



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

DEPARTEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES

Pour l'obtention du diplôme de :

MASTER EN ENERGIES RENOUVELABLES

OPTION : Conversion Photovoltaïque

Thème

**Réalisation et étude des performances d'un panneau
solaire hybride photovoltaïque/thermique**

Réalisé par : BOURAI Azzedine

Soutenu le : 29 juin 2017

Devant le jury composé de :

M. DOUMAZ Toufik.....Président

M. LAFRI Djamel..... Examineur

Dr. CHEKIREF Fatima..... Examineur

Dr. KASBADJI MERZOUK NachidaEncadreur

Année Universitaire 2016-2017

Table des matières

INTRODUCTION	9
I. ETAT DE L'ART	12
II. MODELISATION	19
II.1. Introduction	19
II.2. Solaire Photovoltaïque	19
II.2.1. Silicium monocristallin	19
II.2.2. Silicium poly (ou multi-) cristallin	19
II.2.3. Silicium amorphe.....	19
II.2.4. Tellurure de cadmium (CdTe).....	20
II.2.5. Arséniure de gallium (GaAs).....	20
II.3. Caractérisation du panneau solaire PV.....	20
II.3.1. La courbe caractéristique.....	20
II.3.2. Puissance-crête et rendement	21
II.3.3. Influence de l'éclairement sur le panneau PV	21
II.4. Modélisation du panneau photovoltaïque	23
II.4.1. Schéma équivalent d'un panneau PV	23
II.4.2. Rendement photovoltaïque	25
II.5. Capteur solaire thermique	27
II.5.1. Principe.....	27
II.5.2. Modélisation du capteur solaire thermique	28
II.6. Modélisation du panneau PV/THERM	29
II.6.1. Présentation du système étudié.....	29
II.6.2. Le bilan thermique des cellules photovoltaïques	31
II.6.3. Bilan thermique du fluide caloporteur.....	31
II.7. Bilan thermique sur la cuve de stockage.....	31
II.8. Conclusion.....	32
III. REALISATION, TEST ET EXPERIMENTATION	34
III.1. Introduction.....	34
III.2. Présentation de la boucle de test	34

III.3.	Réalisation.....	35
III.3.1.	Le panneau solaire photovoltaïque.....	35
III.3.2.	Le capteur solaire thermique.....	38
III.3.3.	La pompe à eau	39
III.3.4.	La cuve de stockage	40
III.3.5.	Le système électrique.....	41
III.4.	Instruments de mesure	43
III.4.1.	FLUKE hydra serie II 2625A.....	43
III.4.2.	PVPM 1000C40	45
III.4.3.	Station météo.....	45
III.4.4.	FLIR T610.....	46
III.5.	Test expérimentaux.....	46
III.5.1.	Tests préliminaires	46
III.5.2.	Tests expérimentaux.....	49
III.5.3.	Tests finaux	51
III.6.	Conclusion	52
IV.	RESULTATS ET DISCUSSIONS.....	54
IV.1.	Introduction.....	54
IV.2.	Résultats des tests préliminaires sur le capteur thermique	54
IV.3.	Résultats des tests préliminaires sur le panneau PV	56
IV.4.	Résultats des tests du PV/THERM	58
IV.4.1.	Le PV/THERM en image thermographique	59
IV.4.2.	Résultats du 6 juin avec raccordement à la canalisation.....	60
IV.4.3.	Résultats du 7 juin avec raccordement à la cuve de stockage en circuit fermé	63
IV.4.4.	Résultats du 15 juin 2017 sans refroidissement.....	66
IV.4.5.	Conclusion.....	68
V.	CONCLUSION GENERAL ET PERSPECTIVE.....	70
	REFERENCES.....	72

NOMENCLATURE

AM	masse d'air
C_C	capacité calorifique de capteur thermique [j/Kg.K]
C_w	capacité calorifique de l'eau [j/Kg.K]
E_{el}	énergie électrique produite [Wh]
F	facteur de vue du ciel du capteur thermique
FF	Facteur de forme du PV
FS	facteur spectral
G_t	éclairement solaire sur le capteur [W/m ²]
I_{mpp}	Courant au point maximum de puissance [A]
I_{cc}	Courant de court-circuit [A]
L	Largeur de la conduite [m]
M_w	Masse de l'eau dans la cuve de stockage [Kg]
P_{nom}	Puissance nominal du PV [W]
S_C	Surface du capteur thermique [m ²]
S_G	Surface de la vitre PV sans cellules [m ²]
S_{PV}	Surface total de la vitre PV [m ²]
S_S	Surface de la section de la conduite [m ²]
S_{tk}	Surface extérieur de la cuve de stockage [m ²]
T_e	Température ambiante [K]
T_m	Température moyenne de l'eau du capteur thermique [K]
T_{PV}	Température de la cellule PV [K]
T_{in}	Température d'entrée d'eau dans le capteur thermique [K]
T_{tk}	Température moyenne de l'eau dans la cuve de stockage [K]
$T_{tk,i}$	Température d'entrée d'eau de la cuve de stockage [K]
T_{out}	Température de sortie d'eau du capteur solaire thermique [K]
T_{PV-sky}	Température moyenne PV ciel [K]
T_{sky}	Température du ciel [K]
U_b	Coefficient de perte thermique arrière du capteur thermique [W/m ² .K]
U_F	Coefficient de perte thermique latéral et arrière du capteur thermique [W/m ² .K]
U_{tk}	Coefficient de perte thermique de la surface extérieur de la cuve de stockage [W/m ² .K]
V_{mpp}	Tension au point maximal de puissance [V]
U_{co}	Tension a circuit ouvert [V]
h	énergie électrique produite [Wh]

h_v	coefficient de transfert convectif de chaleur externe [W/m ² .K]
h_{ePV}	coefficient de transfert convectif et radiatif de chaleur externe [W/m ² .K]
h_{ic}	Coefficient de transfert convectif dans la lame d'air [W/m ² .K]
h_{rG-P}	Coefficient de transfert radiative entre les cellules PV et le capteur thermique [W/m ² .K]
$h_{rPV-sky}$	coefficient de transfert radiative externe de chaleur entre les cellules PV et le ciel [W/m ² .K]
h_{rPV-P}	Coefficient de transfert radiative entre les cellules PV et le capteur thermique [W/m ² .K]
k_α	Facteur de correction d'absorption du rendement PV
k_γ	Facteur de correction de température du rendement PV
k_θ	Facteur de correction optique du rendement PV
k_λ	Facteur de correction spectral du rendement PV
k_g	Facteur de correction pour faible éclairage du rendement PV
m	Débit massique [Kg/s]
n	Nombre de conduite
t	Temps [s]
t_b	Température ambiante de l'arrière du capteur thermique
t_G	Température de la vitre PV sans cellules [K]
t_m	Température de la lame d'air entre la vitre PV et le capteur thermique [K]
w_e	Vitesse du vent [m/s]
α_{PV}	Facteur Absorption de la cellule PV
α_P	Facteur Absorption du capteur thermique
γ_{PV}	Coefficient de température de la cellule PV
δ_c	Epaisseur [m]
ε_{PV}	Emissivité infrarouge de la cellule PV
η_a	Rendement instantané du module PV
η_n	Rendement nominale du module PV
ρ_c	Masse volumique [Kg/m ³]
ρ_w	Masse volumique de l'eau [Kg/m ³]
σ	Constante de Stefan-Boltzmann 5,67.10 ⁻⁸ W/m ² K ⁴
τ_{Gn}	Transmittance solaire de la vitre PV a angle d'incidence normale
τ_G	Transmittance solaire de la vitre PV a angle d'incidence quelconque

RESUME

نظرا للتغيرات المناخية الكبيرة على المستوى العالمي، تم القيام بإجراءات لتطوير الطاقات المتجددة وخاصنا الطاقة الشمسية. عدت حلول تكنولوجيا تم إدخالها من بينها الماسكات الحرارية الهجينة، حيث مبدؤها هو تحسين مردود اللوحات الشمسية وذلك بامتصاص الطاقة الحرارية المنبعثة من اللوح الشمسي بواسطة سائل حراري. في هذا الإطار تم القيام بمشروع مذكرة ماستر وذلك بإنجاز نموذج متطور لقابض شمسي متطور متكون من قابض حراري من الألومنيوم منطبق داخل لوح شمسي. هذا القابض له الخاصية ان السائل الحراري يمر في كافة انحنائه وبتاي يمتص كمية كبيرة من الحرارة التجارب تم القيام بها في قسم الطاقات المتجددة ومركز البحث العلمي للتركيبات الشمسية.

Suite au constat des importants changements climatiques au niveau mondial, des actions sont menées en vue du développement des énergies renouvelables et en particulier de l'énergie solaire. Diverses solutions technologiques ont été par-là, introduites telles que les capteurs solaires PV/THERM hybrides dont le principe est de permettre l'amélioration du rendement des panneaux PV par récupération de l'énergie thermique qu'ils dissipent à l'aide d'un fluide caloporteur pouvant être de l'air ou de l'eau.

C'est dans ce cadre que s'inscrit ce travail de mémoire de fin d'étude qui a pour objectif de concevoir une configuration innovante de composant hybride multifonctionnel, basée sur la superposition des fonctions de production thermique et électrique.

Un prototype de capteurs solaires PV/THERM hybrides à eau constitué d'un absorbeur métallique en aluminium encastré dans un panneau PV a été réalisé. Ce capteur a la particularité de laisser circuler de l'eau sur toute sa surface à travers une fine épaisseur, absorbant ainsi le maximum de chaleur possible.

Les tests ont été effectués conjointement au département des énergies renouvelable et au centre de développement des équipements solaires (UDES) de Bou-Ismaïl Tipaza.

Following the recognition of major global climate changes, actions are being taken to develop renewable energies and in particular solar energy. Various technological solutions have been introduced, such as hybrid PV / THERM solar collectors, the principle of which is to improve the efficiency of PV panels by recovering the thermal energy which they dissipate with the aid of a " A heat transfer fluid which may be air or water.

It is within this framework that this work of end-of-study memory is aimed at designing an innovative configuration of multifunctional hybrid component, based on the superposition of thermal and electrical production functions.

A prototype hybrid water PV / THERM solar collectors consisting of an aluminum metal absorber embedded in a PV panel has been produced. This sensor has the particularity of allowing water to circulate over its entire surface through a thin layer, absorbing as much heat as possible.

The tests were carried out jointly with the Renewable Energies Department and the Bou-Ismaïl Tipaza Solar Equipment Development Center (UDES).

Mots clés: Photovoltaïque, Thermique, Capteur solaire, Energie solaire, Intégration au bâti, Productivité.

Remerciements

Ce mémoire est le résultat d'un travail de recherche de près d'un an. En préambule, je veux adresser tous mes remerciements aux personnes avec lesquelles j'ai pu échanger des connaissances, des informations et qui m'ont aidé pour la rédaction de ce mémoire.

je remercie les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ma recherche en acceptant d'examiner mon travail Et de l'enrichir par leurs propositions.

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Je tiens à remercier Dr KASBADJI MERZOUK Nachida, mon professeur et promotrice, pour ses précieux conseils et son orientation ficelée tout au long de ma recherche.

Un grand merci à Monsieur DOUMAZ Toufik mon enseignant et parrain sans lequel je n'aurais pas pu faire se master, qui ma soutenue et aidé tout le long de se master et sans lequel ce projet de fin d'étude n'aurais pas vue le jour.

Merci a monsieur LAFRI Djamal pour son aide et conseils pour mon expérimentation

Merci au Dr MERZOUK Mustapha chef de département des énergies renouvelables qui m'a accordé une liberté de travail pendant ma réalisation de ce travail au sein du département.

Merci à Monsieur SEFFAL Abdelghani directeur de la SARL S.FIVE GROUPE pour son aide et ses idées à la réalisation de mon projet.

Merci a Monsieur AMAR CHERIF Samir responsable à la EURL ABM3 servies pour son aide et ses idées à la réalisation de mon projet.

Je tiens également à remercier monsieur SAMARA Zoubir chercheur à l'UDES et les autres jeunes chercheures pour leurs aides et sympathie montrées durant toute la période de tests à l'UDES.

Enfin, j'adresse mes plus sincères remerciements à ma famille : ma mère et ma petite sœur Yamina pour leurs accompagnement, soutient et aide tout au long de la réalisation de ce mémoire.

INTRODUCTION GENERALE

L'Algérie est un pays où les énergies fossiles sont disponibles en abondance. Dixième réserve mondiale de gaz, troisième réserve africaine de pétrole, l'avenir énergétique de notre pays semble assuré. Toutefois, avec la baisse du prix du pétrole ces dernières années, une crise énergétique s'est installée en Algérie qui a entraîné le gouvernement algérien à la recherche de nouvelles sources énergétiques pour palier au déficit.

Sur une capacité installée de 13 GWT en 2012, 98% des installations fonctionnent à l'énergie fossile. Ceci a permis d'atteindre un taux d'accès à l'électricité de 100%. En revanche, cette abondance crée une dépendance, qui pour y remédier, le gouvernement a mis en place en 2011, puis en 2015, un programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

L'objectif de ce programme est de porter la part des énergies renouvelables à 40% dans le mix énergétique d'ici à 2030.

L'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants au monde, estimé à plus de 5 milliards de GWh. Le potentiel solaire est compris entre 1700 et 2650 kWh/m²/an suivant la localisation, pour un ensoleillement annuel de plus de 3500h [1].

14 centrales électriques photovoltaïques d'une capacité installée de 268 MW ont été mises en service en 2015, les Hauts Plateaux et le sud du pays. [2]

Une des problématiques du photovoltaïque est son rendement qui ne dépasse pas les 16% et qui diminue durant les périodes de chaleurs. Vu que l'Algérie est un pays chaud, des solutions de cogénération qui consiste à mettre en place des systèmes hybrides (PV Thermique) permettraient de pallier à ce problème en récupérant la chaleur émise par les systèmes photovoltaïque par des fluides caloporteur et ainsi refroidir ses modules.

La présente étude consiste en la réalisation d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique à eau avec des produits locaux, muni d'une architecture et d'un design innovant pour le rendre plus performant par rapport à ce qui a été déjà fait en Algérie.

Ce système hybride permettra de fournir de l'électricité et de la chaleur en combinant les avantages d'un panneau solaire photovoltaïque et d'un capteur solaire thermique tout en gagnant :

- de l'espace lors de l'installation en toiture
- et de garder un bon rendement électrique du panneau photovoltaïque en période de chaleur
- de récupérer le surplus de chaleur dégagé par ce dernier lors de son exposition au soleil.

Ainsi le panneau hybride fournira plus d'énergie d'électricité pendant l'année par rapport à un panneau photovoltaïque classique de même puissance, et la chaleur

récupérée par le capteur thermique peut préchauffer l'eau sanitaire utilisée dans l'habitat pour réduire le cout de chauffage de l'eau.

Sur ce, il sera abordé dans le mémoire au premier chapitre ce qui a été déjà réalisé et étudié dans le domaine des capteurs solaires hybrides à eau grâce une synthèse bibliographique des différents travaux depuis les années 70 jusqu'à ces dernière années.

Le second chapitre traite de la modélisation théorique des composants du système hybride réalisé.

Le troisième chapitre comporte les différentes étapes de la réalisation du capteur hybride PVT et les tests électriques et hydrauliques réalisés pour étudier son fonctionnement.

Le quatrième chapitre expose les résultats obtenus des mesures thermiques et électriques effectuées, au sein de l'unité de Développement des Equipements Solaires (UDES) sur le capteur solaire hybride ainsi qu'une discussion.

Enfin le document se termine par une conclusion générale et les perspectives.

CHAPITRE I

ETAT DE L'ART

La plus grande partie de l'éclairement solaire absorbée par les cellules solaires PV n'est pas convertie en électricité et accroît leur température, entraînant ainsi une baisse de leur rendement électrique. Les capteurs solaires PV/T hybrides sont des systèmes qui combinent des panneaux solaires photovoltaïques et des capteurs solaires thermiques dont le fluide caloporteur récupère une partie de la chaleur dissipée par les panneaux photovoltaïques PV et entraîne ainsi un refroidissement des cellules. Ces capteurs solaires hybrides permettent la production simultanée d'énergies thermique et électrique

Afin de mener à bien la conception du capteur solaire PV/T à eau, une synthèse bibliographique des capteurs solaires PV/T hybrides a été réalisée.

La recherche sur ce type de capteurs solaires a débutée dans les années 70 et s'est intensifiée dans les années 80.

En 2005, Zondag, [3] propose un état de l'art sur les capteurs solaires PV/T hybrides dans le cadre des travaux par le projet européen PV-Catapult [4]. Parmi les premières études recensées par Zondag [3], certaines mettent l'accent sur l'évolution de la configuration géométrique des composants et d'autres sur les méthodes de modélisation. Ainsi, il cite :

- le travail de Wolf [5] qui en 1976, qui effectue l'analyse d'un capteur solaire thermique comportant des modules PV à base de silicium et couplé à un système de stockage de chaleur.

- l'étude réalisée par Kern et Russel en 1978 [6] qui donne les principes de base des capteurs solaires employant de l'eau ou de l'air comme fluide caloporteur.

- les travaux d'Hendrie, en 1982 [7] qui a développé un modèle théorique de système PV/T hybride basé sur les corrélations mises en place pour des capteurs solaires standards.

- En 1981, Raghuraman [8] présente des méthodes numériques permettant la prévision des performances des capteurs solaires plans PV/T à eau ou à air.

- Plus tard, en 1985, Cox et Raghuraman [9] développent des logiciels de simulation permettant l'étude des performances des systèmes PV/T hybrides à air, et mettent l'accent sur l'influence des propriétés optiques du vitrage sur les rendements thermique et électrique de ces composants solaires.

- En 1986, Lalovic et al [10] proposent un nouveau type de cellules amorphes a-Si transparentes comme solution économique pour la construction de modules PV.

- Diverses études expérimentales et théoriques ont été réalisées ensuite, en vue du développement des systèmes PV/T hybrides [11].

D'autres recherches dont le but est l'optimisation des performances à travers l'amélioration des conditions de fonctionnement (inclinaison, orientation du composant...) ou en proposant des configurations géométriques innovantes ont été publiées.. Ainsi, elles se basent sur la modification des dimensions ou des propriétés des

matériaux de constitution isolant thermique, absorbeur, cellules PV...) ou des fluides caloporteurs (air, eau glycole...). Ces améliorations visent à accroître la quantité d'énergie solaire absorbée et les transferts thermiques entre le fluide caloporteur et l'absorbeur ou à réduire voire éliminer les pertes thermiques extérieures du capteur solaire hybride.

En 1997, Fujisawa et Tani [12] ont conçu et construit un capteur solaire PV/T hybride à eau installé sur une cité universitaire à Tokyo, au Japon, (voir figure1). Le capteur solaire hybride étudié, se compose d'un capteur solaire vitré à liquide muni d'un absorbeur plan en aluminium non-sélectif, et dont le vitrage est un module PV en silicium monocristallin (Figure II.1). L'analyse consistait à l'évaluation des performances énergétiques du composant étudié. Ainsi, une étude expérimentale in situ a été menée sur ce capteur solaire vitré et sur un capteur solaire similaire mais sans vitrage en vue d'estimer et de comparer leurs performances énergétiques annuelles.

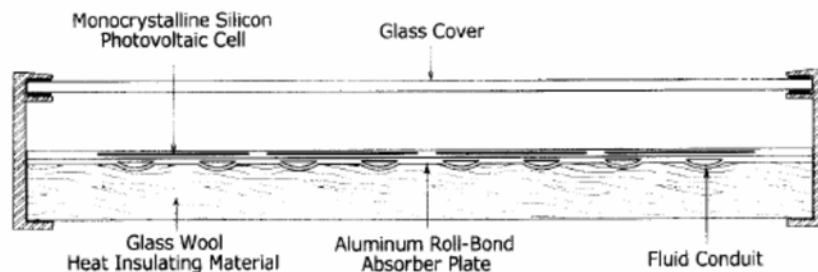


Figure I.1: Coupe transversale du composant hybride à eau [10].

En 2001, Tripanagnostopoulos [11] effectue l'étude d'un capteur solaire hybride faisant appel à deux types de fluides caloporteurs dans les tubes caloporteurs sont disposés de manière superposée. Trois configurations ont été conçues et analysées expérimentalement afin d'évaluer le comportement de chacune des formes de production thermique (à air ou à eau). Ils ont démontré que le système le plus performant schématisé sur la Figure II.2 comporte un absorbeur soudé à des tubes en cuivre situé en face avant du composant, une plaque métallique plane et des ailettes disposées sur la parois inférieure de la lame d'air.

