



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID – TLEMCCEN



THÈSE LMD

Présentée à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT

Spécialité: *Energies Renouvelables*

Par :

Mme HADJOU BELAID Loubna née BENHABIB

Sur le thème

Modélisation d'un système mixte entre le collecteur cylindro-parabolique et les cellules en ZnO

Soutenue publiquement le 08/07/2021 à Tlemcen devant le jury composé de :

Mr CHABANE SARI Nasredine	Professeur	Université de Tlemcen	Président
Mr BENYOUCEF Boumediène	Professeur	Université de Tlemcen	Directeur de thèse
Mr AILLERIE Michel	Professeur	Université de Lorraine	Co-Directeur de thèse
Mr MERAD Abdelkrim	Professeur	Université de Tlemcen	Examinateur
Mme BENSMINE Souhila	MCA	Université de Tlemcen	Examinatrice
Mr BOUKLI HACENE Fouad	MCA	Ecole Supérieure ESSA	Examinateur

*Laboratoire Matériaux et Structures (LMS)
BP 119, 13000 Tlemcen - Algérie*

Remerciements

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce à Dieu ainsi qu'au concours de plusieurs personnes à qui je voudrais témoigner toute ma gratitude.

Je voudrais tout d'abord commencer mes remerciements à mon directeur de thèse Monsieur Benyoucef Boumediène, Professeur à l'université de Tlemcen pour ses conseils, son aide et de m'avoir fait confiance en me laissant travailler en autonomie.

Je témoigne ma profonde reconnaissance à Monsieur Aillerie Michel, Professeur à l'université de Lorraine & Central Supélec, de m'avoir accueillie chaleureusement au sein de son équipe au laboratoire LMOPS. Merci de m'avoir soutenu durant l'année difficile qu'on a vécu cause de la pandémie coronavirus. Merci pour votre compréhension, disponibilité et gentillesse. Merci pour la chance que vous m'avez procuré. Merci, car grâce à vous j'ai pu évaluer.

Mes remerciement à toute l'équipe du laboratoire LMOPS pour l'accueil et de me laisser intégrer parmi eux. Une deuxième famille que j'ai possédée durant ma solitude. Merci, Mr Jean-Claude Petit, Me Stéphanie Vergerio, les doctorants : Fati, Sarah, Rabab, Khawla, Ahmed.

Je tiens à remercier également les membres du jury : Mr. Chabane Sari Nacer-Eddine, Professeur à l'université de Tlemcen, étant que Président, Mr. Merad Abdelkrim, Professeur à l'université de Tlemcen, Mr Boukli Hacene Fouad, Maitre de Conférence à l'Ecole Supérieure ESSA, et Me. Bensmaine Souhila, Maitre de Conférence à l'université de Tlemcen, comme Examineurs, d'avoir accepté de lire ce manuscrit et d'évaluer mon travail de thèse, et merci de m'écouter le jour de ma soutenance.

Un remerciement particulier à toute personne d'avoir contribué à la réalisation de cette thèse, Mr. Marif et Me. Khitri, pour leur maîtrise dans le domaine de la programmation ainsi leurs efforts ; Mr. Kara Kamel pour tout son soutien ; Me. Ghomri, pour ses savoir-faire et conseils ; Mr. Amara pour la peine qu'a pris pour la correction de mes résultats ; Mr. Boubris, pour la correction qui a accordé à mon anglais ; Téma, la secrétaire du département de physique, Mr Attar Amine pour les conseils administratifs et Me.Dali Youocef et sa fille pour leur aide personnel.

Bien évidemment, la famille fait part à la réalisation de cette thèse. Commencant par ma maman, car ces prières étaient le chemin de ma réussite, mon petit frère Ayoub, mon bras droit et mon âme, ma sœur Chahinez, ma confidente et qui était toujours à mon écoute. Aussi bien, un grand remerciement à ma belle-famille, mes beaux-parents, de m'avoir encouragé à terminer mes études, mes belles sœurs Souad, Zoukha et Asma qui m'ont soutenu moralement et pour leur gentillesse. Et à ma source de joie qui m'a aidé à supporter la distance durant mon stage, ma petite nièce bien aimée Ines.

Toute ma gratitude à Me. Hadjou Belaid Zakia, ma belle-sœur, disant la sœur aînée dont je rêvais, pour le temps qu'elle a consacré à m'encadrer, pour ses conseils qui ont grandement facilité mon travail, et merci d'avoir veillée à ma réussite et de m'avoir encouragée à saisir l'opportunité du stage.

J'ai tardé à citer la personne à qui revient cette réussite. Merci à mon très cher époux Mr. Hadjou Belaid Ibrahim de m'avoir encouragé autant, de m'avoir fait confiance et m'envoyé loin de lui pour réaliser mon rêve, merci d'être à mes côtés, merci d'être ma force, merci d'être mon soutien moral et physique, merci d'être dans ma vie et d'être mon époux. Grâce à toi je suis là, entrain d'écrire ces mots. Grâce à toi je célèbre ma joie, ma réussite et ta fierté.

Enfin je remercie toute l'équipe du laboratoire URMER à Tlemcen. Ainsi, le gouvernement algérien pour le financement de mon stage, le personnel du rectorat, le consulat de Metz et l'ambassade de Paris.

Sommaire

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclature	
Introduction générale.....	1

1^{ère} Partie : Etude des systèmes solaires mixtes

Chapitre I : Le gisement solaire

I.	Introduction.....	8
II.	Description du soleil	8
III.	Aspects géométriques de l'énergie solaire	9
	III.1. Mouvement terrestre	9
	III.2. Les coordonnées géométriques	9
	III.3. Les coordonnées énergétiques	13
IV.	Le rayonnement solaire	14
	IV.1. Estimation du rayonnement solaire	15
	IV.1.1. Modèle de Capderou	15
	IV.1.2. Modèle de Bird & Hustrom	18
	IV.2. Estimation de la température ambiante	20
V.	Situation géographique de la région de Tlemcen	21
VI.	Conclusion	22
VII.	Références	23

Chapitre II : Les systèmes mixtes

I.	Introduction	26
II.	Les systèmes photo-thermiques	26
	II.1. Etat d'art	26
	II.2. Les capteurs solaires	27
	II.2.1. Les capteurs plans	29
	II.2.2. Les capteurs à concentration	31
III.	Les systèmes photovoltaïques	34
	III.1. Etat d'art	34
	III.2. Les différentes générations	35
	III.2.1. Première et deuxième génération	36
	III.2.2. Troisième génération	37
IV.	Les systèmes mixtes	40
V.	Conclusion	43
VI.	Références	44

2^{ème} Partie : Dimensionnement des systèmes et synthèse du système mixte

Chapitre III : Modélisation du système thermodynamique

I.	Introduction	50
----	--------------------	----

II.	Caractéristiques du concentrateur CCP	50
II.1.	Description du CCP	50
II.2.	Modélisation de L'absorbeur	52
II.2.1.	Bilan énergétique	52
II.2.2.	Modes de transfert	55
III.	Résolution numérique	60
III.1.	Description de la méthode des différences finies	60
III.2.	Discrétisation des équations	61
III.3.	Méthode de calcul	63
IV.	Interprétation des résultats	65
IV.1.	Rayonnement solaire	65
IV.1.1.	Validation du modèle du rayonnement solaire	65
IV.1.2.	La température ambiante	67
IV.1.3.	L'énergie absorbée	68
IV.1.4.	Système de suivi solaire	70
IV.2.	Les performances du collecteur	72
IV.2.1.	Les performances thermiques et optiques	72
IV.2.2.	Les températures de sortie	77
V.	Conclusion	79
VI.	Références	81

Chapitre IV : Modélisation du système photovoltaïque

I.	Introduction	83
II.	Le matériau ZnO.....	83
II.1.	Historique du ZnO.....	83
II.2.	Propriétés du ZnO.....	84
II.3.	Domaines d'applications du ZnO.....	92
III.	Modèle électrique de la cellule solaire.....	94
III.1.	Structure de la cellule DSSC.....	94
III.2.	Circuit équivalent de la cellule DSSC.....	95
IV.	Méthode de calcul	98
V.	Interprétation des résultats	101
IV.1.	Influence de la température	101
IV.2.	Influence de l'irradiation solaire	102
IV.3.	Influence du facteur d'idéalité	104
IV.4.	Influence de l'épaisseur du film	105
IV.5.	Influence du coefficient d'absorption	107
VI.	Conclusion	108
VII.	Références	109

Chapitre V : Synthèse du système

I.	Introduction	114
II.	Description du modèle CPV.....	114
III.	Modèle mathématique.....	115
III.1	Modèle thermique et électrique.....	115
III.2	l'analyse des performances du CPV.....	117

IV.	Interprétation des résultats.....	118
	IV.1 Les caractéristiques du module PV.....	118
	IV.2 Interprétation de la simulation du système.....	122
V.	Conclusion	125
VI.	Références	126
	Conclusion générale.....	127
	Annexes	130
	Communications Scientifiques liées à la thèse.....	135
	Résumé/ Abstract	

Liste des Figures / Tableaux

Liste des Figures

Introduction Générale

Figure I	Programme de développement des énergies renouvelables	3
-----------------	---	---

Chapitre I

Figure I.1	(a) Mouvement de la terre autour d'elle-même, (b) Mouvement de la terre autour du soleil.	9
Figure I.2	Variation annulaire de la déclinaison solaire	10
Figure I.3	Les coordonnées terrestres d'un lieu	10
Figure I.4	Les coordonnées locales du soleil	11
Figure I.5	Angle d'inclinaison d'un capteur solaire	12
Figure I.6	L'incidence solaire sur terre	14
Figure I.7	Spectre solaire	14
Figure I.8	Composition du rayonnement solaire	15
Figure I.9	Variation des températures ambiante en fonction du temps (21/06/2020)	20
Figure I.10	Carte géographique de Tlemcen	21
Figure I.11	Variation mensuelle du rayonnement direct (Tlemcen, 2016)	22

Chapitre II

Figure II.1	Les capteurs plans sans vitrage	29
Figure II.2	Capteur plan vitré	30
Figure II.3	Capteur à tube sous vide	31
Figure II.4	Les types des capteurs à concentration : a) Capteur Parabolique ;b) Tour Solaire ; c) Concentrateur Cylindro-Parabolique ; d) Concentrateur Parabolique	33
Figure II.5	Principe de la conversion photovoltaïque	35
Figure II.6	Schéma d'une cellule solaire à base de silicium	36
Figure II.7	Structure d'une cellule solaire 2 ^{ème} génération à base de CIGS	37
Figure II.8	Schéma d'une cellule à colorant à base de TiO ₂	39
Figure II.9	Le principe de fonctionnement de la DSSC	40
FigureII.10	Système LCPV Zytech	41
FigureII.11	Système MCPV Skyline Solar	41
FigureII.12	Système HCPV Solar Systems	42

Chapitre III

Figure III.1	Le concentrateur cylindro-parabolique LS-2 Sandia	51
Figure III.2	Les paramètres géométriques du CCP	51
Figure III.3	Les différents transferts de chaleur	53
Figure III.4	Maillage des différences finies	60
Figure III.5	Discretisation de l'absorbeur	61
Figure III.6	Organigramme du calcul	64

Figure III.7	Variation de l'intensité solaire directe. Comparaison entre les résultats obtenus avec les modèles du Capderou et Bird & Hustrom pour les journées typiques du (a) 21 mars, (b) 21 Juin, (c) 21 Septembre, (d) 21 Décembre, 2019	66
Figure III.8	Variation de la température ambiante	67
Figure III.9	Variation de l'énergie absorbée par le tube absorbeur et l'enveloppe de verre	69
Figure III.10	Influence de la distance focale et l'ouverture du miroir sur l'énergie absorbée	70
Figure III.11	L'influence des différents systèmes de suivi solaire sur la radiation direct annuelle	71
Figure III.12	Propriétés physique de l'eau en fonction de la température du fluide (a) conductivité thermique, (c) viscosité dynamique	73
Figure III.13	Variation de l'efficacité thermique en fonction de la température de sortie de l'eau	74
Figure III.14	Variation de l'efficacité thermique accordée aux saisons de l'année	75
Figure III.15	L'influence de l'émissivité du tube absorbeur sur le rendement thermique	75
Figure III.16	L'influence de l'angle d'incidence sur : (a) angle d'incidence modifié, (b) l'efficacité optique	76
Figure III.17	Variation du rendement optique durant la journée du 21 Juin	76
Figure III.18	Variation de la température de sortie de l'enveloppe de verre	77
Figure III.19	Variation du tube absorbeur	78
Figure III.20	Variation du fluide caloporteur	78
Figure III.21	Influence de la longueur sur la température de sortie du fluide	79
Figure III.22	Influence du débit sur la température de sortie du fluide (21 Juin)	79

Chapitre IV

Figure IV.1	Evolution du nombre de publications (bleu ; depuis Scopus) et de brevets (rouge ; depuis Orbit) par années de 1920 jusqu'à 2011	84
Figure IV.2	Structure cristalline du ZnO en phase a) NaCl ; b) Zinc blende ; c)Wurtzite	85
Figure IV.3	Structure de bande du ZnO	87
Figure IV.4	Courbe de dispersion des indices de réfraction n_e (a) et n_o (b) dans ZnO	88
Figure IV.5	Diagramme de bande d'énergie du ZnO et niveaux d'énergie des défauts	91
Figure IV.6	Structure de la DSSC	94
Figure IV.7	Principe de fonctionnement d'une DSSC	95
Figure IV.8	Circuit équivalent d'une DSSC à une diode	95
Figure IV.9	Caractéristiques I(V) : dans l'obscurité, sous éclairnement, et les paramètres physiques de la cellule solaire	96
Figure IV.10	La caractéristique I(V) du modèle validé	98
Figure IV.11	La caractéristique P(V) du modèle validé	99
Figure IV.12	Influence de la température sur J(V) pour $\Phi=1000\text{W/m}^2$	101
Figure IV.13	Influence de la température sur P(V) pour $\Phi=1000\text{W/m}^2$	102
Figure IV.14	Influence de l'irradiation solaire sur J(V) pour T=298K	103

Figure IV.15	Influence d'irradiation solaire sur P(V) pour T=298K	103
Figure IV.16	Influence du facteur d'idéalité sur J(V) pour $\Phi=1000\text{W/m}^2$, T=298K	104
Figure IV.12	Influence du facteur d'idéalité sur P(V) pour $\Phi=1000\text{W/m}^2$, T=298K	105
Figure IV.13	Influence de l'épaisseur du film sur J(V) pour $\Phi=1000\text{W/m}^2$, T=298K	106
Figure IV.14	Influence de l'épaisseur du film sur P(V) pour $\Phi=1000\text{W/m}^2$, T=298K	106
Figure IV.15	Influence du coefficient d'absorption sur J(V) pour $\Phi=1000\text{W/m}^2$, T=298K	107
Figure IV.16	Influence du coefficient d'absorption sur P(V) pour $\Phi=1000\text{W/m}^2$, T=298K	108

Chapitre V

Figure V.1	Prototype CPVT ; Schéma du collecteur cylindro-parabolique avec cellules	115
Figure V.2	Modèle général du module solaire PV	119
Figure V.3	Caractéristique I(V) du module	120
Figure V.4	Caractéristique P(V) du module	120
Figure V.5	Caractéristique I(V) du module pour une intensité solaire de 683W/m^2	121
Figure V.6	Caractéristique P(V) du module pour une intensité solaire de 683W/m^2	121
Figure V.7	Variation de la puissance thermique journalière	123
Figure V.8	Variation de la puissance électrique journalière	123
Figure V.9	Variation des températures de cellule et de sortie du fluide (journée 221 Juin)	123
Figure V.10	Variation des températures de cellule en fonction de la température ambiante	123
Figure V.11	Variation du rendement électrique en fonction de la radiation solaire	124
Figure V.12	Variation du rendement thermique en fonction de la température de sortie du fluide	125

Liste Des Tableaux

Chapitre I

Tableau I.1	Estimation de l'angle d'incidence	18
Tableau I.2	Coefficients de calcul de l'épaisseur de la couche d'ozone	19
Tableau I.3	Variation mensuelle des températures ambiantes max et min pour Tlemcen	20

Chapitre II

Tableau II.1	Les différents capteurs solaires thermiques	28
Tableau II.2	Comparaison des différentes générations de cellules solaires	35

Chapitre III

Tableau III.1	Schéma numérique des dérivées partielles	61
Tableau III.2	Les indices des équations algébriques / Les conditions aux limites	62
Tableau III.3	Comparaison entre les valeurs de la température ambiante mesurées et celles calculées	68
Tableau III.4	Comparaison de la quantité d'énergie absorbée suite aux différents systèmes de suivi solaire	71

Chapitre IV

Tableau IV.1	Des caractéristiques de la structure cristalline du ZnO	86
Tableau IV.2	Quelques propriétés électriques du ZnO	89
Tableau IV.3	Propriétés physiques de ZnO sous la forme Wurtzite	90

Chapitre V

Tableau V.1	Les paramètres liés aux équations algébriques	116
Tableau V.2	Paramètres géométriques du CPVT	122

Nomenclature

Lettres Latines

A /S	Surface (m ²)
A ₀	Surface d'ouverture (m ²)
C	Facteur de concentration
C _p	Capacité thermique (J/Kg.K)
D	Diamètre (m) / Diode
f	Ligne focale (m)
FF	Facteur de forme
h	Coefficient de transfert de chaleur (W/m ² .K)
h _s	Hauteur solaire (rd)
I ₀	Constant solaire (W/m ²)/ Courant de saturation (A)
I _d / G	Radiation solaire directe (W/m ²)
I _{ph}	Photo-courant (A)
I _{sc}	Courant de court-circuit (A)
I _D	Courant de la Diode (A)
j	Nombre de tranches
K	Angle d'incidence modifié
L	Longueur (m)
m _a	Masse atmosphérique
ṁ	Debit massique (Kg/s)
n	Facteur d'idéalité
n ₀	Concentration d'électrons (electrons/cm ²)
N	Number des jours
N _u	Nombre de Nusselt
P _r	Nombre de Prandtl
P _m	Puissance maximale (W)
q	Flux de chaleur (W) / charge d'électron (C)
R _a	Nombre de Rayleigh
R _e	Nombre de Reynolds
T	Température (K)
TL	Facteur de trouble de Linke
T _{lo}	Heure légale (h)
V _{co}	Tension de circuit ouvert (V)
v _w	Vitesse du vent (m/s)
W	Ouverture du collecteur (m)
Δt	Pas de temps (s)
Δx	Pas de longueur (m)

Lettres Grecques

α	Absorption
α ₀	Coefficient d'absorption-transmission
γ	Facteur d'interception
ε	Emissivité
ω	Angle horaire

η	Rendement
η_{el}	Rendement électrique
η_{th}	Rendement thermique
ε_0	Correction de distance Terre- soleil
δ	Déclinaison (rd)
δ_R	Epaisseur de Rayleigh
λ	Conductivité thermique (W/mK)
ρ	Densité (Kg/m ³)
ρ_0	Réflexion du réflecteur
f	Facteur de friction
φ	Latitude (rd)
θ	Angle d'incidence
τ	Durée de vie (s)
τ_a	Diffusion par aérosols
τ_g	Absorption des gaz
τ_r	Diffusion de Rayleigh
τ_v	Facteur de transmission
τ_w	Absorption par vapeur d'eau
σ	Coefficient de Stefan Boltzmann

Sigles

acc	Accumuler
abs	Absorber
diff	Diffuser
int	Intérieur
ext	Extérieur
a	Air
ab	Tube absorbeur
f	Fluide
g	Enveloppe de verre
u	Utile
am	Ambiant
c	Convection
r	Radiation
sky	Ciel
DSSC	Cellule solaire à colorant
CPV	Concentration photovoltaïque
E-W	Est-Ouest
N-S	Nord-Sud
SE	Equinoxe Printemps
SS	Solstice Eté
AE	Equinoxe Automne
WS	Solstice Hiver

Introduction générale

L'énergie a toujours constitué un enjeu vital pour l'homme et les sociétés humaines. Les comportements humains sont fortement induits par sa disponibilité ou sa non-disponibilité, son abondance ou sa pénurie. De ces comportements vont découler de nouveaux enjeux, en particulier pour l'environnement et les équilibres socio-économiques. La prise de conscience de l'importance de ces enjeux (réchauffement climatique, épuisement des ressources, augmentation des coûts de la santé,...) devrait, nous l'espérons, permettre de tendre vers une utilisation plus rationnelle de l'énergie, une optimisation des processus énergétiques que nous mettons en œuvre tous les jours [1]. Cependant, la conservation des ressources énergétiques est devenue une priorité à l'échelle planétaire d'où les spécialistes ont optés à trouver de nouvelles origines énergétiques telles que les énergies renouvelables [2].

Le Soleil fut la principale source des différentes formes d'énergies renouvelables ; exploitation du vent (éolien), de la biomasse (chauffage au bois....), de la chaleur de la terre (géothermie), de l'eau (usines marémotrices et houlomotrices) et encore solaire thermique ou photovoltaïque [3]. Hors, le choix d'une technologie dépend des critères géographiques, géopolitiques et économiques malgré que nombreuses études scientifiques fassent l'intégration des énergies renouvelables qui concluent un mix énergétique sur un même territoire [4, 5].

Par sa situation privilégiée, l'Algérie dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen et le Sahara représente 86% du territoire algérien. La durée moyenne d'ensoleillement du territoire algérien dépasse les 2000 heures annuelles, pour atteindre près de 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara. Le total d'énergie reçue est estimé à 169 400 TWh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays [6] et des capteurs solaires sur un vingtième de la surface du Sahara fourniraient assez d'électricité pour approvisionner le monde entier.

La stratégie de l'Algérie vise à développer une véritable industrie des énergies renouvelables. Ces filières énergétiques seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance économique. 37 % de la capacité installée d'ici 2030 et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable [7].

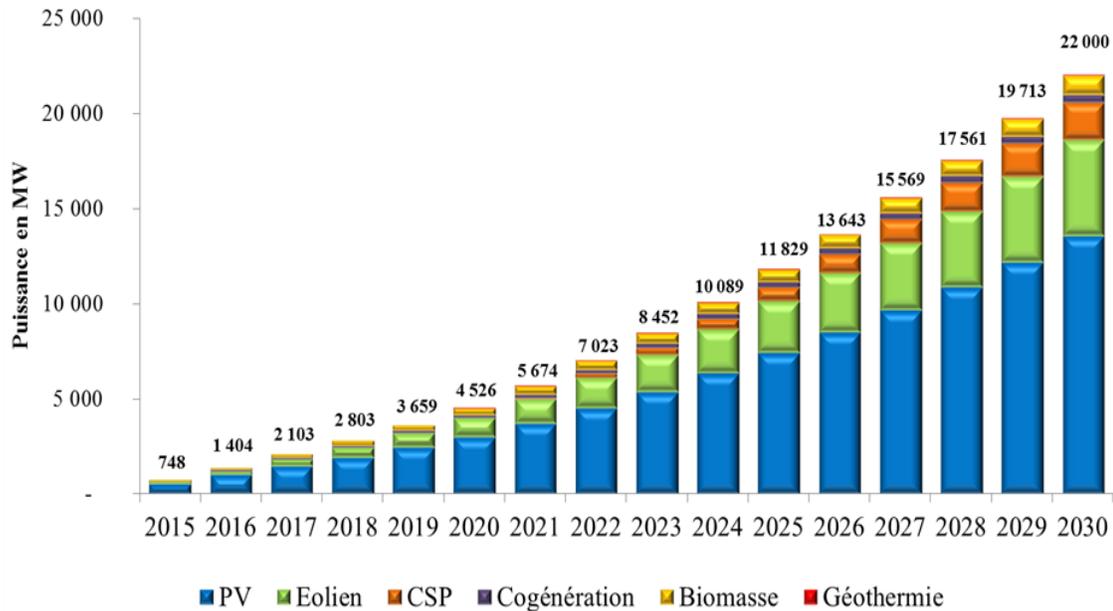


Figure I Programme de développement des énergies renouvelables [7]

C'est dans cette perspective que notre présent travail est concrétisé afin de viser un système pour une production énergétique. Le choix du système solaire s'est basé sur l'étude d'un système à concentration photovoltaïque. Une technologie qui fut récente dans le domaine du développement de l'énergie solaire, ou son principe est la conversion électrique par des cellules solaires dont la concentration du rayonnement solaire se fait grâce à un revêtement optique. Les estimations évaluent les coûts potentiel de la production électrique par photovoltaïque à concentration à 15centimes d'euros/ kWh, des coûts compétitifs par rapport à ceux du photovoltaïque classique mais encore plus de 2 fois supérieurs à ceux des énergies fossiles [8].

Le principal objectif de cette thèse est de s'intéresser à la technologie photovoltaïque à concentration afin de produire de l'électricité photovoltaïque et chauffer l'eau. Pour cela une modélisation à l'aide du programme informatique MATLAB est effectuée de manière à étudier les performances d'un collecteur cylindro-parabolique ainsi que la cellule solaire tout en intégrant les deux capteurs dans un seul système mixte CPV. D'où la problématique se pose sur le faite d'aboutir à un rendement thermique et électrique aussi élevé.

Le travail s'y référent est organisé en deux parties précédé par une **introduction**. La **première partie** du manuscrit est dédiée à l'étude des systèmes solaires mixtes, qu'on a partagés en deux chapitres comme suit : **1^{er} chapitre** sur le gisement solaire. Ce dernier consiste à visionner les rappels sur le gisement solaire et définir les différents modes pour le calcul du rayonnement solaire entre le modèle de Capdérou et celui de Bird and Hustrom. Hors, dans le **2^{ème} chapitre** on définit généralement les différents systèmes thermiques, photovoltaïques ainsi que les systèmes mixtes. Cependant, lors de la **deuxième partie**, une étude mathématique sur le dimensionnement de chaque système est présentée sous trois chapitres. Le **3^{ème} chapitre** est distingué à la modélisation du système à concentration, d'où on a choisi l'étude du concentrateur cylindro-parabolique. Les résultats obtenus font appel à l'analyse des différents paramètres influençant sur les températures de sortie. ainsi la modélisation du système de suivi puisque le système de concentration nécessite ce genre de système pour capturer le maximum d'intensité solaire. Par ailleurs, dans le **4^{ème} chapitre** on présente la modélisation du système photovoltaïque. Dans cette partie le choix de la cellule solaire es celle de la cellule à colorant à base de ZnO. Ou, on se consacre à analyser l'influence des différents paramètres sur la caractéristique I(V). La modélisation du système mixte est adressée dans le **5^{ème} chapitre** de cette partie en validant les résultats destinés à la combinaison entre le concentrateur cylindro-parabolique et la cellule solaire à base de ZnO. Finalement, on complète notre manuscrit par une **conclusion générale** et des perspectives.

Références

- [1] A. Bidart et L. Dubois, Les énergies fossiles et renouvelables, Dossier Pédagogiques de la Fondation Polaire Internationale, Mai 2003
- [2] S. Hariz Abid, Y. Agrebi Zorgani, Concentrateur cylindro-parabolique avec un suiveur sans capteur de position, Conf. Tunisia, CRATT, 2017
- [3] T. Fasquelle, Modélisation et caractérisation expérimentale d'une boucle solaire cylindro-parabolique intégrant un stockage de type thermocline, thèse doctorat, université de Perpignan, 2017
- [4] International Energy Agency, World energy outlooks, IEA reports, 2015
- [5] Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, un mix électrique 100% renouvelable, analyses et optimisations, 2015
- [6] Programme national des énergies nouvelles et renouvelables, era.dz, 2018
- [7] Ministère de l'énergie et des mines, Energies nouvelles renouvelables et maîtrise de l'énergie, ELIT. Spa société, Algérie, 2019
- [8] Connaissance des énergies, solaire photovoltaïque à concentration, fiche pédagogique, Avril 2012

1^{ère} Partie

Etude des systèmes solaires mixtes

Chapitre I

Le gisement solaire

I. Introduction

L'énergie solaire se place dans la catégorie des énergies renouvelables. C'est une source d'énergie qui est dépendante du soleil. Elle est dite que c'est une énergie 100% verte puisque elle n'émet pas du CO₂. L'énergie solaire atteignant une surface donnée dépend directement de l'orientation de celle-ci et de la position du soleil. Pour récupérer un maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est donc fondamentale [1]. L'énergie captée est utilisée soit pour chauffer l'eau et les habitats ou bien produire de l'électricité par différentes technologies : passive ou active.

L'étude du gisement est le point de départ de toute investigation. Cette étude est très indispensable dans le domaine de l'énergie solaire afin de simuler le fonctionnement probable du système énergétique, de s'assurer de son intérêt et de sa faisabilité.

II. Description du soleil

Le soleil est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de **1 391 000 km** (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de **2.1027 tonnes**. Toute l'énergie du Soleil provient de réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde 564.10^6 tonnes d'hydrogène en 560.10^6 tonnes d'Hélium, la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie ($E = mc^2$), ce qui représente une énergie totale de **36.10^{22} kW**. L'énergie que reçoit la Terre du soleil est de **$1.8.10^{17}$ W**, pour une distance de 150.10^6 km.

L'énergie solaire est utilisable depuis des siècles et elle est sans doute l'origine de toute forme énergétique sur terre. Ceci étant vrai pour les sources non renouvelables telles que le pétrole, le gaz, le charbon... que pour les sources renouvelables telles que le vent, l'eau...

Afin d'éclairer chaque point de la surface terrestre, les rayons solaires provenant du soleil traversent l'atmosphère par :

- Diffusion moléculaire (en particulier pour les radiations U.V).
- Diffusion sur les aérosols atmosphériques (gouttelettes d'eau, poussières...).
- Absorption sélective par les gaz de l'atmosphère.

Cependant, l'étude du gisement solaire est le point de départ qui nous conduit à étudier l'énergie solaire sur deux axes : l'aspect géométrique et énergétique afin de simuler le fonctionnement du système énergétique et de s'assurer de sa faisabilité.

III. Aspects géométriques de l'énergie solaire

III.1. Mouvement terrestre

La trajectoire de la terre autour du soleil est dite **écliptique**. D'où, une révolution effectuée de **365.25 jours** et 1 jour soit **24 heures** pour faire un tour sur elle-même autour d'un axe passant par le pôle nord et le pôle sud appelé **axe des pôles**. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles est nommé l'**Equateur**. Les mouvements de la terre autour du soleil et autour d'elle-même sont schématisés sur la Figure I.1.

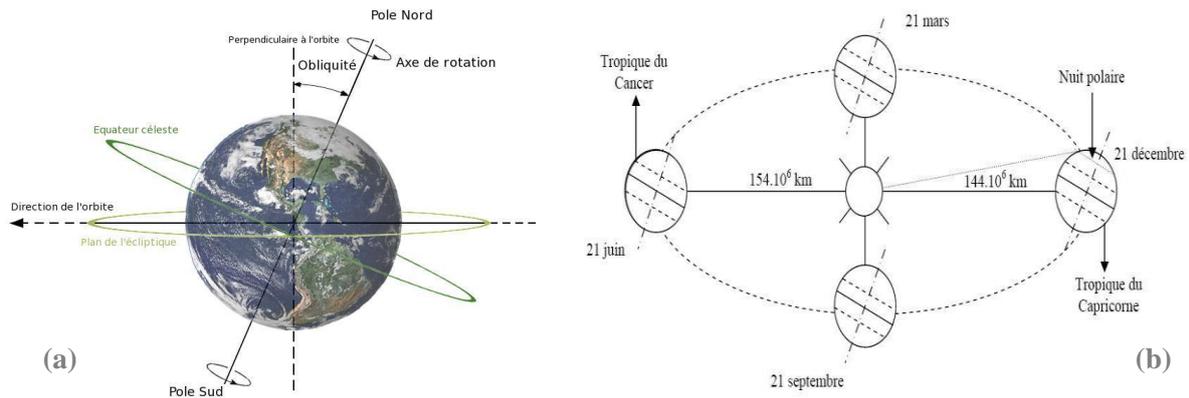


Figure I.1 a)Mouvement de la terre autour d'elle-même ; b) Mouvement de la terre autour du soleil [2-3]

III.2. Les coordonnées géométriques

✚ **La déclinaison (δ)** : La déclinaison est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial. Le long de l'année, sa variation se fait entre -23.45° et $+23.45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre). Sa valeur peut être calculée par la relation [4]:

$$\delta = 23.45. \sin\left(2\pi\left(\frac{284 + N_j}{365}\right)\right) \quad (I.1)$$

Ou N_j représente le nombre des jours de l'année.

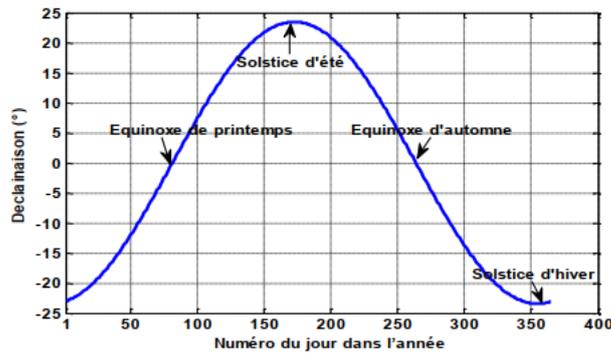


Figure I.2 Variation annuelle de la déclinaison solaire [5]

✚ **La latitude (φ)** : Latitude d'un lieu est l'angle que fait le rayon joignant le centre de la terre au lieu et le plan équatorial. Elle varie de -90° au pôle Sud à $+90^\circ$ au pôle Nord. ($\varphi < 0$: hémisphère sud ; $\varphi > 0$: hémisphère nord ; $\varphi = 0$: sur le plan de l'équateur).

✚ **La longitude du lieu (L)** : Correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par ce lieu avec un plan méridien retenu comme origine. On a choisi pour méridien (origine 0°) le plan passant par l'observatoire de Greenwich. Par convention on affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest.

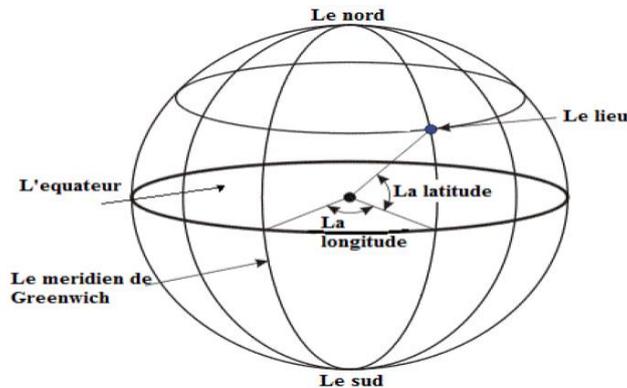


Figure I.3 Les coordonnées terrestres d'un lieu

✚ **La hauteur du soleil (h)** : Elle correspond à l'angle formé par le vecteur directionnel du soleil et sa projection sur le plan horizontal, elle vaut 0° au lever et coucher du soleil et elle prend sa valeur maximale (90°) à midi solaire. Elle est évaluée par la relation suivante [1] :

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

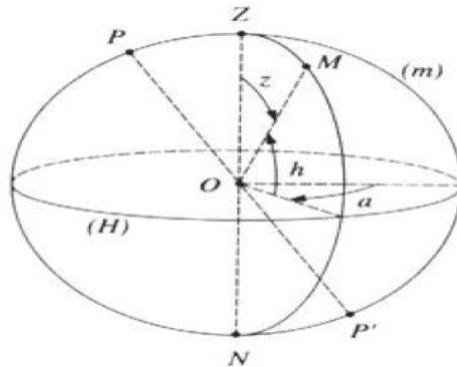


Figure I.4 Les coordonnées locales du soleil

✚ **L'azimut (a)** : Il correspond à l'angle formé par la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et le méridien du lieu. Il est compté positivement vers l'est et négativement vers l'ouest. Il est donné par la relation suivante [6] :

$$\sin(a) = \frac{\cos \varphi \cdot \sin \omega}{\cos(h)} \quad (I.3)$$

✚ **L'inclinaison (β)** : Correspond à l'angle que fait le plan du capteur avec l'horizontale. Le calcul de l'angle d'inclinaison se fait en déduisant la déclinaison du soleil de la latitude géographique du lieu de l'emplacement du capteur. En général, il correspond à la latitude de l'emplacement plus ou moins 10 à 15°. Il est recommandé d'employer un angle d'inclinaison plus élevé à la latitude de 10 à 15 degrés durant les mois d'hiver lorsque la trajectoire du soleil est basse dans le ciel (position hivernale). Par contre, en été (position estivale), lorsque la trajectoire du soleil est plus haute dans le ciel, il faut employer un angle d'inclinaison moins élevé à la latitude de moins 10 à 15 degrés [7].

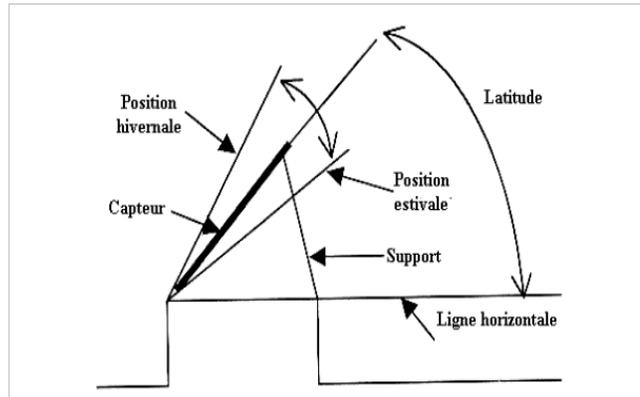


Figure I.5 Angle d'inclinaison d'un capteur solaire

✚ **L'angle d'incidence (θ)** : Il correspond à l'angle formé par la normale du plan avec le vecteur portant la direction du soleil [8]

$$\cos\theta = \sin\varphi \cdot \sin\delta \cdot \cos\beta - \sin\delta \cdot \cos\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\alpha + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\alpha \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega + \cos\varphi \cdot \sin\alpha \cdot \sin\omega \quad (I.4)$$

✚ **Equation de temps (ET)** : Equation de temps est due à la variation de la vitesse de la terre autour du soleil [9] :

$$ET = -[0.0002 - 0.4797 \cdot \cos(0.984Nj) + 3.2265 \cdot \cos(2 \cdot 0.984Nj) + 0.0903 \cdot \cos(3 \cdot 0.984Nj) + 7.3509 \cdot \sin(0.984Nj) + 9.3912 \cdot \sin(2 \cdot 0.984Nj) + 0.3361 \cdot \sin(3 \cdot 0.984Nj)] \quad (I.5)$$

✚ **Temps solaire vrai (TSV)** : Les relations se rapportant au mouvement du soleil utilisant le temps solaire vrai TSV qui diffère généralement du temps légal TL (heure des montres) du lieu considéré [10].

$$TSV = TL + ET + \frac{L_{ref} + L_{lieu}}{15} \quad (I.6)$$

✚ **Temps solaire moyen (TSM)** : C'est le temps qui correspond à une rotation uniforme de la terre autour du soleil .Il diffère peu du TSV (écart maximal ET = 16 minutes) [10]:

$$TSM = TSV - ET \quad (I.7)$$

✚ **Temps universel (TU) :** Le temps universel est égal au temps solaire moyen de la méridienne origine (méridien de Greenwich). Il est exprimé ainsi [1]:

$$TU = TSM + \frac{L}{15} \quad (I.8)$$

Où L : est la longitude exprimée en degrés.

✚ **Angle horaire (ω) :** L'angle horaire mesure le temps du midi solaire en termes d'un degré pendant toutes les quatre minutes, ou quinze degré par heure. Chronométré, en minutes ou des heures, est exprimé en tant que des angles nulle à midi solaire et des angles positifs d'heure avant midi solaire et angles négatifs d'heure après midi solaire [10].

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad (I.9)$$

✚ **Lever et coucher du soleil :** Correspond à l'angle horaire du lever et coucher du soleil [5] :

$$\omega_j = \cos^{-1}(-\tan \varphi \cdot \tan \delta) \quad (I.10)$$

III.3. Les coordonnées énergétiques

Dans le système solaire, le soleil décharge une énorme quantité d'énergie radiante. Pour une distance moyenne Terre-Soleil de 150 millions de km, la terre intercepte une moyenne de 1367 watts d'énergie rayonnée, c'est ce qu'on appelle constante solaire (1367 W/m²). Le spectre solaire est la distribution de la puissance lumineuse provenant du soleil et arrivant sur terre. Généralement caractérisé par la masse d'air (AM) traversée. Cette dernière est exprimée comme un multiple du parcours traversé en un point au niveau de la mer, le soleil étant directement à l'aplomb. La masse d'air est calculée à partir de éq.I.11 ; ou (θ : l'angle d'élévation solaire) [11]

$$AM = \frac{1}{\sin \theta} \quad (I.11)$$

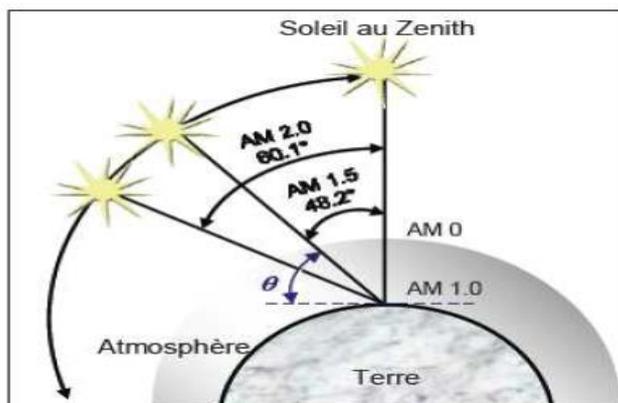


Figure I.6 L'incidence solaire sur terre [11]

Ainsi, le spectre AM0 est le spectre solaire lorsque la lumière a traversé 0 atmosphère et est proche du spectre d'émission d'un corps noir à 5700°k, le spectre AM1 est le spectre solaire après que la lumière a traversé une atmosphère. Le spectre reconnu comme « standard » est le spectre AM1,5 car il est proche des conditions d'ensoleillement rencontrées sous des latitudes moyennes et est très similaire au spectre AM0 ((correspondant à une inclinaison du soleil de 45° par rapport au zénith), à la différence près que des molécules présentes dans l'atmosphère ont absorbé certaines plages de longueurs d'onde. Les différentes zones du spectre AM1,5 sont l'ultraviolet (sous 400 nm, 4,6% du total), le visible (entre 400 nm et 800 nm, 54,2% du total) et l'infrarouge (au-dessus de 800 nm, 41,1% du total) [12].

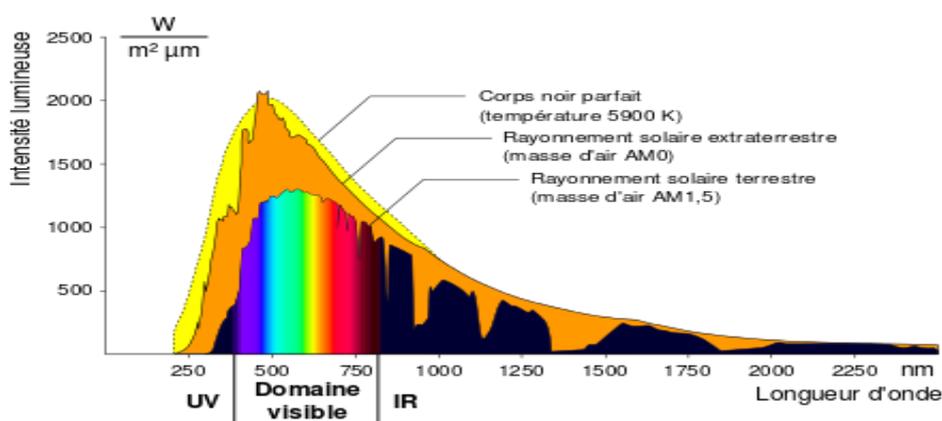


Figure I.7 Spectre solaire

IV. Le rayonnement solaire

L'énergie émise par le soleil est d'une forme électromagnétique. Le rayonnement solaire hors atmosphère est caractérisé par la constante solaire. Cette dernière est la puissance reçue

par unité de surface perpendiculaire aux rayons solaires en dehors de l'atmosphère terrestre. Sa valeur approximative est égale à 1367 w/m^2 [13].

Le rayonnement solaire global qui atteint la surface du capteur comprend un rayonnement direct, provenant en lignes droites venant directement du soleil, et un rayonnement diffus, qui provient de manière non isotrope, de toutes les directions de l'espace. Une partie du rayonnement diffusé est renvoyée vers l'espace ; le reste est transmis jusqu'au sol.

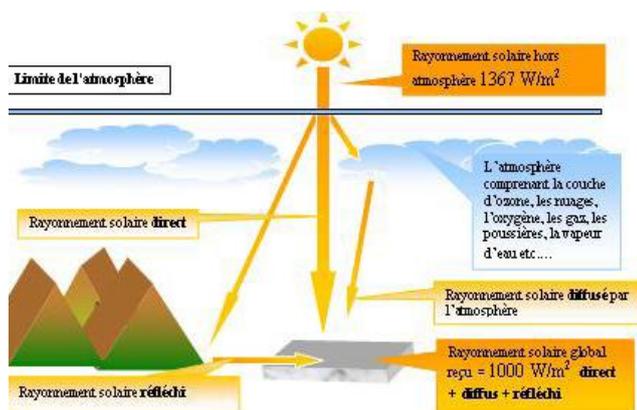


Figure I.8 Composition du rayonnement solaire [14]

IV.1. Estimation du rayonnement solaire

L'insuffisance des stations de mesure des composantes du rayonnement solaire en Algérie à provoquer une proposition des modèles qui permette à estimer le gisement solaire.

Dans la littérature, plusieurs auteurs ont proposés de relations empiriques qui lient les paramètres météorologiques aux différents paramètres radiométriques (éclairage global, diffus et direct). Pour notre travail, on a choisi de confronter deux modèles ; le modèle de Capderou et le modèle de Bird and Hustrom. Ces modèles sont basés sur les divers coefficients d'atténuation du rayonnement solaire par les éléments constituant l'atmosphère. L'étude comparative effectuée a mené à valider les résultats du modèle le plus adapté au site algérien : Tlemcen.

IV.1.1. Modèle de Capderou

La méthodologie adoptée est basée sur l'utilisation d'un facteur appelé coefficient de trouble de Link. Ce dernier représente le nombre d'atmosphère regroupé par des phénomènes d'absorption et de diffusion qu'il faudra accumuler pour qu'il entraîne la même atténuation que l'atmosphère réelle.

Le calcul du rayonnement incident sur un plan horizontal est donné selon l'équation suivante [15] :

$$I_d = I_0 \cdot \varepsilon_0 \cdot \sinh_s \cdot \exp(-T_L \cdot m_a \cdot \delta_R) \quad (I.12)$$

Où, ε_0 représente la correction de distance terre-soleil qui s'avère plus faible au début de Janvier et plus longue le début de Juillet. Elle est exprimée comme suit [16]:

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.034 * \cos\left(\frac{360}{365} * (N - 2)\right) \quad (I.13)$$

La masse atmosphérique m_a , est la traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol par rapport à une traversée verticale au niveau de la mer (plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il traverse une épaisseur importante d'atmosphère) [17]. Elle est exprimée par :

$$m_a = \frac{d}{d_0} \quad (I.14)$$

Avec : d_0 : distance du parcours du rayonnement à une traversée verticale, et d : distance réelle du parcours du rayonnement à une position quelconque.

Cependant, dans Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé la formule suivante [18] :

$$m_a = [\sin(h_s) + 9.4 * 10^{-4}(\sin(h_s) + 0.0678)^{-1.253}]^{-1} \quad (I.15)$$

Basé sur le calcul des rayonnements spectraux, Louche [19] a ajusté un polynôme de 4^{ème} ordre de la masse d'air et Grenier [20] a ajouté des changements à l'absorption spectrale et à l'équation de la diffusion, l'épaisseur de Rayleigh δ_R est donnée par l'équation suivante :

$$\delta_R^{-1} = 6.6296 + (1.7513 \times m_a) - (0.1202 \times m_a^2) + (0.0065 \times m_a^3) - (0.00013 \times m_a^4) \quad (I.16)$$

Quant au coefficient de trouble atmosphérique, il a été décomposé en trois facteurs auxiliaires de la manière suivante [18] :

$$T_L = T_0 + T_1 + T_2 \quad (I.17)$$

T_0 : est le trouble dû à l'absorption gazeuse tant par les constituants fixes de l'atmosphère que par l'ozone et surtout par la vapeur d'eau. Une modélisation de ce facteur en fonction des seules paramètres géo-astronomiques a permis à Capderou de proposer l'expression suivante :

$$T_0 = (2.4 - 0.9 * \sin\varphi) + 0.1 * (2 + \sin\varphi) - (0.2 * z) - (1.22 + 0.14 * A_{he}) * (1 - \sin(h_s)) \quad (I.18)$$

T_1 : est le trouble dû à l'absorption par les gaz de l'atmosphère (O_2 , CO_2 et O_3) et à la diffusion moléculaire de Rayleigh donné par l'approche :

$$T_1 = 0.89^z \quad (I.19)$$

T_2 : est le trouble dû à la diffusion par les aérosols couplée à une légère absorption, qui dépend à la fois de la nature, des dimensions et de la quantité des aérosols:

$$T_2 = [0.9 + (0.4 * A_{he})] * 0.63^z \quad (I.20)$$

Capderou a créé ainsi la formule de l'alternance hiver-été :

$$A_{he} = \sin\left(\frac{360}{365}(n - 121)\right) \quad (I.21)$$

Dans le cas d'un calcul du rayonnement incident sur un plan quelconque, l'expression utilisée est :

$$I_d = I_0 \cdot \epsilon_0 \cdot \cos\theta \cdot \exp(-T_L \cdot m_a \cdot \delta_R) \quad (I.22)$$

On remarque que le rayonnement incident est en fonction de l'angle d'incidence qui a son tour est en fonction de la poursuite solaire. Pour cela, Capderou [18] proposa les expressions du cosinus d'angle d'incidence comme présentées dans le tableau I.1

Tableau I.1 Estimation de l'angle d'incidence

Type de poursuite solaire	Cosinus d'angle d'incidence
Poursuite Totale	$\cos\theta = 1$
Poursuite Est-Ouest Polaire	$\cos\theta = \cos\delta$
Poursuite Est-Ouest Horizontale	$\cos\theta = \sqrt{1 - (\cos\delta \cdot \sin\varphi \cdot \cos\omega - \sin\delta \cdot \cos\varphi)^2}$
Poursuite Nord-Sud Horizontale	$\cos\theta = \sqrt{1 - (\cos\delta \cdot \sin\omega)^2}$

IV.1.2. Modèle de Bird and Hustrom

Ce modèle propose des relations empiriques permettant d'estimer les différents coefficients de transmission du rayonnement solaire, ainsi Bird and Hustrom se sont basés dans leur modèle sur les divers coefficients d'atténuation du rayonnement solaire par les éléments constituant l'atmosphère [21]. L'expression du rayonnement direct sur un plan horizontal est comme suit :

$$I_d = 0.975 \cdot I_0 \cdot \tau_r \cdot \tau_g \cdot \tau_w \cdot \tau_a \cdot \tau_0 \cdot \sin(h_s) \tag{I.23}$$

D'où les coefficients de transmissions sont donnés par les équations ci-dessous [22] :

✚ Diffusion de Rayleigh : Le coefficient de transmission après la diffusion moléculaire

$$\tau_r = \exp[-0.0903 * m_a^{0.84} * (1 + m_a - m_a^{1.01})] \tag{I.24}$$

Avec : $m_a = m_r * \exp(-0.0001184 * z)$

$$m_r = [\cos\theta_z + 0.15 * (93.885 - \theta_z)^{-1.27}]^{-1}$$

θ_z : représente la distance zénithale

✚ Diffusion par les aérosols : Le coefficient de transmission après la diffusion par les aérosols concerne uniquement les deux longueurs d'onde ($\lambda=0.38\mu\text{m}$ et $\lambda'=0.8\mu\text{m}$). Il est donné par la relation suivante :

$$\tau_a = \exp[-k_a^{0.873} * m_a^{0.9108} * (1 + k_a - k_a^{0.7088})] \tag{I.25}$$

Ou: $k_a=0.2758.k_{a-\lambda} + 0.35.k_{a-\lambda'}$

✚ Absorption par l'ozone

$$\tau_0 = 1 - [0.1611 * U_3 * (1 + 139.48 * U_3)^{-0.3035} + 0.02715 * U_3 * (1 + 0.044 * U_3 + 0.0003 * U_3^2)^{-1}] \quad (I.26)$$

Avec: U_3 représente l'épaisseur de la couche d'ozone corrigé par le trajet optique du rayonnement solaire; $U_3 = L_3 \cdot m_r$

L_3 : représente l'épaisseur de la couche d'ozone réduite (cm). $L_3 = (A + C \cdot \sin(D \cdot (n + F))) + G \cdot \sin(H \cdot (L + I) \cdot (\sin^2(\beta_0 \varphi)))$

Le tableau ci-dessous résume les valeurs des variables.

