

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

Université des frères Mentouri Constantine

Faculté des Sciences de la Technologie
Département de Génie Climatique

N° de série :

N° d'ordre :

Thèse
En Vue de l'Obtention du Diplôme de Doctorat en Sciences
EN GENIE CLIMATIQUE

Option
GENIE CLIMATIQUE

Présentée par :

GHELLAB Amel

THEME

MODELISATION ET OPTIMISATION DES
CAPTEURS SOLAIRES HYBRIDES

Soutenu publiquement le : 11 / 02 / 2018 .

Devant le Jury :

Président : Prof. Rabah GOMRI - Université des frères Mentouri, Constantine 1

Rapporteur : Prof. Abdennacer KABI - Université des frères Mentouri, Constantine 1

Examinatrice : Prof. Djamila SAFFIDINE-ROUAG - Université Salah Boubnider, Constantine 3

Examineur : Prof. Abdelhamid AYADI - Université Larbi Ben Mehidi, Oum El Bouaghi

Examineur : Prof. Zinelabidine MAHRI - Université des frères Mentouri, Constantine 1

Année Universitaire : 2017-2018

RESUME

La demande sans cesse croissante de l'énergie par les êtres humains fait courir le risque d'épuiser totalement les divers gisements classiques, pour y pallier beaucoup d'Etats se sont penchés pour y faire face et en même temps ils ont cherché à maximiser les performances avec moins de coûts.

Ainsi nous avons élaboré une étude qui met en relief l'utilisation du solaire en introduisant le capteur hybride photovoltaïque/ thermique constitué par un module PV sous lequel on prévoit un échangeur de chaleur assurant le refroidissement des cellules.

Les énergies produites seront utilisées pour générer de l'électricité et de la chaleur. A ce stade nous nous sommes penchés sur la faisabilité en prenant deux éléments qui sont les matières plastiques comme couverture et les nanofluides comme fluide de refroidissement.

En ce qui concerne les matières plastiques, ceux-ci se sont révélés comme étant les matériaux les plus largement utilisés pour la fabrication des différents composants notamment ceux des appareils de chauffage solaire...etc.

Pour ce qui est des nanofluides, c'est une nouvelle technologie qui a révolutionné toutes celles qui l'ont précédé en ce sens qu'elle intronise des propriétés thermo-physiques.

A ce stade, l'étude se propose la simulation de deux systèmes différents en convection forcée à l'intérieur du canal assurant la circulation du fluide, aussi bien pour les matières plastiques que pour les nanofluides, les deux systèmes proposés ont eu pour base l'élaboration d'un bilan énergétique entre les différents nœuds du système. Par suite les équations seront discrétisées puis introduites dans un programme écrit en Matlab pour but de calculer les inconnus et aussi pour pouvoir valider nos résultats.

Les résultats obtenus démontrent que l'utilisation du PMMA est bénéfique pour transmettre plus de rayonnement par rapport au verre et quant aux nanofluides, l'extraction de la chaleur sous le panneau s'est révélée meilleure par rapport aux fluides conventionnels.

Mots clés: Cellule PV, capteur solaire, verre, PMMA, air, eau, nanofluides, modélisation, simulation, performances.

ABSTRACT

The growing in demand of energy risks exhausting totally different conventional fields, so in order to mitigate many states turn to deal with it and in the same time they wanted to maximize performance with less costs.

Thus we have developed a study highlighting the use of solar by introducing the hybrid photovoltaic / thermal collector consisting of a PV module under which a heat exchanger is provided to ensure the cooling of the cells.

The energy produced will be used to generate electricity and heat. At this stage we have studied the feasibility by taking two elements that are plastics as cover and nanofluids as cooling fluid.

Regarding plastics, these have proved to be the most widely used materials for the manufacture of various components, in particular those of solar heating ... etc.

As for nanofluids, it is a new technology that has revolutionized all those that have preceded it because they have high thermo physical properties.

At this stage, the study proposes the simulation of two different systems in forced convection inside the fluid channel, both for plastics and for nanofluids, the two systems proposed were based on the development of an energy balance between the different nodes of the system. Hence the equations will be discretized and then introduced into a program written in Matlab for the purpose of calculating the unknowns and also being able to validate our results.

The results show that the use of PMMA is beneficial for transmitting more radiation compared to the glass and as for the nanofluids, the extraction of the heat under the panel proved to be better compared to the conventional fluids.

Keywords: PV cell, solar collector, glass, PMMA, air, water, nanofluids, modeling, simulation, performances.

ملخص

الطلب المتزايد على الطاقة من طرف الافراد يستنفد تماما المحروقات التقليدية المختلفة، للتخفيف من استعمالها سعت الكثير من الدول للاهتمام بها لإيجاد الحلول ، وفي الوقت نفسه سعت لأجل رفع المردود مع أقل التكاليف.

وبالتالي قمنا بتطوير دراسة تسلط الضوء على استخدام الطاقة الشمسية عن طريق إدخال أجهزة الاستشعار الهجين الضوئية / الحرارية التي تتألف من وحدة الكهروضوئية و مبادل حراري من تحتها لضمان تبريد الخلايا الضوئية.

سوف تستخدم الطاقة المنتجة لتوليد الكهرباء والحرارة. في العمل المنجز في هذه الأطروحة قمنا بدراسة مدى إمكانية تجسيدها من خلال اتخاذ عنصرين هما البلاستيك كغطاء والنانو المائع كسائل تبريد.

وفيما يتعلق باللدائن، ثبت أن هذه المواد هي الأكثر استخداما و على نطاق واسع لتصنيع مختلف المكونات، ولا سيما مكونات أجهزة التدفئة الشمسية ... الخ.

أما فيما يتعلق بالمواد النانوية، فهي تقنية جديدة أحدثت ثورة في جميع تلك التي سبقتها، نظرا لخصائصها الحرارية الفيزيائية الأفضل.

في هذا العمل، نقترح دراسة محاكاة نظامين مختلفين في الحمل الحراري القسري داخل أنابيب السوائل، سواء بالنسبة للبلاستيك أو النانو المائع ، فإن النظامين المقترحين يستندان إلى تطوير توازن الطاقة بين العقد المختلفة للنظام. ثم تمت حل سلسلة المعادلات التي تم إدخالها في برنامج مكتوب Matlab لغرض حساب المجا هيل وأيضا القدرة على التحقق من صحة هذه النتائج.

فقد أثبتت النتائج أن استخدام PMMA هو مفيد لنقل المزيد من الإشعاع نسبة إلى الزجاج واما فيما يتعلق بالمواد النانوية، استخراج الحرارة تحت اللوحة ثبت أن يكون أفضل بالمقارنة مع السوائل التقليدية.

الكلمات المفتاحية: الخلايا الكهروضوئية، تجميع الطاقة الشمسية، الزجاج، PMMA، الهواء، الماء، النانو المائع ، النمذجة ، المحاكاة ، الأداء.

*A ma Mère et à mon Père. A mon mari Abdelhakim
A mes deux fils Mohamed Khalil et Mehdi
A mes frères et sœurs et à ma belle famille*

A tous ceux qui m'ont soutenu

Remerciements

Reconnaissances, gratitude à l'adresse de mon directeur de thèse Mr Abdennacer KABI pour tous ce qu'il m'a apporté comme soutien depuis ma première année à la post-graduation.

Respect et remerciements à Mr Rachid BENNACER, pour tous ce qu'il m'a prodigué comme conseil et son accueil au sein du laboratoire LEEVAM de l'université de Cergy Pontoise. Je tiens à lui exprimer ma gratitude pour le temps qu'il m'a consacré.

De l'égard et grands remerciements à Mr Mahfoud ABDERREZEK, Maitre de conférences à l'UNES de Bou-smail à Tipaza, pour la lucidité et les conseils qu'il m'a donné sans oublier les grandes qualités humaines et les encouragements que m'a apporté Mr Zinelabidine MAHRI, professeur à l'université de Constantine 1.

Je tiens à exprimer toute ma gratitude à Mr Rabah GOMRI, Professeur à l'université de Constantine 1, qui m'a honoré en présidant le jury de la soutenance.

Je désire exprimer mes vifs remerciements à Monsieur Abdelhamid AYADI, Professeur à l'université d'Oum el Bouaghi, pour avoir accepté de participer au jury de la soutenance de ce travail.

C'est avec plaisir que je remercie Madame Djamilia SAFFIDDINE-ROUAG, Professeur à l'Université de Constantine 3, pour l'intérêt qu'elle a accordé à ce travail en acceptant de participer au jury de soutenance.

Je remercie Monsieur Zinelabidine MAHRI, Professeur à l'université de Constantine 3, d'avoir accepté de juger la présente thèse.

Je ne passerais pas sous silence pour adresser mes vifs remerciements à mes collègues de travail à l'université de Jijel en particulier messieurs et mesdames : Yassine KABAR, Yassine DEMAGH, Nadia ADERGHAL, Saida SAADI, Farid BERRAHIL, Samir DJIMLI, Taqy Ediine BOUKELIA et Nafila SMAKDJI pour le soutien lors de la réalisation de ce travail.

Vifs remerciements à mes parents, mes beaux-parents, à leurs tête mon mari, mes enfants et même ma sœur Meriem pour leurs sacrifices, soutiens et confort durant toutes ces années pour achever ce travail.

Merci à toutes personnes ayant contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail surtout Messieurs : Saad Annane et Houcine Khellafi, Ibrahim Lounis et Seif Eddine Guendouzi.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	01
Chapitre I : GENERALITES SUR LA CAPTATION SOLAIRE	
I. 1 Introduction	03
I. 2 Les différents capteurs solaires	03
I. 2. 1 Les capteurs solaires thermiques	03
I. 2. 1. 1 Les capteurs solaires thermiques à eau	05
I. 2. 1. 2 Les capteurs solaires thermiques à air	06
I. 2. 2 Les capteurs solaires photovoltaïques	06
I. 2. 2. 1 Le panneau solaire (PV)	06
I. 2. 2. 2 Composition des panneaux photovoltaïques	07
I. 2. 2. 3 Encapsulation des cellules photovoltaïques	08
I. 2. 2. 4 Les Différentes technologies des modules photovoltaïques	09
I. 2. 2. 5 Fonctionnement des cellules photovoltaïques	10
I. 2. 3 Les capteurs hybrides photovoltaïques / thermiques (hpv/t)	12
I. 3 Le stockage de l'énergie	14
I. 3. 1 Les technologies de stockage de l'énergie	14
I. 3. 1. 1 Stockage de la chaleur	15
I. 3. 1. 2 Stockage de l'électricité	15
I.4. Potentiel solaire en Algérie	16
I.5. Le marché du photovoltaïque en Algérie	17
I. 6. Conclusion	19
Chapitre II : ETAT DE L'ART SUR LES SYSTEMES HYBRIDES PV/T	
II. 1 Introduction	21
II. 2 Classification des systèmes hybrides PV/T	22
II. 2. 1 Air comme fluide de refroidissement	22
-Un seul passage	22
-Double passage	26
II. 2. 2 Eau comme fluide de refroidissement	27
II. 2. 3 Eau et air comme fluides de refroidissement	31
II. 3 Utilisation du PMMA et de nanofluides	33
II. 3.1 Types de couverture	33

II . 3.1. 1 Verre	33
II. 3.1. 2 Matières plastiques	35
II. 3.2 Nanofluides	36
II. 4 Conclusion	40

Chapitre III : MODELISATION DU SYSTEME HYBRIDE PHOTOVOLTAIQUE /THERMIQUE

III. 1 Introduction	42
III. 2 Equations de bilan	42
III. 3 Description du premier système hybride PV/T	42
III. 3. 1 Hypothèses simplificatrices	44
III. 3. 2 La mise en équation du système	44
III. 3. 3 Les coefficients des échanges thermiques	47
III. 4 Description du deuxième système hybride PV/T	51
III. 4. 1 Modèle mathématique	52
III. 4. 2 Les coefficients des échanges thermiques	55
III. 5 Expressions des rendements	60
III. 6 Modélisation de la cellule d'un panneau PV	61
III. 7 Résolution du système d'équation	64
III. 7. 1 L'organigramme développé pour le calcul numérique des paramètres inconnus	65
III.8. Conclusion	66

CHAPITRE IV : RESULTATS NUMERIQUES ET DISCUSSIONS

IV.1. Introduction	68
IV.2. Résultats relatifs au premier système hybride PV/T	68
IV.2.1. Validation numérique du modèle	68
IV.2.1. Evolution de l'intensité solaire et de la température ambiante	70
IV.2.3. Résultats et discussions	72
IV.3. Résultats relatifs au deuxième système hybride PV/T	79
IV.3.1. Validation des résultats	79
IV.3.2. Evolution de l'intensité solaire et de la température ambiante	79
IV.3.3. Les résultats comparatifs	81

IV.4. Résultats relatifs à la cellule photovoltaïque	87
IV.4.1.L'influence de l'irradiation sur les caractéristiques d'un panneau PV	87
IV.4.2. L'influence de la température sur les caractéristiques d'un panneau PV	88
IV.5. Conclusion	90
Conclusion générale	91
Bibliographie	93
ANNEXE A – LE GISEMENT SOLAIRE	104
ANNEXE B – METHODE NUMERIQUE	110
ANNEXE C - LES DIFFERENTES CARACTERISTIQUES	118

NOMENCLATURE

A	l'aire de la section de passage dans le canal	m^2
A_i	La section	m^2
b_c	largeur du canal	m
cp_i	La chaleur spécifique	$J/kg \cdot K$
C_f	Facteur de conversion de l'énergie thermique	-
D_h	Diamètre hydraulique	m
e	Epaisseur de la paroi	m
g	pesanteur	m/s^2
h_{cc}	Coefficient d'échange thermique par conduction entre la cellule et le tedlar	$W/m^2 \cdot K$
h_{ci}	Coefficient d'échange thermique par conduction à travers l'isolant	$W/m^2 \cdot K$
h_{cv}	Coefficient d'échange thermique par conduction entre la vitre et la cellule	$W/m^2 \cdot K$
h_{ra}	Coefficient d'échange thermique par rayonnement entre l'isolant et le sol	$W/m^2 \cdot K$
h_{rc}	Coefficient d'échange thermique par rayonnement entre la cellule solaire et le Verre	$W/m^2 \cdot K$
h_{rp}	Coefficient d'échange thermique par rayonnement entre l'absorbeur et la plaque arrière	$W/m^2 \cdot K$
h_{rt}	Coefficient d'échange thermique par rayonnement entre le tedlar et l'isolant	$W/m^2 \cdot K$
h_{rv}	Coefficient d'échange thermique par rayonnement entre la vitre et le ciel	$W/m^2 \cdot K$
h_{va}	Coefficient d'échange thermique par convection de l'air qui se trouve entre l'isolant et le sol	$W/m^2 \cdot K$
h_{vbp}	Coefficient d'échange thermique par convection entre le fluide et la plaque arrière	$W/m^2 \cdot K$
h_{vc}	Coefficient d'échange thermique par convection dans la cavité d'air stagné	$W/m^2 \cdot K$
h_{vis}	Coefficient d'échange thermique par convection entre l'air et l'isolant	$W/m^2 \cdot K$
h_{vp}	Coefficient d'échange thermique par convection entre l'absorbeur et le fluide	$W/m^2 \cdot K$
h_{vt}	Coefficient d'échange thermique par convection entre le tedlar et le fluide	$W/m^2 \cdot K$
h_{vv}	Coefficient d'échange thermique par convection entre la vitre et l'ambiance	$W/m^2 \cdot K$
I_{cc}	Courant court-circuit	A
I_{ph}	Photo courant générer par la lumière	A
I_0	Courant de saturation inverse des diodes	A
K	Constante de Boltzmann	$1,38.10^{-23} J/K$
k	Conductivité thermique du matériau	$W/m \cdot K$
L_c	Longueur caractéristique du canal	m

M_i	La masse du milieu i de système	kg
\dot{m}	Débit massique de l'air	kg/s
N	L'ensemble de nœuds j pour lesquels T_j est un potentiel connecté à T_i	-
N	Le nombre de cellules connectées par série dans le module PV	-
Nu	Nombre de Nusselt.	-
P	le périmètre mouillé de la section	m
P_{glob}	Intensité de rayonnement global incident sur un plan incliné	W/m ²
P_i	Facteur de puits ou de source	W/m ²
P_{MAX}	Puissance maximale	W
Pr_{air}	Nombre de Prandtl de l'air	-
Pr_{eau}	Nombre de Prandtl de l'eau	-
Pr_{nf}	Nombre de Prandtl pour le nanofluide	-
Q_{ele}	Puissance électrique	W/m ²
Q_u	Quantité de chaleur extraite par le fluide utilisé	W/m ²
q	La charge d'électron	$1,6.10^{-19}$ C
R_a	Nombre de Rayleigh	-
Re_{air}	Nombre de Reynolds de l'air	-
Re_{eau}	Nombre de Reynolds de l'eau	-
Re_{nf}	Nombre de Reynolds pour du nanofluide	-
R_p	Résistance Shunt ou parallèle	Ω
R_s	Résistance en série	Ω
T	Température	K
T_a	Température ambiante	K
T_{ciel}	Température du ciel	K
$T_{entrée}$	Temperature de l'air à l'entrée du canal	K
T_{sortie}	Temperature de l'air à l'entrée sortie du canal	K
T_{sol}	Temperature du sol	K
V	Vitesse du vent	m/s
v	La vitesse moyenne de l'air dans le conduit	m/s
V_{oc}	Tension circuit – ouvert	Volt

LETTRES GRECQUES

α_c	Coefficient d'absorption de la cellule	-
α_p	Coefficient d'absorption de l'absorbeur	-
α_t	Coefficient d'absorption du tedlar	-
α_v	Coefficient d'absorption de la couverture	-
β	Angle d'inclinaison du capteur	°
β_c	Facteur remplissage	%
β_r	Coefficient de température du silicium	1/K
β_T	Coefficient de dilatation thermique	1/K
ρ_{air}	Masse volumique de l'air	kg/ m ³
ρ_{eau}	Densité de l'eau	kg/ m ³
ρ_{nf}	Densité du nanofluide	kg/ m ³
ρ_{np}	Densité des nanoparticules	kg/ m ³
σ	Constante de Stephan Boltzman	$5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$
ε_{bp}	Emissivité de la plaque arrière	-
ε_c	Emissivité de la cellule solaire	-
ε_{is}	Emissivité de l'isolant	-
ε_p	Emissivité de l'absorbeur	-
ε_t	Emissivité du tedlar	-
ε_v	Emissivité du vitrage	-
γ	Le facteur d'idéalité de la cellule	$1 < \gamma < 3$
τ_v	Coefficient de transmission de la vitre	-
φ	La fraction de volume des nanoparticules d'Al ₂ O ₃	-
μ_{air}	Viscosité dynamique de l'air	kg/ m. s
μ_{eau}	Viscosité dynamique de l'eau	kg/ m. s
μ_{np}	Viscosité dynamique de la nanoparticule	kg/ m. s
η_{ref}	Efficacité de référence	%
η_{ele}	Rendement électrique de la cellule PV	%
$\eta_{ele,the}$	Rendement thermique équivalent	%
η_{th}	Rendement énergétique	%
η_{global}	Rendement énergétique global	%
∂t	Variation par rapport au temps	-
∂T	La Variation de la température	K

INDICES

bp	Plaque arrière
c	Cellule
f	Fluide
is	Isolant
m	Module
p	Absorbeur
t	Tedlar
v	Vitre
air	Air
eau	Eau
nf	Nanofluide
np	Nanoparticules

AUTRES SYMBOLES

PV/T	Système hybride photovoltaïque thermique
PV	Système photovoltaïque
PMMA	Polyméthacrylate de méthyle.
PC	Polycarbonate
GRP	Feuilles de polyester
PVF	Poly fluorure de polyvinyle
FEP	Copolymère fluoré d'éthylène-propylène
UV	Ultraviolet
EVA	L'éthylène-acétate de vinyle.
a-Si	Silicium amorphe
c-Si	Silicium cristalline
NOCT	Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal Operating Cell Temperature).

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Les différents composants d'un capteur plan	05
Figure I.2 : Exemple d'un capteur plan à eau	05
Figure I.3 : Exemple d'un capteur plan à air	06
Figure I.4 : Système photovoltaïque; a) cellule solaire, b) module PV, c) champ PV.	07
Figure I.5 : Constitution du module photovoltaïque	08
Figure I.6 : Modèle représentant une cellule avec encapsulation	08
Figure I.7: Différents types des cellules solaires en Silicium	09
Figure I.8: Classes de technologies des modules photovoltaïques	10
Figure I.9: Effet photovoltaïque	12
Figure I.10 : Diagramme représentant le système solaire hybride photovoltaïque / thermique (HPV/T).	13
Figure I.11 : Photo de la configuration des capteurs PV / T à air (Ivan Katic, Danemark)	13
Figure I.12 : Photo de la configuration des capteurs PV / T à eau (Université de Hong Kong, Chine)	14
Figure I.13: Différents modes d'assemblage des batteries	16
Figure I.14 : Carte représentant l'irradiation globale journalière en Algérie	17
Figure I.15 : Historique de la consommation d'électricité de 1963 – 2007	18
Figure I.16 : Variation du marché photovoltaïque annuelle	18
Figure I.17 : Puissances photovoltaïques cumulées	19
Figure II.1 : Diagramme décrivant la classification des systèmes hybrides photovoltaïque /thermique selon l'étude de Ibrahim et al ,2011	23
Figure II.2 : Coupe transversale d'un système hybride PV/T décrit par Cox et al	23
Figure II.3 : Les conceptions de Tonui et Tripanagnostopoulos	25
Figure II.4 : Prototypes à différents échangeurs sous le module PV	25
Figure II.5 : Les capteurs solaires hybrides présentés par Sopian	26
Figure II.6 : Les prototypes 1, 2,3, et 4 d'un capteur solaire PVT à air	27
Figure II.7 : Conception du système solaire (PVT) de chauffage air ou eau	29
Figure II.8 : Le capteur solaire thermique photovoltaïque à eau	29
Figure II.9 : La conception de PVT à eau avec l'enroulement en spiral	29
Figure II.10 : La conception de PVT proposée par Dubey et al	31
Figure II.11 : Différentes configurations de capteur hybride PVT	32
Figure II.12 : Capteur solaire PVT bi-fluides	32
Figure II.13 : Les quatre configurations proposées par Su et al	33
Figure II.14 : Les quatre configurations d'un capteur HPVT à air	34
Figure II.15 : Le banc d'essai de l'étude expérimentale de Joshi et al	35
FigureII.16 : Les couleurs de deux nanofluides avec seulement 1% de nanoparticules	37
Figure II.17 : La configuration expérimentale de Sardarabadi et al en Iran.	39
Figure III.1 : Une vue coupe d'un système hybride photovoltaïque /thermique	43
Figure III.2 : Diagramme des résistances thermiques du système à étudier	43
Figure III.3 : Une vue en coupe transversale du système photovoltaïque / thermique HPV/T	52
Figure III.4 : Diagramme des résistances thermiques du système à étudier	53
Figure III. 5:Schéma électrique équivalent d'une cellule PV	61
Figure IV. 1: Comparaison entre le présent travail et les points de données Joshi (étude expérimentale et analytique) pour la variation horaire de: la température de la cellule solaire (Tc), la température de l'air de sortie	70

(T_{sortie}).	
Figure IV.2 : La variation horaire de l'intensité solaire et la température ambiante de la journée typique.	71
Figure IV.3 : Evolution des températures du ciel (T_{ciel}) et ambiante (T_a) en fonction du temps.	71
Figure IV.4 : La variation horaire de la température de la couverture pour le système hybride PV / T.	72
Figure IV.5 : La variation horaire de la température de la cellule solaire pour le système hybride PV / T avec différents vitrages.	72
Figure IV.6 : La variation horaire de l'efficacité électrique pour différents couvertures.	74
Figure IV.7 : La variation horaire de la puissance électrique.	74
Figure IV. 8: La variation horaire de la température de sortie pour le système hybride PV / T avec des vitrages en verre et PMMA.	77
Figure IV.9 : Comparaison entre la chaleur extraite par le fluide pour le système hybride PV / T utilisant du verre ou du PMMA comme couverture.	77
Figure IV. 10 : Évolution de l'efficacité thermique dans le système hybride utilisant le verre ou le PMMA comme couverture.	78
Figure IV.11 : Variation horaire de l'efficacité globale pour le collecteur PV / T hybride utilisant PMMA ou verre comme vitrage.	78
Figure IV.12 : Comparaison entre le présent travail et les points de données Hegazy[52] (2000) pour la variation de l'efficacité thermique quotidienne en fonction du débit massique	80
Figure IV.13 : La variation horaire de l'intensité solaire et de la température ambiante du 30 Juillet 2015.	80
Figure IV.14 : La variation horaire de la température de la cellule PV pour les trois fluides de refroidissement	82
Figure IV.15 : Variation de l'efficacité électrique des différents liquides de refroidissement étudié.	82
Figure IV.16 : La variation horaire de la puissance électrique générée par la cellule pour les trois fluides de refroidissement.	83
Figure IV.17 : Comparaison entre les températures de sortie simulées de différents fluides de travail: air, eau et nanofluide d'alumine.	83
Figure IV.18 : Variation horaire du gain de chaleur de trois fluides: air, eau et nanofluide d'alumine.	85
Figure IV.19 : La variation horaire de l'efficacité thermique quotidienne pour les trois fluides de travail étudiés.	85
Figure IV.20 : Variation de l'efficacité thermique avec débit massique pour: air, eau et nanofluide d'alumine	86
Figure IV.21 : La variation horaire de l'efficacité globale des trois fluides	86
Figure IV.22 : Caractéristiques $I=f(V)$ d'un panneau solaire pour différents ensoleillements à une température constante $T=25^{\circ}\text{C}$	87
Figure IV.23 : Caractéristiques $P=f(V)$ d'un panneau solaire pour différents ensoleillements à une température constante $T=25^{\circ}\text{C}$.	88
Figure IV.24:Caractéristique $I = f(V)$ d'un panneau solaire pour différentes températures T à ensoleillement constant $G = 1000\text{W}/\text{m}^2$.	89
Figure IV.25:Caractéristique $P = f(V)$ d'un panneau solaire pour différentes températures T à ensoleillement constant $G = 1000\text{W}/\text{m}^2$.	89
Figure A.1 : Mouvement de rotation de la terre	106
Figure A.2 : L'angle horaire du soleil	106

LISTE DES TABLEAUX

Tableau. A.1 : Les coefficients A et B définissant l'état du ciel	108
Tableau. C. 1: Caractéristiques des différentes composantes du capteur hybride PV /T utilisées en simulation	118
Tableau. C.2 : Paramètres principaux du verre et du plexiglass utilisés dans la simulation	118
Tableau. C. 3 : Principaux paramètres utilisés dans la simulation.	119

LISTE DES FIGURES

INTRODUCTION GENERALE

Les recherches actuelles poursuivies pour substituer les fossiles périssables et non renouvelables vont sans cesse grandissantes tant au plan universel qu'en Algérie où le gouvernement, à travers une série de plans, cherche à pourvoir les périmètres non électrifiés par une énergie autonome renouvelable à souhait et de surcroit non polluante pour l'environnement et ce, par le biais d'une diversité de capteurs solaires à installer sur tout le territoire.

Malheureusement pour les dispositifs photovoltaïques, au stade actuel, seul 20% du rayonnement électromagnétique est converti en électricité alors que 80% est dissipé sous forme de chaleur provoquant une augmentation de la température des cellules photovoltaïques PV et qui conduit inévitablement à la baisse et la chute de son rendement.

Vint alors l'idée d'un couplage du système PV standard à un autre système thermique donnant naissance à un capteur hybride photovoltaïque/ thermique (PV/T) générant en même temps de l'électricité et de la chaleur avec un taux de conversion d'énergie plus élevée du rayonnement solaire absorbé. Cette combinaison de ces deux systèmes a permis d'extraire la chaleur de sous les panneaux tout en préservant l'efficacité électrique à un niveau acceptable.

Il faut reconnaître que l'utilisation de capteurs hybrides photovoltaïque/ thermique (PV/T) n'est pas limitée uniquement à l'usage comme chauffage, mais aussi comme moyen de ventilation ou de séchage. L'expérimentation de ces systèmes dans le bâtiment a mis en exergue sa grande adaptabilité et l'écho voulu et atteint dans les configurations suscitées.

Souvent les conditions climatiques pour la mise en place du système hybride PV/T, pousse le maître d'œuvre à opter pour la conception et l'utilisation de la couverture en verre, ou bien à mettre en place des matières plastiques comme couverture pour soutirer le maximum d'avantages que peut procurer cette manière de faire [1].

Toutefois ces capteurs hybrides présentant une anomalie importante de chaleur qu'il faut tempérer par le biais d'une innovation nouvelle : les nanofluides.

Ces derniers présentent des propriétés thermo-physiques élevées par comparaison aux fluides conventionnels qui sont autre que l'air et l'eau [2].

La thèse telle qu'elle sera présentée aura à se pencher sur une simulation numérique sur deux capteurs hybrides photovoltaïque/ thermique PV/T en agissant sur la comparaison entre le PMMA 'plexiglass' et le verre en tant que couverture et les nanofluides et les fluides conventionnels en tant que fluide de refroidissement, pour tester leurs influences sur le rendement thermique et électrique du capteur hybride. La thèse se compose de quatre chapitres :

- Le premier chapitre donne un aperçu général sur les différents types des capteurs solaires, avec une brève présentation de leurs différents composants. Celui-ci met en relief des notions de base sur la conversion photovoltaïque et le principe de fonctionnement d'une photopile. La dernière partie de ce chapitre, est consacrée à la définition des divers modes de stockage.
- Le deuxième chapitre présente un état de l'art relié aux systèmes hybrides photovoltaïque/ thermique (PV/T). Cette étude bibliographique permet de donner un aperçu sur les travaux effectués pour ce type de système. La présentation des recherches s'est basée sur la modification des dimensions ou des propriétés des matériaux (couverture, cellules, absorbeur,...) ou des fluides caloporteurs (air, eau,...).
- Le troisième chapitre est consacré à la modélisation de deux systèmes. Les modèles de simulation, développés dans cette thèse, sont basés sur le bilan d'énergie entre les différents éléments du système puis sont complétées par le calcul des différents rendements du capteur hybride. Pour le premier système, le plexiglass PMMA est proposé comme couverture. Puis dans un second système, les nanofluides ont fait l'objet d'une intégration au sein du canal. Quant à la dernière partie de ce chapitre, elle est consacrée au développement d'un modèle électrique équivalent d'une cellule solaire afin de calculer ces caractéristiques électriques.
- Le quatrième chapitre, les résultats obtenus par les deux modèles sont comparés aux résultats expérimentaux. Dans un premier temps, les résultats sont présentés pour le système hybride PV/T en faisant une comparaison entre le PMMA et le verre. Dans un deuxième temps, les résultats décrivent un système hybride PV/T fonctionnant avec trois fluides : air, eau et nanofluide.
- Des conclusions générales ainsi que les perspectives de développement futur des systèmes hybrides photovoltaïque / thermique vient comme dernière partie de ce document.

CHAPITRE I - GENERALITES SUR LA CAPTATION SOLAIRE

I.1. INTRODUCTION	4
I.2. LES DIFFERENTS CAPTEURS SOLAIRES	4
I.2.1. LES CAPTEURS SOLAIRES THERMIQUES	4
I.2.2. LES CAPTEURS SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES	6
I.2.3. LES CAPTEURS HYBRIDES PHOTOVOLTAÏQUES / THERMIQUES (PV/T)	12
I.3. LE STOCKAGE DE L'ENERGIE	14
I.4. POTENTIEL SOLAIRE EN ALGERIE	16
I.5. LE MARCHÉ DU PHOTOVOLTAÏQUE EN ALGERIE	17
I.6. CONCLUSION	19

Ce chapitre présente les différents types des capteurs solaires, avec une description de leurs différents composants. Des notions de base sur la conversion photovoltaïque et le principe de fonctionnement d'une photopile seront présentés. Les capteurs hybrides photovoltaïque/thermique vient en solution aux inconvénients présentés par les panneaux photovoltaïques. Les apports et les besoins en chaleur ou en électricité sont généralement diphasés l'un par rapport à l'autre, ce qui pousse à réfléchir sur divers modes de stockage que nous aborderons à la troisième partie du chapitre. La nouvelle politique de l'énergie en Algérie encourage l'exploitation du gisement solaire surtout dans le sud et les régions rurales. On a complété notre travail par une présentation du marché du photovoltaïque en Algérie.

I.1. INTRODUCTION

D'une manière générale, un capteur solaire est un dispositif conçu pour convertir le rayonnement solaire en énergie thermique ou électrique, si bien qu'il existe deux technologies pour assurer ces conversions : capteurs solaires thermiques et capteurs solaires photovoltaïques. D'autre part et afin de produire simultanément la chaleur et l'électricité, une autre technologie a été développée au cours des années soixante-dix en associant les deux types citées précédemment.

I.2. LES DIFFERENTS CAPTEURS SOLAIRES

Les capteurs solaires peuvent être vitrés ou bien non vitrés ces derniers sont communément appelés moquettes solaires destinés au chauffage des piscines. Par la suite on a montré que les capteurs vitrés sont les plus performant grâce à la réduction des pertes thermiques vers l'avant du capteur (voir chapitre II).

I.2.1. LES CAPTEURS SOLAIRES THERMIQUES

La conversion de l'énergie solaire en énergie thermique repose sur le fait de piéger le rayonnement électromagnétique entre deux surfaces, qui sont : le vitrage et l'absorbeur. Ce dernier communique cette énergie au fluide caloporteur utilisé, que ce soit l'eau ou l'air. Les capteurs solaires plans se composent principalement des éléments suivants :

- Un vitrage : simple ou double en verre ou en polymère (pour plus de détail voir paragraphe II.3.1 dans le chapitre II), sert à transmettre 80 à 95 % du rayonnement solaire à l'absorbeur.
- Un absorbeur opaque en métal peint en noir qui a pour rôle d'absorber le rayonnement solaire puis le transmettre au fluide, cet absorbeur doit avoir un facteur d'absorption élevé, un pouvoir émissif aussi faible et une bonne conductivité thermique,
- Un ensemble de tubes ou une gaine pour la circulation du fluide caloporteur, la circulation de ce fluide peut être naturelle ou forcée,
- Un isolant pour limiter les pertes thermiques vers l'arrière et les côtés latéraux du capteur solaire, les isolants qui conviennent sont la laine de verre et les mousses polyuréthanes.
- Le boîtier contient les éléments cités précédemment et celui-ci doit être résistant à la corrosion.

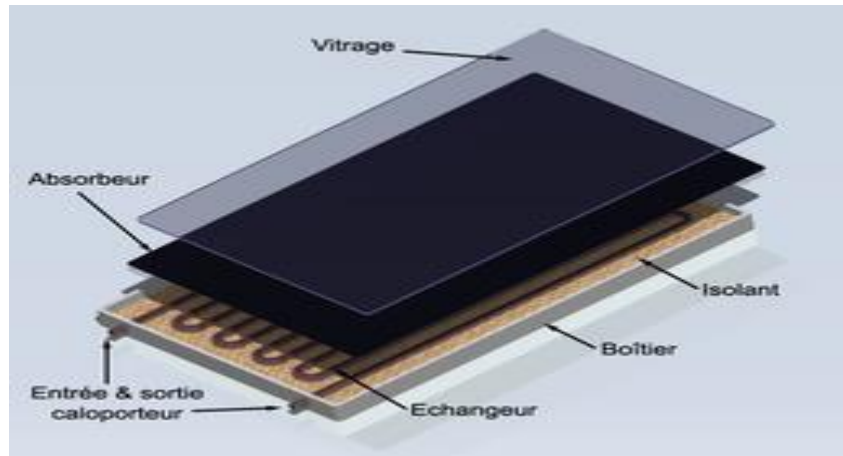


Figure I.1 : Les différents composants d'un capteur plan [3].

I.2.1.1. Les capteurs solaires thermiques à eau

Dans ces types de capteurs solaires, l'eau circule dans les tubes munis d'ailettes afin d'augmenter la surface d'échange. L'utilisation de l'eau comme agent thermique est favorisée grâce à grande une capacité calorifique, cependant il faut reconnaître qu'elle présente quelque inconvénient, tels que : la possibilité de gel pendant les nuits d'hiver ou bien le risque d'ébullition quand elle s'expose à la hausse de températures.

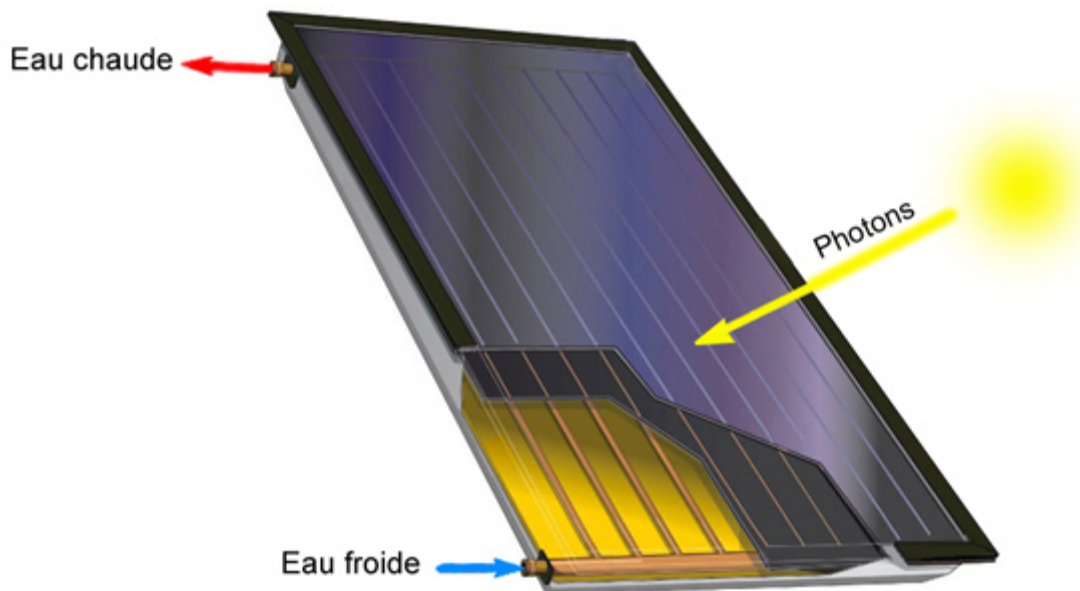


Figure I.2 : Exemple d'un capteur plan à eau [4].

