

# UNIVERSITE ASSANE SECK DE ZIGUINCHOR



## UFR SCIENCES ET TECHNOLOGIES

Département de Physique

**Mention** : Physique et Applications

**Mémoire de MASTER**

**Spécialité** : Énergies Renouvelables et Efficacité Énergétique

**Option** : Energie Solaire et Bioénergie

**Sujet** :

Projet d'installation d'un Système Photovoltaïque Flottant (SPVF) à l'Université Assane Seck de Ziguinchor (UASZ) : Amélioration des performances et choix de la technologie la plus adaptée

Présenté et soutenu publiquement par: **Alhousseynou DIALLO**

Le 03/08/2024 devant la commission d'examen composée de :

Jury	Nom et Prénom (s)	Grade	Établissement
Président	NDIAYE Lat Grand	Professeur Titulaire	UFR-ST, UASZ
Examineur	THIAO Serigne	Maître de Conférences Titulaire	UFR-ST, UASZ
Rapporteur	TINE Modou	Maître de Conférences Assimilé	UFR-ST, UASZ
Examineur	SY Mouhamadou	Maître de Conférences Titulaire	UFR-ST, UASZ
Encadrant	FAYE Issa	Maître de conférences Assimilé	UFR-ST, UASZ
Superviseur	THIAME Moustapha	Professeur Assimilé	UFR-ST, UASZ

## *Dédicace*

---

Je dédie ce travail à :

- mes parents, pour tous les efforts consentis à mon égard et dont un des fruits est ce modeste travail. Je leur rends un vibrant hommage;
- mes frères et mes sœurs qui m'ont soutenu et encouragé dans les moments les plus difficiles de mon parcours. Je prie Dieu de leur accorder une longue vie, une bonne santé et un bonheur immense ;
- tous mes amis en particulier mon cousin Idrissa Souaré pour l'accueil chaleureux qui m'a été réservé durant tout mon séjour à Ziguinchor.
- toute personne ayant contribué de façon directe ou indirecte à la réalisation de ce travail.

**ALHAMDOLILLAH !!!**

## *Remerciements*

---

Ce travail a été rendu possible grâce à la collaboration et au soutien de certaines personnes à qui j'aimerais dire toute ma gratitude. Il s'agit en particulier de :

- De Monsieur **Issa FAYE**, mon Directeur de mémoire. Son encadrement, sa patience et sa confiance ont été un atout considérable. Ses précieux conseils, son expertise et son soutien inébranlable ne nous ont jamais fait défaut tout au long de ce travail de recherche et ont grandement contribué à l'aboutissement de ce projet.
- Monsieur **Moustapha THIAME**, mon Co-encadrant. Sa disponibilité, ses critiques éclairées et surtout ses judicieux conseils ont permis de peaufiner davantage notre réflexion autour du sujet.
- Tous les membres du jury qui se sont libérés de leurs obligations pour juger ce travail et l'enrichir par leurs propositions. Il s'agit du Président Monsieur **Lat Grand NDIAYE**, le rapporteur Monsieur **Modou TINE**, les deux examinateurs Monsieur **Serigne THIAO** et Monsieur **Mouhamadou SY** et le superviseur Monsieur **Moustapha THIAME**.
- Mes camarades du Laboratoire de Chimie et de Physique des Matériaux pour le partage d'expérience et les discussions fructueuses autour des questions relatives au sujet de cette recherche.
- Mes camarades étudiants de l'Université Iba Der THIAM de Thiès pour leurs collaborations sans faille.

## Résumé

---

L'utilisation des énergies solaires disponibles pour générer de l'électricité à partir d'une cellule solaire photovoltaïque est une solution durable pour participer au développement d'une nation. La performance des cellules solaire photovoltaïque est influencée par une augmentation de température de la cellule engendrant une diminution de la tension de circuit-ouvert, de puissance de sortie et l'efficacité électrique. Pour pallier aux problèmes de surchauffe des cellules PV, la mise en place d'un système de refroidissement des modules photovoltaïques s'avère être une bonne méthode.

Dans ce travail, nous avons fait une étude comparative sur la performance entre des modules installés au-dessus d'un bassin d'eau de  $0,792 \text{ m}^3$  et des modules installés au sol pour les deux technologies au Si (mono et amorphe). Le but est d'identifier la technologie la plus adaptée pour un projet d'installation du système photovoltaïque flottant (SPVF) à l'Université Assane Seck de Ziguinchor (UASZ).

L'étude a montré une diminution significative de température de la face arrière des modules refroidis placés au-dessus du bassin d'eau comparer aux modules non refroidis. Cela se traduit par une amélioration de tous les paramètres électriques des modules refroidis en l'occurrence le courant de court-circuit et la tension de circuit-ouvert. L'effet du refroidissement sur les paramètres de performances, telles que la puissance de sortie et l'efficacité électrique, est également remarquable. Les résultats montrent que pour le module monocristallin, les valeurs d'efficacité électrique maximales obtenues sont de 20,51 % pour le module refroidi, contre 17,39 % pour le module non refroidi, soit une amélioration de 15,19 %. En revanche, elle est de 10,96 % pour le module amorphe refroidi et de 8,98 % pour le module amorphe non refroidi, soit une amélioration de 17,99 %.

En fin de compte, les résultats obtenus sur l'efficacité électrique sont encourageant sur les deux technologies, mais tenant compte des rendements élevés de celle monocristalline, cette dernière est la technologie la plus adaptée pour ce projet d'installation du système photovoltaïque flottant à l'université Assane Seck de Ziguinchor.

**Mots clés :** Courant, Efficacité électrique, Puissance, Refroidissement, Tension

## *Abstract*

---

The use of available solar energy to generate electricity from a photovoltaic solar cell is a sustainable solution to participate in the development of a nation. The performance of photovoltaic solar cells is influenced by an increase in cell temperature leading to a decrease in open circuit voltage, output power and electrical efficiency. To overcome the problems of overheating of PV cells, the installation of a cooling system for photovoltaic modules is a good method.

In this work, we made a comparative study on the performance between modules installed above a 0,792 m<sup>3</sup> water basin and modules installed on the ground for the two Si technologies (mono and amorphous). The aim is to identify the most suitable technology for a floating photovoltaic system (FPS) installation project at Assane Seck University of Ziguinchor (UASZ).

The study showed a significant decrease in the temperature of the back side of the cooled modules placed above the water basin compared to the uncooled modules. This results in an improvement in all the electrical parameters of the cooled modules, namely the short-circuit current and the open-circuit voltage. The effect of cooling on the performance parameters, such as the output power and the electrical efficiency, is also remarkable. The results show that for the monocrystalline module, the maximum electrical efficiency values obtained are 20,51 % for the cooled module, against 17,39 % for the uncooled module, an improvement of 15,19 %. On the other hand, it is 10,96 % for the cooled amorphous module and 8.98% for the uncooled amorphous module, an improvement of 17,99 %.

Ultimately, the results obtained on electrical efficiency are encouraging on both technologies, but taking into account the high yields of the monocrystalline technology, the latter is the most suitable technology for this project of installing the floating photovoltaic system at the Assane Seck University of Ziguinchor.

**Keywords :** Current, Electrical efficiency, Power, Cooling, Voltage

# TABLE DES MATIÈRES

---

Dédicace .....	i
Remerciements .....	ii
Résumé.....	iii
Abstract.....	iv
Tables des matières .....	v
Listes des figures.....	vii
Listes des tableaux .....	ix
Nomenclatures.....	ix
INTRODUCTION GENERALE.....	1
Chapitre I : Etude Bibliographique .....	3
Introduction .....	3
I.1 Energie solaire .....	3
I.2 Généralité sur le photovoltaïque .....	4
I.2.1 Effet photovoltaïque .....	4
I.2.2 Cellule photovoltaïque .....	5
I.2.2.1 Les différents types de technologies .....	5
I.2.2.1.1 La technologie des cellules en silicium cristallin .....	6
I.2.2.1.2 La technologie des couches minces .....	7
I.3 Le module photovoltaïque .....	8
I.4 Les paramètres électriques du module photovoltaïque .....	10
I.4.1 Définition des paramètres .....	10
I.4.2 Influence de la température sur les caractéristiques I-V et P-V d'une cellule solaire ...	11
I.5 Les paramètres thermiques des cellules photovoltaïques .....	12
I.5.1 La température de fonctionnement d'un module ou un système PV .....	12
I.5.2. Effet de la température de la cellule sur la performance des modules PV .....	13
I.5.3 Le coefficient de température des différentes technologies .....	16
I.6. Etat de l'art sur le refroidissement des capteurs solaires PV et PV-T .....	17
I.6.1 Le refroidissement par eau de la technologie photovoltaïque PV.....	17
I.6.2. Etats d'art sur le collecteur photovoltaïque thermique (PV-T) .....	22
I.6.2.1. Le collecteur photovoltaïque thermique à eau (PVT-eau) .....	22
I.6.2.2 Le collecteur photovoltaïque thermique à aire (PVT-aire) .....	24

Conclusion .....	26
Chapitre II : Conception et réalisation d'un système photovoltaïque flottant.....	27
Introduction .....	27
II.1 Conception d'un système photovoltaïque flottant .....	27
II.1.1 Les panneaux photovoltaïques .....	27
II.1.2 Les instruments de mesures .....	28
II.1.2.1 Le thermomètre infrarouge .....	28
II.1.2.2 La pince ampèremétrique .....	28
II.1.2.3 Le multimètre .....	29
II.1.2.4 Le solarimètre .....	29
II.3 Réalisation d'un système photovoltaïque flottant .....	30
II.3.1 Description de la Plate-forme expérimentale .....	30
II.3.2 La méthode .....	31
Conclusion .....	32
Chapitre III : Résultats et discussions .....	33
Introduction .....	33
III.1 Profils des températures des différents modules PV en fonction du temps .....	33
III.2 Evolution de courant de court-circuit des différents modules PV en fonction du temps .....	35
III.3 Evolution de tension de circuit-ouvert des différents modules PV en fonction du temps .....	36
III.4 Evolution de la puissance de sortie des différents modules PV en fonction du temps .....	38
III.5 Evolution d'efficacité électrique des différents modules PV en fonction du temps ..	41
Conclusion .....	43
Conclusion Générale et Perspectives .....	44
Bibliographies .....	47
ANNEXES: Le terrain .....	52

## LISTES DES FIGURES

---

Figure (I-1): Processus de conversion de l'énergie .....	3
Figure (I-2): Principe de fonctionnement d'une cellule PV [6] .....	5
Figure (I-3): Parts de marché mondial des différentes technologies photovoltaïques [7] .....	6
Figure (I-4): Cellule solaire au silicium monocristallin [9] .....	7
Figure (I-5): Cellule solaire au silicium polycristallin [9] .....	7
Figure (I-6): Cellule amorphe [9] .....	8
Figure (I-7): cellule CdTe [9] .....	8
Figure (I-8): Coupe d'un module photovoltaïque [11] .....	9
Figure (I-9): Caractéristiques électriques I-V et P-V d'une cellule PV [12] .....	10
Figure (I-10): Effet de température de la cellule PV sur les caractéristiques I-V et P-V [4] .....	12
Figure (I-11): Températures moyennes des différentes technologies des modules PV et ambiante en fonction des mois [13] .....	12
Figure (I-12): Profil de température du module PV [15] .....	13
Figure (I-13): Relation entre la température et le rendement mensuel [17] .....	14
Figure (I-14): Effet de la température sur la performance des différentes technologies PV [4] ...	14
Figure (I-15): Variation de l'efficacité moyenne en fonction de la température du module des différentes technologies mesurer de 8h à 17h [18] .....	15
Figure (I-16): Comparaison de l'évolution de la température pendant les mois d'été et le mois pointe de l'hiver (janvier) [19] .....	16
Figure (I-17): Comparaison de la température des cellules (avant et arrière) pendant la journée avec et sans refroidissement [23] .....	18
Figure (I-18): Evolution de la température de la surface du module avec et sans refroidissement [24] .....	19
Figure (I-19): Comparaison de l'efficacité électrique du module PV pour trois techniques de refroidissement [24] .....	19
Figure (I-20): Evolution de la température et la puissance des panneaux pour les trois types de refroidissement [25] .....	20
Figure (I-21): Système photovoltaïque flottant (PVF) de 10 kW [26] .....	21
Figure (I-22): Dispositif expérimentale de l'ensemble du banc de test [27] .....	21
Figure (I-23): Efficacité et Puissance des modules refroidis et non refroidis [29] .....	22
Figure (I-24): Collecteur solaire hybride PVT à base d'eau [30] .....	23



Figure (I-25): Classification du collecteur PVT à eau avec le mode d'écoulement [34] .....	24
Figure (I-26): Capteur solaire hybride PVT à air [30] .....	25
Figure (I-27): Collecteur d'air PVT avec ailettes (fins) [34] .....	26
Figure (II-1): Les modules photovoltaïques utilisés .....	27
Figure (II-2): Thermomètre infrarouge de type P4960 .....	28
Figure (II- 3): Pince ampèremétrique Bluetooth RS175 .....	29
Figure (II-4): Multimètre numérique ZT301 .....	29
Figure (II-5): Solarimètre .....	30
Figure (II-6): Plate-forme expérimentale avec ou sans mécanisme de refroidissement .....	31
Figure (III-1): Températures des faces des modules monocristallins en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024) .....	33
Figure (III-2): Températures des faces des modules amorphes en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024) .....	34
Figure (III-3): Courant de court-circuit module monocristallin en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024).....	35
Figure (III-4): Courant de court-circuit module amorphe en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024) .....	36
Figure (III-5): Tension de circuit-ouvert module monocristallin en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024) .....	37
Figure (III-6): Tension de circuit-ouvert module amorphe en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024) .....	38
Figure (III-7): Puissance de sortie module monocristallin en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024) .....	39
Figure (III-8): Puissance de sortie module amorphe en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024) .....	40
Figure (III-9): Efficacité électrique module monocristallin en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024) .....	41
Figure (III-10): Efficacité électrique module amorphe en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024) .....	42

## LISTES DES TABLEAUX

---

Tableau (I-1): Fonction principale des composants du module [11].....	9
Tableau (I-2): Coefficient de température des types de cellules [4].....	17
Tableau (II-1): Caractéristiques électriques des modules PV utilisés.....	28
Tableau (II-2): Les nomenclatures de la plate-forme expérimentale.....	30

## NOMMENCLATURES

---

Caractères	Signification	Unités
$V_{co}$	Tension de circuit-ouvert	V
$I_{cc}$	Courant de court-circuit	A
$I_m$	Courant maximale	A
$V_m$	Tension maximale	V
$P_{max}$	Puissance maximale	W
FF	Facteur de Forme	-
$\eta$	Efficacité électrique	%
A	Surface du module	m <sup>2</sup>
G	Irradiance solaire	W/m <sup>2</sup>
mc	Module monocristallin	-
a	Module amorphe	-
Tav	Température face avant	-
Tar	Température face arrière	-
ref	Refroidi	-
non ref	Non refroidi	-

## INTRODUCTION GENERALE

---

L'humanité a toujours eu besoin d'énergie pour vivre mieux. Toutefois, l'énergie la plus utilisée dans le monde est d'origine fossile, comme le charbon, le pétrole ou le gaz naturel. Cependant, ces réserves ne se trouvent pas en quantité suffisante sur la terre pour combler les besoins énergétiques des générations futures [1]. En outre, ces énergies constituent également une source de pollution considérable, de tensions géopolitiques envers les pays disposant d'importantes ressources de combustible. De plus, l'utilisation excessive de ces énergies fossiles entraîne le réchauffement climatique, l'émission de gaz à effet de serre et détérioration de la couche d'ozone qui menacent la sécurité des êtres humains et l'avenir du monde entier [2]. Dans ce contexte, une meilleure transition vers les énergies renouvelables en particulier l'énergie solaire, est une solution d'énergie alternative durable, propre et une fiabilité satisfaisante pour réduire le déficit énergétique causé par l'augmentation de la demande. L'énergie solaire est une énergie accessible à tous et plus facilement exploitable sous ces deux formes, thermique et photovoltaïque, en utilisant directement les rayons solaires pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Dans le but d'améliorer la conversion et exploiter efficacement les ressources disponibles en énergie solaire, la technologie solaire photovoltaïque PV reste largement acceptée car le rayonnement solaire absorbé est directement converti en électricité et la technologie est durable et respectueuse de l'environnement. Cette technologie, qui devrait contribuer à environ 20 % de l'approvisionnement énergétique mondiale d'ici 2050, soit plus de 60 % d'ici 2100 et à conduire à une réduction de 50 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> est menacée par sa faible performance en climat tropical [3]. En effet, cette technologie PV actuelle absorbe la majeure partie de la lumière solaire incidente, une grande partie de la lumière solaire absorbée ne peut pas être convertie en électricité produit à la place de la chaleur dans le module, ce qui augmente la température de la cellule ou la température du module. L'augmentation de cette dernière a des conséquences néfastes sur l'efficacité électrique et la fiabilité du module PV. Bien que l'efficacité électrique des cellules en silicium cristallin actuelles soit près de 20 % à température de référence (25°C), chaque augmentation de 1°C au-dessus de la température de référence entraîne une diminution relative de l'efficacité d'environ de -0,4 % à -0,5 % pour le silicium cristallin et de -0,35 % à -0,38 % pour le silicium amorphe [4]. De plus, c'est rapporté que le taux de dégradation des modules PV double pour chaque augmentation de 10 °C de sa température de fonctionnement [5]. Ainsi, il est crucial

d'adopter une approche de refroidissement efficace pour diminuer la température de la cellule afin d'améliorer les performances de production d'énergie à long terme et garantir la fiabilité du système. Dans la littérature, il existe plusieurs mécanismes de refroidissement des modules PV avec différentes conceptions telles que le refroidissement par flux d'air, le refroidissement par eau, l'utilisation des systèmes PV-Thermique (PV-T) avec un flux de refroidissement ainsi que le système photovoltaïque flottant.

