



**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET
POPULAIRE**



**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN – TIARET

ANNEXE SOUGUEUR

MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : PHYSIQUE

Spécialité : Physique Energétique et Energies Renouvelables

THÈME

**Etude de la Nature du Fluide Caloporteur sur les
Performance d'une Centrale Solaire Thermique en Algérie**

Par: MAACHOU Aicha

Soutenu le : 21/ 10/ 2020

Devant le Jury composé de :

Président :	M ^r Kharroubi Abdelmalek	MCA	Université de Tiaret
Examineur :	M ^r AEK. SAFA	MAA	Université de Tiaret
Encadreur :	M ^r Sofiane.MIHOUB	MCA	Université de Tiaret

Octobre 2020

Résumé:

Le présent mémoire consiste à caractériser une centrale cylindro-parabolique de puissance de 50MWe, sur différents sites Algérien (Tamanrasset, Insalah et Hassi r'mel), en fonction de différentes technologies et fluides, en utilisant le concept de solaire multiple (SM), de stockage solaire thermique et de système de sauvegarde. Cette caractérisation sera faite à travers une simulation en utilisant Le logiciel SAM (System Advisor Model) pour le cout moyen actualisé de l'électricité LEC.

La centrale solaire cylindro-parabolique avec 13 heures de stockage est une résultat très importante, et l'utilisation des sels fondu comme fluide de transfert et de stockage est la solution optimale.

Mots clés : Les centrales solaires cylindro-paraboliques ,HTF, Optimisation.

Abstract:

The présent report based in characterizing a power plant with a parabolic trough concentrator of a 50MWe of power, on various sites in the south of Algeria (Tamanrasset, Insalah et Hassi r'mel),, according to different technologies and fluids, using the concept of solar multiple (SM), thermal solar storage and backup system .This characterizing will be made through a simulation using The System Advisor Model (SAM) software ,for the levelized cost of electricity (LEC) .

The parabolic solar power plant with 13 hours of storage is a very important result, and the use of molten salts as transfer and storage fluid is the optimal solution.

Key words: Parabolic Trough Thermal solar power plants , HTF, Optimization.

ملخص

تتكون هذه الظاهرة الى خصصة وحدة لتوليد الطاقة الكهربائية عن طريق مركز لأشعة الشمس من نوع محطة الحرارية الشمسية مكافئة ذات استطاعة متوسطة 50 ميغاواط ، في مواقع جزائرية مختلفة (تمنراست و حاسي رمل و عين صالح) وفقاً لتقنيات باستخدام مفهوم محاكاة الطاقة الشمسية المتعددة (SM) و نظام تخزين طاقة الشمسية الحرارية و نظام النسخ الاحتياطي باستخدام برنامج (SAM) و من اجل تحديث متوسط تكلفة الكهرباء (LEC).

محطة الطاقة الشمسية المكافئة مع 13 ساعة من التخزين تعتبر مهمة للغاية ، واستخدام الأملاح المنصهرة كسائل نقل وتخزين هو الحل الأمثل

الكلمات المفتاحية: محطات الطاقة الحرارية الشمسية مكافئة ، المحاكاة

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

La lumière de ma vie, mes très chers parents.

Mon mari Larab Moulay

Mes chers frères : Hicham, Oussama, AbdelDjalil,

Youssef

Mes chers amis : Fatima Z, Hanane, Amel, Ohmalkheire

Tous mes maîtres.

Tous ceux qui me sont chers.

Aicha

REMERCIEMENTS

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

En second lieu, nous tenons à remercier notre encadreur Dr MPOUB Sofiane, Maître de conférences à Ibn Khaldoun son précieux conseil et son aide durant toute la période du travail

Je remercie Dr LARAB Moulay

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail, et de l'enrichir par leurs propositions.

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Aicha

Sommaire

RÉSUMÉ	I
DEDICACE	II
REMERCIEMENT	III
SOMMAIRE	IV
LISTE DES FIGURES	VII
LISTE DES TABLEAUX	IX
NOMENCLATURES	X
Introduction Général.....	2

CHAPITRE 1

Généralités sur les centrales solaires thermiques

1.1 INTRODUCTION.....	5
1.2 DEFINITION	5
1.3 PRINCIPE DE CENTRALE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE	6
1.4 DIFFERENTES TECHNOLOGIES DE CENTRALES SOLAIRE THERMODYNAMIQUE	7
1.4.1 Centrale solaire à concentration cylindro-parabolique (PTCSTPP) :.....	7
1.4.2 Centrale solaire à Tour (CTRSTPP) :.....	8
1.4.3 Centrale solaire linéaire de Fresnel (LFSTPP) :.....	9
1.4.4 Centrale solaire à concentration parabolique.....	10
1.5 COMPARAISON DES DIFFERENTES TECHNOLOGIES :	10
1.6 LES FLUIDES CALOPORTEURS ET THERMODYNAMIQUES :	12

SOMMAIRE

1.6.1	TEMPERATURE MAXIMALE DU FLUIDE CALOPORTEUR.....	12
1.7	SYSTEME DE SUIVI SOLAIRE.....	13
1.8	stockage de l'énergie :.....	14
1.9	Conclusion :.....	15
	Références:	15

CHAPITRE 2

Modélisation de la centrale cylindro-parabolique

2.1	Introduction	18
2.2	STRUCTURE GENERALE D'UNE CENTRALE CYLINDROPARABOLIQUE	18
2.3	CHAMP SOLAIRE.....	19
2.3.1	Contrôle du champ solaire :.....	20
2.3.2	Bilan énergétique :.....	21
2.3.3	Bilan énergétique nodal :.....	22
2.4	DESCRIPTION DU CONCENTRATEUR	22
2.4.1	Tube absorbeur :.....	23
2.4.2	Réflecteur :.....	24
2.5	Cycles thermodynamiques :.....	25
2.5.1	Cycle de Carnot :.....	25
2.5.2	Cycle de Rankine :.....	27
2.5.3	Cycle de Brayton	28
2.6	CENTRALES HYBRIDES SOLAIRE/COMBUSTIBLE :.....	29
2.7	STOCKAGE THERMIQUE :.....	30

SOMMAIRE

2.7.1	Catégories de stockage d'énergie thermique appliquée au CSP :.....	30
2.7.2	Techniques de stockage :.....	31
2.8	CONCLUSION	33
	Référence :.....	33

CHAPITRE 03

RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

3.1	INTRODUCTION.....	36
3.2	DESCRIPTION DU LOGICIEL (SAM)	36
3.3	DESCRIPTIONS DES SITES.....	38
3.4	METHODOLOGIE.....	38
3.4.1	Optimisation des performances de la configuration 1 :.....	39
3.4.2	Optimisation des performances de la configuration 2 :.....	40
3.4.3	Optimisation des performances de la configuration 3 :.....	43
3.4.4	Optimisation des performances de la configuration 4 :.....	45
3.4.5	Comparaison des résultats avec d'autres études :	48
3.5	CONCLUSION	48
	REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	49
	Conclusion Générale	57

Liste des figures

Figure N°	Titre	Page
Figure 1.1	Principe d'une centrale solaire thermodynamique	5
Figure 1.2	Schéma global de la solaire thermodynamique.	6
Figure 1.3	Fonctionnement d'une centrale solaire thermodynamique	7
Figure 1.4	Schéma de principe d'un concentrateur cylindro parabolique.	8
Figure 1.5	La centrale solaire à tour Thémis-France-	9
Figure 1.6	Schéma de principe d'un concentrateur linéaire de Fresnel.	9
Figure 1.7	collecteurs paraboliques	10
Figure 1.8	Le concentrateur cylindro- parabolique en position de suivi.	13
Figure 1.9	Orientation de concentrateurs cylindro parabolique.	14
Figure 2.1	Champ de miroir cylindro-parabolique à la centrale solaire de Kramer Junction en Californie.	18
Figure 2.2	Arrangement possible sur le terrain, ou le champ est divisé en deux têtes sections, chaque section contient 8 SCA individuels, et chaque partie du tube d'en-tête est connecté à deux boucles.	19
Figure 2.3	la structure nodale de la boucle est montrée (à gauche) ou chaque SCA dans la boucle est un nœud autonome.	21
Figure 2.4	Concentrateur cylindro-parabolique.	22
Figure 2.5	Tube récepteur	24
Figure 2.6	Dimensionnement du réflecteur	25
Figure 2.7	Diagramme pression volume pour un cycle de Carnot	26
Figure 2.8	Diagramme T-s pour un cycle de Carnot	26
Figure 2.9	Les composants associant au processus du cycle Rankine à vapeur.	28
Figure 2.10	Diagramme T-s pour un cycle de Brayton idéal	30
Figure 2.11	Cycle de Rankine avec surchauffe Configuration hybride : Solaire avec ou sans stockage / combustible fossile.	30
Figure 2.12	Cycle de Rankine avec surchauffe : Catégorie de stockage d'énergie thermique dans le CSP.	32
Figure 2.13	Centrale thermique CSP avec hybridation et stockage thermique.	33
Figure 3.1	interface utilisateur, SAM.	36
Figure 3.2	Page de démarrage du logiciel.	37
Figure 3.3	Variation du LEC en fonction de SM et le type du HTF pour la première configuration.	40
Figure 3.4	Variation de LEC en fonction de SM pour FFF= 0.20 (Conf2)	41
Figure 3.5	Variation de LEC en fonction de SM pour FFF= 0.23 (Conf2)	41
Figure 3.6	Variation de LEC en fonction de SM pour FFF= 0.25 (Conf2)	42
Figure 3.7	Variation de LEC en fonction de SM pour FFF= 0.27 (Conf2)	42

Liste des tableaux

Tableau N°	Titre	Page
Tableau 1.1	Types Technologies CSP	6
Tableau 1.2	Tableau comparatif des différentes technologies CSP	11
Tableau 3.1	Données météorologiques des sites choisis	38
Tableau 3.2	Fluides utilisé	39
Tableau 3.3	Les LEC optimaux de la centrale avec la configuration 3 : la colonne rouge correspond au stockage directe : (a) Hassi R'mel ; (b) : Insalah ; (c) : Tamanrasset	43
Tableau 3.4	Les multiples solaire optimaux de la centrale avec la configuration 3 : la colonne rouge correspond au stockage directe : (a) HassiR'mel ; (b) : Insalah ; (c) : Tamanrasset.	44
Tableau 3.5	Les LEC optimaux de la centrale avec la configuration 4: la colonne rouge correspond au stockage directe: (a) HassiR'mel; (b): Insalah; (c): Tamanrasset	46
Tableau 3.6	Les multiples solaire optimaux de la centrale avec la configuration 4: la colonne rouge correspond au stockage directe: (a) HassiR'mel; (b): Insalah; (c): Tamanrasset.	47
Tableau 3.7	Validation des résultats obtenu	48

Nomenclateurs

$A_{0\ etab}$	La surface d'ouverture et latérale de l'absorbeur	[m]
c	La chaleur spécifique	[j/kg k]
c_0	Le facteur de concentration	[-]
DNI	Irradiation normale directe	[kWh/ (m ²)]
F	Distance focale	[m]
\dot{m}	Débit massique	[kg/s]
m	Masse	[kg]
Q	Quantité de chaleur	[kJ]
\dot{q}	Flux de chaleur	[w]
R	Rayon d'ouverture	[m]
S	Entropies spécifique	[kJ.kg ⁻¹ .K ⁻¹]
T	Températures	[c°]
v	vitesse	[m/s]
W	Ouverture du concentrateur	[m]
w	Travail	[kJ]
ρ	La densité	[kg/m ³]
Δ	La variation de valeur	[-]
ϕ	Angle d'ouverture	[degré]

Indices

abs	absorbés.
e	Entré

NOMENCLATURE

ini	initiale
i	compteur (i=1...N)
in	l'entrée
out	sortie
min	minimales
Max	maximale
moy	moyen
rév	réversible
s	Sortie

Abréviation

	Abréviations en Français	Abréviations en Anglais
CSP	Concentrateur solaire de puissance	Concentrating Solar Power
PTCSTPP	La centrale solaire thermique cylindro-parabolique	ParabolicTroughConcentrating Solar Thermal Power Plant
CTRSTPP	La centrale solaire thermique à Tour	Central Tower Receiver Solar Thermal Power Plant
LFSTPP	La centrale solaire thermique linéaire de Fresnel	Linear Fresnel Solar Thermal Power Plant
SEGS	Système solaire de la génération d'électricité	Solar Electric Generating System
CCP	concentrateur cylindro-parabolique	ConcentratingParabolicTrough
SCA	Assemblage de collecteur solaire	Solar Collector Assembly
DNI	Irradiation normal directe	Direct Normal Irradiation
ISCC	système solaire intégré à cycle combiné	Integrated Solar Combined Cycle
TES	Stockage d'énergie thermique	Thermal Energy Storage
LEC	Le coût moyen actualisé de l'électricité	LevelizedCost of Electricity
SAM	/	System Advisor Model
FFF	FFF Fraction de remplissage de combustible	Fossil Fuel Fraction
SM	Multiple solaire	Solar Multiple

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction Générale

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables a connu une forte croissance ces dernières années. D'ici 20-30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles, et sur un recours accru aux énergies renouvelables. L'énergie renouvelable la plus dominante est l'énergie solaire qui assure la vie sur terre, et qui a été exploitée par l'homme depuis très longtemps, sous diverses formes [MOUSSAOUI et al ; 2014].

Une énergie est dite renouvelable lorsqu'elle est produite à partir de ressources inépuisables. Depuis longtemps, on a exploité des énergies fossiles ou « énergies stock » : le pétrole, le charbon, le gaz, l'uranium principalement. On les oppose aux nouvelles énergies appelées aussi « énergies flux » renouvelables et non polluantes. Les énergies renouvelables doivent être capables de satisfaire les demandes en énergies, quel que soit leur forme: mécanique, électrique, chimique ou thermique. Heureusement, l'énergie existe sous différentes formes dans la nature. On peut capter la force du vent ou les rayons du soleil, directs ou diffus. On peut utiliser la biomasse générée par la photosynthèse, la chaleur de la terre (géothermie) ou même l'énergie des océans sous diverses formes, par les vagues ou les marées, la chaleur qu'ils emmagasinent ou même les différences de salinités entre les eaux [Bouassida, 2013].

Les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétiques et économiques menés par l'Algérie : d'ici 2030, environ 40 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable. En effet, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir du solaire photovoltaïque, et du solaire thermique à concentration qui seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance [BOUKELIA ,2016]. Il existe quatre principaux types des concentrateurs solaires pour la production d'énergie à partir des rayons solaires à savoir : les concentrateurs cylindro-paraboliques, les concentrateurs paraboliques, les miroirs de Fresnel, et les tours solaires. Dans le domaine de conversion d'énergie solaire, il semble que la technologie du concentrateur cylindro-parabolique soit la plus économique, la plus mature et la plus robuste. Les rayons du soleil sont concentrés sur un récepteur solaire en utilisant des miroirs, qui sont convertis en chaleur ou en électricité.

Dans cette étude, les performances d'une centrale solaire thermique à concentration cylindro-parabolique avec différents fluides ont été déterminés en fonction de la nature du fluide de transfert, le fluide de stockage, la configuration utilisée (avec/sans stockage et système de

INTRODUCTION GÉNÉRALE

remplissage), et les paramètres géographique du site. Pour cela, trois (03) chapitres ont été élaborés, encadrés par une introduction générale, et une conclusion générale, dont l'ordre est le suivant :

Chapitre 1 :

Ce chapitre présent la centrale solaire thermique dans le cas général, puis détaille les différents composants de la centrale solaire cylindro-parabolique, et son principe de fonctionnement.

Chapitre 2:

Ce chapitre sera consacré à la modélisation mathématique de cette centrale.

Chapitre 3:

Dans ce chapitre, nous utiliserons le logiciel SAM (System Advisor Model) pour la simulation de la centrale avec 50 MWe de capacité sur les sites retenus dans le sud Algérien (Tamanrasset, Hassir'mel et Insalah). Quatre modèles de la centrale seront proposés et simulés. Nous exploiterons les résultats obtenus et nous donnerons sous forme de courbes et des tableaux les différentes performances de la centrale (cout moyen actualisé de l'électricité, la taille du champ solaire).