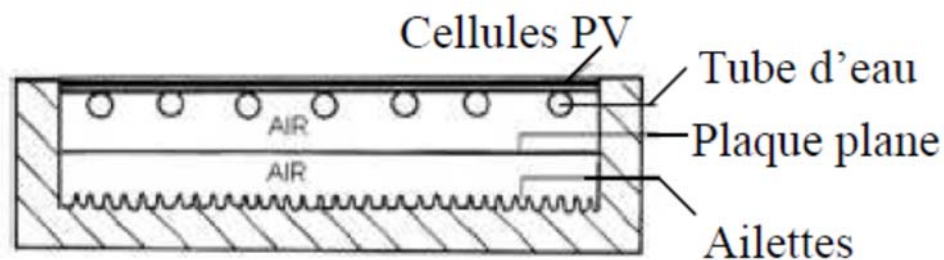


Figure I.2: PV/THERM à deux fluides et à fonctions superposées [11]

En 2002, Sandnes et Rekstad [13] étudie un système composé de cellules PV en silicium monocristallin collées sur un absorbeur en plastique noir (polyphénilenoxyde) à l'aide de 0.5 mm d'adhésif à base de silicium. Cet absorbeur est muni de canaux de circulation d'eau en sous-face (Figure II.3).

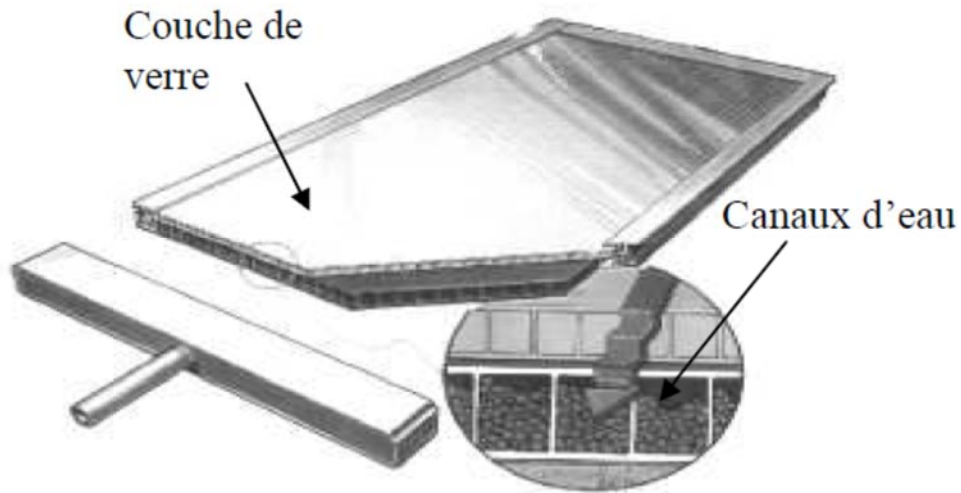


Figure I.3 : Schéma du capteur solaire PV/T hybride à eau SolarNor [11].

En 2003, un capteur solaire PV/T hybride à eau est étudié en régime dynamique par Chow [14]. Il établit un modèle adapté aux simulations thermiques en régime transitoire. Il s'appuie pour cela, sur les travaux de Bergene et Lovvik [15] qui présentent en 1995, la modélisation d'une configuration similaire de capteur solaire PV/T hybride à eau.

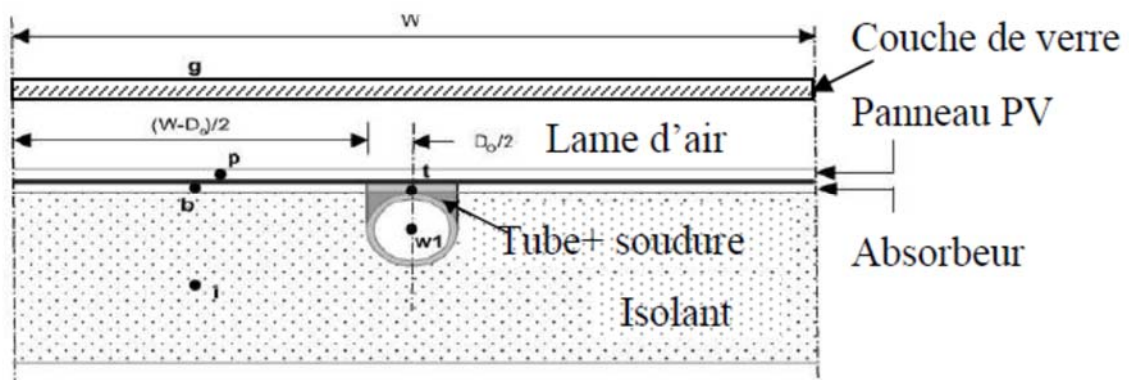


Figure I.4: Coupe du capteur solaire PV/T hybride à eau [14]

En 2007, Fraisse et al [16] étudient un système combinant un capteur solaire hybride à eau et un plancher solaire dans une phase d'intégration à un bâtiment situé à Macôn. Le système est composé de cellules mono et poly-cristallines (Figure II.5).

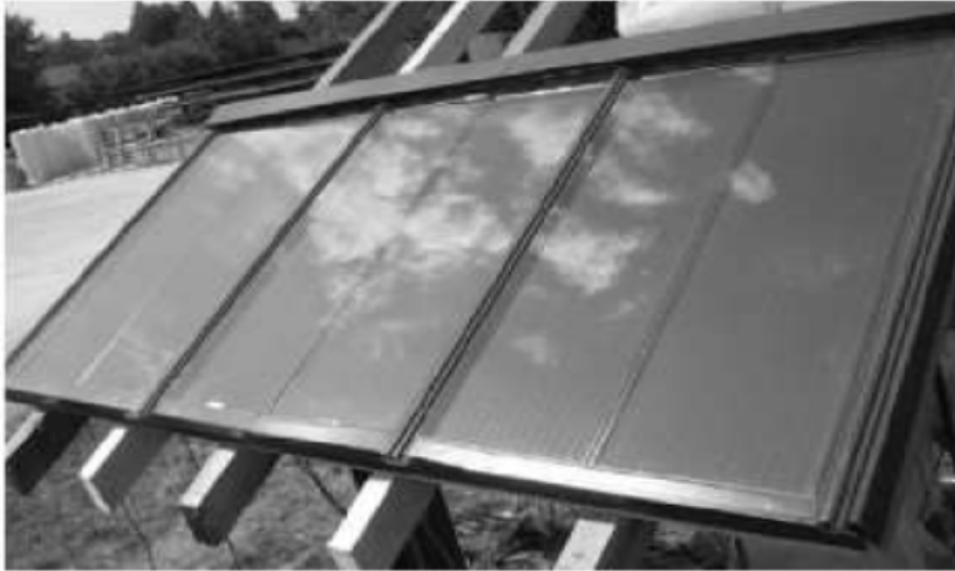


Figure I.5 : Le capteur solaire PV/T hybride à eau.

Ils démontrent qu'en présence d'un vitrage le rendement électrique annuel du système hybride combiné est de 6.8 %, ce qui est inférieur de 28 % au rendement d'un capteur solaire PV non intégré (9.4 %). Ils expliquent cette baisse de rendement électrique par un accroissement de la température de fonctionnement des panneaux PV (pouvant être supérieure à 100 °C) dû à la couverture de verre. Par contre, en absence de vitrage le rendement électrique est de 10 %, ce qui est supérieur de 6 % à celui du capteur solaire PV non intégré. La forte augmentation de la température des modules PV en été, empêche l'utilisation de l'EVA comme adhésif des panneaux PV dans un composant vitré. De plus, Fraisse et al [16] notent que dans ce type de configuration, l'utilisation de cellules amorphes est la plus adaptée car elles sont moins sensibles aux variations de température. Cependant, les rendements électriques obtenus sont faibles étant donné le bas rendement électrique des cellules PV amorphes (à savoir, 4 à 7 %) et les pertes thermiques liées au vitrage.

En 2007, Chow et al [17] présentent la modélisation et l'étude comparative des performances d'un capteur solaire PV/T hybride à eau, d'un capteur solaire PV et d'un capteur solaire à eau. Deux prototypes de capteurs solaires hybrides ont été construits, le premier ayant été modélisé en 2006 [18].

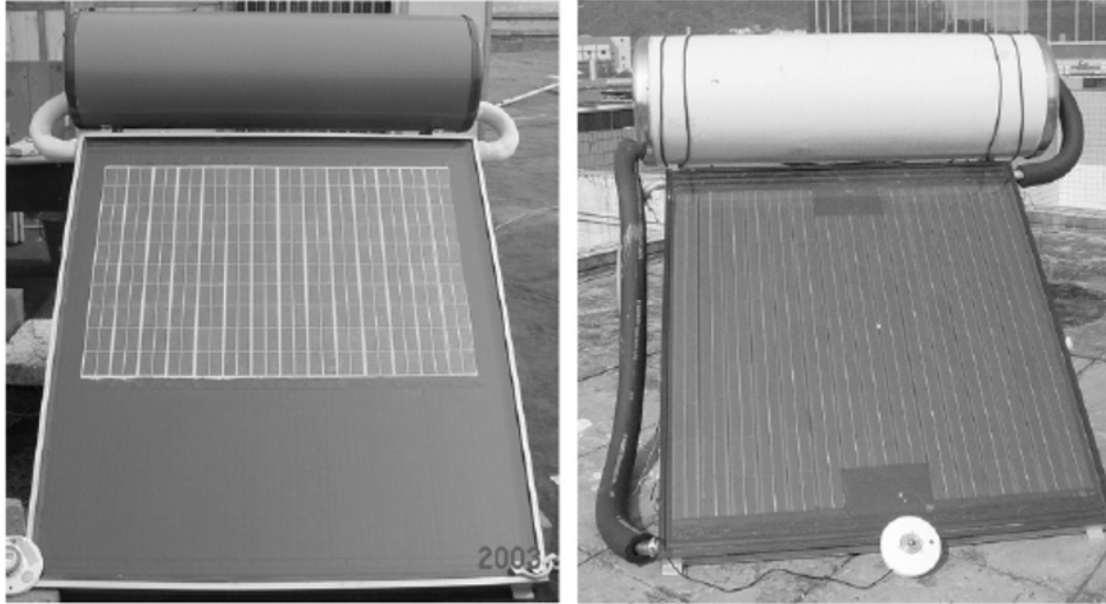


Figure I.6 : Premier et second prototypes construits

Le second composant, plus performant a été modélisé plus finement. C'est un capteur solaire vitré composé d'un panneau PV en silicium cristallin, collé à un absorbeur métallique (Figure II.7). Des tubes de circulation d'eau sont soudés à l'arrière de cet absorbeur. Le système est couplé à un ballon de stockage horizontal. Les résultats de la simulation montrent que le rendement thermique annuel moyen de ce capteur solaire PV/T hybride à eau est de 38.1 % et celui du capteur solaire à eau, de 43.2 %. De plus, la comparaison du capteur solaire hybride avec un capteur solaire PV montre que le refroidissement avec de l'eau comme fluide caloporteur permet de réduire la température de fonctionnement des modules PV. Dans ce sens, la production de l'énergie électrique annuelle du capteur solaire hybride est supérieure de 2.2 % à celle du capteur solaire PV.

Récemment en 2015, Astre et al [19] réalisent, modélisent et testent les performances d'un capteur solaire PV/T hybride à eau non couvert à l'école polytechnique de milan.

Utilisant un panneau photovoltaïque en silicium poly-cristallin de 30 cellules sur lequel est collé en face arrière un capteur thermique nervuré en aluminium recouvert d'un isolant thermique de 10mm d'épaisseur, le système est relié à une cuve de stockage de 200l.



Figure I.7: test du PV/THERM sur le toit de l'école polytechnique de milan

La synthèse bibliographique sur les capteurs solaires photovoltaïques et thermiques hybrides présentée nous a permis de contribuer à imaginer des voies d'évolution en vue de la conception d'un prototype PV/THERM hybride.

Ainsi, l'absorbeur métallique en aluminium a été réalisé est conçu de telle sorte à faire passer l'eau sur la plus grande partie de sa surface, et ainsi avoir une très bonne absorption thermique de la chaleur reçu en sous-face du PV. L'aluminium a été choisi pour sa bonne conductivité thermique, sa légèreté et sa maniabilité. Concernant le capteur solaire PV, il est composé de cellules PV en silicium monocristallin afin d'obtenir un bon rendement électrique. Enfin, le chapitre suivant permettra d'abordé en détail les différents partie du PV/THERM.

CHAPITRE II

MODELISATION

II.1.Introduction

Dans le présent chapitre, nous allons présenter les différentes technologies, les caractéristiques et la modélisation du panneau PV, puis celle du capteur thermique et enfin les deux assemblés [20].

II.2.Solaire Photovoltaïque

Les propriétés des différents types de photos générateurs tels que le silicium cristallin et le silicium amorphe, qui représentent à eux seuls plus de 80 % du marché mondial des applications terrestres [20], ainsi que d'autres matériaux semi-conducteurs pour la fabrication des photos générateurs : le CuInSe₂ (en abrégé CIS et son dérivé le CIGS), le CdTe (tellure de cadmium) et le GaAs (arséniure de gallium) sont présentés.

II.2.1.Silicium monocristallin

Le silicium monocristallin est le matériau le plus répandu, présentant un bon rendement à fort et moyen éclairage. Il est à la base des panneaux « terrestres » les plus performants après ceux à l'arséniure de gallium.

- Rendement électrique des panneaux : 15 à 20 % STC.
- Puissance des panneaux : 5 à 300 Wc.
- Gamme d'éclairage : 100 à 1 000 W/m².
- Usage : tous usages en extérieur de forte et moyenne puissance : télécoms, habitat, centrales et toits solaires.

II.2.2.Silicium poly (ou multi-) cristallin

Cousin germain du monocristallin, il est constitué de multi cristaux issus des chutes de la fabrication du monocristallin, il est un peu moins performant, essentiellement aux éclairages modérés, et également moins onéreux.

- Rendement électrique des panneaux : 12 à 17 % STC.
- Puissance des panneaux : 5 à 300 Wc.
- Gamme d'éclairage : 200 à 1 000 W/m².
- Usage : identique au silicium cristallin.

II.2.3.Silicium amorphe

Nettement moins puissant au soleil que les deux précédents, ce silicium en couche très mince répond par contre à tous les éclairages, extérieur et intérieur. Sa technologie de fabrication est théoriquement moins onéreuse et permet de réaliser des petits formats, grâce à la mise en série intégrée et la simplicité de sa découpe.

- Rendement électrique des panneaux : 5-7 % STC (jusqu'à 12 % pour les « multi-jonctions »).
- Puissance des photopiles intérieures : 0 à 1 Wc.
- Puissance des panneaux extérieurs : 0.5 à 90 Wc.
- Gamme d'éclairage : jusqu'à 1 000 W/m² (en extérieur).

- Usage : électronique professionnelle et grand public (montres, calculettes...), électronique de faible consommation en extérieur, baies vitrées semi-transparentes, centrales au sol.

II.2.4. Tellurure de cadmium (CdTe)

Intéressant surtout pour son coût de fabrication devenu très bas ces dernières années, ce matériau, qui a longtemps souffert de problèmes de stabilité et de maîtrise des procédés industriels, est aujourd'hui le leader incontesté des couches minces. En termes de performances, il se situe au niveau des meilleures multijonctions silicium amorphe.

- Rendement énergétique des panneaux : 8 à 10 %
- Puissance des panneaux : 70 à 90 W
- Gamme d'éclairement : extérieur
- Usage : centrales solaires principalement.

II.2.5. Arséniure de gallium (GaAs)

Ce matériau à très haut rendement est un cas à part : très onéreux du fait des éléments utilisés, il n'est employé que pour des panneaux solaires de satellites ou sur des systèmes à concentration.

- Rendement électrique (STC, voir section 3.3, rubrique Puissance-crête/rendement) : 25-40 %.
- Usage : satellites, concentrateurs.
- Particularité : prix très élevé.

II.3. Caractérisation du panneau solaire PV

II.3.1. La courbe caractéristique

Le panneau photovoltaïque débite un courant sous une différence de potentiel décrit par une relation courant tension qui conditionne son fonctionnement électrique, et son couplage avec un récepteur.

La figure II.1 représente la courbe caractéristique liant le courant à la tension.

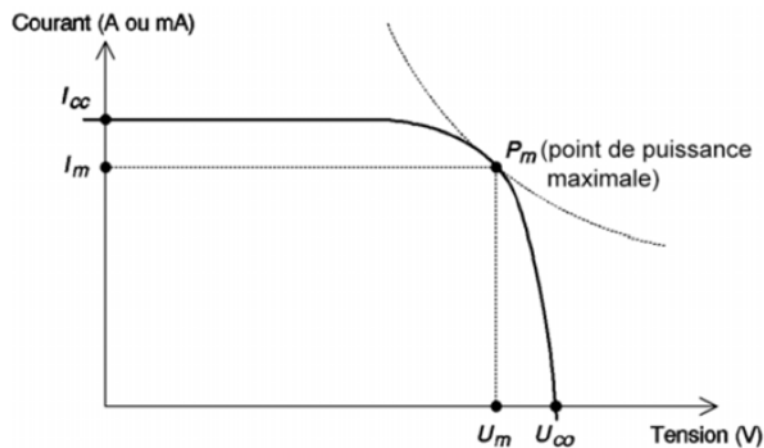


Figure II.1: Courbe courant-tension du panneau PV [20]

U_{CO} est la Tension de circuit ouvert. Si l'on place un panneau PV sous une source lumineuse constante, sans aucun récepteur, il génère à ses bornes une tension continue maximale, dite tension de circuit ouvert U_{CO} ou tension à vide.

I_{CC} est le courant de court-circuit qui à l'inverse du point de circuit ouvert, lorsqu'on place le panneau PV en court-circuit, il débite son courant maximal, mais aucune tension.

P_m est le Point de puissance maximale. L'utilisation optimale d'un panneau PV consiste à alimenter une charge sous la tension maximale et à un courant maximal. En effet, suivant la formule $P = UI$, pour que la puissance soit maximale : il faut être dans les conditions où le produit UI est maximal : c'est le point de charge idéal du panneau PV, ou point de puissance maximale P_m (figure II.1).

On a coutume d'appeler U_m et I_m la tension et le courant correspondant à ce point $P_m = U_m \cdot I_m$

II.3.2. Puissance-crête et rendement

La puissance maximale est fonction de l'éclairement. Lorsqu'il s'agit de la puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement STC (1 000 W/m², 25 °C, spectre solaire AM 1.5, on parle alors de watts-crête (Wc) ou de puissance-crête.

Le rendement d'un panneau PV est le rapport entre la puissance électrique générée et la puissance lumineuse reçue par le panneau PV, il est calculer par la relation suivante :

$$\eta = \frac{P_m}{E.S} \quad (1)$$

-S est la surface totale des cellules composant le panneau PV

-E l'éclairement reçu par le panneau PV.

II.3.3. Influence de l'éclairement sur le panneau PV

Le courant I_{CC} varie directement avec le rayonnement lumineux (la relation est proportionnelle), la tension restant relativement constante. Cela est intéressant, notamment pour la charge d'une batterie. Les caractéristiques d'un panneau au silicium cristallin, dans les conditions STC est représenté sur la figure II.2., [20].

On remarquera la puissance maximale, qui passe de 20 Wc à 1 kW/m² à 16 Wc à 0.8 kW/m².

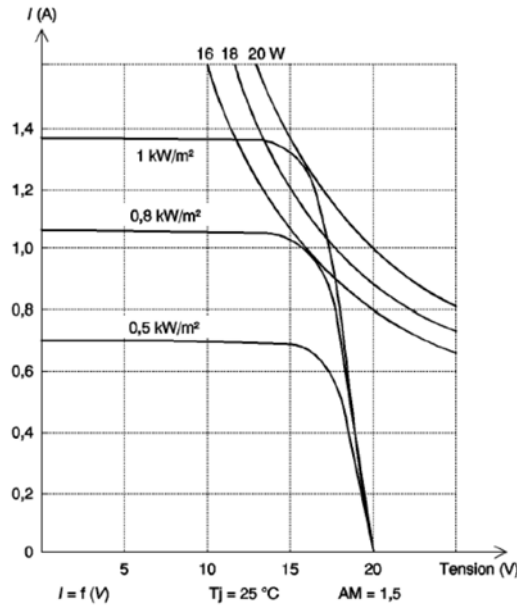


Figure II.2: Influence de l'éclairement sur les courbes courant- tension [20]

Influence de la température sur le panneau PV

La température a également une influence non négligeable sur les caractéristiques du panneau PV : quand la température s'élève, la tension diminue et donc la puissance aussi. Les courbes de la figure II.3 montrent cette dérive des caractéristiques de ce panneau au silicium cristallin en fonction de la température. On constate que l'on passe d'une puissance optimale de 20 W à 25 °C à une puissance de 18 W pour une température de 45 °C : la température d'utilisation du panneau PV doit être prise en considération et ce afin d'appliquer un coefficient réducteur de la puissance optimale à 25 °C.

