



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et
Populaire



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة غرداية

N° d'enregistrement

Université de Ghardaïa

...../...../.....

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم الآلية والكهرو ميكانيك

Département de d'automatique et d'électromécanique
Mémoire de fin d'étude, en vue de l'obtention du diplôme

Mémoire

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : AUTO et ELM

Spécialité : Énergies Renouvelables en Mécanique

Thème :

Étude des Performances Thermiques d'une
Centrale Solaire Cylindro-Parabolique

Présenté par :

NAILI Achraf Abder Rahmane

Mecheri Mourad

Soutenu publiquement le : 13/06/2026

Devant le jury composé de:

BARKAT Fadila	MCB	Univ. Ghardaïa	Président
LEBSIR Abdelkader	MCB	Univ. Ghardaïa	Examineur 1
BOUGOFFA Syef Eddine	MCB	Univ. Ghardaïa	Examineur 2
TAHTAH Reda	MCB	Univ. Ghardaïa	Encadrent

Année universitaire 2025/2026

بسم الله الرحمان الرحيم

الحمد لله الذي بنعمته تتم الصالحات وبفضله
تتنزل الخيرات والبركات، وبتوفيقه تتحقق
المقاصد والغايات، والصلاة والسلام على
أشرف الخلق والمرسلين سيدنا محمد وعلى
آله وصحبه أجمعين

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier Dieu, le Tout-Puissant, de m'avoir donné la force, la patience et le courage nécessaires pour mener à bien ce travail.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à mon encadrant, Monsieur **TAHTAH Reda**, Docteur au sein du Green Hydrogen, Applied Renewable Energies and Electrical Engineering Systems Laboratory (GHARES-LAB), Faculté des Sciences et de la Technologie, Université de Ghardaia, pour son accompagnement précieux, ses conseils avisés, sa disponibilité ainsi que son soutien constant tout au long de la réalisation de ce mémoire. Son expertise scientifique, sa rigueur et ses encouragements ont grandement contribué à l'aboutissement de ce travail.

Je tiens également à adresser mes sincères remerciements à Monsieur **GAMA Amour**, professeur-chercheur à l'Unité de Recherche Appliquée en Énergies Renouvelables (URAER) de Ghardaïa, pour leur co-encadrement, leur disponibilité et leurs orientations précieuses durant cette recherche scientifique. Leur accompagnement, leurs remarques constructives et leur soutien académique ont grandement contribué à l'amélioration de ce travail.

Mes remerciements s'adressent également aux membres du jury pour l'honneur qu'ils me font en acceptant d'évaluer ce travail.

Je remercie chaleureusement l'ensemble de mes enseignants pour la qualité de leur formation, leur dévouement et les connaissances qu'ils m'ont transmises tout au long de mon parcours universitaire.

Je tiens aussi à remercier ma famille et mes proches pour leur soutien moral, leur patience et leurs encouragements constants.

Enfin, j'adresse mes remerciements à toute personne ayant contribué, de près ou de loin, à l'élaboration de ce travail

Dédicaces

*C'est avec un très grand honneur que je dédie ce
travail à*

*A mes chers parents, mon père et ma mère qui
n'ont jamais cessé de me soutenir et de
m'encourager, non seulement dans la réalisation de
ce travail, Mais durant toute ma vie*

*À toute ma famille, Surtout mon frère « Radwan
» et ma sœur*

À mes amis,

*À tous ceux qui adorent la Science et participent
à son évolution.*

Achraf NALLI

Dédicaces

À ma mère et mon père, source de soutien et de force,

et à mes frères et amis qui m'ont accompagné avec amour et encouragement,

je dédie le fruit de ce modeste effort,

avec mes sincères remerciements et ma profonde gratitude à tous ceux qui m'ont soutenu

MECHERI MOURAD

SOMMAIRE

Remerciements.....	III
Dédicaces	III
Dédicaces	V
SOMMAIRE	VI
LISTE DES TABLEAUX	IX
LISTE DES FIGURES	X
Nomenclature	XI
Résumé	XV
Abstract	XVI
الملخص	XVII
INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	1
CHAPITRE I Généralité sur le Solaire Thermique et Technologies de Conversion	4
I.1. Introduction	5
I.2. Position géométrique du soleil	5
I.3. rayonnement solaire	6
I.3.1. Le rayonnement direct	6
I.3.2. Le rayonnement diffus.....	6
I.3.3. Le rayonnement global	7
I.4. La Masse d'Air (Air Mass - AM)	7
I.4.1. AM0 (Air Mass Zero).....	7
I.4.2. AM1.5.....	7
I.5. Angle d'incidence des rayons solaires	8
I.6. Les modes de conversion de l'énergie solaire :	8
I.6.1. La Conversion Directe.....	8
I.6.1.1. La Voie Photovoltaïque (Électricité)	9
I.6.1.2. La Voie Thermique (Basse Température).....	9
I.6.1.2.1. Les composants d'un capteur solaire plan (Figure I.5)	10
I.6.2. La Conversion Indirecte	12
I.6.2.1. Les différentes technologies de centrales à tour	12
I.6.2.1.1. Composants de principe d'une centrale solaire thermique à tour (Figure I.7)	13
I.6.2.2. Les Systèmes Parabole-Stirling (Dish-Stirling).....	14
I.6.2.3. Les Centrales à Collecteurs Cylindro-paraboliques.....	14
I.6.2.4. Les réflecteurs linéaires de Fresnel (RLF).....	15
I.7. Conclusion.....	16
CHAPITRE II Matériel et Méthodes	18

II.1. Introduction.....	19
II.2. Étude théorique du concentrateur cylindro-parabolique.....	19
II.2.1. Performances optiques d'un concentrateur cylindro-parabolique.....	19
II.2.1.1. Taux de concentration	19
II.2.1.2. Rayonnement absorbé.....	20
II.2.1.3. Angle d'ouverture du concentrateur.....	20
II.2.1.4. Rayon local du miroir	20
II.2.1.5. Diamètre du récepteur	21
II.2.2. Performances thermiques d'un concentrateur cylindro-parabolique	21
II.2.2.1. Coefficient des pertes thermiques UL (tube couvert).....	22
II.2.2.2. Facteur d'efficacité (F')	22
II.2.2.3. Facteur de flux du collecteur (F'').....	22
II.2.2.4. Puissance utile (Q_u)	23
II.2.2.5. Température de sortie du fluide caloporteur (T_s).....	23
II.2.2.6. Rendement du concentrateur solaire (η)	23
II.3. Étude théorique de la poursuite solaire.....	23
II.3.1. Trajet du soleil.....	23
II.4. dimensionnement de la centrale du HASSI R'MEL.....	24
II.4.1. Position.....	24
II.4.2. Géographie	25
II.4.3. Projet de Hassi R'mel.....	25
II.5. Description de la centrale.....	26
II.5.1. Description de composants de la centrale	27
II.5.2. Le champ solaire.....	29
II.5.3. Concentrateur cylindro-parabolique	29
II.5.5. Récepteur (SCHOTT PTR 70).....	30
II.5.6. Système de poursuite solaire	30
II.5.7. Fonctionnement du champ solaire	31
II.6. Zone HTF (Fluide caloporteur)	31
II.6.1. Fluide caloporteur (THERMINOL VP-1)	31
II.6.2. Générateur de vapeur solaire (GVS).....	32
II.6.3. Chaudière HTF (Fluide caloporteur)	33
II.7. Simulation par TRNSYS.....	33
II.7.1. Définition	33
II.7.2. Applications	34
II.8. Conclusion	35
CHAPITRE III Résultats et Discussion	37

III.1. Introduction	38
III.2. Résultats et discussion	38
III.3. Facteurs affectant les performances des champs solaires.....	45
III.4. Méthodes d'amélioration de performance des champs solaires.....	45
III.5. Conclusion	45
Conclusion Générale	46
Références bibliographiques	49

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II.1. Géographie de Hassi R'mel	25
Tableau II.2. Caractéristique du Collecteur ET 150 de la centrale	30
Tableau II.3. Les caractéristiques de l'huile Therminol VP-1	32
Tableau III.4. Comparaison des performances thermiques du champ solaire pour les quatre journées étudiées.	44

LISTE DES FIGURES

Figure I.1. Situation Terre- Soleil	5
Figure I.2. Spectre énergétique et courbe de distribution	7
Figure I.3. Angle d'incidence sur un plan horizontal	8
Figure I.4. Composants d'un système photovoltaïque.....	9
Figure I.5. Capteur Solaire Plan	11
Figure I.6. Composants d'un capteur solaire à tubes sous vide à caloduc	12
Figure I.7. Schéma de principe d'une centrale solaire thermique à tour	13
Figure I.8. Prototype de système Dish-Stirling en fonctionnement	14
Figure I.9. Structure détaillée d'un collecteur cylindro-parabolique et coupe transversale du tube récepteur	15
Figure I.10. Le réflecteur linéaire de Fresnel (RLF)	16
Figure II.1. Paramètres géométriques d'un concentrateur cylindro-parabolique.....	20
Figure II.2. Calcul du dimensionnement du concentrateur et de l'angle d'ouverture	21
Figure II.3. Calcul du dimensionnement du concentrateur et de l'angle d'ouverture	21
Figure II.4. Schéma de tube absorbeur.....	22
Figure II.5. Positions du soleil dans le ciel durant l'année	24
Figure II.6. Trajectoire du soleil dans le ciel pendant une année.....	24
Figure II.7. La position de Hassi R'mel [Google maps].....	25
Figure II.8. Centrale hybride de hassi R'mel	26
Figure II.9. Conception du centrale hybride solaire de Hassi R'Mel.....	27
Figure II.10. Bloc de puissance de la station Hassi R'mel	27
Figure II.11. Une partie du champ solaire de SPP I.....	28
Figure II.12. Schéma de principe d'un système à cycle combiné solaire intégré (ISCCS)	28
Figure II.13. Schéma d'une boucle solaire.....	29
Figure II.14. Tube récepteur SCHOTT PTR 70 de la centrale	30
Figure II.15. Schéma simplifié de la poursuite du soleil par un CCP	31
Figure II.16. Schéma de fonctionnement du générateur de vapeur solaire	33
Figure II.17. Chaudière HTF de la centrale	33
Figure II.18. Schéma d'installation simplifié par TRNSYS.....	35
Figure III.1. Évolution des températures le 21 mars.	39
Figure III.2. Évolution des températures le 21 juin.....	40
Figure III.3. Évolution des températures le 21 septembre.	41
Figure III.4. Évolution des températures le 21 décembre.	43
Figure III.5. Évolutions du rayonnement solaire.....	43

Nomenclature

Symboles

ρ [-] :	Albédo terrestre.
i [-] :	Angle d'incidence sur un plan quelconque.
φ_r [-] :	Angle d'ouverture du concentrateur.
H ou ω [-] :	Angle horaire.
h_r [W/m ² .K] :	Coefficient d'échange radiatif linéaire.
h_v [W/(m ² .K)] :	Coefficient de convection du vent.
σ [W/m ² .K ⁴] :	Constante de Stefan-Boltzmann.
h_{fi} [W/m ² .K] :	Coefficient de transfert thermique à l'intérieur de l'absorbeur.
UL [W/(m ² .K)] :	Coefficient global des pertes thermiques.
k [W/m.K] :	Conductivité thermique.
m' [kg/h] ou [kg/s]	Débit massique.
δ [-] :	Déclinaison solaire.
D [m] :	Diamètre d'un récepteur cylindrique.
D_r [m] :	Diamètre du tube récepteur ou du couvert en verre.
D_e [m] :	Diamètre externe du tube de l'absorbeur.
D_i [m] :	Diamètre interne du tube de l'absorbeur.
d [-] :	Durée du jour.
ϵ_r [-] :	Émissivité de la surface de l'absorbeur.
ϵ_c [-] :	Émissivité du couvert en verre.
τ [-] :	Facteur de transmission.
α [-] :	Facteur d'absorption.
F' [-] :	Facteur d'efficacité.
F'' [-] :	Facteur de flux du collecteur.
F_{rc} [-] :	Facteur de forme entre le récepteur et le couvert.
F_R [-] :	Facteur d'extraction de chaleur du collecteur.
ρ_m [-] :	Facteur de réflexion du miroir.
γ [-] :	Facteur optique du collecteur.
W [m] :	Largeur du concentrateur.
ϕ [-] :	Latitude du lieu.
L [-] :	Longitude.
λ [μm] :	Longueur d'onde.
f [m] :	Longueur focale.

$m_r [-]$:	Masse d'air optique relative.
$J [-]$:	Numéro du jour de l'année.
$C_p [J/kg.K]$:	Capacité thermique massique du fluide caloporteur.
$Q_u [W]$:	Puissance utile récupérée au niveau du collecteur.
$r [m]$:	Rayon local ou rayon maximal de la courbe parabolique.
$E [W/m^2]$:	Rayonnement absorbé par unité de surface d'ouverture.
$I_b [W/m^2]$:	Rayonnement direct.
$I_d [W/m^2]$:	Rayonnement diffus.
$G [W/m^2]$:	Rayonnement global sur un plan horizontal.
$E_b [W/m^2]$:	Rayonnement incident sur le plan d'ouverture.
$I_T [W/m^2]$:	Rayonnement total reçu par une surface inclinée.
$R_b [-]$:	Facteur géométrique du rayonnement direct.
$\eta [-]$:	Rendement du concentrateur solaire.
$A_r [m^2]$:	Surface d'absorbeur.
$A_o [m^2]$:	Surface d'ouverture.
$A_c [m^2]$:	Surface du couvert en verre.
$C [-]$:	Taux de concentration.
$T_{amb} [^{\circ}C]$:	Température ambiante.
$T_a [^{\circ}C]$:	Température ambiante.
$T_c [^{\circ}C]$:	Température au niveau du couvert.
$T_e [^{\circ}C]$:	Température d'entrée du fluide.
$T_r [^{\circ}C]$:	Température du récepteur / absorbeur.
$T_{sur} [^{\circ}C]$:	Température de la surface extérieure de l'absorbeur.
$T_s [^{\circ}C]$:	Température de sortie du fluide.
$T_{fc} [^{\circ}C]$:	Température du fluide caloporteur.
$T [K]$:	Température moyenne d'irradiation.
$TSM [-]$:	Temps solaire moyen.
$TSV [-]$:	Temps solaire vrai.
$TU [-]$:	Temps universel.
$\mu [Pa.s]$:	Viscosité dynamique du fluide.
$V [m/s]$:	Vitesse du vent.
$\theta_z [-]$:	Angle zénithal.
$\omega_0 [-]$:	Angle horaire au coucher du soleil.
$S_0 [h]$:	Durée du jour.
$a [m]$:	Ouverture du concentrateur.

Abréviations

CCP :	Concentrateur cylindro-parabolique.
CSP :	Centrale solaire à concentration / Concentrating Solar Power.
°C :	Degré Celsius.
MW :	Mégawatt.
PV :	Photovoltaïque.
km :	Kilomètre.
m :	Mètre.
DNI :	Rayonnement direct normal / Direct Normal Irradiation.
DHI :	Rayonnement diffus horizontal / Diffuse Horizontal Irradiation.
GHI :	Rayonnement global horizontal / Global Horizontal Irradiation.
SPP1 :	Solar Power Plant One / centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel.
ISCCS :	Integrated Solar Combined Cycle System / centrale solaire combinée intégrée.
EPC :	Engineering, Procurement and Construction.
HTF :	Heat Transfer Fluid / fluide caloporteur.
HSSG / GVS :	Générateur de vapeur solaire.
HRSG :	Heat Recovery Steam Generator / chaudière de récupération.
TAG / TG :	Turbine à gaz.
TAV / TV :	Turbine à vapeur.
CC :	Cycle combiné conventionnel.
RH :	Réchauffeur.
SH :	Surchauffeur.

TRNSYS : Transient System Simulation Tool.

Résumé

Le sujet de ce mémoire porte sur l'étude et la simulation des performances thermiques d'un champ solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques intégré à la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel. L'objectif principal est d'analyser le comportement thermique du système et d'évaluer l'influence de l'irradiance solaire et du débit massique du fluide caloporteur sur la température de sortie et le rendement thermique du champ solaire.

Dans un premier temps, une étude théorique du gisement solaire et des différents modes de conversion de l'énergie solaire a été présentée. Ensuite, les principaux paramètres optiques et thermiques du concentrateur cylindro-parabolique ont été étudiés, notamment le taux de concentration, l'angle d'ouverture, le coefficient des pertes thermiques, le facteur d'efficacité, la puissance utile et le rendement du collecteur. Une description de la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel a également été réalisée, en mettant l'accent sur le champ solaire, le fluide caloporteur HTF, le générateur de vapeur solaire et l'intégration du système solaire dans le cycle combiné.

La simulation numérique a été effectuée à l'aide du logiciel TRNSYS, en utilisant des données climatiques représentatives de la région Hassi R'mel. Les résultats obtenus pour quatre journées représentatives des saisons, à savoir le 21 mars, le 21 juin, le 21 septembre et le 21 décembre, montrent que la température de sortie du fluide caloporteur dépend principalement de l'irradiance solaire incidente et du débit massique. Les meilleures performances sont observées durant la période comprise entre 10 h et 13 h, lorsque l'irradiance solaire atteint ses valeurs maximales. La température de sortie peut atteindre environ 393 °C dans le cas du 21 mars, avec un écart de température d'environ 100 °C entre l'entrée et la sortie du champ solaire.

Les résultats confirment que les concentrateurs cylindro-paraboliques représentent une solution efficace pour la production d'énergie thermique dans les régions sahariennes à fort potentiel solaire. L'amélioration des performances du champ solaire nécessite un bon choix du débit massique, une réduction des pertes thermiques, un nettoyage régulier des miroirs et une bonne précision du système de poursuite solaire.

Mots clés : Concentrateur cylindro-parabolique ; champ solaire ; Hassi R'mel ; TRNSYS ; fluide caloporteur ; HTF ; énergie solaire thermique ; centrale hybride solaire-gaz ; irradiance solaire ; rendement thermique.

Abstract

The subject of this thesis focuses on the study and simulation of the thermal performance of a parabolic trough solar field integrated into the Hassi R'mel hybrid solar-gas power plant. The main objective is to analyze the thermal behavior of the system and to evaluate the influence of solar irradiance and the mass flow rate of the heat transfer fluid on the outlet temperature and the thermal efficiency of the solar field.

