



CENTRALE SOLAIRE A CONCENTRATION POUR LE MILIEU RURAL AU NIGER : ETUDE DU CONCENTRATEUR ET ASPECTS ECONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
MASTER EN INGENIERIE DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT
OPTION : Génie Energétique

Présenté et soutenu publiquement le 17 Janvier 2017 par

Chayaou ADAMOU OUSMANE

Travaux dirigés par : M. HABI Moumouni
Centre National d'Energie Solaire (CNES)

Dr. SIDO Mariam PABYAM
Centre National d'Energie Solaire (CNES)

Dr. N'TSOUKPOE Kokouvi Edem (tuteur 2ie)
Laboratoire Energie Solaire
et Economie d'Energie (LESEE)-2iE

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr. Daniel YAMEGUEU

Membres et correcteurs : Dr. N'TSOUKPOE Kokouvi Edem
M. Madieumbe GAYE

Promotion [2015/2016]

Remerciement

Impossible de citer ici tous ceux qui ont directement ou indirectement contribué à ma réussite scolaire en général et à la réalisation de ce mémoire en particulier, j'exprime à tous ma profonde gratitude.

Cependant je vais nommer :

En premier Allah, Créateur des cieux et de la terre, pour ses immenses grâces à mon égard,

Ma mère Baraka qui a pu assurer notre éducation, ma sœur et moi, dans la dignité et la noblesse à des moments très difficiles suite au décès de notre père,

Le Directeur Yacouba Hassane qui m'a inscrit à l'école et a suivi mes études,

Ma sœur Baraâtou, la personne la plus proche de moi, qui m'a toujours fait preuve d'amour et de compassion,

Ma demi sœur Ouzeina qui venait souvent nous rendre visite du Nigéria bien que notre père est décédé,

Mon oncle Jamilou pour ses assistances dans des moments difficiles,

Tous mes amis et particulièrement Toukr, Zoukifili, Sina, et Ibrahima pour leurs soutiens divers,

Tout le personnel du CNES et particulièrement Habi, Soumana et Daouda,

Les doctorants de LESEE-2ie et particulièrement KO Gaëlle Kafira,

De façon particulière, je remercie la Directrice Générale du CNES Dr. Mariam PABYAM SIDO pour son accueil chaleureux et Dr. N'TSOUKPOE Kokouvi Edem pour leur disponibilité constante malgré les énormes charges liées à leurs fonctions respectives. Ce mémoire est rendu possible grâce à vous.

Résumé

Au Niger, le milieu rural souffre d'un taux dérisoire d'électrification (environ 4 %). Les solutions en vigueur qui sont généralement les groupes diesels ont montré leur défaillance face à ce défi. Le Centre National d'Energie Solaire (CNES) envisage d'expérimenter les centrales solaires à concentration afin de s'approprier la technologie et de l'intégrer dans l'offre nationale en électricité et particulièrement en milieu rural. L'utilisation des matériaux locaux permettrait de réduire le coût d'investissement qui est le point faible de ces centrales. La centrale solaire à concentrateur linéaire de Fresnel (LFC) présente plus d'avantage pour l'utilisation en milieu rural où le besoin est généralement modeste. Dans cette étude un prototype de 5 kW_{th} de LFC a été dimensionné. A base des études de conception précédentes, la géométrie du concentrateur est définie. Il est constitué de 18 miroirs de 0,3 m de largeur dont la distance par rapport au centre du réflecteur, l'écart entre miroirs adjacents et l'angle d'inclinaison optimal pour chaque miroir sont déterminés. Il a une largeur de 5,82 m et sa longueur vaut 4 m. Le récepteur est soulevé de 2,5 m par rapport au réflecteur. Par ailleurs, une étude économique comparative, avec la solution utilisant un groupe diesel, est effectuée pour 10 kW de chaque cas. Le coût moyen actualisé est trois fois plus grand pour le groupe diesel que pour la CSP. Cependant, l'investissement est plus important pour la CSP. En fin, les impacts socio-économiques et environnementaux de l'implantation des CSP au Niger sont dégagés.

Mots clés : concentrateur linéaire de Fresnel, réflecteur, géométrie, miroir, coût moyen actualisé d'électricité.

Abstract

In Niger, the rural areas suffer from a ridiculous rate of electrification (approximately 4 %). The solutions in force, which are generally diesel groups, showed their failure vis-a-vis this challenge. The National Centre of Solar Energy (CNES) plans to try out the concentrated solar power in order to adapt the technology and to integrate it in the national offer in electricity and particularly in rural areas. The use of local materials would make it possible to reduce the capital cost, which is the weak point of these CSP. The CSP with linear Fresnel concentrator (LFC) has more advantages for the rural use where the need is generally modest. In this study, a prototype of five kW_{th} of LFC is dimensioned. Base on preceding studies of LFC design, the geometry of the concentrator is defined. It consists of 18 mirrors with 0.3 m width whose distance from the centre of the reflector, distance between adjacent mirrors and the optimal angle of inclination for each mirror are defined. It has 5.82 m width and 4 m length. The receiver is raised of 2.5 m from the reflector. In addition, a comparative economic survey, with the solution using a diesel group, is carried out for 10 kW of each technology. The levelized electricity cost is three times larger for the diesel group than for the CSP. However, the investment is more significant for the CSP. In end, the socio-economic and environmental impacts of the implementation of CSP are presented in this work.

Keywords: linear Fresnel collector, reflector, mirror, geometry, levelized cost of electricity.

Sommaire

Remerciement.....	i
Résumé.....	ii
Abstract	iii
Sommaire	iv
Liste des tableaux	vi
Liste des figures	vii
LISTE DES ABREVIATIONS	viii
I. Introduction générale	1
I.1 Présentation de la structure d'accueil	1
I.2 Contexte général de l'étude	2
I.3 Objectif de l'étude	4
II. Etat de l'art des CSP de petite puissance	5
II.1 Définition et principe générale d'une CSP [4][5].....	5
II.2 Les technologies de CSP	6
II.2.1 La concentration linéaire	7
II.2.2 La concentration ponctuelle	9
II.3 Les CSP à petite puissance	11
II.3.1 Les CSP de petite puissance utilisant la concentration ponctuelle.....	12
II.3.2 Les CSP de petite puissance utilisant la concentration linéaire	15
III. Modélisation et dimensionnement	16
III.1 Choix du concentrateur.....	16
III.2 Définition du capteur	17
III.3 Modélisation du concentrateur à miroir linéaire de Fresnel	17
III.3.1 Modèle optique.....	17
III.3.2 Bilan thermique du capteur	20
III.4 Données météorologiques.....	22
III.4.1 La température ambiante	22
III.4.2 Rayonnement solaire	23
III.5 Dimensionnement.....	24
IV. Géométrie du concentrateur	28
IV.1 Le champ de miroirs de Fresnel	28
IV.2 Le récepteur	31

IV.2.1	La hauteur du récepteur	31
IV.2.2	La longueur du récepteur.....	32
IV.2.3	La largeur du récepteur	32
V.	Aspects socio-économiques et environnementaux.....	33
V.1	Etude technico-économique	33
V.1.1	Première solution.....	34
V.1.2	Deuxième solution.....	34
V.1.3	Calcul du coût moyen actualisé d'électricité.....	35
V.1.4	Le temps de retour à l'investissement	37
V.2	Impacts socio-économiques et environnementaux	37
V.2.1	Impacts socio-économiques	37
V.2.2	Aspects environnementaux	38
VI.	Résultats et discussion.....	39
VII.	Conclusion et perspectives	40
VIII.	Recommandations	41
IX.	Bibliographie	42
X.	Annexe	45
	Annexe 1: Quelques réalisations du CNES	45
	Annexe 2 : les nouveaux concepts des concentrateurs	48
	Annexe 3 : Données météorologiques	49
	Annexe 4: caractéristiques groupe diesel	51

Liste des tableaux

Tableau 1: Moyennes mensuelles des températures ambiantes journalières.....	23
Tableau 2: Caractéristiques des matériaux.....	25
Tableau 3: Paramètre du réflecteur.....	28
Tableau 4: position des miroirs.....	30
Tableau 5: Investissement groupe diesel.....	34
Tableau 6 : coût d'exploitation groupe diesel.....	34
Tableau 7: Investissement centrale LFC.....	35

Liste des figures

Figure 1 : Carte de potentiel solaire thermodynamique [3].....	4
Figure 2: Méthodologie de travail	5
Figure 3: Principe de fonctionnement d'une CSP[3]	6
Figure 4: Les deux technologies de concentration [6].....	7
Figure 5: schéma de principe d'une PT[8]	8
Figure 6: Schéma d'une centrale solaire LFC [8]	9
Figure 7 : Centrale solaire à Tour [8]	10
Figure 8 : Schéma d'un concentrateur parabolique [8]	11
Figure 9 : Centrale de 8 unités parabole/Stirling installée par Abengoa [9]	12
Figure 10 : Les centrales SG3 (à gauche) et SG4 (à droite) [7]	13
Figure 11 : les systèmes parabole/Stirling de gauche à droite SunCatcher, Eurodish et Sunmachine [10]	13
Figure 12 : Capteur parabolique couplé à une TAG [13]	14
Figure 13 : Illustration du concentrateur	17
Figure 14 : Illustration de l'effet cosinus [20]	18
Figure 15 : Bilan thermique.....	20
Figure 16 : Bilan thermique cas d'étude	22
Figure 17 : Variation de la température ambiante à Niamey.....	23
Figure 18 : moyenne horaire du DNI	24
Figure 19 : Illustration de la configuration des miroirs	29

LISTE DES ABBREVIATIONS

Général

<i>C</i>	facteur de concentration	-
<i>CNES</i>	Centre Nationale d'Energie Solaire	-
<i>CRS</i>	Central Receiver System (centrale solaire à tour)	-
<i>CSP</i>	Concentrated Solar Power (centrale solaire à concentration)	-
<i>D</i>	Diamètre	m
<i>DNI</i>	Direct Normal Irradiation (rayonnement solaire direct)	$W \cdot m^{-2}$
<i>DS</i>	Dish Stirling (système parabole-stirling)	-
<i>DSG</i>	Direct Steam Generation (génération direct de vapeur)	-
<i>E</i>	Efficacité	-
<i>f</i>	Facteur	-
<i>HTF</i>	Heat transfer Fluid (fluide caloporteur)	-
<i>h</i>	Coefficient de transfert	$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$
<i>IRENA</i>	International Renewable Energy Agency	-
<i>LEC</i>	Levelized Electricity Cost	$FCFA \cdot kWh^{-1}$
<i>LFC</i>	Linear Fresnel Collector (collecteur linéaire de Fresnel)	-
<i>N</i>	Nombre d'héliostat	-
<i>Nu</i>	Nombre de Nusselt	-
<i>ONERSOL</i>	Office Nationale d'Energie Solaire	-
<i>ORC</i>	Organic Rankine Cycle (cycle organique de Rankine)	-
<i>PT</i>	Parabolic Thoug (cylindro-parabolique)	-
<i>Q</i>	Puissance	W
<i>Re</i>	Nombre de Reynolds	-
<i>S</i>	Surface	m ²
<i>T</i>	Température	K
<i>TAG</i>	turbine à Gaz	-
<i>TR</i>	Temps de Retour à l'investissement	an
<i>TAV</i>	Turbine à Vapeur	-

Indices / Exposants

<i>a</i>	Absorbeur
<i>amb</i>	Ambiant
<i>atm</i>	atmosphérique
<i>b</i>	Blocage
<i>conv</i>	convectif
<i>el</i>	électrique
<i>h</i>	Héliostat
<i>int</i>	intercepté
<i>max</i>	Maximal
<i>o</i>	Ombrage
<i>opt</i>	Optique
<i>u</i>	Utile
<i>rad</i>	Radiatif
<i>th</i>	thermique

Lettres grecques

ε	émissivité du récepteur	-
η	rendement	-
ρ	réflectivité	-
ρ_m	masse volumique	$\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$
σ	constante de Boltzmann	-
λ	conductivité thermique	$\text{W} \cdot \text{m}^{-1}\text{K}^{-1}$
μ	viscosité dynamique	$\text{kg} \cdot \text{m}^{-1}\text{s}^{-1}$
α	absorptivité du récepteur	-

I. Introduction générale

I.1 Présentation de la structure d'accueil

Notre stage s'est déroulé du 16 février 2016 au 15 août 2016 au Centre National d'Energie Solaire (CNES) à Niamey (Niger). Le CNES est un établissement public à caractère administratif, placé sous la tutelle du ministère de l'énergie. Il est héritier de l'Office National d'Energie Solaire (ONERSOL) créé en mai 1965. Il a pour missions principales :

- ❖ de mener des travaux de recherche sur l'utilisation des énergies renouvelables notamment l'énergie solaire et d'assurer la vulgarisation des résultats ;
- ❖ de participer à la réalisation d'études prospectives et diagnostiques en matière d'utilisation des énergies renouvelables pour tous les secteurs de l'économie nationale ;
- ❖ de participer à la formation en matière d'énergies renouvelables.

Plusieurs projets ont été élaborés et réalisés par le CNES pour répondre au besoin de la population (Annexe 1). On peut citer entre autres :

- ❖ les distillateurs solaires utilisés à des fins de production d'eau distillée ;
- ❖ les séchoirs solaires pour la conservation des produits maraîchers et la production de viande séchée appelée localement « Kilichi » ;
- ❖ les chauffe-eau solaires domestiques de capacités variées (200, 600 et 1000 litres par jour), dont plus de 600 ont été installés au Niger et dans certains pays de la sous-région ;
- ❖ les cuisinières solaires à concentration et à effet de serre ;
- ❖ le four solaire pour les méchouis, la cuisson des pâtisseries etc.

Aujourd'hui, le CNES s'est lancé sur plusieurs nouveaux projets de R&D, le contrôle et la certification des équipements solaires sur le territoire nigérien, le renforcement du partenariat technique et financier etc.

I.2 Contexte général de l'étude

Au Niger, le taux de couverture en électricité est de 61,8 % en milieu urbain et de 3,9 % en milieu rural [1]. L'accès à l'électricité, avec un taux d'à peine 12 % et une forte disparité entre le milieu rural et le milieu urbain, représente un défi majeur pour le pays. L'écrasante majorité de la population vit en milieu rural avec malheureusement ce taux précaire d'électrification. Pour parer ce fléau, plusieurs solutions technologiques adaptées à l'électrification décentralisée sont envisageables. En particulier au Niger, les groupes diesels et les systèmes solaires photovoltaïques sont principalement les options retenues.

❖ Les Groupes Diesels

C'est le système présent dans presque tous les sites d'électrification décentralisée au Niger. En effet des mini-réseaux locaux sont construits et alimentés par des groupes diesels implantés dans la localité à électrifier. Les avantages de ce système sont, entre autres, la disponibilité des groupes de puissances très variés, la flexibilité et un coût à l'investissement relativement faible. En revanche, la consommation quotidienne de carburant (avec un coût évolutif), la maintenance et la durée de vie relativement faible posent des problèmes énormes de coût à l'exploitation. Disposant de beaucoup de pièces en mouvement, le niveau de maintenance de ces groupes diesels est très élevé, ce qui rend le système moins fiable. Dans les localités alimentées par des groupes électrogènes, il arrive très souvent de passer des jours voire des semaines sans électricité dû à une panne du groupe électrogène. Afin de ne pas rétrécir la durée de vie du groupe diesel, deux groupes sont souvent utilisés en alternance (l'investissement est donc doublé) où à défaut définir un intervalle limité d'approvisionnement en électricité (la demande est donc satisfaite en partie). Du point de vue écologique, la consommation des énergies fossiles occasionnent la libération des gaz à effet de serre nuisibles à l'environnement.