Tableau I.2 Coefficients de calcul de l'épaisseur de la couche d'ozone

Paramètres	Valeurs
A	150
β_0	1.28
C	40
D	0.9865
F	-30
G	20
I	20 pour $L > 0$ 0 pour $L < 0$

✚ Absorption par vapeur d'eau

$$\tau_w = 1 - [1 - 2.4959 * U_1 * [(1 + 79.034 * U_1)^{0.6828} + 6.385 * U_1]^{-1}] \quad (I.27)$$

Avec :

$U_1 = W \cdot m_r$; représente l'épaisseur d'eau condensable corrigé par la valeur du trajet optique;

Ou, $W = \frac{0.493 \cdot \phi_r \cdot P_s}{T_a}$ et $P_s = \exp(26.23 - \frac{5416}{T_a})$

✚ Absorption des gaz: Concerne l'absorbtion du dioxyde de carbone et l'oxygène.

$$\tau_g = \exp[-0.0127 * m_a^{0.26}] \quad (I.28)$$

IV.2. Estimation de la température ambiante

Parmi les variables qui influent essentiellement sur les systèmes solaire thermique ou photovoltaïque), est la température ambiante. Elle fait preuve du comportement d'une cellule solaire car ses performances électriques sont très sensibles à cette dernière. Comme au capteur thermique, elle influe sur le coefficient de chaleur extérieur puisque les propriétés physiques de l'air extérieur varient en fonction de la température ambiante.

Cependant sa formule est basée sur les températures journalières maximales et minimales, donnée par [23] :

$$T_{am} = \frac{T_{max} + T_{min}}{2} + \frac{T_{max} - T_{min}}{2} \cdot \cos\left(\frac{\pi(14 - ST)}{12}\right) \quad (I.29)$$

Par ailleurs, les pertes extérieures par rayonnement sont calculées avec la température de ciel. Son expression est [24] :

$$T_{sky} = 0.0552 \cdot T_{am}^{1.5} \quad (I.30)$$

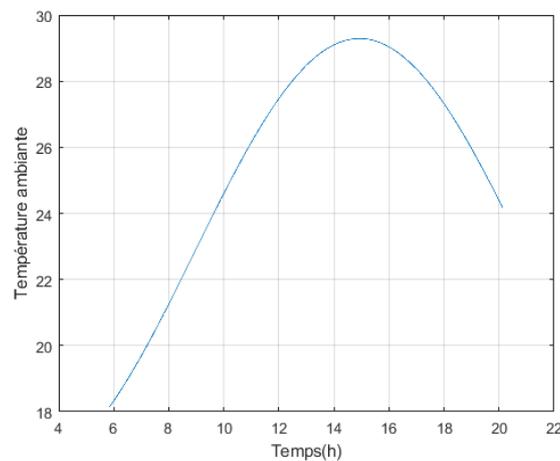


Figure I.9 Variation de la température ambiante en fonction du temps (21/06/2020)

Le tableau I.3 résume la variation mensuelle des températures maximales et minimales pour le site de Tlemcen durant l'année 2019 [25]

Tableau I.3 : Variation mensuelle des températures ambiantes maximales et minimales pour Tlemcen

Mois	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Jui	Juill	Aou	Sep	Oct	Nov	Déc
$T_{am\ max}$	20.3	22.3	25.6	33.8	34.9	31.6	42.9	41.8	34.9	35.3	26.3	25
$T_{am\ min}$	16.7	18.5	20.5	22.4	27.2	28.3	33	33.8	30.6	27.1	19.8	18.8

V. Situation géographique de la région de Tlemcen

La Wilaya de Tlemcen est située sur le Nord-ouest de l'Algérie et dispose d'une façade maritime de 120 km. C'est une wilaya frontalière avec le Maroc, avec une superficie de 9 017,69 km² [24]. Elle est peuplée d'une densité de population qui vaut 105hab/km². Tlemcen couvre une superficie forestière de l'ordre de 225,000 ha composée de forêt, maquis et broussaille ; ajouter à cela une nappe alfatière de 154 000 ha.

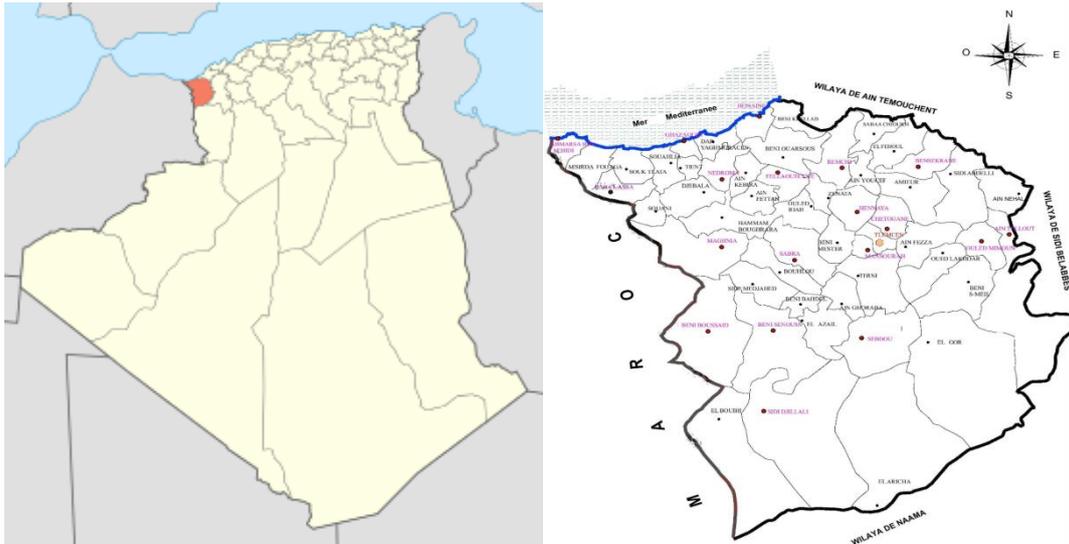


Figure I.10 Carte géographique de Tlemcen

Les coordonnées géographiques de cette ville sont telles : Altitude (715m) ; Longitude (-1.32) et Latitude (34°53'24'') [26].

Le climat le plus dominant à Tlemcen est le climat méditerranéen reposant sur l'opposition entre un hiver océanique où la wilaya est ouverte aux dépressions maritimes et un été désertique qui provoque la remontée et le stationnement d'une chaleur persistante durant toute la saison. En outre, elle a deux autres climats semi-arides, un chaud et un autre froid [27].

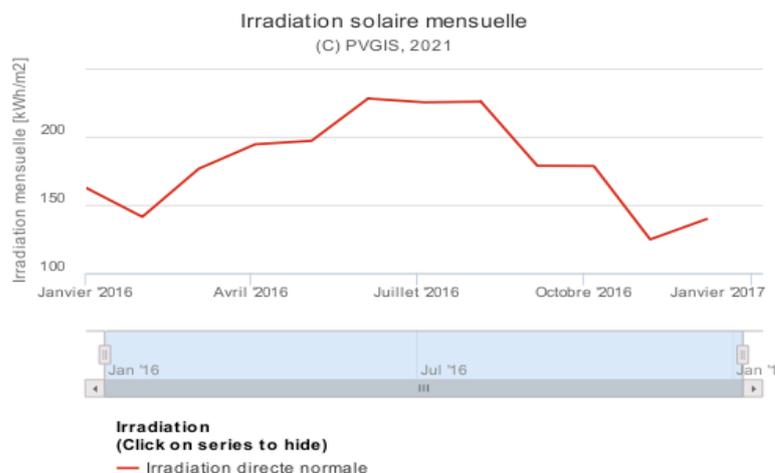


Figure I.11 Variation mensuelle du rayonnement direct (Tlemcen ; 2016) [28]

VI. Conclusion

Le rayonnement solaire peut être utilisé soit pour produire l'électricité à l'aide des systèmes photovoltaïques, soit la chaleur thermique pour le chauffage ou plus la production d'électricité grâce aux systèmes thermiques.

Ce premier chapitre avait comme but d'exploiter le potentiel solaire sur un site donné tout en présentant les paramètres de position et de temps ainsi les modèles qui permettent la modélisation du rayonnement directe par les modèles de Capderou et celui de Bird and Hustrom. En effet, il sera judicieux d'entamer une étude du rayonnement solaire incident avant de modéliser le capteur thermique ou la cellule solaire en lançant un calcul mathématique qui permettra la comparaison entre les deux modèles cités et choisir le plus adapter à notre région d'étude.

Le prochain chapitre a pour but de présenter les différentes technologies solaires en citant les divers dispositifs et instruments nécessaires.

Références

- [1] Bernard. Energie solaire calculs et optimisation, Ellipse Edition Marketing. (2004)
- [2] M. Chassériau, Conversion thermique du rayonnement solaire ; Dunod, 1984
- [3] Bhavik Shah, Solar energy: the ultimate renewable resource, 2002
- [4] L'abe des technologies de l'énergie renouvelable, septembre 2003, www.pollutionprobe.org
- [5] J.E. Braun et J.C. Mitchell, solar geometry for fixed and tracking surface, edition: solar energy laboratory, 1983
- [6] A.A Sfeir G. Guarracino, ingénieur des systèmes solaires, application à l'habitat, technique et documentation, Edition paris ,1981
- [7] A. Brahim, Etude de performances d'un capteur solaire plan à eau, Mémoire de Master 2, université de Lorraine Faculté des sciences et technologies Nancy-1 et Centre de Développement des Energies Renouvelable CDER de Bouzaréah (Alger), 2016.
- [8] M. Capderou, Atlas Solaire de l'Algérie. Modèles Théoriques et Expérimentaux, Vol. 1, T1, Office des Publications Universitaires, EPAU, Algérie, 375 p., 1987
- [9] Y. Jannot. Thermique solaire, Mars 2011
- [10] K. Messaitfa. , Evaluation de l'apport quantitatif des inclinaisons optimales d'un Système de pompage photovoltaïques –ENERSOLE'01-ADRAR- ALGERIE pp 255-272. 2001
- [11] J. Metzdorf, S. Winter, T. Wittchen, Metrologia, 37, 573, 2000
- [12] G. Bouhelal, L'utilisation de l'énergie solaire pour les besoins climatiques, thèse Magister, université Abou Bekr Belkaid, 2011
- [13] J. A. Duffie, W. A. Beckman. Solar engineering of thermal processes, John Wiley and Sons, 1980
- [14] J. Bernard, énergie solaire calculs et optimisations, édition : ellipses, 2004
- [15] F. Yettou, A. Malek, M. Haddadi et al. Etude comparative de deux modèles de calcul du rayonnement solaire par ciel clair en Algérie. Revue des Energies Renouvelables,

2009, vol. 12, no 2, p. 331-346

- [16] F. Kasten, The Linke Turbidity Factor Based on Improved Values of the Integral Rayleigh Optical Thickness, Solar Energy. Vol 56, N°3, 239-244 (1996).
- [17] A. Labouret, 'Energie Solaire Photovoltaïque', Ed. Dunod, France, 302 p., 2003.
- [18] M. Capderou, Theoretical and experimental models, Solar atlas of Algeria (in French), Tome2. Vol.1. Algeria: University Publications Office; 1987
- [19] A. Louche, G. Péri and M. Iqbal, 'An Analysis of Linke Turbidity Factor', Solar Energy, Vol. 37, pp. 393- 396, 1986
- [20] J.C. Grenier, A. de la Casinière and T. Cabot, 'A Spectral Model of Linke's Turbidity Factor and its Experimental Implications', Solar Energy, Vol. 52, pp. 303 - 314, 1994.
- [21] M. Meriane, Etude des performances d'un distillateur à double pente. Stage de fin d'études 2015
- [22] E. R. Bird, R. L. Hulstrom, A Simplified Clear Sky Model for Direct and Diffuse Insulation on Horizontal Surfaces, Seri Tr -642-761, February 1981
- [23] A. Belghit, M. Belahmidi, A. Bennis, B. Boutaleb, S. Benet, Numerical simulation of a solar drier functioning in forced convection (in French), Gen Therm Rev 1997;36:837-50.
- [24] <https://fr.wikipedia.org/wiki/wilaya-de-Tlemcen>
- [25] <https://infoclimat.fr/climatologie/annee/2019/tlemcen>
- [26] <https://fr.db-city.com/algerie-tlemcenn>
- [27] <https://fr.climate-data.org/afrique/algerie/tlemcen>
- [28] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr

Chapitre II

Les systèmes mixtes

I. Introduction

Parmi toutes les formes d'énergies sur terre, l'énergie solaire est considérée comme une source primaire. Son exploitation représente un enjeu dans la transition énergétique vers l'indépendance vis-à-vis des énergies fossiles. L'énergie solaire comme d'autres énergies renouvelables pourra permettre une baisse du prix de l'électricité face à la crise mondiale. A côté des systèmes de conversion de l'énergie solaire, la technologie à concentration photovoltaïque est compétitive à la technologie photovoltaïque envers un rendement supérieur. Son principe est de concentrer le soleil sur des cellules afin d'augmenter l'irradiance.

Le long de ce chapitre, on s'intéressera à présenter les différentes technologies thermique et photovoltaïque dont le marché est largement investi, ainsi la technologie dite photovoltaïque à concentration CPV ou qu'on a nommé les systèmes mixtes.

II. Les systèmes photo-thermiques

II.1. Etat d'art [1]

Ce n'est qu'après la Renaissance, en particulier au 17^{ème} et au 18^{ème} siècle, que des miroirs ardents de grande taille ont été construits par les physiciens férus d'optique comme Jean-Dominique Cassini (1625-1712), François Vilette (1621-1698) ou Edme Mariotte (1620-1684). Plus tard, Antoine Lavoisier (1743-1794), en particulier, a utilisé de tels instruments pour fondre de nombreux corps.

L'idée de développer des machines pour convertir l'énergie solaire à des fins industrielles n'est apparue que plus tard, à la fin du 19^{ème} siècle et au début du 20^{ème} siècle, de pair avec l'essor des industries mécaniques. La machine construite en 1878 par Augustin Bernard Mouchot (1825-1912) pour l'exposition universelle de Paris est restée célèbre. Elle couplait un réflecteur solaire parabolique de cinq mètres de diamètre avec une machine à vapeur à son foyer.

Le développement de ces énergies fossiles, charbon puis pétrole, moins chères et non soumises aux variations astrales et climatiques stoppe l'essor du solaire thermique. Pour que l'intérêt de la conversion thermique ou thermodynamique revienne avec force, il faudra attendre

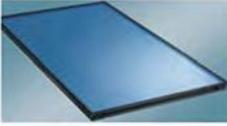
les années 1980 avec l'essor massif des chauffe-eau solaires en Europe tant en Allemagne qu'en Grèce, Chypre ou Israël.

Le capteur solaire thermique est un dispositif conçu pour recueillir l'énergie provenant du soleil sous forme de chaleur (rayonnement) et la transmettre à un fluide caloporteur. La chaleur est récupérée grâce à un fluide (eau + antigel ou air) caloporteur, qui s'échauffe en circulant dans un absorbeur placé sous un vitrage. Celui-ci laisse pénétrer la lumière solaire et minimise les pertes par rayonnement infrarouge de l'absorbeur en utilisant l'effet de serre. Ce vitrage permet en outre de limiter les échanges de chaleur avec l'atmosphère. Le capteur solaire sera d'autant plus performant que le revêtement de l'absorbeur aura un coefficient d'absorption élevé et un coefficient d'émission faible. Les matériaux qui présentent ces caractéristiques sont dits "sélectifs".

II.2. Les capteurs solaires

On distingue différents types de capteurs thermiques classés selon la température, à faible, moyenne et haute température. Essentiellement, il en existe trois types des capteurs solaires : **Capteur plan** ; **Capteur à tube sous vide** et **Capteur à concentration**. Dans la Figure II.1, on définira les différents capteurs thermiques.

Tableau II.1 Les différents capteurs solaires thermiques [2]

	Type de capteur/ schéma		Rapport de concentration pour rayonnement direct	T (K)
Stationnaire	Capteur à absorbeur plan		$C \leq 1$	$300 < T < 360$
	Tube sous vide		$C \leq 1$	$300 < T < 460$
Un axe	Réflecteur parabolique composé		$1 \leq C \leq 1$ $5 \leq C \leq 15$	$340 < T < 510$ $340 < T < 560$
	Réflecteur parabolique		$15 \leq C \leq 40$	$340 < T < 560$
	Réflecteur Fresnel		$10 < C < 40$	$340 < T < 540$
	Réflecteur cylindro-parabolique		$10 < C < 50$	$340 < T < 540$
Deux axes	Réflecteur parabolique		$100 < C < 1000$	$340 < T < 1200$
	Réflecteur sphérique		$100 < C < 300$	$340 < T < 1000$
	Champs d'Héliostat		$100 < C < 1500$	$340 < T < 3000$

II.2.1. Les capteurs plans :

L'élément essentiel pour la conversion thermique de l'énergie solaire est le capteur solaire thermique. Le rayonnement solaire est absorbé et transmis à un fluide caloporteur (eau, air ou antigel) qui résulte l'énergie thermique qui à son tour transférer au lieu d'installation ou stocker. On distingue trois types de capteurs solaires les plus usuels.

✚ **Les capteurs plans sans vitrage** : C'est le modèle le plus simple, le plus économique mais le moins performant. Il est généralement constitué d'une simple plaque de métal ou de matière plastique (absorbeur) sur laquelle sont collés plusieurs tubes porteurs de fluide caloporteur. Les capteurs plans non vitrés ne sont pas isolés sur la face avant, c'est pourquoi ils répondent mieux à des applications à basse températures (inférieure à 30°C). Le domaine d'utilisation principal de ce type de capteurs est le chauffage des piscines extérieures. Parce qu'ils n'ont pas de vitrage, ces capteurs absorbent une grande partie de l'énergie solaire [3].



Figure II.1 Les capteurs plans sans vitrage

✚ **Les capteurs plans vitrés** : Les capteurs solaires plans vitrés sont très répandus. Ils existent sous formes de capteurs à eau ou à air. Ces capteurs conviennent mieux à des applications à température modérée où les températures souhaitées se situent entre 30°C et 70°C. Les capteurs à circulation d'eau sont plus couramment utilisés pour la production de l'eau chaude sanitaire à l'échelle individuelle ou collective, pour un usage industriel, ainsi que pour les

piscines intérieures. Les capteurs à air sont utilisés pour le séchage, pour le chauffage des locaux aussi l'air de ventilation [4]

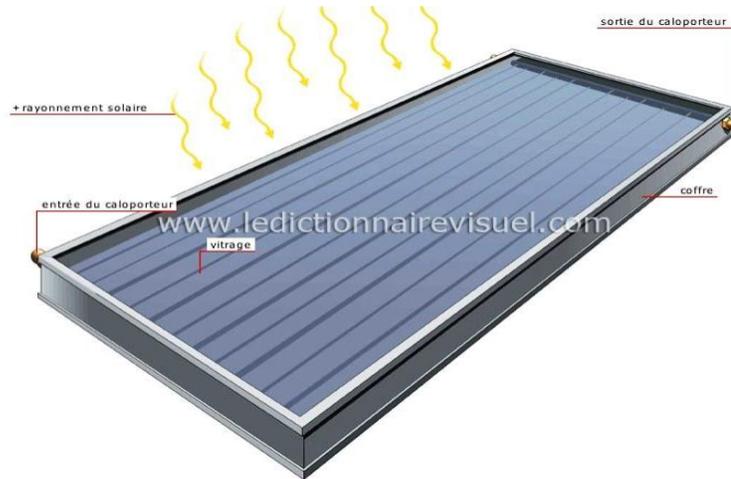


Figure II.2 Capteur plan vitré

Généralement, ces types de capteurs sont constitués d'un imperméable, en métal ou en fibre de verre boîte isotherme contenant une plaque d'absorption de couleur foncée, l'absorbeur avec un ou plusieurs vitrages. Les plaques absorbantes sont généralement fabriquées à partir de métal en raison de sa haute conductivité thermique et peints avec des revêtements de surface sélectifs spéciaux a fin d'absorber et transférer la chaleur mieux que la peinture noire régulier possible. Le vitrage recouvre réduire la convection et les pertes de chaleur de rayonnement de l'environnement [5-6]

✚ **Les capteurs à tube sous vide** : Les capteurs solaires à tubes sous vide sont des capteurs solaires qui ont une meilleure performance que les capteurs plans pour un fonctionnement à haute température dans l'intervalle de 77 à 170 °C. Ils sont bien adaptés pour les applications de chauffage commercial et industriel ainsi que pour les applications de refroidissement par des cycles de réfrigération régénérâtes [5-7]

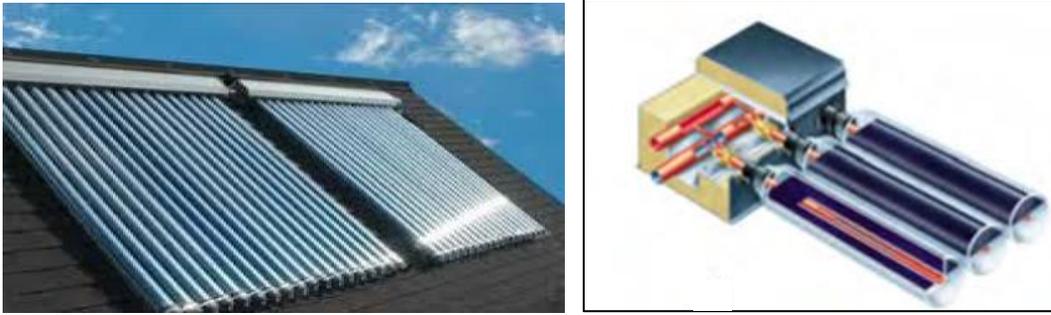


Figure II.3 Capteur à tube sous vide

II.2.2. Les capteurs à concentration

Un système solaire à concentration thermodynamique est une technologie qui exploite le rayonnement du Soleil en orientant, au moyen de miroirs, les flux de photons. Ce système thermique concentré permet d'atteindre des niveaux de température bien supérieurs à ceux des systèmes thermiques classiques non concentrés [8].

Un capteur à concentration est un capteur solaire comportant un système optique (réflecteur, lentilles, ...) destiné à concentrer sur l'absorbeur le rayonnement reçu (d'où le nom de capteur à concentration). Naturellement ces concentrateurs doivent suivre le mouvement du soleil. En utilisant des réflecteurs afin de concentrer les rayons du soleil sur l'absorbeur d'un capteur solaire, cela permet de diminuer grandement la taille de l'absorbeur, ce qui réduit les pertes de chaleur et augmente son efficacité à hautes températures. Un autre avantage de ce système est que les réflecteurs sont sensiblement moins coûteux, par unité de surface, que les capteurs.

✚ **Systèmes à concentration par foyer** : Le rayonnement solaire est concentré environ 1 000 fois à destination d'un foyer unique de taille réduite. Dans ces cas la température atteinte est de 500°C à 1000°C.

Tour solaire : Des centaines de miroirs suivant la course du soleil (les « héliostats ») réfléchissent et concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur central situé au sommet d'une tour, dans lequel circule le fluide caloporteur. Comme dans les systèmes cylindro-paraboliques, la chaleur du fluide est alors transférée à un cycle classique à vapeur pour générer de l'électricité. Par rapport à un système cylindro-parabolique, la tour solaire offre l'avantage de ne pas avoir à faire

circuler de fluide dans l'ensemble du champ de miroirs : les pertes thermiques sont donc significativement réduites. Par ailleurs, le niveau de concentration de l'irradiation peut être bien supérieur, et l'efficacité du cycle thermodynamique s'en trouve augmentée. Il reste que ces gains techniques doivent aussi se traduire par un gain technico-économique, limité par le coût de construction de la tour [9-10].

Les capteurs paraboliques et sphériques : Le concentrateur parabolique ou sphérique est aussi appelé assiette. Les rayonnements solaires réfléchis par le miroir parabolique convergent vers un seul point, le foyer de la parabole. Le système doit être orienté à tout instant vers le soleil, ce qui implique une motorisation précise selon deux axes. Le facteur de concentration moyen dépasse le millier, ce qui permet de porter le fluide à très haute température, au-delà de 700 °C [11].

✚ **Systèmes à concentrations linéaires** : Le rayonnement solaire est concentré sur un ou plusieurs tube(s) absorbeur(s) installé(s) le long de la ligne focale des miroirs. Ce tube contient un fluide caloporteur porté à une température de l'ordre de 250 à 500°C.

Concentrateur à miroir de Fresnel : Plutôt que de courber les miroirs (processus industriel coûteux), les miroirs de Fresnel « miment » la forme cylindro-parabolique avec des miroirs très légèrement incurvés, et placés à un même niveau horizontal. Seuls les miroirs bougent, la structure et le tube absorbant sont tous deux stationnaires. Les coûts des centrales solaires à miroirs de Fresnel sont donc inférieurs à ceux des centrales à miroirs cylindro-paraboliques tant à l'installation qu'à la maintenance. La focalisation est toutefois dégradée dans ce système (puisque la parabole n'est pas parfaite) : le pari est donc fait sur une baisse de coût supérieure à la dégradation de l'efficacité. Ce type de système est encore relativement peu répandu [9-10].

Concentrateur à miroir cylindro-parabolique : C'est la technologie la plus répandue aujourd'hui. Le foyer d'une parabole est un point, celui d'un miroir cylindro-parabolique est un axe, sur lequel est placé un tube absorbeur (le récepteur) de couleur noire, pour capter un maximum de rayonnement. Dans ce tube circule le fluide caloporteur, qui se réchauffe jusqu'à une température d'environ 500°C et qui est ensuite centralisé et transporté jusqu'au bloc de génération électrique. L'ensemble miroir cylindro-parabolique/récepteur suit le mouvement du Soleil [9-10].

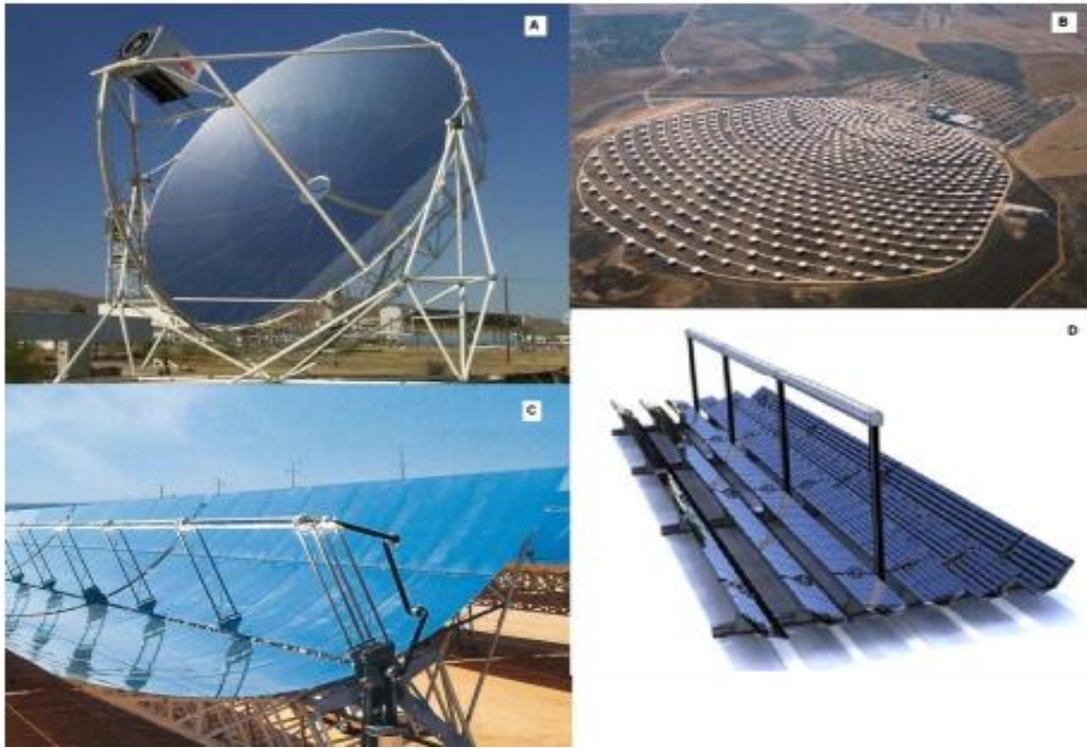


Figure II.4 Les types des capteurs à concentration ; a) Capteur parabolique ; b) Tour solaire ; c) Concentrateur cylindro-parabolique ; d) Concentrateur de Fresnel [12]

Les principaux composants du concentrateur cylindro-parabolique sont :

Le réflecteur (miroir) est un type de capteur d'énergie solaire thermique. Il est constitué de panneaux en verre relativement épais, généralement revêtus d'argent ou d'aluminium poli, argentés et vernis en face arrière. Ils sont largement autoportants, ce qui permet de les assembler sur une charpente relativement légère. Celle-ci est supportée par des pylônes en charpente métallique fondés au sol. Les performances technico-économique est le fait de réussir la production des panneaux de miroirs de très belle qualité d'une réflexion de 94% [13].

Le récepteur (tube absorbeur) absorbe le rayonnement concentré sur une surface noir et transforme la chaleur générée au fluide caloporteur. Le tube de récepteur typique se compose de pipe (tuyau) en acier intérieure entourée par une pipe en verre transparente pour réduire des pertes de chaleur par convection. Cette pipe d'acier est équipée d'une couche sélective, qui a une

absorptivité solaire élevée (>90%) et une basse émissivité dans la gamme de longueurs d'onde infrarouge (<30%), de ce fait réduisant des pertes thermiques par rayonnement. [14].

Le fluide caloporteur sert à déterminer la température maximale admissible et orienter le choix de la technologie et les matériaux du récepteur. Différents fluides sont utilisés : les huiles, les sels et l'eau [15].

III. Les systèmes photovoltaïques

III.1. Etat de l'art

En 1839, le physicien français Edmond Becquerel (1820-1891) est le premier à avoir mis en évidence l'effet photovoltaïque dans une cellule électrochimique [16]. Il a été suivi par Willoughby Smith (1828-1891) qui est le premier à en avoir fait autant dans un solide : le sélénium, en 1873[17].

En 1905, Albert Einstein (1879-1955) propose que la lumière n'est pas seulement une onde électromagnétique mais qu'elle est composée de quanta. Il décrypte l'effet photoélectrique, à savoir le transfert de l'énergie du quantum de lumière, le photon, à l'énergie de l'électron. Il ouvre ainsi la voie à une série de physiciens remarquables comme Louis De Broglie (1892-1987), Werner Heisenberg (1901-1976), Erwin Schrödinger (1887-1961) et Enrico Fermi (1901-1954) qui, au cours années 1920-1940, vont peu à peu décrypter les principes de la physique quantique. Des laboratoires vont ainsi être incités à exploiter ces principes dans diverses applications et à s'intéresser à cette nouvelle classe de matériaux que sont les semi-conducteurs [18].

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil. Les modules photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. La conversion photovoltaïque se produit dans des matériaux semi-conducteurs. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable.

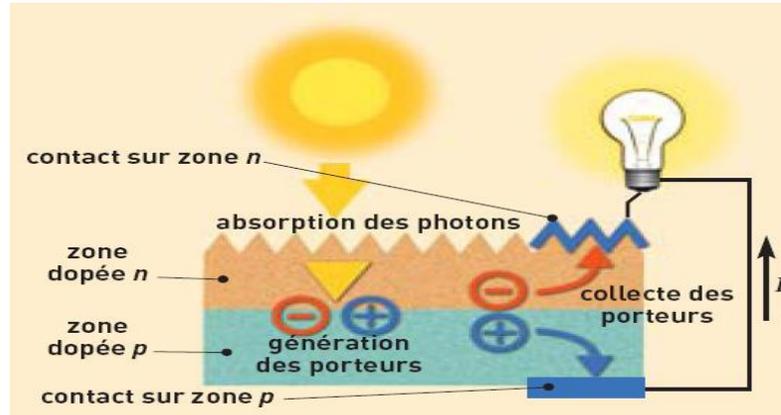


Figure II.5 Principe de la conversion photovoltaïque

III.2. Les différentes générations

La production de l'énergie photovoltaïque est du via différentes technologies de cellules qui se diffèrent par la nature des matériaux. Elles sont classées selon trois générations, tableau II.2

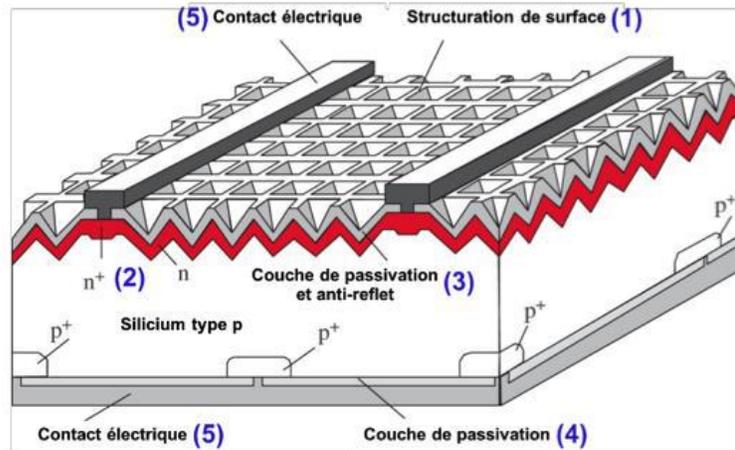
Tableau II.2 Comparaison des différentes générations de cellules solaires [19-20]

Génération	Matériaux utilisés	Rendements	Prix	Epaisseur
1 ^{ère}	Silicium mono et poly-cristallin massif	26.7%	Moyen	~200µm
2 ^{ème}	Couches minces Silicium amorphe CdTe, CIS, CIGS, CZTS	22.6%(CIGS)	Bas	<10µm
	Couches minces avancées (organiques, DSSC, pérovskites)	22.1%(pérovskites)		
3 ^{ème}	Nouveaux concepts (porteurs chauds, concentration, tandem, multijonctions, thermoPV)	46%(multijonctions)	Elevé mais dépend des techno.	Dépend des techno.
	Architectures complexes (Nanofils, nanoparticules, quantum dots)	17.8%(nanofils)		

III.2.1. Première et deuxième génération

La plus ancienne technologie de cellule photovoltaïque est celle à base de silicium cristallin massif, c'est la première génération. C'est aussi la technologie la plus utilisée pour l'usage domestique. En effet, le silicium présente de nombreux avantages concernant le photovoltaïque. C'est le deuxième élément chimique le plus abondant dans la croûte terrestre [21].

Les cellules en silicium mono et poly cristallin, dont un schéma de structure à haut rendement est présenté sur la figure II.6, sont constituées d'un substrat de silicium dopé p (d'environ 200 μm) sur lequel est formée une fine couche de silicium dopé n (2), formant ainsi une jonction p-n. La face avant est texturée (1) et une couche antireflet (3) y est déposée pour améliorer le piégeage optique. Les couches de passivation qui sont constituées de l'oxyde natif de silicium (SiO_2) (3) (4) permettent d'éviter les défauts d'interfaces et donc un trop grand nombre de recombinaisons. Les charges sont récupérées par les contacts électriques en face avant et arrière notées (5) sur le schéma [22].



D'après Martin A. Green Phil. Trans. R. Soc. A 2013;371:20110413

Figure II.6 Schéma d'une cellule solaire à base de silicium

Les cellules en silicium monocristallin ont un rendement supérieur aux cellules en silicium polycristallin (max. 26,7% contre max. 21,3%) [23].

Les cellules de la deuxième génération sont de gap direct comme le CdTe, CIGS et autres, qui absorbent la lumière mieux que le silicium, il est possible de limiter l'épaisseur des cellules solaires et donc d'utiliser moins de matière. De plus, pour obtenir le même nombre de défauts

(centres de recombinaison), une concentration de défauts structuraux plus importante peut être tolérée sur une couche inférieure à 10 μm par rapport à une couche de 200 μm . Les charges se déplaçant sur une plus petite distance, la longueur de diffusion ne doit pas nécessairement être grande. Les coûts de fabrication et de purification sont donc de même diminués [22].

Généralement, les semiconducteurs utilisés pour cette technologie peuvent être dopés soit n, soit p mais difficilement les deux. Il est donc nécessaire d'utiliser deux matériaux différents pour réaliser la jonction p-n. La jonction entre deux semiconducteurs différents s'appelle une hétérojonction [24]. A l'intérieur de celle-ci les phénomènes de transport sont identiques à ceux d'une homojonction. Le rendement record de cette technologie est actuellement de 22,6% [19] et a été atteint grâce à une hétérojonction entre le CIGS, le CdS et le ZnO comme présenté sur la figure II.7. Dans cette deuxième génération, on trouve également les cellules à base de silicium amorphe qui atteignent des rendements record de 14%. Néanmoins, le rendement de ces cellules est limité, car la concentration des défauts est très importante dans un matériau amorphe [19].

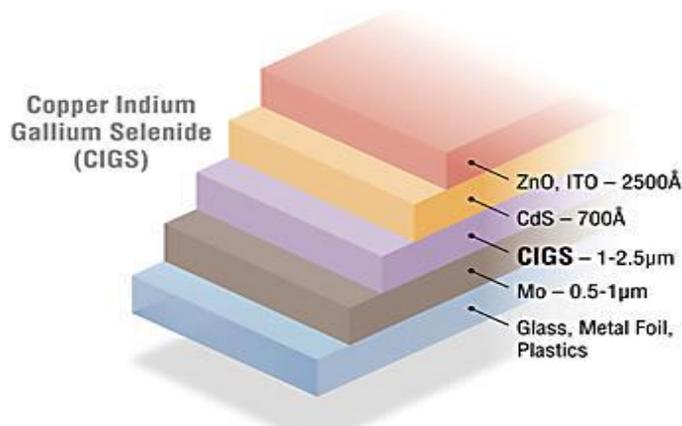


Figure II.7 Structure d'une cellule solaire de 2^{ème} génération à base de CIGS [19]

III.2.2. Troisième génération

La troisième génération regroupe plusieurs technologies différentes qui n'ont pas les mêmes applications. On y retrouve les cellules multijonctions avec un rendement maximum de 46% [19], utilisées pour des applications aérospatiales et très coûteuses. Cette génération comprend également d'autres nouveaux concepts comme l'utilisation de porteurs chauds [25], l'utilisation de bandes intermédiaires [26], le thermophotovoltaïque [27] etc. Certaines technologies visent à

diminuer le prix des cellules et à les rendre flexibles et/ou transparentes comme les cellules organiques qui ont un rendement maximum de 13,2% [19].

✚ Les cellules à base de nanofils

Ce type de cellule est de forme de fil dont le diamètre ne dépasse pas $1\mu\text{m}$. A ce qui concerne la jonction dans ces cellules, plusieurs architectures sont possibles :

La jonction radiale : la couche du semiconducteur de type p (ou n) est déposée sur le nanofil de type n (ou p).

La jonction axiale : dans ce cas la jonction se trouve suivant l'axe du nanofil.

La jonction nanofil/substrat : les nanofils de type p (ou n) sont déposés sur un substrat de type n (ou p).

L'avantage de ces cellules est qu'elles sont monocristallines (moins de recombinaison), leur structure diminue les pertes liées à la réflexion et permet le piégeage optique. En plus les nanofils sont intéressants d'un point économique. Cette technologie a déjà atteint des rendements de l'ordre de 17.8% [28].

✚ Les cellules à absorbeurs ultra-minces (ETA : Extremely Thin Absorber)

Ce genre de cellules paraît très prometteur. Elles sont de structures radiales avec un absorbeur de l'ordre de 20 à 30 nm, ce qui leur a permis de diminuer davantage le risque de recombinaison avec l'utilisation de matériaux en faible longueur de diffusion. Les photons sont absorbés dans l'absorbeur de gap adapté à l'absorption de lumière, ainsi les charges sont collectées par l'électrode. Ces cellules peuvent être en silicium cristallin et amorphe avec des rendements de 10% [29]. Les avantages de cette technologie sont les mêmes que ceux des cellules de 2^{ème} génération.

✚ Les cellules solaires à colorants (Dye Sensitize Solar Cells-DSSC)

Ce type de cellules porte le nom de leur créateur « Cellules de Gratzel », le chimiste suisse Michael Gratzel, qui l'ont créé en 1991 et qui combine l'emploi des matériaux organiques et inorganiques. La cellule est inspirée du principe de la photosynthèse végétale. Elle est

combinée de deux matériaux : le colorant et le semi-conducteur. La cellule présente un rendement de 11% [30]. Cette cellule est constituée de substrat de verre recouvert de matériau transparent conducteur dont les nanoparticules du semi-conducteur sont déposées, avec des molécules de colorants qui seront absorbées, ainsi remplie d'électrolyte, Figure II.8.

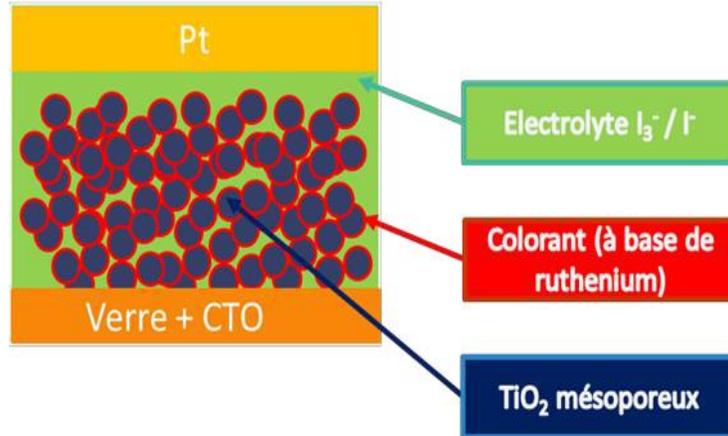


Figure II.8 Schéma d'une cellule à colorant à base de TiO_2

Le principe de fonctionnement de la cellule à colorant est schématisé en Figure II.9. Les photons absorbés par le colorant (1) vont être passés à l'état excité (2). A cet état, l'électron est levé du niveau HOMO (Highest Occupied Molecular Orbital), peut être assimilé à la bande de valence, au niveau LUMO (Lowest Unoccupied Molecular Orbital), peut être assimilé à la bande de conduction, ce qui permet l'injection des électrons à la bande de conduction du semi-conducteur. Après l'injection, les électrons vont circuler des couches poreuses du semi-conducteur vers l'électrode transparente conductrice TCO (3) ensuite ils se transfèrent à la contre électrode (4). Cette dernière contient le couple redox qui reçoit les électrons, alors que le redox se réduit (5), le cycle se ferme par la réduction du colorant oxydé (6).

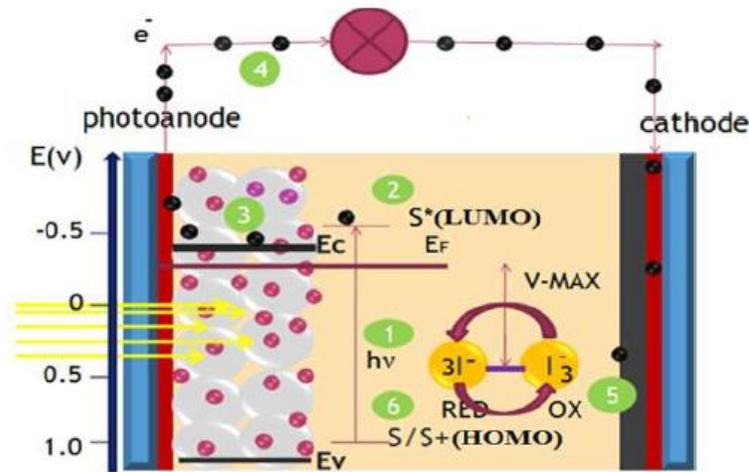


Figure II.9 Le principe de fonctionnement de le DSSC

N'empêche qu'il existe d'autres technologies qui sont en actualités de la technologie photovoltaïque, citant les cellules bifaciales qui font un nouveau modèle mis en développement grâce à son rendement élevé.

IV. Les systèmes mixtes

Cette technologie a été réservée aux satellites et à l'exploration spatiale mais ensuite 18 MW de capacité installée en Espagne et 330MW aux Etats Unis, pour qu'elle puisse être testée dans des prototypes et opérations pilotes. En 2014, le photovoltaïque à concentration est devenu compétitif dans les régions ensoleillées avec des valeurs élevés de rayonnement direct et des réductions de coûts avec des améliorations qui semble prometteuse [31].

Le solaire photovoltaïque « à concentration » consiste quant à lui à capter le rayonnement solaire grâce à un pavage d'optiques (lentilles ou miroirs) de faible coût pour le concentrer sur une surface beaucoup plus réduite ($1/1000^e$) où l'on place une cellule solaire de petite dimension à hautes performances [32]. Le rapport de concentration de la lumière solaire sur une petite surface s'exprime en une unité dite « soleil ou sun ». On parle alors de classification des systèmes photovoltaïques à concentration [33].

Les systèmes à basse concentration LCPV (Low-Concentration PhotoVoltaic), sont des systèmes avec un facteur de concentration jusqu'à 10 soleils, Figure II.10. Généralement sont conçus avec

des cellules solaires en silicium et exigent un refroidissement passif pour maintenir leurs performances. Ainsi, ces systèmes n'exigent pas des trackers à haute pression en raison de leurs grands angles d'acceptances.

Les systèmes à moyenne concentration MCPV (Mid-Concentration PhotoVoltaic), sont ceux qui ont un facteur de concentration compris entre 10 et 100 soleils, Figure II.11. Ces systèmes utilisent des cellules en silicium modifiées pour des courants plus élevés et ils exigent des trackers de haute précision avec un système de refroidissement actif ou passif.

Les systèmes à haute concentration HCPV (High-Concentration PhotoVoltaic), ce genre de système a un facteur de concentration supérieur ou égal à 100 soleils, Figure II.12. Ces systèmes exigent un refroidissement actif ou passif de capacité élevée et des trackers de haute précision. Leur fonctionnement se fait avec des cellules solaires multi-jonctions à rendement élevé. L'empilement des matériaux photoélectriques III-V (As, Ga, In, P, B) constituant les cellules à hautes performances est tel que le spectre du rayonnement solaire converti en énergie électrique est plus étendu que dans les cellules photovoltaïques à silicium (IV). Pour un même flux solaire capté, les rendements énergétiques atteints aujourd'hui (30% à 40% pour l'ensemble lentille et capteur) sont doubles de ceux des panneaux solaires photovoltaïques à insolation directe (autour de 10% et jusqu'à 20%). Le potentiel de ces structures permet d'espérer atteindre à terme un rendement de conversion du flux solaire en énergie électrique supérieur à 50% [32].



Figure II.10 Système LCPV Zytech [34]

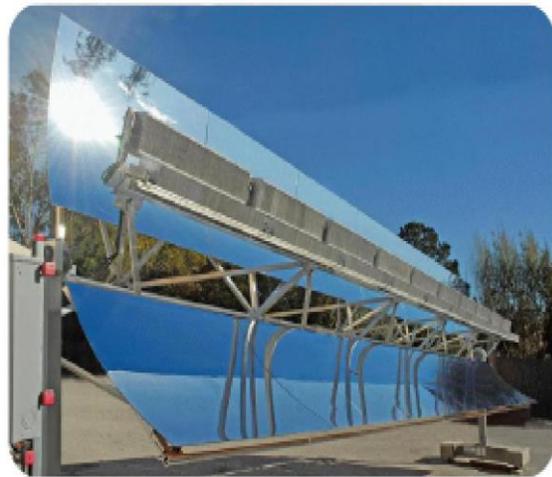


Figure II.11 Système MCPV Skyline Solar [35]



Figure II.12 Système HCPV Solar Systems [36]

✚ **Systèmes de refroidissement** : ou bien appelé dissipateur est le composant du système CPV responsable d'absorber la chaleur excessive produite par la lumière du soleil concentrée afin d'éviter la dégradation de l'efficacité des cellules qui mène à l'endommagement ou la destruction des cellules à des températures élevées dû à la chaleur [37]. Les systèmes de refroidissement peuvent être actifs ou passives [38-39].

Refroidissement actif : est fait par la circulation forcée d'un fluide (eau ou air) qui absorbe ou libère la chaleur par convection forcée. Le refroidissement du module des cellules de haut rendement du CPV se fait avec l'eau désionisée DI.

Refroidissement passif : est fait par des dissipateurs de chaleur dans l'air ambiant par convection naturelle sous forme des ailettes collées sur les modules.

✚ **Suiveurs du soleil** : Les trackers permettent d'orienter les modules CPV selon l'inclinaison et l'orientation du soleil au cours de l'année. Il en existe trois types de suiveurs [38-40-41].

Fixe : L'orientation des panneaux est fixe seule l'inclinaison varie par rapport à l'horizontale. Ce type de suivi est utilisé pour les systèmes CPV à basse concentration.

Suivi un axe : Ce type de suivi est pour les systèmes CPV à focale linéaire de basse et moyenne concentration. Le surplus de production d'électricité liés au suivi uni-axial est de 27% à 32% par rapport à la configuration fixe.

Suivi deux axes : Dans ce cas l'orientation et l'inclinaison varient. Ce suivi est exigé pour les systèmes CPV à réflexion et réfraction où le facteur de concentration est supérieur à 60 soleils. La production d'électricité gagnée est de 35% à 40% comparée à un système fixe.

V. Conclusion

Durant ce chapitre, une brève description a été présentée afin de pouvoir connaître les différentes technologies attribuées à chaque système de conversion solaire. On constate que la technologie CPV permet une production d'énergie électrique supérieure par rapport à une technologie standard et fournit une poursuite de la réduction des coûts de production.

L'avantage majeur de cette technologie est le fait qu'elle présente une vraie technologie verte avec une très faible consommation d'eau, un faible impact de terrain et elle n'influe pas sur la végétation. Par ailleurs, elle offre un avantage concurrentiel dans les régions sèches et chaudes grâce au non besoin de l'eau de refroidissement dans l'industrie.

On conclue que les systèmes CPV représentent une solution importante dans le futur des énergies renouvelables qui soit respectueux du climat et économiquement viable. Cela va permettre de développer un modèle d'un système CPV, en appuyant sur le choix d'un système thermique à concentrateur cylindro-parabolique et une cellule à colorant à base de ZnO. L'enjeu sera de relever un objectif ciblé qui sera l'amélioration du rendement.

Références

- [1] <https://www.encyclopedie-energie.org/solaire-thermique-et-photovoltaique-une-breve-histoire>
- [2] A. Kalogirou Soteris, Solar thermal collectors and applications, Prog Energy Combust Sci, 30, 231–95, 2004
- [3] Y. MAIGNE, J-P. CAUSSE, M. CLAVERIE, B. EQUER, les perspectives de l'énergie solaire en France, Commission « Energie et changement climatique » Groupe de travail «Energie solaire », Juillet 2008
- [4] A. Brahim, Etude de performances d'un capteur solaire plan à eau, Thèse de Master, université de Lorraine, 2016
- [5] A. Kalogirou Soteris, Solar thermal collectors and applications, Prog Energy Combust Sci, 30, 231–95, 2004
- [6] F. Struckmann, analysis of a flat-plate solar collector, 2008
- [7] Brian Norton, solar energy thermal technology, 1991
- [8] G. Flamant, Solaire concentré, Directeur laboratoire Promes- CNRS, 2012
- [9] F. Camacho, L'énergie solaire, Technologie 167, Avril 2010
- [10] S. Quoilin, Les centrales solaires à concentration, Ingénieur civil Electromécanicien Energéticien, Mai 2007
- [11] K. Heinloth., Energy technologies : Renewable energy, USA: Springer, 2006
- [12] G. Bouhelel, L'utilisation de l'énergie solaire pour les besoins de la climatisation, Thèse de Magister, université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, 2012

- [13] F. Camacho, L'énergie solaire, Technologie 167, Avril 2010
- [14] F. Siros, Centrales solaires thermodynamiques, EDF, Oujda, 2012
- [15] D. Perhossaini et al. Energie solaire et autres applications, Etude bibliographique, Ecole des mines de Souai- stockage de chaleur, 2013
- [16] E. Becquerel, Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires, Comptes rendus des séances de l'Académie des sciences, 9, pp. 561-567, 1839
- [17] W. Smith, J.Soc.Telegraph Engineers, 2, p. 21, 1873
- [18] A. Einstein, Annal.Physik, 17, p.132, 1905
- [19] NREL, Best-Research-Cell Efficiencies, [En ligne], 2016. Available: <http://nrel.gov/ncpv/>
- [20] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta et E. D. Dunlop, «Solar cell efficiency tables (version 50),» Prog. Photovolt. Res. Appl., vol. 25, pp. 668-676, 2017
- [21] D. Chapin, C. Fuller et G. Pearson, «A New Silicon P-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Porwer,» Journal of Applied Physics, vol. 25, pp. 676-677, 1954
- [22] C. Verrier, Fabrication et caractérisation avancée de cellules photovoltaïques à base de nanofils de ZnO, Thèse de Doctorat, université de Grenoble Alpes, 2016
- [23] NREL, Best-Research-Cell Efficiencies, [En ligne], 2016 Available: <http://nrel.gov/ncpv/>
- [24] H. Mathieu, Physique des semiconducteurs et des composants électroniques, Masson, 1987
- [25] A. Nozik, Quantum dot solar cells, Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures, vol. 14, pp. 115-120, 2002

- [26] A. Luque et A. Marti, Increasing the Efficiency of Ideal Solar Cells by Photon Induced Transitions at Intermediate Levels, *Physical Review Letters*, vol. 78, p. 5014, 1997
- [27] A. Lenert, D. Bierman, Y. Nam, W. Chan, I. Celanovic, M. Soljacic et E. Wang, A nanophotonic solar thermophotovoltaic device, *Nature nanotechnology*, vol. 9, pp. 126-130, 2014
- [28] D. Van Dam, N. Van Hoof, Y. Cui, P. Van Veldhoven, E. Bakkers, J. Rivas et J. Haverkort, HighEfficiency Nanowire Solar Cells With Omnidirectionally Enhanced Absorption Due To Self-Aligned Indium-Tin-Oxide Mie Scatterers., *ACS Nano*, vol. 10, pp. 11414-11419, 2016
- [29] G. Jia, G. André, A. Gawlik, S. Schönherr, J. Plentz, B. Eisenhawer, T. Pliewischkies, A. Dellith et F. Falk, Nanotechnology Enhanced Solar Cells Prepared on Laser-Crystallized Polycrystalline Thin Films (<10Mm). *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 126, pp. 62-67, 2014
- [30] M.Gratzel, Conversion of sun light to electric power by nanocrystalline dye sensitized Solar cells, *J.Photochem. Photobiol. A: Chem.* Vol. 164, n° 1-3, p.3-14, 2004
- [31] www.panneau-photovoltaïque-à-concentration.com
- [32] Connaissance des énergies, Solaire photovoltaïque à concentration, Fiches pédagogiques : Energies renouvelables, 2014
- [33] B.A. Butler et al., Characterization of a low concentrator photovoltaics module, *Physica B*, 407,1501-1504, 2012
- [34] www.zytech.es
- [35] www.skyline-solar.com
- [36] www.solarsystems.com.au
- [37] A. Malki, Etude et modélisation d'un système solaire photovoltaïque à basse concentration LCPV dans un milieu saharien, université africaine Ahmed Draia, Adrar, Magister, 2015
- [38] Xavier Salazar Forn, Industrial and Technological Transitions. The Case of Concentrator Photovoltaic Technologies, Universitat Politècnica de Catalunya, Master Thesis, 2009

- [39] Li Zhu et al., Water immersion cooling of PV cells in a high concentration system, Solar Energy Materials & Solar Cells 95, 538-545, 2011
- [40] G. Sala et al., Classification of PV concentrators, C-Rating Project, Book1, Contract: NNE-1999-00588
- [41] Alain Ricaud, Modules et systèmes photovoltaïques, Master : Energies Renouvelables, Université de Cergy-Pontoise, 2011

2^{ème} Partie

Dimensionnement des systèmes et synthèse du système mixte

Chapitre III

Modélisation du système thermodynamique

I. Introduction

La transformation du rayonnement solaire en forme thermique est le processus de la conversion photothermique. La chaleur thermique moyenne ou à haute température est obtenue selon le besoin par différentes techniques. Cette dernière peut être utilisée en forme direct pour chauffage ou alimentation des réseaux électriques, soit en forme indirecte en usage des centrales thermodynamiques. Ce mécanisme fait appel à des capteurs solaires.

