



RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN - TIARET-

FACULTÉ DES SCIENCES DE LA MATIÈRE

ANNEXE SOUGUEUR

MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : PHYSIQUE

Spécialité : Physique Energétique & Energies Renouvelables

Par : *Missoum Hamid*

THÈME

Optimisation des performances des centrales solaires à concentration sous climats Algériens

Soutenue publiquement le : 28 / 06 / 2018 devant le Jury composé de:

Mr Rakrak Kaddour	M. A .A	Université de Tiaret	Président
Mr Safa A.E.K	M. A .B	Université de Tiaret	Examinateur
Mr Benhmed Abdel illah	Doctorant	Université de Tiaret	Invité
Mr Mihoub Sofiane	M. C. B	Université de Tiaret	Encadreur

PROMOTION 2017 /2018

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

*La lumière de ma vie, mes très chers
parents.*

Ma femme.

*Le diamant de mon coeur, mes enfants :
zakaria taha et anfal.*

Mes chers soeurs et frères.

A tout mes Amis.

Missoum hamid

Remerciements

Avant tout, je remercie Dieu de m'avoir donné le courage et la patience de mener à terme ce modeste travail.

J'adresse mes remerciements à mon encadreur le docteur mihoub sofiane pour la direction de cette thèse, ainsi que pour ses orientations et précieux conseils.

Je remercie le président de jury de m'avoir fait l'honneur de présider la présentation de cette thèse.

Je tiens à adresser mes plus sincères reconnaissances aux membres du jury, d'avoir accepté l'analyse et l'évaluation de mon travail.

A tous les enseignants et doctorants travaillant à annexe de sougueur.

Sommaire

Dédicace.....	i
Remerciements.....	ii
Sommaire.....	iii
Liste des tableaux.....	viii
Liste des figures.....	viii
Nomenclature.....	xi
Introduction Général.....	1

Chapitre I : Généralités sur les centrales solaires thermiques

I-1INTRODUCTION	4
I-2Aperçu de la technologie csp	4
I-3centrales solaires thermiques à concentration (CSP)	7
I-3.1 Centrales à capteur cylindro-parabolique :.....	7
I-3.1.1 Collecteur	8
I-3.1.2 Récepteur :.....	9
I-3.1.3 Champ solaire.....	10
I-3.2 Miroirs de Fresnel :	11
I-3.3 Centrales à capteurs paraboliques :	13
I-3.3.1 Concentrateur	13
I-3.4 Tour solaire.....	14
I-3.4.1 Heliostats	14
I-3.4.2 Récepteur.....	17
I-3.4.3 Types de fluide colporteur.....	19
I-3.5 Stockage	21

Sommaire

I-3.5.1	Stockage air	21
I-3.5.2	Stockage sel fondu	22
I-3.5.3	Stockage du sodium	22
I-3.6	Cycles combiné	22
I-4	CONCLUSION	23
	RÉFÉRENCE	24

Chapitre II : Gisement solaire

II-1	Introduction	25
II-2	Critères de choix du site pour CSP	25
II.2.1	Rayonnement solaire	26
II.2.2	Ressource terrestre	28
II.2.3	Potentiel des risques naturels	31
II.2.3.1	Aires protégées	31
II-3	Géométrie Terre Soleil	32
II.3.1	Coordonnées horaires	32
II.3.1.1	Variation de la déclinaison du soleil	32
II.3.1.2	Angle horaire:	32
II.3.2	Coordonnées horizontales	33
II.3.2.1	Hauteur du soleil	33
II.3.2.2	Azimut du soleil:	34
II.3.3	Coordonnées géographiques:	35

Sommaire

II.3 .3.1 Latitude	35
II.3 .3.2Longitude	35
II-4 Constantesolaire	36
II-5 Temps solaires	36
II-6 Potentiel solaireenAlgérie	37
II-7 Structure et composition de l’atmosphère :	38
II-7.1L’effet de l’atmosphère :	38
II-7.2 Émissions solaire :	39
II-7.3 Émissions terrestres	39
II-7.4 Deux autres termes existent :	40
II-8 Conclusion	40
Références	40

Chapitre III : Modélisation de la centrale a tour

III-1 Introduction.....	43
III-2 composants d’une centrale solaire à tour	43
III.2.1 Champ de miroirs (héliostats) :	44
III.2.1.1 Conception du champ solaire	44
III.2.2 Optimisation de la disposition des champs solaires	45
III.2.3 Pente de champ	46
III.2.4 Modèle optique	46
III.2.5 Système de poursuite.....	47
III.2.5.1 Système de commande	48

Sommaire

III.2.6 Pertes du Champ d'un héliostat	49
III.2.6.1 Perte du cosinus	49
III.2.6.2 Pertes par blocage	50
III.2.6.3 Perte d'ombrage.....	51
III.3.2.7 Bilan énergétique.....	52
III-3 Turbines à Vapeur.....	53
III-4 Les configurations possibles de la centrale à Tour	56
III-5 CONCLUSION.....	58
III-6 Référence... ..	59

Chapitre IV : Résultat et discussion

IV-1 INTRODUCTION	60
IV-2 Définition de logiciel (SAM).....	60
IV-3 paramètres de conception :.....	62
IV-4 Méthodologie	62
IV-4.1 Description des sites.....	62
IV-4.2 Optimisation des centrales (configurations, technologies, modèles et scénarios)	63
IV-5 Le modèle mathématique	64
IV-6 Résultats et discussions.....	64
V-6.1 Modèle 1 : le champ solaire seul	64
V-6.1.1 Optimisation de la hauteur et la largeur d'un héliostat	64
IV-6.1.2 Optimisation des performances du modèle 1 :.....	69
IV-6.2 Modèle 2 : le champ solaire avec le système hybride.....	71

Sommaire

IV-6.3 Modèle 3 : le champ solaire avec le stockage thermique.....	71
V-6.4 Modèle 4 : le champ solaire avec le stockage thermique et le système hybride	74
IV-7 Conclusion:	75
IV-8 . Référence.....	77
conclusion general.....	78
Résumé	

Liste des tableaux

Liste des tableaux :

Chapitre I : Généralités sur les centrales solaires thermiques

Tableau I.1. Les types d'héliostats existants.....15

Chapitre II : Gisement solaire

Tableau II-1 : potentiel solaire en Algérie.....39

Chapitre IV : Résultat discussion

Table IV.1. Les paramètres des sites.....63

Table IV.2 Technologies, configurations et des scénarios de modèles proposés.....63

Table IV.3: les paramètres optimaux d'un héliostat68

Tableau IV.4. Les dimensions optimales de l'héliostat68

Tableau IV.5: Configurations optimales du M1.....69

Tableau IV.6: Les paramètres optimaux de la centrale à tour.....75

Liste des figure :

Chapitre I : Généralités sur les centrales solaires thermiques

Figure I.1 : Irradiation solaire moyenne.....5

Figure I. 2: Principales technologies de concentration solaire.....6

Figure I.3: Configuration typique d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques.....7

Figure I. 4: Champ de collecteurs en Californie.....8

Figure I.5: Vue schématique du collecteur cylindro-parabolique.....9

Figure I.6: Tube collecteur.....9

Figure I.7: Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel.....11

Figure I.8: Prototype de 2500 m² à Liège.....12

Figure I .9: Capteur parabolique avec moteur stirling.....13

Figure I. 10: Configuration typique d'un système de tour solaire à sels Fondu.....14

Figure I.11: la centrale à tour Solar II à Barstow, California.....15

Figure I. 12: Récepteur.....17

Figure I. 13 : Les composants du récepteur.....18

Figure I.14 : Le récepteur externe.....18

Figure I.15: Le récepteur à cavité.....19

Figure I.16 : un système à sel fondu.....20

Figure I.17 : un système a eau- vapeur.....21

Figure I.18: Schéma d'un cycle combiné23

Chapitre II : Gisement solaire

Figure II.1 : Les critères de choix du site pour CSP.....25

Figure II .2 : Les utilisations de l'énergie solaire26

Figure II-3 : Irradiation annuelle directe normale.....27

Figure II-4 : Variation de la déclinaison du soleil32

Figure II-5 : Schéma descriptive pour les angles azimut et hauteur solaire.....34

Figure II-6: Schéma descriptive pour les angles latitude et longitude de la terre.....35

Figure II.7: Atlas solaire Algérien.....38

Figure II-8 : Diagramme représentatif de l'effet de l'atmosphère38

Chapitre III : Modélisation de la centrale a tour

Figure III.1- Les composants d'une centrale solaire à tour43

Liste des figure

Figure III.2: Les différentes configurations du champ solaire.....	45
Figure III.3: La disposition du champ radiale d'héliostat.....	46
Figure III.4: Les pertes énergétiques d'un champ d'héliostats.....	47
Figure III.5. Le mouvement d'un héliostat ayant une monture altazimutale.....	48
Figure III.6 . Influence de la perte du cosinus	50
Figure III. 7 : Blocage des héliostats voisins	50
Figure III.8: Perte d'ombrage.....	51
Figure III.9 : Perte de déversement.....	52
Figure III.10 : Le bilan énergétique dans le tube absorbeur.....	52
Figure III.11 : Schéma Simplifié d'une Installation de Turbine à Vapeur.....	54
Figure III.12 : Cycle Théorique de Rankine avec Surchauffe de Vapeur.....	55
Figure III.13: Une centrale solaire avec stockage à un seul réservoir (Thermocline)	56
Figure III.14: Une centrale solaire thermique à Tour avec stockage à deux réservoirs.....	57
Figure III.15: Une centrale solaire thermique à Tour hybride (le cycle hybride).....	57

Chapitre IV : Résultat discussion

Figure IV .1 : Page de démarrage du logiciel.....	61
Figure IV .2 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T1-S1.....	65
Figure IV .3 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T1-S2.....	65
Figure IV .4 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T2-S1.....	66
Figure IV .4 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T2-S1.....	66
Figure IV .6 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T1-S1.....	66
Figure IV .7 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T1-S2.....	67
Figure IV .8 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T2-S1.....	67
Figure IV .9 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T2-S2.....	67
Figure IV .10: Optimisation des performances de la centrale avec M1.....	69
Figure IV .11: Optimisation des performances de la centrale avec M2.....	71
Figure IV .12: Optimisation des performances de la centrale avec M3.....	73
Figure IV .13: Optimisation des performances de la centrale avec M4.....	74

Nomenclature

Nomenclature :

Abbréviations techniques et scientifiques

	Abbreviations en Français	Abbreviations en Anglais
CSP	Concentrateur solaire de puissance	Concentrating Solar Power
SEGS	Système solaire de la génération d'électricité	Solar Electric Generating System
DSG	La production directe de vapeur	Direct Steam Generation
HTF	Fluide de transfert thermique	Heat Transfer Fluid
SAM	/	System Advisor Model
LEC	Le cout moyen actualisé de l'électricité	Levelized Cost of Electricity
SF	Champ solaire	Solar Field
PB	Bloc d'alimentation	Power Block
TES	Stockage d'énergie thermique	Thermal Energy Storage
CC	Cycle combiné	Combined Cycle
HSGT	Turbine hybride solaire-gaz	Hybrid Solar Gas Turbine
TAV	Turbine à Vapeur	Steam Turbine
TAG	Turbine à Gaz	Gas Turbine
HRSG	Génératrices de vapeur à récupération	Heat Recovery Steam Generators
ISCC	système solaire intégré à cycle combiné	Integrated Solar Combined Cycle
SMT	Thermocline à un seul medium	Single Medium Thermocline
ORC	cycle organique de Rankine	Organic Rankine Cycle
TRNSYS	programme Transient Systems Simulation	Transient Systems Simulation
FFF	Fraction de remplissage de combustible	Fossil Fuel Fraction
FLH	Heures de pleine charge	Full Load Hours
SM	Multiple solaire	Solar Multiple
CF	Facteur de capacité (efficacité)	Capacity Factor
DNI	Irradiation normal directe	Direct Normal Irradiation

Symboles

A	Diamètre de l'ouverture de la parabole	[m]
A'	Surface d'ouverture du récepteur	[m ²]
C	Concentration	[-]
C _g	Concentration géométrique	[-]
C ₀	Concentration optique	[-]

Nomenclature

C'	Décalage horaire	[heure]
D	Diamètre d'absorbeur.	[m]
D_{T-S}	Distance moyenne entre soleil-terre.	[Km]
E_T	Equation de temps	[heure]
f	Distance focale.	[m]
FF	Facteur de remplissage	[-]
h'	Taille de la parabole.	[m]
I_b	Radiation directe	[W/m ²]
I_{abs}	Energie reçue à l'ouverture du récepteur.	[Wh/m ²]
I_0	Energie reçue à l'ouverture de la parabole.	[Wh/m ²]
L	Longueur du réflecteur	[m]
L'	Longitude du milieu	[°]
L_{ref}	Longitude de référence (Greenwich)	[°]
R_s	Rayon du soleil	[Km]
R_{con}	Résistance à la conduction thermique de la paroi du tube	[Ω]
R_{con}	Résistance à la convection de la surface intérieure de la cavité au flux de fluide	[Ω]
DNI	Irradiation normal directe	[KWh/m ²]
IAM	Angle d'incidence modifié	[°]
TSV	Temps solaire vrai	[heure]
T_L	Temps local	[heure]

Symboles grecs

α_D	Angle d'acceptation	[°]
α	Angle entre le rayonnement incident et le plan de l'émetteur	[°]
α'	Angle entre le rayonnement incident et le plan du récepteur	[°]
ω	Angle horaire	[°]
δ	Déclinaison	[°]
ϕ	Latitude du lieu	[°]
γ_{sol}	Azimut du soleil	[°]
γ_{col}	Azimut du collecteur	[°]
ω_{col}	Angle de poursuite du collecteur	[°]
θ	Angle d'incidence	[°]
ϵ_{gl}	Emittance de la surface du verre.	[-]
σ	Constant de stefan-Boltzman.	[-]

Introduction Générale

Introduction Générale

Introduction générale

Une énergie renouvelable est une source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de l'homme. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués par les astres, principalement le soleil (rayonnement), mais aussi la lune (marée) et la terre (énergie géothermique).

Les énergies renouvelables ont connu une première phase de développement à l'occasion des chocs pétroliers de 1973 et 1978, puis une période de repli après le contre-choc de 1986, avant de retrouver un second souffle en 1998 à la suite de la signature du protocole de Kyoto, protocole qui prévoit notamment une baisse de 5.2% des émissions des gaz à effet de serre des pays riches sur la période 2002-2012 par rapport à 1990.

Plus les sources sont variées, plus l'indépendance énergétique est assurée, et décentralisation qui privilégie des petites unités de production locales et facilité d'installer, d'utiliser et de combiner plusieurs sources en même temps et pas d'émission de CO_2 . Pour la plus parts des méthodes, le coût au kWh fixe, faible et stable. Et finalement l'investissement et le rendement sont prévisibles à long terme ([Marwan 2013](#)).

L'application de l'énergie solaire peut être regroupée en deux catégories principales : les applications à hautes températures (les concentrateurs solaires et capteurs solaires sous vide), et les applications à basses températures : (les capteurs plans comme destinés pour le chauffage, la réfrigération et le séchage...etc.) ([Ferdjani 2013](#)).

Les centrales solaires utilisent le rayonnement solaire pour produire de l'électricité. Il existe différents types de centrales solaires mais toutes sont basées sur le même principe.

Elles concentrent les rayons du soleil pour chauffer à très haute température un liquide particulier non vaporisable. Ce liquide chauffe à son tour l'eau d'une chaudière à vapeur, elle-même reliée à une turbine et à un alternateur pour produire de l'électricité. La vapeur d'eau est alors condensée (retourne à l'état liquide) grâce à une tour de refroidissement ([Mihoub.s 2010](#)).

En général toutes les centrales solaires ont un même principe qui se résume comme suit :

- La concentration du rayonnement sur l'entrée du récepteur,
- L'absorption du rayonnement concentré sur les parois du récepteur et la transformation de son énergie en chaleur.
- Le transport, et le stockage de cette chaleur.

Introduction Générale

- La conversion de la chaleur en un travail mécanique à travers un cycle thermodynamique, puis le travail en électricité à travers un alternateur (Bruno 1982).

Dan ce travail, on va faire une étude technico-économique d'une centrale solaire à Tour, dans différents site Algériens à l'aide d'un logiciel de simulation nommé SAM (System Advisor Model), pour l'adapter aux conditions climatiques de l'Algérie. Cette simulation va nous permettre de comparer les performances optimales de la centrale dans les différents sites choisis (Tamanrasset, hassi r'mel) et évaluer le cout du kWh produit (L.E.C) pour chaque situation.

Notre mémoire est divisé en quatre chapitres :

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les centrales solaires thermiques.

Dans le deuxième chapitre l'étude du gisement solaire et les critères du choix d'un site pour les centrales solaire thermique sont détaillés.

Une modélisation de la centrale a tour est présenté dans le troisième chapitre.

Dans le dernier chapitre, on va présenter le logicielle de simulation " SAM", les résultats obtenus et ainsi que la discussion de ces résultats.

REFERENCE

Bruno rivoire ; le solair thermodynamique ; groupe d'évaluation scientifique thémis :(1982).

Ferdjani ahmed taha ,developpement d'un logiciel de simulation des performances thermique des capteurs solaire plans mémoire de magister ;université de biskra ;(2013).

Marwan JARKAS, exposer sur le cour des énergies renouvelables, 2013.

Mihoub.s ;commande d'héliostat plan réfléchissant le rayonnement solaire vers une cible fixe ; mémoire de magister ; universite de tlemcen ; (2010).

Chapitre I :

Généralités sur les centrales solaires thermiques

I-1 INTRODUCTION

La production d'électricité dans les tours solaires suit le même principe que les autres transformations de chaleur en électricité (centrales thermiques, centrales nucléaires...). On transforme la chaleur en énergie mécanique, sous la forme d'un gaz porté à haute température et haute pression qui fait tourner une turbine. Puis cette énergie mécanique est transformée en électricité : la turbine entraîne un alternateur. Pour que le système ait un bon rendement, il est indispensable d'obtenir des hautes températures pour chauffer le gaz. Les capteurs solaires, même sous vide, ne permettent pas d'atteindre les très hautes températures nécessaires. Le principe d'une centrale solaire va donc être de concentrer les rayons solaires vers un point, comme on le fait avec une loupe pour enflammer un bout de papier.

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

I-2 APERÇU DE LA TECHNOLOGIE CSP

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

Les endroits les plus prometteurs pour l'implantation de ces technologies sont ceux du sud-ouest des États Unis, l'Amérique du Sud, une grande partie de l'Afrique, les pays méditerranéens et du Moyen Orient, les plaines désertiques d'Inde et du Pakistan, la Chine, l'Australie, etc. (Q. Sylvain 2007).

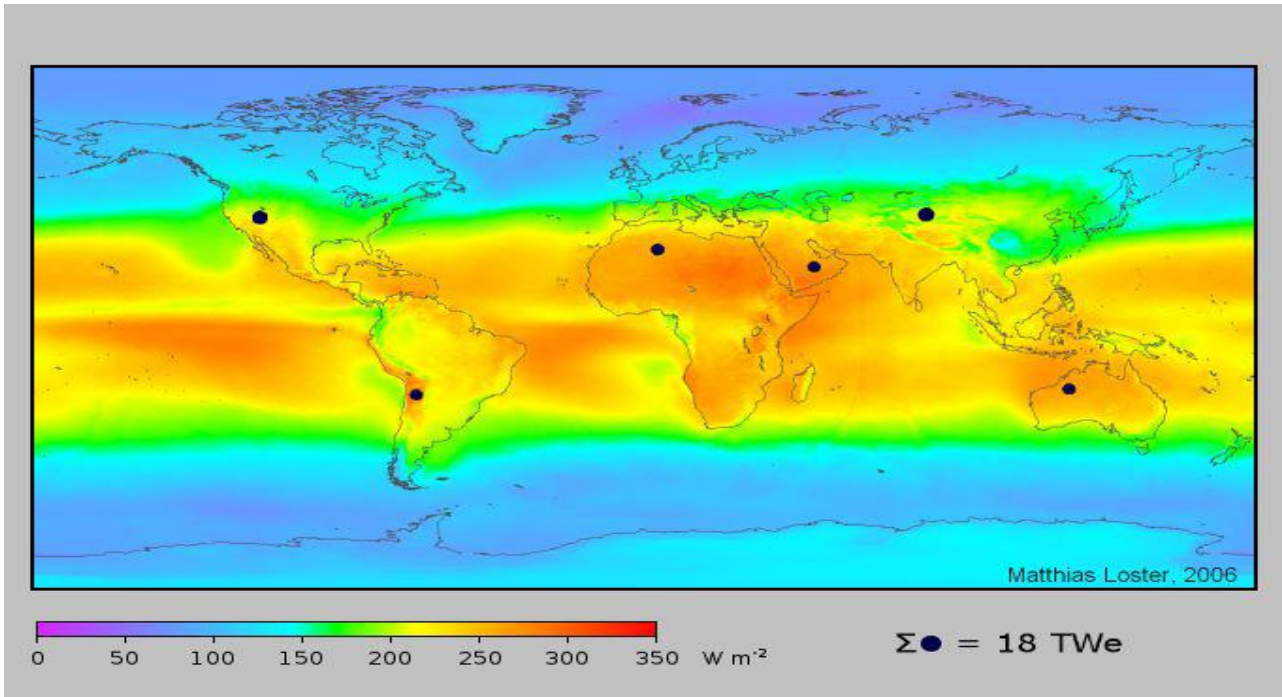


Figure I.1 : Irradiation solaire moyenne.

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

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

La figure I.2 montre les 4 principaux systèmes de concentration. Les systèmes à concentration en ligne en généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels.

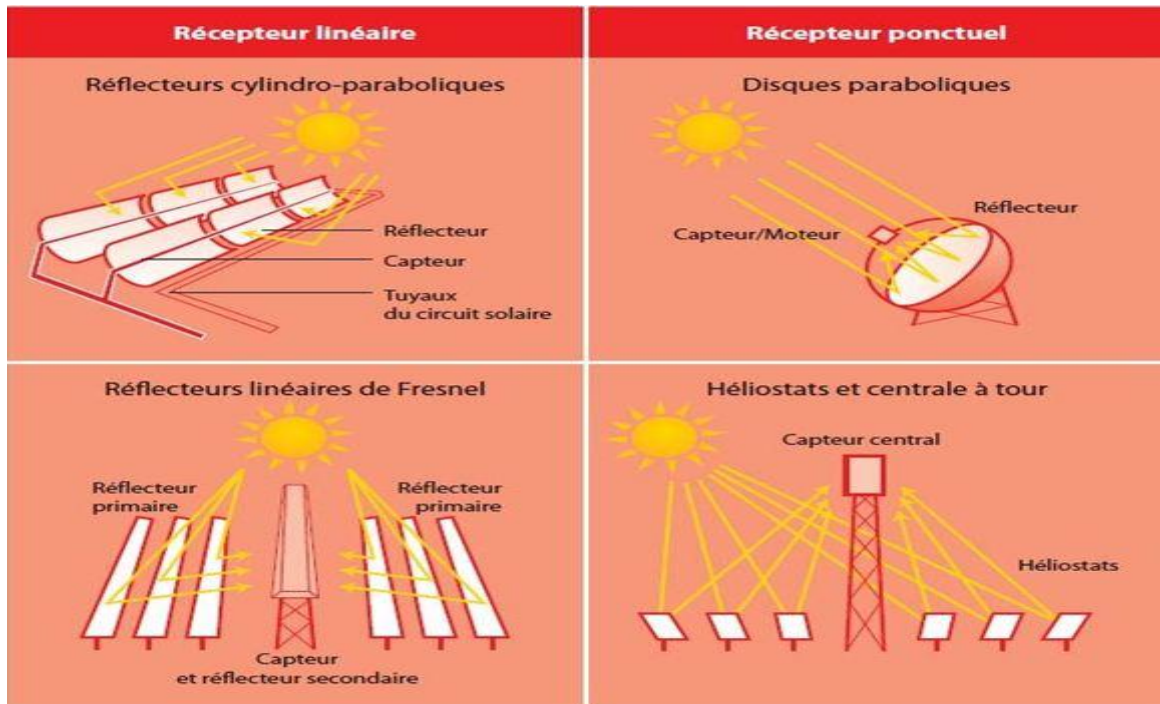


Figure I. 2: Principales technologies de concentration solaire.

