

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou

Faculté de génie de la construction

Département de génie mécanique



Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master Académique en génie mécanique

Spécialité : Energétique

Thème :

Etude de faisabilité d'une centrale solaire thermique à concentrateur linéaire de Fresnel destinée à la production d'électricité

Réaliser par :

Sarah CHERFAOUI

Jury :

Président : Mr. Zouaoui

Examineurs : Mr. Fouchene

Encadreur : Mr. Beltagy Hani

Promotion 2022/2023

REMERCIEMENT :

*Pour commencer je remercie le bon DIEU tout puissant de m'avoir prêté vie, santé et volonté
pour mener à bien ce travail.*

*Au terme de ce travail, il m'est agréable d'exprimer toute ma reconnaissance à mon
encadreur de mémoire, **Monsieur Hani BELTAGY**. Je le remercie de m'avoir encadré, orienté,
aidé et conseillé, qui par ses paroles, ses écrits, ses critiques a guidé mes réflexions durant
mes recherches.*

Dédicaces :

A la mémoire de mon Grand-père, **Mohand-Cherif** que la terre lui soit légère et que le paradis soit sa demeure éternelle.

A ma grand-mère, **Aldjia** que dieu lui accorde santé et longue vie.

Je dédie ce travail à ma chère maman, **Farida KHEFFACHE** elle a cru en moi même dans les moments de doutes, elle s'est sacrifiée pour mon bonheur et ma réussite. En ce jour mémorable, reçoit ce travail en signe de ma vive reconnaissance et ma profonde estime. Puisse le tout puissant te donne santé, bonheur et longue vie afin que je puisse te combler à mon tour.

Je le dédie à mon papa **CHERFAOUI MAKHELOUF**, école de mon enfance, il a été mon ombre toute ma vie, il a veillé tout au long à m'encourager, à m'aider et à me protéger. Tes conseils ont toujours guidé mes pas vers la réussite. Ta patience sans fin, ta compréhension et ton encouragement sont pour moi le soutien indispensable que tu as toujours su m'apporter. que Dieu le tout puissant te préserve, t'accorde santé, bonheur et te protège de tout mal.

Je vous dois ce que je suis aujourd'hui et ce que je serai demain et je ferai toujours de mon mieux pour rester votre fierté.

Et aussi à mes frères **GHILES** et **FATAH** Rien n'est plus beau dans la vie que d'avoir un frère j'ai la chance d'en avoir deux, je tiens à vous remercier très particulièrement pour vos encouragements, votre soutien moral et pour le magnifique modèle de labeur et de persévérances que vous m'avez inculqué.

Ma chère amie **Ait Mohand Amel** sans toi, je n'aurais jamais appris la véritable signification du mot « amitié ». Tu as été présente durant des étapes importantes de ma vie, tu n'as jamais manqué de mots de réconfort ni d'actes. Je suis reconnaissante pour ton amitié. Merci d'avoir toujours été là pour moi.

« *Si j'ai pu voir plus loin, c'est que j'étais debout sur les épaules de géants* » Sir Isaac Newton, Mathématicien, physicien et philosophe anglais (1643-1727)

Liste des symboles :

Symboles	Signification	Unité
Φ	Latitude	°
δ	La déclinaison	°
γ	Facteur d'interception	-
θ_z	Angle zénithale	°
Q_n	Position	-
θ_n	L'angle d'inclinaison	°
S_n	Le décalage	m
W	Largeur de chaque miroir plan	m
ζ_0	La moitié de la distance angulaire du soleil	°
Z	Altitude	m
L	Longitude	°
H	Angle horaire	°
a	Azimut	°
h	Hauteur	m
i	Angle d'incidence	°

Liste des abréviations :

CR	Concentration solaire totale	-
Cl_n	Concentrations solaires élémentaires	-
U_L	Le coefficient de pertes thermiques globales	-
T	Température	°C
Cr	concentration ponctuelle	-
Ea	Eclairement absorbeur	W/m ²
Er	Eclairement a l'ouverture	W/m ²
C	Concentration géométrique	-
TSV	Le temps solaire	h
TU	Temps universel	h

TSM	Temps solaire moyen	h
TSL	Temps solaire locale	h
TSV	Temps solaire vrai	h
CSP	concentrating Solar power	W
LFR	Linear Fresnel Reflector	W
CLFR	Compact Linear Fresnel Reflector	W
AFSC	Annular Fresnel solar concentrator	W
PSO	Particle Swarm Optimization	-
PSA	Plataforma Solar de Almería	W
PE1	Puerto Errado 1	W
PE2	Puerto Errado 2	W
NREL	National Renewable Energy Laboratory	W
DNI	Direct Normal Irradiance	W/m ²
CPC	Compound Parabolic Concentrator	W
SPG	Solar Power Group	W
SHP	Solar Heat and Power	W

Liste des figures :

CHAPITRE : I

Figure I.1 : le soleil

Figure I.2 : Système solaire

Figure I.3 : Schéma d'une installation photovoltaïque

Figure I.4 : exemple d'une installation solaire thermique

Figure I.5 : exemple d'un concentrateur solaire

Figure I.6 : exemple d'une centrale à tour

Figure I.7 : exemple d'un capteur cylindro-parabolique

Figure I.8 : composition d'une éolienne

Figure I.9 : principe de l'énergie hydraulique

Figure I.10 : cycle de la biomasse

Figure I.11 : Niveaux des températures des applications géothermiques

Figure I.12 : latitude et longitude sur terre

Figure I.13 : Repère horizontal

Figure I.14 : Angle d'incidence sur un plan horizontal

Figure I.15 : Les composants du rayonnement solaire

Figure I.16 : Les différents appareils de mesure des rayonnements

CHAPITRE : II

Figure II.1 : Schéma des éléments constitutifs d'un système de production d'électricité

Figure II.2 : les principales technologies des CSP

Figure II.3 : concentrateur cylindro parabolique

Figure II.4 : Schéma d'un concentrateur cylindro-parabolique

Figure II.5 : description d'un collecteur cylindro-parabolique

Figure II.6 : concentrateur parabolique

Figure II.7 : Composants d'un concentrateur parabolique

Figure II.8 : Centrale solaire à tour

Figure II.9 : Schéma d'une centrale solaire à tour

Figure II.10 : centrale solaire à miroir Fresnel

Figure II.11 : Principe de stockage de l'énergie par adsorption/désorption.

Figure II.12 : Stockage deux-cuves indirect

Figure II.13 :stockage deux-cuves direct

Figure II.14 : Schéma de principe d'une centrale hybride

Figure II.15 : Exemple de configurations des centrales hybrides (collecteurs cylindro-parabolique)

Figure II.16 : Exemple de configurations des centrales hybrides (centrale à tour)

CHAPITRE : III

Figure III.1 : prototype solaire à concentrateur linéaire de Fresnel (source : CNIM)

Figure III.2 : Schémas de principes d'un concentrateur solaire de type Fresnel

Figure III.3 : Configuration de base d'un collecteur linéaire de Fresnel

Figure III.4 : Différentes configurations des réflecteurs primaires

Figure III.5 : Réflecteurs primaires d'un LFR

Figure III.6 : système de poursuite solaire

Figure III.7 : Vu 3D d'un récepteur de Fresnel

Figure III.8 : Récepteur en fonctionnement

Figure III.9 : Tube récepteur après assemblage

Figure III.10 : les différentes configurations du récepteur thermique des LFR

Figure III.11 : Configurations des récepteurs monotube

Figure III.12 : Récepteur multitube avec une cavité trapézoïdale

Figure III.13 : Schémas d'une centrale solaire de Fresnel à génération directe de vapeur

Figure III.14 : Schémas d'une centrale solaire de Fresnel à génération indirecte de vapeur.

Figure III.15 : Centrale Puerto Errado 1 d'1,4 MWe utilisant des capteurs linéaires de Fresnel Nova-1 (source : Novatec Solar)

Figure III.16 : Vue de la centrale PE2 (source : Novatec Solar)

Figure III.17 : Centrale Alba Nova 1 à Ghisonaccia (source : Solar Euromed)

Figure III.18 : Centrale de Kimberlina, par Ausra

Figure III.19 : FresDemo, par SPG

CHAPITRE : IV

Figure IV.1 : Concentrateur solaire de Fresnel avec une cavité trapézoïdale

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

Figure IV.3 : La relation entre la concentration solaire et le nombre des miroirs dans le Réflecteur solaire de Fresnel pour $n=48$

Figure IV.4 : Représentation schématique du réflecteur linéaire de Fresnel d'un absorbeur à une cavité trapézoïdale

Figure IV.5 : Schéma de principe du récepteur à une cavité trapézoïdale d'un concentrateur linéaire de Fresnel

Figure IV.6 : La variation de U_L en fonction de la température pour $T_a=20^\circ\text{C}$ et 40°C

Figure IV.7 : La variation de U_L (NOVATEC) en fonction de ΔT

CHAPITRE : V

Figure V.1 : Schéma de la centrale

Figure V.2 : Page de démarrage du Logiciel

Figure V.3 : Irradiation direct annuelle pour les quatre sites

Figure V.4 : L'énergie annuelle que produit la centrale pour chaque site

Figure V.5 : La fraction solaire dans la production de la centrale pour chaque site

Figure V.6 : Le cout actualisé de l'électricité pour quatre sites

Figure V.7 : Le chiffre d'affaires pour les quatre sites

Figure V.8 : Nombre d'année pour récupérer l'investissement

Liste des tableaux :

Tableau I.1: Caractéristique du soleil

Tableau III. 1 : Les centrales solaires de Fresnel dans le monde.

Tableau IV.1 : Nombre de miroirs en fonction des paramètres de position θ_n , Q_n , S_n

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

Tableau IV.3 : La variation de la concentration solaire en fonction du nombre de miroirs

Tableau IV.4 : Nombre de miroirs en fonction des paramètres de position θ_n , Q_n , S_n

Tableau IV.5 : Configuration des miroirs en fonction de U_n , D_n , l_n pour $n=25$

Tableau IV.6 : La variation de la concentration solaire en fonction du nombre de miroirs

Tableau IV.7 : La variation du coefficient de perte global en fonction de la température

Tableau IV.8 : La variation du coefficient de perte global (NOVATEC) en fonction de la Température

Tableau V.1 : Caractéristiques de la centrale électrique

Tableau V.2 : Données météorologique du site

Tableau V.3 : Rendement et puissance

Tableau V.4 : Caractéristiques de la centrale des différents sites

Tableau V.5 : Etude comparative entre la méthode de calcul globale et celle de SAM

Tableau V.6 : Hypothèse de l'analyse économique

Tableau V.7 : Résultats et analyse économique

Tableau V.8 : comparaison entre les sites

Sommaire

Résumé.....	113
Sommaire.....	10
Liste des figures :.....	6
Liste des tableaux :.....	8
Liste des symboles et des abréviations :.....	4
Introduction générale:.....	13
CHAPITRE I : Généralités sur les énergies renouvelables :	15
Introduction :	16
I.1 Les énergies renouvelables :	16
I.1.1 L'énergie solaire :	16
I.1.1.1 Le soleil :	17
I.1.1.2 Le solaire PHOTOVOLTAIQUE :	18
I.1.1.3 Le solaire THERMIQUE :	18
I.1.2. Énergie éolienne :	20
I.1.3. Énergie hydraulique :	21
I.1.4. Énergie biomasse :	21
I.1.5. Énergie géothermique :	22
I.2 Coordonnées célestes :	23
I.2.1 Coordonnées géographiques :	23
I.2.2 Coordonne horaires :	24
I.2.3 Coordonnées horizontales :	25
I.3 Rayonnement solaire :	27
I.4 Mesures des rayonnements solaire :	28
Conclusion :	29
CHAPITRE II : Les centrales solaires thermodynamiques (CSP) :.... Erreur ! Signet non défini.	
Introduction :	31
II.1 Classification des systèmes à concentration :	31
II.2 Approches de la concentration de l'énergie solaire :	31
II.2.1 Concentrateurs cylindro-parabolique : récepteur	33
II.2.2 Composants d'un concentrateur parabolique :	37
II.2.3 Centrale solaire à tour :	39
II.2.4 Centrales solaires à miroirs de Fresnel :	41
II.3 Les fluides caloporteurs des systèmes à concentration :	43
II.4 Le stockage thermique dans les centrales CSP :	44
II.4.1 Le stockage de l'énergie par voie sensible	44
II.4.2 Le stockage par chaleur latente :	45
II.4.3 Le stockage thermochimique :	45

II.4.4 Stockage indirect et direct	46
Conclusion :	49
CHAPITRE III : Etat de l'art des concentrateurs linéaires de Fresnel	Erreur ! Signet non défini.
Introduction.....	51
III.1 Définitions des capteurs linéaires de Fresnel	51
III.2 Concept de la technologie des LFR.....	51
III.4 Différentes conceptions des LFR	53
III.5 Différentes configurations des récepteur LFR.....	57
III.5.1 Les récepteurs monotubes :.....	58
III.5.2 Récepteurs à tubes multiples.....	59
III.6 Génération de vapeur dans une centrale de Fresnel	59
III.6.1 Génération directe de la vapeur.....	59
III.6.2 Génération indirecte de la vapeur.....	60
III.7 Quelques centrales linéaires de Fresnel dans le monde.....	61
III.7.1 Puerto Errado 1 et 2(PE1, PE2).....	61
III.7.2 La centrale Alba Nova 1.....	62
III.7.3 Areva Solar (anciennement Ausra) (Australie-USA).....	63
III.8 Les centrales à concentrateur linéaire de Fresnel dans le monde sous forme d'un tableau récapitulatif.....	65
III.9 Quelques travaux de recherches publiés dans le domaine des LFR	66
Conclusion :	68
CHAPITRE IV :Modélisation théorique	Erreur ! Signet non défini.
IV.1 Calcul des performances optiques :	70
IV.1.1 Calcul des performances :.....	Erreur ! Signet non défini.
Conclusion :	79
IV.2 Modélisation thermique :.....	80
IV.2.1Calcul des performances thermiques :	80
Conclusion :	87
CHAPITRE V : Cahier des charges	88
Introduction :.....	89
V.1 Description de la centrale :.....	89
V.2 Cahier des charges :.....	90
V.4 Validation des résultats.....	95
V.4.1 Analyse économique	96
V.4.2 Evaluation du coût actualisé de l'électricité :.....	96
V.4.3 Hypothèse de l'analyse économique :.....	96
V.4.4 Résultats de l'analyse économique :.....	97
V.5 Comparaison entre les sites :.....	98

V.6 Les résultats en graphes :	99
V.6.1 L'irradiation annuelle directe :	99
V.6.2 L'énergie annuelle produite :	99
V.6.3 La fraction solaire dans la production de la centrale :	100
V.6.4 Le LEC (le coût actualisé du kWh) :	100
V.6.5 Le chiffre d'affaire :	101
V.6.6 Le nombre d'année pour récupérer l'investissement :	101
V.7 Interprétation des résultats :	102
V.7.1 Irradiation directe annuelle :	102
V.7.2 L'énergie annuelle produite :	102
V.7.3 La fraction solaire dans la production :	102
V.7.4 Le LEC (le coût actualisé du kWh) :	102
V.7.5 Chiffre d'affaire :	102
V.7.6 Le nombre d'année pour récupérer l'investissement :	103
V.8 Comparaison entre les sites :	103
Conclusion :	103
Conclusion générale :	15
Bibliographie :	107

Introduction générale:

Aujourd'hui, la question des énergies renouvelables est au centre des discussions sur la transition énergétique. La croissance démographique, l'urbanisation et la consommation mondiale d'énergie ont accru notre dépendance à l'égard des combustibles fossiles non renouvelables, contribuant à de graves problèmes environnementaux tels que le réchauffement climatique, la pollution de l'air et l'épuisement des ressources naturelles. Face à ces enjeux, les énergies renouvelables présentent une solution prometteuse pour répondre durablement à la demande énergétique.

L'énergie renouvelable, également appelée énergie propre ou énergie verte, est une source d'énergie qui se régénère naturellement et ne s'épuise pas avec le temps. Ils sont fabriqués à partir d'énergie solaire, éolienne, hydraulique, biomasse et géothermique. Contrairement aux combustibles fossiles, les énergies renouvelables n'émettent que peu ou pas de gaz à effet de serre, ce qui contribue à réduire les émissions de CO₂ qui contribuent au réchauffement climatique.

L'intérêt croissant pour les énergies renouvelables est dû à plusieurs facteurs. Premièrement, on s'inquiète de plus en plus des effets néfastes du changement climatique et de la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les énergies renouvelables offrent une alternative propre et durable aux combustibles fossiles, réduisent l'empreinte carbone et protègent l'environnement.

De plus, les énergies renouvelables présentent d'importants avantages économiques et sociaux. Ils offrent des possibilités de créer de nouveaux emplois, de stimuler l'innovation et de stimuler le développement économique à long terme. En outre, cela réduira la dépendance vis-à-vis des importations d'énergie, améliorant ainsi la sécurité énergétique des pays.

Cependant, malgré les nombreux avantages des énergies renouvelables, le déploiement à grande échelle reste un défi. La disponibilité intermittente de certaines sources d'énergie renouvelables telles que le solaire et l'éolien nécessite le développement de solutions de stockage d'énergie. En outre, un investissement initial élevé dans les infrastructures d'énergie renouvelable peut constituer un obstacle pour certains pays et municipalités.

Dans cette perspective, cette étude vise à examiner les différents types d'énergies renouvelables, leurs avantages et leurs limites, ainsi que les politiques et les efforts internationaux pour promouvoir leur déploiement. L'objectif est de mieux comprendre les enjeux liés aux énergies renouvelables et de formuler des recommandations pour accélérer leur introduction et leur

intégration dans le mix énergétique mondial. En fin de compte, cela contribuera à construire un avenir énergétique plus propre, plus durable et résilient face aux défis environnementaux.

Notre travail sera subdivisé en (5) chapitres :

Dans le premier chapitre nous allons aborder ensemble les généralités sur les énergies renouvelable.

Dans le deuxième chapitre nous allons voir les différentes technologies des centrales solaires à concentration.

Dans le troisième chapitre nous allons détailler les différents éléments constituant le collecteur linéaire de Fresnel, on fera un état de l'art sur quelques études réaliser dans ce domaine.

Dans le quatrième chapitre nous allons déterminer les différentes performances de notre centrale à partir d'une modélisation optique puis thermique.

Dans le cinquième chapitre nous allons comparer les différentes configuration et performances optimale d'une centrale solaire sur différents sites Algérien d'une puissance de 50MW, cette réalisation se fait à l'aide du Logiciel SAM.

Pour finir nous allons conclure avec une conclusion générale qui résumeras la totalité du travail fait au fil de ce mémoire.



CHAPITRE I

Généralités sur les énergies renouvelables :

Introduction :

Dans le monde, la production d'énergie électrique provient principalement de l'énergie fossile et du combustible nucléaire. L'utilisation systématique des combustibles fossiles tels que le pétrole, le charbon ou le gaz naturel, provoque la libération d'une grande quantité de gaz polluants et gaz à effet de serre en ajoutant à cela les déchets nucléaires.

Les énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire, la biomasse, l'énergie hydroélectrique et l'énergie géothermique, sont des solutions prometteuses pour suppléer les sources d'énergie de masse telle que l'énergie fossile et nucléaire.

On entend par énergie renouvelable, des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. À la différence des énergies fossiles, elles sont des énergies à ressource illimitée.

Pour résoudre les problèmes, nous utilisons les énergies renouvelables : Énergie solaire, éolienne, géothermie, ...

I.1 Les énergies renouvelables :

Les énergies renouvelables sont des sources d'énergies dont le renouvellement est assez rapide pour qu'elles puissent être considérées comme inépuisables à l'échelle de temps humaine.

Il existe principalement 5 familles d'énergie renouvelable :

- L'énergie solaire
- L'énergie éolienne
- L'énergie hydraulique (hydroélectricité)
- La biomasse (avec le bois de chauffage, ainsi que le biogaz...)
- La géothermie.

I.1.1 L'énergie solaire :

L'énergie solaire est l'énergie transmise par le soleil sous forme de lumière et de chaleur, cette énergie est quasiment inépuisable à l'échelle de l'âge humain, c'est pourquoi elle est classée comme énergie renouvelable (même si le soleil disparaîtra un jour).

Elle peut être directement utilisée par l'homme pour l'éclairage (fenêtres, lucarnes), le chauffage et la cuisson (chauffe-eau solaires, fours solaires) ou pour produire de l'électricité grâce à des panneaux photovoltaïques ou des concentrateurs solaires.

I.1.1.1 Le soleil :

Tableau 1: caractéristiques du soleil

Surface	$6,087\ 7 \times 10^{12}$ km ²
Diamètre	1 392 684 km
Température	5800 K
Masse	$1,989\ 1 \times 10^{30}$ kg
Volume	$1,412 \times 10^{18}$ km ³
Distance à la Terre	149,6 millions de km
Rayon	700000 km
Période de rotation	25 jours à l'équateur

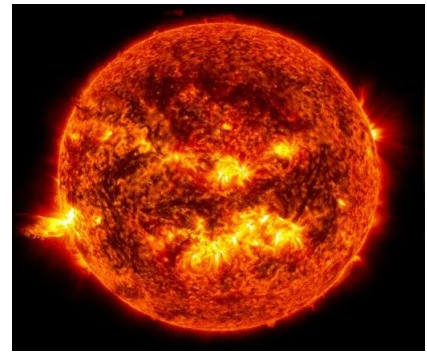


Figure 1: Le soleil

Bien que la distance entre le soleil et la terre soit très longue, environ 150 millions de kilomètres, la couche terrestre reçoit 180 millions de gigawatts d'énergie, c'est pourquoi l'énergie solaire peut être un bon substitut, c'est-à-dire une très bonne alternative aux sources d'énergie fossile.

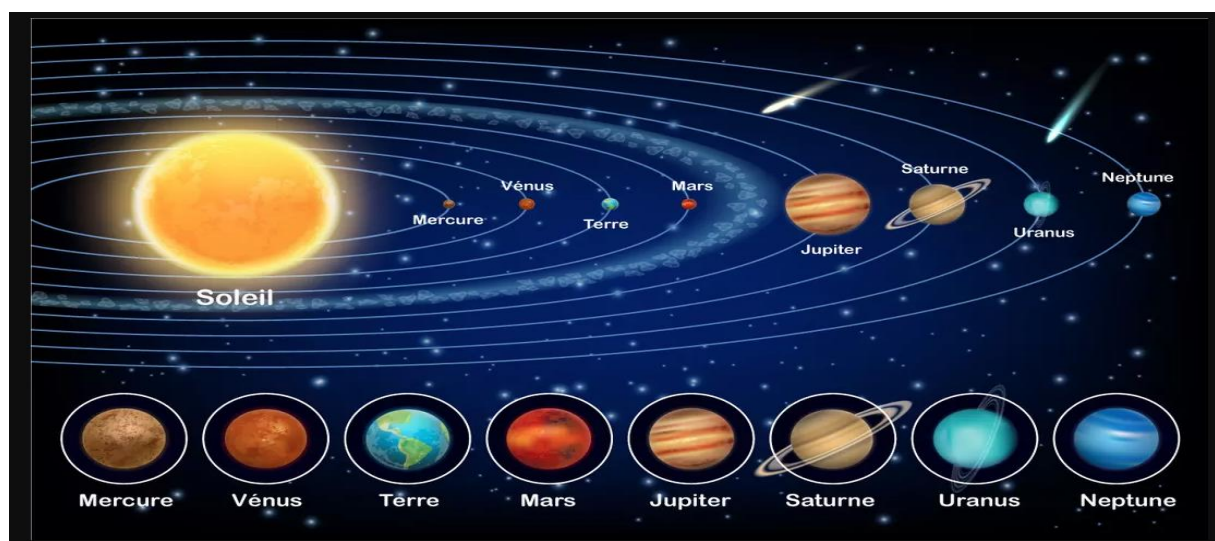


Figure 2: système solaire

L'énergie solaire c'est l'énergie fournie par les rayons du soleil, plusieurs technologies convertissent cette énergie en électricité ou en chaleur qui peut être utilisé directement.

On distingue donc plusieurs applications comme le **solaire photovoltaïque** et le **solaire thermique**.

I.1.1.2 Le solaire PHOTOVOLTAÏQUE :

L'énergie solaire photovoltaïque est l'une des sources d'énergie renouvelables les plus utilisées. Elle est obtenue par la conversion de la lumière du soleil pour la convertir en électricité à l'aide des modules PV.

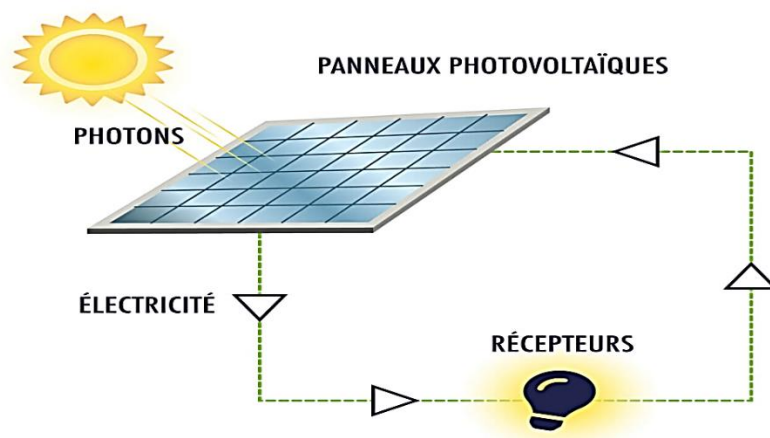


Figure 3: Schéma d'une installation photovoltaïque

I.1.1.3 Le solaire THERMIQUE :

L'énergie solaire thermique est la transformation de l'énergie radiative du soleil en énergie calorifique (chaleur) utilisable selon plusieurs niveaux de températures grâce à divers procédés.

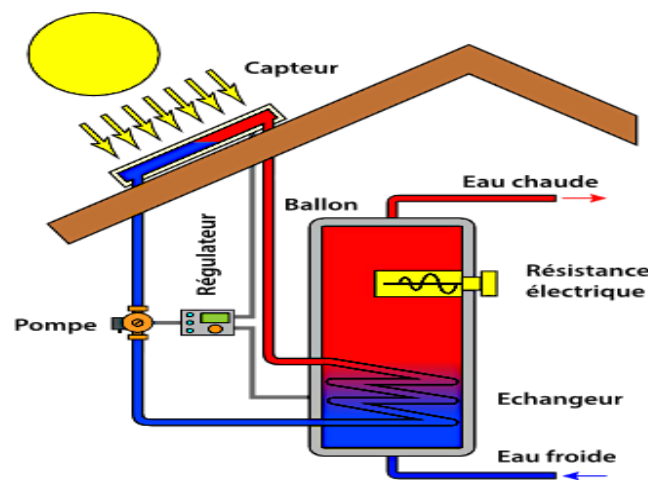


Figure 4: exemple d'une installation solaire thermique

On distingue deux types de l'énergie solaire thermique :

a) L'énergie solaire thermique à basse température :

Les rayons du soleil, piégés par des capteurs thermiques vitrés, transmettent leur énergie à des absorbeurs métalliques - lesquels réchauffent un réseau de tuyaux de cuivre où circule un fluide caloporteur.

b) L'énergie solaire thermique à haute température (CSP) :

La concentration du rayonnement solaire sur une surface de captage permet d'obtenir de très hautes températures généralement comprises entre 400 °C et 1 000 °C. La chaleur solaire produit de la vapeur qui alimente une turbine qui alimente elle-même un générateur qui produit de l'électricité, c'est l'hélio-thermo dynamique.

