

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

En : Génie mécanique

Spécialité : Energies Renouvelables En Mécanique

Par : *HADDAM Mohammed Riad*

MESLI Abdelkrim Ghouti

Sujet

***Etude et optimisation des centrales électriques a capteurs
cylindro-parabolique CSP : application en Algérie***

Soutenu publiquement, le 10 / 06 / 2024 , devant le jury composé de :

Mr. *GHERNAOUE* Mohammed
Mr. *SAIM* Rachid
Mr. *BENRAMDANE* Mohammed
Mr. *GHRICI* Adenane

Pr
Pr
MCA
Docteur

Université de Tlemcen
Université de Tlemcen
Université de Tlemcen
Université de Tlemcen

Président
Examineur
Encadreur
Co-Encadreur

Année universitaire : 2023 / 2024

Remerciements

Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu voir le jour sans l'aide et l'encadrement du professeur Mr.BENRAMDANE et du docteur Mr.GHRICI, on les remercie pour la qualité de leur encadrement exceptionnel, pour leur patience, leur rigueur et leur disponibilité durant notre préparation de ce mémoire.et leur confiance tout au long de ce travail de recherche. Leurs précieux conseils, leur expertise et leur soutien inébranlable ont été d'une aide inestimable et ont grandement contribué à l'aboutissement de ce projet.

Notre remerciement s'adresse à Mr.CHIKH Amine pour son aide et son soutien moral et ses encouragements.

Nos remerciements vont également à l'ensemble des professeurs du département de mécanique, pour leur enseignement et les connaissances qu'ils m'ont transmises durant mes années d'études.

Merci également aux membres du jury Pr.GHERNAOUE pour présider et Pr.SAIM pour examiner notre soutenance de mémoire pour avoir accepté de faire partie du jury. Leurs remarques et suggestions sont précieuses et nous permettent d'en améliorer la qualité.

Un merci spécial à nos camarades de classe et amis, pour leurs encouragements, leurs échanges intellectuels stimulants et pour tous les moments partagés.

On ne saurait oublier nos familles, pour leur soutien indéfectible et pour avoir toujours cru en nous. Leurs encouragements ont été notre refuge et notre motivation durant tout le parcours académique.

Enfin, on tient à remercier toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce mémoire. Que ce soit à travers des discussions enrichissantes, des conseils ou simplement par leur présence, leur contribution a été précieuse. Ce mémoire est le fruit d'un travail collectif autant que personnel, et on est profondément reconnaissant envers tous ceux qui nous ont accompagnés.

Je dédie ce mémoire

A mes chers parents

Il n'y a pas de mots suffisants pour exprimer toute ma gratitude et mon amour pour vous. Vous avez été mes piliers, Mes guides et mes supporters les plus fidèles pendant toute la durée de ce voyage académique. Votre patience infinie et vos encouragements constants ont été ma source de force et de détermination. Vous avez cru en moi lorsque j'avais des doutes, C'est grâce à vous que j'ai pu réaliser cette étape essentielle de ma vie. Merci pour vos sacrifices, pour les conseils avisés et pour votre présence rassurante à chaque instant. Ce projet est aussi important pour vous que pour moi, car sans vous, rien de tout cela n'aurait été réalisable.

À mes frères et sœurs

Merci d'avoir été là, à mes côtés, tout au long de ce parcours. Votre soutien, vos encouragements et vos rires ont rendu ce voyage plus doux et plus joyeux. Vous avez été mes compagnons de chemin. Mes confidants et mes sources d'inspiration. Chacun d'entre vous occupe une place spéciale dans mon cœur, et je suis reconnaissant de vous avoir dans ma vie.

À mon binôme Karim

Un merci tout particulier à toi. Ta collaboration, ton engagement et ta détermination et pour les bons moments qu'on a partagés, aussi pour ton soutien et ton dévouement à ce travail. Je suis reconnaissant pour ton soutien, ta patience et ta camaraderie tout au long de ce parcours. Je te souhaite tout le succès que tu mérites dans ta vie.

À mes ami (e)s

Merci d'avoir été là, pour chaque moment de joie, de doute et de défi. Votre soutien indéfectible, vos encouragements et vos conseils ont été inestimables. Vous avez partagé avec moi des rires, des pleurs et des souvenirs inoubliable.

A Assia B et Yasmine Merci d'être toujours là, dans les bons comme dans les mauvais moments. Que notre amitié continue de grandir et de s'épanouir.

A Hanifa et marouane Je tiens à exprimer toute ma gratitude pour tous les moments de partage et l'aide que vous nous avez apportée.

A mon oncle « Fewzi »

Je dédie ce travail a une personne chère à mes yeux, proche de mon cœur et que j'ai perdu récemment mon oncle « FEWZI » Que dieu l'accueil dans son vaste paradis. Toujours à m'encourager et me pousser vers l'avant avec ses conseils, sa bienveillance. Tu resteras toujours près de moi.

A ma famille

A mes parents, ma raison d'être et ma raison de continuer d'avancer, mes piliers dans la vie. Sans vous je ne serais pas là et je ne serais pas la personne que je le suis aujourd'hui. Je n'ai pas toujours été facile, à travers vous j'ai su ce qu'ai l'amour et la bonté dans la vie. Atteindre le sommet du monde pour vous, ne compensera pas la moitié ce que vous avez fait pour moi. Je ne le dis pas souvent et je ne le dirai pas assez, MERCI.

A ma sœur et à mon frère, vous avoir à mes côtés vau tous les Douaas du monde. Sans vous je ne pouvais accomplir cet exploit.

A tous mes proches vous avez ma profonde gratitude pour le partage que j'ai pu avoir avec vous ou pour tous ce que j'ai pu apprendre en votre compagnie.

A mon binôme

En quelque mois, j'ai découvert un homme avec beaucoup de qualités de gentleman. Ecrire ses lignes en fermant un chapitre de la vie avec des moments, des souvenirs qui marquerons mon vécu.

A mes ami(e)s

A yasmine B K et assia E, ses derniers moments d'étude ont été choyé en votre présence, des moments de joie, de bonne humeur et de sincérité.

A hanifa et merouane, pour tous les moments de partage, pour toute l'aide que vous nous avez apporté, vous avez toute ma gratitude.

A tous mes amis, de près ou de loin vous êtes ma deuxième famille. Pour toute l'aide que vous m'avais donné, je vous remercie infiniment.

ملخص

إن الطاقة أمر بالغ الأهمية للتقدم البشري كله، واستخدامها أمر حيوي لضمان بقاء البشرية. ومع ذلك، حتى الآن كان توافرها يمثل مشكلة كبيرة. وذلك بسبب التلوث من مصدره ولو كان محدودا. في السنوات الأخيرة، بادرت البشرية إلى تطوير مصادر الطاقة المتجددة، مثل الطاقة الشمسية

هذا العمل هو جزء من دراسة أوسع لمحطات الطاقة الشمسية الحرارية ذات الأحواض المكافئة لتوليد الطاقة الحرارية الشمسية، استناداً إلى البيانات المناخية والمالية للجزائر وأهمية توليد الكهرباء بالطاقة الشمسية في الجزائر. أخيراً، تستخدم الدراسة نهج النمذجة والتحليل العددي لاستخراج المعلومات لمختلف ، وهو أداة تحليل فعالة للغاية. وينبغي أن تساعد SAM الحالات. أداة التحليل المستخدمة هي برنامج مقارنة النتائج وتفسيرها على تبسيط عملية صنع القرار لمثل هذا المشروع

كلمات المفتاحية مجمع شمسي أسطواني-قطعي -تكنولوجيا الطاقة الشمسية-محطات الطاقة الشمسية الحرارية

Abstract

Energy is a fundamental necessity for all human progress and is essential for ensuring the survival of the human race. However, until recently, its availability has been a significant challenge. This is due to the pollution of its source, which is increasingly limited. In recent years, humanity has taken the initiative to develop renewable energy sources, such as solar energy.

The present work is part of a wider study of parabolic trough solar thermal power plants, based on climatic and financial data for Algeria and the importance of solar electricity generation in Algeria. Finally, the study uses a modelling and numerical analysis approach to extract information for various situations. The analysis tool used is SAM software, an extremely effective analysis tool. The process of comparing and interpreting the results should facilitate the decision-making process for such a project.

Keywords : CSP, Solar Thermal Energy, Cylindro-parabolic Solar Collectors

Résumé

L'énergie est cruciale pour tout progrès humain, et son utilisation est vitale pour assurer la survie de l'humanité. Cependant, jusqu'à présent, sa disponibilité a constitué un problème important. Cela est causé par la pollution de sa source, soit même limitée. Au cours des dernières années, l'humanité a pris l'initiative de développer des sources d'énergie renouvelables, telles que l'énergie solaire

Le présent travail s'inscrit dans le contexte plus large de l'étude des centrales solaires thermiques à miroirs cylindro-paraboliques, basée sur des données climatiques et financières pour l'Algérie et voir l'importance de la production d'électricité à partir de l'énergie solaire en Algérie. Enfin, l'étude utilise une approche de modélisation et d'analyse numérique, afin d'extraire des informations pour diverses situations. L'outil d'analyse utilisé est le logiciel SAM, un outil d'analyse extrêmement efficace. La comparaison et l'interprétation des résultats devraient permettre de simplifier le processus de prise de décision pour un tel projet.

Mots clés : CSP, collecteur solaire cylindro-parabolique, Énergie solaire thermique

Table des matières

Remerciements

Dédicaces

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclatures

	Introduction générale.....	1
	Chapitre 1 : Recherche bibliographique	
1.1	Introduction.....	3
1.2	Aspects géométriques	3
1.2.1	Mouvement du globe terrestre	3
1.2.2	Position du soleil par rapport à la terre	4
1.2.3	Spectre solaire	4
1.2.4	Coordonnées géographiques.....	5
1.2.5	Déclinaison solaire.....	6
1.2.6	Repère de coordonnées équatoriales.....	8
1.2.7	Angle horaire.....	8
a)-	Temps solaire.....	9
b)-	Temps universel.....	9
c)-	Temps solaire moyen.....	10
d)-	Temps solaire vrai.....	10
e)-	Temps légal.....	11
1.2.8	Repère de coordonnées horizontales.....	11
1.2.9	Hauteur angulaire du soleil.....	11
a)-	Azimut.....	12

b)-	Angle de zénith.....	13
1.3	Système solaire.....	14
1.3.1	Soleil.....	14
1.3.2	Energie solaire.....	16
1	Energie photovoltaïque.....	17
2	Energie thermique.....	17
a)-	Solaire passif.....	18
b)-	Solaire actif.....	18
1.3.3	Gisement solaire.....	18
1.3.4	Gisement solaire en Algérie.....	19
1.3.5	Constante Solaire.....	21
1.3.6	Composants du rayonnement solaire.....	23
a)-	Rayonnement direct.....	23
b)-	Rayonnement diffus.....	23
c)-	Rayonnement réfléchi (albédo).....	23
d)-	Rayonnement global.....	23
1.4	Conclusion.....	24

Chapitre 2 : Centrales solaires thermique cylindro -parabolique CSP

2.1	Introduction.....	25
2.2	Etat de l'art.....	26
2.3	Technologies des centrales à concentration.....	27
2.3.1	Tour solaire.....	27
2.3.2	Centrales à capteurs parabolique.....	29
2.3.3	Capteur a miroir de Fresnel.....	29
2.3.4	Capteur cylindro-parabolique.....	30

2.3.5	Comparaison entre les systèmes à concentration.....	32
2.4	Composants des centrales CSP.....	33
2.4.1	Champ solaire.....	33
a)-	Réflecteur.....	34
b)-	Absorbeur.....	35
2.4.2	Réseau des conduites.....	37
2.4.3	Unité de puissance.....	37
2.5	Fluides caloporteurs et thermodynamiques.....	38
a)-	Eau liquide.....	38
b)-	Huiles.....	38
c)-	Sels fondus.....	38
d)-	Gaz.....	38
e)-	Fluides organiques.....	38
f)-	Air.....	38
2.6	Principe de fonctionnement.....	39
2.7	Stockage thermique.....	40
2.7.1	Techniques de stockage d'énergie thermique appliquée au CSP.....	40
a)-	stockage par chaleur sensible.....	41
b)-	stockage par chaleur latente.....	42
c)-	stockage thermochimique.....	42
2.8	Conclusion.....	43

Chapitre 3 : Modélisation et simulation des centrales solaires CSP

3.1	Introduction.....	44
3.2	Champ solaire.....	44
3.2.1	Bilan énergétique.....	45
3.2.2	Bilan énergétique nodal.....	46

3.2.3	Contrôle du champ solaire.....	50
3.2.4	Défocalisation complète du SCA.....	51
3.2.5	Défocalisation partielle simultanée.....	52
3.2.6	Comptabilisation des effets transitoires.....	53
3.2.7	Fin des pertes par écoulement.....	53
3.2.8	Détermination d'une valeur moyenne d'efficacité.....	54
3.3	Récepteurs (HCE).....	55
3.3.1	Approche de la modélisation.....	56
3.3.2	Convection à partir de l'absorbeur.....	58
3.3.3	Rayonnement de l'absorbeur.....	58
3.3.4	Conduction à travers l'enveloppe de verre.....	59
3.3.5	Perte par convection et par rayonnement de l'enveloppe.....	59
3.3.6	Flux de chaleur et températures.....	60
3.4	Modèle de tuyauterie.....	61
3.4.1	Calculs de performance.....	63
3.5	Cycle de puissance.....	65
3.5.1	Cycle de Rankine.....	66
3.5.2	Sorties a calculés.....	67
3.5.3	Considérations sur les performances.....	69
3.6	Stockage thermique et contrôle des installations.....	70
3.6.1	Stockage de l'énergie thermique Dimensionnement.....	71

Chapitre 4 : Résultats et interprétations

4.1	Introduction.....	72
4.2	Description du logiciel (SAM).....	72
4.3	Données géographiques et climatiques des sites.....	74
a)-	Tlemcen	74

b)-	Alger.....	75
C)-	Constantine.....	76
D)-	Béchar.....	77
e)-	Tamanrasset.....	78
4.4	Résultats et interprétation.....	79
4.4.1	Etude paramétrique.....	79
4.4.2	Optimisation.....	81
4.4.2.1	Fluide caloporteur.....	82
4.4.2.2	Collecteur.....	85
4.4.2.3	Récepteur.....	87
4.4.2.4	Optimisation du stockage.....	89
A/	Sans stockage.....	89
B/	Avec stockage.....	90
4.5	Conclusion.....	92
	Conclusion générale.....	93

Liste des tableaux

Tableau 1.1	Caractéristiques principales du soleil	15
Tableau 1.2	Représentative du potentiel solaire en Algérie	19
Tableau 1.3	Situation géographique de la ville de Tlemcen	20
Tableau 2.1	Comparaison des quatre principaux types de concentrateurs	32
Tableau 2.2	Propriétés de quelques surfaces sélectives	36
Tableau.4.1	Résultats d'une simulation de centrale solaire thermique à concentrateur cylindro-parabolique pour différents sites algériens.	79
Tableau 4.2	Représentation de l'énergie et du rendement et du cout pour diffèrent type de HTF sur le site de Béchar	82
Tableau 4.3	Représentation de l'énergie et du rendement et du cout pour diffèrent type de Collecteur sur le site de Béchar	85
Tableau 4.4	Représentation de l'énergie et du rendement et du cout pour diffèrent type de Récepteur sur le site de Béchar	87
Tableau 4.5	Représentation de l'énergie et du rendement et du cout sans stockage pour le site de Béchar	89
Tableau 4.6	Représentation de l'énergie et du rendement et du cout avec stockage pour le site de Béchar	90

Liste des figures

Figure 1.1	Représentation schématique montrant l'orbite de la Terre autour du soleil et le sens de révolution	4
Figure 1.2	Bilan radiatif terrestre	5
Figure 1.3	Coordonnées géographiques	6
Figure 1.4	Déclinaison du soleil	7
Figure 1.5	Un graphique montrant la déclinaison solaire au cours d'une année	7
Figure 1.6	Coordonnées équatoriales	8
Figure 1.7	Angle horaire ω du soleil	9
Figure 1.8	Position du soleil dans le ciel	12
Figure 1.9	Azimut	13
Figure 1.10	Angle zénith	14
Figure 1.11	Structure du soleil	15
Figure 1.12	Types d'énergie solaire	16
Figure 1.13	Utilisation directe de l'énergie solaire	17
Figure 1.14	Irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu	20
Figure 1.15	Situation géographique de Tlemcen	21
Figure 1.16	Variation mensuelle de la constante solaire	22
Figure 1.17	Composants du rayonnement solaire	24
Figure 2.1	Tour solaire	28
Figure 2.2	Capteur solaire parabolique	29
Figure 2.3	Concentrateur a miroir de Fresnel	30
Figure 2.4	Centrales cylindro-paraboliques	30

Figure 2.5	Couches d'un miroir utilisé dans les systèmes à concentration	34
Figure 2.6	Types de structures porteuses utilisées dans les concentrateurs cylindro-parabolique	35
Figure.2.7	Tube collecteur d'un capteur cylindro-parabolique	36
Figure 2.8	Schéma de principe du fonctionnement d'une centrale CSP	39
Figure 2.9	Schéma d'une centrale solaire thermodynamique a collecteurs cylindro-paraboliques utilisant de l'huile comme fluide caloporteur (HTF,Heat Transfer Fluid), un stockage (sels fondus) et un cycle Rankine	39
Figure 2.10	Cycle de Rankine avec surchauffe : Catégorie de stockage d'énergie thermique dans le CSP	40
Figure 2.11	Stockage thermochimique	43
Figure 3.1	Disposition possible du champ	44
Figure 3.2	Structure nodale d'une boucle	45
Figure 3.3	Bilan énergétique pour les récepteurs d'une SCA	47
Figure 3.4	Bilan thermique pour le récepteur modélisé	55
Figure3.5	Réseau de résistance thermique pour le modèle de récepteur "intact"	56
Figure3.6	Réseau de résistance thermique pour le modèle de récepteur "verre brisé"	57
Figure 3.7	Volume de contrôle à proximité du condensateur du cycle de production	65
Figure 3.8	Représentation schématique de la base simplifiée du cycle de Rankine.	66
Figure 3.9	Diagramme du cycle de Rankine	67
Figure3.10	Schéma simplifié du cycle de Rankine	69
Figure3.11	Sous-systèmes de la centrale à auge comprennent le champ solaire, la tuyauterie, le stockage thermique, le chauffage auxiliaire et le cycle de l'énergie	70
Figure.4.1	Page d'accueil du logiciel SAM	72
Figure 4.2	Interface utilisateur, SAM	73
Figure 4.3	Données climatique de la wilaya de Tlemcen	74
Figure 4.4	Données climatique de la wilaya d'Alger	75

Figure 4.5	Données climatique de la wilaya de Constantine	76
Figure 4.6	Données climatique de la wilaya de Béchar	77
Figure 4.7	Données climatique de la wilaya de Tamanrasset	78
Figure 4.8	Energie annuelle d'une centrale a concentration sur les différents sites	80
Figure 4.9	Rendement des centrales cylindro-parabolique sur les différents sites	80
Figure 4.10	Coût moyen de l'énergie d'une centrale a concentration sur les différents sites	81
Figure 4.11	Energie annuelle pour différents fluides caloporteurs sur le site de Béchar	83
Figure 4.12	Rendements pour différents fluides caloporteurs sur le site de Béchar	83
Figure.4.13	Cout pour différent fluides caloporteur sur le site de Béchar	84
Figure.4.14	Energie annuelle pour différent collecteur sur le site de Béchar	85
Figure 4.15	Rendement pour différents Collecteur sur le site de Béchar	86
Figure 4.16	Couts pour différents Collecteur sur le site de Béchar	86
Figure 4.17	Energie annuelle pour différents Récepteur sur le site de Béchar	88
Figure 4.18	Rendement pour différents Récepteur sur le site de Béchar	88
Figure 4.19	Couts pour différents Récepteur sur le site de Béchar	89
Figure 4.20	Energie annuelle avec et sans stockage sur le site de Béchar	90
Figure 4.21	Rendement avec et sans stockage sur le site de Béchar	91
Figure 4.22	Couts avec et sans stockage sur le site de Béchar	91

Nomenclature

Symboles	Description	Unités
δ	Angle de déclinaison degrés	(°)
n	numéro de jour de l'année	-
ω	Angle horaire	(°). (s)
T_L	Temps légal	(s)
T_U	Temps universel	(s)
T_M	Temps solaire moyen	(s)
φ	Latitude	(°)
ET	Écart maximale	(s)
Et	L'équation du temps	(s)
ΔH	Décalage horaire entre le méridien de Greenwich	(h)
h	Hauteur angulaire du soleil	(°)
α	Azimut	(°)
$\emptyset$	L'angle d'incidence	(°)
θ_z	L'angle zénithal	(°)
S_0	Constante solaire	(W/m ²)
D_{st}	Distance terre-soleil	(Km)
R_s	Rayon du soleil	(Km)
σ	Constante de Stefan-Boltzmann	(W/m ² /K ⁴)
Q	La quantité de chaleur transférée	(J)
m	La masse du matériau de stockage	(Kg)
C_p	Capacité thermique massique	(J/Kg°C)
ΔT	l'écart de température	(°C)
A	Réactif de la réaction chimique	-
B	Produit de la réaction chimique	-
ΔH	Variation d'enthalpie	(J)
a_r	Fraction de réaction chimique	-
M	La masse du matériau de stockage	(Kg)
Δh	L'enthalpie massique de réaction	(J/Kg)
ΔT_i	Le bilan énergétique du nœud i	-
T	Température	(K)
$\bar{T}$	La température nodale moyenne	(K)
$\dot{q}$	Flux de chaleur	(W)
$\dot{m}$	Débit massique	(Kg/s)
$\frac{\partial U}{\partial t}$	Changement d'énergie du nœud en fonction du temps t	(J/s)
L	La longueur	(m)

$\frac{\partial T}{\partial t}$	Changement de température du nœud en fonction du temps t	K/s
c	Chaleur spécifique	J/kg/K
Δt	Intervalle de temps	s
C_1	Constante inconnue	-
$\bar{T}_0$	Température moyenne initiale	K
A	Surface	m^2
v	Vitesse du fluide caloporteur	m/s
D	Diamètre	m
$N_{boucles}$	Nombre de boucles	-
$\dot{m}_{htf}^*$	Débit massique de l'itération	Kg/s
η	L'efficacité du système	-
I	L'irradiance solaire	W/m ²
$\hat{R}$	la résistance thermique	K/w
ν	viscosité cinématique du fluide	m ² /s
α	diffusivité thermique du fluide	m ² /s
g	L'accélération due à la gravité	m/s ²
β	coefficient de dilatation thermique	1/K
k	Conductivité thermique	W/m.K
γ	Coefficient de transfert de chaleur	W/m ² /K
π	PI	-
per	Périmètre	m
err	Erreur relative	-
T_g	Température réelle ou mesurée (estimée)	K
ΔP_{tuyau}	Perte de charge dans le tuyau	Pa
hl_{pm}	Perte de charge par unité de longueur	m/m
f_r	Coefficient de frottement	-
$\Delta P_{D\uparrow}$	Perte de charge pour un écoulement a une augmentation d'un système	Pa
$\Delta P_{D\downarrow}$	Perte de charge pour un écoulement a une diminution d'un système	Pa
$k_{\Delta P}$	Conductivité thermique lié à la perte de pression	Pa
ρ	La masse volumique	Kg/m ³
$\dot{W}$	Puissance mécanique requise	W
$\dot{Q}$	Taux de chaleur fourni au cycle	W

Indice	Description
s	sortie
e	entrée
abs	absorbée

<i>htf</i>	fluide caloporteur
<i>Edi</i>	Équilibre de l'installation
<i>Acs</i>	Assemblage du collecteur solaire
<i>St</i>	Section transversale
<i>min</i>	minimale
<i>max</i>	maximale
<i>f</i>	froid
<i>c</i>	chaud
<i>cs</i>	Champ solaire
<i>eff</i>	effective
<i>pc</i>	Perte de chaleur
<i>inc</i>	incident
<i>opt</i>	optique
<i>déf</i>	défocalisation
<i>loop</i>	boucle
<i>conv</i>	convection
<i>rad</i>	Rayonnement
<i>cond</i>	conduction
<i>p</i>	Pompe
<i>hgrp</i>	Groupes de sections d'en-tête
<i>rej</i>	rejeté
<i>er</i>	eau de refroidissement
CSP	Energie Solaire à Concentration
DNI	Rayonnement Normale Direct
TES	Stockage de l'Energie Thermique
SAM	System Advisor Model

Introduction générale

INTRODUCTION GENERALE

Selon plusieurs études menées par des instituts de recherche, la consommation d'énergie dans les pays en développement devrait voir une augmentation de manière significative, en particulier avec la mondialisation des échanges commerciaux entre les nations. La récente crise pétrolière et la catastrophe de la centrale nucléaire de Tchernobyl ont servi de catalyseurs. D'autre part, la problématique de la pollution atmosphérique et du réchauffement de la planète causés par les gaz à effet de serre qui en résultent, les émissions de CO.

Les énergies renouvelables ont connu une période de développement après 1978, suivie d'un déclin après le contre-choc de 1986. Elles ont cependant repris leur essor en 1998 après la signature du protocole de Kyoto. Ce protocole impose aux pays riches de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 5,2 % entre 2002 et 2012 par rapport aux niveaux de 1990.[1]

L'Algérie, leader mondial des combustibles fossiles, a le potentiel pour devenir un leader des énergies renouvelables grâce à ses réserves inépuisables d'énergie solaire.

Elle pourrait fournir à l'Europe, qui dispose de ressources solaires limitées, de l'électricité provenant de centrales solaires thermiques.

Les technologies des concentrateurs d'énergie solaire offrent actuellement le plus grand potentiel d'exploitation commerciale.

Ces technologies reposent sur deux types de concentration : linéaire (concentrateur de Fresnel et miroirs cylindro-paraboliques).

Les centrales à tour et les systèmes Dish Stirling sont deux types de systèmes de concentration solaires qui concentrent la lumière du soleil. L'irradiation directe totale est de 2100 kWh/m²/an, avec une durée d'ensoleillement de plus de 3500 heures par an.

Notre travail consiste à étudier et à optimiser une centrale solaire à miroirs cylindro-paraboliques à l'aide du logiciel SAM

Les chapitres suivants seront inclus :

- Dans le premier chapitre, nous avons synthétisé les données bibliographiques relatives au champ solaire et des rappels astronomiques.

- Dans notre deuxième chapitre, on a fait une présentation d'un état de l'art sur les centrales solaires à concentration à miroirs cylindro-paraboliques, en citant leurs principaux éléments et certains travaux de recherche dans le domaine des centrales solaires à concentration à miroirs cylindro-paraboliques. Notre étude s'est dirigée vers les quatre technologies de concentrateur solaire existantes, ainsi que sur leurs avantages et inconvénients.
- Enfin, les troisième et quatrième chapitres traitent la présentation du logiciel de calcul SAM et la modélisation mathématique utilisée dans notre étude. Ce logiciel applique à SAM des données climatiques provenant de sites algériens.

les objectifs de cette étude : déterminer la configuration et les performances optimales d'une centrale solaire thermique de 30 MW en Algérie. Les résultats de l'optimisation sont ensuite discutés et interprétés les paramètres optimaux.

Chapitre 1

Recherche bibliographique

Chapitre 1

Recherche bibliographique

1.1. Introduction

L'énergie solaire est la principale ressource de toutes les énergies renouvelables potentielles. Cette dernière est produite par des réactions de fusion nucléaire et peut être exploitée pour produire de l'électricité. La quantité d'énergie solaire captée en un point dépend de l'orientation du récepteur, qui est déterminée par la latitude de l'heure, de la date de l'endroit. Il est important de veiller à ce que le récepteur soit correctement orienté afin de maximiser le captage de l'énergie. Pour utiliser pleinement l'énergie solaire dans le cadre de notre étude sur les installations solaires, il est essentiel de bien comprendre certains concepts.

Ce chapitre aborde des concepts clés tels que rappel astronomique. Et l'énergie solaire et le gisement solaire.

1.2. Aspects géométriques

1.2.1. Mouvement du globe terrestre

Le Soleil est une sphère de matière gazeuse composée principalement d'hydrogène et d'hélium, d'un diamètre d'environ 1,4 million de km. La Terre suit une trajectoire légèrement elliptique autour du Soleil, ce dernier étant situé à l'un des foyers. La distance moyenne entre la Terre et le Soleil est d'environ 149,6 millions de km, avec une variation de $\pm 1,7\%$. Le grand axe de l'ellipse est traversé par la Terre le 2 janvier (position la plus proche) et le 2 juillet (position la plus éloignée) de chaque année. Vu de la Terre, le Soleil a un diamètre apparent de $0,5^\circ$ [2]

La Terre tourne autour du Soleil sur une orbite sous forme d'une ellipse presque 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), la Terre est la plus proche du Soleil, et au solstice d'été (22 juin), elle est la plus éloignée du Soleil. La Terre tourne autour d'elle-même avec une période de 24 heures. Son axe de rotation (l'axe polaire) son orientation est fixe dans l'espace. L'angle avec la normale au plan de l'écliptique est de $\delta = 23^\circ 27'$. [3]

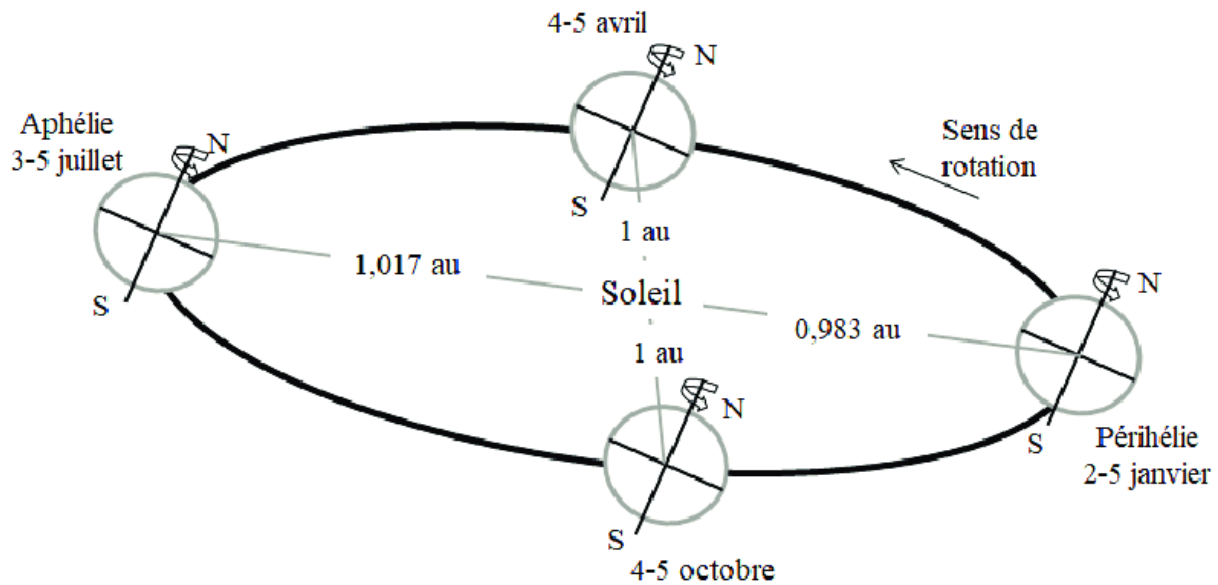


Figure 1.1 Représentation schématique montrant l'orbite de la Terre autour du soleil et le sens de révolution [4]

1.2.2. Position du soleil par rapport à la terre

La position du Soleil dépend à la fois de la position géographique de l'observation à la surface de la Terre et du temps.

1.2.3. Spectre solaire

Le rayonnement électromagnétique se compose de particules de lumière individuelles appelées photons, dont l'énergie est étroitement liée à la longueur d'onde.

Le spectre du rayonnement extraterrestre est approximativement équivalent à l'émission thermique d'un corps noir à une température d'environ 5800 degrés Kelvin. Une courbe de référence, connue sous le nom d'AM0 et compilée à partir des données collectées par les satellites, illustre cette distribution d'énergie.