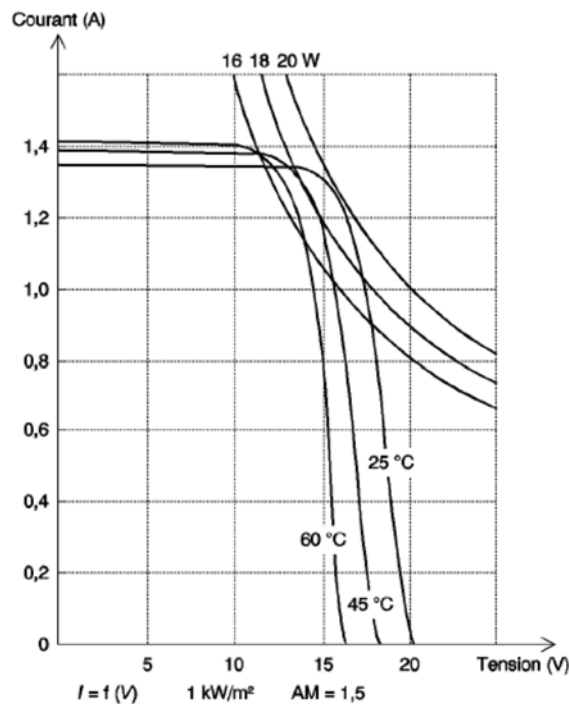


Figure II.3: influence de la température sur les courbes courant-tension [20]

II.4.Modélisation du panneau photovoltaïque

II.4.1.Schéma équivalent d'un panneau PV

Ainsi le panneau PV est un générateur de courant dans la partie exploitable de sa caractéristique entre l' I_{CC} et le P_m : en effet, c'est le courant qui est constant et non la tension. Au-delà du P_m , la courbe n'est pas exploitable car la puissance chute très vite.

En termes électroniques, on peut représenter un panneau PV (générateur) alimentant directement un récepteur de la façon suivante (figure II.411) :

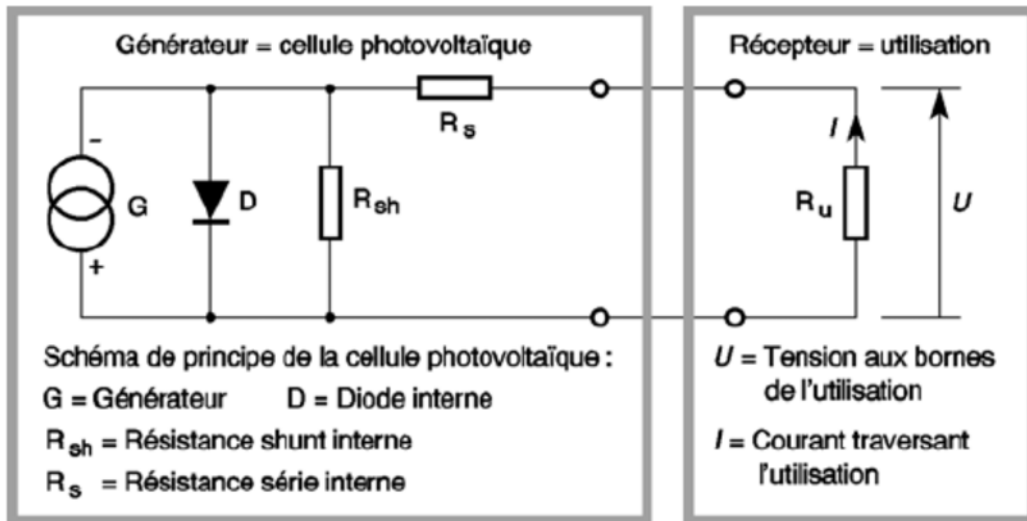


Figure II.4: Schéma équivalent d'un panneau PV coupler a un récepteur

G : est une source de courant parfaite.

D : est une diode matérialisant le fait que le courant ne circule que dans un sens.

R_{sh} : est une résistance shunt qui prend en compte les fuites inévitables de courant qui interviennent entre les bornes opposées positive et négative d'une photopile (micro court-circuits dans le silicium en particulier).

R_s : est une résistance série qui est due aux différentes résistances électriques que le courant rencontre sur son parcours (résistance intrinsèque des couches, résistance des contacts).

R_u : est l'impédance du récepteur qui impose le point de fonctionnement sur le panneau PV en fonction de sa caractéristique courant-tension à l'éclairement considéré.

Le circuit équivalent peut être modélisé par une équation qui exprime le courant produit par le panneau PV en fonction de tous les paramètres qui influent sur ce dernier (éclairement, température, résistance shunt, résistance série). [20]

$$I = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{\alpha} \right) - 1 \right] \quad (1)$$

Ou

I_{ph} : Photo courant du panneau PV
 I_0 : Courant de saturation (A)
 I : Courant de charge (A)
 V : Tension de sortie (V)
 R_S : résistance série (Ω)
 α : facteur de température

Les quatre paramètres I_L, I_0, R_S, α dans l'équation (1) doivent être déterminés pour obtenir la relation I-V. Ces paramètres sont eux même en fonction de la température, de l'éclairement solaire et du courant de charge.

Le photo courant I_L peut être calculé par l'équation suivante [20]:

$$I_{ph} = \frac{\phi}{\phi_{ref}} \left[I_{ph,ref} + \mu_{I,cc} (T_C - T_{C,ref}) \right] \quad (2)$$

Ou

ϕ : Éclairement solaire (W/m^2)
 ϕ_{ref} : Éclairement solaire de référence ($1000 W/m^2$)
 $I_{ph,ref}$: Photo courant dans les conditions de référence ($1000 W/m^2$ et $25^\circ C$)
 T_C : Température de la cellule
 $T_{C,ref}$: Température de référence ($25^\circ C$)
 $\mu_{I,cc}$: Coefficient de température du courant de court-circuit ($A/^\circ C$)
 Les valeurs $I_{ph,ref}$ et $\mu_{I,cc}$ sont donnée par le constructeur

Le courant de saturation I_0 est donné par l'équation suivante dans les conditions de références :

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_{C,ref} + 273}{T_C + 273} \right)^3 \exp \left[\frac{e_{gap} N_S}{q \alpha_{ref}} \left(1 - \frac{T_{C,ref} + 273}{T_C + 273} \right) \right] \quad (3)$$

Ou

$I_{0,ref}$: Courant de saturation à la condition de référence (A)
 e_{gap} : Gap du matériau (1,17 eV pour le silicium)
 N_S : Nombre de cellules en série du panneau PV
 q : Charge de l'électron ($1.60217733 \times 10^{-19} C$),
 α_{ref} : Valeur de α dans les conditions de références
 $I_{0,ref}$ Peut-être calculer par la relation :

$$I_{0,ref} = I_{L,ref} \exp \left(- \frac{V_{co,ref}}{\alpha_{ref}} \right) \quad (4)$$

Ou $V_{co,ref}$ est la tension en circuit ouvert du panneau PV dans les conditions de références, cette valeur est donnée par le constructeur.

α_{ref} Peut-être calculer par :

$$\alpha_{ref} = \frac{2V_{mp,ref} - V_{oc,ref}}{\frac{I_{cc,ref}}{I_{cc,ref} - I_{mp,ref}} + \ln\left(1 - \frac{I_{mp,ref}}{I_{cc,ref}}\right)} \quad (5)$$

Ou

$V_{mp,ref}$: La tension au point de puissance maximal aux conditions de références (V)

$I_{mp,ref}$: Le courant au point de puissance maximal aux conditions de références (A)

$I_{cc,ref}$: Le courant de court-circuit aux conditions de références (A)

α est en fonction de la température et donné par l'expression :

$$\alpha = \frac{T_c + 273}{T_{c,ref} + 273} \alpha_{ref} \quad (6)$$

R_s est fournie par le constructeur, mais elle peut être calculée par la relation :

$$R_s = \frac{\alpha_{ref} \ln\left(1 - \frac{I_{mp,ref}}{I_{cc,ref}}\right) + V_{oc,ref} - V_{mp,ref}}{I_{mp,ref}} \quad (7)$$

II.4.2. Rendement photovoltaïque

L'un des principaux facteurs qui affectent la performance du système est l'efficacité nominale des cellules photovoltaïques. Cependant, l'efficacité nominale est un paramètre mesuré dans les conditions de test standard (STC) C'est-à-dire avec une température de cellule de 25 °C, un éclairement normale de 1000 W/m² et une masse d'air (AM) de 1.5, [19].

Il est également important de prévoir l'efficacité réelle du module dans des conditions réelles, compte tenu de la variation de la température des cellules et l'angle d'incidence du rayonnement solaire et son spectre. Ainsi, l'efficacité réelle, est donnée par [20] :

$$\eta_a = \eta_n k_\gamma k_\theta k_\lambda k_g \quad (8)$$

Tell que η_n est le rendement nominal du module photovoltaïque, k_γ est le facteur de correction de température de module photovoltaïque qui est en fonction du coefficient de puissance du module photovoltaïque γ_{PV} qui est donner par :

$$k_{\lambda} = [1 - \gamma_{PV}(T_{PV} - 25)] \quad (9)$$

k_{θ} Est le facteur de correction de réflexion optique, défini comme le rapport entre la transmittance solaire à un angle d'incidence spécifique sur la surface du module photovoltaïque et la valeur de la transmittance correspondante a un l'incidence normal qui est donnée par :

$$k_{\theta} = \frac{\tau_G}{\tau_{Gn}} \quad (10)$$

Ou τ_G est calculé en fonction de la position du soleil et de la direction directe et diffuse des composants du rayonnement solaire.

k_{λ} Est le facteur de correction spectral, qui est en fonction du spectre réel du rayonnement solaire sur la surface du module photovoltaïque mesuré à la norme STC.

Il peut être calculé en utilisant une formule empirique en fonction de la masse d'air optique AM, qui est donné par [21]:

$$k_{\lambda} = \frac{1}{FS} \quad (11)$$

$$FS = 0,929 + 0,006796 \times AM - 0,01507 \times AM^2 + 0,001587 \times AM^3 + 0,00006377 \times AM^4 \quad (12)$$

Il est important de noter que, bien que cette équation simplifiée prenne en compte uniquement la masse d'air, négligeant l'effet des aérosols, précipitation et nuages, elle peut être néanmoins considérée comme une bonne approximation du facteur spectral. [22]

K_g Est le facteur de correction de l'éclairement faible, qui prend en compte les pertes de puissance due au faible éclairement du module photovoltaïque. C'est un facteur de réduction variable, lié à la technologie photovoltaïque du module. Pour les modules cristallins, le faible éclairement génère des pertes variant habituellement entre 1% et 3% dans un intervalle compris entre 100 et 200 W/m² et sont généralement négligeables au-dessus de 200W/m², [23].

II.5. Capteur solaire thermique

II.5.1. Principe

Les capteurs solaires thermiques permettent la production d'énergie thermique à partir du rayonnement solaire. Ils sont composés d'un corps opaque qui absorbe le rayonnement solaire en s'échauffant, d'un système de refroidissement à l'aide d'un fluide caloporteur (air ou liquide), d'un isolant thermique latéralement et en sous-face, le plus souvent d'une couverture transparente (en face avant et exposée au rayonnement) qui assure l'effet de serre, et éventuellement d'un coffrage étanche à l'eau et d'un système de support mécanique de l'ensemble [24]. L'énergie solaire récupérée par le capteur solaire et transformée en énergie thermique est cédée au fluide caloporteur (air ou eau) (Figure II.5).

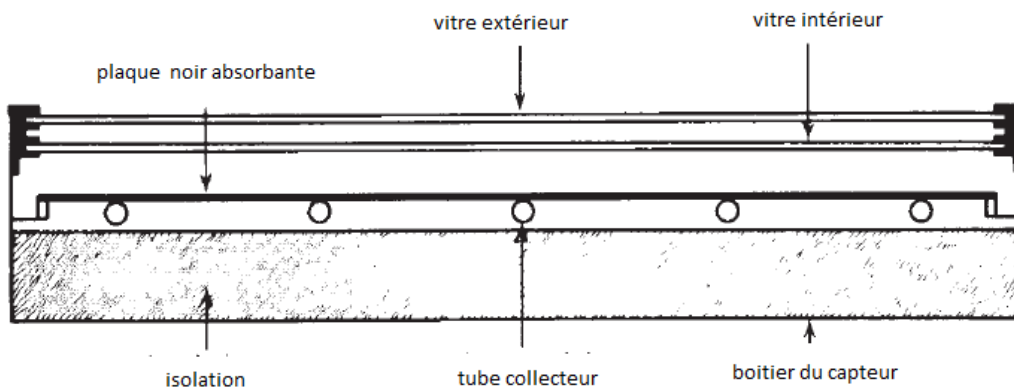


Figure II.5: Schéma d'un capteur solaire thermique plan a double vitrage

Cette énergie thermique peut être transférée vers un réservoir de stockage d'énergie ou utilisée directement. Ce transfert se fait soit par circulation naturelle, soit par circulation forcée du fluide.

Les principaux types de capteurs solaires indépendamment du fluide caloporteur, sont les capteurs solaires à concentration qui ne sont pas pris en compte dans le cadre de ce travail, et les capteurs solaires thermiques plans. Ces capteurs solaires plans se distinguent par leur fonction, leur forme géométrique ou leur température d'application.

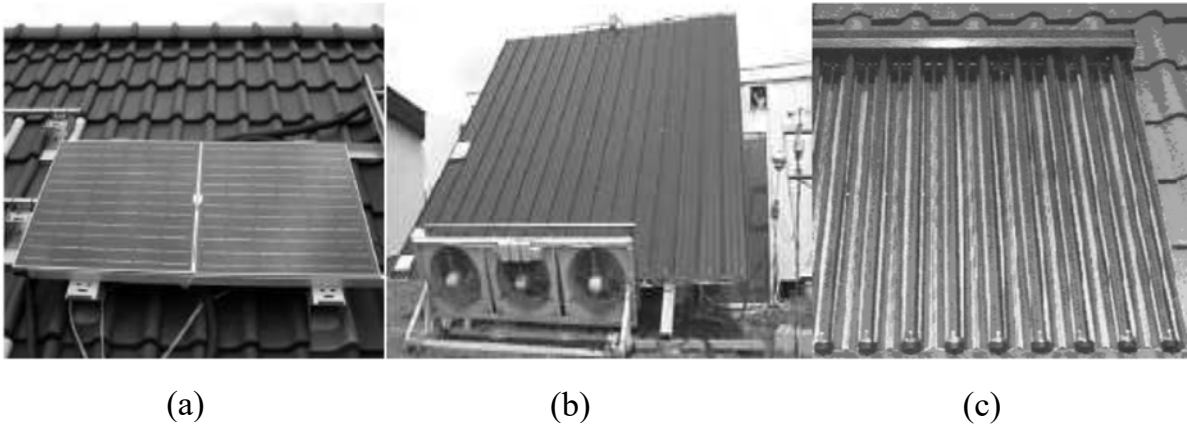


Figure II.6 : Exemple de capteurs solaires plans vitrés (a) [25], non vitrés (b) [26] et de capteurs à tube sous vide (c)

Il existe ainsi les capteurs solaires plans vitrés convenant mieux à des applications à température modérée (comprises entre 30 et 70 °C) tels que le chauffage de l'eau sanitaire, des piscines d'intérieur et le chauffage des bâtiments.

De même, se distinguent les capteurs solaires plans sans vitrage convenant à des applications à basse température (inférieure à 30°C), telles que le chauffage des piscines d'extérieur et d'intérieur. [26]

On peut citer aussi les capteurs solaires sous vide (ou caloducs) qui sont plus efficaces mais aussi les plus coûteux. Ces capteurs solaires conviennent mieux à des applications à hautes températures pour lesquelles la température demandée atteint 50 à 95 °C (couplage au froid solaire). Ils sont particulièrement employés pour le chauffage de l'eau des résidences, des bâtiments commerciaux, ainsi que celui des piscines d'intérieur, [28].

II.5.2. Modélisation du capteur solaire thermique

La méthode de base pour mesurer la performance d'un capteur solaire thermique est de l'exposer au rayonnement solaire et mesurer les températures d'entrée et de sortie du fluide caloporteur et le débit du fluide. L'énergie utile est alors [29] :

$$Q_u = \dot{m}C_p(T_o - T_i) \quad (13)$$

En outre, l'éclairement incident sur le capteur thermique, la température ambiante et la vitesse du vent sont également enregistrés. Ainsi, deux types d'informations sont disponibles : données sur la sortie thermique et des données sur les conditions produisant cette performance thermique. Ces données permettent la caractérisation d'un capteur thermique par des paramètres indiquant comment le collecteur absorbe l'énergie et comment il perd de l'énergie dans son environnement.

Les performances thermiques d'un collecteur fonctionnant dans des conditions régulières, peuvent être écrites en termes d'éclairement incident par l'équation suivante [29] :

$$Q_u = S_c F_R [I_s (\tau \alpha) - U_L (T_i - T_a)] \quad (14)$$

On peut ainsi déterminer le rendement instantané du capteur thermique [13] et [14] :

$$\eta_i = \frac{Q_u}{I_s S_c} = F_R (\tau \alpha) - \frac{F_R U_L (T_i - T_a)}{I_s} \quad (15)$$

$$\eta_i = \frac{\dot{m} C_p (T_0 - T_i)}{I_s S_c} \quad (16)$$

La figure II.7 représente la courbe de rendement d'un capteur solaire thermique fabriqué et caractérisé à l'UDES.

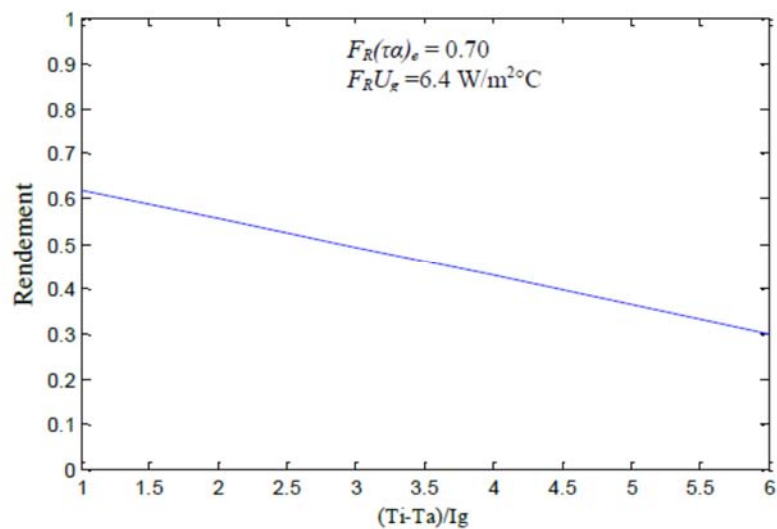


Figure II.7: courbe de rendement instantané d'un capteur solaire a l'UDES [30]

II.6. Modélisation du panneau PV/THERM

II.6.1. Présentation du système étudié

En figure II.8 est schématisé le système du capteur PV/THERM composé :

- du capteur PV/THERM
- d'une cuve de stockage
- d'une pompe
- d'un convertisseur DC/AC
- d'un régulateur de charge
- et d'une batterie

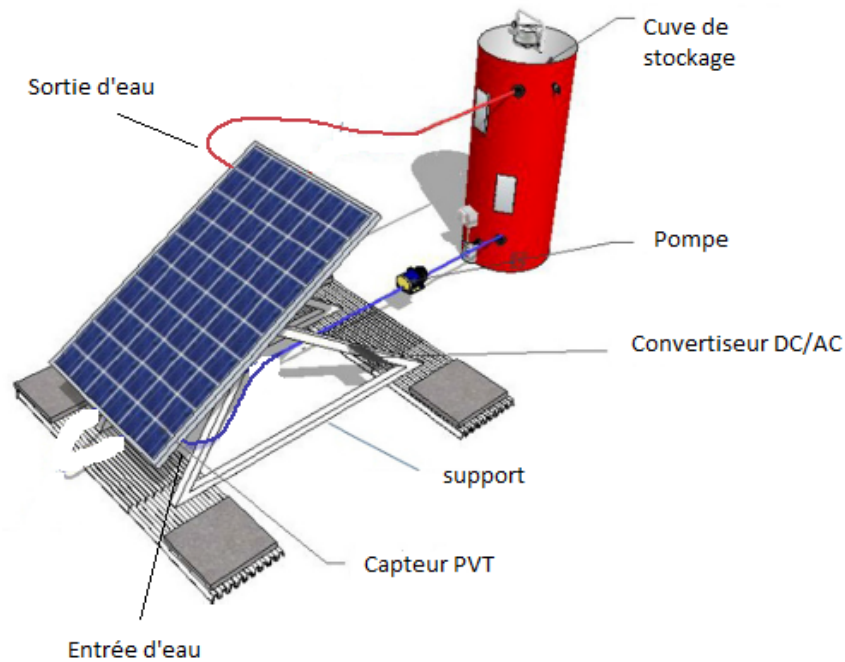


Figure II.8 : configuration du système PVT [19]

Les différents phénomènes physiques qui se produisent au niveau du PV/THERM sont schématisés dans une coupe transversale du capteur PV/THERM présenté en figure II.9.