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

CHAPITRE 1

Généralités sur les centrales solaires thermiques

1.1 INTRODUCTION

L'électricité solaire produite thermiquement est une source d'énergie renouvelable à faible coût qui utilise un collecteur pour recueillir le rayonnement solaire pour faciliter les cycles de puissance de température pour produire une puissance propre et abordable. L'efficacité globale de conversion (système) d'environ 35% est réalisable avec une gestion thermique intelligente. Le rayonnement thermique solaire peut être collecté par différentes technologies d'énergie solaire à concentration (CSP) pour fournir une chaleur à haute température la source. Ces technologies diffèrent cependant selon qu'elles sont à focalisation linéaire ou ponctuelle. [Kenneth M et al;2016]

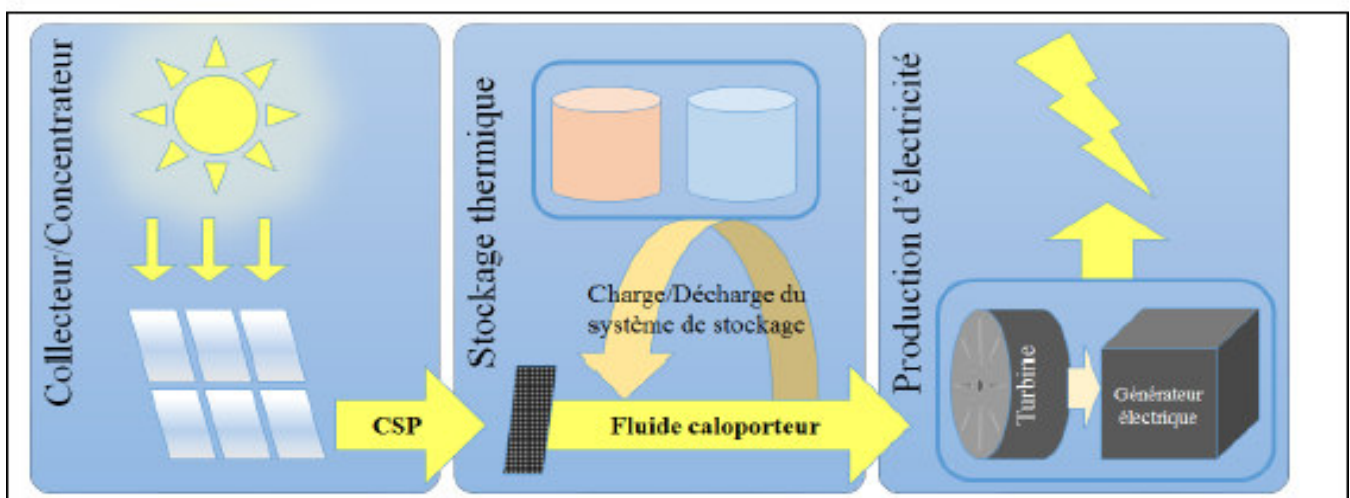


Figure 1.1 : Principe d'une centrale solaire thermodynamique

1.2 DEFINITION

Une centrale solaire thermodynamique à concentration (ou centrale solaire thermique ou encore hélio-thermodynamique, en anglais CSP pour (Concentrating Solar Power Plant) est une centrale qui concentre les rayons du soleil à l'aide de miroirs, afin de chauffer un fluide caloporteur qui permet en général de produire de l'électricité [les centrales solaires thermodynamiques]

On distingue 4 technologies CSP différentes :

- cylindro-parabolique
- Linéaire Fresnel
- Tour solaire
- parabolique

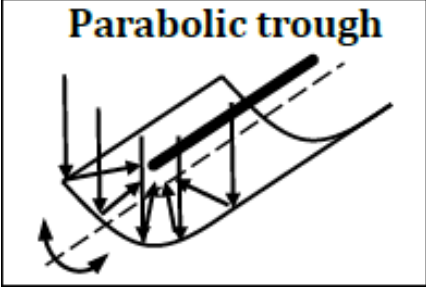
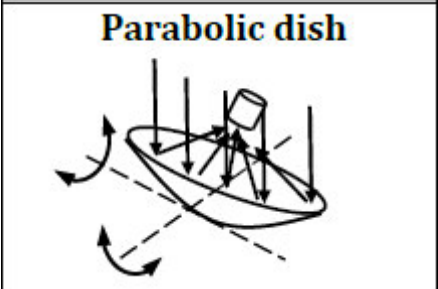
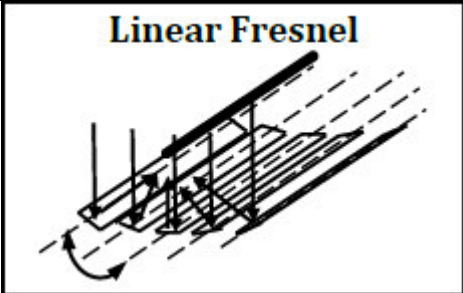
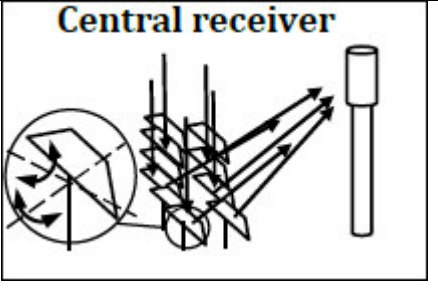
Type	Récepteur linéaire	Récepteur ponctuel
Réflecteur mobiles	<p>Parabolic trough</p> 	<p>Parabolic dish</p> 
Réflecteur fixes	<p>Linear Fresnel</p> 	<p>Central receiver</p> 

Tableau 1.1: Types de technologie CSP.

PRINCIPE DE CENTRALE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE

La production d'électricité à partir du rayonnement solaire n'est pas un processus direct. Le principe est de produire des températures exploitables pour les dispositifs thermodynamique de conversion de l'énergie thermique en énergie mécanique puis électrique .Pour cela, le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne.

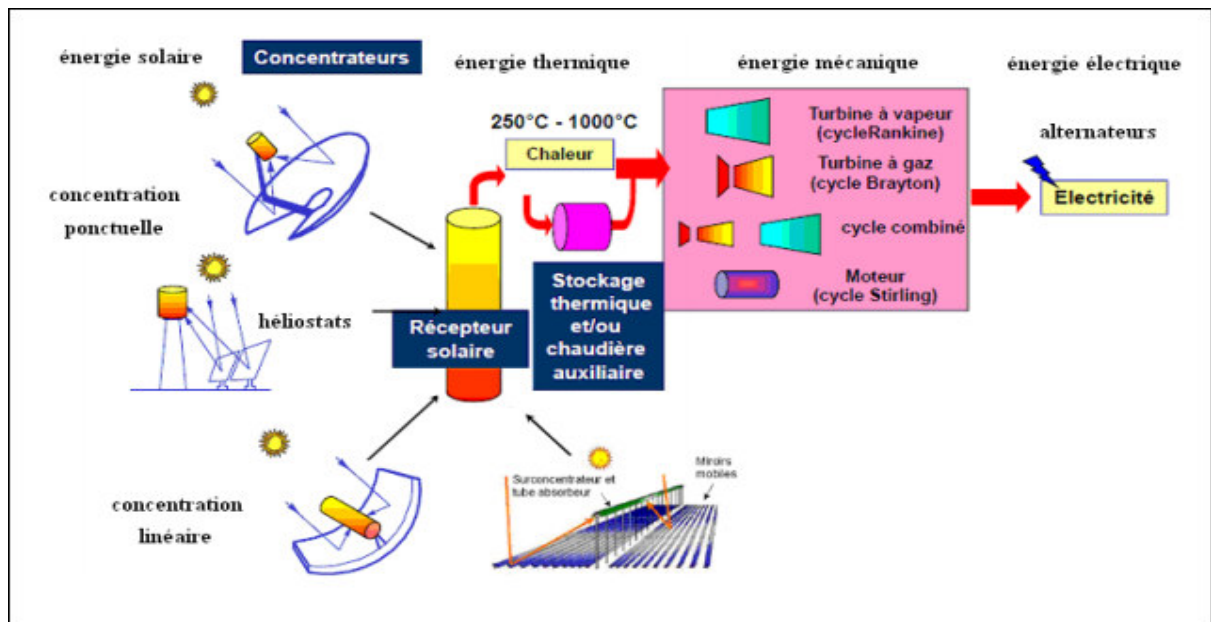


Figure1.2: Schéma global de la solaire thermodynamique.

Mais quelle que soit la solution technologique retenue pour la captation des flux solaires ou la transformation de chaleur en électricité, on distingue les blocs fonctionnels interagissant entre eux par le choix du ou des fluides thermodynamiques :

- 1- La collecte et la concentration par le capteur du flux solaire sur le récepteur pour chauffer le fluide caloporteur.
- 2- Absorption sur les parois du récepteur, transformation en chaleur (production de chaleur)
- 3- transport et éventuellement stockage de chaleur (vapeur d'eau ou autre fluide caloporteur selon la température de source chaude et le système utilisé).
- 4- La conversion de chaleur en électricité à partir d'un cycle thermodynamique.

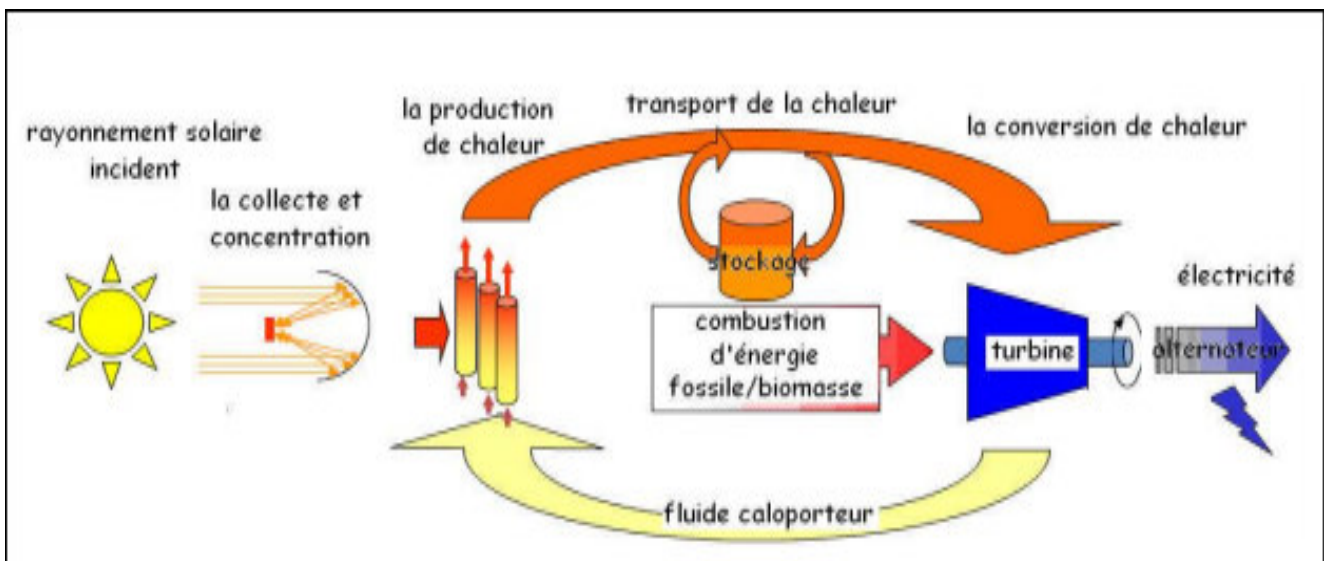


Figure1.3: Fonctionnement d'une centrale solaire thermodynamique

Le capteur solaire ou collecteur/ concentrateur est le composant de base du champ solaire. Il est composé d'un réflecteur (miroir), d'une structure métallique, d'un récepteur et du système de poursuite solaire [MEKHLOUFI M ; SALHI M 2019].

1.3 DIFFERENTES TECHNOLOGIES DE CENTRALES SOLAIRE THERMODYNAMIQUE

1.3.1 centrale solaire à concentration cylindro-parabolique (PTCSTPP) :

C'est la technologie la plus éprouvée (74% des centrales solaires thermodynamiques). Les réflecteurs suivent la course du soleil et concentrent le flux solaire sur des tubes horizontaux fixés aux récepteurs. Un fluide caloporteur circule dans les tubes. Les températures pouvant être atteintes avec ce type de capteur sont comprises entre 270 et 450°C [M. PIERRE PARDO 2013].

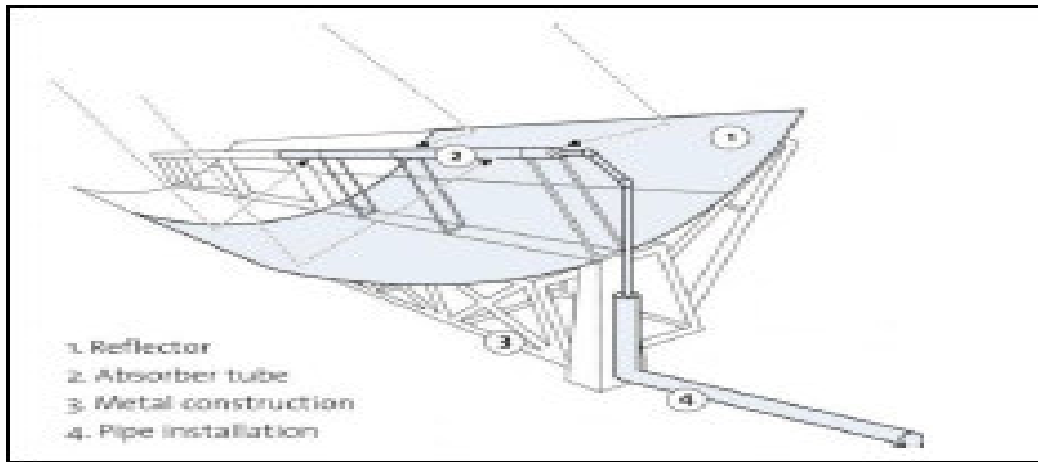


Figure 1.4 : Schéma de principe d'un concentrateur cylindro-parabolique.

1.3.2 Centrale solaire à Tour (CTRSTPP) :

Un système central à tour se compose d'héliostats, qui sont espacés dans un domaine pour éviter l'interférence mécanique ou optique entre eux pendant qu'ils pivotent pour refléter la lumière du soleil directe sur un récepteur élevé ou un réflecteur secondaire. Le récepteur est conçu pour arrêter effectivement la lumière du soleil entrante concentrée et l'absorber comme chaleur à une température élevée. Cette énergie est reçue par un fluide caloporteur et stockée en tant qu'énergie thermique, employée pour conduire un générateur électrique, ou utilisée en tant que chaleur de processus. La collection à forte concentration et la haute température qui résulte de la chaleur accumulée sont d'intérêt pour beaucoup d'applications.

La tour solaire a l'avantage que toute la conversion de l'énergie solaire a lieu dans une région fixe simple, c.-à-d., le récepteur (le four). Ceci permet au récepteur d'être fixé, en grande partie évitant le besoin de réseaux de transport d'énergie, et permet un investissement plus rentable conçu pour améliorer l'efficacité et la sophistication du processus de conversion d'énergie. Elles ont été construites le plus souvent comme de grands systèmes simples pour actionner un cycle à vapeur. Un inconvénient universel est que la position fixe du récepteur signifie que les héliostats ne se dirigent pas généralement directement au soleil, de sorte que la quantité de rayonnement solaire rassemblée par unité de superficie de miroir soit réduite en comparaison avec un concentrateur plat (l'effet de cosinus)[MALKI M, BENLAZAR M ,2017].



Figure1.5: La centrale solaire à tour Thémis-France-

1.3.3 Centrale solaire linéaire de Fresnel (LFSTPP) :

La centrale solaire linéaire de Fresnel (cf. Figure 1.6) est constituée de plusieurs alignements de miroirs montés sur des axes de rotation disposés en parallèle les uns à côté des autres. Les miroirs peuvent être plats, mais ils sont plus généralement légèrement courbés dans le sens de la longueur, afin d'augmenter le facteur de concentration. Ces alignements de miroirs pivotent autour de leurs axes de rotation, afin de réfléchir continuellement le rayonnement solaire direct sur un récepteur linéaire fixe placé au-dessus du champ de miroirs [Emeric T, 2015]

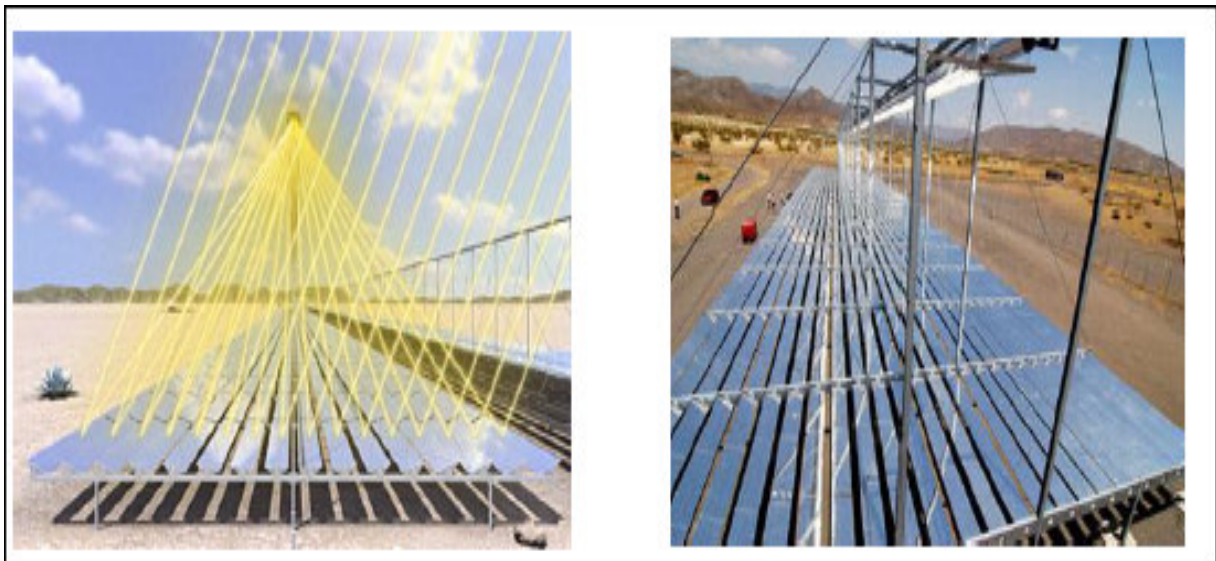


Figure1.6: Schéma de principe d'un concentrateur linéaire de Fresnel.