Trois technologies distinctes sont utilisées dans les centrales solaires à concentration :

1. Concentrateur

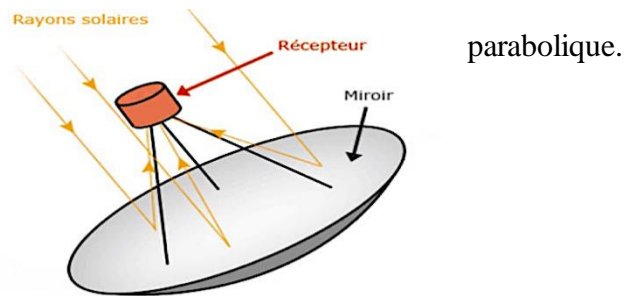


Figure 5: exemple d'un concentrateur solaire

2. Centrale à tour.

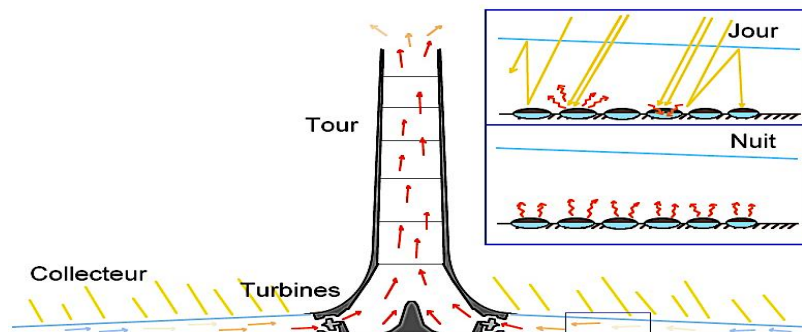


Figure 6: exemple d'une centrale à tour

3. Capteur cylindro-parabolique.

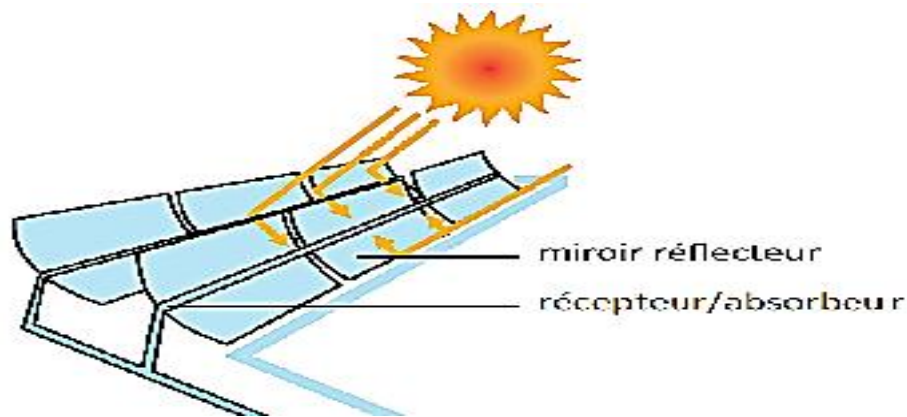


Figure 7: exemple d'un capteur cylindro parabolique

I.1.2. Énergie éolienne :

L'aérogénérateur utilise l'énergie cinétique du vent pour entraîner l'arbre de son rotor, cette énergie cinétique est convertie en énergie mécanique qui est elle-même transformée en énergie électrique par une génératrice électromagnétique solidaire au rotor.

Les éoliennes permettent de convertir l'énergie du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes :

1. Au niveau de la turbine, qui reçoit une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique.
2. Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique qui est transmise ensuite sur le réseau électrique.

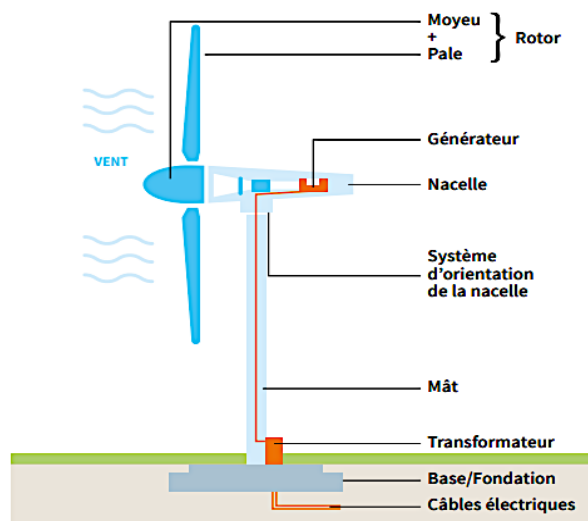


Figure 8: composition d'une éolienne

I.1.3. Énergie hydraulique :

Le mouvement de l'eau fait tourner une turbine qui produit de l'électricité, plus l'eau coule vite, plus l'énergie produite est importante. En effet, la quantité d'énergie produite dépend de la pression et du volume d'eau à disposition.

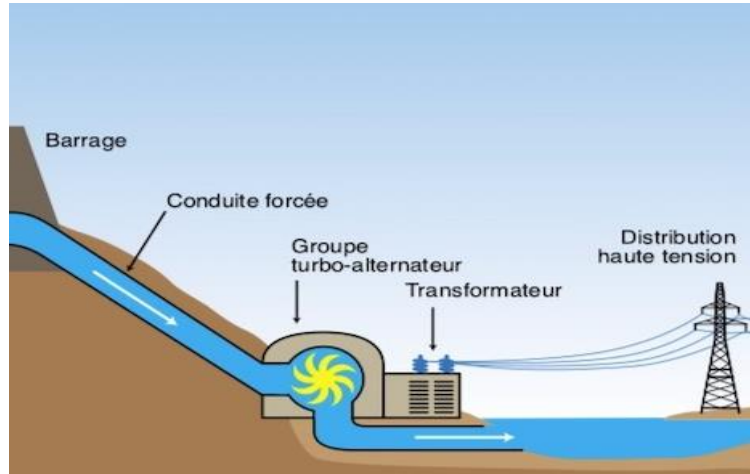


Figure 9: principe de l'énergie hydraulique

I.1.4. Énergie biomasse :

La biomasse représente l'ensemble de la matière organique, qu'elle soit d'origine végétale ou animale. Elle peut être issue de forêts, milieux marins et aquatiques.

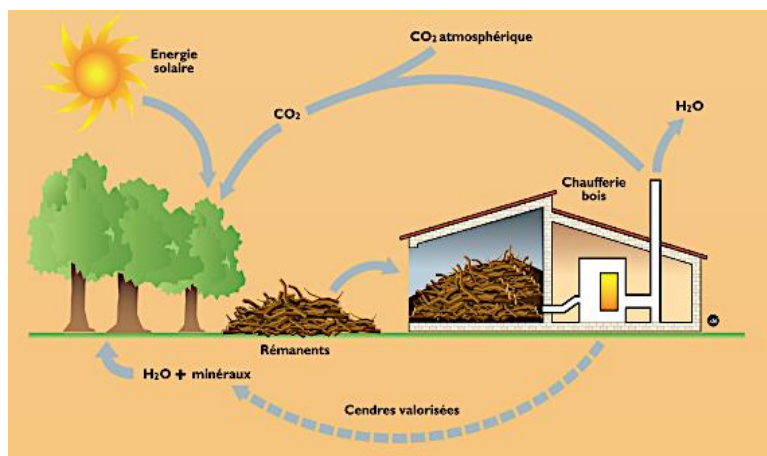


Figure 10: principe de la biomasse

I.1.5. Énergie géothermique :

Cette énergie utilise la chaleur du sous-sol. Avec une température moyenne ou faible, on chauffe des locaux, alors qu'une température élevée permet de produire de l'électricité par vapeur interposée.

Plus on est profond, plus on atteint des températures élevées. La géothermie utilise cette chaleur pour le chauffage et la production d'électricité.

Selon la température des différentes couches du sol, on qualifie la géothermie de « haute énergie » (150 °C), « moyenne énergie » (entre 90 et 150 °C), « basse énergie » (entre 30 et 90 °C) et de « très basse énergie » (moins de 30 °C).

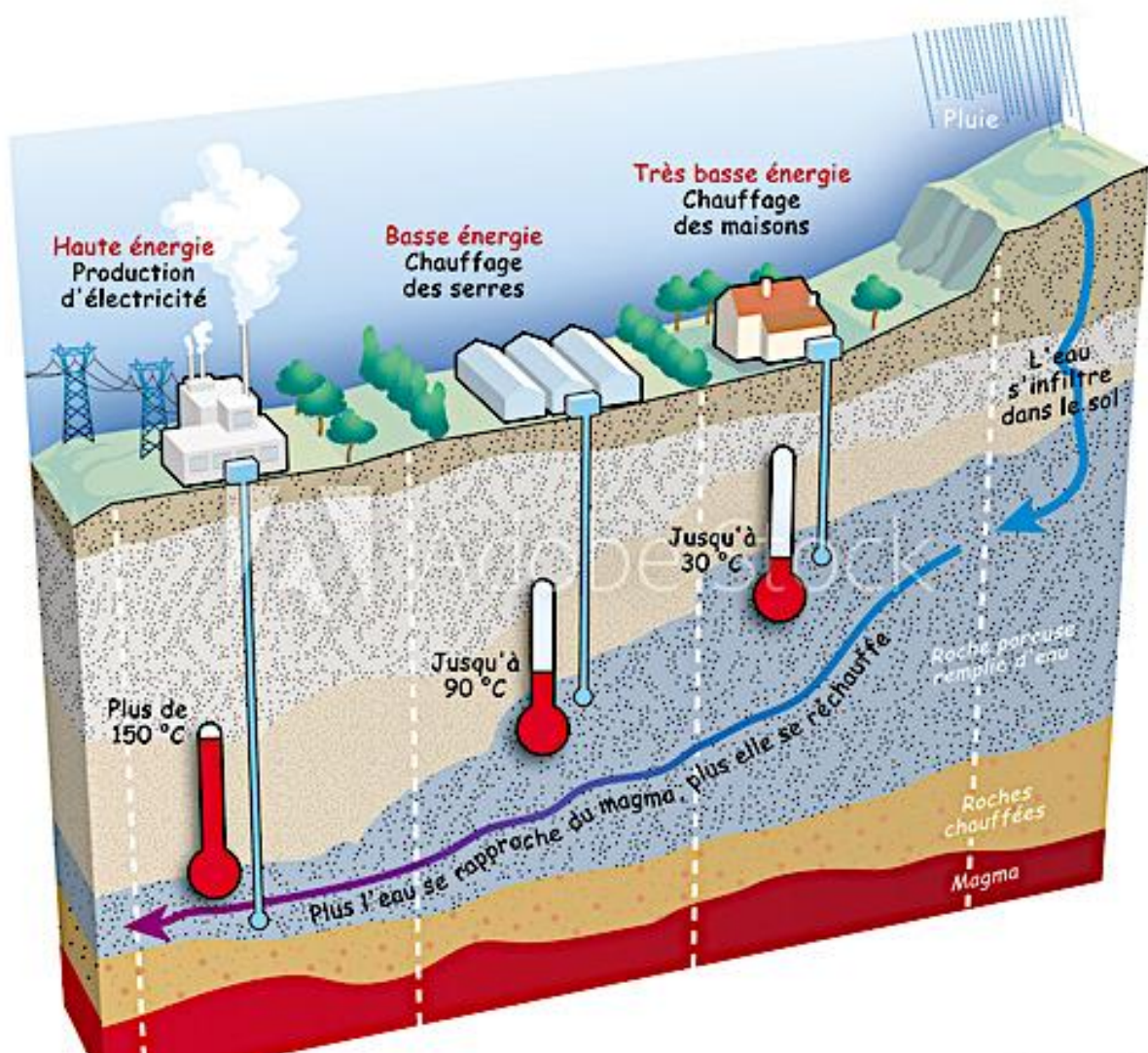


Figure 11: Niveaux des températures des applications géothermiques

I.2 Coordonnées célestes :

I.2.1 Coordonnées géographiques :

Utilisés pour le repérage d'un site. La Terre est séparée par l'équateur en deux demi-sphères, l'hémisphère Nord pour celle située du côté du pôle Nord, et l'hémisphère Sud pour celle qui est située du côté du pôle Sud. D'autre part, elle est partagée d'Ouest en Est, par le méridien d'origine qui passe par Greenwich (près de Londres en Angleterre).

Les coordonnées géographiques sont des coordonnées angulaires d'un lieu sur la terre, on entend un système de trois coordonnées qui sont le plus souvent : Latitude, Longitude, Altitude.

Latitude ϕ :

La latitude est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, qui représente la position d'un point sur la terre, au nord ou au sud de l'équateur, qui est le plan de référence.

La latitude est une mesure angulaire, elle varie entre une valeur de 0° à l'équateur et une valeur de 90° au pôle. La latitude et la longitude sont utilisées en combinaison pour indiquer l'emplacement précis des lieux sur la terre.

Longitude (L) :

La longitude est une mesure angulaire qui dépasse 360° par rapport au méridien de référence, avec une étendue de -180° , vers l'ouest, $+180^\circ$, vers l'est. Par convention, le méridien de référence à la longitude 0° est le méridien de Greenwich.

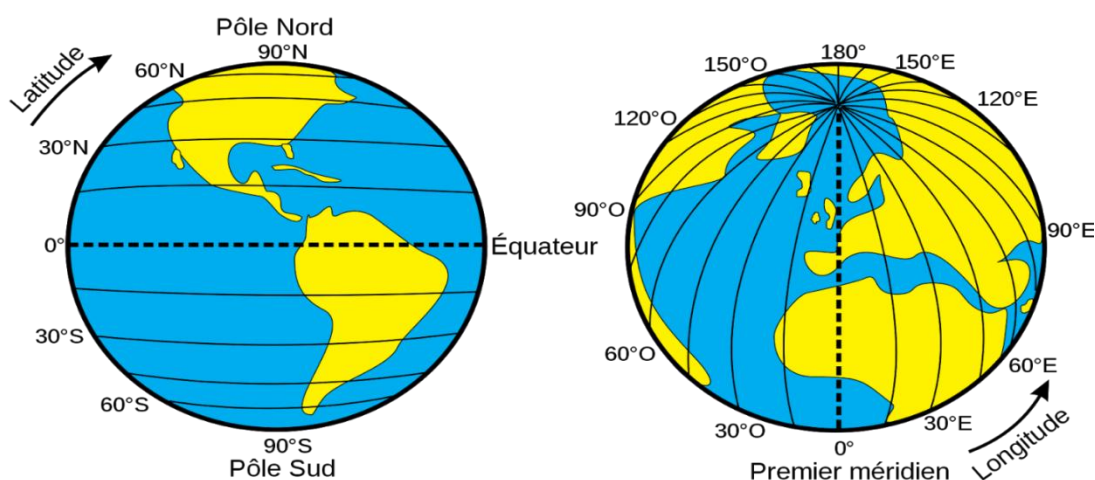


Figure 12: latitude et longitude sur terre

1. Altitude (Z) :

C'est une notion géographique qui désigne la hauteur géométrique verticale entre un point et un référent altimétrique le plus souvent le niveau de la mer. Elle est souvent confondue avec l'élévation (la distance entre le niveau de la mer et le niveau des terres)

I.2.2 Coordonne horaires :

Le système de coordonnées horaires est un système de coordonnées célestes entre le système de coordonnées horizontales et le système de coordonnées équatoriales.

Il se compose des deux coordonnées suivantes : l'angle horaire et la déclinaison.

1. La déclinaison δ :

C'est l'angle de la direction du soleil avec le plan équatorial de la terre, qui varie au cours des saisons.

Sa formule de calcul :

$$\delta = 23.45 \sin \left\{ \frac{360}{365} (284 + N) \right\}$$

N est le nombre de jours dans l'année à partir de 1^{er} Janvier

(N = 1 pour le 1er janvier).

2. Angle horaire H:

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

Sa formule de calcul :

$$H = 15^\circ \times (\text{TSV} - 12)$$

TSV est le temps solaire (en heure)

3. Le temps solaire :

Le temps solaire en un lieu et à un moment donné est l'angle horaire du soleil en ce lieu et à ce moment. En découle la définition du midi solaire : c'est l'instant où le Soleil atteint son point de culmination, en un endroit donné de la Terre ; à cet instant, son angle horaire est égal à zéro.

4. Temps universel :

C'est le prolongement moderne du temps moyen de Greenwich.

Sa formule :

$$\text{TU} = \text{TSM} \pm \frac{\text{L}}{15}$$

L : Les villes situées ont L'EST et L'OUEST de Greenwich

5. Temps solaire locale :

C'est le temps universel + la valeur du décalage horaire.

Sa formule :

$$\text{TSL} = \text{TU} + \text{decalage}$$

6. Temps solaire moyen :

Le temps solaire "moyen" est une mesure de temps qui se base sur le mouvement circulaire effectué par la Terre à vitesse constante autour d'un soleil virtuel.

Il est défini par le temps universel et la longitude.

Sa formule :

$$\text{TSM} = \text{TU} - \frac{\varphi}{15}$$

7. Temps solaire vrai TSV :

Le temps solaire vrai est une mesure en temps réel qui se base sur le moment où la position du soleil dans le ciel est la plus élevée.

I.2.3 Coordonnées horizontales :

Utilisés pour le repérage du soleil

1. Azimut α :

C'est l'angle formé par la projection de la direction du soleil et la direction sud.

La relation de l'azimut est la suivante :

$$\sin(a) = \frac{\sin(\omega) * \cos(\delta)}{\cos(h)}$$

$$a = \arcsin = \frac{\sin(\omega) * \cos(\delta)}{\cos(h)}$$

2. Hauteur h :

L'angle formé par la direction du soleil et le plan horizontal, varie entre -90 et 90°.

Au lever et au coucher du soleil la hauteur vaut 0°.

L'expression de h est donnée par :

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

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

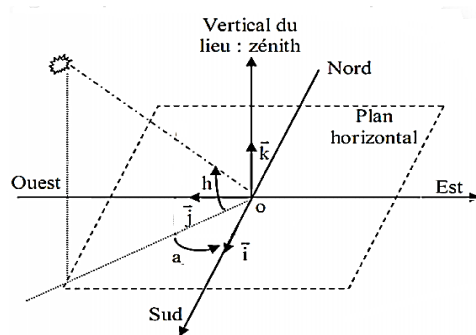


Figure 13: Repère horizontal

3. Angle zénithale (θ_z) :

C'est l'angle entre les rayons du soleil et la verticale, il est étroitement du soleil qui est l'angle entre les rayons du soleil et le plan horizontal, les deux sont complémentaires.

C'est l'angle entre la verticale d'une surface et un rayon du soleil.

Sa formule :

$$\cos \theta_z = \cos \delta \cos H \cos \varphi + \sin \delta \sin \varphi$$

4. Angle incidence :

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

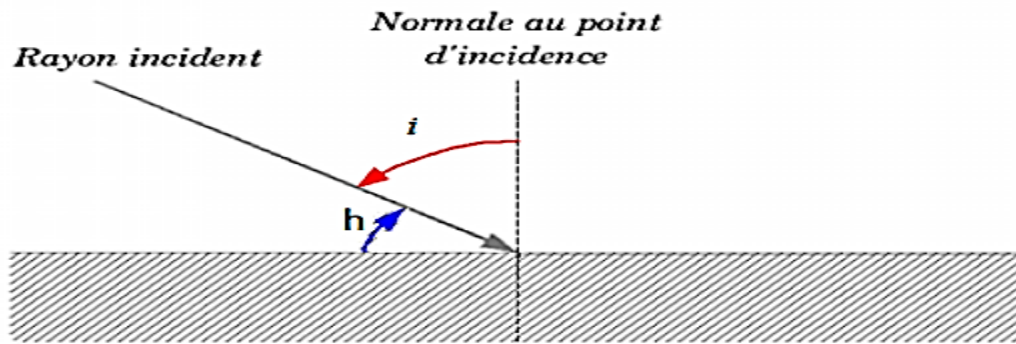


Figure 14: Angle d'incidence sur un plan horizontal

I.3 Rayonnement solaire :

Le rayonnement de la surface du soleil soit en fait constant, à ce moment-là, ou il atteint la surface de la terre, il devient très variable en raison de son absorption et sa dispersion dans l'atmosphère terrestre. Étant absorbé et diffusé en traversant l'atmosphère seul une fraction modifiée du rayonnement solaire parvient à la surface de la terre se composant de 4 différents types de rayonnements :

1. Rayonnement Direct :

C'est un rayonnement venant directement du soleil en ligne droite du disque solaire, il est nul lorsque le soleil est entièrement recouvert par les nuages.

2. Rayonnement diffus :

C'est un rayonnement émis arrivant sur la surface de la terre après déviation de la lumière par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions.

3. Rayonnement réfléchi : (Albédo)

C'est un rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce rayonnement dépend de l'albédo du sol et il peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

4. Rayonnement globale :

C'est la somme des rayonnements : Direct, Diffus et Réfléchi.

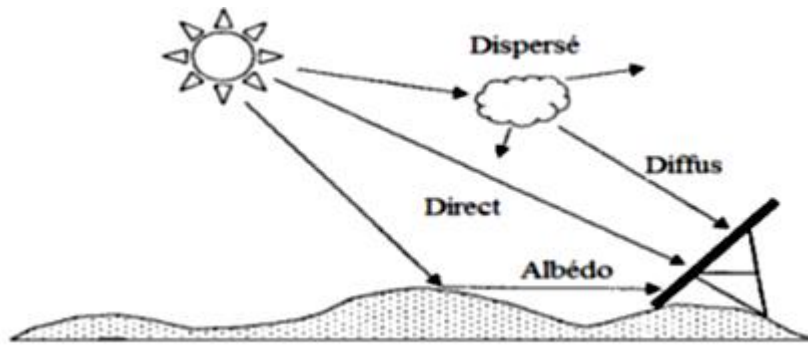


Figure 15: Les composants du rayonnement solaire

I.4 Mesures des rayonnements solaire :

1. Mesure du rayonnement solaire direct :

Il est mesuré sur une surface perpendiculaire à cet angle solide à l'aide d'un pyrhéliomètre constamment pointé en direction du soleil, moyennant une monture équatoriale.

2. Mesure du rayonnement solaire diffus :

Sa mesure s'effectue à l'aide d'un pyranomètre muni d'une bande pare-soleil occultant le disque solaire.

3. Mesure du rayonnement solaire global :

Le rayonnement global est la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus sur une surface de réception horizontale. Le pyranomètre est essentiellement constitué d'une thermopile à surface noircie, fixée à l'intérieur d'un boîtier cylindrique en laiton chromé, protégée à sa partie supérieure par deux coupelles hémisphériques en verre.

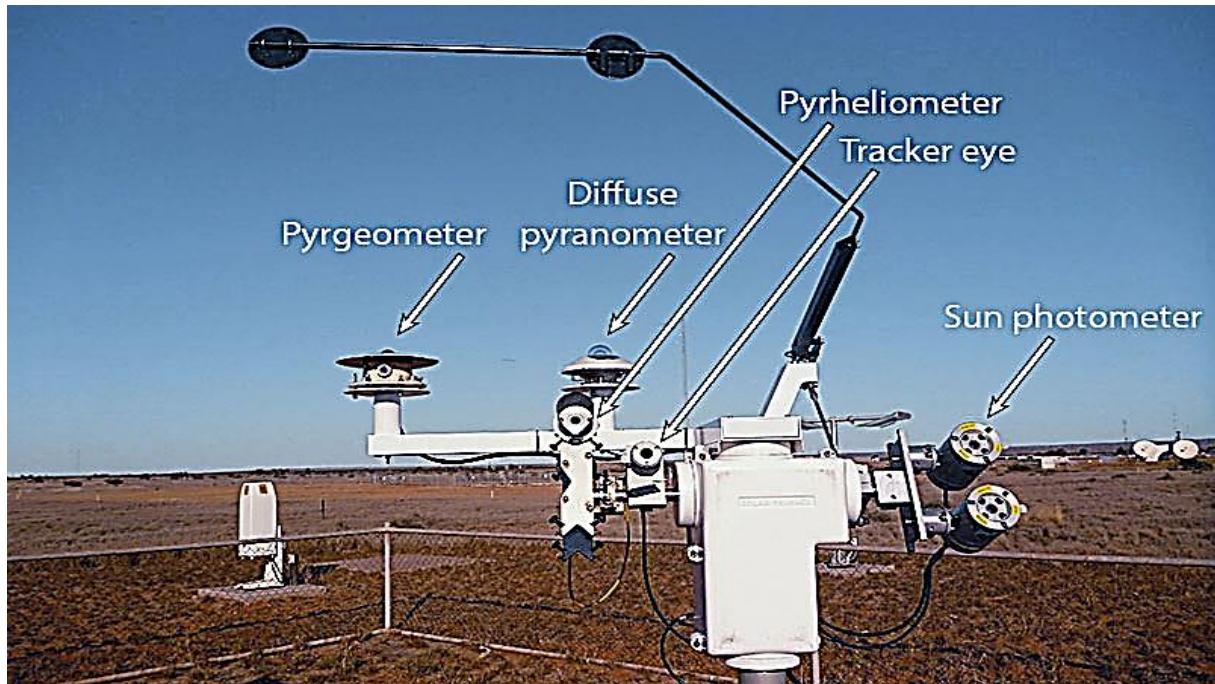


Figure 16: Les différents appareils de mesure des rayonnements

Conclusion :

En conclusion, ce chapitre sur les aspects généraux des énergies renouvelables a pour but de mieux comprendre les sources d'énergie essentielles. Après avoir examiné différentes formes d'énergie renouvelable, leurs avantages environnementaux et leur potentiel à façonner un avenir plus propre et plus durable. Il est devenu évident que les énergies renouvelables joueront un rôle clé dans la réduction de la dépendance aux combustibles fossiles et dans la transition vers un monde plus vert. Leurs développements continus sont essentiels pour lutter contre le changement climatique et garantir un avenir durable à notre planète.



CHAPITRE II

Les centrales solaires thermodynamiques (CSP) :

Introduction :

Les systèmes à concentration du rayonnement solaire (CSP) concentrent le rayonnement solaire de diverses manières, puis le convertissent en énergie thermique dont l'utilisation finale étant généralement l'électricité ou la chaleur à haute température. Les (CSP) utilisent des combinaisons de miroirs (ou de lentilles) pour concentrer le rayonnement solaire direct afin de produire des formes d'énergie utile.

Le terme "énergie solaire à concentration" signifie la production d'électricité à base des concentrateurs solaire, l'ensemble des différents systèmes de conversions est appelé : centrale solaire thermodynamique.

II.1 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.

II.2 Approches de la concentration de l'énergie solaire :

Les systèmes CSP captent la composante directe du rayonnement solaire contrairement aux systèmes photovoltaïques ou aux chauffe-eau solaires, ils ne sont pas en mesure d'utiliser le rayonnement qui a été diffusé par les nuages, la poussière ou d'autres facteurs. Cela les rend plus adaptés c'est pourquoi ils conviennent le mieux aux régions qui bénéficient d'un fort ensoleillement direct, dans des endroits où il n'y a pas de nuages ou de poussière.

