

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de La Recherche Scientifique



Université de Ghardaïa

N° d'ordre :
N° de série :

Faculté des Sciences et Technologies
Département des Sciences et Technologies

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Automatique

Spécialité : Automatique

Thème

**Intégration des réflecteurs dans
les capteurs hybrides PVT à eau**

Par :

GUENDOUZ Aboubaker El Farouk

Jury :

Dr. BOUARAOUR Kamel	Maitre de conférences B	Univ. Ghardaïa	Président
Dr. TOUAFEK Khaled	Maitre de Recherche A	URAER. Ghardaïa	Encadreur
Dr. ADOUANE Mabrouk	Maitre de Recherche B	URAER. Ghardaïa	Examineur

Année universitaire 2014/2015

Dédicace



Avant tous,
Je remercie Dieu le tout puissant de m'avoir donné
le courage et la patience pour réaliser ce travail.

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents, que Dieu les garde
et les protège pour leur soutien moral et financier,
pour leurs encouragements et les sacrifices qu'ils
ont endurés.

A mes frères,
A ma sœur
A ma grande famille
Aux chers amis,
A tous les amis (es) d'études surtout Chiraz
OULED YAHIA Yacine, HANNI Yacine
et SIDI MED Mohamed.

Boubaker El Farouk

Remerciements

Je tiens, avant tout, à exprimer ma profonde gratitude à Monsieur **TOUAFEK Khaled**, maître de Recherche A à l'URAER- Ghardaïa et enseignant à l'université de Ghardaïa, qui a assumé la direction de ce travail. Qu'il veuille bien trouver ici l'expression de ma reconnaissance pour son dévouement, sa patience, sa disponibilité, ses conseils et son aide constante qu'il m'a apporté tout au long de ce travail.

Je remercie les membres de jury qui ont accepté de juger ce travail et d'y apporter leur caution :

Monsieur **BOUARAOUR Kamel**, de l'université de Ghardaïa qui m'a fait le grand honneur d'accepter la présidence du jury.

Monsieur **ADOUANE Mabrouk**, de l'URAER Ghardaïa qui m'a fait le grand honneur d'accepter la présidence du jury.

Sans oublié bien sur les énormes efforts de **Mr ISMAIL TABET**, responsable au centre des énergies renouvelables - Ghardaïa

Nous adressons notre vif remerciement à tous les **Enseignants** qui, par leurs enseignements, leurs encouragements et leurs aides, ont contribué à notre formation.

Mes remerciements vont particulièrement aussi à tous ceux qui, par leur encouragement ou leur amitié, ont contribué à l'aboutissement de ce travail.

Boubaker El Farouk

Résumé

ملخص

منذ المحاولات الأولى للطاقة المتجددة باعتبارها قضية جديدة تشكل مخرج للمشاكل البيئية التي تسببت في الاحتباس الحراري من جهة، وتطوير مبادرات جديدة وبديلة للطاقة أين الطاقة الشمسية تعتبر واحدة منهم. كونها واحدة من فئتين: النظام الحراري (T) والضوئية (PV)، الألواح الكهروضوئية الكلاسيكية احدثت ثورة في تحويل ضوء الشمس إلى طاقة كهربائية. وقد سمح ضعف وسقوط الكفاءة الحرارية للباحثين إيجاد حلول جديدة لحل هذه المشكلة و يدخل مشروع دراستنا النهائية أحد هذه التقنيات التي لا تعد ولا تحصى. إنشاء وحدة المياه وأجهزة الاستشعار الهجين الضوئية مع عاكسات تسمح لنا بزيادة الطاقة الكهربائية والكفاءة الحرارية و تخفيض درجة حرارة التسخين الحراري.

تجريبياً، قد أنزحنا أجهزة الاستشعار الهجين PVT باستخدام الماء كمبرد مكننا من تعزيز دراستنا.

الكلمات المفتاحية: الطاقة المتجددة، PVT استشعار الهجين، التسخين الحراري، الكفاءة

الحرارية، الطاقة الكهربائية، الإشعاع الشمسي، الألواح الكهروضوئية، الطاقة المتجددة، نظام الحراري.

Résumé

Depuis les premières tentatives de production d'énergie renouvelable comme une nouvelle issue aux problèmes environnementales causant un effet de serre d'une part, et de développer des sources d'énergies nouvelles et alternatives ou l'énergie solaire est l'une d'elles. Etant l'une des ses deux catégories : le système thermique (T) et le système photovoltaïque (PV), Les panneaux PV classique ont fait la révolution de la transformation de l'éclairement solaire en énergie électrique.

L'affaiblissement et la chute du rendement thermique a permis aux chercheurs de trouver de nouvelles solutions qui permettent de résoudre ce problème dont mon projet de fin d'étude décèle l'une de ces innombrables techniques. La création d'un module à capteurs photovoltaïque hybrides à eau avec réflecteurs permettant d'augmenter la puissance électrique d'ou le rendement thermique tout en permettant la diminution de la température de l'échauffement thermique.

Expérimentalement, on a réalisé et mis au point le capteur hybride PVT à eau qui nous a permis de valoriser notre étude.

Les mots clés : Energie renouvelable, capteur hybride PVT, l'échauffement thermique, le rendement thermique, la puissance électrique, l'éclairement solaire, Les panneaux photovoltaïques, l'énergie renouvelable, le système thermique.

Summary

Since the first attempts to renewable energy as a new issue of environmental problems causing a greenhouse on one hand, and developing new and alternative sources of energy or solar energy is one of them . Being one of two categories: thermal system (T) and photovoltaic (PV) Classic PV panels made the revolution of converting solar light into electrical energy.

The weakening and fall of the thermal efficiency has allowed researchers to find new solutions to solve this problem with my final project study reveals one of the countless techniques. Creating a water module hybrid photovoltaic sensors with reflectors to increase the electric power and thermal efficiency while allowing the reduction of the temperature of the thermal heating.

Experimentally, it has produced and developed the water PVT hybrid sensor that has enabled us to enhance our study.

Key words: Renewable energy, PVT hybrid sensor, thermal heating, thermal efficiency, electrical power, solar irradiance, PV panels, renewable energy, thermal system.

Nomenclatures

T_a	Température ambiante, [K]
T_{ciel}	Température du ciel, [K]
T_e	Température d'entrée du fluide, [K]
T_s	Température de sortie du fluide, [K]
T^*	Température réduite e_v Épaisseur de la vitre, [m]
e_{si}	Épaisseur de la couche des cellules solaires, [m]
e_{abs}	Épaisseur de l'absorbeur (couche haute) , [m]
E	Largeur de l'absorbeur (circulation du fluide) , [m]
S	Surface du capteur , [m ²]
λ	Conductivité thermique, [W/(m·K)]
τ	Coefficient de transmission
α	Coefficient d'absorption
G	Eclairement global, [W/m ²]
R_{endth}	Rendement thermique instantané
$R_{en th}$	Rendement thermique théorique
$R_{en exp}$	Rendement thermique expérimental
$R_{endelec}$	Rendement électrique
M	Masse, [Kg]
C	Chaleur spécifique, [J/(kg·K)]
I	Courant [A]
V	Tension [V]
P	Puissance [W]
dT	Ecart de température entre l'entrée et la sortie
η	Le rendement de la cellule photovoltaïque ;
P_m	La puissance produite par le générateur PV ;
E_{STC}	L'éclairement absorbé par la cellule ;

S_{cellule}	La surface de la cellule [m^2].
G	Rayonnement absorbé par le capteur (en [w/m^2]).
U_L	Coefficient de transfert de chaleur (en [$\text{w}/\text{m}^2 \text{K}$]).
T_{pm}	Température moyenne de l'absorbeur difficile à déterminer.
A_c	Surface de captation du capteur.

Liste des tableaux et des figures

❖ Liste des tableaux

Tableau I-1 : Les différents types des cellules avec leur rendement.....	20
Tableau I-2 : Comparatif des différents types de cellules-PV a base de silicium.....	27
Tableau II-1 : Facteurs d'émissivité de matériaux courants	35
Tableau II-2 : Conductivités thermiques de quelques matériaux.....	38
Tableau IV-1 : Caractéristiques électriques de module PV	74
Tableau IV.2: Les caractéristiques de la laine de verre	76

❖ Liste des figures

Figure I.1 : Les différents modes d'exploitation de l'énergie solaire.	6
Figure I.2 : Premières dispositifs photovoltaïques	8
Figure I.3 : L'effet photoélectrique.....	8
Figure I.4 : Géométrie schématique des rapports terre-soleil [9].....	13
Figure I.5 : La position du soleil observée d'après l'origine O.....	15
Figure I.6 : Position du soleil observée d'après l'origine O.....	16
Figure I.7 : Types de rayonnement solaire reçus au sol.....	17
Figure I.8 : Rayonnement solaire capté par un plan horizontal et incliné.....	18
Figure I.9 : Intensité de l'ensoleillement reçu sur un plan horizontal et incliné.....	18
Figure I.10 : Génération de la paire électron-trou.....	19
Figure I.11 : La jonction PN.....	19
Figure I.12 : Structure d'une cellule photovoltaïque.....	20
Figure I.14 : Cellule, Panneau, Champ photovoltaïque	21
Figure I.15 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.....	23
Figure I.16 : Caractéristique des courbes I-V et P-V	24
Figure I.17 : Processus de fabrication d'un module photovoltaïque à base de cellules en Silicium Cristallin.....	26
Figure I.18 : Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années.....	27
Figure II.1 : Exemple d'un capteur thermique	31
Figure II.2 : Vue en coupe des éléments d'un capteur plat vitré	36
Figure II.3 : le capteur à tubes sous vide.....	36

Figure II.4 : Témoin et clips pour fixation en bout de tube	37
Figure II.5 : Schéma synoptique du capteur thermique	40
Figure II.6 : Vue en coupe du capteur thermique à une vitre.....	43
Figure II.7 : Distribution de la température dans le capteur thermique [69].....	44
Figure II.8 : Rendement instantané pour un capteur plan (tiré de la littérature).....	46
Figure II.10 : Capteur hybride PV-T	47
Figure II.11 : Composants d'un capteur hybride PV-T [74]	48
Figure III.1: Irradiation solaire moyenne [78]	52
Figure III.2 : Principales technologies de concentration solaire	53
Figure III.3 : Concentrateur cylindro-parabolique de la centrale de Nevada Solar One.....	54
Figure III.4 : Concentrateur parabolique [84]	56
Figure III.5 : Concentrateur parabolique à moteur stirling	57
Figure III.6 : Schéma du concentrateur parabolique à moteur Stirling.....	57
Figure III.7 : Système de la centrale à tour	58
Figure III.8 : la centrale à tour.....	58
Figure III.9 : Le collecteur cylindro-parabolique.....	61
Figure III.10 : Capteur parabolique "Dish-stirling" à Phoenix, Arizona.....	63
Figure III.11 : La centrale Gemasolar, Séville.....	65
Figure IV.1: Capteur hybride PV-T à air	70
Figure IV.2: Capteur hybride PV-T à concentrateur.....	71
Figure IV.3: Dimensions du capteur hybride PV-T à eau en mm.....	72
Figure IV.4: Prototype du nouveau capteur hybride	72
Figure IV.5 : Le module PV.....	73
Figure IV.6 : L'absorbeur du capteur hybride PV-T.....	74
Figure IV.7 : L'absorbeur	75
Figure IV.8 : Le support métallique	76
Figure IV.9 : La laine de verre	77
Figure IV.10 : Le capteur hybride PVT à eau	77
Figure IV.11 : Le capteur hybride PVT à eau avec concentrateurs	78
Figure IV.12 : Le banc d'essai de notre réalisation	79
Figure IV.13 : L'emplacement du thermocouple sur le capteur PV-T	80
Figure IV.14 : Photo de l'acquisition.....	81
Figure IV.15 : Thermocouple de type K	82
Figure IV.16 : Principe de constitution d'un thermocouple	82
Figure IV.17 : Dispositif de prélèvement de caractéristiques I(V)	83

Figure (V.1) : évolution de l'éclairement solaire globale pendant le jour 22/04/2015.....	86
Figure (V.2) : évolution de l'éclairement solaire globale pendant le jour 23/04/2015.....	86
Figure (V.3) : Evolution de la température ambiante pendant le jour 22/04/2015	86
Figure (V.4) : Evolution de la température ambiante pendant le jour 23/04/2015	86
Figure (V.5) : Variation de la température d'eau à l'entrée du capteur PV/T (22/04/2015).....	87
Figure (V.6) : Variation de la température d'eau à l'entrée du capteur PV/T (23/04/2015).....	87
Figure (V.7) : Variation de la température d'eau à la sortie du capteur PV/T (22/04/2015).....	88
Figure (V.8) : Variation de la température d'eau à la sortie du capteur PV/T (23/04/2015).....	88
Figure (V.9) : Variation de l'écart entre la température entré et sortie du capteur PV/T (22/04/2015)	88
Figure (V.10) : Variation de l'écart entre la température entré et sortie du capteur PV/T (23/04/2015).....	88
Figure (V.11) : Variation de rendement thermique du capteur PV/T (22/04/2015)	89
Figure (V.12) : Variation de rendement thermique du capteur PV/T (23/04/2015)	89
Figure (V.13) : Courbes caractéristiques courantes tensions (I-V) à vide du capteur hybride PV/T et du module photovoltaïque classique.	90
Figure (V.14) : Variation de la température d'eau à l'entrée du capteur PV/T à concentrateur (28/04/2015).....	91
Figure (V.15) : Variation de la température l'eau à la sortie du capteur PV/T à concentrateur (28/04/2015).....	92
Figure (V.16) : Variation de l'écart entre la température entré et sortie du capteur PV/T à concentrateur (28/04/2015)	93
Figure (V.17) : Courbes caractéristiques courantes tensions (I-V) du capteurs hybrides PV/T, PV/T à concentrateur et du module photovoltaïque classique. (28/04/2015).....	94
Figure (V.18) : Courbes caractéristiques courantes tensions (I-V) du capteur hybride PV/T à concentrateur et capteur hybride PV/T (28/04/2015).....	94

Sommaire

Sommaire

Dédicace	
Remerciement	
Résumé	
Sommaire	
Introduction générale	B
Nomenclatures	

Chapitre I : Les modules photovoltaïques

I.1- Introduction	5
I.2- Définition.....	6
I.3- Le soleil	7
I.4 - Historique	7
I.5 - Potentiel solaire	12
I.5.1- Potentiel solaire extraterrestre	12
I.5.1.1- Rayonnement solaire extraterrestre	12
I.5.1.2- Temps solaire vrai (TSV)	14
I.5.1.3- Positions de soleil.....	14
I.5.1.4- Géométrie d'orientation : collecteur - faisceau du soleil.....	15
I.5.2 - Rayonnement solaire	16
I.5.2.1 - Spectre solaire	16
I.6 - Semi conducteur	18
I.6.1 - Formation de la jonction PN	18
I.6.2 - Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque.....	19
I.6.3 - Type et rendement des cellules photovoltaïques	20
I.7 - Conversion photovoltaïque.....	21
I.7.1 - Principe de la conversion photovoltaïque.....	21
I.7.2 - Courbe I(V) et P(V) d'une cellule solaire	23
I.8 - Les différentes technologie photovoltaïque.....	24
I.8.1 - La filtre a base de silicium cristallin.....	25
I.9 - Conclusion.....	29

Chapitre II : L'état de l'art sur les capteurs hybrides PV/T à eau

II.1 - Introduction	31
II.2 - Historique et état de l'art.....	32
II.3 - Notions sur le transfert thermique.....	34
II.3.1 - Transfert par conduction	34
II.3.2 - Transfert par convection	34
II.3.3 - Transfert par radiation.....	34
II.4 - Les différents types des capteurs thermiques.....	35
II.4.1- les capteurs plans.....	35
II.4.2 - les capteurs à tubes sous vide.....	36
II.5 - Les principaux éléments constitutifs des capteurs thermiques	37
II.5.1 - L'absorbeur	37
II.5.2 - Système de refroidissement par le fluide caloporteur	38
II.5.3 - Isolation et vitrage.....	39
II.6 - Le chauffe-eau solaire	39
II.7 - Les transferts d'énergie dans le chauffe-eau solaire.....	40
II.7.1 - Transfert par circulation naturelle de l'eau.....	40
II.7.2 - Système direct avec thermo circulation et appoint dans le stockage	40
II.7.3 - Système indirect avec thermo circulation et appoint hors du stockage	41
II.7.4 - Transfert par circulation forcée.....	41
II.8 - Avantages et inconvénients des capteurs thermiques	41
II.8.1 - Avantages.....	41
II.8.2 - Inconvénient.....	42
II.9 - Principales applications de l'énergie solaire thermique.....	42
II.10 - Performances et bilan énergétique du capteur thermique	43
II.11 - Distribution de la température dans le capteur thermique	43
II.12 - Facteur d'extraction de la chaleur du capteur	44
II.13 - Standard de tests sur les capteurs thermiques	45
II.14 - Performances électriques des capteurs hybrides PV-T	46
II.15 -Les capteurs hybrides PV-T	47
II.15.1 - Qu'est ce que le capteur hybride PV-T?.....	47
II.15.2 - Détails du capteur hybride	48
II.16 - Conclusion	48

Chapitre III : Etude des concentrateurs solaires

III.1 - Introduction.....	50
III.2 - Historique.....	50
III.3 - Les différents formes de concentrateur solaire.....	51
III.4 - Aperçu de la technologie.....	51
III.5- Concentrateur cylindro-parabolique.....	53
III.5.1 - Les principes et la technologie.....	54
III.5.2 - La réception du rayonnement.....	55
III.6- Concentrateur parabolique.....	56
III.6.1 - Concentrateur parabolique a moteur stirling.....	56
III.7 - La centrale a tour.....	58
III.7.1 - Les principes et la technologie.....	59
III.7.2 - Quelques avantages de la concentration.....	61
III.8 - La différence entre les concentrateurs solaires.....	61
III.8.1 - Concentrateur cylindro-parabolique.....	61
III.8.2 - Concentrateur parabolique.....	63
III.8.3 - Centrales à tour.....	64
III.9 - Conclusion.....	66

Chapitre IV : Intégration des réflecteurs sur les capteurs hybrides PV/T à eau

IV.1 - Introduction.....	68
IV.2 - Les différentes types de capture hybride.....	69
IV.2.1 - Les captures solaires hybride PV-T à eau.....	70
IV.2.2 - Les captures solaires hybride PV-T à air.....	70
IV.2.3 - Les captures solaires hybride PV-T à concentrateur.....	71
IV.3 - La conception et réalisation d'un capteur PV-T à eau.....	71
IV.3.1 - Les étapes de réalisation un capteur hybride PV-T à eau.....	73
IV.3.1.1 - La première étape : le module photovoltaïque.....	73
IV.3.1.2 - La deuxième étape : l'absorbeur.....	74
IV.3.1.3 - La troisième étape : le support métallique.....	75
IV.3.1.4 - La quatrième étape : l'isolant.....	76
IV.3.1.4 - La cinquième étape : Le montage de capteur PV-T.....	77
IV.3.1.6 - La sixième étape : Fixation les réflecteurs sur le capteur.....	78

IV.5 - Caractéristiques de cite de Ghardaïa	79
IV.6 - Prélèvement des mesures	79
IV.7 - Dispositifs de mesure	80
IV.7.2 - Thermocouple de type "K"	81
IV.8 - Distribution de la température	83

Chapitre V : Résultats et discussions

V.1 - Introduction.....	85
V.2 - Interprétation des résultats obtenus.....	85
V.2.1 - Déroulement des essais	85
V.2.1 - Le capteur hybride PVT sans concentrateur	85
V.2.2 - Le capteur hybride PVT à concentrateur (Réflecteur).....	91
Conclusion générale	97

Introduction générale

Introduction générale

Vu sa situation géographique, notre pays dispose d'un des plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen. Une grande réserve d'énergie inépuisable a poussé les responsables et les chercheurs Algériens a quantifié les explorations scientifiques de production d'énergie renouvelable comme une nouvelle issue aux problèmes environnementales causant un effet de serre d'une part, et de développer des sources d'énergies nouvelles et alternatives ou l'énergie solaire est l'une d'elles.

Etant l'une des ses deux catégories : le système thermique (T) et le système photovoltaïque (PV), Les panneaux PV classique ont fait la révolution de la transformation de l'éclairage solaire en énergie électrique renforçant ainsi la voie de réussite de cette nouvelle forme d'énergie.

Le concept de capteur hybride photovoltaïque / thermique (PV/T) consiste à superposer les deux fonctions énergétiques électrique et thermique. Il est caractérisé par une combinaison superposable séparant air et eau. Le fluide caloporteur (eau) est canalisé, ce qui permet une circulation forcée : une simulation parfaite de l'électricité et de la chaleur.

L'affaiblissement et la chute du rendement thermique a permis aux chercheurs de trouver de nouvelles solutions qui permettent de résoudre ce problème dont mon projet de fin d'étude décèle l'une de ces innombrables techniques.

Un module photovoltaïque produit plus d'électricité s'il est refroidi, dans le cas des capteurs hybrides PV/T intégré dans un toit sera exposé à la chaleur plus qu'un module monté à l'air libre, une chaleur sera générée par les cellules photovoltaïque entraînant une diminution du rendement électrique. Cet effet peut être corrigé par l'application d'un système de récupération de la chaleur par l'intermédiaire d'un fluide (eau) qui circule à l'intérieur du capteur.

Dans notre travail, nous allons réalisé un capteur photovoltaïque hybrides à eau avec réflecteurs permettant de concentrer les flux solaires et augmenter les performances électriques et thermiques de ce dernier.

Pour ce faire, nous avons étudié l'état de quelques études théoriques et expérimentales dans le domaine des capteurs solaires hybrides nettement les capteurs hybrides PV/T à concentration. Notre mémoire sera présenté de la façon suivante :

Le premier chapitre, on a présenté une étude bibliographique sur les modèles photovoltaïques.

Dans le deuxième chapitre, on a étudié l'état de l'art sur les capteurs PV/ T à eau.

Dans le troisième chapitre, on a fait une étude détaillée sur les différents types de concentrateurs solaires : caractéristiques, principe de fonctionnement, types de concentrateurs, avantages et inconvénients.

Dans le quatrième chapitre, on a fait une étude expérimentale sur l'intégration des réflecteurs sur les capteurs hybrides PV/T à eau : calcul du rendement, puissance, la température d'entrée et sortie du fluide (eau).

Le cinquième chapitre a englobé une interprétation et discussion des résultats obtenus.

Finalement, une conclusion générale termine de notre travail.

Chapitre I

Les modules photovoltaïques

I.1- Introduction

Le soleil est une source énergétique quasiment illimitée, il pourrait couvrir plusieurs milliers de fois notre consommation globale d'énergie [1]. C'est pourquoi, l'homme cherche depuis longtemps à mettre à profit cette énergie importante et diffusée sur l'ensemble de la planète, il est arrivé à réaliser ce but par le moyen dit cellule photovoltaïque.

Le nom Photovoltaïque vient du Grec, il est composé de deux parties:

Photos : Lumière.

Volt : Unité de tension électrique, du nom Alessandro Volta.

Ce phénomène fut découvert au 19ème siècle par le physicien Alexandre Edmond Becquerel. La première cellule photovoltaïque fut développée début 1954 pour l'alimentation en énergie des satellites. Depuis 1958, les cellules photovoltaïques alimentent seulement le système énergétique des satellites jusqu'à ses premières applications terrestres au début des années 70. Le photovoltaïque fut utiliser pour l'alimentation en énergie de petites maisons isolées et d'équipements de télécommunications [2].

Aujourd'hui, grâce à sa fiabilité et à son concept respectueux de l'environnement, le photovoltaïque prend une place prépondérante.

Pour comprendre ce phénomène, nous avons rappelé dans ce chapitre quelques notions de base sur le rayonnement solaire et les propriétés des semi-conducteurs ; matériaux de base des cellules photovoltaïques.

Une fois ces rappels théoriques sont faits, il nous sera facile d'expliquer le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque en passant au système photovoltaïque complet et à ses trois types à savoir [3]:

- ❖ Les systèmes autonomes,
- ❖ Les systèmes connectés au réseau,
- ❖ Les systèmes fonctionnant au fil du soleil (Pompage PV).

L'utilisation photovoltaïque de l'énergie solaire consiste à convertir directement le rayonnement lumineux en électricité. Elle emploie pour ce faire des modules ou panneaux photovoltaïques, composés de cellules solaires ou de photopiles qui réalisent cette transformation d'énergie. La conversion photovoltaïque est basée sur l'absorption de photons dans un matériau semi-conducteur qui fournit des charges électriques, donc du courant, dans un circuit extérieur (Figure I.1).

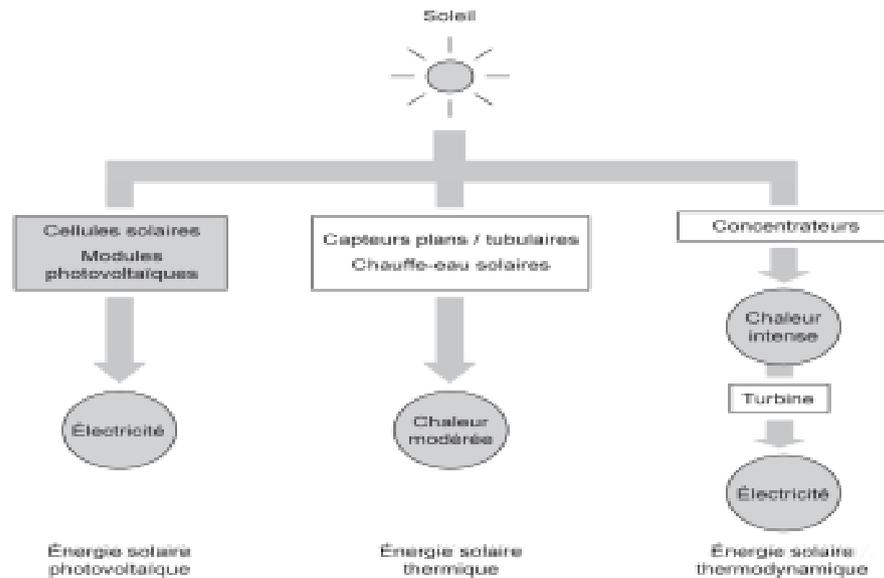


Figure I.1 : Les différents modes d'exploitation de l'énergie solaire.

L'énergie solaire thermique, quant à elle, produit de la chaleur à partir du rayonnement solaire infrarouge du Soleil afin de chauffer de l'eau, de l'air ou un autre fluide.

La technologie est plus simple que le photovoltaïque, donc moins onéreuse. Il s'agit de capter les calories grâce à des surfaces absorbantes de la chaleur, des tubes métalliques peints en noir par exemple. Cela permet de réaliser des chauffe-eau solaires individuels ou collectifs.

L'énergie solaire thermodynamique, quant à elle, concerne de grandes centrales équipées de concentrateurs des rayons solaires, sous forme de miroirs galbés, dont la fonction est de chauffer un fluide à haute température (plusieurs centaines de degrés) afin de générer de la vapeur par échange thermique pour ensuite produire de l'électricité au moyen d'une turbine à vapeur par exemple.

Ces aspects thermiques de l'énergie solaire ne sont pas traités dans cet ouvrage, qui est strictement dédié à l'énergie photovoltaïque, et plus particulièrement aux installations connectées au réseau.

I.2- Définition

Un module solaire photovoltaïque est un générateur électrique de courant continu constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement, qui sert de module de base pour les installations photovoltaïques et notamment les centrales solaires photovoltaïques [4].

Une cellule photovoltaïque convertit une partie de l'énergie solaire en énergie électrique. Une cellule photovoltaïque est donc un transducteur qui, dans la majorité des cas, utilise le rayonnement solaire. Il semble par conséquent intéressant de s'intéresser tout d'abord au générateur de ce rayonnement : le Soleil.

I.3- Le soleil

Le Soleil est une étoile, c'est-à-dire un astre qui produit sa propre énergie. Cette étoile est particulièrement importante car elle fournit l'essentiel de l'énergie que les planètes du système solaire reçoivent. Néanmoins, elle reste relativement banale comparée à l'ensemble des autres étoiles. Il s'agit d'une étoile de classe G, située sur la séquence principale, donc dans la phase principale de sa vie [5]. Son rayon de 7×10^5 km et sa masse de 2×10^{26} tonnes.

Bien que la notion de surface n'ait pas grand sens dans le cas d'une sphère de gaz, on distingue toutefois deux grandes zones : l'intérieur et l'atmosphère du Soleil.

Schématiquement, l'intérieur du soleil est toute la région inaccessible par des moyens optiques (quels qu'ils soient). La « surface » solaire (qui définit aussi son rayon) est définie par l'altitude à partir de laquelle les photons à 500 nm se propagent librement.

- L'intérieur solaire est composé de trois régions :
- Le noyau
- La zone radiative
- La zone de convection
- L'atmosphère est elle aussi composée de trois zones :
- La photosphère
- La chromosphère
- La couronne.

I.4 - Historique

Les systèmes photovoltaïques d'aujourd'hui sont utilisés pour produire de l'électricité pour pomper l'eau, éclairer la nuit, activer des commutateurs, batteries de charge, d'alimentation à la grille de l'utilité, et bien plus encore.

1839: Dix-neuf ans Edmond Becquerel, un physicien expérimental français, a découvert l'effet photovoltaïque tout en expérimentant avec une cellule électrolytique constituée de deux électrodes métalliques. 1873: Willoughby Smith a découvert la photoconductivité du sélénium.



Edmond Becquerel

1876: observé l'effet photovoltaïque en sélénium solide.

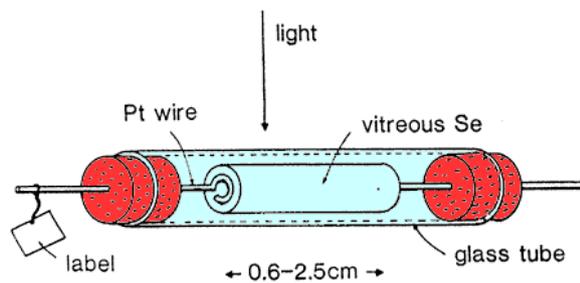


Figure I.2 : Premières dispositifs photovoltaïques

1883: Charles Fritts, un inventeur américain, décrit les premières cellules solaires à base de plaquettes de sélénium.

1887: Heinrich Hertz a découvert que la lumière ultraviolette a modifié la tension la plus basse capable de provoquer une étincelle pour sauter entre deux électrodes métalliques.

1904: Hallwachs a découvert qu'une combinaison de cuivre et l'oxyde cuivreux est photosensible. Einstein a publié son article sur l'effet photoélectrique.

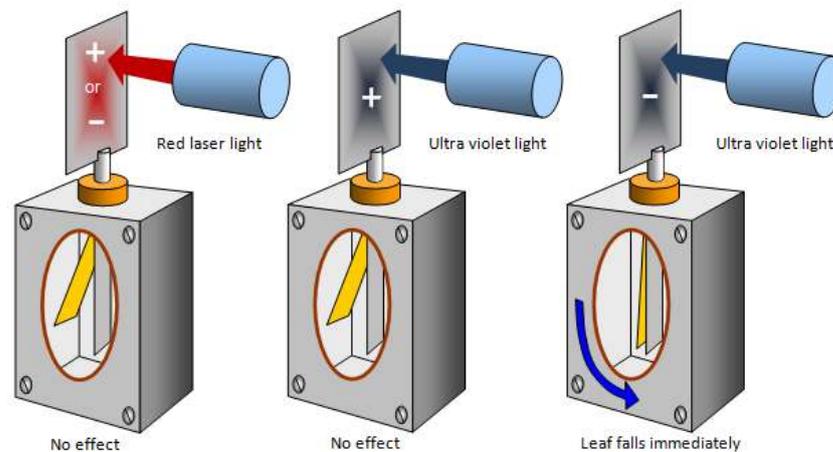


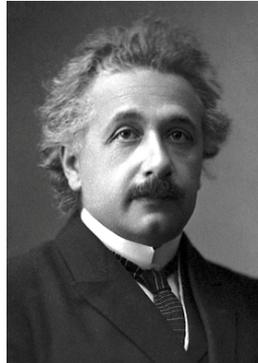
Figure I.3 : L'effet photoélectrique

1914: L'existence d'une couche barrière dans des dispositifs photovoltaïques a été signalé.

1916: Millikan a fourni la preuve expérimentale de l'effet photoélectrique.

1918: Scientifique polonais Czochralski développé une façon de croître silicium monocristallin

1923: Albert Einstein a eu le prix Nobel pour ses théories expliquant l'effet photoélectrique.



Albert Einstein

1951: Une jonction P-N a permis la production d'une cellule monocristalline de germanium.

1954: L'effet photovoltaïque en Cd a été signalé; travail principal a été réalisée par Rappaport, Loferski et Jenny au RCA. Chercheurs des Bell Labs Pearson, Chapin, et Fuller ont signalé leur découverte de 4,5% de cellules solaires en silicium efficace; cela a été porté à 6% seulement quelques mois plus tard (par une équipe de travail, y compris Mort Prince). Chapin, Fuller, Pearson (AT & T) ont soumis leurs résultats à la Journal of Applied Physics. AT & T a démontré cellules solaires à Murray Hill, New Jersey, puis à l'Académie nationale des sciences de la réunion à Washington, DC.

1955: Western Electric a commencé à vendre des licences commerciales pour les technologies PV au silicium; début des produits à succès inclus dollars changeurs et des dispositifs de factures PV puissance qui décodés cartes perforées ordinateur et le ruban. Systèmes de Bell démonstration du système de support rurale de type P a commencé à Americus, Géorgie. Division Semiconductor Hoffman Electronics a annoncé un produit PV commerciale à 2% d'efficacité; au prix de \$ 25 / cellulaire et à 14 mW chacun, le coût de l'énergie était de 1500 \$ / W.

1956: Systèmes de Bell démonstration de la P système de support de type rural a pris fin après cinq mois.

1957: Hoffman Electronics atteint 8% de cellules efficaces. "Solar Energy Conversion Appareil," brevet # 2,780,765, a été délivré à Chapin, Fuller, et Pearson, AT & T.

1958: Hoffman Electronics atteint 9% de cellules photovoltaïques efficaces. Vanguard I, le premier satellite de PV-alimenté, a été lancé en coopération avec les États-Unis Signal Corp. Le système d'alimentation par satellite exploité pendant 8 ans.

1959: Hoffman Electronics atteint 10% l'efficacité des cellules photovoltaïques, disponibles dans le commerce et a démontré l'utilisation d'un contact de grille pour réduire de manière significative la résistance série. Explorer 6 a été lancé avec un générateur photovoltaïque de 9600 cellules, chacune seulement 1 cm x 2 cm.

1960: Hoffman Electronics atteint 14% de cellules photovoltaïques efficaces.

1961: La conférence de l'ONU sur l'énergie solaire dans le monde en développement a eu lieu. Le précurseur de la Conférence des Spécialistes de PV, la réunion du Groupe de travail solaire (SWG) du groupe interservices pour l'alimentation du véhicule Vol, a eu lieu à Philadelphie, Pennsylvanie. La première Conférence des spécialistes PV est tenue à Washington, DC.

1963: Le Japon a installé un 242-W photovoltaïque sur un phare, le plus grand réseau du monde à cette époque.

1964: Le vaisseau spatial Nimbus a été lancé avec un 470-W photovoltaïque.

1966: L'Observatoire astronomique en orbite a été lancé avec un générateur photovoltaïque de 1 kW.

1968: L'OVI-13 satellite a été lancé avec deux panneaux CdS.

1972: Les Français installer un système PV CdS dans une école de village au Niger pour exécuter une télévision éducative.

1973: La Conférence Cherry Hill a eu lieu à Cherry Hill, New Jersey.

1974: Japon formulé Sunshine Project. Tyco Labs a augmenté la première EFG, 1 pouce de large ruban par un processus sans fin-ceinture.

