



Université Saâd Dahlab, Blida-1
Faculté de Technologie
Département de l'Electronique
Option μ Electronique

Par le binôme :
Boucena Lyna Zineb
Benzina Amel

Pour l'obtention du diplôme :
MASTER en Électronique
Option : microélectronique

Thème :

**« Caractérisation et Modélisation des paramètres électriques de
différents types de modules Photovoltaïques
(Simulation/Expérimental) »**

Promoteur : Dr. Aissa Meflah

Co-Promoteur : Pr. Abdelkader Aissat

Juin 2021

Remerciement

Tout d'abord nous tenons à remercier ALLAH le tout puissant de nous avoir donné la santé, la volonté, le courage et la patience pour mener à terme notre stage et pourvoir réaliser ce travail.

Nos remerciements s'adressent particulièrement au Docteur Aissa Meflah, notre promoteur pour son encadrement de qualité, sa motivation professionnelle, ses conseils et critiques constructives, ses corrections, sa gentillesse et sa patience ainsi pour le temps qu'il a consacré à la réalisation de ce travail.

Nous tenons à remercier notre co-promoteur, le professeur Aissat Abdelkader pour sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils dans la correction de notre mémoire

Sans oublier le professeur Said Nacer notre chef de spécialité et enseignant qui nous a toujours soutenu et qui a été toujours à notre disposition

Nos remerciements vont également à Monsieur Ould Cherif et à toute l'équipe de l'UDES, Bousmail, qui nous ont ouvert les portes des structures dont ils avaient la responsabilité et qui ont tout mis à notre disposition pour nous permettre de travailler dans les meilleures conditions.

Nous tenons aussi à remercier les membres du jury pour leur présence, pour leur lecture attentive de ce mémoire, ainsi que pour les remarques qu'ils nous adresseront lors de cette soutenance afin d'améliorer notre travail. Ainsi nos enseignants, espérant que vous allez voir, dans ce manuscrit, les fruits du dévouement avec lequel vous avez fait preuve durant les enseignements que vous nous avez prodigué.

Ce mémoire n'aurait jamais pu voir le jour sans le soutien actif des membres de notre famille, surtout nos parents qu'ils nous ont toujours encouragé moralement et matériellement et à qui on tient à les remercier.

Enfin on tient à exprimer vivement nos remerciements avec une profonde gratitude à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à sa réalisation, car un projet ne peut pas être le fruit d'une seule personne.

Dédicaces

je dédie ce travail

A mes très chers parents Rabah et Bachira

Quoi que je fasse ou je dise, je ne saurai point vous remercier comme il se doit. Votre affection me couvre, votre bienveillance me guide et votre présence a mes coté a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles de la vie.

A mes sœurs : Manel, Amina, Yaya, Meriem, et zahra

Vous avez toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager.

A Mes amies de la cité universitaire que j'ai passé le bon et le mauvais avec eux

Amina, Nourhane, Hania, et Ahlem

A mon fiancé Ayoub

Et bien sûr à ma chère collaboratrice Amel

Sans oublier toute la promo de master2 micro-électronique de

L'année 2020-2021

Lyna

Dédicaces

Avec l'expérience de ma reconnaissance, je dédie ce modeste travail à ceux qui, quels que soient les termes embrassés, je n'arriverais jamais à leur exprimer mon amour sincère

A l'homme, mon précieux offre du dieu qui doit ma vie, ma réussite et tout mon respect : mon cher père Mourad

A la femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes exigences et qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureuse : mon adorable mère Sabiha

A mes chères sœurs

'Soumia, Raïhana, ines et ritadj

Mes frères

ahmed et riyad

Et mon fiancé mohamed

Qui n'ont pas cessé de me conseiller, encourager et soutenir tout au long de mes études. Que dieu les protège et leurs offre la chance et le bonheur.

A Mes amies de la cité universitaire que j'ai passé le bon et le mauvais avec eux

Nour, Amina, Noura, et Rafika

Sans oublier mon binôme lyna pour son soutien moral, sa patience et sa compréhension tout au long de ce projet

Sant oublié toute la promo de master2 mélectronique de

L'année 2020-2021

Amel

ملخص

يقترن هذا العمل في البحث على حل لجعل مختلف الألواح الكهروضوئية أكثر انتاجا و هذا من خلال دراسة سلوك هذه الوحدات الموجودة في "وحدة تطوير الأجهزة الشمسية" في مدينة بوسماعيل، شمال وسط الجزائر مدة سنة كاملة، اقترحنا تطوير نموذج كهربائي بصمامين و ذلك بدراسة مختلف الخصائص المتحصل عليها بالعمل التطبيقي، لإتمام هذا العمل نحتاج قاعدة بيانات سنوية تحتوي على (شدة التيار، التوتر، الإشعاع الشمسي و درجة حرارة الألواح الكهروضوئية) و التي تم قياسها في الميدان خارجيا و بخطوات متجانسة طوال اليوم. بعد ذلك سنتم تصفية وتصنيف كل هذه المعلومات لجعلها قابلة للدراسة. ستساعد البيانات المتعلقة بالإضاءة ودرجة الحرارة في تقدير الطاقة الناتجة عن كل نوع من الألواح الشمسية. سوف ينتج عنها عوامل تصحيح يتم دمجها في النموذج باستعمال الخصائص (الشدة بدلالة التوتر والاستطاعة بدلالة التوتر) هذه العوامل هي معاملات درجة حرارة المتعلقة بالتيار والتوتر في الخطوة الأخيرة، سننتقل إلى التحقق من صحة نتائج هذه الألواح من خلال مقارنة نتائج المحاكاة بنتائج النموذج التطبيقي.

