

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté de Technologie  
Département Génie Mécanique

## Mémoire de Master

En vue de l'obtention du diplôme de **MASTER** en :

**Filière : Génie Mécanique**  
**Option : Energétique**

### THEME

**Etude numérique de la convection  
naturelle turbulente dans un nouveau  
concept hybride photovoltaïque  
thermique (PVT)**

Réalisé par :

**Mr. DJEDDI Mohamed Islam**

**Mr. TRIAKI Mohamed Amine**

Suivi par :

**Dr. L.BOUTINA**

**Dr. A. DAIMALLAH**

# Remerciements

*En premier, nous remercions le tout puissant ALLAH, notre créateur qui nous a donné la force et le courage de conclure notre travail.*

*Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur **Monsieur BOUTINA Lyes** et notre Co-promoteur **Monsieur DAIMALLAH Ahmed** pour nous avoir encadrés durant notre projet de fin d'études et nous avoir conseillé tout le long de notre travail.*

*Nous tenons aussi à remercier chaleureusement les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'évaluer et de juger ce Modeste travail.*

*Nos sincères remerciements vont également à tous les enseignants du département génie mécanique qui nous ont appris beaucoup de choses durant notre cycle de formation.*

*Nous tenons à transmettre nos sincères remerciements à **Mr. LEBBI Mohamed** pour toute l'aide et les conseils qu'il nous a apportés durant notre étude.*

# Dédicaces

*Je dédie ce travail qui n'aura jamais pu voir le jour sans mes chers parents,  
pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs  
prières tout au long de mes études,*

*Que dieux vous protègent et que la réussite soit toujours à ma portée  
pour que je puisse vous combler de bonheur.*

*Je dédie aussi ce travail à mes frères Abdenour, Abdellah et Sami, ma  
chère sœur Khadidja et à toute ma famille pour leur soutien tout au long de  
mon parcours universitaire.*

*Tous mes amis, particulièrement DJOUDI Mehdi, BENTAALA Ali,  
KIDOUCHÉ Riadh et Yahia, TIZIOUALOU Zakaria, OUAGNOUNI Hocine,  
LAZALI Nadir, BENALLAL Sidali, BENDOUBOU Houcine, AOUTOU  
Chahrazed, HAMMADI Hania, BENAMRAOUI Aicha Sirine et NEDJAM*

*Nesrine.*

*Je n'oublierai pas de dédier ce travail à tous ceux ou celles qui ont ne  
serait-ce qu'un moment partagé ma vie.*

*Mohamed Islam*

# Dédicaces

*Je dédie ce travail qui n'aura jamais pu voir le jour sans mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études,*

*Que dieux vous protègent et que la réussite soit toujours à ma portée pour que je puisse vous combler de bonheur.*

*Je dédie aussi ce travail à mes frères Nabil et Hakim, ma sœur Sara et à toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire.*

*Tous mes amis, particulièrement BENNAMER Nassim, BAKIRI Mustapha, SAIBI Anis, OUKSILI Anis, TADRIST Hocine Massy CHAOUCHÉ, Mehdi BELHARRAT, Abdélkader BELHARRAT, Rania BOUTEMEUR, Hinda SOUIDI, Melissa BRAHIMI Nadjet SAYAD et Amina*

*BENALI.*

*Tous les membres du club scientifique ESPACE DU SAVOIR. Grâce à vous j'ai la chance d'avoir une deuxième famille*

*Mohamed Amine*

استنفاد موارد الطاقة الأحفورية أمر لا مفر منه في ضوء الاستهلاك العالمي المرتفع لهذه الطاقة. بالإضافة إلى ذلك ، وبسبب الطلب المتزايد على الطاقة الكهربائية ، فإن الوضع يستدعي البحث عن مصادر نظيفة ومتجددة. تعد الطاقة الشمسية من أكثر المصادر المتجددة الواعدة لتوليد الكهرباء. من بين الأنظمة التي تستخدم هذا النوع من الطاقة المجمعات الكهروضوئية الحرارية الهجينة. في هذا العمل ، درسنا عددًا تحسين تبريد الهواء للألواح الكهروضوئية عن طريق الحمل الحراري الطبيعي المضطرب في مفهوم هجين جديد للطاقة الكهروضوئية / مجمع حراري شمسي مركب على شكل سلالم. تمت دراسة شكلين: التكوين (أ) يحتوي على وحدتين ضوئيتين مركبتين على التوالي. بينما ، في التكوين (ب) ، يتم تثبيت اللوحين الكهروضوئيين على شكل سلم. يخضع مجال التدفق لمعادلة نافي ستوكس والحقل الحراري بواسطة معادلة الطاقة. التقلبات المضطربة في السرعات والسعات العددية موصوفة بواسطة نموذج المضطرب القياسي. تم تحليل تأثيرات رقم راييلي ودرجة الحرارة المحيطة وطول الامتصاص عددًا على معدل نقل الحرارة و هيكل التدفق. أظهرت النتائج أن تبريد الوحدات الكهروضوئية المركبة في النظام الهجين الجديد المركب على شكل سلم قد تحسن بنحو 15٪ مع زيادة درجة الحرارة المحيطة ، مقارنة بالحالة التسلسلية. اقترحت الارتباطات لمتوسط عدد نسلت وتدفق الكتلة كدالة لدرجة الحرارة المحيطة ورقم راييلي وطول الممتص.

**الكلمات المفتاحية :** الحمل الحراري الطبيعي المضطرب، النظام الهجين، تبريد الهواء، متوسط عدد نسلت.

## Résumé

L'épuisement des ressources énergétiques fossiles est inévitable compte tenu de la forte consommation mondiale de cette énergie. De plus, en raison de la demande croissante d'énergie électrique, la situation appelle à rechercher des sources propres et renouvelables. L'énergie solaire est l'une des sources renouvelables de production d'électricité les plus prometteuses. Parmi les systèmes utilisant ce type d'énergie on cite les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques. Dans ce travail, nous avons étudié numériquement l'amélioration du refroidissement par air des panneaux PV par convection naturelle turbulente dans un nouveau concept hybride photovoltaïque/collecteur solaire thermique installée sous forme d'escalier (S-PVT). Deux configurations ont été étudiées : la configuration (A) contient deux modules photovoltaïques installés en série. Tandis que, dans la configuration (B), les deux panneaux photovoltaïques sont installés sous forme d'escalier. Le champ d'écoulement est régi par l'équation de Navier-Stokes et le champ thermique par l'équation d'énergie. Les fluctuations turbulentes des vitesses et des amplitudes scalaires sont décrites par le modèle de turbulence standard k-ε. Les effets du nombre de Rayleigh (dans la gamme  $10^4 \leq Ra \leq 10^5$ ), de la température ambiante et de la longueur de l'absorbeur ( $0.00m \leq L_{abs} \leq 1.00m$ ) ont été analysé numériquement sur le taux de transfert de chaleur et la structure d'écoulement. Les résultats montrent que le refroidissement des modules photovoltaïques installé dans le nouveau système hybride monté en forme d'escalier est amélioré d'environ 15% avec l'augmentation de la température ambiante, par rapport au cas en série. Des corrélations pour le nombre de Nusselt moyenne et de débit massique en fonction de la température ambiante, du nombre de Rayleigh et de la longueur de l'absorbeur ont été proposées.

**Mots clés :** Convection Naturelle Turbulente, Système Hybride, air-refroidissement, Nombre du Nusselt moyen.

## Abstract

The depletion of fossil energy resources is inevitable given the high global consumption of this energy. In addition, due to the growing demand for electric power, the situation calls for the search for clean and renewable sources. Solar energy is one of the most promising renewable sources of electricity generation. Among the systems using this type of energy are hybrid thermal photovoltaic collectors. In this work, we have studied numerically the improvement of air cooling of PV panels by turbulent natural convection in a new hybrid concept photovoltaic / solar thermal collector installed in the form of stairs (S-PVT). Two configurations were studied: configuration (A) contains two photovoltaic modules installed in series. While, in configuration (B), the two photovoltaic panels are installed in the form of a staircase. The flow field is governed by the Navier-Stokes equation and the thermal field by the energy equation. Turbulent fluctuations in scalar velocities and amplitudes are described by the standard k-ε turbulence model. The effects of Rayleigh number (in the range  $10^4 \leq Ra \leq 10^5$ ), ambient temperature and absorber length ( $0.00m \leq L_{abs} \leq 1.00m$ ) were analysed numerically on the heat transfer rate and the flow structure. The results show that the cooling of the photovoltaic modules installed in the new hybrid system mounted in the form of a staircase is improved by about 15% with the increase in ambient temperature, compared to the serial case. Correlations for mean Nusselt number and mass flow as a function of ambient temperature, Rayleigh number and absorber length have been proposed.

**Keywords:** Turbulent Natural Convection, Hybrid System, air-cooling, Average Nusselt number.

**Table des matières**

Liste des Tableaux  
Table des figures  
Nomenclature  
Introduction générale.....1

**Chapitre I : Energies renouvelables et les systèmes hybrides**

I.1. Introduction ..... 3  
I.2. Les grandes familles d'énergies renouvelables.....3  
    I.2.1. L'énergie éolienne.....3  
    I.2.2. L'énergie hydraulique.....3  
    I.2.3. Biomasse et déchets.....3  
    I.2.4. L'énergie géothermique.....4  
    I.2.5. L'énergie solaire.....4  
I.3. Gisement solaire.....5  
    I.3.1. Généralité sur le soleil.....5  
    I.3.2. Potentiel solaire en Algérie.....6  
    I.3.3. Le potentiel solaire dans le monde .....7  
    I.3.4. Le rayonnement solaire.....7  
    I.3.5. Les avantages de l'énergie solaire.....9  
    I.3.6. Les inconvénients de l'énergie solaire.....9  
    I.3.7. Constante Solaire.....9  
    I.3.8. Données géométriques et astronomiques.....10  
I.4. Effet photovoltaïque.....17  
    I.4.1. Le générateur photovoltaïque.....17  
    I.4.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....18  
    I.4.3. Les différentes technologies des cellules PV.....18  
    I.4.4. Assemblage PV et caractéristiques des matériaux.....20  
    I.4.5. Influence des principaux paramètres sur les performances de PV.....21  
I.5. Présentation des capteurs solaires thermiques.....23  
    I.5.1. Introduction aux transferts thermiques.....23  
    I.5.2. Capteurs solaires thermiques.....25  
    I.5.3. Capteur hybride photovoltaïque thermique (PVT).....30  
I.6. Conclusion.....32

**Chapitre II : Revue bibliographique**

II. 1. Introduction.....33  
II.2. Les capteurs solaires photovoltaïques.....33  
II.3. Les capteurs solaires hybrides photovoltaïques thermiques PVT.....34  
    II.3.1. Les capteurs solaires hybrides PVT plan.....36  
II.4. Conclusion.....53

### Chapitre III : Conception et Modélisation numérique

III. 1. Introduction .....	54
III.2 Géométrie de problème .....	54
III.3. Les équations régissant notre problème.....	55
III.3.1. Conservation de la masse .....	55
III.3.2. Équation de la conservation de quantité de mouvement .....	55
III.3.3. Conservation d'énergie .....	56
III.3.4. Approximation de Boussinesq .....	56
III.4. Modélisation de la turbulence.....	56
III.5. Les nombres adimensionnels .....	57
III.6. Conditions initiales et aux limites .....	58
III.7. Implémentation dans "FLUENT" .....	58
III. 7. 1. Simple précision ou double précision .....	58
III.7.2. Schémas numériques de discrétisation .....	58
III.7.3. Choix du schéma d'interpolation de la pression .....	59
III.7.4. Choix de la méthode de couplage Pression –Vitesse .....	59
III.7.5. Choix des facteurs de relaxation .....	60
III.8. Conclusion .....	61

### Chapitre IV : Résultats et discussion

IV. 1. Introduction.....	62
IV.2. Validation numérique.....	62
IV.3. Effet de maillage.....	63
IV.4. Effet de la température ambiante.....	63
IV.5. Effet du nombre de Rayleigh.....	66
IV.6. Effet de la longueur d'absorbeur.....	69
IV.7. Conclusion.....	72
Conclusion générale .....	74
Références bibliographique .....	76

## Liste des Tableaux

<b>Tableau I.1:</b> Caractéristiques principales du soleil .....	5
<b>Tableau I.2:</b> Valeurs énergétiques des photos issues spectre solaire .....	8
<b>Tableau I.3:</b> Orientation de l'azimut du soleil .....	14
<b>Tableau I.4:</b> Caractéristiques des matériaux .....	21
<b>Tableau III.1:</b> Conditions aux limites pour notre problème .....	58
<b>Tableau III.2:</b> Paramètres de sur-relaxation pour notre problème .....	61

**Table des figures**

<b>Figure I.1</b>	Vue d'une installation photovoltaïque .....	5
<b>Figure I.2</b>	Soleil .....	6
<b>Figure I.3</b>	Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale au mois de Juillet .....	6
<b>Figure I.4</b>	Le potentiel solaire mondial .....	7
<b>Figure I.5</b>	Analyse spectrale du rayonnement solaire .....	7
<b>Figure I.6</b>	Les composants du rayonnement solaire .....	9
<b>Figure I.7</b>	Constante solaire .....	10
<b>Figure I.8</b>	Mouvement de la terre autour du soleil .....	10
<b>Figure I.9</b>	Coordonnées terrestres .....	11
<b>Figure I.10</b>	Variation de la déclinaison solaire en fonction du jour.....	12
<b>Figure I.11</b>	Variation de l'angle horaire en fonction du temps solaire vrai ....	13
<b>Figure I.12</b>	Variation de la hauteur du soleil en fonction du jour .....	14
<b>Figure I.13</b>	Variation de l'azimut solaire en fonction du temps .....	15
<b>Figure I.14</b>	Variation de la masse d'air en fonction de la hauteur du soleil ....	16
<b>Figure I.15</b>	Variation de l'épaisseur optique de l'atmosphère en fonction de la masse d'air .....	16
<b>Figure I.16</b>	Assemblage de cellules photovoltaïques .....	17
<b>Figure I.17</b>	Cellule élémentaire photovoltaïque .....	18
<b>Figure I.18</b>	Photos de cellules monocristallines .....	19
<b>Figure I.19</b>	Photos de cellules multi-cristallines .....	19
<b>Figure I.20</b>	Photos de cellules en couche mince (amorphe) .....	20
<b>Figure I.21</b>	Structure standard d'un module photovoltaïque .....	20
<b>Figure I.22</b>	L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$ .....	22
<b>Figure I.23</b>	L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $P=f(V)$ .....	22
<b>Figure I.24</b>	Influence de la température .....	23
<b>Figure I.25</b>	Distance minimale entre les réseaux pour éviter les ombres .....	23
<b>Figure I.26</b>	Processus dans un capteur solaire .....	26
<b>Figure I.27</b>	Un capteur solaire plan avec vitrage .....	27
<b>Figure I.28</b>	Principe du capteur sous vide à flux direct .....	29
<b>Figure I.29</b>	Principe d'un capteur sous vide à caloduc.....	29
<b>Figure I.30</b>	Prototypes de capteur solaire PVT à air .....	31
<b>Figure I.31</b>	Prototypes de capteur solaire PVT avec un liquide .....	31
<b>Figure II.1</b>	Schéma du capteur solaire PV/T hybride à air.....	36
<b>Figure II.2</b>	Systèmes PVT avec circulation d'air.....	37
<b>Figure II.3</b>	Schéma d'intégration de composants solaires à la façade Sud d'un bâtiment .....	37

## Table des figures

---

<b>Figure II.4</b>	Capteurs solaires combinés intégrés à la toiture du Brockshill Environment Center .....	38
<b>Figure II.5</b>	PVT à air avec et sans vitrage, avec et sans tedlar .....	39
<b>Figure II.6</b>	Photographie de l'installation expérimentale d'un collecteur d'air hybride PV / T .....	39
<b>Figure II.7</b>	Les différentes configurations étudiées : (a) système conventionnel (b) système avec une feuille de métal (c) système avec ailettes .....	40
<b>Figure II.8</b>	Section transversale du système PVT .....	40
<b>Figure II.9</b>	Schéma de la conception de capteur PVT .....	43
<b>Figure II.10</b>	Capteur hybride à eau .....	44
<b>Figure II.11</b>	Système PVT avec réflecteur .....	44
<b>Figure II.12</b>	Schéma du capteur solaire PV/T hybride à eau SolarNor.....	45
<b>Figure II.13</b>	Coupe du capteur solaire PV/T hybride à eau .....	45
<b>Figure II.14</b>	Le capteur solaire PV/T hybride à eau.....	46
<b>Figure II.15</b>	Section du capteur solaire hybride à eau étudié.....	47
<b>Figure II.16</b>	Photo du système PVT à eau .....	48
<b>Figure II.17</b>	Photo du système de PVT .....	48
<b>Figure II.18</b>	Système PVT et de la plate-forme d'essai extérieure .....	49
<b>Figure II.19</b>	Schéma de l'échangeur de chaleur à canal convergent avec des modes de transfert de chaleur .....	49
<b>Figure II.20</b>	Capteur solaire PVT à deux fluides et à fonctions superposées ....	50
<b>Figure II.21</b>	Section du prototype bi-fluide initial et localisation interdépendants	51
<b>Figure II.22</b>	Schéma du capteur PVT .....	51
<b>Figure II.23</b>	La vue en coupe du capteur PVT avec deux canaux pour différents fluides .....	52
<b>Figure II.24</b>	Vue en coupe b) Vue en perspective du capteur PVT bi-fluide .....	53
<b>Figure III.1</b>	Géométrie du problème, (a) Les deux panneaux photovoltaïques installés en série.....	54
<b>Figure III.2</b>	Géométrie du problème, (b) Les deux panneaux photovoltaïques sont installés en forme d'escalier .....	55
<b>Figure. III. 3</b>	Schémas de discrétisation .....	59
<b>Figure. III. 4</b>	Maillage décalé du volume de contrôle pour les trois vitesses dans les trois directions séparées.....	60

## Table des figures

---

<b>Figure IV.1</b>	Evolution du nombre de Nusselt moyen en fonction du nombre de Rayleigh modifié. Validation des nous résultats avec les résultats trouvé par Mittelman et al. ....	62
<b>Figure IV.2</b>	Evolution du nombre de Nusselt moyen en fonction des nombres de nœuds .....	63
<b>Figure IV.3</b>	Contours des isothermes, des lignes de courant pour différentes valeurs de la température ambiante, pour les deux configurations (a,b) .....	64
<b>Figure IV.4</b>	Evolution de débit massique en fonction de la température ambiante, pour les deux configurations .....	65
<b>Figure IV.5</b>	Evolution du nombre de Nusselt moyen en fonction de la température ambiante, pour les deux configurations .....	66
<b>Figure IV.6</b>	Contours des isothermes, des lignes de courant pour différentes valeurs de nombre de Rayleigh, pour les deux configurations (a,b).....	67
<b>Figure IV.7</b>	Evolution de débit massique en fonction de nombre de Rayleigh, pour les deux configurations .....	68
<b>Figure IV.8</b>	Evolution du nombre de Nusselt moyen en fonction de nombre de Rayleigh, pour les deux configurations .....	69
<b>Figure IV.9</b>	Contours des isothermes, des lignes de courant pour différentes longueur d'absorbeur, pour les deux configurations (a,b).....	70
<b>Figure IV.10</b>	Evolution de débit massique en fonction de la longueur de l'absorbeur, pour les deux configurations .....	71
<b>Figure IV.11</b>	Evolution du nombre de Nusselt moyen en fonction de la longueur de l'absorbeur, pour les deux configurations .....	72

### NOMENCLATURE

u, v	Composantes de la vitesse, [m/s].
C <sub>1</sub> , C <sub>2</sub>	Constantes empiriques dans k-ε équations.
x, y	Coordonnées cartésiennes, [m].
f <sub>1</sub> , f <sub>2</sub>	Fonctions d'amortissement dans l'équation k- ε.
P	Pression, [Pa].
C <sub>p</sub>	Capacité thermique spécifique, [J/Kg.K].
k	L'énergie cinétique turbulente.
m	Débit massique, [Kg/s].
L <sub>abs</sub>	Longueur d'absorbeur, [m].
h <sub>conv</sub>	Coefficient de transfert de chaleur par convection [W/ (m <sup>2</sup> .K)].
$\bar{h}$	Coefficient moyen de transfert de chaleur par convection, [W/m <sup>2</sup> .K].
g	Accélération gravitationnelle, [m/s <sup>2</sup> ].
T	Température, [K].
G	Terme de génération.

### Les symboles grecs

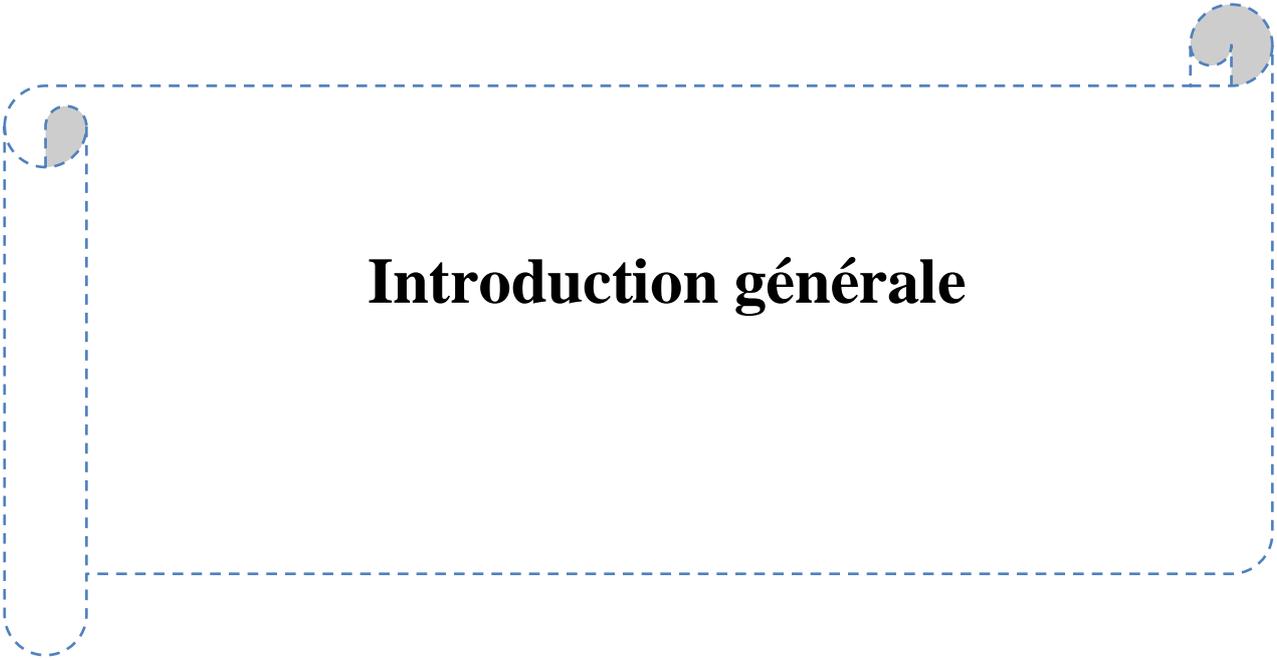
$\alpha$	Canal incliné, $\alpha = 32^\circ$ .
$\partial_k, \partial_\varepsilon$	Numéro Prandtl turbulent pour l'équation k et ε.
$\rho$	Densité de l'air, [kg/m <sup>3</sup> ].
$\lambda_{pv}$	Conductivité thermique, [W/m.K].
$\beta$	Coefficient de dilatation thermique, [1/K].
$\mu_t$	Viscosité dynamique turbulente, [Kg/m.s].
$\mu$	Viscosité dynamique, [Kg/m.s].
$\nu$	Viscosité cinématique, [m <sup>2</sup> /s].
$\varepsilon$	Taux de dissipation de l'énergie cinétique turbulente.

### Nombre adimensionnelle

Pr	Nombre de Prandtl.
Ra	Nombre de Rayleigh. $Ra = Pr \cdot g \cdot \beta (T_{pv} - T_{amb}) \cdot (H)^3 / \nu^2$ .
Nu	Nombre moyen de Nusselt.
Gr	Nombre de Grashof.

### Indices

abs	Absorbeur.
v	Verre.
pv	Panneau photovoltaïque.
In	Inlet.
Out	Outlet.
moy	Moyen.
amb	Ambiante.
atm	Atmosphérique.
0	L'état de référence.



# **Introduction générale**

# Introduction générale

Le monde s'est industrialisé et les besoins en énergie se multiplient de façon Exponentielle pour soutenir tant l'évolution économique que les besoins en termes de confort et de consommation des populations. Actuellement, nous arrivons à un moment critique de l'exploitation en énergie : nous réalisons la fragilité et l'incohérence de notre fonctionnement. En effet, les ressources de la planète en énergie fossile s'épuisent, le pétrole se raréfie et outre les conséquences économiques, force de constater qu'il faut chercher des alternatives de sources énergétiques renouvelables et non polluantes.

Actuellement, la principale source d'énergie dans le monde provient des combustibles fossiles conventionnels (pétrole, gaz naturel et charbon) qui cumulent deux aspects négatifs importants : ils sont présents sur terre en quantité limitée, et émettent des GES lors de leur combustion. C'est pourquoi il est nécessaire de trouver des alternatives à leur exploitation car comme nous l'avons vu, les besoins en électricité s'accroissent avec les évolutions technologiques, l'industrialisation et les exigences de qualité et de confort de vie.

Les sources renouvelables sont les choix inévitables pour l'approvisionnement énergétique mondial à l'avenir. Les sources d'énergies renouvelables présentent l'avantage d'être disponibles en quantité illimitée et d'être non émettrices de gaz à effet de serre excepté lors de la fabrication des procédés d'exploitation.

Récemment, l'exploitation des énergies renouvelables est devenue un axe très important pour satisfaire la demande croissante d'électricité. Une grande attention se concentre sur l'utilisation de l'énergie solaire en tant qu'énergie propre et source renouvelable. Les modules photovoltaïques sont considérés comme l'un des systèmes énergétiques les plus populaires dans le domaine de l'énergie solaire pour la conversion du rayonnement solaire en énergie électrique. Le problème principal lié à leur utilisation est la dégradation de l'efficacité électrique lors de l'exposition à des températures élevées [1].

L'utilisation du système hybride PVT permet d'exploiter cet excès d'énergie thermique, et par conséquent l'amélioration de leur efficacité électrique [2]. La perte de l'énergie électrique peut atteindre 15% à 20% si aucun refroidissement du module n'est prévu. La température des cellules photovoltaïques peut être abaissée par extraction de la chaleur à l'aide d'une circulation naturelle ou forcée d'un fluide caloporteur. Cela permet d'éviter une chute brutale du rendement électrique du module photovoltaïque tout en assurant une récupération d'une énergie thermique [3].

L'objectif principal de ce travail est d'étudier numériquement le comportement d'écoulement et le transfert de chaleur durant le refroidissement passive des panneaux photovoltaïques installé dans un système hybride PVT.

Ce mémoire comporte quatre chapitres :

Le premier chapitre présente des généralités sur les énergies renouvelable, des notions essentielles sur le gisement solaire à savoir, les coordonnées terrestres et horaires, les temps de base, le mouvement de la terre autour du soleil, les différents types de rayonnements et les systèmes hybrides.

## **Introduction générale**

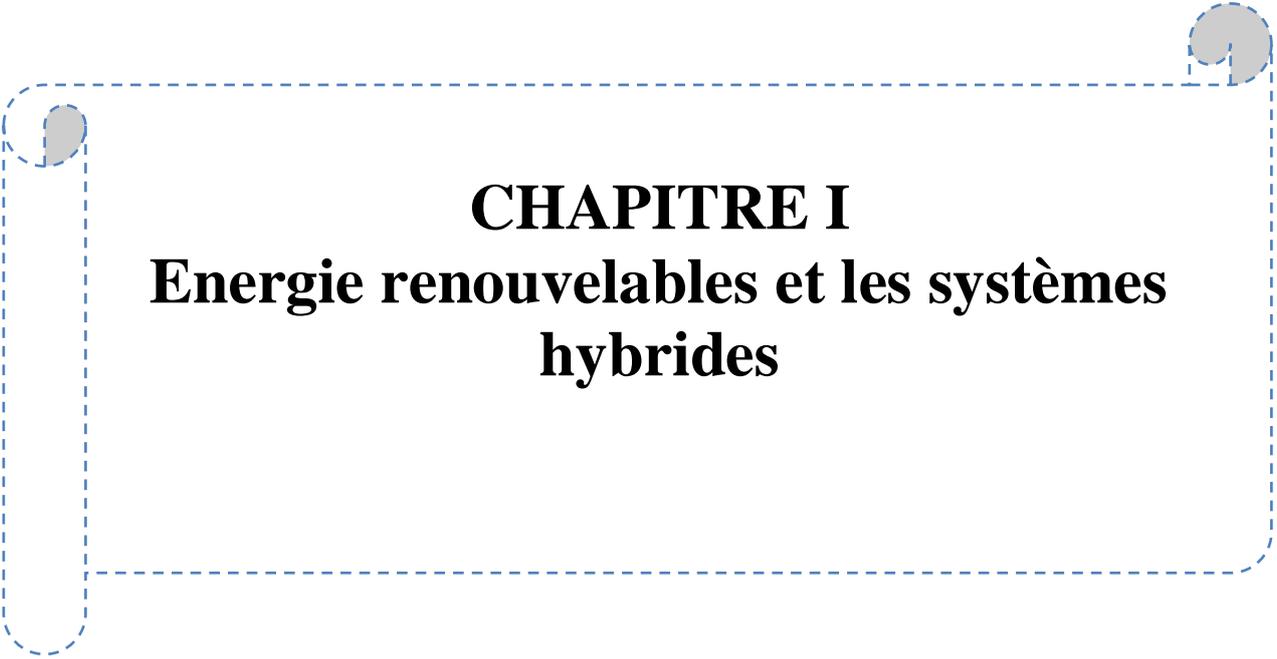
---

Le deuxième chapitre est réservé à une revue bibliographique sur les différents travaux expérimentaux et numériques traitant le capteur solaire hybride PV/T.

Le troisième chapitre porte sur la modélisation numérique du comportement énergétique du capteur hybride.

Le quatrième chapitre consiste à la présentation et à l'analyse des résultats de la simulation numérique obtenus.

Et on termine ce mémoire par une conclusion générale synthétisant les principaux résultats et l'on propose des perspectives permettant l'approfondissement des résultats précédents.



**CHAPITRE I**  
**Energie renouvelables et les systèmes**  
**hybrides**

## Chapitre I : Energies renouvelables et les systèmes hybrides

### I.1. Introduction

La consommation mondiale de l'énergie ne cesse d'augmenter. La grande partie de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, ...etc.) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace s'est manifestée principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre.

Ainsi l'augmentation brutale du prix du pétrole survenue en 1973 a conduit une première fois l'homme à s'intéresser à d'autres sources d'énergies inépuisables dites : énergies renouvelables.

### I.2. Les grandes familles d'énergies renouvelables

Dans le terme énergie renouvelable, le mot renouvelable signifie que les sources captées pour créer de l'énergie se renouvellent et se reconstituent constamment en un temps raisonnablement court (c.-à-d. des mois ou des années et non des siècles). On compte 5 familles d'énergies renouvelables [4].

#### I.2.1. L'énergie éolienne

Depuis de nombreuses générations, l'énergie éolienne est utilisée, souvenez-vous des moulins à vent servant à moudre le grain. De nos jours, le vent ne sert plus beaucoup à moudre le grain, mais bien à produire de l'électricité. L'énergie cinétique du vent est transformée en énergie électrique comme le ferait une dynamo sur la roue d'un vélo. Il existe de nombreuses sortes d'éoliennes, des plus grandes que l'on peut voir sur le bord des autoroutes, à celles beaucoup plus petites implantées dans les jardins des particuliers [4].

#### I.2.2. L'énergie hydraulique

Depuis pas loin de 2000 ans, l'homme utilise l'eau pour transformer sa force en énergie. Pendant un temps, cette force était elle aussi utilisée pour moudre le grain, ensuite elle fut utilisée pour les besoins mécaniques comme les forges, les presses dans l'industrie, et enfin, mis à l'honneur pour produire de l'électricité. Les barrages hydrauliques, les centrales marémotrices utilisent le même procédé une turbine est mise en mouvement par l'énergie cinétique de l'eau, sur lequel est fixé un alternateur produisant du courant. Les produits et systèmes se sont tellement développés ces dernières années qu'il est possible d'implanter n'importe quelle centrale hydraulique dès qu'il y a un cours d'eau [4].

#### I.2.3. Biomasse et déchets

Cette famille d'énergie renouvelable n'est pas la plus ancienne, elle utilise la biomasse et les déchets en vue de créer de l'énergie thermique. Les ordures et autres déchets, les restes, les gaz inutilisés, tous sont recyclés à travers différents systèmes parfois complexes pour canaliser l'énergie et la restituée sous forme de chaleur. Production de chauffage pour certains grands

bâtiments par exemple. L'utilisation du méthane pour produire le biogaz (fermentation de matières organiques) servant à alimenter les chaudières, ou même liquéfié pour être utilisé sous forme d'alcool ou de carburant [4].

#### **I.2.4. L'énergie géothermique**

Ici, on utilise l'énergie du sol ou des nappes de vapeur d'eau souterraines, cette énergie est constamment renouvelée par la chaleur du magma sous la croûte terrestre et la radioactivité des roches.

On distingue trois types d'énergies géothermiques :

- la géothermie haute et de moyennes énergies, on exploite les nappes de vapeur d'eau souterraine sous pression pour produire de l'électricité.
- la géothermie basse énergie on utilise directement l'eau chaude pour le chauffage urbain et le thermalisme.
- la géothermie très basse énergie, ici on utilise l'énergie stockée dans le sol pour la transférer dans un réseau de chauffage via une pompe à chaleur [4].

#### **I.2.5. L'énergie solaire**

L'énergie solaire est l'énergie que dispense le soleil par son rayonnement, directement ou de manière diffuse à travers l'atmosphère. Grâce à divers procédés, elle peut être transformée en une autre forme d'énergie utile pour l'activité humaine, notamment en chaleur, en électricité ou en biomasse. Par extension, l'expression « énergie solaire » est souvent employée pour désigner l'électricité ou la chaleur obtenue à partir de cette dernière [5].

Il existe trois types d'énergie solaire :

##### **I.2.5. A. L'énergie solaire passive (solaire thermique)**

Appelée aussi énergie solaire indirecte, l'exploitation passive de l'énergie solaire vise à utiliser le rayonnement naturel du soleil sous forme d'énergie calorifique ou lumineuse par des mesures constructives optimisées. Impliquant la pose de fenêtres et de vitrages spéciaux, cette exploitation est centrée sur l'orientation optimale des bâtiments et des plans du point de vue énergétique, tenant compte du parcours du soleil et de l'ombrage, y compris des variations saisonnières [6].

##### **I.2.5. B. L'énergie solaire active (solaire thermodynamique)**

L'exploitation active de l'énergie solaire consiste à se servir de la technologie solaire pour produire directement de l'électricité ou de la chaleur. Les modules solaires photovoltaïques permettent de produire de l'électricité, tandis que les capteurs solaires thermiques assurent la préparation d'eau chaude sanitaire ou le chauffage d'appoint [6].

##### **I.2.5. C. L'énergie solaire photovoltaïque**

L'énergie solaire photovoltaïque a le même principe de fonctionnement que l'énergie solaire thermique, excepté qu'une fois que les rayons du soleil sont captés par les capteurs solaires (voir figure I. 1), l'énergie est dirigée vers un compteur de production par des tubes

sous vides en cuivres. L'énergie est ensuite envoyée vers les villes. L'utilisation de cette énergie permet de faire d'importantes économies et ainsi d'alimenter les habitations en électricité.

Les systèmes photovoltaïques présentent certains problèmes :

- Les capteurs sont très chers et les rendements obtenus (de 6 à 14 % suivant les modèles dans les meilleures conditions possibles) sont faibles.
- Le prix du kilowattheure est environ 6 fois supérieur à ceux des centrales traditionnelles. La densité énergétique est très faible, ce qui nécessite la pose de grandes surfaces de panneaux solaires photovoltaïques [7].



Figure I.1 : Vue d'une installation photovoltaïque [8].

### I.3. Gisement solaire

#### I.3.1. Généralité sur le soleil

L'astre soleil est de constitution gazeuse, de forme sphérique de  $14 \times 10^5$  km de diamètre, sa masse est de l'ordre de  $2 \times 10^{30}$  kg. Il est constitué principalement de 80% d'hydrogène, de 19% d'hélium, le 1% restant est un mélange de plus de 100 éléments.

Il est situé à une distance de la terre égale à environ 150 millions de km. Sa luminosité totale, c'est-à-dire la puissance qu'il émet sous forme d'ondes électromagnétiques ; 30% de cette puissance est réfléchiée vers l'espace, 47% est absorbée et 23% est utilisée comme source d'énergie pour le cycle d'évaporation-précipitation de l'atmosphère [9], [10].

Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le tableau I.1 [11] :

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

Tableau I.1 : Caractéristiques principales du soleil [11].