First, a theoretical study of the solar resource and the different methods of solar energy conversion was presented. Then, the main optical and thermal parameters of the parabolic trough collector were studied, including the concentration ratio, the rim angle, the thermal loss coefficient, the efficiency factor, the useful heat gain, and the collector efficiency. A description of the Hassi R'mel hybrid solar-gas power plant was also carried out, focusing on the solar field, the heat transfer fluid, the solar steam generator, and the integration of the solar system into the combined cycle.

The numerical simulation was performed using TRNSYS software, based on representative climatic data of the Hassi R'mel region. The results obtained for four representative days of the seasons, namely March 21, June 21, September 21, and December 21, show that the outlet temperature of the heat transfer fluid mainly depends on the incident solar irradiance and the mass flow rate. The best performance is generally observed between 10:00 a.m. and 1:00 p.m., when solar irradiance reaches its maximum values. The outlet temperature can reach approximately 393 °C on March 21, with a temperature difference of about 100 °C between the inlet and outlet of the solar field.

The results confirm that parabolic trough collectors represent an effective solution for thermal energy production in Saharan regions with high solar potential. Improving the performance of the solar field requires an appropriate choice of mass flow rate, reduction of thermal losses, regular cleaning of mirrors, and accurate solar tracking.

Keywords: Parabolic trough collector; solar field; Hassi R'mel; TRNSYS; heat transfer fluid; HTF; solar thermal energy; hybrid solar-gas power plant; solar irradiance; thermal efficiency

الملخص

يتناول موضوع هذه المذكرة دراسة ومحاكاة الأداء الحراري لحقل شمسي يعتمد على المجمعات الأسطوانية المكافئة، والمندمج ضمن المحطة الهجينة الشمسية-الغازية بحاسي الرمل. يهدف هذا العمل أساساً إلى تحليل السلوك الحراري للنظام، ودراسة تأثير شدة الإشعاع الشمسي ومعدل تدفق المائع الناقل للحرارة على درجة حرارة الخروج والمردود الحراري للحقل الشمسي. في البداية، تم تقديم دراسة نظرية حول المورد الشمسي وطرق تحويل الطاقة الشمسية. بعد ذلك، تم التطرق إلى أهم الخصائص البصرية والحرارية للمجمع الأسطواني المكافئ، مثل نسبة التركيز، زاوية الفتح، معامل الفوائد الحرارية، عامل الكفاءة، القدرة الحرارية المفيدة ومردود المجمع. كما تم تقديم وصف للمحطة الهجينة الشمسية-الغازية بحاسي الرمل، مع التركيز على الحقل الشمسي، المائع الناقل للحرارة، مولد البخار الشمسي، وطريقة إدماج النظام الشمسي ضمن الدورة المركبة. تم إنجاز المحاكاة العددية باستعمال برنامج TRNSYS، اعتماداً على معطيات مناخية لمنطقة حاسي الرمل. أظهرت النتائج المحصل عليها لأربعة أيام ممثلة للفصول، وهي 21 مارس، 21 جوان، 21 سبتمبر و 21 ديسمبر، أن درجة حرارة خروج المائع الناقل للحرارة تعتمد أساساً على شدة الإشعاع الشمسي ومعدل التدفق الكتلي. كما تبين أن أفضل أداء للنظام يكون غالباً بين الساعة 10 صباحاً و 13 ظهراً، حيث تبلغ شدة الإشعاع الشمسي قيمها العظمى. وقد وصلت درجة حرارة الخروج إلى حوالي 393 درجة مئوية في حالة 21 مارس، مع فرق حراري يقارب 100 درجة مئوية بين مدخل ومخرج الحقل الشمسي. تؤكد النتائج أن المجمعات الأسطوانية المكافئة تمثل حلاً فعالاً لإنتاج الطاقة الحرارية في المناطق الصحراوية ذات الإمكانيات الشمسية العالية. ويتطلب تحسين أداء الحقل الشمسي اختياراً مناسباً لمعدل التدفق الكتلي، وتقليل الفوائد الحرارية، والتنظيف المنتظم للمرايا، إضافة إلى دقة نظام التتبع الشمسي.

الكلمات المفتاحية : المجمع الأسطواني المكافئ؛ الحقل الشمسي؛ حاسي الرمل؛ TRNSYS ؛ المائع الناقل للحرارة؛ الطاقة الشمسية الحرارية؛ المحطة الهجينة الشمسية-الغازية؛ الإشعاع الشمسي؛ المردود الحراري.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Face à l'accroissement exponentiel de la demande énergétique globale et aux répercussions environnementales alarmantes induites par l'exploitation intensive des combustibles fossiles, la transition vers des vecteurs durables est devenue une priorité planétaire. D'un point de vue astrophysique, le Soleil s'impose comme une source monumentale de lumière et de chaleur indispensable à la pérennité de la biosphère. Cet astre, s'apparentant à une structure gazeuse à haute température d'un diamètre de $1,39 \times 10^9$ m, se situe en moyenne à $1,5 \times 10^{11}$ m de la Terre. Sa nature fluide engendre une rotation différentielle sur son propre axe, s'étendant sur environ 27 jours à l'équateur et près de 30 jours aux pôles [1].

Le flux énergétique émis, qualifié de rayonnement solaire, englobe l'intégralité des flux particuliers et des ondes électromagnétiques traversant l'espace. La densité de cette ressource au sol dépend de variables corrélées telles que l'angle d'incidence, la périodicité horaire, les cycles saisonniers et les coordonnées géographiques du site récepteur, et se décompose rigoureusement en trois fractions : directe, diffuse et globale [1].

Sur le plan énergétique, l'Algérie bénéficie de l'un des potentiels d'ensoleillement les plus massifs au monde. La couverture solaire annuelle sur le territoire national excède 2 000 heures et culmine au-delà de 3 900 heures sur les Hauts Plateaux ainsi que dans l'espace saharien, ce qui représente une disponibilité supérieure à $5,6 \text{ kWh/m}^2$ dans les régions méridionales. L'exploitation de ce gisement permet d'alimenter divers procédés industriels ou des cycles de production d'électricité, ce qui définit le champ de l'énergie solaire thermique [2].

La conversion thermodynamique repose sur la captation des flux radiatifs par une surface absorbante sélective qui transforme l'énergie des photons en chaleur, transférée ensuite à un fluide caloporteur. Les filières industrielles se segmentent selon les niveaux de température requis : basse température, moyenne température et haute température via les systèmes solaires à concentration (CSP - Concentrated Solar Power) [3].

Contrairement aux installations photovoltaïques, les centrales CSP exploitent un processus thermodynamique conventionnel en convertissant le rayonnement en chaleur, puis en énergie mécanique transitoire, avant d'actionner un générateur électrique [3].

Parmi les configurations majeures du parc CSP, la filière des capteurs cylindro-paraboliques (CCP) s'impose comme la plus mature. Ces dispositifs focalisent le rayonnement direct vers un tube récepteur linéaire où circule un fluide dont l'élévation de température permet de générer la phase vapeur nécessaire à l'alimentation des turbines [3].

En phase avec cette dynamique, l'Algérie a mis en service en juillet 2011 sa première infrastructure électrique hybride solaire-gaz à Hassi R'mel, baptisée centrale SPP1, où un champ de collecteurs cylindro-paraboliques contribue à hauteur de 20% (soit 30 MW) à la puissance

nominale globale de 150 MW [4]. C'est dans ce contexte technologique que s'inscrit notre étude. Bien que le potentiel de Hassi R'mel soit exceptionnel, l'exploitation des technologies CSP reste soumise à de fortes contraintes environnementales.

La nature transitoire de la ressource solaire, dictée par les fluctuations météo et les alternances saisonnières, influe directement sur le comportement thermodynamique du fluide caloporteur au sein du champ de captation. Dès lors, notre problématique s'articule autour d'une question centrale : dans quelle mesure les variations climatiques saisonnières influencent-elles les performances thermiques du fluide caloporteur, et quel est l'impact des paramètres opératoires sur le gain d'énergie net de la centrale SPP1 ?

Ce travail s'assigne pour objectifs de modéliser dynamiquement le comportement transitoire du champ solaire sous logiciel TRNSYS, d'évaluer rigoureusement les performances thermiques du fluide à travers quatre journées représentatives des différentes saisons, et d'analyser l'influence du débit massique sur la température de sortie afin de dégager des critères d'optimisation.

Nous formulons l'hypothèse que les performances thermiques atteignent un seuil optimal au printemps en raison d'une meilleure clarté atmosphérique et d'un angle d'incidence favorable, et que la plateforme TRNSYS constitue un outil robuste capable de prédire avec exactitude ce comportement transitoire face aux perturbations météorologiques réelles.

Afin d'assurer une transition cohérente vers le corps de l'étude, notre mémoire est structuré en trois chapitres complémentaires.

Le Chapitre I présente une synthèse bibliographique Généralité sur le Solaire Thermique et Technologies de Conversion.

Le Chapitre II est dédié aux fondements théoriques et aux équations mathématiques régissant le comportement optique et thermique des capteurs, tout en décrivant l'architecture de la centrale SPP1 et la méthodologie adoptée sous TRNSYS.

Enfin, le Chapitre III expose, analyse et discute de manière critique les résultats issus de nos simulations numériques pour les quatre journées saisonnières sélectionnées, avant qu'une Conclusion Générale ne vienne synthétiser les principaux enseignements et ouvrir des perspectives concrètes pour les recherches futures.

CHAPITRE I

Généralité sur le Solaire Thermique et Technologies de Conversion

I.1. Introduction

Aujourd'hui, l'énergie solaire est devenue un des éléments essentiels des ressources renouvelables. Elle a la capacité de satisfaire la demande énergétique mondiale en constante croissance tout en réduisant l'impact environnemental des méthodes traditionnelles.

Cette ressource découle des rayonnements radiatifs émis par le Soleil, qui se présentent sous diverses formes à la surface de la Terre.

L'intensité de ces formes dépend des coordonnées géographiques, des cycles saisonniers, du rythme horaire et des variations météorologiques locales.

Ce premier chapitre se consacre à l'explication des notions de base qui régulent le gisement solaire, y compris la géométrie de la localisation du Soleil, les éléments du rayonnement, la masse d'air et l'angle d'incidence des rayons lumineux.

De plus, il explore les principaux processus de valorisation de cette énergie, y compris la conversion directe via les techniques photovoltaïques et thermiques, ainsi que la conversion indirecte utilisée dans les centrales héliothermodynamiques.

L'ensemble de ces concepts théoriques constitue un cadre d'analyse essentiel pour comprendre, dimensionner et optimiser les systèmes solaires examinés dans cette recherche.

I.2. Position géométrique du soleil

Le Soleil, situé à environ 149.6 millions de kilomètres de la Terre, est une étoile. Depuis notre orbite terrestre, il se manifeste comme un disque brillant assez uniforme.

- Diamètre $\phi = 1\,391\,000\text{ km}$ (109 fois celui de la Terre)
- Température de surface du soleil 5800 K
- Sa masse est de l'ordre de 2×10^{27} tonnes
- apparent angulaire diamètre 32'.

Le soleil est constitué à 80% d'hydrogène et à 19% d'hélium, tandis que le pourcentage restant représente un assemblage de plus de 100 éléments lourds (Fer, Neon, Azote, Silicium, etc.).

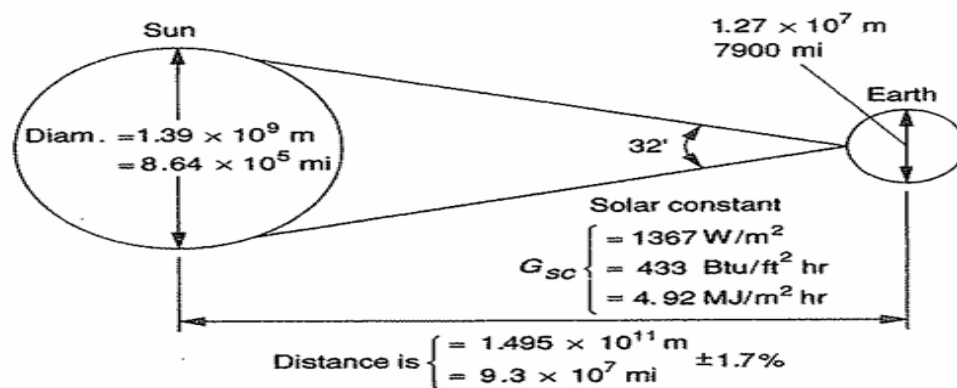


Figure I.1. Situation Terre- Soleil [1].

Ordres de grandeur caractéristiques des dimensions solaires :

- Âge : $4,5 \times 10^9$ ans.
- Durée de vie estimée : 10^{10} ans.
- Distance à la Terre : 150×10^6 km.
- Diamètre : $1,4 \times 10^{11}$ m .
- Masse : 2×10^{30} kg (Terre = 6×10^{24} kg).
- Masse volumique : $1,41 \text{ g.cm}^{-3}$ (eau = 1 g.cm^{-3} ; Terre = $5,5 \text{ g.cm}^{-3}$).
- Puissance rayonnée : 4×10^{26} W.
- Énergie reçue par la Terre : 1353 W.m^{-2} .
- Température au centre : 15×10^6 K.
- Température de surface : 5 800 K [1].

I.3. rayonnement solaire

Le rayonnement solaire fait référence à l'intégralité des rayonnement électromagnétique (lumière visible, rayonnements ultraviolets et infrarouges) et des particules qui sont émises par le Soleil. C'est une source essentielle d'énergie, de lumière et de chaleur nécessaire à la préservation de la vie sur notre planète. Plusieurs facteurs déterminent son intensité, notamment angle d'incidence des rayons solaires, le moment de la journée, la saison et la position géographique, ce qui a un impact direct sur le climat et les conditions écologiques [1].

On identifie couramment trois éléments du rayonnement solaire :

I.3.1. Le rayonnement direct

Le rayonnement direct fait référence à la lumière solaire qui parvient directement à la surface de la Terre depuis le Soleil, Le rayonnement direct désigne la partie du rayonnement solaire qui atteint directement la surface terrestre sans être diffusée par l'atmosphère [1].

I.3.2. Le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus fait référence à la portion du rayonnement solaire qui parvient à la surface de la Terre après avoir été dispersée par les molécules d'air, les aérosols, les particules et les nuages présents dans l'atmosphère [1].

I.3.3. Le rayonnement global

L'énergie rayonnante globale fait référence à la quantité totale de rayonnement solaire atteignant directement la surface terrestre sur une période de temps donnée [1].

On utilise la formule mathématique suivante pour déterminer le rayonnement total qui frappe une surface inclinée (IT) :

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (I.1)$$

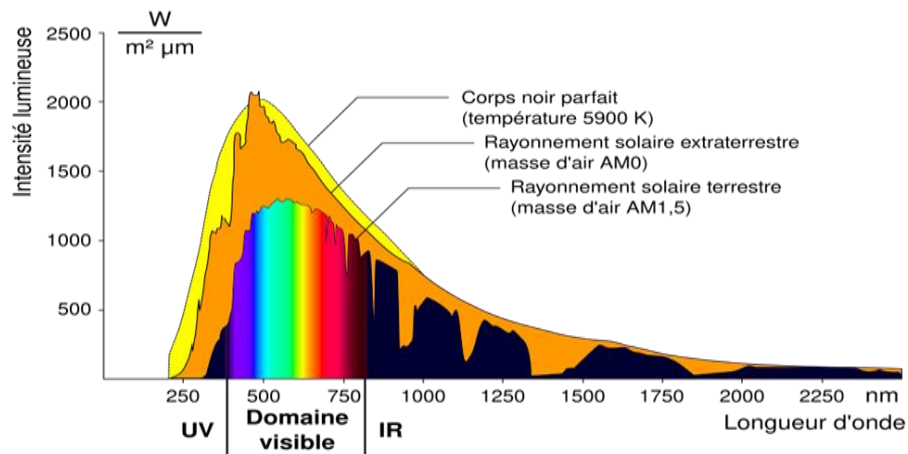


Figure I.2. Spectre énergétique et courbe de distribution [5].

I.4. La Masse d'Air (Air Mass - AM)

On utilise la notion de Masse d'Air pour décrire le trajet du rayonnement solaire à travers l'atmosphère de la Terre. C'est le rapport entre la longueur du parcours réel des rayons solaires dans l'atmosphère et la distance verticale (au zénith) deux conditions standards sont principalement identifiées dans le spectre énergétique :

I.4.1. AM0 (Air Mass Zero)

Il s'agit du rayonnement solaire qui se trouve au-delà de l'atmosphère terrestre (rayonnement extraterrestre). C'est le spectre employé dans les applications spatiales (satellites) [1].

I.4.2. AM1.5

Cela constitue le spectre standard pour les applications solaires sur terre. C'est un parcours optique où le soleil est incliné à un angle de 48.2° par rapport à la verticale. C'est l'étalon international pour évaluer et définir les performances des modules photovoltaïques [1].

I.5. Angle d'incidence des rayons solaires

L'angle d'incidence du rayonnement solaire est défini comme l'angle qui se forme entre le vecteur pointant dans la direction du rayonnement solaire et la normale sortante au plan en question, caractérisé par son inclinaison β et son orientation γ [1].

Pour un plan qui fait face au sud :

$$\cos(i) = \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\varphi - \beta') + \sin(\delta) \sin(\varphi - \beta') \quad (I.2)$$

Pour un plan orienté plein nord :

$$\cos(i) = \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\varphi - \beta') + \sin(\delta) \sin(\varphi + \beta') \quad (I.3)$$

Pour un plan horizontal ($\beta'=0$) :

$$\cos(\theta) = \sin(h) \quad (I.4)$$

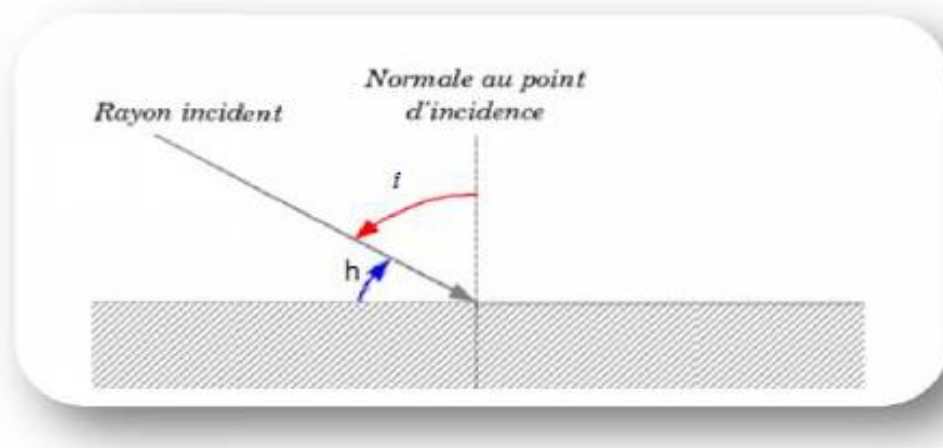


Figure I.3. Angle d'incidence sur un plan horizontal [6].

