



UNIVERSITE DE Mohamed Boudiaf M'SILA
FACULTE DES SCIENCES
Département de : Physique

**Présenté pour l'obtention du diplôme de:
DOCTORAT de 3ème Cycle**

Spécialité : Physique Appliqué

Par: Sihem Bouafia

THEME:

*Étude de certains systèmes de refroidissement pour un
panneau solaire photovoltaïque pour augmenter son
efficacité électrique*

Soutenu publiquement le : 01/07/2025

Devant le jury composé de:

Nom & Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
Ben Arioua Younes	Professeur	Université de M'Sila	Président
Mayouf Si Abdallah	Professeur	Université de M'Sila	Promoteur
Siameur Mohamed	Professeur	Université de Batna 2	Examineur
Benattalah Samia	Professeur	Université de Mentouri, Constantine 1	Examineur

Remerciement

Tout d'abord, nous remercions ALLAH tout puissant de m'avoir accordé la volonté et le courage pour réaliser cet ouvrage.

Ainsi, je voudrais exprimer ma profonde gratitude à mon superviseur Mayouf Si Abdallah pour sa grande contribution et pour Précieus conseils sur la recherche présentée dans cette thèse. Le soutenir pendant les années nécessaires à la réalisation de ce doctorat.

Puisse-t-il trouver ici l'expression de ma profonde Respect et sincère gratitude. Le professeur Ben Arioua Younes, m'a honoré en acceptant la présidence du jury de cette thèse. Je veux remercier et exprimer ma gratitude Lui. Je remercie les membres du jury, les professeurs Siameur Mohamed, Ben Atallah Samia, d'avoir accepté de faire partie de mon comité de thèse de doctorat. Je tiens à les remercier d'avoir consacré leur temps précieux à évaluer ce travail.

Je suis profondément reconnaissant envers mes parents, car sans eux, je ne pourrais pas devenir ce que je suis actuellement.

En conclusion, je souhaite exprimer ma gratitude envers ma grande et ma petite famille pour le soutien moral qu'ils m'ont apporté chaque fois que je me sentais frustré ou inadéquat pour relever le défi d'obtenir un doctorat.

Enfin, je dis: louange à Dieu qui m'a donné le courage et la foi nécessaires pour effectuer ce travail

Table des matières

Remerciement

<i>Table des matières</i>	<i>I</i>
<i>Liste des Figures</i>	<i>V</i>
<i>Liste des tableaux</i>	<i>XI</i>
<i>Introduction générale</i>	<i>2</i>
BIBLIOGRAPHIE	8
<u>Chapitre I: Le gisement solaire</u>	9
I.1. Introduction.....	10
I.2. Généralités sur le soleil.....	10
I.2.1. Présentation.....	10
I.2.2. Origine de l'énergie solaire.....	11
I.2.2.1. Le cycle Proton –Proton	12
I.2.2.2. Le cycle du carbone	12
I.2.3. Constitution du soleil	13
I.3. Mouvement de la terre autour du soleil	14
I.4. Structure et composition de l'atmosphère	15
I.5. Masse d'air	16
I.6. le spectre solaire.....	17
I.7. Les coordonnées célestes	20
I.7.1. Les coordonnées géographiques	20
I.7.2. Les coordonnées horaires.....	20
I.7.3. Les coordonnées horizontales	21
I.8. Les paramètre de temps	22
I.8.1. Le Temps Solaire Vrai (T.S.V).....	22
I.8.2. Le Temps Solaire Moyen (TM)	22

I.8.3.Le Temps Universel.....	23
I.8.4.Le Temps Légal (TL).....	23
I.9. Direction des rayons solaires	23
I.10. Le rayonnement solaire.....	25
I.10.1.Le rayonnement direct	25
I.10.2.Le rayonnement diffus	26
I.10.3. Le rayonnement global	28
I.11. Le gisement solaire en Algérie	28
I.12.Conclusion	33
BIBLIOGRAPHIE	34
<u>Chapitre II : Le capteur photovoltaïque:</u>	37
II.1.Introduction.....	38
II.2. Histoire des cellules solaires.....	39
II.3. L'effet photovoltaïque.....	39
II.4. La Cellule solaire.....	41
II.5. Paramètres de performance du module PV	44
II.6. Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque.....	46
II.7. Cellules connectées en série et en parallèle.....	50
II.8. Caractéristique d'un module solaire	51
II.9. Effet de la variation d'éclairement sur la caractéristique tension courant.....	52
II.10. Effet de la variation de la température sur la caractéristique tension Courant	53
II.11.Influence de l'angle d'incidence	54
III.12. Conclusion.....	55
BIBLIOGRAPHIE	56
<u>Chapitre III : Revue Systématique De La Littérature</u>	53
III.1. Introduction	60
III.2. Synthèse bibliographique des capteurs solaires PV/T hybrides.....	60

III.2.1. Panneaux solaires hybrides PV-T	62
III.2.2. Les capteurs solaires PV/T hybrides à eau	63
III.2.2. Les capteurs solaires PV/T hybrides à air	79
III.3. Conclusion.....	86
BIBLIOGRAPHIE	88
<u>Chapitre IV : Le modèle mathématique</u>	90
IV.1. Introduction	91
IV.2. Description du système	91
IV.3 Analyse Électrique	95
IV.4 L'efficacité Électrique.....	97
IV.5 Analyse Thermique	98
IV.5.1 Le bilan énergétique.....	98
IV.5.2. Expression Des Coefficients De Transfert de Chaleur	101
IV.6. Hypothèses et conditions	103
IV.7. Conclusion	103
BIBLIOGRAPHIE	104
<u>Chapitre V : Étude numérique</u>	105
V.1. Introduction	106
V.2. Le principe de simulation	106
V.2.1.Le premier programme	107
V.2.2. Le deuxième programme.....	108
V.2.3. Le troisième programme	110
V.3. Conclusion.....	112
<u>Chapitre VI: résultats et discussion.</u>	113
VI.1. Introduction	115
VI.2. Validations	116
VI.3. Résultats et discussion	118

VI.3.1. Rayonnement Solaire Global	119
VI.3.2. Température Ambiante	121
VI.3.3. Température de la cellule	121
VI.3.4. Effet du rayonnement.....	124
IV.3.5. Effet du débit massique sur la cellule Température et Efficacité Électrique	124
IV.4. Puissance de pompage	127
VI.5. refroidissement panneau solaire photovoltaïque utilisant tissu de jute mouillé à l'eau	128
VI.5.1. Tissu de jute	128
VI.5.2. Étapes Expérimentales	130
VI.5.2.1. Matériel d'occasion.	132
VI.6. Modèle Mathématique	132
VI.6.1. Efficacité électrique	132
VI.6.2. Cell température	133
VI.6.3. Courant électrique cellulaire.	133
VI.7. Résultats et Discussions	134
VI.7.1. Rayonnement solaire et températures	134
VI.7.2. Effet du refroidissement sur le courant et la tension électriques	136
VI.7.3. Efficacité électrique.	137
VI.8. Conclusion	139
BIBLIOGRAPHIE	141
Conclusion générale.....	146

Liste des Figures

Figure (I.1) : Structure du soleil.....	14
Figure(I.2) : Mouvement apparent du soleil.....	15
Figure(I.3) : Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre [14]....	16
Figure (I.4) : Le spectre standard ASTM G173 pour le spectre AM0 (en noir), le spectre AM1.5G et le spectre AM1.5D (en rouge).....	18
Figure(I.5) : La radiation descendante (rouge) et ascendante (bleue) est transmise par l'atmosphère. On présente également en gris les spectra pour divers gaz à effet de serre, ainsi que le scattering Rayleigh	19
Figure (I.6) : Définition des coordonnées terrestre d'un lieu donné [7].....	20
Figure(I.7) : Variation annuelle de la déclinaison solaire [14].....	21
Figure (I.8) : Les coordonnées célestes horizontales.....	22
Figure (I.9) : a_s :Azimut solaire, θ : angle d'incidence, h : la hauteur solaire β : angle d'inclinaison.....	26
Figure (I.10) : Représentation des rayons diffus avec la puissance.Solaire incidente de 100watts.....	28
Figure (I.11) : Les composants du rayonnement solaire	29
Figure (I.12) : Carte du monde de l'enseilllement moyen annuel [32].....	31
Figure (I.13) : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu [33].....	32
Figure (I.14) : Répartition territoriale des stations météorologiques en A.....	33
Figure(II.1) : Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque	41
Figure (II.2) : Étapes de production de la plaquette de silicium qui est ensuite utilisée pour fabriquer des cellules solaires monocristallines et poly cristallines.....	42

Figure (II.3) : Courbes I-V et P-V indiquant la puissance maximale ainsi que la tension en circuit ouvert et le courant de court-circuit [16].....	44
Figure (II.4) : Influence de (a) la hausse de R_s et (b) la baisse de R_{sh} sur le coefficient de remplissage d'une densité de courant sur une courbe.....	46
Figure (II.5) : La représentation du circuit d'une cellule photovoltaïque idéale	47
Figure (II.6) : Une courbe IV typique d'une cellule PV avec les points clés I_{SC} , V_{oc} , I_{mpp} et V_{mpp} indiqués.....	48
Figure (II.7) : Une représentation réelle du circuit d'une cellule photovoltaïque.....	48
Figure (II.8) : Effet de la variation de a) I_0 , b) n , c) Ph , d) R_s et e) R_{sh} sur la courbe I-V d'une e) R_{sh}	50
Figure (II.9) : Les courbes I-V de deux cellules avec des tensions de circuit ouvert différentes sont représentées avec la courbe I-V résultante [21].....	51
Figure (II.10) : Les courbes I-V de deux cellules avec des courants de court-circuit différents connectés en parallèle sont représenté avec la courbe I-V résultante [21].....	52
Figure (II.11) : Caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque	52
Figure(II.12) : Effet de l'éclairement sur la cellule photovoltaïque	54
Figure (II.13) : Influence de la température sur la caractéristique I (V).....	55
Figure(II.14) : Effet de l'angle d'incidence sur la cellule photovoltaïque.....	56
Figure(III.1) : Gamme Spectrale des cellules solaires photovoltaïques en silicium cristallin [2].....	61
Figure(III.2) : Collector PV-T [11].....	63
Figure (III.3) : Vue d'ensemble du collecteur solaire PV-T [11].....	63
Figure (III.4) : Coupe transversale du composant hybride à eau [12].....	64
Figure (III.5) : Schéma du capteur solaire PV/T hybride à eau SolarNor [14].....	65

Figure (III.6) : Coupe du capteur solaire PV/T hybride à eau [15].....	67
Figure (III.7) : Présentation graphique du capteur solaire hybride PV/T à eau.....	68
Figure (III.8): Sectional view of a water-type PVT collector: (left) glazed type; (right) unglazed type [18].....	69
Figure (III.9) : (a) absorbeur de flux en bande, (b) absorbeur de flux direct et (c) absorbeur de flux en spirale.....	70
Figure(III.10) : Schéma du système PVT à base d'eau [21].....	73
Figure(III.11) : Schéma du dispositif expérimental [22].....	75
Figure(III.12) : Composants du système PVT en tôle et en tube.....	76
Figure (III.13) : Vue schématique du système PV/T étudié.....	79
Figure (III.14) : Collecteur de soldat à écran plat à neuf couches [25].....	80
Figure (III.15) : Coupe de la lame d'air en sous-face des panneaux PV [26].....	81
Figure (III.16) : Les prototypes I, II, III et IV de capteur solaire PV/T à air [28].....	82
Figure (III.17) : Coupe du capteur solaire PV/T hybride à air à ailettes [31].....	83
Figure(III.18) : (a) Vue en coupe transversale du collecteur d'air, l'air circule au-dessus de la surface noircie (Cas I). (b) Vue en coupe transversale du collecteur d'air, l'air circule sous le noirci surface (Cas II).....	85
Figure(III.19) : Modèle géométrique de collecteur d'air hybride PV/T.....	85
Figure(IV.1) : Les schémas d'un système PVT.....	93
Figure (IV. 2): Module photovoltaïque.....	97
Figure (V.1): Program of the calculation steps for solar radiation.....	111
Figure (V.2) : Programme des étapes de calcul pour les températures du système.....	112
Figure(V.3) : Programme des étapes de calcul du courant, de la tension et du rendement électrique du PV / T.....	115

Figure(VI.1) : Effet du débit massique sur : La température de la cellule. (b) Efficacité électrique.....121

Figure (VI. 2) : Variation globale du rayonnement solaire ;(a) : Comparaison entre les résultats numériques et mesurés, (b) : Rayonnement solaire global horaire pour différentes saisons.....124

Figure (VI.3) : Températures ambiantes horaires pour différentes saisons.....125

Figure(VI.4) : Effet du rayonnement solaire et de la température ambiante sur la cellule température.....126

Figure (VI.5): (a): Cell temperature along x, ($y=L/2$), (b): Grid of the absorber plate.....127

Figure(VI.6) : Efficacité électrique quotidienne pendant trois jours par année.....128

Figure(VI.7) : Impact du débit massique sur : (a) :La température de la cellule, (b) :Le rendement électrique.....129

Figure(VI.8) : Effet du débit massique sur : (a) : Courant électrique, (b) : Puissance électrique.....130

Figure(VI.9) : Puissance de la pompe à eau.....131

Figure(VI.10) : Tissu de jute.....133

Figure(VI.11) : Modules PV (A) et (B) utilisés dans l'expérience.....135

Figure(VI.12) : Circuit de cellules solaires.....137

Figure (VI.13): Hourly temperatures and solar radiation.....139

Figure (VI.14) : Courant de court-circuit 5 heures pour PV (A) et PV (B).....140

Figure (VI.15) : Tension horaire en circuit ouvert de la puissance photovoltaïque (A) et de la puissance photovoltaïque (B).....140

Figure (VI.16) : Rendement électrique de 7 heures pour PV (A) et PV (B).....142

Liste des tableaux

Tableau (I.1) : Caractéristiques principales du soleil.....	11
Tableau (I.2) : Valeur des coefficients de trouble atmosphérique [28].....	27
Tableau (I.3) : Variation de la pression atmosphérique avec l'altitude [28].....	27
Tableau (I.4) : Les valeurs de l'albédo selon la surface du sol.....	29
Tableau (I.5) : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques.....	32
Tableau (IV.1): Electrical parameters of the photovoltaic module.....	98
Tableau (VI.1) : Comparaison de la température de la cellule (°C).....	121
Tableau (VI.2) : Comparaison de l'efficacité électrique(%)......	121
Tableau (VI .3) : Paramètres des propriétés thermo physiques.....	122
Tableau (VI .4) : Paramètres géométriques du modèle.....	122
Tableau (VI .5) : Propriétés chimiques et physiques de la fibre de jute.....	133
Tableau (VI .6): Electrical and geometric parameters of PV modules (A) and (B).....	135
Tableau(VI.7) : Différence de température horaire entre PV (A) et PV (B).....	139
Tableau (VI.8) : Différence entre le rendement électrique nel de PV (A) et (B).....	142

Introduction

Générale

Introduction générale

L'énergie joue un rôle vital dans la stabilité économique et la qualité de vie des populations. La forte consommation de sources d'énergie conventionnelles, telles que les combustibles fossiles, a provoqué le réchauffement climatique. En effet, la température moyenne mondiale a augmenté de 1,7°C par siècle depuis 1970 [1]. Pour faire face à cette menace, des nombreux scientifiques et chercheurs ont tiré la sonnette d'alarme, incitant les pays à se tourner vers les énergies renouvelables. Avec l'amélioration du niveau de vie et l'augmentation de la demande mondiale en énergie, les recherches dans le domaine des énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire, éolienne et thermique, se sont intensifiées. Ces technologies connaissent une adoption rapide et croissante.

Parmi les sources d'énergie renouvelable, l'énergie solaire se distingue par son abondance et sa disponibilité tout au long de l'année. Elle est devenue un composant clé de la transition énergétique mondiale, grâce à plusieurs facteurs :

- Technologie à faible émission de carbone : l'énergie solaire contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre.
- Prix élevés des carburants fossiles : Les coûts croissants des énergies conventionnelles rendent l'énergie solaire plus compétitive.
- Baisse des prix des panneaux photovoltaïques : Les coûts d'installation ont considérablement diminué, rendant cette technologie plus accessible.
- Économies sur les factures d'énergie : Les utilisateurs réalisent des économies à long terme.
- Respect de l'environnement : L'énergie solaire est propre et renouvelable.
- Disponibilité mondiale : Le soleil est une ressource disponible presque partout dans le monde.

Ces avantages expliquent pourquoi le développement des centrales solaires progresse plus rapidement que celui des autres infrastructures d'énergie renouvelable [2]. La transition des combustibles fossiles vers les énergies renouvelables est essentielle pour lutter contre le changement climatique et prévenir une éventuelle crise énergétique future. La technologie

photovoltaïque joue un rôle central dans cette transition. On estime qu'elle représentera 16 % de la production mondiale d'électricité en 2050 [3]. Aujourd'hui, la capacité installée de l'énergie solaire photovoltaïque est d'environ 350 gigawatts (GW), et elle devrait atteindre 700 GW d'ici 2040 [4]. Les modules photovoltaïques absorbent environ 60 à 70 % du rayonnement solaire, mais seulement 13 à 20 % de cette énergie est convertie en électricité, le reste est transformé en chaleur en raison de plusieurs facteurs : L'absorption de la lumière solaire dans les zones non couvertes par les cellules; L'absorption de photons de faible énergie (rayonnement infrarouge) ; La densité d'emballage des cellules solaires.

Cette chaleur résiduelle augmente la température des cellules, ce qui réduit leur efficacité. En effet, la tension en circuit ouvert diminue avec l'augmentation de la température, tandis que le courant de court-circuit augmente légèrement. Par conséquent, le facteur de remplissage et le rendement global des cellules solaires diminuent. Pour les cellules au silicium, le rendement diminue de 0,45 à 0,5 % par degré Celsius d'élévation de la température [5],[6].

Pour maximiser la puissance de sortie et maintenir une efficacité optimale, il est nécessaire de refroidir les cellules solaires en particulier lors des périodes de forte chaleur, comme en été. Des systèmes de refroidissement actifs ou passifs peuvent être utilisés pour dissiper la chaleur et améliorer les performances des panneaux solaires. En général, certaines technologies, telles que le refroidissement par air et le refroidissement par eau. Les systèmes de refroidissement sont nécessaires non seulement pour augmenter la productivité, mais aussi pour minimiser les dommages causés par le stress thermique, assurant ainsi la durabilité à long terme des panneaux solaires. Cependant, il est important de prendre en compte le coût de tels systèmes et leur consommation d'énergie afin d'assurer un équilibre entre les avantages et les coûts. En choisissant la bonne technologie, il est possible d'améliorer l'efficacité des systèmes d'énergie solaire et de les rendre plus efficaces dans diverses conditions climatiques. Par conséquent, plusieurs méthodes ont été développées pour refroidir les cellules solaires, chacune visant à optimiser leur fonctionnement et à maximiser leur rendement.

Dans le cadre de ce travail, nous allons intéresser sur l'exploitation de l'énergie solaire en utilisant un capteur solaire photovoltaïque thermique (PVT) pour améliorer son efficacité électrique. Une étude numérique et expérimentale a été menée dans la ville de M'Sila à différentes périodes de l'année. Une série de calculs et de mesures a permis d'obtenir des résultats, présentés sous forme graphique et accompagnés d'une analyse approfondie.

Dans le cadre de cette étude numérique, une méthode de simulation a été mise en œuvre en utilisant l'eau comme fluide de refroidissement, circulant à travers des tubes disposés en serpentin à l'arrière des panneaux photovoltaïques. Un code de calcul a été développé en langage FORTRAN afin de résoudre les équations régissant le comportement thermique et énergétique du système. Cette modélisation a permis d'obtenir des résultats précis, offrant une meilleure compréhension des mécanismes de transfert de chaleur, ainsi que des pistes d'optimisation pour le refroidissement des panneaux. L'étude a également porté sur l'influence du débit d'eau dans les conduits, en analysant son impact sur les performances électriques du système.

Une attention particulière a été portée à la comparaison de l'efficacité électrique des panneaux photovoltaïques avec et sans système de refroidissement, mettant en évidence les avantages du couplage thermique pour améliorer le rendement global.

Dans l'étude expérimentale, nous avons utilisé un tissu de jute poreux comme un système de refroidissement innovant. Ce tissu est placé à l'arrière du panneau solaire photovoltaïque, où l'eau coule en continu pour le mouiller. Le jute agit comme un médiateur efficace pour transférer la chaleur des panneaux solaires vers l'eau, aidant ainsi à refroidir la couche de Tedlar (la couche arrière des panneaux) ainsi que les cellules solaires elles-mêmes. Lorsque l'eau contenue dans le tissu de jute s'évapore, elle absorbe de la chaleur en provenance des panneaux solaires, entraînant ainsi une diminution de leur température. Cette baisse thermique contribue à améliorer l'efficacité des cellules photovoltaïques, dans la mesure où la résistance électrique des matériaux semi-conducteurs augmente à mesure que la température diminue. Cette amélioration se traduit par une réduction des pertes thermiques et, par conséquent, une amélioration des performances électriques globales du système.

Parmi les principaux avantages de l'utilisation du jute pour le refroidissement des cellules solaires figurent son faible coût, nettement inférieur à celui d'autres matériaux ou systèmes de refroidissement actifs. Le jute est un matériau naturel et peu coûteux, ce qui en fait une option économique pour de nombreuses applications. De plus, le jute est respectueux de l'environnement, car il est biodégradable et ne cause pas de pollution. En outre, le système est simple et ne nécessite pas de technologies complexes pour son installation ou sa maintenance, ce qui le rend adapté aux zones reculées ou disposant d'une infrastructure limitée. Par ailleurs, l'eau évaporée peut être collectée et recyclée, rendant le système durable et économe en ressources.

Malgré ces défis, l'utilisation du jute comme solution de refroidissement pour les cellules solaires constitue une avancée prometteuse vers l'amélioration de l'efficacité des systèmes photovoltaïques, notamment dans les régions chaudes. Avec les avancées futures, l'exploration de nouveaux matériaux poreux ou l'intégration de systèmes de refroidissement hybrides combinant eau et air pourrait encore améliorer l'efficacité. En somme, le refroidissement des cellules solaires à l'aide de jute représente une solution innovante, économique et durable, particulièrement adaptée aux régions chaudes. Grâce à un développement continu, cette approche pourrait devenir un pilier essentiel des technologies solaires et contribuer significativement à l'essor des énergies renouvelables.

Pour ces raisons, nous avons présenté un travail approfondi, soutenu par deux articles de référence dans ce domaine [7],[8]. Il comprend une introduction générale, six chapitres, et se termine par une conclusion générale.

Le premier chapitre consiste à l'étude du gisement solaire avec une présentation de quelques notions et définitions astronomiques, souvent utilisées dans tous les domaines relatifs à l'énergie solaire essentiels à la compréhension de sa disponibilité et de sa distribution sur Terre. Il aborde des concepts tels que :

- La position du Soleil : inclinaison, azimut, et trajectoire apparente dans le ciel.
- Les cycles solaires : variations saisonnières et impact sur l'ensoleillement.
- Le rayonnement solaire : distinction entre rayonnement direct, diffus et global.

Le deuxième chapitre fournit une base théorique pour l'évaluation et l'amélioration des performances des dispositifs photovoltaïques. Il explore les principes physiques derrière l'effet photovoltaïque, qui permet la conversion de la lumière solaire en électricité. Les points clés incluent sont:

- Les mécanismes de conversion : absorption des photons, génération de paires électron-trou, et création d'un courant électrique.
- Les paramètres de performance : tension en circuit ouvert, courant de court-circuit, facteur de forme, et rendement de conversion.
- Les technologies de cellules solaires : comparaison entre les cellules monocristallines, polycristallines et à couches minces.

Le troisième chapitre passe en revue les travaux de recherche existants sur les capteurs solaires hybrides, qui combinent production d'électricité et de chaleur. Les aspects couverts incluent :

- Les modèles théoriques : approches mathématiques pour décrire le comportement des capteurs hybrides.
- Les configurations courantes : intégration de cellules photovoltaïques avec des systèmes thermiques.
- Les avantages et défis : amélioration de l'efficacité globale versus complexité de conception et coûts.

Ce chapitre met en lumière les avancées récentes et les perspectives d'optimisation de ces systèmes.

Le quatrième chapitre présente un modèle numérique dynamique conçu pour simuler le comportement d'un système de refroidissement à eau froide. Les éléments clés incluent :

La structure du modèle : équations gouvernantes, conditions aux limites, et paramètres d'entrée.

- Les bilans énergétiques : analyse des transferts de chaleur à travers chaque couche du dispositif.
- Les flux thermiques : conduction, convection et rayonnement, ainsi que leur impact sur les performances globales.

Ce chapitre démontre l'utilité de la modélisation numérique pour améliorer l'efficacité énergétique des systèmes de refroidissement.

Le cinquième chapitre se concentre sur la simulation numérique basé sur un code de calcul écrit en langage FORTRAN, en mettant l'accent sur :

- La discrétisation des équations gouvernantes et les conditions aux limites et initiales.
- Choix de maillage et des méthodes de calcul.

Le sixième chapitre présente les résultats des simulations et expérimentaux obtenus à grande échelle et analyse l'influence des différentes conditions sur les performances des panneaux solaires. Les points abordés incluent :

- Les paramètres climatiques : température ambiante, ensoleillement, et vent.
- L'impact sur l'efficacité : réduction du rendement due à l'augmentation de la température des cellules photovoltaïques.

Les résultats obtenus sont présentés sous forme de courbes et de tableaux.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Marcott, S. A., Shakun, J. D., Clark, P. U., Mix, A. C. (2013). "A reconstruction of regional and global temperature for the past 11,300 years". *Science*, 339(6124), 1198-1201.
- [2] Luo, L., Abdulkareem, S. S., Rezvani, A., Miveh, M. R., Samad, S., Aljojo, N., Pazhoohesh, M. (2020). "Optimal scheduling of a renewable based microgrid considering photovoltaic system and battery energy storage under uncertainty". *Journal of Energy Storage*, 28, 101306.
- [3] Sathe, T. M., Dhoble, A. S. (2017). "A review on recent advancements in photovoltaic thermal techniques". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 645-672.
- [4] Diwania, S., Agrawal, S., Siddiqui, A. S., Singh, S. (2020). "Photovoltaic–thermal (PV/T) technology: a comprehensive review on applications and its advancement". *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 11, 33-54.
- [5]. Skoplaki E, Palyvos JA. (2009). "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: a review of efficiency/power correlations". *Sol Energy* 2; 83: 614–624.
- [6]. Sahay A, Sethi VK, Tiwari AC, et al. (2015). "A review of solar photovoltaic panel cooling systems with special reference to ground coupled central panel cooling system (GC-CPCS)". *Renew Sustain Energy Rev*; 42: 306–312.
- [7]. Sihem, B. , Mayouf, S., 2024, ” Numerical Study of a Solar PV/thermal Collector under Several Conditions in Algeria”, *Journal of Renewable Energy and Sustainable Development (RES D)*, 10(2), pp.233-274.
- [8]. Mayouf Si., Sihem B., Houyem Si., 2025 ,“Experimental Study of a Cooling Photovoltaic Solar Panel Using Water-Wet Jute Fabric”, *Journal of Solar Energy Engineering*, 147(4), p. 041007

Chapitre I :
Analyse du
gisement
solaire

I.1. Introduction

L'énergie renouvelable (également appelée énergie verte) est une énergie produite à partir de ressources naturelles renouvelables qui se reconstituent à l'échelle du temps humain. Les types d'énergies renouvelables les plus largement utilisés sont l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, l'énergie de la biomasse, l'énergie géothermique et l'énergie marémotrice. La bioénergie et l'énergie géothermique sont également importantes dans certains pays. Ces sources produisent une énergie propre et respectueuse de l'environnement, car elles ne génèrent pas de gaz nocifs comme le dioxyde de carbone et ne causent pas de dommages écologiques.

D'autre part, les sources d'énergie non renouvelables, telles que les combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) et l'énergie nucléaire, ont des conséquences néfastes sur l'environnement et le climat. Lors de leur combustion, les combustibles fossiles émettent du dioxyde de carbone et d'autres gaz à effet de serre, contribuant ainsi au réchauffement climatique et à des changements climatiques dangereux

De plus, l'extraction, le transport et l'utilisation de ces combustibles peuvent causer des pollutions locales et des dégâts écologiques importants. Les émissions nocives de combustibles fossiles et d'autres énergies non renouvelables ne peuvent être réduites en réduisant leur utilisation et en les compensant par des énergies renouvelables. L'un des avantages de l'énergie renouvelable : elle existe toute l'année et est considérée comme écologique et facile à utiliser en adoptant des technologies simples de développer des infrastructures appropriées et de mettre en place des politiques favorables pour accélérer la transition vers un système énergétique durable et respectueux de l'environnement.

Dans ce chapitre, étant donné que notre sujet repose sur l'exploitation du rayonnement solaire pour la production d'énergie électrique à l'aide de panneaux photovoltaïques, l'étude se concentre principalement sur l'énergie solaire. Pour cette raison, nous commençons par une brève description du soleil, puis nous définissons certaines données essentielles à l'étude, y compris les paramètres de position et de temps solaire. Enfin, nous fournissons une description détaillée du rayonnement solaire, qui constitue l'élément clé dans le processus de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique

I.2. Généralités sur le soleil

I.2.1. Présentation

Le Soleil est une étoile de forme sphérique qui joue un rôle essentiel en tant que source d'énergie principale de notre système solaire. Avec un rayon d'environ 696 000 km et une masse estimée à $1,99 \times 10^{30}$ kg, le Soleil est l'élément central autour duquel gravitent les planètes, dont la Terre. Son énergie, produite par des réactions de fusion nucléaire en son cœur, est à la base de la vie sur notre planète et constitue une ressource inépuisable pour les technologies d'énergie renouvelable, notamment l'énergie solaire photovoltaïque et thermique.

La température à la surface du Soleil, appelée photosphère, est d'environ 5 780 K (kelvins). Cependant, cette température augmente considérablement en se rapprochant du cœur de l'étoile, atteignant environ 15,6 millions de degrés Kelvin au centre. Le Soleil est principalement composé d'hydrogène, qui représente environ 71 % de sa masse totale. L'hélium constitue quant à lui environ 27 %, tandis que les 2 % restants sont composés d'éléments plus lourds, tels que le carbone, l'oxygène et le fer [1].

Chaque seconde, une quantité impressionnante de 700 milliards de kilogrammes d'hydrogène est convertie en 695,7 milliards de kilogrammes d'hélium. Cette réaction de fusion nucléaire entraîne une perte de masse d'environ 5 milliards de kilogrammes, libérée sous forme de rayonnement électromagnétique [2]. Ce processus libère une quantité colossale d'énergie, qui se propage dans l'espace sous forme de lumière et de chaleur, alimentant ainsi notre système solaire et rendant possible la vie sur terre. Cette énergie est également exploitée par les technologies humaines pour produire de l'électricité et de la chaleur de manière durable résumez certaines des principales caractéristiques du soleil dans le tableau suivant [2]:

Tableau (I.1) : Caractéristiques principales du soleil.

Age (milliards d'années)	4.6 milliards d'années
Densité moyenne (kg/m^3)	1410
Luminosité (kW)	3.9×10^{33}
Vitesse d'échappement (km/s)	618
Gravité sur la surface (m/s^2)	274

I.2.2. Origine de l'énergie solaire

En 1905, Einstein a présenté un document intitulé "La défaillance corporelle dépend-elle de son contenu énergétique ?". L'extrait qu'il a donné peut être compris de la façon suivante [3]:

- Lorsqu'un corps émet de l'énergie (ΔE) sous forme de rayonnement (comme la lumière ou d'autres ondes électromagnétiques), sa masse diminue de $\Delta E/c^2$.
- Peu importe si l'énergie est rayonnée ou reste dans le corps ; la diminution de masse dépend uniquement de l'énergie émise.

Cela conduit à la conclusion fondamentale que la masse d'un corps est directement liée à sa teneur en énergie, et ils sont proportionnels les uns aux autres. La teneur en énergie (ΔE) et le changement de masse (Δm) sont liés par l'équation :

$$\Delta E = \Delta mc^2. \quad (I.1)$$

En 1938, Hans Bethe a effectué une analyse approfondie de toutes les réactions nucléaires potentielles qui pourraient fournir de l'énergie stellaire [4][5]. Il est arrivé à la conclusion que la chaîne proton-proton prédomine pour les étoiles avec des masses comparables ou plus petites que le soleil. La chaîne du carbone, une réaction catalysée par le carbone, l'azote et l'oxygène, domine pour les étoiles avec des masses bien supérieures au soleil.

I.2.2.1. Le cycle Proton –Proton

Le Soleil et la Terre sont transparents aux neutrinos, une forme d'énergie rayonnant dans l'espace. En conséquence, l'énergie de rayonnement de la réaction nucléaire est réduite [6]:



La reaction general est:



Avec :

La notation (1H) représente le noyau de l'atome d'hydrogène 1, (3He) un noyau d'hélium avec one neutron, (4He) un à deux neutrons, (D) pour le deutéron. Il y a émission de positron e^+ , de neutrinos ν et de photons γ (rayonnement électromagnétique).

I.2.2.2. Le cycle du carbone

La chaîne du carbone, également connue sous le nom de chaîne CNO, domine la production d'énergie dans les étoiles avec des masses supérieures au Soleil. Il convient de noter que les noyaux de carbone et d'azote servent uniquement de catalyseurs. En fin de compte, quatre protons se combinent une fois de plus pour créer une particule alpha, qui est un noyau d'hélium [7] :



La réaction globale est :



I.2.2. Constitution du soleil

Vu de la Terre, le Soleil apparaît sphérique avec une température d'environ 5800 Kelvin. Il est impossible d'observer la structure interne du soleil. Néanmoins, il peut être déduit des règles de la physique. Partant de l'hypothèse approximative que le soleil est composé de couches sphériques de matériaux uniformes, un modèle simple de la structure du soleil a été développé. La distance radiale du centre est le seul paramètre spatial. Sa densité et sa distribution de température sont déterminées par un équilibre entre la force gravitationnelle et la pression de rayonnement. Une réaction nucléaire est la source d'énergie. En comparant la sortie du modèle avec les observations, les paramètres du modèle sont trouvés. La figure (I.1). La structure physique du soleil et se compose de plusieurs régions [6][8]:

- **L'intérieur** : Représente 40% de la masse du soleil, Le rayonnement du noyau intérieur est invisible parce qu'il absorbe fortement la couche d'atomes d'hydrogène près de la surface du soleil. cette zone s'étend sur une épaisseur de $25 \cdot 10^4$ km, elle présente les caractéristiques suivantes [7]:

- ✓ Une température de $10^7 - 1.5 \times 10^7$ K.
 - ✓ Une densité est de 100 kg/cm^3 .
- **La photosphère** : La région d'où émane la majorité de la lumière visible du soleil est connue comme la photosphère, et c'est la mince couche visible de surface du soleil. [9]. elle présente les caractéristiques suivantes [2]:
- ✓ Une épaisseur de 400 km.
 - ✓ Une température de 5800 K
- **Chromosphère** : C'est une fine couche gazeuse de la surface du Soleil exposée à l'espace cosmique et elle est au-dessus de la couche photosphérique, cette couche présente les caractéristiques suivantes [2] :
- ✓ Une épaisseur 2000 km.
 - ✓ Une température augmentant pour atteindre environ 25000 K.
- **couronne solaire** : couronne solaire C'est une zone lumineuse, entourée de soleil qui ne peut être vue qu'au moment de l'éclipse. ses caractéristiques sont [9] :
- ✓ Très faible densité.
 - ✓ La température augmente de 10^6 K .

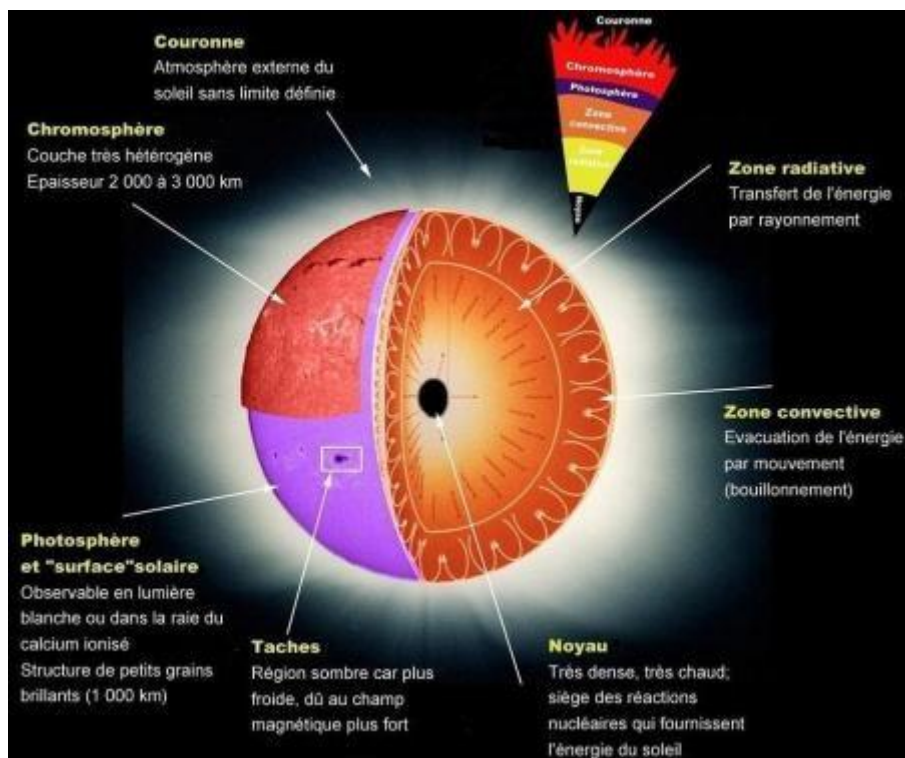


Figure (I.1). Structure du soleil [10].

I.3. Mouvement de la Terre autour du soleil

Le mouvement annuel de la Terre autour du Soleil est illustré dans la figure (I.2).

Le niveau est connu sous le nom d'écliptique. La lune devrait être à ce niveau P, d'où le nom d'écliptique. Le mouvement annuel de la Terre donne l'impression que le Soleil se déplace sur un grand cercle céleste appelé cercle d'écliptique. Ecliptique Coupe le cercle tropical en deux points, γ et γ' ; où γ est le point, également connu sous le nom de "point de printemps", désigne la direction dans laquelle un observateur de la Terre verra le Soleil le jour de l'équinoxe de printemps. L'axe P et P' se déplace sur Terre d'un angle égal à $23^\circ 27'$, cette révolution fait varier les heures relatives du jour et de la nuit selon le rythme des classes limitées de modérés à la révolution de la Terre autour du Soleil [11].

- Equinoxe de printemps correspond au 21 Mars.
- Equinoxe d'automne correspond au 21 Septembre.
- Solstice d'été correspond au 22 Juin.
- Solstice d'hiver correspond au 22 Décembre.

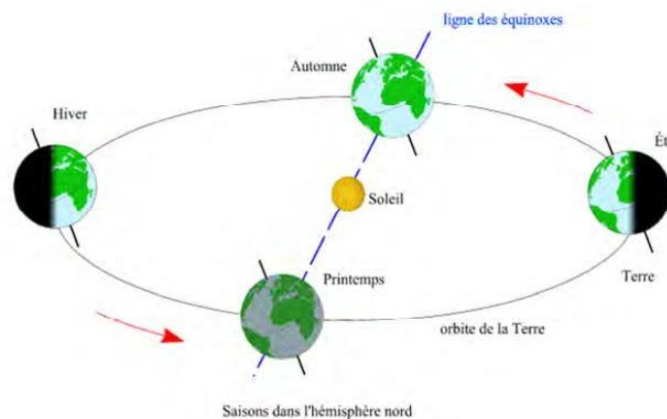


Figure (I.2) . Mouvement apparent du soleil. [11]

I.4. Structure et composition de l'atmosphère

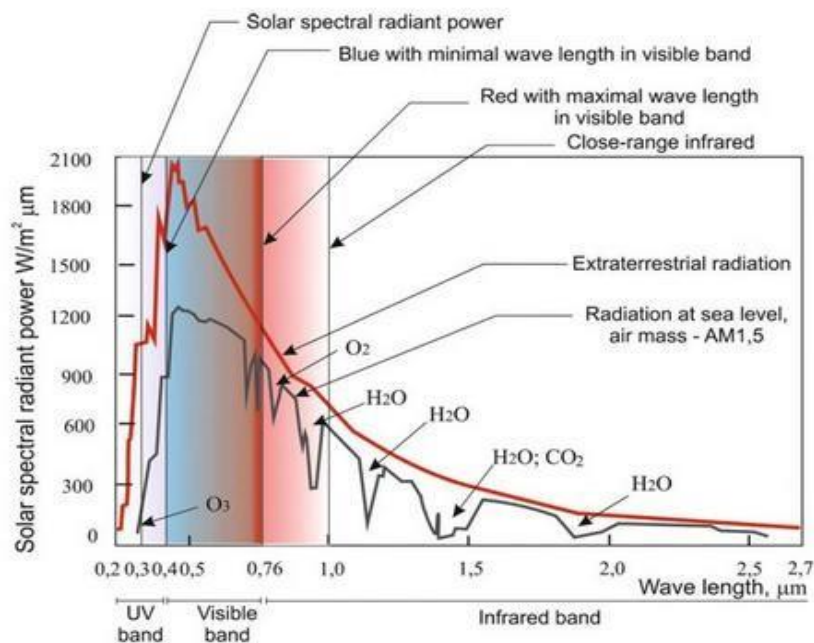
L'atmosphère se compose de trois couches avec des caractéristiques différentes :

- La troposphère à 15 km de la Terre.
- La stratosphère à 15 km de la Terre.
- L'ionosphère entre 80 et 200 km d'altitude.

Les caractéristiques absorbantes de l'atmosphère sont déterminées par la présence de :

- Le dioxyde de carbone et la vapeur d'eau, qui absorbent la puissance des photons qui se rapprochent de l'énergie ionisante de ces gaz, Ces absorbants entraînent une diminution de la courbe du rayonnement spectral.
- ainsi que les particules de poussière et d'air qui provoquent l'absorption et la dispersion, Cette dernière n'induit pas de diminution du rayonnement spectral, mais elle entraîne une diminution de la capacité en fonction de la longueur du trajet que la lumière parcourt [12],[13].

La figure (I.3) représente la répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre avec indication des gaz partiellement opaques qui filtrent ce rayonnement selon longueur d'onde.



Figure(I.3) .Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre [14].

I.5. Masse d'air

La masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol (par ciel clair) est appelée masse d'air M_a , contrairement à une traversée verticale au niveau de la mer [15]. Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il traversera une épaisseur d'atmosphère importante et plus il subira des transformations.

Capderou a utilisé la formule suivante dans l'Atlas Solaire de l'Algérie :

$$M_a = \frac{1}{\sin(h) + 9.40 \times 10^{-4} (\sin(h) + 0.0687)^{-1.253}} \quad (\text{I.13})$$

h: hauteur angulaire solaire.

En 1989, Kasten et al. [16] ont proposé une expression empirique pour calculer la **masse d'air relative** Ma , un paramètre essentiel dans les modèles de rayonnement solaire, qui représente la quantité d'atmosphère que les rayons solaires doivent traverser avant d'atteindre la surface de la Terre. La formule proposée par **Kasten et Young** pour le calcul de Ma est :

$$M_a = \frac{P/P_0}{\sin(h_0^{ref}) + 0.505 + 2(h_0^{ref} + 6.07995)^{-0.6364}} \quad (I.14)$$

P/P_0 : est la correction de l'altitude $Z(m)$.

$$P/P_0 = \exp\left(-\frac{Z}{8434.5}\right) \quad (I.15)$$

h_0^{ref} : est l'altitude du soleil corrigée par la composante de la réfraction atmosphérique.

$$h_0^{ref} = h + \Delta h_0^{ref} \quad (I.16)$$

$$\Delta h_0^{ref} = \frac{0.061359 \times (0.1594 + 0.123h + 0.06565h^2)}{(1 + 28.9344h + 277.397h^2)} \quad (I.17)$$

I.6. Le spectre solaire

Comprendre le spectre du Soleil est essentiel pour reconnaître les difficultés impliquées dans la formation des cellules photovoltaïques et améliorer leur efficacité. Avec une température d'environ 5800K, le Soleil est un émetteur à large bande qui agit comme une source presque parfaite pour le corps noir. Cela correspond au spectre, qui diminue progressivement dans les longueurs d'onde plus courtes et plus longues, avec un pic dans la zone visible entre 400 et 700 nm. Bien que la densité énergétique de la lumière soit de 1366 W/m² au sommet de l'atmosphère, le spectre solaire s'atténue lorsqu'il traverse l'atmosphère terrestre en raison de divers processus d'absorption et de dispersion [17]. Le coefficient de masse atmosphérique (AM) est utilisé pour quantifier cette atténuation et se définit comme suit :

$$AM = \frac{L}{L_0} = \frac{1}{\cos \theta} \quad (I.18)$$

Où θ est l'angle du soleil dans le ciel, L est la distance parcourue par la lumière dans l'atmosphère au point d'intérêt, et L_0 est la distance parcourue par la lumière dans l'atmosphère à l'équateur. Le spectre solaire dans l'espace est représenté par AM0, le spectre

solaire à l'équateur par AM1, et le spectre solaire à une latitude de $48,2^\circ$ par AM1, 5. Pour des valeurs élevées de θ , la masse d'air croissante implique que la variation de l'atténuation de la lumière du soleil dans l'atmosphère en fonction de la latitude sera importante. Si la composition de l'atmosphère diffère entre les deux emplacements, le spectre se déplace également avec l'emplacement. Par exemple, l'atmosphère dans un environnement humide contiendra plus de vapeur d'eau que celle d'un climat sec, et donc l'atmosphère dans un endroit humide transmettra moins de lumière [18].

Même si la composition de l'environnement et du spectre solaire varie considérablement dans le temps et dans l'espace, il est crucial de maintenir un spectre cohérent pour des raisons de test afin que diverses technologies solaires puissent être comparées côte à côte. L'efficacité des cellules est actuellement définie à l'aide de la norme ASTM G173 [19],[20].

Les trois spectres de référence standard sont présentés à la figure (I.4).

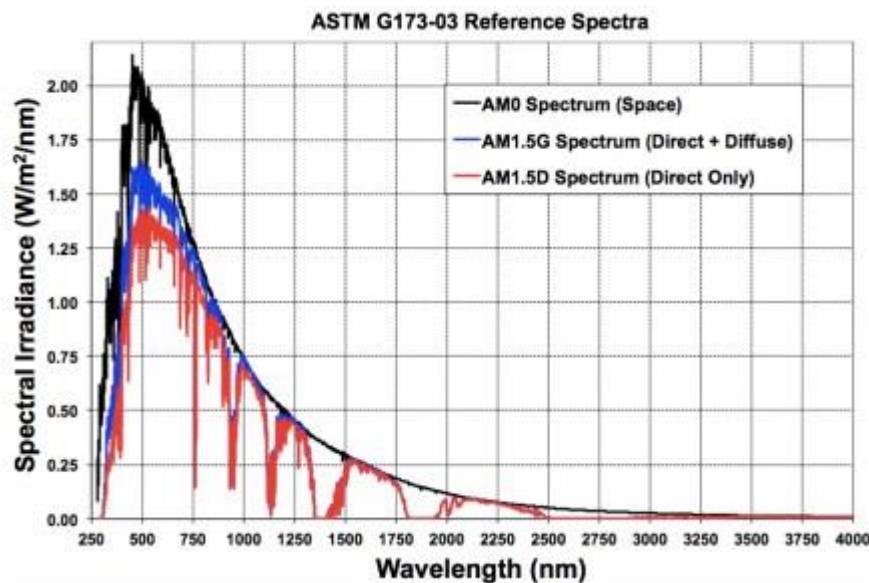
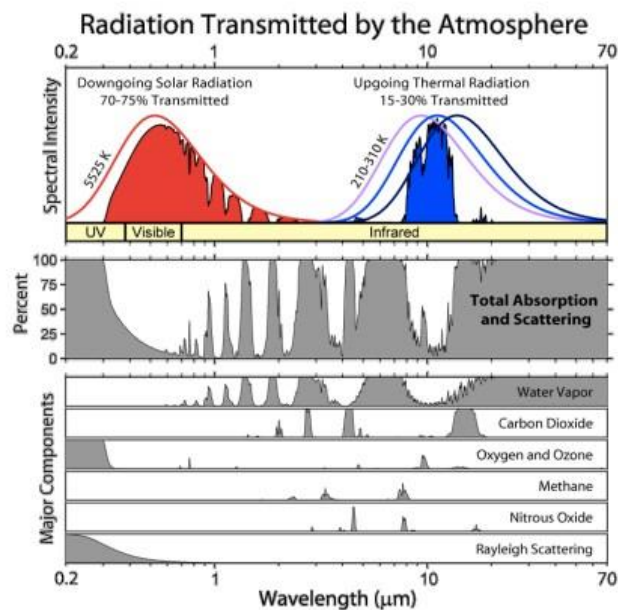


Figure (I.4). Le spectre standard ASTM G173 pour le spectre AM0 (en noir), le spectre AM1.5G et le spectre AM1.5D (en rouge). [19],[20].

Pour les spectres AM1.5G et AM1.5D, une densité de puissance de 1000W/m^2 est utilisée pour les mesures standardisées. Alors que le spectre AM1.5D contient uniquement la lumière directe du soleil, le spectre AM1.5G est à la fois diffus et direct. La plus grande intensité de la lumière de courte longueur d'onde dans le spectre AM1.5G est une conséquence de la lumière du soleil de haute énergie étant diffusée par la diffusion de Rayleigh, qui est également la raison pour le ciel bleu. Il est possible de tracer les creux dans les spectres terrestres à différents gaz atmosphériques absorbant la lumière du soleil.

La figure (I.5) illustre les contributions à l'absorption et à la diffusion atmosphériques en fonction de la longueur d'onde du rayonnement thermique en amont et du rayonnement solaire descendant.

Cela démontre que la vapeur d'eau est principalement responsable des bandes d'absorption dans le spectre terrestre et que l'absorption de l'ozone et la diffusion de Rayleigh sont les principales causes de l'atténuation des lumière de longueur d'onde, soulignant l'importance de la couche d'ozone dans la prévention des rayons UV nocifs.



Figure(I.5). La radiation descendante (rouge) et ascendante (bleue) est transmise par l'atmosphère. [21].

La figure (I.5) illustre les contributions à l'absorption et à la diffusion atmosphériques en fonction de la longueur d'onde du rayonnement thermique en amont et du rayonnement solaire descendant. Ce graphique explique non seulement les propriétés observées du spectre solaire, mais montre le lien entre le dioxyde de carbone et le réchauffement climatique. La terre fonctionne comme un radiateur de corps noir de la même manière que le soleil. Les courbes violettes, bleues et noires de la figure (I.5) illustrent comment la surface de la terre émet de la lumière à des longueurs d'onde sensiblement plus longues en raison de sa température beaucoup plus basse que celle du soleil. Le dioxyde de carbone absorbera une partie importante du rayonnement thermique ascendant de la Terre, même s'il absorbe relativement peu de la lumière entrante du soleil. Alors que la transmission du rayonnement solaire descendant restera essentiellement la même, la transmission du rayonnement

thermique ascendant diminuera à mesure que davantage de dioxyde de carbone sera ajouté à l'atmosphère [21].

En conséquence, un nouvel équilibre sera créé, nécessitant des températures plus élevées de la terre pour équilibrer l'énergie du rayonnement entrant et sortant.

I.7. Les coordonnées célestes

I.7.1. Les coordonnées géographiques

- **La longitude L** : L'heure locale de midi (LST) est connue lorsque le soleil est aussi haut que possible dans le ciel, et parfois il y a une différence entre l'heure locale et l'heure locale de midi en raison de la déviation de l'orbite de la Terre.
- **La latitude Φ** : permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque à l'équateur. Elle varie de 0° à 90° dans l'hémisphère Nord et de 0° à -90° dans l'hémisphère Sud [10].

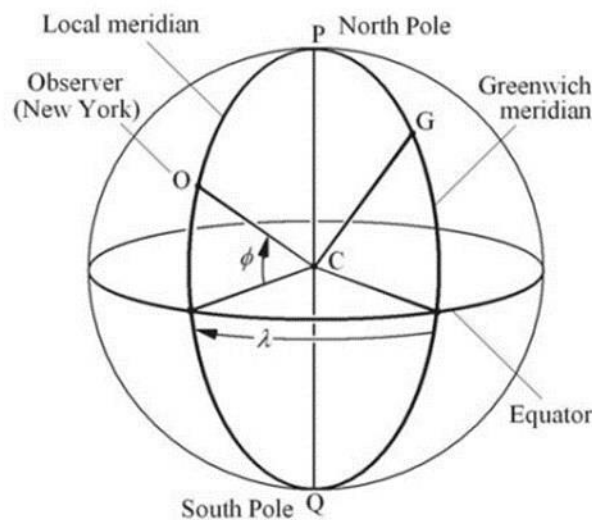


Figure (I.6). Définition des coordonnées terrestre d'un lieu donné [7].