1975: Le gouvernement américain a lancé un projet de recherche et développement PV terrestre, attribué à la Jet Propulsion Laboratory (JPL), à la suite de recommandations de la Conférence Cherry Hill. Le projet de loi Yerkes ouvert Solar Technology International. Exxon a ouvert Solar Power Corporation. JPL institué l'acquisition Bloc I par le gouvernement américain.

1977: L'Institut de recherche de l'énergie solaire (SERI), qui deviendra plus tard le National Renewable Energy Laboratory (NREL), ouvert à Golden, Colorado. La production totale de la fabrication de PV a dépassé 500 kW.

1979: Solenergy a été fondée. Lewis Research Center de la NASA (LeRC) a achevé un système de 3,5 kW sur la réserve indienne Papago dans Schuchuli, Arizona; ce était le premier système photovoltaïque village du monde. LeRC de la NASA a réalisé une série de 1,8 kW pour l'AID, dans Tangaye, Haute-Volta, et plus tard a augmenté la puissance de sortie de 3,6 kW.

1980: Le premier prix William R. cerise a été donné à Paul Rappaport, directeur fondateur de SERI. Nouveau-Mexique State University, Las Cruces, a été choisi pour établir et exploiter la station expérimentale Résidentiel Sud-Ouest (SW RES). Un système 105,6 kW a été consacrée au Natural Bridges National Monument dans l'Utah; le système utilisé Motorola, ARCO solaire, et des modules PV Spectrolab.

1980: Le premier prix William R. cerise a été donné à Paul Rappaport, directeur fondateur de SERI. Nouveau-Mexique State University, Las Cruces, a été choisi pour établir et exploiter la station expérimentale Résidentiel Sud-Ouest (SW RES). Un système 105,6 kW a été consacrée au Natural Bridges National Monument dans l'Utah; le système utilisé Motorola, ARCO solaire, et des modules PV Spectrolab.

1981: Un système photovoltaïque de 90,4 kW a été consacrée à Lovington Square Shopping Center (Nouveau-Mexique) en utilisant des modules Solar Power Corp.. Un système PV de 97,6 kW a été consacrée à l'école secondaire de Beverly à Beverly, Massachusetts, en utilisant des modules Solar Power Corp.. Un 8 kW PV-alimenté (Mobil solaire), osmose inverse usine de dessalement a été consacrée à Djeddah, en Arabie Saoudite.

1982: La production de PV dans le monde a dépassé 9,3 MW. Solarex dédié son installation de production 'PV' obtenteur à Frederick, Maryland, avec son 200-kW réseau de toit intégré. Hisperia de ARCO solaire, Californie, 1 MW centrale PV sont allés en ligne avec des modules sur 108 trackers à deux axes.

1983: L'acquisition JPL bloc V a commencé. Solar Power Corporation a terminé la conception et l'installation de quatre systèmes autonomes village PV puissance à Hammam Biadha, Tunisie (un système d'alimentation du village de 29 kW, un système résidentiel de 1,5 kW, et de deux systèmes de 1,5 kW irrigation / pompage). Solaires Design Associates terminé le stand-alone, 4 kW (Mobil solaire), Hudson River Valley maison. La production de PV dans le monde a dépassé 21,3 MW, et les ventes a dépassé 250 millions \$.

1984: Le N. Liebmann Award IEEE Morris a été présenté aux Drs. David Carlson et Christopher Wronski lors de la 17e Conférence des Spécialistes photovoltaïques, «pour ses contributions cruciales à l'utilisation du silicium amorphe à faible coût, les cellules solaires photovoltaïques haute performance."

1991: L'Institut de recherche de l'énergie solaire a été renommé le ministère américain de la National Renewable Energy Laboratory de l'énergie par le président George Bush.

1993: Solar Energy Research Facility de la National Renewable Energy Laboratory (SERF), ouvert à Golden, Colorado.

1996: Le département américain de l'Énergie annonce le Centre national pour le photovoltaïque, basée à Golden, Colorado[6].

I.5 - Potentiel solaire

I.5.1- Potentiel solaire extraterrestre

I.5.1.1- Rayonnement solaire extraterrestre

Pour comprendre le comportement du rayonnement du soleil, les caractéristiques du corps noir devrait être vues brièvement. Le " corps noir " est à la fois un absorbeur et un émetteur de rayonnement électromagnétique avec 100 % d'efficacité à toutes les longueurs d'ondes. La distribution théorique des longueurs d'onde du rayonnement du corps noir est mathématiquement décrite par l'équation de Planck comme suite : [7]

$$E_{\lambda} = \frac{A\lambda^{-5}}{\exp\left(\frac{B}{\lambda T}\right)-1} \quad (I.1)$$

Avec:

$$A = 3.74 \times 10^{-16} \text{ W/m}^2 ;$$

$$B = 14.39 \times 10^{-3} \text{ m.K} ;$$

λ : Longueur d'onde en mètre ;

T : Température absolue en K.

L'ensoleillement, qui représente le flux d'énergie émis par unité de temps et par unité de surface du soleil, exprimée en W/m^2 est donné par la loi de Stefan-Boltzmann [8] :

$$E_s = \sigma T^4 \quad (I.2)$$

Où :

$$\sigma = 5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4 \text{ est la constante de Stefan-Boltzmann}$$

T est la température absolue du corps noir.

L'insolation reçue en dehors de l'atmosphère terrestre, nommée la constante solaire, peut être approximativement dérivée selon l'expression (1.3), si on suppose que le soleil est un corps noir [9] :

$$E_s A_s = E_0 A_{0T} \quad (I.3)$$

Avec

E_s : Eclairage de la surface du soleil

E_0 : Eclairage en dehors de l'atmosphère terrestre, appelé constante solaire

A_s : Surface du soleil

A_{0T} : Surface de la sphère dont le rayon est l'orbite de la terre/soleil .

La figure (1.1) montre la géométrie schématisée des rapports terre-soleil. En substituant E_s par l'équation (1.2) et T par 5762°K, on obtient : $E_0=1360 \text{ W/m}^2$.

Puisque l'orbite de la terre R_{0T} n'est pas entièrement constant, E_0 change légèrement tout au long de l'année, on peut déduire que $1300 \text{ W/m}^2 < E_0 < 1390 \text{ W/m}^2$.

Les mesures, par satellite, indiquent que la valeur moyenne de l'année E_0 est de 1367 W/m^2 ; qui est dans la gamme précédente.

En raison de l'orbite elliptique de la terre, l'insolation extraterrestre E_0 sur une surface perpendiculaire au faisceau du soleil dans le jour n de l'année est donné (n variant de 1 à 365 et ce du 01/01 au 31/12 de l'année) par l'équation suivante [10] (Figure I.4):

$$E_0(n) = \left(1 + 0.033 \frac{2\pi n}{365}\right) E_0 \quad (I.4)$$

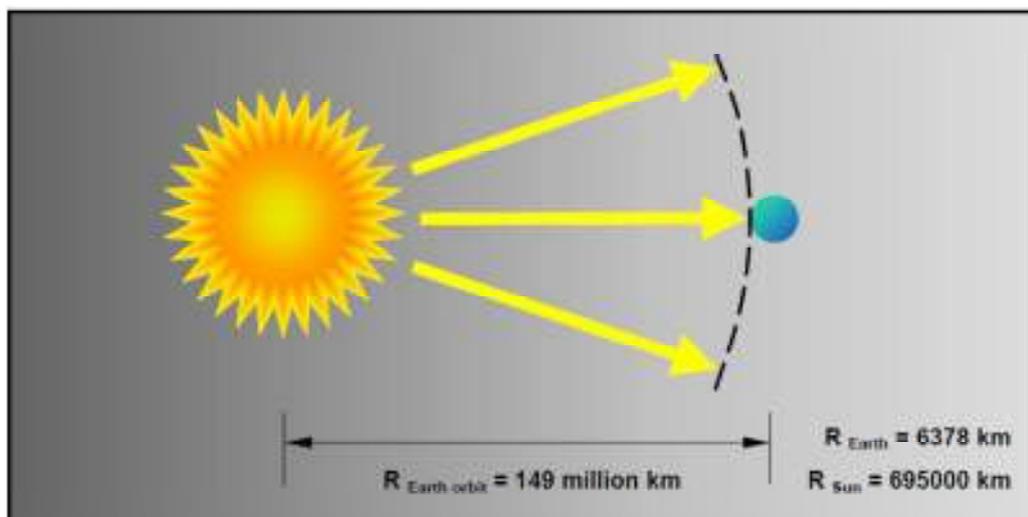


Figure I.4 : Géométrie schématisée des rapports terre-soleil [9].

I.5.1.2- Temps solaire vrai (TSV)

Le temps, en heures, appliqué dans les calculs d'énergie solaire est nommé : le temps solaires vrai, là où le soleil croise le méridien de l'observateur à 12:00. La conversion du temps standard local (TSL) au TSV est faite par l'équation (1.5) :

$$T_{TSV} = T_{TSL} + \frac{12h}{\pi} (\Lambda_{ref} - \Lambda) + B_t(n) \quad (I.5)$$

Avec :

Λ est longitude géographique du site ;

Λ_{ref} est longitude de référence du TSL ;

$B_t(n)$ en heures, est un facteur additionnel qui compte pour les perturbations de rotation de la terre, (on peut ajouter jusqu'à 1H) ; il est donné par l'équation (1.6): [11]

$$B_t(n) = 0.1645 \sin\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) - 1255 \cos\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) - 0.025 \sin\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) \quad (I.6)$$

I.5.1.3- Positions de soleil

La position du soleil sur la sphère céleste est donnée par l'angle d'altitude γ et l'angle d'azimut ψ figure (1.4). Elle dépend de la date, la période du jour, et de la position géographique de l'observateur [10].

La date, en nombre de jours n , détermine l'angle solaire de déclinaison δ de la terre, qui est au point O en radian. Elle est exprimée par l'équation suivante :

$$\delta = 23.45 \frac{\pi}{180} \sin\left(2\pi \frac{284+n}{365}\right) \quad (I.7)$$

Le temps de la journée, en heures, est le reflet d'un angle nommé angle horaire du soleil, en radian équivalant à l'heure, qui est donné par l'équation suivante :

$$\omega = (TSV - 12h) \frac{\pi}{12h} \quad (I.8)$$

L'altitude γ et l'azimut ψ à un certain temps et date, à longitude Λ et à latitude φ , sont alors calculés à partir des équations (1.9) et (1.10) [10]:

$$\cos(\gamma) = \sin(\varphi)\sin(\delta) + \cos(\varphi)\cos(\delta)\cos(\omega) \quad (I.9)$$

$$\cos(\psi) = \frac{\sin(\varphi)\sin(\gamma) - \sin(\delta)}{\cos(\varphi)\cos(\gamma)} \quad (I.10)$$

On note que l'azimut solaire ψ est négatif le matin et positif l'après-midi. Pour des positions sur l'hémisphère nordique, l'angle d'altitude γ est positif entre le lever et le coucher du soleil ; tandis que sur l'hémisphère méridional, il est négatif. L'angle de déclinaison δ est défini positif pendant l'été sur l'hémisphère nordique. L'angle de latitude géographique φ est positif sur l'hémisphère nord et négatif sur l'hémisphère sud (Figure I.5).

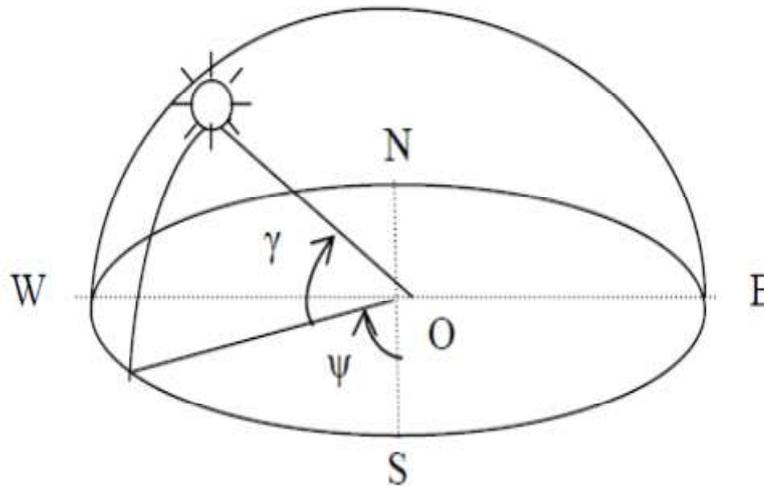


Figure I.5 : La position du soleil observée d'après l'origine O.

I.5.1.4- Géométrie d'orientation : collecteur - faisceau du soleil

La position du soleil vis-à-vis d'un collecteur orienté arbitrairement est déterminée par l'angle d'incidence θ_i du rayon du soleil figure (1.5). Pour le plan d'horizon, l'angle d'incidence est égal à l'angle zénith, équation (1.11) :

$$\cos(\theta_i) = \sin(\gamma) \quad (\text{I.11})$$

Pour un collecteur incliné avec l'angle β et l'azimut α , l'angle d'incidence θ_i est calculé à partir de:

$$\cos(\theta_i) = \sin(\gamma) \cos(\beta) + \cos(\gamma) \sin(\beta) \cos(\alpha - \psi) \quad (\text{I.12})$$

Là où l'angle d'azimut α erre d'est-ouest et zéro pour l'orientation sud (Figure I.6). L'ensoleillement extraterrestre E_0 reçue par un collecteur arbitrairement orienté est donnée par l'équation (1.13) :

$$E_{0\alpha\beta} = E_0 \cos(\theta_i) \quad (\text{I.13})$$

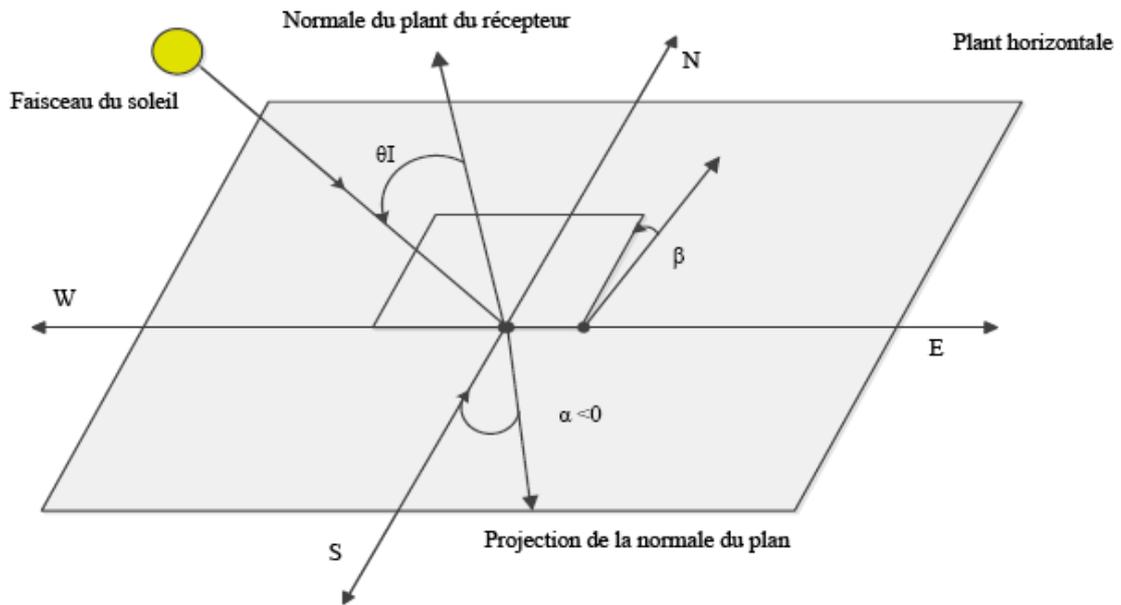


Figure I.6 : Position du soleil observée d'après l'origine O.

I.5.2 - Rayonnement solaire

I.5.2.1 - Spectre solaire

Afin de quantifier l'énergie développée par le générateur photovoltaïque dans une application donnée, il est nécessaire de connaître le spectre du rayonnement solaire reçu sur sol. En effet, quatre types de rayonnement ont été répertoriés dans la littérature:

➤ Le rayonnement direct

La conversion du rayonnement direct E_D est une question trigonométrique. Le rayonnement direct, sur le plan horizontal, est la différence entre le rayonnement global et le rayonnement diffus.

Le rayonnement direct est converti pour un plan avec un angle d'azimut α et d'inclinaison β selon l'équation suivante :

$$E_{D\alpha\beta} = E_D \frac{\cos(\theta_i)}{\sin(\gamma)} \quad (I.14)$$

Avec γ et θ_i sont donnés selon les équations (1.9) et (1.12).

On note que le paramètre $E_{D\alpha\beta}$ peut être mesuré par un instrument nommé «Pyroheliometer » [9], qui doit être monté sur la monture du générateur PV.

➤ Le rayonnement diffus

C'est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire global par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols.

➤ **Le rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol**

C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc....).

➤ **Le rayonnement global**

Le rayonnement global est subdivisé en rayonnements directs, diffus et reflété par le sol) [10]. Dans la figure ci-dessous figure (1.7) est schématisé l'ensemble des rayonnements solaires reçu sur une surface terrestre.

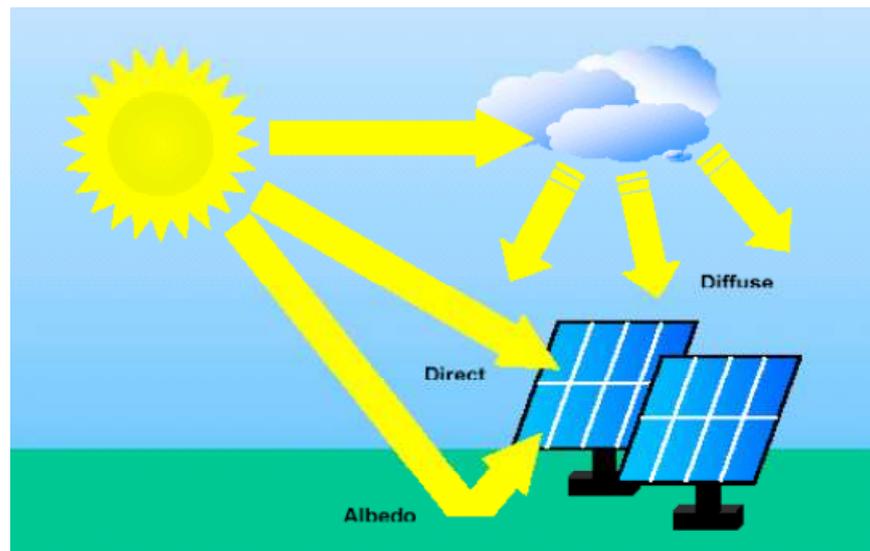


Figure I.7 : Types de rayonnement solaire reçus au sol.

L'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan quelconque à un moment donné est appelée irradiation ou éclairement (noté généralement par la lettre G), il s'exprime en watts par mètre carré (W/m^2).

La valeur du rayonnement reçu par la surface du module photovoltaïque varie selon la position de ce dernier. Le rayonnement solaire atteint son intensité maximale lorsque le plan du module photovoltaïque est perpendiculaire aux rayons [3].

Dans la figure (1.8) ci-après est illustré l'effet de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur l'intensité de l'éclairement reçu sur leurs surfaces du levé au couché du soleil.

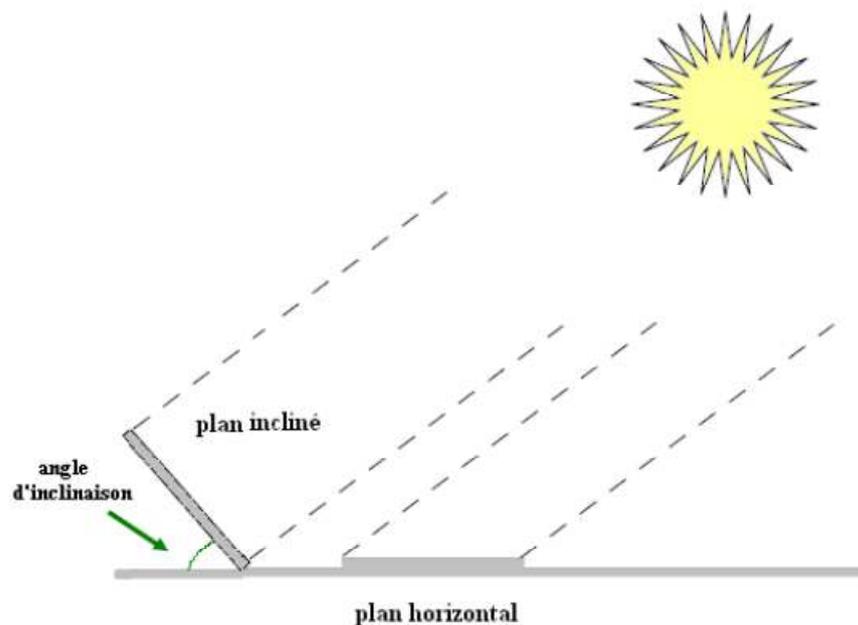


Figure I.8 : Rayonnement solaire capté par un plan horizontal et incliné.

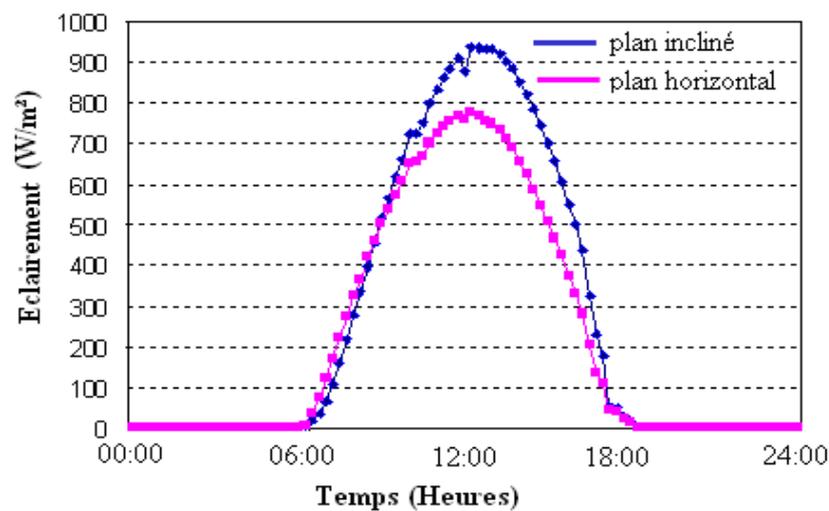


Figure I.9 : Intensité de l'ensoleillement reçu sur un plan horizontal et incliné.

I.6 - Semi conducteur

La filière la plus avancée sur le plan technologique et industrielle est la réalisation de cellules à base de silicium. Ce dernier est l'élément semi-conducteur le plus utilisé car il est peu coûteux et il se trouve en très grande quantité sur terre : il constitue 28% de l'écorce terrestre, sous forme de silice, parfaitement stable et non toxique [13].

I.6.1 - Formation de la jonction PN

Le silicium, comme tous les semi-conducteurs, a une bande de valence pleine et une bande de conduction vide. Mais grâce à un apport énergétique suffisant, il est possible de faire passer des

électrons de la bande de valence (BV) à la bande de conduction (BC), d'où la génération d'électrons libres (Figure I.10).

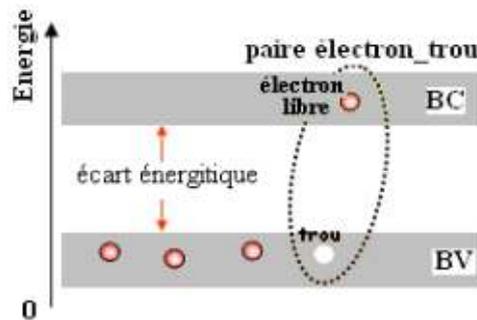


Figure I.10 : Génération de la paire électron-trou.

La présence d'électrons libres dans la bande de conduction d'un matériau n'est pas suffisante pour générer un courant : il est nécessaire de créer une différence de potentiel aux bornes du photogénérateur afin d'entraîner les charges positives d'un côté et les charges négatives de l'autre. Cette opération est possible par dopage du Silicium. Une jonction PN est créée par l'assemblage de deux barreaux de Silicium de type N et P. Le composant ainsi créé est appelé diode (Figure I.11).

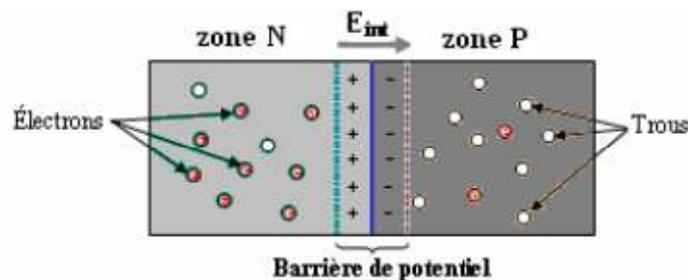


Figure I.11 : La jonction PN.

I.6.2 - Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un dispositif semi-conducteur généralement à base silicium. Elle est réalisée à partir de deux couches, une dopée P et l'autre dopée N créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule [3].

La structure d'une cellule photovoltaïque est illustrée dans la figure (1.12) ci-dessous.

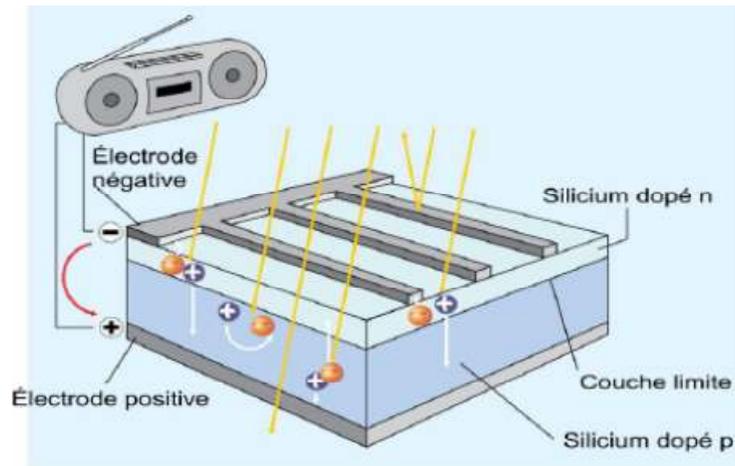


Figure I.12 : Structure d'une cellule photovoltaïque.

I.6.3 - Type et rendement des cellules photovoltaïques

Il existe différents types de cellules solaires (ou cellules photovoltaïques), et chaque type de cellules a un rendement et un coût qui lui est propre. Cependant, quel que soit leur type, leur rendement reste assez faible: de 8 à 23% de l'énergie qu'elles reçoivent. Il existe trois principaux types de cellules à l'heure actuelle [10].

- **Les cellules monocristallines:** Ce sont celles qui ont le meilleur rendement mais aussi celle qui ont le coût le plus élevé, du fait d'une fabrication compliquée.
- **Les cellules polycristallines:** Leur conception étant plus facile, leur coût de fabrication est moins important, cependant leur rendement est plus faible.
- **Les cellules amorphes:** Elles ont un faible rendement, mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres (Figure I.13).

Rendement d'une cellule :

Le tableau suivant (I-1) présente les différents types des cellules avec leur rendement.

Tableau I-1 : Les différents types des cellules avec leur rendement.

Technologie de cellules	Rendement en laboratoire	Rendement production
Silicium amorphe (a-Si)	13%	5-9%
Silicium polycristallin (p-Si)	19,8%	11 à 15 %
Silicium monocristallin (m-Si)	24,7%	13 à 17%

$$\eta_{STC} = \frac{P_m}{E_{STC} \times S_{cellule}}$$

(I.16)

η : Le rendement de la cellule photovoltaïque ;

P_m : La puissance produite par le générateur PV ;

E_{STC} : L'éclairement absorbé par la cellule ;

$S_{cellule}$: La surface de la cellule [m²].

Ce rendement dépend plusieurs facteurs [14]:

- Réflexion à la surface.
- Température de jonction des cellules.
- Type de matériau utilisé et technique de fabrication.
- La résistance série et parallèle responsables des pertes par effet Joule.
- Absorption incomplète et excès d'énergie des photons absorbés.

I.7 - Conversion photovoltaïque

I.7.1 - Principe de la conversion photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules sont reliées entre elles et forment un panneau solaire (ou module photovoltaïque). Plusieurs modules qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés champ photovoltaïque. Le terme photovoltaïque peut désigner soit le phénomène physique - l'effet photovoltaïque - ou la technologie associée (Figure I.14).

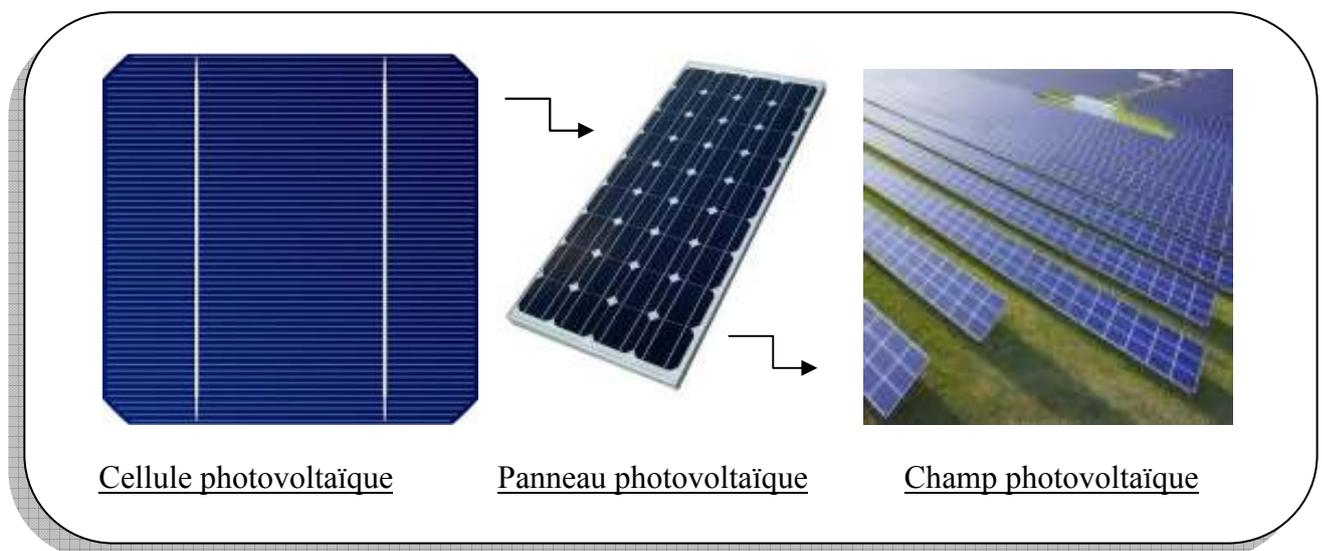


Figure I.14 : Cellule, Panneau, Champ photovoltaïque

La conversion photovoltaïque aujourd'hui largement utilisée peut être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique.

Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers [15].

Même si le phénomène électrique est secondaire devant le phénomène thermique, récupérer tout ou partie de l'énergie électrique est le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou de générateurs. Cela est possible grâce par exemple à des cellules solaires réalisées sur un matériau semiconducteur ayant un dopage type N sur une face, et un dopage type P sur l'autre face (Le dopage de type N consiste à avoir un excès d'électrons dans le matériau, Le dopage de type P consiste à avoir un excès de trous dans le matériau)

L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou (Figure I.15). Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque. Le fait d'avoir associé deux types de dopage pour créer une jonction permettant de pouvoir récupérer les charges avant que ces dernières ne se soient recombinées dans le matériau qui redevient alors neutre. La présence de la jonction PN permet ainsi de maintenir une circulation de courant jusqu'à ses bornes.

Le nombre de photons par unité de longueur d'onde est une donnée à connaître pour les applications photovoltaïques pour estimer l'énergie totale disponible. La longueur d'onde correspondant au maximum de photons est de l'ordre de 650-670nm.

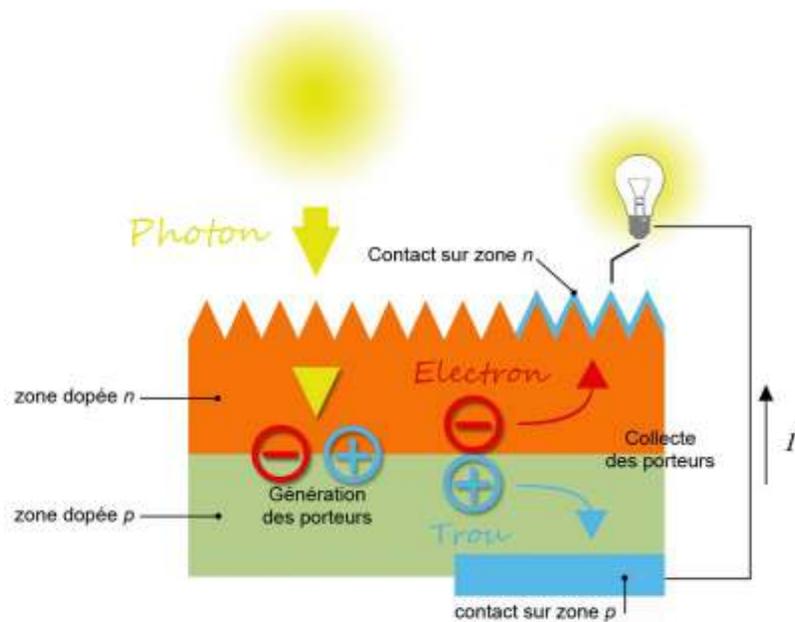


Figure I.15 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.

La plupart des cellules photovoltaïques utilisent des semi-conducteurs pour récolter les paires électron-trou créées par la collision des photons dans le matériau. Cependant, selon le matériau utilisé, le nombre de photons utiles (qui peuvent être absorbés) diffère. En effet, chaque matériau possède son propre gap énergétique (bande d'énergie interdite). Tout photon possédant une énergie inférieure à ce gap et arrivant à la surface du matériau ne pourra pas arracher un électron au matériau même s'il entre en collision avec un. Le courant produit par un capteur PV est donc beaucoup plus faible que la quantité de photons arrivant sur le matériau car plusieurs conditions doivent être réunies pour que réellement l'énergie d'un photon se traduise en courant (compatibilité du matériau avec les longueurs d'ondes du spectre solaire, énergie des photons à leur arrivée sur le matériau, probabilité de rencontre d'un photon avec un électron, incidence du rayonnement, épaisseur du matériau, ...).

I.7.2 - Courbe I(V) et P(V) d'une cellule solaire

La différence de potentiel présentée aux bornes d'une jonction PN soumise à un éclairage est également mesurable entre les bornes de la cellule PV. Typiquement, la tension maximale d'une cellule PV est d'environ 0.5 à 0.8V. Elle peut être directement mesurée à ses bornes sans charge (circuit ouvert). Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{oc}). Lorsque les bornes d'une cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV et on le nomme communément courant de court-circuit (I_{sc}). Ces valeurs peuvent changer fortement en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'ensoleillement.

La figure (I.16) représente les caractéristiques typiques mesurables $I_{\text{cell}}=f(V_{\text{cell}})$ et $P_{\text{cell}}=f(V_{\text{cell}})$ d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant [16].