I.6. Les modes de conversion de l'énergie solaire :

I.6.1. La Conversion Directe

Selon les principes de base de la conversion d'énergie, la méthode directe consiste à convertir l'énergie solaire en une forme d'énergie utile (électrique ou thermique) sans avoir besoin de passer par une étape intermédiaire de transformation mécanique ou thermodynamique. Ce mécanisme se base sur l'interaction directe entre les photons présents dans le rayonnement solaire et un matériau récepteur, minimisant ainsi les pertes dues à la friction et aux composants mobiles. On identifie deux méthodes primordiales de conversion directe en fonction des applications ciblées [7].

La conversion photovoltaïque : Elle transforme la lumière directement en électricité avec un rendement de 11 % à 14 % pour le silicium amorphe et de 16 % à 22 % pour le monocristallin ou polycristallin.

La conversion thermique (basse température) : Elle produit de la chaleur résiduelle (eau chaude, chauffage) sous la barre des 80 °C, affichant une efficacité de captation élevée située entre 30 % et 50 %.

I.6.1.1. La Voie Photovoltaïque (Électricité)

La technologie photovoltaïque se base sur la transformation directe des photons en électricité à travers un matériau semi-conducteur, où l'efficacité de la transition électronique est régie par la largeur de la bande interdite (gap). D'un point de vue structurel, une installation industrielle dispose d'une architecture modulaire standard les cellules photovoltaïques individuelles sont combinées en série et en parallèle pour créer des modules, qui sont par la suite montés en panneaux. Ces éléments constituent les fondements du domaine solaire, dont la connexion forme la centrale photovoltaïque intégrale, capable d'injecter des puissances importantes (fréquemment supérieures à 1 MW) dans le réseau électrique [8].

Bien que les cellules photovoltaïques soient responsables de la conversion de l'énergie, l'efficacité globale de l'installation est fortement influencée par l'optimisation géométrique du système. Il est donc indispensable d'établir de manière précise la pente (β) et l'orientation du champ photovoltaïque grâce au calcul de l'angle d'incidence (i), pour optimiser le rayonnement solaire capté et augmenter les rendements de la centrale [9].

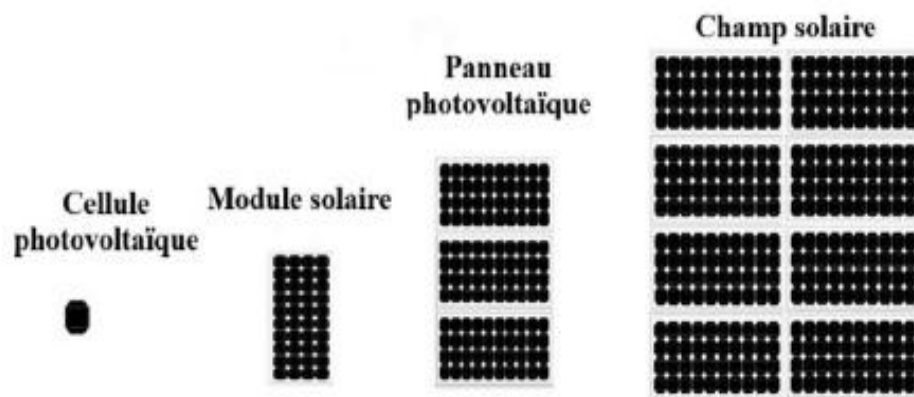


Figure I.4. Composants d'un système photovoltaïque [8].

I.6.1.2. La Voie Thermique (Basse Température)

En complément de la technologie photovoltaïque, l'option solaire thermique convertit le rayonnement solaire en chaleur plutôt qu'en électricité. Cette transformation directe dépend du transfert de l'énergie radiative vers un fluide porteur de chaleur afin de satisfaire les demandes de chauffage ou d'eau chaude domestique (ECS).

• Le Principe de Captage et d'Absorption

Le principe de fonctionnement est basé sur l'emploi d'un absorbeur (habituellement une plaque métallique sombre). Quand les photons touchent cette surface, leur énergie se transforme en chaleur. Pour améliorer ce rendement, l'absorbeur est élaboré pour optimiser son coefficient d'absorption tout en réduisant au minimum ses pertes par rayonnement. La chaleur produite est transférée par conduction à un ensemble de tuyaux où un liquide (eau ou eau glycolée) s'écoule.

• L'Optimisation par l'Effet de Serre

Le capteur fait appel à une plaque de verre protectrice pour atteindre des températures utiles, situées entre 40°C et 80°C. Ce verre permet le passage du rayonnement solaire à ondes courtes, tout en interceptant le rayonnement infrarouge à ondes longues produit par l'absorbeur qui est chauffé. Cet effet de serre interne assure le maintien d'une température élevée à l'intérieur du compartiment isolé du capteur, même en présence d'une température extérieure basse.

• Configurations Technologiques

Selon les données de la filière thermique, on distingue deux configurations majeures :

Les Capteurs Plans : La technologie la plus robuste et la plus répandue, idéale pour les applications domestiques [10].

I.6.1.2.1. Les composants d'un capteur solaire plan

• Le Vitrage (Couverture)

Une paroi transparente qui protège le capteur et crée un effet de serre pour piéger la chaleur à l'intérieur.

• L'Absorbeur

Une plaque métallique sombre conçue pour absorber un maximum de rayonnement et le transformer en énergie thermique.

• Les Tubes de Circulation

Soudés à l'absorbeur, ils permettent au fluide caloporteur de circuler et de récupérer la chaleur produite.

• Le Film Réfléchissant

Une couche placée sous l'absorbeur pour renvoyer le rayonnement thermique et limiter les pertes par le fond.

• L'Isolant Thermique

Matériau (laine de roche) qui réduit les fuites de chaleur vers l'extérieur du panneau.

• Le Caisson (Le Coffre)

La structure extérieure rigide qui assemble, protège et assure l'étanchéité de l'ensemble du dispositif. Les Capteurs à Tubes sous Vide : Offrent une isolation supérieure grâce au vide

thermique, ce qui permet de limiter les pertes par convection et d'obtenir des performances élevées dans les climats froids [11].

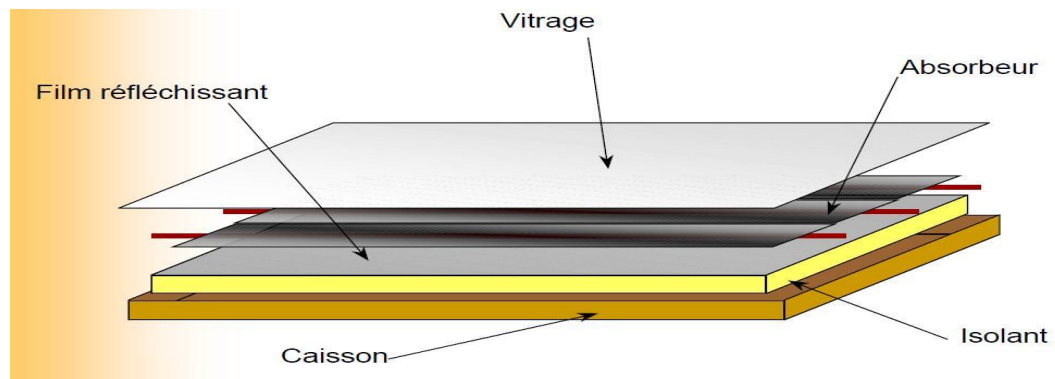


Figure I.5. Capteur Solaire Plan [11].

I.6.1.2.2. Composants d'un capteur solaire à tubes sous vide à caloduc

• Le Condenseur (Bulbe)

L'extrémité supérieure du caloduc transmet la chaleur emmagasinée au liquide en mouvement dans le collecteur principal.

• Le Fluide caloporteur (interne)

Un fluide particulier contenu dans le conduit de cuivre qui s'évapore à une température réduite afin de transférer l'énergie vers le haut.

• L'Absorbeur

Une couche sélective (généralement de teinte bleue ou noire) est appliquée sur la face interne du verre afin de capturer l'énergie solaire.

• Le Vide (Isolation)

L'espace entre les deux parois de verre où l'air a été retiré pour éliminer les pertes de chaleur par conduction et convection.

• Le Tube de cuivre (Heat Pipe)

Le conduit central favorise un transfert rapide de chaleur grâce au changement de phase (évaporation et condensation).

• Le Tube en verre (Double paroi)

Structure en verre borosilicate résistant aux impacts et aux températures élevées, qui permet le passage du rayonnement solaire [12].

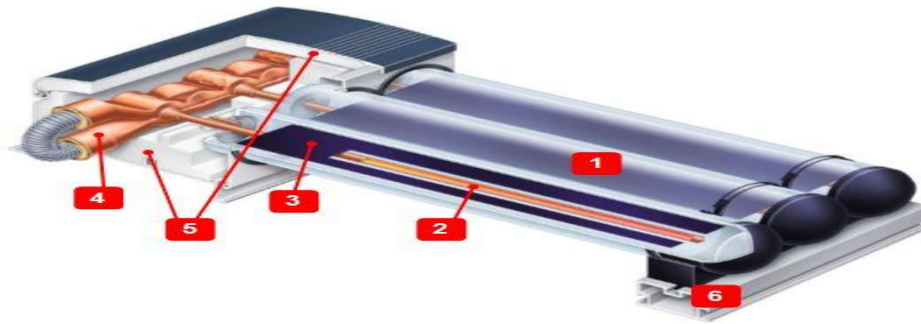


Figure I.6. Composants d'un capteur solaire à tubes sous vide à caloduc [13].

I.6.2. La Conversion Indirecte

Dans le secteur de la conversion de l'énergie solaire, les systèmes solaires thermiques à tour représentent une des technologies les plus prometteuses pour la production d'électricité à large échelle. À la différence du photovoltaïque, ces dispositifs s'appuient sur une méthode de conversion indirecte (héliothermodynamique) : ils captent les rayons solaires à l'aide d'héliostats pour les diriger vers un récepteur central. On utilise ensuite cette chaleur pour produire de la vapeur, qui fait tourner une turbine connectée à un alternateur, générant ainsi de l'électricité [14].

Les systèmes Dish-Stirling : Concentration ponctuelle offrant l'efficacité instantanée la plus élevée du secteur, avec un rendement net situé entre 25 % et 30 %.

Les centrales à tour : Concentration ponctuelle atteignant de très hautes températures, avec un rendement annuel moyen oscillant entre 15 % et 20 %.

Les capteurs cylindro-paraboliques (CCP) : Concentration linéique mature (choisie pour la centrale de Hassi R'mel), affichant un rendement annuel stabilisé entre 15 % et 18 %.

On identifie essentiellement trois configurations technologiques principales, classifiées en fonction de leur méthode de concentration et d'opération :

I.6.2.1. Les différentes technologies de centrales à tour

À présent, la technologie des centrales à tour a franchi le stade expérimental pour obtenir une validation commerciale directe. En fonction du fluide caloporteur employé, on identifie trois variantes prometteuses :

- **Les tours à sels fondus**

Cette technologie, qui utilise des sels à une température élevée (565°C), offre un stockage thermique de longue durée pouvant aller jusqu'à 15 heures. Cela garantit l'opération de la centrale en mode « semi-base » même sans présence solaire.

Exemple : La centrale Gemasolar (17 MWe) développée par Torresol Energy.

- **Les tours à génération directe de vapeur**

Dans ce cas, l'eau est convertie directement en vapeur au sein du récepteur afin d'entraîner la turbine. Cette idée se dirige vers la production de vapeur superchauffée afin d'améliorer l'efficacité thermodynamique.

Exemple : Les centrales **PS-10** et **PS-20** d'Abengoa en Espagne, pionnières dans ce domaine.

- **Les tours à air (Atmosphérique ou Pressurisé)**

Cette technologie emploie l'air en tant que vecteur de chaleur. Une turbine à gaz peut être alimentée directement par de l'air sous pression. C'est une solution novatrice qui bénéficie de plusieurs projets de recherche et développement, notamment en France (Thémis) et en Allemagne (Jülich) [15].

I.6.2.1.1. Composants de principe d'une centrale solaire thermique à tour (Figure I.7)

Cette technologie se fonde sur quatre sous-systèmes majeurs :

- **Le Champ solaire (Héliostats)**

Un groupe de miroirs mobiles qui suivent la course du soleil pour renvoyer les rayons lumineux vers le sommet de la tour.

- **Le Récepteur (Tour)**

Positionné à une altitude élevée, il exploite l'énergie solaire concentrée pour réchauffer un fluide caloporteur à une température élevée.

- **Le Système de Stockage (Cuves)**

Stocke l'énergie thermique, généralement dans des sels fondus, afin de générer de l'électricité même sans la présence du soleil.

- **Le Bloc de puissance**

Inclut un échangeur de chaleur, une turbine et un alternateur pour convertir la vapeur en énergie électrique [16].

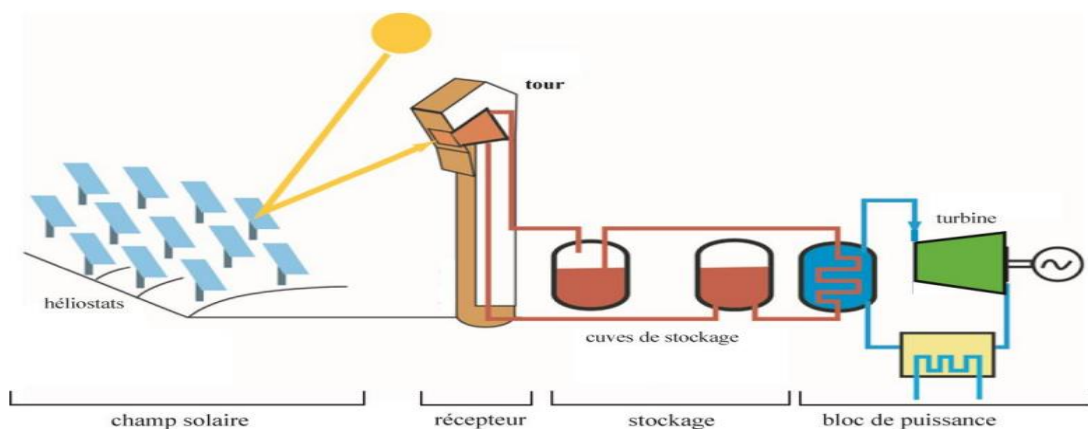


Figure I.7. Schéma de principe d'une centrale solaire thermique à tour [17].

I.6.2.2. Les Systèmes Parabole-Stirling (Dish-Stirling)

Cette technologie représente la solution la plus performante en matière de conversion (du solaire à l'électricité). Il contient un miroir parabolique circulaire (la parabole) qui focalise les rayons du soleil vers un point précis.

- **Le Récepteur**

Positionné au point focal de la parabole, il capte la chaleur concentrée afin de réchauffer un gaz, généralement de l'hydrogène ou de l'hélium.

- **Le Moteur Stirling**

Un moteur à combustion externe qui convertit l'énergie thermique en énergie mécanique directement, via l'expansion et la compression du gaz.

- **L'Alternateur**

Associé au moteur, il génère de l'électricité sur place sans passer par un cycle de vapeur sophistiqué [18].



Figure I.8. Prototypé de système Dish-Stirling en fonctionnement [19].

I.6.2.3. Les Centrales à Collecteurs Cylindro-paraboliques

Cette technologie s'appuie sur une concentration linéaire continue du rayonnement solaire, perfectionnée grâce à un suivi automatique de la trajectoire solaire. Le principe fondamental de fonctionnement :

- **Suivi Solaire**

L'orientation du concentrateur cylindro-parabolique, qui est contrôlée par un moteur électrique, est ajustée pour faire face au soleil du lever au coucher afin d'assurer une absorption maximale de la lumière solaire.

- **Captage thermique**

Un tube récepteur où circule un fluide caloporteur (eau ou huile) est le lieu où le rayonnement est concentré. Une pompe électrique garantit le mouvement constant du fluide vers un réservoir de stockage thermique.

• Dispositif de mesure et instrumentation

Afin de surveiller les performances thermiques, le dispositif est muni de cinq thermocouples de type K disposés à des emplacements clés.

T_{in} / T_{out} : Températures à l'entrée et à la sortie du récepteur.

T_{sur} : Température de surface du récepteur.

T_{fluid} : Température du fluide à l'intérieur du réservoir de stockage.

T_{amb} : Température ambiante au niveau du concentrateur.

Fluide de transfert : Le liquide (huile ou eau) qui transporte la chaleur.

Absorbeur : Le tube central (généralement en métal noir) qui absorbe le rayonnement

Espace annulaire : L'espace entre le tube et le verre (souvent sous vide pour limiter les pertes).

Enveloppe : Le tube extérieur en verre protecteur.

Récepteur : L'ensemble du tube placé sur la ligne focale.

Réflecteur (Miroir) : La surface parabolique qui réfléchit la lumière.

Support : La structure métallique qui maintient l'ensemble du dispositif [20].

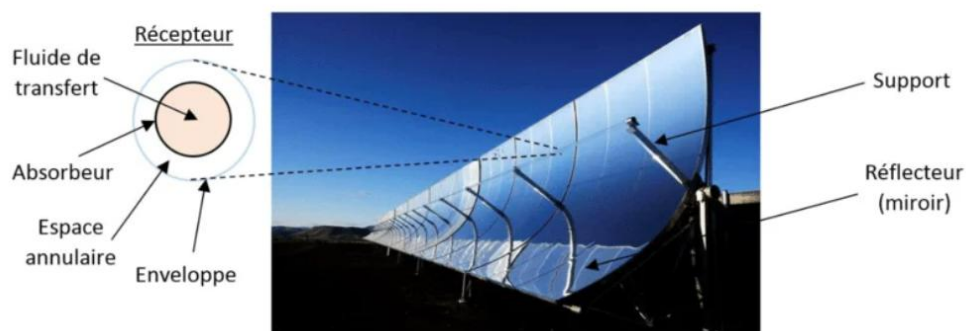


Figure I.9. Structure détaillée d'un collecteur cylindro-parabolique et coupe transversale du tube récepteur [21].