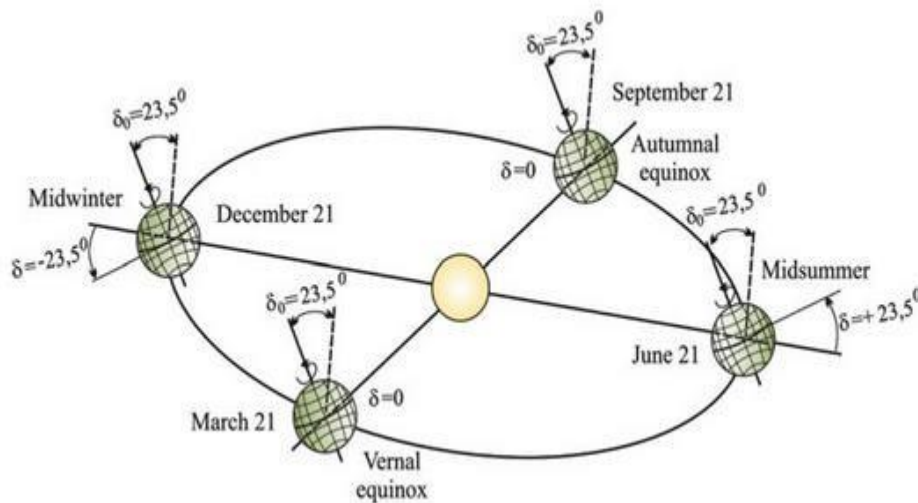
I.7.2. Les coordonnées horaires

- **La déclinaison δ** : L'angle d'inclinaison varie en fonction des saisons de l'année, En raison de la circulation de la Terre autour de son axe de rotation et la circulation de la

Terre autour du soleil. La terre est inclinée sur son axe de rotation angle 23.45° , l'angle d'inclinaison change par la quantité positive et négative de cette valeur. Il n'y a pas d'angle d'inclinaison dans le coup d'Etat de printemps et d'automne. Elle s'obtient à partir de la formule suivante [22] :

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{284+N}{365} \times 360 \right] \quad (\text{I.19})$$

N : est le numéro du jour dans l'année compté à partir du 1^{er} Janvier.



Figure(I.7). Variation annuelle de la déclinaison solaire [14].

- **L'angle horaire ω** : qui est l'angle formé par le plan méridien traversant le centre du soleil et le plan vertical du lieu [23]. Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie [24], Capderou a utilisé la formule suivante pour calculer l'angle horaire :

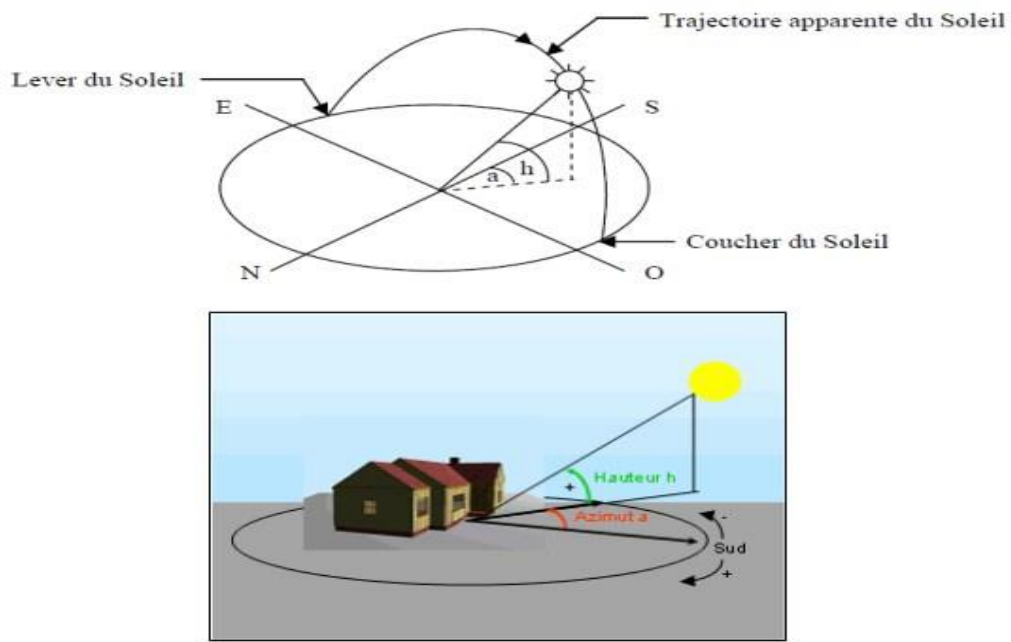
$$\omega = 15 \times (TSV - 12) \quad (\text{I.20})$$

Où :

TSV : est le temps solaire vrai.

I.7.3. Les coordonnées horizontales

- **La hauteur h** : est la hauteur angulaire du soleil par rapport à l'horizon, L'angle de hauteur au début du lever du soleil est estimé à 0° et 90° à midi, L'angle de hauteur change pendant la journée et se rapporte à la latitude du site et au jour de l'année. On appelle quelque fois **distance zénithale** le complément de l'angle h : $z + h = 90^\circ$.



Figure(I.8). Les coordonnées célestes horizontales.

La hauteur du soleil (h) est donnée par la relation suivante :

$$\sin (h) = \sin (\Phi) . \sin (\delta) + \cos (\omega) . \cos (\delta) \quad (\text{I.21})$$

Φ : Latitude du lieu.

δ : La déclinaison du soleil.

ω : L'angle horaire.

- L'azimut a_s : est l'angle entre la direction du soleil et la direction du sud sur le plan horizontal est appelé azimut du soleil. La direction de l'azimut est comprise entre $-180 \leq a_s \leq +180$, l'angle d'azimut varie selon la latitude et la période de l'année [25].

Il est possible d'établir des formules pour effectuer un passage entre les systèmes de coordonnées horizontales et horaires. Les formules suivantes permettent de convertir les coordonnées horizontales d'un astre (azimut a_s et hauteur h) en coordonnées horaires (angle horaire ω et déclinaison δ), lorsque l'observation se fait à une latitude Φ [26]. Les équations de passage des coordonnées horizontales aux coordonnées horaires sont :

$$\cos(a_z) \times \cos(h) = \cos(\delta) \times \cos(\omega) \quad (\text{I.22})$$

$$\cos(a_z) \times \cos(h) = \cos(\delta) \times \cos(\omega) \times \cos(\Phi) - \cos(\Phi) \times \sin(\delta) \quad (\text{I.23})$$

$$\cos(h) = \cos(\delta) \times \cos(\omega) \times \cos(\Phi) + \cos(\Phi) \times \sin(\delta) \quad (\text{I.24})$$

I.8. Les paramètres de temps

I.8.1. Le Temps Solaire Vrai (T.S.V)

Le temps solaire vrai (TSV) est l'angle horaire entre le plan méridien passant par le centre du soleil et le méridien du lieu considéré, il est donné par l'expression :

$$\text{TVS} = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (\text{I.25})$$

Si $\omega = 0$, $\text{TSV} = 12\text{h. } 00$

Si $\omega < 0$, la matinée.

Si $\omega > 0$, l'après-midi.

I.8.2. Le Temps Solaire Moyen (TM)

Le temps solaire moyen est appelé parfois temps local, Il est donné par la relation suivante :

$$\text{TVS} - \text{TSM} = \text{ET} \quad (\text{I.26})$$

Où :

ET est l'équation du temps qui corrige le TVS par rapport au TMS [22] :

$$\text{ET} = 9.87 \times \sin(2N') - 7.53 \times \cos(N') - 1.5 \times \sin(N') \quad (\text{I.27})$$

Avec :

$$N' = (N - 81) \times \frac{360}{365} \quad (\text{I.28})$$

I.8.3. Le Temps Universel

Durée moyenne mondiale de la ligne de Greenwich, Il est exprimé ainsi :

$$\text{TU} = \text{TSM} + \frac{L}{15} \quad (\text{I.29})$$

Avec L la longitude exprimée en degré et les temps en heure.

$L > 0$; pour les villes situées à l'Est de Greenwich.

$L < 0$; pour les villes situées à l'Ouest de Greenwich.

$TU = TSM$; pour le méridien de Greenwich.

I.8.4. Le Temps Légal (TL)

Il s'agit d'une heure standard locale et d'une ligne de longueur de référence pour une zone particulière, et est donné la relation suivante :

$$TL = TU + \Delta H \quad (I.30)$$

Où :

ΔH : le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré. $\Delta H = 1$ heure pour l'Algérie.

I.9. Direction des rayons solaires

Les angles relatifs des capteurs inclinés doivent être communiqués. En règle générale, un capteur est orienté dans un certain nombre d'angles généraux qui pointent vers le ciel (Fig. I.9). Sur une surface ayant une orientation arbitraire, un angle polaire β et un angle azimutal a_s , le vecteur unitaire de sa norme N dans les coordonnées $oxyz$ est donné par [7]:

$$N = i \sin \beta \cos a_s + j \sin a_s \sin \beta + k \cos \beta \quad (I.31)$$

L'azimut provient du sud et est positif lorsqu'il est orienté vers l'ouest, suivant la même norme pour le signe de l'angle que l'angle des heures.

$$\cos \theta = N \times S = \sin \beta \cos a_s (\cos \delta \cos \omega \sin \Phi - \sin \delta \cos \Phi) + \sin \beta \sin a_s \cos \delta \sin \omega + \cos (\cos \delta \cos \omega \cos \Phi + \sin \delta \sin \Phi) \quad (I.32)$$

Un vecteur unitaire S pointant vers le Soleil est donné comme suit :

$$S = (\cos \delta \cos \omega \sin \Phi - \sin \delta \cos \Phi) + j \cos \delta \sin \omega + (\cos \delta \cos \omega \cos \Phi + \sin \delta \sin \Phi) \quad (I.33)$$

Où ,rarrangeant :

$$\cos \theta = \sin \delta (\sin \Phi \cos \beta - \cos \Phi \sin \beta \cos a_s) + \cos \delta (\cos \Phi \cos \beta \cos \omega +$$

$$\sin \Phi \sin \beta \cos \omega \cos as + \sin \beta \sin as \sin \omega \quad (I.34)$$

Pour une surface exposée au sud avec $\gamma = 0$, équation. (I.32) simplifiée à :

$$\cos \theta = \sin(\Phi - \beta) \sin \delta + \cos(\Phi - \beta) \cos \delta \cos \omega \quad (I.35)$$

Pour une surface horizontale, $\beta = 0$

$$\cos \theta = \sin \Phi \sin \delta + \cos \Phi \cos \delta \cos \omega \quad (I.36)$$

Au Pôle Nord, où $\Phi = \pi/2$:

$$\cos \theta = \cos \delta \cos \omega \quad (I.37)$$

Pour une surface verticale exposée au sud, $\beta = \pi/2$ et $as = 0$:

$$\cos \theta = -\cos \Phi \sin \delta + \sin \Phi \cos \delta \cos \omega \quad (I.38)$$

Au pôle Nord, où $\Phi = \pi/2$:

$$\cos \theta = \sin \delta \quad (I.39)$$

ET à l'équateur, où $\Phi = 0$:

$$\cos \theta = \cos \delta \cos \omega \quad (I.40)$$

A l'équateur, où $\Phi = 0$:

$$\cos \theta = \sin \delta \quad (I.41)$$

• D'une importance particulière est une surface avec l'inclinaison de latitude, ou $\beta = \Phi$.
L'équation (I.35) est grandement simplifiée comme suit :

$$\cos \theta = \cos \delta \cos \omega \quad (I.42)$$

La surface peut obtenir une énergie de rayonnement élevée sur toute l'année, parce que $\cos \delta$ est toujours supérieur à 0,93.

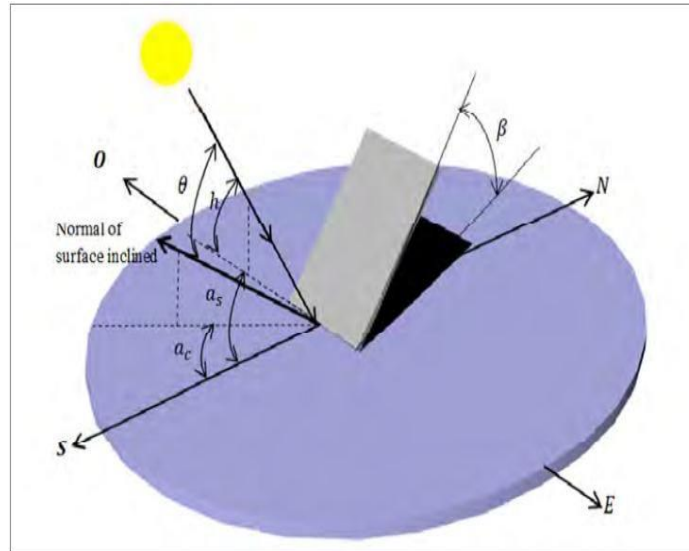


Figure (I.9). Azimut solaire, angle d'incidence, hauteur solaire, angle d'inclinaison.

I.10. Le rayonnement solaire

L'irradiance ou l'intensité du rayonnement solaire est le terme utilisé pour décrire la quantité de rayonnement solaire atteignant une surface. L'unité de mesure est (W/m^2) .

Le rayonnement solaire arrivant sur la Terre est relativement constant, est appelé constante solaire I_{cs} . La valeur moyenne actuellement retenue est $I_{cs} = 1367 W/m^2$, la poussière et la vapeur d'eau dans l'atmosphère terrestre absorbent ou réfléchissent près de 30 % de l'énergie rayonnante du soleil [27].

Lorsque le rayonnement traverse l'atmosphère, le rayonnement est exposé à l'absorption et à la propagation, de sorte que sur la surface de la Terre, nous distinguons plusieurs composés :

I.10.1. Le rayonnement direct

C'est ce qui arrive directement du soleil sans être dispersé à travers l'atmosphère, Son rayonnement est parallèle entre eux.

$$I_{dir} = I_c \times \tau_{dir} \times \cos(\beta) \quad (I.43)$$

Avec :

τ_{dir} : est la transmissivité totale de l'atmosphère pour le flux solaire incident direct est donnée par :

$$\tau_{dir} = a \times \exp\left(\frac{-P \times b}{1000 \times \sin h}\right) \quad (\text{I.44})$$

$$\cos(\beta) = \cos(h) \times \cos(\gamma) \times \cos(a_z - \alpha) + \sin(h) \times \sin(\gamma) \quad (\text{I.45})$$

Et :

$$\cos(h) = \cos(\Phi) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) + \sin(\Phi) \times \sin(\delta) \quad (\text{I.46})$$

h: hauteur du soleil.

P: la pression atmosphérique en fonction de l'altitude a et b coefficients traduisant les troubles atmosphérique, [Tableau \(I.2\)](#) :

Tableau (I.2): Valeur des coefficients de trouble atmosphérique [28].

Coefficients	Ciel Pur	Condition normale	Zone industrielles
A	0.87	0.88	0.91
B	0.17	0.26	0.43

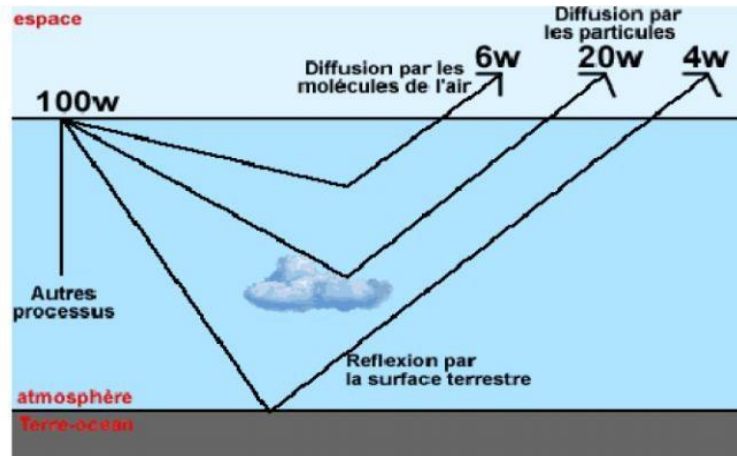
Le tableau [\(I.3\)](#) donne la variation de la pression atmosphérique avec l'altitude :

Tableau (I.3). Variation de la pression atmosphérique avec l'altitude[28].

Altitude(m)	0	500	1000	1500	2000	5000
P (mbar)	1000	950	900	850	800	500

I.10.2. Le rayonnement diffus

C'est le rayonnement dispersé par l'atmosphère, La diffusion est le phénomène qui disperse la lumière dans différentes directions en raison de plusieurs facteurs, y compris l'eau et les gouttelettes de poussière dans l'atmosphère. Ce véhicule est lié aux conditions météorologiques [\[29\]](#).



Figure(I.10). Représentation des rayons diffus avec la puissance solaire incidente de 100watts.

La relation entre le coefficient de transmission du flux direct et diffus est [29].

$$\tau_{dif} = 0.272 - 0.2939 \times \tau_{dir} \quad (I.47)$$

Le flux diffus reçu sur un plan horizontal est défini par [29].

$$G_{difh} = G^* \times \sin(h) \times \tau_{dif} \quad (I.48)$$

Le flux diffus reçu sur un plan incliné est défini par [29].

$$G_{dif} = g_{dif1} + g_{dif2} \quad (I.49)$$

Avec :

$$g_{dif1} = G_{difh} \times \frac{1+\cos(\beta)}{2} \quad (I.50)$$

$$g_{dif2} = alb \times \frac{1+\cos(\beta)}{2} \times (G_{dif} \times \sin(h) + G_{dif}) \quad (I.51)$$

g_{dif1} , g_{dif2} : rayonnements diffusés par le ciel et par le sol respectivement.

β : angle d'inclinaison du plan du capteur par rapport à l'horizontale

alb : albédo du sol.

C'est le flux réfléchi depuis la surface de la Terre, Il est lié à la géographie du site, et ce flux est important si les zones sont recouvertes de neige et sont donc réfléchies par la lumière.

$$alb = \frac{\text{énergie réfléchie}}{\text{énergie recue}} \quad (I.52)$$

Il y a quelques valeurs de l'albédo selon la surface du sol [30] comme il est indiqué dans le **Tableau (I.1)**:

Tableau (I.4) : Les valeurs de l'albédo selon la surface du sol.

N°	Type de surface	Valeur d'albédo de surface
1	Neige fraîche	0,80 - 0,85
2	Vielle neige et glace	0,30 - 0,70
3	Terre noire	0,08 - 0,14
4	Argile	0,16 - 0,23
5	Sable blanc-jaune	0,34 - 0,40
6	Sable gris-blanc	0,18 - 0,23
7	Herbe ou pâturage	0,15 - 0,25
8	Champ de maïs	0,14 - 0,22
9	Champ de riz	0,17 - 0,22
10	Forêt de conifères	0,10 - 0,15
11	Forêt de feuillus	0,15 - 0,20
12	Eau	0,025 - 0,348 (selon l'angle d'élévation solaire)

I.10.3. Le rayonnement global

Représente la somme du rayonnement solaire tombant sur une surface, y compris le rayonnement solaire direct tombant et le rayonnement solaire diffus. Elle est donnée dans la relation suivante [28]

$$G = G_{dif} + G_{dir} \quad (I.53)$$

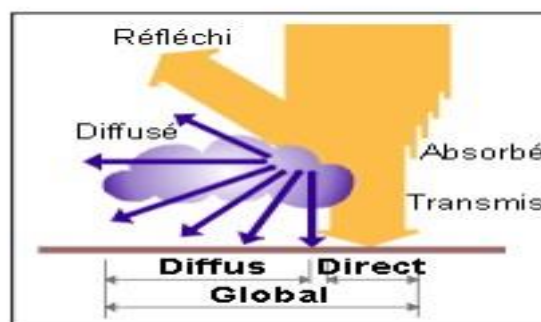


Figure (I.11). Les composants du rayonnement solaire

I.11. Le gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire est un ensemble de données qui décrit l'évolution du rayonnement solaire disponible sur une période donnée, généralement mesuré en kWh/m². Ces données sont essentielles pour évaluer le potentiel énergétique solaire d'une zone géographique spécifique.

Voici quelques points clés concernant son utilisation et son importance [31].

- **Évaluation du potentiel solaire :**

Le gisement solaire permet de quantifier la quantité d'énergie solaire reçue à un endroit précis. Cela inclut des mesures comme l'irradiation globale horizontale (GHI), l'irradiation directe normale (DNI) et l'irradiation diffuse. Ces données aident à déterminer si une zone est adaptée à l'installation de panneaux solaires ou de centrales solaires.

- **Dimensionnement des systèmes solaires :**

En fonction de la demande énergétique locale, les données du gisement solaire permettent de dimensionner correctement les systèmes solaires (photovoltaïques ou thermiques). Par exemple, elles aident à calculer la surface de panneaux nécessaires pour répondre aux besoins énergétiques d'un bâtiment, d'une industrie ou d'un réseau électrique.

- **Variabilité temporelle :**

Le gisement solaire prend en compte les variations saisonnières, journalières et même horaires du rayonnement solaire. Cela permet de prévoir les périodes de production d'énergie et d'adapter les systèmes de stockage (batteries) ou de secours (générateurs) en conséquence.

- **Applications pratiques :**

Centrales solaires : Pour optimiser l'emplacement et la taille des installations.

Bâtiments résidentiels et commerciaux : Pour maximiser l'autoconsommation et réduire les coûts énergétiques.

Agriculture : Pour l'utilisation de pompes solaires ou de serres chauffées à l'énergie solaire.

- **Sources des données :**

Les données du gisement solaire peuvent provenir de stations météorologiques, de satellites (comme ceux de la NASA ou de l'ESA) ou de modèles climatiques. Des outils logiciels (comme PVGIS, SAM, ou Meteonorm) sont souvent utilisés pour analyser ces données et les convertir en informations utiles pour les projets solaires.

L'Algérie, En raison de sa position géographique favorable, il est possible d'utiliser cette ressource pour diminuer sa dépendance aux combustibles fossiles et favoriser les énergies renouvelables grâce à son grand gisement solaire. En utilisant une source d'énergie propre et

durable, les installations solaires peuvent contribuer à la production d'électricité, au chauffage de l'eau ou à d'autres besoins énergétiques. Comme indiqué dans la figure (I.12).

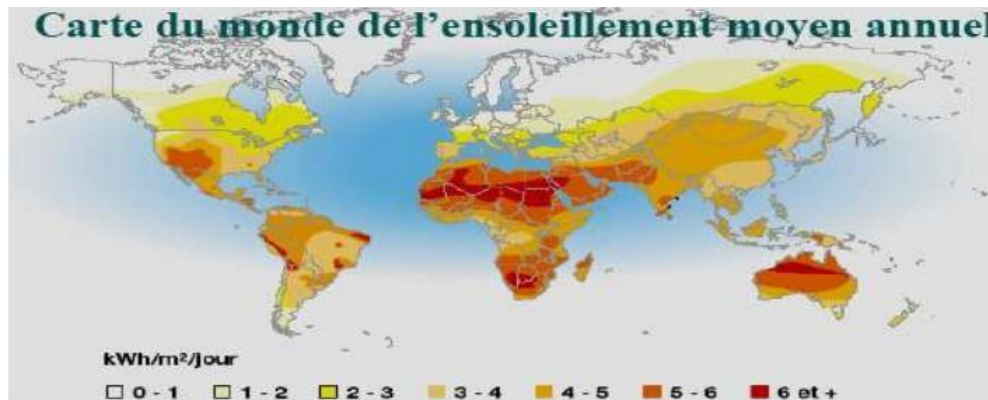


Figure (I.12). Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel [32].

Selon les estimations de l'Agence Spatiale Allemande (ASA), l'Algérie détient le plus grand potentiel solaire de tout le bassin méditerranéen. Ces évaluations révèlent que le pays bénéficie d'un potentiel solaire annuel impressionnant :

- **169 000 TWh** pour le **solaire thermique** (utilisé principalement pour le chauffage solaire),
- **13,9 TWh** pour le **solaire photovoltaïque** (dédié à la production d'électricité solaire).

Ces chiffres mettent en lumière l'énorme capacité de l'Algérie à exploiter l'énergie solaire, une ressource abondante et renouvelable, pour répondre à ses besoins énergétiques et réduire sa dépendance aux combustibles fossiles. Cela ouvre également des perspectives prometteuses pour le développement de projets solaires à grande échelle, tant sur le plan national qu'international.

Afin de faire référence à cette estimation, il est souligné que le potentiel solaire en Algérie est équivalent à l'énergie générée par dix vastes réserves de gaz naturel qui auraient été découvertes à Hassi R'Mel, une zone bien connue en Algérie pour ses réserves de gaz naturel.

Le Tableau (I.5) montre la répartition du potentiel solaire en Algérie par région climatique, en fonction de l'ensoleillement obtenu chaque année [32].

Tableau (I.5). Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques.

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	265

La durée de l'insulte dans le désert d'Alger est estimée à 3500 heures par an, la plus importante au monde par l'Algérie, atteignant 12 heures par jour en été, à l'exception de l'extrême sud atteignant 6 heures par jour [32].

Distribution de l'énergie solaire aux régions algériennes comme décrit dans la figure (I.13).

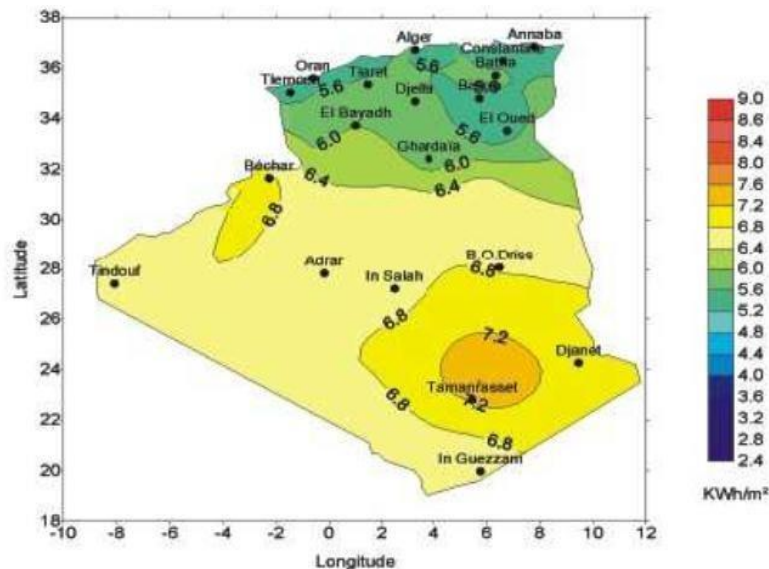


Figure (I.13). Le rayonnement solaire global moyen annuel reçu sur un plan incliné à la latitude du site.

L'office national de la météorologie (ONM) gère un réseau de 78 stations météorologiques en Algérie. Comme le montre la figure (I.14), ces stations sont dispersées sur tout le territoire Algérien.

Il est important de noter que, sur l'ensemble du réseau de stations météorologiques de l'ONM, seulement 7 stations sont actuellement capables de mesurer les composantes diffuses et globales du rayonnement solaire sur un plan horizontal. Cette limitation est principalement due à deux raisons :

1. **Le coût élevé** des équipements spécialisés nécessaires pour effectuer ces mesures.
2. **La fiabilité limitée** des instruments disponibles, qui peut affecter la précision des données recueillies.

Cette situation souligne les défis à la fois techniques et financiers associés à la surveillance complète du rayonnement solaire. Elle met également en lumière la nécessité de renforcer les capacités d'observation afin d'améliorer la compréhension des processus climatiques et énergétiques.

Il est possible que les autres stations du réseau de l'ONM utilisent d'autres méthodes ou instruments pour mesurer d'autres paramètres météorologiques, mais elles ne sont pas spécialement équipées pour mesurer les composantes du rayonnement solaire [31].

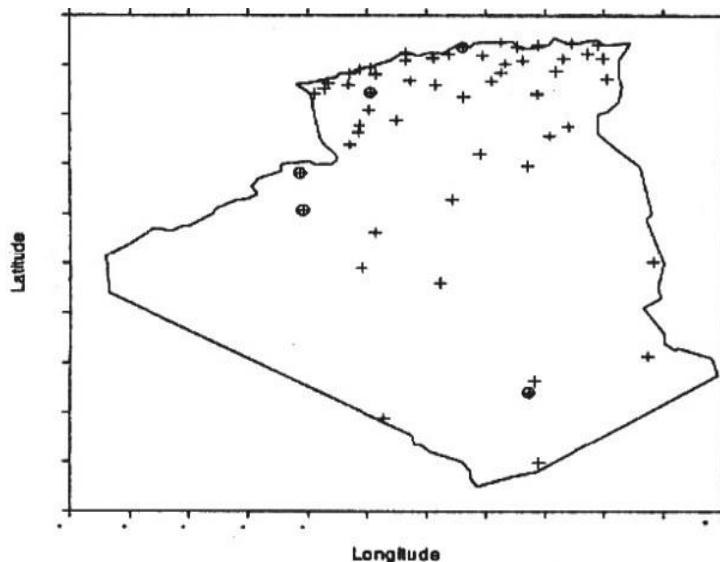


Figure (I.14). Répartition territoriale des stations météorologiques en Algérie.

I.12. Conclusion

Ce chapitre propose une description succincte du soleil et de l'énergie qu'il produit, ainsi qu'une explication des paramètres liés à sa position et au temps solaire. Il inclut également une analyse détaillée du rayonnement solaire et de ses caractéristiques.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Ngô, C., 2008, L'énergie-3e édition : Ressources, technologies et environnement, *Dunod*.

- [2] Ngô, C., 2005, Le soleil, Vol. 97, *Le Cavalier bleu* .
- [3] Von Meyenn, K., 1990, “Ist die Trägheit eines Körpers von seinem Energieinhalt abhängig ?” *Albert Einsteins Relativitätstheorie: Die grundlegenden Arbeiten*, pp. 156–159.
- [4] Bethe, H. A., 1939, “Energy production in stars,” *Physical Review*, 55(5), p.43.
- [5] Bethe, H. A., Critchfield, C. L. (1938). “The formation of deuterons by proton combination”. *Physical Review*, 54(4), 248.
- [6] Phillips, K. J. (1995). *Guide to the Sun*. *Cambridge University Press*.
- [7] Chen, C. J. (2011). *Physics of Solar Energy*. *John Wiley & Sons*
- [8] Beatty, J. K., Petersen, C. C., & Chaikin, A. (Eds.). (1999). *the new solar system*. *Cambridge University Press*.
- [9] Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (1980). *Solar engineering of thermal processes* (p. 16591). *New York : Wiley*.
- [10] Malherbe, J. M. (2019). *Le Soleil, notre étoile*.
- [11] H Schuh, S Böhm (2021)” Earth Rotation”. *Encyclopedia of solid earth geophysics*, Springer. PP. 149--155
- [12] Al-Hallaj, S. Kiszynski, K. (2011). “Hybrid hydrogen systems: stationary and transportation applications”. *Springer Science & Business Media*.
- [13] Brownson, J. R. (2013). *Solar energy conversion systems*. *Academic Press*.
- [14] Bostan, I., Gheorghe, A. V., Dulgheru, V., Sobor, I., Bostan, V., and Sochirean, A. (2012). *Resilient energy systems: renewables: wind, solar, hydro* (Vol. 19). *Springer Science and Business Media*..
- [15] Labouret, A., Viloz, M. (2006). *Energie solaire photovoltaïque* (Vol. 3). Paris: Dunod.
- [16] Kasten, F., Young, A. T. (1989). Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied optics*, 28(22), 4735-4738.
- [17] Gueymard, C. A. (2004). “The sun’s total and spectral irradiance for solar energy applications and solar radiation models”. *Solar energy*, 76(4), 423-453.

- [18] Riordan, C., & Hulstron, R. (1990, May). "What is an air mass 1.5 spectrum?(solar cell performance calculations)". In *IEEE Conference on Photovoltaic Specialists* (pp. 1085-1088). IEEE.
- [19] Gueymard, C. A., Myers, D., & Emery, K. (2002). "Proposed reference irradiance spectra for solar energy systems testing". *Solar energy*, 73(6), 443-467
- [20] Aitor M., Pablo F. , Felipe B. , Joaquín A. , Jesús B. , Roberto R., "Comparison of atacama desert solar spectra vs. astm g173-03 reference spectra for solar energy application". *Conference Proceedings EuroSun*. Palma de Mallorca (Spain), 11 – 14 October 2016.
- [21] Lashof, D. A., Ahuja, D. R. (1990). "Relative contributions of greenhouse gas emissions to global warming". *Nature*, 344(6266), 529-531.
- [22] Bernard, J. (2004). *Énergie solaire ; calculs et optimisation* (2011), *Ellipses Édition*, Paris.
- [23] Bernard, G. Menguy et M. Schwartz. (1983). "Le Rayonnement Solaire, Conversion Thermique et applications", *Technique & Documentation, Ed. Lavoisier, France*, 250 p.
- [24] Capderou, M. (1987). *Atlas Solaire de l'Algérie, modèles théoriques et expérimentaux. Vol. 1, T1, Office des Publications Universitaires, Algérie*.
- [25] Chasseriaux, J. M. (1984). *Conversion thermique du rayonnement solaire* (p. 273). Paris : *Dunod*.
- [26] Sfeir, A. A., & Guarracino, G. (1981). "Ingénierie des systèmes solaires : applications à l'habitat" . *Technique et documentation-Lavoisier*.
- [27] Perrin de Brichambaut, C. (1987). "Energie solaire, évaluation des ressources utilisables". *Rapport interne*.
- [28] Mayouf, S. (1994). " Etude d'un distillateur solaire à effet de serre en cascade avec stockage de chaleur dans un ballon" .*Thèse de magistère*, Université de Constantine1.
- [29] Communay, P. H. (2002). "Héliothermique: le gisement solaire, méthodes et calculs". *Groupe de recherche et d'édition*.
- [30] Gabriel M. , Cathérine N. , Donatien K. (2020). 'Estimation of the surface albedo with image Landsat 8 OLI: Application on the scene of the city of Lubumbashi and its surroundings'. *Geo-Eco-Trop.*, 44 (3),pp. 459-465.

- [31] Capderou, M. (1985). "Atlas solaire de l'Algérie : Aspect énergétique". *Office des publications universitaires*.
- [32] Mefti, A. and B. M. and M. H. (2002). "Evaluation du potentiel énergétique solaire, Bulletin des Energies Renouvelables". *Bulletin Des Énergies Renouvelables*.

Chapitre II :
Le capteur
photovoltaïque

II.1.Introduction

La combustion des combustibles fossiles est une source majeure de pollution et de réchauffement climatique, selon de nombreuses études [1]. En effet, l'épuisement progressif de ces ressources, combiné aux effets néfastes de leur incinération sur l'environnement, a suscité de vives inquiétudes à l'échelle mondiale. Face à ces défis, il est devenu impératif de trouver des alternatives énergétiques propres, renouvelables et durables pour remplacer les combustibles fossiles. Parmi ces alternatives, l'énergie solaire se distingue par son caractère inépuisable, écologique et flexible. Elle peut en effet être transformée en diverses formes d'énergie pour répondre à des besoins variés. De plus, des sources comme la bioénergie, la géothermie, l'énergie nucléaire et l'énergie solaire sont considérées comme plus accessibles et plus abondantes par rapport à d'autres ressources renouvelables, telles que l'hydroélectricité et l'énergie éolienne [2].

Au cours des dernières décennies, la technologie de l'énergie solaire a connu une croissance rapide et significative. Les progrès réalisés dans ce domaine ont permis de surmonter de nombreux obstacles techniques, améliorant ainsi l'efficacité de la conversion de l'énergie solaire tout en réduisant les coûts de production [3]. Ces avancées ont rendu l'énergie solaire de plus en plus compétitive et attractive sur le marché énergétique mondial.

Les panneaux solaires photovoltaïques (PV) représentent aujourd'hui l'une des options les plus rapides et les plus prometteuses pour la production d'énergie renouvelable. Leur capacité à s'adapter à des conditions régionales variées, ainsi que leur rapidité de déploiement, ont contribué à leur succès dans de nombreuses régions du monde. Les systèmes photovoltaïques se déclinent en une gamme étendue, allant de petits systèmes isolés pour des applications domestiques ou locales à de vastes centrales électriques de plusieurs mégawatts. Cette adaptabilité a conduit au développement de différentes technologies solaires, chacune étant conçue pour répondre à des besoins et des contextes spécifiques.

Ce chapitre vise à approfondir notre compréhension de l'impact des systèmes photovoltaïques et des principaux paramètres utilisés pour évaluer les performances des cellules solaires. En explorant ces aspects, nous pourrions mieux appréhender le rôle crucial que joue l'énergie solaire dans la transition énergétique mondiale, ainsi que les défis et les opportunités qui accompagnent son adoption à grande échelle.

II.2. Histoire des cellules solaires

L'énergie photovoltaïque est l'une des réalisations scientifiques majeures du XXe siècle et est devenue la technologie l'une des sources d'énergie renouvelable les plus répandues à l'échelle mondiale. L'effet photovoltaïque, qui est à la base du fonctionnement des cellules solaires, a été découvert par Edward Bickerell en 1890. La première cellule solaire a été fabriquée à partir d'un seul cristal de silicium chez Bell Labs en 1954 [4], ce qui a démontré une efficacité de conversion d'énergie de 6 %. Le premier système solaire en silicium commercial a été annoncé en 1955, avec une efficacité de 2%. En raison des coûts élevés et des prix élevés, peu de personnes ont réellement utilisé la cellule solaire pour des applications à domicile, mais elle a commencé à être largement utilisée dans la vie quotidienne après 1973 [5]. En 1980, Bragagnolo et al.[6] ont développé une nouvelle forme de cellule solaire à faible coût de fabrication et à une efficacité de 10% à l'Institut de conversion d'énergie de l'Université du Delaware appelée cellule solaire à film mince. Une cellule solaire en silicium polycristallin a été largement fabriquée en 1982 à l'aide d'une méthode de coulée par la Kyocera Corporation. En 1991 O'Regan et al. [7] ont découvert un nouveau type de cellules solaires appelées cellules solaires à sensibilité à la couleur (DSSCS), qui ont encore réduit le coût de fabrication de 50% par rapport aux cellules solaires à silicium, en utilisant des procédés de solution. Depuis lors, l'étude des cellules solaires est passée à la troisième génération. Les cellules solaires pérovskites (PSCS) sont issues du concept de recherche des cellules solaires sensibles aux couleurs.

L'industrie photovoltaïque a connu une croissance significative, soutenue par des avancées technologiques, des politiques de soutien et une prise de conscience croissante de l'importance de l'énergie propre et renouvelable. Les cellules solaires sont désormais utilisées à grande échelle dans les applications résidentielles, commerciales et industrielles, contribuant à la transition vers une production d'énergie plus durable et respectueuse de l'environnement [8],[9],[10].

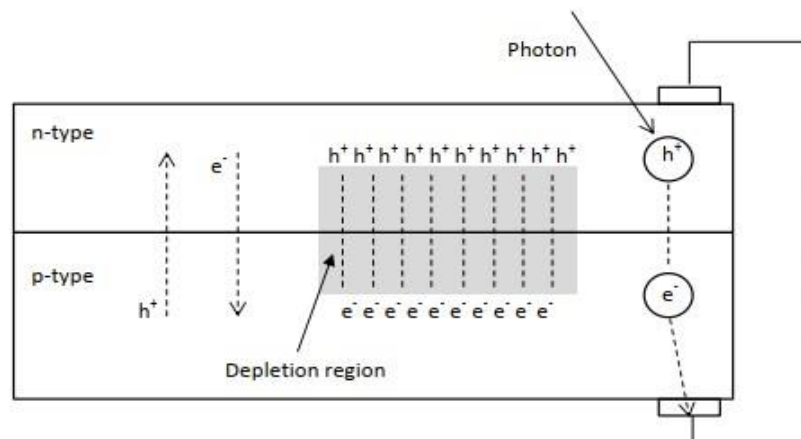
II.3. L'effet photovoltaïque

Le processus par lequel un matériau semi-conducteur absorbe les photons de la lumière solaire et génère des paires d'électrons-trous est appelé effet photoélectrique. Lors de la formation de la jonction P-N dans une cellule photovoltaïque, deux régions sont créées : une région P (où les trous sont majoritaires) et une région N (où les électrons sont majoritaires). Lorsque ces

deux régions se rencontrent, un champ électrique se forme au niveau de la jonction. La cellule photovoltaïque utilise plusieurs étapes pour convertir l'énergie solaire en énergie électrique. :

1. Absorption des photons : Lorsque les photons de lumière solaire frappent la cellule photovoltaïque, ils peuvent être absorbés par le matériau semi-conducteur. Pour que l'absorption se produise, l'énergie des photons doit être supérieure à la largeur de la bande interdite du matériau.
2. Génération de paires électron-trou : L'absorption des photons libère des électrons de la bande de valence du matériau, créant ainsi des paires électron-trou (un électron excité et un trou correspondant).
3. Séparation des porteurs de charge : Les électrons libérés se déplacent vers la région n, tandis que les trous restent dans la région p, en raison du champ électrique à la jonction P-N. Ce champ électrique crée une barrière de potentiel qui sépare les charges.
4. Collecte des porteurs de charge : Les électrons et les trous sont collectés par des contacts métalliques à la surface de la cellule photovoltaïque. Les électrons sont collectés par une électrode connectée à la région n, tandis que les trous sont collectés par une électrode connectée à la région p.
5. Circulation du courant : Lorsque les électrons et les trous sont collectés, un courant électrique est généré et peut être utilisé pour alimenter des appareils ou être stocké dans une batterie.

Il convient de noter que la description ci-dessus est simplifiée pour faciliter la compréhension du fonctionnement général d'une cellule photovoltaïque à jonction P-N. En réalité, les cellules photovoltaïques peuvent utiliser différents matériaux et architectures pour améliorer leur rendement et leur efficacité de conversion de la lumière solaire en électricité [11].



Figure(II.1). Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque.

II.4. La Cellule solaire

Au cours des trois dernières décennies, la technologie solaire photovoltaïque a connu une avancée rapide. À l'heure actuelle, on compte plusieurs sortes de panneaux solaires. Dans cette section, nous présentons une vue d'ensemble des diverses sortes de panneaux solaires existants. On peut classer les dispositifs photovoltaïques en diverses catégories en fonction du matériau employé [12].

- **Cellules en silicium monocristallin :**

Les cellules solaires cristallines ont été les premières cellules à être produites commercialement, apparaissant pour la première fois au début des années 1950. Les cellules solaires monocristallines sont fabriquées à partir d'un seul bloc de silicium cristallisé. Le procédé de fabrication le plus couramment utilisé est le procédé chukralsky, dans lequel une tige de silicium est immergée dans du silicium fondu, puis retirée lentement pendant la rotation. Le silicium fondu se solidifie autour de la tige, formant ainsi un cylindre monocristallin monolithique de très minces flocons d'alliage de silicium sont découpés pour créer des cellules monocristallines effectivement. Parmi toutes les cellules photovoltaïques, les cellules monocristallines ont le rendement le plus élevé ; les cellules disponibles dans le commerce atteignent des rendements de 15% à 20% [13].

- **Cellules en silicium polycristallin**

En 1980, les premières cellules polycristallines sont apparues, constituées de silicium pur avec une petite quantité de bore. Pour la fabrication d'une cellule polycristalline, un moule de forme carrée est rempli de matière fondue et reçoit progressivement une période de très

refroidissement. De nombreux petits cristaux se développent à l'intérieur de l'alliage lorsqu'il refroidit. Comme le montre la [figure \(II.2\)](#), l'alliage refroidi est sorti du moule et coupé à l'aide d'une scie à fil diamanté pour créer des copeaux qui sont utilisés pour fabriquer des cellules solaires.

L'efficacité des modules de cellules solaires poly cristallins est généralement inférieure de 15% à 17% à celle des modules de cellules solaires monocristallins. En effet, la frontière de la cellule solaire entre ces cristaux limite la quantité d'électrons qui peuvent la traverser, réduisant ainsi la production. Les cellules solaires poly cristallines ont besoin de beaucoup moins d'énergie pour produire, malgré leur efficacité légèrement inférieure [\[13\]](#).

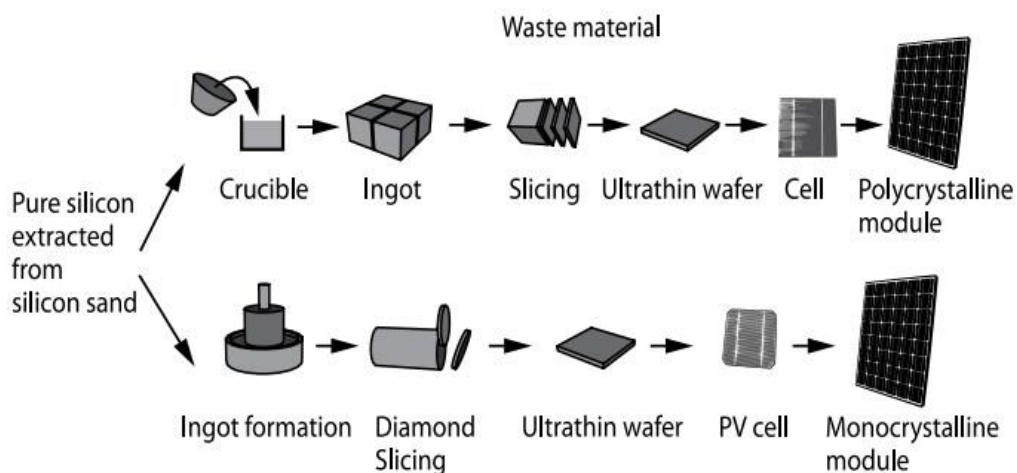


Figure (II.2). Etapes de production de la plaquette de silicium pour fabriquer des cellules solaires monocristallines et poly cristallines.

- **Cellules en Silicium amorphe**

Les cellules solaires amorphes, qui font partie des cellules solaires en couches minces. Ils sont fabriqués en déposant une couche très mince de silicium amorphe, formé d'atomes de silicium répartis de manière aléatoire, sur un support tel que du verre, du plastique ou du métal. Ce dépôt est réalisé par une technique de vaporisation sous vide. Cependant, les cellules solaires amorphes ont généralement un rendement plus faible, se situant entre 5 et 9 %. Cela est dû en partie à la nature amorphe du matériau, qui limite la mobilité des charges électriques. En conséquence, la conversion de la lumière solaire en électricité est moins efficace, ce qui se traduit par un rendement inférieur [\[14\],\[15\]](#). En ce qui concerne le coût de fabrication, les cellules solaires amorphes bénéficient généralement d'un avantage par rapport aux autres technologies de cellules solaires, car le processus de dépôt en couches minces peut être moins complexe et moins gourmand en matière première.

- **Les cellules à couches minces (flexibles)**

Les cellules solaires en couches minces sont fabriquées en déposant plusieurs couches de matériaux semi-conducteurs sous forme de films minces sur un support tel que de l'acier, du verre ou du plastique. Contrairement aux cellules solaires monocristallines et poly cristallines qui sont principalement basées sur le silicium, les cellules en couches minces utilisent d'autres matériaux semi-conducteurs [14]. Il est également important de noter que les matériaux utilisés dans les cellules en couches minces sont généralement considérés comme non toxiques, ce qui est un avantage en termes d'impact environnemental et de recyclage. L'un des avantages principaux des cellules en couches minces est leur coût de fabrication potentiellement plus faible par rapport aux cellules solaires en silicium cristallin. Le processus de dépôt de couches minces peut être moins complexe et moins gourmand en matière première, ce qui réduit les coûts de production. De plus, les cellules en couches minces ont généralement une efficacité de conversion énergétique élevée, ce qui signifie qu'elles peuvent convertir efficacement la lumière solaire en électricité. Cependant leur rendement global est souvent inférieur à celui des cellules solaires en silicium cristallin, se situant entre 5 et 13 %, comme vous l'avez mentionné. Cela signifie que pour obtenir une puissance équivalente, une plus grande surface de cellules en couches minces est nécessaire par rapport aux cellules solaires cristallines.

- **Les cellules organiques**

Les cellules solaires à base de semi-conducteurs organiques, également connues sous le nom de cellules solaires organiques ou cellules solaires en polymère, sont fabriquées en déposant des matériaux semi-conducteurs organiques sur un substrat en plastique ou en verre. Ces matériaux organiques sont généralement des polymères ou des molécules organiques à base de carbone. Les cellules solaires organiques présentent plusieurs avantages par rapport aux autres technologies de cellules solaires. Tout d'abord, elles offrent un coût de fabrication potentiellement plus bas, car les matériaux utilisés sont plus abordables et le processus de fabrication peut être réalisé à des températures plus basses et avec des techniques d'impression plus simples. Cependant, les cellules solaires organiques ont généralement un rendement de conversion énergétique plus faible par rapport aux autres types de cellules solaires mentionnés précédemment. Leur rendement moyen varie généralement entre 5 et 10 %, bien qu'il ait connu des améliorations au fil des années grâce à la recherche et au développement. Les

cellules solaires organiques sont encore principalement utilisées à des fins expérimentales et de recherche en laboratoire. Leur utilisation commerciale est limitée en raison de leurs performances relativement modestes par rapport aux autres technologies de cellules solaires plus matures [15].

II.5. Paramètres de performance du module PV

Cette partie présente certaines des définitions essentielles du sujet de la technologie photovoltaïque afin d'aider les lecteurs à comprendre le fonctionnement des cellules solaires et à évaluer leurs performances.

Les caractéristiques de performance des modules photovoltaïques sont évaluées à l'aide des courbes I-V et P-V, où "I" représente le courant, "V" la tension et "P" la puissance. Les deux principales techniques d'analyse des performances PV sont le traçage des courbes I-V et P-V. Ils calculent le facteur de remplissage, la puissance maximale, la tension en circuit ouvert et le courant de court-circuit. Comme illustré à la figure (II.3),[16].

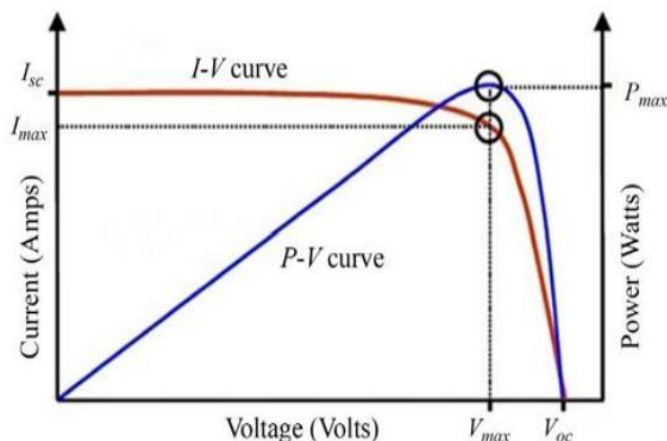


Figure (II.3). Les courbes I-V et P-V indiquent la puissance maximale, la tension en circuit ouvert (V_{oc}) et le courant de court-circuit (I_{sc}).

Les paramètres de performance sont la tension en circuit ouvert (V_{oc}), la densité de courant de court-circuit (I_{sc}), le facteur de remplissage (FF) et le rendement de conversion de puissance (η). Sous éclairage, la tension maximale qui peut être extraite d'une cellule solaire est appelée tension en circuit ouvert [17]. Cela se produit lorsque les contacts sont isolés (ou plus commodément appelés état de circuit ouvert), auxquels aucun courant est produit. Lorsque les contacts sont connectés, une condition de court-circuit se produit, et le photocourant, soit la densité de courant extraite du circuit, est appelée densité de courant de court-circuit [17].

Dans une cellule idéale, la puissance maximale ce qui pourrait être généré serait égal au produit de J_{sc} et de V_{oc} . Cependant, en raison des imperfections inhérentes à une cellule solaire, la puissance réellement extraite est généralement inférieure à la puissance théorique produite. Ainsi, en pratique, la densité de puissance maximale (P_{max}) est définie comme le produit de I_m (la densité de courant au point de puissance maximale) par V_m (la tension au point de puissance maximale). Le rapport de la puissance de sortie maximale réelle à la puissance de sortie maximale idéale est défini par le facteur de remplissage comme indiqué dans l'équation (II.1).

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (II.1)$$

Le rendement d'une cellule (η) définit le rapport entre la densité de puissance obtenue au power point maximale et la densité de puissance de la lumière incidente, comme indiqué dans l'équation (II.2). Sur la base des équations (II.1) et (II.2), η peut être lié à I_{sc} , au V_{oc} et au FF comme indiqué dans l'équation (II.3).

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{I_m \cdot V_m}{P_{in}} \quad (II.2)$$

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} = \frac{I_{sc} \cdot V_{oc} \cdot FF}{P_{in}} \quad (II.3)$$

Une cellule solaire est normalement évaluée en utilisant les conditions d'essai standard (STC), qui demandent une température de 25 °C et une irradiation du spectre de la masse d'air 1,5 (AM1, 5). Le spectre solaire standard, ou AM1. 5, correspond à une intensité de puissance entrante de 1000 W m⁻². C'est la moyenne de l'irradiance moyenne du spectre solaire atténué qui atteint la surface de la Terre après avoir traversé une atmosphère d'épaisseur et de composition standard.

Comme mentionné ci-dessus, la puissance de sortie réelle dans une cellule réelle est généralement inférieure au maximum puissance de sortie dans une cellule idéale. Cet effet se produit en raison de la dissipation de puissance à travers la résistance série (R_s) et résistance shunt (R_{sh}), qui réduisent le facteur de remplissage comme le montre la figure (II.4)

La résistance en série provient souvent de la résistance des contacts, alors que la résistance shunt provient de la fuite de courant à travers la cellule. Idéalement, on souhaite avoir la plus petite R_s et la plus grand R_{sh} possible pour maximiser l'efficacité de la cellule [17].

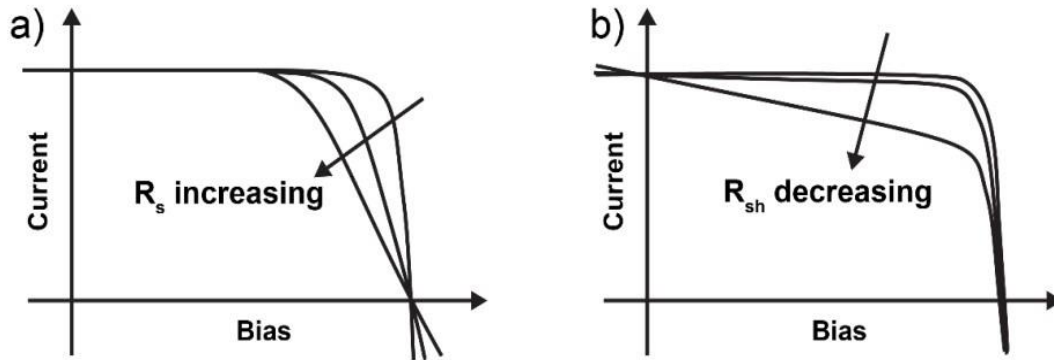


Figure (II.4). Influence de : (a) l'augmentation de la résistance série (R_s) et (b) la diminution de la résistance de shunt (R_{sh}) sur le coefficient de remplissage sur la courbe I-V

II.6. Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque

Afin de faciliter la compréhension des effets des différents types de pannes sur les performances des modules photovoltaïques, un aperçu des principes de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque sera fourni. Le « modèle mono diode », également connu sous le nom de modèle mono diode, est fréquemment utilisé pour décrire le comportement électrique des cellules photovoltaïques. Il peut également être mis à l'échelle pour représenter des modules photovoltaïques constitués de plusieurs cellules reliées. Les cinq paramètres de ce modèle, ainsi que leur interprétation dans le cadre du circuit équivalent, sont présentés et expliqués dans les paragraphes suivants :

Lorsqu'il est exposé à la lumière, le semi-conducteur à jonction p-n d'une cellule solaire génère à la fois une tension et un courant électrique, un phénomène connu sous le nom d'effet photovoltaïque. L'excitation des porteurs est provoquée par des photons qui ont une énergie au moins aussi élevée que l'énergie de la bande interdite du matériau.