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

Le stockage constitue un aspect important des centrales solaires. Il permet de rendre la production d'électricité constante et indépendante de la disponibilité du rayonnement solaire.

La majorité des systèmes utilise des miroirs de verre pour réfléchir la radiation solaire. Des recherches sont actuellement en cours avec comme objectif d'améliorer les propriétés physiques des matériaux réflecteurs, (réflectivité, résistance aux chocs, etc.) ([Pierre ,2000](#)).

Un aspect très important des systèmes à concentration est que seule la radiation directe peut être mise à profit, la radiation diffuse ne peut pas être focalisée par le concentrateur. La centrale solaire ne peut donc fonctionner que si le ciel est dégagé et que la radiation directe n'est pas diffusée par la couverture nuageuse ([Duffie et al, 1981](#)).

I-3 CENTRALES SOLAIRES THERMIQUES A CONCENTRATION (CSP)

I-3.1 Centrales à capteur cylindro-parabolique :

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire. De nombreuses installations ont déjà été testées et commercialisées, dont certaines dans les années 80.

L'installation typique est constituée de trois éléments principaux : le champ solaire, le système de transfert de la chaleur et le système de génération électrique.

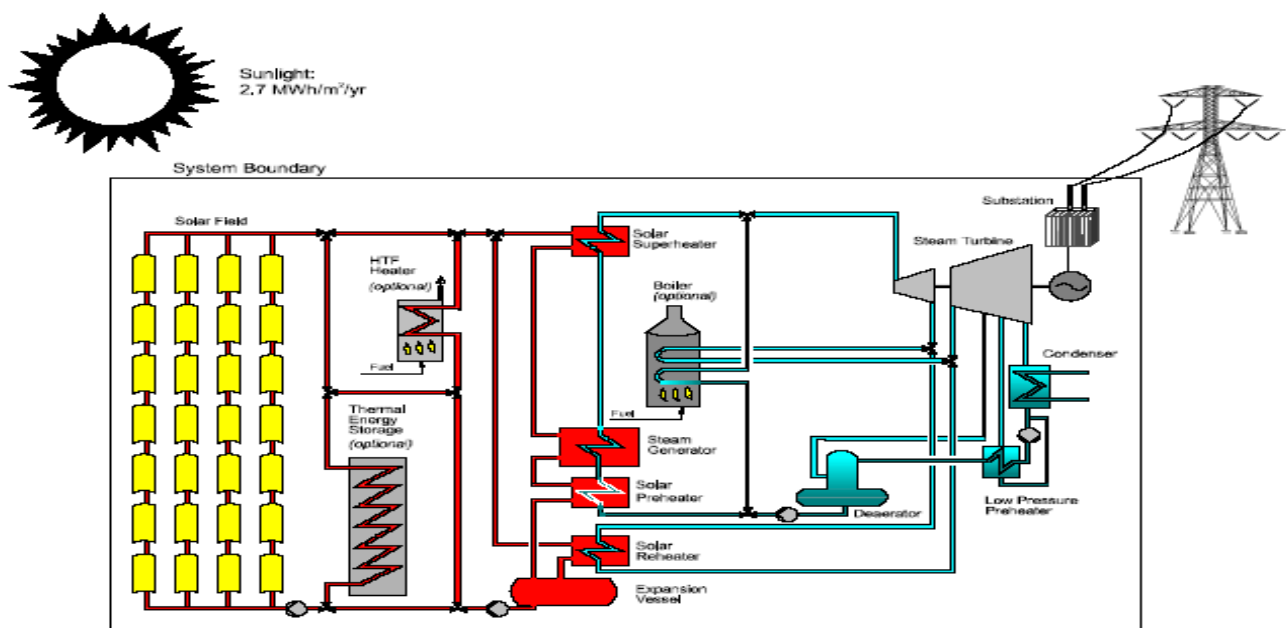


Figure I.3: Configuration typique d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques.

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

I-3.1.1 Collecteur

Le collecteur est le composant de base du champ solaire. Il est composé d'un réflecteur parabolique (miroir), d'une structure métallique, d'un tube récepteur et du système de poursuite solaire. Les miroirs sont composés de verre pauvre en fer, dont la transmissivité atteint 98%. Ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de protection. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident.

Le facteur de concentration pour un capteur cylindro-parabolique est d'approximativement 80.



Figure I. 4: Champ de collecteurs en Californie

Le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du capteur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au réflecteur. De cette manière, la radiation est réfléchi au foyer de la parabole et concentrée sur un tube récepteur dans lequel circule le fluide caloporteur.

La structure métallique doit suffisamment solide pour résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent. Elle doit de plus être munie d'extrémités assurant la compatibilité entre les dilatations thermiques inégales de l'acier et du verre. (Q. Sylvain 2007).

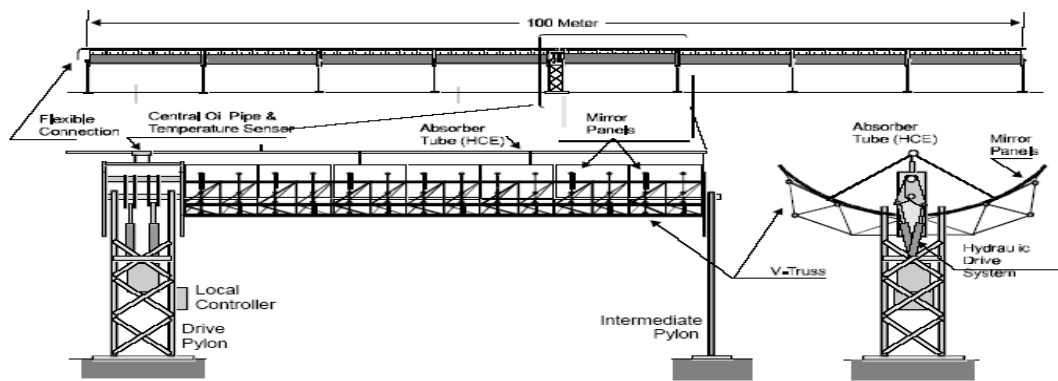


Figure I.5: Vue schématique du collecteur cylindro-parabolique.

I-3.1.2 Récepteur :

Le tube collecteur doit avoir les caractéristiques suivantes :

- Bonne absorption du rayonnement : son coefficient d'absorption doit être aussi élevé que possible afin d'éviter toute réflexion du rayonnement incident.
- Pertes thermiques limitées : La température du tube dépassant généralement 400°C, les pertes par échanges convectifs et radiatifs sont très importantes. Afin de les limiter, le tube est entouré d'une enveloppe de verre sous vide.

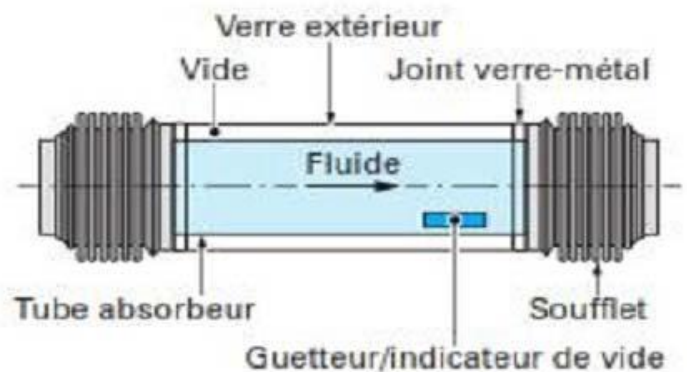


Figure I.6: Tube collecteur.

I-3.1.3 Champ solaire

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

Les collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud, et disposent d'un système monoaxial de poursuite du soleil dans la direction est-ouest. Un senseur permet de contrôler la position du soleil par rapport à la rangées de collecteur. Cette information est transmise au système de contrôle central qui ajuste l'angle d'inclinaison en fonction.

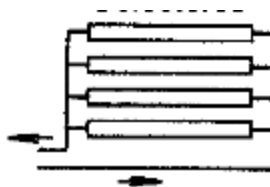
Le champ solaire peut avoir plusieurs configurations en fonction de la manière dont il est alimenté en fluide caloporteur. Dans tous les cas, la tuyauterie de sortie est la plus courte possible pour minimiser les pertes à l'ambiance.

Les différentes configurations sont :

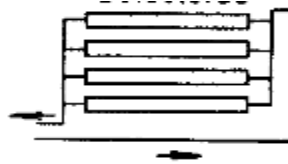
- ***Installation à retour direct*** : C'est la configuration la plus simple et celle qui est la plus utilisée.

Son inconvénient principale est le déséquilibre entre les pressions à l'entrée et à la sortie de chaque rangée de collecteurs. En effet, la distance parcourue par le fluide passant par dans la dernière rangée est plus courte que celle parcourue par le fluide de la première rangée. (figure ci-dessous).

Les pertes de charge sont donc plus ou moins importantes et le débit n'est pas identique pour chaque rangée de collecteurs. Des vannes ajustant la perte de charge doivent alors être installées sur chaque rangée de collecteurs.



- **Installation à retour indirect** : les pertes de charge sont équilibrées pour chaque rangée en effectuant une _ boucle_ à l'entrée du champ solaire. La longueur totale de tuyauterie est légèrement augmentée, ainsi que les pertes à l'ambiance.



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



I-3.2 Miroirs de Fresnel :

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques est la mise à forme du verre pour obtenir la forme parabolique requise.

Afin de diminuer ce coût, plusieurs groupes de recherche travaillent sur des prototypes de collecteurs de Fresnel à focalisation linéaire. L'idée est d'approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans, comme indiqué sur la figure I.7.

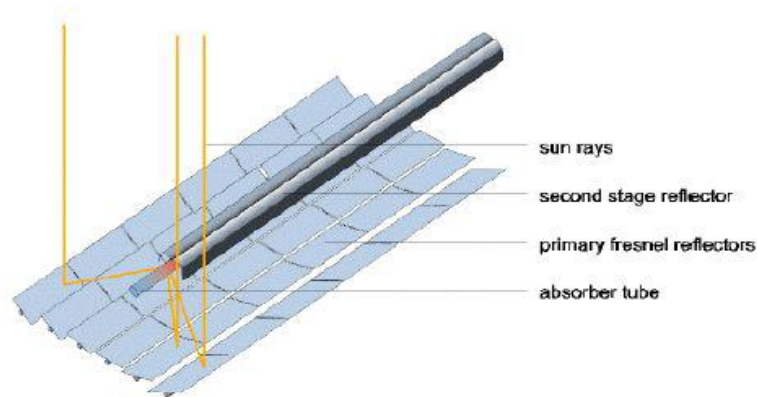


Figure I.7: Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel.

Un premier étage de réflecteur est installé sur le sol. Le rayonnement est réfléchi au foyer de la parabole approximée par le jeu de miroirs. Un deuxième étage de réflecteurs redirige le rayonnement vers le tube récepteur.

Ce second étage de réflecteurs, en plus de réfléchir le rayonnement, joue aussi le rôle d'isolant pour le tube récepteur. Il est en effet recouvert d'une importante couche d'isolation en sa partie supérieure. La partie inférieure est quant à elle isolée par une vitre.

Les principaux avantages de cette technologie par rapport aux concentrateurs traditionnels sont :

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

Un tout premier prototype de 2500 m² utilisant la technologie des miroirs de Fresnel a été réalisé à Liège en 2001 par la société belge Solarmundo .([Q. Sylvain 2007](#)).



Figure I.8: Prototype de 2500 m² à Liège.

Selon Solarmundo, cette technologie pourrait mener à une réduction des coûts de production de 50% par rapport aux réflecteurs traditionnels. Une étude a été réalisée en 2002 par plusieurs instituts de recherche allemands sur les avantages d'un tel type d'installation : Le projet étudié était l'implémentation d'un système à miroir de Fresnel sur le site d'Hurguada en Egypte.

I-3.3 Centrales à capteurs paraboliques :

Les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils suivent le soleil sur 2 axes afin de concentrer le rayonnement solaire sur le foyer de la parabole réfléchissante. Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000 avec une température de 750°C.

De toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%).

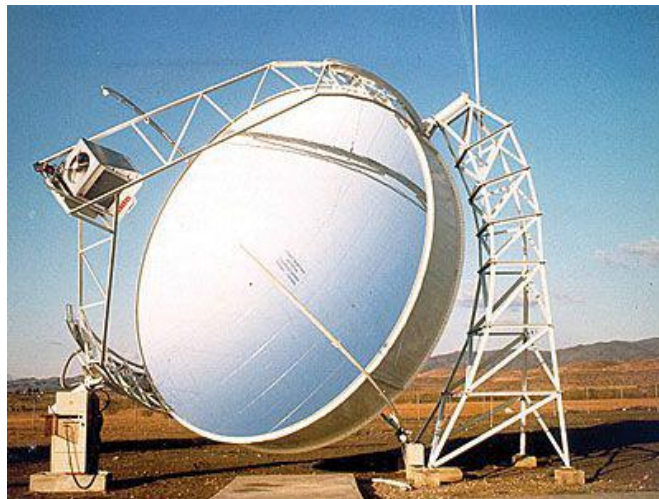


Figure I .9: concentrateur parabolique avec moteur stirling.

Un de leur principaux avantages est la modularité : ils peuvent en effet être installés dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique. Ils possèdent donc également un important potentiel de développement, particulièrement dans des régions peu peuplées de certains pays du sud (Winter et al, 1990).

I-3.3.1 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 un insolation de 1000 W/m² .(Q. Sylvain 2007)

Le concentrateur possède deux degrés de liberté afin de poursuivre efficacement le soleil. Ce système de poursuite s'effectue de façon tout à fait autonome, contrairement aux capteurs cylindro-paraboliques.

I-3.4 Tour solaire

Ce type de centrales est constitué de nombreux miroirs (héliostats) concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour . L'avantage de la tour solaire par rapport aux capteurs cylindro-paraboliques est que les pertes à l'ambiance sont inférieures car la surface exposée est limitée.

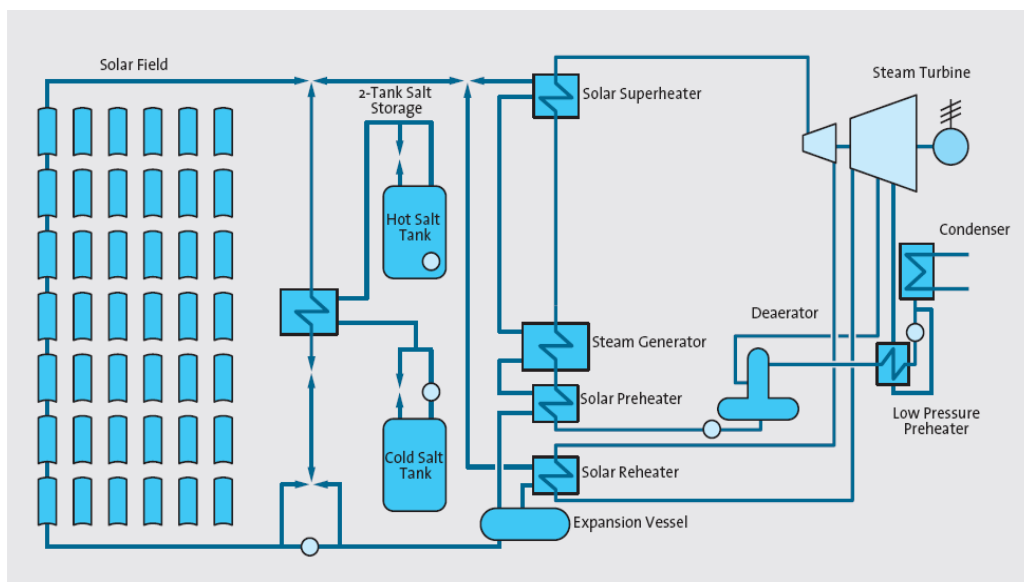


Figure I. 10: Configuration typique d'un système de tour solaire à sels fondus.

I-3.4.1 Héliostats

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







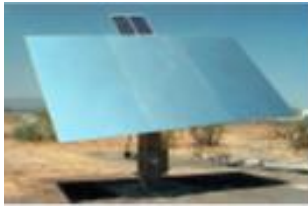


Figure I.11: centrale à tour Solar II à Barstow, California.

➤ **Différents modèles d'héliostats**

Les différents modèles d'héliostats sont résumés dans le tableau (I.1) La plupart d'entre eux sont des prototypes, ils ont été testés, mais n'ont pas été exploités pendant de longues périodes de temps.

Tableau I.1. Les types d'héliostats existants

Type d'héliostats (nom)	Nom du fabricant	Dimensions de l'héliostat	Nombre Dimensions et réflectivité des facettes	Photos correspondantes à chaque type
Colon 70 1997	Inabensa, Instalaciones Abengoa, S.A.	H : 7.82 m W : 9.04 m P : 4000 Kg	21 HM : 1.1m WM : 3m Rf : 92~93	

Multi-Facet Stretched Membrane Heliostat	SAIC Energy Products Division 1998	H : 19.3 m W : 13m P:10000 Kg	22 D : 3.2 m Rf : 89.6	
PSI 120 1999	Inabensa, Instalation, d'Abengoa,S.A.	H : 10.06 m W:12.08 m P : 6500 Kg	37 HM : 1.1 m WM : 3 m Rf : 92 A 93	
Sanlucar 90	Inabensa, Instalaciones Abengoa, S.A. Espagne.	H : 9.5m W : 9.67m P : 3500 Kg	21 HM :1.35m WM:3.21m Rf : 92	
HELLAS 01 1999	MR. PEDRO GRIMALDI Espagne	W : 3,2 m H : 6 m P: 790 Kg	3HM:3.2 m WM:6 m Rf : 94	
ATS H150 1984	Advanced Thermal Systems, Inc.	-- P: 5000 Kg	20HM: 20 ft WM: 4 ft Rf : 94	
ASM-150 1995	Babcock Borsig Power Environment Allemagne	R : 7 m A : 150 m ² P < 22 Kg/ m ²	Rf : 94-	

I-3.4.2 Récepteur

Il existe deux catégories de récepteurs utilisées pour les centrales solaires à tour, nous les distinguons, suivant l'écoulement du fluide caloporteur par rapport à la direction d'incidence du rayonnement solaire.

Il y a des récepteurs où l'écoulement du caloporteur est perpendiculaire à la direction d'incidence du rayonnement solaire. Ce sont en général des récepteurs externes constitués de tubes en acier formant un cylindre, ou des récepteurs à cavité avec des tubes en acier placés au fond d'une cavité. Dans ces cas-là, le gradient de température entre les parois des tubes et le fluide caloporteur est relativement important et les pertes thermiques sont importantes. La configuration de la cavité permet de réduire les pertes (Schramek et al, 2009).

Il y a aussi les récepteurs volumétriques où l'écoulement du fluide caloporteur est parallèle à la direction d'incidence du rayonnement solaire. Ce sont des récepteurs volumétriques constitués de structures poreuses en céramique utilisés avec l'air comme caloporteur, ces récepteurs permettent d'atteindre de très hautes températures (Schramek et al, 2009).

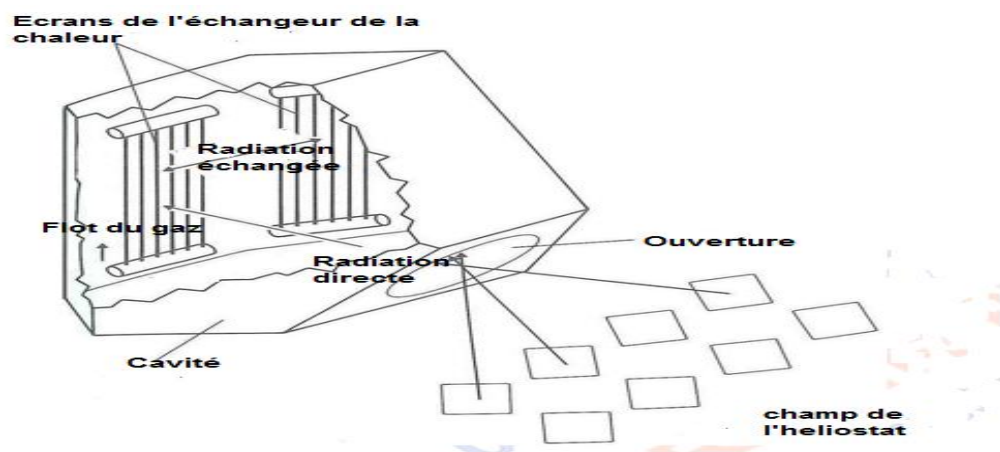


Figure I. 12: Récepteur.

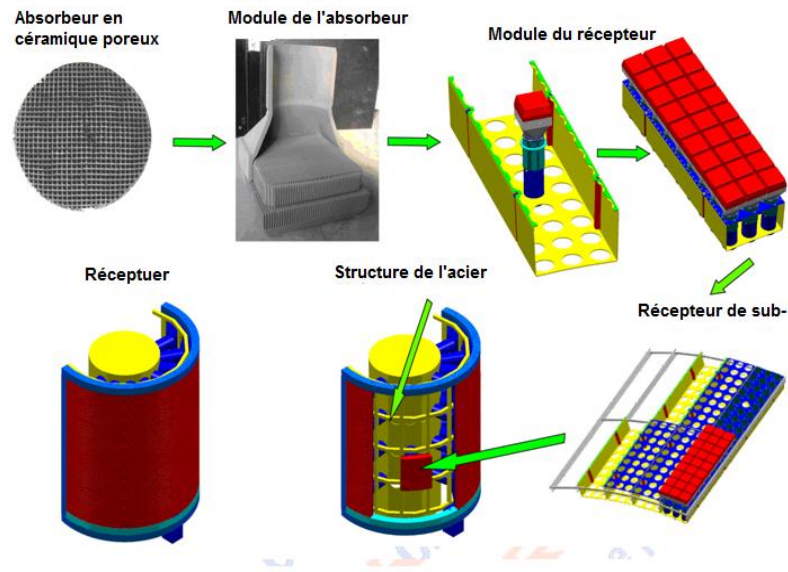


Figure I. 13 : Les composants du récepteur.

➤ **Récepteur externe**

Ce type de récepteur appelé aussi récepteur ouvert est habituellement constitué de plusieurs tubes verticaux à travers lesquels le HTF est pompé vers le haut, leur diamètre varie entre 20 et 56mm. Les tubes sont soudés entre eux de manière à former un cylindre (Johannes et al, 2012).

Les récepteurs externes ont généralement un rapport hauteur/diamètre de 1/1 à 2/1. La surface du récepteur est réduite au minimum afin d'atténuer les pertes de chaleur. La limite inférieure est déterminée par la température maximale de fonctionnement des tubes et donc par la capacité de dissipation de chaleur du fluide caloporteur (Johannes et al, 2012).

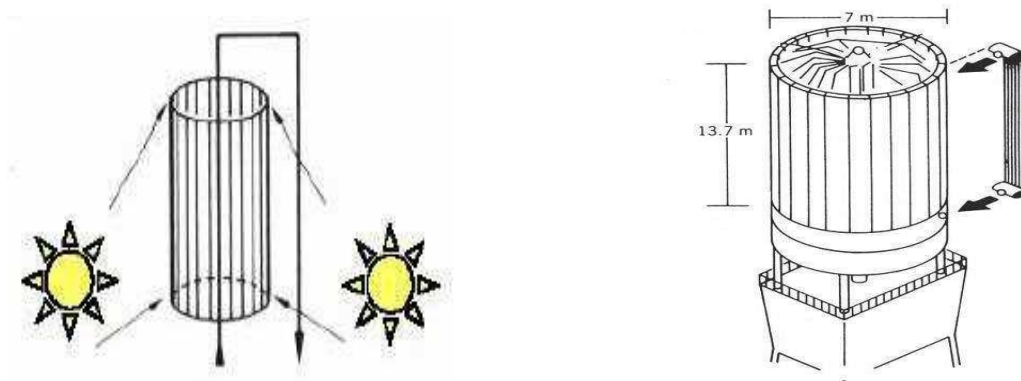


Figure I.14 : Le récepteur externe (Johannes et al, 2012)

➤ Récepteur à cavité

Afin de réduire les pertes de chaleur au sein du récepteur, certains modèles proposent de placer la surface absorbante à l'intérieur d'une cavité isolée, réduisant ainsi les pertes de chaleur par convection (Johannes et al, 2012). Les récepteurs de cavité peuvent avoir les mêmes fluides de travail que les récepteurs de tube externes, mais aussi travailler avec un gaz.