Les concentrateurs solaires sont classés en plusieurs catégories. Dans ce contexte, on a choisi d'élaborer le concentrateur cylindro parabolique.

Notre étude et le but de ce chapitre est conçu à modéliser le fonctionnement du concentrateur et simuler ses performances. Pour cela, on a développé un calcul mathématique avec le programme numérique Matlab en utilisant la méthode de résolution des différences finies de Gauss-Seidel.

II. Caractéristiques du concentrateur CCP

II.1 Description du CCP

L'absorbeur fut l'élément essentiel dans la composition du concentrateur cylindro-parabolique qui a pour rôle d'absorber le rayonnement solaire incident et le convertir en chaleur qui sera transmise au fluide caloporteur. Le CCP mis en étude est celui développé par les laboratoires Sandia (Sandia National Laboratories) nommé LS-2, Figure III.1. Ils furent parmi les principaux laboratoires d'énergie aux Etats Unis qui ont comme une des missions, la recherche et le développement énergétiques et environnementaux. Ce concentrateur a pour objet une plate-forme tournante afin de réduire les couts d'exploitation [1].



Figure III.1 Le concentrateur cylindro-parabolique LS-2, Sandia

La simplicité que représente le CCP lui permet un investissement réduit. Il se présente avec un réflecteur (miroir) de forme cylindro-parabolique. Cette géométrie aide à focaliser l'énergie solaire incidente sur une génératrice linéaire où est placé le tube absorbeur dans lequel circule le fluide caloporteur.

Cependant, le concentrateur CCP est caractérisé par des coordonnées géométriques et optiques (Annexe-A-)

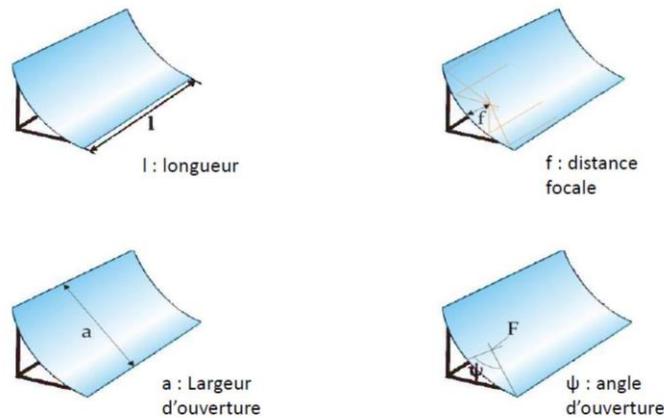


Figure III.2 Les paramètres géométriques du CCP [2]

L'équation de la courbure est donnée en forme cartésiennes comme [3] :

$$x^2=4fy \tag{III.1}$$

L'expression de l'ouverture du concentrateur est donnée en fonction de l'angle d'ouverture φ [3]

$$W=4f.\tan\left(\frac{\varphi}{2}\right) \quad (\text{III.2})$$

Ainsi, le principal paramètre du collecteur est le taux de concentration. Il est défini de deux manières ; soit par le rapport des densités du flux ou bien le rapport des surfaces [3] :

$$C = \frac{A_0}{A_r} \quad (\text{III.3})$$

Avec A_0 est la surface d'ouverture (a^*l)

Et A_r est la surface du récepteur

$$C = \frac{I_0}{I_a} \quad (\text{III.4})$$

Avec I_0 : l'intensité du flux au niveau de l'ouverture du capteur

I_a : L'intensité du flux de l'absorbeur

II.2. Modélisation de l'absorbeur

II.2.1. Bilan énergétique

Le bilan énergétique entre les composantes de l'absorbeur (enveloppe de verre, tube absorbeur et fluide) est le principe de la modélisation. Pour cela, les différents coefficients de transfert de chaleur doivent être connus. La Figure III.3 représente les flux de chaleur échangés. Par conséquent, on considère les hypothèses suivantes :

- Répartition uniforme du rayonnement solaire dans l'absorbeur.
- Le transfert par conduction entre l'absorbeur et la vitre considéré négligeable.
- L'écoulement du fluide incompressible est unidimensionnel.
- L'effet d'ombre du tube sur le miroir est négligeable
- Le fluide caloporteur est incompressible.

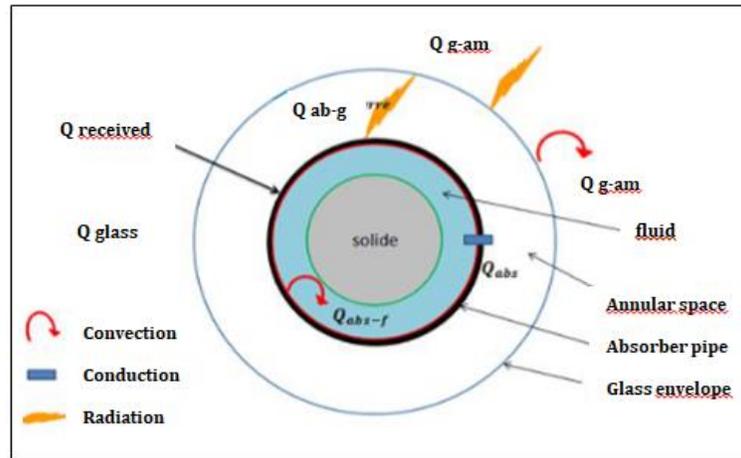


Figure III.3 Les différents transferts de chaleur [4]

Pour notre étude les bilans énergétiques sont comme suit :

✚ Pour l'enveloppe de verre :

Le flux d'accumulation de chaleur dans la vitre = flux absorbé + flux de diffusion thermique interne + flux de convection interne - flux des pertes externes

L'équation III.5, régissant la température de la paroi de l'enveloppe de verre :

$$q_{acc.g} = q_{abs.g} + q_{diff.g} + q_{int} - q_{ext} \quad (III.5)$$

$$A_g \cdot \rho_g \cdot C_p \cdot \frac{dT_g}{dt} = A_0 \cdot I_d \cdot \alpha_g \cdot \rho_0 \cdot \gamma \cdot K + \lambda_g \cdot \frac{d^2 T_g}{dx^2} + q_{int} - q_{ext} \quad (III.6)$$

✚ Pour le tube absorbeur :

Le flux d'accumulation de chaleur dans le tube absorbeur = flux absorbé + flux de diffusion thermique interne du tube - flux de convection interne - flux de convection du tube avec le fluide

L'équation III.7, déterminant la température du tube absorbeur :

$$q_{acc.ab} = q_{abs} + q_{diff.ab} - q_{int} - q_u \quad (III.7)$$

$$A_{ab} \cdot \rho_{ab} \cdot C_{p_{ab}} \cdot \frac{dT_{ab}}{dt} = A_0 \cdot I_d \cdot \alpha_0 \cdot \rho_0 \cdot \gamma \cdot K + \lambda_{ab} \cdot \frac{d^2 T_{ab}}{dx^2} - q_{int} - q_u \quad (III.8)$$

✚ Pour le fluide caloporteur :

Le flux d'accumulation de chaleur dans le fluide + le flux d'advection du fluide = flux de diffusion thermique interne du fluide + flux de convection du fluide avec l'absorbeur

L'équation III.9, menant à la température de la paroi du fluide caloporteur :

$$q_{acc.f} + q_{adv.f} = q_{diff.f} + q_u \quad (III.9)$$

$$A_f \cdot \rho_f \cdot C_{p_f} \cdot \frac{dT}{dt} + \dot{m} \cdot C_{p_f} \cdot \frac{dT_f}{dx} = \lambda_f \cdot \frac{d^2 T_f}{dx^2} + q_u \quad (III.10)$$

Dont : Le coefficient de transmission-absorption α_0 , la quantité d'énergie absorbée par le tube absorbeur et transmise au fluide caloporteur dépend de deux coefficients, la transmittance de l'enveloppe du verre et l'absorption de tube absorbeur est donné selon l'expression suivante [5] :

$$\alpha_0 = \frac{\alpha_{ab} \cdot \tau_g}{1 - (1 - \alpha_{ab}) \cdot (1 - \tau_g)} \quad (III.11)$$

Quant à l'angle d'incidence modifié est donné par [6]

$$K = 1 - 3.84 \cdot 10^{-5} \cdot (\theta) - 143 \cdot 10^{-6} \cdot (\theta)^2 \quad (III.12)$$

Les surfaces de chaque composante sont calculées suivant les expressions :

$$A_g = \frac{\pi(D_{g(ext)}^2 - D_{g(int)}^2)}{4} \quad (III.13)$$

$$A_{ab} = \frac{\pi(D_{ab(ext)}^2 - D_{ab(int)}^2)}{4} \quad (III.14)$$

$$A_f = \frac{\pi(D_{ab(int)}^2)}{4} \quad (III.15)$$

Les quantités d'énergies absorbées par le tube absorbé et l'enveloppe de verre sont exprimées selon les relations citées par Ouagued [7].

II.2.2. Modes de transfert de chaleur

✚ Le transfert de chaleur extérieur

Ce transfert se fait entre l'enveloppe de la vitre et l'environnement. Il s'effectue par convection et par radiation.

Le coefficient de transfert par convection

Le transfert est en fonction de la vitesse du vent. Dans le cas d'une vitesse nulle et autour d'un cylindre horizontal, selon la corrélation de Churchill et Chu [8], la convection est dite naturelle. Les propriétés de l'air sont calculées à la température $T_{m(ext)} = \frac{T_{am} + T_g}{2}$. Le coefficient de transfert convectif est donné par l'expression suivante :

$$h_{c(ext)} = \left[0.6 + 3.87 * \left[\frac{Ra_a}{\left(1 + \left(\frac{0.559}{Pr_a} \right)^{9/16} \right)^{16/9}} \right]^{1/6} \right]^2 * \frac{\lambda_a}{D_{ge}} \quad (III.16)$$

Dans le cas d'une vitesse non nulle la convection devient forcée, la corrélation de Zhukauskas [9] fait appel. Les propriétés de l'air sont calculées à la température ambiante et Pr_v calculé à la température de l'enveloppe de verre. Le coefficient de transfert convectif s'écrit suite à l'expression suivante :

$$h_{c(\text{ext})} = C \cdot Re_a^n \cdot Pr_a^m \cdot \left(\frac{Pr_a}{Pr_g}\right)^{1/4} \cdot \frac{\lambda_a}{D_{ge}} \quad (\text{III.17})$$

Pour :

$1 < Re_a \leq 40$	→	$C = 0.75, n = 0.4$
$40 < Re_a \leq 10^3$	→	$C = 0.51, n = 0.5$
$10^3 < Re_a \leq 2 \cdot 10^5$	→	$C = 0.26, n = 0.6$
$2 \cdot 10^5 < Re_a \leq 10^6$	→	$C = 0.076, n = 0.7$
Et : m =	{	$0.37 \rightarrow Pr_a \leq 10$ $0.36 \rightarrow Pr_a > 10$

Les propriétés physiques de l'air extérieur sont calculées à la température ambiante, or pour le nombre de Prandtl Pr_g , il est calculé à la température de la vitre.

Le coefficient de transfert par rayonnement

Suivant la loi de Stefan Boltzmann, la relation du coefficient de transfert par rayonnement est comme suit :

$$h_{r(\text{ext})} = \varepsilon_g \cdot \sigma \cdot \left((T_{\text{sky}} + 273.15)^2 + (T_g + 273.15)^2 \right) * (T_{\text{sky}} + T_g + 546.3) \quad (\text{III.18})$$

Le flux de chaleur extérieur s'exprime comme suit :

$$q_{\text{ext}} = q_{c(\text{ext})} + q_{r(\text{ext})} = A_{g(\text{ext})} \cdot [h_{r(\text{ext})} (T_g - T_{\text{sky}}) + h_{c(\text{ext})} (T_g - T_{\text{am}})] \quad (\text{III.19})$$

✚ Le transfert de chaleur intérieur

Ce transfert se fait entre l'absorbeur et l'enveloppe de vitre. Il dépend de la pression. Si la pression entre les deux composants est supérieure à 0.013Pa, la convection est estimée naturelle entre deux cylindres horizontaux concentriques. Dans le cas contraire (le vide), le coefficient de

convection est considéré nulle [10]. Les propriétés physiques de l'air entre l'absorbeur et l'enveloppe de verre sont calculées à la température $T_{m(in)} = \frac{T_{ab} + T_g}{2}$.

Le coefficient de transfert par convection

$$h_{c(in)} = \frac{2\lambda_{eff}}{D_{abe} \cdot \ln\left(\frac{D_{gi}}{D_{abe}}\right)} \quad (III.20)$$

Avec :

$$\lambda_{eff} = 0.386 * \lambda_a * \left(\frac{Pr_a}{Pr_a + 0.861}\right)^{1/4} * (Ra_c)^{1/4} \quad (III.21)$$

$$Ra_c = \frac{\left(\ln\left(\frac{D_{gi}}{D_{abe}}\right)\right)^4}{L_{eff}^3 * \left(D_{abe}^{-3/5} + D_{gi}^{-3/5}\right)^5} * Ra_{eff} \quad (III.22)$$

$$L_{eff} = \frac{D_{gi} - D_{abe}}{2} \quad (III.23)$$

$$Ra_{eff} = Gr_a * Pr_a \quad (III.24)$$

Dans le cas où la pression $P < 0.013\text{Pa}$ (vide entre le tube absorbeur et la vitre), la convection est considérée comme nulle [10].

Le coefficient de transfert par rayonnement

$$h_{r(in)} = \varepsilon_{int} \cdot \sigma \cdot \left((T_{ab} + 273.15)^2 + (T_g + 273.15)^2 \right) * (T_{ab} + T_g + 546.3) \quad (III.25)$$

Avec :

$$\varepsilon_{\text{int}} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\varepsilon_{\text{ab}}} + \frac{1 - \varepsilon_{\text{g}}}{\varepsilon_{\text{g}}}\right) * \left(\frac{D_{\text{abe}}}{D_{\text{gi}}}\right)} \quad (\text{III.26})$$

Le flux de chaleur intérieur s'exprime comme :

$$q_{\text{int}} = q_{\text{c(int)}} + q_{\text{r(int)}} = A_{\text{ab(ext)}} \cdot [h_{\text{r(int)}} + h_{\text{c(int)}}](T_{\text{ab}} - T_{\text{g}}) \quad (\text{III.27})$$

✚ Le transfert de chaleur utile

La convection du fluide caloporteur à l'intérieur du tube absorbeur est considérée forcée pour un régime d'écoulement turbulent (suite aux hypothèses d'étude). C'est pourquoi les corrélations de Gnielinski sont adoptées [10]. Le coefficient de ce transfert dépend des deux nombres Reynolds et Prandtl. Il s'exprime comme suit :

$$h_{\text{u}} = \frac{\lambda_{\text{f}} * Nu_{\text{f}}}{D_{\text{abi}}} \quad (\text{III.28})$$

Le régime d'écoulement influe sur le nombre de Nusselt, par contre l'expression du nombre de Reynolds est la suivante :

$$Re_{\text{f}} = \frac{4\dot{m}\rho_{\text{f}}}{\pi\mu_{\text{f}}D_{\text{ab(int)}}} \quad (\text{III.29})$$

Pour un écoulement turbulent ($Re > 4000$)

$$Nu_{\text{f}} = \frac{\left(\frac{f}{8}\right) \cdot (Re_{\text{f}} - 1000) \cdot \left(1 + \left(\frac{D_{\text{abi}}}{L}\right)^{2/3}\right) \cdot Pr_{\text{f}}}{1 + 12.7 \cdot \sqrt{\frac{f}{8}} \cdot \left(Pr_{\text{f}}^{2/3} - 1\right)} \cdot \left(\frac{Pr_{\text{f}}}{Pr_{\text{ab}}}\right)^{0.11} \quad (\text{III.30})$$

Ou : $f = (1.84 \cdot \log(Re_{\text{f}}) - 1.64)^{-2}$ si $D_{\text{abi}} < L$

$$f = (1.8 \cdot \log(Re_f) - 1.5)^{-2} \quad \text{si } D_{abi} > L$$

Pour un écoulement laminaire ($Re < 2300$)

Le nombre de Nusselt est exprimé suivant les conditions aux limites, Nu_{f1} (température de surface constante), Nu_{f2} (flux de transfert constant) :

$$Nu_{f1} = \left[3.66^3 + 0.7^3 + (1.615 \sqrt[3]{Re_f Pr_f d} - 0.7)^3 + \left(\left(\frac{2}{1122 Pr_f} \right)^{1/6} \sqrt[3]{Re_f Pr_f d} \right)^3 \right]^{1/3} \quad (\text{III.31})$$

$$Nu_{f2} = \left[4.354^3 + 0.6^3 + (1.953 \sqrt[3]{Re_f Pr_f d} - 0.6)^3 + (0.924 \sqrt[3]{Pr_f} \sqrt[3]{Re_f Pr_f d})^3 \right]^{1/3} \quad (\text{III.32})$$

Avec : $d = \frac{D_{abi}}{L}$

Pour un régime transitoire ($2300 \leq Re \leq 4000$)

$$Nu_f = (1 - \epsilon) Nu_{(lam,2300)} + \epsilon Nu_{(turb,4000)} \quad (\text{III.33})$$

Où : $\epsilon = \left(\frac{Re_f - 2300}{4000 - 2300} \right)$

Par suite, les propriétés physiques du fluide sont calculées à la température $T_{m(f)} = \frac{T_{f(in)} + T_{f(out)}}{2}$.

Quant aux efficacités thermique et optique, ils sont donnés par les relations suivantes [9] :

$$\eta_{th} = \frac{\int Qu \, dt}{A_0 \int I_d \, dt} \quad (\text{III.34})$$

$$\eta_{opt} = \frac{Q_{ab}}{A_0 I_d} = \alpha_0 \cdot \rho_0 \cdot \gamma \cdot K \quad (\text{III.35})$$

III. Résolution numérique

III.1 Description de la méthode des différences finies

La résolution du système d'équations est effectuée grâce à la méthode des différences finies. Cette méthode est considérée parmi les plus anciennes des simulations numériques. La méthode des différences finies est basée sur l'hypothèse que lorsque le domaine spatial est divisé en un nombre fini des tranches Δx , et le domaine temporel en un nombre finis des pas de temps, à un pas de temps particulier, la température au sein d'un point situé sur le plan médian à l'intérieur de la tranche (nœuds du maillage) peut être représentée en fonction de l'inconnue aux points voisins. Discrétisation qu'on appelle schéma numérique est l'approche de chaque dérivée partielle en équations différentielles qui seront remplacées par un grand système des équations algébriques à coefficients linéaires ou non linéaire. Dans notre cas, les inconnus sont des températures aux nœuds du maillage. La résolution du système se fait facilement par des méthodes itératives.

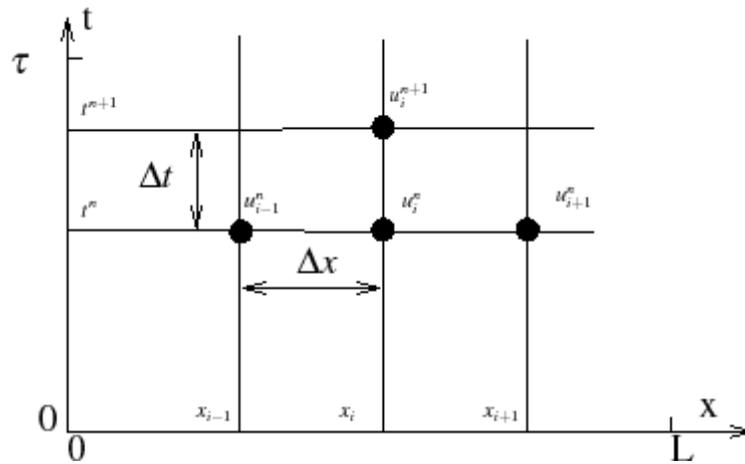


Figure III.4 Maillage des différences finies

Un exemple des dérivées discrétisées sont présentées dans le tableau III.1.

Tableau III.1 Schéma numérique des dérivées partielles

Dérivée partielle	Discrétisation
$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2}$	$\frac{T_{x+1}^{n+1} - 2 \cdot T_x^{n+1} + T_{x-1}^{n+1}}{\Delta x^2}$
$\frac{\partial T}{\partial x}$	$\frac{T_x^{n+1} - T_{x-1}^{n+1}}{\Delta x}$
$\frac{\partial T}{\partial t}$	$\frac{T_x^{n+1} - T_x^n}{\Delta t}$

III.2. Discrétisation des équations

La discrétisation qui est réalisée pour la modélisation du tube absorbeur est celle de la méthode « pas à pas ». Elle consiste à découper l'absorbeur en tranches fictives ou chaque élément est défini par l'indice j de longueur (Δx) Figure III.5, dans le sens de l'écoulement du fluide caloporteur et à écrire les bilans énergétiques dans chaque tranche [9].

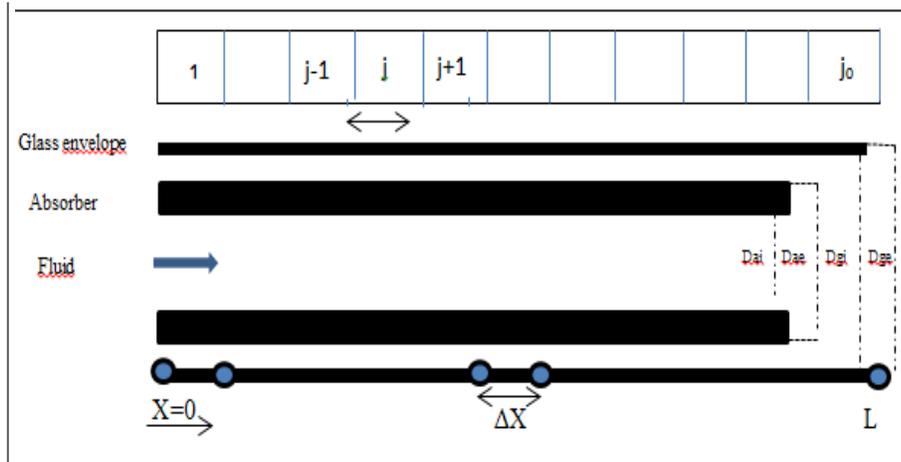


Figure III.5 Discrétisation de l'absorbeur

Les équations algébriques linéaires ou non linéaires dont les températures sont inconnues remplacent les équations différentielles. Selon notre méthode, les équations algébriques sont réarrangées de la manière suivante :

Pour l'enveloppe de verre

$$A_g \cdot \rho_g \cdot C_{p_g} \cdot \frac{T_x - T_x^*}{\Delta t} = A_0 \cdot I_d \cdot \alpha_g \cdot \rho_0 \cdot \gamma \cdot K + A_g \cdot \lambda_g \cdot \frac{T_{x+1} - 2 \cdot T_x + T_{x-1}}{\Delta x^2} + q_{int} - q_{ext} \quad (III.36)$$

$$-a_{1g} T_{j-1} + (2a_{1g} + a_{2g} + a_{3g} + a_{4g}(h_{c(ext)} + h_{r(ext)})) T_j - a_{1g} T_{j+1} - a_{3g} T_{ab,j} = B_g \quad (III.37)$$

✚ Pour l'absorbeur

$$A_{ab} \cdot \rho_{ab} \cdot C_{p_{ab}} \cdot \frac{T_x - T_x^*}{\Delta t} = A_0 \cdot I_d \cdot \alpha_0 \cdot \rho_0 \cdot \gamma \cdot K + A_{ab} \cdot \lambda_{ab} \cdot \frac{T_{x+1} - 2 \cdot T_x + T_{x-1}}{\Delta x^2} - q_{int} - q_u \quad (III.38)$$

$$-a_{1ab} T_{j-1} + (2a_{1ab} + a_{2ab} + a_{3ab} + a_{4ab}) T_j - a_{1ab} T_{j+1} - a_{3ab} T_{g,j} - a_{4ab} T_{f,j} = B_{ab} \quad (III.39)$$

✚ Pour le fluide

$$A_f \cdot \rho_f \cdot C_{p_f} \cdot \frac{T_x - T_x^*}{\Delta t} + \dot{m} \cdot C_{p_f} \cdot \frac{T_x - T_{x-1}}{\Delta x} = A_f \cdot \lambda_f \cdot \frac{T_{x+1} - 2 \cdot T_x + T_{x-1}}{\Delta x^2} + q_u \quad (III.40)$$

$$-(a_{1f} + a_{3f}) T_{j-1} + (2a_{1f} + a_{2f} + a_{3f} + a_{4f}) T_j - a_{1f} T_{j+1} - a_{4f} T_{ab,j} = B_f \quad (III.41)$$

Avec :

Tableau III.2 Les indices des équations algébriques/ Les conditions aux limites

$a_{1g} = \frac{A_g \lambda_g}{\Delta x^2}$	$a_{1ab} = \frac{A_{ab} \lambda_{ab}}{\Delta x^2}$	$a_{1f} = \frac{A_f \lambda_f}{\Delta x^2}$
$a_{2g} = \frac{A_g \rho_g C_{p_g}}{\Delta t}$	$a_{2v} = \frac{A_{ab} \rho_{ab} C_{p_{ab}}}{\Delta t}$	$a_{2f} = \frac{A_f \rho_f C_{p_f}}{\Delta t}$
$a_{3g} = \pi D_{abe} h_{(int)}$	$a_{3ab} = a_{3g} = \pi D_{abe} h_{(int)}$	$a_{3f} = \frac{\dot{m}}{\Delta x} C_{p_f}$
$a_{4g} = \pi D_{ge}$	$a_{4ab} = \pi D_{ab(int)} h_u$	$a_{4f} = a_{4ab} = \pi D_{abi} h_u$
$B_g = W I_d \rho_0 \alpha_g \gamma K + a_{2g} T_j^* + a_{4g} (T_{am} h_{c(ext)} + T_c h_{r(ext)})$	$B_{ab} = W I_d \rho_0 \alpha_0 \gamma K + a_{2ab} T_j^*$	$B_v = a_{2f} T_j^*$

Les conditions aux limites		
$T_{g,0} = T_{am}$	$T_{ab,0} = T_{a,e}$	$T_{f,0} = T_e$

III.3. Méthode de calcul

Nos équations discrétisées seront implémentées sur le logiciel Matlab (MATrix LABoratory) ; une version de 2019. Une application qui a été conçue pour un calcul matriciel simple, permettant la mise en œuvre des algorithmes développés. Le logiciel, ainsi, permet de manipuler les matrices, d'afficher des courbes ; des données, créer des interfaces comme il peut s'interfacer à d'autres langages comme Fortran ou C++.

La méthode itérative choisie pour la résolution de ces équations est celle de Gauss-Seidel avec une précision de 0.001°C . Le pas de temps Δt et le pas de distance Δx sont optimisés de façon à obtenir une convergence qui mène à un petit calcul. On a posé $\Delta t = 10\text{s}$, $\Delta x = 0.2\text{ m}$. Les valeurs initiales de température sont considérées à la température ambiante. Ci-dessous, l'organigramme qui décrit la procédure du calcul.

Les étapes du programme comportent les points suivants :

- 1) Introduire les paramètres géométriques et optiques du concentrateur ; le pas du temps Δt et l'élément de longueur Δx ; les coordonnées géographiques de la région et solaires.
- 2) Initialiser les températures d'entrées.
- 3) Calculer le temps solaire vrai, heure du lever et coucher de soleil, la déclinaison, l'angle horaire et l'angle d'incidence.
- 4) Calculer le rayonnement direct, la température ambiante, la puissance absorbée et les rendements thermiques et optiques.
- 5) Calculer les propriétés physiques du fluide caloporteur et l'air, les coefficients d'échanges thermiques.
- 6) Calculer les températures à partir des variations des coefficients d'échanges thermiques.

La Figure III.6, représente l'organigramme des principaux calculs pour la simulation du CCP :

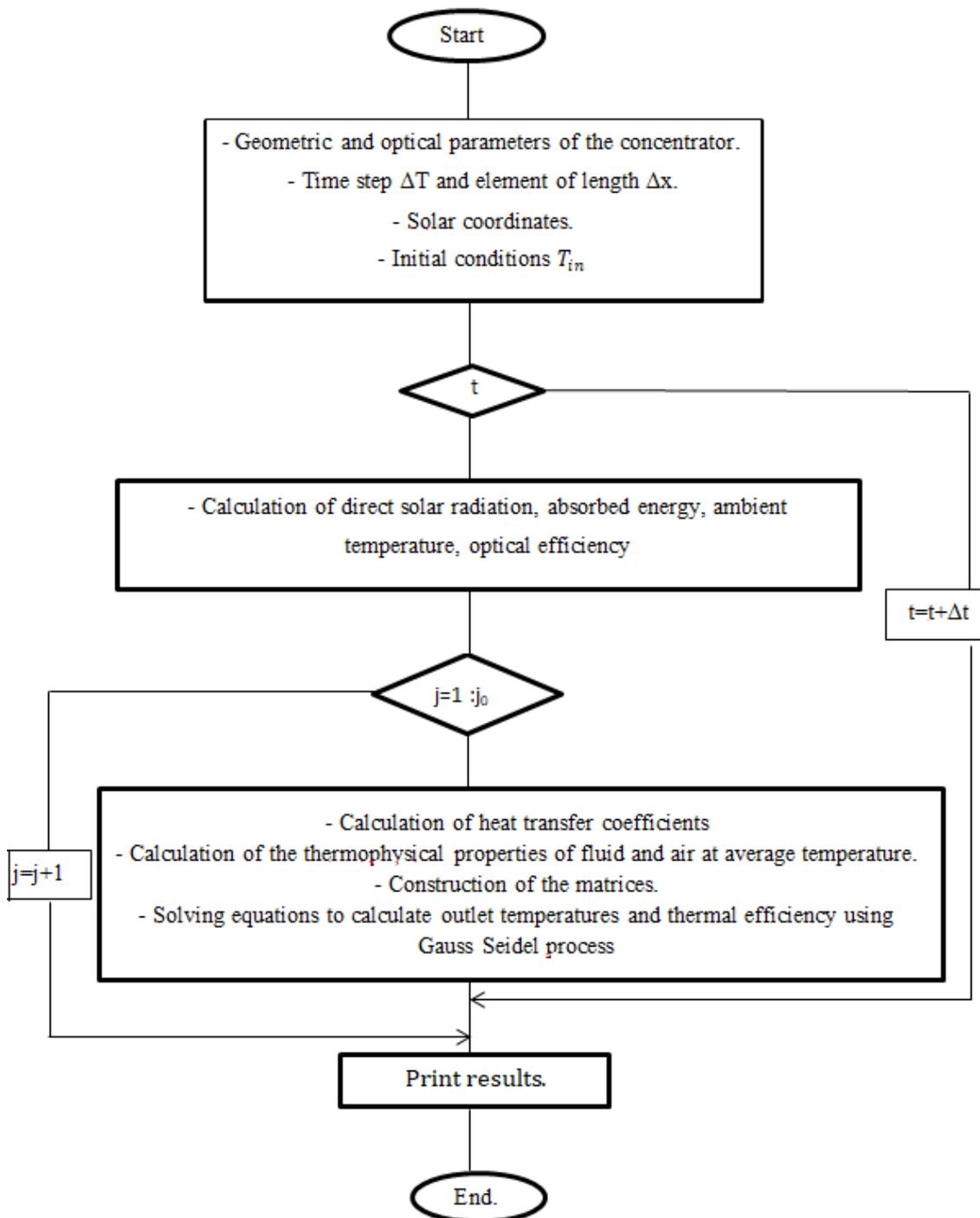


Figure III.6 Organigramme du calcul

IV. Interprétation des résultats

IV.1 Rayonnement solaire

IV.1.1. Validation du modèle du rayonnement solaire

Afin de valider le modèle du calcul de l'intensité solaire, on a considéré le cas d'un plan horizontal. Les résultats obtenus pour les deux modèles ;Capderou et Bird and Hustrom, ont été comparés afin de retirer le plus estimé des deux pour notre région, Tlemcen, ainsi pour les journées de Solstices (Eté : 21Juin ; Hiver :21 Décembre) et Equinoxes (Printemps : 21Mars ; Automne :21 Septembre).

Les résultats obtenus sont figurés dans Figure III.7. On remarque que pour le mois de Juin les deux modèles ont mené à une valeur de l'intensité solaire directe plus au moins similaire, d'une valeur de 900W/m². Par ailleurs, pour les autres mois les résultats affichés sont typiquement différents. Or, pour Mars avec Capderou, la valeur est de 800W/m² et avec le modèle de Bird and Hustrom, la valeur est de 550W/m² qui semble la même valeur en Septembre. Par contre, avec le modèle de Capderou, elle vaut 780W/m². Restant le mois de Décembre, ou les valeurs sont totalement loin en comparaison, avec Capderou vaut 500W/m² et avec le deuxième modèle vaut 110W/m². On remarque aussi que les piques sont donnés entre 12h et 13h, la période où les rayons solaires sont perpendiculaires à la surface.

Sachant que le modèle de Bird et Hustrom a été conçu de manière à pouvoir utiliser les données météorologiques disponibles. Alors que pour le modèle de Capdérrou, cause aux formules du facteur de Linke, il se trouve considérablement modifié ces dernières années en raison du changement climatique. Et selon notre étude pour la région de Tlemcen, le modèle de Bird and Hustrom ne semble pas convenir à cette région pour les mois froids. Par contre, le modèle de Capderou est le plus estimé pour cette région durant toute la période annuelle et c'est ce qui fait de ce dernier, le modèle le plus utilisé en l'Algérie selon l'A.S.A.

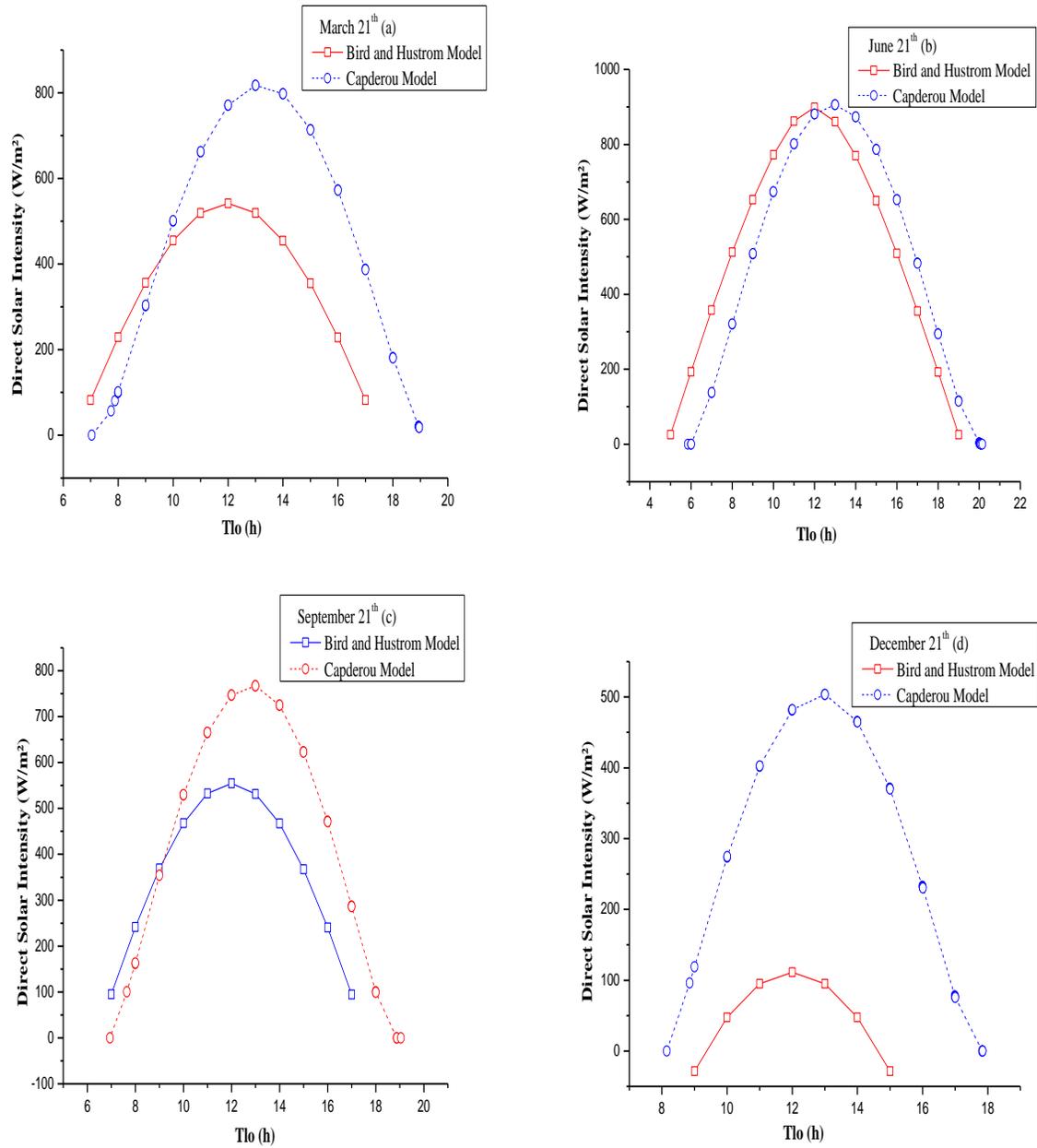


Figure III.7 Variation de l'intensité solaire directe ; comparaison entre les résultats obtenus avec les modèles du Capderou et Bird and Hustrom pour les journées typiques du (a) 21Mars, (b) 21Jun, (c) 21Septembre et (d) 21Décembre, de l'année 2019

IV.1.2. La température ambiante

Dans cette partie, on a essayé de comparer les valeurs de la température ambiante pour les quatre journées choisie de l'année 2020, calculées à l'aide de l'équation (I.29), Figure III.8, avec celles mesurées par la station météorologique de Tlemcen [11], tableau III.3.

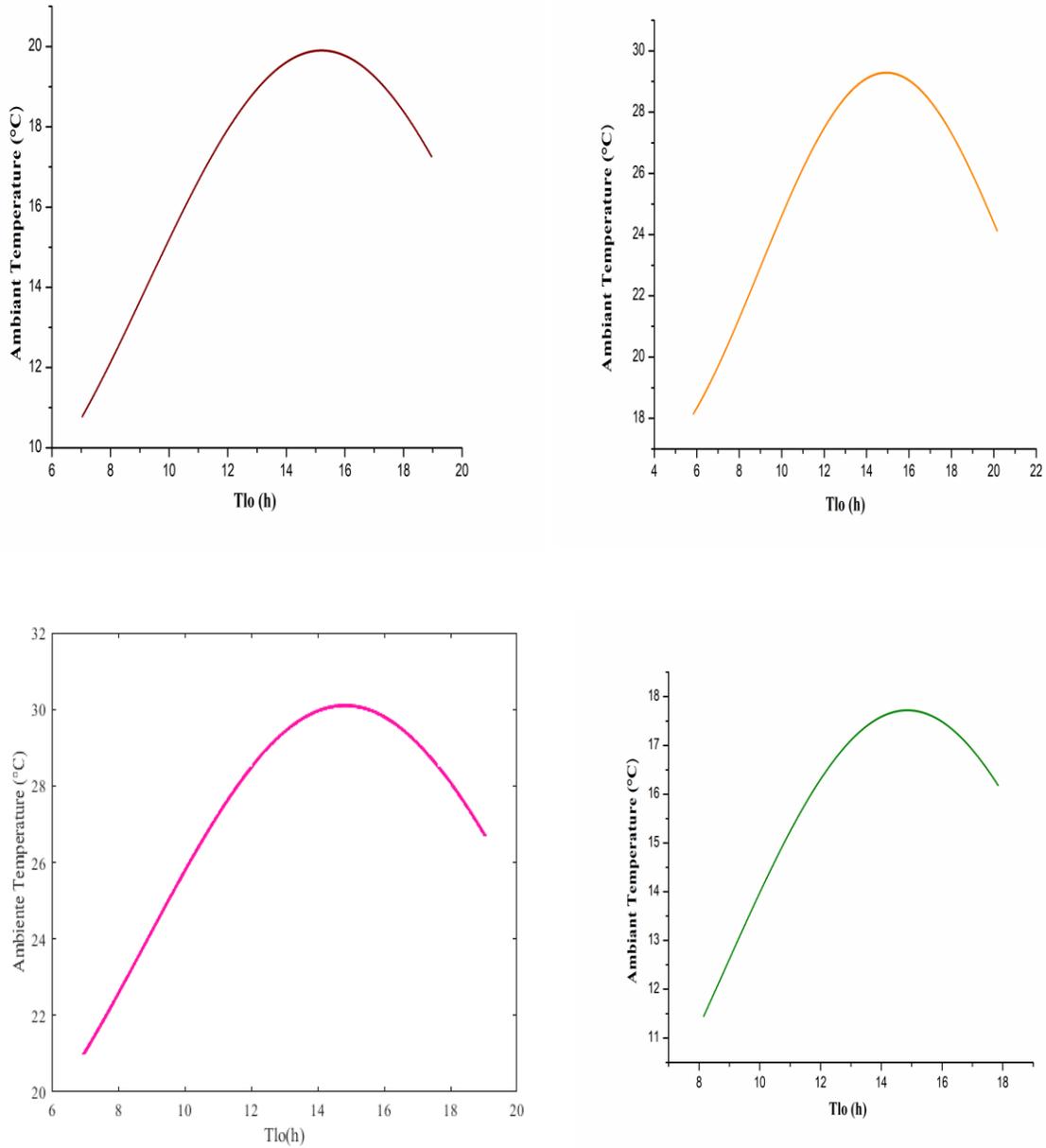


Figure III.8 Variation de la température ambiante ; (— Mars, — Juin, — Septembre, — Décembre)

Tableau III.3 Comparaison entre les valeurs de la température ambiante mesurées et celles calculées

Mois	Mars	Juin	Septembre	Décembre
Tam (°C) mesurée	16.9	33.3	30.5	18.5
Tam (°C) calculée	19.9	29.3	30.1	17.7

On déduit que les valeurs calculées sont d'une bonne estimation par rapport à celles mesurées pour tous les mois.

IV.1.3. L'énergie absorbée

Après avoir validé le modèle de Capderou pour le calcul de l'intensité du rayonnement solaire incident, on a affiché sur Figure III.9 les variations de l'énergie absorbée par le tube absorbeur et l'enveloppe de verre. On remarque que les valeurs de l'énergie absorbée par le verre sont négligeables, c'est ce qui explique le coefficient d'absorption du matériau qui est égale à 0.02. Par contre, pour le tube absorbeur, on déduit une bonne quantité d'énergie absorbée.

Par conséquent, l'influence de la distance focale et l'ouverture du récepteur influent sur la quantité d'énergie absorbée. Pour cela, on a présenté cette variation en Figure III.10, où on remarque que l'augmentation de la puissance se fait avec l'éloignement de la ligne focale et est plus élevée à la présence d'un angle d'ouverture grand.

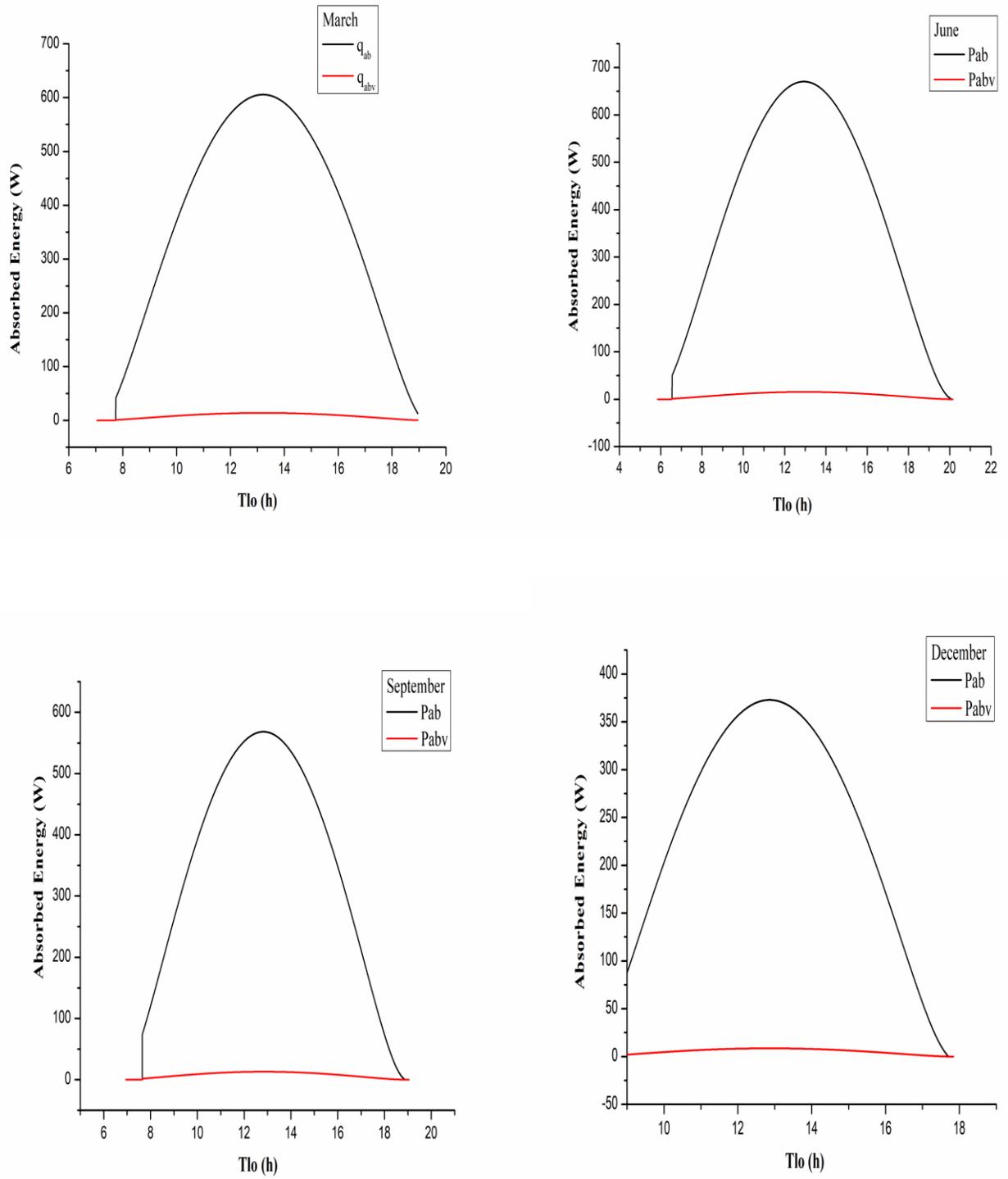


Figure III.9 Variation de l'énergie absorbée par le tube absorbeur (—) et l'enveloppe de verre (—)

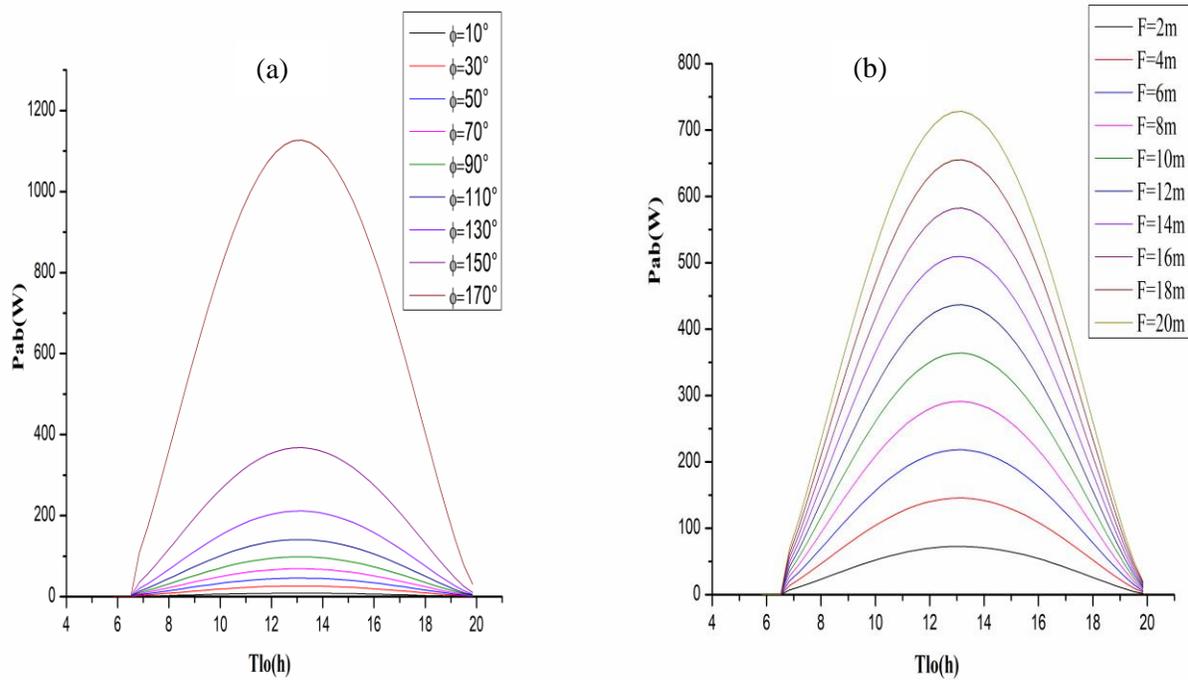


Figure III.10 Influence de l'angle d'ouverture (a) et la distance focale (b) sur la quantité d'énergie absorbée

IV.1.4. Système de suivi solaire

Comme mentionné précédemment, un système à concentrateur cylindro-parabolique nécessite un système de suivi solaire (appeler Tracker) pour la simple raison qu'il ne converti que le rayonnement direct, aussi pour nous permettre une intensité solaire maximale que possible.

Selon les coordonnées géographiques de la région, on a affiché le calcul de l'intensité solaire annuelle Figure III.11, afin de déterminer le système de suivi le plus adapter. Par conséquent, le tableau III.4, a servi à relever l'influence du Tracker sur l'énergie absorbée pour différents modes de poursuite et comparer chaque résultat avec le système de poursuite total à deux axes, qui collecte le maximum de rayonnement. Cette comparaison indispensable va permettre de déduire le système à un axe qui semble le plus performant.