❖ Les systèmes solaires photovoltaïques

Dans le cas d'utilisation des modules solaires photovoltaïques, deux alternatives sont envisageables :

- Réalisation d'une centrale solaire à la taille de la demande pour alimenter toute la localité. Cette option est très rarement

utilisée au Niger. Elle est limitée par l'utilisation des batteries de stockage avec une durée de vie limitée affectant gravement sa viabilité économique. En plus le rendement est faible pour un investissement assez élevé.

- Dans certaines localités au Niger, il est distribué aux ménages des kits solaires individuels. Cette option réduit fortement l'investissement et n'impose pas de suivi. Mais loin d'être satisfaisante, elle ne permet généralement que de couvrir les besoins en éclairage et tout au plus la charge des téléphones portables. Alors que l'objectif de l'électrification rurale est d'abord l'accroissement de l'activité économique de la population, c'est-à-dire l'utilisation de l'électricité pour les activités telles que le battage, les microsystemes d'irrigation, la transformation des produits issus des récoltes, la production de l'eau fraîche, les ateliers de couture et d'artisanat etc.

Dans ce contexte de diverses solutions présentant chacune des avantages et des inconvénients, sont apparus les systèmes hybrides afin d'exploiter les avantages combinés de plusieurs options. Les systèmes d'hybridation rencontrés au Niger sont principalement les systèmes PV/Diesel, généralement utilisés par les opérateurs de la téléphonie mobile pour l'alimentation des réseaux de télécommunication. Cependant, l'utilisation des batteries de stockage reste toujours un blocage pour cette option. C'est pour répondre à ce problème dans l'espace subsaharien que le concept « Flexy Energy » a été développé par l'équipe LESEE de la fondation 2ie où il est envisagé un système PV/diesel sans batteries de stockage. Des résultats intéressants ont été montrés dans [2] par Yamegueu. En revanche, l'apport très important de la part du groupe diesel dans les systèmes hybrides (toute la nuit et les périodes nuageuses) et la technologie très avancée de la conception des modules solaires photovoltaïques qui reste le monopole des grands groupes industriels, imposent de diversifier les systèmes de production et exploiter leurs divers avantages afin de mieux répondre aux différents défis posés par l'électrification des zones reculées. C'est ainsi que le CNES envisage de proposer, pour le cas du Niger, une solution intégrant l'énergie solaire à concentration. En effet, le Niger est particulièrement adapté à l'implantation des systèmes solaires à concentration du fait de sa situation géographique au cœur du

sahel appartenant à la ceinture solaire où le rayonnement solaire direct est très abondant (Figure 1).

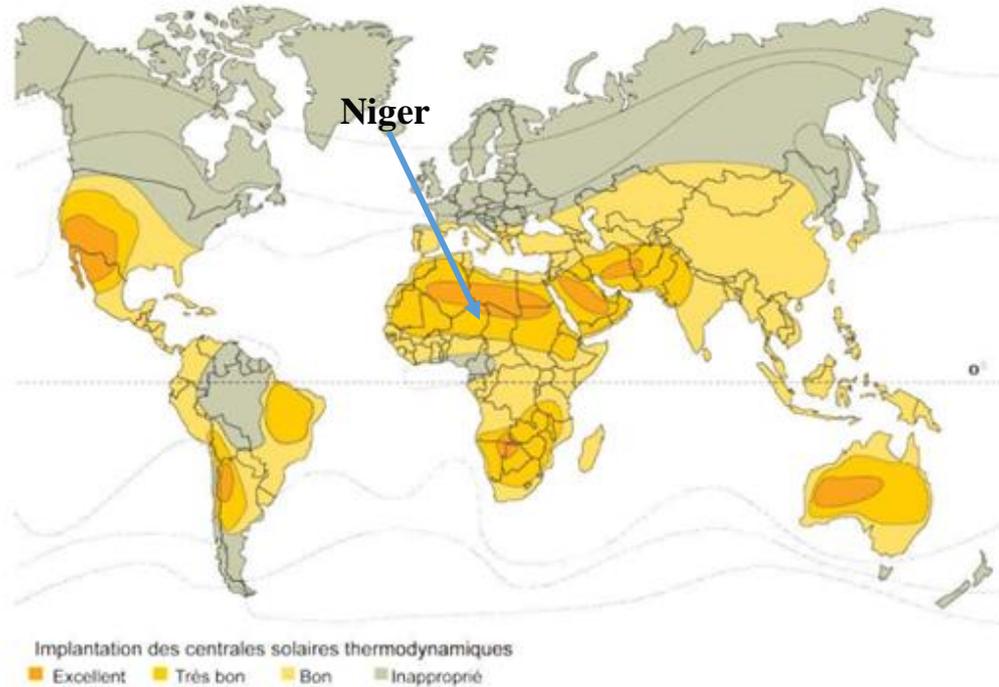


Figure 1 : Carte de potentiel solaire thermodynamique [3]

I.3 Objectif de l'étude

Ce travail de mémoire vise à explorer les systèmes solaires à concentration en vue de leur intégration dans l'offre énergétique en milieu rural ou des sites isolés au Niger. En effet les systèmes solaires à concentration présentent beaucoup d'avantages par rapport aux autres sources d'énergie. Le potentiel solaire thermodynamique est gratuit et très abondant au Niger. Par ailleurs, la possibilité d'appliquer un stockage d'énergie thermique permet d'accroître considérablement le facteur de capacité des CSP. En plus, l'utilisation possible d'un brûleur à combustibles fossiles (gaz naturel, biomasse, diesel etc.) permet de lisser sur 24 h la production d'électricité. L'un des principaux objectifs du CNES sur le solaire thermodynamique à concentration est de proposer et étudier un système fiable de production d'électricité abordable par une centrale solaire à concentration dans les sites décentralisés au Niger. Dans ce travail, les principales technologies des centrales solaires à concentration seront confrontées afin de dégager la technologie prometteuse pour l'électrification décentralisée au Niger. Nous nous intéressons principalement à l'étude du concentrateur solaire de la solution retenue qui constitue la source d'énergie thermique dans une CSP. Il s'agit

précisément de dimensionner et concevoir un prototype de 5 kW_{th}. L'un des objectifs de ce mémoire est de dégager l'intérêt économique et environnemental que peut présenter la solution proposée par rapport à la solution actuellement en vigueur dans l'électrification décentralisée au Niger (il s'agit de l'utilisation des groupes diesels). Et ceci pour lancer les premiers jalons de la réalisation d'un prototype d'une CSP au CNES. Pour atteindre notre objectif, nous avons adopté la démarche résumée dans l'organigramme ci-après (Figure 2)**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

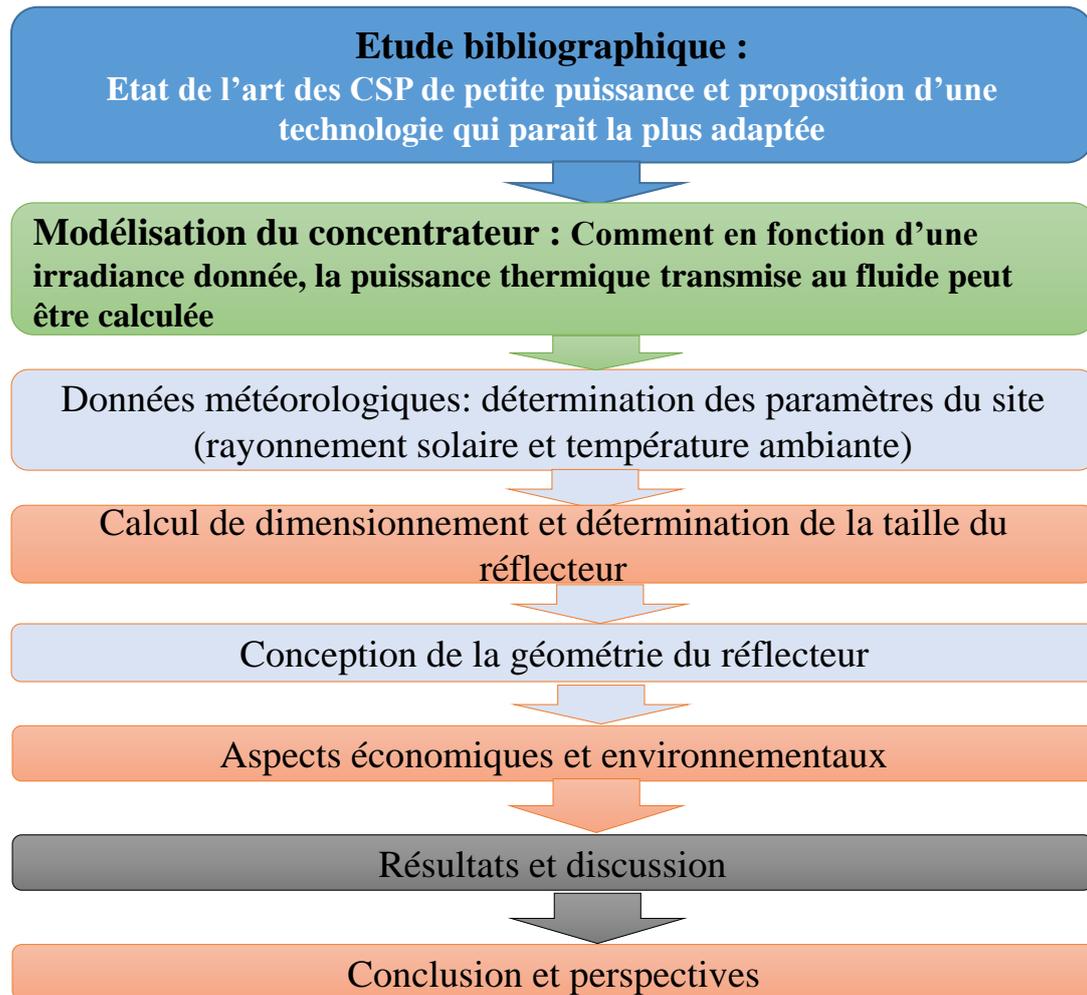


Figure 2: Méthodologie de travail

II. Etat de l'art des CSP de petite puissance

II.1 Définition et principe générale d'une CSP [4][5]

Le principe de tout système solaire de collection thermique est d'exposer au soleil une surface de caractéristiques adéquates, afin d'absorber les radiations solaires et d'en transférer une partie à un fluide caloporteur comme l'eau ou l'air. Dans le cas

où aucun système optique de concentration n'est utilisé, on parle de capteur plan. Il est utilisé dans les applications dont la température est comprise entre 40 et 100 °C. Pour une température plus grande, il devient nécessaire de concentrer les rayons solaires. On parle dans ce cas de capteur solaire à concentration. Il est utilisé dans les centrales solaires thermiques à concentration. Ces dernières utilisent une grande quantité de miroirs (réflecteur) qui font converger les rayons solaires vers une surface réduite (récepteur) où un fluide caloporteur est chauffé à haute température (Figure 3). Pour ce faire, les miroirs réfléchissants doivent suivre le mouvement du soleil, afin de capter et de concentrer au maximum le rayonnement tout au long du cycle solaire quotidien. Le fluide est ensuite utilisé par un convertisseur thermodynamique pour la génération de l'électricité par exemple au moyen d'un cycle de Rankine.

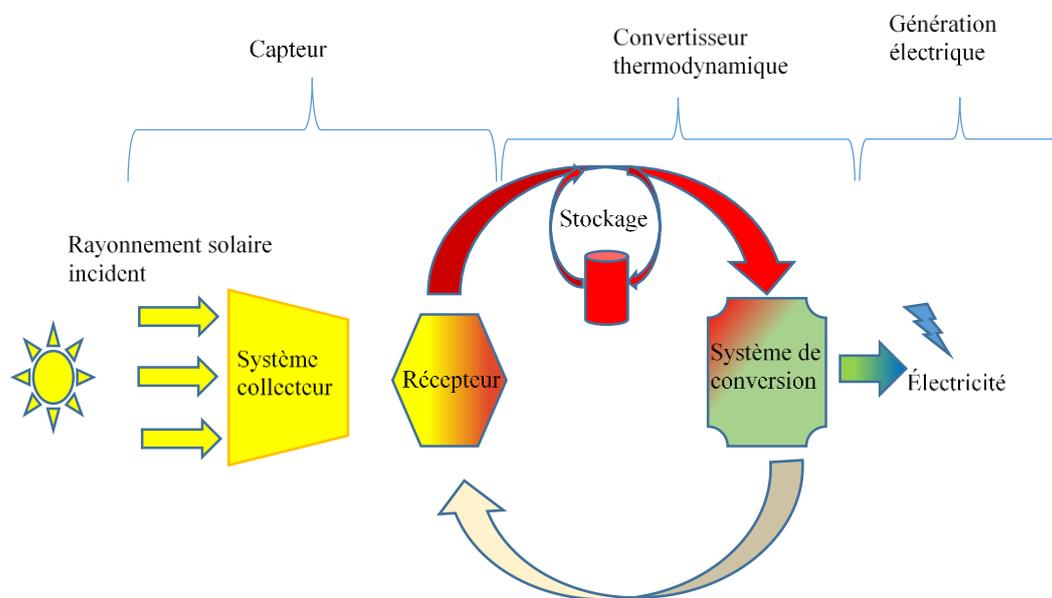


Figure 3: Principe de fonctionnement d'une CSP[3]

II.2 Les technologies de CSP

Il existe deux grands types de systèmes de concentration optique donnant naissance à quatre principales technologies de CSP (Figure 4).

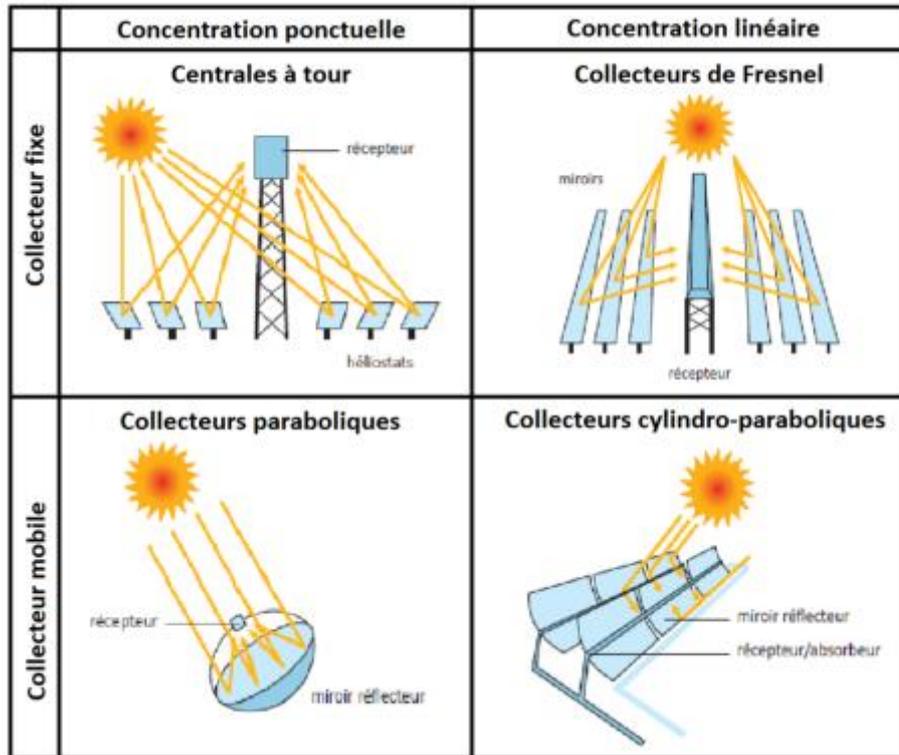


Figure 4: Les deux technologies de concentration [6]

II.2.1 La concentration linéaire

Elle permet de focaliser les rayons solaires sur une ligne où sont placés les tubes absorbeurs contenant le fluide caloporteur. Elle est équipée d'un système de suivi solaire selon un seul axe. Le facteur de concentration, qui est le rapport entre la surface de captation et la surface d'absorption, peut atteindre 100 soleils au plus donnant une température du fluide caloporteur de 500 °C au maximum. Elle est utilisée par les centrales à miroirs cylindro-paraboliques (PT) et les centrales à miroirs linéaires de Fresnel (LFC).