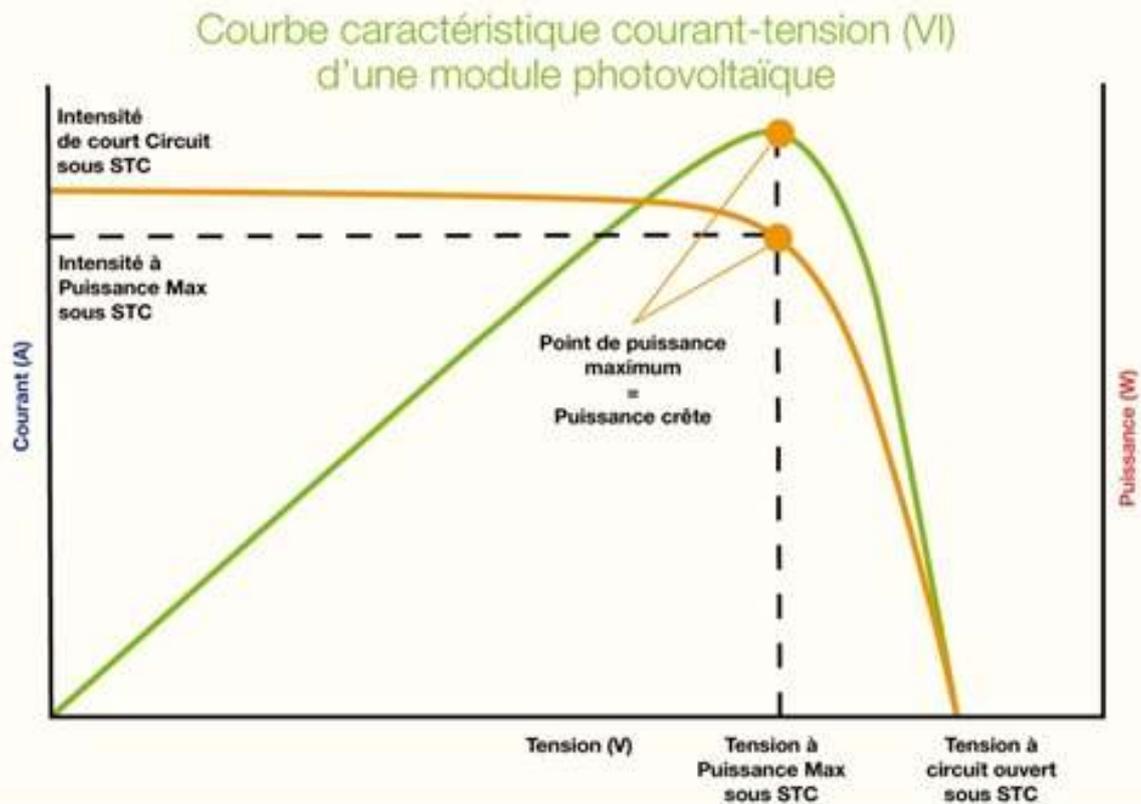


Figure I.16 : Caractéristique des courbes I-V et P-V

L'utilisation optimale d'une photopile consiste à faire fonctionner une charge sous la tension maximale et à un courant maximal c'est-à-dire au point de puissance maximale P_{mp} .

La puissance maximale P_{mp} est fonction de l'éclairement. Lorsqu'il s'agit de la puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement STC, on parle de puissance crête P_c [W_c].

I.8 - Les différentes technologie photovoltaïque

Il existe un grand nombre de technologies mettant en œuvre l'effet photovoltaïque. Beaucoup sont encore en phase de développement. Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont : le silicium mono ou poly-cristallin (plus de 80% de la production mondiale) et le silicium en couche mince à base de silicium amorphe ou CIS (Cuivre Indium Sélénium).

Nous allons donc, faire un bref passage sur les différentes filières photovoltaïques afin d'avoir une idée globale sur l'ensemble des technologies associé à ce domaine de recherche.

I.8.1 - La filtre a base de silicium cristallin

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques disponibles à un niveau industriel. Le silicium est fabriqué à partir de sable quartzeux (dioxyde de silicium).

Celui-ci est chauffé dans un four électrique à une température de 1700 °C. Divers traitements du sable permettent de purifier le silicium. Le produit obtenu est un silicium dit métallurgique, pur à 98% seulement.

Ce silicium est ensuite purifié chimiquement et aboutit au silicium de qualité électronique qui se présente sous forme liquide, puis coulé sous forme de lingot suivant le processus pour la cristallisation du silicium, et découpé sous forme de fines plaquettes (wafers). Par la suite, ce silicium pur va être enrichi en éléments dopants (P,B) lors de l'étape de dopage, afin de pouvoir le transformer en semi-conducteur de type P ou N.

La diffusion d'éléments dopants (bore, phosphore) modifie l'équilibre électronique de ces plaquettes (wafers), ce qui les transforme en cellules sensibles à la lumière.

Les cellules à partir de plaquettes de silicium cristallisé (c-Si) se divisent en deux catégories distinctes, celles à partir de silicium monocristallin (mc-Si) et celles à partir de silicium polycristallin (pc-Si).

Le silicium monocristallin est plus cher que le silicium poly-cristallin mais permet d'obtenir un rendement plus élevé, avec près de 24.7% contre 19.8% de rendement record sur petite cellule en laboratoire [17, 18].

Les cellules monocristallines et polycristallines sont fragiles. Elles sont donc placées entre deux plaques de verre (encapsulation) afin de former un module. Le matériau de base est le silicium qui est très abondant, mais la qualité nécessaire pour réaliser les cellules doit être d'une très grande pureté et son coût intervient de façon importante dans le coût de revient total (Figure I.17).

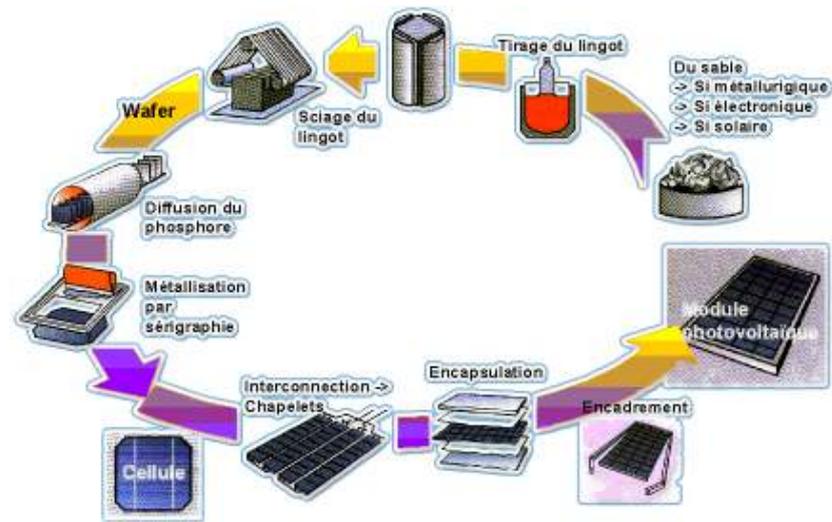


Figure I.17 : Processus de fabrication d'un module photovoltaïque à base de cellules en Silicium Cristallin

Toutes les étapes du processus de fabrication ne cessent de progresser régulièrement afin de viser le plus possible les rendements théoriques calculés tout en évitant d'augmenter le prix des modules. Il reste encore aujourd'hui un large potentiel d'optimisation. La première étape consiste à fabriquer des lingots à base de silicium pur pour les différents processus de fusion et de cristallisation du silicium. Le matériau supérieur est le silicium monocristallin, typiquement produit par la méthode de Czochralski, consistant à introduire un germe préformé monocristallin dans le lingot de silicium en fusion [19]. Le silicium se solidifie sur ce germe et garde la même organisation cristalline que celui-ci. Le matériau inférieur est le silicium polycristallin, produit en lingots par le biais de différents procédés de fusion et de solidification du silicium. Sa cristallisation est assurée par un contrôle de la température de solidification.

Au fur et à mesure, les dimensions des lingots ont évolué avec la technologie passant de 30kg à 100kg pour le monocristallin et de 150 kg à 250 kg pour le poly-cristallin [20]. Un problème reste cependant constant concernant la découpe des lingots en lamelles (wafers) qui entraîne une perte importante de matière (kerf). En effet, après la solidification, les lingots sont découpés en fine couche d'environ 300 μm d'épaisseur grâce à un fil de diamant abrasif de 150 μm de diamètre [21]. Actuellement, les wafers ont une taille de 125 x 125 mm pour une épaisseur de 330 μm .

Aujourd'hui, en plus d'obtenir des wafers plus fins, l'objectif est de réduire les pertes liées au sciage afin d'économiser le silicium. Les industriels du photovoltaïque développent des wafers de nouvelle génération de 210 x 210 mm^2 et plus large encore, tout en réduisant leur épaisseur pour arriver à un objectif de 100 μm , (Figure I-18) [22]. L'augmentation de la taille de ces cellules

implique donc une augmentation de la puissance produite et donc du courant. Les cellules les plus performantes peuvent déjà fournir des courants de plus de 10 A sous une tension de 0.6V.

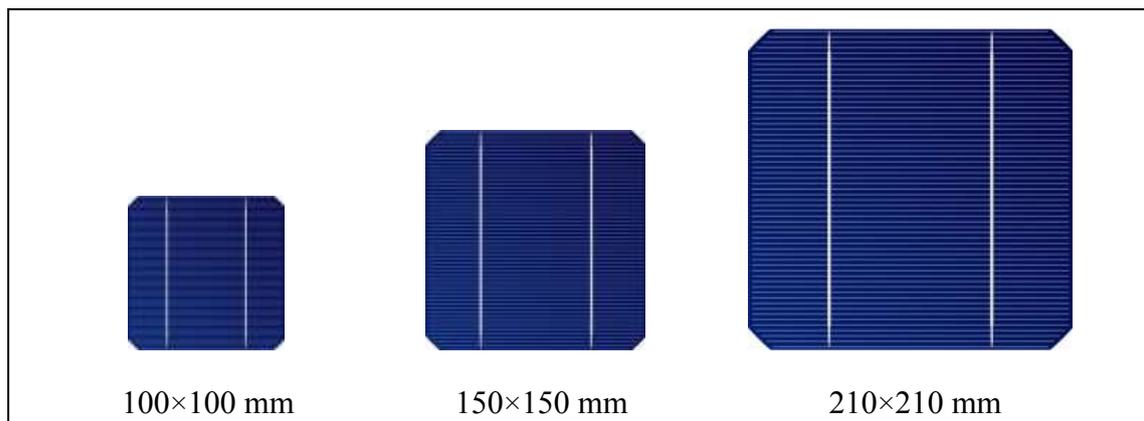
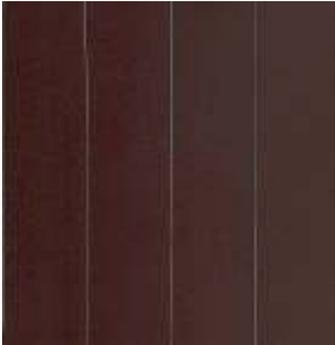


Figure I.18 : Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années.

Tableau I-2 : Comparatif des différents types de cellules-PV a base de silicium

Cellules Monocristallines	Cellules Poly-cristallines	Cellule Amorphes
		
<p>Les panneaux PV avec des cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées a partir d'un bloc de silicium cristallise en un seul cristal.</p> <p>Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est</p>	<p>Les panneaux PV avec des cellules poly-cristallines sont élaborés a partir d'un bloc de silicium cristallise en forme de cristaux multiples.</p> <p>Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes).</p> <p>Elles ont un rendement de 11 a 15%, mais leur cout de</p>	<p>Les modules photovoltaïques amorphes ont un cout de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 6 a 8% actuellement.</p> <p>Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont</p>

<p>cependant plus efficace que le silicium poly-cristallin.</p> <p>Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau.</p> <p>Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal.</p> <p>Un Wafer est alors découpé dans le barreau de silicium.</p> <p>Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche antireflet, pose des collecteurs), le wafer devient cellule.</p> <p>Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme.</p> <p>Elles ont un rendement de 12 à 18%, mais la méthode de production est laborieuse.</p>	<p>production est moins élevée que les cellules monocristallines.</p> <p>Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées.</p> <p>L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication.</p> <p>Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement force à créer une structure poly-cristalline.</p> <p>Durée de vie estimée \approx 30 ans.</p>	<p>appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.</p> <p>Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies polycristallines ou monocristallines.</p> <p>Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grandes surfaces à bas coût en utilisant peu de matière première.</p> <p>Nota : En chimie, un composé amorphe est un composé dans lequel les atomes ne respectent aucun ordre à moyenne et grande distance, ce qui le distingue des composés cristallisés.</p> <p>Les verres sont des composés amorphes.</p>
---	---	---

I.9 - Conclusion

Les panneaux solaires sont une solution pour les endroits isolés, non raccordés au réseau électrique et pour rendre des installations autonomes. L'énergie solaire peut également s'avérer très avantageuse dans le cas d'installations chez des particuliers.

Cependant, les panneaux solaires ne sont actuellement pas rentables pour une production à grande échelle, à cause de nombreuses limites et des autres sources d'énergie plus avantageuses telles que le nucléaire.

Les panneaux solaires sont donc parfaits pour compléter les besoins énergétiques mais toute l'énergie ne peut être produite entièrement par leur utilisation.

L'idéal serait donc une mixité des énergies où le solaire serait utilisé au maximum de son potentiel ainsi que les autres énergies renouvelables.

L'énergie solaire est toutefois une solution d'avenir qui vaut le coup d'être plus exploitée, d'autant plus que de nombreuses améliorations sont encore possibles.

Chapitre II

Etat de l'art sur les capteurs hybrides PVT à eau

II.1 - Introduction

Un capteur solaire capable de produire de l'électricité et de l'eau chaude sanitaire en même temps... C'est possible avec cette nouvelle technologie : Les capteurs solaires hybrides PV-T.

C'est une nouveauté dans le monde du solaire. Une nouvelle technologie qui combine un panneau photovoltaïque (PV) pour la production d'électricité et un capteur thermique (T) générant de la chaleur.

Lors de son fonctionnement, le panneau solaire photovoltaïque, soumis au rayonnement du soleil, monte en température. Cette chaleur, en plus d'être perdue, diminue l'efficacité du système. En effet, contrairement à une idée reçue, plus un panneau photovoltaïque chauffe, moins il est efficace. Dommage de ne pas exploiter autrement cette chaleur. C'est maintenant chose faite !

La chaleur générée par les capteurs photovoltaïques est récupérée par un fluide caloporteur circulant dans un tube placé sous le capteur. Ce transfert de chaleur va permettre d'abaisser la température du capteur photovoltaïque. Le fluide réchauffé va alors restituer son énergie au réseau d'eau sanitaire ou de chauffage de la maison.

Les capteurs solaires hybrides PV-T, une solution plus économique et moins encombrante pour vos besoins en eau chaude, chauffage et production d'électricité [23].

Les capteurs thermiques (figure 2.1) transforment l'énergie portée par le rayonnement solaire en énergie thermique sous forme de chaleur et la transmettent à un fluide caloporteur [24].

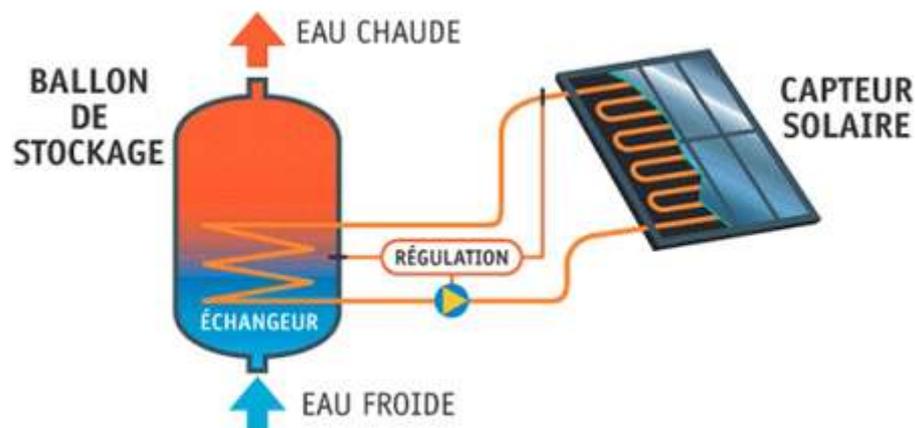


Figure II.1 : Exemple d'un capteur thermique

II.2 - Historique et état de l'art

Le capteur hybride photovoltaïque/thermique (PV/T) convertit l'énergie solaire en chaleur et en électricité. Les avantages de combiner un collecteur thermique et un panneau PV dans un seul capteur sont l'augmentation de l'efficacité totale de la conversion d'énergie solaire et l'uniformité architecturale dans le cas d'utilisation sur un toit. Les coûts aussi seront réduits comparés aux deux systèmes (photovoltaïque et thermique) séparément installés.

Plusieurs instituts et centres de recherches de part le monde ont étudié les capteurs hybrides. Les capteurs hybrides utilisant de l'air et de l'eau avec absorbeur ont été évalués expérimentalement [25,29], analytiquement [30,32] et économiquement. Des travaux ont été menés pendant trois ans au Massachusetts Institute of Technology [33].

La conclusion la plus importante de ce travail affirmait que la viabilité du capteur hybride PV/T sera décidée par la capacité du système à satisfaire les charges thermiques et électriques demandées.

Kern et Russell, 1978 [34], donnent les principaux concepts de ces systèmes par l'usage d'eau ou de l'air comme fluide caloporteur. Hendrie, 1979 [35], présente un modèle théorique sur les systèmes PV/T qui utilisent des techniques du capteur plan thermique conventionnel.

Bhargava et al 1991 [36] et Prakash 1994 [37] présentent les résultats de leur travaux sur l'effet du débit et de canal d'air. Des travaux sur les performances des capteurs hybrides ont été étudiés par Sopian et al en 1995 et en 1996 [38].

Dans les travaux précités le rendement thermique de ces systèmes PV/T était dans la gamme de 45% à 65%.

Bergene et Lovvik, 1995 [32], ont analysé le transfert de l'énergie entre les différents composants du système hybride PV/T utilisant du liquide comme fluide caloporteur.

Une étude paramétrique pour l'habitat a été présentée par Brinkworth et al, 1997 [39]. Garg et Adhikari, 1999 [40] ont étudié le système PV/T utilisant de l'air pour le chauffage en simple et en doubles vitrages.

Les résultats trouvés dans les travaux précités ont été très encourageants et ils ont trouvé des rendements thermiques de 70% avec refroidissement par du liquide et 60% pour un refroidissement par air. Les publications récentes sur les capteurs PV/T présentent des systèmes, basés sur le stockage de chaleur latente qui pourra être utilisée dans les immeubles et pour produire de l'eau chaude, ont été développés par Hauser et Rogash, 2000[41].

Le capteur hybride PV/T avec réservoir de l'eau chaude a été proposé par Huang et al, 001 [42] et une autre conception des système PV/T a été incluse récemment par Zondag et al, 2002 et 2003 [43] [44].

B. S. Sandnes et al [45] ont étudié des capteurs photovoltaïques thermiques à base d'absorbeur en polymère. L'augmentation de la production d'énergie totale du système hybride PV/T peut être obtenue en utilisant des réflecteurs diffus en Aluminium, comme amplificateurs qui produiront une distribution uniforme du rayonnement solaire réfléchi sur la surface du capteur hybride [46,50].

Une étude a été publiée dernièrement [51] en Europe et qui a mis en commun plusieurs laboratoires. Toujours en Europe G. Fraise et son équipe ont traité des capteurs photovoltaïques thermiques dans l'habitat [52].

En général, deux types de capteurs PVT peuvent être distingués: collecteurs PVT avec couverture en verre qui produisent une chaleur à haute température mais avec un rendement électrique légèrement inférieur, et les capteurs PVT sans vitre qui produisent de la chaleur relativement basse température et qui possèdent de hautes performances électriques [53] [54].

Les capteurs hybrides sans vitre supplémentaire délivrent relativement de faibles températures, et doivent être combinés avec des pompes à chaleur pour chauffer de l'espace ou de l'eau [55] [56].

Une des applications des capteurs photovoltaïques en combinaison non directe avec les capteurs thermiques est dans les systèmes SDHW (Solar Domestic Hot Water) qui consistent en général à alimenter la résistance interne nécessaire au chauffage de l'eau par l'électricité générée par les capteurs photovoltaïques [57].

Des travaux relativement récents (2003-2004) ont été consacré aux aspects de la production simultanée de la température et de l'électricité par les capteurs photovoltaïques [58].

Les capteurs hybrides à base de silicium amorphe qui ont un rendement de conversion photovoltaïque faible (près de 7%) ont été étudiés par K. Adamoto et son équipe [59].

M.J. Elswijk et al [60] ont conclu dans une étude que dans l'habitat, un capteur hybride PVT a besoin de 38% moins d'espace de toiture qu'un système combiné de modules PV et collecteurs thermiques avec le même rendement approximatif.

Le rendement thermique a été trouvé de l'ordre de 77%, avec un coefficient de perte de chaleur de 23 W/m²K (travaux de M.Bakker et al [61].

H.A. Zondag et al [62] ont étudié l'effet de la résistance thermique sur le rendement du capteur hybride.

On peut considérer pour les capteurs hybrides un rendement total de conversion qui est la somme du rendement thermique et du rendement électrique.

Y. Tripanagnostopoulos a appliqué le système basé sur le refroidissement des capteurs photovoltaïque aux capteurs hybrides à concentrateurs [63].

Récemment (fin 2004), dans les applications stationnaires, un modèle simplifié permettant d'étudier le comportement énergétique global d'un prototype de toiture d'une habitation (6 m² de capteurs hybrides photovoltaïque thermiques) a été développé [64].

II.3 - Notions sur le transfert thermique

Le transfert thermique se fait en général sous trois formes, transfert par conduction, par convection et par rayonnement.

II.3.1 - Transfert par conduction

C'est l'aptitude qu'ont les matériaux à conduire la chaleur, elle est traduite par le coefficient de conductibilité thermique qui s'exprime en:

- kcal/h/m/deg

- watt/m/deg

La transmission de chaleur par ce moyen est d'autant plus faible que le matériau est épais et de faible densité.

Ce mode de transmission de chaleur est prépondérant à l'intérieur des isolants thermiques, et des parois d'échanges.

II.3.2 - Transfert par convection

Le gradient de température génère le transfert de chaleur grâce à des variations de densité au sein du fluide qui sont à l'origine des mouvements de convection.

II.3.3 - Transfert par radiation

Tout corps émet un rayonnement thermique qui dépend de sa température et se traduit par son refroidissement.

La plupart des gaz monoatomiques ou polyatomiques symétriques (H_2 , N_2 , O_2 , ...) n'absorbent et n'émettent aucun rayonnement thermique. Par contre les gaz polyatomiques non symétriques émettent un tel rayonnement.

Un corps étant rarement totalement isolé, il recevra également le rayonnement émit par le gaz qui l'entoure ou par d'autres corps lui faisant face.

Tableau II-1 : Facteurs d'émissivité de matériaux courants

Matériau	Emissivité [e]
Aluminium poli	0.02
Aluminium oxydé	0.20
Noir de carbone	0.95
Inox poli	0.28
Zinc (galvanisé)	0.23
Brique rouge	0.93
Eau	0.67
Glace	0.98
Bois	0.91
Sable	0.76
Sol	0.38

II.4 - Les différents types des capteurs thermiques

II.4.1- les capteurs plans

Les types les plus courants de capteurs solaires thermiques sont les capteurs plans et les capteurs à tubes sous vide. Dans les deux cas, les capteurs sont montés sur un support incliné ou un toit face au sud et sont raccordés à un réservoir de stockage. Par temps suffisamment ensoleillé, une pompe fait circuler dans le capteur un fluide caloporteur qui peut consister en de l'eau ou du glycol. Le liquide se réchauffe en parcourant le capteur, puis il transfère son énergie à l'eau du réservoir de stockage en traversant l'échangeur thermique [65].

La figure 2.2 montre une vue en coupe des éléments d'un capteur thermique plat vitré.

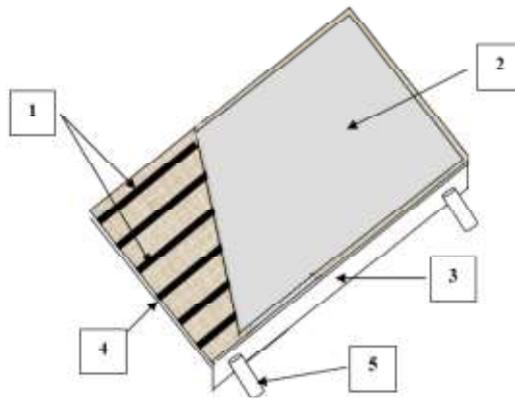


Figure II.2 : Vue en coupe des éléments d'un capteur plat vitré

Avec :

1. Absorbeur métallique
2. Vitrage
3. Boîtier
4. Isolant
5. Entrée du fluide caloporteur

II.4.2 - les capteurs à tubes sous vide

Un capteur solaire "sous vide" est composé d'une série de tubes transparents en verre. Dans chaque tube il y a un absorbeur pour capter le rayonnement solaire et un échangeur pour permettre le transfert de l'énergie thermique. Les tubes sont mis sous vide pour éviter les déperditions thermiques convectives de l'absorbeur et l'absorbeur reçoit un traitement sélectif pour empêcher le rayonnement. Ainsi, on peut réaliser des capteurs solaires performants sans une isolation thermique rapportée ou un coffre de protection.(Figure II.3)



Figure II.3 : le capteur à tubes sous vide

Pour être efficace le vide doit être poussé $< 10^{-3}$ Pa. Un tube devient inutile s'il n'est pas totalement hermétique et il faut le changer pour préserver la performance de l'ensemble du capteur. Afin de visualiser cette éventualité, les tubes sont munis d'un témoin (getter) en baryum, qui dépose une couche métallisée sur l'intérieur du tube pendant la fabrication. Cette couche argentée de baryum devient blanc en contact avec l'air et ainsi sert de témoin à la perte de vide. (Figure II.4)



Figure II.4 : Témoin et clips pour fixation en bout de tube

II.5 - Les principaux éléments constitutifs des capteurs thermiques

II.5.1 - L'absorbeur

C'est l'élément essentiel du capteur thermique, il a pour rôle d'absorber le rayonnement solaire, ensuite le transformer en chaleur et enfin transmettre cette chaleur au fluide caloporteur.

Pour absorber au maximum l'énergie rayonnée du soleil, il suffit d'une surface plane placée de façon judicieuse (étude de l'inclinaison et de l'orientation). Cette surface doit être dotée du coefficient d'absorption de la couche superficielle le plus élevé possible.

Les meilleurs coefficients sont de l'ordre de 0,95. Seules les couleurs foncées permettent d'obtenir des valeurs aussi élevées, l'idéal étant le noir évidemment. Par ailleurs, il vaut mieux que cette couleur ait été obtenue par un traitement (chimique ou autre) plutôt que par une couche de peinture (celle-ci étant toujours plus ou moins isolante).

Pour limiter les pertes par réémission de rayonnement infra-rouge, il importe que l'absorbeur possède aussi la propriété d'émissivité superficielle la plus faible possible (valeur inférieure à 0,15). Dans ce cas, l'absorbeur sera qualifié de sélectif.

Après transformation du rayonnement en chaleur sur la face superficielle exposée, il y a lieu de transmettre cette chaleur au fluide. Pour ce faire, la plaque doit être métallique car seuls les métaux ont de bons coefficients de conduction de la chaleur (cuivre:300 - aluminium: 200 - acier: 60).

Le tableau 2.2 contient les conductivités thermiques de différents matériaux [66].

Tableau II-2 : Conductivités thermiques de quelques matériaux

METAUX ET ALLIAGES (à la température ambiante)			
Aluminium à 99,9 %	228	Zinc	111
Aluminium à 99 %	203	Acier doux (1 % de C)	46
Cuivre à 99,9 %	386	Acier inox (Cr 18 % - Ni 8 %)	16
Etain	61	Alliage (Al 92 % - Mg 8 %)	104
Fer pur	85	Laiton (Cu 70 % - Zn 30 %)	99
Nickel pur	61	Titane	21
Plomb pur	35	/	/
SOLIDES NON METALLIQUES (à la température ambiante)			
Amiante (feuilles)	0,162	Liège	0,046
Béton plein	1,7	Matières plastiques phénoplastes	0,046
Briques de terre cuite pleines	1,16	Matières plastiques polyester	0,209
Plaque de fibrociment	0,74	Matières plastiques polyvinyles	0,162
Verre courant	0,70	Porcelaine	0,928
Verre pyrex	1,16	Laine de verre	0,046
Electrographite	116	/	/
LIQUIDES		GAZ (à 0°C et sous la pression normale)	
Eau à 20°C	0,59	Air	0,024
Eau à 100°C	0,67	Azote	0,024

II.5.2 - Système de refroidissement par le fluide caloporteur

Quel que soit le système, le contact entre les tuyaux véhiculant le fluide et la plaque absorbante doit être très intime: soit par emboutissage, soit par soudure. De même, l'espacement entre les tuyaux devra être rigoureusement calculé en fonction du diamètre du tuyau, de l'épaisseur de la plaque et des matériaux employés.

II.5.3 - Isolation et vitrage

Le capteur devant recevoir le rayonnement solaire. Il doit être nécessairement en contact avec le milieu extérieur, les conditions de température et de climat risquent de perturber considérablement son bon fonctionnement.

Limiter les pertes par transmission vers l'extérieur du capteur est primordial si on cherche à optimiser les performances de ce dernier. Nombreux sont les produits isolants qui peuvent convenir pour l'isolation arrière et latérale.

Vers l'avant, comme le rayonnement solaire doit arriver par l'absorbeur, on ne peut utiliser que des matériaux transparents: verre en simple ou double vitrage, trempé ou non, ou certains matériaux plastiques ayant la propriété de réaliser l'effet de serre (c'est le cas de matériaux comme le polycarbonate, le méthacrylate et le tedlar). Les inconvénients du verre sont sa fragilité, son poids et son prix élevé en double vitrage. L'inconvénient principal des matériaux plastiques est la dégradation de certaines de leurs propriétés, avec le temps pour certains, ou le prix élevé pour d'autres.

Les pertes par transmission peuvent également être éliminées en plaçant l'absorbeur sous vide, ce qui permet d'obtenir un rendement élevé même à hautes températures. Ce type de capteur est d'ailleurs surtout utilisé pour certaines applications demandant des températures plus élevées du fluide caloporteur (jusqu'à 150°C).

II.6 - Le chauffe-eau solaire

Les capteurs solaires thermiques peuvent servir au chauffage des habitations ainsi qu'au chauffage de l'eau. L'installation servant au chauffage de l'eau est appelée « chauffe-eau solaire ».

Le chauffage de l'eau (figure 2.5) pour les douches, le lavage de la vaisselle et la lessive est l'une des utilisations les plus rentables de l'énergie solaire. Des milliers de nouveaux chauffe-eau solaires sont installés chaque jour dans le monde.

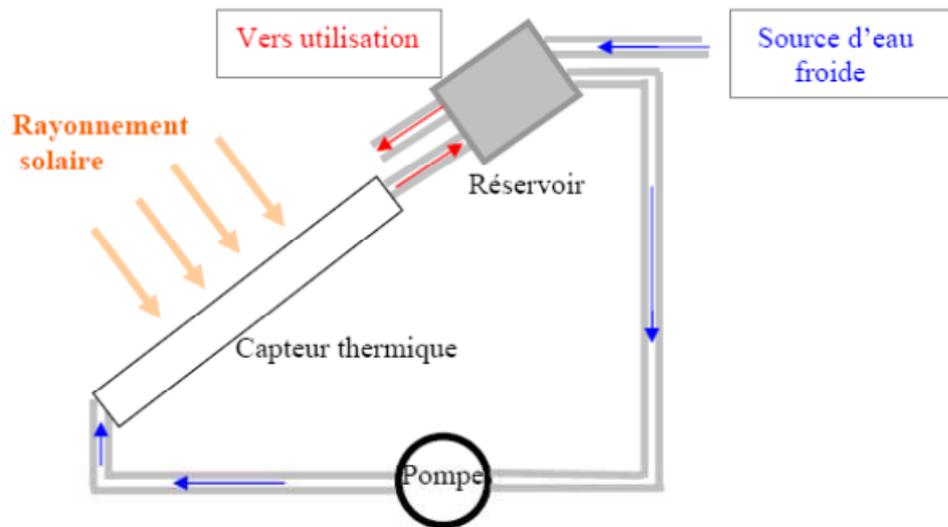


Figure II.5 : Schéma synoptique du capteur thermique

II.7 - Les transferts d'énergie dans le chauffe-eau solaire

L'énergie captée par le collecteur solaire et transformée en chaleur est cédée au fluide caloporteur puis transférée vers un réservoir de stockage.

Ce transfert se fait soit par circulation naturelle, soit par circulation forcée.

II.7.1 - Transfert par circulation naturelle de l'eau

Dans ces installations, le transfert d'énergie est basé sur la plus faible densité de l'eau chaude qui confère à celle-ci un mouvement ascendant.

II.7.2 - Système direct avec thermo circulation et appoint dans le stockage

L'eau entrant par le bas du capteur est chauffée par l'ensoleillement et sort en partie haute pour rejoindre le ballon de stockage situé à au moins 60 cm au-dessus du capteur. Un appoint (résistance électrique ou apport quelconque de chaleur via un échangeur) est intégré dans la partie supérieure du stockage alors que l'eau chaude solaire en occupe la partie basse.

Lorsqu'il n'y a pas d'ensoleillement, seule l'eau située dans la partie supérieure du ballon est chauffée par l'appoint. Ceci évite de chauffer toute l'eau à condition qu'il y ait une stratification des couches en fonction de la température. Cette stratification existe dans les ballons bien conçus: l'eau chaude se trouve en partie supérieure et l'eau froide en bas.

Lorsque le capteur est chauffé par le soleil, le fluide caloporteur, c'est-à-dire l'eau sanitaire dans ce cas, se met en mouvement pour rejoindre le ballon. Ce dernier se vide à sa base d'une

quantité correspondante d'eau froide qui retourne au capteur. En cas d'utilisation de l'eau sanitaire, l'eau chauffée par le soleil va monter de la partie inférieure du ballon vers la partie supérieure.

II.7.3 - Système indirect avec thermo circulation et appoint hors du stockage

Dans ce cas, le chauffe-eau possède deux circuits: l'un dit "primaire" contient l'eau qui est chauffée dans le capteur tandis que le circuit "secondaire" est alimenté par l'eau sanitaire à réchauffer.

Le transfert de chaleur s'effectue par un échangeur situé dans le ballon. L'appoint est situé en dehors du stockage. Comme la circulation n'est pas forcée, on veillera, comme dans le système précédent, à placer le bas du ballon à au moins 60 cm au-dessus du haut du capteur et à simplifier au maximum le circuit de canalisations. Le double circuit a l'avantage d'éviter la purge du système en cas de gel.

Le placement de l'appoint à l'extérieur de ballon permet au capteur de fonctionner librement sans que l'apport réalisé par l'appoint devienne excessif. Par contre, ce type d'installation est plus coûteux et la présence de l'échangeur nécessite que le capteur travaille à plus haute température ce qui diminue son rendement.

II.7.4 - Transfert par circulation forcée

L'installation utilise ici, en plus des éléments utilisés dans les systèmes précédents, une pompe de circulation commandée par une régulation de température.

Le rôle de la pompe de circulation est de permettre un transfert plus rapide des calories captées par l'absorbeur vers le réservoir de stockage. L'utilisation de cette pompe permet aussi d'interrompre le transfert de chaleur lorsque l'eau des capteurs n'est pas plus chaude que celle contenue dans le réservoir.

C'est le rôle de la régulation de comparer les deux températures (à la sortie du capteur solaire et dans le réservoir de stockage) et de commander la pompe de circulation uniquement lorsque la première température est supérieure à la deuxième. En pratique, les régulateurs disponibles sur le marché permettent à l'utilisateur de fixer indépendamment la différence de température à l'enclenchement (entre 5 et 10°C) et au déclenchement du circulateur (entre 2 et 5°C).