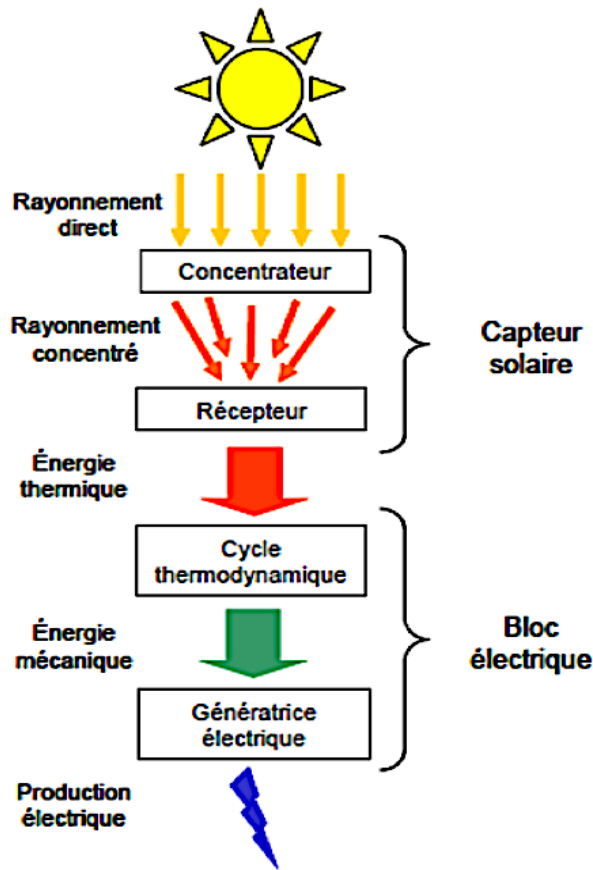


Figure 17: Schéma des éléments constitutifs d'un système de production d'électricité

On distingue 4 types de systèmes :

1. Concentrateurs cylindro-paraboliques.
2. Concentrateurs paraboliques.
3. Centrales solaires à tour.
4. Centrales solaires à miroir de Fresnel.

Chaque technologie présente des avantages particuliers.

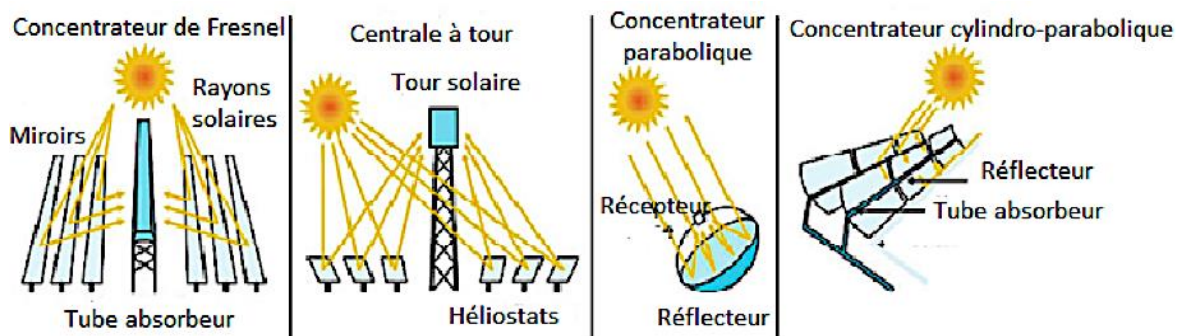


Figure 18: les principales technologies des CSP

Quelques définitions :

L'ouverture du concentrateur r :

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

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 .

$$C_R = \frac{\bar{E}_a}{\bar{E}_r}$$

La concentration géométrique C :

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

$$C = \frac{A_r}{A_a}$$

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.

$$\gamma = \frac{P_a}{P_i}$$

II.2.1 Concentrateurs cylindro-parabolique : récepteur

"Solaire thermodynamique CSP" (Concentrated Solar Power) désigne l'ensemble des techniques visant à transformer l'énergie du rayonnement solaire en chaleur. Les centrales solaires CSP sont constituées de concentrateurs cylindro-paraboliques pourvus de mécanismes de poursuite de positions du soleil, ainsi que de systèmes de transfert et de stockage de la chaleur, les apports variant en permanence dans les installations solaires même dans les régions du monde les plus favorables.



Figure 19: concentrateur cylindro-parabolique

Dans ces types de centrale, les miroirs et l'absorbeur suivent ensemble le mouvement du soleil. Les rayons solaires sont concentrés sur l'axe focal où sont placés les tubes absorbeurs contenant le fluide caloporteur, qui est le plus souvent de l'huile synthétique qui se chauffe ainsi à une température d'environ 400 °C. Il cède par la suite sa chaleur à un circuit d'eau, la vapeur qui en découle permet d'actionner une turbine à vapeur produisant ainsi de l'électricité.

Un système de stockage thermique utilisant généralement des réservoirs de sels fondus permet la continuité de fonctionnement pendant les périodes non ensoleillées.

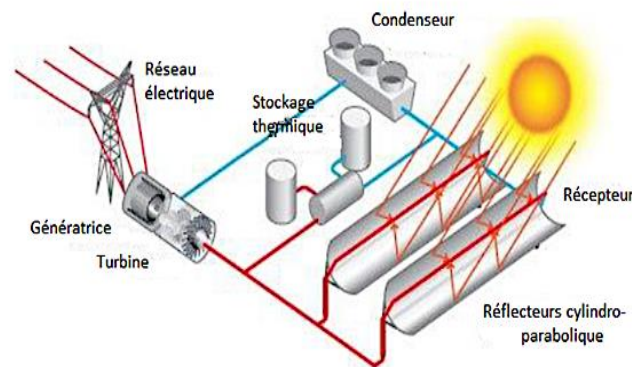


Figure 20: Schéma d'un concentrateur cylindro-parabolique

Composant d'une centrale solaire thermique cylindro-paraboliques :

Ces centrales peuvent être divisées en trois sous-systèmes :

Le champ solaire : Il est fait d'un miroir (réflecteur parabolique), d'une structure métallique, d'un tube récepteur et d'un système de poursuite solaire. Le champ solaire transforme le rayonnement solaire en énergie thermique, selon la puissance et la température voulue.

Il est composé de collecteurs reliés en série qui, à leur tour, sont connectés en parallèle. Ainsi, ces différents collecteurs, collectent les rayons du soleil.

Leur rôle est de transmettre le plus de chaleur possible au fluide, ils sont donc des composants indispensables du champ solaire.

Le système de transfert de chaleur : La turbine à vapeur est le principal système utilisé : c'est un moteur thermique à combustion externe qui fonctionne selon le cycle de Rankine. Ce cycle se caractérise par un changement d'état. Ainsi, le fluide qui circule dans le tube récepteur est chauffé par les rayons du soleil et mis sous pression par une pompe. Ensuite, la chaleur est envoyée vers une chaudière dans laquelle l'eau est évaporée.

La génération électrique : La vapeur passe dans une turbine où elle est détendue et refroidit afin de fournir de l'énergie mécanique, elle est condensée au contact de la source froide sous vide partiel. L'énergie mécanique créée est transformée en énergie électrique grâce à un alternateur.

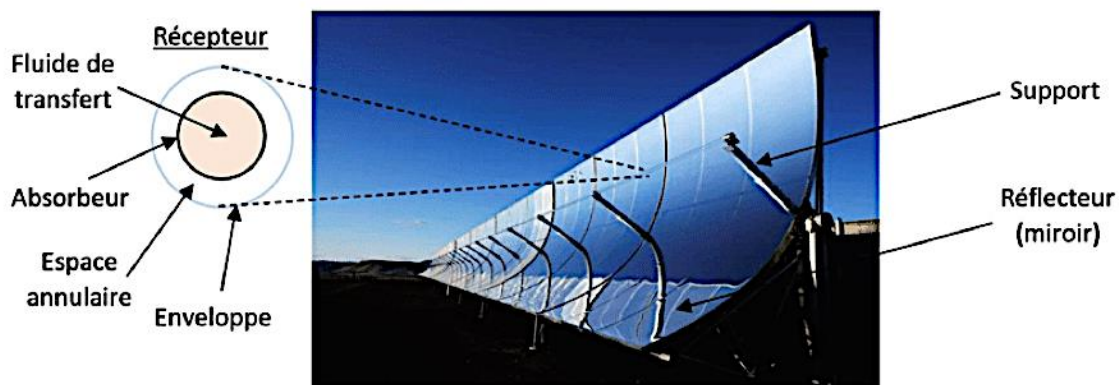


Figure 21: description d'un collecteur cylindro-parabolique

Principe de fonctionnement :

Dans une centrale à capteurs cylindro-paraboliques, l'énergie solaire est concentrée par des réflecteurs à courbure parabolique sur un tube récepteur « le tube absorbeur de chaleur » qui court sur environ un mètre au-dessus de la surface incurvée des miroirs.

La température du fluide caloporteur circulant dans le tube, généralement de l'huile synthétique, est portée de 293°C à 393°C, l'énergie thermique est ensuite injectée dans un générateur de vapeur où il cède son énergie à un circuit d'eau qui circule à l'intérieur de ce dernier, il va la transformer en vapeur saturée qui va être injectée dans la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.

Avantages et inconvénients :

Les avantages :

- Peu de mouvement mécanique par rapports aux autres centrales thermiques.
- Moins onéreux que la concentration par les héliostats et les paraboles Stirling.
- Bon rendement.

Les inconvénients :

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

Concentrateurs paraboliques :

Un concentrateur parabolique est constitué d'un réflecteur de forme parabolique qui réfléchit le rayonnement solaire sur un récepteur monté sur le point focal. La concentration parabolique permet d'atteindre les facteurs de concentration les plus élevés, de 1000 à 3000, et les températures de fonctionnement peuvent atteindre 1500°C.

Cependant, la température est limitée par le moteur, de 700°C à 850°C, selon les moteurs thermiques, qui se trouvent au point focal de la parabole. Ces concentrateurs sont montés sur une structure avec un système de tracking ayant deux degrés de liberté. Le flux collecté est généralement utilisé directement par un moteur thermique monté sur le récepteur se déplaçant avec la structure de la parabole. Le cycle de Stirling est généralement utilisé pour la conversion de l'énergie thermique en énergie mécanique.

Les concentrateurs à paraboliques présentent les rendements optiques, les rapports de concentration et les rendements de conversion globaux les plus élevés de toutes les technologies CSP.

Jusqu'à présent, une grande partie de l'activité liée aux concentrateurs paraboliques a consisté à utiliser des moteurs Stirling intégrés au récepteur pour la production directe d'électricité. Cependant, les concentrateurs paraboliques peuvent être utilisés pour piloter toute la gamme des processus de conversion d'énergie qui sont ouverts aux technologies CSP en général.

Le champ des applications possibles couvre, d'une part, le soutien de systèmes connectés au réseau, petits ou grands, et, d'autre part, les systèmes autonomes qui peuvent alimenter, par exemple, (des pompes à eau ou des usines de dessalement).

Si les systèmes Stirling paraboliques sont installés en grappes, des applications allant jusqu'à plusieurs mégawatts peuvent être réalisées, ils ont démontré le plus haut rendement de tous les systèmes de production d'énergie solaire en convertissant près de 30 % de l'énergie solaire en électricité.



Figure 22: concentrateur parabolique

II.2.2 Composants d'un concentrateur parabolique :

- **Concentrateur :**

Le concentrateur solaire parabolique est composé d'une surface réfléchissante 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.

- **Récepteur**

Le récepteur absorbe l'énergie réfléchiée 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 Baryton.

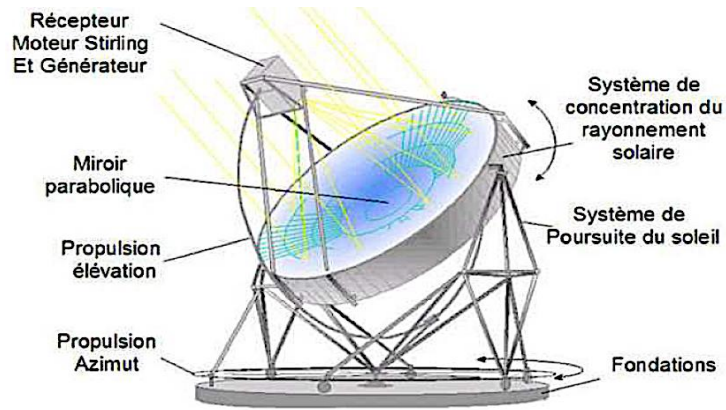


Figure 23: Composants d'un concentrateur parabolique

Principe de fonctionnement :

Un système parabolique se compose d'un concentrateur de point focal en forme de parabole qui réfléchit le rayonnement solaire sur un récepteur monté au point focal. Ces concentrateurs sont montés sur une structure avec un système de suivi à deux axes pour suivre le soleil.

La chaleur collectée est généralement utilisée directement par un moteur thermique monté sur le récepteur qui se déplace avec la structure de la parabole.

La parabole peut atteindre des températures extrêmement élevées qui sont prometteuse pour une utilisation dans les réacteurs solaires pour la fabrication de combustibles solaires qui nécessitent des températures très élevées.

Les moteurs à cycle Stirling et Brayton sont actuellement privilégiés pour la conversion de l'énergie.

Avantages et inconvénients :

Les avantages :

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

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

Les inconvénients :

- La taille des capteurs est limitée afin d'obtenir une rotation sur deux axes pour suivre la course du soleil.
- Fonctionnement par intermittence.
- Les capteurs sont difficiles à obtenir car ils nécessitent une double courbure pour obtenir la forme parabolique.
- Les forts écarts de température créent des dilatations thermiques qui limitent le choix des matériaux.
- Coût d'investissement élevé.

II.2.3 Centrale solaire à tour :

Ce type de centrale se compose d'un champ d'héliostats et d'un absorbeur placé au sommet d'une tour au centre du champ solaire. Les héliostats ont deux degrés de liberté (hauteur solaire et azimut) et redirigent les rayonnements solaires vers le foyer de l'absorbeur pendant toute la course du soleil. Un fluide caloporteur circule dans l'absorbeur et emmagasine l'énergie thermique produite. Un des avantages majeurs d'un tel procédé est un facteur de concentration qui peut être compris entre 300 et 1000.

Les nouveaux systèmes utilisent désormais principalement le chauffage direct de sels fondus, à la fois pour le HTF et le stockage thermique.



Figure 24: Centrale solaire à tour

Ce dispositif est composé des miroirs plans et d'une tour comportant un fluide caloporteur. A l'aide de miroirs plans appelés héliostats, les rayons solaires seront regroupés en une zone appelée foyer avec une grande précision. Cette zone est située en haut d'une grande tour pouvant dépasser les 100 mètres de haut. La température y régnant, y est alors largement augmentée puisqu'elle peut dépasser les 1000°C. On trouve, également, dans cette zone, un fluide caloporteur qui permettra, par la suite, de produire de l'énergie électrique. Dans l'absolu, un ordinateur positionne les miroirs de façon que les rayons captés soient toujours redirigés vers la tour, ainsi les miroirs tournent.

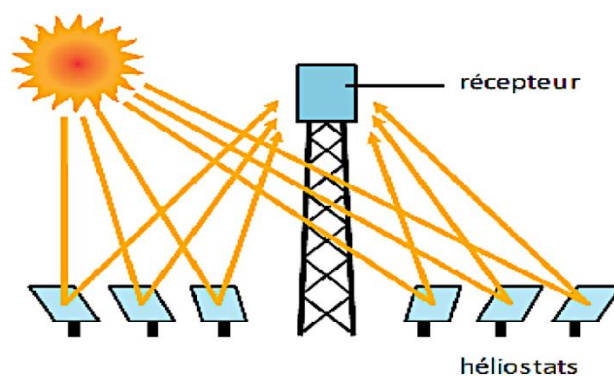


Figure 25: Schéma d'une centrale solaire à tour

Principe de fonctionnement :

Les centrales solaires à tours appelées aussi récepteurs centraux utilisent des miroirs de suivi du soleil appelés héliostats pour concentrer la lumière du soleil sur un récepteur situé au sommet d'une tour. Un fluide caloporteur chauffé dans le récepteur jusqu'à environ 600 °C est utilisé pour produire de la vapeur, qui, à son tour, est utilisée dans cycle thermodynamique classique pour produire de l'électricité.

De nombreuses recherches portent sur d'autres matériaux de transfert de chaleur ou de stockage de l'énergie, car ils permettent d'atteindre des températures plus élevées, ce qui entraîne des gains d'efficacité et une baisse des coûts. Ces matériaux de stockage d'énergie possibles vont de l'air aux particules de sable, en passant par des mélanges alternatifs de produits chimiques.

Avantages et inconvénients :

Les avantages :

- La source d'énergie est propre et gratuite.
- La production continue la nuit avec un stockage.

Les inconvénients :

- Centrale très encombrante et réservée aux zones désertiques.

II.2.4 Centrales solaires à miroirs de Fresnel :

La technologie de Fresnel utilise des miroirs plans ou légèrement incurvés qui sont orientés d'une façon à suivre la course du soleil tout au long de la journée pour concentrer et rediriger en permanence le rayonnement solaire direct vers un tube absorbeur fixe placé sur la ligne focale des miroirs. La température de fonctionnement varie de 270 °C à 550 °C, avec un facteur de concentration allant de 25 à 100.

Les LFC poursuivent le soleil à une direction contrairement aux systèmes paraboliques et les centrales à tour, chaque réflecteur doit être mobile de manière à suivre la course du soleil. Les réflecteurs ne sont pas collés les uns aux autres. La distance séparant les réflecteurs est choisie avec soin afin d'éviter les pertes optiques.



Figure 26: centrale solaire a miroir Fresnel

Principe de fonctionnement :

Un champ de capteurs à concentration linéaire est constitué d'un grand nombre de capteurs en rangées parallèles. Ceux-ci sont généralement alignés selon une orientation nord-sud afin de maximiser la collecte d'énergie annuelle. Les miroirs sont posés à plat sur le sol et réfléchissent la lumière du soleil vers le tube situé au-dessus.

Les systèmes de Fresnel peuvent également incorporer un système de stockage thermique, ou générer de la vapeur pour une utilisation directe.

Le principe du concentrateur de Fresnel, chacun des miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube ou un ensemble de tubes récepteurs linéaires fixes. En circulant dans ce récepteur horizontal, le fluide caloporteur peut être vaporisé puis surchauffé jusqu'à 500 °C. La vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité.

Composant de base :

Le concentrateur à réflecteur linéaire de Fresnel (concentrateur LFR) est généralement composé de :

- **Réflecteur ou miroir de Fresnel** : plusieurs bandes de miroirs réfléchissent et concentrent le rayonnement sur le récepteur.
- **Récepteur** : positionné au-dessus du miroir de Fresnel, il intercepte le rayonnement concentré. La conception du récepteur peut varier. Il est souvent composé :
 - **Réflecteur secondaire** : qui concentre encore les rayons perdus par débordement (les rayons qui n'atteignent pas le tube absorbeur). Il permet de réduire la surface de l'absorbeur, ce qui limite les pertes, par rapport aux performances de concentration du miroir de Fresnel. Il peut aussi contribuer à l'homogénéité du flux de puissance collectée sur l'élément absorbeur.
 - **Un élément absorbeur** : souvent un tube, mais parfois, plusieurs tubes, voire une surface plane. Cet élément joue le rôle d'une chaudière : le fluide caloporteur collecte l'énergie du rayonnement sous forme d'énergie thermique.

Avantages et inconvénients :

Les avantages :

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

Les inconvénients :

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

II.3 Les fluides caloporteurs des systèmes à concentration :

L'énergie thermique provenant du rayonnement solaire collecté est convertie grâce à un fluide caloporteur puis un fluide thermodynamique. Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique. Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible, oriente le choix de la technologie et des matériaux du récepteur et conditionne la possibilité et la commodité du stockage.

- **L'eau liquide** est, a priori, un fluide de transfert idéal. Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique. En outre, elle peut être utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine. Cependant son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées dans les récepteurs en raison des hautes températures atteintes, ce qui pose un problème pour les technologies cylindro-paraboliques.

- **Les huiles** sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400 °C. C'est le fluide le plus couramment employé dans les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques.

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

- **Les gaz** tels l'hydrogène ou l'hélium peuvent être utilisés comme fluides thermodynamiques et entraîner les moteurs Stirling qui sont associés aux collecteurs paraboliques.
- **Les fluides organiques** (butane, propane, etc.) possèdent une température d'évaporation relativement basse et sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
- **L'air** peut être utilisé comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz.

II.4 Le stockage thermique dans les centrales CSP :

Introduction :

La nature de l'énergie solaire impose certaines limitations aux procédés solaires concentrés : l'intermittence (nuit, soleil occulté par les nuages) et le décalage offre/demande demeurent des contraintes importantes. L'alternance jour/nuit implique la mise en place de systèmes relais qui compense la faiblesse ou l'absence d'ensoleillement. Donc, pour atteindre l'objectif de production à 100% énergie issue du solaire, nous sommes contraints à avoir recours au stockage de chaleur.

Il existe actuellement trois grandes familles de stockage d'énergie : le stockage sensible, le stockage latent et le stockage thermochimique, elles-mêmes divisibles en plusieurs catégories.

II.4.1 Le stockage de l'énergie par voie sensible

Ce type de stockage consiste à chauffer un milieu liquide ou un solide sans changement de phase (accumuler l'énergie sous la forme d'une élévation de température d'un ou de plusieurs liquides ou solides).

Ce milieu est choisi en fonction du niveau de température requis par l'application. Le stockage et la restitution de la chaleur ne se fait pas à température constante. Pour des températures inférieures à 100 °C, l'eau liquide est le composé le plus largement utilisé. Pour des températures supérieures à 100 °C, le stockage de chaleur se réalise dans d'autres milieux liquides comme les sels fondus ou les huiles organiques. Ces composés permettent d'atteindre des températures élevées (jusqu'à environ 350 °C pour les huiles et 800 °C pour les sels fondus). Ils nécessitent cependant l'utilisation d'un fluide intermédiaire et le coût des matériaux et échangeurs peut être élevés.

II.4.2 Le stockage par chaleur latente :

Ce type de stockage exploite la chaleur latente d'un Matériau à Changement de Phase (MCP), autrement dit sa capacité à passer de l'état solide à l'état liquide (fusion) sous l'effet de la chaleur. L'énergie de changement de phase est absorbée lors de la fusion du MCP et est restituée lors de sa solidification. Cette solution nécessite l'utilisation d'un fluide caloporteur pour transférer la chaleur de la source à l'unité de stockage.

Le MCP subissant des cycles de fusion/solidification, il ne peut être utilisé directement comme fluide de transfert. Il existe différents types de MCP :

- Les MCP organiques, comme les paraffines, les acides gras et les mélanges organiques,
- Les MCP inorganiques, les sels hydratés et mélanges de sels hydratés.

II.4.3 Le stockage thermochimique :

Ce type de stockage consiste à emmagasiner de l'énergie en dissociant deux corps ou en forçant la désorption d'un corps piégé par un autre (réactions endothermiques). L'énergie peut ensuite être restituée par mise en contact des deux corps, donnant respectivement une recombinaison et une sorption (absorption si un fluide pénètre dans un corps, ou **adsorption** si le fluide se fixe sur la surface d'un solide). La figure ci-dessous schématise le principe du stockage de l'énergie par adsorption/désorption.

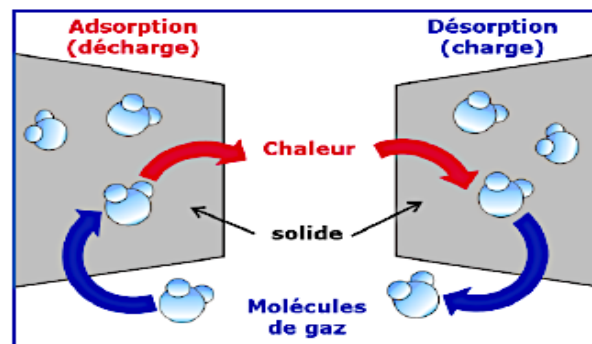


Figure 27: Principe de stockage de l'énergie par adsorption/désorption.

Actuellement, toutes les centrales solaires à concentration commerciales utilisent la technologie de stockage de l'énergie par chaleur sensible, car c'est la technologie la plus maîtrisée et la moins onéreuse.

II.4.4 Stockage indirect et direct

Deux configurations générales existent pour un système de stockage par chaleur sensible. Pour une meilleure compréhension, la description de ces configurations sera appliquée au stockage dit « à deux cuves », qui est généralement utilisé dans les CSP.

Le principe de fonctionnement du stockage deux-cuves est relativement simple :

- Pour stocker l'énergie thermique disponible, le fluide à la température basse du système est pompé de la première cuve, appelée « cuve froide », pour être envoyé dans le champ solaire ou vers un échangeur, chauffé jusqu'à la température haute, puis injecté (ou stocké) dans la seconde cuve, nommée « cuve chaude »
- Pour déstocker l'énergie initialement chargée, le fluide chaud est pompé de la cuve chaude, envoyé vers un échangeur (du groupe de puissance ou du procédé nécessitant de la chaleur), l'énergie emmagasinée est utilisée, puis le fluide revenu à sa température basse est réinjecté dans la cuve froide.
- Le stockage à deux cuves peut donc se présenter sous deux configurations :
Si le fluide est identique pour le champ solaire et le stockage, la configuration est appelée « stockage direct » (Figure a). Le stockage direct possède les avantages de réduire les coûts et d'augmenter l'efficacité de la centrale, car on supprime alors l'échangeur thermique.
- Si le fluide caloporteur circulant dans le champ solaire est différent du fluide de stockage, on nomme cette technologie « stockage indirect » (Figure b). Le stockage indirect permet d'optimiser le choix de chaque fluide en fonction de son application (stockage ou caloporteur).

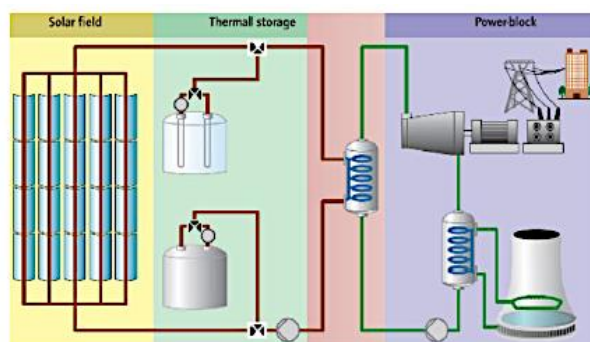


Figure 28: (a) Stockage deux-cuves direct

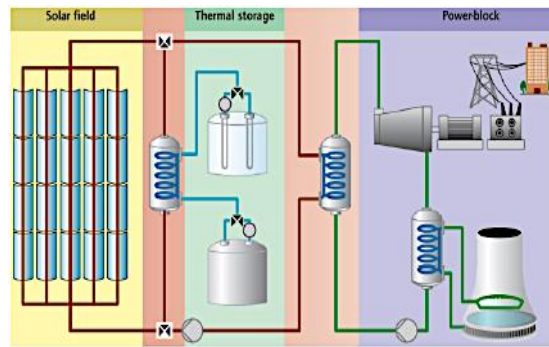


Figure 29: (b) Stockage deux-cuves indirect

II.5 Hybridation des centrales solaires à concentration

L'hybridation est l'association d'une centrale solaire à une autre source de chaleur issue d'énergie fossile ou de la biomasse, garantissant ainsi une production continue. Cela permet des systèmes de cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur) qui peuvent améliorer la rentabilité des projets. L'hybridation offre ainsi une capacité ferme, prédictible, et non relative, reposant sur le taux et la qualité de l'ensoleillement.