I.6.2.4. Les réflecteurs linéaires de Fresnel (RLF)

Les réflecteurs linéaires de Fresnel (RLF) constituent une technologie clé de l'énergie solaire concentrée (ESC). Reposant sur un concept d'ingénierie ingénieux inspiré des lentilles de Fresnel, un grand miroir concave est décomposé en une série de bandes de miroirs longs, étroits et plats, installées près du sol. Ces miroirs suivent avec précision le mouvement du soleil le long d'un axe unique (suivi mono-axial) afin de diriger et de concentrer la lumière solaire directe sur un tube absorbeur linéaire fixe, suspendu à une structure située au-dessus des miroirs. Cette technologie se caractérise par une grande efficacité spatiale, un faible coût et une résistance au vent supérieure à celle des autres systèmes concaves. Le principe fondamental de fonctionnement [22]:

• Champ de réflecteurs/miroirs primaire

Longues rangées parallèles de miroirs étroits, plats et allongés.

Fonction : Recevoir la lumière solaire directe et la réfléchir avec précision vers le haut afin de la concentrer sur le récepteur.

- **Système de suivi solaire**

Des actionneurs mécaniques et des systèmes de contrôle intelligents sont associés à chaque bande de miroirs.

Fonction : Déplacer lentement les miroirs tout au long de la journée (suivi est-ouest mono-axial) afin de maintenir un angle de réflexion optimal qui atteint constamment récepteur commun.

- **Récepteur linéaire surélevé**

Situé au foyer supérieur des miroirs, il se compose de deux parties : le tube absorbeur et l'isolant en verre.

- **Réflecteur secondaire**

Petit miroir concave en forme de parapluie ou de conduit, monté directement au-dessus du tube absorbeur.

Fonction : Capturer les rayons parasites ou perdus, réfléchis par les miroirs au sol et n'atteignant pas directement le tube, et les rediriger vers celui-ci afin d'améliorer l'efficacité de la concentration d'énergie.

- **Fluide caloporteur (HTF)**

Transférer la chaleur vers les échangeurs de chaleur et stocker l'énergie thermique pour une utilisation nocturne.



Figure I.10. Le réflecteur linéaire de Fresnel (RLF) [22].

I.7. Conclusion

Ce chapitre expose les concepts fondamentaux liés à l'énergie solaire pour faciliter la compréhension des processus de capture et de transformation de la lumière solaire. Il est essentiel

de connaître la position du soleil, les éléments du rayonnement, la masse d'air et l'angle d'incidence pour évaluer de manière précise l'énergie accessible sur une superficie spécifique.

Les différentes technologies de conversion solaire montrent la diversité des solutions permettant d'exploiter cette ressource. La voie photovoltaïque transforme directement les rayons solaires en électricité, alors que la voie thermique produit de la chaleur pouvant être utilisée dans des applications domestiques ou industrielles. Pour ce qui est des systèmes solaires thermodynamiques, ils emploient une transformation indirecte fondée sur la focalisation du rayonnement solaire afin de générer de l'électricité à grande échelle.

Par conséquent, l'optimisation de la direction, de l'inclinaison et de la technologie utilisée est essentielle pour augmenter les performances des systèmes solaires. Ces fondements théoriques serviront, dans les chapitres à venir, à traiter l'analyse et la conception du système solaire étudié.

CHAPITRE II

Matériel et Méthodes

II.1. Introduction

Les technologies de concentrateurs cylindro-paraboliques sont fréquemment employées dans les centrales solaires thermodynamiques, en particulier pour générer de la chaleur à température moyenne et élevée. Leur méthode se fonde sur la focalisation du rayonnement solaire direct sur un tube de réception positionné le long de la ligne focale du réflecteur parabolique. Le liquide caloporteur qui circule à l'intérieur du récepteur capte l'énergie thermique générée, laquelle peut par la suite être exploitée pour produire de la vapeur ou de l'électricité.

Ce chapitre se focalise sur la partie théorique du concentrateur cylindro-parabolique et l'évaluation de ses performances optique et thermique. Dans un premier temps, il détaille les paramètres géométriques majeurs, comme le taux de concentration, l'angle d'ouverture, la distance focal du tube absorbeur et la taille du récepteur. Par la suite, on discute des paramètres thermiques clés tels que le coefficient des pertes thermiques, l'efficacité, le facteur de flux du collecteur, la puissance utile et le rendement du concentrateur.

Aussi ce travail présente une étude théorique sur le concentrateur cylindro parabolique de la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel, avec l'installation du champs solaire et son caractéristique. Une simulation a été faite sur le logiciel TRNSYS ou nous avons intégré les données dans un circuit fermé.

II.2. Étude théorique du concentrateur cylindro-parabolique

La conception d'un récepteur solaire repose principalement sur des critères cruciaux tels que : l'élaboration d'une courbe parabolique qui doit être réalisée avec une précision extrême pour garantir une concentration optimale du rayonnement solaire au niveau du point focal. L'autre exigence concerne la sélection appropriée du matériau utilisé pour fabriquer le miroir, qui influence directement le coefficient de réflexion. Celui-ci doit être aussi élevé que possible afin de maximiser la réflexion. Ainsi, il est essentiel de mener une recherche théorique sur ce genre de concentrateur avant sa conception [1] .

II.2.1. Performances optiques d'un concentrateur cylindro-parabolique

II.2.1.1. Taux de concentration

L'interprétation la plus courante du taux de concentration repose sur le concept de surface. Elle est définie comme le rapport entre la surface d'ouverture et la surface du récepteur.

$$C = \frac{A_0}{A_r} \quad (\text{II.1})$$

A_0 est la surface d'ouverture.

A_r la surface de l'absorbeur.

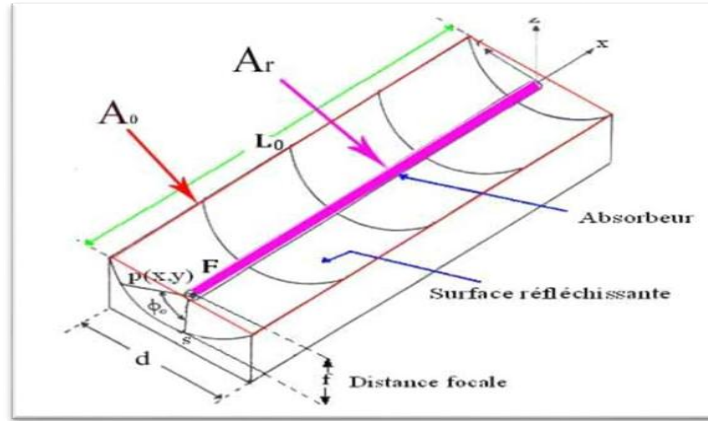


Figure II.1. Paramètres géométriques d'un concentrateur cylindro-parabolique [23].

II.2.1.2. Rayonnement absorbé

Les dispositifs de concentration présentent des variations notables dans leurs caractéristiques optiques en fonction de leur géométrie. Tous les concentrateurs peuvent être soumis aux principes généraux suivants, bien que l'application de ceux-ci varie en fonction de la configuration. On peut exprimer l'équation pour E , c'est-à-dire le rayonnement absorbé par unité de surface d'ouverture, de la manière suivante [24].

$$E = E_b \cdot \rho \cdot (\gamma \cdot \tau \cdot \alpha) C \quad (\text{II.2})$$

II.2.1.3. Angle d'ouverture du concentrateur

L'ouverture de CCP est a , tandis que f représente la distance entre le point focal et le sommet. Le faisceau de la lumière solaire incidente qui frappe le réflecteur au point B, où le rayon r atteint son maximum, correspond à r_r et forme un angle de ϕ_r , comme décrit par AFB est donné par la figure II.2. [1]

$$\phi_r = \tan^{-1} \left[\frac{8 \cdot \left(\frac{f}{a}\right)}{16 \cdot (f/a)^2 - 1} \right] = \sin^{-1} \left(\frac{a}{2 \cdot r_r} \right) \quad (\text{II.3})$$

II.2.1.4. Rayon local du miroir

Pour chaque point sur le réflecteur parabolique, le rayon du miroir est décrit par la formule suivante [1].

$$r = \frac{2 \cdot f}{1 + \cos(x)} \quad (\text{II.4})$$

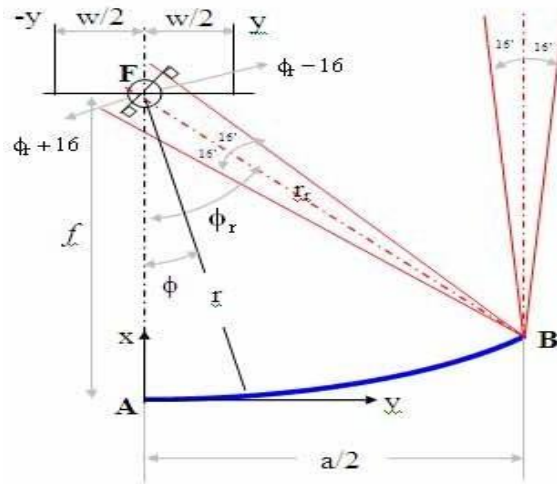


Figure II.2. Calcul du dimensionnement du concentrateur et de l'angle d'ouverture [23].

II.2.1.5. Diamètre du récepteur

L'étendue de la zone focale peut être déterminée par la réflexion des faisceaux solaires à partir de la tangente de la parabole. Il est observé que l'élargissement de l'image solaire au niveau du plan focal se produit avec la hausse de l'angle d'ouverture ϕ_r . En outre, l'incidence du rayonnement sur la surface du capteur n'est pas fixe, mais fluctue en fonction de la position des rayons réfléchis [24].

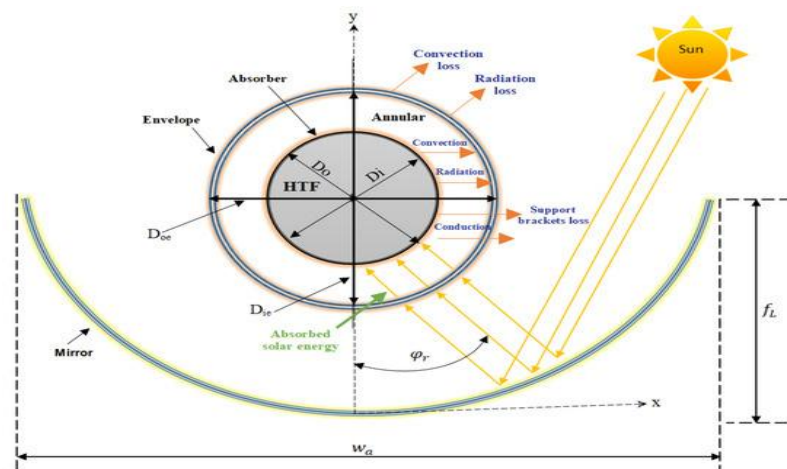


Figure II.3. Calcul du dimensionnement du concentrateur et de l'angle d'ouverture [23].

Pour les réflecteurs paraboliques de forme et d'alignement impeccables, l'équation ci-dessous permet de déterminer le diamètre extérieur D d'un récepteur cylindrique [1]:

$$D = 2 \cdot r \cdot \sin(0.267) = \frac{a \cdot \sin(0.267)}{\sin(\phi_r)} \quad (\text{II.5})$$

II.2.2. Performances thermiques d'un concentrateur cylindro-parabolique

L'évaluation des performances des concentrateurs cylindro-paraboliques se fait selon la même méthode de calcul que celle utilisée pour les capteurs plans. On doit calculer le coefficient d'efficacité F' et le facteur de pertes thermiques UL, ainsi que le paramètre de chaleur dissipée du

capteur FR. Ainsi, en disposant des valeurs de FR et UL, nous pourrions déterminer la puissance au collecteur Q_u [24].

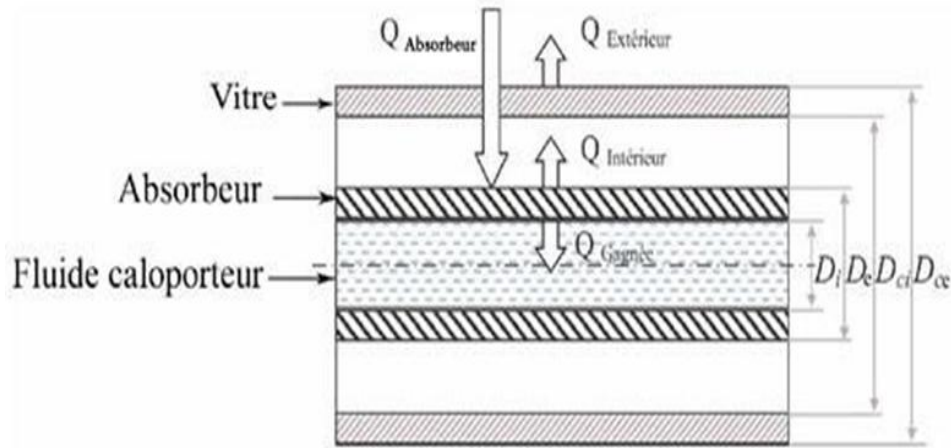


Figure II.4. Schéma de tube absorbeur [23].

II.2.2.1. Coefficient des pertes thermiques UL (tube couvert)

Lorsqu'un tube de verre recouvre l'absorbeur (A_c), le coefficient d'irradiation entre le tube et l'absorbeur diffère de celui entre l'absorbeur et le tube, ce dernier étant généralement insignifiant.

[1] Le facteur des pertes

On écrit « thermiques » de la manière suivante :

$$U_l = \left[\frac{A_r}{(h_v + h_{r,c-a})A_c} + \frac{1}{h_{r,a-c}} \right]^{-1} \quad (\text{II.6})$$

$$\text{Avec : } h_{r,c-a} = 4 \cdot \sigma \cdot \varepsilon \cdot \bar{T}^3 \quad (\text{II.7})$$

$$\text{Et : } h_{r,c-a} = \frac{\sigma \cdot (T_r^2 - T_c^2) \cdot (T_r - T_c)}{\frac{1 - \varepsilon_r}{\varepsilon_r} + \frac{1}{F_{rc}} + \frac{1 - \varepsilon_r \cdot A_r}{\varepsilon_r \cdot A_c}} \quad (\text{II.8})$$

II.2.2.2. Facteur d'efficacité (F')

Nous utiliserons l'équation suivante pour le calcul de F' [1]:

$$F' = \frac{\frac{1}{U_l}}{\frac{1}{U_l} + \frac{D_e}{h_{fi} \cdot D_i} + \left[\frac{D_e}{2k} \cdot \ln\left(\frac{D_e}{D_i}\right) \right]} \quad (\text{II.9})$$

II.2.2.3. Facteur de flux du collecteur (F'')

Pour déterminer ce facteur, nous avons fait appel à l'équation suivante [1]:

$$F'' = \frac{\dot{m} \cdot C_p}{A_r \cdot U_L \cdot F'} \left[1 - e^{\left(\frac{A_r \cdot U_L \cdot F'}{\dot{m} \cdot C_p} \right)} \right] \quad (\text{II.10})$$

L'expression du facteur de flux émis par le collecteur sera formulée de la manière suivante :

$$F_R = F'' \cdot F'$$

Par conséquent :

$$F_R = \frac{\dot{m} \cdot C_p}{A_r \cdot U_L} \left[1 - e^{\left(\frac{A_r \cdot U_L \cdot F'}{\dot{m} \cdot C_p} \right)} \right] \quad (\text{II.11})$$

II.2.2.4. Puissance utile (Q_u)

L'expression suivante peut être utilisée pour déterminer la puissance utile, qui est définie comme la puissance récupérée par le collecteur au niveau du foyer [23].

$$Q_u = F_R [E \cdot \rho \tau \alpha \gamma \cdot A_o - U_L \cdot A_r \cdot (T_e - T_a)] \quad (\text{II.12})$$

II.2.2.5. Température de sortie du fluide caloporteur (T_s)

Nous avons utilisé l'équation ci-dessous pour déterminer la température de sortie [25]:

$$T_s = T_e + \frac{Q_u}{\dot{m} \cdot C_p} \quad (\text{II.13})$$

II.2.2.6. Rendement du concentrateur solaire (η)

Au final, nous avons employé la formule ci-dessous pour déterminer le rendement [25]:

$$\eta = \frac{Q_u}{E \cdot A_o \cdot \gamma} \quad (\text{II.14})$$

II.3. Étude théorique de la poursuite solaire

Les dispositifs de suivi solaire sont conçus pour suivre la course du soleil tout au long de la journée, afin de réduire l'angle d'incidence des rayons du soleil sur la surface d'ouverture, que ce soit le récepteur lui-même ou son support [26]. Ces systèmes sont classés selon différents critères, tels que le nombre d'axes (un ou deux axes) et la méthode de suivi (continu ou journalier).

II.3.1. Trajet du soleil

Pour une date spécifique, le parcours solaire à travers le ciel suit un plan incliné de $(\pi/2 - \varphi)$ par rapport à l'horizontale (FigII.5). La figure 6 illustre la trajectoire apparente du soleil sur le ciel aux solstices et équinoxes pour un endroit situé à 40° de latitude nord. Il faut préciser que le soleil ne se lève et ne se couche exactement à l'est et à l'ouest que pendant les équinoxes.

Pour simplifier l'interpolation, nous employons un autre genre de diagramme solaire, également en coordonnées polaires. Cependant, dans ce cas, le rayon vecteur n'est plus lié à $\cos(h)$ mais à la distance zénithale $(\pi/2 - h)$, l'angle polaire étant représenté par α . Ces diagrammes sont élaborés en utilisant les équations ci-dessous [24]:

$$\sin(h) = \cos(\delta) \cdot \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(H) \quad (\text{II.15})$$

$$\sin(\alpha) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (\text{II.16})$$

Au niveau d'un endroit spécifique, le soleil atteint son point culminant à midi solaire ($\omega = 0$). Dans l'hémisphère nord, la hauteur du soleil est alors :

$$h = \frac{\pi}{2} - \varphi + \delta \quad (\text{II.17})$$

En fin de compte, nous avons également la possibilité d'effectuer une projection stéréographique sur le plan horizontal de la trajectoire solaire sur la sphère céleste en utilisant le nadir comme point central. On obtient donc un arc de cercle et les cercles horaires sont également convertis en cercles orthogonaux aux précédents [24].