1.3.4 Centrale solaire à concentration parabolique

Les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils sont constitués d'une grande parabole de révolution réfléchissante et d'un moteur « Stirling » au foyer de la parabole. Le tout pivote sur 2 axes pour suivre le déplacement du soleil, afin de concentrer son rayonnement sur le foyer de la parabole réfléchissante. Le rapport de concentration est généralement d'environ 4000 et la température obtenue entre 500 et 1000°C. Ainsi, la chaleur du soleil fait travailler un fluide comprimé afin de générer de l'électricité. Chaque capteur est en fait une mini-centrale, qui produit de l'électricité de manière autonome.

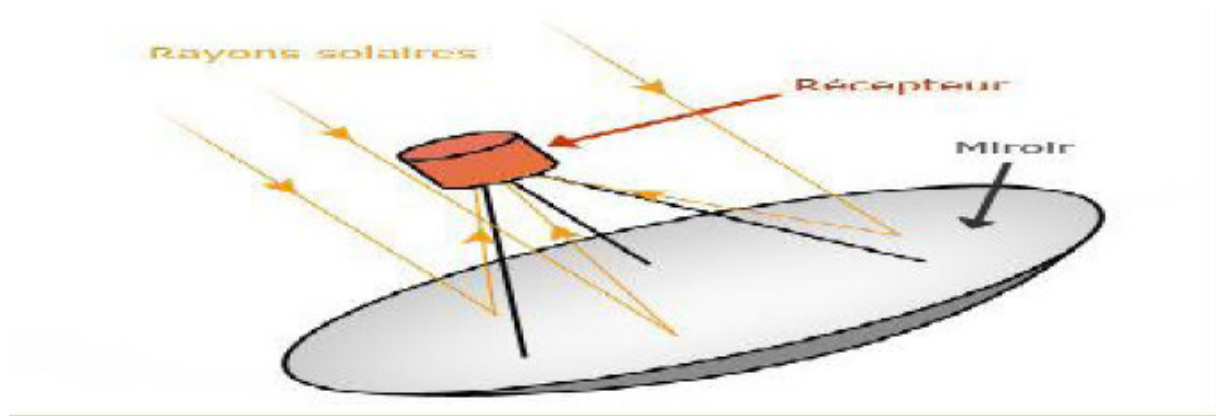


Figure 1.7 : collecteurs paraboliques

Les collecteurs paraboliques permettent d'augmenter la puissance finale qui est de 15kW dans la plupart des cas. De nombreuses centrales de ce genre existent un peu partout dans le monde, mais l'on ne retrouve presque jamais le même type de parabole d'une centrale à l'autre, nous sommes donc encore en phase d'expérimentation, mais nous avons déjà constaté que cette technologie n'est probablement pas la plus rentable [KHADRAOUI Z; 2017].

1.4 COMPARAISON DES DIFFERENTES TECHNOLOGIES :

Dans le Tableau 1,2; une comparaison entre les différentes technologies est présentée. Les centrales à tour représentent la deuxième technologie la plus mature et la prochaine alternative au cylindro-parabolique. En ce qui concerne les coûts liés au développement des CSP, les centrales à tour et les centrales à concentrateur parabolique sont actuellement plus chères, bien que les développements futurs et les améliorations modifient les projections du coût actualisé de l'énergie électrique de ces centrales. Le coût de l'énergie produite par la centrale à tour devrait être la moins chère des technologies CSP d'ici 2020 [KENDA NITEDEM E, 2017].

Tableau 1.2 : Tableau comparatif des différentes technologies CSP [KENDA NITEDEM E, 2017].

	Cylindro-parabolique	Centrale à tour	Réflecteurs linéaires de Fresnel	Centrale parabole Stirling	à de
Capacité (MW) de température de fonctionnement (°C) de facteur de concentration solaire	10–250 300–550 50-90	10–300 300–1200 60-1000	5–250 150–400 35-170	0,01–1 300–1500 3000	
Rendement solaire-électrique (%)	10-16	10-22	08-12	16-29	
Coût relatif Cycle Thermodynamique	Faible Turbine à vapeur	Elevé Cycle à vapeur	Elevé Cycle à vapeur	Très élevé Moteur Stirling, Cycle à vapeur	
Maturité commerciale	Cycle organique de Rankine Elevée Limitée	Cycle de Bryton Moyenne Très importante	Cycle de Brayton Moyenne Très importante	Cycle de Bryton Faible	
Possibilités d'amélioration	Long terme prouvé fiabilité et durabilité	Haut rendement	Structure simple et facile à mettre en œuvre	Très grand Potentiel Très haute Efficacité	
Avantages	Composants Modulaires Compatible avec les cycles combinés	Composants Modulaires compatible avec les cycles combinés Hautes températures de Fonctionnement	Composants Modulaires Compatible avec les cycles combinés	Composants modulaires	
Limites	Faible rendement Température de fonctionnement limitée (400 °C), Structure complexe Besoin d'eau pour le nettoyage des miroirs et la condensation	Important coût d'investissement et d'entretien Besoin d'eau pour le nettoyage des miroirs et la condensation Structure complexe	Faible Rendement Température de fonctionnement limitée	Pas de stockage Thermique disponible actuellement Faible maturité Besoin d'eau pour le nettoyage des miroirs et la condensation	

1.5 FLUIDES CALOPORTEURS ET THERMODYNAMIQUES :

L'énergie thermique provenant du rayonnement solaire collecté est convertie grâce à un fluide caloporteur, puis une 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. Parmi les fluides les plus courants, on distingue :

- **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[solaire thermodynamique ;2018]

1.5.1 TEMPERATURE MAXIMALE DU FLUIDE CALOPORTEUR

D'un point de vue thermodynamique, plus la température du fluide caloporteur à la sortie du champ solaire est élevée, plus est grand le rendement de la conversion solaire/électricité. Cependant, il y'a une contrainte qui limite la température de fonctionnement d'un fluide caloporteur, c'est sa stabilité thermique. A haute température, les propriétés thermophysiques du fluide se

dégradent et de ce fait il perd ses qualités comme fluide caloporteur. Il reste à faire que les pertes de chaleur par convection, conduction et rayonnement augmentent considérablement avec l'augmentation de la température.

1.6 SYSTEME DE SUIVI SOLAIRE

Comme tout collecteur d'un système CSP, les concentrateurs cylindro paraboliques sont également équipés d'un mécanisme de poursuite **figure (1.8)**. C'est le système qui permet de suivre le rayonnement solaire : il adapte en permanence le capteur solaire de façon à ce que le rayonnement reçu soit toujours perpendiculaire au réflecteur. Ainsi, le rayonnement est réfléchi au foyer de la parabole formé par les miroirs, et concentré dans un tube collecteur.

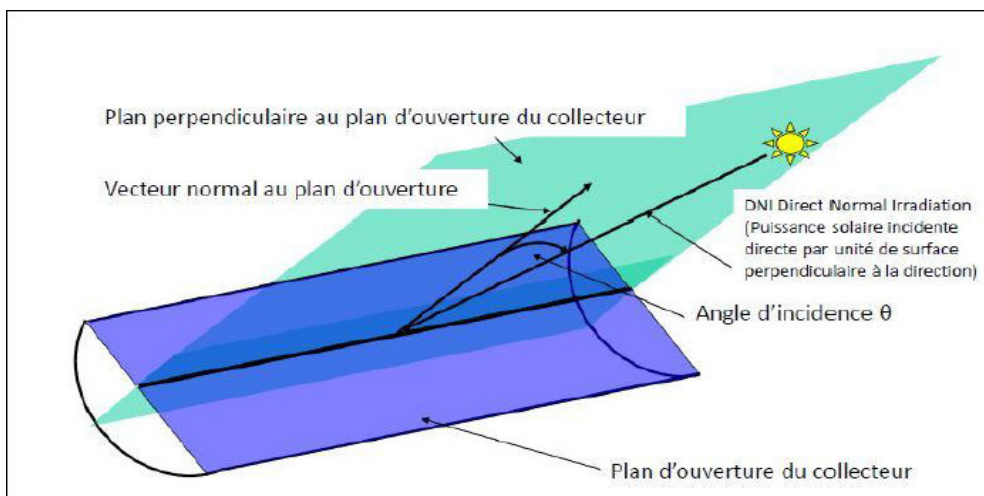


Figure. 1.8 : Le concentrateur cylindro- parabolique en position de suivi.

La poursuite solaire peut être sur un seul axe ou autour de deux axes. Dans le premier cas le mouvement peut être de trois manières :

- ✓ Est-Ouest horizontal : le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe Nord-Sud.
- ✓ Nord-Sud horizontal : le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe Est-Ouest.

Est-Ouest polaire : le mouvement doit être suivant l'axe de la terre avec une inclinaison égale à la latitude du lieu.

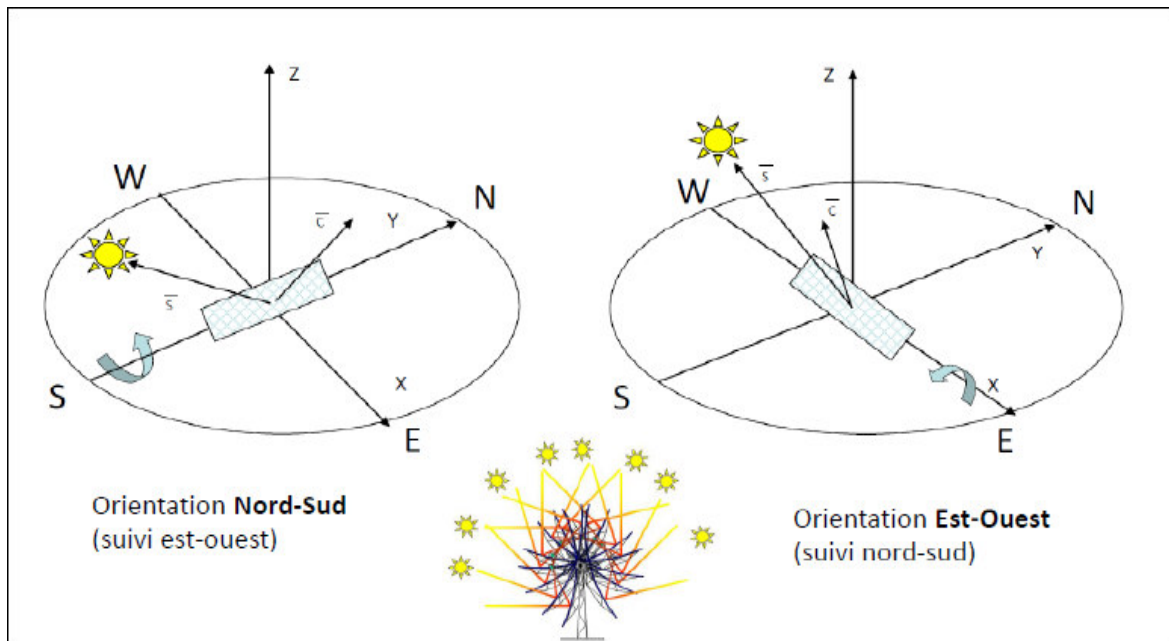


Figure. 1.9:Orientation de concentrateurs cylindro parabolique.

L'orientation Nord -Sud est préférée car elle permet une grande variabilité de l'énergie thermique récupérée durant l'année, une quantité de chaleur collectée pour une orientation NS est plus importante que pour EW, et elle offre un bon fonctionnement dans la gamme de température entre 150-350°C [Mazouz, 2017].

1.7 STOCKAGE DE L'ENERGIE :

Le stockage de l'énergie concerne principalement le stockage de l'électricité et celui de la chaleur. À grande échelle, le stockage de l'électricité se fait indirectement. Pour être utilisable, l'électricité doit être transformée en une autre forme d'énergie stockable. Cette forme d'énergie intermédiaire peut être mécanique ou chimique. En revanche, la chaleur peut être stockée directement via un matériau spécifique ou transformée en énergie chimique par exemple dans la littérature, les solutions de stockage de l'énergie se déclinent en quatre catégories :

- ❖ Mécanique : énergie potentielle (barrages hydrauliques, stockage d'énergie par air comprimé), énergie cinétique (volants d'inertie) ;
- ❖ Chimique : hydrocarbures, hydrogène ;
- ❖ Electrochimique : batteries, piles, condensateurs ;
- ❖ Thermique : chaleur sensible, chaleur latente (ex : énergie solaire, géothermique)[**Samira CHERBAL 2015**].

1.8 CONCLUSION :

Ce chapitre donne quelques notions générale sur les centrale solaire thermique tels que : le principe de fonctionnement, les composants d'une centrale solaire thermique..., puis on a défini les différentes technologies CSP. Dans le chapitre qui suit, on se basant sur l'étude d'une centrale solaire thermique cylindro-parabolique. Pour cela, une modélisation mathématique de cette technologie a été introduite.

RÉFÉRENCES:

Emeric T,2015;« Estimation du Potentiel de la Technologie Solaire Thermodynamique à Concentration en Climat Non Désertique », Application à La Réunion ; Thèse de doctorat.

KENDA NITEDEM E,2017;« stockage thermique à base d'Eco matériaux locaux pour centrale solaire à concentration : cas du pilote csp4africa » ; Thèse de doctorat ; université de perpignan via domitia

Kenneth M;Armijo (PI) and Subhash L; Shinde (PM) :« Heat Transfer Phenomenain Concentrating Solar Power Systems » ;Novembre 2016.

KHADRAOUI ZAKARIA, 2017 ;«Etude d'une centrale solaire thermique», mémoire de master ,université Badji Mokhtar, Annaba.

Les centrales solaires thermodynamiques

<http://dSPACE.univtlemcen.dz/bitstream/112/5022/4/chapitre1.pdf>

MALKI Mohssine, BENLAZAR Mohammed, 2017 ; « Etude d'une centrale solaire thermique » ; Mémoire de Master; Université aboubekrbelkaid.

MEKHLOUFIMohammed Lamine, SALHI Messaoud, 2019 «Etude Technico-économique et Environnementale de la Centrale Hybride de HassiR'mel», Mémoire de Master ,Université Kasdi Merbah Ouargla.

Pierre Pardo M,2013;« développement d'un procédé de stockage d'énergie thermique haute température par voie thermochimique » ; Thèse de doctorat ; université de Toulouse.

Samira C, 2015;« analyse d'un système de stockage thermique résidentiel par masse d'eau » ; Thèse de doctorat ,université du Québec.

Solaire thermodynamique;2018<https://www.acteurdurable.org/solaire-thermodynamique> .

CHAPITRE 2

Modélisation de la centrale cylindro- parabolique

2.1 INTRODUCTION

Ce chapitre est consacré à la modélisation de la centrale solaire cylindro-parabolique comme une première partie pour mieux optimiser les performances globales de ce type de centrale.

2.2 STRUCTURE GENERALE D'UNE CENTRALE CYLINDROPARABOLIQUE

La technologie des concentrateurs solaires cylindro-paraboliques est actuellement la plus répandue, l'application la plus importante de cette technologie est la production de l'électricité.

En 1984, la première centrale solaire commerciale, SEGS I était installée en Californie par la société Luz International Limited. La centrale thermique solaire à CCP est constituée de trois éléments principaux :

- Le champ solaire, qui utilise une série de longs concentrateurs cylindro-paraboliques.
- Le système de transfert de la chaleur.
- Le système de génération électrique (Turbine + Générateur)[**Samia B et al ,2017**].



Figure 2.1 : Champ de miroir cylindro-parabolique à la centrale solaire de Kramer Junction en Californie.

2.3 CHAMP SOLAIRE

Le champ solaire peut avoir plusieurs configurations en fonction de la manière dont il est alimenté en fluide caloporteur. Dans tous les cas, la tuyauterie de sortie est la plus courte possible pour minimiser les pertes à l'ambiance [Dahmani et al ; 2018].

Il se compose d'une ou plusieurs boucles d'assemblages des collecteurs solaires (SCA), chaque boucle disposée en parallèle. Un tuyau collecteur commun fournit avec un débit égal à chaque boucle du fluide caloporteur (HTF) et une seconde tête recueille les chaudes HTF pour le retourner directement au cycle de puissance pour la production d'électricité ou au système de stockage d'énergie thermique pour une utilisation à une date ultérieure. Afin de minimiser la pression de pompage, le terrain est généralement divisé en plusieurs sections, chaque section avec son propre tété d'ensemble, et le cycle de puissance se situe à proximité du milieu du champ. La figure 1 montre un aménagement possible de la centrale où deux têtes sections sont utilisées pour 20 boucle totale [Michael J et al ; 2011].

