

UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU
FACULTE DE GENIE DE LA CONSTRUCTION



Département de Génie Mécanique
Domaine : Science et Technologie
Filière : Génie Mécanique
Spécialité : Energétique



Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du
diplôme de Master académique

**Etude et optimisation des centrales solaires thermiques à
capteurs cylindro-paraboliques : application au gisement
solaire en Algérie**

Jury:

Président : Mr. MAKHLOUF Said

Examineur : Mr. BOUDAOU D Salah

Proposé et dirigé par:

Mr. BELTAGY Hani

Présenté par

Mr. SAADA Salem

M^{lle}. DERBANE Rezika

Résumé

Le présent travail consiste à caractériser une centrale solaire thermique à concentrateur cylindro-parabolique d'une puissance de 50 MWe sur différents sites Algériens (Sahara). Dans ce contexte, une modélisation des différentes parties de la centrale sera entamée, elle concernera l'ensoleillement, le système 'champ', et le système 'récepteur'. Cette caractérisation sera réalisée à travers une optimisation des différents paramètres de la centrale à savoir : la variation du coût nominal (LEC) en fonction du solaire multiple (SM), la fraction de combustible de remplissage (FFF), et heures de pleine charge (FLH). En comparant et interprétant les résultats, on doit simplifier la prise de décision pour la réalisation de tel projet.

Mots clés : énergie solaire, concentration solaire, concentrateur à capteur cylindro-parabolique, performances optiques, performances thermiques

Abstract

The present work consists in characterizing a power station with a parabolic-trough of a 50MWe power on various Algerian sites (the Sahara). In this context, a modeling of the different parts of the power plant will be carried out; it will concern the sunshine, the 'field' system, and the 'receiver' system. This characterization will be carried out through an optimization of the various parameters of the plant, namely: the variation of the nominal cost (LEC) according to the solar multiple (SM), the Fossil Fuel Fraction (FFF), and full load hours (FLH). By comparing and interpreting the results we should simplify the decision for the realization of such a project.

Key words: Solar energy, Concentrating solar power, parabolic trough concentrator, Optical performance, Thermal performance

ملخص

يهدف هذا العمل إلى خصخصة محطة شمسية حرارية من نوع قطع مكافئ ذات قدرة 50 مقواط كهربائي في مختلف مناطق صحراوية جزائرية. في هذا الإطار قمنا بنمذجة مختلف أجزاء المحطة وهي على النحو التالي: الإشعاع الشمسي, الحقل الشمسي, المستقبل الحراري. هذه الخصخصة ستقام عن طريق البحث عن الاختيار الأمثل لمختلف عناصر المحطة بحساب تكلفة الوحدة بدلالة مساحة الحقل, مسخنة الدعم, سعة التخزين. بمقارنة وتأويل مختلف النتائج المتحصل عليها يمكن اتخاذ القرار المناسب بشأن إنشاء هذا النوع من المشاريع.

الكلمات مفتاحية: طاقة شمسية, تركيز شمسي, مركز شمسي قطع مكافئ, أداء بصري, أداء حراري.

Remerciements

Nous remercions Allah le tout puissant de nous avoir accordé la force, le courage et les moyens afin de pouvoir accomplir ce travail.

*Nos remerciements les plus sincères et respectueux s'adressent aussi à monsieur **H.BELTAGY** qui a veillé à l'élaboration de ce travail de recherche et qui a déployé tous ses efforts pour notre réussite, il n'a cessé de nous faire profiter de sa très haute compétence, de ses conseils faisant preuve de qualité noble peu commune, nous tenons à lui témoigner notre gratitude et notre profonde reconnaissance, et nous le remercions pour l'enseignement plein, et sagesse qui nous a toujours dispensé.*

A monsieur le président de jury, qui nous a fait l'honneur de présider le jury, nous tenons à lui exprimer notre profonde reconnaissance.

A monsieur l'examineur le membre de jury pour le grand honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de juger notre travail et assurer notre soutenance, nous les prions d'accepter tous nos remerciements et l'expression de notre haute considération.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à toute ma famille

Mon père

Ma mère

Mes frères

Mes sœurs

Mes proches

A tous mes chers amis (es)

Rezika

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à mes chers parents qui m'ont toujours éclairé le chemin de la vie en me tendant la main tout au long de mes années d'études «que dieu me les garde ».

A ma chère sœur et mes chers frères.

A toute ma famille.

A tous mes chers amis(es).

A tous mes collègues de l'université.

Salem

Nomenclature

CHAPITRE I

dr : La variation de la distance terre-soleil en fonction de la date

n : Le numéro du jour dans l'année compté à partir du 1er janvier

(λ) : Longitude ($^{\circ}$)

(ϕ) : Latitude ($^{\circ}$)

(Z) : l'altitude (m)

(a) : Azimut du soleil ($^{\circ}$)

(h) : la hauteur (m)

θ_Z : Angle zénithal ($^{\circ}$)

ω : l'anglehoraire ($^{\circ}$).(s)

δ : déclinaison du soleil

C^* : la constante solaire

CHAPITRE II :

r : L'ouverture du concentrateur

C_R : La concentration ponctuelle

\bar{E}_a : l'éclairement moyen

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

C : La concentration géométrique

A_r : la surface d'ouverture (m^2)

A_a : la surface de l'absorbeur (m^2)

γ : facteur d'interception

P_a : la puissance absorbée par le récepteur(W)

P_i : la puissance incidente sur le récepteur(W)

T_{wb} : la température humide de l'air de refroidissement (K)

T_{ext} : la température de sortie de l'eau de la tour (K)

T_{cw} : La température de l'eau de refroidissement à travers le condenseur. (K)

CHAPITRE IV :

SM : Multiple solaire (surface du champ solaire)

LEC : Le coût actualisé de l'électricité (Cents/kWh)

DNI : irradiation directe normal (W/m^2)

FLH : Heures de pleine charge

FFF : Fraction de combustible de remplissage

CF : Facteur de capacité

Q_u : Puissance utile délivrée par le récepteur(W)

Q_{abs} : Puissance absorbé par le récepteur (W)

Q_{perdue} : Puissance perdue au niveau du récepteur(W)

A_{ab} : Surface de l'absorbeur(m^2)

I_d : Rayonnement solaire direct(w/m^2)

IAM : Facteur de correction d'angle d'incidence

η_{op} : Rendement optique

K_{ombre} : Facteur d'ombre

K_{extr} : Facteur des pertes aux extrémités du HCE

θ : Angle d'incidence (°)

h : Hauteur angulaire du soleil (°)

ρ : Facteur de réflexion du miroir

α : Facteur d'absorption du tube du convertisseur

τ : Facteur de transmission du couvercle du convertisseur

γ : Facteur d'interception du convertisseur

f : Distance focale du collecteur (m)

L_{espace} : Espacement entre les rangées des concentrateurs (m)

W_{eff} : une largeur effective

W : la largeur du miroir

L_C : Longueur du collecteur (m)

U_L : Coefficient global des pertes du récepteur ($W/m^2 K$)

T_a : Température ambiante (K)

T_f : Température moyenne du fluide caloporteur (K)

η_{th} : Rendement optique thermique

Q_{uf} : Puissance utile délivrée par le fluide caloporteur(W)

Q_{ab} :Puissance nette absorbé par le récepteur(W)

$A_{ab(int)}$:Surface latérale intérieur de l'absorbeur (m^2)

h_{uf} : Coefficient d'échange thermique du fluide caloporteur(W/m^2K)

A_c : Surface totale des collecteurs (m^2)

P : Puissance finale produite (W)

T_{ab} : Température de l'absorbeur (K)

Q_u : Puissance utile délivrée par le récepteur(W)

I : Coût total d'investissement

r : Taux de remise(%)

n : Durée de vie de la centrale(année)

M_y : Coût annuel opérationnel et de maintenance

E_y : Énergie électrique générée dans l'année (kWh)

Liste des abréviations

TSM : Temps solaire Moyen

TSV : Temps solaire vrai

TU : Temps universel

CSP : Concentrateur Solaire de Puissance

MCP : Matériau à Changement de Phase

LFR : Collecteur de Fresnel linéaire

HTF : fluide du transfert thermique

SEGS : Solar Electric Generating Systems

PTC :Parabolic Trough Concentrator

HCE : Heat Collection Element

MCRT : Monte Carlo Raytracing

SAM : System Advisor Model

NREL : Laboratoire National des Energies Renouvelables

DOE :Département d'Énergie des États Unis

SETP :Programmes et Technologies de l'Énergie Solaire

DLR : Centre aérospatial Allemand

NASA : National Aeronautics and Space Administration

Liste des figures

CHAPITRE I

Figure I.1 : Mouvement de la Terre autour du Soleil	3
Figure I.2 : Latitude. Longitude	4
Figure I.3 : Cordonnées horizontales	5
Figure I.4 : Angle incidence.....	5
Figure I.5 :Angle horaire ω du soleil	6
Figure I.6 : Constante solaire	8
Figure I.7 : Les composants de rayonnement solaire.....	9
Figure I.8 : Panneaux photovoltaïques.....	10
Figure I.9 : Les composants d'un capteur plan	11
Figure I.10 : Capteur solaire plan non vitré	12
Figure I.11 :Capteurs solaires à tubes sous vide	12
Figure I.12 :Distillateur solaire a double pente.....	13

CHAPITRE II

Figure II.1 :Schéma du Principe de fonctionnement d'une CSP	16
Figure II.2 :Schéma de principe d'une centrale à tour.....	18
Figure II.3 :Vue de la centrale Andalous Gemasolar (source : Torresol Energy)	19
Figure II.4 :Vue de la centrale Maricopa (source : Tessera Solar).....	20
Figure II.5 : Principe de fonctionnement d'une centrale solaire Fresnel.....	22
Figure II.6 :Aperçu de la centrale Fresnel	23
Figure II.7 : Les différentes techniques de stockage de l'énergie thermique	25
Figure II.8 : Principe de stockage de l'énergie par adsorption/désorption.....	26
Figure II.9 : Stockage deux-cuves indirect vs stockage deux-cuves direct	27
Figure II.10 : Schéma de principe d'une centrale hybride	28

Figure II.11: Exemple de configurations des centrales hybrides (collecteurs cylindro-Parabolique)	29
Figure II.12: Système de refroidissement humide	30
Figure II.13: Système de refroidissement sec	31
Figure II.14: Echangeur de chaleur à air sec	31
CHAPITRE III	
Figure III.1 : Capteur solaire cylindro-parabolique.....	32
Figure III.2 : Réflexion des rayons solaires sur le tube absorbeur	33
Figure III.3 : Un récepteur de type Schott PTR®70.....	34
Figure III.4 : Type d'un joint de connexion entre deux récepteurs.....	34
Figure III.5 : Illustration de poursuite solaire pour un collecteur cylindro-paraboliqueà axe Nord-Sud	35
Figure III.6 : Schéma simplifié du mécanisme de poursuite du collecteur cylindro-parabolique de la MicroSol-R	35
Figure III.7 : <i>Principe</i> de fonctionnement d'une centrale solaire à capteurs cylindro-Parabolique.....	36
Figure III.8 : Vue aérienne des capteurs solaires de la centrale cylindro-parabolique de Shams, à Abu Dhabi.....	37
CHAPITRE IV	
FigureIV.1 : Page de démarrage du logiciel	42
Figure IV.2 : les pertes thermiques au niveau du récepteur.....	43
Figure IV.3: Les critères de choix du site pour CSP.....	45
Figure IV.4 : Les utilisations de l'énergie solaire et les composantes du rayonnement correspondant	45
Figure IV.5: Irradiation annuelle directe normale en kWh / m ² /an.....	46

Figure IV.6 : Organigramme de calcul pour déterminer les performances optimales... ..	51
Figure IV.7 : La variation du LEC en fonction de multiple solaires avec différentes technologies et scénarios	52
Figure IV.8 : Les résultats de l'hybridation pour tous les sites	54
Figure IV.9 : Les résultats obtenus du stockage direct de tous les sites	57
Figure IV.10 : Les résultats obtenus du stockage indirect de tous les sites	58
Figure IV.11 : Les résultats obtenus du système hybride et stockage pour tous les sites.....	61
Figure IV.12 : La puissance électrique produite pour M1 et M2 dans le site Tamanrasset.....	63
Figure IV.13 : Différentes puissances incidentes et absorbées dans les différents éléments de la centrale pour les quatre sites choisis.....	64
Figure IV.14 : Différentes puissances incidentes et absorbées dans les différents éléments de la centrale pour les quatre sites choisis.....	64
Figure IV.15 : La puissance fournie par la chaudière et la puissance fournie au bloc de puissance	65
Figure II.16 : Evolution des puissances incidentes et absorbée.....	66
Figure IV.17 : Le facteur de capacité des quatre sites	67

Liste des tableaux

CHAPITRE III

Tableau III.1 : Les principales centrales solaires réalisés

CHAPITRE IV

Tableau IV.1 : les paramètres des sites choisis

Tableau IV.2 :représente les différentes configurations et scénarios

Tableau IV.3 : caractéristique des HTF

Tableau IV.4 :Les performances optimales de l'installation pour le 1^{er} modèle de tous les sites

Tableau IV.5 :les performances optimales de l'installation en utilisant le deuxième modèle

Tableau IV.6 :les performances optimales de l'installation en utilisant le stockage direct

Tableau IV.7 : les performances optimales de l'installation en utilisant le stockage indirect

Tableau IV.8 : les performances optimales de l'installation en utilisant un système hybride et stockage

Tableau IV.9 : Les paramètres optimaux de la centrale avec les configurations optimales

Tableau IV.10: Le champ solaire

Tableau IV.11 : Le bloc de puissance

Sommaire

Remerciements

Dédicaces

Nomenclatures

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale 1

Chapitre I : Généralités

Introduction	3
I.1 Mouvement du globe terrestre distance Terre-Soleil	3
I.2 Généralités sur le soleil.....	4
I.2.1 Paramètres de position du soleil	4
I.2.1.1 Coordonnées géographiques « repérage du site »	4
I.2.1.2 Coordonnées horizontales « repérage du soleil »	4
I.2.1.3 Coordonnées horaires	6
I.2.2 Le temps solaire	7
I.2.3 Le rayonnement solaire.....	8
I.2.3.1 Constante solaire.....	8
I.2.3.2 L'éclairement.....	8
I.2.3.3 Les composantes du rayonnement solaire	9
I.3 Applications de l'énergie solaire	10
I.3.1 Système solaire photovoltaïque	10
I.3.2 Système solaire thermique	10
I.3.2.1 Système basse température	11
I.3.2.2 Système solaire thermodynamique (CSP)	13
I.4 Conclusion	14

Chapitre II : Technologies des concentrateurs solaires

Introduction	15
II.1 Classification des systèmes à concentration	15
II.2 Technologie des centrales solaires à concentration (CSP).....	16

II.2.1	Les technologies solaires à concentration ponctuelle.....	17
II.2.1.1	Centrale solaire à tour.....	17
II.2.1.2	Centrale solaire parabolique.....	19
II.2.2	Les centrales solaires à concentration linéaire.....	21
II.2.2.1	Centrale solaire de Fresnel.....	21
II.2.2.2	Centrale solaire à capteurs cylindro-parabolique.....	23
II.3	Les fluides caloporteurs des systèmes à concentration.....	24
II.4	Le stockage thermique dans les centrales CSP.....	25
II.4.1	Introduction.....	25
II.4.2	Les différentes techniques de stockage de l'énergie thermique.....	25
II.4.2.1	Le stockage de l'énergie par voie sensible.....	25
II.4.2.2	Le stockage par chaleur latente.....	26
II.4.2.3	Le stockage thermochimique.....	26
II.4.3	Stockage indirect et direct.....	27
II.5	Hybridation des centrales solaires à concentration.....	28
II.6	Le système de refroidissement des centrales solaires thermodynamiques.....	29
II.6.1	Les Systèmes de refroidissement à passage unique.....	30
II.6.2	Les tours de refroidissement.....	30
II.6.3	Refroidissement par voie humide.....	30
II.6.4	Refroidissement par voie sèche.....	31
II.7	Conclusion.....	31

Chapitre III : Etat de l'art de la technologie des capteurs cylindro-paraboliques

Introduction.....	32
III.1 Technologie des capteurs cylindro-paraboliques.....	32
III.2 Principaux composants d'un concentrateur cylindro-parabolique.....	33
III.2.1 Les miroirs.....	33
III.2.2 Le tube récepteur.....	33
III.2.3 Le système de poursuite.....	34
III.3 Principe de fonctionnement d'une centrale à capteurs cylindro-paraboliques.....	36
III.4 Les avantages et inconvénients.....	37
III.5 Etat de l'art.....	38
III.6 Conclusion.....	40

Chapitre IV : Modélisation et simulation

Introduction.....	41
-------------------	----

IV.1	Outil de modélisation.....	41
IV.2	Modèle mathématique	42
IV.2.1	Étude technique	42
IV.2.2	Étude économique (Modèle pour l'évaluation des coûts).....	44
IV.3	Description des sites choisis	44
IV.4	Les critères de choix des sites pour les centrales CSP	44
IV.5	Les paramètres de conception.....	49
IV.6	Optimisation de la centrale (configurations, technologies, modèles et scénarios)....	50
IV.7	Calcul des performances et analyse des résultats	51
IV.7.1	Modèle 1(M1) Champ solaire uniquement	51
IV.7.2	Modèle 2 (M2) intégration du système de remplissage (sans stockage).....	53
IV.7.3	Modèle 3 (M3) intégration du stockage thermique (sans système hybride)	56
IV.7.4	Modèle 4 (M4) intégration du système hybride et stockage	60
IV.8	Étude de cas (calcul des performances).....	62
IV.9	Conclusions	68
	Conclusion générale	69

Introduction Générale

Introduction générale

De nos jours, la conservation des ressources énergétiques est devenue une priorité à l'échelle planétaire. D'autre part, vue l'épuisement des combustibles fossiles ainsi que la pollution atmosphérique et le réchauffement global de la terre dû aux gaz à effet de serre, les spécialistes ont opté pour la recherche de nouvelles sources énergétiques, telles que les énergies renouvelables (solaire, éolienne, biomasse et géothermie, etc.)

Dans l'optique de la production d'électricité, l'énergie solaire est une source d'énergie propre et inépuisable. Actuellement les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale. Ces technologies se basent sur deux types de concentration, linéaire (concentrateur Fresnel et cylindro-parabolique) et ponctuelle (centrale à tour et le Dish Stirling). Elles offrent une opportunité aux pays ensoleillés, L'Algérie est parmi les pays les plus prometteurs pour l'implantation de ces technologies, car elle bénéficie d'un gisement solaire important ; l'irradiation directe totale annuelle est de 2100 kWh /m².an, avec une durée d'ensoleillement de plus de 3500 heures par an.

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est l'une des solutions pour exploiter ce grand potentiel solaire. Sa simplicité, son coût relativement modéré et la fiabilité déjà acquise placent ce système en meilleure position pour un déploiement immédiat de la filière.

Notre travail consiste à étudier et optimiser une centrale solaire à capteurs cylindro-parabolique à l'aide de logiciel SAM .A ce propos, ce manuscrit est constitué de quatre chapitres :

- Dans le premier chapitre, nous avons synthétisé les données bibliographiques relatives au gisement solaire et les différents systèmes d'application.
- Dans le deuxième chapitre, on s'est focalisé sur les quatre technologies des concentrateurs solaires existantes avec leurs avantages et inconvénients.
- Dans le troisième chapitre nous avons présenté un état de l'art sur les centrales solaires à concentrateur cylindro-parabolique, en citant les principaux composants de ces dernières ainsi que quelques travaux de recherche dans le domaine des CSP.
- Le Quatrième chapitre, a pour but de déterminer la configuration et les performances optimales de notre centrale solaire thermique sur les différents sites Algériens d'une puissance de 50 MW. Les résultats d'optimisation obtenus sont donnés sous forme de courbes et les différents paramètres optimaux sous forme de tableaux.

Introduction générale

Ensuite, une étude de cas est présentée afin de déterminer les différentes performances de la centrale en utilisant les paramètres optimaux trouvés dans l'optimisation.

Pour finir ce travail nous présenterons une conclusion générale résumant l'essentiel des résultats obtenus.

Chapitre I : Généralités

Introduction

Comme la plupart des autres étoiles, le soleil est constitué principalement d'hydrogène (71%), d'hélium (27%) et d'autres éléments plus lourds (2%). L'énergie solaire est une énergie produite par la suite de réaction de fusions nucléaires. La source de la plupart des énergies disponibles sur la terre est exploitable pour la production d'électricité. La puissance solaire disponible en tout point de la terre dépend du jour, de l'heure, et de la latitude de point de réception, de plus la quantité d'énergie solaire captée est en fonction de l'orientation du récepteur.

I.1 Mouvement du globe terrestre distance Terre-Soleil [1]

La variation de la disponibilité du rayonnement solaire saisonnier à la surface de la terre peut être prise à partir de la géométrie du mouvement relatif de la terre autour du soleil. La terre décrit autour du soleil une orbite elliptique quasi circulaire avec une période de 365,25 jours. Le plan de cette orbite est appelé plan de l'écliptique. C'est au solstice d'hiver (21 décembre) que la terre est la plus proche du soleil, et au solstice d'été (21 juin) qu'elle est la plus éloignée. La terre tourne sur elle-même avec une période de 24h. Son axe de rotation (l'axe des pôles) a une orientation fixe dans l'espace. Il fait un angle $\delta = 23^{\circ}45'$ avec la normale au plan de l'écliptique

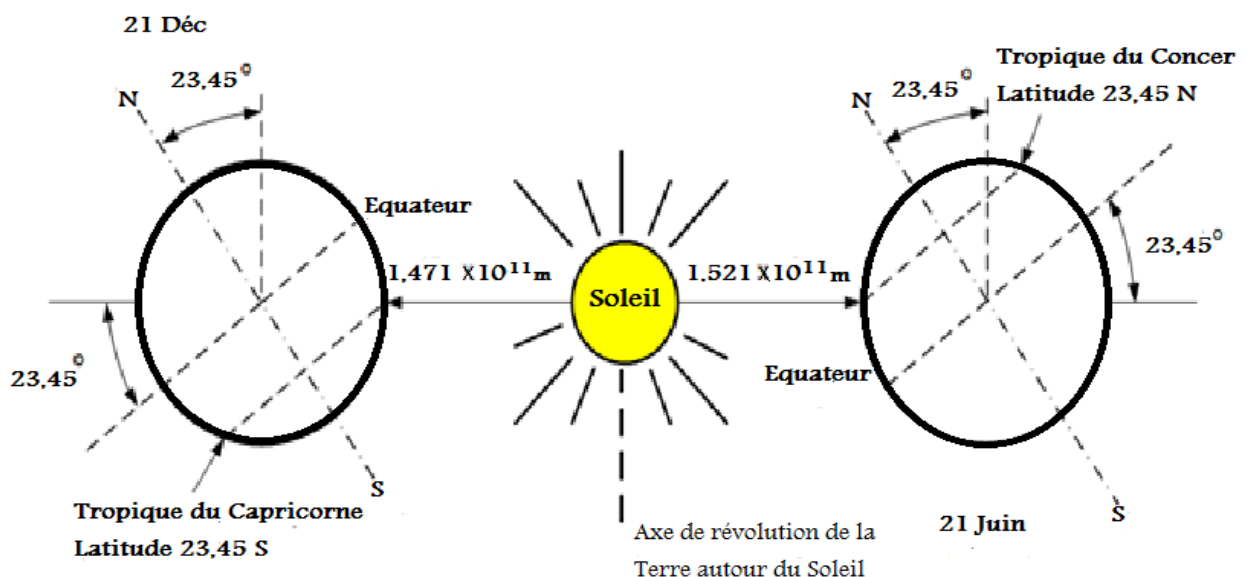


Figure I.1 : Mouvement de la Terre autour du Soleil [2]

I.2 Généralités sur le soleil

I.2.1 Paramètres de position du soleil

Tout point de la surface de la terre est repéré par ses coordonnées géographiques, et pour la détermination de la direction du soleil sur la sphère céleste se fait par des coordonnées horizontales.

I.2.1.1 Coordonnées géographiques « repérage du site »

- **La longitude (λ)** : Est l'angle entre le plan méridien passant par ce lieu avec la méridienne origine de Greenwich, elle varie de -180° à $+180^\circ$ de l'ouest à l'est.
- **La latitude (φ)** : Est l'angle avec le plan équatorial que fait le rayon joignant le

Centre de la terre à ce lieu, elle varie entre $+90^\circ$ au pôle Nord et -90° au pôle Sud.

- **L'altitude (Z)** : Elle correspond à la distance verticale entre ce point et une surface de référence, le géoïde, figurant le niveau moyen de la mer.