Mais même si le processus décrit ci-dessus amène le matériau à créer du courant, il en consomme également, agissant comme un semi-conducteur qui autrement fonctionnerait comme une diode. Pour cette raison, une source de courant couplée à une diode en parallèle peut être utilisée pour symboliser une cellule solaire parfaite la figure (II.5).

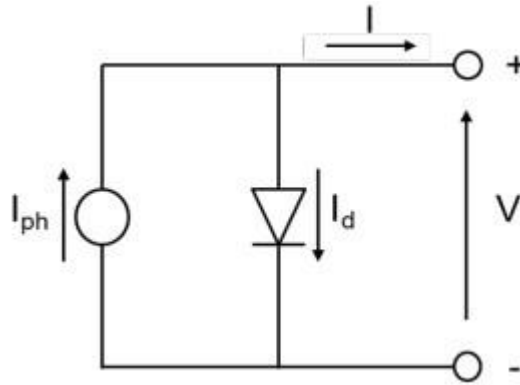


Figure (II.5). Circuit d'une cellule photovoltaïque idéale.

Cette représentation est décrite par l'équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{II.1})$$

Où : I_{ph} est la photo courant et I_d est donné par l'équation de la diode idéale de Shockley :

$$I_d = I_0 \left(\exp\left(\frac{qV}{k_B T}\right) - 1 \right) \quad (\text{II.2})$$

Où :

q est la charge électronique ;

k_B est la constante de Boltzmann ;

V est la tension aux bornes de la cellule

T est la température de la cellule ;

I_0 est le courant de saturation de la diode, qui reflète le courant de recombinaison dû à la recombinaison des porteurs à l'intérieur de la zone d'épuisement.

Le flux de photons impactant la cellule et la bande interdite du matériau sont les deux facteurs fondamentaux affectant le courant I_{ph} .

La figure (II.6) montre une courbe I-V qui traduit la variation du courant (I) en fonction de la tension (V).

De plus, les points importants suivants sont indiqués : tension au point de puissance maximale (V_{mpp}), courant au point de puissance maximale (I_{mpp}), tension en circuit ouvert (V_{oc}) et courant de court-circuit (I_{sc}). Le point de puissance maximale de la courbe IV (P_{max}) est le point auquel le produit de I multiplié par V est à son plus haut niveau. De plus, le facteur de forme (FF) d'une cellule photovoltaïque est décrit par l'équation (II. 1).

Alors que le rendement (η) d'une cellule PV est calculé par l'équation (II.3). Où P_{in} est la puissance incidente de la lumière à la surface de la cellule photovoltaïque.

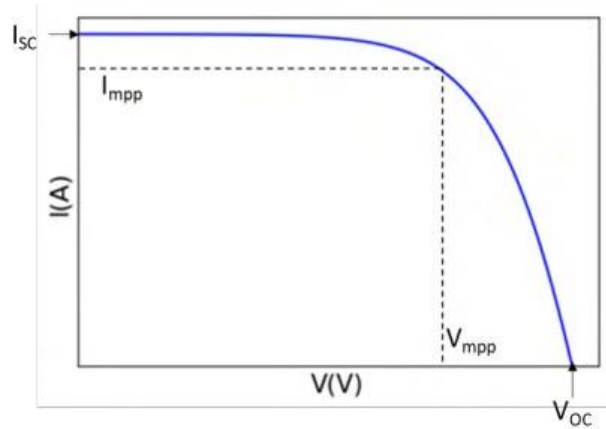


Figure (II.6). Courbe (I-V) typique d'une cellule PV.

Le modèle à diode unique, décrit précédemment, ne parvient pas à représenter avec précision le comportement réel d'une cellule solaire. En effet, il néglige plusieurs phénomènes importants tels que les résistances parasites (série et shunt) ainsi que la recombinaison additionnelle de porteurs de charge, causée par les défauts du matériau semi-conducteur et par les éléments associés à la cellule, notamment les contacts métalliques et les interfaces. Ces facteurs influencent significativement les performances électriques de la cellule photovoltaïque et doivent être pris en compte pour obtenir un modèle plus réaliste et précis.

Le modèle idéal est modifié comme le montre la figure (II.7) pour décrire ces impacts [18]. La cellule photovoltaïque est composée d'une source de courant modélisant le flux lumineux, avec deux diodes et les pertes sont modélisées par deux résistances, une résistance série R_s et une résistance shunt R_{sh} .

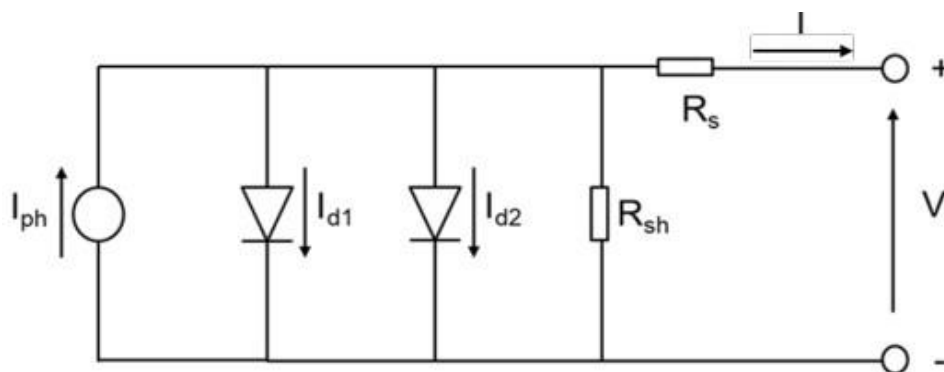


Figure (II.7). Circuit d'une cellule photovoltaïque réelle.

Ensuite, le courant peut être exprimé comme :

$$I = I_{ph} - I_{01} \left(\exp \left(\frac{q(V+R_s I)}{K_B T} \right) - 1 \right) - I_{02} \left(\exp \left(\frac{q(V+R_s I)}{2K_B T} \right) - 1 \right) - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (\text{II.5})$$

Tel que :

I_{02} , est le courant de saturation de la diode non idéale, reflète la recombinaison supplémentaire de porteurs dans une cellule PV causée par des défauts de matériau, et I_{01} , le même que I_0 dans l'équation du modèle à une diode.

La résistance shunt, ou R_{sh} , est une représentation des canaux de fuite parallèles à haute conductivité qui résultent de la dégradation des cristaux ou des impuretés à l'intérieur et à l'extérieur de la jonction [18].

La connexion ci-dessus peut-être approximé comme :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left(\frac{q(V+R_s I)}{nK_B T} \right) - 1 \right) - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (\text{II.6})$$

Où : $1 \leq n \leq 2$ et n est le facteur d'idéalité regroupé. Lorsque n est proche de 1, la cellule se comporte pratiquement parfaitement, et lorsque n est proche de 2, la recombinaison des porteurs a un impact plus important sur la jonction p-n de la cellule PV. Une indication de la qualité du semi-conducteur est le facteur d'idéalité [19].

La courbe I-V d'une cellule PV est affectée par les variations de chaque paramètre du modèle de diode, comme le montre la figure (II.8). La loi de Kirchhoff est utilisée pour calculer la courbe I-V d'un module photovoltaïque avec N_s nombre de cellules connectées en série. Cela signifie que la tension du module PV sera égale à la somme des voltages des cellules PV, tandis que le courant circulant à travers toutes les cellules PV sera le même. L'équation suivante [20] représente la courbe I-V d'un module PV avec N_s nombre de cellules connectées en série.

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left(\frac{q(V+I R_s N_s)}{n N_s K_B T} \right) - 1 \right) - \frac{V+I R_s N_s}{N_s R_{sh}} \quad (\text{II.7})$$

Les caractéristiques des modules photovoltaïques sont affectées de manière variable par divers processus de détérioration et scénarios de défaillance. . Il convient de noter que, bien que

l'augmentation du V_{oc} soit observée sur la figure (II.8b), il y a une forte diminution de FF, et dans une cellule PV réelle, les augmentations de n et I_0 coexistent souvent.

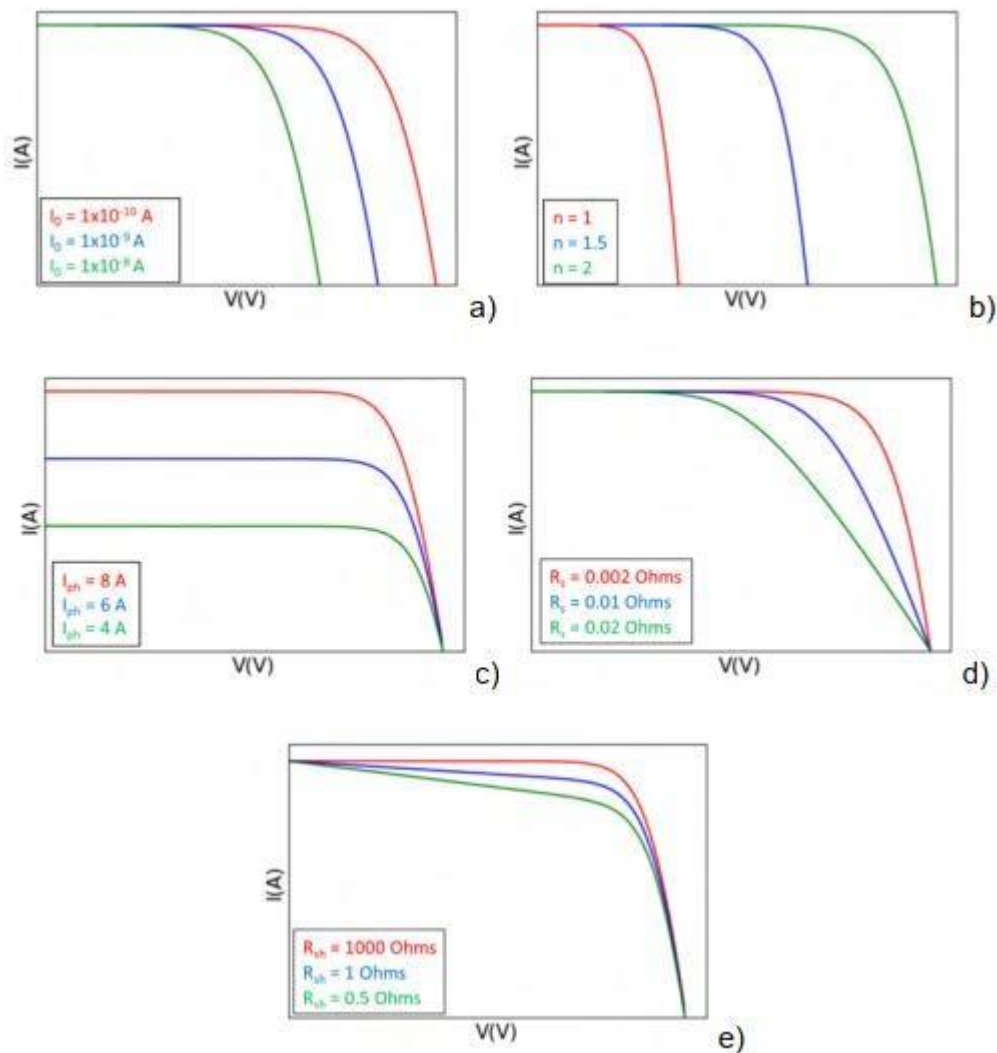


Figure (II.8). Effet de variation de I-V avec:
(a) : I_0 , (b) : n , (c) : I_{ph} , (d) : R_s , (e) : R_{sh} .

II.7. Cellules connectées en série et en parallèle

Les cellules sont regroupées au sein d'un module afin d'obtenir une tension et un courant de sortie plus élevés. Pour augmenter la tension, les cellules sont connectées en série, tandis que pour augmenter le courant, elles sont connectées en parallèle. La configuration des connexions dépend du type de chaîne (string) ou du niveau de sortie souhaité pour le module.

Lorsque des cellules sont connectées dans une série, le courant de l'ensemble de la série est la somme des courants des différentes cellules, comme indiqué dans l'équation (II.8). Le courant total du string est égal au courant d'une seule cellule dans le string, selon l'équation (II.9). Cette équation est valide dans des conditions d'opération idéales où toutes les cellules ont des courbes I-V identiques.

$$V_T = V_1 + V_2 \quad (\text{II.8})$$

$$I_T = I_1 = I_2 \quad (\text{II.9})$$

Les courbes I-V de deux cellules avec des courbes I-V non identiques et la courbe I-V de la combinaison sont illustrées dans la figure (II.9). On ajoute les voltages (0.6 V) des deux cellules à des tensions égales, de sorte que le V_{oc} des cellules combinées est de 1.2 V. Le courant I_{sc} des cellules combinées est identique à I_{sc} des deux cellules. Qui inclut une variation statistique de 21 paramètres des cellules, ce qui a entraîné une légère différence entre les courbes I-V de cellule 1 et cellule 2. [21].

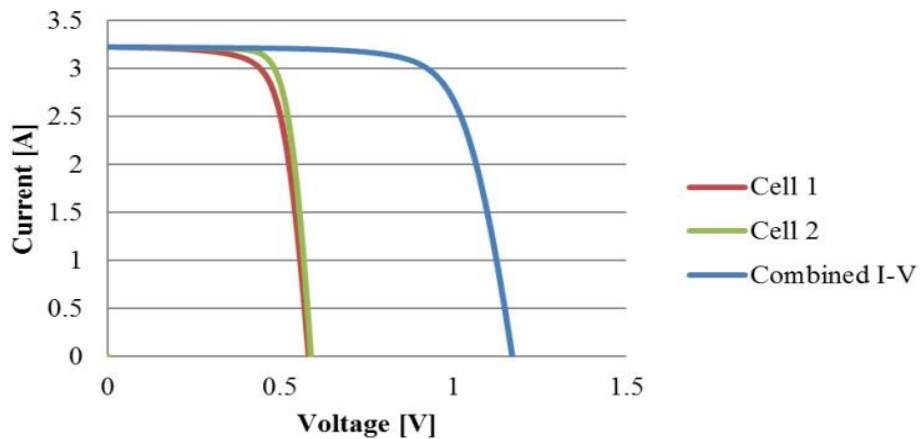


Figure (II.9). Courbes I-V des deux cellules avec des tensions de circuit-ouvert différentes représentés avec la courbe I-V résultante. [21].

D'autre part, comme le montrent les équations (II.10) et (II.11), lorsque les cellules sont reliées en parallèle, les courants s'additionnent et les tensions s'égalisent. La figure (II.10) montre la courbe I-V de deux cellules reliées en parallèle. Le total des deux courants à une certaine tension est le courant de la courbe résultante.

$$V_T = V_1 = V_2 \quad (\text{II.10})$$

$$I_T = I_1 + I_2 \quad (\text{II.11})$$

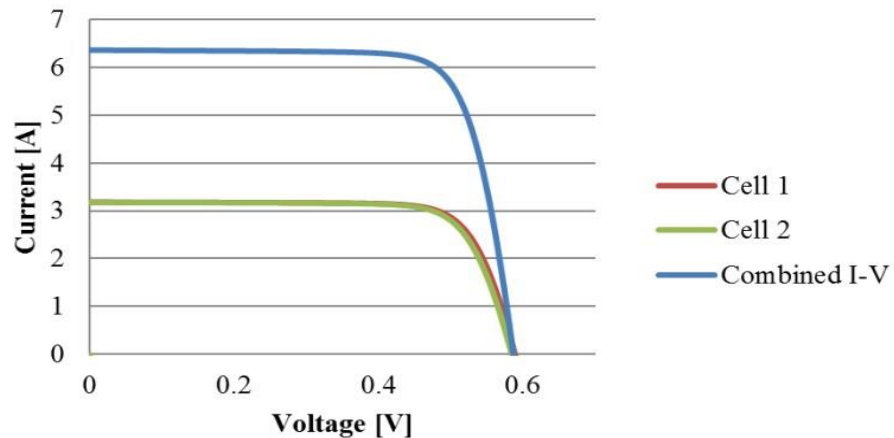


Figure (II.10). Courbes I-V des deux cellules avec des courants de court-circuit différents connectés en parallèle représentés avec la courbe I-V résultante.

II.8. Caractéristique d'un module solaire

La cellule photovoltaïque possède une caractéristique $I(V)$ non linéaire, figure (II.11) :

La principale caractéristique du générateur photovoltaïque est qu'il ne nécessite ni le courant ni la tension de fonctionnement ; seule la courbe $I(V)$ est fixée. Le point de fonctionnement du système photovoltaïque sera déterminé par la valeur de la charge aux bornes du générateur.

La fonction $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque est essentiellement composée de trois zones.

- **Zone (1)** - Générateur de courant : Quelle que soit la tension appliquée, le courant dans cette zone reste relativement constant. La résistance interne de la cellule photovoltaïque en est la cause. Généralement, cette zone est observée à des tensions plus basses. Dans cette zone, le générateur photovoltaïque fonctionne principalement comme générateur de courant constant.
- **Zone (2)** - Meilleur point de fonctionnement : La zone (2) représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur et correspond au coude de la caractéristique $I(V)$. La cellule photovoltaïque produit la plus grande quantité de puissance dans cette zone spécifique, connue sous le nom de tension de circuit ouvert (V_{oc}). Ce point est appelé le point de puissance maximale de PowerPoint (MPPT). Lorsque le générateur est chargé avec une résistance appropriée, il fonctionne de manière optimale et produit la plus grande quantité de puissance qu'il peut produire.

- **Zone (3)** - Générateur de tension : Dans cette zone, il y a une faible variation de courant par rapport à la tension. Cela signifie que la fonction principale de la cellule photovoltaïque est de générer de la tension continue. Même si le courant varie, la tension reste presque constante. La plupart du temps, cette zone est observée à des tensions plus élevées [22].

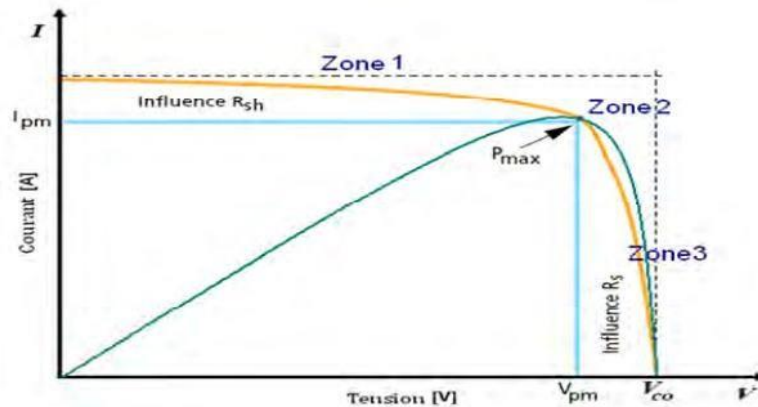


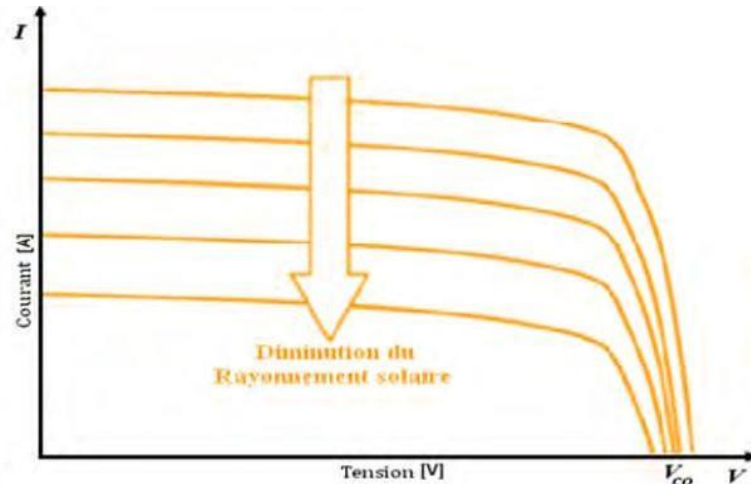
Figure (II.11). Caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque. [21].

II.9. Effet de l'éclairement sur la caractéristique tension courant

La propriété courant-tension (I-V) décrite est en accord avec la figure (II.12). Cette propriété représente la relation entre la tension et le courant dans une cellule photovoltaïque en fonction de l'éclairement lumineux. Lorsque la cellule n'est pas exposée à la lumière (éclairement nul), la caractéristique I-V passe par l'origine des axes, ce qui signifie qu'aucun courant ne circule en l'absence de lumière. Si ce n'était pas le cas, certains points de la courbe correspondraient à une production d'énergie, ce qui est physiquement impossible dans l'obscurité. Cette courbe est appelée caractéristique d'obscurité, et tous ses points représentent des situations où la cellule absorbe de l'énergie électrique plutôt que d'en produire.

Il est observé que les caractéristiques I-V pour différents niveaux d'éclairement ont une forme similaire. Elles sont essentiellement décalées par rapport à la caractéristique d'obscurité, et ce décalage est proportionnel à l'intensité du rayonnement solaire incident. Ce décalage se produit principalement dans une direction presque verticale, mais finit par atteindre une valeur presque constante. En revanche, le courant de court-circuit (I_{sc}) reste approximativement proportionnel à l'éclairement, même pour des niveaux de rayonnement très élevés. De même, la tension et le courant correspondant à la puissance optimale augmentent avec l'éclairement.

La figure (II.12) illustre également l'évolution des points de puissance optimale en fonction de l'éclairement. La puissance optimale augmente avec l'intensité lumineuse, mais cette augmentation devient moins prononcée aux niveaux d'éclairement les plus élevés [22][23]. Cela montre que, bien que la performance de la cellule s'améliore avec l'éclairement, les gains de puissance deviennent moins significatifs à des intensités lumineuses très fortes.



Figure(II.12). Effet de l'éclairement sur la cellule photovoltaïque.

II.10. Effet de la variation de température sur la caractéristique tension Courant

Selon la figure (II.13), la température est un facteur clé influençant le comportement des cellules solaires. Cette figure illustre l'impact de la température sur la caractéristique courant-tension (I-V). Une augmentation de la température entraîne une réduction de la tension en circuit ouvert (V_{oc}), tandis que le courant de court-circuit (I_{sc}) augmente légèrement. Ces variations se traduisent par une diminution de la puissance maximale que la cellule solaire peut fournir [22].

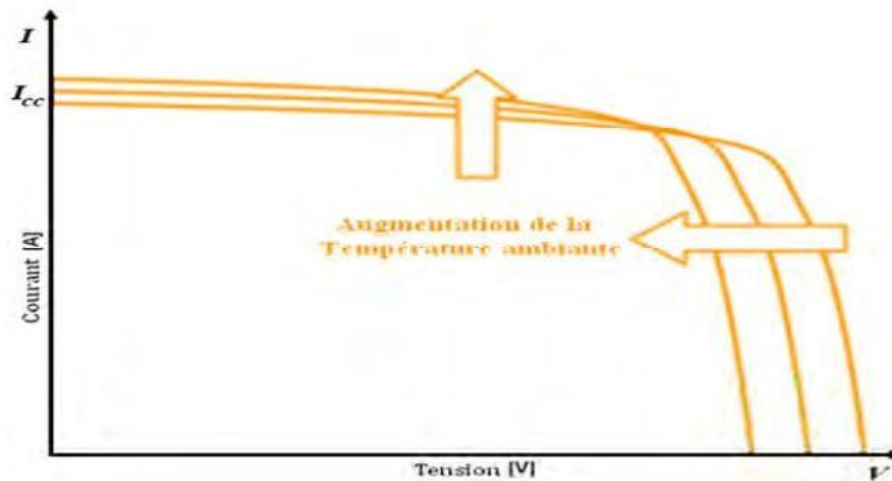


Figure (II.13). Influence de la température sur la caractéristique I (V). [22]

En effet, la température de la cellule solaire dépasse généralement celle de l'ambiance, car seule une petite fraction de l'énergie absorbée par la cellule est convertie en électricité. La majeure partie de l'énergie absorbée est dissipée sous forme de chaleur, ce qui explique pourquoi la température de la cellule est plus élevée. Cette chaleur est évacuée principalement par convection et rayonnement à la surface de la cellule. L'efficacité de la convection dépend fortement de la vitesse du vent, ce qui influence également la température de la cellule.

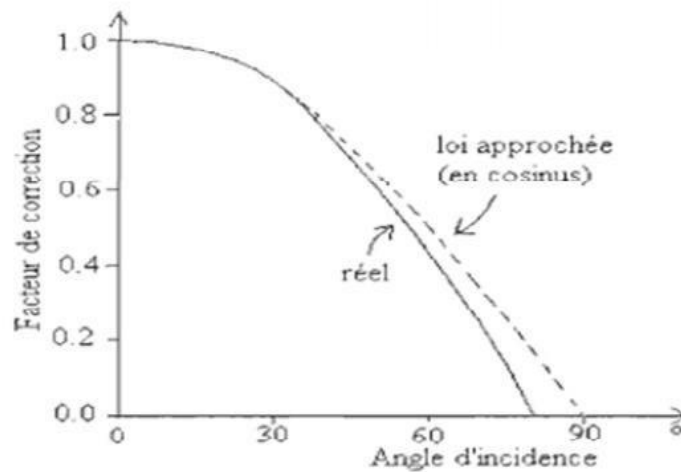
Ainsi, la différence de température entre la cellule solaire et l'environnement dépend principalement de l'intensité du rayonnement incident. Cette différence diminue lorsque la puissance électrique générée augmente ou lorsque la vitesse du vent s'accélère, favorisant un meilleur refroidissement de la cellule.

II.11. Influence de l'angle d'incidence

Parce que l'angle entre le Soleil et la surface change constamment, l'intensité de la capacité de réception est toujours inférieure au rayonnement reçu par les panneaux solaires. Le cosinus de l'angle d'incidence détermine la surface effective "vue par le rayonnement".

Les raisons optiques accentuent encore la diminution de la puissance absorbée. L'angle d'incidence augmente les réflexions sur la paroi extérieure et la surface des cellules. La figure (II.14) représente l'aspect de la variation du rayonnement absorbé et reçu à la surface du module en fonction de l'angle d'incidence. La puissance fournie par un module est fortement influencée par son inclinaison et son orientation en raison de cette dépendance angulaire. Il est peu courant que les modules soient équipés d'un dispositif capable de les orienter en

permanence dans la direction idéale en prenant en compte le mouvement du soleil. En général, l'orientation est déterminée, mais l'orientation peut parfois être ajustée manuellement en fonction de la saison. En général, l'orientation et l'inclinaison sont tous fixés [24].



Figure(II.14). Effet de l'angle d'incidence sur la cellule photovoltaïque [24].

III.12. Conclusion

Dans ce chapitre, une étude a été menée sur des cellules photovoltaïques. L'efficacité du module solaire est également démontrée à l'aide de mesures de performance, en particulier celles obtenues à partir de courbes veineuses photovoltaïques. De nombreux types de modules solaires sont expliqués. En général, nous pensons que le chapitre fournit aux universitaires et aux chercheurs un aperçu utile de la technologie des modules solaires.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Barbir, F., Veziroğlu, T., and Plass Jr, H., 1990, “Environmental damage due to fossil fuels use,” *International journal of hydrogen energy*, 15(10), pp. 739–749.
- [2] Armaroli, N. and Balzani, V., 2007, “The future of energy supply: challenges and opportunities,” *Angewandte Chemie International Edition*, 46(1-2), pp. 52– 66.
- [3] Halls, J., Walsh, C., Greenham, N. C., Marseglia, E., Friend, R. H., Moratti, S., and Holmes, A., 1995, “Efficient photodiodes from interpenetrating polymer networks,” *Nature*, 376(6540), pp. 498–500.
- [4] Chapin, D. M., Fuller, C. S., Pearson, G. L., et al., 1954, “A new silicon p-n junction photocell for converting solar radiation into electrical power,” *Journal of applied physics*, 25(5), p. 676.
- [5] Chapin, D. M., Fuller, C. S., Pearson, G. L., et al., 1954, “A new silicon p-n junction photocell for converting solar radiation into electrical power,” *Journal of applied physics*, 25(5), p. 676.
- [6] Bragagnolo, J. A., Barnett, A. M., Phillips, J. E., Hall, R. B., Rothwarf, A., and Meakin, J. D., 1980, “The design and fabrication of thin-film CdS/Cu₂S cells of 9.15-percent conversion efficiency,” *IEEE Transactions on electron devices*, 27(4), pp. 645–651.
- [7] O’regan, B. and Grätzel, M., 1991, “A low-cost, high-efficiency solar cell based on dyesensitized colloidal TiO₂ films,” *nature*, 353(6346), pp. 737–740.
- [8] Branz, H. M., Regan, W., Gerst, K. J., Borak, J. B., and Santori, E. A., 2015, “Hybrid solar converters for maximum exergy and inexpensive dispatchable electricity,” *Energy & Environmental Science*, 8(11), pp. 3083–3091.
- [9] Mills, A. D. and Wiser, R. H., 2012, “Changes in the economic value of photovoltaic generation at high penetration levels: a pilot case study of California,” *2012 IEEE 38th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) Part 2, IEEE*, pp.1-9.
- [10] Denholm, P., Margolis, R., and Milford, J., 2008, “Production cost modeling for high levels of photovoltaics penetration,” *National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States)*.
- [11] Lorenzo, E., 1994, Solar electricity: engineering of photovoltaic systems, *Pro-gensa*.

- [12] Bernard, H.-U., Burk, R. D., Chen, Z., Van Doorslaer, K., Zur Hausen, H., and De Villiers, E.-M., 2010, "Classification of papillomaviruses (PVs) based on 189 PV types and proposal of taxonomic amendments," *Virology*, 401(1), pp.70–79.
- [13] Reteri., A., 2018, "Modélisation thermique du refroidissement des capteurs hybrides photovoltaïques-thermiques à l'aide des matériaux à changement de phase," *Ph.D. Thesis*.
- [14] Reteri., A., 2018, "Modélisation thermique du refroidissement des capteurs hybrides photovoltaïques-thermiques à l'aide des matériaux à changement de phase," *Ph.D. thesis*.
- [15] Sun, S.-S. and Sariciftci, N. S., 2017, "Organic photovoltaics: mechanisms, materials, and devices", *CRC pressMathew*.
- [16] M., Kumar, N. M., and i Koroth, R. P., 2018, "Outdoor measurement of mono and poly c-Si PV modules and array characteristics under varying load in hot-humid tropical climate," *Materials today: proceedings*, 5(2), pp. 3456–3464.
- [17] Nelson, J. 2003. *The physics of solar cells*. World Scientific Publishing Company.
- [18] Markvart, T. and Castañer, L., 2018, "Principles of solar cell operation," McEvoy's handbook of photovoltaics, *Elsevier*, pp. 3–28.
- [19] Gray, J. L., 2011, "The physics of the solar cell," *Handbook of photovoltaic science and engineering*, 2, pp. 82–128
- [20] Tian, H., Mancilla-David, F., Ellis, K., Muljadi, E., and Jenkins, P., 2012, "A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels," *Solar energy*, 86(9), pp. 2695–2706.
- [21] King, D. L., Dudley, J. K., and Boyson, W. E., 1996, "PVSIM/sub C: a simulation program for photovoltaic cells, modules, and arrays," Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1996, *IEEE*, pp.1295–1297.
- [22] Adouane, M., 2014, "Etude de la fiabilité des systèmes solaires hybrides dans le Sahara," Ph.D. thesis, Alger, *Ecole Nationale Polytechnique*.
- [23] Labouret, A. and Viloz, M., 2006, Energie solaire photovoltaïque, Vol. 3, *Dunod Paris*.
- [24] Jelali, A., 2012, "Interconnexion d'un système photovoltaïque sur le réseau électrique," Ph.D. thesis, *Université du Québec à Trois-Rivières*.

Chapitre III

Revue

Systematique

De La

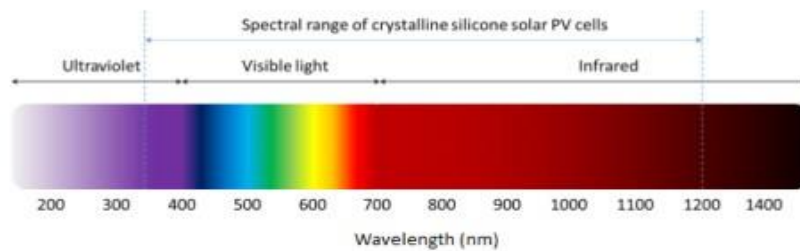
Littérature

III.1. Introduction

La revue de la littérature est un processus d'examen systématique. L'intention ici est d'explorer l'état actuel de la science et de la technologie concernant les systèmes PVT et identifier les derniers développements qui aideront à développer la méthodologie du projet. À partir des développements identifiés, une méthodologie adaptée est mise en place afin d'atteindre les objectifs fixés et d'apporter des réponses aux questions de recherche. Dans cette revue de la littérature, plusieurs bases de données scientifiques clés ont été consultées afin de collecter des publications pertinentes. Les principales sources utilisées incluent **Science Direct**, **MDPI**, **IEEE**, entre autres. Les recherches ont été effectuées à l'aide des mots-clés suivants : "chute de l'efficacité des cellules photovoltaïques", "réduction de la température des cellules photovoltaïques", "techniques de refroidissement des cellules photovoltaïques", "systèmes PVT à base de nanofluides", "méthodes de simulation des systèmes PVT" et "approches de modélisation des systèmes PVT".

III.2. Synthèse bibliographique des capteurs solaires PV/T hybrides

Près de 90 % du rayonnement solaire qui atteint les cellules solaires est absorbé par elles, tandis que les 10 % restants sont réfléchis. Dans des circonstances idéales, 13 à 15 % de la lumière est transformée en électricité utilisable [1]. 48% de ces radiations solaires sont visibles, 43% sont infrarouges, et 9% sont ultraviolets. Leur longueur d'onde varie de 0,25 à 2,5 micromètres. Dans des conditions idéales, seuls 13 à 15 % de l'énergie lumineuse incidente sont convertis en électricité utilisable [1]. Le spectre du rayonnement solaire se compose d'environ 48 % de lumière visible, 43 % d'infrarouges et 9 % d'ultraviolets, avec des longueurs d'onde comprises entre 0,25 et 2,5 micromètres. Les radiations solaires qui se situent en dehors de la plage de fonctionnement des cellules photovoltaïques de 0,35 à 1,2 micromètres, comme l'indique la (Fig.III.1), sont collectées sous forme de chaleur. Seules les radiations qui entrent dans la gamme de réaction d'une cellule solaire sont utilisées pour produire de l'électricité ; les radiations restantes libèrent leur énergie sous forme de chaleur. La performance d'un système est réduite en raison des pertes thermiques induites par cette dissipation. Il existe plusieurs méthodes pour éliminer la chaleur des capteurs solaires.



Figure(III.1). Gamme Spectrale des cellules solaires photovoltaïques en silicium cristallin[2].

Les années 1970 ont marqué le début des recherches sur les capteurs solaires. Martin Wolf [3] est l'un des premiers à s'être intéressé à ce domaine. Par la suite, l'étude menée par Kern et Russell en 1978 [4] a posé les bases des capteurs solaires utilisant l'eau ou l'air comme fluide caloporteur.

En 1982, Hendrie [5] a développé un modèle théorique d'un système hybride PV/T, basé sur des corrélations avec des capteurs solaires ordinaires. En 1981, Raghuraman [6] a présenté des méthodes numériques permettant de prédire les performances des capteurs PV/T à solénoïde dans l'eau ou l'air. Plus tard, en 1985, Cox et Raghuraman [7] ont développé un logiciel de simulation permettant d'analyser les performances des systèmes d'air hybrides PV/T, en mettant l'accent sur l'impact des propriétés optiques du verre sur les performances thermiques et électriques de ces composants solaires. En 1986, Lalovic et al. [8] ont proposés une nouvelle classe de cellules transparentes amorphes comme alternative abordable pour la fabrication de modules photovoltaïques. Par la suite, diverses études théoriques et expérimentales ont été menées afin de développer les systèmes hybrides PV/T [9].

La recherche dans le domaine des systèmes solaires hybrides aborde deux aspects principaux:

Évaluation de la Performance : Les études visent à quantifier et évaluer l'efficacité des systèmes qui transforment l'énergie solaire en énergie thermique et électrique. Ceci est accompli avec l'utilisation des modèles analytiques thermiques, de modèles basés sur des modèles de symétrie électrique et de modèles de conversion de la lumière en énergie dans des états stables ou dynamiques [10].

Modeles Pratiques : Ces modèles sont fréquemment validés à l'aide de données provenant d'expériences réelles menées en laboratoire ou sur des sites physiques. De telles expériences permettent d'évaluer la précision des modèles théoriques et de vérifier des performances du

système réel dans diverses conditions. Pour améliorer les performances et les conditions de fonctionnement, il est nécessaire d'optimiser l'orientation, l'inclinaison et les angles d'installation des composants solaires, afin d'augmenter l'efficacité de l'absorption de l'énergie solaire.

L'objectif des conceptions techniques est d'introduire de nouvelles idées liées aux proportions et à la disposition géométrique des composants, tels que les panneaux solaires ou les capteurs thermiques. Des modifications apportées à ces paramètres peuvent améliorer l'efficacité globale de la conversion d'énergie. En parallèle, l'amélioration des matériaux et des structures de support joue également un rôle essentiel. Cela inclut les matériaux d'isolation thermique, les absorbeurs, les cellules photovoltaïques, ainsi que les fluides calorimétriques, l'utilisés tels que l'eau ou l'air mélangés à de l'antigel, dans le but d'optimiser les performances du système tels que l'eau ou l'air mélangés à de l'antigel. Ces améliorations visent à réduire les pertes de chaleur causées par les explosions thermiques et à augmenter la quantité d'énergie absorbée. Ces études constituent la pierre angulaire du développement de systèmes solaires hybrides plus efficaces, améliorant la durabilité et l'efficacité de l'énergie solaire dans le monde entier [10].

Cette revue bibliographique met principalement en évidence le développement de la recherche sur l'idée de capteurs solaires hybrides, selon le fluide caloporteur utilisé (liquide ou air), peuvent être intégrés au bâtiment et servir de base aux travaux de notre thèse. Pour cette raison, nous présentons d'abord la définition, et quelques exemples de capteurs solaires photovoltaïques intégrés et de systèmes solaires hybrides PV / T. Les systèmes hybrides PVT avec des fluides caloporteurs répertoriés dans la littérature seront ensuite brièvement discutés.

III.2.1. Panneaux solaires hybrides PV-T

La technologie photovoltaïque-thermique (PV-T) est un système qui combine les avantages des systèmes photovoltaïques (PV) et solaires thermiques (ST). Il permet d'utiliser la même source d'énergie renouvelable, généralement le soleil, pour produire simultanément de l'électricité et de la chaleur. L'objectif de cette intégration est de maximiser l'efficacité et la rentabilité énergétiques. Cela est affiché dans la (Fig.III.2)[11].



Figure(III.2). Collecteur PV/T.

Dans ce type de composant hybride, les cellules photovoltaïques sont refroidies grâce à la circulation d'un fluide caloporteur en face arrière, qui agit comme absorbeur thermique.

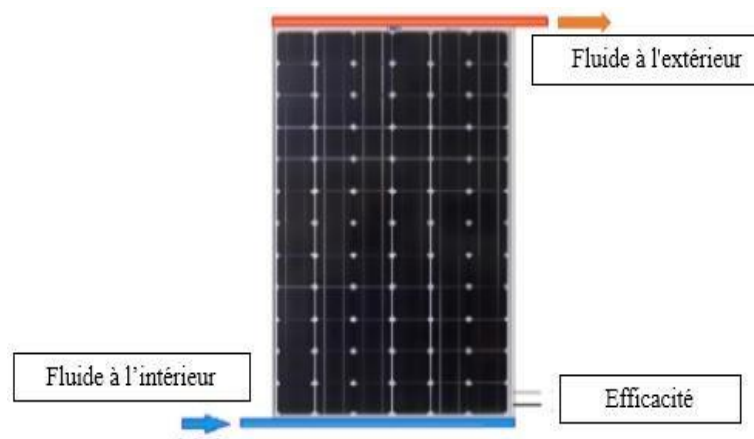


Figure (III.3). Vue d'ensemble du collecteur solaire PV/T .

Il existe de nombreuses configurations de capteur, qui diffèrent principalement en fonction du type de fluide utilisé, du type d'absorbeur et de la couverture.

III.2.2. Les capteurs solaires PV/T hybrides à eau

Un capteur solaire PV/T hybride à eau a été conçu et construit par Fujisawa et Tani [12] en 1997 sur une cité universitaire au Japon.

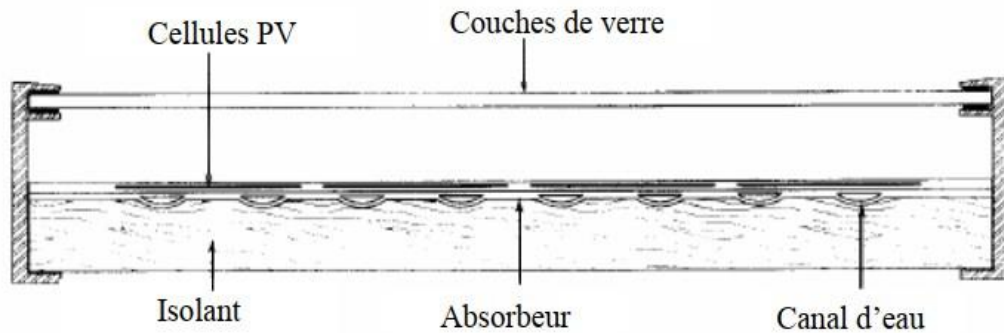


Figure (III.4). Coupe transversale du composant hybride à eau.

Un dispositif solaire hybride a été découvert composé d'un capteur solaire vitré avec un fluide caloporteur et d'un absorbeur planaire non sélectif en aluminium, ainsi que de modules photovoltaïques en silicium monocristallin (avec un rendement électrique de 13%) (Voir **Fig. III. 4**). Ce complexe solaire a une longueur de 1,3 mètre et une largeur de 0,5 mètre. Le capteur solaire photovoltaïque a une superficie de $0,48 \text{ m}^2$, tandis que le capteur solaire thermique plat a une superficie de $0,61 \text{ m}^2$. Comme pour les capteurs solaires hybrides, la surface des panneaux photovoltaïques est de $0,48 \text{ m}^2$ et la surface d'absorption est de $0,61 \text{ m}^2$

Le but de cette analyse est d'évaluer la performance énergétique du complexe PVT. Une expérimentation a été menée sur le capteur solaire vitré ainsi que sur un capteur solaire similaire mais non vitré afin d'évaluer et de comparer la performance énergétique annuelle. Les résultats obtenus ont été comparés à ceux d'un capteur solaire photovoltaïque et d'un capteur solaire thermique. On constate que le capteur solaire hybride vitré génère la même quantité d'énergie qu'un capteur solaire conventionnel. Le capteur solaire hybride non vitré produit un minimum d'énergie thermique tout en produisant un maximum d'énergie électrique. Selon les résultats, le capteur solaire hybride vitré est le système le plus efficace en termes d'économie d'énergie (thermique et électrique). Il produit une production totale de 615 kWh par an, suivi du capteur solaire thermique planaire (575 kWh / an), du capteur solaire hybride non vitré (480 kWh/an) et enfin du capteur solaire photovoltaïque ($72,6 \text{ kWh/an}$). Toutefois, le capteur solaire hybride non vitré génère plus d'énergie électrique de 8 % que le capteur solaire PV. Effectivement, le manque de vitrage permet de diminuer les pertes thermiques causées par la réflexion et de diminuer la température de fonctionnement des modules photovoltaïques [13]. En outre, en intégrant une ventilation en face arrière au niveau du composant hybride PV/T non vitré, les modules PV peuvent être réduits en température de

fonctionnement par rapport au capteur solaire PV isolé. En ce qui concerne le capteur solaire hybride PV/T vitré, il génère pratiquement autant d'énergie thermique et électrique que le capteur solaire PV et le capteur solaire thermique plan combinés.

En 2002, Sandnes et Rekstad ont mené une étude sur un capteur solaire hybride photovoltaïque/vitrage en T [14]. Ce dispositif est composé de cellules photovoltaïques en silicium monocristallin d'une superficie de 0,32 m², organisées en 6 rangées de 5 cellules photovoltaïques connectées en série, chaque cellule ayant une puissance de 1,5 W. Sur la face inférieure du dispositif, des canaux permettent la circulation d'eau (Fig. III.5), qui est entraînée par la force de gravité. Le prototype a été développé par SolarNor [14], la conception, la modélisation des composants et l'étude expérimentale ont été réalisées pour évaluer les performances thermiques et électriques du système, ainsi que les interactions entre la production thermique de l'eau et la production électrique. Les modèles analytiques existants ont été modifiés pour s'adapter à ce système hybride. Il a été observé que, dans le sens de l'écoulement du fluide caloporteur (du haut vers le bas du capteur solaire), la température de l'absorbeur augmente.

Une simulation réalisée par YB Assoa et al. [36] en 2007 a montré qu'un capteur solaire hybride vitré pouvait générer une production électrique quotidienne de 339,3 Wh. Cependant, l'ajout d'une couche de verre supplémentaire sur la face avant du composant réduit les pertes thermiques, mais diminue également la production électrique quotidienne à 296,2 Wh. Cela illustre le compromis entre l'optimisation thermique et la performance électrique dans les systèmes hybrides photovoltaïques/thermiques.

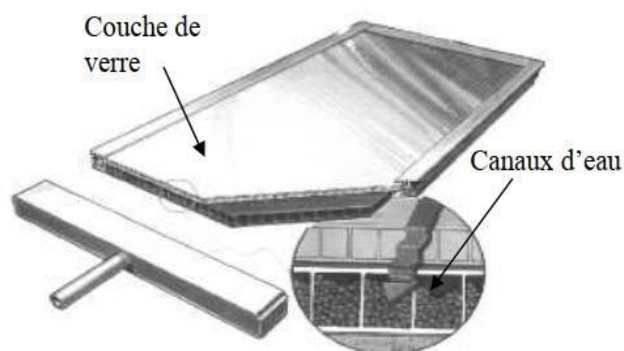


Figure (III.5). Schéma du capteur solaire PV/T hybride à eau [13].

En 2003, Chow [15] a mené une étude sur un capteur solaire hybride photovoltaïque/thermique (PV/T) à eau en régime dynamique, en développant un modèle adapté aux simulations thermiques en régime transitoire. Ce modèle s'appuie sur les travaux de Bergene et Lovvik [16], qui avaient proposé en 1995 une modélisation d'une configuration similaire de capteur solaire PV/T hybride à eau. Le modèle thermique, basé sur la méthode des volumes finis, permet de calculer les performances horaires, les gains thermiques et électriques, les rendements, ainsi que le comportement thermique des différentes couches du capteur solaire.

Le capteur solaire étudié est composé d'une couche de verre séparée d'un panneau photovoltaïque par une lame d'air confinée (Fig. III.6). Le panneau photovoltaïque est relié à un absorbeur via une couche adhésive constituée d'EVA (éthylène acétate de vinyle) et de Tedlar. L'absorbeur est constitué d'un tube soudé à des tubes de circulation d'eau parallèles, régulièrement espacés et reliés aux deux extrémités par des tubes de jonction. Cette disposition permet d'uniformiser le débit d'eau dans chaque tube. Les côtés et le fond du capteur solaire sont isolés pour minimiser les pertes thermiques.

Des analyses paramétriques ont été réalisées en modifiant les coefficients de transfert thermique par conduction entre l'absorbeur et le tube, ainsi qu'entre l'absorbeur et le panneau photovoltaïque. Les résultats montrent que le capteur solaire présentant un contact optimal entre l'absorbeur et le tube, ainsi qu'entre l'absorbeur et le panneau photovoltaïque, offre le rendement global le plus élevé, atteignant 70 %. En revanche, si ces coefficients de transfert thermique sont faibles, la performance du capteur diminue jusqu'à 60 %.

Les simulations ont également montré que le modèle utilisant un nœud thermique unique par couche du capteur constitue une approche appropriée pour l'analyse des capteurs solaires de configuration similaire. Cette modélisation simplifiée permet de réduire la complexité des calculs, tout en fournissant des résultats fiables pour l'évaluation des performances thermiques et électriques du système. du système.

En résumé, cette étude met en évidence l'importance des coefficients de transfert thermique dans la performance globale des capteurs solaires hybrides PV/T et valide l'utilisation d'un modèle simplifié pour l'analyse de ces systèmes.

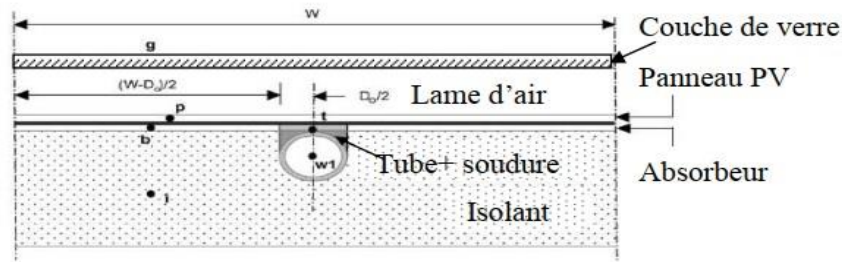


Figure III.6. Coupe du capteur solaire PV/T hybride à eau .

En 2006, Ji et al. [17] ont proposé une étude sur une combinaison de six prototypes de capteurs solaires hybrides photovoltaïques/thermiques (PV/T). Ces capteurs sont conçus avec un absorbeur en aluminium séparé d'un isolant en mousse de polyuréthane par des canaux d'eau situés en sous-face. Cette configuration vise à améliorer les transferts de chaleur entre les panneaux photovoltaïques et l'absorbeur du capteur solaire hybride. Une lame d'air de 25 mm est placée entre les panneaux photovoltaïques et une couverture en verre (Fig. III.7).

➤ **Caractéristiques du système :**

- **Distribution des capteurs :** Les capteurs sont disposés en trois rangées, avec deux capteurs solaires connectés en série.
- **Superficie :** Chaque prototype intégré dans un bâtiment a une superficie de 1,173 m².
- **Stockage :** Chaque système est équipé d'un ballon de stockage d'une capacité de 420 litres.
- **Panneaux photovoltaïques :** Chaque panneau est composé de 72 cellules photovoltaïques en silicium polycristallin.

➤ **Validation du modèle :**

Le modèle thermique dynamique développé par Ji et ses collègues repose sur une analogie électrique et prend en compte les flux de chaleur dans le ballon de stockage. Le bilan thermique inclut également les pertes thermiques latérales du capteur solaire.

➤ **Résultats clés :**

1. **Température de fonctionnement :** Une conception appropriée de la lame d'air permet de réduire la température de fonctionnement des panneaux photovoltaïques de 15 °C, ce qui améliore leur efficacité.

2. **Débit d'eau** : L'augmentation du débit de circulation de l'eau contribue à améliorer le refroidissement des modules photovoltaïques. Cependant, il existe un débit massique critique au-delà duquel le rendement thermique diminue.

Cette étude montre que l'optimisation de la lame d'air et du débit d'eau peut significativement améliorer les performances des capteurs solaires hybrides PV/T, à la fois en termes de production électrique et de récupération thermique. Cependant, il est crucial de trouver un équilibre pour éviter de dépasser le débit massique critique, ce qui pourrait réduire l'efficacité thermique du système

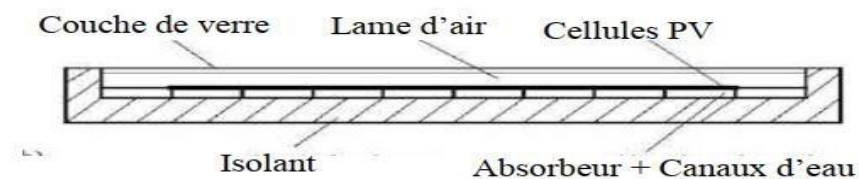


Figure (III.7). Présentation graphique du capteur solaire hybride PV/T à eau.

L'étude menée par Jin-Hee et al. en 2012 [18] a permis d'évaluer les performances électriques et thermiques d'un collecteur photovoltaïque-thermique (PVT) de type non émaillé à eau. Ce collecteur PVT, doté d'un absorbeur entièrement mouillé, a été comparé à un module photovoltaïque (PV) monocristallin conventionnel pour analyser leurs performances respectives. Les résultats de cette étude ont mis en évidence plusieurs points clés :

1. **Efficacité thermique** : Le collecteur PVT non émaillé, bien qu'ayant un absorbeur entièrement mouillé, a montré une efficacité thermique nulle dans certaines conditions. Cela pourrait être dû à des pertes thermiques plus élevées par rapport aux capteurs solaires thermiques traditionnels. Cependant, la conception non émaillée du panneau avant du module solaire semble mieux retenir la chaleur que les collecteurs sans couvercle en verre.
2. **Performance énergétique globale** : Le collecteur PVT entièrement mouillé a atteint une performance énergétique globale d'environ 65%, en combinant les rendements thermiques et électriques. Cela démontre que ce type de collecteur est capable de produire à la fois de l'électricité et de la chaleur de manière efficace.
3. **Performance électrique** : Le collecteur PVT a surpassé le module PV conventionnel en termes de production électrique. Alors que le module PV seul avait une efficacité

électrique d'environ 12%, le collecteur PVT entièrement mouillé a montré une efficacité électrique moyenne environ 2% supérieure. Cette amélioration est attribuée à l'effet de refroidissement du module PV par le fluide circulant dans le collecteur, ce qui a permis d'augmenter les performances électriques de 15%.

4. **Refroidissement du module PV** : L'étude a confirmé que le refroidissement du module PV par le fluide dans le collecteur PVT joue un rôle crucial dans l'amélioration des performances électriques. En maintenant une température plus basse, le module PV fonctionne de manière plus efficace, ce qui se traduit par une production électrique accrue.