Une centrale hybride est une centrale qui utilise deux formes différentes de technologies pour générer de l'électricité, elle combine l'utilisation d'une turbine à gaz et une turbine à vapeur pour produire de l'énergie électrique.

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

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

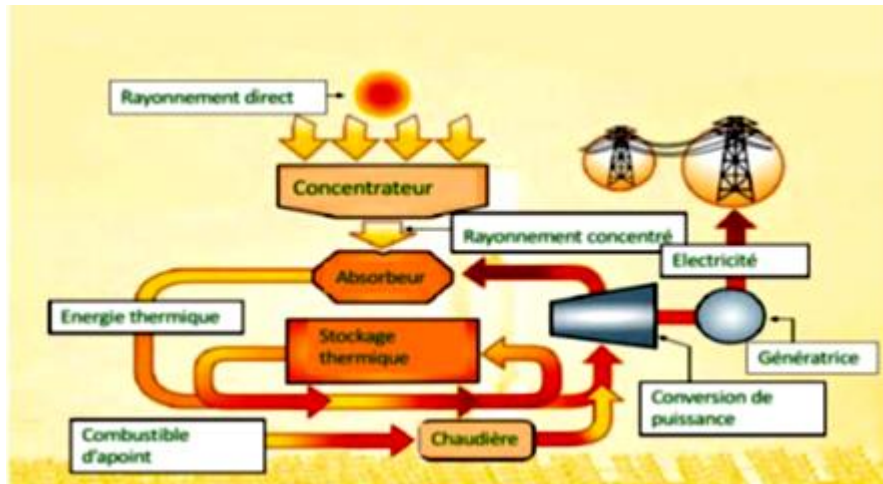


Figure 30: Schéma de principe d'une centrale hybride

L'hybridation garantit la production continue en évitant la construction d'une centrale à ressource fossile en parallèle avec une centrale 100 % solaire. Dans une centrale cylindro-parabolique par exemple la chaleur solaire délivrée à 350 – 400 °C par le champ est injectée dans le cycle aval (Rankine) d'un cycle combiné, en parallèle avec un brûleur conventionnel.

Dans ce type de configuration, le rendement de la conversion de l'énergie solaire est élevé.

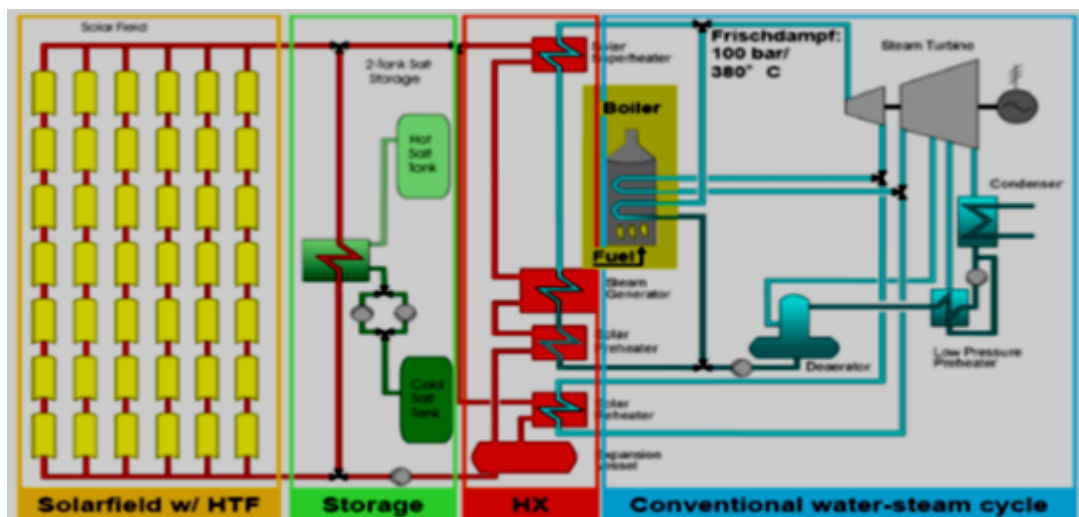


Figure 31: Exemple de configurations des centrales hybrides (collecteurs cylindro-parabolique)

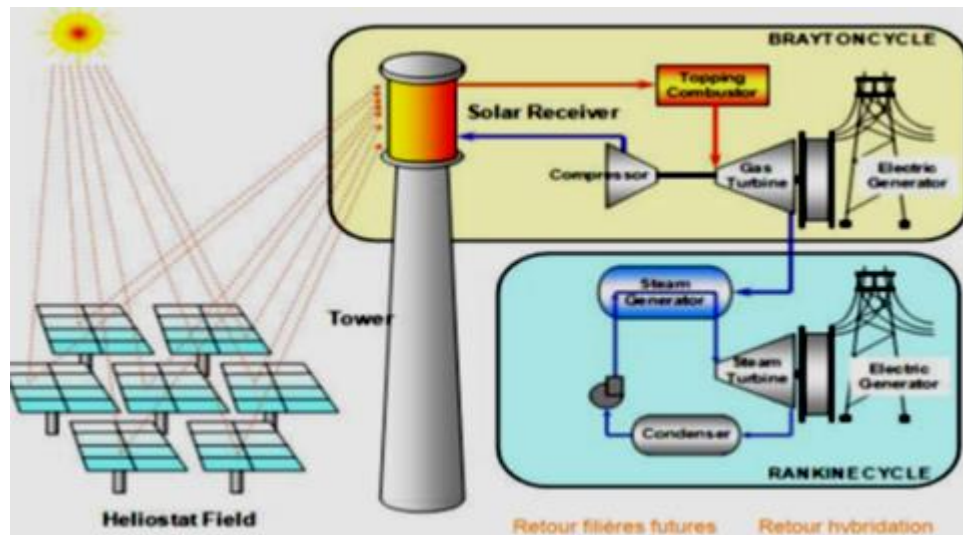


Figure 32: Exemple de configurations des centrales hybrides (centrale à tour)

Conclusion :

Les centrales solaires thermodynamiques offrent une approche prometteuse pour produire de l'énergie renouvelable. La capacité d'utiliser et de stocker efficacement l'énergie solaire en fait une solution importante dans la transition vers une énergie plus propre et plus durable



CHAPITRE III

**Etat de l'art des concentrateurs linéaires de
Fresnel :**

Introduction

Les collecteurs linéaires de Fresnel ont été utilisés ou développés pour la génération de chaleur à basse ou moyenne température. La chaleur générée par le collecteur linéaire de Fresnel a de larges applications dans la climatisation et le chauffage des constructions, l'approvisionnement en chaleur dans les procédés industriels, traitement d'eau, et diverse d'autres applications.

Les collecteurs linéaires de Fresnel sont plus souvent conçus pour produire de la chaleur à moyenne température pour les processus de chaleur industrielle à grande échelle ou la production d'énergie électrique à l'échelle commerciale.

Dans le présent chapitre, nous allons présenter en première partie, un état de l'art détaillé de la technologie des concentrateurs linéaires de Fresnel, les différentes centrales solaires de Fresnel qui existe dans le monde, seules les grandes centrales qui seront abordées en détail, enfin quelques travaux de recherches effectuées dans ce domaine afin d'améliorer les performances seront cités.

III.1 Définitions 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.

III.2 Concept de la technologie des LFR

Le réflecteur linéaire de Fresnel est une technologie de concentration solaire dont le rapport de concentration est compris entre 10 et 50. Le LFR a des réflecteurs primaires segmentés qui sont placés près du sol. Cette conception rend les difficultés mécaniques dues aux charges du vent faibles et l'utilisation du sol est également faible. Le récepteur du LFR est fixe et est situé à quelques mètres au-dessus des miroirs réflecteurs. Les concentrateurs de Fresnel possèdent un système de support léger qui rend le coût du collecteur relativement faible.

La figure ci-dessous illustre un prototype à concentrateur linéaires de Fresnel avec un système réflecteur et récepteur.



Figure 33: prototype solaire à concentrateur linéaire de Fresnel (source : CNIM)

III.3 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 (Figure 2)

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 thermodynamique classique, ils sont utilisés soit pour produire de l'électricité, ou pour la production directe de la vapeur ou du froid.

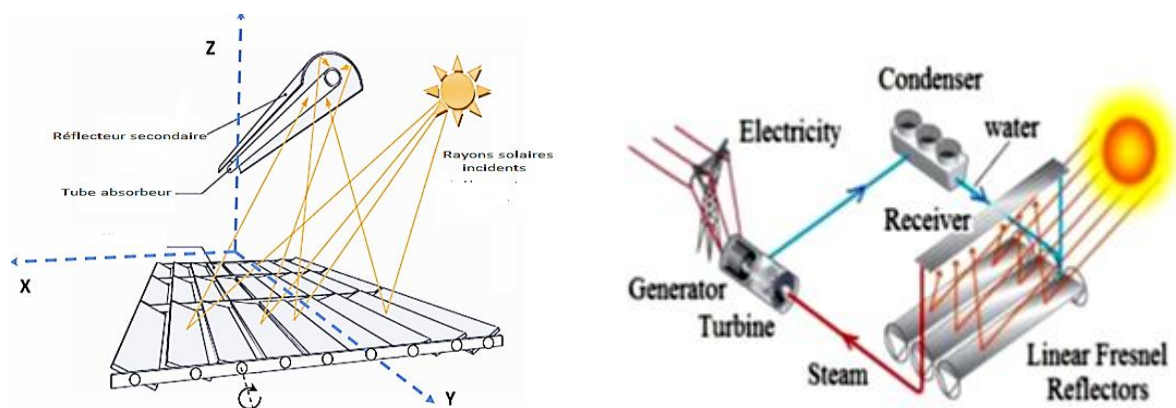


Figure 34 : Schémas de principes d'un concentrateur solaire de type Fresnel

III.4 Différentes conceptions des LFR

Il existe de nombreuses conceptions différentes des concentrateurs de Fresnel dans la littérature. La variation des configurations concerne la conception du concentrateur primaire, du récepteur, ainsi que d'autres innovations de conception.

Les miroirs réflecteurs

Conception des concentrateurs primaires

Les différentes configurations des réflecteurs primaires sont présentées dans la figure 36. [1]

La première représente une configuration classique (des miroirs réflecteurs avec le récepteur)

Tous les miroirs ont des angles d'inclinaison appropriés afin de concentrer correctement le rayonnement solaire dans le récepteur, en revanche les deux autres figures représentent les miroirs primaires avec deux récepteurs fixes, Cet arrangement minimise le blocage du rayonnement solaire entre les réflecteurs adjacents, et augmente par conséquent leur nombre, et au même temps avec moins d'absorbeurs. L'espace étroit entre les réflecteurs réduit l'espace du champ solaire occupé, il s'agit du coût de préparation de sol, de la structure métallique des tours d'absorbeur et des conduites d'acheminement du fluide en circulation.

L'étude réalisée par M.J. Montes et al [1] ont montré que la conception conventionnelle des LFR (Figures 36 et 37) donne une efficacité plus élevée par rapport aux autres configurations, car les autres conceptions avec des inclinaisons alternatives conduisent à des pertes élevées des rayons solaires réfléchis (débordement et atténuation atmosphériques) parce que les miroirs sont situés loin du récepteur. (Figure 36 et 37).

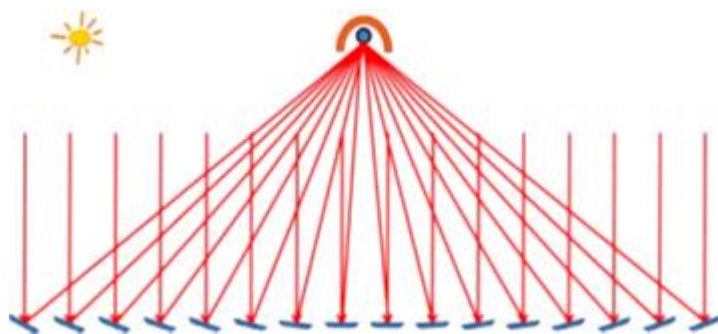


Figure 35: Configuration de base d'un collecteur linéaire de Fresnel

Dans un concentrateur linéaire de Fresnel, nous avons deux types de réflecteurs :

Les réflecteurs primaires ou les concentrateurs : ils suivent la course du soleil pour concentrer le rayonnement solaire sur les parois du récepteur.

Le réflecteur secondaire qui est placé au-dessous du récepteur, son rôle est de réduire l'effet de débordement (en récupérant les rayons qui n'atteint pas le tube absorbteur).

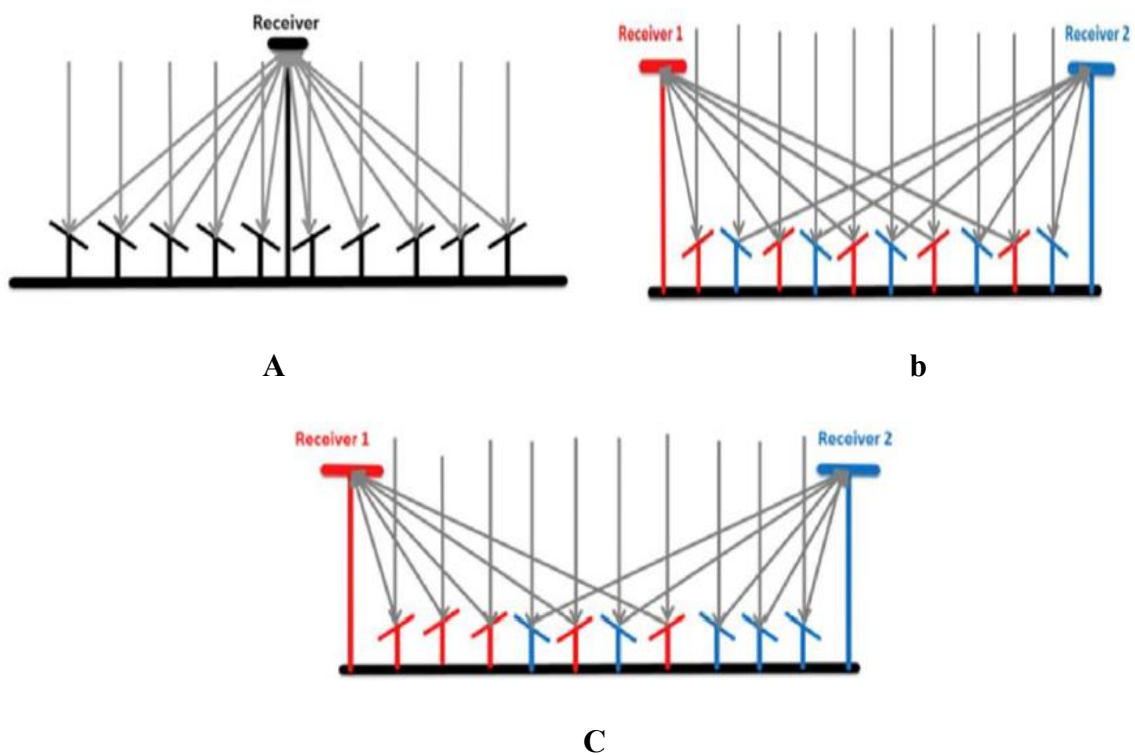


Figure 36: Différentes configurations des réflecteurs primaires [1]

A : Configuration classique, B : les miroirs sont inclinés d'une façon à réfléchir le rayonnement solaire vers l'un des récepteurs, C : certains miroirs sont destinés à la réflexion vers le récepteur 1 et d'autres vers le récepteur 2

Les réflecteurs primaires peuvent être plats ou incurvés. Les réflecteurs plats sont moins chers mais ils introduisent beaucoup de pertes optiques (ombrage, blocage, effet cosinus). Les miroirs courbés ont une forme parabolique et peuvent augmenter l'efficacité optique globale. Mais ces derniers ont des problèmes mécaniques en raison de l'obtention de la courbure des miroirs, ils sont caractérisés aussi par un coût plus élevé par rapport aux miroirs plans. La figure 4 ci-dessous illustre les conceptions plates et courbés.

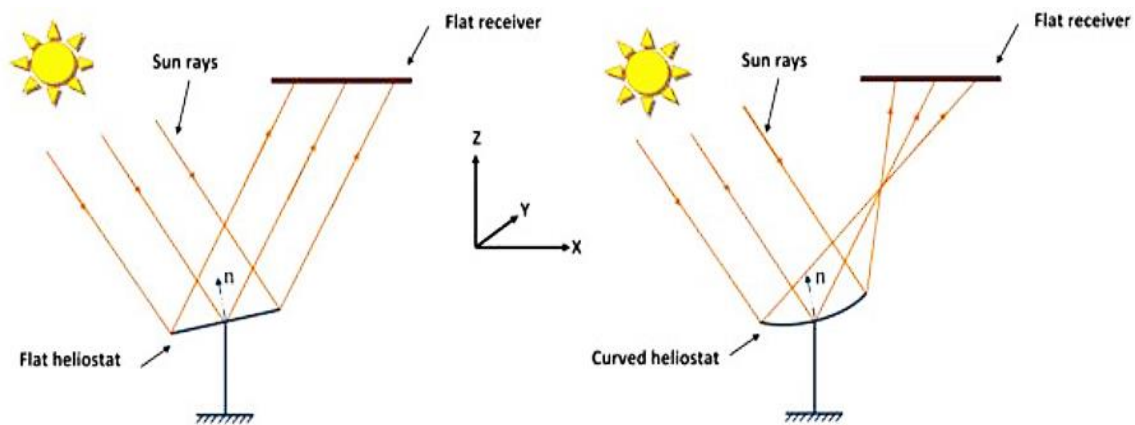


Figure 37: Réflecteurs primaires d'un LFR [2]

a : Miroirs plans, b : Miroirs courbés

Système de suivi du soleil

Pour assurer le suivi du soleil tout au long de la journée, un système d'entraînement permet la rotation des lignes de miroirs sur leurs axes.

Le principe de contrôle de la focalisation est le suivant :

- Un algorithme calcule en temps réel la position du soleil (en fonction de la position GPS de la centrale et de l'heure locale),
- Le système de contrôle commande de l'installation calcule en fonction de la position du soleil l'inclinaison optimale des lignes de miroirs,
- Un automate programmable assure la commande du système d'entraînement afin de garantir que l'inclinaison des miroirs suit l'inclinaison optimale calculée par le système de contrôle commande.

Le système d'entraînement est réglé lors de la mise en service de l'installation et ne nécessite plus aucune intervention ultérieure pendant le fonctionnement de l'installation.

Par sa conception il ne nécessite que peu ou pas d'entretien, les mouvements mis en jeu étant extrêmement lents et n'entraînant pratiquement aucune usure mécanique des pièces.

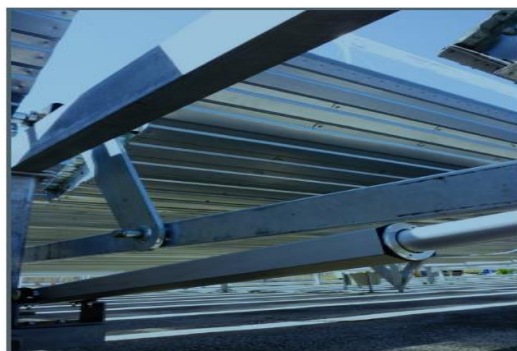


Figure 38: système de poursuite solaire

Le récepteur thermique

Le récepteur est situé en partie haute des modules. Il reçoit le rayonnement concentré en provenance des miroirs et transforme l'énergie radiative en énergie thermique récupérée par le fluide caloporteur (eau, l'huile ou sels fondus).

Le récepteur est constitué des éléments suivants :

- Un tube récepteur,
- Un réflecteur secondaire,
- Un casing métallique avec son isolation thermique,
- Des vitres de protection.

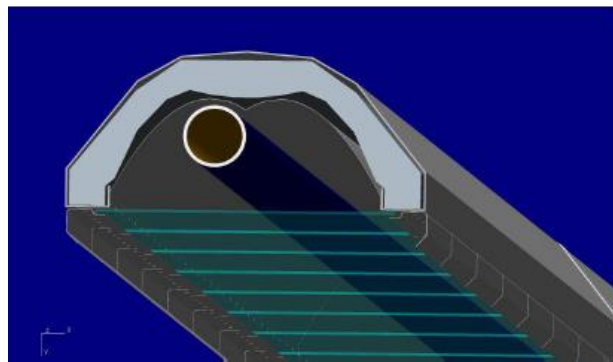


Figure 39: Vu 3D d'un récepteur de Fresnel

Le rayonnement concentré rentre dans le récepteur en partie basse, traverse les vitres de protection pour se concentrer sur le tube récepteur. Une partie des rayons ne frappe pas directement le tube, mais est réfléchié par le réflecteur secondaire situé en partie haute du tube pour être redirigée sur le tube récepteur. Ce réflecteur secondaire est fabriqué à l'aide de tôles minces avec revêtement réfléchissant (généralement l'aluminium), mises en forme suivant un profil spécialement calculé.



Figure 40: Récepteur en fonctionnement

Le récepteur thermique d'un concentrateur de Fresnel est composé des éléments suivants :

Le tube récepteur est un tube en acier inoxydable avec un revêtement sélectif spécial. Ce revêtement à un double rôle :

- Il maximise l'absorption du rayonnement solaire concentré,
- Il réduit les pertes thermiques du tube chauffé en réduisant l'émissivité du tube dans L'infra-rouge.

La partie haute du récepteur est constituée du casing en tôle d'acier galvanisé, qui assure la rigidité du récepteur, en supportant l'isolation thermique, les vitres de protection ainsi que les réflecteurs secondaires.

Le tube récepteur est lui directement supporté au niveau des mâts de la charpente. Un système spécial permet de le guider lors de sa dilatation lorsqu'il est chauffé depuis un état froid.

L'assemblage du récepteur est effectué sur site directement. Le tube récepteur est aussi assemblé sur site par soudage de tronçons de longueur définie. Le soudage est effectué par un procédé automatique spécialement adapté à cette application. Les avantages de ce procédé sont la rapidité d'exécution, la qualité de soudure ainsi qu'une excellente répétabilité.

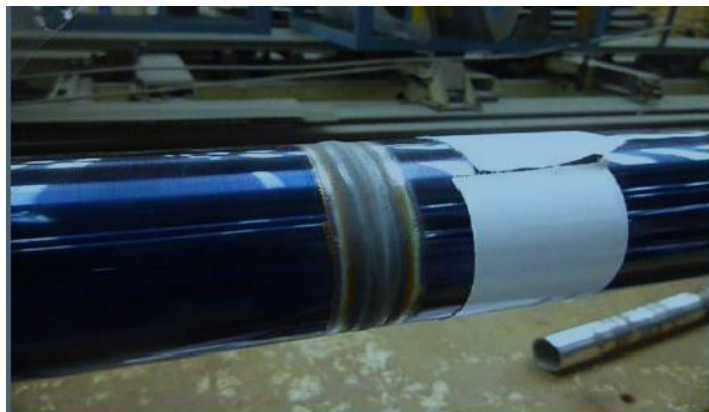


Figure 41: Tube récepteur après assemblage

III.5 Différentes configurations des récepteur LFR

Le récepteur du LFR comporte généralement un collecteur à tubes sous vide couplé à un concentrateur secondaire. Le concentrateur secondaire a une forme parabolique qui est généralement un concentrateur parabolique composé (CPC). Une autre conception conventionnelle consiste en un récepteur à cavité trapézoïdale avec de nombreux tubes à l'intérieur. La figure ci-dessous illustre les différentes configurations possibles des récepteurs thermiques :



Figure 42: les différentes configurations du récepteur thermique des LFR [3]

Le récepteur d'un système de réflecteur de Fresnel linéaire peut être un tube absorbeur unique enfermé dans un tube de verre qui peut être mis sous vide ou non. Ce type d'absorbeur peut être équipé d'un réflecteur secondaire au-dessus de lui pour améliorer l'interception des rayons solaires. Les absorbeurs sous vide sont similaires à ceux utilisés pour les concentrateurs cylindro-paraboliques, mais ils sont généralement équipés d'un réflecteur secondaire. Une autre configuration est possible, une cavité trapézoïdale muni de tubes jointifs, le but de la cavité est la création de l'effet de serre et la réduction des pertes thermiques par convection.

III.5.1 Les récepteurs monotubes :

C'est la configuration classique habituelle des récepteurs LFR, le tube Il peut être enfermé dans un tube en verre sous vide ou non, pour minimiser les pertes de chaleur. Il est généralement équipé d'un réflecteur secondaire qui est placé au-dessus du tube absorbeur et qui donne une concentration supplémentaire du rayonnement solaire réfléchi. Un revêtement sélectif est appliqué sur la surface extérieure du tube absorbeur afin d'obtenir une grande absorption du rayonnement solaire et une plus faible émission de chaleur dans l'infra-rouge.

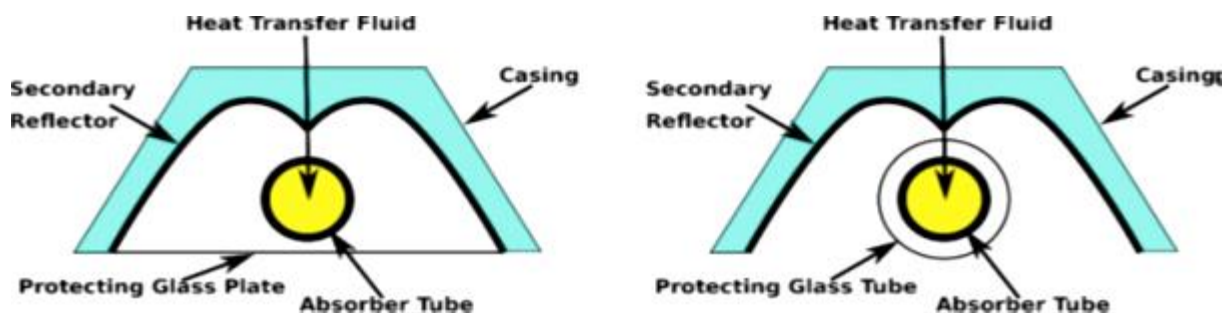


Figure 43: Configurations des récepteurs monotube [3]

a

b

a : Tube simple avec une vitre dans la partie basse du récepteur

b : Tube sous vide sans vitre

III.5.2 Récepteurs à tubes multiples

La configuration la plus courante des récepteurs à tubes multiples est l'utilisation d'une cavité trapézoïdale munie de plusieurs tubes jointifs, cette configuration est très efficace thermiquement, mais elle pose un problème des pertes thermiques à cause des températures élevée obtenus. Un vitrage peut être placé à l'ouverture de la cavité pour protéger le revêtement sélectif des tubes, diminuant simultanément les pertes dues à l'émission thermique en créant un effet de serre.



Figure 44: Récepteur multitube avec une cavité trapézoïdale [3]

Récepteur sans isolation thermique

Récepteur avec isolation thermique

III.6 Génération de vapeur dans une centrale de Fresnel

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

III.6.1 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 bars, 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.