- Ultraviolet UV $0,20 < \lambda < 0,38 \text{ nm}$ 6,4%
- Visible $0,38 < \lambda < 0,78 \text{ nm}$ 48%
- Infrarouge IR $0,78 < \lambda < 10 \text{ nm}$ 45,6%

Le rayonnement solaire reçu à la limite supérieure de l'atmosphère, dans un plan perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance terre-soleil égale à sa valeur moyenne, subit une importante diminution lors de sa traversée à travers l'atmosphère pour atteindre la surface terrestre. Cette diminution est attribuable aux phénomènes d'absorption et de diffusion par les différents composants de l'atmosphère. [5]

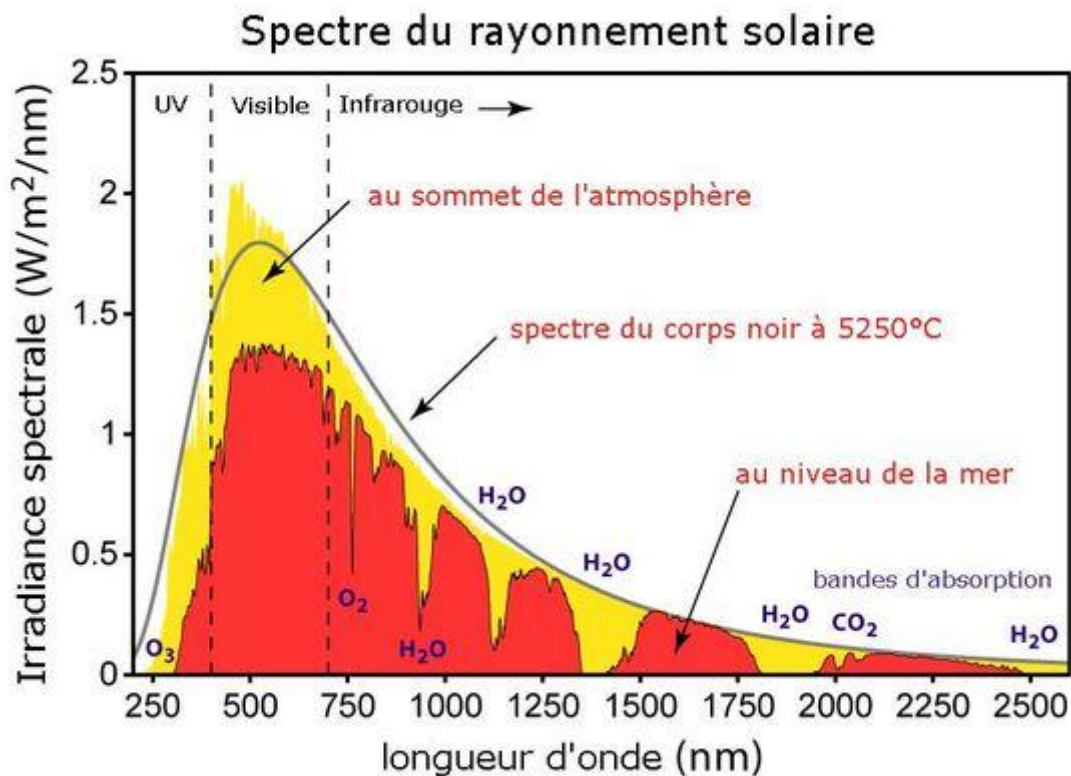


Figure 1.2. Bilan radiatif terrestre [6]

1.2.4. Coordonnées géographiques

Ce sont des coordonnées angulaires qui représentent un système de deux coordonnées, le plus souvent la latitude et la longitude. Elles sont utilisées pour localiser un point sur la terre.

- Latitude (Φ) : C'est l'angle fait par le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre au point considéré. Il est compté positivement de 0 à $+90^\circ$ vers le nord et négativement de 0 à -90° vers le sud.
- Longitude (L) : C'est l'angle formé par le méridien local passant par le point considéré et le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich. Elle est comptée positivement de 0 à $+180^\circ$ vers l'est et de 0 à -180° vers l'ouest. [7]

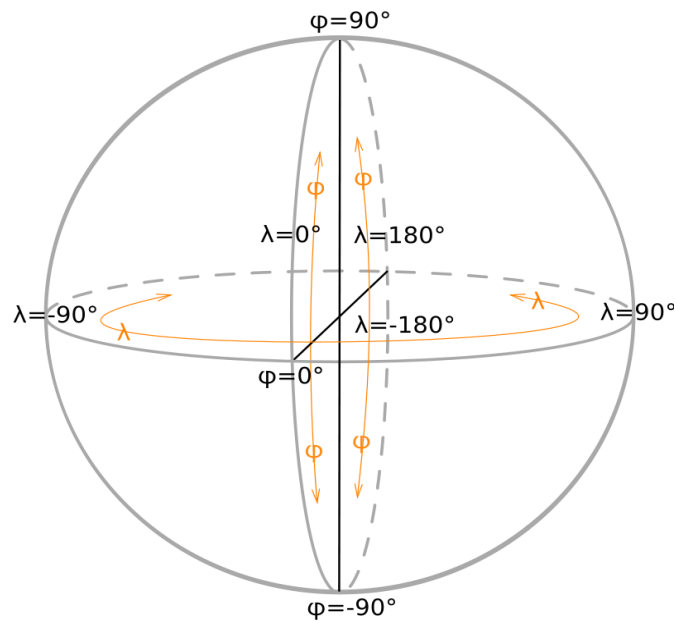


Figure 1.3 Coordonnées géographiques [8]

1.2.5. Déclinaison solaire (δ)

L'angle solaire est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial de la Terre. Cet angle varie de $-23,45^\circ$ à $+23,45^\circ$ selon les saisons. [9]

- 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 $\delta = - 23^\circ 45$.

D'après l'équation de Cooper(1969) :

$$\delta = 23,45 \sin\left(2\pi \frac{284+n}{365}\right) \quad (1.1)$$

δ : Angle de déclinaison degrés

n : est le numéro de jour de l'année (1 pour 1 janvier et 365 pour le 31 décembre)

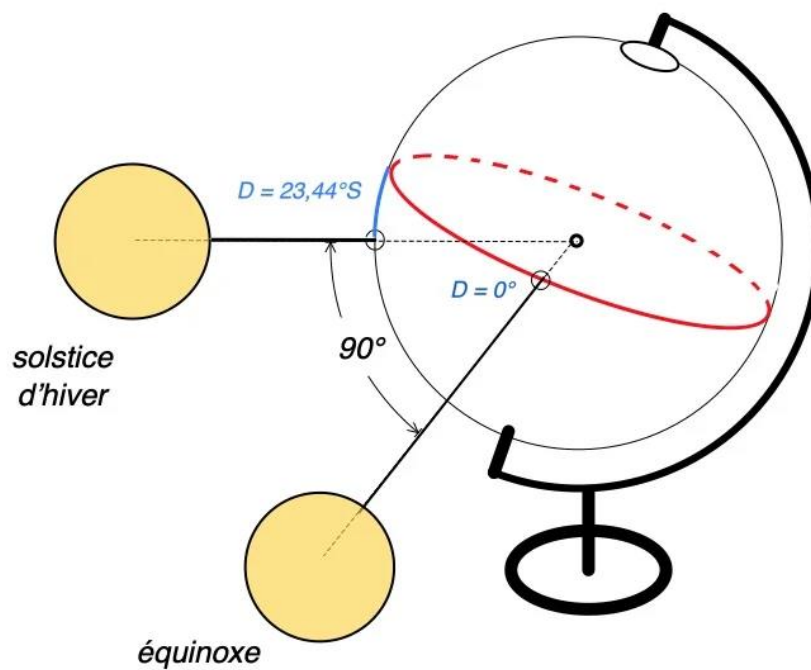


Figure 1.4 Déclinaison du soleil [10]

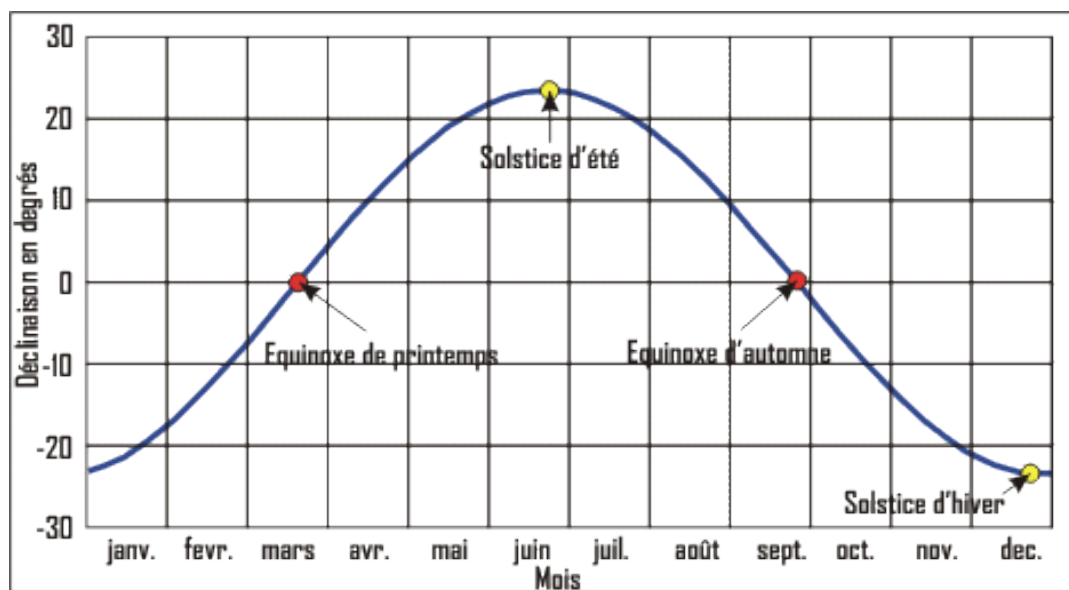


Figure 1.5. Un graphique montrant la déclinaison solaire au cours d'une année [11]

1.2.6. Repère de coordonnées équatoriales

Le système de coordonnées temporelles a pour origine le centre de la Terre, noté O. Il est déterminé par l'équateur terrestre, l'axe des pôles terrestres (PP') et le zénith de l'observateur (Z). Les coordonnées de l'astre M sont définies par sa déclinaison (δ) et son angle horaire (ω). [9]

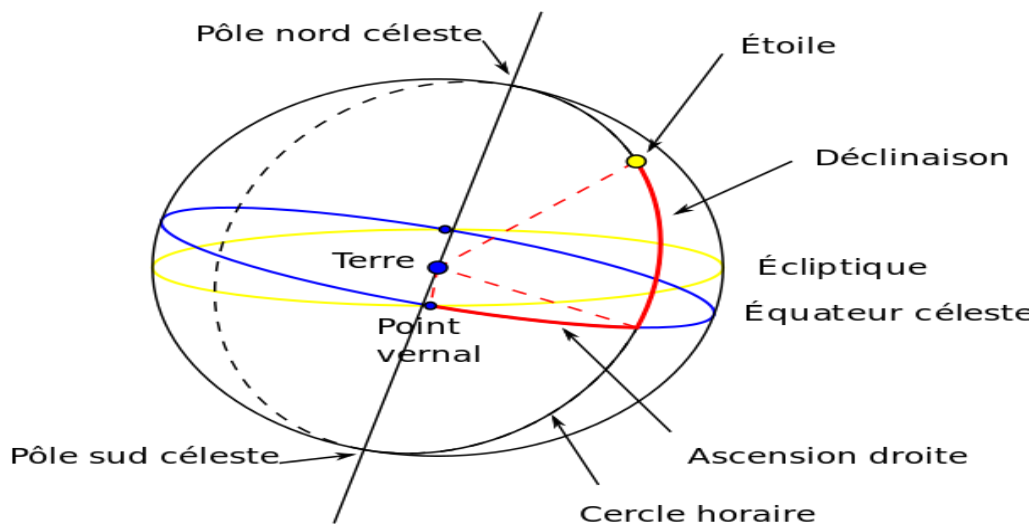


Figure 1.6 Coordonnées équatoriales [12]

1.2.7. Angle horaire (ω)

L'angle d'altitude solaire est l'angle entre les rayons du soleil et le plan horizontal local. L'angle d'azimut solaire est l'angle entre les rayons du soleil et le plan méridien local.

Il varie tout au long de la journée, augmentant de 15° par heure avant d'atteindre son maximum à midi. Il représente le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire lorsqu'il se déplace d'est en ouest par rapport au méridien local.

À midi, l'angle d'azimut solaire est nul, alors qu'il est négatif le matin et positif l'après-midi. [13][14]

$$\omega = 15^\circ(TSV - 12) \quad (1.2)$$

TSV : Temps Solaire Vrai

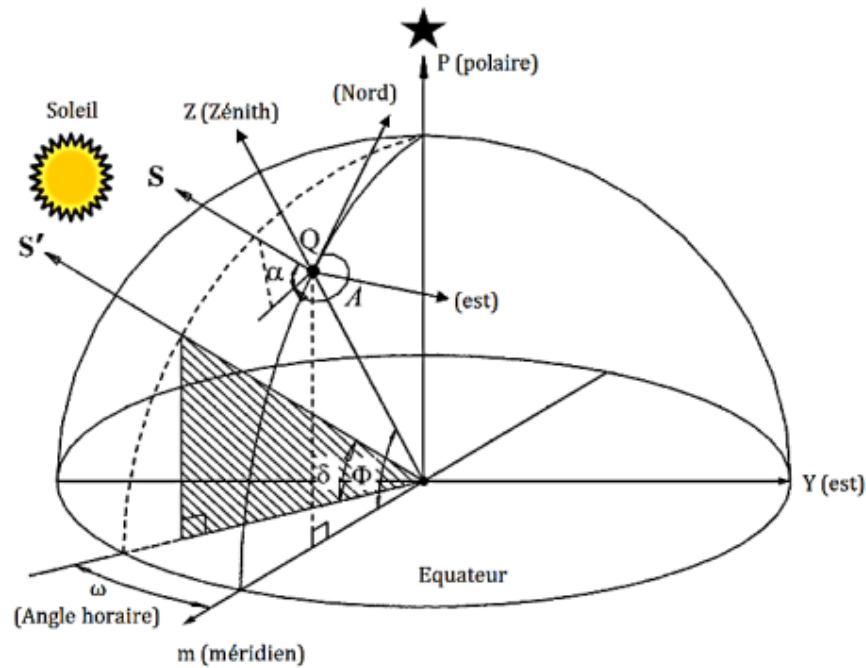


Figure 1.7 Angle horaire ω du soleil. [15]

a)-Temps solaire

La Terre se soumet à deux principaux mouvements : la rotation autour de son propre axe nord-sud, aussi appelée jour solaire, et la révolution orbitale autour du Soleil, qui détermine les saisons. La rotation complète de la Terre sur elle-même s'effectue en un intervalle de 24 heures, définissant ainsi la mesure conventionnelle du temps, où chaque heure correspond à un déplacement angulaire de 15 degrés. Par ailleurs, la révolution de la Terre autour du Soleil est responsable des variations saisonnières et introduit la notion de temps solaire vrai, qui est utilisée pour distinguer les différentes périodes de l'année en fonction de l'alignement relatif de la Terre par rapport au Soleil.

b)-Temps universel

Le temps solaire moyen du méridien de Greenwich (GMT), qui est basé sur le mouvement apparent du Soleil, est utilisé comme référence pour déterminer les fuseaux horaires à travers le monde. Le méridien de Greenwich désigne le méridien central du fuseau horaire. Afin de déterminer le temps légal ou local (TL) dans une région donnée, il est nécessaire d'ajuster le temps universel en fonction du décalage du fuseau horaire pour cette région spécifique.

En Algérie, par exemple, le décalage du fuseau horaire est de +1 heure. Cependant, pour obtenir l'heure légale ou locale en Algérie, on ajoute une heure au temps universel, ce qui reflète le décalage de +1 heure par rapport au temps solaire moyen du méridien de Greenwich.

$$T_L = T_U + \text{décalage} \quad (1.3)$$

c)-Temps solaire moyen

La rotation de la Terre sur son propre axe c'est ce qu'on appelle le temps solaire moyen (TM), défini comme l'intervalle moyen entre deux passages successifs par le méridien d'un emplacement donné qui se déduit par cette équation :

$$T_M = T_U \pm \frac{\varphi}{15} \quad (1.4)$$

Avec T_M en heure.

d)-Temps solaire vrai

Le temps solaire vrai (TSV) est déterminé par les coordonnées angulaires réelles du Soleil par rapport à un observateur donné.

$$T_{SV} = T_M + E_T \quad (1.5)$$

L'équation du temps (E_t) représente la variation du temps solaire vrai par rapport au temps solaire moyen, due aux irrégularités de l'orbite de la Terre autour du Soleil et à l'inclinaison de l'axe de rotation terrestre. Cette variation peut s'étendre de -14,5 minutes (du 10 au 15 février) à +16,5 minutes (du 25 au 30 octobre). Cette correction est une approximation utile pour ajuster le temps solaire moyen et obtenir une mesure plus précise du temps solaire vrai. Est donnée par l'équation suivante :

$$E_t = 9,9 \sin[2(0,986n + 100)] - 7,7 \sin(0,986n - 2) \quad (1.6)$$

Où :

E_t : est exprimé en minutes et n est le numéro du jour dans l'année à partir du 1er Janvier.

e)-Temps légal

Le temps légal (TL) représente l'heure officielle définie par l'État, et il diffère du temps universel de Greenwich (GMT) par un décalage horaire exprimé en heures.

a)-Azimut

L'angle que fait entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil est appelé angle d'azimut solaire. Il est essentiel de déterminer l'angle d'incidence des rayons sur une surface non horizontale.

L'angle d'azimut solaire y_s peut varier de 180° à -180° . Pour les latitudes comprises entre $23,45^\circ$ et $66,45^\circ$ nord ou sud, y_s varie de 90° à -90° pour les jours de moins de 12 heures. Pour les jours avec plus de 12 heures entre le lever et le coucher du soleil, y_s sera....Cependant, dans l'hémisphère nord, lorsque le soleil est au nord de la ligne est-ouest, ou dans l'hémisphère sud, lorsque le soleil est au sud de la ligne est-ouest, la valeur de y_s doit être supérieure à 90° ou inférieure à -90° en début et en fin de journée. Il est important d'utiliser des termes techniques précis et d'éviter toute ambiguïté.

Cependant, dans l'hémisphère nord, lorsque le soleil est au nord de la ligne est-ouest ou dans l'hémisphère sud, lorsque le soleil est au sud de la ligne est-ouest, la valeur de y_s doit être supérieure à 90° ou inférieure à -90° en début et en fin de journée. La valeur de y_s peut être n'importe quel nombre lorsque $\delta - \varphi$ est positif aux latitudes tropicales.

Il est important d'utiliser des termes techniques précis et de maintenir une structure claire et logique tout au long du texte. Par exemple, à $\varphi = 10^\circ$ et $\delta = 20^\circ$, juste avant midi, y_s est -180° , et juste après midi, y_s est $+180^\circ$. Par conséquent, y_s est négatif lorsque l'angle de l'heure est négatif et positif lorsque l'angle de l'heure est positif, selon que l'on se trouve dans l'hémisphère nord ou dans l'hémisphère sud. Dans ce contexte, la fonction de signe détermine si y_s est positif ou négatif. [19]

La formule suivante montre comment calculer l'angle de l'azimut :

$$\cos(y_s) = \sin(\alpha) \times \sin(\varphi) - \sin(\delta) \cos(\alpha) \times \cos(\varphi) \quad (1.9)$$

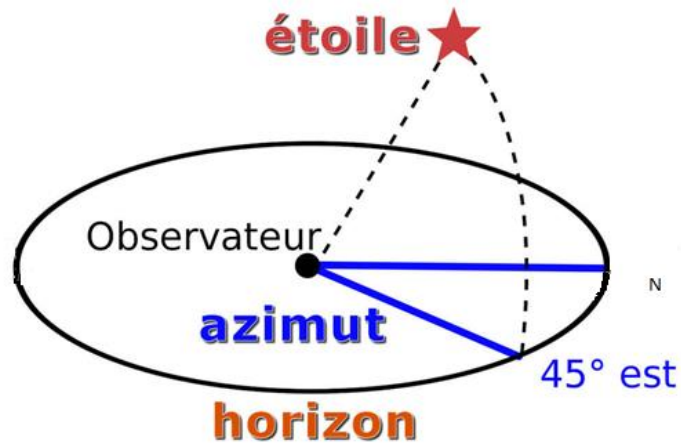


Figure 1.9. Azimut [20]

b)-Angle de zénith

L'angle zénithal solaire est l'angle entre le zénith local et la ligne reliant l'observateur au soleil. Il est compris entre 0 à 90 degrés. [10] Cet angle est donné par la relation suivante :

$$\cos(\theta_z) = (\delta) \cos(\omega) \cos(\varphi) + \sin(\delta) \sin(\varphi) \quad (1.10)$$

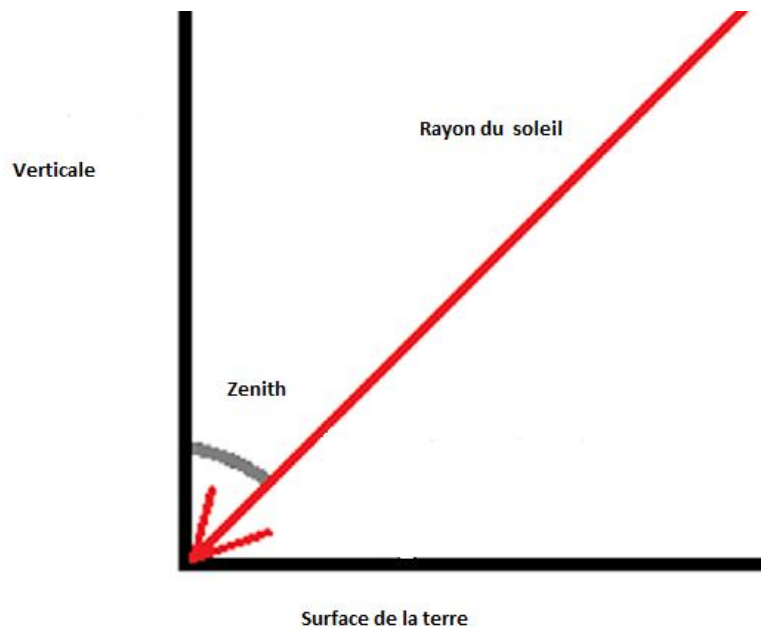


Figure 1.10. Angle zénith [21]

1.3. Système solaire

1.3.1. Soleil

- Le Soleil est une étoile de taille moyenne, une parmi des milliards d'autres dans notre galaxie, la Voie lactée. Il s'agit d'une énorme boule de gaz brûlante et, malgré la distance moyenne de 149,6 millions de kilomètres qui le sépare de la Terre, il reste l'étoile la plus proche de nous.

- Le Soleil a un diamètre de 1 400 000 kilomètres, soit 108 fois celui de la Terre. Alors que la Terre tourne en 1 jour, le Soleil tourne sur son axe en 25 jours. Il est composé à 75 % d'hydrogène et à 25 % d'hélium. D'hydrogène et de 25 % d'hélium, qui subissent une fusion nucléaire constante. [22]

Le soleil n'est pas une sphère uniforme, il est constitué de :

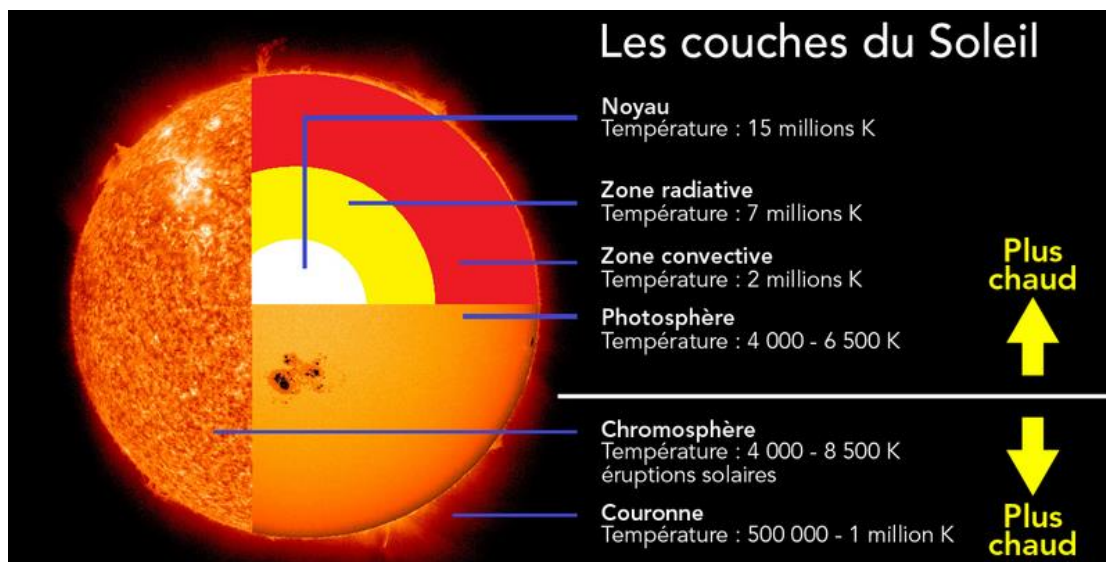
- L'intérieur : il renferme 40% de la masse du soleil, et c'est là que se produit 90% de son énergie sous forme de rayons gamma et X. Cette zone s'étire sur une épaisseur de 25.104 km, et se divise en trois zones : le noyau, la zone radiative, la zone convective. La température y atteint plusieurs millions de degrés.

- La photosphère : c'est une couche opaque, d'une épaisseur d'environ 300 km, dont les gaz sont très ionisés et capables d'absorber et d'émettre un spectre continu de radiations. Elle émet 99% du rayonnement total, principalement dans le visible, et c'est elle que nous voyons à l'œil nu. La température y est de l'ordre de quelques millions de degrés.

- La chromosphère et la couronne : elles forment l'atmosphère du soleil, et sont des régions à faible densité où la matière est très raréfiée. Cette couche se caractérise par un rayonnement très faible et une température très élevée (un million de degrés). [23]

Tableau 1.1. Caractéristiques principales du soleil [1]

Diamètre (km)	14×10^5
Masse (kg)	2×10^{30}
Surface (km ²)	6.09×10^{12}
Volume (km ³)	1.41×10^{18}
Masse volumique moyenne (kg/m ³)	1408
Vitesse orbitale (km/s)	217
Distance du centre de la voie lactée (km)	2.5×10^{17}

**Figure 1.11** Structure du soleil [24]

1.3.2. Energie solaire

L'énergie solaire, ce flux inépuisable de lumière et de chaleur provenant du Soleil, est bien plus qu'une simple source d'éclairage. Elle est à la base de tout un écosystème, agissant comme le moteur vital de nombreuses interactions sur notre planète. Du plus infime photon émis à la puissance des rayons gamma, chaque particule porte en elle cette énergie primordiale.

C'est dans les profondeurs du Soleil, là où la fusion nucléaire est la reine, que naît cette énergie qui nous nourrit, nous réchauffe et nous fait vivre. Sur Terre, son influence est

omniprésente, élément essentiel du cycle de l'eau, du vent et la photosynthèse. Les végétaux captent cette forme d'énergie et la transforment en matière organique, offrant ainsi la base de toute vie sur Terre. Telle une toile tissée par la nature, les chaînes alimentaires se déploient, reliant chaque être vivant dans un équilibre fragile mais essentiel. [25]

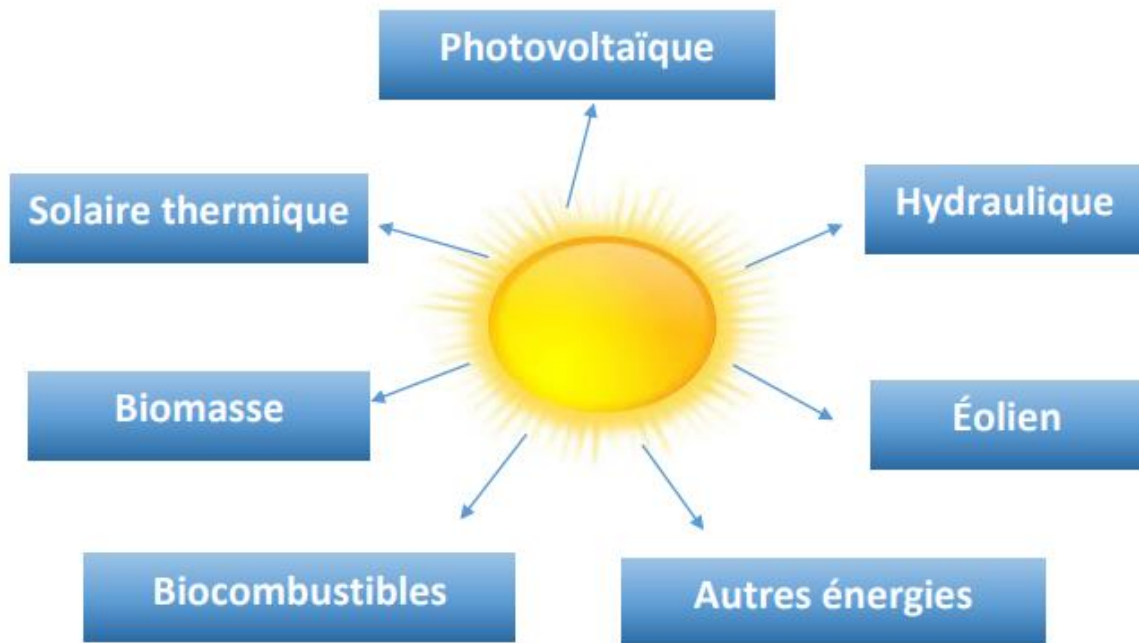


Figure 1.12. Types d'énergie solaire [26]

Actuellement, il existe deux types d'exploitation de l'énergie solaire :

1. Energie photovoltaïque :

Le rayonnement solaire absorbé par les panneaux est directement converti en électricité.

2. Energie thermique :

L'énergie solaire thermique, est l'énergie qui convertit directement le rayonnement du soleil en chaleur, représente une technique essentielle dans le domaine des énergies renouvelables. Une variante notable de cette approche est le solaire d'ordre thermodynamique, qui se distingue par sa capacité à convertir ultérieurement l'énergie thermique solaire en électricité.