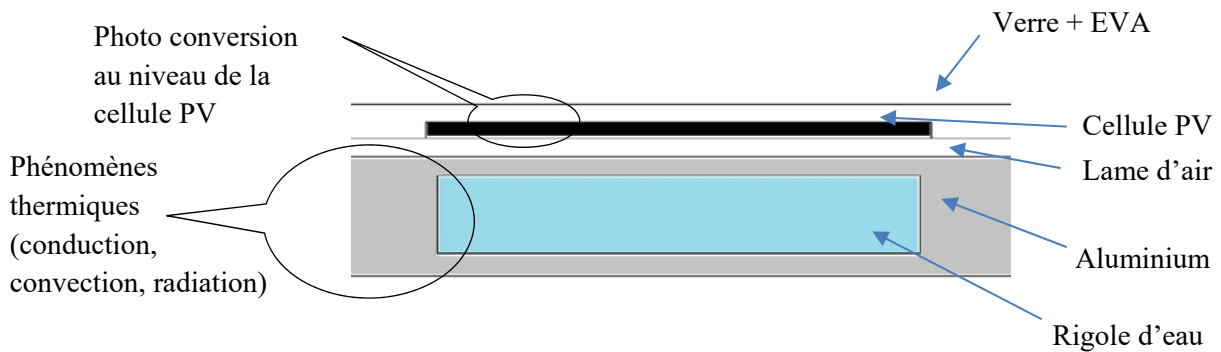


Figure II.9: Section du prototype PV/THERM et localisation des phénomènes interdépendants

La modélisation physique fondée sur le bilan énergétique du capteur PV/THERM, est présentée avec les hypothèses suivantes :

- Le panneau photovoltaïque est supposé à la même température que les cellules, cette hypothèse est raisonnable, puisque le verre stratifié a une faible épaisseur.
- Les pertes thermiques dans la tuyauterie de raccordement sont négligées, car la longueur des tuyaux est courte.
- La conduction thermique dans la direction longitudinale du PV/THERM a été négligée.

- L'absorption des cellules photovoltaïques est considérée comme isotrope.

II.6.2. Le bilan thermique des cellules photovoltaïques

L'équation du bilan thermique des cellules photovoltaïques [19] relie l'énergie solaire transmise à travers le verre et absorbée par les cellules $I_t \times S_G \times \tau_G \times \alpha_{PV}$ avec :

- L'inertie du capteur thermique : $\rho_c \delta_c S_c C_c \frac{dT_{PV}}{dt}$
- L'énergie électrique produite : $I_t \tau_G P S_c \frac{\eta_n k_\gamma k_\theta k_\lambda k_g}{\times \alpha_{PV}}$
- La chaleur transmise des cellules PV vers l'eau : $h S_c (T_{PV} - T_m)$
- L'énergie perdue par le capteur thermique : $U_F S_c (T_{PV} - T_e)$
- L'énergie transmise par convection et radiation du capteur PV à l'eau :
 $h_{ePV} S_c (T_{PV} - T_e)$

Ainsi l'équation est donnée par :

$$I_t S_G \tau_G \alpha_{PV} = \rho_c \delta_c S_c C_c \frac{dT_{PV}}{dt} + \left(I_t \tau_G P S_c \frac{\eta_n k_\gamma k_\theta k_\lambda k_g}{\tau_G \times \alpha_{PV}} \right) + h S_c (T_{PV} - T_m) + U_F S_c (T_{PV} - T_e) + h_{ePV} S_c (T_{PV} - T_e) \quad (17)$$

II.6.3. Bilan thermique du fluide caloporteur

La quantité d'énergie absorbée par le capteur thermique et l'énergie accumulée dans le fluide est considérée égale à l'énergie transférée du module PV/THERM au fluide caloporteur, [19].

$$m C_w (T_{out} - T_{in}) + \rho_w S_S l n \frac{dT_m}{dt} = h S_c (T_{PV} - T_m) \quad (18)$$

La température moyenne d'écoulement d'eau est égale à la valeur moyenne entre la température d'entrée et la température de sortie du PV/THERM.

$$T_m = \frac{T_{out} - T_{in}}{2} \quad (19)$$

II.7. Bilan thermique sur la cuve de stockage

L'équation du bilan thermique du réservoir de stockage est exprimée comme si toute l'énergie stockée est égale à l'énergie reçue par la cuve plus les pertes d'énergie à l'extérieur, [19].

$$M_w \times C_w \times \frac{dT_{tk}}{dt} = m \times C_w \times (T_{tk,i} - T_{tk,o}) + U_{tk} \times S_{tk} \times (T_e - T_{tk}) \quad (20)$$

Où $T_{tk,i}$, $T_{tk,o}$, sont respectivement la température de l'eau à l'entrée et à la sortie du réservoir. Il est possible de considérer la température moyenne de l'eau du réservoir de stockage étant la température moyenne entre l'entrée et la sortie d'eau du réservoir

$$T_{tk} = \frac{T_{tk,i} - T_{tk,o}}{2} \quad (21)$$

II.8.Conclusion

Cette modélisation permettra de prédire le comportement électrique et thermique du PV/THERM en déterminant l'énergie électrique et thermique pour un éclairage donnée et ainsi le rendement, grâce aux équations du bilan thermique du capteur thermique et le bilan thermique du PV/THERM et aussi grâce à l'équation de caractérisation du panneau photovoltaïque qui prédit le courant produit pour un éclairage donné et ainsi l'énergie électrique produite.

Ces équations peuvent être modélisées numériquement grâce une programmation pour pouvoir comparer les résultats théorique et expérimentaux, faute de temps on s'est consacré uniquement sur la partie expérimental.

CHAPITRE III
REALISATION, TESTS ET
EXPERIMENTATION

III.1.Introduction

L'expérimentation est la partie essentielle du projet. La boucle de test ainsi que les différents composants sont définis en premier. La réalisation des différents composants du capteur solaire PV/THERM ainsi que les détails de la construction sont présentés puis les conditions de test et d'expérimentation sont abordées.

III.2.Présentation de la boucle de test

Le schéma de principe de la boucle montée pour le test du capteur PV/THERM est donnée en figure III.1. Elle est constituée du panneau PV/THERM composé d'un panneau solaire photovoltaïque et d'un capteur solaire thermique, d'une pompe à eau et d'une cuve de stockage isotherme.

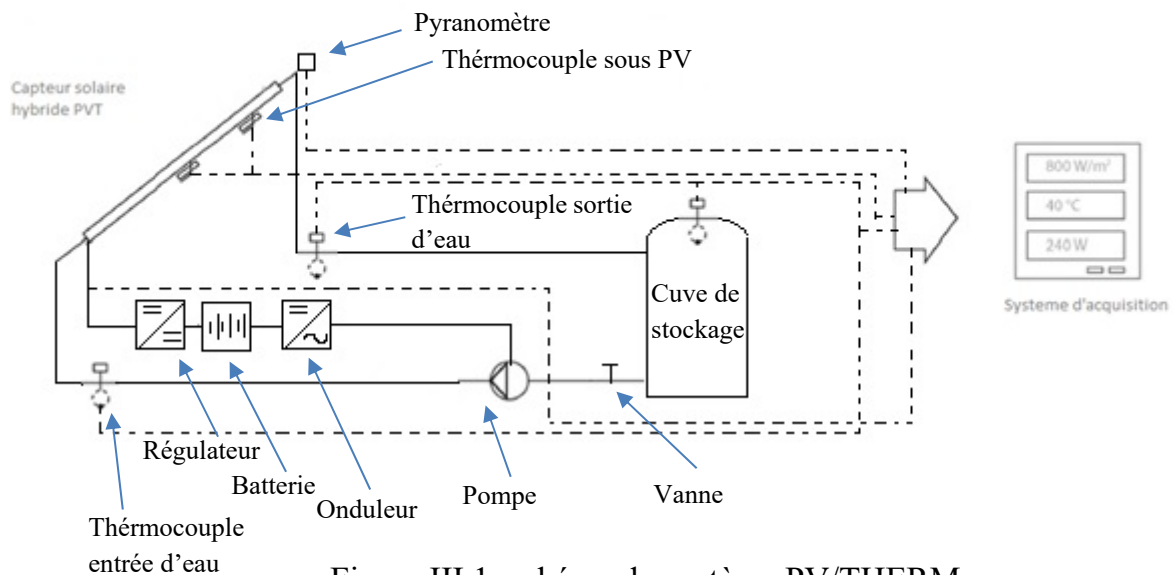


Figure III.1: schéma du système PV/THERM

L'eau de la cuve de stockage circule dans l'absorbeur et récupère la chaleur dégagée par la face arrière du capteur et refroidie ainsi le panneau PV.

La partie électrique composé d'un convertisseur DC/AC avec régulateur de charge qui a pour rôle de charger la batterie pendant le jour et de convertir le courant continue issue de la batterie en courant alternatif pour alimenter continuellement la pompe à eau.

Le PV fournit l'électricité nécessaire à alimentation de la pompe après passage par un convertisseur DC/AC.

Le système est autonome grâce à l'intégration de la batterie qui va assurer la continuité du fonctionnement en cas de passage nuageux.

Le panneau PV/THERM installé sur le banc d'essai est présenté en figure III.2 sur la terrasse de l'UDES.



Figure III.2: capteur PV/THERM avec la cuve de stockage et la pompe

III.3.Réalisation

La réalisation du capteur solaire hybride PVT s'est faite au département des énergies renouvelables pendant plus de deux mois, dans lequel il a été procédé comme suit :

- A la réalisation du schéma du capteur thermique
- A la réalisation du capteur thermique
- A la modification du panneau photovoltaïque
- Et à la réalisation du boîtier électrique

III.3.1.Le panneau solaire photovoltaïque

Le panneau solaire photovoltaïque utilisé est à base de cellules à silicium monocristallin, d'une puissance crête de 160W de marque Algérien « Condor ». Le choix de ce modèle est la conséquence de la disponibilité locale et d'un compromis entre coût, dimension, puissance et rendement (figure III.3).

Le tableau 1 résume les différentes caractéristiques du panneau photovoltaïque utilisé dans notre réalisation.



Figure III.3:Photo du module PV Condor de 160Wc [28]

Tableau 1: caractéristiques électrique et mécanique du panneau PV [28]

Caractéristiques mécanique	
Type de cellules	Monocristalline avec antireflet
Nombres de cellules	36 (4×9)
Dimension de la cellule (mm)	156×156
Dimension du module (mm)	1482×674×45
Poids du module (Kg)	12
Cadre	Alliage en aluminium anodisé
Type de verre	Trempé 3,2 mm d'épaisseur
Température d'utilisation	-40°C a 85°C
Caractéristiques électrique	
Puissance nominale (Wc)	160
Voltage circuit ouvert (V)	22,5
Courant de court-circuit (A)	9,08
Tension maximale produite (V)	19,03
Courant maximale produit (A)	8,5
Système voltage maximale (V)	1000
Charge maximale du fusible (A)	15
Température nominale de fonctionnement (°C)	45±2
Coefficient de température de puissance (%/°C)	-0,41
Coefficient de température de courant (%/°C)	+0,03
Coefficient de température de tension (%/°C)	-0,32

Le panneau photovoltaïque a été modifié en vue d'intégrer le capteur solaire thermique dans son cadre pour une adhésion parfaite à la face arrière de la vitre et pour avoir le moindre encombrement.

La modification a porté sur la bordure arrière du cadre qui dépassé de 36 mm vers l'intérieur et qui fait office de moyen de fixation du module. Ainsi la bordure a été réduite de 20 mm de part et d'autre sur une longueur de 1270 mm à partir de la base du module.

Ajouter à cela, deux ouvertures de 50 mm de large ont été taillées sur chacune des faces latérales du cadre, en bas à gauche et en haut à droite pour permettre le raccordement du système hydraulique au capteur une fois intégré.

Des trous ont été faits sur la partie latérale encore, pour fixer des barres de maintien du capteur thermique avec le cadre.

La figure suivante montre la modification apportée au cadre du panneau solaire photovoltaïque

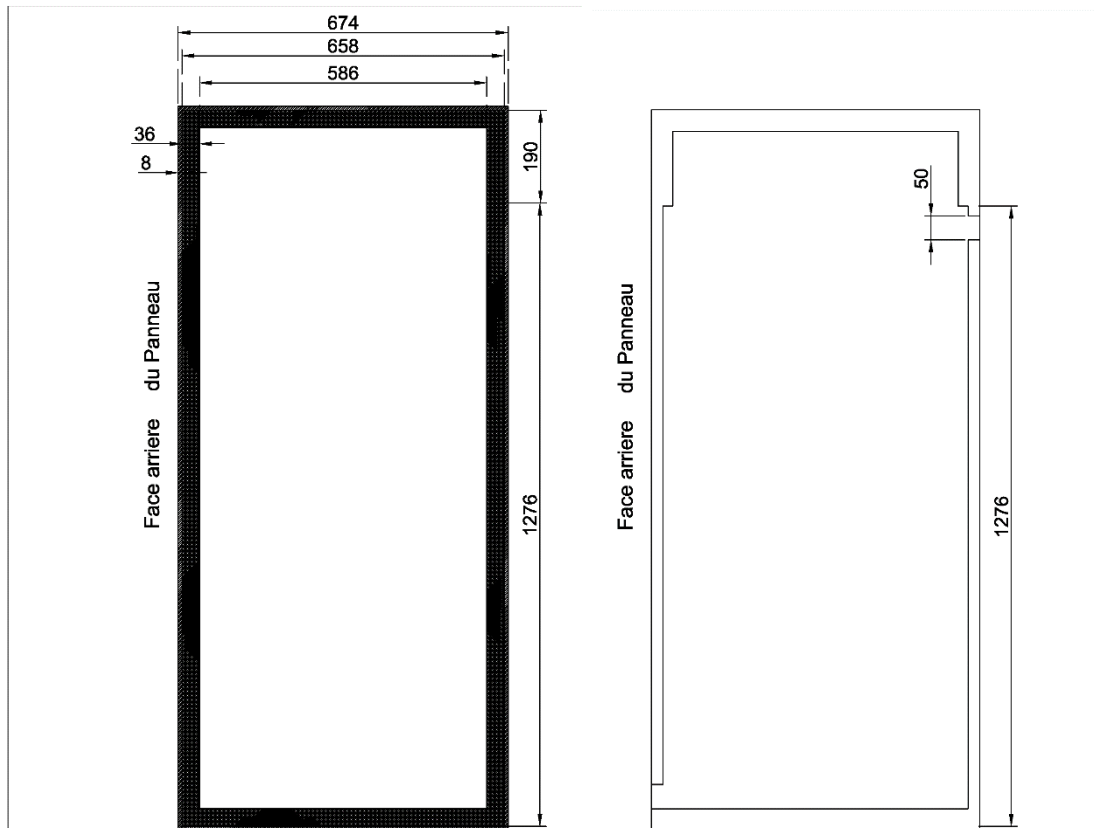


Figure III.4: schéma de la face arrière du panneau photovoltaïque avant et après modification

III.3.2. Le capteur solaire thermique

En figure III.5 est représenté la face avant du capteur thermique peinte en noir et la face arrière avec l'entrée et sortie d'eau et le schéma de sa coupe longitudinale

Le capteur solaire thermique a été conçu de sorte que l'eau parcourt la totalité de la surface pour absorber le plus de chaleur possible et refroidir ainsi le panneau PV sur toute sa surface. Pour cela, l'épaisseur de la couche de circulation de l'eau a été choisie très faible pour intégrer le mieux le panneau solaire photovoltaïque.

Le tableau 2 donne les caractéristiques de capteur solaire thermique

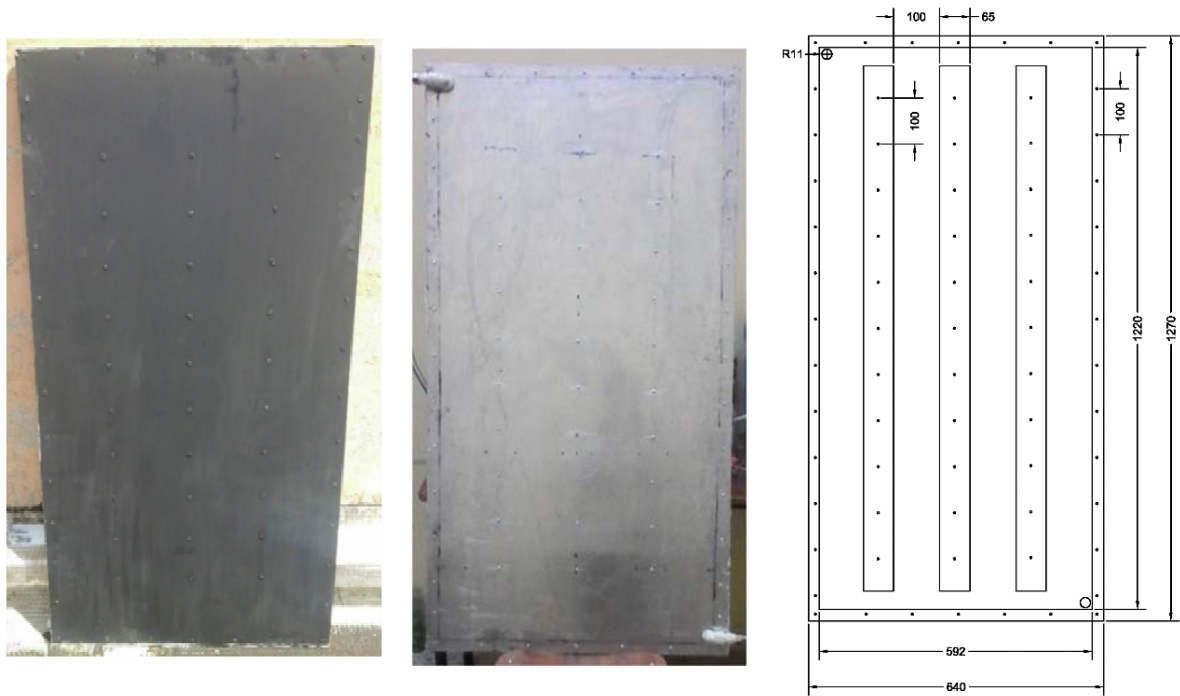


Figure III.5: face avant et arrière et schéma du capteur thermique

Tableau 2: caractéristiques du capteur solaire thermique

Dimension du capteur	1270×640 mm
Epaisseur totale du capteur	6,5 mm
Epaisseur plaque de face intérieur	1,5 mm
Epaisseur plaque de face extérieur	3 mm
Nombre de rigoles	4
Espacement entre rigoles	65mm
Largeur des rigoles	100 mm
Diamètre orifice entrée/sortie eau	22 mm
Poids	11 kg
Matériau	Aluminium

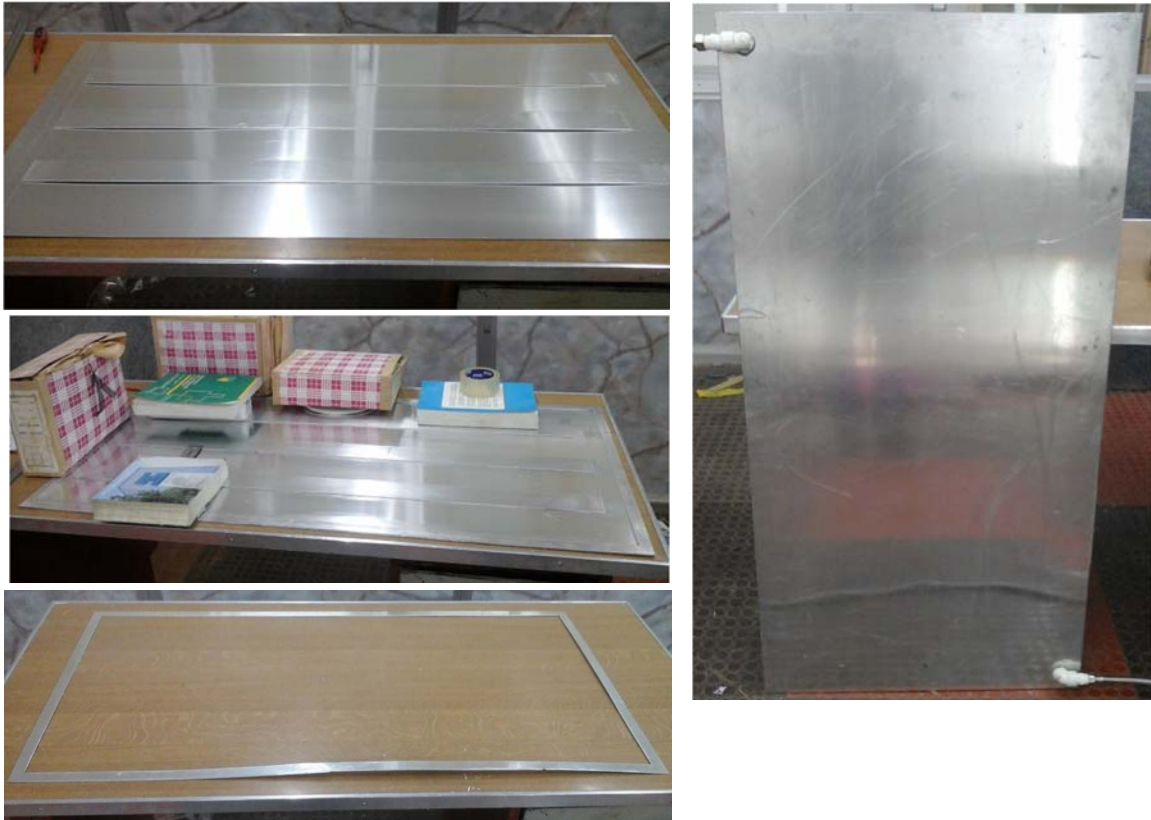


Figure III.6:assemblage des différentes parties du capteur thermique

le capteur a été réalisé avec deux plaques d'aluminium de 1.5 mm et 3 mm d'épaisseur, et d'une dimension de 1270×640mm, empilé et séparé par un cadre de 2 mm d'épaisseur ayant la même dimension que les plaques et d'une largeur de 25mm (Figure III.6)

Le découpage à plasma des plaques et du cadre en aluminium a été réalisé dans l'atelier de la société Seffal Métal.

