanique en électricité qui peut être injectée sur le réseau électrique.

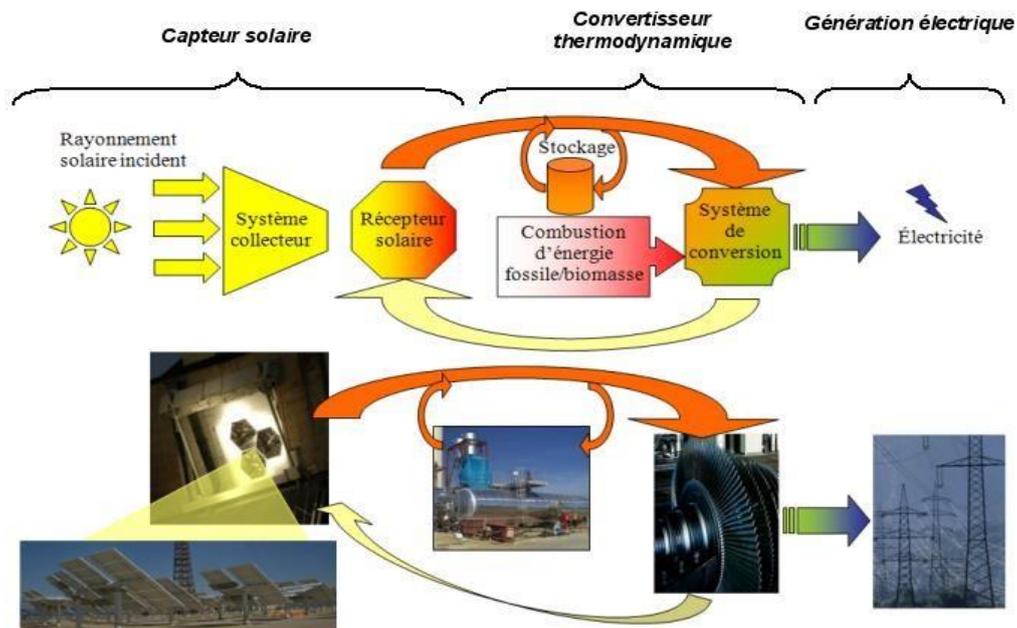


Figure (II.6) : Schéma de principe de la conversion solaire thermodynamique. [26]

Comme le montre la (Figure II.6) un stockage thermique ou un système de combustion d'énergie fossile ou biomasse (hybridation) peuvent être intégrés au niveau de la conversion thermodynamique. De ce fait la production d'électricité devient moins dépendante, voire indépendante, de la ressource solaire. Ceci offre une valeur ajoutée par rapport à l'électricité délivrée par d'autres sources renouvelables intermittentes, notamment pour les gestionnaires des réseaux électriques.

Avantages

- ✓ Source d'énergie inépuisable et gratuite.
- ✓ Pas d'émission polluante.
- ✓ Peut fonctionner sans intermittence.

Inconvénient:

- ✓ Nécessite une poursuite sensible et coûteuse pour une zone climatique peut ensoleillée.
- ✓ Surface au sol important. [27]

II.6 Centrale solaire hybride :

Une autre solution pour obtenir un bon taux d'utilisation du bloc de puissance consiste à hybrider l'installation : une unité auxiliaire au gaz ou au pétrole est utilisée pendant les périodes nuageuses ou en fin de journée afin d'assurer une production continue.

Une centrale solaire hybride comprend donc une centrale solaire thermique convertissant en électricité la chaleur provenant soit de concentrateurs solaire soit d'un brûleur appoint à carburant fossile (gaz, pétrole...). L'appoint permet de satisfaire la demande électrique lorsque le rayonnement solaire est trop faible (passage nuageux, léger voile, etc.). Ou inexistant (la nuit). Ce concept permet donc de produire en permanence, la nuit ou lorsque les conditions météo ne sont pas optimales.

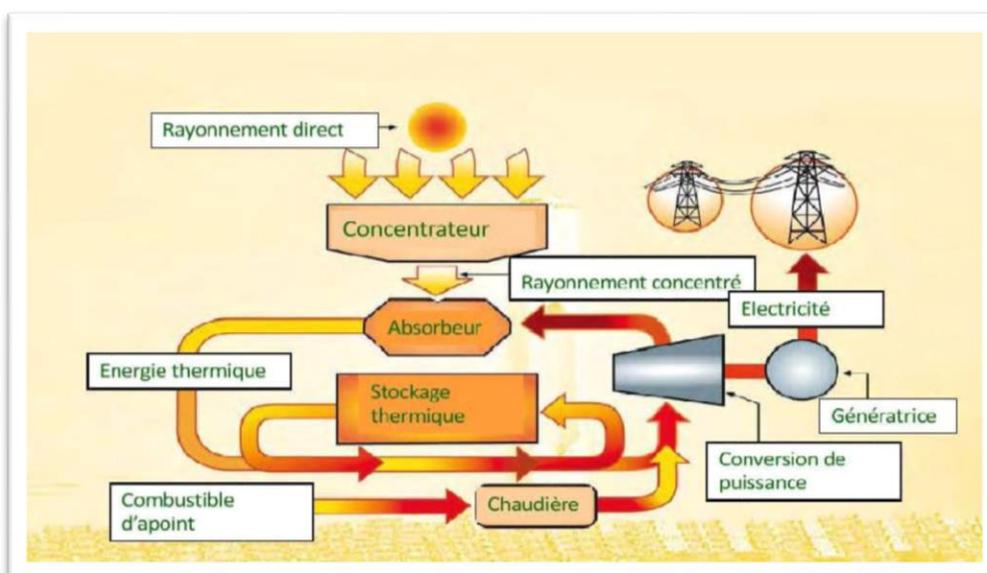


Figure (II.7) : Schéma principe d'une centrale hybride [28].

Un autre concept consiste à placer le brûleur en série sur le circuit primaire de façon à élever la température du fluide caloporteur par un apport complémentaire de chaleur à très haute température issu de la combustion [29].

L'hybridation garantit la production continue en évitant la construction d'une centrale à ressource fossile en parallèle avec une centrale 100 % solaire. Dans le concept ISCC (Integrated Solar Combined Cycle), la chaleur solaire délivrée à 350 – 400 °C par un champ cylindro-parabolique par exemple, est injectée dans le cycle aval (Rankine) d'un cycle combiné, en parallèle avec un brûleur conventionnel. On économise le stockage et l'énergie solaire est convertie avec un rendement élevé. Dans ce concept, la fraction solaire demeure

faible (< 10 %).

II.7 Principe de fonctionnement d'une centrale solaire thermodynamique

Les centrales thermodynamiques se basent sur deux modes de fonctionnement :

II.7.1 Génération directe de l'électricité :

Dans le cas de la génération directe, le fluide qui circule dans le champ solaire est le même que celui qui actionne la turbine.

II.7.2 Génération indirecte de l'électricité :

Dans le cas de la génération indirecte, le fluide caloporteur circulant dans le champ solaire réchauffe un fluide de travail qui alimente la turbine.

Ce transfert de chaleur se fait par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur. Un schéma global de la solaire thermodynamique est présenté sur la Figure (II.8) [30].

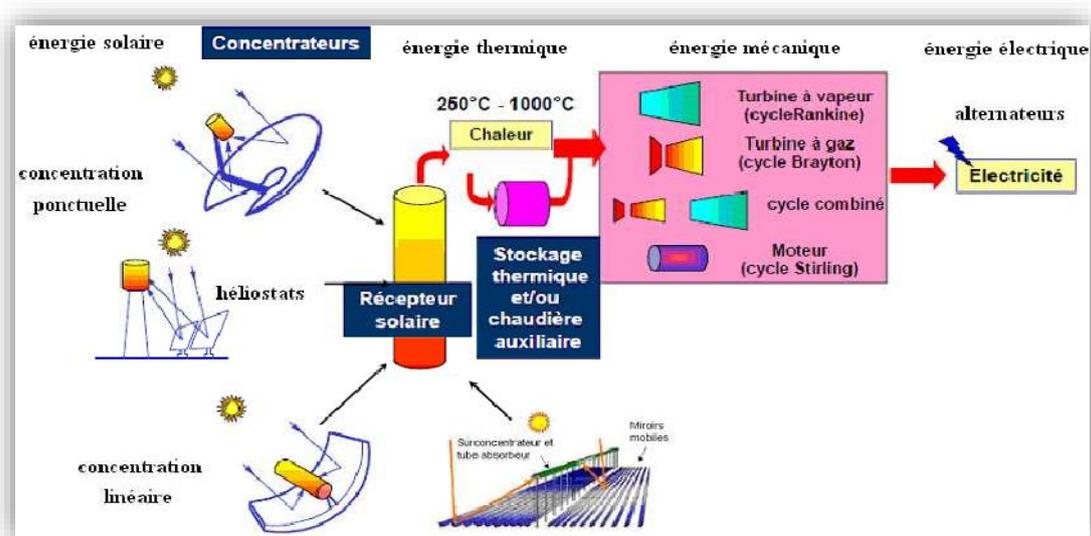


Figure (II.8) : Schéma global de la solaire thermodynamique [30].

Une centrale solaire thermodynamique est généralement composée de trois blocs Comme le montre la (Figure II.9) :

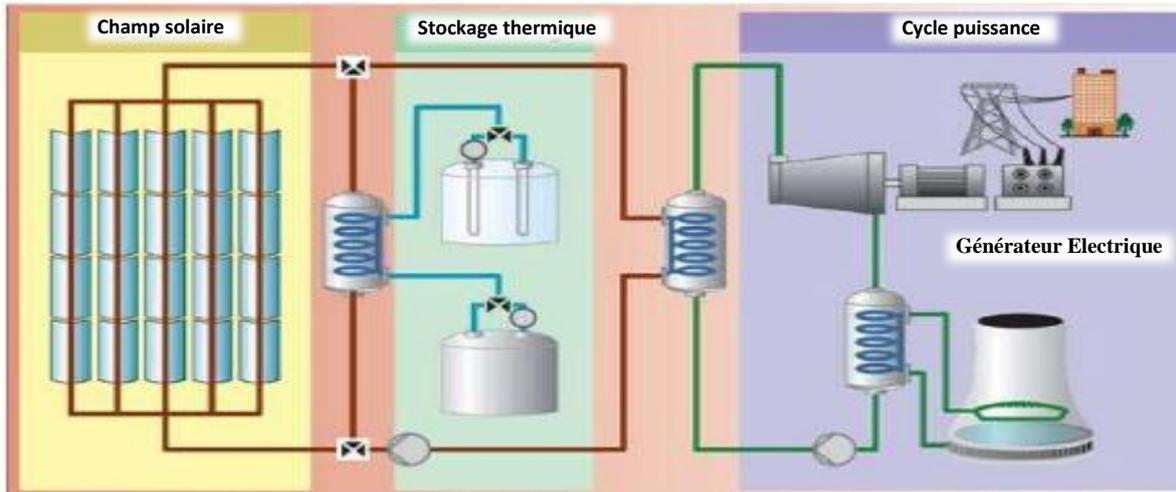


Figure (II.9) : Cycle d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques

- Le premier bloc est un système de captation solaire constitué d'un réflecteur/concentrateur, communément appelé **Champ solaire**. Il capte les radiations solaires directes et les concentre sur un récepteur dans lequel s'écoule un fluide caloporteur. Durant cette étape, le rayonnement solaire est converti en puissance thermique.
- Le second bloc (**Stockage thermique**) est un système de stockage et de restitution d'énergie thermique qui permet de la production d'électricité de la ressource solaire et de pallier ainsi à son intermittence.
- Le troisième bloc (**Cycle de Puissance**) est un système de conversion thermodynamique composé de deux éléments : l'élément principal est une turbine qui transforme l'énergie thermique du fluide de travail en énergie mécanique. La turbine couplée à un générateur électrique transforme l'énergie mécanique en électricité. L'électricité ainsi produite peut-être injectée sur le réseau électrique de transport et de distribution.

Les systèmes de génération d'électricité sont divers : turbine à gaz, cycle de Rankine, Moteur Stirling, Cycle de Rankine organique sont les options généralement choisies [31].

II.8 Les différentes technologies de centrales solaires thermodynamique [32]

Pour produire de l'électricité, seul le rayonnement solaire direct est exploitable car le Rayonnement diffus ne peut pas être focalisé.

Les centrales solaires thermodynamiques ne peuvent donc fonctionner que lorsque le ciel est clair et sec. La (Figure II.10) présente quatre technologies de récepteurs, fixes ou mobiles, linéaires ou ponctuels qui concentrent plus ou moins les rayons incidents.

Ces concentrateurs se différencient par leurs dimensions élémentaires, leurs coûts, et leurs performances optiques, selon le principe de concentration utilisé, mais tous utilisent des miroirs pour concentrer le rayonnement solaire :

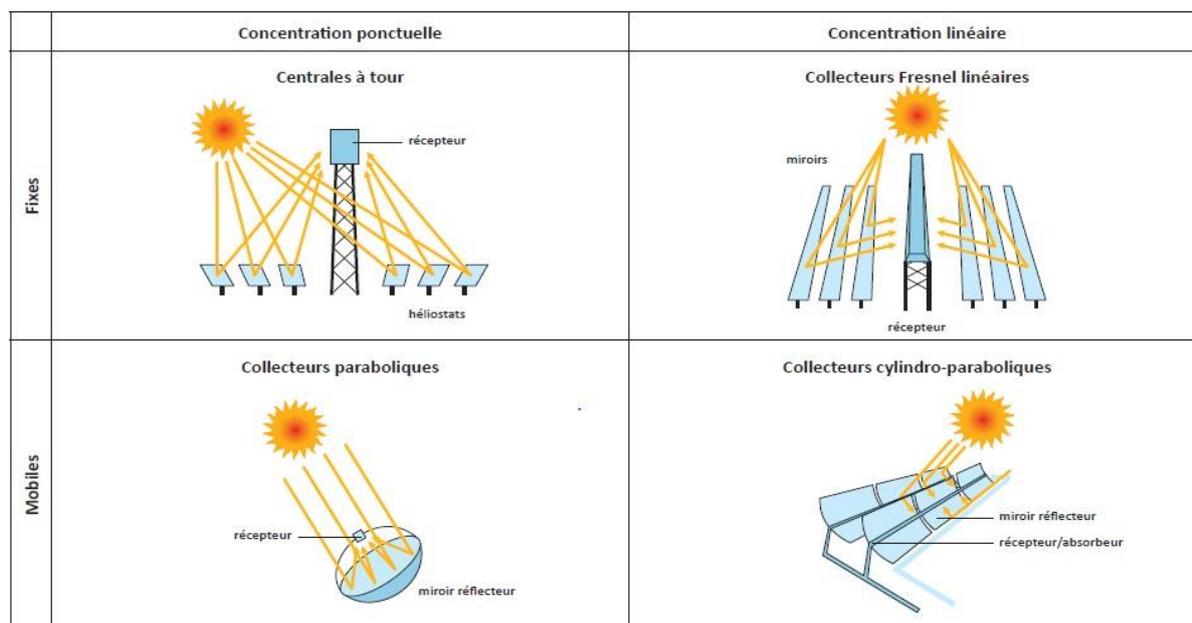


Figure (II.10) : Différentes techniques de production de puissances. [33]

II.9 Les Concentrateurs solaires :

Les concentrateurs solaires focalisent les rayons du soleil dans un point comme la tour solaire et le concentrateur parabolique, ou dans une ligne comme le concentrateur cylindro-parabolique et les miroirs de Fresnel. Les concentrateurs en lignes possèdent généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels, ce facteur caractérise la géométrie générale d'un concentrateur. Il représente le rapport entre la surface de captation et la surface d'absorption. Les systèmes utilisant les concentrateurs solaires sont capables de générer des températures au voisinage de 1000°C, ces systèmes ont été initialement développés pour la production d'électricité. Les caractéristiques techniques principales de ces centrales solaires à concentration (CSP) sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Type de champ solaire	Facteur de concentration	Capacité d'unité	Prix de champ solaire	Température d'opération
Unité	-	(MW)	(€/m ²)	(°C)
Miroirs de Fresnel	25-100	10-200	150-200	270-550
Cylindro-parabolique	70-80	10-200	200-250	390-550
Parabolique	1000 -3000	0.01-0.04	> 350	800-900
Tour solaire	300-1000	10-150	250-300	550-1000

Tableau (II.1): Caractéristiques des centrales solaires à concentration [34].

Les centrales solaires à concentration souffrent cependant de deux contraintes majeures. La première tient à la disponibilité de la ressource. En effet, la concentration ne peut se faire que pour le rayonnement solaire direct à la différence du photovoltaïque. Le deuxième inconvénient est comme pour la plupart des énergies renouvelables, d'ordre économique.

Le coût d'investissement est supérieur aux centrales conventionnelles. D'autres problèmes doivent également être examinés. Une ressource en eau est nécessaire pour le lavage des concentrateurs et la connexion au réseau de distribution électrique doit également être étudiée avec attention tout comme le coût du terrain.

II.9.1 Le concentrateur parabolique:

Le concentrateur parabolique représenté schématiquement sur la Figure (II.11), est composé d'une surface réfléchive qui concentre le rayonnement solaire incident à son foyer. La contrainte majeure est la nécessité de mobiliser la parabole selon deux axes de rotation pour assurer la poursuite du soleil. Ceci entraîne une limitation de la dimension unitaire de ce concentrateur.

Trois types des surfaces réfléchissantes ont été utilisés, la première possibilité consiste en un dépôt d'argent ou d'aluminium à l'arrière d'une plaque de verre, la deuxième est basée sur le même principe mais on remplace la plaque de verre par un film plastique et la troisième

possibilité consiste en des feuilles d'aluminium polies. Ces feuilles sont peu chères mais ont une faible réflectivité et une faible longévité [31].

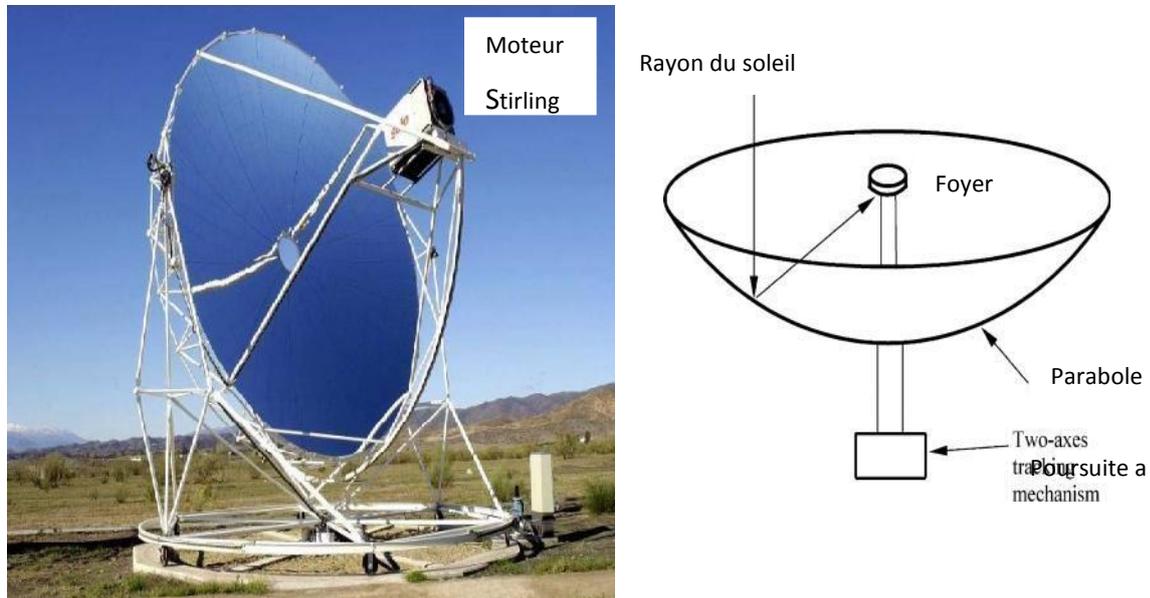


Figure (II.11) : Schéma d'un concentrateur solaire parabolique [36].

Dans les systèmes de production d'électricité, un moteur thermique de type Stirling, est installé au foyer du concentrateur afin de produire de l'électricité. En 1818 Robert Stirling (1790- 1878) a imaginé un moteur utilisant un gaz (air, hélium, hydrogène) contenu dans une enceinte fermée, chauffée par une source de chaleur extérieure.

Les principaux avantages de ces systèmes sont la modularité, ils peuvent en effet être installés dans des endroits isolés non raccordés au réseau électrique. Ils possèdent donc également un important potentiel de développement, particulièrement dans des régions.

Avantages :

- Les systèmes à miroirs paraboliques présentent des rendements de conversion élevés, de plus de 30%.
- L'eau n'est pas nécessaire au refroidissement.
- Les systèmes sont particulièrement adaptés à l'alimentation électrique décentralisée et à des applications électriques autonomes isolées.
- Le système est modulaire.

- Les miroirs paraboliques ne sont pas cantonnés à des terrains plats.
- Dans les centrales de grande taille, le stockage thermique peut être intégré avec une grande efficacité.
- Fabrication et production en série à partir de pièces existantes.

Inconvénients :

- Il n'existe aucune centrale de grande taille à destination commerciale, et par conséquent, les coûts d'investissement et de fonctionnement n'ont pas encore fait leur preuve à cet égard.
- Les objectifs de coûts de la production en série n'ont pas encore été testés.
- Le potentiel de la capacité de distribution pour l'intégration au réseau est faible. Des capteurs hybrides n'ont pas encore été développés [37].

II.9.2 La tour solaire:

Pour échapper aux limitations des tailles rencontrées avec le concentrateur parabolique, une tour en béton ou en poutres métalliques entourer par un champ de nombreux miroirs appelés « héliostats" (en grec: qui fixe le soleil) est développé (Figure II.12). Les héliostats actuels ont une surface située entre 50 m² et 120 m² et chaque héliostat poursuite le soleil individuellement sur deux axes pour concentrer le rayonnement solaire direct vers un receveur au sommet de la tour solaire, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, mais l'ombre portée de la tour sur le champ d'héliostats influe directement sur l'efficacité du système.

A ce jour, la seule application de la tour solaire est la production d'énergie électrique dans un système dénommé centrale à tour. Les trois fluides caloporteurs les plus utilisés dans ces centrales sont la vapeur d'eau, l'air et les sels fondus. La production de la vapeur d'eau par centrale à tour a fait l'objet de plusieurs projets de recherche, cette technologie a été abandonnée à cause des problèmes critiques dus à la surchauffe de la vapeur.

La vapeur d'eau a ensuite été remplacée par des sels fondus, qui ont l'avantage d'être également un moyen de stockage de l'énergie calorifique. Un nouveau concept de récepteur à air a alors été mis au point, l'air atmosphérique aspiré au travers d'un récepteur volumétrique, ce récepteur utilise un maillage de fils métalliques directement exposé à la radiation solaire incidente. Seulement quelques projets de recherche ont été réalisés et ont surtout porté sur l'amélioration du rendement des récepteurs volumétriques [35].

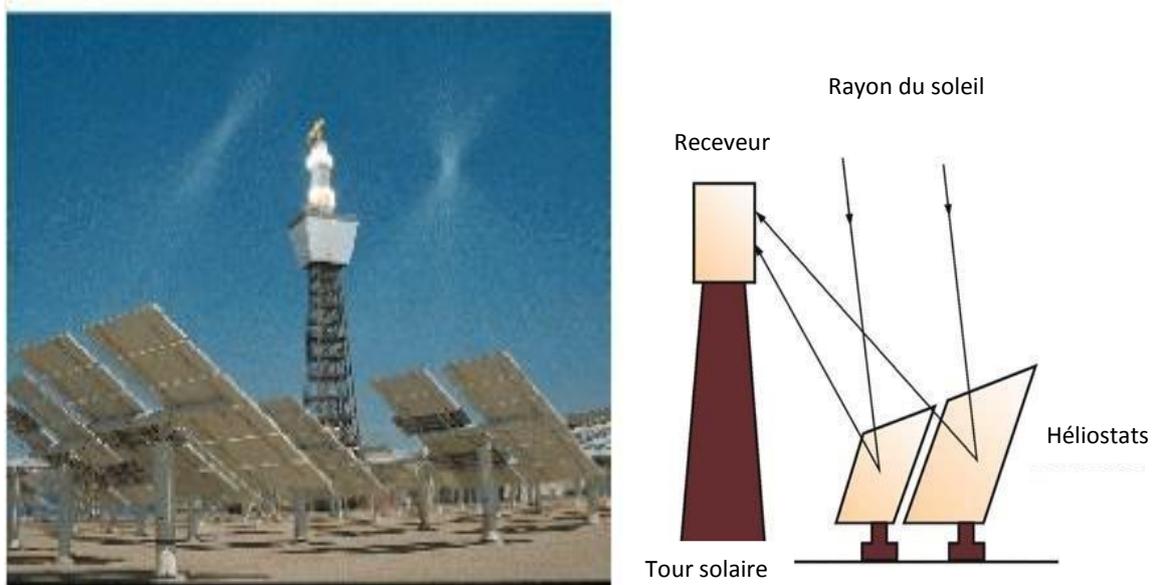


Figure (II.12) : Schéma d'une centrale à tour [36].