L'objectif de notre travail est d'étudier l'effet du refroidissement de la face arrière sur les paramètres électriques des différentes technologies des modules PV. Ce travail permettra à faire une étude comparative des performances entre le système refroidi et le système non refroidi pour les deux technologies afin d'identifier la technologie à adapter pour un projet d'installation d'un système photovoltaïque flottant (SPVF) à l'université Assane Seck de Ziguinchor.

Ce manuscrit se présente comme suit :

Le premier chapitre est consacré à une étude bibliographique en présentant en première lieu aux généralités sur les cellules photovoltaïques et l'effet de la température sur les paramètres électriques d'une cellule solaire.

En second lieu les notions sur le comportement thermique des cellules photovoltaïques ainsi que l'effet de fluctuation de la température de la cellule sur la performance des modules photovoltaïques est abordé. Et en dernier lieu nous avons présenté une étude de synthèse sur le refroidissement des capteurs solaires PV et PV-T.

Dans le deuxième chapitre, nous présentons les matériels utilisés pour la conception et la réalisation du dispositif expérimentale ainsi que la méthode a adaptée pour étudier cette plate-forme expérimentale.

Le troisième et dernier chapitre est consacré à l'analyse et à la discussion des résultats obtenus.

Une conclusion générale ainsi que des perspectives mettront fin à ce travail.

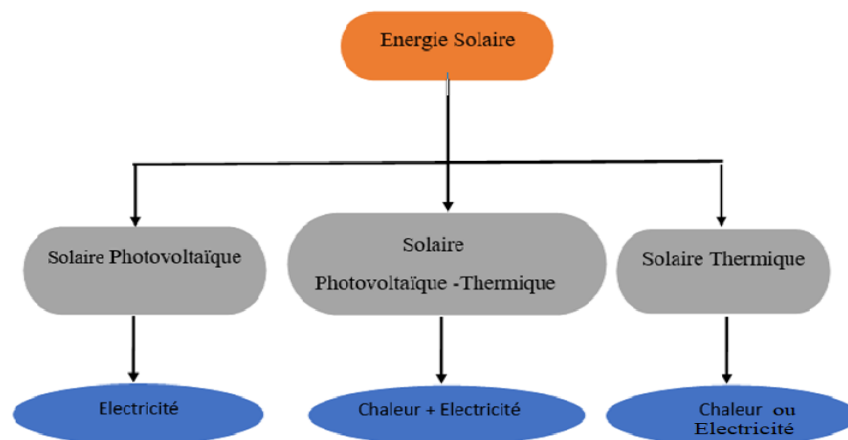
# Chapitre I : Etude Bibliographique

## Introduction

Dans ce chapitre introductif nous présentons une étude de synthèse bibliographique sur les cellules photovoltaïques appelées aussi cellules solaires. Dans un premier temps, un bref rappel sur la notion de l'énergie solaire et ses différentes applications sont présentés. De plus, les notions fondamentales sur le photovoltaïque sont étudiées en rappelant le principe de la conversion photovoltaïque, les différentes technologies, les caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque ainsi que les composants d'un module. Enfin, une revue détaillée de l'effet d'augmentation de la température sur la performance du module PV est présentée ainsi que les techniques de refroidissements existantes pour améliorer les performances des modules PV ont été abordé dans cette partie.

### I.1 Energie solaire

L'énergie solaire est la fraction de l'énergie électromagnétique provenant du soleil et traversant l'atmosphère, qui absorbe une partie de l'énergie, et parvient à la surface de la terre. Elle est la source d'énergie renouvelable la mieux répandue et largement acceptée en raison de sa propreté, de son accessibilité, de sa durabilité et de son inépuisabilité à l'échelle des temps humains. Les différentes sources d'énergie issues de l'énergie solaire sont résumées dans la figure ci-dessous.



**Figure (I-1) : Processus de conversion de l'énergie**

**L'énergie solaire thermique** est l'utilisation des capteurs solaires thermiques pour transformer le rayonnement solaire direct reçu sur la surface en chaleur utilisable. Ce type de technologie permet

d'assurer la production d'eau chaude sanitaire ou d'eau distillée, le chauffage des piscines et des habitations ainsi que le séchage.

**L'énergie solaire photovoltaïque** provient de la conversion directe de la lumière du soleil en électricité grâce à des panneaux solaires photovoltaïques qui repose sur le phénomène physique connu sous le nom d'effet photovoltaïque. L'énergie produite est utilisée sur place ou alimentée par un réseau de distribution.

**Le solaire photovoltaïque-thermique** est la mise en sandwich d'un capteur solaire thermique et d'un module photovoltaïque en une seule unité connue, le capteur hybride photovoltaïque-thermique (PV-T). Il permet simultanément la conversion directe du rayonnement solaire reçu sur la surface en chaleur et en électricité. Ce type de technologie offre une multitude d'avantages tels qu'une production d'énergie supérieure à celle du système PV et thermique séparément, une réduction de la surface d'occupation et offre une uniformité structurale sur un toit etc.

## **I.2 Généralité sur le photovoltaïque**

Le terme « photovoltaïque » désigne le processus physique qui consiste à transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau. Le préfixe **photos**, mot grec qui désigne la lumière, **voltaïque**, mot dérivé du physicien Alessandro volta (Connu par ses recherches sur l'électricité, volt pour la tension).

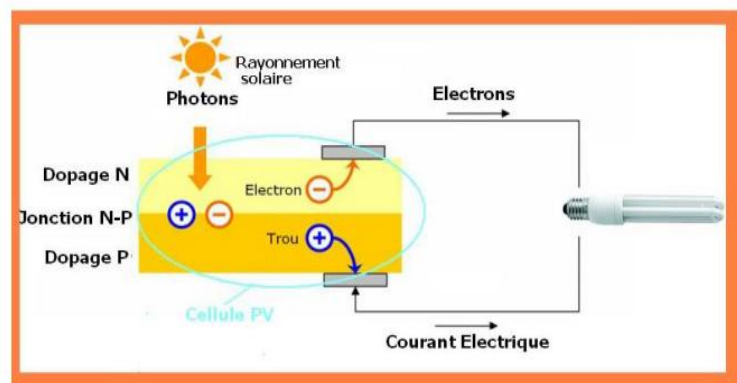
### **I.2.1 Effet photovoltaïque**

L'effet photovoltaïque est la conversion directe de l'énergie lumineuse émise par le soleil en électricité avec le bilan d'une cellule solaire.

Pour fabriquer les cellules photovoltaïques, on utilise les matériaux aux propriétés semi-conductrices tel que le silicium, car ils absorbent facilement la lumière et permettent de générer un champ électrique et une tension électrique. Ce champ électrique est dû à la superposition de deux couches d'un semi-conducteur, le silicium, dopées c'est-à-dire dans lesquelles on a introduit des impuretés qui améliorent la conductivité électrique. La couche supérieure du silicium est dopée avec un matériau pentavalent tel que le phosphore, de cette manière cette couche devient un semi-conducteur de type N car la charge est négative (excédentaire en électrons) et la partie inférieure est dopée avec un matériau trivalent, peut-être de l'aluminium ou du bore, le résultat est un semi-conducteur de type P car la charge est positive (déficitaire en électrons).

Lorsque les couches N et P sont mises en contact, les électrons en excès dans le matériau N diffusent dans le matériau P. La zone initialement dopée N est chargée positivement, tandis que la zone initialement dopée P est chargée négativement, un équilibre se crée, il en résulte un champ électrique au milieu du semi-conducteur, cette région est appelée jonction P-N.

Lorsque cette cellule photovoltaïque est illuminée, les paires électron-trou qui sont créées dans la zone de charge d'espace de la jonction sont immédiatement séparées par le champ électrique qui règne dans cette région ; les électrons sont repoussés vers la couche N, tandis que les trous sont repoussés vers la couche P. Les électrons sont alors obligés de passer par un circuit extérieur pour rejoindre les trous. Ce mouvement crée un courant électrique continu ou photon-courant et une photo-tension est créée aux bornes de la jonction P-N (figure I-2).



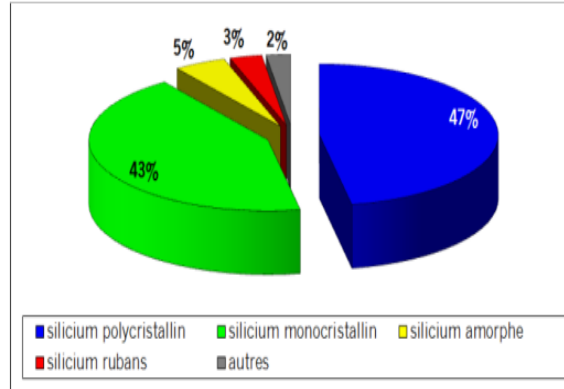
**Figure (I-2) : Principe de fonctionnement d'une cellule PV [6]**

## **I.2.2 Cellule photovoltaïque**

La cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, exposé à la lumière, produit de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque. Elles sont constituées de semi-conducteurs, généralement à base de silicium (qui délivre une tension de l'ordre de 0,5 à 0,6 V) et plus rarement d'autres semi-conducteurs tels que le silicium amorphe, tellure de cadmium etc.

### **I.2.2.1 Les différents types de technologies**

Plusieurs types de cellules photovoltaïques existent dans le domaine du solaire photovoltaïque, les cellules de première génération (silicium cristallin) restent de nos jours les plus commercialisés avec plus de 90 % de part. Néanmoins, des cellules à couche minces et d'autres types d'approches sont également utilisées (Figure I-3).



**Figure (I-3) : Parts de marché mondial des différentes technologies photovoltaïques [7]**

### **I.2.2.1.1 La technologie des cellules en silicium cristallin**

Les cellules au silicium cristallin (c-Si) bénéficient de l'abondance de la matière première, de sa non-toxicité et se divisent essentiellement en deux catégories distinctes : le silicium monocristallin (mc-Si) et le silicium polycristallin (pc-Si).

**Le silicium monocristallin (mc-Si) :** Les cellules en silicium monocristallin sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie ; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium polycristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau. Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un mono-cristal. Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche anti-reflet, pose des collecteurs), le wafer devient cellule. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 12 à 18 % et une durée de vie de 20 à 30 ans, mais la méthode de production est laborieuse [8].





**Figure (I-4) : Cellule solaire au silicium monocristallin [9]**

**Le silicium polycristallin (pc-Si) :** Les cellules en silicium polycristallin sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes). Elles ont un rendement de 11 à 15 %, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines. Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication. Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé à créer une structure polycristalline. Durée de vie estimée : 30 ans [8]

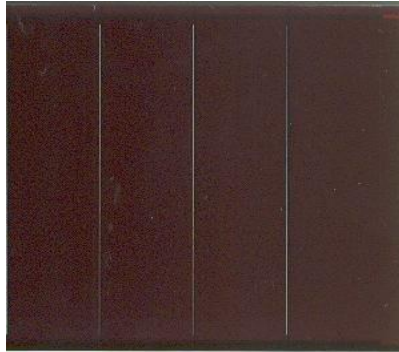


**Figure (I-5) : Cellule solaire au silicium polycristallin [9]**

#### **I.2.2.1.2 La technologie des couches minces**

La technologie « couche mince » (Thin Film) désigne un type de cellule (ou module) obtenu par diffusion d'une couche mince de quelques  $\mu\text{m}$  sur un substrat (verre, plastique souple ou métal) par un procédé de vaporisation sous vide. Les types de modules en couches minces (en fonction de la matière active utilisée) qui sont actuellement disponibles dans le commerce :

**Le silicium amorphe (a-Si) :** Les cellules en silicium amorphes ont un coût de production bien plus basse, mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 8 % actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide. Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des cellules en silicium cristallin. Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grande surface à bas coût en utilisant peu de matière première [8].



**Figure (I-6) : Cellule amorphe [9]**

**Le tellure de cadmium (CdTe) :** Le rendement possible en production varie de 10 % à 12 % et se situe au-delà des 15 % en laboratoire. Le principal inconvénient réside dans la toxicité des produits utilisés à la fabrication de ce type de panneaux solaires [10].



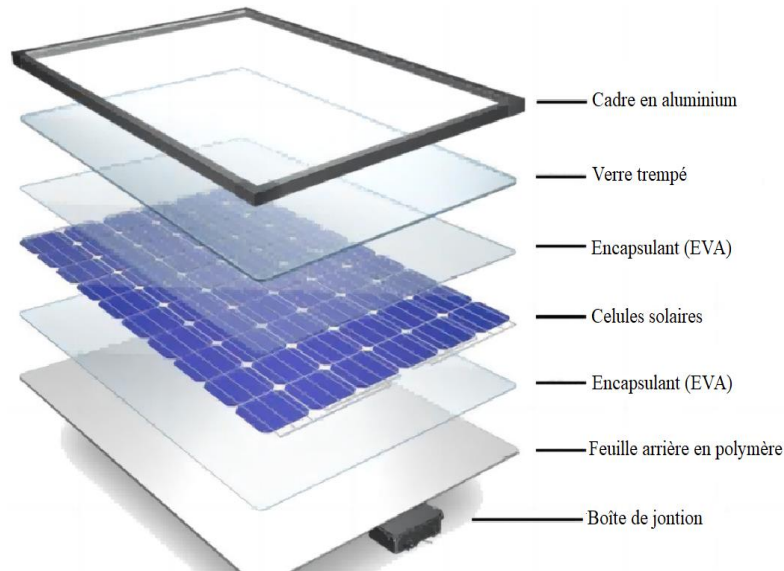
**Figure (I-7) : Cellule CdTe [9]**

**Le Cuivre Indium Sélénium (CIS) :** Les cellules CIS profitent d'un rendement très élevé également de 11 à 14 % en production et jusqu'à 20 % en laboratoire [10].

### **I.3 Le module photovoltaïque**

La cellule photovoltaïque est l'unité de base d'un système photovoltaïque qui produit une faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension moins de 0,6 V. Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module photovoltaïque.

Ce dernier est un système complexe composé de cellules photovoltaïques, d'un cadre en aluminium, d'intercalaires (EVA, PVB...), d'une boîte de jonction, d'un verre de protection sur la face avant du module et d'un verre ou d'un film en fluorure polyvinylique sur la face arrière du module figure (I-8) [11].



**Figure (I-8) : Coupe d'un module photovoltaïque [11]**

La fonction principale de chaque composant du module est résumée sur le tableau (I-1) ci-dessous.

**Tableau (I-1): Fonction principale des composants du module [11]**

Nom du matériau	Fonction principale
Cadre en aluminium	Fournit la stabilité structurelle pour la combinaison globale de verre, d'encapsulant-EVA, de cellules solaires et de feuille arrière.
Verre trempé	Fournit une résistance mécanique et protège les cellules solaires des dommages physiques ainsi que des changements de température extrêmes.
Cellules solaires	Convertit la lumière du soleil directement en énergie électrique à courant continu (CC).
Encapsulant (EVA)	Assure l'adhésion entre les cellules solaires, la surface supérieure et la surface arrière du module PV. Il empêche également l'humidité et la saleté de pénétrer dans les cellules solaires.
Feuille arrière en polymère	Empêche l'entrée d'eau ou de vapeur d'eau dans les cellules solaires et assure à la fois une protection mécanique et une isolation électrique.
Boîte de jonction	Protège les connexions électriques des cellules solaires des conditions environnementales telles que l'humidité et la saleté.

## I.4 Les paramètres électriques du module photovoltaïque

### I.4.1 Définition des paramètres

Les modules PV sont généralement évalués dans les conditions Standard Test Conditions (STC) : c'est-à-dire, éclairement énergétique  $1000 \text{ W/m}^2$ , température du module  $25^\circ\text{C}$  et pour une épaisseur d'atmosphère AM 1.5. Ce sont des conditions d'essai homogènes mises en place pour permettre de comparer la puissance de différents panneaux solaires. La figure (I-9) illustre les paramètres électriques d'une cellule PV.