II.8 - Avantages et inconvénients des capteurs thermiques

II.8.1 - Avantages

L'utilisation thermique de l'énergie solaire présente, outre tous les avantages des énergies renouvelables, ses avantages propres, à savoir:

- Les technologies à mettre en œuvre pour utiliser l'énergie solaire thermique sont aisément maîtrisables et adaptables aux situations de toutes les régions. Les techniques et les matériaux utilisés sont similaires à ceux employés dans le secteur traditionnel de chauffage, Il s'agit d'une forme modulable de production d'énergie que l'on peut adapter en fonction de ses besoins.

- Les frais de maintenance sont réduits. Si l'entretien des installations ne doit pas être négligé, les frais de maintenance et donc de fonctionnement sont cependant relativement faibles.

II.8.2 - Inconvénient

- Elle est variable dans le temps. Sous les climats tempérés, cette variation est surtout importante en fonction des saisons. Ceci entraîne une nécessité de stocker cette énergie, ce qui augmente considérablement le coût des installations.

- La puissance disponible par unité de surface est relativement limitée; ceci rend difficile une réponse à des besoins importants (grands ensembles d'appartements, par exemple).

- Le chauffe-eau solaire ne permet pas une production d'électricité.

II.9 - Principales applications de l'énergie solaire thermique

La production d'eau chaude sanitaire est peut-être l'application la plus répandue de l'énergie solaire thermique. Dans ces systèmes, on peut utiliser aussi bien la circulation naturelle (thermosiphon) que la circulation forcée (pompes de circulation), de diverses configurations.

Le chauffage des piscines est l'application la plus simple de l'énergie solaire thermique active. Dans ces systèmes, la piscine elle-même forme le système de stockage. Le plus souvent, l'eau de la piscine circule directement dans les collecteurs, qui sont parfois des collecteurs nus. Pour les systèmes de plus grande taille, on utilise également des collecteurs à revêtement transparent.

Le chauffage des locaux peut se faire avec des collecteurs à eau ou à air. Les systèmes peuvent être simples ou relativement complexes. Les systèmes sont pour la plupart développés pour satisfaire uniquement à une partie de la demande de chaleur. Dans ce sens une étude vient de paraître [67] concernant l'implantation des échangeurs dans le toit d'habitation. Selon cette étude on peut chauffer de l'eau sanitaire et ainsi climatiser l'habitat à travers une pompe à chaleur.

II.10 - Performances et bilan énergétique du capteur thermique

Les capteurs thermiques plans travaillent à températures faibles. Dans un état stable, les performances du collecteur sont décrits par le gain utile du collecteur qui est défini comme étant la différence entre l'entrée qui est l'énergie portée par le rayonnement solaire absorbée et les pertes thermiques au niveau du collecteur [68].

On a [24] :

$$Q_u = A_c [G - U_L (T_{pm} - T_a)] \quad (\text{II.2})$$

Où :

G : Rayonnement absorbé par le capteur (en $[\text{w}/\text{m}^2]$).

U_L : Coefficient de transfert de chaleur (en $[\text{w}/\text{m}^2 \text{ K}]$).

T_{pm} : Température moyenne de l'absorbeur (mean absorber plat) difficile à déterminer.

T_a : Température ambiante.

A_c : Surface de captation du capteur.

Le rendement instantané du capteur thermique est donné par la formule générale suivante :

$$\eta = \frac{\int Q_u dt}{A_c \int G_T dt} \quad (\text{II.3})$$

G_L : Rayonnement total

II.11 - Distribution de la température dans le capteur thermique

Le capteur thermique est constitué principalement comme nous l'avons indiqué dans les paragraphes précédents d'une vitre pour piéger le rayonnement solaire, d'une plaque absorbante et d'une tuyauterie pour faire passer le fluide caloporteur à réchauffer (figure 2.6).

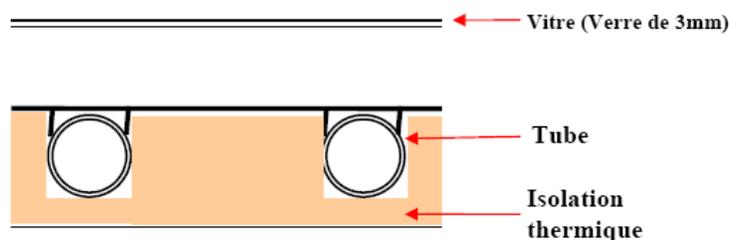


Figure II.6 : Vue en coupe du capteur thermique à une vitre

La température est maximum entre les deux tubes et elle est uniforme pour leur dessus (figure 2.7). En allant dans la direction du fluide (vers l'axe y) la température augmente.

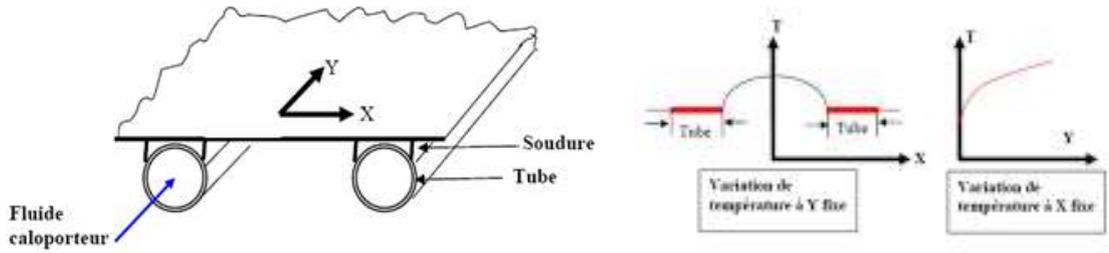


Figure II.7 : Distribution de la température dans le capteur thermique [69]

II.12 - Facteur d'extraction de la chaleur du capteur

Le facteur d'extraction de la chaleur du collecteur, F_R , est la proportion du gain réel de l'énergie utile du collecteur au maximum du gain utile possible si la surface du collecteur entière était à la température d'entrée du fluide. Il est défini comme suit :

$$F_R = \frac{m \cdot c_p (T_0 - T_i)}{A_c [G - U_L (T_i - T_a)]} \quad (\text{II.4})$$

Où T_0 et T_i sont respectivement les températures de sortie et d'entrée du fluide, T_a est la température ambiante.

c_p : Chaleur spécifique

L'énergie calorifique (thermique) à la sortie des tubes (utile) devient :

$$Q_u = A_c \cdot F_R [G - U_L (T_i - T_a)] \quad (\text{II.5})$$

On voit bien que la formule (2-5) est différente de la formule (2-2) par le fait que l'énergie utile dépend de la température d'entrée du fluide et non pas de la température moyenne du capteur.

Le facteur d'extraction de chaleur du capteur thermique augmente lorsque le débit augmente et en même temps la température va diminuer.

On introduit le produit de transmissivité-absorptivité du rayonnement par le capteur ($\tau\alpha$).

$$(\tau\alpha) = \frac{SA_p}{G_T A_c} = (\tau\alpha)_{\text{avg}} \frac{A_p}{A_c} \quad (\text{II.6})$$

Où $(\tau\alpha)_{\text{avg}}$ est la moyenne du produit transmissivité- Absorption pour le rayonnement direct, diffus et réfléchi. Telle que (SA_p) est l'énergie absorbée à la surface de l'absorbeur du capteur et $(G_T A_c)$ est l'énergie du rayonnement incident sur la surface total du capteur.

Le rendement instantané du capteur en fonction du produit ($\tau\alpha$) est donné par :

$$\eta = \frac{Q_u}{A_c G_T} = [F_R (\tau\alpha) - F_R U_L \frac{(T_i - T_a)}{G_T}] \quad (\text{II.7})$$

Le capteur thermique est caractérisé par deux paramètres importants, $F_R(\tau\alpha)$ et $F_R U_L$, qui indiquent comment le capteur fonctionne ; $F_R(\tau\alpha)$ indique comment l'énergie est absorbée par le capteur alors que $F_R U_L$ indique comment cette énergie sera perdue.

Ces deux paramètres constituent le modèle du capteur plan. Un troisième paramètre peut être défini pour caractériser l'effet de l'inclinaison [70].

II.13 - Standard de tests sur les capteurs thermiques

L'étude des performances des capteurs thermiques consiste en général en trois parties :

La première est la détermination du rendement instantané du capteur avec une orientation directe du capteur au rayonnement solaire.

La deuxième est la détermination de l'effet de l'angle d'incidence de l'irradiation solaire.

La troisième est la détermination de la constante de temps du capteur et la mesure de la capacité de chaleur effective.

Le standard ASHRAE 93-86 [70] et le document SRCC RM-1 [71] donnent le standard

test à réaliser pour la détermination des performances du capteur thermique. La procédure générale est que les tests se font sous des conditions presque stables et de relever les données nécessaires pour l'analyse. Bien qu'elles diffèrent dans les détails, ces deux normes, les traits essentiels de leurs procédures peuvent être résumés comme il suit :

En générale, on mesure :

- La température d'entrée du fluide (T_i)
- La température de sortie du fluide (T_o)
- Le débit (m)
- L'éclairement mesuré par un pyranomètre (G)
- La vitesse du vent (v) et sa direction

Le rendement thermique est calculé par :

$$\eta = \frac{Q_u}{A_c G_T} = \frac{m C_p (T_o - T_i)}{A_c G_T} \quad (\text{II.8})$$

Les tests se font au voisinage de midi, quand le ciel est clair (relativement) et les rayons solaires sont directement dirigés vers le capteur. Les tests sont faits symétriquement autour de midi (une heure avant et une heure après).

Dans ces conditions, on calcule le rendement thermique instantané du capteur selon la formule (2-8) et on trace le graphe du rendement en fonction de T^* [m^2C/w] telle que :

$$T^* = \frac{(T_i - T_a)}{G_T} \quad (II.9)$$

Nous donnons dans la figure 2.6 deux résultats du rendement des capteurs thermiques obtenus à partir des travaux de Holland et al [72] et de Yiqin et al [73], Lorsque la différence entre la température d'entrée et la température ambiante augmente, le rendement instantané du capteur diminue.(Figure II.8)

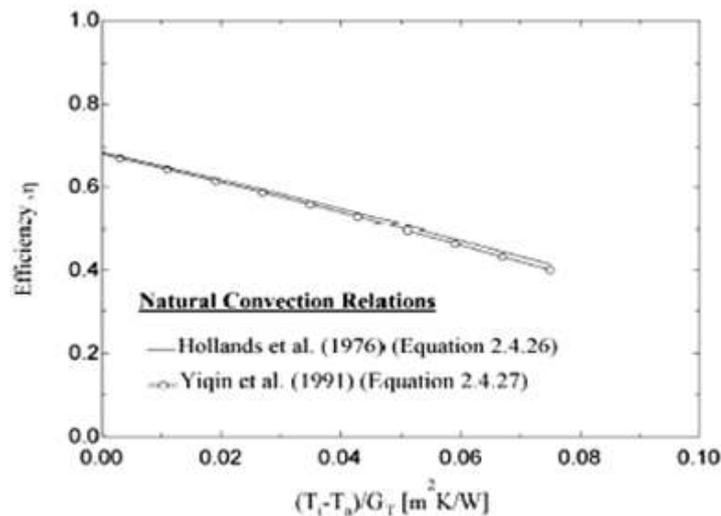


Figure II.8 : Rendement instantané pour un capteur plan (tiré de la littérature)

II.14 - Performances électriques des capteurs hybrides PV-T

On obtient les performances électriques des capteurs hybrides en traçant la caractéristique instantanée $I=f(V)$ du capteur. Cette caractéristique nous fournira les paramètres électriques du capteur (les résistances série et parallèle) selon le modèle électrique du capteur hybride ainsi que le point de puissance maximum (Pm).

Le modèle à cinq paramètres du capteur hybride est similaire à celui du capteur photovoltaïque classique.

Le rendement électrique du capteur hybride se calcule de la même façon que celui du capteur photovoltaïque classique. C'est le rapport entre la puissance utile (Pm) de sortie du capteur et la puissance d'entrée qui est l'éclairement solaire par unité de surface ($G \times S$).

II.15 -Les capteurs hybrides PV-T

II.15.1 - Qu'est ce que le capteur hybride PV-T?

Le capteur PV-T est un capteur hybride photovoltaïque et thermique. Il réunit un capteur photovoltaïque pour la production d'électricité et un capteur thermique pour la production d'énergie calorifique dans le même cadre .

Les cellules photovoltaïques sont scellées sur les feuilles d'absorbeurs avec un résine spécial permettant de récupérer l'énergie calorifique par le liquide caloporteur circulant dans la couche inférieure.

Le capteur PV-T permet d'augmenter la performance effective de la partie photovoltaïque grâce au refroidissement des modules, comparé à un capteur PV traditionnel.

Les températures des services des capteurs photovoltaïque influence directement le rendement et donc le retour sur investissement d'une installation. Pour améliorer le rendement, il devient évident que le refroidissement des capteurs est l'une des solutions permettant cette amélioration.

C'est en partant de cette réalité que les capteurs PV-T ont vu le jour, pour tirer pleinement profit de l'installation [74]. (Figure II.10)

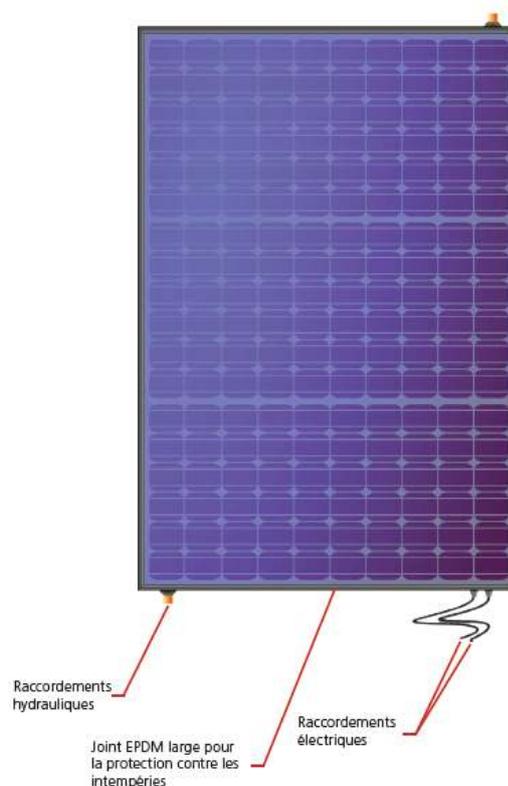


Figure II.10 : Capteur hybride PV-T

II.15.2 - Détails du capteur hybride

Les principaux constituants du capteur hybride PV-T sont une couverture transparente, un absorbeur, un fluide caloporteur, un module photovoltaïque, une isolation thermique et d'un coffre. Le (Figure II.11) montre les compositions générales d'un capteur hybride PV-T.

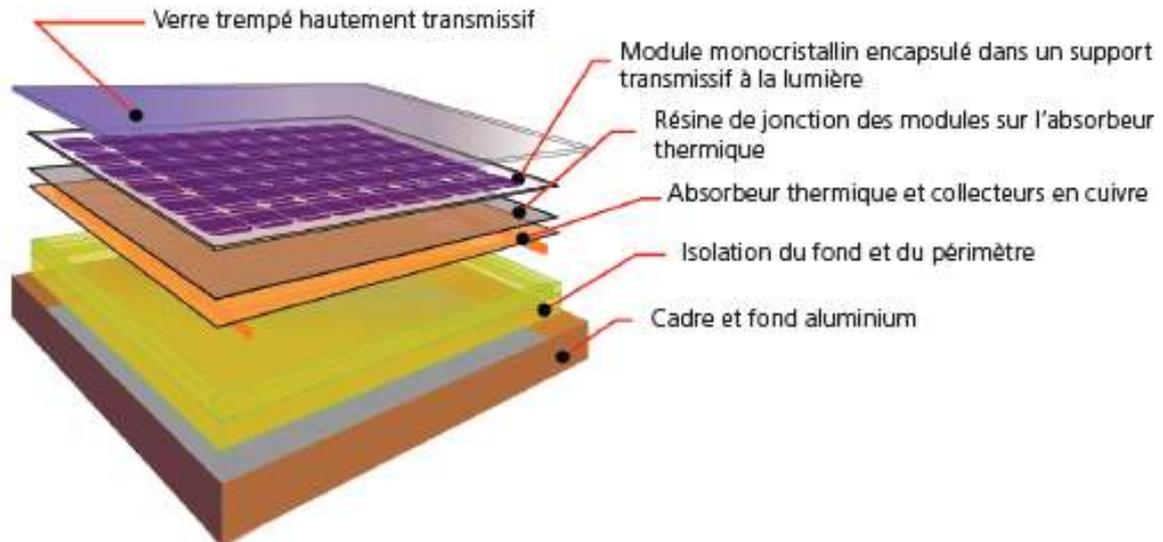


Figure II.11 : Composants d'un capteur hybride PV-T [74]

II.16 - Conclusion

Les capteurs solaires sont le moyen direct de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique ou thermique à travers des principes physiques liés au type de matériau de ces capteurs. Dans ce chapitre, nous avons détaillé le principe de fonctionnement des capteurs photovoltaïques ainsi que les capteurs thermiques.

Chapitre III

Etude des concentrateurs solaires

III.1 - Introduction

L'augmentation brutale du prix du pétrole survenue en 1973 a conduit une première fois l'homme à s'intéresser à des sources d'énergie renouvelables au premier rang desquelles l'énergie solaire. Les principales caractéristiques de l'énergie solaire ayant suscité l'intérêt qu'on lui a porté à l'époque étaient sa gratuité (nous y reviendrons), sa disponibilité sur une grande partie du globe terrestre et l'absence de risque d'épuisement connu par les sources d'énergie fossile.

Aussi le monde connaît depuis plus d'un siècle un important développement économique. Le développement industriel, l'augmentation du parc automobile et la multiplication des équipements domestiques ont provoqué une croissance importante de la demande énergétique.

Comme alternative à ces préoccupations, le développement et l'implémentation des énergies renouvelables est incontournable. Des ressources énergétiques illimitées et abondamment disponibles existent et doivent être exploitées. Certaines, comme l'énergie éolienne ou hydraulique connaissent déjà un développement technique et commercial important et sont économiquement compétitives. [75]

D'autres, comme l'énergie solaire et thermoélectrique, sont techniquement disponibles, mais leur compétitivité nécessite une plus grande confiance de la part des entreprises privées et des institutions publiques afin de favoriser l'implémentation de ce type de systèmes et de favoriser une diminution des coûts par les économies d'échelle.

Deux filières possibles existent pour réaliser la conversion d'énergie solaire en électricité : le recours à des cellules photovoltaïques, ou la conversion thermodynamique. La première solution est assez chère, pour un rendement limité. En outre, la technologie de fabrication des cellules est délicate et reste l'apanage de grands groupes : elle peut difficilement être appropriée localement.

Nous constatons que l'énergie solaire, contrairement à une idée répandue, n'est pas tout à fait gratuite : son utilisation nécessite un investissement de départ souvent plus lourd que pour les sources d'énergie conventionnelles et nombre d'installations solaires sont aujourd'hui à l'arrêt faute d'avoir prévu un budget pour la maintenance des équipements.

III.2 - Historique

La concentration des rayons du soleil est utilisée depuis la Chine antique pour effectuer des tâches utiles. Une légende raconte qu'Archimède a utilisé un « miroir ardent » pour concentrer les rayons du soleil sur la flotte d'envahisseurs romains et les repousser de Syracuse. En 1973, un scientifique grec, le Dr. Ioannis Sakkas, curieux de savoir si Archimède avait vraiment pu anéantir la flotte romaine en 212 av. J.C. a aligné près de 60 marins grecs, portant chacun un miroir

rectangulaire incliné pour capter les rayons du soleil et les a dirigés vers une silhouette en contreplaqué recouverte de goudron située à environ 49 mètres. Le navire a pris feu au bout de quelques minutes. Néanmoins, les historiens continuent à douter de l'histoire d'Archimède.

En 1866, Auguste Mouchout a utilisé un capteur cylindro-parabolique pour produire de la vapeur pour le premier moteur à vapeur solaire. Le tout premier brevet pour un capteur solaire a été obtenu par l'italien Alessandro Battaglia à Gênes, Italie, en 1886. Au cours des années qui ont suivi, des inventeurs tels que John Ericsson et Frank Shuman ont mis au point des dispositifs à énergie solaire à concentration pour l'irrigation, la réfrigération et la locomotion. En 1913, Shuman a achevé la construction d'une centrale thermosolaire parabolique 55 CV à Meadi, Egypte, pour l'irrigation.

Un autre Génois, le Professeur Giovanni Francia (1911–1980), a conçu et construit la première centrale solaire à concentration, qui a été mise en service à Sant'Ilario, près de Gênes, Italie, en 1968. Cette centrale avait l'architecture des centrales solaires à concentration actuelles avec un récepteur solaire placé au centre d'un champ de capteurs solaires. Elle était capable de produire 1 MW avec une vapeur surchauffée à 100 bar et 500 degrés celsius. La centrale à tour Solar One de 10 MW a été développée en Californie du Sud en 1981, mais la technologie cylindro-parabolique de l'installation Solar Energy Generating Systems (SEGS) située à proximité, qui a été mise en service en 1984, était plus exploitable. L'installation SEGS de 354 MW reste aujourd'hui la plus grande centrale d'énergie solaire au monde.[76]

III.3 - Les différents formes de concentrateur solaire

Il existe différentes façons de faire un concentrateur solaire. Il faut tout d'abord des collecteurs solaires. Nous en avons trouvé quatre qui vont être présentés et développés plus loin (Figure III.2) :

- Concentrateur cylindro-parabolique
- Concentrateur parabolique
- Centrale à tour
- Capteur solaire fixe à concentration .

III.4 - Aperçu de la technologie

Les centrales solaires utilisent des technologies relativement récentes, possédant un important potentiel de développement. Elles offrent une opportunité aux pays ensoleillés comparable à celle des fermes éoliennes pour les pays côtiers.

Les endroits les plus prometteurs pour l'implantation de ces technologies sont ceux du sud-ouest des États Unis, l'Amérique du Sud, une grande partie de l'Afrique, les pays méditerranéens et du Moyen Orient, les plaines désertiques d'Inde et du Pakistan, la Chine, l'Australie, etc. [77]

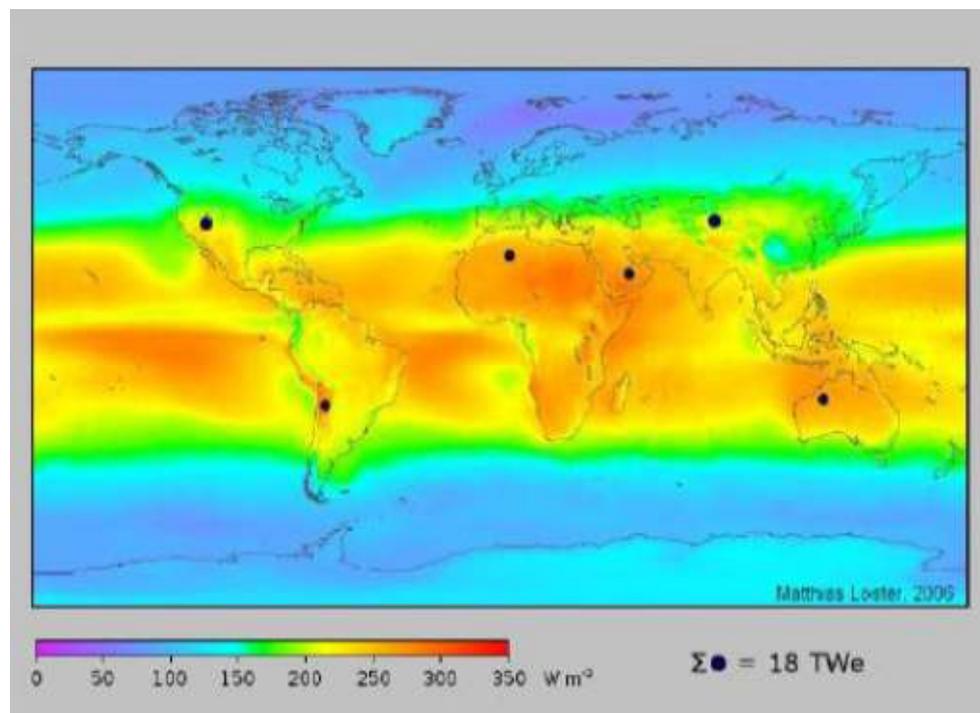


Figure III.1: Irradiation solaire moyenne [78]

Dans beaucoup de régions du monde, un kilomètre carré de terrain suffirait à générer jusqu'à 120 Gwh d'électricité par an, grâce à la technologie des centrales solaire. Cette énergie est équivalente à la production annuelle d'une centrale classique de 50 MW.

La production d'électricité à partir du rayonnement solaire est un processus direct. L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité.

Le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne, où l'énergie thermique est transmise au fluide caloporteur. L'intensité de la concentration est définie par le facteur de concentration.

Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte sera importante.

La figure III.2 montre les 4 principaux systèmes de concentration. Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels. [79]

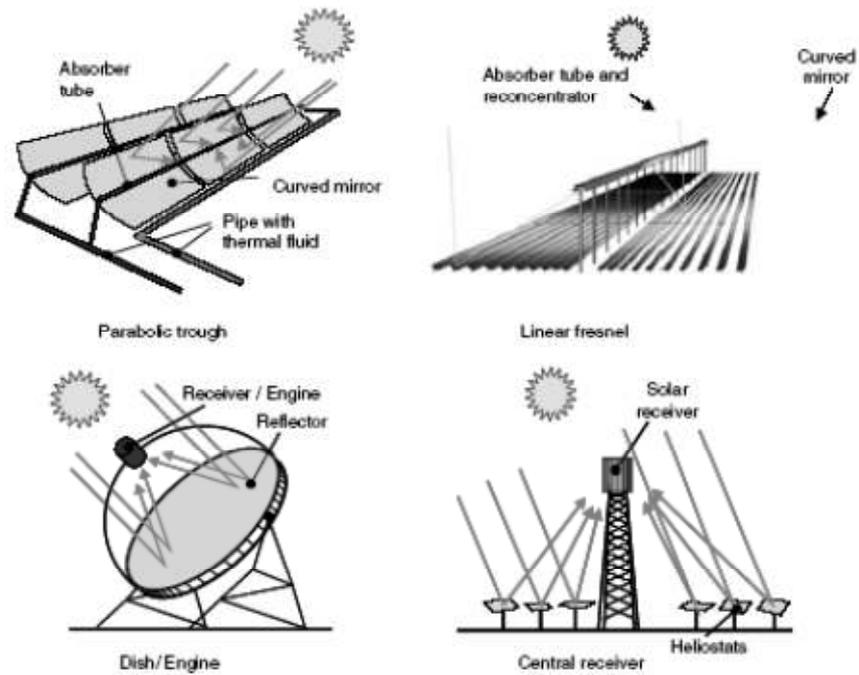


Figure III.2 : Principales technologies de concentration solaire

Les systèmes de génération d'électricité sont divers : turbine à gaz, cycle de Rankine, Moteur Stirling, Cycle de Rankine organique sont les options généralement choisies.

La majorité des systèmes utilise des miroirs de verre pour réfléchir la radiation solaire. Des recherches sont en actuellement en cours avec comme objectif d'améliorer les propriétés physiques des matériaux réflecteurs, (réflectivité, résistance aux chocs, etc.)

Un aspect très important des systèmes à concentration est que seule la radiation directe peut être mise à profit, la radiation diffuse ne pouvant pas être focalisée par le concentrateur.

La centrale solaire ne peut donc fonctionner que si le ciel est dégagé et que la radiation directe n'est pas diffusée par la couverture nuageuse.

III.5- Concentrateur cylindro-parabolique

Un capteur cylindro-parabolique est un capteur à concentration à foyer linéaire utilisant un réflecteur cylindrique de section parabolique. Dans un concentrateur cylindro-parabolique, le fluide caloporteur (eau, huile thermique ou gaz) peut être porté à environ 400 °C (Figure III.3).

L'installation typique est constituée de trois éléments principaux : le champ solaire, le système de transfert de la chaleur et le système de génération électrique.



Figure III.3 : Concentrateur cylindro-parabolique de la centrale de Nevada Solar One

L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide (huile synthétique) qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à une température d'environ 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique. [80]

Dans ce type de centrale, les miroirs réflecteurs sont alignés parallèlement et tournent autour d'un axe horizontal pour suivre la course du soleil et collecter le plus de rayon possible. Ces rayons sont ensuite concentrés sur un tube horizontal, dans lequel circule un fluide colporteur qui peut atteindre une température de 500°C. Ce fluide servira à transporter la chaleur vers la centrale elle-même. L'énergie récoltée par ce fluide est transféré à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité.

Comme nous venons de la voir, ce type de centrale est généralement composé de trois parties principales: le champ solaire, le système de transfert de la chaleur et le système de génération électrique.

III.5.1 - Les principes et la technologie

On va donc mettre en œuvre ici des miroirs cylindro-paraboliques d'orientation est-ouest, ou nord-sud, ce qui suppose toujours une rotation unique, mais à plus grande vitesse et qui doit donc être automatisée. Les avantages recherchés portent surtout sur la simplification de la motorisation et de la commande du mouvement. En substance, le passage de deux axes à un seul.

Les inconvénients de la formule sont cependant importants. En premier lieu, le passage d'une focalisation ponctuelle telle que réalisée dans les deux réflecteurs précédents à une focalisation linéaire fait chuter la concentration aux environs de 80 [81]. En second lieu, la surface des miroirs

est plus inclinée par rapport au vecteur soleil quand celui-ci est bas sur l'horizon. Le miroir cylindro-parabolique est ici constitué de panneaux en verre sans fer relativement épais, cintrés en forme à chaud, et argentés et vernis en face arrière. Ils sont largement autoportants, ce qui permet de les assembler sur une charpente relativement légère. Celle-ci est supportée par des pylônes en charpente métallique fondés au sol. Dans leur dernière version, la plus évoluée et la moins chère, ces miroirs sont assemblés par éléments de 99m de long et de 5,76m d'ouverture, présentant une surface frontale de réflexion de 545m² [82].

Ce « bloc » est mis en mouvement par des motorisations hydrauliques réparties sous le contrôle d'un capteur solaire unique. La performance technico-économique est ici surtout le fait du verrier allemand qui a réussi à produire à bas prix (on peut tout au moins le supposer) et en grandes quantités des panneaux de miroirs de très belle qualité (ils sont donnés pour un coefficient de réflexion de 94%).

III.5.2 - La réception du rayonnement

Le récepteur est ici complètement différent des précédents à beaucoup de points de vue et d'abord parce qu'il est linéaire au lieu de surfacique. Ensuite parce que, disposé au foyer d'un système optique peu performant, on le fait travailler, comme nous l'avons déjà signalé, à température modérée (inférieure à 400°C), ce qui permet d'utiliser comme fluide caloporteur une huile de synthèse. Enfin parce que, pour la même raison, il est protégé de pertes thermiques par deux dispositions originales et efficaces :

- L'enfermement de l'absorbeur dans un tube de verre sans fer vidé de son air, ce qui supprime radicalement les pertes convectives et limite les pertes radiatives.
- Le revêtement du tube chaudière d'une couche de cermet (il s'agit d'un composite céramique/métal projeté par plasma) qui joue le rôle d'un absorbeur sélectif (96% d'absorptivité pour 20% d'émissivité à la température de travail) bien plus performant que la peinture utilisée dans les cas précédents ; cette disposition est rendue possible ici par la mise sous vide de l'environnement du tube chaudière (le cermet ne résisterait pas à la présence d'oxygène).

Cet ultime perfectionnement n'est présent que sur la dernière version des centrales Luz, celles qui sont équipées des capteurs LS3. On a là un système sophistiqué, à priori cher et fragile, qu'il est tout à l'honneur de la société Luz d'avoir développé à un point tel qu'on peut supposer qu'il est devenu solide et bon marché. Il a en effet été construit et mis en oeuvre dans ses versions successives en très grandes quantités en Californie et donne apparemment satisfaction à ses exploitants depuis 15 ans.[83].

La mise au point de l'enveloppe à vide est particulièrement remarquable en ce qu'elle suppose la mise en œuvre de quantités impressionnantes de joints d'étanchéité et de joints de dilatation (soufflets inox) qui tous assurent leurs fonctions dans un environnement météorologique non protégé.

III.6- Concentrateur parabolique

Ces capteurs utilisent des surfaces réfléchissantes paraboliques pour concentrer les rayons solaires dans le foyer où se trouve le récepteur (absorbeurs) qui capte la chaleur ainsi concentrée. Naturellement ces concentrateurs doivent suivre le mouvement du soleil.

Les systèmes à réflecteur parabolique peuvent atteindre des températures plus élevées (jusqu'à 1500 °) sur le récepteur (Figure III.4) .



Figure III.4 : Concentrateur parabolique [84]

III.6.1 - Concentrateur parabolique a moteur stirling

Les concentrateurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils suivent le soleil sur deux axes afin de concentrer le rayonnement solaire sur le foyer de la parabole réfléchissante. Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000 avec une température de 750°C.

De toutes les technologies solaires, les concentrateurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%) (Figure III.5) .[85]

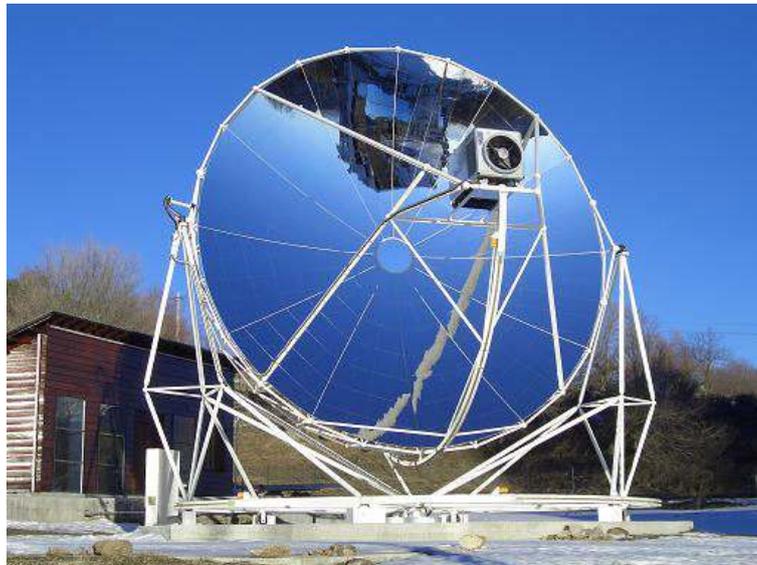


Figure III.5 : Concentrateur parabolique à moteur stirling

Un de leurs principaux avantages est la modularité : ils peuvent en effet être installés dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique. Ils possèdent donc également un important potentiel de développement, particulièrement dans des régions peu peuplées de certains pays du sud.

Le système convertit l'énergie thermique due aux radiations solaires en énergie électrique. Le système possède trois principaux éléments (Figure III.6) :

- Le concentrateur parabolique
- Le récepteur solaire
- Le moteur Stirling

A la parabole s'ajoute un système de contrôle, permettant le suivi de la course du soleil.