La plaque de 3mm sera percée avec un diamètre de 22mm sur les extrémités bas à droite et haut à gauche, deux conduits coudés en PVC qui permettront l'entrée et la sortie d'eau du capteur solaire, sont collés avec une colle époxy LOCTITE 3430, la partie du filetage qui dépasse de la plaque à la face opposée est coupée puis limée, (figures III.6). Les deux plaques, le cadre et les chicanes sont collés avec la colle époxy LOCTITE 3430 pendant 48h pour assurer une bonne rigidité de la colle, (Figure III.6).

III.3.3.La pompe à eau

La pompe à eau pour lave-linge a été modifiée pour l'adapter au raccordement des flexibles du panneau PV/THERM, ainsi il a été adapté des raccords en PVC et fixer dans un boîtier réalisé en aluminium pour faciliter son utilisation. Les figures III.7 représentent les étapes de réalisation.

Le tableau 3 donne les caractéristiques de la pompe.

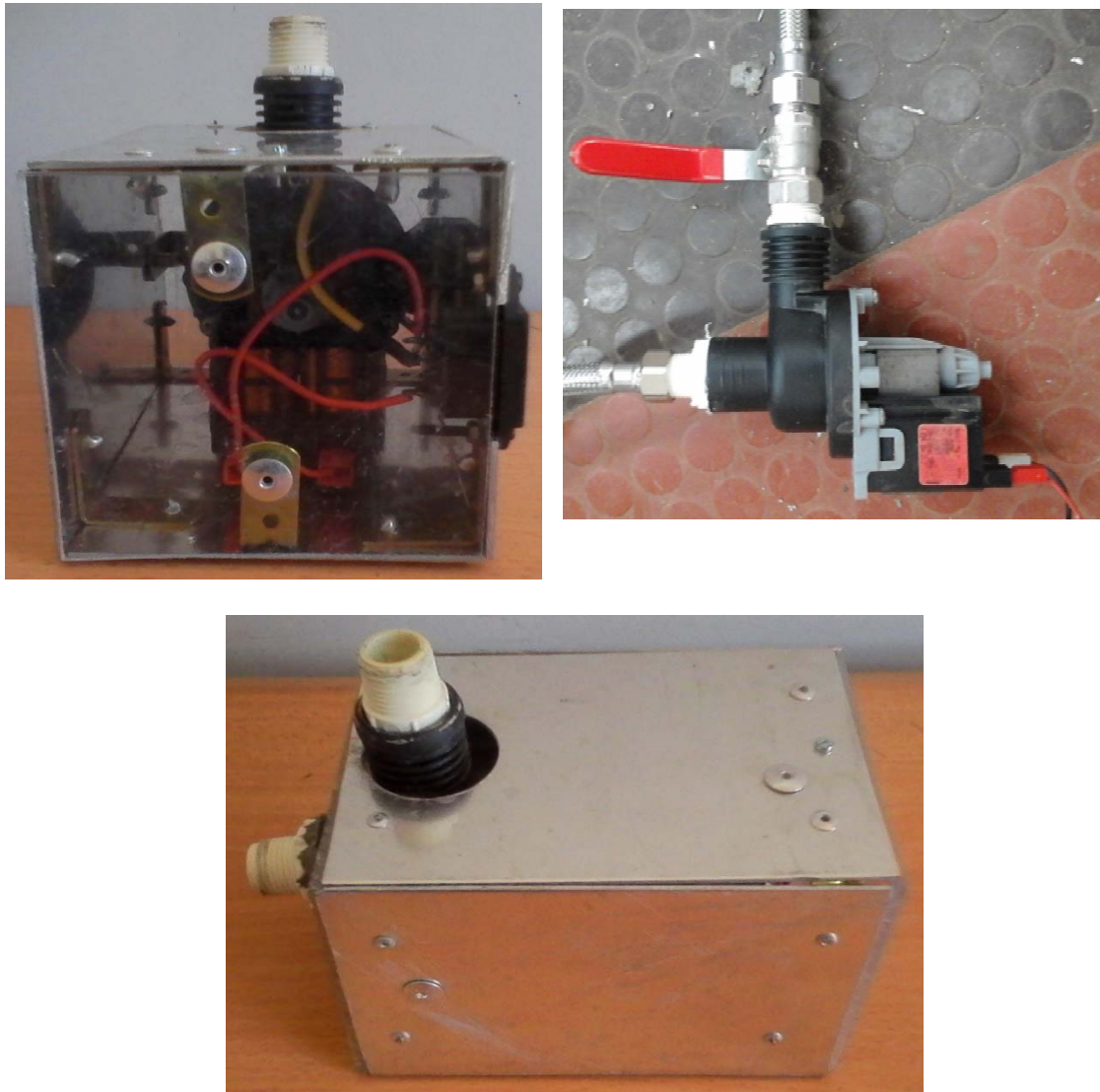


Figure III.7: Les différentes étapes de réalisation de la pompe

Tableau 3: caractéristiques de la pompe

Tension de fonctionnement	230 V AC
Puissance	35 W
Débit	5L/min

III.3.4. La cuve de stockage

La cuve de stockage a été réalisée à partir d'une jerrycan isotherme alimentaire de 10L, qui a été munie de deux orifices d'entrée et de sortie d'eau en haut et en bas, avec une vanne à sa base pour contrôler le débit d'eau sortant. La figure III.8 représente une vue de la cuve après modification.



Figure III.8: Vue extérieur et intérieur de la cuve

III.3.5. Le système électrique

Le boîtier du système électrique qui va alimenter la pompe a été réalisé avec un ancien boîtier d'un kit solaire qui a été modifié en intégrant à l'intérieure le circuit du convertisseur DC/AC, et en fixant à sa face arrière le régulateur de charge, la figure III.8 représente le boîtier avec ses composants.



Figure III.9: boîtier électrique (a), régulateur de charge (b), convertisseur DC/AC (c) (29)

Les tableaux suivants représentent les différentes caractéristiques du Convertisseur DC/AC et le régulateur de charge intégré dans le boîtier.

Tableau 4: caractéristiques du convertisseur DC/AC

Caractérisation des performances de fonctionnement	
tension de système	12 V
Puissance continue	300 W
Puissance 30 min.	300 W
Puissance 5 sec.	350 W
Puissance asymétrique	250 W
efficacité max.	85 %
consommation propre standby / on	0.5 W / 9 W
Côté entrée DC	
tension de l'accumulateur	10.5 V...15 V
Point de référence de réenclenchement (IVr)	12.5 V
Protection contre la décharge profonde (IVd)	10.5 V
Côté sortie AC	
tension du réseau	230 V
fréquence du réseau	50 Hz

Tableau 5: caractéristique du régulateur de charge

Caractérisation de la performance de fonctionnement	
Tension du système	12V (24V)
Consommation propre	< 4 mA
Côté entrée DC	
Tension à vide du panneau photovoltaïque	<47 V
Courant du panneau	10 A
Coté sortie DC	
Courant du consommateur	10 A
Tension final de charge	13,9 V (27,8V)
Tension de charge rapide	14,4 V (28,8V)
Point de référence de ré enclenchement	12,4 V ... 12,7 V / (24,8 V ... 25,4 V)
Protection contre la décharge profonde	11,2 V ... 11,6 V / (22,4 V ... 23,2 V)
Conditions de fonctionnement	
Température ambiante	-25 °c ... +50 °c

III.4.Instruments de mesure

Les instruments de mesure utilisés dans les tests appartiennent conjointement au département des énergies renouvelables pour l'instrumentation thermique et de l'UDES pour la l'instrumentation électrique.

III.4.1.FLUKE hydra serie II 2625A

Ce système d'acquisition en figure III.10 peut intégrer une interface PC pour enregistrer les données mesurées sous forme de fichier Excel, facilement exploitable grâce à son logiciel Hydra logger.



Figure III.10: module d'acquisition HYDRA (a droite) avec son circuit (a gauche)

Le circuit d'acquisition contient 20 voix d'entrée de température, prenant en charge tous les types de thermocouples. Dans ce cas 2 thermocouples type T et 4 thermocouples type K avec des câbles de compensation en cuivre de 11m chacun ont été utilisés.

Trois thermocouples Type K ont été placés sur la face arrière, refroidit et non refroidit du panneau PV et sur la face arrière du capteur thermique et recouvert d'une mousses en polystyrène pour éviter tout rayonnement thermique parasite comme représenté sur la figure III.11 et enfin, un thermocouple dans la cuve de stockage.

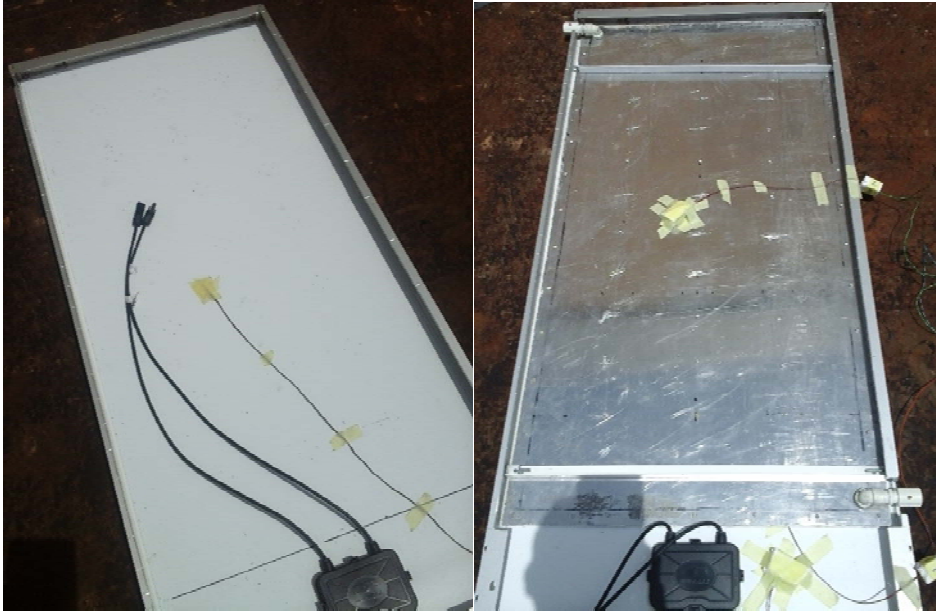


Figure III.11: Emplacement des thermocouples

Deux thermocouple disposés dans des doigts de gant, recouvert d'un film en aluminium pour éviter le rayonnement parasite, comme représenté sur la figure III.12, ont été réalisés pour la mesure de la température à l'entrée et la sortie d'eau du capteur thermique.



Figure III.12: emplacement des thermocouples dans les doigts de gants

III.4.2.PVPM 1000C40

Le dispositif PVPM 1000C40 représenté dans la figure III.13, fournit la mesure de la courbe I-V du module photovoltaïque. L'appareil peut mesurer et calculer la puissance crête P_{mmp} , et l'éclairement grâce à un pyromètre de référence incliné à 36° et orienté Sud. Une interface Pc permet d'enregistrer les données sous format Excel pour une exploitation facile.



Figure III.13:PVPM1000C40 avec son pyromètre de référence

III.4.3.Station météo

Le model de station météo utilisé dans les mesures a l'UDES est présenté dans la figure III.14, elle permet de mesurer la température ambiante, l'humidité, la vitesse du vent et la pluviométrie.



Figure III.14: Station météo Vantage PRO [31]

III.4.4.FLIR T610

La caméra utilisé pour prendre des vidéos et photo infrarouges et de mesurer la température de surface est donné en figure III.15.

Les mesures électriques et thermiques ont été effectuées pendant une journée de ciel claire. Ainsi ont été mesurés :

- Éclairement solaire incident sur le capteur solaire PVT
 - La température ambiante
 - La température d'eau entrante du capteur
 - La température d'eau sortante du capteur
 - La température de la partie du panneau PV refroidit
 - La température de la partie du panneau PV non refroidit
 - La température de la partie du capteur solaire thermique non exposé
 - La température de l'eau dans la cuve de stockage
 - Le courant produit par le capteur solaire PVT
- La tension produite par le capteur solaire PVT



Figure III.15:FLIR T610

•

III.5.Test expérimentaux

III.5.1.Tests préliminaires

Des tests préliminaires, d'étanchéité du capteur thermique et de mesures thermiques ont été réalisés au département des énergies renouvelables en début du mois de Mai 2017, (figure III.16) pour s'assurer du bon fonctionnement du dispositif expérimental et procéder au réglage et étalonnage du système d'acquisition.



Figure III.16: test du capteur PV/THERM sur la terrasse du département

Le système a été étalonné pour remédier au problème de différence de température mesurée due à l'ajout de câble de compensation. La courbe d'étalonnage est représentée dans la figure III.17.

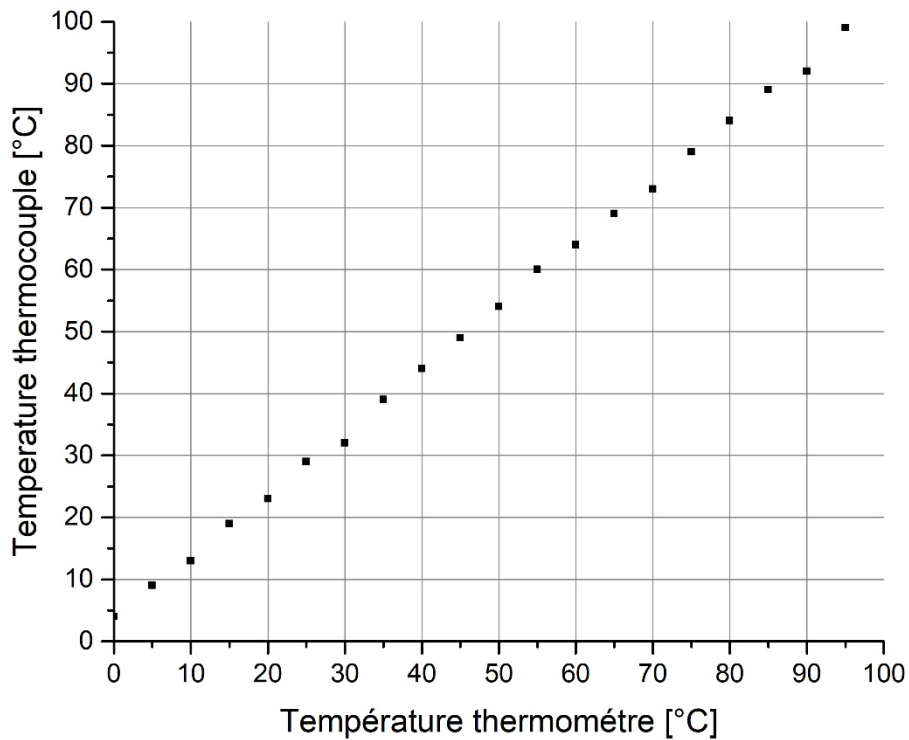


Figure III.17: Courbe d'étalonnage

Une différence de 4°C en moyenne qui résulte de la compensation des thermocouples a été enregistrée, ceci sera pris en compte lors de l'acquisition des mesures des températures.

La figure III.18 représente l'interface du logiciel d'acquisitions HYDRA LOGGER utilisé lors des tests.

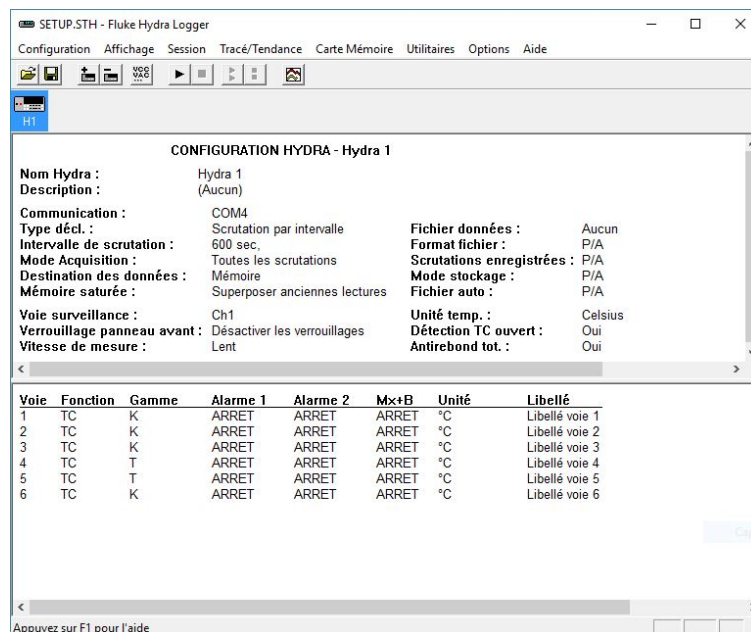


Figure III.18: interface HYDRA Logger

L'intervalle d'enregistrement a été réglé pour balayer les 6 voix toutes les 10 minutes, les données ainsi recueillies sont enregistrées automatiquement dans un fichier Excel représentée sur la figure III.19.

TIME	T_PV_COOL	T_PV_HOT	T_THERM	T_OUT	T_IN	T_STOCK
04/06/2017 11:06	44,6	49,7	40,9	38,4	43,4	36,6
04/06/2017 11:08	43	48,1	40,3	38,5	42,9	36,6
04/06/2017 11:10	42,3	46,8	40,4	38,9	42,5	37,3
04/06/2017 11:12	43,7	49,3	39,1	39,7	41,9	36,5
04/06/2017 11:14	43,1	50,4	38,7	39,7	41,6	36,3
04/06/2017 11:16	44,5	53,6	39,1	39,7	41,8	36,1
04/06/2017 11:18	45,5	56,3	39,1	40,2	41,4	35,2
04/06/2017 11:20	46,1	58,6	39,4	40,1	41,8	34,9
04/06/2017 11:22	46,2	61	39,9	39,7	42,3	35
04/06/2017 11:24	47	61,5	41,2	39,8	42,1	35,4

Figure III.19: Données enregistré

III.5.2. Tests expérimentaux

Le panneau solaire photovoltaïque a été testé à l'unité de développement des équipements solaire (UDES) à Bou Ismail pendant le mois de mars 2017.

Le test consistait à établir la caractérisation du panneau photovoltaïque pendant une journée bien claire et de chercher des anomalies sur les cellules pendant son fonctionnement. Durant ces tests, le panneau photovoltaïque a été directement branché sur le module d'acquisition PVPM1000C40.



Figure III.20: le panneau photovoltaïque sur la terrasse de l'UDES

Les mesures sont enregistrées grâce au logiciel d'acquisition PVPMdisp (figure III.21), dans des fichiers Excel (figure III.22)

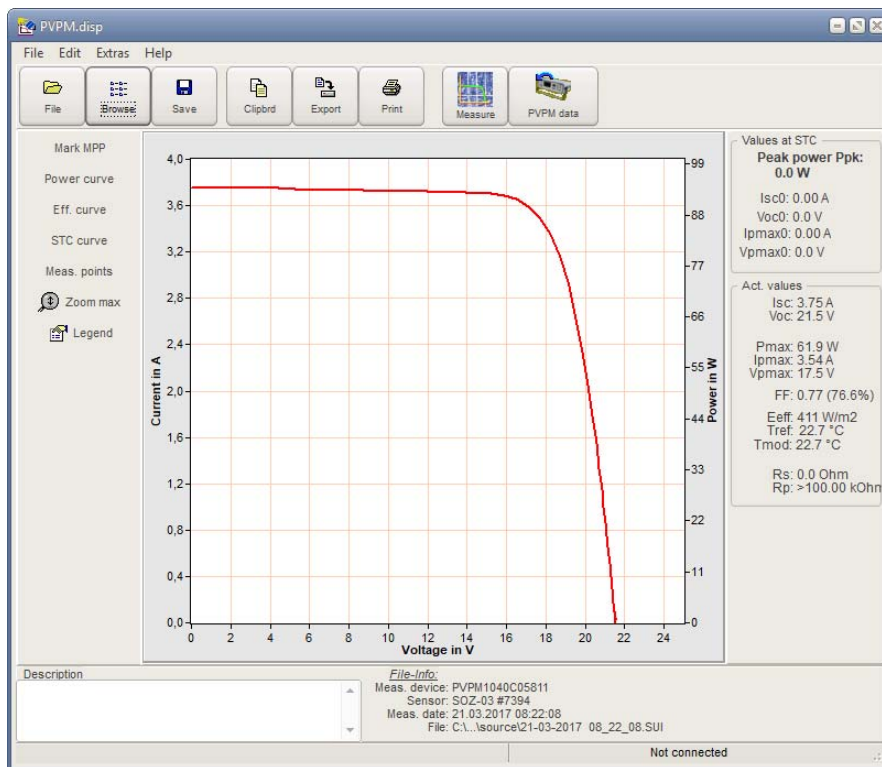


Figure III.21:Interface d'acquisition PC du PVPM

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data:

U in V	I in A	P in W
0	2,57369924	0
4,04466486	2,57369924	10,4097509
5,27401876	2,57016993	13,5551244
5,87070084	2,57016993	15,0886987
6,56209373	2,56664062	16,8425363
7,22507381	2,56664062	18,5441679
7,91646671	2,56664062	20,318725
8,58891773	2,56311131	22,0143521
9,27083969	2,56311131	23,762194
9,93381977	2,56311131	25,4614858
10,6157417	2,56311131	27,2093276
11,2976637	2,559582	28,9172966
11,9701147	2,559582	30,6384901
12,6330948	2,559582	32,335442
13,3055458	2,55605268	34,0096761
13,9780068	2,55252277	35,6540088

The spreadsheet also shows summary data in the first 10 rows:

T sens:	19,1	°C
T mod:	19,1	°C
E eff:	295	W/m2
Isc0:	0,00	A
Uoc0:	0,0	V
Ipmx0:	2,43	A
Upmax0:	17,9	V
Ppk:	0,0	W

Figure III.22:1 Données enregistrées dans le fichier Excel

Aussi, des images thermographique ont été prises avec la camera FLIR T610 du panneau photovoltaïque pendant son fonctionnement pour détecter tout défaut dans les cellules photovoltaïques.