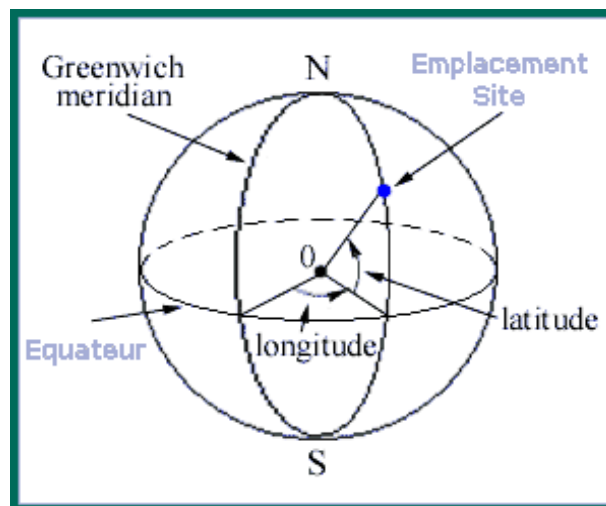


Figure I.2 : Latitude. Longitude[3]

I.2.1.2 Coordonnées horizontales « repérage du soleil »

Le repérage du soleil se fait par l'intermédiaire de deux angles qui sont

- **L'azimut (a)** : est l'angle compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil il est donné par la relation suivante :

$$\sin (a) = \frac{\cos (\delta) \cos (\omega) \sin \varphi - \sin (\delta) \cos (\varphi)}{\cos (\gamma)} \quad \text{I.1}$$

- **La hauteur du soleil (h)** : est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur un plan horizontal. Elle varie au cours de la journée en fonction de la déclinaison δ de l'angle horaire ω , et de la latitude φ .

Elle est donnée par la formule :

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad \text{I.2}$$

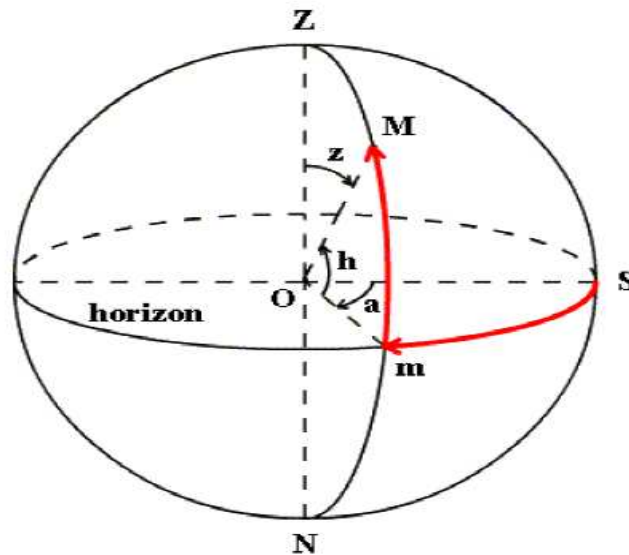


Figure I.3 : Coordonnées horizontales [4]

- **Angle d'incidence**

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

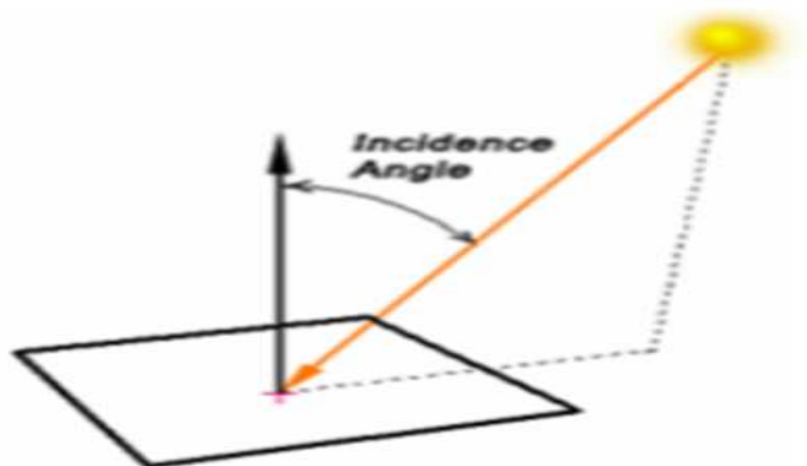


Figure I.4 : Angle d'incidence [5]

- **Angle zénithal θ_z**

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

$$\cos(\theta_z) = (\delta) \cos(\omega) \cos(\varphi) + \sin(\delta) \sin(\varphi) \quad \text{I.3}$$

I.2.1.3 Coordonnées horaires

- **Angle horaire (ω):** est l'arc de la trajectoire solaire compris entre le soleil et le plan méridien du lieu, il augmente de 15° par heure

$$\omega = 15^\circ (\text{TSV} - 12) \quad \text{I.4}$$

Ou TSV est le temps solaire vrai.

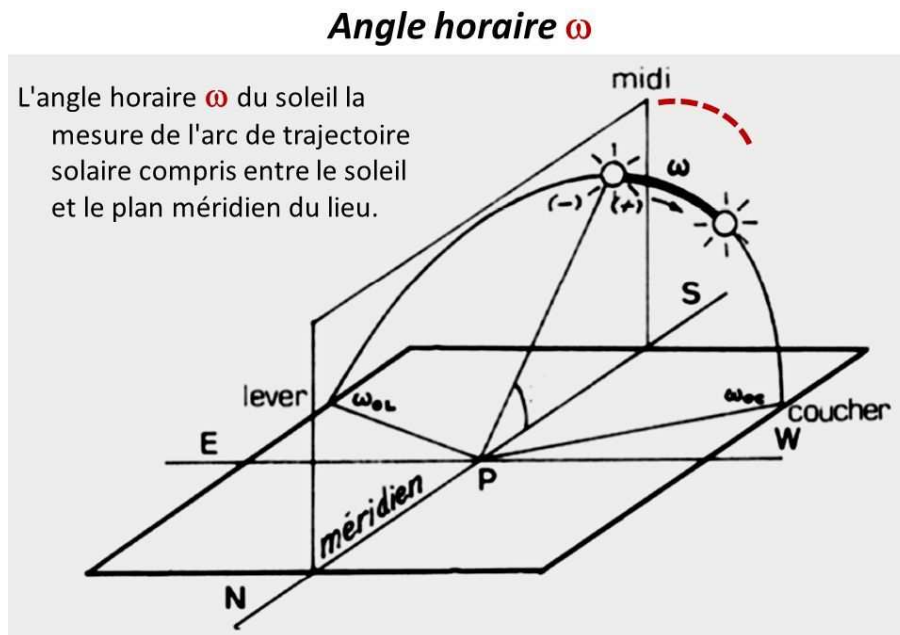


Figure I.5 : Angle horaire ω du soleil [6]

- **La déclinaison du soleil δ :** La déclinaison solaire δ est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre. Cet angle varie au cours des saisons [7]
 - ✓ Equinoxe de printemps : 21 Mars $\delta = 0$.
 - ✓ Solstice d'été : 21 Juin $\delta = + 23^\circ 45$.
 - ✓ Equinoxe d'automne : 21 Septembre $\delta = 0$.
 - ✓ Solstice d'hiver : 21 Décembre $\delta = - 23^\circ 45$.

Sa valeur peut être calculée par la formule de Cooper (1969) :

$$\delta = 23,45 \times \left(\frac{360}{365} \times (n - 81) \right) \quad \text{I.5}$$

n : est le numéro de jour de l'année à partir du premier Janvier.

I.2.2 Le temps solaire [8]

On distingue :

- **Le temps solaire vrai (TSV)** : est l'angle horaire entre le plan méridien passant par le centre du soleil et le méridien du lieu considéré.

C'est le temps mis par le soleil entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu (direction Nord-Sud). Le temps solaire vrai et le temps solaire moyen sont différents.

Cette différence est appelée équation du temps, elle varie en fonction du jour, ce TSV est donné par l'expression :

$$\text{TSV} = 12 + \frac{\omega}{15} \quad \text{I.6}$$

- **Le temps solaire moyen (TSM) est donné par**

$$\text{TSV} - \text{TSM} = \text{ET} \quad \text{I.7}$$

ET : est l'équation du temps qui corrige le TSV par rapport au TSM

$$\text{ET} = 9.87 \times \sin(2 \times N') - 7.53 \times \cos(N') - 1.5 \times \sin(N') \quad \text{I.8}$$

$$N' = (n - 81) \times \frac{360}{365} \quad \text{I.9}$$

- **Le temps universel (TU) est le temps moyen de Greenwich**

$$\text{TU} = \text{TSM} - \frac{\lambda}{15} \quad \text{I.10}$$

- **Le temps légal (TL) est le temps officiel d'un état, il est donné par**

$$\text{TL} = \text{TU} + \Delta H \quad \text{I.11}$$

H : le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.

I.2.3 Le rayonnement solaire

I.2.3.1 Constante solaire

Une surface plane d'un mètre carré perpendiculaire au rayonnement solaire est située à la limite de l'atmosphère terrestre reçoit une puissance rayonnée en fonction de la distance solaire-terre.

Cette distance varie quelque peu au cours de l'année, compte tenu de la légère excentricité de l'orbite terrestre, il en est de même de la puissance reçue par la surface en question.

On appelle la constante solaire noté C^* , la valeur moyenne du flux solaire reçu à la limite de l'atmosphère terrestre.

Où c'est la quantité d'énergie totale envoyée par le soleil à la limite de l'atmosphère terrestre sur une surface unité perpendiculaire au rayonnement solaire.

La variation de la constante solaire suit la relation suivante [8]

$$C^* = C_0^* + 0.033 \times \cos(0.948 \times n) \quad \text{I.12}$$

C^* : la constante solaire.

On a : $C_0^* = 1367 \text{ W/m}^2$ est la valeur moyenne de la constante solaire actuellement retenue.

n : le numéro du jour de l'année.

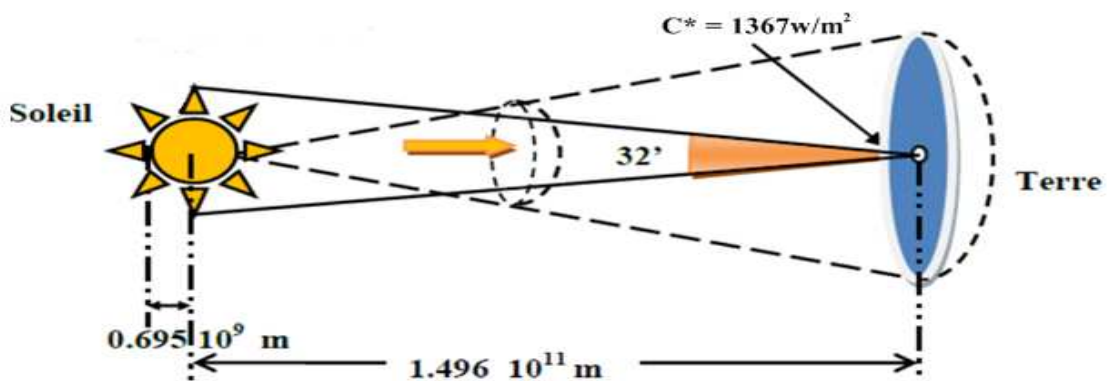


Figure I.6 : Constante solaire

I.2.3.2 L'éclairement

Est défini comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en W/m^2 (watt par mètre carré). Le S.I. (système international d'unités) recommande d'utiliser le symbole E .

I.2.3.3 Les composants du rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est une énergie produite par le Soleil à la suite de réactions de fusion thermonucléaire qui dégage une très grande quantité d'énergie, source de la plupart des énergies disponibles sur Terre et exploitable pour la production d'électricité. L'énergie solaire se propage dans l'espace sous forme de « grains », quanta d'énergie ou photons ; elle est sans cesse renouvelée. [9]

- **Rayonnement direct**

Le rayonnement solaire direct se définit comme étant le rayonnement provenant du seul disque solaire. Il est donc nul lorsque le soleil est occulté par les nuages. C'est ce type de rayonnement qui est utilisé dans les systèmes à concentration (centrales solaires thermodynamiques : tour, Fresnel, parabolique...)

- **Rayonnement diffus**

Le rayonnement diffus est le rayonnement émis par des obstacles (nuages et bâtiments) et provient de toutes les directions. La part du rayonnement diffus n'est pas négligeable et peut atteindre 50% du rayonnement global (selon la situation géographique du lieu).

- **Rayonnement réfléchi (albédo)**

C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc....).

- **Rayonnement global**

C'est la somme du rayonnement direct et diffus, c'est celui-ci qui est utilisé pour faire fonctionner les panneaux solaires thermiques et photovoltaïques.

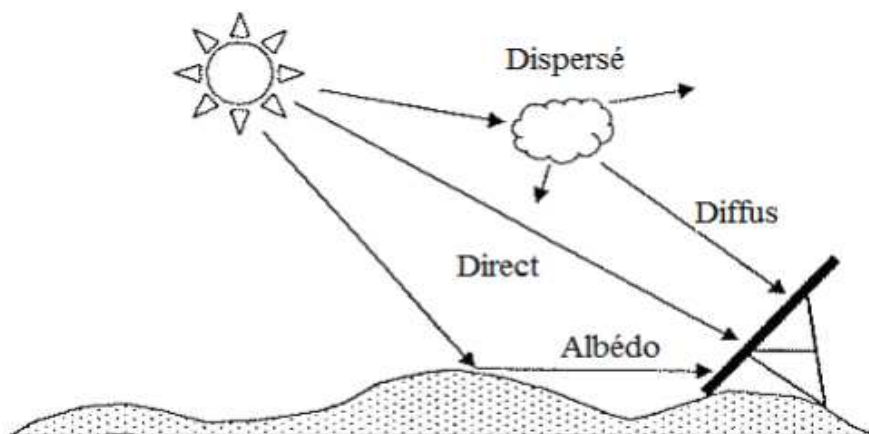


Figure I.7 : Les composants du rayonnement solaire

I.3 Application de l'énergie solaire

Dans le domaine de l'énergie solaire, on distingue plusieurs filières à savoir, le solaire thermique et le solaire photovoltaïque.

Le principe de fonctionnement de ces filières diffère d'une technologie à une autre. Dans chaque filière on utilise des composants bien appropriés.

I.3.1 Système solaire photovoltaïque

Est la transformation directe de la lumière en électricité par des panneaux solaires constitués des matériaux semi-conducteurs, comme le silicium, ils ont une capacité de transformer la lumière (Photons) en électricité (électrons). Le principe de cet effet est la collision entre un photon et un semi-conducteur (silicium) produit des charges positives et négatives qui engendrent un courant. Le silicium est utilisé pour la fabrication des cellules photovoltaïques qui produisent un courant continu. Pour être injecté dans le réseau, il doit être transformé en courant alternatif à travers d'un onduleur.



Figure I.8 : panneaux photovoltaïques [10]

I.3.2 Système solaire thermique

La conversion thermique de l'énergie du rayonnement solaire se fait par l'intermédiaire des capteurs solaires. On distingue deux systèmes : basse température et haute température (CSP).

I.3.2.1 Système basse température

L'énergie solaire thermique à basse température est une forme d'énergie renouvelable qui peut être utilisée dans de nombreux domaines afin de réduire l'exploitation d'autres sources d'énergie non renouvelable, telles que la combustion du gaz naturel ou du charbon.

Les systèmes solaires thermiques à basse température sont utiles dans des applications telles que le chauffage de piscines, pour un usage domestique (eau chaude et chauffage), pour des utilisations industrielles nécessitant de l'eau chaude.

➤ Les équipements utilisés

a) Capteur solaire plan (chauffe-eau solaire)

• Capteur plan vitré

Capteur solaire plan est constitué d'une vitre à basse teneur en fer, d'un absorbeur en cuivre, un tube en forme de serpentin, d'une isolation thermique pour réduire les pertes de chaleur vers l'extérieur. Le tout est inséré dans un châssis en aluminium.

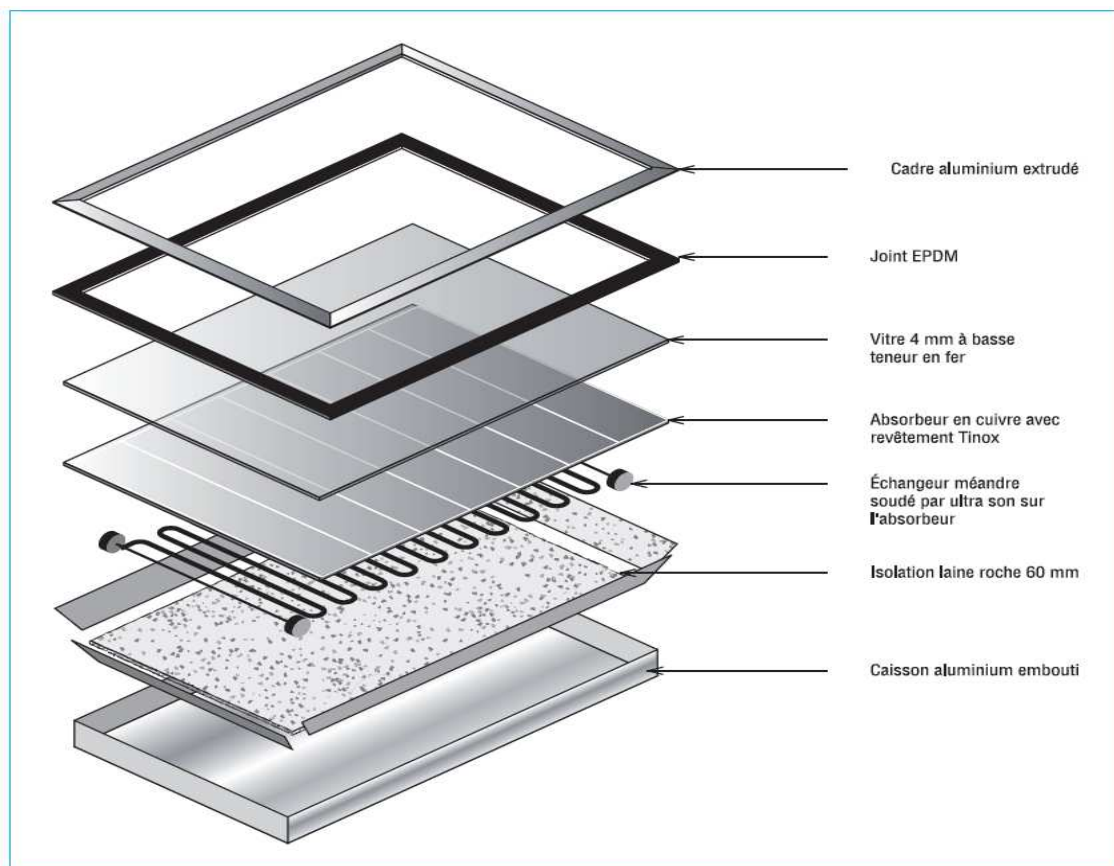


Figure I.9 : les composants d'un capteur plan [11]

- Capteur plan non vitré

C'est un capteur très dépendant de la température de l'air, il est constitué d'un absorbeur sans caisse ni vitrage, ce qui simplifie la fabrication et le coût de fabrication, il présente une grande sensibilité au vent froid en hiver par son absence de vitrage.

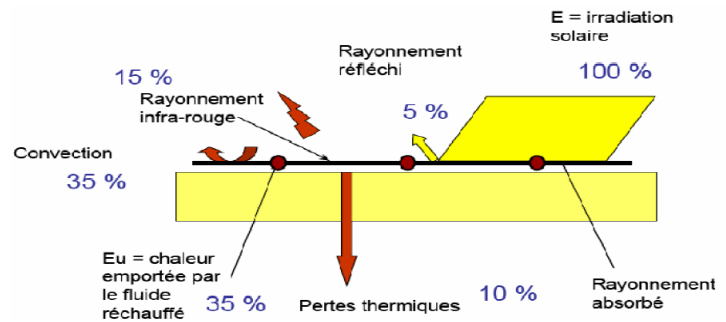


Figure I.10 : Capteur solaire plan non vitré.

- Capteurs solaires à tubes sous vide

Un capteur solaire "sous vide" est composé d'une série de tubes transparents en verre de 5 à 15 cm de diamètre. Dans chaque tube il y a un absorbeur pour capter le rayonnement solaire et un échangeur pour permettre le transfert de l'énergie thermique. Les tubes sont mis sous vide pour éviter les déperditions thermiques convectives de l'absorbeur, celui-ci reçoit un traitement sélectif pour empêcher le rayonnement.

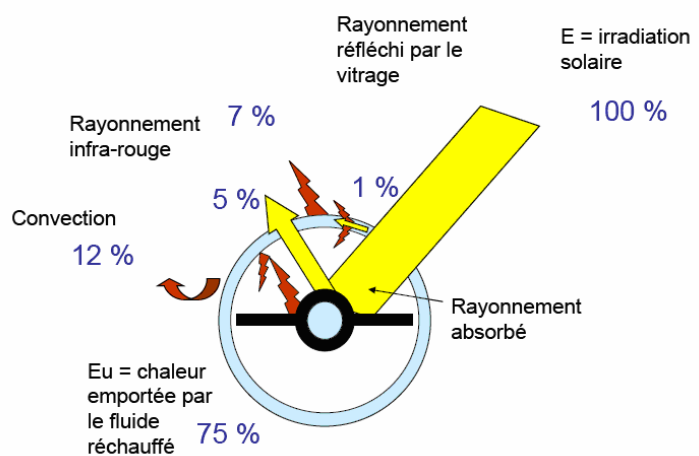


Figure I.11 : Capteurs solaires à tubes sous vide

b) Capteur solaire à air

L'utilisation des capteurs solaires à air pour le chauffage et séchage de différents produits (riz, tabac fèves, café, the ...etc.), reste le secteur le plus promettant vu qu'il est facile d'obtenir les températures nécessaires. Il permet aussi d'encourager les petites entreprises et les fabrications artisanales (vu que le coût des panneaux est abordable et la facilité de son installation).

c) Distillateur solaire

Il existe plusieurs types de distillateurs solaires, ils peuvent être différents, en termes de conception et en termes de matériaux utilisés, mais ils utilisent tous le même principe servant aux mêmes fonctions. Dans la boîte solaire, l'eau est ajoutée manuellement ou de manière automatique par un système à flotteur. L'énergie solaire traversant la vitre supérieure de la boîte, chauffe l'eau jusqu'à son point d'évaporation. La vapeur d'eau produite se condense sur la vitre relativement plus froide. Celle-ci, en pente légère, conduit l'eau distillée vers un récipient de stockage

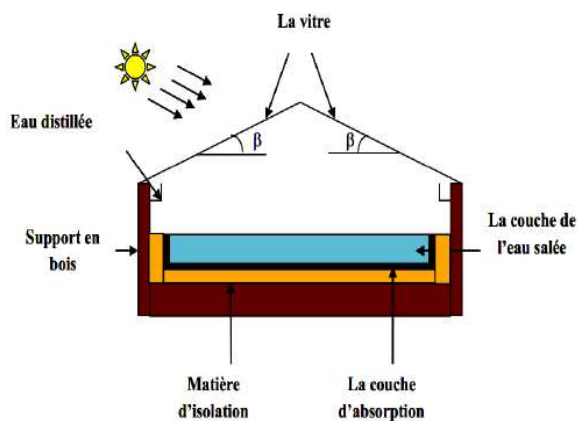


Figure I.12 : Distillateur solaire a double pente

I.3.2.2 Système solaire thermodynamique (CSP)

Les systèmes solaires thermodynamiques recouvrent l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis à convertir cette chaleur en énergie électrique. Selon le mode de concentration du rayonnement solaire, une grande variété de configurations différentes est possible pour les centrales solaires

thermodynamiques. Les applications sont diverses : production d'électricité, production de vapeur pour procédés industriels ou encore appoint solaire pour des installations utilisant des combustibles biomasses ou fossiles. [12] Il existe quatre technologies de centrales solaires à concentration, que nous allons présenter dans le second chapitre

- Centrale à tour,
- Centrale cylindro-parabolique,
- Centrale parabolique ou Dish-Stirling,
- Centrale linéaire Fresnel,

I.4 Conclusion

L'étude du rayonnement solaire s'avère nécessaire pour le choix d'un meilleur site en vue de l'installation d'un système de captation solaire.

Le rayonnement reçu par un capteur solaire dépend principalement du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil.