Avantages :

- Bonnes perspectives à moyen terme pour des rendements élevés, en raison du potentiel permettant d'atteindre des hautes températures, de plus de 1000°C.
- Mieux adapté au refroidissement sec que les miroirs cylindro-paraboliques.
- Installation possible sur des terrains vallonnés.

Inconvénients :

- Les coûts d'investissement et de fonctionnement n'ont pas encore fait leur preuve sur le plan commercial [37].

II.9.3 Les miroirs de Fresnel :

Ce système est composé par des miroirs plans, ou faiblement paraboliques, disposés en lames parallèles qui s'inclinent sur un axe de façon à réfléchir les rayons du soleil vers le foyer. Les miroirs restent près du sol, cette position lui permet de éviter le vent. Un deuxième étage de réflecteurs redirige le rayonnement vers un récepteur tubulaire fixé au-dessus des miroirs dans le centre du champ solaire (figure II.13). Malgré la chute des performances optiques de cette technologie (2/3 de celle d'un CCP), une baisse des coûts de maintenance et d'investissement de 50% dans une centrale solaire basée sur cette technologie par rapport aux autres technologies (concentrateur parabolique et tour solaire) [35].

Cette technologie a été récemment mis au point par plusieurs sociétés les premiers prototypes réalisés jusqu'à maintenant sont prometteurs, mais elle souffre encore d'un manque de maturité.

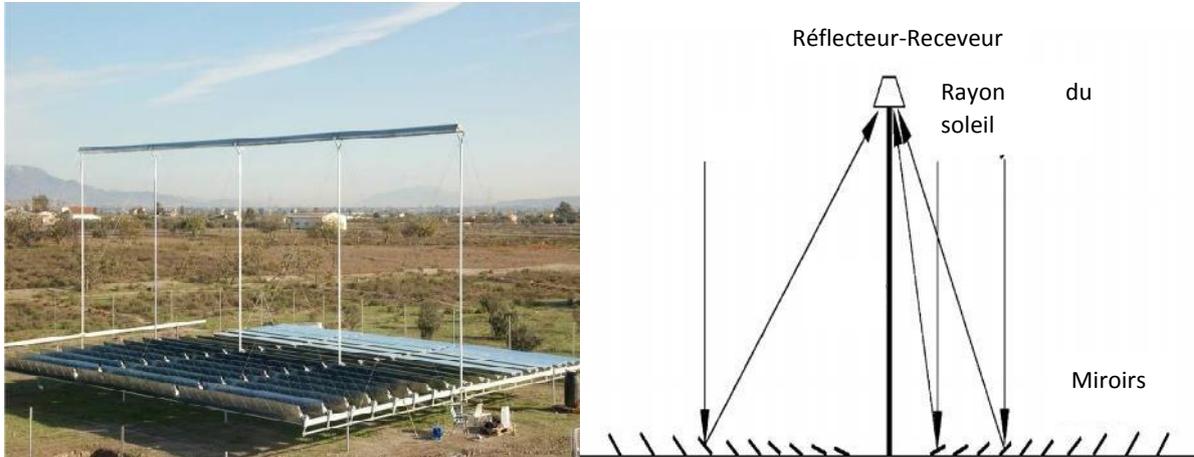


Figure (II.13) : Schéma d'un concentrateur solaire de Fresnel [36].

Avantages :

- Les matériaux peuvent être facilement obtenus.
- Les couts de fabrication et d'installation sont plus faibles que pour les systèmes à miroirs cylindro-paraboliques.
- La superficie de terrain nécessitée pour la production d'une quantité d'électricité donnée est moins importante que pour les miroirs cylindro-paraboliques.

II.9.4 Le concentrateur cylindro-parabolique :

La technologie des concentrateurs solaires cylindro-paraboliques est actuellement là plus répandu, l'application la plus importante de cette technologie est la production de l'électricité. En 1984, la première centrale solaire commerciale, SEGS I était installée en Californie par la société Luz International Limited [35]. La centrale thermique solaire à CCP est constituée de trois éléments principaux :

- Le champ solaire, qui utilise une série de longs concentrateurs cylindro-paraboliques.
- Le système de transfert de la chaleur.
- Le système de génération électrique (Turbine + Générateur).

Les huiles synthétiques sont les fluides caloporteurs les plus couramment employés dans les centrales à capteurs cylindro-paraboliques. Des réservoirs de chaleur (réservoirs de sels fondus) peuvent être utilisés pour stocker la chaleur durant la journée afin d'actionner la turbine

pendant la nuit. La possibilité d'hybridation de ces installations avec des systèmes conventionnels de production de chaleur permet de garantir la stabilité de la production d'électricité. Il est possible aussi d'effectuer la vaporisation d'eau directement dans le collecteur solaire (Direct Steam Generation-DSG-) [38].

Il existe d'autres applications de cette technologie telles que la chaleur industrielle, la chimie solaire, l'eau chaude, le dessalement d'eau, la climatisation des locaux et la réfrigération solaire.



Figure (II.14) : Capteur cylindro-parabolique.

Avantages :

- Les systèmes à miroirs cylindro-paraboliques représentent les technologies solaires à concentration les plus développées, et par conséquent les plus accessibles, commercialement parlant.
- Le rendement net de 15 % d'une telle centrale a été éprouvé sur le plan commercial.
- Les coûts d'investissement et de fonctionnement ont fait leur preuve.
- Les systèmes sont modulaires.
- Les systèmes présentent un bon coefficient d'utilisation des sols.
- Les besoins en matériaux sont peu élevés.
- L'hybridation possible avec des centrales électriques conventionnelles a été établie.

Capacité de stockage.

Inconvénients :

- La dissipation de chaleur est importante au niveau du champ de miroirs cylindro-paraboliques.

On n'a pas encore trouvé de fluide caloporteur idéal pouvant être employé dans le champ de miroirs cylindro-paraboliques. Ceci est un problème potentiel, en raison de la longueur des canalisations traversant le champ en direction de l'usine productrice de vapeur [37].

II.10 Composants d'un concentrateur cylindro-parabolique

Le concentrateur cylindro-parabolique se distingue par sa simplicité, il se présente comme un module ayant un réflecteur de forme parabolique disposé cylindriquement. Cette géométrie lui permet de focaliser l'énergie solaire incidente selon une génératrice linéaire où est placé un tube absorbeur dans lequel circule un fluide caloporteur. Le CCP est généralement doté d'une poursuite solaire pour adapter l'inclinaison du concentrateur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au plan d'ouverture du concentrateur [41].

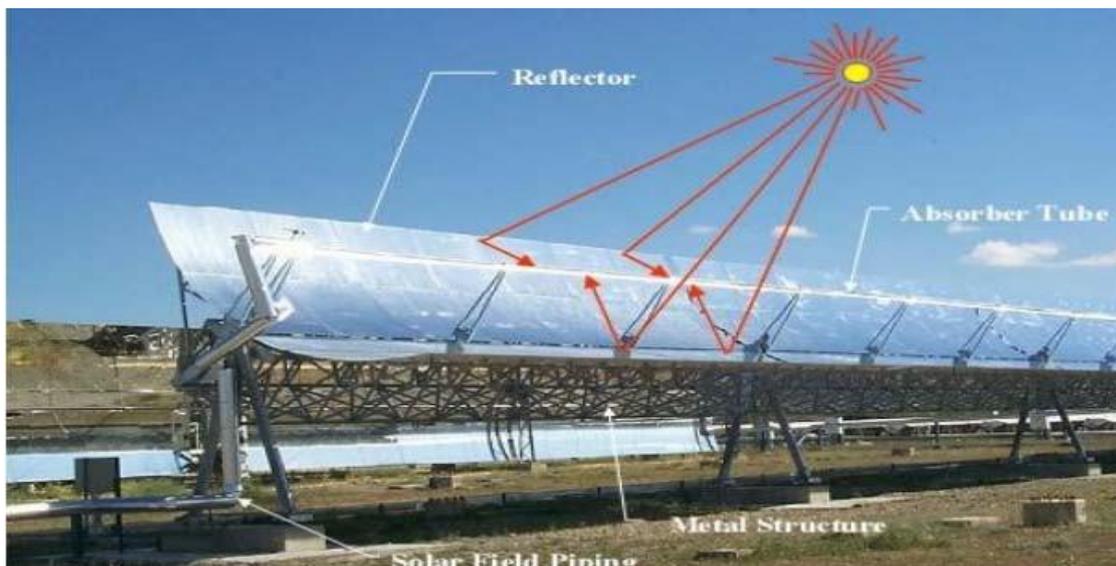


Figure (II.15) : Composant d'un concentrateur cylindro-parabolique [36].

La structure métallique doit être suffisamment solide afin de résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent. Elle doit de plus être munie d'extrémités assurant la compatibilité entre les dilatations thermiques inégales de l'acier et du verre [42].

II.10.1 Le réflecteur (miroir) :

Les réflecteurs d'un CCP étaient généralement en miroir ou autre métal réfléchissant. Les miroirs sont composés de verre pauvre en fer, ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure et d'un enduit spécial de protection [35]. Le matériau réfléchissant le mieux indiqué est l'aluminium pur, l'acier inoxydable a été expérimenté mais il n'est pas conseillé parce que son pouvoir de réflexion est insuffisant.

Pour pouvoir choisir un réflecteur cylindro-parabolique. On aura toujours intérêt à adopter la géométrie idéale pour obtenir une bonne concentration géométrique (Figure II.16). Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident [35]. L'équation générale du réflecteur en coordonnées cartésiennes et polaires respectivement, s'écrit:

$$y = \frac{x^2}{4F} \tag{II.1}$$

$$r = \frac{F}{\cos^2\left(\frac{\phi}{2}\right)} \tag{II.2}$$

Avec :
$$\phi = \tan^{-1} \left[\frac{8\frac{F}{W}}{16\left(\frac{F}{W}\right)^2 - 1} \right] \tag{II.3}$$

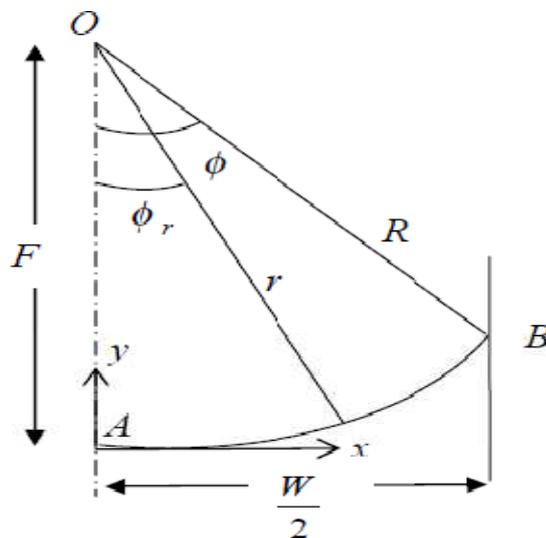


Figure (II.16) : Dimensionnement du réflecteur

La structure métallique du réflecteur doit être suffisamment solide pour résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent. Elle doit de plus être munie d'extrémités assurant la compatibilité entre les dilatations thermiques inégales de l'acier.

II.10.2 L'absorbeur (Récepteur):

L'absorbeur est le principal composant dans le concentrateur cylindro-parabolique voir la (figure II.17), il représente généralement 30% du coût de la construction [43]. Les pertes par échanges convectifs et radiatifs à l'extérieur sont très importantes, afin de les limiter, une enveloppe en verre recouvre l'absorbeur et permet en faisant le vide dans l'espace annulaire d'éliminer les pertes thermiques par convection entre le tube absorbeur et l'enveloppe du verre. Les pertes de chaleur peuvent être réduites aussi en réduisant l'émissivité dans l'infrarouge du tube absorbeur (cuivre ou aluminium) à l'aide des surfaces dite sélectives. Ces surfaces sont de couleur foncée afin d'absorber le maximum de rayonnement solaire en émettant très peu d'infrarouges, de nos jours les fabricants emploient des revêtements utilisent des oxydes de chrome, de nickel ou de titane réalisé par plusieurs méthodes (projection sous vide, électrolyse, action chimique...) [35].

Le diamètre extérieur minimum d'un tube absorbeur en fonction des dimensions du réflecteur est donné par l'Eq. [(2.4) [44] :

$$D_{ab(min)} = \frac{W \sin(0,267)}{\sin(\theta)} \quad (II.4)$$

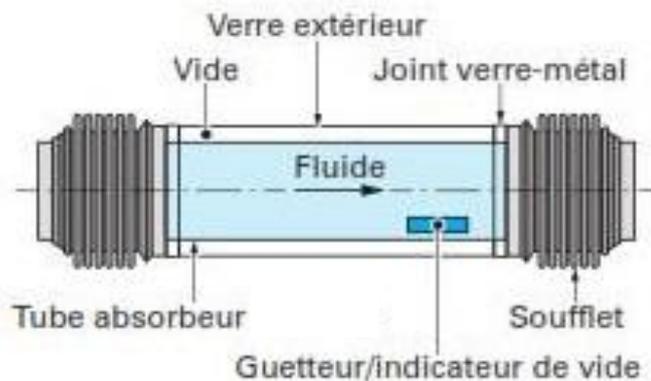


Figure (II.17) : Structure de l'absorbeur [35].

II.10.3 Le système de poursuite solaire :

Le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du concentrateur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au plan d'ouverture du concentrateur (angle d'incidence nulle). Le pilotage de la poursuite du soleil est effectué par une régulation en boucle ouverte ou fermée :

- La régulation en boucle ouverte utilise un algorithme qui positionne en chaque instant l'axe du concentrateur dans la direction du soleil en s'appuyant sur les coordonnées calculées du soleil.
- La régulation en boucle fermée corrige une première position grossière en fonction d'une mesure faite par un capteur thermique (thermocouple) ou optique (pyrhéliomètre).

La poursuite solaire peut être sur un seul axe ou autour de deux axes. Dans le premier cas le mouvement peut être de trois manières :

- Est-Ouest horizontal : le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe Nord-Sud.
- Nord-Sud horizontal : le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe Est-Ouest.
- Est-Ouest polaire : le mouvement doit être suivant l'axe de la terre avec une inclinaison égale à la latitude du lieu.

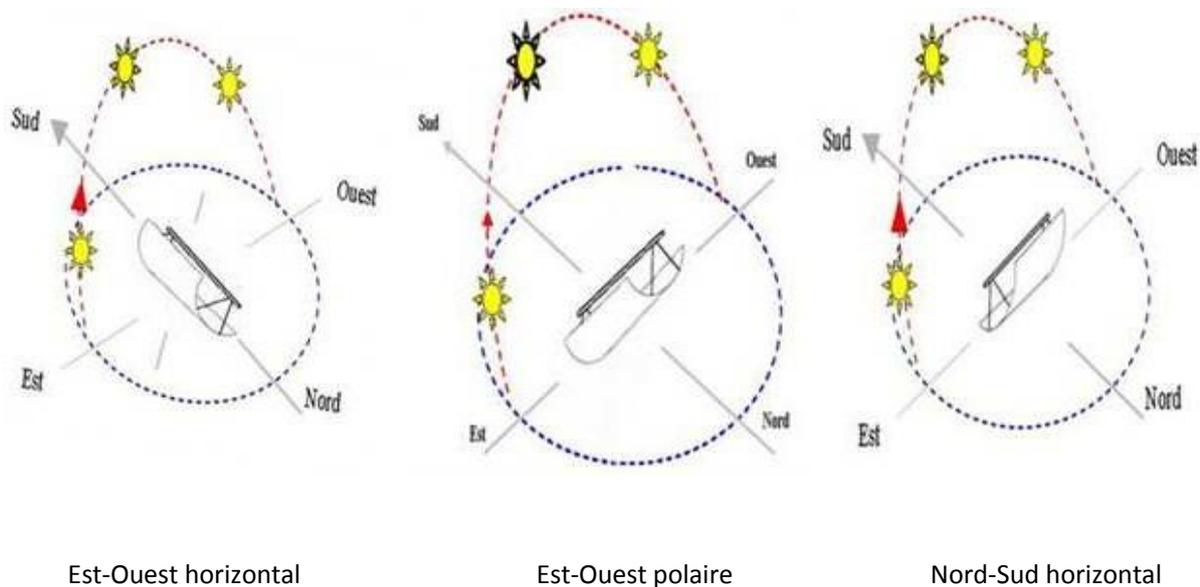


Figure (II.18) : Les modes de poursuite solaire d'un CCP [31].

Ainsi une seule équation pour cette forme de poursuite solaire sera présentée ici. Une équation générale pour l'angle de poursuite solaire τ pour un collecteur de concentration linéaire qui est horizontal ($\beta = 0$) sans l'orientation particulière de la ligne focale à été développé par Jeter (1979).

$$\tan \tau = \frac{\tan h}{\cos(\alpha - \alpha_s)} \quad (\text{II.5})$$

Comme mentionné ci-dessus, α et α_s sont respectivement les angles d'azimut du soleil et, de surface.

Dans les cas communs où l'azimut de surface du collecteur correspond à une orientation est ouest ou nord-sud, on a : Pour une orientation est - ouest, $\alpha_s = 0$, ce qui donne d'après (2.5) :

$$\tan \tau = \frac{\tan h}{\cos(\alpha)} \quad (\text{II.6})$$

Pour une orientation nord-sud, l'azimut de surface est égal à $\frac{\pi}{2}$ d'où :

$$\tan \tau = \frac{\tan h}{\sin h} \quad (\text{II.7})$$

L'angle de poursuite solaire τ varie de 0 à 180° ; il est nul au lever du soleil et maximal au coucher. Son rôle est de réduire l'angle d'incidence de l'éclairement solaire reçu par la surface du collecteur tout au long de la journée.

Pour une surface où l'inclinaison du capteur est nulle, l'angle d'incidence peut être exprimé en fonction de la poursuite solaire, de la hauteur et de l'azimut du soleil comme suit :

En considérant les coordonnées horizontales, le vecteur unitaire \hat{s} de l'éclairement solaire incident a pour composantes :

$$\hat{s} = (\cos h \cos \alpha, \cos h \sin \alpha, \sin h)$$

Le vecteur unitaire perpendiculaire à la surface du capteur, autrement dit le zénith du lieu, est intimement lié à l'angle de poursuite solaire τ . En considérant le même repère, ce dernier est donné par :

➤ Pour une orientation est-ouest :

$$\hat{n} = (\cos \tau, 0, \sin \tau)$$

Il suffit maintenant d'effectuer le produit scalaire des deux vecteurs unitaires \hat{s} et \hat{n} afin de déduire l'angle d'incidence θ , comme suit :

$$\cos \theta = (\cos \tau \cos h \cos \alpha + \sin \tau, \sin h) \quad (\text{II.8})$$

➤ Pour l'orientation nord-sud :

En faisant de la même manière que précédemment, on aboutit à :

$$\hat{n} = (0, \cos \tau, \sin \tau)$$

$$\cos \theta = (\cos \tau \cos h \cos \alpha + \sin \tau, \sin h) \quad (\text{II.9})$$

II.10.4 Structure métallique

La structure (métallique) porteuse d'un cylindro-parabolique a pour fonction de porter les miroirs dans la bonne position, pour donner de la stabilité à la cuve et pour permettre un suivi exact du Soleil.

La structure métallique doit être suffisamment solide pour résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent. Elle doit de plus être munie d'extrémités assurant la compatibilité entre les dilatations thermiques inégales de l'acier et du verre.

II.10.5 Fluides caloporteurs :

Le fluide caloporteur a pour rôle de véhiculer l'énergie convertie sous forme de chaleur au moyen de l'absorbeur pour l'utiliser ou la stocker. Le fluide caloporteur doit avoir les propriétés suivantes :

- Une faible viscosité et un point de coulée aussi bas que possible ;
- Un point d'ébullition élevé et un point de congélation bas ;
- Une résistance chimique vis-à-vis des matériaux de l'installation et une toxicité faible ;
- Occasionnant moins de Pertes de charge linéaire;
- Un coefficient de diffusion thermique élevé.

Les types de fluides caloporteurs utilisés dans cette technologie sont :

- **Les huiles**

Ceux sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400°C. Ils sont employés couramment dans les centrales à collecteurs cylindro-parabolique.

- **L'eau liquide**

L'eau est à priori un fluide de transfert idéal en offrant un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique. En outre, elle peut être utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine. Cependant, son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées dans les récepteurs sous l'effet des hautes températures atteintes, ce qui pose un problème dans la technologie cylindro-parabolique.

- **Les gaz**

Tels l'hydrogène ou l'hélium peuvent être utilisés comme fluides thermodynamiques et entrainer les moteurs Stirling qui sont associés aux collecteurs paraboliques.

- **Les sels fondus :**

À base de nitrates de sodium et de potassium offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée, ils sont donc également de très bons fluides de stockage. Leur température de sortie peut atteindre 650 °C. Leur association avec un concentrateur à tour et un cycle de Rankine constitue une combinaison déjà éprouvée.

II.11 Caractéristiques d'un collecteur cylindro-parabolique

Le concentrateur cylindro-parabolique est caractérisé par trois facteurs principaux : Le facteur de concentration, le facteur d'interception et le facteur de l'angle d'incidence modifié :

II.11.1 Le facteur de concentration:

- **Facteur de concentration optique**

Est égale au rapport de l'énergie reçue à l'ouverture de concentrateur à l'énergie reçue à l'ouverture du récepteur.

$$C_0 = \frac{I_0}{I_r} \quad (\text{II.10})$$

- **Facteur de concentration géométrique :**

La définition la plus commune du facteur (taux) de concentration est basée sur la notion de surface. Elle est donnée comme étant le rapport de la surface de l'ouverture à la surface du récepteur [45]:

$$C_0 = \frac{A_0}{A_r} \quad (\text{II.11})$$

Il est clair que la superficie de l'ouverture du capteur est beaucoup moins claire ce qui doit compter comme l'ouverture du récepteur. Dans de nombreux cas, c'est la surface projetée du tube absorbeur, donc la surface d'ouverture de récepteur est un rectangle de surface $D_{ab.ext} \cdot L$, où $D_{ab.ext}$ le diamètre du tube absorbeur.

Le rapport de concentration est [46]:

$$C_{rc} = \frac{A_0}{A_r} = \frac{W \cdot L}{D_{ab.ext} \cdot L} = \frac{W}{D_{ab.ext}} \quad (\text{II.12})$$

Une autre possibilité est de prendre la surface de l'absorbeur irradié que la surface d'ouverture du récepteur. Pour un collecteur industrielles cela voudrait dire que toute

la zone de la surface de tube absorbeur $\pi \cdot D_{ab.ext}$ la superficie de l'ouverture du récepteur, et la zone de capture du collecteur est $(W - D_{ab.ext}) \cdot L$ [47]:

$$C_{rc} = \frac{(W - D_{ab.ext}) \cdot L}{\pi \cdot D_{ab.ext} \cdot L} = \frac{W - D_{ab.ext}}{\pi \cdot D_{ab.ext}} \quad (II.13)$$

- **Le facteur d'interception (γ):**

Qui représente le rapport entre l'énergie interceptée par l'absorbeur et celle réfléchiée par les surfaces réfléchissantes. Les principaux facteurs qui affectent sur le facteur d'interception sont [39]:

- L'erreur de suivi solaire.
- La précision géométrique du réflecteur.
- La réflectivité propre du réflecteur.
- La poussière sur l'absorbeur et le réflecteur.

- **Le facteur de l'angle incidence modifié (K):** qui décrit comment l'efficacité optique du concentrateur change pendant que l'angle d'incident change. La valeur de ce facteur est toujours inférieure à l'unité et diminue avec l'augmentation de l'angle d'incidence.

II.11.2 Angle d'incidence :

On considère un concentrateur cylindro-parabolique, comme le représente la Figure (II.19), L'énergie solaire incidente sur la surface d'ouverture d'un collecteur est en fonction de deux paramètres : l'insolation normale direct et la position relative du soleil par rapport à la l'ouverture du capteur.