I.2.1.2. Les capteurs solaires thermiques à air

Généralement, le conduit d'air est formé par deux surfaces parallèles : le verre et l'absorbeur. Contrairement à l'eau, l'air a une faible capacité calorifique ce qui conduit à augmenter les surfaces de captation. L'air ne présente pas le risque de gel ou d'ébullition, il est abondant et gratuit.



Figure I.3 : Exemple d'un capteur plan à air [5].

I.2.2. LES CAPTEURS SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES

Le mot " Photovoltaïque " vient du mot d'origine grec 'photo', ce mot signifie la lumière, et du mot 'voltaïque' provenant de « volta » qui représente le nom du physicien italien Alessandro Volta, l'inventeur de la première pile électrique au 18^{ème} siècle [6]. Le phénomène de l'effet photovoltaïque a été mis en évidence, pour la première fois, par le physicien Français Alexandre Edmond Becquerel (1839). Celui-ci a associé les mécanismes d'absorption des radiations solaires par le biais d'un matériau semi-conducteur avec des dopages différents du matériau [7].

I.2.2.1. Le panneau solaire (PV)

Tout système PV est constitué d'un panneau PV ou bien un module PV, cet élément de base permet de convertir l'énergie solaire en énergie électrique. Le module est constitué d'un assemblage en série et / ou en parallèle des cellules solaires qui convertissent les photons de la lumière du soleil en un courant électrique continu. La connexion d'un ensemble de cellules en série permet d'accroître la tension du module PV, tandis que la connexion en parallèle accroît le courant [8].

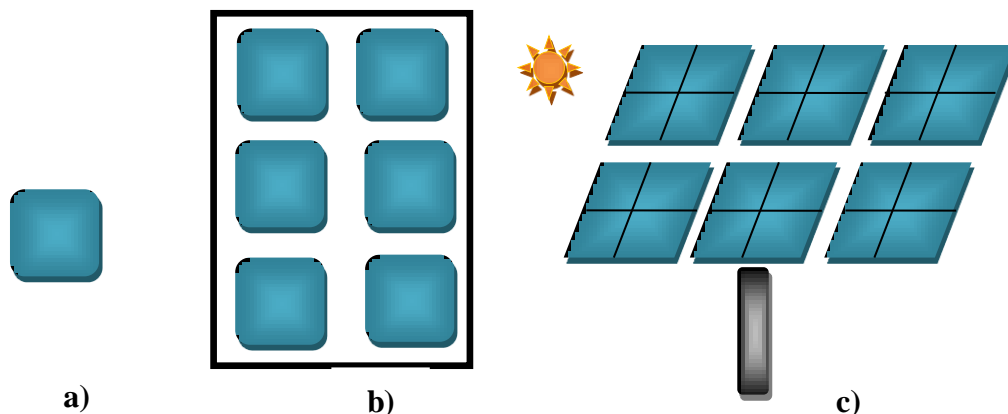


Figure I.4 : Système photovoltaïque; a) cellule solaire, b) module PV, c) champ PV.

I.2.2.2. Composition des panneaux photovoltaïques

Les panneaux photovoltaïques sont composés de cellules solaires, ces éléments minces et plats, sont des composants optoélectronique, ils sont fabriqués à partir des matériaux semi-conducteurs qui possèdent des propriétés physique intermédiaire (Gap) entre les conducteurs et les isolants. Les composants principaux d'une cellule solaire sont [9, 10, 11] :

- Verre : c'est verre trempé avec une faible teneur en oxyde de fer pour assurer une bonne transmission.
- EVA : L'éthylène-acétate de vinyle, c'est une résine transparente, formée de chaînes de copolymères d'éthylène et de vinyle acétate, elle présente de grandes propriétés adhésives, une bonne transmission optique, un très faible taux d'absorption d'eau comme elle a une bonne résistivité électrique.
- Tedlar : Il est utilisé en arrière du module, il est constitué d'un polymère fluoré appelé polyvinyle fluoré (PVF) ou bien d'un plastique appelé (PET).
- Cadre : qui sert à protéger les constituants suscités comme il facilite le transport et l'installation.
- La cellule solaire : est la base du module PV, elle est formée avec un ou plusieurs matériaux semi-conducteurs (homo-jonction ou hétérojonction) avec un dopage différent dans ces couches.

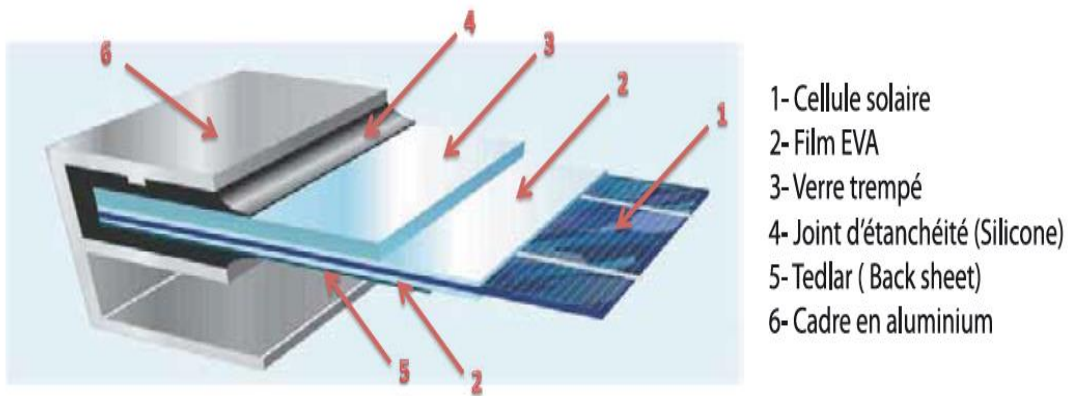


Figure I.5 : Constitution du module photovoltaïque [12].

I.2.2.3. Encapsulation des cellules photovoltaïques

L'encapsulation des cellules solaires demeure l'une des étapes les plus importantes lors de la fabrication des modules photovoltaïques. Les cellules solaires sont généralement mises en série ou en parallèle dans des modules dont les tailles peuvent être très variables, afin de permettre leur utilisation à des tensions et des courants pratiques tout en assurant leur isolation électrique et leur protection contre les facteurs extérieurs. L'encapsulation des cellules à l'intérieur d'un module a pour rôle de protéger les cellules solaires contre l'humidité, la pluie, les poussières, les chocs mécaniques, la corrosion et leur maintien dans une structure rigide [13]. Les performances du module photovoltaïque sont influencées par plusieurs facteurs tel que : le rayonnement solaire (qui change au cours de la journée, avec les conditions climatiques et géométriques du site), l'intensité du rayonnement solaire, l'angle d'incidence de la lumière, la température de fonctionnement du module [13].

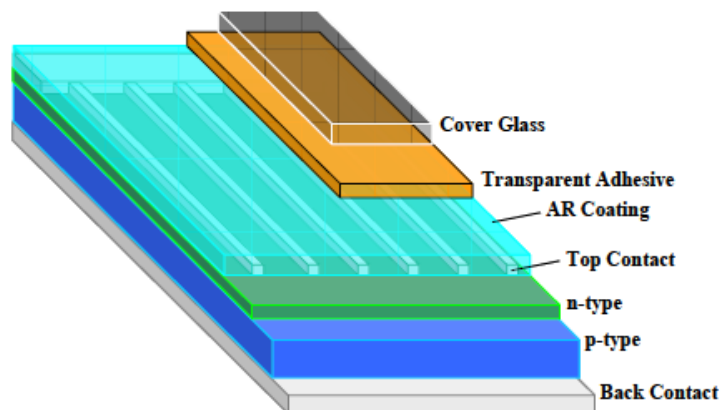


Figure I.6 : Modèle représentant une cellule avec encapsulation [11].

I.2.2.4. Les Différentes technologies des modules photovoltaïques

Le silicium est le matériau de base le plus promoteur pour la construction des cellules solaires car il est le plus abondant sur terre après l'oxygène (27,6%) et que l'on retrouve dans le sable (silice ou silicates)[9, 13].

- Selon la structure microscopique du silicium, on peut trouver les types suivants :
 - **Les cellules mono cristallines (c-Si):** Elles se composent d'un seul cristal pur (moins de défaut), ces cellules mono cristallines permettent d'obtenir de hauts rendements, de l'ordre de 15 à 22 %, mais la méthode de sa production est laborieuse et difficile donc ces cellules sont très chères.
 - **Les cellules poly cristallines (Poly-Si) :** Elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples, les cellules poly cristallines sont caractérisées par : leur coût de production le moins élevé par rapport aux précédentes, néanmoins, elles nécessitent moins d'énergie dans leur phase d'élaboration et leur rendement de conversion est de l'ordre de 13 % et peut même arriver à 20 % en laboratoire.
 - **Les cellules amorphes (a-Si) :** Leur structure atomique est désordonnée (non cristallisée), ces cellules possèdent un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin. Leur coût de production est le plus bas, mais leur rendement est seulement 5 % par module et de 14 % au laboratoire, elles présentent l'avantage de fonctionner sous très faible éclairciment.

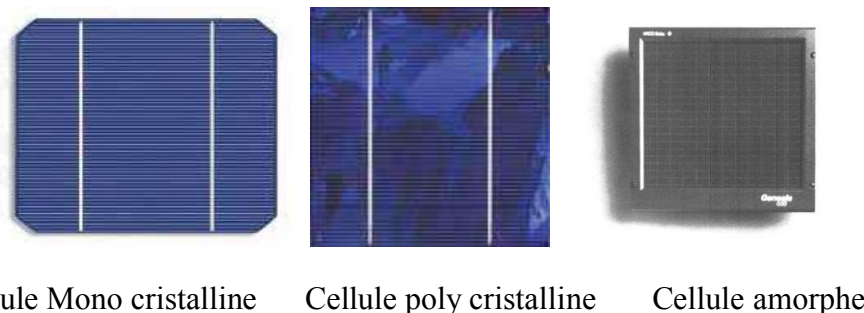


Figure I.7: Différents types des cellules solaires en Silicium [12].

On peut trouver d'autres types de matériaux utilisés pour la fabrication des cellules solaires et qui sont : Arséniure de Gallium (GaAs) et les matériaux (III-V) destiné aux domaines spatiaux, Tellurure de Cadmium (CdTe), di-séléniure de cuivre et d'indium (CIS) et le dioxyde de titane (TiO₂) [14].

- Un autre classement des modules photovoltaïques peut se faire selon le critère correspondant à l'épaisseur de la couche de la cellule solaire ; cellules en silicium cristallin représente actuellement 80% du marché mondial par contre les cellules à couche mince représentent le reste [14]. La figure (I.8) représente le classement technologique du module PV qui domine dans le marché solaire.

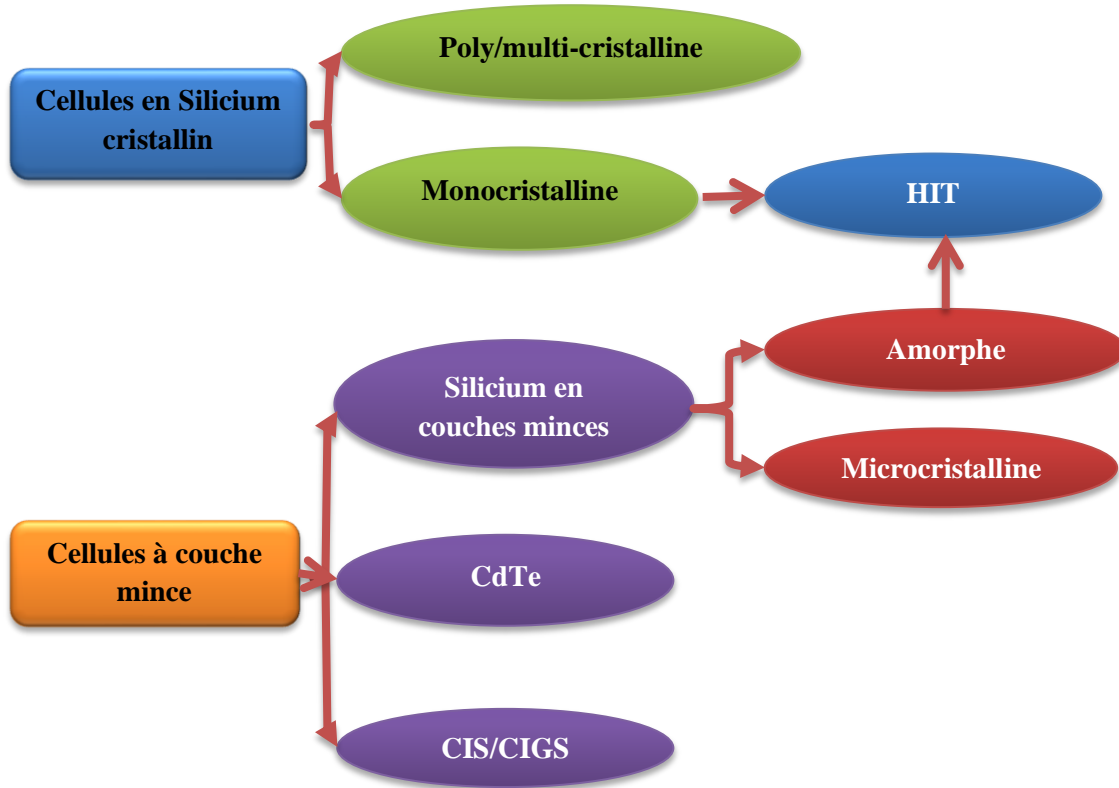


Figure I.8: Classes de technologies des modules photovoltaïques [15].

I.2.2.5. Fonctionnement des cellules photovoltaïques

La cellule solaire est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique, la production du courant électrique dans la cellule est basée sur deux étapes principales :

- la génération de la paire électron- trou à travers l'absorption des photons parvenus de la lumière du soleil par le matériau absorbeur (semi-conducteur),
- la séparation de la paire électrons- trous générée par le champ électrique est créée par la jonction PN. Cette dernière est obtenue par le dopage du semi-conducteur [6, 7].

Pour améliorer la conductivité et permettre la création d'une différence de potentiel entre les bornes de la photopile, on procède au dopage du semi-conducteur pur en introduisant des impuretés ce qui permet la circulation de courant électrique. Par conséquent il serait judicieux de connaître les notions suivantes :

- **Dopage de type P** : Dans ce cas on dope le Silicium par le Bore (B) ; impureté de type accepteur, on ajoute quelques éléments de Bore, qui contient trois électrons dans la couche de valence, au Silicium qui contient quatre électrons dans sa couche de valence. Ce qui va créer trois liaisons entre les atomes de Bore et de Silicium, il reste donc un trou qui se déplace dans le cristal et qui ne trouve pas un électron pour faire une liaison car le nombre de trous est supérieur au nombre des électrons [16].
- **Dopage de type N** : On ajoute quelques éléments de Phosphore (P) ; impureté de type donneur, qui contiennent cinq électrons dans la couche de valence, au silicium pour créer quatre liaisons et pour laisser un électron libre qui va exciter vers la bande de conduction très facilement par l'agitation thermique. A cause de cette opération on trouve que le nombre d'électron est supérieur au nombre de trous [16].
- **La jonction PN** : La jonction PN est la mise en contact de deux couches de Silicium de type différent : type P et type N, ce qui produit un déplacement des électrons libres dans la couche dopée N et les trous dans la couche dopée P à la surface de contact, donc un champ électrique va être créé pour empêcher les autres charges libres de traverser sa couche vers la deuxième couche pour qu'elle se recombine [16].

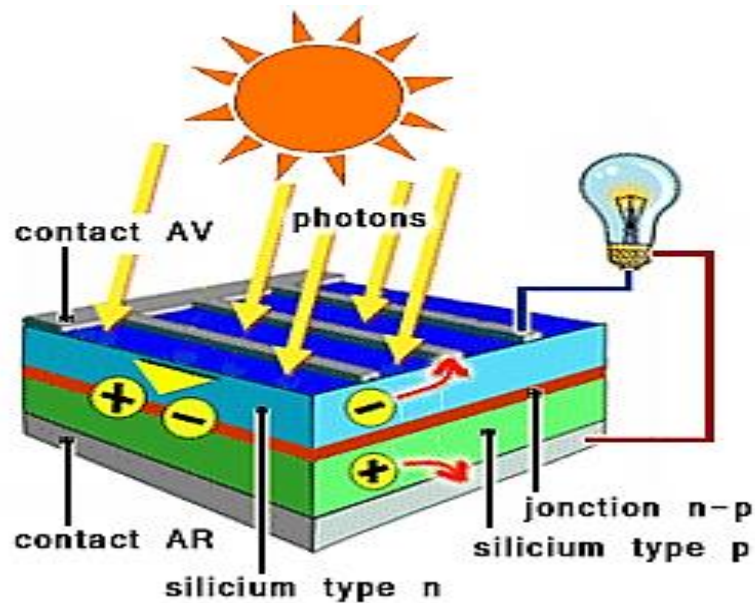


Figure I.9: Effet photovoltaïque [17].

I.2.3. LES CAPTEURS HYBRIDES PHOTOVOLTAÏQUES / THERMIQUES (HPV/T)

Le couplage d'un capteur thermique et d'un capteur photovoltaïque produit un panneau hybride photovoltaïque / thermique. Ce système permet de récupérer de la chaleur dégagée par les cellules PV, ce qui améliore la production électrique du module PV et augmente le rendement du module PV grâce au refroidissement des cellules. Ainsi les systèmes hybrides permettent d'économiser de l'espace lors de l'emplacement (figure I.10).

Les capteurs hybride photovoltaïque / thermique HPV/T peuvent être classés en deux groupes, à savoir :

- HPV/T à air : C'est un système de circulation d'air qui est installé sous le module PV, tout en permettant le refroidissement du module, l'air se réchauffe et sera utilisé pour le préchauffage intérieur ou la ventilation (figure I.11).
- HPV/T à eau : C'est un système de tubes prévus pour la circulation de l'eau et antigel, les tubes se trouvent derrière le module PV (figure I.12).

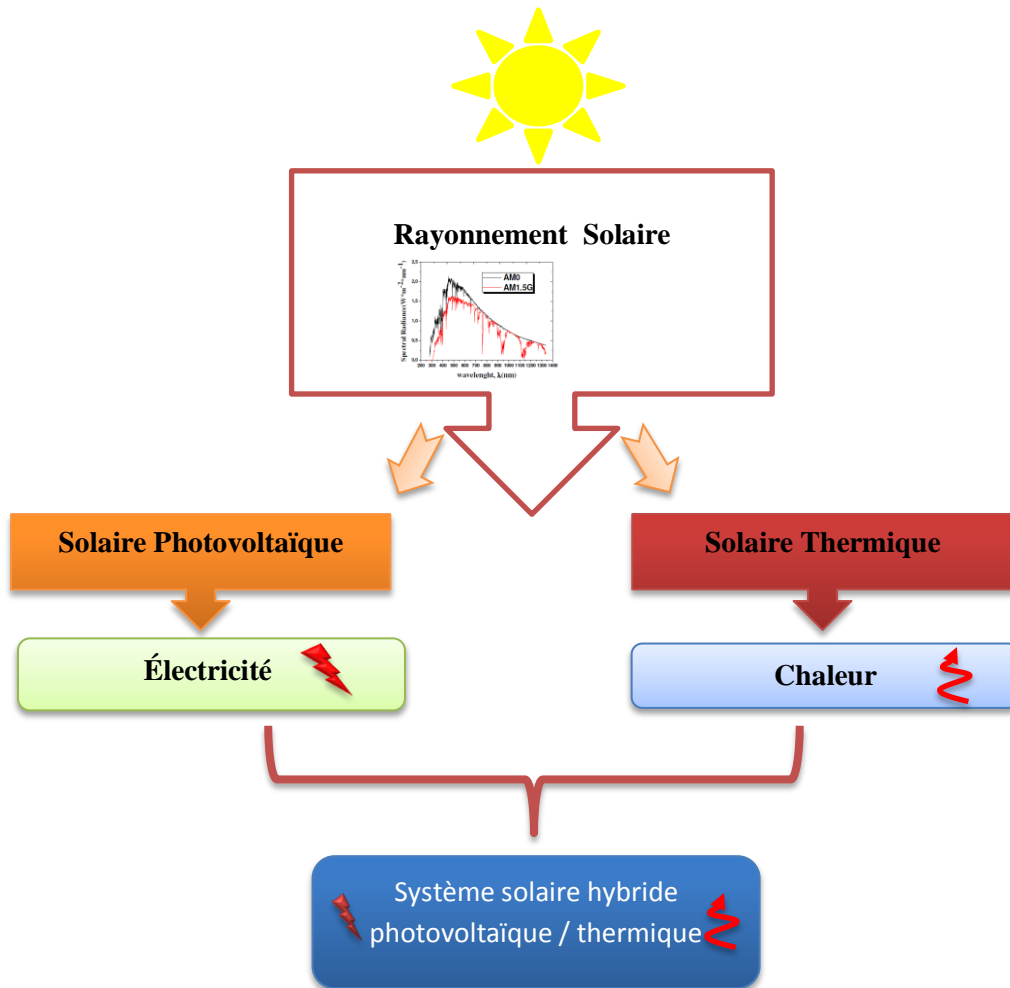


Figure I.10 : Diagramme représentant le système solaire hybride photovoltaïque / thermique (HPV/T).



Figure I.11. Photo de la configuration des capteur PV / T à air (Ivan Katic, Danemark)[18].



Figure I.12. Photo de la configuration des capteurs PV / T à eau (Université de Hong Kong, Chine) [18].

I.3. LE STOCKAGE DE L'ENERGIE

Face à l'intermittence du soleil, les heures d'exploitation de l'énergie solaire sont limitées, car il est communément connu que cette énergie est une ressource qui dépend de la durée d'ensoleillement (du lever au coucher du soleil). Le stockage de la chaleur ou d'un autre produit du processus solaire est nécessaire si celle-ci doit être utilisée ultérieurement. Elle permet d'ajuster la génération et la consommation de l'énergie. Donc le stockage consiste à préserver le surplus de l'énergie lors de sa disponibilité et la redistribution quand il y a demande [19, 20].

I.3.1. Les technologies de stockage de l'énergie

Il existe plusieurs technologies de stockage, mais les critères de choix sont divers et indépendants [20]:

- **Critère économique :** est le critère essentiel, les coûts de fonctionnement, d'investissements et la maintenance représentent l'aptitude du système employé.
- **Critère technique :** il sert à destiner la technologie employée en fonction de la puissance et de la capacité de fonctionnement.
- **Critère environnemental :** la technologie utilisée doit être non polluante et complètement propre.

I.3.1.1. Stockage de la chaleur

Il convient de répartir cette technologie de stockage de chaleur dans le court terme pour une utilisation quotidienne par exemple ou dans le long terme et que l'on peut classer dans l'ordre suivant [21] :

- **Le stockage par chaleur sensible** : son principe est de stocker de la chaleur en augmentant la température du corps récepteur situé dans le réservoir (Liquide, Solide ou gaz), sans changement d'état pour ce dernier. Il est à noter que ce type de stockage intervient dans la grande majorité des réalisations actuelles utilisant l'énergie solaire.
- **Le stockage par chaleur latente** : On résume cette phase de stockage par le mécanisme de la chaleur stockée qui sert à entraîner un changement de phase de matériau, on peut citer à titre d'exemple les matériaux à changement de phase qui s'opère dans le bâti.
- **Le stockage thermochimique** : cette technique exploite la réversibilité d'une réaction (adsorption-désorption ou chimique), ce qui permet le stockage inter saisonnier.
- **Le stockage par oxydation** : pour stocker la chaleur on utilise des réactions d'oxydations des composées.

I.3.1.2. Stockage de l'électricité

Dans la majorité des cas, les batteries représentent la technologie la plus rentable pour le stockage de l'électricité fournie par les modules PV. Les batteries servent à stocker l'énergie car il est rare que l'électricité soit produite en même temps que l'on en a besoin, pour l'usage spécifique du photovoltaïque, une batterie solaire doit remplir les conditions suivantes :

- ✓ un nombre de cycles de charge et de décharge élevé sans détérioration,
- ✓ une faible autodécharge,
- ✓ un rendement électrique élevé,
- ✓ une maintenance légère.

D'une manière générale, une batterie solaire se caractérise par [22]:

- **Capacité de stockage** : Elle correspond à la quantité d'énergie qui peut être stockée dans une batterie, elle s'exprime en Ampère-heure.
- **Ampère-heure (Ah)** : C'est la quantité d'électricité traversant une section d'un conducteur parcouru par un courant d'intensité de 1 ampère pendant 1 heure.
- **Assemblage des batteries**

Les batteries solaires sont assemblées en série, ou en série et en parallèle en même temps, et ceci selon l'autonomie nécessaire à donner pour les systèmes PV dans les applications PV (figure .I.13).

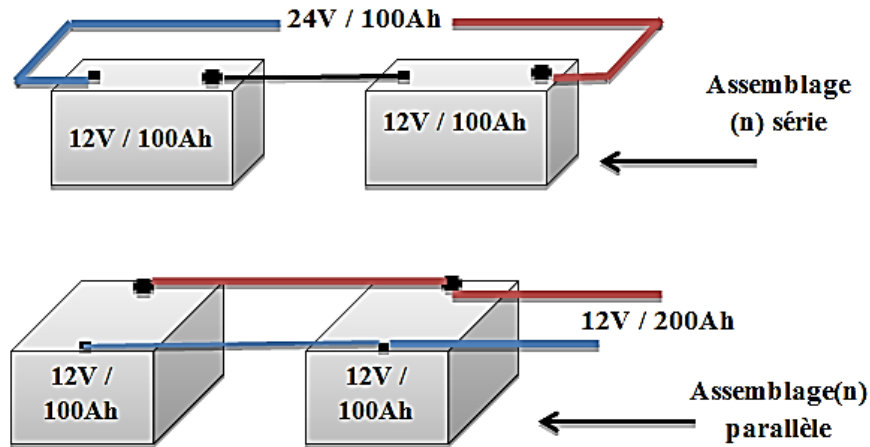


Figure I.13: Différents modes d'assemblage des batteries.

- **Durée de vie d'une batterie**

La batterie se caractérise par sa durée de vie, Ce qui correspond au nombre de cycle de charge/décharge qu'elle peut supporter dans sa vie. La batterie se décharge elle-même sans aucune connexion avec le système PV dû à des phénomènes électrochimiques donc la capacité de batterie s'affaiblit entre 1% à 10% par mois selon le type de batterie.

- **Technologie de fabrication d'une batterie solaire**

Pour les applications photovoltaïques, Il existe plusieurs types des batteries utilisés dans le stockage de l'énergie produite, les deux types de batteries les plus utilisés sont les batteries avec accumulateur en plomb-acide (Pb acide) et les batteries avec accumulateurs au Nickel-Cadmium (Ni-Cd). Les batteries étanchées au Nickel-Cadmium supportent sans problème des décharges profondes mais leur prix est par contre beaucoup plus élevé que pour les batteries au plomb [23, 24].

I.4. POTENTIEL SOLAIRE EN ALGERIE

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation du territoire national dépasse 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure

partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/ m²/ans d'après les statistiques émises par le ministère de l'énergie et des mines de l'Algérie [25].

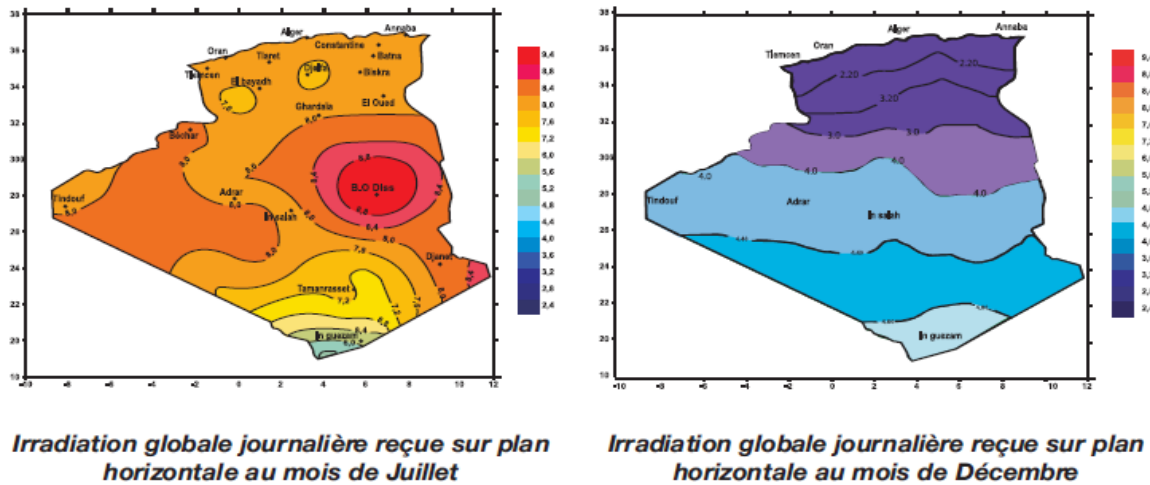


Figure I.14 : Carte représentant l'irradiation globale journalière en Algérie [25].

I.5. LE MARCHE DU PHOTOVOLTAÏQUE EN ALGERIE

L'Algérie s'inscrit dans le giron des pays en développement à l'image de Brésil, de la République Sud-Africaine ...etc. Dont la consommation énergétique a dépassé les capacités énergétiques des produits non-renouvelables (pétrole et gaz) pour s'inscrire dans celui du nucléaire avec toutes ses retombées néfastes sur le plan environnemental.

La croissance de la consommation électrique dans notre pays a tellement progressé qu'il faut d'ores et déjà envisager la contribution d'autres types d'énergie qui viendraient renforcer celles aux fossiles périssables et non renouvelables (pétrole et gaz).

A titre de référence, la consommation de l'électricité en Algérie elle table sur une croissance d'un taux annuel moyen de l'ordre de 13% tel que enregistré durant la décennie 1970-1980, alors que pour cette dernière décennie les statistiques affirment qu'elle représente le taux annuel de 5,6% (voir histogramme élaboré et établi par SONELGAZ et couvrant la période de 1963 à 2007) [26].

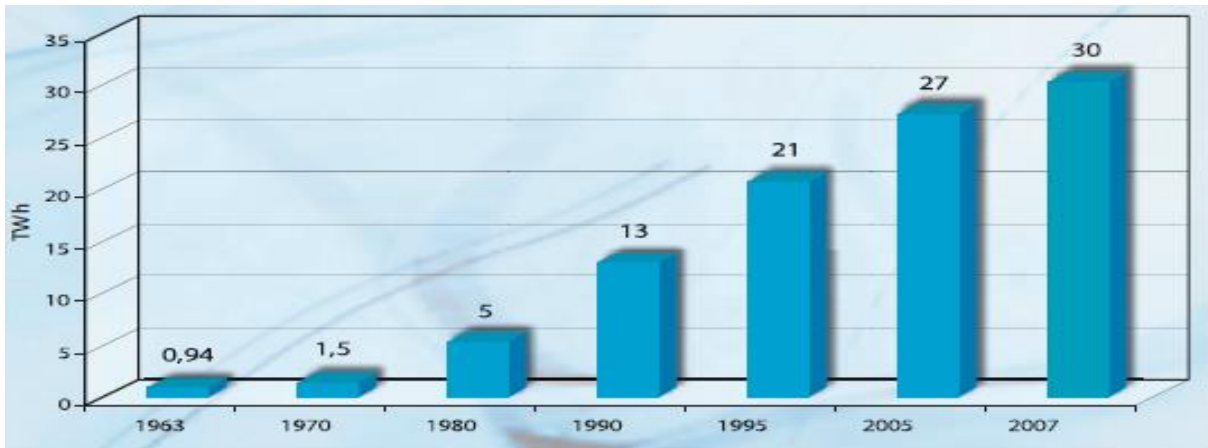


Figure I.15 : Historique de la consommation d'électricité de 1963 – 2007[26].

En traduisant fidèlement la figure I.16. Ci-dessous portant variation du marché photovoltaïque annuel et en prenant en considération le scénario fort, la consommation était de l'ordre de 40MW en 2011 et sera 240MW en 2017 [27].

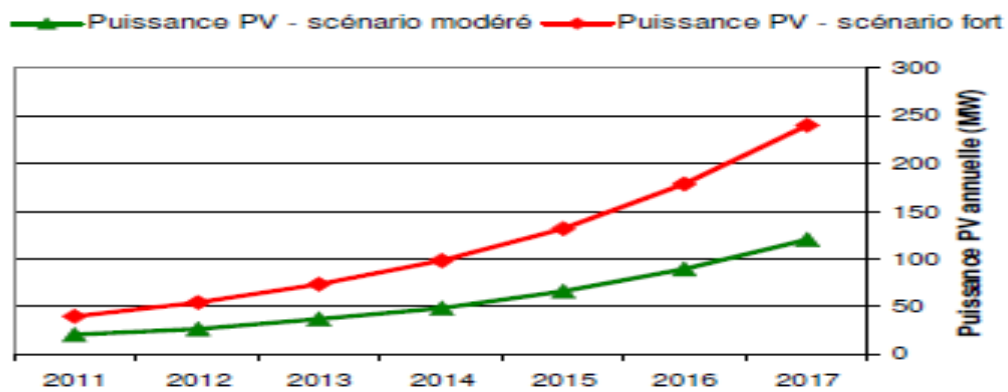


Figure I.16 : Variation du marché photovoltaïque annuelle [27].

La puissance cumulée à l'horizon 2017 sera de 815MW pour le scénario fort et de 407 MW pour le scénario modéré [27].

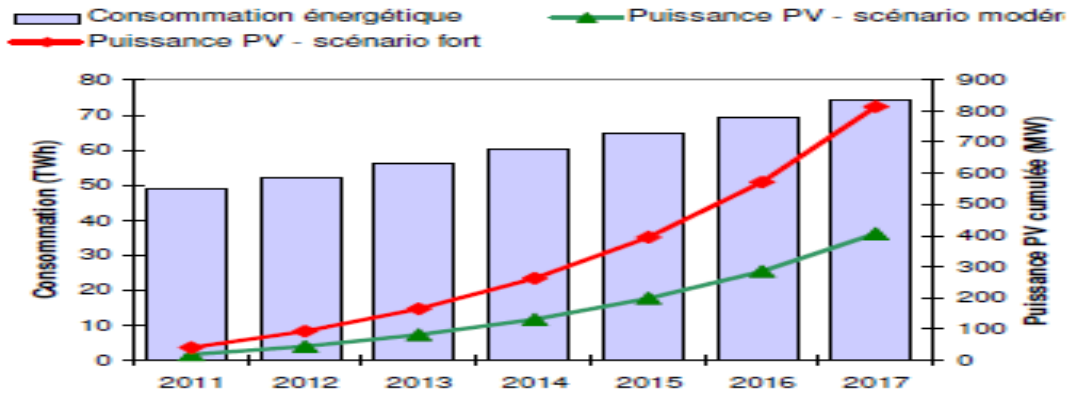


Figure I.17 : Puissances photovoltaïques cumulées [27].

I.6. CONCLUSION

Dans ce chapitre, on a présenté des généralités sur les différents types de capteurs solaires : les capteurs solaires thermiques, les capteurs solaires photovoltaïques et les capteurs photovoltaïques comme on a présenté les différents modes de stockage utilisés pour stocker la chaleur et l'électricité.

Chapitre II – ETAT DE L'ART SUR LES SYSTEMES HYBRIDES PV/T

II.1. INTRODUCTION	21
II.2. CLASSIFICATION DES SYSTEMES HYBRIDES PV/T	22
II.3. UTILISATION DU PMMA ET DE NANOFLUIDES	33
II.3.1. TYPES DE COUVERTURE	33
II.3.2. NANOFLUIDES	36
II.4. CONCLUSION	40

Ce chapitre présente le développement des recherches scientifiques sur les différents types des capteurs hybrides PV/T avec une description des différentes configurations proposées dans le but l'améliorer des performances de ces systèmes. Le passage en revue de la faisabilité de ces recherches, nous a fait pencher sur une étude des matériaux de couverture suivit par une autre débouchant à divers types de fluides caloporteurs.

II.1. INTRODUCTION

Une synthèse bibliographique des capteurs solaires PVT a été réalisée, ce qui nous a permis de noter que la recherche sur les capteurs a débuté dans les années 1970 et a été intensifiée dans les années 1980. Les études (**Bjornar et al, 2002**[28], **Touafek et al, 2007**[29], **Lu et al, 2007** [30], **Lazarov et al, 2007** [31]) sur le rendement électrique des panneaux solaires photovoltaïques ont conclu leur variance entre 5% et 25% alors même que l'énergie absorbée par les cellules solaires avoisine 80 à 85% d'énergie calorifique ou thermique. D'ailleurs en partant de ce constat, ils ont suggéré l'idée d'associer à ces panneaux un autre système dans lequel circule un fluide qui aura pour but d'extraire la chaleur des cellules et mettre en place ce système qui sera hybride. Les essais mis en exécution dans des laboratoires ou bien par simulation (**C.Good, 2016**[32], **Tiwari et al, 2006**[33], **Shahsavari et al, 2011**[34], **Hussain et al, 2013** [35]) ayant acquis notoriété en la matière ont prouvé qu'il est possible de gagner plus d'énergie par unité de surface sur des capteurs hybrides comparativement aux rendements des capteurs solaires thermiques et ceux photovoltaïques pris séparément, pour cela plusieurs études ont démontré que le couplage est une nécessité scientifique.

Selon **Hussain et al, 2013** [35], le premier capteur thermique a été construit en 1770. Depuis, l'énergie solaire a été largement utilisée pour obtenir de l'eau chaude et du chauffage. En 1880 a eu lieu la première conversion de lumière à l'électricité et elle est apparue par le biais des cellules photovoltaïques construites en sélénium avec une efficacité estimée de un à deux pour cent. De nos jours, les deux systèmes sont largement disponibles et commercialisés, si bien que **Raman et al, 2008**[36] ont poussé leurs analyses sur les prix et les coûts de la vie d'un capteur en prenant en compte les subventions de l'état ainsi que les taux d'intérêts à rembourser, ils ont conclu que le capteur PV/T revient beaucoup plus cher dans les pays nordique où le taux d'ensoleillement est moins disant que les pays du sud où le soleil est beaucoup plus intense. Ils ont également convenu que le cycle de vie de celui-ci ne dépasse pas 50 ans.