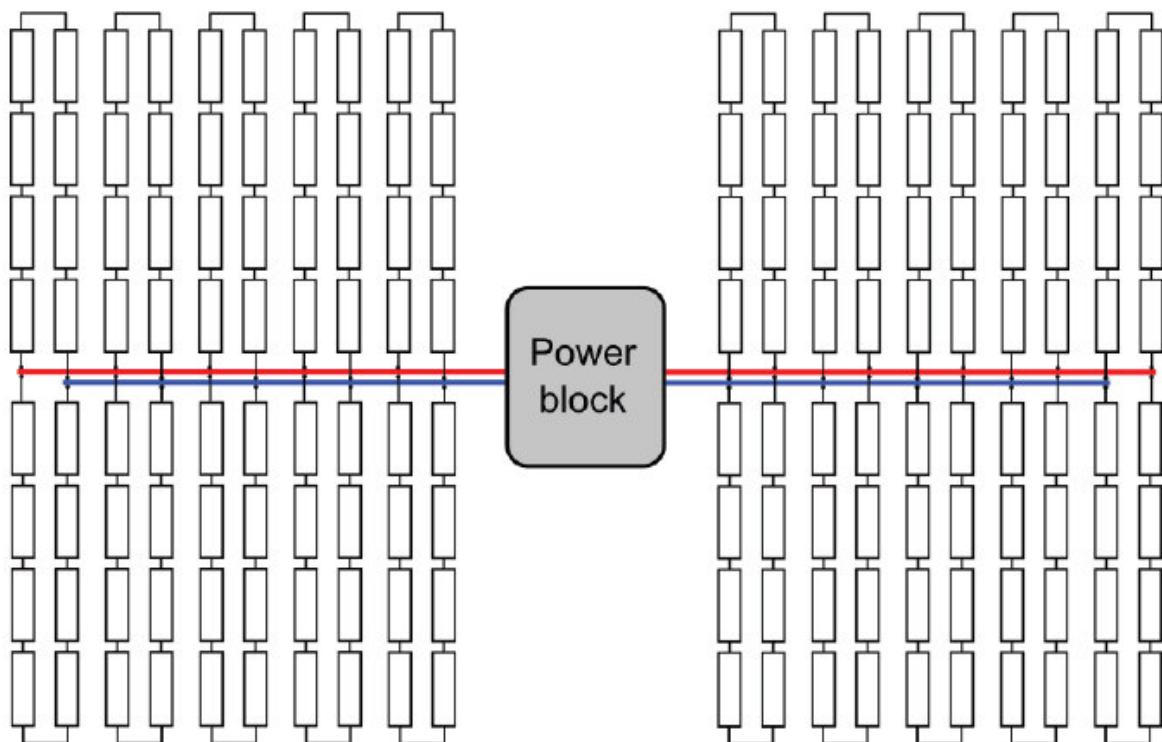


Figure 2.2 : Arrangement possible sur le terrain, où le champ est divisé en deux têtes sections, chaque section contient 8 SCA individuels, et chaque partie du tube d'en-tête est connectée à deux boucles.

2.3.1 Contrôle du champ solaire :

Les centrales d'énergie solaire à concentration (CSP) convertissent l'irradiation normale directe (DNI) du soleil en énergie thermique et éventuellement en électricité ou en un autre produit utile. Le DNI peut varier considérablement sur une période de temps relativement courte, et le champ solaire cylindro-parabolique doit être conçu pour gérer ces variations. L'algorithme de contrôle du champ solaire utilise des entrées spécifiées par l'utilisateur pour prendre des décisions opérationnelles basées sur le niveau de ressources DNI, la température ambiante, la présence de stockage thermique, etc. Le débit massique minimal de HTF, le débit massique maximal de HTF, L'état de déconcentration et la température de chaque nœud par rapport au point de consigne de protection contre le gel sont des paramètres qui sont surveillés et appliqués par le contrôleur de champ solaire. La logique de terrain utilise une stratégie de contrôle «idéale». Cela signifie que le débit massique HTF est contrôlé pour permettre à la température de sortie de boucle de satisfaire la valeur de point de conception lorsque cela est possible.

La perte de chaleur du récepteur et la température de surface sont les deux fonctions de la température du HTF, cette dernière à son tour est une fonction du débit massique du HTF, de sorte que cette température doit être calculée itérativement. Le System Advisor Model utilise une substitution successive, où une estimation initiale du débit massique de champ est fournie avec les valeurs de température supposées, puis le débit massique est recalculé et ajusté jusqu'à ce que la température de sortie converge vers la valeur de conception. Si le débit massique calculé est hors la plage acceptable spécifiée, une manipulation de commande spéciale est requise. Les débits minimum et maximum autorisés sont indiqués. L'équation (2-1) montre comment les vitesses minimales ($V_{HTF,min}$) et maximale ($V_{HTF,max}$) du HTF sont converties en débits massiques.

$$\dot{m}_{HTF,min} = V_{HTF,min} \rho_{HTF,f} \pi \left(\frac{D_{min}}{2} \right)^2 \quad \text{Eq 2.1}$$

$$\dot{m}_{HTF,max} = V_{HTF,max} \rho_{HTF,c} \pi \left(\frac{D_{min}}{2} \right)^2 \quad \text{Eq 2.2}$$

Où

$\rho_{HTF,c}$: Représente la densité du HTF aux températures de conception froide (f) et chaude (c).

D_{min} : est le tube récepteur de diamètre minimal qui est présent dans le système.

Le débit massique du champ solaire est constamment ajusté dans les limites d'écoulement supérieur et inférieur pour maintenir la température de sortie du HTF souhaitée. Plusieurs méthodes de calcul sont possibles pour déterminer le débit massique. System AdvisorModel utilise un algorithme de solution numérique personnalisé qui tient compte de la vitesse de variation du débit massique et des variables de température de sortie du HTF. Les techniques numériques requièrent généralement une valeur initiale. L'hypothèse du débit massique initial est représentée dans l'équation [MILES A, 2017]:

$$\dot{m}_{HTF,ini} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{SCA}} Q_{i=abs} N_{bou}}{C_{HTF,moy}(T_{bou,s,ps} - T_{cs,e})} \quad \text{Eq 3.3}$$

2.3.2 Bilan énergétique :

Au sein de chaque boucle, un certain nombre de SCA sont utilisées pour chauffer le HTF progressivement pour avoir la température de sortie. Chaque SCA est composé d'un certain nombre de collecteurs cylindro-parabolique et leurs récepteurs en série qui partagent un seul système de poursuite, dans ce modèle, le SCA sert comme le niveau le plus bas de la discrétisation. Chaque SCA est considéré comme un nœud de calcul indépendant dans la boucle, les valeurs de performance sont calculées indépendamment pour chaque SCA. La **figure 2.3** illustre ces principes [Messai et al ; 2011].

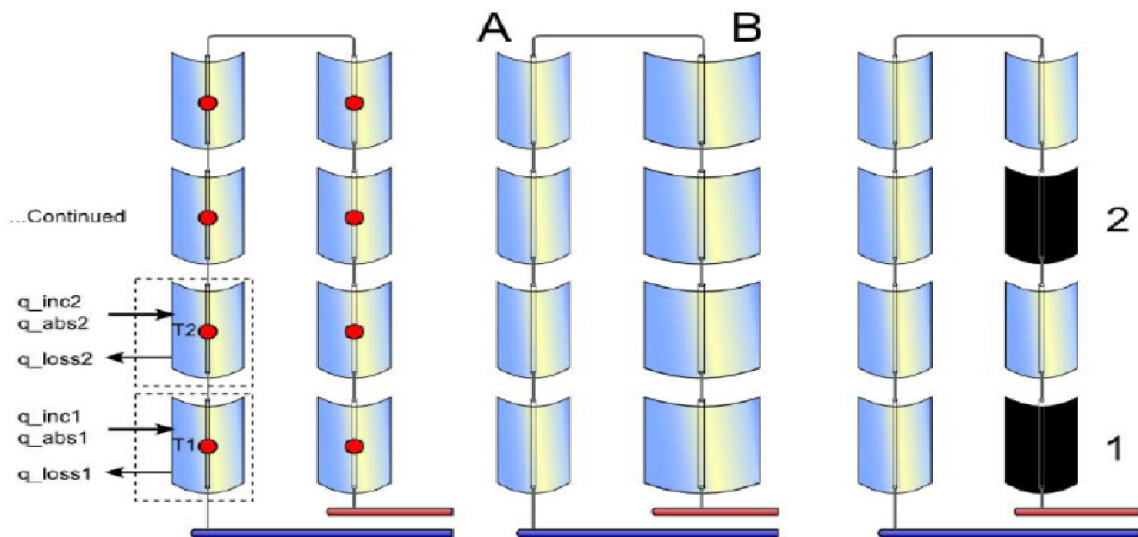


Figure 2.3 : la structure nodale de la boucle est montrée (à gauche) ou chaque SCA dans la boucle est un nœud autonome. Ce cadre permet avoir multiples types de capteur _ montre que A et B (au centre) _ et les systèmes de défocalisation spécifiés par l'utilisation (à droite).

2.3.3 Bilan énergétique nodal :

Un modèle de récepteur typiquement état d'équilibre détermine l'élévation de la température travers le nœud, en tenant compte de l'énergie absorbée, le débit massique du HTF, et la chaleurs pécifique du HTF. Ce bilan énergétique pour un nœud i est représenté par l'équation : [Messai et al ; 2011]

$$\Delta T_i = \frac{\dot{q}_{abs}}{\dot{m}_{htf} c_{htf}} \text{Eq 2.4}$$

2.4 DESCRIPTION DU CONCENTRATEUR

Le concentrateur cylindro-parabolique (CCP) se distingue par sa simplicité, il se présente comme un module ayant un réflecteur de forme parabolique disposé cylindriquement. Cette géométrie lui permet de focaliser l'énergie solaire incidente selon une génératrice linéaire, où est placé un tube absorbeur dans lequel circule un fluide caloporteur. Le CCP est généralement doté d'une poursuite solaire pour adapter l'inclinaison du concentrateur de manière à ce que la radiation solaire incidente, soit toujours perpendiculaire au plan d'ouverture du concentrateur.

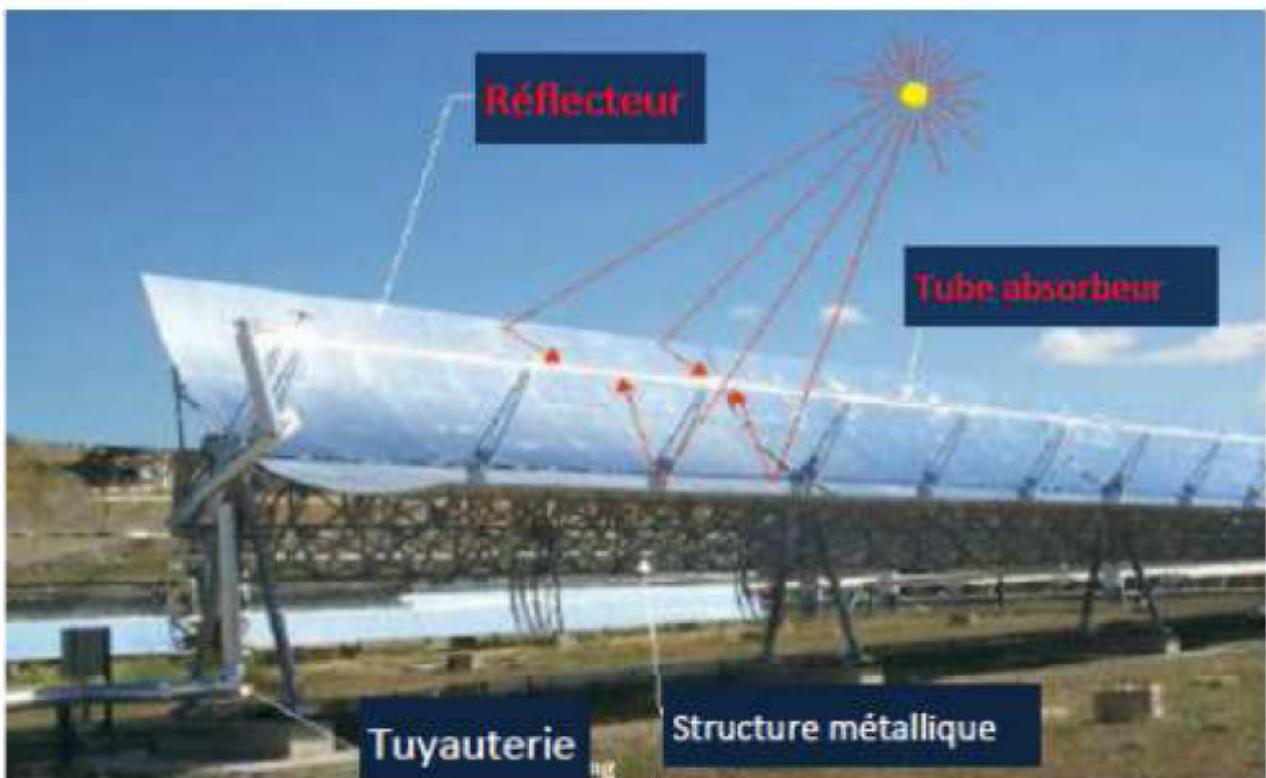


Figure 2. 4:Concentrateur cylindro-parabolique.

Le concentrateur cylindro-parabolique est caractérisé par trois facteurs principaux. Le facteur de concentration, le facteur d'interception et le facteur de l'angle d'incidence modifié :

Le facteur de concentration (C_0) : qui représente le rapport entre la surface de captation ou la surface d'ouverture du concentrateur (A_0), à la surface latérale de l'absorbeur (A_{ab}). Il définit la géométrie générale d'un CCP, on peut exprimer ce facteur par l'équation suivant :

$$C_0 = \frac{W - D_{ab,xt}}{\pi \cdot D_{ab,ext}} \quad \text{Eq 2.5}$$

Le facteur d'interception (γ) : qui représente le rapport entre l'énergie interceptée par l'absorbeur et celle réfléchiée par les surfaces réfléchissantes. Les principaux facteurs qui affectent sur le facteur d'interception sont :

- L'erreur de suivi solaire.
- La précision géométrique du réflecteur.
- La réflectivité propre du réflecteur.
- La poussière sur l'absorbeur et le réflecteur.

Le facteur de l'angle incidence modifié (K) : qui décrit comment l'efficacité optique du concentrateur change pendant que l'angle d'incident change. La valeur de ce facteur est toujours inférieure à l'unité, et diminue avec l'augmentation de l'angle d'incidence [Hamidatouet al, 2016].

2.4.1 Tube absorbeur :

Le tube récepteur est placé à la focale (linéaire) du miroir cylindro parabolique, et l'espace interne entre le tube en verre et le tube métallique absorbeur est maintenu sous vide pour éliminer les pertes thermiques par convection. Le tube récepteur est le lieu de la conversion thermique de l'énergie solaire. Il est composé d'un ensemble sous vide d'un tube enveloppe en verre, et d'un tube absorbeur en acier inoxydable recouvert d'une couche sélective dont le facteur d'absorption doit être le plus proche possible de l'unité. Le tube absorbeur doit avoir une conductivité, une diffusion thermique et une inertie chimique vis à vis du fluide de transfert (huile synthétique) qui va circuler en son sein appropriées. Il est muni à ses extrémités de soufflets métalliques qui font office de joints de dilatation. Le diamètre extérieur du tube absorbeur est fonction des dimensions du miroir associé. Le tube récepteur doit absorber autant de flux solaire concentré que possible, et le convertir énergie thermique, cette chaleur est transférée à un fluide (généralement de l'huile). Le récepteur absorbe l'énergie réfléchiée par le concentrateur et la transfère au fluide de travail du cycle de puissance.

1-soufflet métallique 2-soudure verre-métal 3-enveloppe en verre 4-tube absorbeur 5-dispositif chimique de maintien du vide (Guetter) [MEDJAOUI F, BELABBACI S ; 2018].

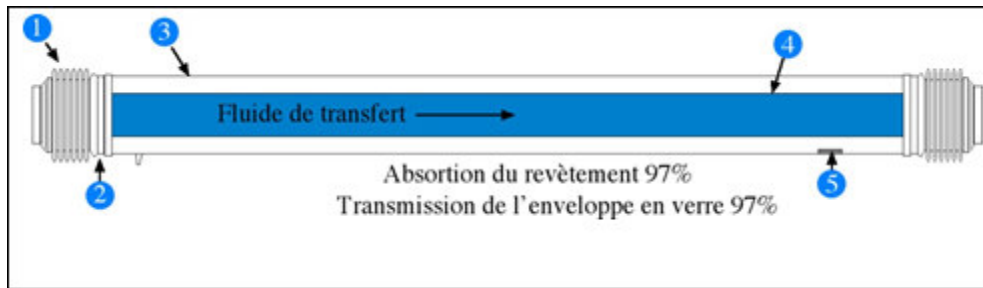


Figure 2.5 : Le tube récepteur.