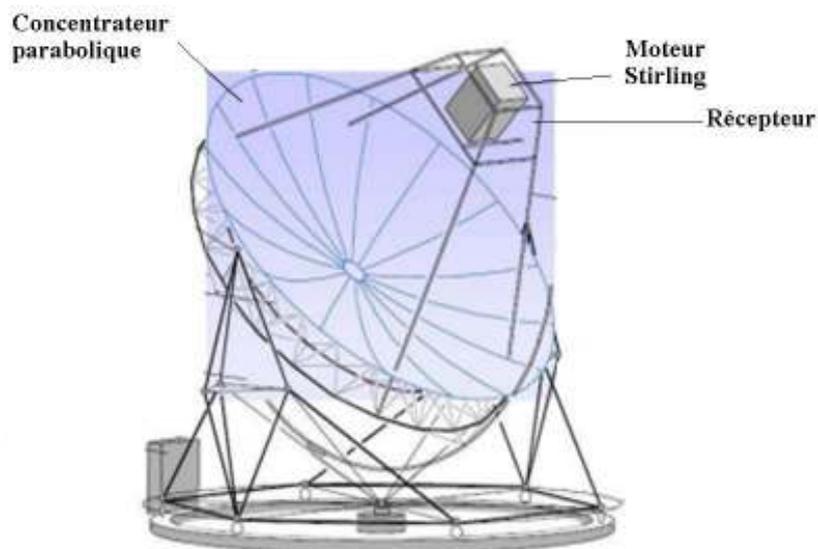


Figure III.6 : Schéma du concentrateur parabolique à moteur Stirling

III.7 - La centrale a tour

Un héliostat utilise un ensemble de pointeurs solaires à double axe qui dirige l'énergie du soleil vers un grand absorbeur situé dans une tour. A ce jour, la seule application du capteur héliostat est la production d'énergie dans un système dénommé «centrale à tour» (Figure III.7).

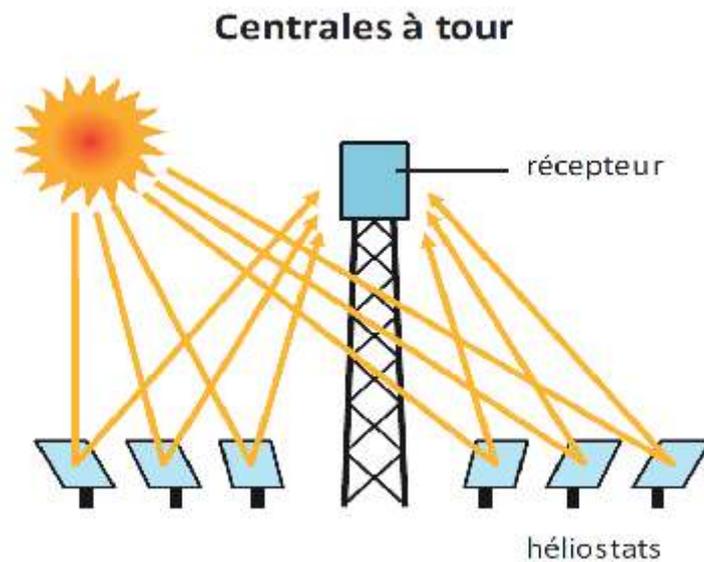


Figure III.7 : Système de la centrale à tour

Une centrale à tour possède un ensemble de grands miroirs qui suit le mouvement du soleil. Les miroirs concentrent les rayons du soleil sur le récepteur en haut de la grande tour. Un ordinateur garde les miroirs alignés afin que les rayons du soleil, qui sont réfléchis, visent toujours le récepteur, où la température peut dépasser 1000 °C. De la vapeur à haute pression est générée afin de produire de l'électricité (Figure III.8).



Figure III.8 : la centrale à tour

III.7.1 - Les principes et la technologie

Ici, on ambitionne d'emblée de déployer des surfaces de miroir très importantes. On renonce donc à utiliser une vraie parabole (qui devrait être mobile ce qui est inimaginable en grande taille), à foyer fixe, d'une taille pouvant atteindre plusieurs centaines de milliers de mètres carrés, et constituée de centaines ou de milliers de miroirs plans orientables. On appelle ces miroirs « héliostats » (en grec : qui fixe le soleil).

Leur ensemble constitue le « champ d'héliostats ». La surface réfléchissante de ces « miroirs héliostats » étant inévitablement déployée au sol, son « foyer » se trouve en altitude. Pour y disposer le récepteur, on est amené à construire une tour de grande hauteur qui donne son nom à ce système.

On va donc mettre en œuvre ici des héliostats qui sont des miroirs plans animés d'un mouvement continu obtenu à partir d'une double rotation. La première question qui se pose lors de leur conception est celle de leur taille. Sur le plan optique, on peut démontrer que les performances d'une pseudo-parabole s'améliorent avec la finesse de son découpage en miroirs élémentaires. On a donc de ce point de vue intérêt à construire des héliostats de petite taille. Du point de vue structurel, les petits héliostats sont également avantageux dans la mesure où les efforts qu'ils supportent (et qui sont essentiellement ceux dus au vent) sont proportionnels au cube des dimensions linéaires de l'appareil : cela signifie qu'ils augmentent proportionnellement plus vite que la surface développée, et donc que la rigidité de la structure (pour une tolérance donnée sur sa déformation relative) doit augmenter avec la taille. [86]

Autrement dit, les petits héliostats peuvent être construits plus « souples » que les grands et mettre en œuvre moins de matériau au mètre carré. De ce point de vue, ils devraient être plus économiques. Comme souvent, ce point de vue ne peut guère s'exprimer dans la pratique car il est contrarié par deux séries de contraintes : le coût relatif (rapporté au mètre carré de miroir) de l'héliostat est au contraire bien plus favorable aux grandes tailles en ce qui concerne leur fondation et plus encore leur motorisation et leur commande. Dans la pratique, depuis vingt cinq ans, c'est la recherche des grandes tailles d'héliostat qui a primé (on propose en général des tailles supérieures à 50m²), justifiée surtout par le fait qu'on n'a pas trouvé le moyen de mettre en œuvre des motorisations et des commandes bon marché. Des innovations sur ce plan pourraient amener à un renversement de tendance et à la conception de petits héliostats (c'est à dire de moins de 10m²) à manœuvre rapide et à commande simplifiée (c'est à dire sans les gestions de trajectoire qu'il est indispensable de prévoir pour gérer les transitoires des grands héliostats lents à la manœuvre).

On choisit ensuite le type de miroir à utiliser. Le choix est à peu près le même que dans le cas précédent. On veillera à ce que le coefficient de réflexion soit le plus élevé possible en choisissant d'utiliser du verre mince en face avant du miroir (quitte à rigidifier ce dernier en le contre-collant sur un verre arrière, constituant ainsi un miroir sandwich). On pourra aussi améliorer le coefficient de réflexion en utilisant, toujours en face avant, un verre sans fer, plus coûteux, mais plus transparent. C'est qu'en effet le paramètre principal du coefficient de réflexion du miroir est ici la transparence du verre. Il peut le faire varier de 80% (verre ordinaire de 6mm d'épaisseur) à près de 95% (verre sans fer de 1mm d'épaisseur) [87] .

On peut encore noter l'expérience unique faite à Thémis d'un héliostat réalisé en béton moulé. Cette technique très performante (rigidité exceptionnelle de l'héliostat et absence de jeu des articulations « posées » de l'appareil constitué de pièces lourdes posées les unes sur les autres) pourrait aussi se révéler particulièrement économique pour des niveaux de production industriels. Elle garde toute sa pertinence tant qu'existent de grands industriels capables de la maîtriser même si l'expérience n'a pas été reprise ailleurs. Il reste maintenant à motoriser et à piloter les axes. En dépit de l'utilisation de vérins hydrauliques dans la première réalisation d'héliostats modernes (four solaire d'Odeillo, 1968) cette technique n'a pratiquement plus été utilisée par la suite. Les héliostats de toutes les centrales à tour ont en effet été équipés de mouvements électriques à réducteurs et à moteurs à courant continu ou pas à pas. C'est une solution sûre et performante, mais coûteuse.

Le pilotage de ces axes est aujourd'hui systématiquement effectué en « boucle ouverte » par coordonnées calculées. On entend par là que l'automate de pilotage calcule la position que doit avoir l'axe de l'héliostat sur la seule base de l'heure qui lui est donnée par son horloge interne et qu'il ne contrôle pas le résultat obtenu en vérifiant la direction du rayon réfléchi (d'où l'expression « boucle ouverte »). S'il commande des moteurs à courant continu, il se contente de vérifier l'exécution de ses ordres par l'intermédiaire d'un codeur de position angulaire de l'axe. S'il dialogue avec des moteurs pas à pas, le comptage de ses ordres suffit pour effectuer ce contrôle. L'axe est alors dépourvu de codeur de position. Il reste à évoquer les problèmes, généraux et mal résolus, de la salissure des miroirs et de leur résistance aux agressions météorologiques en général .

Ils ne se sont pas posés avec beaucoup d'acuité lors de la période expérimentale qui vient de s'écouler. Mais ils prendraient une réelle importance si des champs de miroirs de tous types devaient être installés sous tous les climats favorables, incluant en particulier les zones arides soumises à des vents de sables violents sinon fréquents. Pour les héliostats plans, il existe une solution radicale à ces problèmes : elle consiste à concevoir des miroirs pliants comme un livre et dont la surface réfléchissante peut être mise à l'abri de toute agression si nécessaire (pluie ou vent poussiéreux). Une telle solution, à coup sûr efficace, poserait cependant de difficiles problèmes de

complexité et donc de coût. Son existence constitue néanmoins un avantage important pour les miroirs plans, les seuls à pouvoir être perfectionnés de la sorte, et donc, pour la filière « centrale à tour ». Elle n'a jamais encore été expérimentée [88].

III.7.2 - Quelques avantages de la concentration

- Réduction des surfaces réfléchissantes.
- Réduction des pertes thermiques.
- La densité d'énergie au niveau de l'absorbeur est grande donc le fluide caloporteur peut travailler à température plus élevée pour la même surface de captation d'énergie.

III.8 - La différence entre les concentrateurs solaires

III.8.1 - Concentrateur cylindro-parabolique

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire. De nombreuses installations ont déjà été testées et commercialisées, dont certaines dans les années 80. La centrale Solana CSP Plant est une centrale récemment construite aux états-unis, elle a une puissance maximale de 280MW et un rendement total de 20%.

Les composantes importantes :

- **Le collecteur** (Figure III.9) .



Figure III.9 : Le collecteur cylindro-parabolique

- **Le réflecteur parabolique**

Les miroirs sont composés de verre pauvre en fer, dont la transmissivité atteint 98%. Ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de protection.

Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident. Le facteur de concentration pour un capteur cylindro-parabolique est d'approximativement 80%.

- **Le système de poursuite solaire**

Le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du capteur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au réflecteur. De cette manière, la radiation est réfléchi au foyer de la parabole et concentrée sur un tube récepteur dans lequel circule le fluide caloporteur.

- **Le tube collecteur**

Il doit avoir les caractéristiques suivantes :

- Bonne absorption du rayonnement : son coefficient d'absorption doit être aussi élevé que possible afin d'éviter toute réflexion du rayonnement incident.
- Pertes thermiques limitées : La température du tube dépassant généralement 400 °C, les pertes par échanges convectifs et radiatifs sont très importantes. Afin de les limiter, le tube est entouré d'une enveloppe de verre sous vide.

- **Le champ solaire**

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation : la radiation solaire y est transformée en énergie thermique. Les collecteurs sont connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. La taille du champ solaire dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie.

Les collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud, et disposent d'un système monoaxial de poursuite du soleil dans la direction est-ouest. Un capteur permet de contrôler la position du soleil par rapport à la rangées de collecteur. Cette information est transmise au système de contrôle central qui ajuste l'angle d'inclinaison en fonction.

- ❖ **Avantages :**

- Disponible commercialement, avec une production de plus de 12 milliards kWh. La température atteinte s'élève à 500 °C(400 °C actuellement).
- L'investissement et le coût d'opération sont moins chers par rapport aux autres.
- Il a le meilleur facteur d'utilisation des terres de toutes les technologies solaires.
- Nécessite le moins de matériel.
- Le concept hybride est déjà utilisé.

- La capacité de stockage est plus grande.
- ❖ **Désavantages :**
- L'utilisation du fluide caloporteur (huile) restreint la température atteinte à 400 °C.

III.8.2 - Concentrateur parabolique

Ce système convertit l'énergie thermique du rayonnement solaire en énergie mécanique, puis en énergie électrique de la même manière que les centrales classiques convertissent l'énergie thermique provenant de la combustion d'un combustible fossile en l'électricité. Il utilise un réseau de miroirs pour réfléchir et concentrer le rayonnement direct entrant à un récepteur, afin d'atteindre les températures nécessaires pour convertir efficacement la chaleur à travailler. Cela exige que le miroir suive le soleil dans deux axes. Le rayonnement solaire concentré est absorbé par le récepteur et transféré à un moteur. La centrale à capteurs paraboliques entraîne un rendement haut de l'énergie solaire à électricité(entre 31% et 32%), sa puissance varie entre 10MW et 100MW (Figure III.10).



Figure III.10 : Capteur parabolique "Dish-stirling" à Phoenix, Arizona

Les composantes importantes :

- **Concentrateur**

Le concentrateur solaire est composé d'une surface réfléchissante de verre ou de plastique et concentre le rayonnement incident à son foyer. Sa taille dépend évidemment de la puissance solaire requise. Comme ordre de grandeur, on peut considérer qu'un concentrateur de 10 m de diamètre peut fournir jusqu'à 25 KW d'électricité sous un rayonnement de 1000 W/m². Le concentrateur

possède deux degrés de liberté afin de suivre efficacement le soleil. Ce suivi s'effectue de façon tout à fait autonome, contrairement aux capteurs cylindro-paraboliques.

- **Récepteur**

Le récepteur absorbe l'énergie réfléchiée par le concentrateur et la transfère au fluide thermodynamique. La température de la source chaude peut être adaptée en plaçant le récepteur plus ou moins loin du foyer du collecteur afin de réduire l'intensité du rayonnement lui parvenant.

Il existe deux types généraux de récepteurs, les récepteurs Stirling-éclairage directe (direct-illumination receiver, DIR) et les récepteurs indirects qui utilisent un fluide caloporteur intermédiaire.

- ❖ **Avantages :**

Systèmes plat / moteur sont caractérisés par une grande efficacité, modularité, autonomie de fonctionnement, et une capacité inhérente hybride (la capacité à fonctionner sur l'énergie solaire ou un combustible fossile, ou les deux). De toutes les technologies solaires, les systèmes plat / moteur ont montré la plus grande efficacité de conversion solaire-électrique, et donc le potentiel pour devenir l'une des sources les moins chères de l'énergie renouvelable. La modularité des systèmes plat / moteur leur permet d'être utilisés individuellement pour des applications à distance, ou regroupés pour une petite grille (puissance de village) ou des applications de services publics de fin de ligne. Les systèmes plat / moteur peuvent aussi être hybridés avec un combustible fossile pour fournir la puissance.

- ❖ **Désavantages :**

Cette technologie est en phase de développement d'ingénierie et de défis techniques restent concernant les composants solaires et la disponibilité commerciale d'un moteur.

III.8.3 - Centrales à tour

Ce type de concentration est constitué de nombreux miroirs concaves concentrant les rayons vers une chaudière située au sommet d'une tour centrale. Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Ce type de concentration nous permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000 °C. La puissance maximale peut varier entre 1.5 MW (Jülich Solar Tower en Allemagne) et 600 MW (Ivanpah Solar Power Facility aux États-Unis). Le rendement total est approximativement 17% (Chiffre pris de la centrale PS10 en Espagne) (Figure III.11) .



Figure III.11 : La centrale Gemasolar, Séville

❖ **Avantages :**

- Ce type de concentration a une haute efficacité de conversion et une température potentielle au-delà de 1000 °C.
- Stockage à une température haute.
- Il est possible d'effectuer de l'opération hybride.

❖ **Désavantages :**

- L'investissement et le coût exigé sont importants, et il n'est pas pratique pour la commercialisation.

III.9 - Conclusion

L'augmentation considérable de la puissance du rayonnement solaire à travers la concentration solaire est bien sûr intéressante.

Chaque concentrateur est caractérisé par sa concentration géométrique ou optique (énergétique), son rendement optique au niveau du réflecteur et son rendement thermique au niveau de l'absorbeur (chaudière).

Mais le rendement énergétique atteint par le concentrateur dépend de la concentration du rayonnement et de la différence de température entre l'absorbeur et l'air ambiant. C'est cette différence de température dont l'origine est les pertes inévitables thermiques qui affecte l'évolution du rendement en fonction de la concentration.

Il serait nécessaire de procéder d'une part à des études plus poussées pour déterminer les niveaux de concentration qui conviennent le mieux pour un bon rendement en fonction des applications visées et d'autre part une recherche sur les moyens matériels qui permette la réduction des pertes thermiques.

Chapitre IV

Intégration des réflecteurs dans les capteurs
hybrides PVT à eau

IV.1 - Introduction

Un capteur solaire capable de produire de l'électricité et de l'eau chaude sanitaire en même temps... C'est possible avec cette nouvelle technologie : Les capteurs solaires hybrides PV-T.

C'est une nouveauté dans le monde du solaire. Une nouvelle technologie qui combine un panneau photovoltaïque (PV) pour la production d'électricité et un capteur thermique (T) générant de la chaleur.

Lors de son fonctionnement, le panneau solaire photovoltaïque, soumis au rayonnement du soleil, monte en température. Cette chaleur, en plus d'être perdue, diminue l'efficacité du système. En effet, contrairement à une idée reçue, plus un panneau photovoltaïque chauffe, moins il est efficace. Dommage de ne pas exploiter autrement cette chaleur. C'est maintenant chose faite .

La chaleur générée par les capteurs photovoltaïques est récupérée par un fluide caloporteur circulant dans un tube placé sous le capteur. Ce transfert de chaleur va permettre d'abaisser la température du capteur photovoltaïque. Le fluide réchauffé va alors restituer son énergie au réseau d'eau sanitaire ou de chauffage de la maison.

Les capteurs solaires hybrides PV-T, une solution plus économique et moins encombrante pour vos besoins en eau chaude, chauffage et production d'électricité.

Un module photovoltaïque (PV) classique de technologie silicium cristallin convertit entre 12 et 18 % de l'énergie solaire incidente. Pour arriver à ce résultat, un module PV absorbe en réalité entre 80 et 90% du rayonnement incident, dont la majeure partie est dissipée sous forme de chaleur, augmentant ainsi la température interne du module. Cette augmentation de la température réduit sensiblement les performances électriques du module.

Partant du constat que le rendement du panneau photovoltaïque décroît avec l'augmentation de la température, et que la fonction d'un capteur solaire est de transférer la chaleur captée par sa surface à un fluide caloporteur, l'idée est née d'associer ces deux technologies et d'en faire un prototype hybride nommé PV/T, qui permet à la fois de convertir l'énergie solaire captée en électricité mais aussi de valoriser l'autre part, habituellement perdue, en chaleur.

La recherche sur les capteurs solaires a débuté dans les années 70 et a été intensifiée dans les années 80. Les capteurs hybrides utilisant de l'air et de l'eau avec absorbeur ont été évalués expérimentalement [89-90], analytiquement [91-92] et économiquement. Des travaux ont été menés pendant trois ans au Massachusetts Institute of Technology. La conclusion la plus importante de ce travail affirmait que la viabilité du capteur hybride PV/T sera décidée par la capacité du système à

satisfaire les charges thermiques et électriques demandées. Kern et al., 1978 [93], donnent les principaux concepts de ces systèmes par l'usage d'eau ou de l'air comme fluide caloporteur.

Hendrie, 1979 [94], présente un modèle théorique sur les systèmes PV/T qui utilisent des techniques du capteur plan thermique conventionnel.

Bhargava et al., 1991 [95] et Prakash, 1994 [96] présentent les résultats de leurs travaux sur l'effet du débit et de canal d'air. Des travaux sur les performances des capteurs hybrides ont l'effet du débit et de canal d'air.

Des travaux sur les performances des capteurs hybrides ont été étudiés par Sopian et al., 1995 et 1996 [97]. Dans les travaux précités, le rendement thermique de ces systèmes PV/T était dans la gamme de 45 % à 65 %. On peut considérer pour les capteurs hybrides, un rendement total de conversion qui est la somme du rendement thermique et du rendement électrique.

En 2005, Zondag [98] propose un état de l'art sur les capteurs solaires hybrides PV/T, en se basant sur le rapport du projet européen PV-catapult [99]. Parmi les premières études recensées par Zondag [98], certaines mettent l'accent sur les méthodes de modélisation.

En 2007, Tripanagnostopoulos [100] a fait l'étude de capteurs solaires hybride PVT dont le fluide caloporteur est soit de l'air, soit de l'eau, et pouvant être intégrés au bâti. L'objectif de ces travaux était de réduire la température de fonctionnement des modules PV, d'accroître la production d'air préchauffé et de réduire les pertes thermiques à travers l'isolant en sous face du composant.

Un modèle mathématique de capteur thermique PV/T d'air à double passage avec des ailettes est proposé par Ebrahim et al., (2009) [101]. Chow et al., (2007) [102] présentent la modélisation et une étude comparative des performances d'un capteur solaire PV/T à eau. Kribus et al., (2006), ont discuté la conception d'un système PV/T en utilisant un concentrateur parabolique de petite taille, leur conception de système pouvait fournir le chauffage à très haute température. [102] Un nouveau type de collecteur PV/T est décrit par [103, 104].

L'étude expérimentale de ce nouveau collecteur a constitué une nouvelle approche technique qui a permis de maximiser la conversion totale avec un coût réduit comparé aux deux collecteurs séparément installés. Dans cet article, le concept de capteur hybride Photovoltaïque / Thermique est présenté. L'objectif de ce travail est d'étudier les performances électriques et thermiques d'un capteur hybride PV/T à eau.

IV.2 - Les différents types de capture hybride

On distingue trois types des capteurs solaires hybrides

IV.2.1 - Les captures solaires hybride PV-T à eau

Empêcher la perte de chaleur en haut avec l'isolation thermique dans les côtés. Qui empêche la perte de la chaleur à l'arrière et aux bords.

Après la couverture les cellules solaires forment la première surface d'absorption avec une plaque noire d'aluminium directement après les cellules cette plaque absorbe la radiation entre les cellules.

Après la plaque, des tubes en cuivre soudés sur la plaque d'aluminium assurent la circulation du fluide caloporteur avec: Couverture de verre, Cellule solaire, Tube en cuivre et isolant.

En 1997, Fujisawa et Tani [105] ont conçu et construit un capteur solaire hybride PV-T à eau sur une cité universitaire à Tokyo, au Japon.

Ils étudient aussi un composant solaire hybride composé d'un capteur solaire vitré à liquide caloporteur et un absorbeur plan en aluminium non-sélectif, et de module PV en silicium monocristallin (rendement électrique 13 %).

IV.2.2 - Les captures solaires hybride PV-T à air

La figure (IV.1). Montre le schéma général d'un capteur hybride PV-T à air.



Figure IV.1: Capteur hybride PV-T à air

Plusieurs instituts et centres de recherches dans le monde ont étudié les capteurs hybrides. Les capteurs hybrides utilisant de l'air ont été évalués expérimentalement, analytiquement et économiquement.

Sandberg et Moshfegh [106][107] proposent l'étude théorique et expérimentale des phénomènes thermique et aérodynamique au sein d'une lame permettant la ventilation naturelle en sous-face d'une façade photovoltaïque et d'une toiture comportant des panneaux PV.

En 1999, Garg et Adhikari [108] proposent un programme de modélisation d'un capteur solaire PV-T hybride à air permettant d'en prédire les productivités thermiques et électriques.

Le rendement des panneaux PV est calculé à partir d'une façon linéaire décroissante.

IV.2.3 - Les captures solaires hybride PV-T à concentrateur

Le capteur PV-T à concentrateur veut dire la concentration du rayonnement solaire sur un capteur hybride PV-T.

Garg et Adhikar en 1999 ont démontré l'utilisation de plusieurs CPCs (capteur de concentrateur parabolique) tronqués dans un module PV-T. Ils ont constaté que leur capteur pour le chauffage à air, avec un taux de concentration de 3, a eu comme conséquence de meilleures efficacités une fois intégré dans un système. Un système semblable a été également démontré par Othman et Al en 2005. Cependant, où Garg et Adhikari ont employé un passage simple pour chauffer l'air, ils ont utilisé un double passage avec une surface à ailettes sur le visage arrière du module PV (Figure IV.2).

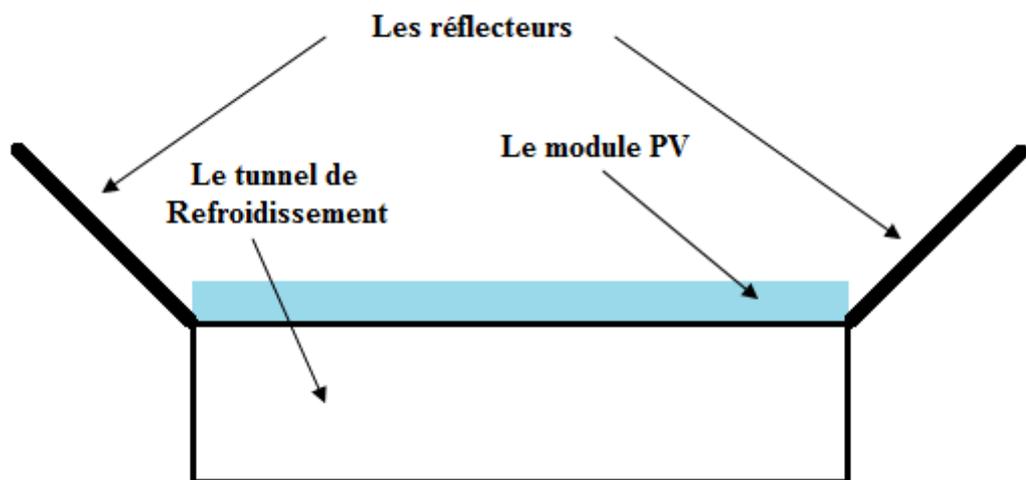


Figure IV.2: Capteur hybride PV-T à concentrateur

IV.3 - La conception et réalisation d'un capteur PV-T à eau

La réalisation du capteur hybride photovoltaïque thermique PV-T exige l'utilisation d'un module photovoltaïque classique, et de fabriquer un nouveau absorbeur à eau sur la face arrière du module.

Matériel utilisés :

- Module photovoltaïque silicium monocristallin.
- Une tôle en cuivre.
- laine de verre (Isolation thermique).

- Polystyrène pour l'isolation sur les cotés.
- peintures noire et blanc.
- Des boulons.
- Une tôle en fer galvanisé.

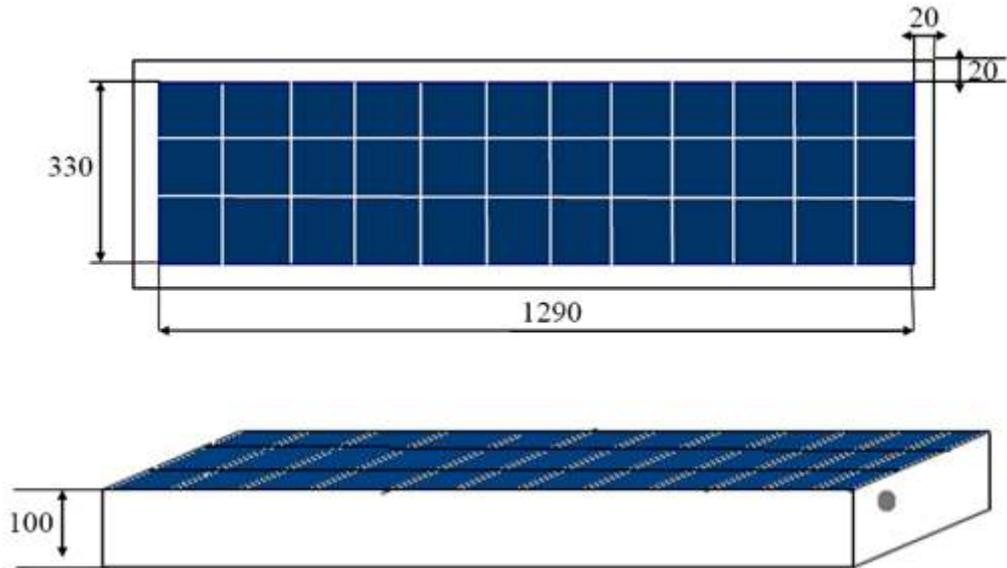


Figure IV.3: Dimensions du capteur hybride PV-T à eau en mm

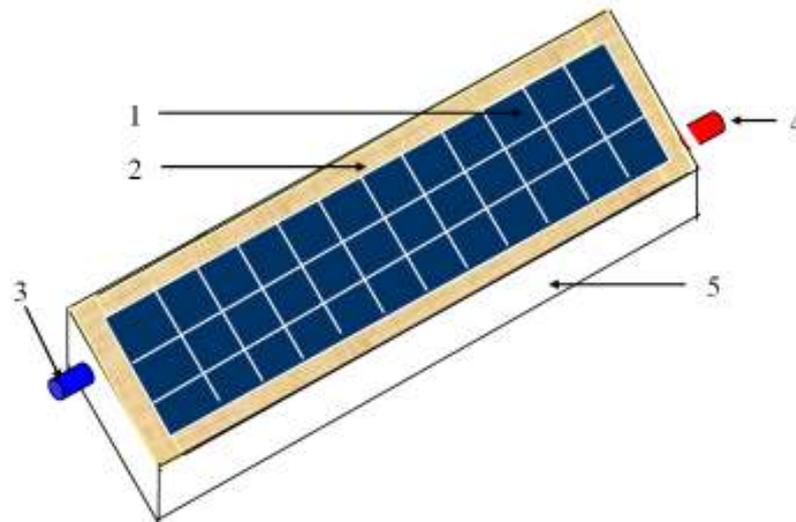


Figure IV.4: Prototype du nouveau capteur hybride

Avec :

- 1- Cellules photovoltaïques.
- 2- Isolation thermique.
- 3- Entrée du fluide caloporteur.

4- Sortie du fluide caloporteur.

5- Structure en acier galvanisé.

IV.3.1 - Les étapes de réalisation un capteur hybride PV-T à eau

IV.3.1.1 - La première étape : le module photovoltaïque

Le module utilisé est à base du silicium. Il est de type UDES 50 en technologie monocristallin (Figure IV.5).



Figure IV.5 : Le module PV

❖ Dimensions

- Longueur : 1290 mm.
- Largeur : 330 mm.
- Epaisseur : 30 mm.

❖ Caractéristiques électriques

- Les caractéristiques sont mesurées suivant les spécifications internationales à un niveau d'ensoleillement de 1000 W/m^2 , un spectre de AM 1.5 et une température de 25°C .
- Composition du module : 2 x 36 cellules au silicium monocristallin en série.
- Surface du module : $(1290 \times 330) [\text{mm}^2]$.

Tableau IV-1 : Caractéristiques électriques de module PV

Courant de court circuit : I_{sc}	2.99 A
Tension circuit ouvert : V_{oc}	20.8 V
Courant à puissance maximale: I_m	2.62 A
Tension à puissance maximale : V_m	14.9 V
Puissance maximale : P_m	39.1 Wc
Fill factor : FF	0.63
Rendement électrique	9 %

IV.3.1.2 - La deuxième étape : l'absorbeur

L'absorbeur c'est l'élément intérieure du capteur hybride, son rôle principal est d'absorber la chaleur du panneau solaire (système de refroidissement) et transmettre cette chaleur vers la sortie (Figure IV.7).

Dans notre étude on a proposé un prototype d'absorbeur (Serpent). Qui est en contact direct avec la face arrière du module (Figure IV.6).

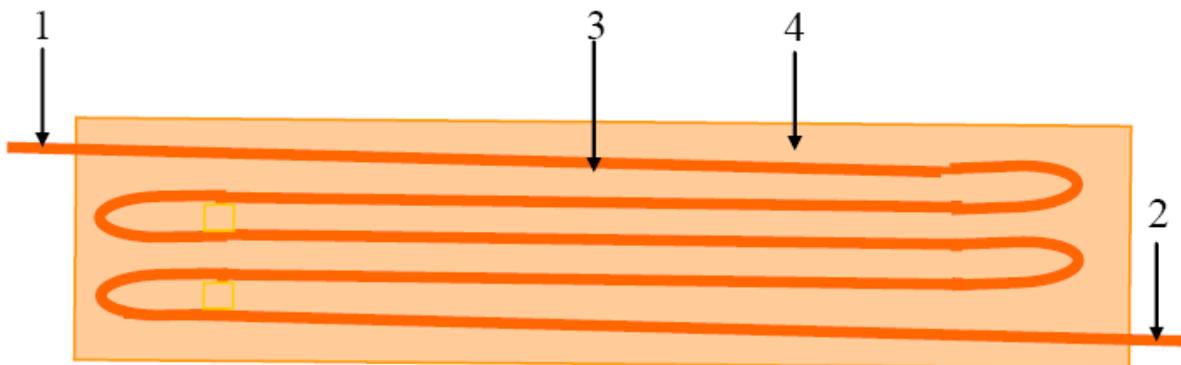


Figure IV.6 : L'absorbeur du capteur hybride PV-T

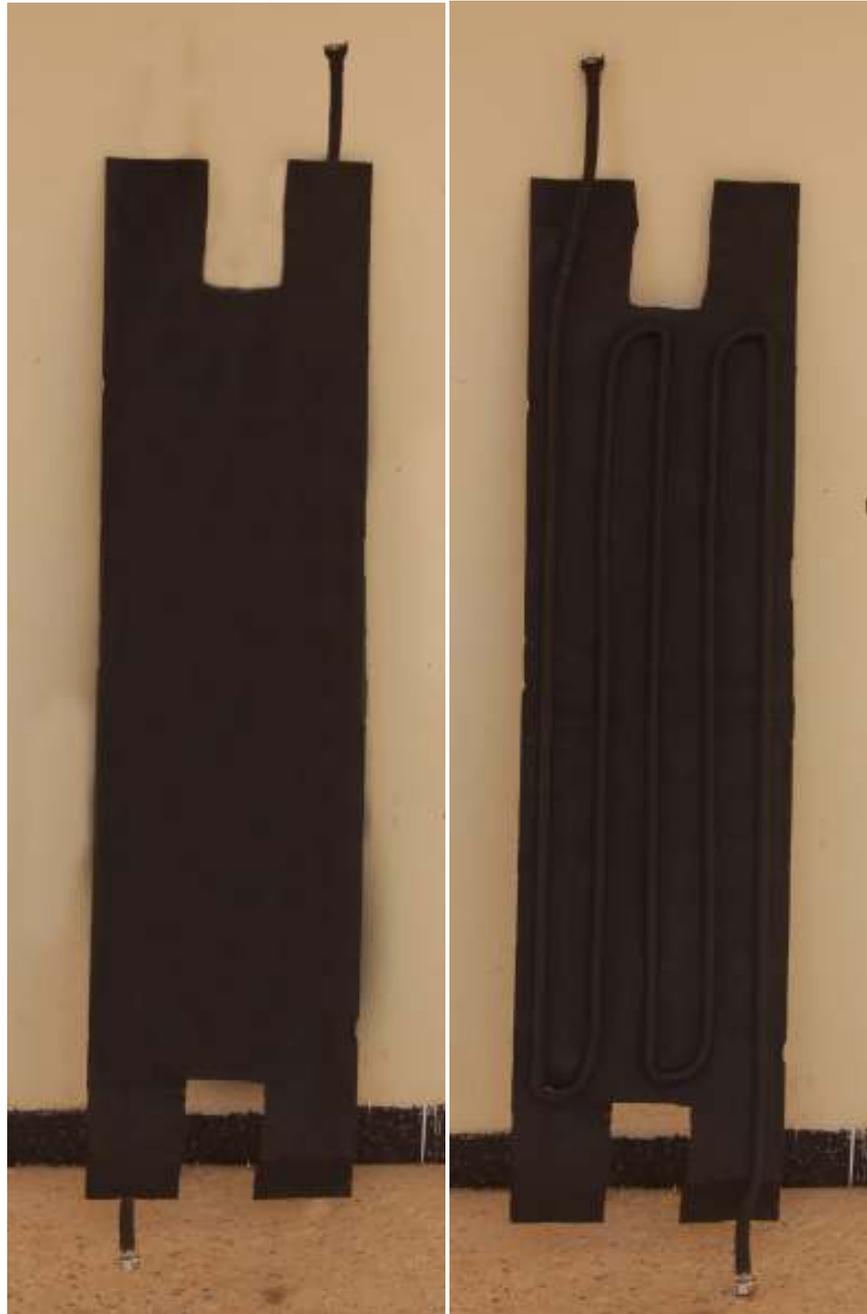


Figure IV.7 : L'absorbeur

IV.3.1.3 - La troisième étape : le support métallique

C'est le composant principale du capteur qui supporte tout les éléments du capteur et assure la sécurité des éléments intérieures (Figure IV.8). Il est construire totalement en fer et en tôle galvanisé.