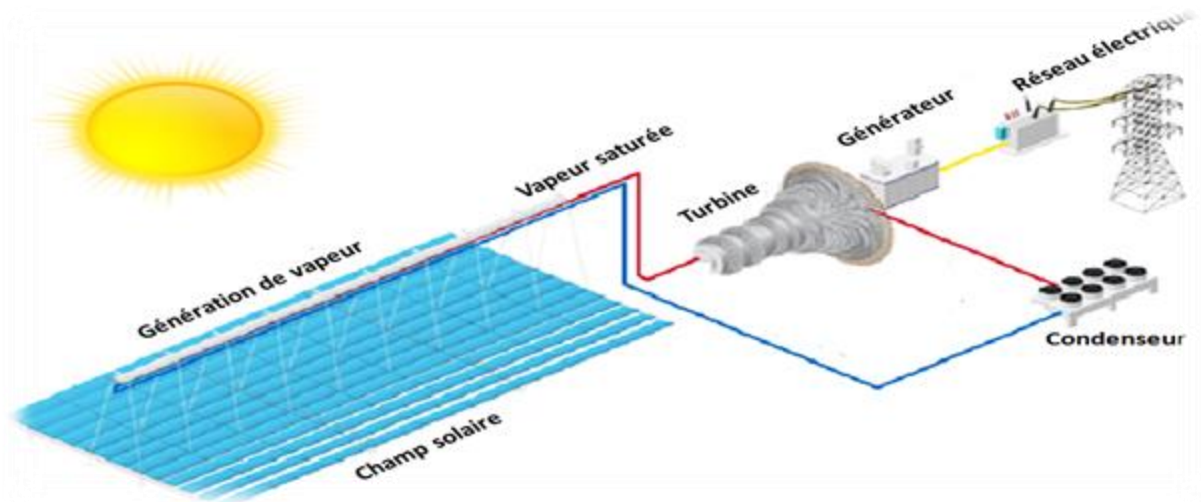


Figure 45: Schémas d'une centrale solaire de Fresnel à génération directe de vapeur.

III.6.2 Génération indirecte de la vapeur

Dans ce type de centrale, un fluide caloporteur est chauffé à travers un champ solaire, puis il passe à 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 procédés 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.

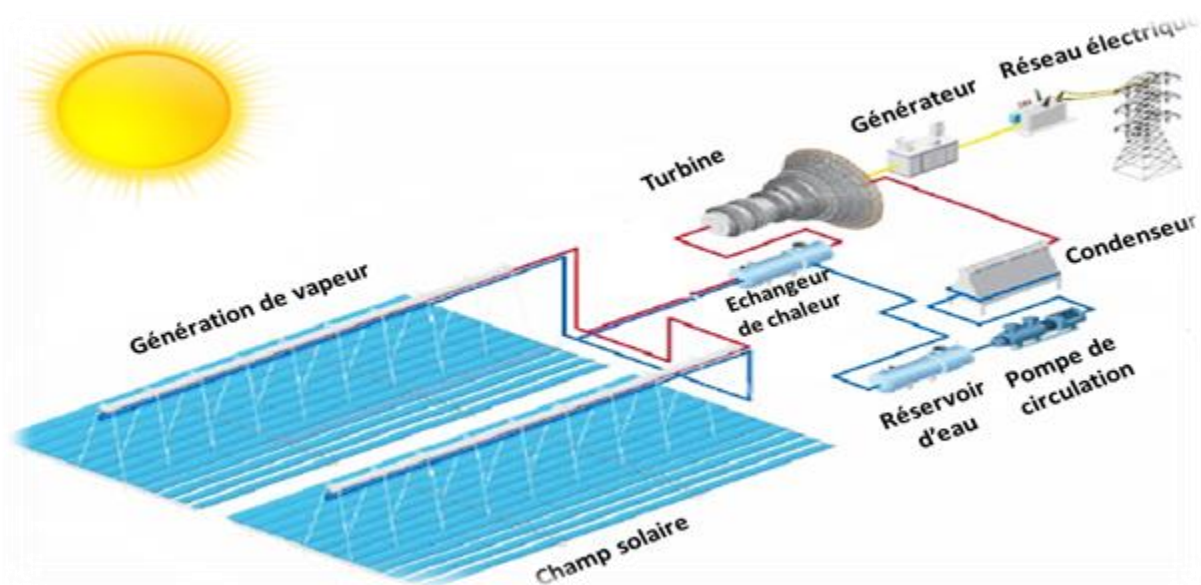


Figure 46: Schémas d'une centrale solaire de Fresnel à génération indirecte de vapeur.

Les fluides caloporteurs utilisés dans les LFR

Concernant les fluides de travail du LFR, l'eau/vapeur est un choix habituel pour la production de la vapeur saturée et à haute pression. Cette vapeur peut être utilisée directement dans la turbine d'un cycle de Rankine ou pour un procédé industriel. De plus, les huiles thermiques telles que Therminol VP-1 sont utilisées pour diverses applications thermiques jusqu'à 400°C. Les sels fondus peuvent également être utilisés pour des applications de production d'énergie qui utilisent un système stockage thermique [4]. Dans le travail de Bellos et al [5], il a été constaté que le fonctionnement avec des sels fondus conduit à une efficacité thermique plus élevée par rapport au fonctionnement avec de l'huile thermique et il est également souligné que le sel fondu donne la possibilité de fonctionner à des températures plus élevées jusqu'à 600°C.

III.7 Quelques centrales linéaires de Fresnel dans le monde

Dans la présente partie, nous allons présenter les différentes centrales solaires de Fresnel dans le monde, seules les grandes centrales qui seront abordées en détail.

III.7.1 Puerto Errado 1 et 2 (PE1, PE2)

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. Novatec Solar a construit aussi la centrale PE2 qui est située dans la région semi-aride de Murcie dans le Sud de l'Espagne. À cet endroit, l'ensoleillement direct normal annuel a été estimé à environ 2 100 kWh/m² selon NREL (National Renewable Energy Laboratory). Cette centrale est la propriété de Novatec Solar. C'est parmi les centrales les plus puissantes qui utilise un champ de capteur de Fresnel et qui est connectée sur le réseau électrique public. Elle fonctionne depuis mars 2012. Le champ de capteur est modulaire. Il est constitué de plusieurs capteurs, formant un champ de capteurs de 28 lignes de 940 m de long, pour une surface totale de miroirs de 302 000 m². Ce champ de capteur utilise de l'eau comme fluide caloporteur et produit de la vapeur à 543 K et à 55 bars. Cette vapeur alimente directement une turbine pour produire, en nominal, une puissance électrique de 30 MW. [6].



Figure 47: Centrale Puerto Errado 1 d'1,4 MWe utilisant des capteurs linéaires de Fresnel Nova-1 (source : Novatec Solar)



Figure 48: Vue de la centrale PE2 (source : Novatec Solar)

III.7.2 La centrale Alba Nova 1

La centrale solaire thermodynamique Alba Nova 1 est située à Ghisonaccia en Corse (lat : 42.01 S ; long : 9.45 E). À cet endroit, l'ensoleillement direct normal annuel a été estimé à environ 1 800 kWh/m² selon le NREL. Cette centrale a été conçue et est propriété de SolarEuromed. Sa production a débuté en octobre 2013.

Alba Nova 1 délivre sur le réseau une puissance électrique de 12 MWe. Cette centrale exploite un champ de capteurs linéaire de Fresnel constitué de 21 lignes de 750 m de long, pour une surface totale de 140 000 m². Ce champ génère directement de la vapeur à 300°C et à une pression de 65 bars. Cette vapeur alimente la turbine d'un cycle Rankine. Un système de stockage avec une capacité équivalente à une heure de production. La particularité de cette centrale est que le champ de capteurs est élevé quelques mètres au-dessus du sol.

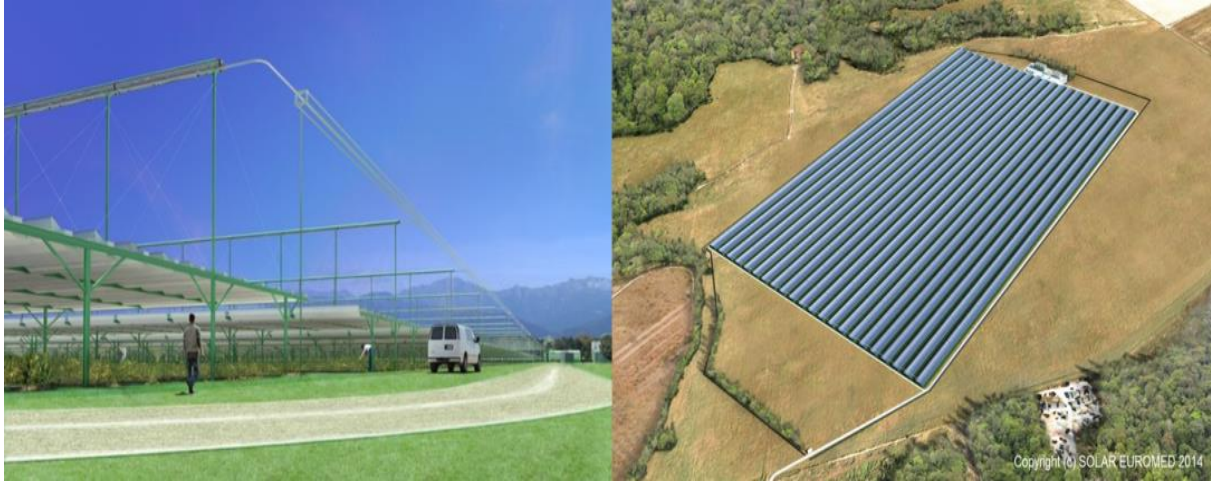


Figure 49: Centrale Alba Nova 1 à Ghisonaccia (source: SolarEuromed)

III.7.3 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 GmbH (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 (2000 MWe). 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.[7]



Figure 50: Centrale de Kimberlina, par Ausra

L'entreprise se développe aujourd'hui principalement aux Etats-Unis d'Amérique. Ausra a construit la première centrale avec la technologie CLFR aux USA. Cette centrale de démonstration a été mise en service en octobre 2008, à Kimberlina, Californie. D'une puissance de 5 MW électriques, le collecteur occupe 26 000m² au sol. Il est composé de 3 lignes de 385 m de longueur, avec chacune 10 miroirs de 2 m de largeur. Le récepteur n'est pas sous vide et le fluide utilisé est de l'eau à 40 bars.

Areva Solar a obtenu un contrat pour l'hybridation de la centrale thermique au charbon à Kogan Creek (750MWel). L'unité solaire a fourni une puissance équivalente à 44 MWel. [7]

III.7.4 Solar Power Group, Allemagne

Solar Power Group (SPG) est né à la suite de 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 Ferrostaal, a en particulier mené le projet FresDemo. 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-Ferrostaal, 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. [8].



Figure 51: FresDemo, par SPG

III.8 Les centrales à concentrateur linéaire de Fresnel dans le monde sous forme d'un tableau récapitulatif

Nous présentons ci-dessous un tableau récapitulatif des centrales de Fresnel dans le monde : les centrales commercialisées, en cours de construction et les projets ultérieurs

Tableau 2: Les centrales solaires de Fresnel dans le monde. [9]

Nom du projet/fabricant ou centre de recherche	Location	Fluide caloporteur/Régime de température	Stockage	Surface de champ solaire	Puissance électrique
PE1	Espagne	Eau/140-270°C	1 réservoir/ Thermocline	-	50 MW
PE2	Sud de Espagne	Eau/140-270°C	1 réservoir/ Thermocline	302 000 m ²	30 MW
Liddel	Australie	Eau/140-270°C	-	18 490 m ²	3 MW
Dhursar	Inde	Eau	-	-	125 MW
Fres Demos	Espagne	Eau	-	1433 m ²	0,8 MWth
CNIM	-	Eau	-	720 m ²	0,5 MWth
Dacheng	Chine	Sel fondu	2 réservoirs	-	50 MW
Dadri ISCC Plant	Inde	Eau/250°C	-	33 000 m ²	-
eCare Solar	Maroc	Eau/160-280°C	Tambour à vapeur	10 000 m ²	1 MW
Kimberlina Solar	USA	Eau/300°C	-	26 000 m ²	5MW
Kogan Creek	Australie	Eau/186-370°C	-	-	44 MW
Timberlina, Areva- Solar	USA	Eau	-	26 000 m ²	25 MWth
Lio Solar	France	Eau/190-285°C	Tambour à vapeur	153 000 m ²	9 MW

III.9 Quelques travaux de recherches publiés dans le domaine des LFR

Parmi les travaux de recherche rencontrés dans le domaine des concentrateurs de Fresnel qui ont beaucoup contribué dans le développement de cette dernière, nous pouvons citer le travail de A. Barbon et Al [10] qui ont mené une étude d'optimisation de la longueur et de la position de tube absorbeur, l'objectif était de déterminer l'énergie absorbée en fonction des différentes configurations testées, un nouveau modèle mathématique a été utilisée, il permet de déterminer directement la conception optimal d'un concentrateur linéaire de Fresnel.

Plusieurs travaux de recherches ont été menés dans le domaine des LFR, des calculs d'optimisation, et des simulations ont été mené afin d'étudier les différentes performances optiques du LFR, on peut citer le travail de Amin Roostae [11] et Al qui ont réalisé une étude dans laquelle un calcul d'optimisation a été effectué afin de déterminer la relation entre l'arrangement des miroirs du champ solaire, les paramètres du récepteur, et les pertes thermiques dans le récepteur, le type du récepteur utilisé dans cette étude est un récepteur à cavité trapézoïdale.

Une autre étude très intéressante est celle présentée par K. Liang et al [12] qui ont analysé la conception et les performances d'un concentrateur linéaire de Fresnel annulaire (AFSC), les performances de ce dernier ont été simulées à l'aide du logiciel MATLAB, à travers cette étude un modèle tridimensionnel a été établis dans lequel le rayonnement direct a été modélisé pour prédire la quantité du flux tombant sur le récepteur. Les résultats ont montré que ce concentrateur peut ajuster la ration de concentration qui atteint 300 lorsque la hauteur maximale du réflecteur est 0.78 m, et le diamètre maximal du miroir annulaire est 1.72m, l'augmentation linéaire de la taille de la structure a causé des changements dans les performances du réflecteur de Fresnel annulaire, En outre, la distribution du flux sur le récepteur et les performances du réflecteur annulaire de Fresnel ont été trouvés avec des écarts différents. Lorsque l'angle de déviation de la trajectoire égal à 0,5, le taux d'interception atteint 98.37%.

H. Ajdad et Al [13] ont réalisé une modélisation optique dans laquelle une étude détaillée du comportement optique du concentrateur de Fresnel a été faite, la puissance collectée par le tube absorbeur a été déterminée à l'aide de la méthode Ray tracing-Monte Carlo, dans le même travail un algorithme d'optimisation basé sur la méthode PSO pour une optimisation opto-géométrique d'un module de Fresnel a été réalisé.

Les résultats d'optimisation obtenus montrent que le module proposé du champ solaire permet de concentrer 60% de l'énergie solaire incidente à la surface des miroirs, ce qui équivaut à 45% de l'énergie incidente (DNI).

Carolina Marugán-Cruz et al [14] ont fait une analyse détaillée de l'influence de la taille du champ solaire et du stockage d'énergie sur la performance annuelle des centrales Fresnel linéaires à production de vapeur directe avec stockage d'énergie thermique intégré. Au fil de cette étude, des centrales uniquement solaires ont été considérées (pas d'hybridation fossile). Un modèle pour la performance hors-dimensionnement du champ solaire a été développé pour simuler le comportement annuel d'une centrale linéaire de Fresnel. Ils ont évalué la performance du bloc de puissance, à la fois à charge nominale et partielle. Et ils ont pu constater que les tailles du champ solaire (multiple solaire) et de la capacité de stockage thermique ont été optimisées pour obtenir le meilleur rendement possible et que l'augmentation du multiple solaire augmente le rendement énergétique, et son effet sur l'électricité nette annuelle (et le facteur de capacité) des centrales LFR est plus important pour les champs solaires de petite taille. Par rapport aux centrales PTC utilisant de l'huile synthétique, qui sont les centrales CSP les plus courantes, le multiple solaire optimal est plus grand pour les centrales DSG à Fresnel linéaire en raison de la plus faible efficacité des réflecteurs de Fresnel linéaire.

Diego Pulido-Iparraguirre et al [15] ont réalisé une étude sur un collecteur linéaire de Fresnel innovant pour fournir de la chaleur dans les processus industriels est conçu et optimisé pour l'emplacement de la Plata-forma Solar de Almería (Espagne), en utilisant un outil d'optimisation basé sur la technique de traçage de rayons optiques. Les améliorations apportées à la nouvelle conception du collecteur offrent des avantages significatifs par rapport aux LFR conventionnels. Il s'agit d'une conception compacte et unique avec une longueur de collecteur fixe, de sorte que le système est entièrement évolutif si une puissance thermique supérieure à celle fournie par un seul module est nécessaire. La configuration proposée du LFR comprend différentes modifications géométriques. Tout d'abord, la forme des miroirs primaires a été établie comme étant cylindrique. Cela implique un rapport de concentration plus élevé par rapport aux miroirs plats, et les miroirs cylindriques sont plus faciles à fabriquer que les miroirs paraboliques. Il a été prouvé qu'une inclinaison du récepteur et du concentrateur améliore la performance optique liée à l'influence de l'angle d'incidence. Une inclinaison appropriée a été trouvée, en tenant compte d'une valeur optimale et de certaines contraintes techniques.

Une autre innovation concerne le système de rotation est-ouest du concentrateur, qui permet d'améliorer l'efficacité optique en réduisant les effets d'ombre et de blocage. La rotation optimale qui maximise la puissance accumulée normalisée frappant le récepteur du LFR a été calculée. Par rapport au récepteur, on a choisi une cavité trapézoïdale avec une configuration d'absorbeur multitube. La stratégie de visée suivie est celle dite du point différentiel, qui délivre

un flux solaire homogène sur le récepteur et évite les points chauds. La hauteur optimale du récepteur qui maximise la puissance accumulée a été trouvée. C'est le seul paramètre qui ne nécessite pas un ajustement précis car il implique un comportement optique similaire pour une large gamme de valeurs de hauteurs de récepteur. Enfin, il a été démontré que le déplacement du récepteur contrebalance l'effet des pertes d'extrémité, existant une valeur optimale.

Jun Ma et al [16] Dans leurs travail l'étude est effectuée à un LFC avec un réflecteur secondaire CPC et un tube sous vide est conçu. Le CPC est simulé et optimisé en utilisant la méthode de traçage de rayons en fonction des caractéristiques du LFC. Une nouvelle méthode pour concevoir le champ du miroir sans ombrage est présentée. Un schéma de conception du champ du miroir est proposé et la variation de la largeur du point réfléchi est analysée par un exemple numérique. Ils ont remarqué l'augmentation de l'angle de demi-acceptation, l'efficacité optique géométrique du CPC augmente lentement puis diminue lentement, tandis que la largeur d'ouverture du CPC diminue de manière exponentielle. Et avec l'augmentation du rapport de tronçage, l'efficacité optique géométrique du CPC diminue lentement, puis augmente légèrement, tandis que la largeur d'ouverture du CPC diminue d'abord de façon plate, puis de façon abrupte. Le CPC conçu avec un angle de demi-acceptation de 50 et un rapport de tronçage de 0,4 pour le LFC peut atteindre une efficacité optique géométrique moyenne de 84,52%. Lorsque l'angle incident initial sans ombrage est de 45, le champ de miroirs conçu peut atteindre un taux d'utilisation du sol de 73,08 % et une efficacité moyenne de l'ombrage et du blocage de 97,56 %.

Conclusion :

Cette partie évoque l'état de l'art de la technologie des concentrateurs linéaire de Fresnel, cette dernière a connu une évolution depuis les premiers essais et tests menés en 1963 jusqu'aux récentes centrales de Fresnel qui sont en cours de construction, la technologie a beaucoup évoluée et donne de meilleures performances avec des coût d'investissements moyens. Elle représente une excellente alternative aux centrales cylindro-parabolique et même les centrales conventionnelles.



CHAPITRE IV

Modélisation théorique:

IV.1 Calcul des performances optiques :

Introduction :

Dans ce chapitre et dans la première partie 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, 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.

Dans la deuxième partie de ce travail, nous allons déterminer les performances thermiques et étudier un absorbeur à cavité trapézoïdale, on va évaluer le coefficient de perte global dans ce dernier. Nous allons également faire une étude comparative entre les résultats trouvés et ceux publiés par Novatec (la centrale qu'on va étudier a été définie et décrite dans le chapitre précédent).

Dans la troisième partie de ce chapitre, nous allons définir le bloc de puissance qui représente : la turbine, différents échangeurs et la génératrice. Nous allons présenter les données techniques de la turbine, ses dimensions standards et enfin les différentes caractéristiques de la turbine.

Pour bien détailler la théorie de conception du concentrateur de Fresnel, nous avons utilisé les travaux réalisés par [17,18], qui ont développé des équations en considérant certaines hypothèses essentielles pour déterminer l'énergie solaire concentrée.

- Le concentrateur doit poursuivre le soleil parfaitement pendant sa course de l'est à l'ouest.
- Les miroirs doivent être parfaitement réfléchissants.
- On prend en considération seule la composante directe du rayonnement solaire.

Il est important d'étudier l'effet de divers paramètres de conception de l'absorbeur à cavité trapézoïdale pour le capteur solaire à concentration de Fresnel, par conséquent une étude a été entreprise pour étudier l'effet de facteur de concentration et de nombre de miroirs ainsi l'influence de ce dernier sur la concentration solaire totale.

La figure 1 montre le schéma de principe en coupe linéaire d'un capteur de Fresnel avec un système réflecteur et absorbeur de forme de cavité, dont la largeur (w) est constante pour chaque miroir [19].

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.

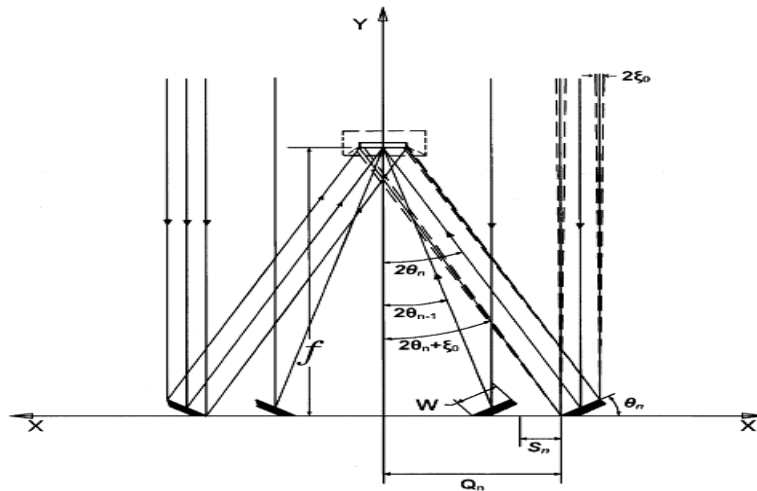


Figure 52: Concentrateur solaire de Fresnel avec une cavité trapézoïdale

Les paramètres d'un miroir :

Chaque miroir est caractérisé par trois paramètres nommés :

- 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 optiques géométriques [3].

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

$$S_n = W \cdot \sin \theta_{n-1} \cdot \tan(2\theta_n + \zeta_0)$$

$$Q_n = Q_{n-1} + W \cdot \cos \theta_{n-1} + S_n$$

Avec : W est la largeur des miroirs.

f est la distance focale.

D'où :

W est la largeur de chaque miroirs plan, $W=100\text{mm}$.

ζ_0 est la moitié de la distance angulaire du soleil en un point quelconque sur terre. ($\zeta_0=16'=0.26^\circ$) [19].

$f=1300\text{mm}$.

Les conditions initiales sont les suivantes : $\theta_0=0$, $S_0=0$, $Q_0=-W/2$, $Q_1=W/2$.

Les conditions initiales des itérations de $n=1, 2, 3, \dots, m$, ou m est le nombre total des miroirs placés dans chaque demi-plan du collecteur par rapport à l'axe central.

Pour positionner les miroirs dans la structure du concentrateur de Fresnel, il faut résoudre les équations (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.

Si le nombre de miroir est paire alors : $n= (n-1) /2$ si non $n=n/2$.

Dans notre étude nous avons retenu 15 miroirs réflecteurs (le miroir central primaire +7 miroirs à droite et 7 à gauche). Il suffit de faire les calculs d'un demi-plan de miroir parce que l'autre demi-plan est symétrique par rapport au miroir central primaire.

Remarque : $n=0$ correspond au miroir central primaire.

Après résolution des équations (1, 2, et 3) nous avons obtenu les résultats suivants :

Tableau 3: Nombre de miroirs en fonction des paramètres de position θ_n , Q_n , S_n

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

La concentration solaire totale (CR) :

La concentration (CR) du collecteur de Fresnel expérimentale a été obtenue en additionnant toutes les concentrations solaires élémentaires (Cl_n) des miroirs donnés par les expressions suivantes [19].

$$CR = 2 \sum_{n=1}^{n=m} Cl_n$$

$$Cl_n = \frac{w \cdot \cos \theta_n}{U_n + D_n + l_n}$$

Où : U_n D_n l_n sont les valeurs des rayons solaires réfléchis sur l'absorbeur et calculés par les expressions suivantes [3].

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

$$D_n = W \cdot \cos \theta_n \cdot \sec 2\theta$$

$$l_n = \frac{f \cdot \sec 2\theta \cdot \sin \zeta}{\cos 2\theta_0 + \zeta_0}$$

Remarque :

$\sec(a) = 1/\cos(a)$ (la sécante de (a) notée $\sec(a)$: elle représente l'inverse du cosinus de (a)), $1/\cos(a)$ c'est-à-dire le rapport de la longueur de l'hypoténuse par la longueur du côté adjacent.

Alors à l'aide des équations (4) et (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, l_n les résultats obtenus sont les suivants :

Tableau 4: Configuration de sept miroirs en fonction d' U_n, D_n, l_n pour $n=7$

n (nombre de miroirs)	U_n	D_n	l_n	$U_n + D_n + l_n$	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

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 :

$$CR = [0.89+0.88+0.86+0.84+0.82+0.79+0.76] = \mathbf{5.84} ; \text{ pour le premier demi-plan.}$$

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

$$CR = 2*[0.89+0.88+0.86+0.84+0.82+0.79+0.76] = 5.84*2 = \mathbf{11.68} ; \text{ pour les deux demi-plans}$$

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 : $11.68+1 = \mathbf{12.68}$.

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 (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 (6, 7, 8).

Exemple de calcul :

Calcul de U_0 , D_0 , 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 :

$$CR=12.68$$

La puissance solaire :

L'énergie solaire disponible sur l'absorbeur (E_f) aux différentes concentrations solaires du réflecteur de Fresnel est estimée par les divers paramètres radiatifs de l'absorbeur pris en considération.

Cette énergie disponible est calculée à l'aide de l'équation (9),

$$E_f=(A_c-A_{nc}) I\rho \gamma\tau\alpha$$

Avec : A_c est la surface collectrice totale (m^2).

A_{nc} est la surface non utilisée (m^2).

I est l'éclairement solaire direct.

ρ est la réflectivité de miroir.

γ est le facteur d'interception.

τ est la transmittivité de la couverture en verre.

α est l'absorptivité de la surface de récepteur.

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.

Tableau 5: La variation de la concentration solaire en fonction du nombre de miroirs

	0		1
Les	(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

valeurs de tableaux ci-dessus sont obtenues comme suit :

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.