2.4.2 Réflecteur :

Les réflecteurs d'un CCP étaient généralement en miroir ou autre métal réfléchissant. Les miroirs sont composés de verre pauvre en fer, ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure et d'un enduit spécial de protection. Le matériau réfléchissant le mieux indiqué est l'aluminium pur, l'acier inoxydable a été expérimenté mais il n'est pas conseillé parce que son pouvoir de réflexion est insuffisant. Pour pouvoir choisir un réflecteur cylindro-parabolique. On aura toujours intérêt à adopter la géométrie idéale pour obtenir une bonne concentration géométrique **Figure (II.6)**. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident. L'équation générale du réflecteur en coordonnées cartésiennes et polaires respectivement, s'écrit :

$$Y = \frac{x^2}{4F} \text{Eq 2.6}$$

$$R = \frac{F}{\cos^2\left(\frac{\varnothing}{2}\right)} \text{Eq 2.7}$$

$$\text{Avec : } \varnothing = \tan^{-1} \left[\frac{8\left(\frac{F}{W}\right)}{16\left(\frac{F}{W}\right)^2} \right] \text{Eq 2.8}$$

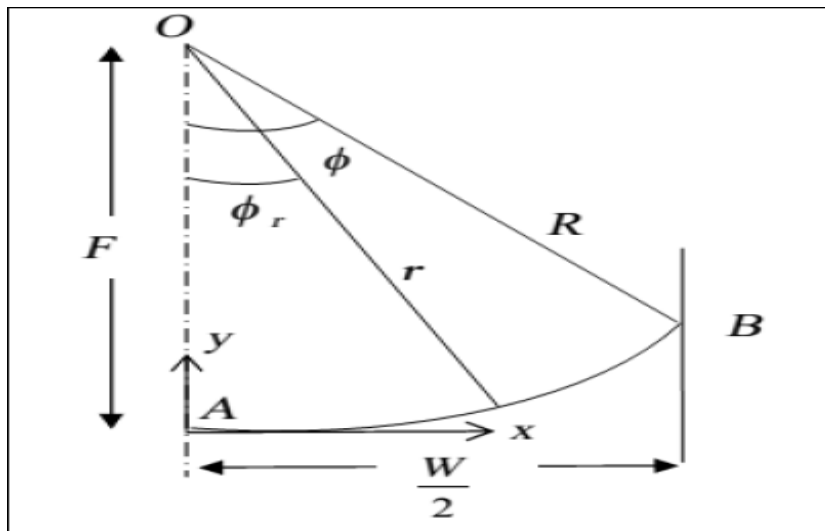


Figure 2.6 : Dimensionnement du réflecteur.

La structure métallique du réflecteur doit être suffisamment solide pour résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent. Elle doit de plus être munie d'extrémités assurant la compatibilité entre les dilatations thermiques inégales de l'acier [OUARGHI et al, 2016]

2.5 CYCLES THERMODYNAMIQUES :

2.5.1 Cycle de Carnot :

Le cycle de Carnot, c'est un cycle réversible le plus connu en thermodynamique cycle de Carnot se compose de quatre procédés réversibles, deux isothermes et deux isentropiques, décrits comme suit :

- ❖ Procédé 1-2 : expansion isotherme à la température TH
- ❖ Procédé 2-3 : expansion isentropique de température TH à TC
- ❖ Procédé 3-4 : compression isotherme à la température TC
- ❖ Procédé 4-1 : compression isentropique de température TC à TH

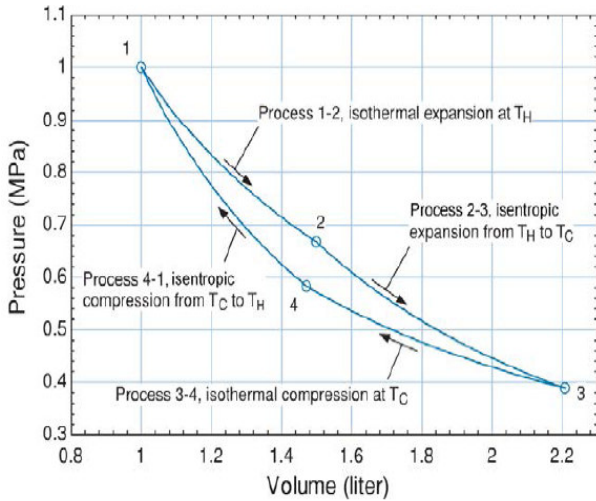


Figure 2.7 : Diagramme pression volume pour un cycle de Carnot

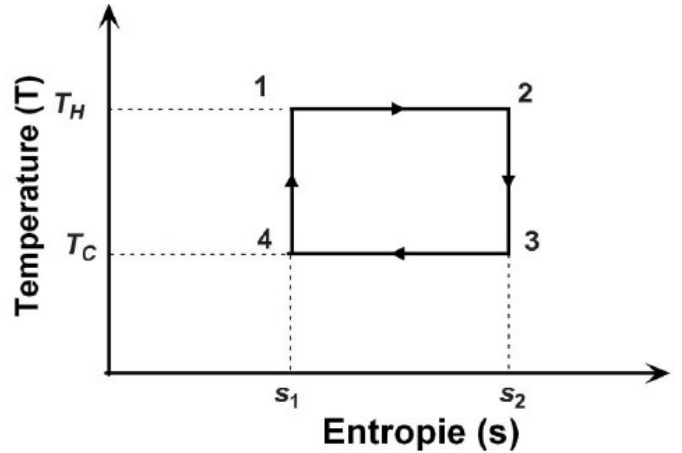


Figure 2.8 : Diagramme $T-s$ pour un cycle de Carnot

Les procédés réversibles du cycle de Carnot sont présentés dans un diagramme pression volume dans la **Figure 2.7**. Une alternative pour présenter le cycle est avec un diagramme de température-entropie spécifique ($T-s$), comme montré dans la **Figure 2.8** En effet, le diagramme $T-s$ est souvent préféré pour l’analyse des cycles de puissance.

Bilan d’entropie du processus 1-2

$$\frac{Q_H}{T_H} = m(S_2 - S_1) \text{ Eq 2.9}$$

Bilan d’entropie du processus 3-4

$$\frac{Q_C}{T_C} = m(S_3 - S_4) \text{ Eq 2.10}$$

Bilan énergétique du cycle

$$w_{net} = Q_H - Q_C \text{ Eq 2.11}$$

Le rendement du cycle de Carnot :

$$\eta_{carnot} = w_{net} / Q_{net} = (Q_H - Q_C) / Q_H = 1 - Q_C / Q_H \text{ Eq 2.12}$$

Remplaçant Q_H et Q_C dans les équations (2.9) et (2.10) dans l’équation (2.13), le rendement du cycle de Carnot devient :

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{mT_C(S_3-S_4)}{mT_H(S_2-S_1)} \text{Eq 2.13}$$

Reconnaissant à partir de la **Figure 2.8** que $S_3-S_4 = S_2-S_1$, l'équation (2.13) est réécrite : [Van Long LE ; 2014]

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_C}{T_H} \text{Eq 2.14}$$

2.5.2 Cycle de Rankine :

Les cycles de puissance de vapeur sont basés sur le cycle dit Rankine idéal, dans sa forme la plus simple (1-Expansion isentropique ; 2- Rejet de chaleur ; 3-compression isentropique ; 4- Addition de chaleur). Les éléments clés sont : pompe, générateur de vapeur, turbine à vapeur et condenseur.

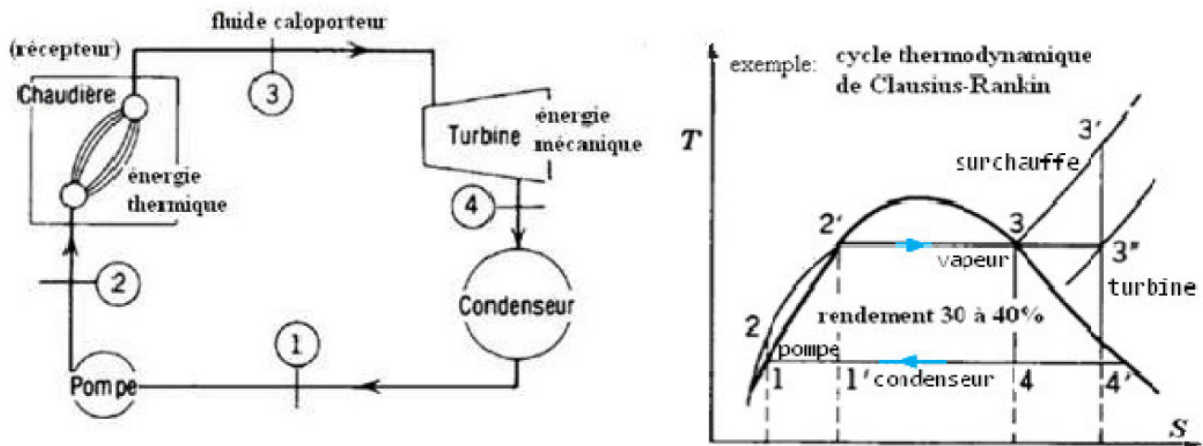


Figure 2.9 : Les composants associés au processus du cycle Rankine à vapeur.

Le diagramme (T-S) est un diagramme très courant qui est utilisé pour l'analyse des cycles du système de transfert d'énergie. Dans un diagramme (T-S), la chaleur Q transférée au cours d'un processus réversible interne est donnée par la surface sous la courbe de traitement respective, c'est-à-dire [Mihoub s,2017]

$$Q_{int,rev} = \int_1^2 T \cdot dS \text{Eq 2.15}$$

Le rendement thermodynamique du cycle est donné par le rapport suivant

$$\eta_{cycle} = \frac{W}{Q} \text{Eq 2.16}$$

W est le travail fourni par le cycle ; Q est l'énergie thermique requise

2.5.3 Cycle de Brayton

Le cycle de Brayton est défini comme un cycle de turbine à gaz idéal et sert de cycle de référence. Les pertes de dissipation et de frottement et les chutes de pression dans les échangeurs de chaleur ou la chambre de combustion sont négligés.

Le cycle de Brayton fermé se compose des quatre processus suivants :

- 1- Compression isentropique dans le compresseur.
- 2- Addition isobare de chaleur provenant du processus de combustion.
- 3- Expansion isentropique dans la turbine.
- 4- Elimination isobare de la chaleur

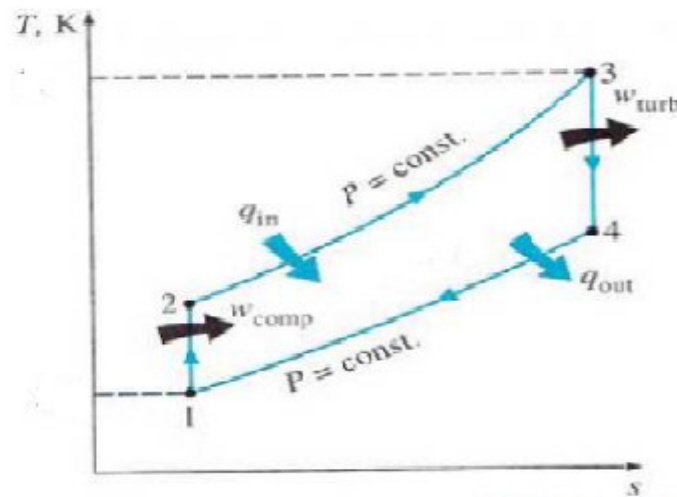


Figure 2.10: Diagramme T-s pour un cycle de Brayton idéal

Le rapport de pression r_p est défini comme le rapport de la pression du fluide moteur à la sortie du gaz

$$r_p = \frac{p_2}{p_1} \text{ Eq 2.17}$$

▪ Efficacité thermique du cycle de Brayton

$$\eta_{th,brayton} = \frac{w_{net}}{q_{in}} = 1 - \frac{q_{out}}{q_{in}} = 1 - \frac{c_p(T_4 - T_1)}{c_p(T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1(T_4/T_1 - 1)}{T_2(T_3/T_2 - 1)} \text{ Eq 2.18}$$

Les processus 1-2 et 3-4 sont isentropiques, $p_2 = p_3$ et $p_4 = p_1$.

On simplifier

$$\eta_{th,brayton} = 1 - \frac{1}{r_p^{(k-1)k}} \text{Eq 2.19}$$

Où $K = \frac{c_p}{c_v}$, k est le rapport de chaleur spécifique [-] du fluide de travail, c'est-à-dire le rapport de la chaleur spécifique à pression constante, c_p divisée par la chaleur spécifique à volume constant, c_v [Johannes S et al]

2.6 CENTRALES HYBRIDES SOLAIRE/COMBUSTIBLE :

Les configurations d'hybridation utilisées dans les centrales commerciales actuelles ou en construction, et ne mentionnons pas les concepts marginaux.

On peut considérer que deux concepts existent en matière d'hybridation : le concept des centrales solaires utilisant un appoint thermique provenant d'un combustible fossile, et le concept des centrales thermiques fossiles (typiquement du charbon) utilisant un champ solaire en guise d'appoint thermique.

En ce qui concerne le premier concept, il s'agit d'assurer le fonctionnement du cycle thermodynamique en continuant à produire de la vapeur la nuit où lors de passages nuageux importants, et ce lorsque la centrale CSP ne dispose pas de stockage. Pour les centrales cylindro-paraboliques par exemple, il s'agit d'intégrer au circuit un brûleur à combustible fossile pour remplacer le champ solaire en chauffant l'huile caloporteur. L'appoint fossile peut également être utilisé sur le fluide de travail, en surchauffant la vapeur pour atteindre une meilleure efficacité du cycle.

Le deuxième concept d'hybridation permet des centrales solaires intégrées à des cycles combinés (ISCCS) (Integrated Solar Combined Cycle System) dont le fonctionnement est illustré par la figure 10 qui a comme principe, l'utilisation de l'énergie des gaz d'échappement d'une turbine à gaz pour produire de la vapeur détendue dans une turbine à vapeur. Le champ de concentrateurs cylindro-paraboliques sert à produire un débit supplémentaire de vapeur qui sera injecté dans la turbine à vapeur, ce qui augmente le taux de production d'électricité. Ces centrales ont un avenir attrayant pour leur simple réalisation, leurs bas coûts et surtout leurs faibles émissions des gaz à effet de serre. La configuration ISCCS pourrait réduire le coût d'énergie solaire au minimum de 22% par rapport à un SEGS conventionnel (l'apport de l'énergie fossile de 25%). Les cycles modernes peuvent atteindre des rendements globaux de conversion thermique - électrique jusqu'à 55% [Aurousseau A, 2016].

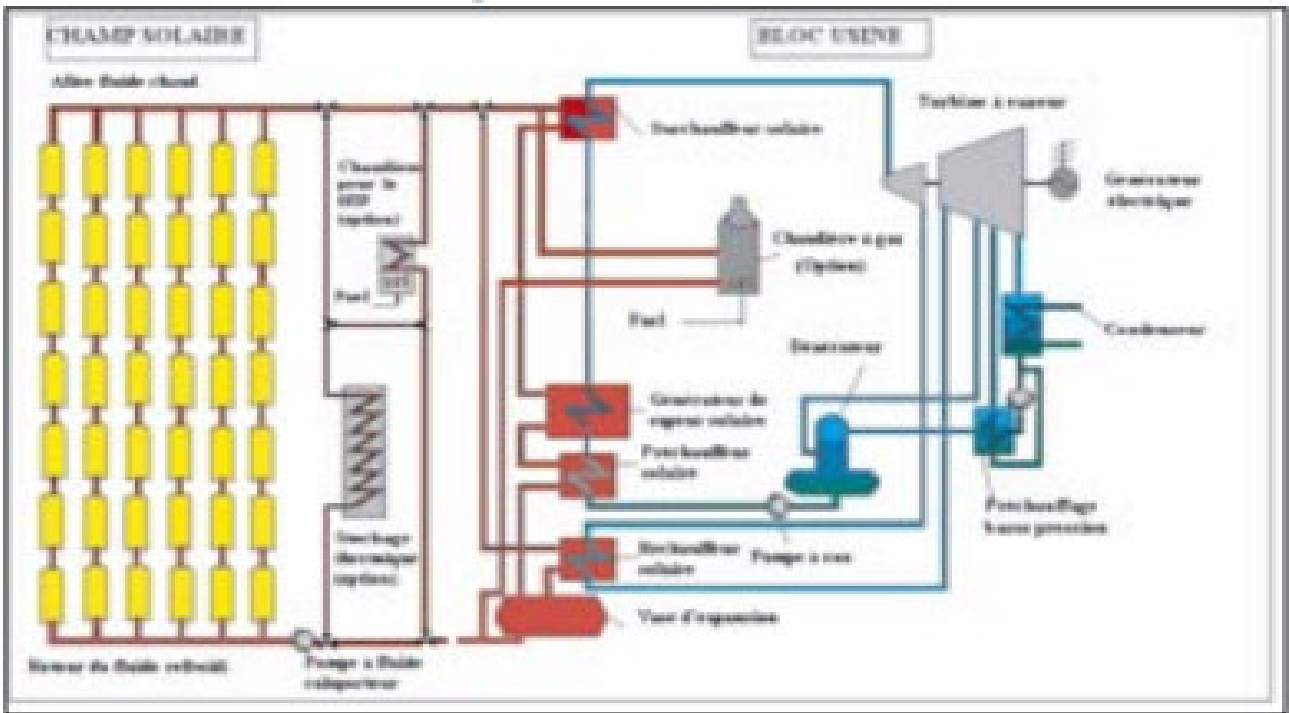


Figure 2.11: Cycle de Rankine avec surchauffe Configuration hybride : Solaire avec ou sans stockage / combustible fossile.