III.5.3. Tests finaux

Les tests finaux sur le capteur solaire PV/THERM se sont déroulés pendant le mois de juin 2017 à l'UDES pendant des journées à ciel clair choisis durant la période de tests.

Le capteur solaire PV/THERM a été branché sur le PVPM via une boucle de relais comprenant 4 autres panneaux photovoltaïques.

Les thermocouples placés sur le PV/THERM ont été raccordés au FLUKE Hydra pour mesurer la température.

Les deux systèmes ont été synchronisés pour prendre des mesures tous les 10 min.

Le débit de l'eau dans le PV/THERM a été fixé à 1L/min.

Le PV/THERM est orienté plein sud avec une inclinaison de 36° (figure III.23), et fixé sur une structure métallique conçue à cet effet.



Figure III.23: PV/THERM installé sur le support en terrasse de l'UDES

Les tests ont été répartis comme suit :

-Le 6 juin 2017 : les mesures ont été effectuées de 9h30 à 16h18 en raccordant le capteur solaire PV/THERM à la conduite d'eau courante.

-Le 7 juin 2017 : les mesures ont été effectuées de 7h40 à 15h15 en raccordant le capteur solaire PV/THERM en circuit fermé à la cuve de stockage d'eau sans changer l'eau chauffée pendant la journée.

-Le 15 juin 2017 : les mesures ont été effectuées sans refroidissement.

-Le 23 juin 2017 : des images thermographiques ont été prises du PV/THERM pendant son refroidissement.

III.6.Conclusion

Dans ce chapitre on a abordé la réalisation, les tests et les mesures effectués sur le PV/THERM qui nous conduis à dire que :

La réalisation est une étape cruciale pour l'aboutissement à un capteur PV/Therm performant.

La réalisation du capteur thermique a pris le plus de temps à cause des soucis d'étanchéité qui nous a amener de tester plusieurs colles qui nous a conduit à la fin de changé radicalement de méthode de fixation en rivetant les deux plaques ensemble et en utilisant une colle silicone comme joins d'étanchéité.

Les mesures thermiques se sont déroulées sans soucis, avec une acquisition de données 24H/24H.

Le branchement sur la boucle de relais des 4 panneaux a perturbé la mesure du PVPM à cause des pertes causées par les différents relais, ce qui a faussé légèrement les résultats, par rapport au branchement directe.

CHAPITRE IV
RESULTATS DES TESTS ET
DISCUSSION

IV.1.Introduction

On a fait subir au capteur solaire PV/THERM des tests préliminaires pendant sa réalisation pour juger de son bon fonctionnement, et des tests une fois la réalisation terminée pour voir le comportement de ces différents paramètres thermiques et électriques.

IV.2.Résultats des tests préliminaires sur le capteur thermique

On a testé l'étanchéité du capteur thermique en le raccordant à la pompe et la cuve et en faisant passer l'eau au débit maximal (figure IV.1).



Figure IV.1: 1er test d'étanchéité du capteur solaire thermique

Le test a été infructueux et la colle n'a pas résisté à la pression de l'eau ce qui a généré le détachement des plaques et d'importantes fuites.

De ce fait, une autre approche a été menée pour fixer les plaques et ce en remplaçant la colle époxy initialement utilisé par de la colle silicone plus flexible et en rivetant les deux plaques sur leurs extrémité et centres (figure IV.2).

Le test a été refait une fois le capteur riveté et aucune fuite n'a été détectée (figure IV.3)



Figure IV.2: perçage et rivetage du capteur thermique



Figure IV.3: second test d'étanchéité

IV.3. Résultats des tests préliminaires sur le panneau PV

En figure IV.4, IV.5, IV.6 sont représentées respectivement la variation de l'éclairement solaire et de la puissance maximale du panneau PV pendant la journée, la courbe caractéristique I(V) et P(V) du panneau solaire photovoltaïque et l'influence de la température du panneau PV sur son rendement journalier.

Les courbes suivantes concernent les tests obtenus le 21 mars 2017 par un ciel clair.

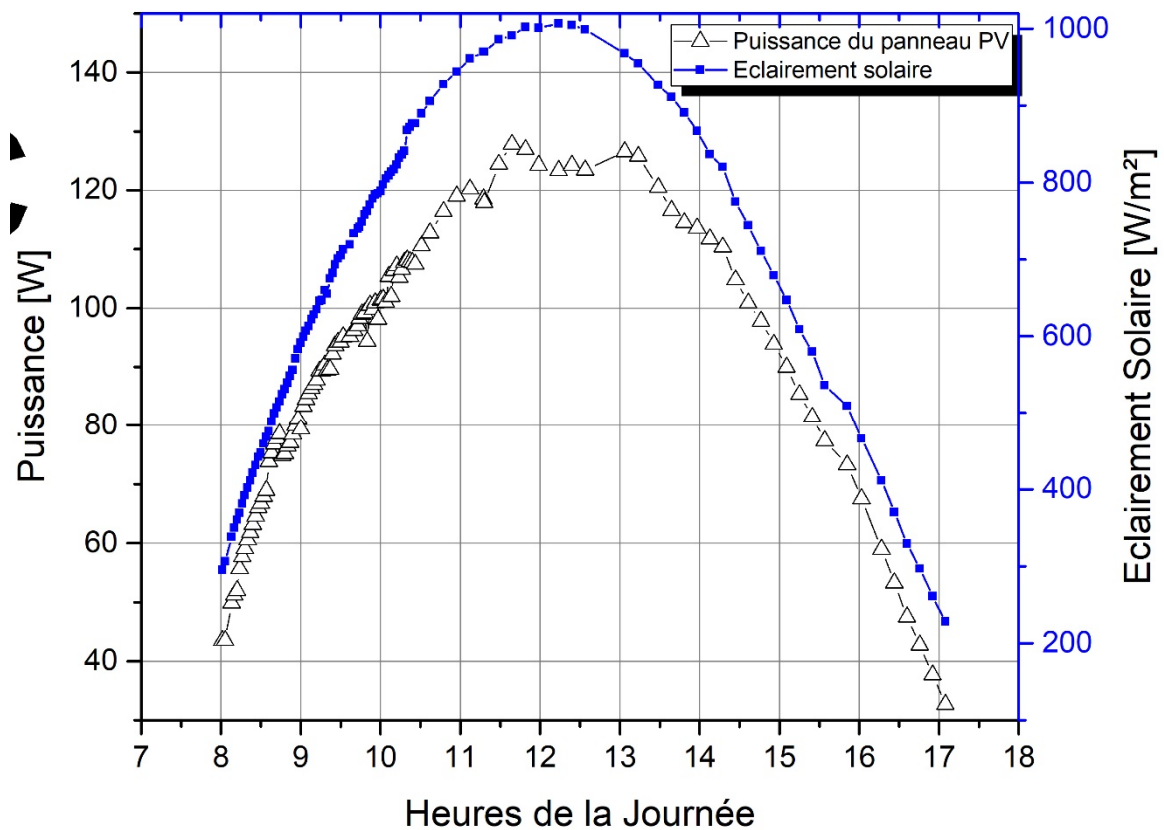


Figure IV.4: Variation de l'éclairement solaire et de la puissance maximale du panneau PV pendant la journée.

On remarque sur la figure IV.4 que la courbe de puissance fournie par le panneau photovoltaïque suit parfaitement l'allure de la courbe d'éclairement mesuré pendant la journée, ce qui prouve que le panneau convertit très bien l'éclairement reçu en électricité.

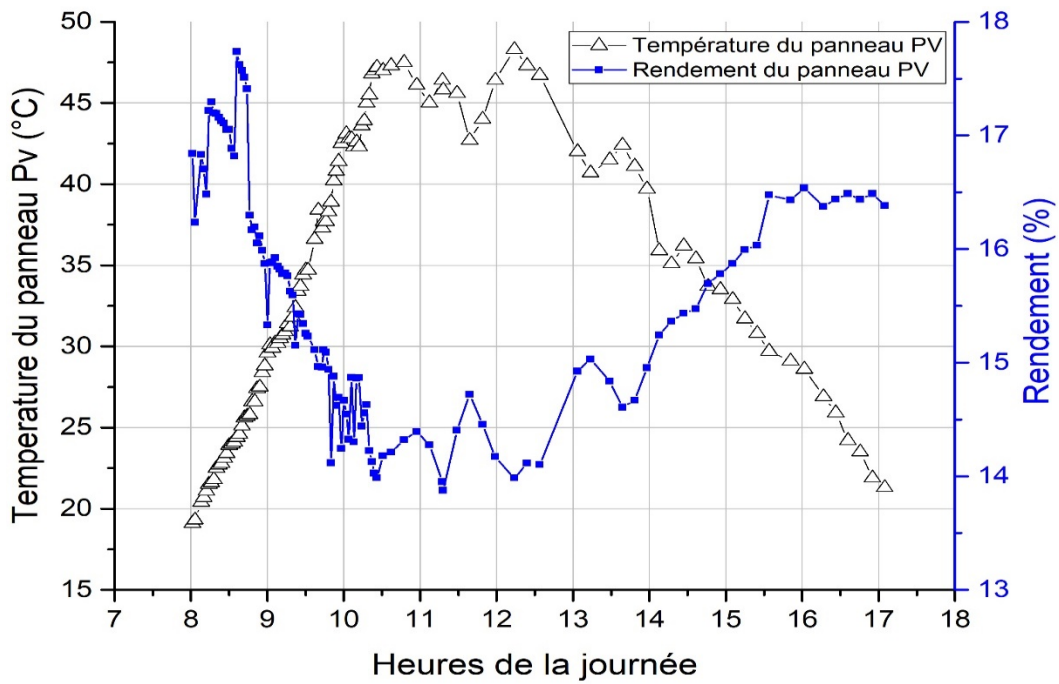


Figure IV.5: influence de la température sur le rendement du panneau PV.

On remarque sur la figure IV.5 que la courbe de rendement du panneau photovoltaïque diminue quand sa température augmente, qui est une réponse normale due au phénomène de recombinaison au niveau des cellules photovoltaïques, qui réduit la génération de courant.

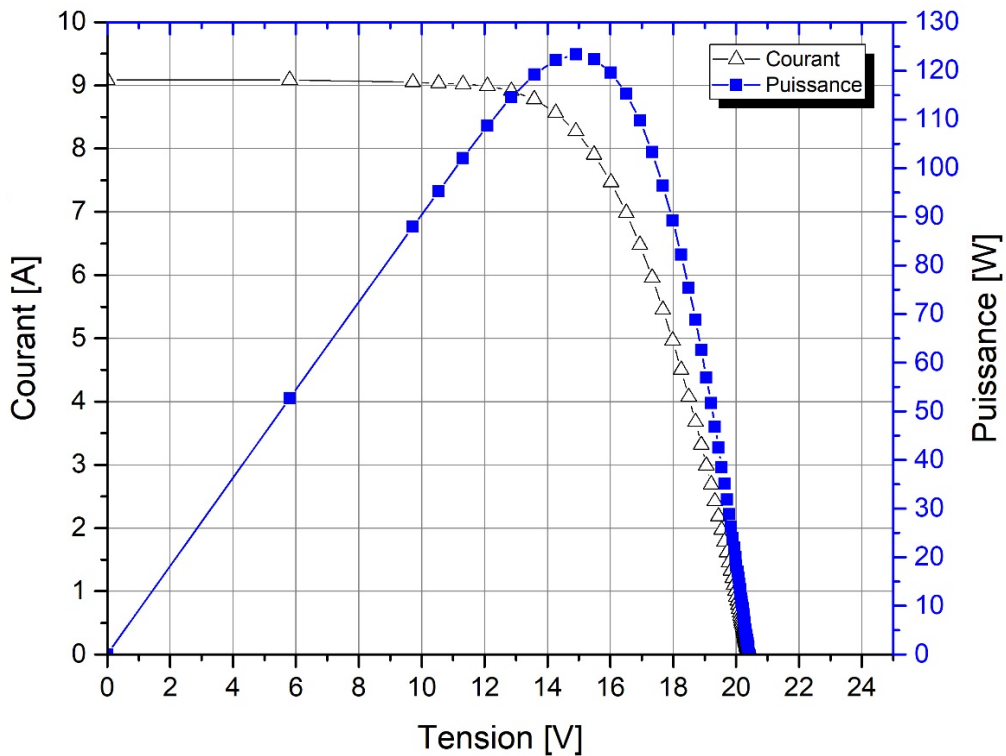


Figure IV.6: courbe caractéristique I(V) et P(V) du panneau solaire photovoltaïque

RESULTATS ET DISCUSSIONS

On remarque sur la figure IV.6 une courbe caractéristique lisse et sans saccade qui montre que toutes les cellules du panneau fonctionnent d'une manière similaire avec des valeurs caractéristique $I_{CC}=9,08$ A et $U_{CO}=20,40$ V proches des valeurs nominales du panneau PV, fournies par le fournisseur (voir tableau 1).

La Figure IV.7 montre une image thermographique prise par la caméra thermique « FLIR T610 » sur la surface du panneau photovoltaïque. Ce test permet de détecter les éventuelles cellules en surchauffe « HOTSPOT » pendant le fonctionnement du panneau qui entrainerait une résistance de la cellule et ainsi sont mauvais fonctionnement.

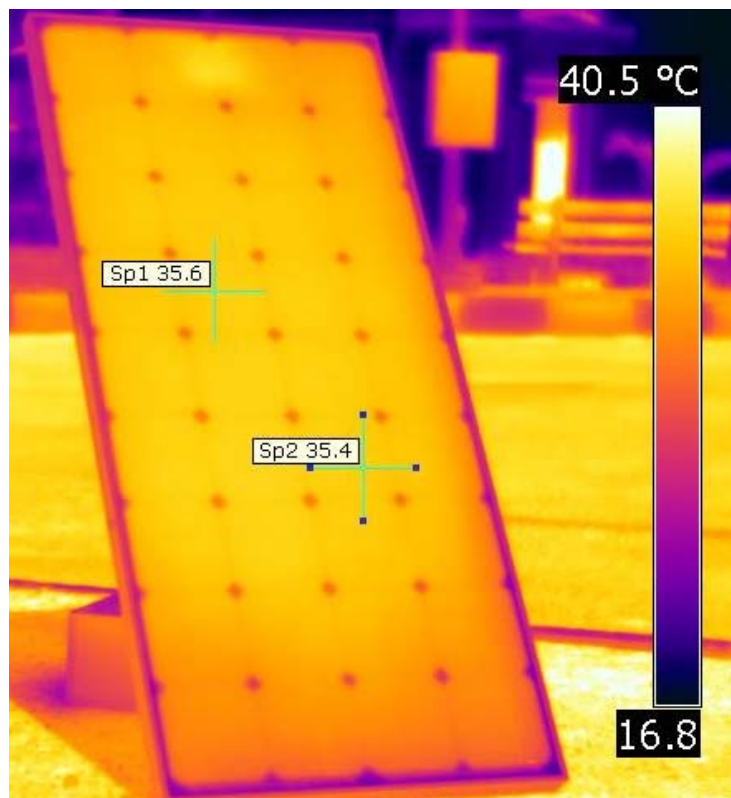


Figure IV.7: Image thermographique du panneau photovoltaïque

On remarque que les cellules ont toutes la même température et l'absence de cellules chaudes, ce qui révèle un bon fonctionnement du panneau photovoltaïque.

IV.4. Résultats des tests du PV/THERM

Les tests ont été réalisés le 6, 7, 15 et 23 juin 2017 à l'UDES (TIPAZA) comme suit :

- par beau temps et ciel dégagé, en raccordant le PV/THERM au circuit de canalisation d'eau de l'UDES pour la journée du 6 juin
- en raccordant le PV/THERM à la cuve de stockage en circuit fermé le 7 juin
- en laissant le PV/THERM sans refroidissement le 15 juin
- et finalement le 23 juin par la prise d'images thermographiques du PV/THERM pendant son refroidissement.

IV.4.1. Le PV/THERM en image thermographique

Les figures suivantes montrent la variation de la température à la surface du PV/THERM lors de son fonctionnement.

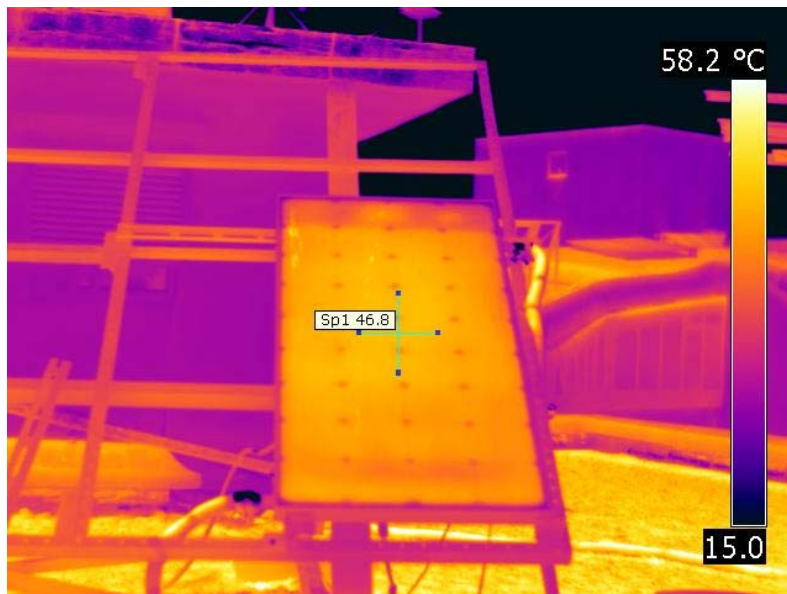


Figure IV.8: image thermographique du PV/THERM avant refroidissement

On remarque sur la figure IV.8 que le capteur thermique du PV/THERM est visible à travers la surface du PV, du fait que la partie qu'il couvre par la face arriérée est plus chaude avec une température moyenne de 46,8°C, comparé à la partie supérieure non couverte qui est exposée à l'air est donc refroidit. On remarque cela à la couleur plus froide de sa partie supérieur.



Figure IV.9: image thermographique du PV/THERM après 10min de refroidissement

On remarque sur la figure IV.9 que la partie inferieur du PV/THERM commence à se refroidir en premier car l'eau froide rentre par le bas du capteur et on peut remarquer les rigoles ou passe l'eau qui commence à ce dessiné. Ainsi la température de la surface baisse de presque 8°C au bout de 10 min de fonctionnement preuve qu'il Ya un bon transfert de chaleur vers le capteur thermique.

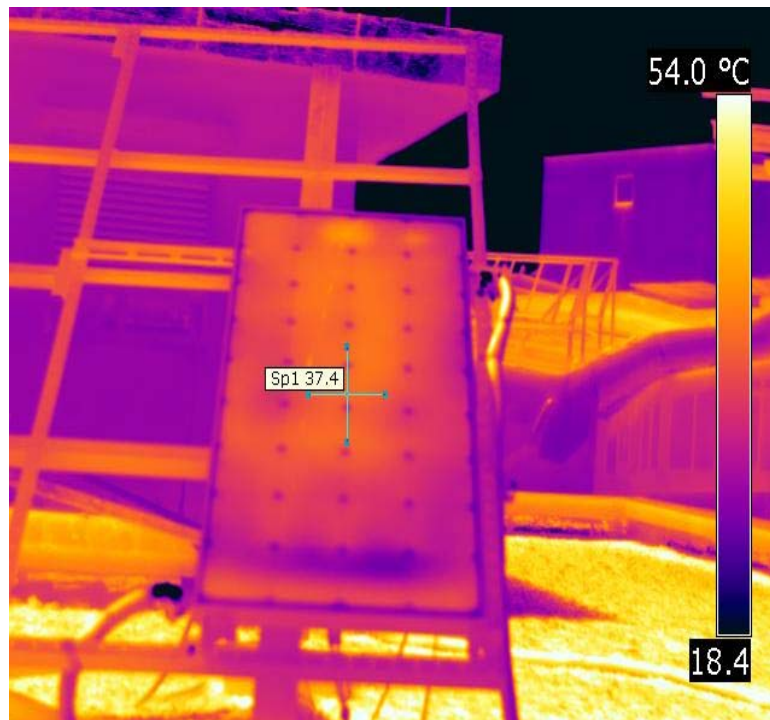


Figure IV.10: image thermographique du PV/THERM au bout de 20 min de refroidissement

On remarque sur la figure IV.10 qu'au bout de 20 min de refroidissement la température du PV/THERM atteint les 37°C en moyenne sur sa surface, maintenant les contours du capteur thermique plus clairs du PV/THERM, ceci montre le bon fonctionnement du PV/THERM.