❖ Les centrales solaires à miroirs cylindro-paraboliques

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. Le fluide caloporteur qui est le plus souvent de l'huile synthétique 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 (TAV) 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 5). Dans l'objectif de réduire les coûts, des systèmes à génération direct de vapeur (DSG) sont envisagés. Ils permettent d'éviter des étages d'échangeurs et de simplifier ainsi le circuit. Cependant le problème d'écoulement diphasique stratifié demeure un enjeu majeur limitant cette option. Les recherches sont en cours pour lever ce défi technologique majeure [7].

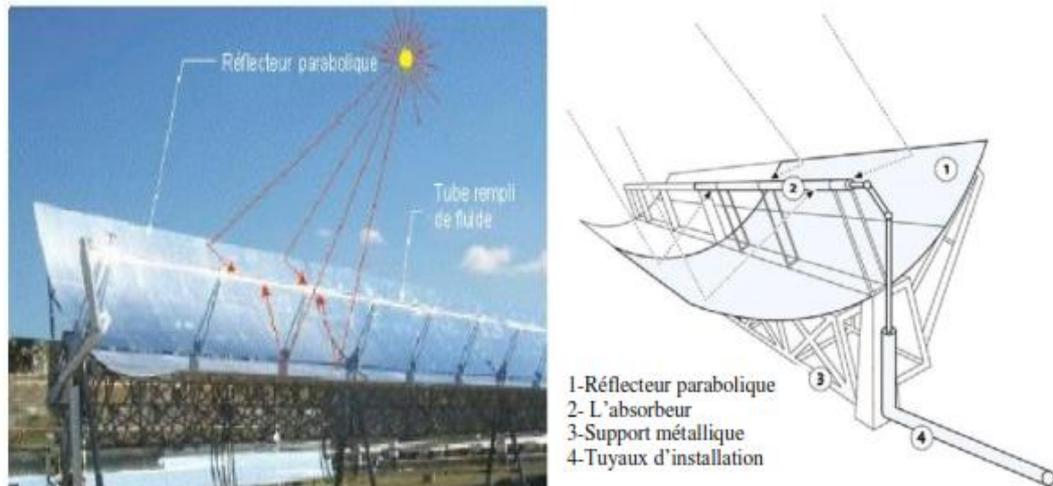


Figure 5: schéma de principe d'une PT[8]

❖ Les centrales à miroirs linéaires de Fresnel

Les LFC sont une variante des PT. Cependant il est envisagé ici, d'approximer la forme parabolique par des bandes linéaires de miroirs qui suivent individuellement le soleil et réfléchissent collectivement les rayons sur un axe en élévation où est placé un tube absorbeur fixe (Figure 6). Ceci, pour éviter le coût important de la mise en forme du verre pour donner la forme parabolique. Ainsi, les LFC sont moins coûteux que les PT, occupent moins d'espace et ils ont moins d'emprise au vent. Cependant le rendement est un peu réduit.

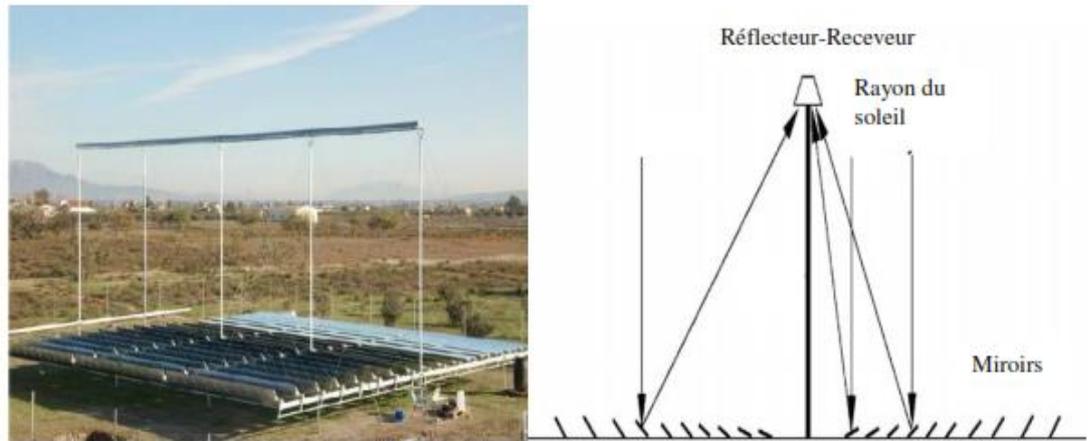


Figure 6: Schéma d'une centrale solaire LFC [8]

Cette technologie a évolué à un nouveau concept à multi-récepteurs appelé concentrateur linéaire de Fresnel compact (CLFC). Il utilise plusieurs champs de miroirs entrecroisés qui réfléchissent les rayons solaires sur des récepteurs différents (voir Annexe 2.1). La densité du champ est ainsi augmentée et par conséquent la production d'électricité par mètre carré du terrain [7].

II.2.2 La concentration ponctuelle

Elle permet de concentrer les rayons solaires sur un point appelé point focal. Sur ce dernier est placée la surface absorbante qui contient le fluide caloporteur. Cette technologie est équipée d'un système bi-axial de suivi solaire. Le facteur de concentration peut atteindre entre 200 à 1000 soleils, et la température du fluide caloporteur peut dépasser 1000°C. Elle est utilisée dans les centrales à tour (CRS) et les centrales paraboliques (DS).

❖ Les centrales à tour

Le concentrateur est constitué d'un champ d'héliostats. Chaque héliostat a son propre système bi-axial de poursuite de soleil et réfléchit les rayons solaires sur une cible (récepteur) située au sommet d'une tour, elle-même placée au centre ou au sud du champ (Figure 7). Une centrale de commande gère l'ensemble du champ. Le fluide au passage du récepteur s'échauffe à une température supérieure à 500 °C permettant d'actionner une TAV plus performante que dans le cas des concentrateurs linéaires. En plus la possibilité de stockage est accrue due à la température plus élevée. Les fluides caloporteurs les plus utilisés sont l'eau, l'air et les sels fondus.

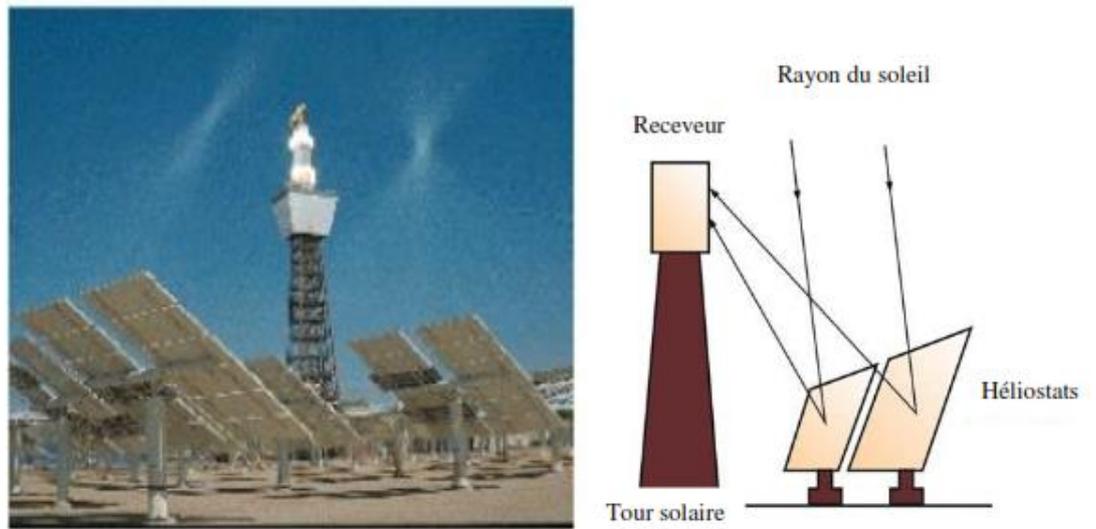


Figure 7 : Centrale solaire à Tour [8]

Les nouveaux concepts des centrales solaires à tour sont les systèmes Beam Down et les centrales multi-tours. Les systèmes Beam Down utilisent une double concentration donnant un niveau de concentration et donc de température très élevée. En effet les rayons solaires sont réfléchis par les héliostats sur un second réflecteur placé au sommet d'une tour (tour réfléchissante), puis renvoyés par ce dernier au sol où est placé le récepteur et tout le bloc de conversion chaleur-électricité. En 2009 un pilote de 100 kW_{el} est construit à Abou Dhabi (Emirats Arabes Unis). Une illustration de cette centrale est donnée en Annexe 2.2.

Les centrales multi-tours quant à elles sont constituées de plusieurs modules (Annexe 2.3). Un module est composé d'une tour (de taille inférieure à 100 m) et plusieurs héliostats (de surface inférieure à 5 m²). Les champs d'héliostats sont le plus souvent entrecroisés. C'est-à-dire que tous les héliostats de la même zone ne visent pas le même récepteur. Elles permettent ainsi d'accroître l'efficacité optique en évitant l'espacement entre héliostats et la construction d'une tour assez longue. Elles permettent en plus de surmonter la limitation de la taille de la centrale. En effet, pour augmenter la puissance de la centrale, il suffit d'ajouter un module [7].

❖ Les systèmes parabole/Stirling

Le système parabole-Stirling est principalement constitué d'une parabole, d'un récepteur, du moteur Stirling couplé à une génératrice électrique et d'un

dispositif de poursuite solaire. La parabole suit le mouvement du soleil selon deux axes (l'azimut et la hauteur) et concentre les rayons solaires sur son point focal où est placée le récepteur servant de source chaude au moteur Stirling (Figure 8). La température du récepteur peut ainsi dépasser les 1200°C. Il utilise un gaz comme fluide caloporteur (le plus souvent l'hélium ou l'hydrogène). Le gaz se détend quand il est chauffé par le soleil et se comprime après s'être refroidi au passage dans un circuit d'eau au niveau de la source froide. Le travail sur l'axe moteur est la différence entre le travail fourni à la détente et celui consommé à la compression du fluide [9]. Son rendement est élevé (20 à 31 %) à l'échelle de la dizaine de kW_{el} et a moins d'impact sur l'environnement [10]. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** es modules sont généralement entre 25 et 30 kW.

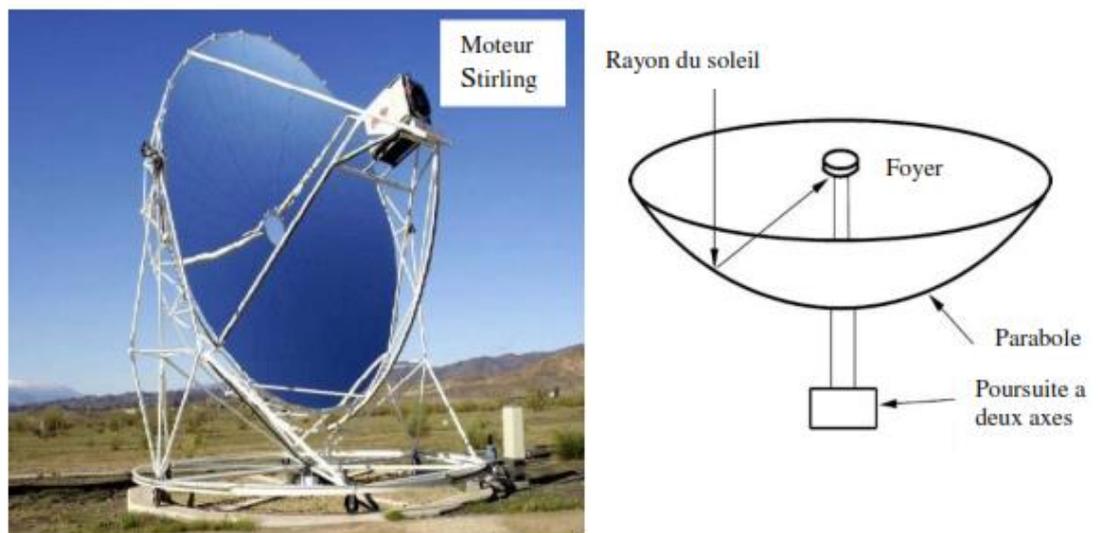


Figure 8 : Schéma d'un concentrateur parabolique [8]

II.3 Les CSP à petite puissance

Dans cette étude, est considérée une centrale de faible ou petite puissance toute centrale solaire de puissance inférieure à 1 MW_{el}. Ainsi la réduction des coûts d'investissement est un enjeu majeur pour rendre intéressante l'exploitation des CSP de puissance réduite. Le concentrateur représentant la majeure partie de l'investissement, il convient d'en opérer un choix judicieux. Ainsi on rencontre un groupe des CSP de petite puissance adoptant la concentration ponctuelle et un autre groupe mettant en œuvre la concentration linéaire [11].

II.3.1 Les CSP de petite puissance utilisant la concentration ponctuelle

La réduction de coût envisagée, dans ce cas, est l'amélioration de la performance et la réduction de la surface de captage. Les minitours et la parabole/dish sont les systèmes de concentration les plus utilisés. Ils sont généralement couplés à un moteur Stirling ou une turbine à gaz (TAG). Les cas d'application des minitours pour la production d'électricité solaire à petite échelle sont très rares. Il n'existe en effet que quelques prototypes expérimentaux. C'est le cas du projet SOLHYCO (182 kW_{th}) de l'Union Européenne [3] qui est en réalité mise en œuvre pour caractériser le récepteur solaire tubulaire à air pressurisé Solhyco. Par contre le système parabole/Stirling (parabole couplée à un moteur Stirling) a suscité beaucoup plus d'intérêt pour l'application à haute température des CSP de puissance réduite. La contrainte du suivi solaire selon deux axes, limitant la taille de la parabole, ne permet que de construire des modules entre 20 et 30 kW au plus. Ainsi, des grands fabricants des CSP ont envisagé de réaliser des champs relativement grands constitués de plusieurs modules. En 2007, Abengoa installa une centrale de 80 kW_{el} constituée de 8 modules de 10 kW_{el} (Figure 9) composé chacun d'une parabole à facettes paraboliques et du moteur Solo 161 [9].



Figure 9 : Centrale de 8 unités parabole/Stirling installée par Abengoa [9]

Puis en 2008 Sandia National Laboratories testa son système SES (Stirling Energy Système). Equipé du moteur USAB 4-95, il produit 26,75 kW_{el} avec un rendement de 31,25 % [10]. L'université nationale australienne a envisagé quant à elle de construire

le module de plus grande taille possible. Elle a ainsi réalisé le SG3 (Figure 10) le plus grand module au monde Jusqu'en 2009. Il a 25 m de diamètre et 400 m² de surface, et est conçu pour produire une puissance de 50 kW_{el}. Par la suite, elle a construit le SG4 avec 500 m² de surface (Figure 10) le plus grand au monde désormais [7].



Figure 10 : Les centrales SG3 (à gauche) et SG4 (à droite) [7]

Le développement de plusieurs techniques de réalisation des concentrateurs paraboliques, l'évolution des récepteurs de rayons hautement concentrés et les modifications apportées aux moteurs Stirling des années 1970 et la conception des nouveaux types tel que le moteur cinématique, ont permis le développement de plusieurs systèmes de seconde génération (Figure 11). Parmi ces systèmes on peut citer le système Eurodish (utilisant le moteur Solo 161), le Sunmachine Solar (utilisant un moteur cinématique) et le système Suncatcher (utilisant le moteur Kockums/USAB).