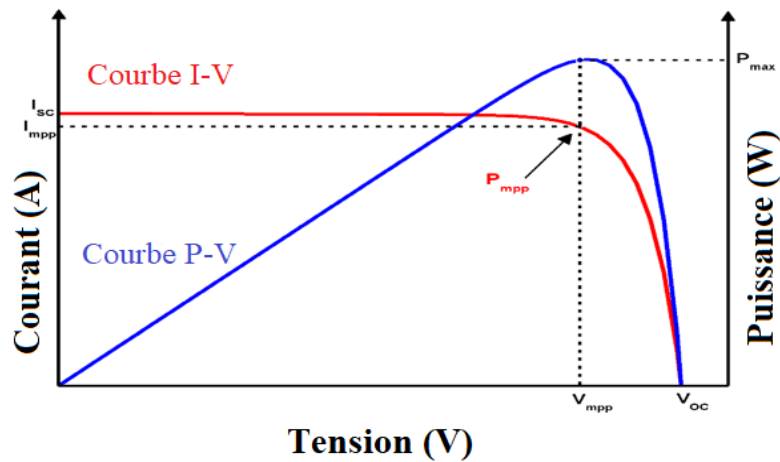


Figure (I-9) : Caractéristiques électriques I-V et P-V d'une cellule PV [12]

Ainsi d'après la figure (I-9), on peut définir les paramètres électriques suivants :

**Courant de Court-Circuit, noté  $I_{CC}$**  (en anglais : short circuit current noté  $I_{SC}$ ) : il correspond à la valeur du courant maximal obtenu lorsque la tension appliquée à la cellule est nulle. Ce courant est dû à la génération et à la collecte de porteurs générés par la lumière.

**Tension en Circuit Ouvert, notée  $V_{CO}$**  : elle correspond à la tension maximale qui apparaît aux bornes de la cellule PV lorsqu'elle n'est connectée à aucune charge ou aucun courant ne circule.

**Facteur de forme, noté  $FF$**  (en anglais : Fill Factor) : Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale de la cellule solaire réel et la puissance maximale de la cellule solaire idéale. Le Facteur de forme ou encore facteur de remplissage est un paramètre important pour définir la qualité d'une cellule et qui est toujours inférieur à 1.

$$FF = \frac{P_{\max, \text{rel}}}{P_{\max, \text{ide}}} = \frac{V_m I_m}{V_{CO} I_{CC}} \quad (\text{Eq.1})$$

**Puissance maximale, notée  $P_{\max}$**  : elle est le produit de la tension et du courant au point de puissance maximale (ppm), donnée par l'expression suivant.

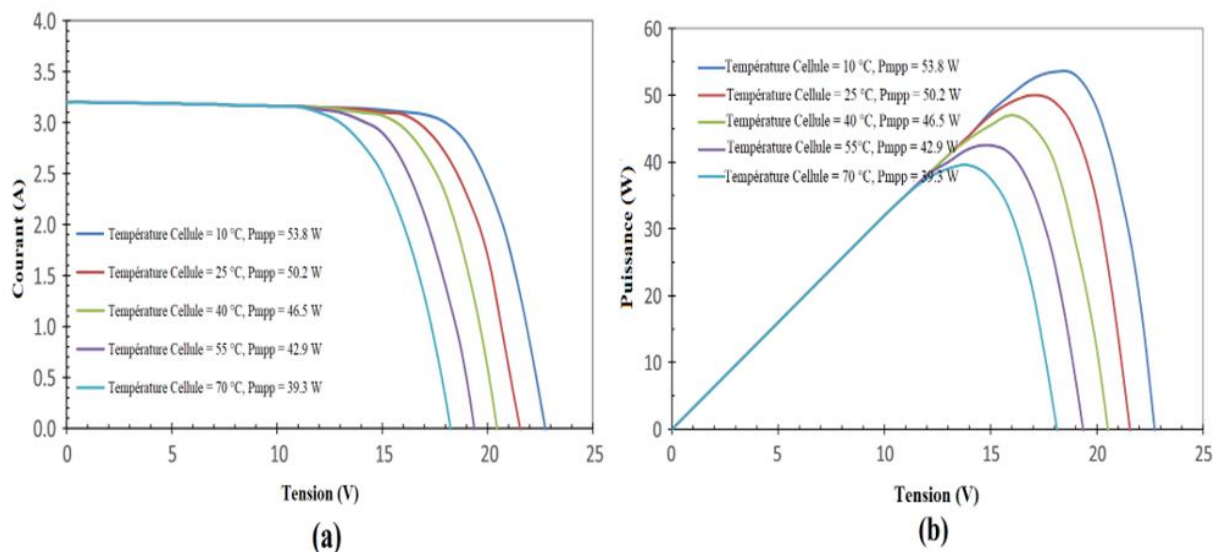
$$P_{\max} = V_m \cdot I_m = FF \cdot V_{co} \cdot I_{cc} \quad (\text{Eq.2})$$

**Rendement de conversion d'une cellule PV, noté ( $\eta$ )** : il est le paramètre le plus couramment utilisé pour comparer les performances d'une cellule solaire à une autre. Aussi, appelé efficacité électrique qui est défini comme étant le rapport entre la production d'énergie de la cellule solaire et l'énergie d'entrée du soleil (puissance reçue).

$$\eta = \frac{P_{\max,rel}}{P_{re\c{c}ue}} = \frac{V_m I_m}{A G} = \frac{FF V_{co} I_{cc}}{A G} \quad (\text{Eq.3})$$

#### I.4.2 Influence de la température sur les caractéristiques I-V et P-V d'une cellule solaire

La figure (I-10) représente les caractéristiques courant-tension et puissance tension soumises à différentes températures de la cellule PV sous une irradiance constante. D'après la Figure I-10 (a), on remarque que la tension est inversement proportionnelle à la température alors que le courant diminue légèrement à mesure que la température diminue et vice versa. En revanche, la Figure I-10 (b) montre que la puissance de sortie diminue avec l'augmentation de la température.

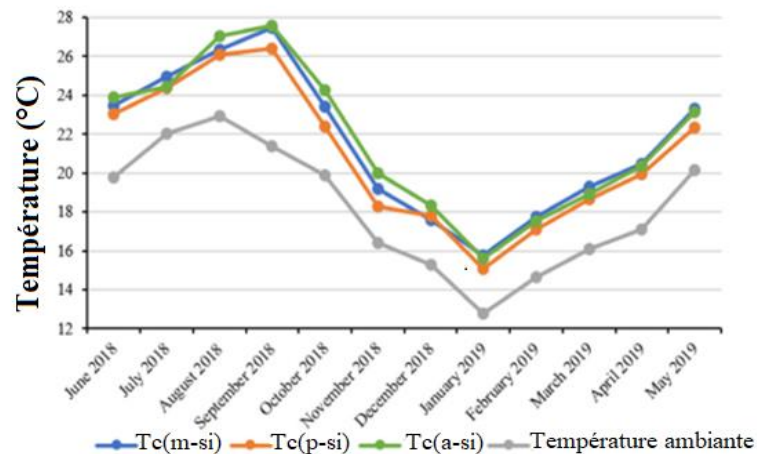


**Figure (I-10) : Effet de température de la cellule PV sur les caractéristiques I-V et P-V [4]**

## I.5 Les paramètres thermiques des cellules photovoltaïques

### I.5.1 La température de fonctionnement d'un module ou un système PV

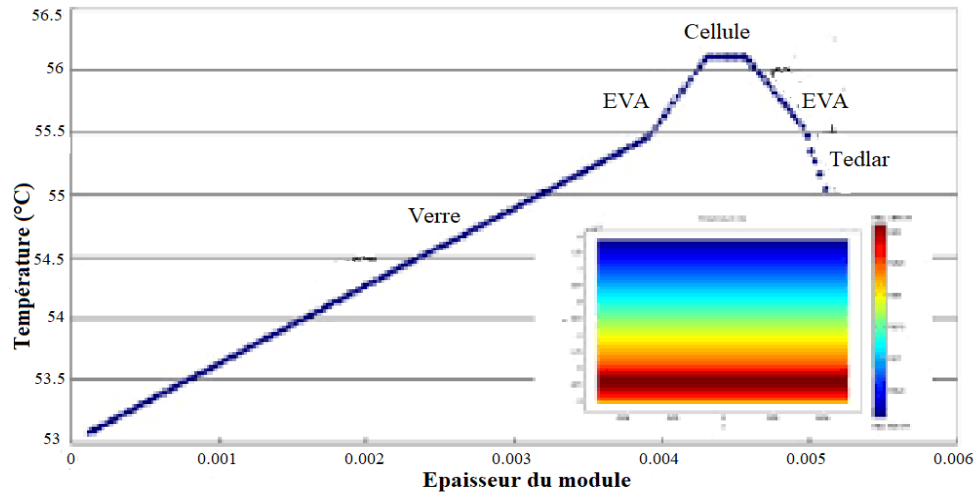
La température de la cellule PV est un paramètre crucial pour évaluer la production d'énergie à long terme du module PV. Elle est influencée par des variables environnementales telles que la température ambiante, l'irradiation solaire et la vitesse du vent qui dépend aussi de la technologie des cellules solaires. De plus, la température est inversement proportionnelle à la vitesse du vent car, cette dernière provoque le refroidissement naturel des modules PV. En revanche, elle suit la même tendance que l'irradiation solaire. La figure (I-11) représente l'évolution des températures moyennes mensuelles des différentes technologies et ambiante. Le résultat montre que la température des cellules PV reste toujours supérieure à la température ambiante et évoluent aussi de la même allure. On remarque aussi que les technologies étudiées ont des réponses différentes au fluctuation de température. Cependant, l'installation d'un système PV dans un site spécifique nécessite de connaître les conditions météorologiques mais aussi une connaissance approfondie des matériaux a utilisé pour le module [13].



**Figure (I-11) : Températures moyennes des différentes technologies des modules PV et ambiante en fonction des mois [13]**

La température des cellules photovoltaïques dans la plupart varie de 0 °C à 60 °C. Il y a des endroits où la limite inférieure de la température de travail peut être inférieure à -20 °C et la limite supérieure peut être supérieure à 80 °C en particulier dans les régions chaudes et arides [14]. Le profil de la température des différents constituants du module en technologie cristalline en fonction de l'épaisseur est illustré sur la figure (I-12). Le résultat de la simulation montre que la température maximale du module se produit au niveau de la cellule en silicium. Ceci est dû à une forte

absorption du rayonnement solaire dans la cellule. On note également que la température de la face arrière du module est supérieure à celle de la face avant ; cela peut être attribué à l'emplacement plus proche de la cellule de silicium par rapport au verre avant, même si la diffusivité thermique du verre est supérieure à celle du Tedlar [15].

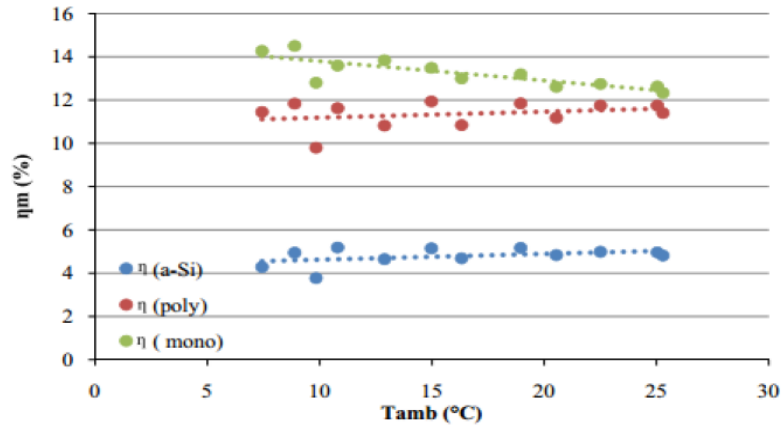


**Figure (I-12) : Profil de température du module PV [15]**

### II.5.2. Effet de la température de la cellule sur la performance des modules PV

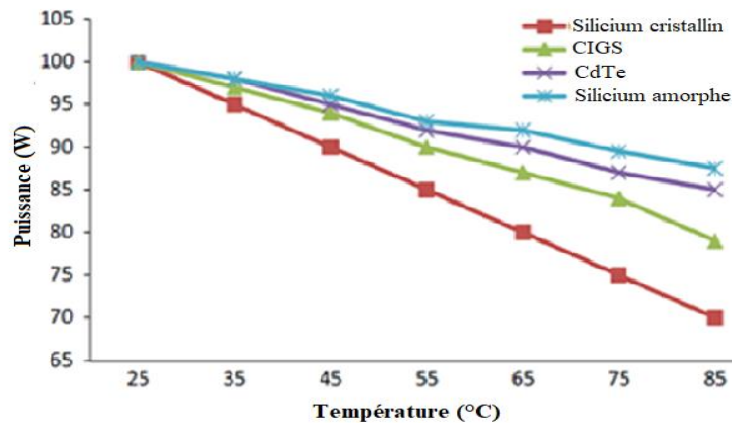
L'énergie solaire photovoltaïque PV est issue de la conversion d'une partie des rayons solaire en énergie électrique à l'aide d'une cellule photovoltaïque et le reste dissipent en chaleur qui augmente la température de la cellule. Cette hausse de température entraîne une diminution des paramètres électriques du module en l'occurrence la tension de circuit ouvert, la puissance de sortie, l'efficacité électrique et la fiabilité du module PV. D'ailleurs, Chander et al. [16] ont étudié l'effet d'augmentation de température de la cellule (de 25 °C à 60 °C) à des irradiances constantes (215, 280, 400 et 515 W/m<sup>2</sup>) sur les performances du module en silicium monocristallin (mc-Si). Les résultats obtenus montrent que la température a un effet significatif sur les performances du module mc-Si. Par conséquent, la tension en circuit-ouvert, le point de puissance maximale, facteur de forme et l'efficacité de la cellule diminuent avec l'augmentation de température de la cellule alors que le courant de court-circuit augmente légèrement en raison du taux croissant de génération de porteurs de charge avec la température de la cellule. En outre, sur la figure (fig. I-13), il ressort clairement que l'efficacité électrique est inversement proportionnelle à la température ce qui fait que les cellules en silicium cristallin (mc-Si et pc-Si) sont plus affectées à une hausse de température comparable à la cellule en silicium amorphe (a-Si).





**Figure (I-13) : Relation entre la température et le rendement mensuel [17]**

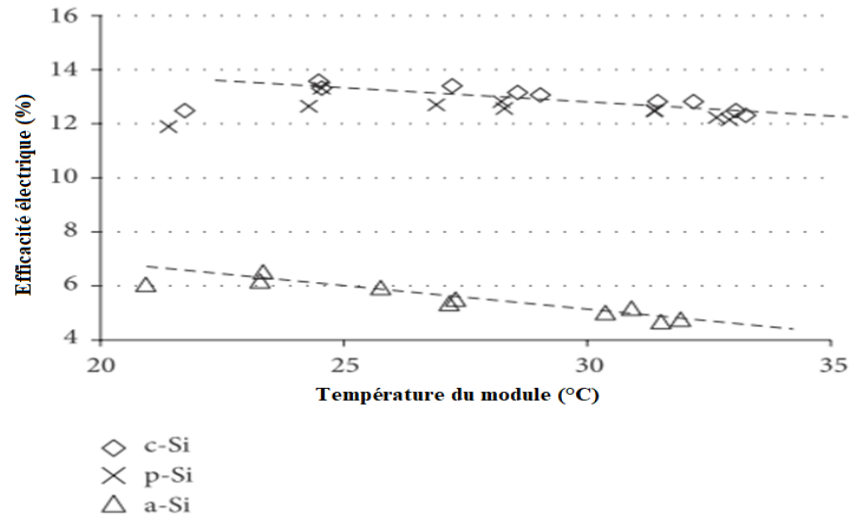
Une autre recherche portant sur l'impact de l'augmentation de la température sur la puissance de sortie pour divers matériaux de fabrication a révélé que la puissance diminue avec une augmentation de la température pour les technologies étudiées, tandis que le silicium amorphe enregistre la puissance la plus élevée, comme le montre la figure (I-14).