Actuellement, plusieurs programmes de recherche sont activement menés en vue d'optimiser les rendements des nouvelles technologies exploitant l'énergie solaire. [27]

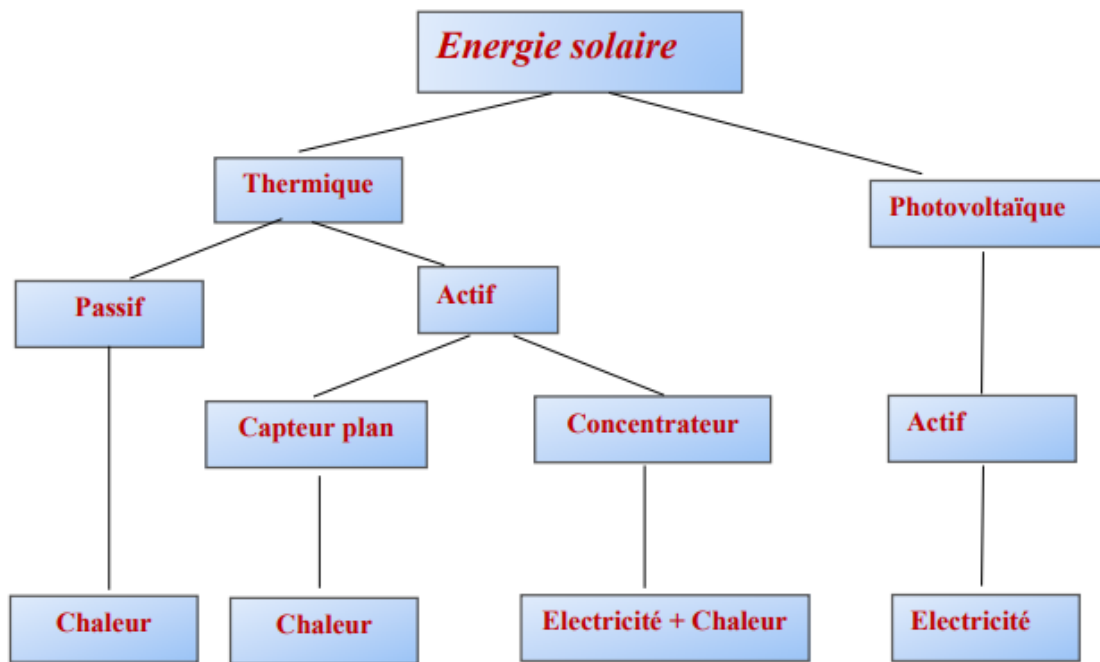


Figure 1.13. : Utilisation directe de l'énergie solaire. [28]

a)- Solaire passif :

Désigne un ensemble de techniques visant à capter l'énergie solaire, principalement par le biais de la conception des bâtiments et le choix des matériaux utilisés dans leur construction. Cette approche passive remonte à plusieurs décennies, comme en témoigne l'exemple historique de l'utilisation de réservoirs peints en noir pour chauffer l'eau par exposition au soleil. Cette technique, toujours employée dans les régions chaudes, exploitait la capacité des surfaces sombres à absorber la chaleur et à la transférer à l'eau à travers le métal des réservoirs. De nos jours, la conception solaire passive repose sur l'optimisation des caractéristiques des éléments constitutifs d'un bâtiment, notamment les murs, la toiture et les fenêtres, dans le but de contrôler efficacement la quantité d'énergie solaire absorbée ou perdue [29]

b)- Solaire actif :

Représente une approche dynamique de l'exploitation de l'énergie solaire. Ce système repose sur l'utilisation de capteurs solaires pour collecter l'énergie du soleil et la convertir en électricité. Cette électricité est ensuite employée pour alimenter divers dispositifs tels que des pompes et des ventilateurs, qui assurent la distribution d'eau et d'air chaud. Parmi les

applications les plus courantes, on trouve les systèmes de chauffe-eau solaires, qui font usage de capteurs plans vitrés ou sous vide pour chauffer l'eau destinée à divers usages domestiques ou pour la ventilation solaire. Un autre exemple notable est celui des centrales solaires thermodynamiques, qui exploitent la chaleur solaire pour produire de l'électricité à grande échelle [30]

1.3.3. Gisement solaire

Le rayonnement solaire qui atteint la surface terrestre résulte de l'interaction complexe de l'énergie entre l'atmosphère et le sol. À l'échelle globale, la répartition du rayonnement varie selon la latitude, en fonction de la forme de la Terre et de sa rotation autour du Soleil. À des échelles plus locales, le relief influence fortement la distribution du rayonnement. L'altitude, l'orientation et l'inclinaison du sol, ainsi que les ombres projetées par les éléments du paysage, créent des gradients locaux importants. L'énergie solaire, qui présente une grande variabilité spatiale et temporelle, détermine la dynamique de nombreux paramètres environnementaux, tels que la température et l'humidité de l'air et du sol, la fonte des neiges, la photosynthèse et l'évapotranspiration. Le concept de "gisement solaire" désigne la quantité totale d'énergie solaire disponible dans une zone donnée. Il correspond à l'énergie solaire reçue par unité de surface sur la Terre au cours du temps, en tenant compte des variations liées aux conditions atmosphériques, à la géographie, à la position du soleil, et à d'autres facteurs qui affectent le rayonnement solaire.[22]

1.3.4. Gisement solaire en Algérie

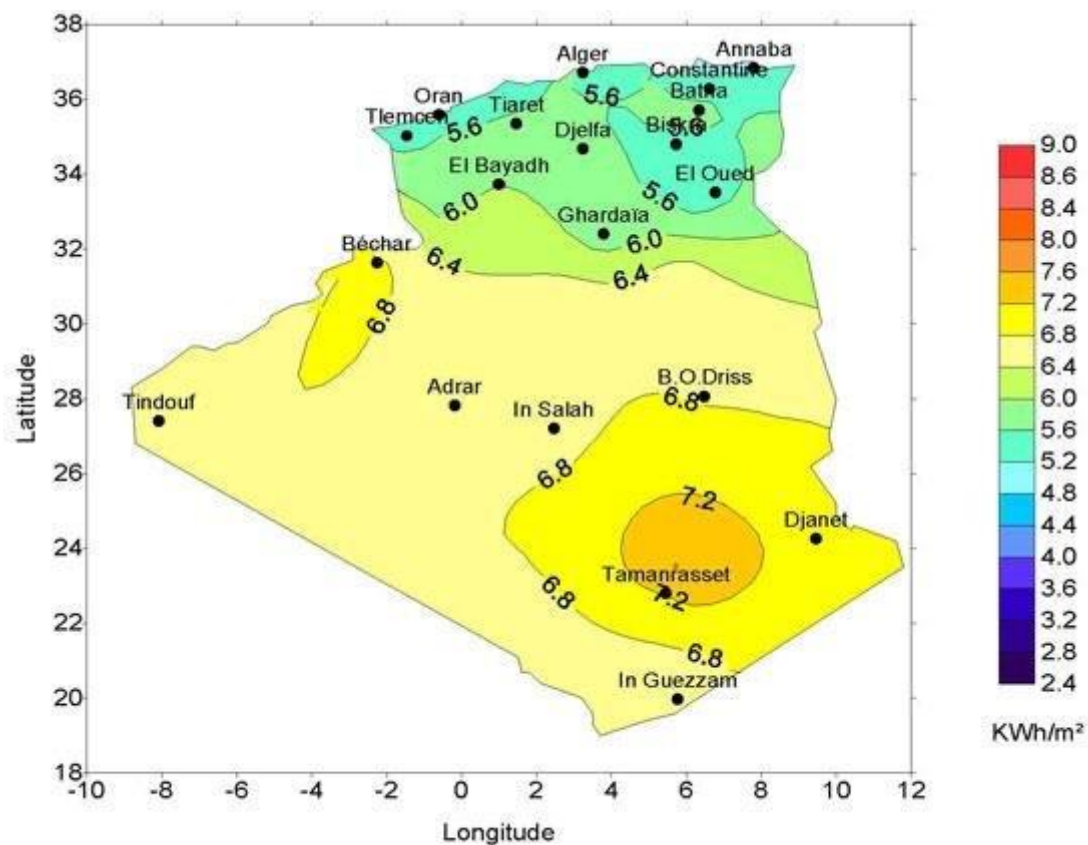
La situation géographique de l'Algérie lui permet de disposer d'un gisement solaire très important au niveau mondial.

Le pays bénéficie de plus de 2000 heures d'ensoleillement par an, et jusqu'à 3900 heures sur les hauts plateaux et le Sahara. Sur une surface horizontale de 1m^2 , l'énergie reçue quotidiennement est d'environ 5KWh

Le potentiel solaire dans la majeure partie du pays est de plus de $1700\text{KWh}/\text{m}^2/\text{an}$ dans le Nord et de $2650\text{ kWh}/\text{m}^2/\text{an}$ dans le Sud. Dépassant les 5 milliards de GWh. [31]

Tableau 1.2. Représentative du potentiel solaire en Algérie

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heurs/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m2/an)	1700	1900	2650

**Figure 1.14.** Irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu [32]

Tlemcen est positionnée dans la région nord-ouest de l'Algérie, à une distance de 520 kilomètres au sud-ouest de la capitale, Alger, et à environ 140 kilomètres au sud-ouest d'Oran, une autre ville importante de la région. Elle partage une frontière avec le Maroc, étant située à 76 kilomètres à l'est de la ville marocaine d'Oujda. Par ailleurs, Tlemcen, établie dans

l'arrière-pays, se trouve à 40 kilomètres seulement de la mer Méditerranée. Les coordonnées géographiques de la ville de Tlemcen sont :

Tableau 1.3. Situation géographique de la ville de Tlemcen [33]

Latitude	Longitude	Altitude
34,89°	-1,32°	800m

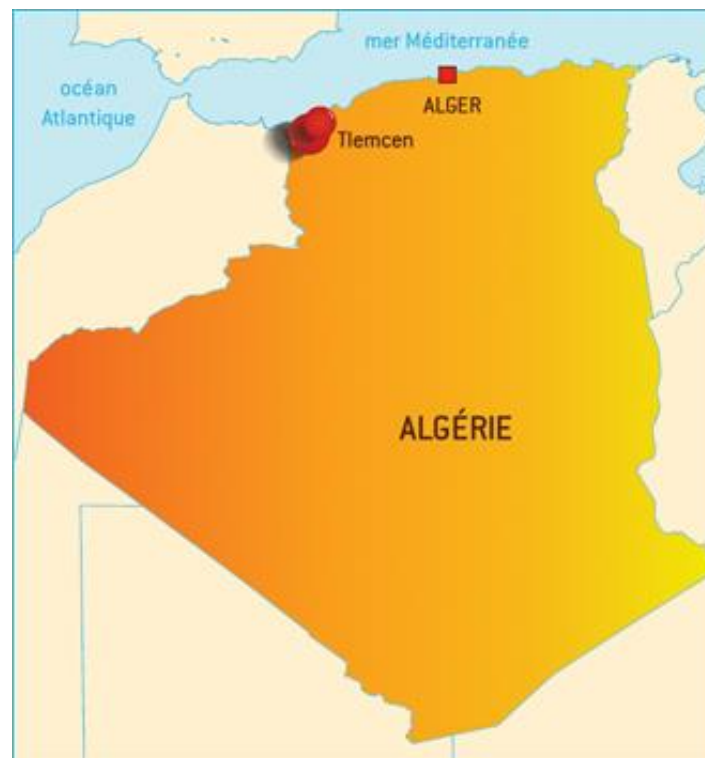


Figure 1.15. Situation géographique de Tlemcen [34]

1.3.5. Constante Solaire

L'orbite de la Terre présente une excentricité qui fait varier la distance entre le Soleil et la Terre de 1,7 %. À la distance moyenne Terre-Soleil d'une unité astronomique ($1,495 \times 10^{11}$ m), le soleil forme un angle de 32° . Ce dernier émet un rayonnement et a une distribution spatiale.

La relation entre la terre et le soleil se traduit par une intensité presque constante du rayonnement solaire en dehors de la zone terrestre. La constante solaire, **G_{sc}** représente la

quantité d'énergie par unité de temps reçue du soleil sur une unité de temps. Le temps reçue du soleil sur une unité de surface perpendiculaire à la direction de propagation des de propagation du rayonnement à la distance moyenne terre-soleil en dehors de l'atmosphère.

Avant l'apparition des fusées et des engins spatiaux, les estimations de la constante solaire devaient être faites à partir des mesures au sol du rayonnement solaire après sa transmission à travers l'atmosphère [35]

On obtient alors :

$$S_0 = \sigma T^4 (R_s/D_{st})^2 \quad (1.11)$$

R_s : Rayon du soleil

D_{st} : Distance terre-soleil

σ : $5,67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$

S_0 : Constante solaire

On a :

$(S_0)_{\text{ext}} = 1353 \text{ W/m}^2$ est la valeur moyenne de la constante solaire actuellement retenue.

La constante solaire hors atmosphère pour un jour quelconque s'écrit selon :

$$(S_0)_{\text{ext}} = 1353 + (1 + 0,33 \cos 0,984n) \quad (1.12)$$

n : Le numéro du jour de l'année

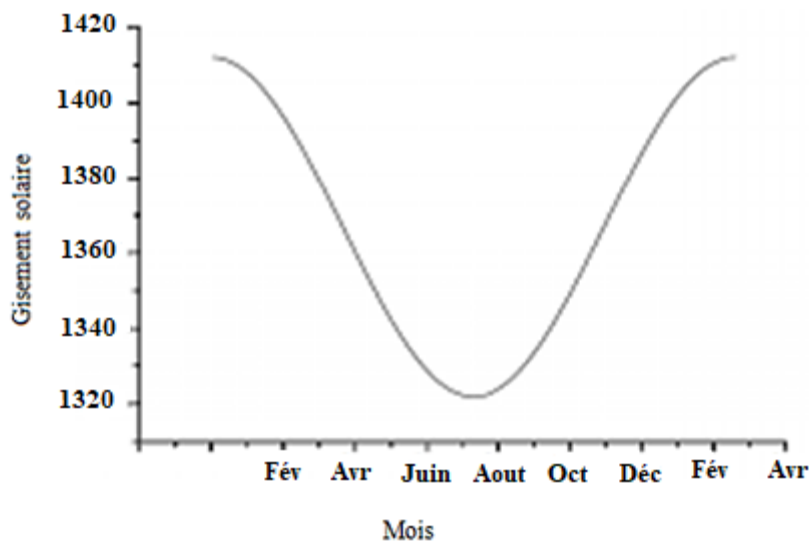


Figure 1.16 Variation mensuelle de la constante solaire [36]

1.3.6. Composants du rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est l'énergie produite par le Soleil suite à une réaction de fusion thermonucléaire.

Une grande quantité d'énergie libérée, fait qu'elle soit la première source d'énergie sur Terre. Il peut également être utilisé pour produire de l'électricité. L'énergie solaire se propage dans l'espace sous forme de photons d'énergie, qui se renouvellent en permanence.

a)- Rayonnement direct :

Le rayonnement solaire direct est défini comme le rayonnement en provenance unique du disque solaire. Et est nul lorsque le temps est nuageux. Ce type de rayonnement est utilisé dans les systèmes concentrés tels que les centrales solaires thermodynamiques (tour, Fresnel, parabolique).

b)- Rayonnement diffus :

Le rayonnement diffus est divisé par des obstacles tels que les nuages et les bâtiments et provient de toutes les directions.

Il peut représenter jusqu'à 50 % du rayonnement global, en fonction de la situation géographique du site.

c)- Rayonnement réfléchi (albédo) :

Ce fragment décrit le rayonnement réfléchi par le sol ou les objets à sa surface, connu sous le nom d'albédo.

Ce rayonnement peut être élevé dans les zones présentant des surfaces réfléchissantes telles que l'eau ou la neige.

d)- Rayonnement global :

C'est la quantité totale de rayonnement direct et diffus [2]

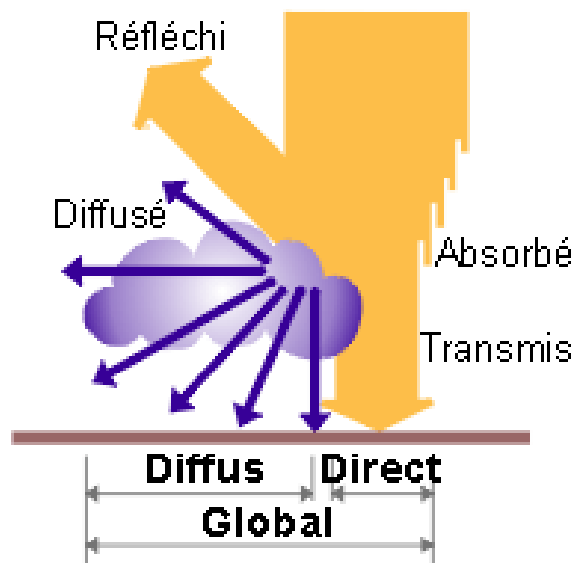


Figure 1.17. Composants du rayonnement solaire [37]

1.4. Conclusion

Il existe plusieurs méthodes de tirer parti de l'énergie solaire, dans cette partie du mémoire nous avons étudié les généralités sur l'énergie solaire. L'exploitation de l'énergie solaire est un choix stratégique considérable pour l'Algérie, compte tenu de l'ensoleillement intense dont elle bénéficie. La conversion thermique de cette énergie solaire est une branche importante de l'exploitation de cette ressource sous forme de travail mécanique pour produire de l'énergie électrique.

Chapitre 2

Centrales solaires thermique
cylindro-parabolique CSP

Chapitre 2

Centrales solaires CSP

2.1. Introduction

Le terme "énergie solaire" enveloppe les différentes techniques utilisées par l'homme pour exploiter le rayonnement solaire à des fins énergétiques, alors que le soleil reste la source primordiale des phénomènes naturels de notre planète. La production d'électricité, se distingue par deux approches principales : l'énergie solaire photovoltaïque, qui repose sur l'effet photoélectrique pour transformer directement le rayonnement solaire en électricité, et l'énergie solaire thermodynamique, c'est la méthode qui exploite l'effet thermique du rayonnement et est mise en œuvre à travers les centrales solaires thermodynamiques.

La centrale solaire à concentration (CSP), également connue sous le nom de centrale solaire thermique ou centrale héliothermodynamique, est une technologie de pointe qui exploite l'énergie illimitée du soleil pour produire de l'électricité. L'énergie solaire n'est pas très dense, il faut donc la concentrer pour augmenter la densité du flux sur une surface donnée afin d'atteindre des niveaux de température qui garantissent des rendements intéressants pour la production d'électricité.

Ce type de concentrateur a le plus grand potentiel et les meilleures caractéristiques pour convertir les rayons solaires en électricité. Les centrales solaires thermodynamiques à concentration (CSP) permettent de dispatcher efficacement l'énergie, de répondre précisément aux courbes de demande en énergie et peuvent en outre venir en appui à d'autres énergies renouvelables intermittentes. Ces capteurs cylindro-paraboliques assurent une concentration linéaire sur un tube où circule un fluide caloporteur.

Dans les centrales électriques modernes, un système de sauvegarde ou de stockage est installé pour améliorer les performances et augmenter le facteur de capacité, c'est-à-dire le temps de fonctionnement annuel. Le récepteur absorbe le rayonnement solaire concentré. Le champ solaire réfléchit la lumière du soleil sur des réflecteurs qui la transforment en chaleur. Cette chaleur est ensuite transférée au fluide de transfert (HTF), qui fournit la source de chaleur au système de conversion du cycle thermodynamique. Le sous-système de stockage compense la nature intermittente du flux solaire.

2.2. Etat de l'art

La concentration de l'énergie solaire (Concentrated Solar Power : CSP) n'est pas une technologie innovante de ces dernières années.

En effet, en VIII avant J.-C., lors des premiers Jeux olympiques en 776 av. J.-C., la flamme olympique était allumée par les rayons du soleil à l'aide d'un skaphia, l'ancêtre du miroir parabolique. L'histoire de son utilisation remonte également à 212 avant J.-C., Archimède utilise pour la première fois des miroirs pour concentrer les rayons du soleil.

En 1515, Léonard de Vinci invente un nouveau type de concentrateur solaire : un système CLFR (Compact Linear Fresnel Reflector). Mais ce système ne semble avoir d'avenir que sur le papier.

Ensuite, en 1878, une petite centrale solaire composée d'un concentrateur parabolique relié à un moteur est présentée à l'Exposition universelle de Paris. [38-42]

Au début des années 1900, malgré un déclin de l'intérêt pour l'énergie solaire en raison des progrès réalisés dans les moteurs à combustion interne et de la disponibilité croissante de combustibles fossiles à faible coût, la première centrale CSP alimentée par un champ solaire parabolique a été mise en service en 1913 à Al Maadi, en Égypte. Cette installation, considérée comme le premier générateur de puissance à énergie solaire au monde, était utilisée pour le pompage de l'eau d'irrigation [43-44].

Alors que la question du changement climatique domine l'agenda mondial sur l'énergie pour l'avenir, il est largement accepté que la demande mondiale en pétrole a dépassé le niveau d'approvisionnement, entraînant une tendance générale à la hausse des prix. Cette situation pourrait se révéler bénéfique pour une transition vers les technologies des sources nouvelles et renouvelables, à la fois en stimulant la demande d'électricité solaire et en encourageant l'utilisation de combustibles solaires

Dans les années 1960, avec l'avènement de la course spatiale, l'intérêt s'est porté sur le photovoltaïque, et l'industrie de l'énergie solaire a commencé à attirer de plus en plus l'attention. Pendant les années 1970, la crise pétrolière a incité les industries du CSP à se développer, et de nombreuses installations pilotes ont été construites, testées, et ont conduit la technologie CSP à un niveau industriel et commercial avancé. [45]

Les premiers développements commerciaux des technologies CSP ont eu lieu entre 1984 et 1995. Cependant, aucun autre déploiement commercial n'a été observé avant 2005, malgré les importantes recherches et développements réalisés à cette époque. Depuis lors, le déploiement commercial des CSP a repris et a pris une ampleur considérable. Cependant, la capacité installée totale reste inférieure d'un ordre de grandeur à celle du PV, indiquant un retard d'environ une décennie dans la commercialisation de la technologie.

La véritable émergence de la CSP en tant qu'industrie a débuté en Californie dans les années 1980. Des politiques gouvernementales favorables ont conduit à la construction de neuf systèmes cylindro- paraboliques, basés sur le concept des "Solar Electric Generating Systèmes (SEGS)", totalisant une capacité installée de 354 MWe d'une superficie de miroirs dépassant les 2 000 000 m². Cependant, la technologie avait désormais pris son envol, et au cours de la période 1984-1995, avec seulement 354 MW déployés, le coût initial d'investissement avait été réduit de moitié. À cette époque, les pays du nord-ouest de l'Europe, dirigés par le Danemark puis l'Allemagne, ont saisi le rôle principal dans le développement des énergies renouvelables. Depuis 2005, on a observé une résurgence dans le développement des CSP, en grande partie due à la reconnaissance de sa capacité à réduire rapidement les émissions de gaz à effet de serre et à fournir une énergie solaire pouvant être distribuée grâce au stockage thermique intégré.

En raison du hiatus de 15 ans dans le développement commercial du CSP, la capacité installée du photovoltaïque a été multipliée par dix par rapport au CSP, entraînant ainsi une réduction significative des coûts au cours des dernières années, tandis que le CSP est encore aux premiers stades de sa trajectoire de réduction des coûts. [46]

2.3. Technologies des centrales à concentration

2.3.1. Tour solaire

Ce type de centrale est composée de nombreux miroirs, appelés héliostats, qui concentrent les rayons du soleil vers une chaudière placée au sommet d'une tour. L'avantage de ses tours solaires par rapport aux capteurs cylindro-paraboliques réside dans la réduction des pertes vers l'ambiance, grâce à une surface exposée limitée. Chaque héliostat, réparti de manière uniforme, poursuit le soleil individuellement et réfléchit ses rayons en direction d'un récepteur

situé au sommet de la tour solaire. Le facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, permettant ainsi d'atteindre des températures importantes, allant de 800 °C à 1000°C [47]

La tour solaire présente l'avantage de concentrer toute la conversion de l'énergie solaire dans une zone fixe, à savoir le récepteur (ou le four). Cette disposition permet la fixation du récepteur, réduisant ainsi considérablement le besoin de réseaux de transport d'énergie et favorisant un investissement plus rentable orienté vers l'amélioration de l'efficacité et de la sophistication du processus de conversion énergétique. Ces installations sont généralement conçues comme des systèmes de grande taille destinés à alimenter un cycle à vapeur. Cependant, un inconvénient universel réside dans la position statique du récepteur, entraînant une orientation non optimal des héliostats par rapport au soleil, ce qui réduit la quantité de rayonnement solaire collectée par unité de surface du miroir (phénomène connu sous le nom d'effet de cosinus). [48]

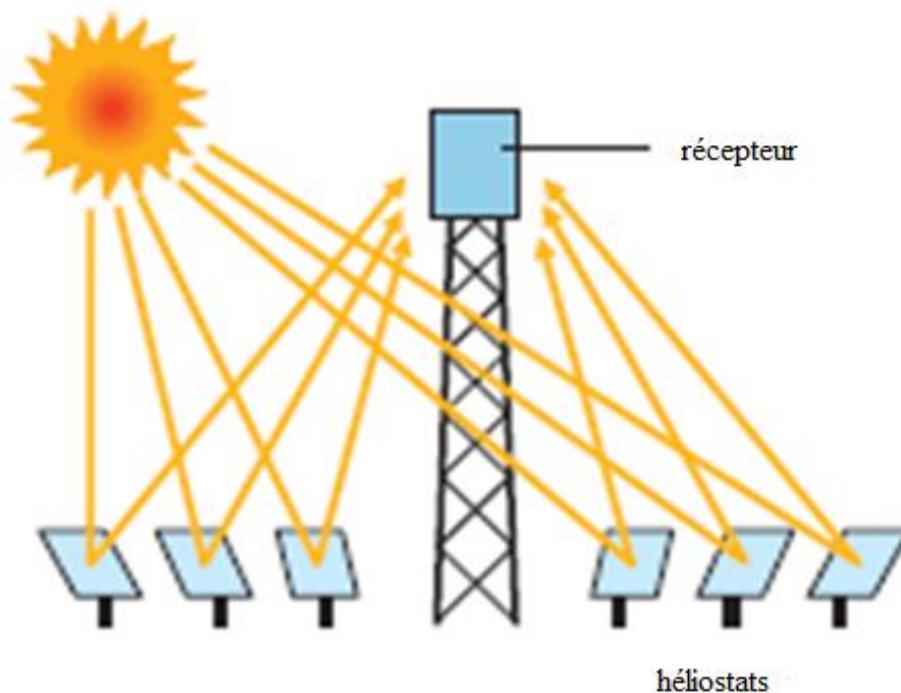


Figure 2.1. Tour solaire [49]

2.3.2. Centrales à capteurs paraboliques

Les capteurs paraboliques fonctionnent de manière autonome en suivant la direction du soleil sur deux axes pour concentrer le rayonnement solaire sur le foyer de la parabole réfléchissante. Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000, permettant d'atteindre une température de 750°C. Parmi toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité, atteignant 29,4%. Un des principaux avantages des capteurs paraboliques est leur modularité : ils peuvent être installés dans des endroits isolés qui ne sont pas connectés au réseau électrique. Par conséquent, ils offrent un potentiel de développement significatif, notamment dans des régions peu peuplées de certains pays du sud. [47]

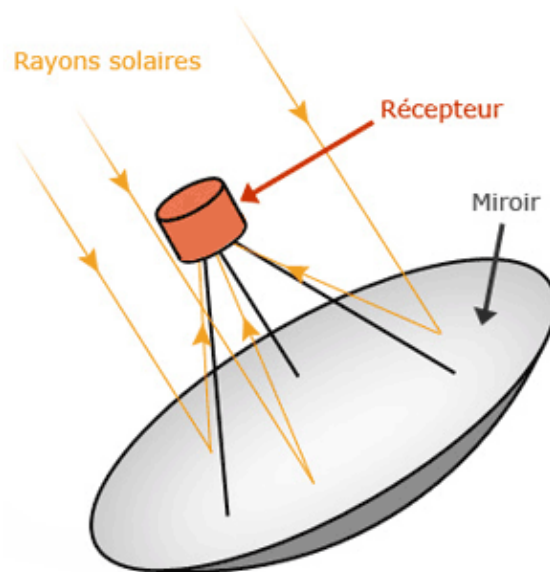


Figure 2.2. Capteur solaire parabolique [48]

2.3.3. Capteur à miroir de Fresnel

Le fonctionnement d'un collecteur de Fresnel repose sur une technique de concentration employant des miroirs plans. Plusieurs lames réfléchissantes, appelées miroirs primaires, sont disposées au sol de manière à diriger directement les rayons solaires incidents vers un petit cylindre parabolique de même longueur, désigné comme miroir secondaire. Ce dernier réfléchit ensuite les rayons vers le tube absorbeur, où le fluide caloporteur est chauffé en circulant à l'intérieur du tube horizontal, atteignant des températures pouvant atteindre jusqu'à 500 °C. Les miroirs primaires peuvent être ajustés tout au long de la journée pour suivre le mouvement du soleil. Les miroirs plans sont plus simples et moins coûteux à fabriquer que les miroirs paraboliques et cylindro-paraboliques, tout en offrant une résistance au vent moindre. Cependant, leurs performances optiques sont inférieures d'environ 30% par rapport aux autres

types de concentrateurs. L'inconvénient majeur de cette configuration réside dans la nécessité de concevoir un système capable d'orienter chacun des nombreux miroirs selon le meilleur angle possible. [50]

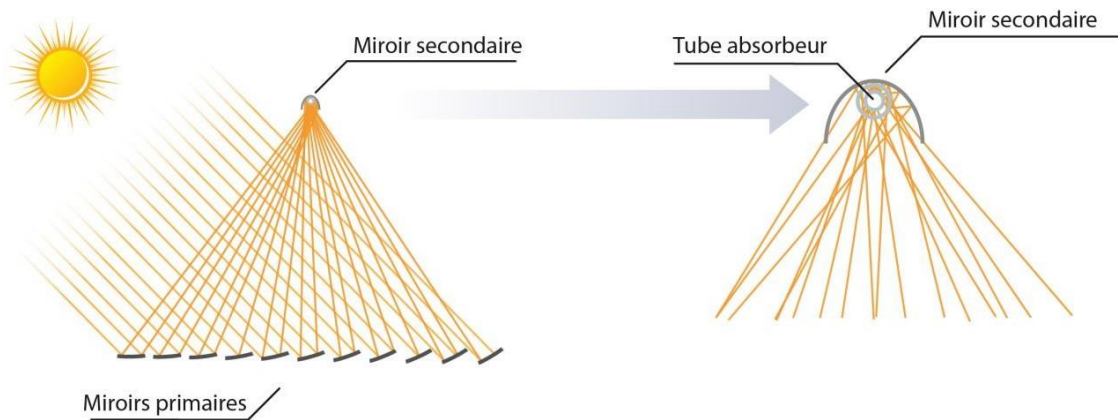


Figure 2.3. Concentrateur a miroir de Fresnel [51]

2.3.4. Capteur cylindro-parabolique

La technologie des concentrateurs cylindro-paraboliques est la plus répandue « 74% des centrales solaires thermodynamiques » et est actuellement utilisée par les plus grandes centrales solaires au monde. Son application la plus significative est la production d'électricité, représentent une branche spécifique du domaine de l'énergie solaire thermodynamique. [52] Les réflecteurs, en suivant la trajectoire du soleil, concentrent le flux solaire vers des tubes horizontaux qui sont fixés aux récepteurs. À l'intérieur de ces tubes circule un fluide caloporteur. Les températures générées par ce type de capteur peuvent varier entre 270 et 450°C. [53]

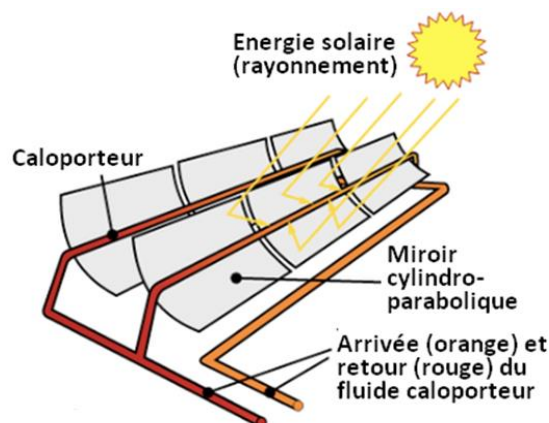


Figure 2.4. Centrales cylindro-paraboliques [54]

Le champ solaire se compose de multiples rangées organisées selon une modélisation spécifique, déterminée par le type de technologie employée. Chaque rangée est composée de modules, également appelés concentrateurs. Ces modules sont des dispositifs réflecteurs conçus pour concentrer les rayons solaires vers un point spécifique. Cette concentration peut être réalisée de manière ponctuelle, comme dans le cas des centrales solaires à tour (SCR) et des concentrateurs paraboliques (Dish Stirling), ou de manière linéaire, telle que dans les concentrateurs linéaires de Fresnel (LFC) et les installations cylindro-paraboliques (PTC). Cette concentration vise à produire de la chaleur à des températures moyennes (environ 400-550°C) ou élevées (environ 600- >1000°C).

Par la suite, cette concentration de chaleur est transférée au fluide caloporteur (Heat Transfer Fluid, HTF) - tel que de l'huile thermique, du sel fondu, de l'eau, de l'air, de l'hydrogène ou de l'hélium - généralement à travers les tubes d'un échangeur thermique. Ce processus permet de produire de l'électricité en faisant tourner les générateurs conventionnels dans le bloc de puissance. Certaines de ses installations CSP, en fonction du type de technologie utilisée, sont équipées d'un système de stockage intégré qui permet de conserver une partie de la chaleur concentrée pendant les journées ensoleillées, afin de produire de l'électricité lors des journées nuageuses ou lorsque le soleil se couche. Ces systèmes peuvent être hybrides, associant une source d'énergie fossile pour générer de l'électricité pendant 24 heures, ce qui améliore leur rendement thermique et leur facteur de capacité, et réduit ainsi le coût d'investissement de la technologie. [55]

On distingue quatre types principaux de technologies CSP : les concentrateurs cylindro- paraboliques (Parabolic Trough Collector, PTC), les centrales solaires à tour (Solar Central Receiver, SCR, également appelées Tower Solar Power, TSP), les concentrateurs linéaires de Fresnel (Linear Fresnel Concentrator, LFC) et les systèmes de concentrateurs paraboliques ou parabole/Stirling (Dish Stirling) récepteur. Ces quatre familles sont classées en fonction de la manière dont ils focalisent ou concentrent les rayons du soleil et du type de récepteur. Une simple comparaison entre ces technologies est illustrée dans le tableau II.1. Pour chaque technologie, l'efficacité globale de l'ensemble du système varie en fonction de l'emplacement, de l'heure et du jour de l'année. Dans chaque famille CSP, une variété d'options est possible pour la disposition du champ solaire, le système de poursuite, le type de récepteur, le fluide caloporteur (HTF), la technologie de stockage et le système de conversion de puissance. [56]

2.3.5. Comparaison entre les systèmes à concentration

Chaque technologie de concentration a ses avantages et ses inconvénients. La différence entre les deux réside dans le coût et la température de fonctionnement, ainsi que dans le coût de la maintenance. Une comparaison détaillée est faite entre les systèmes de concentration linéaire (auge parabolique, Fresnel linéaire) et les systèmes de concentration ponctuelle (tour, parabolique), en indiquant le coût par m² de chaque installation, l'état de l'art de chaque type, la température de fonctionnement, le type de fluide caloporteur, le type de cycle thermodynamique utilisé, la taille de l'installation et les exigences en matière de construction, ainsi que l'expérience et la fiabilité de chaque type. Il est clair que les concentrateurs paraboliques sont les plus chers, suivis par les systèmes à tour. Il convient de noter que les installations les plus performantes et les plus rentables utilisées dans le monde entier sont les systèmes à miroirs cylindro-paraboliques.

