

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

UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU



Faculté de Génie de la Construction

Département de Génie Mécanique

**Mémoire de Fin d'Etude
de MASTER**

Domaine : Science et Technologie

Filière : Génie Mécanique

Spécialité : Énergétique

Option : Froid, chauffage et climatisation

Thème

**Etude des performances d'une centrale solaire à
concentrateur de Fresnel sur sites Algériens**

Proposé et dirigé par :

Mr. H. BELTAGY

Présenté par :

Mr. Boukherouf Mustapha

Mr. Tebani Karim

Promotion 2018/2019

ملخص

تهدف هذه المذكرة إلى خصخصة وحدة لتوليد الطاقة الكهربائية عن طريق مركز لأشعة الشمس من نوع فريزل ذات استطاعة (5 ميغاواط كهربائي) في بعض المناطق الجزائرية الصحراوية. الخصخصة ستقام بواسطة تمثيل في مناطق جزائرية مختلفة لهدف تكيفها مع الظروف المناخية الخاصة بكل منطقة. التمثيل المقدم سيعبر بدلالة الزمن عن الإشعاع الحراري، الحقل و المستقبل. النتائج المقدمة ستعبر بمعدلات سنوية كذلك المر دودية الإنتاجية السنوية سوف تقدم

الكلمات المفتاحية مركز لأشعة الشمس من نوع فريزل، المحطات الشمسية الحرارية

نجاعة وأداء ضوئي، نجاعة وأداء حراري

Résumé

Le présent travail consiste à caractériser une centrale à concentrateur de Fresnel d'une puissance de 5MW_e sur différents sites Algérien (Sahara), cette caractérisation sera faite à travers une simulation dans différents sites algériens, en particulier l'adapter aux conditions climatiques de l'Algérie. La simulation sera réalisée à l'échelle horaire, elle concernera l'ensoleillement, le système 'champ', et le système 'récepteur'. Les résultats de la simulation seront représentés en moyenne annuelle. Les rendements, et la production énergétique annuelle seront évalués.

Mots clés: les centrales solaires thermiques, concentrateur solaire à miroirs de Fresnel, performances optiques et thermique.

Abstract

Present memory consists in characterizing a power station with a Fresnel concentrator of a 5MWe power on various sites Algerian (the Sahara), this characterization will be done through a simulation in various Algerian sites, in particular adapting it to the climatic conditions of Algeria. The simulation will be carried out at the time scale; it will concern the sunshine, the system 'field', and the system 'receiver'. The results of the simulation will be represented on average annual basis. Yields and annual energy production will be evaluated.

Key words: solar thermal power, Linear Fresnel concentrating solar, optical and thermal performances.

Remerciements

Nous remercions en premier lieu cet établissement qui porte le nom de MOULOUD MAMMARI.

D'abord nous tenons à exprimer toutes nos gratitude à notre promoteur Mr. H.BELTAGY pour sa disponibilité, sa gentillesse et ces conseils judicieux tout au long de ce travail.

Nos vifs remerciements vont à nos très chers parents pour leurs efforts fournis et leurs conseils pendant toute ces années d'études.

Nous souhaitons témoigner toute notre reconnaissance aux enseignants ayant contribué et participé à notre formation durant notre parcours d'étude.

Nous présentons nos respects et nos sincères remerciements aux membres du jury qui ont accepté d'évaluer notre travail.

Nous tenons à remercier tous nos amis qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

Dédicace:

Je dédie ce modeste travail à ce qui me donne le courage en mes Études ma source de Tendresse à mes parents DJOUHAR ET BACHIR.

A mes frère(Bachir,Belka,Mhenna,Fateh,Smail) et mes sœurs(nouara,nadia,djedjiga,djamila,samira,silouche).

A tous les proches de loin ou de prêt de ma famille.

Sans oublié la chère Dadou ainsi sa famille

La personne qui complète le PH

A mes amies, mes collègues de l'étude surtout les étudiants de génie de la construction et tous mes enseignants de primaire jusqu'à l'université.

A tous Ce qui est chère.

A tous les kabyles dans le monde .

PH

Dédicace:

Je dédie ce modeste travail à chère mère, Autant de phrases aussi expressives soient-elles ne sauraient montrer le degré d'amour que j'éprouve pour toi. Tu m'as comblé avec ta tendresse et affection tout au long de mon parcours. Tu n'as jamais cessé de me soutenir et de m'encourager Durant toutes les années de mes études, tu as toujours été présente à mes côtés pour me consoler et m'encourager. En ce jour mémorable pour moi ainsi que pour toi, reçoit ce travail en signe de ma reconnaissance et mon estime. Puisse le tout puissant te donner une place au Firdawes.

LTB

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : Le gisement et potentiel solaire	
I.1 Introduction	3
I.2. Le soleil	3
I.3. Course du soleil dans le ciel	3
I.4. Coordonnées géographiques terrestres	5
I.4.1. Latitude (ϕ)	5
I.4.2. Longitude (L)	5
I.4.3. Altitude (z)	5
I.5. Coordonnée horaires	6
I.5.1. La déclinaison du soleil δ	6
I.5.2. Angle horaire (ω)	6
I.6. Coordonnées horizontales	7
I.6.1. Hauteur solaire	7
I.6.2. Azimut du soleil (γ)	7
I.6.3. Angle zénithal θ_z	8
I.6.4. Angle d'incidence	9
I.7. Rayonnement solaire	9
I.7.1. Eclaircissement et constante solaire	10
I.7.2. Influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire	10
I.7.3. Rayonnement solaire arrivant au sol	11
I.7.3.1. Rayonnement direct	11
I.7.3.2. Rayonnement diffus	12
I.7.3.3. Le rayonnement réfléchi	12
I.7.3.4. Rayonnement global	12
I.8. Rayonnement solaire en Algérie	13
Conclusion	14
CHAPITRE II : Etude bibliographique	
II.1. Introduction	15
II.2. Aperçu de la technologie	15
II.3. Les capteurs à concentration	15
II.3.1. Principe de fonctionnement	15
II.3.1.1. Les avantages	16
II.3.1.2. Les inconvénients	16
II.4. Quelques définitions	16
II.4.1. L'ouverture du concentrateur	16
II.4.2. La concentration ponctuelle CR	16
II.4.3. La concentration géométrique C	16

II.4.4. Le facteur d'interception γ	17
II.4.5. Classification des systèmes à concentration	17
II.4.6. Concentrateur	17
II.4.7. Récepteur	17
II.4.8. Cycle de puissance	18
II. 5. Les différents types de centrales solaires à concentration	19
II.5.1. Centrales à concentration ponctuelle	19
II. 5.1.1. Les centrales à Tour	20
II. 5.1.1.1. Les avantages et les inconvénients d'une centrale à Tour	20
II.5.1.2. Les centrales à capteurs paraboliques	21
II. 5.1.2.1. Les avantages et les inconvénients d'une centrale parabolique	21
II.5.2. Centrales à concentration linéaire	22
II. 5.2.1. Concentrateur cylindro-parabolique	22
II. 5.2.1.1. Les avantages et les inconvénients d'une centrale cylindro-parabolique	24
II. 5.2.2. Concentrateur de Fresnel :	24
II. 5.2.2.1. Définition des capteurs linéaires de Fresnel	25
II. 5.2.2.2. Principe de fonctionnement	25
II. 5.2.2.3. Systèmes à ébullition directe	25
II.5.2.2.4. Les avantages et les inconvénients d'une centrale FRESNEL	26
II. 6. Quelques centrales existantes	26
II. 6.1. Areva Solar (anciennement Ausra) (Australie-USA)	26
II. 6.2. Novatec Solar (Allemagne)	28
II 6.3. CNIM	29
II. 6.4. Solar Power Group, Allemagne	30
II. 7. La génération de vapeur	31
II. 7.1. Génération directe de la vapeur	31
II. 7.2. Génération indirecte de la vapeur	32
Conclusion	33
CHAPITRE III : Modélisation du système	
III.1. Introduction	34
III.2. Problématique	34
III.3. Résolution	34
III.4. Hypothèses	34
III.5. Modélisation théorique	34
III.6. Calcul d'optimisation	38
III.7. La relation entre la concentration solaire totale et le nombre de miroir	40
III.7.1.. Les nombres de miroirs	40
III.7.2. La concentration solaire	41
Conclusion	43
CHAPITRE IV : Simulation et analyse des résultats	
IV.1. Introduction	44
IV.2. Description du logiciel de simulation (SAM)	44
IV.3. Descriptions des sites étudiés	45

IV.4. Les différents rendements de la centrale	45
IV.5. Les critères de choix du site pour les centrales CSP	46
IV.5.1 Le rayonnement solaire	47
IV.5.2. Les ressources terrestres	48
IV.5.3. Les conditions terrestres naturelles et l'utilisation des terres	48
IV.5.4. La couverture terrestre et l'utilisation des terres	48
IV.5.5. La disponibilité de l'eau pour refroidissement	49
IV.5.6. La pente du terrain	50
IV.5.7. Le potentielle des risques naturels	50
IV.5.8. Les aires protégées	50
IV.5.9. Les coûts des terrains et la propriété foncière	50
IV.6. Description de la centrale étudiée	51
IV.7. Analyse thermique	53
IV.8. Interprétation des résultats des quatre sites étudiés	53
IV.8.1. Le site de Hassi-R'mel	53
IV.8.1.1. L'ensoleillement normal direct (DNI) de site Hassi-R'mel	54
IV.8.1.2. La puissance incidente au champ solaire, la puissance incidente au récepteur et les pertes thermiques dans le récepteur de site Hassi-R'mel	55
IV.8.1.3. Le rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site Hassi-R'mel	56
IV. 8.2. Le site de Tamanrasset	57
IV. 8.2.1. L'ensoleillement normal direct (DNI) de site Tamanrasset	58
IV. 8.2.2. La puissance incidente au champ solaire, la puissance incidente au récepteur et les pertes thermiques dans le récepteur de site Tamanrasset	58
IV. 8.2.3. Le rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site Tamanrasset	59
IV. 8.3. Le site d'In-Sallah	60
IV. 8.3.1. L'ensoleillement normal direct (DNI) de site In-Sallah	62
IV.8.3.2. La puissance incidente au champ solaire, la puissance incidente au récepteur et les pertes thermiques dans le récepteur de site In-Sallah	62
IV. 8.3.3. Le rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site In-Sallah	63
IV. 8.4. Le site de Biskra	64
IV. 8.4.1. L'ensoleillement normal direct (DNI) de site Biskra	66
IV. 8.4.2. La puissance incidente au champ solaire, la puissance incidente au récepteur et les pertes thermiques dans le récepteur de site Biskra	66
IV.8.4.3. Le rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site Biskra	67
IV. 9. L'énergie annuelle produite	69
IV. 10. Comparaison et analyse des résultats optimaux trouvés	70
Conclusion	71
Conclusion Générale	72

Listes des figures		
CHAPITRE I		
Figure I.1	plan de l'écliptique et l'orbite des saisons	5
Figure I.2	coordonnées géographiques	6
Figure I.3	coordonnées horaires	7
Figure I.4	azimut du soleil	8
Figure I.5	coordonnées horizontales	8
Figure I.6	Angle d'incidence	9
Figure I.7	Spectre du rayonnement solaire reçu hors atmosphère	10
Figure I.8	Rayonnement solaire	13
Figure I.9	Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu (publier par CDER)	14
CHAPITRE II		
Figure II.1	Irradiation solaire moyenne	15
Figure II.2	Principales technologies de concentration solaire	18
Figure II.3	systèmes à concentration solaire	19
Figure II.4	Centrale à tour solaire à héliostats.	20
Figure II.5	Capteur parabolique avec moteur Stirling.	21
Figure II.6	Configuration typique d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques.	23
Figure II.7	Concentrateur à capteur cylindro-parabolique.	23
Figure II.8	Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel.	25
Figure II.9	Prototype de 2500 m ² à Liège.	26
Figure II.10	Centrale de Kimberlina, par Ausra.	27
Figure II.11	Schéma de principe de la centrale PE1 de Novatec-Biosol.	28
Figure II.12	Puerto Errado I, par Novatec-Biosol.	29
Figure II.13	Prototype de la CNIM à La Seyne-sur-Mer (source CNIM)	30
Figure II.14	FresDemo, par MAN et SPG.	31
Figure II.15	Schémas d'une centrale solaire de Fresnel à génération directe de vapeur.	32
Figure II.16	Schémas d'une centrale solaire de Fresnel à génération indirecte de vapeur.	33
CHAPITRE III		
Figure III.1	Concentrateur solaire de Fresnel	35
Figure III.2	La relation entre la concentration solaire et le nombre des miroirs dans le réflecteur solaire de Fresnel pour n=7	41
Figure III.3	La relation entre la concentration solaire et le nombre des miroirs dans le réflecteur de Fresnel n=48	42
CHAPITRE IV		
Figure IV.1	Page de démarrage du logiciel	44
Figure IV.2	Les critères de choix du site pour CSP (Günther et al, 2012)	46
Figure IV.3	Les utilisations de l'énergie solaire et les composantes du rayonnement correspondant (Günther et al, 2012).	47
Figure IV.4	Irradiation annuelle directe normale en kWh / m ² /an [24]	48
Figure IV.5	Schéma de principe d'une centrale solaire (PE1) de Novatec Biosol	52

Figure IV.06	Moyenne annuelle de l'éclairement moyen direct incident de site Hassi-R'mel	53
Figure IV.07	Moyenne annuelle de la puissance incidente au champ, la puissance incidente au récepteur, les pertes dans le récepteur de site Hassi-R'mel.	54
Figure IV.08	Les Moyenne annuelle du : rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site Hassi-R'mel	54
Figure IV.09	Moyenne annuelle de l'éclairement moyen direct incident de site Tamanrasset	57
Figure IV.10	Moyenne annuelle de la puissance incidente au champ, la puissance incidente au récepteur, les pertes dans le récepteur de site Tamanrasset.	57
Figure IV.11	Moyenne annuelle du : rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site Tamanrasset.	58
Figure IV.12	Moyenne annuelle de l'éclairement moyen direct incident de site In-Sallah.	61
Figure IV.13	Moyenne annuelle de la puissance incidente au champ, la puissance incidente au récepteur, les pertes dans le récepteur de site In-Sallah.	61
Figure IV.14	Moyenne annuelle du : rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site In-Sallah.	62
Figure IV.15	Moyenne annuelle de l'éclairement moyen direct incident de site Biskra.	65
Figure IV.16	Moyenne annuelle de la puissance incidente au champ, la puissance incidente au récepteur, les pertes dans le récepteur de site Biskra.	65
Figure IV.17	Moyenne annuelle du : rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site Biskra.	66
Figure IV.18	L'énergie annuelle produite pour les quatre sites	69

Liste des tableaux		
CHAPITRE I		
Tableau I.1	Valeurs typiques de l'albédo du sol	12
CHAPITRE III		
Tableau III.1	Nombre de miroirs en fonction des paramètres de position θ_n , Q_n , S_n pour $n=20$	39
Tableau III.2	Configuration de sept miroirs en fonction de U_n , D_n , l_n pour $n=7$	40
Tableau III.3	La relation entre la concentration solaire totale et le nombre de miroir	41
CHAPITRE IV		
Tableau IV.1	Les paramètres des sites étudiés	45
Tableau IV.2	Les caractéristiques de la centrale étudiée	51
Tableau IV.3	Les différents résultats optimaux obtenus des quatre sites étudiés.	70

NOMENCLATURES

CHAPITRE I

ϕ : Latitude ($^{\circ}$)

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

Z : Altitude ($^{\circ}$)

δ : déclinaison ($^{\circ}$), (m), (s) d'arc

ω : l'angle horaire ($^{\circ}$).(s)

j : Le numéro du jour dans l'année compté à partir du 1er janvier (1 à 366).

P : (pole boréal)

P' : (pole austral)

TSV : le temps solaire vrai

h, γ : hauteur solaire

χ : Azimut du soleil ($^{\circ}$)

θ_z : Angle zénithal ($^{\circ}$)

K : kelvin

Isc : la moyenne annuelle de cet éclairement (Isc=1367 W/m²).

ε : Le coefficient de correction dû à la variation de la distance terre-soleil (j)

π : le nombre $p \approx (3.14)$

UV : ultraviolet

IR : infrarouge

R : le rayon moyen de la particule diffusante.

d_{re} : Le rayonnement réfléchi

Alb : L'albédo total du système Terre/Atmosphère

CDER : centre de développement des énergies renouvelables

CHAPITRE II

Gwh: giga watt heure

MW: mega watt

CR: La concentration ponctuelle

\bar{E}_a : la surface de l'absorbeur

\bar{E}_r : l'éclairement à l'ouverture

C : La concentration géométrique

A_r : surface d'ouverture

A_a : surface de l'absorbeur

γ : Le facteur d'interception

P_a : la puissance absorbée

P_i : la puissance incidente

KW: kilo watt

MWth : mega watt thermique

W/m²: watt par mètre carré

C : Celsius (°)

RLC : réflecteurs linéaires compacts

(R134a, R123, R245fa, etc.) : Des réfrigérants

CO₂ : oxyde de carbone

NH₃ : l'ammoniac

BMU : Le ministère allemand de l'environnement

CLFC : le concentrateur de Fresnel linéaire compact

SHP : Solar Heat and Power

PE1: Puerto Errado 1

SPG : Solar Power Group

CNIM : Entreprise de Construction Navale et Industrielle de la Méditerranée

LFC : collecteur de Fresnel linéaire

DLR : Centre aérospatial allemand

CIEMAT : Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales Tecnológicas

FHG-ISE : Fraunhofer institute for Solar Energy systems

LFR : linéaire de Fresnel à réflexion.

CLFR : Réflecteur compact linéaire de Fresnel.

PT : Cylindro-Parabolique (parabolic Trugh concentrateur)

LF : linear Fresnel (réflecteur de Fresnel)

CR : central receiver (centrale à tour)

NREL : Laboratoire national d'énergie renouvelable

CSP : Concentrateur solaire de puissance

SAM: system Advisor model

DNI: direct normal irradiation

HTF : fluide du transfert thermique

CHAPITRE III

W : largeur constante de chaque miroir

Qn : La position de miroir (mm)

Θ_n : L'angle d'inclinaison de miroir ($^\circ$)

S_n : Le décalage de miroir (mm)

U_n, D_n et I_n : les valeurs des rayons solaires réfléchis sur l'absorbeur

f : est la distance focale

ζ_0 : est la moitié de la distance angulaire du soleil en un point quelconque sur terre.

CR : la concentration solaire totale

CHAPITRE IV

η_{optique} : rendement optique

S : la surface de miroir

P_a : est la puissance absorbée par le tube

$\eta_{\text{optique récepteur}}$: rendement optique de récepteur

Φ_{Vitre} : Le flux solaire qui rentre par la vitre issu des miroirs de Fresnel

$\eta_{\text{thermique}}$: rendement thermique

P_{fluide} : la puissance thermique transmise au fluide caloporteur

Q : énergie utile

T_{sortie} : température de sortie

T_{entrée} : température d'entrée

\dot{m}_f : débit de fluide caloporteur

C_p : capacité thermique

DLR : Centre aérospatial allemand

NASA : National Aeronautics and Space Administration

SEGS : Système solaire de la génération d'électricité

UICN : l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature

PE: Puerto Errado

CPC: Compound Parabolic Concentrator

KWh/an: kilowatt hour par année

INTRODUCTION GENERALE

Le monde aujourd'hui dépend totalement des énergies fossiles afin de satisfaire leurs besoins. Les hydrocarbures, la source énergétique dominante, couvrent 80% de la production énergétique mondiale. A ce rythme d'exploitation, la situation des réserves de pétrole et du gaz naturel est extrêmement préoccupante et leur impact environnemental est très alarmant.

L'utilisation des sources d'énergie renouvelable est une bonne solution à cette problématique ; il devient urgent d'accélérer leur implantation pour atteindre des puissances et des rendements en quantité et en qualité meilleure. Pour cela on utilise les différents systèmes solaires à concentration (CSP), tels que les centrales à tour, les systèmes cylindro-paraboliques, les concentrateurs de Fresnel, ces derniers sont utilisés pour produire de la chaleur ou l'électricité.

L'Algérie a 2,382 millions km² de superficie, 70% est de déserts. L'irradiation directe totale annuelle varie de 2 100 kWh / m², avec une durée d'ensoleillement de plus de 3500 heures par an. [17]

Donc c'est une place à exploiter avec tous les types d'exploitation possible pour différentes énergies renouvelables.

Il existe deux types de concentration :

La concentration linéaire : des concentrateurs cylindro-paraboliques et des concentrateurs linéaires de Fresnel.

La concentration ponctuelle : les concentrateurs paraboliques et des centrales à Tour (les héliostats).

La production d'électricité par des concentrateurs solaires linéaires de Fresnel de plus en plus attractive, les performances et la productibilité de cette technologie demandent encore à être étudiées.

Ce travail est consacré à une étude des performances d'une centrale solaire à concentrateur linéaire de Fresnel, pour cela nous avons établis le plan de travail suivant :

Le chapitre I présente quelques généralités de gisement et potentiel solaire, les modèles d'estimations du rayonnement solaire en Algérie pour l'étude du gisement, et les applications de l'énergie solaire.

Le chapitre **II** est consacré aux centrales solaires thermodynamiques, où sont décrit les technologies existantes dans la filière du solaire thermique à concentration (CSP) et à l'étude bibliographique et l'état de l'art des concentrateurs linéaires de Fresnel.

Le chapitre **III** est consacré à l'étude optique dans laquelle nous déterminerons les performances optiques du concentrateur linéaire de Fresnel

Au **quatrième** chapitre, nous utiliserons le logiciel SAM pour la simulation d'une centrale à concentrateur de Fresnel de 5 MWe sur les sites retenus, elle est de type NOVATEC SOLAR. Nous exploiterons les résultats obtenus et nous donnerons sous forme de courbes les différentes caractéristiques de fonctionnement de la centrale. Nous terminerons, notre analyse par une étude comparative sur la base d'un bilan énergétique des sites considérés.

À la fin de ce travail nous présenterons une conclusion résumant l'essentiel des résultats obtenus.

1. Introduction :

Ce chapitre est consacré pour la présentation et la définition de quelques notions astronomiques telles que les différentes coordonnées, les différents angles, les différents temps, et à la fin de cette partie, on va définir le rayonnement solaire et ses composantes. L'énergie solaire est à l'origine de la majorité des autres énergies renouvelables, le soleil fournit une énergie permanente à la terre équivalente de 1000 fois la consommation de l'humanité entière ce qui garantit une espérance de vie de plusieurs milliards d'années.

L'exploitation et la collecte de cette énergie pour produire la chaleur pour le chauffage nécessite de connaître quelques notions sur l'irradiation solaire.

Dans ce chapitre nous avons présenté des rappels sur l'énergie solaire, les différents paramètres qui influent sur l'irradiation solaire et l'intensité du flux solaire reçu au niveau du sol.

2. Le soleil :

La quantité totale d'énergie émise par le soleil sous forme de rayonnement est remarquablement constante, elle ne varie que de quelques millièmes sur une période de plusieurs jours. Cette émission d'énergie vient des profondeurs du soleil.

Comme la plupart des autres étoiles, le soleil est constitué principalement d'hydrogène (71%), d'hélium (27%) et d'autres éléments plus lourds (2%).

L'énergie solaire est une énergie produite par la suite de réactions de fusions nucléaires. La source de la plupart des énergies disponibles sur la terre est exploitable pour la production d'électricité.

La puissance solaire disponible en tout point de la terre dépend du jour, de l'heure, et de la latitude du point de réception, de plus la quantité d'énergie solaire captée est fonction de l'orientation du récepteur.