IV.4.2.Résultats du 6 juin avec raccordement à la canalisation

Les figures IV.11 et 12 montrent respectivement les variations des températures au niveau des différentes parties du système PV/THERM. On remarque sur le graphe de la figure IV.11 que la température du PV refroidit reste dans un intervalle de 30°C à 35°C pendant la journée.

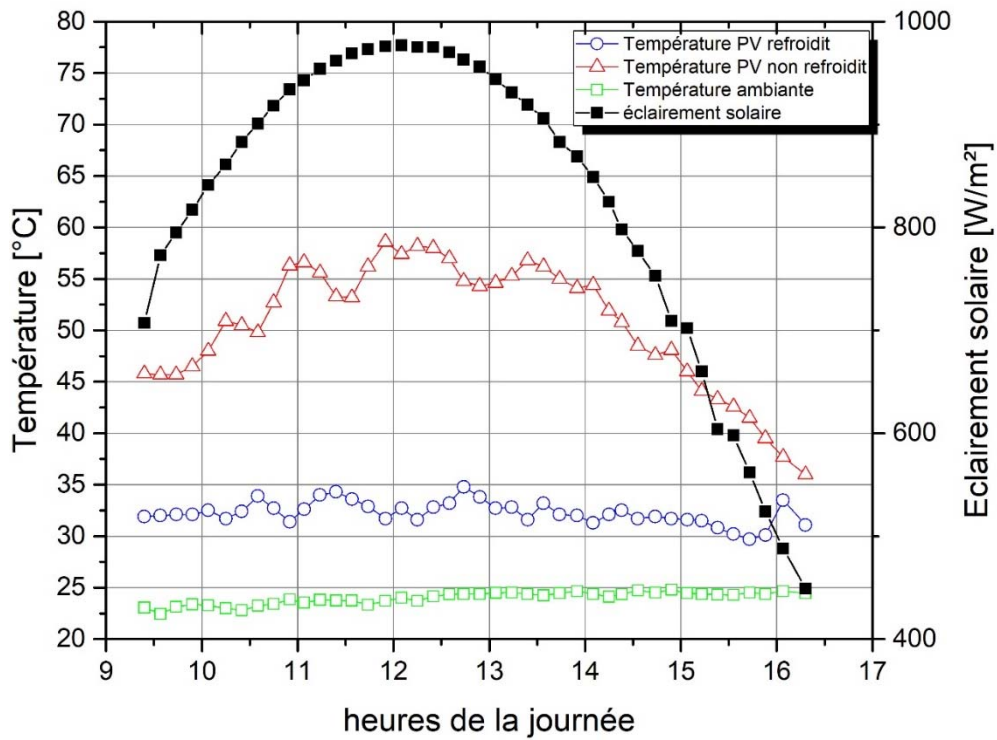


Figure IV.11:Variation des températures des parties refroidit et non refroidit du PV

Par contre la température de la partie non refroidit augmente pendant la journée pour atteindre sa valeur maximale de 56°C vers 12h30 pour une température ambiante journalière qui ne dépasse pas les 26°C.

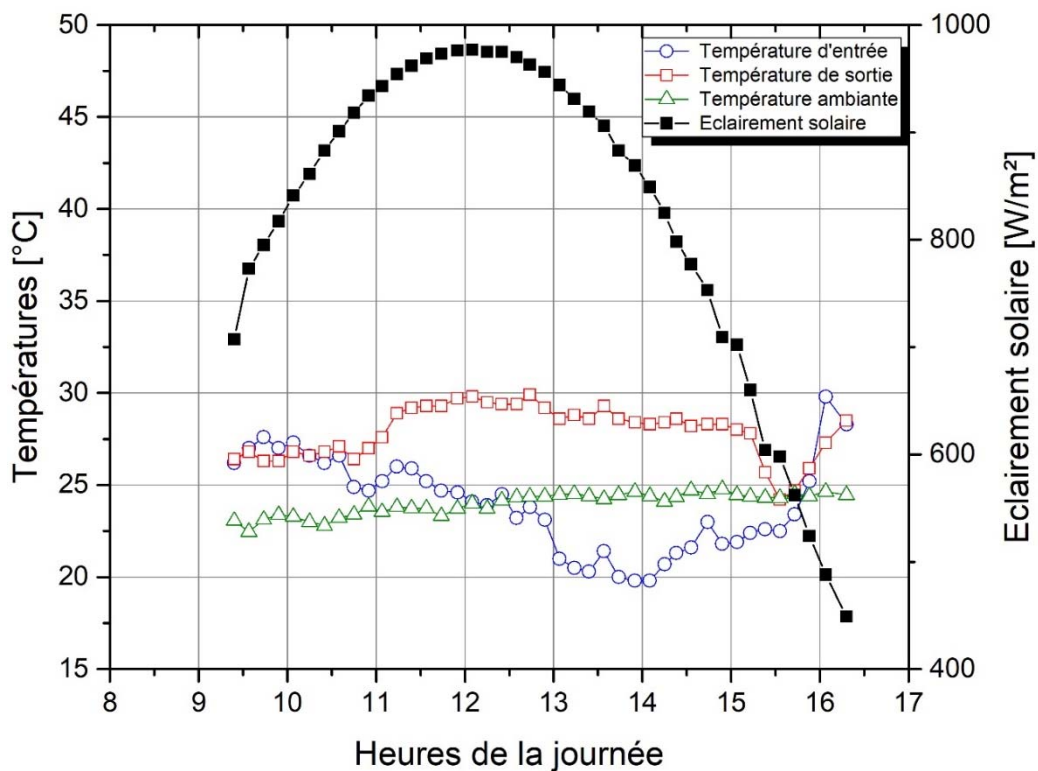


Figure IV.12:Variation de la température de l'eau pendant la journée

RESULTATS ET DISCUSSIONS

On remarque sur la figure IV.12 que la température de l'eau sortante du PVT augmente à partir de 11h pour se stabiliser à partir de 12h au-dessus des 28°C. Par contre l'eau entrante diminue au cours de la journée, cela est due au fait que l'eau passe par une citerne avant d'arriver au PVT. Cette dernière est exposée en plein soleil et nécessite un laps de temps pour se renouveler.

La chaleur évacuée par le panneau PV est absorbée par l'eau qui circule dans le capteur thermique et puis évacuée par l'eau qui circule à l'intérieur.

Les figures IV.13 et 14 montrent respectivement les variations de la puissance électrique fournie par le PV/THERM pendant la journée et la caractérisation du PV/THERM pour un éclairement de 977W/m².

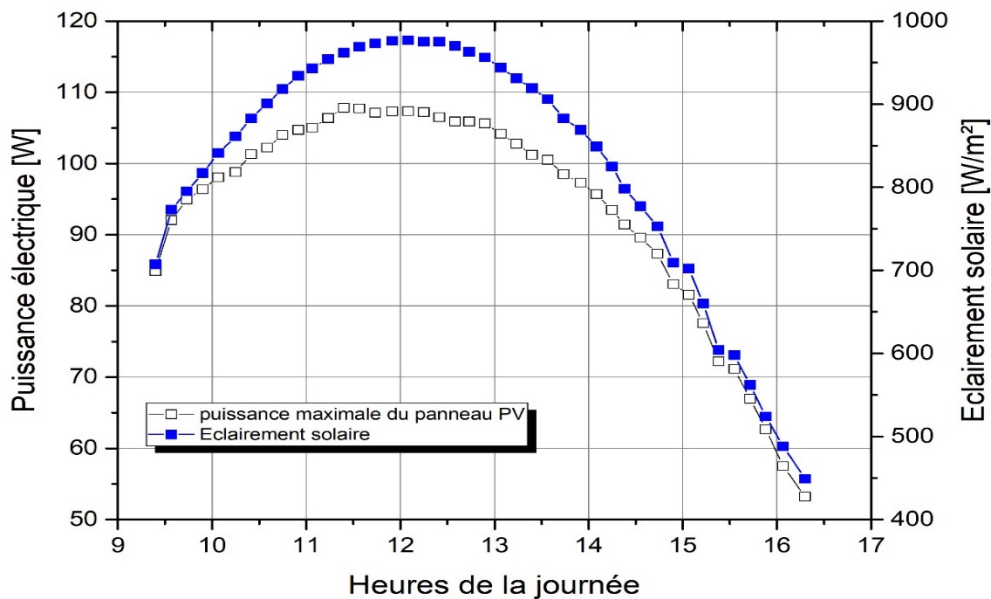


Figure IV.13: variation de la puissance électrique fournie par le PV/THERM pendant la journée

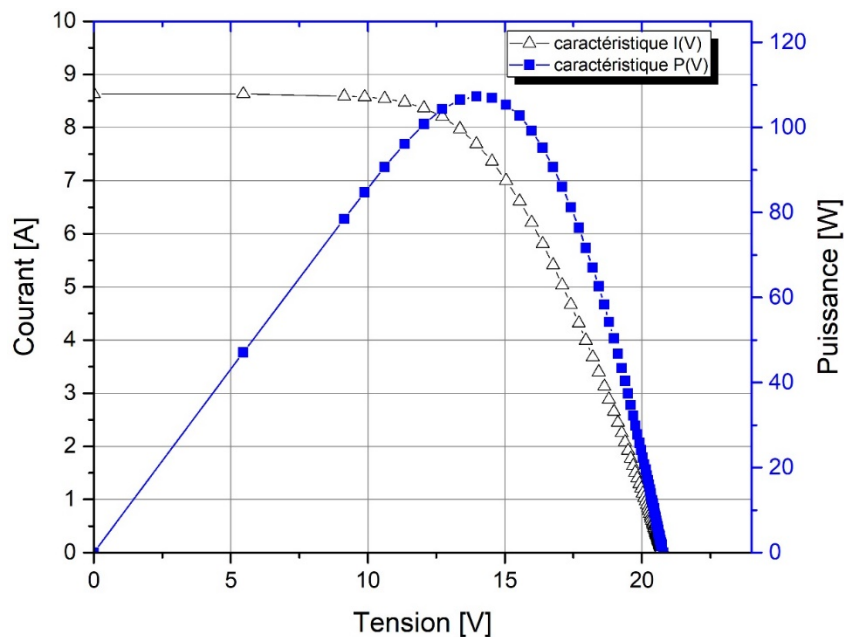


Figure IV.14: caractérisation du PV/THERM pour un éclairement de 977W/m²

On remarque sur la figure IV.13 que la puissance électrique du capteur PV/THERM atteint une valeur de 107.8 W pour un éclairement maximal de 977 W/m² et sur la figure IV.14 que le courant de court-circuit est de $I_{cc}=8.63$ A et la tension en circuit ouvert est de $U_{co}=20.78$ V.

IV.4.3.Résultats du 7 juin avec raccordement à la cuve de stockage en circuit fermé

Les graphiques des figures IV.15, 16 montrent la variation des températures sur les différentes parties du système PV/THERM.

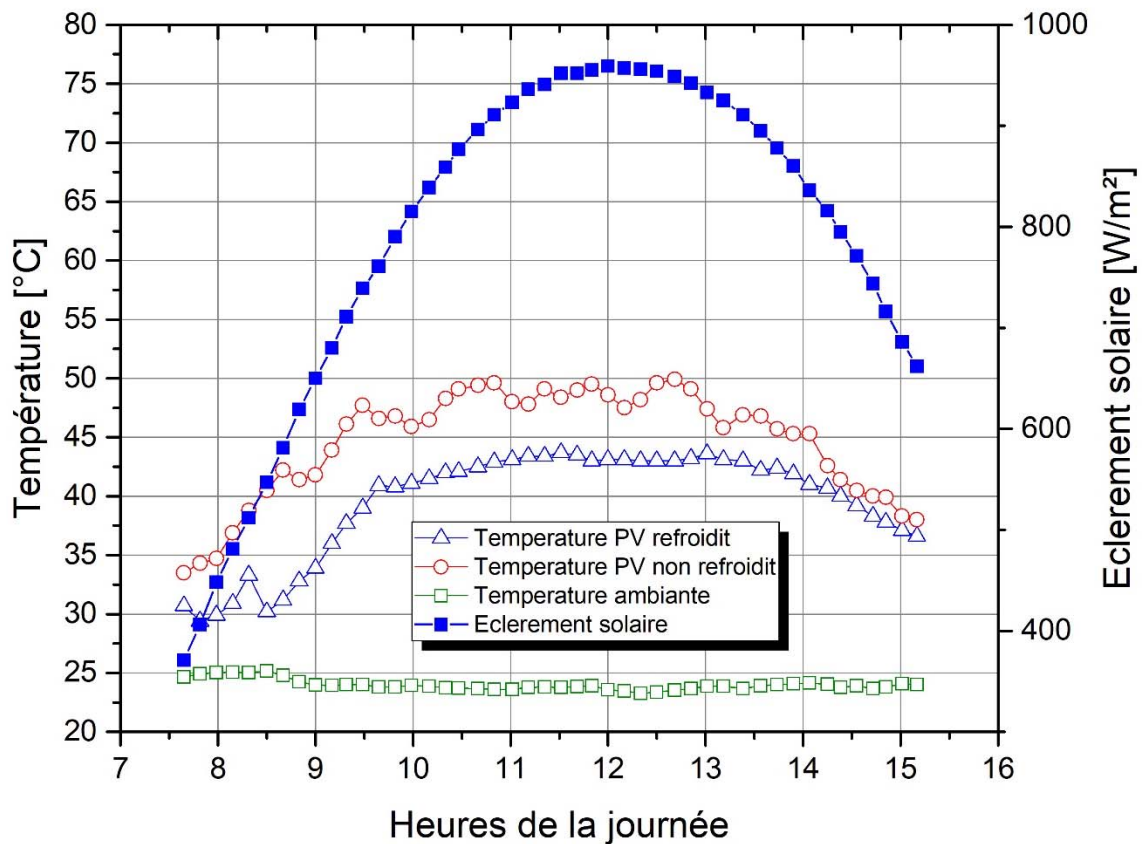


Figure IV.15 : variation de températures parties refroidit et non refroidit du PV

On remarque sur la figure IV.15 que la température des deux parties du PV augmente pendant la journée en parallèle avec une différence d'environ 5 degré pendant la journée. Cet écart diminue vers la fin de l'après-midi quand l'éclairement diminue, ceci est due au fait que l'eau dans la cuve de stockage augmente après chaque passage du fait qu'elle n'est pas renouvelée.

La température d'entrée de l'eau augment ce qui entraine un transfert de chaleur plus faible.

A la fin de l'après-midi quand la température de la partie non refroidit décroît, l'eau dans la cuve est encore chaude ainsi la température de la partie refroidit ne décroît pas rapidement et rejoint la température de la partie non refroidit.

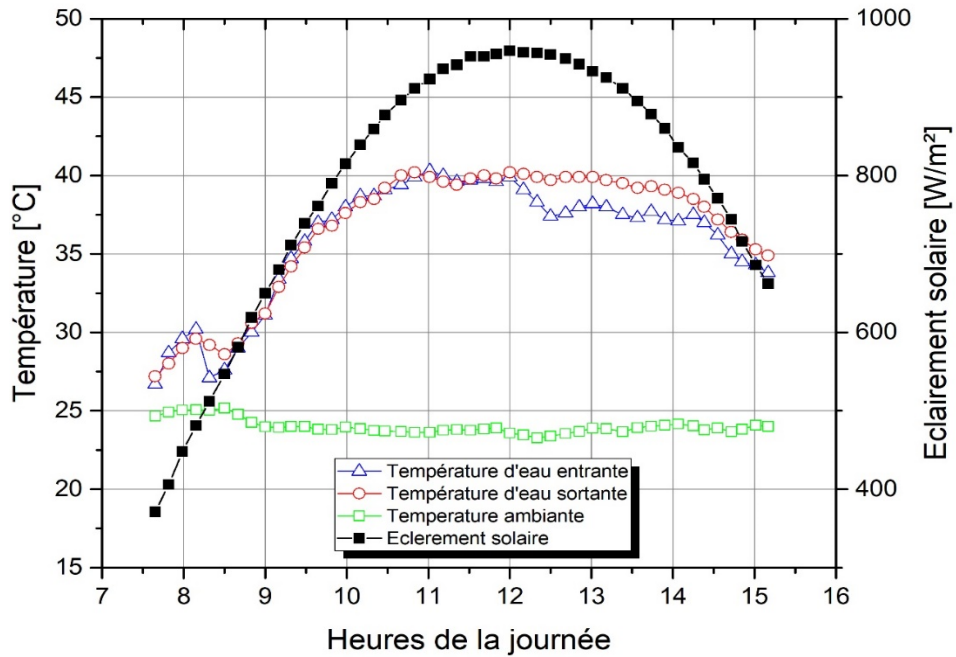


Figure IV.16: Température de l'entrée et sortie d'eau du capteur PV/THERM

On remarque sur la figure IV.16 que la température de l'eau entrante et sortante du PVT augmente d'une manière similaire avec une faible différence de température entre les deux pendant la matinée, puis cette différence augmente l'après-midi.

Les graphiques des figures IV.17 et 18 montrent respectivement la variation de la puissance fournie par le capteur PV/THERM pendant la journée et la caractérisation du PV/THERM pour un éclairement maximal de 959W/m².

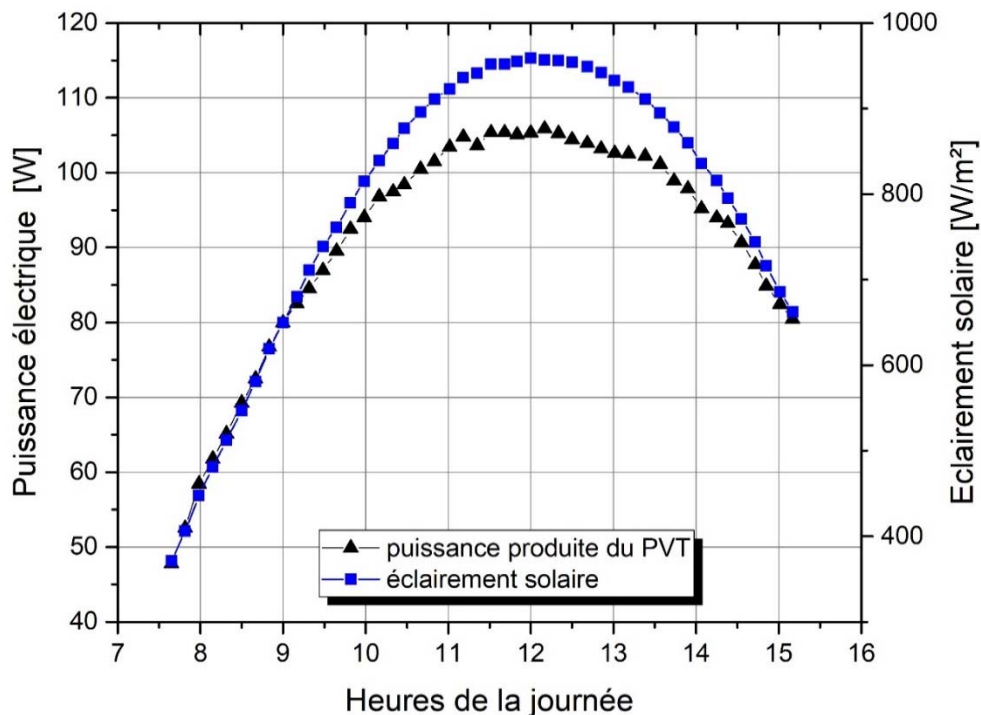


Figure IV.17: Puissance fournie par le capteur PV/THERM

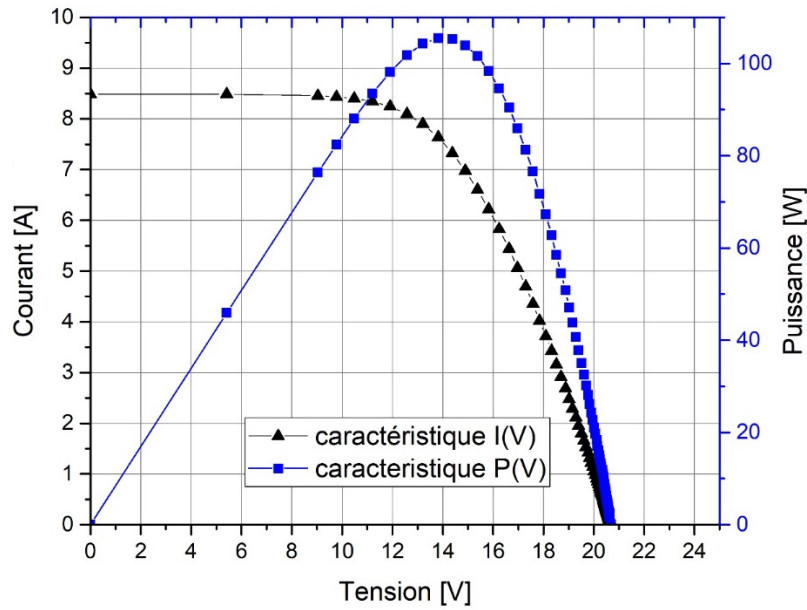


Figure IV.18: caractérisation du PV/THERM pour un éclairement de 959W/m²

On remarque de la figures IV.17 que la puissance maximale fournie pendant la journée est $P=105.6 \text{ W}$, et de la figure IV.18 on remarque que la tension en circuit ouvert $U_{co}=20.68\text{V}$ pour un courant de court circuit de $I_{cc}=8.67 \text{ A}$.