2.7 STOCKAGE THERMIQUE :

2.7.1 Catégories de stockage d'énergie thermique appliquée au CSP :

Le stockage thermique pour le solaire à concentration peut être divisé en deux catégories qui se distinguent par les modalités de fonctionnement. La Figure 2.12 schématise les stockages thermiques actifs et passifs.

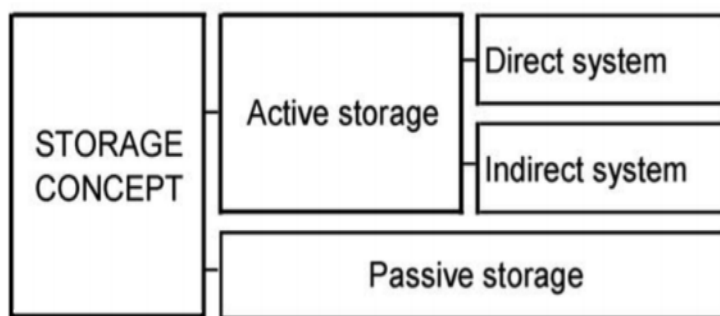


Figure 2.12 : Cycle de Rankine avec surchauffe : Catégorie de stockage d'énergie thermique dans le CSP.

Lorsque le medium de stockage est un fluide et qu'il est capable de circuler dans un échangeur de chaleur (échangeur de chaleur pouvant être un récepteur solaire ou générateur de vapeur) et dans les éléments constituant le stockage thermique, le système est défini comme un

stockage actif. Si le medium de stockage est également utilisé comme fluide de transfert dans le reste de la centrale, le système est désigné comme un stockage actif-direct. Lorsqu'un échangeur de chaleur est nécessaire pour différencier le fluide utilisé pour le stockage thermique et le fluide de transfert de la centrale, le système est défini comme un stockage actif-indirect, Dans le cas où le medium de stockage est solide, le fluide de transfert circule au contact du matériau de stockage solide pour permettre la charge ou la décharge. Une telle configuration est appelée un stockage passif. Le HTF transporte l'énergie issue de la source solaire pour le stockage lors de la charge et reçoit l'énergie du système de stockage lors de la décharge. L'agencement du medium de stockage est un paramètre déterminant pour l'écoulement du fluide et cela détermine l'efficacité du transfert de chaleur. Lorsque le fluide de transfert de chaleur est un liquide, sa capacité de stockage n'étant plus négligeable comparé au medium solide, la configuration peut être qualifié comme un système de stockage double (actif – passif) [Jean-François H ,2016]

2.7.2 Techniques de stockage :

2.7.2.1 Systèmes à deux réservoirs :

Actuellement, le système de stockage à deux réservoirs est la technologie la plus commercialement mature et utilise dans l'industrie. C'est un système qui comporte deux réservoirs de stockage, un pour le fluide chaud et l'autre pour le fluide froid. Les medium de stockages liquides qui sont utilisés pour les systèmes CSP à haute température sont habituellement des sels fondus ou des huiles synthétiques. Ils existent deux types de stockage a deux réservoirs : 1-Un système de stockage direct qu'est un système dans lequel le medium de stockage agit également comme fluide de transfert de chaleur. Contrairement un système de stockage indirect, les centrales utiliseront l'huile organique comme fluide caloporteur et le sel fondu comme medium de stockage.

Les réservoirs TES sont modélisés par des masses dynamiques, et des bilans énergétiques pour des réservoirsmélanges. Le bilan de masse d'un réservoir est

$$\rho \frac{dV}{dt} = m_{in} - m_{out} \text{Eq 2.20}$$

V est le volume total du HTF dans le réservoir.

Le bilan énergétique de chaque réservoir est :

$$C \frac{d(VT)}{dt} = c(T_{in}T_{in} - Tm_{out}) - UA_t(T - T_{air}) \text{Eq 2.21}$$

Où U est le coefficient global de transfert de chaleur pour les parois du réservoir, et A_t est la surface du réservoir soumis au transfert de chaleur. On suppose qu'aucun transfert de chaleur ne se produit du haut ou du bas de l'un ou l'autre des réservoirs [Aibout, 2019].

2.7.2.2 Systèmes à un seul réservoir (Thermocline)

Thermocline sont des dispositifs de stockage d'énergie thermique à chaleur sensible, qui ont été appliqués dans les processus de conversion d'énergie industrielle et domestique. Dans un réservoir thermocline, les réserves froides et chaudes de fluide caloporteur (HTF) sont stockées dans un seul réservoir d'une manière qui exploite les forces de flottabilité pour favoriser la stratification thermique. Les régions isothermes de fluide chaud et froid sont séparées par une étroite zone de gradient de température, appelée thermocline ou région d'échange de chaleur. En raison de leur faible coût potentiel par rapport aux méthodes de stockage à deux réservoirs plus conventionnelles, les réservoirs thermoclines à sel fondu sont une option intéressante pour le stockage d'énergie thermique dans les systèmes CSP. Dans un réservoir de thermocline à double fluide (DMT), un matériau granulé est ajouté au réservoir pour réduire la quantité de sel fondu nécessaire pour charger le système. En revanche, un réservoir à thermocline à moyen unique (SMT) utilise uniquement du sel fondu [C. Mira-Hernández et al, 2014].

Dans les centrales récentes, les deux technologies sont intégrées pour assurer le fonctionnement de la turbine pendant toute la journée (figure 2.15).

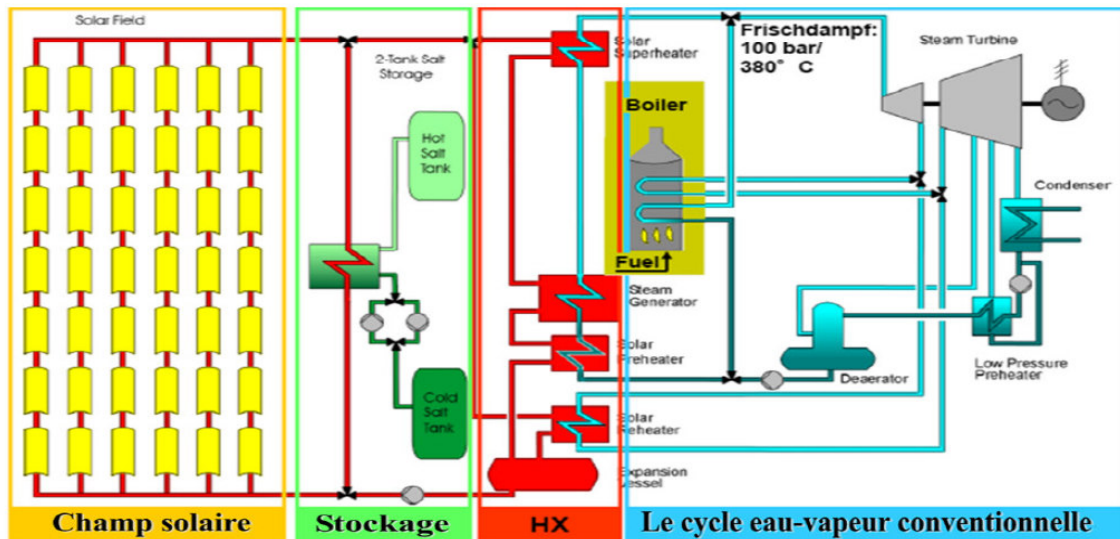


Figure 2.13 : Centrale thermique CSP avec hybridation et stockage thermique.

4.1 CONCLUSION

Au cours de ce chapitre, nous avons donné un aperçu sur la modélisation de la centrale solaire cylindro-parabolique. La technologie des Concentrateurs Cylindro-Paraboliques (CCP) est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire, et l'application la plus importante de cette technologie est la production de l'électricité, il offre un bon rendement thermique.

REFERENCE :

AiboutRabeh, 2019 ; « Contribution à la conception et à l'optimisation d'une centrale solaire thermique cylindro-parabolique en Algérie » ; Mémoire de master, université ibn-Khaldoun – Tiaret.

Annazemmouri, Soufianetouati, Abdallah haouam, 2017 ; « Effet de la qualité de l'eau sur les performances de la centrale thermique de Koudiet Ed Draouch » ; 3ème Conférence Internationale de Mécanique – Annaba.

Aurousseau A, 2016 : « modélisation dynamique et régulation des centrales thermodynamiques linéaire à génération direct de vapeur » ; Energétique et transfert ; thèse doctorat ; université de Toulouse.

BELHADJ Walid, 2017 ; « Etude de l'influence de l'injection de la vapeur d'eau et du refroidissement de l'air d'admission dans une turbine à gaz » ; Mémoire de master, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES.

Dahmani Abdelkrim, KremiaiBoudjema, 2018 ; « Simulation d'une installation solaire cylindro-parabolique avec stockage thermique », Mémoire de master, Université Akli Mohand Oulhadj (Bouira).

FREDJ AMAR, 2016 ; « Etude de la centrale hybride solaire- gaz à cycle combiné de HassiR'mel » ; Mémoire de master, université badji Mokhtar Annaba.

Jean-François Hoffmann, 2015 ; « Stockage thermique pour centrale solaire thermodynamique à concentration mettant en œuvre des matériaux naturels ou recyclés », thèse de doctorat, Université de Perpignan

Johannes Sattler, Julian Eckstein, Daniel Norton, Matthias Günther, Michael Joemann «Advanced CSP Teaching Materials», deutscheszentrum für luft- und raumfahrt. v IN DER HELMHOLTZ- gemeinschaft

Messaïabdou, Benzerga Mohammed, 2011 ; « optimisation des centrales solaires a capteur cylindro-parabolique », Mémoire master, université de saaddahlib de Blida

Michael J. Wagner and Paul Gilman, « Technical Manual for the SAM Physical Trough Model » ; June 2011

Mihoub s, 2017, « Contribution à la modélisation et à l'optimisation des concentrateurs solaires motorisés appliqués aux systèmes thermosolaires », thèse de doctorat, université aboubekrbelkaid – Tlemcen

Miles adel, 2017 ; « étude du champ solaire d'une centrale thermique hybride de production d'électricité », thèse de doctorat, université des freres montouri constantine 1

Mira- ernandez. C., S. M. Flueckiger, and S. V. Garimella, 2014, « Numerical Simulation of Single and Dual-media Thermocline Tanks for Energy Storage in Concentrating Solar Power Plants », Energy Procedia 49 : 916–926.

Van Long LE, 2014; « Étude de la faisabilité des cycles sous-critiques et supercritiques de Rankine pour la valorisation de rejets thermiques », thèse de doctorat, université de lorraine

CHAPITRE 03

Résultats et discussions

3.1 INTRODUCTION

Dans ce chapitre, à l'aide du logiciel SAM (System Advisor Model) pour quatre modèles de la centrale solaire thermique cylindro-parabolique, dans trois sites dans le sud Algérien (Hassi R'mel, Tamanrasset et Insalah), des résultats de simulation obtenus sont présentés et interprétés.

La technique utilisée dans la comparaison entre les résultats est celle du coût moyen actualisé d'électricité (LEC).

3.2 DESCRIPTION DU LOGICIEL (SAM)

Le logiciel SAM (System Advisor Model), qui a été développé par National Renewable Energy Laboratory (NREL) en collaboration avec Sandia National Laboratories. L'outil a des modèles techniques et financiers qui facilitent le processus décisionnel dans les projets d'énergie renouvelable. La figure montre l'interaction de l'utilisateur avec SAM [Lucas Domínguez Fernández, 2018].

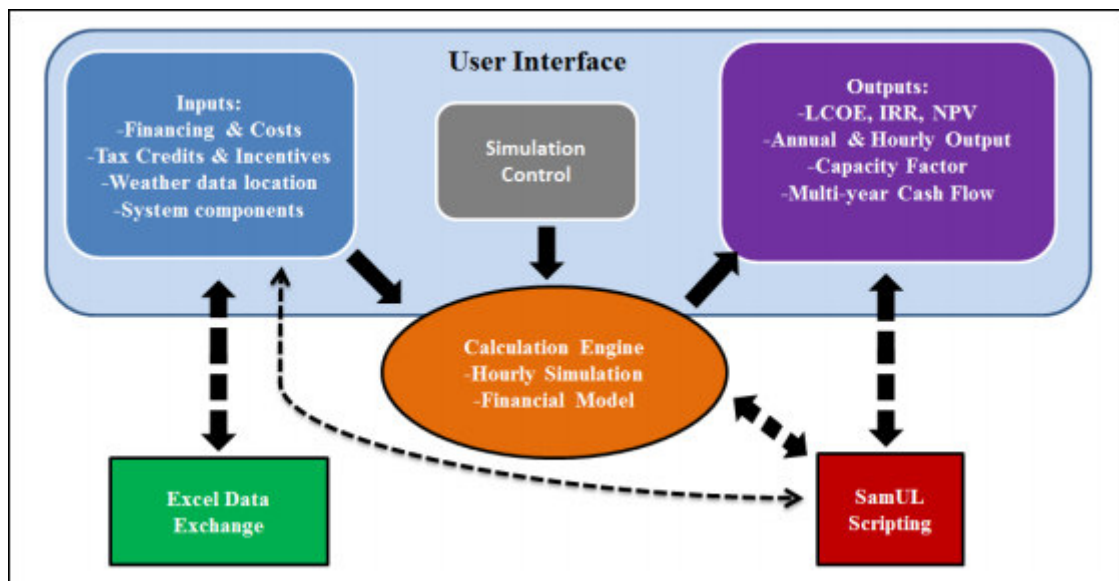


Figure 3.1 : interface utilisateur, SAM. [NREL, 2015]

C'est un logiciel dédié uniquement et exclusivement à la simulation des installations d'énergie renouvelable comprenant des centrales solaires thermiques, éoliennes, photovoltaïques ou même cycle combiné. De plus, il a l'avantage qu'il comprend également une série de modèles économiques qui permettent le calcul de les coûts de production d'électricité en tenant compte des investissements initiaux, intérêts, dettes, impôts.

SAM est un logiciel qui réalise l'analyse du coût et des performances. Il a été conçu pour la prise de décision pour les personnes impliquées dans l'industrie des énergies renouvelables. Il a été développé par le laboratoire national des énergies renouvelables le 'NREL', les laboratoires nationaux de Sandia, en partenariat avec le département d'énergie des Etats Unies le 'DOE'.



Figure 3.2 : Page de démarrage du logiciel.

Le logiciel 'SAM' calcule le coût de production d'électricité en se basant sur les renseignements fournis sur l'emplacement de l'installation et les coûts d'exploitation, le type de financement, le crédit d'impôt applicable, les incitatifs, et les spécifications du système. Le logiciel est basé sur un moteur de simulation horaire qui interagit avec la performance, le coût et les modèles de financement pour calculer la production et le coût de l'énergie, ainsi que les flux de trésorerie. L'interface du tableur de SAM permet d'échanger les données avec des modèles externes développés dans Microsoft Excel. Le modèle fournit des options pour des études paramétriques, analyse de sensibilité, d'optimisation, et de simulation. Il peut déterminer les performances et faire l'analyse économique des centrales à concentration solaire tels que les centrales solaires à tours, et les concentrateurs cylindro paraboliques, les concentrateurs linéaires de Fresnel, systèmes photovoltaïque, les capteurs plans, le chauffage solaire et d'autres applications [Missoum Hamid, 2018]

3.3 DESCRIPTIONS DES SITES

Les sites choisis pour cette étude sont Hassir'mel, Tamanrasset et In Salah dans le sud de l'Algérie. Les données météorologiques de ces endroits, comme le DNI et la température ambiante, sont tirées de la base de données NREL. Le tableau 3.1 représente les paramètres de nos sites.

Tableau 3.1 : Données météorologiques des sites choisis [Mihoub et al ,2018]

	Tamanrasset	In-Salah	Hassir'mel
Longitude (°)	5,52° E	2,48° E	3,26° E
latitude (°)	22 ,78°N	27,19° N	32,93° N
Altitude (m)	1375	292	777
DNI (KWh/m²/an)	2759,4	1947,0	2008,4

3.4 METHODOLOGIE

Le principe de travail est d'optimiser les performances des quatre (04) configurations de la centrale solaire cylindro-parabolique avec une puissance fixe égale 50MW, en utilisant différents fluides pour le transfert thermique et le stockage d'énergie thermique, afin de choisir le meilleur, et déterminer l'effet de ce dernier sur le comportement de la centrale. Les fluides utilisés sont données dans le tableau 3.2, et les configurations proposées sont:

Conf1 (M1) : champ solaire uniquement (sans stockage et sans système hybride).

Conf2 (M2) : intégration du système de remplissage (sans stockage).

Conf3 (M3) : intégration de stockage thermique solaire (sans système hybride).

Conf4 (M4) :intégration du système hybride et stockage.