Le soleil est formé de trois régions principales :

- **Noyau** : partie centrale du soleil, qui est le siège de réactions thermonucléaires. Ces réactions émettent un rayonnement qui est entièrement absorbé par la couche photosphère. La température du noyau est de plusieurs millions de degrés et la pression de l'ordre de  $10^9$  bars (soit un milliard de fois la pression atmosphérique).
- **Photosphère** : c'est une couche opaque d'environ 300 km d'épaisseur. Sa température est de l'ordre de quelques millions de degrés, décroissant très rapidement dans l'épaisseur de la couche jusqu'à une température dite de surface de l'ordre de 4500 C.
- **Chromosphère** : c'est une région à faible densité ou la matière et est très diluée, elle représente l'atmosphère du soleil. Cette couche est caractérisé par un rayonnement émis très faible est très élevée.

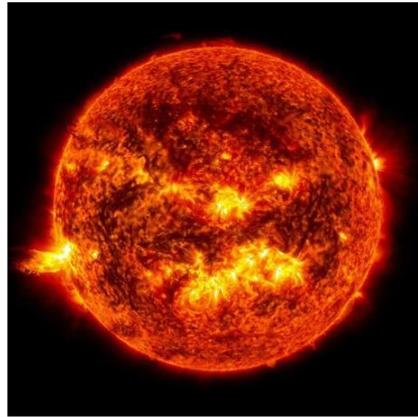


Figure I.2 : Soleil [12].

### I.3.2. Potentiel solaire en Algérie

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara) (voir figure I.3). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de  $1 \text{ m}^2$  est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m<sup>2</sup>/an au Nord et 2263 KWh/m<sup>2</sup>/an au sud du pays [13].

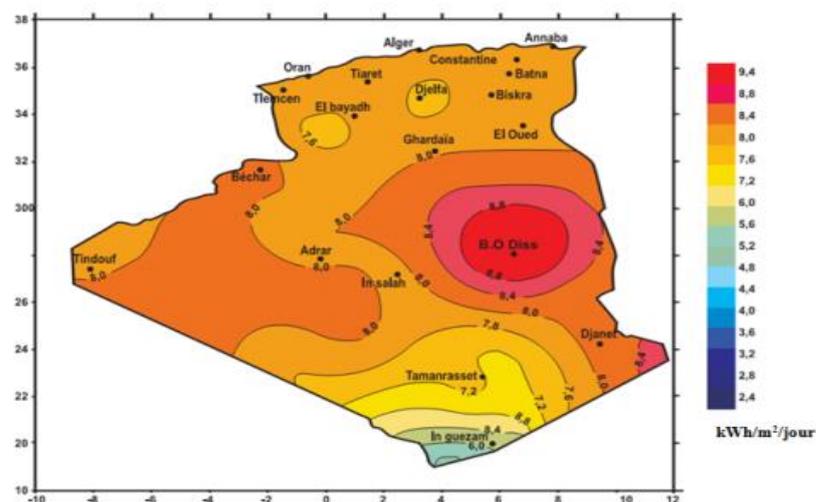


Figure I.3 : Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale au mois de Juillet [13].

### I.3.3. Le potentiel solaire dans le monde :

Les ressources d'énergie renouvelables dans les pays au bord de la Méditerranée ne peuvent faire face à la demande énergétique mondiale croissante en effet, la ressource d'énergie la plus importante dans ces pays est l'irradiation solaire, avec un potentiel qui peut satisfaire la demande en électricité du monde entier, les technologies solaires utilisant les systèmes à concentration pour la production électrique exigent l'ensoleillement normal direct qui représente entre 50% et 90% de la totalité du rayonnement solaire, plus abondante dans une zone géographique appelée communément la ceinture solaire indiquée sur la figure I.4, la ressource en rayonnement solaire direct est considérable à l'échelle planétaire [14].

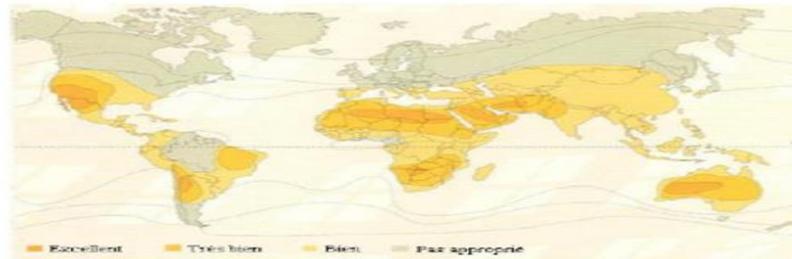


Figure I.4: Le potentiel solaire mondial [14].

### I.3.4. Le rayonnement solaire

Les rayons solaires sont filtrés par notre atmosphère. Ainsi, les régions plus humides sont moins ensoleillées que les régions sèches. L'ensoleillement dépend aussi des saisons, car certaines régions sont humides en été, et sèches en hiver.

Le rayonnement solaire (Figure I.5) est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet ( $0,2 \mu\text{m}$ ) à l'infrarouge lointain ( $2,5 \mu\text{m}$ ) [15]. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement de :

- 9% dans la bande des ultraviolets ( $<0,4 \mu\text{m}$ ),
- 47% dans la bande visible ( $0,4 \text{ à } 0,8 \mu\text{m}$ ),
- 44% dans la bande des infrarouges ( $>0,8 \mu\text{m}$ ).

L'énergie solaire reçue sur terre en dehors de l'atmosphère est estimée à  $1370 \text{ W/m}^2$  cependant elle s'atténue et perd son intensité en traversant l'atmosphère ne dépassant pas les  $1000 \text{ W/m}^2$  à la surface de la terre en raison de l'absorption dans ce dernier, ce chiffre variera par la suite en fonction de la localisation géographique du site (latitude), la saison, l'heure, les conditions météorologiques (nébulosité, poussière, humidité...), et l'altitude du lieu [16].

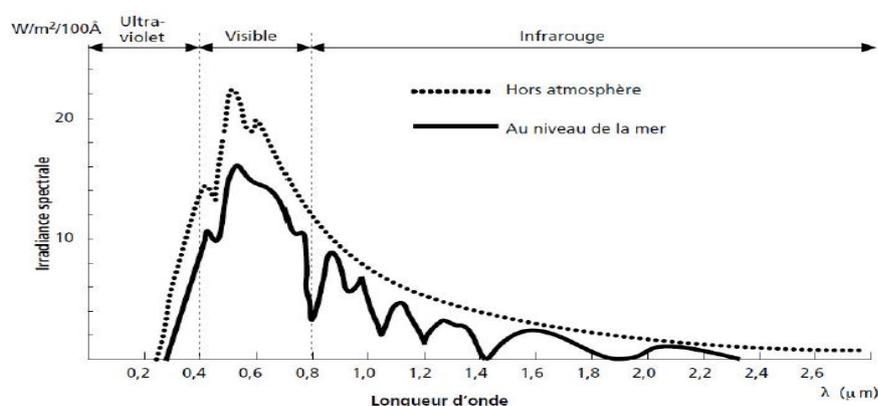


Figure I.5 : Analyse spectrale du rayonnement solaire [15].

Le tableau I.2 donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photons pour diverses longueurs d'ondes, ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux [17].

$\lambda$ ( $\mu\text{m}$ )	$E_{\text{ph}}$ (eV)	Zone
0.2	6.2	Ultra-violet
0.4	3.1	Visible bleu
0.5	2.48	Visible jaune-vert
0.78	1.59	Visible rouge
1	1.24	Infrarouge
2	0.62	Infrarouge
4	0.31	Infrarouge

**Tableau I.2:** Valeurs énergétiques des photons issues du spectre solaire [17].

Les capteurs d'énergie solaire doivent donc être compatibles avec ces longueurs d'onde afin de piéger les photons et de les libérer sous forme de chaleur ou d'électrons.

Pour que le rayonnement solaire produise un courant électrique dans un matériau donné, puis agisse comme collecteur, les photons doivent d'abord être absorbés par un ou plusieurs matériaux sensibles à la longueur d'onde des photons, qui sont ensuite recueillis pour former une cure électrique globale [17].

Etant absorbé et diffusé en traversant l'atmosphère seul une fraction modifiée du rayonnement solaire parvient à la surface de la terre se composant de 3 différents types de rayonnements :

#### **I.3.4.1. Rayonnement direct**

Il est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ces rayons sont parallèles entre eux, ils forment donc des ombres et peuvent être concentré par des miroirs. Le rayonnement direct peut être mesuré par un Pyréliomètre [18].

#### **I.3.4.2. Rayonnement diffus**

Il est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. Dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, les gouttelettes d'eau (nuages) et les poussières qui produisent cet éclatement des rayons du soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques [18].

#### **I.3.4.3. Le rayonnement solaire réfléchi**

Ou l'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige) [18].

#### **I.3.4.4. Le rayonnement global**

- Une surface horizontale : C'est tout le rayonnement d'origine solaire qui atteint une surface horizontale à la surface de la terre. Il inclut donc la composante verticale du rayonnement solaire direct et diffus [19].

- Une surface inclinée : Rayonnement global sur une surface inclinée est la somme des rayonnements: Direct, Diffus et Réfléchi (voir figure I.6).

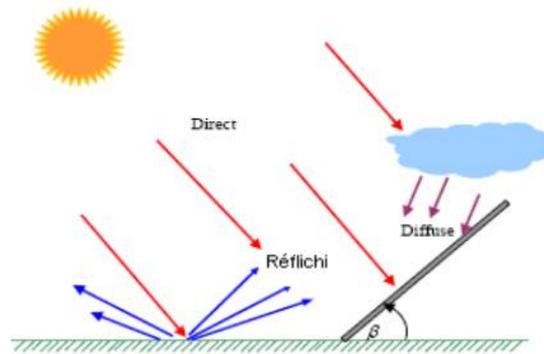


Figure I.6 : Les composants du rayonnement solaire.

### I.3.5. Les avantages de l'énergie solaire

- L'énergie solaire est renouvelable, disponible gratuitement et en quantités colossales à l'échelle planétaire.
- Contrairement à sa variante thermodynamique, l'énergie solaire passive peut être utilisée dans les régions d'ensoleillement moyen. En phase d'exploitation, l'utilisation de l'énergie solaire thermique n'a pas d'impact sur l'environnement. Il n'y a pas de rejets polluants ou de déchets.
- Il est possible de stocker temporairement la chaleur créée et de la restituer plus tard, pendant la nuit par exemple.
- La multiplication de centrales solaires actives et photovoltaïques évitera la construction de centrales hydroélectriques, tout en préservant les habitats fauniques qui, autrement, seraient altérés.
- La multiplication de centrales solaires actives et photovoltaïques amènera la fermeture des centrales nucléaires et de celles qui produisent de l'électricité à partir des énergies fossiles [20].

### I.3.6. Les inconvénients de l'énergie solaire

- L'installation en grand nombre de centrales thermodynamiques de grande capacité amènera la destruction de certains habitats, puisque les surfaces requises pour de telles installations sont grandes.
- L'élimination des panneaux solaires d'ancienne génération et leur remplacement par des panneaux solaires plus performants pourraient amener la contamination des sites d'enfouissement, puisque ces panneaux contiennent des composés chimiques nocifs pour l'environnement [20].

### I.3.7. Constante Solaire

L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère sur une surface unité perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance Terre-Solaire égale à sa valeur moyenne, est appelée la constante solaire (Figure I.7). Une moyenne de 1367 watts atteint chaque mètre carré du bord externe de l'atmosphère terrestre (pour une distance moyenne Terre soleil de 150 Millions de km), c'est ce que l'on appelle la constante solaire égale à 1367W/m<sup>2</sup> [15,21].

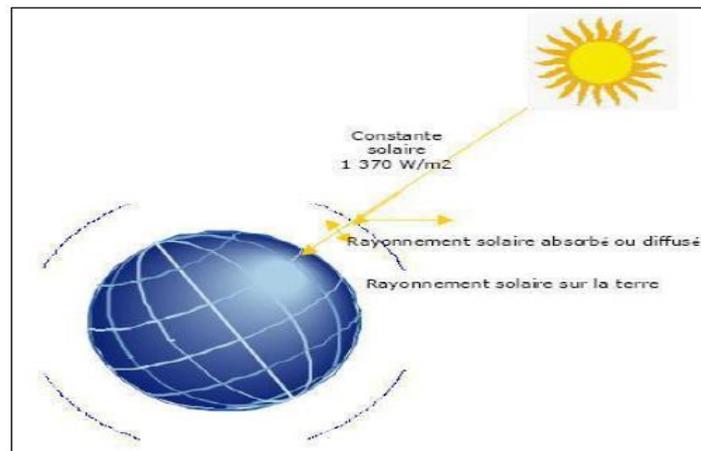


Figure I.7: Constante solaire [15].

### I.3.8. Données géométriques et astronomiques

L'étude du gisement solaire fait appel à des données astronomiques et à des renseignements suffisants sur les conditions climatiques du site, pour estimer convenablement la puissance solaire incidente.

#### I.3.8.1. Le mouvement de la terre autour du soleil

Le mouvement de la terre autour du soleil, décrit une ellipse dont le soleil est l'un de ses foyers. L'axe des pôles, autour duquel s'effectue le mouvement de rotation de la Terre, n'est pas perpendiculaire au plan de l'écliptique. Le centre de gravité de la terre décrit une ellipse dont le soleil occupe l'un des foyers (Figure I.8).

En plus de sa rotation autour du soleil, la terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Ainsi, la rotation et l'inclinaison de la Terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Elle tourne autour du soleil en 365 jours 5h 48 mn 40s  $\approx 365,25$  jours. La terre tourne avec une vitesse moyenne 29,77 Km/s.

C'est au solstice d'hiver, la vitesse maximale 30,27 Km/s (c'est le jour est la plus éloignée du soleil) et minimale en été 29,77 Km/s (c'est le jour est la plus proche du soleil). Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique et provoque le cycle des saisons [15].

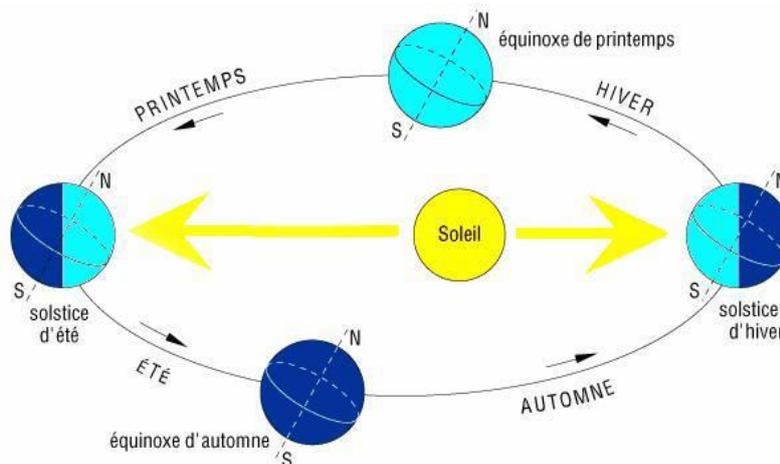


Figure I.8: Mouvement de la terre autour du soleil [22].

### I.3.8.2. Les coordonnées géographiques terrestres

Tout point de la surface terrestre est repéré par ses coordonnées géographiques ; longitude, latitude et altitude (Figure.1.9).

#### a. Longitude

La longitude ( $\lambda$ ) c'est l'angle formé par le méridien de Greenwich et le méridien du lieu considéré. La longitude d'un lieu peut être comprise entre  $-180$  et  $180^\circ$ . A tout écart de  $1^\circ$  de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps [15]. On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'Est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'Ouest.

#### b. L'altitude

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale en mètre entre ce point et une surface de référence théorique (niveau moyen de la mer ou C'est l'élévation d'un lieu par rapport au niveau de la mer) [23]. Pour la ville de Ghardaïa l'altitude est environ 503m.

#### c. Latitude ( $\varphi$ )

C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre au point considéré et le cercle équatorial de la terre. L'intersection du cercle Équatorial avec la surface de la terre forme l'équateur, est indiquée en tant que latitude de  $0^\circ$ , .Sa valeur est positive dans le pôle nord par la latitude  $90^\circ$  et est négative dans le pôle sud par la latitude  $90^\circ$ . Pour la ville de Ghardaïa la latitude est environ  $32^\circ 29' 27''$  Nord [24, 25].

#### d. Méridien

C'est un Grand cercle de la terre passant par les pôles. Tous les points d'un même méridien ont évidemment la même longitude ; le méridien pris pour origine ( $0^\circ$ ) des longitudes est celui de Greenwich. Le plan méridien en un lieu est déterminé par ce lieu et par l'axe des pôles ; sa trace au sol est parfois dénommée : méridienne. Le temps solaire vrai est identique, à un instant donné, pour tous les points d'un même méridien [24].

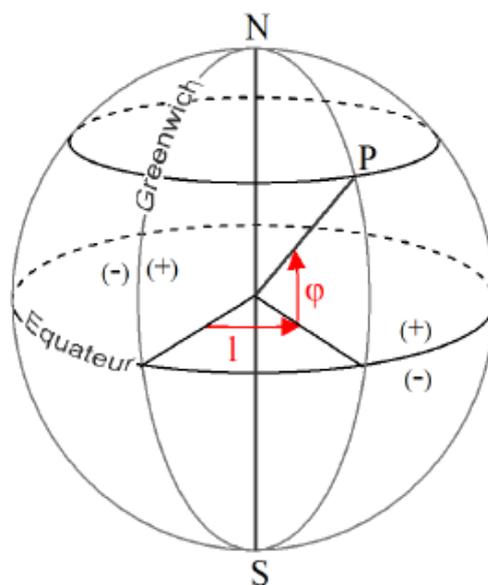


Figure 1.9 : Coordonnées terrestres.

### I.3.8.3. Les coordonnées horaires

Le mouvement du soleil est détecté par rapport au plan équatorial de la terre sous deux angles.

#### a. Déclinaison solaire( $\delta$ )

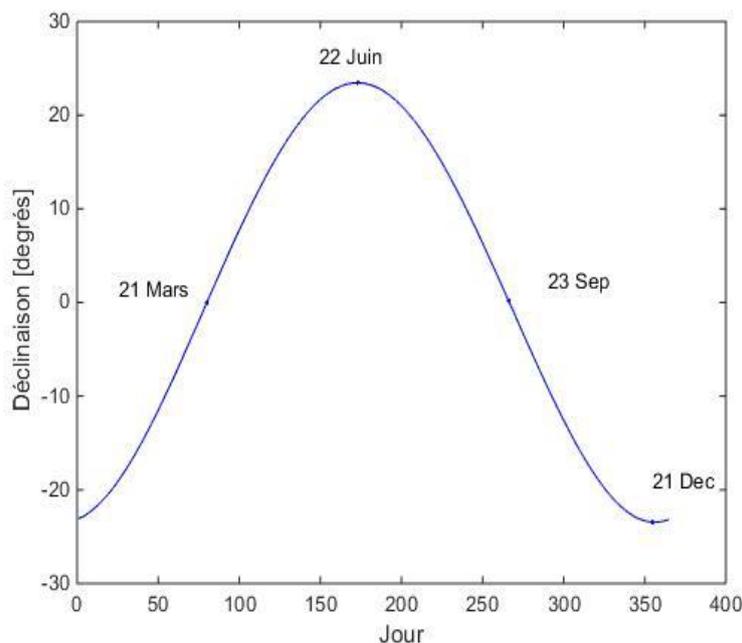
La déclinaison du soleil  $\delta$  est l'angle que fait la direction du soleil avec le plan équatorial de la terre, la déclinaison varie de  $-23^{\circ}27'$  au Solstice d'hiver à  $+23^{\circ}27'$  au Solstice d'été et elle est nulle aux équinoxes [26,27].

Capderou a utilisé la formule suivante Pour calculer La déclinaison solaire :

$$\sin(\delta) = 0.3978 \times \sin \left[ \frac{360}{365} \times (N - 82) + 2 \times \sin \left\{ \frac{360}{365} \times (N - 2) \right\} \right] \quad (\text{I.1})$$

Avec : N comme numéro du jour de l'année compté à partir du 1er janvier, c.-à-d. varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année.

La variation de la déclinaison du soleil au cours de l'année est représentée par la figure I.10.



**Figure I.10:** Variation de la déclinaison solaire en fonction du jour [27].

#### b. Angle horaire ( $\omega$ )

L'angle horaire  $\omega$  étant l'angle formé par le plan méridien passant par le centre du soleil et le plan vertical du lieu (méridien) définit le temps solaire vrai TSV, l'angle horaire s'exprime parfois en heures. Au midi solaire on a  $\omega = 0$ , ensuite chaque heure correspond à une variation de  $15^{\circ}$ , car la terre effectue un tour complet sur elle-même en 24 h.  $\omega$  sera compté négativement le matin lorsque le soleil est vers l'Est et positivement le soir [27], [28], (voir figure I.11).

Capderou a utilisé la formule suivante Pour calculer L'angle horaire :

$$\omega = 15 \times (TSV - 12) \quad (\text{I.2})$$

Le temps solaire vrai TSV est donné par l'équation (I.3), avec DE est le décalage horaire, il est égale à 1 pour l'Algérie.

$$TSV = t - DE + \frac{(ET + 4 \times Long)}{60} \tag{I.3}$$

Avec TSV c'est le temps solaire vrai.

Où  $\omega > 0$  : après midi ;  $\omega < 0$  : le matin ;  $\omega = 0$  : midi TSV.

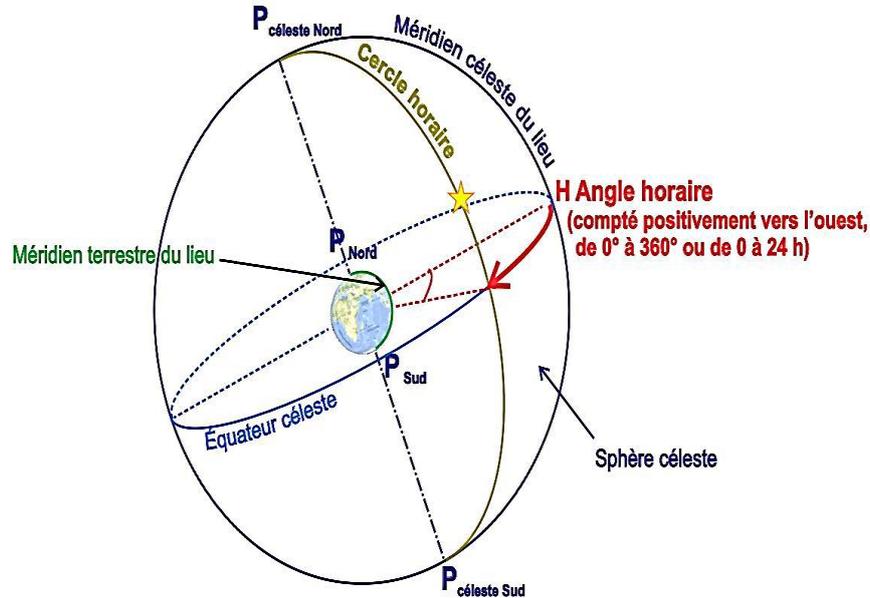


Figure I.11: Variation de l'angle horaire en fonction du temps solaire vrai [29].

### I.3.8.4. Coordonnées horizontales du soleil

La position du soleil à un instant considéré est donnée par l'azimut du soleil  $\chi$  et son élévation  $\gamma_s$ . Les coordonnées géographiques pour lieu de la ville de Ghardaïa [22]:

$\varphi$  : 32,43° Nord.

$\lambda$  : 3.8° Est.

$z$  : 468 Mètres.

#### a. Hauteur du soleil

La hauteur du soleil  $\gamma_s$  est l'angle que fait le plan horizontal avec la direction du soleil, la valeur  $\gamma_s = 0$  correspond au lever et au coucher du soleil, quand  $\gamma_s < 0$  c'est la nuit et quand  $\gamma_s > 0$  c'est le jour sur terre, la hauteur du soleil varie entre +90° (zénith) et -90° (nadir). La hauteur du soleil est bien représentée par une formule bien connue, qui avait été également adoptée par M. Capderou [30].

$$\sin(\gamma_s) = \cos(\varphi) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) + \sin(\varphi) \times \sin(\delta) \tag{I.4}$$

La figure (I.12) représente la variation de la hauteur  $\gamma_s$  à midi sur le site de Ghardaïa durant une année.

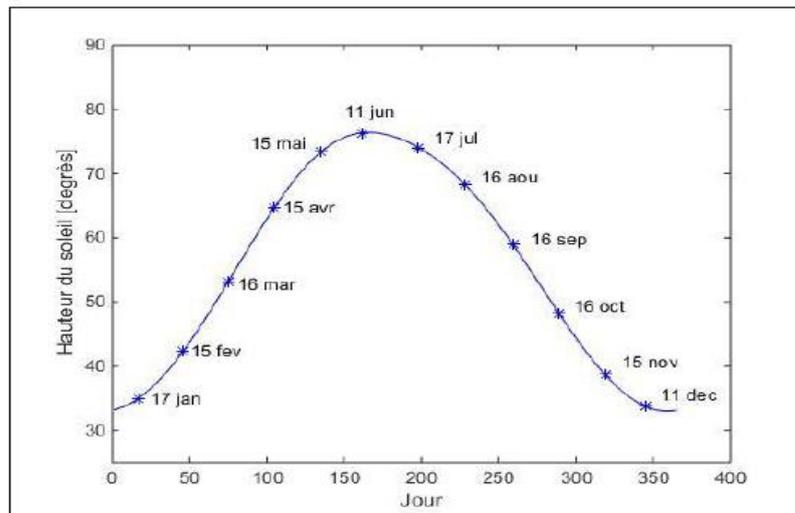


Figure I.12: Variation de la hauteur du soleil en fonction du jour [30].

**b. Azimut du soleil ( $\chi$ )**

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction du Sud. Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, M. Capderou a utilisé la formule (I.5) pour calculer l'azimut du soleil [30]:

$$\text{Cos} (\theta_{az}) = \frac{[\cos(\delta) \times \cos(\omega) \times \sin(\varphi)] - [\sin(\delta) \times \cos(\varphi)]}{\cos(\gamma_s)} \tag{I.5}$$

Avec :

$\delta$  : Déclinaison solaire.

$\omega$  : Angle horaire.

$\gamma_s$  : Hauteur du soleil.

$\varphi$  : Latitude du lieu.

Les orientations de l'azimut du soleil sont données sur le tableau I.3 :

	Angle	Orientations
$\chi$	-90	orientation Est
	0	orientation Sud
	+90	orientation Ouest
	180	orientation Nord

Tableau I.3 : Orientation de l'azimut du soleil.

La variation de l'azimut du soleil en fonction du temps pour les mois d'Avril, de Juillet et de Décembre sur le site de Ghardaïa est représentée sur la figure (I.13).

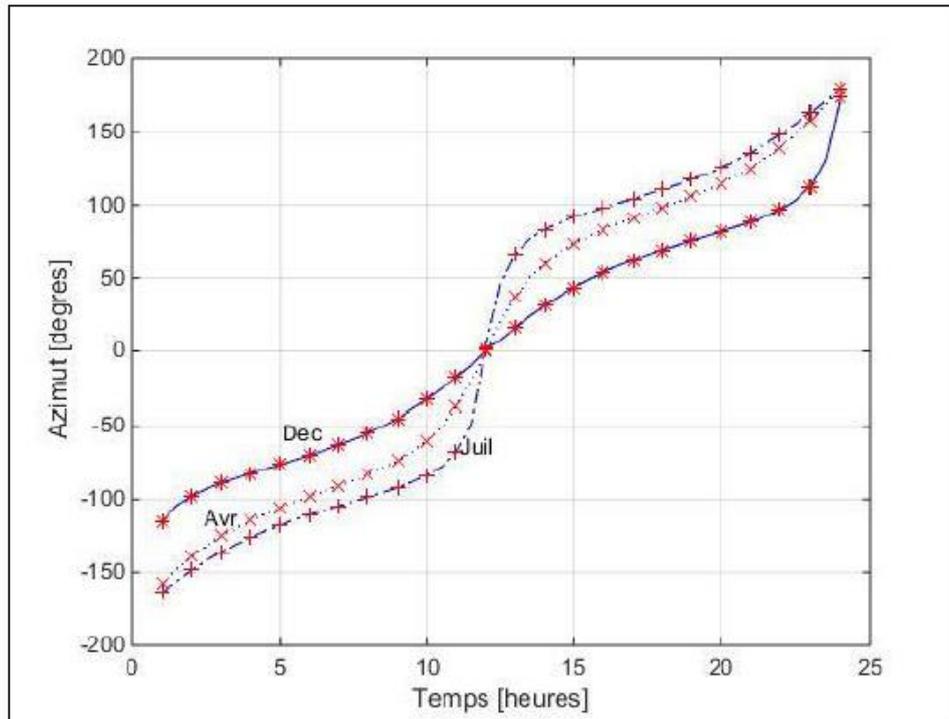


Figure I.13 : Variation de l'azimut solaire en fonction du temps [30].

### I.3.8.5. Les coordonnées de l'atmosphère

#### a. Masse atmosphérique (masse d'air optique)

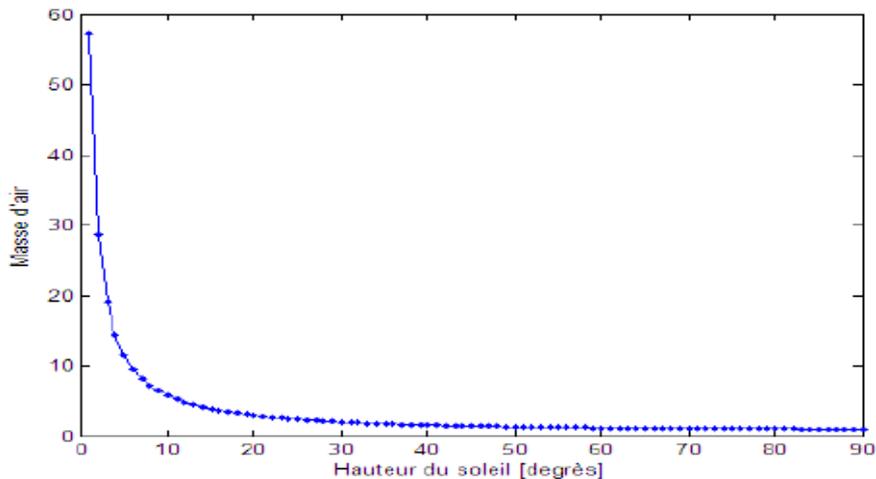
La part d'énergie reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser. La masse d'atmosphère à travers laquelle passe l'illumination directe pour atteindre le sol (par ciel clair), par rapport à un passage vertical au niveau de la mer, est appelée la masse d'air AM. Plus le soleil est bas à l'horizon, plus il traversera une atmosphère plus épaisse et plus il subira de transformations.

La masse atmosphérique relative est donnée par la relation, très simple [30]

$$AM = \frac{1}{\sin(\gamma_s)} \tag{I.6}$$

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

$$AM = \frac{1}{\sin(\gamma_s) + \left[ 9.40 \times 10^{-4} \times \{ \sin(\gamma_s) + 0.0678 \}^{-1.253} \right]} \tag{I.7}$$



**Figure I.14:** Variation de la masse d’air en fonction de la hauteur du soleil [30].

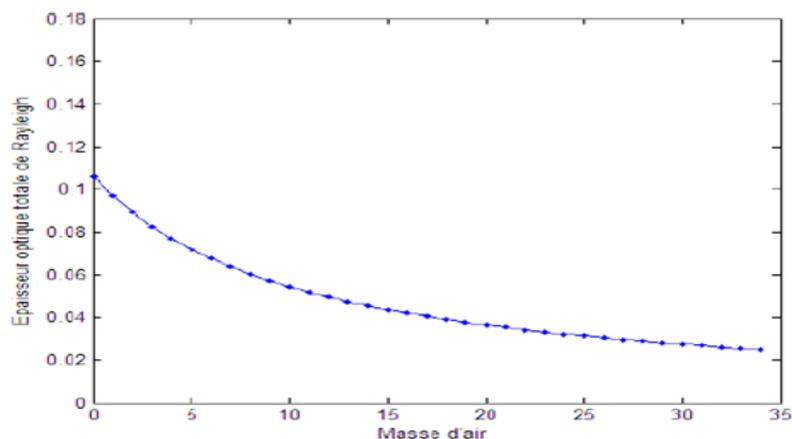
**b. Epaisseur optique de l’atmosphère (Epaisseur de Rayleigh)**

En 1922, Linke a défini l'épaisseur optique de Rayleigh  $\delta_R$  comme l'épaisseur optique totale d'une atmosphère sans nuages, de la vapeur d'eau et des aérosols. **Kasten**, en 1980, a utilisé les données spectrales publiées par **Feussner et Dubois** en 1930 et la formule proposée (I.8) pour  $\delta_R$ , connue sous le nom de formule Pyrhéliométrique de Kasten, où la diffusion moléculaire et l'absorption de la couche d'Ozon stratosphérique sont prises en compte [30].

$$(\delta_R)^{(-1)} = 9.4 + 0.9m_A \tag{I.8}$$

Dans cette formule, utilisée depuis très longtemps, l'absorption par les gaz atmosphériques permanents tels que : Le CO<sub>2</sub>, l'O<sub>2</sub>, le NO<sub>2</sub> et le CO ne sont pas pris en compte. M Capderou dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, 'A.S.A', a utilisé la formule pyrhéliométrique de **Kasten** pour calculer l'éclairage direct incident sur un plan de ciel clair. En 1986, Louche ajoute l'absorption par les constituants permanents de l'atmosphère et propose un polynôme du 4eme ordre pour la masse d'air [30] (Figure I.15).

$$(\delta_R)^{(-1)} = 6.5567 + (1.7513 \times AM) - (0.1202 \times AM^2) + (0.0065 \times AM^3) - (0.00013 \times AM^4) \tag{I.9}$$



**Figure I.15:** Variation de l’épaisseur optique de l’atmosphère en fonction de la masse d’air [30].

### c. Facteur de trouble de Linke

En 1987 M. Capderou, dans l'Atlas Solaire (ASA.), proposa un modèle pour calculer le facteur de Linke en Algérie par ciel clair. Le coefficient de trouble atmosphérique total TL a été décomposé en trois facteurs de trouble auxiliaires : le trouble dû à l'absorption par la vapeur d'eau  $T_0$ , le trouble dû à la diffusion moléculaire de Rayleigh  $T_1$  et le trouble relatif à la diffusion par les aérosols  $T_2$  [30].

$$T_0 = \{2.4 - 0.9 \times \sin(\varphi)\} + 0.1 \times \{2 + \sin(\varphi)\} - (0.2 \times Alt) - \left[ (1.22 + 0.14 \times A_{he}) \times \{1 - \sin(\gamma_s)\} \right] \quad (\text{I.10})$$

Avec :  $A_{he}$  est l'alternance hiver été donnée par :

$$A_{he} = \sin\left(\frac{360}{365}\right) \times (N - 121) \quad (\text{I.11})$$

$$T_1 = (0.89)^z \quad (\text{I.12})$$

$z$  est l'altitude en km.

$$T_2 = [0.9 + (0.4 \times A_{he})] \times (0.63)^z \quad (\text{I.13})$$

## I.4. Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un des effets photoélectriques. Il est mis en œuvre dans les cellules photovoltaïques pour produire de l'électricité à partir du rayonnement solaire. L'effet photovoltaïque a été découvert par le physicien français Edmond Becquerel et présenté à l'académie des sciences en 1839 [31].

### I.4.1. Le générateur photovoltaïque

La technologie photovoltaïque solaire a l'un des coûts les plus élevés en capital de tous sources d'énergie renouvelables, mais il a le plus faible coût d'exploitation, en raison aux besoins d'entretien et de réparation très faibles [32].

La cellule photovoltaïque ou encore photopile est l'élément constitutif des modules photovoltaïques. Un panneau photovoltaïque est constitué de plusieurs modules, ces derniers étant constitués de plusieurs cellules en série afin d'obtenir une tension souhaitée. Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque consiste en une conversion d'énergie lumineuse (solaire) en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque, une des propriétés électriques des semi-conducteurs [33].



Figure I.16 : Assemblage de cellules photovoltaïques.

### I.4.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle composée de matériaux semi-conducteurs est capable de convertir l'énergie de photons reçus à sa surface en une différence de potentiel, créée par une délocalisation d'électrons dans le matériau (figure I.17). La circulation des électrons dans le circuit extérieur permet à la cellule photovoltaïque de fonctionner comme un générateur. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et de son vieillissement [34].

Le matériau de base est dans la plupart des cas le silicium. Selon le procédé de fabrication, on obtiendra des photopiles plus ou moins performantes, sous forme amorphe, polycristalline ou monocristalline [35].

On appelle cellule solaire un convertisseur qui permet la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. La photopile ou cellule solaire est l'élément de base d'un générateur photovoltaïque [36].

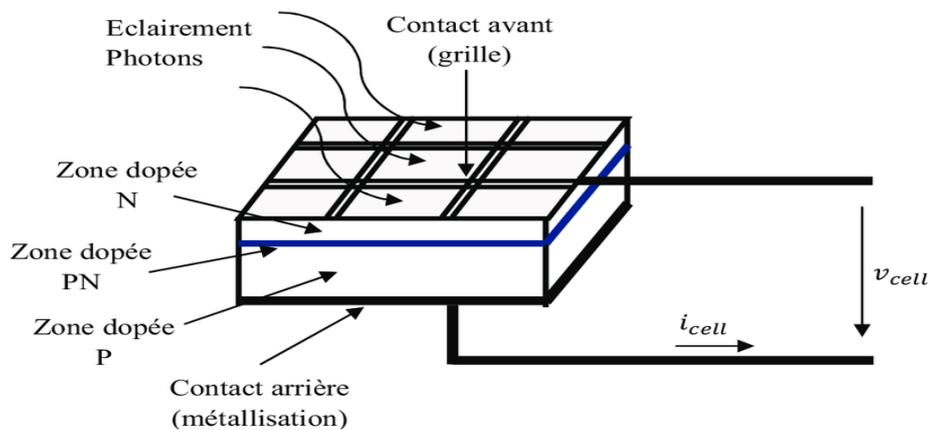


Figure I.17 : Cellule élémentaire photovoltaïque.