En résumé, cette étude a montré que les collecteurs PVT de type non émaillés à eau, avec un absorbeur entièrement mouillé, offrent une solution prometteuse pour la cogénération d'électricité et de chaleur. Bien que des pertes thermiques plus élevées puissent affecter l'efficacité thermique, l'amélioration significative des performances électriques grâce au refroidissement du module PV rend cette technologie intéressante pour les applications énergétiques combinées.

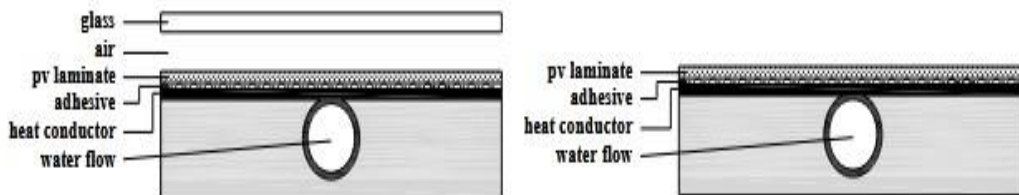


Figure III.8. Vue en coupe d'un capteur PVT de type à eau : (à gauche) type vitré ; (à droite) type non vitré.

En 2014, Ahmad Fudholi et al. [19] ont mené une étude expérimentale et numérique basée sur le programme SU 9806-1 : 1994 et la norme ANSI/Ashrae 93 : 2003. Cette étude portait sur des collecteurs d'eau spéciaux, composés d'un collecteur absorbeur et d'une unité photovoltaïque intégrée. Trois types de collecteurs d'eau ont été analysés : l'absorbeur de flux Web, l'absorbeur de flux direct et l'absorbeur de flux en spirale, comme illustré dans la (Fig.III.9).

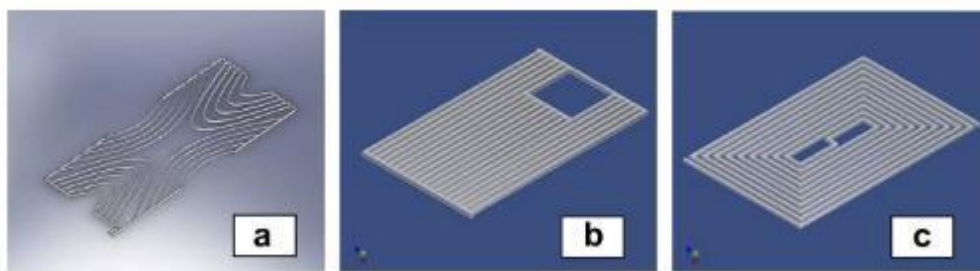


Figure (III.9). (a) : absorbeur de flux en bande, (b) : absorbeur de flux direct
(c) : absorbeur de flux en spirale.

Les résultats ont révélé que l'absorbeur de flux en spirale présentait les meilleures performances, avec un rendement global d'environ 65 %, un rendement photoélectrique de 13 % et un rendement thermique de 52 %, sous une intensité de rayonnement solaire de 800 W/m² et un débit massique de 0,041 kg/s. De plus, cet absorbeur a démontré une efficacité d'économie d'énergie comprise entre 79 % et 91 % pour des débits massiques variant de 0,011 à 0,041 kg/s.

Les résultats ont également montré que la diminution de la température du module photovoltaïque entraînait une augmentation de son rendement. Cependant, cette diminution de température n'était pas linéaire par rapport à l'augmentation du débit massique. Une réduction significative de la température a été observée lorsque le débit massique atteignait 0,024 kg/s. Par ailleurs, l'efficacité globale des collecteurs d'eau augmentait avec des débits massiques plus élevés sous différentes intensités de rayonnement solaire. Cela s'explique par l'amélioration du refroidissement des cellules photovoltaïques grâce à un débit massique accru, ce qui a indirectement augmenté la température de l'eau dans le système [19]. L'étude menée par Mohammad Sardarabadi et al. [20]. En 2016 a exploré l'utilisation de nano-fluides à base d'oxydes métalliques (Al₂O₃, TiO₂, et ZnO₂) comme fluides de travail dans des systèmes photovoltaïques thermoélectriques (PVT). Ces nano-fluides, composés de nanoparticules dispersées dans de l'eau dés-ionisée à une concentration de 0,2 % en poids, ont été étudiés à la fois numériquement et expérimentalement pour évaluer leur impact sur les performances thermiques et électriques des systèmes PVT.

Principaux résultats de l'étude :

- **Impact sur les performances thermiques** : L'ajout de nanoparticules a un effet significatif sur l'amélioration des performances thermiques du système. Lorsque la

fraction massique des nanoparticules est augmentée de 0,05 % à 10 %, les performances thermiques du système se sont améliorées de près de quatre fois. Cela signifie que les nanofluides sont très efficaces pour transférer la chaleur, ce qui est crucial pour les applications où la récupération de l'énergie thermique est importante.

- **Impact sur les performances électriques** : En revanche, l'effet des nanoparticules sur le rendement électrique du système PVT est marginal. Une réduction de seulement 2 % de la température de surface du panneau photovoltaïque a entraîné une augmentation de 0,02 % du rendement électrique. Cela suggère que, bien que les nanofluides améliorent la dissipation thermique, leur impact sur la production d'électricité est limité.
- **Optimisation des systèmes PVT** : L'étude conclut que l'utilisation de nanofluides à base d'oxydes métalliques avec une fraction massique élevée peut considérablement améliorer les performances thermiques des systèmes PVT, en particulier lorsque l'objectif est de maximiser la récupération d'énergie thermique. Cependant, il est important de prendre en compte les coûts de préparation des nanofluides et les défis.

L'étude menée par Tahir Maatullah et al. En 2019 [21] a comparé les performances d'un système photovoltaïque à base d'eau intégrant un matériau à changement de phase (PCM) avec un panneau photovoltaïque traditionnel. L'objectif était d'évaluer l'amélioration des performances électriques, thermiques et globales du système PVT-PCM (Photovoltaic Thermal-Phase Change Material) par rapport à un panneau photovoltaïque standard. L'étude a été réalisée dans des conditions réelles, en extérieur, dans l'État du Kerala, en Inde, où les conditions météorologiques sont propices à ce type de recherche.

Conception du système :

Système PVT-PCM : Le système expérimental consistait en un panneau photovoltaïque polycristallin de 100 W avec un rendement de conversion électrique de 14,25 %. Un récipient en aluminium de 30 mm d'épaisseur et de 0,54 m² de surface absorbante, chargé de PCM (paraffine), était installé à l'arrière du panneau. Un tuyau serpentin en cuivre et une plaque d'absorption en aluminium étaient également intégrés pour améliorer le transfert thermique.

Orientation et inclinaison : Les panneaux étaient orientés vers le sud et inclinés à 10°, correspondant à la latitude du Kerala, pour maximiser l'exposition solaire.

Durée de l'étude : L'expérience a duré neuf jours, avec des mesures prises entre 10h00 et 16h00 chaque jour.

➤ **Méthodologie :**

Mesures : La tension en circuit ouvert et le courant de court-circuit ont été mesurés pour évaluer la fiabilité et les performances électriques du module PV.

Comparaison : Les performances du système PVT-PCM ont été comparées à celles d'un panneau photovoltaïque traditionnel.

➤ **Résultats clés :**

1. Amélioration de l'efficacité électrique :

Le système PVT-PCM a montré une augmentation de 17,33 % de l'efficacité électrique par rapport au panneau photovoltaïque traditionnel. Cela est dû à une meilleure gestion de la température des panneaux grâce au PCM, qui absorbe l'excès de chaleur et maintient les cellules photovoltaïques à une température optimale.

2. Amélioration de l'efficacité thermique et globale :

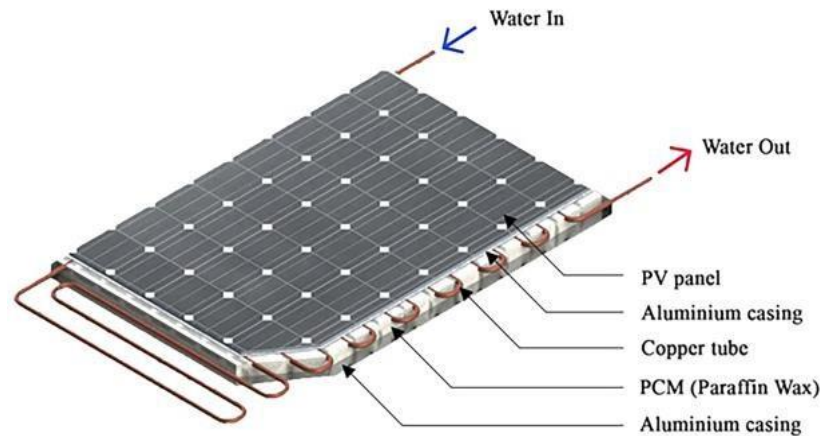
L'efficacité thermique du système PVT-PCM a augmenté de 26,87 %, tandis que l'efficacité globale (combinaison de l'efficacité électrique et thermique) a augmenté de 40,59 %. Cela démontre que l'intégration du PCM permet non seulement de produire plus d'électricité, mais aussi de récupérer davantage d'énergie thermique.

3. Période de récupération :

Sur la base d'une analyse exergétique globale, le système PVT-PCM a une période de récupération d'environ 6 ans, ce qui représente une réduction de 11,26 % par rapport aux panneaux photovoltaïques traditionnels. Cela signifie que le système est économiquement viable à moyen terme.

4. Efficacité à long terme :

L'efficacité de conversion du cycle de vie du système PVT-PCM est environ 27 % supérieure à celle des panneaux photovoltaïques traditionnels. Cela indique que le système est non seulement plus performant à court terme, mais aussi plus durable et efficace sur le long terme.



Figure(III.10). Schéma du système PVT à base d'eau.

L'étude menée par Said Abdul-Ghanyu et al. en 2020 [22] a évalué les performances d'un système photovoltaïque/thermique (PVT) par rapport à un module photovoltaïque (PV) conventionnel. L'objectif était de comparer les performances électriques et thermiques des deux systèmes dans des conditions réelles, en utilisant un dispositif expérimental installé sur le toit du département de génie mécanique de l'Université des sciences et technologies Kwame Nkrumah.

➤ **Conception du système :**

Système PVT : Le système PVT consistait en un module photovoltaïque commercial de 200 W, solidement connecté à une plaque de cuivre plate à l'arrière du module. Une fine couche adhésive composée de Tedlar et d'éthylène acétate de vinyle (EVA) a été utilisée pour assurer la liaison entre le module PV et la plaque d'absorption thermique. Cette couche adhésive agissait également comme un amortisseur et renforçait le module PV.

Refroidissement par eau : L'eau circulait à travers 14 tubes en cuivre parallèles, régulièrement espacés et reliés à la plaque d'absorption. Ce système de refroidissement permettait de transférer la chaleur des cellules photovoltaïques vers l'eau, améliorant ainsi l'efficacité thermique du système.

Isolation thermique : L'absorbeur de chaleur était recouvert d'un matériau isolant et d'une feuille d'aluminium pour minimiser les pertes thermiques.

Orientation et inclinaison : Les modules PV et PVT étaient inclinés à un angle constant de 8 degrés et orientés vers le sud pour maximiser l'exposition solaire.

➤ **Méthodologie :**

Mesures : Les performances électriques et thermiques des systèmes PV et PVT ont été mesurées tout au long de l'année 2019.

Comparaison : Les résultats ont été comparés en termes de production d'énergie électrique et thermique, d'efficacité, de facteur de capacité et de ratio de performance.

➤ **Résultats clés :**

❖ Production d'énergie annuelle :

- Le module PV conventionnel a produit une énergie de sortie annuelle totale de 194,79 kWh/m².
- Le système PVT a produit une énergie électrique annuelle de 149,92 kWh/m² et une énergie thermique annuelle de 1087,79 kWh/m².

❖ Rendement énergétique quotidien :

Le rendement annuel moyen quotidien en énergie électrique était de 2,72 kWh/jour pour le PV et de 3,21 kWh /jour pour le PVT.

❖ Ratios de performance annuels :

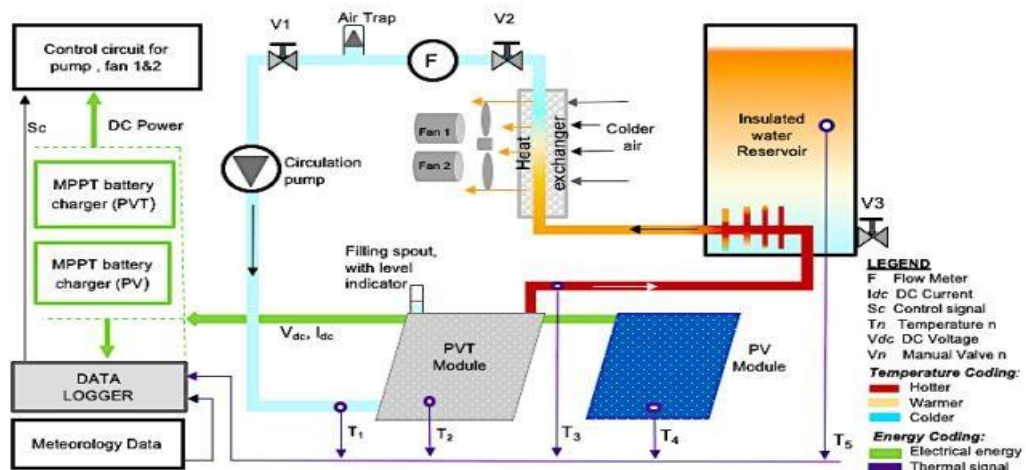
Le ratio de performance annuel (PR) pour le PV était de 51,6 %, tandis que pour le PVT, il était de 79,2 %.

❖ Facteurs de capacité :

Le facteur de capacité pour le PV était de 13,4 %, tandis que pour le PVT, il était de 11,3 %.

❖ Efficacité combinée :

L'efficacité électrique/thermique moyenne mensuelle combinée maximale du PVT était de 56,1 %, tandis que l'efficacité moyenne mensuelle la plus élevée pour le PV était de 12,7 %.



Figure(III.11). Schéma du dispositif expérimental.

L'étude menée par Irem Karaaslan et al. en 2021 [23] se concentre sur l'optimisation des systèmes photovoltaïques/thermiques (PV/T) à base de liquide en utilisant des nanofluides monocristallins. Ces nanofluides présentent des propriétés de transfert de chaleur supérieures par rapport aux fluides classiques comme l'eau. L'objectif principal de cette étude est d'évaluer l'efficacité des panneaux PV/T existants et des systèmes de tuyauterie utilisant des nanofluides monocristallins et hybrides, en comparaison avec l'eau.

➤ **Méthodologie :**

- ❖ Logiciel utilisé : Fluent ANSYS 18.2 pour la simulation numérique.
- ❖ Vitesses de fluide étudiées : De 0,02 à 0,08 m/s.
- ❖ Composants du système PV/T : Le modèle simplifié comprend le module photovoltaïque, la plaque d'absorption et le tube. Les autres couches, comme l'acétate de vinyle éthylène et les composants des cellules solaires de moins d'un millimètre, ont été simplifiées en raison de leur faible impact sur le transfert de chaleur .

➤ **Résultats :**

- ❖ Impact de la vitesse du fluide :
 - Une augmentation de la vitesse du fluide d'entrée entraîne une augmentation de la chute de pression, mais elle a également un effet positif sur l'efficacité thermique.
 - L'efficacité électrique n'est pas significativement affectée par la vitesse du fluide. Après une vitesse de 0,06 m/s, l'efficacité thermique se stabilise.
- ❖ Comparaison des nanofluides :

- Nanofluide hybride ($\varphi = 2\%$) :
- Gain maximal d'efficacité électrique : 2,14%
- Gain maximal d'efficacité thermique : 5,4%
- Diminution de pression : 214,78 Pa.
- ❖ Nanofluide monocristallin :
- Gain maximal d'efficacité électrique : 3,33%
- Gain maximal d'efficacité thermique : 1,32%

Les résultats de l'étude montrent que l'utilisation de nanofluides hybrides améliore significativement les performances des systèmes PV/T, tant en termes d'efficacité thermique que de réduction de pression. Ces nanofluides hybrides offrent des gains d'efficacité supérieurs par rapport aux nanofluides monocristallins et à l'eau, ce qui en fait une option prometteuse pour l'optimisation des systèmes PV/T.

Cette étude met en évidence l'importance de la sélection des fluides de refroidissement dans les systèmes PV/T et démontre que les nanofluides hybrides peuvent être une solution efficace pour améliorer les performances globales de ces systèmes

L'étude menée par Yan et al [24]. En 2022 porte sur les capteurs solaires hybrides photovoltaïques-thermiques (PVT), qui combinent la production d'électricité et de chaleur. Ces capteurs sont composés de plusieurs couches, notamment du verre, une couche d'acétate d'éthylène vinyle (EVA), des cellules photovoltaïques, une couche de Tedlar, une plaque d'absorption, des tubes collecteurs serpentin et une couche isolante en polyuréthane. La section transversale du collecteur PV/T est illustrée dans la figure (III.12).

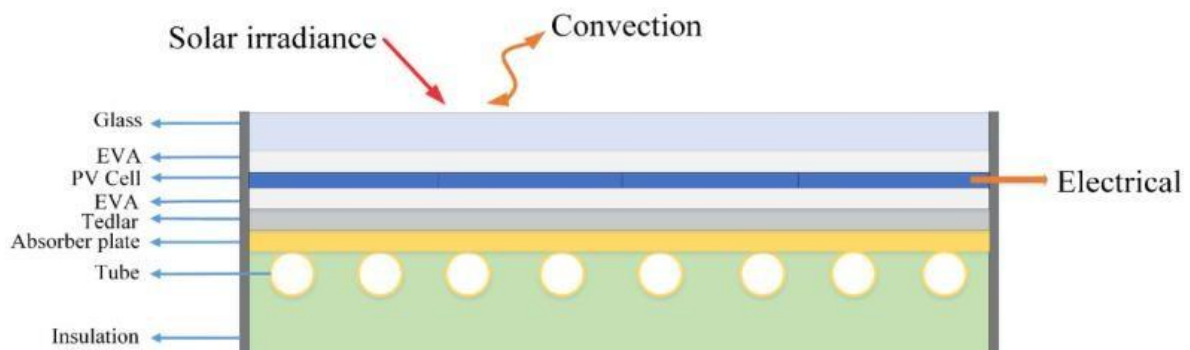


Figure (III.12). Vue schématique du système PV/T étudié.

➤ Conception et méthodologie

Les chercheurs ont utilisé des simulations numériques (CFD) pour modéliser le comportement du système PV/T, puis ont validé ces simulations en mettant en place une plateforme expérimentale. Les paramètres clés étudiés incluent :

- Le rayonnement solaire absorbé par les cellules photovoltaïques.
- La température ambiante.
- La température d'entrée du liquide de refroidissement.
- Le débit massique du fluide caloporteur.

Les expériences ont été réalisées à Hangzhou, en Chine (30° Nord, 120° Est), avec le capteur PVT orienté vers le sud et incliné à un angle de 30 degrés. La période d'essai s'est étendue de juin 2021 à mai 2022.

➤ Résultats principaux

❖ Impact du rayonnement solaire :

- Pour chaque augmentation de 200 W/m² du rayonnement solaire, la température d'entrée du fluide augmente de 1,86 °C en moyenne.
- Lorsque le rayonnement solaire passe de 800 à 1000 W/m², l'augmentation de l'efficacité thermique ralentit progressivement.

❖ Impact de la température d'entrée du fluide :

- Lorsque la température d'entrée augmente de 19 à 34 °C, l'efficacité énergétique globale diminue de 22,22 %.

❖ Impact du débit massique :

- Lorsque le débit massique passe de 60 à 320 L/h, le rendement thermique augmente de 8,24 %.
- Pour chaque augmentation de 40 L/h du débit massique, le rendement électrique augmente de 0,047 %.
- Cependant, un débit massique trop élevé réduit le taux d'augmentation de l'efficacité électrique et thermique.

❖ Optimisation du débit :

- Le contrôle du débit massique permet d'augmenter le gain énergétique global de 2,5 % par rapport à un débit massique constant optimal.

L'étude démontre que l'efficacité globale du système PV/T peut être améliorée en ajustant le débit massique du fluide caloporteur. Cependant, il existe un point de rendement décroissant au-delà duquel l'augmentation du débit massique n'apporte plus d'améliorations significatives. Ces résultats fournissent des indications précieuses pour l'optimisation des systèmes PV/T dans des conditions réelles d'exploitation.

En 2024, Zi Qiang Wang et al. [25] ont réalisé une étude numérique visant à améliorer l'efficacité d'un collecteur thermique photovoltaïque (PVT). Leur recherche s'est concentrée sur l'optimisation de la conception de la coque convexe et sur l'identification de matériaux adaptés pour la paroi du collecteur. Les paramètres clés analysés comprenaient la chute de pression du liquide de refroidissement, la température de la batterie, la température de sortie, la température de surface de l'appareil, l'efficacité électrique et la puissance thermique. Grâce à des simulations numériques tridimensionnelles, ils ont identifié la meilleure disposition des plaques parallèles et étudié les effets de différents niveaux de rayonnement solaire, températures d'entrée et débits massiques sur les performances du système.

➤ **Principaux résultats de l'étude :**

1. **Amélioration des performances :**

- La structure cylindrique planifiée a permis une augmentation de 1,73 % du rendement électrique et de 8,29 % du rendement thermique.
- L'ajout de structures convexes à la disposition des plaques parallèles a amélioré la surface inférieure du canal collecteur, contribuant à ces gains de performance.

2. **Matériau optimal :**

- L'aluminium s'est avéré être le matériau le plus économique et le plus efficace pour la paroi du collecteur.

3. **Débits massiques optimaux :**

- Les débits massiques idéaux ont été déterminés pour trois localisations :
 - **Xining** : 0,36 kg/s
 - **Taiyuan** : 0,35 kg/s

- Turpan : 0,30 kg/s

4. Simulations numériques :

- Les simulations ont permis d'analyser les performances du système PVT sous différentes conditions, fournissant des insights précieux pour l'optimisation de la conception et des conditions opérationnelles, (Fig. III.13).

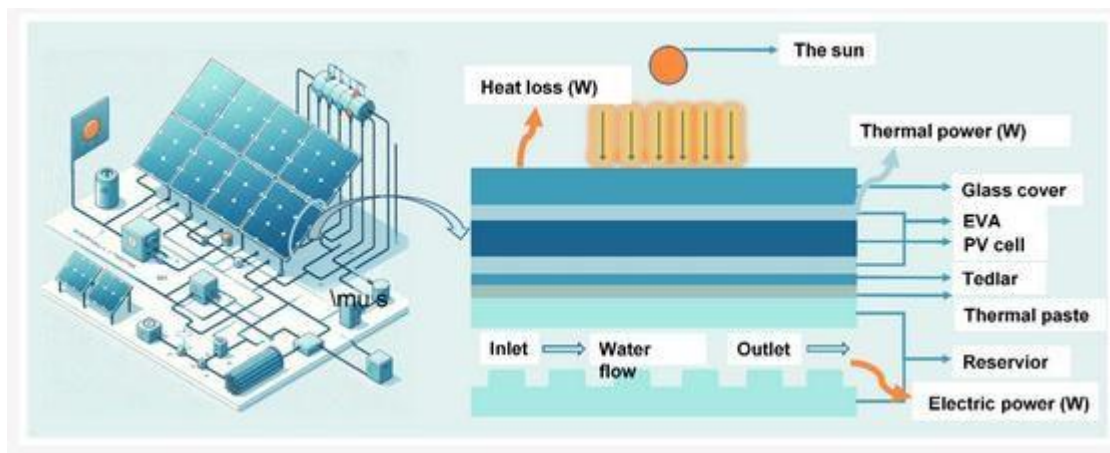


Figure (III.13). Collecteur de soldat à écran plat à neuf couches.

➤ Implications de l'étude :

Les résultats de cette étude offrent des pistes concrètes pour améliorer la conception des systèmes PVT, en particulier dans des environnements où l'optimisation des rendements électrique et thermique est cruciale. Les conclusions sur les débits massiques optimaux et le choix des matériaux sont particulièrement pertinentes pour les applications pratiques dans des régions aux conditions climatiques variées, comme Xining, Taiyuan et Turpan.

Cette recherche contribue à l'évolution des technologies solaires hybrides, en combinant efficacité énergétique et rentabilité, et ouvre la voie à des applications plus performantes dans le domaine des énergies renouvelables.

III.2.2. Les capteurs solaires PV/T hybrides à air

Les systèmes photovoltaïques à base d'air ont attiré une attention considérable dans la communauté scientifique pour leur double fonctionnalité dans la production d'électricité et les applications thermiques. La littérature se concentre principalement sur les analyses théoriques et expérimentales

En 1998, Sandberg et Moshfegh [26],[27] suggèrent l'analyse théorique et expérimentale des phénomènes thermiques et aérauliques dans une lame d'air (Fig. III.14), ce qui permet une ventilation naturelle en sous-face d'une façade photovoltaïque et d'une toiture équipée de panneaux solaires photovoltaïques. Les chercheurs [26] ont démontré que les dimensions et la position des panneaux solaires photovoltaïques le long de la lame ont un impact significatif sur le comportement thermique et aéraulique e du système.

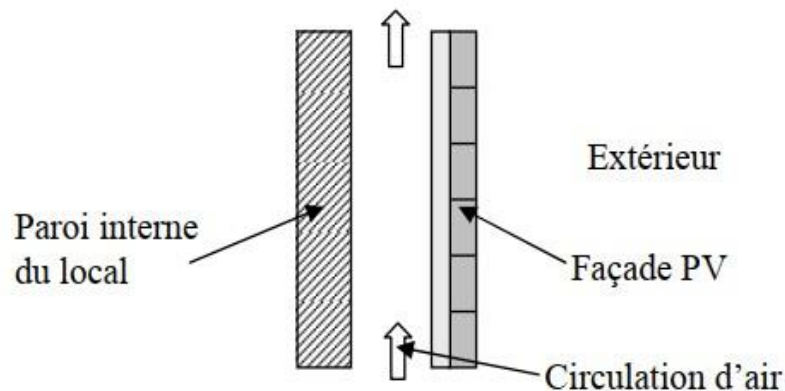


Figure (III.14). Coupe de la lame d'air en sous-face des panneaux PV.

En 2000, Hegazy [28] examine les performances thermiques et électriques de quatre capteurs solaires hybrides PV/T à air. Ces capteurs sont distingués par le mode de refroidissement (mécanique) des panneaux solaires PV, à savoir au-dessus (prototype I), en dessous (prototype II), de part et d'autre (prototype III) de l'absorbeur, et par double circulation d'air (prototype IV) (Fig. III.15).

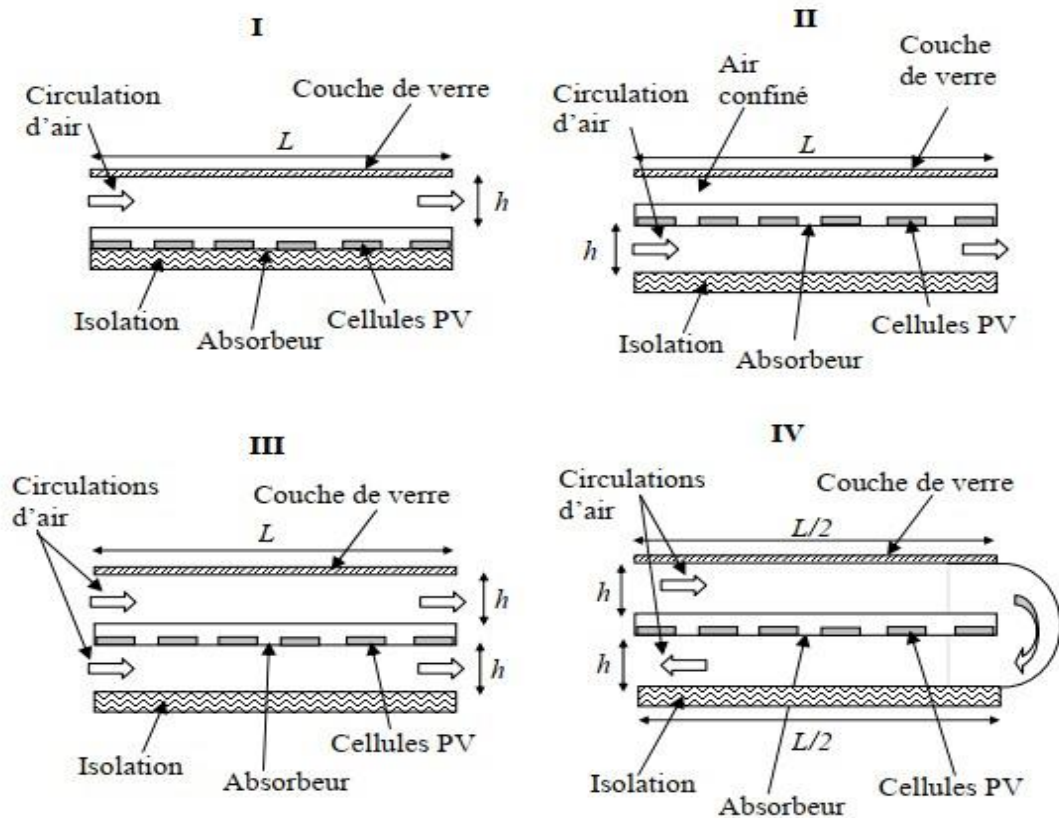


Figure (III.15). Les prototypes I, II, III et IV de capteur solaire PV/T à air.

Chaque capteur est vitré et mesure 9 mètres de long et 1 mètre de large.

La sélection de l'épaisseur de la lame d'air a été effectuée en se basant sur un critère d'optimisation suggéré par Hegazy [29][30] pour différents débits massiques, spécifiquement :

$$(h/L)_{\text{optimum}} = 2.5 \times 10^{-3} \quad (\text{III.1})$$

Dans cette situation, h représente la hauteur de la lame d'air et L représente la longueur du canal traversé par le flux turbulent d'air. Le système photovoltaïque est constitué de 20 modules comprenant chacun 36 cellules photovoltaïques en silicium cristallin montées en série. Il représente 62,8 % de la superficie de l'absorbeur, soit 9 m². Les bornes d'un module PV ont une tension nominale de 16.5 V, ce qui correspond à une puissance nominale de 50 Wc. Chacun de ces composants est représenté par un modèle stationnaire unidirectionnel.

Selon Hegazy [28], les performances d'un capteur solaire hybride PV/T à air sont influencées par la température maximale de l'air en sortie, les rendements thermiques et électriques, ainsi que l'énergie électrique nette disponible après avoir supprimé l'énergie nécessaire au

fonctionnement du ventilateur et des autres appareils alimentés. Dans une journée ensoleillée, la simulation a démontré que l'augmentation du débit massique de ventilation améliore, comme prévu, le rendement thermique. Le rendement global du prototype I (voir [Figure III.16](#)) est le plus bas, tandis que le prototype III semble avoir les meilleures performances en cas de fort ensoleillement et peut être facilement assemblé en usine. Les résultats obtenus ont également démontré que l'utilisation d'un absorbeur sélectif est inadaptée pour ce type de capteur solaire lorsqu'il s'agit de faibles débits massiques de ventilation, car cela diminue la production d'énergie électrique.

En 2007, L'étude théorique et expérimentale des performances thermiques et électriques d'un capteur solaire PV/T hybride à double circulation d'air est menée par Othman et al. [31]. Le composant est composé de deux lames où l'air circule en alternance. Entre une couche de verre en face avant et les modules PV, se trouve la première lame d'une hauteur de 16.5 cm. La deuxième lame d'air, d'une épaisseur variant de 30 à 120 cm, se trouve en dessous des modules photovoltaïques. Les ailes verticales de la face arrière des modules ne sont pas en contact avec la plaque arrière du capteur solaire. Ces ailettes favorisent une augmentation des échanges thermiques convectifs entre l'air et les modules photovoltaïques ([Fig. III.16](#)). La superficie totale des cellules photovoltaïques en silicium mono-cristallin est de 0.38 m².

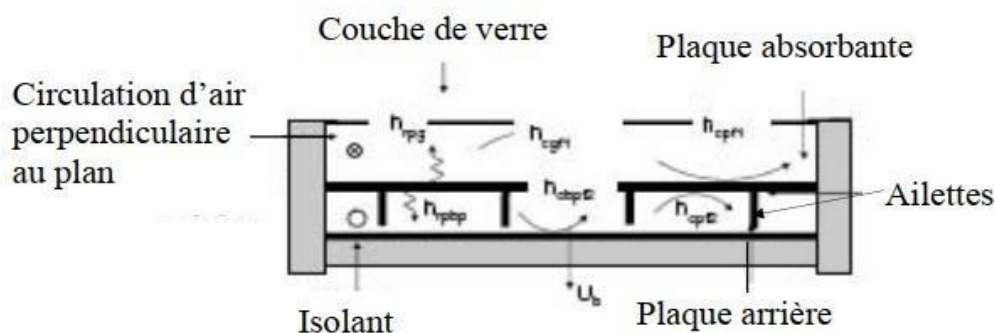


Figure III.16. Coupe du capteur solaire PV/T hybride à air à ailettes.

En 2009, Swapnil Dubey et al. [32]. Ont tenté de dériver des formules analytiques pour des collecteurs d'air hybrides photovoltaïques/thermoélectriques connectés en série. Cette étude comprenait deux cas distincts :

- Le premier cas, où le collecteur d'air est entièrement recouvert par le module photovoltaïque (de verre à verre) et l'air circule sur la plaque d'absorption.

- le second cas, où le collecteur d'air est entièrement recouvert par le module photovoltaïque (de verre à verre) et l'air circule sous la plaque d'absorption-utilisé pour évaluer les performances des collecteurs et ce collecteur, (Fig. (III.17)).

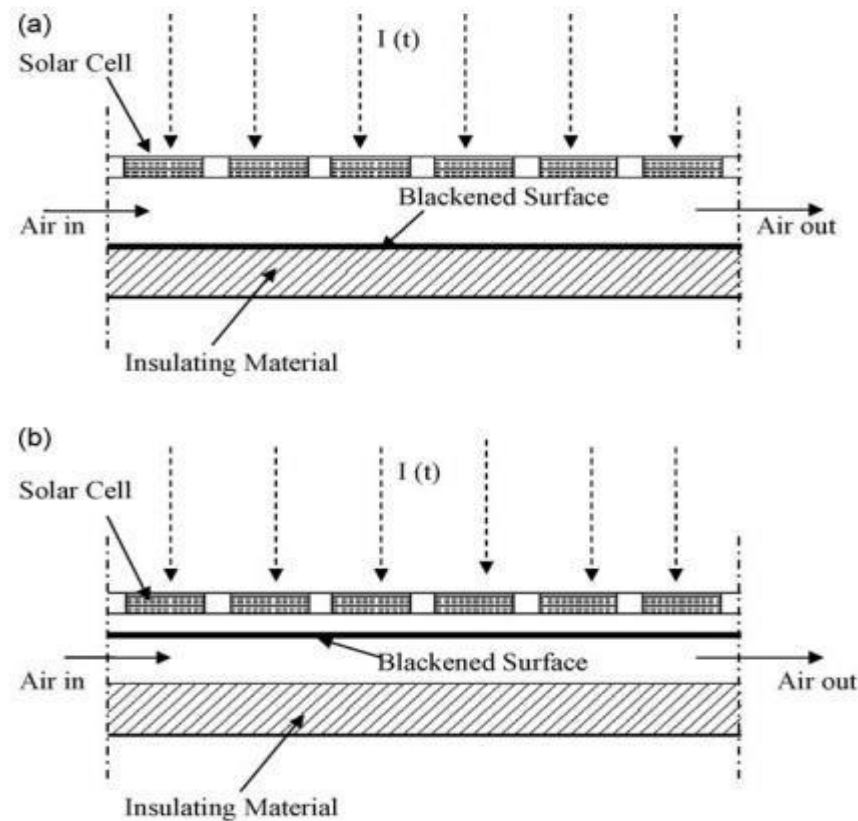


Figure (III.17). (a) : Vue en coupe transversale du collecteur d'air, l'air circule au-dessus de la surface noircie (Cas I). (b) : Vue en coupe transversale du collecteur d'air, l'air circule sous la surface noire (Cas II).

Les hypothèses suivantes ont été formulées afin d'écrire l'équation du bilan énergétique pour chaque composant du collecteur d'air verre à verre photovoltaïque/ thermique (PV/T).

Cette étude présente un examen approfondi de l'énergie, de l'énergie électrique et de l'énergie en ajustant le nombre de collecteurs et la vitesse de l'air tout en tenant compte de quatre types de conditions météorologiques (a, b, c et d) et de cinq villes indiennes distinctes (New Delhi, Bangalore, Mumbai, Srinagar et Jodhpur). De meilleurs résultats en termes d'énergie thermique, d'énergie électrique et de gain d'énergie sont découverts lorsque les collecteurs sont complètement recouverts par le module photovoltaïque et qu'il y a un flux d'air sous la plaque d'absorbeur. Le déploiement physique du système BIPV a également été évalué. Ce type de système peut générer simultanément de l'énergie pour l'éclairage et de l'air chaud pour

sécher ou chauffer les espaces s'il est monté sur le toit du bâtiment ou incorporé dans l'enveloppe du bâtiment. Les résultats ont montré que la première conception de boîtier est efficace pour un seul collecteur et avec une plus grande vitesse de l'air. Mais la conception du deuxième boîtier fonctionne bien à basse vitesse d'air et avec la connexion de plus de complexes en série. Après un examen approfondi de la puissance, de la dépense énergétique et de la puissance électrique de chaque configuration de collecteur, il a été décidé que la conception du second boîtier était avantageuse pour la production simultanée d'air chaud et d'électricité. Lorsque ce type de système est installé sur le toit d'un bâtiment ou intégré à une enveloppe de bâtiment, il peut fournir de l'énergie pour l'éclairage tout en produisant de l'air chaud qui peut être utilisé pour sécher ou chauffer des espaces. Dans les endroits éloignés où la production d'électricité est la principale demande des utilisateurs, ce type d'architecture est également très bénéfique. Jodhpur a été déterminé comme l'emplacement idéal pour l'installation de ce type d'appareils. En été et en hiver, la différence de température entre l'air ambiant et l'air ambiant est respectivement de 2,8 8°C et 6,5 8°C [32]

En 2012, Karima et al. [33] ont construit, simulé et évalué les performances électriques et thermiques d'un air hybride photovoltaïque/thermique standard en un seul passage. Pour deux études de cas choisies en Irak. Un modèle thermoélectrique mathématique amélioré est dérivé en termes de conception, de fonctionnement et de paramètres climatiques du capteur solaire hybride pour évaluer ses caractéristiques importantes: débit du collecteur et facteurs d'évacuation de la chaleur, point de puissance maximale PV et son coefficient de température, et puissance et efficacité globales.

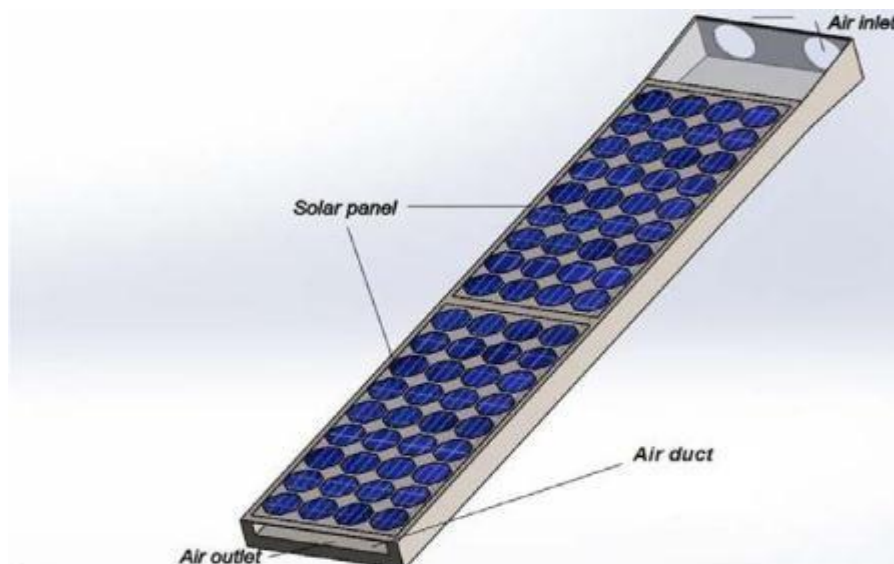
Contrairement aux modèles thermiques PV / T précédents, le modèle actuel est obtenu avec quelques ajouts et corrections dans les coefficients de chaleur de rayonnement et de convection pour la perte par le haut et pour le conduit d'air avec une corrélation de température du ciel plus applicable. Le modèle électrique bien connu à 5 paramètres du module PV est résolu en utilisant des conditions aux limites améliorées et des équations de translation pour une meilleure convergence et précision. Le coefficient de température de tension du module PV est inclus dans les conditions aux limites de la stabilité de convergence.

Les paramètres du module sont supposés dépendre du rayonnement solaire et de la température de la cellule photovoltaïque pour une précision améliorée. Un programme de simulation informatique Matlab est développé pour résoudre le modèle thermoélectrique. Le modèle développé est vérifié avec des résultats expérimentaux et des simulations théoriques

publiés précédemment; il s'est avéré le plus précis en ce qui concerne les pourcentages d'erreurs et les coefficients de corrélation. Différents paramètres du collecteur PV/T tels que les températures des cellules et de l'air, le gain thermique, le courant et la tension PV et le facteur de remplissage ont été étudiés.

Les résultats ont identifié les effets des conditions de fonctionnement les plus importantes telles que les températures du ciel, des entrées et des cellules, le débit d'air et le rayonnement solaire incident sur les performances du collecteur hybride. Le modèle approuvé est appliqué pour une journée d'hiver (22 janvier 2011) dans la ville de Bagdad et pour une journée d'été (20 mai 2011) dans la ville de Falloujah. On constate que les rendements électriques, thermiques et globaux des collecteurs pour les deux études de cas étaient respectivement de 12,3%, 19,4% et 53,6% pour la journée d'hiver, tandis que ceux pour la journée d'été étaient de 9%, 22,8% et 47,8% [33].

En 2016, Lippin pauly et al[34]. Une étude numérique a été réalisée par d'autres pour évaluer les performances du complexe hybride photovoltaïque air-thermique à l'aide d'un logiciel de dynamique des fluides numérique. Le logiciel commercial a été utilisé couramment ANSYS 14.5.0 pour faire des simulations numériques comme le montre la Figure (III.18).



Figure(III.18). Modèle géométrique de collecteur d'air hybride PV/T.

La conversion d'énergie électrique de la cellule solaire est calculée. Les résultats expérimentaux des études publiées sont utilisés pour valider les résultats numériques. La température de l'air de sortie et la température des cellules photovoltaïques montrent un bon

accord entre les données simulées et expérimentales. L'influence de la profondeur du canal et du débit massique sur l'efficacité des capteurs solaires hybrides PV/t a été étudiée à l'aide d'un modèle validé, et des valeurs optimales ont été trouvées. Ici, une conception unique est présentée pour améliorer les performances globales du collecteur d'air solaire photovoltaïque/hybride t. En conséquence, la conception proposée surpasse de 20% les performances globales du collecteur hybride solaire photovoltaïque/t-air conventionnel [34].

Parce qu'il n'y a pas de directives sur la meilleure façon de construire le système et parce que le système hybride soldat-Sah avec ailerons est compliqué. En 2018, Wenke fan et al [35] ont mené une étude sur la fourniture d'une technique d'optimisation de conception multi-objectifs qui augmenterait le gain net d'électricité et les sorties concurrentes pour la production d'énergie thermique pouvant être utilisée en même temps. Pour réduire l'échelle d'optimisation, des exercices de simulation utilisant la technique de Taguchi avec analyse de contraste (Anova) sont conçus pour identifier les paramètres insignifiants du système. Après cela, le problème de l'optimisation de la conception multi-objectif a été développé pour trouver les meilleures valeurs pour les paramètres de conception de base spécifiés.

À partir de l'ensemble des interfaces de Pareto créées, la conception optimale finale est en outre déterminée à l'aide d'un processus décisionnel basé sur le sommet. Le nombre de paramètres a été réduit par analyse de sensibilité. Selon les paramètres de cette étude, la conception optimale finale déterminée peut améliorer les gains nets en électricité et l'énergie thermique utilisable de 21,9% et 20%, respectivement, par rapport à une conception de base choisie et de 24,7% et 126%, respectivement, par rapport à une deuxième conception de base choisie. Une recherche sur l'incertitude a également été effectuée afin de rendre les résultats d'optimisation plus généraux et pratiques. Les résultats ont indiqué que la meilleure conception pour un tel système PVT pourrait fournir des performances fiables dans une grande variété de conditions météorologiques et de scénarios de toiture. L'efficacité thermique utilisable variait entre 48,8% et 56,9% dans les limites de l'analyse d'incertitude, tandis que l'efficacité électrique nette changeait de moins de 1,0% [35].

III.3. Conclusion

Divers auteurs et divers laboratoires de recherche se sont penchés sur les capteurs thermiques hybrides photovoltaïques. Cela reflète la valeur et l'avenir de ces capteurs dans les systèmes

d'alimentation. Cependant, il reste à prendre plusieurs mesures pour améliorer les performances thermiques et électriques de ces capteurs.

Dans ce travail, tous les efforts sont déployés pour optimiser le transfert de chaleur entre les cellules solaires et les milieux de transfert de chaleur. L'objectif est de développer un nouveau type de capteur photovoltaïque hybride, qui facilite l'utilisation optimale de la chaleur des cellules solaires. La configuration d'absorption modifiée de ce nouveau modèle permet d'améliorer les performances électriques par rapport aux capteurs hybrides déjà existants.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Santbergen, R. and van Zolingen, R. C., 2008, “The absorption factor of crystalline silicon PV cells: A numerical and experimental study,” *Solar energy materials and solar cells*, 92(4), pp. 432–444.
- [2] Gathering, E., 2016, “Low Carbon Heating Technologies,” *Hybrid Solar Photovoltaic Thermal Panels*.-2016.-50 p.
- [3] Wolf, M., 1976, “Performance analyses of combined heating and photovoltaic power systems for residences,” *Energy Conversion*, 16(1-2), pp. 79–90.
- [4] Kern Jr, E. and Russell, M., 1978, “Combined photovoltaic and thermal hybrid collector systems,” Massachusetts Inst. of Tech., Lexington (USA). Lincoln Lab
- [5] Hendrie, S., 1982, “Photovoltaic/thermal collector development program,” *Massachusetts Inst. of Tech. Report*.
- [6] Raghuraman, P., 1981, “*Analytical predictions of liquid and air photo-voltaic/thermal, flatplate collector performance*,”
- [7] Cox Iii, C. and Raghuraman, P., 1985, “Design considerations for flat-plate photovoltaic/thermal collectors,” *Solar energy*, 35(3), pp. 227–241.
- [8] Lalović, B., Kiss, Z., and Weakliem, H., 1986, “A hybrid amorphous silicon photovoltaic and thermal solar collector,” *Solar cells*, 19(2), pp. 131–138.
- [9] Tripanagnostopoulos, Y., Tzavellas, D., Zoulia, I., and Chortatou, M., 2001, “Hybrid PV/T systems with dual heat extraction operation,” *Proceedings of the 17th PV solar energy conference, Munich, Citeseer*, pp. 22–26.
- [10] ASSOA, Y. B., 2008, “Performances de capteurs solaires PV/T hybrides bi-fluides intégrables à l’enveloppe des bâtiments. Etude expérimentale et modélisation adaptée,”. *Thèse de Doctorat, Lyon, INSA*
- [11] Abdin, Z. U. (2022). *Modélisation et contrôle des panneaux photovoltaïques hybrides* (Doctoral dissertation, Amiens).
- [12] Fujisawa, T. and Tani, T., 1997, “Annual exergy evaluation on photovoltaic-thermal hybrid collector,” *Solar energy materials and solar cells*, 47(1-4), pp.135–148.

- [13] Fraisse, G., Ménézo, C., and Johannes, K., 2007, “Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combisystems of Direct Solar Floor type,” *Solar Energy*, 81(11), pp. 1426–1438
- [14] Sandnes, B. and Rekstad, J., 2002, “A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate. Experimental study and analytical model,” *Solar Energy*, 72(1), pp. 63–73.
- [15] Chow, T., 2003, “Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model,” *Solar Energy*, 75(2), pp. 143–152.
- [16] Bergene, T. and Løvvik, O. M., 1995, “Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells,” *Solar energy*, 55(6), pp. 453–462.
- [17] Ji, J., Han, J., Chow, T. T., Yi, H., Lu, J., He, W., & Sun, W. (2006). Effect of fluid flow and packing factor on energy performance of a wall-mounted hybrid photovoltaic/water-heating collector system. *Energy and Buildings*, 38(12), 1380-1387.
- [18] Kim, J.-H. and Kim, J.-T., 2012, “The experimental performance of an unglazed PVthermal collector with a fully wetted absorber,” *Energy Procedia*, 30, pp.144–151.
- [19] Fudholi, A., Sopian, K., Yazdi, M. H., Ruslan, M. H., Ibrahim, A., and Kazem, H. A., 2014, “Performance analysis of photovoltaic thermal (PVT) water collectors,” *Energyconversion and management*, 78, pp. 641–651
- [20] Sardarabadi, M. and Passandideh-Fard, M., 2016, “Experimental and numerical study of metal-oxides/water nanofluids as coolant in photovoltaic thermal systems (PVT),” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 157, pp. 533–542
- [21] Maatallah, T., Zachariah, R., and Al-Amri, F. G., 2019, “Exergo-economic analysis of a serpentine flow type water based photovoltaic thermal system with phase change material (PVT-PCM/water),” *Solar Energy*, 193, pp. 195–204
- [22] Abdul-Ganiyu, S., Quansah, D. A., Ramde, E. W., Seidu, R., and Adaramola, M. S., 2020, “Investigation of solar photovoltaic-thermal (PVT) and solar photovoltaic (PV) performance: A case study in Ghana,” *Energies*, 13(11), p. 2701.
- [23] Karaaslan, I. and Menlik, T., 2021, “Numerical study of a photovoltaic thermal (PV/T) system using mono and hybrid nanofluid,” *Solar Energy*, 224, pp. 1260–1270.

- [24] Yan, B., Wu, Q., Chi, X., Wu, C., Luo, P., Luo, Y., and Zeng, P., 2022, “Numerical and experimental investigation of photovoltaic/thermal systems: parameter analysis and determination of optimum flow,” *Sustainability*, 14(16), p. 10156.
- [25] Wang, Z., Hou, G., Taherian, H., and Song, Y., 2024, “Numerical Investigation of Innovative Photovoltaic–Thermal (PVT) Collector Designs for Electrical and Thermal Enhancement,” *Energies*, 17(10), p. 2429.
- [26] Sandberg, M. and Moshfegh, B., 1998, “Ventilated-solar roof air flow and heat transfer investigation,” *Renewable energy*, 15(1-4), pp. 287–292.
- [27] Moshfegh, B. and Sandberg, M., 1998, “Flow and heat transfer in the air gap behind photovoltaic panels,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2(3), pp. 287–301.
- [28] Hegazy, A. A., 2000, “Comparative study of the performances of four photovoltaic/thermal solar air collectors,” *Energy Conversion and management*, 41(8), pp. 861–881.
- [29] Hegazy, A. A., 1999, “Optimizing the thermohydraulic performance of flat-plate solar air heaters operating with fixed variable pumping power,” *Renewable energy*, 18(2), pp. 283–304.
- [30] Hegazy, A. A., 2000, “Performance of flat plate solar air heaters with optimum channel geometry for constant/variable flow operation,” *Energy Conversion and Management*, 41(4), pp. 401–417.
- [31] Othman, M. Y., Yatim, B., Sopian, K., and Bakar, M. N. A., 2007, “Performance studies on a finned double-pass photovoltaic-thermal (PV/T) solar collector,” *Desalination*, 209(1-3), pp. 43–49.
- [32] Dubey, S., Solanki, S., and Tiwari, A., 2009, “Energy and exergy analysis of PV/T air collectors connected in series,” *Energy and buildings*, 41(8), pp. 863–870.
- [33] Amori, K. E. and Al-Najjar, H. M. T., 2012, “Analysis of thermal and electrical performance of a hybrid (PV/T) air based solar collector for Iraq,” *Applied Energy*, 98, pp. 384–395.
- [34] Rekha, L., Vazhappilly, C. V., Melvinraj, C., et al., 2016, “Numerical simulation for solar hybrid photovoltaic thermal air collector,” *Procedia Technology*, 24, pp. 513–522.

- [35] Fan, W., Kokogiannakis, G., and Ma, Z., 2018, “A multi-objective design optimisation strategy for hybrid photovoltaic thermal collector (PVT)-solar air heater (SAH) systems with fins,” *Solar Energy*, 163, pp. 315–328.
- [36] Assoa, Y. B., Menezo, C., Fraisse, G., Yezou, R., & Brau, J. (2007). Study of a new concept of photovoltaic–thermal hybrid collector. *Solar Energy*, 81(9), 1132–1143. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2007.04.001>

Chapitre IV :
*Le modèle
mathématique*

IV.1. Introduction

Ce travail présente un modèle numérique du collecteur PVT refroidi à l'eau avec des tubes serpents. Le modèle est conçu pour refroidir le module photovoltaïque pour diminuer la température des cellules photovoltaïques ainsi pour augmenter leurs performances électriques dans diverses conditions climatiques et physiques. Pour examiner les températures de chaque couche, le collecteur PVT est modélisé couche par couche, la couche de verre, le panneau photovoltaïque, la plaque d'absorbeur, la grille du tube d'écoulement du fluide caloporteur et la couche de l'isolation (Fig. IV.1).