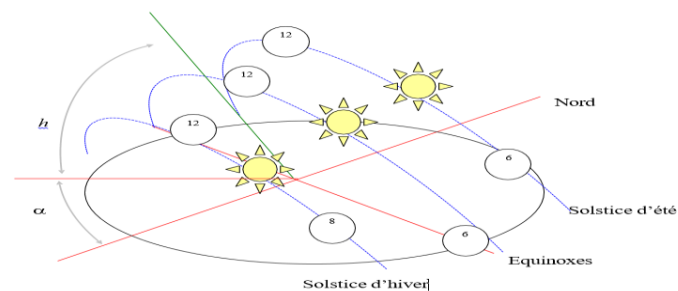


Figure II.5. Positions du soleil dans le ciel durant l'année [27].

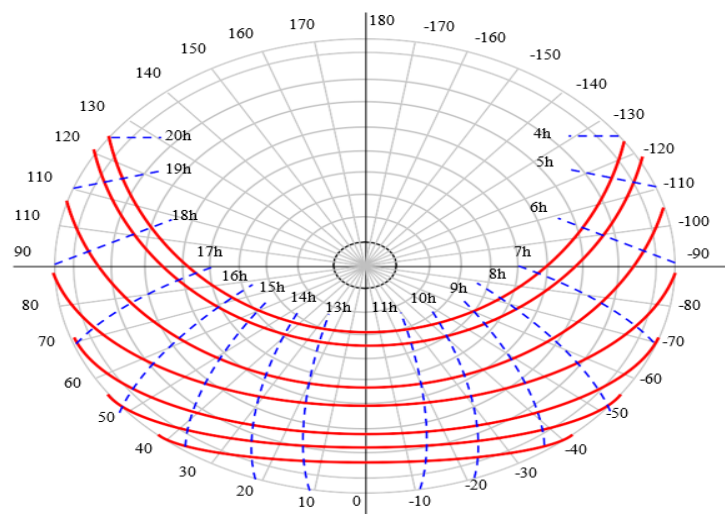


Figure II.6. Trajectoire du soleil dans le ciel pendant une année [27].

II.4. dimensionnement de la centrale du HASSI R'MEL

II.4.1. Position

La centrale SPP1 se trouve à 494,5 km vers le sud de la capitale algérienne, Alger, à l'extrémité méridionale de la wilaya de Laghouat. Elle se trouve sur un terrain d'une superficie de 130 hectares.

La route nationale numéro 1 permet d'y accéder. La présence d'une ligne électrique le long de la RN 1 a facilité la sélection de cet emplacement [28].

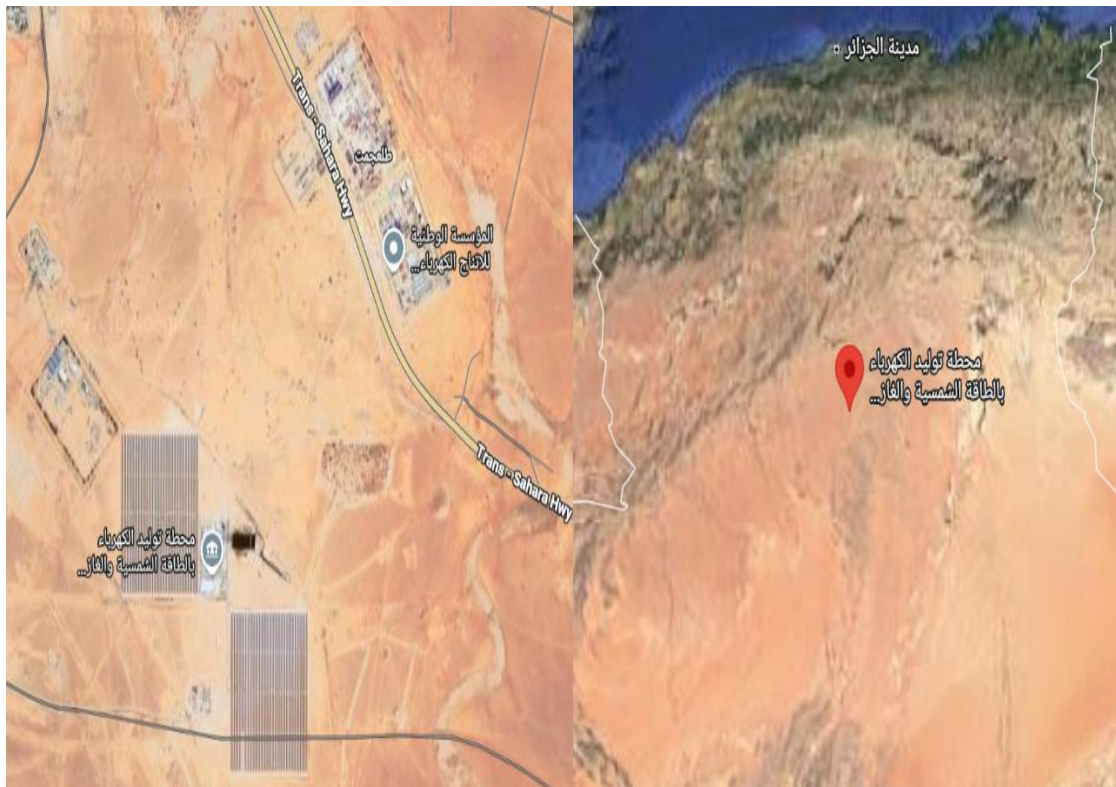


Figure II.7. La position de Hassi R'mel [Google maps].

II.4.2. Géographie

Tableau II.1. Géographie de Hassi R'mel [29].

Coordonnées géographie	Latitude 32.928, Longitude 3.271 32° 55' 41'' Nord, 3° 16' 16'' Est
Superficie	383000 hectares 3830,00 km²
Altitude	770 m
Climat	Climat désertique sec et chaud (classification de Koppen : BWh)

II.4.3. Projet de Hassi R'mel

C'est le premier cycle combiné mis en œuvre loin de la côte, par le biais de la technologie de refroidissement à la vapeur via des condenseurs aériens.

Le contrat pour la construction de la centrale a été octroyé à ABENER, responsable de l'ingénierie, des achats et de la construction (EPC) ainsi que des opérations d'entretien.

La répartition du capital de cette unité pilote se fait comme suit : NEAL détient 20 %, SONATRACH en possède 14 %, ABENER en détient 51 % et COFIDES en a 15 %. On estime le coût à 315 millions d'euros, dont 252 millions d'euros (80%) financés par un consortium de banques algériennes, comprenant la Banque Extérieure d'Algérie, la Banque Nationale d'Algérie et le Crédit Populaire d'Algérie. Les 20% restants, soit 63 millions d'euros, proviennent de fonds propres. La centrale hybride a été achevée en environ 36 mois, soit en 2011 [28].



Figure II.8. Centrale hybride de hassi R'mel [4].

II.5. Description de la centrale

La centrale solaire combinée intégrée (ISCCS) située dans le désert de Hassi R'mel est dotée de deux turbines à gaz d'une puissance de 47 MW chacune, d'une turbine à vapeur pouvant atteindre une capacité de 80 MW et d'un champ solaire s'étendant sur une superficie de 183120 m². On estimait que sa capacité se chiffrait autour de 150 MW.

Chaque champ solaire (nord et sud) comprend 28 boucles de quatre modules, organisées en deux lignes. Chaque boucle contient quatre collecteurs de type Euro rough ET 150, positionnés sur un axe et orientés d'une manière nord-sud, ce qui facilite le suivi du soleil d'est en ouest.

Deux turbines à gaz ont été installées pour garantir la souplesse opérationnelle en l'absence d'énergie solaire.

Unité de turbine à vapeur et deux générateurs de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) fonctionnent en parallèle avec un générateur de vapeur solaire (HSSG) [30].

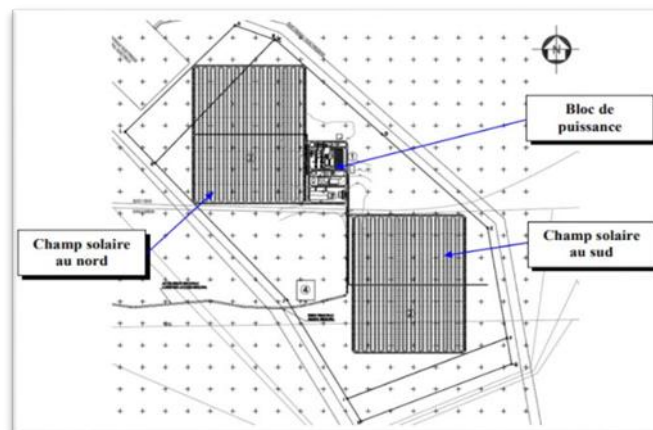


Figure II.9. Conception du centrale hybride solaire de Hassi R'Mel [31].

le bloc de puissance est constitué de divers composants fonctionnels tels que l'aérocondenseur, deux turbines à gaz, une turbine à vapeur, un système de transfert thermique et un générateur de vapeur récupérant la chaleur (HRSG) [30].

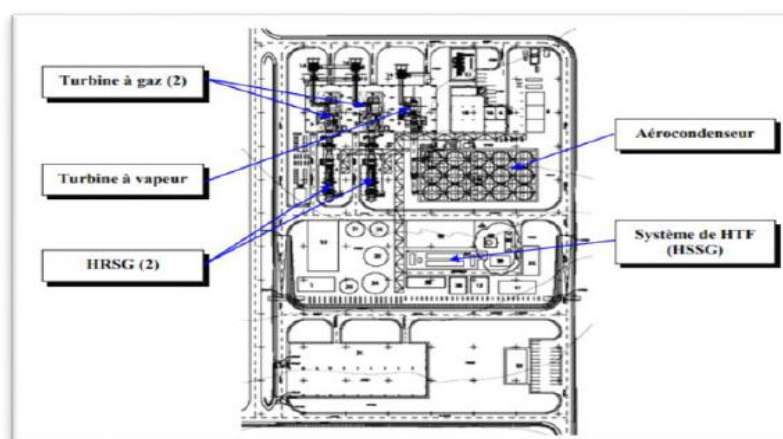


Figure II.10. Bloc de puissance de la station Hassi R'mel [31].

II.5.1. Description de composants de la centrale

La centrale SPP1 de Hassi R'mel est de type hybride. Elle est définie comme fonctionnant à la fois au gaz naturel et à l'énergie solaire. Elle génère 150 MW (capacité nette ISO) avec une contribution solaire représentant 20% de la puissance nominale, équivalant à 30 MW.

Cette centrale se compose de deux éléments principaux, à savoir le champ solaire et le cycle combiné :

Le champ solaire se compose de capteurs de forme cylindro-parabolique, disposés sur deux surfaces distinctes. Chaque surface comporte 28 boucles de quatre modules, disposées en deux lignes. Le dispositif est constitué de 12 segments, chacun comprenant plusieurs miroirs.

La partie directe du rayonnement solaire incident est focalisée par les miroirs sur un récepteur placé au point focal de la parabole . Un liquide de transfert thermique HTF (Heat Transfer Fluid) parcourt le récepteur. Le fluide est chauffé, avec une température pouvant monter

jusqu'à 393°C. Il traverse une chaîne d'échangeurs thermiques pour transférer sa chaleur à l'eau, générant ainsi de la vapeur (générateur de vapeur solaire) [28].

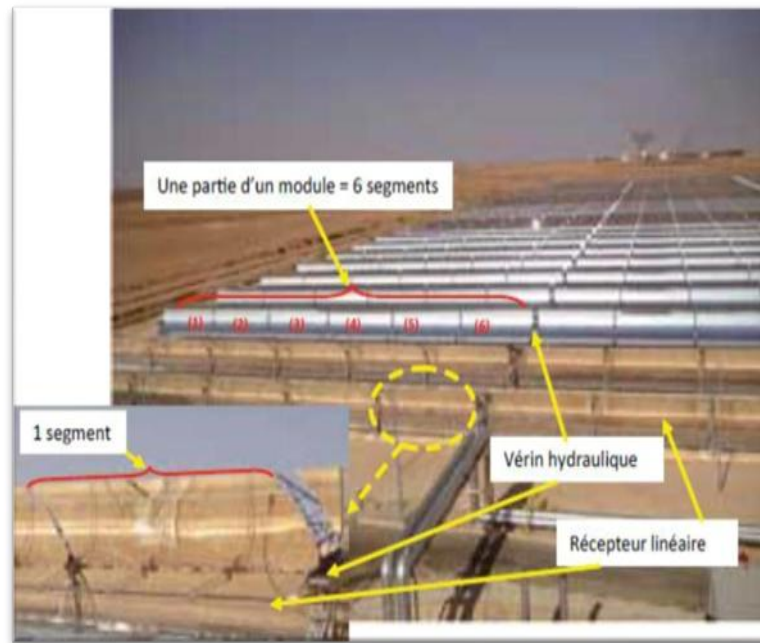


Figure II.11. Une partie du champ solaire de SPP I [4].

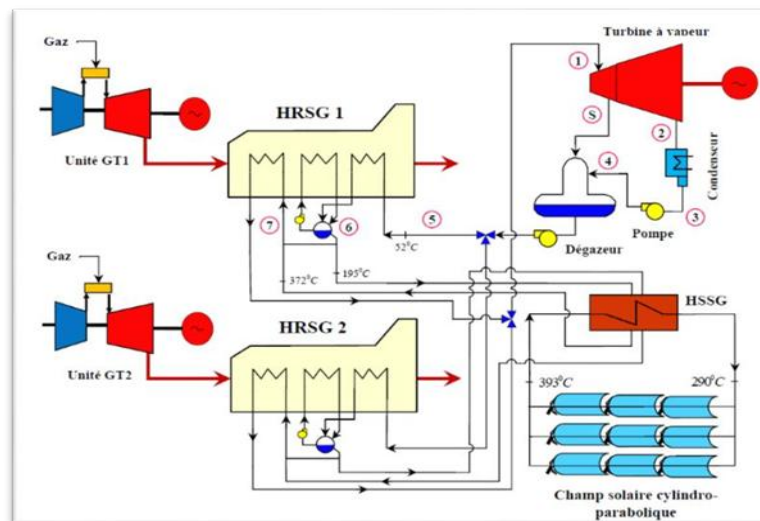


Figure II.12. Schéma de principe d'un système à cycle combiné solaire intégré (ISCCS) [30].

Le cycle combiné est composé de deux turbines à gaz qui fonctionnent au gaz naturel, chacune ayant une puissance nominale unitaire de 47 MW. Leur chaleur de combustion est récupérée par le biais de deux chaudières horizontales à circulation naturelle. Ces turbines fonctionnent grâce à une turbine à vapeur d'une puissance nominale de 80,08 MW. Il convient de mentionner que l'avantage principal de cette centrale hybride réside dans la combinaison de la vapeur générée par le parc solaire et celle recueillie à partir des turbines à gaz pour alimenter la turbine à vapeur.

En conséquence, la centrale produit une puissance électrique accrue [28].

II.5.2. Le champ solaire

La zone de collecte, s'étendant sur 183 120 m², est divisée en deux parcs solaires, l'un situé au nord de la centrale et l'autre au sud. On compte au total 2688 concentrateurs, organisés en séries de 12 qui constituent un collecteur « EuroTrough ET 150 », ce qui donne un total de 224 collecteurs. Ce qu'on désigne par « une boucle solaire » est constitué du montage de quatre collecteurs. Les deux installations solaires couvrent une superficie de 90 hectares. L'installation solaire est conçue selon un modèle à alimentation centralisée, ce qui signifie que notre composant principal est la boucle solaire. Celle-ci est équipée d'une entrée et d'une sortie pour garantir une augmentation de température du fluide caloporteur d'environ 100°C. Cette configuration permet de réduire la longueur totale des conduites (coût), cependant, elle nécessite l'emploi d'une valve de régulation pour compenser les pertes de charge [28].

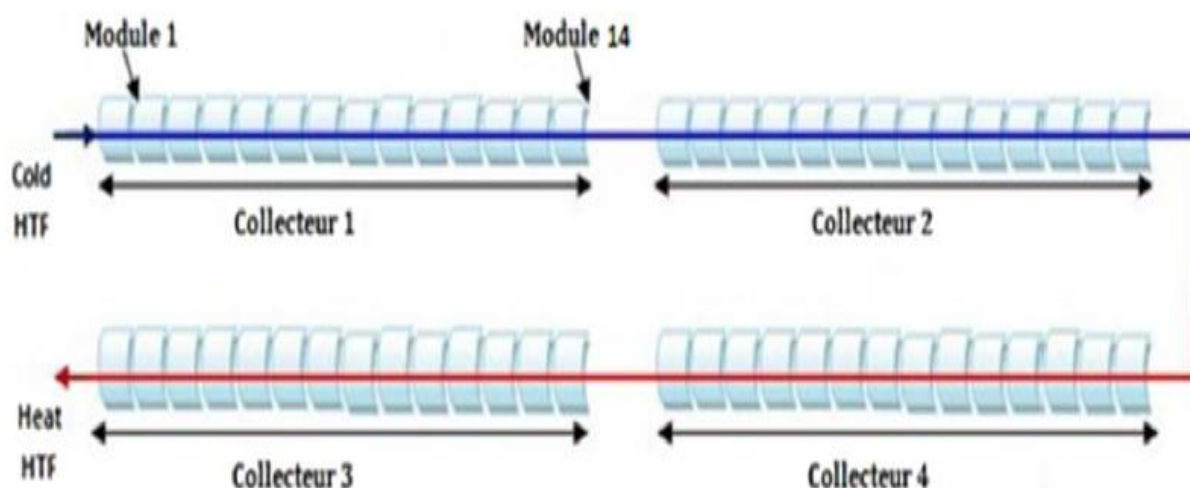


Figure II.13. Schéma d'une boucle solaire [32].