3. Course du soleil dans le ciel :

On dit la course du soleil dans le ciel même s'il est fixe, parce qu'il occupe à chaque instant un point différent dans le ciel, en décrivant des trajectoires sous forme d'arc de cercle dont le centre est le point d'observation.

La course du soleil est engendrée par la combinaison de deux mouvements de la terre, sa rotation sur elle-même, qui est responsable de la succession des jours et des nuits, et simultanément, sa révolution autour du soleil qui explique la succession des saisons.

L'orbite sur laquelle se fait le deuxième mouvement appelée l'écliptique, est sous forme d'une ellipse dont l'un des foyers est occupé par le soleil, c'est-à-dire ce dernier n'est pas au centre. Cette excentricité, qui est faible, permet de dire que la distance terre-soleil est variable en tout point de l'orbite. Le plan qui passe par l'écliptique est appelé plan écliptique, et le plan qui sépare la terre en deux hémisphères nord et sud est appelé plan équatorial, et sa trace sur le globe est l'équateur, il est perpendiculaire à l'axe de rotation de la terre.

A vrai dire, la révolution de la terre autour du soleil ne suffit pas pour décrire la succession des saisons, il y'a aussi un autre élément important et déterminant qui contribue à ce phénomène, c'est l'inclinaison de l'axe de rotation de la terre sur elle-même (axe des pôles qui est toujours parallèle à lui-même) par rapport à la verticale qui passe par l'écliptique d'un angle constant égale à $23,45^\circ$, et qui est le même angle entre le plan écliptique et le plan équatorial. En effet l'association de la révolution de la terre autour du soleil et l'inclinaison de l'axe des pôles par rapport à la verticale de l'orbite, fait en sorte que chaque point ou chaque lieu sur la surface du globe donne une apparence différente au soleil chaque jour de l'année, donc il reçoit un éclaircissement plus ou moins fort, ce qui explique la succession des saisons.

Il y'a quatre points remarquables de l'écliptique qui sont considérés comme des références : les deux solstices, et les deux équinoxes.

- Le solstice d'été, le 22 juin : l'hémisphère nord est inclinée vers le soleil, c'est le début d'été, il correspond au jour le plus long de l'année et la nuit la plus courte, contrairement à l'hémisphère sud qui est inclinée vers l'autre côté, donc c'est l'hiver.
- Le solstice d'hiver, le 22 décembre : c'est l'hémisphère sud qui est inclinée vers le soleil, alors que l'hémisphère nord ne l'est pas, c'est l'hiver au nord, et ça correspond au jour le plus court et la nuit la plus longue de l'année.
- L'équinoxe de printemps, le 21 mars : les deux hémisphères de la terre sont orientés de la même façon vers le soleil, le plan équatorial passe exactement par le centre du soleil, en cette date, le cercle d'illumination qui différencie le jour de la nuit sur le globe passe par les deux pôles de la terre, donc le jour et la nuit ont la même durée égale à 12h chacun.

L'équinoxe d'automne, le 23 septembre : est décrit de la même façon que l'équinoxe de printemps, et c'est le début de la saison d'automne.

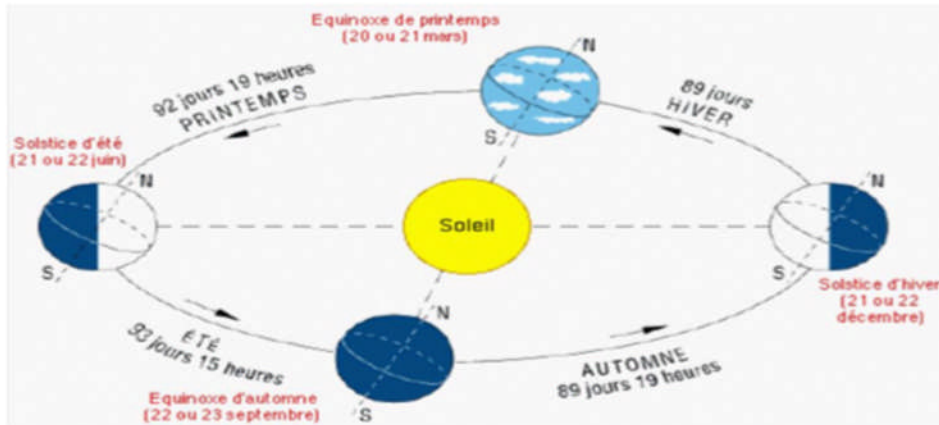


Figure I.1 : plan de l'écliptique et l'orbite des saisons.

4. Coordonnées géographiques terrestres :

Pour calculer la valeur de l'éclairement émis sur un lieu de la terre, il est nécessaire de déterminer la position de ce lieu, voilà quelques caractéristiques qui définissent chaque lieu :

4.1. Latitude (ϕ) :

Une latitude donne la localisation d'un point par rapport à l'équateur, elle varie entre 0° et 90° , positivement vers le pôle nord et négativement vers le pôle sud.

Si $\theta > 0$, le site trouve dans l'atmosphère nord, sinon le site est dans l'hémisphère sud

4.2. Longitude (L) :

La longitude d'un lieu donnée est l'angle formé par le méridien de ce lieu avec le méridien d'origine (méridien de Greenwich), elle est comptée de 0° à 180° , Positivement vers l'est et négativement vers l'ouest.

4.3. Altitude (z) :

L'altitude est l'élévation d'un lieu par rapport au niveau de la mer, mesurée en mètre (m)

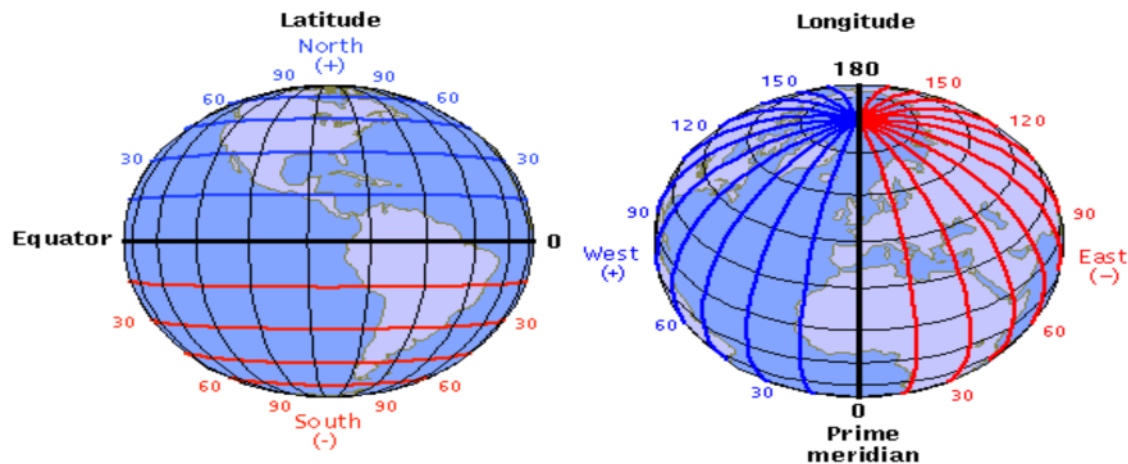


Figure I.2 : coordonnées géographiques.

5. Coordonnée horaires :

Les coordonnées équatoriales sont indépendantes de la position de l'observateur sur la terre, mais elles sont liées à l'heure de l'observation, et la position du soleil est exprimée par deux angles qui sont la déclinaison δ et l'angle horaire ω .

5.1. La déclinaison du soleil δ :

La déclinaison est l'angle que fait la direction d'observation de soleil avec sa projection sur le plan équatorial. Elle est exprimée en degré ($^{\circ}$), minute(m) et seconde (s) d'arc. Elle traduit l'inclinaison du plan équatorial par rapport au plan écliptique.

En considérant la déclinaison comme constante sur une journée, l'équation de Kopernic fournit la relation qui relie ces deux grandeurs :

$$\delta = 23.45 \sin (0.98 (284+j)) \quad (I-1)$$

Avec :

j : Le numéro du jour dans l'année compté à partir du 1er janvier (1 à 366).

5.2. Angle horaire (ω) :

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

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

Où TSV est le temps solaire vrai.

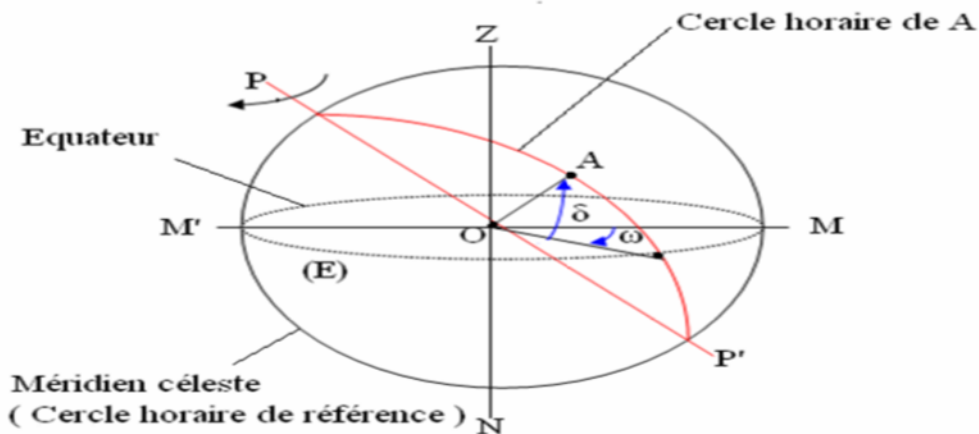


Figure I.3 : coordonnées horaires.

6. Coordonnées horizontales :

Les coordonnées horizontales dépendent du lieu d’observation. Elles ont comme plan de référence le plan horizontal, perpendiculaire à la verticale du lieu. Un objet est repéré dans ce système de coordonnées par ces composantes :

6.1. hauteur solaire (h, γ) :

C’est l’angle compris entre la direction du soleil et le plan horizontal, sa valeur est nulle au lever ou au coucher du soleil et maximale lorsque le soleil est à son zénith.

Elle varie au cours de la journée en fonction de la déclinaison δ de l’angle horaire ω, et de la latitude φ.

L’expression de la hauteur du soleil est donné par :

$$\sin(h) = \sin(\delta) \sin(\phi) + \cos(\omega) \cos(\delta) \cos(\phi) \dots\dots\dots (I-3)$$

6.2. Azimut du soleil (γ) :

C’est l’angle comprise entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud.

Il est compté de 0° à 360° d’Ouest en Est, ou de 0° à 180° à partir du sud vers l’ouest. La relation qui donne l’azimut est donnée par la relation ci-dessous :

$$\sin\chi = \frac{\cos\delta \cos\omega \sin\varphi - \sin\delta \cos\varphi}{\cos\gamma} \dots\dots\dots (I-4)$$

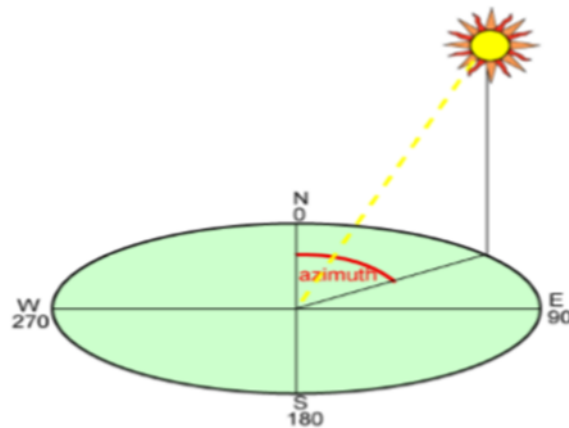


Figure I.4 : azimut du soleil.

6.3. Angle zénithal θ_z :

C'est l'angle entre le Zénith local et la ligne joignant l'observateur et le soleil. Il varie de 0 à 90°. Cet angle est donné par la relation ci-dessous :

$$\cos\theta_z = \cos\delta \cos\omega \cos\varphi + \sin\delta \sin\varphi \dots\dots\dots (I-5)$$

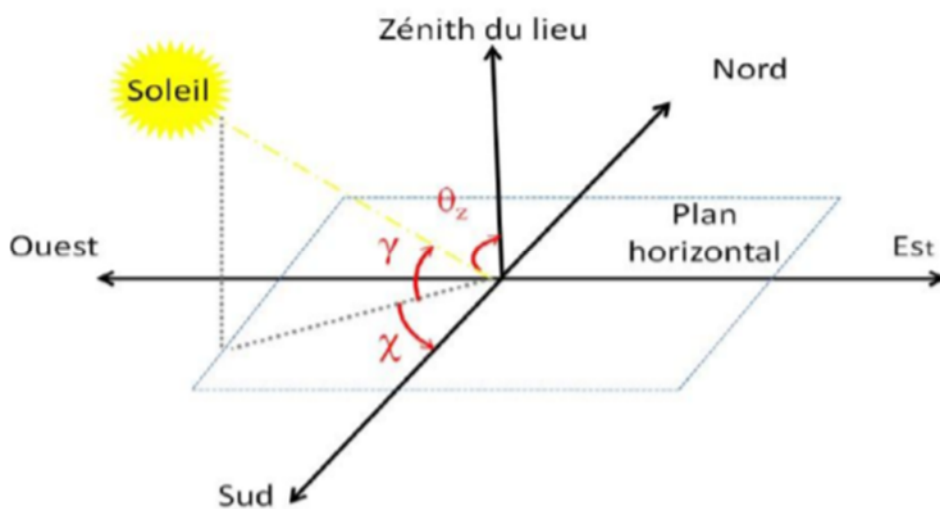


Figure. I.5 : coordonnées horizontales.

6.4. Angle d'incidence :

C'est l'angle entre le rayon solaire direct et la normale extérieure du la surface du plan.

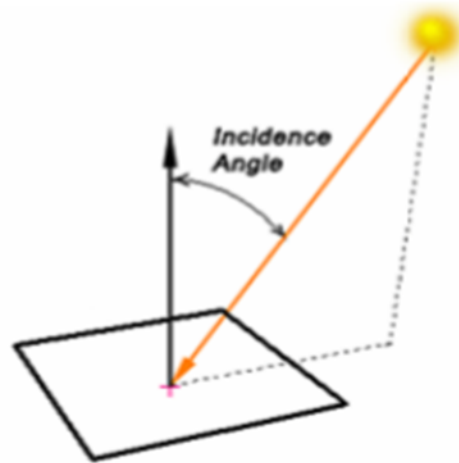


Figure I.6 : Angle d'incidence.

7. Rayonnement solaire :

Le soleil émet un rayonnement qui peut être assimilé, en première approximation, à celui d'un corps noir à 5800K. Ce rayonnement propage dans l'espace sous forme d'onde électromagnétique, il atteint la terre après environ huit minutes de son émission.

Les 98% de l'énergie émise se situent dans la bande de longueur d'onde comprise entre 0.25 et 3 μm [1]

La terre reçoit une partie de ce rayonnement, le flux énergétique reçu par la terre est appelé éclairement énergétique, abrégé en éclairement.

La moyenne annuelle de cet éclairement reçu sur un plan normal aux rayons du soleil situé au sommet de l'atmosphère est appelée constante solaire.

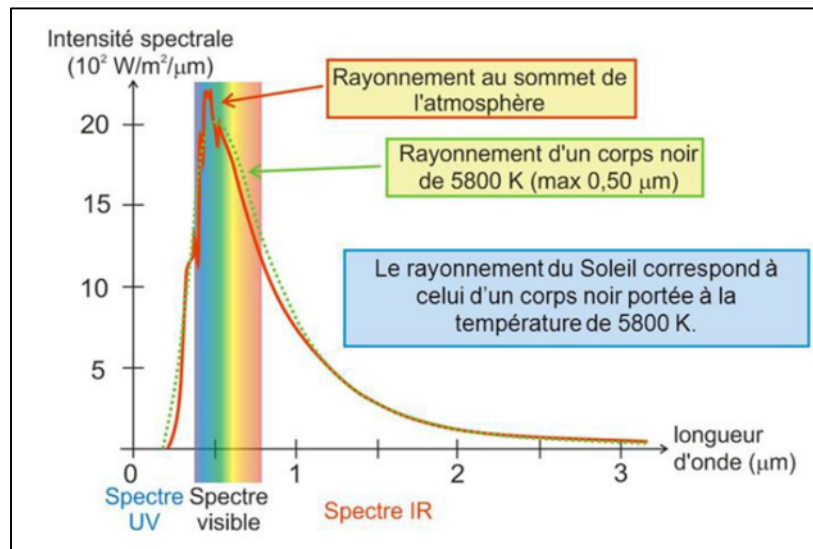


Figure I.7 : Spectre du rayonnement solaire reçu hors atmosphère.

7.1. Éclairement et constante solaire :

L'éclairement est le flux solaire traversant une surface unitaire perpendiculaire aux rayons du soleil et se situant au sommet de l'atmosphère, il dépend de la distance réelle terre-soleil, laquelle varie selon les saisons. Il s'exprime en W/m^2 .

La constante solaire I_{sc} représente la moyenne annuelle de cet éclairement [1]. La valeur de I_{sc} la plus utilisée est celle adoptée par l'Organisation Météorologique Mondiale (OMM) en octobre 1981 avec une incertitude de 1% ($I_{sc}=1367 W/m^2$).

Les mesures par satellite ont permis d'établir une formule empirique, d'une précision acceptable, donnant l'intensité de l'éclairement au sommet de l'atmosphère I_0 en fonction du facteur de correction de la distance Terre-Soleil ε , I_0 est exprimée par :

$$I_0(j) = I_{sc}\varepsilon(j)$$

Le facteur ε représente le coefficient de correction dû à la variation de la distance terre-soleil, il varie en fonction du numéro du jour de l'année j , il est calculé par l'équation suivante [1]:

$$\varepsilon(j) = 1 + 0.0344 \times \cos\left(\frac{2\pi}{365.25}j\right)$$

7.2. Influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire :

L'irradiation solaire perd son intensité en traversant l'atmosphère terrestre.

Deux phénomènes atténuent ce rayonnement, il s'agit de l'absorption et de la diffusion [2] :

a- Absorption :

Elle est sélective et dépend principalement de :

- L'ozone qui forme un écran qui arrête les UV ($\lambda < 0,28 \mu\text{m}$).
- l'oxygène qui absorbe des bandes étroites du spectre visible (vers $0,69$ et $0,76 \mu\text{m}$).
- Le gaz carbonique qui absorbe une partie de l'IR lointain ($\lambda > 2 \mu\text{m}$).

La vapeur d'eau qui entraîne des bandes d'absorption multiples surtout dans l'IR. On ne la rencontre pratiquement qu'au niveau du sol.

b-diffusion :

En plus de l'absorption sélective liée aux gaz atmosphériques, le rayonnement solaire est soumis à la diffusion lors de sa traversée de l'atmosphère, il s'agit d'une redistribution spectrale du rayonnement par des particules. On distingue trois types de diffusion atmosphériques :

- Si $\lambda \gg r$: diffusion moléculaire (diffusion Rayleigh).
- Si $\lambda = r$: diffusion par les aérosols (diffusion Mie).
- Si $\lambda \ll r$: diffusion par gouttelettes d'eau et cristaux de nuage.

Avec :

r = le rayon moyen de la particule diffusante.

7.3. Rayonnement solaire arrivant au sol :

Le calcul et les mesures par satellite montrent que la terre qui est située à environ 150 millions de kilomètres du soleil, reçoit de sa part un rayonnement d'une puissance moyenne de $1367\text{W}/\text{m}^2$, c'est la puissance reçue par une unité de surface qui serait perpendiculaire aux rayonnements juste au-dessus de l'atmosphère terrestre. En traversant l'atmosphère terrestre, le rayonnement solaire est absorbé ou diffusé, on distingue plusieurs composants.

7.3.1. Rayonnement direct :

C'est le rayonnement reçu directement du soleil. C'est ce type de rayonnement qui est utilisé dans le système à concentration.

7.3.2. Rayonnement diffus :

Le rayonnement diffusé par les différents gaz constitue l'atmosphère, des rayons lumineux issus du Soleil traversent les nuages et se diffusent sur toute la surface de la Terre, il contribue à l'éclairage mais ne peut pas être concentré (à l'inverse du rayonnement direct).

7.3.3. Le rayonnement réfléchi :

Le rayonnement réfléchi d_{re} est la composante de l'éclairage par la surface terrestre, cette composante est prise en compte seulement dans le cas d'une surface inclinée, elle dépend essentiellement du type de surface. La fraction d'énergie réfléchie par rapport à l'énergie incidente est appelée Albédo. Ce terme étant généralement réservé au sol ou aux nuages, c'est une valeur moyenne de leur réflectance pour le rayonnement considéré et pour tous les angles d'incidences possibles. Il dépend fortement de la nature du sol et l'état de la surface. L'albédo total du système Terre/Atmosphère vaut environ 0.3 ce qui signifie que 30% du rayonnement solaire est réfléchi et 70% est absorbé.

$$albedo = \frac{\text{énergieréfléchie}}{\text{énergieréçue}} \dots\dots\dots (I-4)$$

Ainsi pour un corps noir parfait, l'albédo est nul, On peut citer quelques valeurs moyennes typiques pour différentes sortes de sols ou d'états de surface :

Nature du sol	Albédo
Neige fraîche	0.50 jusqu'à 0.70
Sol rocheux	0.15 jusqu'à 0.25
Foret	0.06 jusqu'à 0.20
Neige ancienne	0.8 jusqu'à 0.9

Tableau I.1 : Valeurs typiques de l'albédo du sol.

7.3.4. Rayonnement global :

C'est la somme du rayonnement direct, diffus et l'albédo c'est celui-ci qui est utilisé pour faire fonctionner les panneaux solaires thermique et photovoltaïque (système sans concentration).

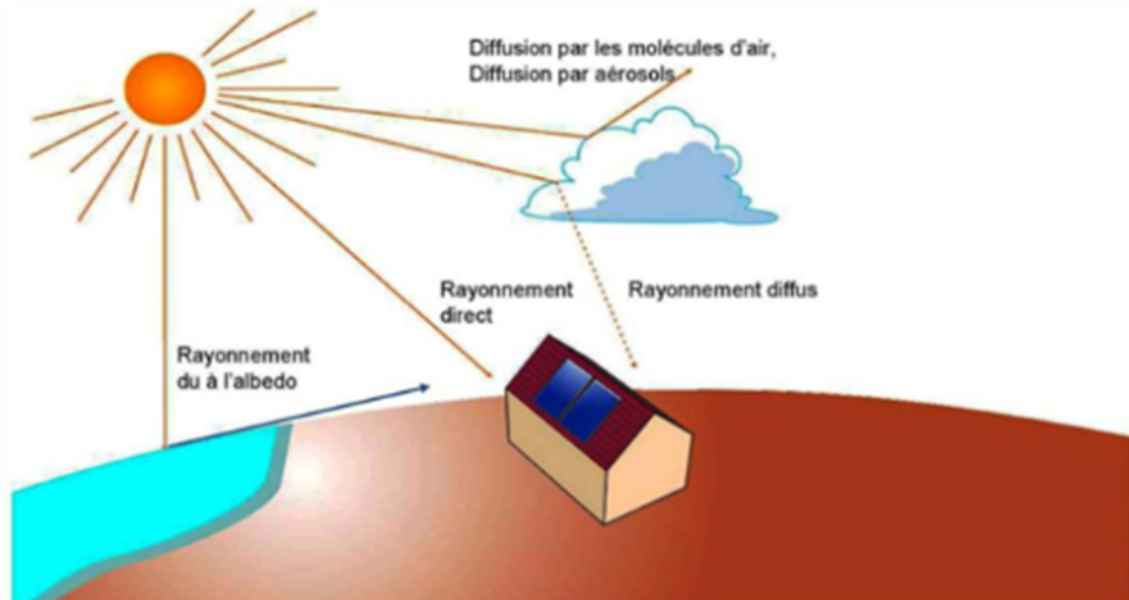


Figure I.8 : Rayonnement solaire.