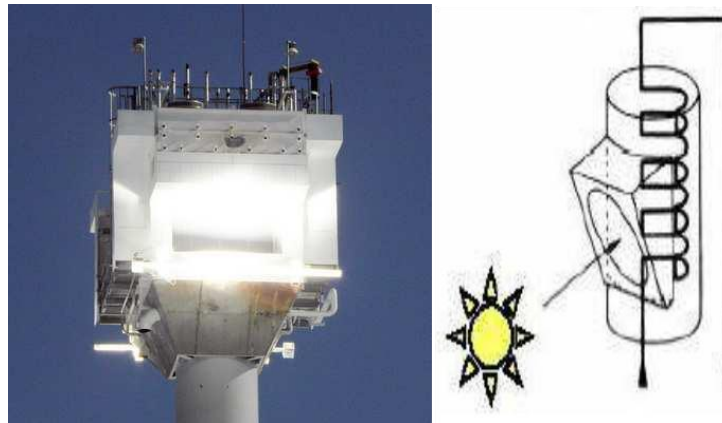


Figure I.15: Le récepteur à cavité (Johannes et al, 2012).

Les récepteurs à cavité sont limités par un angle d'acceptation de 60 à 120 degrés. Par conséquent, il est nécessaire de placer des cavités multiples les unes à côté des autres, dans le cas contraire le champ d'héliostats serait limité à la vue de l'ouverture de la cavité.

I-3.4.3 Types de fluide colporteur

I-3.4.3.1 Sel fondus

Le sel fondu est un fluide synthétique qui se compose de 60% de nitrate de sodium (NaNO_3) et 40% de nitrate de potassium (KNO_3). Contrairement à l'air, le sel fondu a une capacité thermique beaucoup plus élevée et peut être directement stocké. En conséquence, le coût de conception d'un système de stockage de chaleur sera remarquablement réduit. De plus c'est un oxydant, ininflammable et non toxique.

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 constituent une combinaison déjà prouvée (Hiroshi et al, 2006).

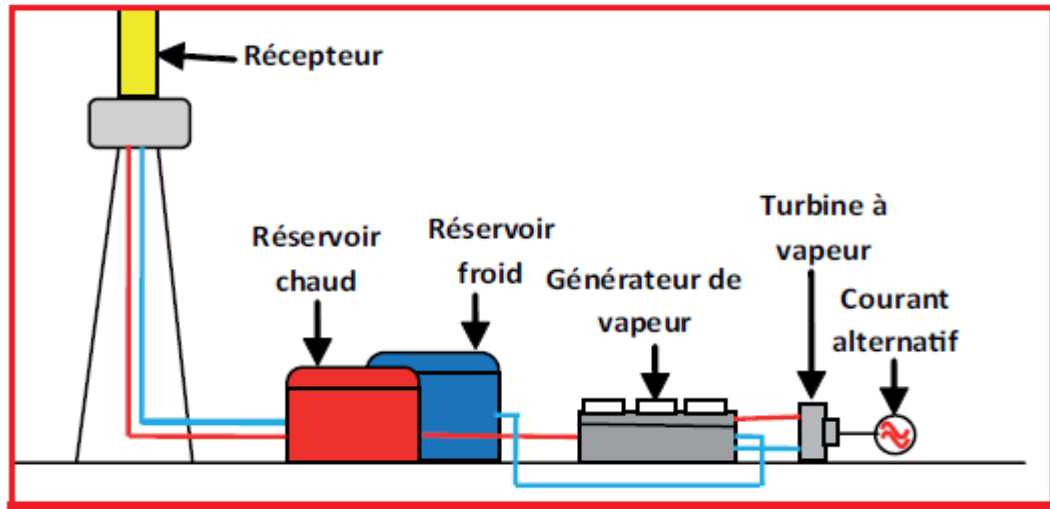


Figure I.16 : un système à sel fondu.

I-3.4.3.2 Eau

L'eau liquide est, à 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 implique de sévères pertes de charge. Une protection contre le gel doit être prévue pour les températures ambiantes de moins de (25°C).

L'eau utilisée dans le récepteur, doit être fortement dés ionisée afin d'empêcher la formation de tartre sur les parois internes du récepteur. Toutefois, son coût est plus faible que celui des autres fluides de transfert de chaleur. L'utilisation de l'eau comme un support de stockage à haute température est difficile, à cause des pressions élevées impliquées .

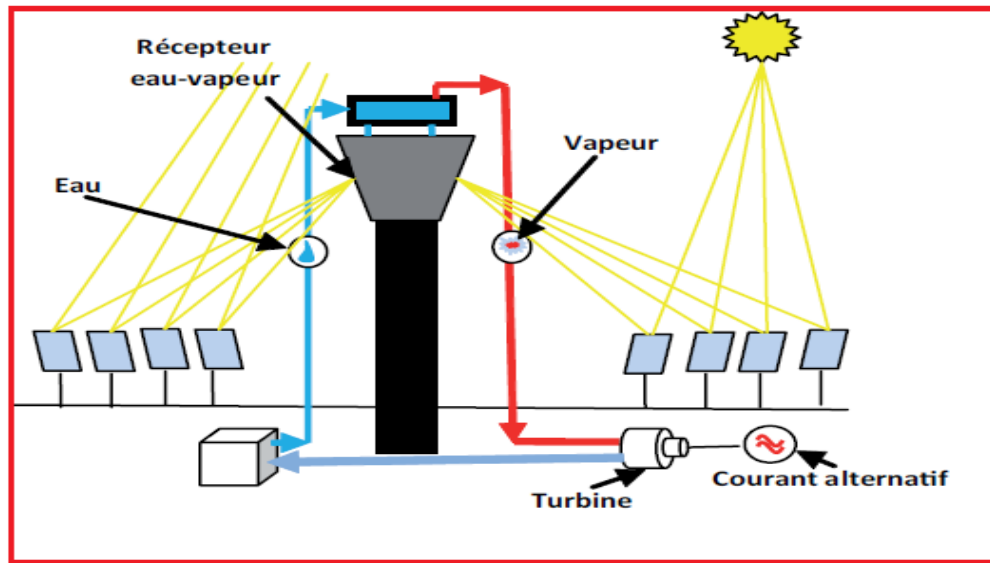


Figure I.17 : système à eau- vapeur.

I-3.4.3.3 Air

L'air et d'autres gaz comme l'hélium, peuvent être utilisés comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz. La température de fonctionnement de l'air est de l'ordre de 850 avec une pression de 12. Bien que son coût soit faible, il ne peut être utilisé pour le stockage. Il nécessite également une tuyauterie de très grand diamètre pour son transport à travers le système.

I-3.5 Stockage

Pour garantir un fonctionnement en continu des centrales solaires à tours, c'est-à-dire même lorsque la source solaire est absente ou insuffisante, celles-ci disposent d'un système de stockage thermique, qui alimente le bloc de puissance, durant la nuit et pendant les passages nuageux.

Les types de stockage :

I-3.5.1 Stockage air

L'air ne constitue pas un caloporteur très efficace dans la mesure où sa capacité calorifique volumique est très faible. On calcule par exemple que le débit volumique d'air chaud (185-800°C) nécessaire pour transporter l'énergie thermique récoltée par un récepteur est environ 2000 fois plus grand que celui du sel fondu à 250-500°C qui assurerait la même fonction. On calcule également, dans le cas étudié, que les tuyauteries à sel de 32 cm de diamètre devraient être remplacées, pour

véhiculer l'air, par des conduites de 4,60m de diamètre. C'est là une réelle faiblesse des filières à air qui entraîne coût et déperditions. En Conséquence, il faut considérer que le transport des calories constitue le point faible des centrales à air .

Par contre, même si l'air à haute température ne se stocke pas facilement, il est facile et bon marché de le débarrasser de ses calories et de les stocker sur un lit de billes de céramiques ou même de cailloux. On tient là un solide avantage pour la même filière

I-3.5.2 Stockage sel fondu

Cette filière résout particulièrement bien le problème du stockage de l'énergie. Le sel fondu présente en effet une bonne capacité calorifique volumique ($2,4 \text{ joule}/^{\circ}\text{C cm}^3$ pour le Hitec de Thémis) et ne présente pas de difficulté particulière de manipulation, mis à part la nécessité de mise en œuvre d'un réchauffage par traçage électrique lors du remplissage des tuyauteries. Il assure aussi le transport de la chaleur récoltée dans de bonnes conditions bien que sa haute densité puisse apparaître comme un inconvénient (elle rend en effet coûteux en énergie le transport du sel froid en haut de la tour). Il faut cependant noter les différences qui séparent le sel à trois composants utilisé à Thémis (« Hitec ») du sel à deux composants de Solar Two (« Draw-salt ») : le Hitec fond à 140°C mais ne peut guère être chauffé à plus de 500°C tandis que le Draw-salt fond à 220°C et peut être utilisé jusqu'à 570°C .

I-3.5.3 Stockage du sodium

Comme déjà dit le sodium, considéré comme excellent caloporteur, était un mauvais calo stockeur. On peut en effet évaluer sa capacité calorifique dans les conditions de température adéquates aux environs de $1,2 \text{ J}/^{\circ}\text{C cm}^3$, soit à la moitié de celle du sel fondu.

A cette importante différence près, un stockage de sodium sera conçu selon les mêmes principes qu'un stockage de sel fondu .

I-3.6 Cycles combiné

Les hautes températures atteintes dans les tours solaires peuvent être utilisées pour alimenter non seulement un cycle de Rankine, mais aussi une turbine à gaz et un cycle combiné. De tels systèmes pourraient atteindre un pic de 35 % et un rendement annuel solaire-électrique de 25%.

Les développements effectués dans les récepteurs volumétriques à air permettent de réchauffer directement l'air dans la tour solaire, à des températures dépassant 800 °C. Ce concept est actuellement développé dans le cadre du projet SOLGATE et semble être une très bonne solution d'avenir pour les centrales solaires.

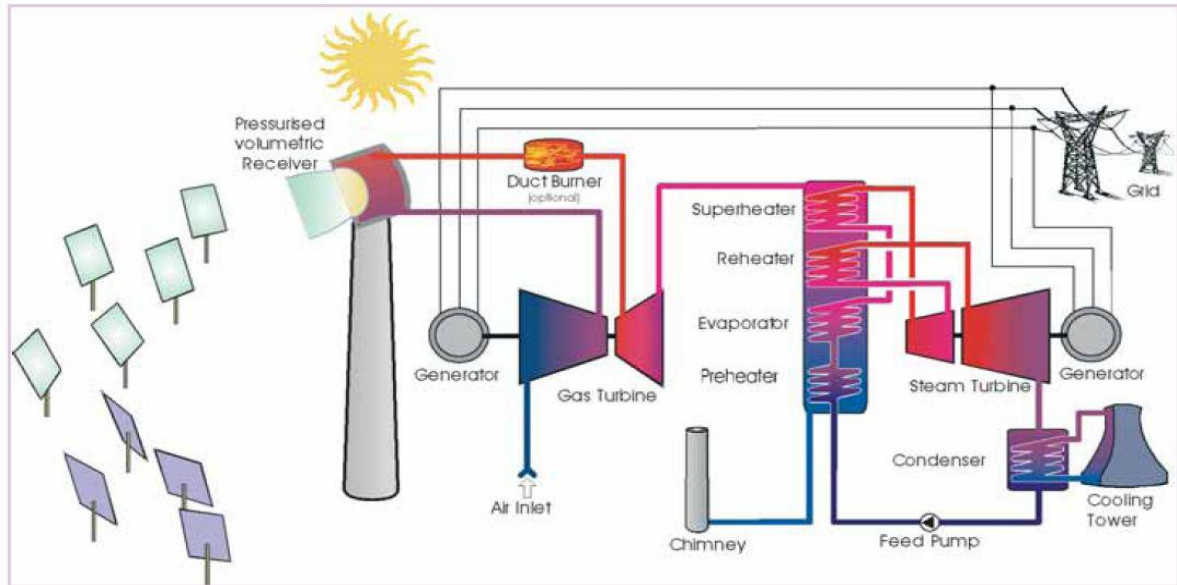


Figure I.18: Schéma d'un cycle combiné alimenté par un récepteur volumétrique centra pressurisé.

I-4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, on a résumé une bref introduction concernant les centrales solaire, puis on a défini les aspects techniques d'une centrale thermique, et on a concentré notre étude sur la filière centrale à tour. Dans le chapitre suivant, on va étudier le gisement solaire, qui est important pour connaître la trajectoire du soleil au cours d'une journée ou plutôt une année.

RÉFÉRENCE

Duffie, J.A., and Beckman, W.A.. Solar engineering of thermal processes, 2nd ed., JohnWiley & Sons, Inc., New York, N.Y; (1981).

Hiroshi Hasuike et al. Study on design of molten salt solar receivers for beam-down solar concentrator. Solar Energy 80 (2006).

Johannes .S, Bryan .O, Daniel. N, Advanced CSP Teaching Materials: Solar Tower Technology; Chapter 8, DLR, Allemagne; (2012)

Pierre Bessemoulin et Jean Oliviéri, « Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette », La Météorologie 8^esérie - n°31 - septembre (2000).

Q. Sylvain: Centrales solaires à concentration, Université de Liège, (2007) ;url :

http://www.trec-eumena.org/re_energies/

http://www.solarpaces.org/solar_tower.pdf

http://www.solarpaces.org/solar_dish.pdf

http://www.solarpaces.org/solar_trough.pdf

Schramek P., Mills, D. R., Le Lièvre, P., , Design of the Heliostat Field of the CSIRO Solar Tower; Journal of Solar Energy Engineering 131;(2009)

Winter C.J., Sizmann R.L., L.L. Vant-Hull : **Solar Power Plants, Fundamentals- Technology- Systems-Economics**, Springer-Verlag Berlin 1990, ISDN 3-540-18897-5.

Chapitre II :

Gisement solaire

II-1 INTRODUCTION

La quantité totale d'énergie émise par le soleil sous forme de rayonnement est remarquablement constante, elle ne varie que de quelque millième sur une période de plusieurs jours. Cette émission d'énergie vient des profondeurs du soleil. Comme la plupart des autres étoiles, le soleil est constitué principalement d'hydrogène (71%), d'hélium (27%) et d'autres éléments plus lourds (2%) .

La première partie de ce chapitre est consacrée aux critères de choix du site adéquat pour les centrales solaires thermiques. Dans la deuxième partie, nous allons étudier le gisement solaire (paramètres de site, rayonnement solaire).

II-2 CRITERES DE CHOIX DU SITE POUR CSP

Les sites des centrales CSP doivent se conformer à certaines exigences. Nous pouvons les diviser en quatre groupes: les exigences de rayonnement solaire, la disponibilité des terres, les besoins en infrastructures, et le cadre politique et économique dans le pays concerné (Brösamle et al, 2011).



Figure II.1 : Les critères de choix du site pour CSP (Günther et al, 2012)

II.2.1 Rayonnement solaire

Un critère fondamental pour la construction d'une centrale CSP à un site donné est une disponibilité suffisante du rayonnement solaire. Il est particulièrement important que la fraction directe du rayonnement solaire est élevée, contrairement à d'autres types d'utilisation de l'énergie solaire (en particulier photovoltaïques) CSP utilise uniquement de la composante directe du rayonnement solaire. Seul le rayonnement direct peut être concentré.

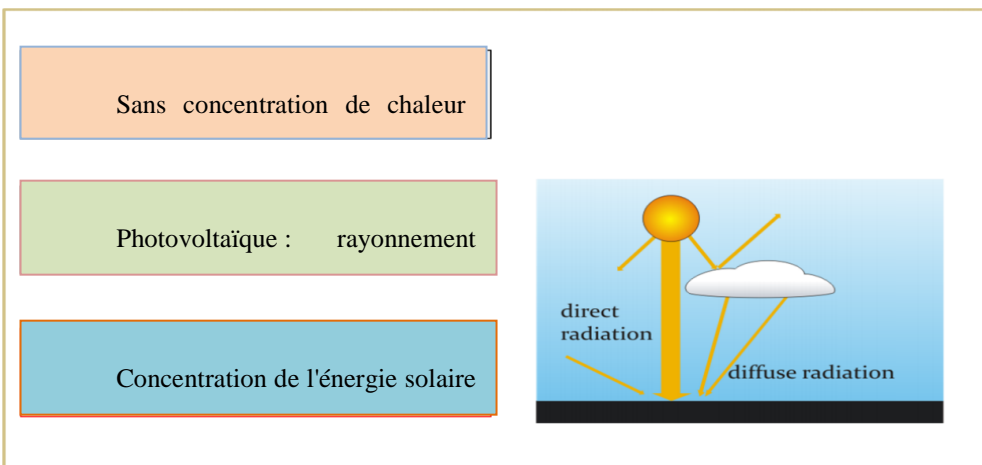


Figure II .2 : Les utilisations de l'énergie solaire et les composants de rayonnement correspondants (Günther et al, 2012).

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

En général, les promoteurs de projets considèrent comme un DNI entre 1900 et 2100 kWh /m² /an comme le seuil à partir de laquelle une opération économique des centrales CSP est possible. Les valeurs supérieures à ce seuil sont atteintes dans ce que l'on appelle Sun Belt, à savoir entre les latitudes 15 ° et 40 ° sur les deux hémisphères. Cela comprend en particulier au Moyen-Orient et Afrique du Nord, la Namibie et l'Afrique du Sud, l'Iran, l'Afghanistan, le Pakistan, les régions désertiques de l'Inde, certaines régions du sud de l'ancienne Union soviétique et la Chine occidentale, de grandes parties de l'Australie, au sud-ouest des États-Unis et le nord du Mexique, le nord du Chili et des parties contiguës de la Bolivie et de l'Argentine .

Les régions tropicales entre les régions Sun Belt sont normalement exclues en raison de l'humidité de l'air élevée et trouble fréquent. Latitudes supérieures à 40 ° ne sont pas considérées. Les conditions DNI sont défavorables en raison de trois aspects: d'abord, en général, les hautes latitudes sont caractérisées par la nébulosité fréquente, ce qui réduit le nombre d'heures de rayonnement directs annuels considérablement. Deuxièmement, les hautes latitudes sont caractérisées par des écarts de rayonnement saisonniers élevés, ce qui impliquerait de grandes variations saisonnières dans le rendement énergétique. Troisièmement, les angles d'incidence du rayonnement (sur le plan horizontal) sont élevés, ce qui peut entraîner des pertes plus cosinus (en fonction de la géométrie de la concentration), et qui a en tout cas l'effet que la masse d'air est élevée, ce qui réduit le rayonnement direct disponible.

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

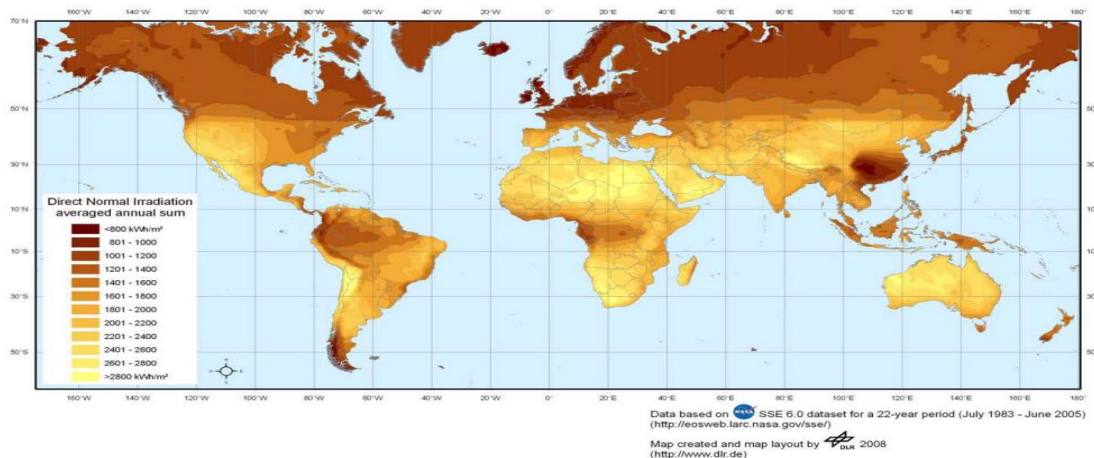


Figure II-3 : Irradiation annuelle directe normale en kWh / m² /an (source: DLR)

(meteostest.ch)

Afin d'évaluer les sites CSP possibles, il est fondamental de compter avec les données exactes de l'irradiation solaire directe locale. Ces données peuvent être obtenues par mesure de masse ou de programmes de mesure du satellite. La combinaison des deux sources - mesure de masse et de programmes de mesure satellites - donne l'avantage de l'information très fiable du rayonnement solaire locale: durée limitée mesure de masse (un an) rend possible l'adaptation du modèle par satellite à des conditions spécifiques au site. Les données satellitaires rendent l'information accessible de rayonnement à long terme.

II.2.2 Ressource terrestre

Les centrales CSP ont besoin d'une zone de haute terre par rapport aux centrales électriques conventionnelles. La surface spécifique pour une centrale cylindro-parabolique est d'environ 0.015 km² à 0,02 km² par MW. La disponibilité de terrains pour construire de grands champs de capteurs CSP est donc un critère de site important. La terre doit se conformer à certaines conditions naturelles afin d'être aptes à la construction d'une usine. En outre, les options possibles concurrentes d'utilisation des terres doivent être prises en compte. Rappelez-vous que l'idée de l'installation de centrales CSP dans les régions arides est non seulement attrayante en raison de la possibilité de produire de l'électricité propre avec tout à fait une grande efficacité, mais aussi que les zones peuvent être utilisées qui sont non-productive jusqu'à maintenant. En outre, les zones protégées doivent être évitées et le potentiel de danger naturel local doit être considéré. Enfin, les conditions du marché des terres locales doivent être prises en compte ([Brösamle et al, 2000](#)).

II.2.2.1 Conditions terrestres naturelles et l'utilisation des terres

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

➤ La couverture terrestre et l'utilisation des terres

La couverture terrestre est la matière physique et biologique sur la surface de la terre. Les types de couverture terrestre sont des prairies, eau, forêt, désert, etc. Il y a des implications techniques de la couverture terrestre qui font une zone favorable ou moins favorable pour les centrales CSP. En outre, la couverture du sol est un paramètre important concernant l'utilisation des terres de remplacement.

Les plans d'eau et les glaciers doivent être exclus pour des raisons techniques. Aussi des marais et des zones humides ne sont pas appropriés. Déserts de sable (ergs) sont également problématiques en

tant que sites de centrales solaires possibles en raison de sables mouvants et dunes de sables mouvants et en raison de l'absence de terre de construction solide. Il doit également être pris en considération que les sables mouvants sont des structures dynamiques qui se propagent à d'autres endroits. Cela nécessite qu'une zone de sécurité autour des dunes de sable doive être respectée. La vitesse de propagation des dunes de sable peut atteindre jusqu'à 200 m /an. À ce rythme et avec une durée de vie présumée des centrales CSP de 50 ans environ, les zones de sécurité doivent être une largeur allant jusqu'à 10 km (Kronshage, 2002).

Les zones de sel sont exclues en raison de leurs propriétés corrosives lourdes. Mesures anticorrosifs pour plantes entières CSP entraînerait très coûteux.

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

Il est évident qu'il n'y a pas de centrales solaires peuvent être construits sur des zones de peuplement existantes. En outre, il doit être pris en compte que, en général une certaine distance minimale entre les zones de peuplement doit être respectée. Développement urbain plus doit être considérée, ainsi que la visibilité du constant domaine.

Des zones appropriées pour les centrales solaires sont particulièrement semi-désertique de broussailles et de déserts (sauf pour les déserts de sable), ainsi que les prairies, garrigues et Savanes (en tenant compte de possibles usages alternatifs).

➤ **Disponibilité de l'eau pour Refroidissement**

La disponibilité de l'eau est important, surtout si les centrales CSP devraient être équipés de systèmes de refroidissement par voie humide. Refroidissement humide est favorable à l'exploitation des centrales CSP en raison de l'efficacité des centrales électriques plus élevées possibles et en raison des coûts inférieurs d'investissement par rapport au refroidissement à sécher. Ce pourquoi il est un grand avantage si l'eau est suffisante pour le système de refroidissement de l'usine. Malheureusement, la forte irradiation nécessaire au fonctionnement d'une centrale CSP n'est pas facile de combiner avec l'apparition de l'eau abondante. Une source importante d'eau, les précipitations, échoue normalement, parce que les zones avec une irradiation solaire élevée habituellement comptent avec des quantités élevées de précipitations. Une autre source, eau de mer, est plus susceptible d'être disponible dans

certaines régions. Cependant, l'irradiation est normalement légèrement inférieure près de la côte d'haute zone en raison de plus forte teneur en vapeur d'eau dans l'atmosphère.