La réalisation d'une cellule photovoltaïque est comparable à une diode classique. La cellule est composée de deux différentes couches. La couche supérieure est dopée N et la couche inférieure est dopée P créant ainsi une jonction PN. Cette jonction PN crée une barrière de potentiel.

Quand la cellule est éclairée, elle produit un courant  $I_{ph}$  approximativement proportionnel à l'ensoleillement. La température est également un facteur influant sur les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque [37].

### I.4.3. Les différentes technologies des cellules PV

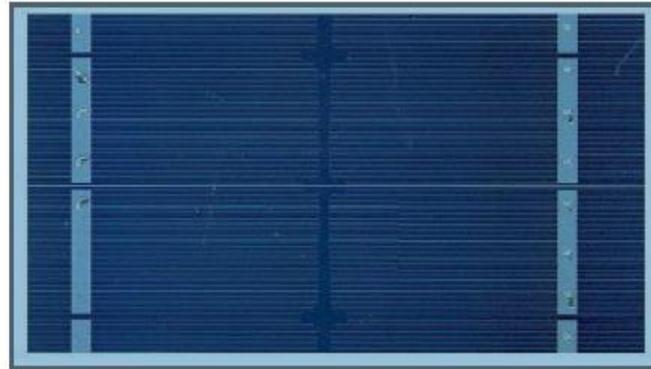
Les technologies des cellules solaires se sont développées de manière très diverses. On distingue les deux catégories principales qui se disputent le marché (les cellules cristallines et les cellules à couches minces). Ils ont des caractéristiques, des durées de vie, et des sensibilités différentes [38].

#### I.4.3.1. Cellules cristallines

Les cellules en silicium cristalline (mono et multi) représente la majorité de la production mondiale d'énergie solaire. On reconnaît deux types des cellules sont :

### a. Les cellules monocristallines

Sont constitué d'un seul cristal offrant à la cellule un arrangement parfait des atomes. Le rendement de la cellule monocristalline est le plus élevé, il est compris entre 15 et 20% [39].



**Figure I.18** : Photos de cellules monocristallines.

### b. Les cellules polycristallines

Elles sont constituées de multiples cristaux de petites tailles. Son rendement est légèrement inférieur à la cellule monocristalline (environ 15 %) selon les fabricants [39].

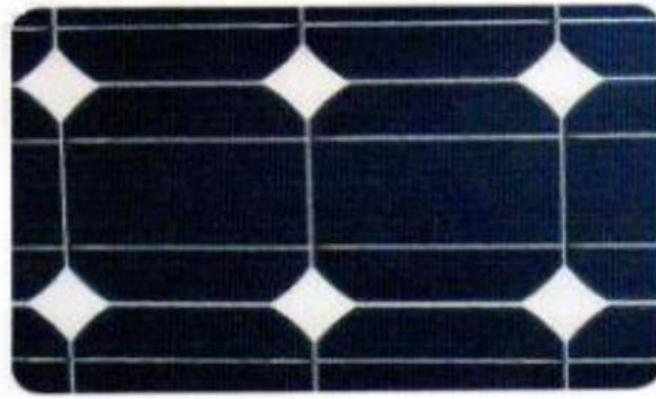


**Figure I.19** : Photos de cellules multicristallines.

#### I.4.3.2. Cellules à couches minces (amorphes)

Elles sont déposées en couche mince sur une plaque de verre ou un autre support souple. Les cellules amorphes sont utilisées partout où une solution économique est recherchée ou lorsque très peu d'électricité est nécessaire, par exemple pour l'alimentation des montres, des calculatrices, ou des luminaires de secours.

Elles se caractérisent par un fort coefficient d'absorption, ce qui autorise de très faibles épaisseurs, de l'ordre du micron. Par contre son rendement de conversion est faible (de 7 à 10 %) [39].

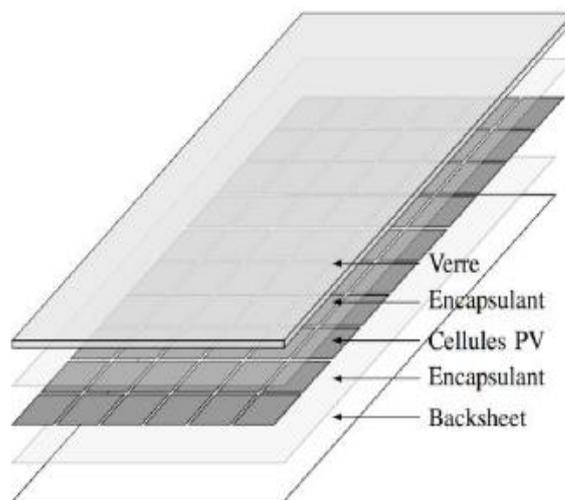


**Figure I.20 :** Photos de cellules en couche mince (amorphe).

#### I.4.4. Assemblage PV et caractéristiques des matériaux

La présente étude construit un modèle multi physique afin d'évaluer le comportement thermique, optique et électrique d'un module photovoltaïque en conditions réelles d'opération.

Les modules photovoltaïques peuvent être définis comme un multicouche de matériaux semi-transparents. La structure d'un module est présentée sur la Figure I.21. La face du module PV est un verre trempé à faible teneur en fer pour favoriser la transmission optique. Les cellules photovoltaïques sont encapsulées entre deux feuilles d'encapsulant. La face arrière du module est appelée "backsheet" et consiste généralement en une feuille de polyester (isolant électrique), protégée par des couches de PVDF ou par un traitement de surface. Les différents matériaux proviennent des fabricants de composants ou des références citées, et sont listées dans le **tableau I.4.** [37].



**Figure I.21 :** Structure standard d'un module photovoltaïque.

	Matériau	Fonction
Face avant	Plaque de verre	Transparente, résistance aux chocs (notamment la grêle). De faible teneur en fer (le verre ordinaire absorbe une partie importante des rayonnements de $\lambda > 600$ nm à cause de sa teneur en fer). Ce verre présente l'avantage d'une étanchéité excellente et d'une haute transmission du rayonnement solaire. de l'ordre de 95%, ce qui est grandement affectée si l'angle d'incidence du rayonnement solaire est supérieur à $40^\circ$ .
Cellules	Silicium	Fines tranches planes fabriquées à partir de matériau semi-transparent.
Ruban	cuivre	Bonne conductivité thermique.
Encapsulant	EVA	Matériau d'enrobage : bonne résistance aux UV, stable en température.
Face arrière	Tedlar	Film en PVF (polyvinyle-fluoride) protégeant l'arrière du PV contre l'humidité, des produits chimiques et isole les cellules et les connexions électriques de l'environnement, des UV et de la chaleur. Il améliore également le rendement électrique grâce à la réflexion interne élevée. Le Tedlar blanc a le pouvoir de réfléchir une partie de la lumière qui est parvenue à traverser les cellules.
Couche Antireflet		est appliquée sur les cellules de silicium. Empêche la réflexion de la lumière solaire incidente.

**Tableau I.4:** Caractéristiques des matériaux [40].

### I.4.5. Influence des principaux paramètres sur les performances de PV

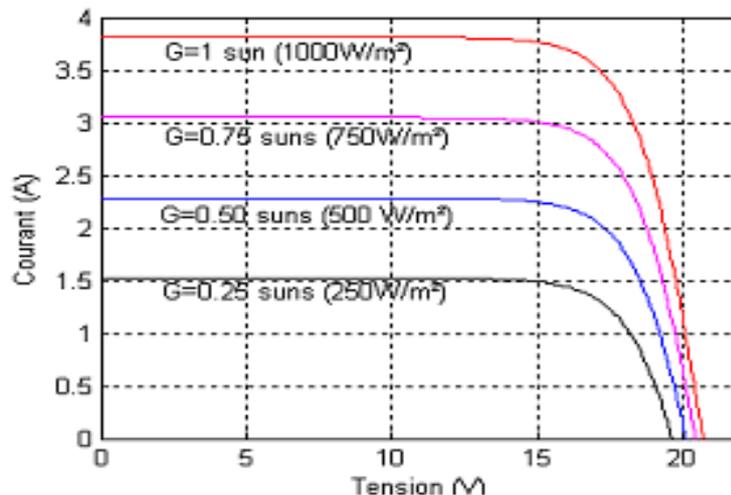
Divers facteurs influent sur les performances des modules PV tels que la faible irradiation solaire, les salissures, la vitesse du vent, la température ambiante, et des températures de fonctionnement élevées contribuent à des dégradations dramatiques dans l'efficacité de la conversion et de la durée de vie technique des cellules solaires.

Les cellules PV ont toutefois tendance à être affectées principalement par des températures de fonctionnement élevées dues à l'éclairement énergétique du soleil, en particulier le rayonnement concentré qui tend à élever davantage la température de la jonction photovoltaïque [41, 42, 43].

#### I.4.5.1. Influence de l'éclairement

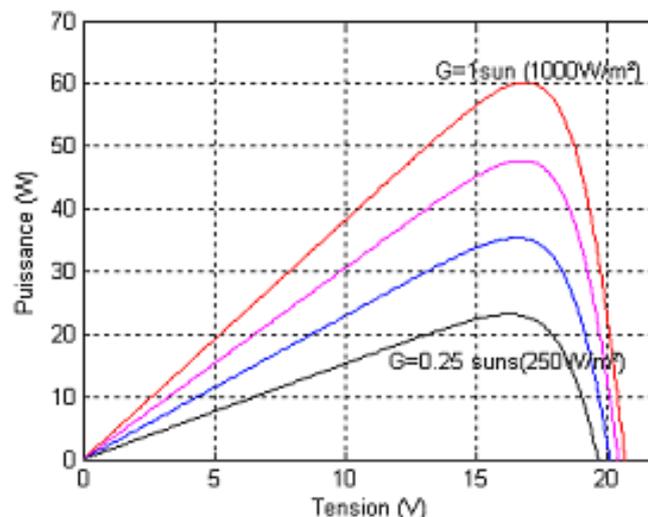
L'énergie électrique produite par une cellule dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface.

La figure I.22 représente la caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes. Le courant est directement proportionnel au rayonnement, contrairement à la tension qui ne varie que très peu en fonction de l'éclairement [44].



**Figure I.22 :** L'influence de l'éclairement sur la caractéristique  $I=f(V)$  [45].

La figure I.23 illustre la variation de la puissance délivrée par le générateur en fonction de la tension pour différentes valeurs d'éclairement, ce qui nous permet de déduire l'influence de l'éclairement sur la caractéristique  $P(V)$  [44].



**Figure I.23 :** L'influence de l'éclairement sur la caractéristique  $P=f(V)$  [45].

#### I.4.5.2. Influence de la température sur l'efficacité du module PV

L'influence de la température est non négligeable sur la caractéristique  $I=f(I, V)$  du module PV. Pour le silicium, lorsque la température augmente :

- Le courant augmente d'environ  $0,025 \text{ mA/cm}^2/^\circ\text{C}/\text{Cellule}$ .
- La tension décroît de  $2,2 \text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{cellule}$ .
- D'où, une baisse de puissance d'environ  $0,4\%/^\circ\text{C}$ .

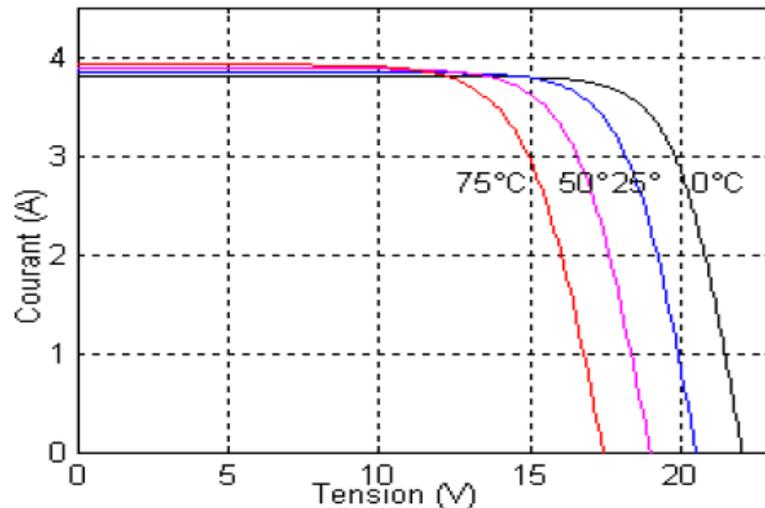


Figure I.24 : Influence de la température [45].

Donc, cette influence devra être prise en compte lors du dimensionnement du générateur photovoltaïque.

Les systèmes Photovoltaïques ont une performance maximale quand ils font face au sud. Les écarts par rapport au sud sont autorisés, mais réduisent la performance. L'inclinaison à droite de la photovoltaïque par rapport à l'horizontale. Habituellement sélectionné une pente qui donne les meilleurs résultats tout au long de l'année, en Algérie l'inclinaison optimale est d'environ 30°-45°.

Une règle empirique pour vous assurer que votre système ne fonctionne pas moins à cause de l'ombrage, est le suivant : la distance de tout obstacle (bâtiment, arbre, etc.) doit être le double de la hauteur de l'obstacle [46 - 47].

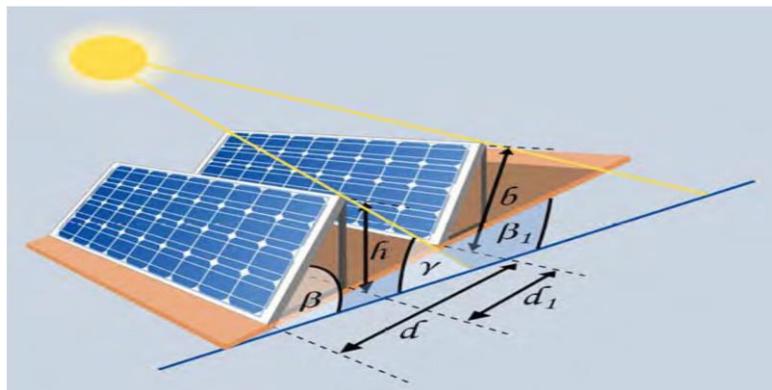


Figure I.25 : Distance minimale entre les réseaux pour éviter les ombres.

## I.5. Présentation des capteurs solaires thermiques

### I.5.1. Introduction aux transferts thermiques

L'analyse de performance des capteurs solaires exige un arrangement des divers modes du transfert de chaleur. Une théorie de base de transfert de chaleur est présentée ci-dessous, étant appliquées plus particulièrement aux capteurs solaires [48].

### I.5.1.1. La conduction

La conduction est le mode de transfert de chaleur caractérisé par la propagation de l'énergie thermique dans un milieu matériel sans déplacement de la matière [49].

La loi de Fourier pour l'état d'équilibre, des applications unidimensionnelles est comme suit :

$$Q = -\lambda A \frac{dT}{dx} \quad (\text{I.14})$$

Où :

Q : Est le flux de chaleur transmis par conduction.

$\lambda$  : Est la conductivité thermique du matériau.

A : La surface de la section perpendiculaire.

$dT/dx$  : La variation de la température en ce qui concerne la longueur du chemin de transfert de chaleur.

Pour une plaque plane simple d'épaisseur L, l'équation devient :

$$Q = -\lambda A \frac{T_2 - T_1}{L} \quad (\text{I.15})$$

Et pour une plaque composite composé de deux matériaux :

$$Q = -\lambda A \frac{T_2 - T_1}{\frac{L_1}{\lambda_1} + \frac{L_2}{\lambda_2}} \quad (\text{I.16})$$

### I.5.1.2. La convection

Le transfert de chaleur pour l'écoulement interne dans un passage est fortement dépendant si l'écoulement est laminaire ou turbulent. Le nombre de Reynolds pour l'écoulement dans un canal est donné par [48] :

La convection est un transport d'énergie dû à des mouvements macroscopiques [50]. On distingue deux types de convection :

- **La convection forcée**

Le mouvement du milieu est engendré par un dispositif externe (une pompe).

- **La convection naturelle**

Le mouvement du fluide est engendré par les variations de densité causées par des variations de température au sein du fluide, tel est le cas de la thermo-circulation.

Le transfert thermique convectif est régi par la loi de NEWTON [50] :

$$q = h \times s \times (T_p - T_f) \quad (\text{I.17})$$

Où :

- q : le flux échangé par convection.

- h : coefficient de convection.

- s : surface de la paroi solide en contact avec le fluide.

-  $T_p$  : température de la paroi solide.

-  $T_f$ : température du fluide.

### I.5.1.3. Le rayonnement

Le rayonnement se produit par l'intermédiaire de l'émission et de l'absorption électromagnétique entre les corps des différentes températures et se nomme rayonnement thermique. Il n'exige aucun milieu pour se propager. L'exemple le plus évident de ceci est rayonnement solaire rassemblé sur la surface terrestre. La puissance émissive de corps noir, ou l'émetteur parfait du rayonnement thermique, est proportionnel à la quatrième puissance de sa température, comme donné par Stefan-Boltzmann. Ceci peut être réécrit pour l'émission de la fréquence de l'énergie ou de la puissance [51].

Ce mode de transfert ne nécessite pas la présence d'un milieu matériel, on s'intéresse principalement aux échanges radiatifs qui existent.

Le transfert de chaleur par rayonnement a lieu lorsque de l'énergie sous forme d'ondes électromagnétique est émise par une surface et absorbée par une autre. Cet échange peut avoir lieu lorsque les corps sont séparés par le vide ou par n'importe quel milieu intermédiaire suffisamment transparent pour les ondes électromagnétiques [51].

Si on prend le rayonnement entre un corps et le milieu environnant nous avons la relation :

$$Q = \varepsilon_p \sigma A [T_p^4 - T_f^4] \quad (\text{I.18})$$

Où :

Q : Énergie de chaleur transmis par rayonnement.

$\varepsilon$ : Facteur d'émissivité du corps (La valeur de  $\varepsilon$  vaut 1 pour un corps dit noir).

T: Température du corps en Kelvin.

$\sigma$  : Constante de Stephan.

La plupart des gaz monoatomiques ou polyatomiques symétriques (H<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>,...) n'absorbent et n'émettent aucun rayonnement thermique. Par contre les gaz polyatomiques non symétriques émettent un tel rayonnement.

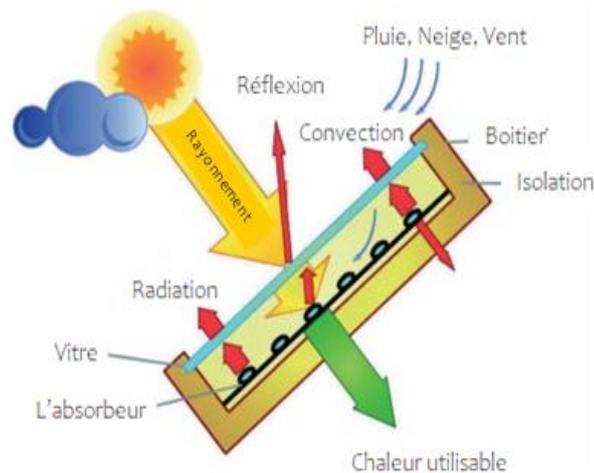
## I.5.2. Capteurs solaires thermiques

### I.5.2.1. Principe des capteurs solaires thermiques

La figure I.26 présente l'échange thermique dans un capteur solaire. Le rôle d'un capteur solaire thermique est de transformer le rayonnement solaire qu'il reçoit en énergie calorifique utilisable, le plus souvent par l'intermédiaire d'un fluide caloporteur (eau, air, ...).

Le principe de conversion du rayonnement solaire en énergie thermique est basé sur la paroi absorbante qui s'échauffe sous l'effet de l'absorption du rayonnement solaire incident, et l'effet de serre qui consiste à accumuler la chaleur dans un capteur pour la transférer directement ou par l'intermédiaire d'un fluide qui circule sous cette paroi et récupère par convection une partie de cette énergie absorbée et subit une élévation de température ( $T_{fs} - T_{fe}$ ) à la traversée du capteur.

Un collecteur solaire ou capteur solaire est utilisé pour extraire la chaleur du rayonnement du soleil. Ainsi, un collecteur fait toujours quelque chose de chaud. Au cœur d'un capteur solaire est un absorbeur solaire. Ce dernier absorbe le rayonnement du soleil et la convertit en Chaleur. Les capteurs solaires sont utilisés pour chauffer l'eau domestique, chauffage domestique, et produire de la chaleur à haute température, Les centrales thermiques peuvent même produire de l'électricité à partir de la chaleur à haute température [52,53].



**Figure I.26 :** Processus dans un capteur solaire thermique.

### I.5.2.2. Les différents types des capteurs solaires

Les capteurs solaires sont caractérisés par leur mouvement (stationnaire, à poursuite simple et à poursuite double) et par leur température opératoire. Les capteurs stationnaires ont une position fixe et ne suivent pas la position du soleil dans le ciel. On en distingue trois types:

- Capteur plan.
- Capteur à concentration.
- Capteur à tube sous vide.

#### a. Capteur solaire plan

Le capteur solaire plan est un dispositif conçu pour recueillir l'énergie transportée par les radiations solaires, la convertir en énergie calorifique et la transmettre à un fluide caloporteur, il combine deux principes physiques : les effets de serre et du corps noir.

Un Capteur solaire à plaque plane est constitué d'un imperméable, en métal ou en fibre de verre boîte isotherme contenant une plaque d'absorption de couleur foncée, l'absorbeur avec un ou plusieurs vitrages. Les plaques absorbantes sont généralement fabriquées à partir de métal en raison de sa haute conductivité thermique et peints avec des revêtements de surface sélectifs spéciaux afin d'absorber et transférer la chaleur mieux que la peinture noire. Le vitrage recouvert réduit la convection et les pertes de chaleur du rayonnement vers l'environnement [49,54].

Le capteur gagne une énergie lorsque le rayonnement solaire se déplace à travers la couverture, Plus le facteur de transmission ( $\tau$ ) du vitrage est élevé, plus le rayonnement atteint

la plaque d'absorbeur. Cette énergie est absorbée en une fraction égale à la capacité d'absorption( $\alpha$ ) du récepteur-métal noir.

Il existe deux grandes catégories des capteurs solaires à plaque plane :

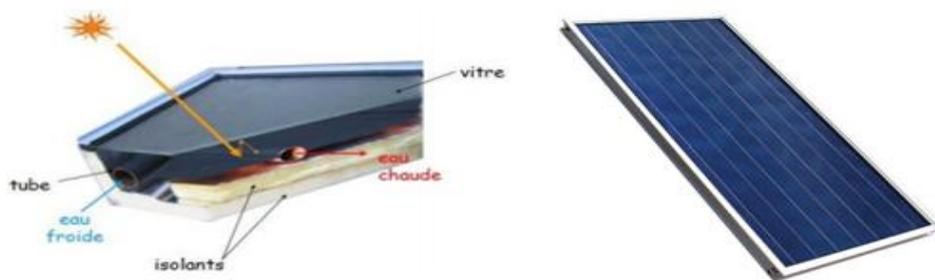
- **Capteurs plans à liquide avec vitrage**

Dans les capteurs à liquide plans avec vitrage, comme il est montré dans la figure I.27, une plaque absorbante (qui souvent est recouverte d'un revêtement sélectif) est fixée dans un cadre entre un vitrage simple ou double et un panneau isolant placé à l'arrière. L'énergie solaire est ainsi emprisonnée dans le capteur à cause du vitrage (effet de serre). Ces capteurs sont couramment utilisés pour des applications à températures modérées (chauffage de l'eau sanitaire, chauffage de locaux, chauffage de piscines intérieures ouvertes toute l'année et chauffage pour procédés industriels).

- **Capteurs plans à liquide sans vitrage**

Les capteurs plans sans vitrage, sont ordinairement faits de plastique polymère noir. Normalement, ils n'ont pas de revêtement sélectif et n'ont ni cadre ni isolation en arrière. Ils sont simplement posés sur un toit ou sur un support en bois. Ces capteurs de faible coût captent bien l'énergie solaire, cependant les pertes thermiques vers l'environnement augmentent rapidement avec la température de l'eau, particulièrement dans les endroits venteux en conséquence [50].

Les capteurs sans vitrage sont couramment utilisés pour des applications demandant une fourniture d'énergie à basse température (piscines, eau d'appoint en pisciculture, chaleur industrielle, etc.) dans les climats froids, ils sont habituellement utilisés exclusivement durant l'été à cause de leurs pertes thermiques élevées.



**Figure I.27** : Un capteur solaire plan avec vitrage.

### **b. Les différents composants d'un capteur solaire plan**

Un capteur plan est constitué essentiellement d'une couverture transparente, d'un absorbeur, d'un fluide caloporteur, d'une isolation thermique et d'un coffre.

- **L'absorbeur**

L'absorbeur est l'élément central du capteur solaire, il absorbe le rayonnement solaire global de courtes longueurs d'onde et le convertit en chaleur. Il est constitué d'une plaque à laquelle sont intégrés des tubes à travers lesquels circule le fluide caloporteur. Le matériau constituant la plaque de l'absorbeur peut être soit métallique soit en matière plastique laquelle est utilisée uniquement dans le cas où un milieu agressif circule directement dans l'absorbeur

tel est le cas de l'eau d'une piscine [55].

Dans le cas des métaux on utilise le cuivre, l'acier inoxydable, ou bien l'aluminium, qui ont de bonnes conductibilités thermiques.

- **Le fluide caloporteur**

Le fluide de travail est chargé de transporter la chaleur entre deux ou plusieurs sources de température. Il est choisi en fonction de ses propriétés physiques et chimiques, il doit posséder une conductivité thermique élevée, une faible viscosité et une capacité calorifique élevée. Dans le cas des capteurs plans, on utilise de l'eau à laquelle on ajoute un antigel (généralement de l'éthylène glycol) ou bien de l'air. Par rapport à l'eau [55].

- **La couverture transparente**

C'est une surface faite d'un matériau transparent au rayonnement visible mais opaque au rayonnement I.R, permettant de réaliser un effet de serre.

Les couvertures transparentes habituelles sont pour la plupart en verre simple ou traité qui laisse passer jusqu'à 95% de la lumière grâce à leur faible teneur en oxyde de fer, mais on peut trouver aussi des produits de synthèse.

L'utilisation de la couverture transparente du capteur permet d'accroître son rendement et d'assurer des températures de plus de 70°C [53], en créant un effet de serre qui réduit les pertes thermiques vers l'avant de l'absorbeur, en effet :

Soit un capteur exposé au rayonnement solaire, sa couverture est transparente au rayonnement visible mais opaque aux rayonnements U.V et I.R. A la surface de la terre, le rayonnement solaire est composé de 42% de rayonnement visible qui va être transmis à l'absorbeur lequel en chauffant va réémettre du rayonnement I.R pour lequel la transmissivité de la vitre est faible ne pouvant ainsi s'échapper et qui sera en partie absorbé par la vitre qui s'échauffe et en partie réfléchi vers la plaque qui elle-même s'échauffe [55], [56]. L'utilisation de la couverture transparente évite le refroidissement de l'absorbeur par le vent.

- **L'isolation thermique**

L'absorbeur doit transmettre l'énergie captée au fluide caloporteur en évitant les pertes thermiques par conduction, convection et par rayonnement, des différentes parties périphériques vers l'extérieur. Les solutions adaptées sont les suivantes :

➤ **Partie avant de l'absorbeur** : La lame d'air située entre la vitre et l'absorbeur se comporte comme un isolant vis-à-vis de la transmission de chaleur par conduction. Cependant, si l'épaisseur de cette lame est trop grande, une convection naturelle intervient, d'où une perte d'énergie. Pour les températures usuelles de fonctionnement du capteur plan, l'épaisseur de la lame d'air est de 2.5 cm. En plaçant deux vitres, on limite les pertes dues à la réémission ainsi que les pertes par conduction et par convection [55].

➤ **Parties arrière et latérale** : Afin de limiter les pertes thermiques à la périphérie du capteur, on peut placer une ou plusieurs couches d'isolant qui doit résister et ne pas dégazer aux hautes températures, sinon, il faut s'attendre à voir apparaître un dépôt sur la face intérieure de la couverture. En plus d'utiliser un isolant pour minimiser les pertes thermiques on peut augmenter la résistance de contact entre la plaque, l'isolant et le coffre en évitant de presser ces surfaces les unes contre les autres car dans le cas d'une forte rugosité, il peut exister entre les deux faces en contact un film d'air qui empêche la chaleur de passer facilement par conduction [52], [55], [57].

- **Le coffre**

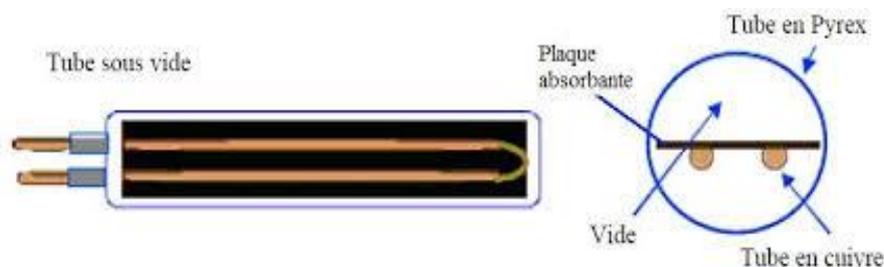
Le coffre fabriqué couramment en aluminium ou en bois, enferme l'absorbeur et l'isolation thermique du capteur, les protégeant ainsi contre l'humidité et les détériorations mécaniques.

**c. Capteurs sous vide**

L'utilisation de ce type est très favorable dans le cas où la température de fonctionnement requise est très élevée ( $>100^{\circ}\text{C}$ ), ou lorsque la température ambiante est faible (région de montagne). On distingue deux types :

- **Tubes sous vide à flux direct**

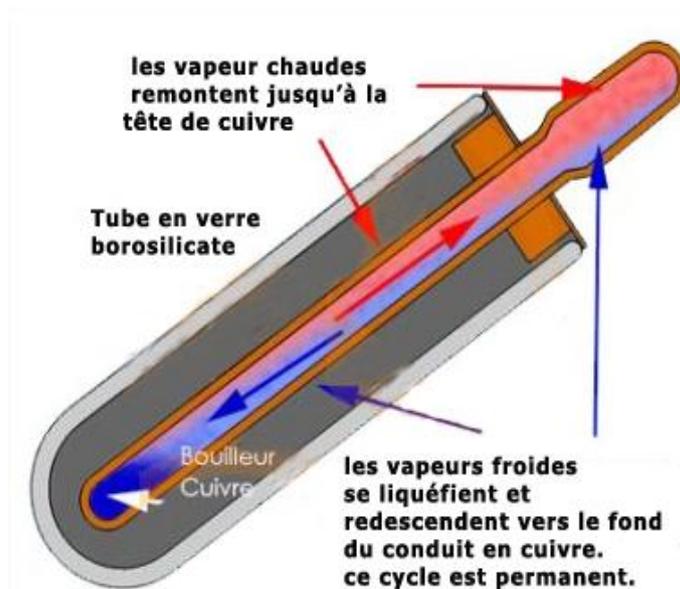
Il est constitué d'une série de tubes de verre dans lesquels passe un autre tube collecteur de chaleur. La paroi des tubes est double, comme celle d'une bouteille thermos, et on y fait le vide afin de limiter les pertes thermiques par convection.



**Figure I.28 :** Principe du capteur sous vide à flux direct.

- **Tubes sous vide à caloduc**

Dans les tubes sous vide à caloduc, le tube de l'absorbeur contient une petite quantité de liquide (fluide organique, alcool...). Sous l'action du rayonnement solaire, le liquide se transforme en vapeur qui monte en haut du tube où elle se condense au contact de l'échangeur et transfère la chaleur au fluide caloporteur.



**Figure I.29:** Principe d'un capteur sous vide à caloduc.

Le principal avantage d'un système à caloduc en regard du précédé est de pouvoir remplacer un tube défectueux sans avoir à démonter l'ensemble du capteur [58].

D'un point de vue thermique, les capteurs sous vide ont l'avantage de pouvoir monter en température rapidement, ainsi qu'un très bon rendement, notamment du fait d'un coefficient K plus faible que les capteurs plans.

Bien qu'ils soient plus chers à l'achat, leur domaine d'application est plus large, surtout la possibilité de produire du froid par absorption.

#### d. Les capteurs à concentration

Ce sont des capteurs solaires comportant un système optique (réflecteurs, lentilles...) destiné à concentrer sur l'absorbeur le rayonnement ayant traversé l'ouverture.

- **Avantage et inconvénient**

Le concentrateur est un dispositif qui permet, par réflexion ou réfraction du rayonnement incident, de soumettre le convertisseur à des flux surfaciques intenses ; la conversion héliothermique à température élevée devient alors envisageable ; jusqu'à environ 300°C, sous quelques centaines de  $\text{W.m}^{-2}$  avec des concentrateurs de révolution. Cet avantage essentiel ne va toutefois pas sans inconvénients [59,60].

➤ **D'ordre physique** Perte à la réflexion ou à la transmission, d'une fraction du rayonnement direct (partie rayonnement global directement issue du soleil) selon la valeur du facteur de réflexion, ou de transmission du concentrateur (par exemple 0.9).

Perte totale ou partielle du rayonnement diffus (seconde composante du rayonnement global) qui provient de l'environnement, et non plus du soleil, par rapport auquel les calculs de trajectoires optiques ont été effectués (plusieurs dizaines de  $\text{KW.m}^{-2}$ ).

➤ **D'ordre technologique et économique** : Le capteur à concentration est souvent plus sophistiqué (par exemple, mobile) et donc plus cher par unité de surface que le capteur plan traditionnel à l'investissement comme à la maintenance.

### I.5.3. Capteur hybride photovoltaïque thermique (PVT)

Une grande partie du rayonnement solaire n'est pas convertie en électricité et accroît leur température entraînant ainsi une baisse de leur rendement électrique. Les capteurs solaires PVT hybrides sont des systèmes utilisant des modules photovoltaïques (PV) comme absorbeur thermique. Par récupération d'une partie de la chaleur dissipée par les modules PV à l'aide d'un fluide caloporteur, ces capteurs solaires hybrides permettent la production simultanée d'énergies thermique et électrique. Ils associent ainsi un capteur solaire photovoltaïque intégré au bâti et un capteur solaire thermique [60].

#### I.5.3.1. Classification des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques

En peut classer les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques selon la nature du fluide utile; les capteurs hybride à air et les capteurs hybride à fluide caloporteur liquide. [60,61]

#### a. Les capteurs solaires hybrides PVT à air

Ici, ils sont pris en compte les capteurs solaires PVT à air et les capteurs solaires PV intégré au bâti dans une configuration de type double –peau avec récupération de chaleur dans la lame

d'air en sous-face. Compte tenu de faible demande en chauffage solaire sur le marché, peu d'étude ont été menées sur les capteurs solaires PVT intégrés. Plusieurs configurations ont été fait de ce type de capteur PVT à air [60, 62,63] en peut montrer sur la figure suivante:

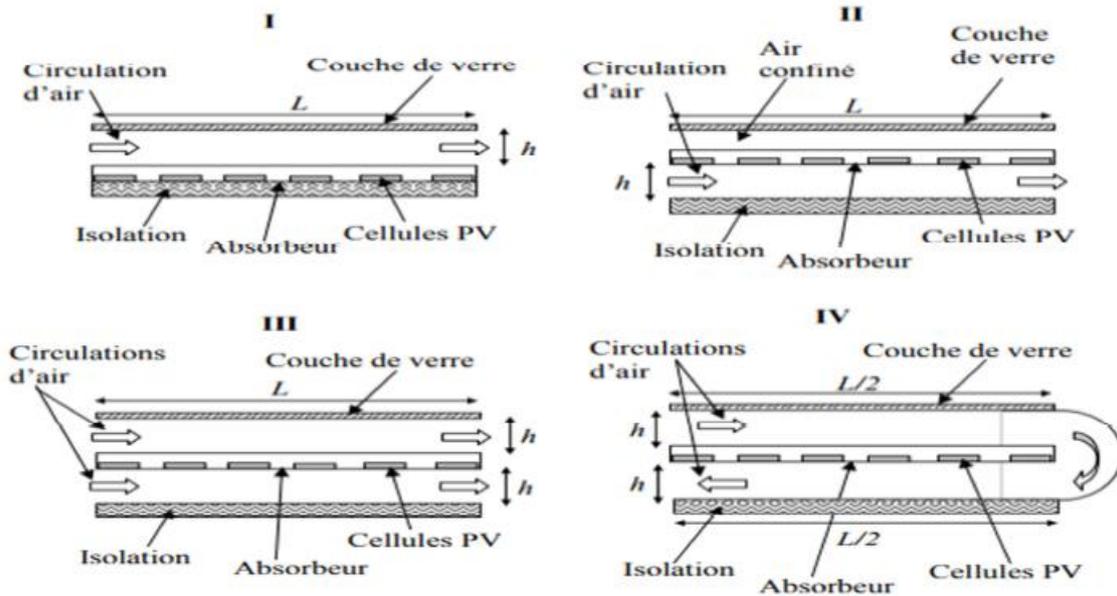


Figure I.30 : Prototypes de capteur solaire PVT à air.