On définit un système solaire photovoltaïque /thermique comme une association des deux technologies photovoltaïque et thermique produisant l'électricité et la chaleur de manière simultanée [37]. La composition d'un capteur hybride PV / T est réalisée par les éléments suivants : un couvercle en verre, cellule solaire, matériaux encapsulés et un absorbeur en dessous. L'absorbeur a pour rôle de refroidir la cellule PV ou le module et de collecter

simultanément l'énergie thermique produite sous la forme d'eau chaude ou d'air chaud. Tandis que ce processus se produit, l'efficacité de la cellule PV ou le module augmente (**Michael et al, 2015**[37], **Tiwari et al, 2011**[38], **Ibrahim et al, 2011**[39]). Cependant, **Tiwari et al, 2011** [38] dans leur aperçu, ont donné une description détaillée sur les modèle des systèmes photovoltaïques PV et systèmes hybrides photovoltaïques/ thermiques, en utilisant l'eau et l'air comme fluide de travail. Ces auteurs ont ajouté que la technologie des modules photovoltaïques est en développement croissant et dans un proche avenir, de nouvelles technologies tel que : les cellules mono couche et les cellules III-V et les modules a multi jonction, vont surgir pour remplacer les cellules conçues par le silicium cristallin.

II.2. CLASSIFICATION DES SYSTEMES HYBRIDES PV/T

Les systèmes hybrides PV/T sont classés d'après le type du fluide de refroidissement tout en tenant compte du critère proposé et présenté par **Ibrahim et al, 2011** [39]. Partant de cette proposition, on suggère l'idée d'apporter la classification suivante : capteurs hybrides PV/T à air, capteurs hybrides PV/T à eau et capteurs hybrides PV/T combinant l'air et l'eau (voir figure II.1).

II.2.1. Air comme fluide de refroidissement

L'installation des systèmes hybride photovoltaïque thermique PV/T à air est la structure la plus simple, la moins coûteuse et la plus largement utilisée selon **Michael et al ,2015** [37], dans laquelle l'air est autorisé à passer derrière la surface arrière du PV, de sorte que la chaleur est récupérée efficacement et utilisée pour des applications de chauffage ou de séchage.

- **Un seul passage**
 - **Absorbeur plat**

Le travail de **Cox et al, 1985** [40] s'est concentré sur les collecteurs de type air utilisant des cellules PV monocristallines. Ce système hybride est composé d'un canal d'air supérieur qui contient de l'air statique pour l'isolation, et d'un canal inférieur pour le transfert de chaleur, les deux canaux ont été séparés par une feuille de verre. Le travail a permis de conclure que, pour obtenir une performance optimale de la conception d'un collecteur d'air PV / T, l'arrière des cellules photovoltaïques devrait être grillé, un absorbeur secondaire non sélectif devrait être utilisé [37, 40]. (Voir figure II.2).

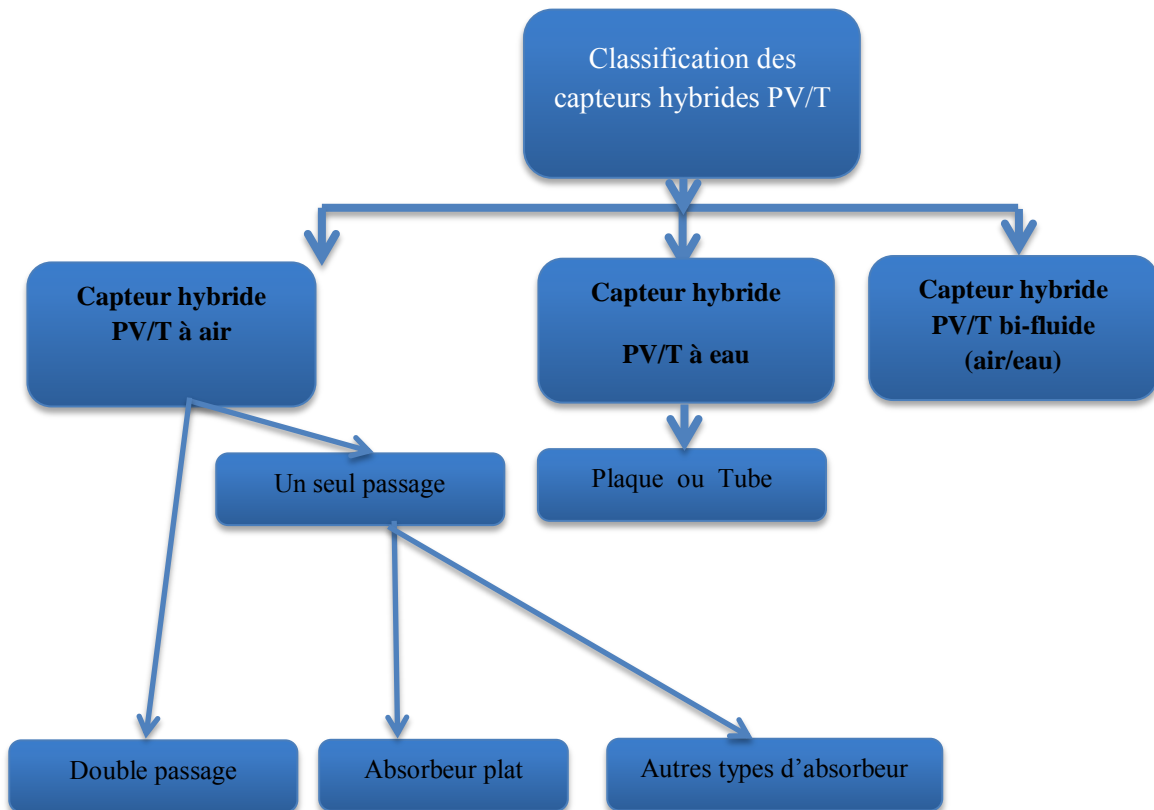


Figure II.1 : Diagramme décrivant la classification des systèmes hybrides photovoltaïque /thermique selon l'étude de Ibrahim et al ,2011 [39].

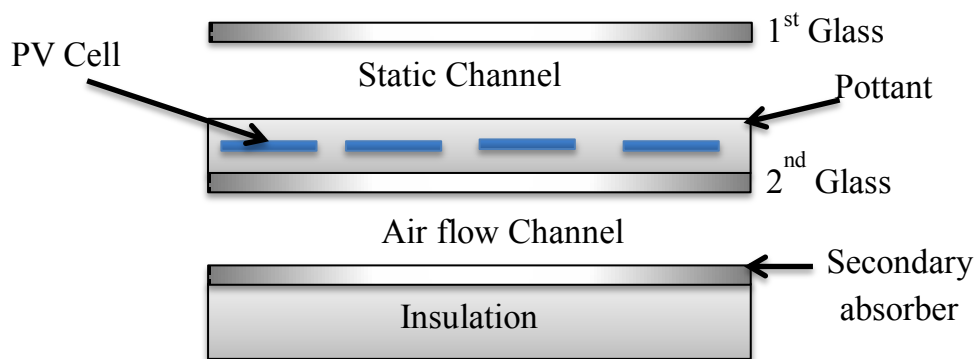


Figure II.2 : Coupe transversale d'un système hybride PV/T décrit par Cox et al [40].

Un autre système a été évalué en termes d'efficacité électrique et thermique solaire, un nouveau modèle PV / T a été proposé par **Takashima et al, 1994** [41], qui était capable de maintenir la cellule à basse température et ceci en plaçant un panneau PV parallèlement au capteur solaire, tout en gardant un écart entre les deux. Les cellules solaires pour le panneau

PV ont été emballées sur un matériau transparent de sorte que le rayonnement pourrait y passer et atteindre le collecteur solaire. Les auteurs ont noté qu'ils ont utilisé la convection naturelle comme mode de refroidissement des cellules. Les études analytiques et expérimentales de PV / T ont été documentées de sorte que **Tiwari et al** en 2006 et 2007[42, 43], ont évalué les performances des panneaux PV intégrés au bâtiment avec le conduit d'air pour le climat de l'Inde. Ils ont démontré que le rendement global augmentait considérablement en raison de l'extraction de l'énergie thermique sous les panneaux PV.

Aste et al, 2008[44] ont présenté des résultats expérimentaux et théoriques d'un capteur hybride PV/T intégré en toiture (TIS, integrated solar roof). La simulation été faite par le biais d'un programme qui assurait la possibilité et la faisabilité de mettre à jour les connaissances relatives à l'innovation technologique et à son potentiel d'application dans le bâtiment.

Dans les articles précédents, les chercheurs ont exposé des modèles électrique conventionnels, tandis que **Sarhaddi et al, 2010**[45] ont présenté un autre modèle électrique détaillé qui estimais les différents paramètres électriques tels que : le courant du court-circuit, la tension circuit ouvert et la puissance électrique maximale.

○ **Autres types d'absorbeurs**

Tonui et Tripanagnostopoulos, 2007 [46, 47] ont appliqué des modifications sur les systèmes hybrides PV/T conventionnels par l'utilisation d' une paroi arrière à ailettes d'un canal d'air ou bien même d'un absorbeur ondulé ou des tubes conçus pour la circulation de l'air. Ils ont conclu que les modifications apportées aux systèmes a conduit à l'augmentation de l'efficacité du système.

Dans les années récentes, **Othman et al, 2009**[48], **Jin et al, 2010**[49] et **Hussain et al,2012**[50], ont développé de nouvelles conceptions du système hybride PV/T, en proposant de concevoir un échangeur de chaleur sous le module PV prenant la forme d'un absorbeur rainuré en V, à tunnel rectangulaire ou une structure de cellules hexagonales 'nid d'abeilles'. Selon leurs résultats, le système PV / T avec échangeur a donné de meilleures performances par rapport au système habituel.

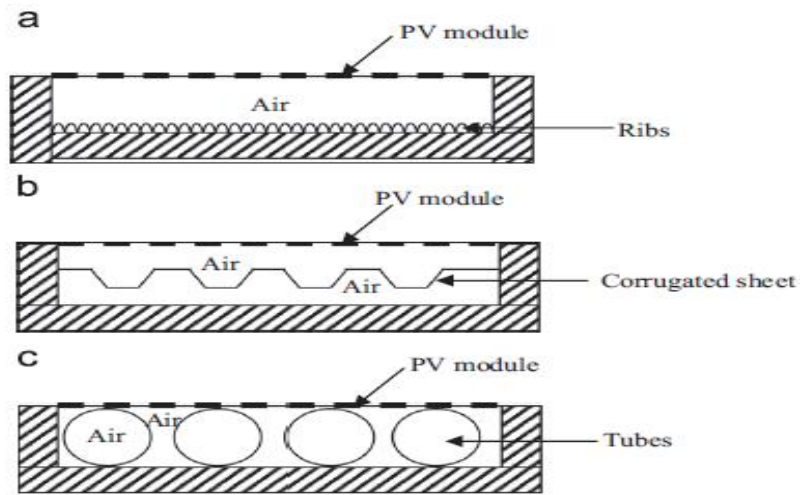


Figure II.3 : Les conceptions de Tonui et Tripanagnostopoulos [47].

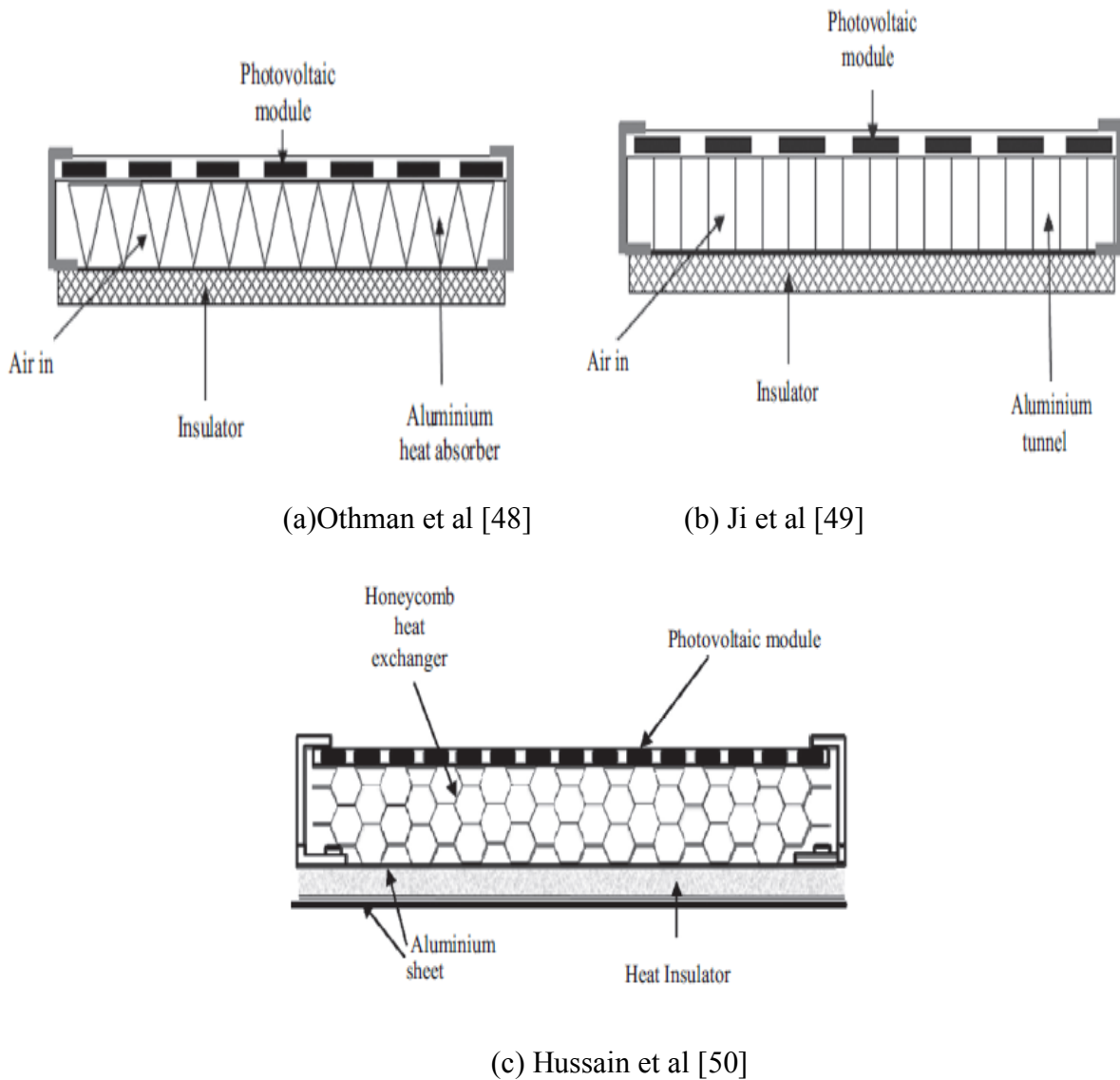


Figure II.4 : Prototypes à différents échangeurs sous le module PV.

- **Double passage**

Sopian et al, 1996 [51] avait développé une nouvelle conception pour analyser les performances d'un système PV / T à un seul passage et à double passage, adapté au séchage solaire. Ces chercheurs ont identifié des paramètres importants pour les deux types de collecteur ainsi que leurs effets sur les performances des deux types de systèmes, comme ils ont montré que le capteur hybride PV / T à double passage, donne des performances supérieures (voir figure II. 5).

Hegazy, 2000 [52] et **Slimani et al, 2017**[53], ont proposé de quatre modèles différents (voir figure II.6) ayant pour but la comparaison et l'évaluation des performances thermiques et électriques de ces quatre capteurs hybride PVT à air et qui sont différenciés par le mode de refroidissement des panneaux PV. Chacun de ces capteurs est vitré, les cellules PV en silicium cristallin couvrent 62% de la surface de l'absorbeur. Il a souligné que les performances d'un capteur solaire hybride PVT à air dépendent de la température maximale d'air en sortie, des rendements thermiques et électriques, et de l'énergie électrique nette disponible après soustraction de l'énergie nécessaire au fonctionnement du ventilateur et des autres appareils alimentés. Dans les quatre modèles, le passage de l'écoulement d'air est situé :

- Prototype 1 : l'écoulement de l'air au-dessus de l'absorbeur.
- Prototype 2 : l'écoulement de l'air au-dessous de l'absorbeur.
- Prototype 3 : les deux côtés de l'absorbeur, en un seul passage.
- Prototype 4 : à double passage.

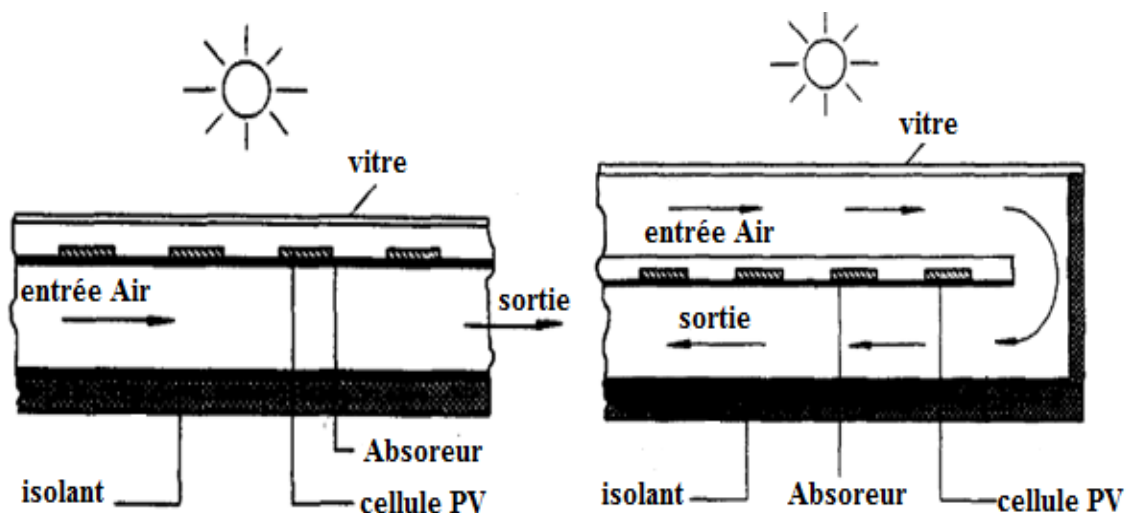


Figure II.5 : Les capteurs solaires hybrides présentés par Sopian [51].

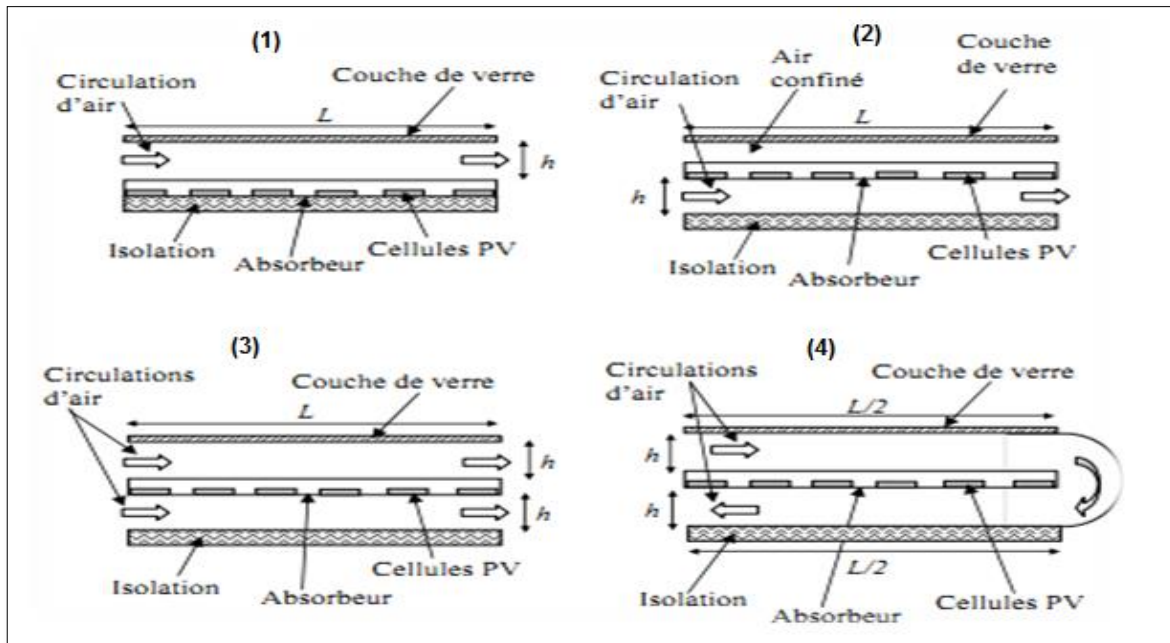


Figure II.6 : Les prototypes 1, 2,3, et 4 d'un capteur solaire PVT à air [52].

Othman et al, 2005[54], **Othman et al, 2006** [55] et **Elfegi et al, 2009**[56], ont étudié un système de double passage fabriqué et mis en place avec un élément parabolique, un concentrateur et des ailettes, les réflecteurs de concentration ont été utilisés pour augmenter la puissance produite à partir de cellules solaires tandis que les ailettes ont été attachées à l'arrière de la plaque d'absorbeur PV agissent comme échangeur de chaleur. Ils ont prouvé que l'utilisation des ailettes à l'arrière du collecteur permet d'améliorer le transfert de chaleur du collecteur. **Othman et al, 2007**[57], dans un autre travail, ont aussi montré que l'efficacité totale du système PV/T a été améliorée grâce à l'utilisation d'un collecteur à double passage et des ailettes. L'air a été amené à s'écouler à travers un canal supérieur, puis sous la plaque d'absorption ou le canal inférieur du collecteur.

II.2.2. Eau comme fluide de refroidissement

Les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques PV/T à eau représentent les systèmes les plus rentables en le comparant à ceux utilisant de l'air grâce à la capacité calorifique élevée de l'eau, ils sont utilisés pour produire le chauffage de l'eau ainsi que la réfrigération et la climatisation, etc. **Michael et al ,2015** [37], rajoute aussi que ces installations sont plus coûteuses que les systèmes à air en raison du coût supplémentaire des tubes issus pour la circulation de l'eau, de l'isolation contre les fuites électriques.

Le plus ancien travail sur les capteurs hybrides PV/T utilisant l'eau comme fluide est celui de **Florschuetz, 1979** [58]. Ce dernier avait fait une extension du modèle de Hottel-Whillier, pour permettre d'utiliser directement des relations existantes et que la simulation par ordinateur basée sur ce modèle peut être facilement adaptée pour gérer le collecteur hybride. En 1994, **Jai Prakash** [59] a élaboré une étude théorique d'un système solaire hybride (PV /T) pour assurer le bon refroidissement de la cellule PV. Ce système était composé d'un simple vitrage, les cellules sont supposées être montées sur une plaque métallique. En dessous de cette plaque était placé un conduit pour l'écoulement de l'air ou l'eau. Lorsque l'eau est utilisée comme fluide de récupération de chaleur, on peut relier l'entrée du conduit directement à un robinet, mais lorsque l'air est utilisé, un ventilateur doit être employé pour assurer l'écoulement de l'air. Les résultats ont montré que le rendement thermique dépend de la profondeur de conduit et du débit d'écoulement quelque soit de l'air ou de l'eau ainsi que les efficacités thermiques inférieures dans le cas du chauffage, de l'air sont dues au mauvais transfert de chaleur entre la plaque d'absorbeur et l'air circulant.

Un modèle dynamique explicite a été effectué par **Chow, 2003** [60] pour un système hybride PV / T à simple vitrage destiné pour le chauffage d'eau. Le modèle a permis de faire une analyse détaillée en régime transitoire à travers divers composants du collecteur et d'acquérir les résultats des différents paramètres inconnus. Dans un autre article **Chow et al, 2006** [61] ont mené une étude expérimentale sur un système hybride PV/T pour le chauffage d'eau par thermosiphon pour l'application résidentielle avec circulation naturelle d'eau. **Cristofari et al, 2009** [62] ont décrit et ont simulé un système hybride PV / T de chauffage d'eau dans lequel le fluide circule dans des canaux carrés parallèles incorporés dans un absorbeur fabriqué en polycarbonate. Ils ont conclu que l'utilisation du polymère réduit le poids et le coût et il facilite la fabrication de ces systèmes. En 2009 aussi, **Dubey et Tiwari** [63] ont évalué les performances thermiques d'un capteur plan à eau partiellement couvert par un module PV. Il a été observé que les capteurs partiellement couverts sont bénéfiques en termes du coût annuel si l'exigence principale de l'utilisateur est le rendement de l'énergie thermique et les capteurs entièrement couverts sont bénéfiques.

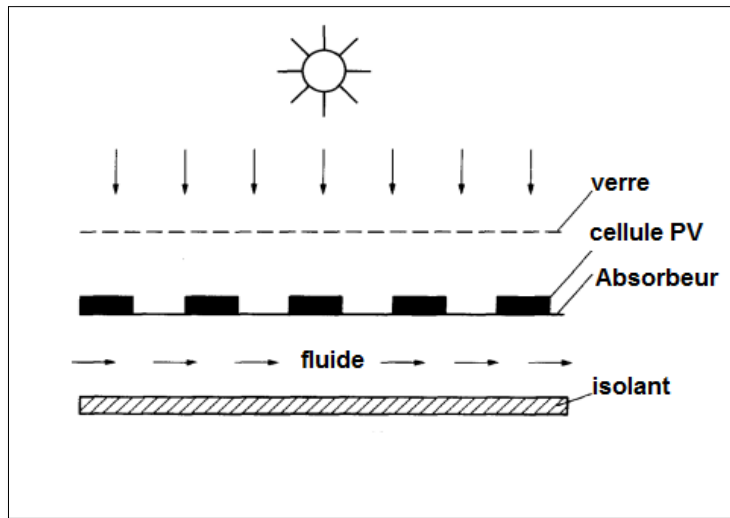


Figure II.7 : Conception du système solaire (PVT) de chauffage air ou eau [59].

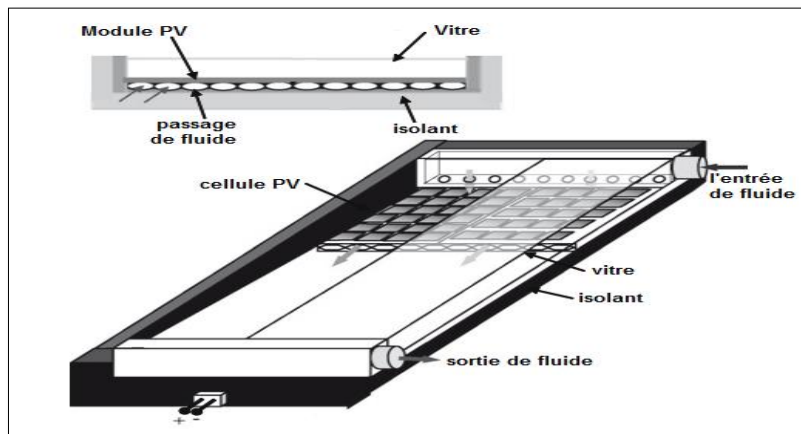


Figure II.8 : Le capteur solaire thermique photovoltaïque à eau [62].

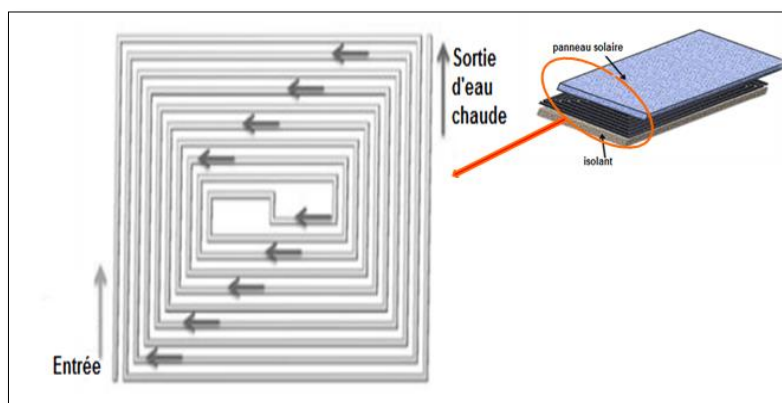


Figure II.9 : La conception de PVT à eau avec l'enroulement en spirale [64].

Pour atteindre une production thermique plus élevée et un refroidissement des cellules de manière à maintenir la production électrique à un niveau acceptable, **Adnan Ibrahim et al** [64] ont présenté en 2011 un modèle d'un capteur hybride PV/T à eau avec un tube d'écoulement en spirale. Le capteur était constitué d'un canal unique unilatéral pour permettre à l'eau de s'écouler. Le tube d'écoulement en spirale a été fabriqué en acier inoxydable avec une seule entrée et une seule sortie. Le rendement global de ce système hybride PV/T a été de 65%, avec un rendement électrique de l'ordre de 13%.

En 2013, **Dubey et Andrew** [65], ont décrit deux différents types de système hybride PV/T à eau. Dans le type A, le module PV est encapsulé avec des cellules solaires du silicium monocristallin et intégré au capteur thermique sous forme tube-et -feuille, alors que dans le type B, le module PV est encapsulé avec des cellules solaires du silicium poly cristallin et intégré au capteur thermique sous forme plaque parallèle. L'évaluation des tests expérimentaux et des efficacités des modules PV/T a été faite dans les conditions climatiques tropicales comme Singapour. Les auteurs ont utilisé les équations du bilan énergétique entre les paramètres de conception pour pouvoir valider puis évaluer le rendement électrique et thermique.

Récemment, **Khelifa et al, 2016** [66] ont étudié théoriquement et expérimentalement le système hybride PV/T avec de l'eau qui circule dans des tubes ronds. Le transfert de chaleur dans le module ainsi que l'écoulement du fluide sont modélisés à l'aide du logiciel ANSYS. Leur objectif était d'obtenir une exploitation plus efficace de l'énergie solaire en profitant des avantages présentés par le bon choix des matériaux et des moyens techniques qui réduisent les coûts et l'espace d'intégration de l'installation requise.

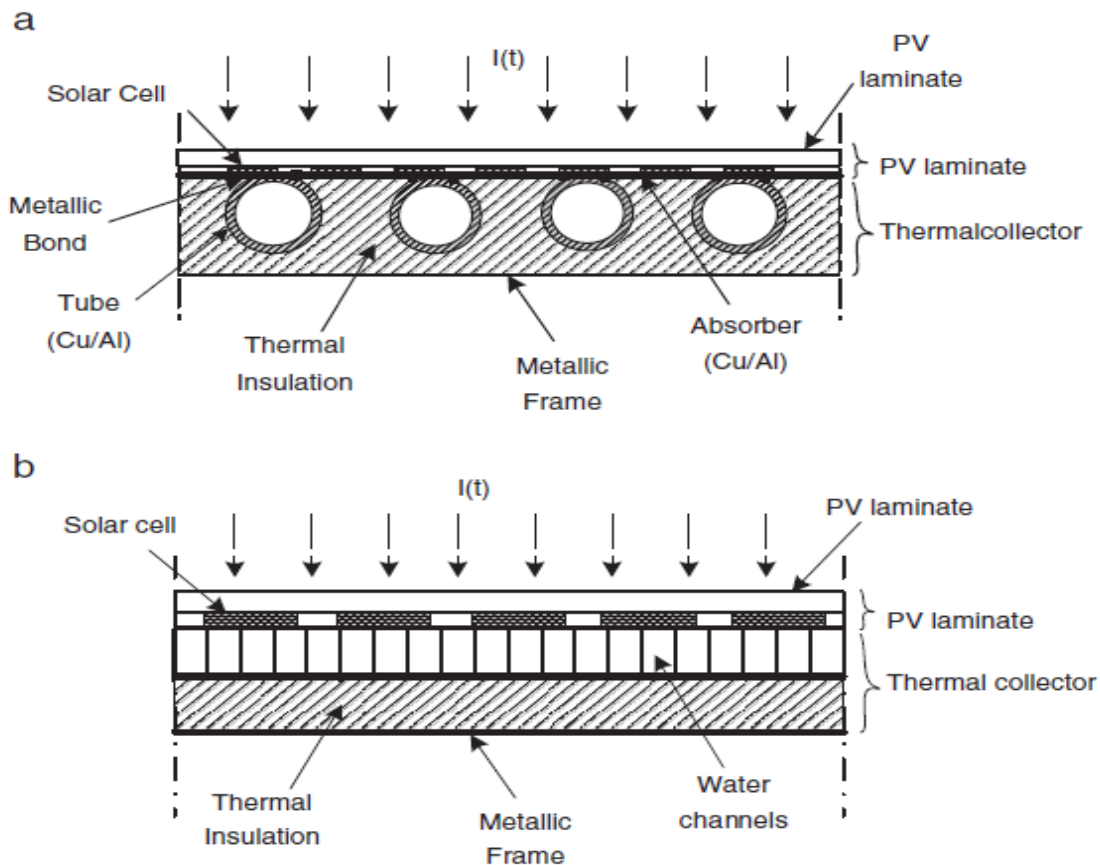


Figure II.10 : La conception de PVT proposée par Dubey et al [65].

II.2.3. Eau et air comme fluides de refroidissement

Les systèmes refroidis par air ou par eau fournissant la plupart de l'électricité et de l'air chaud ou de l'eau chaude, et récupèrent de la chaleur infrarouge rayonnée par la cellule, donc les collecteurs hybrides à bi fluide peuvent extraire plus de chaleur et atteindre une efficacité globale meilleure.

En 2003, **Zondag et al** [67], ont voulu obtenir une vision plus claire sur le rendement des différents concepts d'un système hybride, une étude comparative sur quatre configurations du système hybride a été lancée (figure II.11). L'analyse numérique a montré que le rendement global de la plupart des configurations est plus de 50 %. Ils ont trouvé que la conception feuille et tube de simple couverture semble la plus prometteuse des concepts examinés pour la production d'eau chaude.

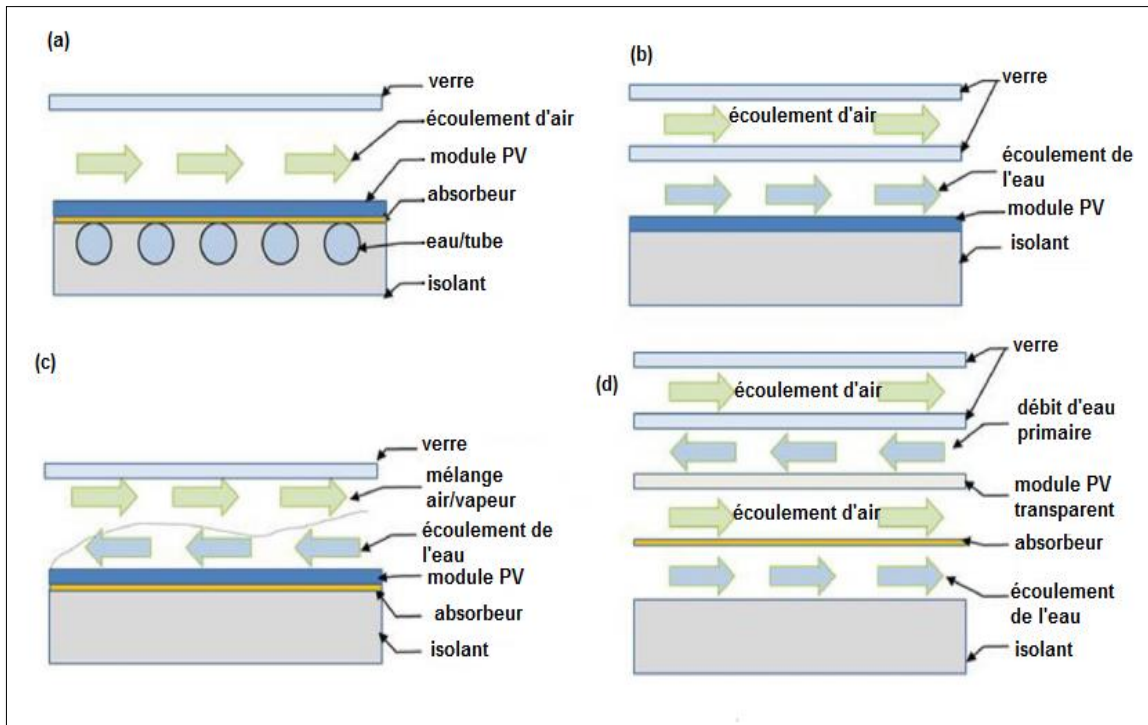


Figure II.11 : Différentes configurations de capteur hybride PVT [67].

En 2011, trois configurations ont été analysées expérimentalement par **Tripanagnostopoulos** [68]. Il a effectué une étude d'un capteur solaire hybride bi-fluide afin d'évaluer le comportement de chaque configuration des formes de production thermique. Les deux fluides caloporteurs sont disposés de manière superposée. Les cellules PV utilisés étaient en silicium poly-cristallin car ces cellules assurent un bon rendement. La Figure II.12 montre le système le plus performant. **Su et al, 2016** [69] ont présenté quatre configurations de système hybride PV / T avec des canaux doubles pour différents fluides (voir figure II.13). La simulation et l'analyse des performances électriques et thermiques ont été réalisées dans les conditions de fonctionnement en Chine. Ils ont conclu que le collecteur PV / T refroidi par eau-eau peut fournir la majeure partie de l'air chaud où sa température est la plus élevée.

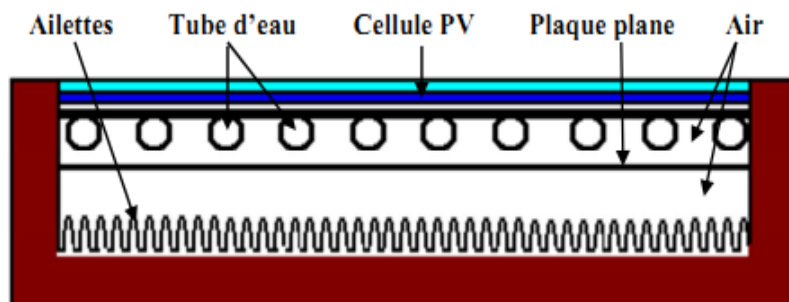


Figure II.12 : Capteur solaire PVT bi-fluides [68].