الكلمات المفتاحية: الخلايا الكهروضوئية، النموذج، الخارج، معامل درجة الحرارة

Résumé

Ce travail consiste en la recherche de rendre les différents types de modules photovoltaïques étudiés plus performants. Ceci, en examinant le comportement de ces modules installés dans le site de l'UDES, Bousmail au nord-centre d'Algérie, sur une période d'une année, nous nous proposons d'améliorer un modèle électrique à deux diodes en introduisant des paramètres obtenus à l'aide de la caractérisation expérimentale. Pour ce faire nous disposons d'une base de données d'une année constituée des mesures de courant, de tension, de l'irradiation et de la température qui sont réalisées en conditions météorologiques réelles 'outdoor' avec un pas régulier tout le long de la journée. Toutes ces données brutes seront filtrées et classées pour avoir une base de données exploitable. Les données liées à l'éclairage et la température aideront à l'estimation de la puissance générée par chaque type de module. Elles se traduiront par des facteurs de correction qui seront intégrés dans la modélisation des caractéristiques I-V et P-V, ces facteurs sont les coefficients de température de la tension de circuit ouvert et du courant de court-circuit. Dans une dernière étape nous procéderons à la validation de ces modules en utilisant un modèle à deux diodes améliorées en comparant les résultats de simulation avec ceux de l'expérimental.

Mots clés : photovoltaïque, modélisation, outdoor, coefficient de température

Abstract

This work consists of research to make the different types of photovoltaic modules studied more efficient. This, by examining the behavior of these modules installed in the UDES site, Bousmail in north-central Algeria, over a period of one year, we propose to improve an electric model with two diodes by introducing parameters obtained using experimental characterization. To do this, we have a one-year database made up of current, voltage, irradiation and temperature measurements which are carried out in real 'outdoor' weather conditions with a regular step throughout the day. All this raw data will be filtered and classified to have a usable database. Data related to illuminance and temperature will help in estimating the power generated by each type of module. They will result in correction factors which will be integrated in the modeling of the I-V and P-V characteristics, these factors are the temperature coefficients of the open circuit voltage and the short-circuit current. In a last step we will proceed to the validation of these modules using a model with two improved diodes by comparing the simulation results with those of the experimental one.

Keywords: photovoltaic, modeling, outdoor, temperature coefficient

Table des matières

Résumé.....	1
INTRODUCTION GENERALE.....	9
Chapitre 1 :	11
GENERALITES ET ETAT DE L'ART	11
1.1. Introduction	12
1.2. Historique	12
1.3. Rendement mondial record de NREL	12
1.4. Photovoltaïque en Algérie	13
1.5. Effet Photovoltaïque	13
1.6. Qu'és qu'un module ?.....	14
1.7. Type des modules photovoltaïques.....	15
1.7.1. Modules PV en silicium monocristallin	15
1.7.2. Modules PV en silicium poly-cristallin	16
1.7.3. Modules PV en silicium amorphe	17
1.7.4. Modules PV en micro-morphe	17
1.8. Le coefficient de température d'un panneau photovoltaïque	18
1.9. Etat de l'art sur le calcul des coefficients de température	19
1.10. Conclusion.....	20

Chapitre 2 :	21
METHODOLOGIE ET EXPERIMENTALE	21
2.1. Introduction	22
2.2. Base de données	22
2.2.1. Site d'installation	22
2.2.2. Banc de mesure.....	22
2.3. Procédure de traitement	24
A. Traitement des données	24
B. Classement des données par module	25
C. Traitement et exploitation des données.....	26
D. Réduction et classement des données par période	27
E. Exploitation et utilisation des données	27
F. Calcul des coefficients K_{isc} et K_{voc}	27
G. Validation	28
Chapitre 3 :	29
RESULTAT ET DISCUSSION	29
3.1. Introduction	30
3.2. Comparaison des performances électriques des modules	30
3.2.1. Température annuelle des modules PV	30
3.2.2. Puissance annuelle des modules PV	32
a. Puissance en fonction du temps $P(t)$	32

b.	Puissance en fonction de l'éclairement $P(G)$	34
3.2.3.	Rendement	34
A.	Rendement en fonction du temps $\eta(t)$	34
B.	Rendement en fonction de l'éclairement $\eta(G)$	36
C.	Rendement en fonction de Température $\eta(T)$	37
3.2.4.	Courant de court-circuit.....	38
a)	Courant de court-circuit en fonction de l'éclairement $I_{sc}(G)$	38
b)	Courant de court-circuit en fonction de température $I_{sc}(T)$	38
3.2.5.	Tension de circuit ouvert en fonction de température $V_{oc}(T)$.....	39
3.2.6.	Equation de tension de circuit ouvert et du courant de court-circuit	40
3.3.	Calcul des coefficients de température K_{voc} et K_{isc}.....	40
3.3.1.	V_{oc} en fonction de la température à un éclairement constant	40
3.3.2.	Coefficient de température de tension de circuit-ouvert en fonction de l'éclairement $K_{voc}=f(G)$	43
3.3.3.	I_{sc} en fonction de la température a un éclairement constant	44
3.3.4.	Coefficient de température de courant de court-circuit en fonction de l'éclairement $K_{isc}=f(G)$	46
3.4.	Validation	47
3.4.1.	Erreur relative de la puissance en condition STC.....	47
3.5.	Conclusion.....	51
	Conclusion Générale	52
	Bibliographie	53

Liste des Figure

Chapitre 1

Figure I. 1:Rendement mondial record de NRL.....	12
Figure I. 2:Modèle deux diodes d'une cellule photovoltaïque.	14
Figure I. 3: Coupe d'un module photovoltaïque.....	15
Figure I. 4: Exemple de module PV monocristalin	16
Figure I. 5: Exemple de module PV polycristallin.....	16
Figure I. 6 :Exemple de module PV en silicium amorphe	17
Figure I. 7:Exemple de module PV en micro-morphe.	18