8. Rayonnement solaire en Algérie :

La distribution de l'énergie reçue en Algérie, en moyenne annuelle, et en moyenne mensuelle est donnée par la **figure I.9** Elles présentent les différents niveaux énergétiques qui donnent ainsi un découpage du pays en régions iso-énergétiques.

Le Sahara représente environ 87% de la surface global de l'Algérie, ce qui représente la majeure partie du territoire algérien, situé entre les latitudes 20°N 34°N. Ainsi l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevée du monde dépassant les 2000 heures annuellement et peut atteindre 3900 heures. [3]

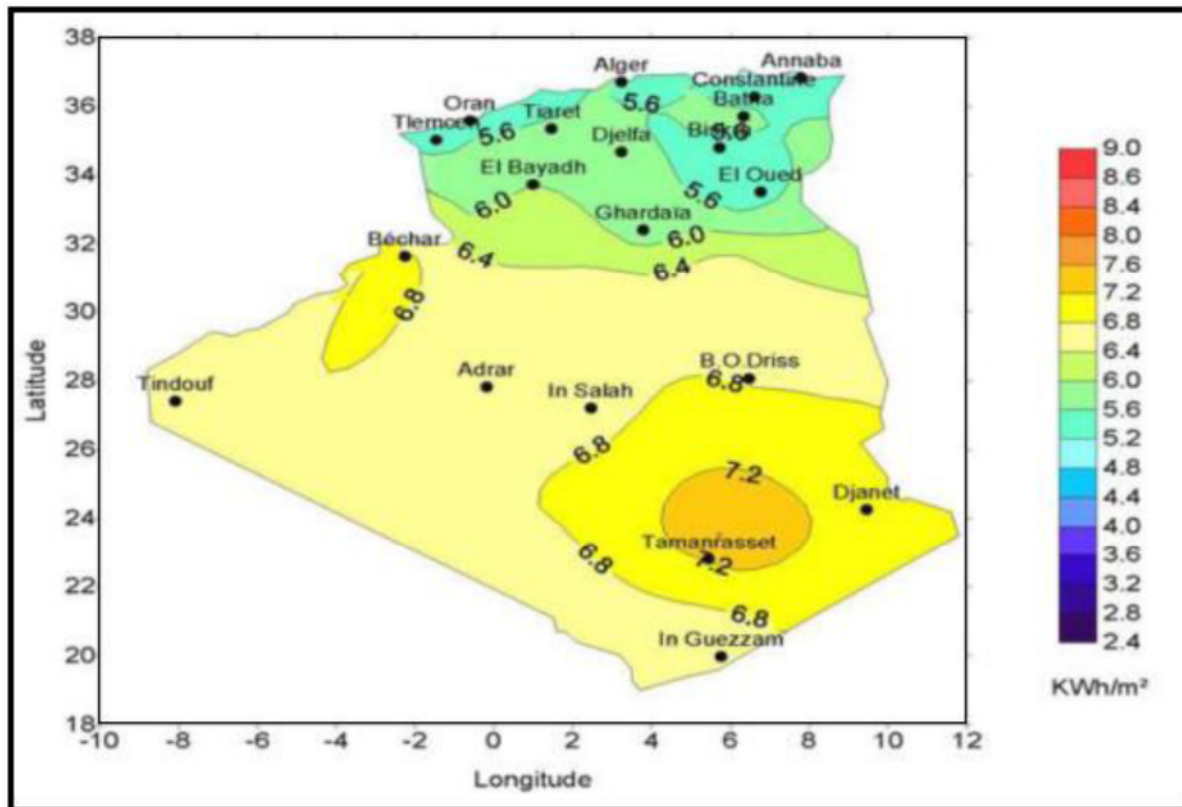


Figure I.9 : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu (publier par CDER). [17]

Conclusion :

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 principalement du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil.

1. Introduction :

Ce chapitre est consacré aux différentes définitions des paramètres qui régissent les systèmes à concentration du rayonnement solaire, nous allons présenter le principe de fonctionnement, les avantages et les inconvénients, et cela pour les quatre technologies des capteurs à concentration. A la fin de cette partie, nous allons présenter l'état de l'art du concentrateur de Fresnel et on va citer les recherches et les travaux qui ont été élaborés dans le développement du concentrateur linéaire de Fresnel.

2. Aperçu de la technologie :

Les centrales solaires sont une technologie relativement récente, possédant un important potentiel de développement. Les endroits les plus prometteurs pour l'implantation de ces technologies sont ceux du sud-ouest des États Unis, l'Amérique du Sud, une grande partie de l'Afrique, les pays méditerranéens et du Moyen Orient, les plaines désertiques d'Inde et du Pakistan, la Chine, l'Australie, etc.

Dans beaucoup de régions du monde, un kilomètre carré de terrain suffirait à générer jusqu'à 120 Gwh d'électricité par an, grâce à la technologie des centrales solaire. Cette énergie est équivalente à la production annuelle d'une centrale classique de 50 MW. [4]

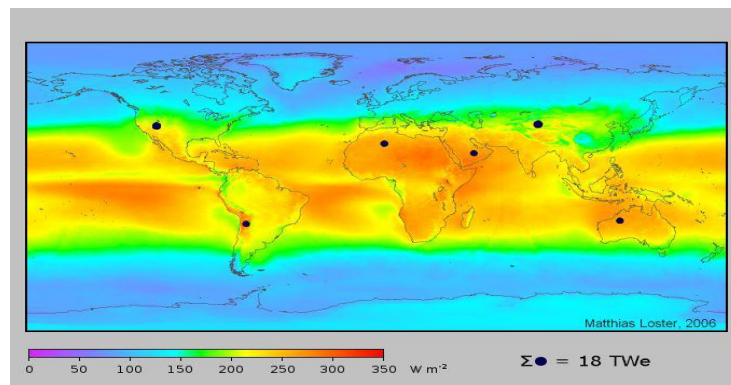


Figure II.1: Irradiation solaire moyenne. [4]

La Figure II.2 montre les 4 principaux systèmes de concentration. Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels. [5]

3. Les capteurs à concentration :

3.1. Principe de fonctionnement :

Dans les systèmes à concentration, le rayonnement solaire direct est reçu par une surface de grande taille appelée surface d'ouverture, puis dirigé vers un absorbeur de surface plus petite.

Ce résultat est obtenu grâce à une ou plusieurs réflexions sur des miroirs ou à des réfractions (à travers des prismes ou lentilles).

Dans les dispositifs à concentration on notera la présence de certain avantages et inconvénients.

3.1.1. Les avantages :

1. La diminution de la surface de l'absorbeur se traduit par une augmentation de la concentration.
2. Les rendements sont par conséquent plus élevés.
3. Les températures obtenues varient d'une centaine de °C à plus de 4000°C en fonction de facteur de concentration.

3.1.2. Les inconvénients :

1. Seul le rayonnement direct est utilisé.
2. Les pertes optiques peuvent être importantes, car elles sont dues aux phénomènes de réfraction ou de la réflexion, et aux caractéristiques géométriques du système.
3. Les pertes thermiques sont importantes car la température de l'absorbeur est élevée.
4. Ces capteurs nécessitent un entretien régulier pour conserver la qualité optique des miroirs soumis aux poussières et à la corrosion de l'environnement.

4. Quelques définitions :

4.1. L'ouverture du concentrateur :

L'ouverture est la surface plane à travers passe le rayonnement incident.

4.2. La concentration ponctuelle C_R :

La concentration ponctuelle est le rapport de l'éclairement moyen sur la surface de l'absorbeur \bar{E}_a à l'éclairement à l'ouverture \bar{E}_r .

$$C_R = \frac{\bar{E}_a}{\bar{E}_r} \quad \text{II-1}$$

4.3. La concentration géométrique C :

La concentration géométrique est le rapport de la surface d'ouverture A_r à celle de l'absorbeur A_a .

$$C = \frac{A_r}{A_a} \quad \text{II-2}$$

4.4. Le facteur d'interception γ :

Le facteur d'interception Est le rapport entre la puissance absorbée par le récepteur et celle incidente sur celui-ci.

$$\gamma = \frac{P_a}{P_i} \quad \text{II-3}$$

4.5. Classification des systèmes à concentration :

Les caractéristiques optiques :

1. à miroirs
2. à lentilles.

Les caractéristiques géométriques :

1. à une dimension.
2. à deux dimensions.
3. à trois dimensions.

Il existe différents systèmes de capteurs avec effet de concentration du rayonnement solaire :

1. Les concentrateurs à capteurs cylindro-parabolique.
2. Les concentrateurs à capteurs paraboliques.
3. Les centrales à tour solaire à héliostats.
4. Les centrales solaires à miroir de Fresnel.

4.6. Concentrateur :

Le concentrateur solaire est composé d'une surface réfléchive de verre ou de plastique et concentre le rayonnement incident à son foyer. Sa taille dépend évidemment de la puissance solaire requise. Comme ordre de grandeur, on peut considérer qu'un concentrateur de 10 m de diamètre peut fournir jusqu'à 25 KW d'électricité sous une insolation de 1000 W/m². Le concentrateur possède deux degrés de liberté afin de poursuivre efficacement le soleil. Cette technique s'effectue de façon tout à fait autonome, contrairement aux capteurs cylindro-paraboliques.

4.7. Récepteur :

Le récepteur absorbe l'énergie réfléchi par le concentrateur et la transfère au fluide de travail du cycle de puissance. La température de la source chaude peut être adaptée en plaçant le récepteur plus ou moins loin du foyer du collecteur. Deux types de cycles peuvent être utilisés en aval du récepteur : le cycle de Stirling ou le cycle de Brayton. Dans le cas du

moteur Stirling, le flux de chaleur transmis est intermittent, ce qui pose des problèmes de fatigue par dilatation thermique. Pour répondre à ce problème, un fluide intermédiaire (le plus souvent du sodium) est parfois utilisé entre le récepteur et le moteur Stirling. L'efficacité du transfert de chaleur atteint 90% Dans le cas des cycles de Brayton, une technologie semblable à celle des tours solaire est utilisée.

4.8. Cycle de puissance :

Le système chargé de transformer la chaleur provenant de la radiation solaire en puissance mécanique est monté directement sur le capteur parabolique, à proximité de son foyer. Dans le cas contraire, le collecteur perdrait sa liberté de mouvement et ne pourrait plus poursuivre le soleil.

Le système doit donc être le plus compact possible, de manière d'occulter un minimum la radiation solaire.

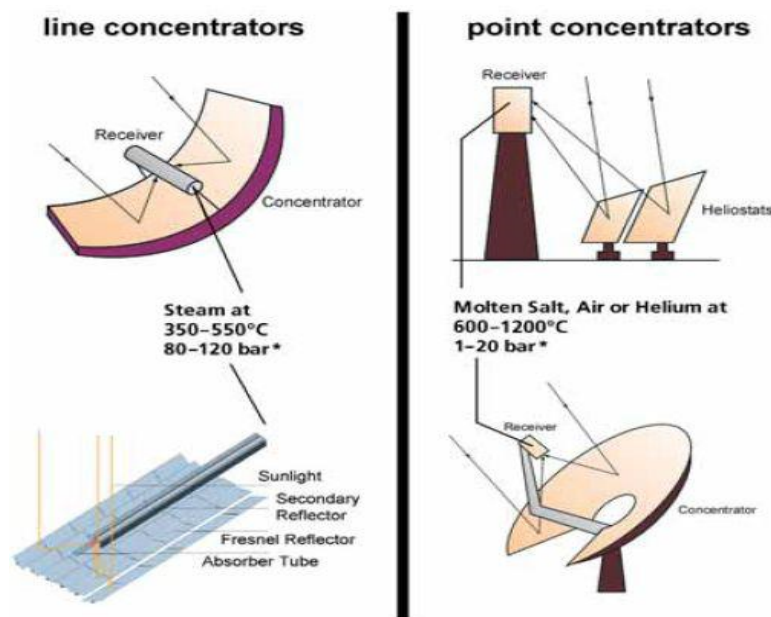


Figure II.2: Principales technologies de concentration solaire. [4]

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.

5. Les différents types de centrales solaires à concentration :

La **figure II.3** montre les systèmes de concentration solaires avec les différents types ponctuelle, linéaire, fixes et mobiles.

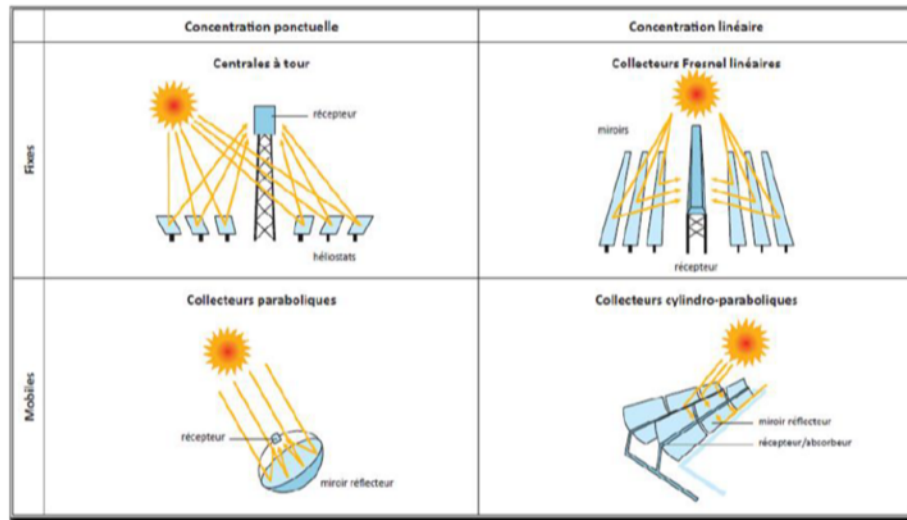


Figure II.3: systèmes à concentration solaire. [4]

5.1. Centrales à concentration ponctuelle :

La concentration s’effectue sur un récepteur central. Le dispositif concentrateur suit le soleil sur deux axes : en azimut et en élévation. Ce principe est utilisé par les concentrateurs paraboliques et les centrales à tour. Actuellement, une grande majorité des centrales en fonctionnement utilisent la technologie à capteurs cylindro-paraboliques. Il s’agit d’une technologie mature ayant fait ses preuves depuis de nombreuses années. Pour autant, la recherche mondiale continue d’explorer de nouvelles pistes et deux axes de recherche se distinguent :

- Des installations moins chères : il s’agit alors d’améliorer les capteurs linéaires de Fresnel. [4]
- Des installations plus efficaces : on s’oriente alors vers des systèmes à concentration ponctuelle tels que les centrales à tour ou, à plus faible puissance, les concentrateurs Paraboliques.

5.1.1. Les centrales à Tour :

Ce type de centrales est constitué de nombreux miroirs concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. L'avantage de la tour solaire par rapport aux capteurs cylindro-paraboliques est que les pertes à l'ambiance sont inférieures car la surface exposée est limitée, la **figure II.4** montre un exemple d'une centrale à Tour.



Figure II.4 : Centrale à tour solaire à héliostats. [5]

Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat traque le soleil individuellement et le réfléchit en direction d'un receveur au sommet de la tour solaire. Le facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000°C.

5.1.1.1. Les avantages et les inconvénients d'une centrale à Tour : [5]

a. Les avantages :

- Ces centrales sont également une source d'énergie inépuisable
- Seule la construction est payante : elle est gratuite lorsqu'elle est construite.
- C'est une énergie non polluante
- Elles permettent de valoriser les territoires vastes et désertiques.

b. Les inconvénients :

- Ces centrales ont besoin d'un espace vaste et une surface au sol importante.
- Elles requièrent un très fort ensoleillement.

5.1.2. Les centrales à capteurs paraboliques :

Les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils suivent le soleil sur 2 axes afin de concentrer le rayonnement solaire sur le foyer de la parabole réfléchissante. Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000 avec une température de 750°C. Parmi toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%), la **figure.II.5** montre un exemple d'un capteur parabolique.



Figure.II.5 : Capteur parabolique avec moteur Stirling. [5]

Un de leurs principaux avantages est 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 peu peuplées de certains pays du sud.

5.1.2.1. Les avantages et les inconvénients d'une centrale parabolique : [5]

a. Les avantages :

1. La source d'énergie solaire est illimitée et gratuite.
2. L'utilisation d'un moteur Stirling apporte plusieurs avantages :(rendement jusqu'à 40 %, moins polluant, moins bruyant, entretien facile car peu de pièces mobiles).
3. Il existe une possibilité de mise en réseau des capteurs pour obtenir une centrale de taille industrielle.
4. L'utilisation de gaz (hydrogène ou hélium) ayant une capacité importante à absorber les calories et augmente le rendement.

5. Le rendement d'une unité de production varie entre 20 – 30% contre 12 % environ pour les capteurs photovoltaïques.

b. Les inconvénients :

1. La taille des capteurs est limitée afin d'obtenir une rotation sur deux axes pour suivre la course du soleil.
2. Fonctionnement par intermittence.
3. On obtient actuellement de faibles puissances par rapport aux autres technologies de centrales solaires thermodynamiques (de 5 à 50 kW électrique).
4. L'hydrogène diffuse facilement dans les matériaux.
5. Les capteurs sont difficiles à obtenir car ils nécessitent une double courbure pour obtenir la forme parabolique.
6. Les forts écarts de température créent des dilatations thermiques qui limitent le choix des matériaux.
7. Coût d'investissement encore élevé car la commercialisation est en cours.

5.2. Centrales à concentration linéaire :

La concentration s'effectue sur des tubes de grandes longueurs dans lesquels circule un fluide caloporteur. Ces tubes se trouvent sur la ligne focale des réflecteurs concentrant le rayonnement solaire. Cette technologie nécessite un suivi du soleil sur au moins un axe. Les capteurs cylindro-paraboliques et les capteurs de Fresnel fonctionnent sur ce principe. [6]

5.2.1. Concentrateur cylindro-parabolique :

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire. De nombreuses installations ont déjà été testées et commercialisées, dont certaines dans les années 80. L'installation typique est constituée de trois éléments principaux : le champ solaire, le système de transfert de la chaleur et le système de génération électrique, la **figure II.7** démontre un schéma explicatif de ce système.

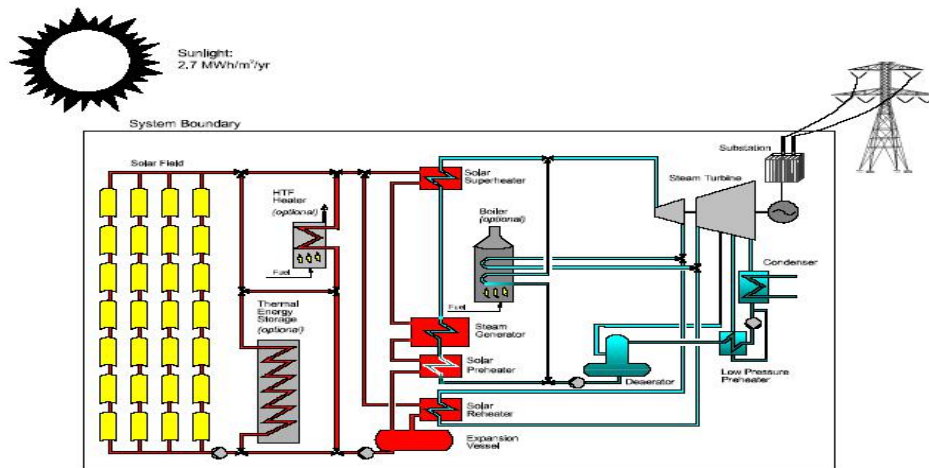


Figure II.6 : Configuration typique d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques. [5]



Figure.II.7 : Concentrateur à capteur cylindro-parabolique. [5]

L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide (huile synthétique) qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à une température d'environ 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique, tous cela est bien schématisé dans la **figure II.6**.

5.2.1.1. Les avantages et les inconvénients d'une centrale cylindro-parabolique : [5]**a. Les avantages :**

1. Peu de mouvement mécanique par rapports aux autres centrales à chaleur.
2. Moins onéreux que la concentration par miroir et les paraboles Stirling.
3. Bon rendement.

b. Les inconvénients :

1. Ne convient pas à de petites installations.
2. L'énergie change de forme à de nombreuses reprises : risques de perte d'énergie.

5.2.2. Concentrateur de Fresnel :

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteur cylindro-paraboliques et la mise à forme du verre pour obtenir la forme parabolique requise. Afin de diminuer ce coût, plusieurs groupes de recherche travaillent sur des prototypes de collecteurs de Fresnel à focalisation linéaire. L'idée est d'approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans. (**Figure II.8**)

Les principaux avantages de ces technologies par rapport aux concentrateurs traditionnels sont:

- Coût inférieur des miroirs
- Pas de vide à l'intérieur du tube récepteur, ce qui facilite sa conception et sa durabilité.
- Les contraintes mécaniques dus à la poussée du vent réduites par la disposition plane des miroirs.

Un tout premier prototype de 2500 m² utilisant la technologie des miroirs de Fresnel a été réalisé à Liège en 2001 par la société belge Solarmundo. [7]

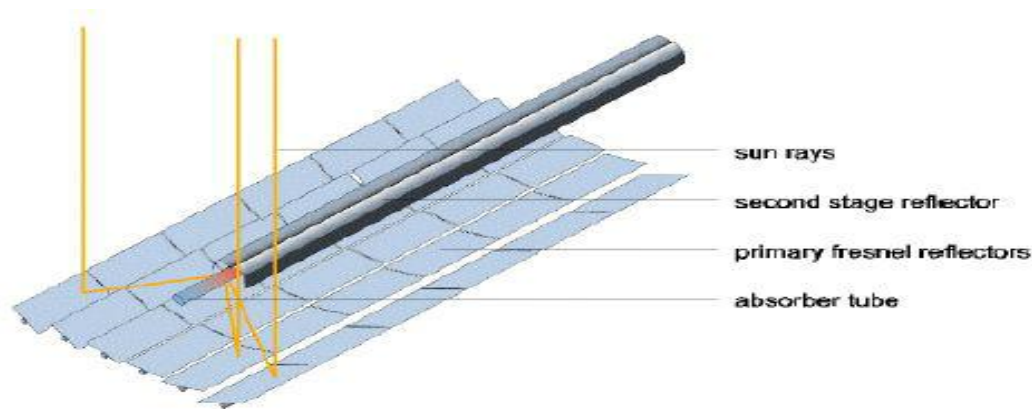


Figure II.8 : Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel. [7]

5.2.2.1. Définition des capteurs linéaires de Fresnel:

Leur concept est simple et facile par rapport aux autres capteurs solaires à concentration, ils sont formés de miroirs plans ou légèrement incurvés, ils sont moins chers que les autres types de capteurs à concentration. Ils mettent en œuvre des miroirs plans, ou très légèrement incurvés, disposés en lames parallèles qui s'inclinent par rotation de manière à éclairer un récepteur tubulaire fixe placé au foyer. Leur performance optique est inférieure de 30 à 40% par rapport aux capteurs solaires cylindro-paraboliques. [8]

La **figure II.9** est un prototype d'une centrale à concentrateur de type Fresnel à Liège.

5.2.2.2. Principe de fonctionnement:

Le principe de fonctionnement de ce type de capteur à concentration repose sur un système de miroirs plan RLC "réflecteurs linéaires compacts", dont l'orientation de chacun de ces miroirs tourne autour d'un pivot en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer le rayon solaire direct vers un ou deux tubes absorbeurs fixes ou mobiles. L'énergie solaire concentrée sert à chauffer un fluide caloporteur circulant dans un tube horizontal où la température de travail peut atteindre les 500°C, ensuite grâce à un cycle de thermodynamique classique, ils sont utilisés soit pour produire de l'électricité aussi pour la production directe de vapeur ou du froid. [9]

5.2.2.3. Systèmes à ébullition directe :

Afin de limiter les pertes dans les échangeurs de chaleur du circuit primaire, il est possible d'effectuer la vaporisation du fluide de travail (généralement de l'eau) directement dans le collecteur solaire. La faisabilité d'un tel système a été démontrée sur un prototype de la

plateforme solaire d'Almeria, au sud de l'Espagne. La vapeur d'eau y est produite à une température de 400 °C.