Chapitre II : Technologies des concentrateurs solaires

Introduction

Le processus de production d'électricité d'une centrale CSP est similaire à celui des centrales thermiques classiques dont la seule différence c'est que la chaleur ne provient pas du charbon, du gaz ou du combustible, mais plutôt du soleil. Des réflecteurs ou des miroirs sont utilisés pour réfléchir et concentrer les rayons du soleil sur un tube absorbeur appelé récepteur solaire. La concentration de l'énergie solaire sur le récepteur génère de la chaleur à haute température. Un fluide caloporteur (HTF) circule dans ce tube pour absorber l'énergie thermique augmentant ainsi sa température. Le caloporteur est ensuite utilisé pour alimenter directement un cycle thermodynamique ou indirectement en circulant dans des réservoirs de stockage. L'électricité est ensuite générée à travers un alternateur couplé à la turbine du cycle thermodynamique

II.1 Classification des systèmes à concentration

- Les caractéristiques optiques
 1. À miroirs
 2. À lentilles.

- Les caractéristiques géométriques
 1. À une dimension.
 2. À deux dimensions.
 3. À trois dimensions.

- Il existe différents systèmes de capteurs avec effet de concentration du rayonnement solaire :
 1. Les concentrateurs à capteurs cylindro-parabolique.
 2. Les concentrateurs à capteurs paraboliques.
 3. Les centrales à tour solaire à héliostats.
 4. Les centrales solaires à miroir de Fresnel.

II.2 Technologie des centrales solaires à concentration (CSP)

L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer, via des miroirs réflecteurs, pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement peut être concentré sur un récepteur linéaire ou ponctuel. Le récepteur absorbe l'énergie réfléchiée par le miroir et la transfère au fluide thermodynamique. Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à celui des concentrateurs ponctuels. [13]

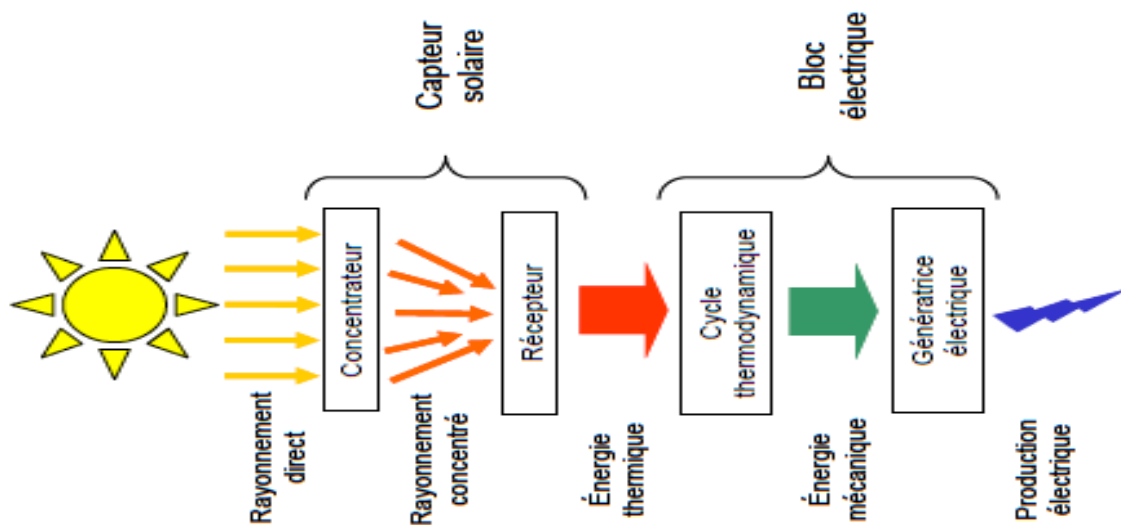


Figure II.3 : Schéma du Principe de fonctionnement d'une CSP

➤ Quelques définitions

- **L'ouverture du concentrateur r**

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

- **La concentration ponctuelle C_R**

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

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

II.1

- **La concentration géométrique C**

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

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

- **Le facteur d'interception γ**

Le facteur d'interception est le rapport entre la puissance absorbée et la puissance incidente sur un récepteur.

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

II.2.1 Les technologies solaires à concentration ponctuelle

II.2.1.1 Centrale solaire à tour

Les centrales à tour ont été développées pour des installations destinées à une production à grande échelle, développant de fortes puissances et travaillant à haute température. [14]

Ce type de centrale se compose d'un champ d'héliostats et d'un absorbeur placé au sommet d'une tour au centre du champ solaire. Les héliostats ont deux degrés de liberté (hauteur solaire et azimut) et redirigent les rayonnements solaires vers le foyer de l'absorbeur pendant toute la course du soleil. Un fluide caloporteur circule dans l'absorbeur et emmagasine l'énergie thermique produite. Un des avantages majeurs d'un tel procédé est le facteur de concentration qui peut être compris entre 300 et 1000. [15]

a. Les composants de base

- **Le champ solaire (les héliostats)**

Le champ des capteurs se compose d'un grand nombre de miroirs de suivi, appelés héliostats. Un système de commande de suivi en continu pour concentrer le rayonnement solaire direct sur les parois du récepteur. Les champs d'héliostats sont caractérisés par leur système de poursuite sur deux axes contrairement aux concentrateurs de Fresnel et cylindro-parabolique. Depuis le récepteur solaire se trouve dans une position fixe, le champ des capteurs entier doit suivre le soleil d'une façon que chaque héliostat placé individuellement sa surface normale à la bissectrice de l'angle formé par le soleil et le récepteur solaire. La définition géométrique de

l'angle d'inclinaison d'un seul héliostat est en fonction de la hauteur des héliostats par rapport à la tour et l'angle d'incidence du soleil.

Les héliostats sont des miroirs à ajustement automatique pour une transmission précise de la lumière. [16]

- **Le récepteur**

Dans une centrale à tour, le récepteur se trouve en contact avec l'échangeur de chaleur où la lumière solaire concentrée est interceptée et transformée en énergie thermique utile dans des cycles thermodynamiques.

Dans la plupart des modèles, le récepteur solaire est un élément qui sert à transformer l'énergie radiative du soleil en chaleur. La réduction des coûts est une priorité pour le développement dans le domaine du champ d'héliostat, dans les récepteurs solaires les priorités sont l'efficacité thermique et la durabilité. Les températures de fonctionnement du récepteur typique sont entre 500 C^0 et 1200 C^0 . Les pertes thermiques et optiques sont les paramètres clés permettant de quantifier l'efficacité d'un récepteur solaire. [17]

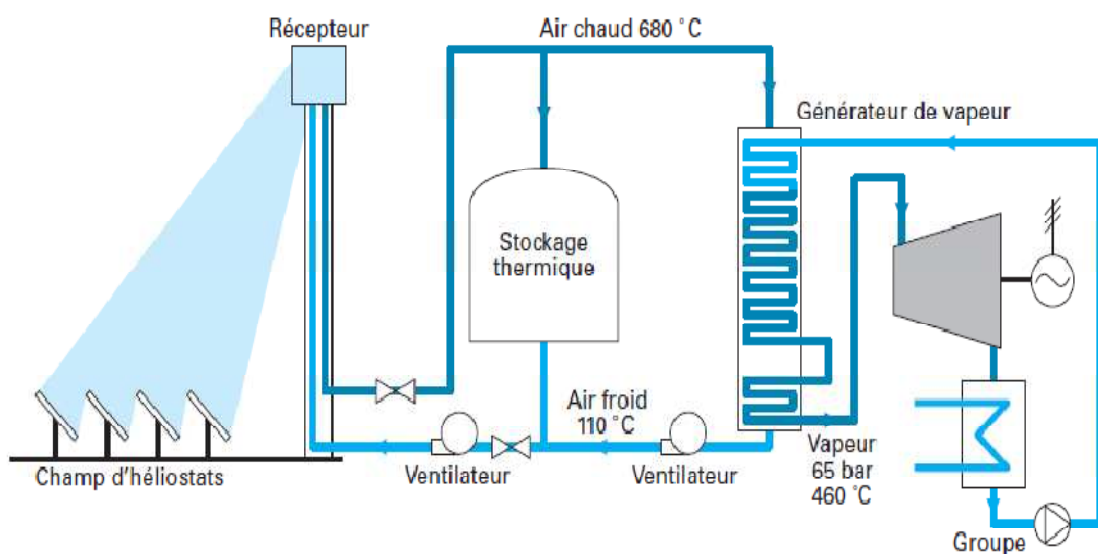


Figure II.4 : Schéma de principe d'une centrale à tour



Figure II.3 : Vue de la centrale Andalous Gemasolar (source : Torresol Energy)

b. Les avantages et les inconvénients

➤ Avantages

- Une source d'énergie propre et gratuite
- Des centrales modestes peuvent être construites
- Les pertes à l'ambiance sont inférieures aux autres technologies
- Facteur de concentration élevé

➤ Inconvénients

- Central très encombrante et réservée aux zones désertiques
- Ne peut concurrencer le nucléaire en termes de puissance
- Plus cher que le charbon et le nucléaire

II.2.1.2 Centrale solaire parabolique

Un concentrateur parabolique est constitué d'un réflecteur de forme parabolique qui réfléchit le rayonnement solaire sur un récepteur monté sur le point focal. La concentration parabolique permet d'atteindre les facteurs de concentration les plus élevés, de 1000 à 3000, et les températures de fonctionnement peuvent atteindre les 1500°C. Cependant, la température est limitée par le moteur, de 700°C à 850°C, selon les moteurs thermiques, qui se trouvent au point focal de la parabole. Ces concentrateurs sont montés sur une structure avec un système

de tracking ayant deux degrés de liberté. Le flux collecté est généralement utilisé directement par un moteur thermique monté sur le récepteur se déplaçant avec la structure de la parabole. Le cycle de Stirling est généralement utilisé pour la conversion de l'énergie thermique en énergie mécanique [15].

a. Composants de base [18]

- **Concentrateur**

Le concentrateur solaire parabolique est composé d'une surface réfléchissante de verre ou de plastique et concentre le rayonnement incident à son foyer. Sa taille dépend évidemment de la puissance solaire requise. Comme ordre de grandeur, on peut considérer qu'un concentrateur de 10 m de diamètre peut fournir jusqu'à 25 kW d'électricité sous une insolation de 1000 W/m².

- **Récepteur**

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



Figure II.4 : Vue de la centrale Maricopa (source : Tesseract Solar)

b. Les avantages et les inconvénients**➤ Avantages**

- La source d'énergie solaire est gratuite et illimitée
- L'utilisation d'un moteur Stirling apporte un rendement jusqu'à 40%, moins polluant (pas d'énergie fossile utilisée, pas de dégagement de fumée), moins bruyant, entretien facile car il a moins de pièces mobiles.
- Utilisation de gaz (hydrogène ou hélium) ayant une capacité importante à absorber les calories, augmentent le rendement
- Le rendement d'une unité de production varie entre 20 et 25% par contre environ 15% pour les capteurs photovoltaïques.

➤ Inconvénients

- Fonctionnement par intermittence
- On obtient actuellement de faible puissance par rapport aux autres technologies de centrales thermodynamiques (de 5 à 50 KW électrique)
- L'hydrogène se diffuse facilement dans les matériaux
- Les capteurs sont difficiles à obtenir car ils nécessitent une double courbure pour obtenir la forme parabolique
- Les forts écarts de température créent des dilatations thermiques qui limitent le choix du matériau
- Coût d'investissement encore élevé
- La taille de capteur est limitée afin d'obtenir une rotation sur deux axes pour suivre la course de soleil

II.2.2 Les centrales solaires à concentration linéaire**II.2.2.1 Centrale solaire de Fresnel**

La lentille de Fresnel a été conçue pour équiper le système des phares de signalisation marine. Le système est aujourd'hui repris à grande échelle pour concentrer le rayonnement solaire [19]. Le principe du concentrateur de Fresnel, chacun des miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube ou un ensemble de tubes récepteurs linéaires fixes. En circulant dans ce récepteur horizontal, le fluide thermodynamique peut être vaporisé puis surchauffé jusqu'à 500 °C. La vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité. Le cycle thermodynamique est généralement direct, ce qui permet d'éviter les échanges de chaleur.

a. Composants de base

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

- **Réflecteurs ou miroirs de Fresnel** : plusieurs bandes de miroirs réfléchissent et concentrent le rayonnement sur le récepteur.
- **Récepteur** : positionné au-dessus du miroir de Fresnel, il intercepte le rayonnement concentré. La conception du récepteur peut varier. Il est souvent composé :
- **Réflecteur secondaire** : il permet de concentrer les rayons qui n'ont pas atteint le tube, ce qui permet de réduire la surface de l'absorbeur, et limite les pertes, par rapport aux performances de concentration du miroir de Fresnel. Il peut aussi contribuer à l'homogénéité du flux de puissance collectée sur l'élément absorbeur.
- **Le tube absorbeur** : souvent un tube, mais parfois, plusieurs tubes, voire une surface plane. Cet élément joue le rôle d'échangeur : le fluide caloporteur collecte l'énergie du rayonnement sous forme d'énergie thermique. [20]

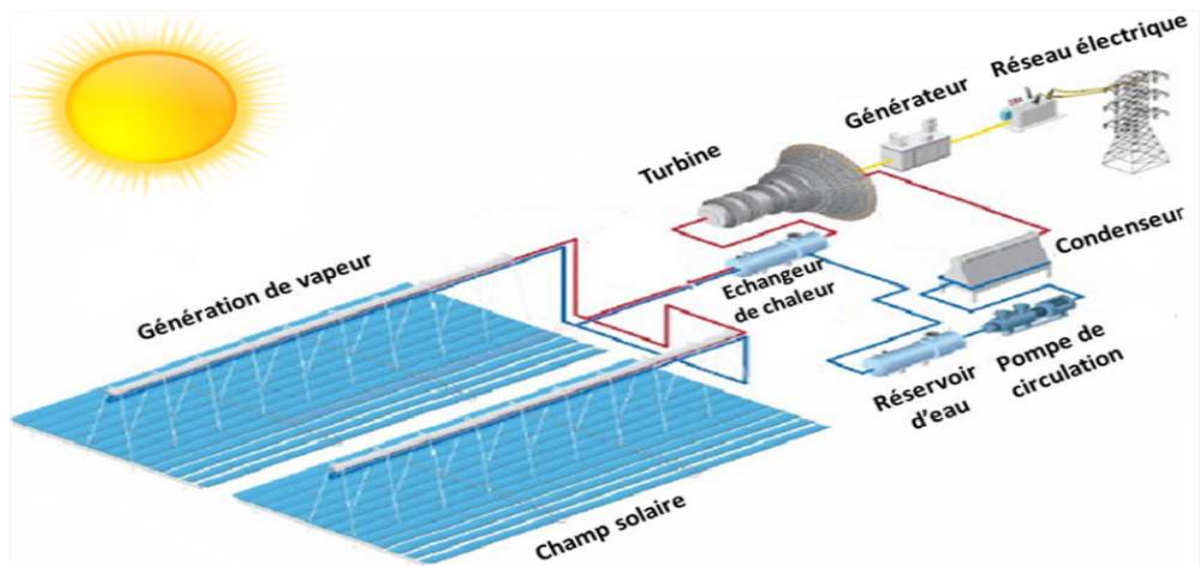


Figure II.5 : Principe de fonctionnement d'une centrale solaire Fresnel

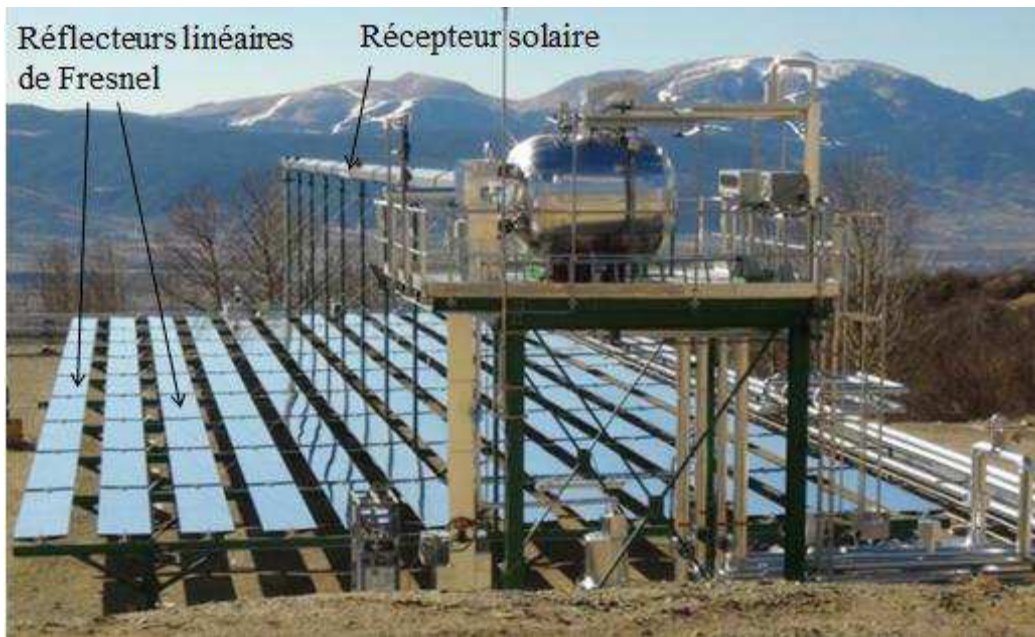


Figure II.6 : Aperçu de la centrale Fresnel

b. Les avantages et les inconvénients

➤ Avantages

- Coût inférieur des miroirs.
- Les contraintes mécaniques dus à la poussée du vent sont réduites par la disposition plane des miroirs.

➤ Inconvénients

- Performances optiques inférieures enivrent 30% par rapport au réflecteur parabolique et cylindro-parabolique.

II.2.2.2 Centrales solaires à capteurs cylindro-parabolique

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire. De nombreuses installations ont déjà été testé et commercialisées, dont certaines dans les années 80. L'installation typique est constituée de trois éléments principaux : le champ solaire, le système thermique et le système de génération électrique. [18]

II.3 Les fluides caloporteurs des systèmes à concentration [13]

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

- **L'eau liquide** : est, a priori, un fluide de transfert idéal. Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique. En outre, elle peut être utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine. Cependant son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées dans les récepteurs en raison des hautes températures atteintes, ce qui pose problème pour les technologies cylindro-paraboliques.
- **Les huiles** : sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400 °C. C'est le fluide le plus couramment employé dans les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques.
- **Les sels fondus** : à base de nitrates de sodium et de potassium offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée. Ils sont donc également de très bons fluides de stockage. Leur température de sortie peut atteindre 650 °C. Leur association avec un concentrateur à tour et un cycle de Rankine constitue une combinaison déjà éprouvée.
- **Les gaz** : tels l'hydrogène ou l'hélium peuvent être utilisés comme fluides thermodynamiques et entraîner les moteurs Stirling qui sont associés aux collecteurs paraboliques.
- **Les fluides organiques** : (butane, propane, etc.) possèdent une température d'évaporation relativement basse et sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
- **L'air** : peut être utilisé comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz.

II.4 Le stockage thermique dans les centrales CSP

II.4.1 Introduction

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

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

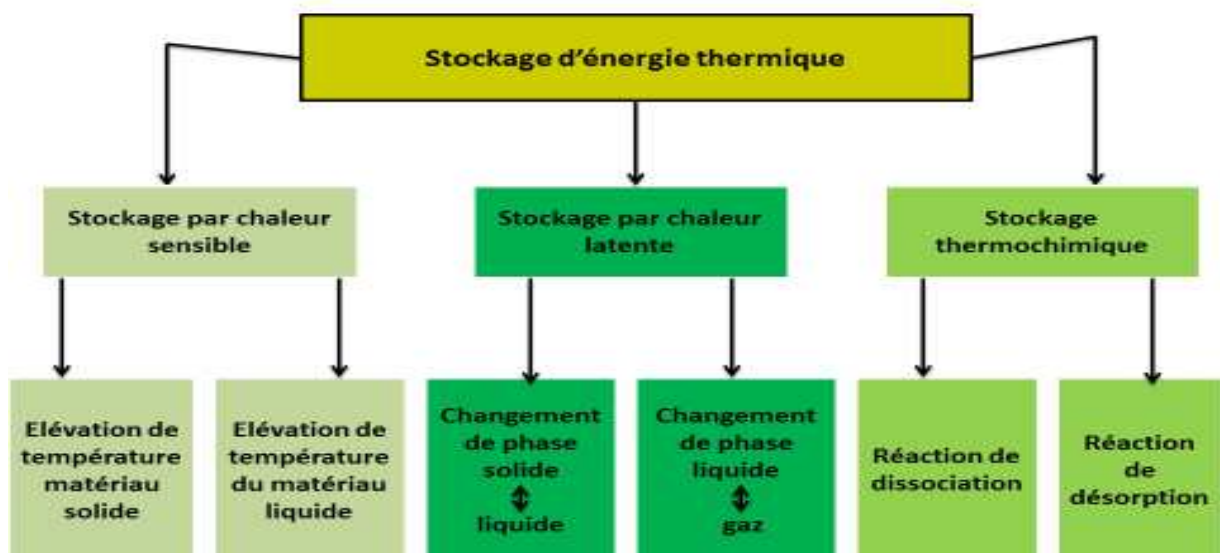


Figure II.7 : Les différentes techniques de stockage de l'énergie thermique

II.4.2 Les différentes techniques de stockage de l'énergie thermique

II.4.2.1 Le stockage de l'énergie par voie sensible

Ce type de stockage consiste à chauffer un milieu liquide ou un solide sans changement de phase (accumuler l'énergie sous la forme d'une élévation de température d'un ou de plusieurs liquides ou solides). Ce milieu est choisi en fonction du niveau de température requis par l'application. Le stockage et la restitution de la chaleur ne se fait pas à température constante. Pour des températures inférieures à 100 °C, l'eau liquide est le composé le plus largement utilisé. Pour des températures supérieures à 100 °C, le stockage de chaleur se réalise dans d'autres milieux liquides comme les sels fondus ou les huiles organiques. Ces composés

permettent d'atteindre des températures élevées (jusqu'à environ 350 °C pour les huiles et 800 °C pour les sels fondus). Ils nécessitent cependant l'utilisation d'un fluide intermédiaire et le coût des matériaux et échangeurs peut être élevés.

II.4.2.2 Le stockage par chaleur latente

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

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

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

II.4.2.3 Le stockage thermochimique

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

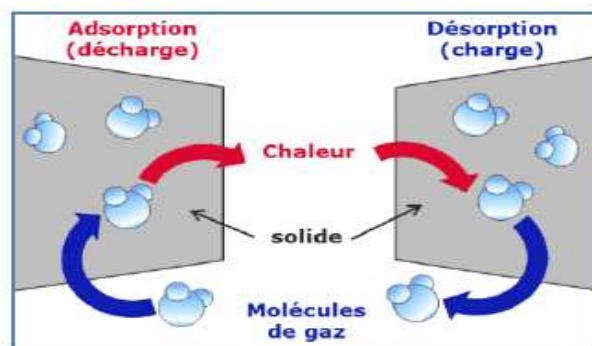


Figure II.8 : Principe de stockage de l'énergie par adsorption/désorption.

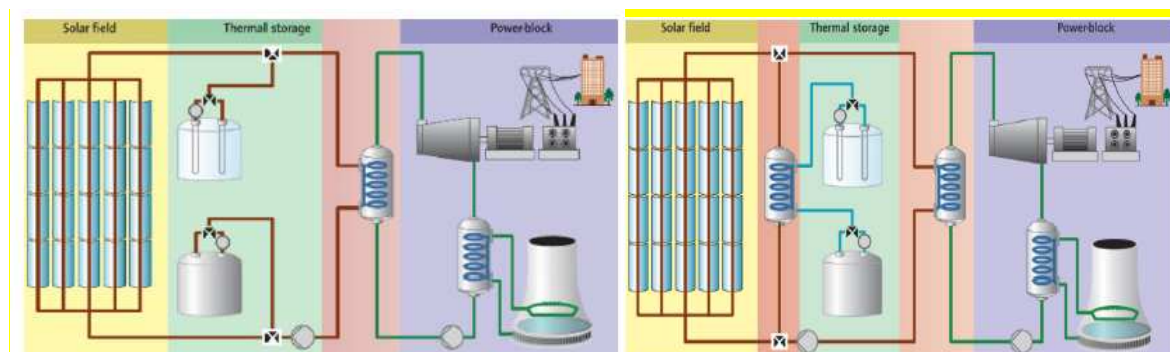
Actuellement, toutes les centrales solaires à concentration commerciales utilisent la technologie de stockage de l'énergie par chaleur sensible, car c'est la technologie la plus maîtrisée et la moins onéreuse.