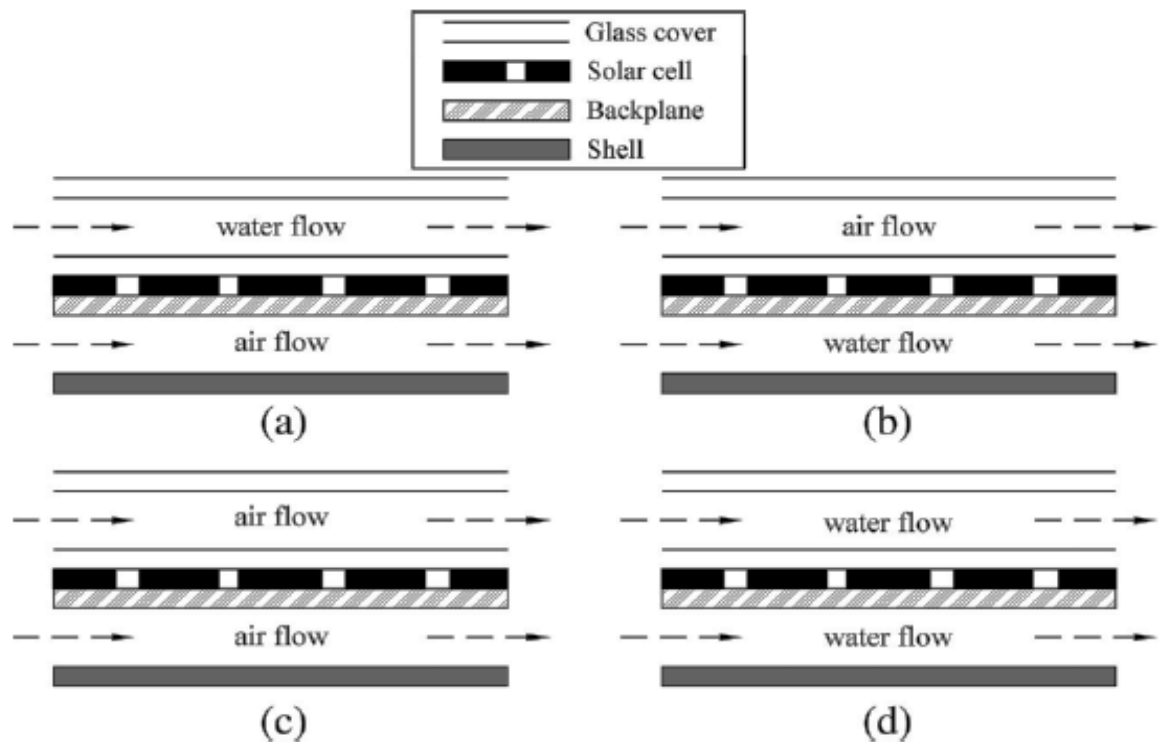


Figure II.13 : Les quatre configurations proposées par Su et al [69]

II.3. UTILISATION DU PMMA ET DE NANOFLUIDES

II.3.1. TYPES DE COUVERTURE

II.3.1.1. Verre

Le matériau de couverture le plus utilisé dans les systèmes solaires est le verre en raison de ses propriétés hautement souhaitables car il peut transmettre jusqu'à 91% du rayonnement solaire. Lorsque le verre présente un bon coefficient de transmission du rayonnement solaire donc il possède une faible teneur en fer. En ce qui concerne le verre utilisé pour la protection supérieure du module PV, il doit être du verre trempé et résistant aux sollicitations mécaniques et à l'humidité.

D'après la recherche bibliographique de **Michael et, 2015** [37], les systèmes hybrides PV / T constitués sans vitrage de leur surface supérieure, présentent des pertes thermiques élevées. Pour diminuer ces pertes, il suffit de rajouter des couvertures transparentes, mais cela entraîne une diminution dans la production de l'électricité causé par l'augmentation du taux d'absorption et de réflexion du vitrage. **Zondag, 2008**[70] a révélé que la puissance utile issue d'un système hybride PV/T peut presque être doublée une fois qu'on rajoute une

vitre, mais l'efficacité électrique va chuter. **Chow, 2010**[71] dans son article a souligné que les pertes de chaleur par transmission peuvent être réduites en rajoutant un couvercle transparent supplémentaire. Mais en termes de performances énergétiques globales le double revêtement en verre est meilleur que le revêtement à simple vitrage, mais le recours au double vitrage a lui aussi été abandonné étant donné son coût. **Tiwari et Sodha** en 2007[72], ont proposé quatre conceptions différentes sur les capteurs hybrides PV/T à air dans les conditions climatiques de New Delhi (figure II.14), les conceptions (a), (b), (c) et (d) présentent respectivement des capteurs hybrides PV /T : non vitré avec tedlar, non vitré sans tedlar, vitré avec tedlar et vitré sans tedlar. La comparaison entre les quatre conceptions montre que le modèle vitré et sans tedlar donne la meilleure performance thermique et électrique. **Joshi et al ,2009** [73] ont comparé les performances thermiques de deux systèmes hybrides PV / T à air de type verre - tedlar et verre-verre. Ils ont montré qu'une cellule photovoltaïque immergée entre deux vitres donne de meilleures performances par rapport à celle qui se trouve entre le verre et le tedlar.

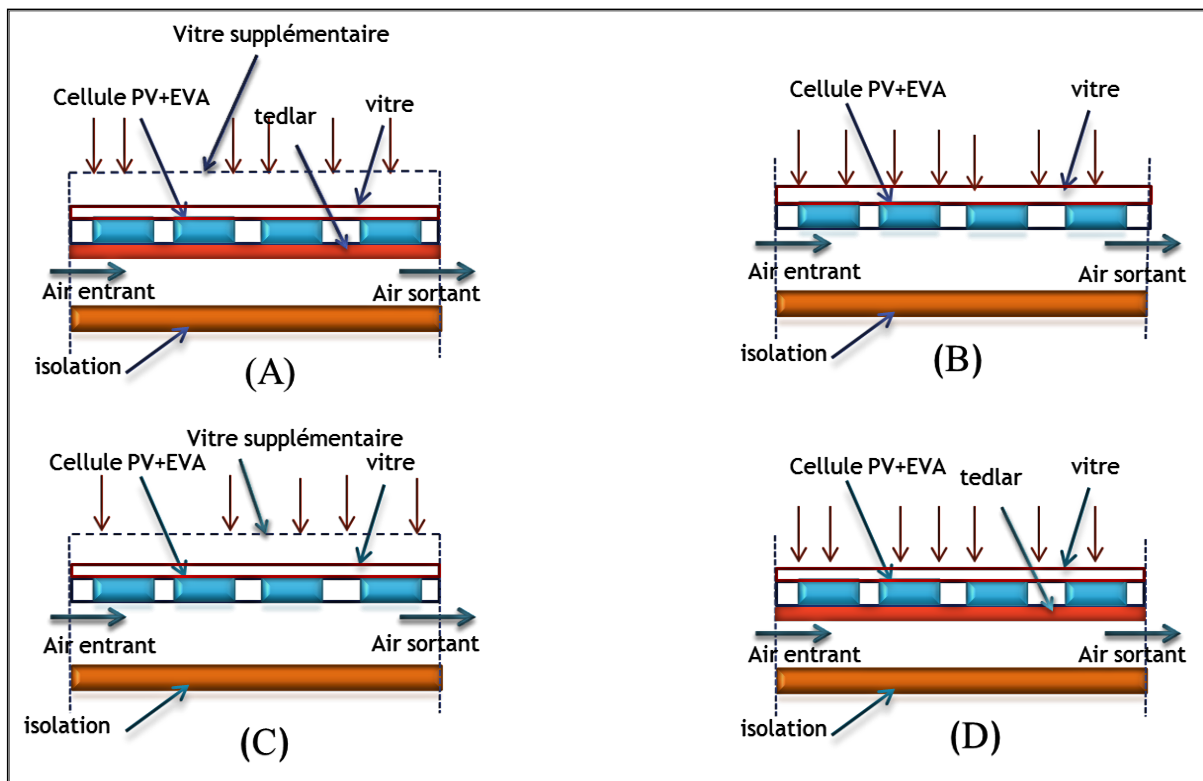


Figure II.14 : Les quatre configurations d'un capteur HPVT à air [70].



Figure II.15 : Le banc d'essai de l'étude expérimentale de Joshi et al [73].

II.3.1.2. MATIERES PLASTIQUES

Le verre n'est pas entièrement satisfaisant pour l'utilisation comme couverture dans les capteurs solaires. Sa faible résistance aux chocs, le rend très sensible à la rupture. D'autres inconvénients sont : sa haute densité et sa mauvaise résistance aux contraintes thermiques. Les matières plastiques, présentent beaucoup d'avantages par rapport au verre, d'après **Blaga, 1978** [74]. Un avantage important est que leur densité étant inférieure à la plupart des autres matériaux, tout comme ils ont une résistance conséquente à l'érosion supérieure à celles des matériaux classiques. Le capteur solaire comprend des couvercles habituellement conçus par le verre en raison de ses propriétés, **Blaga, 1978** [74] dans sa même étude a mentionné que dans de petites applications, la température requise pour le chauffage et le refroidissement de l'espace est modérée, de sorte que les plastiques peuvent être utilisés comme matériaux de construction de la plupart des composants du système solaire. Le même auteur a présenté dans son article la manière d'utiliser les plastiques dans les installations d'énergie solaire et a cité les matières plastiques couramment utilisés pour le vitrage dans les capteurs solaires que sont: le poly (méthacrylate de méthyle) (PMMA), le polycarbonate (PC)

et la fibre de verre renforcé des feuilles de polyester (GRP) et des films de (poly fluorure de polyvinyle) (PVF) et du copolymère fluoré d'éthylène-propylène (FEP). D'après le même auteur le PMMA, connu sous son nom commercial «Plexiglas », est le vitrage le plus utilisé parmi les matériaux plastiques déjà cités, car son poids représente seulement la moitié de celui d'une épaisseur similaire en verre et relativement un pouvoir de transmission du rayonnement solaire équivalent au meilleur verre à faible teneur en fer. Il a une bonne résistance à la rupture en le comparant avec celle du verre.

➤ **Poly méthyl méthacrylate**

Le Poly méthacrylate de méthyle (PMMA) est un thermoplastique transparent obtenu par l'addition successive de molécules identiques. Il a été introduit récemment dans le procédé de fabrication des modules photovoltaïques car c'est un excellent encapsulant et c'est un matériau peu cher et facile à doper. Il se caractérise par ses fortes propriétés mécaniques et optiques [75]. Il est robuste au traitement à haute température durant le processus de fabrication comme il est recyclable et a une excellente stabilité contre les rayons ultra-violets (UV)[73]. **Edlin**, en 1957 [76] a présenté une étude comparative entre trois films plastiques transparents avec le verre proposés comme couverture pour un capteur solaire et cela pour différents angles d'incidence et pour toute l'altitude solaire. L'auteur a conclu que les films plastiques peuvent être utilisés comme vitrages. **O'Brien-Bernini et Mc Gowan, 1984** [78], ont encouragé l'utilisation de plastiques dans des collecteurs solaires à plat. **Koyuncu**, en 2006 [79] a étudié expérimentalement six types différents de capteurs solaires à circulation naturel d'air, Les capteurs étaient couverts par un vitrage en plastique simple ou double. L'auteur a conclu que le système solaire avec un vitrage en plastique unique est plus performant que le collecteur avec un double vitrage en plastique. Après cette synthèse bibliographique, il est encourageant d'utiliser les matières plastiques en tant que couvercles pour les systèmes solaires, car ces matériaux présentent plusieurs avantages et fournissent une meilleure isolation thermique et acoustique.

II.3.2. NANOFLUIDES

➤ **Nanoparticule**

Une nanoparticule est un assemblage de quelques centaines à quelques milliers d'atomes de taille nanométrique (1 à 100 nm). Les suspensions de nanoparticules dans un fluide, souvent appelées nanofluides, ont des caractéristiques thermiques intéressantes comparées aux fluides

de base traditionnels. La conductivité thermique des nanofluides peut être significativement plus élevée que celle des liquides purs d'après l'étude de **Gladès Bachir** en 2010[80]. Le même auteur [80] a cité les nanoparticules les plus utilisées pour obtenir des nanofluides sont: l'oxyde d'aluminium, Al_2O_3 , l'aluminium, Al, le cuivre, Cu, l'oxyde de cuivre, CuO, l'or, Au, l'argent, Ag, les nanotubes de carbone, le silicone, Si et le dioxyde de titane, TiO_2 . Les liquides de base les plus utilisés sont: l'eau, l'éthylène-glycol, EG, les huiles et le Toluène.

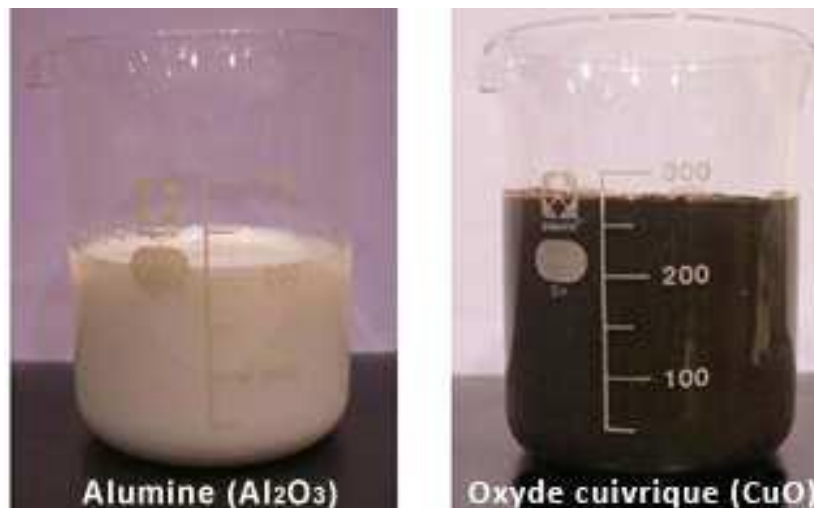


Figure II.16 : Les couleurs de deux nanofluides avec seulement 1% de nanoparticules [80].

La recherche bibliographique a montré le grand effort qui a été fait pour améliorer l'extraction de chaleur des cellules dans le capteur hybride PV / T, afin d'augmenter l'efficacité de la conversion électrique en utilisant un fluide de refroidissement qui possède les propriétés physico-thermiques supérieures. Cette condition peut être réalisée en ajoutant des particules solides ultra fines de millimètre ou d'une taille de micromètre à un liquide. Les travaux de recherche qui vont mettre en relief principalement les nanofluides, qui sont composés de particules dispersées dans l'eau pour différentes concentrations. Sur la base des informations issues des articles de **Tagliafico et al , 2004**[81], **Mahian et al, 2013**[82] et **Faizal et al , 2013**[83], l'utilisation de nanofluides est possible dans les systèmes solaires thermiques afin d'améliorer l'efficacité et les performances du capteur solaire. Cependant, les chercheurs **Sarkar et al, 2011**[84], **Gogson et al, 2010** [85] et **Wang et al, 2008**[86] ont résumé le développement des corrélations récentes pour les caractéristiques du flux et du transfert de chaleur des nanofluides en convection forcée et libre. **Xuan et Li, 2003** [87] ont proposé une nouvelle corrélation du transfert de chaleur par convection pour un nanofluide Cu-eau à base des nanoparticules en cuivre pour les conditions d'écoulement laminaire et turbulent. Ils ont conclu que cette corrélation tient compte des principaux facteurs qui influent

sur le transfert de chaleur du nanofluide et que la présence de nanoparticules augmente les performances de transfert de chaleur. **Vajjha et al, 2012** [88] ont effectué une analyse complète afin d'évaluer les effets sur la performance des nanofluides en raison de variations de densité, de chaleur spécifique, de conductivité thermique et de viscosité, qui sont des fonctions de la fraction de volume des nanoparticules et de la température. **Kandasamy et al, 2014** [89] ont étudié théoriquement l'effet des nanoparticules de cuivre en présence d'un champ magnétique. **Rostamani et al, 2014** [90] ont étudié numériquement le phénomène de transfert de chaleur par convection et la chute de pression de trois nanofluides différents qui étaient: l'oxyde de cuivre (CuO), alumina ou bien oxyde d'Aluminium (Al_2O_3) et oxyde de titanium (TiO_2) avec l'eau comme fluide de base. Leurs résultats ont montré qu'en augmentant le volume de concentration des nanoparticules, le coefficient de transfert de chaleur va augmenter et pour un volume constant de concentration, l'effet des nanoparticules de CuO pour améliorer le nombre de Nusselt était meilleur que les nanoparticules Al_2O_3 et TiO_2 . **Yousefi et al, 2012** [91] ont signalé les résultats d'une expérience et ont étudié l'effet du nanofluide $Al_2O_3-H_2O$ en tant que milieu absorbant sur l'efficacité du collecteur solaire plat. Les résultats de l'expérience ont montré que l'utilisation de 0,2% en poids de nanofluide Al_2O_3 a augmenté l'efficacité du capteur solaire par rapport à l'eau en tant que fluide de travail de 28,3%, l'efficacité maximale améliorée est de 15,63%. **Saidur et al, 2012** [92] ont montré que la taille des particules a une influence minimale sur les propriétés optiques du nanofluide. **Vishwanadula et Nsofor, 2012** [93] ont étudié expérimentalement le flux de convection forcée de nanoparticules d'oxyde d'aluminium dispersés dans l'eau à travers des tubes circulaires. Les résultats ont montré que la présence de nanoparticules dans le fluide de base a entraîné une augmentation remarquable du transfert de chaleur par rapport au seul fluide de base. **Said et al, 2013**[94] ont étudié expérimentalement l'effet de la densité, de la conductivité thermique et de la viscosité de l'eau et des nanofluides d'alumine à base d'éthylène glycol. Ils ont montré que la chute de pression et le pouvoir de pompage des flux de nanofluide sont très proches de ceux du liquide de base pour une faible concentration. **Maiga et al, 2005** [95] ont étudié, par simulation numérique, l'amélioration du transfert de chaleur et les comportements des nanofluides eau- Al_2O_3 et d'Ethylène Glycoly - Al_2O_3 . Leurs résultats ont montré que l'ajout de nanoparticules a entraîné une augmentation remarquable du transfert de chaleur.

Récemment, **Sardarabadi et al ,2014** [96] ont expérimenté les effets de l'intégration des nanofluides sur les efficacités thermiques et électriques des capteurs hybrides PV / T (figure II.17). Leur travail a fait intervenir la première et la deuxième loi de la thermodynamique. Il a été observé que l'ajout des nanoparticules de silice (SiO_2) au fluide de travail (eau), réduit légèrement la température maximale de la cellule. Par la suite, **Sardarabadi et al ,2017** [97], ont développé le premier travail en déterminant l'effet de l'utilisation de trois différents nanofluides sur l'efficacité thermique et électrique des systèmes hybrides PV/T. Les nanoparticules considérées sont : oxyde d'aluminium (Al_2O_3), oxyde de titane (TiO_2) et oxyde de zinc (ZnO). Les paramètres étudiés dans leur étude étaient la température de surface des cellules, l'efficacité électrique et thermique, ainsi que l'efficacité énergétique et exergetique. Les auteurs ont conclu que d'une manière générale, indépendamment des aspects économiques de la préparation de nanofluides, ce nouveau fluide améliore considérablement les performances du système hybride PV / T.

Une comparaison des performances d'un système PV standard à celles de cinq différents système hybride PV / T, a été réalisée par **Hassani et al, 2016**[98]. En outre, ces auteurs se sont intéressés à l'analyse théorique de l'exergie du cycle de vie des configurations suscitées en utilisant les nanofluides comme fluide de travail. Ils ont conclu que le système hybride PV / T à base de nanofluides, peut empêcher les émissions d'environ $448 \text{ kg/m}^2/\text{ans}$.



Figure II.17 : La configuration expérimentale de Sardarabadi et al en Iran [96].

II.4. CONCLUSION

Après avoir procédé à la mise au point sur la recherche bibliographique affèrent aux différents systèmes hybrides tout en développant l'idée de classification selon divers types de fluides de refroidissement, parmi lesquels nous citons : l'air, l'eau et l'air/eau. Cette étude nous a permis de mettre en relief l'apport du PMMA en tant que couverture du système solaire et les nanofluides comme fluides de refroidissement en regard des avantages qu'ils présentent.

2

2

2

CHAPITRE III – MODELISATION DU SYSTEME HYBRIDE PHOTOVOLTAÏQUE/THERMIQUE

2

III.1. INTRODUCTION	42
III.2. EQUATIONS DE BILAN	42
III.3. DESCRIPTION DU PREMIER SYSTEME HYBRIDE PV/T	42
III.4. DESCRIPTION DU DEUXIEME SYSTEME HYBRIDE PV/T	51
III.5. EXPRESSIONS DES RENDEMENTS	60
III.6. MODELISATION DE LA CELLULE D'UN PANNEAU	61
III.7. RESOLUTION DU SYSTEME D'EQUATION	64
III.8. CONCLUSION	66

Dans ce chapitre la formulation mathématique était basée sur les bilans d'énergies pour les différents composants de deux systèmes différents, ces équations de bilan sont complétées par le calcul des différents rendements du capteur hybride, à savoir: le rendement thermique, électrique et global.

En ce qui concerne le premier système proposé consiste en l'intégration de PMMA comme couverture.

En ce qui concerne le second système, les nanofluides ont fait l'objet d'une intégration afin d'assurer l'extraction de la chaleur.

Aussi, un modèle électrique équivalent d'une cellule solaire à été élaboré dont le but était de calculer les caractéristiques électriques, tels que : le point de fonctionnement optimal, la tension de circuit ouvert, le courant de court-circuit .

2

2

2

C2 V U 2

La simulation numérique d'un système à étudier donne les échanges thermiques dont l'interprétation repose sur un modèle mathématique comportant des équations aux dérivées partielles. Le système hybride photovoltaïque /thermique à air regroupe un panneau photovoltaïque, qui produit de l'électricité, à un capteur thermique, disposé derrière ce panneau. La chaleur résiduelle qui vient du capteur photovoltaïque sera communiquée par rayonnement et convection à l'air ce qui permet aussi de ventiler les cellules du capteur photovoltaïque afin d'améliorer sa productivité électrique.

D2 S N T S 2

Un modèle mathématique transitoire sous une convection forcée a été développé pour analyser les performances du capteur nybride PV/T. Afin de décrire l'équilibre énergétique entre les composants, il serait préférable d'utiliser l'analogie entre l'électricité et le transfert de chaleur. La figure III.1 montre les différents coefficients de transfert de chaleur pour divers éléments du collecteur et pour prévoir les températures dans chaque couche du capteur hybride PV/T, pour cela on utilise l'équation suivante pour chaque élément du système :

$$(M_i c p_i / A_i) \times (\partial T_i / \partial t) = \sum_{j=1}^N h_{ij} (T_j - T_i) + P_i \quad (III.1)$$

Avec :

- M_i : La masse du milieu i de système (kg),
- $c p_i$: La chaleur spécifique (J/kg .K),
- A_i : La section (m²),
- N : L'ensemble de nœuds j pour lesquels T_j est un potentiel connecté à T_i ,
- P_i : Facteur de puits ou de source (W/m²),
- ∂t : Variation par rapport au temps,
- ∂T : La Variation de la température (K).

2

E2V U N 2 2 2 T V 2 A 2

Le système a étudié est composé d'un vitrage transparent (Verre ou PMMA) situé au sommet du capteur , ce dernier a pour role de transmettre le rayonnement solaire incident à la cellule solaire et le Tedlar au fond du collecteur PV / T. Une fraction du rayonnement incident est converti en électricité par les cellules solaires et l'autre est communiquée au fluide qui s'écoule dans un conduit rectangulaire formé par Tedlar et l'isolation. Le fluide de refroidissement coule sous le mode de circulation forcée. Le fond de conduite est isolé afin de minimiser les pertes de chaleur avec la température ambiante. L'inclinaison du collecteur solaire à étudier est prise égale à la latitude de la ville de Constantine (36°22'

Nord), Algérie . Une vue en coupe transversale d'un collecteur photovoltaïque / thermique (PV / T) proposé est illustrée à la figure III.1, ainsi que circuit électrique équivalent.

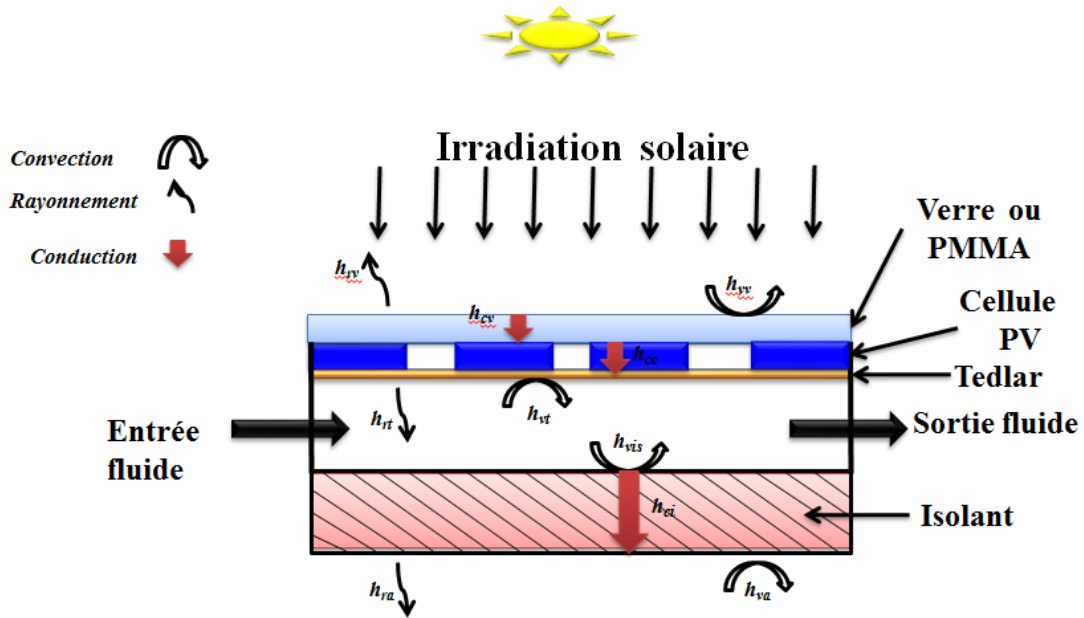


Figure III.1 : Une vue en coupe d'un système hybride photovoltaïque /thermique.

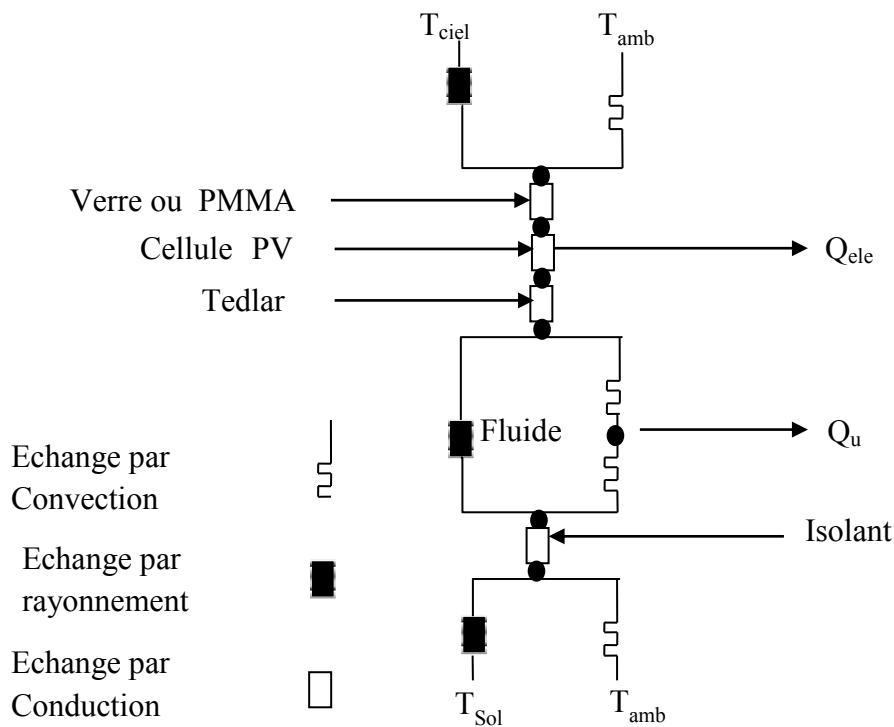


Figure III.2: Diagramme des résistances thermiques du système à étudier.

EC2 2

Quelques hypothèses simplificatrices ont été utilisées, qui sont les suivantes:

- ✓ Le ciel peut être assimilé à un corps noir avec une température équivalente calculée,
- ✓ La température du sol est égale à la température ambiante,
- ✓ Les propriétés physiques des matériaux sont supposées des constantes,
- ✓ Le vent est supposé souffler parallèlement aux faces du système,
- ✓ La température du fluide à l'entrée du conduit est égale à la température ambiante et la température du fluide dans le conduit est une moyenne arithmétique des températures d'entrée et de sortie.

2

ED2 2 2 2 2 2 2

En tenant compte des hypothèses précédentes et en utilisant l'analogie entre le transfert de chaleur et l'électricité, tel qu'il est montré en figure III.2, qui donne les différentes résistances thermiques, les équations qui régissent les échanges thermiques en différents noeuds seront:

➤ Pour le vitrage :

$$M_v C_{pv} (dT_v/dt) = P_v A_v - h_{rv} (T_{ciel} - T_v) A_v - h_{vv} (T_a - T_v) A_v - h_{cv} (T_c - T_v) A_v \quad (III.2)$$

Avec:

M_v : Masse du vitrage , (kg)

c_{pv} : Chaleur spécifique du vitrage, (J/kg.K)

A_v : Surface de la vitre, (m²)

P_v : Quantité d'énergie absorbée pour le vitrage, (W/m²)

h_{vv} : Coefficient d'échange thermique par convection entre la vitre et l'ambiance, (W/m².K)

h_{rv} : Coefficient d'échange thermique par rayonnement entre la vitre et le ciel, (W/m².K)

h_{cv} : Coefficient d'échange thermique par conduction entre la vitre et la cellule, (W/m².K)

T_v : Température du vitrage, (K)

T_a : Température ambiante calculée à partir de l'équation C.1 (annexe C), (K)

T_c : Température de la cellule, (K)

T_{ciel} : Température du ciel, calculée par l'équation (III.16), (K)

La puissance absorbée par le vitrage P_v est calculée par l'équation suivante [100]:

$$P_v = P_{glob} \times \alpha_v \quad (III.3)$$

Tel que:

P_{glob} : représente l'intensité de rayonnement global incident sur un plan incliné, cette quantité est estimée par la méthode développée en détail en annexe A[100].

α_v : représente le coefficient d'absorption du vitrage, il peut être extrait du tableau C.1 en annexe C

➤ Pour la cellule solaire:

$$M_c C p_c (dT_c / dt) = P_c \cdot A_c + h_{cv} (T_v - T_c) A_t + h_{cc} (T_t - T_c) A_c - Q_{ele} \cdot A_c \quad (III.4)$$

Avec:

M_c : Masse de la cellule, (kg)

cp_c : Chaleur spécifique de la cellule, (J/kg.K)

A_c : Surface de la cellule, (m²)

h_{cc} : Coefficient d'échange thermique par conduction entre la cellule et le tedlar, (W/m².K)

T_t : Temperature du tedlar, (K)

La quantité d'énergie solaire P_c (W/m²), absorbée par la cellule photovoltaïque, est donnée par l'expression suivante [101]:

$$P_c = \tau_v \times \alpha_c \times \beta_c \times P_{glob} \quad (III.5)$$

Avec:

α_c : Coefficient d'absorption de la cellule, (annexe C)

β_c : Facteur remplissage, qui représente le rapport entre la surface couverte par les cellules PV et la surface totale du module PV. D'après [72], ce facteur est inférieur à l'unité et il a une valeur maximale lorsque toute la zone est couverte par une cellule solaire (cellule solaire rectangulaire).

τ_v : Coefficient de transmission de la vitre (annexe C)

La puissance électrique Q_{ele} (W/m²), produite par la cellule solaire est donnée par la formule suivante [72]:

$$Q_{ele} = \eta_{ele} \times P_{glob} \times \beta_c \times \tau_v \quad (III.6)$$

Avec :

η_{ele} : Rendement électrique de la cellule PV, il peut être calculé par la formule (III.57).

➤ Pour le tedlar

$$M_t C p_t \left(\frac{dT_t}{dt} \right) = h_{cc}(T_c - T_t)A_c + h_{vt}(T_f - T_t)A_t + h_{rt}(T_{is} - T_t)A_t + A_t P_t \quad (III.7)$$

Avec:

M_t : Masse du tedlar, (kg)

cp_t : Chaleur spécifique du tedlar, (J/kg.K)

A_t : Surface du tedlar,(m²)

h_{vt} : Coefficient d'échange thermique par convection entre le tedlar et le fluide,
(W/m².K)

h_{rt} : Coefficient d'échange thermique par rayonnement entre le tedlar et l'isolant,
(W/m².K)

T_f et T_{is} : Représentent respectivement la température du fluide et de l'isolation,(K)

La puissance absorbée par le tedlar P_t (W/m²), est donnée par la relation suivante [101] :

$$P_t = \tau_v \times (1 - \beta_c) \times \alpha_t \times P_{glob} \quad (III.8)$$

Avec:

α_t : Coefficient d'absorption du tedlar , (annexe C).

➤ Pour l'écoulement de l'air dans le conduit

$$M_f c p_{fair} \left(\frac{dT_f}{dt} \right) = h_{vt}(T_t - T_f)A_t + h_{vis}(T_{is} - T_f)A_{is} - \dot{m} c p_{fair} (T_{sortie} - T_{entrée})A_f \quad (III.9)$$

Avec:

M_f : Masse du fluide, (kg)

Cp_{air} : Chaleur spécifique du fluide, (J/kg.K)

A_f : Surface traversée par le fluide,(m²)

h_{vis} :Coefficient d'échange thermique par convection entre l'air et l'isolant,
(W/m².K)

$T_{entrée}$ et T_{sortie} : Représentent respectivement la température de l'air à l'entrée et à la sortie du canal, (K)

\dot{m} : Débit massique de l'air, (kg/s).

➤ *Pour l'isolant*

$$M_{is}c_{p_{is}} \left(\frac{dT_{is}}{dt} \right) = h_{vis}(T_f - T_{is})A_{is} + (h_{ci} + h_{va})(T_a - T_{is})A_{is} + h_{rt}(T_t - T_{is})A_{is} + A_{is}h_{ra}(T_{sol} - T_{is}) \quad (III.10)$$

Avec:

M_{is} : Masse de l'isolant, (kg)

c_{is} : Chaleur spécifique de l'isolant, (J/kg.K)

A_{bis} : Surface de l'isolant, (m²)

h_{ci} : Coefficient d'échange thermique par conduction à travers l'isolant, (W/m².K)

h_{ra} : Coefficient d'échange thermique par rayonnement entre l'isolant et le sol, (W/m².K)

h_{va} : Coefficient d'échange thermique par convection de l'air qui se trouve entre l'isolant et le sol, (W/m².K)

T_{sol} : Temperature du sol, (K)

EE2 2 2 2 2 2

Les échanges thermiques par conduction, convection et rayonnement dans le système hybride a étudié, nécessitent la détermination des différents coefficients de transfert thermique.

➤ *L'échange thermique par conduction*

Généralement le coefficient d'échange thermique par conduction unidimensionnelle est donné par la formule suivante :

$$h_c = k/e \quad (III.11)$$

Avec :

e : Epaisseur de la paroi,(m)

k : Conductivité thermique du matériau, (W/m.K)

Le coefficient d'échange thermique par conduction entre la cellule et le verre peut être calculé par l'équation suivante:

$$h_{cv} = k_v/e_v \quad (III.12)$$

k_v et e_v : Représentent respectivement la conductivité thermique et l'épaisseur du vitrage.

Le coefficient d'échange thermique par conduction entre la cellule PV et le tedlar peut être calculé par :

$$h_{cc} = k_c/e_c + k_t/e_t \quad (III.13)$$

k_c, k_t et e_c, e_t : Sont respectivement les conductivités thermiques et les épaisseurs de la cellule PV et le tedlar.

Le coefficient d'échange thermique par conduction dans l'isolant est calculé par :

$$h_{ci} = k_i/e_i \quad (III.14)$$

k_i et e_i : Représentent respectivement la conductivité thermique et l'épaisseur de l'isolant.

➤ *L'échange thermique par rayonnement :*

Le coefficient d'échange thermique par rayonnement entre le vitrage et le ciel peut être exprimé par Swinbank par la relation suivante [103] :

$$h_{rv} = \frac{\sigma \varepsilon_v (T_v^4 - T_{ciel}^4)}{(T_v - T_a)} \quad (III.15)$$

Avec:

σ : Constante de Stephan Boltzman, $\sigma = 5.67 \times 10^{-8} \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-4}$

ε_v : émissivité du vitrage.

Selon >1995 [102], la température du ciel T_{ciel} est évaluée par la relation suivante :

$$T_{ciel} = 0.0552(T_a)^{1.5} \quad (III.16)$$

Le coefficient d'échange thermique par rayonnement entre le tedlar et l'isolation peut être exprimé par [103]:

$$h_{rt} = \frac{\sigma (T_t + T_{is})(T_t^2 + T_{is}^2)}{(1/\varepsilon_{is} + 1/\varepsilon_t - 1)} \quad (III.17)$$

Avec

ε_{is} et ε_t : Représentent respectivement l'émissivité de l'isolant et du tedlar (voir annexe C)

Le coefficient d'échange thermique par rayonnement entre l'isolant et le sol peut être calculé par :

$$h_{ra} = \sigma \varepsilon_{is} (T_{sol} + T_{is})(T_{sol}^2 + T_{is}^2) \quad (III.18)$$

➤ *L'échange thermique par convection*

Les échanges par convection qui interviennent dans le système étudié sont :

- Entre le verre et l'ambiance et qui peut être calculé par la formule de **S** (1954) [102]:

$$h_{vv} = 5.7 + 3.8 \times V \quad (III.19)$$

Tel que :

V : Vitesse du vent, (m/s)

- Entre l'isolant et le sol où le coefficient d'échange thermique h_{va} est calculé de la même manière que h_{vv} .
- Dans le canal d'air :

Les coefficients d'échange thermiques par convection sont calculés par les corrélations empiriques utilisant le nombre de Nusselt, de la conductivité thermique de l'air et d'une longueur caractéristique du canal (L_c) qui est dans ce cas un canal rectangulaire, est présentée par un diamètre hydraulique, noté (D_h). En l'espèce, la convection forcée est mise en jeu entre deux plaques parallèles et un fluide à l'intérieur d'un canal. Pour cela on a utilisé des corrélations expérimentales, en définissant le nombre de Reynold, de Prandtl et de Nusselt [103,104].