Ces resultats nous ne permet pas de voir l'effet de la temperture sur la tension en circuit ouvert, sauf si on compare pour le même eclairement.

La figure IV.19 represente les deux courbes caractéristiques pour les deux journées du 6 et du 7 juin pour un éclairement identique de 959W/m².

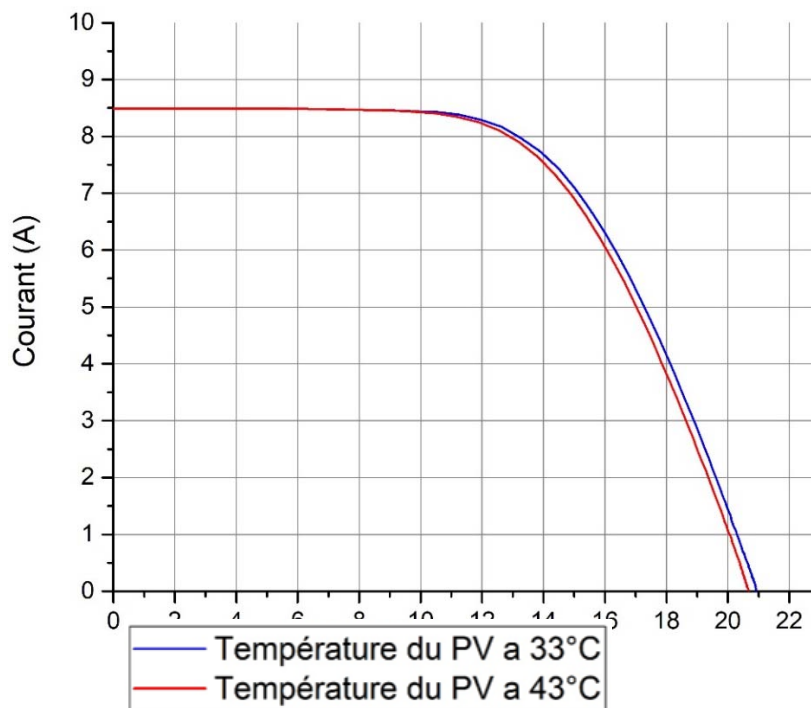


Figure IV.19: effet de la température sur la caractéristique du PV entre les deux journées

RESULTATS ET DISCUSSIONS

On remarque bien sur la figure IV.19, la nette différence entre les caractéristiques des deux journées du 6 et du 7 juin pour le même éclairement, ce qui montre parfaitement l'effet de la température sur le panneau PV.

La figure IV.20 représente la courbe de puissance pour les deux journées pour le même éclairement de 959W/m^2 .

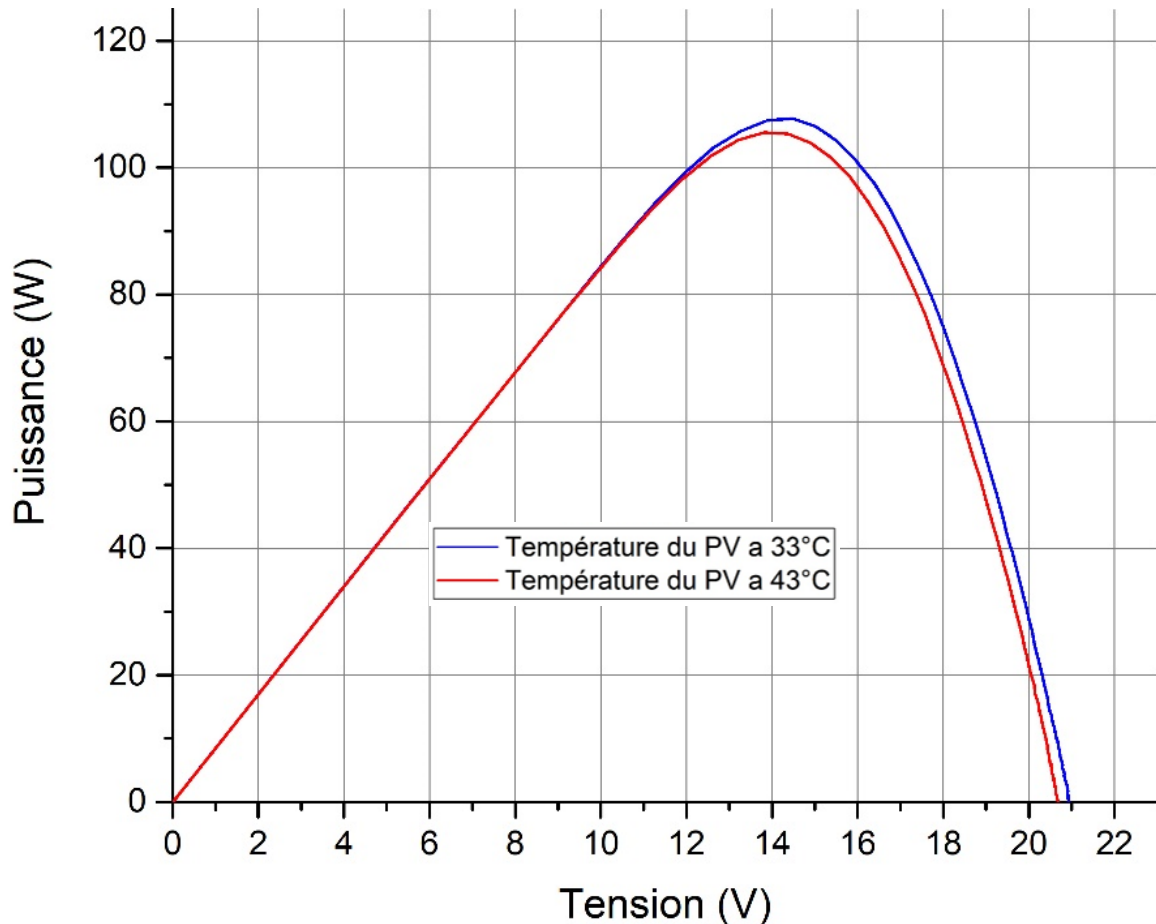


Figure IV.20: variation de la puissance maximal en fonction de la température du panneau PV

On remarque sur graphe de la figure IV.20 que l'effet de la température se fait aussi sentir sur la puissance du panneau PV, c'est tout à fait normal vue que la tension chute quand la température augmente.

IV.4.4. Résultats du 15 juin 2017 sans refroidissement

La figure IV.21 représente les résultats obtenus pour une journée sans refroidissement ou la température du panneau atteint 61°C .

Les différentes courbes de cette journée sont représentées avec les journées précédentes pour un même éclairement de 959W/m^2 afin de bien apprécier l'effet de la température sur le rendement électrique du panneau PV/THERM.

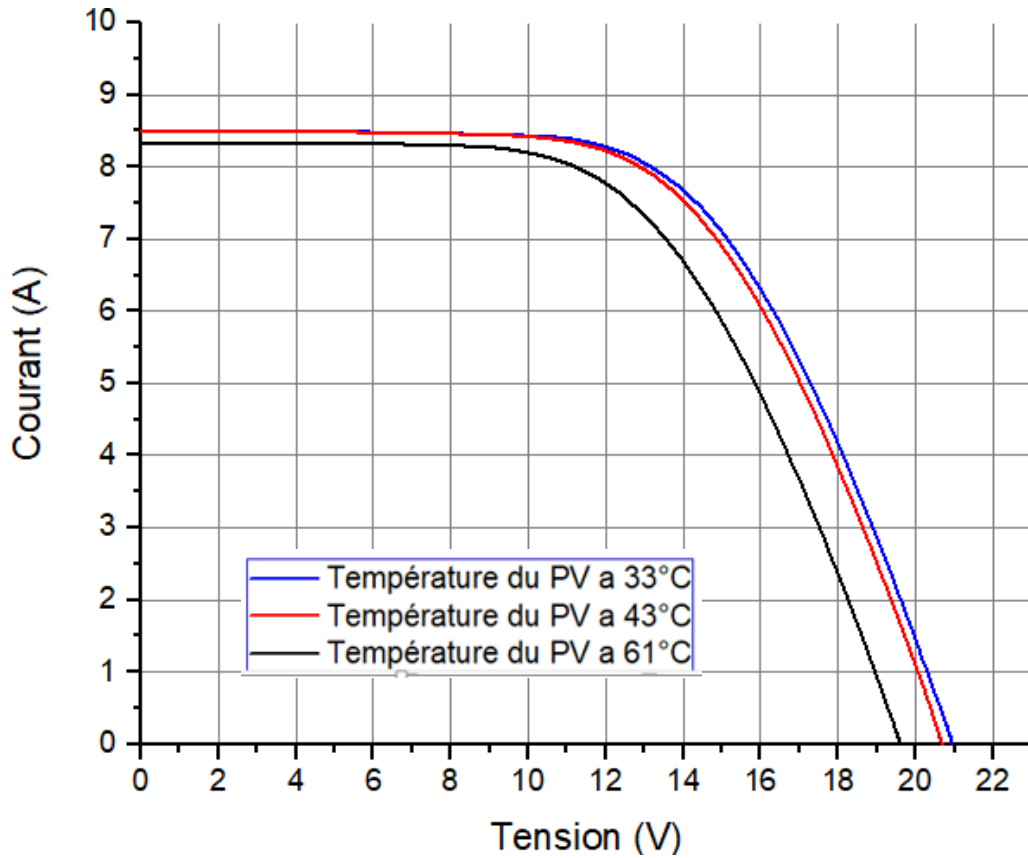


Figure IV.21: variation de la courbe I(V) pour les 3 journées

On remarque de la figure IV.21 que l’effet de la température sur la caractéristique du panneau PV est très visible avec un $U_{co}=19.62$ V et un $I_{cc}=8.34$ A pour la journée du 15 juin avec une température de 61°C.

On peut résumer les résultats électriques et thermiques pour les 3 journées dans le tableau IV.1.

Tableau 6.1: résumé des différents résultats

journée	06/06/2017	07/06/2017	15/06/2017
Etat du circuit d’eau	ouvert	fermé	arrêté
Eclairement solaire maximal (W/m ²)	977	953	958
Température Max du PV/THERM (°C)	34.8	43.6	61.12
P _{elec} max produit (W)	107.37	105.85	95.16
E _{elec} jour produit (Wh)	580.62	572.26	-
Q _u (W)	347.77	26.60	-
η elect (%)	13.02	12.95	11.34
η therm (%)	43	3.4	-

On remarque que le résultat obtenu que le rendement du panneau PV est en dessous de son rendement pendant les tests préliminaires entre 14 et 17%, ceci est dû au raccordement au circuit de relais.

IV.4.5.Conclusion

On peut conclure à travers les tests préliminaires sur le panneau thermique et le panneau Photovoltaïque que leur parfait état de fonctionnement permet de les assembler pour réaliser le panneau solaire hybride PV/THERM.

On peut aussi conclure des mesures sur le PVT, que la partie thermique été très concluante en ayant un bon refroidissement du PV le gardant dans un intervalle de température entre 30 et 35°C dans le cas d'un circuit ouvert et ne dépassant pas les 45°C pour le circuit fermer avec cuve.

On peut aussi dire que la baisse de température du panneau a un effet notable qui a été visible dans nos mesures avec un gain en puissance de 1,81 % pour un écart de température de 10°C et un gain de 11,8% pour un écart de température de 30°C

Par contre le gain du côté électrique n'est pas très important, d'une part parce que la différence de température du PV entre les deux jours n'a pas été très importante, mais aussi la courte durée des mesures effectuées sur seulement 2 jours et l'absence d'un module PV témoin du même modèle pour faire une bonne comparaison de production électrique.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Ce travail de mémoire de master nous a permis de réaliser la conception, l'étude expérimentale d'un prototype de capteur solaire hybride photovoltaïque /thermique avec des produit locaux et peut de moyens techniques.

Le chapitre I constituant une synthèse bibliographique nous a mené à proposer une nouvelle architecture pour le capteur solaire thermique le rendant

- plus absorbant et moins encombrant
- s'intégrant parfaitement au module photovoltaïque sans recourir à désassemblage totale du module,
- gagnant ainsi du temps dans la réalisation en fonction des moyens techniques mis à notre disposition.

Le chapitre II porte sur la modélisation des composants du système qui permettra une meilleure compréhension des phénomènes physiques lors de l'étude du capteur solaire hybride PVT

La réalisation du capteur solaire hybride PVT abordé au chapitre III été un vrai défi de réalisation, qui a nécessité beaucoup de temps et de patience devant les échecs rencontré pour le maintien de l'étanchéité du capteur solaire thermique, même si le tout s'est soldé par une réussite.

Les résultats de mesures discutés au chapitre IV, montre bien que la réalisation a été un succès avec un bon refroidissement et un gain de température pour l'eau, et de puissance électrique pour le panneau PV.

Le travail sur le capteur solaire hybride réalisé et loin d'être fini, et beaucoup d'amélioration peuvent être apportée que ce soit, sur le capteur en lui-même ou bien sur la compagne de mesure, sur ce on peut :

- Diminuer le poids du capteur thermique en réduisant l'épaisseur des deux plaque, on réduit ainsi l'inertie du capteur.
- Tester le PVT avec une cuve plus grande de 100L ou 200L dans un cas d'utilisation réelle dans l'habitat ou l'industrie.
- Refaire un capteur thermique qui recouvre la totalité du module PV en changeant l'emplacement des voies d'entré et de sortie d'eau.
- Faire des mesures pendant toute une année pour voir son comportement dans les périodes très chaudes.
- Le tester avec un échangeur de chaleur pour utiliser un autre fluide caloporteur que l'eau.

Les résultats obtenus peuvent être utilisés pour valider une simulation numérique établie à partir de la modélisation présentée et arriver ainsi à optimiser les composants et facteurs de construction et réalisation du capteur PV/Therm.

Enfin, pour leur utilisation sur le marché, des études peuvent être menées en vue de développer une industrie autour de ce système et l'intégrer dans l'habitat ou l'industrie.

L'installation de tels systèmes au sein des usines, pourraient être bénéfiques du fait de la double fonction de ces capteurs à savoir produire l'électricité et de l'eau chaude pour les douches en fin de journée.

REFERENCES

1. **Algérie, ministère des énergies et des mines.** *Guide des énergies renouvelables.* 2007.
2. *Etat et Perspectives des Energies Renouvelables en Algérie.*, **Merzouk, N. Kasbadji.** Blida : s.n., 2017. 3ième journée sur les Energies Renouvelables.
3. *Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review.* **ZONDAG H. A.** 2005, Renewable and Sustainable Energy Reviews.
4. **ZONDAG H. A., BAKKER M., HELDEN W. G. J.** *PV/T Roadmap-a European guide for the development and market introduction of PV-Thermal technology.* s.l. : Rapport EU-Project PV - Catapult, 2005. p. 87.
5. *Performance analysies of combined heating and photovoltaic power systems for residences.* **WOLF M.** 1-2, 1976, Energy Conversion, Vol. 16, pp. 79-90.
6. *Combined photovoltaic and thermal hybrid collector systems.* **KERN E. C., RUSSELL M. C.** Washington DC : s.n., 1978, Proceeding of 13th IEEE Photovoltaic Specialists, pp. 1153-1157.
7. *Photovoltaic/thermal collector development program.* **HENDRIE S. D.** Etats-Unis: Massachusetts Institute of Technology : s.n., 1982, Rapport final.
8. *Analytical predictions of liquid and air photovoltaic/thermal flat -platz collector performance.* **RAGHURAMAN P.** 2, 1981, Journal Solar Energy Engineering, Vol. 103, pp. 291-298.
9. *Design considerations for flat-plate photovoltaic thermal collectors.* **COX C. H., RAGHURAMAN P.** 3, 1985, Solar Energy, Vol. 35, pp. 227-241.
10. *A hybrid amorphous silicon photovoltaic and thermal solar collector.* **LALOVIC B., KISS Z., WEAKLIEM H.** 2, 1986, Solar Cells, Vol. 19, pp. 131-138.
11. *Hybrid PV/T systems with dual heat extraction operation.* **TRIPANAGNOSTOPOULOS Y. TZAVELLAS D., et al.** Munich,Allemagne : s.n., 2001, Proceedings of the 17th European PV Solar Energy Conference, pp. 2515-2518.
12. *Annual exergy evaluation on photovoltaic-thermal hybrid collector.* **FUJISAWA T., TANI T.** 1-4, 1997, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 47, pp. 135-148.

REFERENCES

13. *A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with polymer absorber plate experimental study and analytical model.* **SANDNES B., REKSTAD J.** 3, 2002, Solar Energy, Vol. 37, pp. 63-73.
14. *Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model.* **CHOW T. T.** 2003, Solar Energy, Vol. 75, pp. 143-152.
15. *Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells.* **BERGENE T., LOVVIK O. M.** 6, 1995, Solar Energy, Vol. 55, pp. 453-462.
16. *Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combisystems of Direct Solar Floor type.* **FRAISSE G., MENEZO C., JOHANNES K.** 11, 2007, Solar Energy, Vol. 81, pp. 1426-1438.
17. *Performance evaluation of photovoltaic thermosyphon system for subtropical climate application.* **CHOW T.T., HE W., JI J., et al.** 2007, Solar Energy, Vol. 81, pp. 123-130.
18. *Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application.* **CHOW T.T., HE W., JI J.** 3, 2006, Solar Energy, Vol. 80, pp. 298-306.
19. *Performance monitoring and modeling of an uncovered photovoltaic-thermal (PVT) water collector.* **Aste T., Pero C.D., Leonforte F., Manfredi M.,** 2015, Solar Energy, Vol. 135, pp. 551–568.
20. *Simulation model for forecast of the energy performance of PV plants.* **Aste, N., Del Pero, C.,** Milano : s.n., 2006. pp. 14-17.
21. *The effects on the photovoltaic system response of reflection, spectrum, voltage drop and temperature.* **Hecktheuer, L.A., Krenzinger, A.,** 2001. EPVSEC European Photovoltaic Energy Conference.
22. *Photovoltaic module calibration value versus optical air mass: the air mass function.* **Osterwald, C., Emery, K., Muller, M.,** 5, 2014, Vol. 22, pp. 560–573.
23. *Crystalline silicon cell performance at low light intensities.* **Reich, N.H., van Sark, W.G.J.H.M., Alsema, E.A., Lof, R.W.,** 9, 2009, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 93, pp. 1471-1481.
24. *Industrial application of PV/T solar energy systems.* **KALOGIROU S. A., TRIPANAGNOSTOPOULOS Y.** 8-9, 2007, Vol. 29, pp. 1259-1270.
25. *Modeling of window-sized solar chimneys for ventilation.* **BANSAL N. K., MATHUR J., MATHUR S., et al.** 2005, Building and Environment, Vol. 40, pp. 132-1308.

REFERENCES

26. *A large-panel unglazed roof-integrated liquid solar collector-energy and economic evaluation.* **MEDVED S., ARKAR C., CERNE B.** 6, 2003, *Solar Energy*, Vol. 75, pp. 455-467.
27. **Labouret, Anne, Cumunel, Pascal, Braun, Jean-Paul.** *Cellules solaires : Les bases de l'énergie photovoltaïque.* s.l. : Dunod, 2010.
28. **Condor.** *catalogue des kit photovoltaïques .* 2014.
29. **STECA, Catalogue.**
30. *Numerical simulation of three-dimensional flow dynamics in a hot water storage tank.* **Ievers, Simon et Lin, Wenxian.** 12, 2009, Vol. 86, pp. 2604-2614.
31. *Solar and wind induced external coefficients solar collector.* **Watmuff, J.H., Charters, W.W.S., Proctor, D.,** 1977.
32. **Duffie, John A., Beckman, William A.,** *Solar energy thermal processes.* Madison : University of Wisconsin-Madison, Solar Energy Laboratory, 1974.
33. *Long-wave radiation at the ground I. Angular distribution of incoming radiation.* **Unsworth, M.H., Monteith, J.L.,** 427, 1977, *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, Vol. 101, pp. 13-24.