II.4.3 Stockage direct et indirect

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

Le principe de fonctionnement du stockage deux-cuves est relativement simple [21] :

- Pour stocker l'énergie thermique disponible, le fluide à la température basse du système est pompé de la première cuve, appelée « cuve froide », pour être envoyé dans le champ solaire ou vers un échangeur, chauffé jusqu'à la température haute, puis injecté (ou stocké) dans la seconde cuve, nommée « cuve chaude »
- Pour déstocker l'énergie initialement chargée, le fluide chaud est pompé de la cuve chaude, envoyé vers un échangeur (du groupe de puissance ou du procédé nécessitant de la chaleur), l'énergie emmagasinée est utilisée, puis le fluide revenu à sa température basse est réinjecté dans la cuve froide.
- Le stockage à deux cuves peut donc se présenter sous deux configurations [21] :
- - Si le fluide est identique pour le champ solaire et le stockage, la configuration est appelée « stockage direct » (Figure a). Le stockage direct possède les avantages de réduire les coûts et d'augmenter l'efficacité de la centrale, car on supprime alors l'échangeur thermique.
- - Si le fluide caloporteur circulant dans le champ solaire est différent du fluide de stockage, on nomme cette technologie « stockage indirect » (Figure b). Le stockage indirect permet d'optimiser le choix de chaque fluide en fonction de son application (stockage ou caloporteur).



(a) Stockage deux-cuves direct

(b) Stockage deux-cuves indirect

Figure II.9 : Stockage deux-cuves indirect et stockage deux-cuves direct [21]

Le choix de l'utilisation du stockage direct ou indirect se fait selon la nature des fluides utilisés dans la centrale. Le choix de ces derniers résulte lui-même de l'analyse de critères technico-économiques qu'il est nécessaire de détailler.

II.5 Hybridation des centrales solaires à concentration

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

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

Une centrale solaire hybride contient donc une centrale solaire thermique convertissant en électricité la chaleur provenant soit de concentrateurs solaires soit d'un brûleur appoint à carburant fossile (gaz, pétrole...). L'appoint permet de satisfaire la demande électrique lorsque le rayonnement solaire est trop faible (passage nuageux, la nuit, etc.). Ce concept permet donc de produire en permanence, la nuit ou lorsque les conditions météorologiques ne sont pas optimales. Un autre concept consiste à placer le brûleur en série sur le circuit primaire de façon à élever la température du fluide caloporteur par un apport complémentaire de chaleur à très haute température issu de la combustion.

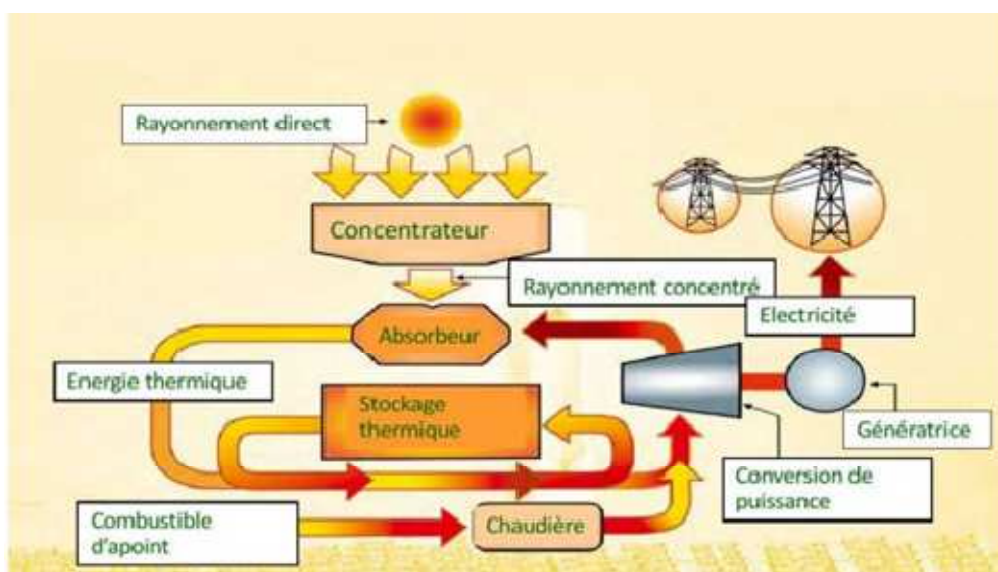


Figure II.10 : Schéma de principe d'une centrale hybride

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

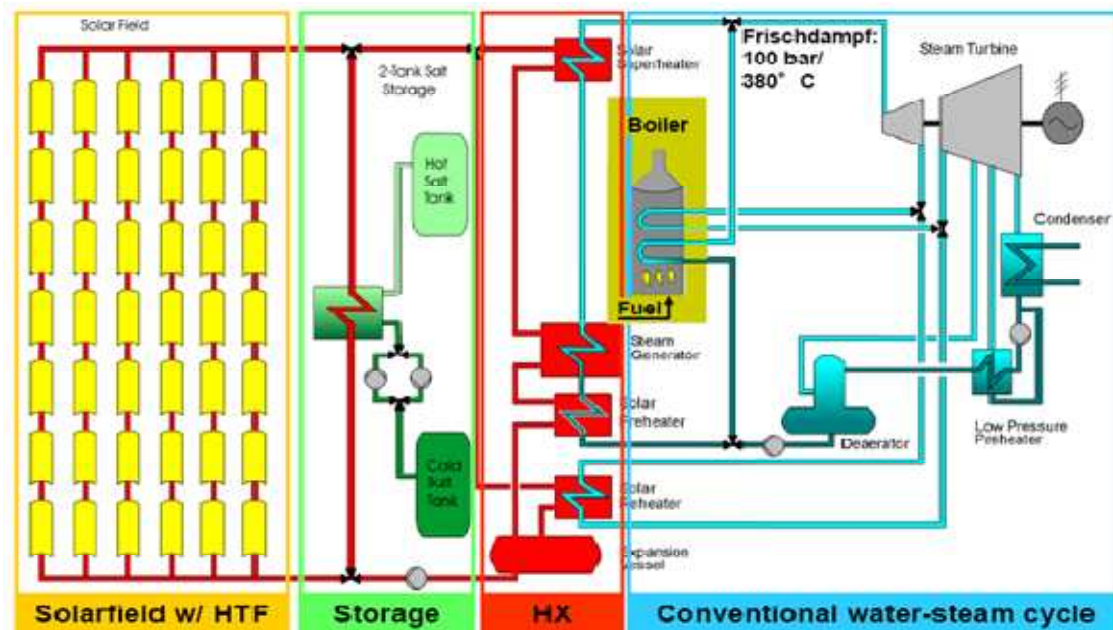


Figure II.11: Exemple de configurations des centrales hybrides (collecteurs cylindro-parabolique)

II.6 Le système de refroidissement des centrales solaires thermodynamiques

Selon la deuxième loi de la thermodynamique, seule une partie de la chaleur dégagée par la combustion peut être convertie en un travail utile pour la production d'électricité. Cela signifie qu'il y a une chaleur résiduelle qui doit être rejetée dans un réservoir d'énergie, qui est à une température plus basse.

L'impact du système de refroidissement sur le rendement net de la centrale solaire est principalement influencé par deux paramètres : la température de condensation et la puissance demandée du système spécifique.

Il existe différents systèmes de refroidissement utilisés dans les centrales solaires thermiques, qui sont :

II.6.1 Les Systèmes de refroidissement à passage unique

Ils peuvent être utilisés lorsqu'une centrale électrique est située à proximité de rivières, de lacs ou de la mer. Si, par exemple, l'eau est prélevée sur une rivière, l'eau de la rivière est pompée en eau de refroidissement à travers les tuyaux à l'intérieur du condenseur, ce qui élimine la chaleur des vapeurs résiduelles. L'eau de refroidissement chauffée est alors simplement retournée à la rivière

II.6.2 Les tours de refroidissement

Une tour de refroidissement est un échangeur de chaleur spécialisé qui utilise le principe du refroidissement par évaporation pour éliminer la chaleur résiduelle du liquide de refroidissement. Le refroidissement est réalisé avec les deux fluides l'air et l'eau, qui sont mis en contact direct entre eux. L'approvisionnement en eau est sécurisé par les rivières, les lacs ou la mer. Deux technologies sont disponibles pour les tours de refroidissement : les tours de refroidissement secs et humides.

II.6.3 Refroidissement par voie humide

L'efficacité maximale de la tour de refroidissement est limitée par la température humide

T_{wb} de l'air de refroidissement :

$$\text{Efficacité} = \left(\frac{T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}}{T_{\text{int}} - T_{\text{wb}}} \right) \times 100 \quad \text{II.4}$$

Où l'efficacité de la tour est entre 70-75%, T_{int} est la température d'entrée de l'eau [°C] à la tour, T_{ext} est la température de sortie de l'eau [°C] de la tour.

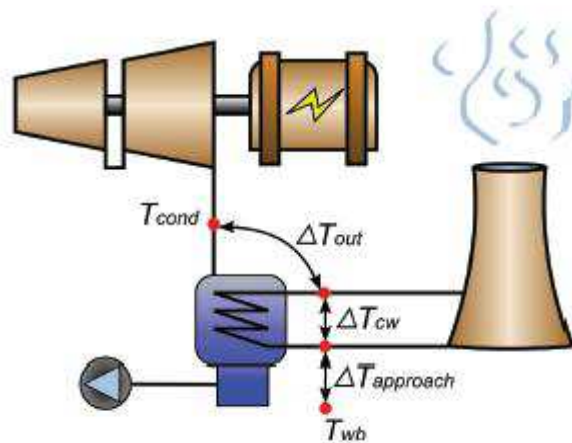


Figure II.12 : Système de refroidissement humide

T_{cw} est la température de l'eau de refroidissement à travers le condenseur.

II.6.4 Refroidissement par voie sèche

Les condenseurs sont refroidis par air et transfèrent leur chaleur directement vers l'environnement. Le condenseur est construit par des tuyaux refroidis par un flux d'air à une vitesse de 100 m/s fournie par un ventilateur.

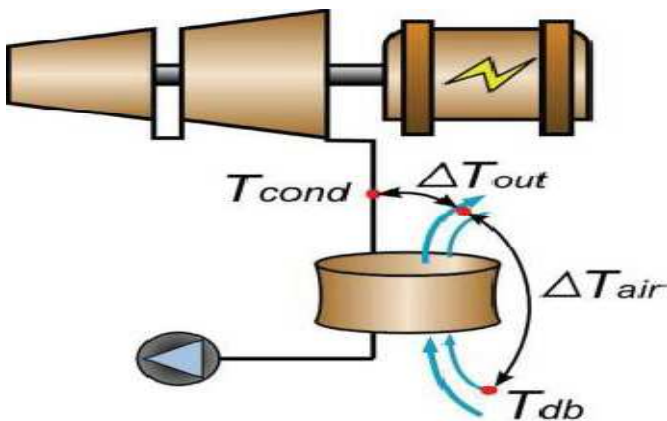


Figure II.13 : Système de refroidissement sec



Figure II.14 : Echangeur de chaleur à air sec

II.7 Conclusion

L'étude des systèmes à concentration du rayonnement solaire est toujours nécessaire, c'est une nouvelle technologie par rapport aux centrales conventionnelles qui nécessitent toujours des améliorations pour réduire le coût et améliorer la production.

Chapitre III : Etat de l'art de la technologie cylindro- parabolique

Introduction

Les centrales solaires de type cylindro-parabolique sont actuellement considérées comme la filière la plus mature et la plus pérenne des centrales CSP. Ce chapitre a pour but de citer leur composition, leur fonctionnement et les différentes connaissances apportées par les études antérieures. Tout d'abord, la technologie des capteurs cylindro-paraboliques est abordée, avant de se focaliser sur les aspects géométriques liés au fonctionnement du système. L'autre partie de ce chapitre est consacrée à établir un état de l'art sur les principales recherches réalisés dans les concentrateurs cylindro-paraboliques. Cela permettra d'apprécier l'intérêt de la problématique de ce travail, ainsi de comprendre et de bénéficier du retour d'expérience des études déjà existantes.

III.1 Technologie des capteurs cylindro-paraboliques

Un collecteur cylindro-parabolique est le composant de base du champ solaire. Il s'agit d'un réflecteur de forme cylindro-parabolique qui concentre le rayonnement solaire sur un récepteur linéaire situé le long de la ligne focale du réflecteur. Ce récepteur est composé d'un tube absorbeur protégé par une enveloppe en verre. L'ensemble est équipé d'un système de poursuite pour suivre la course du soleil. Cette technologie est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire.

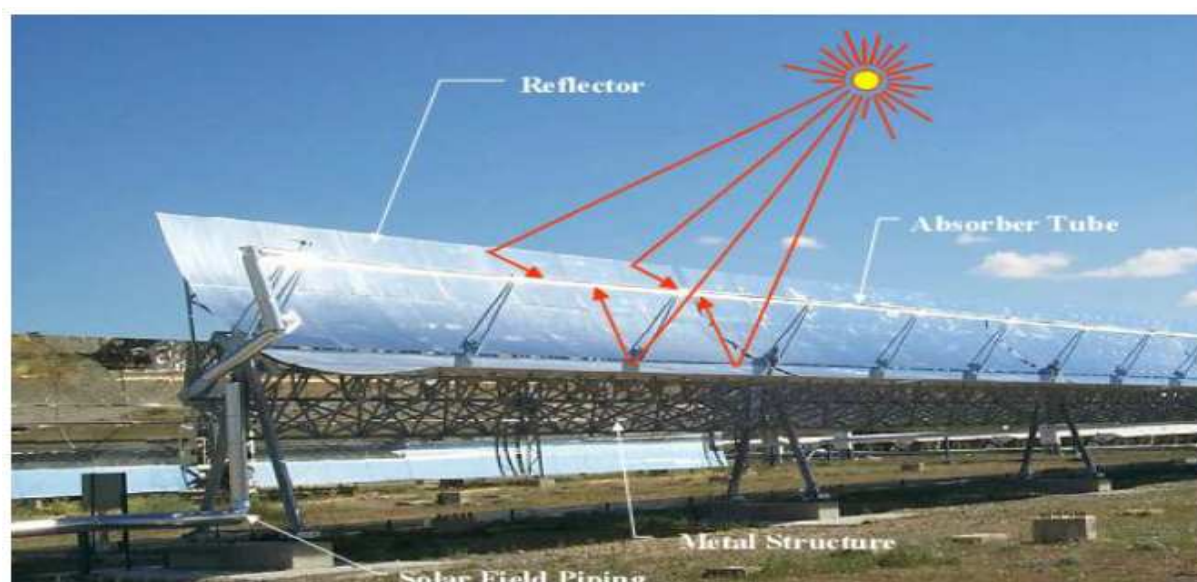


Figure III.1: Capteur solaire cylindro-parabolique [22]

III.2 Principaux composants d'un concentrateur cylindro-parabolique

III.2.1 Les miroirs

Pour un collecteur cylindro-parabolique, le miroir est une surface réfléchissante qui permet de collecter et de concentrer le rayonnement solaire incident au foyer du système (Figure 2).

Ces miroirs sont composés généralement de verre pauvre en fer avec une bonne transmittivité. 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 [18].



Figure III.2 : Réflexion des rayons solaires sur le tube absorbeur.

III.2.2 Le tube récepteur

Le tube absorbeur doit avoir les caractéristiques suivantes [23] :

- Bonne absorption du rayonnement (il s'agit d'une couche de cermet d'un composite céramique/métal projeté par plasma) qui joue le rôle d'un absorbeur sélectif (96% d'absorptivité pour 14% d'émissivité à la température de travail), 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 peuvent être très importantes. Afin de les limiter, le tube est entouré d'une enveloppe de verre sous vide. La Figure 3 montre un exemple d'un tube absorbeur le plus fréquent et le plus développé commercialement (Schott PTR®70) [23].

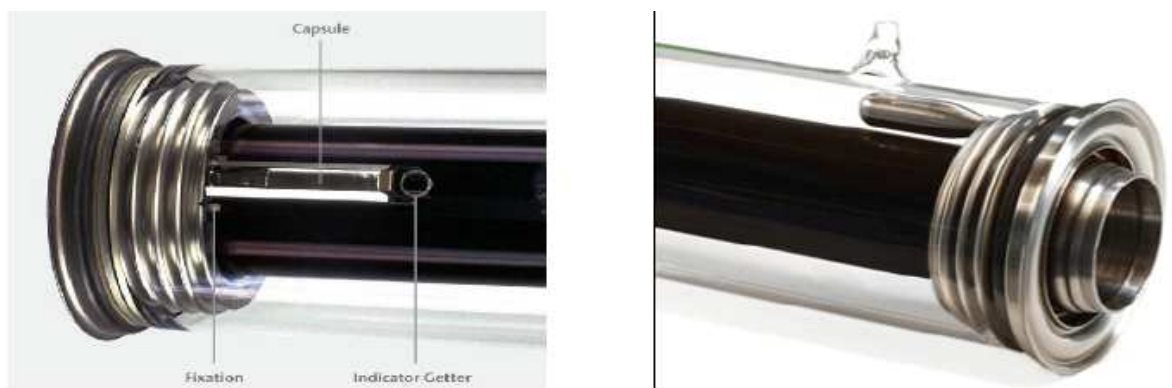


Figure III.3 :Un récepteur de type Schott PTR®70.

Pour les grandes installations où une température du fluide de transfert très élevée est recherchée, les récepteurs (tube absorbeur + enveloppe en verre) sont connectés en série à l'aide des joints de connexion. La figure 4 montre un exemple de deux tubes connectés dans une centrale cylindro-parabolique.

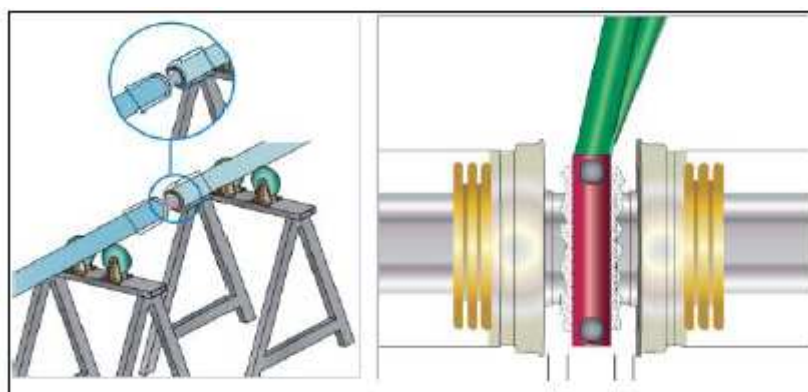


Figure III.4 : Type d'un joint de connexion entre deux récepteurs.

III.2.3 Le système de poursuite

Son rôle est d'adapter l'orientation du capteur de manière à ce que le rayonnement solaire incident soit toujours parallèle au plan de la ligne focale du concentrateur cylindro-parabolique. De cette manière, le rayonnement incident est réfléchi au foyer de la parabole et concentré sur un tube récepteur dans lequel circule le fluide caloporteur (Figure 6).

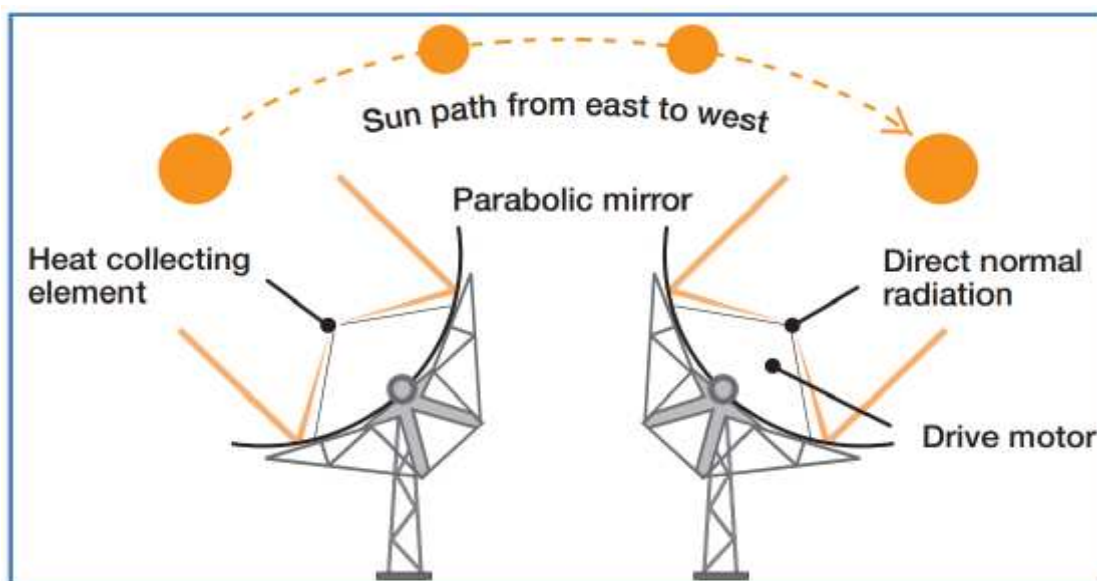


Figure III.5 : Illustration de poursuite solaire pour un collecteur cylindro-parabolique à axe Nord-Sud.

La structure métallique doit être suffisamment solide pour résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent (Figure 6). Elle doit de plus être munie d'extrémités assurant la compatibilité entre les dilatations thermiques inégales de l'acier et du verre.



Figure III.6 : Schéma simplifié du mécanisme de poursuite du collecteur cylindro-parabolique de la MicroSol-R.

III.3 Principe de fonctionnement d'une centrale à capteurs cylindro-paraboliques

Ce type de centrale se compose d'alignements parallèles de longs miroirs hémicylindriques, orientés sur l'axe nord-sud qui tournent autour de ce dernier pour suivre la course du soleil. Les rayons solaires sont concentrés sur un tube horizontal, où circule un fluide caloporteur qui servira à transporter la chaleur vers des échangeurs de chaleur.

La température du fluide peut monter jusqu'à 395°C ou plus. Cette énergie est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne des turbines qui produisent de l'électricité.

Certaines centrales sont désormais capables de produire de l'électricité en continu, nuit et jour, grâce à un système de stockage sous forme de chaleur sensible ou de chaleur latente à base d'une réaction réversible. [24]

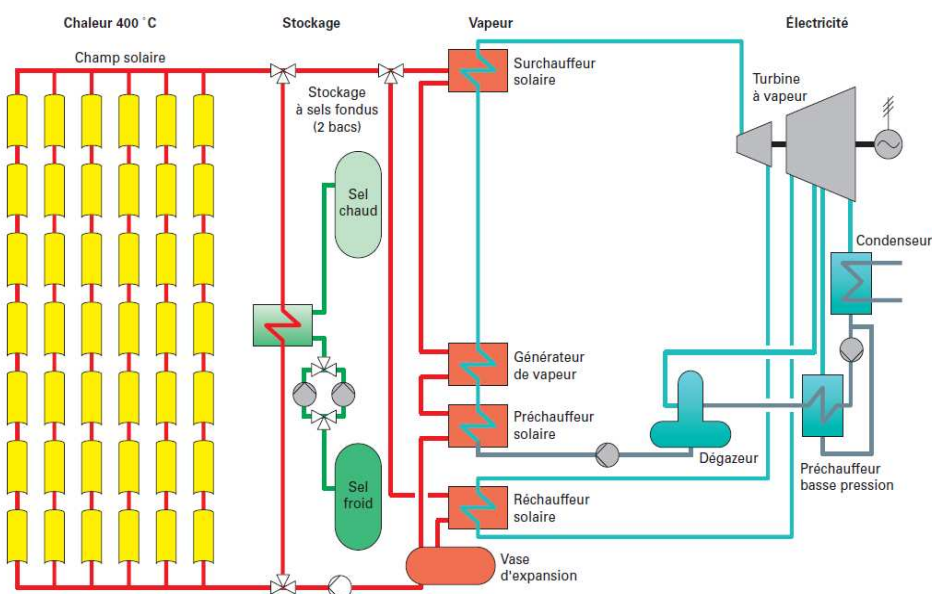


Figure III.7 : Principe de fonctionnement d'une centrale solaire à capteurs cylindro-parabolique



Figure III.8 : Vue aérienne des capteurs solaires de la centrale cylindro-parabolique de Shams, à Abu Dhabi. (Source : Shams Power group)

III.4 Les avantages et les inconvénients

➤ **Avantages**

- Source d'énergie inépuisable et gratuite
- Pas d'émission de polluants
- Peu fonctionner sans intermittence.

➤ **Inconvénients**

- Nécessite une poursuite sensible et coûteuse pour une zone climatique peu ensoleillé
- Surface sur terre importante.