Les coefficients d'échange thermique par convection sont calculé par la relation suivante :

$$h_{vt} = h_{vis} = \frac{Nu \times k_{air}}{D_h} \quad (III.20)$$

Avec :

k_{air} : Conductivité thermique de l'air, (W/m.K)

D_h : Diamètre hydraulique du canal, (m), il est calculé par l'équation suivante :

$$D_h = 4 \times \frac{A}{P} \quad (III.21)$$

Où :

A : Représente l'aire de la section de passage dans le canal (m^2) et P est le périmètre mouillé de cette section (m).

Dans notre cas, le nombre de Nusselt est calculé selon le régime d'écoulement, cependant les groupements de Nusselt correspondants à ces régimes sont exprimés par les équations suivantes [103,104]:

➤ pour le cas d'un écoulement laminaire ($Re_{air} < 2300$)

La corrélation empirique de **Heaton's (1964)** a été utilisée pour déterminer le nombre de Nusselt pour un écoulement laminaire entre deux plaques planes parallèles avec une isolation latérale.

$$Nu = N_{\infty} + \frac{a \left[Pr_{air} Re_{air} \frac{D_h}{L} \right]^m}{\left(1 + b \left[Pr_{air} Re_{air} \frac{D_h}{L} \right]^n \right)} \quad (III.22)$$

Avec :

$$a = 0.00190, \quad b = 0.00563, \quad N_{\infty} = 5.4, \quad Pr_{air} = 0.7, \quad n = 1.17, \quad m = 1.71.$$

➤ pour le cas d'un écoulement transitoire ($2300 < Re_{air} < 6000$)

$$Nu = 0.0214 \times (Re_{air}^{0.8} - 100) \times Pr_{air}^{0.4} \times \left[1 + \left(\frac{D_h}{L} \right)^{0.66} \right] \quad (III.23)$$

Avec les conditions :

$$0.5 \leq Pr_{air} \leq 1.5, \quad 2300 < Re_{air} < 10^6 \quad \text{et} \quad 0 < \frac{D_h}{L} < 1.$$

➤ pour le cas d'un écoulement turbulent ($Re_{air} > 6000$)

Les transferts convectifs en régime turbulent sont calculés à partir de la corrélation du **Nusselt (1931)**, qui est obtenue par l'équation de **V T** [104] :

$$Nu = 0.023 \times Re_{air}^{0.8} \times Pr_{air}^{0.4} \quad (III.24)$$

Avec:

$$0.6 \leq Pr_{air} \leq 160, \quad Re_{air} \geq 10000 \quad \text{et} \quad \frac{L}{D_h} \geq 10.$$

Avec :

Pr_{air} : Nombre de Prandtl

Re_{air} : Nombre de Reynolds de l'air, il est défini ainsi :

$$Re_{air} = \rho_{air} v \cdot D_h / \mu_{air} \quad (III.25)$$

Avec :

μ_{air} : Viscosité dynamique de l'air, (kg/m . s)

ρ_{air} : Masse volumique de l'air; (kg/m³)

v : est la vitesse moyenne de l'air dans le conduit, (m/s), elle peut être calculée par :

$$v = \dot{m} / (\rho_{air} \times A) \quad (III.26)$$

✓ Les caractéristiques thermo-physiques de l'air

Il est aussi à noter que toutes les propriétés thermo physiques de l'air, sont évaluées à la température moyenne du fluide, sauf (cp_{air}) qui a été être supposé égal à (1000 J / kg. K). Les autres propriétés physiques de l'air sont présumées variant avec la température dans la gamme 280-470 K selon [105], Donc les équations qui donnent ces coefficients thermo-physiques sont :

La conductivité thermique (W/m. K) :

$$k_{air} = (0.0015215 + 0.097459 T_f - 3.3322 \times 10^{-5} T_f^2) \times 10^{-3} \quad (III.27)$$

- La viscosité dynamique kg/m. s:

$$\mu_{air} = (1.6157 + 0.06523 T_f - 3.0297 \times 10^{-5} T_f^2) \times 10^{-6} \quad (III.28)$$

- Le nombre de Prandtl :

$$P_{rair} = 10^{-4} \times (-2.54 \times T) + 0.7147 \quad (III.29)$$

- La masse volumique(kg/m³):

$$\rho_{air} = 3.9147 - 0.016082 T_f + 2.9013 \times 10^{-5} T_f^2 - 1.9407 \times 10^{-8} T_f^3 \quad (III.30)$$

F 2 V U 2 V 2 2 2 T V 2 A 2

Une vue en coupe transversale du collecteur photovoltaïque / thermique proposé est illustrée à la figure III.3 le système étudié est composé d'un vitrage transparent situé au

sommet du collecteur, qui a transmis le rayonnement solaire incident à la cellule solaire et l'absorbeur au bas du collecteur PV / T. L'air est stagné dans un milieu confiné, il est supposé circuler sous convection libre. Une fraction du rayonnement incident est converti en électricité par la cellule solaire et en chaleur par l'absorbeur, qui communique la chaleur au fluide s'écoulant dans un conduit rectangulaire formé par l'absorbeur supérieur et la plaque métallique arrière supposée peinte en noir. Le fluide de refroidissement coule sous le mode de circulation forcée. Le fond de conduite est isolé afin de minimiser les pertes de chaleur avec la température ambiante.

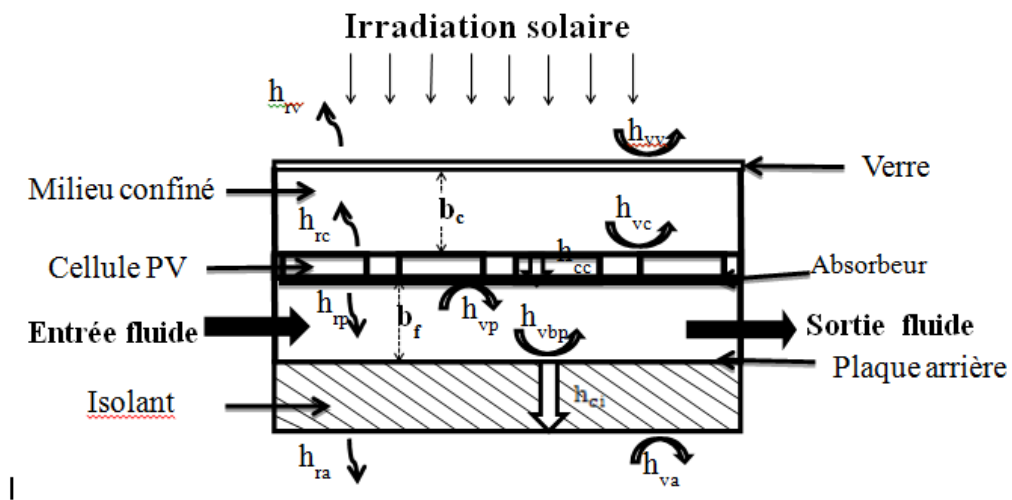


Figure III.3 : Une vue en coupe transversale du système hybride photovoltaïque / thermique PV/T.

FC2 2 2

Tel que précédemment énoncé et noté dans l'élaboration d'un modèle mathématique s'impose dès lors (voir la figure III.4), celui-ci confirme le diagramme des résistances thermiques. Les équations du bilan pour les différentes surfaces du collecteur PV/T sont décrites comme suit:

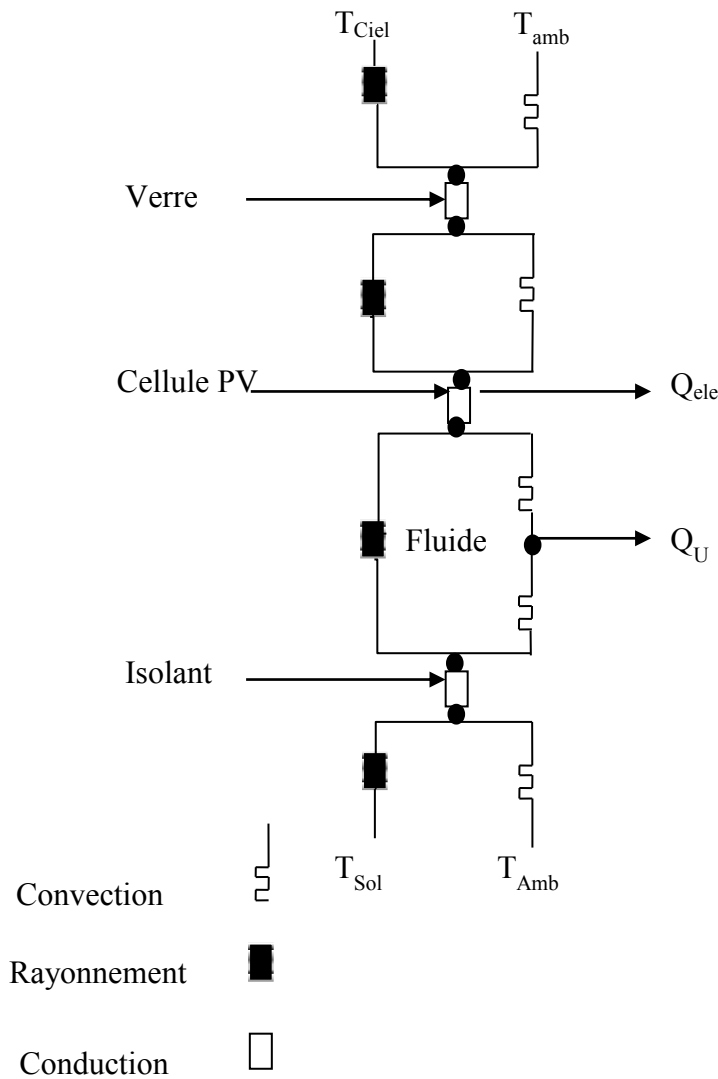


Figure III.4: Diagramme des résistances thermiques du système à étudier.

✓ Pour le verre

$$M_v c_{pv} \left(\frac{dT_v}{dt} \right) = P_v A_v + h_{vv} (T_a - T_v) A_v + h_{rv} (T_{ciel} - T_v) A_v + (h_{vc} + h_{rc}) (T_c - T_v) A_v \quad (III.31)$$

Avec : M_v , c_{pv} , A_v , P_v , h_{vv} , h_{rv} , h_{rc} , T_v , T_a , T_{ciel} et T_c qui ont été précédemment abordé à la partie (III.3.2).

h_{vc} : Coefficient d'échange thermique par convection entre la vitre et la cellule, (W/m².K)

✓ Pour la cellule

$$M_c c_{pc} \left(\frac{dT_c}{dt} \right) = P_c \cdot A_c + (h_{vc} + h_{rc})(T_v - T_c)A_v + h_{cc}(T_p - T_c)A_c - Q_{ele} \cdot A_c \quad (\text{III.32})$$

Avec: $M_c, c_{pc}, A_c, P_c, T_c, Q_{ele}$, qui ont précédemment prédéfinis.

T_p : La température de l'absorbeur, (K)

h_{cc} : Coefficient d'échange thermique par conduction entre l'absorbeur et la cellule, (W/m².K)

✓ Pour l'absorbeur

$$M_p c_{pp} \left(\frac{dT_p}{dt} \right) = h_{cc}(T_c - T_p)A_c + h_{vp}(T_f - T_p)A_p + h_{rp}(T_{bp} - T_p)A_p + A_p P_p \quad (\text{III.33})$$

Avec : M_p, c_p, A_p, P_p, T_f qui ont été décrit précédemment .

T_{bp} : La température de la plaque arrière du conduit, (K)

h_{vp} : Coefficient d'échange thermique par convection entre l'absorbeur et le fluide, (W/m².K)

h_{rp} : Coefficient d'échange thermique par rayonnement entre l'absorbeur et la plaque arrière, (W/m².K)

P_p : La quantité du rayonnement solaire absorbée par l'absorbeur, (W/m²), elle est calculée par :

$$P_p = \tau_g \times (1 - \beta_c) \times \alpha_c \times P_{glob} \quad (\text{III.34})$$

Avec:

α_p : Coefficient d'absorption de l'absorbeur , (annexe C)

✓ Pour le fluide circulant dans le conduit

$$M_f c_{pf} \left(\frac{dT_f}{dt} \right) = h_{vp}(T_p - T_f)A_f + h_{vbp}(T_{bp} - T_f)A_f - \dot{m} c_{pf}(T_{sortie} - T_{entrée})A_f \quad (\text{III.35})$$

Avec $M_f, A_f, T_f, T_{entrée}, T_{sortie}, \dot{m}$ ont aussi été décrit précédemment.

h_{vbp} : Coefficient d'échange thermique par convection entre le fluide et la plaque arrière, (W/m².K)

✓ Pour la plaque arrière

$$M_{bp}c_{pbbp} \left(\frac{dT_{bp}}{dt} \right) = H_{vbp}(T_f - T_{bp})A_{bp} + (h_{ci} + h_{va})(T_a - T_{bp})A_{bp} + H_{rp}(T_p - T_{bp})A_{bp} + A_{bp}h_{ra}(T_{soil} - T_{bp}) \quad (III.36)$$

Avec:

M_{bp} : Masse de la plaque arrière , (kg)

c_{pbbp} : Chaleur spécifique de la plaque aarière, (J/kg.K)

A_{pb} : Surface de la plaque aarière, (m²)

T_{bp} : Température de la plaque aarière, (K)

h_{ci} : Coefficient d'échange thermique par conduction dans l'isolant , (W/m².K)

h_{ra} : Coefficient d'échange thermique par rayonnement entre la plaque arrière et le sol, (W/m².K)

h_{va} : Coefficient d'échange thermique par convection entre la plaque arrière et le sol, (W/m².K).

FD2 2 2 2 2

➤ *L'échange thermique par conduction*

Le coefficient d'échange thermique par conduction entre la cellule PV et l'absorbeur peut être calculé par l'équation suivante:

$$h_{cc} = k_c/e_c + k_p/e_p \quad (III.37)$$

Avec : k_c , k_p et e_c , e_p représentent respectivement la conductivité thermique et l'épaisseur de la cellule PV et l'absorbeur.

Le coefficient d'échange thermique par conduction dans l'isolant peut être calculé par :

$$h_{ci} = k_i/e_i + k_{bpb}/e_{bpb} \quad (III.38)$$

Avec:

k_i , k_{bpb} et e_i , e_{bpb} : Sont respectivement les conductivités thermiques et les épaisseurs de l'isolant et la plaque arrière.

➤ L'échange thermique par rayonnement :

Le coefficient d'échange thermique par rayonnement entre la cellule solaire et le verre peut être exprimé par l'équation suivante :

$$h_{rc} = \frac{\sigma(T_c + T_v)(T_c^2 + T_v^2)}{(1/\varepsilon_c + 1/\varepsilon_v - 1)} \quad (\text{III.39})$$

On note que le symbole ε_c représente l'émissivité de la cellule solaire.

Le coefficient d'échange thermique par rayonnement entre l'absorbeur et la plaque arrière peut être exprimé par [102]:

$$h_{rp} = \frac{\sigma(T_p + T_{bp})(T_p^2 + T_{bp}^2)}{(1/\varepsilon_{bp} + 1/\varepsilon_p - 1)} \quad (\text{III.40})$$

Avec : ε_{bp} et ε_p sont respectivement l'émissivité de la plaque arrière et l'absorbeur.

Le coefficient d'échange thermique par rayonnement entre la plaque arrière et le sol peut être calculé par :

$$h_{ra} = \sigma\varepsilon_{bp}(T_{sol} + T_{bp})(T_{sol}^2 + T_{bp}^2) \quad (\text{III.41})$$

➤ L'échange thermique par convection

Le coefficient d'échange thermique par convection dans la cavité d'air qui se trouve entre la cellule solaire et le verre peut être exprimé par l'équation suivante

$$h_{vc} = Nu \cdot k_{air} / D_h \quad (\text{III.42})$$

Avec Nu , k_{air} , D_h , qui ont été définis précédemment. Dans ce cas, le nombre de Nusselt number peut être calculé par la corrélation de **2 2 2 CKH** destiné pour la convection naturelle entre deux plaques parallèles incliné [103]:

$$Nu = 1 + 1.446 \left[1 - 1708 / Ra \cos \beta \right] \left[1 - 1708 [\sin(1.8)]^{1.6} / Ra \cos \beta \right]$$

$$+ \left[\left(R_a \cos \beta / 5830 \right)^{0.333} - 1 \right] \quad (III.43)$$

Avec:

β : angle d'inclinaison du capteur

R_a : nombre de Rayleigh, qui peut se calculer par l'expression suivante:

$$Ra = \frac{\rho_{air}^2 c_{pair} g \beta_T (T_c - T_v) b_c^3}{k_{air} \mu_{air}} \quad (III.44)$$

Avec:

ρ_{air} , c_{pair} , k_{air} and μ_{air} sont respectivement la densité, la chaleur spécifique , la conductivité thermique et la viscosité dynamique de l'air, ces paramètres sont donnés par les équations III. (27, 28, 29 et 30).

β_T : coefficient de dilatation thermique , (1/K)

g : pesanteur, (m/s)

b_c : largeur du canal, (m)

Pour le cas d'un échange convective entre deux plaques métalliques et un fluide à l'intérieur de ce conduit, [103, 104] le coefficient de transfert thermique peut être défini ainsi:

$$h_{vp} = h_{vi} = Nu \frac{k_f}{D_h} \quad (III.45)$$

Avec :

k_f : Conductivité thermique du fluide, (W/m.K)

D_h : Diamètre hydraulique du canal, (m)

Nu : Nombre de Nusselt. Selon l'analyse des travaux de divers chercheurs ([102], [106], [95, 107]) et pour le cas de la convection forcée entre l'absorbeur et la plaque arrière, ce nombre peut être exprimé pour différents fluide à utiliser lors de la modélisation ainsi :

- Pour l'air : selon ~~ZCKG~~[102] et ~~DBBH~~[104], la corrélation de Tan et Charters (1970) est recommandée pour plaques planes parallèles, ainsi le nombre de Nusselt peut être défini par :

$$Nu_{air} = 0.023 Re_{air}^{0.8} Pr_{air}^{0.4} \quad (III.46)$$

Avec : Pr_{air} , Re_{air} représentent les nombres de Prandtl et Reynolds de l'air, ces nombres ont été décrit précédemment.

- Pour l'eau: en se référant à l'étude de ~~DBBD~~[106], le nombre de Nusselt de l'eau pure, pour l'écoulement turbulent entre deux plaques parallèles peut être calculé par la corrélation suivante en se basant sur la fameuse équation de Dittus-Boelter :

$$Nu_{eau} = 0.023 Re_{eau}^{0.8} Pr_{eau}^{0.33} \quad (III.47)$$

Avec :

Pr_{eau} : Nombre de Prandtl de l'eau

Re_{eau} : Nombre de Reynolds de l'eau

- Pour le nanofluide : ~~2 2~~ [95, 107] ont développé la corrélation suivante pour calculer le nombre de Nusselt en termes de nombres de Reynolds et Prandtl [107], la corrélation est valable pour un écoulement turbulent dans un canal utilisant un mélange d'eau pure et de nanoparticules d' Al_2O_3 , avec un flux de chaleur uniforme comme condition au limite sur sa paroi.

$$Nu_{nf} = 0.085 Re_{nf}^{0.71} Pr_{nf}^{0.35} \quad (III.48)$$

Pour $6.6 \leq Pr_{nf} \leq 13.9$, $10^4 \leq Re_{nf} \leq 5.10^5$ and $0 < \varphi < 10\%$

Avec

Pr_{nf} , Re_{nf} représentent les nombres de Prandtl et de Reynolds pour le nanofluide

φ : la fraction de volume des nanoparticules d' Al_2O_3 .

- ✓ Les caractéristiques thermo-physiques des fluides ~~2~~
 - Pour l'air, ces caractéristiques sont déjà décrites par les équations III. (27, 28, 29 et 30).

- Pour l'eau:

Les équations des propriétés physiques de l'eau sont obtenues à partir des équations fournies dans l'étude de **2 2**, **DBCB** [109] :

- Viscosité dynamique (kg/m. s)

$$\mu_{eau} = 2.1897 \exp(-11) T_f^4 - 3.055 \exp(-8) T_f^3 + 1.6028 \exp(-5) T_f^2) - 0.0037524 T_f + 0.33158 \quad (III.49)$$

Densité (kg/m³)

$$\rho_{eau} = -1.5629 \exp(-5) T_f^3 + 0.011778 T_f^2 - 3.0726 T_f + 1227.8 \quad (III.50)$$

Conductivité thermique (W/m. K)

$$k_{eau} = 1.5362 \exp(-8) T_f^3 - 2.261 \exp(-5) T_f^2 + 0.010879 T_f - 1.0294 \quad (III.51)$$

Chaleur spécifique (J/kg .K)

$$cp_{eau} = 1.1105 \exp(-5) T_f^3 - 0.00310 T_f^2 - 1.478 T_f + 4631.9 \quad (III.52)$$

➤ Pour le nanofluide

De la littérature, les propriétés physiques des nanofluides dépendent de paramètres incluant les propriétés thermiques de l'eau comme fluide de base et la fraction volumique des nanoparticules d'oxydes d'aluminium (Al₂ O₃) dispersées dans l'eau. Sur la base du rapport de **2 2** **DBBG**[95], les équations (53) et (54) sont des relations générales utilisées pour calculer la chaleur spécifique et la densité pour un mélange classique à deux phases. La chaleur spécifique du nanofluide Al₂O₃-eau peut être calculée par [95]:

$$cp_{nf} = (1 - \varphi)cp_{eau} + \varphi cp_{np} \quad (III.53)$$

Avec:

cp_{nf} , cp_{eau} et cp_{np} représentent respectivement la chaleur spécifique du nanofluide, fluide de base et les nanoparticules. La densité du nanofluide est calculée par la relation suivante [107]:

$$\rho_{nf} = (1 - \varphi)\rho_{eau} + \varphi \rho_{np} \quad (III.54)$$

Avec:

ρ_{nf} , ρ_{eau} et ρ_{np} représentent respectivement la densité du nanofluide, la fluide de base et les nanoparticules.

2 **DBBE** [110] a cité dans son étude qu'il existe plusieurs corrélations semi-empiriques pour calculer la conductivité thermique et la viscosité dynamique. À partir de

modèles récents, S \rightarrow DBBK [111] a révélé que les simulations numériques nécessitent des modèles plus robustes pour la viscosité et la conductivité thermique qui tiennent compte de la dépendance à la température et de la taille des nanoparticules. Par conséquent, Abu-Nada a proposé l'équation (55) qui représente l'expression modifiée de Nguen, ces corrélations incluent la fraction de température et de volume [108, 111].

$$\mu_{np} = \exp(3.003 - 0.04203T_f - 0.5445\phi + 0.0002553T_f^2 - 0.0534\phi^2 - 1.622\phi^{-1}) \quad (\text{III.55})$$

En ce qui concerne la conductivité thermique du nanofluide, et selon \rightarrow DBBK [95], ce paramètre peut être calculé à l'aide de l'équation (56), ce modèle a été utilisé dans cette étude en raison de sa simplicité:

$$\frac{k_{nf}}{k_{eau}} = 4.97\phi^2 + 2072\phi \quad (\text{III.56})$$

Avec :

k_{nf} , k_{eau} : représentent respectivement la conductivité thermique du nanofluide et du fluide de base.

G2 \rightarrow DBBK \rightarrow DBBK

✓ L'expression de l'efficacité électrique générée par la cellule : 2

$$\eta_{ele} = \eta_{ref}[1 - \beta_r(T_c - T_r)] \quad (\text{III.57})$$

Avec:

η_{ref} : Efficacité de référence, elle représente l'efficacité de la cellule à la température de fonctionnement T_r égale à 25 °C et une irradiance de 1000W/m².

β_r : Est le coefficient de température du silicium, ces deux paramètres sont donnés par le fabricant.

✓ L'expression de l'efficacité thermique : 2

L'efficacité thermique instantanée du collecteur PV / T, peut être exprimée par le rapport de la quantité de chaleur extraite par le fluide utilisé noté Q_u (W/m²) sur une période de temps spécifiée (entre t_1 et t_2), à la quantité de rayonnement solaire incidente sur le vitrage sur la même période. On calcule le rendement thermique du capteur par la formule suivante [100]:

$$\eta_{th} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \dot{m} C_f (T_{sortie} - T_{entree}) dt}{A \int_{t_1}^{t_2} P_{glob} dt} \quad (III.58)$$

✓ L'expression de l'efficacité globale : 2

Avant de calculer le rendement global, on calcule le rendement thermique équivalent au rendement électrique par la relation suivante [101]:

$$\eta_{ele,the} = \eta_{ele} / C_f \quad (III.59)$$

Tel que :

$\eta_{ele,the}$: Rendement thermique équivalent, %

C_f : Facteur de conversion de l'énergie thermique [101].

Le rendement global est représenté par la somme du rendement thermique et du rendement thermique équivalent [101].

$$\eta_{global} = (\eta_{ele} / C_f) + \eta_{th} \quad (III.60)$$

H2 v s 2 2 s 2 2 2 2 2 2 2

La Figure III.5 représente le schéma électrique équivalent de la cellule solaire, elle est représentée avec une source de courant idéale, branchée en série avec une résistance en série R_s et en parallèle avec une diode (D_1) et une résistance Shunt R_p [114].

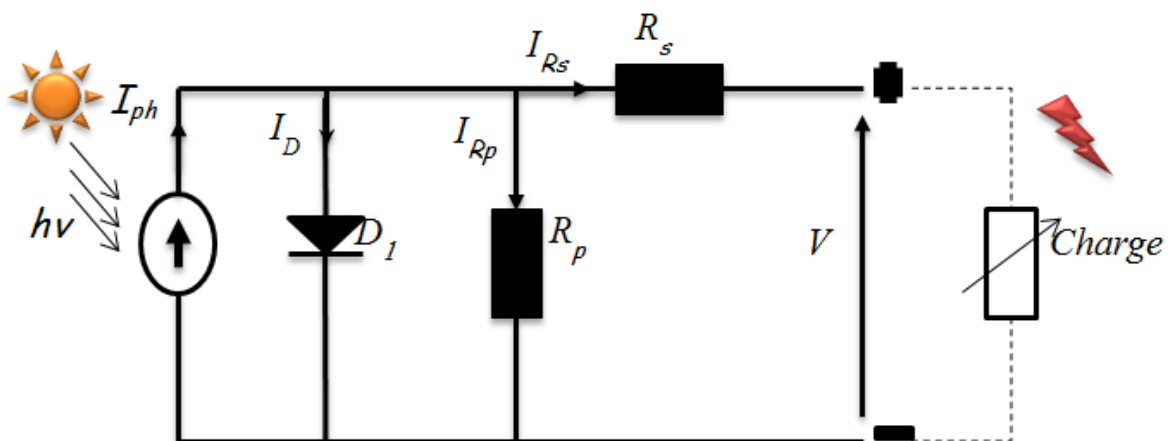


Figure III. 5:Schéma électrique équivalent d'une cellule PV.

Avec :

R_p : Résistance parallèle (Shunt), qui représente les fuites autour de la jonction PN dues aux impuretés (défauts de fabrication).

R_s : Résistance série représentant les diverses résistances de contacte (métallisation de grille et de la face arrière) et la résistance du semi-conducteur (dopage insuffisant de la jonction PN).

En pratique, la résistance parallèle R_p est très importante (de l'ordre du méga Ohm) et la résistance série R_s est très faible (de l'ordre de quelques milli-Ohms) [116, 117].

Avec un tel circuit électrique équivalent représenté par la figure III.5 [115, 118], on peut écrire :

✓ Le courant court-circuit

Il s'agit de la valeur du courant lorsque la tension aux bornes de la cellule est nulle, c'est-à-dire c'est le plus grand courant qui peut être tiré de la cellule solaire, et ceci lorsque le pôle positif (+) est relié au pôle négatif (-). Dans ce cas la puissance fournie par la cellule ($P = U \times I$) est nulle [118].

$$I = I_{cc} \text{ à } V = 0$$

$$I_{cc} = I_{ph} / (R_p + R_s / R_p) \quad (\text{III.61})$$

I_{ph} : Photo courant généré par la lumière, il est proportionnel au rayonnement incident

✓ La tension circuit - ouvert

La tension de circuit ouvert est la tension maximale disponible à partir d'une cellule solaire, et ceci se produit à zéro courant, dans ce cas la puissance fournie par la cellule ($P = V \times I$) est nulle [118].

$$V = V_{oc} \text{ à } I = 0$$

$$V_{oc} = a \cdot \log[(I_{ph} + I_0) / I_0] \quad (\text{III.62})$$

On définit le facteur d'idéalité modifié :

$$a = (N \gamma K T_c) / q \quad (\text{III.63})$$

Avec :

N : Le nombre de cellules connectées par série dans le module PV.

γ : Le facteur d'idéalité de la cellule, $1 < \gamma < 3$, (environ 1,2 pour le silicium monocristallin).

K : La constante de Boltzmann ($1,38.10^{-23}$ J/K).

q : La charge d'électron, $1,6.10^{-19}$ C

T_c : La température de la cellule, K

- ✓ Le courant de saturation inverse des diodes I_0 , Ampère (A). Il est défini comme suit :

$$I_0 = I_{ph} / \left(\exp \left(\frac{V_{oc}}{a} \right) - 1 \right) \quad (\text{III.64})$$

- ✓ Point de fonctionnement optimal

Un générateur délivre une puissance qui varie avec la charge alimenté par le système, qui est définie ainsi :

$$P = V \times I \quad (\text{III.65})$$

- ✓ Rendement énergétique maximum :

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{A_M \times P_{glob}} \quad (\text{III.66})$$

Avec :

P_{MAX} : Puissance maximale, [W],

P_{glob} : Flux global, [W/m^2],

A_M : Surface du module, [m^2].

- ✓ *Température de jonction*

La température de la jonction T_c de la cellule est donnée par la relation suivante :

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \times P_{glob} \quad (\text{III.67})$$

Avec:

NOCT: Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal Operating Cell Temperature), elle représente la température de la cellule pour les conditions

climatiques suivantes: Température ambiante est de 20 °C, rayonnement solaire égal à 800 W/m², et vitesse du vent égale à 1 m/s.

1.2.2.2

Sur la base de la formulation des différences finies et après la discrétisation des équations (détail en annexe B), la distribution de la température peut être déterminée par un système d'équations algébriques non- linéaires, ces systèmes peuvent être écrits comme une équation matricielle comme suit [104]:

$$A (5, 5) \times T(5) = B (5) \quad (III.68)$$

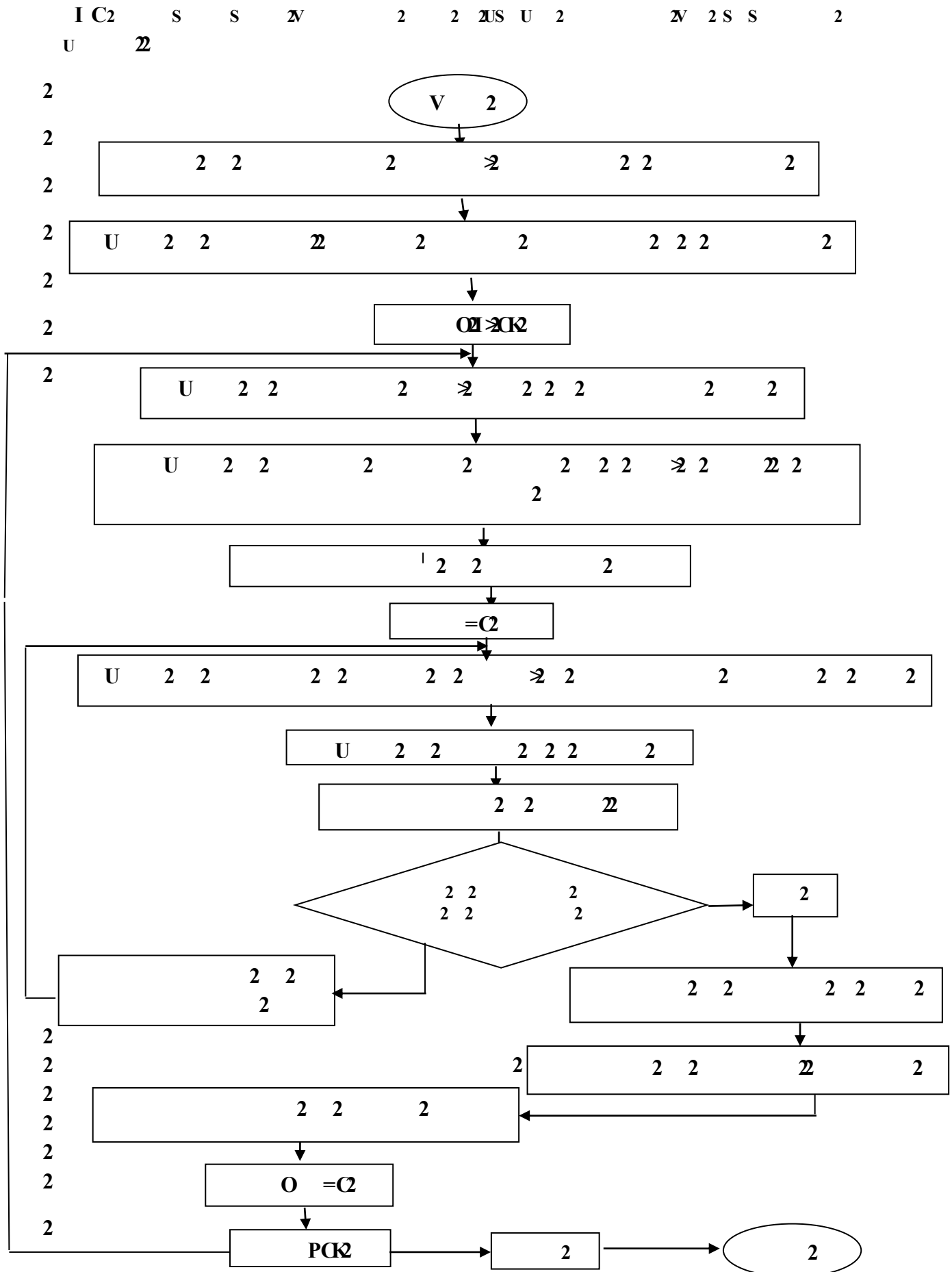
Avec:

A (Dimension: 5) : représente une matrice carrée de sorte que ses éléments rejoignent les capacités thermiques connues des matériaux utilisés avec les coefficients d'échange de chaleur entre les différents éléments du collecteur HPV /T, les éléments de la matrice sont indiqués en annexe B.

$T(5)$: Vecteur contenant un système des températures inconnues des différents noeuds,(détail en annexe B)

$B (5)$: Vecteur rejoignant les constantes, les capacités thermiques des matériaux avec les coefficients d'échange de chaleur liés aux paramètres physiques d'entrée (les éléments du vecteur sont illustrés en annexe B).

Pour résoudre ce système d'équation numériquement, nous avons élaboré un programme en MATLAB, ce programme intègre les corrélations provenant des équations du bilan développées dans ce chapitre. La résolution du système d'équation était faite en utilisant une méthode itérative de Gauss-Seidel, le détail de cette méthode est donné en annexe B. Le programme établi a permis de simuler les inconnues pour chaque heure et pour chaque composant. L'organigramme du programme est présenté en paragraphe (III.7.1), dans un premier temps, les températures initiales ont été supposées égales à la température ambiante afin de calculer les coefficients de transfert de chaleur et qui peut être utilisé pour estimer les températures des éléments divers du système à étudier, citons: T_v , T_c , T_b , T_f et T_{is} pour le premier modèle et T_v , T_c , T_p , T_f and T_{bp} pour le deuxième modèle. Les valeurs obtenues seront réinsérées pour calculer de nouvelles températures. Si toutes les nouvelles valeurs sont supérieures à 0,01% par rapport à leur température devinée, le processus est répété jusqu'à ce que la solution converge.



J U 2

Dans ce chapitre, nous avons établi un bilan thermique entre les noeuds des deux différents systèmes proposés pour étudier. Après discrétisation des équations, un programme écrit en langage MATLAB a été développé pour estimer la température de chaque composant des capteurs hybrides.

CHAPITRE IV – RESULTATS NUMERIQUES ET DISCUSSIONS

IV.1. INTRODUCTION	68
IV.2. RESULTATS RELATIFS AU PREMIER SYSTEME HYBRIDE PV/T	68
IV.3. RESULTATS RELATIFS AU DEUXIEME SYSTEME HYBRIDE PV/T	79
IV.4. RESULTATS RELATIFS A LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	87
IV.5. CONCLUSION	90

Les calculs abordés dans ce chapitre grâce à la simulation numérique, les résultats obtenus à l'aide du programme de calcul écrit en Matlab permettent d'abord la validation des modèles établis dans le chapitre précédent par la comparaison des résultats numériques avec celles des données expérimentales issues de la recherche bibliographique. Les résultats sont effectués pour la région de Constantine.

IV.1. INTRODUCTION

Dans cette partie, on va exposer les résultats calculés issus de la simulation numérique en utilisant un programme en langage Matlab et en prenant Constantine dans l'est de l'Algérie comme région d'étude. Les résultats sont présentés sous forme de graphes, en tenant compte des considérations suivantes :

- Les calculs sont effectués à partir d'un instant initial " t_0 " pour chaque composant du capteur, à une température initiale égale à la température ambiante.
- Les données météorologiques de la région de Constantine sont : Latitude = $36^{\circ}22'$ N, Longitude = $6^{\circ}40'$ E, Albédo du sol = 0.2.

IV.2. Résultats relatifs au premier système hybride PV/T

IV.2.1. Validation numérique du modèle

La validation numérique du modèle en termes de valeurs des paramètres thermo-physiques pour diverses surfaces du système, revient aux données des travaux effectués par les auteurs : **Tiwari et al, 2007** [72], **Joshi et al, 2009** [73], **Holman, 2010** [104], **Su et al, 2016**[69]. Les caractéristiques des différentes composantes du capteur hybride PV / T utilisées dans la simulation sont présentées dans le tableau C.1 en annexe C. Cependant, le tableau C.2 de la même annexe C, énumère les paramètres pertinents du verre et du PMMA. L'efficacité électrique est calculée par l'équation III.57 (chapitre III) dont ces valeurs ont été validées expérimentalement par **Tiwari et al, 2007** [72] et **Joshi et al, 2009** [73] : $\beta_r=0.0045$ K^{-1} , $\eta_{ref}=12\%$, aussi le facteur de remplissage $\beta_c=83\%$.