II.5.3. Concentrateur cylindro-parabolique

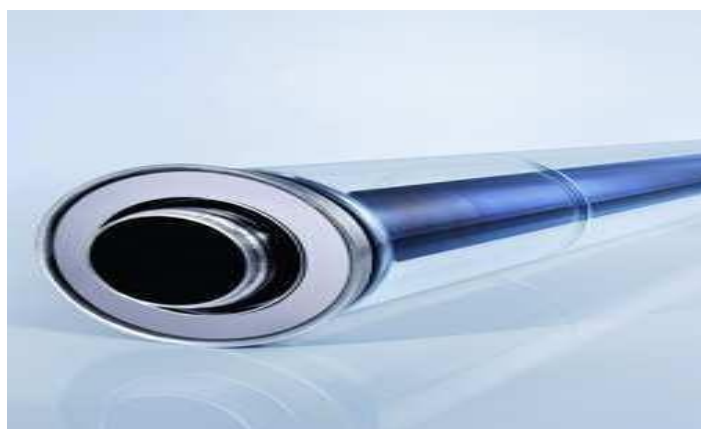
Le dispositif de collecte ET 150 est un concentrateur constitué de 28 segments (4×7) de miroirs courbés, élaborés par le fabricant de verre Rio Glass et assemblés sur une structure en métal. Le miroir est fabriqué à partir d'un verre cristallin hautement réfléchif (98%). Sur sa face inférieure, il est enduit d'une couche d'argent et de cuivre, suivi d'une protection et enfin d'un revêtement en céramique.

Tableau II.2. Caractéristique du Collecteur ET 150 de la centrale [28].

Largeur de la surface d'ouverture [m]	5.75
La surface d'ouverture [m ²]	817.5
La longueur du collecteur [m]	148.5
Nombre de modules par système de poursuite (collecteur)	12
Nombre de facettes en verre (collecteur)	336
Nombre de tubes absorbeurs (4.1m)	36
Réflectivité du concentrateur [%]	94
Rendement optique [%]	80
Rendement annuel moyen du collecteur [%]	43.5

II.5.5. Récepteur (SCHOTT PTR 70)

Il s'agit d'un tube de 4 mètres de longueur positionné dans la ligne focale des miroirs. Le récepteur est composé de deux tubes encastrés, le tube externe en verre borosilicate revêtu d'une couche optique se distingue par sa grande transparence et robustesse, son caractère mécanique étant l'élément clé. Le tube récepteur de quatrième génération, nettement plus léger, est équipé d'un écran de protection à ses deux bouts. Cette innovation qui protège les éléments les plus délicats des impacts lors du montage, de la mise en place et de l'opération facilite la réalisation du projet.

**Figure II.14.** Tube récepteur SCHOTT PTR 70 de la centrale [33].

II.5.6. Système de poursuite solaire

Il incombe au rôle d'ajuster l'inclinaison du capteur afin que la radiation solaire incidente soit constamment perpendiculaire au réflecteur. Ainsi, la radiation est réfléchiée vers le foyer de la parabole et concentrée dans un tube récepteur où s'écoule le fluide caloporteur.

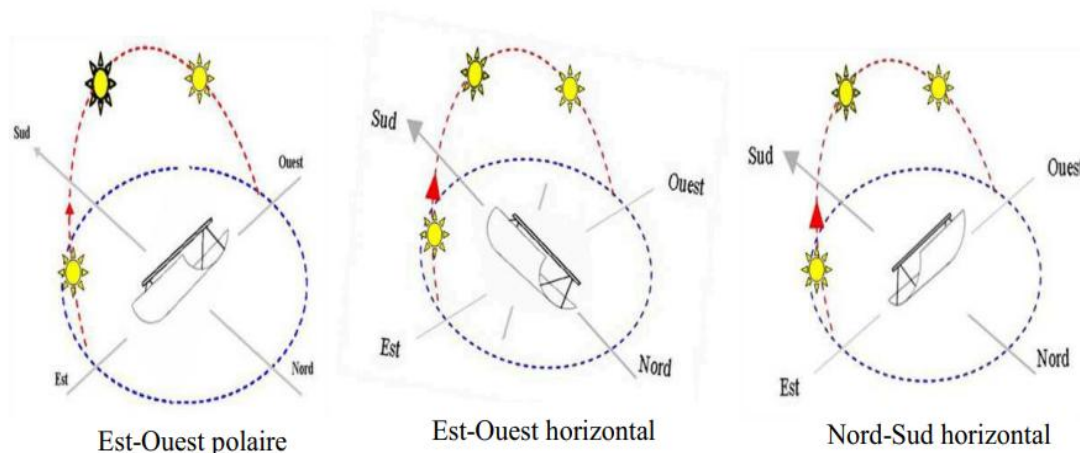


Figure II.15. Schéma simplifié de la poursuite du soleil par un CCP [34].

II.5.7. Fonctionnement du champ solaire

Les concentrateurs cylindro-paraboliques reflètent la lumière solaire vers le tube récepteur où circule le fluide caloporteur. Ce dernier acheminera la chaleur captée à travers les tuyaux (appelés pépins) vers la sortie du système solaire. Dès l'apparition de la première lumière du jour et une fois que cette dernière atteint une valeur minimale dénommée seuil d'irradiation, les pompes à impulsion commencent à faire circuler l'huile à travers le champ de capteurs cylindro-paraboliques avec un débit initial. Ce flux est juste assez pour qu'il y ait des turbulences dans les tubes de collecte.

Ainsi, l'huile va progressivement chauffer lorsqu'elle sort du champ solaire. Quand l'huile atteint 391°C à la sortie avec un minimum de débit, le transfert thermique commence dans l'échangeur HTF-eau (Générateur de vapeur solaire). Quand l'énergie s'intensifie dans le champ solaire, le flux sera amplifié afin de conserver constamment les 391°C à la sortie. Par conséquent, le flux changera tout au long de la journée en fonction de l'énergie utile recueillie par le champ solaire à chaque instant. Ainsi, ce flux oscillera entre un niveau minimal et un niveau maximal tout en conservant la température de sortie à 391°C .

Au crépuscule, les niveaux d'énergie disponibles diminueront et la quantité d'huile s'écoulant atteindra son niveau le plus bas. Dès que ce débit minimum n'assure plus les 391°C à la sortie, le flux est stoppé afin de débiter une nouvelle phase nocturne [28].

II.6. Zone HTF (Fluide caloporteur)

II.6.1. Fluide caloporteur (THERMINOL VP-1)

L'huile synthétique biphenyl-diphényl oxyde, également appelée THERMINOL VP-1, est le fluide caloporteur employé dans le circuit solaire. On a sélectionné cette huile pour sa stabilité thermique, son prix raisonnable et sa performance à des températures avoisinant les 400°C [28].

Le tableau suivant fournit les caractéristiques de cette huile :

Tableau II.3. Les caractéristiques de l'huile Therminol VP-1 [35].

Appearance	Clear, water-white liquid
Composition	Biphenyl/diphenyl oxide (DPO) eutectic mixture
Maximum bulk temperature	400°C (750°F)
Maximum film temperature	430°C (800°F)
Normal boiling point	257°C (495°F)
Crystallizing point	12°C (54°F)
Flash point, COC (ASTM D92)	124°C (255°F)
Flash point, PMCC (ASTM D93)	110°C (230°F)
Autoignition temperature (ASTM E659)	601°C (1114°F)
Autoignition temperature (DIN 51794)	621°C (1150°F)
Coefficient of thermal expansion at 200°C	0.000979/°C (0.000544/°F)
Heat of vaporization at maximum use temperature	206 kJ/kg (88.7 Btu/lb)
Total acidity (ASTM D664)	<0.2 mg KOH/g
Average molecular weight	166
Pseudocritical temperature	499°C (930°F)
Pseudocritical pressure	33.1 bar (480 psia)
Pseudocritical density	327 kg/m ³ (20.4 lb/ft ³)
Sulfur content (ASTM D7691)	<10 ppm
Copper corrosion (ASTM D130)	<<1a
Moisture content, maximum (ASTM E203)	300 ppm
Volume contraction on freezing	6.27%
Volume expansion on melting	6.69%
Surface tension in air at 25°C	36.6 dynes/cm
Dielectric constant @ 23°C (ASTM D924)	3.35

II.6.2. Générateur de vapeur solaire (GVS)

Le rôle du générateur de vapeur est de produire de la vapeur, qui est ensuite dirigée vers les chaudières de récupération (HRSG) pour fournir l'énergie nécessaire à la turbine à vapeur. On le considère comme le lien entre le cycle combiné et le champ solaire, une intégration solaire. Le générateur de vapeur comprend quatre échangeurs, un économiseur (préparateur de chaleur), deux évaporateurs et une surchauffeur. Le transfert a lieu entre le fluide porteur de chaleur issu du champ solaire et l'eau provenant des chaudières de récupération (HRSG).

Le fluide caloporteur atteint le générateur de vapeur solaire à une température extrêmement élevée, passant d'abord par la surchauffeur, puis par les deux évaporateurs et finalement par le

préchauffeur. Le parcours de l'eau s'effectue en sens inverse, passant d'abord par le préchauffeur, puis par le surchauffeur, pour finalement revenir aux chaudières de récupération. Cette disposition (échange de chaleur en flux inverse) permet d'obtenir des performances supérieures.

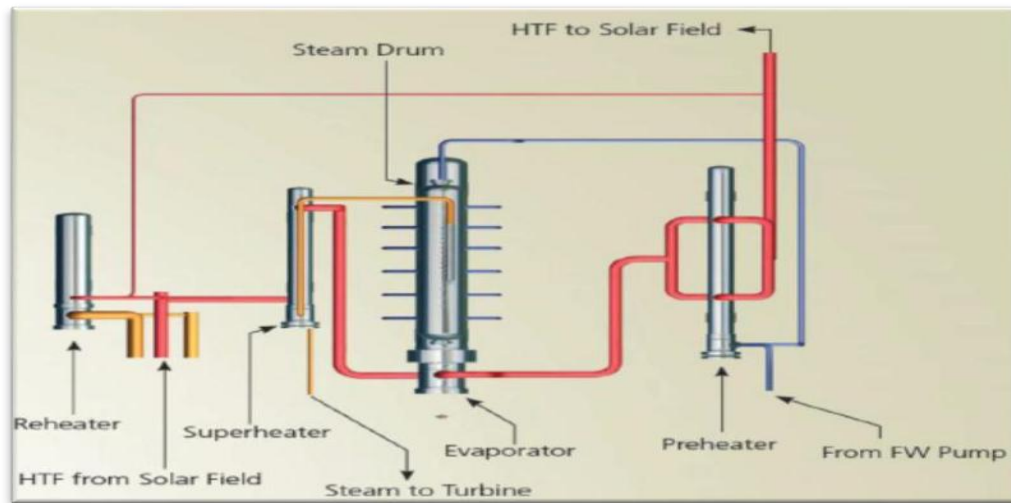


Figure II.16. Schéma de fonctionnement du générateur de vapeur solaire [36].

II.6.3. Chaudière HTF (Fluide caloporteur)

Le THERMINOL VP-1 est capable de fonctionner à des températures extrêmement élevées tout en maintenant ses propriétés, cependant il présente le désavantage de se cristalliser à des températures ambiantes (12°C). Afin de résoudre ce problème, une chaudière est mise en place pour garder le fluide caloporteur à une température supérieure à 50°C durant la nuit [28].



Figure II.17. Chaudière HTF de la centrale [37].

II.7. Simulation par TRNSYS

II.7.1. Définition

Par ailleurs, cette souplesse rend plus aisée l'incorporation de nouveaux modèles mathématiques sur mesure. TRNSYS [38], parfait pour l'étude des systèmes dynamiques, s'est imposé comme le

logiciel de choix à l'échelle mondiale pour les chercheurs et les ingénieurs. Parmi ses applications principales, on trouve le solaire (qu'il soit thermique ou photovoltaïque), le bâtiment, le CVCA (HVAC), la cogénération et les piles à combustible.

II.7.2. Applications

Dans cette étude, une simulation numérique des performances thermiques d'un capteur solaire parabolique cylindrique a été réalisée à l'aide du logiciel TRNSYS. La mise en place de ce détecteur dans la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel a été modélisée en utilisant les données climatiques de la région Hassi R'mel .

Le comportement du capteur thermique a été analysé sous différentes conditions de fonctionnement, en tenant compte de l'influence de facteurs climatiques tels que l'ensoleillement et la température ambiante, ainsi que de paramètres opérationnels tels que le débit du fluide caloporteur et l'angle d'inclinaison du capteur.

La simulation a permis d'évaluer le rendement thermique du capteur et d'identifier les facteurs qui affectent le plus significativement ses performances. Les résultats ont montré que le capteur solaire parabolique cylindrique atteint un rendement thermique élevé dans les conditions climatiques de la région de Hassi R'mel.

Ces résultats confirment la pertinence de cette technologie pour une utilisation dans les régions désertiques, notamment pour la production d'énergie thermique et d'électricité. La figure 20 illustre le schéma de la simulation réalisée :

Weather : Le rayonnement solaire du site de Hassi R'mel (altitude = 760 m, longitude = 3,27° et latitude = 32,93°) .

Type 536 : Le Collecteur cylindro-parabolique, avec (une concentration $C = 82$, une ouverture de captation $A_0 = 817.5 \text{ m}^2$ et une surface du récepteur $A_r = 6.65 \text{ m}^2$);

Tank : Une cuve de stockage d'une capacité de 1000 litres d'eau ;

Pump : Pompe de circulation du fluide caloporteur pour un débit massique de 2000 kg/h et 5000 kg/h ;

Plotter 1 et 2 : Objets pour l'affichage graphique ;

System_Printer : L'enregistrement des fichiers Data ;

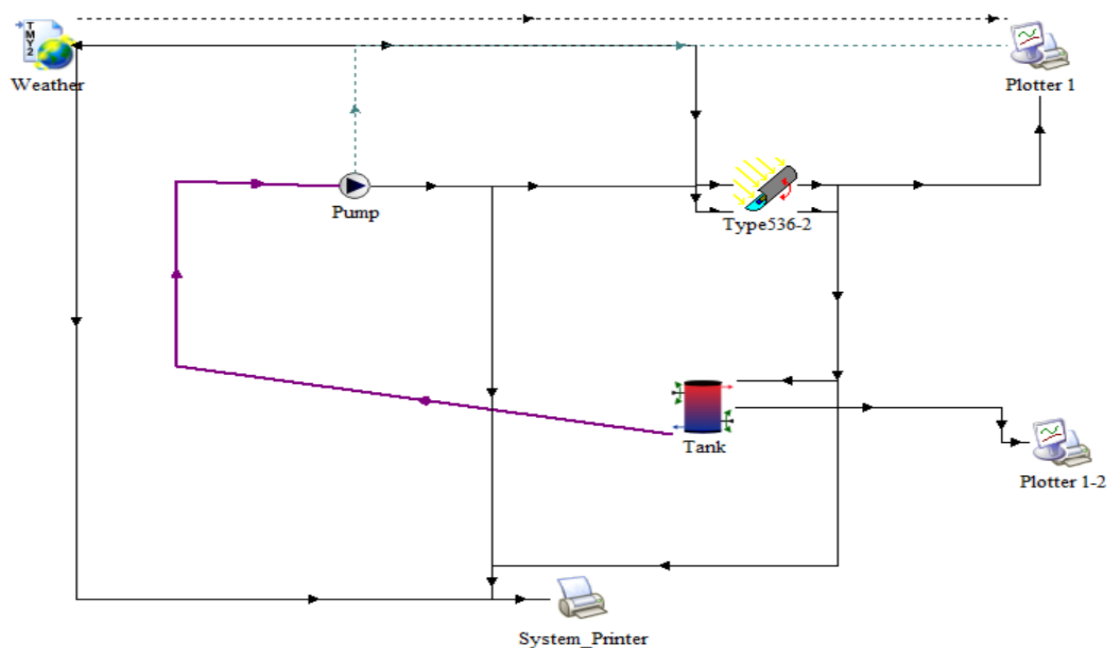


Figure II.18. Schéma d'installation simplifié par TRNSYS.

Après avoir lié les composants de l'installation entre eux (dans un circuit fermé), il suffit de cliquer deux fois sur chaque composant pour le configurer. Par exemple, pour le concentrateur, nous introduisons les données correspondantes comme la surface d'ouverture, la chaleur spécifique du fluide caloporteur, le nombre de concentrateurs...etc.

II.8. Conclusion

Une analyse théorique du concentrateur cylindro-parabolique a été effectuée pour saisir les paramètres clés qui affectent ses performances. L'analyse optique a facilité la détermination de paramètres géométriques cruciaux tels que la surface d'ouverture, le taux de concentration, l'angle d'ouverture et le diamètre du récepteur. Ces facteurs influencent directement la quantité de rayonnement solaire que le tube absorbe.

L'étude thermique a montré que la puissance utile récupérée par le fluide caloporteur dépend principalement du rayonnement solaire direct, les caractéristiques optiques du concentrateur, l'indice global des pertes thermiques, le flux massique et la température d'entrée du fluide. Par conséquent, l'efficacité du concentrateur dépend fortement de la qualité de la concentration optique, de l'efficacité du transfert thermique et de la minimisation des pertes vers l'environnement extérieur.

L'explication de la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel a permis d'illustrer l'intégration du champ solaire cylindro-parabolique dans un cycle combiné. Cette installation permet d'utiliser l'énergie solaire pour contribuer à la génération de vapeur et augmenter la capacité électrique produite. En définitive, le recours à l'application TRNSYS représente un moyen efficace

pour modéliser les performances thermiques du système et étudier l'impact des divers paramètres opérationnels sur son efficacité.

CHAPITRE III

Résultats et Discussion

III.1. Introduction

Ce chapitre se focalise sur l'exposition et l'étude des résultats issus de la simulation du champ solaire cylindro-parabolique réalisée avec TRNSYS. L'objectif principal consiste à analyser le comportement thermique du système dans diverses conditions météorologiques illustrant les quatre saisons, en tenant compte des journées du 21 mars, 21 juin, 21 septembre et 21 décembre.

L'étude se concentre essentiellement sur la variation de l'irradiance solaire incidente, la température d'entrée et la température de sortie du fluide porteur de chaleur. Ces paramètres facilitent l'analyse de la réaction thermique du champ solaire et soulignent l'impact direct du rayonnement solaire et du flux massique sur l'efficacité du système.

On procède ensuite à la comparaison des résultats afin de déterminer les conditions optimales pour le fonctionnement du concentrateur cylindro-parabolique. En conclusion, l'étude aborde les facteurs principaux qui affectent la performance des panneaux solaires, puis présente plusieurs techniques pour optimiser l'efficacité thermique du système.

III.2. Résultats et discussion

Cette simulation a été réalisée sur quatre jours correspondant à différentes saisons : le 21 mars, le 21 juin, le 21 septembre et le 21 décembre. Les mêmes paramètres du système ont été maintenus, à l'exception du débit du fluide caloporteur dans certains cas, afin d'analyser l'influence des conditions climatiques sur les performances thermiques.