Figure 11 : les systèmes parabole/Stirling de gauche à droite SunCatcher, Eurodish et Sunmachine [10]

En plus, l'entreprise suédoise RIPASSO Energy avait construit et testé des modules de 30 KW donnant un rendement de 32 %. Ces modules sont destinés à être associés

pour former un champ de plusieurs unités pour la production d'électricité raccordée au réseau. Ce projet a permis à cette entreprise d'obtenir le record mondial de conversion d'énergie solaire en électricité en 2013 à Upington en Afrique du sud [8]. Certaines microcentrales ont atteint le stade commercial. A titre d'exemple, on peut citer le système Infinia de 3,2 kW_{el} couplé à une parabole de 17 m² et le produit Innova Trinum de 1 kW_{el} et 3 kW_{th} à DNI égal à 750 W·m⁻².

Cependant les systèmes parabole/Stirling sont confrontés à un coût d'investissement élevé. Ce coût élevé et le manque d'industrie réelle pour la fabrication du moteur Stirling constituent le frein principal pour l'évolution de cette technologie. Ce qui a eu comme conséquence, l'abandon de certains projets de réalisation et la suspension d'autres de taille plus ou moins grande dont la centrale solaire de Maricopa inaugurée en 2010 à Peoria (Arizona) pour une puissance de 1,5 MW_{el} utilisant 60 modules de 25 kW_{el} [12].

Un autre concept consiste à coupler la parabole à une micro turbine à gaz (MGT) (Figure 12). Le projet OMSoP vise à développer et à tester un récepteur solaire adapté à ce type de système. Cependant, la TAG ne donne des rendements intéressants qu'à partir de 100 kW_{el}. Alors que la limite dans la construction technique ne permet pas d'avoir des paraboles dish de cette taille [13].

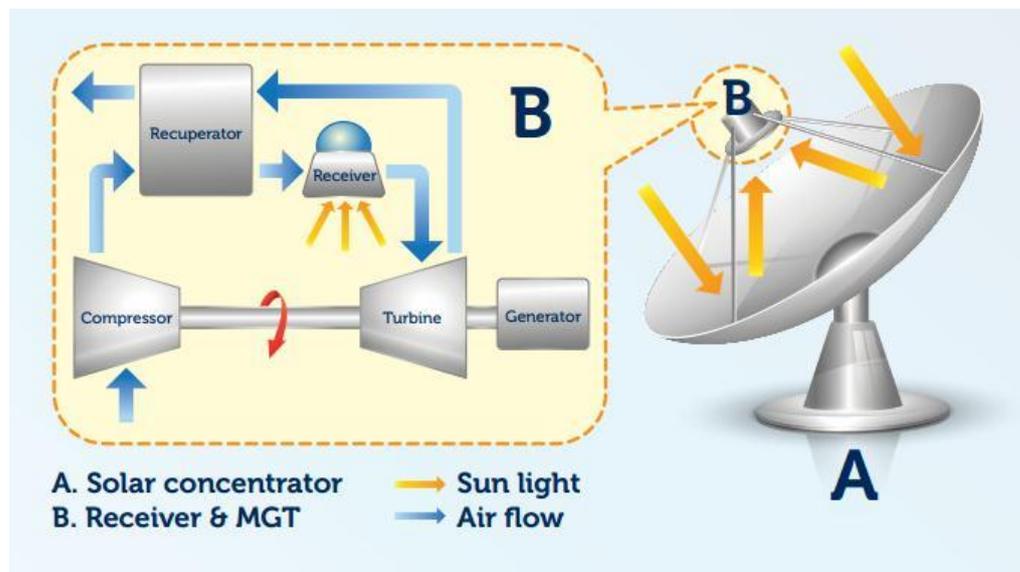


Figure 12 : Capteur parabolique couplé à une TAG [13]

II.3.2 Les CSP de petite puissance utilisant la concentration linéaire

Dans ce cas, la technologie de concentration moins chère est mise en œuvre (suivi solaire selon un seul axe) afin de réduire le coût du capteur, sacrifiant par conséquent une partie de la performance du système. Les LFC et PT sont les concentrateurs les plus utilisés. Les cycles organiques de Rankine sont les cycles thermodynamiques de référence pour ces applications. En effet, les cycles vapeur bien qu'ils utilisent des températures moyennes adaptées à la concentration linéaire, la complexité des équipements annexes (désaérateur, pompe à vide, échangeur spécialisé pour la surchauffe et la préchauffe, contrôleur de pression etc.) et la baisse du rendement nuisent à leur viabilité économique et fonctionnelle à petite puissance [10]. Une alternative à ce fait, est l'utilisation des ORC. Ces derniers utilisent des fluides organiques habituellement utilisés dans la réfrigération et la climatisation pour réaliser des cycles moteurs fermés à apport et extraction de chaleur externes [14] [15]. Ils sont adaptés à la valorisation de l'énergie thermique à basse température. Cependant leur rendement est assez faible. Mais cela n'est pas assez pénalisant tant que le niveau de puissance reste modeste. Ils existent des offres commerciales pour des systèmes de grandes et moyennes puissances.

Par ailleurs, la réalisation des collecteurs linéaires de Fresnel à petite échelle est moins abondante que les PT. Dans le cas des LFC, il est souvent utilisé un concentrateur secondaire pour corriger le défaut de focalisation. [10] Le projet EFISOL de l'Union Européenne envisage de réaliser une centrale LFC de 100 kW_{el} couplée à un cycle organique de Rankine [11]. Pour le cas des PT, on rencontre, dans la littérature, beaucoup de centrales expérimentales utilisant un cycle organique de Rankine. En voici quelques projets pilote :

- ❖ Centrale solaire de Saguaro: capacité 1 MW_{el} installé à Arizona [16] ;
- ❖ Centrale solaire de 3 kW_{el} installé à Lesotho [17] [16] ;
- ❖ Centrale solaire de 1 kW_{el} installé à Gaza [18].

III. Modélisation et dimensionnement

III.1 Choix du concentrateur

Pour opérer un choix judicieux du concentrateur, quelques critères de choix ont été définis :

- ❖ la technologie retenue doit être de mise en œuvre simple et pouvant être montée localement ;
- ❖ son coût doit être abordable ou présenter un potentiel de réduction de coût ;
- ❖ possibilité d'hybridation ;
- ❖ possibilité d'appliquer un stockage thermique.

Parmi les quatre technologies de concentration vues dans l'état de l'art, les cylindro-paraboliques et la dish-Stirling ne sont pas retenues a priori à cause de la complexité de réalisation de leur concentrateur. Les LFC semblent être les plus adaptés pour notre étude. En effet, le coût et la simplicité de conception sont très importants pour répondre à la problématique posée. Les LFC sont plus simples de conception (pas de mise en forme du verre pour donner la forme parabolique). La prise au vent faible permet une structure légère et donc des moteurs d'entraînement plus petits. Le récepteur étant fixe, des connexions flexibles ne sont plus nécessaires. Ils possèdent une meilleure occupation du sol (70 % contre 30 % pour les PT) [7]. La centrale peut être facilement montée sur place avec les moyens disponibles localement et souvent à des coûts bas de main d'œuvre. Après viennent les centrales à tour (mini-tours) qui ont l'avantage d'être plus performantes avec le suivi solaire selon deux axes. En contrepartie le coût d'investissement devient plus élevé. Elles ont en plus une possibilité accrue d'application de stockage thermique. Cependant les LFC demeurent les plus intéressants avec leur adaptabilité pour les cycles thermodynamiques de basses et moyennes puissances. Mais leur température est inférieure au cas des CRS. Cela n'est pas trop pénalisant pour des puissances modestes utilisant des cycles ORC qui fonctionnent à température modérée. La machine thermodynamique est en effet un autre facteur de coût à minimiser pour une viabilité économique de la CSP utilisée en milieu rural. La solution retenue est une centrale solaire à concentrateur linéaire de Fresnel. L'élément de la centrale qui sera étudié ici est le concentrateur. Il sera étudié un prototype de 5 kW_{th}.

III.2 Définition du capteur

Les deux principaux composants d'un concentrateur linéaire de Fresnel sont (Figure 13) :

- ❖ le réflecteur : plusieurs bandes de miroirs réfléchissent le rayonnement sur une cible. Dans notre étude, le réflecteur est constitué des miroirs plans de taille identique ;
- ❖ le récepteur : cible fixe positionnée au-dessus du réflecteur, il intercepte le rayonnement réfléchi et le transmet au fluide caloporteur. Il est constitué d'un ou plusieurs tubes absorbeurs ou souvent une surface absorbante plane dans laquelle circule le fluide caloporteur. Dans cette étude, il sera utilisé un récepteur horizontal mono tubulaire couvert d'un vitrage. Le vitrage, transparent au rayonnement visible et opaque aux infra-rouges, permet de réduire significativement les pertes radiatives.



Figure 13 : Illustration du concentrateur

III.3 Modélisation du concentrateur à miroir linéaire de Fresnel

III.3.1 Modèle optique

Les rayons solaires arrivent au récepteur avec un rendement optique (η_{opt}) dû aux erreurs optiques. Ainsi la fraction de puissance après réflexion $Q_{reflechie}$ est donnée par :

$$Q_{reflechie} = \eta_{opt} \times DNI \times S_{ch} \quad (III.1)$$

η_{opt} : L'efficacité optique ;

DNI : la radiation solaire directe ;

S_{ch} : la surface du réflecteur.

Le rendement optique représente les pertes induites par les erreurs optiques. Les principales erreurs optiques sont [19]:

- ❖ réflectivité des miroirs (fonction du matériau) ρ : elle représente les pertes dues à la transparence non parfaite du verre du miroir et des irrégularités surfaciques. On a, en effet, une réflectivité inférieure à 100 % du flux incident ;
- ❖ l'effet cosinus f_{geo} : il s'agit des pertes d'origine géométrique dues au fait que la normale du miroir n'est jamais en direction du soleil [20]. Soit Φ le flux radiatif (en $W \cdot m^{-2}$) qui traverse normalement la surface S et Φ' le flux (en $W \cdot m^{-2}$) reçu par S' la surface du miroir. La relation entre S et S' est $S = S' \cos \alpha \leq S'$ (Figure 14). Le flux solaire est dispersé sur une surface S' plus grande, par conséquent le flux surfacique diminue : $\Phi' = \Phi \cos \alpha \leq \Phi$
L'effet cosinus induit donc un flux surfacique inférieur reçu par le miroir, il y a donc une perte d'intensité du flux ;

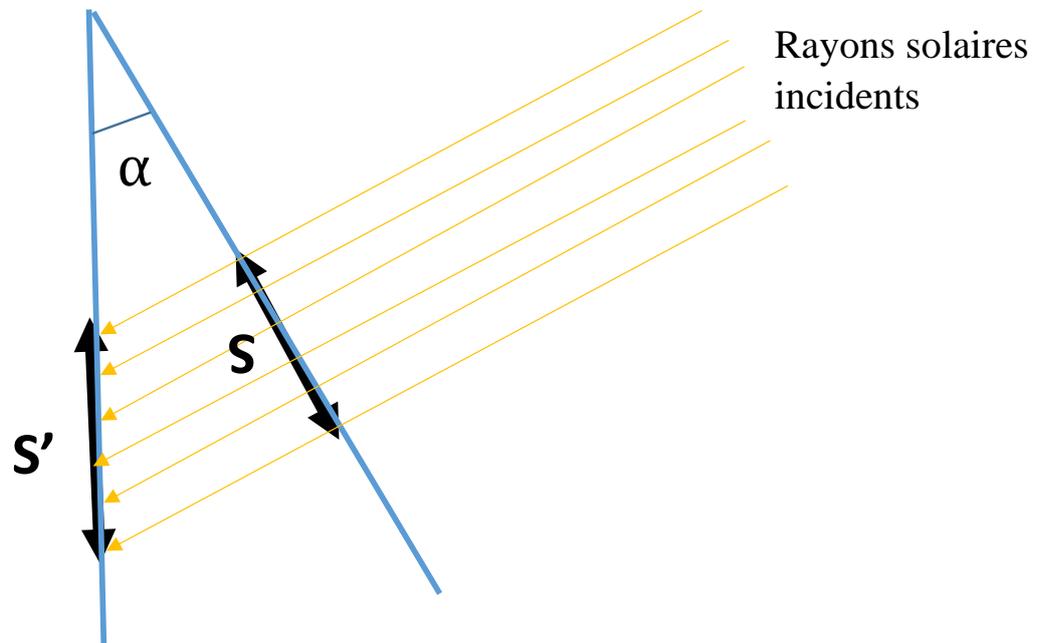


Figure 14 : Illustration de l'effet cosinus [20]

- ❖ pertes par ombrage f_{omb} : un miroir fait de l'ombre à l'autre ;

- ❖ pertes par blocage f_{bloc} : les rayons réfléchis par un miroir sont bloqués par un autre miroir se situant sur le trajet des rayons réfléchis vers le récepteur ;
- ❖ pertes par débordement au niveau du récepteur f_{int} : elles sont dues aux rugosités de la surface des miroirs et aux erreurs de réglage et de courbure de miroirs ;
- ❖ pertes dues à la dispersion du flux dans l'atmosphère (l'humidité) f_{atm} .

Le rendement optique est donné par le produit de ces différents facteurs :

$$\eta_{opt} = \rho \times f_{geo} \times f_{atm} \times f_{omb} \times f_{int} \times f_{bloc} \times f_{atm} \quad (III.2)$$

Au niveau du récepteur, une partie de la puissance réfléchie ($Q_{reflechie}$) est perdue, dû à un autre type de pertes optiques en lien avec les caractéristiques des matériaux constituant le récepteur. Ce rendement noté ici η_{opt_tube} est donné par :

$$\eta_{opt_tube} = \alpha \times \tau_{envelop} \quad (III.3)$$

α : coefficient d'absorptivité du matériau absorbeur

$\tau_{envelop}$ = transmittivité de l'enveloppe

La puissance absorbée par les parois de l'absorbeur est obtenue par :

$$Q_a = \eta_{opt} \times \eta_{opt_tube} \times DNI \times S_{ch} \quad (III.4)$$

Les pertes optiques globales η_{opt_global} sont déterminées par [21][19] :

$$\eta_{opt_global} = \eta_0 K_{\perp}(\theta_{\perp}) \times K_{//}(\theta_{//}) = \eta_{opt} \times \eta_{opt_tube} \quad (III.5)$$

η_0 est le rendement optique maximal, il est multiplié par deux facteurs de correction. Le facteur de correction transversal K_{\perp} fonction d'un angle transversal θ_{\perp} et le facteur de correction longitudinal $K_{//}$ fonction d'un angle longitudinal $\theta_{//}$.

Ces deux angles sont définis comme suit :

$$\tan(\theta_{\perp}) = \tan(\theta_z) \sin(\gamma) \quad (III.6)$$

Et

$$\tan(\theta_{\perp}) = \tan(\theta_z) \cos(\gamma) \quad (III.7)$$

θ_z : angle zénithal

En remplaçant (III.5) dans (III.4) on a :

$$Q_a = \eta_0 K_{\perp}(\theta_{\perp}) \times K_{//}(\theta_{//}) \times DNI \times S_{ch} \quad (III.8)$$

III.3.2 Bilan thermique du capteur

Le récepteur ayant absorbé la puissance Q_a , sa température devient élevée. Cela a pour conséquence des pertes thermiques dans l'environnement du récepteur. Ces pertes sont de trois types (Figure 15) :

- ❖ Les pertes par conduction : ce sont les pertes dues à la propagation de chaleur le long du corps chaud. C'est-à-dire au sein de la matière même la chaleur se transmet de molécule en molécule ;
- ❖ Les pertes par convection : ces sont les pertes dues au déplacement de l'air au tour du corps à haute température ;
- ❖ Les pertes radiatives : le corps chaud émet de rayonnement thermique dans toutes les directions de son environnement. Plus la température du corps est élevée, plus ce phénomène est important.