Tableau III.1 : Les principales centrales solaires réalisées [25]

TYPE : Cylindro- parabolique	HTF	Fluide de stockage	site	Surface (m ²)	Puissance (MW)	Mise en service
DEWA CSP	Thermal oil	Sel fondu	Dubaï	-	600	Prévu août 2021
Urat Royal	Thermal oil	Sel fondu	Chine	-	100	2020
Kathu Solar Park	Thermal oil	Sel fondu	Afrique du Sud	-	100	2019
NOOR II	Thermal oil	Sel fondu	Maroc	-	185	2018
ISCC Dubaï 1	Thermal oil	/	Arabie Saoudite	-	43	2017
KaXu Solar One	Thermal oil	Sel fondu	Afrique du Sud	800,000	100	2015
Mojave Solar	Therminol VP-1	/	Etats-Unis (Ca)	-	250	2014
Shams 1	Therminol VP-1	/	Emirats Arabes	627,840	100	2013
Guzmán	Dowtherm A	/	Espagne	310,406	50	2012
ISCC Hassi R'mel	Thermal oil	/	Algérie	183,860	20	2011
Archimede	Sel fondu	Sel fondu	Italie	31,860	5	2010
Solnova 1	Thermal oil	/	Espagne	300,000	50	2009
Andasol-1	Dowtherm A	Sel fondu	Espagne	510,120	49.9	2008
Nevada Solar One (NSO)	Dowtherm A	/	États-Unis	357,200	72	2007

III.5 Etat de l'art

Depuis des décennies, la grande majorité des centrales solaires à concentration productrices d'électricité dans le monde était basé sur la technologie des concentrateurs cylindro-paraboliques. Ainsi, la première à avoir été commercialisée. L'exemple le plus vieux au monde demeure le complexe de Solar Electric Generating Systems (SEGS) composé de 9 centrales cylindro-paraboliques mises en service entre 1984 et 1990, et ce dans le désert de Mojave en Californie (États-Unis). A ce jour, ce complexe reste toujours le plus puissant avec une capacité installée de 354 MW.

Vu l'importance du sujet, de nombreuses études sur ce type de concentrateurs ont été proposées dans la littérature, dans ce qui suit nous présentons un état de l'art de la technologie des concentrateurs cylindro-paraboliques où on va citer quelques travaux de recherches dans ce domaine.

Dans un champ solaire composé de concentrateurs cylindro-paraboliques d'une puissance de 250 KW en Iran, Yaghoubi [26] a utilisé la thermographie infrarouge hors ensoleillement. Il a pu déterminer la valeur des pertes thermiques pour trois différents types de tubes absorbeurs, en mesurant la température du verre du récepteur solaire. Les résultats ont montré que les pertes thermiques pour un tube rempli d'air sont 40% plus élevée que celles de tube sous vide, alors que 3 à 5% de l'efficacité du collecteur est réduite. Pour le verre brisé, les calculs ont montré que l'efficacité thermique est réduite de 12 à 16%.

Valenzuela et al. [27] ont proposé des modèles optiques et thermiques pour évaluer les performances d'un system de concentration cylindro-parabolique à grande échelle. Sur la base d'une série des tests expérimentaux, un modèle composé principalement par des corrélations empiriques a été développé.

Odeh et al. [27] ont proposé d'analyser les performances d'un PTC avec deux types de fluides caloporteurs : l'huile synthétique et l'eau. Une formule mathématique a été développée pour prédire l'efficacité thermique du PTC en fonction de la température de tube absorbeur. Les pertes thermiques du PTC ont été décrites en termes de propriétés de l'absorbeur, de la vitesse du vent, de la température de la paroi de l'absorbeur et du rayonnement solaire.

García-Valladares et al. [28] ont développé un modèle numérique qui tient compte des différents échanges thermiques sur un récepteur HCE mono-passe. Ils ont proposé ensuite d'étudier un absorbeur de type double passe afin de comparer ces deux configurations. Les résultats obtenus montrent que les performances du système peuvent être améliorées avec la nouvelle proposition. A noter que l'avantage énergétique de la configuration de double passe n'est pas assez fort devant la construction de ce type de HCE.

Ze-Dong Cheng et al. [29] ont développé un modèle pour optimiser les performances optiques des systèmes PTC. Ce modèle proposé est basé sur l'algorithme dit PSO (ParticleSwarm Optimization) et la méthode MCRT. Les résultats des simulations sont obtenus en utilisant la configuration du collecteur appelé T6R4 PTC.

III.6 Conclusion

L'étude des performances d'un concentrateur cylindro-parabolique nécessite la compréhension des éléments clés constituant une centrale solaire à l'échelle opérationnelle. En effet, l'objectif est de comprendre le comportement d'un capteur dans les conditions idéales et réelles de fonctionnement. Dans ce contexte, nous avons présenté brièvement les différents éléments composant le collecteur cylindro-parabolique, A la fin, un état de l'art sur quelques études proposées dans la littérature a été abordé.

Chapitre IV : modélisation et simulation

Introduction

L'objectif de ce chapitre est de déterminer la configuration et les performances optimales de notre centrale solaire thermique sur différents sites Algériens d'une puissance de 50 MWe, en utilisant le principe de minimisation du LEC et du maximum d'énergie produite, tout en tenant compte de l'influence des différents paramètres tels que : paramètres du site, système de stockage (heure de pleine charge), système de remplissage fossile (fraction de combustible de remplissage) et les paramètres financiers (taxes, ...) . Pour ce faire, le logiciel SAM a été utilisé

IV.1 Outil de modélisation

System Advistor Model 'SAM', est un logiciel qui réalise l'analyse du coût et des performances. Il a été conçu pour faciliter la prise de décision pour les personnes impliquées dans l'industrie des énergies renouvelables. Il a été développé par le laboratoire national des énergies renouvelables le 'NREL', les laboratoires nationaux de Sandia, en partenariat avec le département d'énergie des Etats Unies le 'DOE', et du programmes et technologies de l'énergie solaire le 'SETP'. Le logiciel 'SAM' calcule le coût de production d'électricité en se basant sur les renseignements fournis sur l'emplacement de l'installation et les coûts d'exploitation, le type de financement, le crédit d'impôt applicable, les incitatifs, et les spécifications du système. Le logiciel est basé sur un moteur de simulation horaire qui interagit avec la performance, le coût et les modèles de financement pour calculer la production et le coût de l'énergie. 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 photovoltaïques, les capteurs plans, le chauffage solaire et d'autres applications. [30]



Figure IV.1: Page de démarrage du logiciel.

IV.2 Modèle mathématique

IV.2.1 Étude technique

Dans le but de construire un modèle convenable pour l'analyse thermique du concentrateur, certaines hypothèses sont prises [31]

- Le régime est permanent ;
- Les échanges par conduction dans l'absorbeur et l'enveloppe de verre sont négligeables ;
- Le flux de chaleur est unidimensionnel ;
- Les radiations sur le collecteur sont uniformes et réparties.

Tous les modèles sont basés sur l'établissement d'un bilan énergétique du concentrateur qui inclut le rayonnement solaire direct, les pertes optiques et thermiques dont le but est de déterminer la puissance utile délivrée par le fluide caloporteur. On peut exprimer cette puissance utile délivrée par le récepteur par :

$$Q_u = Q_{\text{abs}} - Q_{\text{perdue}} \quad \text{IV.1}$$

L'expression du rayonnement solaire absorbé est [32] :

$$Q_{\text{abs}} = A_c I_d \text{IAM} \eta_{\text{op}} K_{\text{ombre}} K_{\text{extr}} \quad \text{IV.2}$$

La relation qui permet de calculer le rayonnement direct est comme suit [33] :

$$I_d = \text{DNI} \cos(\theta) \quad \text{IV.3}$$

L'expression de l'angle d'incidence θ pour un capteur ayant un axe Nord-Sud pour la poursuite Est-Ouest du soleil est [34]

$$\cos \theta = \sqrt{\cos^2 \theta_z + \cos \delta \sin^2 h} \tag{IV.4}$$

Avec: $\cos \theta_z = \sin h$ IV.5

Duldey donne l'expression de IAM (Facteur de correction d'angle d'incidence) pour le capteur Euro Through [35] :

$$IAM_{ET150} = 1 + 0.000884 \frac{\theta}{\cos \theta} - 0.00005369 \frac{\theta^2}{\cos \theta} \tag{IV.6}$$

Le rendement optique [32] : $\eta_{op} = \rho \alpha \tau \gamma$ IV.7

Le Facteur de performance qui tient compte de l'effet d'ombre causé par les rangés des concentrateurs disposés en parallèle peut être calculé par la relation suivante [36] :

$$K_{ombre} = \frac{W_{eff}}{w} = \frac{L_{espace}}{w} \frac{\cos \theta_z}{\cos \theta} \tag{IV.8}$$

L'équation qui permet de calculer le facteur de performance qui tient compte des pertes aux extrémités du tube récepteur (HCE) est [37] $K_{extr} = 1 - \frac{f \tan \theta}{L_c}$ IV.9

L'expression de la puissance perdue au niveau du récepteur est donnée par [32] :

$$Q_{perdue} = U_L A_{ab}(T_f - T_a) \tag{IV.10}$$

L'efficacité thermique est le rapport entre la puissance utile et la puissance nette absorbé par le récepteur [38] :

$$\eta_{th} = \frac{Q_{uf}}{Q_{ab}} = \frac{A_{ab(int)} h_{uf}(T_{ab} - T_f)}{A_c I_d} \tag{IV.11}$$

La puissance finale produite est :

$$P = Q_u \eta_{th} \tag{IV.12}$$

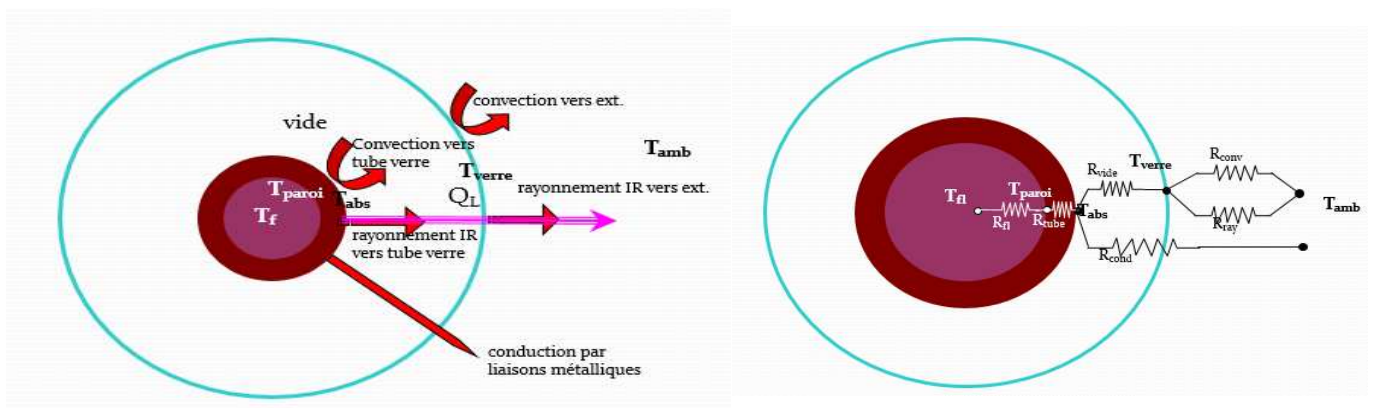


Figure IV.2 : les pertes thermiques au niveau du récepteur

IV.2.2 Étude Économique (Modèle pour l'évaluation des coûts)

Le coût actualisé de l'électricité (LEC) est donné par [18] :

$$LEC = \frac{I \frac{(1+r)^n r}{(1+r)^n - 1} + M_Y}{E_Y} \quad \text{IV.13}$$

IV.3 Description des sites choisis

Les sites choisis pour cette étude sont :

Tamanrasset, HassiR'mel, Alger et Djelfa dans le sud de l'Algérie. Les données météorologiques de ces sites comme le DNI et la température ambiante sont triées de la base de données NREL (données satellitaires), le tableau ci-dessus représente les paramètres de ces sites.

Tableau IV.1 : Les paramètres des sites choisis

Sites Paramètre	Tamanrasset	Hassi R'mel	Alger	Djelfa
Latitude (°)	22.785	32.941	36.752	34.674
Longitude(°)	5.523	3.273	3.042	3.253
Altitude(m)	1371	783	168	1143
Température ambiante(C°)	21.9	19.4	18.8	14.9
Vitesse du vent (m/s)	4.3	4.4	3.5	3.2
DNI (KWh /m ² .an)	2660.3	2478.4	1866.2	2207.7

IV.4 Les Critères de choix des sites pour les centrales CSP

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

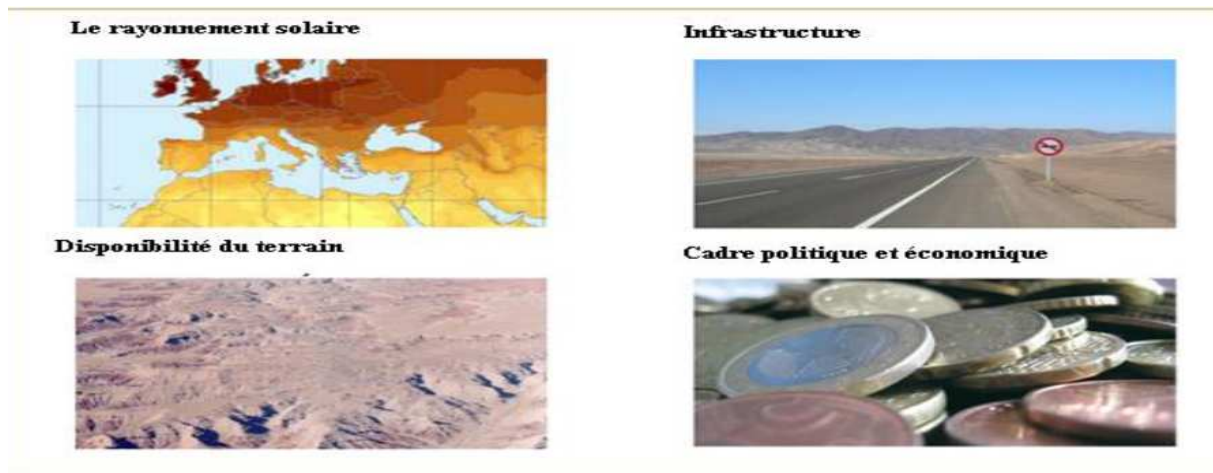


Figure IV.3: Les critères de choix du site pour CSP

IV.4.1 Le rayonnement solaire

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

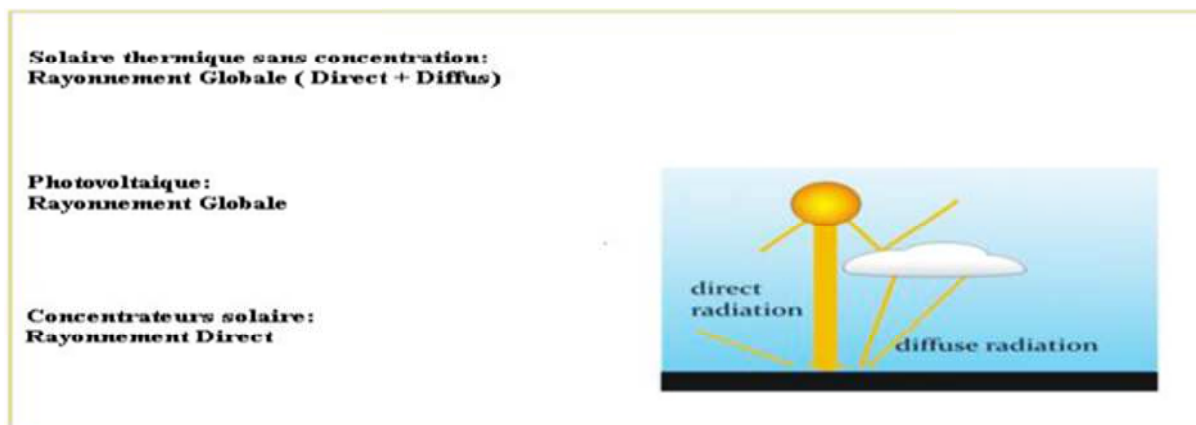


Figure IV.4: Les utilisations de l'énergie solaire et les composantes du rayonnement correspondant

Le paramètre le plus pertinent à considérer est le DNI (Irradiance Direct Normal) qui est défini comme la densité du flux de rayonnement dans le spectre solaire ($0,3 \mu\text{m}$ à $3 \mu\text{m}$) incident à la surface de la terre perpendiculaire à la direction du soleil intégré sur un petit cône traçant du soleil. Le DNI est affecté par l'absorption et la diffusion du rayonnement solaire sur les molécules d'air, l'ozone, la vapeur d'eau et les aérosols. L'unité du DNI est le Watt par

mètre carré (W / m^2). Toutefois, ce sont les sommes annuelles cumulées qui sont prises comme paramètre pour l'évaluation de la disponibilité du rayonnement direct sur un site donné. Dans ce cas, l'unité est une énergie par mètre carré et par an ($kWh / m^2 .an$). Il est courant dans la littérature des CSP d'utiliser le terme "DNI" dans ce dernier sens.

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

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

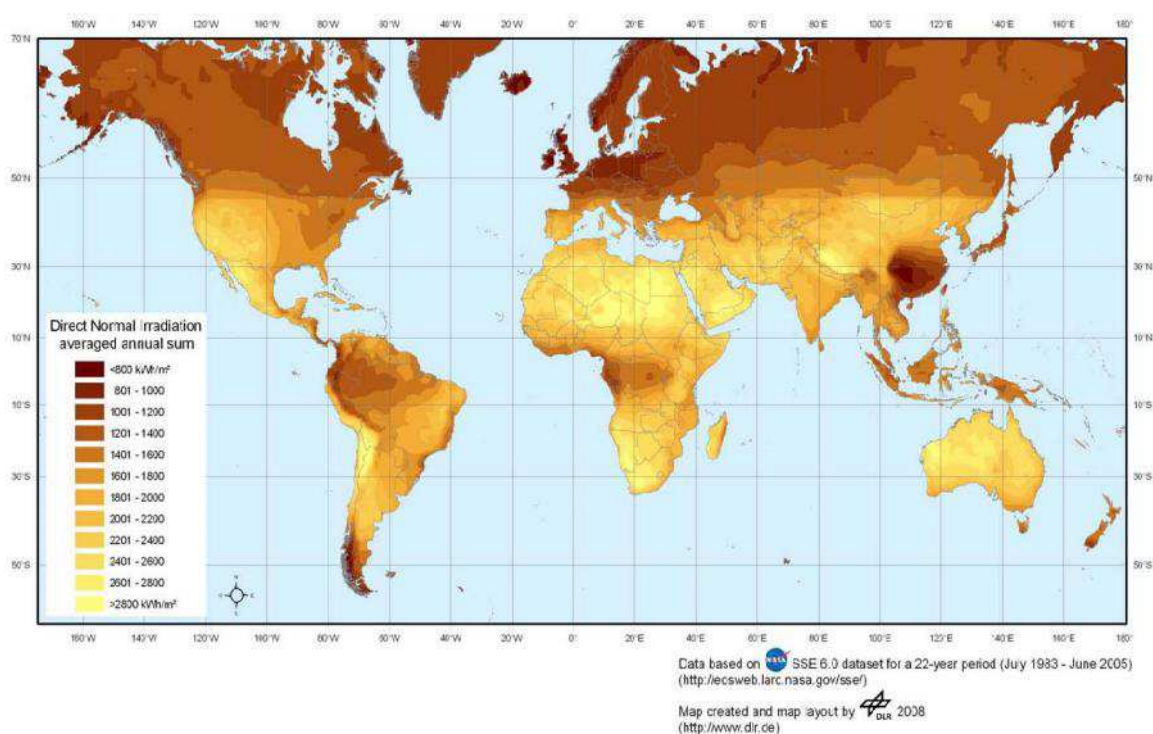


Figure IV.5 : Irradiation annuelle directe normale en $kWh / m^2 / an$.

IV.4.2 Les ressources terrestres

Les centrales CSP ont besoin d'une grande surface terrestre par rapport aux centrales électriques conventionnelles. La disponibilité de terrains pour construire de grands champs de capteurs CSP est donc un critère de site important. La terre doit se conformer à certaines conditions naturelles afin d'être aptes à la construction d'une centrale. En outre, les zones protégées doivent être évitées et le potentiel de danger naturel local doit être considéré.

IV.4.3 Les conditions terrestres naturelles et l'utilisation des terres

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

IV.4.4 La couverture terrestre et l'utilisation des terres

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

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

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

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

IV.4.5 La disponibilité de l'eau pour refroidissement

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

En outre, l'eau est également utilisée pour le nettoyage du réflecteur et pour l'alimentation du cycle de vapeur. Toutefois, dans le cas des centrales SEGS en Californie, 80% de l'eau consommée est utilisée pour le refroidissement et 5% seulement pour le nettoyage du

réflecteur et 15% pour d'autres besoins de la centrale électrique (International Renewable Energy Agency, 2012).

IV.4.6 La pente du terrain

En fonction de la technologie CSP, la pente affecte la faisabilité d'une centrale CSP et aussi ses coûts. Les systèmes (cylindro-paraboliques et centrales de miroir de Fresnel) surtout focalisation linéaire ont besoin de grandes surfaces suffisamment plates. Les centrales à capteurs cylindro-paraboliques peuvent atteindre jusqu'à 150 mètres de longueur

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

IV.4.7 Le 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 pour des sites avec des risques plus élevés de dommages.

IV.4.8 Les coûts des terrains et la propriété foncière

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

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

IV.5 Les paramètres de conception

Les composants des centrales CSP devraient avoir une conception optimisée pour un meilleur ajustement avec les HTF, les systèmes de stockage thermique d'énergie (FLH), les paramètres du champ solaire et le bloc de puissance.

Le champ solaire (miroirs et le récepteur thermique) 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 (SM), la fraction de combustible de remplissage (FFF) de l'hybridation, le facteur de capacité (efficacité CF) et la capacité du système de stockage (Heures de pleine charge FLH).

IV.5.1 Multiple solaire (SM)

Est la surface d'ouverture du champ exprimée comme un multiple de la surface d'ouverture nécessaire pour faire fonctionner le cycle de puissance à sa capacité nominale.

IV.5.2 Heures de pleine charge (FLH)

C'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.

IV.5.3 Fraction de combustible de remplissage (FFF)

C'est une fraction de la production brute de la 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.

IV.5.4 Facteur de capacité (CF)

C'est le rapport entre la valeur prévue de la production électrique du système au cours de la première année de fonctionnement et la production indiquée sur la plaque signalétique, qui est équivalente à la quantité d'énergie que le système produirait s'il fonctionnait à sa capacité nominale pour chaque heure de l'année.

IV.5.5 Le coût actualisé de l'électricité (LEC)

C'est la valeur nette du coût unitaire de l'électricité sur la durée de vie d'un actif de production. L'optimisation des centrales électriques (configurations, technologies, modèles et scénarios) est faite généralement sur la base de ce paramètre, il est calculé par :

$$LEC = \frac{\text{somme des coûts}}{\text{somme de l'énergie électrique produite}}$$

IV.6 Optimisation de la centrale (configurations, technologies, modèles et scénarios)

La méthode d'optimisation utilisée dans notre travail est celle intégrée dans le logiciel SAM.

Différentes configurations ont été choisies pour notre centrale en fonction des paramètres suivants :

- 1- Type de condenseur :
 - Refroidissement par voie humide
 - Refroidissement à air sec.
- 2- Type de configuration du fluide caloporteur (sel fondu, l'huile).

Tous les paramètres cités ci-dessus et d'autres paramètres sont utilisés pour déterminer la configuration optimale de notre centrale.

Les modèles proposés sont :

Modèle 1 (M1) : Champ solaire uniquement (sans stockage et sans système hybride).

Modèle 2 (M2) : Intégration du système de remplissage (sans stockage).

Modèle 3(M3) : Intégration de stockage thermique (sans système hybride).

Modèle 4 (M4) : Intégration du système hybride et stockage.