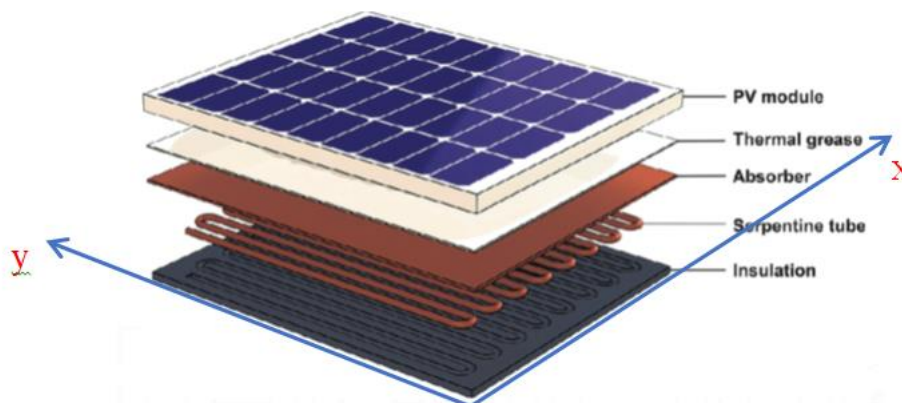


Figure (IV.1) Schémas d'un système PVT [1]

IV.2. Description du système

L'agencement global du système photovoltaïque/thermique (PVT) comprend plusieurs couches, comme illustré à la figure (IV.1). Chaque couche joue un rôle spécifique dans l'amélioration des performances thermiques et électriques du système. Voici une description détaillée des différentes couches et composants :

1. Couche de verre (revêtement supérieur)

- **Fonction** : Cette couche sert de protection pour les cellules photovoltaïques situées en dessous.
- **Avantage** :
 - Réduit les pertes de chaleur vers l'environnement en agissant comme une barrière thermique.
 - Améliore l'efficacité thermique du système en minimisant les déperditions de chaleur.

- Protège les cellules PV des conditions extérieures (poussière, pluie, etc.).

2. Couche cellulaire (cellules photovoltaïques)

- **Fonction** : Cette couche est constituée de cellules photovoltaïques qui convertissent le rayonnement solaire en électricité.
- **Caractéristiques** :
 - Séparée de la couche de verre par un **entrefer**, qui permet une circulation d'air et réduit les pertes thermiques par conduction.
 - Les cellules PV génèrent de la chaleur en plus de l'électricité, ce qui nécessite un refroidissement pour maintenir leur efficacité.

3. Couche protectrice de Tedlar

- **Fonction** : Située sous les cellules photovoltaïques, cette couche sert à protéger les cellules des dommages mécaniques et des influences environnementales.
- **Avantage** :
 - Assure une isolation électrique et une durabilité accrue.
 - Contribue à la stabilité structurelle du système.

4. Plaque absorbante

- **Fonction** : Cette couche capte la chaleur résiduelle non convertie en électricité par les cellules photovoltaïques.
- **Caractéristiques** :
 - Conçue pour maximiser l'absorption de la chaleur.
 - Transfère la chaleur captée au fluide caloporteur via le tube serpentin.

5. Tube serpentin

- **Fonction** : Fixé à l'arrière de la plaque absorbante, ce tube permet la circulation du fluide caloporteur.
- **Avantage** :
 - Facilite le transfert de chaleur entre la plaque absorbante et le fluide.

6. Fluide caloporteur

- **Fonction** : Le fluide (généralement de l'eau ou un mélange eau-glycol) circule à l'intérieur du tube serpentin pour évacuer la chaleur captée par la plaque absorbante.
- **Rôle** :
 - Transporte la chaleur vers un réservoir de stockage ou un système de chauffage.
 - Contribue au refroidissement des cellules PV, améliorant ainsi leur efficacité électrique.

7. Réservoir de stockage d'eau

- **Fonction** : Ce réservoir stocke l'eau chauffée par le fluide caloporteur pour une utilisation ultérieure (chauffage, eau chaude sanitaire, etc.).
- **Avantage** :
 - Permet une utilisation différée de l'énergie thermique.
 - Améliore l'efficacité globale du système en évitant les pertes de chaleur.

8. Isolation thermique

- **Fonction** : Cette couche est située à l'arrière du système pour réduire les pertes de chaleur vers l'environnement.
- **Avantage** :
 - Améliore l'efficacité thermique en minimisant les déperditions.
 - Renforce la résistance structurelle du collecteur PVT

Fonctionnement global du système PVT

1. Le rayonnement solaire traverse la couche de verre et atteint les cellules photovoltaïques, où une partie est convertie en électricité.
2. La chaleur résiduelle est captée par la plaque absorbante et transférée au fluide caloporteur via le tube serpentin.
3. Le fluide caloporteur transporte la chaleur vers le réservoir de stockage, où elle est stockée pour une utilisation ultérieure.
4. L'isolation thermique réduit les pertes de chaleur, améliorant ainsi l'efficacité globale du système.

Avantages du système PVT

- **Double production** : Génère à la fois de l'électricité et de la chaleur.
- **Efficacité améliorée** : Le refroidissement des cellules PV par le fluide caloporteur augmente leur efficacité électrique.
- **Utilisation optimale de l'énergie solaire** : Combine les technologies photovoltaïques et thermiques pour maximiser l'exploitation de l'énergie solaire.

Le tube serpentin extrait la chaleur du haut du collecteur et la transfère au liquide. Le tube est monté et pressé à l'arrière de la plaque d'absorbeur avec un lien. Le fluide de sortie provenant du haut pénètre. L'unité de stockage se trouve juste en dessous de la plaque absorbante et est thermiquement isolé de tous les côtés pour minimiser les pertes de chaleur et améliorer résistance structurelle.

Hypothèses proposés pour la partie thermique :

- Les pertes sur les bords d'un collecteur sont négligeables en raison de l'isolation complète.
- L'effet du frottement dans le tuyau est négligeable.
- À la surface, le rayonnement solaire, la vitesse du vent et la température ambiante sont des conditions aux limites uniformes.
- L'ombrage partiel et la poussière au sommet du collecteur sont négligés.
- Les pertes de charge sont négligées.
- L'échange de chaleur par rayonnement au fond est négligé.

IV.3 Analyse Electrique

Le module solaire est composé d'un ensemble de cellules solaires en silicium polycristallin qui produisent un photo-courant lorsque la lumière est présente et, en l'absence de lumière, agissent comme des diodes. Le modèle électrique du collecteur est inspiré du modèle à diode unique d'un module, où cinq paramètres électriques le courant lumineux I_L , de la diode inverse I_0 , la résistance série R_s , la résistance shunt R_{sh} et le facteur d'idéalité de la diode k_d déterminent le comportement électrique du dispositif solaire, (Fig. IV.2).

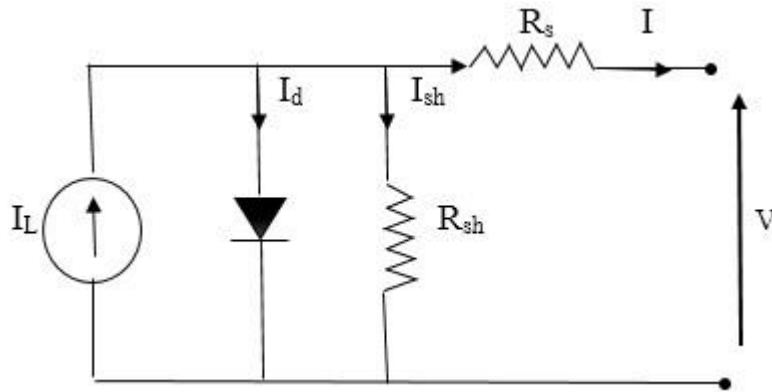


Figure (IV. 2). Module photovoltaïque.

Ce modèle décrit avec précision le comportement électrique du module PV en tant que dispositif non linéaire. Ces cinq critères sont directement influencés par la température de la cellule et le niveau de rayonnement solaire. Le courant dans ce circuit peut être déterminé directement en appliquant la loi de Kirchhoff [2], comme suivant :

$$I = I_L - I_d - I_{sh} \quad (\text{IV.1})$$

Où : I_d et I_{sh} représentent respectivement le courant de diode et le courant de dérivation.

$$I(V) = I_L - I_{sc} \left(\exp \left(\frac{(V+IR_s)}{V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (\text{IV.2})$$

$$P(V) = V \cdot I = V \cdot I_L - I_{sc} \left(\exp \left(\frac{(V+IR_s)}{V_t} \right) - 1 \right) V - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} V \quad (\text{IV.3})$$

Où : I_{sc} est le courant de court-circuit, I et V sont le courant et tension à la charge, respectivement, et V_t est la tension thermique d'un module PV avec cellules N_s connectés en série donnée par :

$$V_t = K_d \frac{N_s \times K \times T}{q} \quad (\text{IV.4})$$

Où :

q : est la charge électronique ($=1.602 \times 10^{-19}$ C) ;

k : est la constante de Boltzmann ($=1.381 \times 10^{-23}$ J / K)

k_d : le facteur d'idéalité de la diode ;

T : est la température de la cellule.

Le module hybride utilisé est de type BP 585 modèle F, et les caractéristiques électriques du générateur photovoltaïque aux conditions d'essai standard (STC) sont présentées dans le Tableau suivant.

Tableau (IV.1). Paramètres électriques du module photovoltaïque (BP 585).

Paramètre	Valeur
Type	Silicium monocristallin
Nombre de cellules solaires	60 (6 x 10)
Puissance maximale (W)	270
Tension en circuit ouvert (V)	37.99
Courant de court-circuit (A)	9.15
Efficacité électrique (%)	16.4
Dimension (cm)	164 x 99.2

Les fluctuations du courant et de la tension à la charge en fonction des différences d'irradiation solaire et température de la cellule sont données par [2]:

$$\Delta I = I(G, T_c) - I_{ref} = \beta_l(T_c - T_{c,ref}) \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) + \left[\left(\frac{G}{G_{ref}} \right) - 1 \right] I_{sc,ref} \quad (IV.5)$$

$$\Delta V = (G, T_c) - V_{ref} = (T_c - T_c) - R_s \Delta I \quad (IV.6)$$

Les informations ci-dessus sont remplacées pour obtenir les équations utilisées pour calculer les cinq paramètres :

$$\frac{V_t}{V_{t,ref}} = \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (IV.7)$$

$$\frac{I_{sc}(T_c)}{I_{sc,ref}} = \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \exp \left(- \frac{E_g \left(1 - \frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)}{V_t} \right) \quad (IV.8)$$

$$I_L(G, T_c) = \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) [I_{L,ref} + \beta_l(T_c - T_{c,ref})] \quad (IV.9)$$

$$I_{sc}(G, T_c) = \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) [I_{sc,ref} + \beta_l(T_c - T_{c,ref})] \quad (IV.10)$$

$$V_{oc}(G, T_c) = V_{oc,ref} + V_t \ln\left(\frac{G}{G_{ref}}\right) \beta_v (T_c - T_{c,ref}) \quad (IV.11)$$

Où:

E_g : L'énergie de gap pour le silicium monocristallin (=1,1 eV) ;

I_{sc} : Le courant de court-circuit (A) ;

$I_{sc, ref}$: courant de court-circuit (A) dans les conditions de référence ;

$I_{L, ref}$: Courant photonique dans la condition de référence (A) ;

V_{oc} : La tension en circuit ouvert (V) ;

G, G_{ref} : Eclairage réel et état de référence (W/m^2) ;

T_c : est la température de la cellule (K) ;

T_{ref} : Température de la cellule à la condition de référence (K) ;

$\beta_{i, v}$: Coefficient de température du courant de court-circuit et coefficient de température de tension de circuit ouvert (A / K).

La tension en circuit ouvert (V_{oc}) et le court-circuit (I_{sc}) affiche la tension et le courant maximum que la cellule peut fournir.

- Tension en circuit ouvert : $I=0, V = V_{oc}$
- Court-circuit: $V= 0, I = I_{sc}$

IV.4 L'efficacité Électrique

L'efficacité électrique du système PV/T est le rapport entre la capacité électrique générée par la cellule et la puissance photovoltaïque qu'elle reçoit, elle dépend donc de la lumière entrante l'intensité et la température de la cellule et c'est donné par la relation suivante [2]

$$\eta_{el} = \frac{P_m}{GA_c} \quad (IV.12)$$

Où : P_m est la puissance maximale de PV / T donnée par :

$$P_m = I_m V_m \quad (\text{IV.13})$$

V_m et I_m représente l'effort maximal fourni par la cellule, A_c est la surface du collecteur (m^2) et G est le taux de rayonnement solaire total (W/m^2).

La répartition de la température dans un panneau photovoltaïque constitué de cellules monocristallines est donnée par [4] :

$$T_{pv} = T_e + G_t C_t \quad (\text{IV.14})$$

Où : T_e est la température ambiante et C_t est le facteur de proportionnalité donné par :

$$G_t = \frac{NOCT(^{\circ}\text{C}) - 20(^{\circ}\text{C})}{800} \quad (\text{IV.15})$$

Les paramètres NOCT correspondants sont le taux de rayonnement solaire total.

$$NOCT_{(mono)} = 44^{\circ}\text{C}. \quad (\text{IV.16})$$

IV.5 Analyse Thermique

La description du système est présentée dans la (Fig. IV.1). Les propriétés physiques et géométriques des objets étudiés du panneau solaire sont présentées dans les Tableaux (IV.1)

IV.5.1 Le bilan énergétique

La première loi de la thermodynamique constitue la base d'une analyse énergétique d'un système photovoltaïque hybride. L'efficacité électrique et thermique du module sur un pas de temps prédéterminé est calculée en utilisant les équations de bilan énergétique pour chaque couche du PVT. La différence d'énergie interne est à la base de ceux-ci équations[6], comme l'illustrent les relations ci-dessous.

- **Au niveau de la vitre (couverture)**

La différence d'énergie interne entre la vitre (glass) et l'environnement par convection et rayonnement est :

$$m_g c_g \frac{dT_g}{dt} = h_{g-e;CV} A (T_e - T_g) + h_{g-e;RD} (T_{sky} - T_g) + h_{g-pv;CV} A (T_{pv} - T_g) + h_{g-pv;}(T_{pv} - T_g) + A \alpha_g G \quad (IV.17)$$

- **Module photovoltaïque**

L'équilibre thermique d'une couche photovoltaïque s'exprime par le transport de chaleur par rayonnement, conduction et convection :

$$m_{pv} c_{pv} \frac{dT_{pv}}{dt} = Q_{pv-g;CV} + Q_{pv-g;RD} + Q_{pv-a;CD} + Q_{pv} - E = h_{g-pv;CV} A (T_g - T_{pv}) + h_{pv-g;RD} A (T_g - T_{pv}) + h_{pv-a;CD} A_{pv-a} (T_a - T_{pv}) + h_{pv-t;CD} A_{pv-t} (T_t - T_{pv}) + (\alpha \tau)_{pv} - (T) \quad (IV.18)$$

Où : $(\alpha \tau)_{pv}$ est l'absorbance effective.

Le coefficient de transfert de chaleur par conduction entre la couche adhésive et le tube est :

$$h_{pv-a;CD} = \frac{R_{adh}}{H_{adh}} \quad (IV.19)$$

Lors de la conversion photovoltaïque, les cellules convertissent l'énergie en électricité, et une partie de ce rayonnement augmente la température de fonctionnement de la cellule T_{pv} , ce qui réduit le rendement électrique de la cellule solaire [2]

$$\eta_{EL(T)} = [1 - (T_{pv} - T_{ref})] \quad (IV.20)$$

- **Au niveau de l'absorbeur**

L'équilibre thermique au niveau de la couche d'aspiration (absorbeur) est le transfert de chaleur conducteur vers le PV, Q_{a-e} ; le transfert de chaleur au fluide, Q_{a-f} ; et la perte de chaleur vers l'extérieur à travers l'isolation, $Q_{a-e;CD}$.

$$m_a c_a \frac{dT_a}{dt} = Q_{a-pv;CD} + Q_{pv-g;RD} + Q_{a-t} + Q_{a-i;CD} = h_{pv;CD} A \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) + h_{a-pv;CD} A (T_{pv} - T_a) + h_{a-t} A_{a-t} (T_t - T_a) + h_{a-i;CD} A_{a-i} (T_i - T_a) \quad (IV.21)$$

Où:

$$A_{a-i} = A \left(\frac{W-D_0}{W} \right) \quad (\text{IV.22})$$

$$A_a = H_a L \quad (\text{IV.23})$$

$$h_{a-t} = \frac{2K_i}{x_a} \quad (\text{IV.24})$$

$$h_{a-i} = \frac{2K_i}{H_i} \quad (\text{IV.25})$$

$$x_a = \left(\frac{W-D_0}{4} \right) \quad (\text{IV.26})$$

Où :

A: surface [m²] ;

L: longueur du tube (m) ;

Ki: conductivité thermique (W/m.k) ;

D, H: diamètre et épaisseur (m) ;

Hi: épaisseur d'isolation (m) ;

W: distance entre deux tubes (m);

0: référence.

Le coefficient de transfert thermique vers la couche photovoltaïque (ha-pv,CD) est identique dans l'équation (25). Il est important de noter que nous avons inclus les paramètres ($\partial^2 T / \partial x^2$) et ($\partial^2 T / \partial y^2$) dans l'équation (21), afin de prendre en compte avec précision les variations de température de la plaque absorbante dans les directions x et y (Fig.IV.1). Ceci est nécessaire en raison de la présence de tubes de refroidissement sous la plaque absorbante[5].

- **Au niveau des tubes**

Le transfert de chaleur entre la plaque absorbante, la couche photovoltaïque, la couche isolante et le fluide détermine le bilan énergétique des tubes.

$$m_t c_t \frac{dT_t}{dt} = h_{t-pv,CD} A_{pv-t} (T_{pv} - T_t) + h_{t-a} A_{a-t} (T_a - T_t) + h_{t-i,CD} A_{t-i} (T_i - T_a) + h_{t-f} A_{t-f} (T_f - T_t) \quad (IV.27)$$

Où :

$$A_{t-f} = \pi D_i L \quad (IV.28)$$

$$A_{t-i} = \left(\frac{\pi}{2} + 1\right) D_0 L \quad (IV.29)$$

- **Dans l'isolation**

En raison de la perte de chaleur par conduction et convection, qui forme le bilan énergétique au niveau de la couche isolante « i », la chaleur est transférée de la plaque absorbante et du tube vers l'environnement.

$$m_i c_i \frac{dT_i}{dt} = h_{a-i,CD} A_{a-i} (T_a - T_i) + h_{t-i,CD} A_{t-i} (T_t - T_i) + h_{i-e,CD+CV} A (T_e - T_i) \quad (IV.30)$$

- **Dans le fluide**

L'énergie thermique transmise par le tube et la chaleur absorbée par le fluide est exprimée comme suit :

$$m_f c_f \frac{dT_f}{dt} = h_{t-f} A_{t-f} (T_t - T_f) + \dot{m} c_f \frac{dT_f}{dy} \quad (IV.31)$$

Où, \dot{m} (kg/s) est le débit volumique de fluide dans les tubes et (df/dy) est la variation de la température le long du tube (direction y).

- **Efficacité thermique**

L'efficacité thermique fourni par le module PVT est donnée par :

$$\eta_{th} = \frac{m c_f (T_{fout} - T_{fin})}{A.G} \quad (IV.32)$$

Où :

T_{fin} et T_{fout} sont les températures d'entrée et de sortie du fluide.

IV.5.2 Expression des coefficients de transfert de chaleur

Le coefficient de transfert de chaleur par convection ($h_{g-e,CV}$) est en fonction de la vitesse du vent v_w proposée par [7]:

$$h_{g-e,CV} = \begin{cases} 5.7 + 3.8v_w & \text{for } v_w < 5 \frac{m}{s} \\ 6.47 + v_w^{0.78} & \text{for } v_w > 5 \frac{m}{s} \end{cases} \quad (IV.33)$$

Le coefficient de déperdition thermique par rayonnement entre le verre et le ciel est :

$$h_{g-e} = (T_g^2 + T_{sky}^2)(T_g + T_{sky}) \quad (IV.34)$$

Où, T_{sky} est la température équivalente du ciel donnée par la formule de Swanbank [6] :

$$T_{sky} = 0.0552x(T_e)^{1.5} \quad (IV.35)$$

Où :

T_e : température ambiante (K)

ε_g : émissivité du verre

σ : constant de Stefan-Boltzmann ($\sigma=5.67 \times 10^{-8} \text{W/m}^2/\text{K}^4$)

Le coefficient de transfert thermique par convection ($h_{g-pv,CV}$) est donné par:

$$h_{g-pv,CV} = \frac{Nu K_{air}}{b} \quad (IV.36)$$

La conductivité thermique de l'air est notée k_{air} , b représente la distance entre le verre et la couche PV, et N_u est le nombre de Nusselt déterminé en appliquant les corrélations suivantes [7] :

$$\text{Si } Gr < (1700 + 47.8\varphi) : Nu = 1.013 \quad (IV.37)$$

$$\text{Si } Gr > 80000 : Nu = 2.5 + 0.0133(90 - \varphi) \quad (IV.38)$$

Autrement,

G_r est le nombre de Grashof défini par :

$$G_r = \frac{g\beta\Delta b^3}{v^2} \quad (\text{IV.39})$$

φ représente l'angle d'inclinaison du collecteur en degrés et β est le coefficient de dilatation thermique qui est d'environ $(1/T)$ pour l'air.

Le coefficient de chaleur par rayonnement entre la vitre et la couche adhésive du PV est donné par :

$$h_{g-pv, RD} = \frac{1}{\frac{1}{\varepsilon_{pv}} + \frac{1}{\varepsilon_g} - 1} \sigma (T_g^2 + T_{pv}^2) (T_g + T_{pv}) \quad (\text{IV.40})$$

Le coefficient de transfert de chaleur entre la couche adhésive (Tedler) et le tube est :

$$h_{pv-a, CD} = \frac{K_{adh}}{b_{adh}} \quad (\text{IV.41})$$

K_{adh} est la conductivité thermique de la couche adhésive et b_{adh} est la distance entre le tube et la couche adhésive (épaisseur).

Le coefficient de transfert de chaleur du fluide par convection h_{t-f} dépend de type d'écoulement, qu'il soit turbulent ou laminaire et est défini par la corrélation suivante [7] :

$$h_{t-f} = \begin{cases} 4.36 \frac{K_f}{D_H} & \text{for } Re < 230 \\ 0.023 \frac{K_f}{D_H} Re^{0.8} Pr^{0.4} & \text{for } Re > 2300 \\ 2 \frac{K_f}{D_H} & \text{for } \dot{m} = kg/s \end{cases} \quad (\text{IV.42})$$

IV.6. Hypothèses et conditions aux limites et initiales

Pour résoudre les équations précédentes, on applique les conditions aux limites et les hypothèses suivantes ce modèle :

- Les caractéristiques thermiques et physiques des différents composants PV/T dans diverses conditions sont considérées comme des constantes.
- Le contact entre les couches PV/T est total.
- La température de la vitre est constante par rapport à l'espace ($T_v=f(t)$) ;
- Le fluide à l'intérieur du tube est incompressible ;

- Les parois latérales du collecteur PVT sont considérées comme adiabatiques.
- La poussière sur la vitre n'est pas prise en compte.
- La température de tous les composants à l'instant initial ($t = 0$) est égale à la température ambiante.

Les conditions aux limites au niveau de l'absorbeur sont :

$$(\partial^2 T / \partial x^2)_{x=0} = 0; (\partial^2 T / \partial x^2)_{x=l} = 0 \quad (\text{IV.43})$$

$$(\partial^2 T / \partial y^2)_{y=0} = 0 ; (\partial^2 T / \partial y^2)_{y=L} = 0 \quad (\text{IV.44})$$

Où " L " et " l " représentent la longueur et la largeur de l'absorbeur respectivement.

Les conditions aux limites et initiales pour le fluide :

$$(dT_f / dy)_{y=0} = 0 ; (dT_f / dy)_{y=L} = 0 \quad \text{et} \quad T_f(t=0) = T_0 \quad (\text{IV.45})$$

IV.7. Conclusion

Pour déterminer la performance électrique et thermique d'un module PV/T numérique. Les équations de base de la partie thermique et électrique et les conditions aux limites et initiales sont déterminées en détails dans ce chapitre.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Farzanehnia, A. and Sardarabadi, M., 2019, “Exergy in photovoltaic/thermal nanofluidbased collector systems,” *Exergy and Its Application-Toward Green Energy Production and Sustainable Environment* .
- [2] M. E. A. Slimani, M. Amirat, S. Bahria, I. Kurucz, M. Aouli, and R. Sellami, 2016, “Study and modeling of energy performance of a hybrid photovoltaic/thermal solar collector: Configuration suitable for an indirect solar dryer,” *Energy Convers Manag*, (125), Pp. 209—221
- [3] F. Sarhaddi, S. Farahat, H. Ajam, A. Behzadmehr, and M. Mahdavi Adeli, 2010, “An improved thermal and electrical model for a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector,” *Appl Energy*, vol. 87(7), PP. 2328—2339.
- [4] M. Sardarabadi, M. Passandideh-Fard, and S. Zeinali Heris, 2014, “Experimental investigation of the effects of silica/water nanofluid onPV/T (photovoltaic thermal units),” *Energy*, vol. 66, PP. 264—272.
- [5] Sihem, B. , Mayouf, S., 2024, ” Numerical Study of a Solar PV/thermal Collector under Several Conditions in Algeria”, *Journal of Renewable Energy and Sustainable Development (RES D)*, 10(2), pp.233-274
- [6] Hottel H. C., Heat Transmission. 3 ed William H. McAdams, 3rd ed. New York: *McGraw Hill* Book Co., 1954.
- [7] F. Sobhnamayan, F. Sarhaddi, M. A. Alavi, S. Farahat, and J. Yazdanpanahi, 2014, “Optimization of a solar photovoltaic thermal (PV/T) water collector based on exergy concept,” *Renew Energy*, vol. 68, PP. 356—365

Chapitre V :

Étude

numérique

V.1. Introduction

Dans ce chapitre, le problème étudié est formulé sous la forme d'un système d'équations aux dérivées partielles non linéaires. Il a été observé que des solutions analytiques ne sont disponibles que dans quelques cas exceptionnels, ce qui rend l'utilisation des méthodes numériques indispensable pour résoudre ce problème. Plusieurs approches numériques permettent de résoudre le système différentiel présenté au chapitre IV (Eqs. (IV17) ;(IV45)), comme la méthode des différences finies, les éléments finis, et les volumes finis, ainsi qu'une variété de logiciels disponibles. Pour nos simulations numériques, nous avons choisi un logiciel de calcul conçu en Fortran, qui implémente la méthode des différences finies.

V.2. Le principe de simulation

La simulation numérique est un outil qui convient parfaitement à l'étude du comportement du modèle numérique caractéristique des systèmes réels. Le principe de cette simulation repose sur un découpage spatial et temporel fictif en un certain nombre des sections spatiales Δx suivant l'axe des x , Δy suivant l'axe des y et des sections temporelles dt suivant l'axe temporel t , donc nous avons un repère tridimensionnel.

Dans cette étude, le maillage est réalisé en deux dimensions, car la plupart des couches ont une épaisseur très faible, de l'ordre du millimètre. Même si l'isolant et le verre sont un peu plus épais, leur effet sur le modèle reste limité, ce qui permet de conserver une modélisation bidimensionnelle sans perte significative de précision.

La simulation numérique constitue un excellent moyen d'analyser le comportement du modèle numérique représentatif des systèmes réels. Son principe repose sur un découpage fictif de l'espace et du temps, divisé en plusieurs sections spatiales Δx le long de l'axe des x , Δy le long de l'axe des y , et des intervalles temporels Δt sur l'axe temporel t , donc on obtient un repère tridimensionnel.

Dans l'intervalle de temps allant de t à $(t+dt)$, l'ensemble du système est décrit depuis la première jusqu'à la dernière section spatiale le long des axes ox et oy . La résolution des systèmes d'équations permet d'exprimer les bilans thermiques relatifs à la distribution des températures dans chaque section. Chaque entité peut avoir sa propre division, mais la subdivision temporelle doit être uniforme pour l'ensemble du système. Nous avons donc conçu un programme de calcul numérique en Fortran qui est capable de déterminer les paramètres clés de notre problématique, tels que le rayonnement solaire, les températures de

chaque strate du PVT, la température du fluide dans les tubes employés pour le refroidissement des cellules photovoltaïques, ainsi que les rendements thermiques et électriques.

Ce code de calcul s'appuie sur des caractéristiques mesurées telles que la latitude, la longitude, la température ambiante, entre autres, pour le site de M'Sila, afin d'effectuer le calcul suivant :

- Les puissances solaires globales,
- Les puissances absorbées par la vitre et l'absorbeur,
- Les coefficients d'échange thermique,
- Les températures du capteur solaire PVT (photovoltaïque thermique).

Pour cela, trois programmes de calcul distincts ont été utilisés pour mener à bien ces simulations, chacun dédié à une partie spécifique du processus de modélisation et de calcul. Ces simulations numériques permettent d'optimiser la conception des systèmes solaires en prédisant les résultats en fournissant des données précises sur les performances thermiques et électriques.

V.2.1. Le premier programme

Le premier programme est utilisé pour calculer le rayonnement solaire global incident sur le module photovoltaïque, sur la base des coordonnées solaires et géographiques de la ville de M'Sila, en Algérie, du numéro du jour de l'année et de l'état du ciel, en utilisant les étapes de calcul suivantes :

- L'angle horaire ;
- l'angle de déclinaison du soleil ;
- La hauteur du soleil en fonction de l'angle horaire, de la latitude et de la longitude de la position géographique choisie et de l'angle d'inclinaison du PVT par rapport à l'horizontale ;
- L'angle d'incidence du rayonnement solaire en fonction de l'angle d'inclinaison et de l'azimut du module solaire hybride ;
- Le rayonnement solaire absorbé par le couverture en verre et les cellules photovoltaïques.

L'organigramme de la figure (V.1) décrit les étapes de calcul.

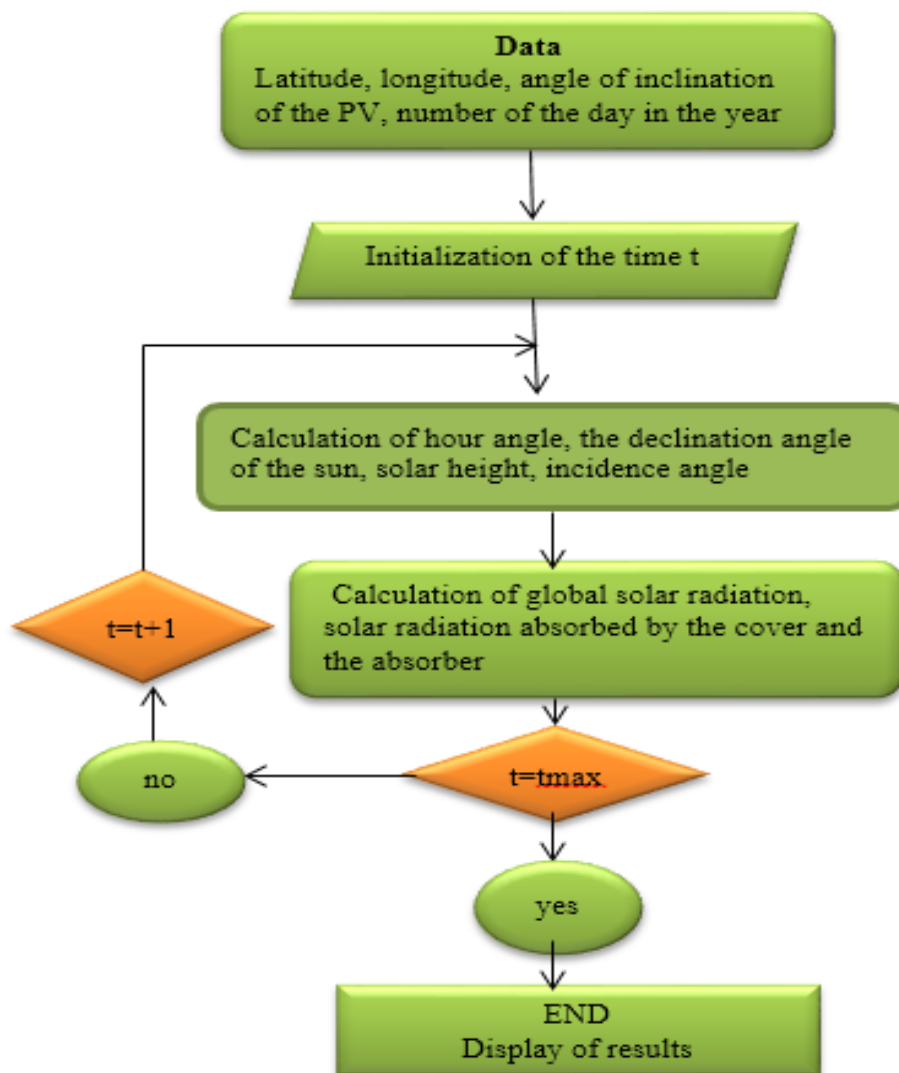


Figure (V.1). Algorithme de calcul du rayonnement solaire

V.2.2. Le deuxième programme

Le deuxième programme de calcul est basé sur la résolution des équations de transfert de chaleur en ajoutant les conditions aux limites et initiale pour calculer les coefficients de transfert de chaleur et les températures du système.

V.2.3. Maillage

La méthode de discrétisation des équations différentielles partielles écrites en chapitre IV nécessite le choix d'un maillage de la géométrie (Fig. V.2).

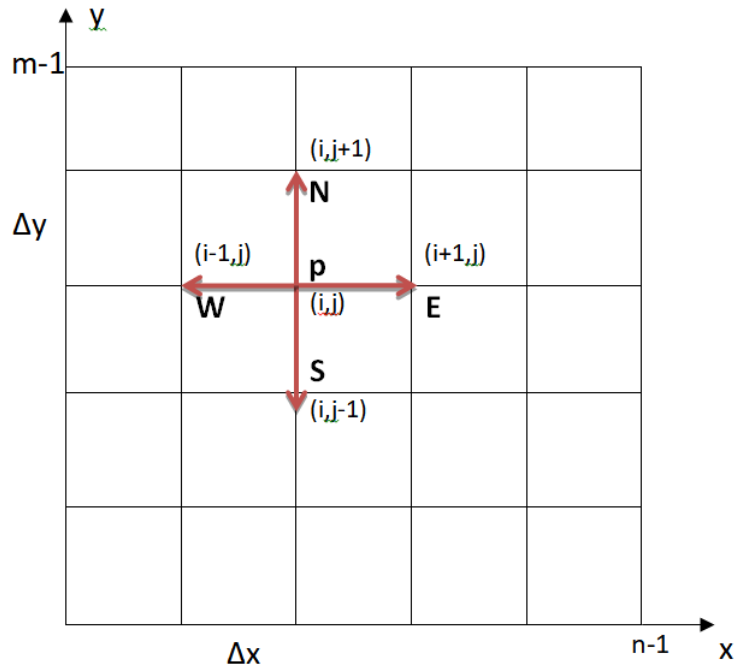


Figure VI.2. Schéma de maillage

Si on prend une fonction 'f' quelconque qui pouvant désigner les températures du système (vitre, PV, absorbeur, tube, fluide, isolant), et à l'aide de développement de série de Taylor et avec la méthode des différences finies au voisinage du point P(i, j) dans le schéma présenté dans la figure (V.3), la fonction f peut être discrétiser come suivant :

- Dans la direction x

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \frac{f(i+1,j) - f(i,j)}{\Delta x} \quad (\text{V.1})$$

$$\frac{\partial^2 f}{\partial x^2} = \frac{f(i+1,j) - 2f(i,j) + f(i-1,j)}{\Delta x^2} \quad (\text{V.2})$$

- Dans la direction y

$$\frac{\partial f}{\partial y} = \frac{f(i,j+1) - f(i,j)}{\Delta y} \quad (\text{V.3})$$

$$\frac{\partial^2 f}{\partial y^2} = \frac{f(i,j+1) - 2f(i,j) + f(i,j-1)}{\Delta y^2} \quad (\text{V.4})$$

Les équations (V.2) et (V.4) sont appliquées à l'équation (IV.21).

- la discrétisation de la fonction f par rapport au temps t est :

$$\frac{\partial f}{\partial t} = \frac{f(t+1) - f(t)}{\Delta t} \quad (\text{V.5})$$

Nous utilisons cette technique pour transformer le système d'équations aux dérivées partielles en un système d'équations algébriques qui sera résolu par les méthodes itératives.

Ces équations ont été résolues en utilisant l'algorithme de Gauss-Seidel avec relaxation. Le critère de convergence pour ces variables de températures du système est basé sur les erreurs relatives entre deux itérations supposées inférieures à 10^{-4} .

$$\left| \frac{(T^{K+1} - T^K)}{T^{K+1}} \right| \leq 10^{-4} \quad (\text{V.6})$$

Où T est la température estimée et k est le nombre des itérations.

Quelques calculs sur les températures des cellules ont été testés en utilisant divers maillages spatiaux. Nous avons constaté que (1600 x 1000) nœuds étaient adéquats pour modélisation de ce système avec un pas de temps $\Delta t = 1$ s.

Si on applique cette méthode à une section spatiale quelconque du système à l'instant t . Soit i l'un des milieux représentés dans cette section (m_i) sa masse, C_{pi} sa chaleur spécifique et T_i sa température.

Le bilan thermique au nœud i donne :

$$m_i C_{pi} \frac{\partial T_i}{\partial t} = \sum_{j=1}^n h_{ji} (T_j - T_i) + P_i \quad (\text{V.6})$$

T_j est un potentiel connecté à T_i , P_i puissance solaire absorbée par le nœud i et h_{ji} est le coefficient d'échange thermique globale soit par conduction, convection ou par rayonnement entre les nœuds i et j .

La discrétisation de l'équation (V.6) par rapport au temps t donne :

$$T_i^{k+1} = \frac{T_i^k + r \sum_{j=1}^n h_{ji} (T_j^{k+1}) + r P_i}{(1+r \sum_{j=1}^n h_{ji})} \quad (\text{V.7})$$

Où :

$r = \left(\frac{\Delta t}{miCpi}\right)$, et k est le nombre d'itération.

L'équation générale (V.7) peut être résolue numériquement à l'aide de l'algorithme de Gauss-Seidel comme suit :

$$T_i^{k+1} = (1 - \omega)T_i^k + \omega \frac{T_i^k + r \sum_{j=1}^n h_{ji} (T_j^{k+1}) + r P_i}{(1 + r \sum_{j=1}^n h_{ji})} \quad (\text{V.8})$$

Où :

ω est le coefficient de relation, ($\omega \neq 0$)

Si $\omega = 1$, méthode de Gauss-Seidel

Si $\omega > 1$, méthode de sur-relaxation

Si $\omega < 1$, méthode de sous-relaxation

La figure (V.3) présente les étapes de calculs des températures et des coefficients d'échange thermiques.

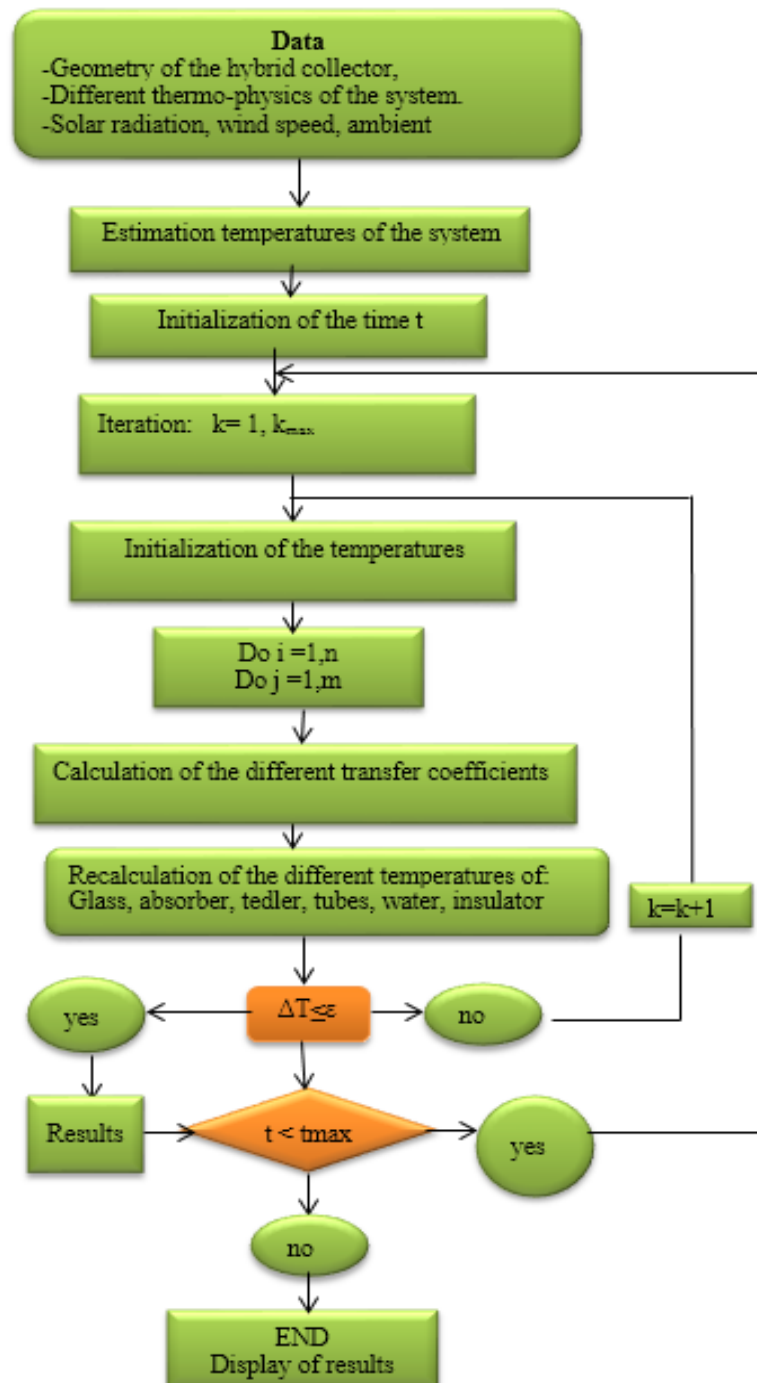


Figure (V.3). Algorithme de calcul des températures et des coefficients d'échange thermiques.

V.2.4. Le troisième programme

Pour évaluer le courant électrique "I" produit par le module PV indiqué dans l'équation (IV.2) en utilisant la méthode de Newton Raphson qui est la méthode itérative la plus populaire pour les fonctions non linéaires; il est utilisé pour trouver les approximations des racines de la fonction $f(I) = 0$.

$$I(V) = I_L - I_0 \left(\exp \left(\frac{(V+IR_s)}{V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (\text{V.7})$$

En utilisant cet algorithme, le courant de sortie d'une cellule solaire en équation (V.7) peut être calculé comme suit :

$$f(I) = I_L - I - I_0 \left(\exp \left(\frac{(V+IR_s)}{V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} = 0 \quad (\text{V.8})$$

La fonction $f(I)$ vérifie les hypothèses faites dans la dérivation de la formule, alors une meilleure approximation de I_{n+1} est donnée par:

$$I_{n+1} = I_n - \frac{f(I_n)}{f'(I_n)} \quad (\text{V.9})$$

Où n est le nombre d'itération et $f'(I_n)$ est la dérivée de la fonction courante $f(I)$.

Remplacement l'équation (V.8) dans équation. (V.9), le courant de sortie suivant est calculé de manière itérative comme suit:

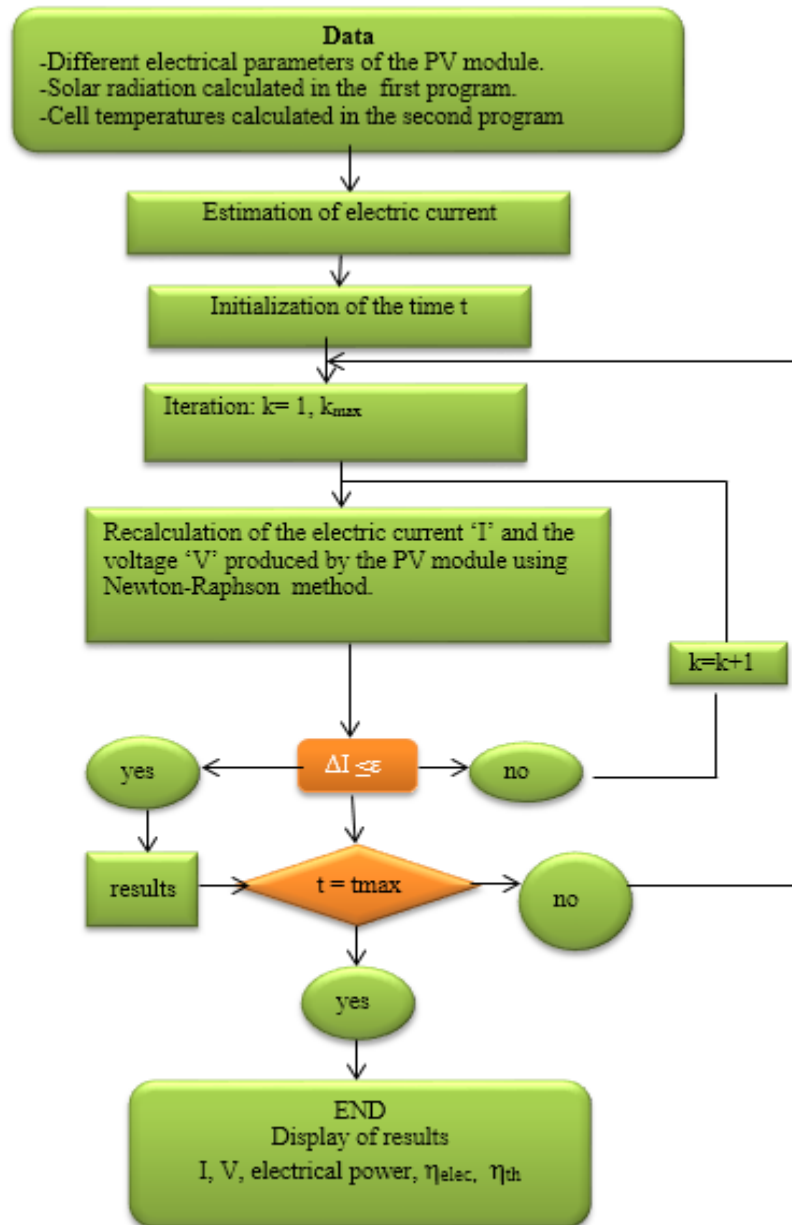
$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_L - I_n - I_0 \left(\exp \left(\frac{(V+IR_s)}{V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}}}{-1 - \frac{R_s}{V_t} I_0 \exp \left(\frac{(V+I_n R_s)}{V_t} \right) - \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (\text{V.10})$$

Le calcul doit s'arrêter si cette condition est vérifiée.

$$\left| \frac{(I_{n+1} - I_n)}{I_{n+1}} \right| \leq \varepsilon \quad (\text{V.11})$$

Le calcul du courant I permet de calculer la tension et la puissance de sortie générée par le PV ainsi que le rendement électrique.

L'organigramme de la figure (V.4) décrit les différentes étapes de calcul.



Figure(V.4). Programme des étapes de calcul du courant, de la tension et du rendement électrique du PV.

V.3. Conclusion

Dans cette section de notre travail, nous avons examiné et simulé le capteur solaire hybride. Nous avons établi les équations de transfert thermique du système proposé. Ensuite, nous avons passés à la solution numérique du système d'équations. Enfin, nous avons présenté les résultats obtenus à partir de la modélisation numérique dans le chapitre suivant, (Chap.VI).

Chapitre VI

Résultats et Discussion

VI.1. Introduction

De nombreuses recherches ont été consacrées à la réduction de la température des panneaux photovoltaïques afin d'améliorer leur efficacité électrique. Ces études soulignent l'importance de développer des technologies de refroidissement à la fois efficaces et économiques, car la gestion thermique des cellules solaires est un enjeu clé dans le domaine de l'énergie solaire. En effet, une température excessive peut réduire non seulement la performance des panneaux, mais aussi leur durée de vie.

Pour répondre efficacement à cette problématique, deux approches ont été mises en œuvre dans le cadre de ce projet : l'une numérique, l'autre expérimentale. L'objectif commun de ces démarches est de refroidir les cellules solaires d'un panneau solaire hybride, afin d'optimiser leur performance et de maximiser leur rendement énergétique.

Cette étude, numérique et expérimentale ont été réalisées dans la région de M'Sila, une zone où les conditions climatiques sont favorables à l'évaluation des performances des systèmes solaires.

Dans ce chapitre, nous avons présenté en détail les résultats des simulations numériques et des expériences menées, mettant en évidence l'influence de plusieurs facteurs tels que l'ensoleillement, la température ambiante, les variations saisonnières, et autres sur le fonctionnement des panneaux solaires hybrides.

Une attention particulière sera accordée à l'évolution du rendement électrique, qui constitue un indicateur clé de l'efficacité des systèmes photovoltaïques. Parallèlement, nous étudierons les variations de la température moyenne des panneaux solaires, un facteur crucial qui influence directement leur performance et leur durabilité. Cette analyse approfondie vise à fournir des informations utiles pour améliorer la conception et le fonctionnement des installations solaires dans des environnements similaires.

VI.2. Première partie : Etude numérique

Une technique de calcul numérique a été utilisée pour étudier un panneau solaire hybride doté d'un système de refroidissement à eau. Des tubes en serpentin ont été intégrés afin de résoudre les équations thermiques associées à chaque composant du système. La modélisation a généré des résultats précis, permettant une meilleure compréhension des mécanismes de transfert de chaleur et des solutions potentielles pour améliorer le processus de refroidissement des cellules solaires du panneau et donc son efficacité électrique.

VI.2.1 Validation

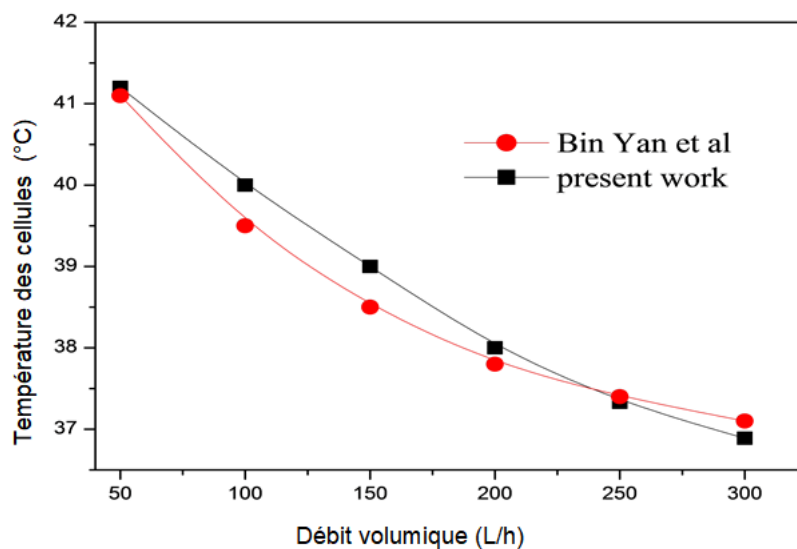
Pour vérifier la validité de notre code de calcul utilisé pour calculer les résultats que nous avons obtenus [1], nous avons tout d'abord comparé les résultats relatifs à la température moyenne des cellules et à l'efficacité électrique du système PVT étudié, en fonction du débit volumique de l'eau de refroidissement, avec les données expérimentales recueillies par Bin Yan et al.[2] .

Cette comparaison a été effectuée en utilisant les données suivantes :

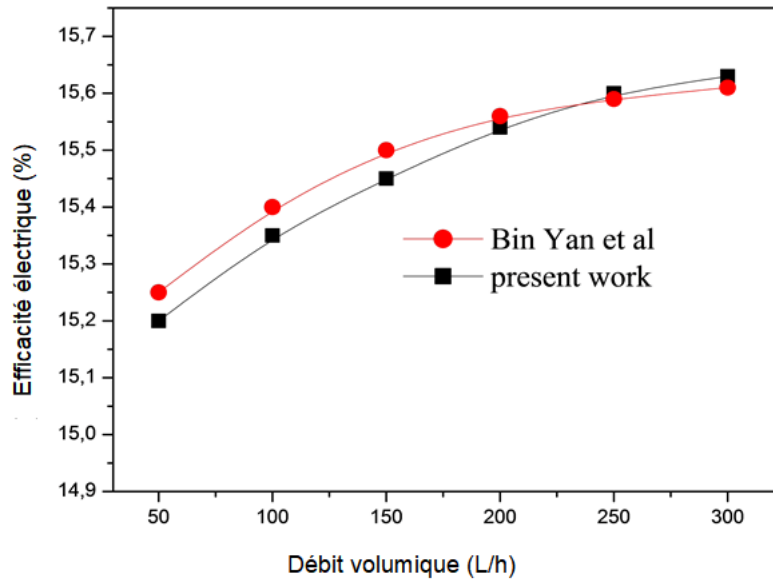
- L'intensité de rayonnement solaire globale $PG= 600 \text{ W/m}^2$;
- Température d'entrée de l'eau pour le refroidissement $Te= 25^\circ\text{C}$;
- Température ambiante $Ta= 25^\circ\text{C}$.

La figure (VI.1) montre que la température des cellules photovoltaïques diminue de 41°C à $36,9^\circ\text{C}$ lorsque le débit volumique passe de 50 L/h à 300 L/h . Cette baisse de température entraîne une amélioration de l'efficacité électrique du panneau photovoltaïque, qui passe de $15,2\%$ à $15,63\%$, comme le montre la figure (VI.1b).

De plus, les résultats expérimentaux ont montré que la température des cellules du système PV/T a diminué de 41°C à $37,1^\circ\text{C}$, tandis que leur efficacité électrique a augmenté de $15,25\%$ à $15,61\%$. Cette comparaison met en évidence l'accord étroit entre les résultats numériques actuels et les résultats expérimentaux utilisés pour cette comparaison. Les tableaux (VI.1) et (VI.2) expliquent cette comparaison en détail.



(a)



(b)

Figure(VI.1). Effet du débit volumique sur : (a)Température des cellules.
(b) Efficacité électrique.

Tableau (VI.1). Comparaison de la température de la cellule (C°).