A haute température, les pertes convectives et radiatives sont prépondérantes par rapport aux pertes par conduction. Ces dernières sont généralement négligées dans l'étude des systèmes à concentration. La puissance utile fournie au fluide caloporteur est égale à la puissance absorbée par le récepteur à laquelle on soustrait les pertes radiatives et convectives.

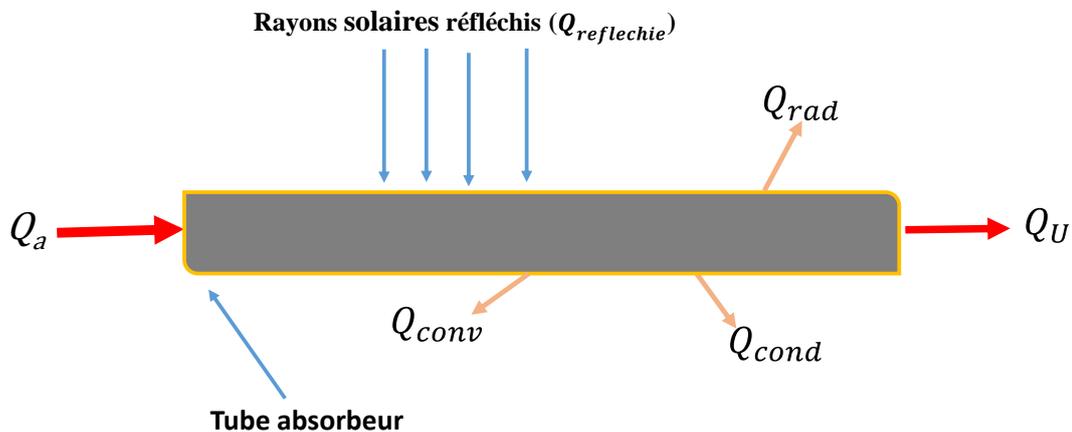


Figure 15 : Bilan thermique

Elle est obtenue par l'expression suivante :

$$Q_u = Q_a - Q_{rad} - Q_{conv} \quad (III.9)$$

Q_u : puissance utile

Q_a : puissance absorbée

Q_{rad} : pertes radiatives

Q_{conv} : pertes convectives

Q_{cond} : pertes par conduction

Les pertes radiatives sont déterminées par la formule suivante :

$$Q_{rad} = \sigma \varepsilon S_a (T_a^4 - T_{amb}^4) \quad (III.10)$$

Et les pertes convectives sont obtenues par :

$$Q_{conv} = h_{conv} S_a (T_a - T_{amb}) \quad (III.11)$$

σ : constante de Boltzmann

ε : émissivité du récepteur

S_a : surface de l'absorbeur

T_a : température de l'absorbeur

T_{amb} : température ambiante

En remplaçant les équations (III.4), (III.10) et (III.11) dans (III.9), on a l'expression de la puissance utile :

$$Q_u = \eta_0 K_{\perp}(\theta_{\perp}) \times K_{\parallel}(\theta_{\parallel}) \times DNI \times S_{ch} - \sigma \varepsilon S_a (T_a^4 - T_{amb}^4) - h_{conv} S_a (T_a - T_{amb}) \quad (III.12)$$

Notre récepteur est constitué d'un tube absorbeur couvert par un vitrage. L'espace entre l'absorbeur et la vitre est sous vide. On observe dans ce cas précis les pertes thermiques suivantes (Figure 16) :

- ❖ les pertes convectives entre le vitrage est le milieu ambiant Q_{conv-v_a} ;
- ❖ les pertes convectives entre l'absorbeur et la vitre $Q_{conv-tube_v}$ qui sont négligées car l'espace est sous vide ;
- ❖ pertes radiatives entre l'absorbeur est la vitre $Q_{rad-tube_v}$;
- ❖ pertes radiatives entre la vitre et le milieu ambiant Q_{rad-v_a} .

Ainsi Q_{conv} est la somme des deux pertes convectives.

$$Q_{conv} = Q_{conv-tube_v} + Q_{conv-v_a} \quad (III.13)$$

Et Q_{rad} est la somme des deux pertes radiatives.

$$Q_{rad} = Q_{rad-tube_v} + Q_{rad-v_a} \quad (III.14)$$

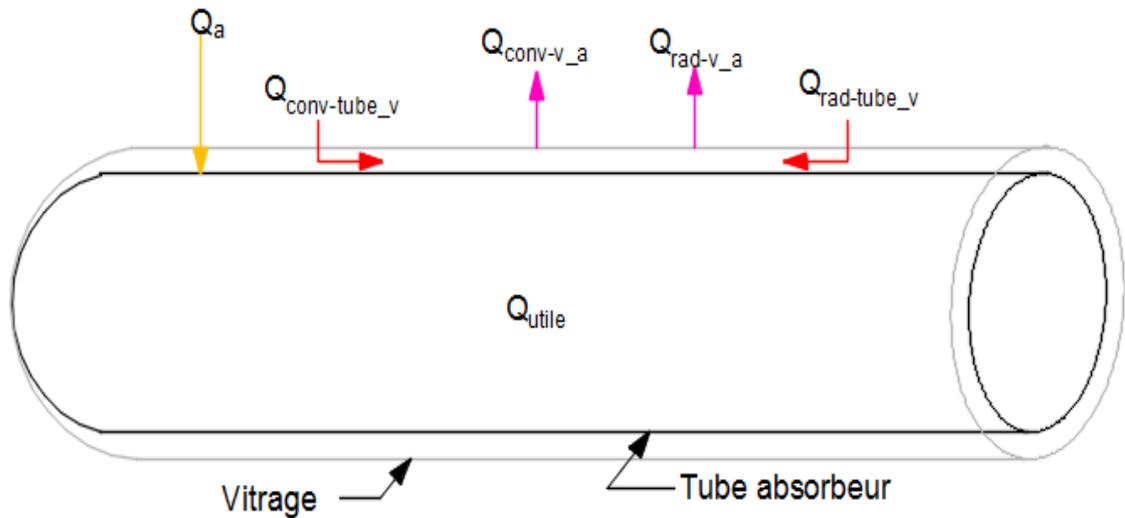


Figure 16 : Bilan thermique cas d'étude

III.4 Données météorologiques

La grandeur indispensable au dimensionnement de tout système solaire à concentration est sans nul doute le rayonnement solaire direct (DNI). Variable dans le temps et dans l'espace, il détermine la taille du champ solaire à installer. Une autre grandeur non moins importante est la température ambiante. Elle varie cependant plus lentement que le rayonnement solaire direct. Les données annuelles de ces deux grandeurs des sites étudiés sont donc nécessaires. Le CNES dispose d'une station météorologique implantée sur le toit d'un bâtiment du site. Elle est composée de trois pyranomètres, d'un pyréliomètre et d'un héliographe de Campbell pour la mesure du rayonnement global, direct et de la durée d'ensoleillement. Cependant le pyréliomètre et l'héliographe de Campbell sont hors service. Deux pyranomètres sont utilisés pour la mesure du rayonnement global horizontal et le diffus, en protégeant l'un du rayonnement direct par un cache. Le troisième pyranomètre sert à la mesure du rayonnement global incliné. Les données sont recueillies et enregistrées, à un intervalle de 5 minutes par une centrale d'acquisition de données.

III.4.1 La température ambiante

Les données de température disponibles au CNES sont celles de l'année 2015. Cependant, ces données ne peuvent pas être utilisées, car la sonde est en réalité placée pour indiquer la température de l'environnement de la centrale d'acquisition des

données. Ainsi, nous avons fait recours aux données fournies par la direction de la météorologie nationale [22]. Dans l'Annexe 3.1 les températures ambiantes journalières moyennes de 2009 à 2013 pour la ville de Niamey sont présentées. Les moyennes mensuelles en °C sont données dans le Tableau 1 ci-après.

Tableau 1: Moyennes mensuelles des températures ambiantes journalières

MOIS	janv	févr	mars	avr	mai	juin	juil	août	sept	oct	nov	déc
Températures (°C)	33	37,4	40,5	41,6	41	38,2	35	32,8	35,2	38	37,6	34

Ces données de température nous ont permis d'obtenir la Figure 17. De façon générale, la température ambiante pour tous les mois de l'année excède 30 °C. Les températures maximales sont observées pendant les mois de mars, avril et mai. En effet ces mois correspondent à la période de chaleur excessive. Par contre, les températures les plus faibles sont observées pendant les mois de janvier, décembre et août. Les deux premiers correspondent à la période où il fait excessivement froid, le mois d'août, quant à lui, est le mois de pluie abondante.

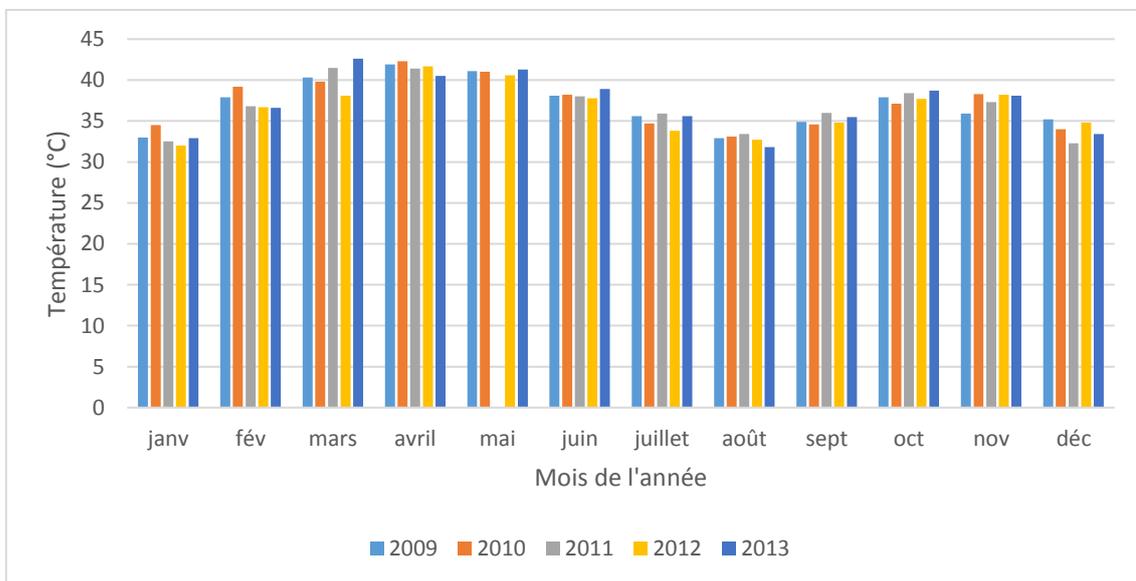


Figure 17 : Variation de la température ambiante à Niamey

III.4.2 Rayonnement solaire

Les données d'ensoleillement les plus récentes disponibles sont celles des années 2008, 2009 et 2015. Cependant, ce sont des données du rayonnement global, alors que pour notre étude le type de rayonnement utilisable est le DNI. Les données du

DNI disponibles datent des années 90. Vu leur ancienneté, nous avons décidé de ne pas les traiter. Nous avons, par la suite, fait recours aux applications informatiques telles que RETScreen, Global Atlas de IRENA et PVGIS. Ce dernier nous a fourni le DNI après l'introduction des caractéristiques du site (latitude et longitude). Les autres ne donnent que le rayonnement global. Dans cette application, le DNI est enregistré de 6 h à 18 h par intervalle de 15 minutes. Nous avons ainsi procédé à la détermination de la moyenne horaire de ces mesures pour chaque mois (Annexe 3.2). L'analyse de ces données montre une évolution du DNI en fonction de la course journalière du soleil. En effet, il commence avec des valeurs faibles au début du jour (lever du soleil), puis remonte pour atteindre sa valeur maximale à environ 12 h (le soleil au zénith). Ensuite il décroît à partir de 13 h pour atteindre sa valeur minimale vers le soir (coucher du soleil). L'évolution est illustrée sur la Figure 18 ci-après.

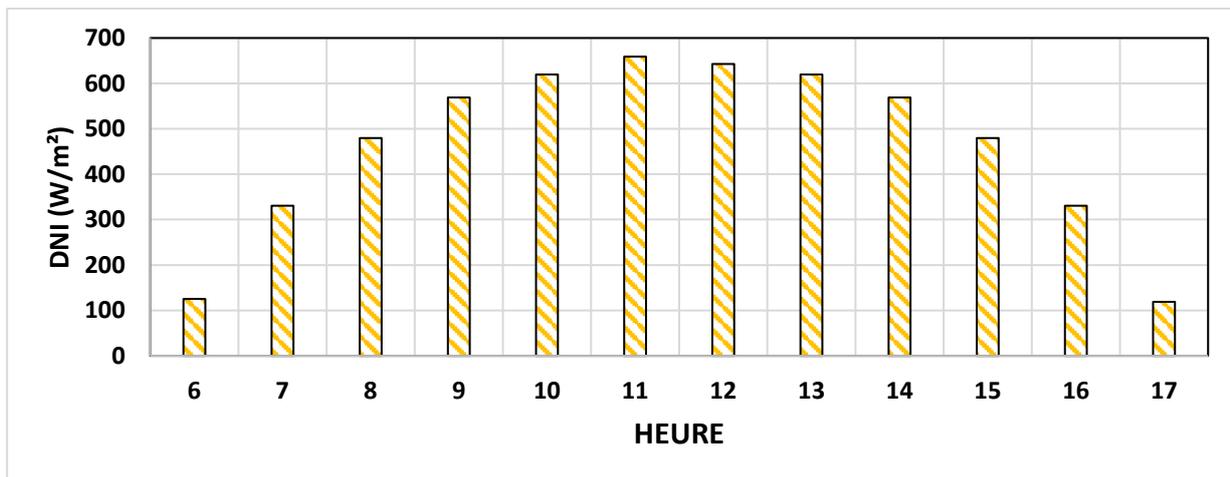


Figure 18 : moyenne horaire du DNI

III.5 Dimensionnement

Pour la détermination de la surface approximative du réflecteur nécessaire pour la production de 5 kW_{th} , les hypothèses suivantes ont été prises :

- ❖ Température moyenne du tube absorbeur : 300 °C
- ❖ Température du vitrage 50 °C
- ❖ $\eta_0 = \eta_{\text{opt_tube}} = \alpha \times \tau_{\text{envelop}}$
- ❖ $\eta_{\text{opt}} = 70 \%$

D'après les données météorologiques, la température ambiante moyenne journalière est de 37 °C et le DNI moyen journalier est de $492,5 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, arrondi à $500 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$.

Les caractéristiques des matériaux considérés dans cette étude sont présentées dans le Tableau 2 ci-après.