Figure IV.8 : Le support métallique

IV.3.1.4 - La quatrième étape : l'isolant

Cette élément est la laine de verre qui isole l'intérieur du capteur de l'échange thermique avec les facteurs extérieur .

Tableau IV.2: Les caractéristiques de la laine de verre

Nature Masse Vol Kg m^{-3}	La température $^{\circ}\text{C}$	La conductivité thermique $\text{W. m}^{-1}.\text{^{\circ}C}^{-1}$	Cp $\text{J.k. g}^{-1}.\text{^{\circ}C}^{-1}$
08	20	0.051	875
10	20	0.045	880
15	20	0.041	880
40	20	0.035	880

On coupe la laine de verre avec les mêmes dimensions interne du support (du bas et des cotés) comme indiqué sur la figure (IV.9) .



Figure IV.9 : La laine de verre

IV.3.1.4 - La cinquième étape : Le montage de capteur PV-T

On place la laine de verre à l'intérieur du corps du capteur, en suite on met en dessus la plaque isolant et on la fixe.

En suit on met en place l'absorbeur sur la face arrière du panneau PV en le glissent à l'intérieur du support métallique. En fin en met le silicone au borne du capteur PV pour confirmé que le module est bien Fixé sur le cadre du capteur (Figure IV.10).

La figure ci-dessus présente un capteur PVT hybride à eau qui a été réalisé au sein de l'unité de Recherches Appliquées en énergies renouvelables à Ghardaïa.



Figure IV.10 : Le capteur hybride PVT à eau

IV.3.1.6 - La sixième étape : Fixation les réflecteurs sur le capteur

on pose le capteur sur le support et on les fixe à l'aide de boulons et d'écrous. En suite on soudera des paumelles sur le support ou on y fixera nos réflecteurs (Figure IV.11).



Figure IV.11 : Le capteur hybride PVT à eau avec concentrateurs

IV.4 - Description du banc d'essai

Le but de notre étude expérimentale en premier lieu est de prélever les performances électriques (caractéristiques $I=f(v)$) et de déterminer la distribution de la température du capteur hybride PVT. pour cela nous avons mis sur une même structure trois capteurs dans le but de les comparés. La première est un capteur PV simple, le deuxième et le troisième est un capteur hybride PVT la seule différence entre eux le deuxième a un concentrateur .

La figure (IV.12), est une photo prise au sein de l'unité de recherches appliquées en énergies renouvelables de Ghardaïa.



Figure IV.12 : Le banc d'essai de notre réalisation

IV.5 - Caractéristiques de cite de Ghardaïa

- Latitude : $32,36^\circ$
- Altitude : 450 m
- Longitude : $3,81^\circ$

IV.6 - Prélèvement des mesures

Pour prendre les mesures, nous avons utilisé des thermocouples de type "K" pour mesurer et enlever la température d'entrée et de sortie pour le capteur hybride PV-T (Figure IV.13).



Figure IV.13 : L'emplacement du thermocouple sur le capteur PV-T

Avec deux thermocouples à l'intérieur du capteur le premier est placée sur l'absorbeur et le deuxième sur la plaque isolant les deux au milieu.

Ts PV/T : Température de sortie d'eau.

TE PV/T : Température d'entrée d'eau.

IV.7 - Dispositifs de mesure

Nous avons utilisé pour notre étude plusieurs types des dispositifs de mesure dans le but de mesurer les paramètres du capteur (température, rayonnement globale, ...). On va les présentées par la suite.

IV.7.1 - Acquisition de données

Nous avons utilisé une acquisition de données de type Agilent 34970 DATA Acquisition/Switch Unit.GPIB, RS232. Pour déterminer les valeurs de température figure (III.14).



Figure IV.14 : Photo de l'acquisition

IV.7.2 - Thermocouple de type "K"

Un thermocouple est un capteur utilisé pour mesurer la température. Les thermocouples sont constitués de deux pattes métalliques à partir de métaux différents. Les fils pattes sont soudés ensemble à une extrémité, ce qui crée une jonction. Cette jonction est l'endroit où la température est mesurée. Lorsque la jonction subit une variation de température, une tension est créée. La tension peut alors être interprétée à l'aide des tables de référence pour thermocouples ([lien](#)) pour calculer la température.

Il existe plusieurs types de thermocouples, chacun avec ses propres caractéristiques uniques en termes de gamme de la température, de la durabilité, résistance aux vibrations, la résistance chimique, et la compatibilité des applications. Types J, K, T, E et sont thermocouples métaux communs, les types les plus communs de thermocouples. Type R, S et B sont des thermocouples "Métal Noble", qui est utilisés dans les applications à haute température (voir plages de températures thermocouples ([lien](#)) pour plus de détails).

Le thermocouple de type "K" figure (III.15) est requis pour mesurer des températures de -200 à 2000 °C ou il joue le rôle de thermocouple très précis.



Figure IV.15 : Thermocouple de type K

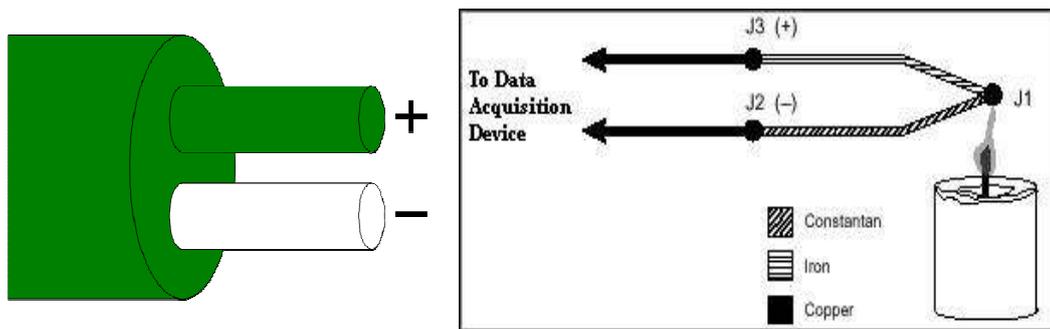


Figure IV.16 : Principe de constitution d'un thermocouple

Nous avons prélevé les mesures de rayonnement global à l'aide d'un pyranomètre de type "Kipp and Zonen" de coefficient : $0.00000457 \text{ V.m}^2/\text{W}$.

Et pour relever les caractéristiques, nous avons utilisé un système contenant des dispositifs de mesure qu'on va les citer par la suite.

Une deuxième acquisition de données de même type que la précédente (34970 DATA Acquisition/Switch Unit.GPIB, RS232. Une charge variable (résistance variable) qui a été réalisé au sein de l'unité de recherches appliquées en énergies renouvelables de Ghardaïa (Figure IV.17).



Figure IV.17 : Dispositif de prélèvement de caractéristiques I(V)

Nous avons ce dispositifs pour prélever les caractéristiques I-V qu'elle va être branché par une autre acquisition de données pas celle qui a été utilisé pour la distribution thermique comme représenté sur la figure (III.17).

IV.8 - Distribution de la température

Nous avons relevé la température ambiante, les températures d'entré et la sortie d'eau des deux capteurs PVT à concentrateurs et PVT. pour chaque cinq minutes (Annexe).

IV.9 - Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre une étude expérimentale détaillée d'un capteur hybride photovoltaïque thermique PV-T à concentration avec un nouvel absorbeur à eau, ce capteur qui à été réalisé au sein de l'unité de recherches appliquées en énergies renouvelables de Ghardaïa à été mis sur banc d'essai pour une série de mesures électriques et thermiques.

Nous avons commencé par le coté conception puis la réalisation en citant ses étapes pas à pas ainsi que la description du banc d'essai qui porte le capteur hybride réalisé avec l'autre capteur PV classique afin de comparer leurs performances.

Chapitre V

Résultats et discussions

V.1 - Introduction

Dans cette partie nous avons récapitulé les principaux résultats obtenus à partir des essais expérimentaux que nous avons fait sur notre banc d'essai durant la période des tests. Comme nous avons montré dans le chapitre précédant, notre banc d'essai est composé par des capteurs hybrides à air et des capteurs photovoltaïques libres utilisés comme témoin d'augmenter la quantité de rayonnement solaire incident sur le capteur, on ajoute des réflecteurs de formes rectangulaire plane.

Au cours de ces essais nous mesurons les températures de chaque composant de capteur hybride à concentration tel que la température des cellules PV/T, du bac absorbant, la température à l'entrée et à la sortie d'eau, également la tension et le courant de chaque panneau photovoltaïque.

Le but de ces essais est de montrer le comportement et électrique du système hybride PVT et aussi l'effet de l'ajout du réflecteur solaire sur les performances.

V.2 - Interprétation des résultats obtenus

V.2.1 - Déroulement des essais

- ❖ **Les données du site :** L'unité de recherches appliquées en énergies renouvelables à Ghardaïa situé au sud Algérien (latitude : 32.62° N; longitude : 3.81° E) et une altitude de 450 m. Ce site a un climat sèche. Les données sont mesurées et stockées chaque minute au minimum, l'éclairement solaire horizontal global et diffus en W/m^2 , chaque valeur est mesurée avec un pyranomètre de K&Z CMP21.

V.2.1 - Le capteur hybride PVT sans concentrateur

- ❖ **Éclairement solaire globale :** Pour l'éclairement solaire direct en W/M^2 , mesuré avec le pyréliomètre de K&Z CHP1. L'évolution journalière du rayonnement solaire global sur une surface horizontale, Ces données sont issue par la station météorologique installer au sein de l'unité de recherche appliqué en énergie renouvelable à Ghardaïa. Les deux courbes montrent que le ciel est clair pendant la journée des essais. (Figure V.1) et (Figure V.2) .

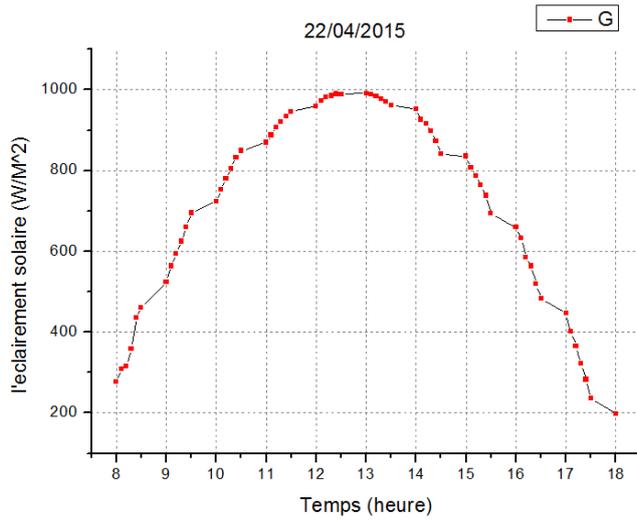


Figure (V.1) : évolution de l'éclairement solaire globale pendant le jour 22/04/2015

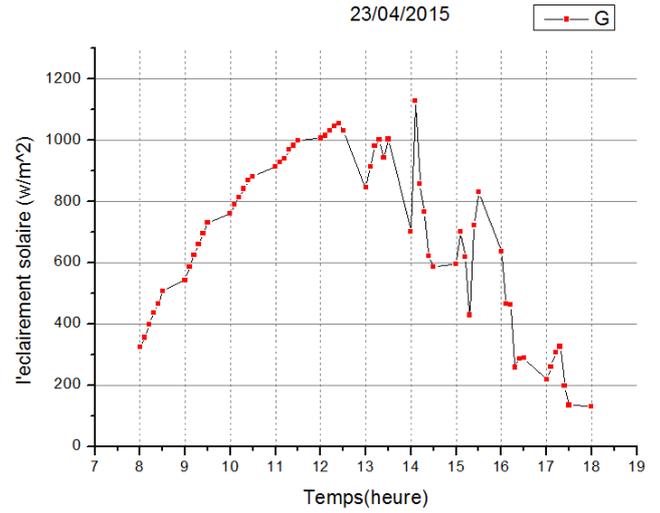


Figure (V.2) : évolution de l'éclairement solaire globale pendant le jour 23/04/2015

❖ La Température ambiante :

La figure 3,4 montre la variation de la température ambiante pendant les jours 22/23-04-2014, les valeurs de la température ambiante utiliser pour calculer la température réduite T^* du capteur hybride PV/T.

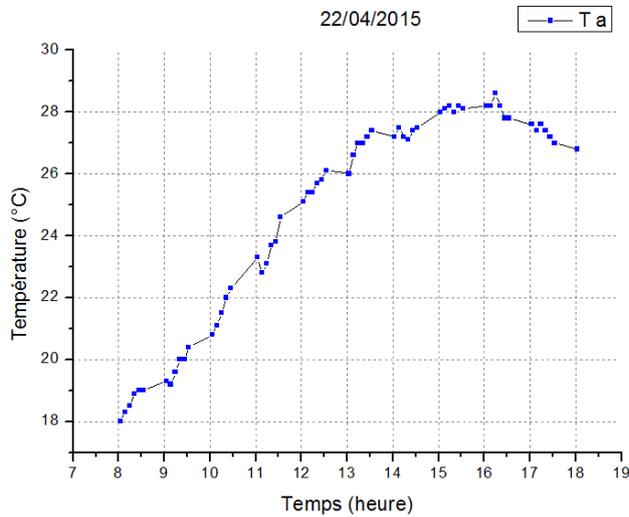


Figure (V.3) : Evolution de la température ambiante pendant le jour 22/04/2015

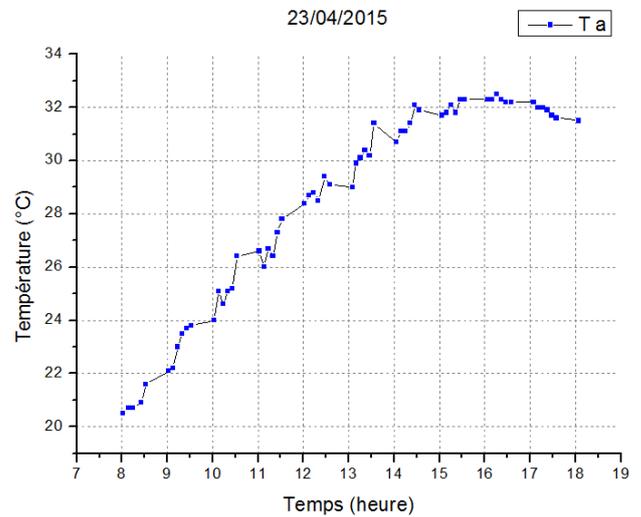


Figure (V.4) : Evolution de la température ambiante pendant le jour 23/04/2015

On remarque que les journées de tests idéales pour notre étude sont celles du 22/04/2015 au 23/04/2015. En effet, pour ces deux journées on a un éclairage global qui avoisine 1000 W/m^2 et une température et une température ambiante de 25° à midi.

❖ Température d'eau à l'entrée et sortie du capteur hybride PV/T :

L'allure de la température d'entrée et de sortie du fluide caloporteur est montrée sur les figure V.5,6 Les tests de mesures ont été faits dans les jours 22,23 - 04- 2015, une augmentation des valeurs des températures du fluide durant la journée, ils atteignent des valeurs maximum vers midi en raison du rayonnement solaire qui très intéressantes, les valeurs de la température du fluide à l'entrée du capteur PV/T et atteint 32°C à midi du jour, pour la température du fluide à la sortie du capteur atteint jusqu'à 40°C à midi du jour .

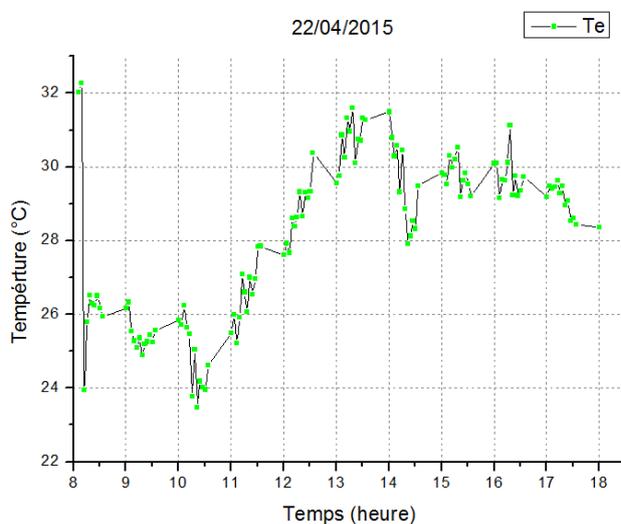


Figure (V.5) : Variation de la température d'eau à l'entrée du capteur PV/T (22/04/2015)

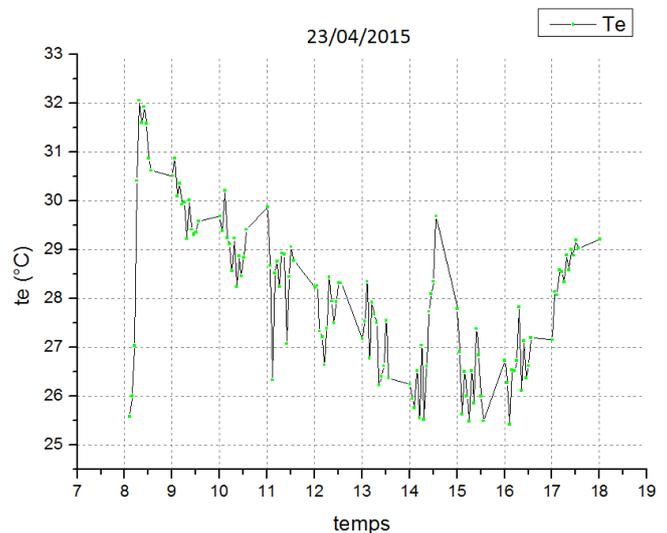


Figure (V.6) : Variation de la température d'eau à l'entrée du capteur PV/T (23/04/2015)

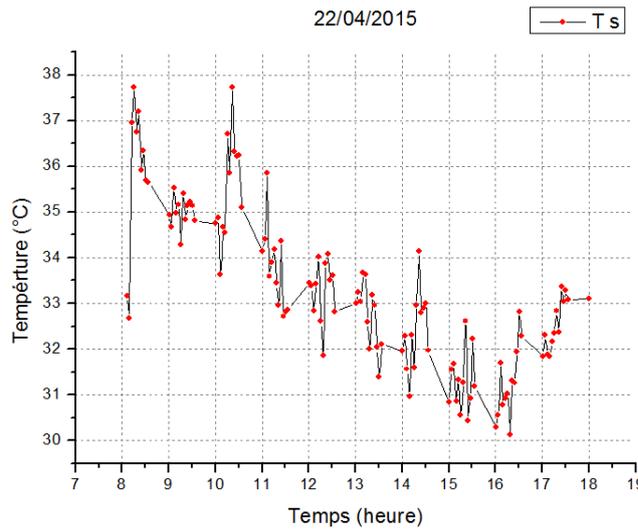


Figure (V.7) : Variation de la température d'eau à la sortie du capteur PV/T (22/04/2015)

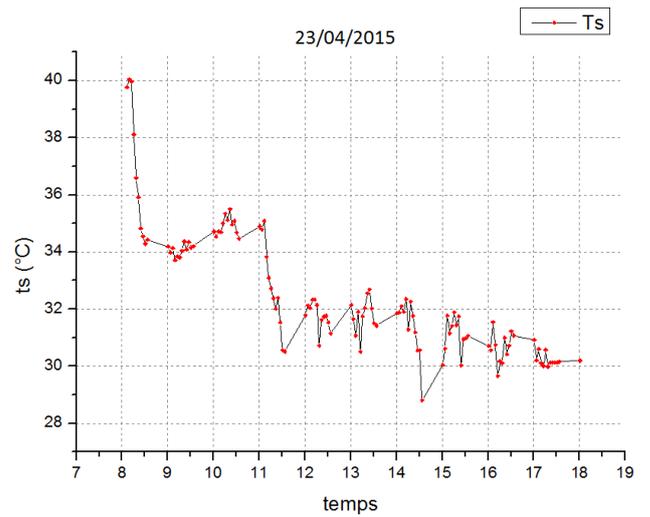


Figure (V.8) : Variation de la température d'eau à la sortie du capteur PV/T (23/04/2015)

Dans la figure V.9,10 nous montrons la variation journalière de l'écart de température du fluide à la sortie et l'entrée du capteur PV/T à eau dans le jour 22,23-04-2015, Une augmentation de la température du fluide caloporteur d'une moyenne de 10°C entre l'entrée et la sortie.

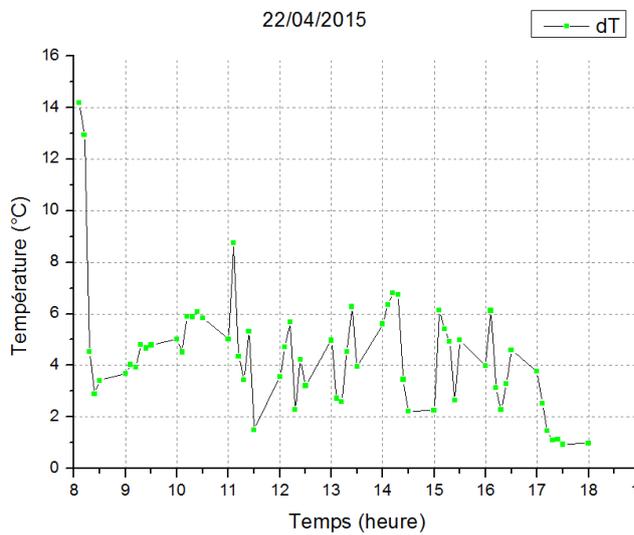


Figure (V.9) : Variation de l'écart entre la température entrée et sortie du capteur PV/T (22/04/2015)

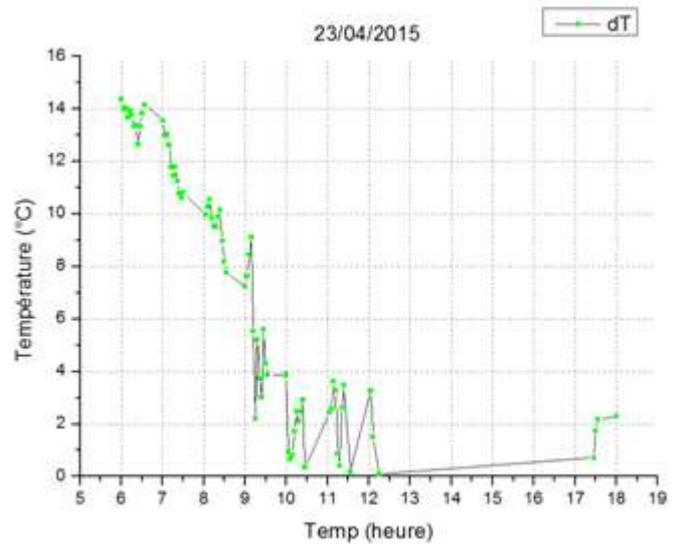


Figure (V.10) : Variation de l'écart entre la température entrée et sortie du capteur PV/T (23/04/2015)

❖ Le rendement thermique :

Le rendement thermique instantané du capteur hybride PV/T à eau est égale à le rapport de la puissance utile sur la Puissance capté par le capteur.

$$\eta_{th} = \frac{Q_u}{G.S} = \frac{\dot{m} C_p (T_{fs} - T_{fe})}{G.S}$$

Avec \dot{m} est le débit massique du fluide, dans notre essais nous avons choisi la valeur du débit massique est égale 0.025 Kg/s, S est la surface de panneau classique PV et Cp la capacité thermique.

Pour G est l'éclairement solaire global incident sur la surface du capteur PV/T "S"

Les figures V.11 et V.12 montrent la variation au cours de la journée 22 et 23 avril 2014 du rendement thermique instantané de notre capteur hybride PV/T à eau. Il atteint le maximum dans l'intervalle du temps entre 11 h et 17 h, sa variation dépend de l'écart de température du fluide à l'entre et à la sortie du capteur pour une vitesse du fluide constante.

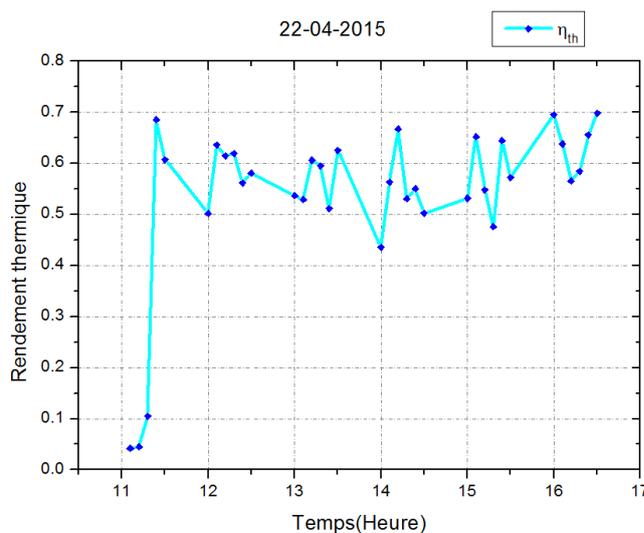


Figure (V.11) : Variation de rendement thermique du capteur PV/T (22/04/2015)

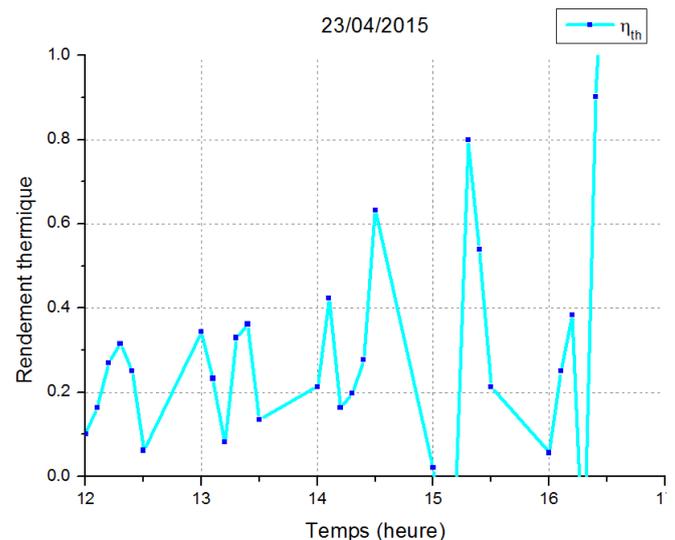


Figure (V.12) : Variation de rendement thermique du capteur PV/T (23/04/2015)

❖ Courant et la tension du capteur PV/T et le module PV :

On à étudié les performances électrique du capteurs hybride PV/T et capteur PV. Nous avons relevé les paramètres électrique et sont résumées dans le tracé $I = f(V)$. Les figures suivantes montrent les caractéristiques courantes tensions (I-V) du capteur capteurs hybride PV/T et capteur PV à déférente heure dans les jours 30/04/2015 et 04/05/2015.

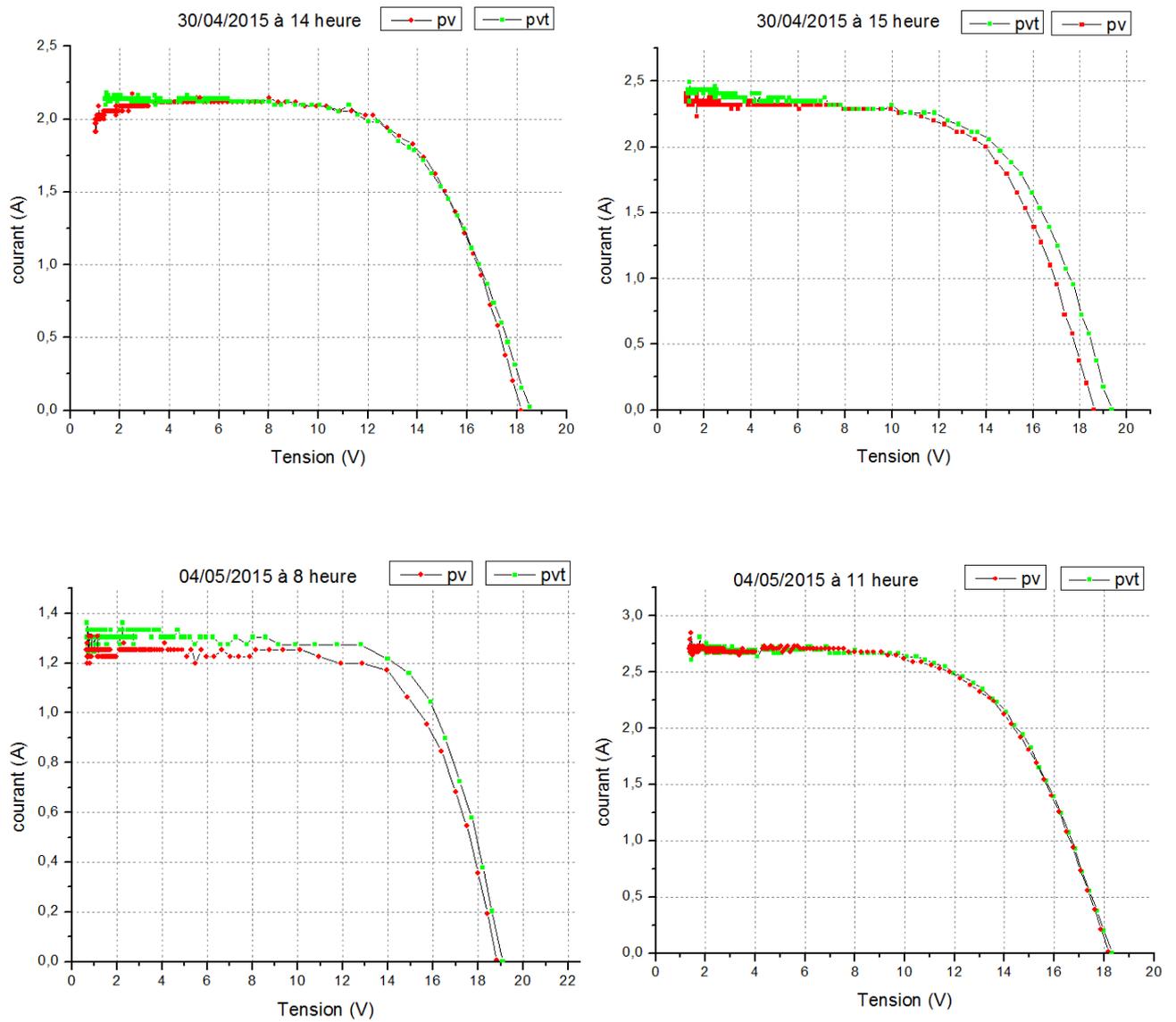


Figure (V.13) : Courbes caractéristiques courantes tensions (I-V) à vide du capteur hybride PV/T et du module photovoltaïque classique.

La puissance de notre capteur hybride est augmentée que le capteur PV classique parce que le système hybride contient un système de refroidissement qui améliore le rendement.

Les résultats montrent que notre capteur hybride PV/T produit mieux que le module PV.

V.2.2 - Le capteur hybride PVT à concentrateur (Réflecteur)

❖ Température d'eau à l'entrée et sortie du capteur hybride PV/T à réflecteur :

L'allure de la température d'entrée et de sortie du fluide caloporteur est montrée sur la figure V.14,15 Les tests de mesures ont été faits dans les jours 28- 04- 2015, une augmentation des valeurs des températures du fluide durant la journée, ils atteignent des valeurs maximum vers midi en raison du rayonnement solaire qui très intéressantes, les valeurs de la température du fluide à l'entrée du capteur PV/T et atteint 37°C à midi du jour, pour la température du fluide à la sortie du capteur atteint jusqu'à 41°C à midi du jour .

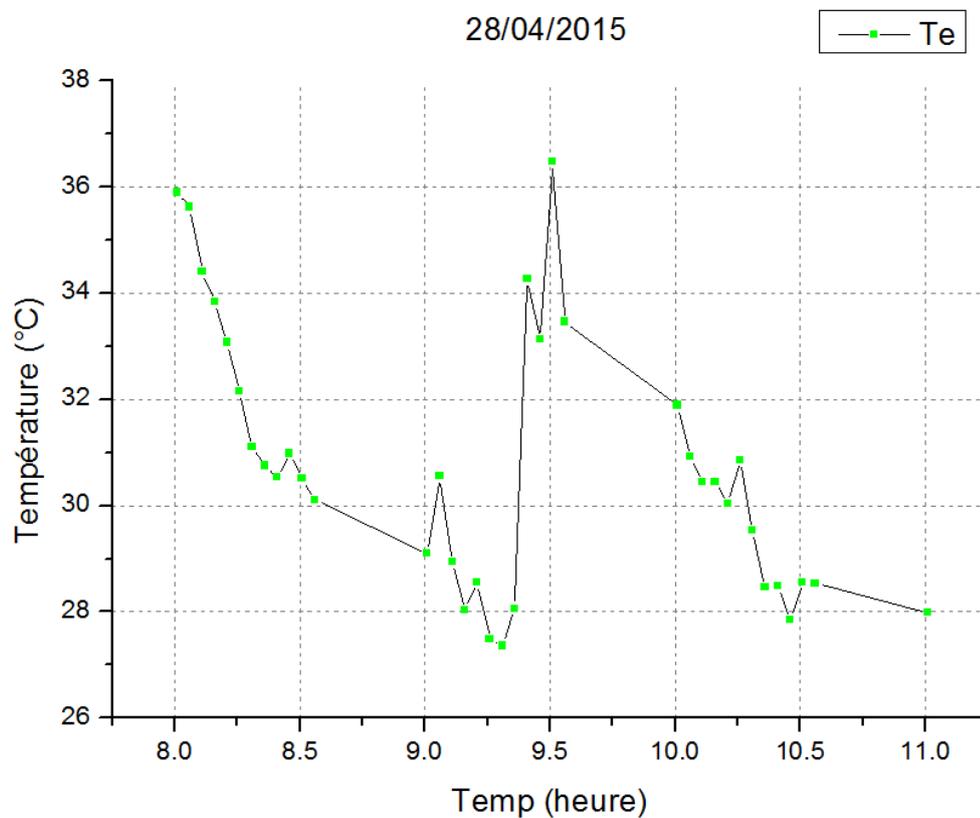


Figure (V.14) : Variation de la température d'eau à l'entrée du capteur PV/T à concentrateur (28/04/2015)

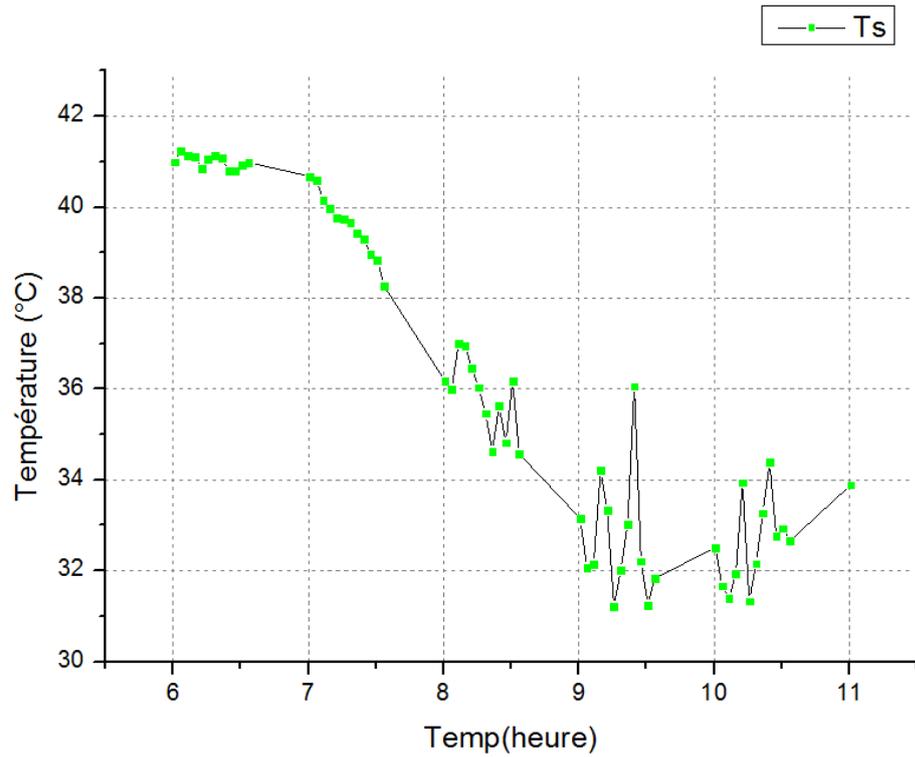


Figure (V.15) : Variation de la température l'eau à la sortie du capteur PV/T à concentrateur (28/04/2015)

Dans la figure V.16 nous montrons la variation journalière de l'écart de température du fluide à la sortie et l'entrée du capteur PV/T à eau dans le jour 28-04-2015, Une augmentation de la température du fluide caloporteur d'une moyenne de 10°C entre l'entrée et la sortie.