Le tableau ci-dessus représente les différentes configurations et scénarios :

Tableau IV.2 : représente les différentes configurations et scénarios

La centrale CSP	Technologie et configuration	Scenarios
Centrale solaire à capteurs cylindro-parabolique	T1: Therminol VP-1 comme HTF	S1: Refroidissement par évaporation
	T2: sel fondu comme HTF chaudière	S2: Refroidissement par air sec

Dans notre modélisation, le collecteur Eurotrough ET150 a été utilisé, et pour le récepteur, il est de type Schott PTR70

La figure suivante représente les étapes à suivre pour déterminer les performances optimales de notre centrale :

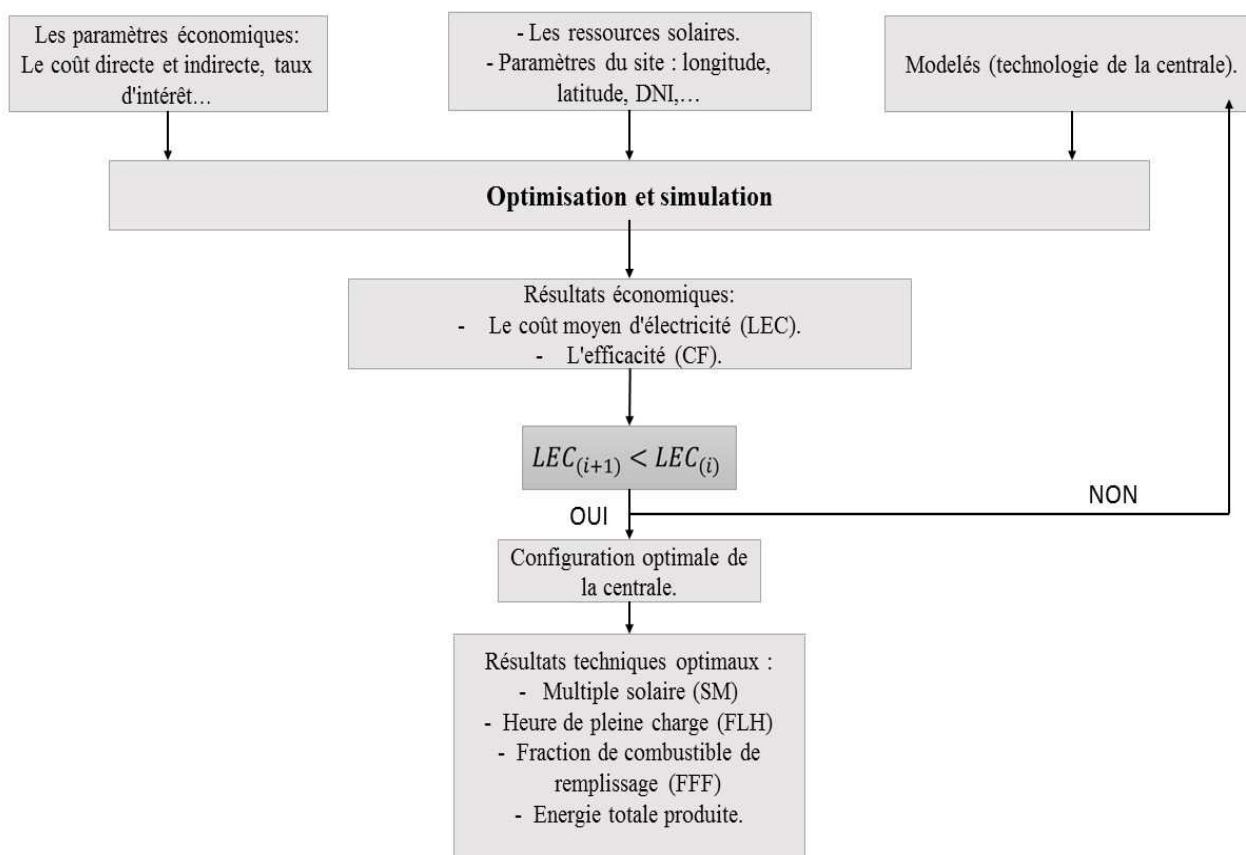


Figure IV.6 : Organigramme de calcul pour déterminer les performances optimales

IV.7 Calcul des performances et analyse des résultats

Dans cette partie, nous allons déterminer les performances optimales de la centrale, en appliquant les différents modèles

IV.7.1 Modèle 1(M1) Champ solaire uniquement (sans stockage et sans système hybride)

Contrairement aux conceptions des centrales à tour et des concentrateurs linéaires de Fresnel qui nécessitent une optimisation de la hauteur de la tour, du récepteur, de la géométrie de l'héliostat, de la surface nette d'ouverture, et enfin la longueur du collecteur, les systèmes paraboliques sont basées sur des conceptions modulaires et de composants individuels, donc il est inutile d'effectuer cette étape. Pour le collecteur, nous avons opté pour la géométrie du nouveau collecteur de la société Abengoa (Eurotrough ET150), et pour la géométrie du récepteur, nous avons utilisé le récepteur Schott PTR70. A la base des technologies et

scénarios cités précédemment, les configurations optimales ont été déterminées et données dans le tableau IV.4, Ces configurations ont été déterminées à la base des faibles LEC et SM optimale. Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures ci-dessous :

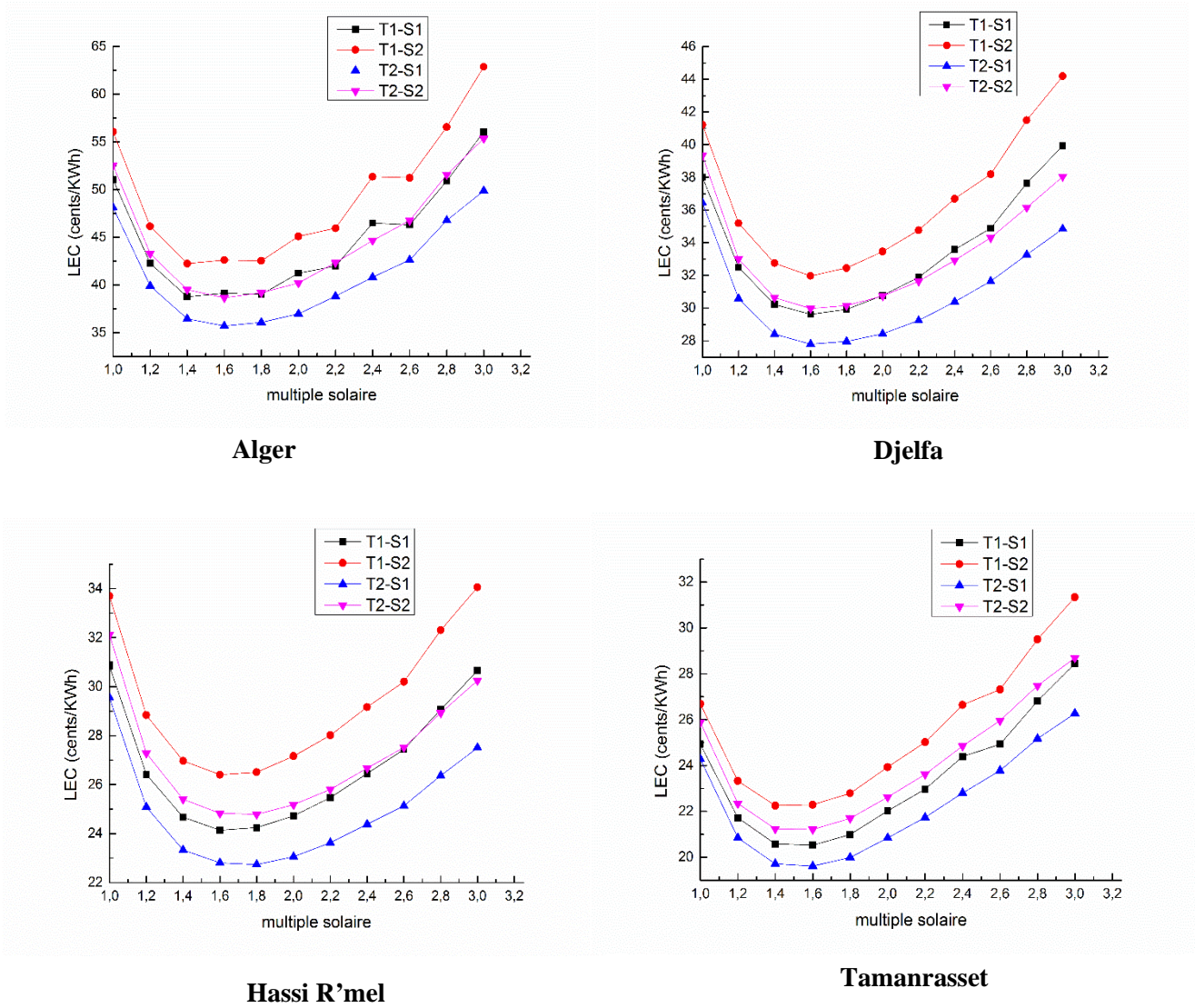


Figure IV.7: La variation du LEC en fonction de multiple solaires avec différentes technologies et scénarios

À partir des résultats obtenus, 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 de la grande surface du champ solaire de la centrale.

A partir des résultats obtenus, on peut constater que :

- Le refroidissement par voie humide est meilleur par rapport au refroidissement sec, il suffit juste de choisir un site où les ressources en eau sont disponibles et gratuites
- A partir d'une certaine valeur de SM (surface du champ solaire), il sera inutile d'augmenter la surface car les réflecteurs ne vont pas contribuer dans la concentration du rayonnement, et cela est bien apparent dans les résultats obtenus où la production annuelle diminue malgré l'augmentation du champ solaire

L'utilisation des sels fondus comme HTF donne de meilleures performances pour tous les sites, cela est dû aux valeurs des irradiations normales directes élevées pour les quatre sites sélectionnés qui dépassent les 1900 KWh/m².an, et comme les températures de fonctionnements des sels fondus sont élevées (238°C- 593°C), Ce qui rend l'utilisation de ces derniers est plus rentable par rapport à l'huile synthétique, c'est pour ces raisons que nous avons obtenues T2 comme technologie optimale.

Tableau IV.3 : Caractéristiques des HTF

	T _{min} de fonctionnement optimale	T _{max} de fonctionnement optimale	T _{congé} de fonctionnement optimale
L'huile synthétique	12	400	12
Sel fondu	238	593	238

Les performances optimales de l'installation en utilisant le premier modèle sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.4 : Les performances optimales de l'installation pour le 1^{er} modèle de tous les sites

Technologie et Scenarios	Tamanrasset			Hassi R'mel			Djelfa			Alger		
	SM	LEC _{opt} (cents /KWh)	Energie annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents /KWh)	Energie annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents /KWh)	Energie annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents /KWh)	Energie annuelle (GWh)
T1-S1	1,6	20,5254	114,139	1,6	24,1389	96,4309	1,6	29,6195	78,0616	1,8	39,0029	61,3511
T1-S2	1,4	22,2484	99,7759	1,6	26,402	87,8907	1,6	31,9729	72,1592	1,4	42,2306	51,5972
T2-S1	1,6	19,6156	119,673	1,8	22,733	106,962	1,6	27,799	83,3349	1,6	35,6822	64,4753
T2-S2	1,6	21,213	110,286	1,8	24,7862	97,7875	1,8	30,1594	79,8616	1,6	38,6597	59,3982

IV.7.2 Modèle 2 (M2) intégration du système de remplissage (sans stockage)

Dans cette partie, nous avons déterminé l'effet du système de remplissage fossile sur les performances optimales de notre centrale du modèle 1 pour différentes valeurs de FFF.

Si FFF est supérieure à zéro pour toutes les périodes, le système est considéré comme incluant un brûleur fossile qui réchauffe le HTF avant qu'il soit transmis au cycle de puissance, lorsque l'énergie solaire livrée au cycle de puissance est inférieure à celle nécessaire pour fonctionner le bloc d'alimentation à sa capacité nominale, le réchauffeur de secours fournirait suffisamment d'énergie pour compenser la chaleur manquante.

La fraction de remplissage 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. Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures ci-dessous :

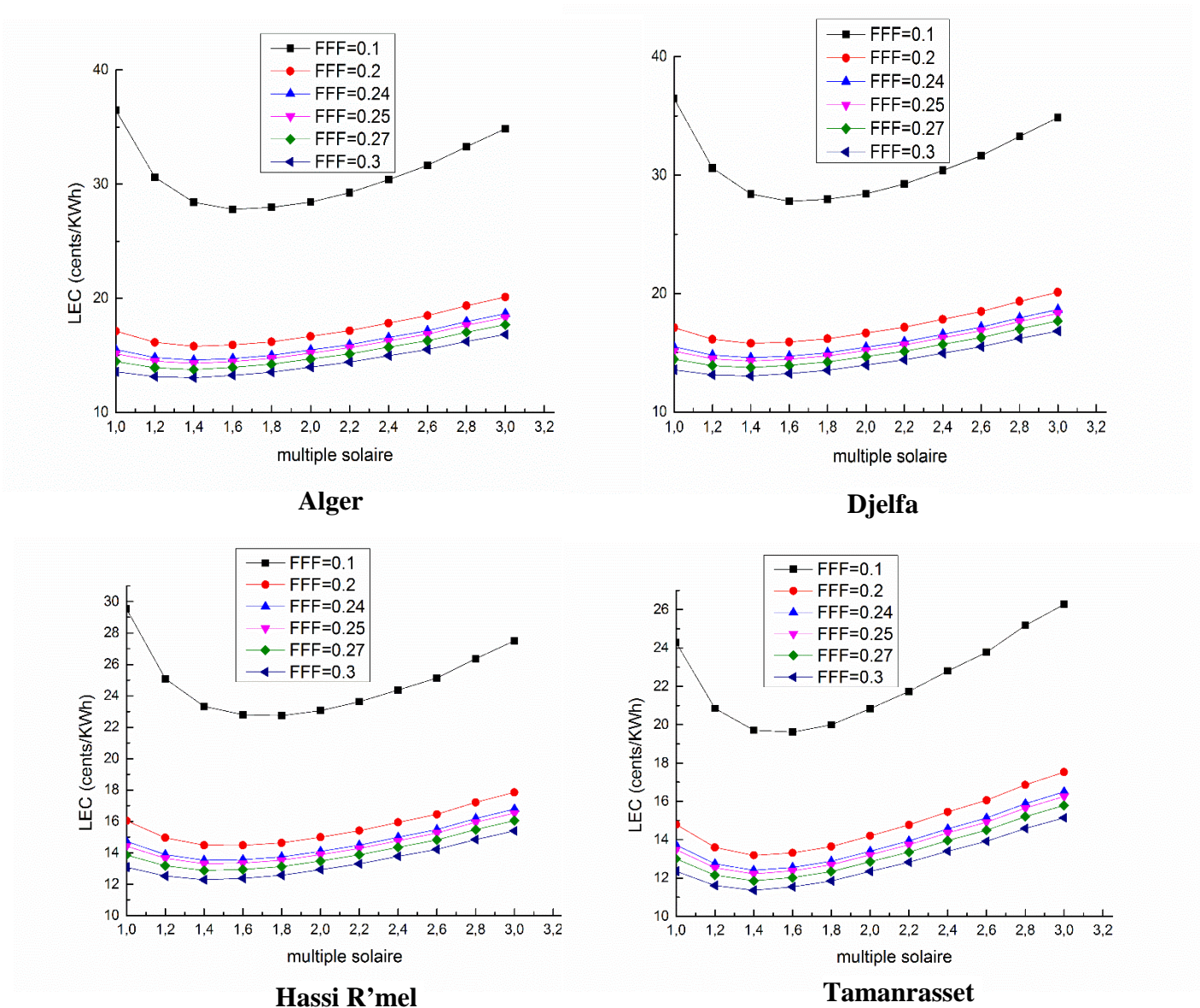


Figure IV.8 : Les résultats de l'hybridation pour tous les sites

Dans cette partie, nous avons déterminé l'effet de l'hybridation sur les performances optimales de la centrale pour différentes valeurs de FFF qui varient de 0,1 à 0,3.

En analysant les résultats obtenus dans le deuxième modèle, on remarque que le LEC diminue en fonction de l'augmentation de la fraction du combustible de remplissage, jusqu'à sa valeur optimale avec un SM de 1.4 pour tous les sites, au-delà de cette valeur le LEC augmente. Les résultats obtenus montrent que le LEC diminue lorsque la fraction de combustible augmente, cette diminution du coût s'explique par une diminution importante de la surface de champ solaire et par une augmentation de l'énergie thermique produite, cette dernière est due à une production suffisante de l'énergie thermique assurée par la chaudière de sauvegarde qui fournit une énergie supplémentaire lorsque l'énergie solaire n'est pas disponible, ce qui confirme l'avantage de l'hybridation qui mène à une réduction importante de la surface de champ solaire et à une réduction de coût.

En comparant ces résultats avec ceux du premier modèle, on constate que la surface d'ouverture du champ solaire et le LEC optimal diminue et la production d'électricité annuelle augmente. (On prend comme exemple le site de Tamanrasset, la production d'électricité annuelle dans le 1^{er} modèle est 119.67 GWh et pour le 2^{ème} modèle 203.06 GWh, ces résultats nous confirment l'avantage d'intégrer un système hybride dans la centrale par rapport un mode 100% solaire

Les performances optimales de l'installation en utilisant le deuxième modèle sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.5 : Les performances optimales de l'installation en utilisant le deuxième modèle

FFF	Alger			Djelfa			Hassi R'mel			Tamanrasset		
	SM	LEC _{opt} (cents/ KWh)	Energie annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents/ KWh)	Energie Annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie Annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie Annuelle (GWh)
0.1	1.6	35.6822	64.4753	1.6	27.799	83.3349	1.8	22.733	106.962	1.6	19.6156	119.673
0.2	1.4	17.8402	125.661	1.4	15.9744	142.861	1.6	14.4751	164.817	1.4	13.1864	173.059
0.24	1.4	16.1951	139.131	1.4	14.5703	155.606	1.4	13.5194	168.511	1.4	12.4035	184.784
0.25	1.4	15.8199	142.618	1.4	14.2912	158.836	1.4	13.2981	171.507	1.4	12.2188	187.785
0.27	1.4	15.1034	149.786	1.4	13.7596	165.376	1.4	12.868	177.644	1.4	11.8602	193.9
0.3	1.4	14.136	160.691	1.4	13.0373	175.176	1.4	12.2803	186.776	1.4	11.3632	203.067

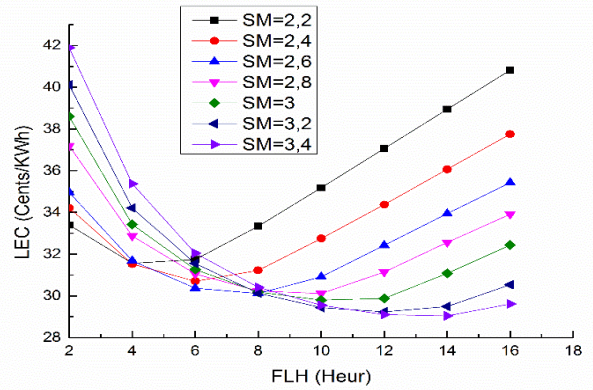
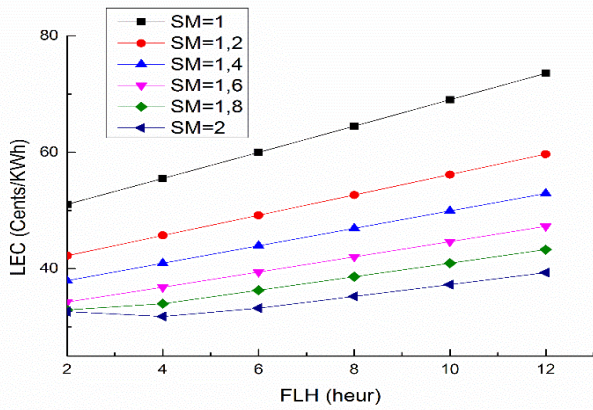
IV.7.3 Modèle 3 (M3) intégration de stockage thermique (sans système hybride)

Les centrales solaires thermodynamiques sont confrontées à de nombreux obstacles techniques et économiques et qui doivent être largement compatibles avec les données météorologiques de site (DNI, températures, vitesse de vent...), elles doivent être compatibles aussi avec l'énergie des combustibles fossiles afin de satisfaire la demande et de couvrir le caractère intermittent de l'énergie solaire.

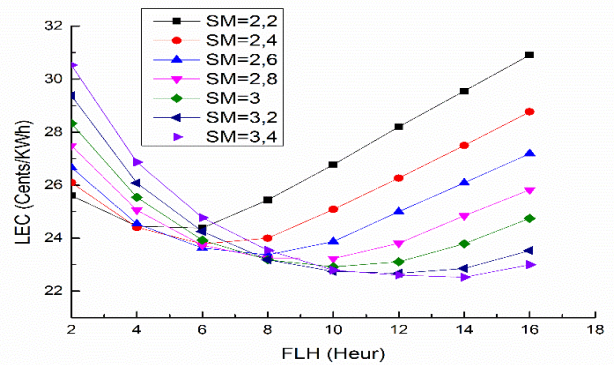
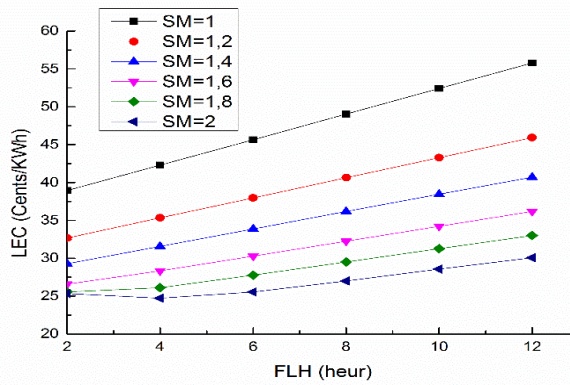
Le stockage d'énergie thermique permet à ces systèmes de surmonter de nombreux problèmes liés à l'intermittence de l'énergie solaire. Des techniques de contrôle et d'optimisation avancées sont encore nécessaires pour aider ces centrales à fonctionner plus efficacement, ce qui va permettre à ces derniers de les rendre techniquement et économiquement fiables.

En utilisant les configurations optimales du modèle 1, cette section est une analyse de sensibilité de SM et de FLH sur LEC. Nous avons utilisé deux fluides de stockage : sel fondu et l'huile synthétique, nous avons utilisé deux techniques de stockage à savoir : le stockage direct et le stockage indirect, les résultats obtenus sont illustrés dans les figures ci-dessous.