**b. Les capteurs solaires hybrides PVT avec un liquide**

Afin d'améliorer la performance du système photovoltaïque, beaucoup d'effort a été consacré sur la recherche et le développement de la technologie du système hybride photovoltaïque thermique PVT. L'une des modifications de conception est d'augmenter la performance du module photovoltaïque par circulation de l'eau pour extraire la chaleur utilisant l'eau comme liquide réfrigérant. Ces collecteurs du liquide PVT sont semblables à un collecteur conventionnel avec un liquide ; un absorbeur avec un tube serpentin ou des séries de canalisations verticales parallèles est appliqué, sur lesquelles le module PV a été stratifié ou collé comme joint époxyde adhésif [60,64 et 65].

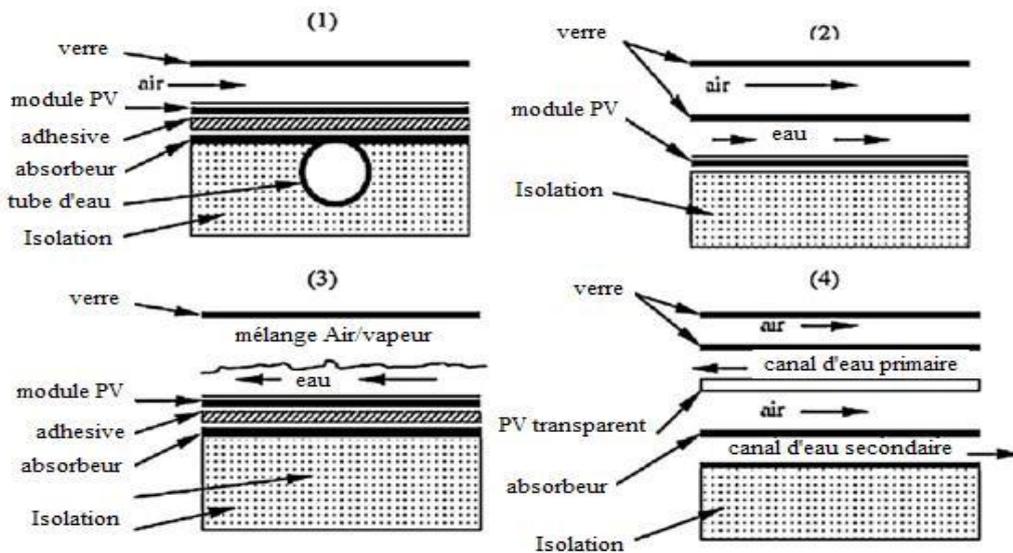
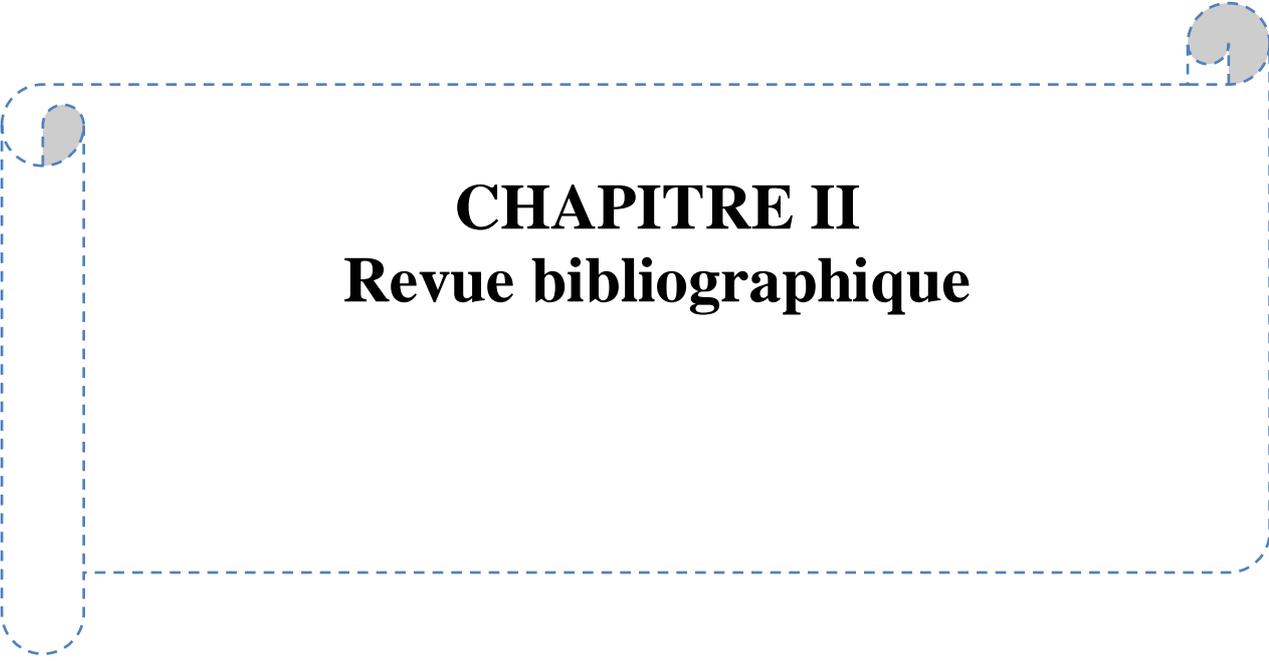


Figure I.31 : Prototypes de capteur solaire PVT avec un liquide.

Bien que les collecteurs liquides se soient avérés techniquement faisables, les possibilités économiques sont pourtant incertaines comparé au système du chauffage PVT à air, pas beaucoup de développements sont vus dans la littérature sur des systèmes de liquide-chauffage dus à leurs limitations inhérentes comme : le coût additionnel de l'unité thermique pour la circulation de l'eau, et le problème de congélation inhérent du fluide de fonctionnement une fois utilisé dans des régions de basse température, etc.

### **I.6. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté une synthèse sur les différents systèmes des énergies renouvelables, des notions importantes sur le gisement solaire comme les coordonnées terrestres et horaires, les temps de base et le mouvement de la terre autour de soleil. Un aperçu général a été donné sur l'effet photovoltaïque et le principe de fonctionnement de la cellule et du capteur.



## **CHAPITRE II**

### **Revue bibliographique**

---

## Chapitre II : Revue bibliographique

### II.1. Introduction

Un module photovoltaïque (PV) classique de technologie silicium cristallin convertit entre 12 et 18 % de l'énergie solaire incidente. Pour arriver à ce résultat, ce module PV absorbe en réalité entre 80 et 90% du rayonnement incident, dont la majeure partie est dissipée sous forme de chaleur, augmentant ainsi la température interne du module. Cette augmentation de la température réduit sensiblement les performances électriques du module. Pour les cellules solaires en silicium cristallin, lorsque la température augmente par 1°C l'efficacité de conversion d'énergie solaire en énergie électrique se réduit par 0,4 à 0,5% [66], [67].

Nombreux chercheurs et scientifiques désirent à évaluer l'efficacité thermiques et électrique des systèmes hybrides avec l'aspect économique. Des recherches visant à l'optimisation de leurs performances par une géométrie innovante de nos systèmes hybrides. C'est pourquoi, elles sont basées sur le changement dans les dimensions ou les propriétés des matériaux constitutifs (isolation thermique, absorbeur, cellules photovoltaïques ...) ou des fluides caloporteurs (air, eau ...).

Plusieurs efforts ont été consentis pour trouver une solution à ce problème. Il y a eu certaines idées comme la combinaison du système PV avec un système thermique pour former le capteur hybride PVT, le refroidissement par un matériau à changement de phase PV-MCP et l'incorporation d'un matériau à changement de phase dans un capteur hybride PVT-MCP.

### II.2. Les capteurs solaires photovoltaïques

L'histoire du photovoltaïque remonte à 1839, lorsque le physicien français Edmond Becquerel a d'abord observé l'effet PV. En 1886, l'américain Charles Fitts construit une cellule PV au sélénium qui convertit la lumière visible en électricité avec une efficacité de 1% [68]. Dans les années 1930, la théorie des effets photoélectriques a été développée grâce aux propriétés électriques du silicium et d'autres semi-conducteurs cristallins.

En 1954, des scientifiques des laboratoires Bell, à la recherche d'un moyen pratique pour produire de l'électricité pour les systèmes téléphoniques dans les zones rurales éloignées des lignes électriques, produisent une cellule PV en silicium avec une efficacité de 6% [69]. Bientôt, cette efficacité a été améliorée à 11%.

Les années 1950 ont été un moment défavorables pour le développement d'une technologie énergétique basées sur l'effet PV. Le prix du pétrole était inférieur à 2 dollars le baril et de grandes centrales à combustible fossile ont été construites. De plus, en 1954, la construction du premier réacteur nucléaire commercial au monde a commencé. Les chercheurs en PV ont également fait face à une réalité économique troublante. Les cellules de silicium développées étaient extrêmement coûteuses, avec des coûts dépassant 600 \$ par watt comparativement à 5 \$ en 2016.

Entre 1957 et 1958, les Russes et les Américains lancent leurs premiers satellites à énergie solaire [70]. Les cellules connaissent alors une augmentation importante de leurs efficacités avec réduction des coûts. Un nouveau type de cellules amorphes a-Si transparentes a été proposé par Lalovic et al. [71]. Les cellules solaires, déposées sur des panneaux de verre et ayant un

rendement moyen de 4 % et une surface totale de 0,9 m<sup>2</sup>, ont été collées à la plaque d'échange thermique en aluminium à ailettes et à tubes grâce à une technologie simple. Cette unité hybride a bien fonctionné comme capteur solaire thermique, chauffant l'eau jusqu'à 65 °C, tandis que les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques ont peu changé. Les résultats obtenus montrent qu'il est possible de construire des systèmes hybrides simples et bon marché ayant un bon rendement tant photovoltaïque que thermique. Depuis le début des années 1990, la croissance annuelle du marché mondial des cellules solaires a été de 20 à 40%. Depuis 1999, les vingt pays de l'AIE (Agence internationale de l'énergie) ont représenté plus de 90% de la production mondiale de cellules solaires dont environ 80% ont été installées dans ces pays. En 2005, la capacité des cellules solaires installées dans le monde avait atteint 10 877 MW.

### II.3. Les capteurs solaires hybrides photovoltaïques thermiques PVT

Les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques (PVT) sont des dispositifs qui convertissent simultanément l'énergie solaire en électricité et en chaleur. Une quantité importante de recherche sur les capteurs PVT a été effectuée au cours des 30 dernières années. L'examen porte sur des modèles analytiques et numériques ainsi que des travaux de simulation et d'expérimentation. Parmi les principaux travaux on peut citer :

Une analyse d'un capteur solaire thermique a été effectuée par Wolf [72]. Les PV étudié sont à base de silicium et couplé à un système de stockage de chaleur. L'analyse a montré que le système de combinaison est une approche viable. Il nécessitera un moyen de contrôle de la température pendant que l'énergie thermique est disponible en excès de charge et est déversée dans l'environnement. Plusieurs paramètres de conception du système ont été modifiés pour une analyse de sensibilité.

Une suggestion des systèmes de capteurs hybrides photovoltaïques et thermiques combinés a été proposée par Kern et Russell [73]. D'après les premières réactions, au concept du collecteur hybride, sont généralement favorables. Le dispositif est considéré comme égal aux caractéristiques thermiques et électriques des dispositifs séparés tout en occupant l'espace d'un seul d'entre eux. Bien que les systèmes hybrides produisent plus d'énergie utile que les systèmes thermiques ou photovoltaïques, leur coût initial est plus élevé et se justifie d'un point de vue économique.

Les performances thermiques et électriques d'un capteur solaire photovoltaïque/thermique combiné à air et à liquide ont été évaluées, ce qui a permis d'établir une étroite corrélation avec les résultats théoriques du modèle théorique sur les systèmes PVT proposé par Hendrie [74]. Les résultats obtenus montre que les rendements thermiques maximums de 45,2 % et 40 % pour les collecteurs à liquide et à air sans production d'électricité sont respectivement tombés à 40,4 % et 32,9 % lorsque de l'électricité était produite.

Des rendements électriques maximums de 6,8 % ont été mesurés. Deux analyses unidimensionnelles distinctes ont été développées pour la prédiction des performances thermiques et électriques des capteurs plats à liquide et air, photovoltaïques/thermiques (PV/T) par Raghuraman [75]. Les analyses obtenues tiennent compte de la différence de température entre l'absorbeur d'insolation primaire (les cellules photovoltaïques) et l'absorbeur secondaire (un absorbeur plat thermique). Les résultats des analyses sont comparés aux mesures d'essais et, à partir de là, des recommandations de conception sont formulées pour maximiser l'énergie totale extraite des capteurs.

Le développement des logiciels de simulation permet l'étude des performances des systèmes PVT hybride à air présentée par Cox et Raghuraman [76]. Dans cette étude les caractéristiques explorées se concentrent sur deux domaines principaux : l'augmentation de

l'absorption solaire et la réduction de l'émission infrarouge. Les résultats des simulations peuvent être résumés comme suit : pour les cellules PV couvrant plus d'environ 65 % de la surface totale des capteurs, un absorbeur sélectif réduit en fait l'efficacité thermique lorsqu'il est utilisé avec une cellule à grille. Les exigences pour le revêtement à faible émissivité sont une émissivité infrarouge inférieure à 0,25 et une transmissivité solaire supérieure à 0,85. La combinaison optimale pour un système PV/T à air se compose de cellules PV à grille, d'un absorbeur secondaire non sélectif et d'un revêtement à haute transmissivité/faible émissivité au-dessus des cellules PV.

Un système PVT hybride à air a été analysé par Bhargava et al. [77]. La zone optimale des cellules solaires nécessaires pour fonctionner la pompe est calculée pour différentes configurations. Ils ont montré que le système hybride n'est autosuffisant que pour certains paramètres de conception et certains débits.

Les performances des capteurs hybrides ont été étudiées par Sopian et al. [78]. Dans les travaux précités, le rendement thermique des systèmes PVT était dans la gamme de 45 à 65%.

Un modèle physique détaillé d'un système hybride photovoltaïque/thermique a été proposé par Bergene et Lovvik [79]. Ils ont analysé le transfert de l'énergie entre les différents composants du système hybride PVT utilisant de l'eau comme fluide caloporteur. Le modèle prédit assez bien les performances du système avec des rendements, thermique + électrique, d'environ 60 à 80 %. Cependant, les comparaisons directes avec des expériences pertinentes sont difficiles car les paramètres du système pertinent pour le modèle proposé ne sont pas explicitement indiqués dans la description des expériences.

Le capteur hybride PVT avec réservoir d'eau chaude a été proposé par Huang et al, en 2001 [80]. Les résultats des tests montrent que le capteur solaire PV/T fabriqué à partir d'un panneau de polycarbonate ondulé peut obtenir un bon rendement thermique.

Une autre conception des systèmes PVT a été incluse par Zondag et al. [81]. Ils ont étudié quatre modèles numériques construits pour la simulation du rendement thermique d'un collecteur PV-thermique combiné : un modèle dynamique 3D et trois modèles en régime permanent qui sont 3D, 2D et 1D. Ils ont constaté que tous les modèles suivent les expériences avec une précision de 5%.

Une étude sur le rendement de différents modèles de collecteurs combinés PV-thermiques présentée par Zondag et al. [82]. Afin d'obtenir une vision plus claire du rendement attendu des différents concepts, neuf modèles différents ont été évalués. Le concept de PV à canaux sous transparents est celui qui offre le meilleur rendement, mais comme le rendement annuel du concept de PV sur feuilles et tubes dans un système de chauffage solaire n'est que de 2 % inférieur alors qu'il est plus facile à fabriquer, ce concept a été considéré comme une bonne alternative.

Un état de l'art sur les capteurs solaires PVT hybrides présenté par Zondag [83] un grand nombre de recherches sur les capteurs PV-thermiques (PVT) ont été effectuées.

Un guide européen pour le développement et l'introduction sur le marché de la technologie PVT a été présenté par Zondag et al. [84]. Des ateliers sur le PVT ont été organisés pour obtenir la participation active des communautés du photovoltaïque et du solaire thermique. Actuellement, les résultats des ateliers sont utilisés dans la rédaction d'une feuille de route pour l'introduction à grande échelle de la technologie PVT sur le marché.

Une étude théorique et expérimentale d'un capteur solaire PVT à air présenté par Tiwari et al. [85]. Ils ont examiné un système qu'est constitué de deux modules PV connectés en série et montés sur une couche isolante non-corrosive de Tedlar. Une lame d'air isolée à l'aide d'une

couche en bois permet la ventilation naturelle ou forcée des modules PV en sous-face.

La plupart des recherches menées dans ce domaine ont pour objectif d'évaluer les performances thermiques et électriques ou d'analyser l'aspect économique des systèmes hybrides. Pour cela, certains chercheurs proposent des modèles thermiques analytiques à l'aide d'une analogie électrique. D'autres recherches portent sur l'optimisation des performances des composants solaires en améliorant les conditions de fonctionnement (inclinaison, orientation, etc.) ou en proposant des configurations géométriques innovantes. Ainsi, ces recherches se basent sur la modification des dimensions ou des propriétés des matériaux de construction (isolant thermique, absorbeur, cellules PV, etc.) ou des fluides caloporteurs (air, eau glycolée, etc.). Ces améliorations visent soit à accroître la quantité d'énergie solaire absorbée et les transferts thermiques entre le fluide caloporteur et l'absorbeur ou à réduire les pertes thermiques extérieures du capteur solaire hybride.

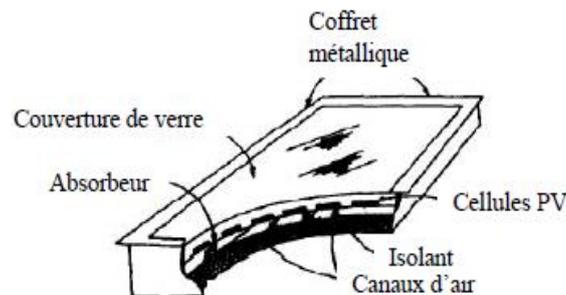
### II.3.1. Les capteurs solaires hybrides PVT plan

Les capteurs solaires hybrides PVT plan peuvent être classés selon le fluide caloporteur utilisé (l'eau, l'air ou les deux simultanément).

#### II.3.1.1 Les capteurs solaires hybrides PVT à air

Le capteur hybride PVT à air produit l'énergie électrique et l'énergie thermique sous forme d'air chaud. Ce dernier est utilisé dans plusieurs applications (chauffage, séchage, etc).

Un programme de modélisation d'un capteur solaire PV/T hybride à air a été proposé par Garg et Adhikari [86] permettant de prédire les productivités thermique et électrique. Le rendement des panneaux PV est calculé à partir d'une fonction linéaire décroissante.



**Figure II.1:** Schéma du capteur solaire PV/T hybride à air [86].

Ce capteur solaire est composé d'une couverture transparente, d'un absorbeur peint en noir et d'un support arrière bien isolé (Figure II.1). Les cellules PV sont collées sur l'absorbeur par l'intermédiaire d'une couche adhésive choisie pour ses bonnes propriétés de conduction thermique et d'isolation électrique.

Une étude approfondie sur les performances thermiques, électriques, hydrauliques et globaux des collecteurs PV / T a été réalisée par Hegazy [87]. Dans son analyse, il a examiné quatre modèles avec l'air circulant soit sur l'absorbeur ou en dessous et sur les deux côtés de l'absorbeur en un seul passage ou dans un double mode de passe. Sur la base des résultats de la

performance, il a suggéré que la conception, dans laquelle on laisse l'air passer des deux côtés de l'absorbeur, est le modèle le plus approprié pour convertir l'énergie solaire en chaleur à basse qualité et l'énergie électrique de haute qualité. D'une autre part, un système était simple de construction par des artisans locaux dans les zones rurales des pays en développement.

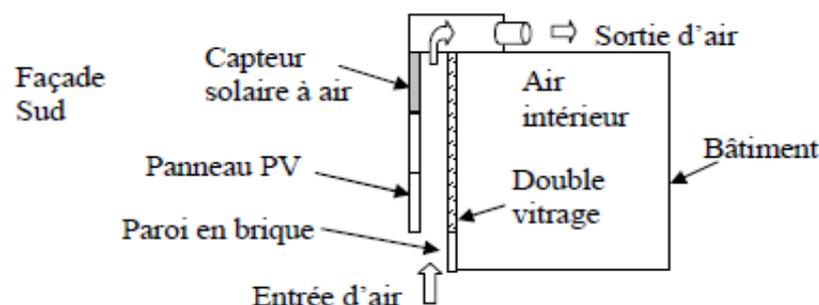
Une étude de simulation détaillée de la conception et du développement de systèmes PV/T avec circulation d'air intégrée dans une toiture inclinée a été réalisée par Aste et al [88]. Les résultats du modèle de simulation ont révélé de bonnes performances pour le système proposé. Les auteurs ont confirmé que des tests supplémentaires seraient nécessaires pour couvrir les technologies PV variables.



**Figure II.2.** Système PVT avec circulation d'air [88].

Le modèle dynamique d'un capteur solaire PV/T à air intégré à la façade d'un bâtiment a été présenté par Mei et al. [89]. Cette étude développée a été validée par des données expérimentales provenant d'une façade photovoltaïque de 6,5 m de haut sur la bibliothèque de Mataro, près de Barcelone. Il a été constaté que les charges de refroidissement sont légèrement plus élevées avec la façade PV pour tous les endroits considérés, alors que l'impact de la façade sur la charge de chauffage dépend de manière critique de l'endroit.

Une intégration des systèmes photovoltaïques aux bâtiments (ventilation naturelle sur les deux faces de panneaux PV intégrés à la façade et à la toiture de la bibliothèque publique Mataro Espagne) a été présentée par Lloret et al. [90]. La façade sud du bâtiment considéré par Mei et al [89] comporte de haut en bas, des capteurs solaires à air, des panneaux PV connectés en série et séparés d'un double vitrage intérieur par une lame d'air de 14 cm, et une paroi en briques. Les modules PV sont composés de cellules poly-cristallines encapsulées entre deux couches de verre. Les autres façades sont composées de béton cellulaire et de bardages métalliques. L'air est aspiré à la base de la lame d'air située à l'arrière des panneaux PV (Figure II.3).



**Figure II.3:** Schéma d'intégration de composants solaires à la façade Sud d'un bâtiment [89].

Une étude similaire sur le Centre Environnemental Brockshill (BHEC) situé au sud de Leicester en Grande-Bretagne en vue de le rendre autonome du point de vue énergétique réalisé par Cartmell et al. [91]. Pour cela, ce bâtiment a été équipé d'installations utilisant des énergies

renouvelables dont un capteur solaire PV ventilé, un capteur solaire à air et un capteur solaire à eau. Le capteur solaire PV monté sur la toiture du bâtiment inclinée à  $35^\circ$ , est combiné au capteur solaire à air (Figure II.4). Le panneau PV est composé de 20 modules d'une surface totale de  $37 \text{ m}^2$ . Le capteur solaire à air de  $12.5 \text{ m}^2$  de surface comporte une lame d'air isolée et un absorbeur noir muni d'ailettes afin d'accroître les transferts thermiques par convection entre l'absorbeur et l'air. L'air circule mécaniquement tout d'abord à l'intérieur du capteur solaire PV entre un isolant arrière et le panneau PV, puis dans le capteur solaire à air avant d'être injecté dans le local.

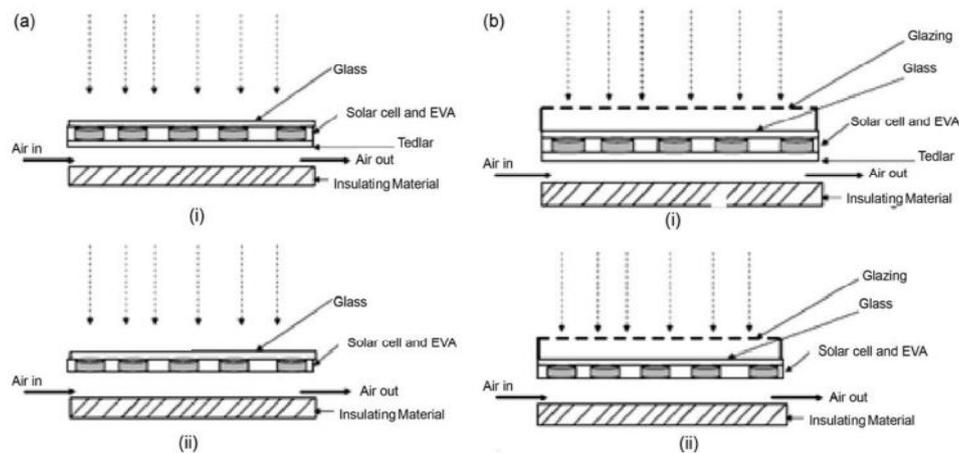
Dans le cas où les besoins en chauffage du bâtiment sont nuls, cet air est dirigé vers un échangeur de chaleur en vue d'une production d'eau chaude sanitaire. Ce système combiné a été construit et installé par la société Grammer Solarluft-Technik GmbH. Les simulations ont été effectuées à l'aide de quelques logiciels (dont TRNSYS) ayant permis la réalisation de sous-programmes de calcul de la productivité (thermique et électrique) du système combiné. Il est constaté que ce système couvre 64.4 % des besoins en eau chaude sanitaire du bâtiment (contre 26.5 % avec le capteur solaire thermique à eau) et 35 % des besoins en chauffage pendant la période froide.



**Figure II.4:** Capteurs solaires combinés intégrés à la toiture du Brockshill Environment Center.

L'efficacité d'un capteur solaire hybride qui produit à la fois de l'électricité et de la chaleur a été décrite par Saitoh et al [92]. Des expériences et des analyses ont été menées sur les caractéristiques de production d'électricité et de chaleur du capteur solaire hybride. Les résultats suggèrent qu'à température d'alimentation constante, le rendement de conversion électrique varie de 10 à 13 %, et le rendement thermique de 40 à 50 %. L'étude a testé le bilan énergétique annuel des systèmes hybrides, ce qui a confirmé la grande faisabilité des capteurs solaires hybrides.

Une étude paramétrique et comparative de quatre types des capteurs solaires à air (Figure II.5) a été proposée par Tiwari et al. [93]. Les systèmes étudiés se différencient par la présence ou non d'un vitrage et d'un support en Tedlar. Les modèles thermiques développés ont été validés avec une étude expérimentalement montée à New Delhi. Les résultats obtenus ont montré que le capteur à air vitré et sans Tedlar est le plus performant avec une amélioration significative du rendement global (thermique et électrique). Les capteurs solaires à air non vitré avec et sans Tedlar donnent des températures des cellules PV assez identiques.



**Figure II.5 :** PVT à air avec et sans vitrage, avec et sans tedlar [93].

Une étude des rendements énergétique et exégétique d'un capteur solaire hybride PVT à air sans vitrage et comportant une couche de Tedlar a été présentée par Joshi at al. [94]. Dans leur analyse quatre Les conditions ont été définies. La performance d'un capteur à air hybride PV/T à plaques parallèles a été étudiée pour quatre conditions climatiques, puis des études d'efficacité énergétique ont été réalisées. Les résultats validés expérimentalement indiquent que les rendements thermique et électrique du capteur solaire varient entre 55 à 65 % et 14 à 15 %, respectivement (Figure II.6).

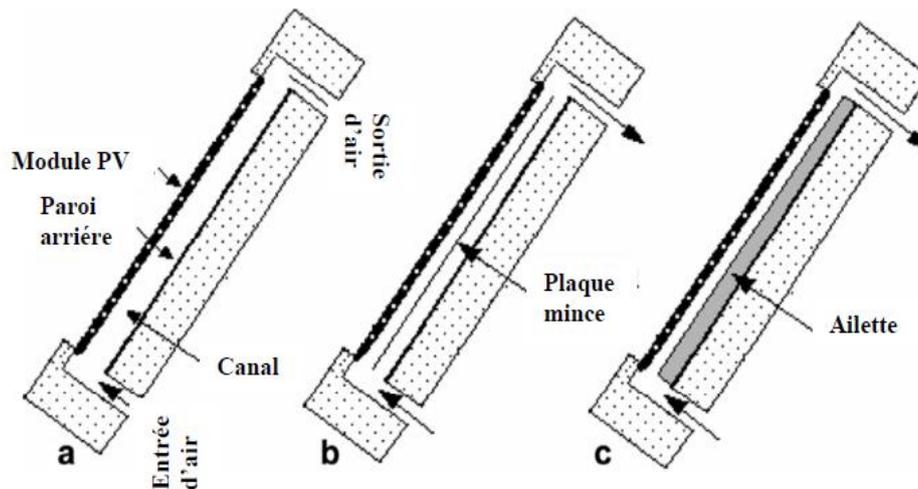
Un système PVT avec air (Figure II.7) Tonui et



de capteur solaire refroidissement à a été présenté par

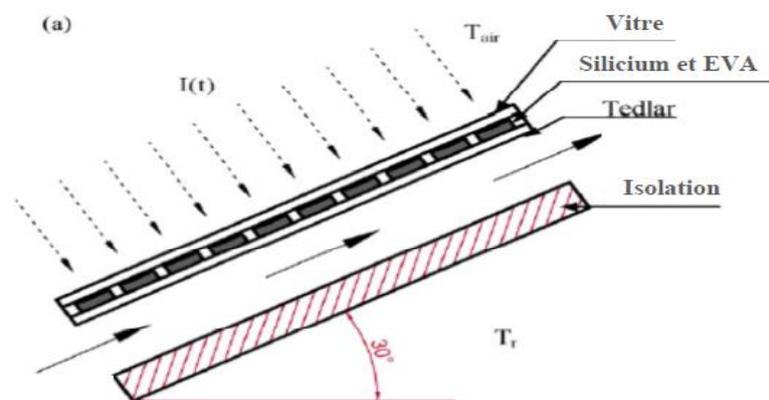
**Figure II.6 :** Photographie de l'installation expérimentale d'un collecteur d'air hybride PV/T [94].

Tripanagnostopoulos [95]. Ils proposent d'utiliser une mince feuille métallique ou des ailettes dans le canal d'air pour améliorer l'extraction de la chaleur des modules PV. Un modèle numérique a été développé et validé expérimentalement. Les systèmes proposés présentent de meilleures performances par rapport à un système classique. Les résultats montrent que les deux systèmes contribuent de manière positive à améliorer l'extraction de la chaleur à partir du module PV avec une meilleure production d'énergie électrique et thermique.



**Figure II.7 :** Les différentes configurations étudiées : (a) système conventionnel (b) système avec une feuille de métal (c) système avec ailettes [95].

Un système PVT installé comme toit d'un bâtiment (Figure II.8) a été étudié Agwaral et Tiawri [96]. La performance de ce système est comparée avec celle d'un système PV simple. Bien que le système BIPVT (building integrated photovoltaic thermal) monocristallin soit plus performant pour les consommateurs résidentiels du point de vue efficacité thermique et électrique, le système BIPVT au silicium amorphe s'avère plus économique. Les efficacités thermique et électrique du système BIPVT en silicium amorphe se situent respectivement à 33,54 et 7,13 % dans les conditions climatiques de New Delhi.



**Figure II.8 :** Section transversale du système PVT [96].

Un article un bref historique des systèmes PV/T fonctionnant avec de l'air comme fluide de refroidissement a été décrit par Hussain et al [97]. Dans leur article, il couvre également les travaux de recherche sur le collecteur PV/T dans les systèmes photovoltaïques/thermiques intégrés aux bâtiments (BIPVT). L'étude a conclu que l'avenir des collecteurs PV/T est prometteur et qu'ils peuvent être considérés comme une alternative dans les applications des bâtiments résidentiels, industriels et commerciaux. Alors que les chercheurs se sont concentrés sur les derniers développements dans ce domaine jusqu'à l'année 2013, dans cette étude, nous nous concentrerons sur les dernières recherches, y compris les dernières découvertes dans ce domaine.

Une étude sur l'effet de la variation des paramètres environnementaux sur un système PV/T a été présentée par Qureshi et al. [98]. Les tests ont été réalisés dans des conditions de ciel clair, de nuages et de brume partielle. Les résultats ont indiqué que la température des cellules PV était plus élevée par ciel dégagé que dans les autres conditions météorologiques testées. La réduction de la température d'appel pour des conditions nuageuses et partiellement brumeuses variait de 4,4 à 15,2 °C par ciel clair. Les résultats ont montré que pour des conditions nuageuses et légèrement brumeuses, il y avait une minuscule augmentation du courant et de la tension par rapport aux conditions de ciel clair.

Une étude numérique et expérimentale sur un système PV/thermique (PV/T) a été menée par Li et al. [99]. Le système était accompagné de concentrateurs solaires statiques miniatures. L'ensemble du système peut être intégré dans un bâtiment comme un système PV/T à plaques planes. Dans cette étude, un modèle numérique a été introduit, et des tests pratiques ont été effectués pour trouver l'effet des concentrateurs solaires statiques miniatures et pour valider les résultats de la simulation et de l'expérimentation. Les résultats de la simulation et des expériences ont montré une bonne concordance avec la valeur de l'écart absolu pour les rendements électriques des PV allant de 0,015 à 0,0065 au printemps. L'étude a comparé les performances thermiques entre le système PV/T à plaque plane et le système PV/T à concentration solaire. Les résultats ont indiqué que l'utilisation du système PV/T à concentration solaire miniature statique pourrait être étendue car il présente un faible coefficient de perte de chaleur.

Une analyse de simulation de systèmes PV/T pour un bâtiment résidentiel norvégien en essayant d'atteindre un bilan énergétique net zéro a été amené par Good et al. [100]. Dans leur étude ils ont comparé l'utilisation de systèmes PV et solaires thermiques individuels et la performance résultante a été comparée aux systèmes PV/T proposés. Les résultats ont indiqué que pour atteindre un bilan énergétique nul pour un bâtiment, des modules PV à haut rendement sont nécessaires, bien que cela dépend des conditions limites du système énergétique du bâtiment.

Une recherche sur les technologies PV/T solaire variable basées sur des capteurs plans a été présentée par Michael et al. [101]. L'étude s'est concentrée sur les avantages, les applications, les limites, les rendements et les possibilités de recherche de ces systèmes.

Un couplage entre un capteur PVT à air avec un système de ventilation à récupération de chaleur (VRC) (figure II.9) a été réalisé par Ahn et al. [102]. Les résultats expérimentaux montrent que les performances thermique et électrique du capteur PVT sont respectivement de 23 et 15%. Par conséquent, l'efficacité globale du système couplé est de 38%. Alors, l'efficacité du système VRC a été améliorée d'environ 20%. Les auteurs ont conclu que l'efficacité d'un système VRC couplé avec un capteur PVT est meilleure comparativement au système VRC simple.

Un collecteur d'air PV/T relié au système mécanique de distribution d'air d'un bâtiment résidentiel typique a été examiné par Farshchimonfared et al. [103]. Les résultats de l'étude montrent que la conception optimale des systèmes PV/T peut fournir des débits massiques d'air appropriés pour des applications finales variables à différentes températures. L'étude a conclu que la conception d'un système PV/T à air avec une faible profondeur du collecteur permettait d'obtenir un meilleur rendement à des différences de température élevées. Cependant, cette conception était très sensible aux variations du débit massique d'air. D'autre part, une profondeur de capteur plus importante permet d'obtenir un excellent rendement énergétique global avec une augmentation de température plus faible ; cependant, ce type de capteur est moins sensible aux variations du débit massique d'air.

Les maisons à faible consommation d'énergie situées dans des climats où le chauffage est prédominant en utilisant le système BIPV/T qui utilise l'air comme fluide de récupération de la chaleur a été analysé par Delisle et Kummert [104]. L'étude a pour but d'évaluer les coûts/bénéfices de ces systèmes. Les auteurs ont analysé quatre cas variables utilisant le préchauffage de l'air frais ou le préchauffage de l'eau chaude sanitaire avec plusieurs conditions de fonctionnement. Les résultats ont révélé que les systèmes BIPV/T produisent toujours plus d'énergie utile que le système BIPV.

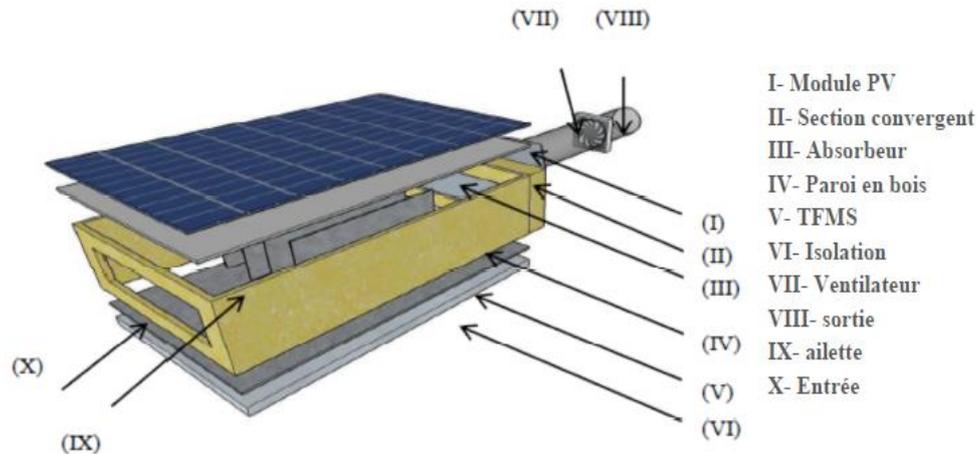
Une étude numérique pour comparer les performances des systèmes BIPV/T avec des entrées simples et multiples pour les nouveaux bâtiments a été aboutée par Rouniset et al [105]. L'étude a utilisé des données provenant d'un hiver froid et d'un été chaud avec des conditions de vent variables pour évaluer les performances thermiques et électriques. Les résultats de l'étude ont indiqué qu'un système BIPV/T à entrées multiples permettait d'obtenir un rendement électrique supérieur de 1 %. Cette augmentation peut être améliorée de 7 % par rapport au résultat total d'un système PV de 120 kW et jusqu'à 24 % par rapport à l'efficacité thermique.