La concentration solaire :

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

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

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

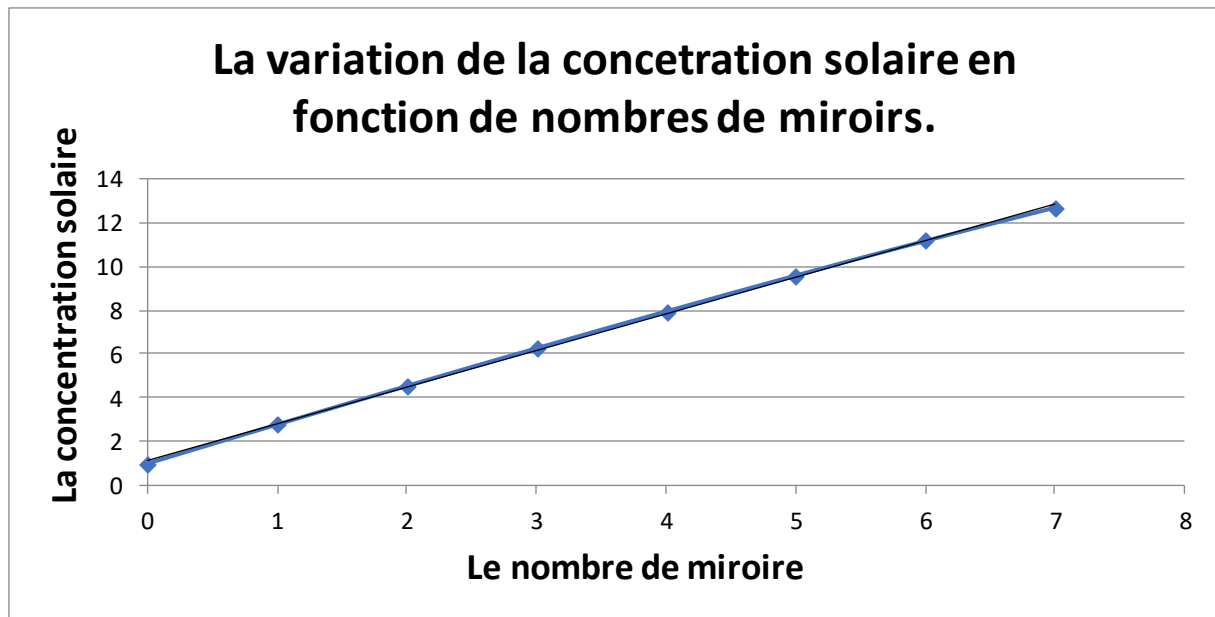


Figure 53 : La relation entre la concentration solaire et le nombre des miroirs dans le réflecteur solaire de Fresnel pour $n=7$

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 (4) la concentration solaire totale est la somme de toutes les concentrations solaires élémentaires de chaque miroir.

D'après [19] 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.

Toujours d'après [19], 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.

Optimisation de la centrale :

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 obtenus sont mentionnés dans la figure ci-dessous :

La figure montre la variation de la concentration solaire en fonction de nombre de miroirs.

Nous avons arrêté les calculs à l'observation d'une stabilité de la concentration ou la diminution de cette dernière.

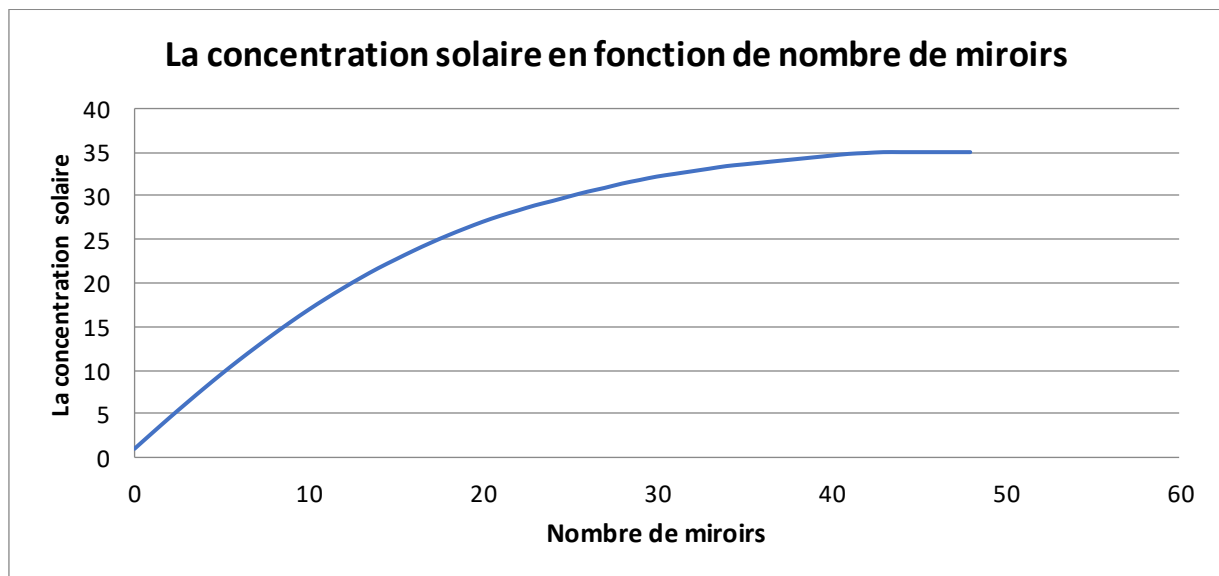


Figure 54 : La relation entre la concentration solaire et le nombre des miroirs dans le réflecteur solaire de Fresnel pour $n=48$

D'après la figure 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 réflecteur 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.

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.

Pour le dimensionnement d'un concentrateur de Fresnel il faut s'intéresser aux équations (1), (2), (3), (4), (5), (6), (7) et, (8) que nous avons étudié ci-dessus.

Conclusion :

Après la résolution de ces équations la valeur optimale des miroirs qui ne doit pas être dépasser est de 40 miroirs réflecteurs (20 miroirs dans le demi-plan droit et 20 dans le demi-plan gauche).

Donc la centrale contient un nombre optimum de 41 miroirs (le miroir central principale +20 miroirs dans le demi-plan droit et 20 dans le demi-plan gauche).

IV.2 Modélisation thermique :

IV.2.1 Calcul des performances thermiques :

Introduction :

Il est important d'étudier l'effet de divers paramètres de conception de l'absorbeur à cavité trapézoïdale sur le capteur solaire à concentration de Fresnel, par conséquent une étude a été entreprise pour étudier l'effet de la forme de l'absorbeur et de la qualité de sa surface sur le comportement thermique du dispositif de réflecteur de Fresnel.

Pour déterminer les performances thermiques du réflecteur de Fresnel nous avons suivi les travaux réalisés par [20 ; 21], où ils ont étudié la perte de chaleur d'un absorbeur linéaire avec une cavité trapézoïdale tapissée d'un ensemble de tubes jointif.

Un ou plusieurs tubes à l'intérieur de l'absorbeur transporte la chaleur transférée à un fluide caloporteur qui est chauffé par le rayonnement solaire concentré.

Notre étude va se baser alors sur le calcul des pertes de chaleur d'un absorbeur linéaire avec une cavité trapézoïdale pour un système à concentration solaire de type Fresnel.

Nous allons déterminer le coefficient de pertes thermiques globales U_L dans l'absorbeur pour pouvoir déterminer les températures d'entrée et de sortie de fluide caloporteur, et les autres paramètres thermiques.

La figure représente un réflecteur de Fresnel avec un absorbeur à une cavité trapézoïdale :

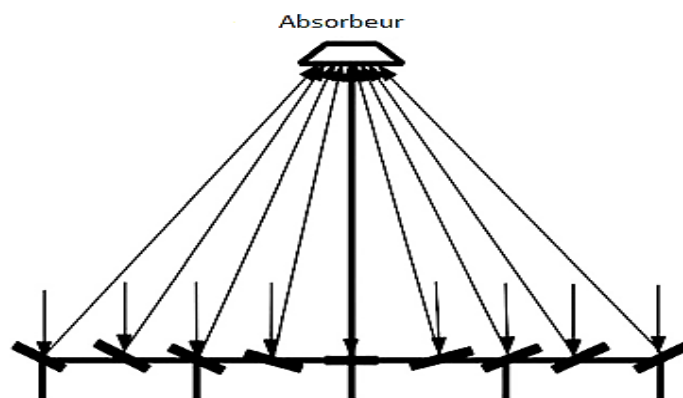


Figure 55: Représentation schématique du réflecteur linéaire de Fresnel d'un absorbeur à une cavité trapézoïdale

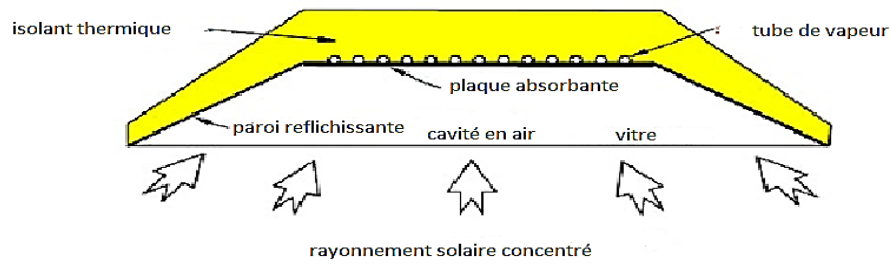


Figure 56: Schéma de principe du récepteur à une cavité trapézoïdale d'un concentrateur linéaire de Fresnel

Les déperditions thermiques globales :

Dans la nature il existe trois modes de transfert thermique, le transfert thermique par conduction, par convection (naturelle et/ou forcée) et par rayonnement.

À partir de ces trois modes de transfert résulte trois types de pertes thermiques : pertes thermiques par conduction, par convection et finalement par rayonnement.

Généralement dans le concentrateur de Fresnel on s'intéresse principalement aux pertes par convection dues à l'air qui circule au-dessous de l'absorbeur (une relation avec la température ambiante et la vitesse du vent) et celles par rayonnement due à l'émissivité de l'absorbeur.

Pour les pertes par conduction, il suffit d'assurer une bonne isolation.

Les constructeurs des réflecteurs linéaires de Fresnel prennent en considération l'isolation des tubes absorbants par le vide qui se fait à l'aide des tubes secondaires entourant les tubes absorbants, cette dernière diminue avec une grande valeur les pertes thermiques par convection.

Le coefficient de pertes thermiques globales U_L :

Pour modéliser les pertes thermiques dans l'absorbeur nous nous appuyons sur le travail réalisé par [21] où il a réalisé un dispositif expérimental contenant un absorbeur avec une cavité trapézoïdale dont les dimensions sont :

- La longueur $L=2.17\text{m}$
- Le diamètre du tube absorbeur $d=0.016\text{m}$
- La température du tube absorbeur $T_t=198.5^\circ\text{C}$
- La température ambiante $T_{a1}=20^\circ\text{C}$ et $T_{a2}=40^\circ\text{C}$ (valables pour des sites Algériens, sont obtenu à partir d'une moyenne mensuelle durant le fonctionnement de la centrale).

Le coefficient de pertes thermiques globales U_L en W/m^2K dans la surface de l'absorbeur muni d'un couvercle en verre est donné par : [21]

$$U_L = 0.357 \cdot (T_t - T_a)^{0.5184} \quad \left[\frac{W}{m^2K} \right]$$

Avec : $110^\circ C < T_t < 285^\circ C$: correspond à la gamme de température de fonctionnement du Réflecteur de Fresnel.

Avec : T_a est la température ambiante.

T_t est la température du tube absorbeur.

On détermine A_t , la surface du tube absorbeur par : $A_t = \pi \cdot d \cdot L = 3.14 \cdot 0.016 \cdot 2.17 = 1.109 m^2$

Pour évaluer le coefficient de pertes thermiques globales dans l'absorbeur dans la même gamme de température ($110^\circ C < T_t < 285^\circ C$) nous proposons de voir l'influence de la différence ($T_t - T_a$) sur le coefficient U_L .

Nous allons utiliser deux températures ambiantes valables pour des sites Algériens.

$T_{a1} = 20^\circ C$ et $T_{a2} = 40^\circ C$.

Tableau 6: La variation du coefficient de perte global en fonction de la température

T_t	$T_t - T_{a1} (^\circ C)$	$U_{L1} (W/m^2 \cdot K)$	$T_t - T_{a1} (^\circ C)$	$U_L (W/m^2 \cdot K)$
110	90	3,679	70	3,229
120	100	3,885	80	3,461
130	110	4,082	90	3,679
140	120	4,270	100	3,885
150	130	4,451	110	4,082
160	140	4,626	120	4,270
170	150	4,794	130	4,451
180	160	4,957	140	4,626
190	170	5,116	150	4,794
200	180	5,269	160	4,957
210	190	5,419	170	5,116
220	200	5,565	180	5,269
230	210	5,708	190	5,419
240	220	5,847	200	5,565
250	230	5,983	210	5,708
260	240	6,117	220	5,847
270	250	6,248	230	5,983
280	260	6,376	240	6,117

Pour $T_{a1}=20^{\circ}\text{C}$ et $T_{a2}=40^{\circ}\text{C}$

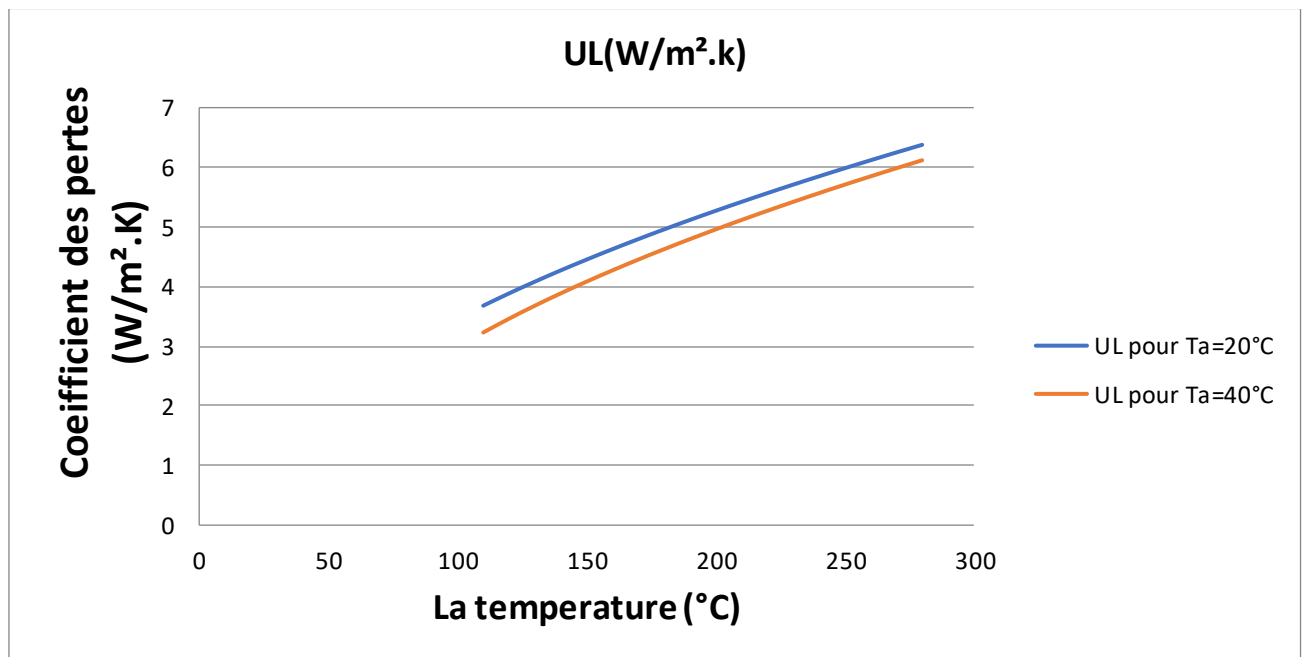


Figure 57 : La variation de U_L en fonction de la température $T_a=20^{\circ}\text{C}$ et 40°C

On remarque d'après le graphe que les coefficients des pertes thermiques globales U_L augmentent légèrement avec l'augmentation de la température. Donc le coefficient des pertes globales varie proportionnellement avec la température et cela est dû à la quantité de chaleur absorbée par l'absorbeur.

Pour $T_a=20^{\circ}\text{C}$:

U_L augmente avec l'augmentation de la température, il varie de 3.67 à 6.37 W/m². K et cela dans la gamme de température de fonctionnement du concentrateur $110^{\circ}\text{C} < T_i < 285^{\circ}\text{C}$.

Donc on constate que le coefficient des pertes varie d'une façon un peu lente, cela est dû à la gamme de température de fonctionnement qui n'est pas élevée, et aussi à la bonne isolation thermique du récepteur.

Pour $T_a=40^{\circ}\text{C}$:

Pour la valeur d' U_L pour une température ambiante de 40°C , le coefficient de perte varie entre 3.22 à 6.11 W/m². K . D'après les expressions et les conditions de l'expérimentation on voit que l'effet de la température ambiante est négligeable sur les pertes thermiques de l'absorbeur surtout à des niveaux de température qui dépassent les 250°C , à titre d'exemple la variation entre les deux valeurs des températures ambiantes est de l'ordre de 4%.

En comparant les résultats obtenus par les deux valeurs de températures ambiantes on peut constater que la température ambiante influe peu sur les pertes thermiques dans l'absorbeur.

La diminution des valeurs du coefficient de perte dans les résultats obtenus pour la température de 40°C peut être expliquée par les pertes par convection qui ont diminuées par la réduction de la valeur de la variation de la température ΔT dans l'équation de la convection, et aussi à l'insertion de la plaque en verre.

D'après les résultats obtenus et les conditions de l'expérimentation on peut constater que le coefficient de pertes thermiques globales dans l'absorbeur du réflecteur linéaire de Fresnel dans la gamme de température ($110^\circ\text{C} < T_t < 285^\circ\text{C}$) est situé entre **3.67 et 6.37 (W/m². K)**.

Après avoir évalué le coefficient de pertes thermiques dans l'absorbeur par une méthode proposée par [21] en utilisant des relations semi empiriques nous allons le recalculer une autre fois mais cette fois par la méthode proposée par Novatec (la centrale que nous allons étudier dans le chapitre suivant, définie et décrit dans le chapitre précédent), nous allons évaluer ce coefficient pour qu'on puisse le comparer avec celui trouvé par la méthode précédente.

L'expression du coefficient de pertes thermiques proposé par Novatec dans le récepteur du champ solaire en fonction de la température est donnée par : [22]

$$U_{L \text{ nova}} = \frac{P}{A \cdot \Delta T} \quad \left[\frac{W}{m^2 K} \right]$$

Avec : $110^\circ\text{C} < \Delta T < 285^\circ\text{C}$

$$P = U \cdot A \cdot \Delta T$$

$$\text{On a: } P_{\text{loss}} = (U_0 \cdot \Delta T) + (U_1 \cdot \Delta T^2) \quad \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

P_{loss} représente la puissance perdue par m^2 .

$$\text{Avec: } U_0 = 0.056 \left[\frac{W}{m^2 K} \right] \quad U_1 = 0.000213 \left[\frac{W}{m^2 K^2} \right] \quad [22]$$

Si on multiplie la puissance par la surface du réflecteur :

$$A_{\text{ref}} = 513.6 \text{ m}^2$$

$P_{\text{loss}} \cdot A_{\text{ref}}$: On aura la puissance perdue en Watt.

En fin pour avoir le U_L en $\left[\frac{W}{m^2 K} \right]$

on applique :

$$U_{L\text{ nova}} = \frac{P[\text{W}]}{A_{\text{ref}} \cdot \Delta T} \quad \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}} \right]$$

Après calcul nous avons trouvé les résultats suivants :

Tableau 7: : La variation du coefficient de perte global (NOVATEC) en fonction de la Température

$\Delta T(^{\circ}\text{C})$	P [W/m²]	P [W]	U_{L nova} [Wm²K]
110	8.73	4487,48	0,0794
120	9.78	5026,71	0,0816
130	10.87	5587,81	0,0837
140	12.01	6170,80	0,0858
150	13.19	6775,67	0,0880
160	14.41	7402,41	0,0901
170	15.67	8051,04	0,0922
180	16.98	8721,54	0,0943
190	18.32	9413,93	0,0965
200	19.72	10128,19	0,0986
210	21.15	10864,33	0,1007
220	22.62	11622,36	0,1029
230	24.14	12402,26	0,1050
240	25.70	13204,04	0,1071
250	27.31	14027,70	0,1093
260	28.95	14873,24	0,1114
270	30.64	15740,66	0,1135

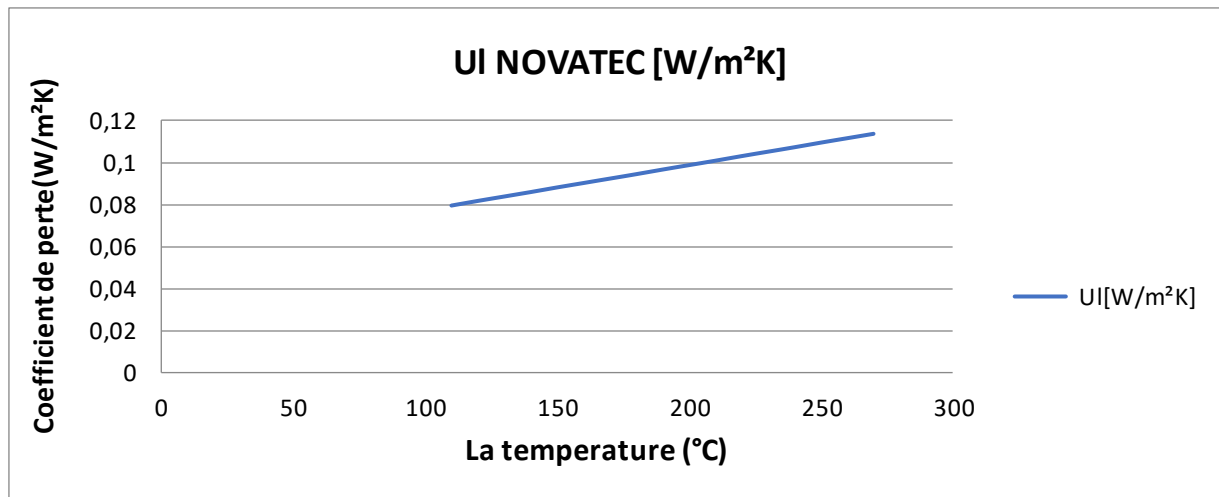


Figure 58 : La variation de UI (NOVATEC) en fonction de ΔT

Pour NOVATEC le coefficient de pertes thermiques est situé entre **0.07940 et 0.1135 (W/m²K)**, et varie selon la température.

D'après ces deux études dans lesquelles nous avons évalué le coefficient de perte thermique dans l'absorbeur du concentrateur linéaire de Fresnel (la première méthode en utilisant des relations semi empiriques proposées par l'auteur [21], ou il a utilisé un absorbeur avec une cavité trapézoïdale avec des tubes jointifs, la deuxième est celle proposée par Novatec ou il a utilisé un absorbeur sous vide et une forme géométrique CPC), nous avons évalué les coefficients de pertes thermiques globales dans l'absorbeur du concentrateur de Fresnel qui varie entre **3.67 et 6.37 (W/m².K)** pour la première, et cela dans une gamme de température variant de **110 à 285°C**, et pour NOVATEC il est compris entre **0.07940 et 0.1135 (W/m²K)** dans la même gamme.

En comparant les résultats trouvés par les deux méthodes on peut dire qu'il y a une différence remarquable entre ces deux derniers. A partir de là on peut dire que Novatec solaire a réussi de faire baisser les pertes thermiques dans l'absorbeur de plus 90%, cela est dû à la haute technologie utilisée par le fabricant qui se résume à la forme géométrique de l'absorbeur et a une très bonne isolation thermique.

Pour des diverses applications du concentrateur de Fresnel nous proposons de diviser la gamme de température en trois intervalles selon l'utilisation :

- De **110 à 160 °C** : pour la production du froid : machines à adsorption
- De **160 à 230 °C** : pour la production de la vapeur.
- De **230 à 285°C** : pour la production de l'électricité, une turbine à vapeur.

Conclusion :

D'après l'analyse optique 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.
- 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.

D'après l'étude thermique on peut conclure que :

- La température ambiante du site n'exerce pas une grande influence sur les pertes thermiques dans l'absorbeur du concentrateur linéaire de Fresnel.
- L'ajout d'un couvercle en verre permet de diminuer les pertes thermiques par convection.
- Le coefficient de perte thermique global dans l'absorbeur en utilisant des relations semi empiriques proposé par [21] varie entre 3.67 et 6.37W/m².K.
- Le coefficient de perte thermique de la centrale Novatec varie entre 0.07940 et 0.1135 W/m².K.
- A partir de ces deux études (proposée par [4] et Novatec, on peut constater que le fabricant Novatec a réussi à faire baisser les pertes thermiques dans l'absorbeur à plus de 90% en adoptant une technologie de pointe. Elle utilise principalement un tube sous vide et un réflecteur secondaire en forme CPC enveloppant l'absorbeur associé à une très bonne isolation thermique.
- Les constructeurs et les fabricant des centrales solaires à concentrateur de Fresnel arrivent à maîtriser la technologie du récepteur thermique, cependant la partie optique demande encore des améliorations. Les effets de blocage, d'ombrage entre les miroirs et à l'effet cosinus restent la difficulté majeure à surmonter par ses constructeurs.



CHAPITRE V

Cahier des charges :

Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons établir un cahier des charges dans lequel nous allons déterminer toutes les caractéristiques de la centrale à étudier et à l'aide du logiciel 'SAM', nous allons calculer les performances de cette 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).

V.1 Description de la centrale :

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.

Toutes les caractéristiques de la centrale à étudier seront représentées dans le tableau suivant :

Tableau 8 Caractéristiques de la centrale étudiée

Champ de miroir	Taille du champ solaire	21571m ²
	Longueur du champ solaire	806m
	Surface net d'ouverture	18489m ²
	La largeur du champ	16.56m
	Surface du réflecteur	513.6m ²
	La longueur du module	44.8m
	La longueur du réflecteur	0.75m
Le récepteur	Diamètre du tube	0.07m
	Diamètre du récepteur	0.6m
	Longueur entre le réflecteur et l'absorbeur	7m
Le bloc de puissance	Rendement du bloc	35%
	Température d'entrée	140°C
	Température de sortie	270°C
	Puissance à la sortie de la génératrice	5MW _e

V.2 Cahier des charges :

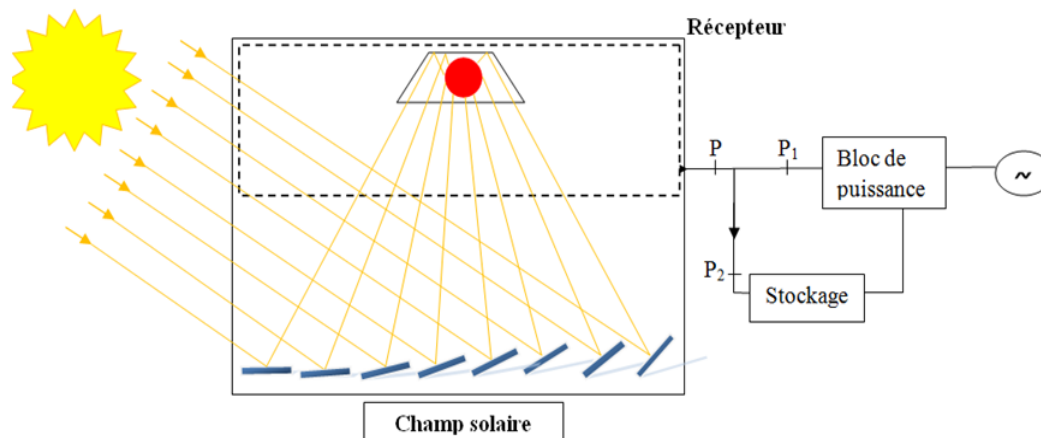


Figure 59 Schéma de la centrale

Puissance sortie génératrice : $P_g = 5 \text{ MW}_e$

Pour alimenter une petite ville de x habitants dont la consommation journalière est **5KW** par famille, chaque famille est composée de **5** personnes.