Notre programme a été exécuté avec les mêmes données expérimentales de **Joshi et al, 2009** [73] d'un capteur hybride PV / T à air pour le climat composite de l'Inde (voir figure II.15, chapitre II). Ainsi ils ont effectué leur expérience sur deux panneaux, chaque panneau représente une surface égale à $0,6324$ m^2 (longueur: 1,2 m, largeur: 0,527 m) et l'écart entre le tedlar et l'isolant était égal à 5 cm, la vitesse du vent était égale à 2 m / s et le débit massique de l'air dans le conduit était 0,05 kg / s.

✓ **Calcul des erreurs**

L'écart entre les valeurs des résultats expérimentaux issus de l'expérience de **Joshi et al, 2009** [73] et celles issues de notre étude théorique est calculé comme suit :

- L'erreur relative est calculée par :

$$e_i = \left(\frac{x_{th(i)} - x_{exp(i)}}{x_{th(i)}} \right) \times 100 \quad (IV.1)$$

Avec :

e_i représente l'erreur relative de chaque valeur

x_{th} les données de notre simulation numérique

x_{exp} les données expérimentales.

La racine carrée moyenne de l'erreur relative est défini ainsi :

$$RMS = \sqrt{\frac{\sum(e_i)^2}{n}} \quad (IV.2)$$

Avec :

RMS : racine carrée moyenne (root mean square)

n nombre des données expérimentales/ théoriques.

La figure IV.1 illustre la comparaison de la température de la cellule solaire et de la température de l'air de sortie de notre programme numérique avec les températures disponibles dans l'étude expérimentale et analytique de **Joshi et al, 2009** [73]. D'après les graphes, il existe une concordance entre leurs résultats expérimentaux, analytiques et nos résultats théoriques. La température de la cellule solaire varie d'une valeur minimale de 41.95°C à 17h00 à un maximum de 68.43 ° C à 12h00, avec une racine carrée moyenne entre les valeurs expérimentales et celles de notre simulation numériques 13.785 % et 2.458 % pour les données analytiques de l'étude de **Joshi et al, 2009** [73] et celles de notre simulation. La température de l'air de sortie varie d'une valeur minimale de 32.68 ° C à 8h00 jusqu'à une valeur maximale de 49.25 ° C à 13h00. Ces valeurs sont supérieures aux valeurs expérimentales de **Joshi et al, 2009** [73] avec une racine carrée moyenne de 3.32 %. Ces différences peuvent provenir d'hypothèses et d'incertitudes dans les corrélations utilisées dans l'analyse mathématique.

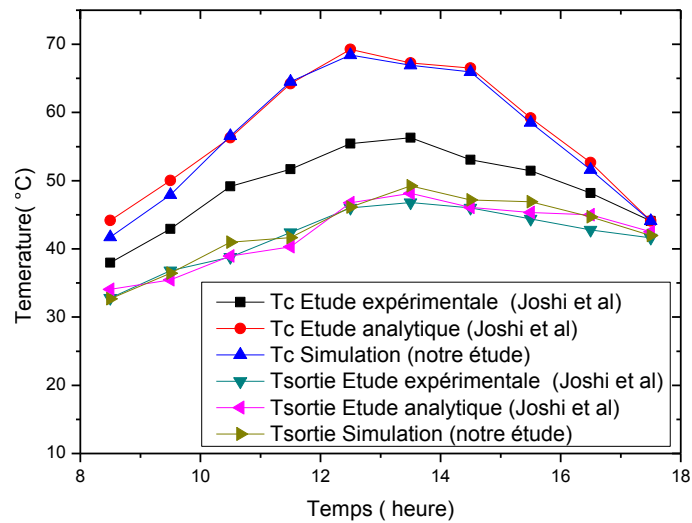


Figure IV. 1 : Comparaison entre le présent travail et les points de données **Joshi et al, 2009** [73] (étude expérimentale et analytique) pour la variation horaire de: la température de la cellule solaire (Tc), la température de l'air à la sortie du canal (Tsortie).

IV.2.2. Evolution de l'intensité solaire et de la température ambiante

L'évaluation de la performance suivante est effectuée pour les données météorologiques concernant la ville de Constantine, pour la journée d'été du 11 juillet 2016 et pendant laquelle les températures maximales et minimales sont respectivement égales à 40°C et 19°C, ces valeurs sont tirées du site météorologique **accuweather** [114]. Le capteur représente de 1 m de longueur sur 1 m de largeur, la distance entre le tedlar et l'isolant est prise égale à 5 cm et le débit massique de l'air dans le conduit était 0,05 kg / s. La figure IV.2 représente la variation horaire de l'intensité solaire et de la température ambiante du jour typique. On constate que le rayonnement varie d'une valeur minimale de 207,064 W / m² à 7:00 et 17:00, jusqu'à une valeur maximale de 939.75 W / m² entre 11h00 et 13h00.

D'après l'équation III.16 (chapitre II), la température du ciel dépend de la température ambiante, donc elles ont la même allure (figure IV.3) et atteignent le maximum entre 13 et 14 heures où l'intensité du rayonnement solaire est importante.

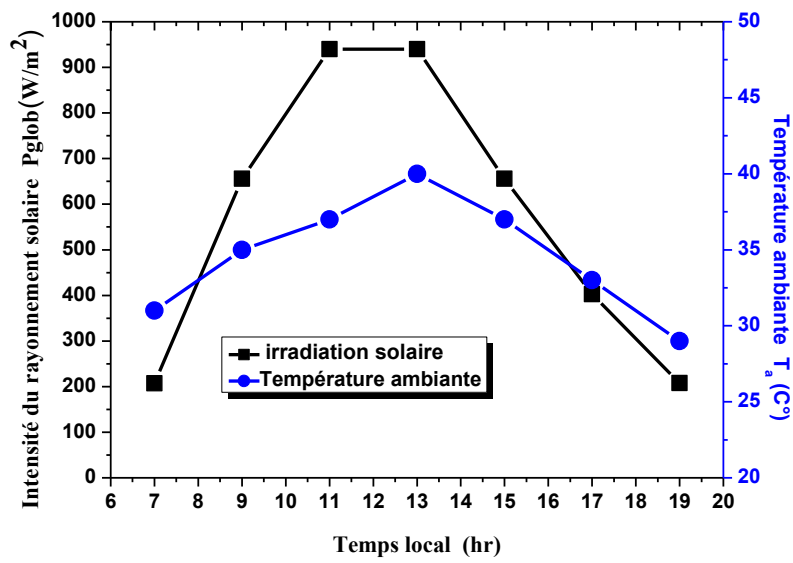


Figure IV.2 : La variation horaire de l'intensité solaire et la température ambiante de la journée typique.

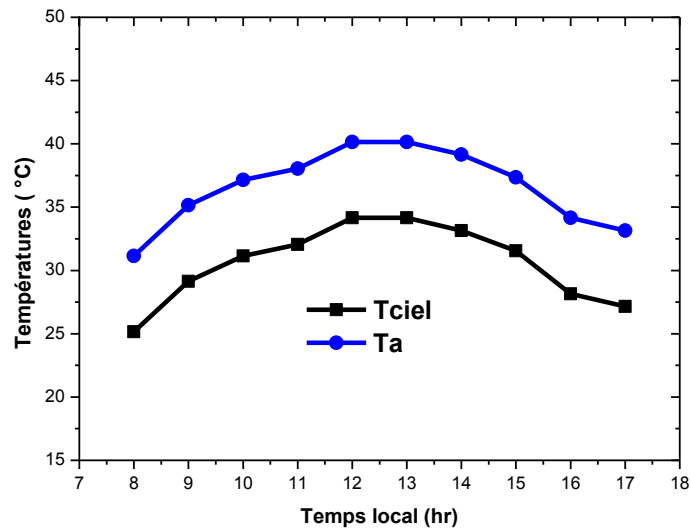


Figure IV.3 : Evolution des températures du ciel (T_{ciel}) et ambiante (T_a) en fonction du temps.

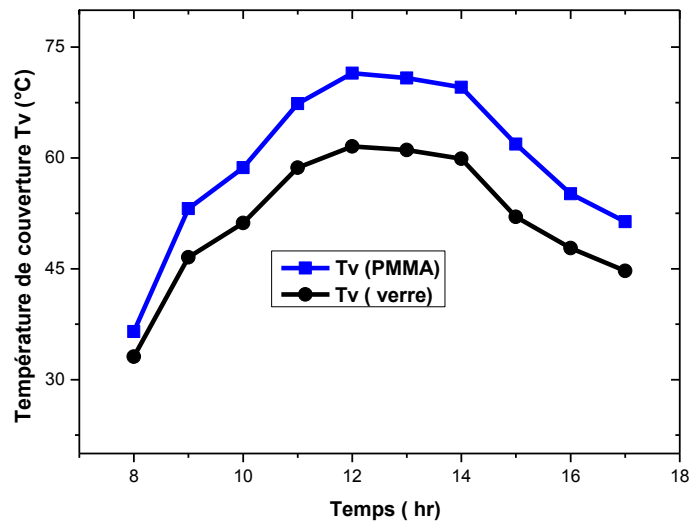


Figure IV.4 : La variation horaire de la température de la couverture pour le système hybride PV / T.

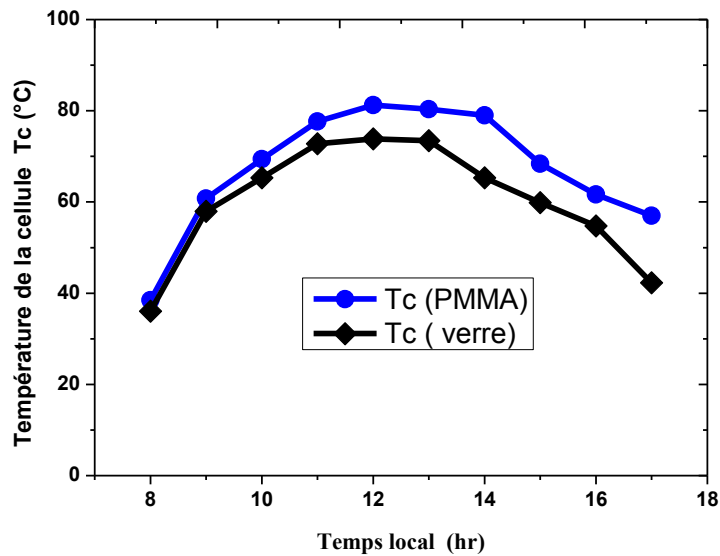


Figure IV.5 : La variation horaire de la température de la cellule solaire pour le système hybride PV / T avec différents vitrages.

IV.2.3. Résultats et discussions

La figure IV.4 donne la variation temporelle des températures de la couverture que sont respectivement : le verre, PMMA. D'après cette figure, on remarque que les différentes températures de couverture du capteur hybride PV/T vont atteindre leurs valeurs maximales de 61.57 °C pour le verre et de 71.49 °C pour le PMMA et ce de 12h à 14h de la journée de calcul.

On remarque que la température du verre est inférieure à celle du PMMA, ceci est expliqué par le fait que les variations de températures deviennent cruciales pour les corps possédant une faible capacité calorifique tel que présentée dans notre cas pour le PMMA.

La figure IV.5 représente la variation horaire de la température de la cellule solaire pour le PMMA et le verre en tant que couverture. On constate que l'évolution de ces températures suit celle du rayonnement solaire et augmente jusqu'à 81,25°C et 73,81° C à 12:00 respectivement pour le PMMA et le verre. On constate également que la température de la cellule solaire est plus élevée dans le système utilisant le PMMA que celui utilisant du verre comme vitrage, ce qui peut être justifié par le coefficient de transmission du PMMA qui est supérieur à celui du verre, de sorte que plus de rayonnement solaire peut être transmis à la cellule PMMA, précédemment cette remarque a été citée par **Blaga, 1978**[71]. En plus le PMMA chauffe plus vite la cellule car sa chaleur spécifique qui est plus faible que celle du verre.

La variation horaire de l'efficacité électrique pour le PMMA et le verre est calculée en utilisant l'équation III.57 (chapitre III), puis tracée dans la Figure IV.6. L'efficacité électrique varie entre 8,97% - 11,28% pour le PMMA et 9,37% - 11,41% pour le verre. Il est remarquable que l'efficacité électrique pour le capteur utilisant le verre comme couverture soit plus élevée par rapport à celle utilisant le PMMA, car il est bien connu que l'efficacité électrique diminue lorsque la température de la cellule augmente. Ces résultats sont en accord avec ceux rapportés dans les travaux de **Slimani et al, 2017** [53], **Su et al, 2016** [69], **Joshi et al, 2009** [73] et **Tiwari et al, 2007** [72].

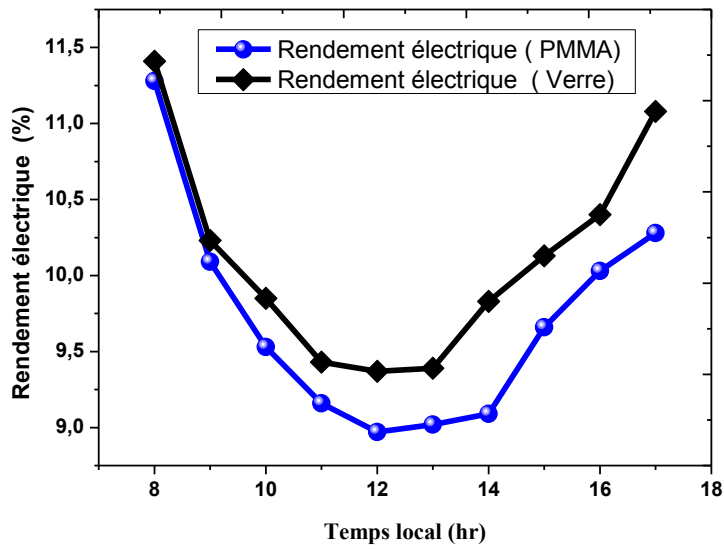


Figure IV.6 : La variation horaire de l'efficacité électrique pour différents couvertures.

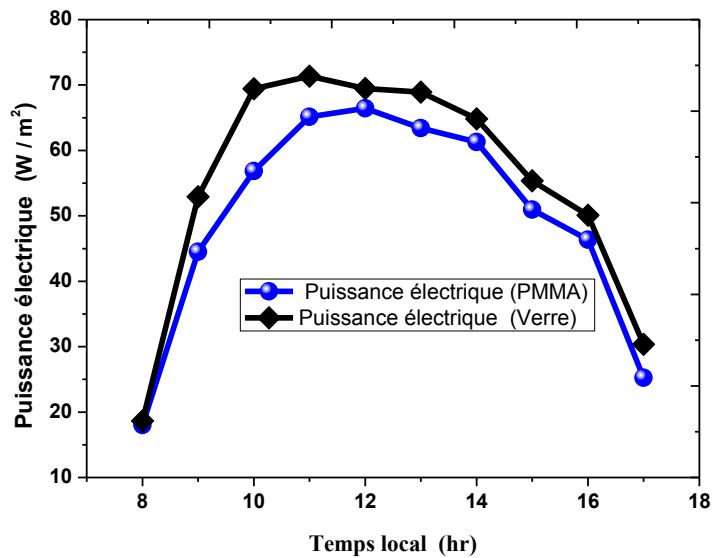


Figure.IV.7 : La variation horaire de la puissance électrique.

La figure IV.7 montre la variation horaire de la puissance électrique pour les types de vitrage étudié. La puissance électrique pour le PMMA comme vitrage varie d'une valeur minimale de $18,03 \text{ W/m}^2$ à 8:00 jusqu'à une valeur maximale de $66,45 \text{ W/m}^2$ à 12:00, alors que pour la couverture en verre, elle varie d'une valeur minimale de $18,63 \text{ W / m}^2$ à 8:00 à une valeur maximale de $69,44 \text{ W / m}^2$ à 12:00. Il ressort clairement de la figure que la puissance électrique du capteur hybride utilisant PMMA comme couverture est inférieure à celle utilisant du verre comme vitrage, selon **Su et al, 2016** [69], la puissance électrique des

capteurs hybrides PV / T dépend de l'intensité du rayonnement solaire lorsque l'efficacité électrique change peu.

Suivant les résultats des figures IV. (5, 6 et 7), on peut conclure que les propriétés électriques du panneau photovoltaïque se dégraderont avec l'augmentation de la température de la cellule. L'augmentation de la température du système utilisant le PMMA en tant que couverture permet d'abaisser la puissance et l'efficacité électrique. Les caractéristiques de la cellule utilisées pour le calcul sont spécifiques aux cellules solaires en silicium cristallin selon les références (**Tiwari et al,2007** [72], **Joshi et al,2009** [73] , **Su et al,2016** [69] et **Slimani et al, 2017**[53]), de sorte que les pertes électriques de la cellule solaire peuvent être minimisées en utilisant un autre matériau pour le module photovoltaïque qui a un bon comportement avec la température, comme le matériau III-V de la table périodique ou bien GaAs, GaInP selon **Abderrezek et al,2013** [76] ou un film mince comme CdTe, CdS selon **Singh et al, 2012** [120].

La figure IV. 8 présente la variation horaire de la température de l'air à la sortie du canal, la température de l'air à la sortie augmente de 8h00 à 12h00 puis diminue de 12h00 à 17:00. Les valeurs maximales calculées de la température de sortie sont de 57,96 ° C et 61,35 ° C à 12:00 respectivement pour le verre et le PMMA. On constate que la température de l'air à la sortie du canal du système utilisant PMMA comme couverture est plus élevée par rapport au verre. Car le verre possède une inertie thermique en raison de sa densité et de son coefficient d'absorption qui sont élevés, conduisant ainsi à freiner et à réduire la transmission d'une partie de la quantité de rayonnement solaire.

La variation horaire de la quantité de chaleur extraite par le fluide du collecteur hybride PV / T en utilisant les deux différents types de couvercle (verre ou PMMA), est illustrée à la figure IV.9. On peut voir sur le graphique que la chaleur utile acquise par le fluide dans le système utilisant PMMA comme couverture est relativement supérieure à celle utilisant le verre. Les valeurs maximales calculées de ces quantités de chaleur pour le système hybride PV / T, sont obtenues comme 551,68 W / m² et 529,113 W / m² respectivement pour le PMMA ou le verre. Ceci est dû aux meilleures caractéristiques optiques du PMMA par rapport à celles du verre, qui sont: faible densité et capacité calorifique et une plus grande valeur du coefficient de transmission, ce qui permet au couvercle de fournir plus de chaleur au fluide de refroidissement.

L'évolution de l'efficacité thermique du système hybride en utilisant le verre ou PMMA comme couverture est illustrée à la figure IV.10. On constate que, pour l'efficacité thermique du système utilisant PMMA, le vitrage représente la meilleure efficacité par rapport au verre. On constate également que les valeurs maximales de l'efficacité thermique du système hybride PV / T utilisant PMMA ou verre comme couverture se situent respectivement à 65,97% et à 62,81%. Ces résultats sont en accord avec celles rapportés par **Tripanagnoustopoulous, 2007 [121]** et **Cristofari et al, 2009 [62]**. L'efficacité photovoltaïque diminue avec l'augmentation de la température de la cellule et en même temps l'efficacité thermique augmente.

Il ressort des résultats de la figure IV.6 et figure IV.10 que l'efficacité thermique augmente lorsque la température de fonctionnement augmente, mais dans le même temps, l'efficacité électrique diminue, ce qui impose de calculer l'efficacité globale afin de déterminer quelle couverture représente les meilleures performances du système PV/T, ce même commentaire a été établi par **Hegazy, 2000 [52]**, **Tripanagnopoulos, 2007 [116]** et **Tiwari et Sodha, 2007[72]**.

D'après la relation III.60 (chapitre III), l'efficacité globale du capteur solaire PV / T est la somme du rendement thermique équivalent et du rendement thermique, le rendement électrique est converti en rendement électrique équivalent, le facteur de conversion de l'énergie thermique est pris égal à 0.38 dans le calcul du rendement électrique équivalent (relation III. 59 (chapitre III) selon **Tiwari et Sodha, 2007 [72]**). La variation horaire de l'efficacité globale est illustrée à la figure IV.11, où on a affirmé à partir des résultats de cette figure que la courbe de l'efficacité globale du capteur hybride PV / T utilisant un couvercle en verre est légèrement inférieure à celle utilisant PMMA et les valeurs maximales de l'efficacité globale pour le système hybride PV / T ont été à 88,695% pour le PMMA et 87,385% pour le verre. Ceci est dû à l'effet de la chaleur fournie par PMMA grâce à ses caractéristiques optiques élevées en comparaison avec celles du vitrage.

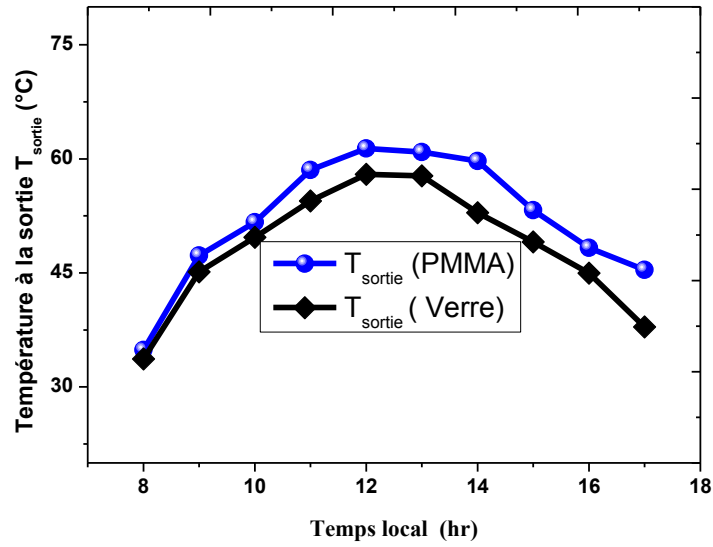


Figure IV. 8 : La variation horaire de la température de sortie pour le système hybride PV / T avec des vitrages en verre et PMMA.

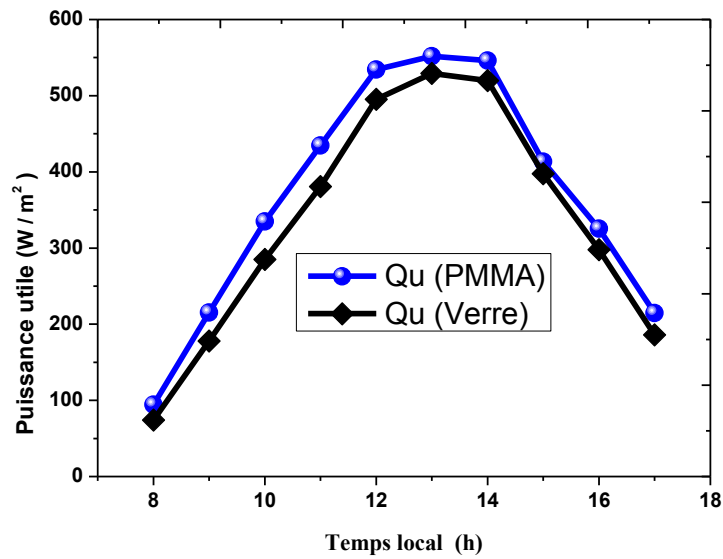


Figure IV.9 : Comparaison entre la chaleur extraite par le fluide pour le système hybride PV / T utilisant du verre ou du PMMA comme couverture.

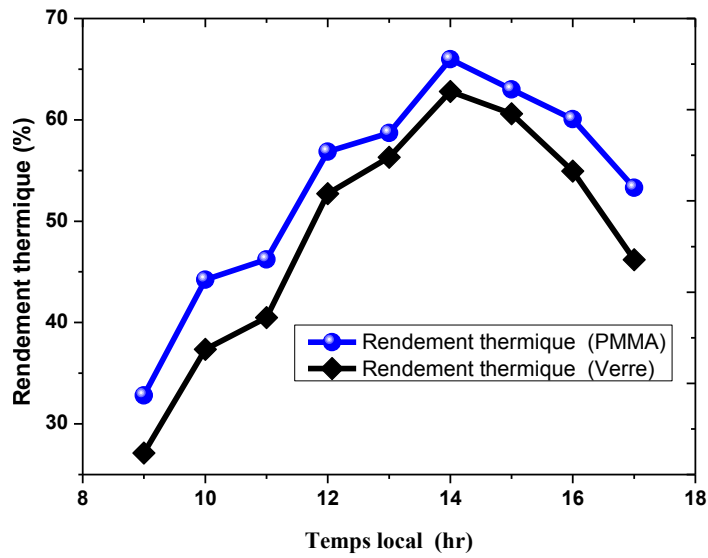


Figure IV. 10 : Évolution de l'efficacité thermique dans le système hybride utilisant le verre ou le PMMA comme couverture.

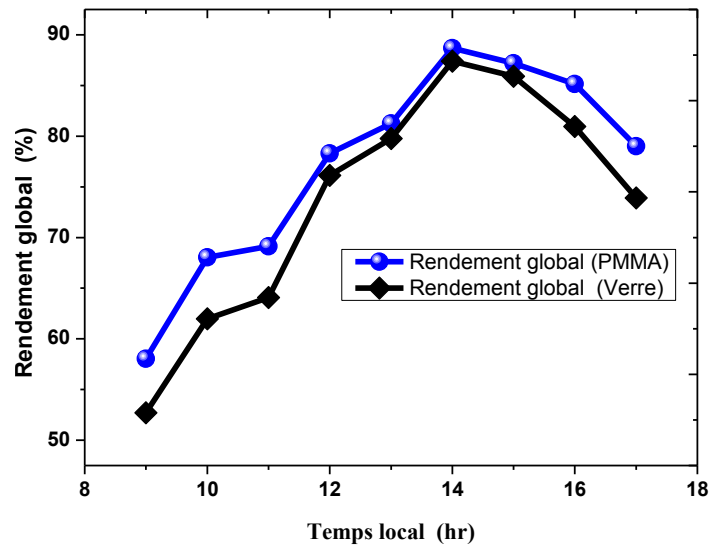


Figure IV.11 : Variation horaire de l'efficacité globale pour le collecteur PV / T hybride utilisant PMMA ou verre comme vitrage.

IV.3. RESULTATS RELATIFS AU DEUXIEME SYSTEME HYBRIDE PV/T

IV.3.1. Validation des résultats

Les paramètres pertinents utilisés pour les calculs numériques sont listés dans le tableau C.3 (annexe C). L'efficacité électrique est calculée par équation III. 57 (chapitre III). Selon **Hegazy, 2000** [52] : $\beta_r = 0,004 \text{ K}^{-1}$, $\eta_{ref} = 12,5\%$. Les valeurs d'émissivité et d'épaisseur de la plaque arrière sont prises comme suit: $\epsilon_{bp} = 0,9$ et $e_{bp} = 3 \text{ mm}$ (**Hegazy, 2000** [52]). Les valeurs des paramètres thermiques physiques pour diverses surfaces du système qui sont utilisées pour valider le modèle sont tirées dans les travaux de **Hegazy, 2000** [52], **Cristofari et al, 2002** [62] et **Holman, 2010**[104].

L'étude de la faisabilité de notre programme s'est faite sur un panneau d'une surface de 9 m^2 dont les données d'entrée sont tirées de l'étude comparative de **Hegazy, 2000**[52]. Dans son étude, le modèle (II) représentait les valeurs d'efficacité thermique les plus élevées. La figure IV.12 illustre la comparaison de l'efficacité thermique du code numérique actuel avec l'efficacité thermique disponible dans l'étude de **Hegazy, 2000** [52] : la figure représente la variation des performances en fonction du débit massique de l'air qui s'étend sur la plage de $0,005 - 0,04 \text{ kg / s}$. Les résultats obtenus sont en accord avec ceux rapportés par **Hegazy, 2000** [52]. Les résultats de la présente étude tablent sur une efficacité thermique avec un RMS égal à 2.01% , cet écart est dû probablement aux hypothèses, incertitudes dans les corrélations utilisées dans l'analyse mathématique.

IV.3.2. Evolution de l'intensité solaire et de la température ambiante

L'évaluation de performance suivante a été effectuée pour des données météorologiques concernant la ville de Constantine, pour le 30 juillet 2015 et pendant lequel les températures maximales et minimales prédominantes sont respectivement égales à $43 \text{ }^\circ \text{C}$ et $22 \text{ }^\circ \text{C}$, selon le site météorologique **accuweather** [114]. Le calcul des différents paramètres est effectué entre le lever et le coucher du soleil, le collecteur représente une surface de 1 m de long sur 1 m de large et la vitesse du vent a été prise égale à $0,5 \text{ m / s}$.

La figure IV.13 représente la variation horaire de l'intensité solaire et de la température ambiante du jour typique. On a pu constater que le rayonnement varie d'une valeur minimale de $290,206 \text{ W / m}^2$ à 8:00 et 17:00 jusqu'à une valeur maximale de $920,88 \text{ W / m}^2$ à 13:00.

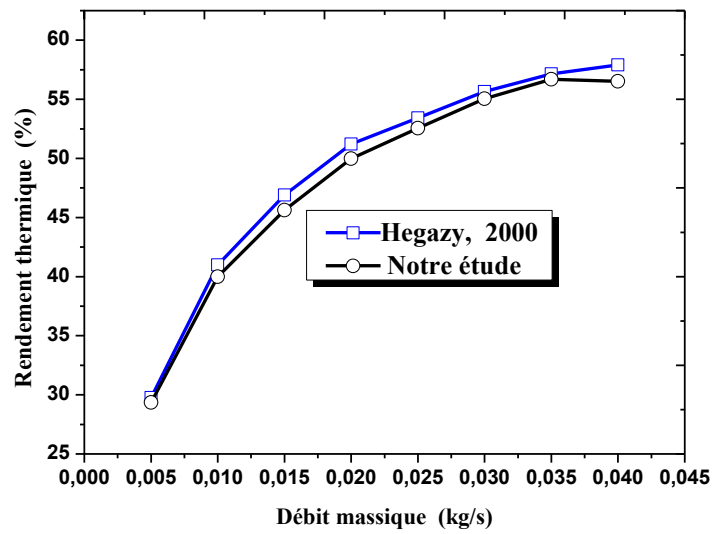


Figure IV.12 : Comparaison entre le présent travail et les points de données **Hegazy, 2000** [52] pour la variation de l'efficacité thermique quotidienne en fonction du débit massique.

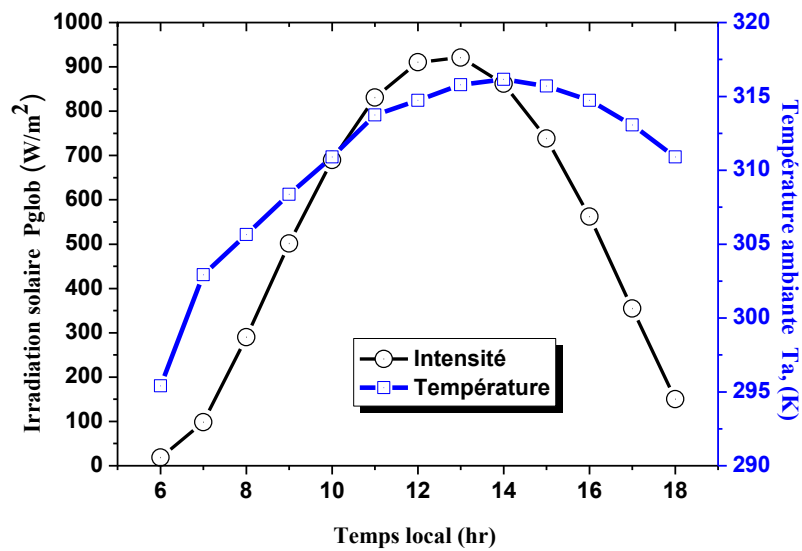


Figure IV.13 : La variation horaire de l'intensité solaire et de la température ambiante du 30 Juillet 2015.

IV.3.3. Les résultats comparatifs

Les propriétés des fluides de travail conventionnels sont évaluées en fonction de la température en utilisant les équations III. (27, 28, 29 et 30) pour l'air et les équations III. (49, 50, 51 et 52) pour l'eau. Cependant, les propriétés du nanofluide (Al_2O_3 / eau) sont simulées en utilisant les équations : III. (53, 54, 54, 55 et 56) à différentes températures avec 2% comme valeur de la fraction volumique des nanoparticules (Al_2O_3) dans le fluide de base (eau).

Comme l'atteste la figure IV.14 la température de la cellule, lorsque le nanofluide est utilisé comme fluide de travail, est relativement inférieure à celles de l'eau ou de l'air, cela est expliqué par le refroidissement des cellules PV grâce à la circulation du fluide sous le module PV et à la conductivité thermique élevée du nanofluide. **Sardarabadi et al, 2017**[97] avait confirmé que cela est dû à la hausse du transfert de chaleur par convection pour le nanofluide. Cette hausse est due à plusieurs mécanismes tels que la migration des nanoparticules et leur regroupement. Cela a un impact direct sur l'efficacité électrique, tel que décrit dans la figure IV.15. Le nanofluide représente un rendement électrique meilleur par rapport à celui de l'eau et de l'air parce que l'augmentation de la température de la cellule provoque une diminution de l'efficacité électrique. Les mêmes conclusions ont été tirées par **Sardarabadi et al, 2014**[96] et **Hassani et al en 2016**[98].

La figure IV.16 représente la variation horaire de la puissance électrique du système PV / T en utilisant : (Al_2O_3 /eau) comme nanofluide, eau et air dans le collecteur. La puissance électrique générée par le système utilisant le nanofluide est relativement supérieure à celle des autres systèmes car l'évolution de cette puissance suit le rayonnement solaire de toute la journée.

La figure IV.17 quant à elle démontre la variation de la température des fluides à la sortie du canal et son augmentation graduelle depuis son premier rayonnement pour atteindre la valeur maximale à 13h00. Le rayonnement solaire est recueilli sur la plaque absorbante puis transféré au fluide de travail et on constate que la température de sortie du nanofluide présente la température la plus élevée avec une différence significative de $3,72^\circ\text{C}$ par rapport à l'eau et de $11,37^\circ\text{C}$ plus que l'air. Ces résultats sont en accord avec ceux rapportés dans les travaux de **Sardarabadi et al, 2014** [96] et de **Sardarabadi et al en 2017**[97].

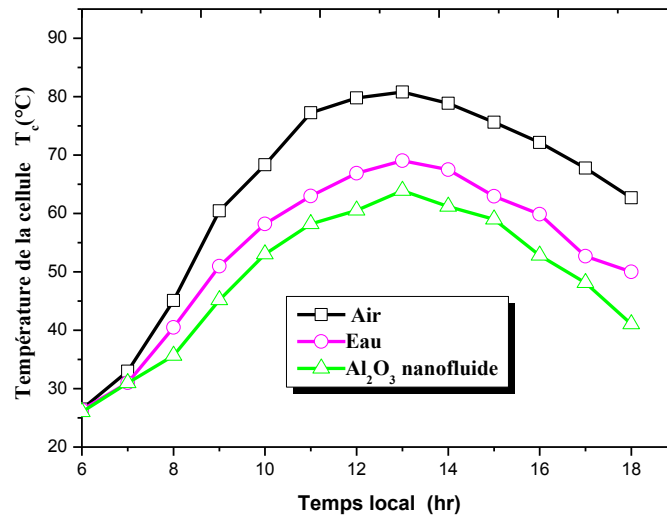


Figure IV.14 : La variation horaire de la température de la cellule PV pour les trois fluides de refroidissement

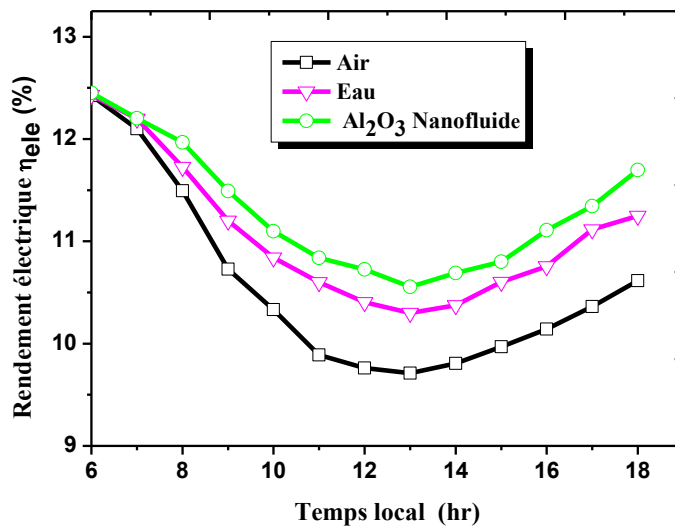


Figure IV.15 : Variation de l'efficacité électrique des différents liquides de refroidissement étudié.

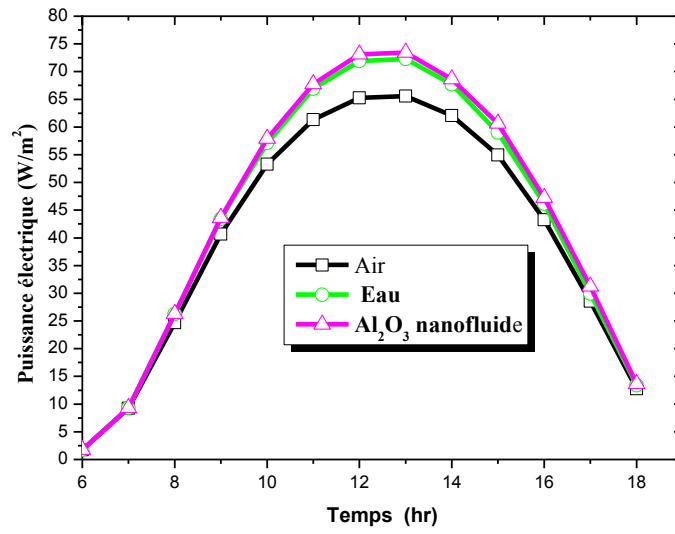


Figure IV.16 : La variation horaire de la puissance électrique générée par la cellule pour les trois fluides de refroidissement.