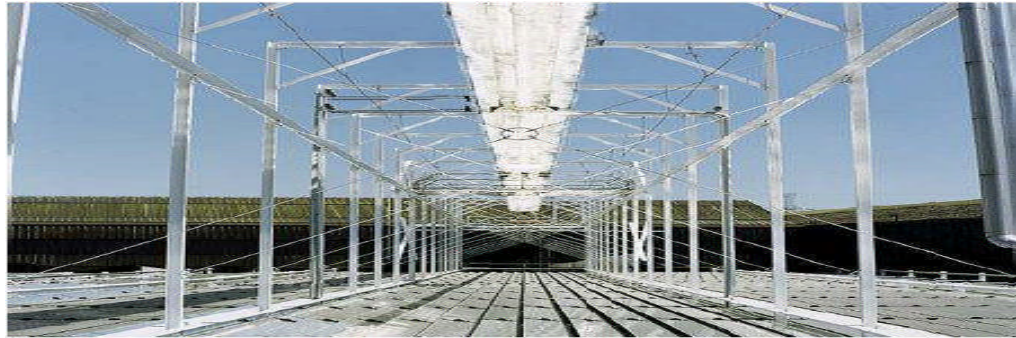


Figure II.9 : Prototype de 2500 m² à Liège. [7]

5.2.2.4. Les avantages et les inconvénients d'une centrale FRESNEL : [5]

a. Les avantages :

1. Principal avantage de cette technologie, les miroirs plats sont bien meilleur marché que les miroirs paraboliques.
2. Les contraintes mécaniques imposées par la poussée du vent sont réduites grâce à la disposition plane des miroirs.
3. Moins de prise au vent, infrastructure moins importante qu'une centrale à capteurs cylindro-paraboliques.

b. Les inconvénients :

-Performances optiques inférieures d'environ 30% [4] par rapport aux réflecteurs Paraboliques et cylindro- paraboliques.

6. Quelques centrales existantes :

6.1. Areva Solar (anciennement Ausra) (Australie-USA) :

Né en Australie, Ausra est pionnier en matière de LFR. Sous l'impulsion de D. Mills et de son équipe, le concept CLFR a ainsi pu être développé, depuis les années 90.

Solar Heat and Power (SHP), créée en 2003, développe la technologie. En 2006, SHP diversifie ses activités et le développement de la technologie continue sous le nom d'Ausra. En 2010, Areva Solar rachète Ausra et sa technologie LFR.

En 2004, un premier prototype (1MWe) a été construit à Liddel, en Australie, à des fins de recherche. Il est couplé à une centrale électrique au charbon (2000MWe). Il s'agit donc d'une centrale hybride. Le système solaire préchauffe l'eau, qui est ensuite portée à la température opératoire par la combustion. En 2008, la puissance d'origine solaire est portée à 9MWth thermique, soit 3MWe électrique.

Aujourd'hui, la technologie Areva Solar produit de la vapeur en génération directe à 400°C et 106 bars. Le système reste opérationnel avec un vent allant jusqu'à 145 km/h. L'occupation au sol est de 1,3 ha par MWe de puissance électrique. Areva Solar vise des applications de 10MWe ou plus, avec un ensoleillement moyen annuel supérieur à 2000 kWh.m⁻²an⁻¹. [10]



Figure.II.10 : Centrale de Kimberlina, par Ausra. [11]

L'entreprise se développe aujourd'hui principalement aux Etats-Unis d'Amérique. Ausra a construit la première centrale avec la technologie CLFR aux USA depuis une vingtaine d'années. Cette centrale de démonstration a été mise en service en octobre 2008, à Kimberlina, Californie, comme la démontre la **figure.II.10**

D'une puissance de 5 MW électriques, le collecteur occupe 26 000m² au sol. Il est composé de 3 lignes de 385 m de long, avec chacune 10 miroirs de 2 m de large. Le récepteur n'est pas sous vide et le fluide utilisé est de l'eau à 40 bars.

Areva Solar vient d'obtenir un contrat pour l'hybridation de la centrale thermique au charbon à Kogan Creek (750MWe). L'unité solaire fournira une puissance équivalente à 44MWe. Cette centrale solaire sera mise en service dès 2013. [11]

6.2. Novatec Solar (Allemagne) :

En avril 2009, Novatec Solar a connecté au réseau la première centrale solaire LFR commerciale du monde. La centrale Puerto Errado 1 (PE1), de 1,4MWe en puissance nominale, est implantée à Calasparra, Espagne (**figure.II.12**). La **figure.II.11** montre son principe de fonctionnement. PE1 utilise de l'eau en génération directe de vapeur à 55 bars et 270°C. La vapeur surchauffée est séparée de l'eau, recirculée dans le récepteur.

Un stockage de vapeur est prévu, pour assurer une continuité de fonctionnement, indépendamment des fluctuations météorologiques. La turbine est alimentée en vapeur saturée. [11]

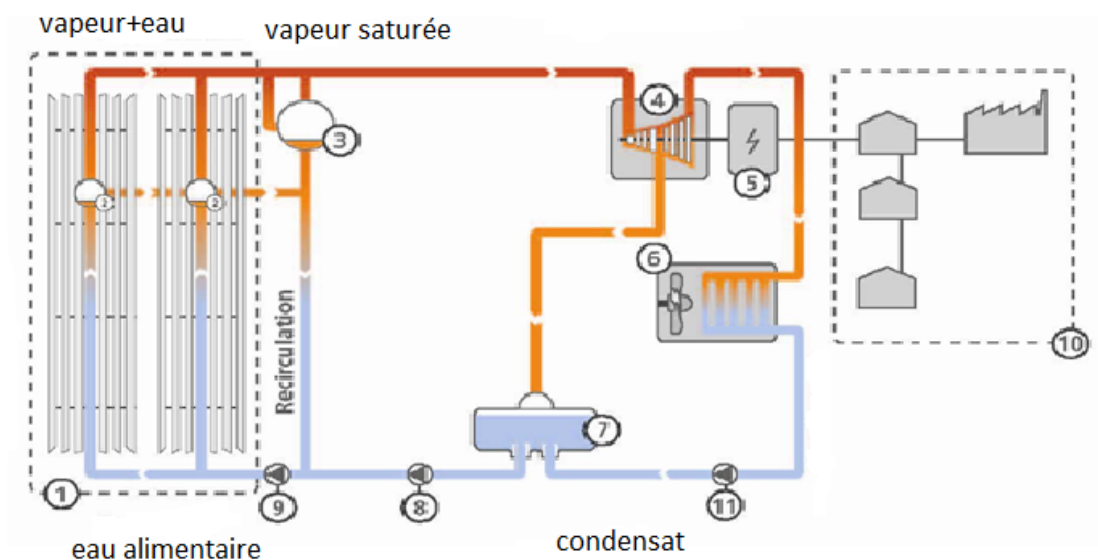


Figure.II.11 : Schéma de principe de la centrale PE1 de Novatec-Biosol. [11]

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

10 : Réseau électrique public ;

11 : Pompe de condensat.

Pour ses futures centrales, Novatec Solar met au point la génération directe de vapeur surchauffée, ce qui permet de fonctionner à plus haute température. La technologie du concentrateur reste la même pour la génération directe de vapeur saturée. Pour la partie du collecteur, qui assure la surchauffe de la vapeur, le récepteur est formé d'un tube sous vide. Il s'agit du même type de technologie que celle utilisée dans les centrales cylindro-paraboliques. Novatec Solar se montre particulièrement dynamique dans l'amélioration et le gain d'expérience sur le fonctionnement de sa technologie LFR. L'entreprise a d'ailleurs obtenu le prix de l'innovation technique au congrès Solar PACES 2011. [11]



Figure.II.12 : Puerto Errado I, par Novatec-Biosol. [11]

6.3. CNIM:

La CNIM est l'entreprise de Construction Navale et Industrielle de la Méditerranée. Déjà dans les années 1980, le groupe était impliqué dans le projet précurseur de la centrale Thémis.

A Targasonne, dans les Pyrénées Orientales, cette centrale à tour est l'une des premières de l'histoire. Le récepteur de la centrale, en haut de la tour, a été conçu et réalisé par la CNIM. Son rôle de chaudière collectait l'énergie solaire et chauffait directement des sels fondus, utilisés comme fluide caloporteur. **(Figure II.9)**

Aujourd'hui, la CNIM se positionne dans le paysage des fabricants de centrales solaires thermodynamiques.

Elle vise en particulier le marché marocain émergent : le gouvernement a affiché sa volonté d'atteindre 42% d'électricité renouvelables d'ici 2020.

Avec 2 millions d'euros d'investissement, l'industriel s'est doté d'un prototype de concentrateur à réflecteur linéaire de Fresnel. L'inauguration a eu lieu le 26 Juillet 2010 à La Seyne-sur-Mer, où le prototype a été monté. Avec 720m² de miroirs, pour une occupation au sol de 1000m², il peut fournir une puissance thermique de 500 kW avec l'ensoleillement local. Une première centrale commerciale devrait voir le jour en Cerdagne à Llo. Cette nouvelle centrale bénéficiera des très bonnes conditions d'ensoleillement de la région du four solaire d'Odeillo et de la centrale Thémis. [11]



Figure.II.13 : Prototype de la CNIM à La Seyne-sur-Mer (source CNIM). [11]

6.4. Solar Power Group, Allemagne:

Le Solar Power Group (SPG) est né suite à l'expérience SolarMundo avec le prototype monté en 2001 à Liège, en Belgique. Depuis 2005, SPG poursuit le développement d'une technologie à LFR. Un consortium, monté par l'industriel allemand MAN Ferrostell, a en particulier mené le projet FresDemo (**figure.II.14**). Le projet Fresdemo avait pour objectif d'obtenir des résultats expérimentaux sur la technologie de concentration par miroirs linéaires de Fresnel. Il a permis d'évaluer expérimentalement le potentiel des LFR, montré par les simulations. Ce projet regroupe Solar Power Group (SPG) fabricant de la centrale solaire, avec MAN-Ferrostell, les instituts de recherche DLR (Allemagne), CIEMAT (Espagne) et FHG-ISE (Allemagne). Un concentrateur linéaire de Fresnel a été construit à Almeria en Andalousie. Le champ solaire mesure 100 m de longueur sur 21 m de largeur, soit une surface de miroirs de 1433m² et une puissance de 800 kWth. Le concentrateur est composé de 25 miroirs légèrement incurvés. Un réflecteur secondaire concentre le rayonnement sur le

récepteur tubulaire fixe. Le fluide caloporteur et de travail est l'eau liquide et la vapeur. Les conditions opératoires maximales sont 110 bars et 450°C.



Figure.II.14 : FresDemo, par MAN et SPG. [11]

7. La génération de vapeur :

La vapeur dans une centrale solaire à concentrateur de Fresnel est générée soit directement ou indirect :

7.1.Génération directe de la vapeur :

Les systèmes de production de vapeur dans les centrales à concentrateur de Fresnel utilisent l'eau comme fluide caloporteur s'écoulant à travers le tube absorbeur. Cette eau alimente la turbine qui produit de l'électricité, avec cette technologie on élimine la nécessité d'un milieu de transfert de chaleur de fluide caloporteur.

La génération directe de vapeur augmente le coût du système de tuyauterie, car la pression optimale du fluide caloporteur (vapeur) est située au-dessus de 100 bar, cependant, l'investissement global de la centrale est réduit, et cela est dû à l'élimination de l'échangeur de chaleur intermédiaire pour la production de vapeur.

Dans la **figure II.15** un schéma explicatif d'une centrale solaire de Fresnel à génération directe de vapeur.

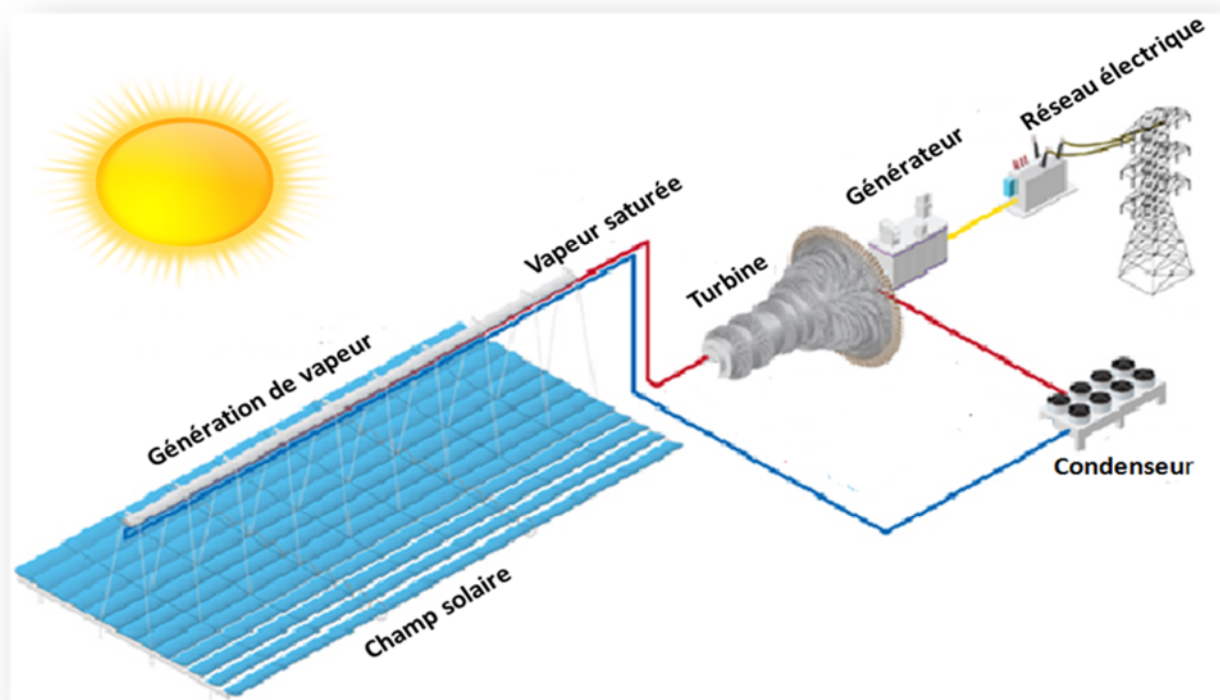


Figure II.15: Schémas d'une centrale solaire de Fresnel à génération directe de vapeur. [5]

7.2. Génération indirecte de la vapeur :

Dans ce type de centrale, un fluide caloporteur est chauffé à travers un champ solaire, puis il passe à par une série d'échangeurs de chaleur, où il cède sa chaleur à l'eau qui se transforme en vapeur surchauffée à haute pression.

Cette vapeur est ensuite dirigée vers une turbine /génératrice pour produire de l'électricité ou l'utilisée dans divers procédé tel que le froid et le chauffage.

La vapeur issue de la turbine est condensée dans un condenseur (tour de refroidissement), et retourne vers l'échangeur de chaleur grâce à des pompes pour reprendre le cycle à nouveau.

Dans la **figure II.16** un schéma explicatif d'une centrale solaire de Fresnel à génération indirecte de vapeur.

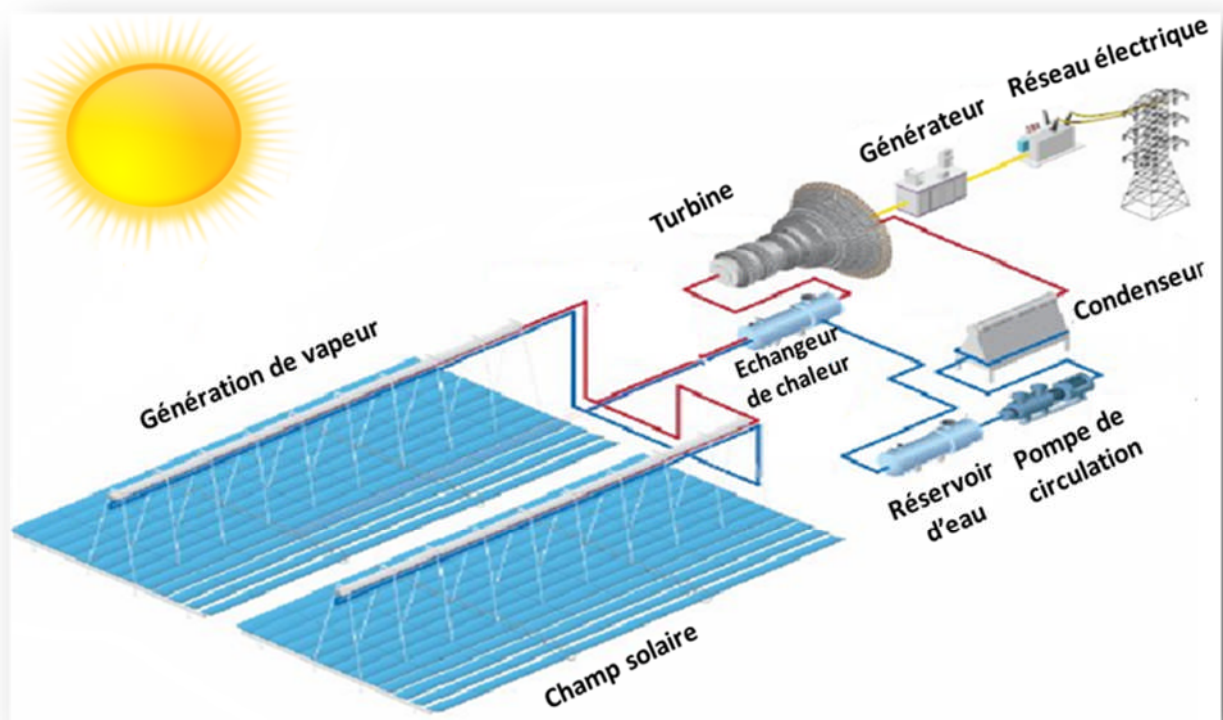


Figure II.16 : Schémas d'une centrale solaire de Fresnel à génération indirecte de vapeur.

Conclusion :

Ce travail fournit un aperçu général des centrales solaires à concentration. Les différents systèmes sont décrits, ainsi que les grandes lignes de développement. Une description des différents projets déjà opérationnels est proposée et les perspectives de développement. Au niveau économique, la technologie des centrales solaires pour la production d'électricité est prête pour le marché. Plusieurs types d'installations ont déjà été testés et analysés avec succès.

1. Introduction :

Dans ce chapitre nous allons faire une étude optique dans laquelle on va déterminer les performances optiques du réflecteur, nous allons faire un dimensionnement de notre centrale, on va donc déterminer l'inclinaison de chaque miroir et la position et le décalage entre un miroir et un autre. Également nous allons évaluer la concentration solaire et l'influence du nombre de miroirs sur cette dernière, puis on va faire un calcul d'optimisation pour savoir quel est le nombre optimal de miroir pour notre centrale.

2. Problématique:

Déterminer l'énergie solaire concentrée le taux de concentration, et bien évidemment tous les détails de la conception.

Déterminer le nombre optimum des miroirs à ne pas dépasser pour éviter les effets d'ombre, blocage et l'effet cosinus.

3. Résolution :

Pour bien détailler la théorie de conception du concentrateur de Fresnel, nous avons utilisé les travaux réalisés par [12-13], qui ont développé des équations en considérant certaines hypothèses et équations essentielles pour déterminer l'énergie solaire concentrée.

4. Hypothèses :

- Le concentrateur est parfaitement orienté d'une manière à suivre le mouvement apparent du soleil d'Est en Ouest.
- Les éléments du miroir sont à réflexion spéculaire.
- Les rayonnements solaires sont incidents perpendiculairement sur les miroirs.

5. Modélisation théorique :

La figure III.1 montre le schéma de principe en coupe linéaire d'un capteur de Fresnel avec un système réflecteur et absorbeur de forme cavité, dont la largeur (w) est constante pour chaque miroir. L'inclinaison de chaque miroir a été calculée de telle sorte que le rayonnement solaire soit incident sur le plan d'ouverture. D'autre part, une distance appropriée a été

maintenue entre deux miroirs consécutifs pour que chaque miroir ne fasse pas d'ombre par rapport au miroir adjacent [14-15].

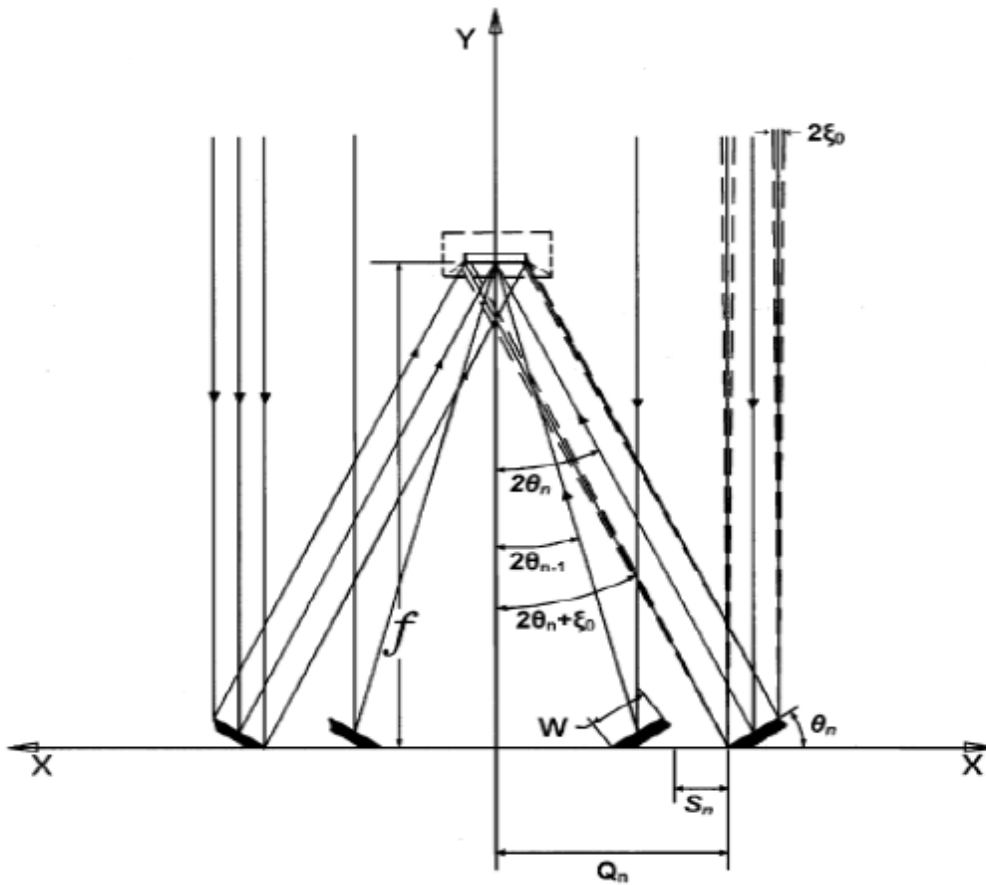


Figure III.1: Concentrateur solaire de Fresnel.

Chaque miroir est caractérisé par trois paramètres qui sont :

- La position (Q_n).
- L'angle d'inclinaison (θ_n).
- Le décalage (S_n).