Tableau 3.2: Fluides utilisés

<i>Nom</i>	<i>Type</i>	<i>Température de fonctionnement optimale Min °C</i>	<i>Température de fonctionnement optimale Max °C</i>	<i>Densité kg/m³</i>	<i>Chaleur spécifique kj/kg.K</i>
<i>Hitec Solar Salt(T1)</i> <i>[Raade et al]</i>	Sel de nitrate	238	593	1829.88	1.51
<i>Hitec(T5)</i> <i>[Raade et al]</i>	Sel de nitrate	142	538	1780.2	1.56
<i>HitecXL(T3)</i> <i>[Raade et al]</i>	Sel de nitrate	120	500	1901.9	1.40
<i>Caloria HT 43(T2)</i>	Hydrocarbure minéral	-12	315	593.2	3.19
<i>Therminol VP-1T(4)</i> <i>[3]</i>	Mélange d'oxyde de biphényle et de diphényle	12	400	683.74	2.66
<i>Therminol 59(T8)</i> <i>[3]</i>	Huile synthétique	-45	315	653.46	2.96
<i>Therminol 66(T9)</i> <i>[3]</i>	Huile synthétique	0	345	732.52	2.95
<i>Dowtherm Q (T6)</i> <i>[4]</i>	Huile synthétique	-35	330	671.03	2.80
<i>Dowtherm RP(T7)</i> <i>[4]</i>	Huile synthétique	n/a	330	737.56	2.77

3.4.1 Optimisation des performances de la configuration 1 :

Dans cette première section, l'effet du champ solaire (SM) et le type de fluides de transfert thermique sur le LEC a été simulé pour le champ solaire uniquement sans stockage et sans système de remplissage (BS).

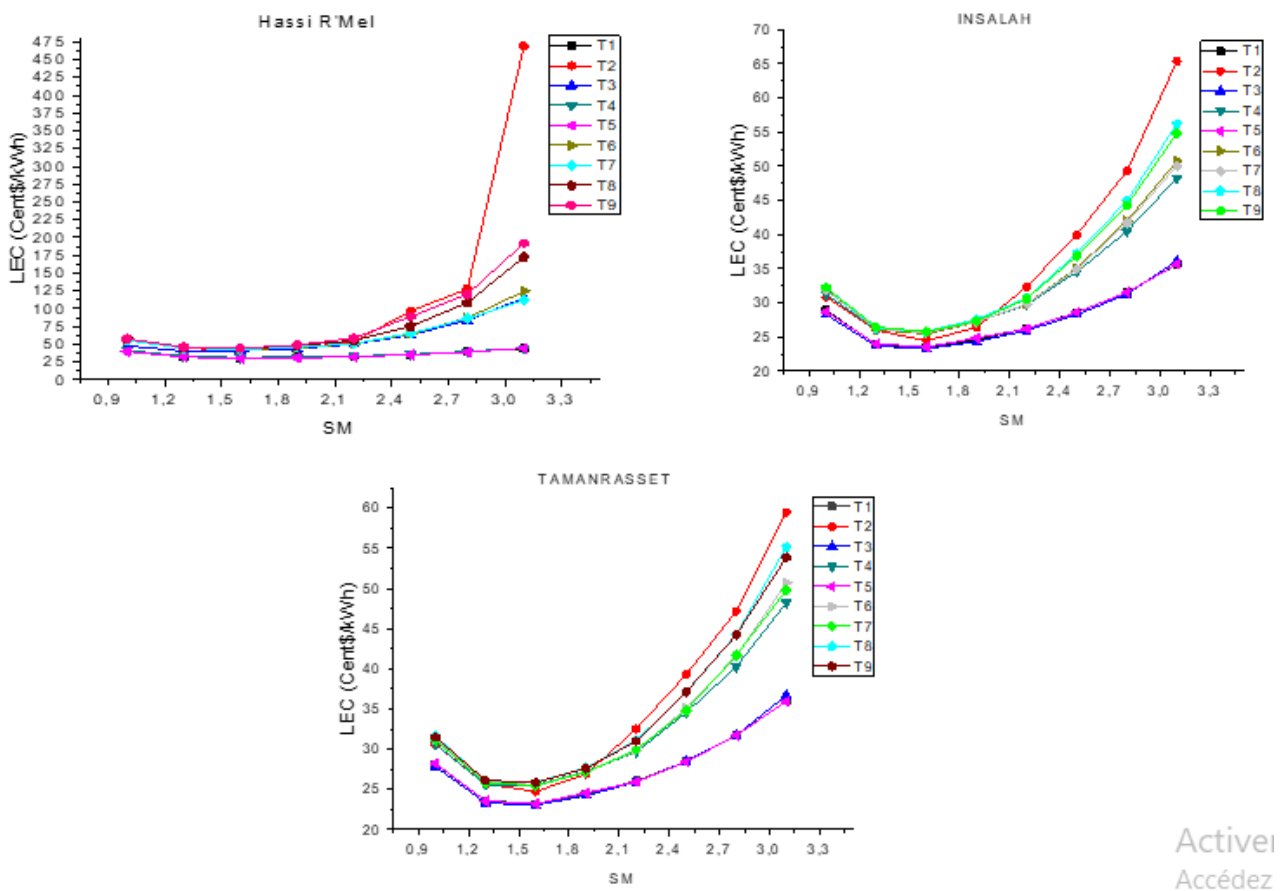


Figure 3.3: Variation du LEC en fonction de SM et le type du HTF pour la première configuration.

D'après les figures, on observe que le fluide Therminol VP-1 est l'optimal pour le site de faible DNI (Insalah) ou la température de fonctionnement ne dépasse pas 400°C, mais quant à les autres sites qui ont DNI plus de 2000 kWh/m²/an, le fluide optimal est le sel fondu de type Hitec XL. Donc, les huiles synthétiques sont meilleures dans les sites de faible DNI, et les sels fondus nécessitent une forte DNI, ou leurs températures de fonctionnement maximal peuvent atteindre 590°C.

3.4.2 Optimisation des performances de la configuration 2 :

Dans cette section, nous avons déterminé l'effet du fluide de transfert et le système de remplissage fossile pour différentes valeurs du facteur de remplissage fossile FFF, qui varie de 0.2 jusqu'à 0.3.

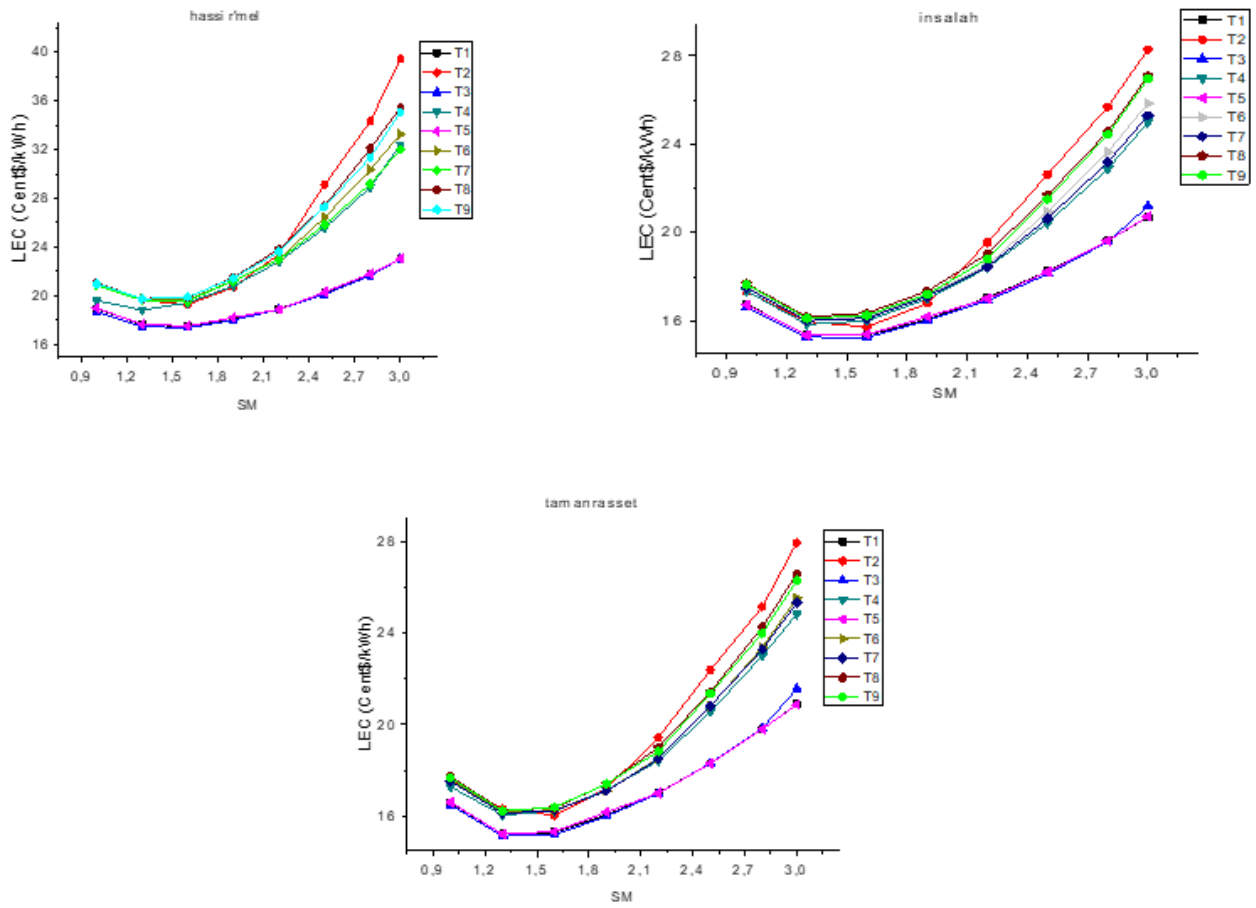


Figure 3.4 : Variation de LEC en fonction de SM pour FFF= 0.20 (Conf2)

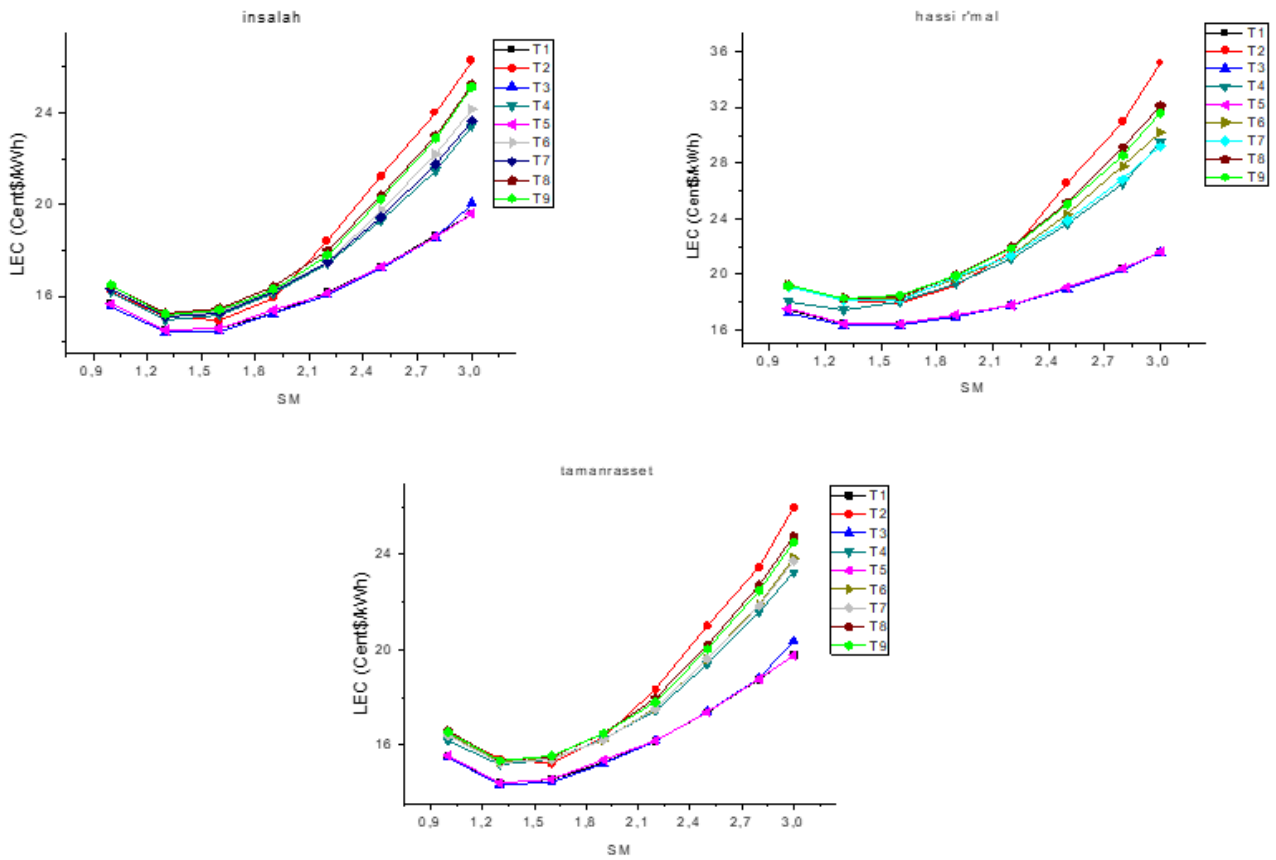


Figure 3.5 : Variation de LEC en fonction de SM pour FFF=0.23 (Conf2)

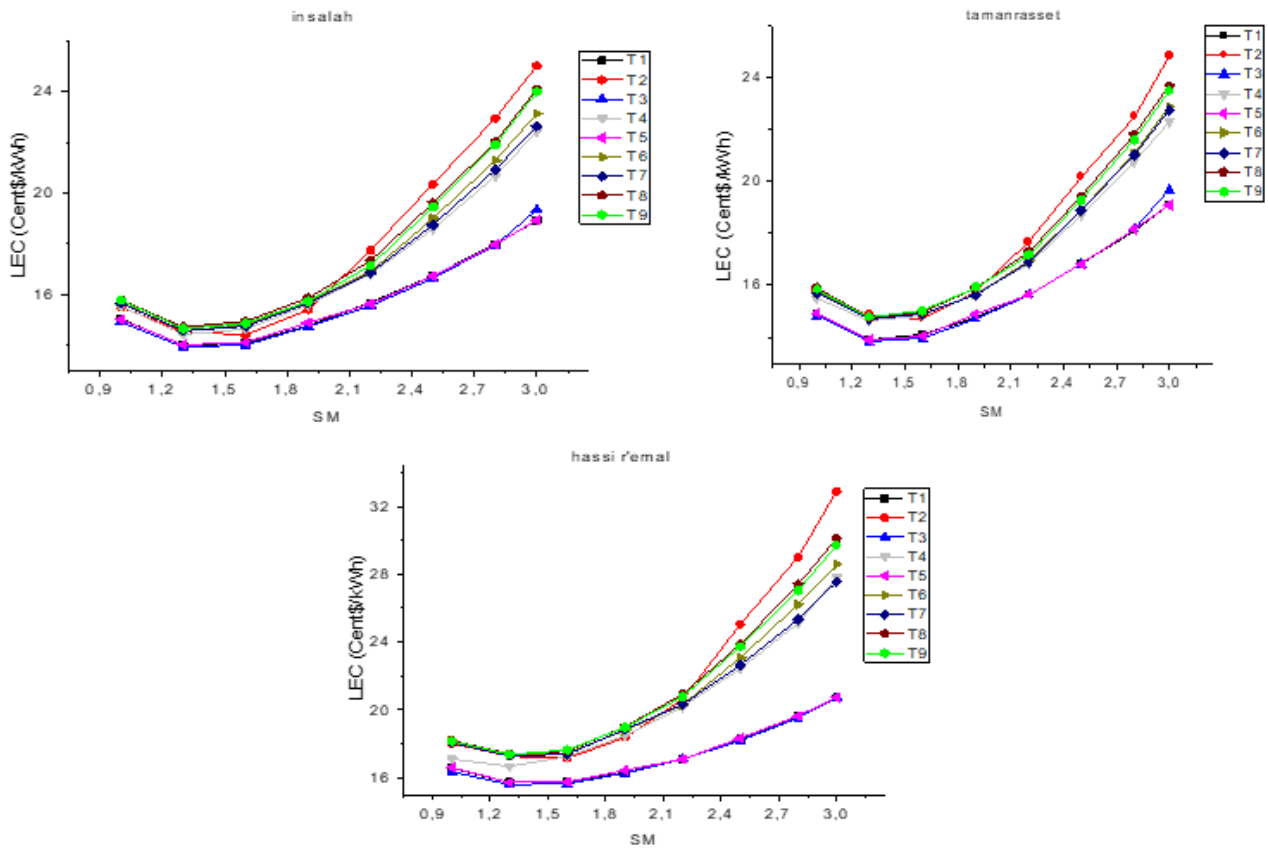


Figure 3.6 : Variation de LEC en fonction de SM pour FFF=0.25 (Conf2)