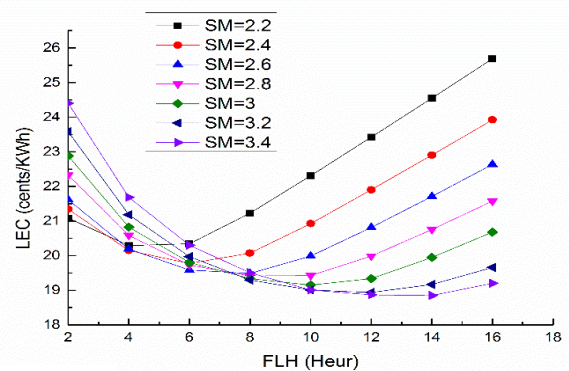
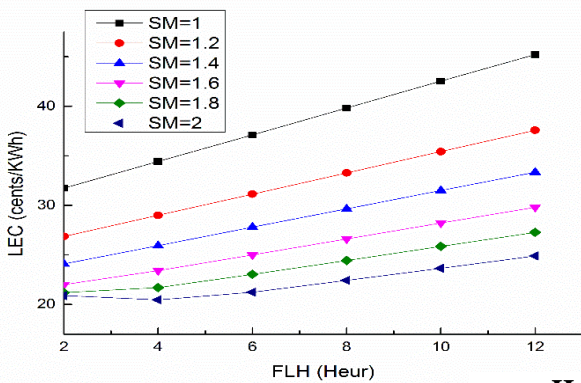
Les paramètres optimaux sont présentés dans le tableau ci-dessous :



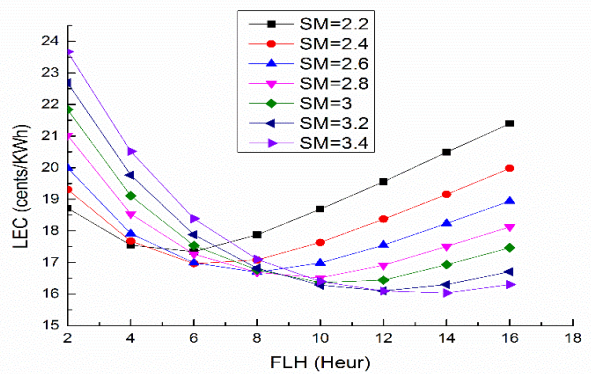
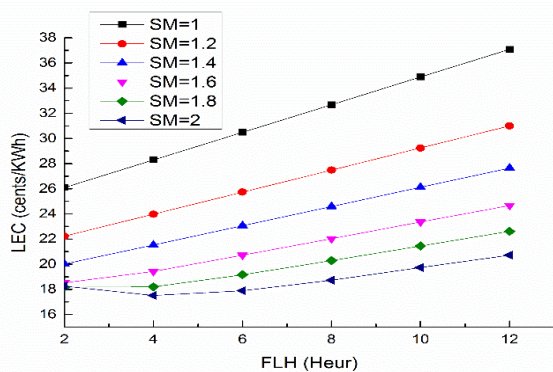
Alger



Djelfa

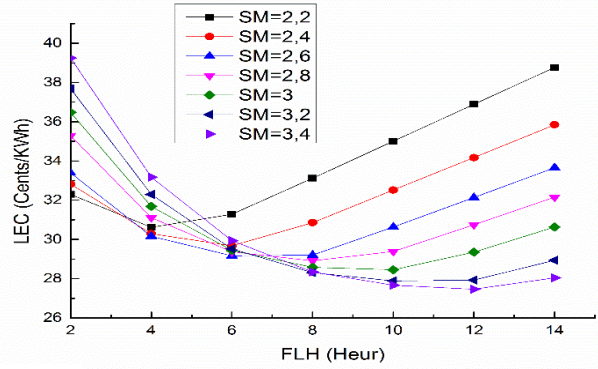
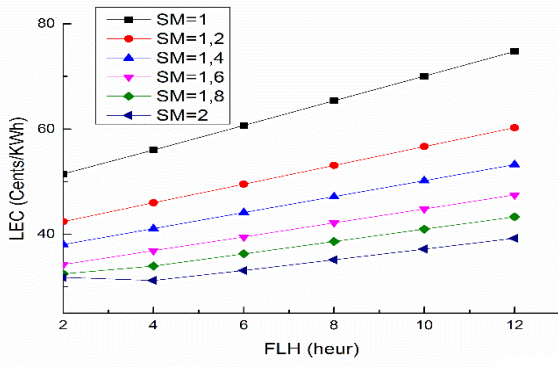


Hassi R'mel

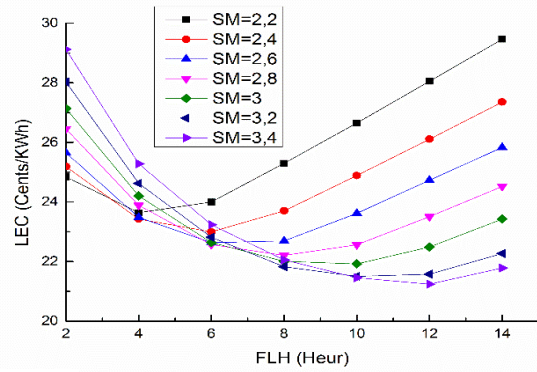
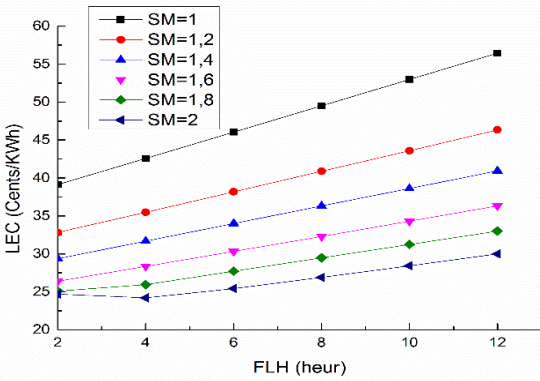


Tamanrasset

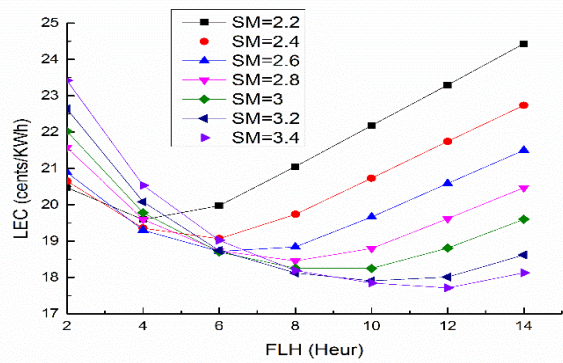
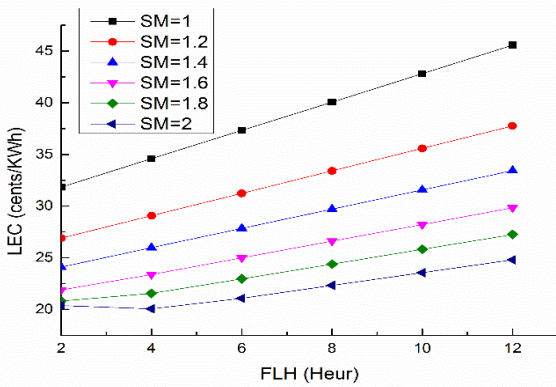
Figure IV.9: Les résultats obtenus du stockage direct de tous les sites



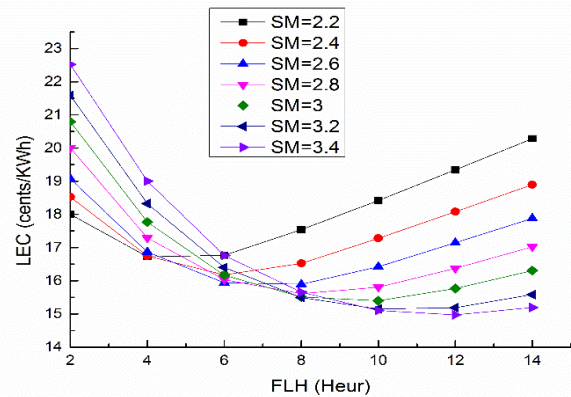
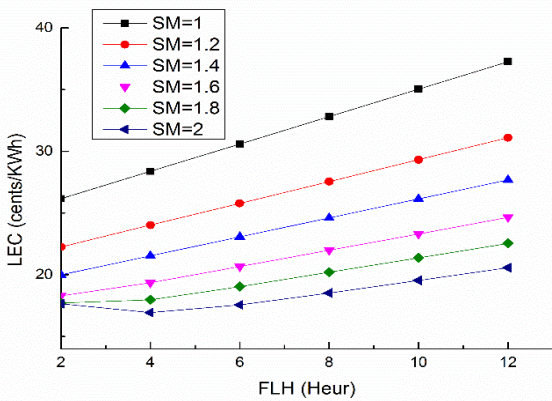
Alger



Djelfa



Hassi R'mel



Tamanrasset

Figure IV.10 : Les résultats obtenus du stockage indirect de tous les sites

Tableau IV.6 : Les performances optimales de l'installation en utilisant le stockage direct

FLH (heur)	Alger			Djelfa			Hassi R'mel			Tamanrasset		
	SM	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie Annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie Annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie Annuelle (GWh)
2	2	32.6266	82.7341	2	25.3437	107.332	2	20.8835	131.227	1.8	18.175	145.35
4	2.4	31.5262	98.1936	2.4	24.4041	127.883	2.4	20.1495	156.072	2	17.5174	168.381
6	2.6	30.3658	111.286	2.6	23.628	144.202	2.6	19.5866	175.303	2.4	16.962	197.967
8	3.6	30.1124	118.318	3.2	23.1825	169.194	3.2	19.2989	204.807	2.8	16.6816	225.676
10	3.2	29.4365	138.394	3.2	22.742	180.71	3.4	19.0063	223.115	3.2	16.28	260.52
12	3.4	29.1024	149.674	3.4	22.5991	194.426	3.4	18.8699	224.658	3.4	16.0918	277.425
14	3.4	29.0444	156.281	3.4	22.5238	203.295	3.4	18.8502	244.781	3.4	16.0337	290.182
16	3.4	29.6135	159.364	3.4	22.9948	206.991	3.4	19.203	249.752	3.4	16.2979	296.716

Tableau IV.7 : Les performances optimales de l'installation en utilisant le stockage indirect

FLH (heur)	Alger			Djelfa			Hassi R'mel			Tamanrasset		
	S M	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie Annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie Annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie Annuelle (GWh)
2	2	31.7892	84.9732	2	24.7081	110.192	2	20.3762	134.635	2	17.6484	156.496
4	2.6	30.1619	106.006	2.4	23.4232	133.439	2.6	19.2997	168.403	2.2	16.7232	182.783
6	2.6	29.1667	115.998	2.8	22.5692	156.328	3	18.6997	195.53	2.6	15.9379	217.69
8	3.2	28.3083	137.611	3.2	21.8264	180.131	3.2	18.1213	218.77	3.2	15.4949	258
10	3.4	27.6641	151.08	3.4	21.4537	196.614	3.4	17.8471	238.33	3.4	15.1037	284.196
12	3.4	27.4618	158.901	3.4	21.2409	207.376	3.4	17.712	250.77	3.4	14.974	299.378
14	3.4	28.0398	162.055	3.4	21.7827	210.492	3.4	18.1078	255.015	3.4	15.1947	307.152

Les figures montrent que le LEC augmente linéairement avec FLH pour les faibles valeurs de SM jusqu'à la valeur de 2, au-delà de cette valeur, il commence à diminuer jusqu'à la valeur optimale de SM=3.4, cette dernière est importante par rapport aux autres modèles, ce qui signifie que la zone du champ solaire a augmenté et produit plus d'énergie thermique, ce qui va permettre à une augmentation de la capacité de stockage, ce qui va mener à une augmentation de la production de la centrale, alors l'intégration d'un système de stockage nécessite un large champ solaire par rapport aux configurations précédentes (100 % solaire et solaire-hybride).

L'utilisation d'un stockage indirect est meilleure que le stockage direct en terme économique et en terme de production énergétique, cela est bien apparent dans les valeurs optimales des LEC et les valeurs des énergies produites par les deux configurations, où la valeur de

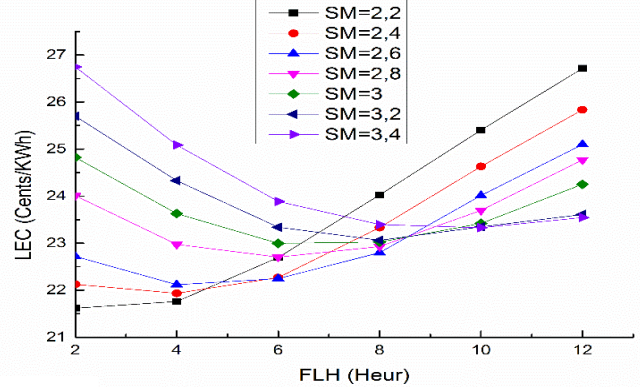
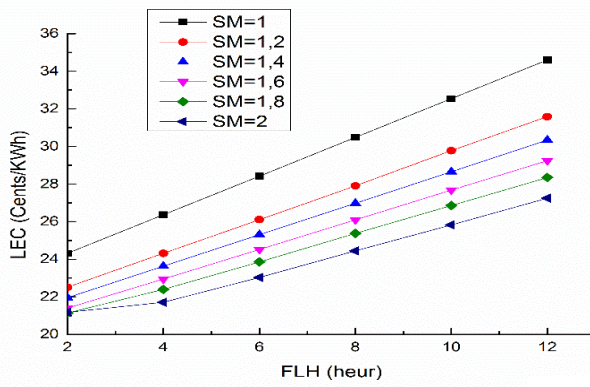
l'énergie produite en utilisant un stockage indirect est meilleure que celle produite par un stockage directe, cette différence d'énergie produite entre les deux technologies est due à la nature de fluide de stockage utilisé, dans notre cas nous avons utilisé l'huile synthétique comme fluide de stockage et les sels fondus comme fluide caloporteur, l'écart de température de fonctionnement entre ces deux derniers est important, d'une part les sels fondus ont permis de collecter un maximum d'énergie thermique à partir du champ solaire, d'autre part, l'échange de chaleur entre le fluide de stockage et le HTF est favorisé, ce qui va permettre de stocker une grande quantité d'énergie thermique, cette dernière va permettre une production significative de l'énergie électrique.

En comparant les résultats obtenus avec ceux du model (2) on constate que le SM et le LEC augmentent significativement. Pour les sites choisis, le stockage est moins avantageux et plus onéreux que l'hybridation.

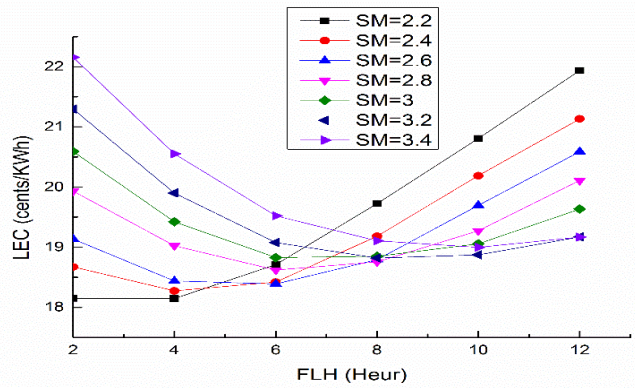
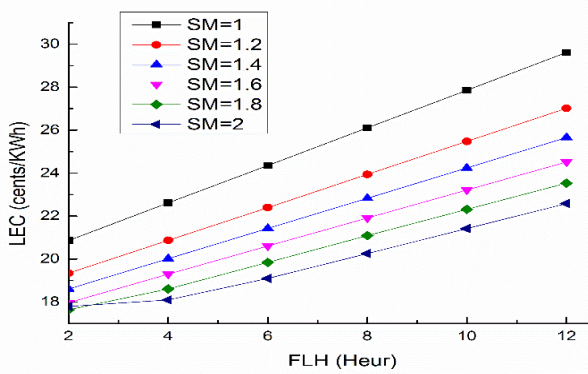
IV.7.4 Modèle 4 (M4) intégration du système hybride et stockage

Dans cette dernière étape, nous avons déterminé l'intérêt de stockage thermique avec un système hybride pour notre 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.

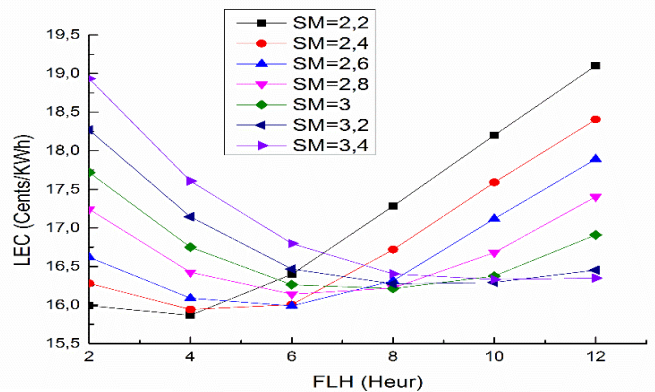
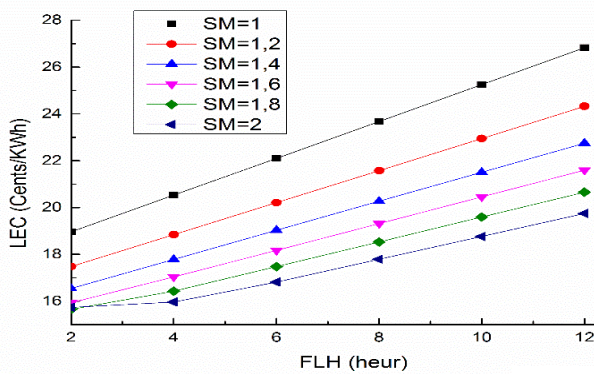
Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures ci-dessous :



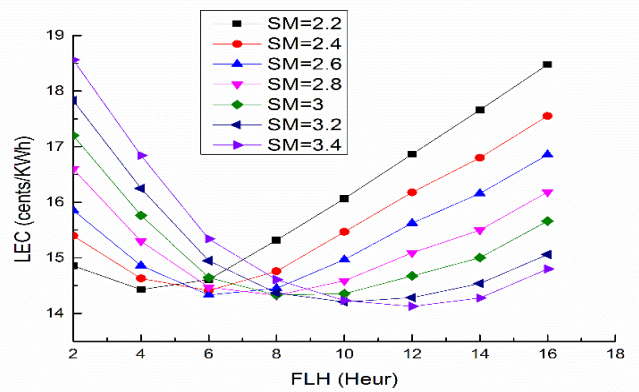
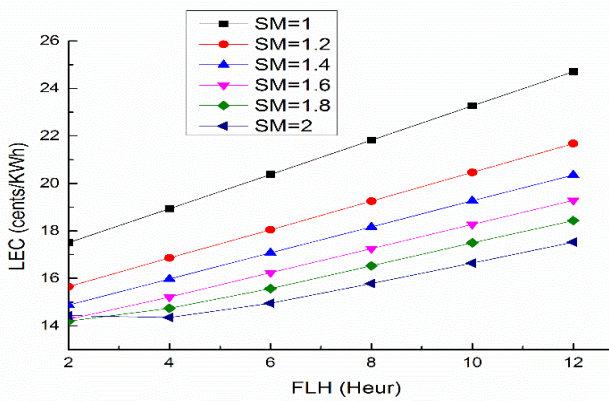
Alger



Djelfa



Hassi R'mel



Tamanrasset

Figure IV.11: Les résultats obtenus du système hybride et stockage pour tous les sites

Tableau IV.8 : les performances optimales de l'installation en utilisant un système hybride et stockage

FLH (heur)	Alger			Djelfa			Hassi R'mel			Tamanrasset		
	SM	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie Annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie Annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (cents/K Wh)	Energie Annuelle (GWh)
2	1.8	21.1378	129.313	1.8	17.6395	149.986	1.8	15.6487	170.16	1.8	14.2039	188.568
4	2	21.7107	134.537	2	18.0936	162.755	2.2	15.867	193.204	2	14.3544	207.81
6	2.6	22.2469	153.50	2.6	18.3892	187.27	2.6	15.9895	216.95	2.6	14.3343	243.57
8	2.6	22.7992	157.737	2.8	18.7549	199.546	3	16.2145	238.71	2.8	14.3271	265.09
10	3.4	23.3284	180.218	3.2	18.8731	219.49	3.2	16.2936	256.157	3.2	14.2087	296.13
12	3.4	23.5454	186.32	3.4	19.1672	230.85	3.4	16.3485	272.83	3.4	14.127	318.47

D’après les résultats obtenus, il est clair que FLH optimale est le même que le modèle 3, la seule différence est que la taille de champ solaire a diminué à cause du système de remplissage, ce qui démontre encore l’importance et l’avantage de ce système.

Ce modèle est le meilleur par rapport au précédent, car l’énergie annuelle produite est supérieure par rapport aux autres modèles, et le LEC est un peu faible.

Les paramètres optimaux de la centrale avec les configurations optimales sont donnés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.9 : Les paramètres optimaux de la centrale avec les configurations optimales

Sites	Modèle 1			Modèle 2			Modèle 3			Modèle 4		
	SM	LEC _{opt} (Cents / KWh)	Energie annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (Cents / KWh)	Energie annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (Cents / KWh)	Energie annuelle (GWh)	SM	LEC _{opt} (Cents / KWh)	Energie annuelle (GWh)
Alger	1.6	35.6822	644.753	1.4	14.136	160.691	3.4	18.0398	162.055	1.8	21.1378	129.313
Djelfa	1.6	27.799	833.349	1.4	13.0373	175.176	3.4	21.7827	210.492	1.8	17.6395	149.986
HassiR'mel	1.8	22.733	106.962	1.4	12.2803	186.776	3.4	18.1078	255.015	1.8	15.6487	170.16
Tamanrasset	1.6	19.6156	119.673	1.4	11.3632	203.067	3.4	15.1947	307.152	3.4	14.127	318.47

IV.8 Etude de cas (calcul des performances)

Introduction

Après avoir déterminé la configuration optimale de notre centrale cylindro-parabolique d’une capacité de 50 MWe, il est nécessaire de simuler le bilan énergétique et de présenter les différents échanges d’énergie collectée par le champ solaire, et essayer de quantifier les

différentes pertes optiques et thermiques. Pour ce faire, le logiciel SAM a été toujours utilisé pour la simulation, les résultats obtenus sont présentés en moyennes annuelles de paramètre considéré

Ce travail propose une étude technique qui est basée sur les résultats optimaux obtenus pour le model 2 (M2) où on a fixé les paramètres optimaux qui sont représentés dans les tableaux IV.10 et IV.11.

Tableau IV.10: Le champ solaire

Multiple solaire	Surface du champ solaire (m ²)	Type du HTF	Type du récepteur	Type du réflecteur
1.4	301760	Therminol - VP1	Schott PTR70	Euro Through (ET150)

Tableau IV.11 : Le bloc de puissance

Capacité	Cycle	Température d'entrée	Température de sortie	Refroidissement
50 MWe	Rankine	550	293	Humide

La figure IV.11 illustre l'évolution de la production électrique avec les deux modèles : mode 100 % solaire et mode solaire-hybride

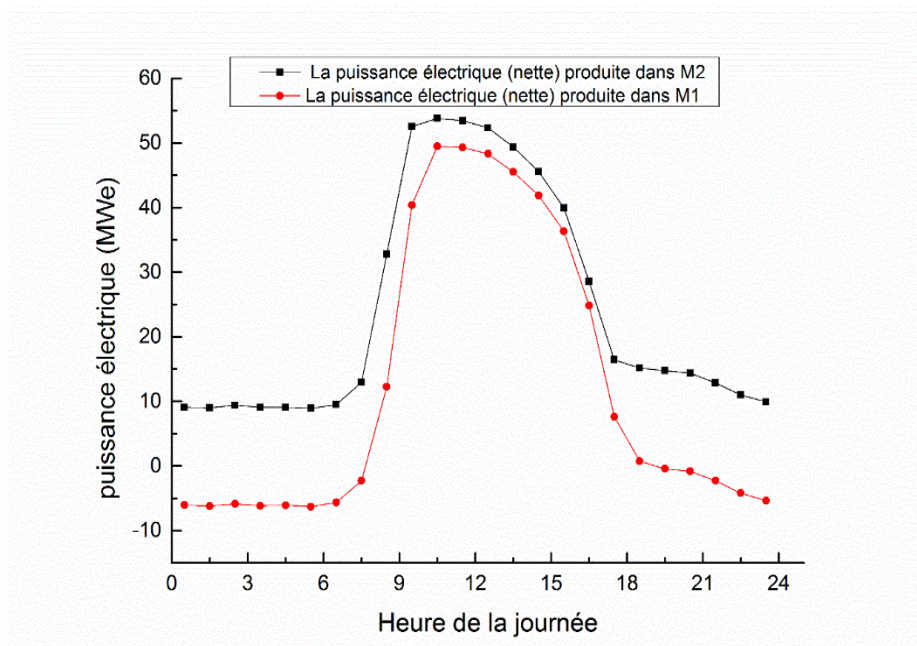


Figure IV.12 : La puissance électrique produite pour M1 et M2 dans le site Tamanrasset

Il est clair que la production électrique dans le mode solaire-hybride est meilleure que le mode 100% solaire ce qui rend ce modèle toujours favorable pour notre étude, ce dernier assure une production continue dans les 24 heures par contre l'autre il assure une production uniquement dans les périodes où il y a suffisamment d'énergie solaire

Les figures IV.12 et IV.13 Ci-dessous montrent les valeurs des différentes puissances incidentes et absorbées dans les différents éléments de la centrale pour les quatre sites choisis

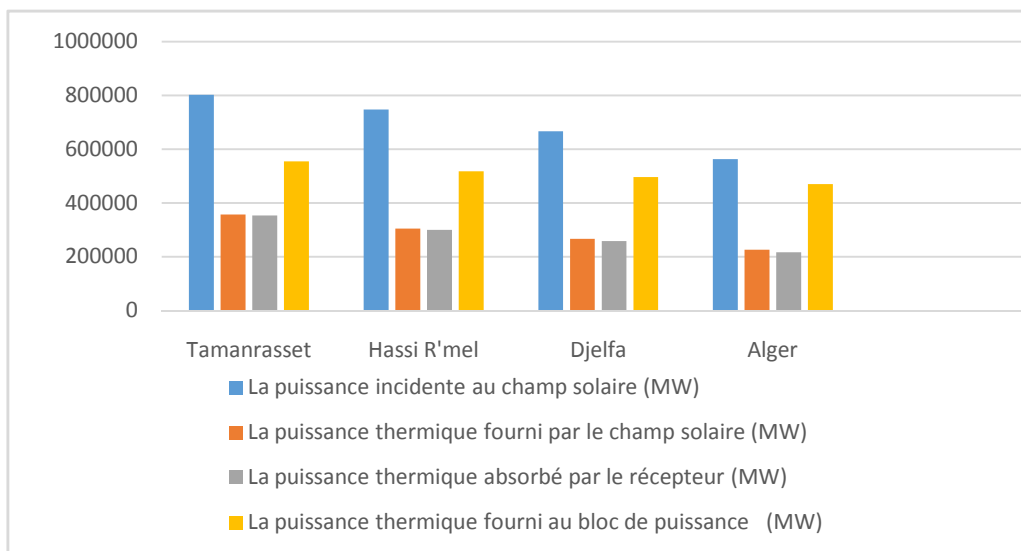


Figure IV.13 : Différentes puissances incidentes et absorbées dans les différents éléments de la centrale pour les quatre sites choisis

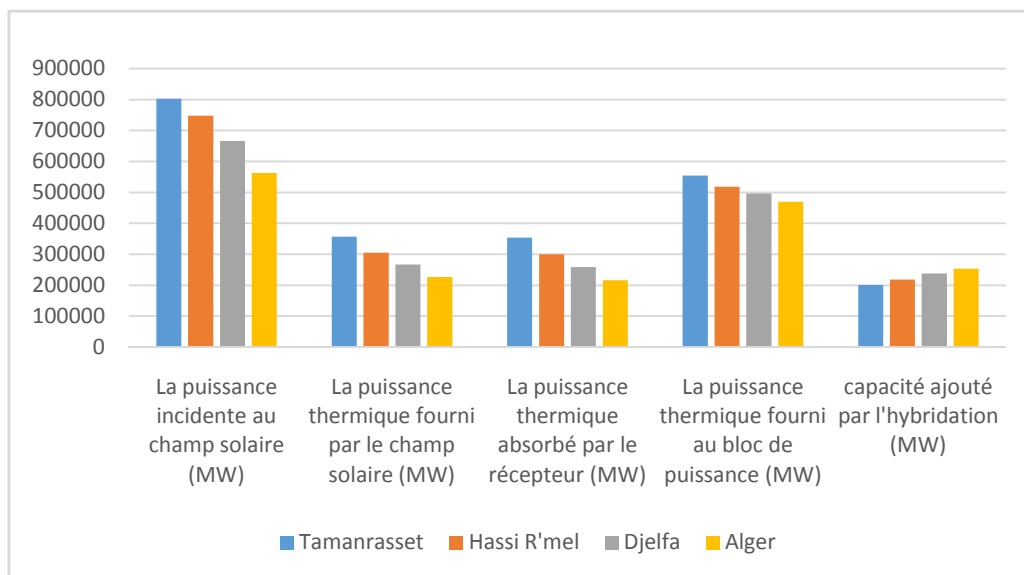


Figure IV.14 : Différentes puissances incidentes et absorbées dans les différents éléments de la centrale pour les quatre sites choisis

D'après ces résultats on remarque une différence de puissance entre l'incidente et celle fournie par le champ solaire, elle s'explique par les pertes optiques au niveau du champ solaire.