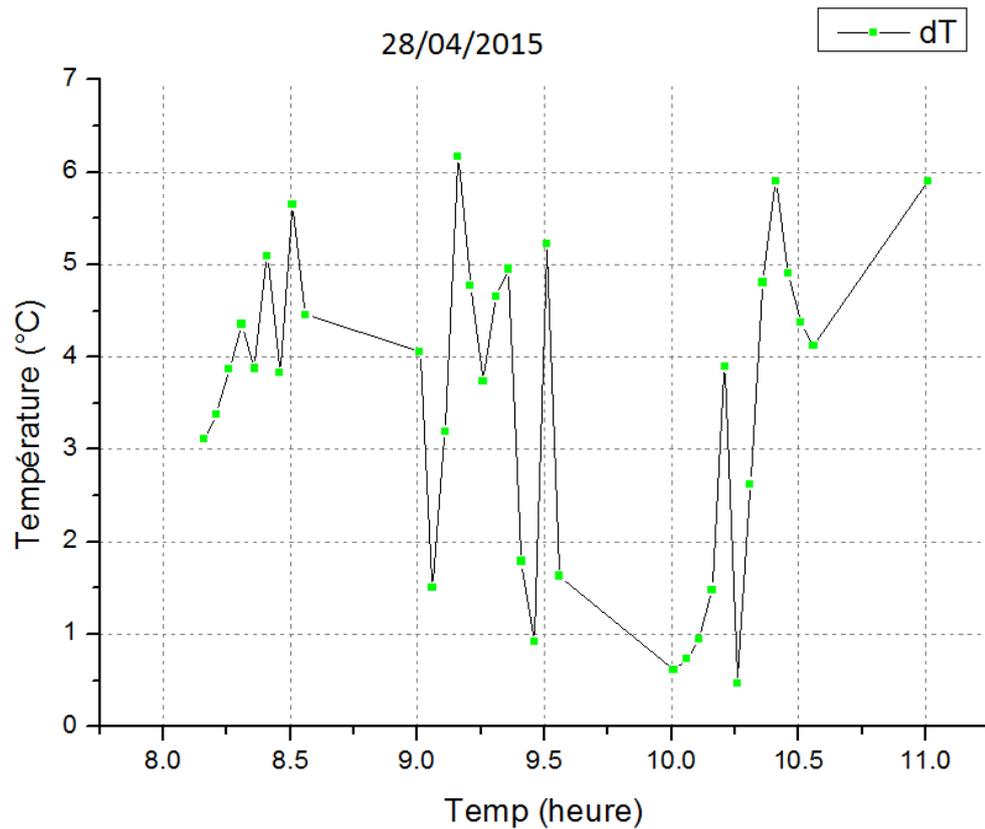


Figure (V.16) : Variation de l'écart entre la température entré et sortie du capteur PV/T à concentrateur (28/04/2015)

❖ **Courant et la tension du capteur PV/T à concentrateur, le capteur PV/T et le module PV :**

On a étudié les performances électrique du capteurs hybride PV/T, PV/T à concentrateur et module PV. Nous avons relevé les paramètres électrique et sont résumées dans le tracé $I = f(V)$. Les figures suivantes montrent les caractéristiques courantes tensions (I-V) du capteur capteurs hybride PV/T et capteur PV à vide à déférente heure dans le jour 28/04/2015 (Figure V.17,18).

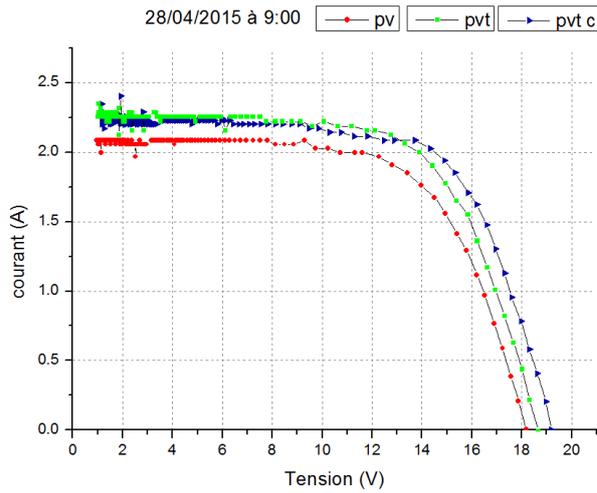


Figure (V.17) : Courbes caractéristiques courantes tensions (I-V) du capteurs hybrides PV/T, PV/T à concentrateur et du module photovoltaïque classique. (28/04/2015)

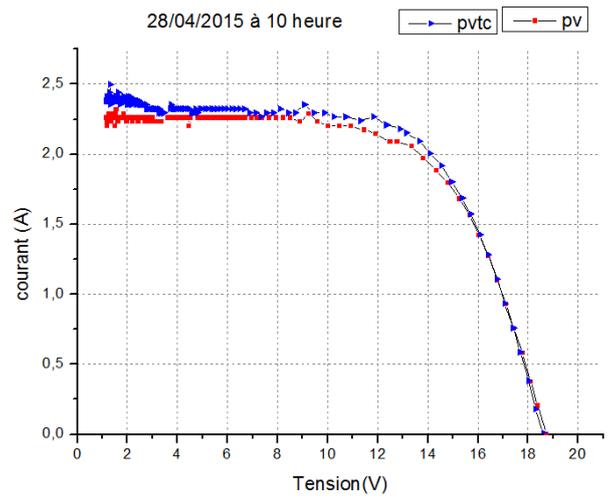


Figure (V.18) : Courbes caractéristiques courantes tensions (I-V) du capteur hybride PV/T à concentrateur et capteur hybride PV/T (28/04/2015)

La puissance de notre capteur hybride avec concentrateur est augmentée par rapport au capteur PV/T simple et au module PV classique parce que le système hybride contient un système de refroidissement et en plus un concentrateur qui améliore le rendement.

Les résultats montrent que notre capteur hybride PV/T à concentrateur produit mieux que le capteur hybride PV/T simple et le module PV.

V.3 - Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les résultats de test sur banc d'essai d'un capteur hybride PV/T à concentration, Nous devons l'étudier au sein de l'Unité de Recherches Appliquées en Energies Renouvelables de Ghardaïa.

Les résultats obtenus en approche confirment notre théorie : les deux réflecteurs montés à coté ont permis de concentrer le rayonnement solaire et par conséquent l'augmentation du rendement électro-énergétique.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'énergie solaire disponible peut être exploitée en conversion photovoltaïque et thermique.

Durant son exploitation des aléas de fonctionnement peuvent être inférer sur le rendement des capteurs solaires exposés au soleil (augmentations de la température).

Ce phénomène est du à la partie du rayonnement solaire non absorbée par la cellules et qui sera l'origine de leur échauffement, d'autre part, cette partie du rayonnement absorbé est perdue sous forme de chaleur qui peut être exploitée pour différents utilisation.

Une des solutions de aux problèmes sus cités c'est le refroidissement des capteurs par : eau ou air.

Cette solution peut être obtenue par la combinaison entre deux systèmes photovoltaïques PV et thermique PV/T.

Ce qui donnera lieu a une solution hybride (thermique photovoltaïque PV/T), le capteur hybride PV/T est un système de cogénération d'énergie permettant une production simultanée de l'énergie électrique et l'énergie calorifique.

Les avantages de ce type de capteur est l'augmentation de l'efficacité énergétique. Les coûts aussi seront réduits comparés aux deux systemes (photovoltaïques et thermique) séparément installés, peu de maintenance nécessaire par rapport à d'autres systemes, et le plus important est l'augmentation du rendement électrique à températures plus basse par rapport aux modules photovoltaïques.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] (2010) <http://www.solarserver.de/?gclid=CJWA1ruS-K4CFS4NtAodSzY7xw>.
- [2] BOUALEM, DENDIB, "Technique conventionnelles et avancée de poursuite MPPT pour des application photovoltaïque : étude comparative.", Université Ferhat Abbas-Sétif Mémoire de Magister, Département d'électronique TS4/6338, 2007.
- [3] S. NAOUAL, "Modélisation et Extraction Automatique des Paramètres d'un Générateur," Université Ferhat Abbas de Sétif Mémoire de Magister, Département d'électrotechnique 2010.
- [4] : http://fr.wikipedia.org/wiki/Capteur_solaire_photovolta%C3%AFque
- [5] Emilien PARBAILE « Contribution à l'optimisation des techniques de dépôts sous vide de cellules solaires organiques ». Thèse de doctorat, Université de Limoges, 2009.
- [6]. <http://inventors.about.com/od/timelines/a/Photovoltaics.htm> By Mary Bellis Inventors Expert
- [7] Uni. Kassel, 'Photovoltaic Systems Technology', Kassel, Germany, 2003, www.uni-kassel.de/re.
- [8] al., S. Zheng , "Study on Improving Output Current Waveform of Photovoltaic Grid-Connected system," IEEE, pp. 1-5, 2006.
- [9] Uni. Kassel, 'Photovoltaic Systems Technology', Kassel, Germany, 2003, www.uni-kassel.de/re.
- [10]: Djarallah, Mohamed, "CONTRIBUTION A L'ETUDE DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES RESIDENTIELS COUPLES AU RESEAU ELECTRIQUE," UNIVERSITE DE BATNA Thèse de Doctorat en Science, 2008.
- [11] al, J.E. Cotter , "P-Type Versus n-Type Silicon Wafers: Prospects for High-Efficiency commercial silicon solar cells," IEEE, vol. 53, no. 8, pp. 1893-1901, 2006.
- [12] N. Oleksiy, "Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités," Ecole Doctorale Thèse de Doctorat, 2005.
- [13] F. HEROGUEL, "les cellules photovoltaïques," Ecole Normale Supérieure, Lyon Epreuve de projet, 2007.
- [14]: B. Mohammed, "Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque autonome," Centre Universitaire De Bechar Mémoire de Magister, 2007-2008.
- [15] Emery, K.; Burdick, J.; Caiyem, Y.; Dunlavy, D.; Field, H.; Kroposki, B.; Moriarty, T.; Ottoson, L. Rummel, S.; Strand, T.; Wanlass, M.W.; « Temperature dependence of photovoltaic

cells, modules and systems » Photovoltaic Specialists Conference, 1996, Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, 13-17 May 1996 Page(s):1275 – 1278.

[16] Zaouk, D.; Zaatat, Y.; Khoury, A.; Llinares, C.; Charles, J.-P.; Bechara, J.; Ajaka, M.; « Electrical and optical characteristics of NAPS solar cells of Si (PiN) structure », Environment and Solar, 2000 Mediterranean Conference for 16-17 Nov. 2000 Page(s):93 – 95

[17] Jianhua Zhao; Aihua Wang; Campbell, P.; Green, M.A.; « A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping », Electron Devices, IEEE Transactions on Volume 46, Issue10, Oct.1999, Page(s):1978–1983

[18] Jianhua Zhao; Aihua Wang; Altermatt, P.P.; Wenham, S.R.; Green, M.A.; « 24% efficient silicon solar cells », Photovoltaic Energy Conversion, 1994. Conference Record of the Twenty Fourth ; IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on, Volume 2, 5-9 Dec. 1994 Page(s):1477 - 1480 vol.2

[19]Chenlei Wang, Hui Zhang, Tihu Wang, LiliZheng, « Solidification interface shape control in a continuous Czochralski silicon growth system », Journal of Crystal Growth, Volume 287, Issue 2, 25 January 2006, Pages 252-257

[20] Theresa L. Jester, « Crystalline Silicon Manufacturing Progress », PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS ,Prog. Photovolt: Res. Appl. 2002; 10:99–106 (DOI: 10.1002/pip.414)

[21] Kray, D.; Schumann, M.; Eyer, A.; Willeke, G.P.; Kubler, R.; Beinert, J.; Kleer, G.; “Solar Wafer Slicing with Loose and Fixed Grains”; Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 1, May 2006 Page(s):948–951, Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279613

[22] Muller, A.; Reinecke, M.; Bachmann, A.; Seifert, C.; Trommer, T.; Schindler, R.; « Towards larger and thinner wafers used in photovoltaic »; Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE, 3-7 Jan. 2005 Page(s):1019 – 1022.

[23]. Innovation | Créé le 07/11/2011 | Gwladys Thevenet
<http://www.simulateurenergetique.fr/Nouveaute-Les-capteurs-solaires-hybrides-PVT.photovoltaique-thermique>

[24] Duffie, J. A. and Beckman W. A, Solar Engineering of Thermal Processes, 2nd Edition, John Wiley & Sons, New York, (1991).

[25] Suzuki A. and Kitamura S, Combined photovoltaic and thermal hybrid collector.

Proceedings of the 1st photovoltaic science and engineering conference in Japan, Japanese journal of applied physics, Volume 19 (1980) supplement 19-2, p79-83, (1979).

- [26] Russell T. E.A, Combined photovoltaic/thermal collector panels of improved design. p990- 996, IEEE Photovoltaic Specialists Conference, p990-996, (1981).
- [27] Tscharnner R. et al., Low temperature liquid PV/T collector, 5th Photovoltaic Solar Energy Conference. (CEC), p560-564, (1983).
- [28] Lalovic B. et al., The application of hybrid a-Si:H PV and Thermal collectors for different usages. 8th Photovoltaic solar energy conference, (CEC), p280-283, (1988).
- [29] Sudhakar S.V. and Sharon M, Fabrication and performance evaluation of a photovoltaic/thermal hybrid system. SESI Journal 4(1): p1-7, (1994).
- [30] Florschuetz L.W, Extension of the Hottel-Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors. Solar Energy, Vol 22, p361-366, (1979).
- [31] Takashima T, New proposal for photovoltaic/thermal solar energy utilization method. Solar Energy, Vol. 52, p241-245, (1994).
- [32] Bergene T. and Lovvik O.M, Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells. Solar Energy, Vol. 55, p453-462, (1995).
- [33] Hendrie S.D, Photovoltaic/thermal collector development program - final report, Lexington, Massachusetts, Massachusetts Institute of Technology, Lincoln Laboratory, (1982).
- [34] Kern Jr. E.C. and Russell M. C., Combined photovoltaic and thermal hybrid collector systems. In Proc. 13th IEEE Photovoltaic Specialists, Washington DC, USA, p1153 - 1157. (1978).
- [35] Hendrie S. D, Evaluation of combined photovoltaic / thermal collectors. In Proc. ISES Int. Congress, Atlanta, USA, Vol. 3, p1865 – 1869, (1979).
- [36] Bhargava A. K, Garg H. P. and Agarwal R. K., Study of a hybrid solar system - solar air heater combined with solar cells. Energy Convers. Mgmt 31, 471 - 479. (1991).
- [37] Prakash J, Transient analysis of a photovoltaic / thermal solar collector for cogeneration of electricity and hot air / water. Energy Convers. Mgmt 35, p 967 – 972, (1994).
- [38] Sopian K., Liu H. T., Yigit K. S., Kakac S. and Veziroglu T. N., An investigation into the performance of a double pass photovoltaic thermal solar collector. In Proc. ASME Int. Mechanical Engineering Congress and Exhibition, San Francisco, USA, AES Vol. 35, p 89 – 94. (1995).
- [39] Brinkworth B. J, Cross B. M., Marshall R. H. and Hongxing Yang , Thermal regulation of photovoltaic cladding. Solar Energy 61, p169-178, (1997).
- [40] Garg H. P. and Adhikari R. S, Performance analysis of a hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) collector with integrated CPC troughs. Int. J. Energy Res.23, p1295 – 1304, (1999).

- [41] Hauser T., Rogash H, Latent heat storage on photovoltaics. In Proc. 16th European PV Solar Energy Conf. Glasgow, U.K. Vol III, p2265 – 2267, (2000).
- [42] Huang B.J, Lin T.H., Hung W.C. and Sun F.S., Performance evaluation of solar photovoltaic / thermal systems. Solar Energy 70, p443 – 448, (2001).
- [43] Zondag H. A., De Vries D.W., Van Helden W.G.J., Van Zolingen R.J.C., Van Steenhoven A.A, The thermal and electrical yield of a PV-Thermal collector. Solar Energy Vol. 72, No. 2, p113–128, (2002).
- [44] Zondag H. A., de Vries D.W., Van Helden W.G.J., Van Zolingen R.J.C., Van Steenhoven A.A, The yield of different combined PV-thermal collector designs. Solar Energy, 74, p235-269. (2003).
- [45] B. SANDNES and J. REKSTAD, A photovoltaic/thermal (pv/t) collector with a polymer absorber plate. Experimental study and analytical model. Solar Energy Vol. 72, No. 1, p63–73, (2002).
- [46] Tripanagnostopoulos Y., Yianoulis P. and Patrikios D, Hybrid PV - TC solar systems. In Proc. of Int. Conf. WREC IV, Denver, USA, p505 – 508, (1996).
- [47] Tripanagnostopoulos Y., Nousia Th. and Souliotis M, Hybrid PV - ICS systems. In Proc. of Int. Conf. WREC V, Florence, Italy, p1788 – 1791, (1998).
- [48] Tripanagnostopoulos Y., Nousia Th. and Souliotis M, Low cost improvements to building integrated air cooled hybrid PV – Thermal systems. In Proc. 16th European PV Solar Energy Conf. Glasgow, U.K. Vol II, p1874 – 1877, (2000).
- [49] Tripanagnostopoulos Y., Tzavellas D., Zoulia I. and Chortatou M, Hybrid PV/T systems with dual heat extraction operation. In Proc. 17th PV Solar Energy Conference, Munich, Germany, 22-26 Oct, p2515-2518, (2001).
- [50] Tripanagnostopoulos Y., Nousia Th., Souliotis M. and Yianoulis P, Hybrid Photovoltaic/Thermal solar systems. Solar Energy, 72,p 217-234, (2002).
- [51] Christophe Ménézo, Intégration de capteurs hybrides photovoltaïques thermiques au bâti. Projet de recherche intégré 6.2. Rapport final. Centre de Thermique de Lyon, (juillet 2004).
- [52] G. Fraisse, C.Viardot, O. Lafabrie and G. Achard. Development of a simplified and accurate building model based on electrical analogy. Energy and Building 1430, p1-14, (2002).
- [53] M.J.M. Jong, System studied on combined PV/Thermal panels. Elfes symposium thermische Solarenergie, 9-11 May , Kloster Banz, Staffelstein, Germany, (2001).
- [54] M.J.M. Jong, H.A., Zondag. System studies on combined PV thermal panels. 9th International Conference on solar Energy in High latitudes, Northsun 2001, 6-8 May, The Netherlands, (2001).

- [55] M. Bakker, K.J. Strootman, M.J.M. Jong, PVT panels: fully renewable and competitive, ISES SWC Göteborg, Germany, (2003).
- [56] H.A.Zondag, W.G.J. van Helden, PV-Thermal domestic systems. 3rd World Conference on Photovoltaic energy Conversion, Osaka, Japan, May 11-18, (2003).
- [57] Adel A. Ghoneim , Ahmad Y. Al-Hasan, Ali H. Abdullah, A economic analysis of photovoltaic-powered solar domestic hot water systems in Kuwait. *Renewable Energy* 25, p 81–100, (2002).
- [58] W.G.J. van Helden, H.A. Zondag, M.Bakker, M.J. Elswijk, M.J.M.Jong, K.J.Strootman, PVT panels and PVT collectors: pathways to distributed solar cogeneration. European solar Energy conference (ESTEC), 26-27 June, (2003).
- [59] K.adamoto, P. Supanich, T.Nualboonrueng, P.Sichanugrist, A-Si Hybrid solar collector. 3rd World Conference on photovoltaic Energy Conversion may 11-18, Osaka, japan, (2003).
- [60] M.J. Elswijk, M.J.M. Jong, K.J. Strootman, J.N.C. Braakman, E.T.N. de Lange, W.F. Smit. Photovoltaic/thermal collectors in large solar thermal systems.19th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 7-11, Paris, France, (Juin 2004).
- [61] M.Bakker, M.J. Elswijk, H.A. Zondag, M.T.N. Ottenbros, W.G.J. van Helden, Outdoor performance of uncovered pv/thermal panels. 19th European PV Solar Energy Conference and Exhibition. 7-11, Paris, France, (Juin 2004).
- [62] H.A. Zondag, M.J. Elswijk, M. Bakker, PV-Thermal collector development – an overview of the lessons learnt. 19th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 7-11 June , Paris, France (juin 2004).
- [63] Y. Tripanagnostopoulos, Low concentration hybrid photovoltaic/thermal (pv/t) solar energy systems. IP programme: “ICT Tools: PV systems Teaching and Learning Patra 1st July-10th July, (juillet 2004).
- [64] E. Geslain-Vertut, H. Demasles, D. Blanquet, Y. Lausenaz, Y. Jautard, E. Beluche and Y. Bouzidi, Optimisation of the design of a semi-transparent photovoltaic roof (PV/Thermal modules), 19th European Photovoltaic and Solar Energy Conference and Exhibition, Paris,(juin 2004).
- [65] http://www.canren.gc.ca/prod_serv/index_f.asp?CaId=141&PgId=751 (2005).
- [66] http://www.cyber.uhp-nancy.fr/demos/CH-TCHAL/cha_2/index.html (2005).
- [67] Ashley B. Abbott, Analysis of Thermal Energy Collection from Precast Concrete Roof Assemblies. Master of Science In Mechanical Engineering, faculty of Virginia Polytechnic Institute and State University, USA, (juillet 2004).

- [68] J.M. Koo, development of a flat-plate solar collector design program. Master of science (mechanical engineering), university of wisconsin-madison, USA,(1999).
- [69] Duffie, J. A. and Beckman W. A, Solar Energy Thermal Process. Wiley-Interscience, New York, (1974).
- [70] ASHRAE Standard 93-86, Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors, American Society of Heating, Refrigeration, and Air Conditioning Engineers, (1986).
- [71] SRCC Document RM-1, Methodology for Determining the Thermal Performance Rating for Solar Collectors. Solar Rating and Certification Corporation, Florida, (1994).
- [72] K. G. T Hollands, T. E .Unny. G. D .Raithby and L. Lonicek., Free Convection Heat Transfer Across Inclined Air Layers. Transactions of ASME Journal of Heat Transfer, Vol. 98, pp. 189, (1976).
- [73] Y.Yiqin, K. G. T .Hollands, A. P .Brunger, Measured Top Heat Loss Coefficients for Flat Plate Collectors with Inner Teflon Covers. Proceedings of the Biennial Congress of the International Solar Energy Society, Denver, Colorado, USA, August 19-23, pp. 1200, (1991).
- [74] www.solar-project.ch info@ solar-project.ch Solar project Sàrl.
- [75] IEA SolarPACES, TechnologyCharacterizationSolarDishSystems, http://www.solarpaces.org/solar_dish.pdf. Consulté le 8 Septembre 2011.
- [76] http://en.wikipedia.org/wiki/Solar_thermal_collector, 19.11.2010.
- [77] A.GAMA ; Etude et réalisation d'un concentrateur cylindroparabolique avec poursuite solaire aveugle ; revue des énergies renouvelables vol 11 n° 3 ; 2008.
- [78] IEA SolarPACES." 2007.http://www.solarpaces.org/CSP_Technology/docs/solar_dish.pdf. Consulté le 8 Septembre 2011.
- [79] Sylvain, Q. (2007) ; Les centrales solaires à concentration ; université de LIEGE, Belgique
- [80] Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation, Renewable Energies, http://www.trec-eumena.org/re_energies. Consulté le 25 Décembre 2011.
- [81] El Fadar, A., Mimet, A., Azzabakh, A., Garcia, M.P., Castaing, J., 2007. Etude numérique du transfert de chaleur et de masse dans un réacteur d'une machine frigorifique à adsorption d'ammoniac sur charbon actif, chauffé à l'aide d'un caloduc, couplé avec un cylindro-parabolique. 13 èmes Journées Internationales de Thermique.

- [82] Wassila CHEKIROU, Nehmen BOUKHEIT, Tahar KERBACHE « analyse thermique pour l'absorbeur d'un concentrateur solaire cylindro- parabolique » Département de physique, Faculté des Sciences, Université Mentouri Constantine. Le 15 au 17 Novembre 2005.
- [83] Benderradji, A., Moussa, H.B., Ameghchouche, M., n.d. Simulation et Prédiction des Pertes Thermiques pour l'Absorbeur d'un Concentrateur Cylindro-Parabolique. *Revue des Energies Renouvelables* 67–72.
- [84] Abderraouf Meziani et Mohamed Temim, Mémoire de fin d'étude, « Étude d'un capteur solaire a eau avec effet de concentrateur de type cylindro-parabolique », Université de Biskra, 2005.
- [85] Walker, G. (1980). *Stirling Engines*. Oxford.
- [86] Fath, H.E., 1995. Thermal performance of a simple design solar air heater with built-in thermal energy storage system. *Renewable energy* 6, 1033–1039.
- [87] Johan Nilssona, Ralf Leutzb, Bjoörn Karlsson” Micro-structured reflector surfaces for a stationary asymmetric parabolic solar concentrator » aDivision of Energy and Building Design, Department of Architecture and Built Environment, Lund University, Sweden.2006.
- [88] Chen, C.-F., Lin, C.-H., Jan, H.-T., 2010. A solar concentrator with two reflection mirrors designed by using a ray tracing method. *Optik-International Journal for Light and Electron Optics* 121, 1042–1051.
- [89] R. Tscharnner, H. Curtins, J.P. Häring, R. Schwarz and A.V. Shah, ‘Low Temperature Liquid PV/T Collector’, *Proceedings of the 5th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, CEC, Athen*, pp. 560 - 564, October 1983.
- [90] S.V. Sudhakar and M. Sharon, ‘Fabrication and Performance Evaluation of a Photovoltaic/Thermal Hybrid System’, *SESI Journal*, Vol. 4, N°1, pp. 1 - 7, 1994.
- [91] L.W. Florschuetz, ‘Extension of the Hottel-Whillier Model to the Analysis of Combined Photovoltaic/Thermal Flat Plate Collectors’, *Solar Energy*, Vol. 22, N°4, pp. 361 - 366, 1979.
- [92] T. Bergene and O.M. Lovvik, ‘Model Calculations on a Flat-Plate Solar Heat Collector with Integrated Solar Cells’, *Solar Energy*, Vol. 55, N°6, pp. 453 - 462, 1995.
- [93] J.A. Duffie and W.A. Beckman, ‘Solar Energy Thermal Process’, Wiley-Interscience, NewYork, 1974.
- [94] ASHRAE Standard 93-86, ‘Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors’, American Society of Heating, Refrigeration, and Air Conditioning Engineers, Atlanta, USA, 1986.
- [95] SRCC Document RM-1, ‘Methodology for Determining the Thermal Performance Rating for Solar Collectors’, Solar Rating and Certification Corporation, Florida, 1994.

[96] K.G.T Hollands, T.E. Unny, G.D. Raithby and L. Konicek, 'Free Convection Heat Transfer Across Inclined Air Layers', Transactions of ASME, Series C, Journal of Heat Transfer, Vol. 98, N°2, pp. 189 - 193, 1976.

[97] Y. Yiqin, K.G.T. Hollands and A.P. Brunger, 'Measured Top Heat Loss Coefficients for Flat Plate Collectors with Inner Teflon Covers', Proceedings of the Biennial Congress of the International Solar Energy Society, Denver, Colorado, USA, August 19-23, pp. 1200 – 1210, 1991.

[98] H.A. Zondag, 'Flat Plate PV-Thermal Collector's and Systems: A Review', Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 12, N°4, pp. 891 – 959, 2008.

[99] H.A. Zondag, M. Bakker and W.G.J. Helden, 'PV / T Roadmap-a European Guide for the Development and Market Introduction of PV-Thermal Technology', Rapport EU-Projet PVCatapult, 87 p., 2005.

[100] Y. Tripagnostopoulos, 'Aspects and Improvements of Hybrid Photovoltaic / Thermal Solar Energy Systems', Solar Energy, Vol. 81, N°9, pp. 1117 – 1131, 2007.

[101] Ebrahim M. Ali Alfegi, Kamaruzzaman Sopian, Mohd Yusof Hj Othman and Baharudin Bin Yatim, 'Mathematical Model of Double Pass Photovoltaic Thermal Air Collector with Fins', American Journal of Environmental Sciences, Vol. 5, N°5, pp. 592 - 598, 2009.

[102] T.T. Chow, W. HE, J. Ji and A.L.S. Chan, 'Performance Evaluation of Photovoltaic – Thermosyphon System for Subtropical Climate Application', Solar Energy, Vol. 81, N°1, pp. 123 – 130, 2007.

[103] K. Touafek, A. Malek et M. Haddadi, 'Etude Expérimentale du Capteur Hybride Photovoltaïque Thermique', Revue des Energies Renouvelables, Vol. 9, N°3, pp. 143 – 154, 2006.

[104] K. Touafek, M. Haddadi and A. Malek, 'Experimental Study on a New Hybrid Photovoltaic Thermal Collector', Applied Solar Energy, Vol. 45, N°3, pp. 181 – 186, 2009.

Annexes

❖ Evolution de l'éclairage solaire globale pendant le jour 22/04/2015

Temps	Eclairage	Temps	Eclairage
07,10	111.52	14,30	682.3795
07,20	142.2368	14,40	465.1385
07,30	175.812	14,50	437.3346
07,40	212.0346	15,00	679.5164
07,50	249.8389	15,10	979.4219
08,00	288.0851	15,20	803.9816
08,10	330.4493	15,30	839.7065
08,20	366.7688	15,40	637.5504
08,30	419.1901	15,50	735.5126
08,40	464.4659	16,00	701.5447
08,50	480.5442	16,10	642.9254
09,00	543.2287	16,20	578.1869
09,10	548.1838	16,30	631.2762
09,20	500.5772	16,40	555.853
09,30	595.6339	16,50	459.0359
09,40	636.1305	17,00	308.4585
09,50	643.6447	17,10	244.38
10,00	678.0037	17,20	244.4863
10,10	716.6652	17,30	205.435
10,20	772.6369	17,40	181.302
10,30	773.0851	17,50	153.9296
10,40	778.5123	18,00	122.5427
10,50	689.8773		
11,00	774.9237		
11,10	937.1879		
11,20	653.5705		
11,30	635.5257		
11,40	777.9364		
11,50	637.2042		
12,00	806.1617		
12,10	895.9708		
12,20	870.3753		
12,30	618.2079		
12,40	827.2327		
12,50	813.0761		
13,00	870.801		
13,10	890.8651		
13,20	992.5471		
13,30	1007.822		
13,40	983.1552		
13,50	937.5619		
14,00	932.1194		
14,10	917.3066		
14,20	893.9063		

❖ Evolution de l'éclairement solaire globale pendant le jour 23/04/2015

Temps	Eclairement	Temps	Eclairement
07,10	111.2915	14,30	489.7609
07,20	144.3801	14,40	827.9244
07,30	169.6358	14,50	839.5212
07,40	193.502	15,00	816.1694
07,50	241.0942	15,10	787.567
08,00	307.6146	15,20	761.2792
08,10	287.532	15,30	734.3038
08,20	247.508	15,40	707.6019
08,30	317.8372	15,50	672.6017
08,40	365.0178	16,00	648.0253
08,50	313.2332	16,10	611.7784
09,00	419.8254	16,20	577.9414
09,10	433.1387	16,30	512.6812
09,20	395.5431	16,40	480.6045
09,30	694.4722	16,50	406.6189
09,40	671.715	17,00	454.7488
09,50	563.874	17,10	410.4651
10,00	538.7627	17,20	368.0532
10,10	817.34	17,30	322.0892
10,20	868.5965	17,40	285.5252
10,30	634.1592	17,50	248.9741
10,40	628.4474	18,00	211.1163
10,50	743.8569		
11,00	847.5481		
11,10	887.6227		
11,20	914.4182		
11,30	934.03		
11,40	814.919		
11,50	765.0772		
12,00	949.0152		
12,10	975.4651		
12,20	969.1127		
12,30	931.6184		
12,40	871.8867		
12,50	943.0073		
13,00	978.715		
13,10	880.2152		
13,20	913.3351		
13,30	958.39		
13,40	978.2998		
13,50	893.0659		
14,00	955.923		
14,10	922.3361		
14,20	785.7595		

❖ Evolution de la température ambiante pendant le jour 22/04/2015

Temps	Température ambiante		
8.04	18	15.34	28
8.14	18.3	15.44	28.2
8.24	18.5	15.54	28.1
8.34	18.9	16.04	28.2
8.44	19	16.14	28.2
8.54	19	16.24	28.6
9.04	19.3	16.34	28.2
9.14	19.2	16.44	27.8
9.24	19.6	16.54	27.8
9.34	20	17.04	27.6
9.44	20	17.14	27.4
9.54	20.4	17.24	27.6
10.05	20.8	17.34	27.4
10.15	21.1	17.44	27.2
10.25	21.5	17.54	27
10.36	22	18.04	26.8
10.46	22.3		
11.04	23.3		
11.14	22.8		
11.24	23.1		
11.34	23.7		
11.44	23.8		
11.54	24.6		
12.04	25.1		
12.14	25.4		
12.24	25.4		
12.34	25.7		
12.44	25.8		
12.54	26.1		
13.04	26		
13.14	26.6		
13.24	27		
13.34	27		
13.44	27.2		
13.54	27.4		
14.04	27.2		
14.14	27.5		
14.24	27.2		
14.34	27.1		
14.44	27.4		
14.54	27.5		
15.04	28		
15.14	28.1		
15.24	28.2		

❖ Evolution de la température ambiante pendant le jour 23/04/2015

Temps	Température ambiant	Temps	Température ambiant
8.03	20.5	15.36	31.8
8.15	20.7	15.46	32.3
8.25	20.7	15.56	32.3
8.43	20.9	16.06	32.3
8.53	21.6	16.16	32.3
9.03	22.1	16.26	32.5
9.13	22.2	16.37	32.3
9.23	23	16.46	32.2
9.33	23.5	16.58	32.2
9.43	23.7	17.08	32.2
9.53	23.8	17.18	32
10.03	24	17.28	32
10.13	25.1	17.38	31.9
10.23	24.6	17.48	31.7
10.33	25.1	17.58	31.6
10.43	25.2	18.08	31.5
10.53	26.4		
11.03	26.6		
11.13	26		
11.23	26.7		
11.33	26.4		
11.43	27.3		
11.53	27.8		
12.03	28.4		
12.13	28.7		
12.23	28.8		
12.33	28.5		
12.47	29.4		
12.58	29.1		
13.08	29		
13.16	29.9		
13.26	30.1		
13.36	30.4		
13.46	30.2		
13.56	31.4		
14.06	30.7		
14.16	31.1		
14.26	31.1		
14.36	31.4		
14.46	32.1		
14.56	31.9		
15.06	31.7		
15.16	31.8		
15.26	32.1		