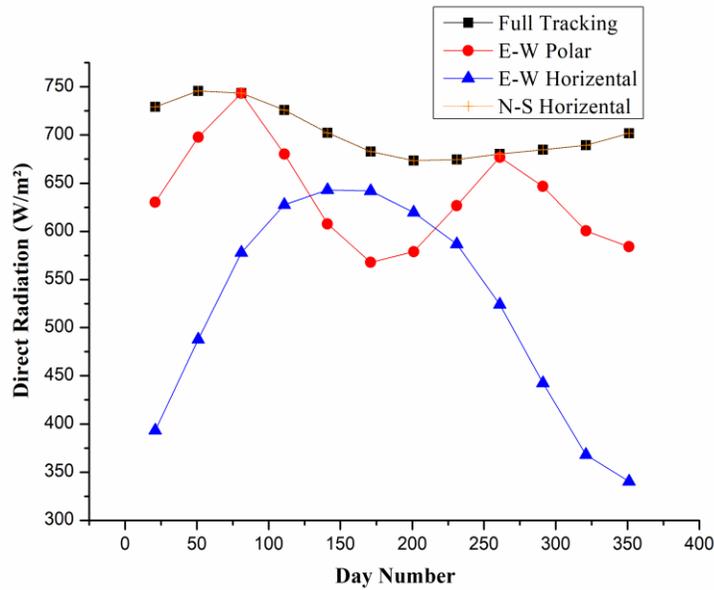


Figure III.11 L'influence des différents systèmes de suivi solaire sur la radiation direct annuelle

Tableau III.4 Comparaison de la quantité d'énergie absorbée suite aux différents systèmes de suivi solaire

Months	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Absorbed Energy (Wh/m ²)	Full Tracking											
	729.3	745.7	743.6	725.9	702.3	682.9	673.6	674.5	680.3	684.7	689.4	701.8
Percentage /Full tracking(%)	E-W Polar											
	630.2	697.7	743.2	680.3	607.8	567.8	578.9	626.8	677.1	646.6	600.5	584.1
	85%	93.5%	99%	93.7%	86.5%	83.1%	85.9%	92.9%	99.5%	94.4%	87.1%	83.2%
	E-W Horizontal											
	393.4	487.8	577.9	627.7	642.9	641.9	619.7	586.7	524.2	442.5	367.9	340.3
	53.9%	65.4%	77.7%	86.4%	91.5%	93.9%	92%	86.9%	77%	64.6%	53.3%	48.4%
N-S Horizontal												
729.2	745.1	743.5	725.9	702.3	682.9	673.6	674.5	680.3	684.7	689.4	701.8	
99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	

Suite aux résultats présentés, on peut conclure que le meilleur système de suivi à un axe pour la région de Tlemcen est celui du Nord-Sud Horizontal, et cela pour toute la période annuelle. Par ailleurs, le système Est-Ouest Polaire peut être aussi recommandé pour une captation annuelle, or le dernier système à un axe du Est-Ouest Horizontal est souhaitable que pour les périodes d'été. Contrairement aux résultats démontrés au sud Algérien où le système Est-Ouest Polaire est le plus estimé pour la période annuelle.

IV.2 Les performances du collecteur

IV.2.1. Les performances thermiques et optiques

La détermination des performances du concentrateur se fait en considérant que le collecteur est doté d'un système de poursuite Nord-Sud Horizontal et que le fluide caloporteur choisi est l'eau. L'étude se fait pour le mois de Juin avec une température d'entrée du fluide égale à 25°C, débit massique de 0.2kg/s et vitesse de vent de 2m/s.

La figure suivante, Figure III.12, dévoile les propriétés physiques de l'eau en fonction de la température. On remarque que la chaleur spécifique et la viscosité dynamique décroissent avec l'augmentation de la température, avec une faible valeur de la viscosité dynamique. Par contre, la conductivité thermique augmente avec l'augmentation de la température.

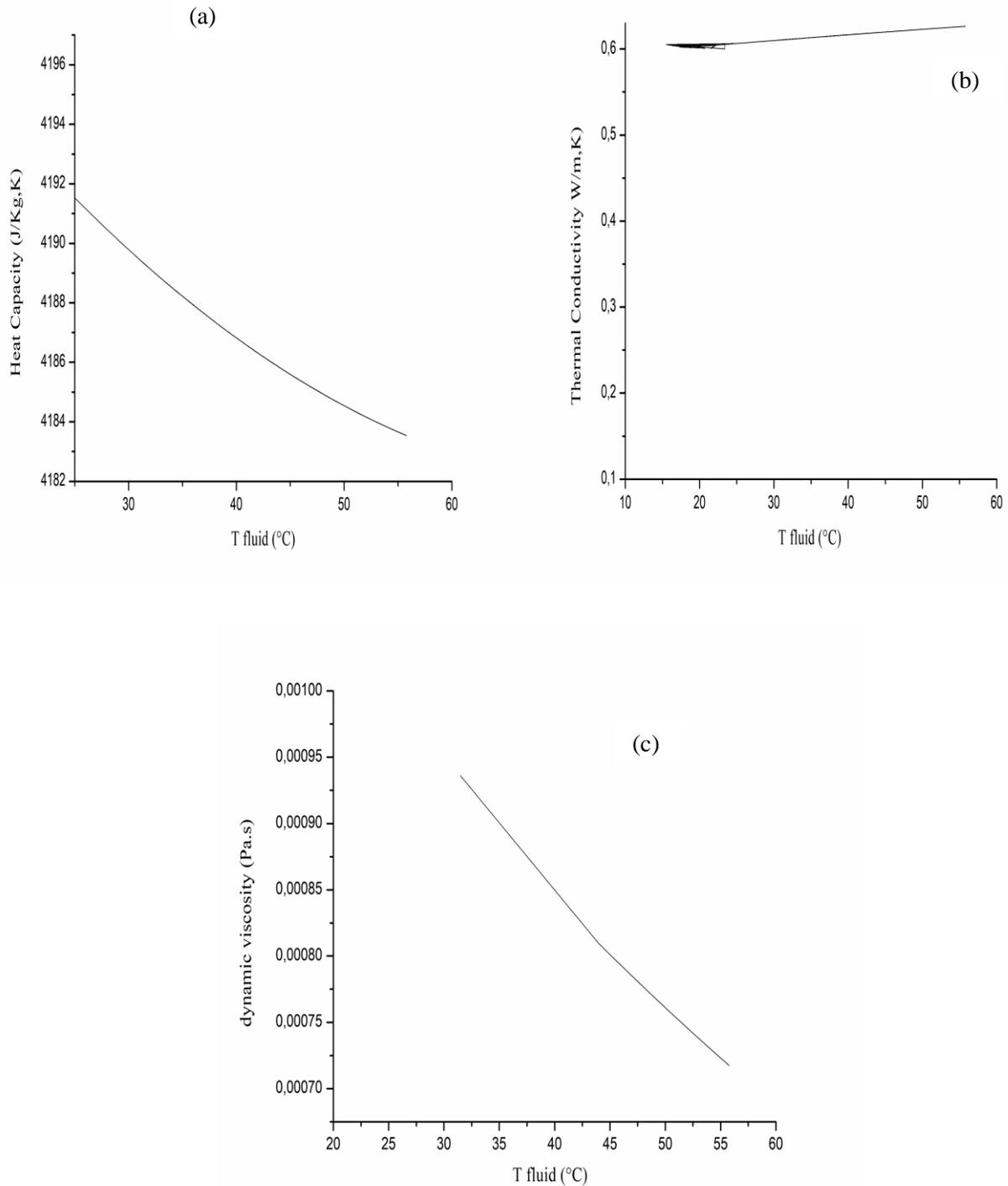


Figure III.12 Propriétés physiques de l'eau en fonction de la température du fluide ; (a) chaleur spécifique, (b) conductivité thermique, (c) viscosité dynamique

Concernant l'efficacité thermique, son calcul aide à contrôler la fiabilité de notre système puisque il est le rapport du flux utile par l'énergie absorbée à travers le tube absorbeur. Suite à la figure Figure III.13, on remarque que le rendement thermique augmente en parallèle que l'augmentation de la température de sortie ou il atteint 74%. La valeur est confirmée vu la figure Figure III.14, qui montre la variation de l'efficacité thermique annuellement. Ou la valeur diminue durant les mois les plus froids pour atteindre les 72%. On conclue que les pertes internes augmentent avec la diminution de la température du fluide. Par contre les pertes diminuent avec des faibles émissivités du tube absorbeur, Figure III.15.

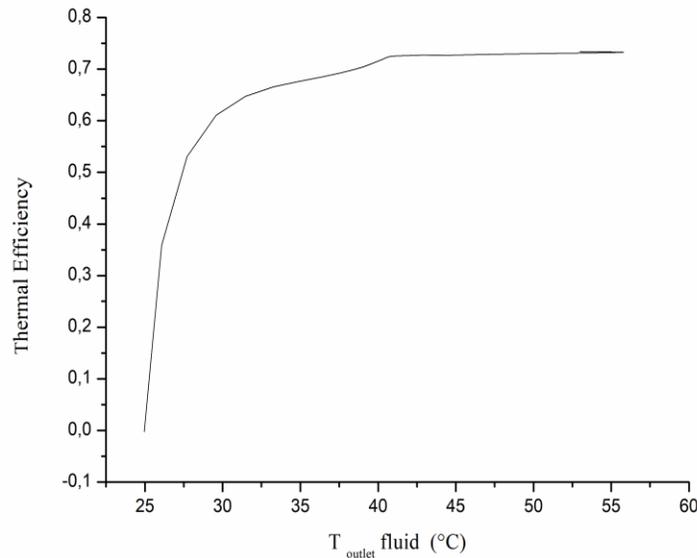


Figure III.13 Variation de l'efficacité thermique en fonction de la température de sortie de l'eau

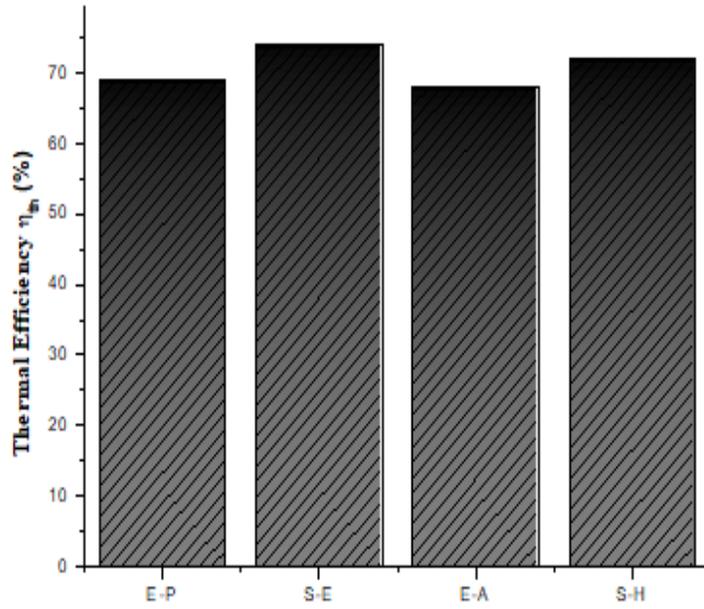


Figure III.14 Variation de l'efficacité thermique accordée aux saisons de l'année

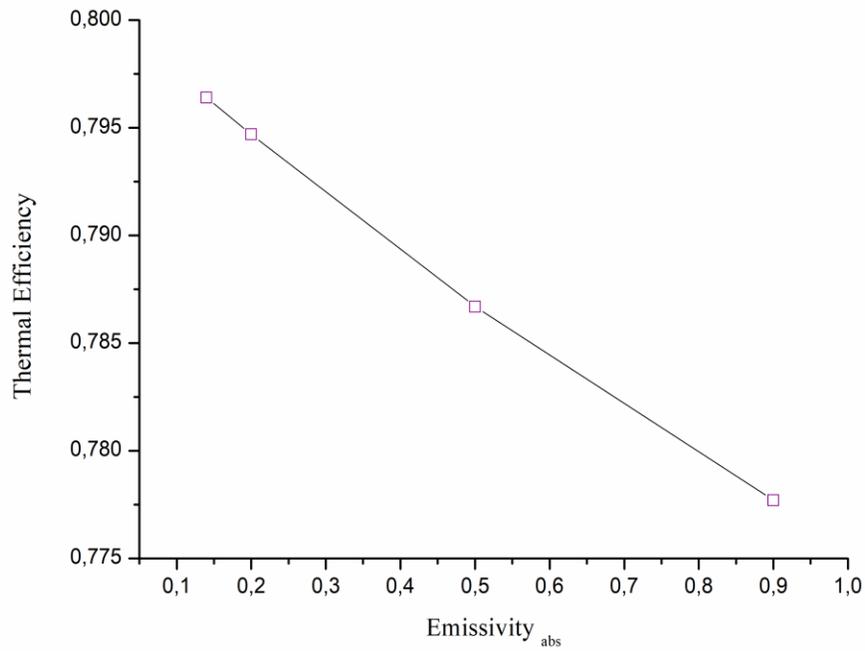


Figure III.15 L'influence de l'émissivité du tube absorbeur sur le rendement thermique

Quant à l'efficacité optique qui est le rapport entre l'énergie absorbée et le rayonnement incident, présente l'utilité d'un système de suivi solaire dans notre installation, et c'est ce qui est affiché dans Figure III.16. Autant que le rayonnement incident est en fonction de l'angle d'incidence, donc l'efficacité optique l'est aussi et on déduit que l'augmentation de l'angle d'incidence mène à une diminution du rendement optique. Il semble similaire pour l'influence de l'angle d'incidence sur l'angle d'incidence modifié. Le rendement optique affiche la valeur de 74%.

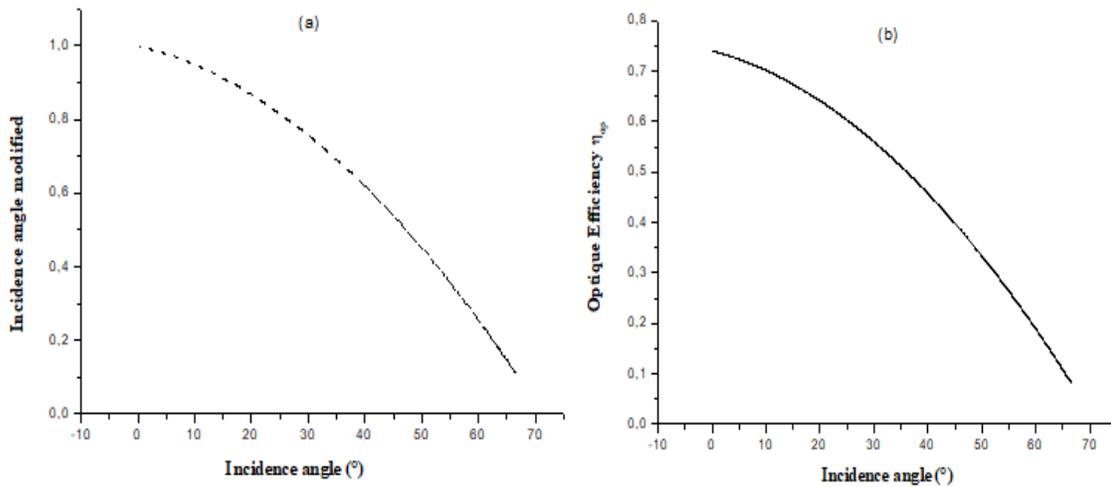


Figure III.16 L'influence de l'angle d'incidence sur ; (a) angle d'incidence modifié, (b) l'efficacité optique

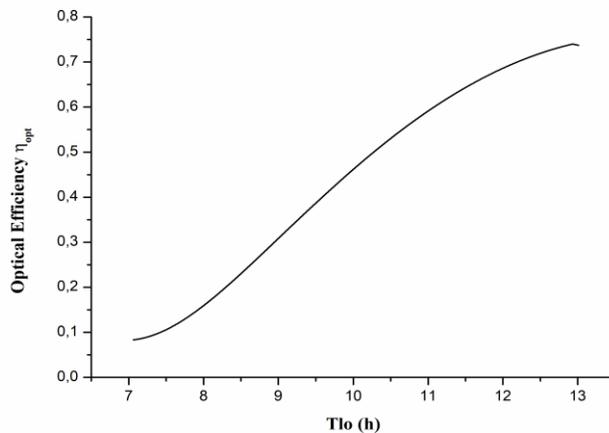


Figure III.17 Variation du rendement optique durant la journée du 21 Juin

IV.2.2. Les températures de sortie

Les variations des températures de sorties du tube absorbeur, le fluide caloporteur et l'enveloppe de verre, sont présentées durant les journées équinoxes et solstices ; Figure III.18, Figure III.19, Figure III.20. On remarque que l'allure des courbes sont les mêmes que celles du rayonnement incident. Les valeurs maximales sont toujours atteintes entre 12h et 14h. Dans le cas de l'enveloppe de verre, elles varient entre 36° et 38° en SE et EA, ainsi 25.5° et 28° pour SH, EP, respectivement. Hors, pour le tube absorbeur, les températures valent respectivement 81°, 78° et 75° pour SE, EA, SH et EP. Par conséquent, l'évolution des températures de sortie du s'affiche comme ; 57° (SE), 51° (EA), 47° (EP) et 45°(SH).

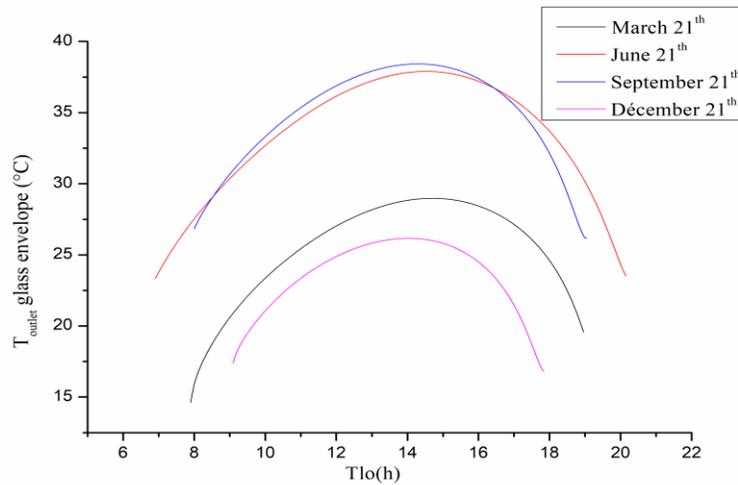


Figure III.18 Variation de la température de sortie de l'enveloppe de verre

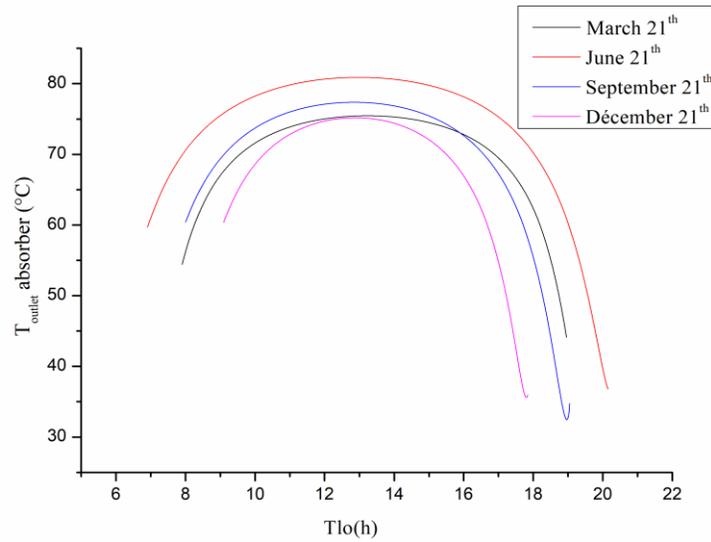


Figure III.19 Variation de la température de sortie du tube absorbeur

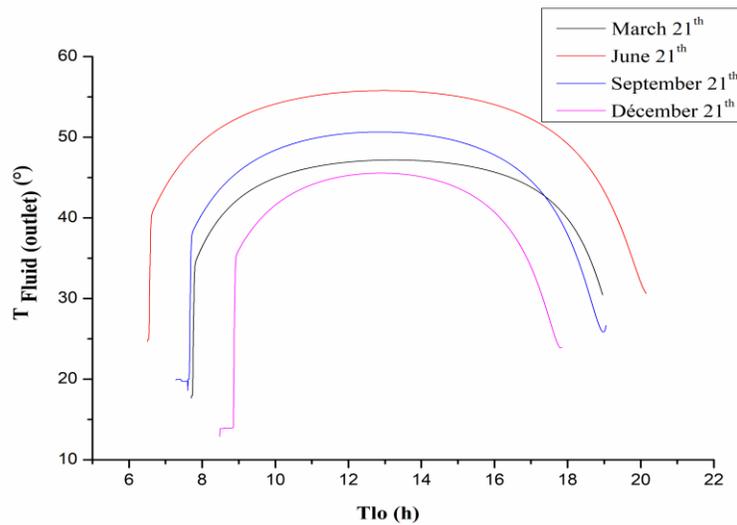


Figure III.20 Variation de la température de sortie du fluide caloporteur

Concernant les figures Figure III.21 et Figure III.22, on remarque que l'influence de la longueur de la ligne focale et le débit du fluide jouent un rôle très important sur la variation de température de sortie. Hors, l'augmentation de la température est proportionnelle à la longueur du tube mais contrairement dans le cas de l'influence du débit.

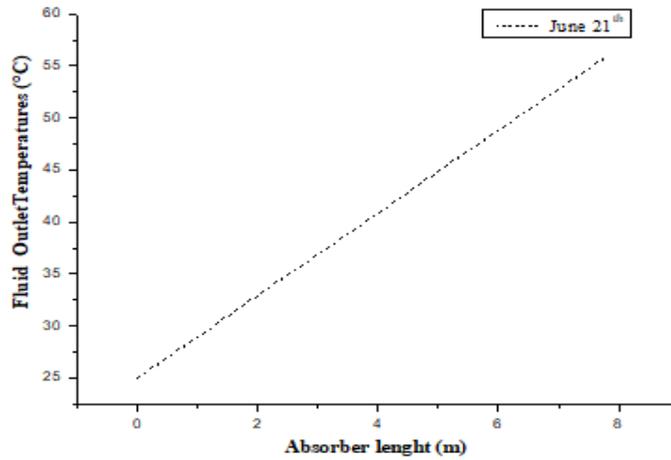


Figure III.21 Influence de la longueur sur la température de sortie du fluide

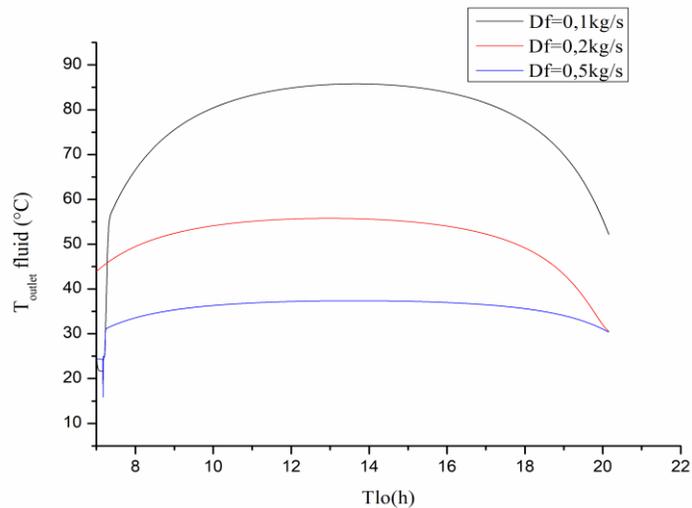


Figure III.22 Influence du débit sur la température de sortie du fluide (21 Juin)

V. Conclusion

Le but de ce chapitre a été de développer un modèle thermique unidimensionnel afin de prédire les performances du collecteur cylindro-parabolique et décrire le comportement thermique du fluide, tube absorbeur et l'enveloppe de verre. Tout d'abord, on a validé le modèle qui permet le calcul de l'intensité solaire incidente puisque ce calcul fut le mécanisme de toute analyse

effectuée. Ensuite le collecteur a été qualifié thermiquement et optiquement, d'où les résultats numériques ont été de bonne concordance.

Cependant, ces résultats verront l'objectif du 5^{ème} chapitre de cette partie afin de pouvoir modéliser un système mixte.

Références

- [1] A. Timothy et al., Final Test Results for the Schott HCE on a LS-2 Collector, 2005
- [2] A. Benabadji, Etude théorique et expérimentale des performances d'un concentrateur Cylindro-Parabolique, thèse de magister, Batna 1996
- [3] M. Günther, M. Joemann, S. Csambor, Advanced CSP Teaching Materials, DLR Centre allemand pour l'aéronautique et l'astronautique
- [4] I. Ouarghi, H. Tria, Contribution et modélisation d'un capteur solaire cylindro-parabolique, mémoire de Master en Génie Mécaniques Option Energétique, université Larbi Tébessi, Tebessa, 2016
- [5] S. Quoilin, Concentrator solar power plants, faculty of applied Sciences, University of Liège; 2007
- [6] A. Kalogirou Soteris, Solar thermal collectors and applications, Prog Energy Combust Sci, 30, 231–95, 2004
- [7] M. Ouagued, A. Khellaf, L. Loukarfi, Estimation of the temperature, heat gain and heat loss by solar parabolic trough collector under Algerian climate using different thermal oils, Energy Convers Manage, 75, 191–201, 2013
- [8] B. Agagna, A. Smaili, An improved model for predicting the performance of parabolic trough solar collectors, August 2018
- [9] O. Garcia–Valladares and N. Velazquez, Numerical Simulation of Parabolic Trough Collector: Improvement Using Counter Flow Concentric Circular Heat Exchangers, International Journal of Heat and Mass Transfer, Vol. 52, pp. 597 – 609, 2009
- [10] V. Gnielinski, On heat transfer in tubes, Int J Heat Mass Transf, 63, 134–40, 2013
- [11] <http://www.infoclimat.fr>

Chapitre IV

**Modélisation du système
photovoltaïque**

I. Introduction

La conversion largement utilisée en ce moment est la conversion photovoltaïque, elle est définie comme étant la transformation par absorption de l'énergie des photons en énergie électrique à l'aide des dispositifs électroniques qu'on appelle les cellules photovoltaïques.

La majeure des cellules connues sont à base de silicium, néanmoins ce matériau présente quelques inconvénients. Pour cela, dans notre étude, on a choisi d'analyser une cellule à colorant à base de ZnO. Ce type de cellule font objet de la nouvelle recherche que l'ont désigné par les cellules solaires sensibilisées à colorant. L'enjeu est de réduire le cout de fabrication et aboutir à un meilleur rendement que les autres types de cellules.

Ce chapitre est basé sur la modélisation de la cellule sensibilisé à colorant à base de ZnO. Le circuit équivalent va être étudié pour permettre d'afficher les résultats des caractéristiques (I-V) et l'influence de chaque paramètre sur cette caractéristique.

II. Le matériau ZnO

II.1 Historique du ZnO

L'oxyde de zinc (ZnO), que l'on trouve dans la nature est connu comme Zincite. Sous l'état solide on le reconnaît en poudre inodore de couleur jaune pâle . C'est un semi-conducteur II-VI à large bande interdite directe dont la couleur varie suivant les impuretés qu'il contient et en fonction de son écart à la stœchiométrie. La première utilisation fut ramenée en 1782 par Guyton de Morveau. L'amélioration technique de production du métal en grande quantité et la commercialisation effective fut entamée au 19 siècle. C'est en 1834 que la maison Wurson and Newton de Londres commercialisa le blanc de zinc sous le nom de blanc de chine [1].

Dès les années 1920, les capteurs pour les récepteurs des premières radios sans fil (effet piézoélectrique) avaient utilisé l'oxyde de zinc. Une étude importante était effectuée sur le matériau au début des années 1950 avant d'être relativement délaissé dans les années 1970. La renaissance du ZnO a eu lieu à partir de 1995 lors de l'obtention des émissions laser UV dans des couches minces du ZnO à température ambiante [2] qui a été apparue par l'intérêt technologique pour ses couches minces et ses nanostructures. Dans le domaine de l'optoélectronique, le ZnO est vu comme un concurrent direct du GaN, matériau avec lequel il partage de nombreuses

propriétés tant structurales qu'électroniques. A l'heure actuelle, l'intérêt sur l'obtention des couches minces et des nanostructures du ZnO a augmenté comme le montre le nombre des articles scientifiques publiés ces nouvelles années Figure IV.1.

Les principales applications du ZnO sont encore aujourd'hui situées dans les domaines de l'industrie du pneu (36%), des céramiques (26%), et chimique (fabrication de stéarates, phosphates) (20%), dans l'alimentation animale (12%) et dans la peinture (3%). Les 3% restant sont employés dans les domaines de l'électronique (bobine ferrite, résistors variables ou varistors), pour le bout des allumettes et l'industrie pharmaceutique [3].

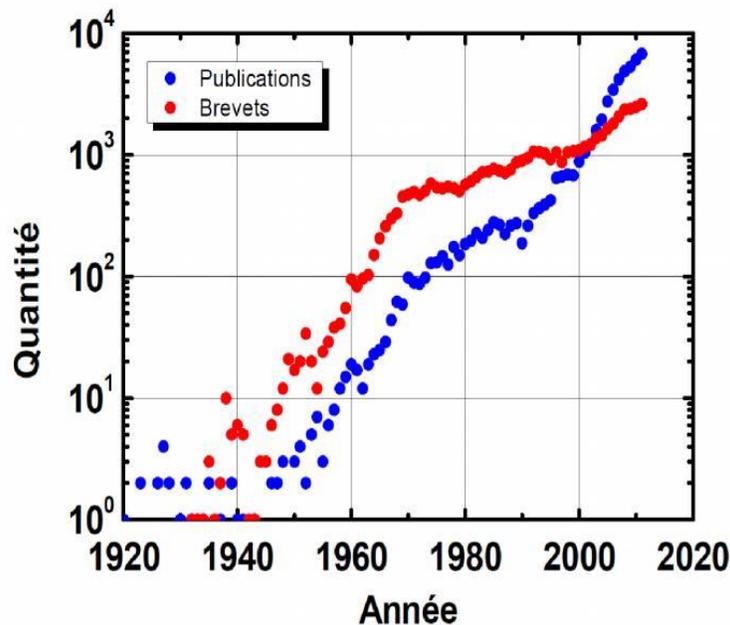


Figure IV.1 Evolution du nombre de publications (bleu ; depuis Scopus) et de brevets (rouge ; depuis Orbit) par années de 1920 jusqu'à 2011. [4]

II.2 Propriétés du ZnO

✚ Propriétés structurales

L'oxyde de zinc peut se présenter sous trois différentes formes cristallines : la structure **Wurtzite** hexagonale B4, cubique de Zinc blende B3(**Sphalérite**) ou la structure cubique de sel gemme métastable B1 (L'**halite** ; **Rocksalt**, même structure que le chlorure de sodium) qui se forme à haute pression (10-15 GPa). A température et pression ambiante, le ZnO se cristallise

suivant une structure Wurtzite dont les paramètres de maille sont $a = 0.32496 \text{ nm}$, $c = 0.52042 \text{ nm}$ et $\beta = 120^\circ$ [5], avec un rapport de $c/a=1.601$ qui est proche de celui d'une structure hexagonale compacte idéale ($c/a = 1.633$) (Figure II.1). Chaque atome de Zinc (en site tétraédrique) est entouré de quatre atomes d'oxygène et inversement. La coordinence 4 est typique des liaisons covalentes de type sp^3 [6]. La structure blende de zinc ne peut être obtenue qu'à partir d'une croissance par hétéro-épitaxie sur substrat cubique, preuve de son caractère fortement métastable. Elle est constituée de deux sous-réseaux cubiques à faces centrées, comportant chacun un type d'atome, décalés d'un quart par rapport à la diagonale principale de la maille. La structure halite est elle aussi métastable et ne peut être obtenue qu'à haute pression. En effet, le caractère ionique de la liaison Zn-O va être renforcé par la réduction des paramètres du réseau. Les atomes de Zn et d'oxygène vont former deux sous-réseaux cubiques à faces centrées, séparés par le paramètre du réseau a . Chaque atome va dans ce cas posséder six voisins, contre quatre dans le cas du tétraèdre des symétries Wurtzite et blende de zinc. Cette structure type NaCl est également importante pour une autre raison : le MgO cristallise dans cette symétrie, et les alliages de $Zn_{1-x}Mg_xO$ également lorsque la proportion en magnésium devient trop importante [7]

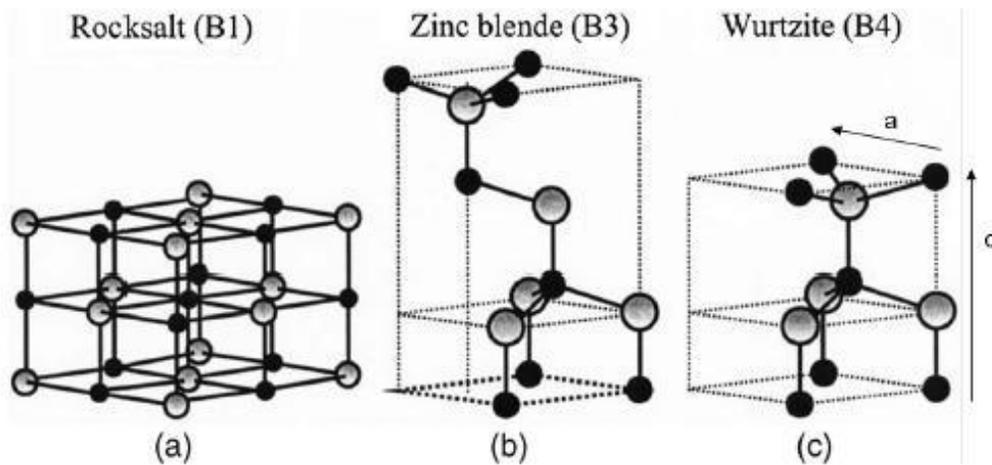


Figure IV.2 Structure cristalline du ZnO en phase a) NaCl ; b) Zinc blende ; c)Wurtzite [8]

Cependant la liaison O-Zn possède également un caractère fortement ionique en raison de la forte électronégativité de l'atome d'oxygène (1.65 pour le Zinc et 3.44 pour l'oxygène). De plus la structure Wurtzite est non Centro-symétrique. Le ZnO cristallisé sous cette forme a la propriété d'être un matériau polaire suivant son axe c [9]

D'après les valeurs des rayons ioniques du cation et de l'anion indiquées dans le tableau IV.I, on remarque que la structure est ouverte.

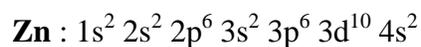
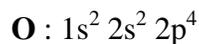
En effet, les atomes du zinc et de l'oxygène n'occupent que 40 % du volume du cristal [10], laissant des espaces vides de rayon 0.95 Å. Il est possible que, dans certaines conditions, des atomes du zinc en excès puissent se loger dans ces espaces c'est-à-dire en position interstitielle. Cette caractéristique permet d'expliquer certaines propriétés particulières de l'oxyde, liées aux phénomènes de semi-conductivité, de photoconductivité, de luminescence, ainsi qu'aux propriétés catalytiques et chimiques du solide [11].

Tableau IV.1 Des caractéristiques de la structure cristalline du ZnO.

Réseau		Hexagonal Würtzite	
Paramètres de maille		a=3.2499 Å	c/a=1.6019
		c=5.2060 Å	
Distance entre O ⁻² et Zn ⁺² , (les plus proches voisins)		Suivant l'axe c	d=1.96Å
		Pour les trois autres	d=1.98Å
Rayon ionique pour une coordination tétraédrique	Liaison covalente	Zn neutre =1.31Å	O neutre =0.66 Å
	Liaison ionique	Zn ⁺² = 0.60 Å	O ⁻² = 1.38 Å
		Zn ⁺² =0.74 Å	
Rayon cristallin pour une coordination tétraédrique		O ⁻² =1.24 Å	

✚ Structure électronique de bande

Le ZnO est composé d'atomes de Zn et Oxygène appartenant au II et VI groupes du tableau des éléments périodiques. Les structures électroniques de bande de l'oxygène et du zinc sont :



Les états 2p de l'oxygène forment la bande de valence et les états 4s du zinc constituent la zone de conduction du semi-conducteur du ZnO.

La figure IV.3 représente la structure de bande du ZnO non dopé. Il existe en réalité six bandes Γ résultantes des états 2p de l'oxygène, et les plus bas des bandes de conduction ont une forte contribution des états 4s du Zinc. La structure électronique de bandes montre que le ZnO est un semi-conducteur à gap direct. La largeur de la bande interdite du ZnO sous la forme massive est de l'ordre de 3.37 eV [12]. Ce qui correspond à un seuil d'absorption proche à l'ultraviolet d'environ 380 nm.

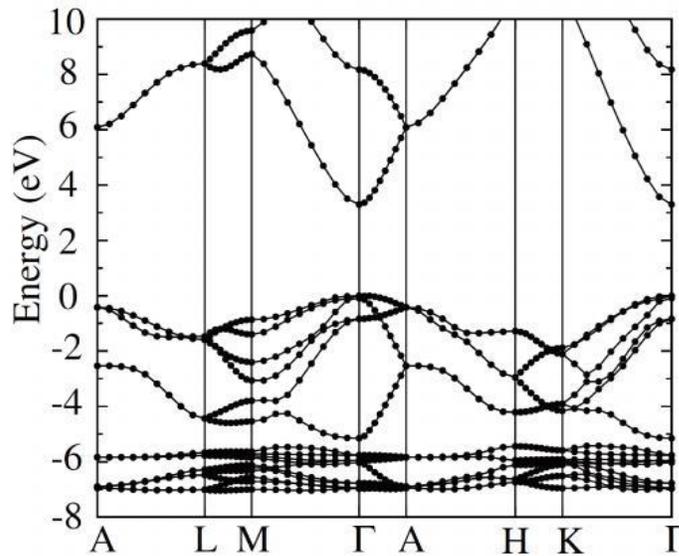


Figure IV.3 Structure de bande du ZnO .[13]

✚ Propriétés optiques et luminescence

L'indice de réfraction (n) est un paramètre physique important caractéristique des matériaux. Selon l'orientation du cristal, on obtient deux indices différents, l'un noté n_o (polarisation $E //$ à l'axe c du cristal) et l'autre noté n_e (polarisation $E \perp$ à l'axe c du cristal). La figure IV.3 montre la dispersion des indices de réfraction n_e et n_o en fonction de la longueur d'onde [14].

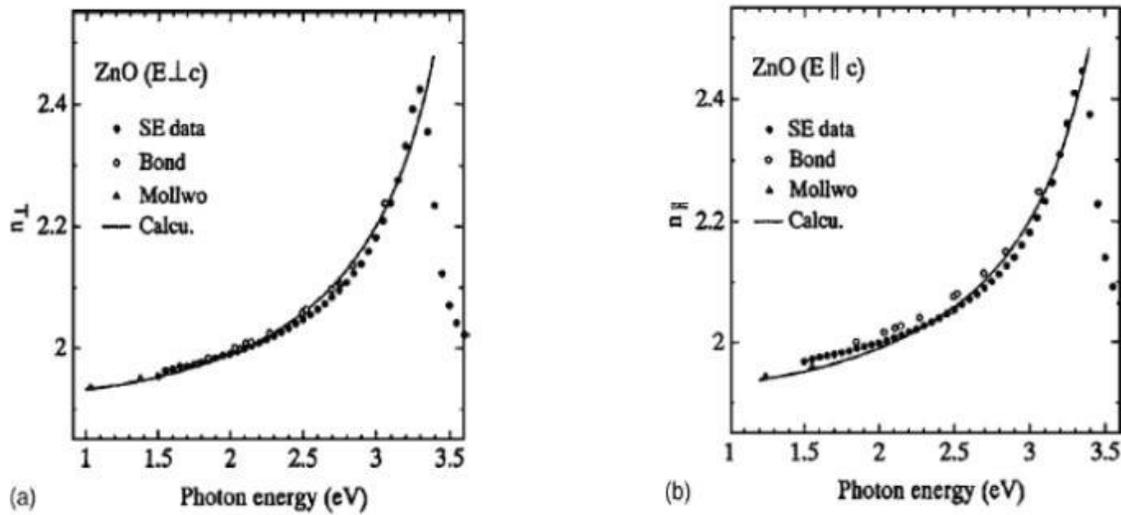


Figure IV.4 Courbe de dispersion des indices de réfraction n_e (a) et n_o (b) dans ZnO [14]

L'oxyde de zinc est un matériau transparent dont l'indice de réfraction sous la forme massive est égal à 2 [15]. Sous forme de couche mince, son indice de réfraction et son coefficient d'absorption varient en fonction des conditions d'élaboration. L'indice de réfraction a une valeur qui varie entre 1.70 et 2.20 [16, 17]. L'amélioration de la stoechiométrie du ZnO conduit à une diminution du coefficient d'absorption et à une augmentation de l'énergie de la bande interdite [18,19]. Parmi les oxydes transparents conducteurs dits TCO (transparent conductive oxide), on peut citer le zinc dopé. En le considérant peu dopé, il peut être utilisé en luminescence. Sous l'action d'un faisceau lumineux de haute énergie ($E > 3.4$ eV) ou d'un bombardement d'électrons, l'oxyde de zinc émet des photons; ce phénomène correspond à la luminescence. Différentes bandes de photoluminescence vont du proche UV (350 nm), au visible (rayonnement de couleur verte de longueur d'onde proche de 550 nm).

Le but des recherches en photoluminescence est d'obtenir un matériau pouvant émettre dans l'ultraviolet par suite de transitions entre la bande de conduction et la bande de valence.

✚ Propriétés électriques

D'une manière générale, l'oxyde de zinc non dopé est considéré comme un semi-conducteur de type n. Il est possible de modifier la résistivité électrique de l'oxyde de zinc par dopage, en introduisant des atomes de zinc en excès en position interstitielle, ou en créant des lacunes d'oxygène. Ces interstitiels de zinc et ces lacunes d'oxygène ainsi créés, se comportent comme

des donneurs d'électrons, et conduisent à une diminution de la résistivité électrique du matériau [20].

La conductivité de type p a été découverte pour la première fois par Aoki et al. en 2001[21]. Il est possible de modifier largement les propriétés d'oxyde de zinc par dopage :

- soit en s'écartant de la stœchiométrie ZnO, principalement par l'introduction d'atomes de zinc en excès en position interstitielle, ou par la création de lacunes d'oxygène (les centres créés se comportent alors comme des donneurs d'électrons)[22].
- soit en substituant des atomes de zinc ou d'oxygène du réseau par des atomes étrangers de valence différente (élément du groupe III, F-, Cl-).

Il est intéressant de noter ici que le dopage de ZnO avec l'aluminium fait diminuer la concentration de Zn en position interstitielle, réduisant de ce fait la rapidité d'oxydation du Zn [23]. Une des principales causes de limitation de l'utilisation de ZnO comme TCO est la réduction d'adsorption d'oxygène et peut revêtir un phénomène important.

La résistivité électrique dépend du nombre des porteurs libres et de leur mobilité. Selon le mode de préparation, on peut obtenir des mobilités différentes qui dépendent de la température du recuit in-situ et de la taille des cristallites du ZnO [24].

Tableau IV.2 Quelques propriétés électriques du ZnO [25]

Nature de la bande interdite	Directe
Largeur de la bande interdite à 4.2K	3.4eV
Largeur de la bande à 300K	3.34+0.02
Type de conductivité	n et (p)
Mobilité maximale des électrons	200cm ² /V.s
Masse effective des électrons	0.28m ₀
Masse effective des trous	0.60m ₀
Densité d'états dans BC	3.71 10 ¹⁸ cm ⁻³
Densité d'états dans BV	1.16 10 ⁻¹⁹ cm ⁻³
Résistivité maximale	10 ⁶ Ω .cm
Résistivité minimale	100 ⁻¹ Ω .cm

Propriétés chimiques et catalytiques

On trouve l'oxyde de zinc pur sous l'état de poudre blanche. Le ZnO cristallin est thermo chromique, changeant du blanc au jaune lorsqu'il est chauffé à l'air et redevenant blanc par le refroidissement. Ce changement de couleur est causé par une faible perte d'oxygène à des

températures élevées [26]. Pour garder la transparence, et donc des bonnes propriétés optiques, il faut donc éviter l'utilisation à très forte température.

La capacité d'une substance d'être un catalyseur dans un système spécifique dépend de sa nature chimique et de ses propriétés de surface. L'oxyde de zinc est utilisé en tant que piège et capteur chimique de gaz (H₂S, CO₂, H₂, CH₄) [27] En suspension dans l'eau, il peut jouer le rôle de catalyseur photochimique pour un certain nombre des réactions comme l'oxydation de l'oxygène en ozone, l'oxydation de l'ammoniaque en nitrate, la réduction du bleu de méthylène, la synthèse du peroxyde d'hydrogène, ou encore l'oxydation des phénols.

✚ Propriétés physiques et mécaniques

ZnO est une substance relativement moue avec une dureté approximative de 4,5 sur l'échelle de Mohs. Ses constants élastiques sont inférieurs à celles des semi-conducteurs III-V pertinents, tels que GaN. L'oxyde de zinc présente un ensemble des propriétés physiques susceptibles d'aboutir à des nombreuses applications dans le domaine de la photonique et de l'optoélectronique.

Tableau IV.3 Propriétés physiques de ZnO sous la forme Wurtzite [28]

Propriétés	Valeurs
Paramètres de mailles à 300K	
a	0,325nm
c	0,521nm
c /a	1,602
Masse volumique	5,606g.cm ⁻³
Phase stable à 300K	Wurtzite
Point de fusion	1975°C
Conductivité thermique	1-1,2W.m ⁻¹ K ⁻¹
Coefficient d'expansion linéaire(/°C)	a :6,5 10 ⁻⁶ , c :3,0 10 ⁻⁶
Constante diélectrique statique	8,656
Indice de réfraction	2,008-2,029
Energie de la bande interdite (gap)	3,3 eV
Concentration de porteurs intrinsèques	<106 cm ⁻³
Energie de liaison des excitons	60meV
Masse effective de l'électron	0,24
Mobilité Hall de l'électron à 300K pour une conductivité de type n faible	200cm ² .V ⁻¹ .s ⁻¹
Masse effective du trou	0,59
Mobilité Hall du trou à 300K pour une conductivité de type p faible	5-50 cm ² .V ⁻¹ .s ⁻¹

✚ Défauts intrinsèques

La fabrication des matériaux est un processus qui met en jeu une diversité des paramètres qui doivent être tous bien contrôlés pour aboutir à la synthèse des matériaux parfaits. En pratique, le contrôle de tous les paramètres est impossible, et par conséquent les défauts et les impuretés introduits de façon non intentionnelle doivent exister. Ces défauts ont un aboutissement sérieux sur les propriétés des matériaux. Ils peuvent introduire des niveaux d'énergies supplémentaires dans la bande interdites, et peuvent aussi être donneurs ou accepteurs. La maîtrise du rôle des défauts et de leurs effets sur les propriétés du matériau est la clé de voûte de l'ingénierie des matériaux et reste toujours un champ d'études très vaste dans le programme théorique aussi bien que l'expérimental.

Plusieurs travaux théoriques ont été effectués sur le calcul des niveaux d'énergie de différents défauts présents dans la structure de ZnO [29,30]. Ils peuvent être classés en trois catégories :

- Les lacunes, lorsqu'un atome est éjecté de son site cristallin. Il existe ainsi la lacune d'oxygène (V_O) et la lacune de zinc (V_{Zn}).
- Les interstitiels, quand un atome occupe un site différent de celui attribué originalement : interstitiel d'oxygène (O_i) et interstitiel de zinc (Zn_i).
- Les antisites, si un atome d'oxygène (ou Zinc) occupe l'emplacement d'un atome de Zinc (ou oxygène) : Zn_O et O_{Zn} .

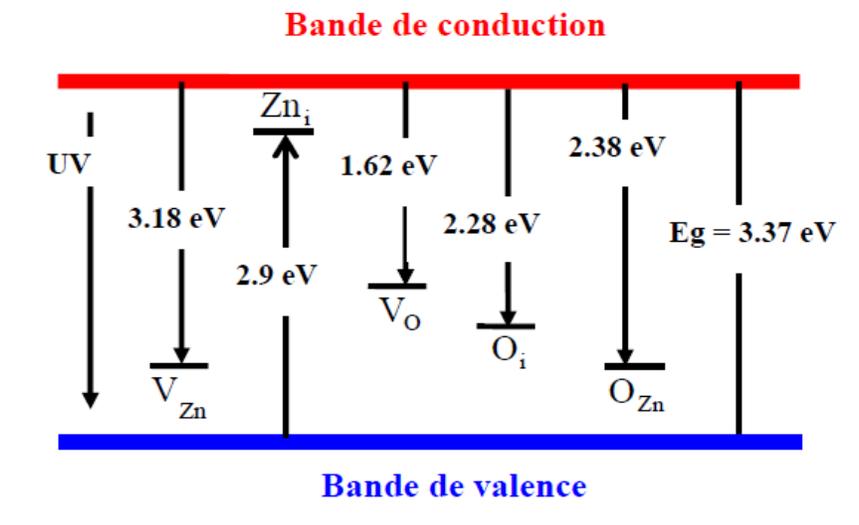


Figure IV.5 Diagramme de bande d'énergie du ZnO et niveaux d'énergie des défauts [31]

II.3 Domaines d'applications du ZnO

La catalyse, les varistances (résistances variables) ou les crèmes de protection solaire sont de différents domaines où le ZnO est utilisé mais ses propriétés paraissent prometteuses dans l'électronique, l'optique et la mécanique.

LED

Pour une valeur de gap de 367 nm se situant dans l'UV, l'oxyde de zinc est un candidat intéressant permettant l'obtention de diodes émettant dans le spectre UV. Grâce à l'énergie de son premier exciton de 60 meV, valeur bien supérieure à l'agitation thermique à 25 °C qui est de 20 meV, il est possible d'envisager la fabrication d'un laser solide émettant dans l'UV et fonctionnant à température ambiante. La possibilité de générer de la lumière laser à partir des nano-fils du ZnO permet également d'envisager la réalisation de nano-laser. La possibilité de doper le ZnO par d'autres éléments tels que Mg permet de moduler la valeur du band-gap [32] et ainsi obtenir des lasers ou des diodes avec des valeurs de band-gap prédéfinies.

TCO (*transparent conducting oxide*)

La production d'énergie a poussé ces dernières années à l'amélioration des systèmes photovoltaïques. Avec un gap situé dans le proche UV, le ZnO est donc transparent dans le spectre visible. De plus, l'oxyde de zinc peut être dopé avec de forte concentration afin d'obtenir des conductivités électriques importantes de l'ordre de $10^{-4} \Omega \text{ cm}^{-1}$. Ces propriétés de transparence à la lumière visible et de bonne conductivité électrique sont très intéressantes pour envisager l'oxyde de zinc comme matériau support dans les cellules solaires. En utilisant une surface nano-structurée de ZnO comme support, on peut envisager d'augmenter la surface effective de la cellule et d'en améliorer le rendement [33].

Piézoélectricité

La piézoélectricité est la propriété que possèdent certains matériaux à se polariser électriquement sous l'action d'une force mécanique (effet direct) et, réciproquement, de se déformer lorsqu'on leur applique un champ électrique (effet inverse). L'effet piézoélectrique le plus élevé de tous les semi-conducteurs que possède le ZnO est profondément lié à sa structure cristalline, car les atomes d'oxygènes et de zinc forment des tétraèdres non Centro symétriques,

ce qui génère un décalage du centre de charge lors des déformations induites par des forces externes. L'apparition de la polarisation se propage dans tout le cristal du fait de sa périodicité créant ainsi une différence de potentiel entre les faces. Inversement, lorsqu'un champ électrique externe est appliqué au cristal, les ions des mailles élémentaires sont déplacés par des forces électrostatiques, d'où une déformation mécanique du cristal. La piézoélectricité du ZnO a été étudiée et a trouvé des différents domaines d'applications.[34]

Capteurs de gaz

La détection de gaz est devenue très important dans la vie quotidienne. La conductivité de l'oxyde de zinc dépend fortement de la nature du gaz environnant. La présence d'un gaz réducteur (CO, hydrocarbures, H₂...) va engendrer une augmentation de la conductivité de la couche de ZnO alors que la présence d'un gaz oxydant se traduira par un comportement inverse. Le seuil de détection, la reproductibilité et la stabilité dans le temps sont liés aux matériaux de leur composition, de leur morphologie ou de leur état de surface. Des capteurs de gaz à base de l'oxyde de zinc (ZnO) ont été utilisés pour la détection du dioxyde d'azote (NO₂) [35], du monoxyde de carbone (CO) [36].

Spintronique

La possibilité de doper le ZnO par des éléments du groupe 3d fut très intéressant. Ceci, permettrait d'observer des transitions ferromagnétiques proches de la température ambiante. Cela pourrait ouvrir la voie à de nouveaux systèmes électroniques basés sur le spin magnétique tels que : l'informatique pour les mémoires magnétique du genre MRAM, la supraconductivité (les trains à sustentation magnétique), l'électronique (les transistors à effet de champs magnétique) et bien la médecine (la détection des cellules cancéreuses).

Biocapteur

Biocapteurs combinant un mécanisme de reconnaissance biologique avec une technique de transduction physique sont des capteurs moléculaires [37]. Enzymes avec une sensibilité élevée, une excellente sélectivité et caractéristiques à faible coût sont des éléments très bonnes de détection. Avec les excellentes caractéristiques de la technologie électrochimique comme un faible limite de détection, temps de réponse rapide, une bonne stabilité, biocapteurs électrochimiques à base d'enzymes ont gagné le plus d'attention dans les dernières décennies [38].

Le ZnO se place parmi les bons biocapteurs enzymatiques grâce à sa biocompatibilité, sa non-toxicité et sa rapidité en activités électrochimiques et électriques. Par conséquent, les structures du ZnO sont des matériaux prometteurs en application de biocapteurs [39].