Tableau 2: Caractéristiques des matériaux

Matériaux	Absorptivité (%)	Réfectivité (%)	Transmissivité (%)
Miroir Fresnel	10	90	0
Tube récepteur	90	10	0
Vitre	1	9	90

Ainsi l'équation de la puissance utile devient :

$$Q_u = \eta_0 \times \eta_{opt} \times DNI \times S_{ch} - Q_{rad} - Q_{conv} \quad (III.15)$$

❖ Détermination des pertes convectives

Pour l'écoulement d'air à travers un tube simple dans un environnement extérieur, les corrélations recommandées pour le calcul du nombre de Nusselt sont [23]:

$$N_U = 0,40 + 0,54Re^{0,52} \text{ pour } 0,1 < Re < 1000 \quad (III.16)$$

Et

$$N_U = 0,30Re^{0,6} \text{ pour } 1000 < Re < 50000 \quad (III.17)$$

Le nombre de Reynolds est donné par :

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu} \quad (III.18)$$

N_U : nombre de Nusselt

Re : nombre de Reynolds

μ : viscosité dynamique ($kg \cdot m^{-1}s^{-1}$)

ρ_m : masse volumique ($kg \cdot m^{-3}$)

λ : conductivité thermique ($W \cdot m^{-1}K^{-1}$)

V : vitesse ($m \cdot s^{-1}$)

D : diamètre (m)

Les caractéristiques de l'air :

$$\rho = 1,16 \text{ kg} \cdot \text{m}^3$$

$$\mu = 1,8610^{-5} \text{ kg} \cdot \text{m}^{-1}\text{s}^{-1}$$

$$V = 4 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$$

Le diamètre du vitrage considéré est de 160 mm, ainsi le nombre de Reynolds obtenu après calcul est de 49892,47. D'où l'équation (III.17) est retenue pour le calcul de Nu. La valeur obtenue est de 197,67. Le coefficient de transfert par convection est obtenu par :

$$h_{conv} = N_U \frac{\lambda}{D} \quad (\text{III.19})$$

$$\lambda = 0,026 \text{ W} \cdot \text{m}^{-1}\text{K}^{-1}$$

$$D = 0,16 \text{ m}$$

La valeur de h_{conv} obtenue est de $32,12 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}\text{K}^{-1}$. Pour une longueur de 4 m, la surface du vitrage cylindrique est de 2 m^2 . Les pertes par convection sont ainsi obtenues en appliquant la formule de l'équation (III.11). Après calcul on obtient Q_{conv} égale à 835,12 W.

❖ Détermination des pertes radiatives

Deux pertes radiatives sont observées. Les pertes radiatives entre le vitrage et le milieu ambiant Q_{rad-v_a} et celles observées entre le tube absorbeur et le vitrage $Q_{rad-tube_v}$. Nous avons vu que les pertes radiatives totales font la somme des deux. Pour le calcul de Q_{rad-v_a} la formule de l'équation (III.10) est utilisée. On a ainsi :

$$Q_{rad-v_a} = 5,6710^{-8} \times 0,88 \times 2(323^4 - 310^4)$$

$$\sigma = 5,6710^{-8}$$

$$\varepsilon = 0,88 \text{ pour le vitrage}$$

$$T_v = 323 \text{ K (température du vitrage en Kelvin)}$$

$$T_{amb} = 310 \text{ K (température ambiante en Kelvin)}$$

La valeur de Q_{rad-v_a} obtenue est de 164,58 W

Pour déterminer les pertes radiatives entre le tube absorbeur et la vitre, nous avons procédé par la formule de l'équation suivante [23] :

$$Q_{rad} = h_r S_1 (T_2 - T_1) \quad (III.20)$$

Elle exprime les pertes radiatives entre deux corps de surfaces S_1 et S_2

h_r : coefficient de transfert par radiation

$(T_2 - T_1)$: différence de température entre les deux corps

Le coefficient de transfert radiatif h_r est donné par :

$$h_r = \frac{\sigma (T_2^2 - T_1^2)(T_2 - T_1)}{\frac{1 - \varepsilon_1}{\varepsilon_1} + \frac{1}{F_{12}} + \frac{(1 - \varepsilon_2)S_1}{\varepsilon_2 S_2}} \quad (III.21)$$

F_{12} : facteur de forme, il est pris égal à 1 dans notre cas.

Le coefficient de transfert radiatif entre le tube absorbeur et la vitre h_{r-tube_v} est ainsi calculé par :

$$h_{r-tube_v} = \frac{5,6710^{-8} (573^2 - 323^2)(573 - 323)}{\frac{1 - 0,88}{0,88} + 1 + \frac{(1 - 0,1)0,16}{0,1 \times 0,145}}$$

h_{r-tube_v} obtenue est de $0,3 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \text{K}^{-1}$, les pertes radiatives correspondantes sont données par :

$$Q_{rad-tube_v} = 2,48 \times 0,82(573 - 323) = 150 \text{ W}$$

Avec $\varepsilon = 0,1$ pour le tube absorbeur

D'après l'équation (III.14), les pertes radiatives sont données par :

$$Q_{rad} = 164,58 + 150 = 314,58 \text{ W}$$

❖ Détermination de la surface S_{ch} nécessaire pour la production de 5 kW_{th}

De l'équation (III.15), on a :

$$S_{ch} = \frac{Q_u + Q_{rad} + Q_{conv}}{\eta_0 \times \eta_{opt} \times DNI} \quad (III.22)$$

$$\eta_0 = \alpha \times \tau_v = 0,9 \times 0,9 = 0,81$$

$\alpha = 0,9$: absorptivité de l'absorbeur

$\tau_v = 0,9$: transmittivité du vitrage

$DNI = 500 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$

La valeur de S_{ch} obtenue est de $21,69 \text{ m}^2$. La surface du champ de miroir nécessaire pour produire une puissance thermique de 5 kW, dans les conditions prédéfinies, est de $21,69 \text{ m}^2$.

IV. Géométrie du concentrateur

IV.1 Le champ de miroirs de Fresnel

Le champ de miroir est défini par ses dimensions (sa longueur et sa largeur), le nombre de miroirs, leur largeur et l'écart entre miroirs adjacents (Tableau 3). Nous considérons dans cette étude des miroirs de longueur 4 m et de largeur 0,3 m. Le nombre total de miroirs est de 18 soit un champ de miroir de $21,6 \text{ m}^2$.

Tableau 3: Paramètre du réflecteur

Désignation du paramètre	Notation	Valeur pour le modèle étudié
Nombre de miroirs	n	18
Longueur du miroir	L	4 m
Largeur du miroir	W	0,3 m

L'axe des miroirs est orienté Nord-Sud qui est l'orientation optimale pour les zones de faible latitude, qui est le cas de Niamey (13° Nord). La disposition des miroirs dans le champ est illustrée par la Figure 19 ci-après.

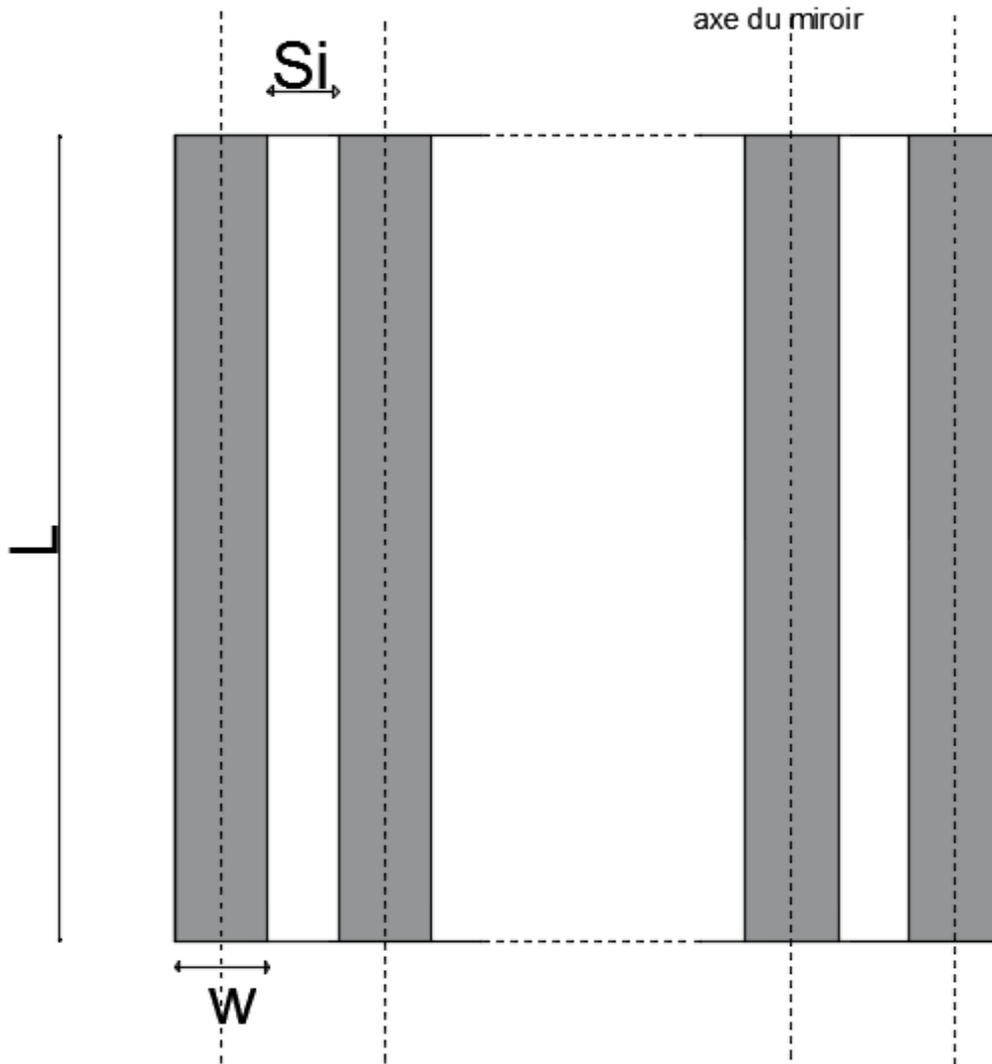


Figure 19 : Illustration de la configuration des miroirs

Pour la conception de la configuration du concentrateur, nous utilisons l'approche présentée en [24]. Les paramètres sont définis dans les conditions suivantes :

- ❖ Le concentrateur suit parfaitement le mouvement journalier du soleil ;
- ❖ Les miroirs ont une réflexion spéculaire ;
- ❖ Les rayons solaires ont une incidence axiale.

Les miroirs sont caractérisés par trois paramètres :

- ❖ L'inclinaison θ_n : chaque miroir à un angle d'inclinaison θ_n de telle sorte que le rayon incident sur le miroir puisse impacter le récepteur. Il est obtenu par l'équation suivante :

$$\theta_n = \frac{1}{2} \tan^{-1} \frac{\{Q_n + (W/2)\cos\theta_n\}}{\{f - (W/2)\sin\theta_n\}} \quad (\text{IV.1})$$

W : largeur d'un miroir

f : hauteur entre l'axe du concentrateur et le centre du récepteur

- ❖ L'écart entre deux miroirs S_n : une distance appropriée est maintenue entre deux miroirs voisins de telle sorte que l'un ne fait pas de l'ombre sur l'autre. Elle est obtenue par :

$$S_n = W \sin\theta_{n-1} \tan(2\theta_n + \xi_0) \quad (\text{IV.2})$$

ξ_0 : moitié de la distance angulaire du soleil en tout point de la terre. Il est égal à 16' soit 0,26 °.

- ❖ La position de chaque miroir par rapport à l'axe du concentrateur : Q_n

$$Q_n = Q_{n-1} + W \cos\theta_{n-1} + S_n \quad (\text{IV.3})$$

Les conditions initiales sont : $\theta_0 = 0$, $S_1 = 0$, $Q_1 = W/2 + f \tan\xi_0$

Notre prototype sera constitué de 18 miroirs de largeur $W = 0,3$ m chacun. La hauteur du récepteur par rapport à l'axe de réflecteur est $f = 2,5$ m. Le récepteur renvoie de l'ombre sur l'axe centrale du réflecteur. Ainsi aucun miroir central n'y sera placé. Il sera donc placé 9 miroirs de part et d'autre de l'axe du réflecteur. Les paramètres qui définissent chaque miroir dans le champ sont obtenus après résolution des équations (IV.1), (IV.2) et (IV.3). Les résultats sont présentés dans le Tableau 4 ci-après.

Tableau 4: position des miroirs

Position des miroirs dans le champ			
n	θ_n (°)	Q_n (mm)	S_n (mm)
1	3,60	165,63	0,00
2	5,35	472,37	3,65
3	10,32	781,74	10,67
4	13,50	1104,59	27,70
5	16,42	1245,29	45,66
6	17,64	1593,63	60,57
7	20,30	1958,17	78,65
8	22,75	2346,42	106,88
9	24,97	2762,36	139,27

Ces valeurs définissent les 9 miroirs d'un côté de l'axe centrale du miroir, les 9 miroirs de l'autre côté de l'axe sont symétriques aux premiers (Figure 20).

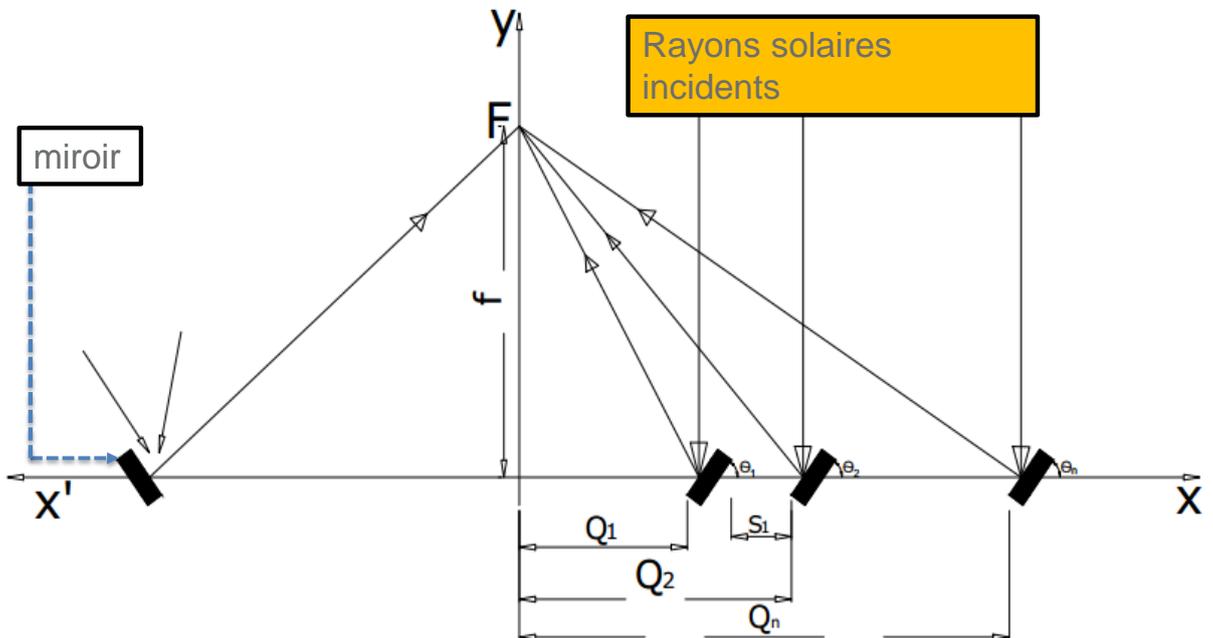


Figure 20: Illustration des paramètres des miroirs

IV.2 Le récepteur

Trois paramètres définissent le récepteur :

- ❖ La hauteur ;
- ❖ La longueur ;
- ❖ La largeur.

IV.2.1 La hauteur du récepteur

Les phénomènes des pertes par ombrage, débordement et blocage sont atténués avec la hauteur du récepteur. En revanche l'augmentation de cette hauteur implique des coûts supplémentaires. D'où la nécessité de trouver la hauteur optimale qui fait le compromis entre ces deux tendances. La hauteur du récepteur est liée à la largeur du champ. Le concentrateur est supposé optimisé si le ratio Q_n/h (avec Q_n la distance du dernier miroir d'un côté à partir de l'axe du réflecteur et h la hauteur entre le centre du récepteur et l'axe du réflecteur) est compris entre 0,9 et 1,2. Dans le cas de notre prototype, le récepteur sera élevé de 2,5 m par rapport au réflecteur. Q_n correspond à

Q_9 dans notre exemple. Le rapport Q_9/h est de 1,1. Cette valeur est bien dans l'intervalle indiqué.