Chapitre 2

Figure II. 1: Banc de caractérisation des modules PV en condition outdoor. (a) charge électronique et ordinateur pour l'acquisition des données (b) Banc de caractérisation des modules photovoltaïques à l'UDES.A: Si Amorphe (a-Si/a-Si). B : Si Monocristallin (c-Si).	23
Figure II. 2: Aperçu de la base de données en fichiers Excel classés par mois et par jours des modules PV.....	24
Figure II. 3: Entête d'un fichier Excel converti.....	25
Figure II. 4: Aperçu d'un classeur Excel obtenu après filtrage.	26
Figure II. 5: Fichier Excel obtenu après traitement.	26

Chapitre 3

Figure III. 1 : Comparaison de la Température annuelle des quatre modules PV, (oct 2019-Sept 2020).	31
Figure III. 2: Histogramme qui définit la température des quatre modules PV.	32
Figure III. 3: Comparaison de la Puissance annuelle des quatre modules PV, (oct 2019-Sept 2020).	33
Figure III. 4: Différence entre la puissance max mesurée et celle du STC des quatre modules PV.	33
Figure III. 5 : Puissance annuelle en fonction de l'éclairement pour les quatre modules PV.	34
Figure III. 6 : Comparaison du Rendement annuel pour les quatre modules PV, (oct 2019-Sept 2020).	35
Figure III. 7: Histogramme de rendement des quatre modules PV.....	36
Figure III. 8 : Rendement annuel en fonction de l'éclairement pour les quatre modules PV.	37

Figure III. 9: Rendement annuel en fonction de température pour les quatre modules PV.	37
Figure III. 10 : Courant de court-circuit annuel en fonction de l'éclairement pour les quatre modules PV.	38
Figure III. 11 : Courant de court-circuit annuel des quatre modules PV en fonction de température.	39
Figure III. 12 : Tension de circuit ouvert en fonction de température $V_{oc}(T)$ pour les quatres modules PV.	40
Figure III. 13 : Tension de circuit-ouvert en fonction de température pour les quatre modules PV à G=1000W/m ²	41
Figure III. 14: Tension de circuit-ouvert en fonction de température pour les quatre modules PV à G=800W/m ²	42
Figure III. 15: Tension de circuit-ouvert en fonction de température pour les quatre modules PV à G=600W/m ²	42
Figure III. 16 : Variation du Coefficient de température de tension de circuit-ouvert K_{voc} en fonction de l'éclairement pour les quatre modules PV.	43
Figure III. 17: Courant de court-circuit en fonction de température pour les quatre modules PV à G=1000W/m ²	44
Figure III. 18: Courant de court-circuit en fonction de température $I_{sc}(T)$ pour les quatre modules PV.	45
Figure III. 19: Courant de court-circuit en fonction de température pour les quatre modules PV.	45
Figure III. 20: Variation du Coefficient de température de courant de court-circuit en fonction de l'éclairement pour les quatre modules PV.	46
Figure III. 21: L'erreur relative de la puissance en condition STC pour les quatre modules PV.	48
Figure III. 22 : l'erreur relative de la puissance en STC calculé pour les quatre modules PV.	49
Figure III. 23: Erreur relative de la puissance en SCT calculé en fonction de l'éclairement pour les quatre modules.	50
Figure III. 24 : Erreur relative moyenne de la puissance pour les quatre modules étudiés.	50

Liste des Tableaux

Chapitre 2

Tableau II. 1 : Caractéristiques électriques des modules PV en STC.	23
--	----

Chapitre 3

Tableau III. 1 : Température des quatre modules PV.	31
Tableau III. 2 : Différence entre la puissance maximale mesurée et celle du STC pour les quatre modules PV.	33
Tableau III. 3 : Valeurs moyenne, minimale et maximale du Rendement des modules PV.	35
Tableau III. 4 : Equations de V_{oc} et I_{sc} en fonction de la température des modules PV pour différents intervalles de l'éclairement.	40
Tableau III. 5 : Coefficient de température de tension de circuit ouvert K_{voc} pour les quatre modules PV. ...	43
Tableau III. 6 : Coefficients de température de courant de court-circuit K_{isc} en fonction de l'éclairement pour les quatre modules PV.	47
Tableau III. 7 : Comparaison entre les coefficients de température K_{voc} et K_{isc}	47
Tableau III. 8 : Erreur relative moyenne de la puissance pour les quatre modules étudiés.	50

Liste Des Abréviation

UDES : Unité de Développement des Equipement Solaire

STC : Condition de teste standard

V : Tension

I_{sc} : Courant de court-circuit

V_{oc} : Tension de circuit ouvert

η : Rendement

G : Eclairement

T : Température de module PV

NOCT: Nominal operating condition température

PVPM1000C: Peak Power Measuring Device I-V Curve Tracer for Photovoltaic Modules

CMOS: Complementary Metal Oxide Semiconductor

p-Si: Silicium poly-cristallin

c-Si: Silicium monocristallin

μm-Si: Silicium micro-morphe

a-Si: Silicium amorphe

CdTe : Panneaux photovoltaïques en technologie Le tellurure de cadmium

K_{voc} : Coefficient de température de tension de circuit ouvert

K_{Isc} : Coefficient de température de courant de court-circuit

NREL: National Renewable Energy Laboratory

I-V : Courant en fonction de la tension

P-V : Puissance en fonction de la tension

I_{ph} : Courant produit par la lumière incidente

I_s: Courants de saturation

V_T : Tension thermique du module PV

q : Charge de l'électron

R_{sh} : Résistance parallèle

R_s : Résistance série

PVB : Poly Vinyl Butyral

EVA : Acétate de Vinyle-Ethylène

AM : Masse d'air

V_{mp} : Tension à la puissance maximale

I_{mp} : Courant à la puissance maximale

Nbr Cell : Nombre de cellule dans les modules PV

T_{sens} : Température de la cellule de référence ;

T_{mod} : Température du module ;

E_{eff} : Eclairement effectif ;

I_{pm₀} : Intensité du courant de sortie du module correspondant à la puissance maximale.