La performance énergétique d'un toit en coussin (éthylène tétrafluoroéthylène) intégré à un système PV/T a été examiné par Hu et al. [106]. Les tests ont été effectués en décembre (9 °C) et en août (39 °C) 2015 pendant la journée afin de déterminer l'impact des conditions climatiques variables sur la performance du système. Les résultats expérimentaux ont indiqué des gains à haute température, l'efficacité énergétique électrique et thermique étant de 25,5 %.

Un nouveau concept de photovoltaïque à concentration intégré au bâtiment (BICPV) appelé système de fenêtres intelligentes a été examiné par Connelly et al. [107]. Ce système se compose d'un PV et d'un thermotrope utilisé comme fenêtre ou façade vitrée produisant de l'électricité. Ce système est équipé de manière à pouvoir répondre automatiquement aux variations des conditions climatiques en redirigeant l'énergie solaire réfléchie vers le PV. L'électricité produite est transmise à travers le système dans le bâtiment pour fournir de la lumière et de la chaleur. L'étude a révélé que la réflectivité du système est passée de 10 % en dessous de la température ambiante à 50 % au-dessus de la température ambiante.

Des possibilités d'utilisation sur des systèmes solaires thermiques PV dans les maisons et bâtiments tunisiens ont été étudiées par Hazami et al. [108]. Les travaux expérimentaux ont été menés en extérieur en juillet 2014 pour les modes passif et actif. Les rendements électriques et thermiques instantanés du système testé ont été évalués. Les résultats de l'étude suggèrent qu'en mode actif, les rendements énergétiques électriques et thermiques instantanés maximums sont d'environ 15 % et 50 %, respectivement. L'efficacité maximale de l'énergie électrique et thermique était d'environ 14,8 % et 50 %, respectivement. Ces résultats indiquent que le mode actif améliore l'efficacité électrique et l'exergie du système PV/T de 3,0 % et 2,5 %, respectivement.

Les rendements énergétiques thermiques et électriques d'un système PV/T ont été traités par Mojumder et al. [109]. Un système PV/T relié à un collecteur à air à passage unique a été utilisé. Le collecteur était équipé de fines ailettes rectangulaires qui servaient à dissiper la chaleur. La performance du système a été analysée et une expression analytique a été dérivée des équations du bilan énergétique des composants du système. Le rendement électrique et thermique maximums obtenus étaient d'environ 13,75% et 56,19%, respectivement.



**Figure II.9 :** Schéma de la conception de capteur PVT [109].

Un examen critique de l'impact des paramètres affectant le collecteur PV/T et la performance du module PV a été effectué par Elbreki et al. [110]. Les paramètres ont été testés avec la R & D la plus disponible afin d'évaluer leur influence sur la performance.

Une étude numérique sur la convection naturelle turbulente pour refroidissement du panneau solaire dans un nouveau concept de collecteur solaire hybride photovoltaïque/thermique a été évaluée par Boutina et al. [111]. Dans leur analyse ils ont fait l'intégration d'une cheminée avec PVT. Les résultats obtenus montrent que les paramètres géométriques sans dimension optimaux du nouveau système hybride proposé, produit une amélioration du taux de transfert de chaleur de 78,13 % par rapport au cas de base.

La dynamique des fluides pour différent emplacement des panneaux photovoltaïques avec cheminée a été analysée par Haghight et al. [112]. Leur modélisation a été réalisée pour quatre divers modes de combinaison des panneaux PV hybrides et de la cheminée solaire en trois différent largeurs de 70, 50, 30 cm pour les quatre modes. Le meilleur résultat a été obtenu pour l'hybride de panneaux photovoltaïques et de cheminée solaire pour le placement de 50 cm large, au lieu d'un collecteur transparent. Dans ce cas, la température moyenne des panneaux photovoltaïques était inférieure de 5 °C avec une augmentation d'efficacité de 1 % et une réduction de 0,2 m/s par rapport au collecteur transparent.

La production d'électricité grâce au refroidissement d'une puissance photovoltaïque semi-transparente avec l'intégration d'une cheminée solaire a été améliorée par Jamali et al [113]. Le système proposé peut réduire la température moyenne du STPV jusqu'à 15 °C. Il est conclu qu'en refroidissant la centrale STPV avec l'énergie solaire cheminée pour un rayonnement solaire de 500 W/m<sup>2</sup>. La production d'électricité est améliorée d'environ 29 %.

Une évaluation thermique et économique d'une cheminée solaire refroidie à l'air libre centrale photovoltaïque transparente (STPV) dans les climats différent a été faite par Jamali et al [114] ils ont analysé un système d'un modèle mathématique basé sur les transferts de chaleur entre trois principaux éléments du système : La STPV, dans l'air et au sol. La période de remboursement, ainsi que le coût unitaire de l'énergie produite, sont indiqués comme les principaux paramètres économiques, on constate que les améliorations économiques les plus élevées et les plus fiables sont obtenues grâce à l'utilisation du nouveau système qui appartient aux villes de Shiraz et Tabriz avec respectivement environ 11% et 5%.

### II.3.1.2 Les capteurs solaires hybrides PVT à eau

Un capteur solaire PVT hybride à eau placé dans une cité universitaire à Tokyo, Japon a été conçu par Fujisawa et al. [115]. Il s'agit d'un capteur plan (1,3 m de longueur et 0,5 m de largeur) avec un absorbeur en aluminium non-sélective et de modules PV en silicium monocristallin (rendement électrique 13%), (Figure II.10). Concernant le gain total d'énergies (thermique et électrique), les auteurs ont montré que le système le plus performant est le capteur solaire hybride vitré avec une production totale de 615 KWh/an, suivi par le capteur solaire hybride non vitré (480 KWh/an) et enfin le capteur solaire PV (72,6 KWh/an).

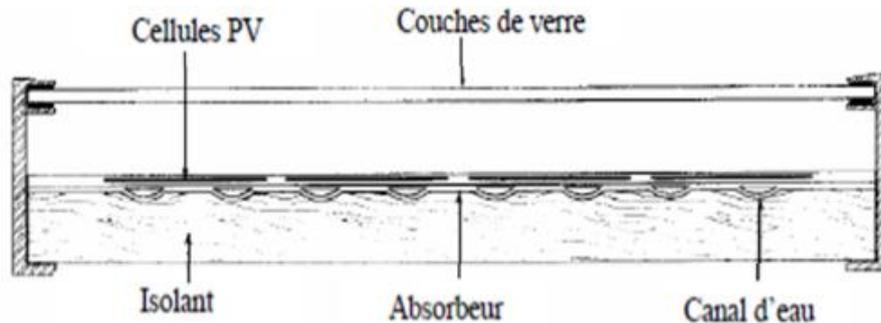


Figure II.10 : Capteur hybride à eau [115].

Une étude expérimentale sur des systèmes PVT (figure II.11) a été réalisée par Tripanagnostopoulos et al. [116]. Ils utilisent l'eau pour extraire la chaleur de la surface arrière du module PV. Ceci permet de maintenir son efficacité électrique à un niveau satisfaisant par la réduction de sa température de fonctionnement. Les résultats ont montré que le refroidissement des cellules PV permet d'augmenter leur efficacité électrique, et d'augmenter ainsi l'efficacité totale des systèmes. L'amélioration des performances du système peut être obtenue par l'utilisation d'un vitrage supplémentaire pour augmenter la puissance thermique et d'un réflecteur pour augmenter la puissance électrique et thermique.

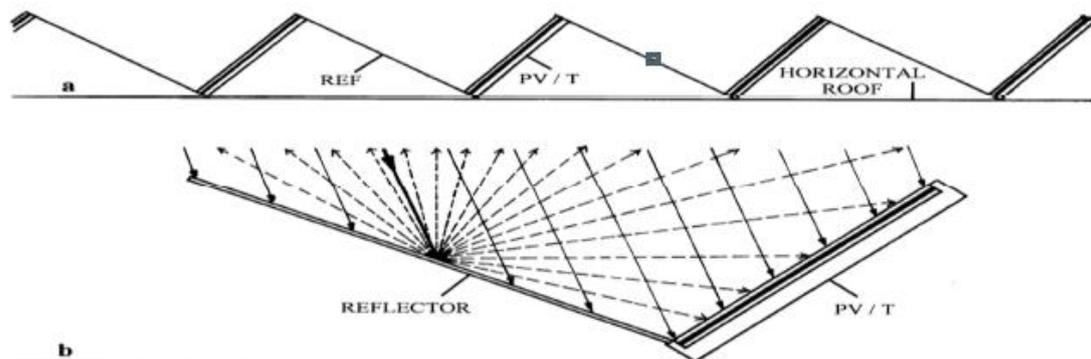
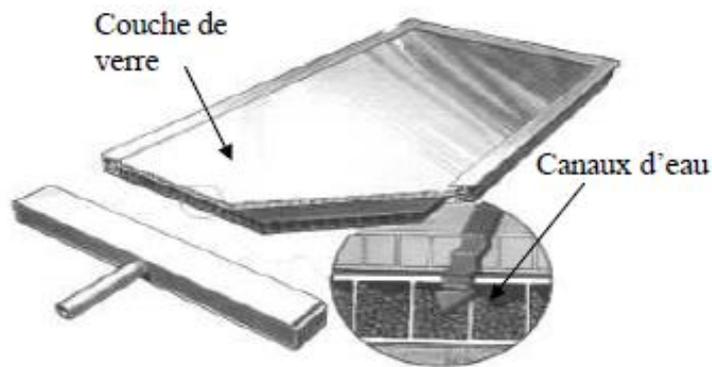


Figure II.11 : Système PVT avec réflecteur [116].

Durant la même période, un capteur solaire PV/T hybride vitré est étudié par Sandnes et al. [117]. Ce système est composé de cellules PV en silicium mono-cristallin collées sur un absorbeur en plastique noir polyphénilenoxyde par l'intermédiaire de 0,5 mm d'adhésif à base de silicium. Cet absorbeur est muni de canaux de circulation d'eau en sous-face (Figure II.12). L'eau circule par l'intermédiaire de la force de gravité. Le panneau PV est constitué de 6 rangées de 5 cellules PV en série de 1,5 Wc chacune et à une surface de 0,32 m<sup>2</sup>. Précisons que ce capteur solaire thermique a été construit par la société SolarNor AS, l'Université de Oslo et

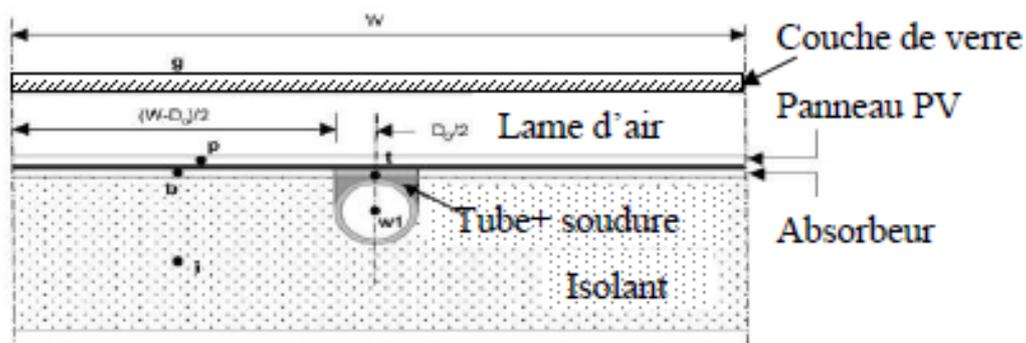
la société General Electric Plastics. L'analyse de ce prototype consistait en la conception, en la modélisation du composant et en une étude expérimentale en vue d'évaluer ses performances thermique et électrique, et les interactions entre la production thermique en eau et la production électrique. Pour cela, des modèles analytiques existants ont été modifiés en vue de les adapter à ce système hybride. La température de l'absorbeur croît dans la direction d'écoulement du fluide caloporteur, ou du haut vers le bas du capteur solaire.



**Figure II.12:** Schéma du capteur solaire PV/T hybride à eau SolarNor [117].

Les résultats de la simulation pour la journée du 3 novembre 2007 ont montré que ce capteur solaire hybride vitré a une production électrique journalière de 339.3 Wh. De plus, en ajoutant une couche de verre supplémentaire en face avant du composant afin de réduire les pertes thermiques, la production électrique journalière est réduite à 296.2 Wh.

Un capteur solaire PV/T hybride à eau est étudié en régime dynamique par Chow [118]. Un modèle adapté aux simulations thermiques en régime transitoire a été réalisé. La modélisation d'une configuration similaire de capteur solaire PV/T hybride à eau. Ce modèle thermique se base sur la méthode des volumes finis et permet le calcul des performances horaires, des gains thermiques et électriques, des rendements et du comportement thermique des diverses couches de ce capteur solaire. Le composant est constitué d'une couche de verre séparée d'un panneau PV par une lame d'air confinée (Figure II.13). Le panneau PV est fixé à un absorbeur par l'intermédiaire d'une couche adhésive composée d'EVA (éthylène acétate de vinyl) et de Tedlar. Cet absorbeur se présente sous forme d'ailette soudée à des tubes de circulation d'eau parallèles, régulièrement espacés et connectés aux deux extrémités par des tubes de jonction. Cette disposition permet d'uniformiser le débit d'eau dans chacun des tubes. Les côtés et le fond du capteur solaire sont isolés.



**Figure II.13:** Coupe du capteur solaire PV/T hybride à eau [118].

Divers prototypes PV / T ont été conçus et testés par plusieurs chercheurs, avec un objectif de développer un système efficace qui pourrait donner un rendement électrique supérieur, et de la production thermique satisfaisante. He et al. [119] construit et essayé un système d'eau de type PV / T avec un module photovoltaïque polycristallin sur un alliage d'aluminium-absorbeur boîte plate qui fonctionne comme un système de thermosiphon. Les résultats ont montré que, si la température initiale de l'eau était la même que la température ambiante moyenne quotidienne, alors l'efficacité thermique maximale peut atteindre 40%, ce qui est environ 0,8 fois supérieure à celle d'un système classique de capteur solaire thermosiphon. Cette conception du produit est simple et a un bon potentiel pour servir le marché intérieur.

Un système combinant un capteur solaire hybride à eau et un plancher solaire dans une phase d'intégration à un bâtiment situé à Macôn a été étudié par Fraisse et al. [120]. Le système est composé de cellules mono et poly-cristallines (Figure I.14).



**Figure II.14:** Le capteur solaire PV/T hybride à eau [120].

Ils démontrent qu'en présence d'un vitrage le rendement électrique annuel du système hybride combiné est de 6.8 %, ce qui est inférieur de 28 % au rendement d'un capteur solaire PV non intégré (9.4 %). Ils expliquent cette baisse de rendement électrique par un accroissement de la température de fonctionnement des panneaux PV (pouvant être supérieure à 100 °C) dû à la couverture de verre. Par contre, en absence de vitrage le rendement électrique est de 10 %, ce qui est supérieur de 6 % à celui du capteur solaire PV non intégré. La forte augmentation de la température des modules PV en été, empêche l'utilisation de l'EVA comme adhésif des panneaux PV dans un composant vitré. De plus, Fraisse et al. [120] notent que dans ce type de configuration, l'utilisation de cellules amorphes est la plus adaptée car elles sont moins sensibles aux variations de température. Cependant, les rendements électriques obtenus sont faibles étant donné le bas rendement électrique des cellules PV amorphes (à savoir, 4 à 7 %) et les pertes thermiques liées au vitrage.

Une étude a été poursuivie par Kalogirou et Tripanagnostopoulos [121]. Dans laquelle ils menèrent sur les capteurs solaires PV/T hybrides à air [122] en analysant cette fois, le comportement de capteurs solaires PV/T hybrides à eau comportant des panneaux PV à base de cellules en silicium poly-cristallin ou de cellules amorphes, sur trois sites. Ces composants ont été intégrés à des bâtiments industriels et ont chacun une surface totale de 300 m<sup>2</sup>.



**Figure II.15:** Section du capteur solaire hybride à eau étudié [121].

Le capteur solaire hybride a été isolé en face arrière par une couche de 5 cm de polyuréthane (cf. Figure II.15). Les résultats des simulations réalisées à partir du logiciel TRNSYS montrent que la production électrique d'un capteur solaire PV est supérieure de 25 % à celle du composant hybride. Mais, le système hybride permet de couvrir une grande partie des besoins en énergie thermique des bâtiments considérés. L'évaluation de l'aspect économique de ces systèmes a montré qu'ils sont avantageux en particulier pour les sites bien ensoleillés. Le constat était que les systèmes hybrides à eau constitués de modules PV sans protection thermique en face avant, ont d'importantes pertes thermiques entraînant ainsi un faible niveau de température de fonctionnement du système. Une couverture de verre peut ainsi être ajoutée en face avant pour y remédier, bien que les absorptions et réflexions supplémentaires inhérentes du rayonnement solaire entraînent une baisse du rendement électrique.

Les variations de rendement de quatre types de systèmes PV/T qui diffèrent en termes de forme de la fine feuille métallique incluse dans le collecteur ont été étudiées par Mojumder et al. [123]. Dans cette étude, les quatre formes utilisées sont plates, à dents de scie vers l'avant, trapézoïdales et à dents de scie vers l'arrière. Cette variation de la forme de la feuille métallique du canal d'air a eu un effet significatif sur le rendement. L'étude a conclu que l'efficacité la plus faible était la part du système de tôle métallique plate. La dent de scie avant et la dent de scie arrière ont atteint l'efficacité maximale alors que le système de couches métalliques trapézoïdales était plus faible.

Une conception pour améliorer l'efficacité électrique des panneaux PV à l'aide d'un système PVT hybride refroidi à eau, (Figure II.16) a été proposée par Alzaabi et al. [124]. Les performances électriques et thermiques du système sont étudiées dans des conditions de température ambiante dans SHARJAH (Emirats Arabes Unis) en avril 2014. Le système est composé d'un panneau PV poly-cristallin avec un capteur solaire thermique adhérent à son arrière. Les expériences ont été effectuées avec et sans processus de refroidissement pour observer l'amélioration de l'efficacité du panneau PV. Les résultats ont montré que la puissance électrique du système PVT a augmenté de 15 à 20% par rapport au panneau PV. L'efficacité thermique du système est située entre 60 et 70%.



**Figure II.16 :** Photo du système PVT à eau [124].

Un système PVT contenant un module PV sur un absorbeur avec écoulement d'eau en spirale a été étudié par Ibrahim et al (Figure II.17) [125]. Les résultats montrent que l'efficacité énergétique varie entre 55 et 62% et que l'efficacité électrique varie entre 12 à 14%. L'amélioration de la production électrique augmente entre 98 et 404 W avec l'augmentation du rayonnement solaire. D'autre part, l'efficacité énergétique du système PVT a été d'environ 73 à 81%.



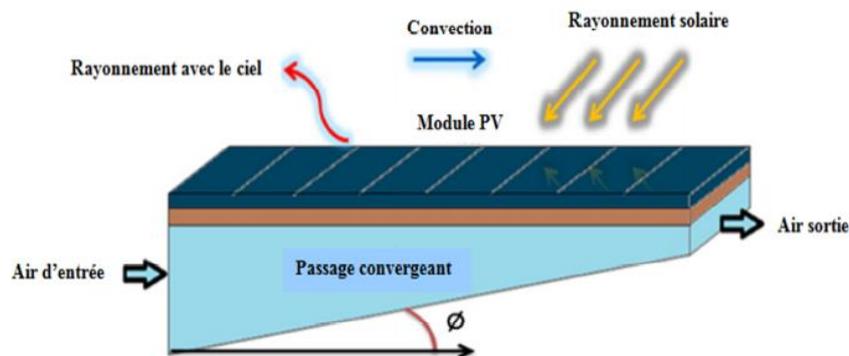
**Figure II.17 :** Photo du système de PVT [125].

Une analyse de la performance d'un système PVT refroidi à eau (Figure II.18) a été réalisée par Kiran et Devadiga [126]. L'efficacité électrique moyenne développée sans refroidissement est de 7,58 % et celle avec le refroidissement est de 8,16%. L'efficacité thermique moyenne du panneau est de 50,81 %. L'efficacité globale du panneau est la somme des efficacités électrique et thermique, 58,97%. Elle est plus importante que celle d'un chauffe-eau conventionnel et du panneau PV autonome.



**Figure II.18 :** Système PVT et de la plate-forme d'essai extérieure [126].

Une étude expérimentale et numérique a été élaborée par Baloch et al. [127]. Dans leur étude ils analysent l'influence de l'écoulement d'air dans un passage convergent à différents angles sur le refroidissement du module PV. Par rapport au système non refroidi, ce système permet une réduction de température de 26 et 12 °C durant les mois de juin et de décembre, respectivement (Figure II.19).



**Figure II.19 :** Schéma de l'échangeur de chaleur à canal convergent avec des modes de transfert de chaleur [127].

Une analyse sur l'exergie et l'économie a été traitée par Jahromi et al. [128]. Dans leur étude, ils examinent un collecteur particulier situé dans trois villes d'Iran avec des niveaux d'insolations variables. Les auteurs ont préparé un programme de simulation Matlab et ont validé les résultats avec une étude expérimentale préalable sur le même collecteur. Les résultats ont donné un bon accord où les efforts maximums réalisés étaient de 9,7%, 9,6% et 9,6% pour Tabriz, Shiraz et Ispahan, respectivement. La méthode de la valeur actuelle nette (VAN) a été utilisée pour effectuer l'analyse économique pour les villes étudiées. L'étude a montré que le système proposé est économiquement réalisable.

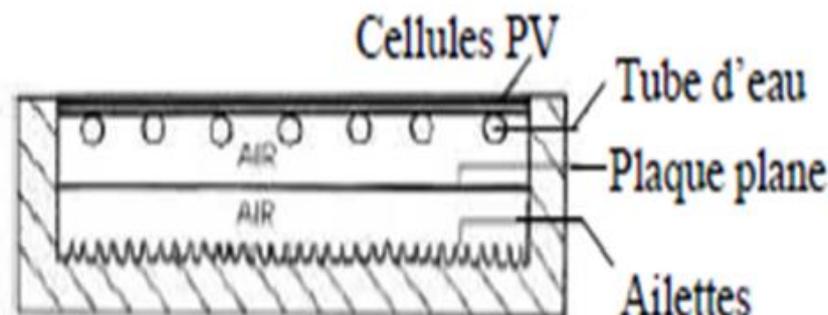
Des tests expérimentaux pour évaluer l'impact d'un échangeur de chaleur spécial (absorbeur PV à flux en spirale) sur les performances d'un système PV/T ont été réalisés par Palaskar et al. [129]. Les tests ont été réalisés à Mumbai, en Inde. L'efficacité thermique maximale obtenue était de 68,2 %, tandis que l'efficacité électrique maximale obtenue était de 12,9 %.

Une étude expérimentale sur un système hybride PV/T pour évaluer les améliorations de la performance thermique a été réalisée par Haddad et al [130]. Le chercheur a utilisé une circulation d'eau forcée dans l'échangeur pour réduire la température du panneau PV et obtenir de l'eau chaude pour un usage domestique. L'efficacité thermique maximale obtenue était de 42 %. Les auteurs ne se sont pas préoccupés des améliorations de l'efficacité électrique et n'en ont pas parlé.

La possibilité d'augmenter l'efficacité des modules solaires photovoltaïques par refroidissement par évaporation a été étudiée par Lucas et al. [131]. Ce combiné à l'utilisation d'un refroidisseur à condensation d'eau, permettra de concevoir un système de refroidissement global. Un prototype avec deux modules photovoltaïques a été construit ; l'un d'eux sert de référence et l'autre est modifié dans sa face arrière, y compris la cheminée solaire à évaporation. Le système est capable de dissiper une puissance thermique d'environ 1500 W avec une capacité thermique à 30% en ce qui concerne l'efficacité du système électrique, Les résultats ont montré une amélioration moyenne de 4,9 % à un maximum de 7,6 %.

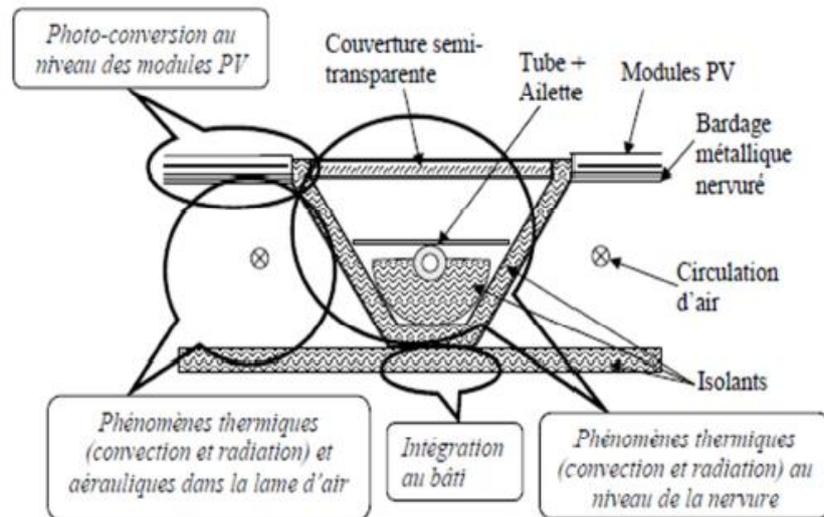
### II.3.1.3. Les capteurs solaires hybrides PVT bi-fluide

Un capteur solaire hybride utilisant deux types de fluide caloporteurs (air et eau) disposés de manière superposée a été étudié par Tripanagnostopoulos [132]. Dans leur analyse trois configurations ont été conçues et analysées expérimentalement afin d'évaluer le comportement de chacune des formes de production thermique. Le système le plus performant (Figure II.20) comporte un absorbeur avec des tubes en cuivre, une plaque métallique plane et des ailettes disposées sur la paroi inférieure de la lame d'air. Des cellules PV en silicium poly-cristallin ont été utilisées à cause de leur bon rendement et du coût réduit par rapport aux cellules PV en silicium monocristallin. Les résultats des tests ont montré une augmentation de la production d'énergie totale du système d'environ 30 %.



**Figure II.20 :** Capteur solaire PVT à deux fluides et à fonctions superposées [132].

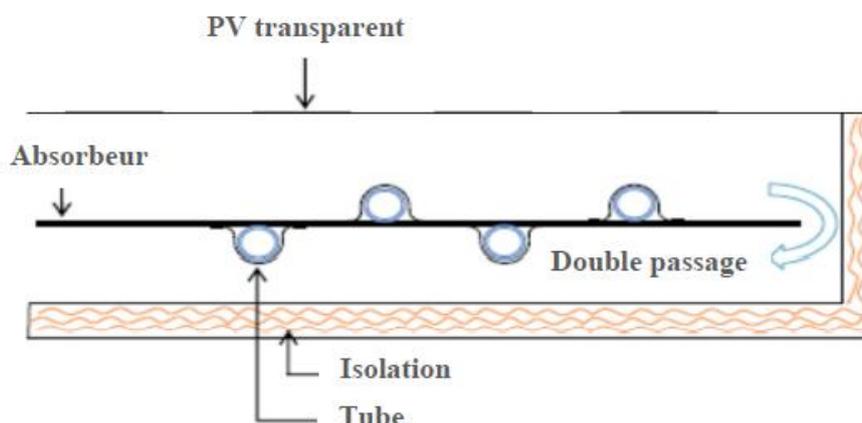
Une étude comparative expérimentale et numérique (Figure II.21) a été effectuée par Assoa et al. [133]. Le capteur hybride étudié se compose d'un échangeur thermique à air avec un absorbeur plan en acier, un module PV poly-cristallin (240 × 1980mm), isolation (avec du polystyrène et un réflecteur mince) et un tuyau d'eau. Ils ont conclu que le débit massique influe sur le comportement de l'échangeur thermique à air à cause des pertes thermique avec l'échangeur thermique à eau. Ils proposent d'améliorer l'isolation est la forme des échangeurs. Les performances de l'échangeur thermique montre que l'efficacité thermique peut atteindre approximativement 80 % avec un débit massique et une longueur de l'échangeur optimisés. L'estimation de rendement électrique indique un refroidissement des cellules PV satisfaisant avec possibilité d'amélioration.



**Figure II.21** : Section du prototype bi-fluide initial et localisation interdépendants [133].

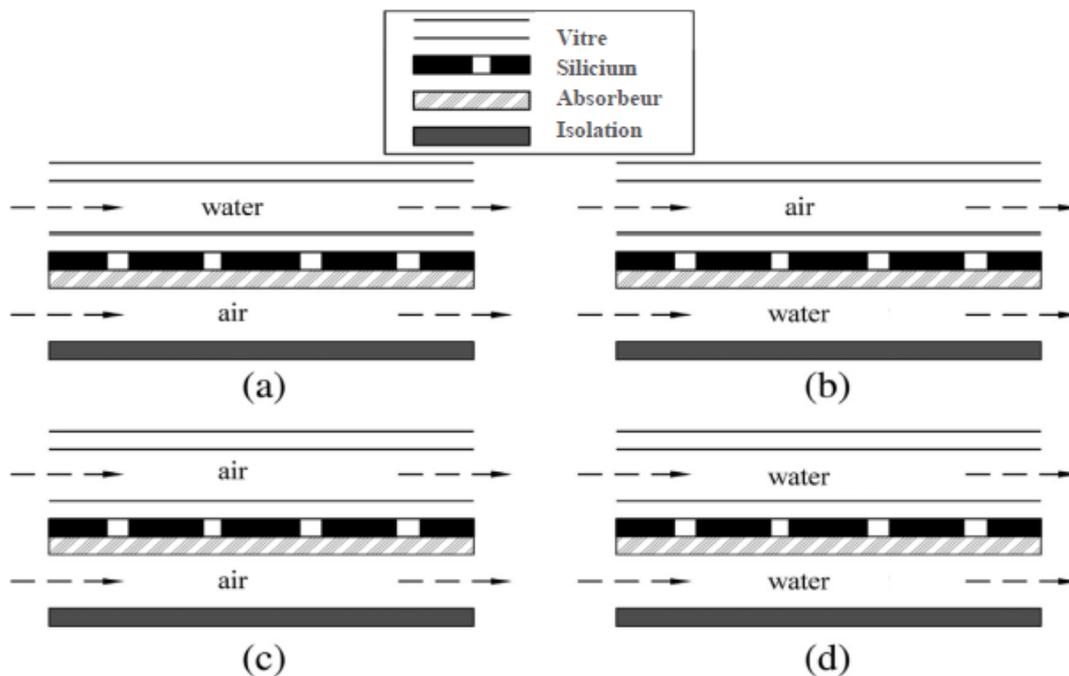
Un modèle à l'échelle réelle d'un nouveau système PV/T a été établi par Feng et al. [134]. Dans leur étude ils utilisent l'air frais et l'eau chaude sanitaire pour fournir de l'eau chaude sanitaire et améliorer la qualité de l'air intérieur. Les auteurs ont utilisé un PCM dans le réservoir d'eau pour stocker la chaleur. L'étude a appliqué le logiciel FLUENT pour trouver le système de conception optimisé qui peut être utilisé pour fournir du chauffage au système. L'étude a conclu que le système proposé serait efficace pour fournir une meilleure qualité de l'air intérieur ainsi que pour fournir de l'eau chaude à des fins domestiques.

Un système PVT bi-fluide (eau-air) (Figure II.22) a été présenté par Othman et al. [135]. Les principaux composants du système sont deux modules PV transparents connectés en parallèle pour générer de l'électricité, un canal d'air plat à double passage, un tube d'eau en cuivre et un réservoir pour stocker l'eau chaude produite. Les températures des cellules solaires, de l'eau et de l'air dans les deux canaux ont été mesurées. Dans un environnement contrôlé (assurant un rayonnement de  $800 \text{ W/m}^2$ , un débit d'air de  $0,05 \text{ kg/s}$  et un débit d'eau de  $0,02 \text{ kg/s}$ ) la température de sortie enregistrée était de  $27,4 \text{ }^\circ\text{C}$ . L'efficacité électrique atteignait 17% avec une puissance électrique moyenne de  $145 \text{ W}$  et une efficacité thermique de 76%.



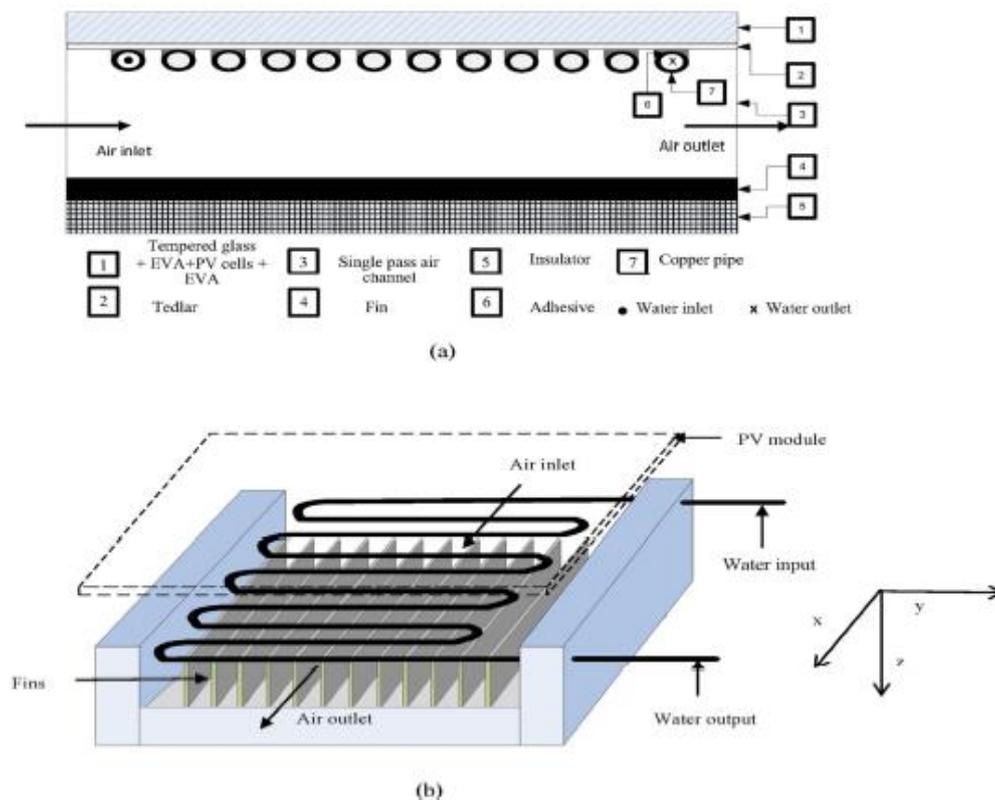
**Figure II.22** : Schéma du capteur PVT [135].

Les performances d'un capteur solaire (PVT) à double canalisation avec différents fluides (Figure II.23) ont été étudiées par Su et al. [136]. Dans leur recherche Les caractéristiques électriques et thermiques du capteur (températures de la cellule solaire et des fluides à la sortie, efficacités électrique et thermique) sont analysées pour quatre capteurs PVT avec différents fluides. Ils ont constaté que le capteur PVT refroidi en eau-eau est le plus efficace en termes de performance électrique et thermique en fournissant la plus grande quantité d'eau chaude. La température de l'eau dans le cas air-eau est la plus élevée. Le capteur PVT refroidi à air-air peut fournir la plus grande quantité d'air chaud. Ils constatent également qu'une augmentation du débit massique de l'eau conduit à un meilleur rendement global du capteur PVT refroidi à eau-eau.



**Figure II.23 :** La vue en coupe du capteur PVT avec deux canaux pour différents fluides [136].

Une étude expérimentale et théorique d'un capteur solaire PVT de type bi-fluide (Figure II.24) a été réalisée par Jarimi et al. [137]. Une simulation 2D en régime permanent a été développée en utilisant MATLAB. Les essais comprennent les trois modes de fonctionnement du fluide sous le même système PVT, à savoir, les modes à air, à eau et à eau-air. Les résultats de la simulation ont été validés avec l'expérimentale et un bon accord a été observé. Le capteur PVT conçu à travers cette étude peut avoir une variété d'applications puisqu'il fonctionne dans trois modes différents.