IV.2.2 La longueur du récepteur

Le décalage de la tache focale dans la longueur pour les miroirs aux extrémités du champ occasionne des pertes en puissance interceptée. Ce phénomène dépend de la saison et de l'heure de la journée. Ainsi pour capter toute l'énergie réfléchie, la longueur du récepteur doit être supérieure à celle du réflecteur. Pour parer son influence, deux solutions sont envisagées :

- ❖ Utiliser un récepteur suffisamment long pour intercepter toute la puissance réfléchie : dans ce cas le coût du récepteur est plus important et les pertes thermiques augmentent considérablement avec l'augmentation de la surface d'échange.
- ❖ Utiliser un récepteur glissable sur son axe : dans ce cas le récepteur doit être ajusté manuellement selon la saison de manière à intercepter le maximum des rayons réfléchis. Cette solution est plus économique et ne hausse pas les pertes thermiques comme pour le cas de la solution précédente. En revanche l'intervention d'un opérateur fait de cette solution moins fiable et moins précise que la précédente.

Dans notre cas, nous préconisons l'utilisation d'un récepteur mobile de même taille que le réflecteur. Ainsi le surcoût est non seulement évité, il est aussi possible d'expérimenter le comportement du système par positionnement du récepteur à plusieurs emplacement. Le récepteur aura ainsi une longueur de 4 m.

IV.2.3 La largeur du récepteur

Le récepteur est de type cylindrique. Il est défini par son rayon (R) ou son diamètre (d). Le rayon R du récepteur qui doit intercepter les rayons réfléchis par tout miroir dans le champ est obtenu par :

$$R = [W \sin \theta_n + \frac{Q_n + W \cos \theta_n}{\tan(2\theta_n + \xi_0)} - f] \sin(2\theta_n + \xi_0) \quad (IV.4)$$

Après application de cette formule la valeur de R obtenue est de 157,69 mm.

La valeur de Q_1 calculée précédemment considère un rayon égal à la moitié de la largeur du miroir. Il se trouve que la valeur de R est légèrement supérieure à $W/2$.

Ainsi pour éviter l'ombrage du récepteur sur les premiers miroirs de part et d'autre de l'axe central, Q_1 doit être recalculé en remplaçant R par sa propre valeur :

$$Q_1 = R + f \tan \xi_0 \quad (\text{IV.5})$$

Ainsi la valeur de Q_1 obtenue est de 169,32 mm. Les premiers miroirs doivent donc être placés à une distance de 169,32 mm de part et d'autre de l'axe central du réflecteur.

V. Aspects socio-économiques et environnementaux

V.1 Etude technico-économique

Cette étude économique vise à dégager à partir des deux solutions envisageables (la solution de référence qui est celle qui sera conservée si la solution proposée n'est pas retenue et la solution proposée) celle qui présente le plus d'intérêt économique. Pour une comparaison plus équitable des solutions, nous considérons une puissance de 10 kW_{el} pour chaque cas. Les méthodes généralement utilisées pour la comparaison des coûts des différentes technologies de production d'électricité sont le temps de retour à l'investissement (TR) et le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE pour Levelised Cost Of Electricity). Les différentes données nécessaires pour l'évaluation économique sont :

- ❖ Les coûts d'investissement : ils sont définis comme l'investissement initial qui permet l'achat et la mise en service du système. Ils couvrent les dépenses en matière d'étude d'acquisition foncière, des travaux et des frais d'acquisition et de renouvellement des équipements.
- ❖ Les coûts d'exploitation : sont les dépenses inhérentes à l'exploitation du système. Les principales charges d'exploitation pour les systèmes énergétiques sont la consommation du combustible, la maintenance, l'entretien et les pièces de rechanges.
- ❖ La durée de vie : elle est définie comme la durée de vie économique qui est la période au bout de laquelle il n'est plus rentable d'utiliser l'équipement étant donné l'évolution des performances des techniques concurrentes.

V.1.1 Première solution

Il s'agit de l'utilisation d'un groupe électrogène pour l'alimentation en électricité de la zone rurale. C'est la solution la plus utilisée au Niger. Elle représente dans notre étude la solution de référence.

- ❖ Pour estimer les coûts d'investissement de cette solution, nous considérons seulement les frais d'acquisition du groupe diesel. Ainsi pour une puissance de 10 kW correspond un moteur de 13 kVA avec un cosinus phi de 0,82. Son coût au Niger est environ 5441697 FCFA. La durée de vie économique considérée pour le groupe électrogène est de 12 ans. Le Tableau 5 présente l'investissement total.

Tableau 5: Investissement groupe diesel

Investissement			
Equipement	n	prix unitaire (FCFA)	prix total (FCFA)
Groupe électrogène	2	5441697	10883394

- ❖ Les coûts d'exploitation sont principalement la consommation du combustible. A 75 % de sa charge maximale, le groupe électrogène consomme $3,43 \text{ l} \cdot \text{h}^{-1}$ (Annexe 4), soit une consommation journalière de $27,44 \text{ l} \cdot \text{j}^{-1}$. Le prix du gazoil au Niger s'élève à 538 FCFA et 494 FCFA prix hors taxe. Les frais de maintenance et entretien sont estimés à 30000 le mois soit 360000 l'année. Le gardiennage est estimé à 20000 FCFA par mois soit 240000 FCFA l'année. Les coûts d'exploitation totaux sont présentés dans le Tableau 6.

Tableau 6 : coût d'exploitation groupe diesel

Coût d'exploitation		
Désignation	coût mensuel (FCFA)	coût annuel (FCFA)
Gazoil	406661	4879932
O&M	50000	600000
Total	456661	5479932

V.1.2 Deuxième solution

Il s'agit de la réalisation d'une centrale solaire thermodynamique à miroir linéaire de Fresnel pour électrifier la zone rurale. Dans ce mémoire, l'étude n'a porté que sur le

concentrateur. Alors que l'étude économique doit prendre en compte l'intégralité de la centrale. En plus, aucune centrale solaire à concentration opérationnelle même expérimentale n'existe au Niger. Par conséquent aucune évaluation locale des coûts n'est à priori possible. Nous nous baserons alors sur la littérature pour l'estimation des différents coûts. Il s'agit des indications globales sur le coût d'investissement par kW des CSP. La durée de vie considérée est de 24 ans.

- ❖ Les principaux composants sont le capteur solaire et la machine thermodynamique. Cependant le coût d'un stockage thermique doit être pris en compte car le besoin en électricité ne coïncide pas tous les temps avec les périodes d'ensoleillement. Nous considérons l'investissement global obtenu dans [25] pour une centrale LFC avec un stockage thermique de 6 h. il est estimé à 2161250 FCFA·kW⁻¹. Pour l'investissement total voir Tableau 7 ci-après.

Tableau 7: Investissement centrale LFC

Investissement			
Equipement	n	prix unitaire	prix total
	10	2161250	21612500

- ❖ les coûts d'exploitation pour le cas de la centrale solaire à concentration sont estimés à 541598 FCFA l'année. Ce résultat est obtenu avec 7,5 FCFA·kWh⁻¹ et 20000 FCFA par mois pour le gardiennage.

V.1.3 Calcul du coût moyen actualisé d'électricité

Il est très utilisé pour la comparaison des coûts des différentes technologies de production d'électricité sur leur durée de vie économique. Il évalue l'investissement en partant des hypothèses de certitude des coûts de production et de stabilité des coûts de l'électricité. Il est calculé par la formule suivante [26] :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (V.1)$$

I_t : investissement de l'année t

M_t : coût d'opération et maintenance de l'année t

F_t : consommation de fuel pour l'année t

E_t : la production nette d'énergie annuelle

r : taux d'actualisation

n : durée de vie du système

❖ LCOE de la première solution

L'électricité nette annuelle est obtenue par la relation suivante :

$$E_t = H_{annuel} \times P_{elec} \quad (V.2)$$

H_{annuel} : nombre d'heures de fonctionnement annuel

P_{elec} : la puissance électrique nette du système

Le temps de fonctionnement du groupe électrogène est considéré égal à 8 h par jour, soit le nombre d'heure de fonctionnement annuel :

$$H_{annuel} = 8 \times 365 = 2920 \text{ h}$$

$$E_t = 2920 \times 10 = 29200 \text{ kWh}$$

Le taux d'actualisation considéré est de 8 %. Le LCOE obtenu après calcul est de $210,6 \text{ FCFA} \cdot \text{kWh}^{-1}$

❖ LCOE de la deuxième solution

L'électricité nette annuelle est obtenue par la relation suivante :

$$E_t = P_{elec} \times 365 \times Cf \times 24 \quad (V.3)$$

Le facteur de capacité considéré est de 40 %. La puissance de la centrale étant de 10 kW_{el}, E_t est donnée par :

$$E_t = 10 \times 365 \times 0,4 \times 24 = 35040$$

$$E_t = 35040 \text{ kWh}$$

Le coût du fuel F_t est nul pour le cas des CSP. Ainsi le LCOE obtenu est de $69,7 \text{ FCFA} \cdot \text{kWh}^{-1}$ pour un taux d'actualisation de 8 %.

V.1.4 Le temps de retour à l'investissement

Le temps de retour (TR) est le nombre d'années nécessaires pour que le cumul des économies annuelles équilibre l'investissement. L'économie annuelle est le coût d'exploitation de la solution de référence moins celui de la solution proposée. Elle est de 4938334 FCFA dans notre cas.

$$TR = \frac{\text{Investissement}}{\text{Economie annuelle}} = \frac{21612500}{4938334} \quad (\text{V.4})$$

Le TR obtenu est de 4,38, soit 4 ans, 4 mois et 17 jours.

V.2 Impacts socio-économiques et environnementaux

Le CNES étant un centre national de recherche, il convient de ressortir les retombées au profit de la population une fois cette technologie adoptée. Certains des avantages évoqués dans cette partie sont spécifiques aux CSP. Mais d'autres peuvent être valables pour tout système qui permet une alimentation fiable en électricité en milieu rural. Nous les avons évoqués parce que nous pensons que les CSP sont l'un des meilleurs moyens pour parvenir à une électrification fiable et satisfaisante.

V.2.1 Impacts socio-économiques

Plus de 70 % de la population nigérienne est rurale avec un taux d'électrification de l'ordre de 4 %. Ce faible taux d'électrification a pour conséquence la faible productivité dans l'ensemble des secteurs de l'économie d'où le manque d'emploi et de revenu, la baisse tendancielle de la production agricole et du PIB/tête. A cela s'ajoute le manque d'opportunités et d'accès aux infrastructures économiques et services sociaux de base. Pour accroître ce taux d'électrification, l'une des solutions prometteuses est le développement des systèmes décentralisés basés sur les énergies renouvelables. Ces systèmes sont basés d'une part sur le photovoltaïque et de l'autre sur le solaire thermodynamique à concentration. Ce dernier possède un regain d'intérêt pour le cas du Niger au vue du potentiel solaire thermodynamique très élevé et bien d'autres avantages évoqués ci-haut. Cependant le facteur économique essentiel mérite un regard particulier. En effet les coûts d'investissement restent encore très élevés pour ces centrales. Elles ne sont rentables que lorsque la politique régionale ou gouvernementale la favorise à grand renfort de subventions. Il convient ainsi de faire des gros efforts de recherches scientifiques afin de développer des

systèmes innovants qui rendraient la technologie solaire à concentration compétitive et exploitable de manière commerciale. Cela permettra :

- ❖ sur le plan social, de fournir un soin de qualité pour la population rurale grâce à l'électrification des centres de santé. Ainsi les produits pharmaceutiques peuvent être conservés dans les conditions de température recommandées. L'accès à l'eau chaude pour des raisons de soin sera facilité. Les patients seront gardés dans des conditions plus confortables avec la disponibilité de l'éclairage et de la ventilation et permet des interventions pour des petites chirurgies ;
- ❖ sur le plan de l'éducation, l'électrification rurale permet d'améliorer les conditions d'étude à travers l'électrification des écoles et des ménages, de faciliter l'accès à l'information à travers l'usage des radios, des télévisions et d'autres moyens de communications ;
- ❖ d'augmenter considérablement la production agricole par des microsystèmes d'irrigation avec la possibilité d'ajouter une charge secondaire pilotable de pompage ;
- ❖ améliorer les conditions de vie particulièrement des femmes par utilisations des engins (moulins, décortiqueuses, batteuse) dans les travaux ménagers lourds ;
- ❖ améliore la communication par la prolifération des téléphones portables avec la disponibilité de l'électricité pour la charge impactant positivement le développement économique ;
- ❖ permet l'installation des unités de production qui permettent d'augmenter considérablement la production des produits agro-alimentaires ;
- ❖ Permet la sécurisation de la localité et la flexibilité de trafic des humains et des biens à travers l'éclairage public ;
- ❖ la conservation des produits alimentaires permet d'améliorer le rendement, la qualité des produits et d'augmenter la capacité de production,
- ❖ permet l'installation des microentreprises etc.

V.2.2 Aspects environnementaux

L'utilisation de l'énergie et particulièrement de l'électricité est responsable de l'émission de la majeure partie des gaz à effet de serre. Ainsi à cette ère de la prise de

conscience massive des effets du réchauffement climatique, l'énergie solaire thermique est une alternative possible aux combustibles fossiles. Ces derniers, constituant les principales sources de production de l'électricité, libèrent malheureusement une grande quantité de CO₂ qui est le principal agent du réchauffement climatique. Ainsi l'implantation des CSP a l'avantage par rapport aux autres technologies de :

- ❖ réduire l'émission des gaz à effet de serre ;
- ❖ réduire l'émission des gaz provoquant la pollution atmosphérique source de certaines maladies respiratoires et le cancer ;
- ❖ permettre la suppression des déchets polluants dans la chaîne de production ;
- ❖ supprimer (par utilisation de stockage d'énergie thermique au lieu de l'énergie chimique) les déchets issus des batteries usées à impact environnemental négatif ;
- ❖ Supprimer la pollution sonore, du fait que le fonctionnement des CSP n'occasionne pas des bruits affectant négativement le confort des habitants.

La suppression ou la réduction de ces produits à impacts environnementaux négatifs contribue globalement à l'amélioration et à l'entretien de la santé des habitants. Cela permettra en effet d'éviter la contamination de la nappe phréatique et de l'air pouvant causer des complications sanitaires graves au niveau de la population. Cependant, il faut noter l'utilisation, souvent, dans les CSP de certains produits polluants utilisés comme fluides caloporteurs. Il s'agit le plus souvent des huiles thermiques et les réfrigérants dans les cycles organiques de Rankine.

VI. Résultats et discussion

La surface du réflecteur nécessaire pour générer 5 kW_{th} est de 21,6 m². Ce résultat est obtenu dans les conditions où le rendement optique est de 70 %, l'absorptivité de l'absorbeur 90 % et la transmittivité du vitrage 90 %. Cependant les paramètres météorologiques utilisés particulièrement le DNI sont des données satellitaires. Pour un résultat plus pertinent, il convient de posséder des données mesurées par des stations météorologiques locales. Ainsi les données satellitaires ne serviront que pour la comparaison des données. Par ailleurs, la conception géométrique du concentrateur a conduit à une largeur totale du réflecteur de 5,82 m et une longueur de 4 m. soit une surface totale de 23,28 m² du champ de réflecteur. Ce résultat est obtenu avec des

miroirs de 4 m de longueur et 0,3 m de largeur. Il est prévu l'utilisation des matériaux disponibles localement pour la réalisation de ce prototype. Par conséquent les dimensions finales des miroirs seront en fonction de ce qui est trouvé sur le marché local. Le centre du récepteur est à une hauteur de 2,5 m par rapport à l'axe du réflecteur. Cette configuration peut être jugée pertinente car le ratio Q_n/h obtenu est de 1,1 qui appartient bien à l'intervalle [0,9 1,2]. De façon générale, le dimensionnement et la conception du prototype respectent les conditions de conception recommandées [24]. Cependant nous pensons que la surface de 23,28 m² est assez grande pour un premier prototype expérimental. La taille du concentrateur peut donc être réduite.