U_{pm₀} : Tension de sortie du module correspondant à la puissance maximale ;

U : Tension de sortie du module ;

I : Intensité du courant de sortie du module ;

P : Puissance délivrée par le module.

Er_p : Erreur relative de la puissance

Max : Maximal

Min : Minimal

Moy : Moyen

(V) : Volt

(A) : Ampère

(W) : Watt

(m²) : Mètre carré

(%) : Pourcentage

(s) : Seconde

INTRODUCTION GENERALE

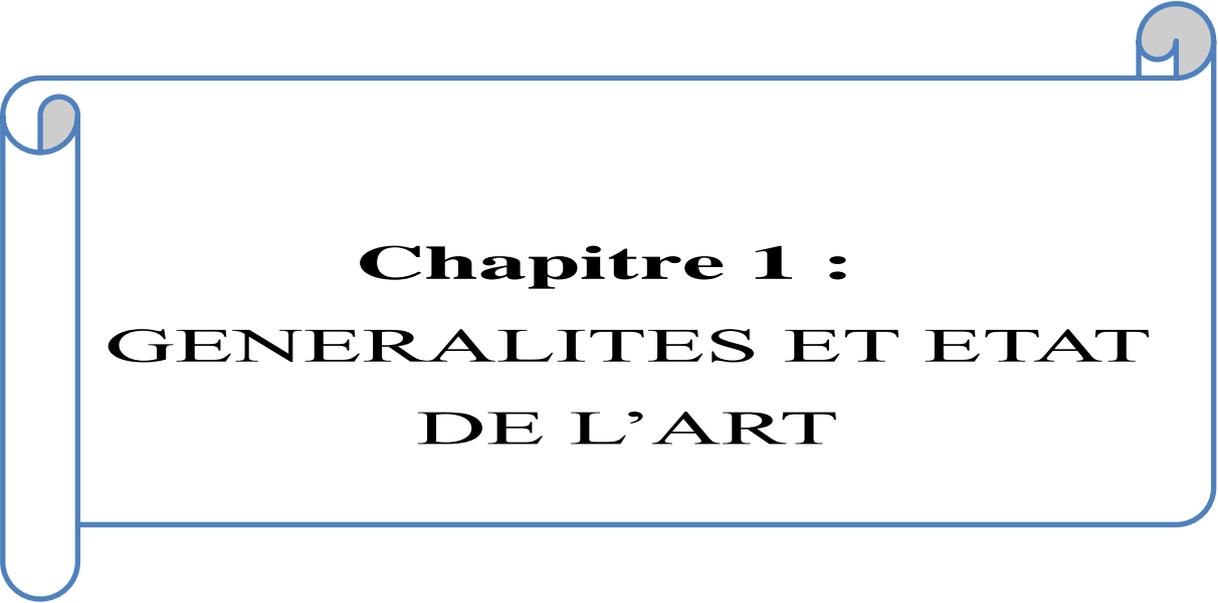
Dans le domaine de la modélisation et du dimensionnement des systèmes photovoltaïques, l'influence de la température sur les performances électriques des modules photovoltaïques est très importante, en particulier dans les régions à climat chaud ou qui ont quatre saisons où la température et l'irradiation changent beaucoup comme la région de l'Algérie. Les fabricants de modules photovoltaïques fournissent les caractéristiques électriques dans des conditions de test standard (STC) à savoir un éclairement de 1000 W/m^2 , une température à 25° C et le spectre solaire d'Air Mass 1.5, ce qui permet de comparer les modules installés dans différentes régions du monde.

Afin d'avoir un modèle de prédiction précis, les caractéristiques des modules courant-tension (I-V) installés en extérieur doivent toujours être corrigées à l'aide des données de mesure obtenues à partir de l'expérience, non seulement pour l'éclairement mais aussi pour la température. Ces modules subissent une dégradation due à une exposition à des changements continus de température ambiante, d'humidité et de rayonnement solaire, et le coefficient de température peut changer en raison du vieillissement [1].

L'utilisation des valeurs de coefficient de température fournies dans STC n'est pas suffisante pour prédire ses performances [2]. Sandia Laboratories a utilisé des coefficients de température spécifiques aux modules pour estimer le rendement énergétique des modules photovoltaïques [3,4,5]. La précision de puissance prévue est améliorée si les coefficients de température recalculés sont utilisés par rapport aux valeurs moyennes de la technologie [6]. Smith et coll, ont évalué le coefficient de température pour les courants, la tension et la puissance de 12 modules c-Si sur le banc d'essai extérieur NREL en utilisant les données I-V extérieures de ces modules [7]. Ils ont trouvé que le coefficient de température mesuré était en bon accord avec ceux indiqués par les fabricants. King et al ont constaté que les influences peuvent faire en sorte que le coefficient de température des modules et des tableaux diffère beaucoup de celui des modules constitutifs [8]. De nombreux auteurs ont étudié les coefficients de température et son influence sur les modules photovoltaïques [9-11].