Tableau 2.1. Comparaison des quatre principaux types de concentrateurs. [57]

Technologie CSP	Concentrateur cylindroParabolique	Central à Tour solaire	Concentrateur linéaire de Fresnel	Concentrateur parabolique (Dish)
Collecteur solaire	Concentration linéaire	Concentration ponctuelle	Concentration linéaire	Concentration ponctuelle
Récepteur solaire	Mobile	Fixe	Fixe	Mobile
Cycle de conversion de puissance	RC, CC	RC, BC, CC	RC	RC, SC
Rapport de concentration	70 – 80 <	> 1 000	> 60	> 1300
Pente du champ solaire (%)	1 – 2 <	< 2 – 4	< 4	10 ou plus
Température Moyenne de travail (0C)	Moyenne	Élevée (g 1000 0C)	Relativement basse	Élevée (≥ 1000 °C)
L'efficacité actuelle (%)	15 – 16	16 – 17	08 – 10	20 – 25

Efficacité maximale (%)	14 – 20	23 – 35	18	30
Capacité typique (MW)	10 – 300	10 – 200	10 – 200	0.01 – 0.025
Facteur de capacité annuel (%)	25 – 28 (sans stockage) 29 – 43 (avec 7 h de stockage)	55 (avec 10 h stockage)	22 – 24 (sans stockage)	25 – 28 (sans stockage)
Statut de développement	Commercialement prouvé	Commercial	Projet pilot	Démonstration
Risque technologique	Bas	Moyen	Moyen	Moyen
Perspectives d'amélioration	Limité	Très présent	Présent	Via une production de masse
Efficacité avec améliorations	18	25 – 28	12	30
Hausse relative de l'efficacité après améliorations	20	40–65	25	25

2.4. Composants des centrales CSP

2.4.1. Champ solaire :

Le champ solaire converge le rayonnement solaire en énergie thermique, dont la taille du champ change en fonction de la puissance désirée et de la température requise. Constitué de collecteurs connectés en série et en parallèle, le champ solaire rassemble les rayons solaires à travers ses différents collecteurs. Ces dispositifs ont pour objectif d'optimiser le transfert de chaleur vers le caloporteur fluide.

Les collecteurs sont des éléments importants du champ solaire, composés généralement d'un miroir réflecteur parabolique, d'une structure métallique, d'un tube récepteur et d'un mécanisme de suivi solaire. Les miroirs des collecteurs, souvent en verre faiblement ferreux et revêtus d'aluminium ou d'argent, bénéficient d'un revêtement isolant protecteur. Le recours à une succession de miroirs plan de Fresnel est parfois préféré pour des

raisons économiques et de résistance au vent.

Le tube récepteur, placé au foyer du système parabolique, est conçu pour maximiser l'absorption du rayonnement solaire et minimiser les pertes thermiques, avec un caloporteur fluide adapté à la température maximale supportée. Un mécanisme de suivi solaire assure l'orientation optimale du capteur solaire afin de maintenir le rayonnement perpendiculaire au réflecteur, concentrant ainsi l'énergie dans le tube collecteur. La structure métallique assure la liaison entre les différents composants et résiste aux contraintes environnementales. Toutefois, pour une exploitation efficace de l'énergie thermique ainsi captée, une connexion adéquate entre le champ solaire et les systèmes de transfert de chaleur et de génération électrique est nécessaire. [58]

a. Réflecteur

Le réflecteur des concentrateurs est constitué de miroirs paraboliques et d'une structure en acier. Les miroirs sont fabriqués en verre à faible teneur en fer, avec un coefficient de transmission pouvant atteindre 98 %. La partie inférieure de cette structure du verre est recouverte d'un film d'argent et d'une couche protectrice spéciale. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97 % du rayonnement incident. [59]

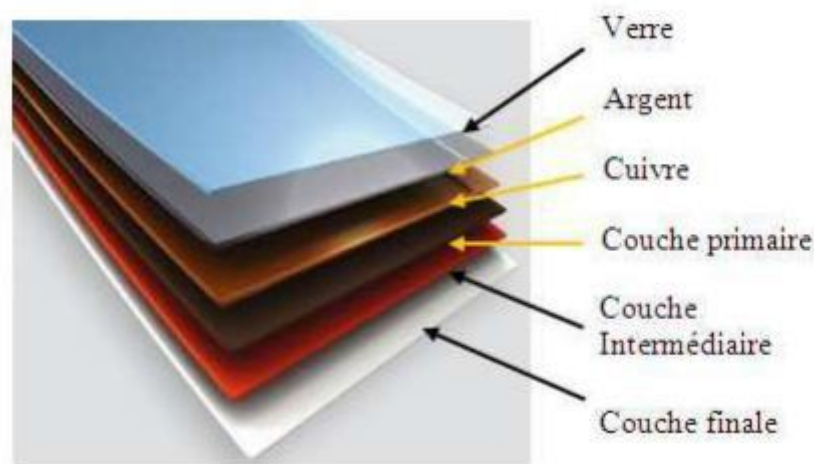


Figure 2.5. Couches d'un miroir utilisé dans les systèmes à concentration. [59]

En général, l'argent et l'aluminium sont les matériaux les plus communément utilisés pour les miroirs ordinaires en raison de sa haute réflectivité dans le spectre solaire, il est principalement utilisé dans les applications de concentrateurs solaires.

La structure métallique doit être suffisamment solide pour résister aux problèmes mécaniques considérables causés par le vent (figure 2.6). Elle doit également être pourvue d'embouts pour

assurer la compatibilité entre les différentes dilatations thermiques de l'acier et du verre. [59]



Figure 2.6. Types de structures porteuses utilisées dans les concentrateurs cylindro-parabolique [59]

b) Absorbeur

Le rôle de l'absorbeur dans un capteur solaire est de convertir efficacement le rayonnement solaire concentré en chaleur, puis de transférer cette chaleur au fluide caloporteur. Ses principales caractéristiques doivent être :

- Un coefficient d'absorption proche de l'unité.
- Un pouvoir émissif dans l'infrarouge aussi faible que possible.
- Une bonne conductivité et diffusivité thermique
- Une faible inertie thermique
- Une bonne résistance chimique vis-à-vis du fluide caloporteur.

La première génération des absorbeurs, qui étaient recouverts d'une mince couche de peinture noire mate, utilisait l'un des trois métaux suivants :

- Le cuivre : Offrant les meilleures performances mais également le plus élevé en termes de coût.
- L'acier : Déjà largement utilisé dans l'industrie, notamment sous forme de radiateurs extra-plats de chauffage central.
- L'aluminium : Apprécié pour sa conductibilité et sa légèreté, mais présentant une vulnérabilité accrue à la corrosion. Il est recommandé d'éviter l'utilisation

de plusieurs métaux différents dans un même circuit d'eau, car cela peut provoquer une corrosion galvanique rapide

Pour améliorer l'efficacité de la capture du rayonnement solaire, il est possible d'appliquer une fine couche sélective sur l'absorbeur. Les propriétés de quelques surfaces sélectives sont présentées ci-dessous :

Tableau 2.2. Propriétés de quelques surfaces sélectives. [60]

Nature	Pouvoir absorbent pour le rayonnement solaire	Pouvoir émissif pour l'infrarouge lointain
Chrome noir	0.95 – 0.97	0.09 – 0.13
Cuivre oxydé	0.85	0.10
Fer oxydé	0.85	0.12
Surface de nickel et de Zinc	0.95	0.07
Maxorb	0.97	0.09

Le tube collecteur d'un concentrateur cylindro-parabolique (voir figure 2.7) doit présenter les caractéristiques suivantes :

- Une absorption efficace du rayonnement solaire : son coefficient d'absorption doit être maximisé pour éviter toute réflexion du rayonnement incident.
- Des pertes thermiques réduites : étant donné que la température du tube dépasse généralement les 400°C, les pertes par convection et rayonnement sont considérables. Pour les minimiser, le tube est enveloppé dans une gaine de verre sous vide. [60]

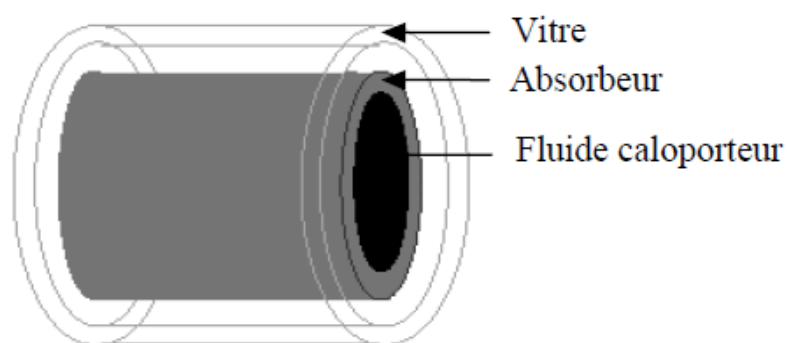


Figure.2.7. Tube collecteur d'un capteur cylindro-parabolique [61]

2.4.2. Réseau des conduites :

Le système facilite le transport du fluide caloporteur chauffé du champ solaire vers l'unité de production d'électricité, ainsi que son retour vers le champ solaire après avoir été refroidi.

2.4.3. Unité de puissance :

C'est la partie où se fait la production d'électricité, qui comprend les pompes à eau haute pression, les échangeurs de chaleur pour le préchauffage de l'eau, la génération de vapeur, le chauffage de la vapeur, la turbine à vapeur, le générateur, le dispositif de refroidissement et, bien que non représenté dans le schéma, l'unité de déminéralisation, nécessaire pour prévenir la formation de cristaux de sel abrasifs dans la turbine. Les éléments optionnels d'une centrale CSP comprennent :

i. Source de chaleur supplémentaire : L'ajout d'une source de chaleur supplémentaire dans une centrale solaire thermique, autre que le rayonnement solaire, est une stratégie visant à atténuer l'impact de l'irrégularité de l'irradiation solaire sur la production d'électricité. Cependant, cette option a perdu en importance avec la baisse rapide des coûts des ressources fossiles, la diminution des coûts d'investissement des centrales solaires, et les objectifs de réduction des émissions de CO₂ de plus en plus contraignants.

ii. L'expansion du champ solaire et l'incorporation d'un système de stockage thermique offrent plusieurs avantages :

- ✚ Amélioration de la stabilité de la production en priorisant les fluctuations dues aux variations d'irradiation solaire, telles que les passages nuageux.
 - ✚ Permettre une production d'énergie solaire après le coucher du soleil et avant le lever du soleil.
 - ✚ Augmentation du facteur de capacité, rendant la centrale comparable aux centrales électriques conventionnelles en termes de disponibilité.
 - ✚ Réduction des coûts de production par kilowattheure.
 - ✚ Les économies d'investissement potentielles se concentraient principalement sur l'expansion du champ solaire et la mise en œuvre du système de stockage, ce qui pourrait améliorer considérablement l'impact économique de cette option à l'avenir.
- [61]

2.5. Fluides Caloporteurs Et Thermodynamiques

L'énergie thermique rayonnante du soleil collecté est convertie à l'aide d'un fluide caloporteur, puis d'un fluide thermodynamique.

Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique. Le choix du fluide caloporteur détermine la température et oriente le choix de la technologie et des matériaux pour le récepteur et détermine la possibilité et la commodité de stockage. Les fluides les plus courants sont :

a)- Eau liquide est le fluide de transfert privilégié. Elle possède d'excellents coefficient d'échanges et une capacité thermique élevée. Elle peut également être utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine. Cependant, son utilisation nécessite des pressions très élevées dans les récepteurs en raison des hautes températures atteintes, ce qui est un problème pour les technologies à tubes cylindro-paraboliques.

b)- Huiles sont des fluides monophasés avec un excellent coefficient d'échange.

Leur plage de température est limitée à environ 400°C. C'est le fluide le plus utilisé dans les centrales à miroirs cylindro-paraboliques.

c)- Sels fondus à base de nitrates de sodium et de potassium ont un bon coefficient d'échange et une densité élevée. Ce sont donc de très bons fluides de stockage. Leur température de sortie peut atteindre 650°C. Combinaison avec une tour de concentration et un cycle de Rankine est une combinaison éprouvée.

d)- Gaz tels que l'hydrogène ou l'hélium peuvent être utilisés comme fluides thermodynamiques pour alimenter les moteurs Stirling associés aux collecteurs paraboliques.

e)- Fluides organiques (butane, propane, etc.) s'évaporent à une température relativement basse et sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.

f)- Air : peut servir comme fluide caloporteur ou de fluide thermodynamique dans les turbines à gaz.

2.6. Principe de fonctionnement

Une centrale solaire thermodynamique à concentration, aussi appelée centrale héliodynamique, est un système qui génère de l'électricité en concentrant le rayonnement solaire direct à l'aide d'un dispositif optique. La concentration du rayonnement solaire a pour but de convertir l'énergie électromagnétique en chaleur à haute température, puis en énergie mécanique via un cycle thermodynamique, généralement un cycle de Rankine. Enfin, cette énergie mécanique est transformée en énergie électrique à l'aide d'une génératrice. La chaleur résiduelle du cycle thermodynamique peut éventuellement être utilisée à d'autres fins. De plus, ces centrales peuvent être dotées d'un système de stockage d'énergie thermique, ce qui constitue leur avantage principal

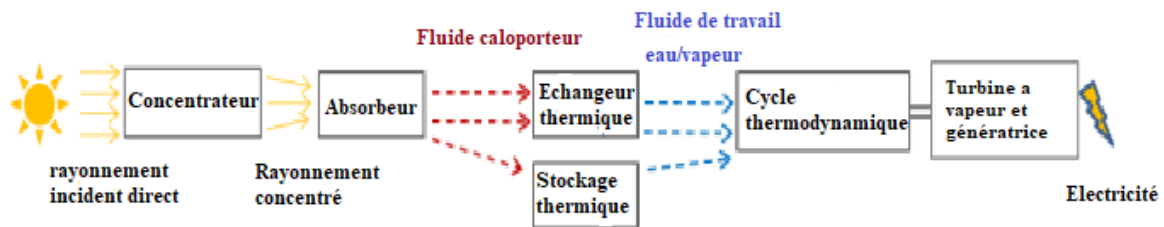


Figure 2.8. Schéma de principe du fonctionnement d'une centrale CSP [62]

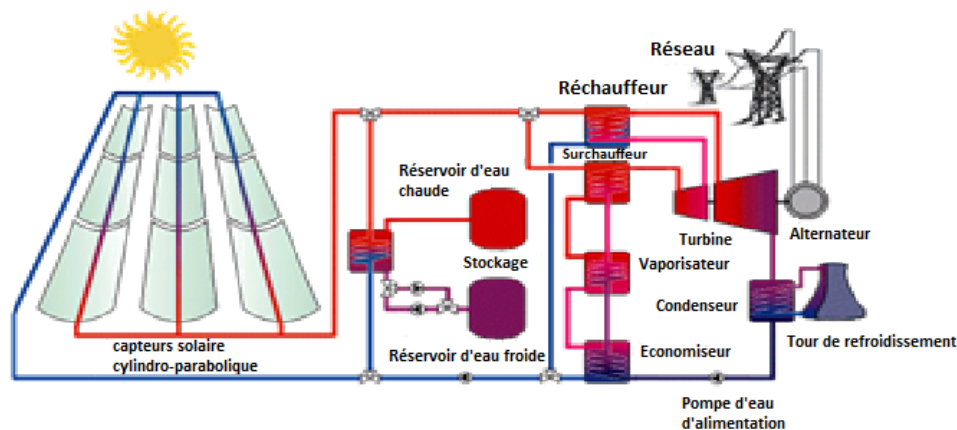


Figure 2.9. Schéma d'une centrale solaire thermodynamique à collecteurs cylindro-paraboliques utilisant de l'huile comme fluide caloporteur (HTF, Heat Transfer Fluid), un stockage (sels fondus) et un cycle Rankine [63]

Le concentrateur, constitué d'un miroir ou d'un ensemble de miroirs, il focalise le rayonnement solaire sur l'absorbeur, aussi appelé récepteur, où circule le fluide utilisé pour la dans le cycle thermodynamique. Dans la plupart des centrales, l'eau est le fluide de travail principal du cycle. Afin de maintenir une concentration continue du rayonnement solaire sur le récepteur, les miroirs ajustent leur position en fonction du mouvement solaire, grâce à un système de suivi solaire. Le suivi solaire exploité sur un axe unique au lieu de deux axes pour les héliostats. Les concentrateurs sont généralement alignés selon l'axe nord-sud et pivotent d'est en ouest pour suivre la trajectoire du soleil. L'ensemble du concentrateur et de l'absorbeur forme ce qu'on appelle le capteur solaire. Pratiquement parlant, le champ solaire désigne l'ensemble des capteurs solaires présents dans la centrale. [64]

2.7. STOCKAGE THERMIQUE

2.7.1. Techniques de stockage d'énergie thermique appliquée au CSP

Le stockage thermique pour les concentrateurs solaire peut être classé en deux catégories selon leur mode d'utilisation. La Figure (2.9) illustre les différences entre les stockages thermiques actifs et passifs.

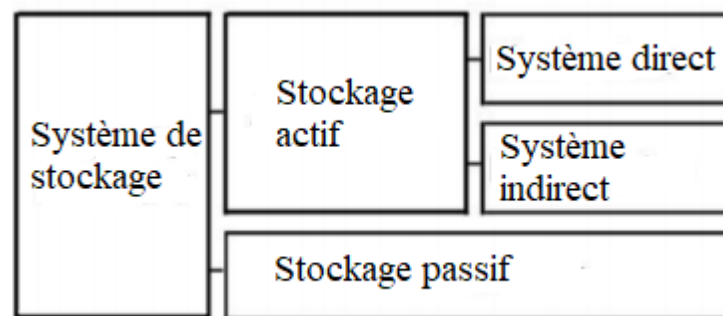


Figure 2.10. Cycle de Rankine avec surchauffe : Catégorie de stockage d'énergiethermique dans le CSP. [65]

Lorsque le milieu de stockage est un fluide et qu'il peut circuler à travers un échangeur de chaleur, tel qu'un récepteur solaire ou un générateur de vapeur, ainsi que dans les éléments

constituant le stockage thermique, le système est qualifié de stockage actif. Si ce fluide de stockage est également utilisé comme fluide de transfert dans le reste de la centrale, le système est désigné comme un stockage actif-direct. En outre, si un échangeur de chaleur est requis pour différencier le fluide utilisé pour le stockage thermique du fluide de transfert de la centrale, le système est classé comme un stockage actif-indirect. Dans le cas où le milieu de stockage est solide, le fluide de transfert de chaleur circule en contact avec le matériau de stockage solide pour permettre la charge ou la décharge. Cette configuration est alors appelée un stockage passif. Le fluide caloporteur transporte l'énergie solaire vers le stockage lors de la charge et récupère l'énergie du système de stockage lors de la décharge. La disposition du milieu de stockage est un facteur déterminant pour le transfert de chaleur et influence l'efficacité globale du système. Lorsque le fluide caloporteur est un liquide et que sa capacité de stockage devient significative par rapport au milieu solide, la configuration peut être qualifiée de système de stockage double (actif-passif). [66]

a)- *Stockage par chaleur sensible*

Dans le cas d'un stockage indirect, cette méthode implique l'utilisation du fluide caloporteur provenant du champ solaire pour chauffer un matériau, généralement solide ou liquide, afin de créer un réservoir de chaleur. Lorsque le déstockage est nécessaire, le fluide caloporteur refroidi est acheminé vers le stockage pour permettre au matériau de restituer la chaleur accumulée. Les centrales cylindro-paraboliques adoptent ce dispositif, disposant d'un système de stockage d'une durée de 7,5 heures. Cette configuration comprend typiquement un réservoir chaud et un réservoir froid, contenant généralement un mélange de sels liquides composés de 60 % de nitrate de sodium et de 40 % de nitrate de potassium. Pendant les phases de stockage.

Le stockage par chaleur sensible représente actuellement la technologie la plus avancée et la plus répandue. Son rendement, exprimé comme la proportion d'énergie récupérée par rapport à l'énergie stockée, dépasse 95% par cycle. Ce mode de stockage est particulièrement adapté aux centrales à tour, où la différence de température du fluide caloporteur entre l'entrée et la sortie du récepteur est plus significative que dans les centrales à capteurs linéaires. La quantité d'énergie stockée de manière sensible peut être évaluée selon la relation suivante :

$$Q = mC_p \cdot \Delta T \quad (2.1)$$

Dans cette équation, m représente la masse du matériau de stockage, C sa capacité thermique massique, et ΔT l'écart de température entre le fluide à son point chaud et à son point froid.

b)- Stockage par chaleur latente

Cette technologie repose sur l'utilisation d'un matériau de stockage doté d'une température de transition de phase comprise entre les températures d'entrée et de sortie du fluide caloporteur dans le champ solaire. Ainsi, la chaleur latente du matériau peut être exploitée lorsqu'il change de phase à travers un échange thermique avec le fluide caloporteur. Habituellement, le matériau de stockage subit une transition de phase solide-liquide, car cette transition présente une variation de volume relativement faible par rapport à celle d'un passage de l'état liquide à gazeux, tout en offrant une capacité de stockage forte.

La technologie de stockage par chaleur latente est actuellement au stade de la recherche et développement et n'a pas encore été mise en œuvre dans les centrales commerciales.

c)- Stockage thermochimique

Ce mode de stockage exploite une réaction chimique réversible, caractérisée par son caractère endothermique dans le sens direct et exothermique dans le sens inverse.



Le composé A réagit avec le fluide caloporteur, produisant le composé B et libérant une quantité d'enthalpie de réaction, notée ΔH . Le produit B est alors stocké à température ambiante, ce qui offre un avantage significatif en minimisant les pertes thermiques. Par la suite, l'énergie stockée peut être récupérée en faisant subir à B une réaction inverse. L'énergie stockée est exprimée par la relation :

$$Q = a_r M \Delta h \quad (2.3)$$

Dans cette équation, a_r représente la fraction de réaction chimique, M est la masse du matériau de stockage, et Δh est l'enthalpie massique de réaction. Bien que le stockage thermochimique offre un potentiel de capacité de stockage plus élevé que d'autres technologies, il demeure peu développé et n'est pas encore utilisé dans les centrales CSP

commerciales. Il présente plusieurs limitations, (dont certaines sont partagées avec d'autres formes de stockage). [65]

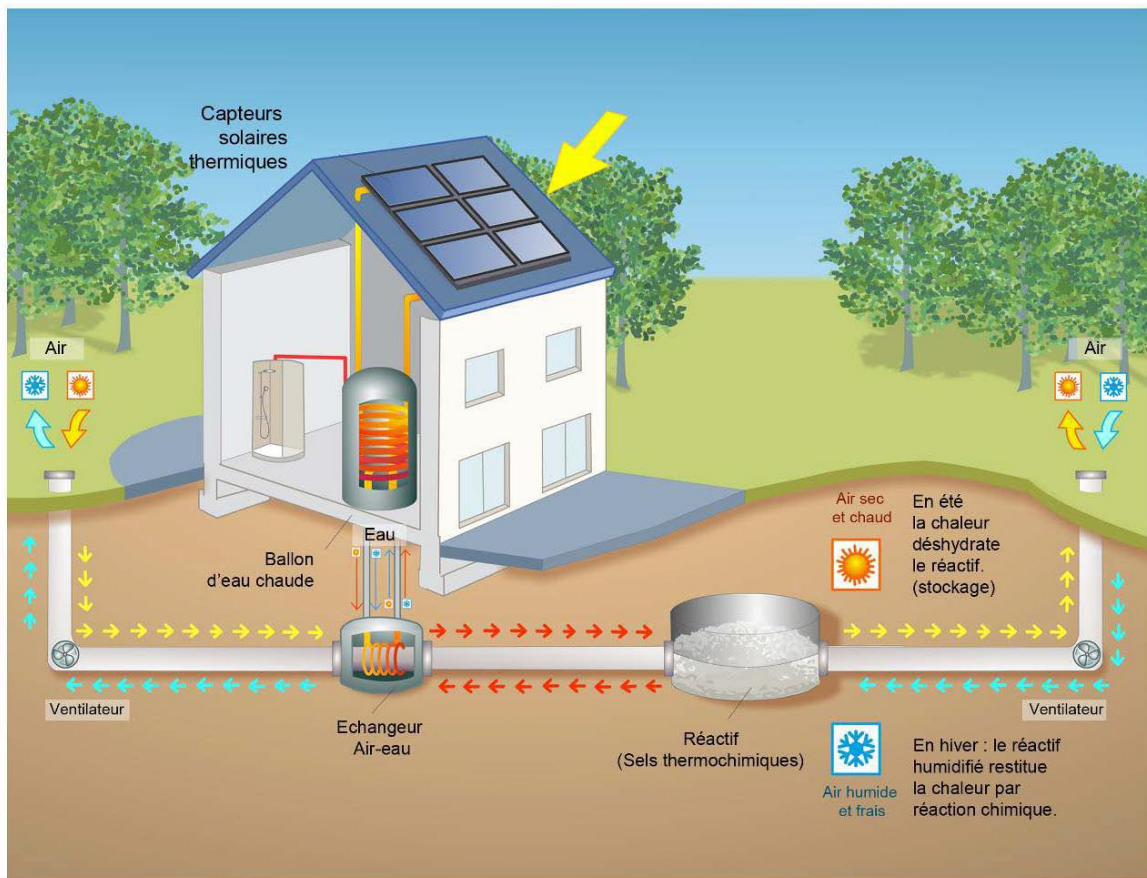


Figure 2.11. Stockage thermo-chimique [67]

2.8. Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons donné un aperçu plus approfondie sur les centrales thermique à concentration, en détaillant la modélisation de la centrale solaire cylindro-parabolique. Nous avons entamé les généralités sur les différentes parties d'un système à concentration commençant par le réflecteur et sont matériaux de fabrication, passant par la présentation détaillée de l'absorbeur et son circuit de fluide caloporteur. La technologie des Concentrateurs Cylindro-Paraboliques (CSP) est actuellement la plus en pointe 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.

Chapitre 3

Modélisation et simulation des centrales solaires CSP

Chapitre 3 Modélisation et simulation des centrales solaires CSP

3.1. Introduction

Ce chapitre définit la méthodologie, les conventions et le flux d'informations associés au modèle du conseiller système (SAM).

Une vue générale détaillée de chaque sous-système est fournie à l'aide des équations mathématiques de l'ingénierie. Bien que cette documentation fournisse des informations générales sur le modèle SAM.

Ce modèle caractérise une centrale électrique à miroirs cylindro-paraboliques en dérivant les équations de performance à partir des premiers principes. Les équations de performance sont dérivées des premiers principes du transfert de chaleur et de la thermodynamique.

3.2. Champ solaire

Le champ solaire est la partie de l'installation qui collecte la chaleur. Il se compose d'une ou de plusieurs boucles de capteurs solaires (SCA), chaque boucle étant disposée en parallèle. Un collecteur commun fournit à chaque boucle un débit égal de fluide caloporteur (HTF), et un second collecteur recueille le HTF chaud pour le renvoyer soit directement dans le cycle de production d'électricité, soit dans le système de stockage d'énergie thermique en vue d'une utilisation ultérieure. Afin de minimiser les pertes dues au pompage, le champ est généralement divisé en plusieurs sections, chacune ayant son propre collecteur. Le cycle de production d'énergie est situé près du milieu du champ. La figure 1 montre une configuration possible de l'installation où deux sections de collecteurs sont utilisées pour un total de 20 boucles.

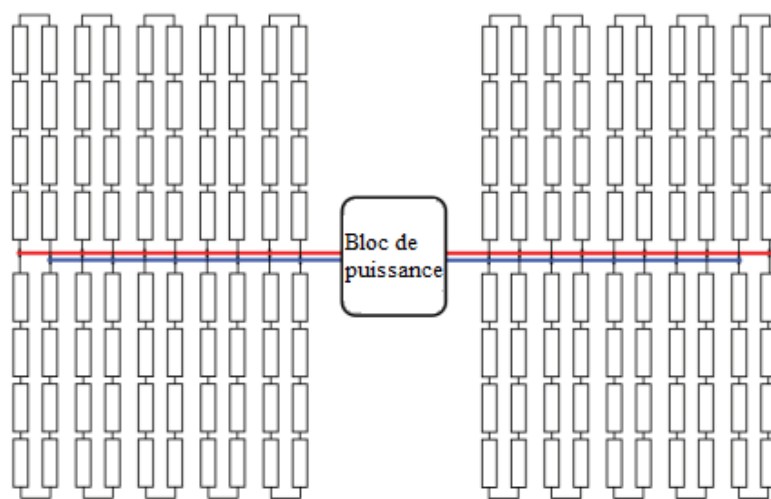


Figure 3.1. Disposition possible du champ [68]

Le champ est divisé en deux sections. Dans cette illustration, chaque boucle contient 8 lignes individuelles et chaque partie de l'en-tête est reliée à deux boucles, l'une en haut et l'autre en bas de l'image.

3.2.1. Bilan énergétique

Dans chaque boucle, un certain ensemble de capteurs solaires (SCA) sont utilisés pour chauffer progressivement le fluide caloporteur (HTF) jusqu'à la température de sortie prévue. Chaque SCA est composé d'un certain nombre de capteurs paraboliques et de leurs récepteurs en série qui partagent une seule commande de poursuite commune. Dans ce modèle, la SCA constitue le niveau de discrétisation le plus bas. Chaque SCA est traité comme un nœud de calcul indépendant dans la boucle, l'énergie absorbée, les pertes, la température, la chute de pression et d'autres valeurs de performance étant calculées indépendamment pour chaque SCA. Cela permet à chaque SCA d'avoir un impact distinct sur les performances et, éventuellement, à chaque SCA de contenir des attributs de récepteur et/ou de collecteur différents. System Advisor permet à l'utilisateur de spécifier une géométrie et des caractéristiques de performance uniques pour chaque SCA dans la boucle, jusqu'à une limite de quatre configurations uniques. En outre, l'ordre dans lequel les SCA sont défocalisées dans la boucle pendant les conditions de flux élevé peut également être modifié dans ce cadre. La figure 3.2 donne une représentation de ces principes.

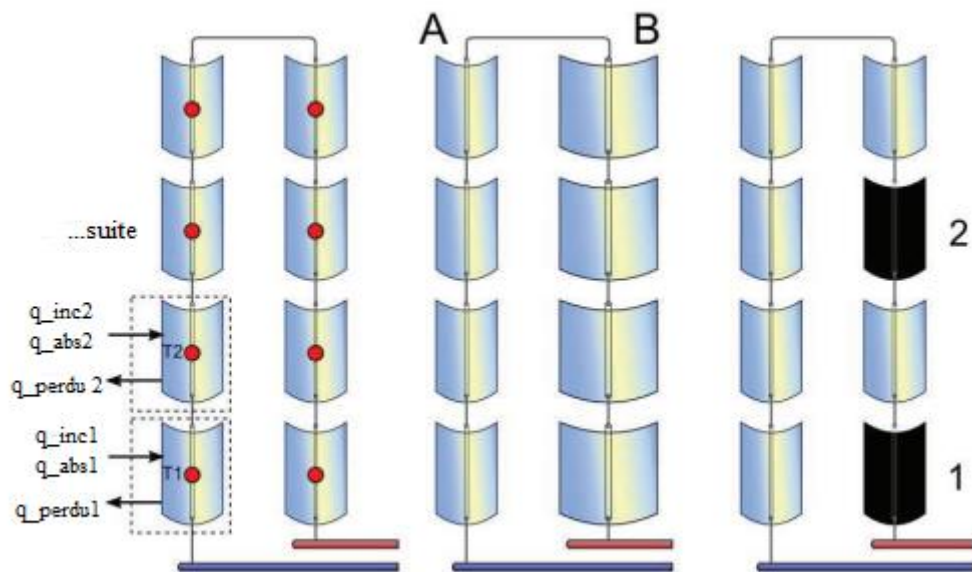


Figure 3.2. Structure nodale d'une boucle [68]

La structure nodale de la boucle (figure 3.2) est illustrée (à gauche), où chaque SCA de la boucle est un nœud autonome. Ce cadre permet plusieurs types de récepteurs/collecteurs - représentés par A et B (au centre) - et des schémas de défocalisation spécifiés par l'utilisateur (à droite).

3.2.2. Bilan énergétique nodal

Un modèle typique de récepteur en régime permanent détermine l'élévation de température à travers le nœud en tenant compte de l'énergie absorbée, du débit massique du fluide caloporteur (HTF) à travers le récepteur et de la chaleur spécifique du HTF. Le bilan énergétique du nœud i est représenté par l'équation suivante :

$$\Delta T_i = T_{sortie,i} - T_{entree,i} = \frac{\dot{q}_{abs}}{\dot{m}_{htf} c_{htf}} \quad (3.1)$$

ΔT_i : Le bilan énergétique du nœud i .

$T_{sortie,i}$: Température du fluide caloporteur à la sortie du collecteur i .

$T_{entree,i}$: Température du fluide caloporteur à l'entrée du collecteur i .