**Figure II.24 :** a) Vue en coupe b) Vue en perspective du capteur PVT bi-fluide [137].

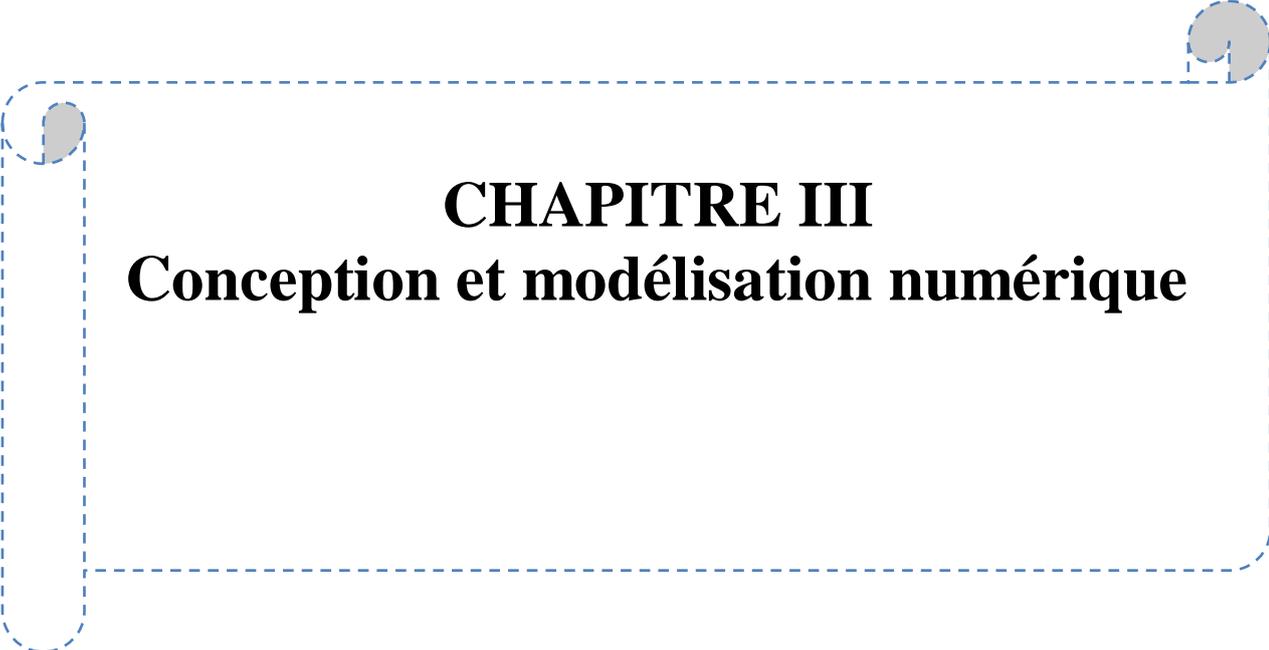
La conception et les facteurs opérationnels d'un système PV/T existant qui dispose d'un refroidissement par dessiccation à basse température pour être utilisé dans des applications de déshumidification ont été analysés par Guo et al. [138]. Dans leur étude ils ont conclu que les systèmes PV/T pourraient ne pas satisfaire les besoins en eau chaude ou en air chaud, bien qu'il s'agisse d'une technologie appropriée pour un système de refroidissement solaire, qui est entraîné thermiquement.

## II.4. Conclusion

Les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques ont été traités par plusieurs auteurs et dans plusieurs laboratoires de recherche. Ceci témoigne de l'importance et de l'avenir de ces capteurs dans les systèmes énergétiques. Néanmoins plusieurs efforts restent à mener afin d'améliorer les performances thermiques et électriques de ces capteurs.

La résistance thermique entre la couche des cellules photovoltaïques et le fluide caloporteur circulant au-dessous de l'absorbeur devrait être réduite au maximum. Un transfert à basse température a comme conséquence un grand gradient de température et donc une température élevée du capteur photovoltaïque. Ceci diminue le rendement thermique et électrique du système hybride.

Dans ce travail l'effort est dirigé sur l'amélioration du transfert thermique par la proposition d'un nouveau concept hybride PVT monté en forme d'escalier. Les effets de la température ambiante, du nombre de Rayleigh et de la longueur de l'absorbeur sur le taux de transfert de chaleur seront analysés numériquement.



# **CHAPITRE III**

## **Conception et modélisation numérique**

## Chapitre III : Conception et Modélisation numérique

### III.1. Introduction

L'objectif principal de ce chapitre est de déterminer une géométrie optimale dans un nouveau concept de système hybride PVT monté en forme d'escalier (S-PVT), pour améliorer le refroidissement de l'installation photovoltaïque cellules. Les effets qui sont : effet de maillage, effet de la température ambiante, effet du nombre de Rayleigh et effet de la longueur d'absorbeur sont analysés numériquement sur le comportement de l'écoulement et le taux de transfert de chaleur.

### III.2 Géométrie de problème

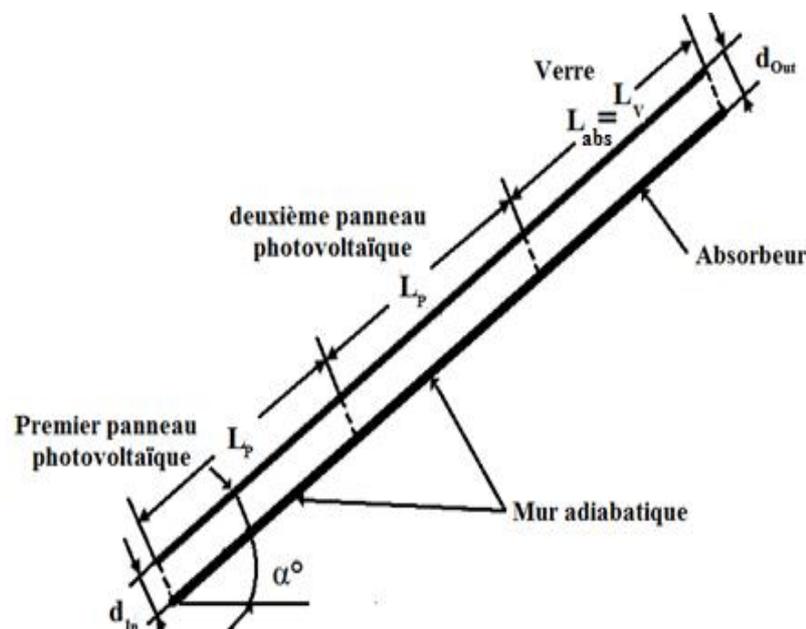
Notre étude numérique bidimensionnelle a pour but d'améliorer le refroidissement des modules photovoltaïques par la proposition d'un nouveau concept hybride PVT monté en forme d'escalier (S-PVT).

La figure III.1 (a, b) illustre le schéma des deux types des systèmes hybrides PV/T considérés dans notre étude à savoir, la configuration en série et celle en forme d'escalier.

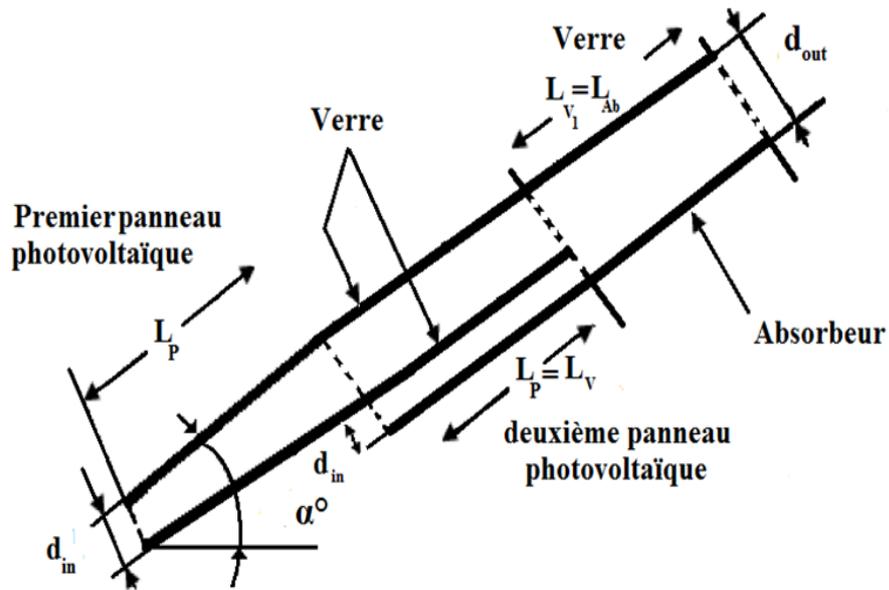
**Configuration (a) :** Contient deux panneaux photovoltaïques installés en série dans un système hybride PVT

**Configuration (b) :** Les deux panneaux photovoltaïques sont installés en forme d'escalier dans un nouveau concept de système hybride photovoltaïque / thermique (S-PVT).

Les paramètres géométriques pour les deux configurations sont : La longueur du panneau photovoltaïque  $L_{pv}=1.2m$ , la longueur de l'absorbeur  $0 \leq L_{abs} \leq 1 m$  et le diamètre d'entrée du collecteur  $d_{in}=0,03m$ .



**Figure III. 1 :** Géométrie du problème pour la configuration (a), les deux panneaux photovoltaïques installés en série.



**Figure III. 2 :** Géométrie du problème pour la configuration (b) , les deux panneaux photovoltaïques sont installés en forme d'escalier.

### III.3. Les équations régissant notre problème

L'écoulement de l'air à travers les deux systèmes hybrides PV/T proposés est régi par les équations bidimensionnelles de la convection naturelle turbulente. Les propriétés thermo-physiques de l'air sont supposées constantes, à l'exception de la densité dans le terme de force de flottabilité où l'approximation de Boussinesq est valable [139]. Donc, les équations qui régissent l'écoulement sont les suivantes :

#### III.3.1. Conservation de la masse

Traduit la conservation de la masse du fluide en mouvement, appliqué à une particule fluide cette loi débouche sur l'équation connue sous l'appellation d'équation de continuité exprimée sous forme différentielle en coordonnées cartésiennes comme suit [140] :

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} = 0 \tag{III .1}$$

#### III.3.2. Équation de la conservation de quantité de mouvement

Basée sur la 2eme loi de Newton appliquée à une particule fluide, ce principe conduit aux fameuses équations connues sous l'appellation d'équations de Navier stokes qui s'écrivent sous forme différentielles en coordonnées cartésiennes comme suit :

- **Suivant la direction (x)**

$$\frac{\partial(\rho uu)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho uv)}{\partial y} = -\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left[ (\mu + \mu_t) \frac{\partial u}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ (\mu + \mu_t) \frac{\partial u}{\partial y} \right] - \frac{2}{3} \rho \frac{\partial k}{\partial x} \tag{III .2}$$

- Suivant la direction (y)

$$\frac{\partial(\rho uv)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho vv)}{\partial y} = -\frac{\partial \rho}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial x} \left[ (\mu + \mu_t) \frac{\partial v}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ (\mu + \mu_t) \frac{\partial v}{\partial x} \right] - \frac{2}{3} \rho \frac{\partial k}{\partial y} + (\rho - \rho_0) g \quad (\text{III.3})$$

### III.3.3. Conservation d'énergie

Basée sur la première loi de la thermodynamique, elle traduit la conservation de l'énergie. Pour un fluide en mouvement elle s'écrit sous forme différentielle de la manière suivante :

$$\frac{\partial \rho u T}{\partial x} + \frac{\partial \rho v T}{\partial y} = \frac{\partial}{\partial x} \left[ \left( \frac{\lambda_{pv}}{Cp} + \frac{\mu_t}{Pr_t} \right) \frac{\partial T}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \left( \frac{\lambda_{pv}}{Cp} + \frac{\mu_t}{Pr_t} \right) \frac{\partial T}{\partial y} \right] \quad (\text{III.4})$$

### III.3.4. Approximation de Boussinesq

L'approximation de Boussinesq, qui consiste à considérer que la masse volumique ( $\rho$ ) du fluide ne varie que dans le terme des forces de volume (pesanteur), dont les variations avec la température, supposées linéaires engendrent la convection naturelle. Ces variations sont alors traduites par une équation d'état qui relie la masse volumique à la température. L'équation d'état est donc [141] :

$$\rho = \rho_0 \left( 1 - \beta (T - T_0) \right) \quad (\text{III.5})$$

$$\beta = \frac{1}{\rho_0} \left( \frac{\partial \rho}{\partial T} \right) \quad \rho = cst \quad (\text{III.6})$$

## III.4. Modélisation de la turbulence

- **Modèle k-epsilon Standard**

Les modèles de turbulence à deux équations imposent la résolution de deux équations supplémentaires (usuellement l'énergie cinétique  $k$  et une seconde variable turbulente). Le modèle à deux équations le plus populaire est celui basé sur une équation pour ( $k$ ) et une autre pour la dissipation ( $\varepsilon$ ) d'où l'appellation : modèle  $k$ - $\varepsilon$ , il est défini par [140] :

**Énergie cinétique de turbulence (k- équation)**

$$\frac{\partial(\rho uk)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho vk)}{\partial y} = \frac{\partial}{\partial x} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial y} \right] - \rho \varepsilon + \frac{g}{\rho} \left( \frac{\mu_t}{Pr_t} \right) \frac{\partial \rho}{\partial y} + G \quad (\text{III.7})$$

**Énergie de dissipation de turbulence (  $\varepsilon$  - équation)**

$$\frac{\partial(\rho u \varepsilon)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v \varepsilon)}{\partial y} = \frac{\partial}{\partial x} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial y} \right] + C_1 f_1 \left( \frac{\varepsilon}{k} \right) G - C_2 f_2 \left( \frac{\varepsilon^2}{k} \right) \quad (\text{III.8})$$

### III.5. Les nombres adimensionnels

Les résultats dans la littérature sont souvent exprimés en termes de nombres adimensionnels, afin de permettre une application plus générale que celles pour lesquelles les résultats sont obtenus. Les nombres adimensionnels permettent donc une validation des résultats par rapport aux travaux antérieurs. Quelques nombres adimensionnels sont présentés dans ce qui suit [141]:

- **Le nombre de Prandtl**

Le Nombre de Prandtl  $Pr$  est le rapport de la viscosité cinématique  $\mu / \rho$  à la diffusivité thermique  $a = \lambda / \rho C_p$ . Il caractérise les propriétés thermiques du fluide, en mettant en rapport la distribution de vitesses (gouvernée par la viscosité cinématique) et la distribution de températures (gouvernée par la diffusivité thermique), on le définit par [141] :

$$Pr = \frac{\mu \times C_p}{\lambda} \quad (\text{III .9})$$

- **Nombre de Nusselt**

Le Nombre de Nusselt  $Nu$  est le rapport du flux thermique, transmis par convection à un flux thermique transmis par conduction à travers le fluide. Le taux de transfert de chaleur a été évalué par la moyenne du nombre de Nusselt le long des cellules solaires donné par :

$$\overline{Nu} = \frac{\overline{h} \times d_{in}}{\lambda_{pv}} \quad (\text{III .10})$$

Où le coefficient moyen de transfert de chaleur par convection est défini par :

$$\overline{h} = \int_{\text{Surface exposé}} h_{conv} \times d_{in} \quad (\text{III .11})$$

- **Nombre de Rayleigh**

Le nombre de Rayleigh  $Ra$  est le paramètre de contrôle de la convection thermique. Plus le nombre de Rayleigh est grand, plus la convection est intense. Le nombre de Rayleigh peut s'interpréter comme une mesure de l'importance du mécanisme responsable de l'instabilité du fluide (la poussée d'Archimède) par rapport aux mécanismes de freinage (la diffusivité thermique et la viscosité). Il est également possible de voir le nombre de Rayleigh comme la différence de température. Le nombre de Rayleigh est donné par la relation [141] :

$$Ra = Gr \cdot Pr \text{ donc, } Ra = Pr \cdot g \cdot \beta (T_{PV} - T_{amb}) \cdot (H)^3 / \nu^2 \quad (\text{III .12})$$

- **Nombre de Grashof**

Le nombre de Grashof compare les forces d'Archimède (ou forces de flottabilité) aux forces visqueuses qui s'exercent sur un élément de fluide dont la température diffère de celle du milieu environnant [30].

$$Gr = g \cdot \beta (T_{PV} - T_{amb}) \cdot (H)^3 / \nu^2 \quad (\text{III .13})$$

### III.6. Conditions initiales et aux limites

Les conditions aux limites hydrodynamiques et thermiques utilisées dans notre étude sont récapitulées dans le **tableau III.1**.

Les conditions aux limites	Hydrodynamique	Thermique
Le mur adiabatique	$u = v = 0, \frac{\partial \varepsilon}{\partial y} = \frac{\partial k}{\partial y} = 0$	$\frac{\partial T}{\partial y} = 0$
L'absorbeur	$u = v = 0, \frac{\partial \varepsilon}{\partial y} = \frac{\partial k}{\partial y} = 0$	$T_{\text{abs}} = T_{\text{pv}} + 20$
Le verre	$u = v = 0, \frac{\partial \varepsilon}{\partial y} = \frac{\partial k}{\partial y} = 0$	$T_v = 291.16\text{K}$
Le panneau photovoltaïque	$u = v = 0, \frac{\partial \varepsilon}{\partial y} = \frac{\partial k}{\partial y} = 0$	$T_{\text{pv}} = 323.16\text{K}$
L'entrée (inlet)	$P_{\text{atm}} = 1.013 \times 10^5 \text{ Pa}$	$T_{\text{amb}} = 288.16\text{K}$
La sortie (outlet)	$P_{\text{atm}} = 1.013 \times 10^5 \text{ Pa}$	$T_{\text{amb}} = 288.16\text{K}$

**Tableau III.1** : Condition aux limites pour notre problème.

### III.7. Implémentation dans "FLUENT"

Dans Fluent et comme premier pas il faut charger le maillage, il s'agit en premier lieu de choisir la simulation bidimensionnelle (2D) et de mettre la géométrie à l'échelle appropriée. (Centimètre pour notre cas).

#### III. 7. 1. Simple précision ou double précision

Dans cette section, le logiciel "FLUENT" offre deux modes de calcul : le mode "simple précision" et le mode "double précision".

Double précision : les nombres à virgule flottante sont représentés en utilisant 64 bits.

Simple précision: utilise une représentation à 32 bits. Il est évident que le premier mode requiert beaucoup plus de mémoire.

#### III.7.2. Schémas numériques de discrétisation

Dans "FLUENT", plusieurs schémas d'interpolation d'ordres de précision 1, 2 ou éventuellement 3 sont disponibles dans le code FLUENT. Qu'ils sont résumés dans la figure (III. 2), comme suit :

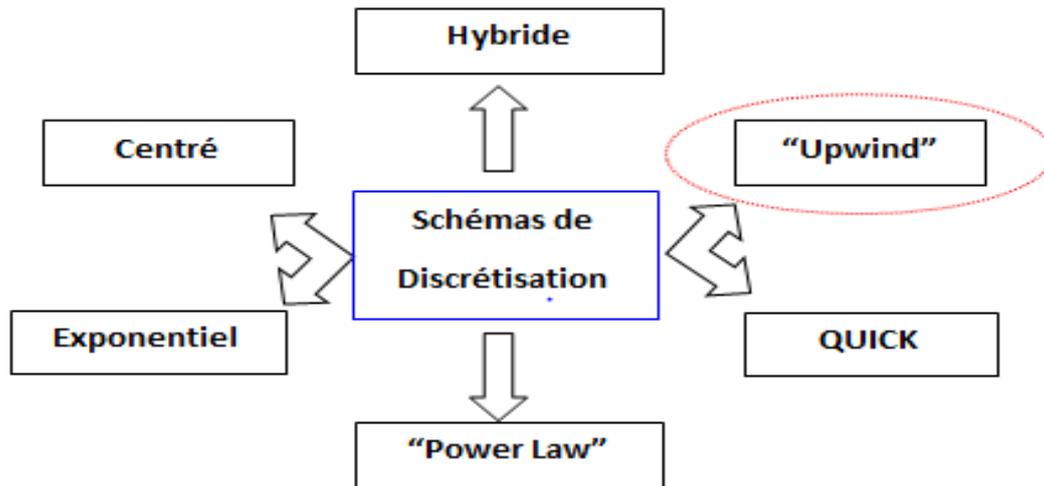


Figure. III. 3: Schémas de discrétisation.

Ces schémas sont appliqués aux termes convectifs des équations gouvernantes, les termes visqueux étant automatiquement discrétisés au second ordre pour plus de précision. Dans notre cas, le schéma "Upwind" est plus précis pour les écoulements en convection naturelle

### III.7.3. Choix du schéma d'interpolation de la pression

Plusieurs schémas d'interpolation de pression disponibles dans « Fluent », on peut choisir parmi les options suivantes :

- ❖ Le schéma force de volume pondéré "Body-Force-Weighted" est recommandé pour les écoulements impliquant d'importantes forces de volume (ex. convection naturelle à haut nombre de Rayleigh).

- ❖ Le schéma "PRESTO" (Pressure Staggering Option): est approprié pour les écoulements hautement tourbillonnaires, à grande vitesse de rotation ou les écoulements dans des domaines fortement courbés.

- ❖ Le schéma au second ordre à utiliser pour les écoulements compressibles et pour améliorer la précision en écoulements incompressibles.

- ❖ Le schéma linéaire "Linear" est disponible comme alternative au cas où les autres options présentent des difficultés de convergence ou génèreraient des comportements non physiques.

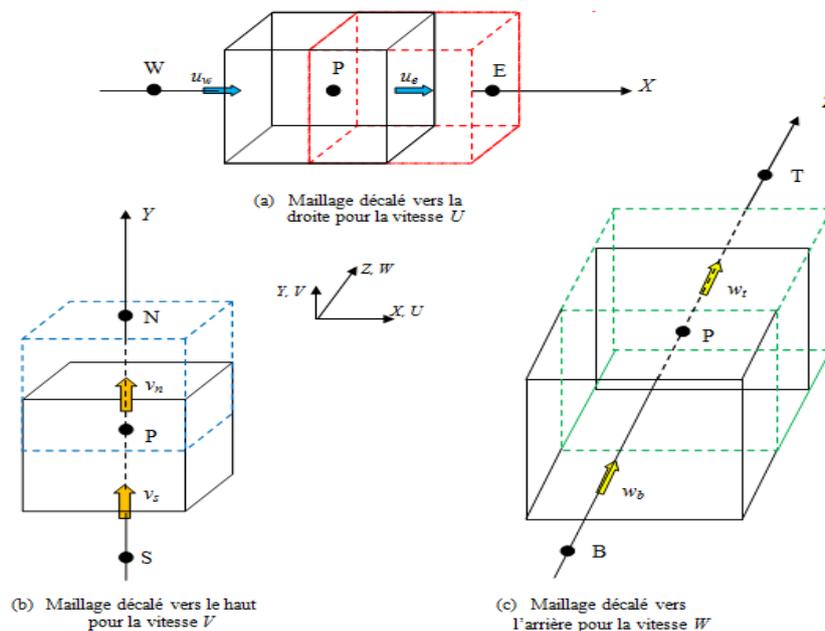
### III.7.4. Choix de la méthode de couplage Pression -Vitesse

La présence de la pression dans les équations de conservation de la quantité de mouvement sous forme de gradient rend la résolution de celles-ci plus compliquée, pour la principale raison est que cette pression est inconnue et constitue l'une des variables du problème. La solution passe par la définition des vitesses sur un maillage décalé "Staggeredgrid", (figure III.4). Et l'emploi d'algorithmes tels que "SIMPLE" pour résoudre ce lien ou faire le couplage entre la pression et la vitesse. La famille des algorithmes "SIMPLE" est essentiellement une procédure d'estimation et correction pour le calcul de la pression sur le "maillage décalé" des composantes de la vitesse. "FLUENT" propose trois méthodes pour le couplage pression-vitesse (seulement avec la formulation "isolé") :

Les deux premières, très proche l'une de l'autre, sont la méthode "SIMPLE" (Semi Implicit Method for a Pressure Linked Equations) et la méthode "SIMPLEC" (SIMPLE Consistent). Cette dernière méthode se distingue de la première par le fait qu'on peut lui assigner un facteur de relaxation (correction) de pression proche de 1, ceci accélère la convergence dans la plupart des cas, mais peut conduire à des instabilités de la solution.

Méthode "PISO" (Pressure Implicit with Splitting of Operators): Cette méthode fait partie des algorithmes de la famille "SIMPLE". Elle est recommandée pour les écoulements instationnaires ou pour les maillages contenant des cellules très obliques "highly skewed".

Dans le présent travail, l'algorithme SIMPLEC a été adopté. Le lecteur intéressé, pourra consulter l'ouvrage de **Patankar** (1980), pour de plus amples informations sur cet algorithme.



**Figure. III. 4 :** Maillage décalé du volume de contrôle pour les trois vitesses dans les trois directions séparées.

### III.7.5. Choix des facteurs de relaxation

Dans les méthodes des solutions itératives, souvent on veut ralentir ou accélérer, d'une itération à l'autre la variation de la variable considérée. Ces processus sont appelés respectivement dans - relaxation (ralentissement) et Sur - relaxation (accélération).

La sur-relaxation est souvent utilisée avec la méthode de Gauss - Seidel, la méthode obtenue s'appelle alors SOR (Successive Over-Relaxation) et très peu utilisée avec la méthode ligne par ligne.

Les sur-relaxations est très pratique pour les problèmes non linéaires car elle permet d'éviter la divergence des méthodes itératives utilisées pour la résolution.

Les facteurs de relaxation utilisés pour accélérer la convergence de notre solution numérique sont présentés dans le tableau III.2.

---

---

<b>Variables</b>	<b>Facteurs de Relaxation</b>
Pression	0.7
Densité	1
Forces de volume	1
Quantité de mouvement	0.7
Energie	0.9

**Tableau III.2 :** Paramètres de sur-relaxation pour notre problème.

### **III.8. Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons présenté notre géométrie de problème des deux configurations avec la mise en œuvre des paramètres géométriques dans notre section étudiée. Ensuite, nous avons exprimé les équations qui régissent l'écoulement et on a terminé avec les conditions initiales et aux limites.

Dans le chapitre suivant nous allons illustrer nos résultats obtenus d'après la simulation numérique.



**CHAPITRE IV**  
**Résultats et discussion**

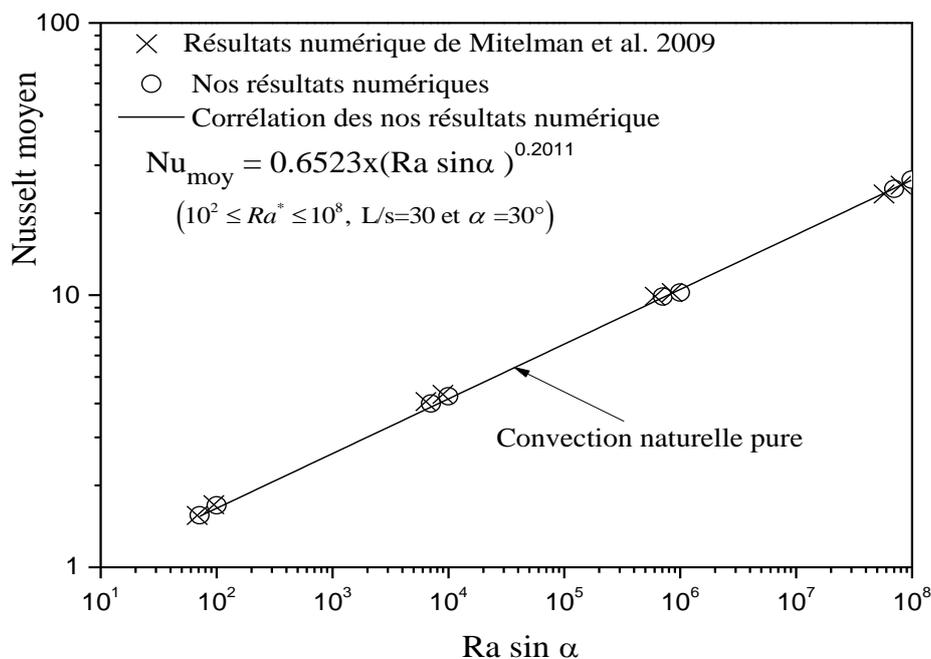
## Chapitre IV : Résultats et discussion

### IV. 1. Introduction

Les résultats numériques pour les deux systèmes hybrides PV/T proposés ont été obtenus et présentés. La configuration (a) les deux modules photovoltaïques sont montés en série, tandis que dans la configuration (b) les deux modules photovoltaïques sont montés dans un nouveau concept de système hybride PVT en forme d'escalier (S-PVT). Tout d'abord, pour donner une crédibilité à nos résultats numériques une validation de notre modèle numérique a été faite avec les résultats numériques de Mittelman et al.[142]. Ensuite, nous avons analysé l'effet de maillage pour assurer que la solution est indépendante de nombre de nœuds. Enfin, les effets de la température ambiante ( $T_{amb}$ ), du nombre de Rayleigh ( $Ra$ ) et la longueur de l'absorbeur ( $L_{abs}$ ) sur la structure d'écoulement et le taux de transfert de chaleur ont été analysés numériquement.

### IV.2. Validation numérique

Pour donner une crédibilité à notre étude numérique actuelle qui analyse la convection naturelle turbulent, notre modèle numérique a été validé avec le travail Mittelman et al. [142] qui ont analysé numériquement le refroidissement par air passif d'un module photovoltaïque installé sur un canal ouvert. La figure (IV.1) présent l'évolution du nombre de Nusselt moyen en fonction du nombre de Rayleigh modifié. Les résultats montrent un bon accord avec ceux de Mittelman et al [142].



**Figure. IV. 1 :** Evolution du nombre de Nusselt moyen en fonction du nombre de Rayleigh modifié. Validation de nos résultats avec les résultats trouvés par Mittelman et al. [142].

### IV.3. Effet de maillage

Pour tester et évaluer que la solution est indépendante du maillage. La figure (IV.2) présente l'évolution du nombre de Nusselt moyen en fonction du nombre de nœuds. Cinq maillages ont été proposés [9x180], [12x240], [15x300], [18x360] et [21x420]. On constate une négligeable variation du nombre de Nusselt avec un maillage plus raffiné ( $\leq 1\%$ ). Un nombre de nœuds de [15x300] a été adopté pour tous les calculs, afin d'optimiser le temps et le coût des calculs.

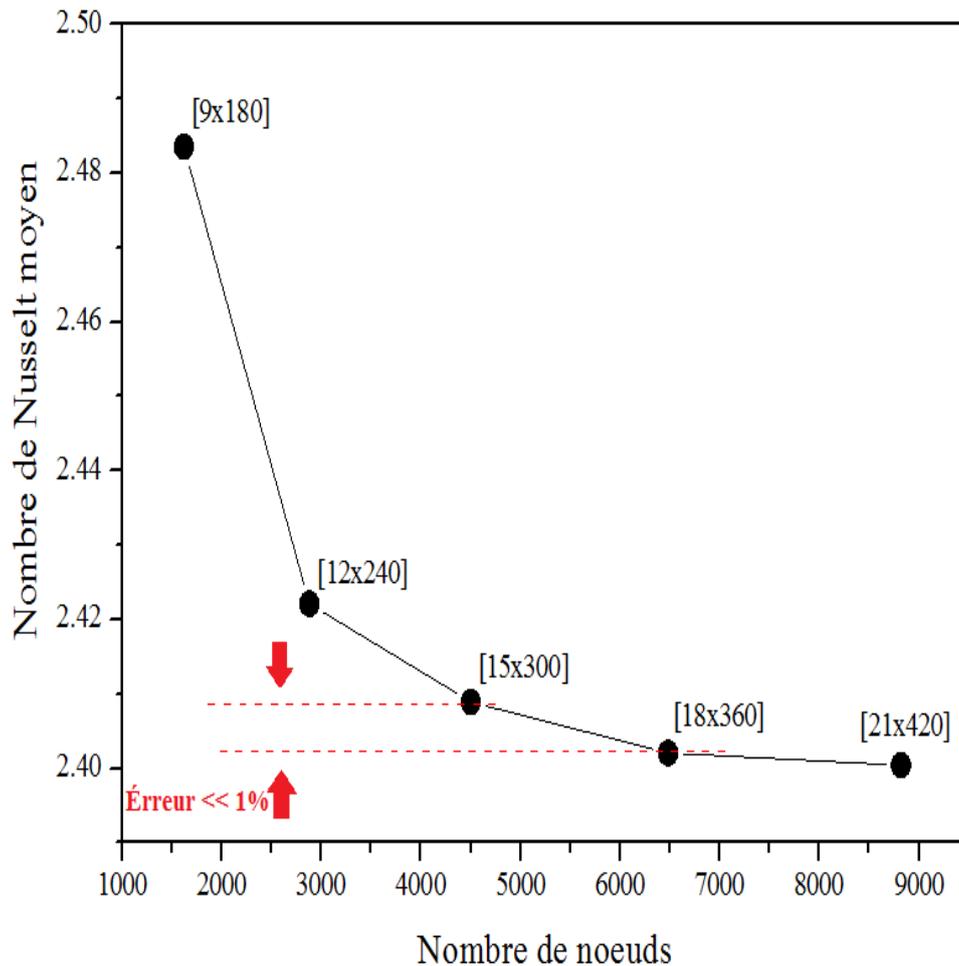
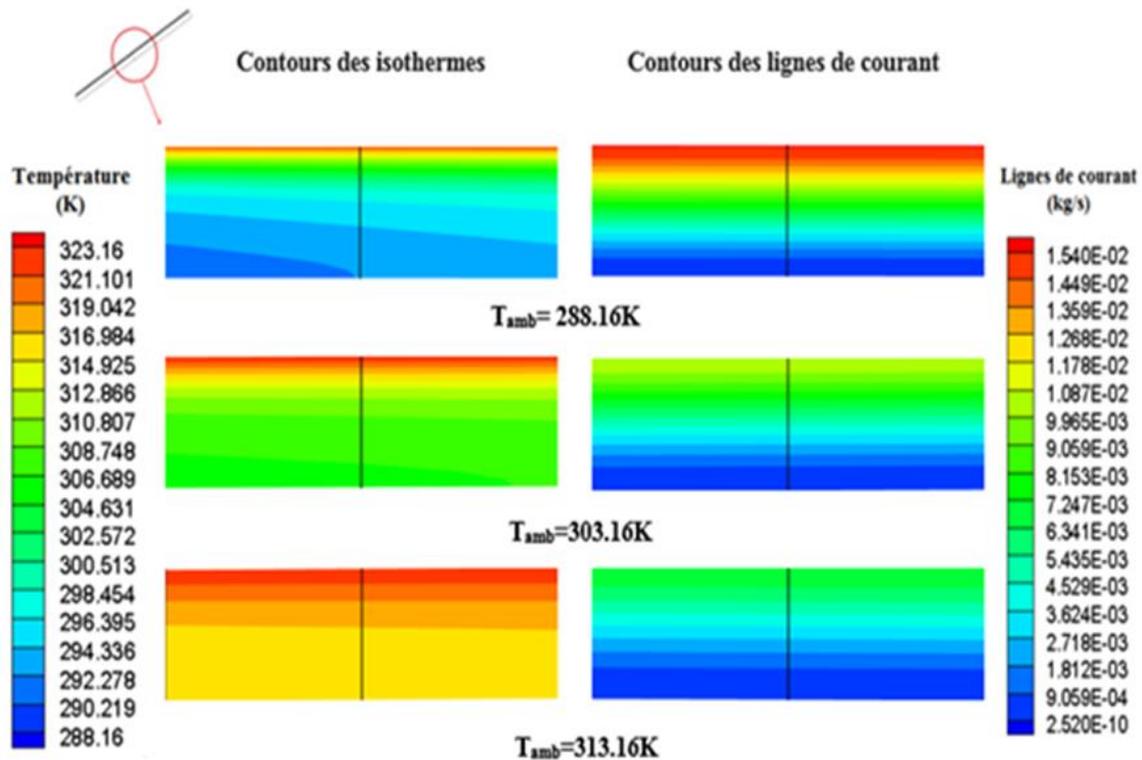


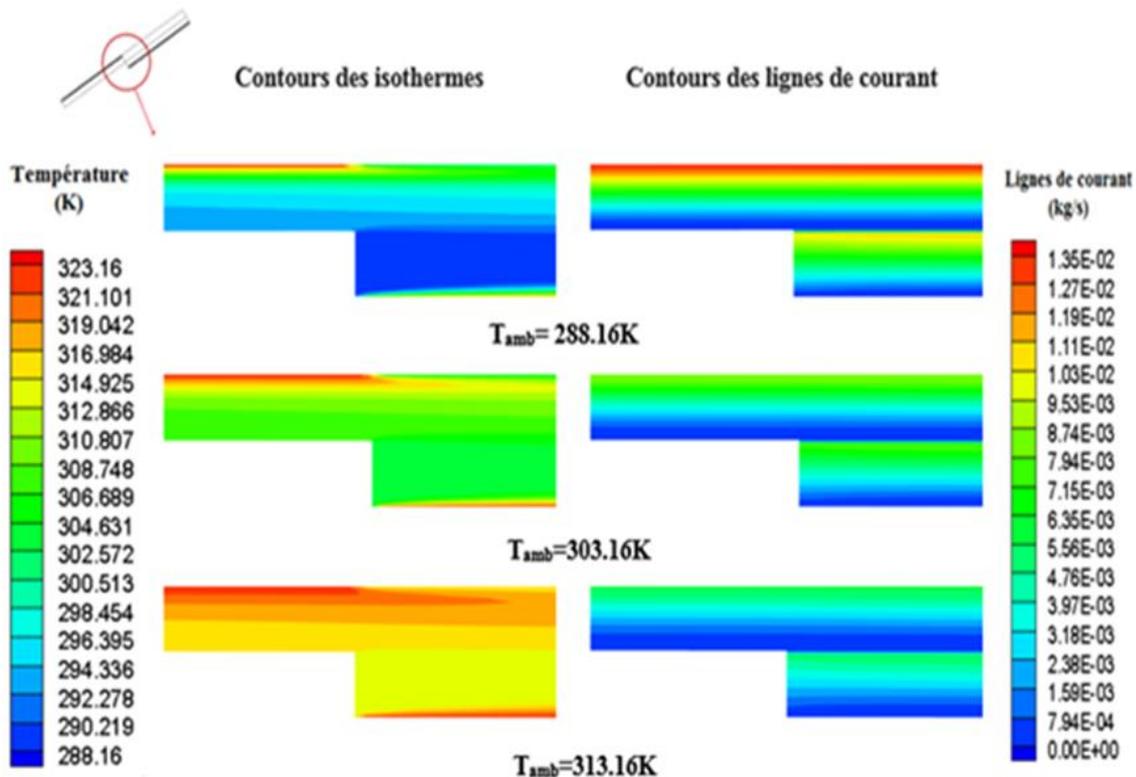
Figure. IV. 2 : Evolution du nombre de Nusselt moyen en fonction des nombres de nœuds

### IV.4. Effet de la température ambiante

Le champ thermique et la structure d'écoulement ont été visualisés par les contours des isothermes et les lignes de courant pour différentes valeurs de la température ambiante, qui sont présentés par la figure (IV.3) (a, b). On remarque une augmentation de la couche limite thermique avec l'augmentation de la température ambiante, pour les deux configurations. Aussi, l'influence de l'augmentation de la température ambiante sur les contours de la fonction de courant entraîne une diminution dans la quantité de débit maximal. Donc, plus que la température ambiante est basse, plus que le refroidissement des panneaux photovoltaïque est bien.



a) Configuration "a" : Les deux modules PV installés en série.