Pour les premières centrales cylindro-paraboliques en Europe, le complexe Andasol en Andalousie, un site a été choisi que le climat aride combiné et la disponibilité de l'eau élevée grâce à la proximité de la haute montagne, la Sierra Nevada. Les taux de précipitations dans la Sierra Nevada sont plus élevés pour que l'eau souterraine coule dans la zone inférieure, où la centrale est située, peut être utilisé. Chacune des centrales Andasol 50MW a besoin d'environ 5 l / kWh ou 870000 m³ /an pour le refroidissement (wikipedia.org/wiki/Andasol)

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

➤ La pente du terrain

En fonction de la technologie CSP, la pente affecte la faisabilité d'une centrale CSP et aussi ses coûts. Les systèmes (cylindro-paraboliques et centrales de miroir de Fresnel) surtout focalisation linéaire ont besoin de grandes surfaces suffisamment plates. Capteurs cylindro-paraboliques sont jusqu'à 150 mètres de long (la nouvelle Heliotrough même jusqu'à 191 m) et les collecteurs de Fresnel linéaires peuvent être beaucoup plus longs, jusqu'à 1 km. Le Point de systèmes de focalisation, les centrales à tour et les systèmes paraboliques, peuvent être érigé aussi sur les zones avec une pente plus grande, par exemple sur une colline plein sud. Les raisons en sont que les miroirs ont des fondations ponctuelles, qui sont indépendants les uns des autres et qu'il n'y a pas de circuit de fluide caloporteur qui les relie([Günther et al, 2012](#)).

Pour une analyse du site, un certain seuil de pente peut être défini pour exclure les zones avec une pente plus élevée. Un seuil très conservateur est par exemple 2,1%, ce qui est souvent utilisé dans des études de DLR. Toutes les zones ayant une pente supérieure à 2,1% sont alors exclues. Un seuil commun est aussi 4%. Ceci est par exemple la pente de la zone de la centrale de Fresnel linéaire PE2 (Novatec Solar).

Le seuil utilisé de la pente dépend également de la résolution spatiale du modèle appliqué numérique d'élévation (DEM), qui peut être dans la plage de 30 m (données SRTM) à 1 km (données

GLOBE) ou même plus bas. Si un ensemble de données avec une faible résolution spatiale est utilisée, les effets en moyenne doivent être pris en compte et le seuil doit être adapté.

II.2.3 Potentiel des risques naturels

Les risques naturels comprennent des phénomènes tels que les tremblements de terre, les tempêtes, et d'autres. Ces risques peuvent affecter la sécurité de fonctionnement d'une centrale CSP. Afin de résister à l'impact de ces phénomènes, la conception du champ solaire et du bloc d'alimentation doit être adaptée, ce qui peut impliquer des coûts de construction plus élevés. En outre, les coûts d'assurance peuvent augmenter à des sites avec des risques plus élevés de dommages (Altmann, 1996).

II.2.3. 1 Aires protégées

Aucune centrale CSP peut être Dérivée sur les aires protégées. La définition générale d'une aire protégée, adoptée par l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN) est le suivant: «Une zone de terre et / ou de mer vouée spécialement à la protection et au maintien de la diversité biologique et des ressources naturelles et associé ressources culturelles, et gérées par des moyens efficaces, juridiques ou autres ». En outre, l'UICN a défini six catégories de gestion des aires protégées sur la base de l'objectif de gestion principal.

II.2.3. 2 Coûts des terrains et la propriété foncière

Comme mentionné ci-dessus, les centrales CSP ont besoin des zones terrestres relativement élevées. Ce pour sa les coûts fonciers peuvent être un élément essentiel des coûts d'investissement et peuvent être, par conséquent, un critère de site important. L'exigence des coûts des terrains abordables peut être en conflit avec d'autres critères de site comme, par exemple, l'eau et la disponibilité des infrastructures. Cependant, la tâche est de ne pas remplir toutes les exigences idéalement, mais à rechercher un équilibre optimal entre eux.

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

II-3 GEOMETRIE TERRE SOLEIL

II.3 .1 Coordonnées horaires

II.3 .1.1 Variation de la déclinaison du soleil

La **déclinaison** δ c'est l'angle fait par le plan de l'équateur avec celui de l'écliptique. Elle varie au cours de l'année de $+23^{\circ}27'$ à $-23^{\circ}27'$ et détermine l'inégalité des durées des jours ([Perrin de brichambaut et al, 1981](#)). Elle s'obtient à partir de la formule suivante:

$$\delta = 23.45^{\circ} \times \sin [0.980^{\circ} \times (\text{jour} + 284)] \text{ [Degré]} \quad \text{II-1}$$

Pour « jour », c'est un jour de l'année à partir des données que l'on rentre en entrée de la fonction : le jour et le mois. On introduit une condition nous permettant de prendre en compte le mois de février ([birrechon,2011](#)).

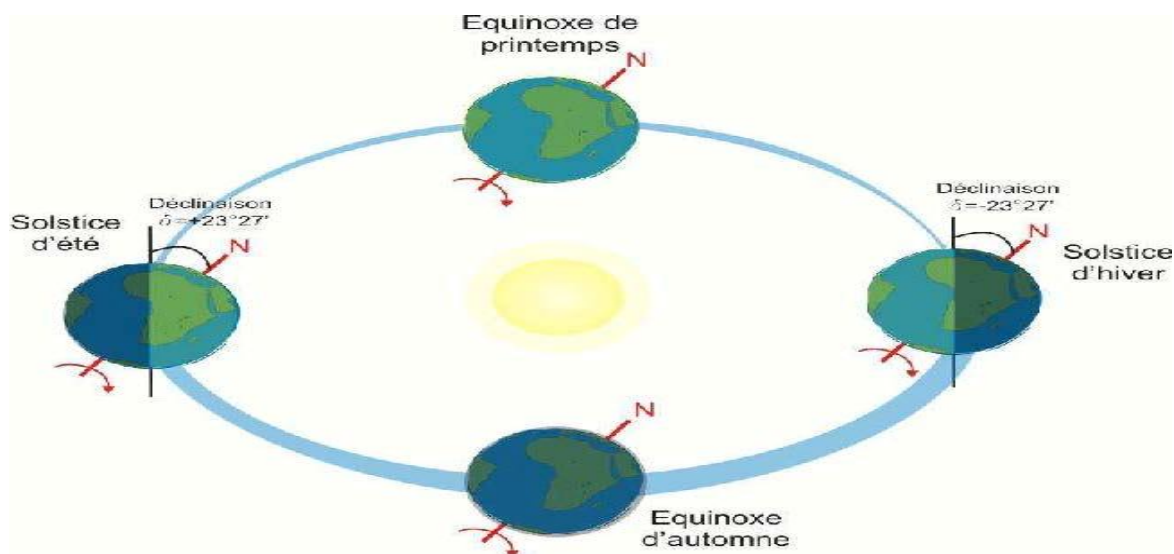


Figure II-4 : Variation de la déclinaison du soleil au cours du mouvement de la terre autour de soleil

II.3 .1.2 Angle horaire:

L'angle horaire ω étant l'angle formé par le plan méridien passant par le centre du soleil et le plan vertical du lieu (méridien) définit le temps solaire vrai TSV . L'angle horaire est donné par l'équation suivante:

$$\omega = 0.261799. (t - 12) \quad \text{II-2}$$

avec t est le temps. Pour calculer l'angle horaire, Capderou a utilisé la formule suivante dans l'Atlas Solaire de l'Algérie (Tabet, 2010) :

$$\omega = 15. (TSV - 12) \quad \text{II-3}$$

- Si $\omega = 0$, TSV = 12h.00
- Si $\omega < 0$, la matinée.
- Si $\omega > 0$, l'après-midi.

II.3 .2 Coordonnées horizontales

II.3 .2.1 Hauteur du soleil

La hauteur du soleil (h) est l'angle que fait le plan horizontal avec la direction du soleil, la valeur $h = 0$ correspond au lever et au coucher du soleil. La hauteur du soleil varie entre $+90^\circ$ (zénith) et -90° (nadir). La hauteur du soleil est bien représentée par une formule bien connue qui avait été également adoptée par Capderou.

$$\sin (h) = \cos (\phi) \times \cos (\delta) \times \cos (\omega) + \sin (\phi) \times \sin (\delta) \quad \text{II-4}$$

avec :

h : la hauteur du soleil, δ : La déclinaison, ω : L'angle horaire et ϕ : Latitude d'un lieu

II.3 .2.2 Azimut du soleil :

L'azimut solaire (a) est l'angle mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre dans l'hémisphère nord et dans le sens contraire dans l'hémisphère sud, en utilisant les projections sur le plan horizontal du point d'observation c'est-à-dire la projection de la droite reliant la terre au soleil. Il est compris entre $-180 \leq a \leq 180^\circ$, tel qu'il est négatif le matin (direction Est), nul ou égal à 180° à midi et positif l'après-midi (direction Ouest), sur tout le globe. Il diffère de l'azimut géographique, lequel est toujours mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre à partir du Nord, indépendamment de l'hémisphère du point d'observation (outilssolaires.com).

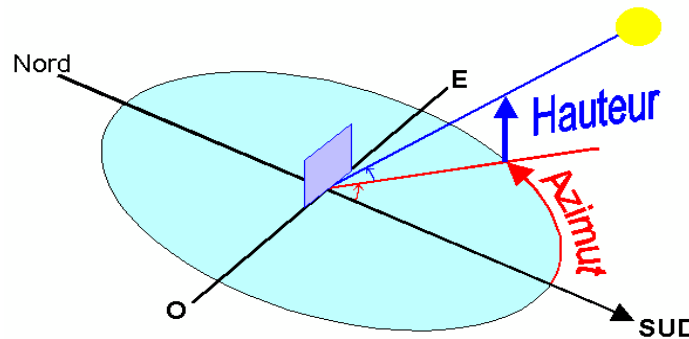


Figure II-5 : Schéma descriptive pour les angles azimut et hauteur solaire

L'équation de passage des coordonnées horizontales en coordonnées horaires est la suivante ([Tabet ,2010](#)) :

$$\sin (a) \times \cos (h) = \cos (\delta) \times \sin (\omega)$$

$$\cos (a) \times \cos (h) = \cos (\delta) \times \cos (\omega) \times \sin (\phi) - \cos (\phi) \times \sin (\delta)$$

$$\sin (h) = \cos (\phi) \times \cos (\delta) \times \cos (\omega) + \sin (\phi) \times \sin (\delta)$$

II.3.3 Coordonnées géographiques:

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent le repérage d'un point sur la terre constitué par deux angles :

II.3.3.1 Latitude

La latitude est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression de la position d'un point sur Terre (ou sur une autre planète), au nord ou au sud de l'équateur qui est le plan de référence. Est une mesure angulaire, elle varie entre la valeur 0° à l'équateur et 90° aux pôles (Benjamin et al) .

II.3.3.2 Longitude

La longitude est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression du positionnement est-ouest d'un point sur Terre (ou sur une autre planète). La longitude de référence sur Terre est le méridien de Greenwich.

La longitude, généralement notée Λ , est donc une mesure angulaire sur 360° par rapport à un méridien de référence, avec une étendue de -180° (180°) Ouest à $+180^\circ$ (-180°) Est (Benjamin et al).

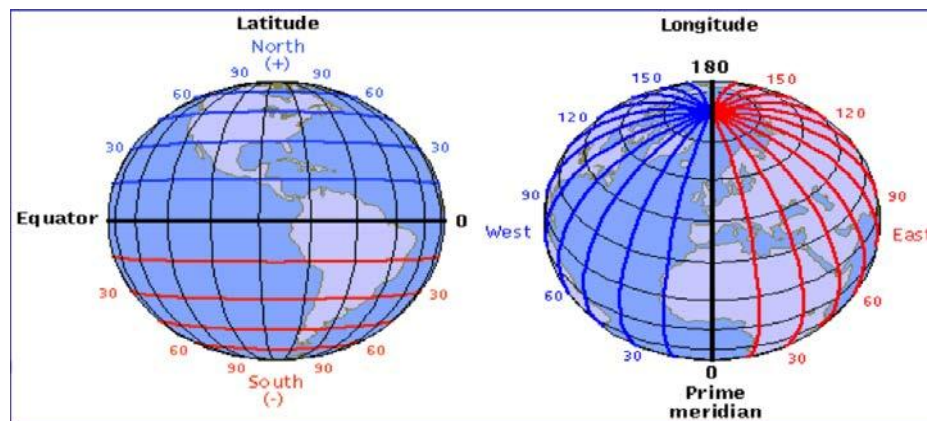


Figure II-6: Schéma descriptive pour les angles latitude et longitude de la terre

II-4 CONSTANTE SOLAIRE

L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère, sur une surface unité perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance Terre-Soleil égale à sa valeur moyenne, est appelée la constante solaire. La constante solaire a été estimée à 1367 W.m^{-2} par Claus Fröhlich et Christoph Wehrli du Centre radiométrique mondial de Davos (Suisse) (Pierre, 2000).

Cette valeur est la moyenne sur l'année du flux extraterrestre. En effet, la trajectoire de la terre autour du soleil étant elliptique, il s'en suit une variation saisonnière de $\pm 1.6 \%$ de la distance Terre Soleil et donc une variation de ce flux. La relation suivante donne la valeur corrigée de la constante solaire (Tabet, 2010) :

$$I_c = I_0 \times [1 + 0.0034 \times \cos(30 \times (m - 1) + n)] \quad \text{II-5}$$

Où:

$I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$, m : numéro du mois dans l'année, n : numéro du jour dans le mois.

II-5 TEMPS SOLAIRES

L'heure solaire est l'heure de la journée déterminée par le mouvement apparent du Soleil, égale à 12h00 au midi vrai. Pour obtenir l'heure légale, il faut lui additionner l'équation du temps, la correction de longitude et éventuellement l'heure d'été. Le **midi vrai** ou midi solaire est l'heure locale à laquelle le soleil passe au méridien du point d'observation et on a

$$\text{TSV} = \text{TL} - \text{DEL} + \text{ET} + \Lambda / 15 \text{ [heure]}. \quad \text{II-6}$$

Avec **TSV : temps solaire vrai** est définie à partir de la rotation de la terre sur elle-même. Il est donc directement lié à l'angle horaire. L'intervalle de temps entre deux passages du soleil au méridien est de 24 h. Il est donc midi (12h) lorsque le soleil est à son zénith.

TL : temps légal et on peut définir comme le temps moyen du fuseau horaire de rattachement, augmenté éventuellement de l'heure d'été. C'est l'heure de la montre sa relation donnée en fonction de temps universelle :

$$\text{TL} = \text{TU} + \text{DEL} \quad \text{II-7}$$

TU : le temps moyen du méridien de Greenwich (méridien origine)

DEL : est la correction due au changement d'heure légale (en Algérie DEL =1).

ET : équation de temps, ce terme corrige le temps solaire de plus ou moins 15 minutes et pourra donc être négligé en première approximation; sa relation donnée par la formule suivant :

$$Et = 9.87 \sin (2N') - 7.53 \cos (N') - 1.5 \sin (N') \text{ [min]}$$

$$N' = (n - 81) \times 360/365$$

Où : N' est le numéro du jour dans l'année.

On à aussi autre forme de cette équation mais en fonction de TSV et TSM

$$ET = TSV - TSM$$

II-8

TSM : le temps solaire moyen

II-6 POTENTIEL SOLAIRE EN ALGERIE

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde.

La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700\text{KWh}/\text{m}^2/\text{an}$ au Nord et $2650\text{ kwh}/\text{m}^2/\text{an}$ au Sud du pays. Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh (Sonalegaz, 2011).

Tableau II-1 : potentiel solaire en Algérie

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue ($\text{Kwh}/\text{m}^2/\text{an}$)	1700	1900	2650

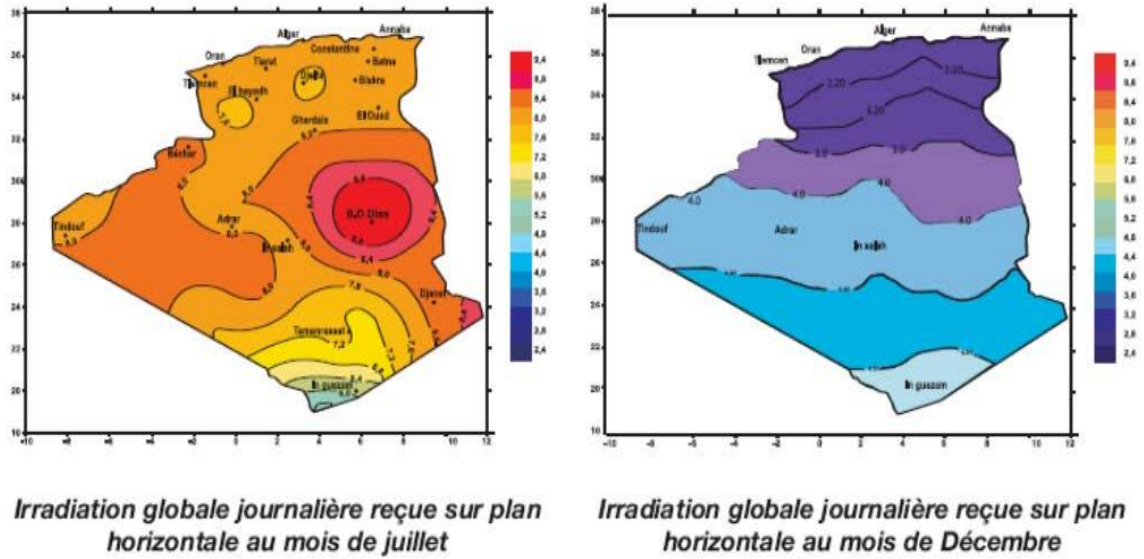


Figure II.7: Atlas solaire Algérien

II-7 STRUCTURE ET COMPOSITION DE L'ATMOSPHERE :

II-7.1 L'effet de l'atmosphère :

Partons de l'énergie solaire émise et reçue au sommet de l'atmosphère et regarde comment elle se transforme :

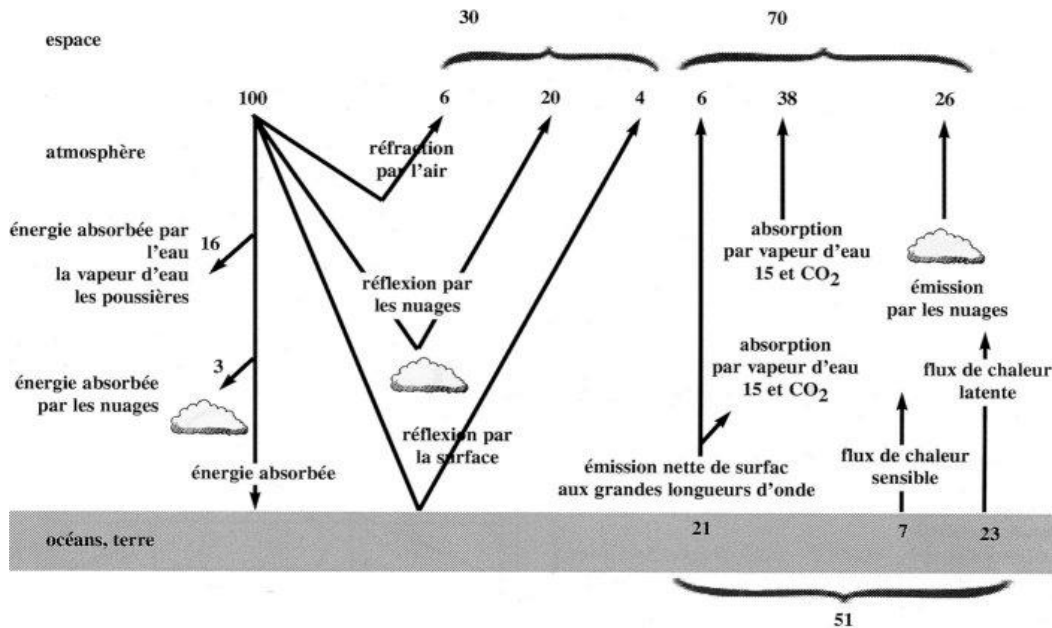


Figure I-2 : Diagramme représentatif de l'effet de l'atmosphère (Figure tirée du livre « océans et atmosphère »)

II-7.2 Émissions solaire :

Sur le diagramme, tout est dimensionné par rapport à la valeur 100 qui correspond au rayonnement solaire incident au sommet de l'atmosphère, soit environ 1360 W/m^2 . Ce rayonnement est absorbé dans l'atmosphère et au sol, ou réfléchi vers l'espace.

L'énergie absorbée directement par l'atmosphère et correspondante au chauffage direct de l'atmosphère par l'énergie solaire se situe sur la partie gauche du diagramme. Elle correspond à environ 20 % de l'énergie solaire incidente au sommet de l'atmosphère. Ce chauffage direct de l'atmosphère par les rayons solaires n'est pas la première source de chaleur dans le système atmosphérique. Nous verrons que le chauffage de l'atmosphère est essentiellement un chauffage indirect.

50% de l'énergie solaire est absorbée au sol (l'atmosphère est essentiellement transparente pour le rayonnement solaire).

Une certaine partie du rayonnement est perdue pour le système climatique, elle est réfléchie directement vers l'espace selon trois processus essentiels :

Un processus de réflexion par l'air c'est la diffusion moléculaire, responsable du bleu du ciel. On estime ce phénomène à 6 % du rayonnement solaire incident. Cela constitue la seule contribution des gaz principaux (N_2 , O_2 , H_2O) à l'énergétique de la planète.

- 20 % de l'énergie solaire reçue est réfléchie par les nuages.
- La réflexion par les surfaces : 4% de l'énergie incidente est réfléchie par les surfaces.

Ces surfaces sont très différenciées, on trouve d'énormes oppositions entre des zones désertiques (albédo 30 %), des forêts ou l'albédo est égal à 10 % ou des océans dont les surfaces réfléchissent jusqu'à 80 % (Albert et al 2000).

II-7.3 Émissions terrestres

Sur la partie droite de la figure précédente, on voit la manière dont ce chauffage est équilibré par les émissions terrestres.

La principale composante est l'émission de rayons infra-rouges vers l'espace, Seule une toute petite partie de cette émission se fait directement vers l'espace (6 % sur le diagramme).

La plus grande partie du rayonnement infrarouge est en fait absorbée dans l'atmosphère par des gaz à effet de serre (molécules suffisamment compliquées pour être excitées et ayant au moins trois atomes, H₂O, CO₂, CH₄ ou plus...). Ces molécules absorbent le rayonnement issu de la Terre et elles le réémettent en deux parties : une partie vers le sol et une partie vers l'espace, plus petite, que celle que l'on obtiendrait par une émission directe du sol.

C'est ce que l'on appelle « L'EFFET DE SERRE ».

Il est important de voir que ce ne sont pas les seuls termes d'échanges entre la surface terrestre et l'atmosphère.

II-7.4 Deux autres termes existent :

- Le flux de chaleur sensible qui est un flux de conduction thermique entre le sol et l'atmosphère. L'air se réchauffe près du sol et il monte dans l'atmosphère.
- Le flux de chaleur latente qui correspond à un processus plus compliqué de refroidissement au niveau des océans ou de la végétation continentale par évaporation de l'eau : cette chaleur est regagnée par l'atmosphère lors de la condensation de l'eau dans les nuages. Ce terme (23 %) est en fait le premier terme de chauffage direct de l'atmosphère.

L'atmosphère est donc chauffée en priorité par condensation de l'eau dans les nuages ([Albert et al 2000](#))

II-8 CONCLUSION

D'après ce chapitre, la technologie des centrales solaire thermiques CSP ne peut être installée partout dans les différentes régions du monde, mais seulement dans des régions spéciales appelées Sun belt, où le DNI est supérieur à 1900 kWh /m² /an, situées entre les latitudes +ou-15 ° et +ou - 40°.