$\dot{q}_{abs}$: Flux de chaleur absorbée par le fluide caloporteur dans le collecteur i

$\dot{m}_{htf}$: Débit massique du fluide caloporteur (Heat Transfer Fluid, HTF).

c_{htf} : Capacité calorifique spécifique du fluide caloporteur

Cependant, dans le cas de la technologie de la mèche parabolique, l'inertie thermique associée à l'état énergétique du nœud peut avoir un impact sur la performance dans la mesure où un modèle en régime permanent est nécessaire. L'état énergétique du nœud peut avoir un impact sur les performances au point qu'un modèle en régime permanent est insuffisant ; il faut donc inclure des termes transitoires. L'effet transitoire le plus important dans le champ solaire est la masse thermique du HTF dans les collecteurs et dans la tuyauterie du récepteur. Nous devons donc prendre en compte le changement d'énergie du HTF pour dériver les équations du bilan énergétique. Nous allons commencer par le bilan énergétique d'un seul nœud SCA la figure 3. 3 illustre le schéma suivant :

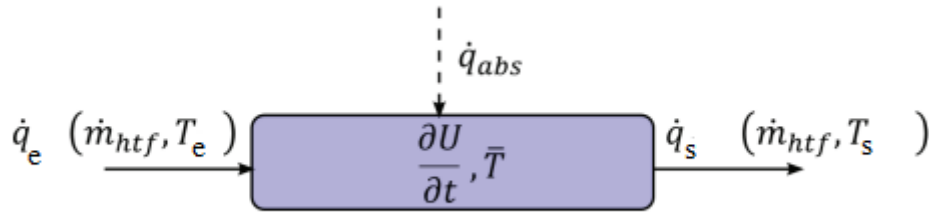


Figure 3.3. Bilan énergétique pour les récepteurs d'une SCA. [68]

La boîte fermée représente le volume de contrôle, englobant le HTF à l'intérieur des tubes absorbeurs et de la tuyauterie pour une seule SCA. Le bilan énergétique ci-dessus représente un tube récepteur avec un flux d'entrée, un flux de sortie, de l'énergie absorbée (l'absorption nette est positive, la perte nette est négative) et un terme d'énergie interne. Les flux de chaleur $\dot{q}$ sont des fonctions du débit massique ($\dot{m}_{htf}$), qui est constant à travers la frontière, et des températures T_e et T_s . La température nodale moyenne, $\bar{T}$ est égale à la moyenne des températures d'entrée et de sortie du nœud de calcul, puisqu'on suppose que l'élévation de température à travers le nœud est linéaire.

Le terme d'énergie interne $\frac{\partial U}{\partial t}$ représente le changement d'énergie du nœud en fonction du temps t . Il peut être exprimé de manière équivalente comme suit :

$$\frac{\partial U}{\partial t} = (mc_{htf} + (mc)_{Edi,Acs}L) \frac{\partial T}{\partial t} \quad (3.2)$$

$\frac{\partial U}{\partial t}$: Changement d'énergie du nœud en fonction du temps t

m : La masse

$\frac{\partial T}{\partial t}$: Changement de température du nœud en fonction du temps t

mc_{htf} : Capacité thermique du fluide caloporteur (HTF).

$(mc)_{Edi,Acs}$: Capacité thermique de l'Équilibre de l'installation et d'Assemblage du collecteur solaire

L : Longueur

Dans ce contexte, m représente la masse du HTF contenue dans le nœud, L représente la longueur d'une seule SCA et c_{htf} représente la chaleur spécifique du HTF. En outre, un terme d'inertie thermique supplémentaire $(mc)_{Edi,Acs}$ est inclus pour tenir compte de la masse thermique de la tuyauterie, des joints de l'isolation et d'autres composants de la SCA qui effectuent un cycle thermique avec le HTF. Le terme $(mc)_{Edi,Acs} L$ est dimensionnellement équivalent au terme de capacité du HTF mc_{htf} , même s'il est introduit dans le modèle comme une valeur unique. Cette convention élimine la nécessité d'une connaissance spécifique de la masse exacte ou de la chaleur spécifique de l'inertie thermique supplémentaire, tout en permettant à l'utilisateur de tenir compte de l'effet d'inertie.

Ce terme est défini en termes de dimensions pour représenter la quantité d'énergie thermique par unité de longueur de collecteur nécessaire pour augmenter la température du nœud d'un K. Les unités d'entrée sont les Wh / m². K, et la valeur est convertie dans le code en J / m².K.

Il convient de noter qu'en termes de formulation mathématique, les propriétés du HTF et du matériau sont supposées être constantes. Cependant, lors de l'évaluation des performances du système, les propriétés thermiques du matériau et du HTF sont évaluées en fonction de la température (et de la pression, le cas échéant).

Le bilan énergétique total dans le volume de contrôle est le suivant :

$$\dot{q}_e + \dot{q}_{abs} = \frac{\partial U}{\partial t} + \dot{q}_s \quad (3.3)$$

$\dot{q}_e$: Flux de chaleur à l'entrée

$\dot{q}_{abs}$: Flux de chaleur à la sortie

$\dot{q}_s$: Flux de chaleur à la sortie

$\frac{\partial U}{\partial t}$: Changement d'énergie du nœud en fonction du temps t

Les flux de chaleur à l'entrée et à la sortie peuvent être exprimés comme suit :

$$\begin{aligned}\dot{q}_e - \dot{q}_s &= \dot{m}_{htf} c_{htf} (T_e - T_s) \\ &= 2\dot{m}_{htf} c_{htf} (T_e - \bar{T})\end{aligned}\quad (3.4)$$

$\dot{m}_{htf}$: Débit massique du fluide caloporteur

$\bar{T}$: La température nodale moyenne

T_e : Température d'entrée

La substitution de l'équation suivante et de la définition du terme d'énergie interne dans l'équation du bilan énergétique, suivie de la solution de la première différentielle qui en résulte, donne le résultat mentionné :

$$\frac{\partial \bar{T}}{\partial t} = \frac{2\dot{m}_{htf}(T_e - \bar{T}) + \dot{q}_{abs}}{m c_{htf} + (mc)_{Edi,Acs}} \quad (3.5)$$

$\frac{\partial \bar{T}}{\partial t}$: Changement de température moyenne du nœud en fonction du temps t

$(mc)_{Edi,Acs}$: Capacité thermique de l'Équilibre de l'installation et d'Assemblage du collecteur solaire

$m c_{htf}$: Capacité thermique du fluide caloporteur (HTF).

$\dot{q}_{abs}$: Flux de chaleur absorbée

Il s'agit d'une équation différentielle linéaire du premier ordre, qui a une solution générale.

$$\bar{T} = \frac{\dot{q}_{abs}}{2\dot{m}_{htf} c_{htf}} + C_1 \exp \left[-\frac{2\dot{m}_{htf} c_{htf}}{m c_{htf} + (mc)_{Edi,Acs}} \Delta t \right] + T_e \quad (3.6)$$

C_1 : Constante inconnue

Δt : Intervalle de temps

L'équation contient une constante inconnue, $C1$, qui peut être déterminée en imposant une condition aux limites.

La masse de HTF de chaque nœud est calculée en fonction du volume de la tuyauterie du récepteur et de la densité locale de HTF.

$$m_i = \rho_{htf,i} L_i A_{St,i} \quad (3.7)$$

m_i : Masse de HTF de chaque nœud

$\rho_{htf,i}$: Densité du fluide caloporteur dans la section i

L_i : La longueur de la section i

$A_{St,i}$: Surface de la Section transversale i

3.2.3. Contrôle du champ solaire

Les centrales solaires à concentration convertissent le rayonnement normal direct (RND) du soleil en énergie thermique, puis en électricité ou en d'autres produits utiles. Le DNI peut varier de manière significative sur une période de temps relativement courte, et le champ solaire d'une centrale à auge doit être conçu pour gérer ces variations. L'algorithme de contrôle du champ solaire utilise les données 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. La logique de terrain utilise une stratégie de contrôle "idéale", qui consiste à réguler le débit massique du HTF afin de permettre à la température de sortie de la boucle de s'aligner sur la valeur du point de conception chaque fois que cela est possible. La perte de chaleur du récepteur et la température de surface dépendent toutes deux de la température du HTF, qui est elle-même fonction du débit massique du HTF. Par conséquent, la température du HTF doit être calculée de manière itérative. Le System Advisor utilise la technique de substitution successive, selon laquelle une estimation initiale du débit massique du champ est fournie en conjonction avec des valeurs de température supposées. Celles-ci sont ensuite recalculées et ajustées jusqu'à ce que la température de sortie converge vers la valeur de conception.

Si le débit massique calculé se situe en dehors de la plage acceptable spécifiée par l'utilisateur, une gestion spéciale de la régulation est nécessaire. Les débits de boucle minimum et maximum admissibles sont spécifiés indirectement par l'utilisateur sur la page Solar Field du System Advisor par le biais d'une plage de vitesse HTF admissible. L'équation [III.8] illustre comment les vitesses minimale ($v_{htf,min}$) et maximale ($v_{htf,max}$) du FHT sont converties en débits massiques

$$\begin{aligned}\dot{m}_{htf,min} &= v_{htf,min} \rho_{htf,c} \pi \left(\frac{D_{min}}{2}\right)^2 \\ \dot{m}_{htf,max} &= v_{htf,max} \rho_{htf,h} \pi \left(\frac{D_{min}}{2}\right)^2\end{aligned}\quad (3.8)$$

$\dot{m}_{htf,min}$: Débit massique minimale du fluide caloporteur

$\rho_{htf,i}$: Densité du fluide caloporteur dans la section i

$\dot{m}_{htf,max}$: Débit massique maximale du fluide caloporteur

$v_{htf,max}$: Vitesse maximale du fluide caloporteur

$v_{htf,min}$: Vitesse minimale du fluide caloporteur

Ici, ρ_{htf} représente la densité du HTF aux températures de conception froide (c) et chaude (h), et D_{min} est le diamètre minimum du tube récepteur présent dans le système. Le débit massique du champ solaire est constamment ajusté dans les limites supérieures et inférieures du débit pour maintenir la température de sortie du HTF souhaitée.

3.2.4. Défocalisation complète du SCA

La première option permet à l'utilisateur de spécifier l'ordre dans lequel chaque SCA d'une boucle doit être défocalisée. Pendant les périodes de défocalisation, les SCA seront complètement défocalisées dans un ordre successif jusqu'à ce que la puissance totale absorbée tombe en dessous de la limite imposée. Il convient de noter que les pertes thermiques subies par les SCA défocalisées sont toujours prises en compte dans tous les calculs énergétiques.

(3.9) Le code montre comment le nombre de collecteurs à défocaliser est déterminé. La puissance de sortie thermique effective totale ($\dot{q}_{sf,eff}$) est réduite de la quantité absorbée dans chaque collecteur selon l'ordre de défocalisation jusqu'à ce que la puissance thermique maximale autorisée ($\dot{q}_{sf,limit}$) soit atteinte. Les éléments de l'équation (3.9) indiquent l'ordre de défocalisation demandé par l'utilisateur, et les indices abs, hl et inc font référence à l'énergie thermique absorbée, aux pertes thermiques et à l'irradiation sur chaque SCA, respectivement.

$$\dot{q}_{sf,eff} = \dot{q}_{sf,eff} - \max[(\dot{q}_{A[i],abs} - \dot{q}_{A[i],hl}), 0] \quad (3.9)$$

$$\dot{q}_{i,inc} = \dot{q}_{inc} \frac{\dot{q}_{cs,eff} - \sum_{j=i+1}^{N_{ACS}} \dot{q}_{j,abs}}{\dot{q}_{i,abs}} \quad (3.10)$$

$\dot{q}_{cs,eff}$: Chaleur effective ou utile dans le système de champ solaire.

$\dot{q}_{A[i],abs}$: Chaleur absorbée par l'élément

$\dot{q}_{A[i],pc}$: Pertes de chaleur de l'élément

$\max[(\dot{q}_{A[i],abs} - \dot{q}_{A[i],pc}), 0]$: Fonction maximisant entre la différence de chaleur absorbée et les pertes de chaleur, et 0.

$\dot{q}_{i,inc}$: Chaleur incidente sur l'élément i

$\dot{q}_{inc}$: Chaleur incidente totale sur le système

3.2.5. Défocalisation partielle simultanée

La dernière option met en œuvre la défocalisation en défocalisant partiellement et simultanément toutes les SCA de la boucle. Comme toutes les SCA sont défocalisées de la même manière, l'ordre de défocalisation spécifié dans la commande de configuration de la boucle sur la page Champ solaire n'est pas pris en compte. L'équation [3.11] illustre la méthode simple de mise à l'échelle utilisée pour chaque SCA.

$$\dot{q}_{i,inc} = \dot{q}_{i,inc} \frac{\dot{q}_{cs,limite}}{\dot{q}_{cs,eff}} \quad (3.11)$$

$\dot{q}_{cs,limite}$: Chaleur collectée limite

$\dot{q}_{cs,eff}$: Chaleur effective ou utile dans le système de champ solaire

$\dot{q}_{i,inc}$: Chaleur incidente sur l'élément i

La valeur indiquée englobe l'énergie déversée résultant à la fois du contrôleur de champ et du contrôleur général de l'installation. L'approximation de l'énergie déversée est basée sur le produit de la surface d'ouverture totale ($A_{ap,tot}$), de l'efficacité optique du collecteur pendant le pas de temps (η_{opt}), de l'irradiation solaire (I_{bn}) et de la fraction des SCA défocalisés pendant le pas de temps (η_{def}). Les pertes thermiques ne sont pas incluses dans le calcul de l'énergie déversée.

$$\dot{q}_{\text{énerg perd}} = A_{Ouv,tot} I_{bn} \eta_{opt} \eta_{def} \quad (3.12)$$

$\dot{q}_{\text{énerg perd}}$: Énergie perdue (ou non collectée) dans le système

$A_{Ouv,tot}$: Surface totale d'ouverture du collecteur solaire.

I_{bn} : Irradiance solaire directe normale

η_{opt} : Efficacité optique du système de collecte solaire

η_{def} : Efficacité de défaillance

3.2.6. Comptabilisation des effets transitoires

Les systèmes CSP sont soumis à des fluctuations temporelles fréquentes et importantes de la ressource thermique. Les centrales solaires à concentration présentent une variabilité considérable de la production sur des périodes relativement courtes. Par conséquent, l'impact des effets transitoires peut devenir significatif dans la performance globale de l'installation. L'inclusion de termes transitoires dans la formulation du modèle du système peut ne pas être suffisante pour tenir compte de manière adéquate de leur impact. Au lieu de cela, des équations moyennes qui tiennent compte du comportement de l'installation sur la durée du pas de temps sont nécessaires.

3.2.7. Fin des pertes par écoulement

Pendant les heures où le rayonnement solaire n'est pas directement normal à l'ouverture du capteur, une partie du rayonnement est réfléchi par l'extrémité du capteur et n'atteint pas le récepteur. Il est possible de récupérer partiellement la perte finale de chaque capteur en utilisant l'énergie du capteur adjacent, ce qui est calculé comme le "gain final" dans l'équation 3.15

$$\eta_{final\ perdu,i} = 1 - \frac{L_{f,moy,i} \tan(\theta)}{L_i} + \eta_{fin\ absorbé,i} \quad (3.13)$$

Ou :

$$\eta_{final\ absorbé,i} = \frac{L_{f,moy,i} \tan(\theta) - L_{Acs,gap,i}}{L_i} \quad (3.14)$$

$\eta_{final\ perdu,i}$: Efficacité finale perdue pour l'élément i

$L_{f,moy,i}$: Longueur focal moyenne perdue pour l'élément i

θ : Angle d'incidence des rayons solaires

L_i : Longueur totale de l'élément i

$\eta_{fin\ absorbé,i}$: Efficacité d'absorption finale pour l'élément i

$L_{Acs,gap,i}$: Longueur des espaces ou lacunes dans le système pour l'élément i

3.2.8. Détermination d'une valeur moyenne d'efficacité

Le System Advisor utilise un calcul d'efficacité optique pondéré. Il s'agit de déterminer la surface d'ouverture totale de la boucle, puis de multiplier la valeur d'efficacité de chaque capteur par sa part relative de l'ouverture de la boucle. Ce calcul est représenté mathématiquement par l'équation suivante :

$$\eta_{col,moy} = \sum_{i=1}^{N_{sca}} \eta_{col,i} \cdot \frac{A_{col,i}}{A_{loop,tot}} \quad (3.15)$$

$\eta_{col,moy}$: Efficacité moyenne de collecteur du système.

$\eta_{col,i}$: Efficacité de collecteur du système pour l'élément i

$A_{loop,tot}$: Surface des boucles totales

$A_{col,i}$: Surface de collecteur

Pour les besoins de cette analyse, il est nécessaire de considérer les différents ensembles de capteurs dans la boucle, chacun d'entre eux présentant une surface A_{col} , et un rendement η_{col} uniques.

3.3. Récepteurs (HCE)

Le récepteur est représenté comme un flux d'énergie unidimensionnel. On suppose que le gradient de température dans la direction radiale est important, alors que le transfert de chaleur axial et circonférentiel est négligé. La figure III.9 présente un diagramme d'un quart du récepteur en coupe transversale. Le modèle calcule chaque température (R_{1-5}) à l'aide d'un bilan énergétique et de coefficients de perte dépendant de la température. La géométrie du récepteur est définie par l'utilisateur en spécifiant les rayons R_{1-4} .

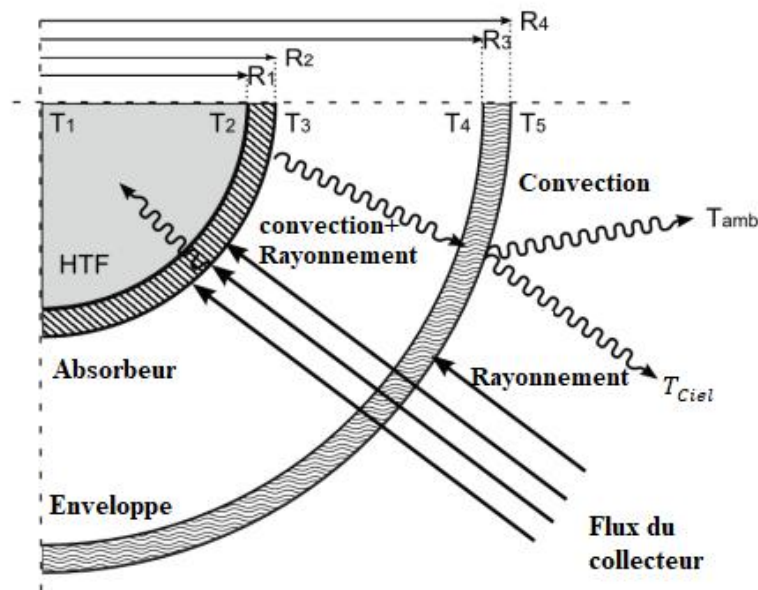


Figure 3.4. Bilan thermique pour le récepteur modélisé. [68]

Le transfert de chaleur dans la direction radiale (de gauche à droite) est pris en compte, alors que le transfert circonférentiel et axial ne l'est pas.

Le flux irradiant concentré provenant du collecteur traverse l'enveloppe en verre transparent (R_{3-4}), une partie de ce flux étant absorbée par le verre. Le flux absorbé est déterminé par la

fraction d'absorption spécifiée par l'utilisateur comme Absorptance de l'enveloppe ($\alpha_{env.}$) sur la page Récepteurs, qui à son tour influence la température calculée du verre.

Le flux qui traverse l'enveloppe de verre atteint le tube absorbeur au niveau de R_2 . Il convient de noter que la fraction d'énergie qui traverse l'enveloppe de verre est spécifiée par la valeur de transmittance de l'enveloppe sur la page des récepteurs, et n'est pas nécessairement égale au complément de la valeur d'absorbance. D'autres facteurs contribuent à la perte globale, notamment la perte par réflexion et la réfraction de la lumière, par laquelle les rayons entrants sont détournés de l'absorbeur.

Pendant le fonctionnement, la surface de R_2 , qui a été soumise au chauffage, transmet l'énergie thermique à travers la paroi de l'absorbeur (R_{1-2}) et dans le HTF plus froid. La figure III.10 illustre le réseau de transfert de chaleur, conceptualisé comme un ensemble de résistances thermiques en série et en parallèle. Ce réseau est analogue à un réseau de résistances électriques, la résistance thermique représente la résistance électrique et la chute de température est équivalente à la chute de tension.

3.3.1. Approche de la modélisation

Au fur et à mesure que le fluide caloporteur traverse la boucle, sa température augmente graduellement jusqu'à ce qu'il atteigne la température de sortie du champ du point de conception à la fin de la dernière SCA. Le réchauffement progressif du HTF sur toute la longueur de la boucle indique une tendance à la baisse de l'efficacité thermique.

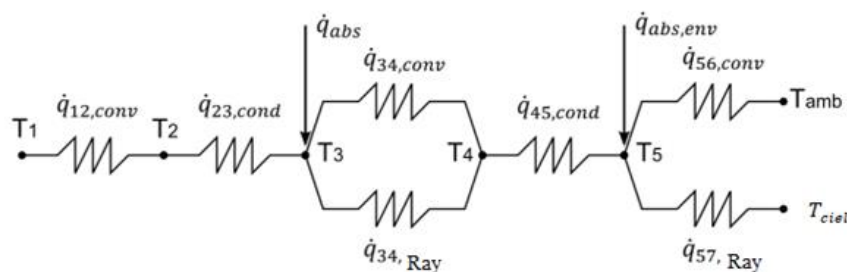


Figure 3.5. Réseau de résistance thermique pour le modèle de récepteur "intact"[68]

Tel que décrit dans la figure 3.9. L'énergie est absorbée aux points T3 et T4-5

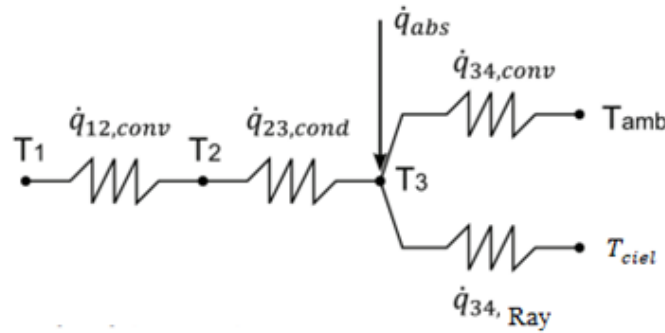


Figure 3.6. Réseau de résistance thermique pour le modèle de récepteur "verre brisé". [68]

L'énergie est absorbée sur la surface du tube absorbeur à T3 et la chaleur est échangée directement avec le ciel et la température ambiante. Le système susmentionné est résolu de manière itérative afin de déterminer le débit massique nécessaire pour atteindre la température de sortie prévue. Le modèle de récepteur utilise des données relatives à la température du HTF, à la géométrie du récepteur, aux conditions ambiantes et au flux solaire entrant pour déterminer les performances du récepteur.

Le champ solaire peut être conceptualisé comme comprenant quatre modèles distincts.

1. modèle de collecteur
2. modèle de récepteur
3. mode de tuyauterie
4. Mode HTF

Température du tube absorbeur et de l'enveloppe de verre. L'équation [3.16] donne les réglages de la température initiale pour les récepteurs intacts et l'équation [3.17] donne les réglages pour les récepteurs dont le verre est brisé.

$$\begin{aligned}
 T_2 &= T_1 + 2^\circ\text{C} \\
 T_3 &= T_2 + 5^\circ\text{C} \\
 T_4 &= T_3 - 0.8 \cdot (T_3 - T_{amb}) \\
 T_5 &= T_4 - 2^\circ\text{C}
 \end{aligned}
 \tag{3.16}$$

$$\begin{aligned}
 T_2 &= T_1 + 2^\circ\text{C} \\
 T_3 &= T_2 + 5^\circ\text{C} \\
 T_5 &= T_4 = T_{amb}
 \end{aligned}
 \tag{3.17}$$

3.3.2. Convection à partir de l'absorbeur

Le sous-programme de convection est capable de traiter les deux cas. Dans le cas de récepteurs intacts, les propriétés du gaz annulaire sont évaluées à la température moyenne T_{34} . La convection de R_3 à R_4 peut être exprimée en termes de résistance thermique $\hat{R}_{34,conv}$ [3]

$$\dot{q}_{34,conv} = \frac{T_3 - T_4}{\hat{R}_{34,conv}} \quad (3.18)$$

Ou :

$$\hat{R}_{34,conv} = \frac{1}{\gamma_{34,conv} \pi D_3}$$

$\dot{q}_{34,conv}$: Flux de chaleur par convection entre les points 3 et 4

T_3 : Température au point 3.

T_4 : Température au point 4

$\hat{R}_{34,conv}$: Résistance thermique par convection entre les points 3 et 4.

3.3.3. Rayonnement de l'absorbeur

Le principal facteur de perte de chaleur pour les capteurs intacts est la perte par rayonnement du tube absorbeur vers l'environnement. Deux équations alternatives sont utilisées pour le calcul de la perte radiative, en fonction de l'intégrité de l'enveloppe de verre. Dans le cas des récepteurs intacts, l'échange radiatif se produit entre la surface de l'absorbeur à D_3 et la surface de l'enveloppe intérieure à D_4 , comme illustré dans l'Eq.3.19

$$\gamma_{34,conv} = \sigma (T_3^2 + T_4^2) \frac{T_3 + T_4}{\frac{1}{\varepsilon_3} + \frac{D_3}{D_4} \left(\frac{1}{\varepsilon_4} - 1 \right)} \quad (3.19)$$

$$\dot{q}_{34,rad} = \pi D_3 \gamma_{34,rad} (T_3 - T_4) \quad (3.20)$$

$\gamma_{34,conv}$: Coefficient de transfert de chaleur par convection entre les surfaces 3 et 4.

σ : Constante de Stefan-Boltzmann

ε : Émissivité

D : Diamètre

$\gamma_{34,rad}$: Coefficient de transfert de chaleur par rayonnement entre les surfaces 3 et 4

$\dot{q}_{34,conv}$: Flux de chaleur par convection entre les points 3 et 4

Si l'enveloppe du récepteur est rompue, l'échange de rayonnement se fait directement entre la surface de l'absorbeur et l'environnement.

La surface de l'absorbeur et l'environnement sont à la température T_{ciel} .

$$\dot{q}_{34,rad} = \sigma \gamma_{34,rad} \varepsilon_3 \pi D_3 (T_3^4 - T_{ciel}^4) \quad (3.21)$$

Où

$$\gamma_{34,rad} = \frac{\dot{q}_{34,rad}}{\pi D_3 (T_3 - T_7)} \quad (3.22)$$

$$\hat{R}_{34,tot} = \left(\frac{1}{\hat{R}_{34,conv}} + \frac{1}{\hat{R}_{34,rad}} \right)^{-1} \quad (3.23)$$

$\dot{q}_{34,rad}$: Flux de chaleur par radiation entre les points 3 et 4

$\gamma_{34,rad}$: Coefficient de transfert de chaleur par rayonnement entre les surfaces 3 et 4.

σ : Constante de Stefan-Boltzmann

ε : Émissivité

D : Diamètre

$\hat{R}_{34,tot}$: Résistance thermique totale entre les points 3 et 4

3.3.4. Conduction à travers l'enveloppe de verre

La conduction à travers l'enveloppe de verre intacte est modélisée à l'aide de la formule de résistance radiale dans un cylindre [5] En supposant que la conductivité thermique .

$$K_{45} = 1.04 \frac{W}{m \cdot K}$$

$$\hat{R}_{45,cond} = \frac{\log\left(\frac{D_5}{D_4}\right)}{2\pi K_{45}} \quad (3.24)$$

$\hat{R}_{45,cond}$: Résistance thermique par conduction entre les points 4 et 5

3.3.5. Perte par convection et par rayonnement de l'enveloppe

La perte radiative est calculée à l'aide de l'équation, en remplaçant T3 par T5. Les résistances thermiques correspondantes sont les suivantes :

$$\hat{R}_{56,conv} = \frac{1}{\gamma_{56,conv} \pi D_5} \quad (3.25)$$

$$\hat{R}_{57,ray} = \frac{1}{\gamma_{57,ray} \pi D_5} \quad (3.26)$$

$\hat{R}_{56,conv}$: Résistance thermique par convection entre les points 5 et 6

$y_{56,conv}$: Coefficient de transfert de chaleur par convection entre les surfaces 5 et 6.

$\hat{R}_{57,ray}$: Résistance thermique par rayonnement entre les points 5 et 7

$y_{57,ray}$: Coefficient de transfert de chaleur par rayonnement entre les surfaces 5 et 7.

3.3.6. Flux de chaleur et températures

L'énergie thermique incidente sur le récepteur à D_3 , mais une petite fraction de l'énergie incidente est également absorbée par l'enveloppe de verre à D_5 . L'énergie absorbée par le tube absorbeur i est fonction de l'énergie concentrée par le collecteur $\dot{q}_{inc,i}$ de la transmittance de l'enveloppe τ_{env} et de l'absorbance de la surface de l'absorbeur α_{abs} .

$$\dot{q}_{abs,i} = \dot{q}_{inc,i} \eta_{opt,i} \tau_{env} \alpha_{abs} \quad (3.27)$$

L'énergie absorbée par la coquille est

$$\dot{q}_{abs,env,i} = \dot{q}_{inc,i} \eta_{opt,i} \alpha_{env} \quad (3.28)$$

L'énergie thermique transmise à travers la paroi s'exprime comme suit

$$\dot{q}_{45,cond} = \dot{q}_{34,tot} + \dot{q}_{abs,env} \quad (3.29)$$

$\dot{q}_{abs,i}$: Flux de chaleur absorbée par l'élément i

$\dot{q}_{inc,i}$: Flux de chaleur incident par l'élément i

$\eta_{opt,i}$: Efficacité optique de l'élément i

τ_{env} : Transmissivité de l'enveloppe du collecteur

α_{abs} : Absorptivité de l'absorbeur.

α_{env} : Absorptivité de l'enveloppe

$\dot{q}_{45,cond}$: Flux de chaleur par conduction entre les points 4 et 5

$\dot{q}_{34,tot}$: Flux de chaleur total entre les points 3 et 4

$\dot{q}_{abs,env}$: Flux de chaleur absorbé par l'enveloppe

La température de surface de l'enveloppe extérieure est alors la température de surface intérieure moins la chaleur à l'échelle de la résistance thermique.

$$T_5 = T_4 - \dot{q}_{45,cond} \hat{R}_{45,cond} \quad (3.30)$$

$\dot{q}_{45,cond}$: Flux de chaleur par conduction entre les points 4 et 5

$\hat{R}_{45,cond}$: Résistance thermique par rayonnement entre les points 4 et 5

Les pertes thermiques de l'enveloppe vers l'environnement sont maintenant redéterminées pour cette itération en utilisant la température de surface externe de l'enveloppe en verre T_5 recalculée.

$$\dot{q}_{56,conv} = \frac{T_5 - T_{amb}}{\hat{R}_{56,conv}} \quad (3.31)$$

$$\dot{q}_{57,ray} = \frac{T_5 - T_{ciel}}{\hat{R}_{57,ray}} \quad (3.32)$$

$\dot{q}_{56,conv}$: Flux de chaleur par convection entre les points 5 et 6

$\hat{R}_{56,conv}$: Résistance thermique par convection entre les points 5 et 6

$\dot{q}_{57,ray}$: Flux de chaleur par rayonnement entre les points 5 et 7

$\hat{R}_{57,ray}$: Résistance thermique par rayonnement entre les points 5 et 7

Ce flux thermique total est ensuite rayonné/convoqué dans l'environnement. La perte de chaleur dans l'environnement, bien que la perte de chaleur pratique du récepteur soit seulement égale à la chaleur transférée du tube absorbeur à travers l'anneau, et l'absorption d'énergie de l'enveloppe est considérée comme une perte optique. La perte de chaleur du récepteur pratique est seulement égale à la chaleur transférée du tube absorbeur à travers l'anneau, et l'absorption d'énergie de l'enveloppe est comptabilisée comme une perte optique.

3.4. Modèle de tuyauterie

Le modèle de tuyauterie du logiciel System Advisor tient compte des pertes de charge associées à divers composants du terrain, notamment

- Le terme "collecteurs chauds et froids" est utilisé pour décrire un système de tuyaux qui transportent à la fois de l'eau chaude et de l'eau froide.
- Le tube récepteur est équipé d'une tuyauterie.
- Le phénomène de dilatation et de contraction des tuyaux.
- Les types de coudes suivants sont disponibles : longs, moyens et standard.

- Les vannes suivantes sont incluses dans le champ d'application de cette étude : vannes à guillotine, vannes à soupape, clapets anti-retour et vannes de contrôle.
- Le terme "assemblages de joints à rotule" est utilisé pour décrire un type spécifique de composant automobile.
- Le choix du diamètre approprié de la tuyauterie est un aspect crucial du processus de conception.