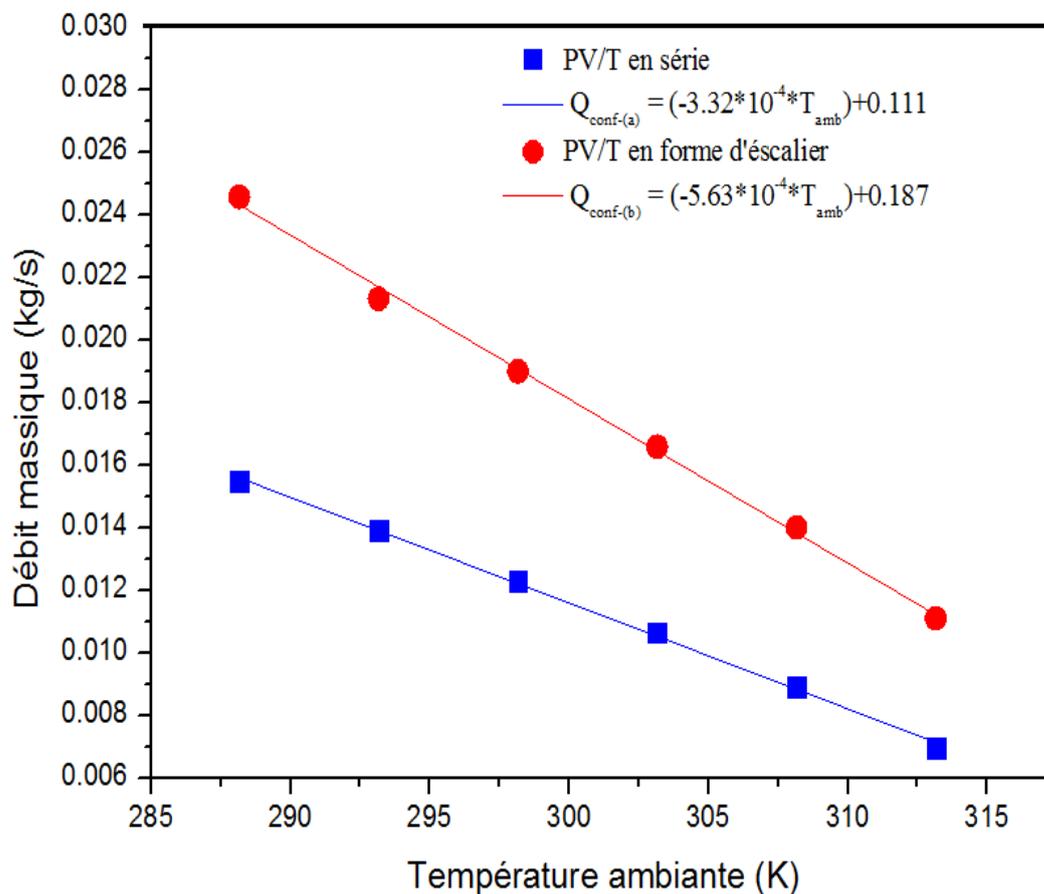
b) Configuration "b" : Les deux modules PV installés en forme d'escalier.

Figure. IV. 3 : Contours des isothermes, des lignes de courant pour différentes valeurs de la température ambiante, pour les deux configurations (a,b).

Pour mieux voir l'effet de la température ambiante sur le refroidissement des modules photovoltaïque, la figure (IV.4) présente l'évolution de débit massique en fonction de la température ambiante. On remarque une diminution de débit massique avec l'augmentation de la température ambiante, pour les deux configurations. Cela est justifié par la diminution de l'effet des forces de flottabilité avec l'augmentation de la température ambiante. Aussi, on remarque que le débit massique au niveau de la nouvelle configuration monté en escalier est plus élevé d'environ 50% par rapport au cas en série. Le débit massique obtenu peut être corrélé par les équations suivantes :

$$Q_{\text{conf-a}} = (-3.32 \times 10^{-4} \times T_{\text{amb}}) + 0.111 \quad (\text{IV.1})$$

$$Q_{\text{conf-b}} = (-5.63 \times 10^{-4} \times T_{\text{amb}}) + 0.187 \quad (\text{IV.2})$$



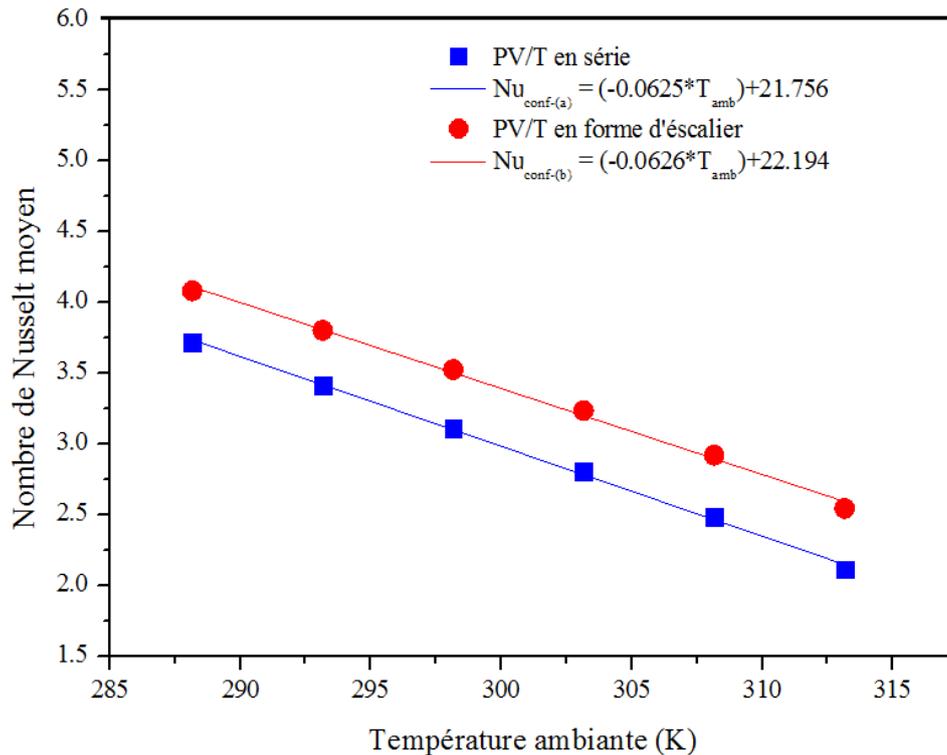
**Figure. IV. 4 :** Evolution de débit massique en fonction de la température ambiante, pour les deux configurations.

Enfin, Pour examiner l'effet de température ambiante sur le taux de transfert de chaleur aux niveaux des panneaux photovoltaïques. La Figure (IV.5) montre l'évolution du nombre de Nusselt moyen en fonction de la température ambiante, pour les deux configurations. Les résultats montrent une diminution linéaire de taux de transfert de chaleur avec l'augmentation de la température ambiante, pour les deux configurations. Aussi, on constate une amélioration de

refroidissement des modules photovoltaïques installé en forme d'escalier d'environ 15%, par rapport au cas en série. Le taux de transfert de chaleur obtenu peut être corrélé par les équations suivantes du nombre de Nusselt moyen, pour les deux configurations :

$$Nu_{\text{conf-a}} = (-0.0625 \times T_{\text{amb}}) + 21.756 \quad (\text{IV.3})$$

$$Nu_{\text{conf-b}} = (-0.0626 \times T_{\text{amb}}) + 22.194 \quad (\text{IV.4})$$

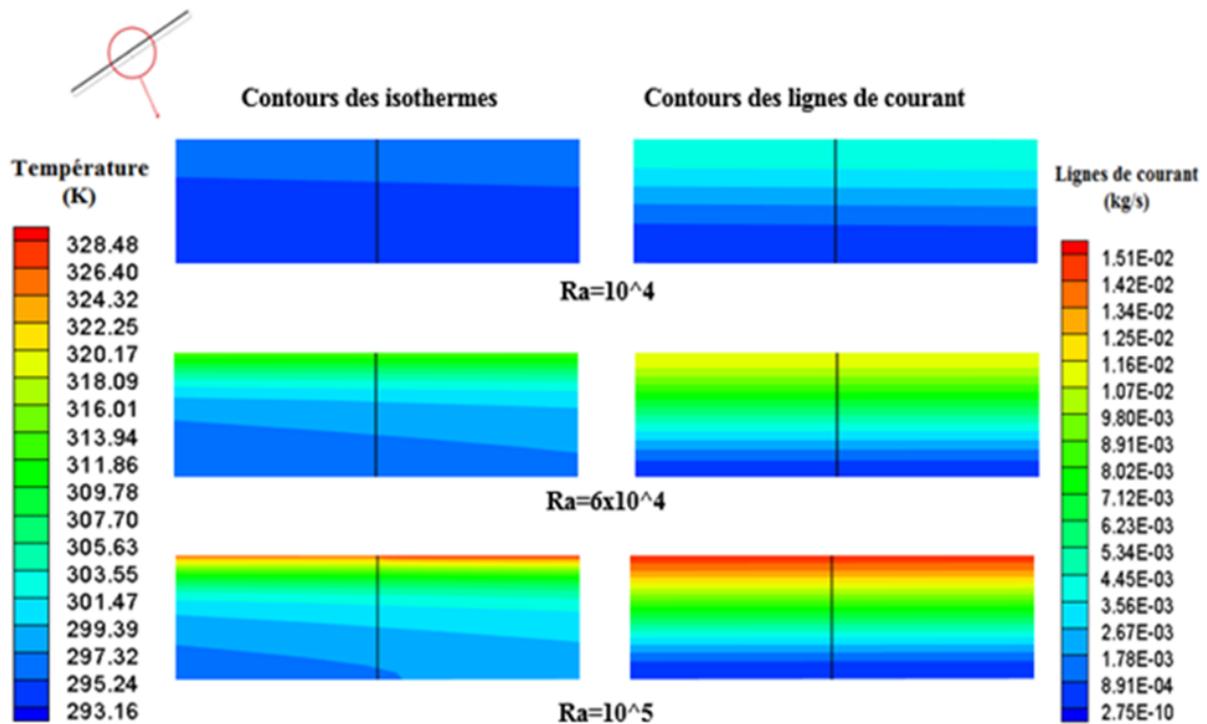


**Figure. IV. 5 :** Evolution du nombre de Nusselt moyen en fonction de la température ambiante, pour les deux configurations.

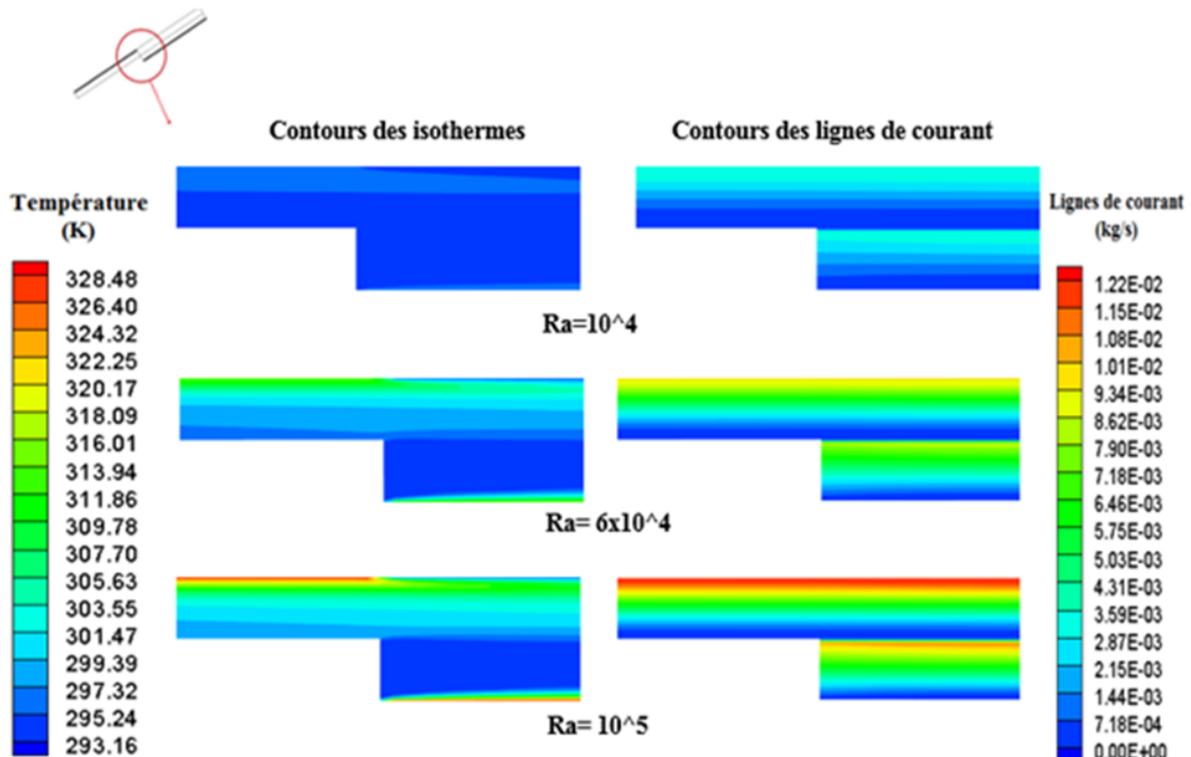
#### IV.5. Effet du nombre de Rayleigh

L'influence de l'augmentation du nombre de Rayleigh sur l'évolution des contours des isothermes et les contours de la fonction de courant sont présentés sur la figure (IV.6) (a, b).

Les résultats montrent que l'augmentation du nombre de Rayleigh (l'augmentation de la température des modules photovoltaïques) entraîne une augmentation dans la couche limite thermique qui occupe une grande partie de canal, pour les deux configurations. En outre, l'influence de l'augmentation du nombre de Rayleigh sur les contours de la fonction de courant entraîne une augmentation dans la quantité de débit maximal, pour les deux configurations. Cela est justifié par l'effet de l'augmentation de l'effet des forces de flottabilité qui joue le rôle du moteur de l'écoulement dans notre cas (convection naturelle).



a) Configuration "a" : Les deux modules PV installés en série.



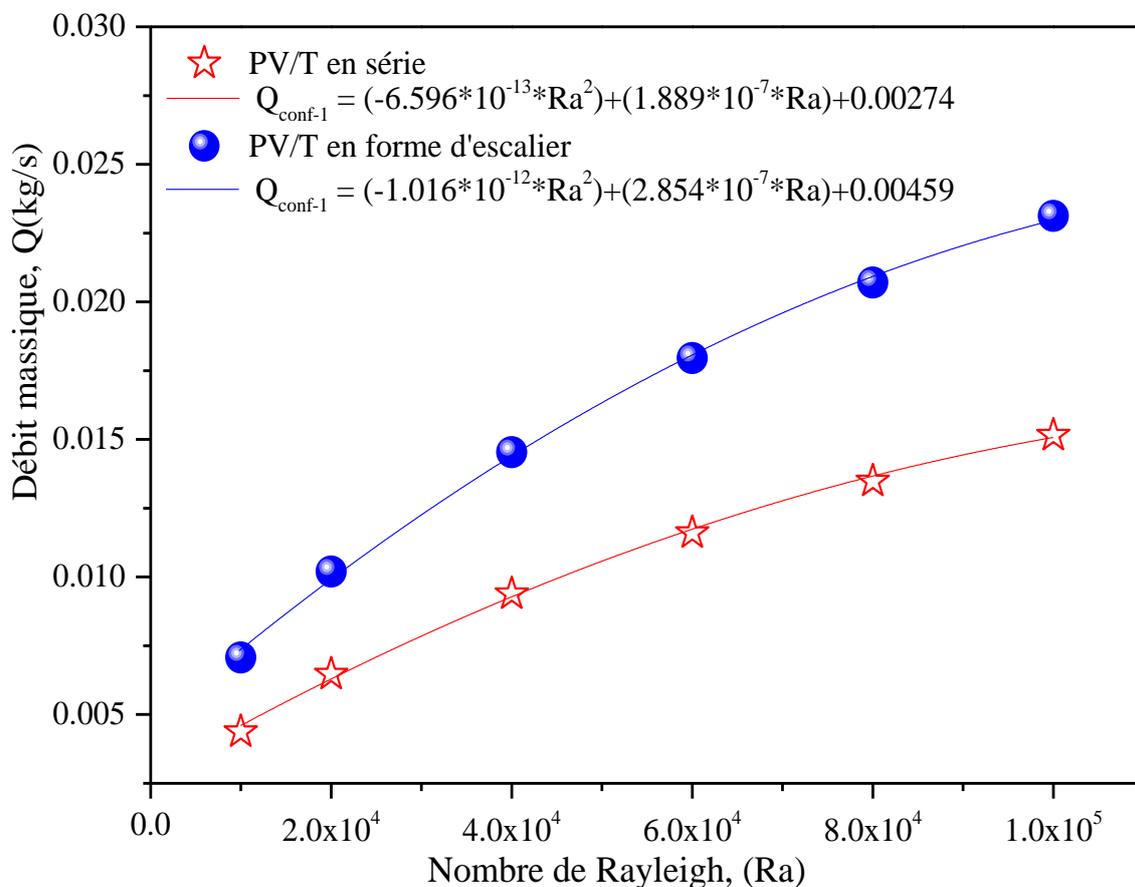
b) Configuration "b" : Les modules PV installés en forme d'esclaiier.

Figure. IV. 6 : Contours des isothermes, des lignes de courant pour différentes valeurs de nombre de Rayleigh, pour les deux configurations (a,b).

La figure (IV.7) présente l'évolution de débit massique en fonction du nombre de Rayleigh, pour les deux configurations. On constate que l'augmentation de la température des modules photovoltaïques (l'augmentation du nombre de Rayleigh) provoque une augmentation de débit massique et par conséquent l'augmentation de vitesse d'écoulement d'air dans le canal. Une augmentation d'environ 55% dans le débit massique a été enregistrée pour la configuration (b), par rapport au cas de référence. Des corrélations de débit massique en fonction du nombre de Rayleigh ont été proposées, pour les deux configurations:

$$Q_{\text{conf-(a)}} = \left( (-6.596 \times 10^{-13}) \times Ra^2 \right) + \left( (1.889 \times 10^{-7}) \times Ra \right) + 0.00274 \quad (\text{IV.5})$$

$$Q_{\text{conf-(a)}} = \left( (-1.016 \times 10^{-12}) \times Ra^2 \right) + \left( (2.854 \times 10^{-7}) \times Ra \right) + 0.00459 \quad (\text{IV.6})$$



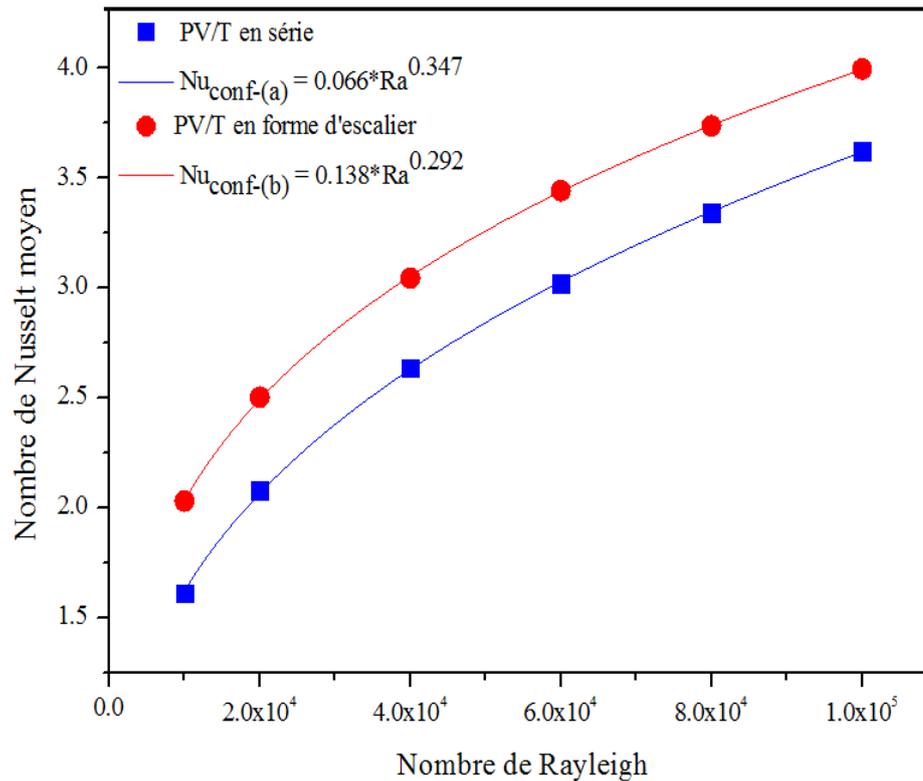
**Figure. IV. 7 :** Evolution de débit massique en fonction de nombre de Rayleigh, pour les deux configurations.

Pour analyser l'effet du nombre de Rayleigh sur le taux de transfert de chaleur au niveau des panneaux photovoltaïques, pour les deux configurations. La figure (IV.8) présente l'évolution du nombre de Nusselt moyen en fonction du nombre de Rayleigh. On remarque que le taux de transfert de chaleur augmente avec l'augmentation du nombre de Rayleigh, pour les deux configurations. Aussi, on constate une amélioration d'environ 15% dans le taux de transfert de chaleur au niveau des panneaux photovoltaïques installés en forme d'escalier, par rapport au cas de référence (cas des modules photovoltaïques installés en série).

Le taux du transfert de chaleur obtenu peut être corrélé par les équations suivantes :

$$Nu_{conf-(a)} = 0.066 \times Ra^{0.347} \quad (\text{IV.7})$$

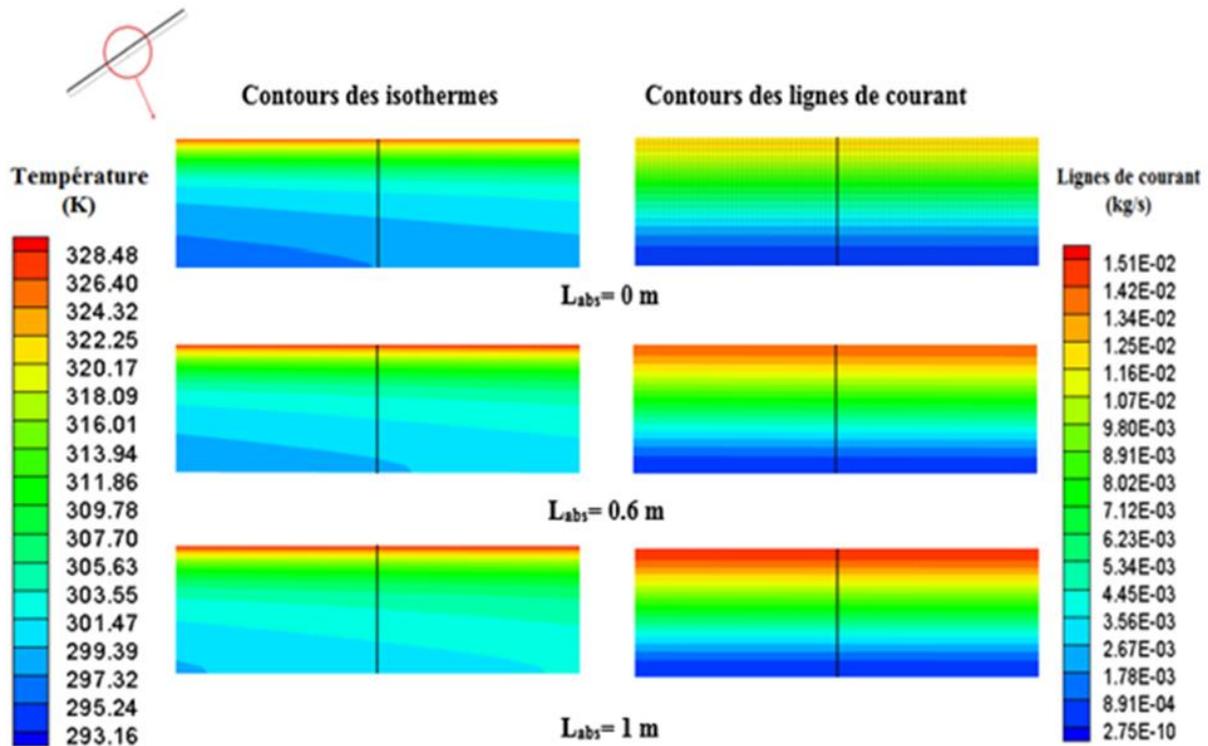
$$Nu_{conf-(b)} = 0.138 \times Ra^{0.292} \quad (\text{IV.8})$$



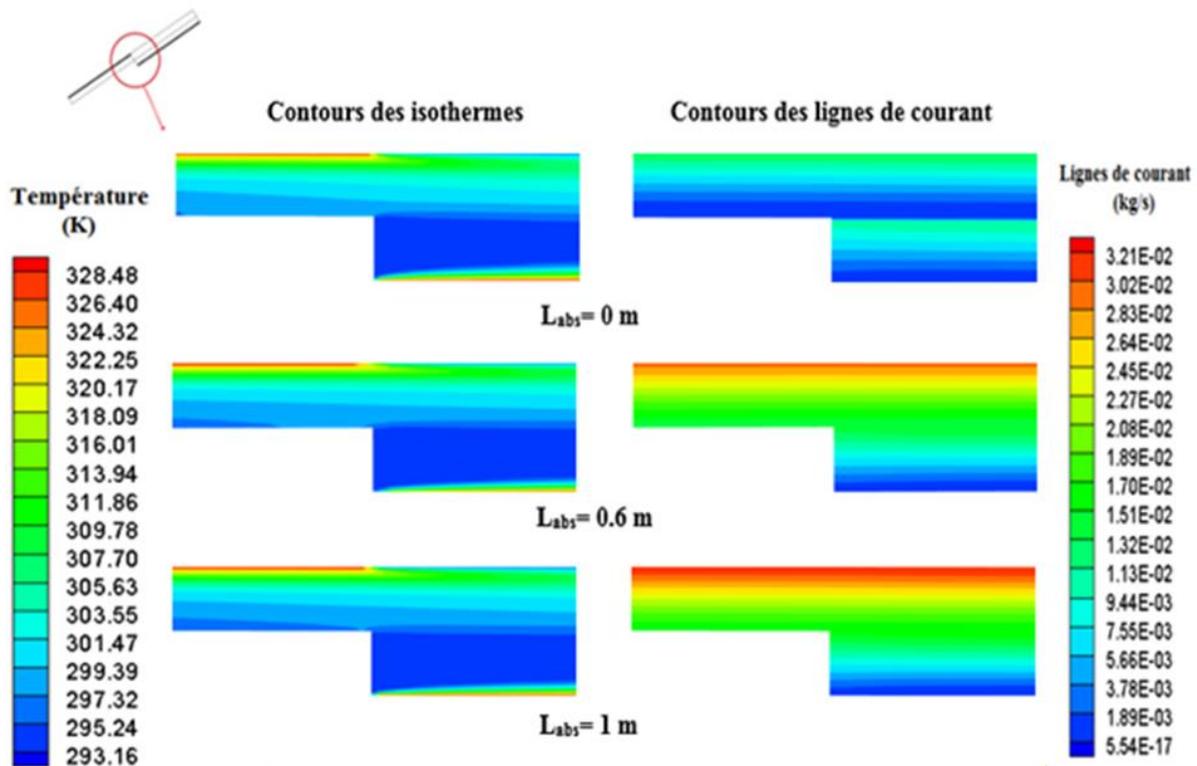
**Figure. IV. 8 :** Evolution du nombre de Nusselt moyen en fonction de nombre de Rayleigh, pour les deux configurations.

#### IV.6. Effet de la longueur d'absorbeur

Pour donner une meilleure visualisation sur l'effet de la longueur d'absorbeur sur la structure d'écoulement, la figure (IV.9) illustre les contours des isothermes et les lignes de courant pour différentes longueurs d'absorbeur. On observe une légère diminution de la couche limite thermique avec l'augmentation de la longueur d'absorbeur, pour les deux configurations. Aussi, on consultant l'évolution des contours de la fonction de courant en fonction de la longueur d'absorbeur on remarque une augmentation dans la quantité de débit maximal, pour les deux configurations. Dans ce cas, cette augmentation est justifiée par l'effet que la longueur d'absorbeur joue le rôle d'un moteur en plus qui entraîne une augmentation de l'influence des forces de flottabilité.



a) Configuration "a" : Les deux modules PV installés en série.



b) Configuration "b" : Les deux modules PV installés en forme d'esclier

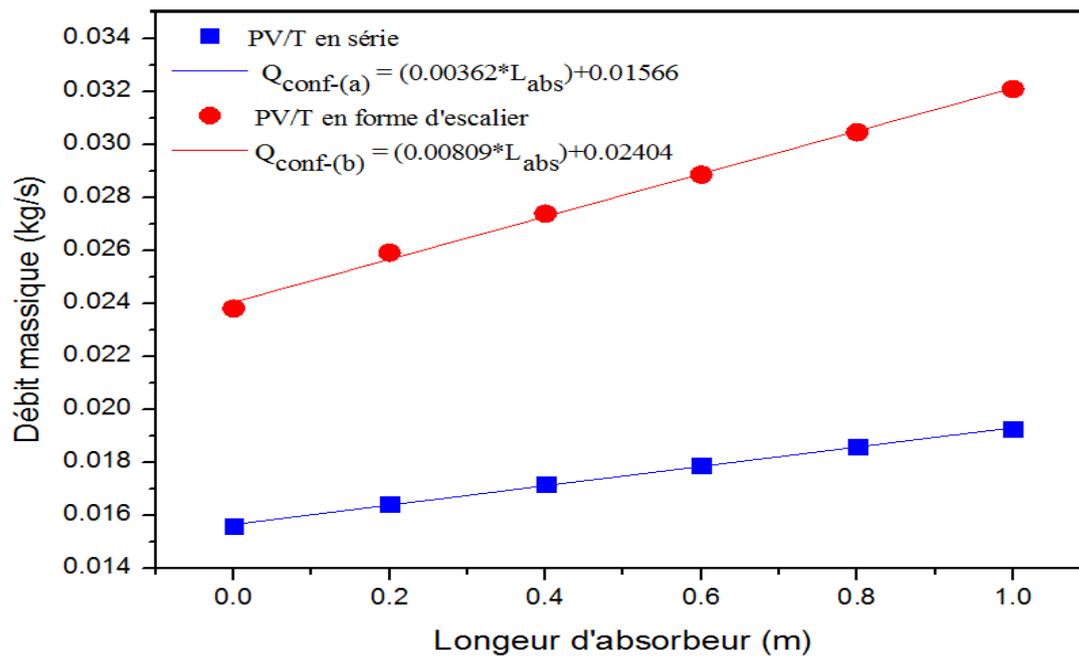
Figure. IV. 9 : Contours des isothermes, des lignes de courant pour différentes longueur d'absorbeur, pour les deux configurations (a, b)

La figure (IV.10) montre la variation de débit massique en fonction de la longueur d'absorbeur. On remarque l'augmentation de débit massique avec l'augmentation de la longueur

d'absorbeur, pour les deux configurations. Ici, on peut confirmer que l'augmentation de la longueur de l'absorbeur entraîne une influence plus élevée des forces de flottabilité, ce qui entraîne une augmentation dans le débit massique et par conséquent la vitesse d'écoulement dans le canal. Aussi, on constate que le débit massique au niveau de la configuration montée en escalier est plus important d'environ 55%, par rapport au cas monté en série. Dans ce cas, le débit massique obtenu peut être corrélé par les équations suivantes :

$$Q_{conf-(a)} = (0.00362 \times L_{abs}) + 0.01566 \quad (\text{IV.9})$$

$$Q_{conf-(b)} = (0.00809 \times L_{abs}) + 0.02404 \quad (\text{IV.10})$$

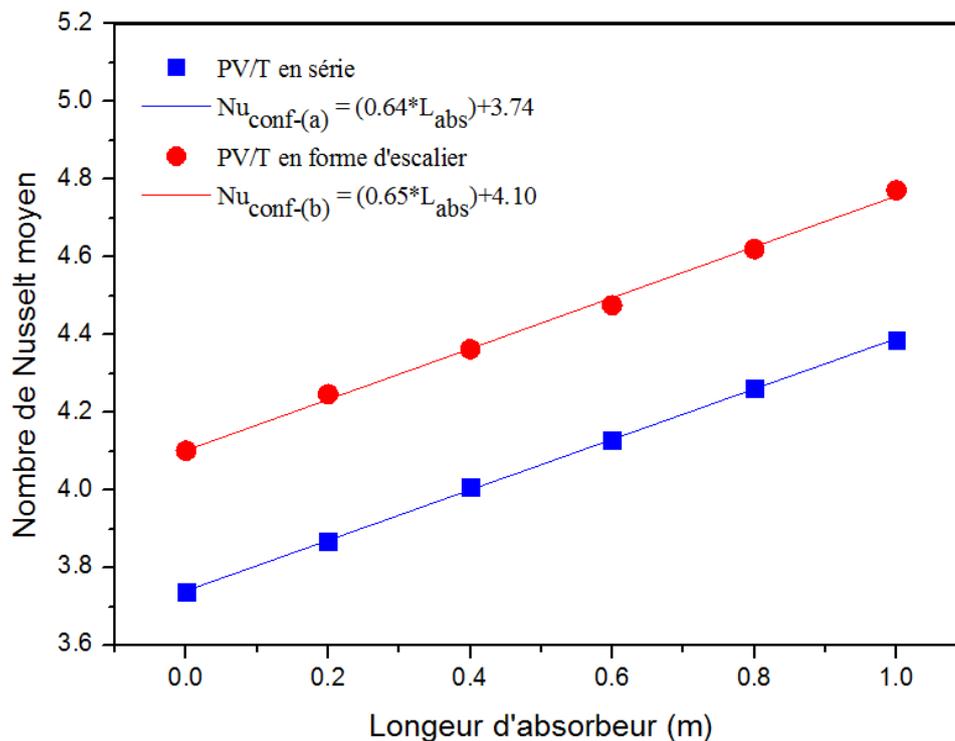


**Figure. IV. 10 :** Evolution de débit massique en fonction de la longueur de l'absorbeur, pour les deux configurations.

L'influence de l'augmentation de la longueur d'absorbeur sur le taux de transfert de chaleur au niveau des modules photovoltaïques est visualisée par la figure (IV.11) On remarque que le taux de transfert de chaleur augment linéairement avec l'accroissement de la longueur de l'absorbeur, pour les deux configurations (a et b). Une amélioration d'environ 10% dans la valeur du nombre de Nusselt moyen pour la configuration installée en forme d'escalier, en compare avec le cas de référence. Aussi, le taux du transfert de chaleur obtenu peut être corrélé par les équations suivantes :

$$Nu_{conf-(a)} = (0.64 \times L_{abs}) + 3.74 \quad (\text{IV.11})$$

$$Nu_{conf-(b)} = (0.65 \times L_{abs}) + 4.10 \quad (\text{IV.12})$$



**Figure. IV. 11 :** Evolution du nombre de Nusselt moyen en fonction de la longueur de l'absorbeur, pour les deux configurations.

## IV.7. Conclusion

D'après l'analyse de nos résultats on peut noter que :

Les résultats obtenus ont été validés avec les résultats numériques présentés par Mittelman et al. [142], et un bon accord a été conclu.

Un nombre de nœuds de [15x300] a été adopté pour tous les calculs, afin d'optimiser le temps et le coût des calculs.