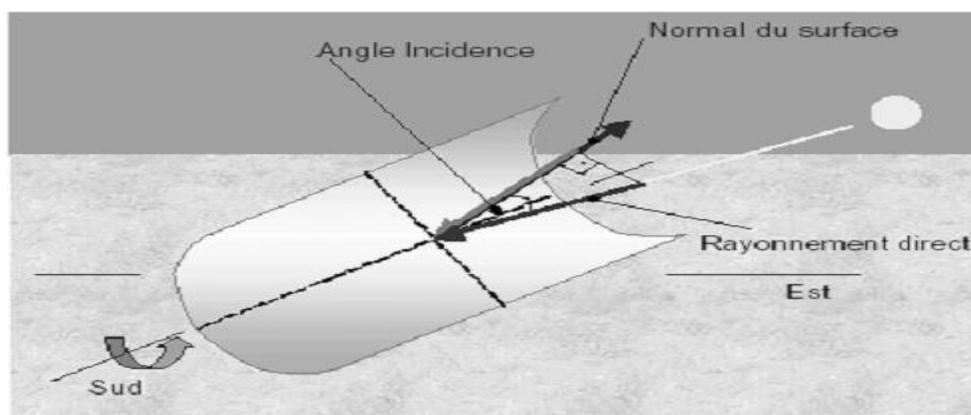


Figure (II.19) : Angle incidence sur un capteur solaire

Si ce collecteur est mobile et le tube de chaudière est fixe pour suivre le mouvement du soleil, ce type correspond essentiellement aux grosses centrales à foyer linéaire, dans le cas rotation suivant l'axe horizontal Nord-Sud avec un réglage continue pour obtenir un flux maximal. La relation de l'angle d'incidence d'après [44] est donnée par :

$$\cos \theta = ((\cos \delta \cos L \cos \omega + \sin \delta \sin L)^2 + \cos^2 \delta \sin^2 \omega)^{0.5} \quad (\text{II.14})$$

Si ce collecteur et le tube de chaudière sont fixes comme dans notre cas, la relation de l'angle incidence se réduit à :

$$\cos \theta_{\beta} = \cos \delta \cos \omega \cos(L - \beta) + \sin \delta \sin(L - \beta) \quad (\text{II.15})$$

Donc la surface efficace S_e touchée par la radiation solaire direct en fonction de l'angle d'incidence est définie comme suite :

$$S_e = L \cdot w \left(\frac{w^3}{48 \cdot f} + f \cdot w \right) \tan(\theta_{\beta}) \quad (\text{II.16})$$

II.12 Description d'une centrale cylindro-parabolique :

La centrale thermique solaire à CCP est constituée de trois éléments principaux :

- Le champ solaire, qui utilise une série de longs concentrateurs cylindro-paraboliques
- Le système de stockage
- Le système de génération électrique

Comme l'illustre la figure (II.17).

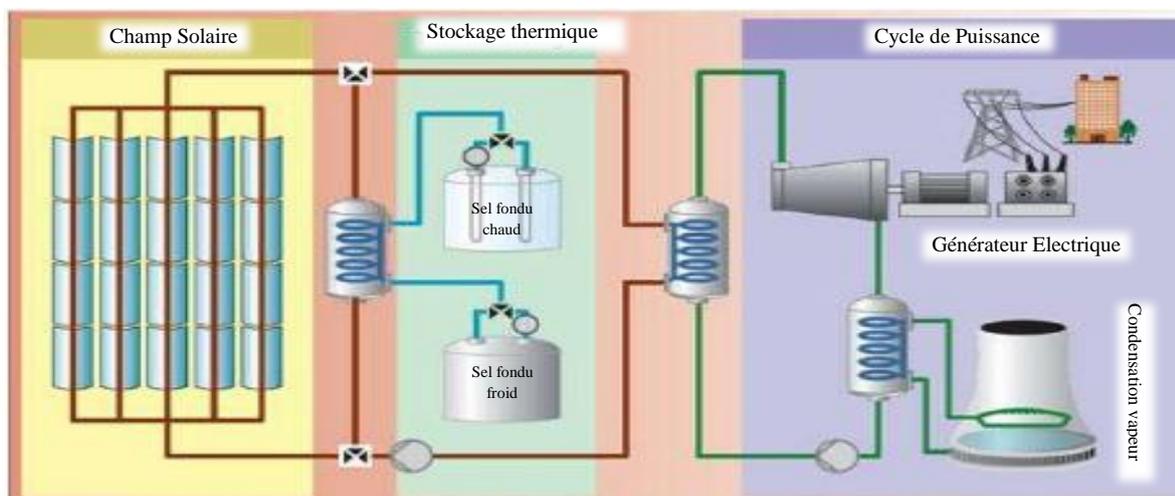


Figure (II.20) : schéma d'une installation de centrale solaire cylindro-parabolique

II.12.1 Le champ solaire :

Le champ solaire est l'ensemble des capteurs solaires connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. Le rôle du champ solaire est de capter le maximum de rayonnement solaire pour permettre la mise en marche du cycle de puissance [40].

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation : la radiation solaire y est transformée en énergie thermique. Les collecteurs sont connectés en série pour former des longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. La taille du champ solaire dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie. [40]

Le concentrateur cylindro-parabolique est orienté vers l'Est dès le lever du soleil. Les collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud, et disposent d'un système mono axial de poursuite du soleil dans la direction est-ouest. Cette poursuite solaire sera assurée grâce à un vérin électrique commandé. Un capteur permet de contrôler la position du soleil par rapport aux rangées de collecteurs. Cette information est transmise au système de contrôle central qui ajuste l'angle d'inclinaison en fonction [48].



Figure (II.21) : Exemple de champ solaire

II.12.1.1 Les configurations du champ solaire :

Le champ solaire peut avoir plusieurs configurations en fonction de la manière dont il est alimenté en fluide caloporteur. Dans tous les cas, la tuyauterie de sortie est la plus courte possible pour minimiser les pertes à l'ambiance [48].

II.12.1.1.1 Installation à retour direct :

C'est la configuration la plus simple et celle qui est la plus utilisée. Son inconvénient principal est le déséquilibre entre les pressions à l'entrée et à la sortie de chaque rangée de collecteurs. En effet, la distance parcourue par le fluide passant dans la dernière rangée est plus courte que celle parcourue par le fluide de la première rangée. Les pertes de charge sont donc plus ou moins importantes et le débit n'est pas identique pour chaque rangée de collecteurs. Des vannes ajustant la perte de charge doivent alors être installées sur chaque rangée de collecteurs.



Figure (II.22): Installation à retour direct.

II.12.1.1.2 Installation à retour indirect :

Les pertes de charge sont équilibrées pour chaque rangée en effectuant une boucle à l'entrée du champ solaire. La longueur totale de tuyauterie est légèrement augmentée, ainsi que les pertes à l'ambiance.

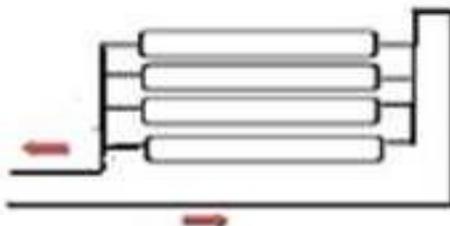


Figure (II.23): Installation à retour indirect.

II.12.1.1.3 Installation à alimentation centralisée :

Le but de ce type d'installation est de minimiser la longueur totale de tuyauterie. Comme pour l'installation à retour direct, des vannes d'ajustement de la perte de charge sont nécessaires sur chaque rangée de capteurs.

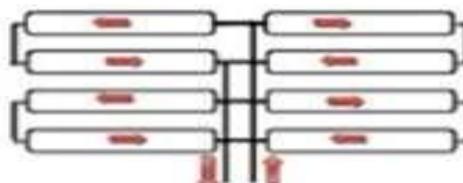


Figure (II.24) : Installation à alimentation centralisée.

II.12.2 Stockage thermique :

Deux types de stockage peuvent être utilisés : le stockage à stratification (stockage à un réservoir) et le stockage à deux réservoirs. Ce dernier type de stockage est le plus généralement utilisé : les sels fondus sont transférés du réservoir froid au réservoir chaud afin d'accumuler l'énergie excédentaire.

Le fonctionnement des systèmes solaires de production d'électricité est fortement contraint par les intermittences de la ressource. Pour y remédier, certaines centrales thermodynamiques utilisent le stockage thermique. Ce stockage ne permet que rarement de réduire les coûts mais augmente considérablement la valeur de l'électricité produite en lissant la production de la centrale. Le stockage permet d'accroître la durée de fonctionnement (facteur de capacité) des centrales par rapport aux heures d'ensoleillement disponibles, qui passe typiquement de 20% sans stockage à 30-50% avec stockage. Il s'agit de stocker et de restituer l'énergie thermique à la puissance requise et à température élevée.

La capacité de stockage s'exprime souvent en heures de production à pleine charge en l'absence de rayonnement solaire. [49].

II.12.2.1 Systèmes de stockage :

On distingue les systèmes de stockage suivants :

II.12.2.1.1 Systèmes basés sur la chaleur sensible :

Les systèmes basés sur la chaleur sensible dans un milieu liquide (huile ou sels), ou gazeux (vapeur) sont aujourd'hui assez bien maîtrisés. Pour ces technologies, le rendement est supérieur à 95% et le coût modéré (10 à 30 €/kWh_{th}). Cependant cette technique de stockage impose une variation en température du matériau utilisé entre la charge et la décharge du stockage, qui perturbe la stabilité en pression/température de la boucle vapeur. Par ailleurs le stockage de chaleur sensible dans une centrale à capteur cylindro-parabolique est problématique car la faible différence de température entre l'entrée et la sortie du champ (environ 100°C) impose des volumes de stockage (et donc des coûts) bien supérieurs à ceux des centrales à tour à capacité équivalente. [49]

II.12.2.1.2 Systèmes basés sur la chaleur latente :

Le stockage de chaleur latente présente deux intérêts majeurs :

Les phases de stockage et de restitution se font à température constante imposée par le matériau utilisé, et les capacités volumiques de stockage sont plus importantes que dans le cas de la

chaleur sensible. Si le changement de phase liquide-vapeur présente les plus fortes capacités, le volume excessif de vapeur produite favorise le changement d'état liquide-solide. Néanmoins cette approche est encore au stade expérimental et nécessite encore des travaux complémentaires. [49]

II.12.2.1.3 Le stockage thermochimique :

Le stockage thermochimique est une autre manière de stocker de la chaleur et de la transporter sur de longues distances, basé sur des réactions chimiques. Dans cette technique de stockage nous utilisons la chaleur pour réaliser une réaction endothermique avec des composés chimiques. Le produit obtenu est ensuite stocké ou transporté avant de réaliser la réaction inverse qui sera exothermique. Le stockage thermochimique reste encore au stade de développement mais déjà il se présente comme l'un des nouveaux relais du domaine énergétique.

Le rendement du stockage sensible est fortement lié au coefficient de déperdition du stock et à la durée entre la phase de stockage et de déstockage. Les meilleures performances du stockage latent et thermochimique sont contrebalancées par une mise en œuvre plus difficile. Des difficultés apparaissent pour récupérer la chaleur lors du déstockage. Cependant de nombreux travaux sont actuellement menés pour améliorer cela. [50].

II.12.2.2 Classification d'un Stockage thermique :

Suivant la capacité voulue et la technologie de la centrale, les différents types de stockages thermiques sont classés en : [50]

II.12.2.2.1 Stockage découplé :

Le stockage découplé, dans deux bacs, pour lequel le fluide caloporteur est aussi fluide de stockage (stockage direct), est une solution éprouvée pour les centrales à caloporteur sels fondus (THEMIS, Solar Two). Il s'agit même du premier mode de stockage testé sur les centrales solaires. En effet, la nécessité d'avoir un fluide de transfert entre le système de concentration/conversion de la source solaire et le système de production d'électricité a rapidement conduit à la combinaison des fonctions de transfert et de stockage de ce même fluide. Il peut aussi être envisagé en stockage tampon (capacité très faible) pour les installations DSG (Génération Directe de Vapeur) sous la forme d'un accumulateur de vapeur.

II.12.2.2.2 Stockage en parallèle :

Le stockage en parallèle peut être un by-pass. Constitué de deux bacs, c'est une solution classique pour les centrales à caloporteur huile (Andasol). Constitué d'un seul bac, il peut

correspondre à un stockage de chaleur sensible (à stratification) ou latente (par Matériaux à Changement de Phase ou vapeur).

II.12.2.2.3 Stockage en série :

Dans le stockage en série, la chaleur n'est stockée qu'à un seul niveau de température en sortie de récepteur, pour atténuer les variations de température du caloporteur dans l'échangeur de chaleur. Dans le cas de la DSG (Génération Directe de Vapeur) il faut prévoir un by-pass du GTA (Groupe Turbo-Alternateur) supplémentaire pour pouvoir le charger hors production, sous peine de faire passer de l'eau liquide en entrée de l'étage de détente.

II.12.2.2.4 Stockage intégré à l'échangeur :

Le stockage intégré à l'échangeur pourrait être une option intéressante, même si la conception d'un tel composant paraît complexe et la capacité de stockage limitée.

II.12.2.3 Stockage dans une centrale cylindro-parabolique :

II.12.2.3.1 Principe de fonctionnement :

Durant le temps d'ensoleillement (stockage) : le fluide caloporteur reçoit une énergie thermique du champ solaire ; une partie de cette énergie est transmise au sel fondu venu du réservoir froid, afin qu'elle soit stockée dans le réservoir chaud.

Durant l'absence d'ensoleillement (déstockage) : le sel fondu sort du réservoir chaud vers le réservoir froid en passant par un échangeur au niveau duquel le fluide caloporteur reçoit une énergie thermique perdue par le sel fondu. [26]

Pour les deux cas le fluide caloporteur chaud passe par un échangeur de chaleur (chaudière) qui sert à produire le vapeur qui va faire tourner la turbine.

II.12.2.3.2 Type de Stockage :

On distingue deux types de stockages :

II.12.2.3.2.1.1 Stockage indirect :

Dans lequel le fluide caloporteur sortant du champ solaire peut être détourné vers un échangeur de chaleur où la chaleur est transférée au sel fondu (généralement, du sodium et nitrates de potassium). Le sel fondu chaud est stocké dans le réservoir chaud, qui peut ensuite être utilisé pour produire la vapeur en remplacement du champ solaire, puis détourné vers le réservoir froid (figure II.25). [26]

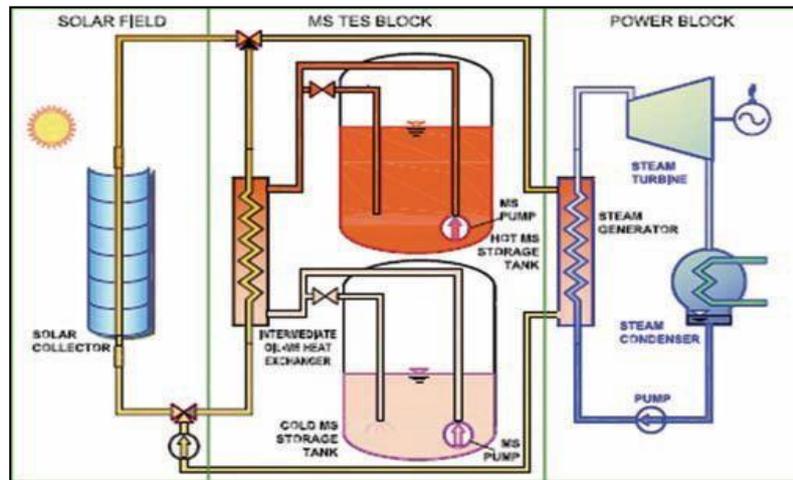


Figure (II.25) : le stockage indirect par deux réservoirs [26]

II.12.2.3.2.1.2 Stockage direct :

Dans lequel le champ solaire agit également comme le support de stockage (figure II.26), retrait de la nécessité d'un échangeur de chaleur, et donc de réduire les coûts et d'accroître l'efficacité globale. La faisabilité technique de cette option a été démontrée pour l'huile thermique dans une centrale CSP parabolique (les Systèmes de Génération Électrique avec l'Énergie Solaire (SEGS-1) usine en Californie), et de sels fondus dans une centrale CSP cylindro-parabolique de démonstration (l'usine ARCHIMEDE en Sicile, Italie). [26]

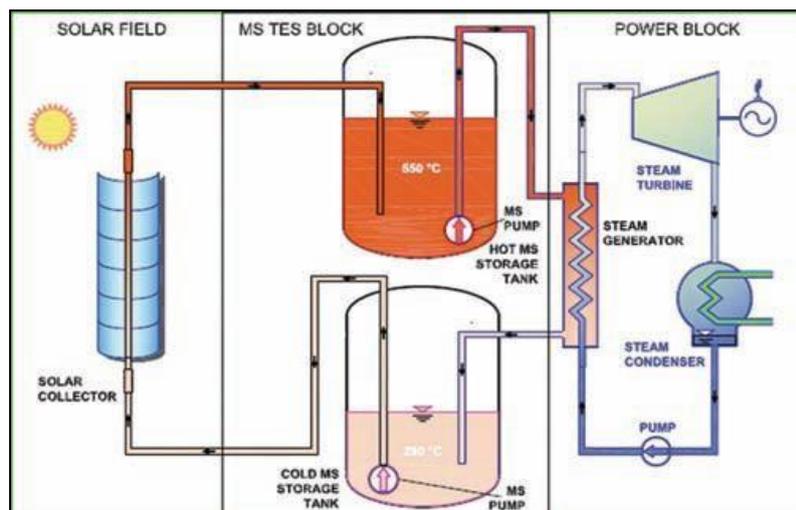


Figure (II.26) : le stockage direct par deux réservoirs [26]

II.12.2.4 Sels fondus :

Les sels fondus ont pour avantage de ne pas être excessivement chers et de combiner un bon transfert de chaleur (coefficient d'échange thermique compris entre 5000 et 8000 W/m².K), une température élevée d'utilisation et une commodité et performance avérées de stockage.

Les sels sont stockés dans un réservoir après avoir été chauffés dans le récepteur en haut de la tour. Les hautes températures atteintes dans le récepteur permettent de produire de la vapeur surchauffée dans le groupe vapeur, pour être ensuite à nouveau stockés mais dans un réservoir froid où la température est maintenue au-dessus de la température de solidification des sels à l'aide de résistances chauffantes électriques.

Suivant leur composition (aujourd'hui très souvent proche de 60 % de NaNO₃ et 40 % de KNO₃), les sels fondus se solidifient entre 120°C et 240°C. Malgré des problèmes de corrosion, et donc de possibles fuites, découverts dans les premières générations de ce type de centrale, les récepteurs ont connu le développement de nouveaux alliages ces dernières années (Inconel 625, Inox 316Ti) Ces alliages ont permis de supprimer les problèmes de corrosion dans la gamme de température considérée. Notons que cette gamme de température (Tableau II-3) est bien adaptée aux températures nécessaires au cycle de Rankine.

II.13 Systèmes de génération de puissance :

Le système le plus couramment utilisé est le traditionnel cycle de Rankine : la chaleur est transportée par l'huile synthétique depuis les collecteurs jusqu'à la chaudière, où l'eau est évaporée. La vapeur est ensuite détendue dans la turbine, condensée et comprimée puis renvoyée dans l'évaporateur.

Cependant, l'utilisation d'un cycle de Rankine nécessite des températures élevées (l'efficacité du cycle chute si la température de la vapeur à l'entrée de la turbine est inférieure à 300 °C), et l'investissement requis pour la turbine est important. Le champ solaire doit donc obligatoirement être de taille importante.

Afin de valoriser les champs de concentrateurs cylindro-paraboliques de petite taille (voire d'un seul concentrateur), de nouvelles solutions sont actuellement étudiées. Ces solutions visent à développer des systèmes de récupération de la chaleur à plus basse température. Les avantages d'un tels système sont multiples :

- Moins de pertes thermiques au niveau du collecteur, puisque le terme $(T_m - T_a)$ est plus faible.
- Possibilité, comme mentionné plus haut, de limiter la taille du champ de concentrateurs.

Le principal inconvénient est évident : la source chaude du cycle étant à une température inférieure, le rendement de Carnot est plus faible et moins d'énergie peut être récupérée. Parmi les systèmes de récupération de chaleur à basse température, on peut citer :

- Le cycle de Rankine organique:** A la différence du cycle de Rankine à vapeur, le cycle de Rankine organique utilise un fluide possédant un point d'ébullition plus bas et présentant un rendement supérieur à basse température. Les fluides utilisés peuvent être soit des réfrigérants (R134a, R123, R245fa, etc) soit des hydrocarbures (n-pentane, isopentane, toluène, etc.). La turbine axiale est généralement remplacée par un expandeur volumétrique (scroll, vis) ayant une vitesse de rotation moindre, un rapport de pression plus élevé évitant ainsi la nécessité de multiplier les étages durant l'expansion. Le cycle de Rankine organique présente l'avantage d'être très simple, tous ses éléments étant très répandus et relativement bon marché.

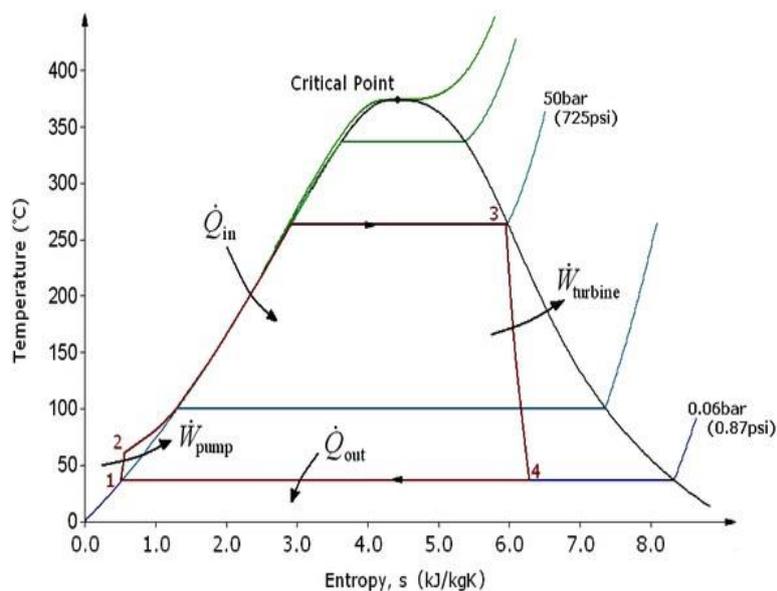


Figure (II.27) : Cycle de Rankine T-S

Processus 1-2: Au cours de cette transformation, l'eau est pompée à partir de la basse pression à la haute pression.

Processus 2-3: Dans cette partie du cycle, le fluide de travail à haute pression pénètre dans la source chaude où il reçoit de l'énergie thermique et se transforme en vapeur saturée.

Processus 3-4: La vapeur saturée se détend en effectuant un travail à travers une turbine, sa température et sa pression diminuent notablement.

Processus 4-1: Le mélange résultant qui sort de la turbine traverse le condenseur où il est entièrement transformé en eau saturée à une température et pression constante. Il y a des

variations qui peuvent être apportées au cycle Rankine afin d'augmenter son efficacité: l'ajout de régénérateurs, des économiseurs ou surchauffeurs.

II.14 Conclusion

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

La technologie des Concentrateurs Cylindro-Paraboliques (CCP) est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire, l'application la plus importante de cette technologie est la production de l'électricité, il offre un bon rendement thermique.

Chapitre III :

*Présentation du modèle et
Bilans thermiques*

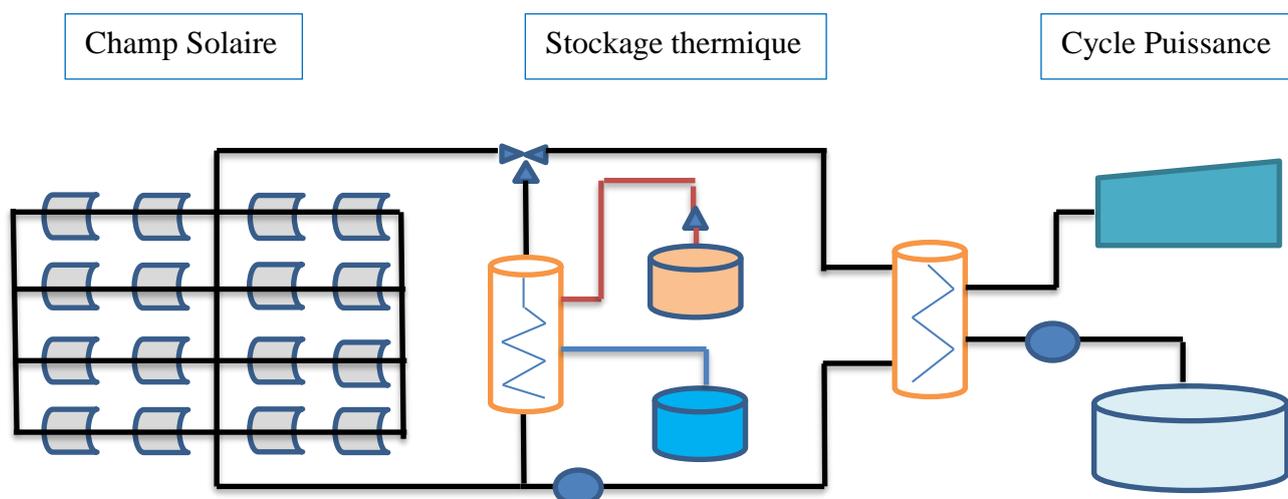
III.1 Introduction :

Les données opératoires du champ solaire à savoir, le rayonnement direct et diffus qui varient en fonction de l'heure et de la journée de l'année, la répartition et/ou disposition des capteurs solaires (surface du champ, nombre de boucles, ouverture des capteurs, orientation, caractéristiques physiques et thermique des différents matériaux et de fluide caloporteur) ; sont tous des paramètres indispensables pour effectuer la simulation du comportement thermique de ce système de conservation d'énergie solaire.