**Figure (I-14) : Effet de température sur la performance des différentes technologies PV [4]**

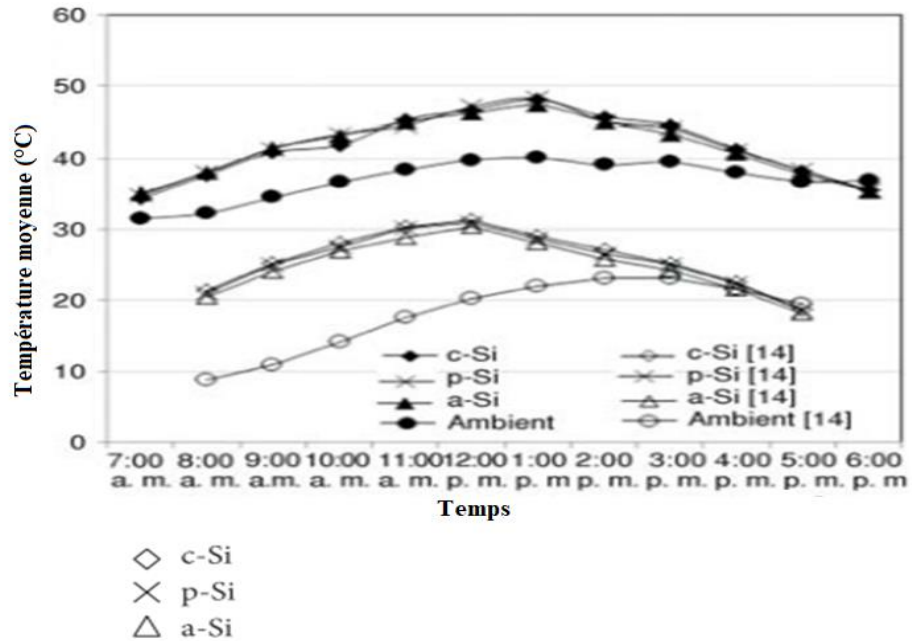
L'influence de température de la cellule sur la performance des différentes technologies dans des conditions climatiques distincts a été rapporté par différents chercheurs. Bashir et al. [18] ont étudié l'effet de température de la face arrière des modules mc-Si, pc-Si et a-Si en hiver (janvier, février et mars) au Pakistan. Le résultat montre une réduction de l'efficacité moyenne du module environ 8,85 %, 5,25 % et 26 % pour les modules mc-Si, pc-Si et a-Si, respectivement, suite à une hausse de la température du module de 22 °C à 33 °C (figure I-15).





**Figure (I-15) : Variation de l'efficacité moyenne en fonction de la température du module des différentes technologies mesurer de 8h à 17h [18]**

Également Ali et al. [19] réalisent la même expérience au Pakistan pendant les mois de pointe de l'été (mai, juin et juillet) afin de comparer l'efficacité moyenne au mois de pointe de l'hiver (janvier). Il ressort clairement que tous les modules ont montré une efficacité électrique inférieure pendant les mois d'été comparé à janvier, malgré le fait que les mois d'été ont un rayonnement solaire le plus élevé par rapport à janvier. Partant de ce fait, la diminution de l'efficacité des modules pendant l'été est dû à une hausse de la température plus élevée du module en été (Figure I-16).



**Figure (I-16) : Comparaison de l'évolution de la température pendant les mois d'été et le mois pointe de l'hiver (janvier) [19]**

En définitive, la performance des différentes technologies modules PV dans un site spécifique diffère bien que chaque module PV reçoive les mêmes conditions climatiques. Pour améliorer les performances du module PV un mécanisme de refroidissement approprié est nécessaire pour extraire la chaleur supplémentaire que souffre les modules PV.

### I.5.3 Le coefficient de température des différentes technologies

Le coefficient de température est un indicateur de sensibilité de la cellule photovoltaïque à la température. Il est défini comme étant la chute de tension par unité d'augmentation de la température. Le tableau (I-2) montre les coefficients de température des différents types de cellules PV [4]. Dans ce tableau, on note que les cellules en couches minces (a-Si, CIGS et CdTe) ont le coefficient de température le plus bas comparé aux cellules en silicium cristallin (mc-Si et pc-Si). Cela signifie que les cellules en couche minces ont la plus faible diminution de la puissance de sortie avec une augmentation de la température. C'est l'un des avantages des modules PV à couche mince, tel que le silicium amorphe. De plus, elle possède une bonne résistance à la chaleur et est donc plus efficace dans un climat à température élevée que les cellules de silicium cristallin. Ces dernières sont très sensibles à une hausse de la température du fait de leur coefficient de température très élevée qui varie de  $-0,4 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$  à  $-0,5 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ .

**Tableau (I-2) : Coefficient de température des types de cellules [4]**

Types de cellule PV	Coefficients de températures (%/°C )
Cellule en silicium (mc-Si et pc-Si)	- 0,4 à -0,5
Cellule en silicium amorphe (a-Si)	- 0,35 à - 0,38
Cuivre, Inium, Gallium et Sélénium (CIGS)	- 0,32 à -0,36
Tellurure de Cadmium (CdTe)	- 0,25

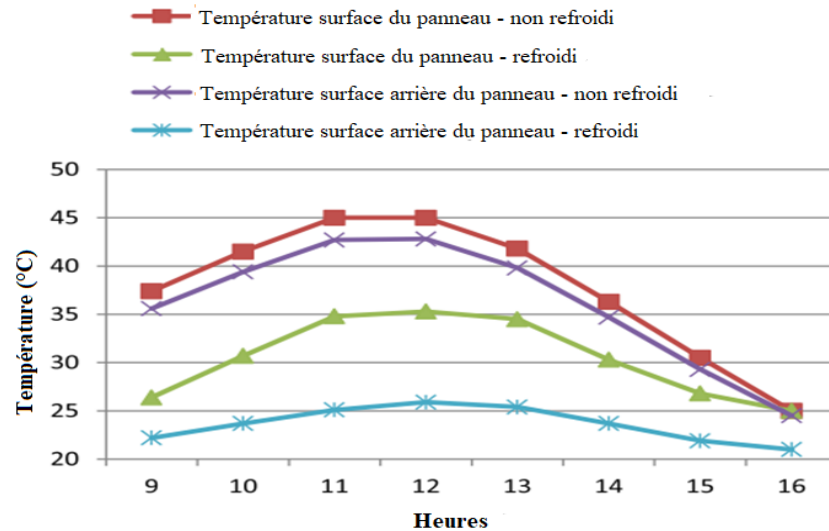
## **I.6. Etat de l'art sur le refroidissement des capteurs solaires PV et PV-T**

### **I.6.1 Le refroidissement par eau de la technologie photovoltaïque PV**

Environ 13 à 20 % du rayonnement solaire incident sur le panneau photovoltaïque est converti en énergie électrique. C'est pourquoi le rendement électrique est faible, puisqu'une grande partie du rayonnement solaire incident qui n'est pas converti en électricité génère à la place de la chaleur, qui chauffe les composants du module. Cela conduit à une hausse de température de la cellule qui réduit considérablement la durée de vie de la cellule et l'efficacité de conversion [20]. La réduction de température de la cellule par un mécanisme de refroidissement adéquat permet d'améliorer la performance des modules PV. Dans la littérature, il existe deux types de refroidissement tels que le refroidissement actif et le refroidissement passif. Ce dernier ne nécessite aucune source d'énergie et permet d'obtenir une réduction de la température du module PV dans la plage de 6 – 20 °C avec une amélioration du rendement électrique jusqu'à 15,5 % maximum. De l'autre côté, le refroidissement actif nécessite une pompe supplémentaire (ou ventilateur) pour faire circuler le liquide (ou l'air) vers le panneau afin d'extraire la chaleur. Ce type de système réduit la température jusqu'à 30 °C avec une amélioration du rendement électrique jusqu'à 22 % maximum ainsi que la production d'énergie thermique avec un rendement pouvant atteindre 60 % [4].

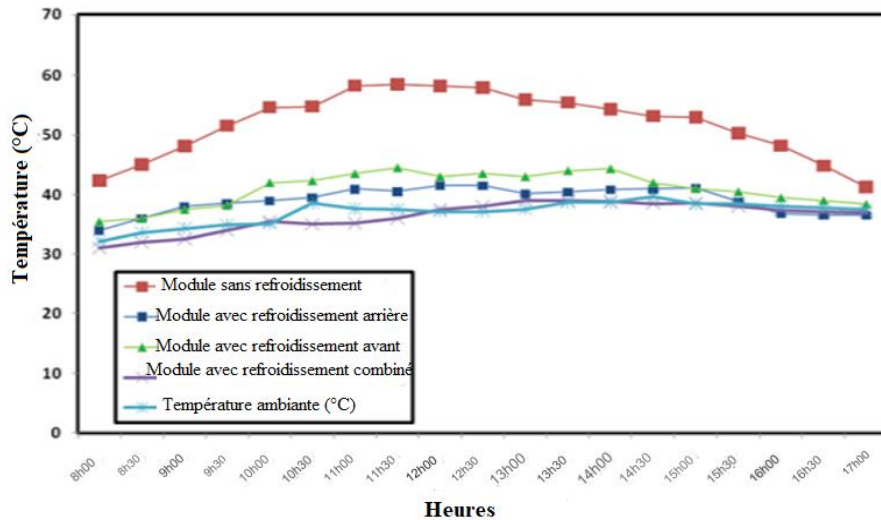
De nombreux chercheurs scientifiques ont utilisé l'eau comme fluide de refroidissement pour le système solaire photovoltaïque du fait de sa conductivité thermique élevée, de son absorption de chaleur élevée et de sa conception agréable. En outre, il permet de garder aussi la surface propre, réduire la réflexion de 2 à 3,6 %, diminue la température des cellules jusqu'à 22 °C et une augmentation du rendement électrique de 10 % [21]. L'écoulement d'eau sur la surface avant des panneaux photovoltaïques montre une réduction de température de la face arrière du module de 45 °C à 35,5 °C [22].

Bahaidarah et al. [23] ont étudié l'effet du refroidissement par eau sur la température de la cellule (face avant et face arrière) dans des conditions climatiques chaudes. Le résultat montre que le refroidissement a entraîné une réduction de température de la cellule de 19 %. La température de la face arrière maximale a été réduite de 42,8 °C à 25,9 °C, respectivement pour la face arrière du module non refroidi et refroidi d'où une réduction de 34 %. Cela se traduit par une amélioration notable de l'efficacité électrique avec une augmentation journalière qui est de 9 %.



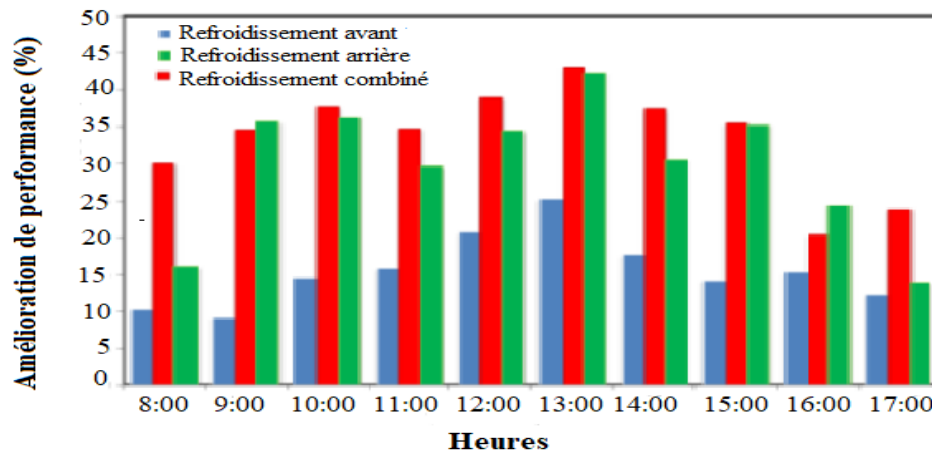
**Figure (I-17) : Comparaison de la température des cellules (avant et arrière) pendant la journée avec et sans refroidissement [23]**

Abdellatif et al. [24] ont étudié la performance du module PV pour les trois techniques de refroidissement par eau (refroidissement de la face avant, refroidissement de la face arrière et la combinaison des deux). Les résultats obtenus confirment que ces méthodes de refroidissement permettent de réduire considérablement la température de la cellule comparable au module non refroidi (Fig. I-18).



**Figure (I-18) : Evolution de la température de la surface du module avec et sans refroidissement [24]**

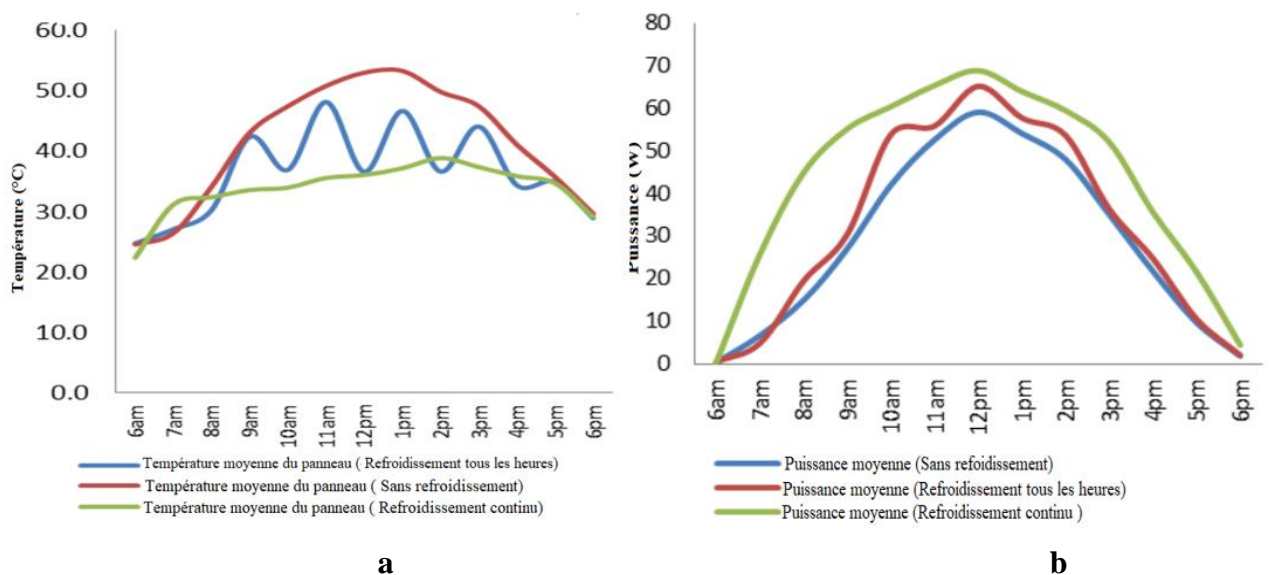
La réduction de la température du module se traduit par une hausse de tension de circuit-ouvert d'où une augmentation de la puissance de sortie et l'efficacité électrique. Le refroidissement de la face arrière montre une efficacité électrique plus élevée que le refroidissement de la face avant. Par contre pour la performance du module, le refroidissement par eau combiné donne de meilleurs résultats, comme illustre la figure (I-19).



**Figure (I-19) : Comparaison de l'efficacité électrique du module PV pour trois techniques de refroidissement [24]**

Sukarno et al. [25] ont examiné l'effet du refroidissement par écoulement laminaire d'eau sur la surface du module PV afin d'analyser la puissance électrique générée. L'expérience a été réalisée sur trois panneaux photovoltaïques monocristallin identiques de 50 watts crête et à différentes

manières de refroidissement que sont : PV sans refroidissement, PV refroidit toutes les heures et PV refroidit en continu. Les résultats obtenus de la figure (I-20) montrent que la température de la cellule avec un refroidissement continu est plus basse et plus régulière que celle du refroidissement de toutes les heures (a). De même, la puissance électrique obtenue par le module refroidi continuellement est plus élevée que le module refroidi toutes les heures. Il est à noter que la puissance maximale à midi obtenue est de 68,8 W pour le système de refroidissement continu, 65,11 W pour le système de refroidissement toutes les heures et 59,06 W pour le système sans refroidissement (b).



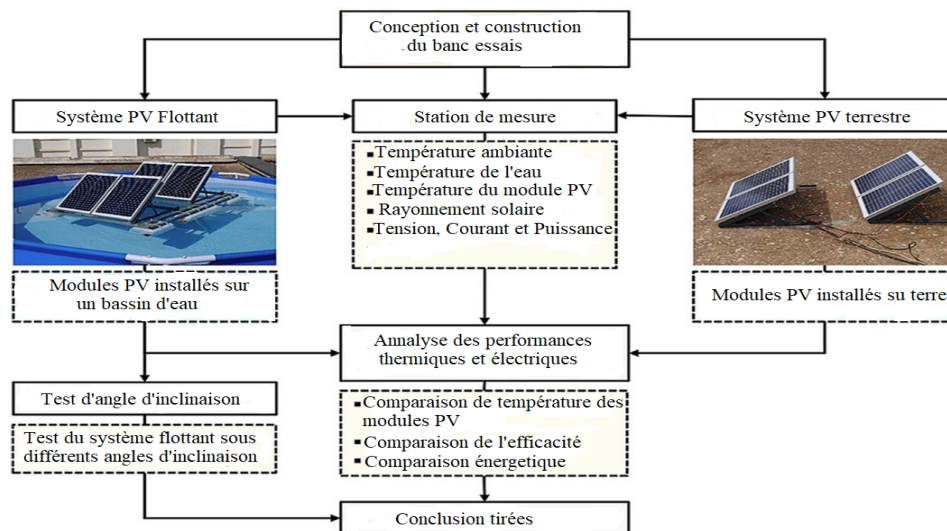
**Figure (I-20) : Evolution de la température et la puissance des panneaux pour les trois types de refroidissement [25]**

Le système solaire photovoltaïque installé dans un plan d'eau (lacs, les étangs, des réservoirs, des bassins ...) connue sous le nom de système photovoltaïque flottant (SPVF), comme illustre la figure (I-21). Le système photovoltaïque flottant (SPVF) est un système à refroidissement naturel. En effet, l'évaporation de l'eau sur la face arrière du module solaire permet de maintenir la température de la cellule plus bas que possible.