Les expressions suivantes ont été utilisées pour obtenir ces paramètres en utilisant de simples relations d'optiques géométriques. [14]

$$\theta_n = \frac{1}{2} \tan^{-1} \left[\frac{Q_n + \left(\frac{W}{2}\right) \cos(\theta_{n-1})}{f + \left(\frac{W}{2}\right) \sin(\theta_{n-1})} \right] \quad (III-1)$$

$$S_n = W \times \sin(\theta_n - 1) \times \tan(2\theta_n + \xi_0) \quad (III-2)$$

$$Q_n = Q_{n-1} + W \times \cos(\theta_{n-1}) + S_n \quad (III-3)$$

$$\blacksquare CR = 2 \sum_{n=1}^{n=m} C_{-n} \quad (III-4)$$

$$\blacksquare Cl_n = \frac{W \cos \theta_n}{U_n + D_n + l_n} \quad (III-5)$$

Ou : U_n, D_n et l_n sont les valeurs des rayons solaires réfléchis sur l'absorbeur et calculés par les expressions suivantes

$$\blacksquare U_n = \frac{(f - W \sin \theta_n) \cdot \sec 2\theta \cdot \sin \zeta_0}{\cos(2\theta_n - \zeta_0)} \quad (III-6)$$

$$\blacksquare D_n = W \cos \theta_n \cdot \sec 2\theta \quad (III-7)$$

$$\blacksquare l_n = \frac{f \cdot \sec 2\theta \cdot \sin \zeta}{\cos(2\theta_0 + \zeta_0)} \quad (III-8)$$

$$\blacksquare Sr = (1.01 \tau \alpha) I_b \rho_0 \gamma \quad (III-9)$$

Avec :

-W : est la largeur des miroirs.

-f : est la distance focale.

D'où :

-W est la largeur de chaque miroir plan, $W = 100mm$.

ζ_0 : est la moitié de la distance angulaire du soleil en un point quelconque sur terre.

($\zeta_0 = 16' = 0.26^\circ$) [17].

-f = 1300mm : est la distance focale.

Les conditions initiales sont les suivantes :

$$\theta = 0, S_0 = 0,$$

$$Q_0 = -W/2,$$

$$Q_1 = W/2,$$

Pour positionner les miroirs dans la structure du concentrateur de Fresnel, il faut résoudre les équations (III-1, 2 et 3) et calculer les différents paramètres comme la position (Q), l'inclinaison (θ), et la distance entre les miroirs (S) du miroir primaire centrale jusqu'au dernier miroir.

Dans notre étude nous avons retenu 15 miroirs réflecteurs (le miroir centrale primaire +7 miroirs à droite et 7 à gauche).

Après résolution des équations (III-1, 2, et 3), et le calcul de la concentration solaire total en résolu l'équation (III-4) nous avons obtenu les résultats suivants :

Les résultats obtenus sont mentionnés dans le **tableau III.1** ci-dessous :

n (nombre de miroirs)	θ_n (°)	Q_n (mm)	S_n (mm)
n=0	0	-50	0
n=1	2,199	50	0
n=2	4,390	150,536	0,610
n=3	6,556	252,063	1,819
n=4	8,681	355,036	3,627
n=5	10,754	459,918	6,028
n=6	12,762	567,176	9,014
n=7	14,695	677,281	12,575
n=8	16,554	790,718	16,708
n=9	18,320	907,967	21,394
n=10	20	1029,513	26,615
n=11	21,583	1155,853	32,369
n=12	23,078	1287,494	38,652
n=13	24,485	1424,955	45,463
n=14	25,806	1568,768	52,806
n=15	27,043	1719,483	60,688
n=16	28,201	1877,669	69,12
n=17	29,256	2040,792	75
n=18	30,29	2218,56	78,08
n=19	31,23	2402,77	87,66
n=20	32,11	2596,77	97,86
n=21	32,94	2801,88	108,69

n=22	33.70	3018.23	120.20
n=23	34.42	3246.82	132.42
n=24	35.09	3488.47	145.39
n=25	35.71	3744.07	159.16

Tableau III.1: Nombre de miroirs en fonction des paramètres de position θ_n , Q_n , S_n
pour $n=25$

6. Calcul d'optimisation :

Pour optimiser notre centrale et pour obtenir le nombre optimum de miroirs, nous proposons d'augmenter le nombre de miroir jusqu'à observation d'une stabilité de la concentration ou une diminution de cette dernière. Pour le dimensionnement de notre concentrateur il faut évaluer le nombre optimum des miroirs.

Les résultats trouvés sont illustrés dans les deux figures qui montre la variation de la concentration solaire en fonction de nombre de miroirs.

Nous avons arrêté les calculs une fois avoir observé une stabilité de la concentration ou la diminution de cette dernière.

Alors à l'aide des équations (III-4) et (III-8) nous pouvons estimer la concentration (CR) du collecteur de Fresnel pour différents jeux des miroirs réfléchissants.

Pour le calcul de U_n , D_n , I_n les résultats obtenus sont les suivants :

n (nombre de miroirs)	U_n	D_n	I_n	$U_n + D_n + I_n$	Cl_n
n=1	5.91	100.22	5.93	112.06	0.89
n=2	6	100.88	6.04	112.92	0.88
n=3	6.15	102	6.22	114.37	0.86
n=4	6.39	103.57	6.48	116.44	0.84

n=5	6.70	105.59	6.82	119.11	0.82
n=6	7.10	108.07	7.25	122.42	0.79
n=7	7.59	111.01	7.78	126.38	0.76

Tableau III.2: Configuration de sept miroirs en fonction de U_n , D_n , l_n pour $n=7$.

Le calcul de la concentration solaire total du collecteur se fait comme suit :

La concentration solaire totale sans le miroir central ($n=0$) est donc :

$CR = [0.89+0.88+0.86+0.84+0.82+0.79+0.76]=5.84$; pour le premier demi plan.

On multiplie par 2 car il y a deux demis plans symétriques par rapport au miroir central.

$CR = 2*[0.89+0.88+0.86+0.84+0.82+0.79+0.76]=5.84*2=11.68$; pour les deux demis plan c'est-à-dire pour les 14 miroirs.

$CR=11.68$: c'est la concentration solaire totale des 14 miroirs.

Le Cl_0 du miroir central primaire ($n=0$)=1.

Donc : le Cl_n total des 15 miroirs est égale à : $11.68+1=12.68$.

Explication : ($Cl_0=1$)

On a : $\cos 0=1$, $\sec 0=1$ et $\sin 0=0$.

Pour le miroir central primaire ($n=0$), le Cl_0 est calculé à l'aide de la relation (III-5), ce dernier est en fonction de θ_0 qui est égale à 0 et U_0 , D_0 , l_0 sont tirés des relations (III-6, 7,8).

Exemple de calcul :

Calcul de U_0 , D_0 et l_0 :

$$l_0 = \{1300 \cdot \sec 2.0 \cdot \sin 0.26\} / \cos\{(2.0 + 0.26)\}$$

$$l_0 = 5.89$$

$$D_0 = [100 \cdot \cos 0 \cdot \sec 0]$$

$$D_0 = 100$$

$$U_0 = [(1300 - 100 \cdot \sin 0) \cdot \sec 0 \cdot \sin 0.26] / [\cos(0 - 0.26)]$$

$$U_0 = -5.89$$

D'où :

$$Cl_0 = 100 \cdot \cos 0 / (-5.899 + 100 + 5.899)$$

Donc : $Cl_0 = 100/100 = 1$.

$$Cl_0 = 1$$

Sommant tous les CI_n et multipliant par 2 et on trouve la concentration solaire totale CR :

$$CR=12.68$$

7. La relation entre la concentration solaire totale et le nombre de miroir :

Dans les systèmes à concentration, l'utilisation des concentrateurs solaires permet d'augmenter en un point le rayonnement solaire reçu.

Cette technologie dépend le plus souvent des systèmes de poursuite de rayonnement solaire afin de minimiser les pertes optiques.

La concentration du rayonnement solaire permet une élévation de température.

Dans notre étude concernant le réflecteur linéaire de Fresnel on va montrer l'importance de cette dernière par l'utilisation des miroirs plans.

Et aussi on va voir l'influence du nombre de miroir sur la concentration solaire totale en combinant tous les cas possibles.

	0		1
	(0, 1,1)		2.78
	(0, 1,1,2,2)		4.54
	(0,1,1,2,2,3,3)		6.26
	(0,1,1,2,2,3,3,4,4)		7.94
$\sum n$	(0,1,1,2,2,3,3,4,4,5,5)	CR	9.58
	(0,1,1,2,2,3,3,4,4,5,5,6,6)		11.16
	(0,1,1,2,2,3,3,4,4,5,5,6,6,7,7)		12.68

Tableau III.3 : La relation entre la concentration solaire totale et le nombre de miroir.

Les valeurs de **tableau III.3** ci-dessus sont obtenues comme suit :

7.1. Les nombres de miroirs :

La valeur **0** correspond au miroir central.

La combinaison **(0, 1,1)** correspond au miroir central +le miroir n°1 de côté droit +le miroir n°1 de côté gauche.

La combinaison (0, 1,1, 2,2) correspond au miroir central +les miroirs n°1et n°2 de côté droit +les miroirs n°1et n°2 de côté gauche. Et ainsi de suite.

7.2. La concentration solaire :

La valeur **1** correspond au miroir central (0), comme mentionné dans la partie précédente.

La valeur **2.78** correspond au (Cl) du miroir central +le (Cl) du miroir n°1de coté droit + le (Cl) du miroir n°1 de côté gauche.

La valeur **4.54** correspond au Cl du miroir central +les Cl des miroirs n°1 et n°2 de côté droit + les Cl des miroirs n°1 et n°2 de côté gauche. Et ainsi de suite.

Dans les figures III- 2 et 3 suivantes on introduise les valeurs trouvé sous formes des graphes.

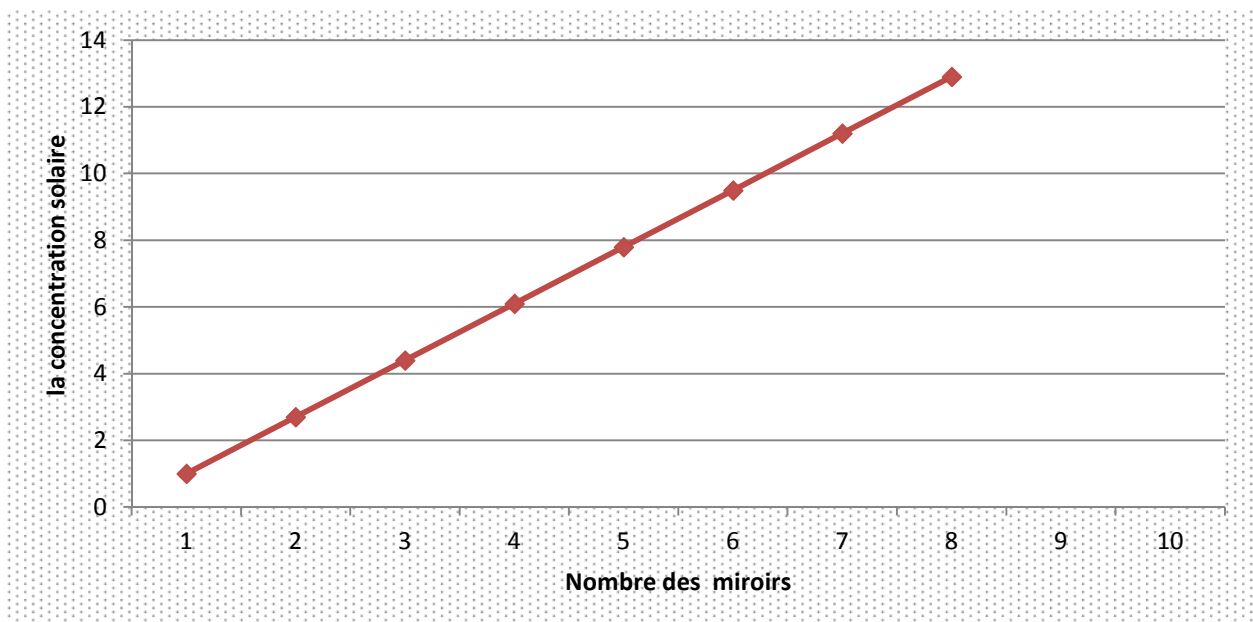


Figure III.2. La relation entre la concentration solaire et le nombre des miroirs dans le réflecteur solaire de Fresnel pour $n=7$.

L'allure de ce graphe peut être assimilée à une droite, son équation : $y=a*x+b$, avec $y=CR$, x est le nombre de miroirs, $a=1.78$ est la pente du graphe, $b=1$ est l'intersection avec l'axe y .

D'après le graphe on remarque que si on augmente le nombre de miroirs (la surface collectrice) la concentration solaire augmente, donc la concentration solaire est proportionnelle aux nombres de miroirs, et cela est dû à la grande quantité de rayonnement solaire capté par les collecteurs.

D'une autre part d'après la relation (III-4) la concentration solaire totale est la somme de toutes les concentrations solaires élémentaires de chaque miroir.

La variation de la concentration solaire en fonction de nombre de miroirs n'est pas toujours linéaire, à un certain nombre de miroir, elle décline avec l'augmentation de nombres de miroir, dans notre étude puisque nous avons choisi 15 miroirs réflecteurs nous n'avons pas pu l'observer.

Si on augmente le nombre de miroir transversalement, il y aura certainement des miroirs qui ne contribuent pas à la réflexion, cela est dû à l'effet cosinus et à l'effet d'ombre entre les miroirs, et aussi à l'effet de blocage, d'où il y'aura une valeur optimum de nombres de miroirs qu'on va déterminer dans ce qui suit.

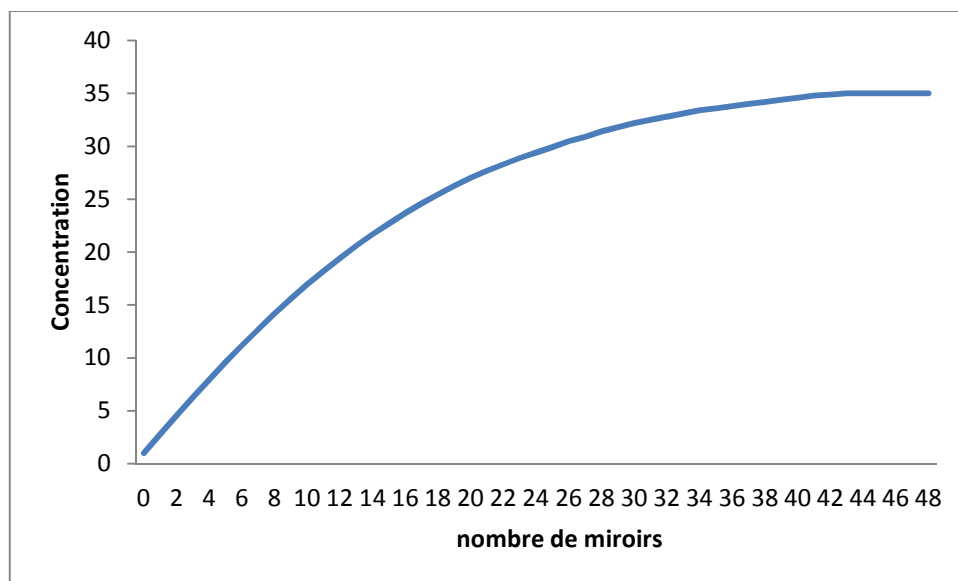


Figure III.3 : La relation entre la concentration solaire et le nombre des miroirs dans le réflecteur de Fresnel n=48.

D'après la **figure III.3** on remarque que si on augmente le nombre de miroirs (la surface collectrice) la concentration solaire augmente, donc la concentration solaire est proportionnelle au nombre de miroirs, et cela est dû à la grande quantité de rayonnement solaire capté par les collecteurs.

Mais à un certain nombre de miroir appelé nombre optimum, la concentration solaire ne varie pas proportionnellement avec le nombre de miroir, il y aura certainement des miroirs qui ne contribuent pas dans la concentration, et cela est dû principalement à l'effet d'ombre entre les miroirs, et aussi au système de poursuite (la poursuite n'est pas intégrale, elle est à une seule direction, contrairement aux autres systèmes de poursuites qui fonctionnent à deux directions).

L'augmentation du nombre de miroirs dit l'augmentation de champ va certainement influencer sur le rayonnement réfléchi qui va être absorbé par l'absorbeur et c'est ce qu'on

appelle les pertes par atténuations atmosphériques car si la distance entre l'absorbeur et le réflecteurs augmente les pertes optiques augmentent aussi.

D'après la même figure, on voit que la concentration solaire commence à se stabiliser à un nombre de miroir égal à 40. C'est-à-dire qu'après cela le reste des miroirs qui ne contribuent plus dans la concentration.

Le nombre optimum de miroirs est égal à 40 miroirs, au-delà de cette valeur il sera inutile de rajouter des miroirs parce que ces derniers ne vont pas contribuer à améliorer les performances du système.

Conclusion :

D'après l'analyse optique effectué dans cette partie on peut conclure que :

- La concentration solaire augmente proportionnellement avec le nombre de miroir.
- La concentration solaire totale est la somme de toutes les concentrations élémentaires.
- Pour un nombre optimal de miroirs la concentration totale se stabilise, puis elle diminue, et cela est dû principalement à l'effet cosinus surtout qu'il est important dans la matinée et la soirée (causé par les rayons rasants donc il ne contribue pas dans la concentration) et aussi à l'effet d'ombre et l'effet de blocage, et aussi le système de poursuite (la poursuite n'est pas intégrale).
- L'augmentation du champ solaire cause une augmentation de la distance entre les miroirs et l'absorbeur et cela va créer des pertes optiques par atténuation atmosphérique et par débordement.

1. Introduction :

Dans ce chapitre à l'aide du logiciel 'SAM', nous allons calculer les performances de la centrale solaire à concentrateur de Fresnel de 5 MWe. Nous allons prendre la centrale réalisée par Novatec solaire (décrit et définit dans le chapitre 1), nous allons la simuler dans des sites Algériens (Sahara). Ces sites ont été choisis pour comparaison en déplaçant la centrale dans ces derniers, à savoir Hassi-R'mel, Tamanrasset, Biskra, et In-Salah.

2. Description du logiciel de simulation (SAM) :

System Advisor Model', 'SAM', est un logiciel qui réalise l'analyse du coût et des performances. Le logiciel 'SAM' calcule le coût de production d'électricité, il est basé sur un moteur de simulation horaire qui interagit avec la performance, le coût et les modèles de financement pour calculer la production et le coût de l'énergie, Il peut déterminer les performances et faire l'analyse économique des centrales à concentration solaire tels que les centrales solaires à tours, et les concentrateurs cylindro-paraboliques, les concentrateurs linéaires de Fresnel, systèmes photovoltaïques, les capteurs plans, le chauffage solaire et d'autres applications liées aux différents énergies renouvelables.

Le modèle des centrales solaires à concentrateurs de Fresnel a été développé par Novatec solaire, et c'est la centrale étudiée dans notre travail. [16]



Figure IV.1 : Page de démarrage du logiciel. [16]

3. Descriptions des sites étudiés:

Les sites choisis pour cette étude sont Hassi-R'mel, Tamanrasset, Biskra, et In-Salah. Les données météorologiques de ces endroits, comme la température ambiante, sont tirées de la base de données NREL, le **tableau IV.1** ci-dessus représente les paramètres de nos sites. [17]

Lieu \ Paramètres	In-Salah	Tamanrasset	Hassi-R'mel	Biskra
Longitude (°)	2.48°E	5.52°E	3.26°E	5.73°E
Latitude(°)	27.19°N	22.78°N	32.93°N	34.85°N
Altitude(m)	293	1375	777	120
DNI (KWh/m ²)	1947.0	2759.4	2008.4	1528.6
Température ambient (C°)	26.2	22.7	22.4	22.4

Tableau IV. 1 : Les paramètres des sites étudiés

4. Les différents rendements de la centrale :

Afin de réaliser l'étude de performance, et voir le comportement de notre centrale, on doit définir les différents rendements :

- Le rendement optique : C'est le rapport entre la puissance totale absorbée par le tube P_a et la puissance solaire disponible sur la surface des miroirs

$$\eta_{\text{optique}} = \frac{P_a}{DNI \cdot S}$$

Avec : S est la surface des miroirs P_a , est la puissance absorbée par le tube

- Le rendement optique du récepteur : C'est le rapport entre la puissance totale absorbée par le tube P_a et le flux solaire entrant par la vitre

$$\eta_{\text{optique récepteur}} = \frac{P_a}{\Phi_{\text{vitre}}}$$

Avec : Φ_{vitre} est le flux solaire qui rentre par la vitre issu des miroirs de Fresnel.

Par exemple un rendement optique du récepteur égal à 100% veut dire que tous les rayons qui rentrent par la vitre sont absorbés par le tube (on n'aura pas de pertes optiques)

- Le rendement thermique du récepteur : c'est le rapport entre la puissance thermique transmise au fluide caloporteur P_{fluide} , ou l'énergie utile et la puissance totale absorbée par le tube P_a

$$\eta_{thermique} = \frac{P_{fluide}}{P_a}$$

- Energie utile : c'est la puissance thermique transmise au fluide caloporteur

$$Q = \dot{m}_f C_p (T_{sortie} - T_{entrée})$$

- Rendement solaire thermique : c'est le produit entre le rendement optique et le rendement thermique

$$\eta_{solaire \rightarrow thermique} = \eta_{optique} \cdot \eta_{thermique}$$

5. Les critères de choix du site pour les centrales CSP :

Les sites des centrales CSP doivent se conformer à certaines exigences. Nous pouvons les diviser en quatre groupes: les exigences de rayonnement solaire, la disponibilité de grands espace d'implantation, les besoins en infrastructures, le cadre politique et économique dans le pays concerné. [20]

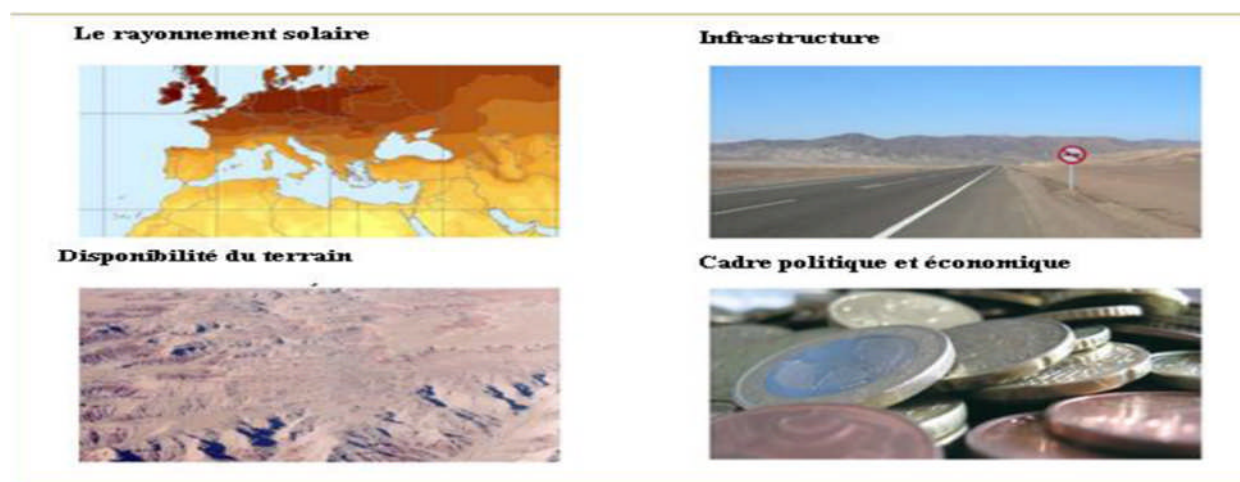


Figure IV. 2: Les critères de choix du site pour CSP (Günther et al, 2012). [20]

5.1. Le rayonnement solaire :

Un critère fondamental pour la construction d'une centrale CSP en un site donné est une disponibilité suffisante du rayonnement solaire. Il est particulièrement important que la fraction directe du rayonnement solaire soit élevée. Contrairement à d'autres types d'utilisation de l'énergie solaire (en particulier photovoltaïques), les systèmes CSP utilisent uniquement la composante directe du rayonnement solaire; c'est la seule qui peut être concentrée. [19]

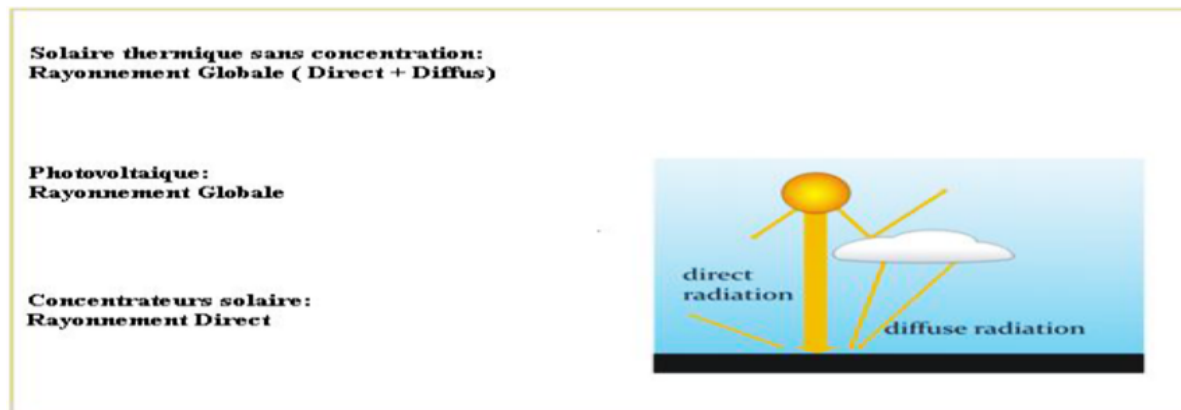


Figure IV. 3: Les utilisations de l'énergie solaire et les composantes du rayonnement correspondant (Günther et al, 2012). [19]

Le paramètre le plus pertinent à considérer est le DNI (Irradiance Direct Normal) qui est défini comme la densité du flux de rayonnement dans le spectre solaire ($0,3 \mu\text{m}$ à $3 \mu\text{m}$) incident à la surface de la terre perpendiculaire à la direction du soleil intégré sur un petit cône traçant du soleil. Le DNI est affecté par l'absorption et la diffusion du rayonnement solaire sur les molécules d'air, l'ozone, la vapeur d'eau et les aérosols. L'unité du DNI est le Watt par mètre carré (W / m^2). Toutefois, ce sont les sommes annuelles cumulées qui sont prises en tant que paramètre pour l'évaluation de la disponibilité du rayonnement direct sur un site donné. Dans ce cas, l'unité est une énergie par mètre carré et par an ($\text{kWh} / \text{m}^2 / \text{an}$). Il est courant dans la littérature des CSP d'utiliser le terme "DNI" dans ce dernier sens.