Dans cette étude, les coefficients de température en conditions extérieures ont été mesurés pour quatre modules PV de différentes technologies. La mesure a été réalisée à partir d'une base de données d'une année de mesure des caractéristiques électriques des modules PV, installée sur le site de l'UDES (Unité de Développement des Equipements Solaires), dans le centre nord de l'Algérie. L'influence de l'irradiation sur les coefficients de température calculés a été prise en compte afin d'améliorer notre modèle et la réduction de l'écart entre la simulation et les données expérimentales a été présentée.

Le premier chapitre, présente un état de l'art sur les systèmes photovoltaïques et la modélisation des caractéristiques électriques des modules PV, le deuxième chapitre explique la méthodologie utilisée pour l'étude expérimentale, le traitement et le classement des données collectés pour les quatre modules PV étudiés et le calcul des coefficients de température, le dernier chapitre, présente les résultats du traitement de cette base de donnée, du calcul des coefficients de températures en différentes conditions climatiques, d'où l'aspect de l'influence de l'irradiation est étudié suivi par la validation du modèle utilisé en comparant la simulation avec l'expérimental.



Chapitre 1 :
GENERALITES ET ETAT
DE L'ART

1.1. Introduction

La production du photovoltaïque est une affaire qui devient nécessaire de plus en plus dans le domaine de l'énergie renouvelable et pour améliorer la performance de cette fabrication on doit embellir son rendement et la rendre moins coûteuse. Dans ce premier chapitre nous allons faire un petit rappel sur l'historique du photovoltaïque, une recherche sur les caractéristiques électriques des différents types des modules PV et la modélisation de ces derniers.

1.2. Historique

La découverte de l'effet photovoltaïque remonte à 1839, l'année où le physicien français Alexandre Edmond Bequeret découvre la possibilité de produire de l'électricité grâce à la lumière et la présence de matériaux semi-conducteurs comme le silicium. Après 1913, naissent 10es premières cellules photovoltaïques, mais ce n'est qu'en 1916 que Robert Millikan parvient à produire un courant continu. Le premier véritable panneau solaire, avec un rendement de 6%, est développé en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell [12].

1.3. Rendement mondial record de NREL

Depuis des années nous assistons à des records de rendement dans toutes les filières PV la traditionnelle carte publiée par NREL sur les records annuels en laboratoire des rendements des cellules photovoltaïques montre que le photovoltaïque gardera encore une bonne tendance de croissance sur les années à venir (Figure I.1) [13].

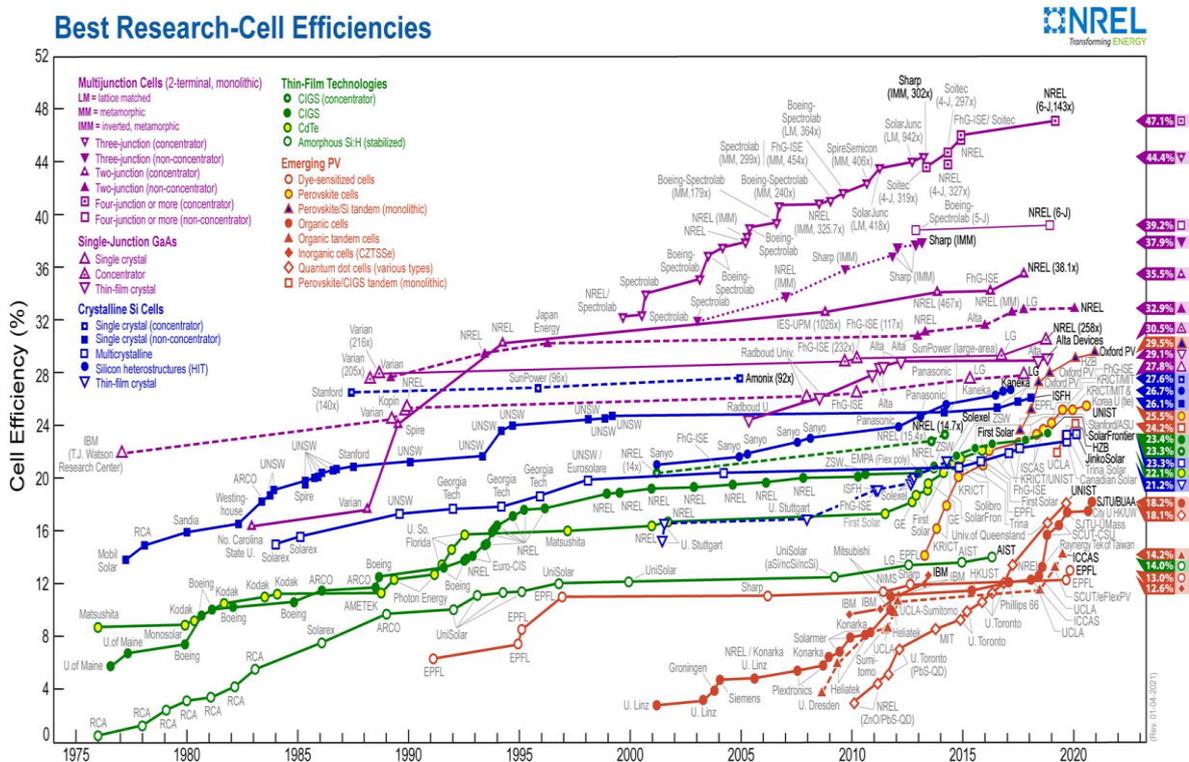


Figure I. 1:Rendement mondial record de NREL [13].