III. Modèle électrique de la cellule solaire

III.1. Structure de la cellule DSSC

La cellule solaire à colorant DSSC (Dye Sensitized Solar Cell) est constituée d'un oxyde semi-conducteur poreux sensibilisé par un colorant déposé sur un verre transparent et conducteur [40], Figure IV.6.

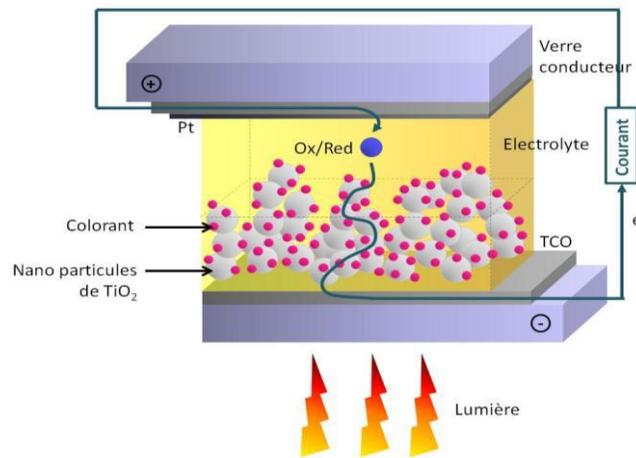


Figure IV.6 Structure de la DSSC

Le principe de fonctionnement est schématisé en Figure IV.7, où les photons absorbés par le colorant seront d'état excité cause l'injection des électrons dans la bande de conduction du semi-conducteur. Ces derniers, passent dans le circuit extérieur. A la présence d'un couple rédox dans l'électrolyse, le colorant est régénéré. Le rédox s'oxyde au contact du colorant et se réduit de nouveau à la contre-électrode, donc le cycle se boucle.

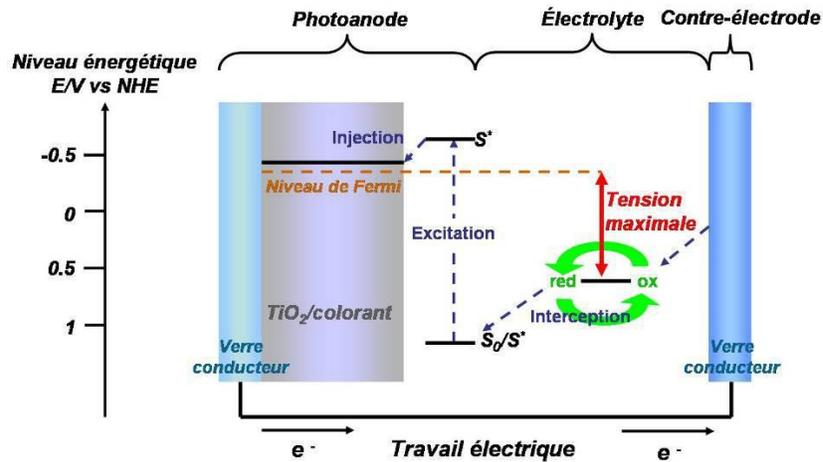


Figure IV.7 Principe de fonctionnement d'une DSSC

Dans notre étude la constitution de la cellule solaire sensibilisée par colorant est citée en (Annexe-B-).

III.2. Circuit équivalent de la cellule DSSC

La cellule peut se modéliser comme un circuit se composant d'une source courante idéale. Comparé au modèle idéal, le modèle à une diode a un circuit qui semble le plus proche à la réalité. Le circuit équivalent d'une cellule réelle est présenté dans Figure IV.8 [41], d'où il se compose d'un photo-courant (I_{ph}), une diode (D) et des résistances ; en série (R_s) ; en parallèle (R_{sh}).

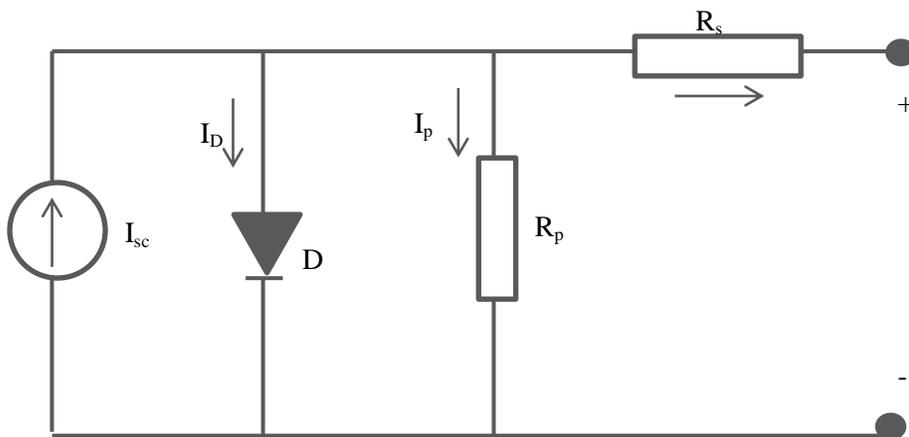


Figure IV.8 Circuit équivalent d'une DSSC à une diode

Cependant, la cellule solaire est caractérisée de nombreux paramètres qu'on nomme paramètres photovoltaïques.

La figure IV.9, représente la caractéristique I(V) d'une cellule solaire à jonction PN, dans l'obscurité et sous éclairage. Selon cette courbe, on peut accéder à un nombre de paramètres caractérisant le composant, citons ; le courant de court-circuit (I_{sc}), la tension à circuit ouvert (V_{oc}) et le facteur de forme (FF).

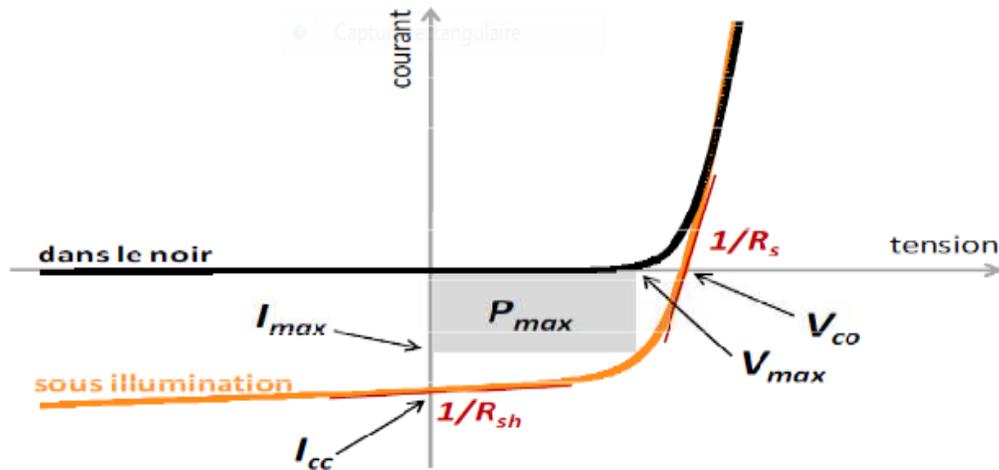


Figure IV.9 Caractéristiques I(V) : dans l'obscurité (—) ; sous éclairage (—), et les paramètres physiques de la cellule solaire [42]

Le courant I délivré par la cellule est donné par la loi de Kirchhoff :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad \text{IV.1}$$

De même, la tension aux bornes de la diode V_D est décrite comme étant la somme des tensions aux bornes de la cellule et aux bornes de la résistance en série:

$$V_D = V + R_s I \quad \text{IV.2}$$

La caractéristique de la diode est décrite par l'équation de Shockley comme [43]:

$$I_D = I_0 \left(\exp \left(\frac{qV_D}{nkT} \right) - 1 \right) \quad \text{IV.3}$$

En remplaçant les équations IV.2, IV.3 dans la première équation, on obtient la caractéristique de la cellule réelle sous éclairage (tenant compte d'autres paramètres) comme étant [44] :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left(\frac{q(V + R_s I)}{nkT} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad \text{IV.4}$$

Hors, dans l'obscurité les expériences ont montrées que la cellule suit le comportement d'une diode, ainsi la caractéristique d'une cellule idéale se représente par la relation suivante [45] :

$$I = I_0 \left(\exp \left(\frac{qV}{nkT} \right) - 1 \right) \quad \text{IV.5}$$

✚ **Le courant de court-circuit I_{sc}** [46]: Correspond à l'intensité à une tension nulle aux bornes de la cellule. Elle est fonction de l'intensité lumineuse reçue par la cellule et les longueurs de diffusion des électrons et des trous. D'où :

$$I_{sc} = I_{ph} \quad \text{IV.6}$$

✚ **Le potentiel de circuit ouvert V_{oc}** [47]: C'est la tension aux bornes de la cellule quand l'intensité dans le circuit est nulle.

$$V_{oc} = \frac{nkT}{q} \ln \left(1 + \frac{I_{ph}}{I_0} \right) \quad \text{IV.7}$$

✚ **La puissance de fonctionnement P_{max}** [46]: C'est le maximum de la courbe de puissance qui est essentielle pour évaluer la performance de la cellule.

$$P_m = I_m * V_m \quad \text{IV.8}$$

✚ **Le facteur de forme FF** [48]: Il correspond au rapport entre la puissance maximale et le produit de (V_{oc} , I_{sc}).

$$FF = \frac{P_m}{I_{sc} * V_{oc}} \quad \text{IV.9}$$

✚ **Le rendement η** : Il représente le rapport par la puissance maximale produite par la cellule et la puissance du rayonnement solaire qui arrive sur la cellule [49]

$$\eta = \frac{P_m}{G * S} \quad \text{IV.10}$$

IV. Méthode de calcul

Notre programme de simulation a été interprété sur Matlab afin de tracer la caractéristique I(V) de la cellule solaire nano-films en ZnO.

Grâce au circuit équivalent et aux équations présentés en paragraphe II.2, on a obtenu les courbes Figure IV.10 et Figure IV.11 qui servent à valider notre modèle. On remarque que notre cellule génère un photo-courant indiquant la réalisation de la conversion photovoltaïque. La cellule a été étudié sous éclairement de 1000W/m² et à la température de 298K. Notant que, le courant de court-circuit I_{sc} prend la valeur de 0.0146A et la tension de circuit ouvert est de l'ordre de V_{co}=0.3499V. Par ailleurs, la puissance maximale peut se déterminer à partir des courbes, ou elle est représentée par la tangente de la courbe I(V) et le pic maximum de la courbe P(V). Elle est caractérisée par I_m et V_m dont les valeurs 0.0109A et 0.24V.

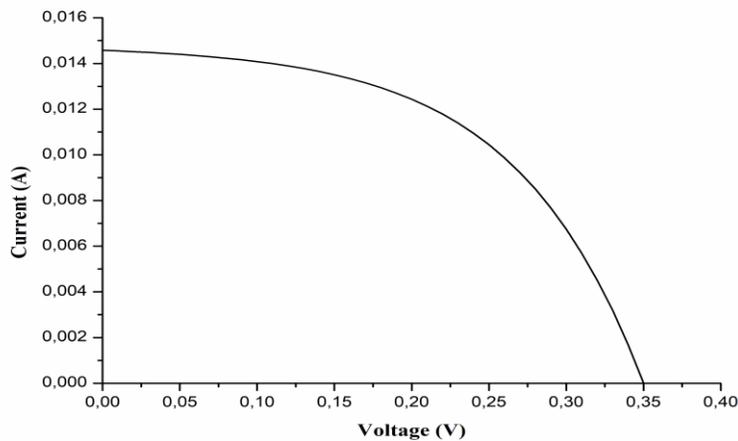


Figure IV.10 La caractéristique I(V) du modèle validé

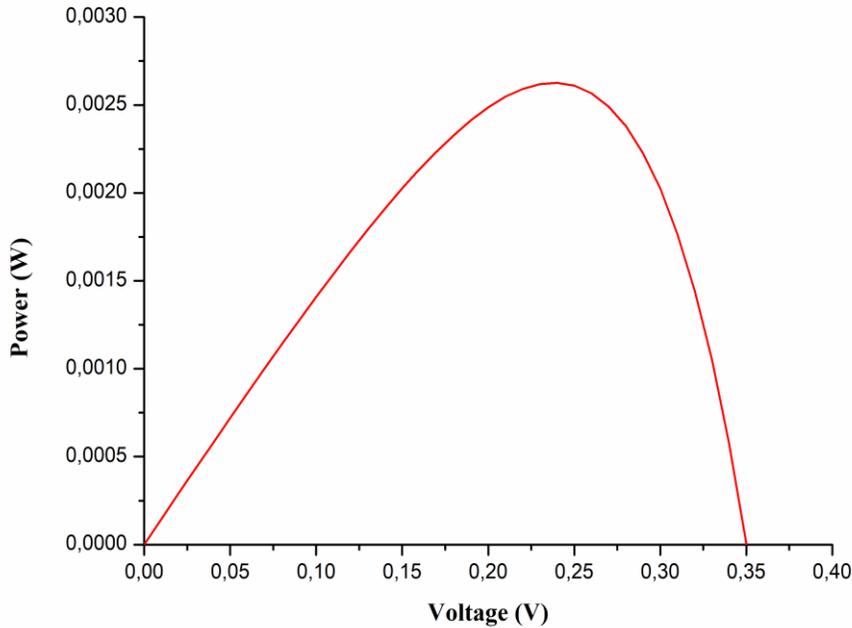


Figure IV.11 La caractéristique P(V) du modèle validé

Afin d'étudier l'influence de la température, de l'intensité solaire, du coefficient d'absorption, l'épaisseur du film ZnO et le facteur d'idéalité de la cellule sur les caractéristiques I(V) et P(V), on a fait appel au modèle suggéré par Sven Södergren et al. en 1994, qui repose sur l'analyse théorique du comportement photo-électrochimique dans la nanostructure de la photo-électrode de la DSSC. L'équation résultante, équation de continuité, concerne le transport d'électrons, l'électron recombinaison et photo-génération électronique en couches minces DSSC, est [50] :

$$D \frac{\partial^2 n(x)}{\partial x^2} - \frac{n(x) - n_0}{\tau} + \phi_0 \alpha \exp(-\alpha x) = \frac{\partial n}{\partial t} \quad \text{IV.11}$$

Ou : $n(x)$ est la concentration électronique en excès à la position x

Dans l'état d'équilibre, l'équation devient :

$$D \frac{\partial^2 n(x)}{\partial x^2} - \frac{n(x) - n_0}{\tau} + \phi_0 \alpha \exp(-\alpha x) = 0 \quad \text{IV.12}$$

Dans un état de court-circuit, l'électron est facilement extrait sous forme de courant et aucun électron ne circule directement vers la contre-électrode. Par conséquent, les deux conditions aux limites sont :

$$n(0) = n_0 \quad \text{IV.13}$$

Et

$$\left. \frac{dn}{dx} \right|_{x=d} = 0 \quad \text{IV.14}$$

Afin de compléter le modèle DSSC, la quantité excessive de concentration d'électrons provenant du processus de photo-génération au contact (contact n) est considérée dans la valeur photovoltaïque (V_{ph}) comme [51] :

$$V_{ph} = \frac{kT}{q} n \ln \frac{n_{\text{contact}}}{n_0} \quad \text{IV.15}$$

La densité du court-circuit est déterminée comme [52-53]:

$$J_{sc} = \frac{q\phi L\alpha}{1 - L^2\alpha^2} \left[-L\alpha + \tanh\left(\frac{d}{L}\right) + \frac{L\alpha \exp(-d\alpha)}{\cosh\frac{d}{L}} \right] \quad \text{IV.16}$$

La longueur de diffusion d'électron est déterminée par la relation :

$$L = \sqrt{D\tau} \quad \text{IV.17}$$

Sous la différence de potentiel entre le niveau de Fermi de ZnO et le potentiel rédox de l'électrolyte, la densité électronique à la position $x=0$ augmente à n et celle à la position $x=d$, reste-la même. L'équation devient [54]:

$$J = J_{sc} - \frac{qn_0D}{L} \tanh\left(\frac{d}{L}\right) \left[\exp\left(\frac{qV}{kTn}\right) - 1 \right] \quad \text{IV.118}$$

Ainsi

$$V = \frac{kT}{q} n \ln \left(\frac{L(J_{sc} - j)}{qdn_0 \tanh\left(\frac{d}{L}\right)} \right) \quad \text{IV.19}$$

V. Interprétation des résultats

IV.1. Influence de la température

Suite aux figures IV.12 et IV.13, on déduit que la température influe sur les deux caractéristiques de manière à ce que le voltage augmente avec l'augmentation de la température, par contre la densité de courant ne s'affecte pas. Ainsi, le pic de la puissance augmente légèrement avec l'augmentation de la tension.

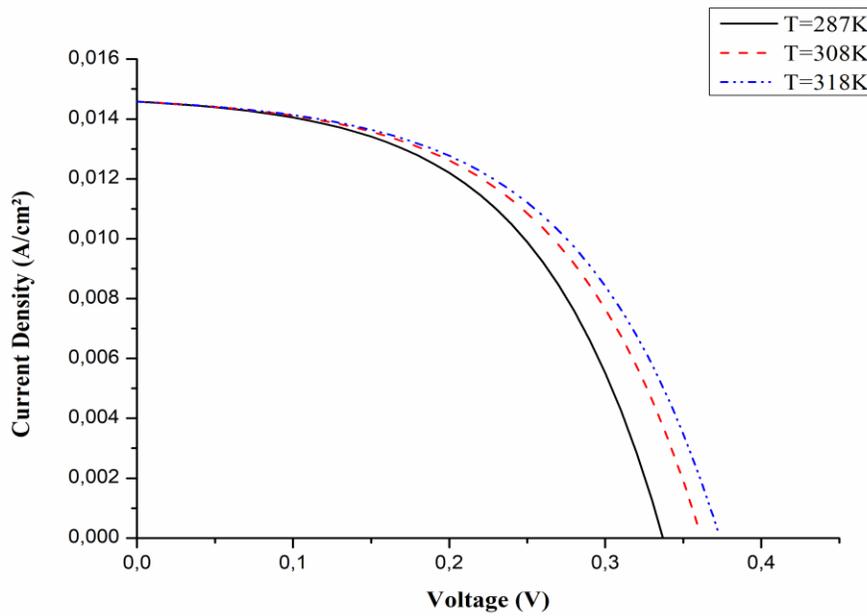


Figure IV.12 Influence de la température sur $J(V)$; $\Phi=1000W/m^2$

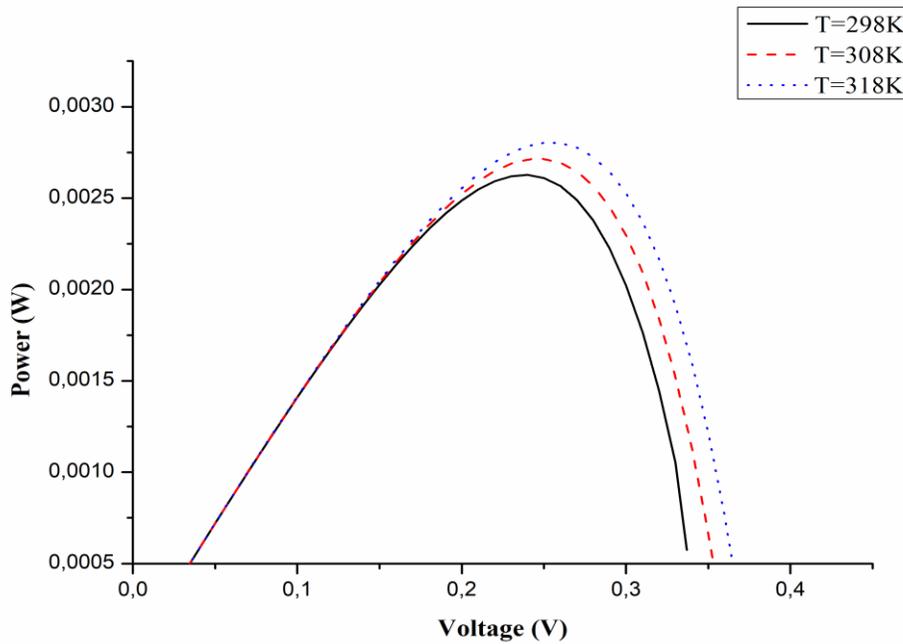


Figure IV.13 Influence de la température sur P(V) ; $\Phi=1000\text{W/m}^2$

IV.2. Influence de l'irradiation solaire

Concernant l'influence de l'irradiation solaire, on remarque que les courbes gardent la même allure que celles du modèle validé sauf au niveau des valeurs des densités de courant, elles augmentent fortement avec le flux solaire, pareille pour les tensions qui varient proportionnellement avec l'augmentation de l'irradiation solaire, Figure IV.14. Par conséquent, les puissances augmentent en valeurs des pics pour des tensions plus allongées, Figure IV.15.

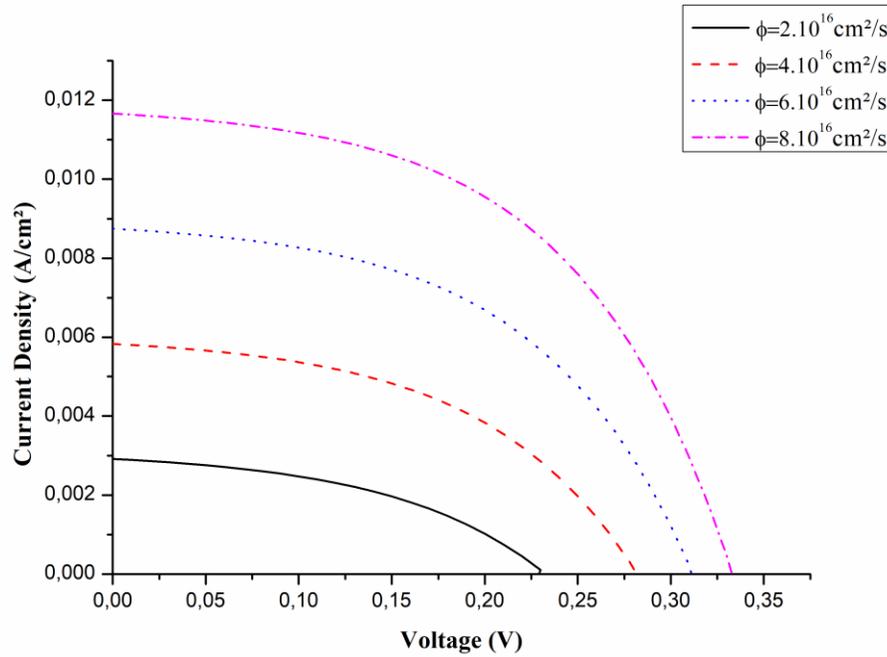


Figure IV.14 Influence de l'irradiation solaire sur J(V) ; T=298K

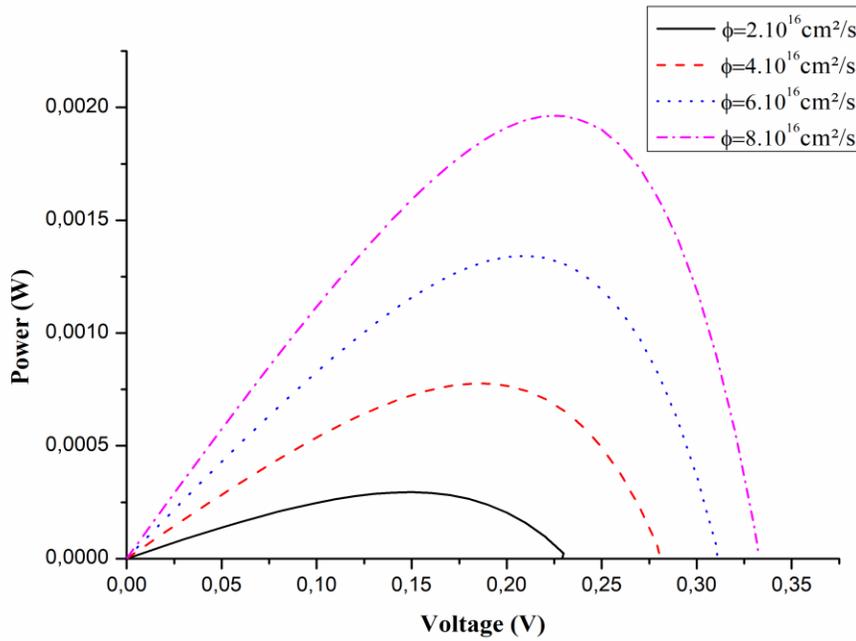


Figure IV.15 Influence de l'irradiation solaire sur P(V) ; T=298K

IV.3. Influence du facteur d'idéalité

Comme l'influence des autres paramètres, le facteur d'idéalité de la cellule fut important dans la variation des tensions et densité de courant. Or, il influe sur la tension plus et varie proportionnellement, Figure IV.16. De la même façon les valeurs de la puissance augmentent en pic avec une large variation de la tension, Figure IV.17.

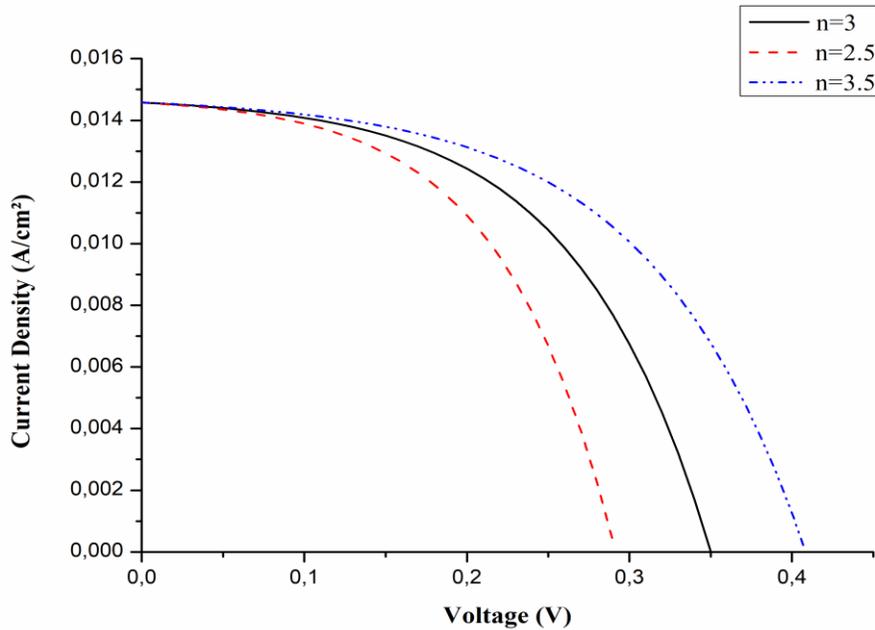


Figure IV.16 Influence du facteur d'idéalité de la cellule sur $J(V)$; $T=298K$, $\Phi=1000w/m^2$

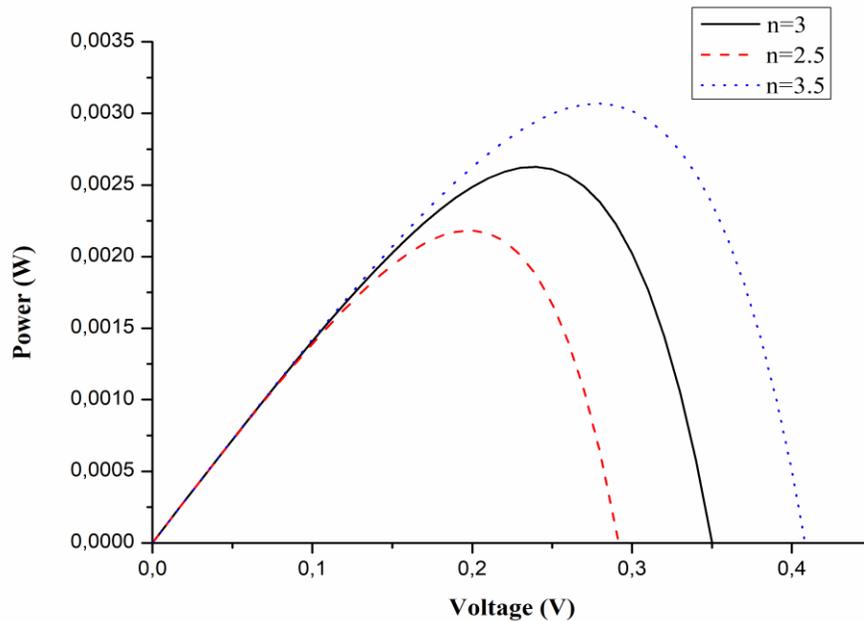


Figure IV.17 Influence du facteur d'idéalité de la cellule sur $P(V)$; $T=298K$, $\Phi=1000w/m^2$

IV.4. Influence de l'épaisseur du film

Concernant l'épaisseur du film, on remarque que pour des faibles épaisseurs la densité de courant est très faible ou on peut atteindre un court-circuit qui empêchera le processus de photo-génération que la photo-électrode ne supportera pas, Figure IV.18. L'augmentation de la courbe $J(V)$ ou la densité augmente à mesure que la puissance maximale augmente en raison de la croissance de l'épaisseur du film mince, Figure IV.19, est la raison de la capacité de la photo-électrode épaisse qui est capable d'absorber plus de photons.

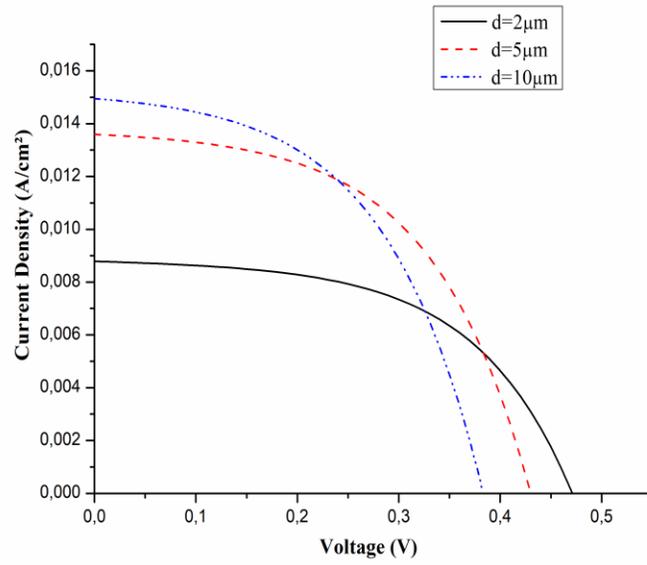


Figure IV.18 Influence de l'épaisseur du film de la photo-électrode sur $J(V)$; $T=298K$, $\Phi=1000w/m^2$

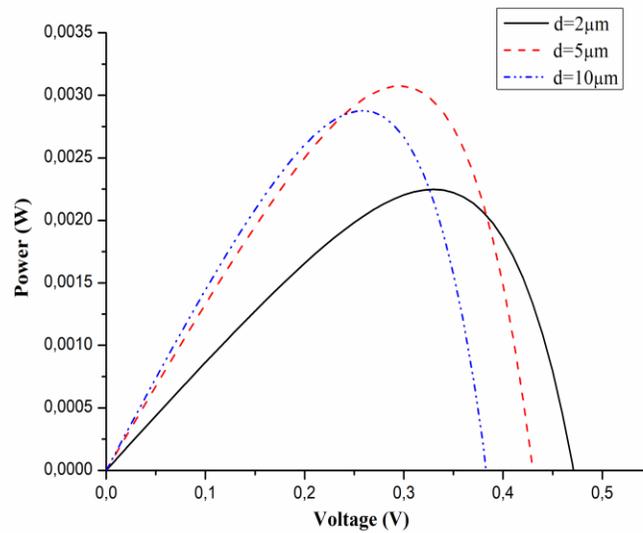


Figure IV.19 Influence de l'épaisseur du film de la photo-électrode sur $P(V)$; $T=298K$, $\Phi=1000w/m^2$

IV.5. Influence du coefficient d'absorption

Dans la variation du coefficient d'absorption, on constate que l'effet sur la courbe $J(V)$ n'est pas significatif, car la densité de courant change faiblement alors que la tension est presque constante et cela est dû à la relation de l'équation IV.19, Figure IV.20. La même remarque concernant la courbe $P(V)$, Figure IV.21. Cependant, pour pouvoir obtenir un changement significatif pour les deux caractéristiques, il faut que le changement de la constante d'absorption soit d'ordre de plus que 1000 fois.

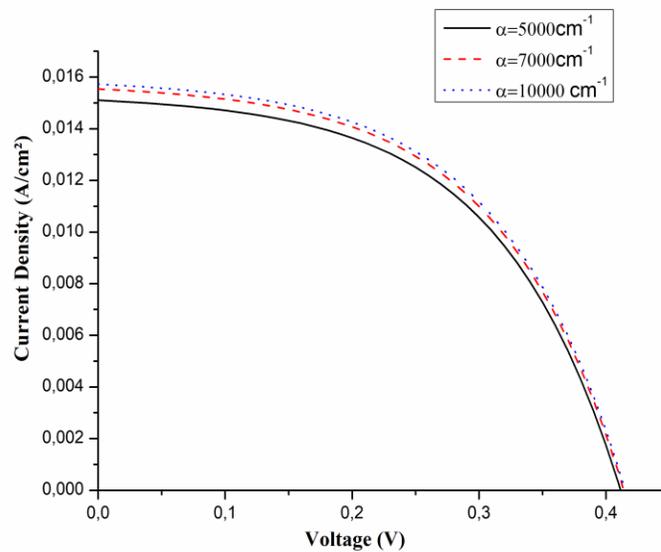


Figure IV.20 Influence du coefficient d'absorption sur $J(V)$; $T=298\text{K}$, $\Phi=1000\text{w/m}^2$

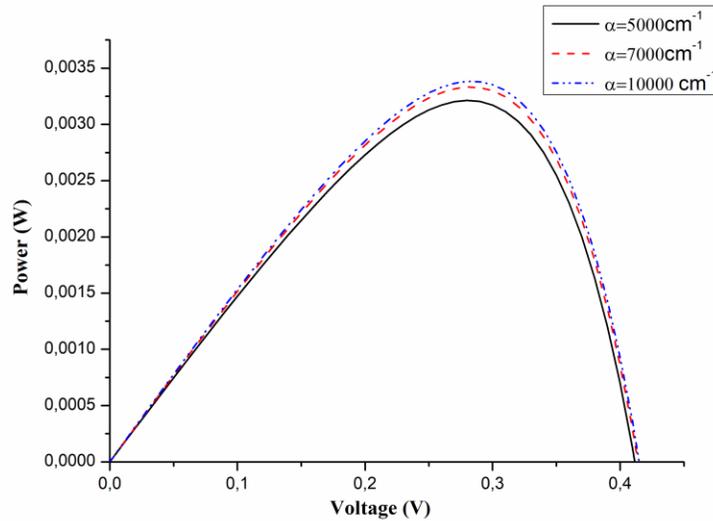


Figure IV.21 Influence du coefficient d'absorption sur $P(V)$; $T=298\text{K}$, $\Phi=1000\text{w/m}^2$

VI. Conclusion

Le long de ce chapitre, on a effectué une modélisation afin de prédire les performances d'une DSSC grâce à une approche théorique. On a pu valider un modèle de cellule à colorant avec un rendement de 2.9%, une valeur qui fut proche aux celles citées dans la littérature pour le ZnO.

L'approche est basée sur une analyse du comportement photo-électrochimique de la DSSC pour le but d'obtenir les valeurs liées à la densité de courant du court-circuit, la tension de circuit ouvert et le point maximum de la puissance. Cependant la simulation est basée pour réaliser l'influence de différents facteurs comme la température, l'intensité de l'irradiation, le coefficient d'absorption, le facteur d'idéalité et l'épaisseur de l'électrode. Cette étude avec les résultats effectués et le modèle validé va permettre la modélisation du système mixte.

Références

- [1] F. S. HICKERNELL, « Ultraviolet detectors in thin sputtered ZnO films », Proc. IEEE 64, 631, 1976
- [2] T.K. Subramanyam, B. Srinivasulu Naidu, S. Uthanna, Cryst. Res. Technol., 35 (2000) 1193
- [3] A.Bedia et al. « SYNTHÈSE ET CARACTÉRISATION DES NANOSTRUCTURES D'OXYDE DE ZINC (ZnO) POUR DES DISPOSITIFS A APPLICATIONS BIOMÉDICALES » Optical Materials 36 (2014) 1123–1130
- [4] M. Rebien, W. Henrion, M. Bär, Ch.-H. Fischer, App. Phys. Lett., 80 3518, 2002.
- [5] P. Fons, K. Iwata, S. Niki, A. Yamada, K. Matsubara, J. Cryst. Growth 627
- [6] F. Ng-Cheng-Chin, M. Roslin, Z.H. Gu. T.Z. Fahidy, J. Phys. D: Appl. Phy, 31 1998
- [7] J. JOUSSOT-DUBIEN, Nouveau Traité de Chimie Minérale, vol. V, Masson & Cie. Paris, 1962
- [8] K .L. Chopra . S. Major, and D.K . Panday, Thin Solid Films , 102 , 102-105 ,1983.
- [9] Q.P. Wang, D.H. Zhang, Z.Y. Xue, X.J. Zhang, Optical Materails, 26 (2004) 23.
- [10] B.J. Jin, S. Im, S.Y. Lee, Thin soild films, 366 (2000) 107
- [11]]: P. Zu, Z.K. Tang, G.K.L. Wong, M. Kawasaki, A. Ohtomo, H. Koinuma, and Y. Se Solid State Commun., 103 (1997) 459.
- [12] G. Changxin, F. Zhuxi, and S. Chaoshu, Chin. Phys. Lett., 16 (1999) 146.
- [13] S. Cho, J. Ma, Y. Kim, Y. Sun, G. K. L. Wang, and J. B. Ketterson, App. Phys. Lett. 75 (1999).
- [14] A. Mosbah, « élaboration et caractérisat ion de couches mince d'oxyde de zinc », Thèse doctorat, de Univ. Mentouri Constantine, (2009).
- [15] K. Vanheusden, C. H. Seager, W. L. Warren, D. R. Tallant, and J. A. Voiget, App. Phys. Lett., 68 (1996) 403
- [16] M. Lu, A. H. Kitai, and P. Mascher, J. Lumin., 54 (1992) 35.

- [17] Moustaghfir, Elaboration et caractérisation de couches minces d'oxyde de zinc. Application à la photoprotection du polycarbonate, Thèse de l'Université Blaise Pascal (2006) 15
- [18] X.L. Xu, S.P. Lau, J.S. Chen, Z. Sun, B.K. Tay, J.W. Chai, Mater. Sci. Semicon. Proc. 4 (2001) 617-620.
- [19] T.K. Subramanyam, B. Srinivasulu Naidu, S. Uthanna, Opt. Mat. 13 (1999) 239247.
- [20] Z. L. Wang, Adv. Mater. 15 (2003) 432
- [21] T. Aoki, Y. Shimizu, A. Miyake, A. Nakamura, Y. Nakanishi, Y. Hatanaka, p-Type ZnO Layer Formation by Excimer Laser Doping, *physica status solidi b*, 911, p. 229- 232, (2001).
- [22] A.F. Kohn, G. Ceder, D. Morgon, C. G. Van de Walle, Phys. Rev.B, 61 15019, (2000).
- [23] K. Tominaga, T. Murayama, I. Mori, T. Ushiro, T. Moriga, I. Nakabayashi, Thin Solid Films, 386, 267, (2001).
- [24] B. Cornell, V. Braach-Maksvytis, L. King, A biosensor that uses ion- channels witches, Nature 387 (1997) 580–583.
- [25] Taouririt Takyeddine « L'effet du débit de la solution sur les propriétés des couches minces d'oxyde de zinc (ZnO) déposées par spray pyrolyse L'effet du débit de la solution sur les propriétés des couches minces d'oxyde de zinc (ZnO) déposées par spray pyrolyse », Univ. Biskra, 2013/2014.
- [26] J. Kumar Behera, Synthesis and Characterization of ZnO nano-particles, National institute of technology India , 2010.
- [27] G. Gordillo, and C. Calderon, Adv. Mat. Sci & Tech. 70,p. 2230–2234, (1997).
- [28] Design of solution-grown ZnO nanostructures. Chapter book in Lecture Notes on Nanoscale Science and Technology volume7, «Towards Functional Nanostructures », Z.M. Wang (Ed.), springer books, à paraître en 2008
- [29] J.F. Zang, C.M. Li, X.Q. Cui, J.X. Wang, X.W. Sun, H. Dong, C.Q. Sun. Electroanalysis, 19 (2007) 1008–1014
- [30] Y.L. Zhai, S.Y. Zhai, G.F. Chen, K. Zhang, Q.L. Yue, L. Wang, J.F. Liu, J.B. Jia, Journal of Electroanalytical Chemistry, 656 (2011) 198–205.
- [31] S. Saha, S.K. Arya, S.P. Singh, K. Sreenivas, B.D. Malhotra, V. Gupta. Biosens. Bioelectron. 24 (2009) 2040-2045.

- [32] A.Hafdallah, Etude du Dodage des couches minces de ZnO Elaborées par Spray Ultrasonique. Mémoire de magister, Université de Constantine,(2007)
- [33] F. Ng-Cheng-Chin, M. Roslin, Z.H. Gu.T.Z. Fahidy, J. Phys. D: Appl. Phy, 31 (1998) 71
- [34] A. Dutta, S. Basu, Mater. Chem. Phys. 34, 41, (1993).
- [35] Dr J.Y. Haggège, Technologie generale, Support de cours, Institut Supérieur des Etudes Technologiques de Rad`es Département de Génie `Electrique, (2003)
- [36] N. Ito, Y. Sato, P.K. Song, A. Kaijio, K. Inoue,Y. Shigesato, Thin Solid Films, p. 99-496, (2006)
- [37] D.P., Norton ; Y.W., Heo ; M.P., Ivill ; K., Ip ; S.J., Pearton ; M.F., Chisholm ; T., Steiner Mater. Today 7, p. 34, (2004).
- [38] Van Heerden, P. Bhattacharya, R.S. Katiyar, Materials Science and Engineering B103,p. 915, (2003).
- [39] C. Magne, Optimisation des couches d'oxyde nano-saturées pour applications aux cellules solaires à colorant, Thèse de Doctorat, université Pierre et Marie Curie, Paris, 2012
- [40] J.D. Bastidas-Rodriguez, G. Petrone, C.A. Ramos-Paja, G. Spagnuolo, A genetic algorithm for identifying the single diode model parameters of a photovoltaic panel, Math. Comput. Simulation, 2015
- [41] T. Menad, Etude du fonctionnement d'une cellule solaire Gratzel, université Mouloud Mammerie, Tizi Ouzou, 2017
- [42] O. Akihiro, Design and Simulation of photovoltaic water pumping system, Thèse de Doctorat, université San Luis Obispo, Californie, 2005
- [43] O.Harici et A.Othmane, Etude et évaluation des performances des concentrateurs et poursuit solaires, Mémoire d'ingéniera, Juin 2005
- [45] Messenger, Roger & Jerry Ventre, Photovoltaic Systems Engineering 2, Edition CRC Press, 2003
- [46] Y. Medjelled, Effet de la Résistance Série sur les Performances d'une Cellule,Photovoltaïque à Multi jonction sous concentration solaire. Approximation de forte injection, Mémoire de Magister, 2012
- [47] B. Brousse, Réalisation et caractérisation des cellules solaires organiques obtenue

par dépôt physiques, thèse Doctorat, Université de LIMOGES, 2004

- [48] M. Gehee, S. Scully, and M. Summers, The American Institute of Chemical Engineers (AIChE), Annual Meeting San Francisco, CA, November, 2006
- [49] N. Oleksiy, simulation, fabrication et analyse de cellule photovoltaïque à contacte arrières interditées, Thèse de doctorat, L'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2005
- [50] S. Södergren, A. Hagfeldt, J. Olsson and S.E. Lindquist, 1994J. Phys. Chem98 5552A.
- [51] M. Habieb et al., Dye-sensitized solar cell simulation performance using MATLAB, Conf. Series : Journal of Physics, 2018
- [52] S. Södergren, A. Hagfeldt, J. Olsson, and S. E. Lindquist., "Theoretical Models for the Action Spectrum and the Current-Voltage Characteristics of Microporous Semiconductor-Films in Photoelectrochemical Cells", J. Phys. Chem., 98, 5552-5556, 1994
- [53] N. Meng, M. K. H. Leung, and D. Y. C. Leung, "Theoretical Modelling of the Electrode Thickness on Maximum Power Point of Dye-Sensitized Solar Cell", The Canadian Journal of Chemical Engineering, 86, 3542, 2008
- [54] Martinson, A. V. F., et al., Electron Transport in Dye-Sensitized Solar Cells Based on ZnO Nanotubes : Evidence for highly efficient charge collection and exceptionally rapid dynamics, J. Phys. Chem. A 113, 4015-4021, 2009

Chapitre V

Synthèse du système

I. Introduction

Les systèmes mixtes ou ce qu'on considère les systèmes à concentration photovoltaïque sont d'une technologie concurrente à la technologie photovoltaïque. Le système CPV est constitué d'un capteur thermique (plan, parabolique, cylindro-parabolique ou lentille de Fresnel) et d'un capteur photovoltaïque (mono, poly ou multi-jonction).

Dans notre étude, on a pris en considération un système qui se constitue d'un capteur cylindro-parabolique et des cellules solaires montées en série à colorant à base de ZnO, dans le but de fournir une production simultanée d'électricité et de l'énergie thermique.

La simulation effectuée va nous permettre l'analyse des performances électriques et thermiques du système pour la ville de Tlemcen, ainsi le développement du modèle mathématique afin d'examiner l'intensité solaire et la puissance électrique pendant les quatre jours typique de l'année (équinoxe et solstice).

II. Description du modèle CPV

Le modèle CPV est constitué d'un miroir cylindro-parabolique qui concentre le rayonnement solaire sur une ligne focale de longueur égale à 7.8m. Cette dernière possède un absorbeur dont l'eau circule, un pack PV aligné et équipé de 13 cellules en nano-film ZnO en contact avec l'enveloppe de verre qui protège et entour tout le tube focal. Les cellules sont carrées d'un côté égal à 3cm et sont connectées. Le module est d'une longueur de 7.8m et es composé de 20 pack PV. Le système de CPV est dopé d'un système de suivi solaire afin de prévoir un rayonnement incident maximal, comme présenté dans la FigureV.1.

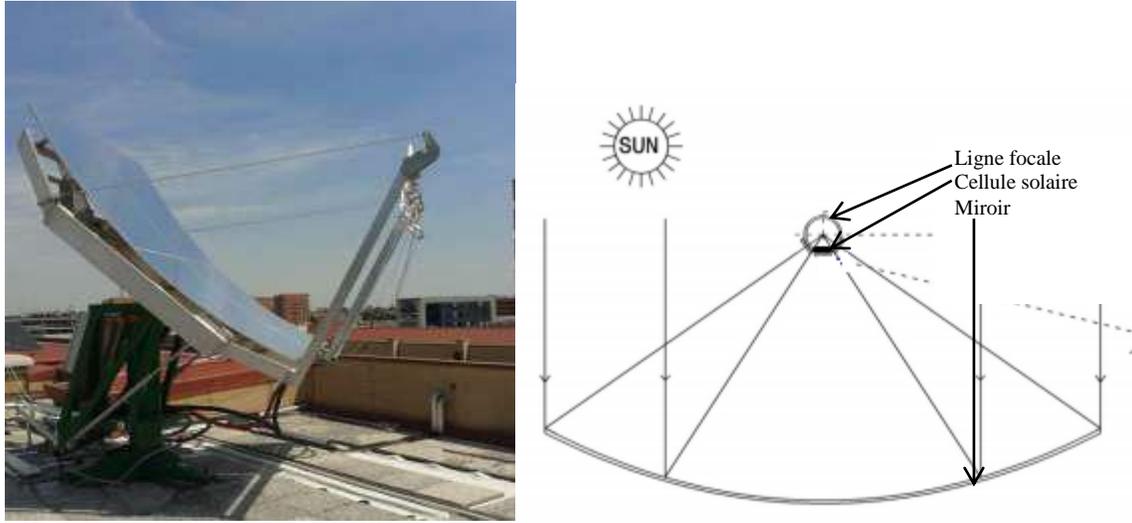


Figure V.1 Prototype CPV (à gauche) [1] ; Schéma du collecteur cylindro- parabolique avec cellules (à droite)

III. Modèle mathématique

III.1 Modèle thermique et électrique

La modélisation du système est développée en utilisant la méthode des différences fines avec le langage de programmation Matlab. L'absorbeur sera divisé en nombre fini de tranches Δx , ainsi un nombre fini des pas de temps. La résolution des équations se fait sur chaque nœud de longueur de l'absorbeur.

Des hypothèses sont prises en considération :

- La température ambiante est uniforme.
- Le flux solaire est distribué de façon uniforme sur l'absorbeur.

Cependant, la discrétisation des équations est comme suit :

✚ Pour le fluide

$$A_f \cdot \rho_f \cdot C_{pf} \cdot \frac{T_x - T_x^*}{\Delta t} + \dot{m} \cdot C_{pf} \cdot \frac{T_x - T_{x-1}}{\Delta x} = A_f \cdot \lambda_f \cdot \frac{T_{x+1} - 2 \cdot T_x + T_{x-1}}{\Delta x^2} + q_u \quad (V.1)$$

$$-(a_{1f} + a_{3f})T_{j-1} + (2a_{1f} + a_{2f} + a_{3f} + a_{4f})T_j - a_{1f}T_{j+1} - a_{4f}T_{ab,j} = B_f \quad (V.2)$$

✚ Pour l'absorbeur

$$A_{ab} \cdot \rho_{ab} \cdot C_{pab} \cdot \frac{T_x - T_x^*}{\Delta t} = A_0 \cdot I_d \cdot \alpha_0 \cdot \rho_0 \cdot \gamma \cdot K + A_{ab} \cdot \lambda_{ab} \cdot \frac{T_{x+1} - 2 \cdot T_x + T_{x-1}}{\Delta x^2} - q_u \quad (V.3)$$

$$-a_{1ab} T_{j-1} + (2a_{1ab} + a_{2ab} + a_{4ab}) T_j - a_{1ab} T_{j+1} - a_{4ab} T_{fj} = B_{ab} \quad (V.4)$$

✚ Pour la cellule

$$A_{pv} \cdot \rho_{pv} \cdot C_{ppv} \cdot \frac{T_x - T_x^*}{\Delta t} = A_0 \cdot I_d \cdot \alpha_0 \cdot \rho_0 \cdot \gamma \cdot K + A_{pv} \cdot \lambda_{pv} \cdot \frac{T_{x+1} - 2 \cdot T_x + T_{x-1}}{\Delta x^2} - q_{int} \quad (V.5)$$

$$-a_{1pv} T_{j-1} + (2a_{1pv} + a_{2pv} + a_{3pv}) T_j - a_{1pv} T_{j+1} - a_{3pv} T_{gj} = B_{ab} \quad (V.6)$$

✚ Pour l'enveloppe de verre

$$A_g \cdot \rho_g \cdot C_{pg} \cdot \frac{T_x - T_x^*}{\Delta t} = A_0 \cdot I_d \cdot \alpha_g \cdot \rho_0 \cdot \gamma \cdot K + A_g \cdot \lambda_g \cdot \frac{T_{x+1} - 2 \cdot T_x + T_{x-1}}{\Delta x^2} + q_{int} - q_{ext} \quad (V.7)$$

$$-a_{1g} T_{j-1} + (2a_{1g} + a_{2g} + a_{3g} + a_{4g} (h_{c(ext)} + h_{r(ext)})) T_j - a_{1g} T_{j+1} - a_{3g} T_{abj} = B_g \quad (V.8)$$

Tableau V.1 Les paramètres liés aux équations algébriques

$a_{1g} = \frac{A_g \lambda_g}{\Delta x^2}$	$a_{1ab} = \frac{A_{ab} \lambda_{ab}}{\Delta x^2}$	$a_{1f} = \frac{A_f \lambda_f}{\Delta x^2}$	$a_{1pv} = \frac{A_{pv} \lambda_{pv}}{\Delta x^2}$
$a_{2g} = \frac{A_g \rho_g C_g}{\Delta t}$	$a_{2v} = \frac{A_{ab} \rho_{ab} C_{ab}}{\Delta t}$	$a_{2f} = \frac{A_f \rho_f C_f}{\Delta t}$	$a_{2pv} = \frac{A_{pv} \rho_{pv} C_{pv}}{\Delta t}$
$a_{3g} = a_{3pv}$		$a_{3f} = \frac{mf}{\Delta x} C_{pf}$	$a_{3pv} = lp^2 * K$
$a_{4g} = \pi D_{ge}$	$a_{4ab} = \pi D_{ab(int)} h_u$	$a_{4f} = a_{4ab} = \pi D_{abi} h_u$	$K = \frac{1}{\frac{eg}{\lambda g} + \frac{epv}{\lambda pv}}$
$B_g = a_{2g} T_j^* + a_{4g} (T_{am} h_{c(ext)} + T_c h_{r(ext)})$	$B_{ab} = W I_d \rho_0 \alpha_0 \gamma K + a_{2ab} T_j^*$	$B_v = a_{2f} T_j^*$	$B_{pv} = W I_d \rho_0 \alpha_0 \gamma K + a_{2pv} T_j^*$

Les coefficients de transfert de chaleur sont ainsi calculés comme suit.