III.2 Présentation générale de la wilaya de Bouira

Bouira elle est située à environ 119 km au sud-est d'Alger et au sud de la chaîne du Djurdjura dans l'Atlas tellien. Elle couvre une superficie totale de 97 km². Elle se trouve à une altitude de 525 mètre, sa latitude est de 36°37' Nord et sa longitude est de 3° 53'.

III.3 Présentation du modèle



III.3.1 Caractéristiques de notre modèle

Nous avons supposé que la station que nous étudions est située à 35 Km a lieu de bouira.

III.3.2 Champ Solaire

Est constitué de capteurs cylindro-paraboliques de 140 boucles, répartis sur deux surfaces. Chaque surface contient 70 boucles, répartis en 2 rangées. La composante directe du rayonnement solaire incident est concentrée par les miroirs sur un récepteur situé au point focal de la parabole. Un fluide caloporteur HTF (Heat Transfer Fluid) circule à l'intérieur du

récepteur. Le fluide chauffe, dont la température peut atteindre 863°C, passe à travers une série d'échangeurs de chaleur pour céder sa chaleur à l'eau et produire ainsi de la vapeur d'eau (générateur de vapeur solaire).

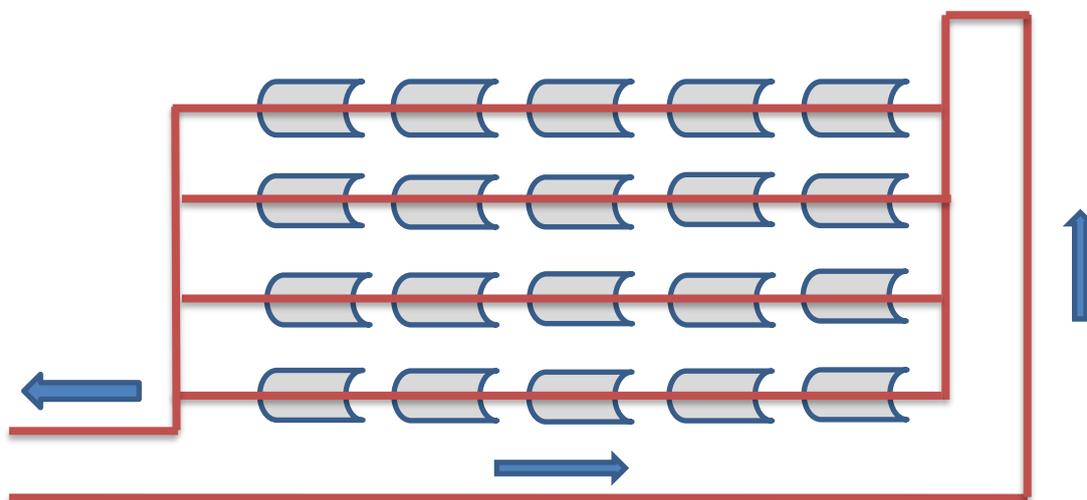


Figure (III.1) : Schéma du champ solaire installation à retour indirect.

III.3.3 Caractéristiques d'un Champ Solaire :

Symbole	Signification	Valeur numérique	unité
D1	Diamètre intérieur de tube absorbeur	0.066	m
D2	Diamètre extérieur de tube absorbeur	0.070	m
D3	Diamètre intérieur de l'enveloppe en verre	0.109	m
D4	Diamètre extérieur de l'enveloppe en verre	0.115	m
nb	Nombre de boucle	140	/
L	Longueur de la boucle	500	m
T_a	Température de l'environnement extérieur	320	K

Tableau (III.1) : Caractéristiques d'un Champ Solaire

III.4 Bilan thermique pour une centrale cylindro-parabolique

L'étude thermique du capteur cylindro-parabolique porte sur une modélisation mathématique de ce dernier, où nous avons établi un bilan thermique pour décrire les échanges de chaleur résultants.

Il faut tout d'abord définir un système par ses limites dans l'espace et il faut ensuite établir l'inventaire des différents flux de chaleur qui influent sur l'état du système et on a deux bilan :

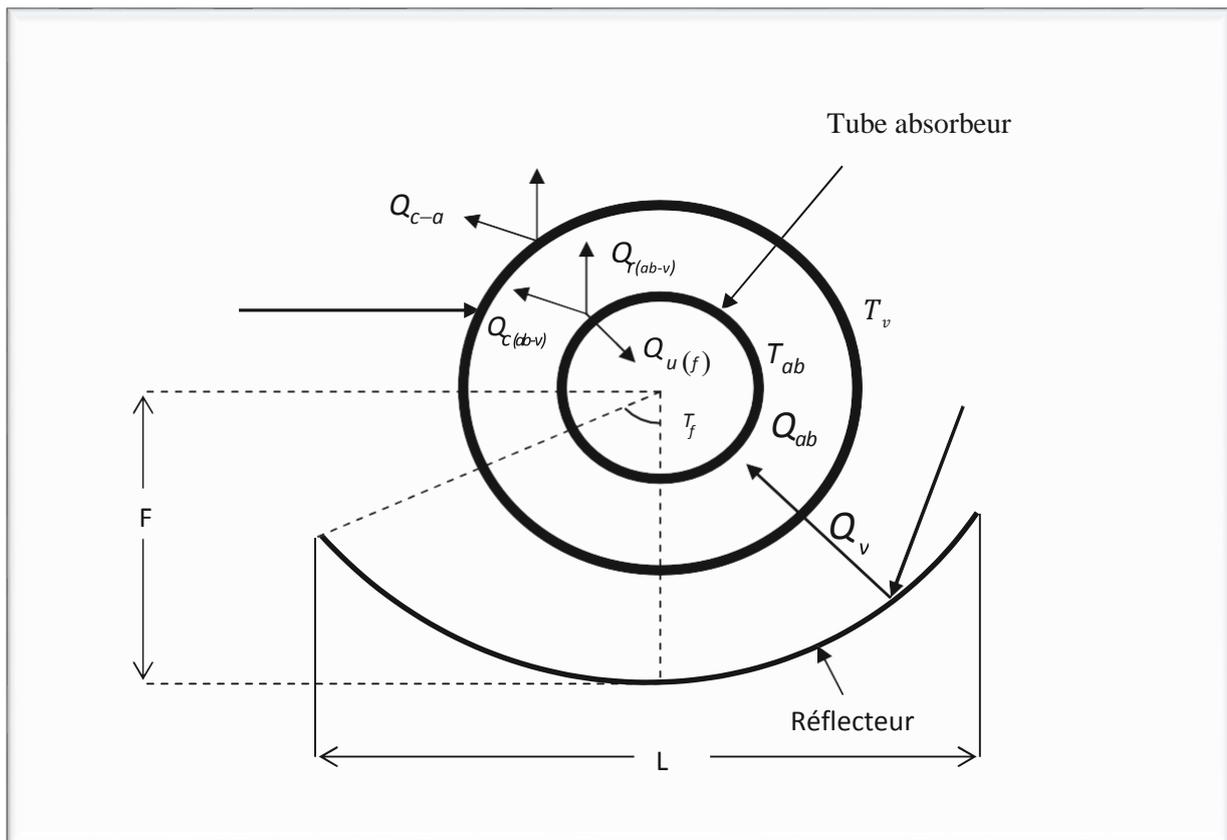


Figure (III.2) : Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du Collecteur cylindro-parabolique

III.4.1 Bilan thermique Champ Solaire :

Le tube absorbant est souvent recouvert d'une couche sélective, et entouré d'une enveloppe transparente en verre placée le long de la ligne focale du concentrateur cylindro-parabolique [29].

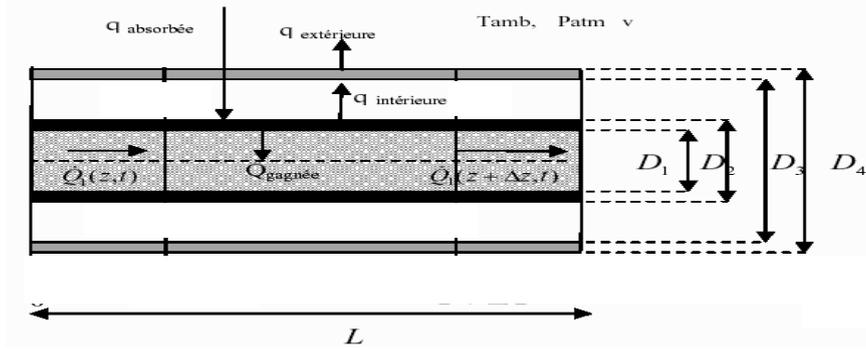


Figure (III.3) : Bilan thermique sur le tube absorbeur

En appliquant le premier principe de la thermodynamique pour un système « régime permanent » :

$$\phi + W + \sum \dot{m}_i h_i - \sum \dot{m}_j h_j = 0$$

« Régime permanent »

W=0

Donc : $\phi_{cvah} + \dot{m}_h h_{eh} - \dot{m}_h h_{\Delta h} = 0$

Alors :

$$\phi_{cvah} = \dot{m}_h (h_{\Delta h} - h_{eh}) = \dot{m}_h \Delta h_h \quad (III.1)$$

III.4.2 Bilan thermique sur le fluide H.T.F :

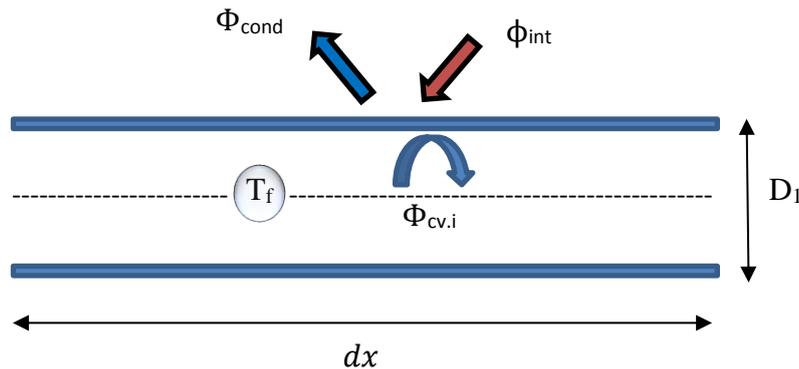


Figure (III.4) : Volume élémentaire sur le fluide HTF

Régime permanent :

$$\dot{m}_h c_p dT_h = h_{cv,i} \pi D_1 dx (T_{abs} - T_h)$$

$$\frac{dT_h}{T_{abs}-T_h} = \frac{h_{cv,i}\pi D_1}{\dot{m}_h c p_h} dx$$

$$\frac{d(T_{abs}-T_h)}{T_{abs}-T_h} = a_0 dx$$

$$\int_{T_{he}}^{T_{hs}} \frac{d(T_{abs}-T_h)}{T_{abs}-T_h} = \int_0^L -a_0 dx$$

$$\ln \frac{(T_{abs}-T_{hs})}{T_{abs}-T_{he}} = -a_0 L$$

$$\ln \frac{(T_{abs}-T_{hs})}{T_{abs}-T_{he}} = -a_0 L$$

$$\frac{(T_{abs}-T_{hs})}{T_{abs}-T_{he}} = e^{-a_0 L}$$

$$T_{hs} = T_{abs} - (T_{abs} - T_{he}) e^{-a_0 L} \quad (\text{III.2})$$

Avec:

- T_{hs} : Température d'huile sortie (K).
- T_{he} : Température d'huile entrée (K).
- T_{abs} : Température de l'absorbeur (K).

III.4.3 Bilan de l'absorbeur :

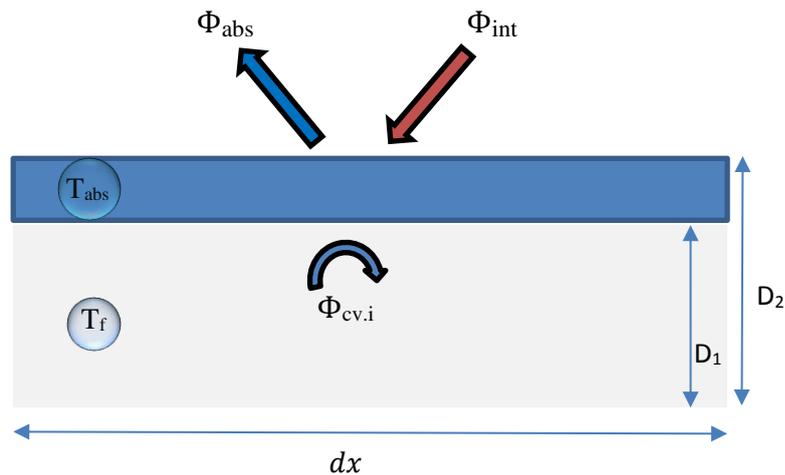


Figure (III.5) : Volume élémentaire sur l'absorbeur

$$\Phi_{abs} \pi D_2 L - \Phi_{cv,i} = h_{cv,i} D_1 L (T_{abs} - T_{mh}) = \dot{m}_h c p_h (T_{hs} - T_{he})$$

On a:
$$\Phi_{cv,i} = \frac{T_{abs}-T_a}{R_g}$$

$$\Phi_{abs}\pi D_2 L - \frac{T_{abs}-T_a}{R_g} = h_{cv,i} D_1 L (T_{abs} - T_{mh}) = \dot{m}_h c p_h (T_{hs} - T_{he})$$

On a:
$$T_{hs} = T_{abs} - (T_{abs} - T_{he}) e^{-a_0 l}$$

Donc
$$\Phi_{abs}\pi D_2 L - \frac{T_{abs}}{R_g} + \frac{T_a}{R_g} = \dot{m}_h c p_h [T_{abs} - (T_{abs} - T_{he}) e^{-a_0 l} - T_{he}]$$

$$\Phi_{abs}\pi D_2 L - \frac{T_{abs}}{R_g} + \frac{T_a}{R_g} = \dot{m}_h c p_h [T_{abs} - T_{abs} e^{-a_0 l} + T_{he} e^{-a_0 l} - c]$$

$$\Phi_{abs}\pi D_2 L - \frac{T_{abs}}{R_g} + \frac{T_a}{R_g} = \dot{m}_h c p_h [T_{abs}(1 - e^{-a_0 l}) + T_{he}(e^{-a_0 l} - 1)]$$

$$\begin{aligned} \Phi_{abs}\pi D_2 L + \frac{T_a}{R_g} - \dot{m}_h c p_h (e^{-a_0 l} - 1) T_{he} &= \frac{T_{abs}}{R_g} + \dot{m}_h c p_h (1 - e^{-a_0 l}) T_{abs} \\ &= T_{abs} \left[\frac{1}{R_g} + \dot{m}_h c p_h (1 - e^{-a_0 l}) \right] \end{aligned}$$

$$T_{abs} = \left(\frac{\pi D_2 L}{\frac{1}{R_g} + \dot{m}_h c p_h (1 - e^{-a_0 l})} \Phi_{abs} \right) + \left(\frac{1}{1 + R_g \dot{m}_h c p_h (1 - e^{-a_0 l})} T_a \right) + \left(\frac{\dot{m}_h c p_h (-e^{-a_0 l} + 1)}{\frac{1}{R_g} + \dot{m}_h c p_h (1 - e^{-a_0 l})} T_{he} \right)$$

$$T_{abs} = a \Phi_{abs} + b T_a + c T_{he} \quad (III.3)$$

$$a = \frac{\pi D_2 L}{\frac{1}{R_g} + \dot{m}_h c p_h (1 - e^{-a_0 l})}$$

$$b = \frac{1}{1 + R_g \dot{m}_h c p_h (1 - e^{-a_0 l})}$$

$$c = \frac{\dot{m}_h c p_h (-e^{-a_0 l} + 1)}{\frac{1}{R_g} + \dot{m}_h c p_h (1 - e^{-a_0 l})}$$

Avec :

- R_g : Résistance globale de récepteur, (m².K/W).
- \dot{m}_h : débit de l'huile, (Kg/s).
- $c p_h$: La chaleur spécifique du huile, J/(kg.K).
- T_{he} : Température d'huile entrée, (K).
- T_a : Température ambient, (K).

III.5 Bilan thermique stockage

Le modèle physique associé aux deux réservoirs de stockage de sel-fondu abordé dans cette étude.

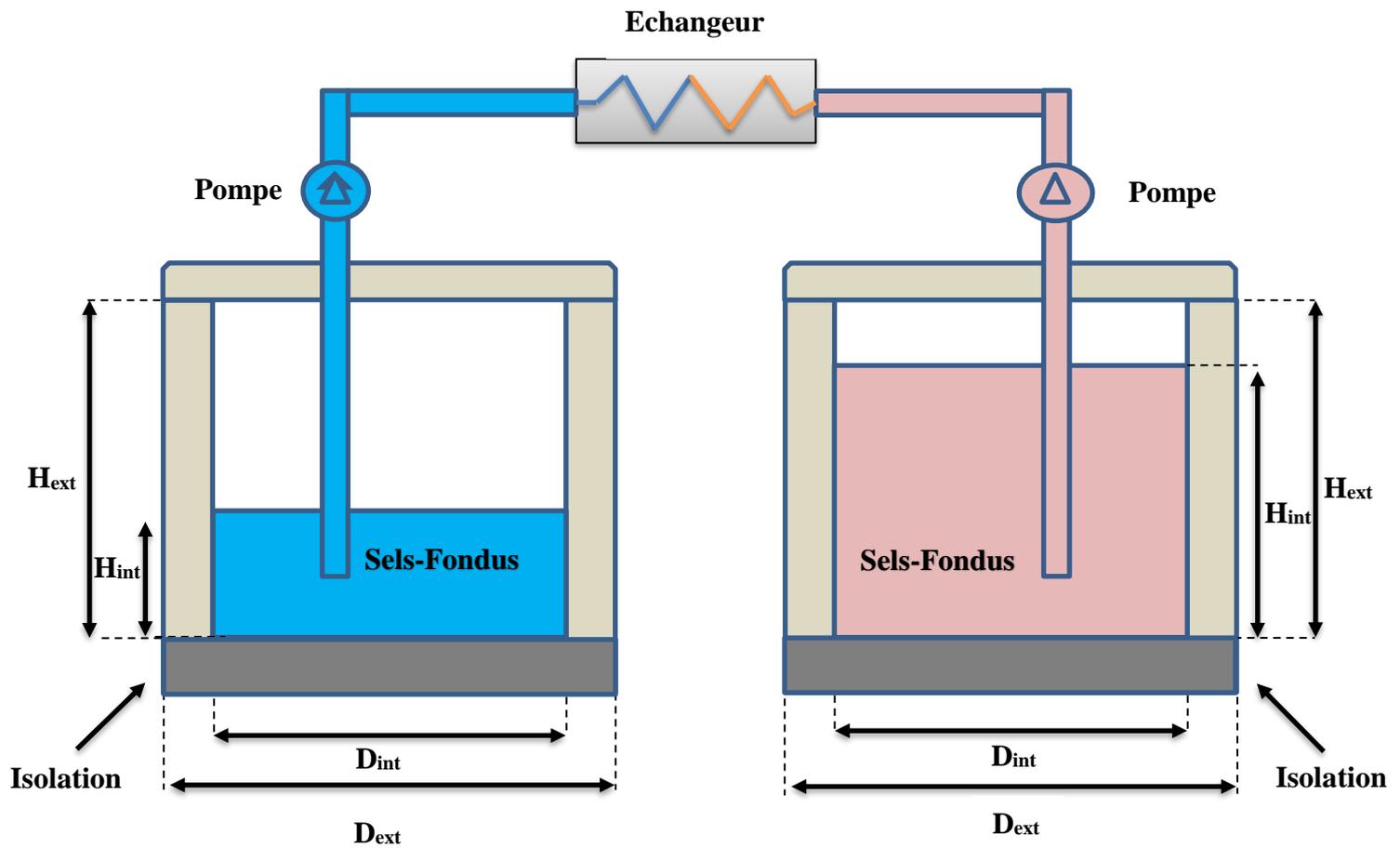


Figure (III.6) : Schéma du modèle physique de stockage.

III.5.1 Bilan sur l'échangeur :

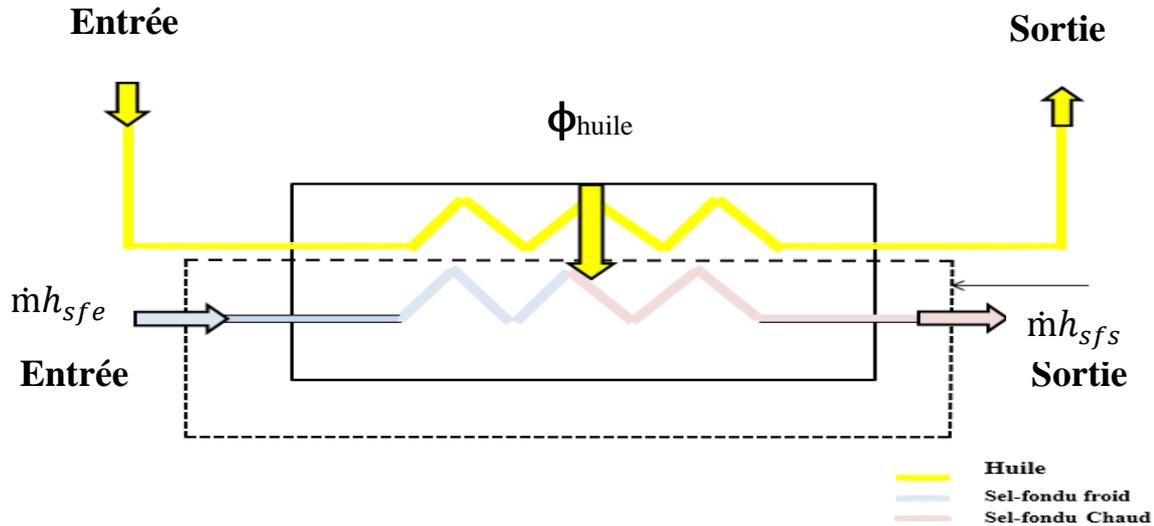


Figure (III.7) : Schéma de l'échangeur de chaleur.

Sur l'échangeur huile-sels fondus :

$$\Phi_{huile} + W + \dot{m}h_{sfe} - \dot{m}h_{sfs} = 0$$

Il n'y a pas de travail fourni ni récupéré :

$$\Phi_{huile} = \dot{m}(h_{sfe} - h_{sfs})$$

On a :

$$Pu_{th.st} = \dot{m}_{sf}c_{p_{sf}}(T_{sc} - T_{sf}) = \dot{m}_{hst}c_{p_{mh}}(T_{hs} - T_{he})$$

$$T_{sc} = \frac{\dot{m}_{hst}c_{p_{mh}}}{\dot{m}_{sf}c_{p_{sf}}}(T_{hs} - T_{he}) + T_{sf}$$

$$T_{sc} = D(T_{hs} - T_{he}) + T_{sf} \quad (III.7)$$

Avec : $D = \frac{\dot{m}_{hst}c_{p_{mh}}}{\dot{m}_{sf}c_{p_{sf}}}$

III.5.2 Bilan thermique du sels-fondus

Comme application, nous avons choisis un réservoir de stockage de sels-fondus. C'est un réservoir aérien de forme cylindrique à double parois ayant 20 mètre de hauteur et 50 mètres de diamètre.