En général, les promoteurs de projets considèrent les valeurs $1900 - 2100 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{an}$ comme seuil à partir duquel un projet de centrale CSP est économiquement possible.

La figure 4 montre une carte globale des sommes DNI annuelles, qui a été conçu par le DLR sur la base des données de rayonnement NASA à long terme.

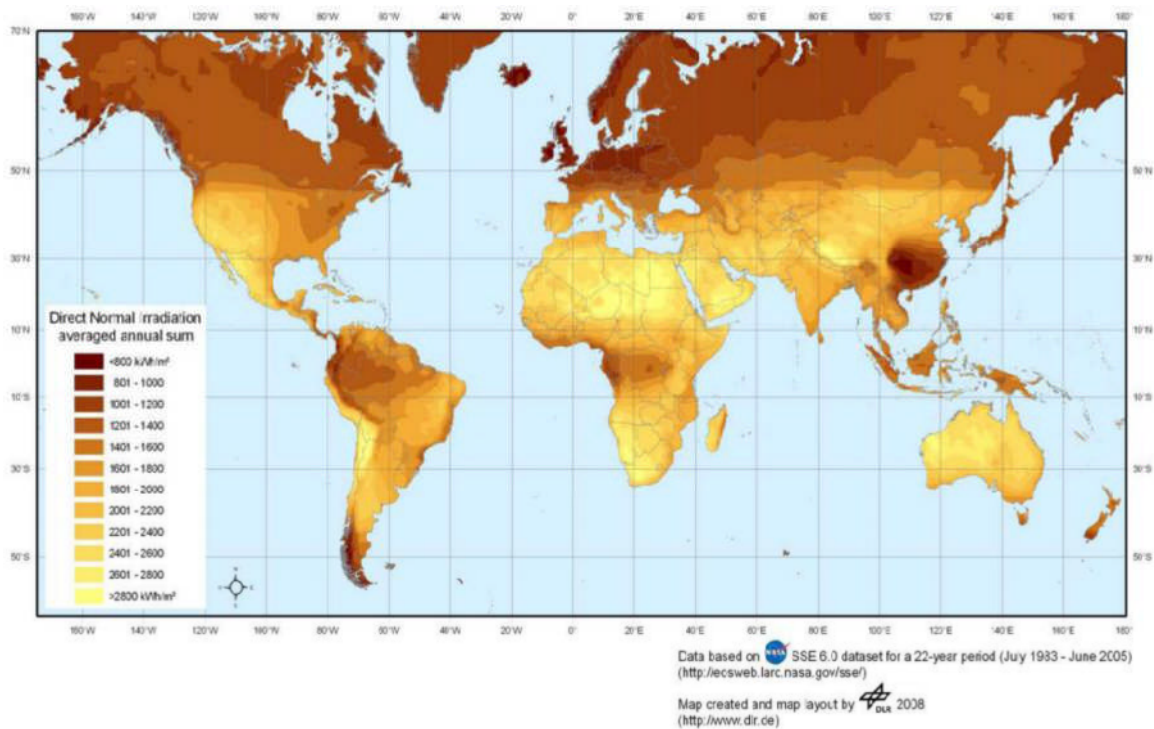


Figure IV. 4: Irradiation annuelle directe normale en kWh / m² /an [21].

5.2. Les ressources terrestres :

Les centrales CSP ont besoin d'une zone de haute terre par rapport aux centrales électriques conventionnelles. La surface spécifique pour une centrale cylindro-parabolique est d'environ 0,015 km² à 0,02 km² par MW (Brösamle et al, 2000). La disponibilité de terrains pour construire de grands champs de capteurs CSP est donc un critère de site important. La terre doit se conformer à certaines conditions naturelles afin d'être aptes à la construction d'une centrale. En outre, les zones protégées doivent être évitées et le potentiel de danger naturel local doit être considéré.

5.3. Les conditions terrestres naturelles et l'utilisation des terres :

Les conditions terrestres naturelles sur un site donné et la possibilité d'utilisation des terres définissent en grande partie la pertinence d'une zone pour la construction de centrales CSP.

5.4. La couverture terrestre et l'utilisation des terres :

La couverture terrestre est la matière physique et biologique sur la surface de la terre. Les types de couverture terrestre sont des prairies, eau, forêt, désert, etc. Il y a des implications techniques de la couverture terrestre qui font qu'une zone est favorable ou moins

favorable pour les centrales CSP. En outre, la couverture du sol est un paramètre important concernant l'utilisation des terres alternatives.

Les zones de sel sont exclues en raison de leurs propriétés corrosives lourdes. Des mesures anticorrosives pour les centrales CSP entraîneraient des coûts très importants.

En outre, aucune des centrales électriques ne devraient être construites sur les zones forestières, les terres de pâturage et les terres cultivées dans le but d'éviter les conflits d'utilisation des terres et des conséquences négatives sur l'environnement.

Il est évident qu'il n'y a pas de centrales solaires qui peuvent être construites sur des zones de peuplement existantes. En outre, il doit être pris en compte qu'en général une certaine distance minimale entre les zones de peuplement doit être respectée.

Des zones appropriées pour les centrales solaires sont particulièrement semi-désertique de broussailles et de déserts (sauf pour les déserts de sable).

5.5. La disponibilité de l'eau pour refroidissement :

La disponibilité de l'eau est importante, surtout si les centrales CSP devraient être équipés de systèmes de refroidissement par voie humide. Le refroidissement humide est favorable à l'exploitation des centrales CSP en raison de l'efficacité des centrales électriques plus élevées possibles et en raison des coûts inférieurs d'investissement par rapport au refroidissement sec. Malheureusement, la forte irradiation nécessaire au fonctionnement d'une centrale CSP n'est pas facile à combiner avec l'apparition abondante de l'eau. Une autre source est l'eau de mer qui est plus susceptible d'être disponible dans certaines régions. Cependant, l'irradiation est normalement légèrement inférieure près de la côte qu'en haute zone en raison de plus fortes teneurs en vapeur d'eau dans l'atmosphère.

En outre, l'eau est également utilisée pour le nettoyage du réflecteur et pour d'alimentation du cycle de vapeur. Toutefois, dans le cas des centrales SEGS en Californie, 80% de l'eau consommée est utilisée pour le refroidissement et 5% seulement pour le nettoyage du réflecteur et 15% pour d'autres besoins de la centrale électrique (International Renewable Energy Agency, 2012).

5.6. La pente du terrain :

En fonction de la technologie CSP, la pente affecte la faisabilité d'une centrale CSP et aussi ses coûts. Les systèmes (cylindro-paraboliques et centrales de miroir de Fresnel) surtout focalisation linéaire ont besoin de grandes surfaces suffisamment plates. Les capteurs cylindro-paraboliques ont jusqu'à 150 mètres de long (la nouvelle Heliotrough même jusqu'à 191 m) et les collecteurs de Fresnel linéaires peuvent être beaucoup plus longs, jusqu'à 1 km.

Pour une analyse du site, un certain seuil de pente peut être défini pour exclure les zones avec une pente plus élevée. Un seuil de 2,1% est souvent toléré dans des études de DLR. Toutes les zones ayant une pente supérieure à 2,1% sont alors exclues.

5.7. Le potentielle des risques naturels :

Les risques naturels comprennent des phénomènes tels que les tremblements de terre, les tempêtes, et d'autres. Ces risques peuvent affecter la sécurité de fonctionnement d'une centrale CSP.

Afin de résister à l'impact de ces phénomènes, la conception du champ solaire et du bloc d'alimentation doit être adaptée, ce qui peut impliquer des coûts de construction plus élevés (Altmann, 1996). En outre, les coûts d'assurance peuvent augmenter pour des sites avec des risques plus élevés de dommages.

5.8. Les aires protégées :

Aucune centrale CSP ne peut être érigée sur des aires protégées. La définition générale d'une aire protégée, adoptée par l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature (UICN), est la suivante: «Une zone de terre et / ou de mer vouée spécialement à la protection et au maintien de la diversité biologique et des ressources naturelles, associée à des ressources culturelles, gérées par des moyens efficaces, juridiques ou autres ». L'UICN a défini six catégories de gestion des aires protégées sur la base d'objectifs de gestion principale.

5.9. Les coûts des terrains et la propriété foncière :

Comme mentionné ci-dessus, les centrales CSP ont besoin de zones terrestres relativement élevées. Les coûts fonciers peuvent être un élément essentiel du coût d'investissement et deviennent par conséquent un critère de site important. L'exigence des coûts des terrains abordables peut être en conflit avec d'autres critères de site comme, par exemple, l'eau et la

disponibilité des infrastructures. Cependant, la tâche est de rechercher un compromis équilibré optimal pour toutes ces exigences.

En général, les coûts fonciers dépendent de la gamme d'utilisations alternatives possibles, la structure du propriétaire et l'existence d'un marché de l'immobilier gratuit.

6. Description de la centrale étudiée :

La centrale étudiée est une centrale à concentrateurs de Fresnel de 5 MWe, elle est du type de la centrale Allemande Novatec solaire installée au site de Calasparra en Espagne. [19]

Toutes les caractéristiques de la centrale étudiée sont représentées dans le **tableau IV.2** suivant : [19]

Champs de miroir	Taille du champ solaire	21571m ²
	Langueur de champs solaire	806 m
	Surface nette d'ouverture	18489m ²
	La largeur de champs	16.56 m
	Surface de réflecteur	513.6 m ²
	Longueur d'un module	44.8m
	La longueur de réflecteur	0.75 m
Le récepteur	Diamètre du tube absorbeur	0.07 m
	Diamètre du récepteur	0.6 m
	Longueur entre les réflecteurs et l'absorbeur	7 m
Le block de puissance	Rendement de block	35 %
	Température d'entrée	140° C
	Température de sortie	270° C
	Puissance à la sortie de la génératrice	5 MWe

Tableau IV. 2 : Les caractéristiques de la centrale étudiée. [19]

Des capteurs à concentration composés de réflecteurs de Fresnel sont étudiés sur le site de la plate-forme solaire d'Almeria depuis 2007. L'entreprise allemande Novatec Biosol a construit la première centrale commerciale Fresnel au Monde à Almeria En Espagne. Cette centrale "NOVA-1" a une capacité de de 1.4 MW. L'électricité produite alimente le réseau local depuis mars 2009. En avril 2009, Novatec Solar a connecté au réseau la première centrale solaire LFR commerciale du monde. La centrale Puerto Errado 1 (PE1), de 1,4MWe en puissance nominale, est implantée à Calasparra, Espagne. PE1 utilise de l'eau en génération directe de

vapeur à 55 bars et 270°C. La vapeur surchauffée est séparée de l'eau, recirculée dans le récepteur. La turbine est alimentée en vapeur saturée. [18]

Les rayons solaires sont concentrés directement à une hauteur de 7,40 mètres par un récepteur linéaire à l'aide de 16 rangés de miroirs plans. Un tube absorbeur est disposé le long de la ligne focale de ce champ de réflecteurs. La concentration transforme l'eau dans le tube en vapeur saturée de 270°C et 55 bars qui génèrent de l'électricité à l'aide d'une turbine à vapeur.

On utilise l'eau comme fluide caloporteur pour plusieurs raisons tels que sa disponibilité, sa efficacité, pour des raisons économiques et pour des raisons de conduction et de convection au niveau de tube absorbeur. Il fonctionne à des températures basses.

La figure IV.5 élabore les éléments et l'installation complète d'une centrale solaire de type étudié Novatec Solar.

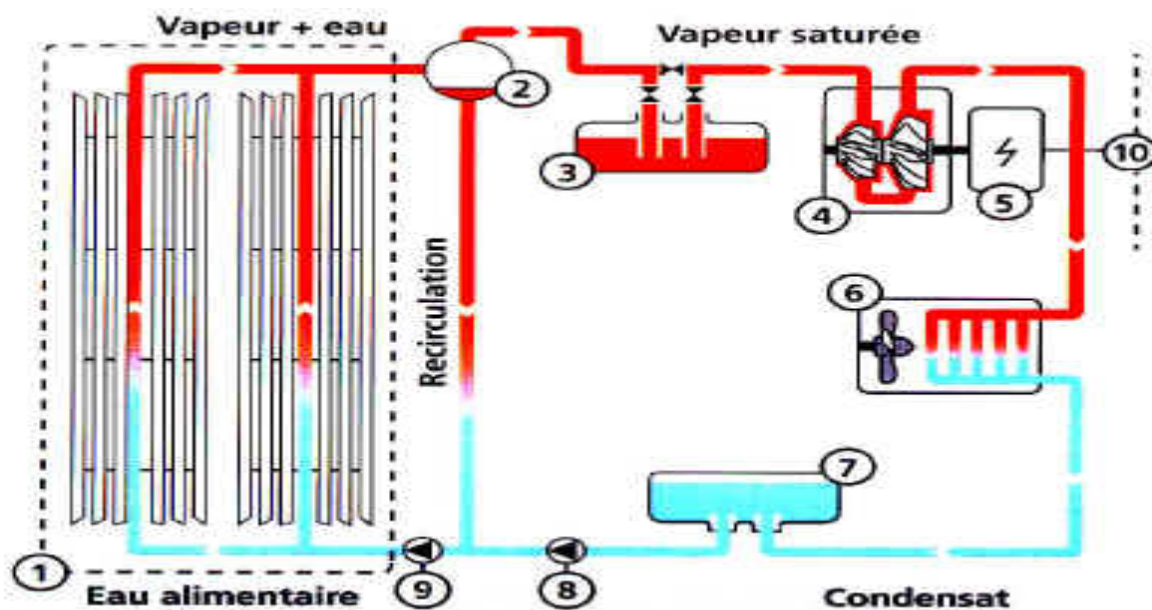


Figure IV. 5 : Schéma de principe d'une centrale solaire (PE1) de Novatec Biosol. [18]

1. Champ de collecteurs	6. Condenseur
2. Ballon de vapeur	7. Dégazeur / réservoir d'eau
3. Accumulateur de vapeur	8. Pompe à eau alimentaire
4. Turbine à vapeur	9. Pompe de recirculation
5. Générateur	10. Pompe de recirculation

7. Analyse thermique :

A l'aide du logiciel SAM, on va déterminer les différentes caractéristiques de la centrale, les différents résultats seront présentés sous forme de graphes et à une échelle horaire (heure par heure) ,et cela pour les quatre sites considérés, nous allons présenter en premier lieu les profils annuels du DNI (irradiation normal direct), en deuxième lieu nous allons présenter les profils annuels des différentes puissances (la puissance incidente au champ solaire, la puissance incidente au récepteur, et la puissance thermique des pertes dans le récepteur), en troisième lieu nous allons présenter les profils annuels des différents rendement de la centrale (rendement optique, rendement thermique du récepteur, le rendement global solaire représente le rendement avant la conversion donc avant le bloc de puissance, également nous allons présenter le rendement du bloc de puissance, et à la fin le produit du rendement global solaire et celui du bloc de puissance va donner le rendement global de la centrale). Tous les profils que nous allons présenter montrent la moyenne annuelle du paramètre considéré.

8. Interprétation des résultats des quatre sites étudiés :

Après la simulation effectuée à travers le logiciel SAM on a obtenus les résultats suivants qui sont des graphes réalisé après l'étude à l'aide de l'Excel pour les quatre sites étudiés de Sahara Algérienne.

8.1. Le site de Hassi-R'mel :

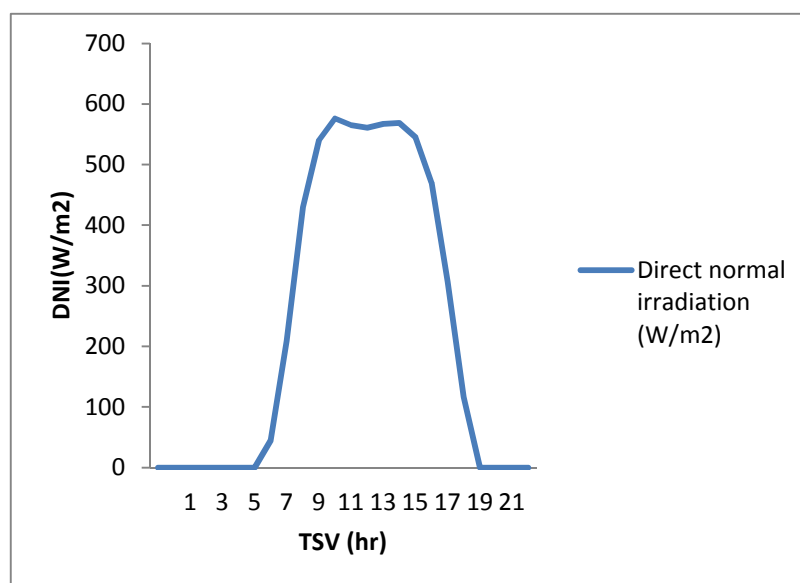


Figure IV.06 : Moyenne annuelle de l'éclairement moyen direct incident de site Hassi-R'mel

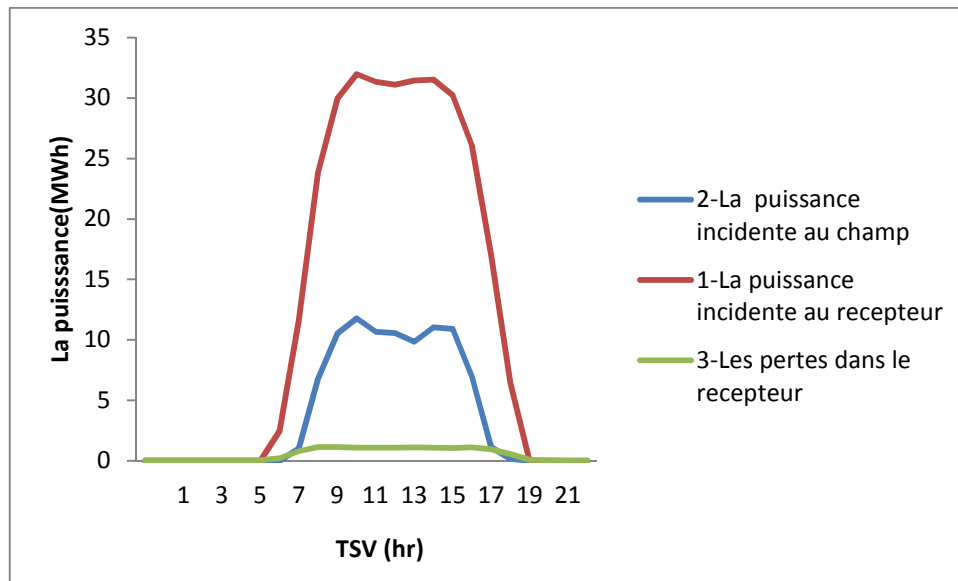


Figure IV.07 : Moyenne annuelle de la puissance incidente au champ, la puissance incidente au récepteur, les pertes dans le récepteur de site Hassi-R'mel.

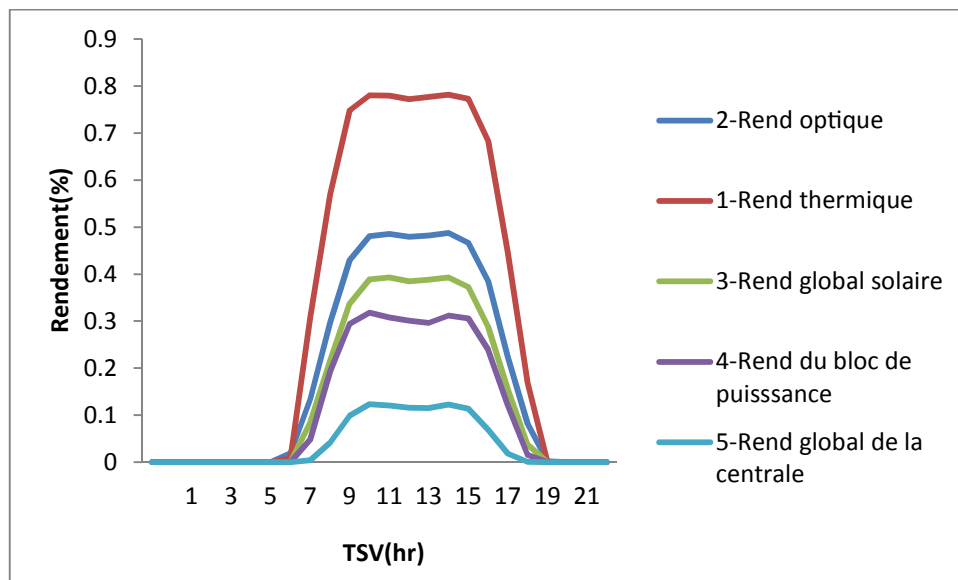


Figure IV.08 : Les Moyenne annuelle du : rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site Hassi-R'mel

8.1.1. L'ensoleillement normal direct (DNI) de site Hassi-R'mel :

En analysant l'allure de la courbe du DNI dans la figure IV.06 qui représente l'ensoleillement normal direct, on remarque qu'elle a la forme d'une cloche bien symétrique, la moyenne annuelle au lever pour ce site est à sept heure correspond à une moyenne du DNI

de 44.42 W/m^2 ce qui représente la moyenne annuelle de l'ensoleillement la plus faible, la moyenne annuelle au coucher est à dix-neuf heure qui correspond à un DNI de 116.31 W/m^2 et la moyenne annuelle de l'ensoleillement direct maximal que reçoit Hassi-R'mel atteint 576.35 W/m^2 à onze heure.