Débit volumique (L / h)	Bin Yan et al. [2]	Présent [1]	Différence (°C)
60	41.1	41	0.1
100	39.5	40.3	0.8
150	38.5	39.5	1
200	37.8	38.5	0.7
250	37.4	37.8	0.4
300	37.1	36.9	0.2

Tableau (VI.2). Comparaison de l'efficacité électrique(%).

Débit volumique (L / h)	Bin Yan et al.	Présent	Différence (%)
50	15.25	15.20	0.05
100	15.40	15.35	0.05
150	15.50	15.45	0.50
200	15.56	15.53	0.03
250	15.59	15.60	0.01

VI.3. DISCUSSION DES RESULTATS NUMERIQUES

Dans cette étude, plusieurs facteurs influencent les performances du système, notamment :

- La température ambiante,
- Le rayonnement solaire,
- Le débit volumique,
- La vitesse du vent,

Le modèle numérique simulée a été réalisés à l'aide du programme écrit en langage Fortran. Grâce à cette approche, il est possible d'analyser efficacement les performances électriques et thermiques des systèmes PVT. De plus, la simulation permet une étude approfondie de la répartition de la température au sein de chaque composant du système.

Les valeurs des paramètres liés aux composants du système photovoltaïque thermique (PVT) sont détaillées dans les tableaux (VI.3) et (VI.4).

Tableau (VI .3). Paramètres des propriétés thermo physiques du module.

Composants	Densité (kg/m ³)	Chaleur Spécifique Capacité (J/ kg.K)	Thermique Conductivité (W/m.K)
Verre	2450	500	2
EVA	960	2090	0.35
Cellule	2330	700	148
Tedlar	1200	1250	0.2
Aluminium	2719	871	202
Tunnelier	8960	380	380

Tableau (VI .4). Paramètres géométriques du modèle.

Composants	Dimensions
Couvercle en verre (mm)	1640 x 992 x 2
Plaque absorbante en aluminium (mm)	1640 x 992 x 1.5
Diamètre intérieur de conduite d'eau (mm)	9
Diamètre extérieur de la conduite d'eau (mm)	11

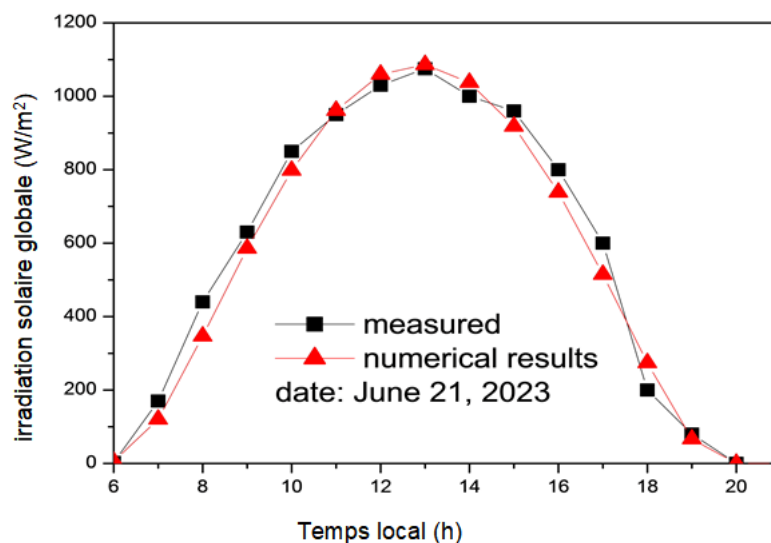
VI.3.1. Rayonnement solaire global

L'intensité du rayonnement solaire et la durée d'ensoleillement sont les facteurs les plus importants affectant les performances d'un panneau photovoltaïque. Ils dépendent de la localisation géographique et les conditions climatiques locales.

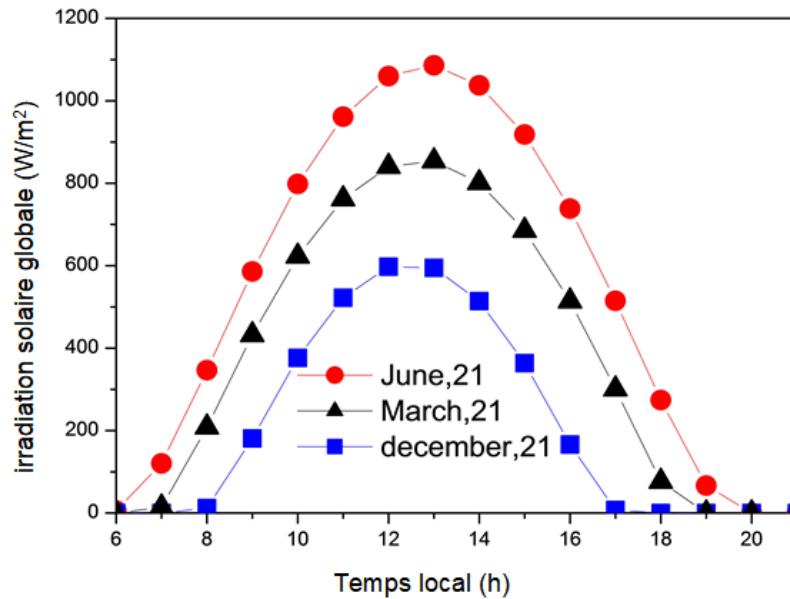
Cette étude numérique a été menée dans la ville de M'Sila (Algérie) pendant trois jours dans trois saisons, lors des jours ensoleillés des mois de décembre, mars et juin, correspondant aux coordonnées géographiques suivantes : latitude Nord $34,8^\circ$, longitude Est $5,73^\circ$, et une altitude de 438m. De plus, le panneau PV/T a été incliné à un angle de 30° et orienté directement vers le sud (azimut = 0°).

Nous avons tout d'abord comparé les résultats numériques au rayonnement solaire global mesuré à la station météorologique de M'Sila le 21 juin 2023, comme le montre la figure (VI.2a). Cette comparaison révèle que les résultats sont similaires, avec des différences mineures, ce qui indique que le code numérique en FORTRAN utilisé est bien adapté pour ce calcul. La figure (VI.2b) montre le rayonnement solaire horaire pour trois saisons (printemps, été et hiver), et il y a des différences significatives entre l'hiver et le printemps/été, avec une intensité du rayonnement solaire au printemps/été presque deux fois plus élevée qu'en hiver. L'intensité du rayonnement solaire atteint une valeur maximale de 1120 W/m^2 le 21 juin à 13h00, comparée à 800 W/m^2 au printemps (21 mars) et 550 W/m^2 en hiver (21 décembre).

Ces variations sont causées par la rotation de la Terre autour de son axe, et le changement saisonnier est dû à l'inclinaison de la Terre par rapport au Soleil.



(a)



(b)

Figure (VI. 2). Variation du rayonnement solaire global.

(a) : Comparaison entre les résultats numériques et mesurés,

(b) : Rayonnement solaire global horaire pour différentes saisons

VI.3.2. Température ambiante

Étant donné que l'énergie fournie au système ou retirée de celui-ci dépend principalement du transfert de chaleur par convection, les variations de la température ambiante ont un impact significatif sur la production d'énergie thermique.

La figure (VI.3) montre les variations de la température ambiante pendant trois mois, spécifiquement les jours ensoleillés. On observe sur cette figure que la température ambiante atteint un maximum de 42 °C à 13 h (heure locale) le 21 juin, tandis qu'elle enregistre un minimum de 14 °C le 21 décembre, et de 33 °C le 21 mars. Ces résultats indiquent que cette région est considérée comme une zone chaude pendant la saison estivale.

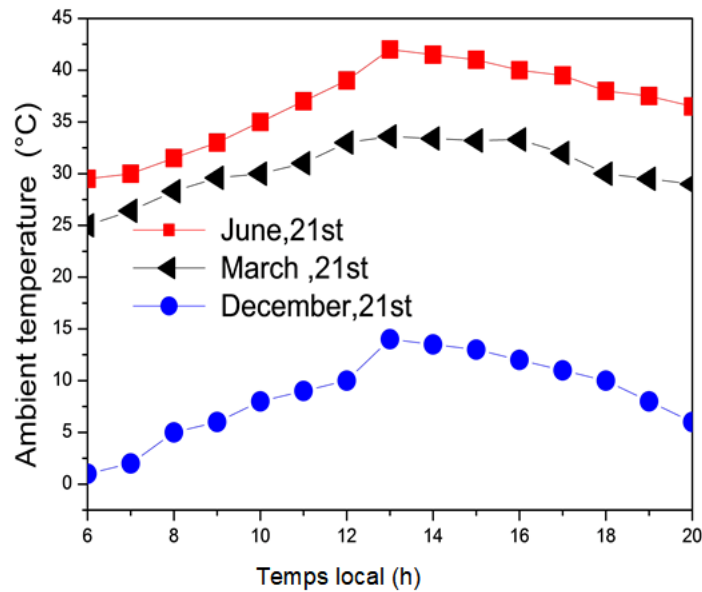


Figure (VI.3). Profil horaire des températures ambiantes par saison

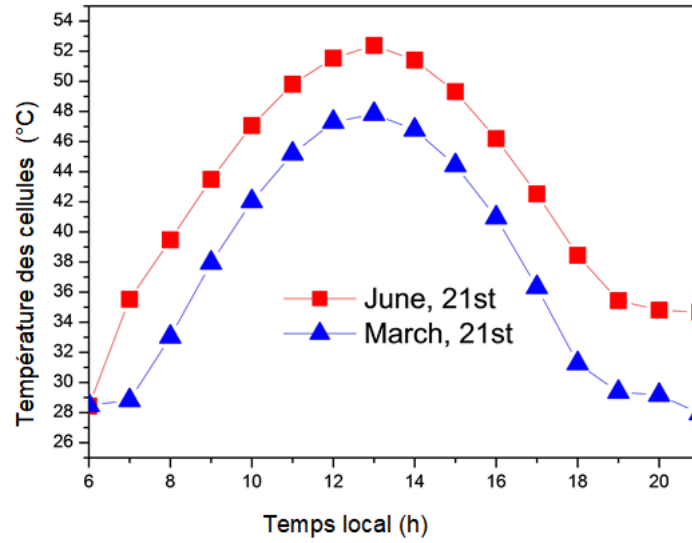
VI.3.3. Température des cellules photovoltaïques

La figure (VI.4) illustre l'effet du rayonnement solaire et de la température ambiante sur la température des cellules avec un débit volumique constant de 300 L/h pendant trois saisons. La température des cellules augmente considérablement avec le temps, en raison de l'augmentation du rayonnement solaire et de la température ambiante. Il ressort de cette figure qu'à 13h00, les températures enregistrées atteignent 53 °C en été et 47 °C au printemps.

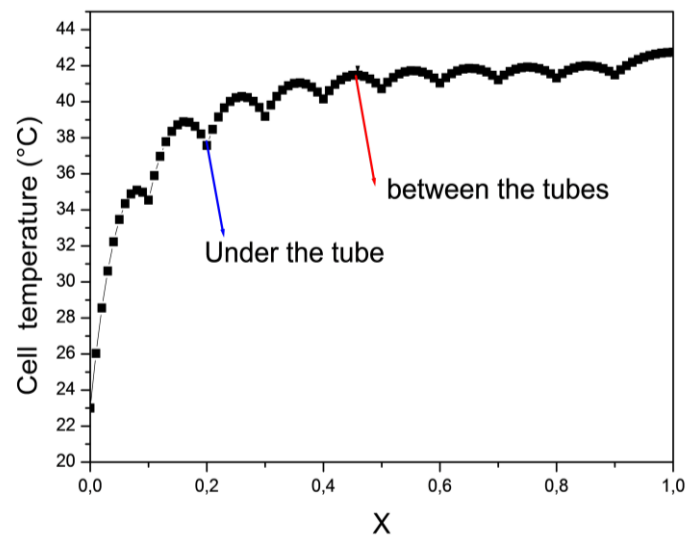
Il est à noter que pendant le mois de décembre (hiver), le débit volumique n'a aucun effet sur la température des cellules, car la température ambiante est si basse que les cellules photovoltaïques ne nécessitent pas de refroidissement. On note aussi que le calcul de la température des cellules est une valeur moyenne, car la température de la zone de l'absorbeur en contact avec les tubes de refroidissement est inférieure à celle de la zone située entre les tubes, comme le montre la figure (VI.5). Cette température moyenne est définie par l'équation suivante :

$$T_{av} = \sum T(i, j) / (n - 1)(m - 1) \quad (VI.1)$$

Où : $T(i, j)$ est la température du nœud dans la grille, n et m est le nombre des nœuds sur la plaque de l'absorbeur dans les directions x et y , respectivement, et $(i=1, n ; j=1, m)$ comme il est indiqué dans la figure (VI.5b).



Figure(VI.4). Effet du rayonnement solaire et de la température ambiante sur température des cellules photovoltaïques.



(a)

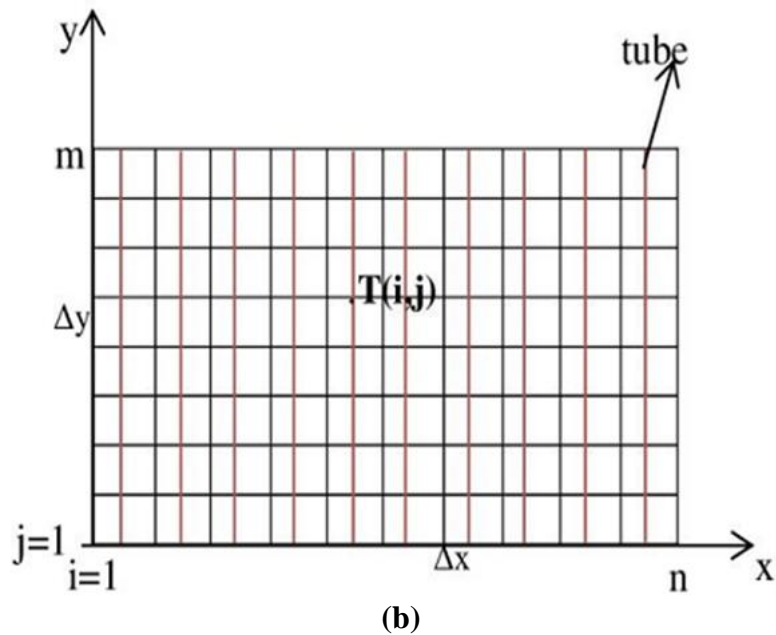
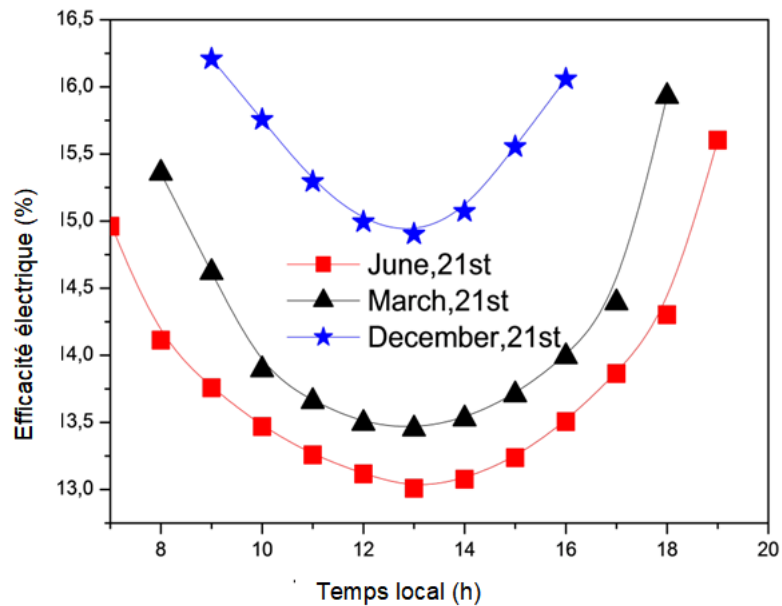


Figure (VI.5). (a): Température de la cellule selon x , ($y=L/2$),
 (b) : Grille de la plaque absorbante.

VI.3.4. Effet du rayonnement solaire

La figure (VI.6) montre une variation significative des valeurs d'efficacité électrique entre 7h00 et 18h00 lors des jours de solstice à travers les saisons, avec un débit volumique constant de 300 L/h.

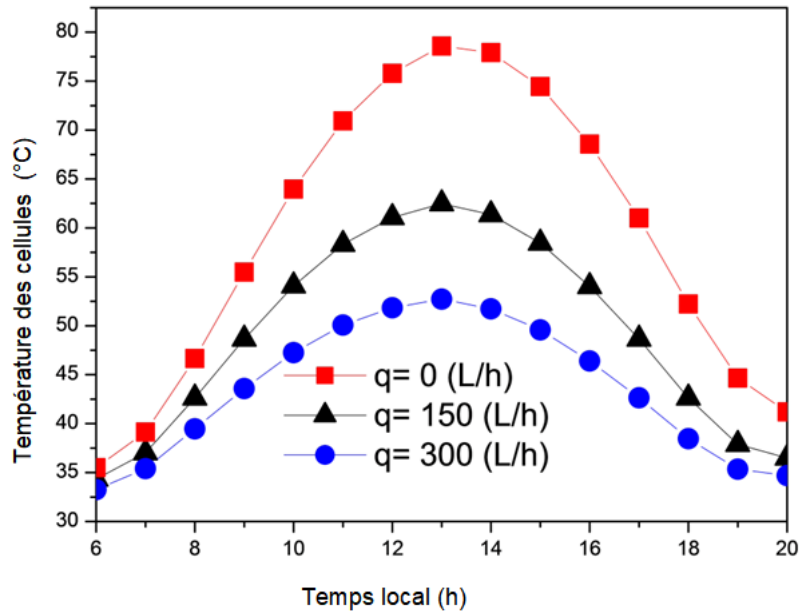
L'efficacité électrique est la plus élevée tôt le matin, quel que soit le jour ou la saison. Cependant, à mesure que la température ambiante et le rayonnement solaire augmentent, l'efficacité électrique diminue progressivement jusqu'à 13h00, atteignant ses valeurs les plus basses: 14.90% en hiver, 13.45% au printemps et 13% en été. Par la suite, elle remonte progressivement à mesure que la température ambiante baisse en fin de la journée.



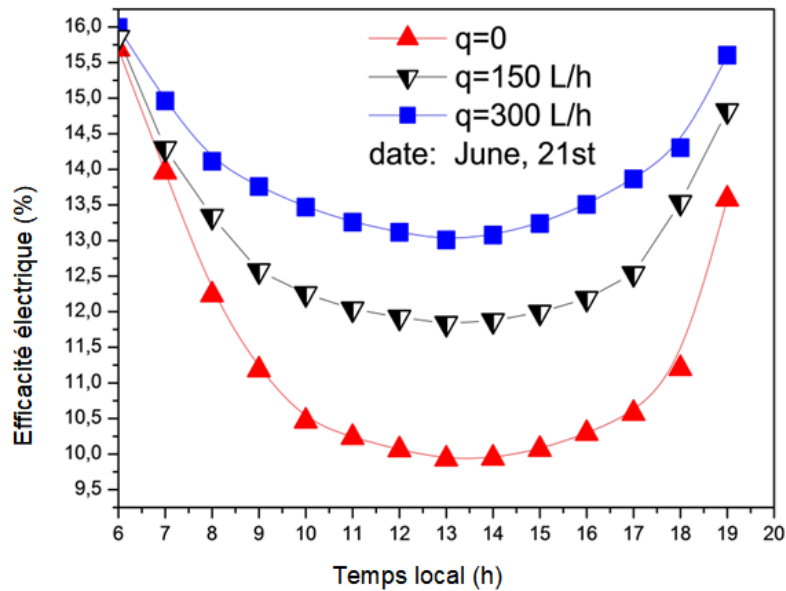
Figure(VI.6). Efficacité électrique quotidienne sur une période de trois jours par an.

IV.3.5. Effet du débit volumique sur la température des cellules et l'efficacité électrique

Les figures (VI.7a) et (VI.7b) illustrent l'impact de taux du débit volumique sur la température des cellules ainsi sur l'efficacité électrique du PVT dans 21 Juin à 13h00, dans des conditions de fort ensoleillement rayonnement et température ambiante. Comme décrit dans la figure (VI.7a), l'augmentation du débit volumique ($q=0, 150, 300$ L/h) entraîne une vitesse de refroidissement plus élevée, qui à son tour la plaque absorbante absorbe plus de chaleur. Ce conduit à une diminution de la température des cellules à partir de 79°C à 64°C et $54,7^{\circ}\text{C}$, respectivement. De plus, ce processus conduit à une augmentation de l'efficacité électrique de $9,92\%$ à $11,83\%$ à un débit volumique de 150 L/h et à 13% à un débit volumique de 300 L/h, c'est-à-dire une augmentation d'environ de $3,1\%$ comme le montre la Fig. (VI.7b).



(a)



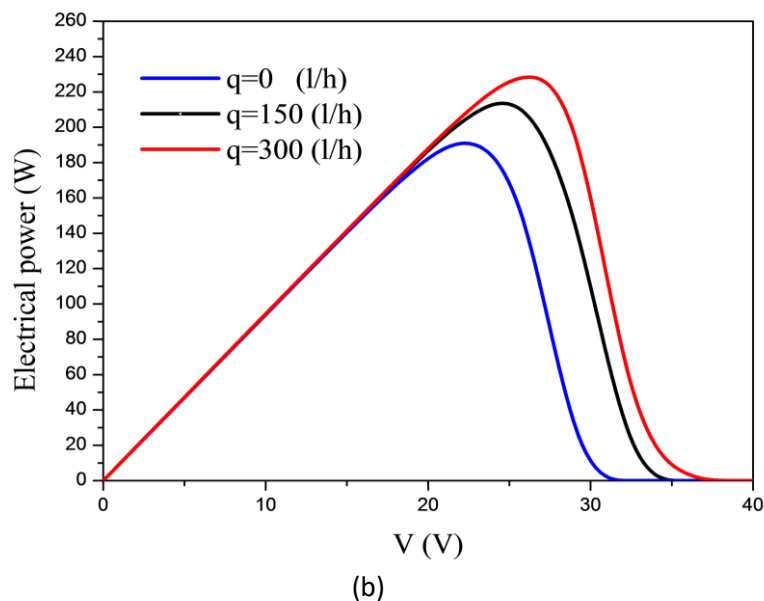
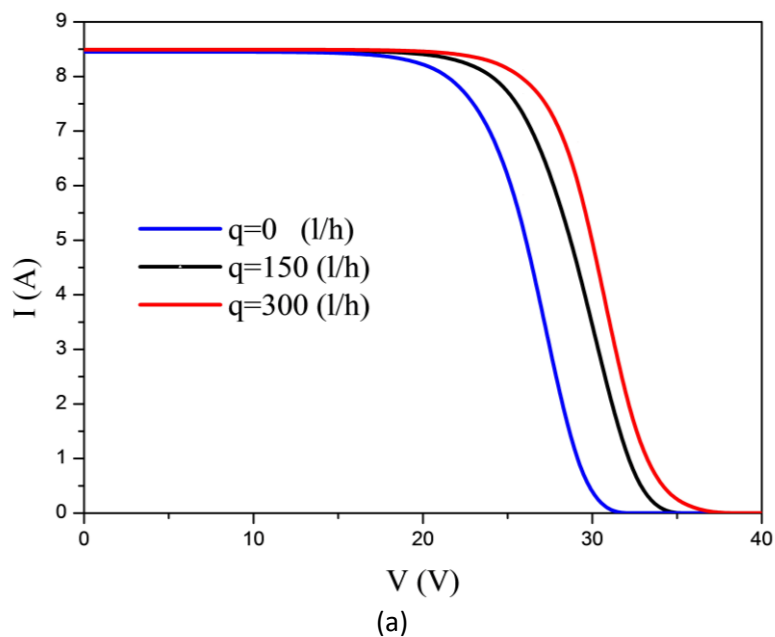
(b)

Figure(VI.7). Impact du débit volumique sur : (a) : Température de la cellule, (b) : Efficacité électrique.

Ce phénomène s'explique en se référant aux figures (VI.8a) et (VI.8b). En effet, lorsque la température des cellules solaires augmente en raison de la diminution du débit volumique d'eau de refroidissement, on observe une baisse à la fois de la tension et du courant électrique, comme l'illustre la figure (VI.8a). Cette diminution conjointe conduit alors à une réduction de la puissance électrique produite, ce qui est clairement montré dans la figure (VI.8b).

En effet, l'augmentation de température est due à l'absorption d'énergie thermique d'une partie du rayonnement solaire, ce qui réduit la bande interdite du porteur et affecte les propriétés de la cellule. Les températures plus élevées entraînent une augmentation de l'énergie thermique des électrons. À mesure que l'énergie des électrons augmente, il devient plus facile de rompre les liaisons, ce qui réduit la bande interdite.

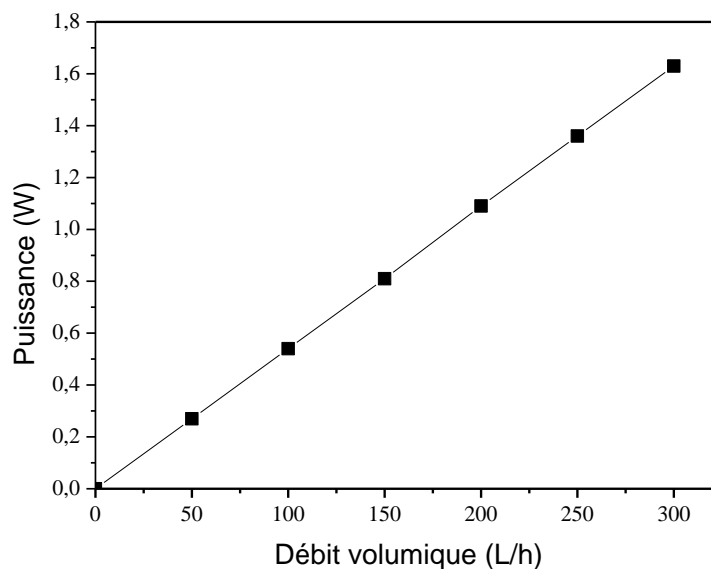
De plus, l'augmentation du débit entraîne une augmentation de la vitesse du liquide utilisé dans le processus de refroidissement, cela dissipe efficacement l'excès de chaleur et aide pour maintenir la température de fonctionnement des cellules photovoltaïques.



Figure(VI.8). Effet du débit volumique sur :
 (a) : le courant électrique $I(V)$,
 (b) : la puissance électrique.

IV.4. Puissance de pompage

Le processus de refroidissement des panneaux solaires nécessite une pompe électrique pour faire circuler l'eau à travers les tuyaux de refroidissement. Cette pompe nécessite de l'énergie électrique pour fonctionner. On suppose que la sortie d'eau des tuyaux de refroidissement serpentin est située à 2 mètres au-dessus de la pompe. La figure (VI.9) illustre l'énergie exigée pour différents débits. Par exemple, à un débit de 300 L/h, la pompe nécessite 1,63 W soit 16,3 Wh d'énergie sur une période de 10 heures, ce qui est la durée du processus de refroidissement estival. Cette quantité d'énergie est relativement petite par rapport à l'énergie électrique générée par le PV solaire.



Figure(VI.9). Puissance électrique de la pompe à eau.

VI.5. Deuxième Partie : Partie Expérimentale

Dans cette partie, une étude expérimentale récente présente une méthode innovante et simple pour le refroidissement des panneaux solaires. Nous avons utilisé un tissu de jute poreux, placé à l'arrière du panneau, sur lequel de l'eau est continuellement versée. Ce système permet de réduire la température de la couche de Tedlar (un matériau couramment utilisé dans la fabrication des PV photovoltaïques) par convection, tout en abaissant la température des cellules solaires elles-mêmes. Cette baisse de température entraîne une augmentation de la résistance électrique des cellules, ce qui améliore leur efficacité électrique [3].

Cette technologie, bien que simple dans sa conception, représente une avancée significative dans le domaine du refroidissement des panneaux photovoltaïques. Elle combine des matériaux accessibles et une technique facile à mettre en œuvre, tout en offrant des résultats tangibles en termes de réduction de la température et d'amélioration des performances. De plus, cette approche est écologique, car elle utilise des matériaux naturels comme le jute et minimise la consommation d'eau grâce à un système de circulation efficace.

VI.5.1. Tissu de jute

Le jute est défini comme une fibre naturelle extraite de l'écorce de plantes appartenant à la famille des Tiliacées, connue scientifiquement sous le nom de *Corchorus capsularis*. Les plants de jute se caractérisent par une croissance rapide, atteignant une hauteur comprise entre 12 et 15 pieds (soit environ 3,5 à 4,5 mètres) en seulement trois mois. L'Inde et le Bangladesh sont les plus grands producteurs de jute au monde, où cette plante est cultivée à grande échelle.

Pendant la saison de récolte, les plants de jute sont coupés et trempés dans l'eau pendant une période déterminée dans un processus appelé rouissage. Ce processus permet de séparer les fibres de l'écorce. Ensuite, les tiges internes et externes sont séparées et les fibres externes sont utilisées pour fabriquer divers produits [4].

Le Tableau 1 présente la composition chimique et les propriétés physiques des fibres de jute, qui comprennent des composants tels que la cellulose, l'hémicellulose et la lignine. Ces fibres se distinguent par leur résistance mécanique élevée et leur capacité à absorber l'humidité, ce qui les rend idéales pour de nombreuses applications.

Les utilisations des fibres de jute sont variées. Elles entrent dans la fabrication de fils et de cordes, ainsi que de sacs en jute utilisés pour le stockage de produits alimentaires tels que le riz, le blé, les céréales et le café [5]. Dans le cadre de notre expérience, nous avons utilisé un sac en jute, comme illustré dans la figure (VI.10), en raison de sa durabilité et de son efficacité pour le stockage.



Figure(VI.10). Tissu de jute.

La fibre de jute est connue pour sa grande capacité d'absorption d'humidité, atteignant jusqu'à 14%. Cependant, cela ne le rend pas immunisé contre les effets de l'humidité. Une humidité élevée affaiblit les fibres et provoque décoloration due à des bactéries. Jusqu'à présent, nous n'avons trouvé aucune étude qui détermine spécifiquement combien de temps le tissu de jute est endommagé lorsqu'il est constamment exposé à l'eau. Sur la base de nos prévisions, nous estimons que l'exposition continue du jute à l'eau n'aura pas d'impact significatif, car l'eau utilisée dans ce processus est constamment renouvelée. Contrairement à l'humidité ambiante, souvent chargée de bactéries, cette exposition à une eau fraîche limite le risque de dégradation. Par conséquent, le jute pourra être utilisé dans ce contexte pendant de nombreuses années avant de nécessiter un remplacement.

Tableau (VI .5). Propriétés chimiques et physiques des fibres de jute.

Cellulose (%)	64.4
Hémicellulose (%)	12
Lignine (%)	11.8
Pectine (%)	0.2
Cires (%)	0.5
Teneur en eau (%)	1.1
Densité (g / cm ³)	1.46
Chaleur spécifique (Cal /g/ °C)	0.324

VI.5.2. Etapes expérimentales

Pour évaluer le rendement électrique d'un panneau solaire photovoltaïque, nous avons mené une étude expérimentale où nous avons placé un jute poreux tissu à l'arrière (couche tedlar) du

PV et maintenu humide avec de l'eau pour refroidir la couche de tedlar et donc les cellules du PV comme indiqué dans figure (VI.11). Cette technique a permis au jute humide d'absorber la chaleur des cellules.

Nous avons spécifiquement choisi le tissu de jute pour sa capacité à absorber rapidement l'eau et sa nature poreuse, ce qui facilite la circulation de l'air et crée un échange thermique convectif entre le tissu de jute et la couche de tedlar, entraînant le refroidissement des cellules du PV et une augmentation dans leur efficacité électrique.

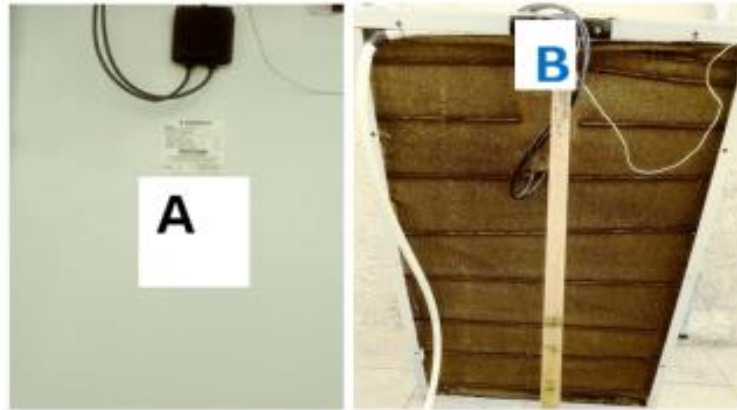
L'essai expérimental a été réalisé sur deux panneaux photovoltaïques (A) et (B).

Les deux panneaux photovoltaïques utilisés dans l'expérience sont du même modèle (SM-80PC8) comme indiqué dans le tableau (VI.6).

Comme l'illustre la figure (VI.11), le panneau photovoltaïque P (A) est un modèle standard, fonctionnant sans système de refroidissement. En revanche, le panneau PV(B) a été spécialement conçu pour cet essai : son arrière est recouvert d'un tissu de jute humidifié et refroidi à l'eau, ce qui permet de réduire sa température. Cette baisse thermique contribue à améliorer l'efficacité électrique des cellules photovoltaïques.

Avant d'appliquer le système de refroidissement au panneau PV (B), nous nous sommes d'abord assurés que le PV (A) et le PV(B) produisent des résultats identiques (en termes de tension et de courant). Ceci a été réalisé en effectuant une série de mesures à différents instants.

Nous avons ensuite utilisé un tissu de jute pour appliquer un système de refroidissement sur le panneau photovoltaïque PV(B), afin de comparer les résultats à celles du PV(A) (standard). Cette comparaison a été réalisée sur plusieurs heures chaque jour, et sur plusieurs jours consécutifs. Les résultats ont confirmé le succès de notre expérimentation, démontrant que le procédé de refroidissement permettait de réduire la température du panneau PV(B) tout en augmentant sa tension électrique.



Figure(VI.11). Les modules PV (A) et PV(B) utilisés dans l'expérience.

Tableau (VI .6). Paramètres électriques et géométriques des modules PV (A) et (B)

Paramètres	Valeur
Type	Polycristallin
Nombre de cellules solaires	12x8
Puissance maximale (Pmax)	80 W
Tension en circuit ouvert (Voc)	19,5 V
Courant de court-circuit (Isc)	5,56 A
Tension de puissance maximale (Vpm)	16.13 V
Courant de puissance maximal (Ipm)	4,82 A
Facteur de forme (FF)	0,71
Dimension	103 ×68 cm ²

Pour réaliser ce travail, nous avons suivi les étapes suivantes :

1. Installation de la sonde thermométrique:

Nous avons installé la sonde du thermomètre à l'arrière du panneau PV (B), en veillant à un bon contact. La sonde a été isolée avec une couche de wax pour la protéger de l'eau.

2. Installation du tube de refroidissement:

Un tube cylindrique (multicouche) de refroidissement, muni de petits trous rapprochés pour permettre à l'eau de s'écouler sous forme de gouttes et humidifier le tissu de jute, a été installé horizontalement en haut du panneau.

3. Fixation du tissu de jute:

Le tissu de jute recouvrant la face arrière du panneau PV (B) a été fixé à l'aide de petites tiges métalliques plutôt que de colle. Cette méthode facilite le retrait du tissu de jute une fois l'expérience terminée, comme illustré dans la figure (VI.11).

4. Procédé de mouillage du tissu de jute:

À l'aide d'une petite pompe ou d'un réservoir placé au-dessus du PV (B), nous avons pompé une quantité d'eau avec un débit approprié à travers le tube perforé. Cela permet de maintenir le tissu de jute constamment humide tout au long de l'expérience.

VI.5.2.1. Matériel d'occasion.

Dans cette expérience, divers équipements ont été utilisés, notamment :

- Un ampèremètre,
- Un voltmètre,
- Des thermomètres pour mesurer la température ambiante et la température de la face arrière (couche de Tedlar) des modules (A) et (B),
- Un capteur d'intensité de rayonnement solaire.

VI.6. Modèle Mathématique

VI.6.1. Efficacité électrique

Le rendement électrique d'un panneau photovoltaïque (PV) dépend du rayonnement solaire incident et de la température des cellules. Il représente le rapport entre l'énergie électrique générée par le dispositif photoélectrique et l'énergie qu'il reçoit du soleil ou de toute autre source lumineuse. Ce rendement est donné par la relation suivante [6].

$$\eta_{el} = FF \frac{I_{sc} V_{oc}}{A_c G_s} \quad (\text{VI.2})$$

Où FF est le facteur de forme, A_c est la surface du collecteur et G_s est le rayonnement solaire total reçu par le collecteur.

VI.6.2. Température des cellules photovoltaïques

La température du panneau photovoltaïque (PV), composé de cellules en silicium polycristallin, est donnée par [7]:

$$T_c = 30 + 0.0175(G_s - 150) + 1.14(T_a - 25) \quad (\text{VI.3})$$

VI.6.3. Courant électrique cellulaire.

Le courant électrique de la cellule solaire, représenté dans la figure (VI.12), peut être dérivé en appliquant la **loi de Kirchhoff** comme suit [8]:

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{VI.4})$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp\left(\frac{V}{NV_t}\right) - 1 \right) \quad (\text{VI.5})$$

La tension en circuit ouvert peut être dérivée de l'équation. (VI.5) au court-circuit ($I = 0$).

$$V_{oc} = NV_t \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) \quad (\text{VI.6})$$

Comme ($I_0 \ll I_{ph}$), donc ($I_{ph}/I_0 \gg 1$), l'équation (VI.6). peut-être écrit comme :

$$V_{oc} \approx NV_t \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right) \quad (\text{VI.7})$$

Pour un éclairage faible, la tension peut être approximée comme suit :

$$V_{oc} = R_0 I_{ph} \quad (\text{VI.8})$$

Où :

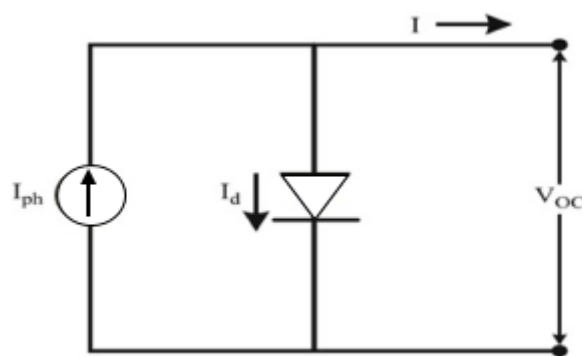
$V_t = KT/q$, est le potentiel thermodynamique (V).

$R_0 = NV_t/I_0$, est la résistance de la diode (Ohm).

q : est la constante de charge des électrons ($= 1.60217663 \times 10^{-19} \text{C}$).

K : est la constante de Boltzmann ($= 1.380649 \times 10^{-23} \text{J/K}$);

N : est le facteur d'idéalité.



Figure(VI.12). Circuit de cellules solaires photovoltaïques.

VI.7. Discussion des résultats expérimentaux

L'expérience a été menée le 10 mai 2024, dans la ville de M'Sila par une journée ensoleillée de 8h00 à 17h00. La vitesse du vent est entre 4 et 6 m/s. A chaque heure, nous avons mesuré

la température ambiante (à l'ombre), ainsi que la température des panneaux (A) et (B), le courant de court-circuit (I_{sc}), la tension en circuit ouvert (V_{oc}), et l'intensité du rayonnement solaire. De plus, ces deux PV (A) et (B) sont orientés directement vers le sud (azimut = 0°) avec un angle d'inclinaison de 35° , c'est l'angle optimal pour le mois de mai dans la ville de M'sila.

VI.7.1. Rayonnement solaire et températures

La figure (VI.13) illustre la relation entre les variations du rayonnement solaire, la température de l'air ambiant et les températures de la face arrière des panneaux PV (A) et PV (B) de 8h00 à 17h00. Il est clair que le rayonnement solaire atteint son pic de 900 W/m^2 à 13h00, puis diminue progressivement, tandis que la température de l'air ambiant atteint son maximum de $28,2^\circ \text{C}$ à 15h00. Il est important de noter que ces deux variables sont corrélées, le rayonnement solaire ayant un impact direct sur la température des panneaux photovoltaïques.

De plus, le processus de refroidissement a joué un rôle essentiel dans la réduction de la température de la couche de Tedlar et, par conséquent, de la température des cellules solaires du panneau PV (B), comme le montre cette figure (VI.13). La différence de température entre les deux panneaux (A) et (B) est clairement indiquée dans le tableau (VI.7), avec une différence maximale de $29,10^\circ \text{C}$ à 14h00.

On observe également sur la figure (VI.13) que la température du panneau PV (B) est proche de la température ambiante à 14h00. Cela peut s'expliquer par l'élévation de la température ambiante et l'augmentation de la vitesse du vent pendant cette période. Le processus de refroidissement est principalement influencé par la vitesse de l'air environnant, c'est-à-dire la vitesse du vent. Lorsque la vitesse du vent augmente, le transfert de chaleur et de masse par convection entre la couche de Tedlar et la couche de tissu en jute poreux imbibé d'eau s'intensifie, ce qui accélère l'évaporation de l'eau. Cela dissipe efficacement la chaleur de la surface du panneau PV, entraînant une diminution de sa température.

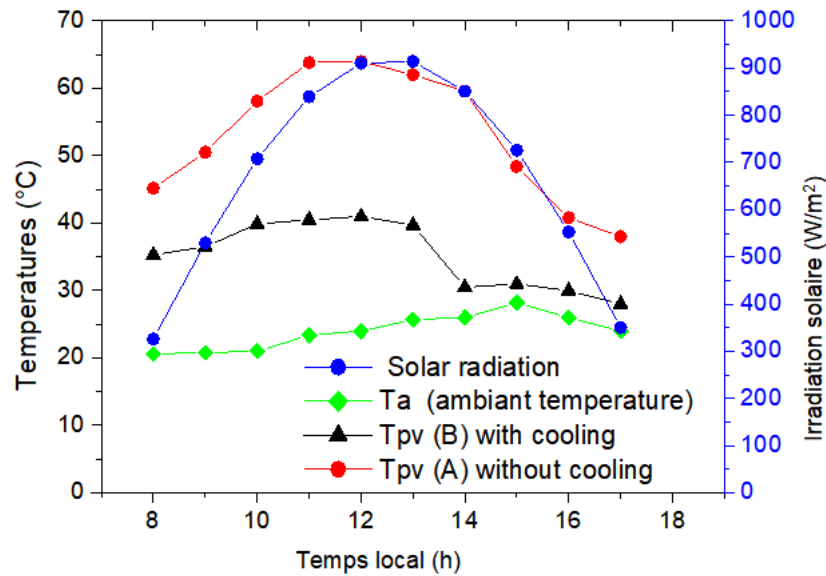


Figure (VI.13). Températures et rayonnement solaire horaires.

Tableau(VI.7). Différence de température horaire entre PV (A) et PV (B).

Temps	T (°C) du PV (A)	T (°C) du PV (B)	Différence de T(°C)
8.00	45.20	35.30	9.90
9.00	50.50	36.50	14
10.00	58.10	39.90	18.20
11.00	63.80	40.50	23.30
12.00	64	41.00	23
13.00	62	39.70	22.30
14.00	59.60	30.50	29.10
15.00	48.40	31	17.40
16.00	40.80	30	10.80
17.00	38	28	10

VI.7.2. Effet du refroidissement sur le courant et la tension électriques

Les Figures (VI.14) et (VI.15) illustrent l'impact du processus de refroidissement sur le courant de court-circuit I_{sc} et la tension en circuit ouvert V_{oc} sur un période de 9 heures, de 8h00 à 17h00. Il est noté sur la figure (VI.14) l'augmentation de la température des cellules photovoltaïques a peu d'effet sur le courant électrique, car il est principalement affecté par le rayonnement solaire. C'est vu que l'intensité du courant des deux panneaux (A) et (B) atteint son pic à 13h00, avec une valeur de 6,5 A. Le courant électrique est directement proportionnel au niveau de rayonnement solaire, ce qui signifie que plus le rayonnement est important, plus le courant est fort et vice versa, la diminution du rayonnement solaire entraîne une diminution du courant électrique. C'est parce que le rayonnement améliore la libération d'électrons à

l'intérieur les cellules solaires, entraînant une augmentation de l'intensité du courant. D'autre part, la figure (VI.15) illustre clairement l'impact significatif de la température et du rayonnement sur la tension électrique. La diminution en tension électrique avec élévation de température est attribuée à l'effet thermique de la cellule. Ceci est causé par une diminution du nombre de porteurs de charge autour de la couche de jonction dans la cellule solaire, car l'excès d'énergie leur permet de traverser cette couche. Cela dépend du type de cellule solaire (jonction PN, jonction Schottky), les matériaux utilisés dans la couche active, et la nature des contacts entre la couche active et l'électrode. De plus, la quantité de lumière reçue par la cellule joue également un rôle important [9].

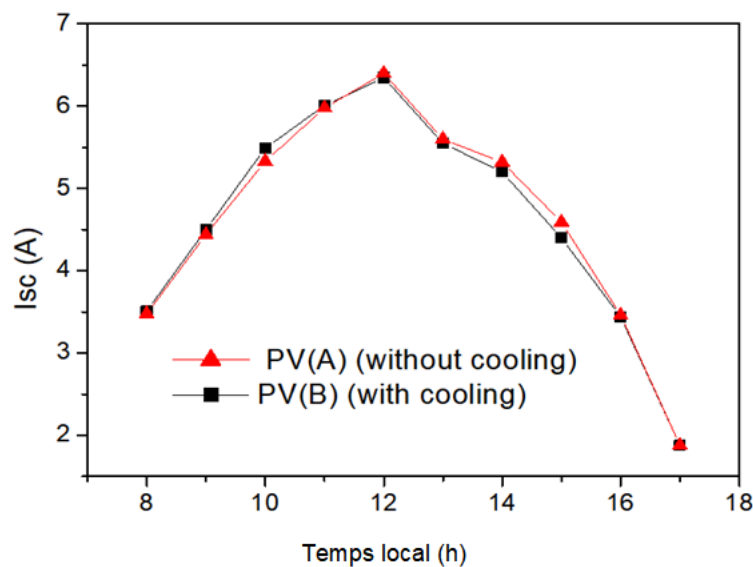


Figure (VI.14). Courant de court-circuit horaire pour le module PV (A) et PV (B).

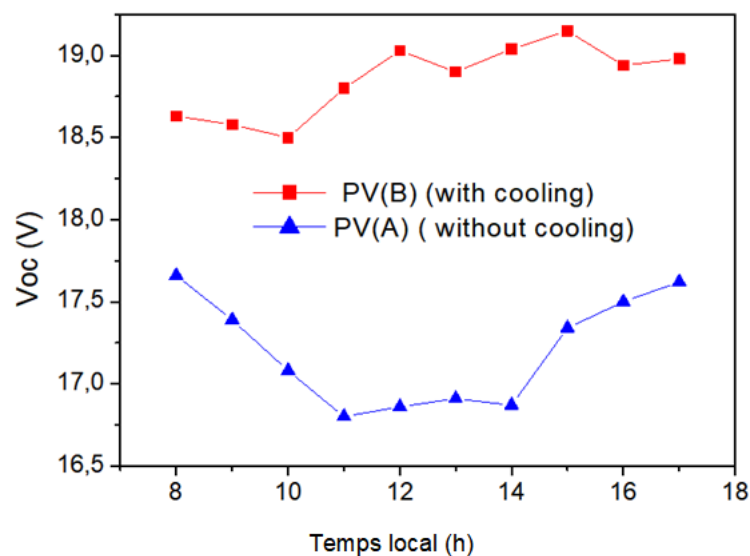


Figure (VI.15). Tension horaire en circuit ouvert du module (A) module (B).

VI.7.3. Efficacité électrique.

La figure (VI.16) illustre les variations de l'efficacité électrique pour les panneaux PV (A) et PV(B). Il ressort clairement de ces courbes que l'efficacité électrique diminue avec l'augmentation du rayonnement solaire et de la température ambiante, atteignant une valeur minimale de 10,03 % pour le panneau refroidi (B) et de 9,17 % pour le panneau standard (A) à 15h00, soit une différence de 0,86 %. Après 15h00, l'efficacité commence à augmenter. Cela indique que la température ambiante a un impact significatif sur l'efficacité électrique, car celle-ci est la plus faible à 15h00, lorsque la température ambiante atteint son maximum de 28,2 °C.

Le processus de refroidissement joue un rôle très important dans l'amélioration de l'efficacité électrique, car des températures plus basses entraînent une augmentation de la tension électrique et, par conséquent, du rendement électrique. Cette technique de refroidissement permet d'améliorer l'efficacité électrique jusqu'à 1,33 % à 12h00, comme il est indiqué dans le tableau (VI.8).

Il est important de noter que la différence d'efficacité entre les deux panneaux PV n'est pas constante, ce qui s'explique par la différence de température inégale entre les deux panneaux et les variations de la vitesse du vent. Lorsque la vitesse du vent augmente, l'évaporation de l'eau du tissu de jute s'accélère, ce qui entraîne une baisse de la température du panneau solaire et, par conséquent, une augmentation du rendement électrique.

En comparant nos résultats avec ceux obtenus par Abdel-Raheim et al [10], nous avons constaté une convergence significative entre les deux études. Leur recherche a montré que l'efficacité électrique augmente de 1,6 % à 1,8 %, selon les méthodes de refroidissement utilisées.

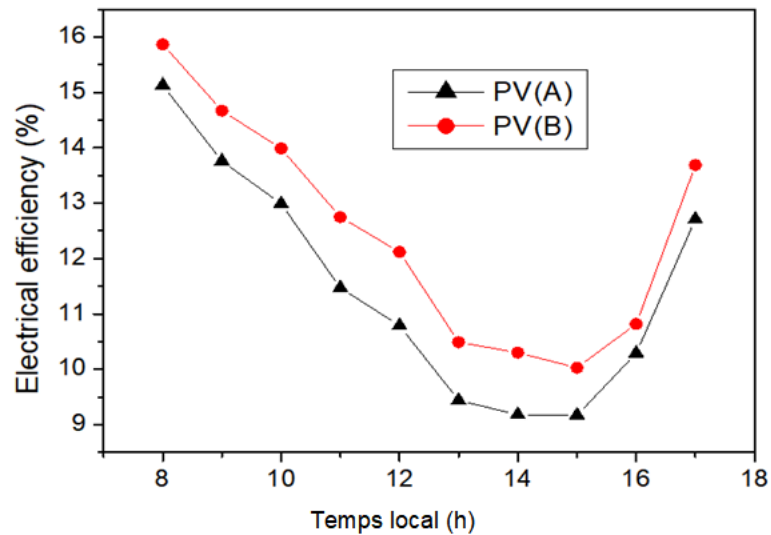


Figure (VI.16). Efficacité électrique horaire pour PV (A) et PV (B).

Tableau (VI.8). Différence entre le rendement électrique η_{el} de PV (A) et (B).

Temps	η_{el} du PV(A)(%)	η_{el} du PV(B)(%)	Différence (%)
8.00	15.13	15.87	0.74
9.00	13.76	14.67	0.91
10.00	12.99	13.99	1.00
11.00	11.47	12.75	1.28
12.00	10.79	12.12	1.33
13.00	9.44	10.49	1.05
14.00	9.18	10.30	1.12
15.00	9.17	10.03	0.86
16.00	10.29	10.82	0.53
17.00	12.71	13.69	0.98

VI.8. Conclusion

Dans cette étude, nous avons mis en œuvre deux approches distinctes dans ce projet : une approche numérique et l'autre expérimentale, dans le but de refroidir les cellules solaires d'un panneau solaire hybride. Chaque méthode vise à réduire la température des cellules photovoltaïques et à améliorer leurs performances électriques.

Dans l'étude numérique, le langage de programmation Fortran a été utilisé pour effectuer une analyse informatique des performances du système photovoltaïque thermique sous diverses conditions climatiques. L'objectif principal de l'étude était de comparer les résultats numériques avec les données expérimentales fournies par d'autres chercheurs dans ce

domaine, afin de déterminer l'impact des variables internes et externes sur l'efficacité électrique du système photovoltaïque thermique lors de l'utilisation de tubes serpents et d'eau comme fluide de refroidissement. Pour atteindre cet objectif, la validité du code informatique a été vérifiée en comparant les résultats avec ceux d'études antérieures, en tenant compte des facteurs tels que la température ambiante, la température de l'eau d'entrée, le débit volumique et le rayonnement solaire incident sur la cellule photovoltaïque pendant des journées ensoleillées et à travers trois saisons différentes.

Les résultats ont montré que la ville de M'Sila est un site idéal pour investir dans des systèmes d'énergie solaire en raison de son climat constamment ensoleillé, en particulier en hiver lorsque les températures sont basses. Les résultats ont également révélé qu'en été, lorsque le rayonnement solaire et la température ambiante atteignent leur maximum à 13h00 avec un débit de refroidissement de 300 litres/heure, l'efficacité électrique de ce type de panneau solaire augmente de 3 %.

Ce procédé peut être appliqué à la centrale solaire de la région de M'sila (Aïn El-Melh), qui produit actuellement plus de 20 MW d'électricité. Elle est équipée de plus de 80 000 panneaux solaires connectés à un réseau de transport d'électricité haute tension de 60 kilovolts (système SPVG/T).

Si ce système de refroidissement était appliqué à tous les panneaux solaires de la station, augmentant l'efficacité de chaque panneau de 3,1 %, l'énergie totale produite serait de 21,86 mégawatts, soit une augmentation de 1,86 mégawatt. Il s'agit d'une amélioration significative des performances.

Concernant l'étude expérimentale, Pour améliorer l'efficacité des panneaux solaires photovoltaïques, une étude expérimentale a été menée sur deux panneaux solaires du même type : l'un refroidi à l'aide d'un tissu de jute imbibé d'eau placé à l'arrière du panneau, et l'autre étant un panneau standard non refroidi. L'expérience a été réalisée le 10 mai 2024 dans des conditions météorologiques claires dans la ville de M'Sila. Le refroidissement a été obtenu en humidifiant le tissu de jute avec de l'eau à un débit de 2 à 3 l/h, dépend de la température ambiante. Le tissu de jute a été choisi pour sa capacité à absorber l'eau et sa nature poreuse, qui permet les échanges de chaleur et de masse entre le panneau solaire et l'environnement extérieur via le processus d'évaporation.