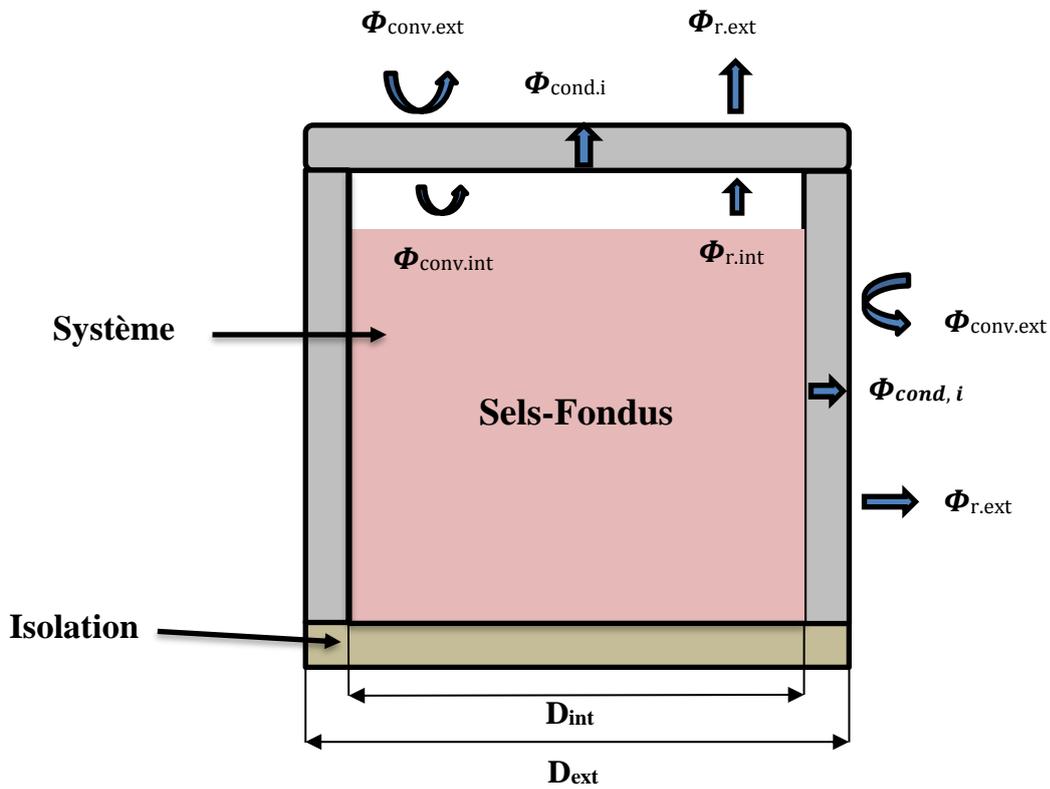


Figure (III.8) : Schéma de réservoir de stockage de sel-fondu.

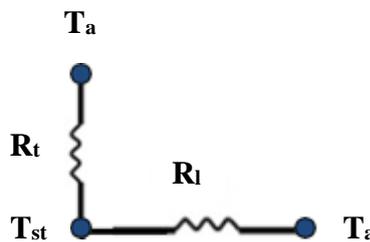


Figure (III.9) : Schéma équivalent de système

Sera négligé la résistance de Sol

Ce bilan d'énergie s'écrit :

$$\Delta E_T = \Delta U + \Delta E_c + \Delta E_p$$

$$\Delta E_T = Q + W_t + \Delta U_{eS} + \Delta E_{ces} + \Delta E_{pes} + W_{tres}$$

Q : La chaleur échangée avec le milieu extérieur.

W_t : Le travail technique (machine).

ΔU_{es} : Variation d'énergie interne due aux flux de matière qui et sorte de système.

$$\Delta U_{es} = [\Sigma \Delta U_e] + [\Sigma \Delta U_s]$$

ΔE_{ces} : La variation d'énergie cinétique.

$$\Delta E_{ces} = [\Sigma m_e \frac{c^2}{2}] + [\Sigma m_s \frac{c^2}{2}]$$

ΔE_{pes} : La variation d'énergie potentielle.

$$\Delta E_{pes} = [\Sigma m_e g z_e] - [\Sigma m_s g z_s]$$

W_{tres} : Travail de transvasement.

$$W_{tres} = [\Sigma p_e v_e] - [\Sigma p_s v_s]$$

En remplaçant dans le bilan précédent :

$$\Delta E_T = Q + [\Sigma U_e + m_e \frac{c^2}{2} + m_e g z_e + p_e v_e] - [\Sigma U_s + m_s \frac{c^2}{2} + m_s g z_s + p_s v_s]$$

En introduisant l'enthalpie :

$$H = U + PV$$

$$\Delta E_T = Q + [\Sigma H_e + m_e \frac{c^2}{2} + m_e g z_e] - [\Sigma H_s + m_s \frac{c^2}{2} + m_s g z_s]$$

De plus si on note : (Enthalpie total massique)

$$H_t = h + \frac{c^2}{2} + gz$$

$$\Delta E_t = Q + [\Sigma \dot{m} h_e] - [\Sigma \dot{m} h_s]$$

En sous forme différentielle :

$$dE_t = \partial Q + [\Sigma d\dot{m} h_e] - [\Sigma d\dot{m} h_s]$$

On divise par dt :

$$\frac{dE_t}{dt} = -\phi_p + [\sum \dot{m}h_e] - [\sum \dot{m}h_s]$$

Avec : $h_e = h_{sfs}$ et $h_s = h_{sfs}$ alors :

$$\frac{dE_t}{dt} = -\phi_p + [\sum \dot{m}h_{sfe}] - [\sum \dot{m}h_{sfs}]$$

Il n'y a pas des sorties:

Avec $\frac{dET}{dt}$

Variation d'énergie totale par unité de temps.

ϕ_p : Le flux perdu.

\dot{m} : Le débit massique.

h_{sfe}, h_{sfs} : les enthalpies massiques à l'entrée et à la sortie.

Ce bilan d'énergie s'écrit :

$$\Delta E_T = \Delta U + \Delta E_C + \Delta E_P$$

ΔE_T : La variation d'énergie totale.

ΔU : La variation d'énergie interne.

ΔE_C : La variation d'énergie cinétique.

ΔE_P : La variation d'énergie potentielle.

Avec $\frac{dET}{dt}$

Variation d'énergie totale par unité de temps On a :

$$\frac{dET}{dt} = \frac{du}{dt} + \frac{dEc}{dt} + \frac{dEp}{dt}$$

$\frac{du}{dt}$: La variation d'énergie interne par unité de temps.

$\frac{dEc}{dt}$: La variation d'énergie cinétique par unité de temps.

$\frac{dEp}{dt}$: La variation d'énergie potentielle par unité de temps.

Avec : $\frac{dEc}{dt} = 0$ et $\frac{dEp}{dt} = 0$

Alors :

$$\frac{dET}{dt} = \frac{du}{dt}$$

$$\frac{d}{dt}(u) = \frac{d}{dt}(mCT)$$

$$u = mCT$$

Avec :

- U : l'énergie interne.
- m : la masse.
- C : La chaleur spécifique.
- T : Température.

$$\frac{d}{dt}(u) = c \frac{d}{dt}(mT)$$

$$\frac{d}{dt}(u) = c \frac{dm}{dt} T + Cm \frac{dT}{dt}$$

$$\frac{d}{dt}(u) = \dot{m}CT + mC \frac{dT}{dt}$$

Avec : $\frac{du}{dt} = \dot{m}h_{sfe}(T_{sf}) - \Phi_p$

- $\frac{du}{dt}$: La variation d'énergie interne par unité de temps.
- Φ_p : Le flux de chaleur perdus.
- h_{sfe} : L'enthalpie de sels-fondus à l'entrée.
- \dot{m} : Le débit massique.

Avec

$$\alpha_1 = \dot{m}h_{sfe}(T_{sf}) \tag{III.8}$$

Donc :

$$\frac{d}{dt}(u) = \dot{m}CT_{st}(t) + C \frac{dT_{st}(t)}{dt} = \alpha_1 - \Phi_p$$

$T_{st}(t)$: La température de stockage.

$$\phi_p = \sum \frac{\Delta E}{R_g} = \alpha_1 \left[\frac{T_{st}(t) - T_a}{R_t} + \frac{T_{st}(t) - T_a}{R_l} \right]$$

Avec :

- ϕ_p : Le flux Perdue.
- R_g : La résistance globale.
- T_a : La température ambiante.
- R_t : La résistance de toit.
- $T_{st}(t)$: La température de stockage.
- R_l : La résistance latérale.
- ΔE : La variation d'énergie.

$$\frac{du}{dt} = \alpha_1 - T_{st}(t) \left[\frac{1}{R_t} + \frac{1}{R_l} \right] - T_a \left[\frac{1}{R_t} + \frac{1}{R_l} \right]$$

$$\frac{du}{dt} = \alpha_1 - \beta(T_{st}(t) + T_a)$$

$$\beta_1 = \frac{1}{R_t} + \frac{1}{R_l} \tag{III.9}$$

On a:

$$\frac{d}{dt}(u) = \dot{m}CT_{st}(t) + mC \frac{dT}{dt}$$

Alors:

$$\dot{m}CT_{st}(t) + m(t)C \frac{dT_{st}(t)}{dt} = \alpha_1 - \beta_1(T_{st}(t) - T_a)$$

On divise sur (mC) et on obtient :

$$\frac{dT_{st}(t)}{dt} + \left(2 \frac{\dot{m}}{m} + \frac{\beta_1}{mC} \right) T_{st}(t) = \frac{\beta_1 T_a}{mC}$$

Avec :

$$m = \dot{m}t + m_0$$

$$m = \rho v = \rho \frac{\pi D^2}{4} H(t)$$

$$H(t) = \frac{m}{\rho \frac{\pi D^2}{4}} = \frac{\dot{m}t + m_0}{\rho \frac{\pi D^2}{4}} = \frac{4}{\rho \pi D^2} (\dot{m}t + m_0)$$

Et on trouve :

$$T_{st}^{\dot{}}(t) + \alpha_a(t)T_{st}(t) = \beta_a(t) \quad (\text{III.10})$$

Avec :

$$\alpha_a = \left(2 \frac{\dot{m}}{m} + \frac{a_b}{m_c}\right)$$

$$B_a = \frac{b_p T_a}{m_c}$$

III.5.2.1 Caractéristiques géométriques du réservoir de sels-fondus

Symbole	Signification	Valeur numérique	unité
e_t	Epaisseur de l'isolation du toit	0.26	m
e_l	Epaisseur de l'isolation latérale	0.95	m
e_{sol}	Epaisseur de l'isolation du sol	0.75	m
H_{sf}	Hauteur de Sels-Fondus	variable	m
H	Hauteur de réservoir	20	m
D_i	Diamètre intérieur de réservoir	50	m
D_{ext}	Diamètre extérieur de réservoir	51	m

Tableau (III.2) : Caractéristiques géométriques du réservoir de sels-fondus

III.5.2.2 Caractéristiques thermiques du réservoir de sels-fondus

Symbole	Signification	Valeur numérique	unité
T_a	Température ambiante	320	K
T_{min}	Température de réservoir froid	565	K
T_{max}	Température de réservoir chaud	675	K
m_{min}	La masse minimale de Sels-Fondus	4000	Tonne
m_{max}	La masse maximale de Sels-Fondus	70650	Tonne
ρ	La masse volumique	1800	Kg/m ³
C_p	La chaleur spécifique	1500	J/(kg.K)
λ_{il}	La conductivité thermique de l'isolation latérale	0.052	W/m.K
λ_{it}	La conductivité thermique de l'isolation de toit	0.064	W/m.K
h_{cvsl}	Coefficient d'échange thermique extérieur latéral	5	W/m ² .K
h_{cvext}	Coefficient d'échange thermique extérieur toit	8	W/m ² .K
h_{cvsi}	Coefficient d'échange thermique intérieur toit	5	W/m ² .K

Tableau (III.3) : Caractéristiques thermiques du réservoir de sels-fondus

III.5.3 Bilan thermique du toit :

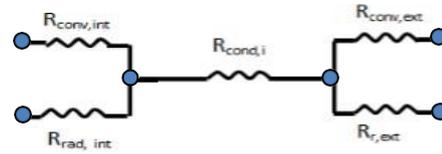
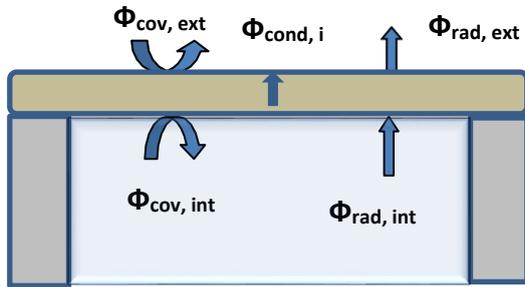


Figure (III.10) : Schéma de toit.

Figure (III.11) : Schéma équivalent de système.

$$R_t = \frac{1}{h_{cv.i} \cdot S} + \frac{e_{it}}{\lambda_{it} \cdot S} + \frac{1}{h_{cv.ext} \cdot S}$$

$$R_t = \frac{1}{h_{cv.i} \frac{\pi D_i^2}{4}} + \frac{e_{it}}{\lambda_{it} \frac{\pi D_i^2}{4}} + \frac{1}{h_{cv.ext} \frac{\pi D_{ext}^2}{4}} \quad (III.10)$$

Avec :

R_t : Résistance de toit.

e_{it} : Épaisseur intérieure de toit.

λ_{it} : La conductivité intérieure de toit.

$h_{cv.ext}$: Coefficient de convection externe.

$h_{cv.i}$: Coefficient de convection intérieure.

D_i : Diamètre intérieur.

D_{ext} : Diamètre extérieur.

III.5.4 Bilan thermique par rapport à la surface latérale de réservoir :

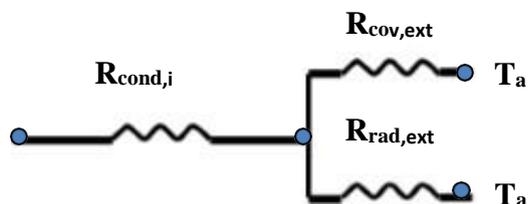
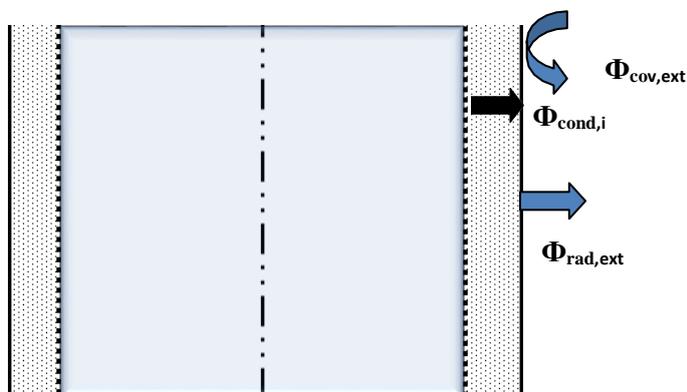


Figure (III.12) : Schéma de la surface latéral.

Figure (III.13) : Schéma équivalent de système

Avec :

$$R_l = \frac{\ln\left(\frac{D_{ext}}{D_i}\right)}{2\pi\lambda_{il}H} + \frac{1}{h_{el}\pi D_{ext}H} \quad (III.11)$$

R_l : La résistance latérale.

λ_{il} : La conductivité intérieure de latéral.

h_{el} : Coefficient de convection externe.

D_i : Diamètre intérieur.

D_{ext} : Diamètre extérieur.

H : La hauteur.

III.6 Résolution numérique:

Les équations relatives aux bilans thermiques établis sont présentées ci-après pour le cas de stockage.

Et on va obtenir l'équation différentielle de 1er ordre suivant :

$$\dot{T}_{st}(t) + \alpha_a(t)T_{st}(t) = \beta_a(t) \quad (a)$$

$T_{(0)} = T_{\min} = T_0$ condition initial

Pour résoudre cette équation on utilise la méthode d'Euler provient du Développement en série de Taylor au voisinage du point t_{i+1} :

$$t_{i+1} = t_i + h\dot{T}_{ti} + \frac{h^2}{2i}\ddot{T}_{ti}$$

En négligeant le reste dans le développement en série de Taylor au premier ordre

Donc on obtient :

$$T_{(ti+1)} = T_{(ti)} + h\dot{T}_{(ti)}$$

Avec h : un pas de temps ou un pas de discrétisation On aura donc par le développement de Taylor d'ordre 1 :

$$\begin{aligned} \dot{T}_{(ti)} &= \frac{T_{i+1} - T_i}{h} = \frac{T_{i+1} - T_i}{\Delta t} \\ \dot{T}_{(i)} &= \frac{dT}{dt} = \frac{\Delta T}{\Delta t} = \frac{T_{i+1} - T_i}{\Delta t} \end{aligned} \quad (b)$$

On remplace (b) dans l'équation (a) On aura :

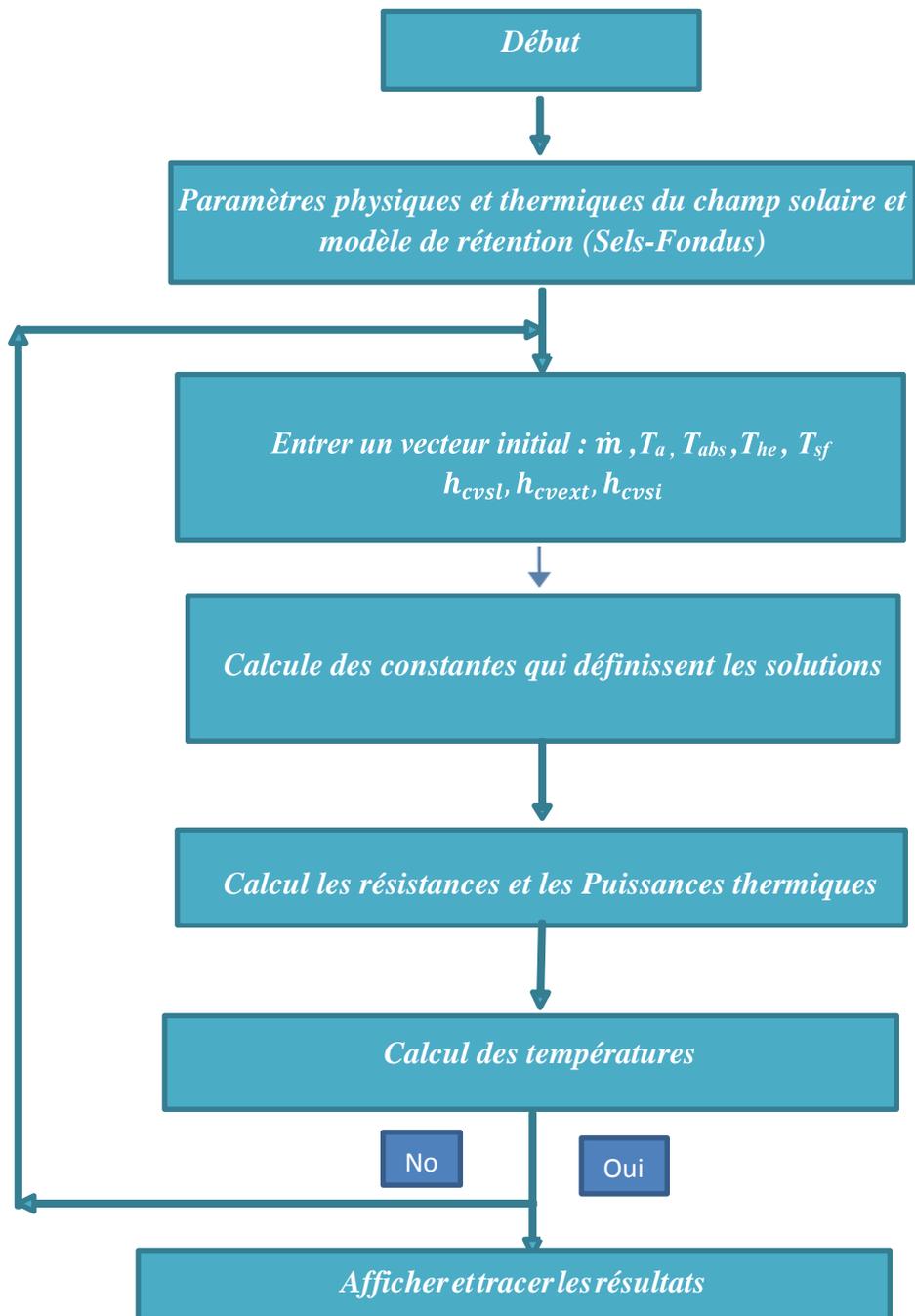
$$\begin{aligned} \frac{T_{i+1} - T_i}{\Delta t} + \alpha_i T_i &= \beta_i \\ T_{i+1} &= \Delta t[\beta_i - \alpha_i T_i] + T_i \end{aligned}$$

Avec $t_i = \beta_i$ et $T_i = \alpha_i T_i$

Donc : $T_i = \alpha_i T_i$ pour $i=1$

$$T_1 = \Delta t[\beta_0 - \alpha_0 T_0] + T_0 \quad (III.12)$$

III.7 Organigramme de simulation



III.8 Conclusion

Afin d'utiliser l'énergie solaire avec un maximum d'efficacité, il est souhaitable de pouvoir la stocker et s'en servir aux heures de grande consommation. Dans une centrale électrosolaire, on recueille d'abord l'énergie sous forme de chaleur puis on la transforme en énergie mécanique par l'intermédiaire d'une turbine à vapeur et finalement cette énergie mécanique entraîne un alternateur qui produit de l'électricité.

Chapitre IV :

Résultats et Interprétations

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons représenter graphiquement les résultats obtenus via un code de calcul effectué sous le langage Matlab des paramètres de la centrale solaire avec stockage thermique. Les variations de flux solaire incident, les températures du récepteur et de sortie huile du champ solaire ainsi que celles du stockage thermique à sels fondus (température de sortie échangeur de chaleur huile-sels fondus et bac chaud). Les différentes puissances thermiques absorbée, utile et perdue sont aussi représentées dans un même graphique pour les journées des solstices et équinoxes ainsi que les valeurs moyennes à midi solaire pour toute l'année.

IV.2 Matlab :

MATLAB (« matrix laboratory ») est un langage de programmation de quatrième génération émulé par un environnement de développement du même nom ; il est utilisé à des fins de calcul numérique. Développé par la société The MathWorks, MATLAB permet de manipuler des matrices, d'afficher des courbes et des données, de mettre en œuvre des algorithmes, de créer des interfaces utilisateurs, Les utilisateurs de MATLAB sont de milieux très différents comme l'ingénierie, les sciences et l'économie dans un contexte aussi bien industriel que pour la recherche. Matlab peut s'utiliser seul ou bien avec des toolboxes.

IV.3 Variation du rayonnement direct intercepté au niveau de la CCP

IV.3.1 Variation de la constante de rayonnement extraterrestre en fonction du numéro de jour de l'année

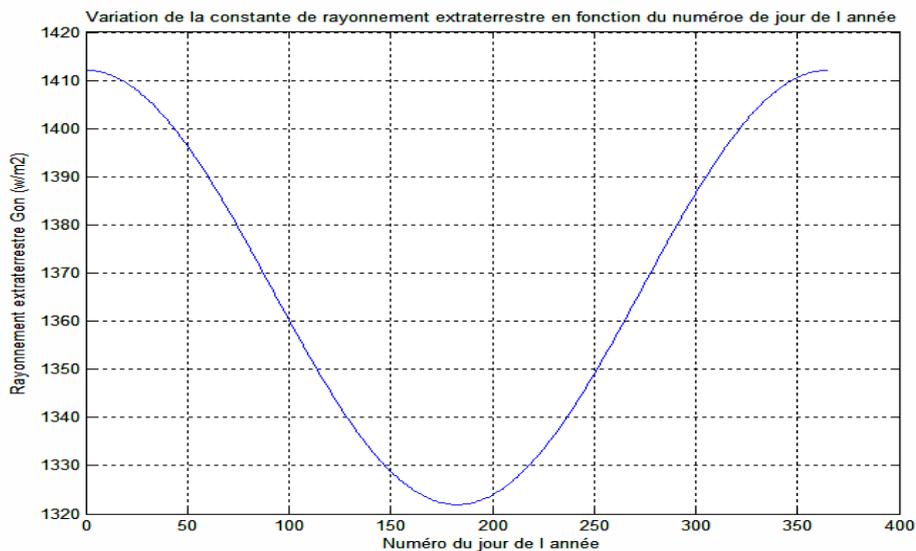


Figure (IV.1) : la Variation de la constante de rayonnement extraterrestre en fonction du numéro de jour de l'année

La figure (4.1) représente la constante du rayonnement extraterrestre en fonction du numéro de jour durant l'année. On remarque que dans le début et la fin de l'année (hiver) la valeur maximum de la constante de rayonnement extraterrestre est de 1412 w/m^2 , et dans l'été elle diminue jusqu'à une valeur de 1323 w/m^2 .