1.4. Photovoltaïque en Algérie

Un programme de développement des énergies renouvelables d'une capacité de 16 GW à l'horizon 2035 et ce, exclusivement à base de solaire photovoltaïque, a été soumis comme une des pièces maîtresses de la transition énergétique en Algérie, selon le ministère de l'énergie. Ainsi, 15 GWc sont destinés à être produits exclusivement par des centrales solaires connectées au réseau électrique national, dont une première tranche de 4000 MWc est à réaliser à l'horizon 2024 alors que les 1000 MWc restant, sont à déployer en autonome à l'horizon 2030. C'est dans cette optique qu'un projet intitulé « Tafouk I » visant la réalisation de 4000 MWc de solaire photovoltaïque a été présenté en mai 2020. [14]

1.5. Effet Photovoltaïque

L'effet photovoltaïque se manifeste quand un photon est absorbé dans un matériau composé de semi-conducteurs dopés p (positif) et n (négatif), dénommé comme jonction p-n (ou n-p). Sous l'effet de ce dopage, un champ électrique est présent dans le matériau de manière permanente (comme un aimant possède un champ magnétique permanent).

Quand un photon incident (grain de lumière) interagit avec les électrons du matériau, il cède son énergie « $h\nu$ » à l'électron qui se retrouve libéré de sa bande de valence et subit donc le champ électrique intrinsèque. Sous l'effet de ce champ, l'électron migre vers la face supérieure laissant place à un trou qui migre en direction inverse. Des électrodes placées sur les faces supérieure et inférieure permettent de récolter les électrons et de leur faire réaliser un travail électrique pour rejoindre le trou de la face antérieure [15].

Le modèle à une diode est le plus répandu pour représenter une cellule PV grâce à sa simplicité et sa précision [16]. L'évolution de ce modèle a conduit à des modèles plus précis, tels que le modèle deux diodes [17].

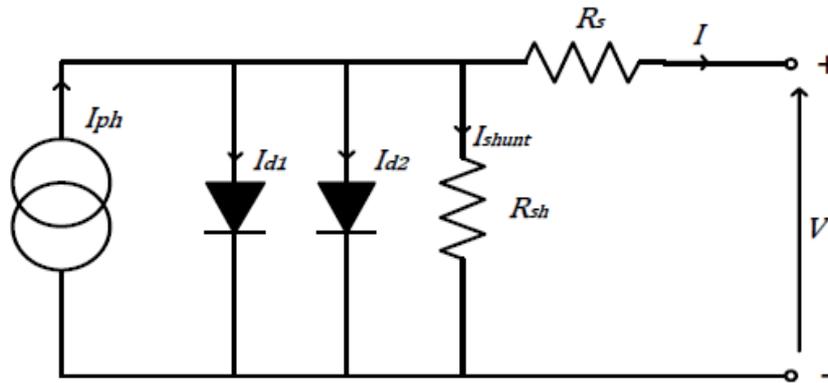


Figure I. 2:Modèle deux diodes d'une cellule photovoltaïque [17].

La caractéristique courant-tension est donnée par l'expression suivante :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[\left(e^{\frac{q(V+(IR_s))}{a_1VT_1}} \right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\left(e^{\frac{q(V+(IR_s))}{a_2VT_2}} \right) - 1 \right] - \frac{V+(IR_s)}{R_{sh}} \dots\dots(I-1)$$

Où : I_{ph} est le courant produit par la lumière incidente. $I_{s1,2}$ sont les courants de saturation inverse respectivement de la diode 1 et la diode 2. $V_{T1,2}$ est la tension thermique du module PV ayant N_s cellule connectée en série. q est la charge de l'électron, T est la température absolue de la jonction P-N en Kelvin K . Les variables a_1 et a_2 représentent respectivement la diffusion et le courant de recombinaison des composantes des diodes 1 et 2. Finalement R_{sh} est la résistance parallèle et R_s est la résistance série.

1.6. Qu'es qu'un module ?

Un module photovoltaïque est d'abord un convertisseur d'énergie lumineuse en électricité. Par définition c'est un ensemble de photopiles assemblés pour générer une puissance électrique suffisante lors de son exposition à la lumière. Il est en lui-même, un système complexe composé de cellules photovoltaïques, d'intercalaires, de diodes bypass, de connecteurs, d'une boîte de jonction, de câbles, 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 [18].

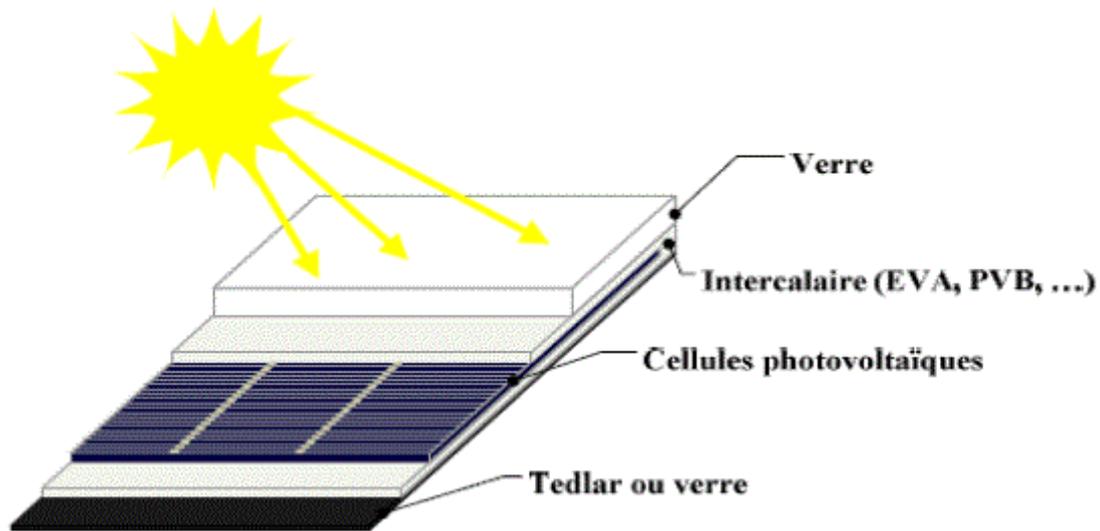


Figure I. 3: Coupe d'un module photovoltaïque [18].