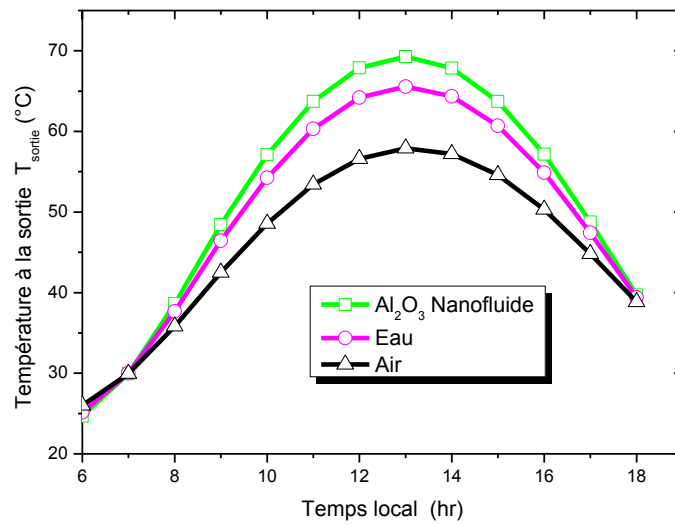


Figure IV.17 : Comparaison entre les températures de sortie simulées de différents fluides de travail: air, eau et nanofluid d'alumine.

Figure IV.18 représente la variation horaire la puissance utile en prenant une valeur du débit massique égale à 0,04 kg/s. Les résultats de cette figure indiquent que la quantité de chaleur extraite par le nanofluide est supérieure aux deux autres fluides, car la présence de nanoparticules Al_2O_3 dans le fluide améliore sa conductivité thermique et sa densité en le comparant à l'eau et à l'air, améliorant ainsi le coefficient de transfert de chaleur de la plaque absorbante au fluide de refroidissement.

Les valeurs de la chaleur extraite par le fluide de travail sont remplacées dans l'équation III.59 (chapitre III), pour calculer l'efficacité thermique qui est fonction des débits de chaleur et de masse spécifiques des trois fluides de travail, en raison des valeurs les plus élevées de la température de sortie du nanofluide, voir la figure IV.19 qui confirme que l'efficacité thermique du nanofluide devient plus élevée par rapport aux autres deux fluides. Les valeurs maximales d'efficacité thermique sont respectivement de 73,22%, 67,68% et 41,45% de nanofluide, d'eau et d'air.

Figure IV.20 montre l'effet du débit massique sur l'efficacité thermique du système PV / T, on observe que l'efficacité thermique augmente avec l'augmentation du débit massique et que les résultats montrent que l'efficacité thermique du nanofluide est la plus élevée en comparaison avec celles de l'eau et de l'air, puisque l'augmentation du débit massique augmente la chaleur par convection transfert de la plaque absorbante vers le fluide qui s'écoule et conduit à réduire les pertes thermiques de la plaque absorbante à l'ambiance. Ces résultats concordent bien avec ceux de **Hegazy, 2000** [52], **Faizal et al, 2013** [83] et **Yousefi et al, 2012** [91].

La lecture de la figure IV.21 représente l'évolution de l'efficacité globale du panneau pour les trois fluides et il en ressort des résultats attestant que l'efficacité globale du nanofluide d'alumine est plus élevée d'environ 4,45% et 59,68% que l'eau et l'air, respectivement, car les nanoparticules donnent aux nanofluides la densité la plus élevée et la chaleur spécifique inférieure et selon **Faizal et al, 2013**[83], il faut moins de chaleur pour augmenter la température du nanofluide et ainsi augmenter la température et l'efficacité de sortie.

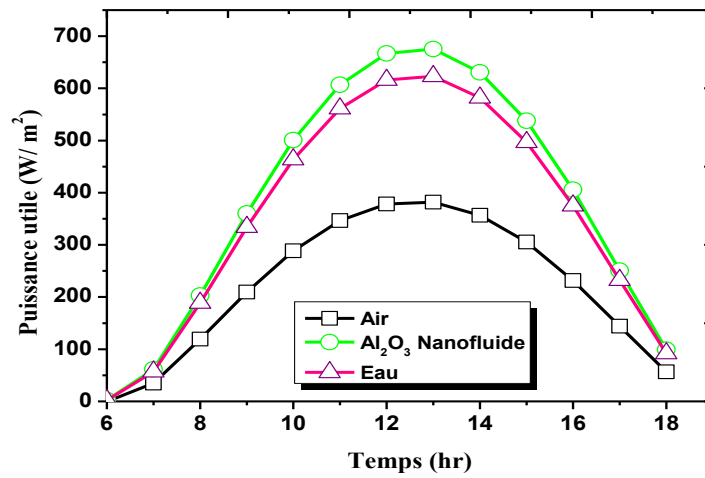


Figure IV.18 : Variation horaire du gain de chaleur de trois fluides: air, eau et nanofluide d'alumine.

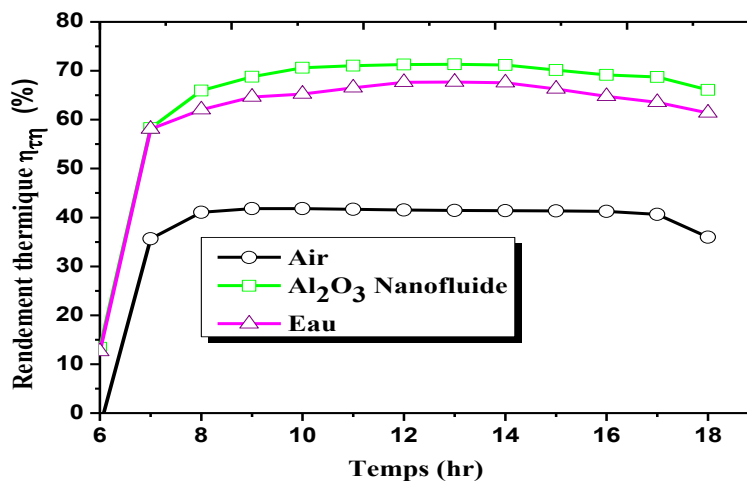


Figure IV.19 : La variation horaire de l'efficacité thermique quotidienne pour les trois fluides de travail étudiés.

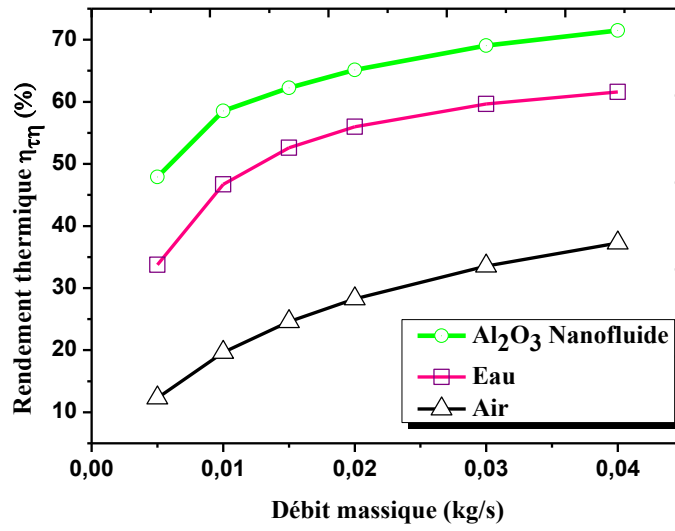


Figure IV.20 : Variation de l'efficacité thermique avec débit massique pour: air, eau et nanofluide d'alumine

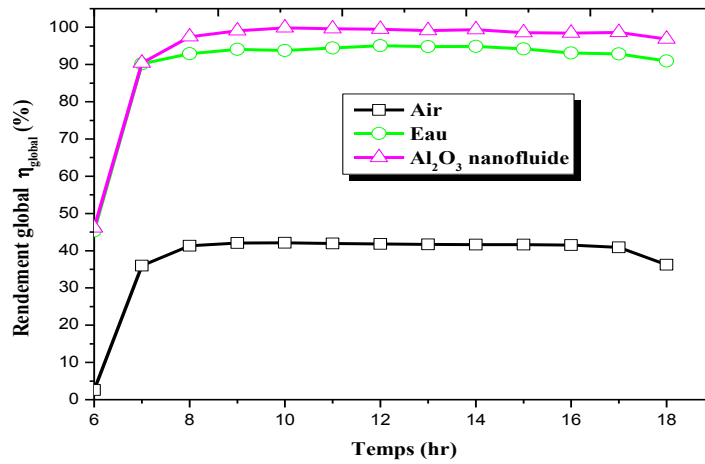


Figure IV.21 : La variation horaire de l'efficacité globale des trois fluides

IV.4. RESULTATS RELATIFS A LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE

IV.4.1.L'influence de l'irradiation sur les caractéristiques d'un panneau PV

Les figures IV.22 et IV.23, montrent l'influence de l'éclairement solaire sur les caractéristiques courant-tension $I(V)$ et puissance-tension $P(V)$, respectivement. Les deux figures sont tracées pour différents ensoleillements à température constante à 25°C , on constate bien que les caractéristiques du panneau solaire dépendent fortement de l'ensoleillement. D'après la figure IV.23 on peut voir que le courant de court-circuit I_{CC} est très influencé par le changement de l'ensoleillement alors que la tension V_{OC} reste sensiblement constante. D'autre part, sur la figure IV.24 on remarque que pour un fort éclairement on peut avoir une puissance élevée en raison de l'augmentation du courant I_{CC} avec l'éclairement solaire.

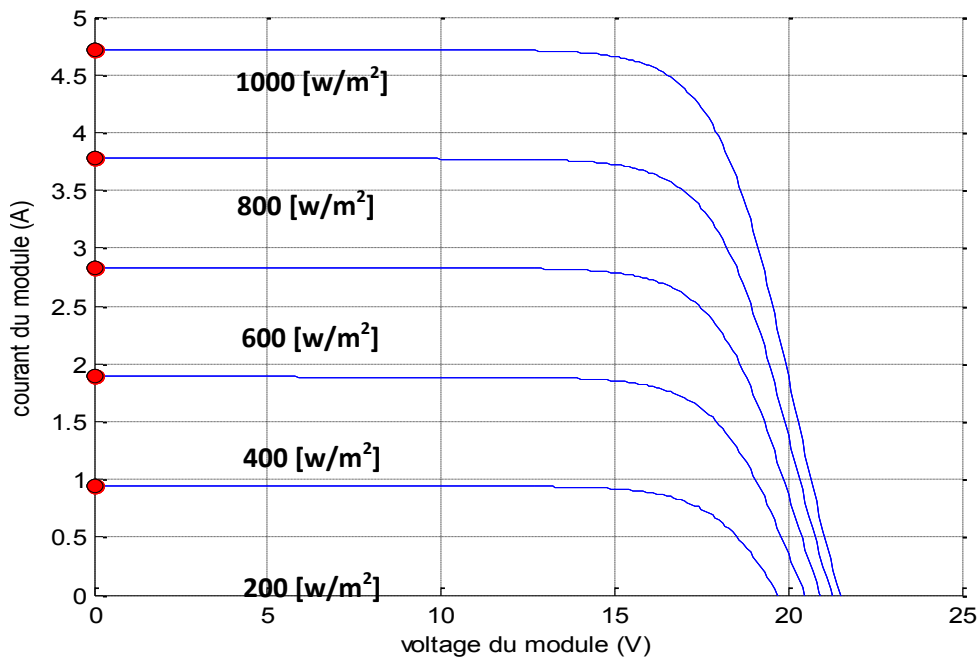


Figure IV.22 : Caractéristiques $I=f(V)$ d'un panneau solaire pour différents ensoleillements à une température constante $T=25^{\circ}\text{C}$.

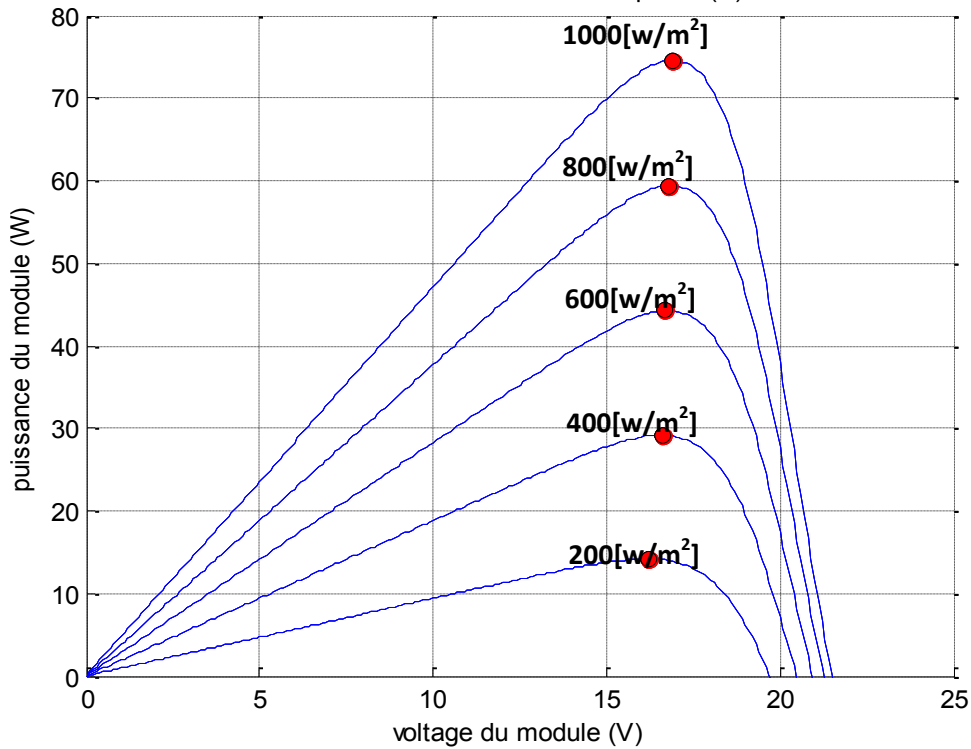


Figure IV.23 : Caractéristiques $P=f(V)$ d'un panneau solaire pour différents ensoleillements à une température constante $T=25^{\circ}C$.

IV.4.2.L'influence de la température sur les caractéristiques d'un panneau PV

Le deuxième paramètre qui a une influence directe sur la caractéristique (I-V) du générateur PV est la température. Les résultats sont présentés sur la figure IV.24 montrent que cette caractéristique est influencée par la température ; l'augmentation de cette dernière fait augmenter le courant et diminue la tension.

On peut noter que le courant de court-circuit varie peu avec la température tandis que la tension à vide est beaucoup plus influencée. La température a donc une influence non négligeable sur la puissance du générateur PV. Une diminution de la puissance peut être remarquée quand la température augmente. la figure IV.25 montre la caractéristique puissance –tension (P-V) pour différentes températures.

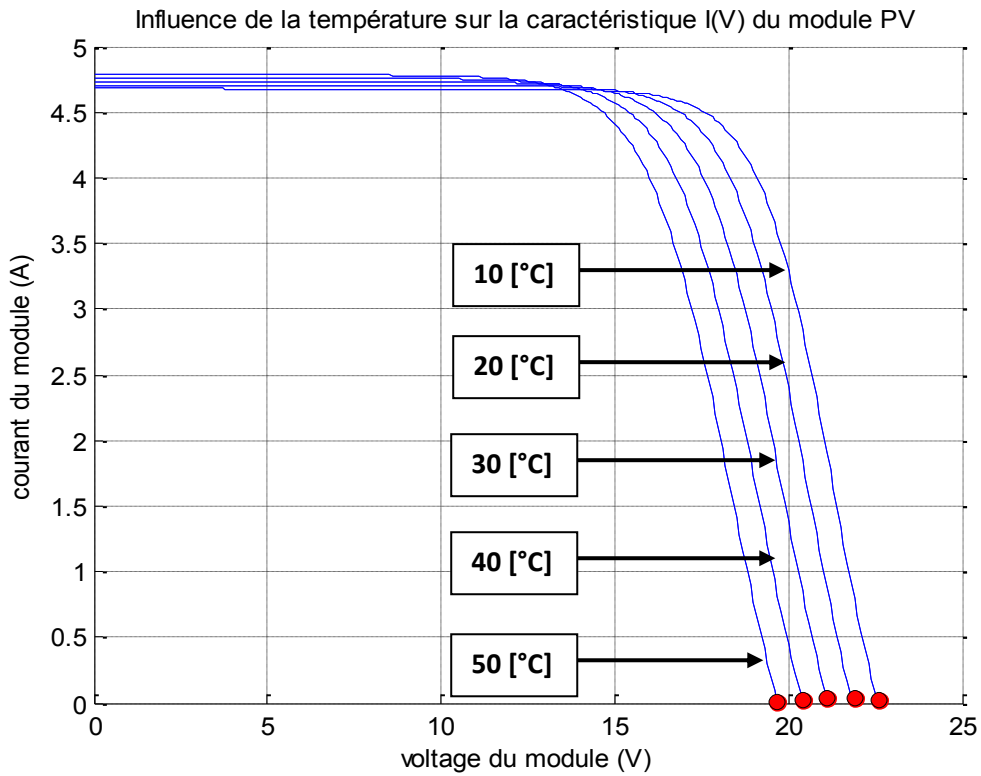


Figure IV.24 : Caractéristique $I = f(V)$ d'un panneau solaire pour différentes températures T à ensoleillement constant $G = 1000 \text{W/m}^2$.

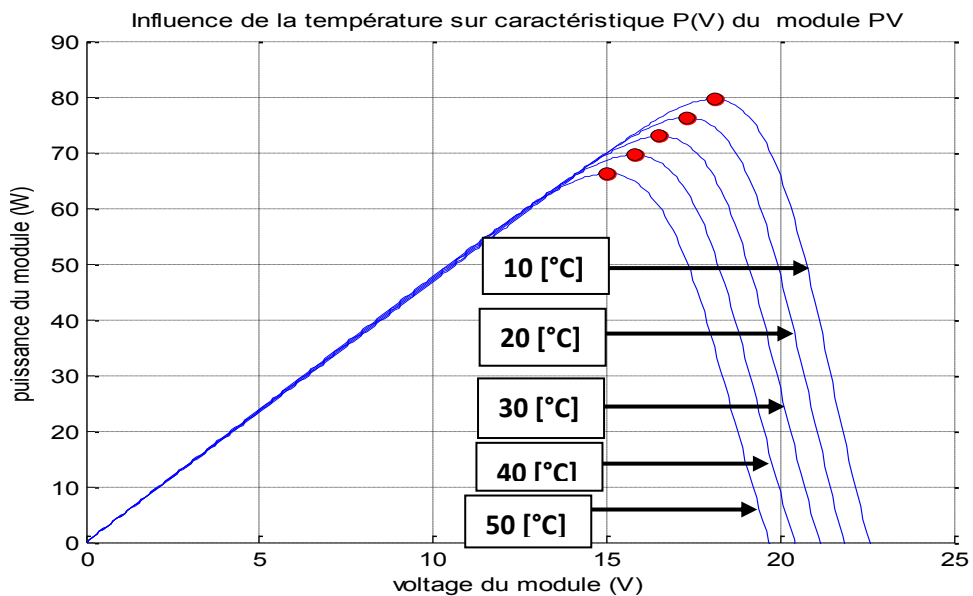


Figure IV.25 : Caractéristique $P = f(V)$ d'un panneau solaire pour différentes températures T à ensoleillement constant $G = 1000 \text{W/m}^2$.

IV.5. CONCLUSION

Dans notre travail, un programme par simulation numérique a été développé en langage Matlab sur un capteur hybride PV/T. La comparaison de nos résultats avec celles issus des expériences de **Tiwari et al, 2007** [72], **Joshi et al, 2009** [73], **Hegazy, 2000** [52], ont été faites sur les deux systèmes, nous ont offert une bonne concordance et une cohérence dans son approche et ses résultats.

Dans ce chapitre, on a présenté la variation horaire des différentes températures, à savoir : la température du verre, la température de la cellule, température de sortie fluide, d'après les résultats de la simulation, il a été retenu que ces températures suivent la variation du rayonnement solaire pendant la journée choisie.

Dans la première partie de ce chapitre, les résultats montrent le rapprochement du PMMA au verre. Ce matériau peut être utilisé comme couverture des panneaux solaires y afférents.

Dans la seconde partie, l'examen de l'effet de l'intégration des nanofluides sur les performances montrent des résultats meilleurs par rapport à l'eau et à l'air.

Dans une troisième étape, nous avons modélisé la cellule photovoltaïque, si bien qu'on a conclu que les caractéristiques du panneau solaire dépendent fortement de l'ensoleillement. Et la température a aussi une influence non négligeable sur la puissance du générateur PV.

CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

Le but de la thèse est la recherche de la faisabilité de l'intégration de la PMMA et les nanofluides dans un système hybride photovoltaïque/ thermique. Cette démonstration opérée à partir de la recherche bibliographique est telle qu'exposée dans ce travail s'est avérée faisable.

Le second but venant après la modélisation de cette intégration telle qu'elle a été précédemment démontrée, nous a amené à démontrer leurs impacts sur les performances du système.

Pour le premier système, les résultats de la simulation montrent que :

- Il existe une bonne concordance entre nos résultats et ceux issus de la littérature.
- Le système utilisant le PMMA en tant que couverture permet d'abaisser la puissance et l'efficacité électrique. Et par conséquent, augmentation de l'efficacité thermique.
- L'inertie thermique du verre conduit à freiner et à réduire la transmission d'une partie du rayonnement solaire.
- L'augmentation de la température du système utilisant le PMMA en tant que couverture permet d'augmenter la puissance utile et en même temps l'efficacité thermique.
- Le rendement global relatif au système utilisant le PMMA comme couverture est meilleur grâce aux bonnes caractéristiques du PMMA.

Comme il a été précédemment indiqué, le PMMA donne une meilleure performance thermique par rapport à ceux du verre, avec des performances électriques inférieures au verre, et ce en raison du chauffage cellulaire, avec la perspective d'utiliser un autre matériau pour le module qui aurait un bon comportement à la température, comme matériau III-V du tableau périodique comme: GaAs, GaInP ou en film mince.

Le PMMA tel que décrit comme couverture présente beaucoup d'avantages car ce matériau à moindre coût recelant une forte résistance mécanique peut être malléable et même recyclable par comparaison au verre. Cependant, lorsqu'il est soumis à une forte température, celui-ci

devient inflammable et par conséquent sujet à assurer sa protection contre toutes formes de propagation de feu.

En ce qui concerne le calcul numérique des performances d'un système solaire hybride photovoltaïque / thermique, en utilisant trois fluides de refroidissement différents: nanofluide Al_2O_3 , eau et air. Il ressort de cette partie que l'effet de l'intégration des nanofluides sur les performances du système étudié, montrent des résultats fiables par rapport à l'eau et à l'air, car :

- l'ajout de nanoparticules d' Al_2O_3 dans l'eau pure augmente sa conductivité thermique, ce qui améliore le transfert de chaleur par conduction dans ce nanofluide comparé à l'eau et l'air.
- le nanofluide augmente les performances électriques par rapport à l'eau et l'air due essentiellement à la hausse du transfert de chaleur par convection sous le panneau.
- Grâce à ses bonnes caractéristiques thermo-physiques, l'utilisation du nanofluide permet d'augmenter la puissance utile, le rendement thermique par rapport aux deux autres fluides.
- Le rendement global se caractérise par une augmentation beaucoup plus importante de lors de l'utilisation d'un nanofluide comparée aux deux autres fluides conventionnels.

Aussi des résultats relatifs à la cellule PV, on a pu affirmer que les caractéristiques du panneau solaire dépendent fortement de l'ensoleillement et que la température a donc une influence non négligeable sur la puissance du générateur PV.

Malgré les bienfaits procurés par la nécessaire et suffisante mise en place d'un système comme celui du photovoltaïque dont le captage solaire est gratuit, il demeure que les investissements tant matériel que financier sont lourds à supporter.

L'idée de pousser à une étude de prospective à l'effet d'intégrer de nouveaux matériaux au lieu et place du silicium cristallin, celui-ci nécessite un champ d'expérimentation et de mesure qui verront certainement le jour où on s'y penchera. Une étude dynamique pourra servir à décrire les écoulements à l'intérieur du canal (isothermes, etc...).

BIBLIOGRAPHIE

- [1] T.T.Chow ; G.Pei. K.F.Fong. Z.Lin. A.L.S. Chan. J . Ji. “Energy and exergy analysis of photovoltaic-thermal collector with and without glass cover” *Applied Energy*. Vol.86 , pp.310 -316, 2009.
- [2] S.K.Verna. A.K.Tiwari, “ Progress of nanofluid application in solar collectors : a review”, *Energy Conversion and Management*. Vol.100, pp.324-346, 2015.
- [3] source : fr.solarpedia.net.
- [4] source : www.greenpellets.com.
- [5] source : www.alibaba.com.
- [6] H. Mathieu, “Physique des semi-conducteurs et des composants électroniques”, 4ème édition, Masson, Paris 1998.
- [7] Stephen J. Fonash, “ Solar cell Device Physics ”, Second Edition, Elsevier, 2010, ISBN978-0-12-374774-7.
- [8] Soteris A. Kalogirou , “ Solar Energy Engineering Processes and Systems ”, Academic Press, Elsevier, 1er édition, 2009.
- [9] A. Mc. Evoy, T. Markvart and L. Castaner, “ Practical Handbook of Photovoltaics Fundamentals and Applications, Second Edition ”, Elsevier Ltd, ISBN: 978-0-12-3859334-1, 2012.
- [10] A. El Amrani, A. Mahrane, F.Y. Moussa et Y. Boukennous . Procédé d’encapsulation des modules photovoltaïques type mono-verre .*Rev. Energ. Ren.* Vol. 9, pp. 37 – 42, 2006.
- [11] Abderrezek Mahfoud, “Modélisation des cellules solaires tandem a couches minces et à haut rendement », Thèse Doctorat en sciences, Université Ferhat Abbas – SETIF 1, 2015.
- [12] Catalogue des kits solaires, Condor electronics, 2014.
- [13] Soteris A. Kalogirou , “ Solar Energy Engineering Processes and Systems ”, Academic Press, Elsevier, 1^{er} Edition, 2009.
- [14] P. Würfel, “ Physics of solar cells, from principles to new concepts ”, Wiley-vch Verlag GmbH & Co.KGaA, ISBN: 3-527-40428-7, 2005.
- [15] Les centrales solaires photovoltaïques commerciales , guide à l’intention des promoteurs de projets, International Finance Corporation 2015.

- [16] S. M. Sze and M. K. Lee, “Semiconductor Devices, Physics and Technology”, 3rd edition John Wiley & Sons, 2012.
- [17] source : www.sigma-tec.fr.
- [18] G. N. Tiwari, S. Dubey, Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications, RSC Energy. Series N° 2. 2010.
- [19] A. Duffie J, W. A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, John Wiley & Sons Inc, New York, 1991.
- [20] N.S. Chouhan, M. Ferdowsi. “Review of energy storage systems. In North American Power Symposium (NAPS)”. IEEE. DOI: 10.1109/NAPS.2009.5484062, 2009.
- [21] L. Grimault, L. Pellicer, M. Rautureau, V. Salmon, M. Crochet. Techniques et moyens de stockage de l'énergie. Projet Scientifique d'Initiation à la Recherche PSIR-SEPA , 2013.
- [22] Agence de l'environnement et de la Matière de l'énergie ADEME. Les systèmes de stockage d'énergie, feuille de route stratégique. Réf. 6919, 2011.
- [23] Jean-Marc Cottier, “ Centrales photovoltaïques Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets à l'usage des bureaux d'ingénieurs ”, 1996, Office fédéral des questions conjoncturelles, 3003 Berne, ISBN 3-905232-26-X, juin 1996.
- [24] Soteris A. Kalogirou , “ Solar Energy Engineering Processes and Systems ”, Academic Press, Elsevier, 1^{er} Edition, 2009.
- [25] Guide des Energies Renouvelables, Ministère de l'Energie et des Mines, Edition 2007.
- [26] Programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité 2008-2017, Commission de la Régulation de l'Electricité et du Gaz.
- [27] A.KHELIF, ' Expérience, potentiel et marché photovoltaïque Algérien', New Energy Algeria NEAL.2011
- [28] V. Lazarov, C. Schaeffer, M. Shishkov and M. Ivanova, “Hybrid Solar Collector”, Journal of Materials Processing Technology, Vol. 161, (1-2), pp. 229-233, 2005.
- [29] K. Touafek, W. Bendaikha-Touafek, A. Malek, M. Haddadi et L. Serir, “Etude d'un Système de Cogénération par les Capteurs Hybrides Photovoltaïques Thermiques Destinés à l'Habitat” , Revue des Energies Renouvelables, CER'07 Oujda, pp. 177 – 180, 2007.

- [30] Lu.ZH,YaoQ. “Energy Analysis of silicon solar cell modules based on an optical model for arbitrary layers”. *Sol Energy*, Vol. 81(5), pp.636–47, 2007.
- [31] Sandnes Bjornar,Rekstad John. “A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate. Experimental study and analytical model”. *Sol Energy*, Vol. 72(1), pp.63–73, 2002.
- [32] C. Good, “Environmental impact assessments of hybrid photovoltaic-thermal (PV/T) systems-A review”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 55, pp.234-239, 2016.
- [33] A. Tiwari, M.S. Sodha, A. Chandra and J.C. Joshi, “Performance Evaluation of Photovoltaic Thermal Solar Air Collector for Composite Climate in India’, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 90, (2), pp. 175-189, 2006.
- [34] A.Shahsavari, M. Salmanzadeh, M. Ameri, M. Talebizadeh, “Energy saving in buildings by using the exhaust and ventilation air for cooling of photovoltaic panels”, *Energy and Buildings*”, Vol. 43,pp. 2219-2226, 2011.
- [35] F. Hussain, M.Y. H. Othman, K.Sopian, B .Yatim, H.Ruslan, H.Othman, “Design development and performance evaluation of photovoltaic/ thermal (PV/T) air base solar collector”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 25, pp.431-441, 2013.
- [36] V. Raman, G.N. Tiwari, “Life cost analysis of HPVT air collector under Indian climatic conditions”, *Energy Policy*, Vol. 36, pp.603–611, 2008.
- [37] Jee Joe Michael , Iniyan S , Ranko Goic , “Flat plate solar photovoltaic–thermal (PV/T) systems: A reference guide”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 51, pp.62–88, 2015.
- [38] G.N. Tiwari, R.K. Mishra , S.C. Solanki, “Photovoltaic modules and their applications: A review on thermal modeling”, *Applied Energy*, Vol. 88, pp.2287–2304, 2011.
- [39] Adnan Ibrahim, Mohd Yusof Othman, Mohd Hafidz Ruslan, Sohif Mat, Kamaruzzaman Sopian, “Recent advances in flat plate photovoltaic/thermal (PV/T) solar collectors”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, pp.352–365, 2011.
- [40] C.H. Cox III, P. Raghuraman, “Design considerations for flat-plate photovoltaic/thermal collectors”. *Solar Energy*, Vol. 35, pp.227–241, 1985.

- [41] Takashima T, Anaka T, Dor T, Kamoshida J, Tani T, Horigome T, “New proposal for photovoltaic–thermal solar energy utilization method” ,Solar Energy; Vol.52, pp.241–245,1994.
- [42] Tiwari A, Sodha MS, Chandra A, Joshi JC, “Performance evaluation of photovoltaic thermal solar air collector for composite climate of India”. Solar Energy Mater Solar Cells, Vol.90, pp.175–89, 2006.
- [43] Joshi AS, Tiwari A, “Energy and energy efficiencies of a hybrid photovoltaic–thermal (PV/T) air collector”, Renew Energy, Vol.32, pp. 2223–2241, 2007.
- [44] Aste Niccolo, Giancarlo Chiesa, Francesco Verri, “Design, development and performance monitoring of a photovoltaic-thermal (PVT) air collector”, Renewable Energy Vol. 33, pp.914–927, 2008.
- [45] Sarhaddi F, Farahat S, Ajam H, Behzadmehr A, Mahdavi Adeli M, “An improved thermal and electrical model for a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector”, Appl Energy, Vol.87, pp. 2328–2339, 2010.
- [46] Tonui JK, Tripanagnostopoulos Y, “Improved PV/T solar collectors with heat extraction by forced or natural air circulation”, Renewable Energy, Vol.32, pp. 623–637, 2007.
- [47] Tonui JK, Tripanagnostopoulos Y, “Air-cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvements” , Solar Energy, Vol.81, pp. 498–511, 2007.
- [48] Othman MYH, Ruslan H, Sopian K, Jin GL, “Performance study of photovoltaic-thermal (PV/T) solar collector with V-grooved absorber plate”, Sains Malaysiana, Vol.38, pp.537–541, 2009.
- [49] Jin GL, Ibrahim A, Chean YK, Daghigh R, Ruslan H, Mat S, et al, “Evaluation of single-pass photovoltaic-thermal air collector with rectangle tunnel absorber”, American Journal of Applied Sciences, Vol.7, pp.277–282, 2010.
- [50] F Hussain, M Y Othman, B Yatim, H Ruslan, K Sopian, Z. Anuar, S Khairuddin, “Comparison study of air base photovoltaic/thermal(PV/T) collector with different design of heat exchanger”, World renewable energy forum ,WREF 2012, pp.189–194, 2012.
- [51] Sopian K, Liu HT, Kakac S, Veziroglu TN, “Performance of a double pass photovoltaic thermal solar collector suitable for solar drying systems”, Energy Conversion and Management, Vol. 41, pp.353–365, 2000.

- [52] Hegazy A, “Comparative study of the performance of four photovoltaic/ thermal solar air collectors”, *Energy Convers Manage*, Vol.41, pp.861–881, 2000.
- [53] M E A Slimani , M Amirat , I Kurucz , S Bahria , A Hamidat , W B Chaouch, “A detailed thermal-electrical model of three photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid air collectors and photovoltaic (PV) module: Comparative study under Algiers climatic conditions”, *Energy Conversion and Management*, Vol.133, pp. 458–476, 2017.
- [54] Hj. Othman MY, Yatim B, Sopian K, Abu Bakar MN, “Performance analysis of a double-pass photovoltaic/thermal (PV/T) solar collector with CPC and fins”, *Renewable Energy*, Vol.30, pp. 2005-2017, 2005.
- [55] Othman MY, Yatim B, Sopian K, Bakar MNA, “Double-pass photovoltaic-thermal solar air collector with compound parabolic concentrator and fins”, *Journal of Energy Engineering* Vol.132, pp.116–120. 2006.
- [56] Alfegi EMA, Sopian K, Othman MYH, Yatim BB, “The effect of flow rates on the performance of finned single pass, double duct photovoltaic thermal solar air heaters”, *European Journal of Scientific Research*, Vol. 25, pp.339–344, 2009.
- [57] Othman MY, Yatim B, Sopian K, Abu Bakar MN, “Performance studies on a finned double-pass photovoltaic-thermal (PV/T) solar collector”, *Desalination* Vol.209, pp.43–49, 2007.
- [58] Florschuetz LW, “Extension of the Hottel–Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors”, *Solar Energy* , Vol. 22, pp. 361–366, 1979.
- [59] Prakash J, “Transient analysis of a photovoltaic-thermal solar collector for cogeneration of electricity & hot air/water”, *Energy Conversion Management*, Vol. 35(11), pp. 967–972, 1994.
- [60] T. T. Chow, “Performance analysis of photovoltaic- thermal collector by explicit dynamic model”, *Solar Energy*, Vol. 75, pp.143-152, 2003.
- [61] Chow TT, He W, Ji J, “Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application”, *Solar Energy*, Vol. 80, pp.298–306, 2006.
- [62] C. Cristofari, G. Notton, J. L. Canaletti, “Thermal behavior of a copolymer PV/TH solar system in low flow rate conditions”, *Solar Energy*, Vol. 83, pp.1123-1138, 2009.
- [63] Swapnil Dubey , G.N. Tiwari, “Analysis of PV/T flat plate water collectors connected in series”, *Solar Energy*, Vol.83, pp.1485–1498, 2009.

- [64] Adnan Ibrahim, Mohd Yusof Othman, Mohd Hafidz Ruslan et al, “Recent advances in flat plate photovoltaic/thermal (PV/T) solar collectors”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.15, pp. 352–365, 2011.
- [65] Dubey Swapnil, Tay Andrew A O, “Testing of two different types of photovoltaic/thermal (PVT)modules with heat flow pattern under tropical climatic conditions”, *Energy Sustainable Dev*, Vol. 17, pp.1–12 , 2013.
- [66] A. Khelifa, K.Touafek, H. Ben Moussa, I.Tabet, “Modeling and detailed study of photovoltaic thermal (PV/T) solar collector”, *Solar Energy*, Vol.135, pp.169-176, 2016.
- [67] H.A. Zondag , D.W. de Vries ,et al, “The yield of different combined PV-thermal collector designs”, *Solar Energy*, Vol.74, pp. 253–269,2003.
- [68] Tripanagnostopoulos Y.Tzavellas D. et al, “Hybrid PV/T systems with dual heat extraction operation”, *Proceedings of the 17h European PV solar Energy conference Munich, Allemagne*, pp.2515-2518, 2011.
- [69] D.Su, Y.Jia, G.Alva, Y.Tang, G.Fang, “Dynamic performance analysis of photovoltaic-thermal solar collector with dual channels for different fluids”, *Energy Conversion and Management*, Vol.120, pp.13-24, 2016.
- [70] Zondag H A, “Flat-plate PV–thermal collectors and systems: a review”, *Renewable Sustainable Energy Rev*, Vol. 12(4), pp.891–959, 2008.
- [71] Chow TT, “A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology”, *Appl Energy* Vol. 87(2), pp.365–379, 2010.
- [72] Tiwari A, Sodha MS, “Parametric study of various configurations of hybrid PV/thermal air collector: experimental validation of theoretical model”, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol.91, pp.17–28, 2007.
- [73] A.S.Joshi, A.Tiwari, G.N. Tiwari, I.Dincer, B.V.Reddy, “Performance evaluation of a hybrid photovoltaic thermal (PV/T) (glass to glass) system”, *International Journal Thermal Sciences* , Vol.48, pp.154 -164, 2009.
- [74] A.Blaga, “Use of plastics in solar energy applications”, *Solar Energy*, Vol.21. pp.331-338, 1978.
- [75] A. Vesselinka Petrova-Koch, Rudolf Hezel Adolf Goetzberger, “ High-Efficient Low-Cost Photovoltaics Recent Developments”, *Springer-Verlag Berlin Heidelberg*, 2009.