Une légère différence apparaît entre la puissance fournie par le champ solaire et celle absorbée par le récepteur, cela est dû aux pertes thermiques au niveau de cet élément, en comparant la puissance absorbée par le récepteur et celle fournie au bloc de puissance, on remarque une augmentation de puissance qui est dû au système hybride intégré.

La figure suivante montre l'évolution des deux puissances, celle fournie au bloc de puissance et celle fournie par la chaudière de sauvegarde :

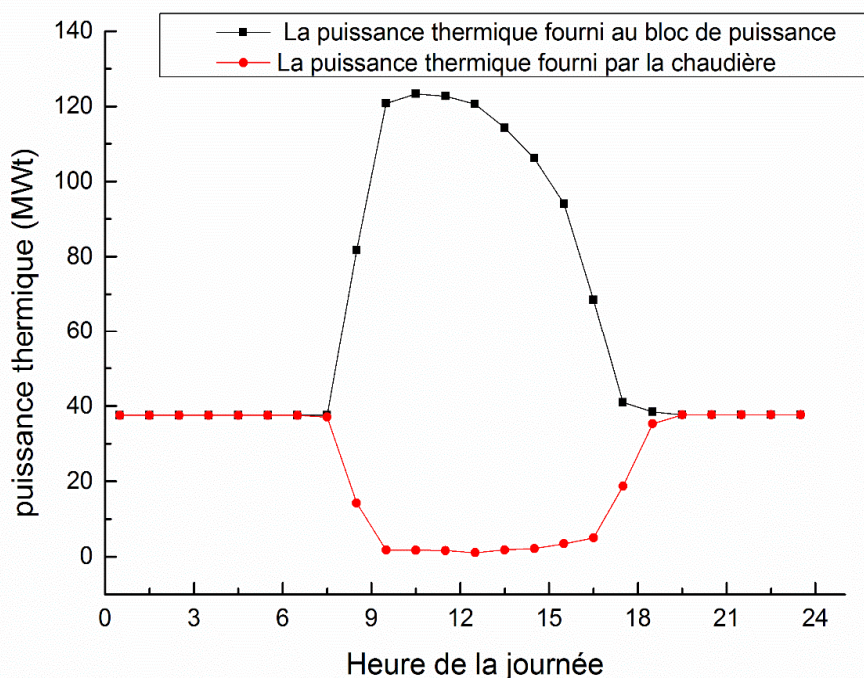


Figure IV.15 : La puissance fournie par la chaudière et la puissance fournie au bloc de puissance

D'après la figure, il est clair que la chaudière ne fournit pas d'énergie dans les périodes où il y a suffisamment de rayonnement solaire, par contre elle assure une continuité de production hors ces périodes.

A partir de ces résultats, on constate que pour bien appliquer le mode solaire-hybride, il faut trouver un compromis entre l'énergie produite par la chaudière de sauvegarde et celle thermique nécessaire pour faire fonctionner le bloc de puissance à sa capacité nominale, donc il faut optimiser la fraction de combustible, d'une part on assure une continuité de production

de notre centrale, d'autre part on ne va pas avoir ni manque ni excès d'énergie, cette optimisation va mener à une réduction du coût toute en augmentant la production électrique.

La figure IV.15 ci-dessous illustre les différentes puissances absorbées ainsi que les pertes thermiques au niveau du récepteur.

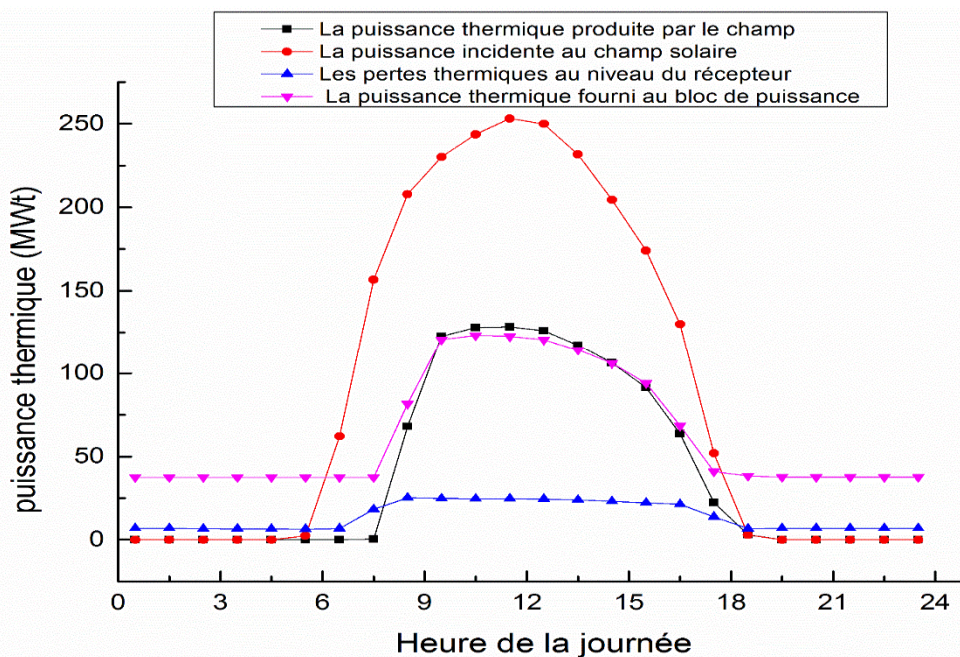


Figure IV.16 : Evolution des puissances incidentes et absorbées

D'après ces résultats, il est clair que toutes les puissances thermiques ne sont pas nulles, cela veut dire que la centrale produit même la nuit et dans les périodes défavorables, cela est dû à l'effet de l'hybridation qui compense et équilibre le caractère intermittent de l'énergie solaire. Les valeurs élevées de la puissance incidente au champ solaire s'expliquent par la réduction des pertes optiques qui jouent un rôle très important pour la productibilité d'une centrale CSP. Le rendement optique dans une centrale cylindro-parabolique peut atteindre 75%, ce qui rend ce type de centrale très favorable si l'on compare aux concentrateurs linéaires de Fresnel par exemple. L'augmentation de l'efficacité optique du collecteur, fait augmenter à son tour l'énergie thermique absorbée par le récepteur et augmente par la suite le rendement de la centrale. Les pertes thermiques au niveau du récepteur sont très faibles pour notre modèle, ce qui explique le choix du récepteur Schott PTR70.

Le dernier facteur qui influe sur les performances c'est l'efficacité du bloc de puissance (Facteur de conversion thermique- électrique). Pour notre cas, il est fixé à 41%, et il est

nécessaire de choisir une turbine avec un bon rendement de conversion pour minimiser les pertes au niveau de bloc de puissance.

La figure IV.16 Ci-dessous présente les différents facteurs de capacité obtenus pour les quatre sites choisis.

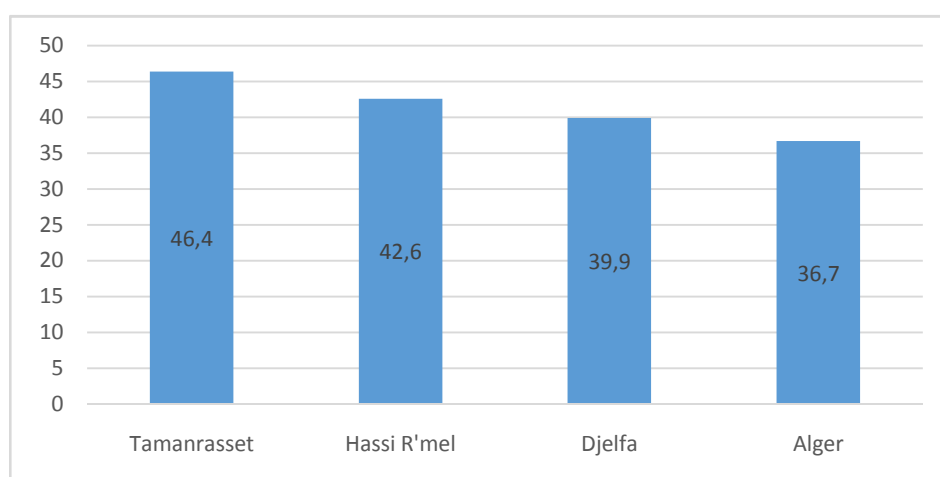


Figure IV.17 : Le facteur de capacité des quatre sites

La figure montre l'évolution du facteur de capacité par région. On note que plus la valeur du facteur de capacité n'est élevée, plus l'installation considérée s'approche de sa capacité de production maximale. On remarque que Tamanrasset possède le meilleur facteur de capacité suivi par Hassi-R'mel et Djelfa, le site de Alger a un facteur de capacité relativement faible, ce qui rend ce dernier défavorable pour implantation de ce type de centrale.

IV.9 Conclusions

D'après cette étude d'optimisation, on peut conclure que :

- La taille du champ solaire de la centrale joue un rôle très important, et il est essentiel pour l'optimiser afin d'augmenter la durabilité technique et économique de la centrale.
- Pour opter à un mode 100% solaire, il est nécessaire de développer des composants plus adaptés tel que les turbines et les échangeurs de chaleurs, afin d'augmenter la compétitivité du mode solaire seul.
- Le sel fondu est le meilleur HTF dans tous les sites, en raison de son taux élevé de la température et la capacité calorifique, ces derniers peuvent s'adapter pour un site à faible DNI, comme pour un site à DNI élevé.
- Les avantages d'un système hybride peuvent être observés dans un petit champ solaire, avec une réduction du LEC et une augmentation de l'énergie produite.
- L'hybridation est favorable dans les sites choisis et assure une stabilité de production d'électricité.
- Le système de stockage nécessite un grand champ solaire afin de collecter un maximum d'énergie thermique
- L'intégration d'un système hybride et un système de stockage thermique mène à une augmentation importante de l'énergie annuelle produite avec un champ solaire réduit.
- Le site de Tamanrasset est le meilleur site et le plus favorable pour implanter ce type de centrale.
- Un système de stockage thermique est avantageux dans de nombreux endroits où la demande d'énergie de pointe se produit après le coucher du soleil. Pour une bonne maîtrise de cette technologie, des études approfondies sont nécessaires à savoir : trouver un compromis entre la consommation électrique et le stockage thermique, donc il faut bien contrôler les courbes de charge (la consommation en fonction du temps).

Conclusion Générale

Conclusion générale

L'étude que nous avons menée sur les centrales solaires à concentrateur cylindro-parabolique nous a permis de connaître le fonctionnement de ce type de centrale ainsi que les paramètres qui influent pour une meilleure productibilité de la centrale.

Dans cette étude, nous avons présenté une méthodologie pour la détermination de la configuration optimale de la centrale cylindro-parabolique en Algérie, en fonction de différentes technologies et scénarios, en utilisant le concept de solaire multiple (SM), de stockage thermique et de système de sauvegarde. Le logiciel SAM (System Advisor Model) est utilisé pour déterminer les paramètres de conception optimale (SM, énergie annuelle produite et le coût nominal)

A partir de la comparaison entre les différents résultats obtenus, nous avons pu tirer quelques conclusions :

- Le développement de la production d'électricité à partir d'énergie solaire à concentration est une solution prometteuse.
- L'utilisation des concentrateurs solaire cylindro-paraboliques nécessite une irradiation directe normale (DNI) importante. Il est donc nécessaire de connaître les données météorologiques afin d'estimer l'énergie produite par le système.
- L'étude des performances d'un concentrateur cylindro-parabolique nécessite la compréhension des éléments clés constituant une centrale solaire à l'échelle opérationnelle.
- Il est primordial d'étudier tous les paramètres qui influent sur les performances de la centrale en termes technique et économique.
- L'Algérie peut exploiter assez d'énergie solaire pour répondre aux besoins énergétiques notamment pour son développement durable, Le sud Algérien représente un excellent choix pour l'implantation de cette technologie.
- Le LEC d'une centrale solaire cylindro-parabolique est supérieur par rapport aux centrales conventionnelles et il peut être réduit en améliorant les performances (efficacité) ; l'hybridation de ces centrales avec d'autres sources d'énergies comme le gaz naturel peut réduire le coût d'investissements et d'exploitation.
- L'intégration d'un système de remplissage fossile conduit à une augmentation de l'efficacité d'une centrale CCP ainsi que l'énergie annuelle produite. Ce système peut être utilisé dans d'autres applications de cogénérations comme la production

Conclusion générale

d'hydrogène, le chauffage ... Il permet aussi au bloc d'alimentation de fonctionner dans des meilleures conditions à charge partielle.

Enfin, ce travail n'est qu'une initiation à l'étude et à la simulation des centrales thermiques à collecteurs cylindro-parabolique, où il incite l'état Algérien à recourir à ce type de technologie pour répondre aux besoins énergétiques de plus en plus croissants et de parer à toute dégradation environnementale.

Références bibliographiques

- [1] Maze DG, Miller SA. Transient Modelling Of Solar Trough Power Stations. Chemeca 2010: Engineering at the Edge, 2010, Adelaide, Australie.
- [2] Spelling J, Favrat D, Martin A, Augsburg G. Thermo-economic optimization of a combined-cycle solar tower power plant. *Energy* 2012; 41 (1): 113-20.
- [3] <http://tpe-panneaux-photovoltaiques.e-monsite.com/pages/etudes-prealables>
- [4] http://sciencesphysiques.acdijon.fr/astronomie/lexique/lexique_astro/c/images/coord_horaires.gif (22/10/2011)
- [5] Ralph C. Temps, K.L. Coulson. Solar radiation in places of different orientation. *Solar Energy* 1977; 19(2):179-184
- [6] Spelling J, Favrat D, Martin A, Augsburg G. Thermo-economic optimization of a combined-cycle solar tower power plant. *Energy* 2012; 41 (1): 113-20.
- [7] Larraín T, Escobar R, Vergara J. Performance model to assist solar thermal power plant siting in northern Chile based on backup fuel consumption. *Renew Energy* 2010; 35 (8): 1632–43.
- [8] Gisement solaire – W. BELAID – 2012
- [9] J. J. BEZIAN, “L’Energie Solaire.
- [10] <https://www.connaissancedesenergies.org/quelle-est-la-difference-entre-solaire-photovoltaique-et-thermique-130225>
- [12] Techniques d’ingénieur « le chauffe-eau-solaire » Réf. : TBA26550 / 1 mars 2007
- [13] Syndicat des énergies renouvelables 13-15, rue de la Baume 75008 Paris, dernière révision du document juin 2012.
- [14] Arkema, Jarytherm DBT. (Page consultée le 12/01/2015).
<http://www.arkema.fr/export/shared/.content/media/downloads/productsdocumentations/hydrogen-peroxide/hydrogen-peroxide-product-tds-fr-jarytherm-dbt.pdf>
- [15] G. Vaitilingom, Qualité combustible des carburants : influence des caractéristiques particulières des huiles végétales terrestres et marines sur leur comportement en tant que remplaçant des produits pétroliers, Habilitation à Diriger des Recherches, Université d’Orléans, France, 2013.
- [16] Alpert, D. J. and Houser, R. M. 1990. Performance evaluation of large-area glassmirror heliostats. Libro: Research, Development and Applications of Solar Thermal Technology, B. P. Gupta and W. H. Traugott, eds., pp. 91–100. Hemisphere, New York

[17] Aringhoff, R., Brakmann, G., Geyer, M., and Teske, S. 2005. Concentrated Solar Thermal Power-Now!. Greenpeace, ESTIA and IEA/SolarPACES.

[18] SYLVAIN, Quoilin. Rapport sur les centrales solaires à concentration. Université de Liège, Mai 2007.

[19]<http://www.techno-science.net/?onglet=news&news=937>.

[20] François Veynandt, Thèse Doctorat« Cogénération héliothermodynamique avec concentrateurs linéaire de Fresnel : Modélisation de l'ensemble du procédé» INP Toulouse, 1er Décembre 2011.

[21] GIL, A. MEDRANO, M. MARTORELL, I. LÁZARO, A. DOLADO, P. ZALBA, B and CABEZA, L.F. State of the Art on High Temperature Thermal Energy Storage for Power Generation. Part 1 – Concepts, Materials and Modellization. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010, vol. 14, p. 31-55.

[22] Plataforma Solar de Almeria (PSA), "*Annual report 2001*".

[23] Installation instruction and guidance related to transport, handling, maintenance and disposal, 3rd generation: Receiver Manual SCHOTT PTR®70. Germany: SCHOTT Solar, 2012. 58 p.

[24]https://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_solaire_thermique.

[25]<https://solarpaces.nrel.gov/by-technology/parabolic-trough>

[26] YAGHOUBI, M. AHMADI, F and BANDEHEE, M. Analysis of heat losses of absorber tubes of parabolic trough collector of Shiraz (Iran) solar power plant. Journal of Clean Energy Technologies, 2013, vol. 1, p. 33-37.

[27] VALENZUELA, L. LÓPEZ-MARTÍN, R and ZARZA, E. Optical and thermal performance of large size parabolic-trough solar collectors from outdoor experiments: A test method and a case study. Energy, 2014, vol. 70, p. 456-464.

[28] GARCÍA-VALLADARES, O and VELÁZQUEZ, N. Numerical simulation of parabolic trough solar collector: improvement using counter flow concentric circular heat exchangers. Int J Heat Mass Trans, 2009, vol. 52 (3-4), p. 597-609.

[29] CHENG ZD, HE YL, DU BC, WANG K and LIANG Q. Geometric optimization on optical performance of parabolic trough solar collector systems using particle swarm optimization algorithm. Appl Energy, 2015, vol. 148, p. 282–93.

[30] <https://sam.nrel.gov/>

[31]O. Garcia–Valladares and N. Velazquez, ‘Numerical Simulation of Parabolic Trough Collector: Improvement Using Counter Flow Concentric Circular Heat Exchangers’, International Journal of Heat and Mass Transfer 2009.

[32]H. DERBAL, « contribution à l’étude des centrales de puissance à concentrateur solaire pour la production d’énergie. Étude des perspectives de production d’hydrogène pour les piles à combustibles ». Alger, USTHB. 2011.

[33] A.M. PATNODE, "Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants", Master of Science thesis, university of Wisconsin, 2006, USA.

[34]A. M’Raoui et al., ‘Etude statistique du rayonnement solaire à Alger’, Revue des énergies renouvelables 2011.

[35] V. Dudley, G.J. Kolb, A.R. Mahoney, T.R. Mancini, C.W. Matthews, M. Sloan, and D. Kearney, "Test Results: SEGS LS-3 Solar Collector", Sandia National Laboratories. December 1994.

[36] T.A. STUETZLE, "Automatic Control of the 30 MWe SEGS VI Parabolic Trough Plant", Master of Science thesis, university of Wisconsin, 2002 USA.

[37]F. Lippke, "Simulation of the Part Load Behavior of a 30MWe SEGS Plant", prepared for Sandia National Laboratories, Al-buquerque. June 1995.

[38]Y.Marif et al., « Etude de l’efficacité optique et thermique d’un concentrateur solaire cylindro-parabolique », Revue des énergies renouvelables 2013.

Annexes

Tableaux des Coûts d'installation

Le site de Alger

Model1 :

Amélioration du site	\$ 8,692,000.00
Champ solaire	\$ 45,264,000.00
Système HTF	\$ 18,105,600.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Coût totale direct	\$ 162,917,824.00

Model 2 :

Amélioration du site	\$ 7,544,000.00
Champ solaire	\$ 123,030,480.00
Système HTF	\$ 38,549,548.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Cout totale direct	\$ 151,371,248.00

Model3 :

Amélioration du site	\$ 18,204,000.00
Champ solaire	\$ 109,224,000.00
Système HTF	\$ 43,689,600.00
Stockage	\$ 106,968,408.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Cout totale direct	\$ 373,045,728.00

Model4 :

Amélioration du site	\$ 9,676,000.00
Champ solaire	\$ 58,056,000.00
Système HTF	\$ 23,222,400.00
Stockage	\$ 17,828,068.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Cout totale direct	\$ 191,890,928.00

Le site de Djelfa

Model 1 :

Amélioration du site	\$ 8,692,000.00
Champ solaire	\$ 52,152,000.00
Système HTF	\$ 20,860,800.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Coût totale direct	\$ 162,917,824.00

Model 2 :

Amélioration du site	\$ 7,544,000.00
Champ solaire	\$ 45,264,000.00
Système HTF	\$ 18,105,600.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Coût totale direct	\$ 151,371,248.00

Model 3 :

Amélioration du site	\$ 18,204,000.00
Champ solaire	\$ 109,224,000.00
Système HTF	\$ 43,689,600.00
Stockage	\$ 106,968,408.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Coût totale direct	\$ 373,045,728.00

Model 4 :

Amélioration du site	\$ 9,676,000.00
Champ solaire	\$ 58,056,000.00
Système HTF	\$ 23,222,400.00
Stockage	\$ 17,828,068.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Coût totale direct	\$ 191,890,928.00

Le site de Hassi R'mel

Model 1 :

Amélioration du site	\$ 9,676,000.00
Champ solaire	\$ 58,056,000.00
Système HTF	\$ 18,105,600.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Coût totale direct	\$ 172,814,896.00

Model 2 :

Amélioration du site	\$ 7,544,000.00
Champ solaire	\$ 45,264,000.00
Système HTF	\$ 38,549,548.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Coût totale direct	\$ 151,371,248.00

Model 3 :

Amélioration du site	\$ 18,204,000.00
Champ solaire	\$ 109,224,000.00
Système HTF	\$ 43,689,600.00
Stockage	\$ 106,968,408.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Coût totale direct	\$ 373,045,728.00

Model 4 :

Amélioration du site	\$ 9,676,000.00
Champ solaire	\$ 58,056,000.00
Système HTF	\$ 23,222,400.00
Stockage	\$ 17,828,068.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Coût totale direct	\$ 191,890,928.00

Le site de Tamanrasset

Modell 1 :

Amélioration du site	\$ 8,692,000.00
Champ solaire	\$ 52,152,000.00
Système HTF	\$ 20,860,800.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Coût totale direct	\$ 162,917,824.00

Model 2 :

Amélioration du site	\$ 7,544,000.00
Champ solaire	\$ 45,264,000.00
Système HTF	\$ 18,105,600.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Coût totale direct	\$ 151,371,248.00

Model 3 :

Amélioration du site	\$ 18,204,000.00
Champ solaire	\$ 109,224,000.00
Système HTF	\$ 43,689,600.00
Stockage	\$ 106,968,408.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Coût totale direct	\$ 373,045,728.00

Model 4 :

Amélioration du site	\$ 18,204,000.00
Champ solaire	\$ 109,224,000.00
Système HTF	\$ 43,689,600.00
Stockage	\$ 106,968,408.00
Centrale électrique	\$ 63,888,252.00
Coût totale direct	\$ 373,045,728.00