L'Algérie possède des critères très favorables pour l'implantation de ce type de centrales. Il reste à assurer le financement et les études économiques afin d'assurer la rentabilité de ces projet.

REFERENCES

Albert Fourny et **Marianne Wojcik**, Texte de la conférence présentée, au CRDP de Nancy : Conférence de Monsieur **Hervé Le Treut**, directeur de recherche au Laboratoire de Météorologie Dynamique (Unité mixte de recherche : CNRS, École Normale Supérieure, École polytechnique, Université Paris VI) ;(2000).

Altmann, M.; Environmental Impacts of Solar Thermal Power Plants – A Moroccan Case Study; Communication, Proceedings of the 10th EuroSun, Freiburg;(1996)

Benjamin Dessus et François Pharabod – l'énergie solaire - presses universitaires de France (1996).

Brösamle, H. et al.; Assessment of Solar Electricity potentials in North Africa based on Satellite Data and a Geographic Information System”, Solar Energy 70 (1), a-12;(2011).

Brösamle,H.; Solarthermische Kraftwerke – Standortlokalisierung und Potentialabschätzung mit dem Planungsinstrument STEPS. University of Applied Sciences Vechta ;(2000).

Ch. Perrin de brichambaut, Ch.Vauge, « Le gisement solaire évaluation de la ressource énergétique », Edit Technique et Documentation, Paris, France, (1981).

Günther. M ; M. Joemann, ; Site Assessment ; Advanced CSP Teaching Materials ; Chapitre 14;enerMENA;DLR;Germany;(2012).

International Renewable Energy Agency (IRENA); Renewable Energy Technologies: cost analysis series, Rapport technique; volume1: power sector, issue 2/5;(2012).

Kronshage, S; Standortanalyse für solarthermische Kraftwerke am Beispiel des Königreichs Marokko,Thèse de doctorat. University of Osnabrück ;(2002)

Pierre Bessemoulin et Jean Oliviéri, « Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette », La Météorologie 8esérie - n°31 - septembre 2000.

Sonalgaz, « Potentialités et perspectives pour les Energies renouvelables en Algérie », Séminaire Algéro-Allemandsur le partenariat dans le domaine de l'Energiesolaire Hôtel EL DJAZAIR le 25 janvier 2011.

Tabet Ismail, « Etude d'un distillateur solaire a cascade thèse -magister en physique option : énergies renouvelables », 2010.

<http://www.outilssolaires.com/glossaire/prin-1geometrie.html>

<http://de.wikipedia.org/wiki/Andasol>.

<http://www.meteostest.ch>

Chapitre III :

Modélisation de la centrale a tour

III-1 INTRODUCTION

La simulation numérique est une part importante de l'étude des concentrateurs solaires que ce soit pour optimiser la conception d'un point de vue technico-économique ou pour prédire les performances. Nous présenterons dans ce chapitre les principes fondamentaux de la théorie et de la technologie des concentrateurs solaires, et les performances optiques et thermiques de la centrale a tour.

III-2 COMPOSANTS D'UNE CENTRALE SOLAIRE A TOUR

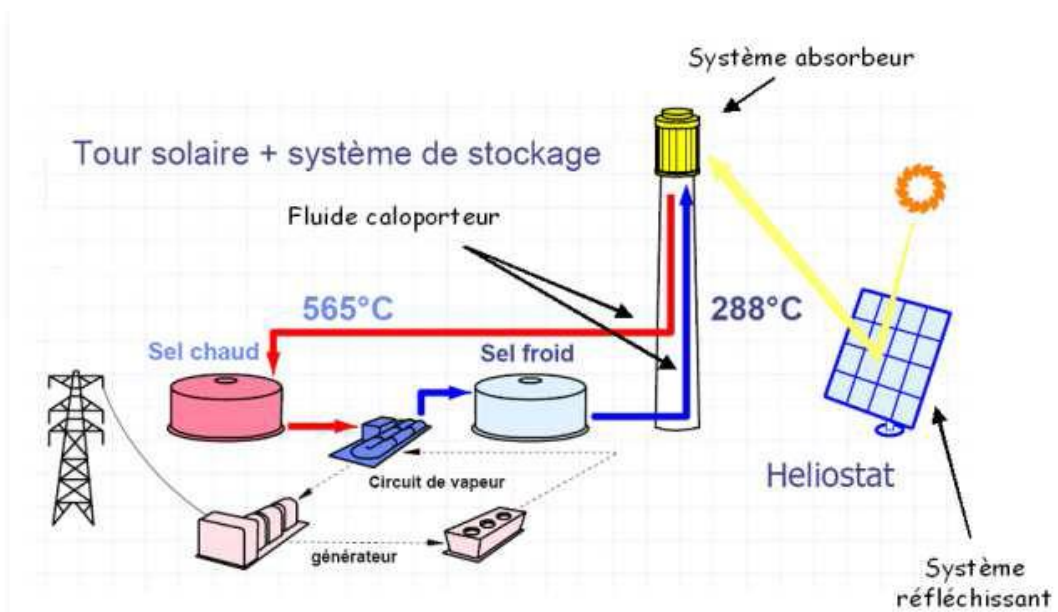


Figure III.1- Les composants d'une centrale solaire à tour

Une centrale CSP est composée de deux parties fondamentales (Kalogirou, 2009): Champ solaire (SF) et le bloc d'alimentation (PB). Une bonne partie est facultative mais qui deviendra presque obligatoire avec le temps: le stockage d'énergie thermique (TES). C'est une caractéristique valable pour tous les types de centrales CSP dans le domaine des énergies renouvelables, car il est capable de stocker l'énergie thermique avant transformation (Gil et al, 2010), pour l'utiliser lorsque le rayonnement solaire est manquant.

Le bloc d'alimentation est, dans une certaine mesure un système conventionnel, bien que de nouvelles idées aient vu le jour et utilisent de nouveaux cycles, telles que les turbines de Brayton travaillant dans un cycle de régénération avec un petit taux de compression et un évier de refroidissement à proximité du point critique du fluide (Rovira et al, 2011). Cependant, les centrales

CSP actuelles utilisent des cycles de Rankine à vapeur (qui ont été maîtrisées depuis plus d'un siècle) et la centrale peut être considérée comme une centrale thermique conventionnelle avec des moyens spéciaux pour produire de la vapeur, la quête principale étant de trouver le moyen le plus efficace et le moins cher pour la produire.

III.2.1 Champ de miroirs (héliostats) :

Le champ solaire d'une centrale à tour est constitué de milliers d'héliostats, qui sont équipés d'un système de poursuite à deux axes commandé par une électronique appelée commande, afin de suivre la trajectoire diurne du soleil. Ces héliostats sont supportés par une structure métallique de sorte à former une surface légèrement concave. Un héliostat est un suiveur solaire hors axe, ce qui signifie que la cible est fixe et que le vecteur normal de l'héliostat doit toujours bissecter l'angle entre le vecteur du soleil et le vecteur de la cible. En conséquence du suivi hors axe, la taille et la forme de l'image du soleil sur le récepteur dépend fortement de l'angle d'incidence sur l'héliostat (Germain, 2013). Il existe différents types d'héliostats, qui peuvent être différenciés, en fonction de la taille, de la forme, du concept de conception de base, de la composition du matériau du miroir ou

même selon leurs systèmes de suivi. Chaque type d'héliostat a ses propres caractéristiques en termes de performance au vent (et de suivi pendant les conditions de vent fort), de coût et de complexité du contrôle.

III.2.1.1 Conception du champ solaire

il existe trois types de configuration pour la forme du champ solaire, ces configurations dépendent du lieu où est implanté le champ ainsi que du type de récepteur utilisé. Le champ Nord est mieux adapté pour les latitudes qui se trouvent au Nord de l'équateur, au niveau de l'équateur il est préférable d'utiliser un champ circulaire avec un récepteur externe de 360°, le champ elliptique est utilisé avec les récepteurs qui incluent un concentrateur secondaire (Khellaf, 2013).

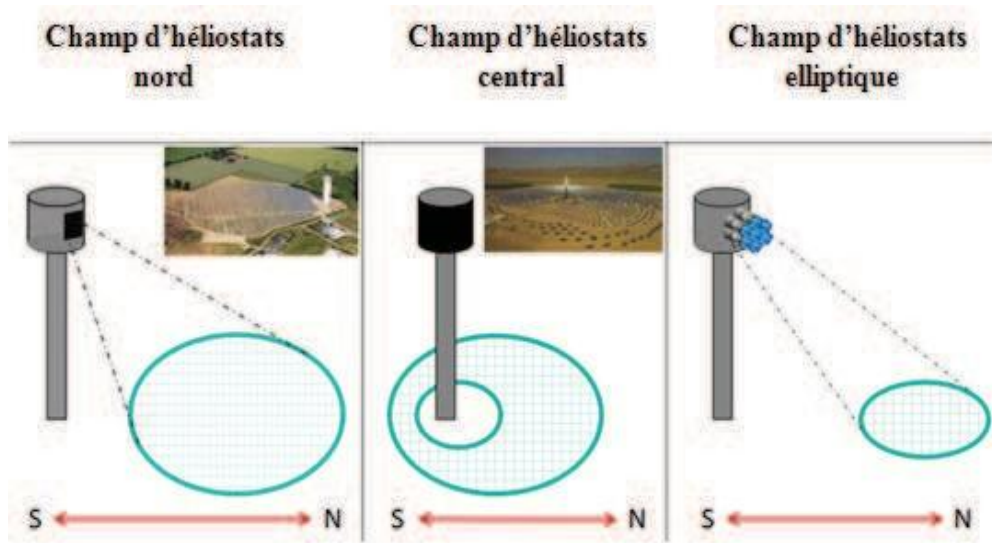


Figure III.2: Les différentes configurations du champ solaire (Khellaf, 2013).

III.2.2 Optimisation de la disposition des champs solaires

La disposition du champ de l'héliostat pourrait être effectuée en déterminant les valeurs optimales de l'espacement radial DR et de l'espacement d'azimut DAz. Il existe différentes procédures d'optimisation pour établir ces deux paramètres géométriques de position (Boudaoud et al, 2015).

Dans le cas de la configuration nord représentée dans la figure 2.23, la corrélation entre l'espacement radial (ΔR) et azimutal (ΔAz) est donnée par l'équation (Boudaoud et al, 2013) :

$$\Delta R = \left[\begin{matrix} 630093 - 0.58731\theta_1 + 0.018423\theta_1 + \\ \cos(\theta_1) (2808730.1480\theta_1 + 0.001489\theta_1^2) \end{matrix} \right] H_{héli} \quad \text{III.1}$$

$$\Delta A_z = \left[\begin{matrix} 2468120.04010\theta_1 + 9.235\theta_1 + \\ \cos(\theta_1) (0.173450.00911\theta_1 + 0.12761104.\theta_1^2) \end{matrix} \right] W_{héli} \quad \text{III.2}$$

Ou :

φ : L'angle d'azimut de l'héliostat ; 0° dans le sud.

θ_1 : l'angle entre le vecteur heliostat-tour et le vecteur vertical.

$H_{\text{hélio}}$: La hauteur de l'héliostat.

$W_{\text{hélio}}$: La largeur de l'héliostat.

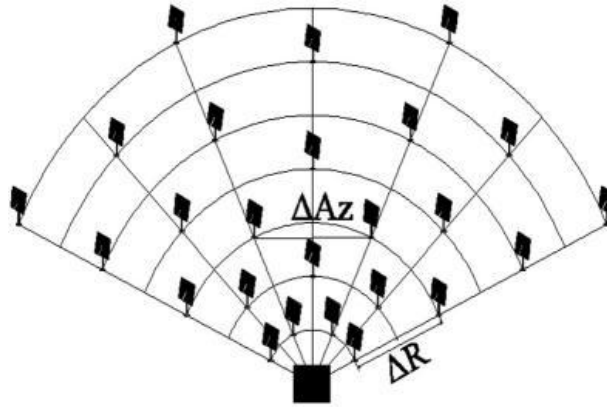


Figure III.3: La disposition du champ radiale d'héliostat

III.2.3 Pente de champ

Lorsque le terrain présente de douces collines, l'aménagement du champ de l'héliostat peut être envisagé avec une pente ascendante vers le nord (hémisphère nord). La pente varie d'abord de

0° à 10° pour identifier une amélioration possible de l'efficacité.

En effet, à mesure que la pente du terrain augmente, l'efficacité du champ subit également une légère augmentation, atteignant 46 % avec 9° , tandis que la puissance incidente du récepteur augmente de 1,8 [MW_{th}] (Germain, 2013).

III.2.4 Modèle optique

La performance du champ de l'héliostat est définie en termes de rendement optique η_{opt} , qui est égal au rapport de la puissance nette absorbée par le récepteur Q_{rec} à l'énergie solaire totale incidente sur le champ de l'héliostat (Boudaoud et al, 2015).

$$\eta_{\text{opt}} = \frac{Q_{\text{rec}}}{I_d * A_n * N_h}$$

III.3

Avec I_d : le rayonnement direct ; A_h : la surface de l'héliostat ; N_h : le nombre d'héliostats
 L'efficacité du champ héliostat est calculée en tenant compte des différentes pertes liées aux effets suivants: la réflectivité des miroirs, l'effet cosinus du a l'angle d'incidence du soleil sur les miroirs (le soleil ne voit pas la surface totale du miroir mais une projection de celle-ci, appelée surface efficace), les ombres (masques entre le soleil et l'héliostat) et blocages (masques entre l'héliostat et la tour), et le débordement de la tache focale hors de la surface d'ouverture du récepteur, focalisation et inclinaison.

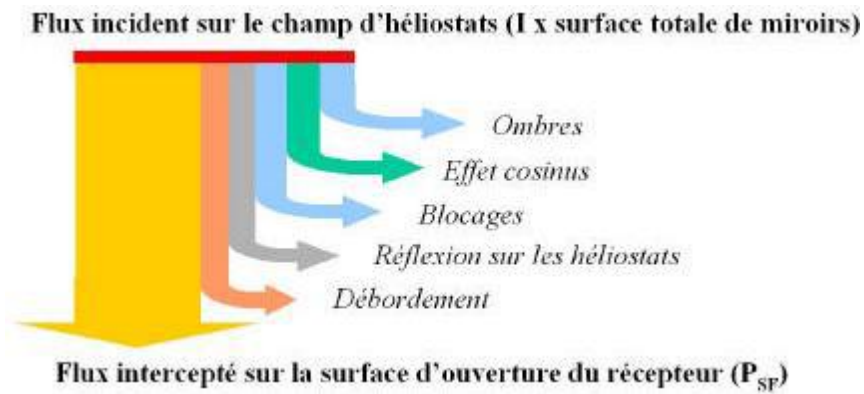


Figure III.4: Les pertes énergétiques d'un champ d'héliostats

Pour calculer l'efficacité globale du champ d'héliostat η_{SF} , l'équation pondérée suivante est valide:

$$\eta_{SF} = \frac{\sum_{i=1}^{N_h} \eta_{SF_i} A_{SF_i}}{A_{SF}} \tag{III.4}$$

Avec : A_{SF} A_{SF} est la surface d'un heliostat (m2)

III.2.5 Système de poursuite

La monture est la partie mécanique utilisée pour orienter les héliostats, il existe plusieurs types de montures, la mécanique et la régulation de ces derniers dépendent du système de coordonnées utilisé pour repérer le Soleil, la monture équatoriale qui ne nécessite en principe qu'une seule rotation (d'environ 15°par heure) est rarement utilisée, du fait de la complexité de sa

mécanique. La monture universelle est pratique mais elle pose aussi des problèmes de stabilité mécanique. C'est la monture altazimutale qui est la plus utilisée dans les systèmes de poursuite de l'astre solaire, bien que sa régulation soit compliquée, elle possède une mécanique bien plus simple que les autres types de montures, comme représenté sur la figure(III.5), pour une configuration altazimutale, l'héliostat poursuivra le soleil selon deux coordonnées l'azimut et la hauteur.

III.2.5.1 Système de commande

Le système de commande est l'ensemble des composants électroniques et des algorithmes de commande, qui sont utilisés pour fournir des signaux aux moteurs d'entraînement, afin de maintenir la position du concentrateur sur un point dans le ciel, qui se trouve à mi-chemin entre le récepteur et le Soleil, de sorte à réfléchir et concentrer le rayonnement solaire sur le récepteur. Les héliostats sont équipés de mouvements électriques à réducteurs et à moteurs à courant continu ou pas à pas. C'est une solution sûre et performante, mais coûteuse (M. Haddadi 2003).



Figure III.5. Le mouvement d'un héliostat ayant une monture altazimutale

Le pilotage de ces axes est aujourd'hui systématiquement effectué en « boucle ouverte » par coordonnées calculées. On entend par là que l'automate de pilotage calcule la position que doit avoir l'axe de l'héliostat sur la seule base de l'heure qui lui est donnée par son horloge interne et qu'il ne contrôle pas le résultat obtenu en vérifiant la direction du rayon réfléchi (d'où l'expression « boucle ouverte »). S'il commande des moteurs à courant continu, il se contente de vérifier l'exécution de ses ordres par l'intermédiaire d'un codeur de position angulaire de l'axe. S'il dialogue avec des moteurs pas à pas, le comptage de ses ordres suffit pour effectuer ce contrôle. L'axe est alors dépourvu de codeur de position.

Le guidage et le contrôle-commande du champ d'héliostats donnent lieu à des choix techniques importants, entre l'asservissement en boucle fermée ou le guidage par coordonnées calculées, ou entre un contrôle-commande centralisé disposant de simples actionneurs locaux, ou une structure décentralisée à base de microprocesseurs d'héliostats et de microprocesseurs de groupes pilotés par une unité centrale de calcul (M. Haddadi, 2003).

III.2.6 Pertes du Champ d'un héliostat

III.2.6.1 Perte du cosinus

La normale pour la surface du miroir de l'héliostat n'est pratiquement jamais faisant face au soleil, à moins qu'aux jours dans l'année où à midi solaire la position du soleil est directement derrière le récepteur (dans ce cas-là l'héliostat particulier serait couvert dans l'ombre de l'ombre de la tour.) Par-dessus le cours d'un jour l'orientation de l'angle de l'azimut et le zénith de l'héliostat est changée chaque quelque seconde afin de garantir le repérage exact du chemin du soleil. D'où, mathématiquement, la zone efficace du miroir est moins que la zone véritable du miroir. La réduction de la zone efficace du miroir est proportionnelle à l'angle cosinus de l'angle d'incidence (sij.fh-aachen.de).

L'équation pour la perte due au cosinus est donnée :

$$\cosin(perte) = 1 - \cos \beta$$

La puissance radiuse est délibérée avec l'équation :

$$P_{rad} = I_{dir} A_{eff} \quad \text{III.5}$$

Montre à l'effet que la perte du cosinus a la puissance radiuse, qui est reflétée par un héliostat

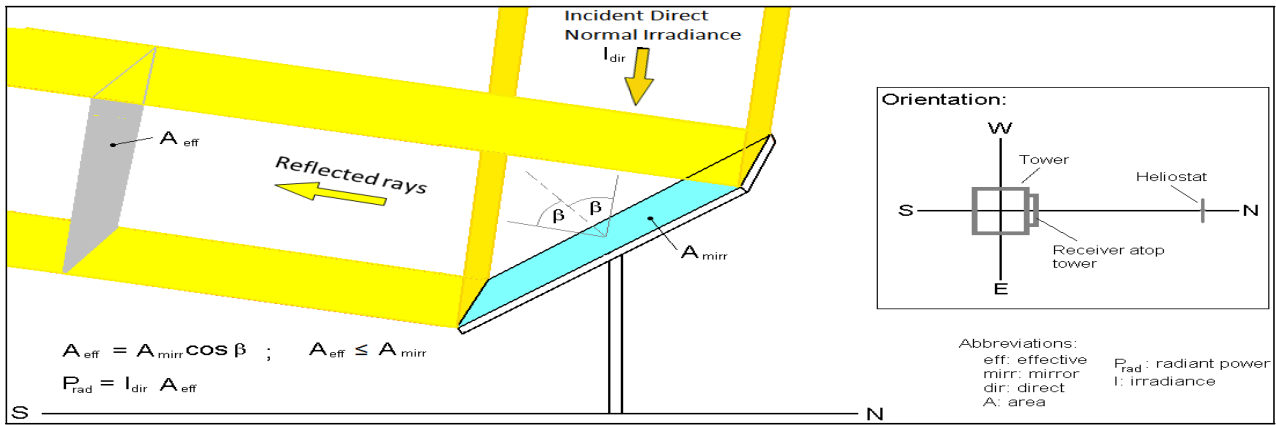


Figure III.6 .Influence de la perte du cosinus sur la puissance radiuse reflétée par l'héliostat

III.2.6.2 Pertes par blocage

Le blocage est un effet qui se produit pour un héliostat qui a des héliostats voisins devant et sur le coté avant de celui ci. Le blocage veut dire qu'un héliostat arriere ne peut pas refléter une partie des rayons légers sur la surface du récepteur parce qu'un héliostat de devant bloque une partie de ça, c.-à-d. une partie de la face arriere de l'héliostat de devant est éclairée. Le plus faible angle d'élévation du soleil et qu'un héliostat est situé loin de la tour, plus le blocage se produit. Le graphique suivant illustre le mécanisme de blocage (M. Kleemann, 1993).

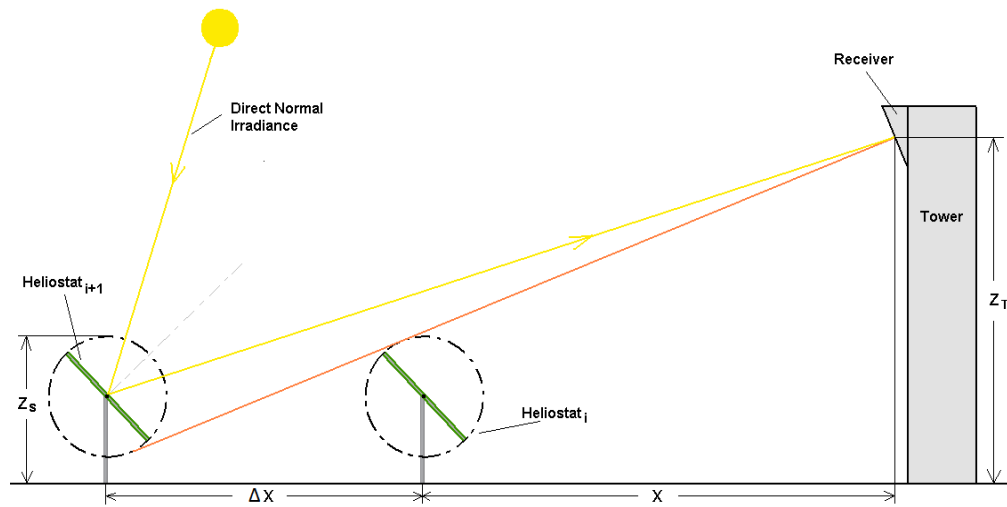


Figure III. 7 : Blocage des héliostats voisins

Pour éliminer le blocage complètement, Δx doit prendre une valeur de telle sorte qu'on peut dessiner une ligne du centre du récepteur (illustrée ici par la couleur orange) à la tangente supérieure du cercle pivot du miroir de l'héliostat i et dans la continuation à la tangente inférieure du cercle pivot du miroir d'héliostat $i+1$

Comme une approximation Δx peut être délibéré comme suit:

$$\frac{z_S}{\Delta x} \approx \frac{z_T}{x} \tag{III.6}$$

En réarrangeant pour Δx :

$$\Delta x \approx x \frac{z_S}{z_T} (m) \tag{III.7}$$

où x est la distance horizontale du point de pivot de l'héliostat au centre de la surface du destinataire. Avec la distance de croissance x de la tour et avec un rapport croissant de $\frac{z_S}{z_T}$ la distance entre les héliostats conséquents doit être augmenté. La distance entre les héliostats ne doit pas être choisi plus grand que nécessaire car sinon les deux pertes (cosinus et atmosphérique atténuation) et les besoins en terres augmenteront trop .