La figure III.1 illustre l'évolution de la température du fluide caloporteur à l'entrée et à la sortie du champ solaire, pour un débit du fluide caloporteur de 5 000 kg/h le 21 mars.

Tôt le matin, entre 6 h et 8 h, Le rayonnement solaire augmente progressivement à partir de valeurs faibles. Durant cette période, les températures du fluide restent relativement basses, les températures d'entrée et de sortie demeurant similaires.

Entre 8 h et 10 h, l'augmentation progressive de le rayonnement solaire s'accroît (figure III.5). La température de sortie du capteur augmente rapidement, indiquant que le tube absorbeur a commencé à transférer efficacement l'énergie thermique au fluide caloporteur.

Entre 10h00 et 13h00, le système atteint son régime de fonctionnement optimal. Le rayonnement incidente atteint environ $3300 \text{ kJ/h}\cdot\text{m}^2$, soit environ 917 W/m^2 (Figure III.5). Durant cette période, la température de sortie atteint environ $393 \text{ }^\circ\text{C}$, tandis que la température d'entrée se stabilise à environ $291 \text{ }^\circ\text{C}$. L'écart de température est donc d'environ $100 \text{ }^\circ\text{C}$, ce qui indique une absorption importante d'énergie solaire par le fluide caloporteur et un rendement thermique élevé du concentrateur parabolique.

Entre 13h00 et 15h00, malgré une diminution progressive de rayonnement solaire, la température de sortie reste proche de sa valeur maximale pendant un certain temps. Ceci est dû à l'inertie thermique du système et à la capacité du fluide caloporteur à stocker temporairement la chaleur absorbée.

Après 15h00, le rayonnement solaire diminue fortement, entraînant une baisse progressive de la température de sortie. La température du fluide continue ensuite de diminuer progressivement jusqu'à la fin de la journée.

Le débit du fluide caloporteur étant constant à 5 000 kg/h, les variations de température observées sont principalement dues aux variations de le rayonnement solaire. Les résultats obtenus démontrent une bonne réponse thermique du capteur solaire équivalent et confirment l'influence directe de le rayonnement solaire sur les performances thermiques du système.

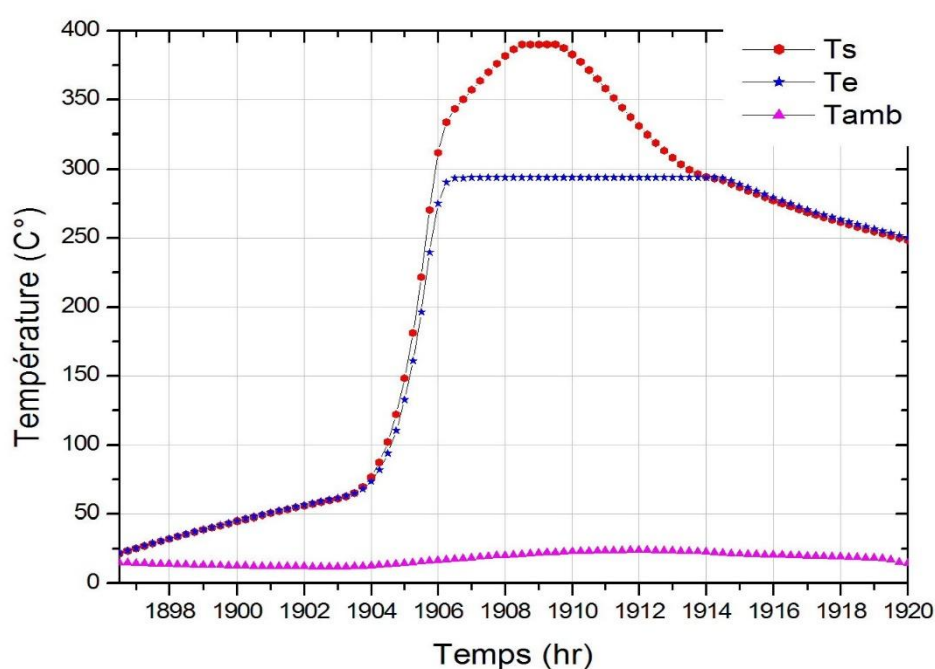


Figure III.1. Évolution des températures le 21 mars.

La Figure III.2 illustre l'évolution de la température du fluide caloporteur à l'entrée et à la sortie du champ solaire, pour un débit du fluide caloporteur 2000 kg/h, le 21 juin.

En début de journée, entre 6 h et 8 h, Le rayonnement solaire est faible (figure III.5) ; les températures d'entrée et de sortie restent donc relativement basses et similaires,

À partir de 8 h environ, Le rayonnement solaire commence à augmenter progressivement, entraînant une hausse plus rapide de la température de sortie que de la température d'entrée. Ceci témoigne d'une meilleure absorption de l'énergie solaire par le capteur et de son transfert au fluide caloporteur.

Entre 10 h et 13 h, le système atteint ses performances thermiques optimales. Le rayonnement solaire incidente atteint une valeur maximale d'environ 1700 kJ/hr•m², soit

approximativement 472 W/m^2 (figure III.5), tandis que la température de sortie atteint environ 380°C et que la température d'entrée se stabilise à environ 291°C . L'écart de température se situe donc entre 85 et 90°C , ce qui indique un bon rendement thermique du capteur solaire à ce débit.

Après 13h00, Le rayonnement solaire commence à diminuer progressivement. Cependant, la température de sortie reste relativement élevée pendant un certain temps en raison de l'inertie thermique du système et du stockage continu d'énergie thermique dans les tuyaux et le fluide.

À partir de 15h00 environ, Le rayonnement solaire diminue significativement et la température de sortie commence à décroître progressivement jusqu'à se rapprocher de la température d'entrée en fin de journée. Le taux de transfert thermique diminue également progressivement jusqu'à des valeurs très faibles.

Le débit du fluide caloporteur étant constant à 2000 kg/h , la variation de température est principalement due aux variations d'intensité de Le rayonnement solaire au cours de la journée. Les résultats montrent également qu'une réduction du débit entraîne une augmentation plus importante de la température de sortie qu'avec des débits plus élevés. Ceci s'explique par l'allongement du temps de séjour du fluide dans le capteur solaire, ce qui favorise une meilleure absorption de l'énergie thermique.

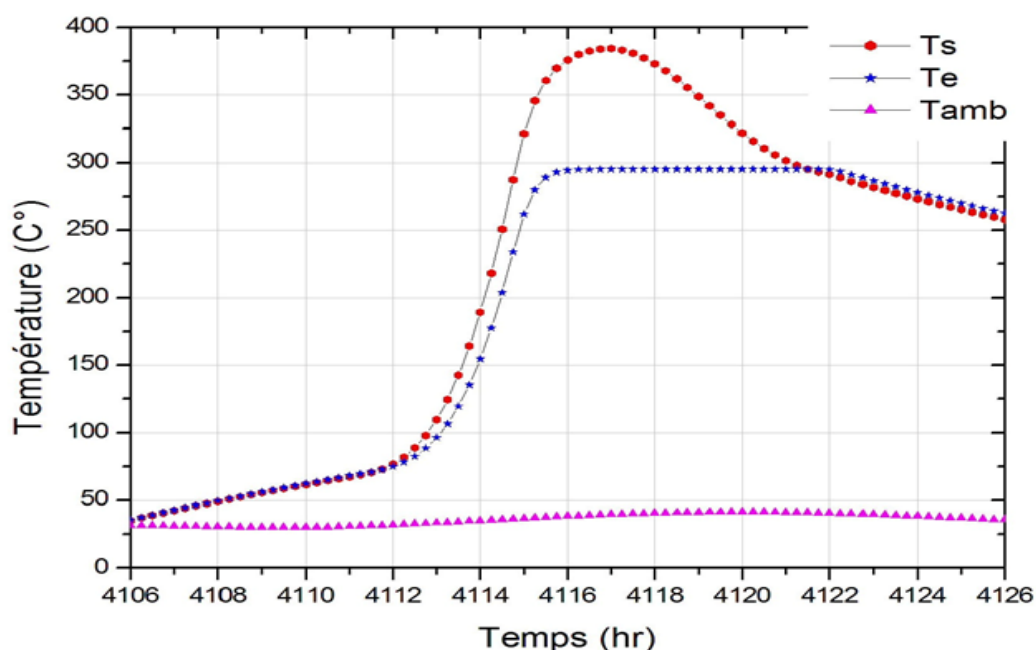


Figure III.2. Évolution des températures le 21 juin.

La Figure III.3 illustre l'évolution de la température du fluide caloporteur à l'entrée et à la sortie du capteur solaire, pour un débit du fluide caloporteur $5\,000 \text{ kg/h}$, le 21 septembre.

Tôt le matin, entre 6 h et 8 h, le rayonnement solaire est très faible ; les températures d'entrée et de sortie restent donc similaires et relativement basses.

À partir de 8 h environ, le rayonnement solaire augmente progressivement (figure III.5), ce qui entraîne une élévation plus rapide de la température du fluide à la sortie du capteur qu'à l'entrée. Ceci témoigne d'une meilleure absorption et d'un meilleur transfert de l'énergie solaire vers le fluide caloporteur au sein du capteur solaire.

Entre 10 h et 13 h, le système atteint son rendement thermique optimal le rayonnement solaire incidente atteint une valeur maximale d'environ $2830 \text{ kJ/hr}\cdot\text{m}^2$, soit approximativement 786 W/m^2 (figure III.5), tandis que le débit massique se stabilise à 5000 kg/h . Durant cette période, la température de sortie atteint environ 375°C , tandis que la température d'entrée reste stable autour de 290°C . L'écart de température est donc d'environ 85°C , ce qui indique une bonne absorption thermique et un rendement satisfaisant du capteur solaire.

Après 13 h, le rayonnement solaire commence à diminuer progressivement. Cependant, la température de sortie reste élevée pendant un certain temps en raison de l'inertie thermique du système et des échanges thermiques continus au sein des tubes et du fluide caloporteur.

Vers 15 h, le rayonnement solaire diminue significativement, entraînant une baisse progressive des températures d'entrée et de sortie. Le taux de transfert thermique diminue également progressivement, tendant vers zéro en fin de journée.

Le débit du fluide caloporteur étant constant à 5000 kg/h , les variations de température enregistrées sont principalement liées aux variations d'intensité de le rayonnement solaire au cours de la journée. Les résultats démontrent une bonne réponse thermique du capteur solaire équivalent, avec un effet direct et clair de le rayonnement solaire sur les performances du système thermique.

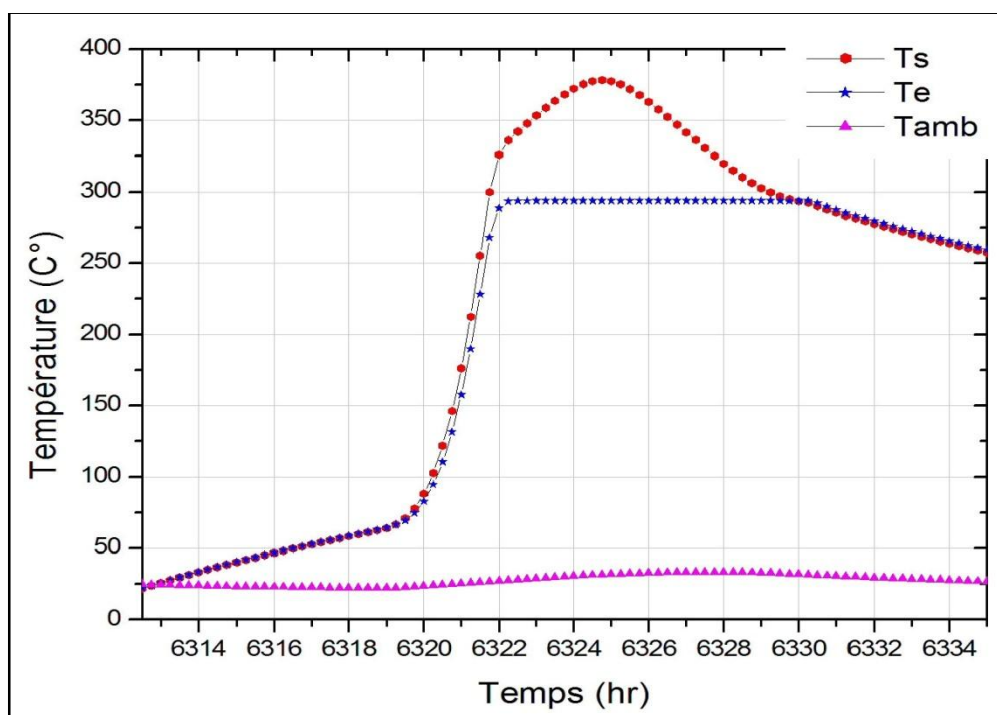


Figure III.3. Évolution des températures le 21 septembre.

La Figure III.4 illustre l'évolution de la température du fluide caloporteur à l'entrée et à la sortie du capteur solaire, pour un débit du fluide caloporteur 5 000 kg/h, le 21 décembre.

Tôt le matin, entre 6 h et 8 h, Le rayonnement solaire est très faible (figure III.5); les températures d'entrée et de sortie restent donc similaires et relativement basses.

À partir de 8 h environ, Le rayonnement solaire augmente progressivement, ce qui entraîne une élévation plus rapide de la température du fluide à la sortie du capteur qu'à l'entrée. Ceci témoigne d'une meilleure absorption et d'un meilleur transfert de l'énergie solaire vers le fluide caloporteur au sein du capteur solaire.

Entre 10 h et 13 h, le système atteint sa plage de fonctionnement optimale. Le rayonnement solaire incidente atteint une valeur maximale d'environ 2650 kJ/hr•m², soit approximativement 736 W/m², tandis que le débit massique se stabilise à 5 000 kg/h (figure III.5). Durant cette période, la température de sortie atteint environ 365 à 370 °C, tandis que la température d'entrée reste stable autour de 290 à 295 °C. L'écart de température est donc d'environ 75 à 80 °C, ce qui indique une bonne absorption thermique et un rendement satisfaisant du capteur solaire.

Après 13 h, Le rayonnement solaire commence à diminuer progressivement. Cependant, la température de sortie reste élevée pendant un certain temps en raison de l'inertie thermique du système et des échanges thermiques continus au sein des tubes et du fluide caloporteur.

Vers 15 h, Le rayonnement solaire diminue significativement, entraînant une baisse progressive des températures d'entrée et de sortie. Le taux de transfert thermique diminue également progressivement, tendant vers zéro en fin de journée.

Le débit massique étant constant à 5 000 kg/h, les variations de température enregistrées sont principalement liées aux variations d'intensité de le rayonnement solaire au cours de la journée. Les résultats démontrent une bonne réponse thermique du capteur solaire équivalent, avec un effet direct et clair de Le rayonnement solaire sur les performances du système thermique.

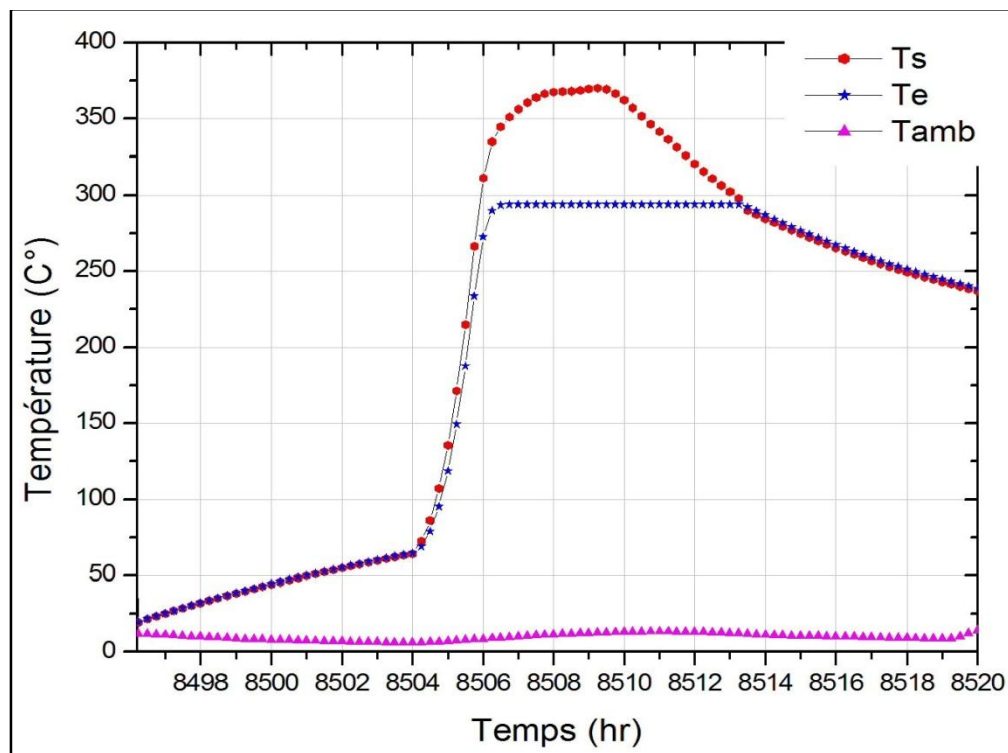


Figure III.4. Évolution des températures le 21 décembre.

La Figure III.5 montre les courbes des variations du rayonnement solaire atteignant la Terre en fonction du temps (en heures), pendant quatre jours de l'année (21 décembre, 21 juin, 21 mars et 21 septembre).