**Figure (I-21) : Système photovoltaïque flottant (SPVF) de 10 kW [26]**

El Hammoui et al. [27] ont réalisé une étude expérimentale pour comparer les performances électriques et thermiques d'un système photovoltaïque flottant à petite échelle (SPVF) et celle d'un système photovoltaïque terrestre (SPV) de même puissance (Figure I-22). Les résultats des tests montrent que la température du module de SPVF est toujours inférieure à celle de SPV, avec une différence allant jusqu'à 2,74 °C. En outre, le SPVF génère jusqu'à 2,33 % de l'énergie électrique régulière plus que le système PV terrestre.

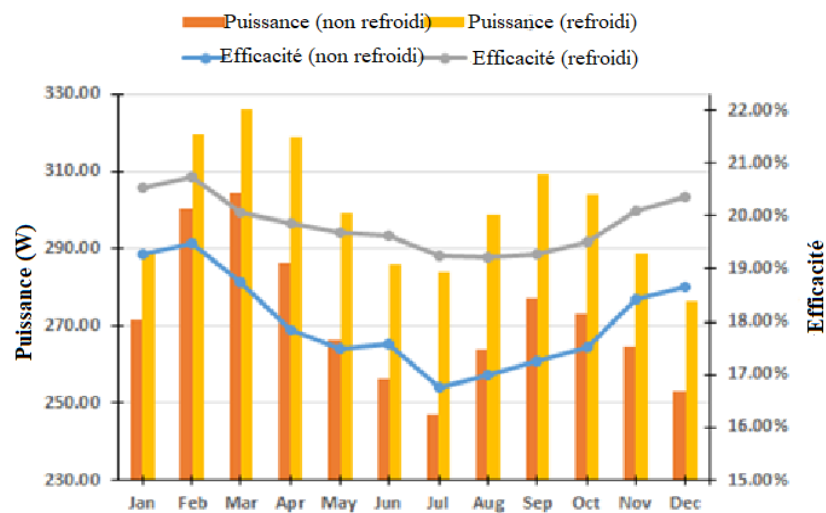


**Figure (I-22) : Dispositif expérimentale de l'ensemble du banc de test [27]**

Ainsi, les systèmes photovoltaïques flottant ont un effet d'autorégulation, au moment où la température augmente, le taux d'évaporation augmente, ce qui refroidit les panneaux, augmentant les performances de 11 % par rapport systèmes photovoltaïques terrestres [28].



Amin et Kocher [29] ont également mené une étude comparative sur la performance de système PV installé dans un plan d'eau (PVF) et le système PV monté au sol pour une période de 1 ans. Les résultats montrent une hausse significative de l'efficacité et la puissance de production pour le module refroidi, en particulier durant les mois d'été où la température ambiante est élevée. En outre, on remarque également que la diminution de température de la cellule qui passe de 33,56 °C à 16,87 °C se traduit par une augmentation d'efficacité électrique et de puissance avec des valeurs respectives 6,43 % et 14,89 % par rapport au module non refroidi. Pour les mois d'hiver, on note une amélioration de performance d'environ de 6,43 % à 9,06 %.



**Figure (I-23) : Efficacité et Puissance des modules refroidis et non refroidis [29]**

### **I.6.2. Etats d'art sur le collecteur photovoltaïque thermique (PV-T)**

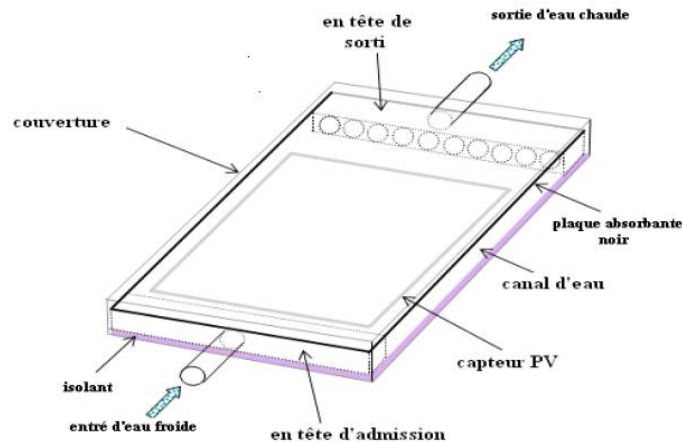
Le système photovoltaïque thermique (PV-T) est un système solaire hybride qui combine un module photovoltaïque et un capteur solaire thermique en une seule unité afin de produire de l'électricité et de la chaleur comme produit final. L'utilisation de cette technologie solaire hybride permet non seulement d'améliorer la production d'électricité tout en maintenant la température du module PV à un niveau satisfaisant et de fournir de la chaleur à partir du même système. Ce capteur se distingue par le type de fluide de refroidissement utilisé tel que l'eau ou de l'air, nommée respectivement collecteur à eau PVT ou collecteur à air PVT.

#### **I.6.2.1. Le collecteur photovoltaïque thermique à eau (PVT-eau)**

Le système photovoltaïque thermique à base d'eau est utilisé généralement pour la production d'eau chaud sanitaire. Ce type de capteur permet aussi le refroidissement du module photovoltaïque



à travers l'eau qui circule dans les tubes sur la face arrière du module PV. La figure illustrée ci-dessous indique les différents composants du collecteur photovoltaïque thermique à base d'eau.



**Figure (I-24) : Collecteur solaire hybride PVT à base d'eau [30]**

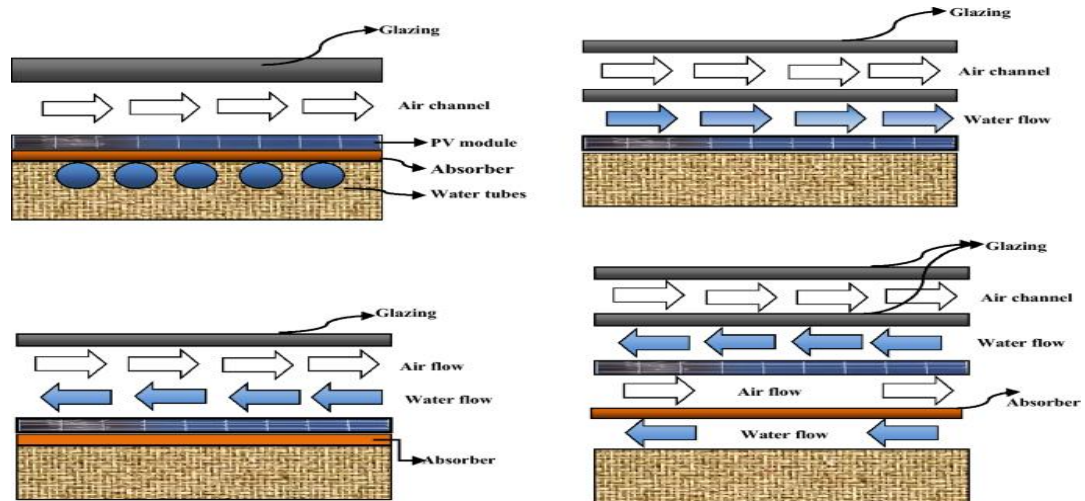
Le collecteur PVT-eau donne de meilleure performance en termes d'efficacité thermique et électrique en raison des propriétés du fluide caloporteur utilisés. Ce fluide caloporteur a une conductivité thermique élevée qui permet de maintenir une température stable du module PV. Ces performances varient en fonction du débit, de la taille des canaux d'écoulement du fluide ainsi que le type de cellule PV utilisé pour la conception du capteur.

Alzaabi et al. [31] ont étudié l'effet de refroidissement de la face arrière d'un capteur hybride à base d'eau conçue avec un module polycristallin. Les résultats obtenus montrent une amélioration de la performance du capteur PVT à base d'eau, de 15 à 20 % pour la puissance électrique et de 60 à 70 % pour l'efficacité thermique.

Chow et al. [32] ont développé et expérimenté le collecteur PVT-eau à plaque et tube avec un module monocristallin et un absorbeur thermique en alliage aluminium. Le résultat expérimental de cette étude relate que l'efficacité électrique varie de 9 % à 11 % avec des rendements thermiques en circuit fermé et en circuit ouvert de 45 à 48 % et de 49 à 52 %, respectivement.

Zondag et al. [33] ont mené une étude comparative sur la performance des différents types de conception de capteur hybride PVT à base d'eau. Les résultats montrent que la conception du collecteur PVT-eau à canal sous un module PV transparent est plus performant en termes d'efficacité électrique que les autres types de conception. Cette conception n'est que plus de 2 %

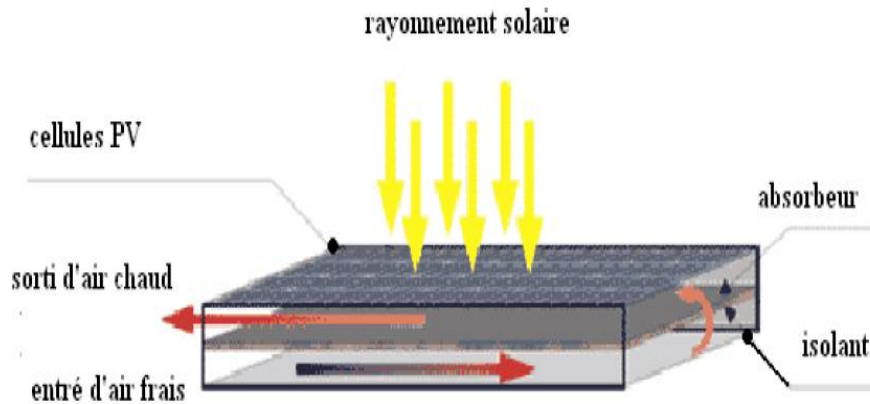
d'efficacité électrique que le collecteur PVT-eau à plaque et tube à une couverture. Cette dernière est considérée comme la plus prometteuse des conceptions examinées car elle est la plus facile à concevoir.



**Figure (I-25) : Classification du collecteur PVT à eau avec le mode d'écoulement [34]**

### **I.6.2.2 Le collecteur photovoltaïque thermique à air (PVT-air)**

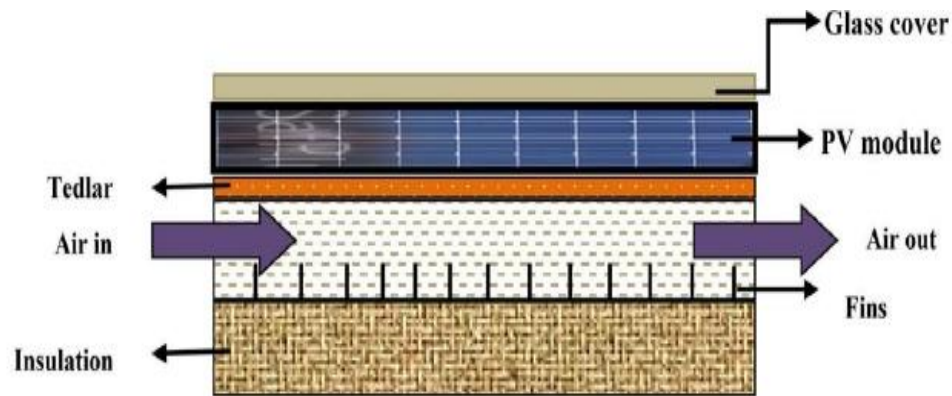
Ce type de collecteur utilise l'air comme fluide caloporteur pour récupérer la chaleur que souffre le module PV afin d'augmenter le rendement électrique du capteur PVT. L'énergie thermique extraite dans ce capteur hybride est utilisée pour le chauffage, le séchage etc. Le refroidissement du collecteur PVT par circulation d'air naturel est économique et simple par contre elle est moins efficace dans les régions géographiques où la température est supérieure à 20 °C [35]. La figure ci-dessous indique les différents constituants du collecteur photovoltaïque thermique à base d'air.



**Figure (I-26) : Capteur solaire hybride PVT à air [30]**

Slimani et al. [36] ont réalisé une étude comparative sur les performances énergétiques entre trois types de conceptions de collecteur PVT-air à débit constant de  $0,023 \text{ kg/s}$  et le module photovoltaïque. Il ressort que les collecteurs PVT-air offre une meilleure performance que le module photovoltaïque en termes d'efficacité énergétique. En outre, le collecteur PVT-air à double passage est la meilleure conception et le plus performant comparable aux deux autres collecteur PVT-air. Il enregistre une moyenne journalière de  $10,65 \%$  pour l'efficacité électrique,  $44,41 \%$  pour l'efficacité thermique et  $74 \%$  pour l'efficacité énergétique global. L'avantage de la conception à double passage est qu'il fournit un refroidissement uniforme du module PV qui favorise une réduction de sa température d'où une augmentation de son rendement électrique.

Mojumder et al. [37] ont évalué la performance d'un collecteur PVT- air à passage unique dont on ajoute des ailettes rectangulaires minces sur la paroi arrière du canal d'air (Fig. I-27). Le résultat montre que la performance des systèmes modifiés sont nettement meilleures que celle du collecteur PVT-air conventionnel. De plus, le collecteur PVT- air avec ailette montre un rendement électrique de  $13,75 \%$  contre  $56,19 \%$  pour le rendement thermique.



**Figure (I-27 ):** Collecteur d'air PVT avec ailettes (fines) [34]

## Conclusion

Dans ce chapitre quelques notions de bases sur l'énergie solaire et ses différentes possibilités d'exploitations ont été définies et expliquées. De même que les notions fondamentales sur la cellule photovoltaïque, les composants du module et de ses principales fonctions, les paramètres électriques et thermiques ainsi que l'effet d'augmentation de la température de la cellule sur la performance des modules photovoltaïques ont été abordés. Par la suite, on a abordé les différentes méthodes de refroidissement existantes pour améliorer la performance des modules PV. Enfin une revue détailler sur les types de collecteur hybride photovoltaïque thermique sont exposés aussi dans cette partie.

## Chapitre II : Conception et réalisation d'un système photovoltaïque flottant

### Introduction

Dans cette partie, les matériels utilisés pour la conception du dispositif expérimentale ont été énumérés et décrits. De la même manière, cette partie traite également la description de la plateforme expérimentale et de la méthode utilisée pour cette étude.

### II.1 Conception d'un système photovoltaïque flottant

Les matériels utilisés dans cette étude pour la conception d'un système photovoltaïque flottant sont répertoriés dans les lignes suivantes.

#### II.1.1 Les panneaux photovoltaïques

Quatre panneaux photovoltaïques identiques deux à deux de technologies différentes tels que le silicium monocristallin et le silicium amorphe ont été utilisés dans cette étude en l'occurrence deux modules monocristallins de type XHGD-80W (A) et deux modules amorphes de type NA-901WQ (B) (Fig. II-1).



A



B

**Figure (II-1) : Les modules photovoltaïques utilisés**

Les caractéristiques électriques de ces modules sont résumées dans le tableau (II-1) ci-dessous.

**Tableau (II-1) : Caractéristiques électriques des modules PV utilisés**

Modules photovoltaïques	A	B
Puissance maximal ( $P_{max}$ )	80 W	90 W
Tension en circuit ouvert( $V_{co}$ )	21,8 V	65,2 V
Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ )	4,75 A	2,11 A
Tension maximale ( $V_{mpp}$ )	18,2 V	49,3 V
Courant maximal ( $I_{mpp}$ )	4,39 A	1,83 A
Dimensions	1000 mm x 510 mm	1129 mm x 934 mm

## II.1.2 Les instruments de mesures

### II.1.2.1 Le thermomètre infrarouge

Le thermomètre infrarouge professionnel avec double laser de type P4960 a été utilisé pour mesurer la température des faces (avant et arrière) des différents modules PV sans être en contact avec leur surface. Il donne des mesures, précises et sa plage de température s'étend de  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$  à  $1200\text{ }^{\circ}\text{C}$ , comme illustré sur la figure (II-2).



**Figure (II-2) : Thermomètre infrarouge de type P4960**

### II.1.2.2 La pince ampèremétrique

La pince ampèremétrique Bluetooth RS175 est utilisée pour mesurer le courant de court-circuit des différents modules exposés. Elle est caractérisée par :

- Une tension continue : 0,1 mV à 1000 V avec une incertitude de  $\pm 0,7\%$  ;
- Une tension alternative : 0,1 V à 1000 V avec une incertitude de  $\pm 1\%$  ;

- Un courant continu / courant alternatif : 0,1 A à 600 A avec une incertitude de  $\pm 0,2 \%$  ;



**Figure (II-3) : Pince ampèremétrique Bluetooth RS175**

### II.1.2.3 Le multimètre

Le multimètre numérique de type ZT301 est utilisé pour mesurer la tension de circuit-ouvert. Il est caractérisé par :

- Une tension continue : 0,01 mV à 1000 V ;
- Une tension alternative : 0. 01 mV à 750 V ;
- Un courant continu / courant alternatif : 0. 1  $\mu$ A à 10 A.