Le coefficient de transfert de chaleur par convection avec l'ambient est en fonction de la vitesse du vent et est donné selon la relation [2] :

$$h_{c(\text{ext})} = 2.8 + (3 * v_w) \quad (\text{V.9})$$

Suite à la loi de Stefan Boltzmann, le coefficient de transfert de chaleur par rayonnement est exprimé par :

$$h_{r(\text{ext})} = \varepsilon_g \cdot \sigma \cdot \left((T_{\text{sky}})^2 + (T_g)^2 \right) * (T_{\text{sky}} + T_g) \quad (\text{V.10})$$

III.2 L'analyse des performances du CPV

Selon la loi de la thermodynamique, le bilan énergétique du système CPV est :

$$Q_{\text{abs}} = Q_{\text{el}} + Q_{\text{th}} + Q_{\text{op}} + Q_{\text{loss}} \quad (\text{V.11})$$

Une partie de la radiation solaire est absorbée par la cellule afin de produire l'électricité et l'autre part est convertie en énergie utile.

$$Q_{\text{th}} = Q_{\text{abs}} * (1 - \eta_{\text{el}}) \quad (\text{V.12})$$

La puissance électrique produite par PV est exprimée par :

$$Q_{\text{el}} = A_{\text{cpv}} * I_d \cdot C_R \cdot \eta_{\text{op}} \cdot \eta_{\text{pv}} \quad (\text{V.13})$$

Par conséquent, le rendement électrique du transfert de la radiation solaire en énergie électrique est :

$$\eta_{\text{el}} = \frac{Q_{\text{el}}}{A_w * I_d} \quad (\text{V.14})$$

Et le rendement thermique du système est :

$$\eta_{th} = \frac{Q_{th}}{A_w * I_d} \quad (V.15)$$

Par principe de la loi de la thermodynamique [3-4], l'équation du rendement total du système CPV est :

$$\eta_t = \eta_{el} + \eta_{th} \quad (V.16)$$

Une autre équation pour le rendement totale basée sur l'approximation de la température initiale du fluide [5] est donnée comme :

$$\eta_t = \eta_{el} + \left(1 - \frac{T_{am}}{T_f}\right) \cdot \eta_{th} \quad (V.17)$$

Avec : $T_{(f)} = \frac{T_{f(in)} + T_{f(out)}}{2}$

IV. Interprétation des résultats

IV.1. Les caractéristiques du module PV

Afin de lancer la simulation qui décrit les caractéristiques I(V) et P(V) du module solaire ainsi l'effet de l'insolation solaire et la température, on a considéré le modèle présenté dans la figure V.2. En considérant que les cellules sont semblables et sont soumises aux mêmes conditions, les équations suivantes aident à déterminer le courant et la tension du module.

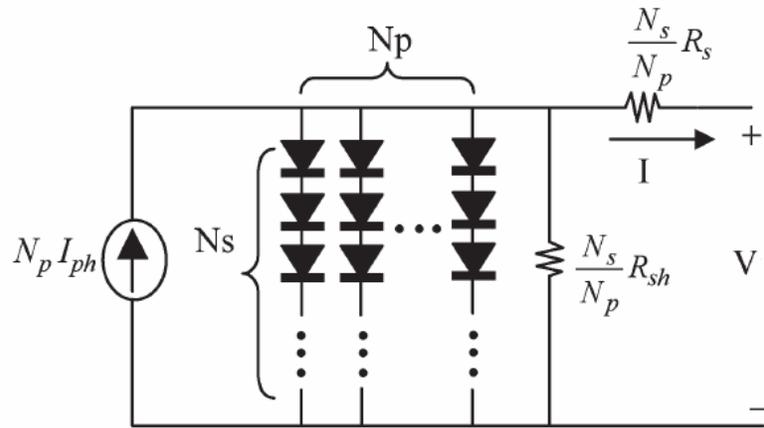


Figure V.2 Modèle général du module solaire PV [6]

L'équation du courant- tension de sortie du module PV est [6]:

$$I_{\text{mod}} = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left[\exp \left(\frac{\left(\frac{V_{\text{mod}}}{N_s} \right) + \left(\frac{I R_s}{N_p} \right)}{V_{\text{th}}} \right) - 1 \right] - \frac{\left(\frac{N_p V_{\text{mod}}}{N_s} + I R_s \right)}{R_{sh}} \quad (\text{V.18})$$

Avec : $V_{\text{th}} = \frac{nKT}{q}$, N_p : nombre de cellules en parallèle et N_c : nombre de cellules en série.

Par ailleurs, les figures V.3 et V.4 décrivent les caractéristiques du module de 13 cellules en série et 2 en parallèle. Pour une température de 298K et une intensité directe de 1000W/m², on constate un courant de court-circuit de 0.0292mA et une tension de circuit-ouvert qui vaut 5.2379V. Hors, la puissance maximale du module est de 0.1371W.

Ainsi, les caractéristiques du module à 13h avec une intensité solaire maximale sur le site sont définies suite aux figures V.5 et V.6. On déduit que la tension de circuit-ouvert est d'une valeur de 4.85V et le courant de court-circuit est de 0.0199A avec une puissance de 0.0863W. Donc, l'intensité solaire influe sur les caractéristiques du module PV, où la diminution de l'intensité solaire entraîne une chute dans les paramètres de fonctionnement du module.

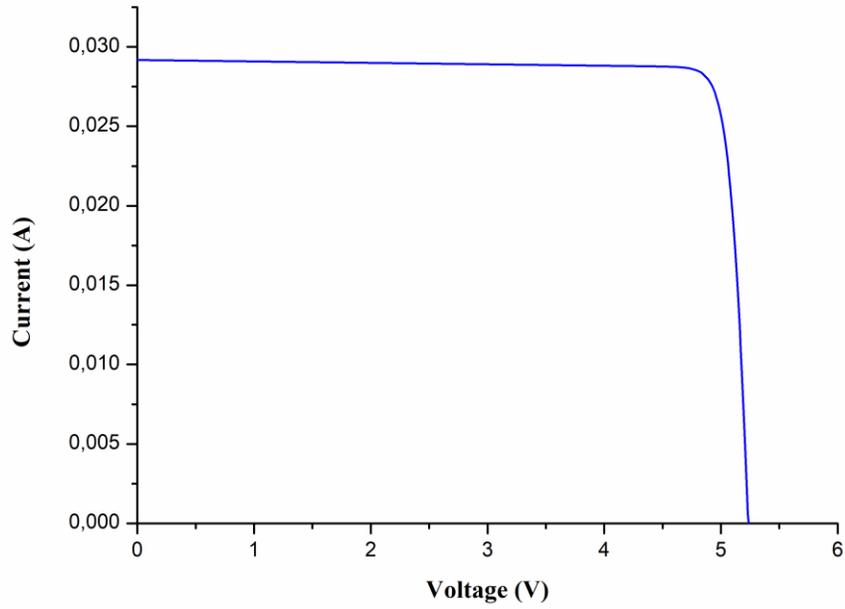


Figure V.3 Caractéristique I(V) du module

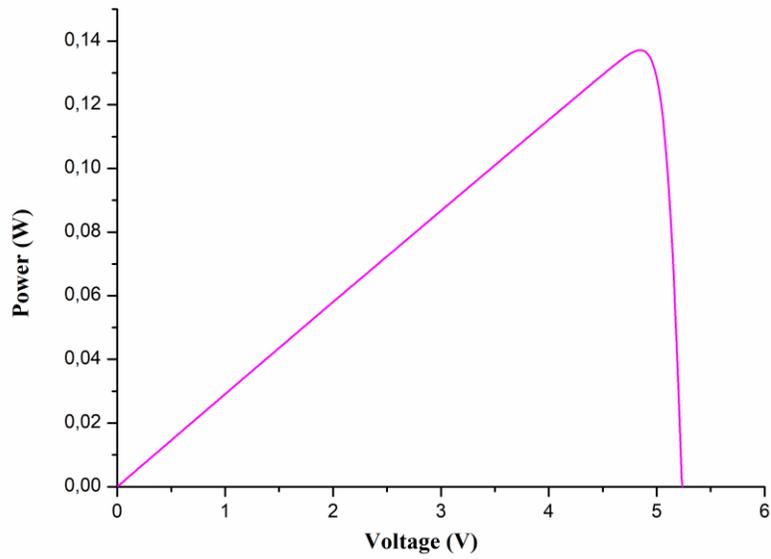


Figure V.4 Caractéristique P(V) du module

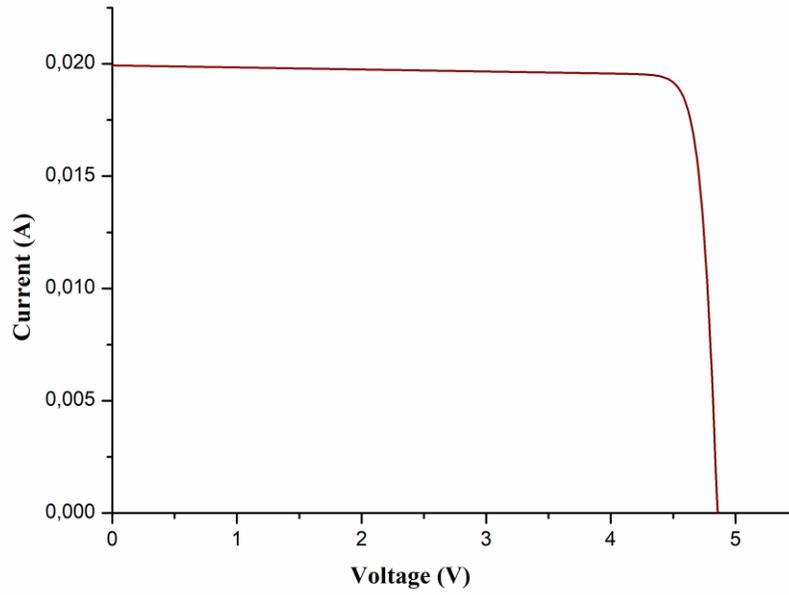


Figure V.5 Caractéristique I(V) du module pour une intensité solaire de 683W/m²

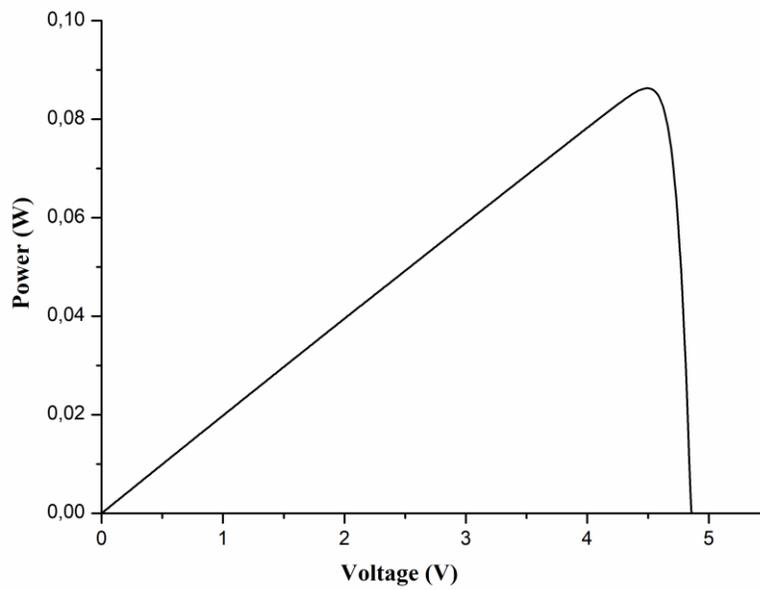


Figure V.6 Caractéristique P(V) du module pour une intensité solaire de 683W/m²

IV.2. Interprétation de la simulation du système

Les paramètres de notre système sont rapportés dans le tableau V.2

Tableau V.2 Paramètres géométriques du CPV

Les paramètres	Valeurs
Largeur d'ouverture du collecteur	5m
Longueur du tube	7.8m
Coté du carré de la cellule ZnO à colorant	3cm
Facteur de concentration C	20

Les calculs sont présentés pour une journée claire du 21 Juin dans la région de Tlemcen. Le débit de l'eau est considéré constant à une valeur de 0.07kg/s.

Les figures V.7 et V.8 interprètent la variation des puissances thermique et électrique journalières. Ainsi, on remarque que la puissance thermique atteint un maximum de 668W vers 13h, hors pour la puissance électrique, la puissance est maximale entre 11h et 15h avec une valeur de 615.27W. Cependant les efficacités thermique et électrique sont 40.04% et 26.34% respectivement à 13h de la journée considérée. Pour cela on conclue une efficacité globale du système assez élevée.

Une autre approche concernant les températures du fluide et de la cellule qui est représentée en figure V.9. On remarque que la cellule solaire atteint une température maximale de 47.64°C et le fluide qui est l'eau atteint les 112.13°C. Notant que les cellules placées dans la face basse du tube absorbeur vont dégager une chaleur qui va être absorbée lors de la circulation de l'eau afin d'éviter l'endommagement du fonctionnement des cellules en les protégeant. Aussi la température ambiante influe sur la variation de la température de la cellule, figure V.10.

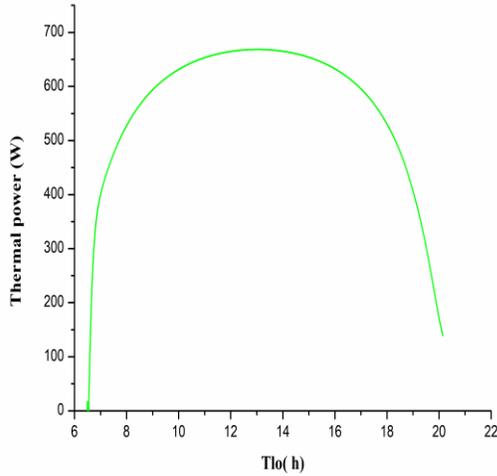


Figure V.7 Variation de la puissance thermique Journalière

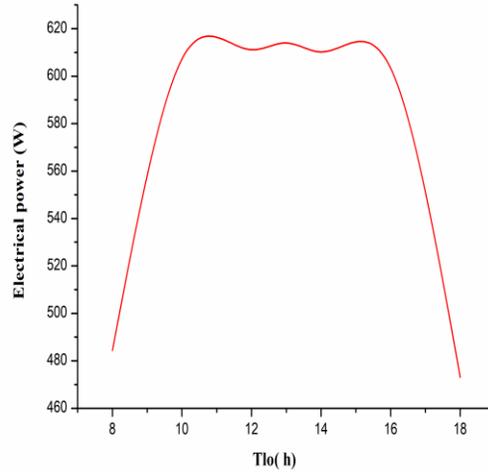


Figure V.8 Variation de la puissance électrique journalière

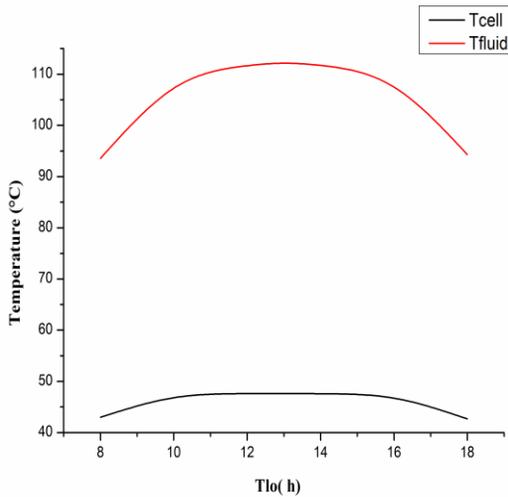


Figure V.9 Variation des températures de cellule et de sortie du fluide (journée du 21 Juin)

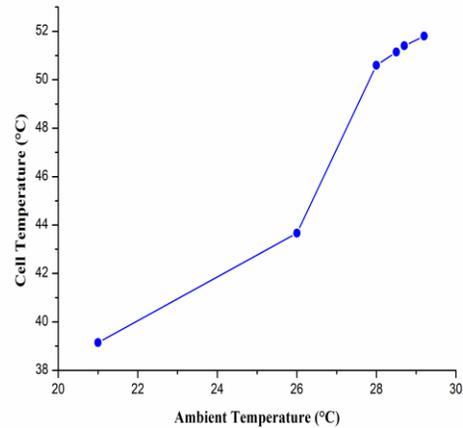


Figure V.10 Variation de la température de cellule en fonction de la température ambiante

Concernant les figures V.11 et V.12, on observe une augmentation dans les deux courbes pour l'efficacité thermique en fonction de la température du fluide et l'efficacité électrique en fonction de la radiation solaire reçue sur la surface des cellules. L'explication de l'augmentation de l'efficacité électrique est dû au faite que l'irradiation est proportionnelle à l'efficacité (équation V.13) dont des faibles pertes par rayonnement. Hors, le système contient un système de suivi

solaire qui permet une irradiance maximale. Pour l'efficacité thermique, son augmentation en fonction de la température de sortie du fluide, entraîne une conclusion que le fluide circulant dans le tube absorbeur reçoit la chaleur dû au rayonnement incident et celle perdue par les cellules solaires. Donc une bonne circulation de fluide et une bonne absorption de chaleur avec moins de pertes.

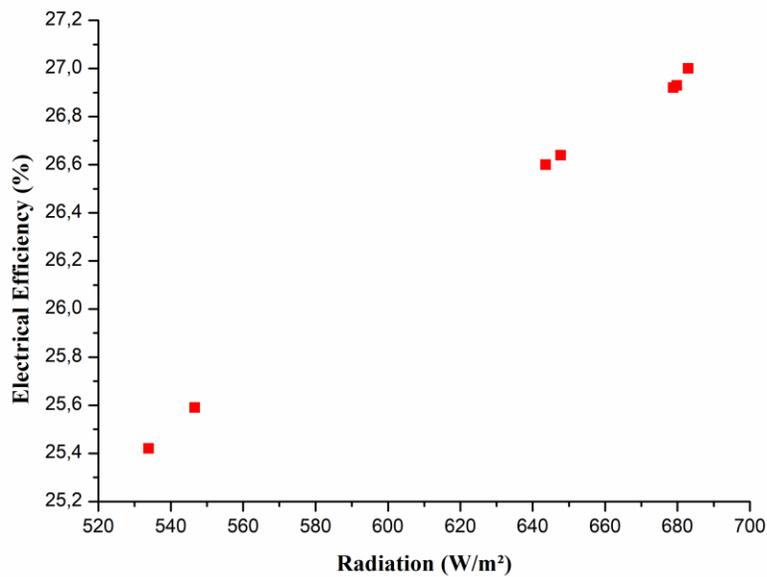


Figure V.11 Variation du rendement électrique en fonction de la radiation solaire

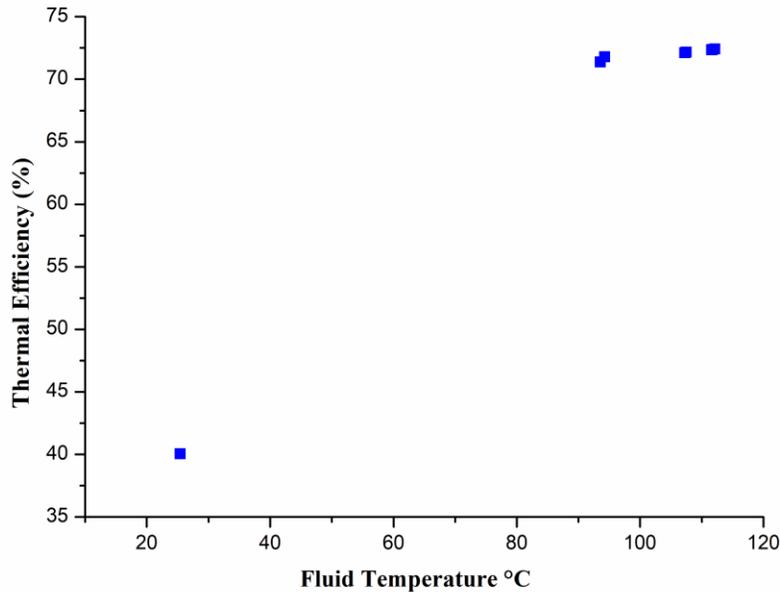


Figure V.12 Variation du rendement thermique en fonction de la température de sortie du fluide

V. Conclusion

Suite aux résultats obtenus, on conclut que le système CPV à une diode est fiable au lieu d'utiliser des modèles de diode plus complexes. Ainsi, La température de la cellule dépend de la température ambiante. Par ailleurs, la surchauffe des CPV est un grand problème dont sa résolution est l'utilisation des techniques de refroidissement qui entraîne en parallèle une augmentation dans les rendements thermiques et global. Bien que ces systèmes fassent part d'une nouvelle technologie développée dans les régions plus chaudes, on a pu obtenir un bon rendement thermique avec des températures moyennes. Suite à notre simulation, pour un système CPV à faible concentration, un fluide qui circule dans le tube absorbeur et des cellules collées sur le tube absorbeur, on a pu aboutir à un rendement thermique et rendement électrique du système de 40.04% et 26.34% respectivement pour une température du fluide à la sortie de 112.13°C comparant avec celle d'un capteur cylindro-parabolique qui a une température de sortie de 57°C, pour la même période de la journée.

Références

- [1] D. Del Col, M. Bortolato, A. Padovan, M. Quaggia, Experimental and numerical study of aa parabolic trough linear CPVT system, Energy Procedia, 2013
- [2] J.H. Watmuff, WWS. Charters, Proctor D. Solar and wind induced external coefficients solar collectors 2nd quarter. Rev Int d'Helio-technique:56, 1977
- [3] Ji, J., Lu, J.P., Chow, T.T., He, W. and Pei, G. (2007) A Sensitivity Study of a Hybrid Photovoltaic/Thermal Water-Heating System with Natural Circulation. Applied Energy, 84, 222-237
- [4] Chow, T.T., Pei, G., Fong, K.F., Lin, Z., Chan, A.L.S. and Ji, J. (2009) Energy and Exergy Analysis of Photovoltaic-Thermal Collect with and without Glass Cover. Applied Energy, 86, 310-316
- [5] Fujisawa, T. and Tani, T. (1997) Annual Exergy Evaluation on Photovoltaic-Thermal Hybrid Collector. Solar Energy Materials and Solar Cells, 47, 135-148
- [6] H.L. Tsai et al., Development of generalized photovoltaic model using Matlab/ Simulink, Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science San Francisco, 2008

Conclusion générale

L'objectif de ce travail était de pouvoir modéliser le système mixte entre le concentrateur cylindro-parabolique et les cellules en ZnO. Ce projet de thèse est porté sur deux axes : étude théorique des systèmes mixtes et la modélisation de ces derniers.

Dans la première partie, on a commencé par la présentation de l'énergie solaire tout en se basant sur les différents modes de calcul de l'intensité solaire incidente. Ce choix de commencer par cette partie est sur le fait que le soleil fut le moteur des technologies thermiques, photovoltaïques bien que mixtes. Ensuite on s'est basé sur la description brièvement des différentes technologies thermiques avec leurs multiples capteurs utilisés et connus. Encore, exposé les systèmes photovoltaïques tout même avec les différentes générations mise en marché. Bien que, les systèmes mixtes ou qu'on nomme les systèmes hybrides ou bien encore les systèmes à concentration photovoltaïque CPV, ont fait part de cette introduction des systèmes.

La deuxième partie, s'est fixée à la modélisation de chaque système solaire au niveau de la région de Tlemcen, N-O de l'Algérie, une ville qui se caractérise par son climat méditerranéen, chaud en été et froid en hiver, avec des températures ambiantes moyennement élevés. Commenant par les systèmes thermiques ou on a considéré le concentrateur cylindro-parabolique qui a été validé au laboratoire de Sandia. Plusieurs travaux ont été cités dans ce domaine en choisissant ce capteur. Après avoir choisi le capteur mis en étude, on a initialisé nos calculs par le calcul de l'intensité solaire incidente en comparant deux modèles entre Capdérrou et Bird & Hustrom. Ces derniers ont mené au choix du modèle de Capdérrou car il s'avère plus fiable pour notre région ainsi les régions méditerranéennes.

En modélisant le collecteur, on a pris en considération l'influence de chaque paramètre thermique et géométrique sur notre capteur ainsi la température ambiante bien que le vent.

Ainsi, on a entamé la modélisation du système photovoltaïque qui est basé sur des cellules à colorant en ZnO. Ce choix de matériau pour sa bonne résistivité et par les faibles travaux sur son utilisation. Aussi bien, le choix de ce matériau verra l'originalité de notre travail de thèse. Avant le lancement de la modélisation, on a validé notre système en interprétant les caractéristiques I(V) et P(V). On a étudié ainsi l'influence des différents paramètres comme l'épaisseur du film, le facteur de concentration, l'intensité solaire et la température. On a abouti à une cellule d'un rendement de 2.9%, une valeur proche aux résultats des travaux cités en littérature.

En dernier, on a traité la modélisation du système entier ou on a opté pour un CPV à faible concentration cause de la région souhaitée pour l'étude avec un rendement thermique élevé de 40.04% et un rendement de cellules placées le long de la ligne focale de l'ordre de 26.34%. Ainsi un rendement global du système entier assez élevé, une valeur qui fut proche à celles des travaux de littérature déjà cités. En résumé, la technologie CPV est une solution effective qui peut être adaptée pour des projets énergétiques en Algérie par son faible coût d'installation comparant aux technologies PV et CCP qui entraîne un faible coût d'électricité. Ainsi cette technologie nécessite des champs d'installation réduits ce qui permet plusieurs installations de différentes technologies solaires dans la même région.

Nos perspectives possibles à ce travail est de pouvoir accéder à la réalisation du système choisi pour permettre une étude expérimentale liée à la modélisation pour une comparaison plus précise. Aussi bien, on pourra poursuivre la modélisation de la cellule en focalisant sur d'autres paramètres qui influe son comportement. Opter pour un autre moyen de refroidissement des cellules et affecter un changement sur la géométrie du tube absorbeur afin de placer plus de cellule solaire.

Annexes

Annexe A

A.1. Paramètres du CCP

Le concentrateur cylindro-parabolique mis en étude est celui qui a été développé aux laboratoires Sandia (Sandia National Laboratories). Le CCP est constitué d'une enveloppe de verre en Pyrex, un tube absorbeur en Cermet et des miroirs pour le réflecteur. Les caractéristiques utilisées en simulation sont citées dans le tableau suivant [1]:

Tableau A.1 Caractéristiques du CCP

Paramètres	Valeurs
Longueur d'absorbeur (L)	7.8m
L'ouverture du concentrateur (W)	5m
Distance focale (f)	1.84m
Diamètre extérieur de l'absorbeur (D_{abe})	0.07m
Diamètre intérieur de l'absorbeur (D_{abi})	0.066m
Diamètre extérieur du verre (D_{ge})	0.115m
Diamètre intérieur du verre (D_{gi})	0.109m
Conductivité thermique de l'absorbeur (λ_{ab})	54W/mK
Conductivité thermique de l'enveloppe de verre (λ_v)	1.2W/mK
Absorption de l'absorbeur (α_{ab})	0.906
Transmittivité du verre (τ_g)	0.95
Réflexion du réflecteur (ρ_0)	0.93
Facteur de transmittivité-absorbivité (α_0)	0.864
Emissivité du verre (ε_g)	0.86
Facteur d'Interception (γ)	0.92

A.2. Les propriétés physiques des fluides

Les propriétés physiques de l'eau ainsi l'air ont été déterminées par les corrélations rapportées par Y. Marif [2] et Tsilingiris [3]. Elles sont présentées selon les tableaux ci-dessous.

Tableau A.2.1 Propriétés physique de l'eau

Masse volumique	$\rho_w = -4.95625 * 10^{-4} T^2 - 0.23291 T + 1001.83736$
Conductivité thermique	$\lambda_w = -5.96341 * 10^{-6} T^2 + 1.68 * 10^{-3} T + 0.56821$
Capacité thermique	$Cp_w = 0.01378 T^2 - 1.42026 T + 4218.2371$
Viscosité dynamique	$\mu_w = -4.28265 * 10^{-10} T^3 + 1.88979 * 10^{-7} T^2 - 2.77774 * 10^{-5} T + 15.6 * 10^{-4}$

Tableau A.2.2 Propriétés physique de l'air sec

Masse volumique	$\rho_w = 342.071 / (T + 273.15)$
Conductivité thermique	$\lambda_w = 7.57 * 10^{-5} T + 0.0242$
Capacité thermique	$Cp_w = -0.497 * 10^{-3} T^3 + 0.782 * 10^{-4} T^2 - 0.284 T + 1034.09$
Viscosité dynamique	$\mu_w = 0.0046 * 10^{-5} T + 1.7176 * 10^{-5}$

Tableau A.2.3 Propriétés physique de l'air humide

Masse volumique	$\rho_w = 342.071 / (T + 273.15)$
Conductivité thermique	$\lambda_w = 1.5207 * 10^{-11} T^3 - 4.857 * 10^{-8} T^2 - 1.0184 * 10^{-4} T - 3.9333 * 10^{-4}$
Capacité thermique	$Cp_w = 1.9327 * 10^{-10} T^4 - 7.999 * 10^{-7} T^3 + 1.1407 * 10^{-3} T^2 - 0.04489 T + 1057.5$
Viscosité dynamique	$\mu_w = 8.8848 * 10^{-15} T^3 - 3.2398 * 10^{-11} T^2 + 6.2657 * 10^{-8} T + 2.3543 * 10^{-6}$

Annexe B

B.1. Description de la cellule à colorant à base de nano-film ZnO [4-5-6-7]

Photo anode	Verre N-BK7
Semi-conducteur	ZnO
Colorant	D149
Electrolyte	I/I ₃
Contre électrode	Verre / Platine

B.2. Les paramètres de la cellule [8-9-10-11-12]

Paramètres	Valeurs
Epaisseur (d)	7μm
Température (T)	298 K
Facteur d'idéalité (n)	3
Concentration d'électrons (n₀)	1*10 ¹⁶ électron/cm ²
La durée de vie (τ)	40 ms
Coefficient de diffusion d'électron (D)	5*10 ⁻⁴ cm ² /s
Coefficient d'absorption (α)	4000 cm ⁻¹
Intensité solaire (Φ)	1*10 ¹⁷ cm ⁻² s ⁻¹
Longueur de diffusion d'électrons (L)	1.8441*10 ⁻³ cm ⁻¹ s ⁻¹

Références

- [1] V. E. Dudley et al., SEGS LS-2 Solar collector, SAND94-1884, Unlimited Release, December 1994
- [2] Y. Marif, Caractérisation d'un concentrateur cylindro-parabolique de dimensions réelles au sud de l'Algérie : Région d'Ouargla, Thèse Doctorat, 2015
- [3] P.T. Tsilingiris, The influence of binary mixture thermo-physical properties in the analysis of heat transfer processes in solar distillation systems, *Solar Energy*81, 1482-1491, 2007
- [4] A. Rahman et al., Performance analysis of dye sensitized solar cell based on ZnO compact layer and TiO₂ photoanode, université de BRAC, 2018
- [5] C. Magne, Optimisation de couches d'oxyde nano-structurées pour applications aux cellules solaires à colorant, Thèse Doctorat, université Pierre et Marie Curie, 2012
- [6] K.C.D Robson et al., Cycloruthenated sensitizers: improving the dye-sensitized solar cell with classical inorganic chemistry principles, *Dalton Transactions*, 41, 7814-7829, 2012
- [7] A. Yella et al., Porphyrin-sensitized solar cells with cobalt (II/III)-based redox electrolyte exceed 12 percent efficiency, *Science*, 334, 2011
- [8] R.A. Wahyuono, D.D. Risanti, Modeling and experiment of dye sensitized solar cell with vertically aligned ZnO nanorods through chemical bath deposition, *Int. Seminar on Photonics*, 2015
- [9] Gómez, Roberto & Salvador, Pedro, Photovoltage Dependence on Film Thickness and Type of Illumination in Nanoporous Thin Film Electrodes According to a Simple Diffusion Model, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2005
- [10] J.J. Lee, G.M. Coia, N.S. Lewis, Current density versus potential characteristics of dye sensitized nanostructured semiconductor photoelectrodes, *Journal of physical chemistry*, 2004
- [11] A. Tayyan, Dye sensitized solar cell : parameters calculation and model integration, *Journal of Electron Devices*, 11, 616-624, 2011
- [12] N. Meng & Leung, Theoretical modelling of the electrode thikness effect on maximum power point of dye sensitized solar cell, *The canadien Journal of Chemical Eng*, 86, 35-42, 2008

Communications
Scientifiques liées à la thèse

Les articles scientifiques

L. Benhabib, Z. Hadjou Belaid, Y. Marif, A. Ghomri, B. Benyoucef, M. Aillerie, Modeling and Simulation: The Performance Of Parabolic Trough Collector in Mediterranean Countries, Transylvanian Review, 2021.

L. Benhabib, Z. Hadjou Belaid, A. Benyoucef, Theoretical study and Modeling of a Parabolic trough Solar Concentrator, Algerian journal of Materials Chemistry, 2021

Z. Hadjou Belaid, **L. Benhabib**, D. Berouguiaa, F.Z. Abdoune, L. Méchernène, U. Maschke, Thermal study of photopolymerization reaction in polyacrylate/liquid crystal blends, Materials Today: Proceedings, 2020

Z. Hadjou Belaid, S. Ben Mansour, D. Berouguiaa, A. Boubris, **L. Benhabib**, F.Z. Benkhaled, L. Méchernène, Electro-Optical and thermophysical characterization of poly (Tripropylene glycol di-acrylate) / liquid crystal composite materials prepared by polymerization induced phase separation, Journal of Macromolecular Science, Part B, 2020

L. Benhabib, Y. Marif, Z. Hadjou Belaid, A. Kaddour, B. Benyoucef, M. Aillerie, Different modes of heat transfer on a parabolic trough solar collector, Int. Journal of Energetica, just accepted.

Les communications nationales/ internationales

L. Benhabib, A. Benyoucef, Modeling of a cylindro parabolic solar concentrator, JSAAD, Tlemcen (Algeria), 2018

L. Benhabib, Z. Hadjou Belaid, A. Benyoucef, A cylindro parabolic solar concentrator, CNCM, Boumerdes (Algeria), 2019

L. Benhabib, Y. Marif, Z. Hadjou Belaid, B. Benyoucef, M. Aillerie, Different modes of heat transfer on a parabolic trough solar collector, IC-SEAM, Ouargla (Algeria), 2021

Z. Hadjou Belaid, **L. Benhabib**, F.Z. Abdoune, D. Berouguiaa, Thermal study of photo-polymerization reaction in composite materials based on acrylic polymers, JSAAD, Tlemcen (Algeria), 2018

Z. Hadjou Belaid, F.Z. Abdoune, D. Berouguiaa, **L. Benhabib**, L. Méchernène, Thermal study of photo-polymerization reaction in polyacrylate/liquid crystal blends, ICAMANA, Oujda (Morocco), 2019

L. Benhabib, Z. Hadjou Belaid, L. Khitri, B. Benyoucef, M. Aillerie, Comparative study of two calculation models of solar radiation for a parabolic trough collector in Tlemcen, Algeria, ANSOLE, Sousse (Tunisia), 2021

L. Benhabib, B. Benyoucef, Y. Marif, Z. Hadjou Belaid, Modelling the performance of a parabolic trough collector in the Tlemcen Region, TURKEYTRIB, Istanbul (Turkey), 2020

Transylvanian Review

Vol 29, No. 2, 2021



Transylvanian Review

Centrul de Studii Transilvane | str. Mihail Kogalniceanu nr. 12-14, et.5, Cluj-Napoca

Email: transylvanianreview@gmail.com

Online Submission System: <http://transylvanianreviewjournal.com/>

Modeling and Simulation: The Performance of Parabolic Trough Collector in Mediterranean Countries

L. Benhabib^{1*}, Z. Hadjou Belaid², Y. Marif³, A. Ghomri⁴, B. Benyoucef¹ and M. Aillerie⁵

¹Unit of Research on Materials and Renewable Energies, URMER, Department of Physics, Faculty of Science, Abou Bekr Belkaid University, Tlemcen, Algeria

²Macromolecules Research Laboratory, Department of Physics, Faculty of Science, Abou Bekr Belkaid University, Tlemcen, Algeria

³New and Renewable Energy Development Laboratory in Arid and Saharan Zones, LENREZA, Kasdi Merbah University, Ouargla, Algeria

⁴Laboratory of Natural and Bioactives Substances (LASNABIO), High School of Applied Sciences (ESSA), Tlemcen, Algeria

⁵Université de Lorraine, CentraleSupélec, LMOPS, F-57000 Metz, France

ABSTRACT

The objective of this paper is the modeling of the functioning parameters of a parabolic trough concentrator, taken into account all heat transfer modes: the convection between (ambient / glass envelope) and (glass envelope / absorber); radiation between (glass envelope / absorber) and (glass envelope / sky); useful transfer between (absorber / fluid) and conduction at the ends. Moreover, solving the intensity of direct solar radiation considering two theories: the Bird and Hulstrom and the Capderou ones in relation to a horizontal plane in Mediterranean countries, with data recorded in North Algeria for the days: Equinoxes (Spring: March 21, Autumn: September 21) and Solstices (Summer: June 21, Winter: 21 December). The model is based on a two-dimensional analysis with the finite difference method treated with Matlab. Applied to this device, it consists in the discretization of the absorber, the glass envelope and the fluid in several segments. In this model, the derivation of the differential equations is replaced by algebraic equations. We show that for integration of parabolic trough concentrator, the Capderou theory is the most adapted to model the values of the turbidity factor of Linke for different monitoring systems. Moreover, results of simulation point out that the most desirable tracking systems are horizontal North-South and one-axis polar East-West throughout the year. Finally, the outlet temperatures of the fluid (water) on the selected region were found more or less important with a thermal efficiency of 61% to 75%.

Keywords: Parabolic trough collector, Solar tracking, Mediterranean solar energy, Renewable energy, Heat transfer analysis

* Corresponding: loubnabenhabibhadjou@gmail.com or louliphysique@hotmail.com

Nomenclature	
Symbols	
A	Area (m ²)
A ₀	Aperture surface (m ²)
C	Concentration factor (-) (-)
C _p	Heat capacity (J/Kg.K)
D	Diameter (m)
f	Focal length (m)
h	Heat transfer coefficient (W/m ² .K)
h _s	Sun elevation angle (rd)
I ₀	Solar constant (W/m ²)
I _d	Direct solar radiation (W/m ²)
j	Number of slices (-)
K	Angle of incidence modified (-)
L	Length (m)
m _a	Atmospheric mass (-)
ṁ	Mass flow (Kg/s)
N	Number of days (-)
N _u	Nusselt Number (-)
Pr	Prandtl Number (-)
q	Heat flux (W)
R _a	Rayleigh number (-)
R _e	Reynolds number (-)
T	Temperature (K)
TL	Linke Trouble factor (-)
T _{lo}	Legal time (h)
W	Collector width (m)
Δt	Time step (s)
Δx	Length step(m)
Greek	
α	Absorption (-)
α ₀	Absorption-transmission coefficient (-)
γ	Interception factor (-)
ε	Emissivity(-)
ω	Hour angle (rd)
η	Efficiency (-)
ε ₀	Sun-Earth correction distance (-)
δ	Declination (rd)
δ _R	Rayleigh thickness (-)
λ	Thermal Conductivity (W/mK)
ρ	Density (Kg/m ³)
ρ ₀	Reflection of reflector (-)
f	Friction of factor (-)
φ	Latitude (rd)
θ	Incidence angle (-)
τ _a	Diffusion by aerosols (-)
τ _g	Absorption of uniform gas(-)
τ _r	Rayleigh diffusion (-)
τ _v	Transmission factor (-)
τ _w	Water vapor absorption (-)
σ	Stefan Boltzmann coefficient
Index	
acc	Accumulated
abs	Absorbed
diff	Diffused
int	Inside
ext	External
a	Air
ab	Absorber pipe
f	Fluid
g	Glass envelope
u	Utile
am	Ambient
c	Convection
r	Radiation
sky	Sky
E-W	East-West
N-S	Nord-South
SE	Spring Equinox
SS	Summer Solstice
AE	Autumn Equinox
WS	Winter Solstice

Introduction

Currently, the future energy supply certainly goes through so-called renewable energies thanks to their lack of impact on the operating mode environment. So-called clean and renewable solar energy is received on Earth in the form of sunlight. It is more than 10,000 times the energy that humanity consumes. Indeed, the surface of the globe gets solar energy each year with a power ranging from 85 to 290 W/m² (Razykov et al., 2011). The Mediterranean region and especially the North Africa correspond to one of the best sunny zones in the world. Especially, Algeria benefits from one of the highest solar radiation power in the Mediterranean region. According to sunshine data, the average energy received on a horizontal surface in Algeria is nearly

1700 KWh/m²/year in coastal regions, 1900 KWh/m²/year in the highlands and 2650 KWh/m²/year in the Sahara (Ghodbane and Boumeddane, 2017).

The appearance of the first solar technological achievements was in the twentieth century as an essential source. Two types of energy can be converted and produced from solar power: the photovoltaic one for electricity generation and the thermal one for heating (or cooling after transformation) heat transfer fluids. For this last, one of the techniques for capturing part of the solar energy is called "concentrated solar thermal". The technology known as concentrated solar (CSP) can compensate for the variability of the solar resource by an integrated thermal storage system. Thus, it is theoretically possible to produce electricity or heat frequently and continuously (Yogi and Kreith,

2017). Concentrating solar energy is based on spherical, parabolic or Fresnel lens-based mirror concentrators (Mihoub, 2021), which have the principle of focusing the incident solar radiation in a point or a line (Karni, 2012). Cylindrical-Parabolic Trough Concentrators (CPTC or simply referred as PTC) are the most widely used linear concentrator for thermodynamic conversion of solar energy, especially in industrial and domestic fields refrigeration, solar distillation and large scale solar electricity production. They use parabolic reflectors to concentrate solar radiation in a small focal line, which reduces heat loss in the high temperature collector. The parabolic trough technology is the most mastered. It has the maturity of several years of industrial experience (significant development following the first oil crisis in the 1970s): currently, more than 90% of concentrated solar power plants use this process (Baharoon et al., 2014). The main disadvantage of this technology is the requirement for a solar tracking system because only direct solar radiation is efficient in the energy conversion process with this system.

According to the literature, several works have been proposed in order to evaluate and estimate the performance of parabolic trough collectors under various weather conditions and all around the world. In 2018, Yilmaz et al. presented a comprehensive review, an in-depth study that examines various models and simulation approaches of PTCs. This study constitutes a complementary application contribution to parabolic trough concentrators. As detailed below, the method is chosen, the example of treatments carried out, the parameters considered, and its geographical application; all this represents an original application example to the global study made in the aforementioned reviewed article (Yilmaz and Mwesigye, 2018).

The proposed models are based on the detailed analysis of one-dimensional or two-dimensional or even more three-dimensional heat transfer processes assumed by trough collectors. According to the model of Kalogirou Soteris, (Kalogirou, 2012) validated with data recorded the National Laboratory of Sandia (SNL), calculations of all possible modes of heat transfer in the receiver were taken into account; Their interpretations were made by using Engineering Equation Solver (ESS) (Klein, 2002). It was concluded that their model is desirable for defining heat losses under different streams. This model was then further enhanced by Padilla Ricardo (Padilla et al., 2011) who launched a radiative analysis in order to introduce the thermal losses between the adjacent surfaces solved within the finite difference method. This new model was suitable for analyzing manifold performance under varying conditions. Under the climatic conditions of Mediterranean countries and taking into account the different heat transfers, the study initiated by

Kalogirou Soteris yielded promising numerical results for this region and other regions situated at this latitude around the globe. However, based on the Hottel model allowing an evaluation of the most efficient monitoring systems compared to the PTC system (Keou and Njomo, 2017), Marif (Marif et al., 2014) improved a computational program developed with the software FLUENT, instead of Fortran program as previously done by other authors. Within this new approach, they determined that the hybrid East-West Polar and East-West Horizontal axis tracking system is the most suitable model for the North Africa, and mainly for the region in southern Algeria throughout the year.

In the current approach, a simulation program will be developed for the PTC designed in the SNL laboratory with the Matlab language using water as heat transfer fluid instead of Syltherm 800 oil for the Mediterranean regions, unlike the studies which consider the southern areas while referring to works cited by Yilmaz (Yilmaz and Mwesigye, 2018). This original contribution is based on the estimation of the direct solar irradiance calculation model with that of Capd erou. This model, proposed in 1978, was dedicated for the evaluation of the efficiency of parabolic trough collectors in the Solar Atlas of Algeria, 'A.S.A' with a methodology based on the use of atmospheric cloudiness (Capderou, 1985a). However, within a different approach based on the various coefficients of the solar radiation attenuation linked to the atmosphere elements, the model developed by Bird and Hustrom proposes empirical relations making it possible to estimate the different transmission coefficients of solar radiation (Adama Sarr, 2020). Thus, here, a comparison is launched between the two models which will attribute to the best model adapted to the middle costal region of Maghreb, especially the site of Tlemcen in Algeria, for the days: Equinoxes (Spring: March 21, Autumn: September 21) and Solstices (Summer: June 21, Winter: 21 December). The validation of our model of solar tracking modes is made in parallel with the results validated by Marif, (Marif et al., 2014). That allows the determination the efficiency of the single-axis tracking systems associated with the chosen experimental. The second part of this paper is devoted to the modeling of the parabolic cylindrical collector used as a coolant with water. The model is based on a two-dimensional analysis with the finite difference method treated with Matlab. All heat transfer modes are taken into account in this model: the convection between (ambient / glass envelope) and (glass envelope / absorber); radiation between (glass envelope / absorber) and (glass envelope / sky); useful transfer between (absorber / fluid) and conduction at the ends. In addition, the optical and energy performances treated have enabled us to predict the variation in outlet temperatures.

Materials and Methods

Modeling of solar irradiance

In our study, we will focus on the equations of direct incident solar irradiance, as it is the resource of concentrating systems (Ferrière and Flamant, 2004). Modeling is done on a horizontal plane using two models. The data considered for the simulation in the Mediterranean countries provide from the site of Tlemcen city having the following coordinates Latitude 34.53 °, Altitude 806m, Longitude 1.33 °, (Infoclimat, 2020).

Capderou model

The methodology adopted by Capderou (Capderou, 1985b) is based on the use of Linke's atmospheric disorder (Capderou, 1987a), which represents the number of ideal atmospheres that can cause the same attenuation as the real atmosphere if they overlap. The advantage of this coefficient is that it expresses

parameters such as water vapor, gas absorption and the diffusion of aerosols. The relation of direct illumination is given by the expression (Capderou, 1985b):

$$I_d = I_0 \cdot \epsilon_0 \cdot \sinh_s \cdot \exp(-T_L \cdot m_a \cdot \delta_R) \tag{1}$$

Where, ϵ_0 is expressed as follows (Kasten, 1996):

$$\epsilon_0 = 1 + 0.034 * \cos\left(\frac{360}{365} * (N - 2)\right) \tag{2}$$

The atmospheric mass m_a , as well as the Rayleigh thickness δ_R are given by (Capderou, 1985b; Kasten, 1996):

$$m_a = [\sin(h_s) + 9.4 * 10^{-4} (\sin(h_s) + 0.0678)^{-1.253}]^{-1} \tag{3}$$

$$\delta_R^{-1} = 6.6296 + (1.7513 * m_a) - (0.1202 * m_a^2) + (0.0065 * m_a^3) - (0.00013 * m_a^4) \tag{4}$$

In Table 1, the average monthly direct solar radiation estimated from the values of the Linke factor T_{Lm} , from (European commission, 2020), for the reference site of North Africa used for the current study.

Table 1: Monthly link turbidity factor (Periode of Measurement 2005-2016)

Months	Janu	Febr	March	April	May	June	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Mesurement	2.53	2.56	2.71	2.95	3.2	3.42	3.53	3.52	3.38	3.16	2.91	2.7

Bird and Hustrom model

Within this model, the relation of direct illumination is given by the expression (Mesri-Merad, 2012) :

$$I_d = 0.975 \cdot I_0 \cdot \tau_r \cdot \tau_g \cdot \tau_w \cdot \tau_a \cdot \sin(h_s) \tag{5}$$

Hence $\tau_r, \tau_g, \tau_w, \tau_a$ are the transmission coefficients after diffusion and absorption. (Bird and Hustrom, 1981).

While for Bird's model it is designed in such a way that readily available weather data can be used there but just for clear days (Bird and Hustrom, 1981). The Capderou model has been improved so that it is more

adaptable to the climate of Algeria, hence a good estimate for the winter months (Capderou, 1985b).

Solar tracking system

The tracker is a fundamental system that allows the precise tracking of the path of the sun. For such a mechanism, the tracking allows the rotation of the collector around one or two axes assuming that the incident solar radiation is always perpendicular to the opening of the concentrator. According to Capderou the expressions of the cosine of the angle of incidence are expressed in Table 2 (Capderou, 1985b; Güven et al.,1984).

Table 2: The incidence Angle

Tracking Mode	cosθ
Full tracking	cos θ = 1
E-W Polar	cos θ = cos δ
E-W	cos θ
Horizontal	$= \sqrt{1 - (\cos \delta \cdot \sin \varphi \cdot \cos \omega - \sin \delta \cdot \cos \varphi)^2}$
N-S	$\cos \theta = \sqrt{1 - (\cos \varphi \cdot \sin \omega)^2}$
Horizontal	

PTC model

The absorber was the essential element in the composition of the cylindrical-parabolic concentrator whose role is to absorb the incident solar radiation for its conversion into heat before transmitted to the heat transfer fluid. In the PTC approach, the “step by step”

method is the discretization carried out for the modeling of this component. It consists of sampling the absorber into fictitious slices where each element of length (Δx) is defined by the index j in the direction of the flow of the coolant as represented in Fig.1. This initial phase is followed by a second one consisting in

the writing of the energy balances in each slice (Garcia-Valladares, 2009). We report in Fig. 2 the diagram of the process explaining the heat flow exchanged between components. However, the heat exchange coefficients are considered as known, while considering the following assumptions:

- The transfer by conduction between the absorber and the glass is considered as negligible.
- The flow of the incompressible fluid is in a one-dimensional direction.

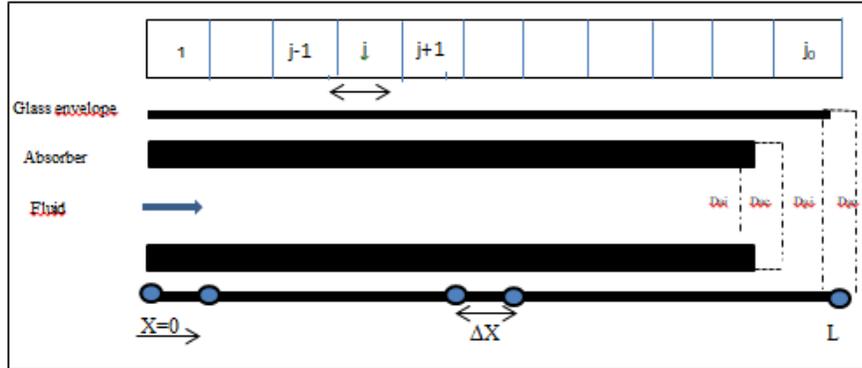


Fig.1 Discretization of the absorber

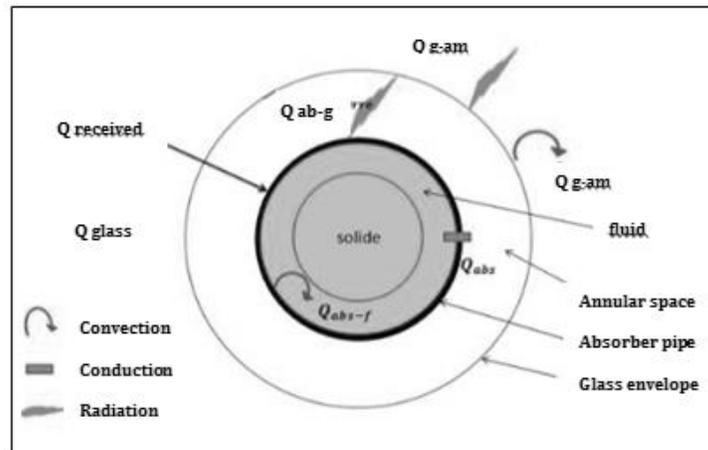


Fig.2 Heat transfer for PTC

For our study, the energy balances are as follows:

➤ For the glass envelope:

$$q_{acc.g} = q_{abs.g} + q_{diff.g} + q_{int} - q_{ext} \quad (6)$$

➤ For the absorber pipe :

$$q_{acc.ab} = q_{abs} + q_{diff.ab} - q_{int} - q_u \quad (7)$$

➤ For the fluid:

$$q_{acc.f} + q_{adv.f} = q_{diff.f} + q_u \quad (8)$$

Whose:

$$q_{acc} = A \cdot \rho \cdot C_p \cdot \frac{dT}{dt} \quad (9)$$

$$q_{diff} = \lambda \cdot \frac{d^2T}{dx^2} \quad (10)$$

$$q_{adv} = \dot{m} \cdot C_p \cdot \frac{dT}{dx} \quad (11)$$

$$q_{abs} = A_0 \cdot I_a \cdot \alpha_0 \cdot \rho_0 \cdot \gamma \cdot K \quad / A_0 = L * W \quad (12)$$

$$q_{abs.v} = A_0 \cdot I_a \cdot \alpha_g \cdot \rho_0 \cdot \gamma \cdot K \quad (13)$$

The transmission-absorption coefficient α_0 is given according to the following expression (Quoilin, 2007):

$$\alpha_0 = \frac{\alpha_{ab} \cdot \tau_g}{1 - (1 - \alpha_{ab}) \cdot (1 - \tau_g)} \quad (14)$$

As for the modified angle of incidence is given by (Kalogirou, 2004):

$$K = 1 - 3.84 \cdot 10^{-5} \cdot (\theta) - 143 \cdot 10^{-6} \cdot (\theta)^2 \quad (15)$$

External heat transfer

This transfer takes place between the envelope of the glass and the environment. It is done by convection and by radiation.