1.7. Type des modules photovoltaïques

Il existe un grand nombre de technologies mettant en œuvre l'effet photovoltaïque. Beaucoup sont encore en phase de développement. Ces technologies se décomposent sur quatre générations, la première génération contient les deux types (monocristalline poly-cristallin), la 2^{ème} génération se constitue dans les trois technologies (couche mince CIGS, et Cdt) la troisième génération représente les cellules organiques (les cellules solaires à pigment photosensible ou semi-conducteur synthétisé, et enfin la quatrième génération (cellule PV Pérovskite et hybride, nanocristallin [19]. Notre travail se s'agit d'étudier des modules de la première et la deuxième génération.

1.7.1. Modules PV en silicium monocristallin

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe alors le cristal en fines tranches qui composent les cellules. La couleur de ce type de cellules est uniformément bleue. Ce type de panneaux solaires PV possède un rendement de l'ordre de 12 à 20% et son coût est relativement élevé.

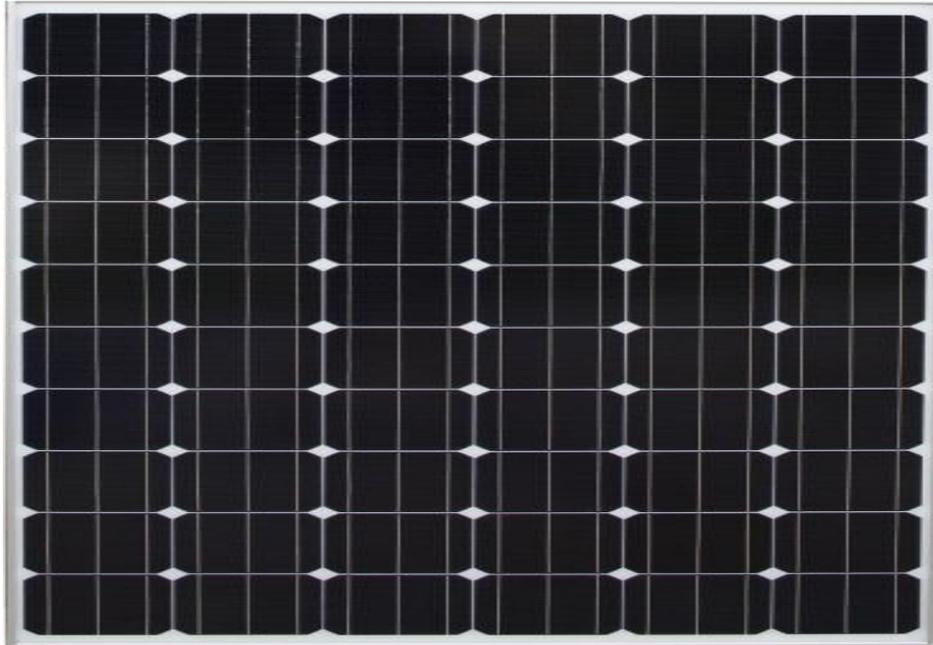


Figure 1.4 : Exemple de Module PV monocristallin [20].

1.7.2. Modules PV en silicium poly-cristallin

Lors de la fabrication, et au moment du refroidissement du silicium, il se forme plusieurs cristaux. La couleur de ce type de cellule est également bleue, mais pas uniforme. On peut la reconnaître par les motifs créés par les différents cristaux. Ce type de modules solaires PV a un rendement de l'ordre de 11 à 15 %. Le prix de ce type de modules solaires est moins élevé que le monocristallin.



Figure I. 5 : Exemple de module PV poly-cristallin [21].

1.7.3. Modules PV en silicium amorphe

Ce type des modules PV est souvent utiliser sur les calculatrices, les montres ou les autres gadgets solaires, il n'a pas besoin d'un éclairage fort pour qu'il fonctionne, mais son rendement n'est pas très élevé aussi (entre 5 et 7%) donc on a besoin de beaucoup de panneaux solaires amorphe pour couvrir notre besoin d'énergie.



Figure I. 6 : Exemple de module PV en silicium amorphe [22].

1.7.4. Modules PV en micro-morphe

La structure du silicium micro-morphe se situe entre celles du silicium poly-cristallin et du silicium amorphe. Le silicium micro-morphe se caractérise par des propriétés électriques intermédiaires entre celles du silicium amorphe et celles du silicium poly-cristallin. En effet, le silicium microcristallin offre une meilleure stabilité [23], et une mobilité plus élevée que celle du silicium amorphe [24]. Les couches de silicium microcristallin sont favorables au dopage de type N et au dopage de type P [25] ainsi il offre la possibilité de fabriquer une technologie complémentaire CMOS [26].