Le System Advisor effectue les calculs de dimensionnement du collecteur en limitant la vitesse du HTF à la conception à la plage spécifiée par l'utilisateur sur la page Champ solaire. Pour effectuer ce calcul, il est nécessaire d'estimer le débit massique du HTF dans le champ solaire au moment de la conception, tel qu'exprimé dans l'Equation.

$$\dot{m}_{sf, des} = \frac{(A_{boucle} I_{bn} - \dot{q}_{hl, boucle}) N_{boucles} \eta_{opt, Pc}}{c_{htf, moy} (T_{sf, s, Pc} - T_{CS, e, pc})} \quad (3.33)$$

$\dot{m}_{cs, des}$: Débit massique du champ solaire du point de conception

A_{boucle} : Surface de boucle

I_{bn} : Irradiance solaire directe normale

$\dot{q}_{hl, boucle}$: Pertes de chaleur de la boucle

$T_{CS, s, Pc}$: Température de sorti du champ solaire du Point de conception

$\eta_{opt, Pc}$: Efficacité optique d'un point de conception

Dans cet exemple, deux boucles sont utilisées pour extraire HTF par section. Le diamètre du collecteur est ajusté afin de maintenir des vitesses d'écoulement optimales.

L'efficacité optique à la conception ($\eta_{opt, des}$) est calculée en utilisant la position solaire à midi au solstice d'été, conformément au modèle de capteur présenté. La surface d'ouverture de la boucle A_{Boucle} est égale à la somme des surfaces d'ouverture de chaque assemblage de capteurs dans la boucle, comme défini sur la page Collecteurs.

$$A_{Boucle} = \sum_{i=1}^{N_{sca}} A_{col, i} \quad (3.34)$$

3.4.1. Calculs de performance

Les équations pour l'équipement de tuyauterie utilisent un coefficient, $k\Delta P$, pour échelonner la perte de charge selon la fonction et la géométrie spécifiques d'un composant donné. La perte de charge est calculée à l'aide de l'une des trois méthodes suivantes, en fonction du type de composant. Premièrement, la perte de charge à travers une section de tuyau est calculée en utilisant le nombre de Reynolds et le facteur de friction pour déterminer la perte de charge et la différence de pression

$$\Delta P_{\text{tuyau}} = hl_{pm}\rho g L_{\text{tuyau}} \quad (3.35)$$

ΔP_{tuyau} : Perte de charge dans le tuyau

hl_{pm} : Perte de charge par unité de longueur

L_{tuyau} : Longueur de tuyau

ρ : La densité du fluide.

g : L'accélération due à la gravité

La perte de charge par unité de longueur (m/m) est la suivante

$$hl_{pm} = \frac{frv_{\text{moy}}^2}{2D_{\text{tuyau}}g} \quad (3.36)$$

fr : Coefficient de frottement

v_{moy} : La vitesse moyenne du fluide

La vitesse moyenne du fluide, v_{moy} , est proportionnel au débit massique divisé par la section transversale du tuyau,

$$v_{\text{moy}} = \frac{\dot{m}}{\rho \pi \frac{D^2}{4}} \quad (3.37)$$

v_{moy} : La vitesse moyenne du fluide

$\dot{m}$: Débit massique

Le facteur de frottement, fr , est fonction de la rugosité relative de la surface de la conduite et du nombre de Reynolds (Re).

L'équation suivante permet de calculer la perte de charge associée aux dilatations ($D \uparrow$) et aux contractions ($D \downarrow$) de la tuyauterie :

$$\Delta P_{D\uparrow} = \Delta P_{D\downarrow} = \frac{1}{2} k_{\Delta P} \rho v_{\text{moy}}^2 (N_{\text{hgrp}} - 1) \quad (3.38)$$

$\Delta P_{D\uparrow}$: Perte de charge pour un écoulement a une augmentation d'un système

$\Delta P_{D\downarrow}$: Perte de charge pour un écoulement a une diminution d'un système

$k_{\Delta P}$: Conductivité thermique lié à la perte de pression

v_{moy} : La vitesse moyenne du fluide

ρ : La densité du fluide

N_{hgrp} : Nombre de Groupes de sections d'en-tête

Enfin, le System Advisor calcule la perte de charge dans les coudes, les vannes, les joints à rotule.

$$\Delta P_{\text{fit}} = k_{\Delta P} \frac{D}{fr} h l_{pm} \rho g N_{\text{fit}} \quad (3.39)$$

ΔP_{fit} : Perte de pression due aux raccords dans le système

N_{fit} : Nombre de raccords dans le système

fr : Coefficient de frottement

La puissance de pompage mécanique totale du champ solaire est égale à la perte de charge multipliée par le débit volumétrique. Une valeur d'efficacité de la pompe est utilisée pour convertir la puissance mécanique en une puissance électrique parasite

$$\dot{W}_{p,sf} = \frac{\Delta P_{sf}}{\eta_p} \frac{\dot{m}_{sf}}{\rho_{hdr,froid}} \quad (3.40)$$

$\dot{W}_{p,cs}$: Puissance mécanique requise par la pompe dans le champ solaire

ΔP_{cs} : Perte de pression du champ solaire

η_p : Efficacité de la pompe

$\dot{m}_{cs}$: Débit massique du champ solaire

$\rho_{hdr,froid}$: Densité du fluide caloporteur à l'état froid

3.5. Cycle de puissance

Le sous-système « cycle de puissance » comprend l'équipement nécessaire à la conversion de l'énergie thermique du champ solaire en énergie mécanique ou énergie électrique. Pour les systèmes d'énergie solaire concentrée (CSP) à grande échelle, il s'agit le plus souvent d'un cycle de Rankine à vapeur conventionnel et d'un générateur électrique, bien qu'un certain nombre d'autres approches soient possibles. Par exemple, les systèmes d'énergie solaire concentrée (CSP) peuvent générer de l'énergie par le biais d'une unité de cycle électrique autonome ou peuvent être intégrés en tant que cycle combiné dans une centrale à combustible fossile afin de compenser la consommation de carburant. Cependant, le modèle actuel de System Advisor, qui est conçu pour analyser les performances de la production d'électricité à grande échelle, est limité aux cycles de Rankine à vapeur.

Afin de préserver la simplicité et la flexibilité du modèle de cycle de production d'énergie, le volume de contrôle est délimité de manière à exclure le flux de refroidissement du condenseur, tout en incluant le flux de vapeur, comme l'illustre la figure 7.

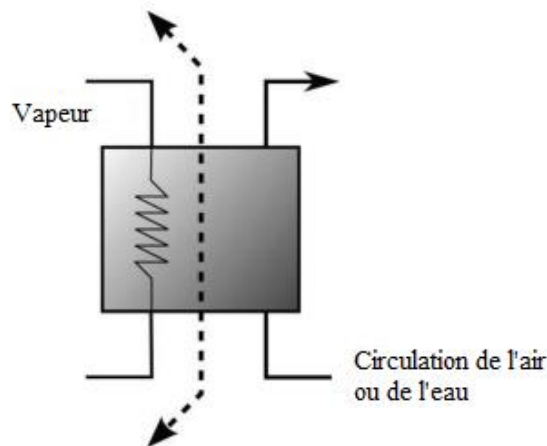


Figure 3.7. Volume de contrôle à proximité du condensateur du cycle de production.
[68]

Le volume de contrôle du cycle électrique coupe le condenseur en deux pour inclure le flux de vapeur mais pas le flux de refroidissement.

Un condenseur non spécifique à une technologie particulière est utilisé pour le rejet de la chaleur. Cet équipement peut être relié à une tour de refroidissement humide ou peut être spécifié comme condenseur refroidi par air. Le modèle est capable de prendre en compte une pression fixe à l'entrée de la turbine ou une pression flottante, qui est fonction de la température d'entrée et de la charge.

3.5.1. Cycle de Rankine

Le cycle de base est un modèle détaillé d'un cycle de Rankine de 30 MWe. Dans ce cycle, l'eau d'alimentation est chauffée dans un préchauffeur (flux mixte) avec des tirages intermédiaires, l'un à haute pression et l'autre à basse pression ; l'équipement de production de vapeur comprend un préchauffeur, une chaudière, un surchauffeur, un condenseur qui peut être connecté à une tour de refroidissement humide ou à un condenseur refroidi à l'air. Le modèle suppose une pression fixe à l'entrée de la turbine. Sam organise le modèle en utilisant des courbes de performance standardisées et des calculs d'équilibre.

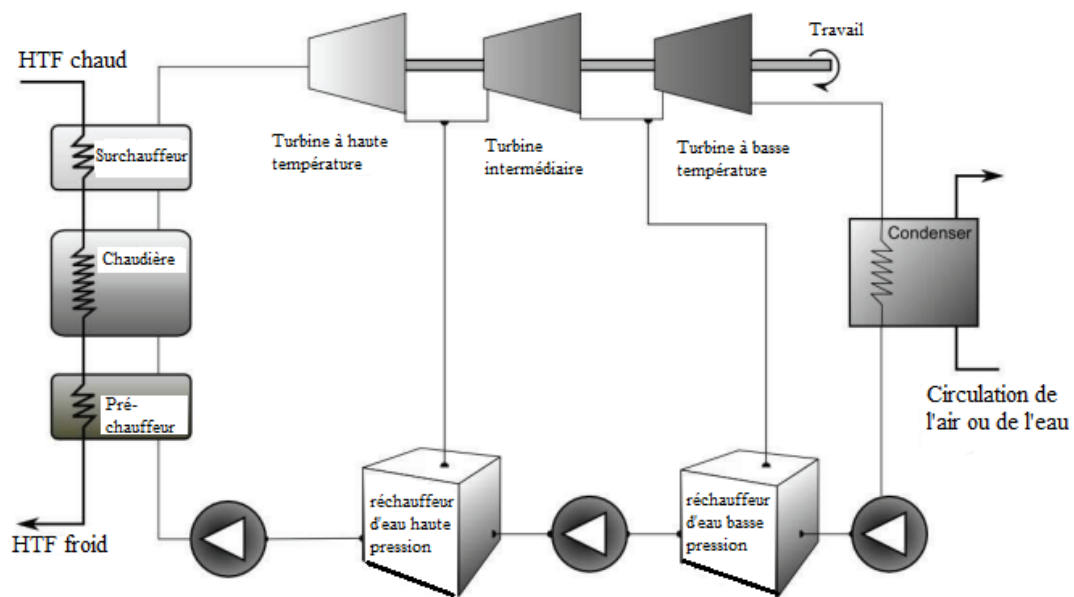


Figure 3.8. Représentation schématique de la base simplifiée du cycle de Rankine. [68]

Les températures et les pressions du point de conception de ce modèle de cycle de production d'énergie correspondent aux conditions d'exploitation représentatives des centrales à miroirs cylindro-paraboliques. Cependant, l'échelle du système modélisé (30 MWe) est un peu plus petite que celle de la majorité des systèmes en fonctionnement.

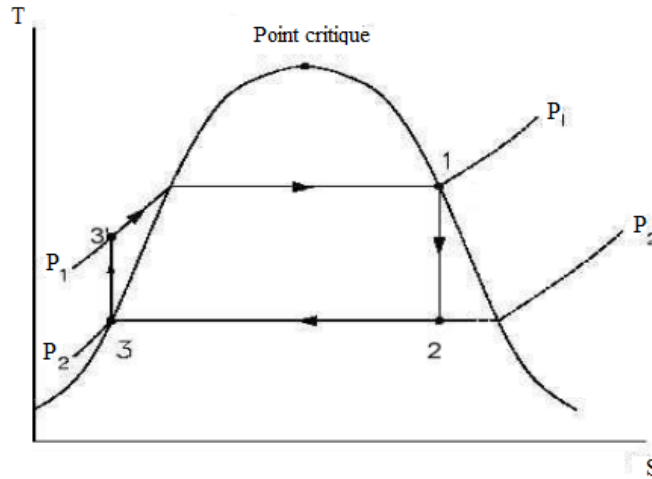


Figure 3.9. Diagramme du cycle de Rankine [68]

$$\hat{T}_e = \frac{T_e - T_{chaudière}}{T_{e,départ} - T_{chaudière}} \quad (3.41)$$

$\hat{T}_e$: Température normalisée à l'entrée

T_e : Température d'entrée

$T_{chaudière}$: Température de la chaudière

$T_{e,départ}$: Température de départ à l'entrée

Cette température représente la température minimale effective à laquelle le FTE peut pénétrer dans le bloc d'alimentation et fournir un flux de chaleur au fluide. Par conséquent, la température de la vapeur dans la chaudière (et non la température de sortie du HTF) est considérée comme la valeur zéro de la température normalisée du HTF.

3.5.2. Sorties à calculés

Le modèle de cycle de puissance régresse uniquement la puissance de sortie et l'apport de chaleur en fonction de la température du HTF, de la pression du condenseur et du débit massique. Par conséquent, le modèle utilise un autre ensemble d'équations pour calculer d'autres valeurs de performance. Le calcul du rendement du cycle de production d'énergie est simple. Le rendement thermodynamique du cycle de production d'énergie est déterminé en divisant simplement le travail produit par l'apport de chaleur nécessaire.

$$\eta_{cycle} = \frac{\dot{W}}{\dot{Q}} \quad (3.42)$$

η_{cycle} : Efficacité thermique du cycle

$\dot{W}$: Puissance nette produite par le cycle

$\dot{Q}$: Taux de chaleur fourni au cycle

La température du HTF à la sortie du cycle de production d'énergie est calculée en tenant compte du débit massique du HTF, de l'apport de chaleur, de la température d'entrée et de la chaleur spécifique du HTF. On suppose que la chaleur spécifique varie linéairement sur la plage des températures d'entrée et de sortie. Par conséquent, une valeur moyenne de chaleur spécifique est utilisée et recalculée tout au long de la simulation.

$$T_{htf,s} = T_{htf,e} - \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_{htf} c_{htf,moy}} \quad (3.43)$$

$T_{htf,s}$: Température de sortie du fluide caloporteur

$T_{htf,e}$: Température d'entrée du fluide caloporteur

$\dot{m}_{htf}$: Débit massique du fluide caloporteur

$c_{htf,moy}$: Chaleur spécifique moyen du fluide caloporteur

Le modèle de cycle de puissance ne modélise pas directement la performance de l'équipement de rejet de la chaleur. Il fournit plutôt des informations à un modèle de rejet de chaleur externe sur l'ampleur de la charge thermique. Cette valeur est égale à la différence entre le travail effectué et la chaleur absorbée, comme on l'observe :

$$\dot{q}_{rej} = (1 - \eta_{cycle})\dot{Q} \quad (3.44)$$

$\dot{q}_{rej}$: Taux de chaleur rejeté

Toutes ces pertes d'eau doivent être compensées pour maintenir un niveau constant dans le système. System Advisor modélise le taux de remplacement du fluide de travail de la vapeur (à l'exclusion de l'évaporation par refroidissement humide) en calculant un débit massique approximatif de vapeur pendant le fonctionnement et en remplaçant une proportion fixe par de l'eau fraîche.

3.5.3. Considérations sur les performances

Le cycle thermodynamique peut prendre de nombreuses formes - le cycle à vapeur de Rankine n'en est qu'une manifestation. Tous ces cycles ont un principe de fonctionnement commun : l'énergie thermique circulant d'un réservoir chaud vers un réservoir froid peut être utilisée pour produire de l'énergie mécanique. L'énergie thermique circulant d'un réservoir chaud à un réservoir froid peut être utilisée pour produire de l'énergie mécanique (voir la figure 20). Dans le cycle de Rankine, le réservoir chaud est le processus qui fournit la chaleur au cycle. Pour le CSP, il s'agit du champ solaire, mais pour d'autres technologies, il peut s'agir d'une chaudière à charbon ou d'un réacteur nucléaire. Le réservoir froid peut être une grande étendue d'eau ou un plan d'eau en mouvement, un étang d'évaporation ou l'air ambiant.

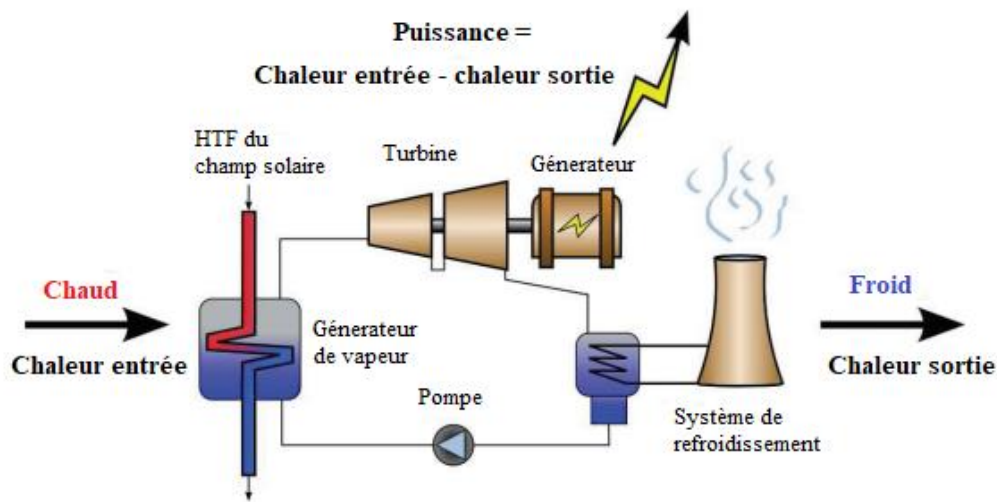


Figure 3.10. Schéma simplifié du cycle de Rankine [68]

La capacité de pompage est calculée en utilisant le rendement isentropique de la pompe, l'enthalpie et l'entropie de l'eau de refroidissement à l'entrée de la pompe sont obtenues. En supposant temporairement la réversibilité, l'enthalpie de sortie de la pompe est comme suit

$$h_{er,s,isen} = \frac{\Delta P_{er}}{\rho_{er}} + h_{er,e} \quad (3.45)$$

$h_{er,s,isen}$: Enthalpie isentropique de sortie

ΔP_{er} : Chute ou augmentation de pression à travers le composant

ρ_{er} : Densité du fluide dans le composant

er : eau de refroidissement

$h_{er,e}$: Enthalpie d'entrée

La puissance totale consommée par la pompe à eau de refroidissement est calculée par l'équation suivante

$$\dot{W}_{er,pompe} = \frac{(h_{er,s} - h_{er,e})\dot{m}_{er}}{\eta_{pompe}} \quad (3.46)$$

$\dot{W}_{er,pompe}$: Puissance mécanique nécessaire pour la pompe

$h_{er,s}$: Enthalpie spécifique du fluide à la sortie de la pompe

$h_{er,e}$: Enthalpie spécifique du fluide à l'entrée de la pompe

$\dot{m}_{er}$: Débit massique du fluide traversant la pompe

η_{pompe} : Efficacité de la pompe

3.6. Stockage thermique et contrôle des installations

Les systèmes de production d'énergie à concentration solaire (CSP) à grande échelle se distinguent par le fait qu'ils sont à la fois plus complexes et plus adaptables que les autres systèmes d'énergie renouvelable en ce qui concerne la manière dont l'énergie est produite, utilisée et stockée.

En outre, certains systèmes intègrent un chauffage à combustible fossile qui peut fournir de l'énergie supplémentaire lorsque l'énergie solaire n'est pas disponible. Le processus de décision concernant l'utilisation de ces sous-systèmes, en termes de calendrier et de proportions, peut avoir un impact significatif sur la rentabilité du projet.

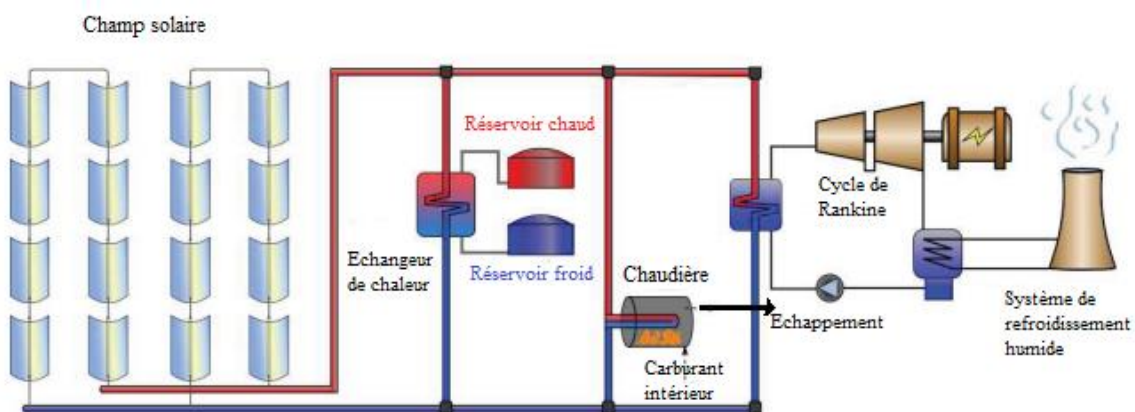


Figure 3.11. Sous-systèmes de la centrale à auge comprennent le champ solaire, la tuyauterie, le stockage thermique, le chauffage auxiliaire et le cycle de l'énergie. [68]

3.6.1. Stockage de l'énergie thermique Dimensionnement

La capacité de stockage thermique est conventionnellement exprimée dans System Advisor en termes d'heures de pleine charge équivalentes de SET. L'ampleur de cette valeur, désignée par « Heures de pleine charge du SET » sur la page Stockage thermique, indique le nombre d'heures pendant lesquelles le stockage thermique peut fournir de l'énergie pour faire fonctionner le cycle de puissance à sa pleine puissance de point de conception. La capacité thermique totale du système de SET est égale au besoin thermique du cycle de puissance au point de conception multiplié par le nombre total d'heures de stockage souhaitées (ΔT_{SET}). L'efficacité du cycle au point de conception, désignée par ($\eta_{cycle,Pc}$), est une valeur constante et égale à la valeur spécifiée sur la page Cycle de puissance.

$$E_{SET} = \frac{\dot{W}_{Pc} \Delta T_{SET}}{\eta_{cycle,Pc}} \quad (3.47)$$

E_{SET} : Énergie spécifique requise pour le système

ΔT_{SET} : L'écart de température le système

$\dot{W}_{Pc}$: Puissance mécanique nécessaire pour le point de conception

$\eta_{cycle,Pc}$: Efficacité du cycle thermodynamique du point de conception

Chapitre 4

Résultats et interprétations

Chapitre 4 : Résultats et interprétations

4.1. Introduction

Dans ce chapitre l'objectif, est de chercher la configuration de fonctionnement la plus optimale pour notre centrale solaire a concentration cylindro-parabolique de 30 MWe sur différents sites en Algérie. Afin de rentabilisé au mieux le projet nous faisons aussi une étude financière en basant sur des données commerciales en Algérie. Le logiciel SAM a été utilisé pour ce travail.

4.2. Description du logiciel (SAM)

Le System Advisor Model (SAM) est un modèle de performance et financier conçu pour faciliter la prise de décision des personnes engagées dans l'industrie des énergies renouvelables. Il s'agit notamment de

- les chefs de projet et les ingénieurs
- Les analystes politiques
- Développeurs de technologies
- les chercheurs.



Figure.4.1. Page d'accueil du logiciel SAM

SAM fait des prévisions de performance et des estimations du coût de l'énergie pour les projets d'énergie connectés au réseau en se basant sur les coûts d'installation et d'exploitation et les paramètres de conception du système qui sont spécifiés par l'utilisateur en tant

qu'entrées dans le modèle. Une distinction peut être faite entre les projets situés du côté client du compteur, où l'électricité est achetée et vendue au prix de détail, et ceux situés du côté service public du compteur, où l'électricité est vendue à un prix négocié par le biais d'un accord d'achat d'électricité (AAE).

SAM comprend plusieurs bases de données de performances et de coefficients pour les composants de systèmes tels que les modules photovoltaïques et les onduleurs, les récepteurs et les collecteurs cylindro-paraboliques, les éoliennes ou les systèmes de combustion d'énergie biologique. Ou les systèmes de combustion bio power. Pour ces composants, il suffit de sélectionner une option dans une liste.

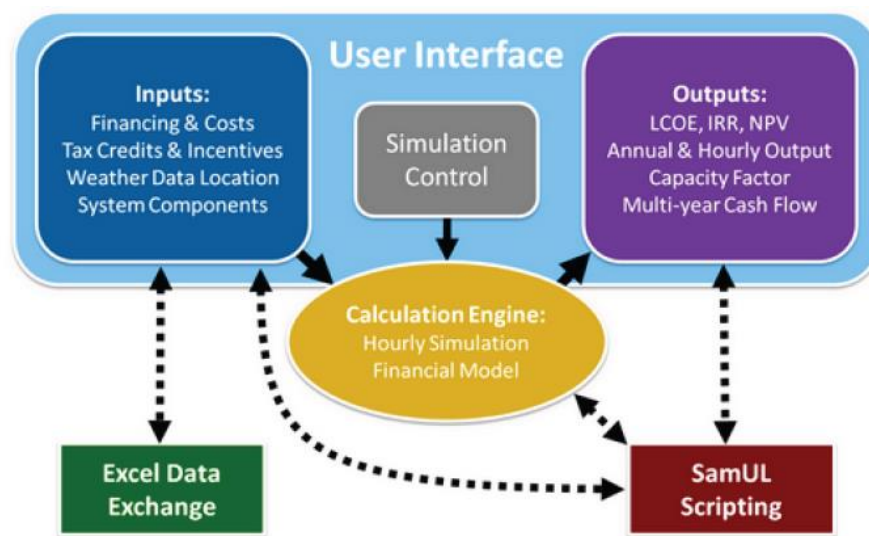


Figure 4.2. Interface utilisateur, SAM.

L'interface utilisateur remplit trois fonctions fondamentales :

- Fournir un accès aux variables d'entrée, qui sont organisées en pages d'entrée. Les variables d'entrée décrivent les caractéristiques physiques d'un système et les hypothèses de coût et de financement d'un projet
- Permettre à l'utilisateur de contrôler la façon dont SAM effectue les simulations. L'utilisateur peut effectuer une simulation de base ou des simulations plus avancées pour l'optimisation et les études de sensibilité.
- Permettre l'accès aux variables de sortie dans des tableaux et des graphiques sur la page Résultats, et dans des fichiers accessibles dans un tableau ou visualisé de données graphiques.

4.3. Données géographiques et climatiques des sites

Pour les cinq sites choisis pour faire des études, on va d'abord faire des descriptions sur ces sites et donner des informations géographiques et climatiques pour les cinq différents sites.

a)- Tlemcen

Données géographique :

Latitude ➡ 34.8884062" Nord

Longitude ➡ 1.3180042" Ouest

Le chef-lieu de Tlemcen est situé au nord-ouest de l'Algérie, à 520 km à l'ouest d'Alger, proche de la frontière du Maroc, à 76 km à l'est de la ville marocaine d'Oujda. La ville est érigée dans l'arrière-pays, est distante de 40 km de la mer Méditerranée, et couvre une superficie de 40,11 km².

Données climatique :

La wilaya de Tlemcen bénéficie d'un climat méditerranéen, avec des hivers froids et des étés chauds et secs. Les précipitations sont très irrégulières et varient entre 200 et 500 mm/an.

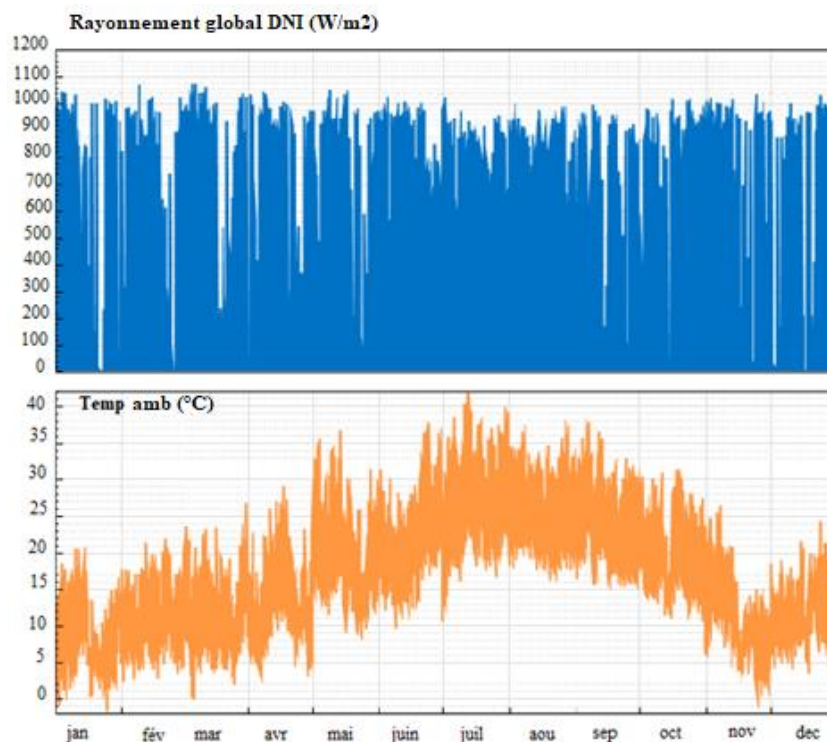


Figure 4.3. Données climatique de la wilaya de Tlemcen

b)- Alger

Données géographique :

Latitude ➡ 36.752887° Nord

Longitude ➡ 3.042048° Est

Alger est une ville dans l'Algérois au nord de l'Algérie, située sur la côte méditerranéenne, la ville d'Alger est en fait constituée de plusieurs communes de la Wilaya d'Alger, dont la capitale tire son nom.

Données climatique :

Alger bénéficie d'un climat méditerranéen très humide, avec des hivers doux et pluvieux et des étés chauds et ensoleillés avec en moyenne de 6 heures d'ensoleillement journalier.

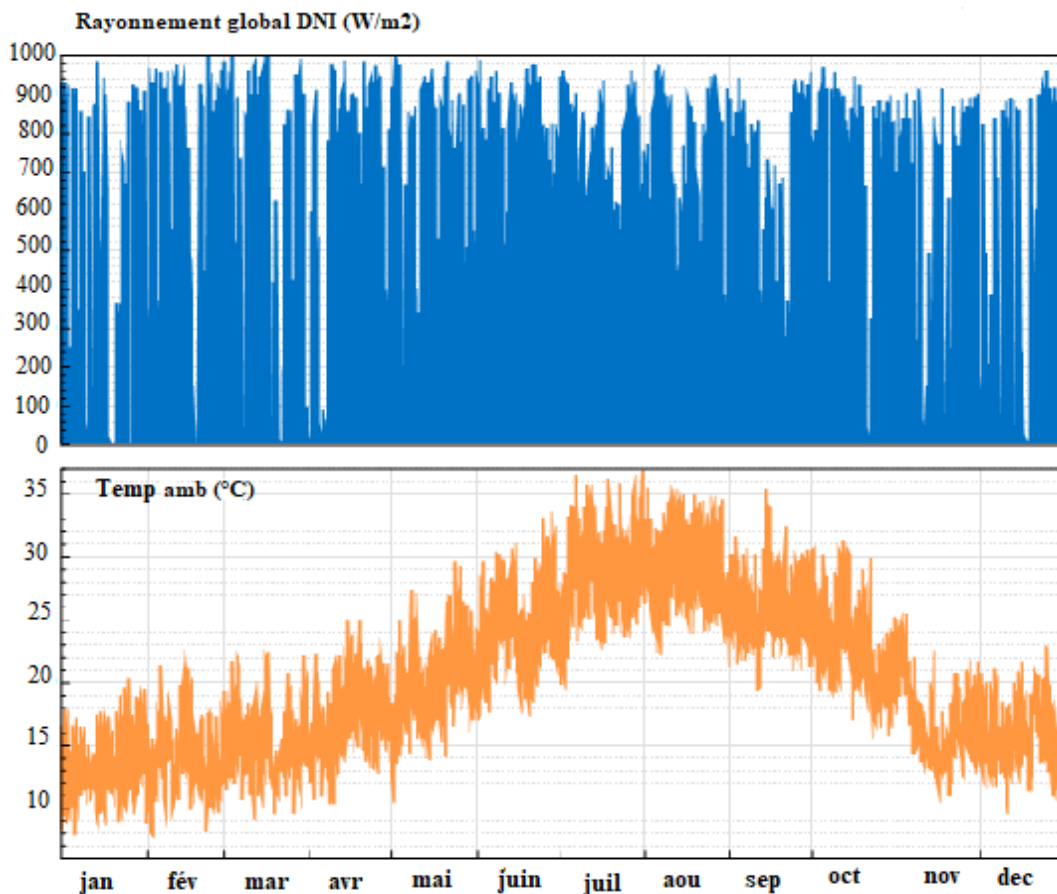


Figure 4.4. Données climatique de la wilaya d'Alger

c)- Constantine

Données géographique :

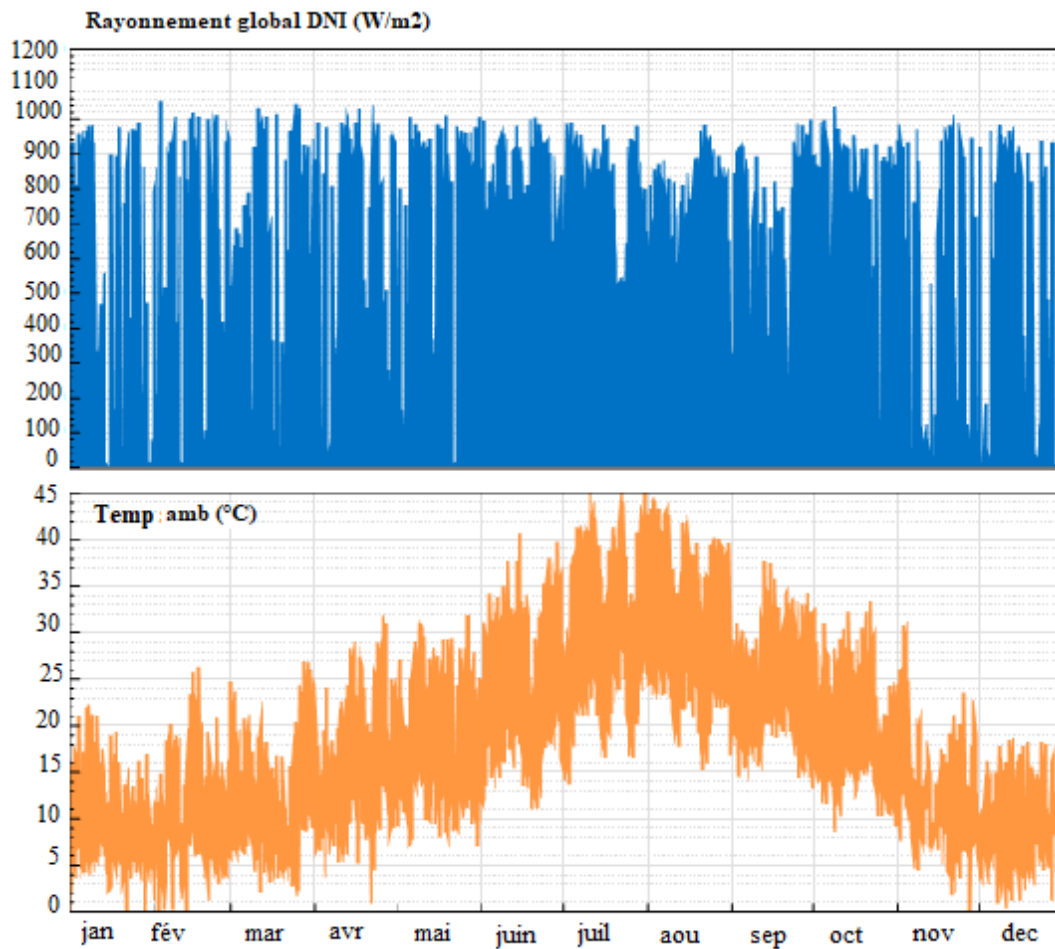
Latitude → 36.35"Nord

Longitude → 6.6"Est

Constantine se situe à 431 km à l'est de la capitale Alger, chef-lieu de la Wilaya est la capitale de l'Est algérien.