8.1.2. La puissance incidente au champ solaire, la puissance incidente au récepteur et les pertes thermiques dans le récepteur de site Hassi-R'mel :

Après avoir introduit des valeurs étudiés on a obtenu **la figure IV.07** qui représente les différentes puissances étudiés sur le site Hassi-R'mel

En analysant la courbe tracée en rouge (la courbe 1) dans **la figure IV.07** qui représente la moyenne annuelle de la puissance incidente au récepteur (MW) à une échelle horaire (heure par heure), cette courbe suit l'allure de celle de DNI, elle a la forme d'une cloche. Nous avons pu constater qu'à Hassi-R'mel la moyenne annuelle de la puissance incidente maximale au récepteur atteint 31.97 MWh obtenu à onze heures ce qui correspond la moyenne du DNI maximal, et une valeur moyenne minimal qui correspond à la valeur de DNI minimal est de 2.46 MWh .

En analysant la courbe en bleu foncée (la courbe 2) dans **la figure IV.07** qui représente la moyenne annuelle de la puissance incidente au champ (MW) à une échelle horaire (heure par heure), cette figure a la même allure que les précédentes, nous avons pu constater qu'à Hassi-R'mel la moyenne annuelle de la puissance maximale incidente au champ atteint 11.78 MWh qui correspond à la moyenne annuelle maximale du DNI, et à celle délivrée au champ. La moyenne minimale de la puissance incidente au champ atteint 0.17 MWh . Ici on voit une proportionnalité de variation entre le DNI, la puissance incidente aux champs et celle incidente au récepteur. Dans ce site la période la plus favorable est située entre 09 heure jusqu'à 17 heures, et la plus défavorable est située au début et en fin de journée.

En analysant la courbe en vert (la courbe 3) dans **la figure IV.07** qui représente la moyenne annuelle de la perte thermique dans le récepteur (MW) à une échelle horaire, la variation de ce paramètre varie d'une façon peu différente par rapport aux précédentes, elle varie de $0,0379382$ à $1,13777 \text{ MWh}$, d'après la figure 07 on voit que la variation des pertes varie durant toute les 24hr contrairement aux courbe précédentes qui varient du lever au coucher du soleil. Cela est dû à l'utilisation d'un absorbeur sous vide et à la forme géométrique du récepteur qui a une forme parabolique incurvée (CPC), elle permet de piéger le rayonnement à

l'intérieur et qui ne sort pas, et aussi dû à une bonne isolation thermique, ce qui peut expliquer la faible variation de la moyenne annuelle des pertes, et sa variation durant les 24 heures.

8.1.3. Le rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site Hassi-R'mel :

En analysant la courbe en bleu (la courbe 2) dans **la figure IV.08** qui représente la moyenne annuelle du rendement optique en pourcentage (%) à l'échelle horaire (heure par heure), qui a une forme d'une cloche bien symétrique, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement optique maximale que peut atteindre la centrale pour ce site est obtenue à quinze heure avec une valeur de 48,73% , et la moyenne minimale est 00,18% obtenu à vingt heure.

Pour la courbe en rouge (la courbe 1) dans **la figure IV.08** qui représente la moyenne annuelle du rendement thermique du récepteur (%) à l'échelle horaire (heure par heure), qui a la forme d'une cloche bien symétrique, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement thermique maximale du récepteur est obtenue à quinze heure pour une valeur de 78.19%, et la moyenne annuelle minimale est obtenue à sept heure pour une valeur de 00.83%.

Pour la courbe en vert (la courbe 3) dans **la figure IV.08** qui représente la moyenne annuelle du rendement global solaire avant la conversion, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement global solaire maximale est obtenue à douze heure avec une valeur de 39.30%, et la moyenne annuelle minimale à sept heure avec une valeur 00.07%.

Pour la courbe en violet (la courbe 4) dans **la figure IV.08** qui représente la moyenne annuelle du rendement de bloc de puissance à une échelle horaire, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement du bloc maximale est obtenue à onze heure avec une valeur de 31.77%, et la moyenne annuelle minimale de ce dernier est obtenue à dix-neuf heure avec une valeur de 01.51%.

Pour la courbe en bleu clair (la courbe 5) dans **la figure IV.08** qui représente la moyenne annuelle du rendement global de la centrale à une échelle horaire, nous avons pu conclure que la moyenne annuelle du rendement globale de la centrale pour ce site varie entre 0,41% à

12.37%. La période la plus favorable pour la production dans ce site commence de onze heure à seize heure.

8.2. Le site de Tamanrasset :

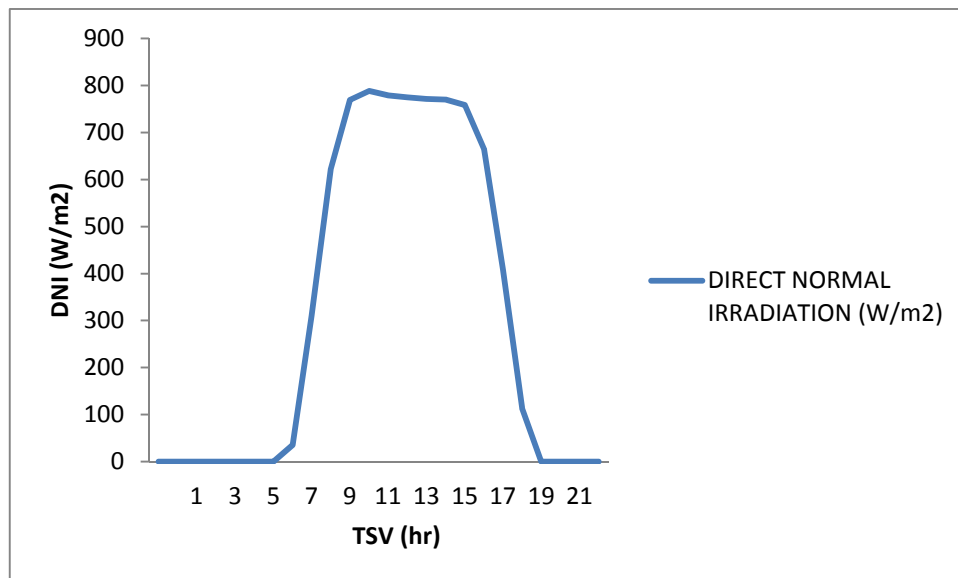


Figure IV.09 : Moyenne annuelle de l'éclairement moyen direct incident de site Tamanrasset.

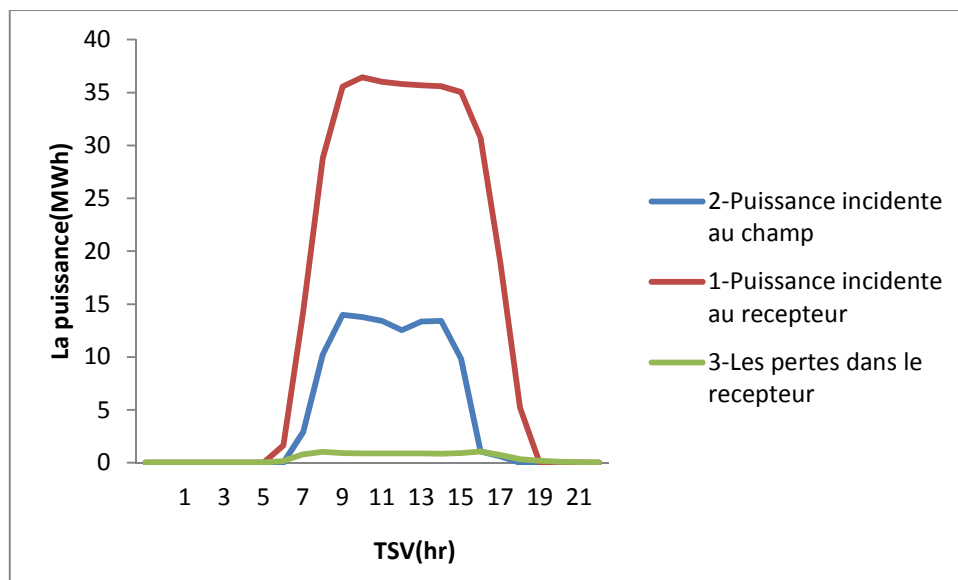


Figure IV.10: Moyenne annuelle de la puissance incidente au champ, la puissance incidente au récepteur, les pertes dans le récepteur de site Tamanrasset.

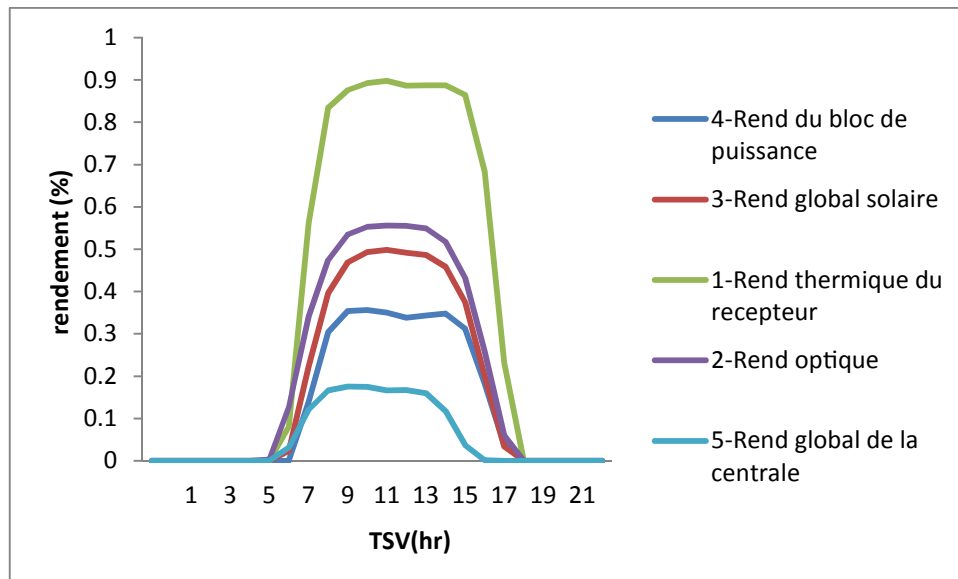


Figure IV.11 : Moyenne annuelle du : rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site Tamanrasset.

8.2.1. L'ensoleillement normal direct (DNI) de site Tamanrasset :

En analysant l'allure de la courbe du DNI dans la figure IV.09 qui représente l'ensoleillement normal direct, on remarque qu'elle a la forme d'une cloche bien symétrique, la moyenne annuelle au lever pour ce site est à sept heure correspond à une moyenne du DNI de 35.52 W/m² ce qui représente la moyenne annuelle de l'ensoleillement la plus faible, la moyenne annuelle au coucher est à dix-neuf heure qui correspond à un DNI de 113.78W/m² et la moyenne annuelle de l'ensoleillement direct maximal que reçoit Tamanrasset atteint 788,462W/m² à onze heure.

8.2.2. La puissance incidente au champ solaire, la puissance incidente au récepteur et les pertes thermiques dans le récepteur de site Tamanrasset :

Après avoir introduit des valeurs étudiés on a obtenu la figure IV.10 démontre les différentes puissances étudiées sur le site Tamanrasset

En analysant la courbe tracée en rouge (la courbe 1) dans la figure IV.10 qui représente la moyenne annuelle de la puissance incidente au récepteur (MW) à une échelle horaire (heure par heure), cette courbe suit l'allure de celle de DNI, elle a la forme d'une cloche. Nous avons pu constater qu'à Tamanrasset la moyenne annuelle de la puissance incidente maximale au

récepteur atteint 36.44 MWh obtenu à onze heure ce qui correspond la moyenne du DNI maximal, et une valeur moyenne minimal qui correspond à la valeur de DNI minimal est de 1.64 MWh obtenu à sept heure.

En analysant la courbe en bleu foncé (la courbe 2) dans **la figure IV.10** qui représente la moyenne annuelle de la puissance incidente au champ (MW) à une échelle horaire (heure par heure), cette figure a la même allure que les précédentes, nous avons pu constater qu' à Tamanrasset la moyenne annuelle de la puissance maximale incidente au champ atteint 13,99 MWh qui correspond à la moyenne annuelle maximale du DNI, et à celle délivrée au champ. La moyenne minimale de la puissance incidente au champ atteint 0.61MWh. Ici on voit une proportionnalité de variation entre le DNI, la puissance incidente aux champs et celle incidente au récepteur. Dans ce site la période la plus favorable est située entre 09 heure jusqu'à 17 heures, et la plus défavorable est située au début et en fin de journée.

En analysant la courbe en vert (la courbe 3) dans **la figure IV.10** qui représente la moyenne annuelle de la perte thermique dans le récepteur (MW) à une échelle horaire, la variation de ce paramètre varie d'une façon peu différente par rapport aux précédentes, elle varie de 0,0341277MWh à 1,0541MWh, d'après **la figure IV.10** on voit que la variation des pertes varie durant toute les 24hr contrairement aux courbe précédentes qui varient du lever au coucher du soleil. Cela est dû à l'utilisation d'un absorbeur sous vide et à la forme géométrique du récepteur qui a une forme parabolique incurvée (CPC), elle permet de piéger le rayonnement à l'intérieur et qui ne sort pas, et aussi dû à une bonne isolation thermique, ce qui peut expliquer la faible variation de la moyenne annuelle des pertes, et sa variation durant les 24 heures.

8.2.3. Le rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site Tamanrasset :

En analysant la courbe en violet (la courbe 2) dans **la figure IV.11** qui représente la moyenne annuelle du rendement optique (%) à l'échelle horaire (heure par heure), qui a une forme d'une cloche bien symétrique, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement optique maximale que peut atteindre la centrale pour ce site est obtenue à douze heure avec une valeur de 55,57%, et la moyenne minimale est 00,30% obtenu à six heure.

Pour la courbe en vert (la courbe 1) dans **la figure IV.11** qui représente la moyenne annuelle du rendement thermique du récepteur (%) à l'échelle horaire (heure par heure), qui a la forme d'une cloche bien symétrique, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement thermique maximale du récepteur est obtenue à douze heure pour une valeur de 89.76%, et la moyenne annuelle minimale est obtenue à sept heure pour une valeur de 08.10%.

Pour la courbe en rouge (la courbe 3) dans **la figure IV.11** qui représente la moyenne annuelle du rendement global solaire avant la conversion, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement global solaire maximale est obtenue à douze heure avec une valeur 49.83%, et la moyenne annuelle minimale à sept heure avec une valeur de 02.30%.

Pour la courbe en bleu foncé (la courbe 4) dans **la figure IV.11** qui représente la moyenne annuelle du rendement de bloc de puissance à une échelle horaire, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement du bloc maximale est obtenue à onze heure avec une valeur de 35.63%, et la moyenne annuelle minimale de ce dernier est obtenue à dix-huit heure avec une valeur de 03.86%.

Pour la courbe en bleu clair (la courbe 5) dans **la figure IV.11** qui représente la moyenne annuelle du rendement global de la centrale à une échelle horaire, nous avons pu conclure que la moyenne annuelle du rendement globale de la centrale pour ce site varie entre 0,12% à 17.56%. La période la plus favorable pour la production dans ce site commence de huit heure à quinze heure.

8.3. Le site d'In-Sallah:

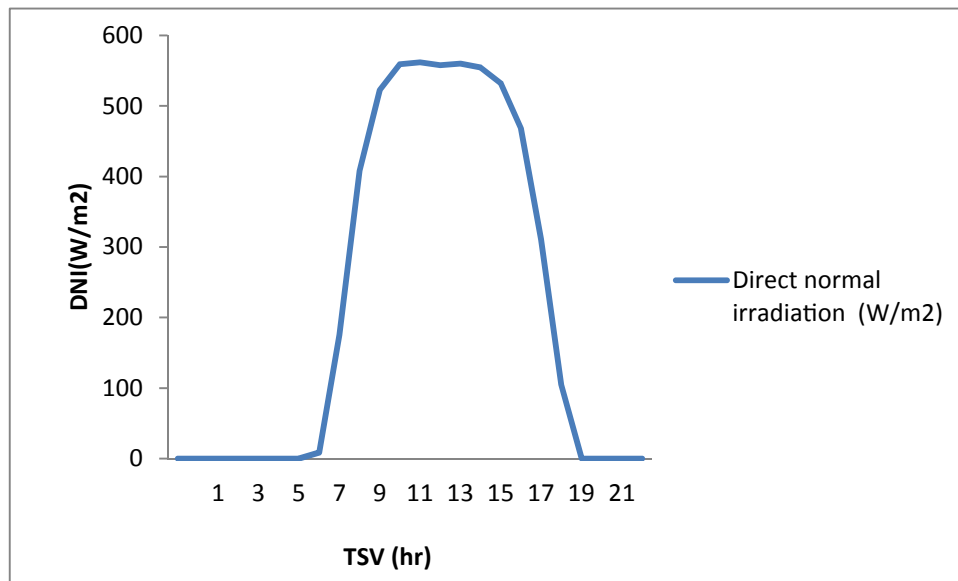


Figure IV.12 : Moyenne annuelle de l'éclairement moyen direct incident de site In-Sallah.

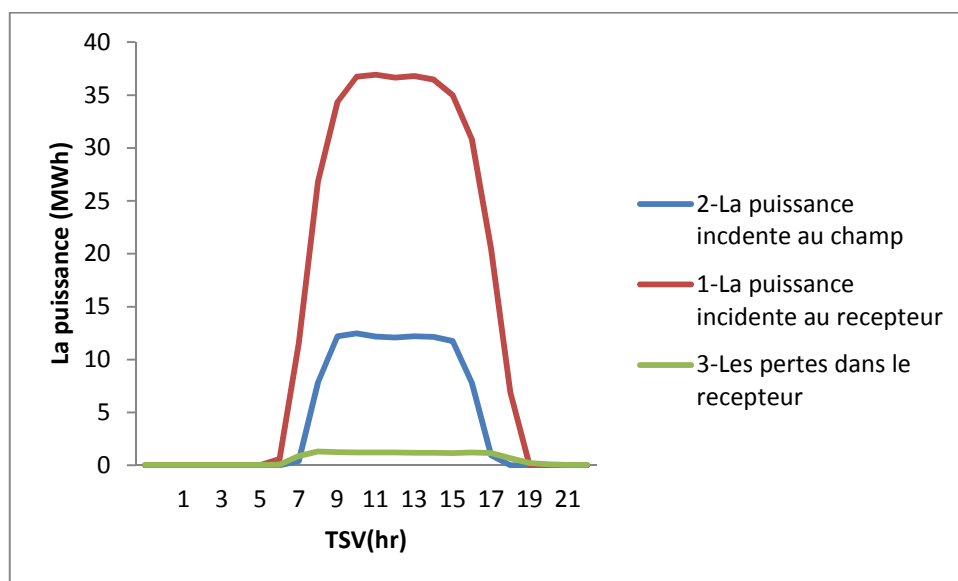


Figure IV.13: Moyenne annuelle de la puissance incidente au champ, la puissance incidente au récepteur, les pertes dans le récepteur de site In-Sallah.

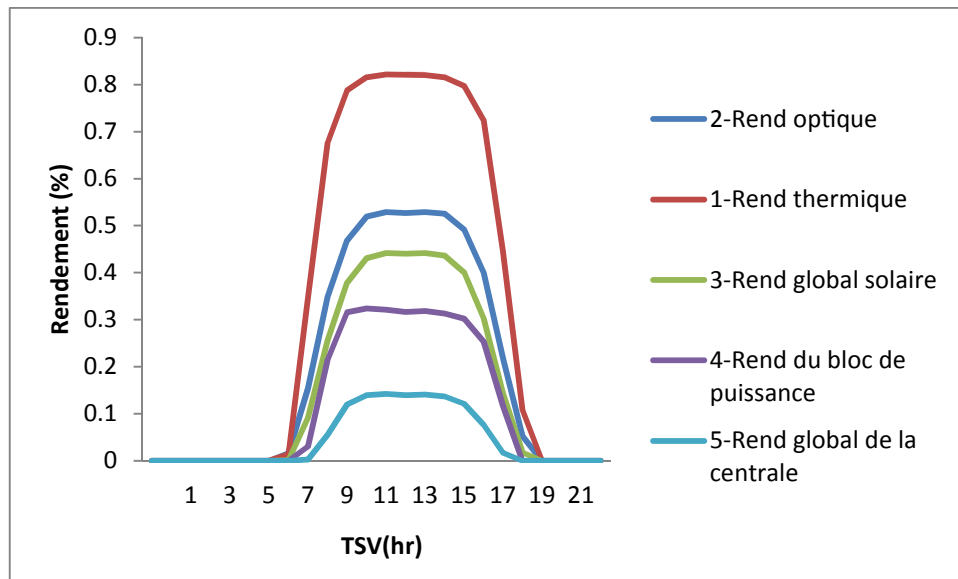


Figure IV.14 : Moyenne annuelle du : rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site In-Sallah.

8.3.1. L'ensoleillement normal direct (DNI) de site In-Sallah :

En analysant l'allure de la courbe du DNI dans la figure IV.12 qui représente l'ensoleillement normal direct, on remarque qu'elle a la forme d'une cloche bien symétrique, la moyenne annuelle au lever pour ce site est à sept heure correspond à une moyenne du DNI de 8.74 W/m^2 ce qui représente la moyenne annuelle de l'ensoleillement la plus faible, la moyenne annuelle au coucher est à dix-neuf heure qui correspond à un DNI de 104.91 W/m^2 et la moyenne annuelle de l'ensoleillement direct maximal que reçoit In-Sallah atteint $561,689 \text{ W/m}^2$ à douze heure.

8.3.2. La puissance incidente au champ solaire, la puissance incidente au récepteur et les pertes thermiques dans le récepteur de site In-Sallah :

Après avoir introduit des valeurs étudiés on a obtenu la figure IV.13 démontre les différentes puissances étudiées sur le site In-Sallah

En analysant la courbe tracée en rouge (la courbe 1) dans la figure IV.13 qui représente la moyenne annuelle de la puissance incidente au récepteur (MW) à une échelle horaire (heure par heure), cette courbe suit l'allure de celle de DNI, elle a la forme d'une cloche. Nous avons pu constater qu'à In-Sallah la moyenne annuelle de la puissance incidente maximale au

récepteur atteint 36.92MWh obtenu à douze heure ce qui correspond la moyenne du DNI maximal, et une valeur moyenne minimal qui correspond à la valeur de DNI minimal est de 0.57MWh obtenu à sept heure.

En analysant la courbe en bleu foncé (la courbe 2) dans **la figure IV.13** qui représente la moyenne annuelle de la puissance incidente au champ (MW) à une échelle horaire (heure par heure), cette figure a la même allure que les précédentes, nous avons pu constater qu' à In-Sallah la moyenne annuelle de la puissance maximale incidente au champ atteint 12,47MWh à onze heure qui correspond à la moyenne annuelle maximale du DNI, et à celle délivrée au champ. La moyenne minimale de la puissance incidente au champ atteint 0.41MWh obtenu à huit heure. Ici on voit une proportionnalité de variation entre le DNI, la puissance incidente aux champs et celle incidente au récepteur. Dans ce site la période la plus favorable est située entre dix heure jusqu'à dix-sept heures, et la plus défavorable est située au début et en fin de journée.