IV.3.2 Évolution des angles d'incidence avec poursuite solaire pour les journées des solstices et équinoxes

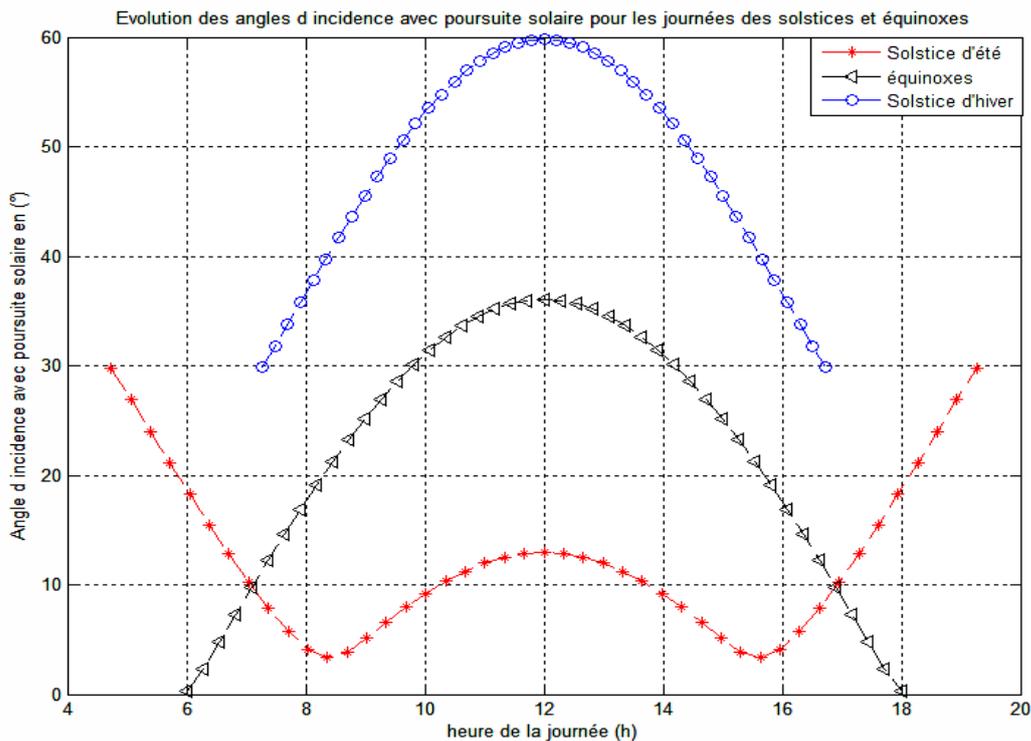


Figure (IV.2) : Evolution des angles d'incidence avec poursuite solaire pour les journées des solstices et équinoxes

Dans la figure ci-dessus, on remarque que les angles d'incidence sont plus importants pour le solstice d'hiver (21 décembre) ; son intervalle de variation est de $[30^\circ \text{ à } 60^\circ]$ et ce, à cause de la course du soleil qui représente la hauteur de la plus basse journée de l'année.

Par suite, pour les équinoxes (21 mars et 21 septembre) l'angle d'incidence avec poursuite solaire est moins important et il s'annule au lever et au coucher du soleil car cela coïncide avec le départ et à la fin de course de la poursuite solaire.

Par contre, la variation de l'angle d'incidence pour la journée du solstice d'été est la plus petite étant donné la course du soleil relativement haut dans le ciel ; les valeurs minimales sont obtenues à 8h21mn et 15h39mn qui vaut $3,34^\circ$ et se maximise à midi solaire à hauteur de $12,92^\circ$.

IV.3.3 La variation du rayonnement direct pour les journées des solstices et équinoxes

La figure (4.3) représente la variation du rayonnement direct pour les journées des solstices (21 juin et 21 décembre), et équinoxes (21 mars et 21 septembre). On remarque que les rayonnements pour le 21 juin est supérieur aux journées des équinoxes et se minimise pour la journée du solstice d'hiver (21 décembre).

La conséquence de ces écarts importants de variation de l'éclairement reçu entre l'hiver et l'été (source d'énergie pour la CCP) se répercute directement sur tous les paramètres qui régissent le fonctionnement de la centrale et son système de stockage thermique.

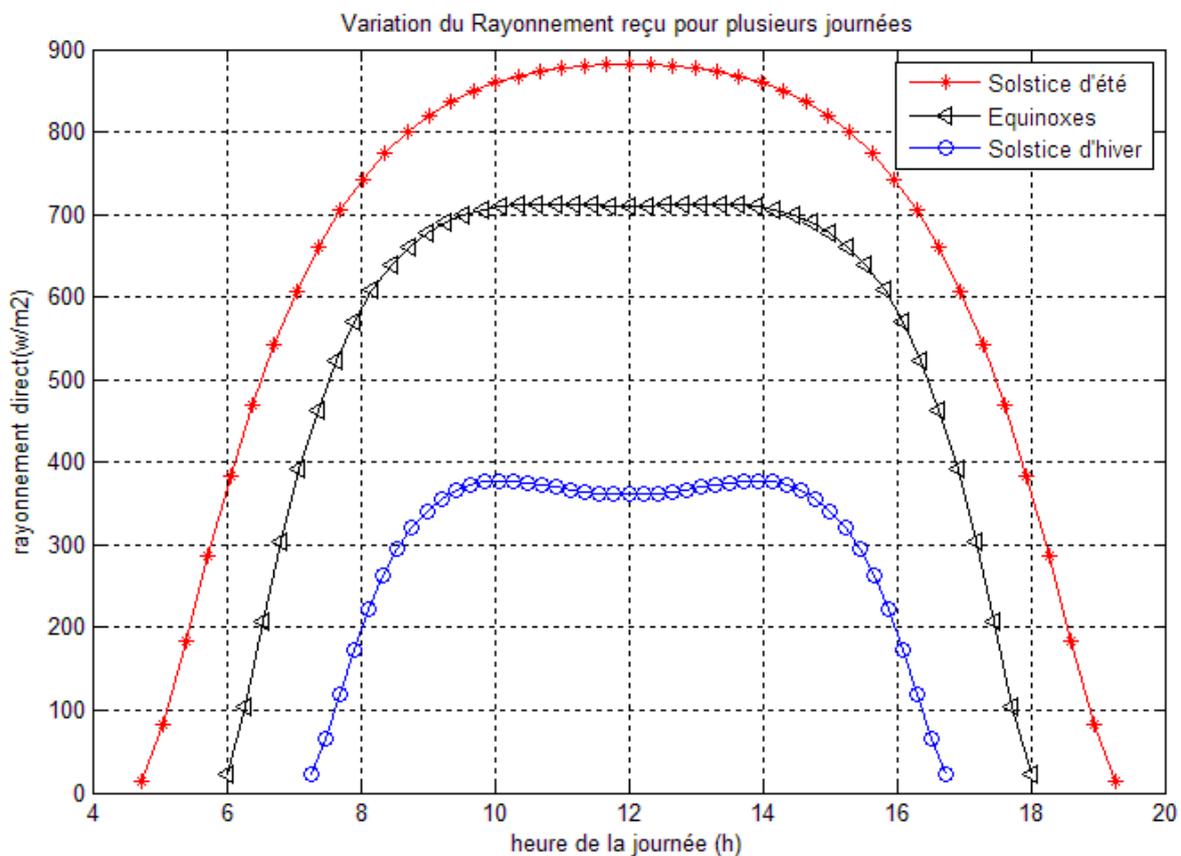


Figure (IV.3) : La variation du rayonnement direct pour les journées des solstices et équinoxes.

IV.3.4 La variation de la température du récepteur pour les journées des solstices et équinoxes

La figure (4.4) représente la variation de la température du récepteur par rapport aux heures des journées types solstices et équinoxes.

Dans ce graphe on remarque que la variation de température du récepteur correspondante au 21 juin est supérieure à celle qui correspond aux jours d'équinoxes. Par contre, l'évolution de la température de récepteur qui correspond au 21 décembre représente les valeurs les plus basses étant donné la pauvre source d'éclairage incident lors de cette journée.

En effet, l'évolution de la température pour une journée donnée dans l'année est directement proportionnelle au flux de rayonnement thermique absorbé par le récepteur.

Par ailleurs est à noter que la température maximale du récepteur est obtenue à midi solaire au solstice d'été (870K) ; ce pic de température doit être contrôlé et limité (si nécessaire) pour éviter de détériorer les matériaux dont le récepteur est constitué.

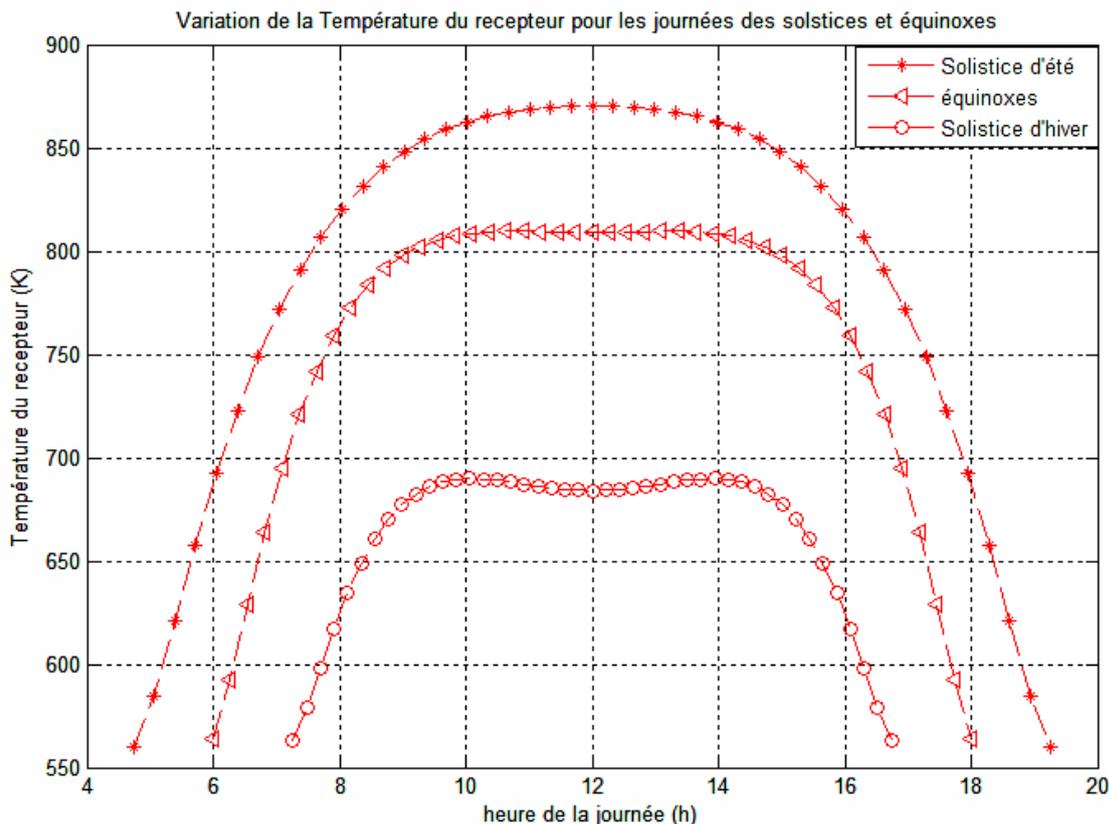


Figure (IV.4) : La variation de la température du récepteur pour les journées des solstices et équinoxes.

IV.3.5 La variation de la température de sortie huile pour les journées des solstices et équinoxes

La figure (4.5) représente la variation de la température de la sortie huile (fluide caloporteur) pour les journées des solstices et équinoxes.

Les mêmes conclusions qui ont été évoquées pour la température du récepteur, peuvent être reproduites ici ; étant donné la longueur de la boucle (500m), la température de sortie huile rejoint pratiquement en bout celle du récepteur.

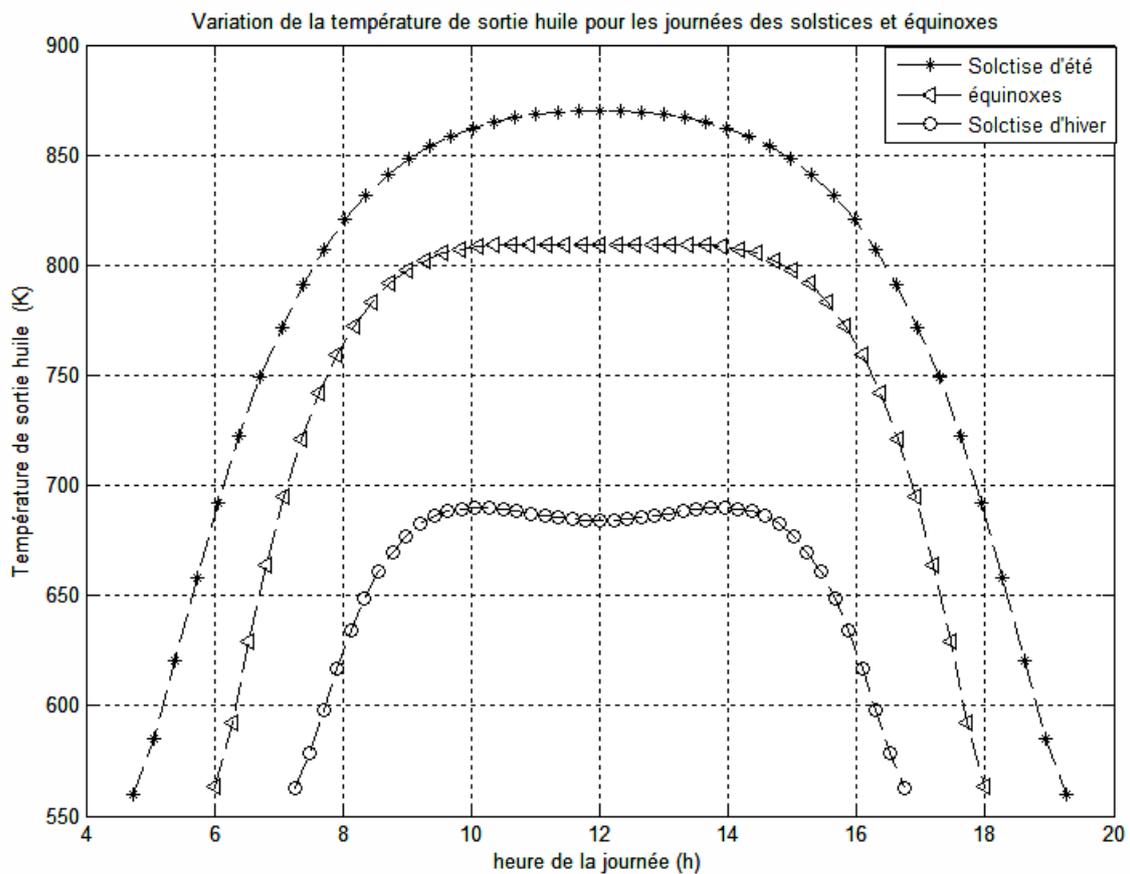


Figure (IV.5) : variation de la température de la sortie huile pour les journées des solstices et équinoxes.

IV.3.6 Comparaison des puissances absorbée utile et perdue une boucle pour les journées des solstices et équinoxes

La variation des puissances thermiques pour les journées des solstices et équinoxes absorbée par le récepteur, emportée par le fluide caloporteur et perdue vers l'environnement extérieur sont tracés dans la figure ci-dessous pour une boucle du champ solaire d'une longueur totale de 500 m.

La valeur maximale de la perte de puissance s'obtient à midi solaire pour la journée du solstice d'été qui vaut **230 kW**, son opposé cumule une perte de **154 kW**. D ce fait, l'écart de puissance absorbée à cette utile (emportée par le fluide) est relativement modéré étant donné que l'ordre de grandeur de ces dernières est en MW.

La puissance maximale transmise au fluide caloporteur varie entre les valeurs de 2,5 à 6 MW par boucle pour les solstices et se stabilise 4,8 MW entre 9h00 et 15h00 pour les journées des équinoxes.

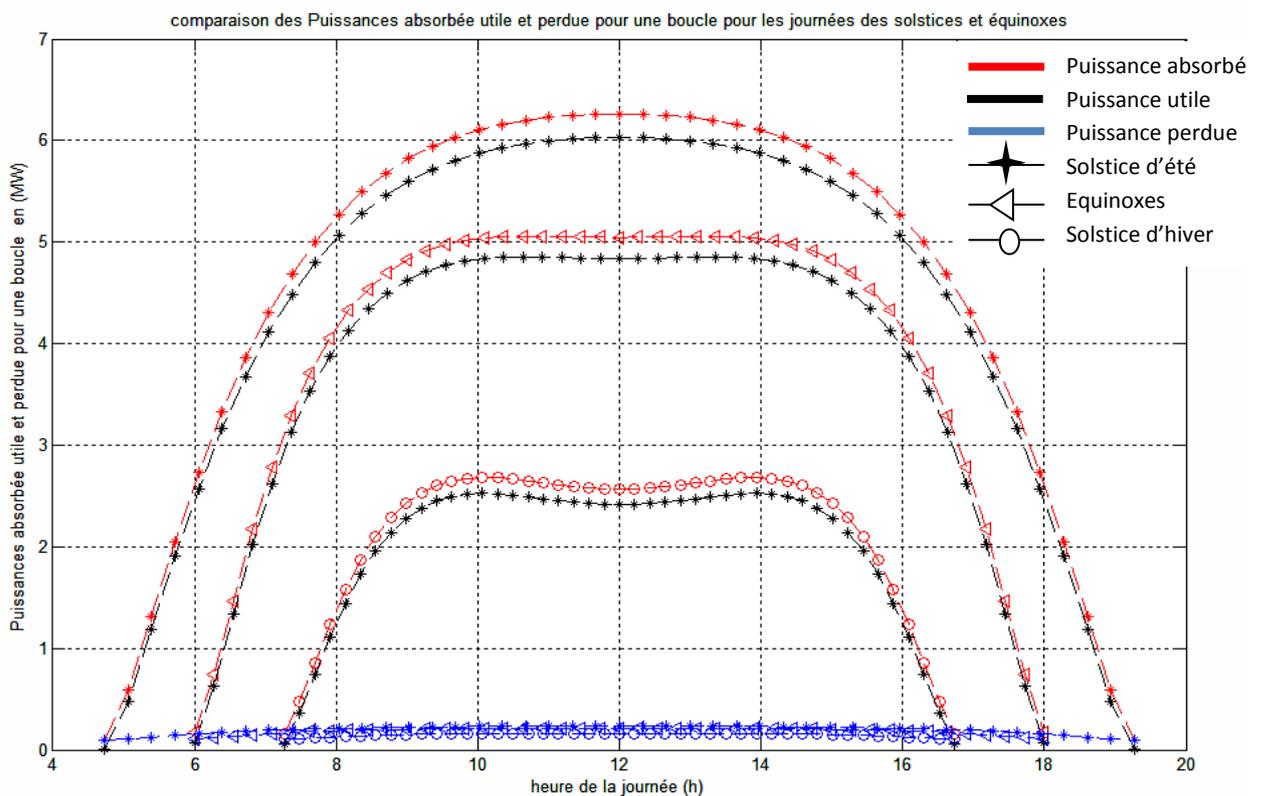


Figure (IV.6) : Comparaison des puissances absorbée utile et perdue une boucle pour les journées des solstices et équinoxes

IV.3.7 La variation du rendement thermique du champ solaire pour les journées des solstices et équinoxes

La figure (4.7) suivante représente la variation des rendements thermiques du champ solaire pour les journées des solstices et équinoxes. On remarque que le rendement thermique au jour du solstice d'été est plus grand que les jours d'équinoxes et solstice d'hiver.

La valeur du rendement thermique du champ solaire est stable pendant les heures des journées de 8h à 16h (autour de 72%) pour les jours du solstice d'été et équinoxes. Par contre, cet intervalle de stabilité se réduit pour le solstice d'hiver entre [9h à 15h] étant donné la durée du jour et la valeur de rendement est de l'ordre de 68%.

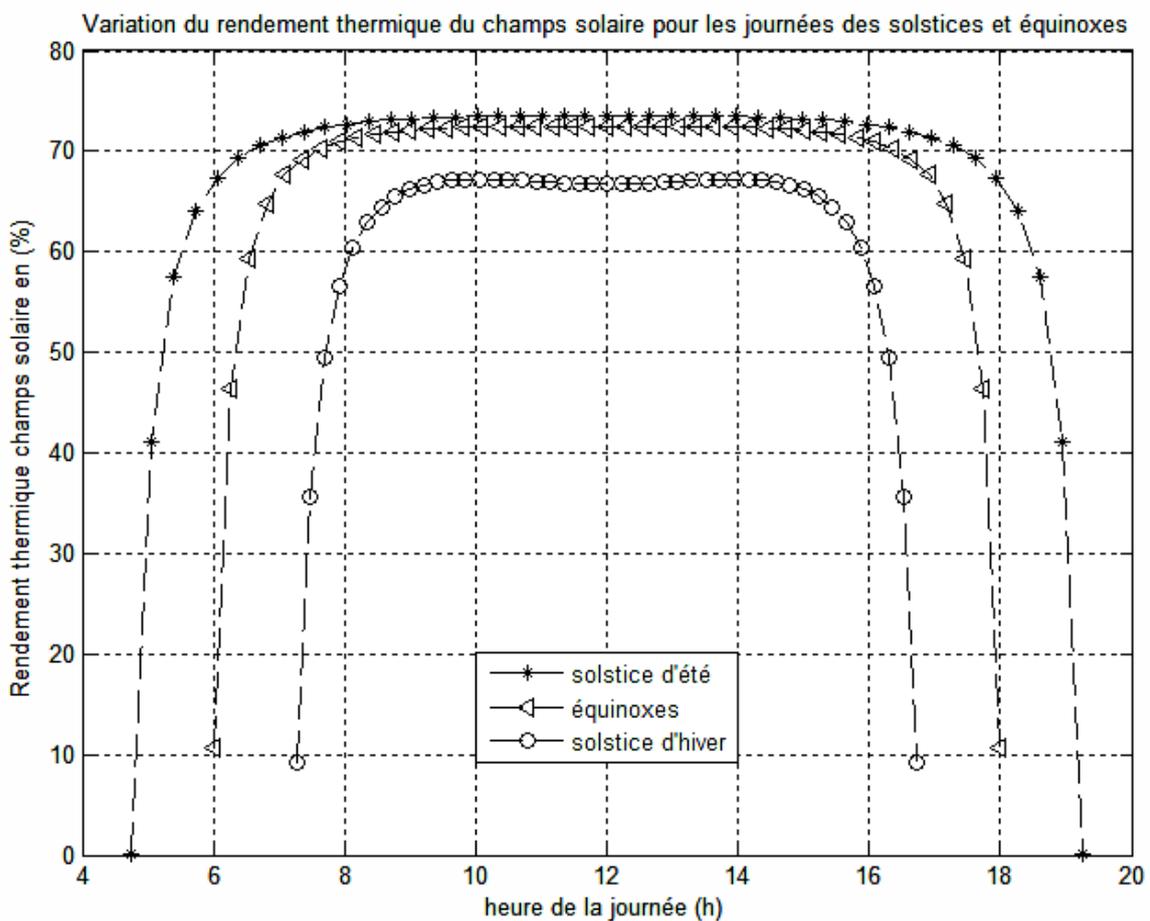


Figure (IV.7) : variation du rendement thermique du champ solaire pour les journées des solstices et équinoxes

IV.3.8 Les températures de sortie sels fondus au niveau de l'échangeur de chaleur HTF-ST pour les journées des solstices et équinoxes

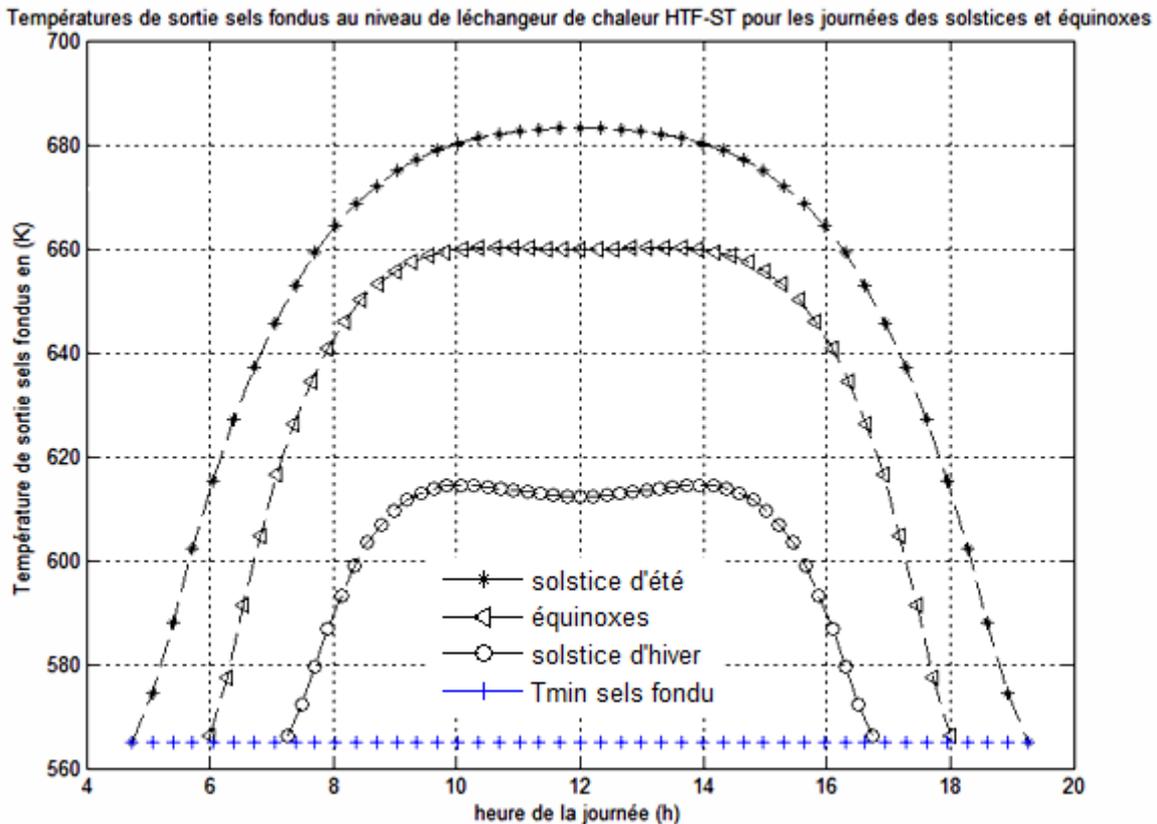


Figure (IV.8) : température de sortie sels fondus au niveau de l'échangeur de chaleur HTF-ST pour les journées des solstices et équinoxes

La température de sortie des sels fondus au niveau de l'échangeur de chaleur huile-sels fondus qui devrait alimenter le système de stockage n'est pas tout le temps suffisant. L'intervalle de températures de travail des sels fondus min et max est respectivement de 565 K à 659 K. De ce fait, au solstice d'hiver nous arrivons à peine à franchir la barre des 620 K en sortie pour une puissance de stockage qui approche les 100MW (voir fig 4.10). D'autre part, pour le solstice d'été nous dépassons la barre des 680K pour une puissance de stockage supérieure à 200MW.