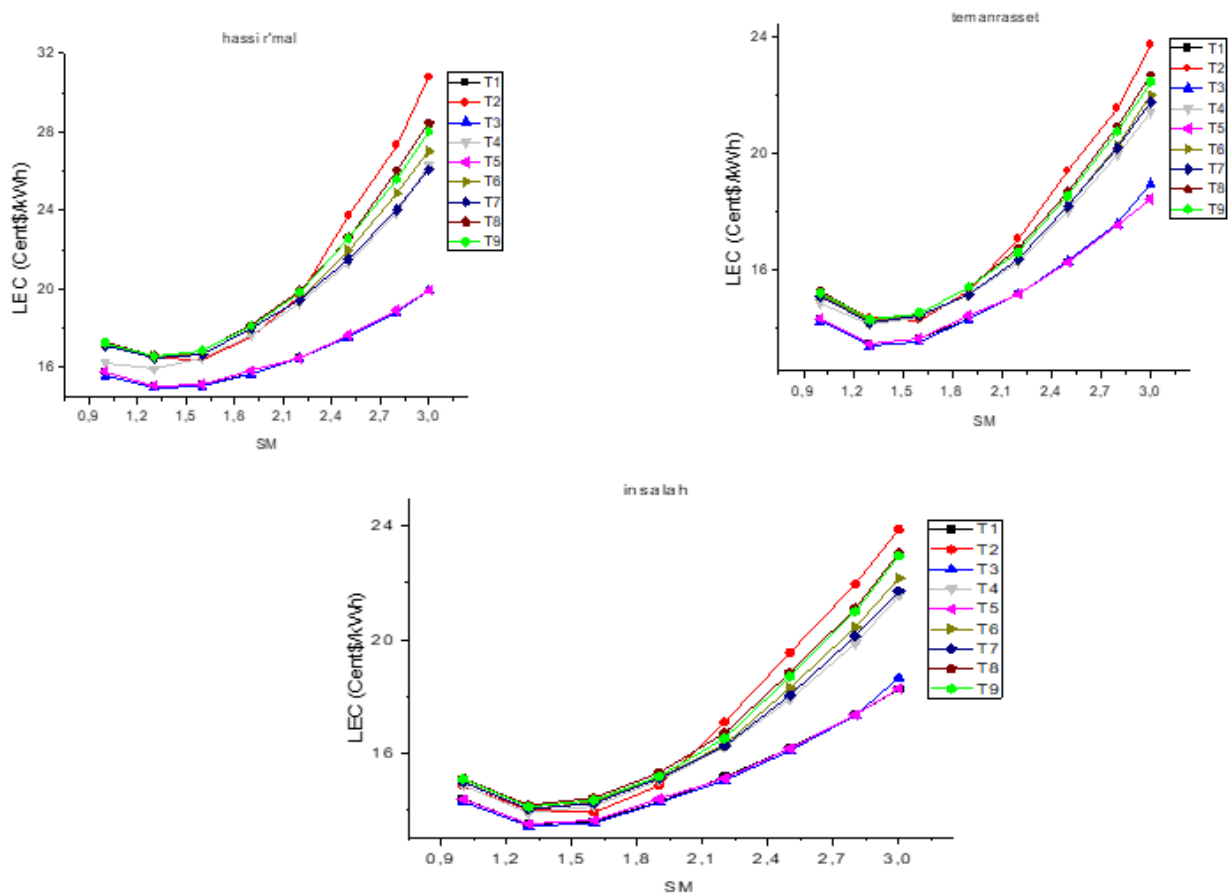


Figure 3.7 : Variation de LEC en fonction de SM pour FFF=0.27 (Conf2)

D'après les figures, la variation du DNI n'influe pas sur le type du fluide, car le système de remplissage sert à augmenter la température de fonctionnement maximale, et alors l'utilisation des huiles synthétiques est exclue dans ce cas. Hitec XL reste toujours l'optimal, mais pour tous les sites. La valeur optimale du FFF est 0.25 pour tous les sites.

3.4.3 Optimisation des performances de la configuration 3 :

Dans cette section, nous avons déterminé l'effet du fluide de transfert, les fluides de stockage et le système de stockage d'énergie thermique FLH (heure de stockage), qui varie de 2 jusqu'à 15 heure sur les performances de la centrale.

Deux types de stockage ont été utilisés, Indirecte et directe.

Pour le stockage indirect, deux fluides différents sont utilisés, l'un comme HTF et l'autre pour le système de stockage. Concernant le HTF, nous avons utilisé le fluide optimal que l'on trouve dans Confl, puis nous avons utilisé pour le stockage les fluides du tableau 3.2, et Deux réservoirs de stockage de ont été utilisés, l'un pour le fluide chaud et l'autre pour le froid.

Pour le stockage direct, un seul fluide est utilisé comme HTF et moyen de stockage.

Les performances optimales du deux types sont données dans les tableaux 3.3 et 3.4.

Tableau 3.3 : Les LEC optimaux de la centrale avec la configuration 3 : la colonne rouge correspond au stockage directe : (a) HassiR'mel ; (b):Insalah; (c): Tamanrasset

FLH	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
2	27.95	34.63	27.85	35.80	28.017	24,28	36.69	37.43	22.72
4	26.25	33.27	26.41	34.19	24.03	34.18	33.85	35.46	34.40
7,5	25.49	19.81	25.11	32.28	24.96	32.53	19.77	33.25	32.96
10	25.49	24.36	24.78	30.49	24.39	30.28	30.01	31.99	31.87
13	23.96	31.83	23.81	27.17	23.93	29.14	27.52	31.21	30.96
15	24.84	31.90	24.26	26.83	24.39	29.40	27.83	31.98	31.40

(a)

FLH \	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
2	21.16	21.16	20.78	22.72	21.09	17,39	22.49	22.88	36.98
4	19.72	21.98	19.70	21.22	19.67	21.42	20.99	21.53	21.24
7,5	18.59	21.97	18.55	20.05	18.40	19.89	19.91	20.08	19.96
10	18.22	20.68	18.09	18.78	17.82	19.17	19.74	19.428	19.98
13	17.35	18.09	17.49	18.44	17.32	18.82	18.53	18.92	18.78
15	17.95	18.97	17.782	18.63	17.91	19	18.18	19.40	19.05

(b)

FLH \	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
2	20.44	21.75	20.23	22.45	20.44	17,11	22.20	22.62	22.33
4	19.45	21.06	19.06	20.92	26.62	20.64	20.97	21.13	21
7,5	18.04	34.91	18.47	19.81	17.83	19.96	32.35	19.70	19.92
10	17.83	17.24	17.78	18.11	17.42	18.66	18.16	18.11	19.05
13	17.11	18.47	16.78	17.55	16.60	18.53	17.71	18.31	18.27
15	17.84	18.95	17.73	17.75	17.04	18.11	17.85	18.70	18.64

(c)

Tableau 3.4 : Les multiples solaire optimaux de la centrale avec la configuration 3: la colonne rouge correspond au stockage directe: (a) HassiR'mel; (b) : Insalah ; (c) : Tamarrasset.

FLH \	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
2	2.2	2.2	2.2	1.3	2.2	1,6	2.2	1.9	1.9
4	2.5	2.2	2.5	2.5	2.2	2.2	2.5	2.2	2.5
7,5	2.8	2.8	3.1	2.8	3.1	2.8	3.4	3.1	2.8
10	3.4	3.4	3.7	3.1	3.4	3.4	4	3.4	3.4
13	3.7	3.7	3.7	4	4	4	4	3.7	3.7
15	3.7	4	3.7	4	4	4	4	4	4

(a)

FLH \	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
2	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
4	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
7,5	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
10	3.4	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.4	3.1	3.4
13	3.7	3.7	3.7	4	4	3.4	4	4	3.7
15	4	3.7	3.7	4	3.7	4	4	4	3.4

(b)

FLH \	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
2	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
4	2.5	2.2	2.2	2.2	2.5	2.2	2.2	2.5	2.5
7,5	2.8	2.2	3.4	3.1	2.8	2.5	2.8	3.1	2.8
10	3.4	3.4	3.1	3.4	3.4	3.4	3.1	3.4	3.4
13	3.7	4	3.7	4	4	3.4	4	4	4
15	3.7	4	3.4	4	4	4	4	3.7	3.7

(c)

D'après les tableaux, on peut remarquer que la taille du champ solaire a augmenté par rapport aux configurations précédentes, ce qui confirme que le système de stockage nécessite un grand champ solaire, pour capter suffisamment d'énergie pour le système TES. Par conséquent, le stockage d'énergie thermique est un facteur qui influe de manière importante sur le cout de l'électricité.

Le LEC diminue avec l'augmentation du FLH jusqu'à 13h. Au-delà de cette valeur, le LEC commence à augmenter ce qui provoque que l'heure de stockage maximale de la centrale avec le système de stockage seul est 13 h, et FLH optimal pour tous les sites, et avec tous les fluides est 13h, correspond au fluide optimal Hitec (T5).

3.4.4 Optimisation des performances de la configuration 4 :

Dans cette dernière section, nous allons déterminés l'effet du deux système BS et STE sur le type de fluide à utiliser. Pour HTF, le même fluide que la configuration 1 a été utilisé, et la valeur

du FFF est celle trouvé dans la configuration 2 (0.25). Les résultats sont donnés dans les tableaux 3.5 et 3.6.

Tableau 3.5 : Les LEC optimaux de la centrale avec la configuration 4: la colonne rouge correspond au stockage directe: (a) HassiR'mel; (b): Insalah; (c): Tamanrasset

FLH	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
2	20.46	20.55	20.43	23.90	20.67	24.25	24.07	24.55	24.28
4	20.95	24.11	20.91	24.59	20.97	25	24.97	17.42	25.04
7,5	21.63	26.11	21.56	17.24	22.06	26.32	26.14	26.62	26.66
10	21.92	27.81	22	26	21.82	26.83	26.38	26.98	27.01
13	22.27	28.86	22.12	25.01	22.28	27.43	25.9	27.75	27.64
15	22.81	29.39	22.70	25.55	22.82	27.79	26.25	29.27	28.34

(a)

FLH	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
2	16.48	16.99	16.33	17.34	16.57	17.39	17.34	17.64	17.51
4	16.62	17.23	16.38	17.34	16.57	17.63	17.52	17.81	17.77
7,5	16.76	17.83	16.77	18.17	16.38	17.70	17.68	17.73	17.79
10	17.03	17.80	16.84	17.23	17.03	17.99	17.66	17.71	17.74
13	16.86	18.51	16.78	18.01	17	17.92	17.96	18.31	18
15	17.38	18.94	17.31	18.29	17.44	18.55	18.58	18.78	18.65

(b)

FLH	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
2	16.08	16.85	16.04	17.09	16.16	17.11	17.11	17.35	17.26
4	16.15	17.04	16.10	17.42	16.11	17.31	17.33	25.31	17.55
7,5	16.53	17.59	16.43	17.24	16.38	17.43	17.80	17.43	17.93
10	16.54	17.37	16.45	16.86	16.5	17.29	17.15	17.14	17.87
13	16.36	17.68	16.51	17.17	16.24	17.34	17.12	17.80	17.41
15	16.80	18.56	16.85	17.38	16.71	17.73	17.55	17.97	17.96

(c)

Tableau 3.6 : Les multiples solaire optimaux de la centrale avec la configuration 4: la colonne rouge correspond au stockage directe: (a) HassiR'mel; (b): Insalah; (c): Tamanrasset.

FLH \	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
2	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.6	1.6	2	1.9
4	2.2	1.9	2.2	1.9	2.2	1.9	1.9	1.9	1.9
7,5	2.8	2.2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
10	3.1	2.8	3.1	3.4	3.1	2.8	2.8	3.1	2.8
13	3.7	3.7	3.4	4	3.4	4	4	3.1	3.1
15	3.7	3.4	3.7	4	4	4	4	3.4	3.1

(a)

FLH \	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
2	1.9	1.6	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
4	2.2	1.9	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
7,5	2.8	2.5	2.5	2.8	2.8	2.5	2.5	2.5	2.5
10	3.1	2.8	3.1	3.1	3.1	3.4	3.1	3.1	2.8
13	3.7	3.7	3.7	4	3.4	3.4	3.4	3.7	3.4
15	3.7	3.4	3.7	4	3.7	3.4	4	3.4	3.4

(b)

FLH \	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
2	1.9	1.6	1.9	1.9	1.9	1.9	1.6	1.6	1.6
4	2.2	1.9	2.2	2.2	2.2	1.9	1.9	1.9	2.2
7,5	2.8	2.5	2.8	2.5	2.8	2.5	2.8	2.5	2.5
10	3.1	3.1	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
13	4	3.4	3.7	4	4	4	4	3.7	3.4
15	4	3.7	3.7	4	4	4	4	3.4	3.4

(c)

D'après les deux tableaux, on trouve les mêmes remarques que la configuration précédente, mais avec faible LEC et taille du champ solaire (SM), ce qui confirme pour la deuxième fois l'intérêt du système de remplissage sur les performances de la centrale.

Enfin, la configuration optimale est la configuration 4 à Tamanrasset, avec 13h de stockage et 25% du système de remplissage.

3.5 Comparaison des résultats avec d'autres études :

Afin de vérifier la fiabilité de notre étude, il suffit de la comparer avec d'autres études comme mentionné dans le **Tableau 3.7** :

Tableau 3.7 : Validation des résultats obtenus

	Cette étude	Andasol-1 [Boukelia et al, 2015]	Mihoub et al [Mihoub et al, 2017]	Boukelia et al [Boukelia et al, 2015]
Site	Tamanrasset	Andalusia-Spain	Tamanrasset	Tamanrasset
DNI (kWh/m²/an)	2759,4	2136	2759,4	2759,4
Capacité (MW)	50	50	50	50
HTF	Sel fondu:Hitec XL	Sel fondu	Sel fondu	Sel fondu
Moyen de stockage	Sel fondu:Hitec	Sel fondu	Sel fondu	Sel fondu
FFF (%)	25	-	55	-
FLH(h)	13	7.5	8	7,5
LEC (€/kWh)	16.24	10,13	24,12	9,68

5.1 CONCLUSION

Dans ce chapitre, les résultats de simulation ont été interprétés.

D'après ces résultats, nous pouvons conclure que :

- ❖ Le bon choix du fluide de transfert, le moyen de stockage, le site et la configuration conduit à de bonne performances ; augmente l'heure de stockage (FLH=13h) et diminue la quantité de gaz utilisée pour le système de remplissage fossile (FFF=0.25).
- ❖ La configuration optimale est la configuration 4, la centrale avec les deux systèmes : stockage et remplissage.
- ❖ Le site optimal pour la centrale cylindro-parabolique sous climats Algériens est Tamanrasset.

- ❖ L'heure de stockage obtenu dans cette étude (13h) est très importante, car elle représente l'axe de recherche actuel, qui est l'augmentation de la durée de stockage.
- ❖ L'utilisation des sels fondus comme fluide de transfert et de stockage est la solution optimale.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Boukelia TE, Mecibah MS, Kumar BN, Reddy KS. Optimization, selection and feasibility study of solar parabolic trough power plants for Algerian conditions. *Energy Convers Manag* 2015;101:450-9.

Sofiane Mihoub , Ali Chermiti , Hani Beltagy; Methodology of determining the optimum performances of future concentrating solar thermal power plants in Algeria; *Energy*(122) , 801-810, 2017.

Site web:

- [1] Hitecfluids:Raade J, Padowitz D, Vaughn J.2011, LowMelting Point Molten Salt HeatTransfer FluidwithReducedCost. Halotechnics. Presented at SolarPaces 2011 in Granada, Spain.
- [2] Caloria HT 43:Product comparisontool on Durathermwebsite.
- [3] TherminolFluids:SolutiaTechnical Bulletins 7239115C, 7239271A, 7239146D.
- [4] DowthermFluids: Dow Data Sheet for Q, no data sheetavailable for RP (high tempisfromwebsite):
<http://www.dow.com/heattrans/products/synthetic/dowtherm.htm>).

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

La technologie des centrales solaires est relativement jeune. Elle présente donc un énorme potentiel de développement

Dans cette étude, nous avons déterminé la configuration optimale de centrale solaire thermique cylindro-parabolique en Algérie dans trois sites algériens (Tamanrasset, In Salah et Hassir'mel), en fonction de différentes technologies et scénarios, en utilisant le concept de solaire multiple (SM), de stockage solaire thermique et de système de sauvegarde. Pour faciliter, nous avons utilisé une programmation simple d'un logiciel performant et puissant qui est le SAM. Le SAM est utilisé pour le coût moyen actualisé de l'électricité LEC de la centrale de puissances de 50 MW.

D'après les résultats

- ✓ Le site de Tamanrasset est le plus favorable.
- ✓ utilisation des sels fondus comme fluide de transfert et de stockage est la solution optimale.
- ✓ Le bon choix du fluide de transfert, le moyen de stockage, le site et la configuration conduit à de bonnes performances ; augmente ; heure de stockage (FLH=13h) et diminue la quantité de gaz utilisée pour le système de remplissage fossile (FFF=0.25)
- ✓ heure de stockage obtenue dans cette étude (13h) est très importante, car elle représente ; axe de recherche actuel, qui est l'augmentation de la durée de stockage
- ✓ utilisation des sels fondus comme fluide de transfert et de stockage est la solution optimale.