III.2.6.3 Perte d'ombrage

L'ombrage est similaire au blocage, sauf qu'un héliostatique avant projette une ombre sur l'héliostat derrière ou de côté derrière elle. La figure (III.8) montre l'ombrage partiel d'un miroir (M. Kleemann 1993),

une partie de la radiation peut rater la surface du récepteur c' appelé le renversement Figure III.9

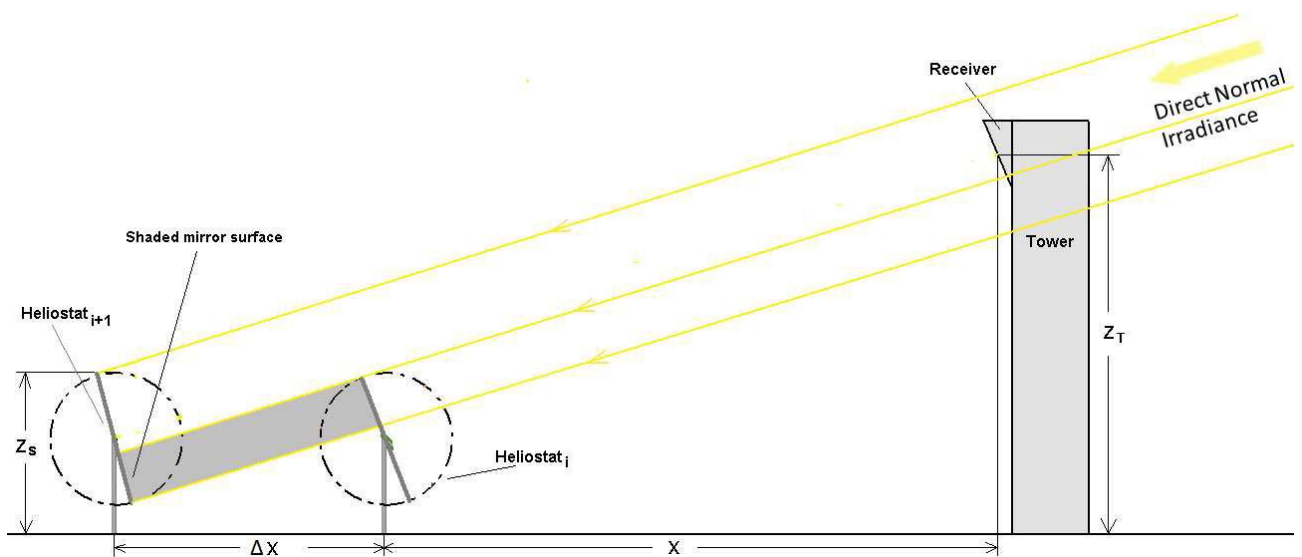


Figure III.8: Perte d'ombrage

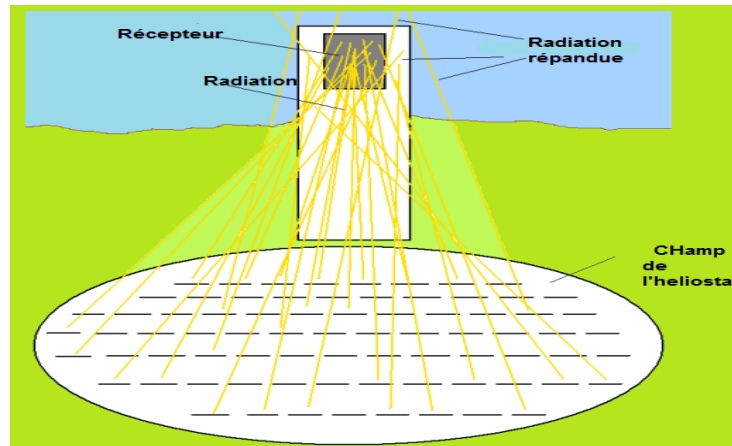


Figure III.9 : Perte de déversement

III.3.2.7 Bilan énergétique

Le bloc de construction de base du modèle de récepteur est un seul tube de longueur ΔX , où ΔX est une partie finie de la longueur totale du panneau dans la direction verticale. Cet element est soumis à de multiples mécanismes de transfert de chaleur, le rayonnement qui se reflète simplement à partir de la surface du tube est une considération supplémentaire (Wagner, 2008) :

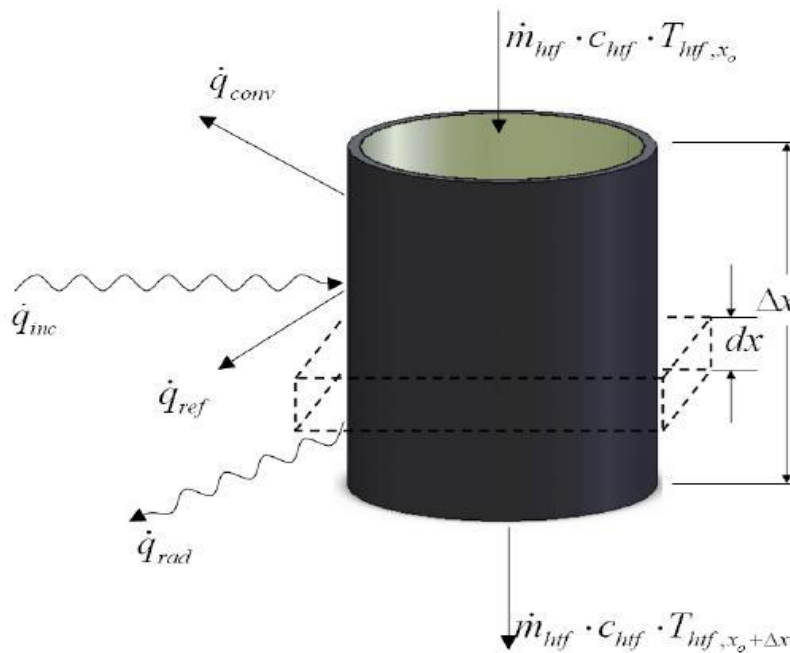


Figure III.10 : Le bilan énergétique dans le tube absorbeur

Le résultat d'un bilan énergétique appliqué à un seul tube à la position x sur le panneau N peut être mis à l'échelle par le nombre de tubes dans ce panneau. Puisque chaque tube est alors essentiellement un télécopieur de son voisin, la conduction tube-tube et l'échange de radiation sont négligés. La conduction axiale est également négligée car la convection interne beaucoup plus grande due à l'écoulement de sel dans les tubes domine la résistance relativement élevée à la conduction.

L'énergie thermique ajoutée au fluide caloporteur (Wagner, 2008) :

$$\dot{q}_{HTF} = \dot{q}_{inc} - (\dot{q}_{ref} + \dot{q}_{rad} + \dot{q}_{con}) \quad \text{III.8}$$

Avec : $\dot{q}_{inc,x} = \dot{p}_{champ} \Delta x D_{tube} n_t$ III.9

Ou : n_t est le nombre du tube dans chaque panneau.

$$\dot{q}_{ref,x} = (1 - \alpha) \dot{p}_{champ} \Delta x D_{tube} n_t \quad \text{III.10}$$

$\dot{q}_{ref,x}$ est l'énergie rayonnée par la surface du tube.

$$\dot{q}_{rad,x} = \sigma \varepsilon F_{t,s} \Delta x n_t \cdot \frac{D_{tube}}{2} (T_{s,x}^4 - T_{amb}^4) \quad \text{III.11}$$

$F_{t,s}$ est un facteur de vue de la tour vers l'environnement , il a été calculé par (Wagner, 2008) à l'aide de la corrélation EES pour un cylindre entouré des deux cotés par des cylindres parallèles de même diamètre, tous dans un seul plan.

$$\dot{q}_{con,x} = h_m \Delta x n_t D_{tube} (T_{s,x} - T_{amb}) \quad \text{III.12}$$

Le reste de la centrale (bloc de puissance, stockage, hybridation, les auxiliaires) est le même que pour la centrale thermique.

III-3 TURBINES A VAPEUR

Les transformations de l'énergie thermique en énergie mécanique (travail) à l'aide de la vapeur d'eau est un des moyens les plus rationnels pour les besoins, sans cesse croissants en énergie, d'une industrie moderne. Ce type de transformations est réalisé dans des installations thermiques à vapeur.

Une installation de turbine à vapeur est constituée principalement des 5 éléments suivants :

1. Un générateur de vapeur : comprenant :

- Un réchauffeur ou économiseur : L'eau est chauffée à pression constante $P = P_c$ de la température T_2 jusqu'à la température d'ébullition T_{eb} .
- Une chaudière : L'eau s'évapore à pression constante $P = P_c$ et à température constante $T = T_{eb}$ jusqu'à l'état de vapeur saturée sèche.
- Un surchauffeur : La vapeur d'eau est surchauffée à pression constante jusqu'à la température de surchauffe $T = T_{sur}$.

2. Une turbine à vapeur : La vapeur se détend de l'état caractérisé par $P = P_c$ et $T = T_{sur}$ jusqu'à la pression P_x , produisant ainsi un travail mécanique.

3. Un condenseur : Pour extraire un travail aussi élevé que possible, il faut que la pression P_x de sortie de la turbine soit la plus faible possible. Pour cela on utilise un dispositif spécial qui est le condenseur où on enlève, de la vapeur, la chaleur latente de vaporisation. Dans le condenseur, le fluide passe à l'état liquide à pression constante $P_c = P_x$.

4. Pompe : Elle sert à augmenter la pression de l'eau de P_x à P_c .

5. Machine réceptrice : Cette machine est généralement un alternateur.

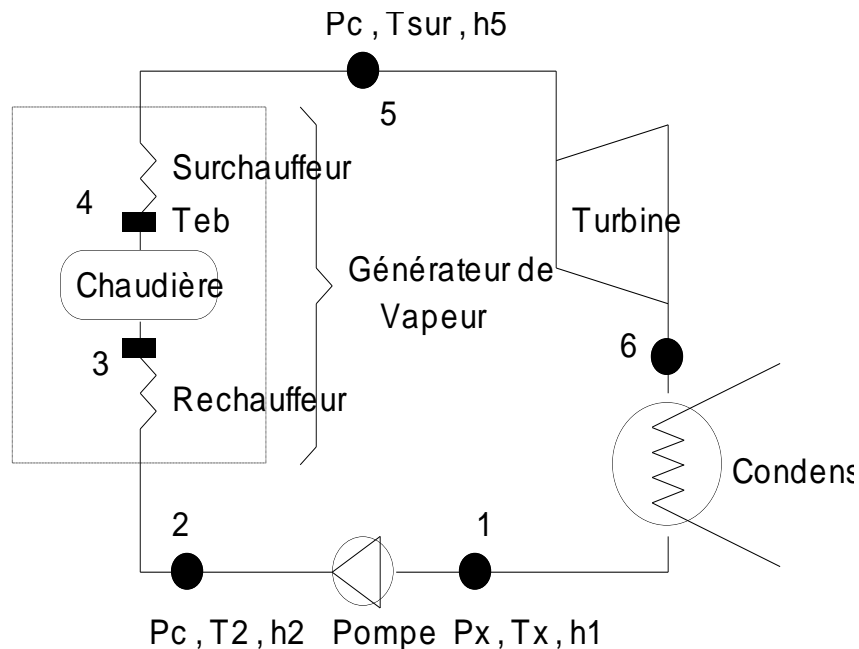


Figure III.11 : Schéma Simplifié d'une Installation de Turbine à Vapeur

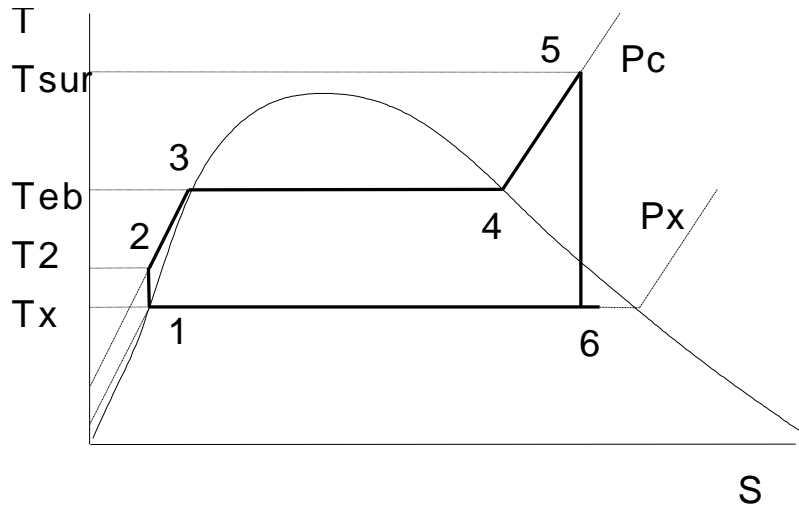


Figure III.12 : Cycle Théorique de Rankine avec Surchauffe

Le fluide moteur qui est de la vapeur d'eau subit une série de transformations à travers les différentes composantes de l'installation pour revenir à son état initial, décrivant ainsi une transformation cyclique. L'équation de l'énergie pour le cycle est:

$$\sum_{\text{Cycle}} Q - \sum_{\text{Cycle}} W = 0 \quad \Rightarrow \quad (Q_C + Q_F) - (W_T + W_C) = 0 \tag{III.13}$$

Pour chaque élément de l'installation, on applique l'équation de l'énergie pour un écoulement stationnaire.

$$Q - W = \Delta h \quad \text{avec} \quad \Delta E_c + \Delta E_p = 0 \tag{III.14}$$

Générateur de Vapeur :

$$W_{25} = 0 \quad \text{et} \quad Q_{3C} = Q_{25} \tag{III.15}$$

$$Q_{3C} = h_5 - h_2 > 0 \tag{III.16}$$

Chaleur fournie au fluide :

$$Q_{3C} = Q_{23} + Q_{34} + Q_{45} \tag{III.17}$$

où

Q_{25} : Chaleur nécessaire pour réchauffer l'eau jusqu'à la température d'ébullition T_{eb}

Q_{34} : Chaleur latente de vaporisation

Q_{45} : Chaleur nécessaire pour surchauffer la vapeur d'eau jusqu'à $T = T_{sur}$ Turbine :

$$Q_{56} = 0 \quad \text{et} \quad W_{56} = W_T \tag{III.18}$$

$$W_T = h_5 - h_6 > U : \quad \text{Travail fourni par la turbine} \tag{III.19}$$

Condenseur :

$$W_{61} = 0 \quad \text{et} \quad Q_F = Q_{61} \tag{III.20}$$

$$Q_{SF} = h_1 - h_6 < U : \quad \text{Chaleur cédée par le fluide moteur au fluide de refroidissement Pompe :}$$

$$Q_{21} = 0 \quad \text{et} \quad W_{21} = W_C \tag{III.21}$$

$W_C = h_1 - h_2 < U$: Travail dépensé pour augmenter la pression de l'eau de P_x à P_c En thermodynamique, on a adopté le principe suivant : On détermine l'efficacité d'une installation thermique en calculant son rendement thermique:

$$\eta_{th} = \frac{\text{Travail fourni par l'installation}}{\text{Quantité de chaleur fournie à l'installation}}$$

$$\eta_{th} = \frac{Q_{SF} + Q_{SC}}{Q_{SC}} = \frac{W_T + W_C}{Q_{SC}} \tag{III.22}$$

$$\eta_{th} = \frac{(h_5 - h_2) - (h_6 - h_1)}{h_5 - h_2} = \frac{(h_5 - h_6) - (h_2 - h_1)}{h_5 - h_2} \tag{III.23}$$

III-4 LES CONFIGURATIONS POSSIBLES DE LA CENTRALE A TOUR

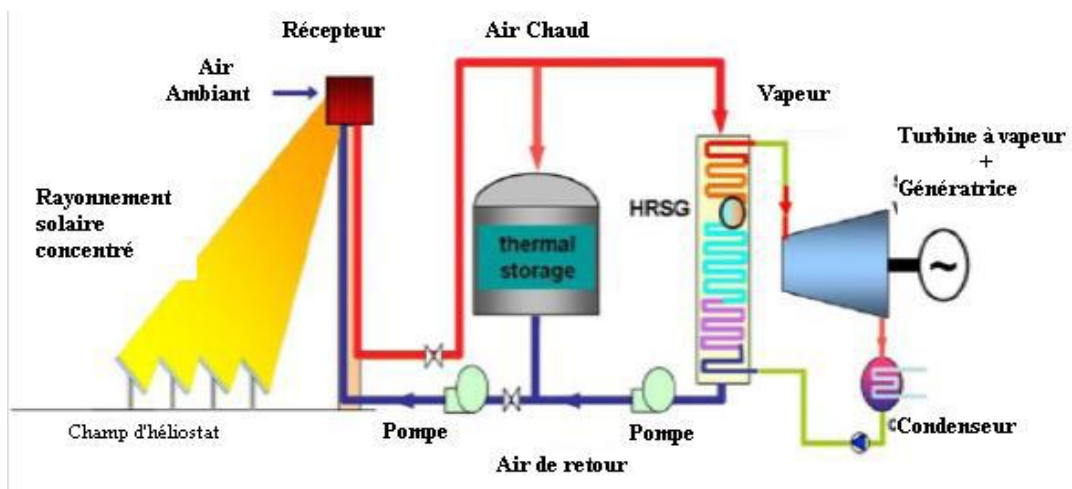


Figure III.13: centrale solaire thermique à Tour avec stockage à un seul réservoir (Thermocline)

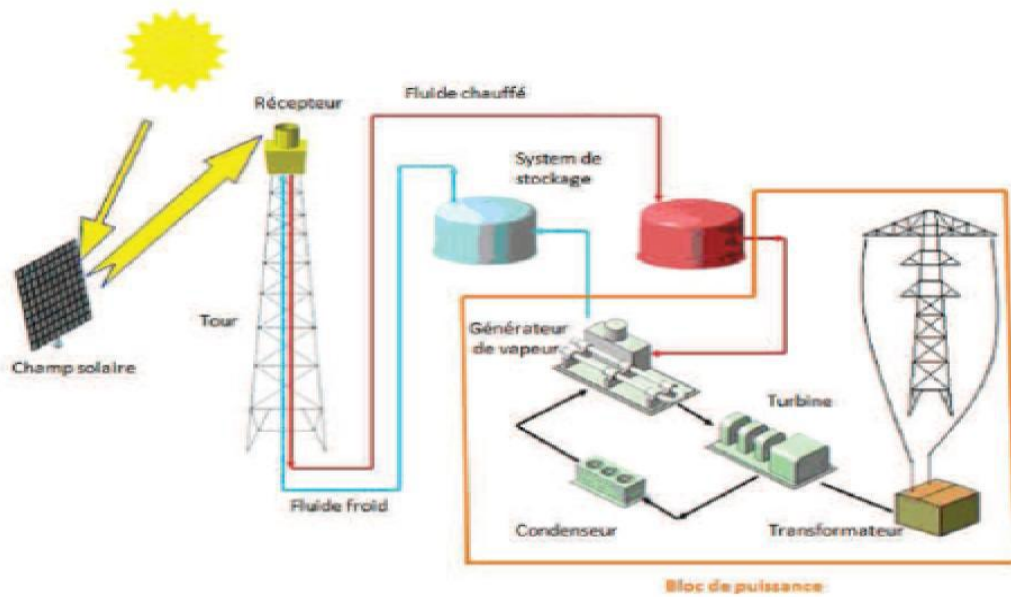


Figure III.14: centrale solaire thermique à Tour avec stockage à deux réservoirs

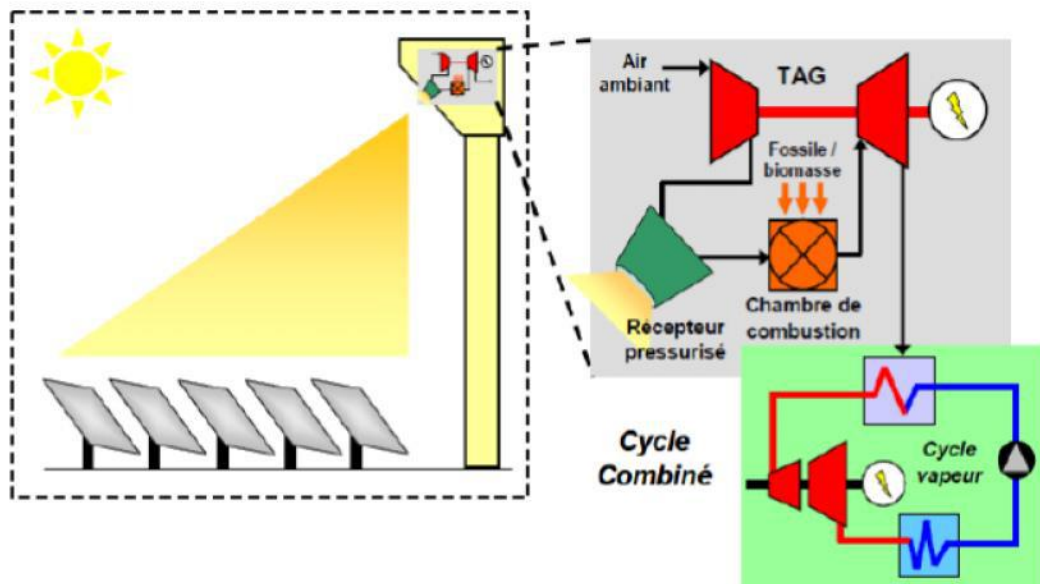


Figure III.15: centrale solaire thermique à Tour hybride (le cycle hybride)

III-5 CONCLUSION

La modélisation mathématique nous a permis de connaître les différents paramètres qui influent sur l'énergie thermique absorbée au niveau du récepteur d'un concentrateur solaire, pour améliorer les performances et le rendement global de chaque application industrielle à grande échelle utilisant la technologie de la concentration.

RÉFÉRENCE

Boudaoud.S , A. Khellaf b, K. Mohammedi a, O. Behar; Thermal performance prediction and sensitivity analysis for future deployment of molten salt cavity receiver solar power plants in Algeria, *Energy Conversion and Management* 89 : 655–664;(2015).

Boudaoud.S, A. Khellaf, K. Mohammedi, Solar Tower Plant Implementation in Northern Algeria: Technico Economic Assessment, 9^{eme} journées scientifiques et technique de Sonatrach, Oran, Algérie;(2013).

Germain. A, ; Thermo-economic optimisation of large solar tower power *Plants*, Thèse de doctorat, École polytechnique fédérale de LAUSANNE ;(2013).

Gil, Antoni, Medrano, Marc, Martorell, Ingrid, Lazaro, Ana, Dolado, Pablo, et al; State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. *Part I— concepts, materials and modelization*. Article, *Renewable and Sustainable Energy Review* 14 (1), 31–55;(2010).

Kalogirou, S; Solar Energy Engineering: Processes and Systems. Academic Press, ISBN 0- 123-74501-2 ;(2009).

Khellaf Abdellah, Les Centrales Solaires à Tour : Perspectives en Algérie, *Bulletin des énergies renouvelables CDER* ;(2013)

M. Haddadi Laboratoire d'Énergie Solaire Département d'Electronique, Ecole Nationale Polytechnique El Harrach Alger *Rev. Energ. Ren.: ICPWE* 153-157;(2003)

M. Kleemann, M. Meliß ,Regenerative Energiequellen (Zweite, völlig neubearbeitete Auflage),Published by Springer-Verlag Berlin Heidelberg and 1993,ISBN 3-540-55085-2;(1988)

Rovira, A., Montes, M.J., Valdes, M., Martinez-Val, J.M., Energy management in solarthermal power plants with double thermal storage system and subdivided solar field. Article,*Applied Energy* 88, 4055–4112;(2011).

Wagner.M.J. Simulation and predictive performance modeling of utility-scale centralreceiver system power plants; thèse de Master, University of wisconsin – Madison;(2008).

Solar-Institut Jülich ,Heinrich-Mußmann-Str. 5D-52428 Jülich www.sij.fh-aachen.de

Chapitre IV :

Résultat et discussion

IV-1 INTRODUCTION

Au début de ce dernier chapitre, nous allons définir une procédure simplifiée de simulation, et ensuite nous allons comparer les résultats que nous avons acquisés dans le cadre du travail que nous avons fait dans chacun sites de Tamanrasset et Hassi r'mel. On a commencé par l'optimisation de la hauteur et la largeur d'un héliostat, Puis on a simulé notre centrale avec différent modèle, technologies et scénarios.