Les résultats ont montré que cette technique de refroidissement est rentable et contribue de manière significative à l'amélioration de l'efficacité électrique des panneaux solaires

photovoltaïques. Il a été observé que ce processus augmente le potentiel électrique de 2 volts et améliore l'efficacité électrique d'environ 1,3 % à 12h00 pour ce type de panneau solaire photovoltaïque, et il est probable que le taux d'amélioration soit encore plus élevé pour d'autres types des panneaux. Sur la base de ces résultats, il est recommandé d'utiliser cette technique de refroidissement simple, efficace et peu coûteuse pour améliorer les performances des panneaux solaires photovoltaïques.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Sihem, B. , Mayouf, S., 2024, ” Numerical Study of a Solar PV/thermal Collector under Several Conditions in Algeria”, *Journal of Renewable Energy and Sustainable Development (RES D)*, 10(2), pp.233-274.
- [2] Yan, B., Wu, Q., Chi, X., Wu, C., Luo, P., Luo, Y., and Zeng, P., 2022, “Numer- ical and experimental investigation of photovoltaic/thermal systems: parameter analysis and determination of optimum flow,” *Sustainability*, 14(16), p. 10156.
- [3] Mayouf Si., Sihem B., Houyem Si., 2025 ,“Experimental Study of a Cooling Photovoltaic Solar Panel Using Water-Wet Jute Fabric”, *Journal of Solar Energy Engineering*, 147(4), p. 041007.
- [4] Gupta, M., Srivastava, R., and Bisaria, H., 2015, “Potential of jute fibre reinforced polymer composites: A review,” *Int. J. Fiber Text. Res*, 5(3), pp. 30–38.
- [5] Kumari, K., Devegowda, S., and Kushwaha, S., 2018, “Trend analysis of area, production and productivity of jute in India,” *The Pharma Innovation Journal*, 7(12), pp. 58-62.
- [6] Sarhaddi, F., Farahat, S., Ajam, H., Behzadmehr, A., and Adeli, M. M., 2010, “An improved thermal and electrical model for a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector,” *Applied energy*, 87(7), pp. 2328–2339.
- [7] Touti, E., Masmali, M., Fterich, M., and Chouikhi, H., 2023, “Experimental and numerical study of the PVT design impact on the electrical and thermal performances,” *Case Studies in Thermal Engineering*, 43, p. 102732.
- [8] Markvart, T. and Castañer, L., 2018, “Principles of solar cell operation,” *McEvoy’s handbook of photovoltaics, Elsevier*, pp. 3–28.
- [9] Bhat, P., Iyengar, A. S., Abhilash, N., and Reddy, P. K., 2021, “Experimental investigation and validation of solar PV cooling for enhanced energy conversion efficiency for Indian climatic conditions,” *Journal of Thermal Engineering*, 8(6), pp. 711–718.
- [10] Abdel-raheim Amr, A., Hassan, A. A., Abdel-Salam, M., and El-Sayed, A. H. M., 2024, “An experiment-based comparison of different cooling methods for photovoltaic modules,” *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, De Gruyter. (0). pp. 2194-5756.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Dans le contexte mondial de transition vers les énergies propres, les panneaux photovoltaïques émergent comme une solution prometteuse pour répondre à la demande croissante en électricité. Cependant, le défi majeur de cette technologie dans les régions chaudes comme M'sila en Algérie réside dans la baisse significative de rendement due aux températures élevées. Cette étude présente une analyse approfondie de l'impact des différents systèmes de refroidissement sur les performances des panneaux solaires à travers les saisons.

Des expériences pratiques démontrent qu'à chaque augmentation d'un degré Celsius au-dessus de 25°C, les cellules photovoltaïques perdent entre 0,3% et 0,5% de leur efficacité de conversion. Durant les journées caniculaires d'été à M'sila, où les températures dépassent 45°C, les pertes de rendement peuvent atteindre 20%, un chiffre considérable qui menace la viabilité économique des projets solaires.

La première méthode (numérique) repose sur une technologie de refroidissement actif utilisant des tubes de cuivre sous forme serpentín à l'arrière des panneaux, à travers lesquels circule un fluide caloporteur, qui est de l'eau, pour absorber l'excès de chaleur. Le deuxième système (expérimental) repose sur le principe du refroidissement passif avec une couche de tissu de jute poreuse imbibée d'eau, qui réduit la température par évaporation progressive.

Les résultats révèlent des variations saisonnières significatives dans l'efficacité des systèmes. Durant les pics estivaux, le refroidissement actif (méthode numérique) a permis une baisse de température des cellules, améliorant le rendement global de 3%. En revanche, le système de refroidissement (expérimental) a entraîné une diminution de température des cellules solaires à environ 29 °C (de 59 °C à 30°C) pendant les heures de pointe du soleil en été.

L'étude a mis en évidence que l'efficacité du refroidissement varie radicalement selon les conditions climatiques. En hiver, le système actif n'a montré aucune amélioration notable, tandis que la jute continuait à fournir des bénéfices mesurables bien que limités. Les chercheurs ont également observé que la vitesse du vent joue un rôle crucial dans l'amélioration du refroidissement passif, avec un gain supplémentaire de 3-5% pour les panneaux équipés de jute lors des journées venteuses.

Sur le plan technique, l'équipe a développé des simulations avancées utilisant le langage Fortran pour analyser la distribution thermique dans les composants du système. Ces modélisations, validées par des données expérimentales, ont démontré une grande précision dans la prédiction du comportement des panneaux sous différentes conditions opérationnelles. Elles ont également permis d'identifier les points chauds nécessitant des améliorations de conception.

D'un point de vue pratique, cette étude offre des perspectives précieuses pour les ingénieurs en énergie travaillant en zones désertiques. Si les systèmes actifs offrent une meilleure efficacité, ils requièrent une maintenance régulière et des coûts opérationnels supplémentaires. À l'inverse, le système à jute propose une solution simple et économique, particulièrement adaptée aux projets de petite et moyenne taille dans les zones reculées où la maintenance des systèmes complexes est difficile.

En conclusion, cette recherche confirme que le refroidissement des panneaux solaires est d'une grande importance et même une nécessité pratique pour améliorer l'utilisation de l'énergie solaire dans les climats chauds. Le défi futur réside dans le développement de systèmes hybrides combinant les avantages des différentes technologies, tout en considérant les facteurs de durabilité économique et environnementale. Ces avancées pourraient marquer un tournant dans l'adoption de l'énergie solaire à travers le monde riche en ensoleillement mais confronté à des températures élevées.

Ces résultats ouvrent non seulement de nouvelles perspectives pour la recherche scientifique, mais proposent également des solutions concrètes que les investisseurs et décideurs politiques peuvent mettre en œuvre pour développer la production d'énergie propre dans la région.

ملخص

يعد ارتفاع درجة حرارة الألواح الشمسية الكهروضوئية أحد المشاكل الرئيسية التي تؤثر على الكفاءة الكهربائية للخلايا الشمسية. يتم امتصاص جزء من الطاقة الشمسية ولكن لا يتم تحويلها إلى طاقة كهربائية، مما يؤدي إلى إنتاج حرارة زائدة تزيد من درجة حرارة الخلايا الشمسية وتقلل من كفاءتها. يعد تطبيق أنظمة التبريد على منشآت الطاقة الشمسية الكهروضوئية طريقة فعالة لزيادة كفاءة الألواح الشمسية مع الحفاظ على الطاقة الحرارية الممتصة وتحويلها لأغراض أخرى. في هذا العمل، تمت دراسة طريقتين للتبريد: طريقة عديدة باستخدام أنابيب نحاسية على شكل ملف مع سائل تبريد (الماء)، وطريقة تجريبية باستخدام الخيش المبلل بالماء لتبريد الجزء الخلفي للوح الشمسي. بينت النتائج أن هذه الطرق تساعد على خفض درجة حرارة الخلايا الكهروضوئية وكذلك في زيادة كفاءتها بشكل ملحوظ، وأن هذه النتائج تتوقف على نوع اللوح الشمسي وأبعاده الهندسية.

الكلمات المفتاحية: الألواح الشمسية الهجينة، الإشعاع الشمسي، نسيج الجوت، الكفاءة الكهربائية.

Résumé

La surchauffe des panneaux solaires photovoltaïques est l'un des principaux problèmes affectant l'efficacité électrique des cellules solaires. Une partie de l'énergie solaire est absorbée mais n'est pas convertie en énergie électrique, ce qui entraîne une production excessive de chaleur qui augmente la température des cellules solaires et réduit leur efficacité. L'application de systèmes de refroidissement aux installations solaires photovoltaïques est un moyen efficace d'augmenter l'efficacité des panneaux solaires photovoltaïques tout en conservant l'énergie thermique absorbée et en la convertissant à d'autres fins utiles. Dans ce travail, deux méthodes de refroidissement ont été étudiées : une méthode numérique utilisant des tubes de cuivre en forme de serpent avec un liquide de refroidissement (l'eau). L'autre essai, est une étude expérimentale utilisant le tissu de jute mouillée d'eau pour refroidir l'arrière du PVT. Les résultats ont montré que ces méthodes réduisaient considérablement la température des cellules photovoltaïques et augmentaient leur efficacité ; de plus, ces résultats dépendent du type du panneau solaire et de ses dimensions géométriques.

Mots clés : Panneaux solaires hybrides, rayonnement solaire, tissu de jute, efficacité électrique.

Abstract

Overheating of photovoltaic solar panels is one of the main problems affecting the electrical efficiency of solar cells. Some of the solar energy is absorbed but not converted into electrical energy, resulting in excessive heat production that increases the temperature of the solar cells and reduces their efficiency. Applying cooling systems to solar photovoltaic installations is a cost-effective way to increase the efficiency of solar panels while conserving the absorbed thermal energy and converting it to other utility purposes. In this work, two cooling methods have been studied: a numerical method using serpentine copper tubes with a cooling liquid (water). The other test is an experimental study using water-soaked jute fabric to cool the back of the PV. The results showed that these methods significantly reduced the temperature of photovoltaic cells and increased their efficiency; moreover, these results depend on the type of the solar panel and its geometric dimensions.

Keywords: Hybrid solar panels, solar radiation, jute fabric, PV electrical efficiency.

Annexe

Numerical Study of a Solar PV/thermal Collector under Several Conditions in Algeria

Sihem Bouafia ¹, and Mayouf Si Abdallah ²

¹Laboratory of Physics and Materials Chemistry, Faculty of Science, University Pole, Bordj Bou Arreridj Road, M'Sila 28000

²Physics Department, Faculty of Science, University Pole, Bordj Bou Arreridj Road, M'Sila 28000

sihem.bouafia@univ-msila.dz, mayouf.siabdallah@univ-msila.dz

ABSTRACT

The high temperature is known to impact the electrical efficiency of photovoltaic solar panels. The aim of this research is to suggest the utilization of hybrid panels equipped with a cooling system. The weather in M'Sila, Algeria, is extremely hot, particularly in the summer months when temperatures can soar to 50°C, which is the focus of this paper. An analysis was carried out on the efficiency of solar PV panels based on temperature and various factors such as solar radiation, ambient temperature, mass flow rate, and the temperature of inlet water used as a coolant in serpentine tubes. Iterative techniques were employed in a FORTRAN code to calculate solar radiation, system temperatures, and the efficiency of PV/T electricity generation. The numerical findings were then compared to experimental data collected by different researchers in identical circumstances. According to the numerical data, an average temperature reduction of 22°C can be attained by increasing the electrical efficiency by approximately 3.1% in an environment with a temperature of approximately 42°C, solar radiation of 1100 W/m², and a cooling water flow rate of 300 L/h.

Index-words: Hybrid solar panels, Solar radiation, Heat transfer, Free and forced convection.

I. INTRODUCTION

Photovoltaic energy, a form of renewable energy, is a feasible option because of its abundance and lack of pollution, despite being expensive. Nonetheless, its usage has been on the rise because of the dwindling of traditional energy sources and limitations in resources. In addition, with the drop in production costs, it has become a viable option in the oil and gas sector. Solar energy is produced through photovoltaic technology which collects sunlight and changes it into electricity for various purposes, but some of this heat can cause solar panels to overheat, leading to a decrease in their effectiveness [1]. Many attempts have been made to find a solution for cooling photovoltaic cells and utilizing their heat by using a thermoelectric hybrid compound that combines photovoltaic and thermal modules (PV/T) for these purposes. One benefit of these substances is their capability to decrease the operational temperature of PV panels, resulting in improved effectiveness. Numerous research studies have been carried out since the 1970s to advance PV/T development.

In 2003 Ji et al. [2] conducted an analysis on the efficiency of a hybrid photovoltaic/thermal system, constructing an integrated photovoltaic/thermal system using a thermal approach. Simulation results show that the average electrical efficiencies of hybrid EPV and BPV modules are 4.3% and 10.3% per year, respectively. The annual average thermal efficiencies for hot water are 47.6% and 43.2% respectively. In 2004, van Helden et al. [3] found that the combined efficiency of PV/thermal systems is higher than the sum of the efficiencies of thermal collector systems and PV generators individually. In 2010, Da Silva et al. [4] developed a thermodynamic model for hybrid solar PV/thermal systems by utilizing a modular strategy approach within the Simulink/Matlab environment. The data that were collected show that the global efficiency is 24%, consisting of 15% thermal efficiency and 9% electrical efficiency, with an annual solar contribution averaging at 67%. In a pilot study conducted in 2013, Dube et al. [5] tested two different types of photovoltaic units to evaluate their thermal and photovoltaic performance. The initial category included a PV module with single-crystalline silicon solar cells, combined with a

thermal collector made up of tubes and panels. The second kind was a photovoltaic panel with a thermal collector consisting of parallel plates inside, covered in polycrystalline silicon cells. The average thermal efficiency and PV efficiency for type A PVT module are 40.7% and 11.8%, while for type B they are 39.4% and 11.5%. In 2017, Nahar et al. [6] introduced a novel PVT composite layout to handle heat removal and transfer using a thermal compound, while omitting the absorber plate. This design can lower the cell temperature by up to 10.2°C.

In 2021, Walsh et al. [7] used a newer approach for SBS-PVT systems. They mixed recently developed liquids with mineral and organo imidazole along with phenanthroline derivatives. These new fluids are designed to mimic the properties of variable luminescent molecules by improving the physical and thermal characteristics of the base fluid to enhance the performance of PV treatment systems. The mixture resulted in an optical efficiency of around 63%, which was 18% to 20% higher than when using only the PV technology.

In 2022, Yan et al. [8] carried out research that utilized numerical simulations and experiments to investigate how operational factors impact cell temperature and the treatment effectiveness of PV. Findings show that a 50 L/h increase in mass flow rate caused the photovoltaic temperature to decrease from 41°C to 37.1°C, and the electrical efficiency to rise from 15.32% to 15.6%. In 2013, a numerical study on the optimal management of PV arrays was carried out by Femia et al. [9]. The study findings indicated that PV-thermal combiners are a feasible option instead of installing individual PV and thermal modules. This integration boosts efficiency by harnessing 65%–70% of the solar spectrum to generate heat and power concurrently.

In the year 2002, Tripanagnostopoulos et al. [10] conducted a study on hybrid photovoltaic/thermal solar systems. The results gathered showed that by improving diffuse reflectors to maximize both electrical and thermal energy, adding another layer of glass for better thermal efficiency, and using a combination of the two methods, the system performance could be enhanced. This enables flexibility in the design of the system.

In 2007, Tonui et al. [11] carried out research to enhance the effectiveness of solar PV/air-cooled solar collectors by utilizing forced or natural air

circulation for heat extraction. The researchers aimed to enhance the general efficiency of air-cooled solar collectors by incorporating fins or slender, flat metal sheets placed either behind or within the air duct to promote increased heat exchange. This method is anticipated to greatly enhance the effectiveness of PV systems and increase their widespread adoption; fins allow for an efficiency of 30%.

In 2022, Kamazani et al. [12] investigated the technical-economic evaluation of combining ground source thermal pump (GSHP) and phase change material (PCM) with photoelectric thermal collector (PVT). The first stage of the study involved the utilization of a vertical U-type geothermal heat exchanger (GSHX) and a variable speed compressor (VSD) to conduct transient numerical simulations of ground source heat pumps (GSHP) operating in different modes (heating and cooling) using water. The utilization of the non-mainstream multi-target genetic sorting algorithm (NSGA-Sr) was implemented to enhance the levelized cost of energy (LCOE) and energy efficiency to optimize system performance. According to calculations for different scenarios, the utilization of collectors in this unified system has reduced the building total load by 6.5%. The initial scenario boasts the highest PVT energy efficiency at 53%, whereas the fourth scenario lags significantly at only 10%, resulting in a 43% difference. Totti and colleagues [13] conducted an analysis in 2023 on a numerical simulation of PVT using COMSOL Multiphysics. The study aims to increase the temperature for drying applications and then decrease the temperature of photovoltaic units to improve their electrical properties, such as power and voltage, ultimately boosting efficiency. Consequently, the temperature of the PV panel dropped from 53.37°C to 42.5°C.

In 2023, Joo et al. [14] conducted laboratory and long-term field tests to assess the overall performance and building application of liquid-based photovoltaic thermal (PVT) modules with safeguards to prevent overheating in buildings. Three types of flat photovoltaic (PV) modules have been developed and manufactured: PVT modules with transparent film covering PV cells, glazed PVT modules with glass covering PV cells, and unglazed PVT modules with glass covering PV cells. With a transparent film protecting the PV cells. Based on the thermal and electrical performance results, the PVT module with a transparent film covering the PV cells achieved a top efficiency of approximately 71.1%.

In 2006, a research team led by K. Touafek conducted a study on a PV/T system, both with and without glass, utilizing serpentine tubes to evaluate the electrical and thermal efficiency of the prototype. The findings indicate that the hybrid panel performs better in terms of thermal and electrical efficiencies when operated without glass, achieving 70% and 60% for both models, respectively. In 2023, Ngunzi and colleagues [16] employed MATLAB Simulink to analytically explore how temperature impacts electrical efficiency for a PVT. The results from the simulation show enhancements of 16% in electrical efficiency, 20% in thermal efficiency, and 36.13% in system efficiency.

In 2023, Hamada et al [17] studied the water-based PVT system with PCM variable material capsules in both active and passive cooling modes to enhance photovoltaic panel efficiency, comparing results to a naturally air-cooled PV panel reference. The findings indicated that the PVT-PCM panel with active cooling achieved the highest increase in both electrical and thermal energy with a cooling water flow rate of 3 L/min, resulting in a total efficiency of 74.1%, which was considerably higher than the 34.6% and 12% efficiencies observed for the PVT-PCM panel with passive cooling and the standard PV panel, respectively.

In 2024, Wang and colleagues [18] examined the impact of various factors such as radiation intensity, mass flow rate, and inlet temperature on multiple PVT setups. The ideal mass flow rate is determined for locations with fluctuating solar radiation. The numeric data suggests that the electrical efficiency of a hypothetical cylindrical design grew by 1.73%, while the thermal efficiency rose by 8.29%. In 2024, Zareie et al. [19] experimentally verified the accuracy of the numerical analysis using ANSYS Fluent software for designing roll-bond (RB) in a PVT system, considering both the average temperature and temperature fluctuations across

the photovoltaic surface. Under an irradiation of 1000 W/m^2 , the perfect system achieves electrical, thermal, and total PVT efficiencies of 17.75%, 61.86%, and 79.56% correspondingly. In 2024, Bhutto and colleagues [20] conducted a study on how the use of the phase-changing organic material (RT-42) affected the cooling process of a photovoltaic system, utilizing the Trans programmer. When water is subjected to 440 W/m^2 , it cools down at a rate of 0.45 L/min, reaching its melting point at 42°C . The results showed that inserting phase-changing materials (PT-PM) into water cooling reduced the maximum temperature of the photovoltaic cells from 59°C to 49°C . Moreover, the PVT and PVT-PCM systems both achieved a heat gain of 189 and 191 Watts, respectively. Additionally, the PV, PVT, and PVT-PCM systems had electrical efficiencies of 6.1%, 7%, and 9.5%, respectively.

This study aims to investigate the impact of climate conditions and various parameters on the electrical efficiency of photovoltaic thermal solar panels in M'Sila, Algeria. Water cooling will be utilized during three seasons to lower cell temperature and enhance electrical performance, with FORTRAN code employed for calculations. Furthermore, the goal of this research is to confirm the accuracy of the proposed computational code by comparing the outcomes to those from other researchers.

II. DESCRIPTION OF THE SYSTEM

The glass plate, solar panel, absorber plate, specially made serpentine copper tubes that use water to cool the solar panel, and a layer of insulation underneath make up the hybrid PV/T collector. Transparent TPT (Tedlar Polyester Tedlar) and EVA (ethylene vinyl acetate) cover the top side of the solar cells, while opaque Tedlar and EVA cover the bottom, as illustrated in Fig. (1). The geometrical and physical properties of these hybrid solar panels under study are presented in Tables I and II [8].

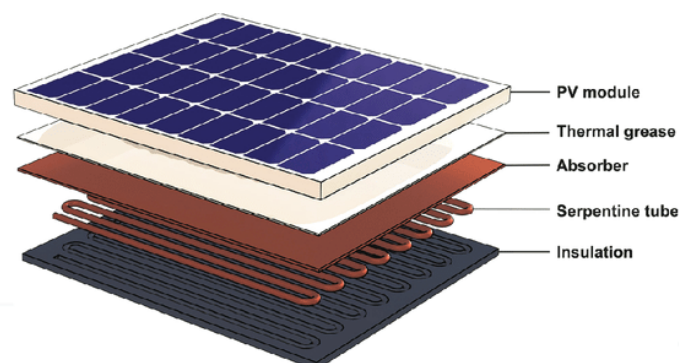


Fig. 1. The schematics of a PVT system [21]

TABLE I
 HERMOPHYSICAL PROPERTIES PARAMETERS.

Components	Density (kg/m ³)	Specific Heat Capacity (J/kg.K)	Thermal Conductivity (W/m.K)
Glass	2450	500	2
EVA	960	2090	0.35
PV cell	2330	700	148
Tedlar	1200	1250	0.2
Aluminium	2719	871	202
Cooper	8960	380	380

TABLE II
 GEOMETRIC PARAMETERS OF THE MODEL.

Component	Dimensions (mm)
Glass cover	1640 x 992 x 2
Aluminium absorber plate	1640 x 992 x 1.5
Water pipe inner diameter	9
Water pipe outer diameter	11

III. MATHEMATIC MODEL

A. Electrical Analysis

An equivalent model of a mono-crystalline silicon photovoltaic cell is used in this paper. It is represented by a current source to model luminous flux, a single diode with two resistors R_{sh} in parallel and R_s in series, and the model has five parameters (I_L , I_0 , V_t , R_s and R_{sh}) as shown in Fig. 2. This model accurately describes the electrical behaviour of the PV module as a nonlinear device [18]. The current in this circuit can be determined directly by applying Kirchhoff law, as shown in Eq.(1), [22].

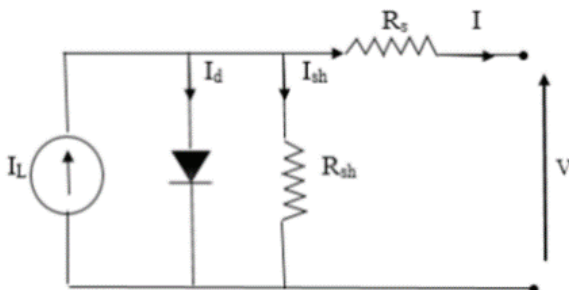


Fig. 2. Photovoltaic module

$$I = I_L - I_d - I_{sh} \tag{1}$$

Where I_L , I_d and I_{sh} represent light current, diode current, and shunt current, respectively.

$$I(V) = I_L - I_{sc} \left(\exp \left(\frac{(V+IR_s)}{Vt} \right) - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \tag{2}$$

$$P(V) = V \cdot I = V \cdot I_L - I_{sc} \left(\exp \left(\frac{(V+IR_s)}{Vt} \right) - 1 \right) V - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} V \tag{3}$$

Where I_{sc} is the short-circuit current and V_t is the thermal voltage of a PV module with N_s cells connected in series, and I and V are the current and voltage at load, respectively, given by:

$$V_t = k_d \frac{N_s \cdot K \cdot T}{q} \tag{4}$$

Where q is the electron charge ($=1.602 \times 10^{-19}$ C), and k is the Boltzmann constant ($=1.381 \times 10^{-23}$ J/K); k_d the diode ideality factor and T is the cell temperature.

The hybrid module used is of type BP 585 F model, and the electrical characteristics of PV generator at standard test conditions (STC) is presented in Table III, [8].

TABLE III
 ELECTRICAL PARAMETERS OF PV MODULE.

Parameter	Value
Type	Mono-crystalline silicon
Number of solar cells	60 (6 x 10)
Maximum power(W)	270
Open-circuit voltage (V)	37.99
Short-circuit current (A)	9.15
Electrical efficiency (%)	16.4
Dimension (mm)	1640 x 992

Following are the fluctuations in current and voltage at load based on differences in solar irradiation and cell temperature[23].

$$\Delta I = I(G, T_c) - I_{ref} = \beta_I (T_c - T_{c,ref}) \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) + \left[\left(\frac{G}{G_{ref}} \right) - 1 \right] I_{sc,ref} \tag{5}$$

$$\Delta V = V(G, T_c) - V_{ref} = \beta_V (T_c - T_{ref}) - R_s \Delta I \tag{6}$$

The above information is replaced to obtain the equations used to calculate the five parameters:

$$\frac{V_t}{V_{t,ref}} = \frac{T_c}{T_{c,ref}} \tag{7}$$

$$\frac{I_{sc}(T_c)}{I_{sc,ref}} = \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 \exp\left(-\frac{E_g(1-\left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right))}{V_t}\right) \tag{8}$$

$$I_L(G, T_c) = \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) [I_{L,ref} + \beta_l(T_c - T_{c,ref})] \tag{9}$$

$$I_{sc}(G, T_c) = \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) [I_{sc,ref} + \beta_l(T_c - T_{c,ref})] \tag{10}$$

$$V_{oc}(G, T_c) = V_{oc,ref} + V_t \ln\left(\frac{G}{G_{ref}}\right) + \beta_v(T_c - T_{c,ref}) \tag{11}$$

Where:

E_g : The gap energy for mono-crystalline silicon (=1,1 eV)

I_{sc} : The short-circuit current (A)

$I_{sc,ref}$: Short-circuit current reference condition (A)

$I_{L,ref}$: Photonic current under reference condition (A)

V_{oc} : The open-circuit voltage (V)

G, G_{ref} : Actual lighting and reference condition (W/m²)

T_c : is the cell temperature (K)

T_{ref} : Cell temperature at reference condition (K)

$\beta_{l,v}$: Short circuit current temperature coefficient and open circuit voltage temperature coefficient (A/K)

The open circuit voltage (V_{oc}) and the short circuit (I_{sc}) show the maximum voltage and current that the cell can supply.

Open circuit voltage: $I=0, V = V_{oc}$

Short circuit: $V= 0, I = I_{sc}$

B. The Electrical Efficiency

The electrical effectiveness of the PV/T system is the ratio between the electrical capacity generated by the cell and the photovoltaic power

that it receives, so it depends on the incoming light intensity and the temperature of the cell and it is given by the following relationship [22]:

$$\eta_{el} = \frac{P_m}{GA_c} \tag{12}$$

Where P_m is the maximum power of PV/T given by:

$$P_m = V_m I_m \tag{13}$$

Both V_m and I_m represent the maximum effort provided by the cell, A_c is the collector area (m²) and G is the total solar radiation rate (W/m²).

The temperature distribution in a PV panel consisting of mono-crystalline cells is given by [24]:

$$T_{pv} = T_e + C_t G \tag{14}$$

Where, T_e is the ambient temperature and C_t is the proportionality factor given by:

$$C_t = \frac{NOCT(^{\circ}C) - 20(^{\circ}C)}{800} \tag{15}$$

The corresponding NOCT parameters are total solar radiation rate

$$NOCT (mono) = 44^{\circ}C \tag{16}$$

C. Thermal Analysis

The system description is presented in Fig. 1, the physical and geometric properties of the studied hybrid solar panel are shown in Tables I and II above.

1. The energy balance

The first law of thermodynamics forms the basis of a hybrid PVT system energy analysis. The electrical and thermal efficiency of the module over a predetermined amount of time is calculated using energy balance equations for each PV layer. The difference in internal energy is the basis for these equations, as the relationships below illustrate [25].

- **The glass level**

The difference in internal energy between the glass cover and surrounding by convection and radiation

is:

$$m_g c_g \frac{dT_g}{dt} = h_{g-e,CV} A (T_e - T_g) + h_{g-e,RD} A (T_{sky} - T_g) + h_{g-pv,CV} A (T_{pv} - T_g) + h_{g-pv,RD} A (T_{pv} - T_g) + A \alpha_g G \quad (17)$$

• **PV module**

The thermal equilibrium of a photovoltaic layer is expressed by the transport of heat by radiation, conduction and convection:

$$m_{pv} c_{pv} \frac{dT_{pv}}{dt} = Q_{pv-g,CV} + Q_{pv-g,RD} + Q_{pv-a,CD} + Q_{pv} - E = h_{g-pv,CV} A (T_g - T_{pv}) + h_{pv-g,RD} A (T_g - T_{pv}) + h_{pv-a,CD} A_{pv-a} (T_a - T_{pv}) + h_{pv-t,CD} A_{pv-t} (T_t - T_{pv}) + G_{irr}(\alpha\tau)_{pv} - G_{irr} r_c \eta_{EL(T)} \quad (18)$$

Where: $(\alpha\tau)_{pv}$ is the effective absorbance

The heat transfer coefficient by conduction between the adhesive layer and the tube is:

$$h_{pv-a,CD} = \frac{k_{adh}}{H_{adh}} \quad (19)$$

During photovoltaic conversion, cells convert solar radiation into electricity, and part of that radiation increases the operational temperature of the cell T_{pv} , which reduces the solar cell electrical efficiency [21].

$$\eta_{EL(T)} = \eta_{STC} [1 - \beta_{PV} (T_{PV} - T_{ref})] \quad (20)$$

• **The plate absorber**

The thermal equilibrium at the suction layer level (absorber) is the conductive heat transfer to the PV layer, $Q_{a-e,CD}$; the heat transfer to the fluid, Q_{a-f} ; and the heat loss to the exterior through the insulation, $Q_{a-e,CD}$.

$$m_a c_a \frac{dT_a}{dt} = Q_{a-pv,CD} + Q_{a-t} + Q_{a-i,CD} = h_{pv,CD} \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) + h_{a-pv,CD} A_a (T_{pv} - T_a) + h_{a-t} A_{a-t} (T_t - T_a) + h_{a-i,CD} A_{a-i} (T_i - T_a) \quad (21)$$

Where:

$$A_{a-i} = A \left(\frac{W-D_0}{W} \right) \quad (22)$$

$$A_{a-t} = H_a L \quad (23)$$

$$h_{a-t} = \frac{2K_i}{X_a} \quad (24)$$

$$h_{a-i} = \frac{2K_i}{H_i} \quad (25)$$

$$x_a = \left(\frac{W-D_0}{4} \right) \quad (26)$$

Where:

A: area [m²]

L: length of the tube [m]

Ki: thermal conductivity [W/m.k]

D, H: diameter and thickness [m]

Hi: insulation thickness [m]

W: distance between two tubes

O: reference

The heat transfer coefficient to the photovoltaic layer ($h_{a-pv,CD}$) is identical in Eq. (25). It is important to note that the researchers have included the parameters $(\partial^2 T / \partial x^2)$ and $(\partial^2 T / \partial y^2)$ in the equation shown in Fig. 1, to accurately account for the variations in temperature of the absorber plate in the x and y directions. This is necessary due to the presence of cooling tubes under the plate absorber.

• **Tubes**

The conductive heat transfer between the absorber plate, the PV layer, the insulating layer, and the tubes determines the energy balance for tubes.

$$m_t c_t \frac{dT_t}{dt} = h_{t-pv,CD} A_{pv-t} (T_{pv} - T_t) + h_{t-a} A_{a-t} (T_a - T_t) + h_{t-i,CD} A_{t-i} (T_i - T_a) + h_{t-f} A_{t-f} (T_f - T_t) \quad (27)$$

Where:

$$A_{t-f} = \pi D_i L \quad (28)$$

$$A_{t-i} = \left(\frac{\pi}{2} + 1\right) D_0 L \tag{29}$$

The insulation

Due to conductive and convective heat loss, which is provided as the energy balance at the level of the insulating layer “i” accounts for the heat transfer from the absorber plate and tube to the environment.

$$m_i c_i \frac{dT_i}{dt} h_{a-i,CD} A_{a-i} (T_a - T_i) + h_{t-i,CD} A_{t-i} (T_t - T_i) + h_{i-e,CD+CV} A (T_e - T_i) \tag{30}$$

The fluid

The thermal energy released by the tube and the heat absorbed by the fluid are expressed as follows:

$$m_f c_f \frac{dT_f}{dt} = h_{t-f} A_{t-f} (T_t - T_f) + \dot{m} c_f \frac{dT_f}{dy} \tag{31}$$

Where, \dot{m} (kg/s) is the fluid bulk flow rate in the tubes and (dT_f/dy) is the variation of the fluid temperature along the tube (y direction).

Thermal efficiency

The following formulas provide the PVT module thermal efficiency.

$$\eta_{th} = \frac{\dot{m} c_f (T_{f,out} - T_{f,in})}{A.G} \tag{32}$$

2. Heat Transfer Coefficients Expression

The coefficient of convective heat transfer ($h_{g-e, CV}$) is depending to the wind speed correlation proposed by [25]:

$$h_{g-e, CV} = \begin{cases} 5.7 + 3.8v_w & \text{for } v_w < 5 \frac{m}{s} \\ 6.47 + v_w^{0.78} & \text{for } v_w > 5 \frac{m}{s} \end{cases} \tag{33}$$

The coefficient of the radiation-induced heat loss between the glass and the sky is:

$$h_{g-e, RD} = \varepsilon_g \sigma (T_g^2 + T_{sky}^2) (T_g + T_{sky}) \tag{34}$$

Where, T_{sky} is the equivalent temperature of the sky given by Swanbank’s formula [25].

$$T_{sky} = 0.0552 T_e^{1.5} \tag{35}$$

T_e : The ambient temperature (K)

ε_g : The emissivity of glass

σ : The Stefan-Boltzmann constant ($\sigma = 5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2/\text{K}^4$)

By using convective heat transfer in the air gap, the thermal coefficient of the gap ($h_{g-pv, CV}$) is provided by:

$$h_{g-pv, CV} = \frac{Nu k_{air}}{b} \tag{37}$$

The air thermal conductivity is denoted by k_{air} , b represents the distance between the glass and the PV layer, and Nu is the Nusselt number determined by applying the subsequent correlations [26].

$$Gr < (1700 + 47.8\varphi) \quad Nu = 1.013 \tag{38}$$

$$Gr > 80000 \quad Nu = 2.5 + 0.0133(90 - \varphi) \tag{39}$$

Otherwise,

$$Nu = [0.06 + 3.10 \cdot 10^{-4} (90 - \varphi)] Gr^{1/3} \tag{40}$$

Gr is the Grashof number defined by:

$$Gr = \frac{g \beta \Delta T b^3}{\nu^2} \tag{41}$$

φ represents the collector’s inclination angle in degrees and β is the thermal dilation coefficient is approximately $(1/T)$ for air.

The following formula represents the heat coefficient via radiation between a photovoltaic plate and glass:

$$h_{g-pv, RD} = \frac{1}{\frac{1}{\varepsilon_{pv}} + \frac{1}{\varepsilon_g} - 1} \sigma (T_g^2 + T_{pv}^2) (T_g + T_{pv}) \tag{42}$$

The heat transfer coefficient of the adhesive layer and the tube is:

$$h_{pv-a, CD} = \frac{k_{adh}}{b_{adh}} \tag{43}$$

The fluid heat transfer coefficient, h_{t-f} , is determined by the correlation process and is dependent on the

kind of flow, either turbulent or laminar [27]:

The heat transfer coefficient of the fluid, h_{t-f} depends on the type of flow, whether turbulent or laminar and is defined by the following correlation [27]:

$$h_{t-f} = \begin{cases} 4.36 \frac{k_f}{D_H} & \text{for } Re < 230 \\ 0.023 \frac{k_f}{D_H} Re^{0.8} Pr^{0.4} & \text{for } Re > 2300 \\ 2 \frac{k_f}{D_H} & \text{for } m = 0 \text{ kg/s} \end{cases} \quad (44)$$

D. Assumptions and Boundary Conditions

The following boundary conditions and presumptions apply to this model:

- Different PV/T components thermal and physical characteristics under various circumstances are taken into consideration as constants.
- There is complete contact between the PV/T layers.
- The glass cover temperature is constant; the fluid inside the tube is incompressible; and the side walls of the PVT collector are considered adiabatic.
- The mass flow inlet is used as the inlet boundary; dust is not taken into consideration.
- The temperature of all components of the plate at the initial time ($t=0$) is equal to the temperature of the ambient temperature.

The boundary conditions for the absorber are:

$$(\partial^2 T / \partial x^2)_{x=0} = 0 ; (\partial^2 T / \partial x^2)_{x=l} = 0 \quad (45)$$

$$(\partial^2 T / \partial y^2)_{y=0} = 0 ; (\partial^2 T / \partial y^2)_{y=L} = 0 \quad (46)$$

Where "L" and "l" stand for the absorber's length and width, respectively.

The boundary conditions for the fluid:

$$(dT_f / dy)_{y=0} = 0 \quad (47)$$

IV. NUMERICAL SIMULATION

A detailed mathematical model was developed to accurately calculate solar radiation, system temperatures, and thermal and electrical efficiency. This model was created using various FORTRAN programs, specifically chosen for their effectiveness in this subject. The mathematical modeling process was crucial in developing this model.

The first program

The first program calculates the global solar radiation that reaches the PV module, considering factors such as the number of days in a year, sky conditions, and the geographical coordinates of M'Sila city.

The second program

The second program focuses on solving the heat transfer balance equations described in section (3.2). To calculate heat transfer coefficients and system temperatures, these equations are used in conjunction with boundary layer conditions. A stepwise finite difference approach was used to discretize the differential equations (17, 18, 21, 27, 30 and 31) as well as the boundary condition equations (45-47). The resulting algebraic systems were then solved using the Gauss-Seidel technique. To ensure accurate results, a convergence criterion for system temperature variables was developed. This criterion was determined by comparing the relative errors between two iterations, which were assumed to be less than 10^{-4} .

$$\left| \frac{T^{K+1} - T^K}{T^{K+1}} \right| \leq 10^{-4} \quad (48)$$

Where k is the number of iterations and T is the expected temperature.

Grid independence checks were performed; some calculations were made on cell temperatures using different space grids. It was found that a (200 x 300) node grid was enough to accurately model this system.

The third program

The third program is used for calculating the electric current "I" produced by a PV module. Newton's method can be used for this calculation,

which is a widely used iterative method for solving nonlinear functions that is used to find the approximate roots of the function $f(I) = 0$.

Using this algorithm, the output current of a solar cell in Eq. (2) can be calculated as follows:

$$f(I) = I_L - I - I_{sc} \left(\exp\left(\frac{V+IR_s}{Vt}\right) - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} = 0 \quad (49)$$

If the function $f(I)$ satisfies the assumptions made in the derivation of the formula, then the approximation of (I_{n+1}) can be written as follows:

$$I_{n+1} = I_n - f(I_n)/f'(I_n) \quad (50)$$

Where n represents the iteration number and $f'(I_n)$ is the derivative of the current function $f(I)$.

Substituting "Eq. (49)" in "Eq. (50)", the following output current is calculated iteratively:

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_L - I_n - I_{sc} \left(\exp\left(\frac{V+I_n R_s}{Vt}\right) - 1 \right) - \frac{V+I_n R_s}{R_{sh}}}{-1 - I_{sc} \frac{R_s}{Vt} \exp\left(\frac{V+I_n R_s}{Vt}\right) - \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (51)$$

The calculation should stop if this condition is checked:

$$\left| \frac{I_{n+1} - I_n}{I_{n+1}} \right| \leq \epsilon \quad (52)$$

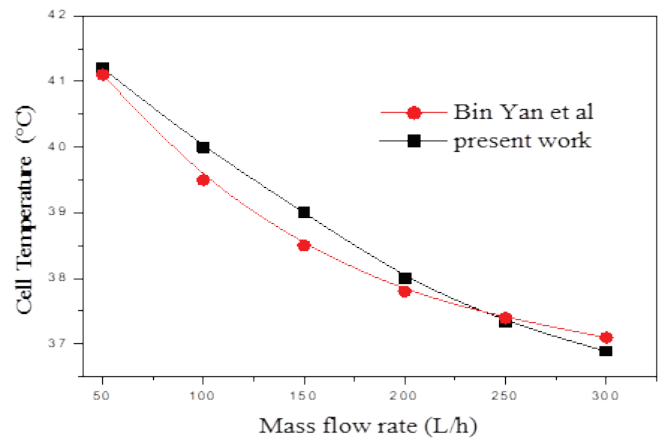
Where ϵ equal to (10^{-4}) , it is the acceptable tolerance through the iteration process.

The calculation of the current I allows for the determination of the output voltage and power generated by the PV, as well as the electrical efficiency.

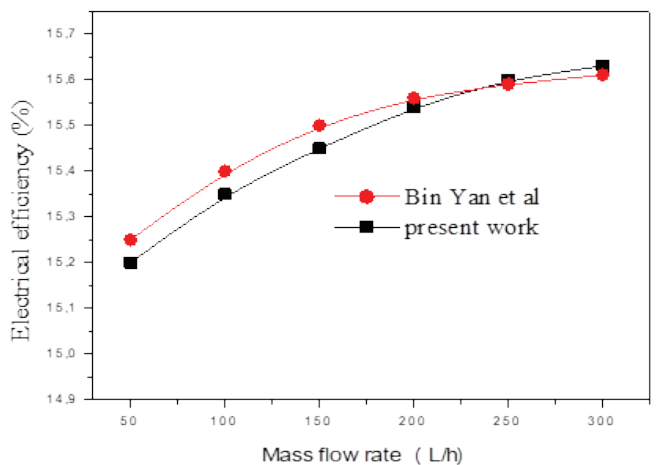
V. VALIDATIONS

The numerical results for the electrical efficiency and average temperature of PV cells were compared to experimental data obtained by Bin Yan et al. [8].

This comparison was conducted using a constant solar radiation intensity of 600 W/m^2 , an inlet temperature of 25°C , and an ambient temperature of 25°C . As shown in Fig. 3a, the cell temperature decreased from 41°C to 36.9°C as the mass flow rate increased from 50 L/h to 300 L/h . This led to an increase in photovoltaic energy efficiency from 15.2% to 15.63% (Fig.3b). Additionally, the experimental results demonstrated that the temperature of the PV/T system cells decreased from 41°C to 37.1°C , while their electrical efficiency increased from 15.25% to 15.61% . This comparison highlights the close agreement between the current numerical results and the experimental results. Tables IV and V further illustrate this comparison.



(a)



(b)

Fig. 3. Effect of the mass flow rate on: Cell temperature. (b) Electrical efficiency

TABLE IV
 COMPARISON OF CELL TEMPRETURE (°C).

Mass flow (L/h)	Bin Yan et al. [8]	Present	Difference (°C)
60	41.1	41	0.1
100	39.5	40.3	0.8
150	38.5	39.5	1
200	37.8	38.5	0.7
250	37.4	37.8	0.4
300	37.1	36.9	0.2

TABLE V
 COMPARISON OF ELECTRICAL EFFICIENCY.

Mass flow (L/h)	Bin Yan et al. [8]	Present	Difference (%)
50	15.25	15.20	0.05
100	15.40	15.35	0.05
150	15.50	15.45	0.50
200	15.56	15.53	0.03
250	15.59	15.60	0.01

VI. RESULTS AND DISCUSSION

A. Global Solar Radiation

Solar irradiance and sunshine duration are the two most important factors influencing PV/solar energy performance, and they are affected by geographical location and local climatic conditions.

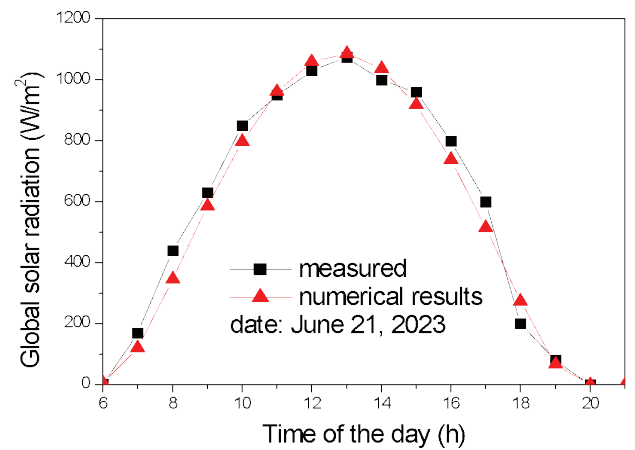
This numerical study was conducted in the city of M'Sila (Algeria) during three seasons and on sunny days in the months of December, March, and June, corresponding to the geographical coordinates: 34.8 N latitude, 5.73 E longitude, 438 m altitude, and the PV/T panel is inclined at an angle of 30° and oriented directly towards the south (azimuth = 0°).

The researchers first compared the numerical results with the global solar radiation measured at the meteorological station in M'Sila on 21st June 2023, as shown in Fig. 4a. This comparison shows that the results are similar with minor differences; moreover, this indicates that the FORTRAN numerical code used is well suited for this calculation.

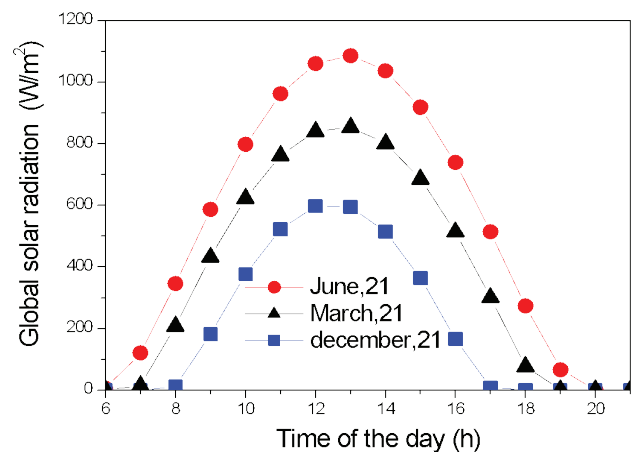
Figure 4b shows the hourly solar radiation for three seasons (spring-summer and winter), and there are significant differences between winter and spring/

summer, with the intensity of solar radiation in spring/summer being almost double that of winter. However, the solar radiation intensity reaches a high value of 1120 W/m² on 21st June at 13:00, compared to other months where the solar radiation intensity reaches 800 W/m² in spring (21st March) and 550 W/m² in winter (21st December).

These variations are caused by the Earth rotation around its axis, and seasonal change is due to the Earth deviation around the Sun.



(a)



(b)

Fig. 4. Global solar radiation variation

- (a): Comparison between numerical and measured results,
- (b): Hourly global solar radiation for different seasons

B. Ambient Temperature

Figure 5 shows the variation of the ambient temperature during three months on sunny days. It can be observed from this figure that the ambient

temperature reaches a maximum value of 42°C at 13.00 local time on June 21st, while the minimum of 14°C occurred on December 21st and 33°C on March 21st. These results indicate that this city is considered a hot zone during the summer season.

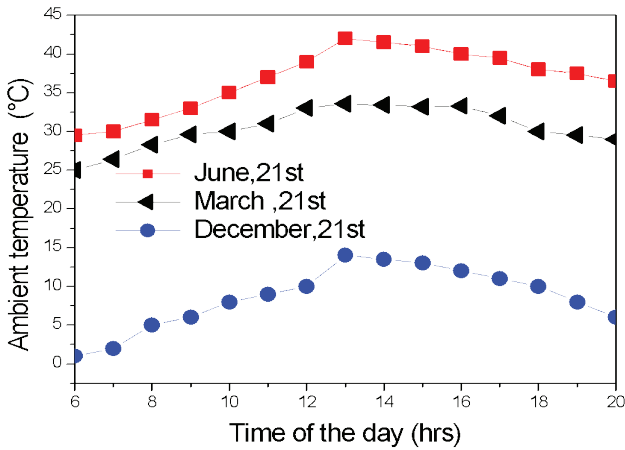


Fig. 5. Hourly ambient temperatures for different seasons

C. Cell Temperature

Figure 6 illustrates the effect of solar radiation and ambient temperature on the cell temperature with a constant mass flow of 300 L/h during three seasons. The cell temperature increases significantly over time with increasing solar radiation and ambient temperature, and the values at 13.00 are 53°C, 47°C, during summer and spring, respectively. It should be noted that during the month of December (winter), the mass flow rate has no effect on the temperature of the cells because the ambient temperature is so low that the photovoltaic cells do not require cooling. The researchers recall here that the calculated temperature of the cells is an average value because the temperature of the zone of the absorber in contact with the cooling tubes is lower than the temperature of the confined zone between the tubes, as shown in Fig. 7a. This average temperature is defined as:

$$T_{av} = \sum T(i, j) / ((n - 1)(m - 1)) \tag{53}$$

Where:

$T(i, j)$ is the temperature of the nod in the grid, n and m are the number of the nods on the plate absorber in the x and y directions, respectively, and $(i=1, n ; j=1, m)$ as seen in Fig. 7b.

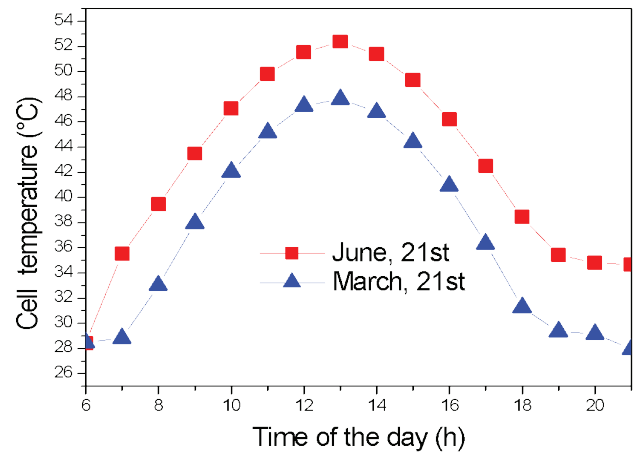
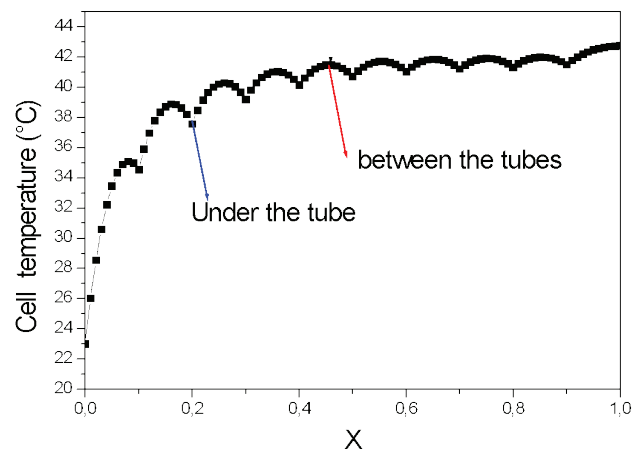
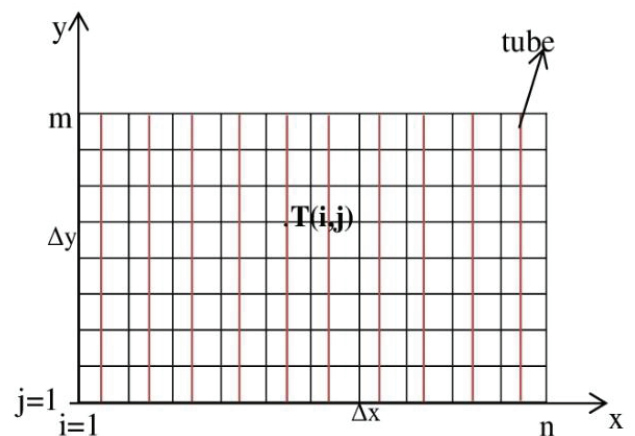


Fig. 6. Effect of solar radiation and ambient temperature on cell temperature



(a)



(b)

Fig. 7. (a): Cell temperature along $x, (y=L/2)$, (b): Grid of the absorber plate

D. Effect of Solar Radiation and Ambient Temperature on Electrical Efficiency

Figure 8 shows a significant variation in electrical efficiency values between 7.00 and 18.00 on solstice days across seasons, while maintaining a constant flow rate of 300 L/h. Electrical efficiency is highest in the early morning, regardless of day or season. Nonetheless, as ambient temperature and solar radiation rise, electrical efficiency gradually declines until 13.00, reaching its lowest values (14.90%, 13.45%, and 13%) in the winter, spring, and summer, respectively. It then rises as the ambient temperature falls in the evening.