Données climatique :

Constantine a un climat méditerranéen tempéré avec des étés chauds et secs. La température moyenne annuelle à Constantine est de 15,3°C et la pluviométrie moyenne annuelle est de 501,7 mm.



d)- Béchar

Données géographique :

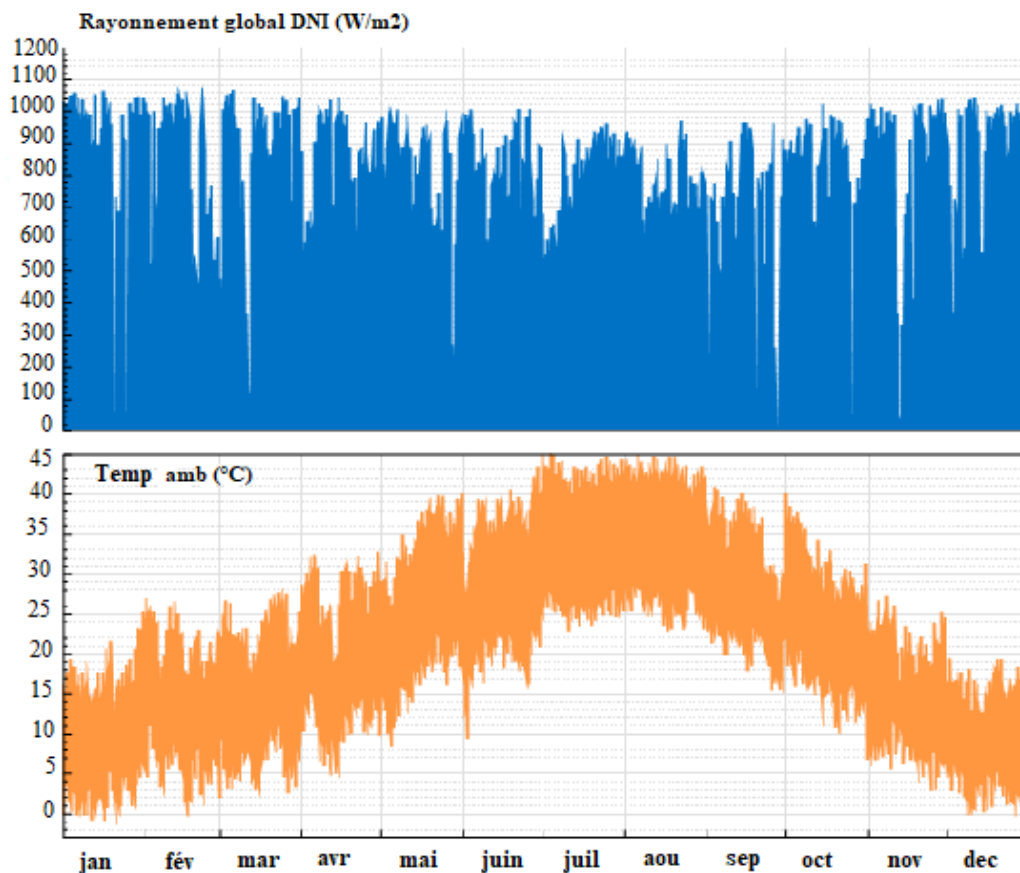
Latitude ➡ 31°37'00" Nord

Longitude ➡ 2°13'00" Ouest

La wilaya de Béchar est le chef-lieu, située à 1 150 km au sud-ouest de la capitale Alger, le territoire de la commune de Béchar est situé au nord de sa wilaya. Béchar se situe à la limite nord-ouest du Sahara algérien. On considère que la ville fait partie de la région de la Saoura.

Données climatique :

Le climat de Béchar, ville du sud-ouest de l'Algérie, est caractérisé par un climat désertique chaud. Les étés sont longs et très chauds et secs, avec des températures pouvant dépasser 40°C. Les hivers sont doux le jour, mais les températures peuvent s'effondrer la nuit et descendre parfois en dessous de zéro.



e)- Tamanrasset

Données géographique :

Latitude ➡ 22.785"Nord

Longitude ➡ 5.522778"Est

Le chef-lieu située dans le Sud de l'Algérie, à 1 900 km au sud d'Alger, et à environ 400 km au nord de la frontière malienne. Elle est la capitale des Touaregs.

Données climatique :

Tamanrasset est une ville du sud de l'Algérie, dans la région du Sahara. Tamanrasset a un climat désertique, avec des températures très élevées en été et peu de précipitations tout au long de l'année. En été, les températures peuvent atteindre plus de 40°C, tandis qu'en hiver, elles peuvent descendre en dessous de 0°C la nuit. Les précipitations sont très faibles, généralement inférieures à 100 mm par an.

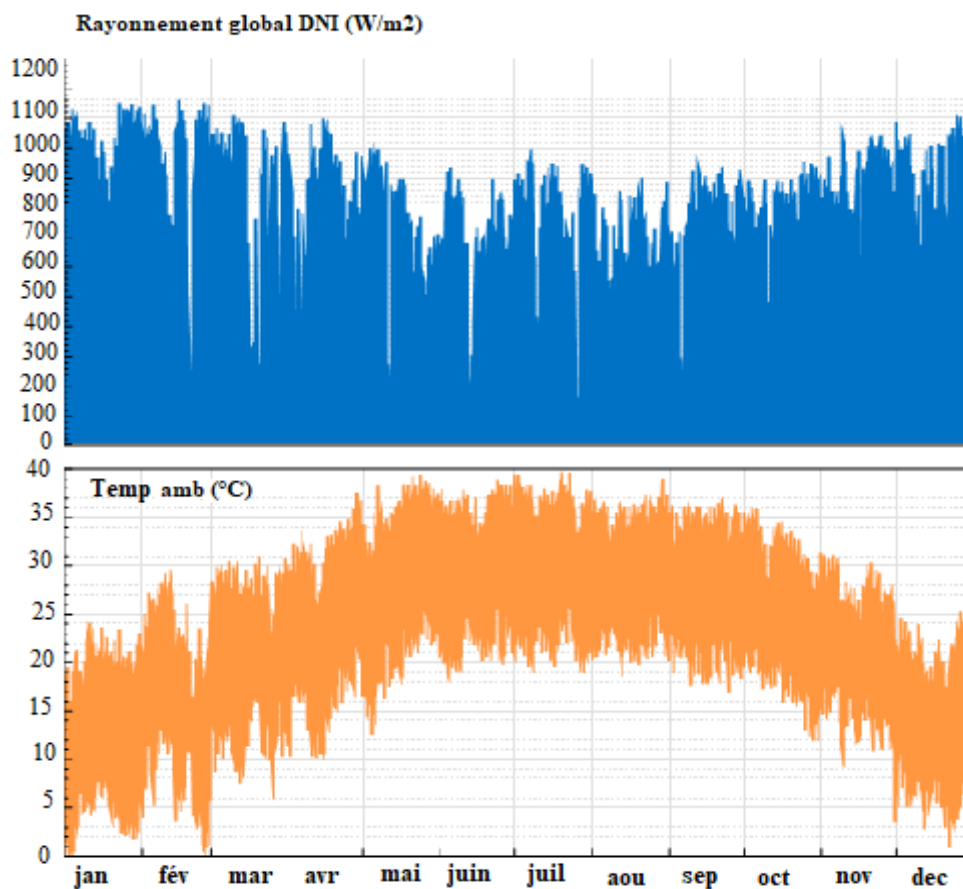


Figure 4.7. Données climatique de la wilaya de Tamanrasset

4.4. Résultats et interprétation

4.4.1. Etude paramétrique

A/ Entrées du model

Pour faire cette étude, nous devons tenir compte de certains paramètres les plus nécessaire sont cité dans le tableau dessous. L'essai se fait pour une puissance choisie (30MWe) sans stockage afin de faire une comparaison entre les différents sites. Le choix des fluides, collecteur et récepteur est choix hasardeux.

Puissance brut	30 MWe
Fluide caloporteur	Therminol VP-1
Collecteur	SkyFuel SkyTrough
Récepteur	Schott PTR80
Stockage	0 heure
Analyse périodique	25 ans

B/ Résultats de la simulation

Tableau.4.1. Résultats d'une simulation de centrale solaire thermique à concentrateur cylindro-parabolique pour différents sites algériens.

Les sites	Energie annuel (mil.kWhe/an)	Rendement (%)	Cout (DZA/KWhe)
Tlemcen	44,81	20,6	32,91
Alger	49,452	20,9	32,5
Constantine	44,65	18,9	35,64
Béchar	64,007	27,1	25,232
Tamanrasset	62,313	26,3	25,9

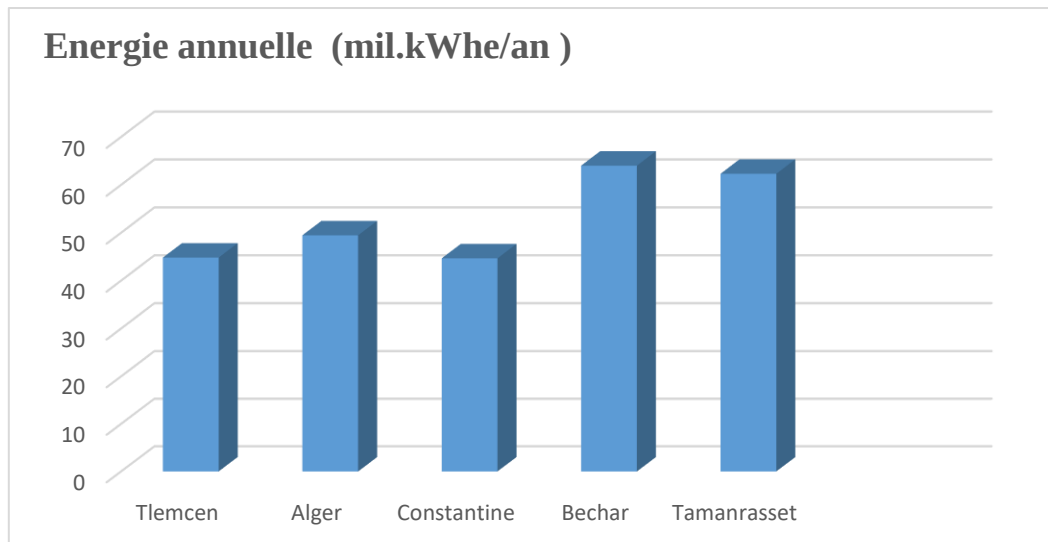


Figure 4.8. Energie annuelle d'une centrale a concentration sur les différents sites

La production d'énergie est généralement plus élevée dans les villes du sud (Béchar, Tamanrasset) que dans celles du nord (Tlemcen, Alger, Constantine). Le graphique montre que la production d'énergie varie considérablement d'une ville à l'autre. Les raisons de ces différences sont nombreuses et comprennent des facteurs tels que la capacité des installations, la disponibilité des ressources, la demande d'énergie et les conditions climatiques locales.

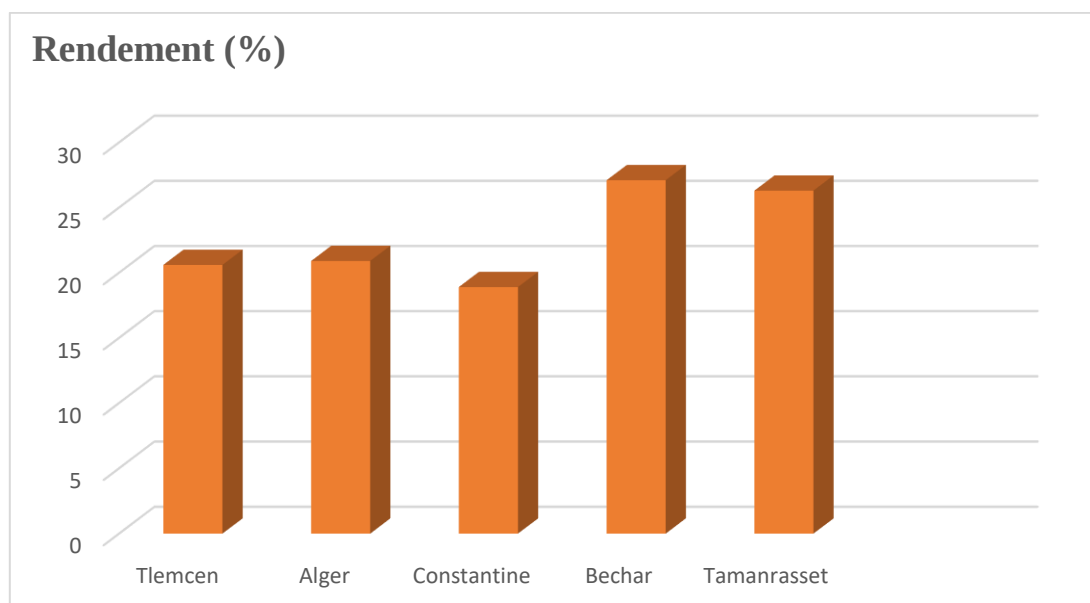


Figure 4.9. Rendement des centrales cylindro-parabolique sur les différents sites

Les variations de rendement observées peuvent être attribuées à un certain nombre de facteurs, notamment les conditions météorologiques, la latitude et l'efficacité des technologies employées dans chaque usine. Par exemple, les régions de Bechar et de Tamanrasset, situées dans les zones les plus ensoleillées du sud de l'Algérie, affichent des rendements plus élevés, ce qui indique que la production d'énergie solaire peut être influencée de manière significative par la disponibilité de la lumière du soleil. Il convient également de noter que le rendement global reste inférieur à 30 %, ce qui indique qu'il existe encore un potentiel d'amélioration de la technologie et des méthodes pour accroître l'efficacité de la conversion de l'énergie solaire en électricité. Ces données pourraient s'avérer utiles pour orienter les recherches et les investissements futurs dans le domaine des énergies renouvelables en Algérie.

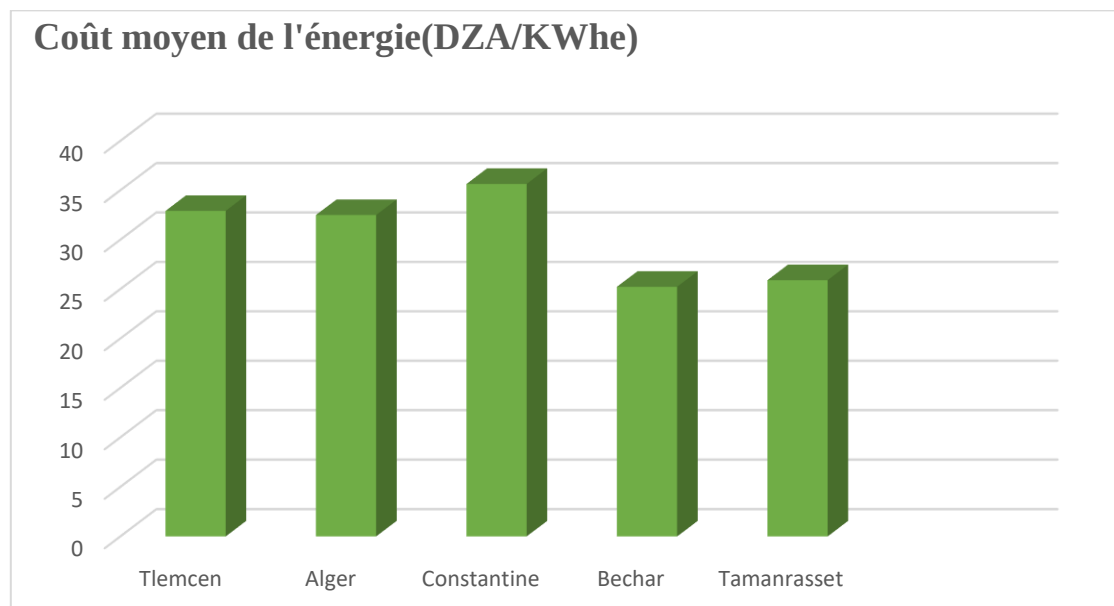


Figure 4.10. Coût moyen de l'énergie d'une centrale a concentration sur les différents sites

Le graphe montre que couts de l'énergie au nord sur les villes côtières est plus chère par rapport aux villes du sud, et le cout de l'énergie de la wilaya de Béchar revient la moins chère.

4.4.2. Optimisation

Dans cette partie de ce chapitre on a choisi le site de Béchar comme site avec les meilleurs résultats, pour optimiser cette centrale on doit trouver la bonne combinaison (fluide caloporteur, collecteur, récepteur, stockage thermique).le but de cette optimisation est :

- ✓ Amélioration de l'efficacité énergétique
- ✓ Réduction des coûts
- ✓ Maximisation de la production d'énergie

4.4.2.1. Fluide caloporteur

Dans cette partie on a fait un choix arbitraire de plusieurs fluide caloporteur pour teste les configurations de fonctionnement

Résultats de la simulation

Tableau 4.2. Représentation de l'énergie et du rendement et du cout pour diffèrent type de HTF sur le site de Béchar

Fluide caloporteur	Energie annuelle (mil.KWhe/an)	Rendement (%)	Coût moyen de l'énergie (DZA/KWhe)
Caloria	63,97	27	25,45
Hitec solar salt	17,11	7,2	92,88
Hitec	32,56	13,8	49,03
VP-1	64,01	27,1	25,232
Down therm(RP)	63,96	27	25,25

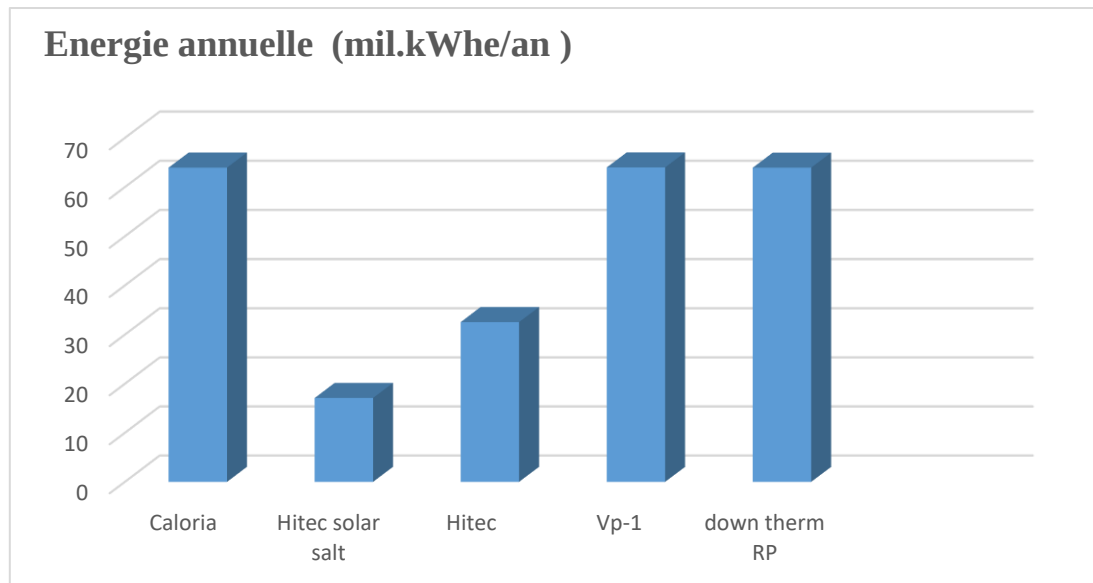


Figure 4.11. Energie annuelle pour différents fluides caloporteurs sur le site de Béchar

Par observation, on constate quand on change le fluide caloporteur, l'énergie annuelle pour les trois fluides (caloria, VP-1, downtherm Q) sont élevés et pour les deux autres fluides (hitec, Solar Salt) sont relativement bas.

Le fluide Caloporteur le plus approprié pour le site de Béchar est le « VP-1 »

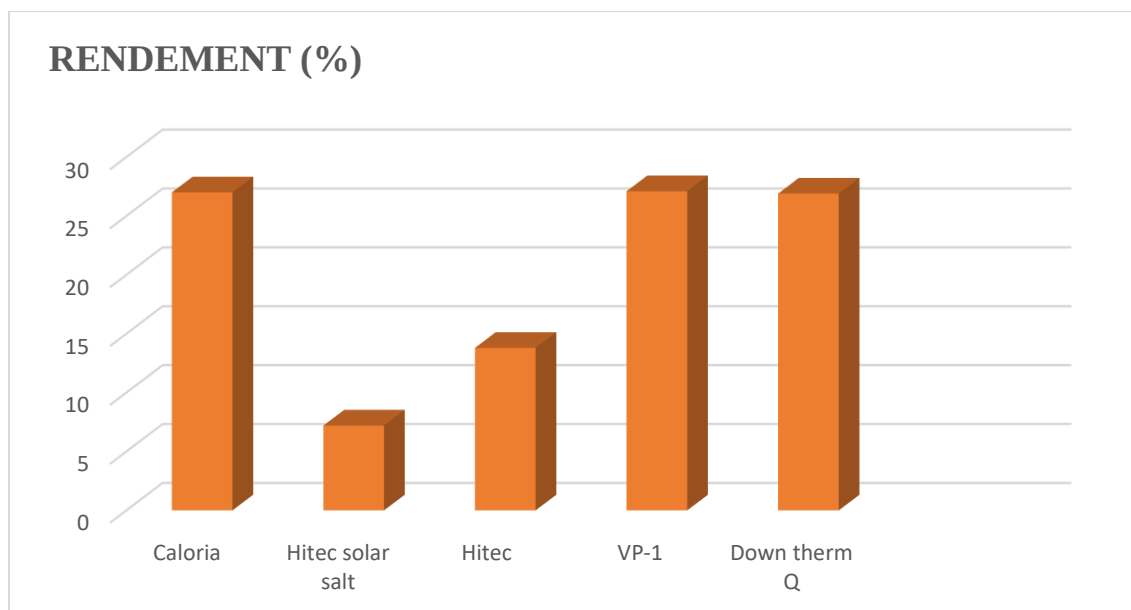


Figure 4.12. Rendements pour différents fluides caloporteurs sur le site de Béchar

On constate que pour les trois fluides (caloria, downtherm Q, VP-1) ont presque le même rendement. En outre, pour les deux autres fluides leur rendement est relativement bas. Cela peut aider à choisir les fluides de transfert de chaleur pour les applications qui nécessitent une meilleure efficacité énergétique.

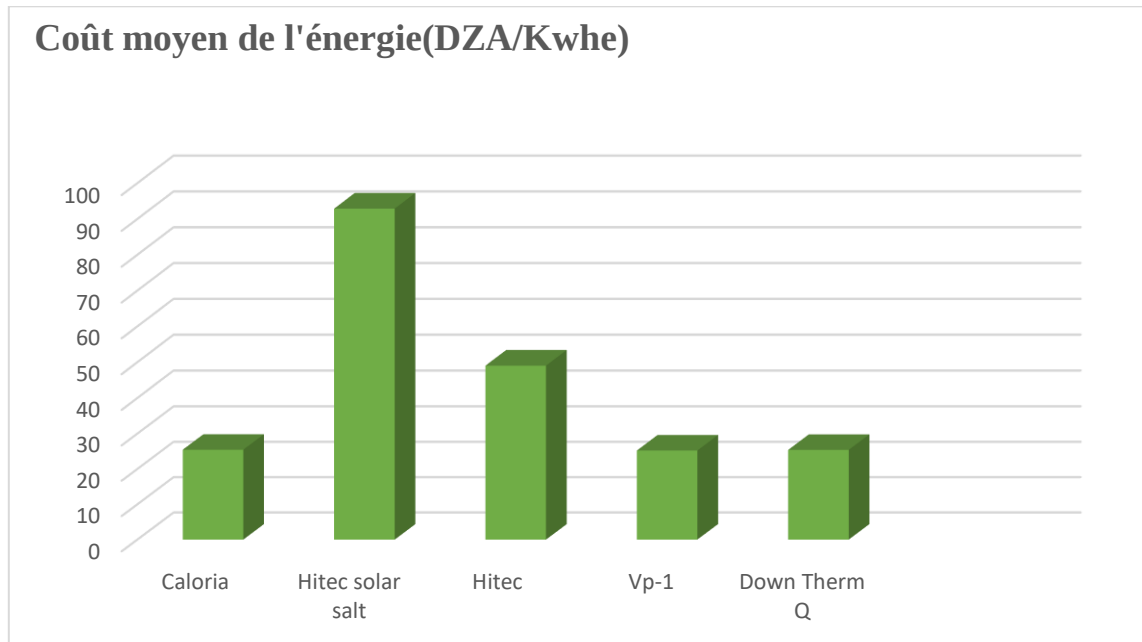


Figure 4.13. Coûts pour différents fluides caloporteurs sur le site de Béchar

Par analyse, le cout de l'énergie pour le fluide VP-1 c'est celui qui correspond et le moins cher. Afin d'optimiser les coûts énergétiques sur le site de Béchar, il est recommandé d'utiliser ce fluide VP-1. Malgré son efficacité relativement faible, le sel solaire Hitec est aussi l'option la plus chère, ce qui la rend moins attractive économiquement

4.4.2.2. Collecteur

Résultats de la simulation

Tableau 4.3. Représentation de l'énergie et du rendement et du cout pour différent type de Collecteur sur le site de Béchar

Collecteur	Energie annuelle (mil.kWhe/an)	Rendement (%)	Coût moyen de l'énergie (DZA/Kwhe)
SkyFuel SkyTrough	64,007	27,1	25,23
AT150	62,31	26,3	25,88
ET150	62,37	26,4	25,86
SGX-1	56,55	23,9	28,5
LS-2	55,90	23,7	28,94

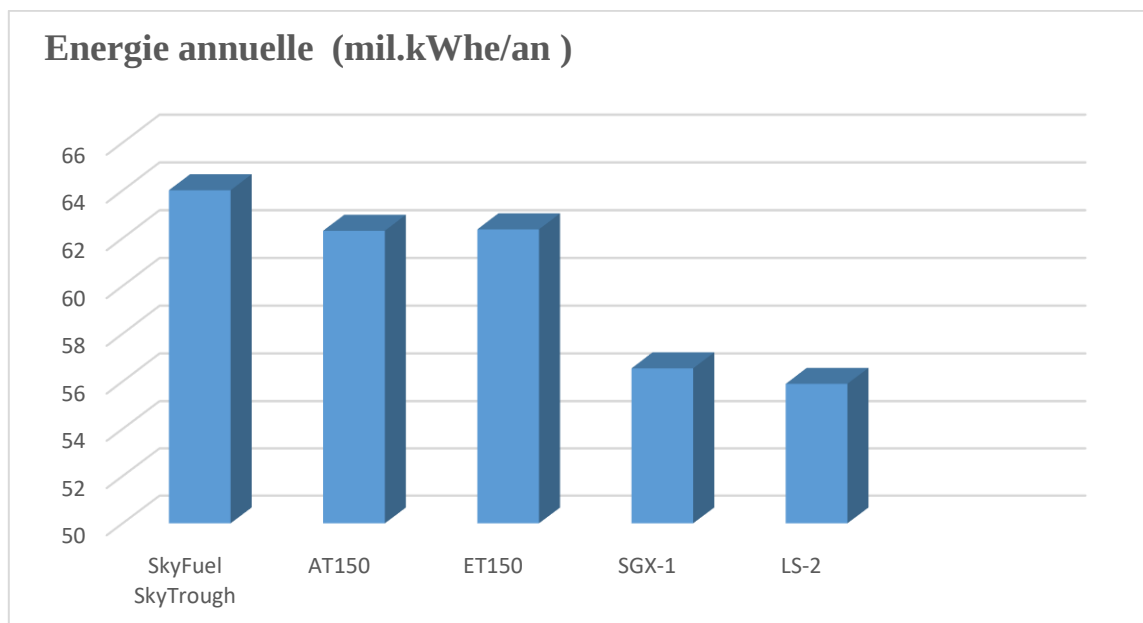


Figure 4.14. Energie annuelle pour différents Collecteur sur le site de Béchar

L'énergie pour le collecteur SKY FUEL est la plus élevée suivie des collecteurs AT150 et ET150 puis les plus bas des SGX-1 et LS-2.

Le collecteur SKY FUEL est le plus approprié pour le site de Béchar.

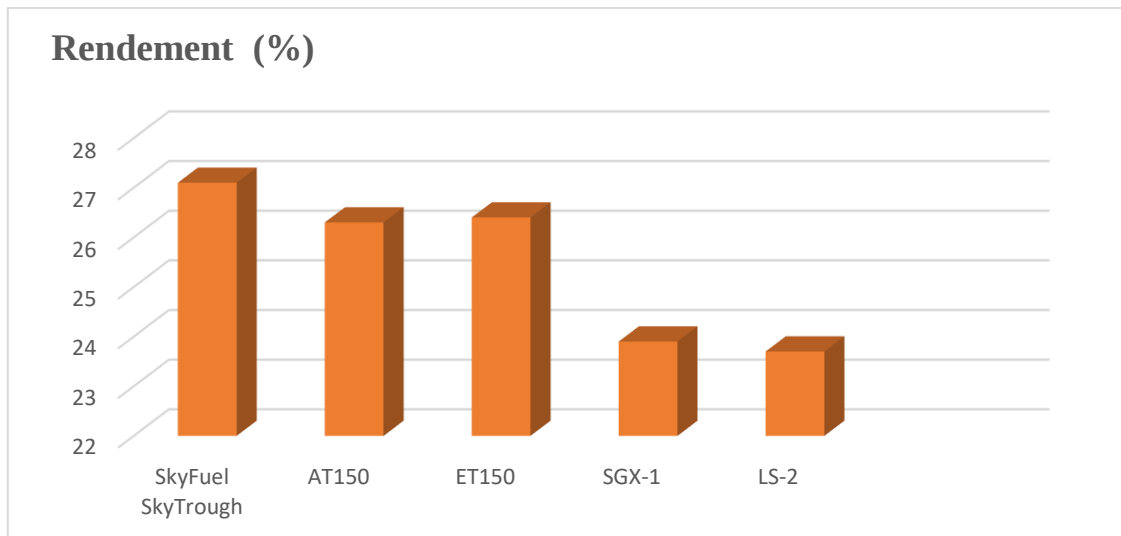


Figure 4.15. Rendement pour différents Collecteur sur le site de Béchar

On peut remarquer que les trois collecteurs (SKY fuel, ET150, AT150) présentent un haut degré d'efficacité. Par contre, les deux autres collecteurs présentent des efficacités relativement faibles.