- [76] Mahfoud Abderrezek, Mohamed Fathi, Farid Djahli, and Mohammed Ayad, "Numerical Simulation of Luminescent Downshifting in Top Cell of Monolithic Tandem Solar Cells", *International Journal of Photoenergy*, Article ID 480634, Vol. 2013, 6.
- [77] F. E. Edlin, "Plastic glazing for solar energy absorption collectors", *The Annual Meeting of the American Society of Mechanical Engineers*, New York. December, 1957. pp. 1-6.
- [78] F.C.O.Brien Bernini, J.G. McGowan, "Performance of non-metallic flat plate solar collectors", *Solar Energy*. Vol.33, pp.305-319, 1984.
- [79] T. Koyuncu, "Performance of various designs of solar air heaters for crop drying applications", *Renewable Energy*. Vol. 31, pp.1073-1088, 2006.
- [80] Gladés Bachir, "Contribution à l'étude de la convection naturelle dans les nano fluides en configuration de Rayleigh-Bénard. Thèse du Doctorat de l'université de Toulouse Octobre 2010.
- [81] L. A. Tagliafico, F. Scarpa, M. D. Rosa, "Dynamic thermal models and CFD analysis for flat plate thermal solar collectors- A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol.30, pp.526-537, 2004.
- [82] O.Mahian, A.Kianifar, S.A.Kalogirou, I.Pop, S.Wongwises, "A review of the application of Nano fluids in solar energy". *International Journal of Heat and Mass Transfer*. Vol.57, pp.582-594, 2013.
- [83] M. Faizal, R. Saidur, S. Mekhilef, M.A.Alim, "Energy economic and environmental analysis of metal oxides Nano fluid for falt plate collector", *Energy Conversion and Management*, Vol.76, pp.162-168, 2013.
- [84] J.Sarkar, "A critical review on convective heat transfer correlations of Nano fluids", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.15,pp.3271-3271, 2011.
- [85] L. Gogson, B. Raja, D. M. Lal, S. Wongwises, "Enhancement of heat transfer using nanofluids- An overview". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol.14, pp. 629-641, 2010.
- [86] X- Q.Wang, A.S.Mujumdar, "A review on nanofluids-part1:Theoretical and numerical investigations", *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, Vol.25, pp.613-630, 2008.
- [87] Y.Xuan, Q. Li, "Investigation on convective heat transfer and flow features of nanofluids", *Journal of Heat Transfer*, Vol.125, pp.151-155, 2003.

- [88] R.S. Vajjha, D.K.Das, “A review and analysis on influence of temperature and concentration of nanofluids on thermo physical properties, heat transfer and pumping power”, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, Vol.55, pp.4063-4078, 2012.
- [89] R. Kandasamy, I. Muhaimin, A. K. Rosmila, “The performance evaluation of unsteady MHD non-Darcy nanofluid flow over a porous wedge due to renewable (solar) energy”, *Renewable Energy*, Vol.64, pp.1-9, 2014.
- [90] M. Rostanami, S. F. Hosseinizadeh, M. Gorji, J. M.Khodadadi, “Numerical study of turbulent forced convection flow of nanofluids in a long horizontal duct considering variable proprieties”, *International Communications in Heat and Mass Transfer*, Vol.37, pp.1426-1431, 2010.
- [91] T. Yousefi, F. Veysi, E. Shojaeizadeh, S. Zinadini, “An experimental investigation on the effect of Al₂O₃ – H₂O nanofluid on the efficiency of flat plate solar collectors”, *Renewable Energy*, Vol.39, pp.293-298, 2012.
- [92] R. Saidur, T. C. Meng, Z. Said, M. Hasanuzzaman, A. Kamyar, “Evaluation of the effect of nanofluid-based absorbers on direct solar collector”, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, Vol.55, pp.5899-5907, 2012.
- [93] H. Vishwanadula, E. C. Nsofor, “Studies on forced convection nanofluid flow in circular conduits”, *ARPJ Journal of Engineering and Applied Sciences*, Vol.7, pp.371-376, 2012.
- [94] Z.Said, M.H.Sajid, M.A.Alim, R.Saidur, N.A.Rahim, “Experimental investigation of the thermophysical proprieties of AL₂O₃- nanofluid and its effect on a flat plate solar collector”. *International Communications in Heat and Mass Transfer*. Vol.48, pp.99-107, 2013.
- [95] S. E. B. Maiga, S. J. Palm, C. T. Nuguen, G. Roy, N. Galanis, “Heat transfer enhancement by using nanofluids in forced convection flows”, *International Journal of Heat and Fluid Flow*, Vol. 26, pp.530-546, 2005.
- [96] M. Sardarabadi , M. Passandideh-Fard , S. Zeinali Heris . Experimental investigation of the effects of silica/water nanofluid on PV/T (photovoltaic thermal units). *Energy* 66, 264-272, 2014.
- [97] M.Sardarabadi, M. Hosseinzadeh, A.Kazemian, M.Passandideh-Fard. Experimental investigation of the effects of using metal-oxides/water nanofluids on a photovoltaic thermal system (PVT) from energy and exergy viewpoints. *Energy* 138. 682-695, 2017.

- [98] S. Hassani , R. Saidur , S. Mekhilef , R.A. Taylor d .Environmental and exergy benefit of nanofluid-based hybrid PV/T systems. *Energy Conversion and Management* 123, 431–444, 2016.
- [99] C. Cristofari, G. Notton, J. L. Canaletti, “Thermal behavior of a copolymer PV/TH solar system in low flow rate Conditions”, *Solar Energy*, Vol. 83, pp. 1123-1138. 2009.
- [100] A. DuffieJ, W. A. Beckman, “Solar Engineering of Thermal Processes”, John Wiley & SonsInc, New York, 1991.
- [101] G. N. Tiwari, S. Dubey, “Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications”, RSC Energy. Series N° 2. 2010.
- [102] K. S. Ong, “Thermal performance of solar air heaters: Mathematical model and solution procedure”,*Solar Energy*, Vol.55, pp. 93-109, 1995.
- [103] J.P. Holman, “Heat Transfer”, 10th ed., McGraw-Hill series in Mechanical Engineering, 2010.
- [104] F. P. Incropera, “ Fundamentals of Heat and Mass Transfer”, Johns Wiley & Sons, 2006.
- [105] W. Gao, W. Lin, T. Liu, C. Xia, “Analytical and experimental studies on the thermal performance of cross-corrugated and flat plate solar air heaters”, *Applied Energy*, Vol. 84, pp. 425-441. 2007.
- [106] A. I. Kudish, E. G. Evseev, G. Walter, T. Leukefeld, “Simulation study of a solar collector with a selectively coated polymeric double walled absorber plate”, *Energy Conversion and Management*, Vol. 43, pp.651-671, 2002.
- [107] S. E. B. Maiga, C. T. Nguyen, N. Galanis, G. Roy, “Heat behaviors of nanofluids in a uniformly heated tube”, *Super Lattices and Microstructures*, Vol. 35, pp.543-557, 2004.
- [108] J.Sarkar, “A critical review on convective heat transfer correlations of nanofluids”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.15, pp. 3271-3271, 2011.
- [109] J.S. Jayakumar, S.M. Mahajania, J.C. Mandala, Kannan N. Iyer, P.K. Vijayanb. “CFD analysis of single-phase flows inside helically coiled tubes”. *Computers and Chemical Engineering*, Vol. 34, pp. 430–446, 2010.
- [110] Y.Xuan, Q. Li, “Investigation on convective heat transfer and flow features of nanofluids”, *Journal of Heat Transfer*, Vol.125, pp.151-155, 2003.

- [111] E. Abu-Nada, "Effects of variable viscosity and thermal conductivity of Al₂O₃-water nanofluid on heat transfer enhancement in natural convection", *International Journal of Heat and Fluid Flow*, Vol. 30, pp.679-690, 2009.
- [112] Z.Said, M.H.Sajid, M.A.Alim, R.Saidur, N.A.Rahim, "Experimental investigation of the thermophysical proprieties of AL₂O₃- nanofluid and its effect on a flat plate solar collector", *International Communications in Heat and Mass Transfer*, Vol. 48, pp.99-107, 2013.
- [113] A. Blaga, "Use of plastics in solar energy applications", *Solar Energy*. Vol. 21. pp. 331-338, 1978.
- [114] F. Sarhaddi, S. Farahat, H. et al, "An improved thermal and electrical model for a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector", *Applied Energy*, Vol. 87, pp.2328-2339. 2010.
- [115] H. Mathieu, "Physique des semi-conducteurs et des composants électroniques", 4^èm édition, Masson, Paris 1998.
- [116] A. Mc. Evoy, T. Markvart and L. Castaner, " Practical Handbook of Photovoltaics Fundamentals and Applications, Second Edition ", Elsevier Ltd, ISBN: 978-0-12-3859334-1, 2012.
- [117] Slimani, M.E.A., et al, "A detailed thermal-electrical model of three photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid air collectors and photovoltaic (PV) module: Comparative study under Algiers climatic conditions", *Energy Conversion and Management*, Vol. 133,pp. 458-476, 2017.
- [118] <http://www.accuweather.com/fr/dz/constantine/> Accessed 30 Juin 2016.
- [119] P. Singh , N.M. Ravindra, "Temperature dependence of solar cell performance-an analysis". *Solar Energy Materials & Solar Cells*. Vol.101, pp. 36-45, 2012.
- [120] Y. Triapanagnostopoulos, Aspects and improvements of hybrid photovoltaic/thermal solar energy systems. *Solar Energy*. Vol. 81 (2007). pp. 1117-1131.
- [121] A. Sfeir, G. Guarracino, "Ingénierie des systèmes solaires, Technique et documentation" , Paris, 1981.
- [122] Alain Ricaud, "Gisement solaire et transferts énergétiques", cours master les énergies renouvelables, université Cergy Pontoise, Janvier 2011.
- [123] Michel Dagunet, "Les séchoirs solaires, théorie et pratique", UNESCO 1985.

BIBLIOGRAPHIE

- [124] Y.Cengel, HEAT TRANSFER, a practical approach. Second edition , Mc Grow Hill.2003.
- [125] N. Boumahrat et Gourdin, Méthodes numériques, OPU, 1980.

ANNEXE A – LE GISEMENT SOLAIRE

A.1. INTRODUCTION	105
A .2. LE RAYONNEMENT SOLAIRE	105
A. 2.1. LA CONSTANTE SOLAIRE	105
A. 2.2. DONNEES ASTRONOMIQUES	105
A. 2.3. DETERMINATION DU TEMPS SOLAIRE	106
A. 2.4. LE RAYONNEMENT SOLAIRE	107

Tout dimensionnement ou toute application de l'énergie solaire, nécessite la connaissance des divers rayonnements : direct, diffus et global. Dans ce chapitre, nous allons donner une vue générale sur le gisement solaire, car il est fondamental de connaître la position du soleil en fonction du temps afin de récupérer un maximum d'énergie tombant sur une surface donnée.

A.1. INTRODUCTION

Les stations météorologiques ne sont pas disponibles souvent, ce qui rend la mesure des irradiations solaires impossibles dans des zones dont elle ne dispose pas d'une station. Pour cela et afin d'estimer le rayonnement solaire, il existe plusieurs modèles semi-empiriques qui permettent d'avoir des valeurs des différents composants du rayonnement solaire. Dans cette étude, on a choisi le modèle le plus utilisé et le plus simple pour le calcul de l'irradiation solaire.

A .2. LE RAYONNEMENT SOLAIRE

Il est généralement accepté que la source du rayonnement solaire est une réaction thermonucléaire hydrogène-hélium : les détails de cette réaction sont peu connus et jamais encore observés en laboratoires. Le soleil est considéré comme un corps noir ayant un diamètre de 1.39 millions de km et porté à une température de 5762 °K [100,122].

A.2.1. LA CONSTANTE SOLAIRE

La constante solaire représente le flux solaire moyen sur un plan perpendiculaire à la direction des rayons et placé en dehors de l'atmosphère terrestre. Sa valeur moyenne est retenue à 1367 W/m² [122].

A. 2.2. DONNEES ASTRONOMIQUES

A. 2.2.a. La latitude

Permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque par rapport à l'équateur [123].

A. 2.2. b. La longitude

Représente l'angle entre le méridien du lieu et le méridien origine des longitudes (qui passe par la ville de GREENWICH) [123].

A.2.2.c. La déclinaison du soleil

C'est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre. Cet angle varie au cours des saisons suivant la loi périodique de Cooper (1969) suivante [100,123] :

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{360}{365} \times (284 + N)\right) \quad (^\circ) \quad (\text{A. 1})$$

N : représente le nombre du jour à compter à partir du 1^{er} Janvier jusqu'au jour de calcul.

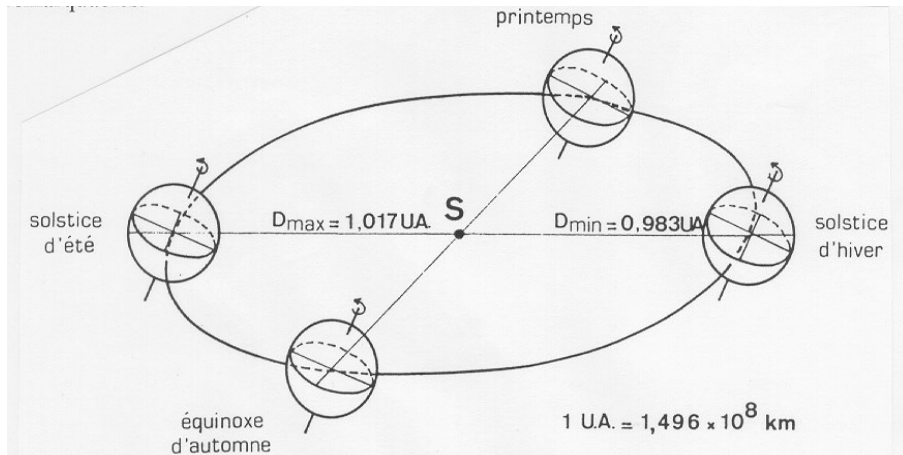


Figure A.1. Mouvement de rotation de la terre [123]

A.2.2.d. L'angle horaire

Il est déterminé par la rotation diurne de la terre autour de son axe. C'est la mesure de l'arc de trajectoire solaire compris entre le soleil et le plan méridien du lieu [123].

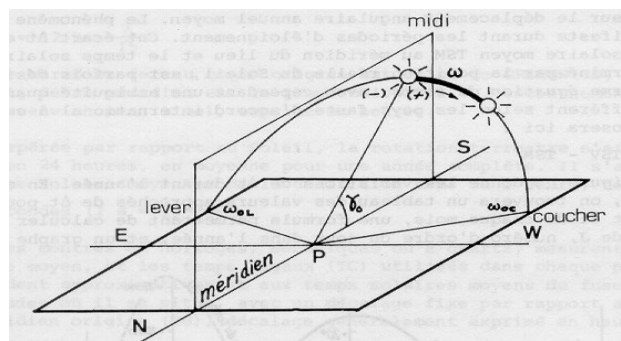


Figure.A.2. L'angle horaire du soleil [123]

A. 2.3. DETERMINATION DU TEMPS SOLAIRE

A. 2.3.a.Le temps solaire vrai (TSV)

Le temps solaire vrai à un instant donné représente l'angle horaire ω. Il est compté à partir de midi [124].

$$TVS = 12 + \omega \quad (\text{si } \omega \text{ en h}) \quad (A. 2)$$

A. 2.3.b.Le temps solaire moyen(TSM)

Il est donné par la relation :

$$TSV - TSM = Et \quad (\text{min}) \quad (A. 3)$$

Tel que :

Et : représente l'équation du temps (min), elle est donnée par la relation :

$$Et = 9.87 \times \sin(2N') - 7.53 \times \cos(N') - 1.5 \sin(N') \quad (\text{A. 4})$$

$$N' = \frac{360}{365}(N - 81) \quad (\text{A. 5})$$

N : est le nombre du jour compté à partir de premier janvier.

A.2.3.c. Le temps universel (TU)

Le temps universel est défini comme étant le temps civil moyen du méridien de Greenwich.

Pour un lieu se situant à la longitude L :

$$TU = TSM - \frac{L}{15} \quad (\text{h}) \quad (\text{A. 6})$$

A. 2.3. d. Le temps local (TL)

C'est le temps local lu sur les horloges.

$$TL = TU + \Delta H \quad (\text{h}) \quad (\text{A. 7})$$

ΔH : Le décalage horaire.

A.2.4. LE RAYONNEMENT SOLAIRE

Le rayonnement solaire global est la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus.

$$P_{\text{glob}} = P_{\text{dir}} + P_{\text{dif}} \quad (\text{W/m}^2) \quad (\text{A.8})$$

A. 2.4. a. Calcul du rayonnement direct

La relation qui permet de calculer le rayonnement direct est :

$$P_{\text{dir}} = P_{\text{dir,h}} \times \cos(i) \quad (\text{W/m}^2) \quad (\text{A. 9})$$

Tel que i , représente l'angle d'incidence.

$P_{\text{dir,h}}$: Le rayonnement direct reçu par un plan horizontal, qui est donné par la relation :

$$P_{\text{dir,h}} = I_0 \times C \times \tau_{\text{dir}} \quad (\text{W/m}^2) \quad (\text{A. 10})$$

$$C = 1 + 0.003 \times \cos\left(\frac{360 \times N}{365}\right) \quad (\text{A. 11})$$

Sachant que :

I_0 : La constante solaire ($I_0 = 1356 \text{ W/m}^2$).

N : Numéro du jour dans l'année.

τ_{dir} : Le coefficient de transmission du rayonnement direct.

$$\tau_{dir} = A \times \exp(-B/\sinh) \quad (\text{A. 12})$$

Où : A et B sont des constantes tirées à partir du tableau suivant :

Tableau .A.1 : Les coefficients A et B définissant l'état du ciel.

L'état du ciel	A	B
Ciel pur	0.87	0.17
Condition normale	0.88	0.26
Zone industrielle	0.91	0.43

A. 2.4.b. Le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus provient de toute les directions de la voûte céleste, Il n'a pas de direction privilégiée [123], il est donné par la relation suivante :

$$P_{dif} = P_{dif,c} + P_{dif,s} \quad (\text{W/m}^2) \quad (\text{A. 13})$$

Tel que : $P_{dif,c}$: Le flux émis par la voûte céleste.

$$P_{dif,c} = P_{dif,h} \times (1 + \cos\beta)/2 \quad (\text{W/m}^2) \quad (\text{A.14})$$

Avec :

β : L'angle d'inclinaison du capteur.

$P_{dif,h}$: Le flux diffus reçu par un plan horizontal.

$$P_{dif,h} = I_0 \times C \times \sin(h) \times \tau_{dif} \quad (\text{W/m}^2) \quad (\text{A. 15})$$

τ_{dif} : Coefficient de transmission du rayonnement diffus.

$$\tau_{\text{dif}} = 0.2710 - 0.2939 \times \tau_{\text{dir}} \quad (\text{A. 16})$$

$P_{\text{dif},s}$: Le flux émis par le sol.

$$P_{\text{dif},s} = \rho \times (1 - \cos\beta)/2 (P_{\text{dif},h} \sin h + P_{\text{dif},h})(\text{W/m}^2) \quad (\text{A. 17})$$

ρ : L'albédo du sol égale 0.2.

ANNEXE B – METHODE NUMERIQUE

B.1. INTRODUCTION	111
B .2. LA METHODE ITERATIVE GAUSS-SEIDEL	111
B.3. LA DISCRETISATION DES EQUATIONS	113

Pour résoudre le système d'équations du bilan énergétique, une solution de méthode matricielle sera appliquée, si bien qu'il est plus expressif d'effectuer des manipulations algébriques compliquées et afin de faciliter les calculs, l'utilisation d'un d'ordinateurs permet d'offrir un temps court d'exécution ainsi qu'une meilleure précision.

B.1. INTRODUCTION

Les méthodes numériques servent pour la résolution des équations différentielles. Elles sont fondées sur le remplacement de ces équations différentielles par des équations algébriques. La méthode des différences finies permet de remplacer les dérivées par des différences donc il existe plusieurs méthodes itératives appropriées pour la résolution de ces systèmes d'équations différentielles [124,125].

B.2. LA METHODE ITERATIVE GAUSS-SEIDEL

La méthode de Gauss Seidel est une méthode itérative qui converge rapidement par rapport aux autres, comme elle est généralement préférée pour les grands systèmes non linéaires

$$(A \times T = B).$$

Le principe de la méthode de Gauss Seidel pour le système non linéaire suivant est décrit ainsi :

$$A \times T = B \tag{B.1}$$

Où :

A: Une matrice carrée d'ordre $(n \times n)$,

B: La matrice colonne du deuxième membre d'ordre (n) ,

T: Le vecteur des inconnus d'ordre (n) .

La matrice "A " s'écrit sous la forme suivante :

$$A = M - N \tag{B.2}$$

Où :

$$M = D - L \tag{B.3}$$

$$N = U \tag{B.4}$$

Avec :

D : La matrice diagonale.

L : La matrice inférieure.

N : La matrice supérieure.

Alors le système (B.1) peut s'écrire ainsi :

$$(M - N) \times T = B \quad (\text{B.5})$$

Dans la méthode de *Gauss-Seidel*, on réécrit (B.5) à partir d'un vecteur initial T^0 , de la manière suivante :

$$T^{(1)} = (D - L)^{-1} \times U \times T^{(0)} + (D - L)^{-1} \times B \quad (\text{B.6})$$

Comme l'inverse de $(D - L)^{-1}$ peut être compliqué à calculer, il est préférable d'écrire le système comme suit :

$$(D - L)^{-1} \times T^{(1)} = U \times T^{(0)} + B \quad (\text{B.7})$$

Soit encore :

$$D^{-1} \times T^{(1)} = L \times T^{(1)} + U \times T^{(0)} + B \quad (\text{B.8})$$

Où :

$$T^{(1)} = D^{-1} \times L \times T^{(1)} + D^{-1} \times U \times T^{(0)} + D^{-1} \times B \quad (\text{B.9})$$

Ce qui est équivalent à :

$$T^{(k+1)} = D^{-1} \times L \times T^{(k+1)} + D^{-1} \times U \times T^{(k)} + D^{-1} \times B \quad (\text{B.10})$$

En développant cette récurrence vectorielle on obtient :

$$T_1^{(k+1)} = (b_1 - a_{12} \times T_2^{(k)} - a_{13} \times T_3^{(k)} \dots \dots \dots - a_{1n} \times T_n^{(k)}) / a_{11}$$

$$T_2^{(k+1)} = (b_2 - a_{21} \times T_1^{(k+1)} - a_{23} \times T_3^{(k)} \dots \dots \dots - a_{2n} \times T_n^{(k)}) / a_{22}$$

$$T_n^{(k+1)} = (b_n - a_{n1} \times T_1^{(k+1)} - a_{n2} \times T_2^{(k+1)} \dots \dots \dots - a_{n,n-1} \times T_{n-1}^{(k+1)}) / a_{nn}$$

Pour, $k = 1$ jusqu'à k_{max} , ce système d'équations converge si :

$$|T^{(k+1)} - T^{(k)}| < eps$$

- Où bien :

$$\frac{|T^{(k+1)} - T^{(k)}|}{|T^{(k+1)}|} < eps$$

B.3 .DISCRETISATION DES EQUATIONS

B.3.1. Pour le premier système

Nœud 1 : Le vitrage

$$\frac{M_v C_{pv}}{A_v} \times \left(\frac{T_v^t(j) + T_v^{t-\Delta t}(j)}{\Delta t} \right) = H_{rv}(T_{ciel} - T_v^t(j)) + H_{vv}(T_a - T_v^t(j)) + H_{cv}(T_c^t(j) - T_v^t(j)) + P_v \quad (B.11)$$

▪ Nœud 2 : La cellule solaire

$$\frac{M_c C_{pc}}{A_c} \times \left(\frac{T_c^t(j) - T_c^{t-\Delta t}(j)}{\Delta t} \right) = H_{cc}(T_t^t - T_c^t(j)) \frac{A_t}{A_c} + H_{cv}(T_v^t(j) - T_c^t(j)) - Q_{ele} + P_c \quad (B.12)$$

▪ Nœud 3 : le tedlar

$$\frac{M_t C_{pt}}{A_t} \times \left(\frac{T_t^t(j) - T_t^{t-\Delta t}(j)}{\Delta t} \right) = H_{cc}(T_c^t(j) - T_t^t(j)) \frac{A_c}{A_t} + H_{vt}(T_f^t(j) - T_t^t(j)) \frac{A_f}{A_t} + H_{rt}(T_{is}^t(j) - T_t^t(j)) \quad (B.13)$$

▪ Nœud 4 : Le fluide caloporteur

$$\frac{M_f C_{pfair}}{A_f} \times \left(\frac{T_f^t(j) - T_f^{t-\Delta t}(j)}{\Delta t} \right) = H_{vt}(T_t^t(j) - T_f^t(j)) \frac{A_t}{A_f} + H_{vis} (T_{is}^t(j) - T_f^t(j)) \frac{A_{is}}{A_f} - \dot{m} c_{p_{fair}} (T_{out} - T_{in}) A_f \quad (B.14)$$

▪ Nœud 5 : L'isolant

$$\frac{M_{is} C_{pis}}{A_{is}} \times \left(\frac{T_{is}^t(j) - T_{is}^{t-\Delta t}(j)}{\Delta t} \right) = (H_{ci} + H_{va})(T_a(j) - T_{is}^t(j)) + H_{rt}(T_t^t(j) - T_{is}^t(j)) + H_{vis}(T_f^t(j) - T_{is}^t(j)) \frac{A_f}{A_{is}} + H_{ra}(T_a(j) - T_{is}^t(j)) \quad (B.15)$$

C'est un système de cinq équations cinq inconnus sous forme matriciel :

$$Mat A(5,5) \times Mat(5,1) = Mat B(5,1) \quad (B.16)$$

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} & a_{15} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} & a_{25} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{34} & a_{35} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} & a_{45} \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & a_{54} & a_{55} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} T_v^t(j) \\ T_c^t(j) \\ T_t^t(j) \\ T_f^t(j) \\ T_{is}^t(j) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} \quad (\text{B.17})$$

Tel que :

$$a_{11} = \frac{M_v C_{pv}}{A_v \Delta t} + H_{rv} + H_{vv} + H_{cv}$$

$$a_{12} = -H_{rv} - H_{cv}$$

$$a_{13} = a_{14} = a_{15} = 0$$

$$a_{21} = -H_{rv} - H_{cv}$$

$$a_{22} = \frac{M_c C_c}{A_c \Delta t} + H_{cc} \frac{At}{AC} + H_{cv}$$

$$a_{23} = -H_{cc} \frac{At}{Ac}$$

$$a_{24} = a_{25} = 0$$

$$a_{31} = 0$$

$$a_{32} = -H_{cc} \frac{At}{Ac}$$

$$a_{33} = \frac{M_t C_{pt}}{A_t \Delta t} + H_{cc} \frac{At}{Ac} + H_{vt} \frac{Af}{At} + H_{rt}$$

$$a_{34} = -H_{vt} \frac{Af}{At}$$

$$a_{35} = -H_{rt}$$

$$a_{41} = a_{42} = 0$$

$$a_{43} = -H_{vt} \frac{Af}{At}$$

$$a_{44} = \frac{M_f C_{pfair}}{A_f \Delta t} + H_{vt} \frac{Af}{At} + H_{vis} \frac{Ais}{Af} + 2M_f C_{pfair}$$

$$a_{45} = -H_{vis} \frac{Ais}{Af}$$

$$a_{51} = a_{52} = 0$$

$$a_{53} = -H_{rt}$$

$$a_{54} = -H_{vis} \frac{Ais}{Af}$$

$$a_{55} = \frac{M_{is}C_{pis}}{A_{is}\Delta t} + H_{ci} + H_{va} + H_{ra} + H_{rt} + H_{vis} \frac{A_{is}}{A_f}$$

$$B_1 = \frac{M_v C_{pv}}{A_v \Delta t} T_v^0 + P_v + H_{vv} T_a + H_{rv} T_{ciel}$$

$$B_2 = \frac{M_c C_c}{A_c \Delta t} T_c^0 + P_c - Q_{ele}$$

$$B_3 = \frac{M_t C_{pt}}{A_t \Delta t} T_t^0$$

$$B_4 = \frac{M_f C_{pfair}}{A_f \Delta t} T_f^0 + M_f C_{pfair} T_{in}^0$$

$$B_5 = \frac{M_{is} C_{pis}}{A_{is} \Delta t} T_{is}^0 + (H_{ci} + H_{va}) T_a + H_{ra} T_a$$

B.3.2. Pour le deuxième système

Nœud 1 : Le vitrage

$$\frac{M_v C_{pv}}{A_v} \times \left(\frac{T_v^t(j) + T_v^{t-\Delta t}(j)}{\Delta t} \right) = H_{rv}(T_{ciel} - T_v^t(j)) + H_{vv}(T_a - T_v^t(j)) + (H_{vc} + H_{rc})(T_c^t(j) - T_v^t(j)) + P_v \quad (B.18)$$

Nœud 2 : La cellule solaire

$$\frac{M_c C_{pc}}{A_c} \times \left(\frac{T_c^t(j) - T_c^{t-\Delta t}(j)}{\Delta t} \right) = H_{cc}(T_p^t - T_c^t(j)) \frac{A_p}{A_c} + (H_{vc} + H_{rc})(T_v^t(j) - T_c^t(j)) - Q_{ele} + P_c \quad (B.19)$$

Nœud 3 : L'absorbeur

$$\frac{M_p C_{pp}}{A_p} \times \left(\frac{T_p^t(j) - T_p^{t-\Delta t}(j)}{\Delta t} \right) = H_{cc}(T_c^t(j) - T_p^t(j)) \frac{A_c}{A_p} + H_{vp}(T_f^t(j) - T_p^t(j)) \frac{A_f}{A_p} + H_{rp}(T_{bp}^t(j) - T_p^t(j)) \quad (B.20)$$

Nœud 4 : Le fluide caloporteur

$$\frac{M_f C_{pf}}{A_f} \times \left(\frac{T_f^t(j) - T_f^{t-\Delta t}(j)}{\Delta t} \right) = H_{vp}(T_p^t(j) - T_f^t(j)) \frac{A_p}{A_f} + H_{vbp}(T_{bp}^t(j) - T_f^t(j)) \frac{A_{bp}}{A_f} - \dot{m} c_{pfair}(T_{out} - T_{in}) A_f \quad (B.21)$$

Nœud 5 : La plaque arrière

$$\frac{M_{bp}C_{ppp}}{A_{bp}} \times \left(\frac{T_{bp}^t(j) - T_{bp}^{t-\Delta t}(j)}{\Delta t} \right) = (H_{ci} + H_{va})(T_a(j) - T_{bp}^t(j)) + H_{rp}(T_p^t(j) - T_{bp}^t(j)) + H_{vbp}(T_f^t(j) - T_{bp}^t(j)) \frac{A_f}{A_{bp}} + H_{ra}(T_a(j) - T_{bp}^t(j)) \quad (\text{B.22})$$

C'est un système de cinq équations cinq inconnus sous forme matriciel :

$$\text{Mat } A(5,5) \times \text{Mat}(5,1) = \text{Mat } B(5,1) \quad (\text{B.23})$$

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} & a_{15} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} & a_{25} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{34} & a_{35} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} & a_{45} \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & a_{54} & a_{55} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} T_v^t(j) \\ T_c^t(j) \\ T_t^t(j) \\ T_f^t(j) \\ T_{is}^t(j) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} \quad (\text{B.24})$$

Tel que

$$a_{11} = \frac{M_v C_{pv}}{A_v \Delta t} + H_{rv} + H_{vv} + H_{vc} + H_{rc}$$

$$a_{12} = -H_{rc} - H_{vc}$$

$$a_{13} = a_{14} = a_{15} = 0$$

$$a_{21} = -H_{rc} - H_{vc}$$

$$a_{22} = \frac{M_c C_c}{A_c \Delta t} + H_{cc} \frac{A_p}{A_c} + H_{vc} + H_{rc}$$

$$a_{23} = -H_{cc} \frac{A_p}{A_c}$$

$$a_{24} = a_{25} = 0$$

$$a_{31} = 0$$

$$a_{32} = -H_{cc} \frac{A_p}{A_c}$$

$$a_{33} = \frac{M_t C_{pt}}{A_p \Delta t} + H_{cc} \frac{A_c}{A_p} + H_{vp} \frac{A_f}{A_p} + H_{rp}$$

$$a_{34} = -H_{vp} \frac{A_f}{A_p}$$

$$a_{35} = -H_{rp}$$

$$a_{41} = a_{42} = 0$$

$$a_{43} = -H_{vp} \frac{A_f}{A_p}$$

$$a_{44} = \frac{M_f C_{pf}}{A_f \Delta t} + H_{vp} \frac{A_f}{A_p} + H_{vbp} \frac{A_{bp}}{A_f} + 2M_f C_{pf}$$

$$a_{45} = -H_{vbp} \frac{A_{bp}}{A_f}$$

$$a_{51} = a_{52} = 0$$

$$a_{53} = -H_{rp}$$

$$a_{54} = -H_{vbp} \frac{A_{bp}}{A_f}$$

$$a_{55} = \frac{M_{bp} C_{pbp}}{A_{bp} \Delta t} + H_{ci} + H_{va} + H_{ra} + H_{rp} + H_{vbp} \frac{A_{bp}}{A_f}$$

$$B_1 = \frac{M_v C_{pv}}{A_v \Delta t} T_v^0 + P_v + H_{vv} T_a + H_{rv} T_{ciel}$$

$$B_2 = \frac{M_c C_c}{A_c \Delta t} T_c^0 + P_c - Q_{ele}$$

$$B_3 = \frac{M_p C_{pp}}{A_p \Delta t} T_p^0$$

$$B_4 = \frac{M_f C_{pf}}{A_f \Delta t} T_f^0 + M_f C_{pf} T_{in}^0$$

$$B_5 = \frac{M_{bp} C_{pbp}}{A_{bp} \Delta t} T_{bp}^0 + (H_{ci} + H_{va}) T_a + H_{ra} T_a$$

C.1. Le calcul de la température ambiante

$$T_a = \left[\frac{T_{a-\max} - T_{a-\min}}{2} \right] \cdot \sin \left[\frac{(TL - 8) \cdot \pi}{12} \right] + \left[\frac{T_{a-\max} + T_{a-\min}}{2} \right] \quad (C.1)$$

Avec :

$T_{a-\max}$: La température maximale journalière moyenne du mois considéré.

$T_{a-\min}$: La température minimale journalière moyenne du mois considéré.

TL : Le temps local.

C.2. Les caractéristiques physiques appliquées au capteur

Tableau C. 1. Caractéristiques des différentes composantes du capteur hybride PV / T utilisées en simulation

Paramètres	Cellule PV	Tedlar	Isolation
Coefficient d'absorption (-)	$\alpha_c=0.9$ [73, 72]	$\alpha_t=0.5$ [73, 72]	-
Coefficient de transmission (-)	$\tau_c=0.09$ [69]	-	-
Emissivité (-)	$\varepsilon_c=0.7$ [103]	$\varepsilon_t=0.95$ [103]	-
Epaisseur (m)	$e_c= 0.0003$ [69]	$e_t= 0.0003$ [73, 72]	$e_i=50$ [73, 72]
Conductivité thermique (W/m. K)	$k_c= 148$ [69]	$k_t= 0.033$ [73, 72]	$k_i= 0.035$ [73, 72]
Densité (kg/m ³)	$\rho_c= 2330$ [103]	$\rho_t= 1390$ [103]	$\rho_i= 24$ [103]
Chaleur spécifique (J/kg. K)	$c_c=836$ [103]	$c_t=1400$ [103]	$c_i=919$ [103]

Tableau C.2. Paramètres principaux du verre et du plexiglass utilisés dans la simulation

Paramètres	Verre	Plexiglass
Coefficient d'absorption (-)	0.05 [73, 72]	0.04 [74]
Coefficient de transmission (-)	0.91 [73, 72]	0.93 [174]
Emissivité (-)	0.85 [104]	0.86 [74]
Epaisseur (m)	0.003 [73, 72]	0.003 [74]
Conductivité thermique (W/m. K)	0.7 [73, 72]	0.2 [74]
Densité (kg/m ³)	2700 [103]	1200 [74]
Chaleur spécifique (J/kg. K)	750 [103]	150 [74]
Indice de réfraction (-)	1.5 [103]	1.49 [74]

Tableau C. 3. Principaux paramètres utilisés dans la simulation.

Paramètres	Verre	Cellule PV	Absorbeur	Isolation
Coefficient d'absorption (-)	$\alpha_v=0.04$ [52]	$\alpha_c=0.9$ [52]	$\alpha_p=0.94$ [52]	-
Coefficient de transmission (-)	$\tau_v=0.9$ [52]	-	-	-
Emissivité (-)	$\varepsilon_v=0.86$ [52]	$\varepsilon_c=0.7$ [52]	$\varepsilon_p=0.95$ [52]	-
Épaisseur (mm)	$e_v= 3$ [52]	$e_c= 0.22$ [62]	$e_p= 3$ [52]	$e_i=50$ [52]
Conductivité thermique (W.m⁻¹.K⁻¹)	$k_v= 1.8$ [62]	$k_c= 130$ [62]	$k_p= 386$ [101]	$k_i= 0.045$ [52]
Densité (kg.m⁻³)	$\rho_v= 2700$ [62]	$\rho_c= 2330$ [62]	$\rho_p= 8954$ [103]	-
Chaleur spécifique (J.kg⁻¹.K⁻¹)	$cp_v=750$ [62]	$cp_c=836$ [62]	$cp_p=3831$ [103]	-

ملخص

الطلب المتزايد على الطاقة من طرف الافراد يستنفد تماما المحروقات التقليدية المختلفة، للتخفيف من استعمالها سعت الكثير من الدول للاهتمام بها لإيجاد الحلول ، وفي الوقت نفسه سعت لأجل رفع المردود مع أقل التكاليف. وبالتالي قمنا بتطوير دراسة تسلط الضوء على استخدام الطاقة الشمسية عن طريق إدخال أجهزة الاستشعار الهجين الضوئية / الحرارية التي تتألف من وحدة الكهروضوئية و مبادل حراري من تحتها لضمان تبريد الخلايا الضوئية. وسوف تستخدم الطاقة المنتجة لتوليد الكهرباء والحرارة. في العمل المنجز