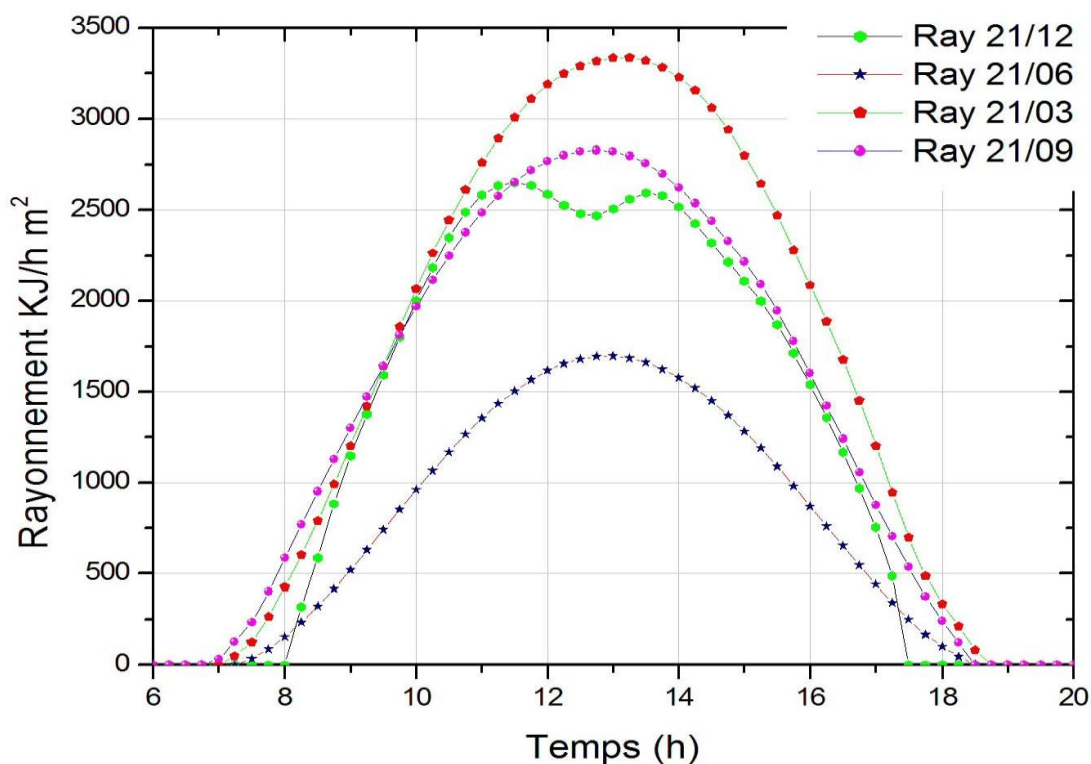


Figure III.5. Évolutions du rayonnement solaire

La courbe du 21 décembre (Rayon 21/12 - Hiver)

Cette courbe enregistre des valeurs très élevées, dépassant largement la courbe d'été, approchant les $2\,650\text{ kJ/h m}^2$, avec une légère baisse au milieu (due à une zone de basse pression ou à une importante couverture nuageuse). Elle présente également la période d'éclairement la plus courte (de 8h00 à 17h30).

En hiver, le soleil est très bas sur l'horizon. Cet angle faible fait que ses rayons frappent le ciel presque verticalement et directement, ce qui explique pourquoi il reçoit une quantité d'énergie bien supérieure à celle de l'été, malgré la brièveté des jours.

La courbe du 21 juin (Rayon 21/06 - Été)

Cette courbe enregistre les valeurs de rayonnement les plus faibles tout au long de la journée, avec un pic n'excédant pas 1700 kJ/h m^2 , malgré les heures d'ensoleillement les plus longues (devant 7h00 à 18h30).

En été, le soleil est très haut dans le ciel à midi et, de ce fait, ses rayons rasant la verticale avec un angle très prononcé. Ceci est particulièrement vrai pour les zones désertiques comme Hassi R'mel, qui présentent un indice de réflectance élevé (PEDO) en été, réduisant considérablement l'efficacité du rayonnement direct incident.

Les courbes du (21/09 et 21/03 - automne et printemps)

Cette période enregistre les valeurs du rayonnement solaire les plus élevées, dépassant $2\,830\text{ kJ/h/m}^2$ et atteignant un pic en mars à environ $3\,300\text{ kJ/h/m}^2$.

Lors des équinoxes, la hauteur du soleil est moyenne dans le ciel et l'angle d'incidence des rayons est idéal, directement au zénith (environ 90° à certains moments), ce qui permet un flux d'énergie maximal.

Les résultats obtenus au cours des quatre jours étudiés sont résumés dans le tableau III.4.

Tableau III.4. Comparaison des performances thermiques du champ solaire pour les quatre journées étudiées.

Date	le débit	rayonnement max	Ts max	ΔT
21 mars	5000 kg/h	$3300\text{ kJ/hr}\cdot\text{m}^2 \approx 917\text{ W/m}^2$	393°C	100°C
21 juin	2000 kg/h	$1700\text{ kJ/hr}\cdot\text{m}^2 \approx 472\text{ W/m}^2$	380°C	$85\text{--}90^\circ\text{C}$
21 septembre	5000 kg/h	$2830\text{ kJ/hr}\cdot\text{m}^2 \approx 786\text{ W/m}^2$	375°C	85°C
21 décembre	5000 kg/h	$2650\text{ kJ/hr}\cdot\text{m}^2 \approx 736\text{ W/m}^2$	370°C	$75\text{--}80^\circ\text{C}$

III.3. Facteurs affectant les performances des champs solaires

Les performances du champ solaire sont affectées par plusieurs facteurs, dont les plus importants sont :

Rayonnement solaire : Plus le rayonnement est élevé, plus l'énergie absorbée est importante et plus la température de sortie est élevée. C'est pourquoi les résultats étaient meilleurs le 21 mars qu'en 21 juin.

Le débit : Un faible débit implique un séjour plus long du fluide dans le tube, ce qui augmente la température de sortie. Cependant, un débit trop faible peut réduire la capacité thermique globale. Un débit élevé améliore le transfert de chaleur, mais réduit l'écart de température entre l'entrée et la sortie.

Température ambiante : Lorsque l'écart de température entre le tube et l'air est important, les pertes de chaleur par convection et rayonnement augmentent.

Efficacité optique : Celle-ci dépend de la propreté des miroirs, de la qualité de la réflexion, de l'angle d'incidence et de la précision du système de suivi solaire. Tout défaut d'alignement réduit la quantité de rayonnement concentré sur le tube récepteur.

III.4. Méthodes d'amélioration de performance des champs solaires

Nettoyage des miroirs pour maximiser leur pouvoir réflecteur.

Optimisation de la précision du système de suivi solaire afin d'assurer que les rayons lumineux restent focalisés sur le tube récepteur.

Choix d'un flux massique adéquat basé sur l'éclairement.

Diminution des déperditions thermiques grâce à l'emploi d'un tube capteur bien isolé ou d'un tube à vide.

III.5. Conclusion

Ce chapitre présente une analyse des résultats de simulation du champ solaire cylindro-parabolique pour quatre jours typiques des saisons. L'analyse démontre que la température de sortie du fluide caloporteur est principalement influencée par l'irradiation solaire qui frappe le système et le flux massique. On observe généralement les meilleures performances entre 10 h et 13 h, période à laquelle le rayonnement solaire atteint son pic.

Les résultats attestent que l'utilisation d'un concentrateur cylindro-parabolique peut mener à des températures élevées, comme l'illustre la mesure de près de 393 °C réalisée le 21 mars. Pour finir, l'optimisation des performances du champ solaire requiert un bon suivi solaire, un entretien fréquent des miroirs, une sélection appropriée du flux massique et une minimisation des pertes thermiques à l'endroit où se trouve le récepteur.

Conclusion Générale

Ce travail de recherche a été entièrement consacré à l'évaluation et à la simulation dynamique des performances thermiques du champ solaire cylindro-parabolique de la centrale hybride (solaire-gaz) de Hassi R'mel (SPP1). L'objectif majeur était d'analyser le comportement thermodynamique du fluide caloporteur de type Therminol VP-1 circulant au sein des tubes récepteurs SCHOTT PTR 70 associés aux capteurs EuroTrough ET 150, sous les conditions météo réelles de la région à travers une modélisation numérique transitoire via le logiciel TRNSYS. Les résultats issus des simulations menées pour quatre journées caractéristiques des différentes saisons (les 21 mars, 21 juin, 21 septembre et 21 décembre) permettent de confirmer le potentiel énergétique exceptionnel du site de Hassi R'mel en matière d'irradiation solaire directe (DNI), ce qui justifie pleinement la pertinence stratégique de l'implantation des technologies solaires thermiques à concentration (CSP) dans le Sud algérien.

Sur le plan thermodynamique, l'analyse des profils montre que la température de sortie du fluide caloporteur suit fidèlement l'évolution de la courbe d'ensoleillement quotidien, augmentant progressivement dès les premières heures de la matinée pour atteindre sa valeur critique durant la période de pointe située entre 10h00 et 13h00. L'étude comparative saisonnière révèle que les performances optimales du champ de captation sont enregistrées durant la journée représentative du printemps (21 mars), où la température du fluide à la sortie de la boucle atteint une valeur remarquable de 393 °C, affichant un gain thermique optimal de près de 100 °C entre l'entrée et la sortie du champ.

À l'inverse, une baisse notable de l'efficacité thermique et du rendement global est constatée pendant la journée d'hiver (21 décembre), un phénomène directement lié à la diminution de l'intensité du rayonnement incident et à la réduction de la durée d'ensoleillement diurne.

Enfin, cette investigation confirme la haute fidélité, la flexibilité et la précision de la plateforme TRNSYS en tant qu'outil de simulation pour prédire le comportement transitoire des systèmes solaires thermiques de grande envergure. En somme, ces conclusions démontrent que l'intégration du solaire thermique concentré couplé au cycle combiné représente une solution technico-économique performante et écoresponsable pour rationaliser l'exploitation du gaz naturel national et réduire significativement l'empreinte carbone en Algérie.

Pour prolonger la portée de cette investigation et apporter des contributions futures à l'optimisation de cette infrastructure, plusieurs axes de recherche méritent d'être envisagés. Il conviendra en premier lieu d'analyser l'impact technique de l'intégration d'un système de stockage thermique à haute température (à sels fondus par exemple) au sein du circuit afin de stabiliser la production et d'assurer la continuité de la génération de vapeur lors des passages nuageux ou après le coucher du soleil. Parallèlement, une étude approfondie sur le phénomène d'encrassement (salissure) des miroirs réflecteurs en milieu saharien s'avère indispensable pour quantifier la

dégradation du rendement optique et optimiser la fréquence des cycles de nettoyage. Il serait également pertinent de développer un modèle de régulation automatique du débit massique du fluide caloporteur afin de maintenir une température de sortie constante malgré les fluctuations de la ressource solaire.

Enfin, le couplage de ce modèle thermique avec une simulation détaillée du cycle de puissance à vapeur (cycle de Rankine) permettrait d'évaluer le rendement de conversion thermo-électrique global de la centrale SPP1, tandis que la validation de ces résultats par une confrontation directe avec les données d'exploitation réelles de la station permettrait d'approcher au plus près les contraintes de la réalité industrielle.

Références bibliographiques

- [1] J. A. Duffie, W. A. Beckman et N. Blair, *Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind*, 5th éd., New York: John Wiley & Sons, 2020.
- [2] Ministère de l'Énergie et des Mines (Algérie), «Programme de Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique 2011–2030,» Gouvernement Algérien, Alger, 2011.
- [3] N. Nouah, N. Djennaoui et T. Hassani, «Modélisation d'un capteur solaire cylindro-parabolique,» *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 17, n° 14, pp. 559-567, 2014.
- [4] E. G. Najla, «La centrale hybride de Hassi R'mel,» *Bulletin des Energies Renouvelables*, n° 121, 2011.
- [5] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Spectres de référence ASTM G173-03 : données de l'irradiance spectrale solaire,» Golden, Colorado, NREL, 2003.
- [6] R. A. Serway et J. W. Jewett, *Physique pour les sciences et l'ingénierie*, Montréal: Cengage Learning, 2014.
- [7] M. Perrot et M. Touchais, «Rapport sur la situation actuelle de la conversion énergétique directe de l'énergie solaire et aperçus futurs,» *Advanced Energy Conversion*, vol. 5, n° 14, pp. 241-264, 1965.
- [8] M. E. B. GHRIBI, *Énergie Photovoltaïque : Fondements, Modélisation et Applications*, Independently Published, 2025.
- [9] A. Labouret et M. Villos, *Énergie solaire photovoltaïque : Le manuel de l'installation pratique*, Paris: Dunod, 2012.
- [10] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, Oxford: Academic Press, 2014.
- [11] A. Benkhelifa, «Optimisation d'un Capteur Solaire Plan,» *Revue des Energies Renouvelables*, pp. 13-18, 1998.
- [12] M. Tissot, *L'énergie solaire thermique et photovoltaïque*, Paris: Eyrolles, 2012.
- [13] H. J. RASHID, K. F. SULTAN et H. S. ANEAD, «Thermal Performance of an Evacuated-Tube Solar Collector Using Nanofluids and an Electrical Curtain Controlled by an Artificial Intelligence Technique,» University of Technology-Iraq, Baghdad, 2022.
- [14] T. Boukelia, Z. Azzoune, A. Draa et Z. Zaiter, «Optimisation technico-économique d'une centrale solaire à tour,» Constantine, 2019.

- [15] G. A. C. (DLR), «Centrales solaires thermiques : chaleur, électricité et carburants à partir de l'énergie solaire concentrée,» Cologne, DLR, 2020.
- [16] B. Madelon, *Le Solaire Thermique : principes, technologies et applications*, Paris: Dunod, 2013.
- [17] R. Olives, «Centrales solaires et stockage de chaleur,» Laboratoire PROMES-CNRS / Université de Perpignan, 2021.
- [18] T. Mancini, P. Heller, B. Butler, B. Osborn, W. Schiel et V. Vernon, «Dish-Stirling Systems: An Overview of Development and Status,» *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 2, n° 1135-151, p. 125, 2003.
- [19] DLR (German Aerospace Center), «Dish-Stirling system,» DLR Portal, 2011. [En ligne]. Available: https://www.dlr.de/en/images/2011/4/dish-sterling-system_3750. [Accès le 01 05 2026].
- [20] R. Tahtah, A. Bouchoucha, C. Abid, M. Kadja et F. Benkafada, «Experimental study of heat transfer in parabolic trough solar receiver: Using two different heat transfer fluids,» *AIP Conference Proceedings*, vol. 1814, n° 1020051, 2017.
- [21] B. Nouredine, «ResearchGate,» 2018. [En ligne]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Description-dun-collecteur-cylindro-parabolique-114_fig26_322885954.
- [22] B. A. Saleh et Q. J. Abdul Ghafoor, «Linear and Annular Fresnel Collectors: Recent Developments and Performance Optimization,» *Journal of Information Systems Engineering and Management*, vol. 10, n° 1285, p. 285, 2025.
- [23] A. Gama, «Contribution à l'étude théorique et expérimentale d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique,» École Nationale Polytechnique (ENP), El-Harrach, Alger, 2007.
- [24] J.-M. Chasseriau, *Conversion thermique du rayonnement solaire*, Paris: Dunod, 1984.
- [25] W. Chekirou, N. Boukheit et T. Kerbache, «Analyse thermique pour l'absorbeur d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique,» *12ème Journées Internationales de Thermique (JITH 2005)*, 2005.
- [26] M. Li et L. L. Wang, «Investigation of evacuated tube heated by solar trough concentrating system,» *Energy Conversion and Management*, vol. 20, n° 147, p. 3591–3601, 2006.
- [27] R. Tahtah, «Étude et réalisation d'un capteur cylindro-parabolique à poursuite, installé dans une serre,» Constantine, Algérie, 2019.
- [28] C. é. p. l'Afrique, «Le secteur des énergies renouvelables en Afrique du Nord : situation actuelle et perspectives,» Bureau pour l'Afrique du Nord, 2012.

- [29] ANIREF (Agence Nationale de l'Intermédiation et de la Régulation Foncière), «Monographie de la Wilaya de Laghouat,» Ministère de l'Industrie, de la Petite et Moyenne Entreprise et de la Promotion de l'Investissement, Alger, 2017.
- [30] A. Nadjma, Y. I. Halil et B. N. E. Islam, «An innovative dynamic model for an integrated solar combined cycle power plant under off-design conditions,» *Energy Conversion and Management*, vol. 220, p. 113066, 2020.
- [31] S. AG, «Siemens Global Website,» [En ligne]. Available: <http://www.siemens.com/energy>.
- [32] A. Nadjma, B. N. E. Islam, A. Zohra, C. Ali, M. Abdelmotaleb et C. Loranzo, «Modeling of integrated solar combined cycle power plant (ISCC) of Hassi R'mel, Algeria,» *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 3, n° 1505-526, p. 14, 2020.
- [33] SCHOTT Solar, «SCHOTT PTR 70 Receiver: The Performance Booster for Parabolic Trough Power Plants,» 2013. [En ligne].
- [34] B. Mohamed et C. Abdelkader, «Étude et simulation d'une centrale hybride solaire-gaz : Cas de Hassi R'mel,» 2015. [En ligne]. Available: <https://dspace.univ-ouargla.dz/jspui/bitstream/123456789/8441/1/A060202.pdf>.
- [35] E. C. Company, «Therminol® VP-1 Heat Transfer Fluid: Technical Bulletin TF-9141,» Eastman Chemical Company.
- [36] Aalborg CSP, «Steam Generation Systems for Parabolic Trough Solar Power Plants: Technical Design and Operation,» 2012. [En ligne].
- [37] ATTSU Térmica, «Chaudières industrielles et générateurs de vapeur,» 2026. [En ligne]. Available: <https://www.attsu.com/>.
- [38] S. E. Laboratory, «TRNSYS Features and Capabilities,» 2026. [En ligne]. Available: <https://sel.me.wisc.edu/trnsys/features/features.html>.

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Université de Ghardaïa
Faculté des Sciences
et de la technologie



جامعة غرداية
كلية العلوم والتكنولوجيا
قسم: الآلية والكهروميكانيك

غرداية في :/...../2026

شعبة : هندسة ميكانيكية
تخصص:طاقات متجددة في الميكانيك

شهادة ترخيص بالتصحيح والاياداع:

انا الاستاذ(ة) : بركات فضيلة

بصفتي المشرف المسؤول عن تصحيح مذكرة تخرج ماسترالمعنونة بـ:

Étude des Performances Thermiques d'une Centrale Solaire Cyllindro-Parabolique

من انجازالطالبة:

مشري مراد

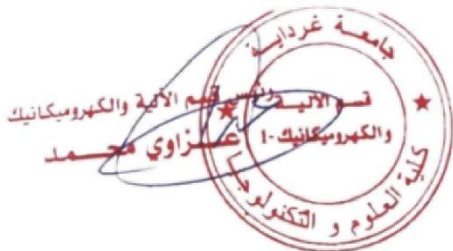
النايلي أشرف عبد الرحمان التي

نوقشت بتاريخ : 2026/06/13

اشهد ان الطالبة قد قامو بالتعديلات والتصحيحات المطلوبة من طرف لجنة المناقشة وقد تم التحقق من ذلك من طرفنا وقد استوفت جميع الشروط المطلوبة.

مصادقة رئيس القسم

امضاء المسؤول عن التصحيح




Ben Kot Ferida