The transfer coefficient by convection

The transfer is a function of the wind speed. In the case of absence wind and around a horizontal cylinder, according to the correlation of Churchill and Chu (Agagna and Smali, 2018), the convection is said to be natural. The properties of air are calculated at the temperature $T_{m(ext)} = \frac{T_{am} + T_g}{2}$. The convective transfer coefficient is given by the following expression:

$$h_{c(ext)} = \left[0.6 + 3.87 * \left[\frac{Ra_a}{\left(1 + \left(\frac{0.559}{Pr_a}\right)^{9/16}\right)^{16/9}} \right]^{1/6} \right]^2 * \frac{\lambda_a}{D_{ge}} \quad (16)$$

In the case of present wind the convection becomes forced, the Zhukauskas correlation (Garcia-Valladares, 2009) appeals. The properties of air are calculated at room temperature and Pr_g calculated at the temperature of the glass envelope. The convective transfer coefficient is written as a result of the following expression:

$$h_{c(ext)} = C \cdot Re_a^n \cdot Pr_a^m \cdot \left(\frac{Pr_a}{Pr_g}\right)^{1/4} \cdot \frac{\lambda_a}{D_{ge}} \quad (17)$$

For: $1 < Re_a \leq 40 \rightarrow C = 0.75, n = 0.4$
 $40 < Re_a \leq 10^3 \rightarrow C = 0.51, n = 0.5$
 $10^3 < Re_a \leq 2 \cdot 10^5 \rightarrow C = 0.26, n = 0.6$
 $2 \cdot 10^5 < Re_a \leq 10^6 \rightarrow C = 0.076, n = 0.7$

And : $m = \begin{cases} 0.37 \rightarrow Pr_a \leq 10 \\ 0.36 \rightarrow Pr_a > 10 \end{cases}$

The radiation transfer coefficient

According to Stefan Boltzmann's law, the relation of the radiation transfer coefficient is as follows:

$$h_{r(ext)} = \varepsilon_g \cdot \sigma \cdot \left((T_{sky} + 273.15)^2 + (T_g + 273.15)^2 \right) * (T_{sky} + T_g + 546.3) \quad (18)$$

Internal heat transfer

This transfer takes place between the absorber and the window casing. It depends on the pressure. If the pressure between the two components is greater than 0.013Pa, the convection is considered natural between two concentric horizontal cylinders. In the opposite case (vacuum), the convection coefficient is considered zero (Garcia-Valladares, 2009). The physical properties of the air between the absorber and the glass envelope are calculated at the temperature

$$T_{m(in)} = \frac{T_{ab} + T_g}{2}$$

The transfer coefficient by convection

$$h_{c(in)} = \frac{2\lambda_{eff}}{D_{abe} \ln\left(\frac{D_{gi}}{D_{abe}}\right)} \quad (19)$$

With :

$$\lambda_{eff} = 0.386 * \lambda_a * \left(\frac{Pr_a}{Pr_a + 0.861}\right)^{1/4} * (Ra_c)^{1/4} \quad (20)$$

$$Ra_c = \frac{\left(\ln\left(\frac{D_{gi}}{D_{abe}}\right)\right)^4}{L_{eff}^3 * (D_{abe}^{-3/5} + D_{gi}^{-3/5})^5} * Ra_{eff} \quad (21)$$

$$L_{eff} = \frac{D_{gi} - D_{abe}}{2} \quad (22)$$

$$Ra_{eff} = Gr_a * Pr_a \quad (23)$$

The radiation transfer coefficient

$$h_{r(in)} = \varepsilon_{int} \cdot \sigma \cdot \left((T_{ab} + 273.15)^2 + (T_g + 273.15)^2 \right) * (T_{ab} + T_g + 546.3) \quad (24)$$

With: (Slimani et al., 2015)

$$\varepsilon_{int} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\varepsilon_{ab}} + \frac{1 - \varepsilon_g}{\varepsilon_g}\right) * \left(\frac{D_{abe}}{D_{gi}}\right)} \quad (25)$$

Useful heat transfer

Following hypothesis of the studied case, i.e. a turbulent flow regime, the convection of the heat transfer fluid inside the absorber tube is considered as forced allowing the adoption of the Gnielinski's correlations (Gnielinski, 2013). In this formalism, the coefficient of this transfer depends on the Reynolds and Prandtl numbers. It is expressed as follows:

$$h_u = \frac{\lambda_f * Nu_f}{D_{abi}} \quad (26)$$

$$Nu_f = \frac{\left(\frac{f}{8}\right) \cdot (Re_f - 1000) \cdot \left(1 + \left(\frac{D_{abi}}{L}\right)^{2/3}\right) \cdot Pr_f}{1 + 12.7 \cdot \sqrt{\frac{f}{8}} \cdot (Pr_f^{2/3} - 1)} \cdot \left(\frac{Pr_f}{Pr_{ab}}\right)^{0.11} \quad (27)$$

Knowing that:

$$f = (1.84 \cdot \log(Re_f) - 1.64)^{-2} \text{ for } D_{abi} < L \text{ and;}$$

$$f = (1.8 \cdot \log(Re_f) - 1.5)^{-2} \text{ for } D_{abi} > L,$$

Then the physical properties of the fluid can be calculated at the temperature

$$T_{m(f)} = \frac{T_{f(in)} + T_{f(out)}}{2}$$

The ambient temperature

One of the essential variables that influences on thermal systems is the ambient temperature. It is given by the following formula (Belghit et al., 1997):

$$T_{am} = \frac{T_{max} + T_{min}}{2} + \frac{T_{max} - T_{min}}{2} \cdot \cos\left(\frac{\pi(14 - ST)}{12}\right) \quad (28)$$

In addition, the sky temperature is expressed as (Gnielinski, 2013; Slimani et al., 2015):

$$T_{sky} = 0.0552 \cdot T_{am}^{1.5} \quad (29)$$

Numerical resolution

The method most used in thermal is that of finite differences. It consists in approaching each partial derivative in the differential equations in a discretized expression called numerical diagram. Linear or nonlinear algebraic equations with unknown temperatures replace differential equations. According to our method, the algebraic equations are rearranged as follows:

➤ For the glass envelope :

$$-a_{1g}T_{j-1} + \left(2a_{1g} + a_{2g} + a_{3g} + a_{4g}(h_{c(ext)} + h_{r(ext)})\right)T_j - a_{1g}T_{j+1} - a_{3g}T_{ab,j} = B_g \quad (30)$$

With:

$$a_{1g} = \frac{A_g \lambda_g}{\Delta x^2} \quad (31)$$

$$a_{2g} = \frac{A_g \rho_g C_g}{\Delta t} \quad (32)$$

$$a_{3g} = \pi D_{abe} h_{(int)} \quad (33)$$

$$a_{4g} = \pi D_{ge} \tag{34}$$

$$B_g = WI_a \rho_0 \alpha_g \gamma K + a_{2g} T_j^* + a_{4g} (T_{ab} h_{c(ext)} + T_c h_{r(ext)}) \tag{35}$$

The boundary condition: $T_{g,0} = T_{am}$

➤ For the absorber pipe:

$$-a_{1ab} T_{j-1} + (2a_{1ab} + a_{2ab} + a_{3ab} + a_{4ab}) T_j - \tag{36}$$

$$a_{1ab} T_{j+1} - a_{3ab} T_{g,j} - a_{4ab} T_{f,j} = B_{ab}$$

With :

$$a_{1ab} = \frac{A_{ab} \lambda_{ab}}{\Delta x^2} \tag{37}$$

$$a_{2v} = \frac{A_{ab} \rho_{ab} c_{ab}}{\Delta t} \tag{38}$$

$$a_{3ab} = a_{3g} = \pi D_{abe} h_{(int)} \tag{39}$$

$$a_{4ab} = \pi D_{ab(int)} h_u \tag{40}$$

$$B_{ab} = WI_a \rho_0 \alpha_0 \gamma K + a_{2ab} T_j^* \tag{41}$$

The boundary condition: $T_{ab,0} = T_{a,e}$

➤ For the fluid:

$$-(a_{1f} + a_{3f}) T_{j-1} + (2a_{1f} + a_{2f} + a_{3f} + a_{4f}) T_j - \tag{42}$$

$$a_{1f} T_{j+1} - a_{4f} T_{ab,j} = B_f$$

With

$$a_{1f} = \frac{A_f \lambda_f}{\Delta x^2} \tag{43}$$

$$a_{2f} = \frac{A_f \rho_f c_f}{\Delta t} \tag{44}$$

$$a_{3f} = \frac{\dot{m}_f}{\Delta x} C p_f \tag{45}$$

$$a_{4f} = a_{4ab} = \pi D_{abi} h_u \tag{46}$$

$$B_v = a_{2f} T_j^* \tag{47}$$

The boundary condition: $T_{f,0} = T_e$

The iterative method chosen for the resolution of these equations is that of Gauss-Seidel with an accuracy of 0.001 ° C. The time step Δt and the distance step Δx are optimized so as to obtain a convergence leading to a small calculation. We set $\Delta t = 10s$, $\Delta x = 0.2$ m. The initial temperature values are considered at room temperature. We present below the flowchart of the calculation procedure Fig.3.

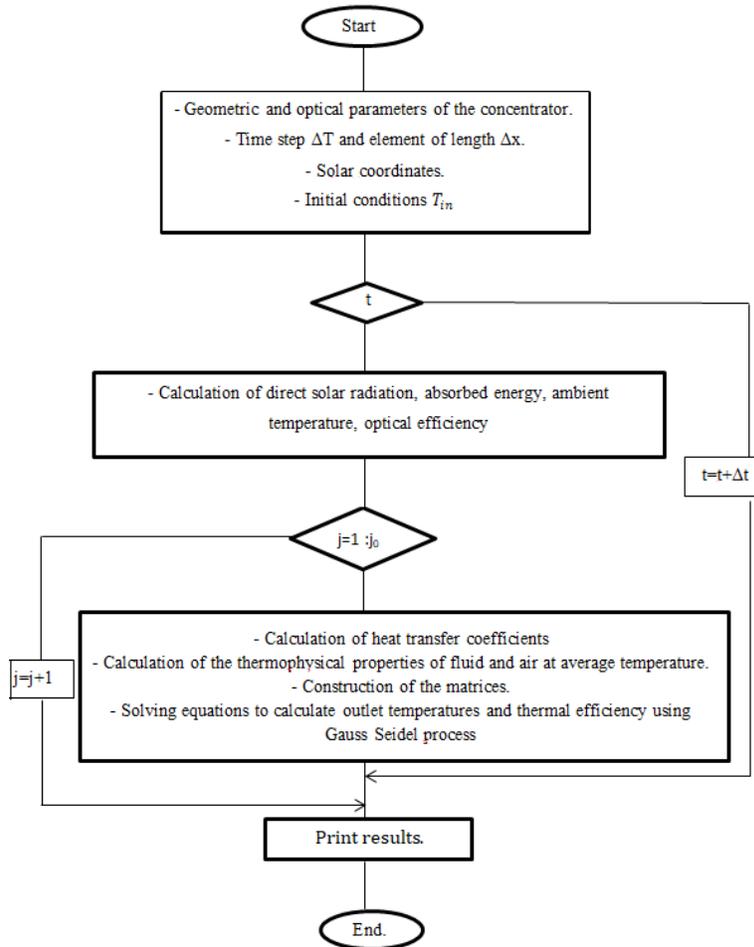


Fig.3 Flowchart of the calculation procedure

Results and Discussion

We applied the model and based our analysis with a standard PCT used as reference in various

contributions in literature. The geometric and optical characteristics of this PTC are summarized in Table 3

(Gnielinski, 2013; Ouagued *et al.*, 2013; He *et al.*, 2011).

Table 3: Characteristics of the simulated PTC

Parameters	Values
Absorber length (L)	7.8m
Collector width (W)	5m
Focal length (f)	1.84m
External diameter of the absorber (D_{abe})	0.07m
Internal diameter of the absorber (D_{abi})	0.066m
External diameter of glass (D_{ge})	0.115m
Internal diameter of the glass (D_{gi})	0.109m
Thermal conductivity of the absorber (λ_{ab})	54W/mK
Thermal conductivity of the glass (λ_v)	1.2W/mK
Absorption of the absorber (α_{ab})	0.906
Glass transmissivity (τ_g)	0.95
Transmissivity-absorbance factor (α_0)	0.864
Emissivity of glass (ϵ_g)	0.86
Reflection of reflector (ρ_0)	0.93
Interception factor (γ)	0.92

Solar radiation

Validation of the solar radiation model

Both formulas of Capd erou eq. (1) and of Bird and Hustrom eq. (5) for the calculation of the incident radiation according are applied within the TCP parameters, Table 2. In Figs 4, we represent the Intensity (W/m^2) and two days corresponding to the Summer Solstice (June 21th), Fig. 4(a) and to the Spring Equinox (March 21th), Fig. 4(b) With both models, we reached the same maximum value of the intensity of the incident radiation equal to $900W / m^2$ Fig. 4(a), for the Summer solstice day, while for the spring equinox day, the results are typically different, achieving $550W / m^2$ with the Bird model and $800W / m^2$ with the Capderou model Fig. 4(b). This discrepancy can be

explained as the Bird and Hustrom model was designed to consider the available meteorological data, but only adapted for clear days. On contrary, the Capd erou model take into consideration in its formula the Linke factor which has been considerably modified and improved in recent years to consider the climate change. Thus, it is estimated to be good for winter months. For that reason, the Capd erou model remains the most used in Mediterranean countries as Algeria according to A.S.A data. This can explains the difference obtained by both model in the value of the solar intensity for days in March. We therefore conclude that the Capd erou model is adapted for our study.

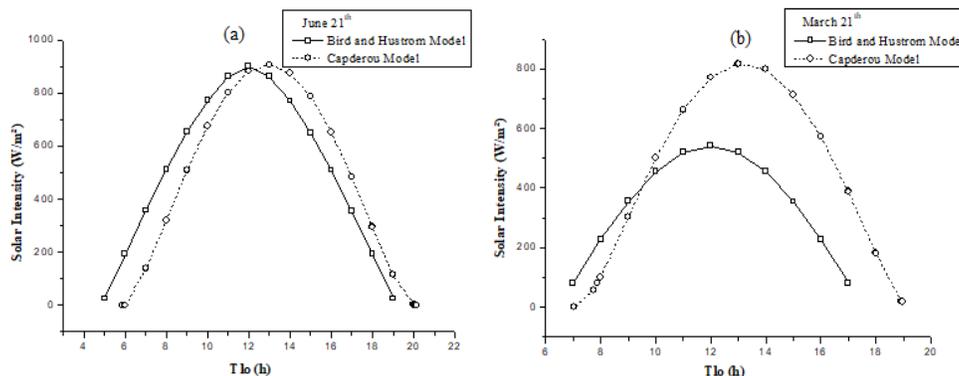


Fig.4 Variation of solar radiation during June (a) and March (b), for different models Capderou and Bird

Sun tracking

In Table 4, we find the values of the annual energy absorbed corresponding to the two solstices and two

equinoxes days in one year according to the different solar tracking modes. Following the conclusion of the above analysis resulting in the choice of the model, it is specified that this energy is calculated by the formula of Capd erou eq. (12).

Table 4: The energy absorbed for different tracking Modes

Months	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Absorbed Energy (Wh/m ²)	Full Tracking											
	729.3	745.7	743.6	725.9	702.3	682.9	673.6	674.5	680.3	684.7	689.4	701.8
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Percentage /Full tracking(%)	E-W Polar											
	630.2	697.7	743.2	680.3	607.8	567.8	578.9	626.8	677.1	646.6	600.5	584.1
	85%	93.5%	99%	93.7%	86.5%	83.1%	85.9%	92.9%	99.5%	94.4%	87.1%	83.2%
	E-W Horizontal											
	393.4	487.8	577.9	627.7	642.9	641.9	619.7	586.7	524.2	442.5	367.9	340.3
	53.9%	65.4%	77.7%	86.4%	91.5%	93.9%	92%	86.9%	77%	64.6%	53.3%	48.4%
	N-S Horizontal											
	729.2	745.1	743.5	725.9	702.3	682.9	673.6	674.5	680.3	684.7	689.4	701.8
	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Therefore, we compared the performance of the other single-axis tracking modes with the full tracking based on the two-axis mode. The latter is considered as the best tracker and be used as reference. We have found that the Horizontal North-South tracking mode is the best pursuit mode for the whole year as it is the closest to the full tracking mode efficiency. We also

notice that the Polar East-West is recommended for all months while the Horizontal East-West is more desirable for the summer period, as stated in Fig. 5, which shows. Contrary to southern Algeria's results, the East-West Polar mode is the most desirable throughout the year (Marif et al., 2014).

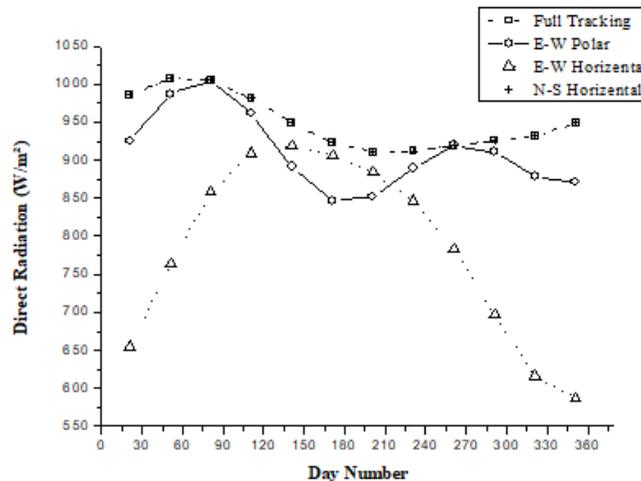


Fig.5 Variation of annual solar radiation according to the tracking axis comparing to the full tracking

Influence of the focal length "f" and the opening angle of the collector on the energy absorbed

We simulated a variation in the energy absorbed for the month of June as a function of the position of the focus, which was noted as focal length and as a function of the opening angle of the mirror. Following

Fig. 6, we can say that the variation is a direct correlation between the absorbed power and the focal distance Fig. 6(b), excluding the power increases with the increase of the focal distance. Thus, we deduce that the larger the opening angle, the greater the power absorbed Fig. 6(a).

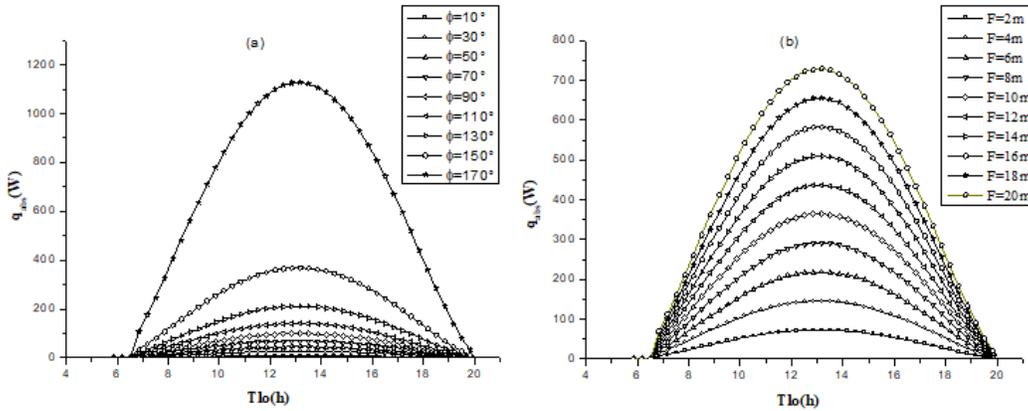


Fig.6 Influence of aperture angle (a) and focal length (b) on absorbed energy

Collector performance

To allow the evaluation of thermal as well as optical performance for our collector, we took into account the climatic conditions while interpreting the

average wind speed for each season. The mass flow rate of the water is considered to be 0.2Kg / s and the physical properties of the water are variants and are mentioned in Table 5 (Wang, 2010).

Table 5: The physical properties of water

$\rho_w = -4.95625 * 10^{-4} T^2 - 0.23291 T + 1001.83736$
$\lambda_w = -5.96341 * 10^{-6} T^2 + 1.68 * 10^{-3} T + 0.56821$
$Cp_w = 0.01378 T^2 - 1.42026 T + 4218.2371$
$\mu_w = -4.28265 * 10^{-10} T^3 + 1.88979 * 10^{-7} T^2 - 2.77774 * 10^{-5} T + 15.6 * 10^{-4}$

Variation of the modified angle of incidence and optical efficiency

Fig. 7, allows us to deduce that the modified angle of incidence decreases for any value of increased angle of incidence Fig. 7(a). Also the same result for optical

performance Fig. 7(b). This is explained by the fact that solar tracking is necessary to keep the concentrator working. In addition our PTC obtained an efficiency of 73.97%, which means good energy capture.

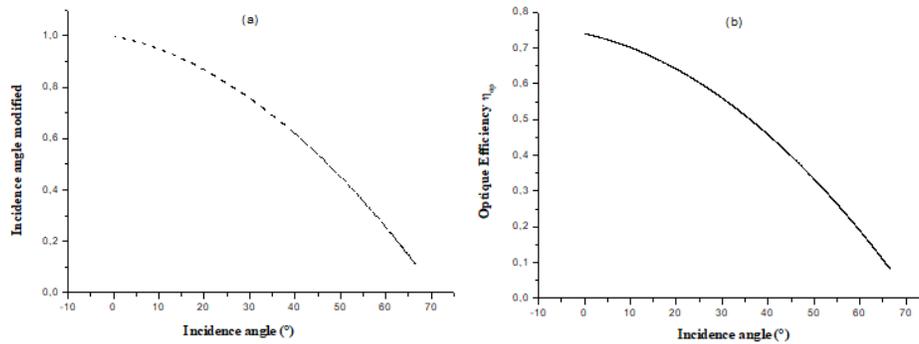


Fig.7 Variation of the modified angle of incidence (a) and the optical efficiency (b) as a function of incidence angle for 21th June

Variation of thermal efficiency

To check the reliability of our system, a thermal efficiency calculation was carried out. According to Fig. 8, the results show a variation of values between equinoxes (Spring and Autumn) of 68% and solstices (Summer and Winter) with an interval of 72% to 74%.

This difference only has to let us think of the existence of thermal losses.

We note that the thermal efficiency is close to the experimental whose value is 73.68% in the case of air in the annular space and which was validated by SNL (Dudley et al., 1994) and cited by (Garcia-Valladares, 2009).

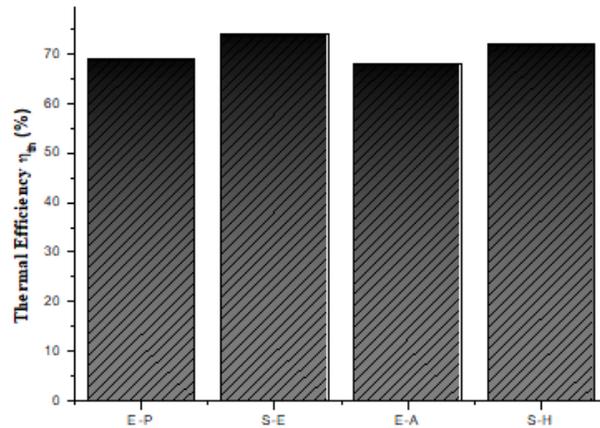


Fig.8 Variation of thermal efficiency according to the seasons of the year

Outlet temperatures

Fig. 9, shows the flow of the outlet temperatures for the coolant during the four days of the year. We perceive a graph similar to that of the incident radiation with the same evolution for the chosen days,

the difference is noticed at the level of the slopes of the curves. While for temperatures, they reach their maximum between 12 p.m. and 2 p.m., for example 55 ° for summer and more than 45 ° in winter compared to our study site.

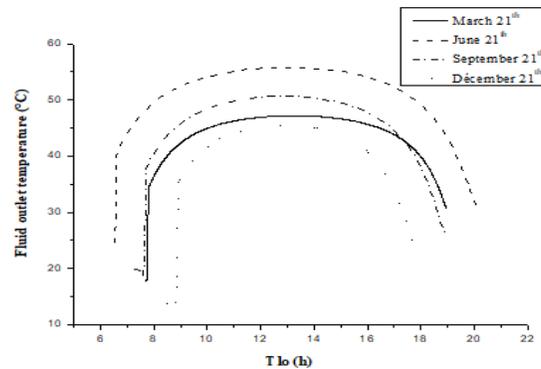


Fig.9 Variation of fluid outlet temperatures as a function of time

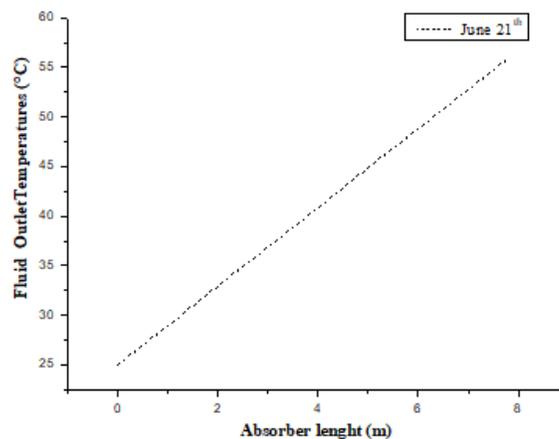


Fig.10 Influence of the collector length on the outlet temperature

In addition, the variation in the temperature of the fluid at the outlet of the absorber increases with the length of the tube in Fig. 10. It can reach infinity if it is not the thermal stresses of the materials that limit it.

Conclusion

The aim of our work was to study the thermal and optical performance of the parabolic cylindrical concentrator while using water as a heat transfer fluid in the region of Tlemcen located in the north-west of

Algeria. A simulation program has been highlighted and developed for solving equations with the finite difference method which summarizes the main achievement:

- The Capderou model was more promising for good radiation intensity in the winter months due to the modification of Linke's cloud factor where a value of $800\text{W} / \text{m}^2$ was obtained.

- When the tracking system is complete, an optical efficiency of 73.97% has been obtained, and in order to minimize system costs, horizontal north-south sun tracking at one axis is recommended for our site during all months of the year.

- For thermal efficiency, 72% is the estimated value for summer. A decrease in annular space and an increase in fluid flow rate are for the purpose of improving thermal efficiency.

Following the results obtained, our study shows that the choice of the heat transfer fluid as water for semi-arid regions can be reasonable, as in Mediterranean areas, when the water resource is readily available and at low cost. However, our results are consistent with those of Gianluca (Gianluca Coccia *et al.*, 2016), who made a comparison between water and water-based nanofluids as heat transfer liquid, showing no significant change in the concentrator's energy efficiency at the same configuration. We have thus validated the solar flux calculation model which corresponds to the climatic changes of the proposed regions, and modeled a system producing a liquid at low outlet temperature ($<100^\circ$) and immediately usable while keeping its volume density constant.

Through this study, we intend to expand our knowledge for the future of our country and more specifically the northern regions and to invest in hybrid work with the photovoltaic system.

References

Agagna, B. and Smaili, A., An improved model for predicting the performance of parabolic trough solar collectors, *Energy Research*, vol. 42, pp. 4512-4521, 2018

Baharoon, D.A., Rahman, H.A., Omar, W.Z.W. and Fadhl, S.O., Historical Development of Concentrating Solar Power technologies to Generate Clean Electricity Efficiently- A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 996-1027, 2015

Belghit, A., Belahmidi, M., Bennis, A., Boutaleb, B. and Benet, S., Numerical simulation of a solar drier functioning in forced convection, *Gen Therm Rev*, vol. 36, pp. 837-850, 1997

Bird, E.R. and Hulstrom, R.L., A Simplified Clear Sky Model for Direct and Diffuse Insulation on Horizontal Surfaces, *Seri Tr*, pp. 642-761, 1981

Capderou, M., Theoretical and experimental models: Solar atlas of Algeria, University Publications Office, Tome1, vol. 1-2, 1985a

Capderou, M., Energy aspect: Solar atlas of Algeria, University Publications Office, Tome2, vol. 1, 1985b

Dudley, V.E., Kolb, G.J., Mahoney, A.R., Mancini, T.R., Matthews, C.W., Sloan, M., Kearney, D., Test results: SEGS LS-2 solar collector, Report of Sandia National Laboratories (SANDIA-94-1884), 1994

European Commission, Eu Science Hub, accessed 2020, from <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>, 2020

Ferrière, A. and Flamant, G., Capture, Transformation and Conversion of Solar Energy by Concentration Technologies, IMP-CNRS, 2004

García-Valladares, O. and Velazquez, N., Numerical Simulation of Parabolic Trough Collector: Improvement Using Counter Flow Concentric Circular Heat Exchangers, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 52, no. 3-4, pp. 597 - 609, 2009

Coccia, G., Di Nicola, G., Colla, L., Fedele, L., & Scattolini, M., Adoption of nanofluids in low-enthalpy parabolic trough solar collectors: Numerical simulation of the yearly yield, *Energy Conversion & Management*, vol. 118, pp. 306-319, 2016

Gnielinski, V., On heat transfer in tubes, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 63, pp. 134-140, 2013.

Ghodbane, M., Boumeddane, B., Optical Modeling and Thermal Behavior of a Parabolic Trough Solar Collector in the Algerian Sahara, *AMSE JOURNALS-AMSE IIETA*, vol. 86, no. 2, pp. 406-426, 2017

Güven, H.M., Mistree, F., Bannerot, R.B., Design synthesis of parabolic trough solar collectors for developing countries, *Eng. Optim.*, vol.7, pp. 173-194, 1984

He, Y.L., Xiao, J., Cheng, Z.D. and Tao, Y.B., A MCRT and FVM coupled simulation method for energy conversion process in parabolic trough solar Collector, *Renewable Energy*, vol. 36, no. 3, pp. 976-985, 2011

Infoclimat, infoclimat, accessed 2020, from <http://www.infoclimat.fr>, 2020

Kalogirou, S.A., Solar thermal collectors and applications, *Progress in Energy Combustion Science*, vol. 30, no. 3, pp. 231-295, 2004

Kalogirou, S.A., A detailed thermal model of a parabolic trough collector Receiver, *Energy*, vol. 48, no. 1, pp. 298-306, 2012

Karni, J., Solar Thermal Power Generation, *Annual Review of Heat Transfer (chapter 3)*, accessed June 12, 2012, from <http://www.dl.begellhouse.com/references>, 2012

- Kasten, F., The Linke Turbidity Factor Based on Improved Values of the Integral Rayleigh Optical Thickness, *Solar Energy*, vol. 56, no. 3, pp. 239-244, 1996
- Keou, C.J.N. and Njomo, D., Two-Dimension Numerical Simulation of Parabolic Trough Solar Collector: Far North Region of Cameroon, *Scientific Research*, vol.9, no. 3, pp. 251-262, 2017
- Klein, SA., Engineering equation solver for microsoft windows, professional version, Madison WI: F-Chart Software, 2002
- Adama Sarr and Cheikh Mohammed Fadel Kebe, Comparative approach for global solar estimation in four typical Senegalese climatic zones, *IEEE Xplore 29-30 June 2020, Proc. Of 5th International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC), Marrakech, Morocco, 2020*
- Marif, Y., Benmoussa, H., Bouguettaia, H., Belhadj, M. and Zerrouki, M., Numerical Simulation of Solar Parabolic Trough Collector Performance in the Algeria Saharan Region, *Energy Conversion and Management*, vol. 85, pp. 521-529, 2014
- Mesri-Merad, M., Rougab, I., Cheknane, A. and Bachari, N.I., Estimation of solar radiation at ground level by semi-empirical models, *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 15, no. 3, pp. 451 – 463, 2012
- Mihoub, S., Effect of Design Parameters on The Performance of DSG Linear Fresnel Solar Power Plant, *Int. J. Energy Clean Environ.*, vol.22, no. 2, pp. 65-81, 2021
- Ouagued, M., Khellaf, A. and Loukarfi, L., Estimation of the temperature, heat gain and heat loss by solar parabolic trough collector under Algerian climate using different thermal oils, *Energy Conversion and Management*, vol. 75, pp. 191–201, 2013
- Padilla, R.V., Demirkaya, G., Goswami, D.Y., Stefanakos, E. and Rahman, M.M., Heat transfer analysis of parabolic trough solar receiver, *Applied Energy*, vol. 88, no.12, pp. 5097–5110, 2011
- Quoilin, S., Concentrator solar power plants (in French), faculty of applied Sciences, University of Liège, 2007
- Razykov, T.M., Ferekides, C.S., Morel, D., Stefanakos, E., Ullal, H.S. and Upadhyaya, H.M., Solar photovoltaic electricity : current status and future prospects in solar energy, *Elsevier*, vol. 85, pp. 1580-1608, 2011.
- Slimani, M. A., Amirat, M., and Bahria, S., Study And Modelling Of Heat Transfer And Energy Performance In A Hybrid PV/T Collector With Double Passage Of Air, *Int. J. Energy Clean Environment*, vol. 16, no. 1-4, pp. 235-245, 2015
- Wang, F. et al., Thermal stress analysis of eccentric tube receiver using concentrated solar radiation, *Solar Energy*, vol. 84, pp. 1809–1815, 2010
- Yilmaz, I.H. and Mwesigye, A., Modeling, simulation and performance analysis of parabolic trough solar collectors: A comprehensive review, *Applied Energy*, vol.225, pp. 135-174, 2018
- Yogi Goswami, D. and Kreith, F., *Energy Conversion*, Second Edition, Taylor and Francis Group, 2017.



Theoretical study and Modeling of a Parabolic trough Solar Concentrator

Loubna Benhabib^{1*}, Zakia Hadjou Belaid², Abdellah Benyoucef¹

¹University Abou Bekr Belkaid, Faculty of Science, Department of physics, URMER laboratory, Tlemcen, 13000, Algeria

²Macromolecules Laboratory, Tlemcen, 13000, Algeria

ARTICLE INFO

Article history:

Received: 26 February 2021

Revised form: 10 March 2021

Accepted: 27 March 2021

Keywords :

Energy Conversion

Solar Concentrator

Simulation

Heat transfer

ABSTRACT

In a parabolic trough concentrator, solar rays collected by the reflective surface are concentrated on the solar receiver. In our case, and among the different sensors designed for radiation concentration, we mention the parabolic cylindrical collector. A mathematical model is established to estimate the outlet temperature of the heat transfer fluid as well as the temperatures of the absorber tube and the glass envelope. A hourly simulation is performed from sunrise to sunset during a clear sky day at a site located in Tlemcen. A parabolic trough reflector shares the PTC with a Pyrex envelope and a steel absorber tube, connected along the length of the system, laced coaxially in the focal line of the reflector. The mirrors that are used as reflectors are parabolic in shape and plated with silver oxide, and coated with a special surface coating to protect them from environmental effects. The collectors are equipped with a tracking system to track the sun. The heat transfer medium used in the experiments is pressurized water.

© 2021. University Mhamed Bougara Boumerdes. All rights reserved

1 Introduction

The solar deposit is a renewable energy source available in large quantities, anywhere on the earth's surface, and free.

Nowadays, particular importance is given to new and renewable energies. On the one hand, this interest is due to the increased growth of the world demand for conventional energy and its supply problems, and on the other hand, to the high cost of the latter and the pollution, it causes. As a result, solar energy appears to be the energy of the future. It will have a significant role to play while being the only solution for establishing a decentralized and energetically autonomous cold chain [1]

The principle of thermodynamic solar energy is to obtain a high temperature through the concentration of solar radiation. Solar energy received (incident) by the collector surface (most often mirrors) is

* Corresponding author: Loubna Benhabib
E-mail address: louliphysique@hotmail.com



concentrated (reflected) into a much smaller receptor area (focus). In our case, and among the various sensors designed for radiation concentration, we cite the parabolic cylindrical collector. And this is what will be discussed in the current approach [2]

The technology known as concentrated solar (CSP) has the advantage of being able to compensate for the variability of the solar resource by an integrated thermal storage system. It is thus theoretically possible to produce electricity or heat in a constant and continuous manner [3]. The parabolic trough technology is the most mastered and which has the maturity of several years of industrial experience (significant development following the first oil crisis in the 1970s): currently, more than 90% of concentrated solar power plants use this process [4]. The main disadvantage of this technology is the requirement for a solar tracking system because only direct solar radiation is efficient in the energy conversion process with this system. PTC applications are related to the outlet temperature of the heat transfer fluid which can be between 100 ° C to 500 ° C. For high temperatures, we can cite the production of electricity and water desalination; or for low temperatures: air conditioning and refrigeration as well as domestic water heating [5]

Various studies have been carried out in order to predict, evaluate and estimate performance of parabolic trough collector under many weather conditions and configurations. A detailed heat transfer solar receiver model has been performed by Forristall [6]. The proposed models are based on the detailed analysis of one-dimensional or two-dimensional heat transfer processes assumed by trough collectors. Charlain-Joel NgangoumKeouet al [7], performed detailed two-dimensional digital heat transfer of PTC using synthetic oil Therminol VP1 as heat transfer fluid (HTF). They developed two program solutions which have been developed according to the characteristics of the solar PTC used. The first one has been written in Matlab in order to evaluate the annual solar energy received on the absorber pipe according to various tracking modes operating in the considered locality. The second one program code is developed on a simultaneous equation solving software (EES) to evaluate the performance of heat collector element (HCE) since (EES) automatically identifies all unknowns and groups of equations for most efficient solutions.

In the current approach, a simulation program will be developed under Matlab to process the model based on a two-dimensional analysis with the Gauss method [8]. In addition, the optical and energy performance processed allowed us to predict the variation in outlet temperatures of the fluid, the absorber and the glass envelope from sunrise to sunset.

The results show that for the use of water as a heat transfer fluid and for the Tlemcen region of north-western Algeria, the solar intensity reached 1100W/m² for the study day of 14 June 2011. Thus, the outlet temperature of the fluid has reached a value greater than 200 ° C. Which leads us to domestic uses.

2 Materials and Methods

2.1 System Description

The PTC shares a parabolic-cylindrical reflector with a Pyrex shell and steel absorber pipe, connected along the length of the system, placed coaxially in the focal line of the reflector. The mirrors used as a reflector are parabolic in shape and plated with silver oxide, thus coated with a specific surface coating to protect them from environmental effects. The collectors are provided with a tracking system to track the sun and maintain the focus of solar radiation on the Pyrex shell and absorber. The heat transfer medium used in the experiments is pressurized water. This fluid circulates as a liquid phase in the absorber pipe. The mass flow is kept constant when obtaining each set of data. [9]The model used for our study is shown in Fig. 1

The orientation of the collector is the "terrestrial axis of rotation," which is to say that the receiver tube is parallel to the axis of rotation of the earth and the solar tracking is East-West.



Fig.1 PTC model. [10]

2.2 Energy balance

The concentration coefficient is one of the main parameters of the increase in temperature at the outlet of a sensor. It represents the radiation concentrated on the absorber versus the radiation hitting the surface of the absorber without concentration. This value depends directly on the geometry of the sensor. It can be calculated by the ratio of the reflector area to the absorber area [11]

$$C_g = \frac{S_0}{S_{abs}} \quad (1)$$

The following expression gives the direct solar radiation received by the absorber of the concentrator: [12]

$$I_b = G_0 \cdot \exp\left(\frac{T_L}{0.9 + 9.4 \sin^2(h_s)}\right) \quad (2)$$

Where:

$$G_0 = I_0 \cdot e \quad (3)$$

$$e = \left[1 + 0.03344 \cdot \cos\left(360 \cdot \frac{j - 2.7206}{365.25}\right)\right] \quad (4)$$

With h_s is the sun elevation angle, j is number of day, and I_0 is the constant solar (1367 W/m^2)

Or the Linke factor T_L is given by the expression [13]:

$$T_L = T_0 + T_1 + T_2 \quad (5)$$

Where:

$$T_0 = (2.4 - 0.9 \cdot \sin\varphi) + 0.1 \cdot (2 + \sin\varphi) - (0.2 \cdot z) - (1.22 + 0.14 \cdot A_{he}) \cdot (1 - \sin(h_s)) \quad (6)$$

$$T_1 = 0.89^z \quad (7)$$

$$T_2 = [0.9 + (0.4 \cdot A_{he})] \cdot 0.63^z \quad (8)$$

With z is altitude, φ is latitude and A_{he} is winter-summer alternation.

2.3 Final balance

With the thermal losses, the thermal balances respectively on the solar absorber and the window are given by the following relations [9]:

$$(MC)_{abs} \frac{dT_{abs}}{dt} = \rho \tau_v \alpha_{abs} E C_g S_{abs} - C_{app} S_{abs} (T_{abs} - T_a) - U_{abs-f} S_{abs} (T_{abs} - T_f) \quad (5)$$

$$(MC)_g \frac{dT_g}{dt} = SE \rho_g \alpha_v + \varepsilon_g \sigma S_{abs} (T_{abs}^4 - T_g^4) + h'_c S_g (T_{abs} - T_g) - \varepsilon_g \sigma S_g (T_g^4 - T_a^4) - h''_c S_g (T_g - T_a) \quad (6)$$

M is the mass, E is the solar intensity, S is the area, and T is the temperature. For g, abs, f, and a are the abbreviation to glass, absorber, fluid, and ambient.

With the apparent conductance is [11-14]

$$C_{app} = h_r + h_c = \frac{1}{\frac{1}{h'_{cn} + h'_r} + \frac{1}{h''_r + h''_{cf}}} \quad (7)$$

And the internal and external conductance by radiation and natural convection is given by the following relations:

$$h'_r = \frac{\varepsilon_{abs-g} \sigma (T_{abs}^4 - T_g^4)}{T_{abs} - T_g} \quad (8)$$

$$h'_c = 3.30 \text{ W/m}^2\text{°C} \quad (9)$$

$$h''_r = \frac{\varepsilon_g \sigma (T_g^4 - T_a^4)}{T_g - T_a} \quad (10)$$

$$h''_{cf} = 7.5 + 4 * V \quad \text{For } 0 < V < 4 \text{ m/s} \quad (11)$$

$$h''_{cf} = 7.3 * V^{0.8} \quad \text{For } 4 < V < 40 \text{ m/s} \quad (12)$$

Or V is wind speed

The material and thermal balance for the heat transfer fluid at the level of the solar collector is:

$$\frac{dM_f^{abs}}{dt} = \dot{M}_{abs(in)} - \dot{M}_{abs(out)} = V l_{abs} \frac{d\rho_f^{abs}(T_f^{abs})}{dt} \quad (13)$$

$$\frac{d[M_f^{abs} H(T_f^{abs})]}{dt} = \dot{M}_{abs(in)} \int_{T_{rf}}^{T_{abs(in)}} C p_f dT - \dot{M}_{abs(out)} \int_{T_{rf}}^{T_{abs(out)}} C p_f dT + h_{cf} S_{abs} (T_{abs} - T_{fabs}) \quad (14)$$

Where H, l and \dot{M} is enthalpy, length, and flow rate.

2.4 Resolution Method

Matlab did the programming of these equations. We used Gauss's method to solve these equations. The process consists of giving a value of the variable and recalculating this variable with the equation, and finally, we compare the two deals. Depending on the desired precision, if the difference between the two calculated and proposed values is less than the fixed accuracy, this value is taken. Otherwise,

the second value is taken, and the calculations are repeated until the difference between these two values becomes inferior to precision.

Proceed with the simulation; some assumptions are implemented, such as:

- The heat transfer between the glass and the absorber is due only to radiation and conduction due to vacuum (pressure less than 10⁻⁴mm Hg), and therefore convection is negligible.
- The heat transfer fluid is incompressible and without phase change.
- The absorbent tube coincides with the focus of the parabola.
- The temperature is uniform at each node.
- The glass is considered opaque to infrared irradiation.
- Temporal variations in the thickness of the absorber and the glass are negligible.
- The solar flux at the absorber is evenly distributed.

3 Results and Discussions

In the study, the parameters of the external environment are considered to be:

The constant ambient temperature is $T_a = 20^\circ \text{C}$, the wind speed $v = 0.1 \text{ m/s}$, and the heat transfer fluid chosen is water with a flow rate of 0.01 kg/s .

The data considered for the simulation in the site of Tlemcen city having the following coordinates Latitude 34.53° , Altitude 806 m , Longitude 1.33°

However, the PTC parameters are mentioned in Table 1, or the thermo-physical and geometric characteristics of the parabolic collector are presented.

Table 1 Parameters of PTC. [15]

Parameters		Values	Units
Glass Density	ρ_g	2400	Kg/m^3
Absorber Density	ρ_{abs}	7800	Kg/m^3
FluidDensity	ρ_f	1000	Kg/m^3
Heatcapacity of glass	C_{p_g}	0.781	kJ/kgK
Heatcapacity of absorber	$C_{p_{\text{abs}}}$	0.469	kJ/kgK
Heat capacity of the fluid	C_{p_f}	4.180	kJ/kgK
Emissivity of glass	ε_g	0.83	
Emissivity of absorber	ε_{abs}	0.83	
Glass absorption	α_g	0.01	
Absorber absorption	α_{abs}	0.9	
Transmission factor	τ_g	0.8	
Collectorwidth	a	1	m
Focal length	f	0.25	m
Collectorlength	l	12	m

3.1 Solar intensity

Based on the equations of solar radiation Eq.2, Eq.3, Eq.4, we could calculate the variation in intensity during a sunny day, of 14 June 2011, Fig. 1. We notice that the latter varies in growth from sunrise until noon or obtains a maximum value of 1000; afterwards it decreases until sunset. This is due to the direct relation with the sun elevation angle, which varies according to the day.

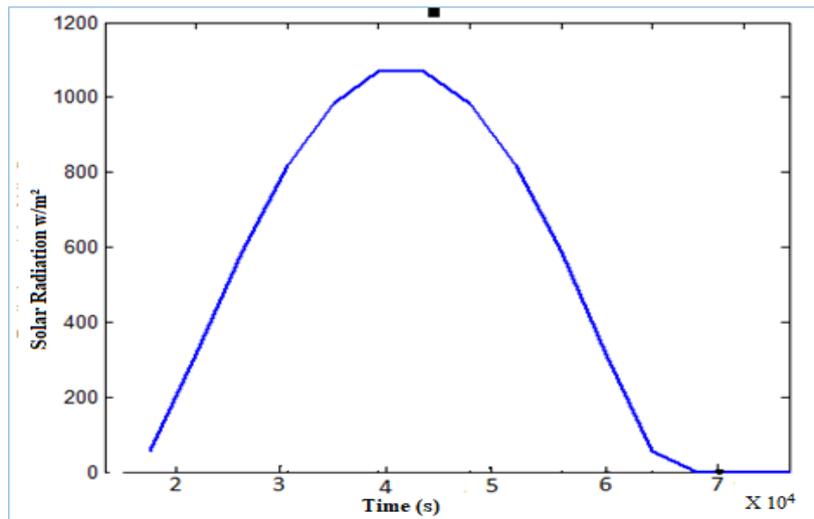


Fig.1 Evolution of global radiation as a function of time for the day of 14 June

3.2 The outlet temperatures

According to figures Fig.3 and Fig.4, a variation in the absorber temperatures, the glass, and the fluid is unwound as a function of time. In both figures, the evolution is the same; the difference is made at the slopes of the curves.

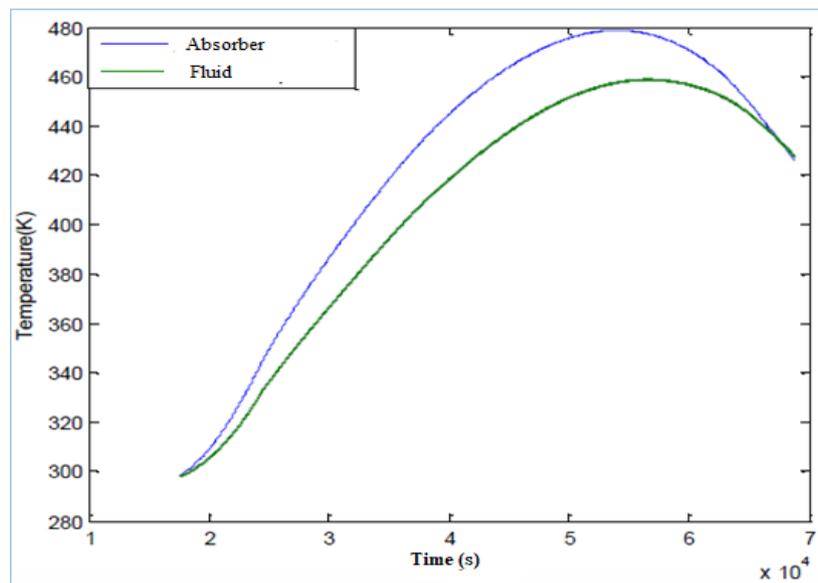


Fig.3 Temperature variation of the absorber and the average temperature of the heat transfer fluid as a function of time

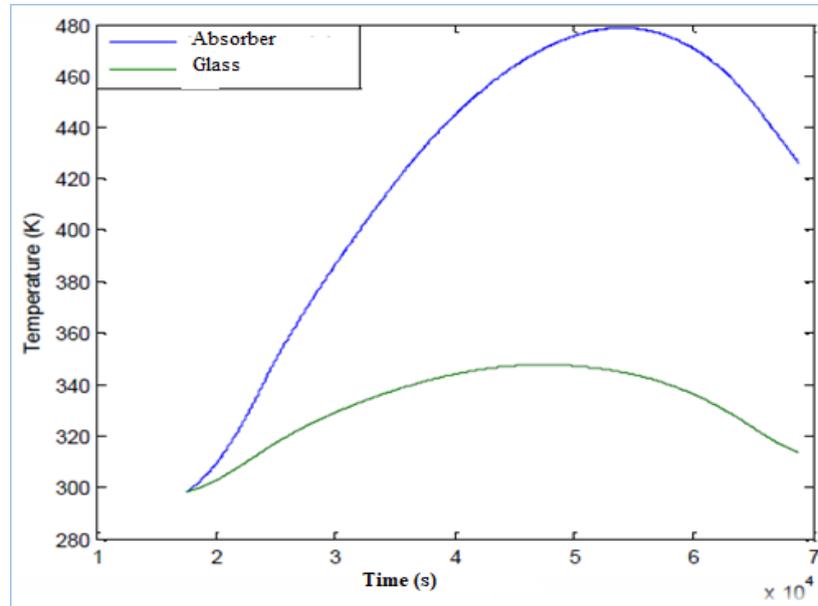


Fig.4 Temperature variation of the absorber and glass as a function of time

However, we notice that:

- For the proposed day and a constant flow, the fluid outlet temperature can reach high values of up to 190 ° C recorded at solar noon.
- This variation depends mainly on the solar intensity, which is a function of the collector's optical and geometric parameters. Thus, the sun tracking system.
- We also see that the absorber temperature is closer to less than that of the fluid, which is equal to a value of 207 ° C.
- Taking into account the low absorption coefficient of the glass, ($\alpha = 0.01$), the evolution of the temperature of the latter with the advancement of the day is low compared to that of the absorber, which reaches very high temperatures, since it has a greater absorption capacity ($\alpha = 0.9$).

4. Conclusions

This work proposes a numerical simulation of the heating of the water circulating inside an absorber tube of a cylindro-parabolic solar collector. This simulation has been highlighted and developed to solve equations with the Gauss method which summarizes the main achievement:

- A solar intensity of 1100W / m² was obtained by taking into account the Linke factor, for the day of June 14, 2011.
- We show that the outlet temperatures vary according to the solar flux and the geometric and climatic parameters
- Water outlet temperature was estimated at a value of 205 ° C, a promising result for domestic uses.
- There is a significant temperature difference between the sensor input and the output for the test days considered so that the heat transfer fluid can work at higher temperatures for the same energy collection surface.

The results obtained show that PTC systems can be used in Mediterranean sites and that high temperatures can be achieved.

In the future, we try to incorporate the study of the solar tracking system into it and analyze the thermal and optical performances of the collector which lead to high temperatures.