D'autre part, l'étude économique a donné pour la solution utilisant un groupe diesel un LCOE de 210,6 FCFA· kWh^{-1} tandis qu'il est de 69,7 FCFA· kWh^{-1} pour la CSP. Ces résultats prouvent que l'utilisation du groupe diesel est trois fois plus chère que la CSP. Cela est un résultat intéressant encourageant l'adoption des CSP à concentrateur linéaire de Fresnel dans l'électrification en milieu rural au Niger. Cependant l'investissement pour la CSP est de 21612500 FCFA tandis qu'il est de 12951240 FCFA pour le groupe diesel. Soit presque deux fois plus chère que le cas de l'utilisation du groupe diesel. D'où la nécessité des renforts de subventions et des gros efforts de R&D afin de prendre en main la technologie et d'utiliser les matériaux disponibles localement. Cela permettrait de réduire considérablement l'investissement. En revanche le temps de retour sur l'investissement est de 4 ans et 4 mois. Si la CSP arrive à être construite à ce coût cela encouragerait les financements. Cependant, il convient de noter que tous les résultats de cette étude économique dépendent de la pertinence des données utilisées. Pour le groupe électrogène, toutes les informations sont issues d'une enquête auprès des certaines entreprises locales. Mais pour la CSP à LFC, les données sont à confirmer après acquisition de ces équipements ou après réalisation de la centrale.

VII. Conclusion et perspectives

A l'issue de l'état de l'art, la centrale solaire thermodynamique à concentrateur linéaire de Fresnel, pour sa simplicité de réalisation et son coût relativement abordable, est jugée la plus prometteuse pour l'électrification rurale au Niger. Ainsi nous avons proposé au CNES de s'intéresser à cette technologie. Dans un premier

temps, il convient d'expérimenter et de valider le concentrateur solaire avant de s'intéresser au bloc aval qui est la machine thermodynamique. Dans ce mémoire, un concentrateur de 5 kW_{th} a été dimensionné et entièrement défini géométriquement. Le prototype défini est de 4 m de longueur et 5,58 m de largeur. La hauteur du récepteur par rapport au réflecteur est de 2,5 m. Dans cette étude tous les matériaux sont arbitrairement choisis. Il convient ainsi de faire une investigation des marchés locaux afin de trouver ces matériaux ou leurs équivalents pour la mise en place de ce prototype. En plus le suivi solaire n'est pas complètement abordé et peut être une suite à donner à ce travail pour la caractérisation optique du prototype. Par ailleurs, au plan économique, le coût moyen normalisé de l'électricité est trois fois plus grand pour le groupe diesel que pour la CSP. En revanche l'investissement de la CSP vaut presque le double de celui du groupe diesel. Le temps de retour à l'investissement est moins de 5 ans. Ce qui peut être convainquant auprès des investisseurs. L'investissement assez élevé des CSP peut être réduit par la réalisation des CSP sur place avec utilisation des matériaux locaux.

VIII. Recommandations

Nous avons deux principales recommandations à l'égard du CNES :

- ❖ Réhabiliter la station météorologique déjà existante au CNES : cela permettra une mesure précise en continu de toutes les données climatiques nécessaires à l'étude et à l'évaluation des centrales solaires à concentration ;
- ❖ Pour le cas de cette étude, de réduire la taille du prototype afin d'avoir un module plus réduit qui peut être élargi après sa validation.

IX. Bibliographie

Ouvrages et articles

- [1] International Energy Agency, 2015, “*Electricity access in Africa - 2013*”.
- [2] D. YAMEGUEU NGUEWO, 2012, “*Expérimentation et optimisation d’un prototype de centrale hybride solaire PV/diesel sans batteries de stockage : Validation du concept ‘FLEXY ENERGY’*”, Th. doct, Université de Perpignan et Institut international d’Ingénierie de l’Eau et de l’Environnement.
- [3] G. Benjamin, 2015, “*Modélisation et dimensionnement d’un récepteur solaire à air pressurisé pour le projet de PEGASE*”, Th.doct, Université de Perpignan.
- [4] John Twidell, Tony Weir, 2006, “*RENEWABLE ENERGY RESSOURCES*”, Second edition. Saurabh Printers Pvt. Ltd., New Delhi.
- [5] G.N. Tiwari, 2012, “*SOLAR ENERGY: Design, Modelling and Applications*”, Centre for Energy Studies India Institute of Technology, Delhi New Delhi.
- [6] Andrien SALOME, 2008, “*Développement d’un outil de contrôle de répartition de flux solaire concentré sur un récepteur d’une centrale à tour : Application à la centrale de Thémis,*”, Th.doct, Université de Perpignan.
- [7] J. DE LA TORRE, 2011, “*Calculs de sensibilités par méthode de Monte-Carlo pour la conception des procédés à énergie solaire concentrée*” Th. doct, Université de Toulouse Institut National Polytechnique de Toulouse.
- [8] Y. MARIF, 2015, “*Caractérisation d’un concentrateur cylindro-parabolique de dimensions réelles au sud de l’Algérie*”, Th. doct, Université Kasdi Merbah Ouargla : Faculté des Mathématiques et des Sciences de la Matière, Région Ouargla.
- [9] F. NEPVEU, 2008, “*Production décentralisée d’électricité et de chaleur par système Parabole/Stirling : Application au système EURODISH*”, Th. doct, Université de Perpignan.
- [10] A. MATHIEU, 2012, “*Contribution à la conception et à l’optimisation thermodynamique d’une microcentrale solaire thermo-électrique*” Th. doct, Université de Lorraine : Ecole doctorale EMMA Département de Mécanique et Energétique.
- [11] A. Giovannelli, 2015, “*State of the Art on Small-Scale Concentrated Solar Power Plants*”, *70th Conf. Ital. Therm. Mach. Eng. Assoc. ATI2015*, vol. 82, pp. 607–614.

- [12] S. Abdalnaser, 2013, “*Rapport on state of the art Dish Engines Applications*,” University of London.
- [13] R. Mancini, 2015, “*Volumetric Solar Receiver for a Parabolic Dish Micro Gas Turbine system*” KTH School of Industrial Engineering and Management Energy Technology EGI-2015-065MSC EKV1103 Division of Heat and Power (CSP Research Group) SE-100 44 STOCKHOLM.
- [14] G. Pikra, A. Salim, B. Prawara, A. J. Purwanto, T. Admono, and Z. Eddy, 2013, “*Development of Small Scale Concentrated Solar Power Plant Using Organic Rankine Cycle for Isolated Region in Indonesia*,” *Int. Conf. Sustain. Energy Eng. Appl. ICSEEA 2012*, vol. 32, pp. 122–128,
- [15] F. Ferrara, A. Gimelli, and A. Luongo, 2014, “*Small-scale Concentrated Solar Power (CSP) Plant : ORCs Comparison for Different Organic Fluids*” *ATI 2013 - 68th Conf. Ital. Therm. Mach. Eng. Assoc.*, vol. 45, pp. 217–226.
- [16] J. Freeman, K. Hellgardt, and C. N. Markides, 2015, “*An assessment of solar-powered organic Rankine cycle systems for combined heating and power in UK domestic applications*” *Appl. Energy*, vol. 138, pp. 605–620, Jan.
- [17] Qouilin, S. Orasz, M, 2013, “*Rural Electrification through Decentralized Concentrating Solar Power: Technological and Socio-Economic Aspects*” vol. Volume1, pp. 199–212.
- [18] Y. Mogheir, M. Abu Tayef, S. Gabayen, and A. Abu Foul, “*Concentrating Solar Power Using Parabolic Trough, (Pilot Project in Islamic University of Gaza)*” *Mediterr. Green Energy Forum 2013 Proc. Int. Conf. MGEF-13*, vol. 42, pp. 754–760, 2013.
- [19] J. LEO, 2015, “*Modélisation et conduite optimale d’un cycle combiné hybride avec source solaire et stockage*”, Th.doct, Université de GRENOBLE ALPES.
- [20] Alaric Montenon, 2013, “*Analyse, mutualisation et optimisation par la commande de la consommation énergétique des héliostats autonomes des centrales à concentration solaire*”, Th.doct, Université de Toulouse.
- [21] V. François, 2011, “*Cogénération héliothermodynamique avec concentrateur linéaire de Fresnel : modélisation de l’ensemble du procédé*”, Th.doct, Université de Toulouse Institut National Polytechnique de Toulouse.
- [22] SANI ALI, 2014, “*ANNUAIRE STATISTIQUE 2009-2013*” Institut National de la Statistique, Niamey-Niger.

- [23] J. A. DUFFIE and W. A. BECKMAN, 1991, “*Solar Energy Thermal Processes*”, 2nd ed. Madison, Wisconsin, New York.
- [24] S. MATHUR, T. KANDPAL, and B. NEGI, 1988, “*Optical Design and Concentration Characteristics of Linear Fresnel Reflector Solar Concentrators-II. Mirror Element of Equal Width*”, Centre of Energy Studies.
- [25] B. Simon, 2015, “*Linear Fresnel Collectors Concentrated Solar Power : cost reduction and performance improvement tends*” SOLAR EUROMED IRENA Workshop.
- [26] S. Quoilin, 2007, “*Les Centrales Solaires à Concentration*”, Licenciante thesis, Université de Liège.

Sites internet

- Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), Interactive Maps, consulté le 15/5/2016, <URL : <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa#>>
- International Renewable Energy Agency (IRENA), Global Atlas for Renewable Energy, consulté le 22/6/2016, <URL : <http://irena.masdar.ac.ae/>>
- Caractéristiques des groupes diesels, consulté le 20/11/2016, <URL : <http://www.groupeselectrogenes.fr/groupe-selectrogenes-diesel>>

X. Annexe

Annexe 1: Quelques réalisations du CNES

Annexe 1.1 : distillateurs fabriqués au CNES



Annexe 1.2 : récupération d'eau distillée



Annexe 1.3 : séchoirs solaires fabriqués au CNES



Annexe 1.4 : chauffe-eau solaire du CNES installés dans une cité de Niamey

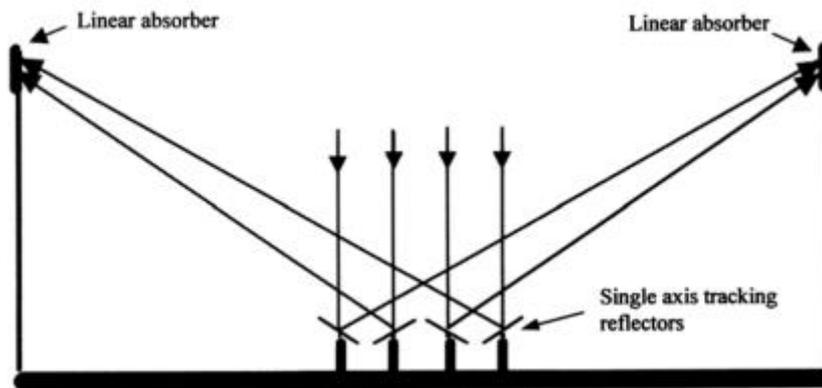


Annexe 1.5 : four solaire fabriqués au CNES

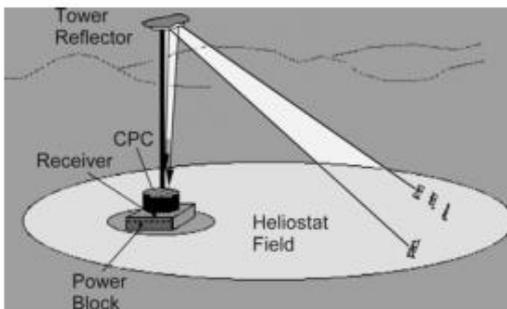


Annexe 2 : les nouveaux concepts des concentrateurs

Annexe 2.1 : concentrateur linéaire de Fresnel compact [21]



Annexe 2.2 : principe d'une centrale Beam Down à gauche et la centrale d'Abou Dhabi à droite [3]



Annexe 2.3 : centrales modulaires eSolar à gauche et Aora à droite [7]



Annexe 3 : Données météorologiques

Annexe 3.1 : moyennes mensuelles de la température ambiante à Niamey

MOIS	janv	fév	mars	avril	mai	juin	juillet	août	sept	oct	nov	déc
2009	33	37,9	40,3	41,9	41,1	38,1	35,6	32,9	34,9	37,9	35,9	35,2
2010	34,5	39,2	39,8	42,3	41	38,2	34,7	33,1	34,6	37,1	38,3	34
2011	32,5	36,8	41,5	41,4		38	35,9	33,4	36	38,4	37,3	32,3
2012	32	36,7	38,1	41,7	40,6	37,8	33,8	32,7	34,8	37,7	38,2	34,8
2013	32,9	36,6	42,6	40,5	41,3	38,9	35,6	31,8	35,5	38,7	38,1	33,4

Annexe 3.2 : moyenne horaire du DNI

Rayonnement solaire direct ($W \cdot m^{-2}$)											
Heure	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
JANV	120,5	345,75	547	664,5	730,5	760,5	760,5	730,5	664,5	547	345,75
FEV	159	368,25	550,75	657,5	717,5	744,75	744,75	717,5	657,5	550,75	368,25
MARS	151,33	369,25	529,5	625,5	680,25	705	705	680,25	625,5	529,5	369,25
AVR	141	350,25	482,5	563,25	609,75	631	631	609,75	563,25	482,5	350,25
MAI	163,5	351,25	470	543,25	586,25	606	606	586,25	543,25	470	351,25
JUIN	162	335,5	447,75	518,5	560,25	579,25	579,25	560,25	518,5	447,75	335,5
JUIL	91,5	241	344,25	410,75	449,75	467,75	467,75	449,75	410,75	344,25	241
AOUT	91,5	241	344,25	410,75	449,75		467,75	449,75	410,75	344,25	241
SEP	120,67	293,75	428,25	511	559,75	581,75	581,75	559,75	511	428,25	293,75
OCT	162	341	494,5	584,25	635	658	658	635	584,25	494,5	341
NOV	144	365,75	555,25	664,25	725	752,75	752,75	725	664,25	555,25	365,75
DEC	0	362,5	559,5	671	732,5	760,75	760,75	732,5	671	559,5	362,5
MOYENNE	125,58	330,44	479,46	568,71	619,69	658,86	642,94	619,69	568,71	479,46	330,44

Annexe 4: caractéristiques groupe diesel



PANTHER -14YD



Dimensions :
 L : 2000 mm
 l : 1000 mm
 H : 1190,5 mm

Poids : 730 kg

1 - DESCRIPTION GENERALE

DONNÉES GÉNÉRALES

PRP Puissance Permanente	12,5 kVA/9,6 kW	Fréquence en Hertz	50Hz
ESP Puissance secours	13,8 kVA/10,4 kW	Nombre de phases	1/3
Voltage	230-400V	Intensité sonore à 7m	< 72dB(A)
Facteur de puissance (cosΦ)	0,8	Autonomie en heure à 75%	29 h
Vitesse de rotation	1500rpm	Capacité du réservoir	100L

MOTEUR

Modèle	YD480D
Nombre de cylindres	4
Type de régulation	Mécanique
Caractéristiques	quatre temps, refroidissement liquide, injection directe
Cylindrée	1,809L
Puissance maxi à 1500 tr/min	14 kW
Système de démarrage	Electrique 12 v
Consommation à 75%	3,43 L/h
Type d'admission d'air	Atmosphérique
Capacité huile moteur	6,7L
Capacité liquide de refroidissement moteur et radiateur	7L

ALTERNATEUR GELEC

Ampérage	58,5/19,5 A
Technologie	Brushless(Sans balais) avec régulation électronique
AVR	STAMFORD
Régulation AVR	Electronique
Protection IP	23
Classe d'isolement	H

DISJONCTEUR

Type	Magnéto thermique, 4 pôles, avec différentiel réglable
-------------	--