Figure 4.16. Coûts pour différents Collecteur sur le site de Béchar

Le cout moyen d'AT150 et ET150 sont presque égaux un peu plus de 25,80 DZA/KWhe.

Le prix de revient de l'énergie pour le SKY FUEL reste le plus attractive et le moins cher par rapport aux autres collecteurs, la variation du cout reste plus élevée.

Les collecteurs LS-2 et SGX-1 sont les plus coûteux, avec un coût moyen de 28,94 DZA/KWhe et 28,5 DZA/KWhe.

4.4.2.3. Récepteur

Résultats de la simulation

Tableau 44. Représentation de l'énergie et du rendement et du cout pour différent type de Récepteur sur le site de Béchar

Récepteur	Energie annuelle (mil.kWhe/an)	Rendement (%)	Coût moyen de l'énergie (DZA/Kwhe)
PTR70	61,65	26,1	26,04
PTR80	64,01	27,1	25,23
Solel UVAC 3	64,35	27,2	24,85
PTR70 2008	6 3,82	27	25,05

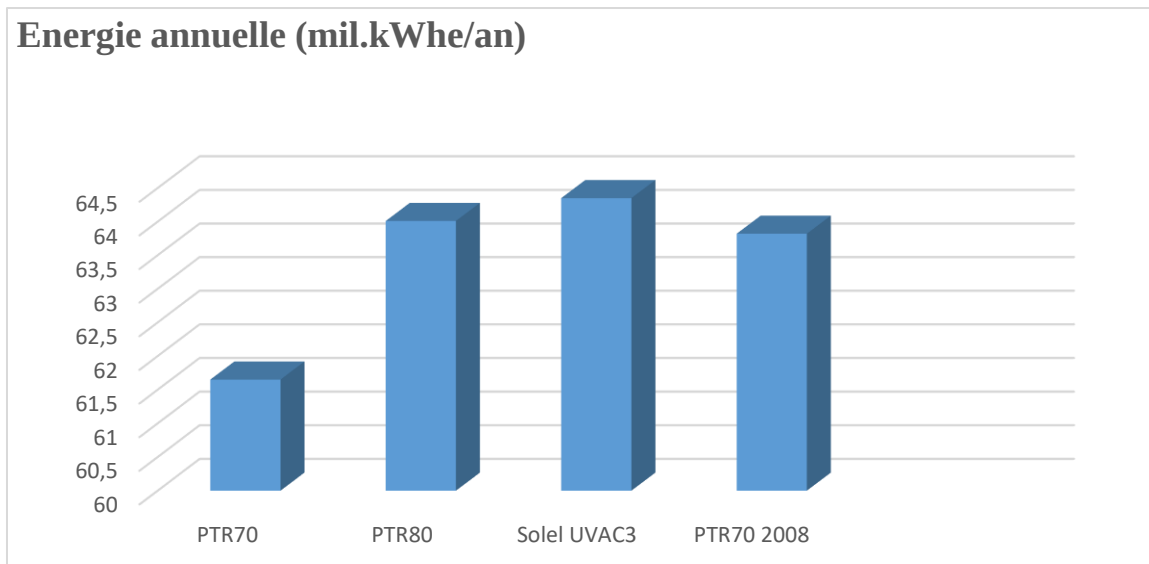


Figure 4.17. Energie annuelle pour différents Récepteur sur le site de Béchar

On observe que l'énergie pour les trois types de récepteurs (PTR80, UVAC 3, PTR70 2008) sont presque égaux avec le meilleur résultat pour UAVC3, sauf pour le PTR70 à une performance significativement plus faible en termes de production d'énergie annuelle.

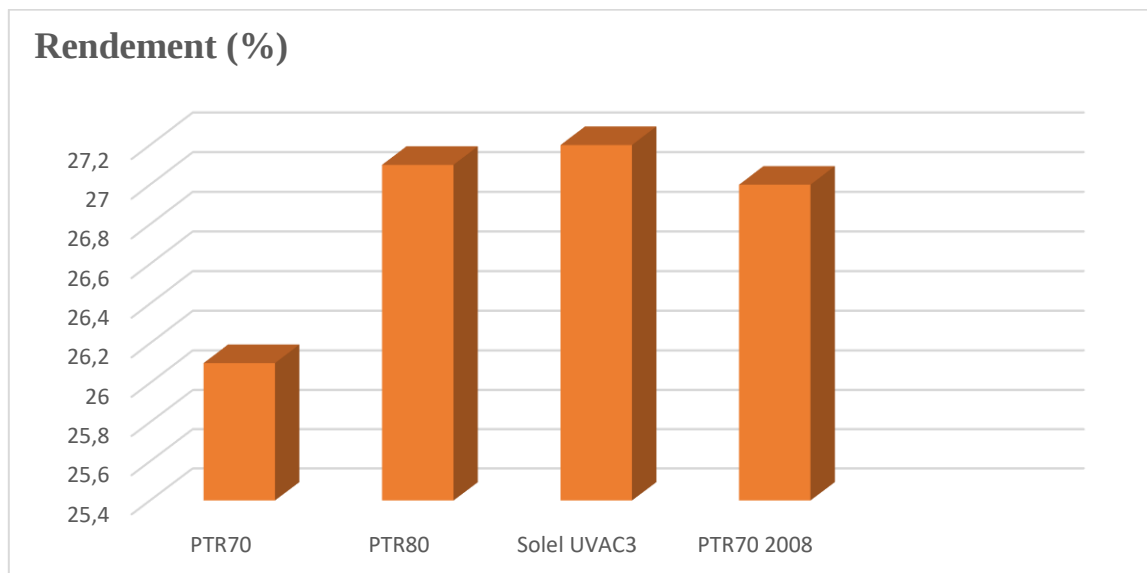


Figure 4.18. Rendement pour différents Récepteur sur le site de Béchar

On remarque que le récepteur UAVC3 a la meilleure efficacité puis celle du récepteur PTR80 suivi du PTR70 2008, en dernier le récepteur PTR70 pourrait être moins recommandée avec la plus faible efficacité.

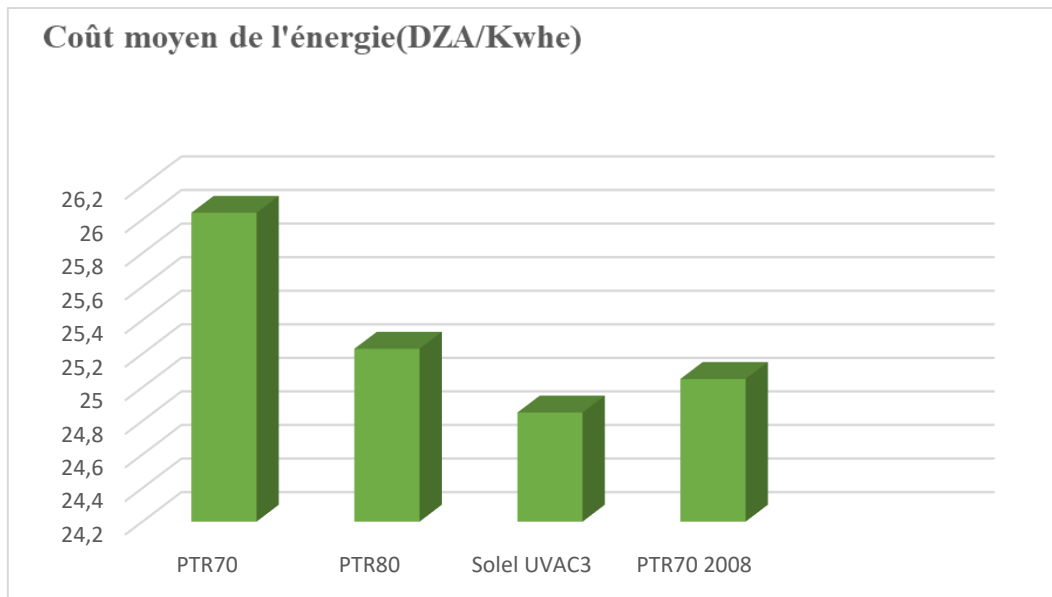


Figure 4.19. Coûts pour différents Récepteur sur le site de Béchar

Le récepteur UAVC3 offre les performances les plus efficaces, avec le coût énergétique moyen le plus bas, ce qui en fait un choix favorable en termes d'efficacité et de coût. Le récepteur PTR80 est également une option viable à faible coût. Au contraire, le récepteur PTR70 a le coût énergétique le plus élevé, ce qui en fait l'option la moins économique.

4.4.2.4. Optimisation du stockage

A/ Sans stockage

Entrée du model

Pour faire un essai de l'installation pour l'optimisation du stockage, on teste en premier lieu sans le stockage avec un collecteur SKYFUEL, récepteur UVAC3 et le fluide caloporteur VP-1.

Résultats de la simulation

Tableau 4.5. Représentation de l'énergie et du rendement et du cout sans stockage pour le

site de Béchar		
E (mil Kwhe/an)	Rendement (%)	Cout(DZA)
64,3	27,2	24,85

B/ Avec stockage**Entrée du model**

Dans cette partie, on rajoute à cette configuration de fonctionnement une réserve de stockage (6 heures de stockage).

Résultats de la simulation

Tableau 4.6. Représentation de l'énergie et du rendement et du cout avec stockage pour le site de Béchar

E (mil Kwhe/an)	Rendement (%)	Cout(DZA)
89,7	38	21,94

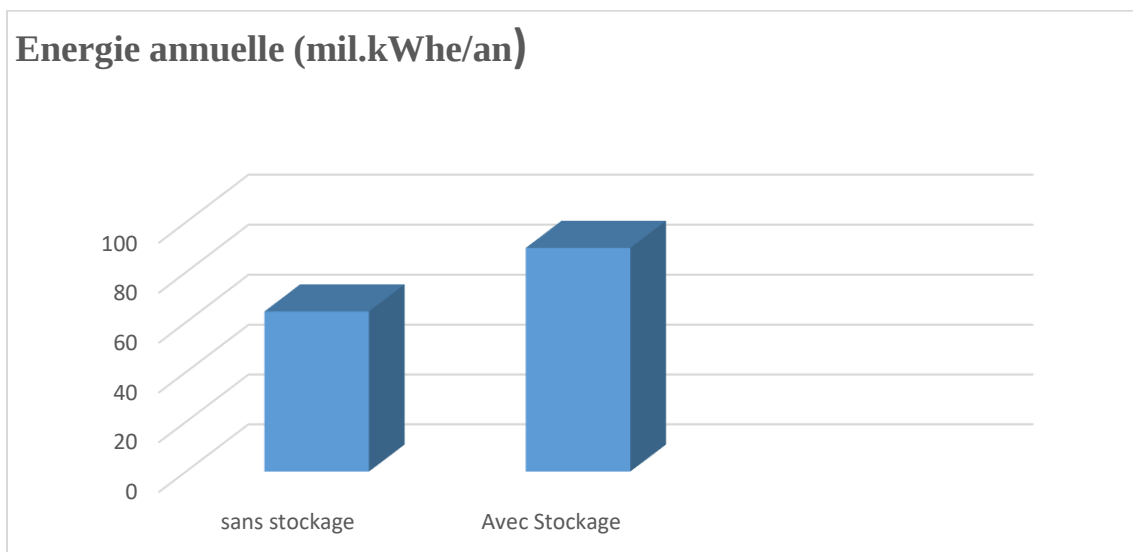


Figure 4.20. Energie annuelle avec et sans stockage sur le site de Béchar

Le graphe montre que l'énergie avec stockage (89,7 mil. KWhe/an) est plus élevée que sans stockage (64,3 mil. KWhe/an), soit une variation de 25 mil. KWhe/an.

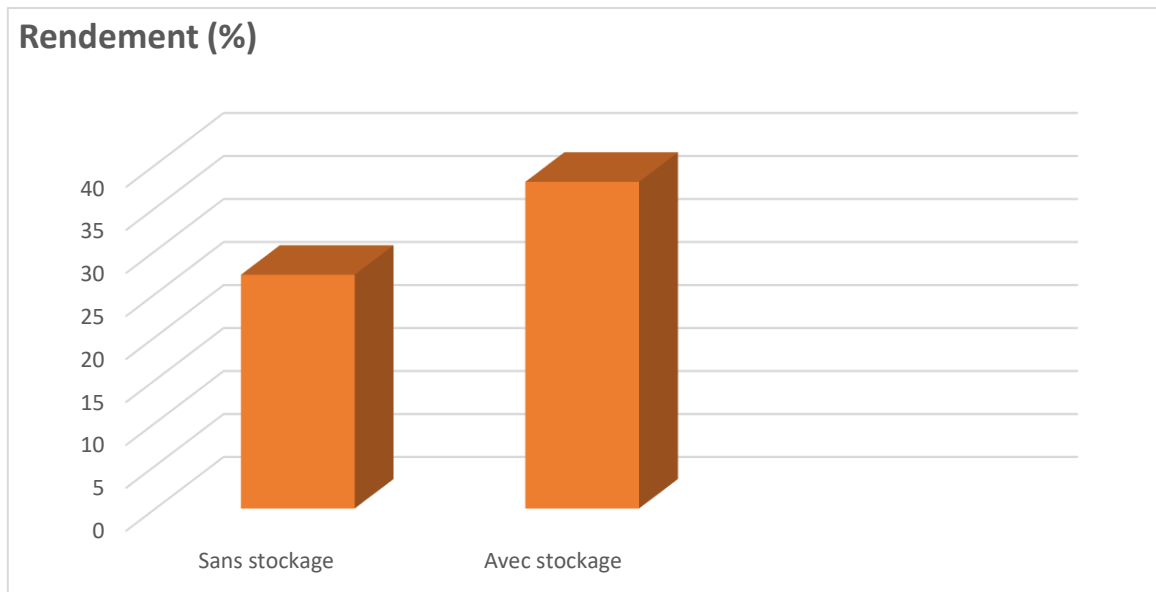


Figure 4.21. Rendement avec et sans stockage sur le site de Béchar

Ce graphe, montre aussi que le rendement avec stockage (38 %) est supérieur que sans stockage (27,2%), avec une différence de presque 10%. Ce qui montre l'importance du stockage dans une installation d'une centrale solaire à concentration pour un meilleur rendement.

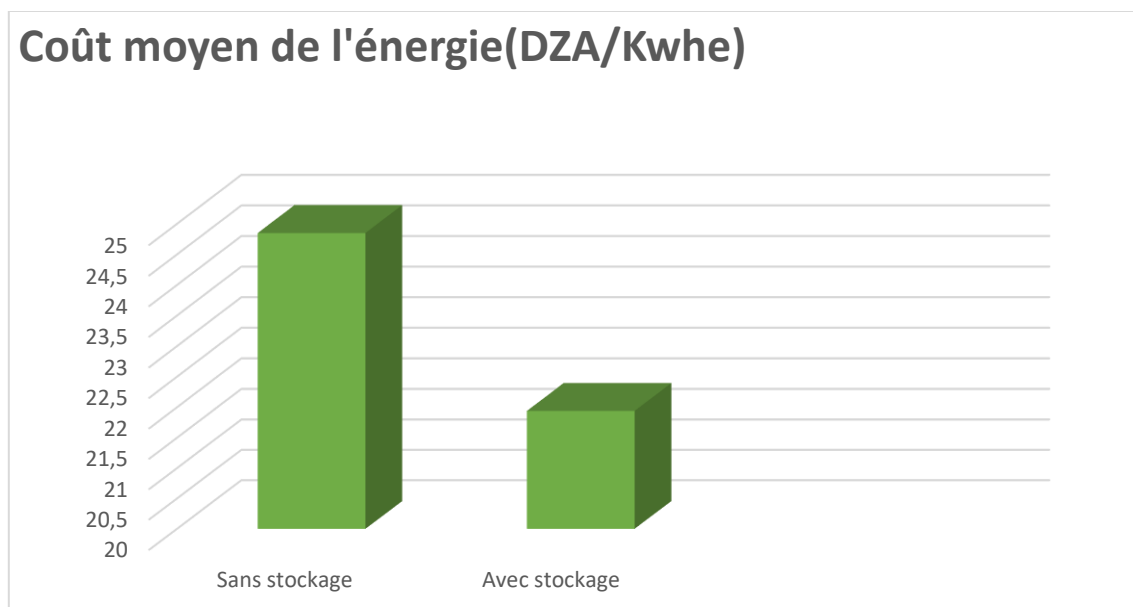


Figure 4.22. Coûts avec et sans stockage sur le site de Béchar

Le coût de l'énergie avec stockage (21,94 DZA/KWhe) est beaucoup plus faible par rapport à le coût de l'énergie sans stockage (24,85 DZA/KWhe), soit une variation de (2,91 DZA/KWhe).

4.5. Conclusion

A travers cette étude, on a essayé d'optimiser différents paramètres pour améliorer une centrale solaire à concentration en Algérie.

L'analyse des résultats obtenus indique la quantité d'énergie annuelle, le rendement global et le cout de cette énergie qui peut être produite en Algérie pour des sites algérien et pour le site de Béchar en particulier.

On constate également que la technologie des énergies renouvelables est plus coûteuse que celle des énergies fossiles. Cependant, c'est la seule technologie qui peut être utilisée en Algérie. De plus, c'est la seule solution pour le monde en général et l'Algérie en particulier.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les énergies renouvelables nous offrent de nombreuses techniques de produire de l'énergie. Dans ce mémoire, nous avons utilisé l'énergie la plus appropriée qui est l'énergie solaire. Cette étude montre qu'il est possible d'exploiter le soleil en Algérie pour produire de l'électricité à grande échelle.

Des configurations de fonctionnement des composants ont été sélectionnées pour les centrales solaires thermiques à concentration à miroirs cylindro-paraboliques. On peut dire que les centrales solaires exploitent en toute sécurité une source d'énergie naturelle, propre et inépuisable et évitent le rejet de monoxyde de carbone dans l'atmosphère.

Ce type de centrale solaire à concentration présente à la fois des avantages et des inconvénients :

- L'énergie du soleil est intermittente
- Le cout de réalisation qui influe sur le prix unitaire du kilowattheure qui varie de 20 et 30 dinars algérien.

Malgré les avantages d'une centrale solaire thermique à concentration par rapport à l'environnement et de l'utilisation d'une énergie propre, le prix de revient de cette énergie reste beaucoup plus cher que celle du prix du kilowattheure de l'énergie fossile du gaz. Ce qui n'avantage pas la réalisation de ce type de centrale et l'exploitation de cette technologie.

Références bibliographique

Références bibliographique

- [1] : **J. D. Balcomb, R. W. Jones, C. E. Kosiewicz, G. S. Lazarus, R. D. Mc Farland, W. O Wray**, « Passive Solar Design Handbook », Volume 3, American Solar Energy Society, 1982.
- [2] : **Belaid.W**, Analyse des pertes thermiques de l'utilisation des matériaux sélectifs des convertisseurs de l'énergie solaire, Master en physique, Tlemcen ,19-11-2014
- [3] : **R.Bernard, G.Menguy, M.Schwartz**, Le rayonnement solaire, conversion thermique et Application. Technique et Documentation, Paris, 1979
- [4] : https://www.researchgate.net/figure/Representation-schematique-montrant-lorbite-de-la-Terre-autour-du-soleil-et-le-sens-de_fig3_344721962 ---- consulté le 21/02/2024
- [5] : **Mr .Bailek.N** Étude et Modélisation du Flux Solaire globale sur surface inclinée dans la région de Touat 27/06/2012
- [6] : <https://svtlyceedevienne.com/1ere-tronc-commun/theme-2-le-soleil-notre-source-denergie/8904-2/> ----- consulté le 21/02/2024
- [7] : **H. Kadraoui**, Etude comparative et rendement énergétique des différents degrés de concentrations des convertisseurs thermodynamique de l'énergie solaire, Mémoire de magistère en matériaux et énergies renouvelables option photo thermique, Université Abou BakrBelkaid, Tlemcen, 2011
- [8] : https://fr.wikipedia.org/wiki/Coordonn%C3%A9es_g%C3%A9ographiques ----- consulte le 21/02/2024
- [9] : **A.Ricaud**, «Gisement-solaire » Master Energies Renouvelables, Université de CERGY-PONTOISE 2011
- [10] : <https://ladroitedehauteur.com/declinaison-du-soleil-et-navigation-celeste/> ----- consulté le 21/02/2024
- [11] : **Hafnaoui.A, Benchellouia.B**, Étude et dimensionnement des systèmes de pompage Photovoltaïque dans la région d'Ouargla, MASTER ACADEMIQUE, UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
- [12] : https://fr.wikipedia.org/wiki/Point_vernal ----- consulté le 21/02/2024
- [13] : **A. Bouras**, « Etude et conception d'un convertisseur solaire pour la production d'eau chaude sanitaire », mémoire de magister Université Mentouri, Constantine, 2007.

[14] : **L. Benhabib**, Modélisation d'un système mixte entre le collecteur cylindro-parabolique et les cellules en ZnO, Thèse de doctorat, Université AbouBekr Belkaid, Tlemcen, 2021.

[15] : <https://www.google.com/imgres?imgurl=https://forums.futura-sciences.com/attachments/astrophysiciens-physiciens-etudiants-avances/384641d1551873191-angle-horaire-soleil-capture.png&tbid=z4uXku4uuwkNPM&vet=1&imgrefurl=https://forums.futura-sciences.com/astrophysiciens-physiciens-etudiants-avances/230750-angle-horaire-soleil.html&docid=WHoJ6g6i7JGzoM&w=475&h=371&hl=fr-DZ&gl=DZ&source=sh/x/im/m1/2&kgs=6a5114e51f79642a&shem=abme,trie> ---- consulté le 21/02/2024

[16] **A.Labouret, M.Villoz** « Energie solaire photovoltaïque » édition LE MONITEUR

[17] :**Boukelia.T** E THÈSE, 2016. Simulation et optimisation d'un modèle de capteur cylindro-parabolique.

[18] :https://www.solairethermique.guidenr.fr/III_definition-azimut-hauteur-du-soleil.php ---- consulté le 21/02/2024

[19] : **J A. Duffie, W A. Beckman (auth.)**-Solar Engineering of Thermal Processes fourth édition

[20] : <https://www.aquaportail.com/dictionnaire/definition/6011/azimut> --- consulté le 21/04/2024

[21]: <https://www.solaranywhere.com/fr/support/glossary> ---- consulter le 21/02/2024

[22] : **Chaplin, William J., et al.** "Ensemble asteroseismology of solar-type stars with the NASA Kepler mission." Science 332.6026 (2011): 213-2

[23] : system.solaire.free.fr/soleil.htm

[24] : <https://parlonssciences.ca/ressources-pedagogiques/documents-dinformation/introduction-au-soleil> ----- consulte le 21/02/2024

[25] : **Mihoub.S.** Contribution à la modélisation et à l'optimisation des concentrateurs solaires motorisés appliqués aux systèmes thermosolaires. Diss. 30-10-2017

[26] : <https://www.letudiant.fr/college/tout-savoir-sur-les-differents-types-d-energie.html> ---- consulté le 19/05/2024

[27] : **Hamidatou.A, S.Bouregba.** Simulation d'un système CSP (cylindro-parabolique) à production d'électricité. Diss

- [28] : <https://www.encyclopedie-energie.org/energie-solaire-les-bases-theoriques-pour-la-comprendre/> ---- consulté le 28/02/2024
- [29] : **B Khalissa, B Cherifa.** "Etude comparative des deux convertisseurs énergétiques solaires." (2016)
- [30] : **M.KHALED** Conception et réalisation d'un concentrateur sphérique Thèse 08/03/2008
- [31] : **R.Haddouche M, Benazza.A.** "Amélioration des performances thermiques d'un concentrateur cylindro-parabolique."
- [32] : **Si yahiaoui.S,** Etude et dimensionnement d'un système d'éclairage publique PV dans l'université d'Adrar, Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de master, Année universitaire 2020/2021
- [33] : **Weatherbase, Tlemcen, Algeria** [archive] sur www.weatherbase.com. Consulté le 8 septembre 2021.
- [34] : <https://fr.wikipedia.org/wiki/Tlemcen#:~:text=Elle%20est%20situ%C3%A9%20au%20nord,km%20de%20la%20mer%20M%C3%A9diterran%C3%A9> ----- consulté le 28/02/2024
- [35] : **J. J. Bezian,** "L 'Energie Solaire, Life-time integration using Monte Carlo Methods when optimizing the design of concentrated solar power plants
- [36] : **Saadi.S,** EFFET DES PARAMETRES OPERATIONNELS SUR LES PERFORMANCES D'UN CAPTEUR SOLAIRE PLAN, Présenté pour obtenir le diplôme de magistère en physique, UNIVERSITE MENTOURI DE CONSTANTINE
- [37] : **FORME ARCHITECTURALE ET PERFORMANCES ENERGETIQUES** mémoire consulte le 21/02/2024
- [38] : **J. Abdul Aziz, A.Augeard, Côme.C, C.Le Berre,** Concentrateurs solaires et production électrique, Référence du projet : STPI/P6/2014– 041, Institut National Des Sciences Appliquées De Rouen Département Sciences Et Techniques Pour L'ingénieur, 15/06/2014.

- [39] : **Ruiz, P.Fernández.** "European research on concentrated solar Thermal energy." European Communities (2004)
- [40] : **Goswami, D. Yogi, F.Kreith, and Jan F. Kreider.** Principles of solar engineering. CRC Press, 2000
- [41] **Pifre, A.** "A solar printing press." Nature 21 (1882): 503-504.
- [42] **Kryza.F.** The Power of Light. McGraw Hill Professional, 2003
John Wiley & Sons, 2013.
- [43] : **S.Rafaat, Maadi.** "Maadi 1904-1962, Society and historic in a Cairo suburb, Using the sun's force, Al alhram Newspaper, July 9, 1913, Maadi introduces solar energy to the World in 19
- [44] : **A. Fernández-García, E. Zarza, L. Valenzuela, And M. Pérez,** Parabolic-Trough Solar Collectors and Their Applications, Renewable And Sustainable Energy Reviews, Vol. 14, 1695–1721, 2002.
- [45] : **K.Lovegrove, Wes Stein,** "Concentrating solar power technology: Principles, developments and applications", Woodhead Publishing Series in Energy (2012) Number 21.
- [46] : **T,K., Haddadi, M., Malek, A., & Bendaikha-T, W.** (2008). Simulation numérique du comportement thermique du capteur hybride solaire photovoltaïque thermique. Revue des énergies renouvelables, 11(1), 153-165
- [47] : **Maachou.A** Etude de la Nature du Fluide Caloporteur sur les Performance d'une Centrale Solaire Thermique en Algérie Thèse de doctorat à UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN – TIARET – Algérie, 2020.
- [48] : https://www.maisondelenergie.fr/sites/maisondelenergie.fr/files/tour_solaire_0.pdf --- consulter le : 15/04/2024
- [49] : **Haffar.A, Amghar Massiv** Etude de la performance d'un concentrateur cylindro-parabolique en vue de son utilisation dans un procédé de séchage Mémoire Présenté pour l'obtention du diplôme master 26/06/2019
- [50] : https://www.gasco.net.au/wpcontent/uploads/2020/12/SolarThermal_5.png&tbnid ---- consulté le 15/04/2024
- [51] : **Oudrane, R., Hamouda, M., & Aour, B.** (2019). The Thermal Transfers of a Habitable Envelope in an Extremely Dry Area and These Effects on Thermal Comfort. Algerian Journal of Renewable Energy and Sustainable Development, 1(1), 79-91.
- [52] : **J-M. Chasseriau,** Conversion thermique du rayonnement solaire, Dunod, France, 273

Pages, 1984.

[53] : <https://energieplanete.fr/energie-solaire/> ---- consulté le 15/04/2024

[54] : **Baharoon, Dhyia Aidroos, et al.** "Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently–A review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41 (2015): 996-1027

[55] : **Behar.O, A.Khellaf, and K.Mohammedi.** "A review of studies on central receiver solar thermal power plants." *Renewable and sustainable energy reviews* 23 (2013): 12-39

[56] : Thèse de doctorat: **F.Veynandt**, Cogénération hélio thermodynamique avec concentrateur linéaire de Fresnel modélisation de l'ensemble du procédé, université de Toulouse, 2011

[57] : **Abdul Aziz, A.Mahon Lucille Barbulee** et autres, insa raouen, Concentrateurs solaires et réalisation d'un mini concentrateur solaire, Saint Étienne France, STPI/P6-3/2011–036.

[58] : Cours Enermena, DLR, Towards a Sustainable Implementation of Concentrating Solar Power Plant Technology in the MENA Region, 2013

[59] : **R.Bernard, G. Menguy, M. Schwartz**, Le rayonnement solaire, Conversion thermique et applications, Technique & documentation LAVOISIER, France, 250 pages, 1983.

[60] : <https://www.researchgate.net/figure/Schema-dun-element-du-tube-absorbeur> ---- consulte le 17/04/2024

[61] : **Khadraoui.Z**, « Etude d'une centrale solaire thermique », 2017

[62] : **C.Caliot**, Transferts radiatifs dans les récepteurs-réacteurs solaires à haute température

[63] : **K.Heinloth**. «Energy technologies: Renewable energy.» USA : Springer, 2006.

[64] : **J. D. Pye, G. L. Morrison, and M. Behnia**, "Unsteady effects in direct steam generation in the 78 CLFR," in *Proceedings of the 2007 ANZSES Conference*, 2007

[65] : **J-F.Hoffmann**, 2015 ; « Stockage thermique pour centrale solaire thermodynamique à concentration mettant en œuvre des matériaux naturels ou recyclés », thèse de doctorat, Université de Perpignan

[66] : <https://www.mytopschool.net/mysti2d/activites/polynesie2/ETT/C011/21/StockageEnergie/Stockagethermochimique> ----- consulte le 17/04/2024

[67] : **M J. Wagner and P.Gilman** ; « Technical Manual for the SAM Physical Trough Model »

ملخص

إن الطاقة أمر بالغ الأهمية للتقدم البشري كله، واستخدامها أمر حيوي لضمان بقاء البشرية. ومع ذلك، حتى الآن كان توافرها يمثل مشكلة كبيرة. وذلك بسبب التلوث من مصدره ولو كان محدودا. في السنوات الأخيرة، بادرت البشرية إلى تطوير مصادر الطاقة المتجددة، مثل الطاقة الشمسية

هذا العمل هو جزء من دراسة أوسع لمحطات الطاقة الشمسية الحرارية ذات الأحواض المكافئة لتوليد الطاقة الحرارية الشمسية، استنادًا إلى البيانات المناخية والمالية للجزائر وأهمية توليد الكهرباء بالطاقة الشمسية في الجزائر. أخيرًا، تستخدم الدراسة نهج النمذجة والتحليل العددي لاستخراج ، وهو أداة تحليل فعالة للغاية. وينبغي أن تساعد مقارنة النتائج وتفسيرها SAM المعلومات لمختلف الحالات. أداة التحليل المستخدمة هي برنامج على تبسيط عملية صنع القرار لمثل هذا المشروع

كلمات المفتاحية مجمع شمسي أسطواني-قطعي -تكنولوجيا الطاقة الشمسية-محطات الطاقة الشمسية الحرارية

Abstract

Energy is a fundamental necessity for all human progress and is essential for ensuring the survival of the human race. However, until recently, its availability has been a significant challenge. This is due to the pollution of its source, which is increasingly limited. In recent years, humanity has taken the initiative to develop renewable energy sources, such as solar energy.

The present work is part of a wider study of parabolic trough solar thermal power plants, based on climatic and financial data for Algeria and the importance of solar electricity generation in Algeria. Finally, the study uses a modelling and numerical analysis approach to extract information for various situations. The analysis tool used is SAM software, an extremely effective analysis tool. The process of comparing and interpreting the results should facilitate the decision-making process for such a project.

Keywords : CSP, Solar Thermal Energy, Cylindro-parabolic Solar Collectors

Résumé

L'énergie est cruciale pour tout progrès humain, et son utilisation est vitale pour assurer la survie de l'humanité. Cependant, jusqu'à présent, sa disponibilité a constitué un problème important. Cela est causé par la pollution de sa source, soit même limitée. Au cours des dernières années, l'humanité a pris l'initiative de développer des sources d'énergie renouvelables, telles que l'énergie solaire

Le présent travail s'inscrit dans le contexte plus large de l'étude des centrales solaires thermiques à miroirs cylindro-paraboliques, basée sur des données climatiques et financières pour l'Algérie et voir l'importance de la production d'électricité à partir de l'énergie solaire en Algérie. Enfin, l'étude utilise une approche de modélisation et d'analyse numérique, afin d'extraire des informations pour diverses situations. L'outil d'analyse utilisé est le logiciel SAM, un outil d'analyse extrêmement efficace. La comparaison et l'interprétation des résultats devraient permettre de simplifier le processus de prise de décision pour un tel projet.

Mots clés : CSP, collecteur solaire cylindro-parabolique, Énergie solaire thermique