Pour remédier des solutions de régulation doivent être proposées afin d'arriver à un fonctionnement optimal de l'installation.

IV.3.9 La température du réservoir chaud sels fondus pour les journées des solstices et équinoxes

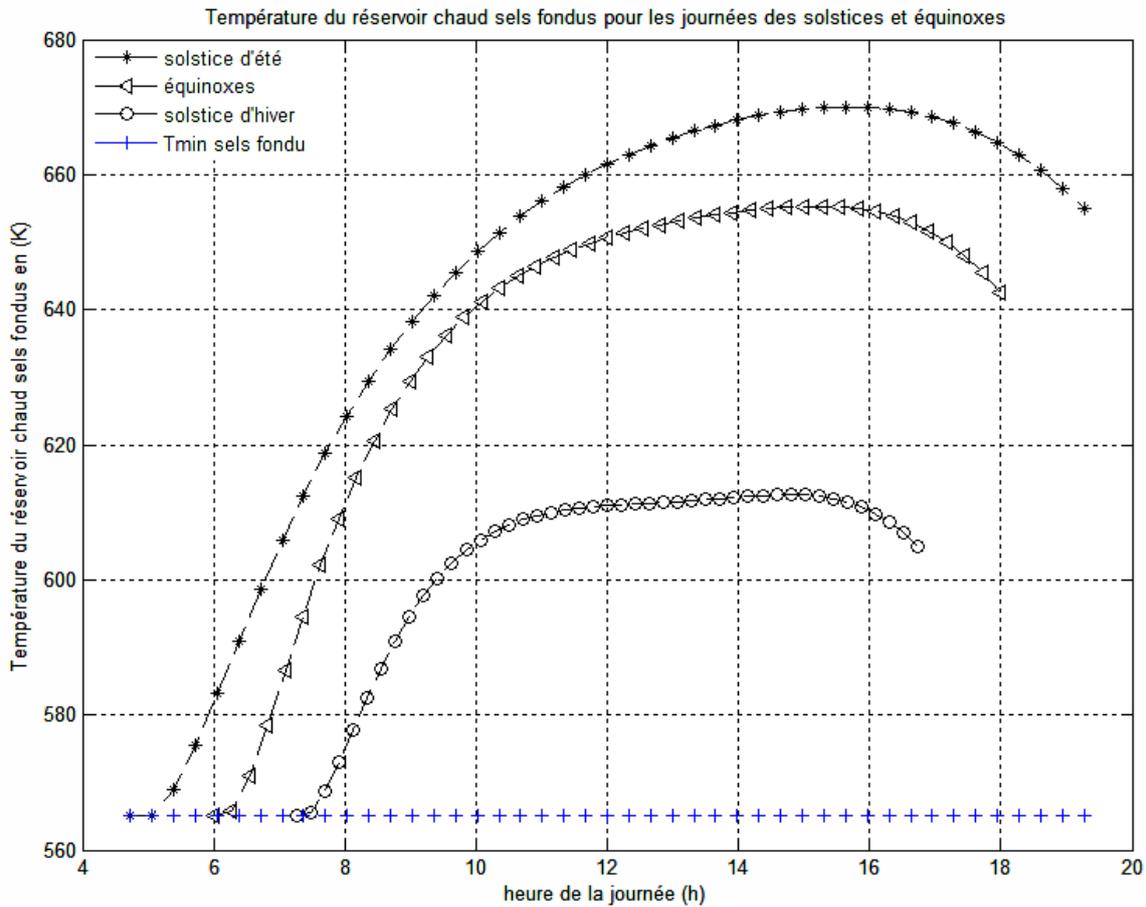


Figure (IV.9) : la température du réservoir chaud sels fondus pour les journées des solstices et équinoxes

Dans cette figure qui représente la température du réservoir chaud sels fondus pour les journées des solstices et équinoxes, on remarque une augmentation très importante de température qui atteint les 670K à 16h pour le jour de solstice d'été. Pour les autres journées, la température du stockage au niveau du bac chaud des sels fondus est inférieure à la consigne (659K) ; ceci est directement lié à la température de sortie de l'échangeur sels fondus qui est insuffisante pour alimenter le stockage de chaleur.

IV.3.10 Comparaison des puissances thermiques CS, CP, ST pour les journées des solstices et équinoxes.

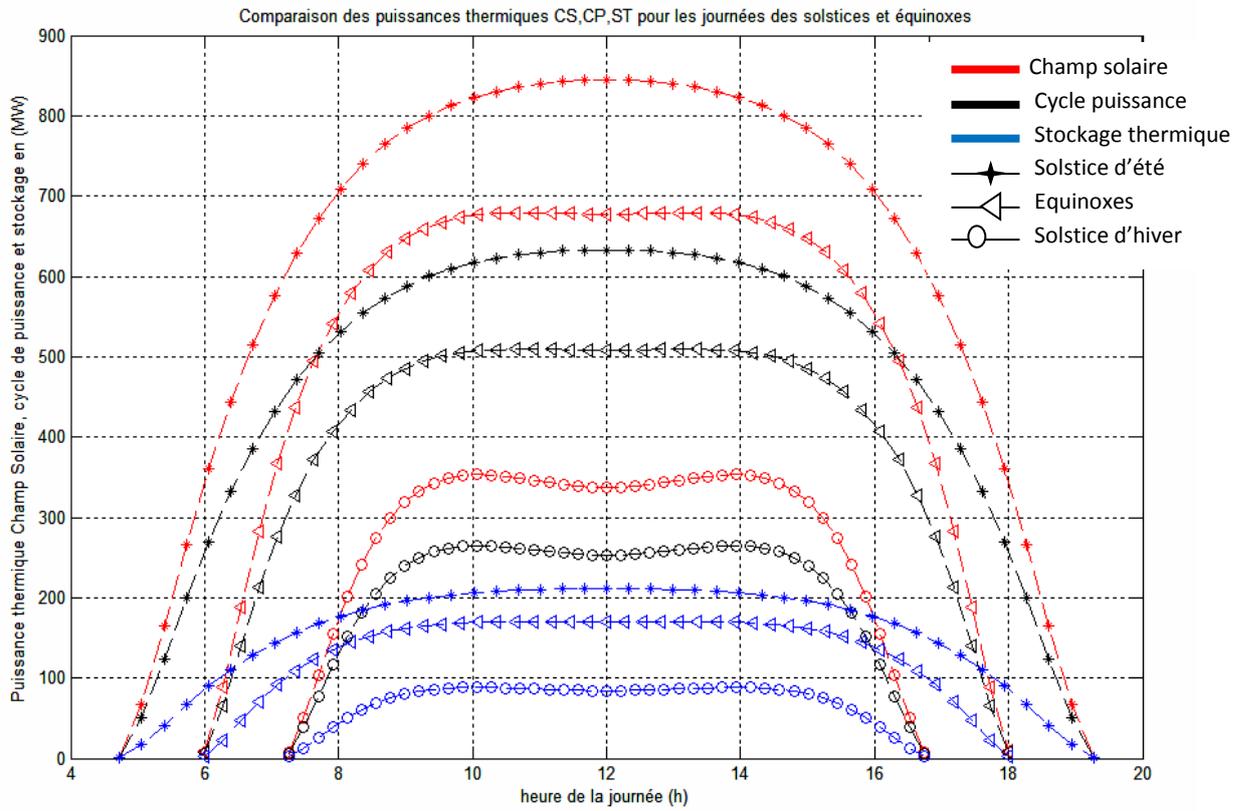


Figure (IV.10) : comparaison des puissances thermiques CS, CP, ST pour les journées des solstices et équinoxes.

On remarque que :

- Les deux puissances stockage thermique (ST) et cycle puissance (CP) varient avec la variation de champ solaire (CS) pour toute la journée
- Les valeurs maximales des trois puissances apparaissent au solstice d'été, la puissance thermique maximale de champ solaire dépasse 800 MW
- Un écart de production thermique au niveau de CS (350- 850) entre les jours solstices (hiver, été).
- Le système est stable entre 9h et 15h.

IV.4 Solutions proposées :

L'activité de la production de la centrale solaire dans la période hivernale est relativement petite, avec une valeur maximale de 350 MW pour le champ solaire. Cette dernière s'avère insuffisante pour l'alimentation du système de stockage thermique à hauteur de 25 % de la puissance produite. D'un autre côté, le champ solaire produit un excès de puissance au solstice d'été qui se répercute sur les valeurs relativement excessives des températures de sortie huile et sels fondus.

Afin de remédier à tout cela, un système de régulation automatisé du débit massique du circuit huile et sels fondus est impératif pour un fonctionnement stable et sécurisé de la centrale solaire avec stockage thermique.

En effet, pour pouvoir consigner entre la quantité et la qualité de l'énergie, il faut agir sur les débits massiques ; En hiver les consignes de températures pour cette centrale ne sont pas tout le temps atteintes et une réduction de débit massique servira à faire remonter les niveaux de températures. L'effet inverse devra se faire pour les périodes où les consignes de températures sont dépassées (augmentation des débits pour diminuer les seuils de températures).

En final concevoir un système qui régule les différents paramètres de fonctionnement en mode automatisé est la solution la plus indispensable étant donné l'intermittence de l'énergie solaire collectée.

IV.5 Evaluation des performances moyennes annuelles de la production maximale de la centrale solaire

Dans cette partie, nous allons effectuer un calcul global des paramètres clés qui régissent le fonctionnement de notre modèle de centrale thermomécanique avec stockage thermique à deux réservoirs à sels fondus et ce, à midi solaire pour chaque journée de l'année. Par suite, nous allons aboutir au choix des conditions opératoires en fonction des performances de cette centrale pour un fonctionnement pendant toute l'année.

L'évolution de l'éclairement reçu par le champ solaire, de la température de sortie du fluide caloporteur, des différentes puissances thermiques et du rendement thermique de la centrale pendant une année sont présentés ci-après.

IV.5.1 Variation du Rayonnement extraterrestre et Eclairement reçu à midi solaire pour chaque journée de l'année

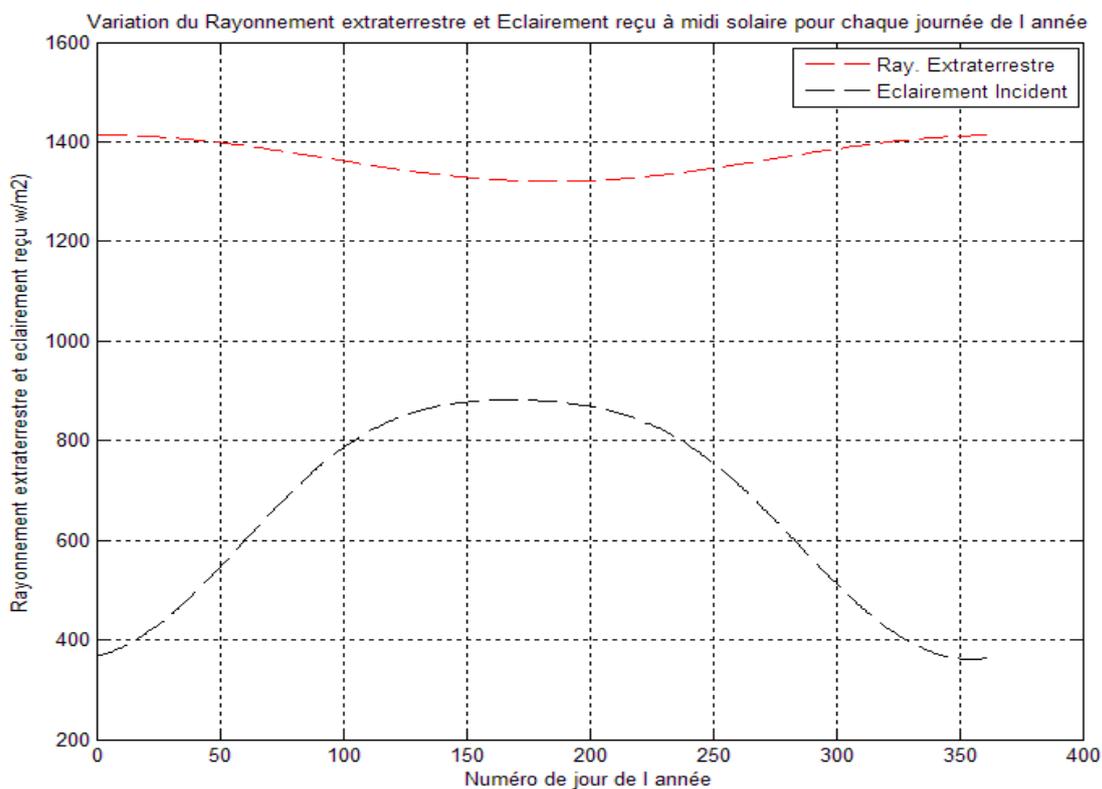


Figure (IV.11) : variation du rayonnement extraterrestre et Eclairement reçu à midi solaire pour chaque journée de l'année

La figure représente la variation du rayonnement extraterrestre et Eclairement reçu à midi solaire pour chaque journée de l'année, on remarque que lorsque le rayonnement diminue les Eclairements augmentent.

IV.5.2 Variation de la température de sortie huile à midi solaire pour chaque journée de l'année

La figure suivante présente l'évolution de la température de sortie du fluide de travail pour chaque jour de l'année. Nous remarquons que la température fluctue entre les valeurs de 680K au solstice d'hiver et 863K obtenue au solstice d'été. La température minimale obtenue est suffisante pour entraîner le cycle de puissance (production de vapeur surchauffée) en terme de qualité d'énergie. Par contre, il existe une limite (un seuil) de température maximale à ne pas dépasser afin de préserver les matériaux (pipes, vannes, ...). De ce fait, une régulation du débit massique traversant le champ solaire est nécessaire pour réduire la température maximale de sortie de l'huile.

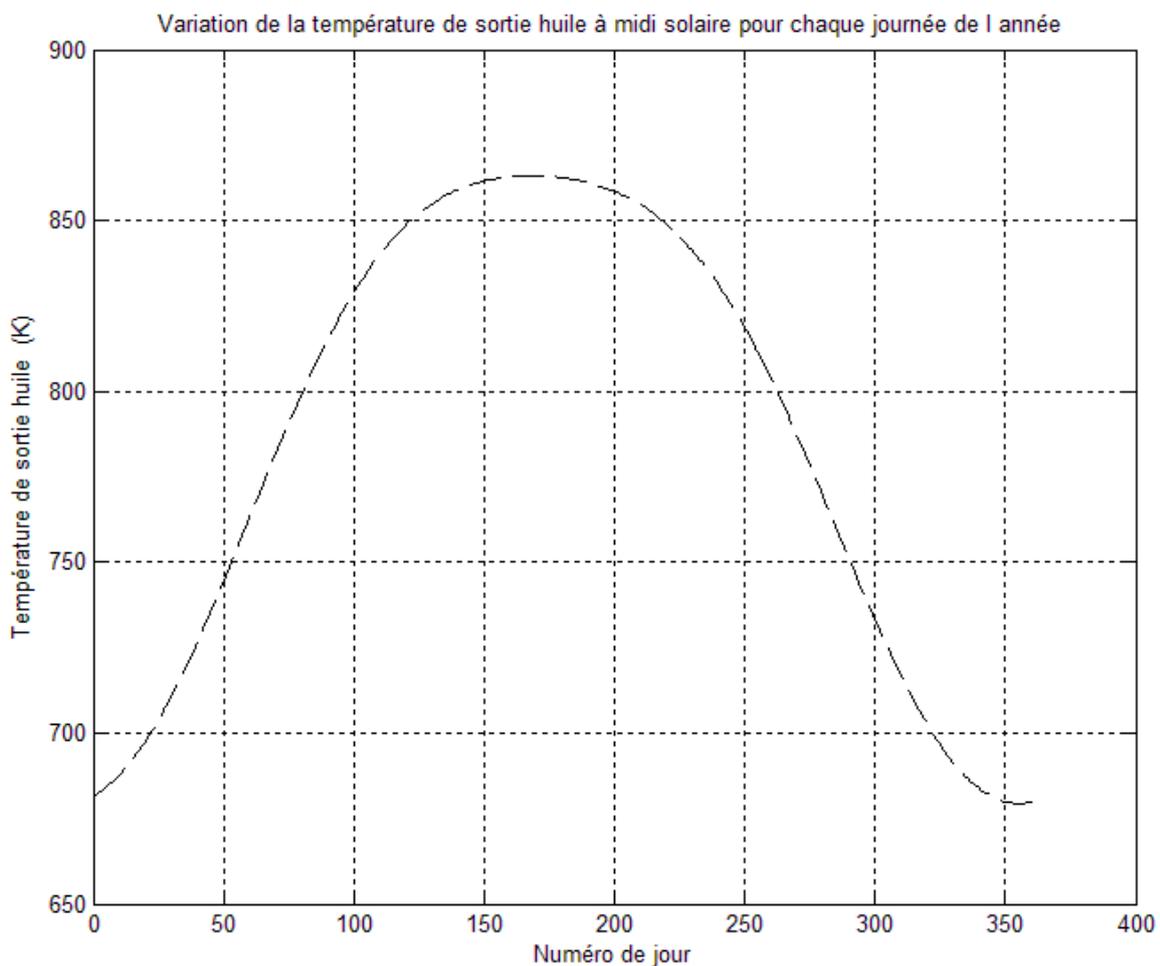


Figure (IV.12) : variation de la température de sortie huile à midi solaire pour chaque journée de l'année

IV.5.3 Comparaison des Puissances thermiques maximales absorbée utile et perdue pour une boucle à midi solaire pour chaque journée de l'année

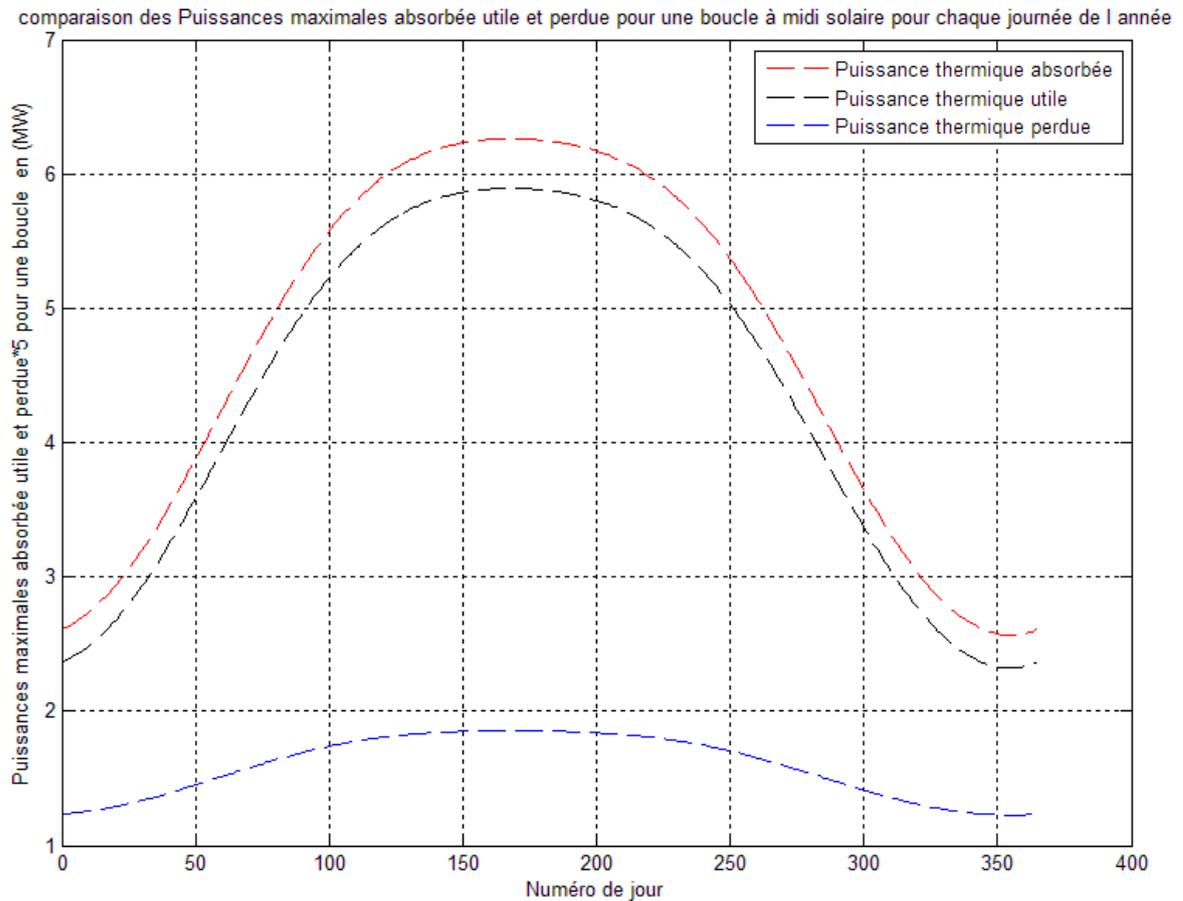


Figure (IV.13) : Comparaison des Puissances thermiques maximales absorbée utile et perdue pour une boucle à midi solaire pour chaque journée de l'année

La variation des puissances thermiques à midi solaire absorbée par le récepteur, emportée par le fluide caloporteur et perdue vers l'environnement extérieur sont tracés dans la figure ci-dessus pour une boucle du champ solaire d'une longueur totale de 500 m.

Il est à noter que la lecture de la puissance perdue est $1/5^{\text{ième}}$ de la valeur indiquée par le graphe en bleu. La valeur maximale de la perte de puissance s'obtient au solstice d'été et vaut 372 kW et représente seulement 6% de la valeur de la puissance maximale absorbée (6.26 MW). La puissance globale de rayonnement solaire absorbée par le récepteur est facilement obtenue en multipliant la valeur maximale de cette puissance par boucle par le nombre total des boucles qui composent le champ solaire (140 boucles) ; sa valeur s'élève à **876.4 MW**.