Répartition des puissances par activité :

Polyclinique = **0.2MW**, industrie = **1MW**, administration = **0.5MW**, autres = **0.3MW**

La somme est 2MW, donc il reste 3MW pour les habitants.

Donc : le nombre d'habitation = $\frac{3000}{5} = \mathbf{600 \text{ habitations}}$

Soit : $x = 600 * 5 = \mathbf{3000 \text{ habitants}}$

Donc, la consommation de la ville est comme suit:

- Polyclinique = **0.2MW**
 - Industrie = **1MW**
 - Administration = **0.5MW**
 - Habitants = **3MW**
 - Autres = **0.3MW**
- } **5MW_e**

Le multiple solaire est pris égal à **1.6** ce qui correspond à **6 heures** de stockage.

Les sites retenus sont :

- Site ouest → Béni-Abbes
- Site centre → Hassi R'mel
- Site est → El oued
- Site sud → Tamanrasset

Les données des sites :

Tableau 9 / Donn2es météorologiques des différents sites

Les sites retenus	Beni-Abbes	Hassi R'mel	El oued	Tamanrasset
DNI _{annuel} (KWh/m ² .an)	2236	2035.5	2149.5	2759.4
T _{amb moy} (°C)	22	22.4	21.4	22.7
Durée d'insolation (heures/an)	3200	3200	3200	3500
DNI _{moy} (W/m ²)	698.7	636	671.7	788.4

Calcul des différentes caractéristiques de la centrale :

Calcul du DNI_{moyenne}(irradiation direct normal) :

$DNI_{moy} = \frac{DNA_{annuel}}{Durée\ d'insolation} = \frac{2236}{3200} = 0.698\text{KW/m}^2 \cdot 10^3 = \mathbf{698.7\text{W/m}^2}$ pour Béni-Abbes, et le même calcul est effectué pour les autres sites.

Calcul des puissances :

On a : Rendement de la génératrice=95%
 Rendement de la turbine =38%
 Rendement accessoires =98%
 $\left. \begin{array}{l} \text{Rendement de la génératrice} = 95\% \\ \text{Rendement de la turbine} = 38\% \\ \text{Rendement accessoires} = 98\% \end{array} \right\} \eta_{\text{bloc}} = 0.95 \cdot 0.38 \cdot 0.98 = 0.35 = \mathbf{35\%}$

$$P_1 = \frac{P_g}{\eta_{\text{bloc}}} = \frac{5}{0.35} = \mathbf{14.28\ MW_{thermique}}$$

$$P = P_1 + P_2 = SM \cdot P_1 \quad \text{avec } SM \text{ est le multiple solaire} = \mathbf{1.6}$$

$$P = 1.6 \cdot 14.28 = \mathbf{22.84\ MW_{thermique}}$$

$$\text{Donc : } P_2 = 22.84 - 14.28 = \mathbf{8.56\ MW_{thermique}}$$

Calcul de la surface de champ pour chaque site :

On a : Rendement du récepteur =85 %
 Rendement optique =45%
 $\left. \begin{array}{l} \text{Rendement du récepteur} = 85\% \\ \text{Rendement optique} = 45\% \end{array} \right\} \text{ donc le rendement global est donné par : } \eta_{\text{global}} = 0.85 \cdot 0.45 = 0.38 = \mathbf{38\%}$

$$\eta_{\text{global}} = \frac{P}{A \cdot \text{DNI}} \implies A = \frac{P}{\eta_g \cdot \text{DNI}} = \frac{22.84 \cdot 10^3}{0.38 \cdot 0.698} = \mathbf{86000\text{m}^2}$$
 pour Béni-Abbes, et le même

calcul est effectué pour les autres sites.

Avec A est la surface de champ

Tous les rendements et les puissances sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau 10 : Rendement et Puissances

Puissance sortie génératrice	5MW _e
Rendement de la génératrice	95%
Rendement de la turbine	38%
Rendement accessoires	98%
Rendement de bloc de puissance	35%
Le rendement optique	45%
Le rendement du récepteur	85%
Le rendement global	38%
Le multiple solaire	1.6
Nombre d'heures de stockage	6 heures
La température d'entrée	140°C
La température de sortie	270°C
La puissance P ₁	14.28 MW _{thermique}
La puissance P ₂	8.56 MW _{thermique}
La puissance P	22.84 MW _{thermique}

Calcul de nombre de bloc et la surface de chaque bloc :

La taille du champ solaire de la centrale (Novatec) est **S=21571m²**

Cette centrale contient 2 blocs, chaque bloc a une puissance de **0.7 MW_e**

$$\frac{A}{S} = \frac{86000}{21571} = 3.98 * 2 = \mathbf{8 \text{ blocs}}$$

La surface d'un bloc : $\frac{86000}{8} = \mathbf{10750\text{m}^2}$ pour Béni-Abbes, et le même calcul est effectué pour les autres sites.

Calcul de la surface réelle de l'absorbeur :

La surface de l'absorbeur unitaire est donnée par : $L \cdot D$

L est la longueur du module =44.8m, D est le diamètre de récepteur=0.6m

$$A_{\text{abs unitaire}}=44.8 \cdot 0.6=26.88\text{m}^2$$

Chaque bloc contient des modules dont la surface du module est **513.6m²**

$$\text{Nombre de module}=\frac{\text{La surface d'un bloc}}{\text{La surface d'un module}}=\frac{10750}{513.6}=21 \text{ modules}$$

Donc : $A_{\text{abs réel}} = \text{Nombre de module multiplié par la surface de l'absorbeur unitaire}$

$$21 \cdot 26.88 = 564.48\text{m}^2 \text{ est la surface d'un absorbeur dans un bloc de 0.7MW}$$

La surface totale des absorbeurs est donnée par le produit de nombre de bloc multiplié par la surface de l'absorbeur réel.

$$S_T=8 \cdot 564.48=4515.8\text{m}^2 \text{ pour Béni-Abbes, et le même calcul est effectué pour les autres sites.}$$

Calcul de la puissance perdue :

$$P_{\text{perte}}=U_L \cdot A_{\text{abs réel}} \cdot \Delta T$$

On a : $T_{\text{ent}}=140^\circ\text{C}$, $T_{\text{sortie}}=270^\circ\text{C}$, $U_L=5\text{W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$ $CP_{\text{perte}}=5 \cdot 4515.8 \cdot 130=2.93 \cdot 10^6 \text{ W}$ pour Béni-Abbes, et le même calcul est effectué pour les autres sites.

Tableau 11 : Les caractéristiques de la centrale dans les différents sites

Les sites retenus	Beni-abbes	Hassi R'mel	El oued	Tamanrasset
DNI _{moy} (W/m ²)	698.7	636	671.7	788.4
La surface du champ solaire (m ²)	86000	94000	89000	76000
Nombre de bloc	8	8	8	7
La surface d'un bloc (m ²)	10750	10804	10853	10857
Nombre de module d'1 bloc	21	21	21	21
Surface d'absorbeur réel (m ²)	564.48	564.48	564.48	564.22
La surface totale des absorbeurs (m ²)	4515.8	4911	4628.7	3949.5
Les puissances perdues (W)	$2.93 \cdot 10^6$	$3.19 \cdot 10^6$	$3 \cdot 10^6$	$3.5 \cdot 10^6$

V.3 Présentation du logiciel SAM (System Advisor Model)



Figure 60 Page de démarrage du logiciel

‘System Advistor Model’, ‘SAM’, est un logiciel qui réalise l’analyse du coût et des performances. Il a été conçu pour faciliter la prise de décision pour les personnes impliquées dans l’industrie des énergies renouvelables. Il a été développé par le laboratoire national des énergies renouvelables le ‘NREL’, les laboratoires nationaux de Sandia, en partenariat avec le département d’énergie des Etats Unies le ‘DOE’, et du programmes et technologies de l’énergie solaire le ‘SETP’. Le logiciel ‘SAM’ calcule le coût de production d’électricité en se basant sur les renseignements fournis sur l’emplacement de l’installation et les coûts d’exploitation, le type de financement, le crédit d’impôt applicable, les incitatifs, et les spécifications du système. Le logiciel, 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, ainsi que les flux de trésorerie. L’interface du tableur de SAM permet d’échanger les données avec des modèles externes développés dans Microsoft Excel. Le modèle fournit des options pour des études paramétriques, analyse de sensibilité, d’optimisation, et de simulation. 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 photo voltaïques, les capteurs plans, le chauffage solaire et d’autres applications. Le modèle des centrales solaires à concentrateurs de Fresnel a été développé par Novatec solaire, et c’est la centrale que nous allons étudier dans ce qui suit.

Les caractéristiques de la centrale ainsi que les hypothèses de la simulation sont représentées sur un cahier des charges dans lequel on définit toutes les caractéristiques de la centrale. [23]

V.4 Validation des résultats

À titre de comparaison, nous voulons vérifier les résultats trouvés dans la dans la création de cahier des charges, dans lequel on a déterminé les différentes performances de la centrale en utilisant une méthode globale de calcul, ces performances ont été calculées en utilisant un DNI calculé par le rapport de l'irradiation annuelle normale par la durée d'insolation, dans ce qui suit nous proposons de vitrifier ces résultats avec ceux trouvés par le logiciels SAM [24] , et en prenant une journée représentative de l'année (21 juin, la journée la plus lente), nous allons prendre les valeurs du DNI et recalculer la puissance à la sortie, puis on va déterminer l'erreur commise pour chaque site. Les résultats sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau 12 : Etude comparative entre la méthode de calcul global et celle de SAM

Les sites retenus	Hassi R'mel	Tamanrasset	Béni-Abbés	El oued
DNI _{moy} (W/m ²) [M1]	636	788.4	698.7	671.7
Puissance(MW) [M1]	5	5	5	5
Puissance(MW) [SAM]	4.74	5.01	5.14	5.43
Erreur commise (%)	5.12	0.37	2.7	7.9

M1 dans le tableau représente la première méthode du calcul (la méthode globale dans le cahier des charges).

D'après cette étude comparative qui a pour but de vérifier les résultats obtenus dans la méthode globale, avec ceux calculés par le logiciel de simulation SAM, on remarque que la puissance de sortie varie entre 4.74 à 5.43MW, donc on voit que il y'a pas une grande différence entre les puissances calculées par les deux méthodes, et d'après le calcul d'erreur qui ne dépasse pas 8%, on peut valider les résultats trouvés par la méthode global qui a été utilisée pour le cahier des charges.

V.4.1 Analyse économique :

Dans cette partie du chapitre nous allons représenter les résultats de l'analyse économique de la simulation, cette dernière nous a permis d'avoir : l'énergie annuelle produite ainsi que le coût actualisé de l'électricité pour chaque site.

V.4.2 Evaluation du coût actualisé de l'électricité :

Le coût actualisé de l'électricité, Levelized electricity cost 'L.E.C', est l'indicateur principal pour l'analyse économique des systèmes à concentration solaire, il représente la valeur actualisée des coûts convertis en un courant de paiements annuels égaux, et divisés par la production électrique annuelle.

V.4.3 Hypothèse de l'analyse économique :

Les hypothèses de l'analyse économique sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau 13 : Hypothèse de l'analyse économique

Le coût du champ solaire		15.750 DA/m ²
Le coût du récepteur		2.450 DA/m ²
Le coût du bloc de puissance		61.600 DA/KW _e
Coût total de la centrale		1.287.295.660DA
Coût du fonctionnement et de maintenance fixe		22.750.000 DA/KW.an
Coût du fonctionnement et de maintenance variable	Hassi R'mel	22.774.840 DA/MWh
	Tamanrasset	22.785.112 DA/MWh
	Béni-Abbes	22.772.893 DA/MWh
	El Oued	22.776.943 DA/MWh

Pour les valeurs du coût de fonctionnement et de maintenance fixe et variable, le coût fixe est donné par le logiciel $65\$ * 137 \text{ DA} * 5000 \text{ KW} = 44525000 \text{ DA/KW.an}$

V.4.4 Résultats de l'analyse économique :

Les résultats de l'analyse financière sont représentés sous forme de tableau, ce dernier regroupe : l'énergie annuelle produite par an, le LEC en DA/kWh, l'irradiation directe annuelle, le chiffre d'affaires pour 4 DA le KWh et le chiffre d'affaires pour le KWh vendu à 12 DA (trois fois le coût du KWh), et cela en appliquant le décret du ministère de l'énergie [25]. On présente aussi le gain par rapport à un site de référence (le site le moins bon), pour les deux coûts de 4 et 12DA, et enfin nous allons représenter le nombre d'années de fonctionnement pour rentabiliser la centrale pour chaque site, c'est-à-dire le nombre d'années pour que la centrale récupère son investissement.

Tous les résultats de l'analyse économique sont regroupés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 14 : Résultats et analyse économique

Les sites retenus	Hassi R'mel	Tamanrasset	Béni-abbés	El Oued
Irradiations annuelles (KWh/m ² .an)	2008,4	2759,4	2114	2137
Energie annuelle produite (MWh)	8280	11704	7631	8981
Le LEC (DA/KWh)	12,42	8,86	13,45	11,47
Chiffre d'affaires pour 4DA le KWh	33.121.300	46.816.608	30.526.400	35.926.780
Chiffre d'affaires pour 12DA le KWh	99.363.900	140.449.824	91.579.200	107.780.340
Le gain pour 4DA le KWh	2.594.900	16.290.208	0	5.400.380
Le gain pour 12 DA le KWh	7.784.700	48.870.624	0	16.201.140
Le gain en pourcentage	7.83%	34.7%	0	15%
Nbre d'année de rentabilité (4DA)	38 ans	27ans	42 ans	35 ans
Nbre d'année de rentabilité (12DA)	13 ans	9 ans	14 ans	12 ans

Pour les valeurs des irradiations annuelles, de l'énergie annuelle produite, et du LEC, ils sont donnés par le logiciel après la simulation. Ce qui concerne le chiffre d'affaires pour un coût de 4DA le KWh il est calculé en multipliant l'énergie annuelle produite par 4DA et 12DA respectivement. Pour le gain, on a pris le site le moins bon (Béni-Abbes) et on a fait la différence des chiffres d'affaires des autres sites par rapport à celui-ci.

Pour le nombre d'années pour que la centrale récupère son investissement, on divise le coût total de la centrale par le chiffre d'affaires.

V.5 Comparaison entre les sites :

Nous voulons savoir la rentabilité de chaque site par rapport à un autre, coté gain et perte, pour cela nous proposons de faire une étude comparative pour les chiffres d'affaires obtenus pour chaque site, le résultat de cette étude est donné sous forme de tableau, le chiffre donné représente soit un gain (+) soit une perte (-) pour un coût du KWh de 12DA.

Tableau 15: comparaison entre les sites

	Hassi R'mel	Tamanrasset	Béni-Abbes	El oued
Hassi R'mel	0 DA	+41.085.924 DA	-7.784.700 DA	+8.416.440 DA
Tamanrasset	-41.085.924 DA	0 DA	-48.870.624 DA	-32.669.484 DA
Béni-Abbes	+7.784.700 DA	+48.870.624 DA	0 DA	+16.201.140 DA
El oued	-8.416.440 DA	+32.669.484 DA	-16.201.140 DA	0 DA
	Hassi R'mel	Tamanrasset	Béni-Abbes	El oued
Hassi R'mel	0 DA	-41.085.924 DA	+7.784.700 DA	-8.416.440 DA
Tamanrasset	+41.085.924 DA	0 DA	+48.870.624 DA	+32.669.484 DA
Béni-Abbes	-7.784.700 DA	-48.870.624 DA	0 DA	-16.201.140 DA
El oued	+8.416.440 DA	-32.669.484 DA	+16.201.140 DA	0 DA

Il est à noter que le signe (+) représente le gain en dinars, et le signe (-) représente la perte.

V.6 Les résultats en graphes :

V.6.1 L'irradiation annuelle directe :

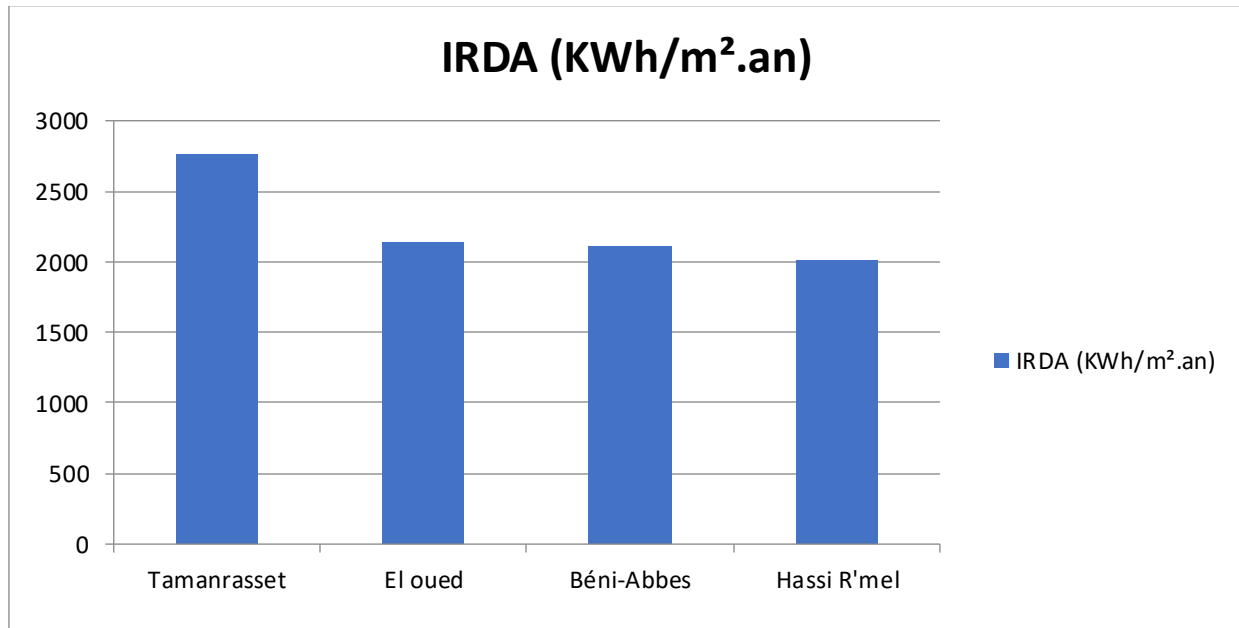


Figure 61: L'irradiation directe annuelle pour les quatre sites

V.6.2 L'énergie annuelle produite :

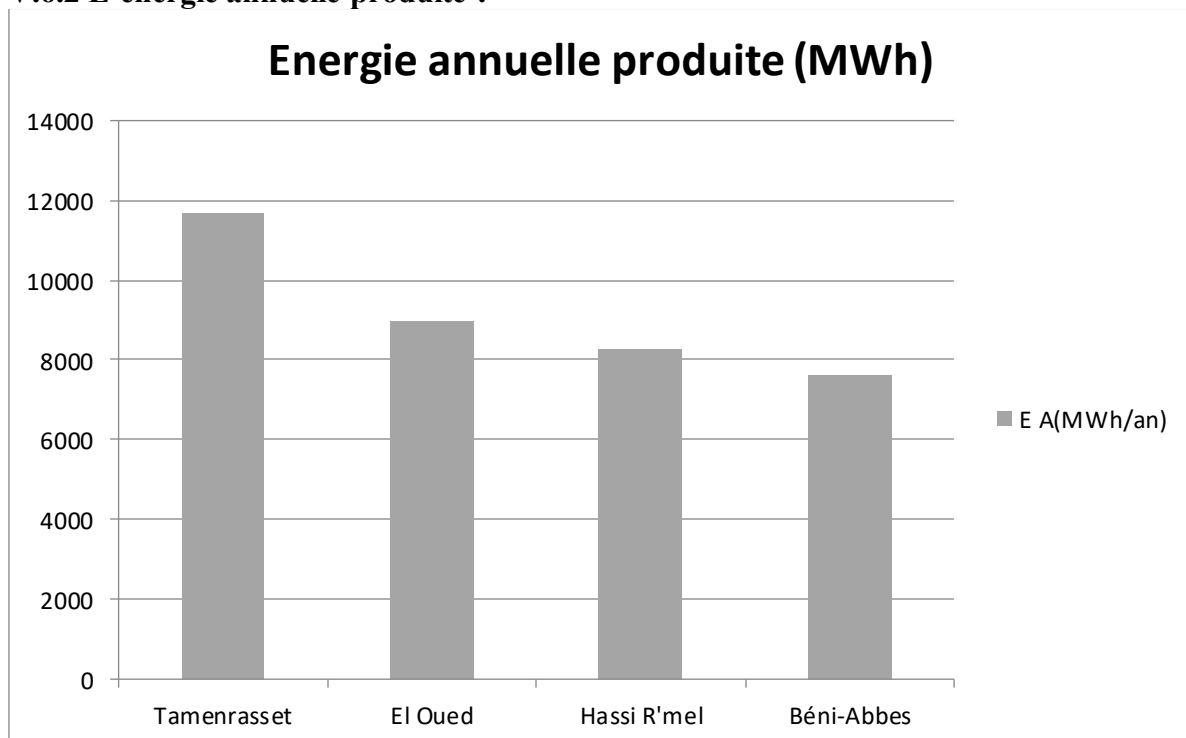


Figure 62 : L'énergie annuelle que produit la centrale pour chaque site

V.6.3 La fraction solaire dans la production de la centrale :

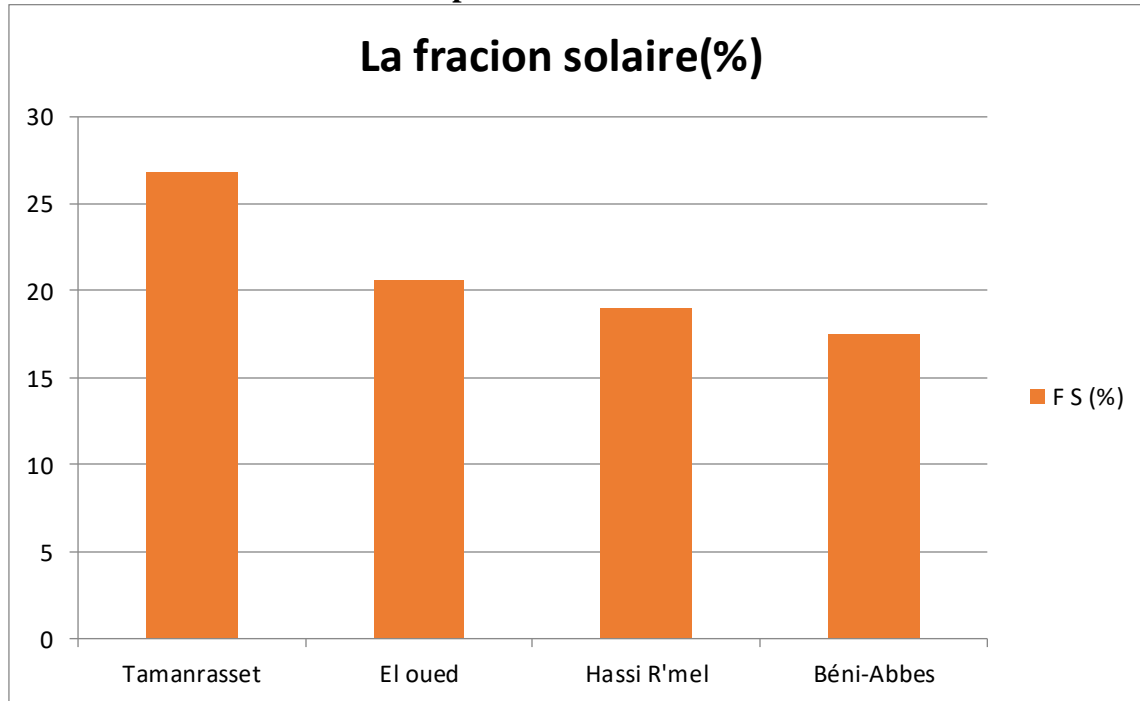


Figure 63: La fraction solaire dans la production de la centrale pour chaque site

V.6.4 Le LEC (le coût actualisé du kWh) :

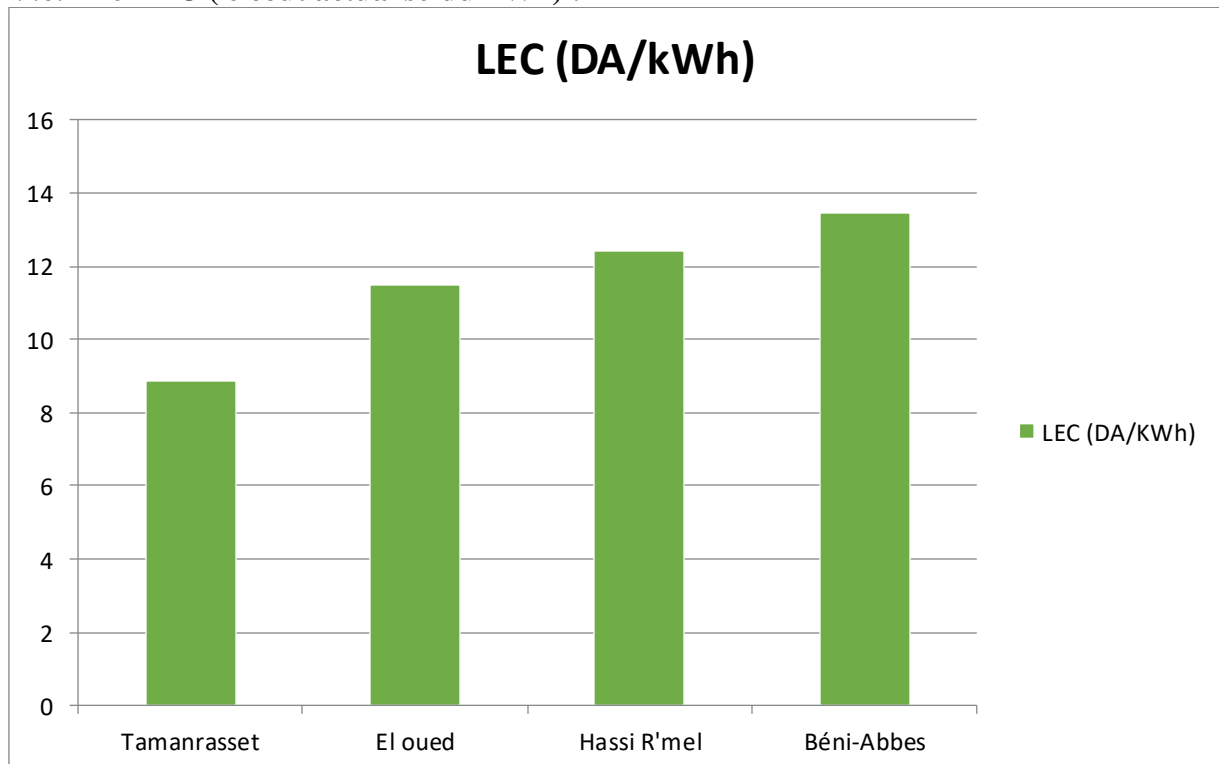


Figure 64: Le coût actualisé de l'électricité pour quatre sites

V.6.5 Le chiffre d'affaires :