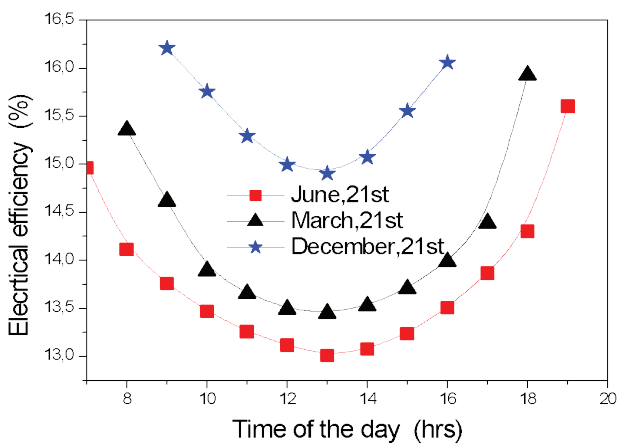


Fig. 8. Daily electrical efficiency for three days a year

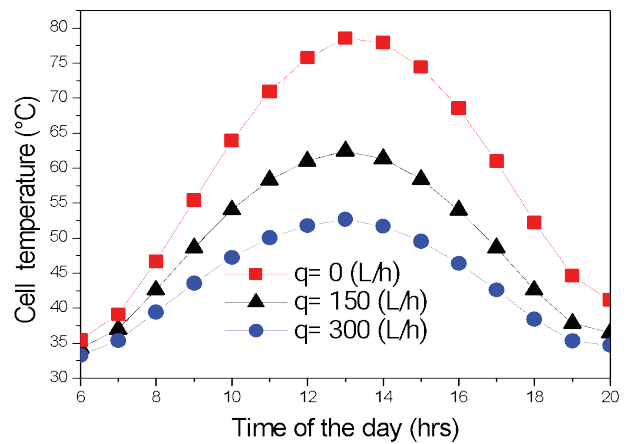
E. Mass Flow Rate Effect on Cell Temperature and Electrical Efficiency

Figures 9a and 9b illustrate the impact of mass flow rate on cell temperature and electrical efficiency on June 21st at 13:00, under conditions of high solar radiation and ambient temperature. As depicted in Figure 9a) increasing the mass flow rate ($q=150, 300$ L/h) results in a higher coolant speed, which in turn absorbs more heat from the plate absorber. This leads to a decrease in cell temperature from 79°C to 64°C and 54.7°C , respectively. Additionally, this process leads to an increase in electrical efficiency from 9.92% to 11.83% at a mass flow rate of 150 L/h and to 13% at a mass flow rate of 300 L/h, that is, an increase of about 3.1% as shown in Fig. 9b).

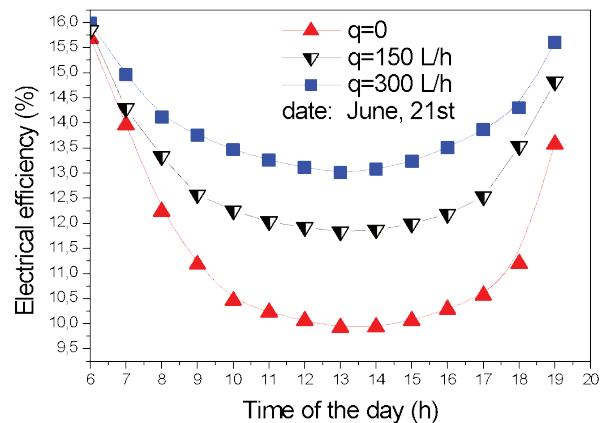
This phenomenon can be explained by referring to Figures (10a) and (10b), which demonstrate that as the temperature of the solar cell increases with

decreasing the flow rate, both voltage and electrical current decrease Fig.10a, resulting in lower electrical power (Fig.10b).

This is because the rise in temperature is caused by the absorption of heat energy from a portion of the solar radiation, which reduces the forbidden range of the carrier and affects the properties of the cell. The higher temperatures lead to an increase in thermal energy of the electrons. As the energy of the electrons increases, it becomes easier to break the bonds, which in turn reduces the forbidden range. Moreover, increasing the flow rate leads to increase the velocity of the liquid used in the cooling process, this effectively dissipates the excess heat and helps to maintain the cell operating temperature.

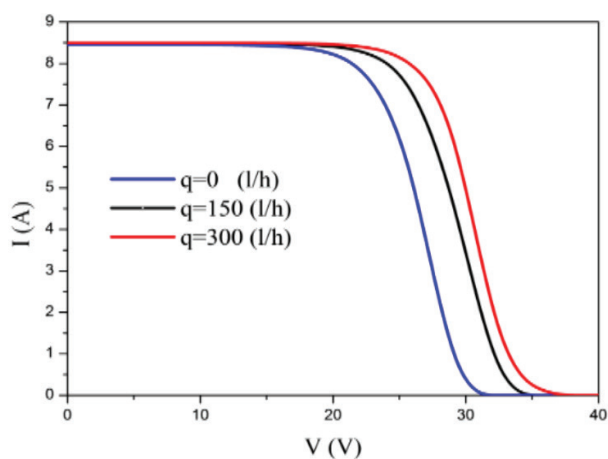


(a)



(b)

Fig. 9. Impact of mass flow rate on: (a): Temperature of the cell, (b): Electrical efficiency



(a)

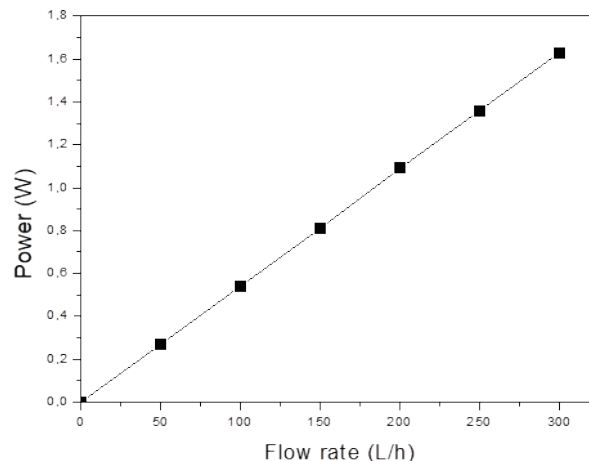
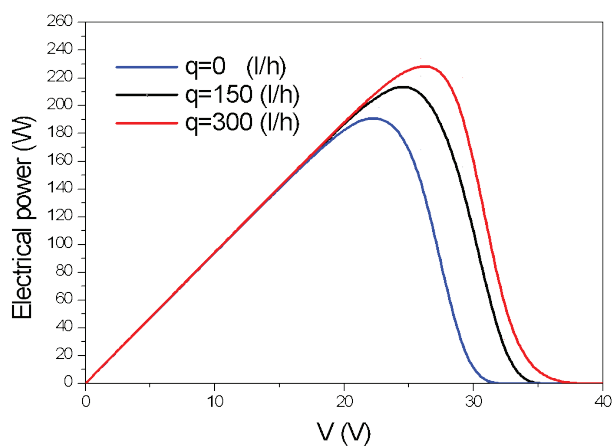


Fig. 11. Power of water pump



(b)

Fig. 10. Mass flow rate effect on: (a): Electrical current, (b): Electrical power

VIII. CONCLUSION

This study carried out a computational analysis in M'Sila, Algeria, using the FORTRAN programming code. The primary goal was to compare numerical results to experimental data from other researchers in this field. The primary goal of the study was to determine how internal and external variables affected the electrical efficiency of a photovoltaic/thermal collector using serpentine tubes and water as a coolant. To accomplish this, the computational code was validated by comparing results to those of other authors while considering variables such as ambient temperature, inlet water temperature, mass flow rate, and solar energy received by the PV cell on sunny days across three seasons. The findings suggest that M'Sila city is an ideal location for investment in this field because of its consistent sunny climate, particularly during the winter. The results show that during the summer, when solar radiation and ambient temperature are at their highest at 13:00 with a cooling flow rate of 300 L/h, the electrical yield of this type of solar panel increases by 3.1%.

This process can be applied to the solar energy station in M'sila state (Ain El-Melh), which currently produces over 20 MW of electricity. It is equipped with more than 80,000 solar panels connected to a 60 kilovolts high-voltage electricity transmission network (SPVG/T system). If the researchers implemented a cooling

VII. PUMPING POWER

The process of cooling solar panels requires an electric pump to circulate water through the cooling pipes. This pump requires electrical energy to operate. It is assumed that the water outlet from the serpentine cooling pipes is located 2 meters above the pump. Figure 11 illustrates the energy requirements for different flow rates. For instance, at a flow rate of 300 L/h, the pump requires 1.63W or 16.3Wh of energy over a 10-hour period, which is the duration of the summer cooling process. This amount is relatively small compared to the electrical energy generated by the solar panel.

system for all the solar panels in the station, with each panel increasing its efficiency by 3.1%, the total power output would be 21.86 MW, resulting in an increase of 1.86 MW. This is a significant improvement in efficiency.

References

- [1] C. Good, J. Chen, Y. Dai, and A. G. Hestnes, "Hybrid Photovoltaic-thermal Systems in Buildings-A Review," in *Energy Procedia*, 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.02.176.
- [2] J. Ji, T. T. Chow, and W. He, "Dynamic performance of hybrid photovoltaic/thermal collector wall in Hong Kong," *Build Environ*, vol. 38, no. 11, 2003, doi: 10.1016/S0360-1323(03)00115-X.
- [3] W. G. J. Van Helden, R. J. C. Van Zolingen, and H. A. Zondag, "PV Thermal systems: PV panels supplying renewable electricity and heat," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 12, no. 6, 2004, doi: 10.1002/pip.559.
- [4] R. M. da Silva and J. L. M. Fernandes, "Hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) solar systems simulation with Simulink/Matlab," *Solar Energy*, vol. 84, no. 12, 2010, doi: 10.1016/j.solener.2010.10.004.
- [5] S. Dubey and A. A. O. Tay, "Testing of two different types of photovoltaic-thermal (PVT) modules with heat flow pattern under tropical climatic conditions," *Energy for Sustainable Development*, vol. 17, no. 1, 2013, doi: 10.1016/j.esd.2012.09.001.
- [6] A. Nahar, M. Hasanuzzaman, and N. A. Rahim, "Numerical and experimental investigation on the performance of a photovoltaic thermal collector with parallel plate flow channel under different operating conditions in Malaysia," *Solar Energy*, vol. 144, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.01.041.
- [7] J. Walshe, P. M. Carron, S. McCormack, J. Doran, and G. Amaran dei, "Organic luminescent down-shifting liquid beam splitters for hybrid photovoltaic-thermal (PVT) applications," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 219, 2021, doi: 10.1016/j.solmat.2020.110818.
- [8] B. Yan *et al.*, "Numerical and Experimental Investigation of Photovoltaic/Thermal Systems: Parameter Analysis and Determination of Optimum Flow," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 14, no. 16, 2022, doi: 10.3390/su141610156.
- [9] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "Optimal control of photovoltaic arrays," *Math Comput Simul*, vol. 91, 2013, doi: 10.1016/j.matcom.2012.05.002.
- [10] Y. Tripanagnostopoulos, Th. Nousia, M. Souliotis, and P. Yianoulis, "Hybrid photovoltaic/thermal solar systems," *Solar Energy*, vol. 72, no. 3, pp. 217-234, Mar. 2002, doi: 10.1016/S0038-092X(01)00096-2.
- [11] J. K. Tonui and Y. Tripanagnostopoulos, "Improved PV/T solar collectors with heat extraction by forced or natural air circulation," *Renew Energy*, vol. 32, no. 4, 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.03.006.
- [12] M. Abbasi Kamazani and C. Aghanajafi, "Multi-objective optimization and exergoeconomic evaluation of a hybrid geothermal-PVT system integrated with PCM," *Energy*, vol. 240, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122806.
- [13] E. Touti, M. Masmali, M. Fterich, and H. Chouikhi, "Experimental and numerical study of the PVT design impact on the electrical and thermal performances," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 43, 2023, doi: 10.1016/j.csite.2023.102732.
- [14] H. J. Joo, Y. S. An, M. H. Kim, and M. Kong, "Long-term performance evaluation of liquid-based photovoltaic thermal (PVT) modules with overheating-prevention technique," *Energy Convers Manag*, vol. 296, 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.117682.
- [15] K. Touafek, A. Malek, and M. Haddadi, "Etude expérimentale du capteur hybride

Acknowledgments

The author expresses gratitude to those who helped make this research endeavour a success.

- photovoltaïque thermique,” *Journal of Renewable Energies*, vol. 9, no. 3, 2006, doi: 10.54966/jreen.v9i3.825.
- [16] V. Ngunzi, F. Njoka, and R. Kinyua, “Modeling, simulation and performance evaluation of a PVT system for the Kenyan manufacturing sector,” *Heliyon*, vol. 9, no. 8, 2023, doi: 10.1016/j.heliyon.2023.e18823.
- [17] A. Hamada, M. Emam, H. A. Refaey, M. Moawed, and M. A. Abdelrahman, “Investigating the performance of a water-based PVT system using encapsulated PCM balls: An experimental study,” *Energy*, vol. 284, 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.128574.
- [18] Z. Wang, G. Hou, H. Taherian, and Y. Song, “Numerical Investigation of Innovative Photovoltaic-Thermal (PVT) Collector Designs for Electrical and Thermal Enhancement,” *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 10, p. 2429, May 2024, doi: 10.3390/en17102429.
- [19] Z. Zareie, R. Ahmadi, and M. Asadi, “A comprehensive numerical investigation of a branch-inspired channel in roll-bond type PVT system using design of experiments approach,” *Energy*, vol. 286, 2024, doi: 10.1016/j.energy.2023.129452.
- [20] Y. Ali Bhutto *et al.*, “Electrical and thermal performance assessment of photovoltaic thermal system integrated with organic phase change material,” in *E3S Web of Conferences*, 2024. doi: 10.1051/e3sconf/202448801007.
- [21] A. Farzanehnia and M. Sardarabadi, “Exergy in Photovoltaic/Thermal Nanofluid-Based Collector Systems,” in *Exergy and Its Application - Toward Green Energy Production and Sustainable Environment*, 2019. doi: 10.5772/intechopen.85431.
- [22] M. E. A. Slimani, M. Amirat, S. Bahria, I. Kurucz, M. Aouli, and R. Sellami, “Study and modeling of energy performance of a hybrid photovoltaic/thermal solar collector: Configuration suitable for an indirect solar dryer,” *Energy Convers Manag*, vol. 125, 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2016.03.059.
- [23] F. Sarhaddi, S. Farahat, H. Ajam, A. Behzadmehr, and M. Mahdavi Adeli, “An improved thermal and electrical model for a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector,” *Appl Energy*, vol. 87, no. 7, 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2010.01.001.
- [24] M. Sardarabadi, M. Passandideh-Fard, and S. Zeinali Heris, “Experimental investigation of the effects of silica/water nanofluid on PV/T (photovoltaic thermal units),” *Energy*, vol. 66, 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.01.102.
- [25] Hottel H. C., *Heat Transmission 3 ed William H. McAdams*, 3rd ed. New York: McGraw-Hill Book Co., 1954.
- [26] F. Sobhnamayan, F. Sarhaddi, M. A. Alavi, S. Farahat, and J. Yazdanpanahi, “Optimization of a solar photovoltaic thermal (PV/T) water collector based on exergy concept,” *Renew Energy*, vol. 68, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.01.048.
- [27] Bernard Jacques, *Énergie solaire: calculs et optimisation*. Ellipses, 2004.



Mayouf Siabdallah¹

Department of Physics,
Faculty of Science,
University Pole,
28000 M'Sila, Algeria
e-mail: mayouf.siabdallah@univ-msila.dz

Sihem Bouafia

Department of Physics,
Faculty of Science,
University Pole,
28000 M'Sila, Algeria
e-mail: sihem.bouafia@univ-msila.dz

Houyem Siabdallah

Department of Renewable Energies,
Higher National School of Renewable Energies,
Environment and Sustainable Development,
Constantine Road,
Fesdis, Batna 05078, Algeria
e-mail: Siabdallah.haiem@hns-re2sd.dz

Experimental Study of a Cooling Photovoltaic Solar Panel Using Water-Wet Jute Fabric

One of the most significant problems solar panels face is the rising temperature in their solar cells, which can lead to a decrease in electrical production. To solve this issue, we conducted a comparison study to establish the effectiveness of using porous jute fabric that was constantly wet with water to cool the back of a photovoltaic (PV) solar panel. This fabric is well known for its high absorbency and porous structure, which allow for effective heat exchange between the PV module and its surroundings. The experiment aims to compare the electrical performance of two solar PVs: one its backside covered with jute fabric that is constantly wet with water as a cooling mechanism and the other a standard PV. When solar radiation reaches its peak of 900 W/m² at 12:00, the findings demonstrate that this cooling method reduces the temperature of the PV panel by 23 °C, where the standard PV temperature was 64 °C and the temperature of the PV (with cooling) was 41 °C at the same time. This decrease in temperature leads to a 2 V increase in the voltage produced by solar photovoltaics, resulting in a 1.3% improvement in electrical efficiency. [DOI: 10.1115/1.4068000]

Keywords: hybrid solar panels, cooling of photovoltaic solar panels, PV electrical performance, jute fabric

1 Introduction

In order to reduce the temperature of photovoltaic (PV) panels and thus increase the conversion efficiency, many studies have been carried out, given the significant technological advances over the past few years and raise the challenge of creating efficient and low cost cooling technologies where solar cell cooling is an important area of research in solar energy, which can increase their efficiency and shelf life. This helps to alleviate this problem and improve its overall performance. There are many methods that can be used to cool solar cells, which can increase the life and efficiency of solar cells. Moreover, there are additional methods for cooling solar cells, including natural cooling or the use of water to absorb and remove extra heat, water can be pumped through pipes or channels attached to the back of solar panels. Although it needs a cooling system and a water supply, this method is efficient at eliminating heat, or the use of air. This method involves designing the solar panel system to maximize natural air flow around the solar cells. They can include features such as raised mounting or slanted panels to facilitate convection cooling by allowing air to flow underneath and dissipate heat naturally, or the use of nanofluid, which are created fluids with nanoparticles, can be utilized to improve the cooling medium's capacity to transfer heat. Heat may be effectively transported away from the

cells by running a nanofluid through the solar panel system with higher thermal conductivity. In 2009, Skoplaki and Palyvos [1] found that the operating temperature is a crucial factor in the photovoltaic conversion process. The electrical efficiency and power output of a PV module are both directly affected by the operating temperature, decreasing as the cell temperature rises. In 2019, Salem Ahmed et al. [2] conducted a study on the performance evaluation of a combined photovoltaic-thermal (PVT) water-cooling system for hot climate regions. The results of their experiment demonstrate that implementing a water-cooling system reduces the average surface temperature of the PV module from 44.8 °C to 30.3 °C on the back side and from 46.6 °C to 36.9 °C on the front side. In 2004, Krauter [3] studied the effect of the water flow over the front of photovoltaic panels on the electrical yield. Results show that water can effectively reduce surface reflection by 2–3.6%, resulting in a decrease in cell temperatures of up to 22 °C. Additionally, the use of water can lead to a surplus of 10.3% in electrical yield. In 2019, an experimental study of the performance of the solar cell with a heat sink cooling system was carried out by Soliman et al. [4]. The results indicate that implementing a heat sink cooling system improves the performance of the solar cell. The temperature of the solar cell decreased by approximately 5.4% and 11% when using a heat sink cooling system with natural and forced air flow, respectively. The use of a heat sink cooling system also enhanced the solar cell system's efficiency and power by about 16%. In 2021, Bhat et al. [5] conducted an experimental study on the investigation and validation of solar PV cooling for enhanced energy conversion efficiency in Indian climatic conditions, using the front water (FW) cooling technique. The results showed that the solar PV panel with FW cooling had a 9%

¹Corresponding author.

Contributed by the Solar Energy Division of ASME for publication in the JOURNAL OF SOLAR ENERGY ENGINEERING: INCLUDING WIND ENERGY AND BUILDING ENERGY CONSERVATION. Manuscript received June 29, 2024; final manuscript received February 8, 2025; published online March 13, 2025. Assoc. Editor: Omid Mahian.

increase in efficiency and a 17 W increase in power output at maximum power point. In 2017, Kasaeian et al. [6] experimentally studied the impacts of forced convection on the thermal and electrical efficiencies of a single-pass air PV/T system. The system of cooling was equipped with four fans to create forced convection conditions. Results show that a decrease in air duct depth increases thermal efficiency but does not significantly affect electrical efficiency. An increase in air mass flowrate of 0.018 kg/s to 0.06 kg/s increases thermal efficiency from 15% to 31%, while the electrical efficiency only varies from 12% to 12.4%. In 2021, Abdul-Ganiyu et al. [7] compared the performance of a commercial PVT system between a conventional PV and a water-based flat plate PVT examined for mass flowrates ranging from 0.025 kg/s to 0.083 kg/s. In contrast to the PV, which had a consistent energy efficiency of 13–12.75%, the PVT displayed a consistent energy efficiency of roughly 12.75%. The PVT's thermal efficiency of 38.8–43.1% when compared to experimental PVT systems was below average. In 2018, Zhang et al. [8] conducted an experimental study to validate and evaluate the simulation results for the thermal exchange channel, which can decrease the temperature gradient of the low-concentration photovoltaic-thermal module in the flow direction, based on a traditional flat-box photovoltaic-thermal collector. The results indicated that the maximum thermal efficiency and electrical efficiency of the module were 55.11% and 12.50%, respectively. In 2018, Vega-Garita et al. [9] conducted an experimental research to evaluate the electrical and thermal performance of the integrated module of the photovoltaic battery under extreme conditions. The results showed an average charging efficiency of 95.7%. The prototype had an average solar panel temperature of 9.34% higher than the standard setting (disconnecting the battery and the charge controller). In comparison with the traditional system, the average increase in power due to thermal losses in the battery integrate module (BIM) was only 1.3 W (4.6%). In 2019, Atmaca and Pektemir [10] simultaneously investigated two types of PV/T systems: water-based and bifluid-based. The total efficiencies of the water-based PV/T systems were found to be between 20% and 40%, while the total efficiencies of the bifluid-based systems were found to be between 60% and 90%. It was observed that the bifluid-based PV/T systems have a higher total efficiency than the single usage. In 2021, Maatallah et al. [11] conducted an experimental investigation on the PVT-phase change material (PCM)/water system under the weather conditions at Kottayam (India) to compare the overall performance of PV and water-based PVT-PCM panels. A rise in electrical efficiency of 17.33% was noted coupled with an improvement in thermal efficiency of 26.87% and an increase in overall efficiency of 40.59% when compared to traditional PV panels. In 2023, Muthu and Ramadas [12] experimentally studied the effect of surface color to examine the possibility of enhancing the efficiency of solar modules considering the different terrace surfaces accessible in the residential zone. The findings show that the white surface improves the albedo impact toward the module's rear surface, resulting in a greater energy production factor and life cycle conversion efficiency. When white is used as a ground cover, the average efficiency increases by 4.8% compared to normal reference ground. The comparative study is also conducted for several lifetime durations (T), such as 10, 15, and 20 years. In 2024, Wu et al. [13] experimentally proposed a novel thermoelectric self-cooling for the concentrated photovoltaic system, which integrates the thermoelectric module to provide energy for an auto-cooling scheme. Results showed a decrease in temperature from 69.5 °C to 56.6 °C. This led to an improvement in both power and efficiency. In Ref. [14], the process known as passive radiation coating has been shown to reduce temperature and enhance the efficiency of solar cells by emitting energy-free thermal radiation into space. In Ref. [15], an experimental verification of the cooling of solar cells using water spray revealed a temperature range of 23–53 °C. The experiments revealed that for every 1 °C increase in panel temperature, the PV cell efficiency decreased by 0.5%. A comparison study on several cooling techniques was carried out in 2024 by Abdel-Raheim Amr et al. [16]; this was a

novel strategy where they simultaneously recorded the performance of modules cooled by different procedures. The purpose of this study was to assess the effectiveness of different cooling methods, including air, evaporative, and water cooling, in order to improve productivity and increase electrical efficiency. The results showed that continuous cooling using water film from nozzles led to a 1.8% increase in electrical efficiency, while intermittent evaporative cooling resulted in a 1.7% increase. Similarly, using evaporative cooling by spraying resulted in a 1.6% increase in electrical efficiency for continuous cooling, compared to a 1.3% increase for intermittent cooling. In 2023, Gad et al. [17] developed a comprehensive mathematical model and solved it numerically using a homemade rung Kota program in MATLAB. The study aimed to evaluate the thermoregulation capabilities of photovoltaic solar cells when using a hybrid cooling system that combines PCMs and flat heat pipes (HPs), with and without hybrid nanoparticles. The results showed that the addition of hybrid nanoparticles improved the cooling performance of the HP-PCM system, surpassing that of traditional solar panels. Additionally, solar PV was found to have a higher efficiency compared to PCM. The use of SP31- and SP15-gel as hybrid nanoparticles resulted in a maximum decrease of 20.9 °C and 18.3 °C in the working temperature of the cell, respectively. This led to an increase in the efficiency of the solar panels to 11.5% and 9%, respectively, when compared to a typical solar cell. In 2024, Alzgoool [18] proposed a new design for photovoltaic panels that utilized RT-35 and fins as a cooling method in order to enhance the performance of photovoltaic cells. The addition of RT-35 significantly reduces the temperature of the panel by 16 °C, while the inclusion of rectangular fins further lowers the temperature by 2 °C. As a result, the combination of RT-35 and fins can improve the output power and efficiency of the photovoltaic panel, increasing its electricity production by 11%. The results were confirmed through both experimental and simulation studies, which showed a strong correlation with theoretical analysis. Experimental research on low-concentration solar cells cooled by a novel composite thermoregulation system was carried out in 2024 by Gad et al. [19]. This system consists of phase-changing materials and a heat sink. The study aimed to determine the effect of the system on the performance of the solar cells, specifically by measuring the area ratios (ARs, HD-zone/SC-zone) at different heat dissipator (HD) thicknesses (H). The results showed that increasing the AR thickness and HD led to a decrease in the corona temperature. Compared to the solar cell (SC), SC-PCM/HD ($AR = 2/h = 3$) achieved a maximum temperature of 24 °C and significantly improved the average electrical efficiency and output power (11.88% and 12%, respectively). Ananda et al. [20] carried out an experimental investigation in 2024 with the goal of creating a cooling system that makes use of both water and air spraying. The automated cooling system was constructed using both a DC fan-based air-cooling system and a water spray cooling system. The results showed that the water spray cooling technique was the most effective, with an average temperature of 38.67 °C, followed by the air-cooling method with an average temperature of 39.5 °C. The efficiency of the DC fan-based water-cooling method was 16%, while the water spray cooling method had an efficiency of 36%. An experimental research comparing the performance of a passively cooled plate with a heat-resistant coating based on nanomaterials to a reference plate without any cooling was carried out in 2024 by Jyani et al. [21]. The results showed that cryogenic flexible solar panels experienced a temperature drop of 6–7 °C and an increase in solar energy efficiency of 2.5–4%. In 2024, Sihem and Abdallah [22] carried out numerical research using a FORTRAN program on hybrid panels with serpentine shapes to cool solar cells using water as a coolant at 42 °C ambient temperature, 1100 W/m² solar radiation, and 300 L/h cooling water flowrate. The findings demonstrated that a 22 °C drop in cell temperature led to an improvement of about 3.1% in electrical efficiency.

In 2024, the performance of a semi-transparent building's integrated photovoltaic (BiSPVT) facade in Srinagar, India, under

different weather conditions was numerically investigated by Hazarika et al. [23]. The purpose of this study was to examine the potential of the facade to reduce building energy consumption while increasing the electrical efficiency of PV modules by effectively cooling their surfaces via adjacent air circulation. The findings show that the highest electrical efficiency of 18.9%, with a total thermal efficiency of 57.58%, was achieved in January. Moreover, the BiSPVT facade system generated 121.22 kW h/m² of electrical energy, 61.06 kW h/m² of thermal energy, 366.23 kW h/m² of total thermal energy, and 122.36 kW h/m² of usable exergy each year. In 2024, Salem and Mina [24] investigated the impact of nanoparticle deposition on the cooling performance of photovoltaic panels using a C-language program. Results show that the efficiency of particle deposition on the channel wall was discovered to improve with decreasing nanoparticle size and/or Reynolds number. Furthermore, increasing the fluid inlet temperature and nanofluid concentration improved deposition efficiency. In 2025, Ahmed et al. [25] conducted a numerical study on the effectiveness of five different types of aluminum heat sinks for cooling PV modules in hot climates. The average PV module temperature change was compared for each heat sink geometry based on solar radiation, ambient temperature, and convection heat transfer coefficient. The results demonstrate that using solid T-shaped aluminum fins as heat sinks reduces PV module temperature by 3.14% compared to perforated fins. The goal of this research is to conduct an experimental study using a new and simple technique to cool a solar PV. We glued a porous jute cloth on the backside of the panel and constantly dripped water on it, which helps to reduce the temperature of the tedlar layer by convection and thus lowers the temperature of the solar cells and increases their electrical voltage. This, in turn, increases the electrical efficiency of the PV. As far as we know, this technology has not been used before and is considered a modern design for cooling photovoltaic solar panels. This new idea was derived on the basis that jute fabric is characterized by the fact that it absorbs water easily on the one hand, and on the other hand it is porous, which allows air to enter between its pores, and an exchange of heat and mass occurs between it and the tedlar layer, so the water evaporates and carries heat from the module.

2 Jute Fabric

Jute is a bark fiber from the Tiliaceae family known scientifically as *Corchorus capsularis*. Jute plants take about three months to reach a height of 12–15 ft. The countries that produce the most jute worldwide are India and Bangladesh. During the season, the jute plant is cut and soaked in water for recycling purposes. The inner and outer stems are separated, and the outer plant is designated for fiber synthesis [26]. The chemical composition and physical properties of the jute fiber are given in Table 1. Jute fibers have a wide range of applications in the manufacturing of various products. These include threads and ropes, as well as burlap bags for storing rice, wheat, cereals, coffee, and other items [27]. In our experiment, we used a burlap bag, as shown in Fig. 1. Jute fiber is known for its high moisture absorption capacity, reaching up to 14%. However, this does not make it immune to the effects of moisture. High humidity weakens fibers and causes discoloration due to bacteria. So far, we have not found any studies that specifically determine

Table 1 Chemical and physical properties of jute fiber

Cellulose (%)	64.4
Hemi-cellulose (%)	12
Lignin (%)	11.8
Pectin (%)	0.2
Waxes (%)	0.5
Moisture content (%)	1.1
Density (g/cm ³)	1.46
Specific heat (Cal/g°C)	0.324



Fig. 1 Jute fabric

how long the jute fabric will take to damage when it is constantly exposed to water. Based on our forecasts, we believe that the constant exposure of jute to water will not have a significant impact because the water used in this process is constantly replenished, unlike being exposed to moisture in the air which is often loaded with bacteria, and therefore the use of jute in this process will be for many years before it needs to be replaced.

3 Experimental Steps

To evaluate the electrical efficiency of a photovoltaic solar panel, we conducted an experimental study where we placed a porous jute fabric on the backside (tedlar layer) of the PV and kept it wet with water to cool the tedlar layer and therefore the PV cells as shown in Fig. 2. This technique allowed the wet jute to absorb heat from the cells. We specifically chose jute fabric for its ability that it quickly absorbs water and its porous nature, which facilitates air flow and creates a convective heat exchange between the jute fabric and the tedlar layer, resulting in the cooling of the PV cells and an increase in their electrical efficiency. The experimental test was conducted on two PV panels (A) and (B). Both PV panels used in the experiment are of the same model (SM-80PC8) as indicated in Table 2.

As shown in Fig. 2, PV (A) is standard (without cooling) while the PV (B) panel is specifically designed for this test, where its backside is covered by wet jute fabric that is cooled by water, thus lowering the temperature and improving the electrical efficiency of the PV cells.

Before applying the cooling system to the PV panel (B), we first ensured that both PV (A) and (B) produce identical results (in terms of voltage and current). This was achieved by performing a series of

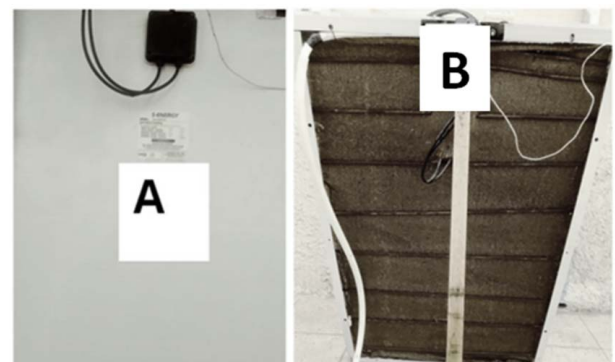


Fig. 2 PV modules (A) and (B) used in the experiment

Table 2 Electrical and geometric parameters of PV modules (A) and (B)

Parameters	Value
Type	Polycrystalline
Number of solar cells	12 × 8
Maximum power (P_{max})	80 W
Open-circuit voltage (V_{oc})	19.5 V
Short-circuit current (I_{sc})	5.56 A
Maximum power voltage (V_{pm})	16.13 V
Maximum power current (I_{pm})	4.82 A
FF	0.71
Dimension	103 × 68 cm ²

measurements at different times. We then used jute cloth to apply the cooling system to the PV panel (B) and compared the results to PV (A) (which did not have any cooling) for multiple hours each day and several days. This proved the success of our experiment, as we discovered that the cooling procedure reduced the temperature of the PV panel (B) while increasing the electrical voltage.

To achieve this experimental work, we follow the following steps:

- (1) We install the thermometer probe on the back of the PV(B) panel, ensuring good contact and then we insulate it with a layer of wax to protect it from water.
- (2) A cooling tube, with small holes close together to allow water to exit in the form of drops to moisten the jute fabric, is horizontally installed at the top of the panel.
- (3) The jute fabric covering the backside of the PV panel (B) is fixed with small metal rods instead of glue to make it easier to remove the jute cloth when the experiment is finished, as shown in Fig. 2.
- (4) Using a small pump or tank located on top of the panel (B), we pump an amount of water with an appropriate flow through the perforated tube placed at the top of the panel under the jute cloth so that the cloth always remains wet throughout the experiment.

3.1 Used Equipment. In this experiment, a variety of equipment was used, including an ammeter, voltmeter, thermometers to measure the ambient temperature and the backside (tedlar layer) of modules (A) and (B), and a solar radiation intensity sensor.

4 Mathematic Model

4.1 Electrical Efficiency. The electrical efficiency of a PV depends on the incoming solar radiation and the temperature of the cells. It is the ratio between the electrical energy generated by the photoelectric device and the energy which it receives from the sun or any light source, and it is given by the following relationship [28]:

$$\eta_{el} = FF \frac{I_{sc} V_{oc}}{A_s G_s} \quad (1)$$

where FF is the form factor, A_c is the collector area, and G_s is the total solar radiation arrived to the collector.

4.2 Cell Temperature. The temperature of the PV, which consists of polycrystalline silicon cells, is given by [29]

$$T_c = 30 + 0.0175(G_s - 150) + 1.14(T_a - 25) \quad (2)$$

4.3 Cell Electric Current. The electric current of the solar cell shown in Fig. 3 can be derived by applying Kirchhoff's law as follows [30]:

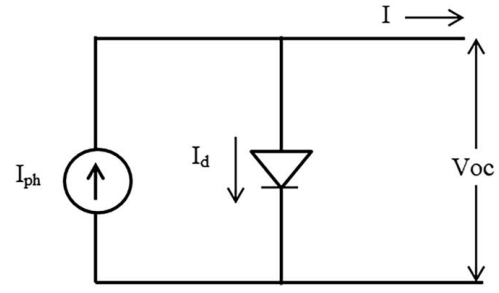


Fig. 3 Solar cell circuit

$$I = I_{ph} - I_d \quad (3)$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp\left(\frac{V}{NV_t}\right) - 1 \right) \quad (4)$$

The open-circuit voltage can be derived from Eq. (4) at short-circuit ($I = 0$).

$$V_{oc} = NV_t \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) \quad (5)$$

As ($I_0 \ll I_{ph}$), so ($I_{ph}/I_0 \gg 1$), and Eq. (5) can be written as

$$V_{oc} \approx NV_t \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right) \quad (6)$$

For weak lighting, the voltage can be approximated as follows:

$$V_{oc} = R_0 I_{ph} \quad (7)$$

where $V_t = KT_c/q$ is the thermodynamic potential (V), $R_0 = NV_t/I_0$ is the diode resistance (Ohm), q is the electron charge constant ($= 1.60217663 \times 10^{-19}$ C), K is the Boltzmann constant ($= 1.380649 \times 10^{-23}$ J/K), and N is the ideality factor.

5 Results and Discussions

The experiment was conducted on May 10, 2024, in the city of M'Sila on a sunny day from 8:00 to 17:00. The wind speed ranges between 4 and 6 m/s. Every hour, we measured the temperature of the surrounding (in the shade), as well as the temperature of panels (A) and (B), the short-circuit current (I_{sc}), the open-circuit voltage (V_{oc}), and the intensity of solar radiation. Furthermore, these two PV (A) and (B) are oriented directly to the south (azimuth=0 deg) and have an angle of inclination of 35 deg, and it is the optimal angle for the month of May in the city of M'sila.

5.1 Solar Radiation and Temperatures. Figure 4 depicts the relationship between changes in solar radiation, ambient air temperature, and the temperatures of the backside of PV (A) and PV (B) from 8:00 to 17:00. It is evident that solar radiation reaches its peak of 900 W/m² at 13:00 and then gradually decreases, while the ambient air temperature reaches its highest point of 28.2 °C at 15:00. It is worth noting that the two variables are correlated, with solar radiation having a direct impact on the temperature of the PV panels. Furthermore, the cooling by this process played a significant role in reducing the temperature of the tedlar layer and subsequently the temperature of the solar cells on PV (B), as depicted in this figure. This difference in temperature between the two panels (A) and (B) is clearly shown in Table 3, with a maximum difference of 29.10 °C at 14:00. It is also noted from Fig. 4 that the temperature of PV (B) is close to the ambient temperature at 14:00. This can be attributed to the rise in ambient temperature and increased wind speed during this time period. The cooling

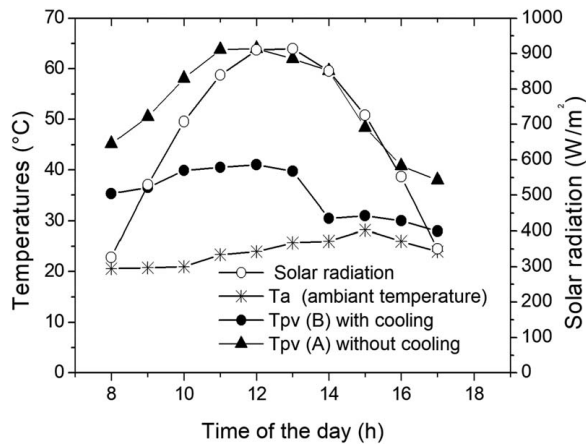


Fig. 4 Hourly temperatures and solar radiation

Table 3 Hourly temperature difference between PV (A) and PV (B)

Time	PV (A) T (°C)	PV (B) T (°C)	The difference (°C)
8.00	45.20	35.30	9.90
9.00	50.50	36.50	14
10.00	58.10	39.90	18.20
11.00	63.80	40.50	23.30
12.00	64	41.00	23
13.00	62	39.70	22.30
14.00	59.60	30.50	29.10
15.00	48.40	31	17.40
16.00	40.80	30	10.80
17.00	38	28	10

process is primarily influenced by the speed of the surrounding air or wind speed. As the wind speed increases, the heat and mass by convection between the PV layer and the water-soaked porous jute fabric layer also increase, resulting in faster evaporation of water. This effectively dissipates heat from the surface of the PV panel, leading to a decrease in temperature.

5.2 Effect of Cooling on Electrical Current and Voltage.

Figures 5 and 6 illustrate the impact of the cooling process on both short-circuit current I_{sc} and open-circuit voltage V_{oc} over a period of 9 h, from 8:00 to 17:00. It is noted from Fig. 5 that temperature has little effect on electrical current, as it is mainly affected by solar radiation. It is seen that the current intensity of both panels (A) and (B) reaches its peak at 13:00, with a value of 6.5 A. The electric current is directly proportional to the level of solar radiation, meaning that the greater the radiation, the stronger the current and vice versa, a decrease in solar radiation leads to a decrease in electric current. This is because radiation enhances the release of electrons within the solar cells, resulting in an increase in current intensity.

On the other hand, Fig. 6 clearly illustrates the significant impact of temperature and radiation on the electrical voltage. The decrease in electrical voltage with rising temperature is attributed to the thermal effect of the cell. This is caused by a decrease in the number of charge carriers around the junction layer in the solar cell, as excess energy enables them to cross this layer. It depends on the type of solar cell (PN junction and Schottky junction), the materials used in the active layer, and the nature of the contacts between the active layer and the electrode. Additionally, the amount of illumination that the cell receives also plays a significant role [5].

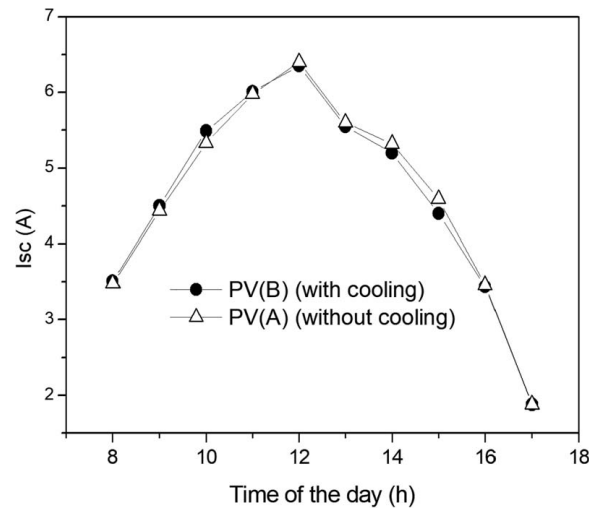


Fig. 5 Hourly short-circuit current for PV (A) and PV (B)

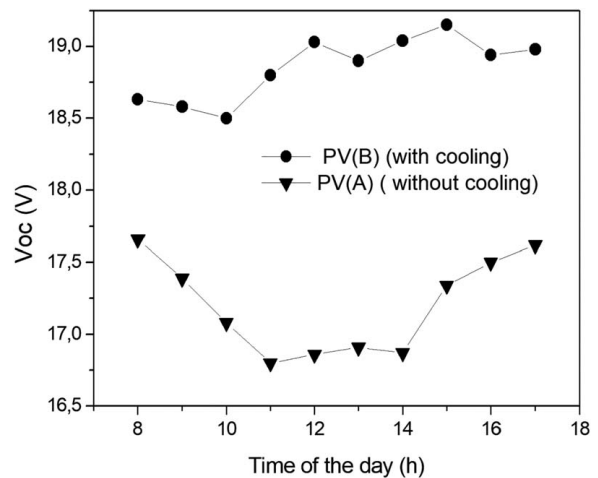


Fig. 6 Hourly open-circuit voltage for PV (A) and PV (B)

5.3 Electrical Efficiency. Figure 7 illustrates the changes in electrical efficiency for both PV (A) and PV (B). It is evident from these curves that the electrical efficiency decreases with increasing solar radiation and ambient temperature, reaching its

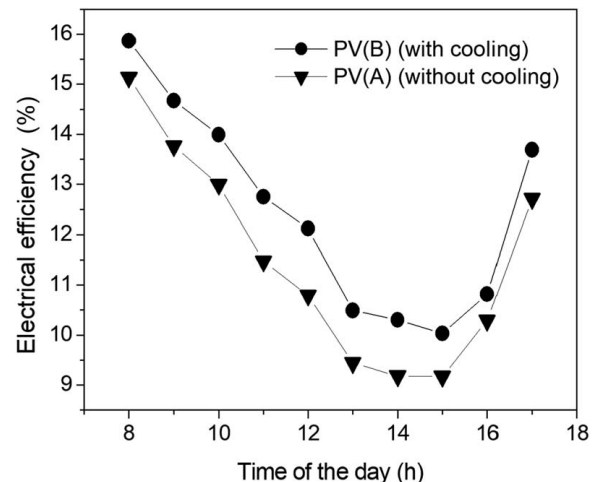


Fig. 7 Hourly electrical efficiency for PV (A) and PV (B)

Table 4 Difference between the electrical efficiency η_{el} of PV (A) and (B)

Time	η_{el} PV (A) (%)	η_{el} PV (B) (%)	The difference (%)
8.00	15.13	15.87	0.74
9.00	13.76	14.67	0.91
10.00	12.99	13.99	1.00
11.00	11.47	12.75	1.28
12.00	10.79	12.12	1.33
13.00	9.44	10.49	1.05
14.00	9.18	10.30	1.12
15.00	9.17	10.03	0.86
16.00	10.29	10.82	0.53
17.00	12.71	13.69	0.98

minimum value of 10.03% for cooled panel (B) and 9.17% for standard panel (A) at 15:00 with a difference of 0.86%. After 15:00, the efficiency begins to increase.

This indicates that the surrounding temperature has a significant impact on electrical efficiency because the electrical efficiency was lowest at 15:00, when the ambient temperature was at its maximum point of 28.2°C. The cooling process is a significant factor in improving electrical efficiency, as lower temperatures led to an increase in the electrical voltage and therefore the electrical efficiency. This technique of cooling enhances the electrical efficiency by up to 1.33% at 12:00, as shown in Table 4.

It should be noted that the difference in efficiency between the two PV is not constant, and this is due to the unequal temperature difference between the two panels and the change in the wind speed. As the wind speed increases, the evaporation of water from the jute fabric also increases, causing the temperature of the solar panel to decrease and thus the electrical efficiency increases. After comparing our results with those obtained by Abdel-Raheim Amr et al. [16], we have found significant convergence between them. Their study showed that the electrical efficiency increases by 1.6–1.8%, depending on the cooling methods used.

6 Conclusion

To improve the electrical efficiency of a photovoltaic solar panel, we conducted an experimental study on two solar panels of the same type: one that is cooled using water-soaked jute cloth on its backside and the other a standard one. The experiment was conducted on May 10, 2024, in clear weather conditions in the city of M'Sila. The experiment involves dripping water on jute fabric at a rate of 2–3 L/h, depending on the ambient air temperature. The jute fabric was chosen for its ability to absorb water and its porous nature, which allows heat and mass exchange between the panel and the external environment through water evaporation. The results obtained from this experiment show that this cooling technique is cost-effective and significantly enhances the electrical efficiency of photovoltaic solar panels. It was observed that this process increases the electrical voltage by 2 V and the electrical efficiency by approximately 1.3% at 12:00 for this type of solar photovoltaic module, and the rate of increase is likely to be large in other types. Therefore, it is recommended to use this cooling technique because it is effective, simple, and does not cost much.

Conflict of Interest

There are no conflicts of interest.

Data Availability Statement

The authors attest that all data for this study are included in the paper.

Nomenclature

I = electric current (A)
 V = electrical voltage (V)
 A_s = surface area (m²)
 G_s = solar irradiance (W/m²)
 I_{sc} = short-circuit current (A)
 I_d = diode current (A)
 I_o = diode current saturation (A)
 I_{ph} = photonic current (A)
 T_a = ambient temperature (K)
 T_c = cell temperature (K)
 V_{oc} = open-circuit voltage (V)

References

- [1] Skoplaki, E., and Palyvos, J. A., 2009, "On the Temperature Dependence of Photovoltaic Module Electrical Performance: A Review of Efficiency/Power Correlations," *Sol. Energy*, **83**(5), pp. 614–624.
- [2] Salem Ahmed, M., Mohamed, A., and Maghrabie, H. M., 2019, "Performance Evaluation of Combined Photovoltaic Thermal Water Cooling System for Hot Climate Regions," *ASME J. Sol. Energy Eng.*, **141**(4), p. 041010.
- [3] Krauter, S., 2004, "Increased Electrical Yield Via Water Flow Over the Front of Photovoltaic Panels," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, **82**(1–2), pp. 131–137.
- [4] Soliman, A. M., Hassan, H., and Ookawara, S., 2019, "An Experimental Study of the Performance of the Solar Cell With Heat Sink Cooling System," *Energy Procedia*, **162**, pp. 127–135.
- [5] Bhat, P., Iyengar, A. S., Abhilash, N., and Reddy, P. K., 2022, "Experimental Investigation and Validation of Solar PV Cooling for Enhanced Energy Conversion Efficiency for Indian Climatic Conditions," *J. Therm. Eng.*, **8**(6), pp. 711–718.
- [6] Kasaeian, A., Khanjari, Y., Golzari, S., Mahian, O., and Wongwises, S., 2017, "Effects of Forced Convection on the Performance of a Photovoltaic Thermal System: An Experimental Study," *Exp. Therm. Fluid Sci.*, **85**, pp. 13–21.
- [7] Abdul-Ganiyu, S., Quansah, D. A., Ramde, E. W., Seidu, R., and Adaramola, M. S., 2021, "Study Effect of Flow Rate on Flat-Plate Water-Based Photovoltaic-Thermal (PVT) System Performance by Analytical Technique," *J. Clean. Prod.*, **321**, p. 128985.
- [8] Zhang, H., Chen, H., Liu, H., Huang, J., Guo, X., and Li, M., 2018, "Design and Performance Study of a Low Concentration Photovoltaic-Thermal Module," *Int. J. Energy Res.*, **42**(6), pp. 2199–2212.
- [9] Vega-Garita, V., Garg, S., Narayan, N., Ramirez-Elizondo, L., and Bauer, P., 2018, "Testing a PV-Battery Integrated Module Prototype," 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC), USA (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC), Waikoloa Village, HI, Jun. 10–15, IEEE, pp. 1244–1248.
- [10] Atmaca, M., and Pektemir, I. Z., 2019, "An Investigation on the Effect of the Total Efficiency of Water and Air Used Together as a Working Fluid in the Photovoltaic Thermal Systems," *Processes*, **7**(8), p. 516.
- [11] Maatallah, T., Zachariah, R., and Al-Amri, F. G., 2019, "Exergo-economic Analysis of a Serpentine Flow Type Water Based Photovoltaic Thermal System With Phase Change Material (PVT-PCM/Water)," *Sol. Energy*, **193**, pp. 195–204.
- [12] Muthu, V., and Ramadas, G., 2023, "A Comprehensive 4e Study on the Performance of Bifacial Solar Module Installed on Different Ground Surface Colors: An Experimental Study on a Specific Site," *ASME J. Sol. Energy Eng.*, **145**(1), p. 011012.
- [13] Wu, Z., Xie, G., Gao, F., Chen, W., Zheng, Q., and Liu, Y., 2024, "Experimental Study of a Self-cooling Concentrated Photovoltaic (CPV) System Using Thermoelectric Modules," *Energy Convers. Manage.*, **299**, p. 117858.
- [14] Alshammari, A., Almatrafi, E., and Rady, M., 2024, "Radiative Coatings for Solar Cell Cooling: Materials, and Applications," *Sol. Energy*, **273**, p. 112545.
- [15] Khan, Y., Raman, R., Rashidi, M. M., Caliskan, H., Chauhan, M. K., and Chauhan, A. K., 2023, "Thermodynamic Analysis and Experimental Investigation of the Water Spray Cooling of Photovoltaic Solar Panels," *J. Therm. Anal. Calorim.*, **148**(12), pp. 5591–5602.
- [16] Abdel-raheim Amr, A., Hassan, A. A., Abdel-Salam, M., and El-Sayed, A. H. M., 2024, "An Experiment-Based Comparison of Different Cooling Methods for Photovoltaic Modules," *Int. J. Emerg. Electr. Power Syst.*, **1**.
- [17] Gad, R., Mahmoud, H., Ookawara, S., and Hassan, H., 2023, "Evaluation of Thermal Management of Photovoltaic Solar Cell Via Hybrid Cooling System of Phase Change Material Inclusion Hybrid Nanoparticles Coupled With Flat Heat Pipe," *J. Energy Storage*, **57**, p. 106185.
- [18] Alzgoool, M., 2024, "Performance Enhancement by Cooling the PV Panels Using Phase Change Material (RT35): ANSYS Simulation and Experimental Investigation," *Int. J. Energy Prod. Manage.*, **9**(2), pp. 73–81.
- [19] Gad, R., Mahmoud, H., and Hassan, H., 2024, "4E Experimental Investigation of Concentrated Solar Cell Cooling Via System of Heat Dissipator-Phase Change Material," *Therm. Sci. Eng. Prog.*, **54**, p. 102794.
- [20] Ananda, G., Hakim, M. D. N., and Wulandari, R., 2024, "Comparative Study by Experiment of Design Cooling System Between Air Cooling and Water Spray Cooling Method for Optimization of Solar Photovoltaic," *Indones. J. Innov. Appl. Sci.*, **4**(2), pp. 133–140.

- [21] Jyani, L., Sankhala, S. K., Chaudhary, K., and Purohit, K., 2024, "Experimental Investigation of Flexible Solar Cells Using Passive Cooling Technique in Hot and Dry Climate of Jodhpur," *J. Sol. Energy Res.*, **9**(2), pp. 1854–1869.
- [22] Sihem, B., and Abdallah, M. S., 2024, "Numerical Study of a Solar PV/Thermal Collector Under Several Conditions in Algeria," *Renew. Energy Sustain. Dev.*, **10**(2), pp. 233–247.
- [23] Hazarika, P., Shyam, S., Kalita, P., and Gaur, A., 2025, "Annual Energy Analysis of a Building Integrated Semi-transparent Photovoltaic Thermal Facade," *ASME J. Sol. Energy Eng.*, **147**(3), p. 034501.
- [24] Salem, H., and Mina, E., 2024, "Effect of Nanoparticles Deposition on Cooling Performance of Photovoltaic Panels," *ASME J. Sol. Energy Eng.*, **146**(2), p. 021009.
- [25] Ahmed, I., Farhin, H. A., Hoque, M. A., Miah, M. A. K., Heme, S. A., and Rahman, H., 2025, "Numerical Study on Uniform Passive Cooling Configurations for Photovoltaic Modules in Hot Climatic Conditions," *ASME J. Sol. Energy Eng.*, **147**(4), p. 041003.
- [26] Gupta, M., Srivastava, R., and Bisaria, H., 2015, "Potential of Jute Fibre Reinforced Polymer Composites: A Review," *Int. J. Fiber Text. Res.*, **5**(3), pp. 30–38.
- [27] Kumari, K., Devegowda, S., and Kushwaha, S., 2018, "Trend Analysis of Area, Production and Productivity of Jute in India," *Pharm. Innov. J.*, **7**(12), pp. 58–62.
- [28] Sarhaddi, F., Farahat, S., Ajam, H., Behzadmehr, A., and Adeli, M. M., 2010, "An Improved Thermal and Electrical Model for a Solar Photovoltaic Thermal (PV/T) Air Collector," *Appl. Energy*, **87**(7), pp. 2328–2339.
- [29] Touti, E., Masmali, M., Fterich, M., and Chouikhi, H., 2023, "Experimental and Numerical Study of the PVT Design Impact on the Electrical and Thermal Performances," *Case Stud. Therm. Eng.*, **43**, p. 102732.
- [30] Markvart, T., and Castañer, L., 2018, "Principles of Solar Cell Operation," *McEvoy's Handbook of Photovoltaics*, T. Markvart, and L. Castaner, eds., Elsevier, pp. 3–28.