Cette énergie solaire sera convertie tout d'abord en énergie thermique (figure suivante), puis en énergie électrique par le cycle de puissance.

IV.5.4 Evolution des Puissances thermiques du champ solaire, du cycle de puissance et celle du stockage à midi solaire pour chaque journée de l'année

Cette figure est tracée en prenant comme donnée d'entrée la répartition des débits massique de l'huile chaude sortante du champ solaire vers le cycle de puissance pour la production d'électricité et le système de stockage pour un fonctionnement en absence du soleil. Au niveau de la vanne à trois voies, 75% du débit massique est envoyé au cycle de puissance. Le reste (25%) est dédié pour le stockage thermique (vers l'échangeur de chaleur à contre-courant huile-sels fondus).

Les résultats obtenus font ressortir une puissance maximale de travail (cycle à turbine à gaz) de 618 MW sur les 825 MW de puissance thermique du champ solaire. Le stockage thermique est alimenté avec une puissance thermique qui fluctue entre les valeurs de 90 à 210 MW.

Le dimensionnement de la centrale thermique doit être fait à la base de la puissance maximale produite.

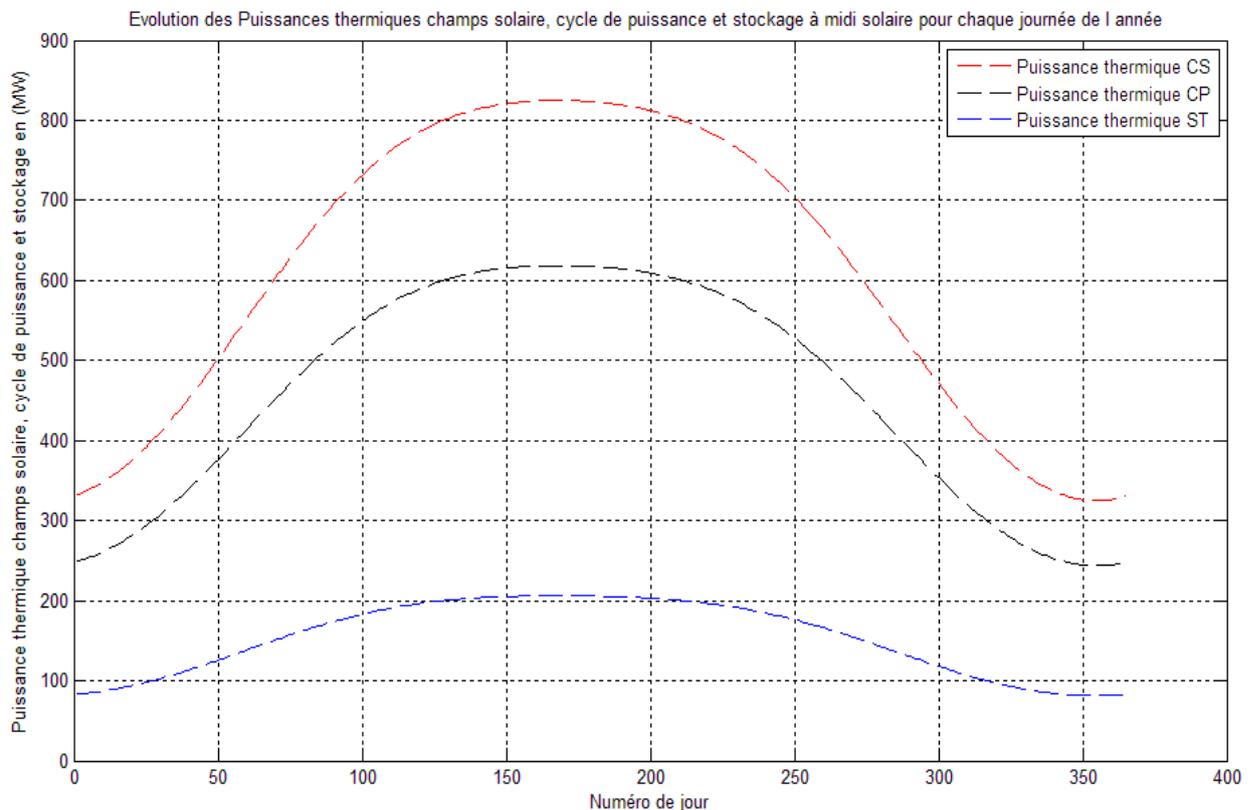


Figure (IV.14) : Evolution des Puissances thermiques du champ solaire, du cycle de puissance et celle du stockage à midi solaire pour chaque journée de l'année

IV.5.5 Variation du rendement thermique du champ solaire à midi solaire pour Chaque journée de l'année

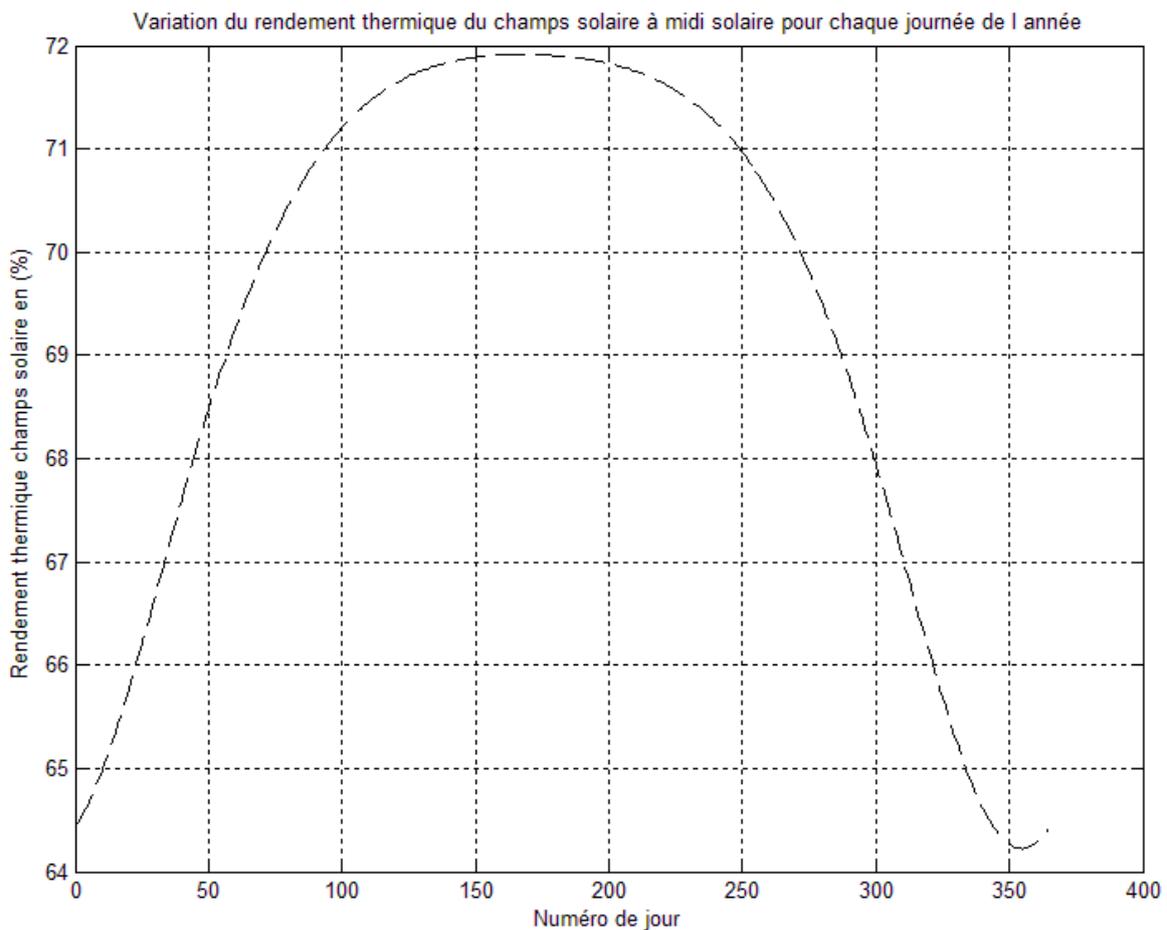


Figure (IV.15) : Variation du rendement thermique du champ solaire à midi solaire pour chaque journée de l'année

La figure ci-dessus représente la variation du rendement thermique du champ solaire pour chaque jour de l'année. L'intervalle de variation de ce dernier est entre 64.3% et 71.8%. Le rendement thermique moyen sur l'année est de l'ordre de **68%**.

Il est à noter que le rendement global de la centrale doit tenir compte de la conversion de la puissance solaire collectée au niveau du champ de miroirs cylindro-paraboliques par rapport à la puissance électrique délivrée par le block de puissance.

D'après la technologie actuelle de la filière cylindro-parabolique [37] la conversion de la puissance solaire en puissance électrique pour une moyenne calculée sur toute l'année fait ressortir un rendement qui ne dépasse pas **15%**.

IV.5.6 Variation de l'Autonomie du système de stockage en fonction des besoins thermiques du cycle de puissance pendant l'année

La figure suivante représente la variation de l'autonomie du système de stockage à sels fondus pour satisfaire la production en vapeur pour le cycle thermodynamique de travail pendant la nuit (absence d'ensoleillement) le long de l'année.

On remarque que l'autonomie de notre système de stockage diminue en fonction de l'augmentation des besoins de puissance thermique pour la production d'électricité. La valeur maximale de l'autonomie est d'environ 6 heures et 10mn pour assurer une puissance thermique de 240MW en phase de déstockage et ce pour la journée du solstice d'hiver quand les ressources en rayonnement solaire sont les plus basses. Cette autonomie est minimale, par contre, pour une demande en puissance thermique de 620MW qui correspondrait au solstice d'été. Ceci peut s'expliquer par le fait que le débit massique de déstockage des sels fondus augmente proportionnellement en fonction des besoins du cycle de puissance.

Variation de l'Autonomie du système de stockage en fonction des besoins thermiques du cycle de puissance pendant l'année

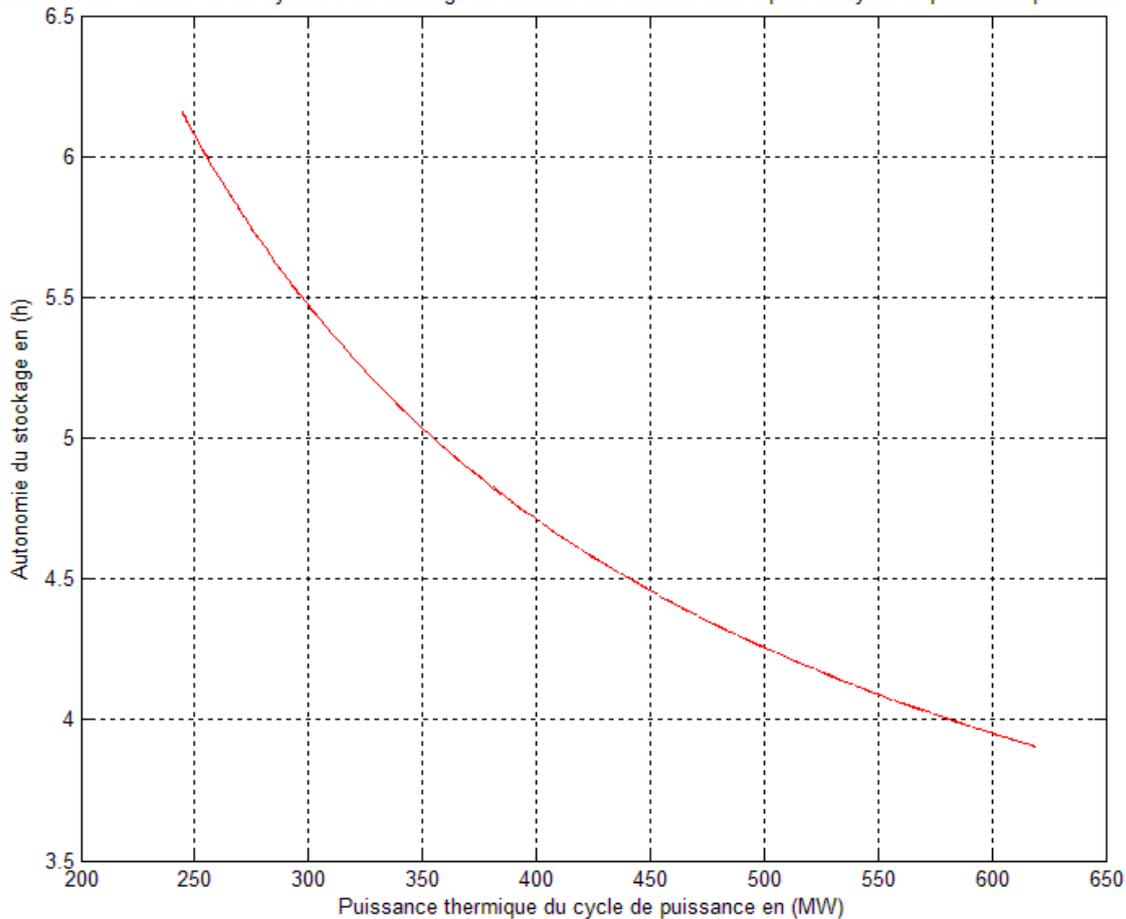


Figure (IV.16) : Variation de l'Autonomie du système de stockage en fonction des besoins thermiques du cycle de puissance pendant l'année

IV.6 Conclusion :

Ces différentes simulations effectuées sur Matlab ont fait ressortir quelques spécifications techniques relatives aux performances moyennes annuelles de notre modèle de centrale thermodynamique avec stockage de chaleur à sels fondus suivantes :

- Le calcul de la puissance thermique moyenne annuelle nécessaire au cycle de puissance est de **450MW**. En prenant un rendement global annuel de l'ordre de 15%, l'équivalent en production électrique est de **100MWélect**
- Le système de stockage d'énergie, dans ces conditions fait ressortir une autonomie moyenne de **4 heures et demi**.

Il est à noter que pour un fonctionnement stable, sécurisé et optimal de la centrale solaire couplée à un système de stockage thermique, la régulation automatisée de cette dernière s'avère indispensable. Cette solution va permettre le contrôle et la gestion des puissances thermiques (champ solaire, stockage thermique et cycle de puissance) en fonction des consignes (températures et pressions de travail) liés directement au procédés de production d'énergie électrique via la centrale solaire thermodynamique.

Conclusion
générale

Conclusion générale

Dans ce travail nous avons étudié et analysé le fonctionnement d'une centrale solaire thermodynamique avec stockage thermique pour la production d'énergie électrique dans la région de Bouira.

Pour les pays à fort rayonnement solaire comme l'Algérie, l'application des systèmes d'énergies renouvelables solaires et particulièrement les systèmes à concentration solaires peut faire la différence et résoudre des nombreux problèmes.

Ces systèmes peuvent également remplacer complètement les énergies fossiles pour la production de l'électricité dans des systèmes appelées centrales solaires à concentration (CSP). Aujourd'hui, la filière cylindro-parabolique à caloporteur huile objet de ce travail est actuellement la plus approuvée d'après la littérature.

Pour ce faire, nous avons opté pour la simulation numérique qui est devenue un laboratoire virtuel dans lequel on peut tester le comportement d'un système dans des conditions quelconques. L'objectif de ce travail s'inscrit donc dans le cadre de la simulation du comportement thermique d'un système de production d'électricité par une centrale cylindro-parabolique relié à un stockage thermique située à Bouira.

Pour cela nous avons réalisé un programme sous le langage Matlab qui utilise différents paramètres géométriques et thermiques ainsi que des données de base propres au gisement solaire.

Avant de commencer la simulation on a appliqué des bilans thermiques sur notre système (centrale cylindro-parabolique et le système de stockage) pour aboutir au modèle mathématique à résoudre via un schéma de résolution qu'on a transcrit sous Matlab.

On a choisi trois jours à étudier : les solstices d'été et d'hiver, les équinoxes printemps et automne, par suite, un calcul étendu sur toutes les journées de l'année a été effectué.

Les résultats obtenus par la simulation font ressortir beaucoup d'intérêts pour cette filière au site de Bouira où l'on peut éventuellement installer une centrale solaire de ce type avec une production moyenne annuelle de 100 MWélect et une autonomie de stockage thermique par sels fondus de 4 heures et demi pour les périodes non couvertes.

Références

Références



- [1] **J.M Chassériaux**, Conversion thermique du rayonnement solaire ; Dunod, 1984.
- [2] **R. Bernard, G.Menguy, M. Schwartz**, Le rayonnement solaire conversion thermique et applications ; Technique et documentation Lavoisier, 2ème édition 1980.
- [3] **S. Saadi**, Effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan, Mémoire de Magister en physique ; UMC, 2010.
- [4] **HAMMOUR.M**, « contribution à l'étude des contraintes thermomécaniques dans les piles à combustible », Thèse de doctorat en Génie Mécanique, Université Mouloud Mammeri Tizi- ouazou.
- [5] L'Abe des technologies de l'énergie renouvelable, septembre 2003, www.Pollutionprobe.org.
- [6] **M. Capderou**, Atlas solaire de l'Algérie, Tome 1, Vol. 1 et 2 ; OPU, 1987.
- [7] **Abdelhafid Ben Tourkia et Smaail Hamrouni**, mémoire de fin d'étude, « Étude Expérimental d'un concentrateur parabolique », Université de Ouargla, 2010.
- [8] **Capdrou. M**, 1987. Atlas Solaire de l'Algerie, Modeles Théoriques et Expérimentaux. Volume1, Tome 2 ; Office des Publications Universitaires, Algérie.
- [9] **K. Med El-Cherif, D. Lazhar**, Mémoire de fin d'étude, « Étude des performances Thermiques d'un chauffe-eau solaire », Université de Ouargla, 2009.
- [10] **Yves yannot**. Thermique solaire, 2003.
- [11] **R.Bernard, G.Menguy, M.Schwartz**, Le rayonnement solaire, conversion Thermique et application. Technique et Documentation, Paris, 1979.
- [12] **Amory B. Lovins**, Stratégie Energétiques Planiteres, éditions Christian Bourgeois Paris 1975, Page 97.
- [13] **K. Med El-Cherif, D. Lazhar**, Mémoire de fin d'étude, « Étude des performances Thermiques d'un chauffe-eau solaire », Université de Ouargla, 2009.
- [14] **Yves yannot**. thermique solare , 2003.
- [15] **Abderraouf Meziani et Mohamed Temim**, Mémoire de fin d'étude, « Étude d'un capteur solaire a eau avec effet de concentrateur de type cylindro-parabolique », Université de Biskra, 2005.
- [16] **Abdelhafid Ben Tourkia et Smaail Hamrouni**, Mémoire de fin d'étude, « Étude Expérimental d'un concentrateur parabolique », Université de Ouargla, 2010.
- [17] **R.Bernard, G.Menguy, M.Schwartz**, Le rayonnement solaire, conversion Thermique et application. Technique et Documentation, Paris, 1979.

Références

- [18] **F.G.Acién Fernandez, F.Garcia Camacho**, Modeling of Biomass productivity in tubular photobioreactors for microalgal Cultures, Effects of Dilution Rate, tube diameter and solar irradiation, *Biotechnology and bioengineering*. Vol 58, N: 6 pp605-616 (1998).
- [19] Ministère de l'énergie et des mines. www.mem.algeria.org.
- [20] **Trabelsi.A, Masmoudi.M**, 2011.An investigation of atmospheric turbidity over Kerkennah Island in Tunisia. *Atmospheric Research* 101, 22–30.
- [21] **Louche. A, Peri. G, Iqbal. M**, 1986. An analysis of Linke turbidity factor, *Solar Energy* 37 (6), 393-396.
- [22] **Kasten.F**, 1996. The linke turbidity factor based on improved values of the integral rayleigh optical thickness. *Solar Energy* 56 (3), 239–244.
- [23] **J.A Duffie and W.A Beckman**, *Solar Energy Thermal Processes*; 2nd edition, Wiley Interscience, New York, 1974.
- [24] Retscreen, Photovoltaic Background, International Renewable energy decision Support centre, Resources Canada 2001-2002. www.retsceeren.net.
- [25] Les énergies fossiles et renouvelables <http://www.maxicours.com>.
- [26] **Green Peace**: « Global concentrating solar power: Why renewable energy is hot», 2009,
- [27] **A.steinfeld et R.Palumbo**, solar thermo chemical process technology .edition: encyclopedia of physical science et technology, 2001.
- [28] **Jean-Bernard Michel**, Centrales Solaires Thermique à concentration(CSTC) Etat de l'art, le 05.12.2010
- [29] **Alain. Ferrière**, Centrales solaires thermodynamiques, Techniques de l'ingénieur BE 8 903.
- [30] « Feuille de route Solaire Thermodynamique » guide de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) Version finale Juin 2010.
- [31] **Marif.Y, Benmoussa. H, Bouguettaia. H, Belhadj. M. M, Zerrouki. M**, 2014. Numerical simulation of solar parabolic trough collector performance in the Algeria Saharan region. *Energy Conversion and Management* 85, 521–529.
- [32] Syndicat des énergies renouvelable.
- [33] syndicat des énergies renouvelables, mai 2010, www.enr.fr.
- [34] German Aerospace Center (DLR), 2007. Concentrating Solar Power for Seawater Desalination.
- [35] **Quoilin. S**, 2007. Les Centrales Solaires à Concentration. Université de Liège.
- [36] **Soteris A.Kalogirou**, 2004. Solar thermal collectors and applications. *Progress in Energy and Combustion Science* 30, 231-295.
- [37] **Jodice, R. & Tomasinsig, E.**, Energia dalle biomasse: la tecnologia, vantaggi per

Références

- processi produttivi, valori economiche ambientali, AREA Science Park: Trieste, 2006, www.area.trieste.it.
- [38] **Martinez. I, Almanza. R**, 2007. Experimental and theoretical analysis of annular two-phase flow regimen in direct steam generation for a low-power system. *Solar Energy* 81, 16–226.
- [39] **Padilla Ricardo.V, Demirkaya.G, Goswami.D.Yogi, Stefanakos.E, Muhammad M. Rahman**,2011. Heat transfer analysis of parabolic trough solar receiver. *Applied Energy* 88,5097-5110.
- [40] **R. Pitz-Paal, S.A. Jones**, "*A TRNSYS Model Library for Solar Thermal Electric Components (STEC)*", A Reference Manual, Release 2.2, 2000.
- [41] **Marif.Y, Benmoussa. H, Bouguettaia. H,Belhadj. M. M, Zerrouki. M, Ben Hammou. M**, 2011. Simulation Numérique d'un Concentrateur Cylindro-Parabolique Dans Le Site d'Adrar. International Conference on Energy and Sustainable Development Adrar
- [42] **Pierre Pardo**, « Développement d'un procédé de stockage d'énergie thermique haute température par voie thermochimique », thèse doctorat en Génie des procédés et de l'Environnement, Université de Toulouse, décembre 2013.
- [43] **Zhiyong .Wu, Shidong. Li, Guofeng .Yuan, Dongqiang. Lei, Zhifeng. Wang**, 2014.Three dimensional numerical study of heat transfer characteristics of parabolic trough receiver. *Applied Energy* 113, 902–911.
- [44] **Duffie. J. A, Beckman W. A**, 1991. *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2nd ed.Madison, JohnWiley & Sons. New York.
- [45] **Hamani Nadjette**, Mémoire de magister, « Modélisation du flux solaire incident et de la température de sortie dans un capteur solaire à eau avec effet de concentration du rayonnement solaire incident », Université de Biskra, 2005.
- [46] Günther M.; Joemann M.; Hirsch T., *Parabolic Trough Technology*, enerMENA, Université de Kassel, 2010.
- [47] Fauziah Sulaiman, Nurhayati Abdullah, and Balbir Singh Mahinder Singh, A Simulated Design and Analysis of a Solar Thermal Parabolic Trough Concentrator, *World Academy of Science, Engineering and Technology* 72, 2012 (Numéro 74).
- [48] BOUCHTIL, I., « Contribution à l'étude d'une centrale solaire thermodynamique à capteur cylindro-paraboliques dans une zone aride », mémoire master, Université hadj Lakhdar – Batna, 2012.
- [49] Pierre Garcia, « outils d'évaluation technico-économique et d'aide a la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur » Thèse de doctorat en Énergétique et Environnement Université de perpignan.
- [50] Bouguetaia Nadia, « Contribution à l'Etude et a la SimulationD'un Concentrateur Cylindro-Parabolique», Mémoire de Magister en Physique, Université Constantine 1, 2013.

Références

[51] Energie solaire / chauffage / eau chaude / électricité, <http://www.perugneau.fr>

[52] Le puzzle du chauffage de la couronne solaire : la dernière pièce ? www.futura-sciences.com.