**Figure (II-4) : Multimètre numérique ZT301**

### II.1.2.4 Le solarimètre

Le solarimètre utilisé sert à mesurer le rayonnement solaire direct reçue sur la surface des modules photovoltaïques et la température.



**Figure (II-5) : Solarimètre**

## **II.3 Réalisation d'un système photovoltaïque flottant**

### **II.3.1 Description de la Plate-forme expérimentale**

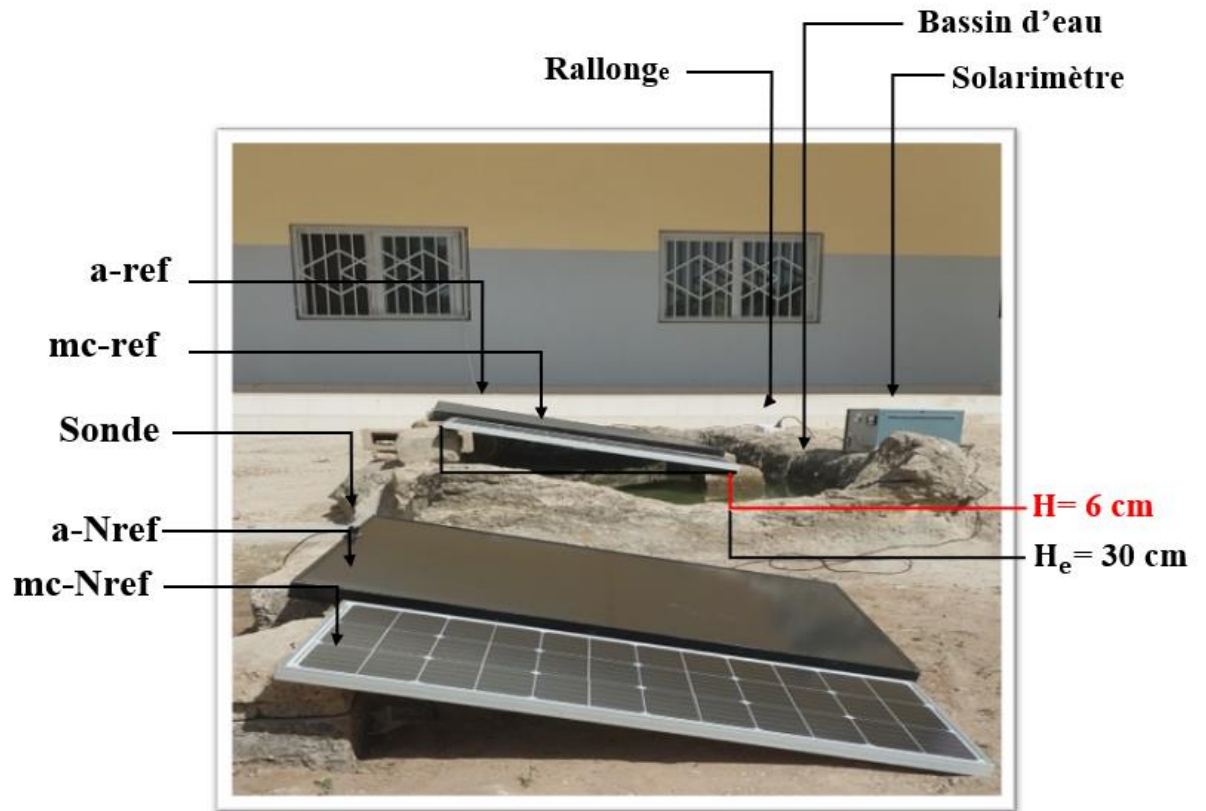
La plate-forme expérimentale utilisée dans cette étude est présentée à la figure (III-6). Elle est installée en face de la salle de travaux pratique du Master Interuniversitaire des Energies Renouvelables (MIER), l'université Assane Seck de Ziguinchor.

Dans cette configuration, on utilise quatre modules PV identique deux à deux disponibles dans le commerce : deux modules en silicium monocristallin et deux modules en silicium amorphe. Deux modules PV de technologie différentes sont montés au-dessus d'un bassin d'eau de  $0,792 \text{ m}^3$  pour le refroidissement des modules PV par évaporation de l'eau sur la face arrière des modules et les deux autres modules sont installés au sol avec sans mécanisme de refroidissement. Tous ces modules sont orientés vers le sud avec un angle de  $15^\circ$ . Ce tableau ci-dessous résume les nomenclatures de la figure II-6.

**Tableau (II-2): Les nomenclatures de la plate-forme expérimentale**

<b>Modules</b>	<b>Notations</b>
Amorphe refroidi	a-ref
Amorphe non refroidi	a-Nref
Monocristallin refroidi	mc-ref
Monocristallin non refroidi	mc-Nref





**Figure (II-6) : Plate-forme expérimentale avec ou sans mécanisme de refroidissement**

### II.3.2 La méthode

Le système solaire PV est mis en service quotidiennement durant la période du 13 janvier au 12 mars 2024. Pendant cette période, les paramètres électriques des modules en l'occurrence la tension en circuit-ouvert et le courant de court-circuit et les paramètres (la température de la face avant, la température de la face arrière et l'intensité du rayonnement solaire) sont mesurés. Cette étude porte sur l'évaluation de l'évolution de ces paramètres,  $I_{cc}$ ,  $V_{co}$ ,  $P_{max}$  et  $\eta$  sur les technologies étudiées. Pour quantifier le taux de performance, on utilise les relations suivantes :

$$I_{cc}(\%) = \frac{I_{cc\_ref} - I_{cc\_non\_ref}}{I_{cc\_ref}} \times 100 \quad (\text{Eq.4})$$

$$V_{co}(\%) = \frac{V_{co\_ref} - V_{co\_non\_ref}}{V_{co\_ref}} \times 100 \quad (\text{Eq.5})$$

$$P_{max}(\%) = \frac{P_{max\_ref} - P_{max\_non\_ref}}{P_{max\_ref}} \times 100 \quad (\text{Eq.6})$$

$$\eta(\%) = \frac{\eta_{\text{ref}} - \eta_{\text{non ref}}}{\eta_{\text{ref}}} \times 100 \quad (\text{Eq.7})$$

## **Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons présentés les matériels utilisés pour la conception du dispositif expérimental. La description de ce dernier et la méthode utilisée pour cette étude ont été détaillées dans cette partie.

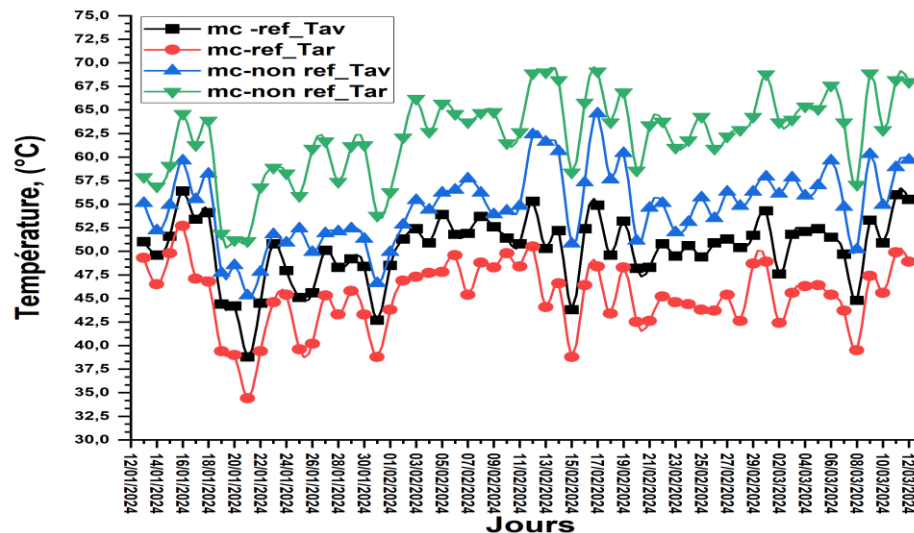
## Chapitre III : Résultats et discussions

### Introduction

Dans cette partie, nous allons analyser et discuter l'évolution des paramètres mesurés (tension de circuit-ouvert, courant de court-circuit et la température des faces) ainsi que les paramètres de performance (Puissance de sortie et efficacité électrique) des différentes technologies des modules PV pendant les deux mois d'études.

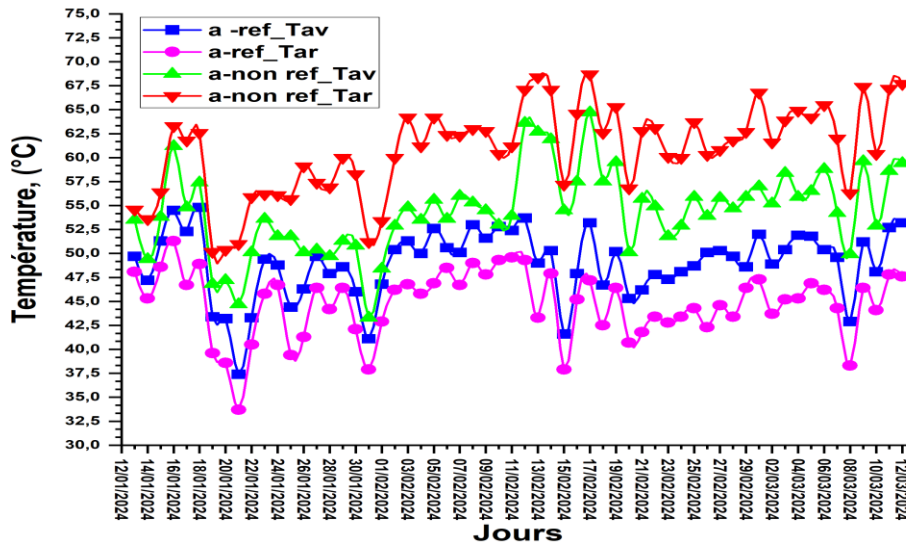
#### III.1 Profils de la température des faces des différents modules PV en fonction du temps

Les figures (III-1) et (III-2) représentent la variation de la température des faces (avant et arrière) des différentes technologies des modules photovoltaïques en fonction du temps. L'analyse de ces figures montrent que la température des faces des modules non refroidis sont supérieure à celle des modules refroidis. De même, pour les modules non refroidis, la température de la face arrière est supérieur à celle de la face avant. Cela est dû à la production de la chaleur durant le fonctionnement du système Photovoltaïque et l'emplacement plus proche de la cellule par rapport à la face arrière comparable celle de la face avant. De plus, on note également une différence de température qui varie durant toute la période d'étude entre les modules PV refroidis et les modules PV non refroidis.



**Figure (III-1) : Températures des faces des modules monocristallins en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024)**

L'analyse des résultats sur la figure (III-1) montre des écarts maximales de température le 11 et le 12 février 2024. Pour le 11 février 2024 la température de la face arrière du module passe de 62,68 °C à 48,4 °C respectivement pour le module non refroidi et refroidi. Ceci se traduit par une différence de 14,28 °C. Par contre, le 12 février 2024, elle est de 50,5 °C pour le module refroidi et 68,9 °C pour le module non refroidi d'où un décalage de 18,4 °C.



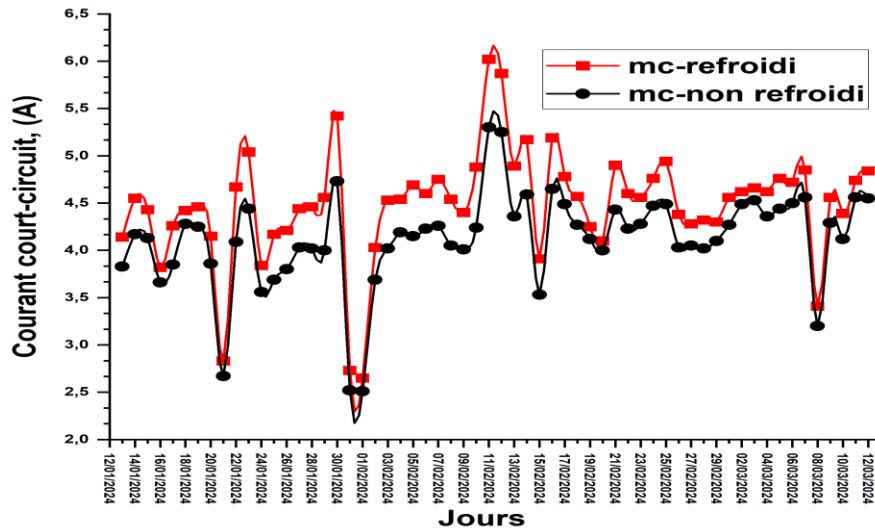
**Figure (III-2) : Températures des faces des modules amorphes en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024)**

Selon l'analyse des résultats présentés dans la figure (III-2), on observe des variations maximales de température le 11 et le 12 février 2024. Le 11 février 2024, la température de la face arrière du module passe de 61,2 °C à 49,6 °C pour le module non refroidi et refroidi. Cela se manifeste par une variation de 11,6 °C. En revanche, le 12 février 2024, la température du module refroidi est de 49,3 °C et celle du module non refroidi est de 67,1 °C, ce qui entraîne un décalage de 17,8 °C.

Ces résultats montrent que la température des faces (avant et arrière) des modules refroidis est inférieure à celle des modules non refroidis. Ceci est principalement attribué à un refroidissement naturel par évaporation d'eau qui refroidi les modules tout en maintenant la température de la face arrière du module plus bas et réduire en même temps la température de la face avant de ces modules. En outre, la technologie du silicium monocristallin montre des températures plus élevées que celle du silicium amorphe.

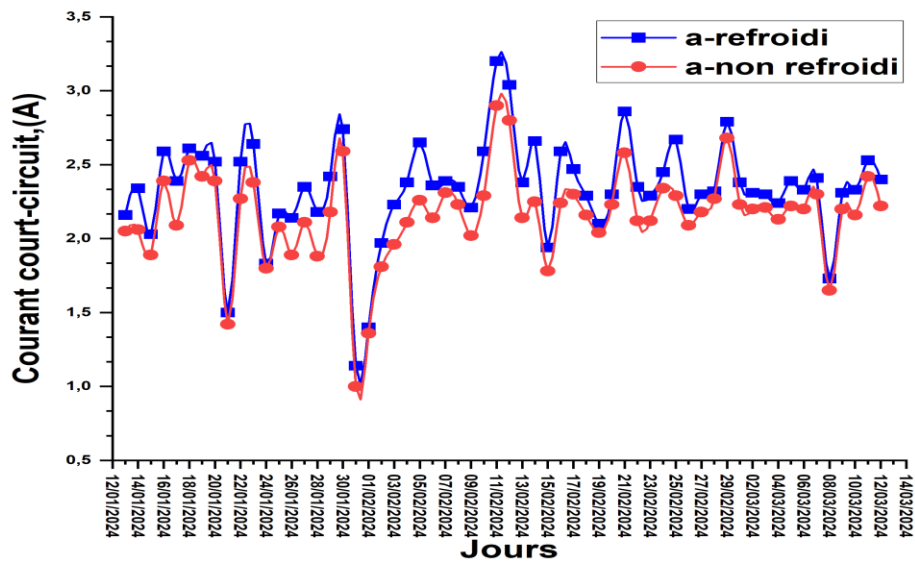
### III.4.2 Evolution de courant de court-circuit des différents modules PV en fonction du temps

Les figures (III-3) et (III-4) représentent l'évolution de courant de court-circuit des différentes technologies des modules photovoltaïques avec et sans mécanisme de refroidissement de la face arrière des modules en fonction du temps. Dans ces figures on note que l'intensité du courant de court-circuit des modules PV dont la face arrière est refroidi reste toujours supérieur au courant des modules dont la face arrière n'est pas refroidi pour les deux technologies.



**Figure (III-3) : Courant de court-circuit module monocristallin en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024)**

L'analyse des résultats sur la figure (III-3) montre des écarts maximales de courant de court-circuit le 11 et le 12 février 2024. Le 11 février 2024, l'intensité de courant de court-circuit du module refroidi et non refroidi sont respectivement 6,02 A et 5,3 A. Soit un écart de 0,72 A, ce qui représente une augmentation de 11,96 % en raison du processus de refroidissement. Néanmoins, le 12 février 2024, le module refroidi présente une intensité de courant maximale de 5,87 A tandis que le module non refroidi est à 5,25A. Soit une variation de 0,62 A, ce qui traduit une hausse de 10,56 %.