References

- [1]. B. R. Bakshi, *Sustainable Engineering; Principles and Practice*, Cambridge University (2009).
- [2]. Q. Sylvain, *Les centrales solaires à concentration*, Liège University (2007).
- [3]. International Energy Agency, "Renewable Energy Essentials: Concentrating Solar Thermal Power", 2009.
- [4]. D. A. Baharoon, H.A. Rahman, W.Z.W. Omar, S.O. Fadhl, "Historical Development of Concentrating Solar Power technologies to Generate Clean Electricity Efficiently", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 996-1027, 2015.
- [5]. Y. Marif et al, *Concentrateur cylindro parabolique et SES applications dans le sud Algerien. SIENR 2010*
- [6]. Forristall, R. (2003) *Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden.
- [7]. Charlain-Joel NgangoumKeou, DonatienNjomo, Vincent Sambou « Two-Dimension Numerical Simulation of Parabolic Trough Solar Collector: Far North Region of Cameroon », March 31, 2017
- [8]. L. Benhabib, *Modélisation d'un concentrateur cylindro-parabolic*, University of Tlemcen (2013).
- [9]. Y. Boukhchanaet al, *Experimental and Theoretical study of Performance of a Parabolic Trough Collector, International Congress of Renewable Energy, Tunisia (2010)*.
- [10]. Hamdi, *Experimental and Theoretical study of a Parabolic Trough Collector, Kasdi Merbah University (2011)*.
- [11]. Y. Jannot, *Solar Thermal (2007)* [<https://thermique55.com>].
- [12]. M. Collares- Pereira and A. Rabi, 'The Average Distribution of solar Radiation Correlation between Diffuse and Hemispherical and Daily and Hourly Insulation Values', *Solar Energy*, Vol. 22, N°2, pp .155 - 164, 1979
- [13]. M. Capderou, 'Atlas Solaire de l'Algérie. Modèles Théoriques et Expérimentaux', Vol. 1, T1, Office des Publications Universitaires, EPAU, Algérie, 375 p., 1987.
- [14]. J. Desautel, *Les capteurs Héliothermiques*, Edition Technologie Douce, Paris (1979).
- [15]. A. Bentourkiaet al, *Experimental study of a Concentrator Parabolic*, University of Ouargla (2010).

Simulation of different modes of heat transfer on a parabolic trough solar collector

Loubna Benhabib^{1*}, Yacine Marif², Zakia Hadjou Belaid³, Abdelmadjid Kaddour⁴, Boumediène Benyoucef¹, Michel Aillerie⁵

¹ URMER Laboratory, Abou Bekr Belkaid University, Tlemcen, ALGERIA

² LENREZA, Kasdi Merbah University, Ouargla, ALGERIA

³ Macromolecules Laboratory, Abou Bekr Belkaid University, Tlemcen, ALGERIA

⁴ Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables, URAER, Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER, 47133, Ghardaïa, ALGERIA

⁵ Université de Lorraine, CentraleSupélec, LMOPS, F-57000 Metz, FRANCE

Email*: loubnabenhabibhadjou@gmail.com

Abstract- *The development of solar concentrator technology has just reached a very significant level. Using reflectors to concentrate the sun's rays on the absorber dramatically reduces the size of the absorber, reducing heat loss and increasing its efficiency at high temperatures. Another advantage of this system is that the reflectors are significantly less expensive, per unit area, than the flat collectors. To determine the performances of a cylindrical-parabolic concentrator, mathematical modeling of the heat balance on the absorber, the coolant, and the glass envelope was established using Matlab. The system of equations obtained is solved by the finite difference method. The results for a typical day are the variation in the temperature of the heat transfer fluid, the absorber tube, and the glass envelope. Thus, we examine the effect of the wind speed, flow rate on the temperature distribution of the coolant at the outlet. However, for a mass flow rate of the fluid of 0.1 kg / s, the outlet temperature of the fluid is 85 ° C with a thermal efficiency of 73%. Excluding the energy absorbed by the absorber tube is 75% of the solar intensity received on the reflector.*

Keywords: *Parabolic trough collector, Solar thermal energy, Simulation, Heat transfer, Solar concentrator.*

Received: 26/04/2021 – Accepted: 26/06/2021

I. Introduction

Renewable energies have experienced the first phase of development during the oil shocks of 1973 and 1978. Then a period of decline after the counter-shock of 1986, before regaining a new lease of life in 1998 following the signing of the Kyoto protocol, which predicts, in particular, a 5.2% drop in greenhouse gas emissions from wealthy countries over the period 2002-2012 compared to 1990 [1].

Solar energy can be used to generate power using concentrated solar systems. It is based on spherical, parabolic or Fresnel lens-based mirror concentrators [2], which have the principle of focusing the incident solar radiation in a point or a line. The conversion efficiency is

high, and Temperature can easily surpass 500 °C. These technologies offer a natural alternative to the consumption of fossil resources with a low environmental impact and a high potential for cost reduction, as well as the possibility of hybridization of these facilities, by utilizing direct solar radiation, which is considered the primary resource and is very significant on a planetary scale [3]. When it comes to the specific challenges of electricity generation, transmission, and distribution, alternative sources, as opposed to conventional ones, can be a feasible answer. In areas where electrical energy delivery is unreliable, including alternative energy generation sources, such as solar, can be a viable choice [4].

Several studies have been conducted to anticipate, analyse, and estimate the performance of parabolic trough collectors under a variety of weather conditions and configurations. A comprehensive review is presented, that examines various models and simulation approaches of PTCs. This study constitutes a complementary application contribution to parabolic trough concentrators [5]. According to the literature a detailed heat transfer solar receiver model has been performed [6]. The proposed models are based on the detailed analysis of one-dimensional or two-dimensional heat transfer processes assumed by trough collectors. Other researchers [7] performed precise two-dimensional digital heat transfer of PTC using synthetic oil Therminol VP1 as heat transfer fluid (HTF). They came up with two software options based on the properties of the solar PTC they were using. The first was written in Matlab and was used to calculate the annual solar energy collected on the absorber pipe using several tracking modes that were available in the area. Because (EES) automatically detects all unknowns and groups of equations for the most efficient solutions, the second program code is written using a simultaneous equation solving software (EES) to evaluate the performance of the heat collector element (HCE) [8].

In the current approach, a simulation program will be developed under Matlab to deal with the different modes of heat transfer in the concentrator absorber by determining the evolution of the system's temperature. Different parameters are studied to explain their importance in the temperature variation. The results taken are for a sunny day of June 21 in the region of Tlemcen, north-western Algeria, and water as the heat transfer fluid.

II. Material and methods

The absorber was the essential element in the composition of the cylindrical-parabolic concentrator, whose role is to absorb the incident solar radiation for its conversion into heat before transmitted to the heat transfer fluid. We report in Figure1 the diagram of the process explaining the heat flow exchanged between components. However, the heat exchange coefficients are considered as known while considering the following assumptions:

- The transfer by conduction between the absorber and the glass is considered negligible.
- The flow of the incompressible fluid is in a one-dimensional direction.

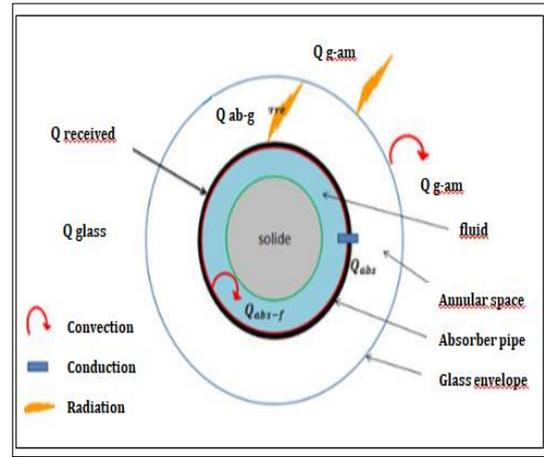


Figure 1. Different heat transfer modes

II.1. Incident radiation

Our study will focus on the equations of direct incident solar irradiance, as it is the resource of concentrating systems [9]. Modeling is done on a horizontal plane using two models. The data considered for the simulation in the Mediterranean countries provide from the site of Tlemcen city having the following coordinates Latitude 34.53 °, Altitude 806m, Longitude 1.33 ° [10]

Direct solar radiation is calculated according to the Capderou model, and the expression gives it: [11]

$$I_d = I_0 \cdot \varepsilon_0 \cdot \sin h_s \cdot \exp(-T_L \cdot m_a \cdot \delta_R) \quad (1)$$

Where ε_0 represents the earth-sun distance correction, it is expressed as follows [12]:

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.034 \cdot \cos\left(\frac{360}{365} \cdot (N - 2)\right) \quad (2)$$

With h_s is the sun elevation angle, N is the number of days, and I_0 is the constant solar (1367W/m^2)

The atmospheric mass m_a , as well as the Rayleigh thickness δ_R , is given by [11, 12]:

$$m_a = [\sin(h_s) + 9.4 \cdot 10^{-4} (\sin(h_s) + 0.0678)^{-1.253}]^{-0.9} \quad (3)$$

$$\delta_R^{-1} = 6.6296 + (1.7513 \times m_a) - (0.1202 \times m_a^2) + (0.0065 \times m_a^3) - (0.00013 \times m_a^4) \quad (4)$$

Or the Linke factor T_L is given by the expression [13]:

$$T_L = T_0 + T_1 + T_2 \quad (5)$$

Where:

$$T_0 = (2.4 - 0.9 \cdot \sin \varphi) + 0.1 \cdot (2 + \sin \varphi) - (0.2 \cdot z) - (1.22 + 0.14 \cdot A_{he}) \cdot (1 - \sin(h_s)) \quad (6)$$

$$T_1 = 0.89^z \quad (7)$$

$$T_2 = [0.9 + (0.4 \cdot A_{he})] \cdot 0.63^z \quad (8)$$

With z is altitude, φ is latitude and A_{he} winter-summer alternation.

However, the expression of the energy absorbed by the absorber is given by the expression: [14]

$$q_{abs} = A_0 \cdot I_d \cdot \alpha_0 \cdot \rho_0 \cdot \gamma \cdot K \quad / A_0 = L * W \quad (9)$$

The transmission-absorption coefficient α_0 is given according to the following expression [15]:

$$\alpha_0 = \frac{\alpha_{ab} \cdot \tau_g}{1 - (1 - \alpha_{ab}) \cdot (1 - \tau_g)} \quad (10)$$

As for the modified angle of incidence is given by [16]:

$$K = 1 - 3.84 \cdot 10^{-5} \cdot (\theta) - 143 \cdot 10^{-6} \cdot (\theta)^2 \quad (11)$$

II.2. Heat balance

The incident solar energy absorbed is not entirely transmitted to the heat transfer fluid. Some are dissipated in the form of thermal losses between the absorber and the glass envelope. Figure 2 shows several heat transfer analyses between collector components and between the collector receiver and its surrounding environment.

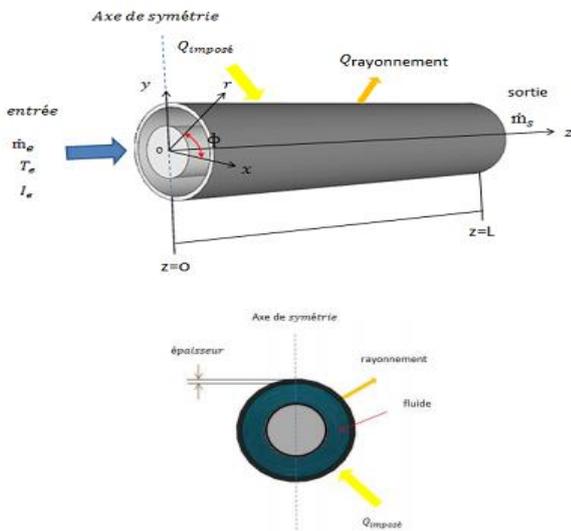


Figure 2. Heat balance of the absorber

➤ For the glass envelope:

$$A_g \cdot \rho_g \cdot C_{p_g} \cdot \frac{dT}{dt} = q_{abs.g} + q_{int} - q_{ext} \quad (12)$$

➤ For the absorber pipe :

$$A_{ab} \cdot \rho_{ab} \cdot C_{p_{ab}} \cdot \frac{dT}{dt} = q_{abs} - q_{int} - q_u \quad (13)$$

➤ For the fluid:

$$A_f \cdot \rho_f \cdot C_{p_f} \cdot \frac{dT}{dt} + \dot{m} \cdot C_p \cdot \frac{dT}{dx} = q_u \quad (14)$$

Whose:

$$q_{abs.g} = A_0 \cdot I_d \cdot \alpha_g \cdot \rho_0 \cdot \gamma \cdot K \quad (15)$$

The boundary condition: $T_{g,0} = T_{am}$; $T_{ab,0} = T_{a,e}$; $T_{f,0} = T_e$ (T_{am} is the ambient temperature).

II.3. The heat transfer coefficients

- Heat transfer between glass envelope and atmosphere

Convection and radiation are two transfer techniques for transferring heat from the glass enclosure to the atmosphere; convection requires wind.

The coefficient of radiation is given by [17]:

$$h_{r(ext)} = \varepsilon_g \cdot \sigma \cdot \left((T_{sky} + 273.15)^2 + (T_g + 273.15)^2 \right) \cdot (T_{sky} + T_g + 546.3) \quad (16)$$

With the expression of the sky temperature [18]:

$$T_{sky} = 0.0552 T_{am}^{1.5} \quad (17)$$

Then the coefficient of convection is given by [19]:

$$h_{c(ext)} = \left[0.6 + 3.87 \cdot \left[\frac{Ra_a}{\left(1 + \left(\frac{0.559}{Pr_a} \right)^{9/16} \right)^{16/9}} \right]^{1/6} \right]^2 \cdot \frac{\lambda_a}{D_{ge}} \quad (18)$$

- Heat transfer between the absorber and the glass envelope

Convection and radiation are the two ways of heat transmission. The annulus pressure affects the convection mechanism. Temperature variations between the outer absorber surface and the inner glass surface cause radiation.

With the expression of the sky temperature [20]:

$$h_{r(in)} = \varepsilon_{int} \cdot \sigma \cdot \left((T_{ab} + 273.15)^2 + (T_g + 273.15)^2 \right) \cdot (T_{ab} + T_g + 546.3) \quad (19)$$

$$\text{With } \varepsilon_{int} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\varepsilon_{ab}} + \frac{1 - \varepsilon_g}{\varepsilon_g} \right) \cdot \left(\frac{D_{abe}}{D_{gi}} \right)} \quad (20)$$

Then the coefficient of convection is given by :

$$h_{c(in)} = \frac{2\lambda_{eff}}{D_{abe} \cdot \ln\left(\frac{D_{gi}}{D_{abe}}\right)} \quad (21)$$

With:

$$\lambda_{eff} = 0.386 \cdot \lambda_a \cdot \left(\frac{Pr_a}{Pr_a + 0.861} \right)^{1/4} \cdot (Ra_c)^{1/4} \quad (22)$$

$$Ra_c = \frac{\left(\ln\left(\frac{D_{gi}}{D_{abe}}\right) \right)^4}{L_{eff}^3 \cdot \left(D_{abe}^{-3/5} + D_{gi}^{-3/5} \right)^5} \cdot Ra_{eff} \quad (23)$$

$$L_{eff} = \frac{D_{gi} - D_{abe}}{2} \quad (24)$$

$$Ra_{eff} = Gr_a \cdot Pr_a \quad (25)$$

- Heat transfer between the fluid and the absorber

The flow type affects convective heat transfer from the inside surface of the absorber pipe to the fluid. We consider the case of turbulent flow [21] and is given by:

$$h_u = \frac{\lambda_f * Nu_f}{D_{abi}} \tag{26}$$

$$\text{With: } Nu_f = \frac{\left(\frac{f}{8}\right) \cdot (Re_f - 1000) \cdot \left(1 + \left(\frac{D_{abi}}{L}\right)^{2/3}\right) \cdot Pr_f}{1 + 12.7 \cdot \sqrt{\frac{f}{8} \cdot (Pr_f^{2/3} - 1)}} \cdot \left(\frac{Pr_f}{Pr_{ab}}\right)^{0.11} \tag{27}$$

Knowing that:

$$f = (1.84 \cdot \log(Re_f) - 1.64)^{-2} \text{ for } D_{abi} < L \text{ and;}$$

$$f = (1.8 \cdot \log(Re_f) - 1.5)^{-2} \text{ for } D_{abi} > L,$$

The physical proprieties of fluid (water) are considering variants.

III. Solution procedure, Results and discussions

Matlab did the programming of these equations. We used the finite difference method to solve these equations. The process consists of giving a value of the variable and recalculating this variable with the equation, and finally, we compare the two deals. Depending on the desired precision, if the difference between the two calculated and proposed values is less than the fixed accuracy, this value is taken. Otherwise, the second value is taken, and the calculations are repeated until the difference between these two values becomes inferior to precision. The characteristics of the solar PTC are mentioned in Table.1

Table 1. Characteristics of the simulated PTC

Absorber length (L)	7.8m
Collector width (W)	5m
Focal length (f)	1.84m
The absorber external diameter (D _{abe})	0.07m
The absorber internal diameter of (D _{abi})	0.066m
The glass external diameter (D _{ge})	0.115m
The glass internal diameter (D _{gi})	0.109m
Thermal conductivity of the absorber (λ _{ab})	54W/mK
Thermal conductivity of the glass (λ _v)	1.2W/mK
Absorption of the absorber (α _{ab})	0.906
Glass transmissivity (τ _g)	0.95
Transmissivity-absorbance factor (α ₀)	0.864
Emissivity of glass (ε _g)	0.86
Reflection of reflector (ρ ₀)	0.93
Interception factor (γ)	0.92

Following the use of the Capderou model for the calculation of the solar intensity and based on a solar tracking system for our solar system, we notice that the solar intensity at the level of the Tlemcen region and for a day sunny, reaches 900W / m²as shown in Figure 3.

Moreover, the solar power absorbed by the absorber tube reached 680W / m², Figure 4, which explains the existence of heat losses between the glass envelope and the absorber tube. These losses cause a decrease in the rate of energy absorbed, which is of the order of 75%.

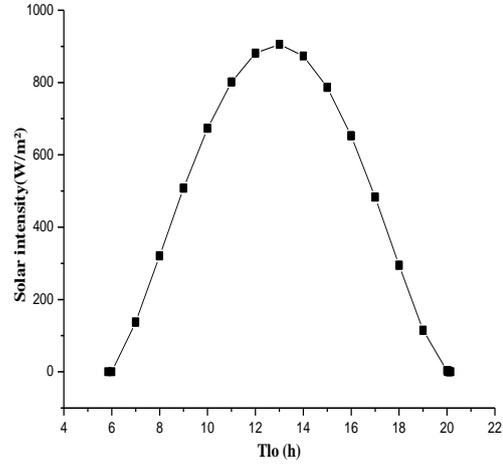


Figure 3. Variation of the solar intensity

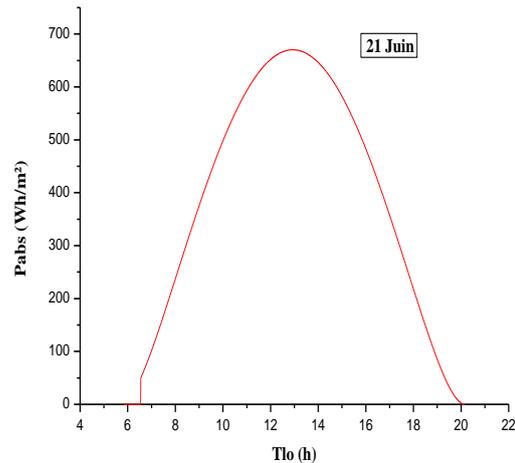


Figure 4. Variation of the absorbed energy

Moreover, Figure 5 shows the variation in the outlet temperatures of the fluid, absorber and glass envelope. It is noted that the fluid outlet temperature is 55 ° C for a mass flow rate of 0.2Kg / s. On the other hand, according to Figure 6, it is deduced that the outlet temperature of the fluid varies as a function of the mass flow rate or the temperature increases by decreasing the latter.

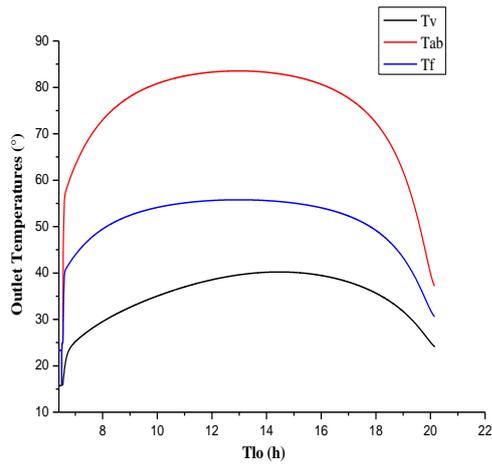


Figure 5. Variation of the outlet Temperature

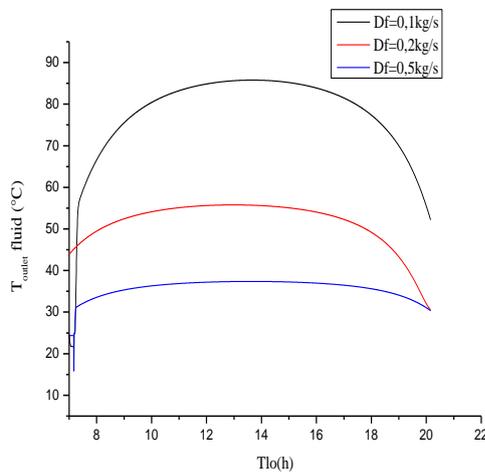


Figure 6. Variation of the outlet Fluid Temperature for different mass flow rate

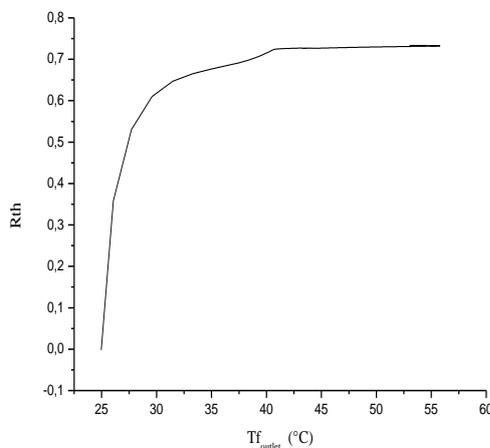


Figure 7. Variation of collector thermal efficiency compared to the outlet temperature of the fluid

In what follows Figure 7, shows the variation of the thermal efficiency as a function of the temperature of the collector which is equal to 73%. This efficiency helps to control the reliability of our system since it is the ratio between the useful flux and the power absorbed through the absorber tube. We note that the thermal efficiency is close to the experimental, whose value is 73.68% in the air in the annular space and validated by SNL. This difference only has to let us think of the existence of thermal losses.

IV. Conclusion

Our study relates to the study of the various existing heat transfers for a PTC sensor. For this, a mathematical simulation in Matlab language is carried out to solve the nonlinear equations. Our results are based on the study of outlet temperatures and influencing parameters.

Among those proposed the mass flow rate of the fluid shows an important parameter introducing into the variation of the outlet temperature or we have seen that the water outlet temperature reaches a value of 85 ° C for a flow rate of 0.1 kg / s. however, the energy absorbed is 75% relative to the solar intensity received on the reflector. Concerning the thermal efficiency which explains the rate of the useful flux linked to the heat transfer fluid, it is 73% for our system under the conditions of the Tlemcen region for a sunny day. In contrast, the wind speed turned out to be negligible.

In addition, the sun tracking system is essential and necessary for the operation of the PTC as it only uses direct solar radiation.

References

- [1] J. D. Balcomb, R. W. Jones, C. E. Kosiewicz, G. S. Lazarus, R. D. Mc Farland, W. O Wray, « PassiveSolar Design Handbook », Volume 3, American Solar Energy Society, 1982.
- [2] S. Mihoub, Effect of Design Parameters on The Performance of DSG Linear Fresnel Solar Power Plant, Int. J. Energy Clean Environ, Vol 22, No 2, 2021, pp. 65-81.
- [3] K. Ogilvie, 'L'Abc des Technologies de l'Energie Renouvelable', Pollution Probe, Canada, September 2003
- [4] S. Quezada-Garcia, H. Sanchez-Mora, A.M. Polo- R.I Labarrios,. Cazares-Ramirez, Modeling and simulation to determine the thermal efficiency of a parabolic solar trough collector system, Case Studies in Thermal Engineering, Vol 16, 2019, pp.100523.

-
- [5] I.H. Yilmaz, A., Mwesigye, Modeling, simulation and performance analysis of parabolic trough solar collectors: A comprehensive review, *Applied Energy*, Vol 225, 2018, pp. 135-174.
- [6] R. Forristall, *Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, 2003.
- [7] Charlain-Joel Ngangoum Keou, Donatien Njomo, Vincent Sambou « Two-Dimension Numerical Simulation of Parabolic Trough Solar Collector: Far North Region of Cameroon," March 31, 2017.
- [8] Loubna Benhabib Zakia Hadjou, BelaidAbdellah Benyoucef Theoretical study and Modeling of a Parabolic trough Solar Concentrator, *Algerian Journal of Materiels Chemistry*, Vol 4, , 2021, pp. 7-14.
- [9] A. Ferrière et G. Flamant. 'Captation, Transformation et Conversion de l'Energie Solaire par Les Technologies à Concentration'. IMP-CNRS, Centre du Four Solaire, France, 2004.
- [10] <http://www.infoclimat.fr / 10/20/2021>.
- [11] M. Capderou, Theoretical and experimental models, Solar atlas of Algeria (in French), Tome 2. Vol 1. Algeria: University Publications Office; 1987.
- [12] F. Kasten, The Linke Turbidity Factor Based on Improved Values of the Integral Rayleigh Optical Thickness, *Solar Energy*. Vol 56, N°3, 1996, pp. 239-244.
- [13] M. Capderou, 'Atlas Solaire de l'Algérie. Modèles Théoriques et Expérimentaux', Vol. 1, T1, Office des Publications Universitaires, EPAU, Algérie, 375 p., 1987.
- [14] J.A. Duffie and W.A. Beckman, 'Solar Engineering of Thermal Processes', John Wiley & Sons, New York, 1991.
- [15] S. Quoilin, Concentrator solar power plants (in French), faculty of applied Sciences". University of Liège; 2007.
- [16] A. Kalogirou Soteris, Solar thermal collectors and applications, *Prog Energy Combust Sci*, Vol 30, 2004, pp. 231-95.
- [17] J.A. Duffie , W.A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2nd Edition, Madison, New York; John Wiley & Sons, Hoboken, 2013.
- [18] O. Garcia-Valladares, N. Velazquez, Numerical simulation of parabolic trough collector: improvement using counter flow concentric circular heat exchangers. *Int J Heat Mass Transf*, Vol 52, No (3-4), 2009, pp. 597-609.
- [19] Belkacem Agagna, Arezki Smaili, An improved model for predicting the performance of parabolic trough solar collectors. August 2018.
- [20] A. Ratzel, C. Hickox, D. Gartling, Techniques for Reducing Thermal Conduction and Natural Convection Heat Losses in Annular Receiver Geometries. *Journal of Heat Transfer*, Vol 101, 1979, pp. 108-113.
- [21] V. Gnielinski, On heat transfer in tubes. *Int J Heat Mass Transf*, Vol 63, 2013, pp. 134-40.



Contents lists available at ScienceDirect

Materials Today: Proceedings

journal homepage: www.elsevier.com/locate/matpr

Thermal study of photopolymerization reaction in polyacrylate/liquid crystal blends

Z. Hadjou Belaid ^{a,b,*}, L. Benhabib ^a, D. Beroguiia ^a, F.Z. Abdoune ^a, L. Méchernène ^a, U. Maschke ^b

^a Laboratoire de Recherche sur les Macromolécules, Département de Physique, Faculté des Sciences, Université Aboubakr Belkaid Tlemcen, 13000 Tlemcen, Algeria

^b Unité Matériaux et Transformations (UMET), UMR 8207-CNRS, Bâtiment C6, Université Lille 1 - Sciences et Technologies, 59655 Villeneuve d'Ascq Cedex, France

ARTICLE INFO

Article history:

Received 25 February 2020

Received in revised form 17 April 2020

Accepted 1 May 2020

Available online xxx

Keywords:

Monomers

Liquid crystal

Ultraviolet irradiation

Phase separation

Polymerization/crosslinking

ABSTRACT

PDLCs composite materials (Polymer Dispersed Liquid Crystal) were elaborated by polymerization induced phase separation under UV-light. Binary systems composed of Tripropyleneglycol diacrylate (TPGDA) monomer and a liquid crystal mixture (E7) were used as starting materials in the process of polymerization/crosslinking leading to a phase separation between polymer and liquid crystal. The time behaviour of the optical transmission of these films was experimentally studied during the period of exposure to UV-light in the absence of external applied fields. The transmission versus time curves of in-situ UV-cured TPGDA/E7 films reveal three regions: A first domain corresponding to a transparent film of the initial TPGDA/E7 mixture before exposure to UV light, a second time domain where the sample exhibits a fast relaxation process just after the beginning of the UV irradiation of the monomer/LC blend and a unusual third domain, characterised by an enhancement of the film transparency at longer relaxation times. This process depends on the conditions of sample preparation and film thickness. In this study, a temperature of a sample has been controlled after, during and before the application of UV light. © 2020 The Authors. Published by Elsevier Ltd.

This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0>) Selection and peer-review under responsibility of the scientific committee of the International Conference on Advanced Materials, Nanosciences and Applications & Training school in Spectroscopies for Environment and Nanochemistry.

1. Introduction

The mixtures of polymer and low-molecular-weight liquid crystal (LC) are of immense interest scientifically and technologically due to their potential applications in the domain of electrooptical devices and flat panel displays... [1,2]. In their most common form, PDLC films are made of micron-sized liquid crystalline (LC) domains dispersed in a solid polymer matrix [3,4]. The orientation of the LC molecules inside the domains change upon application of an electrical field, and under certain conditions, the intensity of the transmitted light can be varied between an opaque off-state to a transparent on-state [4,5]. These systems are generally prepared by a technique of phase separation induced by polymerization/crosslinking reactions (PIPS) of monomers under irradiation by UV light. In this work, different processes were investigated that take place during the preparation of PDLC films by the phase separation method under UV irradiation. During polymerization/

crosslinking reactions the LC molecules become less miscible with the growing polymer. The length of polymer chains formed increases as polymerization proceeds; then the mixture will separate in two phases, one consisting of the isotropic chemically crosslinked polymeric network and the other consisting of isolated LC domains [6]. Model mixtures were considered to understand the kinetics of polymerization and phase separation which shows unusual relaxation phenomena [7]. In this study of phase separation kinetics, the transmitted light was measured as function of time without applying an electric field, before, during and after the period of UV-light exposure [7,8]. The kinetics of phase separation of the TPGDA/E7 system was obtained by measuring light transmission by the samples during the irradiation process. The temperature of the samples was controlled by an electronic thermal probe which the goal to check the cause of this new phenomenon.

2. Materials and methods

The liquid crystal used in this work was the LC E7 which represents a mixture of four cyanobiphenylene derivatives.

* Corresponding author.

E-mail address: z_hadjou@yahoo.fr (Z. Hadjou Belaid).

<https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.05.026>

2214-7853/© 2020 The Authors. Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0>) Selection and peer-review under responsibility of the scientific committee of the International Conference on Advanced Materials, Nanosciences and Applications & Training school in Spectroscopies for Environment and Nanochemistry.

Tripropyleneglycoldiacrylate (TPGDA) was used as difunctional monomer from Cray Valley-TOTAL Co., Corp, (France). Initial mixtures containing 30 wt-percent (wt.%) of monomer, 70 wt% of liquid crystal E7 (Merck KGaA, Germany), and 1 wt% (of the weight of the monomer) of a photoinitiator (Lucirin TPO, from BASF) were mixed together for several hours until the mixture became homogeneous. For optical investigations, the initial reactive mixtures were sandwiched between two standard glass plates. A thermal probe fixed between two standard glass plates, is used for measurements of sample temperature. The film thickness of the polymer/LC films was measured by a micrometer calliper (Mitutoyo, uncertainty $\pm 1 \mu\text{m}$). A phase separation induced by polymerization/crosslinking processes, were induced by a LC3 irradiation source (from Hamamatsu) [7,8], equipped with a Xenon lamp and an optical fiber. The samples prepared, as mentioned above, were exposed to UV irradiation at distances of 3.5 cm, 2 cm and 1 cm from the end of the optical fiber. The light intensity was kept constant at its highest level, and the exposure time of the samples was varied between 10 s and 60 s by using an automatic shutter. The transmission of unpolarized He-Ne laser light ($\lambda = 632.8 \text{ nm}$) passing perpendicular through the monomer/LC film was measured as function of time without applying an electrical field.

3. Results and discussion

Fig. 1 show the kinetics of phase separation of the TPGDA/E7 system obtained by measuring the light transmission for samples which were exposed to UV light during 60 s (Fig. 1) and 10 s (Fig. 2). The distances D between the end of the optical fiber and the sample it was around 1 cm. The results indicate that the period of UV exposure of the sample has a significant effect on the evolution of film transmission. The transmission versus time curves of several samples reveal three domains: a first one (from 0 s to 20 s), observed before the application of UV light, is characterized by high transmission values attesting that the films are homogeneous. The transmission measurement time in this domain was 20 s.

In the second domain which begins just after the application of UV light, the sample exhibits a fast relaxation process. Since the polymerization rate under UV light is generally quite fast and the subsequent phase separation is also a rapid process (a few ms), the initial growth of LC domains induces a strong light scattering and hence a sharp decrease in the transmission. A third time domain was also observed in the presence of UV radiation,

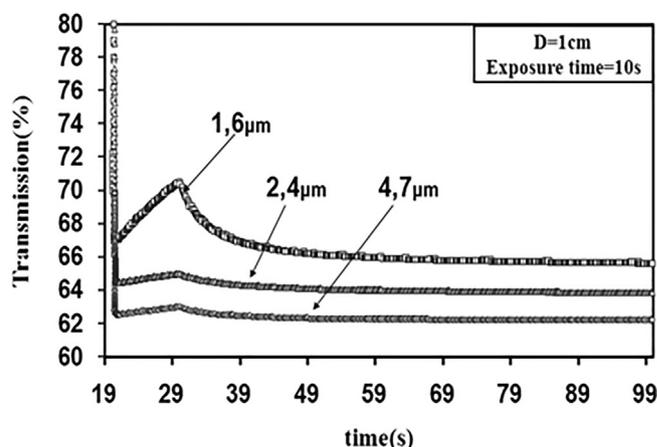


Fig. 2. Transmission of TPGDA/E7 films exposed to UV-light during 10 s for $D = 1 \text{ cm}$.

characterized by an unusual enhancement of the film transparency, at longer relaxation times. If the UV radiation is cut (after 60 s for Fig. 1 and 10 s for Fig. 2), the light transmitted decreases to low values corresponding to opaque PDLC films. The overall duration of our measure was 300 s. When the UV dose increases, the kinetics of phase separation become more fast, and a certain decrease of the transmission values in the final OFF states was observed, depending on film thickness. It is clear that for low-thickness samples ($3.9 \mu\text{m}$ in Fig. 1) the thermal effect observed in the third time is greater. The thinner the PDLC film is, the warmer it gets and it reaches higher temperatures. For the $5.4 \mu\text{m}$ thickness sample (Fig. 1), the thermal effect is less significant.

The re-enhancement of the transmission values occurring after the sharp decrease of the relaxation curves, as shown in Fig. 2, reveal that an unusual effect takes place. This increase in transmission (the third domain) is due probably to a heating of the films which is more important with increasing UV dose.

In this work, the temperature of sample has been controlled by a thermal probe after, during and before the application of UV light. The study of a temperature of sample TPGDA/E7 under UV light irradiation, from the thermal probe, was showed in Fig. 3. The temperature of the sample presents a peak value in the 10 first seconds.

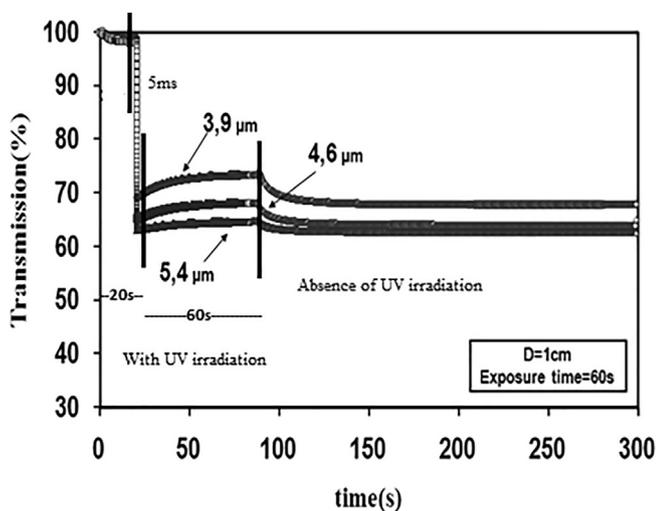


Fig. 1. Transmission TPGDA/E7 films exposed to UV-light during 60 s for $D = 1 \text{ cm}$.

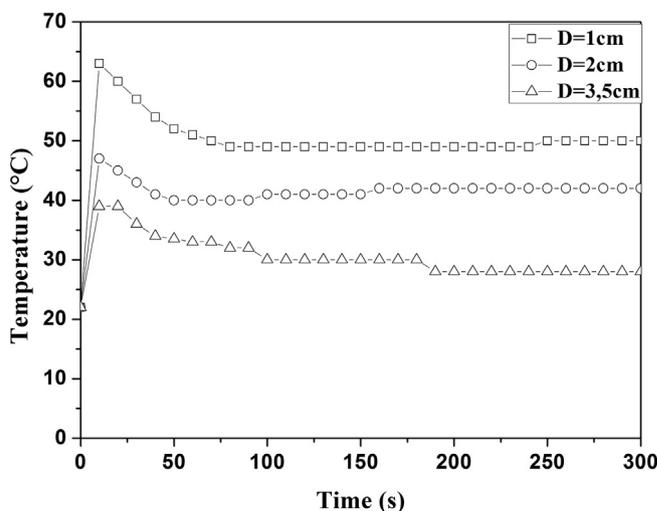


Fig. 3. Temperature of TPGDA/E7 films for three distances 1 cm, 2 cm and 3.5 cm.

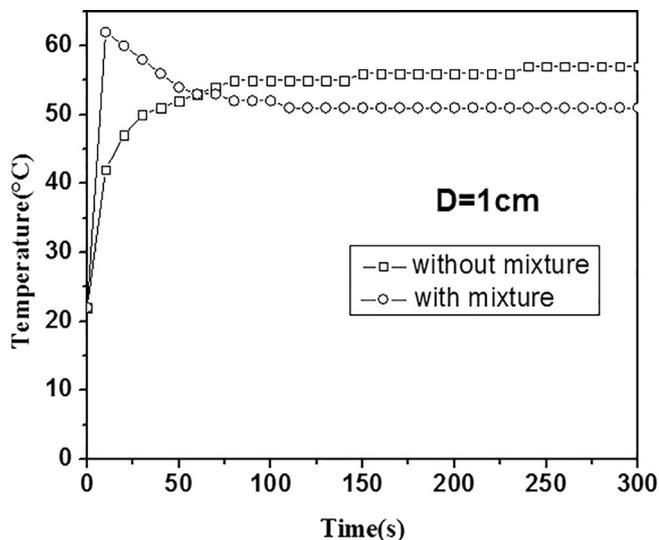


Fig. 4. Temperature of thermal probe with sample and without sample for three distances between optical fiber and the sample: 1 cm (a), 2 cm (b) and 3.5 cm (c).

The figure clearly shows that, for the short distances between the optical fiber and the sample, the maximal temperature T_{\max} reach a value of 63 °C which is higher than the isotropic nematic temperature T_{NI} of LC E7. We also observed in Fig. 3 and Fig. 4, that the temperature of the sample decreases after this maximum value to have a stable state of a constant temperature from $t = 75$ s, although the lamp is always lit: this suggests that the new phenomenon observed in third time domain of transmission (see Figs. 1 and 2) is not due only to the IR part of the spectrum of UV light emitted by LC3 source, but it is also probably due to a thermal effect which is an accumulation of three effects: the effect of the exothermic reaction of polymerization which take place in the first millisecond when the UV irradiation is applied, and the effect of the thermal diffusivity of the mixture between the molecules of LC and the monomers as well as between the molecules of LC and the polymeric network.

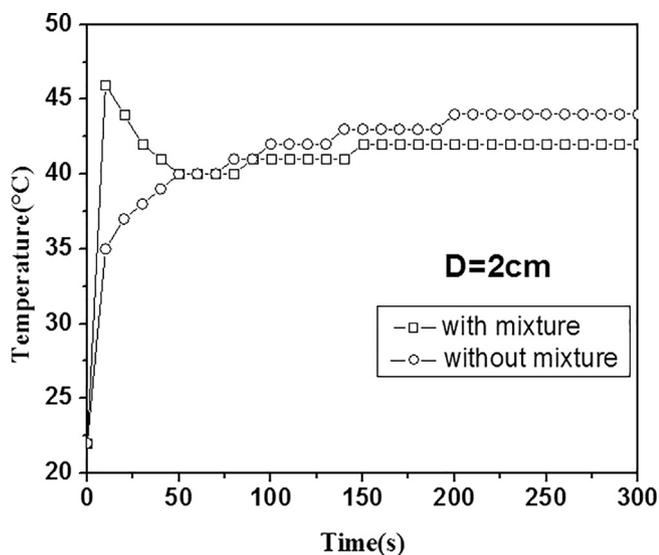


Fig. 4 (continued)

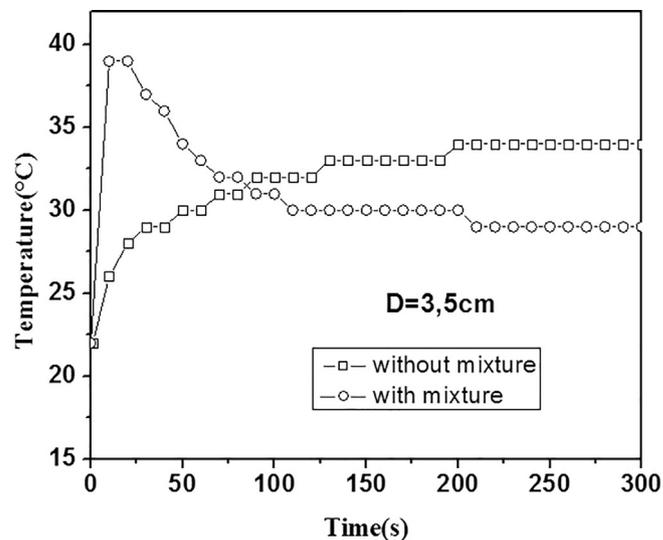


Fig. 4 (continued)

4. Conclusions

A rapid decrease in transmission was observed when the films are exposed to UV irradiation. Moreover, the results show a marked increase in light transmission that does not come simply from the thermal effect due to an increase in temperature of the sample by the infrared part of the spectrum of the UV source, but it probably also from the exothermic reaction of polymerization leading to the formation of polymer network and from a reaction between the diffusivity of monomer molecules and the liquid crystal molecules. This phenomenon strongly depends on the dose of UV light (the distance D) and the sample, the initial mixture chosen and the film thickness.

CRediT authorship contribution statement

Z. Hadjou Belaid: Conceptualization, Visualization, Supervision, Writing - original draft. **L. Benhabib:** Formal analysis, Data curation. **D. Beroguaa:** Investigation. **F.Z. Abdoune:** Validation, Supervision. **L. Méchernène:** Investigation, Writing - review & editing. **U. Maschke:** Resources, Validation.

Declaration of Competing Interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

References

- [1] J.L. Fergason, US Patent, 4 (1984) 435–047.
- [2] J.L. Fergason, SID Dig. 16 (1985) 68.
- [3] C. Gu, Y. Xu, Y. Liu, J.J. Pan, F. Zhou, H. He, Opt. Mater. 23 (2003) 219.
- [4] C.M. Lampert, Chromogenic smart materials, Mater. Today 7 (2004) 28.
- [5] J.W. Doane, A. Golemme, J.L. West, J.B. Whitehead, B.G. Wu, Mol. Cryst. Liq. Cryst. 165 (1988) 511.
- [6] S.A. Carter, J.D. Le Grange, W. White, J. Boo, P.J. Wiltzius, Appl. Phys. 81 (1997) 5992.
- [7] Z. Hadjou Belaid, L. Méchernène, U. Maschke, Relaxation behaviour of monomer/liquid crystal blends after exposure to ultraviolet light, Mol. Cryst. Liq. Cryst. 502 (2009) 29.
- [8] Z. Hadjou Belaid, L. Méchernène, U. Maschke, Unusual phase separation kinetics of polyacrylate/E7 blends, Mol. Cryst. Liq. Cryst. 544 (2011) 157.

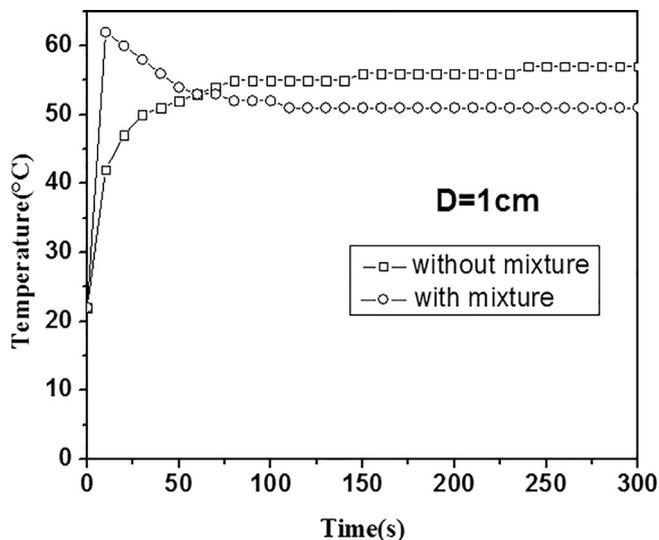


Fig. 4. Temperature of thermal probe with sample and without sample for three distances between optical fiber and the sample: 1 cm (a), 2 cm (b) and 3.5 cm (c).

The figure clearly shows that, for the short distances between the optical fiber and the sample, the maximal temperature T_{\max} reach a value of 63 °C which is higher than the isotropic nematic temperature T_{NI} of LC E7. We also observed in Fig. 3 and Fig. 4, that the temperature of the sample decreases after this maximum value to have a stable state of a constant temperature from $t = 75$ s, although the lamp is always lit: this suggests that the new phenomenon observed in third time domain of transmission (see Figs. 1 and 2) is not due only to the IR part of the spectrum of UV light emitted by LC3 source, but it is also probably due to a thermal effect which is an accumulation of three effects: the effect of the exothermic reaction of polymerization which take place in the first millisecond when the UV irradiation is applied, and the effect of the thermal diffusivity of the mixture between the molecules of LC and the monomers as well as between the molecules of LC and the polymeric network.

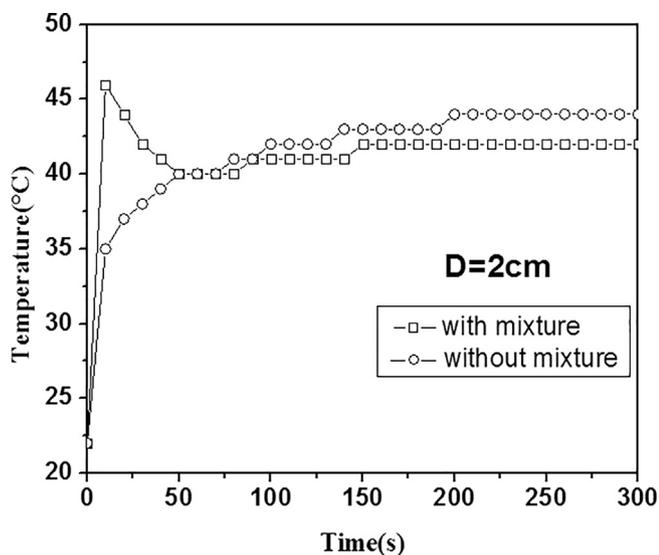


Fig. 4 (continued)

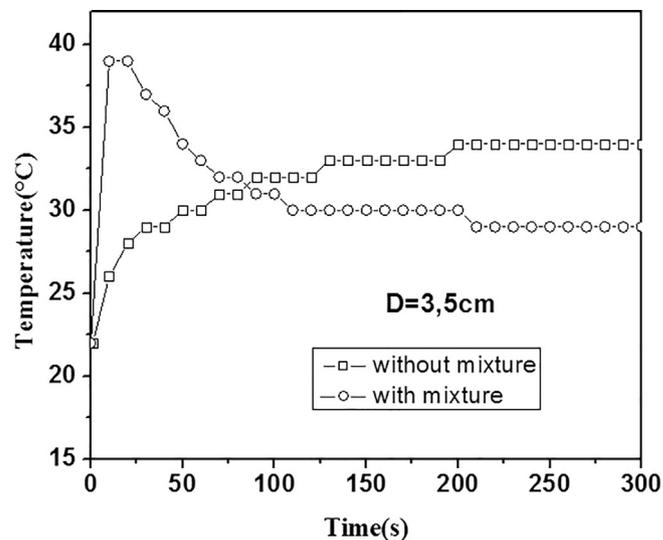


Fig. 4 (continued)

4. Conclusions

A rapid decrease in transmission was observed when the films are exposed to UV irradiation. Moreover, the results show a marked increase in light transmission that does not come simply from the thermal effect due to an increase in temperature of the sample by the infrared part of the spectrum of the UV source, but it probably also from the exothermic reaction of polymerization leading to the formation of polymer network and from a reaction between the diffusivity of monomer molecules and the liquid crystal molecules. This phenomenon strongly depends on the dose of UV light (the distance D) and the sample, the initial mixture chosen and the film thickness.

CRediT authorship contribution statement

Z. Hadjou Belaid: Conceptualization, Visualization, Supervision, Writing - original draft. **L. Benhabib:** Formal analysis, Data curation. **D. Beroguaia:** Investigation. **F.Z. Abdoune:** Validation, Supervision. **L. Méchernène:** Investigation, Writing - review & editing. **U. Maschke:** Resources, Validation.

Declaration of Competing Interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

References

- [1] J.L. Fergason, US Patent, 4 (1984) 435–047.
- [2] J.L. Fergason, SID Dig. 16 (1985) 68.
- [3] C. Gu, Y. Xu, Y. Liu, J.J. Pan, F. Zhou, H. He, Opt. Mater. 23 (2003) 219.
- [4] C.M. Lampert, Chromogenic smart materials, Mater. Today 7 (2004) 28.
- [5] J.W. Doane, A. Golemme, J.L. West, J.B. Whitehead, B.G. Wu, Mol. Cryst. Liq. Cryst. 165 (1988) 511.
- [6] S.A. Carter, J.D. Le Grange, W. White, J. Boo, P.J. Wiltzius, Appl. Phys. 81 (1997) 5992.
- [7] Z. Hadjou Belaid, L. Méchernène, U. Maschke, Relaxation behaviour of monomer/liquid crystal blends after exposure to ultraviolet light, Mol. Cryst. Liq. Cryst. 502 (2009) 29.
- [8] Z. Hadjou Belaid, L. Méchernène, U. Maschke, Unusual phase separation kinetics of polyacrylate/E7 blends, Mol. Cryst. Liq. Cryst. 544 (2011) 157.

Résumé

Ce travail de thèse effectué a pour objectif de développer un modèle d'un système mixte, photovoltaïque à concentration ou se dernier fut une technologie prometteuse pour la production d'électricité tout en réduisant la surface utilisée en cellule solaire et le coût de l'installation. La modélisation s'est partagée en trois parties, à l'aide de l'outil de programmation MATLAB. La première est consacrée au côté thermique, où les performances thermiques du concentrateur cylindro-parabolique sont analysées au but de valider le modèle mise en étude. En complément, une modélisation du système photovoltaïque conçu par des cellules de troisième génération, les cellules à colorant, basées sur le matériau du ZnO, a été réalisée. Ce choix de matériau a été fixé par sa fiabilité, et ces avantages de bonne réactivité qui lui permet de le synthétiser avec une grande qualité cristalline. En dernier, la synthèse du système, dont le potentiel du système à concentration photovoltaïque a été évalué en simulant ses performances sous différents conditions opérationnelles.

Abstract

The objective of this thesis work carried out is to develop a model of a mixed system, photovoltaic concentration where the latter was a promising technology for the production of electricity while reducing the surface used in solar cell and the cost of the installation. The modeling was divided into three parts, using the MATLAB programming tool. The first is devoted to the thermal side, where the thermal performances of the parabolic trough are analyzed to validate the model under study. In addition, a modeling of the photovoltaic system designed by third-generation cells, the dye cells, based on the ZnO material, was carried out. This choice of material was fixed by its reliability and these advantages of good reactivity which allows it to synthesize it with high crystalline quality. Finally, the synthesis of the system, of which the potential of the photovoltaic concentration system was evaluated by simulating its performance under different operational conditions.

خلاصة

الهدف من عمل الأطروحة هو تطوير نموذج لنظام مختلط ، تركيز ضوئي حيث كان الأخير تقنية واحدة لإنتاج الكهرباء مع تقليل السطح المستخدم في الخلايا الشمسية وتكلفة التركيب . تم تقسيم النمذجة إلى ثلاثة أجزاء باستخدام أداة البرمجة MATLAB الأول مخصص للجانب الحراري ، حيث يتم تحليل الأداء الحراري للحوض المكافئ من أجل التحقق من صحة النموذج قيد الدراسة. بالإضافة إلى ذلك ، تم إجراء نمذجة للنظام الكهروضوئي المصمم بواسطة خلايا الجيل الثالث ، الخلايا الصبغية ، بناءً على مادة ZnO. تم إطلاع هذا الاختيار من المواد من خلال موثوقيتها ، وهذه المزايا للتفاعل الجيد الذي يسمح لها بتوليفها بجودة بلورية عالية. أخيرًا ، توليف النظام ، والذي تم فيه تقييم إمكانات نظام التركيز الكهروضوئي من خلال محاكاة أدائه في ظل ظروف تشغيلية مختلفة.