L'augmentation de la température ambiante mène à une diminution de débit massique. On constate que la nouvelle configuration montée en escalier est plus élevée d'environ 50% par rapport au cas en série. On observe une décroissance linière de taux de transfert de chaleur avec l'augmentation de la température ambiante, pour les deux configurations. Aussi, on observe une amélioration de refroidissement des modules photovoltaïques installés en forme d'escalier d'environ 15%, par rapport au cas en série.

L'accroissement de nombre du Rayleigh provoque une augmentation de débit massique et par conséquent l'augmentation de vitesse d'écoulement d'air dans le canal. Une augmentation d'environ 55% dans le débit massique a été enregistrée pour la configuration (b), par rapport au cas de référence.

On remarque l'augmentation de débit massique avec l'augmentation de la longueur d'absorbeur, pour les deux configurations. Ici, on peut confirmer que l'augmentation de la longueur de l'absorbeur entraîne une influence plus élevée des forces de flottabilité, ce qui

entraîne une augmentation dans le débit massique et par conséquent la vitesse d'écoulement dans le canal.

L'augmentation de la température du fonctionnement des modules photovoltaïque entraîne une diminution de leur efficacité électrique. Dans ce mémoire nous avons présenté une étude numérique bidimensionnelle sur le refroidissement par convection naturelle turbulente des modules photovoltaïques montés en forme d'escalier dans un nouveau système hybride (PVT). Nous avons utilisé les pré-logicielles Gambit 2.2.30 et Fluent 2020 pour la création de la géométrie et la résolution des équations gouvernant notre problème étudié. Les effets de la température ambiante ( $T_{amb}$ ), du nombre de Rayleigh (Ra) et la longueur de l'absorbeur ( $L_{abs}$ ) sur les caractéristiques d'écoulement et le taux de transfert de chaleur ont été analysés numériquement. Les principaux résultats trouvés, sont les suivants:

Les résultats numériques obtenus par notre modèle numérique montrent un bon accord avec les résultats numériques de la convection naturelle turbulente trouvée dans la littérature par Mittelman et al. (2009).

L'augmentation de la température ambiante entraîne une diminution du débit massique en fonction de la température ambiante. On constate que la nouvelle configuration montée en escalier est plus élevée d'environ 50% par rapport au cas en série.

Le taux de transfert de chaleur décroît linéairement en fonction de l'augmentation de la température ambiante, pour les deux configurations en série et en forme d'escalier.

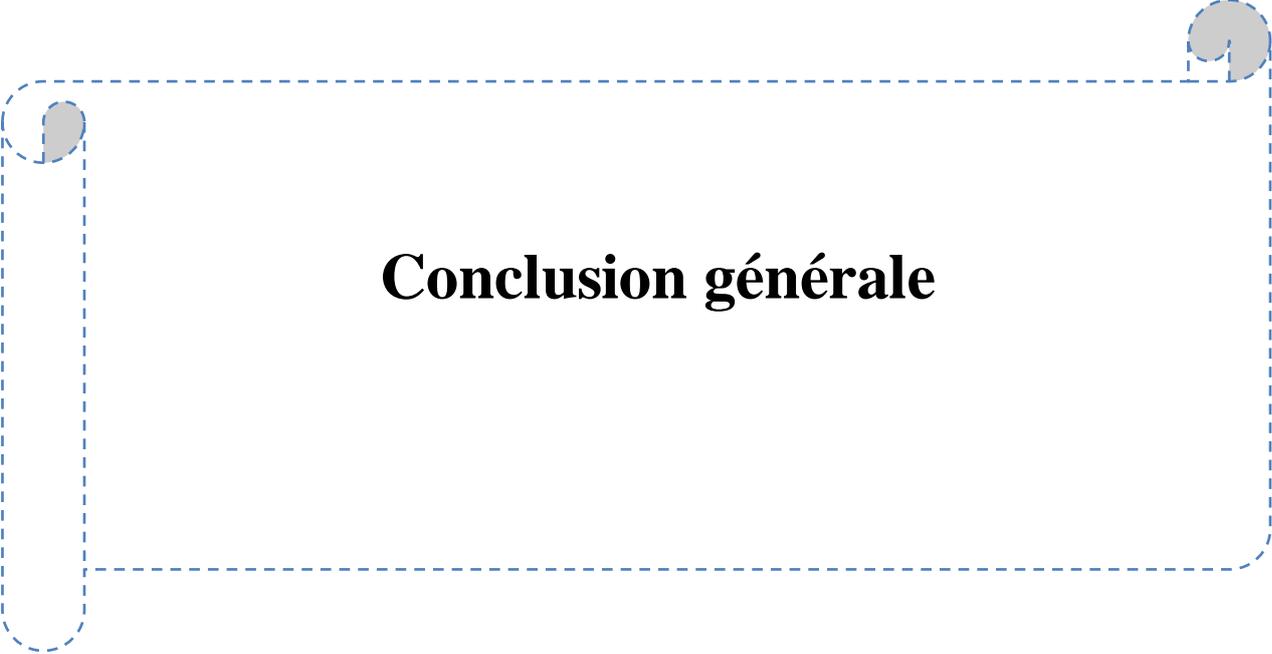
Le refroidissement des modules photovoltaïques installé dans le nouveau système hybride monté en forme d'escalier est amélioré d'environ 15% avec l'augmentation de la température ambiante, par rapport au cas en série.

L'accroissement du nombre de Rayleigh provoque une augmentation de débit massique et par conséquent une amélioration dans le taux de transfert de chaleur d'environ 15% pour la configuration (b), par rapport au cas de référence.

L'augmentation de la longueur de l'absorbeur provoque une augmentation dans le débit massique, pour les deux configurations considérées.

Une amélioration d'environ 10% dans la valeur du nombre de Nusselt moyen pour la configuration installée en forme d'escalier, en compare avec le cas de référence.

Des corrélations pour le débit massique et le nombre de Nusselt moyen en fonction de la température ambiante, du nombre de Rayleigh et de la longueur de l'absorbeur ont été proposées.



## **Conclusion générale**

### Conclusion générale

L'augmentation de la température du fonctionnement des modules photovoltaïques entraîne une diminution de leur efficacité électrique. Dans ce document nous avons présenté une étude numérique bidimensionnelle sur le refroidissement par convection naturelle turbulente des modules photovoltaïques montés en forme d'escalier dans un nouveau système hybride (PVT). Nous avons utilisé les pré-logicielles Gambit 2.2.30 et Fluent 2020 pour la création de la géométrie et la résolution des équations gouvernant notre problème étudié. Les effets de la température ambiante ( $T_{amb}$ ), du nombre de Rayleigh ( $Ra$ ) et la longueur de l'absorbeur ( $L_{abs}$ ) sur les caractéristiques d'écoulement et le taux de transfert de chaleur ont été analysés numériquement. Les principaux résultats trouvés, sont les suivants:

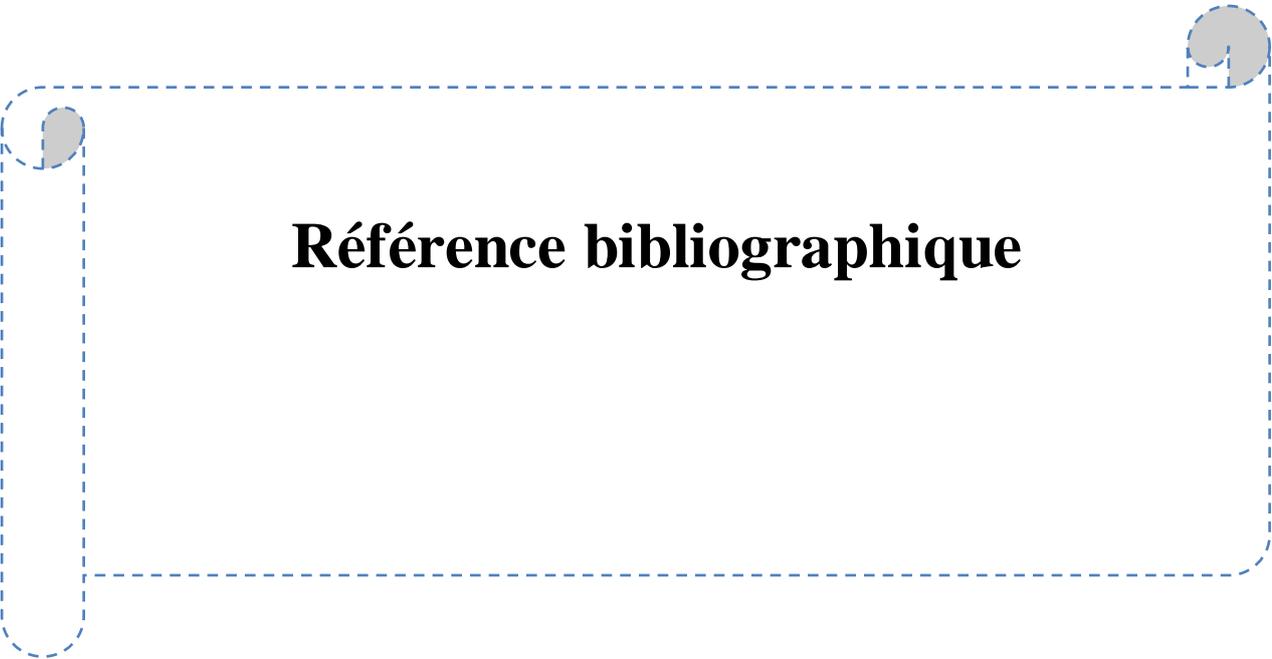
- Les résultats numériques obtenus par notre modèle numérique montrent un bon accord avec les résultats numériques de la convection naturelle turbulente trouvée dans la littérature par Mittelman et al. (2009).
- L'augmentation de la température ambiante entraîne une diminution du débit massique en fonction de la température ambiante. On constate que la nouvelle configuration montée en escalier est plus élevée d'environ 50% par rapport au cas en série.
- Le taux de transfert de chaleur décroît linéairement en fonction de l'augmentation de la température ambiante, pour les deux configurations en série et en forme d'escalier.
- Le refroidissement des modules photovoltaïques installés dans le nouveau système hybride monté en forme d'escalier est amélioré d'environ 15% avec l'augmentation de la température ambiante, par rapport au cas en série.
- L'accroissement du nombre de Rayleigh provoque une augmentation de débit massique et par conséquent une amélioration dans le taux de transfert de chaleur d'environ 15% pour la configuration (b), par rapport au cas de référence.
- L'augmentation de la longueur de l'absorbeur provoque une augmentation dans le débit massique, pour les deux configurations considérées.
- Une amélioration d'environ 10% dans la valeur du nombre de Nusselt moyen pour la configuration installée en forme d'escalier, en comparaison avec le cas de référence.
- Des corrélations pour le débit massique et le nombre de Nusselt moyen en fonction de la température ambiante, du nombre de Rayleigh et de la longueur de l'absorbeur ont été proposées.

## Conclusion générale

---

En perspective, il serait intéressant de :

- Optimiser le rapport de diamètre du collecteur.
- Analyser l'effet de l'intégration d'une tour cheminée dans un nouveau système hybride (S-PVT) pour améliorer le taux de transfert de chaleur au niveau des modules photovoltaïques.
- Analyser numériquement l'effet de l'insertion d'une couche poreuse pour améliorer le refroidissement des modules photovoltaïque.



## **Référence bibliographique**

### Références bibliographique

- [1] F. Grubišić-Čabo, S. Nižetić, D. Čoko, I. Kragić and A. Papadopoulos, “Experimental investigation of the passive cooled free-standing photovoltaic panel with fixed aluminum fins on the backside surface,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 176, 2018, pp. 119-129, doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.12.149.
- [2] L. Boutina, A. Khelifa, K. Touafek, M. Lebbi and M.T. Baissi, “Improvement of PVT air-cooling by the integration of a chimney tower (CT/PVT) ,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 129, 2018, pp. 1181-1188, doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.10.097.
- [3] M. El-A. Slimani, M. Amirat, S. Bahria « Modélisation et étude d’un capteur hybride PV/T à air, application au séchage solaire ». Premier Colloque International sur les hydrocarbures, les Energies et l’Environnement (HCEE 2014).
- [4] <https://www.abcclim.net/types-energies-renouvelables.html>
- [5] <http://www.energies-renouvelable.fr/energie-solaire/>
- [6] <https://www.swissolar.ch/fr/lenergie-solaire/la-construction-solaire/exploitation-active-et-passive-de-lenergie-solaire/>
- [7] <http://www.cder.dz/>. [Accès le 13 Décembre 2014].
- [8] German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Section Systems Analysis and Technology Assessment, «Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region, Germany, 2005.
- [9] J.M Chassériau, Conversion thermique du rayonnement solaire ; Dunod, 1984.
- [10] R. Bernard; G. Menguy, M. Schwartz, Le rayonnement solaire conversion thermique et applications, Technique et documentation Lavoisier, 2ème édition 1980.
- [11] S. Saadi, Effet des paramètres opérationnels sur les performances d’un capteur solaire plan, Mémoire de Magister en physique ; UMC, 2010.
- [12] B.BENOIT, ‘ Réalisation et caractérisation de cellules photovoltaïques organiques obtenues par dépôt physique ‘, Thèse doctorat, Université de Limoges 2004.
- [13] S.Zaamta, Réalisation d'un régulateur solaire à base de microcontrôleur pour le contrôle de l'état de charge et la protection des accumulateurs, thèse de magister 2008. Oum El Bouagui
- [14] F.Yettou, 'Coception et realization d’un système de caisson solaire destine au site saharien (Ghardaia, Algérie)',Univ Btma 2 Faculté de Technologie ,Département d’Electrotechnique. 2009.
- [15] A.Bouden, ‘Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque’, Thèse doctorat Université Mentouri Constantine, 2008.

## Références Bibliographiques

---

- [16] J.Royer, T.Djako, E.Schiller, B.Sadasy, Le pompage photovoltaïque par IEPF/ université d'Ottawa/ EIER/ CREPA.
- [17] K.Arafa, 'Conception et réalisation d'un suiveur solaire a deux axes', l'obtention du diplôme Ingénieur d'Etat, électroniques & télécommunications, département génie électrique, Université Sidi Mohamed Ben Abdellah, 2015.
- [18] N.Touil et S.ghenbazi, «Modélisation et Simulation d'un système Photovoltaïque », Mémoire de Master, Université Echahid Hama Lakhder d'El-Oued, 2015.
- [19] C.CARREAU et al, ' les énergies renouvelables dans l'habitat', France 2001.
- [20] J.Pelletier, À L'HEURE DES CHOIX ÉNERGÉTIQUESMCN21
- [21] S.Petibon, 'Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques', Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [22] R.Chenn, 'Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire', Thèse Magister, Université Mantouri de Constantine, 2007.
- [23] F.Trahi, « prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiel » mémoire de magister, Tizi Ouzo, 2011.
- [24] C.P.de Brichaumbot et C.Vauge, Le gisement solaire, Ed. Tech. & Doc., Paris, 1982.
- [25] M. Iqbal, 'An Introduction to Solar Radiation'. Academic Press, Department of Mechanical Engineering, University of British Columbia, Canada, 1983.
- [26] A. Khedim, L'énergie Solaire utilisation thermique et photovoltaïque, ANEP, 2005.
- [27] J.M. Chasseriau, 'Conversion thermique du rayonnement solaire', Ed. Dunod, France, 273p ,1984.
- [28] R.Bernard, G. Menguy et M. Schwartz, 'Le rayonnement solaire, Conversion thermique et applications', Technique & documentation, Ed. Lavoisier, France, 250 p.
- [29] <http://www.meridienne.org/index.php?page=angle-horaire>
- [30] F.Yettou, ' Optimisation d'un système solaire de production d'eau chaude', Mémoire de magister, Département d'électronique électricité solaire, Ecole Nationale Polytechnique 10, Avenue Hassen Badi, El-Harrach, ALGER, 2009.
- [31] Becquerel, A. E. les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires. Comptes Rendus 9: 561–567. (1839).
- [32] A.Sharma Atul comprehensive study of solar power in India and World. Renewable Sustainable Energy Rev 2011 ; 15:1767–76.
- [33] B. Flèche - D. Delagnes Energie solaire photovoltaïque.doc, juin 07.

## Références Bibliographiques

---

- [34] M. Abdelaziz Hamzaoui, « Optimisation de la production de l'électricité renouvelable pour site isolé », Thèse de doctorat, Université de Reims Champagne-Ardenne.
- [35] M. Yousef, « Etude de raccordement d'un système photovoltaïque au réseau électrique », Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2015.
- [36] Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension ». Thèse de doctorat de l'école National supérieure d'Art et Métiers, décembre 2004.
- [37] S.VIGHETTI, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion », Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 24 septembre 2010.
- [38] K.Ayache, « Modélisation et Simulation d'un Générateur Photovoltaïque Couplé à un Réseau Électrique », Mémoire de Magister, Université Mohamed Chérif Messaâdia de Souk-Ahras, le 30/09/2014.
- [39] Office fédéral des questions conjoncturelles, « centrales photovoltaïques », guide pour le dimensionnement et la réalisation des projets à l'usage des bureaux des ingénieurs.
- [40] S.MARC et al. « Rapport de stage », Pré-étude d'un système couplé photovoltaïque/thermique, Université JOSEPH FOURIER. 2010.
- [41] Lu ZH, Yao Q. Energy Analysis of silicon solar cell modules based on an optical model for arbitrary layers. *Sol Energy* 2007; 81(5):636–47.
- [42] Du B, Hub E, Kolhech M. Performance analysis of water-cooled concentrated photovoltaic (CPV) system. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2012; 16:6732–6.
- [43] S.Chatterjee, G.TamizhMani . BA PV arrays: side-by-side comparison with and without fan cooling. In: *IEEE photovoltaic specialist's conference (PVSC) 2011*; vol 7: pp 537– 542.
- [44] W. Boucheritte, « Convertisseurs multi niveaux dans les systèmes PV Connectés au réseau », Mémoire de Magistère, Université de Biskra.
- [45] ABBASSEN Lyes, « Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque », Mémoire de Magister, Université Mouloud Mammri de Tizi Ouazou, le 05/05/2011.
- [46] C.Kirfel, R.Pellikaan. The minimum distance of codes in an array coming from telescopic semigroups. *IEEE Transactions on information theory*, 41(6), 1720-1732.
- [47] Chedid, R., Akiki, H., & Rahman, S. (1998). A decision support technique for the design of hybrid solar-wind power systems. *Energy conversion, IEEE transactions on*, 13(1), 76-83.
- [48] O, Sotehi. Etude des caractéristiques de fonctionnement et de la performance d'un distillateur solaire ; thèse de magistère, Université de Constantine. (2009). Arirabl, active solar collectors and their applications, New York Oxford university press, (1985).

## Références Bibliographiques

---

- [49] T, Enrênez; J, P, Bibring; M, Blanc; M, A, Barucci; F, Roques, P, Zarka. Le système solaire, Éditions et EDP sciences, Paris. (2003).
- [50] M, Capderou. Atlas solaire de l'Algérie, O.P.U, Alger. (1985).
- [51] A, Mefti; M, Y, bouroubi; H, Mimouni. Evaluation du potentiel énergétique solaire N°2, 2, décembre. (2002).
- [52] A, Sfeir ; G, Guarracino. Ingénierie des systèmes solaires, Technique et Documentation, Paris. (1981).
- [53] J, Bonal ; P, Rossetti. Les énergies alternatives, Omniscience. (2007).
- [54] Ch, Perrin de Brichambaut; C, Vauge. Le gisement solaire, Technique et Documentation, Paris. (1982).
- [55] C. voyant, prédiction de séries temporelles de rayonnement solaire global et de production d'énergie photovoltaïque à partir de réseaux de neurones artificiels, thèse doctorat, université de Corse-Pascal Paoli, France, (2011).
- [56] J. bernard, énergie solaire calculs et optimisation, nouvelle édition, (2011).
- [57] S, El Mokretar; R, Miri; M, Belhamel. Etude du bilan d'énergie et de masse d'un séchoir de type serre, applications au séchage des produits agro-alimentaires, Revue des Energies Renouvelables, Vol 7, p 109-123. (2004).
- [58] P, H, Communay. Héliothermique : le gisement solaire, méthodes et calculs, Groupe de Recherche et d'Édition, France. (2002).
- [59] U, Eiker. Solar technologies for buildings, John Wiley sans Sons, England. (2001).
- [60] N. enteria, A. Akbarzadeh, solar energy sciences and engineering applications, taylor & francis group, London, UK, (2014).
- [61] M. hedayatizadeh, Y. ajabshirchi, F. sarhaddi, A. safavinejad, Said farahat & Hossein chaji, thermal and electrical assessment of an integrated solar photovoltaic thermal (PV/T) water collector equipped with a compound parabolic concentrator (CPC), international journal of green energy, (10)(5) 494-522 (2013).
- [62] R. R. avezov, J. S. akhatov, and N. R. Avezova, a review on photovoltaic thermal (PV-T) air and water collectors, applied solar energy, (47) (3) 169–183 (2011).
- [63] J, Desautel. Les capteurs héliothermiques, Edisud. (1979).
- [64] B. Saffa, E. Cuce, a review on hybrid photovoltaic/thermal collectors and systems, international journal of low-carbon technologies, (6)212 – 241 (2011).
- [65] X. zhang, X. zhao, S. Smith, J. Xu, X. Yu, review of R&D progress and practical application of the solar photovoltaic/thermal (PV/T) technologies, renewable and sustainable energy reviews, (2011).

## Références Bibliographiques

---

- [66] J.G.Ingersoll. Simplified calculation of solar cell temperatures in terrestrial photovoltaic arrays, ASME J. Solar Energy Eng.
- [67] S. Krauter S, Hanitsch R, Wenham S.R, 1994. Simulation of thermal and optical performance of PV modules, Part III, Renew: Energy 5.
- [68] W. G.Adams, R. E. The action of light on selenium in Royal Society. London 167 313-349. (1877)
- [69] D. M.Chapin, C. S.Fuller, P. L.Pearson. A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power. Journal of Applied Physics, 25 676.(1954)
- [70] Sayigh A. A. M. Photovoltaic and Solar Radiation in Generating Electricity, from the Sun. F. C Treble, and Editor: BPCC Wheatons Ltd, 1991.
- [71] Lalovic B, A hybrid amorphous silicon photovoltaic and thermal solar collector. Solar Cells, 19 (2) 131-138, 1986
- [72] Wolf M, 1976. Performance analyses of combined heating and photovoltaic power systems for residences. Energy Conversion, 16 (1-2) 79-90.
- [73] Kern JR. E.C & M. C. Russell, 1978. Combined photovoltaic and thermal hybrid collector systems, In Proc. 13th IEEE Photovoltaic Specialists, Washington DC, USA, 1153 - 1157.
- [74] Hendrie S.D. Evaluation of combined photovoltaic / thermal collectors. In Proc. ISES Int. Congress, Atlanta, USA, 3 1865-1869.(1979)
- [75] P.Raghuraman. Analytical predictions of liquid and air photovoltaic/thermal, flatplate collector performance. Journal Solar Energy Engineering, 103 (2) 291-298.(1981)
- [76] C.Cox. & P.Raghuraman .Considerations for flat-plate photovoltaic/thermal collector. Solar Energy, 35 (3) 227-241. (1985)
- [77] Bhargava A. K. Study of a hybrid solar system-solar air heater combined with solar cells. Energy Convers. Mgmt 31 471-479.(1991)
- [78] Sopian K. An investigation into the performance of a double pass photovoltaic thermal solar collector, In Proc. ASME Int. Mechanical Engineering Congress and Exhibition, San Francisco, USA, AES, 35 89-94.(1995)
- [79] T.Bergene & O. M. Lovvik. Model calculation on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells, Solar Energy, 55 (6) 453-462.(1995)
- [80] B.J,Huang. Performance evaluation of solar photovoltaic / thermal systems, Solar Energy, 70 443 – 448.(2001)
- [81] H. A Zondag. The thermal and electrical yield of a PV-Thermal collector, Solar Energy, 72 (2) 113-128.(2002)

## Références Bibliographiques

---

- [82] H. A.Zondag. The yield of different combined PV-thermal collector designs, *Solar Energy*, 74 235-269.(2003).
- [83] H.A,Zondag. Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12 (4) 891-959. (2008).
- [84] H.A.Zondag H. A. & al. PVT Roadmap-a European guide for the development and market introduction of PV-Thermal technology. Rapport EU-Project PV-Catapult, p 87. (2005).
- [85] A Tiwari & al. Performance evaluation of photovoltaic / thermal solar air collector for composite climate of India. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90 (2) 175-189. (2006).
- [86] H. P Garg, R. S ADHIKARI. System performance studies on a photovoltaic / thermal (PV/T) air heating collector. *Renewable Energy*, 1999, vol. 16, n° 1-4, pp. 725-730
- [87] AA.Hegazy.Comparative study of the performance of four photovoltaic/thermal solar air collectors. *Energy Conversion and Management* 2000; 41:861-81.
- [88] N Aste, M Beccali, Chiesa G Experimental evaluation of the performance of a prototype hybrid solar PV-thermal (PV/T) Air collector for the integration in sloped roofs. Proceedings of EPIC 2002 AIVC. 23–26 October, Lyon; 2002.
- [89] L Mei, D Infield, U Eicker, et al. Thermal modelling of a building with an integrated ventilated PV facade. *Energy and buildings*, 2003, vol. 35, pp. 605-617.
- [90] A Lloret, et al. Lessons learned in the electrical system design, installation and operation of the Mataro Public Library. In: Proceedings of the 14th European PV Solar Energy Conference, 1997, Barcelone, Espagne, pp. 1659-1664.
- [91] B.P CARTMELL, N.J SHANKLAND, D FIALA, et al. A multi-operational ventilated photovoltaic and solar air collector: application, simulation and initial monitoring feedback. *Solar Energy*, 2004, vol. 76, pp. 45-53.
- [92] H Saitoh ,Y Hamada , H Kubota , M Nakamura , K Ochifuji ,S Yokoyama , et al. Field experiments and analyses on a hybrid solar collector. *Appl Therm Eng* 2003; 23(16):2089–105.
- [93] A Tiwari, MS Sodha. Parametric study of various configurations of hybrid PV/Thermal air collector: experimental validation of theoretical model. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 91 17–28. (2007).
- [94] A.S.Joshi, A Tiwari. Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic thermal (PVT) air collector. *Renewable Energy*, 32 (13) 2223-2241. (2007).
- [95] Tonui J. K, Y. Tripanagnostopoulos, 2008. Performance improvement of PVT solar collectors with natural air flow operation, *Solar Energy*, 82 1–12. (2008).
- [96] B.Agrawal, G.N. Tiwari. Life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) systems. *Energy and Buildings*, 42 1472–1481. (2010).

## Références Bibliographiques

---

- [97] F.Hussain, MYH.Othman, K.Sopian, B.Yatim, H.Ruslan,H.Othman.Design development and performance evaluation of photovoltaic/thermal (PV/T) air base solar collector. *Renew Sustain Energy Rev* 2013; 25:431–41.
- [98] U.Qureshi, P.Baredar, A.Kumar . Effect of weather conditions on the hybrid solar PV/T collector in variation of voltage and current. *Int J Res (IJR)* 2014; 1(6):872–9.
- [99] Li G, Pei G, Ji J, Yang M, Su Y, Xu N. Numerical and experimental study on a PV/T system with static miniature solar concentrator. *Sol Energy* 2015;120:565–74.
- [100] C.Good, I.Andresen, AG.Hestnes. Solar energy for net zero energy buildings – a comparison between solar thermal, PV and PV–thermal (PV/T) systems. *Sol Energy* 2015; 122:986–96.
- [101] JJ.Michael, S.Iniyan, R.Goic. Flat plate solar PV–thermal (PV/T) systems: a reference guide. *Renew Sustain Energy Rev* 2015; 51:62–88.
- [102] JG.Ahn, JH.Kim, JT.Kim. A study on experimental performance of air-type PV/T collector with HRV. *Energy Procedia* 2015; 78:3007–12.
- [103] M.Farshchimonfared, JI.Bilbao, AB Sproul. Full optimization and sensitivity analysis of a PV–thermal (PV/T) air system linked to a typical residential building. *Sol Energy* 2016; 136:15–22.
- [104] V.Delisle, M.Kummert. Cost-benefit analysis of integrating BIPV-T air systems into energy-efficient homes. *Sol Energy* 2016; 136:385–400.
- [105] ED. Rounis, AK.Athienitis AK, T Stathopoulos. Multiple-inlet building integrated PV/ thermal system modeling under varying wind and temperature conditions. *Sol Energy* 2016; 139:157–70.
- [106] J.Hu, W.Chen, D.Yang, B.Zhao, H.Song, B Ge. Energy performance of ETFE cushion roof integrated PV/thermal system on hot and cold days. *Appl Energy* 2016; 173:40–51.
- [107] K.Connelly, Y.Wu, J.Chen, Y.Lei. Design and development of a reflective membrane for a novel Building Integrated Concentrating PV (BICPV) ‘Smart Window’ system. *Appl Energy* 2016; 182:331–9.
- [108] M.Hazami, A.Riahi, F.Mehdaoui, O.Nouicer, A.Farhat. Energetic and energetic performances analysis of a PV/T (PV thermal) solar system tested and simulated under to Tunisian (North Africa) climatic conditions. *Energy* 2016; 107:78–94.
- [109] JC.Mojumdera, WT.Chonga, HC.Onga, KY.Leong, A.Al-Mamoon. An experimental investigation on performance analysis of air type PV thermal collector system integrated with cooling fins design. *Energy Build* 2016; 130:272–85.
- [110] AM.Elbreki, MA.Alghoul ,AN.Al-Shamani ,AA.Ammara ,B.Yegani , AM Aboghrara et al. The role of climatic-design-operational parameters on combined PV/T collector performance: a critical review. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;57:602–47.

- [111] L.Boutina, A.Khelifa, K.Touafek, M.Lebbi et M.T.Baissi. Improvement of PVT air-cooling by the integration of a chimney tower (CT/PVT). *Applied Thermal Engineering*, 129, 1181–1188. doi:10.1016/j.applthermaleng.2017.10.097. (2018).
- [112] S.Haghighat, A.Kasaeian, F.Pourfayaz, B.Mokhtari Shahdost. Fluid dynamics analysis for different photovoltaic panel locations in solar chimney. *Energy Conversion and Management*, 191, 71–79. doi:10.1016/j.enconman.2019.03.053. (2019)
- [113] S.Jamali, M Yari & Mahmoudi, S. M. S. Enhanced power generation through cooling a semi-transparent PV power plant with a solar chimney. *Energy Conversion and Management*, 175, 227–235. Doi: 10.1016/j.enconman.2018.09.004. (2018).
- [114] S.Jamali, A.Nemati, F.Mohammadkhani, M Yari. Thermal and economic assessment of a solar chimney cooled semi-transparent photovoltaic (STPV) power plant in different climates. *Solar Energy*, 185, 480–493. doi:10.1016/j.solener.2019.04.073. (2019).
- [115] T.Fujisawa, T.Tani. Annual exergy evaluation on photovoltaic-thermal hybrid collector. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 47 135–48. (1997).
- [116] Y.Tripanagnostopoulos, TH.Nousia, M.Souliotis, P Yianoulis P, 2002. Hybrid PV/thermal solar systems. *Solar Energy*, 72 (3) 217–234.(2002).
- [117] M.SANDBERG, B.MOSHFEGH. Buoyancy-induced air flow in photovoltaic facades. Effect of geometry of the air gap and location of solar cell modules. *Building and Environment*, 2002, vol. 37, n° 3, pp. 211-218.
- [118] T.T.CHOW. Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model. *Solar Energy*, 2003, vol. 75, pp. 143-152.
- [119] W.He, T.T.Chow, J.Lu, G.Pei, L.Chan. Hybrid photovoltaic and thermal solar collector designed for natural circulation of water. *Applied Energy* 2006; 83: 199-210.
- [120] G.FRAISSE, C.MENEZO, K.JOHANNES. Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combisystems of Direct Solar Floor type. *Solar Energy*, 2007, vol. 81, n° 11, pp. 1426-1438.
- [121] S.A. KALOGIROU, Y TRIPANAGNOSTOPOULOS. Industrial application of PV/T solar energy systems. *Applied Thermal Engineering*, 2007, vol. 27, n° 8-9, pp. 1259 - 1270.
- [122] Y.TRIPANAGNOSTOPOULOS. Aspects and improvements of hybrid photovoltaic / thermal solar energy systems. *Solar energy*, 2007, vol. 81, n° 9, pp. 1117 - 1131.
- [123] M.Lucas, F.Aguilar. J.Ruiz, C.G. Cutillas, A.S Kaiser, & P.G.Vicente. Photovoltaic Evaporative Chimney as a new alternative to enhance solar cooling. *Renewable Energy*, 111, 26–37. doi:10.1016/j.renene.2017.03.087.(2017)

## Références Bibliographiques

---

- [124] A. Alzaabi, K Nadine. Badawiyeh, O Hind, A.Hantoush, A. K. Hamid. Electrical/thermal performance of hybrid PVT system in Sharjah, UAE. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 3 385-389.(2014).
- [125] I.Adnan, A.Fudholi, S.Kamaruzzama,M.Y Othman, Mohd Hafidz Ruslan, 2014. Efficiencies and improvement potential of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) system. *Energy Conversion and Management*, 77 527–534.
- [126] S.Kiran, U.Devadiga. Performance Analysis of Hybrid Photovoltaic/Thermal Systems. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 4 80-86. (2014)
- [127] A.B Ahmer. Baloch, M.S.Haitham. Bahaidarah, Palanichamy Gandhidasan and A.Fahad. Al-Sulaiman. Experimental and numerical performance analysis of a converging channel heat exchanger for PV cooling. *Energy Conversion and Management*, 103 14–27.(2015)
- [128] SN.Jahromi, A.Vadiee, M.Yaghoubi. Exergy and economic evaluation of a commercially available PV/T collector for different climates in Iran. *Energy Procedia* 2015; 75:444–56.
- [129] VN.Palaskar, SP.Deshmukh. Performance analysis of a specially designed flow heat exchanger used in hybrid PV/Thermal solar system. *Int J Renew Energy Res* 2015; 5(2):476–82.
- [130] S.Haddad, K.Touafek, A.Khelifa. Investigation of the electrical and thermal performance of a PV/T hybrid system. 2015 Tenth international conference on ecological vehicles and renewable energies (EVER), IEEE. 2015. 1–6.
- [131] M.Lucas, F.Aguilar, J.Ruiz C.G.Cutillas, A.S.Kaiser, &P.G Vicente. (2017). Photovoltaic Evaporative Chimney as a new alternative to enhance solar cooling. *Renewable Energy*, 111, 26–37. Doi: 10.1016/j.renene.2017.03.087. (2017).
- [132] Y.Tripanagnostopoulos & al, 2001. Hybrid PVT systems with dual heat extraction operation. In: proceedings of the 17th European PV Solar Energy Conference, Munich, Allemagne, 2515-2518.
- [133] Y.B.Asoa, C.Menezo, G.Fraisse, R.Yezou, J.Brau, 2007. Study of a new concept of photovoltaic-thermal hybrid collector. *Solar Energy*, 81(9) 1132–43. (2007).
- [134] G.Feng, S.Liu, K.Huang, Y.Pan, R. Niu. Simulation for a new type of PV (PV) fresh air and domestic hot water system. *Procedia Eng* 2015; 121:1428–34.
- [135] M.Y.Othman, S.A. Hamid, M.A.S. Tabook, K. Sopian, M.H. Roslan, Z. Ibarahim, 2016. Performance analysis of PVT Combined with water and air heating system: An experimental study. *Renewable Energy*, 86 716-722.
- [136] Di Su, Yuting Jia, Xiang Huang, Guruprasad Alva, Yaojie Tang, Guiyin Fang, 2016. Dynamic performance analysis of photovoltaic–thermal solar collector with dual channels for different fluids, *Energy Conversion and Management*, 120 13–24.

## Références Bibliographiques

---

- [137] Hasila Jarimi, Mohd Nazari Abu Bakar, Mahmod Othman, Mahadzir Hj Din, 2016. Bifluid photovoltaic/thermal (PVT) solar collector: Experimental validation of a 2D theoretical model. *Renewable Energy*, 85 1052-1067.
- [138] J.Guo, S.Lin, JI.Bilbao, SD.White, AB.Sproul. A review of PV thermal (PV/T) heat utilization with low temperature desiccant cooling and dehumidification. *Renew Sustain Energy Rev* 2017; 67:1–14.
- [139] L. Boutina, A. Khelifa, K. Touafek, M. Lebbi and M.T. Baissi, “Improvement of PVT air-cooling by the integration of a chimney tower (CT/PVT),” *Applied Thermal Engineering*, vol. 129, 2018, pp.1181-1188, doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.10.097.
- [140] M.Ghozalli, « l’influence du rapport de la hauteur d’entre/ hauteur du collecteur à différent position », Mémoire de master Département : Energétique, université de boumerdes (2015).
- [141] A.L EL HELLA, « Analyse des Ecoulements dans les systèmes à base de Cheminée Solaire pour la Ventilation des Locaux d’Habitation », Mémoire de Magister, E. N. Polytechnique Département : Génie Mécanique -2012.
- [142] G. Mittelman, A. Alshare and J. H. Davidson, “A model and heat transfer correlation for rooftop integrated photovoltaics with a passive air cooling channel,” *Solar Energy*, vol. 83, 2009, pp. 1150-1160, doi:10.1016/j.solener.2009.01.015.