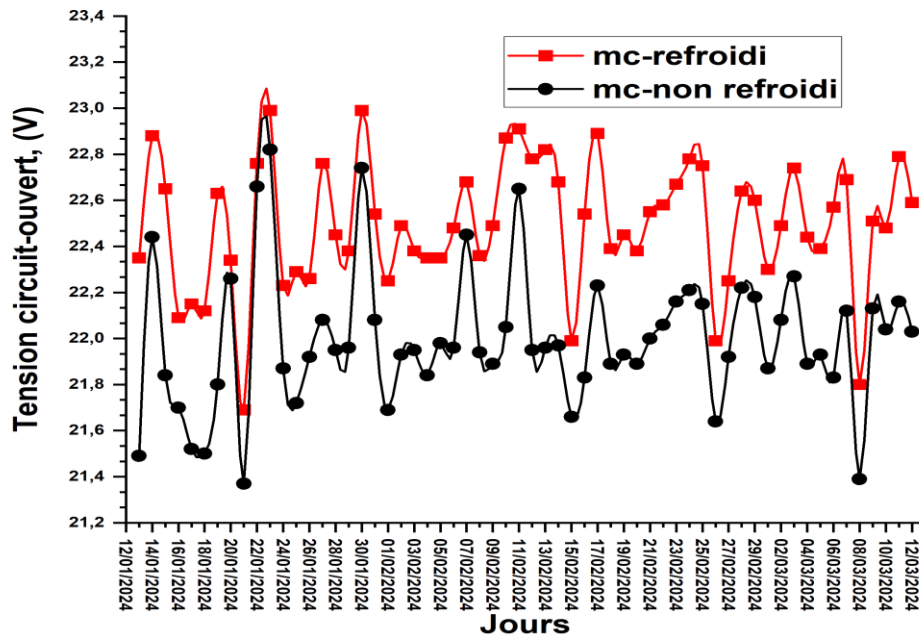
**Figure (III-4) : Courant de court-circuit module amorphe en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024)**

Selon l'analyse des résultats présentés dans la figure (III-4), on observe des différences maximales de courant de court-circuit le 11 et le 12 février 2024. Le 11 février 2024, le courant de court-circuit subit respectivement une hausse avec 2,64 A et 3,2 A pour le module non refroidi et le module refroidi. Cela se traduit par une différence de 0,56 A, ce qui représente une amélioration de 17,5 % du courant du module refroidi. Parcontre, le 12 février 2024, le module refroidi enregistre une intensité de courant de 3,04 A contre 2,54 A pour le module non refroidi. Etant donné que le décalage est de 0,5 A, alors on note une amélioration du courant de 16,44 % dû au refroidissement de la face arrière.

Les résultats ont montré une faible différence d'intensité du courant entre les modules refroidis et les modules non refroidis pour toutes les technologies. En effet, la fluctuation de la température n'a pas une grande influence sur le courant de court-circuit.

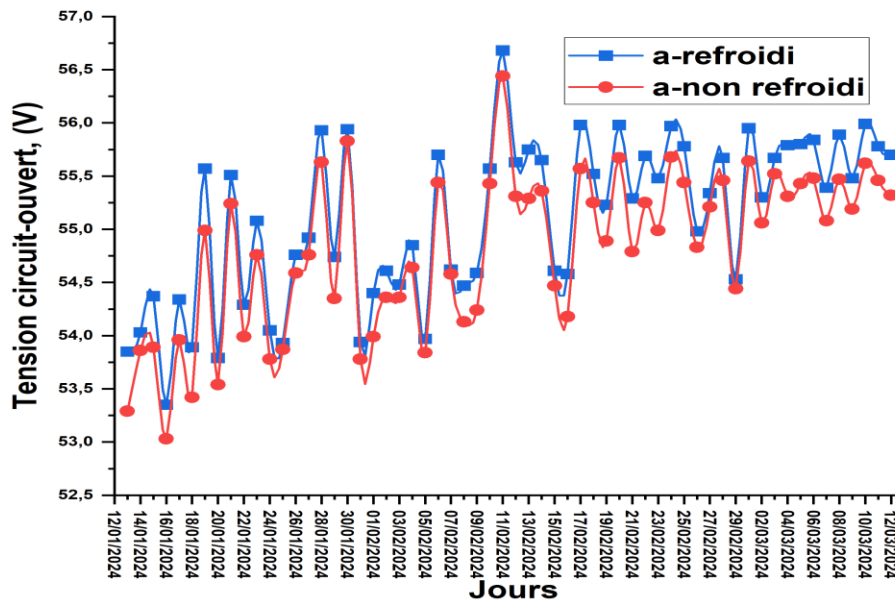
### III.4.3 Evolution de tension de circuit-ouvert des différents modules PV en fonction du temps

Les figures (III-5) et (III-6) illustrent la comparaison quotidienne de la tension de circuit-ouvert des différents modules PV avec et sans mécanisme de refroidissement de la face arrière. Le résultat de ces figures montre que la tension des modules refroidis est plus élevée que la tension des modules non refroidis.



**Figure (III-5) : Tension de circuit-ouvert module monocristallin en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024)**

En fonction des valeurs obtenues, on note sur la figure (III-5) des écarts maximales de tension de circuit ouvert le 30 janvier 2024 et le 12 février 2024. Pour le 30 janvier 2024, le module refroidi enregistre une tension de 22,99 V alors que le non refroidi est à 22,04 V. Cela indique une différence de tension de 0,95 V, soit une amélioration de 4,13 % de la tension du module refroidi. En revanche, le 12 février 2024, elle est de 22,78 V pour le module refroidi et 21,85 V pour le module non refroidi. De ce fait, la marge est de 0,93 V d'où une amélioration de 4,03 % de la tension.



**Figure (III-6) : Tension de circuit-ouvert module amorphe en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024)**

Selon l'analyse des résultats présentés dans la figure (III-6), on note des différences maximales de tension de circuit-ouvert le 30 janvier 2024 et le 12 février 2024. Le 30 janvier 2024, la tension de circuit-ouvert pour le module refroidi est élevée, elle est de 55,94 V contre 55,33 V pour le module non refroidi. D'où une marge de 0,61 V avec une hausse de 1,09 % de la tension refroidi. Par contre, la tension du module refroidi est de 55,63 V alors que le module non refroidi est à 55,01 V le 12 février 2024. Ceci montre un décalage de 0,62 V avec une hausse de 1,11 % de la tension refroidi.

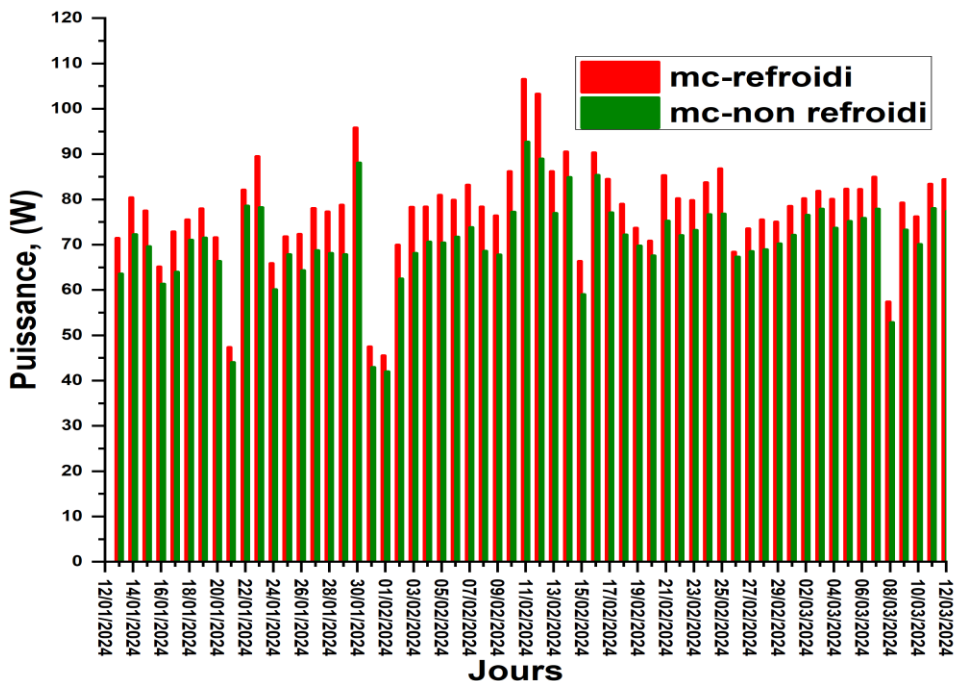
Ces résultats montrent que l'effet du refroidissement de la face arrière sur la tension est beaucoup plus accentué pour la technologie monocristalline avec un taux d'amélioration de la tension maximale qui vaut de 4,13 %. En revanche, pour la technologie amorphe, le taux d'amélioration est de 1,11 %. Cela est dû au fait que le changement de température du module PV a une plus grande influence sur la tension de circuit-ouvert de module en silicium cristallin que le silicium amorphe.

#### **III.4.4 Evolution de la puissance de sortie des différents modules PV en fonction du temps**

Les figures (III-7) et (III-8) représentent la puissance produite par les deux technologies avec et sans mécanisme de refroidissement de la face arrière en fonction du temps. Dans les figures

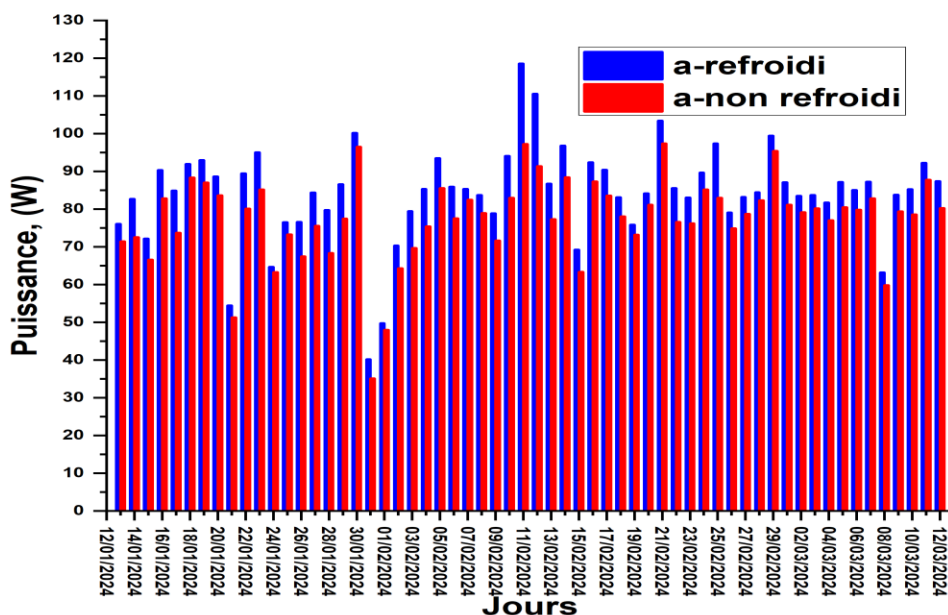


représentées ci-dessus, on note que les modules PV dont la face arrière est refroidi produisent plus de puissance que les modules PV non refroidis qui varie d'une technologie à une autre.



**Figure (III-7) : Puissance de sortie module monocristallin en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024)**

Selon l'analyse des résultats présentés dans la figure (III-7), on observe des variations maximales de puissance de sortie le 11 et le 12 février 2024. Le 11 février 2024, la puissance produite passe de 91,10 à 107,43 W pour le module non refroidi et refroidi. Soit une différence de 16,33 W, ceci se traduit par une amélioration de 15,19 % de la puissance refroidi. En revanche, le 12 février 2024, le module refroidi enregistre une puissance de 103,30 W tandis que le module non refroidi est à 88,62 W. soit un écart de 14,68 W, qui se manifeste par une amélioration de 14,21 % de la puissance refroidi.



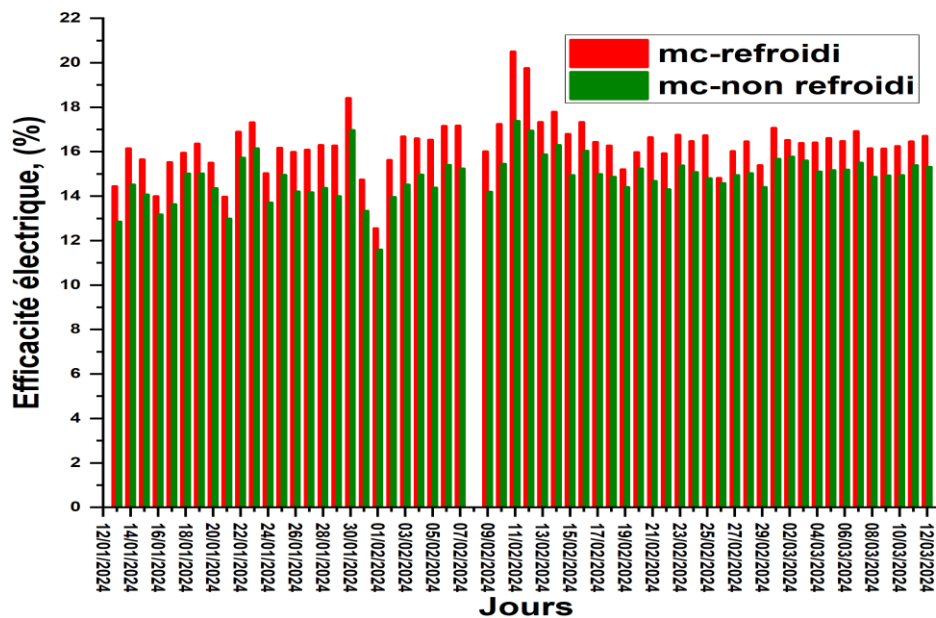
**Figure (III-8) : Puissance de sortie module amorphe en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024)**

L'analyse des résultats sur la figure (III-8) montre des écarts maximales de puissance de sortie le 11 et le 12 février 2024. Le 11 Février 2024, le module refroidi présente une puissance de sortie plus élevée que pour le module non refroidi avec des valeurs respectives 118,65 W et 97,30 W d'où une différence de 21,35 W. Cette différence se traduit par une amélioration de 17,99 % de la puissance du module refroidi. Néanmoins, le 12 février 2024, on note une augmentation de la puissance de sortie avec 91,40 W et 110,63 W respectivement pour le module non refroidi et refroidi. Soit une différence de 19,23 W. Ceci se traduit par une amélioration de 17,37 % de la puissance du module refroidi.

Les résultats obtenus durant les deux mois d'étude montrent que le refroidissement continu de la face arrière des modules conduit à une augmentation significative de la puissance de sortie des cellules PV pour les deux technologies. Elle est plus accentuée sur le module en silicium amorphe que le module en silicium monocristallin avec des valeurs maximales respectives 118,65 W et 107,43 W.

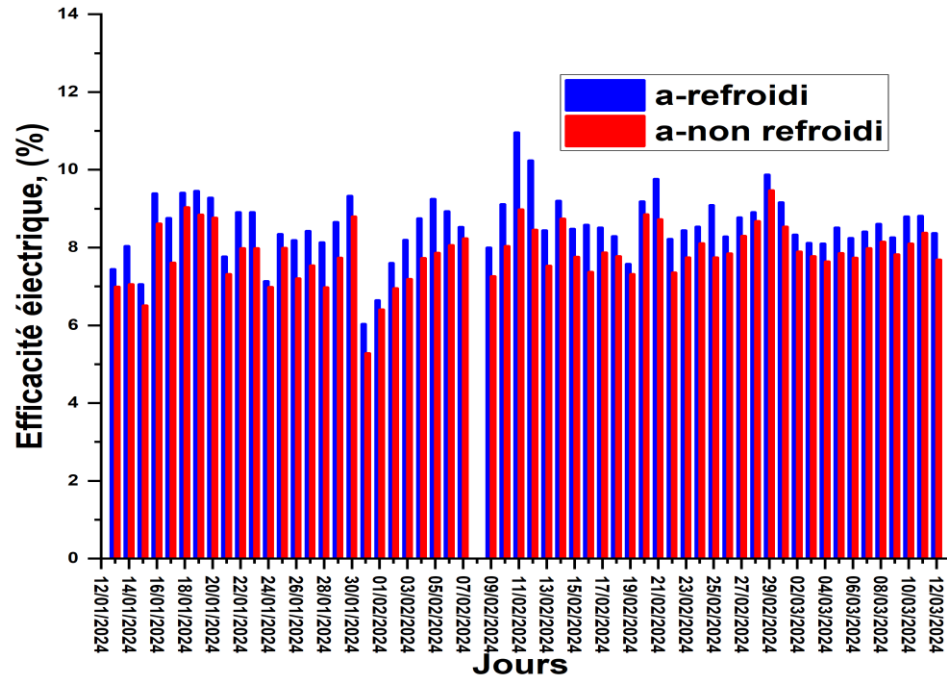
### III.4.5 Evolution d'efficacité électrique des différents modules PV en fonction du temps

Les figures (III-9) et (III-10) représentent la variation d'efficacité électrique (rendement) pour les deux technologies étudiées avec et sans refroidissement de la face arrière des modules PV en fonction du temps. Il ressort clairement que dans ces figures, l'efficacité électrique produit par les modules PV refroidis reste toujours supérieur à l'efficacité électrique des modules PV non refroidis pour les deux technologies. L'absence de la valeur de l'efficacité électrique pour le 10 février est dû que le solarimètre n'a pas puis mesurer l'intensité du rayonnement solaire à cause d'une coupure de courant.