❖ Variation de la température d'entrée et sortie du capteur hybride PV/T pendant le jour

22/04/2015

Temps	Te	Ts	Temps	Te	Ts	Temps	Te	Ts
8.11	25.592	39.765	11.41	27.079	32.395	15.11	25.632	31.774
8.16	26.002	40.045	11.46	28.45	31.531	15.16	26.507	31.152
8.21	27.033	39.968	11.51	29.062	30.557	15.21	26.007	31.412
8.26	30.415	38.112	11.56	28.78	30.516	15.26	25.491	31.884
8.31	32.059	36.585	12.01	28.225	31.781	15.31	26.517	31.448
8.36	31.6	35.913	12.06	28.272	32.127	15.36	25.855	31.746
8.41	31.934	34.821	12.11	27.338	32.042	15.41	27.384	30.024
8.46	31.58	34.54	12.16	27.21	32.327	15.46	26.849	30.937
8.51	30.874	34.285	12.21	26.643	32.327	15.51	26.005	30.978
8.56	30.625	34.424	12.26	27.388	32.137	15.56	25.497	31.061
9.01	30.513	34.192	12.31	28.436	30.713	16.01	26.727	30.707
9.06	30.87	33.981	12.36	27.947	31.626	16.06	26.28	30.557
9.11	30.103	34.133	12.41	27.508	31.736	16.11	25.423	31.547
9.16	30.358	33.711	12.46	27.938	31.766	16.16	26.531	30.748
9.21	29.935	33.845	12.51	28.331	31.539	16.21	26.524	29.652
9.26	29.969	33.804	12.56	28.322	31.141	16.26	26.735	30.176
9.31	29.227	34.037	13.01	27.176	32.145	16.31	27.829	30.107
9.36	30.025	34.369	13.06	27.54	31.654	16.36	26.114	30.996
9.41	29.417	34.082	13.11	28.353	31.073	16.41	27.129	30.417
9.46	29.315	34.348	13.16	26.779	31.903	16.46	26.377	30.713
9.51	29.359	34.143	13.21	27.919	30.504	16.51	26.626	31.226
9.56	29.59	34.203	13.26	27.683	31.749	16.56	27.199	31.072
10.01	29.692	34.711	13.31	27.504	32.038	17.01	27.159	30.927
10.06	29.398	34.533	13.36	26.231	32.548	17.06	28.143	30.207
10.11	30.211	34.719	13.41	26.41	32.682	17.11	28.078	30.608
10.16	29.253	34.699	13.46	26.628	32.026	17.16	28.589	30.103
10.21	29.118	35.003	13.51	27.554	31.503	17.21	28.552	30.012
10.26	28.572	35.34	13.56	26.379	31.423	17.26	28.344	30.58
10.31	29.239	35.118	14.01	26.245	31.851	17.31	28.887	29.985
10.36	28.251	35.506	14.06	25.954	31.879	17.36	28.588	30.13
10.41	28.878	34.96	14.11	25.759	32.104	17.41	29.004	30.135
10.46	28.463	35.086	14.16	26.516	31.903	17.46	28.882	30.133
10.51	28.844	34.675	14.21	25.554	32.348	17.51	29.197	30.127
10.56	29.418	34.464	14.26	27.043	31.286	17.56	29.038	30.16
11.01	29.878	34.897	14.31	25.519	32.257	18.01	29.213	30.196
11.06	28.672	34.785	14.36	26.619	31.76			
11.11	26.337	35.087	14.41	27.738	31.187			
11.16	28.519	33.825	14.46	28.102	30.547			
11.21	28.76	33.095	14.51	28.353	30.562			
11.26	28.245	32.723	14.56	29.689	28.8			
11.31	28.933	32.374	15.01	27.799	30.051			
11.36	28.904	32.012	15.06	26.907	30.613			

❖ Variation de la température d'entrée et sortie du capteur hybride PV/T pendant le jour

23/04/2015

Temps	Te	Ts	Temps	Te	Ts
06:01	25.801	40.183	09:40	28.68	31.693
06:06	25.878	39.842	09:45	27.837	33.441
06:11	25.9	39.932	09:50	28.052	32.336
06:16	25.952	39.62	09:55	28.261	32.124
06:21	25.82	39.769	10:00	28.513	32.363
06:26	25.897	39.658	10:05	29.318	30.252
06:31	26.152	39.487	10:10	29.537	30.188
06:36	26.169	39.53	10:15	29.733	30.539
06:41	26.509	39.162	10:20	28.931	30.646
06:46	26.213	39.552	10:25	28.58	31.044
06:51	26.01	39.831	10:30	29.033	31.138
06:56	25.809	39.975	10:35	28.616	31.091
07:01	26.018	39.574	10:40	28.546	31.457
07:06	26.405	39.392	10:45	29.708	30.046
07:11	26.301	39.316	10:50	29.714	29.218
07:16	26.457	39.064	10:55	30.132	29.965
07:21	26.841	38.616	11:00	30.349	29.642
07:26	26.912	38.372	11:05	29.431	31.87
07:31	26.978	38.762	11:10	29.586	32.18
07:36	27.209	38.451	11:15	28.866	32.48
07:41	27.467	38.264	11:20	28.916	32.176
07:46	27.579	38.185	11:25	29.789	30.656
07:51	27.352	38.177	11:30	30.341	30.756
08:05	26.207	36.183	11:35	29.469	32.091
08:10	26.53	36.814	11:40	29.227	32.701
08:15	26.649	37.188	11:45	30.674	30.53
08:20	27.02	36.878	11:50	30.294	29.859
08:25	27.058	36.61	11:55	30.431	30.607
08:30	26.79	36.286	12:00	30.955	29.263
08:35	26.503	36.415	12:05	29.41	32.66
08:40	26.405	36.547	12:10	29.72	31.226
08:45	26.796	35.77	12:15	30.694	29.112
08:50	26.996	35.163	12:20	31.07	28.986
08:55	27.016	34.764	12:25	31.078	31.153
09:00	27.261	34.501	12:30	31.311	28.906
09:05	27.064	34.702	12:35	31.803	29.175
09:10	26.524	34.971	12:40	31.478	29.469
09:15	26.111	35.214	12:45	33.114	29.013
09:20	27.562	33.108	12:50	35.39	27.938
09:25	28.611	30.803	12:55	33.079	29.004
09:30	27.897	33.081	13:00	32.769	28.98
09:35	28.193	31.923	13:05	32.969	29.423

13:10	33.328	28.297	17:00	31.421	29.345
13:15	33.569	29.216	17:05	31.149	30.004
13:20	33.388	29.046	17:10	31.948	29.554
13:25	33.687	29.488	17:15	31.138	29.784
13:30	33.284	29.145	17:20	30.924	30.119
13:35	32.963	29.422	17:25	31.223	30.212
13:40	34.645	28.481	17:30	31.528	29.99
13:45	33.114	29.406	17:35	31.547	29.855
13:50	32.064	28.946	17:40	31.305	29.874
13:55	33.567	28.561	17:45	30.718	31.427
14:00	33.933	29.112	17:50	30.271	32.012
14:05	33.127	28.483	17:55	30.153	32.324
14:10	33.301	28.904	18:00	30.134	32.431
14:15	33.203	28.839			
14:20	32.272	29.479			
14:25	32.828	28.389			
14:30	33.101	29.118			
14:35	33.263	27.719			
14:40	32.532	28.686			
14:45	32.679	27.453			
14:50	32.616	28.905			
14:55	33.655	27.864			
15:00	30.498	29.717			
15:05	30.921	28.447			
15:10	31.111	28.888			
15:15	31.782	28.435			
15:20	31.692	28.417			
15:25	30.628	29.466			
15:30	32.624	28.625			
15:35	31.896	28.634			
15:40	31.114	28.91			
15:45	31.7	29.045			
15:50	30.549	29.936			
15:55	31.458	29.294			
16:00	31.842	28.345			
16:05	32.256	28.293			
16:10	31.035	28.991			
16:15	31.551	28.866			
16:20	31.288	28.584			
16:25	31.966	28.644			
16:30	31.705	28.271			
16:35	31.716	28.808			
16:40	30.938	29.606			
16:45	31.552	28.919			
16:50	31.344	28.72			
16:55	32.383	28.376			

❖ Variation de courantes tensions (I-V) à vide du capteur hybride PV/T et du module photovoltaïque classique 04/05/2015 à 8h.

I (PV)	V (PV)	I (PVT)	V (PVT)
18.82578	0	19.08626	0
18.39953	0.2028	18.61265	0.2028
17.99697	0.37663	18.21009	0.37663
17.49968	0.57943	17.7128	0.57943
17.0024	0.72428	17.19184	0.72428
16.38671	0.89811	16.55247	0.89811
15.74735	1.014	15.88943	1.04297
14.87118	1.12988	14.94222	1.15885
13.97133	1.24577	13.99501	1.2168
12.88204	1.27474	12.811	1.27474
11.93483	1.27474	11.74539	1.27474
10.94026	1.30371	10.7745	1.27474
10.11145	1.33268	9.89833	1.27474
9.35369	1.33268	9.16425	1.27474
8.76168	1.33268	8.59592	1.30371
8.16968	1.33268	8.02759	1.30371
7.88551	1.30371	7.76711	1.27474
7.41191	1.30371	7.26983	1.30371
7.03303	1.30371	6.9383	1.27474
6.65414	1.33268	6.5831	1.27474
6.32262	1.30371	6.25158	1.30371
5.96742	1.30371	5.94374	1.30371
5.75429	1.33268	5.70693	1.30371
5.49381	1.27474	5.44645	1.27474
5.30437	1.33268	5.23333	1.30371
5.09125	1.30371	5.02021	1.30371
4.90181	1.33268	4.85445	1.30371
4.71236	1.33268	4.68868	1.33268
4.5466	1.33268	4.52292	1.30371
4.40452	1.33268	4.35716	1.30371
4.26244	1.33268	4.23876	1.30371
4.12036	1.36165	4.09668	1.30371
4.00196	1.33268	3.9546	1.30371
3.88356	1.33268	3.85988	1.33268
3.78884	1.33268	3.74147	1.33268
3.67043	1.33268	3.64675	1.33268
3.57571	1.33268	3.55203	1.30371
3.48099	1.33268	3.43363	1.33268
3.40995	1.33268	3.38627	1.33268
3.31523	1.33268	3.29155	1.33268
3.24419	1.33268	3.22051	1.33268
3.17315	1.33268	3.14947	1.33268

3.10211	1.33268	3.07843	1.33268
3.03107	1.33268	3.00739	1.33268
2.98371	1.33268	2.93635	1.33268
2.88899	1.33268	2.88899	1.33268
2.84163	1.33268	2.81795	1.30371
2.79427	1.33268	2.74691	1.27474
2.74691	1.33268	2.72323	1.33268
2.69955	1.33268	2.67586	1.30371
2.58114	1.33268	2.65218	1.30371
2.60482	1.33268	2.58114	1.33268
2.53378	1.33268	2.53378	1.30371
2.48642	1.33268	2.48642	1.33268
2.46274	1.33268	2.43906	1.30371
2.43906	1.33268	2.41538	1.30371
2.3917	1.33268	2.36802	1.30371
2.34434	1.33268	2.32066	1.30371
2.32066	1.36165	2.2733	1.33268
2.2733	1.33268	2.24962	1.36165
2.24962	1.33268	2.22594	1.30371
2.20226	1.33268	2.20226	1.30371
2.20226	1.33268	2.1549	1.33268
2.13122	1.33268	2.13122	1.27474
1.98914	1.30371	1.98914	1.30371
1.96546	1.30371	1.96546	1.30371
1.94178	1.30371	1.9181	1.30371
1.9181	1.30371	1.9181	1.30371
1.89442	1.30371	1.87074	1.30371
1.87074	1.30371	1.87074	1.30371
1.84706	1.30371	1.84706	1.30371
1.82338	1.30371	1.82338	1.30371
1.82338	1.30371	1.7997	1.30371
1.7997	1.30371	1.77602	1.30371
1.77602	1.30371	1.75234	1.30371
1.75234	1.30371	1.72866	1.33268
1.72866	1.33268	1.72866	1.30371
1.70498	1.30371	1.6813	1.30371
1.6813	1.33268	1.6813	1.30371
1.6813	1.30371	1.65762	1.30371
1.65762	1.30371	1.65762	1.30371
1.65762	1.30371	1.63394	1.30371
1.63394	1.30371	1.61025	1.30371
1.61025	1.30371	1.61025	1.30371
1.58657	1.30371	1.58657	1.30371
1.58657	1.33268	1.56289	1.30371
1.56289	1.33268	1.56289	1.27474
1.56289	1.33268	1.53921	1.30371
1.53921	1.30371	1.51553	1.33268

1.51553	1.30371	1.49185	1.30371
1.49185	1.30371	1.49185	1.30371
1.49185	1.33268	1.49185	1.30371
1.49185	1.33268	1.44449	1.30371
1.46817	1.30371	1.46817	1.30371
1.46817	1.30371	1.44449	1.30371
1.44449	1.33268	1.42081	1.30371
1.42081	1.30371	1.42081	1.30371
1.42081	1.30371	1.39713	1.30371
1.39713	1.33268	1.39713	1.30371

Variation de courantes tensions (I-V) à vide du capteur hybride PV/T et du module photovoltaïque classique 04/05/2015 à 14h.

I (PV)	V (PV)	I (PVT)	V (PVT)
18.16273	0	18.54161	0.02897
17.83121	0.2028	18.21009	0.2028
17.54704	0.37663	17.92593	0.4056
17.21552	0.57943	17.64176	0.6084
16.93136	0.72428	17.38128	0.78223
16.57615	0.92708	17.07344	0.95605
16.24463	1.07194	16.81296	1.12988
15.88943	1.2168	16.48143	1.30371
15.53422	1.36165	16.19727	1.44857
15.10798	1.50651	15.88943	1.6224
14.7291	1.6224	15.60527	1.73828
14.25549	1.73828	15.25006	1.88314
13.80557	1.8252	14.94222	1.99902
13.26092	1.88314	14.56334	2.11491
12.76364	1.94108	14.23181	2.23079
12.19531	2.02799	13.87661	2.31771
11.91115	2.02799	13.66349	2.34668
11.34283	2.05697	13.23724	2.40462
10.86922	2.05697	12.90572	2.49154
10.34826	2.08594	12.40844	2.57845
9.92201	2.08594	12.02955	2.57845
9.44841	2.08594	11.60331	2.63639
9.0932	2.11491	11.2481	2.72331
8.69064	2.11491	10.82186	2.66536
8.3828	2.11491	10.44298	2.69434
8.02759	2.14388	10.06409	2.72331
7.71975	2.11491	9.75625	2.72331
7.45927	2.11491	9.40105	2.72331
7.22247	2.11491	9.0932	2.72331
6.96198	2.11491	8.78536	2.75228
6.74886	2.11491	8.52488	2.72331
6.53574	2.11491	8.2644	2.72331

6.3463	2.11491	8.02759	2.75228
6.13318	2.11491	7.76711	2.75228
5.96742	2.11491	7.57767	2.75228
5.80165	2.11491	7.36455	2.75228
5.65957	2.11491	7.17511	2.75228
5.49381	2.11491	6.98566	2.75228
5.37541	2.11491	6.84358	2.75228
5.23333	2.14388	6.67782	2.75228
5.11493	2.14388	6.51206	2.75228
4.99653	2.11491	6.36998	2.78125
4.90181	2.11491	6.25158	2.78125
4.7834	2.11491	6.1095	2.78125
4.68868	2.11491	5.96742	2.78125
4.57028	2.11491	5.84901	2.78125
4.49924	2.11491	5.73061	2.78125
4.38084	2.11491	5.63589	2.78125
4.33348	2.11491	5.56485	2.75228
4.23876	2.11491	5.44645	2.78125
4.1914	2.11491	5.37541	2.75228
4.09668	2.11491	5.25701	2.75228
4.02564	2.11491	5.16229	2.75228
3.9546	2.11491	5.06757	2.78125
3.90724	2.11491	4.99653	2.78125
3.81252	2.11491	4.90181	2.78125
3.76516	2.11491	4.83076	2.78125
3.69411	2.11491	4.73604	2.81022
3.62307	2.11491	4.665	2.78125
3.48099	2.11491	4.61764	2.78125
3.52835	2.11491	4.5466	2.78125
3.45731	2.11491	4.45188	2.75228
3.40995	2.11491	4.40452	2.78125
3.36259	2.11491	4.35716	2.75228
3.14947	2.08594	4.073	2.75228
3.10211	2.08594	4.00196	2.75228
3.07843	2.11491	3.9546	2.75228
3.00739	2.08594	3.93092	2.75228
2.98371	2.08594	3.88356	2.75228
2.96003	2.08594	3.8362	2.75228
2.91267	2.08594	3.76516	2.75228
2.88899	2.08594	3.74147	2.75228
2.84163	2.08594	3.67043	2.75228
2.81795	2.08594	3.64675	2.78125
2.77059	2.08594	3.59939	2.75228
2.74691	2.08594	3.55203	2.75228
2.72323	2.08594	3.52835	2.78125
2.67586	2.08594	3.48099	2.78125
2.6285	2.08594	3.45731	2.72331

2.6285	2.08594	3.40995	2.81022
2.60482	2.08594	3.36259	2.75228
2.58114	2.08594	3.36259	2.75228
2.55746	2.08594	3.31523	2.75228
2.53378	2.08594	3.29155	2.75228
2.5101	2.17285	3.26787	2.75228
2.48642	2.08594	3.22051	2.75228
2.46274	2.08594	3.19683	2.78125
2.43906	2.08594	3.17315	2.75228
2.41538	2.08594	3.12579	2.75228
2.36802	2.05697	3.10211	2.75228
2.34434	2.08594	3.07843	2.75228
2.34434	2.08594	3.05475	2.78125
2.32066	2.08594	3.03107	2.78125
2.29698	2.08594	3.00739	2.78125
2.2733	2.08594	2.98371	2.75228
2.2733	2.08594	2.96003	2.78125
2.2733	2.08594	2.91267	2.78125
2.20226	2.08594	2.88899	2.75228
2.20226	2.08594	2.86531	2.78125

❖ **Variation de courantes tensions (I-V) à vide du capteur hybride PV/T et du module photovoltaïque classique 30/04/2015 à 15h.**

I (PV)	V (PV)	I (PVT)	V (PVT)
18.61265	0	18.44689	0
18.28113	0.2028	18.11537	0.17383
17.97329	0.37663	17.83121	0.37663
17.68912	0.57943	17.52336	0.57943
17.3576	0.72428	17.21552	0.72428
17.02608	0.95605	16.884	0.95605
16.74192	1.10091	16.57615	1.07194
16.36303	1.27474	16.24463	1.24577
16.05519	1.39063	15.91311	1.39063
15.67631	1.53548	15.53422	1.53548
15.3211	1.65137	15.2027	1.65137
14.89486	1.79622	14.77646	1.79622
14.46861	1.88314	14.37389	1.88314
13.99501	1.99902	13.92397	1.97005
13.54509	2.05697	13.47405	2.05697
13.02412	2.11491	13.00044	2.11491
12.76364	2.11491	12.76364	2.11491
12.24267	2.17285	12.24267	2.17285
11.76907	2.20182	11.79275	2.20182
11.2481	2.23079	11.27178	2.25977
10.79818	2.25977	10.84554	2.25977
10.32458	2.25977	10.3009	2.25977

9.94569	2.28874	9.92201	2.25977
9.54313	2.28874	9.51945	2.31771
9.18793	2.28874	9.16425	2.28874
8.80904	2.28874	8.78536	2.28874
8.5012	2.28874	8.54856	2.28874
8.19336	2.28874	8.19336	2.28874
7.93287	2.28874	7.93287	2.28874
7.64871	2.31771	7.64871	2.28874
7.43559	2.31771	7.43559	2.31771
7.19879	2.31771	7.19879	2.31771
6.96198	2.31771	7.00935	2.31771
6.77254	2.31771	6.79622	2.37565
6.5831	2.31771	6.63046	2.34668
6.39366	2.31771	6.44102	2.34668
6.2279	2.31771	6.29894	2.34668
6.06214	2.28874	6.13318	2.34668
5.92006	2.31771	5.9911	2.34668
5.77797	2.34668	5.84901	2.34668
5.65957	2.31771	5.70693	2.34668
5.51749	2.31771	5.58853	2.34668
5.39909	2.31771	5.47013	2.34668
5.28069	2.31771	5.35173	2.37565
5.18597	2.31771	5.25701	2.34668
5.06757	2.31771	5.13861	2.37565
4.97285	2.31771	5.02021	2.37565
4.87813	2.34668	4.94917	2.37565
4.83076	2.31771	4.90181	2.34668
4.71236	2.31771	4.7834	2.37565
4.64132	2.31771	4.73604	2.37565
4.5466	2.31771	4.64132	2.34668
4.47556	2.31771	4.5466	2.37565
4.40452	2.31771	4.47556	2.34668
4.33348	2.40462	4.40452	2.34668
4.23876	2.31771	4.33348	2.34668
4.16772	2.31771	4.26244	2.34668
4.12036	2.31771	4.1914	2.34668
4.04932	2.34668	4.14404	2.40462
3.97828	2.34668	4.073	2.40462
3.90724	2.31771	4.00196	2.40462
3.85988	2.31771	3.9546	2.34668
3.81252	2.34668	3.90724	2.40462
3.74147	2.34668	3.85988	2.40462
3.55203	2.31771	3.59939	2.37565
3.45731	2.28874	3.55203	2.34668
3.40995	2.31771	3.50467	2.37565
3.38627	2.31771	3.48099	2.37565
3.33891	2.31771	3.43363	2.37565

3.29155	2.31771	3.38627	2.37565
3.26787	2.31771	3.36259	2.37565
3.22051	2.31771	3.31523	2.37565
3.17315	2.28874	3.24419	2.37565
3.14947	2.28874	3.22051	2.37565
3.10211	2.31771	3.19683	2.37565
3.07843	2.31771	3.17315	2.40462
3.03107	2.31771	3.12579	2.37565
3.00739	2.31771	3.10211	2.40462
2.98371	2.31771	3.07843	2.40462
2.93635	2.31771	3.03107	2.40462
2.93635	2.31771	3.00739	2.40462
2.88899	2.31771	3.00739	2.40462
2.86531	2.31771	2.98371	2.37565
2.84163	2.31771	2.88899	2.37565
2.79427	2.31771	2.88899	2.40462
2.77059	2.31771	2.86531	2.40462
2.74691	2.31771	2.86531	2.40462
2.74691	2.31771	2.81795	2.40462
2.69955	2.31771	2.79427	2.40462
2.67586	2.31771	2.77059	2.37565
2.65218	2.31771	2.74691	2.40462
2.6285	2.34668	2.72323	2.40462
2.60482	2.31771	2.69955	2.37565
2.58114	2.31771	2.67586	2.40462
2.58114	2.31771	2.65218	2.40462
2.53378	2.31771	2.6285	2.40462
2.5101	2.34668	2.60482	2.40462
2.48642	2.31771	2.58114	2.40462
2.46274	2.31771	2.55746	2.40462

❖ **Variation de courantes tensions (I-V) à vide du capteur hybride PV/T et PV/T à concentrateur et module photovoltaïque classique 28/04/2015 à 9h.**

I (PV)	V (PV)	I (PVT)	V (PVT)	I (PVTc)	V (PVTc)
18.84946	0	18.70737	0	19.18098	0
18.51793	0.2028	18.35217	0.2028	18.96786	0.2028
18.21009	0.37663	18.06801	0.4056	18.61265	0.4056
17.85489	0.57943	17.7128	0.57943	18.30481	0.57943
17.49968	0.75326	17.3576	0.75326	17.97329	0.78223
17.1208	0.95605	16.97872	0.92708	17.5944	0.95605
16.78928	1.10091	16.67087	1.07194	17.31024	1.12988
16.36303	1.27474	16.26831	1.24577	16.95504	1.30371
15.96047	1.39063	15.88943	1.4196	16.59983	1.47754
15.48686	1.53548	15.4395	1.50651	16.19727	1.6224
15.03694	1.65137	14.98958	1.6224	15.84207	1.70931

14.46861	1.73828	14.46861	1.73828	15.3211	1.85417
13.90029	1.8252	13.94765	1.8252	14.89486	1.94108
13.26092	1.88314	13.35564	1.88314	14.32653	2.02799
12.71628	1.94108	12.811	1.94108	13.71085	2.08594
12.02955	1.97005	12.17163	1.97005	12.88204	2.08594
11.72171	1.97005	11.84011	1.97005	12.47948	2.08594
11.1297	1.97005	11.22442	1.99902	11.81643	2.11491
10.60874	1.99902	10.67978	1.99902	11.27178	2.11491
10.08777	1.99902	10.11145	2.02799	10.75082	2.14388
9.63785	2.05697	9.63785	1.99902	10.3009	2.14388
9.18793	2.02799	9.18793	2.02799	9.85097	2.17285
8.80904	2.02799	8.83272	2.02799	9.47209	2.17285
8.43016	2.02799	8.45384	2.02799	9.0932	2.20182
8.09864	2.05697	8.16968	2.02799	8.76168	2.20182
7.79079	2.05697	7.81447	2.02799	8.40648	2.20182
7.50663	2.05697	7.55399	2.05697	8.12232	2.20182
7.22247	2.05697	7.26983	2.05697	7.81447	2.20182
6.98566	2.05697	7.03303	2.05697	7.55399	2.20182
6.74886	2.05697	6.79622	2.05697	7.29351	2.20182
6.53574	2.05697	6.5831	2.05697	7.08039	2.20182
6.3463	2.05697	6.39366	2.05697	6.84358	2.20182
6.13318	2.05697	6.18054	1.97005	6.65414	2.20182
5.94374	2.05697	5.9911	2.05697	6.44102	2.20182
5.80165	2.05697	5.84901	2.05697	6.29894	2.23079
5.63589	2.05697	5.68325	2.05697	6.1095	2.23079
5.49381	2.05697	5.56485	2.05697	5.96742	2.23079
5.35173	2.05697	5.39909	2.05697	5.80165	2.20182
5.20965	2.05697	5.28069	2.05697	5.68325	2.23079
5.09125	2.05697	5.13861	2.05697	5.51749	2.23079
4.97285	2.05697	4.97285	2.02799	5.39909	2.23079
4.87813	2.05697	4.90181	2.05697	5.28069	2.23079
4.75972	2.05697	4.80708	2.05697	5.16229	2.23079
4.61764	2.05697	4.68868	2.05697	5.06757	2.23079
4.52292	2.05697	4.59396	2.05697	4.94917	2.23079
4.45188	2.05697	4.49924	2.05697	4.83076	2.23079
4.38084	2.05697	4.4282	2.05697	4.75972	2.20182
4.28612	2.05697	4.33348	2.05697	4.64132	2.23079
4.23876	2.02799	4.28612	2.05697	4.59396	2.23079
4.14404	2.05697	4.1914	2.05697	4.49924	2.23079
4.073	2.05697	4.12036	2.05697	4.4282	2.23079
4.00196	2.05697	4.04932	2.05697	4.35716	2.23079
3.93092	2.05697	3.9546	2.05697	4.26244	2.23079
3.93092	2.05697	3.90724	2.05697	4.1914	2.23079
3.78884	2.05697	3.8362	2.05697	4.14404	2.23079
3.74147	2.05697	3.76516	2.05697	4.04932	2.23079
3.67043	2.05697	3.71779	2.05697	3.97828	2.23079
3.59939	2.05697	3.59939	2.05697	3.93092	2.23079

3.55203	2.05697	3.57571	2.02799	3.85988	2.23079
3.48099	2.05697	3.52835	2.05697	3.78884	2.23079
3.43363	2.05697	3.48099	2.05697	3.78884	2.23079
3.38627	2.05697	3.43363	2.05697	3.69411	2.23079
3.33891	2.05697	3.38627	2.08594	3.62307	2.23079
3.29155	2.05697	3.31523	2.08594	3.62307	2.23079
3.07843	2.02799	3.10211	2.05697	3.36259	2.20182
3.03107	2.02799	3.07843	2.05697	3.31523	2.20182
3.00739	2.02799	3.03107	2.05697	3.26787	2.20182
2.96003	2.02799	2.98371	2.05697	3.22051	2.20182
2.93635	2.02799	2.96003	2.05697	3.19683	2.20182
2.91267	2.02799	2.91267	2.05697	3.07843	2.20182
2.88899	2.02799	2.88899	1.97005	3.12579	2.20182
2.86531	2.02799	2.86531	2.05697	3.07843	2.20182
2.79427	2.05697	2.81795	2.05697	3.03107	2.23079
2.74691	2.02799	2.79427	2.05697	3.00739	2.20182
2.72323	2.02799	2.74691	2.05697	2.96003	2.23079
2.67586	2.02799	2.72323	2.05697	2.93635	2.20182
2.65218	2.02799	2.69955	2.05697	2.91267	2.20182
2.6285	1.94108	2.65218	2.05697	2.86531	2.20182
2.60482	2.02799	2.6285	2.05697	2.84163	2.23079
2.55746	2.02799	2.60482	2.05697	2.81795	2.28874
2.55746	2.02799	2.60482	2.05697	2.79427	2.20182
2.53378	2.02799	2.55746	2.05697	2.77059	2.23079
2.48642	2.02799	2.55746	2.05697	2.74691	2.23079
2.48642	2.02799	2.5101	2.05697	2.69955	2.20182
2.46274	2.05697	2.48642	2.05697	2.67586	2.20182
2.43906	2.02799	2.46274	2.05697	2.65218	2.20182
2.41538	2.02799	2.43906	1.97005	2.6285	2.23079
2.3917	2.02799	2.41538	2.05697	2.60482	2.20182
2.36802	2.02799	2.41538	2.08594	2.58114	2.23079
2.34434	2.02799	2.36802	2.05697	2.55746	2.20182
2.32066	2.05697	2.34434	2.05697	2.53378	2.23079
2.29698	2.02799	2.32066	2.08594	2.48642	2.23079
2.2733	2.02799	2.32066	2.05697	2.48642	2.23079
2.2733	2.02799	2.2733	2.05697	2.46274	2.23079
2.22594	2.02799	2.2733	2.05697	2.43906	2.20182
2.22594	2.02799	2.24962	2.05697	2.41538	2.20182
2.20226	2.05697	2.22594	2.05697	2.3917	2.23079
2.17858	2.05697	2.17858	2.05697	2.36802	2.25977
2.13122	2.05697	2.20226	2.05697	2.36802	2.20182

❖ **Variation de courantes tensions (I-V) à vide du capteur hybride PV/T à concentrateur et module photovoltaïque classique 28/04/2015 à 10h.**

I (PV)	V (PV)	I (PVTc)	V (PVTc)
18.73105	0	18.66001	0
18.39953	0.2028	18.35217	0.17383
18.11537	0.37663	18.06801	0.37663
17.78385	0.57943	17.73648	0.57943
17.45232	0.75326	17.45232	0.75326
17.1208	0.92708	17.1208	0.92708
16.78928	1.10091	16.81296	1.10091
16.41039	1.27474	16.45775	1.27474
16.05519	1.4196	16.12623	1.4196
15.67631	1.56445	15.74735	1.56445
15.27374	1.68034	15.41582	1.68034
14.80014	1.79622	14.98958	1.79622
14.35021	1.88314	14.58702	1.91211
13.82925	1.97005	14.13709	1.99902
13.35564	2.05697	13.71085	2.08594
12.78732	2.08594	13.18988	2.14388
12.50316	2.08594	12.9294	2.17285
11.93483	2.14388	12.38476	2.20182
11.46123	2.17285	11.88747	2.25977
10.94026	2.20182	11.34283	2.23079
10.46666	2.20182	10.7745	2.25977
10.01673	2.20182	10.3009	2.25977
9.61417	2.23079	9.89833	2.28874
9.23529	2.28874	9.47209	2.28874
8.90376	2.23079	9.11688	2.34668
8.52488	2.25977	8.738	2.28874
8.24072	2.25977	8.47752	2.28874
7.93287	2.25977	8.146	2.31771
7.67239	2.25977	7.86183	2.28874
7.38823	2.25977	7.60135	2.28874
7.17511	2.25977	7.38823	2.25977
6.96198	2.25977	7.15143	2.28874
6.72518	2.25977	6.91462	2.28874
6.53574	2.25977	6.72518	2.31771
6.36998	2.25977	6.53574	2.31771
6.18054	2.25977	6.36998	2.31771
6.03846	2.25977	6.20422	2.31771
5.87269	2.25977	6.03846	2.31771
5.75429	2.25977	5.89637	2.31771
5.58853	2.25977	5.75429	2.31771
5.47013	2.25977	5.63589	2.31771
5.32805	2.25977	5.49381	2.31771

5.23333	2.25977	5.39909	2.31771
5.11493	2.25977	5.25701	2.31771
4.99653	2.25977	5.16229	2.31771
4.90181	2.25977	5.02021	2.31771
4.80708	2.25977	4.94917	2.31771
4.73604	2.28874	4.85445	2.28874
4.64132	2.28874	4.7834	2.31771
4.5466	2.25977	4.71236	2.28874
4.47556	2.20182	4.61764	2.28874
4.40452	2.25977	4.52292	2.31771
4.3098	2.25977	4.45188	2.31771
4.21508	2.25977	4.35716	2.31771
4.16772	2.25977	4.3098	2.31771
4.09668	2.25977	4.23876	2.31771
4.02564	2.25977	4.16772	2.31771
3.9546	2.25977	4.09668	2.31771
3.90724	2.25977	4.02564	2.31771
3.8362	2.25977	3.97828	2.31771
3.78884	2.25977	3.90724	2.31771
3.71779	2.25977	3.85988	2.31771
3.67043	2.25977	3.78884	2.34668
3.62307	2.25977	3.74147	2.31771
3.38627	2.23079	3.50467	2.28874
3.33891	2.23079	3.45731	2.28874
3.31523	2.23079	3.40995	2.28874
3.24419	2.23079	3.36259	2.28874
3.22051	2.23079	3.33891	2.31771
3.17315	2.23079	3.29155	2.28874
3.14947	2.23079	3.24419	2.31771
3.07843	2.23079	3.22051	2.31771
3.07843	2.23079	3.17315	2.31771
3.05475	2.23079	3.12579	2.31771
3.00739	2.25977	3.10211	2.31771
2.96003	2.25977	3.07843	2.31771
2.93635	2.25977	3.03107	2.31771
2.91267	2.23079	3.03107	2.31771
2.86531	2.25977	3.03107	2.31771
2.84163	2.25977	2.93635	2.31771
2.81795	2.25977	2.93635	2.31771
2.84163	2.23079	2.91267	2.31771
2.74691	2.23079	2.88899	2.31771
2.72323	2.23079	2.86531	2.31771
2.69955	2.25977	2.84163	2.31771
2.67586	2.25977	2.79427	2.34668
2.65218	2.25977	2.79427	2.31771
2.6285	2.25977	2.74691	2.34668
2.60482	2.25977	2.72323	2.34668

2.58114	2.25977	2.69955	2.34668
2.55746	2.25977	2.67586	2.34668
2.53378	2.25977	2.65218	2.34668
2.5101	2.25977	2.65218	2.34668
2.48642	2.25977	2.6285	2.34668
2.46274	2.25977	2.60482	2.34668
2.43906	2.23079	2.58114	2.34668
2.41538	2.25977	2.55746	2.34668
2.3917	2.25977	2.53378	2.34668
2.36802	2.25977	2.5101	2.34668