IV-2 DEFINITION DE LOGICIEL (SAM)

Le Langage SAM (SAMUL) est un script ou un langage de programmation intégré qui permet à l'utilisateur d'automatiser des tâches et d'effectuer des analyses plus complexes. Ce guide suppose une certaine facilité rudimentaire avec les concepts de programmation et de familiarité avec l'interface SAM, les capacités et les flux de travail général. System Advisor Model (SAM) fournit un cadre cohérent pour l'analyse et la comparaison des performances et des coûts de système d'alimentation à travers la gamme des technologies et des marchés solaires, des systèmes photovoltaïques résidentiels à l'échelle d'utilité de centrales solaires à concentration. SAM est basé sur un moteur de simulation horaire qui interagit avec la performance, les modèles, les coûts financiers et de calculer la production d'énergie, les coûts et les flux de trésorerie, y compris l'effet des incitations.

SAM est un logiciel qui réalise l'analyse du coût et des performances. Il a été conçu pour 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'.



Figure IV .1 : Page de démarrage du logiciel.

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 photovoltaïque, les capteurs plans, le chauffage solaire et d'autres applications.

IV-3 PARAMETRES DE CONCEPTION :

Les composants des centrales CSP devraient avoir une conception optimisée pour un meilleur ajustement avec HTF, système de Stockage thermique d'énergie (TES), et les paramètres du champ solaire, le stockage et le bloc de puissance, Puis, pour fournir la capacité de stockage de chaleur nécessaire, le champ solaire (à savoir les miroirs et les collecteurs de chaleur) d'une centrale CSP doit être surdimensionné par rapport à la capacité électrique nominale (MW) de la centrale. Ainsi, à partir d'un point de vue technique, les exigences de conception sont le facteur multiple solaire, Fraction de combustible de remplissage (FFF) de l'hybridation, facteur de capacité (efficacité CF), et la capacité du système de stockage (Heures de pleine charge FLH).

- Multiple solaire (SM): est le rapport entre la taille réelle du champ solaire à la taille du champ solaire nécessaire pour alimenter la turbine à capacité nominale avec irradiance solaire maximale.
- Heures de pleine charge (FLH) est le nombre d'heures que le système de stockage peut fournir de l'énergie à la capacité d'entrée de turbine de conception de bloc de puissance.
- Fraction de combustible de remplissage (FFF) est une fraction de la production brute de turbine de conception de bloc de puissance qui peut être atteint par la chaudière de sauvegarde. Il sert à calculer l'énergie de la chaudière de sauvegarde.
- Le facteur de capacité est le rapport de la valeur prédite électrique de sortie du système dans la première année de fonctionnement à la sortie de la plaque signalétique, ce qui équivaut à la quantité d'énergie du système produirait si elle fonctionne à sa capacité nominale pour chaque heure de l'année.

IV-4 METHODOLOGIE

IV-4.1 Description des sites

Dans ce travail, les sites choisis sont Tamanrasset et hassi r'mel, dans le sud de l'Algérie; les données météorologiques de ces endroits, comme DNI et la température ambiante sont tirées de la base de données NREL. Le tableau IV.1 montre les paramètres de ces sites.

Table IV.1. Les paramètres des sites

	Tamanrasset	Hassi R'mel
Longitude (°)	5,52°E	3,26° E
latitude (°)	22 ,78°N	32,93° N
Altitude (m)	1375	777
DNI (KWh/m²)	2759,4	2008,4

IV-4.2 Optimisation des centrales (configurations, technologies, modèles et scénarios)

La méthode d'optimisation utilisée dans la simulation est celle intégrée dans le logiciel SAM. Différentes configurations ont été choisies pour toutes les centrales a puissance fixe 50 MW en fonction du type de condenseur (refroidissement par voie humide: évaporation, refroidissement à sec: refroidi par air), le type de récepteur (externe, cavité), afin de déterminer la configuration optimale, pour les différents modèles:

Modèle1(M1): champ solaire uniquement (sans stockage et sans système hybride).

Modèle2(M2): intégration du système hybride (sans stockage).

Modèle3(M3): intégration de stockage thermique solaire (sans système hybride).

Modèle4(M4): intégration du système hybride et Stockage.

Le tableau IV.2 présente ces configurations et des scénarios:

Table IV.2 Technologies, configurations et des scénarios de modèles proposés

Technologies et configuration	Scénarios
T1 : Récepteur externe	S1 : Refroidissement par Evaporation
T2 : Récepteur à cavité	S2 : Refroidissement à air sec

IV-5 LE MODELE MATHEMATIQUE

La méthode de coût moyen actualisé de l'électricité (LEC) permet de comparer les puissances de différentes structures de production et de coûts entre elles. La pensée de base est que l'on forme la somme de tous les coûts accumulés pour la construction et l'exploitation d'une centrale et en comparant ce chiffre à la somme de la génération de la population annuelle. Le calcul du LEC s'effectue sur la base de la méthode de la valeur actualisée nette, dans laquelle les dépenses d'investissement et les flux de paiement provenant des bénéficiaires et des dépenses au cours de la durée de vie de la centrale sont calculés sur la base d'une date de référence partagée (Christoph,

2013). pour calculer LEC, SAM utilise le modèle de Short et al, 1995 suivant :

$$LEC = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+d)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}} \quad \text{IV.1}$$

Avec : Q_n (kwh) électricité générée par le système dans l'année(n).

N : Période d'analyse en années

C_n :est le produit de LEC et la quantité d'électricité générée par le système dans cette année,

Actualisé au taux d

$$C_n = Q_n * LEC$$

IV-6 RESULTATS ET DISCUSSIONS

V-6.1 Modèle 1 : le champ solaire seul

V-6.1.1 Optimisation de la hauteur et la largeur d'un héliostat

Contrairement à la conception des systèmes cylindro-paraboliques, qui peuvent être basés sur des conceptions modulaires de composants individuels, la conception des centrales à tour exigent l'optimisation de la hauteur de la tour, le récepteur et héliostat.

Le champ d'héliostat d'une centrale solaire à tour compte pour environ 50% des coûts d'investissement. Par conséquent, il est important d'appuyer sur la réduction du coût des héliostats aussi loin que possible, afin d'améliorer et de renforcer la viabilité économique de la centrale.

La forme de l'héliostat choisie est rectangulaire en raison de sa couverture maximale au sol de 58% que les autres formes. La répartition optimale des héliostats est faite par la technologie optimale (assistant d'optimisation) utilisé dans le logiciel SAM et la largeur et la hauteur d'héliostat sont simulées pour la gamme de 10 à 20 m avec un pas de 2m.

1. Tamanrasset

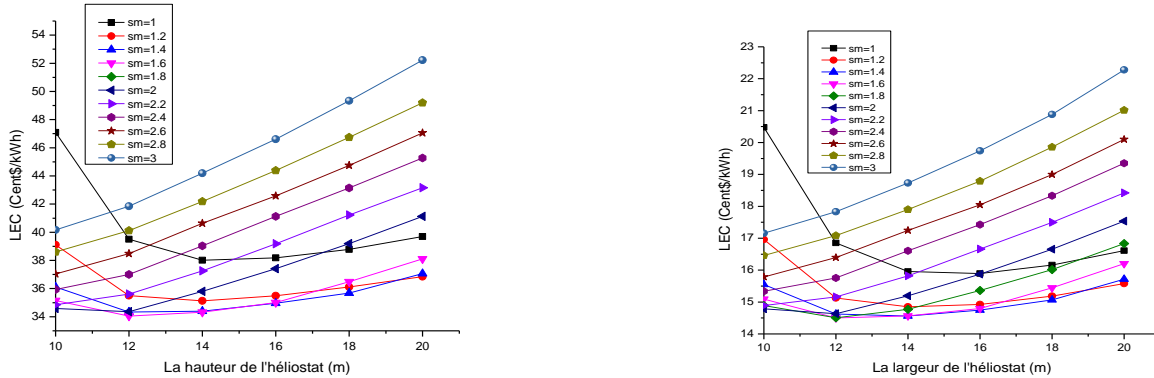


Figure IV .2 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T1-S1

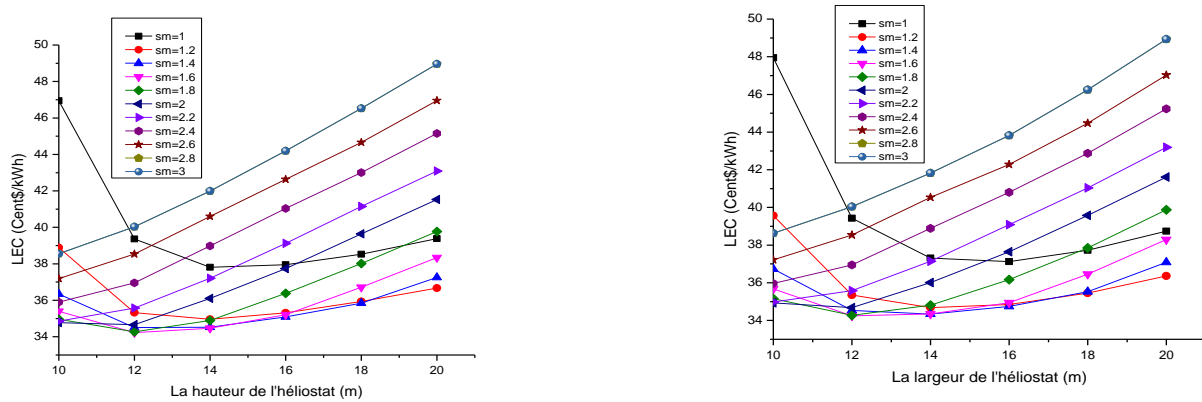


Figure IV .3 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T1-S2

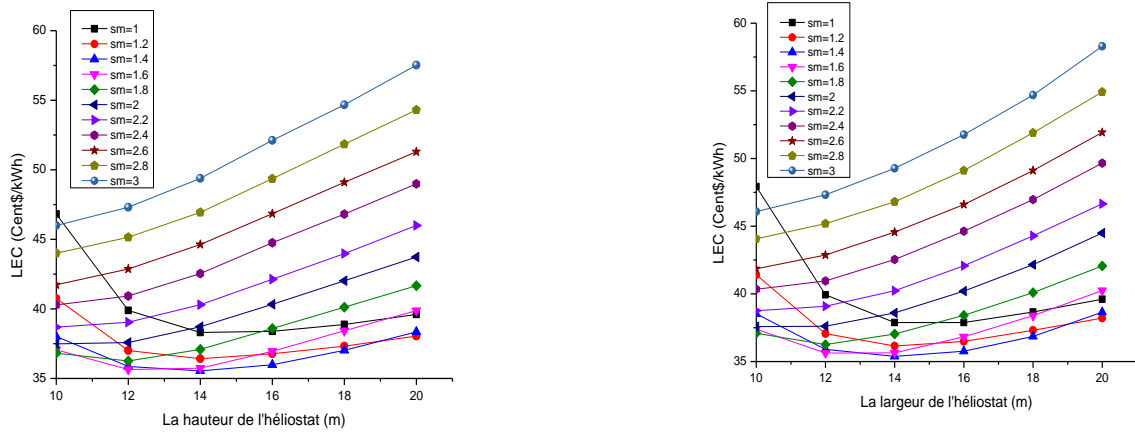


Figure IV .4 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T2-S1

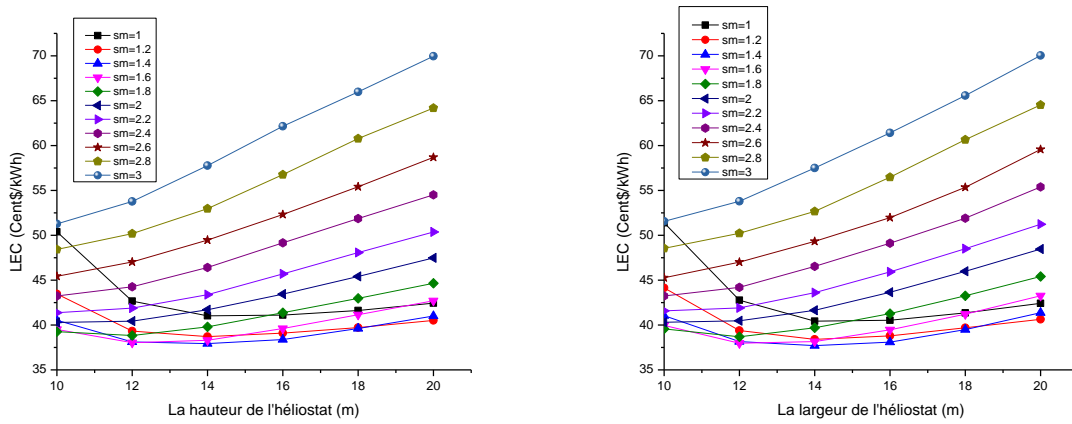


Figure IV .5 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T2-S2

2. Hassi r'mel

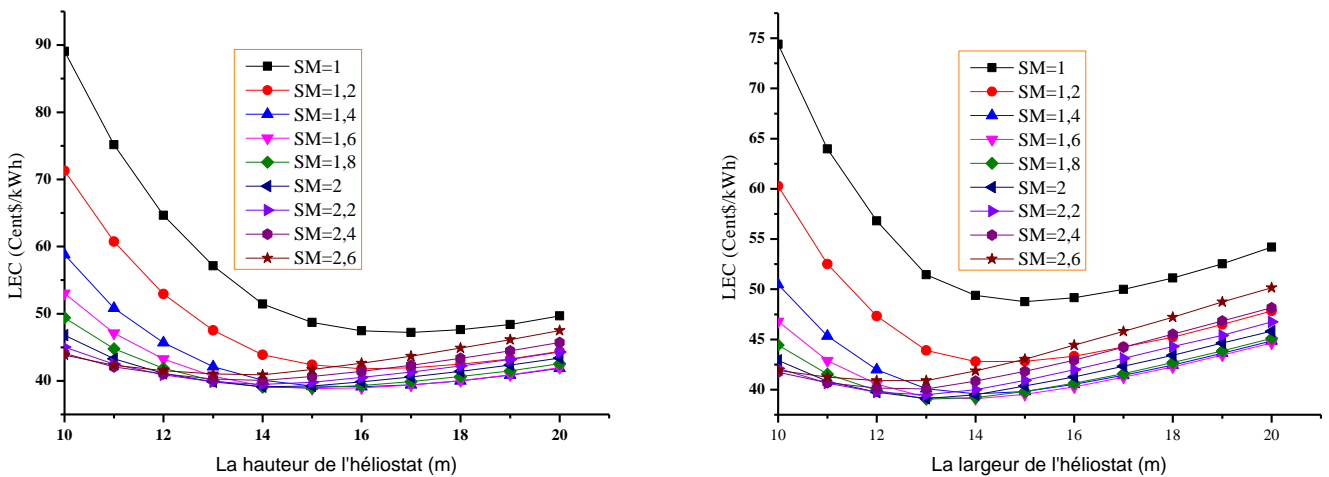


Figure IV .6 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T1-S1

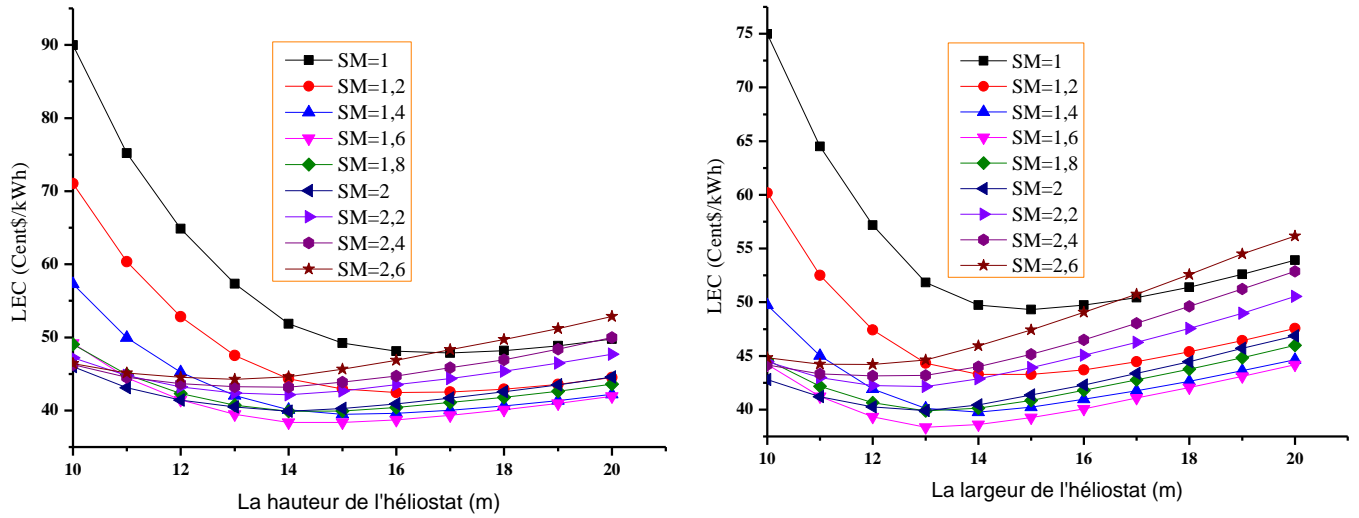


Figure IV .7 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T1-S2

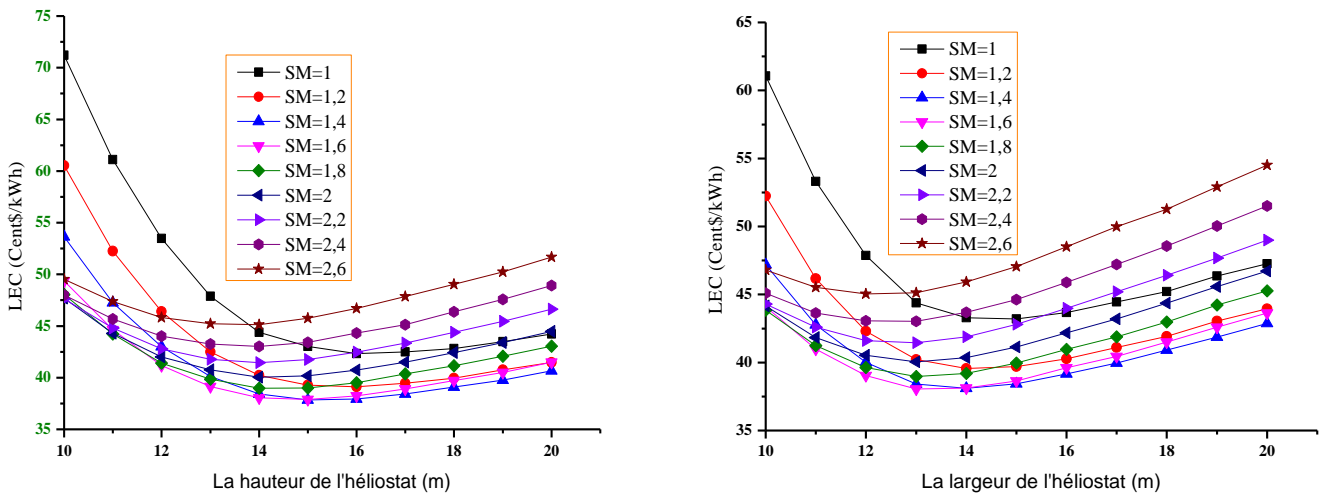


Figure IV .8 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T2-S1

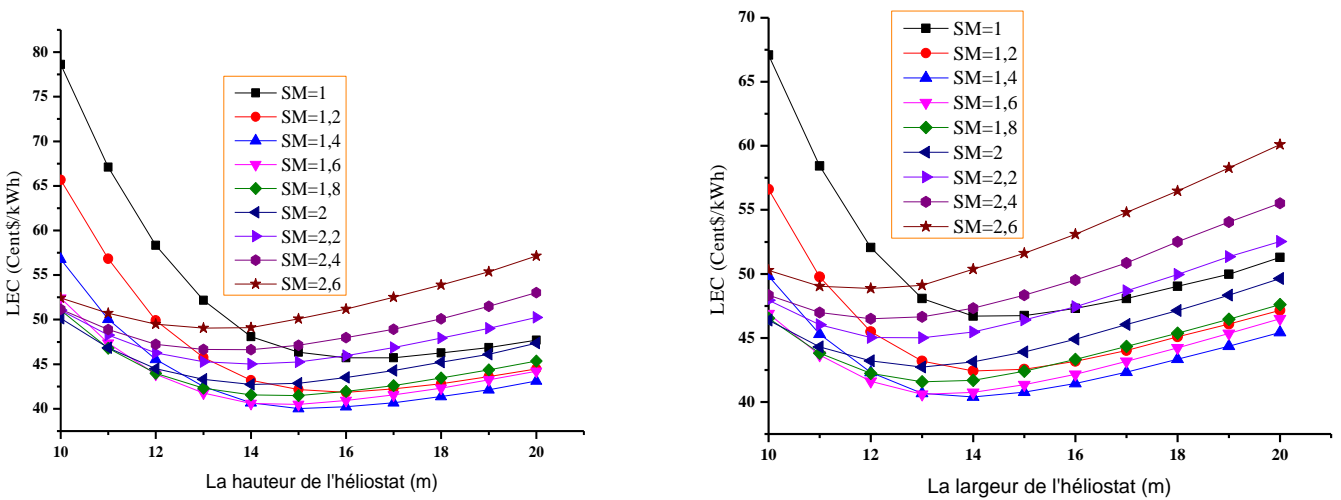


Figure IV .9 Optimisation des géométries d'un héliostat avec T2-S2

Pour les deux sites, on remarque que la variation de LEC en fonction de SM augmente pour SM égale à 2 et plus, en raison de fort coût d’investissement et de maintenance de grand champ solaire. et contrairement aux valeurs du SM entre 1 et 2, LEC diminue d’une valeur max jusqu’au la valeur optimale qui, lorsque l’électricité nette produite est plus élevé que le coût du cycle de vie.

Le tableau ci-dessous résume et compare les différentes valeurs optimales des géométries d’un héliostat pour les différentes technologies et scénarios et pour les deux sites.

Table IV.3: les paramètres optimaux d’un héliostat :

Géométries	Tamanrasset				Hassi r’mel			
	T1-S1	T1-S2	T2-S1	T2-S2	T1-S1	T1-S2	T2-S1	T2-S2
Hauteur [m]	12	12	12	12	14	14	15	15
LEC (¢/kWh)	34.04	34.22	35.63	38.02	39.08	38.36	38.05	40.60
Largeur [m]	12	12	12	12	15	13	13	14
LEC (¢/kWh)	14.50	14.58	15.17	16.16	38.83	38.36	37.89	40.48

Tableau IV.4. Les dimensions optimales de l’héliostat

Sites	Les dimensions de l’héliostat	
	L _{opt} (m)	H _{opt} (m)
Tamanrasset	12	12
Hassi r’mel	13	15

IV-6.1.2 Optimisation des performances du modèle 1 :

D’après les paramètres optimaux, l’effet du champ solaire (SM) sur le LEC a été simulé pour le champ solaire uniquement sans stockage(STE) et sans système hybride, pour différentes technologies et scénarios. Ensuite, les configurations optimales ont été obtenues et données dans le tableau IV.5, pour un faible LEC et SM optimale.

A partir des résultats obtenus dans la section V-1-1 les performances optimales avec le modèle 1 sont représentées dans la figure suivante :

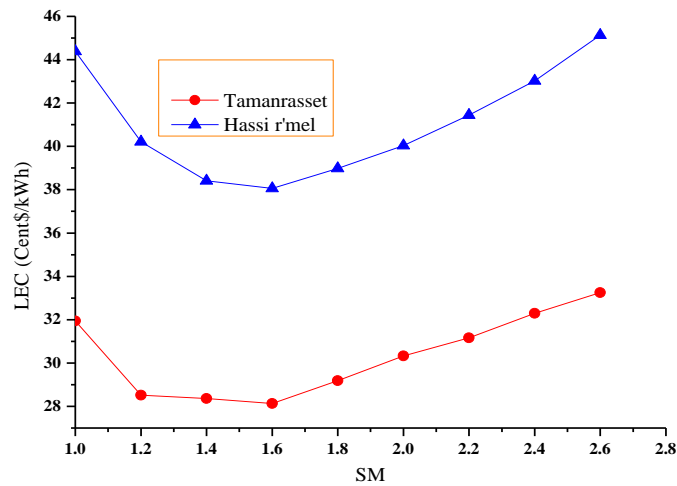


Figure IV .10: Optimisation des performances de la centrale avec M1.

À partir de ces figures, il est clair que LEC diminue avec l’augmentation de SM jusqu’à la valeur optimale ou l’électricité nette générée est supérieure au coût du cycle de vie, au-delà de cette valeur, le LEC augmente en raison des coûts élevés d’investissement et de maintenance du grand champ solaire de la centrale.