**Figure (III-9) : Efficacité électrique module monocristallin en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024)**

Sur la base des résultats de la figure (III-9), on observe des variations maximales de l'efficacité électrique le 11 et le 12 février 2024. Le 11 février 2024, l'efficacité électrique pour le module refroidi est de 20,51 % alors que le module non refroidi est à 17,39 %. Soit une différence d'efficacité de 3,11 %, ce qui correspond à une amélioration de 15,19 % de l'efficacité du module refroidi. Pour le 12 février 2024, le module refroidi affiche une efficacité de 19,76 % contre 16,95 % pour le non refroidi. Soit un écart de 2,80 %, ceci montre une augmentation de 14,21 % de l'efficacité genère par le module PV refroidi.



**Figure (III-10) : Efficacité électrique module amorphe en fonction du temps (du 13 janvier au 12 mars 2024)**

L'analyse des résultats présentés dans la figure (III-10) montre des écarts d'efficacité maximales le 11 et le 12 février 2024. Le 11 février 2024, on enregistre une efficacité électrique de 8,98 % pour le module non refroidi contre 10,96 % pour le module refroidi d'où une différence de 1,97 %. Cette différence montre une amélioration de 17,99 % l'efficacité électrique du module refroidi. En revanche, le 12 février 2024, le module refroidi et non refroidi enregistre des valeurs respectives 10,24 % et 8,46 %. Cela désigne une marge de 1,77 % avec une amélioration de 17,37 % de l'efficacité du module PV en raison de refroidissement de la face arrière.

Ces résultats montrent que l'effet du refroidissement de la face arrière des modules favorise une hausse considérable de l'efficacité électrique pour les technologies étudiées. Elle est plus marquée sur le module en silicium monocristallin avec une valeur maximale de 20,51 %. Par contre, pour le module en silicium amorphe, l'efficacité est de 10,96 %.

## **Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons analysé et discuté les résultats obtenus. Il ressort que le refroidissement par eau de la face arrière des modules photovoltaïques permet de maintenir la température de la face arrière plus basse tout en améliorant les performances des modules refroidis. Le courant de court-circuit augmente légèrement avec le refroidissement. Néanmoins, une augmentation significative est constatée pour la tension de circuit ouvert, la puissance de sortie et l'efficacité électrique pour les technologies étudiées. La technologie en silicium monocristalline refroidi montre de meilleure performance que la technologie en silicium amorphe en termes d'efficacité électrique que les modules non refroidis pour les deux technologies.

## Conclusion Générale et Perspectives

---

Le travail réalisé dans ce mémoire a pour objectif principal de montrer l'effet du refroidissement de la face arrière sur les paramètres électriques des différentes technologies des modules photovoltaïques. Il avait pour but de faire une étude comparative sur les performances du système PV afin d'identifier la technologie la plus adéquate pour un projet d'installation d'un système photovoltaïque flottant (SPVF) à l'université Assane Seck de Ziguinchor.

Pendant la période du 13 janvier au 12 mars 2024, une série de mesures expérimentales de l'irradiance, de la température des faces (avant et arrière) ainsi que les paramètres électriques des modules PV (courant de court-circuit et tension de circuit-ouvert) a été entreprise afin de calculer la puissance de sortie et l'efficacité électrique pour les technologies étudiées. Les résultats obtenus sont utilisés pour tracer l'évolution de ses paramètres en fonction du temps des différents modules PV et d'identifier la technologie à adopter.

Nous avons entamé ce travail par présenter une étude bibliographique. Essentiellement, les sources d'exploitation de l'énergie solaire, le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque, les différentes technologies de cellules solaires photovoltaïques, les paramètres électriques d'une cellule solaire et les différents composants du module PV ont été exposés. Le comportement thermique du module PV et l'effet de la température de la cellule sur les performances des modules PV ainsi que les méthodes existantes pour le refroidissement des capteurs solaires PV et PV-T ont été présentés.

La deuxième étape est consacrée à une description des matériels de conception utilisés pour la réalisation de la plate-forme expérimentale et la méthode à adopter pour évaluer la performance des modules PV. Ainsi, à partir du dispositif expérimental, nous avons mesuré l'irradiance, la température des deux faces, les paramètres électriques (courant de court-circuit, tension de circuit-ouvert) et calculer les paramètres de performances (puissance de sortie et efficacité électrique) pour chaque module PV. Sur la base des résultats obtenus nous avons représenté l'évolution de la température des faces, des paramètres électriques et les paramètres de performances des modules PV en fonction du temps pour chaque technologie de module PV étudié.

La troisième partie a porté sur l'analyse et la discussion des résultats obtenus.

Finalement, les résultats montrent que la température des modules PV refroidis reste inférieure à celle des modules PV non refroidis pour les deux technologies. En outre, les modules PV installés au-dessus du bassin d'eau génère plus de courant de court-circuit et de tension de circuit-ouvert que les modules PV placés au sol du fait de la réduction de la température. Ainsi pour les modules refroidis en silicium amorphe et en silicium monocristallin, on note une amélioration du courant de court-circuit avec des valeurs respectives 17,5 % et 11,96 %. La tension de circuit-ouvert des modules refroidis a augmenté de 1,11 % pour le silicium amorphe et de 4,13 % pour le silicium monocristallin.

L'effet du refroidissement sur la puissance de sortie est plus accentué pour la technologie amorphe qui note une augmentation de sa puissance refroidie de 17,99 % alors qu'elle est de 15,19 % pour la technologie monocristalline. De même, la technologie amorphe montre un taux amélioration d'efficacité électrique plus important que la technologie monocristalline avec des valeurs respectives 17,99 % et 15,19 %. Ces résultats montrent que l'effet du refroidissement sur l'efficacité électrique est plus accentué sur le module amorphe que le module monocristallin.

Enfin, les performances de la technologie monocristalline sont plus sensibles à une hausse de la température que la technologie amorphe. Néanmoins, en raison du refroidissement de la face arrière, ces technologies présentent des valeurs d'efficacité maximales de 10,96 % et 20,51 %, respectivement pour le module amorphe et le module monocristallin. Ainsi, le module en silicium monocristallin est la technologie adéquate pour ce projet d'installation d'un système photovoltaïque flottant (SPVF) à l'université Assane Seck de Ziguinchor.

En perspective, il serait pertinent :

- De reprendre ce travail en ajoutant des ailettes sur la face arrière des modules pour étudier les performances du système photovoltaïque flottant avec ailettes.
- De reprendre ce travail en utilisant de l'eau salée (eau de mer ou du fleuve) pour étudier l'effet de cette eau sur les performances d'un système photovoltaïque flottant.
- De faire une étude comparative sur la performance entre le système PV polycristallin flottant et un système PV monocristallin flottant.
- D'installer un système PV monocristallin flottant dans un site d'étendue d'eau suffisamment grande ici à l'université.

- De réaliser une plate-forme de mesures automatiques des paramètres électriques et environnementales du système.
- D'installer une centrale de production d'énergie par un système photovoltaïque flottant.



## Bibliographies

---

- [1] V. Trachsel, « L'énergie éolienne et solaire: alternatives aux besoins énergétiques de la Suisse de demain », Bulletin de la Société des Enseignants Neuchâtelois de Sciences, n° 31, 2007, Consulté le: 30 avril 2024. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.sens-neuchatel.ch/bulletin/no31/art2.pdf>
- [2] « F013099.pdf ». Consulté le: 30 avril 2024. [En ligne]. Disponible sur: <http://livre21.com/LIVREF/F13/F013099.pdf>
- [3] O. O. Ogbomo, E. H. Amalu, N. N. Ekere, et P. O. Olagbegi, « A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 75, p. 1225-1238, 2017.
- [4] M. Hasanuzzaman, A. Malek, M. M. Islam, A. K. Pandey, et N. A. Rahim, « Global advancement of cooling technologies for PV systems: A review », Solar Energy, vol. 137, p. 25-45, 2016.
- [5] D. Sato et N. Yamada, « Review of photovoltaic module cooling methods and performance evaluation of the radiative cooling method », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 104, p. 151-166, avr. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.051.
- [6] R. Babahani, B. E. Benmakhlouf, et A. F. Boudjabi, « Conception et calcul d'un système hybride photovoltaïque thermique (PV-t) à eau », 2020, Consulté le: 22 novembre 2023. [En ligne]. Disponible sur: <http://bib.univ-oeb.dz:8080/jspui/handle/123456789/10782>
- [7] E. A. K. BOUDJELTHIA, « Piégeage des impuretés métalliques présentes dans le silicium destiné au photovoltaïque par plasma immersion ion implantation (PIII) », 2012, doi: 10.13140/2.1.2665.7281.
- [8] « Energie\_solaire\_photovoltaique.pdf ». Consulté le: 17 février 2024. [En ligne]. Disponible sur: [https://www.doc-developpement-durable.org/file/Energie/Solaire-photovolta%C3%AFque/Energie\\_solaire\\_photovoltaique.pdf](https://www.doc-developpement-durable.org/file/Energie/Solaire-photovolta%C3%AFque/Energie_solaire_photovoltaique.pdf)
- [9] M. B. Mesaoud, M. F. C. Eddine, et M. M. Sofiane, « Comparaison entre différentes techniques de commande MPPT d'un système solaire ».

- [10] C. Ellert, « Cellules solaires en silicium réalisées en technologie<< couche mince>> », Bulletin des SEV VSE Including Jahresheft, vol. 102, n° 3, p. 32, 2011.
- [11] D. I. Paul, « Dust Deposition on Photovoltaic Modules: Its Effects on Performance », in The Effects of Dust and Heat on Photovoltaic Modules: Impacts and Solutions, A. Al-Ahmed, Inamuddin, F. A. Al-Sulaiman, et F. Khan, Éd., in Green Energy and Technology. , Cham: Springer International Publishing, 2022, p. 3-46. doi: 10.1007/978-3-030-84635-0\_1.
- [12] M. Alkahtani, Z. Wu, C. S. Kuka, M. S. Alahammad, et K. Ni, « A Novel PV array reconfiguration algorithm approach to optimising power generation across non-uniformly aged PV arrays by merely repositioning », *J*, vol. 3, n° 1, p. 5, 2020.
- [13] I. O. Nour-eddine, B. Lahcen, O. H. Fahd, B. Amin, et O. Aziz, « Outdoor performance analysis of different PV technologies under hot semi-arid climate », Energy Reports, vol. 6, p. 36-48, nov. 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2020.08.023.
- [14] D. T. Cotfas, P. A. Cotfas, et O. M. Machidon, « Study of temperature coefficients for parameters of photovoltaic cells », International Journal of Photoenergy, vol. 2018, 2018, Consulté le: 4 décembre 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.hindawi.com/journals/IJP/2018/5945602/>
- [15] H. G. Teo, P. S. Lee, et M. N. A. Hawlader, « An active cooling system for photovoltaic modules », applied energy, vol. 90, n° 1, p. 309-315, 2012.
- [16] S. Chander, A. Purohit, A. Sharma, Arvind, S. P. Nehra, et M. S. Dhaka, « A study on photovoltaic parameters of mono-crystalline silicon solar cell with cell temperature », Energy Reports, vol. 1, p. 104-109, nov. 2015, doi: 10.1016/j.egyr.2015.03.004.
- [17] I. Faye, « Contribution à l'amélioration des performances des modules photovoltaïques en Afrique : problématiques des contraintes environnementales. », 2021, Consulté le: 2 mars 2024. [En ligne]. Disponible sur: <http://rivieresdusud.uasz.sn/xmlui/handle/123456789/1275>
- [18] M. A. Bashir, H. M. Ali, S. Khalil, M. Ali, et A. M. Siddiqui, « Comparison of Performance Measurements of Photovoltaic Modules during Winter Months in Taxila, Pakistan », International Journal of Photoenergy, vol. 2014, p. 1-8, 2014, doi: 10.1155/2014/898414.

- [19] H. M. Ali, M. Mahmood, M. A. Bashir, M. Ali, et A. M. Siddiqui, « Outdoor testing of photovoltaic modules during summer in Taxila, Pakistan », *Thermal Science*, vol. 20, n° 1, p. 165-173, 2016.
- [20] A. Osama, N. Elminshawy, Y. Elhenawy, et A. Saif, « Design and construction of a test bench to investigate the potential of novel partially submerged PV system », *Port-Said Engineering Research Journal*, vol. 0, n° 0, p. 0-0, août 2021, doi: 10.21608/pserj.2021.76713.1112.
- [21] S. Krauter, « Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels », *Solar energy materials and solar cells*, vol. 82, n° 1-2, p. 131-137, 2004.
- [22] L. Dorobanțu, M. O. Popescu, C. L. Popescu, et A. Crăciunescu, « Experimental assessment of PV panels front water cooling strategy », in *International conference on renewable energies and power quality (ICREPQ'13) Bilbao (Spain)*, 20th to 22th March, 2013, p. 2172-038.
- [23] H. Bahaidarah, A. Subhan, P. Gandhidasan, et S. Rehman, « Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface water cooling for hot climatic conditions », *Energy*, vol. 59, p. 445-453, 2013.
- [24] O. Abdellatif, « Experimental Investigation of Different Cooling Methods for Photovoltaic Module », in *11th International Energy Conversion Engineering Conference*, San Jose, CA: American Institute of Aeronautics and Astronautics, juill. 2013. doi: 10.2514/6.2013-4096.
- [25] K. Sukarno, A. S. A. Hamid, H. Razali, et J. Dayou, « Evaluation on cooling effect on solar PV power output using Laminar H2O surface method », *Int. J. Renew. Energy Res*, vol. 7, n° 3, p. 1213-1218, 2017.
- [26] D. Misra, « Floating Photovoltaic Plant in India: Current Status and Future Prospect », in *Advances in Thermal Engineering, Manufacturing, and Production Management*, S. K. Ghosh, K. Ghosh, S. Das, P. K. Dan, et A. Kundu, Éd., in *Lecture Notes in Mechanical Engineering*, Singapore: Springer Singapore, 2021, p. 219-232. doi: 10.1007/978-981-16-2347-9\_19.
- [27] A. El Hammoumi, A. Chalh, A. Allouhi, S. Motahhir, A. El Ghzizal, et A. Derouich, « Design and construction of a test bench to investigate the potential of floating PV systems », *Journal of Cleaner Production*, vol. 278, p. 123917, janv. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.123917.

- [28] Y.-K. Choi, « A study on power generation analysis of floating PV system considering environmental impact », *International journal of software engineering and its applications*, vol. 8, n° 1, p. 75-84, 2014.
- [29] M. M. Amin et I. S. Kocher, « Floating Photovoltaic Performance Evaluation Using Novel Cooling System Case Study », *NTU Journal of Renewable Energy*, vol. 5, n° 1, p. 86-92, 2023.
- [30] M. O. Aiche et D. Zeroukhi, « Dimensionnement d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique en vue de son installation sur le toit d'un bâtiment administratif », PhD Thesis, Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, 2013. Consulté le: 26 décembre 2023. [En ligne]. Disponiblesur:<https://www.ummtto.dz/dspace/bitstream/ummtto/4129/1/Zeroukhi%2C%20djebour.pdf>
- [31] A. A. Alzaabi, N. K. Badawiyeh, H. O. Hantoush, et A. K. Hamid, « Electrical/thermal performance of hybrid PV/T system in Sharjah, UAE », *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, vol. 3, n° 4, p. 385-389, 2014.
- [32] T. T. Chow, J. Ji, et W. He, « Photovoltaic-thermal collector system for domestic application », 2007.
- [33] H. A. Zondag, D. W. De Vries, W. G. J. Van Helden, R. J. C. Van Zolingen, et A. A. Van Steenhoven, « The yield of different combined PV-thermal collector designs », *Solar energy*, vol. 74, n° 3, p. 253-269, 2003.
- [34] S. Diwania, S. Agrawal, A. S. Siddiqui, et S. Singh, « Photovoltaic–thermal (PV/T) technology: a comprehensive review on applications and its advancement », *Int J Energy Environ Eng*, vol. 11, n° 1, p. 33-54, mars 2020, doi: 10.1007/s40095-019-00327-y.
- [35] Chr. Lamnatou et D. Chemisana, « Photovoltaic/thermal (PVT) systems: A review with emphasis on environmental issues », *Renewable Energy*, vol. 105, p. 270-287, mai 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.12.009.
- [36] M. E. A. Slimani, M. Amirat, I. Kurucz, S. Bahria, A. Hamidat, et W. B. Chaouch, « A detailed thermal-electrical model of three photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid air collectors and photovoltaic (PV) module: Comparative study under Algiers climatic conditions », *Energy conversion and management*, vol. 133, p. 458-476, 2017.

[37] J. C. Mojumder, W. T. Chong, H. C. Ong, et K. Y. Leong, « An experimental investigation on performance analysis of air type photovoltaic thermal collector system integrated with cooling fins design », *Energy and Buildings*, vol. 130, p. 272-285, 2016.

## ANNEXES

---

### Le terrain



Les images ci-dessus sont prises lors des séances de mesures des paramètres