En analysant la courbe en vert (la courbe 3) dans **la figure IV.13** qui représente la moyenne annuelle de la perte thermique dans le récepteur (MW) à une échelle horaire, la variation de ce paramètre varie d'une façon peu différente par rapport aux précédentes, elle varie de 0,0264194MWh à 1,2587MWh, d'après **la figure IV.13** on voit que la variation des pertes varie durant toute les 24hr contrairement aux courbe précédentes qui varient du lever au coucher du soleil. Cela est dû à l'utilisation d'un absorbeur sous vide et à la forme géométrique du récepteur qui a une forme parabolique incurvée (CPC), elle permet de piéger le rayonnement à l'intérieur et qui ne sort pas, et aussi dû à une bonne isolation thermique, ce qui peut expliquer la faible variation de la moyenne annuelle des pertes, et sa variation durant les 24 heures.

8.3.3. Le rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site In-Sallah :

En analysant la courbe en bleu foncée (la courbe 2) dans **la figure IV.14** qui représente la moyenne annuelle du rendement optique (%) à l'échelle horaire (heure par heure), qui a une forme d'une cloche bien symétrique, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement optique maximale que peut atteindre la centrale pour ce site est obtenue à douze heure avec une valeur de 52.88%, et la moyenne minimale est 01,60 obtenu à sept heure.

Pour la courbe en rouge (la courbe 1) dans **la figure IV.14** qui représente la moyenne annuelle du rendement thermique du récepteur (%) à l'échelle horaire (heure par heure), qui a la forme d'une cloche bien symétrique, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement thermique maximale du récepteur est obtenue à douze heure pour une valeur de 82.19%, et la moyenne annuelle minimale est obtenue à sept heure pour une valeur de 01.60%.

Pour la courbe en vert (la courbe 3) dans **la figure IV.14** qui représente la moyenne annuelle du rendement global solaire avant la conversion, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement global solaire maximale est obtenue à quatorze heure avec une valeur de 44.20%, et la moyenne annuelle minimale à sept heure avec une valeur de 00.11%.

Pour la courbe en bleu foncé (la courbe 4) dans **la figure IV.14** qui représente la moyenne annuelle du rendement de bloc de puissance à une échelle horaire, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement du bloc maximale est obtenue à onze heure avec une valeur de 35.63%, et la moyenne annuelle minimale de ce dernier est obtenue à dix-huit heure avec une valeur de 03.86%.

Pour la courbe en bleu clair (la courbe 5) dans **la figure IV.14** qui représente la moyenne annuelle du rendement global de la centrale à une échelle horaire, nous avons pu conclure que la moyenne annuelle du rendement globale de la centrale pour ce site varie entre 0,28% à 14.19%. La période la plus favorable pour la production dans ce site commence de dix heure à seize heure.

8.4. Le site de Biskra:

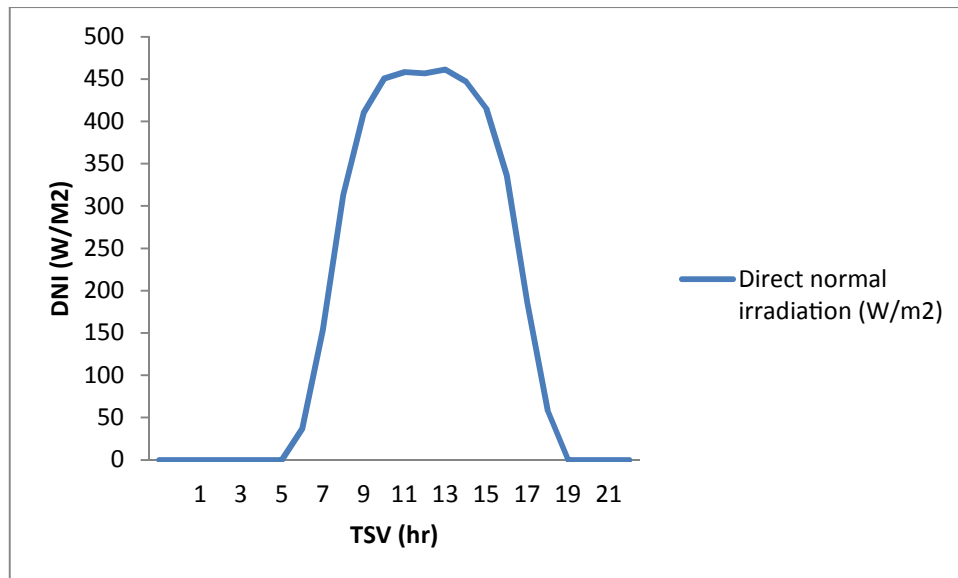


Figure IV.15 : Moyenne annuelle de l'éclairement moyen direct incident de site Biskra.

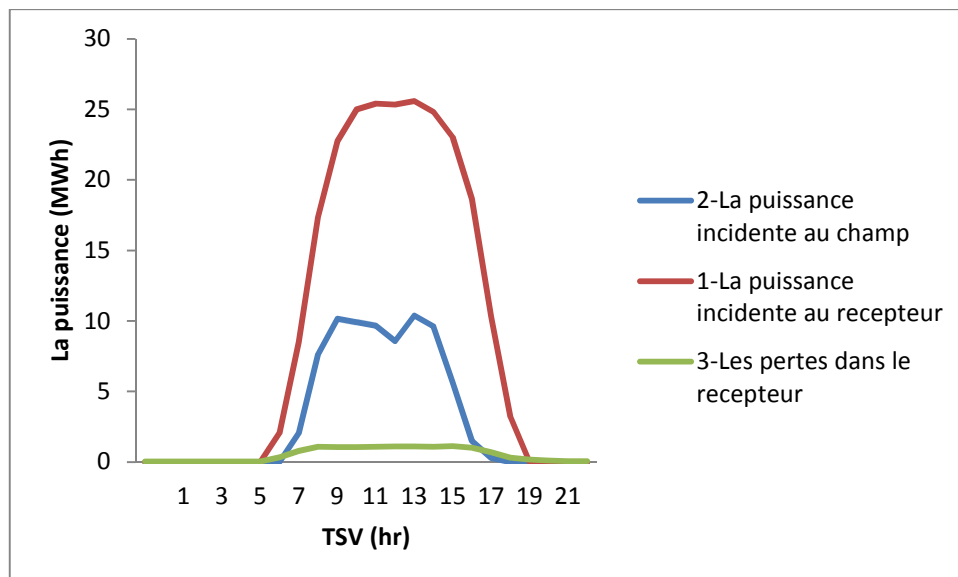


Figure IV.16: Moyenne annuelle de la puissance incidente au champ, la puissance incidente au récepteur, les pertes dans le récepteur de site Biskra.

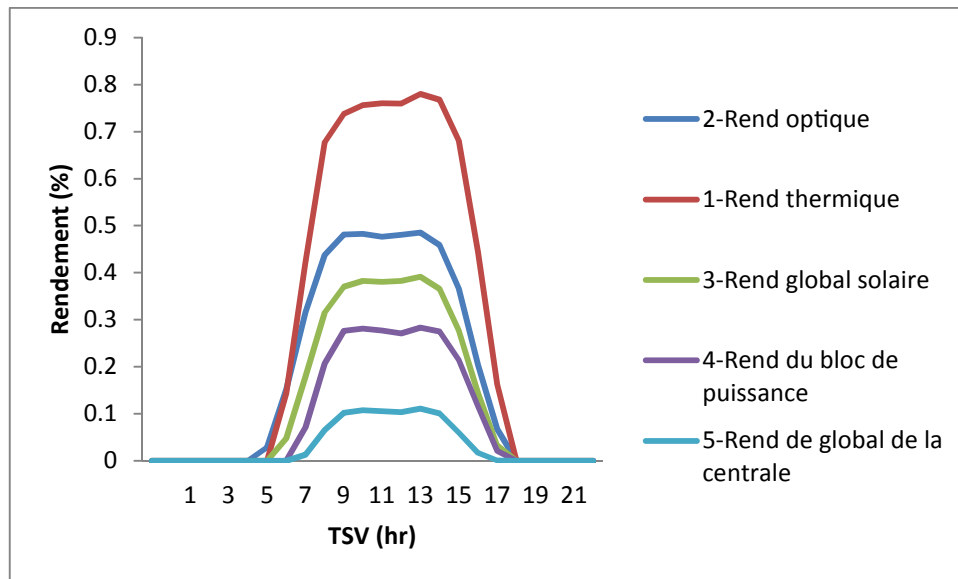


Figure IV.17 : Moyenne annuelle du : rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site Biskra.

8.4.1. L'insolation normale directe (DNI) de site Biskra :

En analysant l'allure de la courbe du DNI dans la figure IV.15 qui représente l'insolation normale directe, on remarque qu'elle a la forme d'une cloche bien symétrique, la moyenne annuelle au lever pour ce site est à sept heures correspond à une moyenne du DNI de 37.93 W/m^2 ce qui représente la moyenne annuelle de l'insolation la plus faible après la valeur obtenue à dix-neuf heures avec une valeur de 58.02 W/m^2 et c'est la moyenne annuelle au coucher et la moyenne annuelle de l'insolation directe maximale que reçoit Biskra atteint 461.31 W/m^2 à quatorze heures.

8.4.2. La puissance incidente au champ solaire, la puissance incidente au récepteur et les pertes thermiques dans le récepteur de site Biskra :

Après avoir introduit des valeurs étudiées on a obtenu la figure IV.16 démontre les différentes puissances étudiées sur le site de Biskra

En analysant la courbe tracée en rouge (la courbe 1) dans la figure IV.16 qui représente la moyenne annuelle de la puissance incidente au récepteur (MW) à une échelle horaire (heure par heure), cette courbe suit l'allure de celle de DNI, elle a la forme d'une cloche. Nous avons pu constater qu'à Biskra la moyenne annuelle de la puissance incidente maximale au

récepteur atteint 25,59MWh obtenu à quatorze heure ce qui correspond la moyenne du DNI maximal, et une valeur moyenne minimal qui correspond à la valeur de DNI minimal est de 2.04MWh et 3.21MWh obtenus à sept heure et au coucher exactement à dix-neuf heure.

En analysant la courbe en bleu foncé (la courbe 2) dans **la figure IV.16** qui représente la moyenne annuelle de la puissance incidente au champ (MW) à une échelle horaire (heure par heure), cette figure a presque la même allure que les précédentes, nous avons pu constater qu' à Biskra la moyenne annuelle de la puissance maximale incidente au champ atteint 10.38MWh à quatorze heure qui correspond à la moyenne annuelle maximale du DNI, et à celle délivrée au champ. La moyenne minimale de la puissance incidente au champ atteint 0.29MWh obtenu à dix-huit heure. Ici on voit une proportionnalité de variation entre le DNI, la puissance incidente aux champs et celle incidente au récepteur. Dans ce site la période la plus favorable est située entre dix heure jusqu'à dix-sept heures, et la plus défavorable est située au début de captage à huit heure et à la fin de la journée.

En analysant la courbe en vert (la courbe 3) dans **la figure IV.16** qui représente la moyenne annuelle de la perte thermique dans le récepteur (MW) à une échelle horaire, la variation de ce paramètre varie d'une façon peu différente par rapport aux précédentes, elle varie de 0,0417843MWh à 1,1249MWh, d'après **la figure IV.16** on voit que la variation des pertes varie durant toute les 24hr contrairement aux courbe précédentes qui varient du lever au coucher du soleil. Cela est dû à l'utilisation d'un absorbeur sous vide et à la forme géométrique du récepteur qui a une forme parabolique incurvée (CPC), elle permet de piéger le rayonnement à l'intérieur et qui ne sort pas, et aussi dû à une bonne isolation thermique, ce qui peut expliquer la faible variation de la moyenne annuelle des pertes, et sa variation durant les 24heures.

8.4.3. Le rendement optique, rendement thermique du récepteur, rendement global solaire, rendement du bloc de puissance et le rendement global de la centrale de site Biskra :

En analysant la courbe en bleu foncée (la courbe 2) dans **la figure IV.17** qui représente la moyenne annuelle du rendement optique (%) à l'échelle horaire (heure par heure), qui a une forme d'une cloche bien symétrique, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement optique maximale que peut atteindre la centrale pour ce site est obtenue à quatorze heure avec une valeur de 48.51 %, et la moyenne minimale est 02.83% obtenu à huit heure.

Pour la courbe en rouge (la courbe 1) dans **la figure IV.17** qui représente la moyenne annuelle du rendement thermique du récepteur (%) à l'échelle horaire (heure par heure), qui a la forme d'une cloche bien symétrique, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement thermique maximale du récepteur est obtenue à quatorze heure pour une valeur de 78 %, et la moyenne annuelle minimale est obtenue à onze heure pour une valeur de 14.32 %.

Pour la courbe en vert (la courbe 3) dans **la figure IV.17** qui représente la moyenne annuelle du rendement global solaire avant la conversion, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement global solaire maximale est obtenue à quatorze heure avec une valeur de 39.13%, et la moyenne annuelle minimale à onze heure avec une valeur de 03.24%.

Pour la courbe en violet (la courbe 4) dans **la figure IV.17** qui représente la moyenne annuelle du rendement de bloc de puissance à une échelle horaire, nous avons pu constater que la moyenne annuelle du rendement du bloc maximale est obtenue à quatorze heure avec une valeur de 28.33 %, et la moyenne annuelle minimale de ce dernier est obtenue à dix-huit heure avec une valeur de 02.07 %.

Pour la courbe en bleu clair (la courbe 5) dans **la figure IV.17** qui représente la moyenne annuelle du rendement global de la centrale à une échelle horaire, nous avons pu conclure que la moyenne annuelle du rendement globale de la centrale pour ce site varie entre 0,06 % à 11.08 %. La période la plus favorable pour la production dans ce site commence de dix heure à quatorze heure.

9. L'énergie annuelle produite :

L'histogramme ci-dessous de la figure 18 nous montre l'énergie annuelle en KWh par an produite pour les quatre sites étudiés.

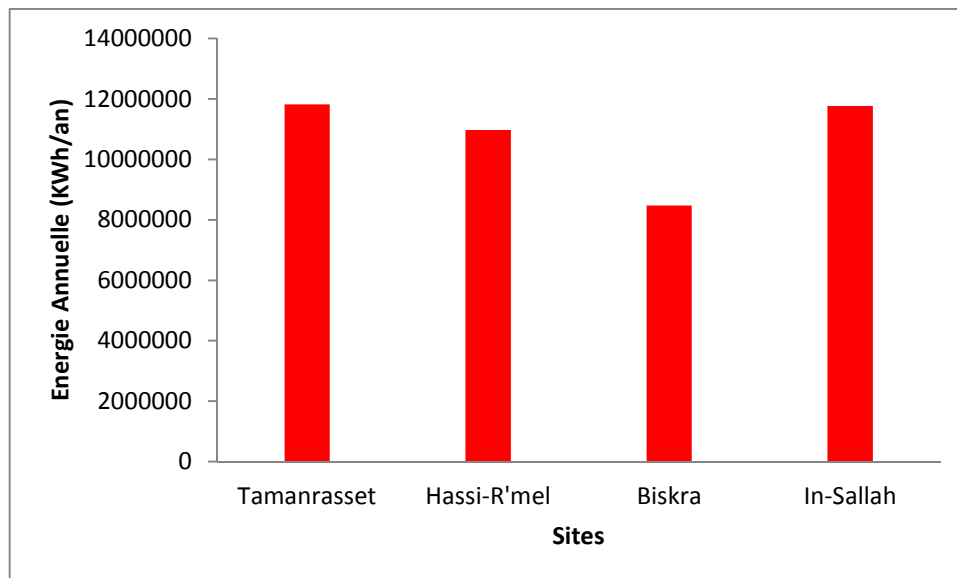


Figure IV.18 : L'énergie annuelle produite pour les quatre sites

Pour l'énergie annuelle produite, on remarque que Tamanrasset figure en premier, elle a une énergie plus importante que les autres sites, elle est suivie d'In-Sallah, de Hassi-R'mel et en dernier de Biskra, ces sites offrent une énergie annuelle respectivement égale à 11818398KWh/an, 11769140 KWh/an, 10973591KWh/an et 8470540 KWh/an.

Ces sites offrent une énergie annuelle importante avec une quantité favorable pour les deux premiers sites respectivement analysés.

10. Comparaison et analyse des résultats optimaux trouvés :

sites	Hassi-R'mel	Tamanrasset	In-Sallah	Biskra
DNI(W/m ²)	576.35	788.46	561.35	461.30
Energie annuelle (KWh/an)	10973591	11818398	11769140	8470540
Pert dans le récepteur (MWh)	1.13	1.05	1.32	1.12
Puissance incidente au champ (MWh)	11.77	13.98	12.47	10.38
Puissance incidente au récepteur (MWh)	31.96	36.44	36.92	25.58
Rend global solaire (%)	39.27	49.83	44.20	39.13
Rend global de la centrale (%)	12.36	17.56	14.19	11.08
Rend de bloc du puissance (%)	31.77	35.63	32.43	28.33
Rend thermique (%)	78.19	89.76	82.19	78.00
Rend optique (%)	48.73	55.57	52.87	48.51

Tableau IV. 3 : Les différents résultats optimaux obtenus des quatre sites étudiés

Après l'analyse des résultats de **tableau IV. 3** Ce qui peut être vu que Tamanrasset est favorable sur toute les lignes malgré et on remarque une variance des résultats sur les trois autres sites.

Conclusion :

La simulation avec le logiciel SAM nous a permis de déterminer les performances de la centrale pour chaque site, en premier lieu nous avons fait une analyse thermique dans laquelle on a représenté sous forme de courbe à l'échelle horaire (heure par heure), les moyennes annuelles des diverses performances de la centrale, on a commencé par les irradiances normales directes, suivie de la puissance incidente au champ, et celle incidente au récepteur, ainsi que la puissance des pertes thermiques dans le récepteur, et à la fin les rendements. Nous avons calculé le rendement globale de la centrale pour chaque site, les résultats trouvés ont montré que le site de Tamanrasset est le site le plus favorable avec un rendement globale annuel de **17.56%** suivit d'In-Sallah avec un rendement globale annuel de 14.19% puis Hassi-R'mel avec 12.36% et enfin le site de Biskra avec un rendement de 11.08%.

Pour l'installation des centrales solaires à concentrateur de Fresnel. Enfin, pour les sites étudiés, le meilleur site à choisir pour installer une centrale de ce type sera le site de Tamanrasset suivi d'In-Sallah, de Hassi-R'mel, et enfin celui de Biskra.

Conclusion Générale

L'étude que nous avons réalisée sur les centrales solaires à concentrateur linéaire de Fresnel nous a permis de connaître le fonctionnement de ce type de centrale, ainsi que les paramètres qui influent sur son fonctionnement. Nous avons montré que le bon fonctionnement de ce type de système dépend de plusieurs paramètres, à savoir des paramètres optiques et thermiques.

Sur le plan optique :

- Les irradiations directes normales ;
- Le nombre de miroir ;
- Le système de poursuite du soleil ;
- La distance entre le réflecteur et l'absorbeur ;
- L'angle d'inclinaison des miroirs ;
- Le décalage, et la position entre les miroirs.

Nous avons constaté également que les effets de blocage, d'ombrage entre les miroirs et l'effet cosinus représentent un grand obstacle pour une bonne rentabilité et la productibilité de la centrale.

Sur le plan thermique :

- Le coefficient des pertes thermique global dans l'absorbeur ;
- La géométrie de l'absorbeur ;
- La taille du champ solaire.

D'après l'étude effectuée, nous avons pu constater l'importance du bon choix du site de la centrale, car chaque site est caractérisé par son éclairage direct, la température ambiante, la vitesse du vent, la latitude, l'élévation par rapport au niveau de la mer et bien d'autres facteurs qui jouent un rôle significatif sur la rentabilité et la productibilité de la centrale, et cela est bien apparent dans les résultats obtenus où la production énergétique varie lorsqu'on déplace la centrale dans les différents sites.

D'après les résultats obtenus à partir des bilans énergétiques établis en moyenne annuelle à une échelle horaire, pour les différentes caractéristiques de la centrale, pour les quatre sites choisis, on peut constater que l'Algérie a de très grandes opportunités d'opter pour l'installation des centrales solaires à concentrateur de Fresnel.

Enfin, pour les sites étudiés, le meilleur site à choisir pour installer une centrale de ce type sera le site de Tamanrasset suivi d'In-Sallah, de Hassi-R'mel et en dernier le site de Biskra.

Références bibliographiques

- [1]: E.Torlaschi, Phénomènes Radiatifs dans L'atmosphère Terrestre, cours de Physique de L'atmosphère, 2003.
- [2]: M. Koussa, A. Malek et M. Haddadi, ' Apport énergétique de la poursuite solaire sur deux axes par rapport aux systèmes fixes. Application aux capteurs plans', Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°4 515 – 537, 2007
- [3] : M. Capderou, Atlas solaire de l'Algérie, Tome 1, vol 1et 2 ; OPU, (1987). (1985).
- [4]: Glover F., Tabusearch-Part I, ORSA journal of computing 1(3), 190-206, (1989)
- [5] : Jaques Bernard, Energie solaire calcul et optimisation, Tome1.2004.
- [6] : European Commission-Energy. Concentrating solar power: from research to implementation, 2007
- [7] : Quoilin Sylvain, Université de Liège, Faculté des sciences appliquées. Les Centrales Solaires à Concentration. Quoilin Sylvain, Mai 2007
- [8] : David R. Mills and Graham L. Morrison. Compact linear Fresnel reflector solar thermal powerplants. Solar Energy, 68(3) :263 – 283, 2000.
- [9] David R. Mills and Graham L. Morrison. Compact linear Fresnel reflector solar thermal powerplants.Solar Energy, 68(3) :263 – 283, 2000.
- [10] Areva Solar, 2013a. <<http://www.areva.com/EN/solar-220/arevasolar.html>>.
- [11]: François Veynandt. Thèse «Cogeneration héliothermodynamique avec concentrateur linéaire de Fresnel, modélisation de l'ensemble du procédé», université de Toulouse Décembre 2011
- [12]: Negi B S, Mathur S et Kandpal T C. 1989 "Optical and thermal performance evaluation of linear Fresnel reflector solar concentrator". Solar and Wind Technology, Volume 6, page 589-593
- [13]: Bliss R et Whillier. 1959 "The derivation of several, plate efficiency factors, useful in the design of the flat plat solar heat collector". Solar Energy. Vol 4. Pages 55-64
- [14] : Panna L S, Sarvia R M et Bhagoria J L 2009. "Thermal performace of linear Fresnel reflecting solar concentrator with trapezoidal cavity absorbers". Applied Energy, Volume 87, Pages 541-550
- [15]:S. Flores Larsen, M. Altamirano, A. Hernández 2011 "Heat loss of a trapezoidal cavity absorber for a linear.

[16]: Site web [http //www.Nrel.Gov/Analysis/Sam](http://www.Nrel.Gov/Analysis/Sam). Consulté en octobre 2019.

[17] : Said.N, 2013; *Potentiel ENR de l'Algérie* ; centre de développement des énergies renouvelables .CDER.

[18]: Site web [http :<http://www.novatecsolar.com/>](http://www.novatecsolar.com/). Novatec Solar, 2013.

[19] : H.Beltagy, D.Semmar, N.Said, S.Mihoub, H.Ajdad. Ghardaïa – Algérie 24 et 25 Octobre 2016. Analyse Technico-économique d'une Centrale Solaire à Concentration de type Fresnel. The 4nd International Seminar of New and Renewable Energies.

[20]: Bouguetaia. N, 2013 ; Contribution à l'étude et a la simulation d'un concentrateur cylindro-Parabolique ; Thèse de Magister ; Université Constantine 1, Algérie.

[21] :meteostest.ch. Consulté en octobre 2019. (Site payant)