Tableau IV.5: Configurations optimales du M1

	Tamanrasset		Hassi r'mel	
	Technologies et scénarios	SM _{Opt}	Technologies et scénarios	SM _{Opt}
Géométries	T1-S1	1.6	T2-S1	1.6

Le tableau IV.5 montre les configurations optimales et on constate que :

- Le refroidissement par voie humide est la meilleure solution pour toutes les installations que le refroidissement à sec.

D'après les résultats obtenus, on conclue :

Pour le site de Tamanrasset :

- La technologie T1-S1 est la technologique optimale. En effet, le prix de la hauteur et de la largeur est minimal par rapport aux autres technologies.
- La valeur de $SM=1,6$ est le meilleur en termes de prix et nous concluons que la hauteur 12m, largeur 12m représentent les résultats optimales.
- Pour $SM=1,6$, la hauteur de récepteur égale à 150m, le rendement = 32%.

Pour le site Hassi r'mel:

- La technologie T2-S1 est la technologique optimale.
- La valeur de $SM=1,6$ est le meilleur en termes de prix et nous concluons que la hauteur 15m, largeur 13m représentent les résultats optimales.
- Pour $SM=1,6$, la hauteur de récepteur égale à 193,1m, et le rendement = 27%.

Pour une comparaison entre ces deux sites, nous trouvons :

Etant donné que la valeur d'un DNI différent entre les deux régions de manière à être plus grande à Tamanrasset, alors concluent que quand la valeur de DNI est petite, la surface du champ qui devra être plus grande afin d'avoir une captation maximal des rayonnements solaire.

Nous notons que dans les deux centrales , on utilisant uniquement le champ, nous trouverons que l'efficacité est grande dans les jours de forte ensoleillement, ce qui pose le problème de continuité dans les autres jours ou l'ensoleillement est faible et dans la nuit, et pour cela et afin d'augmenter sa valeur, nous allons rajouter à la centrale un système hybride pour les aider à travailler plus longtemps.

IV-6.2 Modèle 2 : le champ solaire avec le système hybride

Dans cette section, nous avons déterminé l'effet du système hybride fossile sur les performances optimales des centrales du modèle 1 pour différentes valeurs de FFF entre 0.1 et 0.3.

Si FFF est supérieure à zéro pour toute période, le système est considéré comme incluant un brûleur fossile qui réchauffe le HTF avant qu'il ne soit transmis au cycle de puissance, c.-à-d. lorsque l'énergie solaire livrée au cycle de puissance est inférieure à celle nécessaire pour fonctionner à la sortie brute de conception du cycle d'alimentation, le réchauffeur de secours fournirait suffisamment d'énergie pour remplir la chaleur manquante, et le cycle de puissance fonctionnerait à la sortie brute de conception.

La fraction hybride fossile FFF définit la sauvegarde fossile en fonction de l'énergie thermique du champ solaire dans une heure donnée et la puissance brute de la turbine de conception.

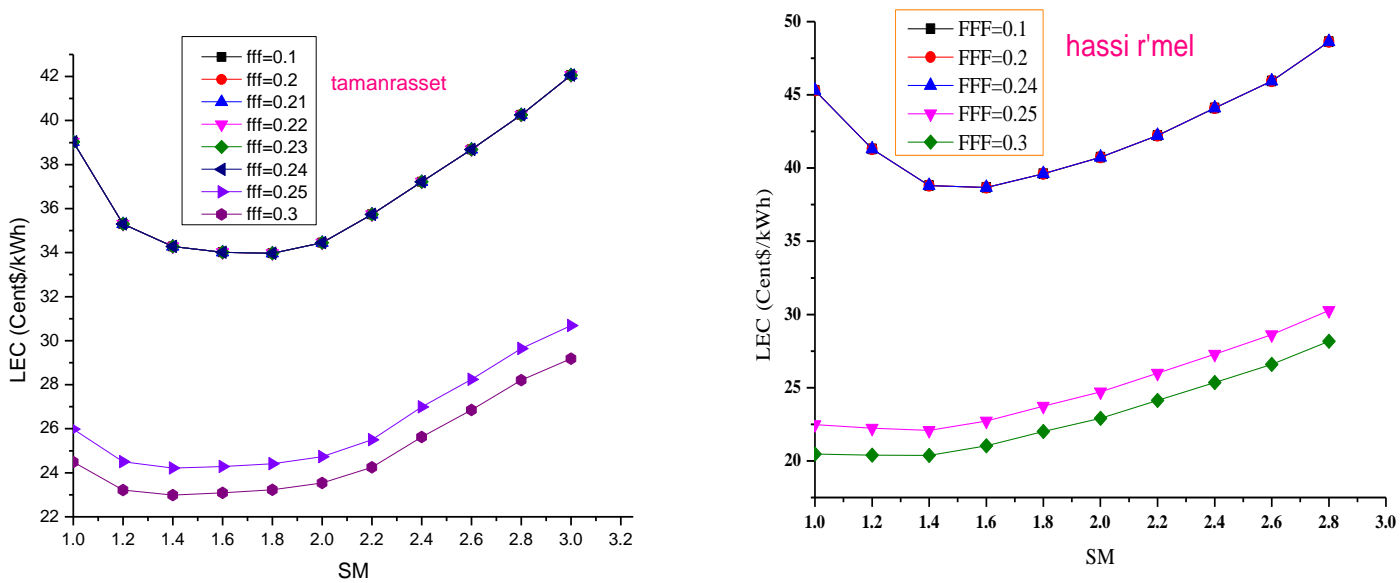


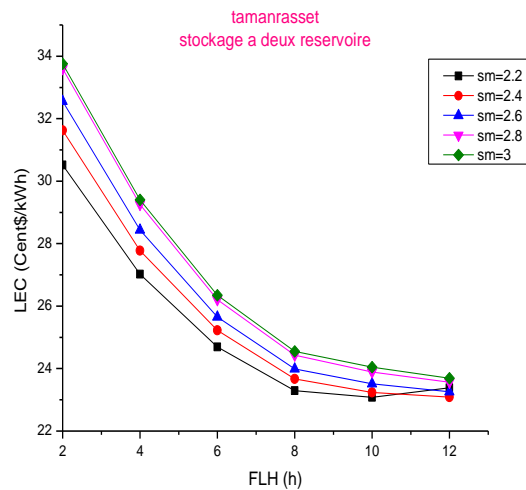
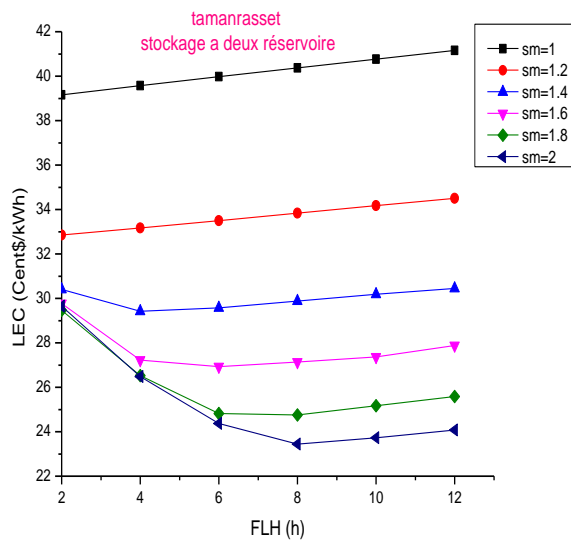
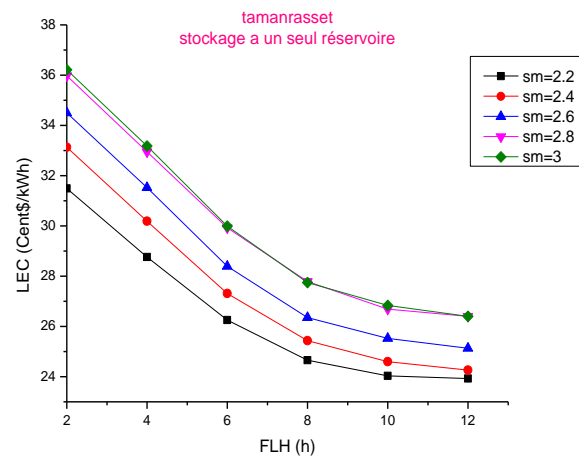
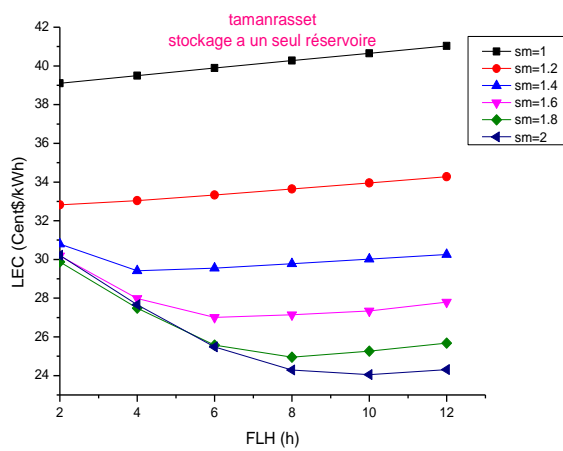
Figure IV .11: Optimisation des performances de la centrale avec M2

IV-6.3 Modèle 3 : le champ solaire avec le stockage thermique

Les systèmes thermiques solaires sont confrontés à de nombreux obstacles économiques et techniques, qui doivent être largement compatibles avec l'énergie des combustibles fossiles. Le

stockage d'énergie thermique permet à ces systèmes de surmonter de nombreux problèmes liés à l'intermittence de l'énergie solaire. Des techniques de contrôle et d'optimisation avancées sont encore nécessaires pour aider ces centrales à fonctionner plus efficacement, ce qui les rend plus techniquement et économiquement viables (Kody et al, 2012).

En utilisant la centrale optimales du modèle 1, cette section est une analyse de sensibilité de SM et de FLH sur LEC. Cette section utilise deux types de stockage qui sont deux réservoirs et thermocline (un seul réservoir).



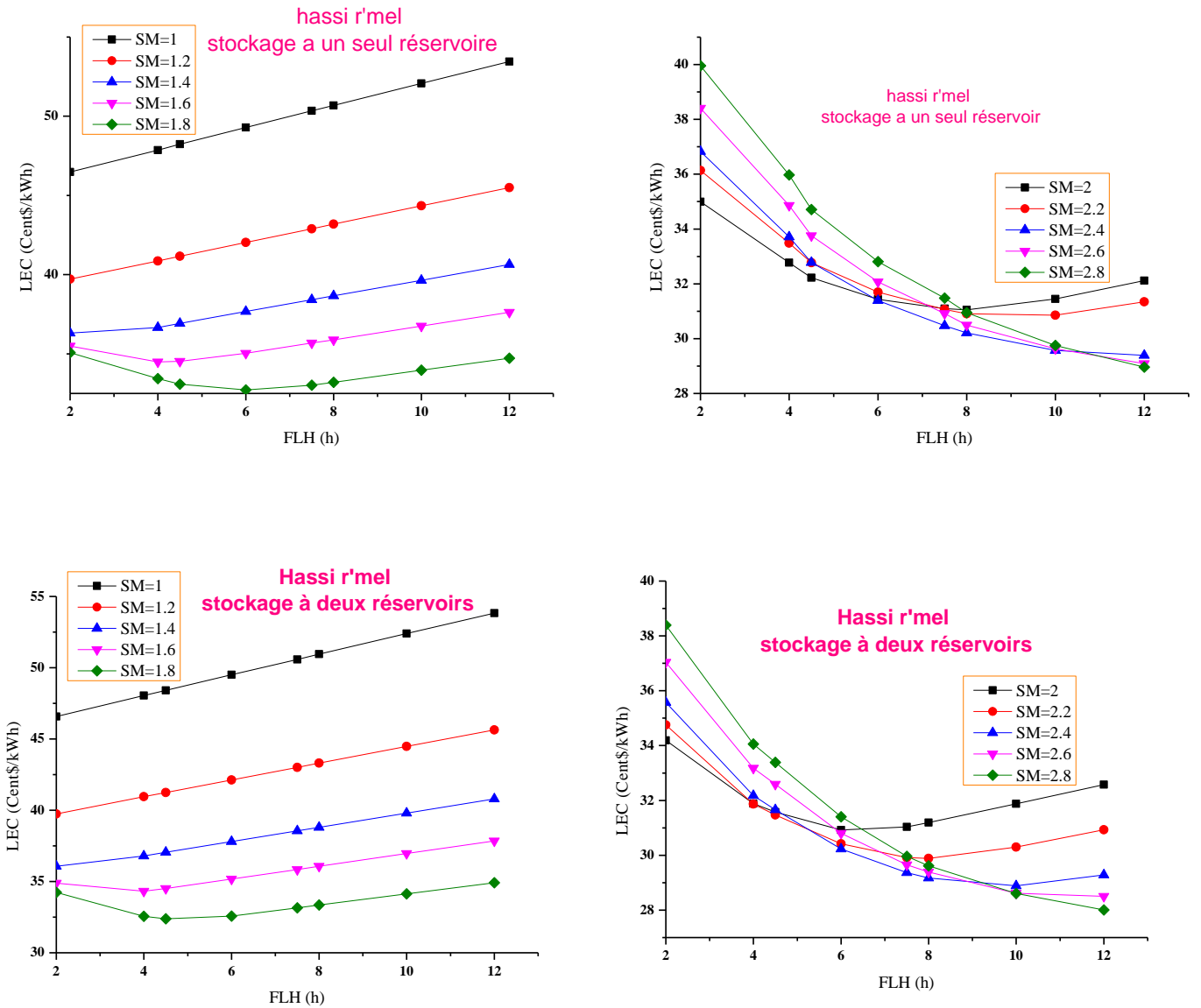


Figure IV .12: Optimisation des performances de la centrale avec M3.

Les figures montrent que le LEC augmente linéairement avec FLH pour les faibles valeurs de SM jusqu'à la valeur de 1.8, au delà de cette valeur, il commence à diminuer jusqu'à la valeur optimale de SM qui est grande par rapport aux autres modèles, puis revient à augmenter, ce qui signifie que la zone du champ solaire a augmenté avec une capacité de stockage croissante afin de capturer suffisamment d'énergie pour le système TES. Alors le système de stockage nécessite un large champ solaire. Dans tous les sites, le système de stockage à deux réservoirs est le meilleur pour la central a tour.

V-6.4 Modèle 4 : le champ solaire avec le stockage thermique et le système hybride

Dans la dernière étape, nous avons déterminé l'intérêt de système de stockage et hybride pour la centrale. Les configurations optimales du modèle 3 ont été utilisées pour le stockage, et FFF a été optimisé pour différentes valeurs de SM et de FLH.

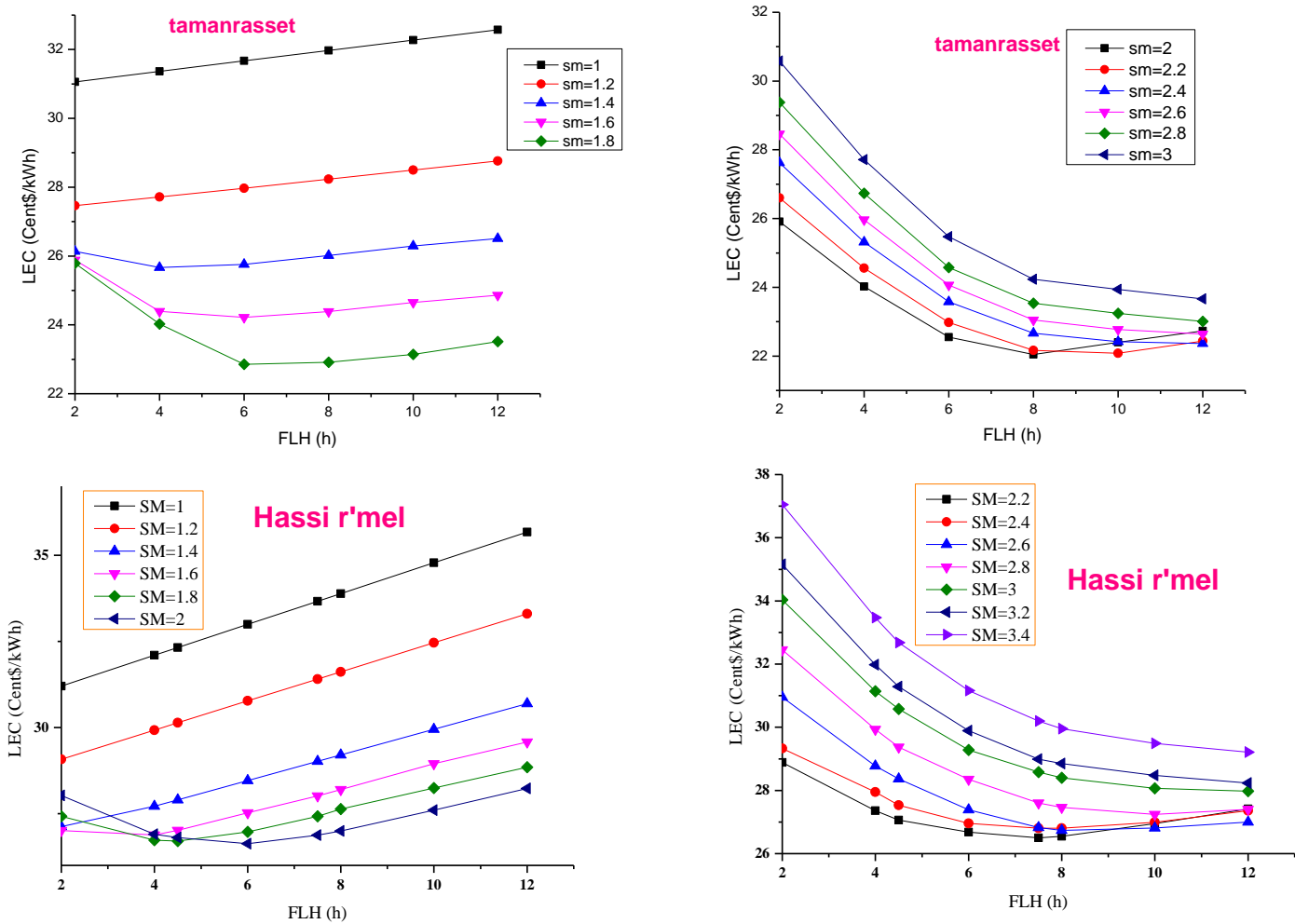


Figure IV .13: Optimisation des performances de la centrale avec M4

D'après les figures, il est clair que FLH optimale est le même que le modèle 3, la seule différence est que le champ solaire diminue à cause du système de remplissage, ce qui démontre l'importance de ce système.

Ce modèle est le meilleur par rapport aux autres, car l'énergie annuelle produite est supérieure par rapport aux autres modèles, et le LEC est faible.

Les paramètres optimaux de la centrale avec les configurations optimales sont donnés dans le tableau IV.6:

Tableau IV.6: Les paramètres optimaux de la centrale à tour

	Tamanrasset				Hassi r'mel			
	M1	M2	M3	M4	M1	M2	M3	M4
SM_{opt}	1.6	1.2	2.2	1.8	1.6	1.4	2.4	1.8
FLH_{opt} (h)	-	-	8	8	-	-	8	8
FFF_{opt} (%)	-	0.25	-	0.25	-	0.25	-	0.25
LEC (cent\$/kWh)	28	18.5	20	19	37.8	22	29	24.12
CF (%)	32	44	58	56	26	41	44	44
Energie Annuelle (GWh/an)	145	200	260	242	113	178	193	189

D'après les tableaux, on peut voir que:

- 1-Le système de stockage nécessite un grand champ solaire (M3)
- 2-Les avantages de système hybride peuvent être observés dans un petit champ solaire, avec une réduction du LEC et une augmentation du FC.
- 3-L'intégration du STE et système hybride (M4) augmente les FC et l'énergie annuelle produite avec un petit champ solaire par rapport à M3.

IV-7 COMPARAISON DE LEC DES CENTRALES

Sur la base des résultats de simulation présentés ci-dessus, nous avons comparé nos modèles aux centrales existantes en considérant le stockage thermique et le système de remplissage avec la même capacité.

Tableau IV.7: Comparaison de LEC pour les modèles optimaux des centrales existantes.

	LEC (¢/kWh)	FLH(h)	CF (%)
Notre modèle	19	8	56
Ming Liu (Ming Liu et al, 2016)	20-29	6-7.5	40-45

IV-8 CONCLUSION:

Grâce à notre travail dans ce dernier chapitre, on déduit les résultats suivants :

- Le champ solaire d'une centrale à Tour dépend de la géométrie et le coût de l'entretien et maintenance du collecteur et du récepteur, qui sont importants pour être optimisé dans le but d'améliorer et de renforcer la viabilité économique des centrales.
- Tamanrasset est le site optimal pour la centrale thermique à Tour par rapport à Hassi R'mel.
- Le refroidissement par voie humide est la meilleure technologie pour les deux sites.
- L'introduction de système hybride diminue le champ solaire et le coût d'électricité.
- L'introduction de système de stockage nécessite un large champ solaire afin de capter le maximum d'énergie pour le stockage. En plus, le stockage à deux réservoirs est la meilleure technologie pour les deux sites.

RÉFÉRENCE

Christoph Kost,. Levelized Cost of Electricity, Renewable Energy Technologies. Rapport technique, fraunhofer institut for solar energy systems ise.(2013).

Kody M.Powell, ThomasF.Edgar,. *Modeling* and control of a solar thermal power plant with thermal energy storage. Chemical Engineering Science 71:138-145;(2012).

Ming Liu, N.H.StevenTay, StuartBell, MartinBelusko, RhysJacob, GeoffreyWill, WasimSaman, FrankBruno, 2016. *Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies*; Renewable and Sustainable Energy Reviews 53: 1411-1432.2016: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.026>

Conclusion générale

Conclusion Générale

CONCLUSION GENERALE

Il existe diverses technologies CSP avec des avantages et des inconvénients différents ; les installations CSP doivent être conçues pour répondre de manière optimale aux conditions locales et régionales ; plusieurs articles traitant de ce sujet existent dans la littérature scientifique.

Dans cette étude, nous avons présenté une méthodologie pour la détermination de la conception et la configuration optimales des centrales CSP en Algérie, en fonction de différentes technologies et scénarios, en utilisant le concept de solaire multiple (SM), de stockage solaire thermique et de système de sauvegarde. Le logiciel SAM (System Advisor Model) est utilisé pour déterminer les paramètres de conception optimales (SM, efficacité CF, énergie annuelle et le coût totale installé) des centrales de puissances de 50 MW dans deux sites algériens, Tamanrasset, et Hassi r'mel.

D'après les résultats, nous pouvons conclure que:

- a. Le champ solaire de la centrale à tour dépend de la géométrie et du coût de la maintenance de l'héliostat et le récepteur, ce qui est important de les optimiser afin d'améliorer et de renforcer la viabilité économique des centrales.
- b. Le refroidissement par voie humide est la meilleure technologie sous les climats algériens.
- c. Le site de Tamanrasset est le plus favorable pour la centrale a tour.
- d. Il convient de mentionner que l'incorporation d'un système de stockage d'énergie thermique (TES) nécessite un plus grand champ solaire, en raison de la chaleur nécessaire pour charger thermiquement le stockage; il est évident que plus le champ solaire est moins cher (par unité de puissance), mieux c'est pour la performance du TES.
- e. L'intégration du système hybride conduit à une augmentation de l'efficacité de la centrale et l'énergie annuelle approximativement de 42%. Le système hybride permet au bloc d'alimentation de fonctionner à de meilleures conditions de charge partielle.
- f. D'après les résultats obtenus, la centrale thermique solaire à Tour, avec une fraction de 25 % du système hybride et 8 heures de STE dans le site de Tamanrasset, est la solution optimale en Algérie.

Conclusion Générale

Les technologies CSP offrent une excellente opportunité pour stimuler le développement économique local et créer des emplois. Les centrales solaires à tour, en particulier, peuvent accepter des températures très élevées avec des pertes gérables en utilisant des sels fondus comme fluide de transfert de chaleur et un médium de stockage. Cela permettra d'augmenter l'efficacité du cycle de vapeur et de réduire le coût du stockage d'énergie thermique en permettant un différentiel de température plus élevé.