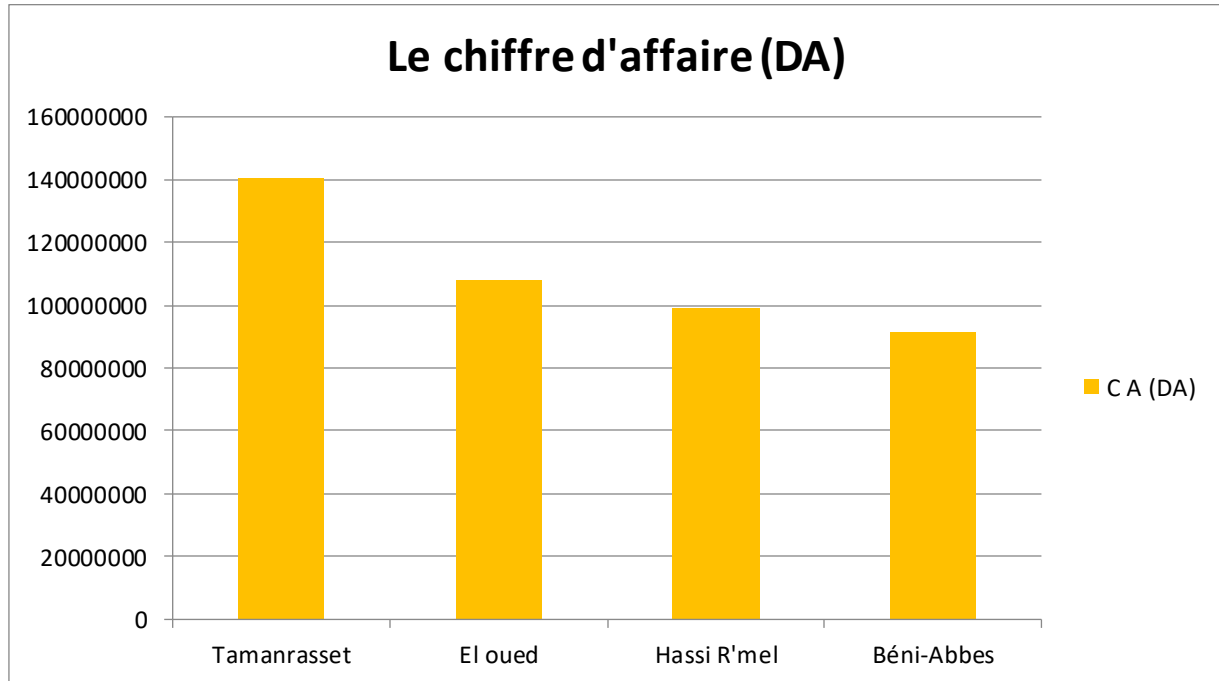


Figure 65: Le chiffre d'affaires pour les quatre sites

V.6.6 Le nombre d'année pour récupérer l'investissement :

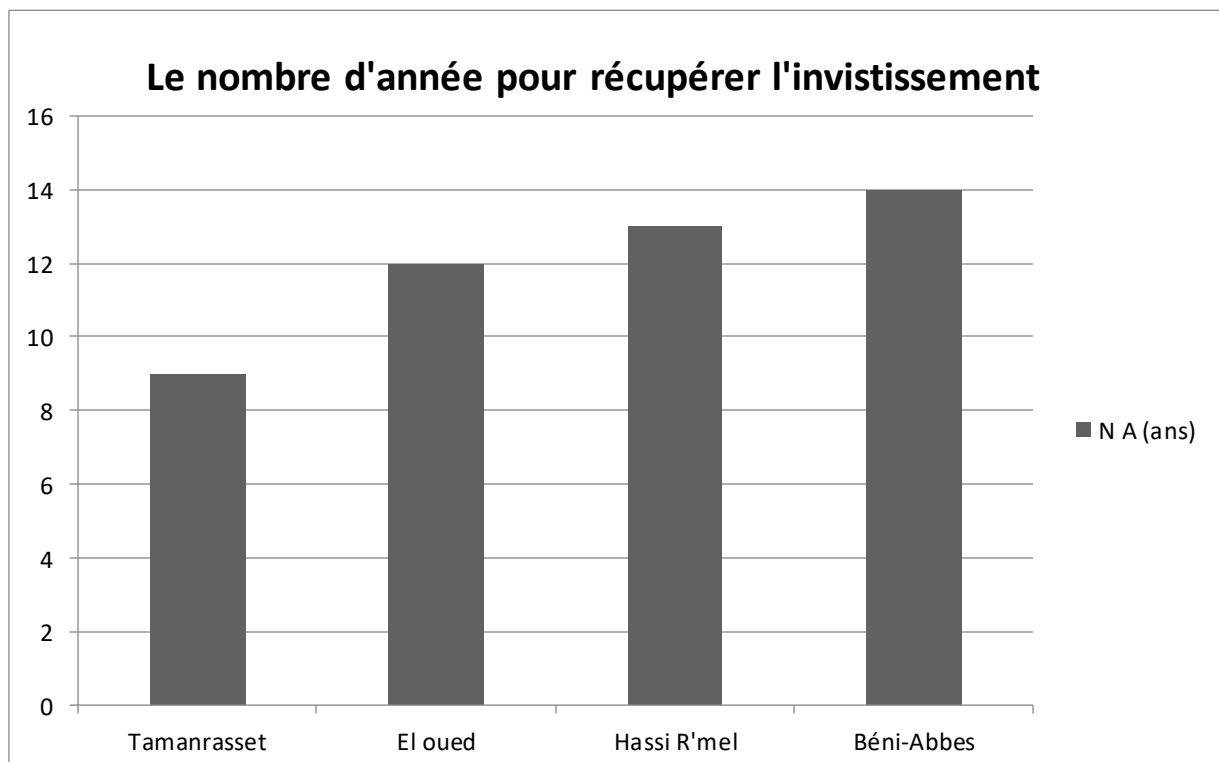


Figure 66: Nombre d'année pour récupérer l'investissement

V.7 Interprétation des résultats :

V.7.1 Irradiation directe annuelle :

L'histogramme de la figure 59 représente les irradiations directes annuelles des sites de Tamanrasset, El Oued Béni-Abbés, et Hassi R'mel, avec respectivement des valeurs de 2759.4 kWh/m² par an, 2137 kWh/m² par an, 2114 kWh/m² par an et 2008.4 kWh/m² par an. Tamanrasset a le gisement solaire le plus important avec une irradiation directe annuelle qui dépasse les 2500 kWh/m² par an ce qui rend ce site le plus favorable à ce type de technologie de la concentration solaire.

V.7.2 L'énergie annuelle produite :

L'histogramme de la figure 60 représente 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'El Oued, de Béni-Abbes puis de Hassi Rmel, ces sites offrent une énergie annuelle respectivement égale à 11704.152 MWh, 8981.695MWh, 8280.325MWh et 7631.6 MWh.

V.7.3 La fraction solaire dans la production :

L'histogramme de la figure 61 représente la fraction solaire dans la production de la centrale, elle est donnée en pourcentage. Elle indique la capacité de la centrale dans l'utilisation de l'énergie solaire. Ce facteur est proportionnel à l'énergie annuelle produite, il est important à Tamanrasset, puis à El Oued, à Hassi R'mel, et Béni-Abbes, ces valeurs sont respectivement égales à 26.8%, 20.6%, 19%, et 17.5%.

V.7.4 Le LEC (le coût actualisé du kWh) :

L'histogramme de la figure 62 donne le LEC (Levelized electricity cost), qui indique le coût actualisé de l'électricité, ce chiffre est obtenu par le logiciel SAM après simulation, le site le plus rentable est celui qui a un faible LEC, donc d'après la figure, le site qui a un faible LEC est Tamanrasset, suivit d'El Oued, Hassi R'mel, puis Béni-Abbes, pour des valeurs respectives de 8.86 DA/kWh, 11.47 DA/kWh, 12.42 DA/kWh, et 13.45 DA/kWh.

V.7.5 Chiffre d'affaires :

Le chiffre d'affaires calculé pour les 4 sites considérés (figure 63) est obtenu en multipliant l'énergie annuelle produite par le coût actualisé du kWh (4DA), ce qui nous donne les valeurs de 46.816.608 DA pour le site de Tamanrasset, 35.926.780 DA pour le site de El Oued, 33.121.300 DA pour le site de Hassi R'mel, et 30.526.400 DA pour le site de Béni-Abbes évalué à raison de 4 DA le kWh (coût pratiqué par Sonelgaz).

Si on tient compte de la loi d'aide que propose le gouvernement à la production d'énergie par voie solaire (soit 03 fois cette valeur) [26], cela nous ramène à recalculer le chiffre d'affaires pour 12 DA le kWh et le résultat est les suivants : 140.449.824 DA pour le site de Tamanrasset, 107.780.340 DA pour le site de El Oued, 99.363.900 DA pour le site de Hassi R'mel, et 91.579.200 DA pour le site de Béni-Abbes.

V.7.6 Le nombre d'année pour récupérer l'investissement :

Dans la figure 64 on présente le nombre d'années de fonctionnement qu'il faut pour récupérer le coût d'investissement de la centrale, ce chiffre est obtenu en divisant le coût total de la centrale qui est 1.287.295.660 DA par le chiffre d'affaires obtenu soit pour 4 DA le kWh ou pour 12 DA si en tient compte des mesures incitatives. Les résultats obtenus suivent ceux de l'énergie produite, ainsi que les chiffres d'affaires, le site le plus rentable est celui de Tamanrasset, suivit de celui d'El Oued, puis Hassi Rmel, et Béni-Abbes, avec respectivement pour des durées de 27ans, 35ans, 38ans, 42ans, à raison de 4 DA le kWh. Si on refait le calcul pour 12DA le kWh les résultats sont 9ans, 12ans, 13ans, et 14ans. Ici on voit l'importance de l'application du décret « feed in tarrif » du ministère de l'énergie qui permet de vendre à un triple prix le kWh, en prenant Tamanrasset par exemple, à partir de la 10^{ème} année les revenus de la centrale sont des gains à 100%.

V.8 Comparaison entre les sites :

À titre de comparaison on veut bien connaitre la rentabilité de chaque site par rapport à un autre, ce qui a été présenté dans le tableau 14 regroupe tous les cas possibles des gains et pertes. En analysant ces résultats nous avons pu constater que le site de Tamanrasset est meilleur par rapport aux autres, en le comparant avec Hassi R'mel on économise 41.085.924 DA, et avec celui de Béni-Abbes 48.870.624 DA, et avec El Oued 32.669.484 DA, en revanche le site le plus mauvais est Béni-Abbes. En comparant ce dernier avec Hassi R'mel on enregistre un déficit de 7.784.700 DA, avec Tamanrasset il est de 48.870.624 DA, et avec El Oued il est de 16.201.140 DA.

Conclusion :

La simulation avec le logiciel SAM nous a permis de déterminer les performances de la centrale pour chaque site, en premier est consacrée à l'étude économique de la centrale, dans cette partie nous avons déterminé l'irradiation directe annuelle, l'énergie annuelle produite et le L.E.C pour chaque site. La production énergétique annuelle du site de Tamanrasset est beaucoup plus importante que celle des trois autres sites, nous avons trouvé que le LEC kWh du site de Tamanrasset est le moins élevé, ce qui confirme sa rentabilité, à partir de la production annuelle,

nous avons calculé le chiffre d'affaires pour 4 DA le kWh, puis le chiffre d'affaires pour 12 DA le kWh, ce qui donne des valeurs de 48.870.624 DA pour Tamanrasset, 16.201.140 DA pour El Oued, et 7.784.700 DA pour Hassi R'mel. Nous avons aussi déterminé le nombre d'années pour que la centrale recouvre son financement et on a trouvé une valeur de 9 ans pour Tamanrasset et 12ans pour El Oued. En termes de rentabilité, cette analyse nous a donné des chiffres plus intéressants pour le site de Tamanrasset et le site d'El Oued.

D'après ces deux analyses thermiques et économiques, on remarque que les résultats trouvés sont bien concluants, les sites étudiés sont tous favorables à l'implantation des centrales solaires à concentrateur de Fresnel, toutefois le site le plus favorable est celui qui donne des performances thermiques et économiques plus élevées. Tamanrasset vient en tête suivi d'El oued, de Hassi R'mel, et enfin celui de Béni-abbés.

Conclusion générale :

En conclusion, ce travail s'est concentré sur les énergies renouvelables, un domaine important de l'avenir énergétique, avec un accent particulier sur les centrales solaires thermodynamiques et les concentrateurs linéaires de Fresnel.

En cinq chapitres, nous avons passé en revue les concepts de base, l'état de l'art et la modélisation de ces technologies prometteuses.

Le premier chapitre a jeté les bases en présentant les énergies renouvelables comme une réponse importante aux défis environnementaux et énergétiques mondiaux. Nous avons souligné leur rôle important dans la transition vers une énergie propre et durable.

Le chapitre 2 s'est concentré sur les centrales solaires thermodynamiques et a expliqué leur fonctionnement ainsi que leurs avantages et inconvénients. Nous avons discuté de sa capacité à produire de l'électricité de manière constante sans lumière directe du soleil, ce qui en fait une option privilégiée pour l'intégration au réseau électrique.

Le chapitre 3 a analysé l'état de l'art des concentrateurs linéaires de Fresnel, en passant en revue diverses conceptions et innovations récentes. Nous avons souligné son efficacité et son adaptabilité, ainsi que son potentiel dans différents contextes géographiques.

Le chapitre 4 s'est concentré sur la modélisation des concentrateurs solaires et a souligné l'importance de la simulation dans la conception d'un système optimal et la prévision de ses performances.

Enfin dans le chapitre 5 nous avons établi un cahier des charges dans lequel nous avons déterminé les différentes caractéristiques de la centrale à savoir les caractéristiques optiques, thermiques et thermodynamiques ou nous avons pu constater l'importance des différents paramètres qui influent sur les performances de la centrale. Ce qui nous a conduit à déduire que le site le plus favorable est le site de Tamanrasset au vu de ses conditions météorologiques favorables afin de permettre l'implantation de ce type de centrale.

Dans l'ensemble, ce mémoire a contribué à une meilleure compréhension des applications solaires thermiques notamment le solaire concentré et a mis en évidence le potentiel des centrales solaires thermodynamiques et des concentrateurs linéaires de Fresnel.

Ces technologies offrent des solutions viables pour produire de l'électricité propre dans la mesure où elle joue un rôle clé dans la transition vers un avenir énergétique plus durable et

responsable. Ce projet a également souligné l'importance de la modélisation en tant qu'outil essentiel pour la conception, l'optimisation et l'évaluation de ces systèmes. La combinaison d'une compréhension théorique et d'une simulation précise ouvre de nouvelles perspectives pour maximiser le potentiel des applications solaire thermiques et des technologies associées.

En fin de compte, il est important que la société, la politique et l'industrie reconnaissent l'importance stratégique des énergies renouvelables et investissent dans leur développement et leur déploiement à grande échelle. Le but de ce travail est de contribuer à cette reconnaissance et d'encourager la poursuite des recherches dans le domaine de l'énergie solaire vers un avenir énergétique plus propre et plus durable.

Bibliographie :

1. Solar energy Engineering Edited by A. A.M. SA YIGH MECHANICAL ENGINEERING DEPARTMENT COLLEGE OF ENGINEERING RIYADH UNIVERSITY RIYADH, SAUDI ARABIA
2. C. Julian Chen - Physics of Solar Energy -John Wiley & Sons (2011).
3. Renewable Energy Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects Third Edition Bent Sørensen Roskilde University Energy & Environment Group, Institute 2, Universitetsvej 1, P O Box 260 DK-4000 Roskilde, Denmark
4. Renewable Energy Technology, and Environment Martin Kaltschmitt. Wolfgang Streicher Andreas Wiese Economics With 270 Figures and 66 Tables
5. B. Y. H. Liu and R. C. Jordan. The interrelationship and characteristic distribution
6. of direct, diffuse, and total solar radiation. Solar Energy, 4(3):1–19, 1960.
7. P. J. Lunde. Solar Thermal Engineering. John Wiley and Sons, New York, 1980.
8. Renewable Energy World. Global concentrated solar power industry to reach 25.
9. gw in 2020. REW, 2009.
10. https://www.universalis.fr/encyclopedie/astrometrie/#i_20806
11. https://fr.wikipedia.org/wiki/Syst%C3%A8me_de_coordonn%C3%A9es_horaires#:~:text=Le%20syst%C3%A8me%20de%20coordonn%C3%A9es%20horaires,le%20syst%C3%A8me%20de%20coordonn%C3%A9es%20%C3%A9quatoriales.
12. <https://desktop.arcgis.com/fr/arcmap/10.3/guide-books/map-projections/about-geographic-coordinate-systems.htm>

13. Renewable Energy Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy, and planning aspects Third Edition Life-cycle analysis of energy systems (with Kuemmel and Nielsen). 1997
14. Revue des Energies Renouvelables Vol. 16 N°1 (2013) 119 – 127 Etude théorique et expérimentale des performances thermiques d'un capteur solaire avec effet de concentration linéaire de type Fresnel
15. Optique et concentration de l'énergie solaire Optics for Concentrated Solar Power (CSP)
16. François Hénault Institut de Planétologie et d'Astrophysique de Grenoble
17. Université Grenoble-Alpes Centre National de la Recherche Scientifique BP 53, 38041 Grenoble – France
18. (Woodhead Publishing Series in Energy) Keith Lovegrove, Wes Stein - Concentrating Solar Power Technology_ Principles, Developments, and Applications-Woodhead Publishing (2020)
19. (Woodhead Publishing Series in Energy) Keith Lovegrove, Wes Stein - Concentrating Solar Power Technology_ Principles, Developments, and Applications-Woodhead Publishing (2020)
20. Canavarro, D., Chaves, J., & Collares-Pereira, M. (2014). Simultaneous multiple surface method for linear Fresnel concentrators with tubular receiver. *Solar Energy*, 110, 105–116.
21. Chaves, J., & Collares-Pereira, M. (2010). Etendue-matched two-stage concentrators with multiple receivers. *Solar Energy*, 84(2), 196–207.
22. Dabiri, S., Khodabandeh, E., Poorfar, A. K., Mashayekhi, R., Toghraie, D., Zade, A., et al. (2018). Parametric investigation of thermal characteristic in trapezoidal cavity receiver for a linear Fresnel solar collector concentrator. *Energy*, 153, 17–26.

23. Sahoo, S. S., Singh, S., & Banerjee, R. (2012). Analysis of heat losses from a trapezoidal cavity used for Linear Fresnel Reflector system. *Solar Energy*, 86(5), 1313–1322.
24. *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*
 - A. A. M. Sayigh (Eds.) - Solar Energy Engineering-Academic Press Inc (1977).
25. (Energy Systems in Electrical Engineering) Shyam_Tiwari, Arvind_Tiwari, G. N - Handbook of Solar Energy Theory, Analysis and Applications-Springer (2016_2018).
26. François Veynandt, Thèse Doctorat« Cogénération héliothermodynamique avec concentrateurs linéaire de Fresnel : Modélisation de l'ensemble du procédé» INP Toulouse, 1er Décembre 2011.
27. Syndicat des énergies renouvelables 13-15, rue de la Baume 75008 Paris, dernière révision du document juin 2012.
28. GIL, A. MEDRANO, M. MARTORELL, I. LÁZARO, A. DOLADO, P. ZALBA, B and CABEZA, L.F. State of the Art on High Temperature Thermal Energy Storage for Power Generation. Part 1 – Concepts, Materials and Modellization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2010, vol. 14, p. 31-55.
29. M.J. Montes, C. Rubbia, R. Abbas, J.M. Martínez-Val, A comparative analysis of configurations of linear Fresnel collectors for concentrating solar power, *Energy* 2014;73:192-203.
30. S. Benyakhlef, A. Al Mers, O. Merroun, A. Bouatem, N. Boutammachte, S. El Alj, H. Ajdad, Z. Erregueragui, E. Zemmouri, Impact of heliostat curvature on optical performance of Linear Fresnel solar concentrators, *Renewable Energy* 2016;89:463-474
31. Karathanasis Stavros. *Linear Fresnel reflector systems for solar radiation concentration, theoretical analysis, mathematical formulation and parameters' computation using MATLAB*. Springer Nature Switzerland AG; 2019, ISBN 978-3-030-05279-9. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-05279-9> (eBook).

32. Y. Qiu, Y.-L. He, Z.-D. Cheng, K. Wang, Study on optical and thermal performance of a linear Fresnel solar reflector using molten salt as HTF with MCRT and FVM methods, *Applied Energy* 2015;146:162-173
33. E. Bellos, C. Tzivanidis, A. Papadopoulos, Optical and thermal analysis of a linear Fresnel reflector operating with thermal oil, molten salt and liquid sodium, *Applied Thermal Engineering* 2018;123:70-80
34. <http://helioscsp.com/tag/novatec-solar/>. (Dernière consultation le 17 Août 2021)
35. <http://helioscsp.com/tag/areva-solar/>. (Dernière consultation le 17 Août 2021)
36. Solar Power Group. The FresDemo project : A presentation on the current status and
37. recent developments, 2008.
38. <https://solarpaces.nrel.gov/> (Dernière consultation le Août 2021)
39. Barbon A, Barbon N, Bayon L, Otero JA. Optimization of the length and position of the absorber tube in small-scale Linear Fresnel Concentrators. *Renew Energy* 2016;99:986e95.
40. Amin Roostae, MehranAmeri. Effect of linear Fresnel concentrators field key parameters on reflectors configuration, trapezoidal cavity receiver dimension, and heat loss. *Renewable Energy*; 2018. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.053>.
41. Liang Kai, Xue Kaili, Zhang Heng, Chen Haiping, Ni Jianxiong. Design and performance analysis of an annular Fresnel solar concentrator. *Energy* 2020;210:118594.
42. Ajdad H, Filali Baba Y, Al Mers A, Merroun O, Bouatem A, Boutammachte N. Particle swarm optimization algorithm for Optical-geometric optimization of Linear Fresnel solar concentrators. *Renewable Energy*; 2018. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.001>.

43. **Negi B S, Mathur S S, et Kandpal T C.** "Optical and thermal performance evaluation of
44. linear Fresnel reflector solar concentrator". Solar and Wind Technology, Volume 6,
45. pages 589-593. 1989.
46. **Bliss R et Whillier.** "The derivation of several, plate efficiency factors, useful in the
47. design of the flat plat solar heat collector". Solar Energy. Vol 4. Pages 55-64.1959.
48. **Panna L S, Sarvia R M et Bhagoria J L.** "Thermal performace of linear Fresnel
49. reflecting solar concentrator with trapezoidal cavity absorbers". Applied Energy,
50. Volum
51. 87, September 2009, Pages 541-550.
51. **S. Flores Larsen, M Altamirano, A. Hernadez** "Heat loss of a trapezoidal cavity
52. absorber for a linear Fresnel reflecting solar concentrator" Applied Energy volum 39
53. pages 198-206 August 2011.
54. Site web [http //www.Novatec solaire.com](http://www.Novatec_solaire.com). Consulté en Mars 2022.
1. R.E.Smalley,Future global energy prosperity: theterawatt
challenge.MRSBull.30, 412–417(2005)
55. S. Mihoub, A. Chermiti, H. Beltagy, Methodology of determining the optimum
56. performances of
57. future concentrating solar thermal power plants in Algeria. Energy Int. J. 122, 801–810
(2017)
57. B. Srimanickam, M.M. Vijayalakshmi, E. Natarajan, Experimental performance
58. assessment of
59. single glazing flat plate solar photovoltaic thermal (PV/T) hybrid system. Prog. Ind.
Ecol. Int.
60. J. 9(2), 111–120 (2015)
60. H. Beltagy, D. Semmar, L. Christophe, N. Said, Theoretical and experimental
61. performance
62. analysis of a Fresnel type solar concentrator. Renew. Energy Int. J. 101, 782–793 (2017)
62. <http://www.Novatecsolar.com>
63. ONM/ Office National de la Météorologie, ministère des transports, Algeria
64. <http://www.Nrel.Gov/Analysis/Sam>
65. H. Beltagy, D. Semmar, N. Said, Performance of medium-power Fresnel Concentrator
66. solar
67. plant in Algerian sites. Energy Procedia 74(2015), 942–995 (2015)

67. Hani Beltagy, Djaffar Semmar, Noureddine Said, Performance of Medium-power Fresnel Concentrator Solar Plant in Algerian Sites, Energy Procedia, Volume 74, 2015, Pages 942 951, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.725>.
68. Site web [http //www.Nrel.Gov/Analysis/Sam](http://www.Nrel.Gov/Analysis/Sam).
69. **Décret exécutif n° 04-92 du 4 Safar 1425** correspondant au 25 mars 2004 relatif aux coûts de diversification de la production d'électricité. Ministère de l'énergie et des mines mars 2004.

ملخص

الهدف الرئيسي من هذا العمل هو إجراء دراسة جدوى لمحطات الطاقة الشمسية المركزة في مناطق مختلفة في الجزائر. ومن المهم تحسين تصميم المنشأة لكل موقع. وفيما يتعلق بتكنولوجيا الطاقة الشمسية المركزة، سنركز على محطات فريسنل للطاقة الشمسية الموجودة في مناطق مختلفة من الصحراء الكبرى في الجزائر.

وقد تم اختيار هذه المناطق للمقارنة من خلال نقل المرافق إلى مناطق مختلفة، وهي حاسي الرمل وتمنراست ويني عباس والوادي. يتم التوصيف خلال ساعات يأخذ في الاعتبار: الإشعاع الطبيعي المباشر، وسطح المجال الشمسي وسطح الكتل، وعدد المرايا، وسطح الممتص، و أخيرا المعلمات الأساسية لتحسين فقدان الحرارة الممتص وتقييم الأداء.

Résumé

L'objectif principal de ce travail est de réaliser une étude de faisabilité de centrales solaires à concentration dans différentes localités en Algérie. Il est important d'optimiser la conception des installations pour chaque emplacement. Concernant la technologie CSP, nous nous concentrerons sur les centrales solaires de Fresnel situées dans différentes régions du désert du Sahara en Algérie.

Ces zones ont été sélectionnées pour comparaison en déplaçant les installations vers différentes localités, à savoir Hassi Rmel, Tamanrasset, Beni Abbes et El Oued. La caractérisation s'effectue en heures et prend en compte : le rayonnement normal direct (DNI), la surface du champ solaire, le nombre de blocs, la surface des blocs, le nombre de miroirs, la surface de l'absorbeur, et enfin les paramètres clés pour l'optimisation des pertes de chaleur des absorbeurs et l'évaluation des performances.

Abstract

The main objective of this work is to carry out a feasibility study of concentrated solar power plants in different localities in Algeria. It is important to optimize facility design for each location. Regarding CSP technology, we will focus on Fresnel solar power plants located in different regions of the Sahara Desert in Algeria.

These areas were selected for comparison by moving the facilities to different localities, namely Hassi Rmel, Tamanrasset, Beni Abbes and El Oued. The characterization is carried out in hours and takes into account: the direct normal radiation (DNI), the surface of the solar field, the number of blocks, the surface of the blocks, the number of mirrors, the surface of the absorber, and finally the key parameters for the optimization of absorber heat losses and performance evaluation.