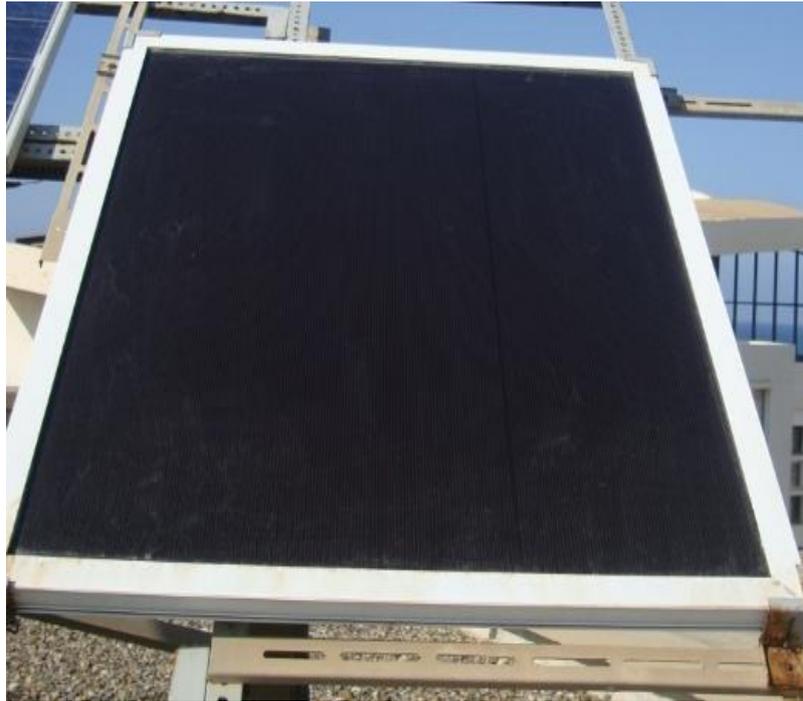


Figure I.7: Exemple de module PV en micro-morphe « installé à l'udes »

1.8. Le coefficient de température d'un panneau photovoltaïque

La température a un effet délétère sur le fonctionnement des panneaux photovoltaïques. Quand la température des cellules s'élève, la puissance et la tension du panneau solaire s'abaissent, et le courant (intensité) augmente légèrement. L'effet de la température extérieure sur le module photovoltaïque a un impact sur son rendement. Le coefficient de température d'un panneau photovoltaïque permet de le mesurer.

Les 3 types de coefficient de température d'un panneau solaire

Les fabricants indiquent sur la fiche technique des panneaux photovoltaïques la puissance maximale du module sous condition STC et mentionnent 3 types de coefficients de température :

- coefficient de température de courant de court-circuit (I_{sc}) ;
- coefficient de température de tension en circuit ouvert (V_{oc}) ;
- coefficient de température au point maximal de puissance (P_m).

Chacune des valeurs (courant, tension et puissance) varie d'un certain pourcentage à chaque changement de température des cellules [27].

1.9. Etat de l'art sur le calcul des coefficients de température

Dans cette partie on va parler de plusieurs expériences précédentes similaires à la nôtre ce qui nous guide dans la bonne voie.

En Thaïlande 2011, les chercheurs de l'école de technologie des énergies renouvelables, à l'université Naresuan, Muang, Phitsanulok [28]. Ont fait une « Enquête sur les coefficients de température de trois types de technologies de modules photovoltaïques » présentée par 'P. Kamkird', 'N. Ketjoy', 'W. Rakwichian', 'S. Sukchai', utilisant 3,67 kWc (68 modules) de cellule solaire en silicium amorphe (a-Si), 3,60 kWc (45 modules) de cellule solaire en silicium polycristallin (p-Si) et 2,88 kWc (16 modules) de couche mince intrinsèque à hétérojonction (HIT). Ces modules sont installés à l'université (latitude nord $16^{\circ} 47'$, longitude est $100^{\circ} 16'$) et analysés par une technique de régression linéaire. De plus, la valeur moyenne de l'éclairement solaire en 2008 était de 660 W/m^2 et 640 W/m^2 en 2009, Après analyse, l'étude montrera le coefficient de température du courant, de la tension, de la puissance et de l'efficacité sur la température du réseau ont un impact sur la conception et le dimensionnement des systèmes dans des régions climatiques similaires.

En Norvège 2014, Muhammad Tayyib de « Teknova AS, Gimlemoen 19, NO-4630 Kristiansan », Jan Ove Odden de « Elkem Solar AS, PO Box 8040 Vaagsbygd, NO-4675 Kristiansand », et Tor Oskar Saetre de « Université d'Agder, Postboks 509, NO-4898 Grimsta » [29], ont réalisé une étude comparative sur les coefficients de température à différentes valeurs d'éclairement de cellules solaires poly-cristallines fabriquées à partir du procédé standard de Siemens et à partir de matériaux produits par voie métallurgique. Ces coefficients de température mesurés tout en étant exposés à divers niveaux d'éclairement sont essentiels pour mieux comprendre et prédire les performances sur le terrain des cellules solaires fabriquées à partir de divers types de matières premières dans cette expérience, les caractéristiques courant-tensions sont mesurées pour toutes les cellules solaires en les exposant à un spectre AM 1,5 à partir d'un simulateur solaire (indoor) afin de calculer les coefficients de température. Électroluminescence, après avoir fait l'étude ils ont observé que les coefficients de température des cellules solaires ESS sont nettement meilleurs que les cellules solaires en poly silicium en raison d'un meilleur coefficient de température des courants et du facteur de remplissage. Tout en comparant les coefficients d'efficacité, les cellules solaires ESS montrent de meilleurs résultats à des intensités lumineuses plus élevées en plus de performances considérablement meilleures en basse lumière.

En Inde 2015 plus précisément à New Delhi, « PK Dash » de « Energy Center, MNRE, Block -14, CGO Complex Solaire » avec « NC Gupta » de « School of Environmental Studies, Université GGSIP, Dwarak » on fait une étude sur l'Effet de la température sur la puissance de sortie de différents modules photovoltaïques disponibles dans le commerce [29]. Dans cette étude les tests ont été effectués dans l'installation photovoltaïque du Solar Energy Center de New Delhi. Les modules sont sélectionnés au hasard parmi divers fabricants, On a constaté que le coefficient de température moyen de puissance pour les modules monocristallins, polycristallins et à base de CdTe est de $-0,446\%/^{\circ}\text{C}$, $-0,387\%/^{\circ}\text{C}$ et $-0,172\%/^{\circ}\text{C}$ respectivement.

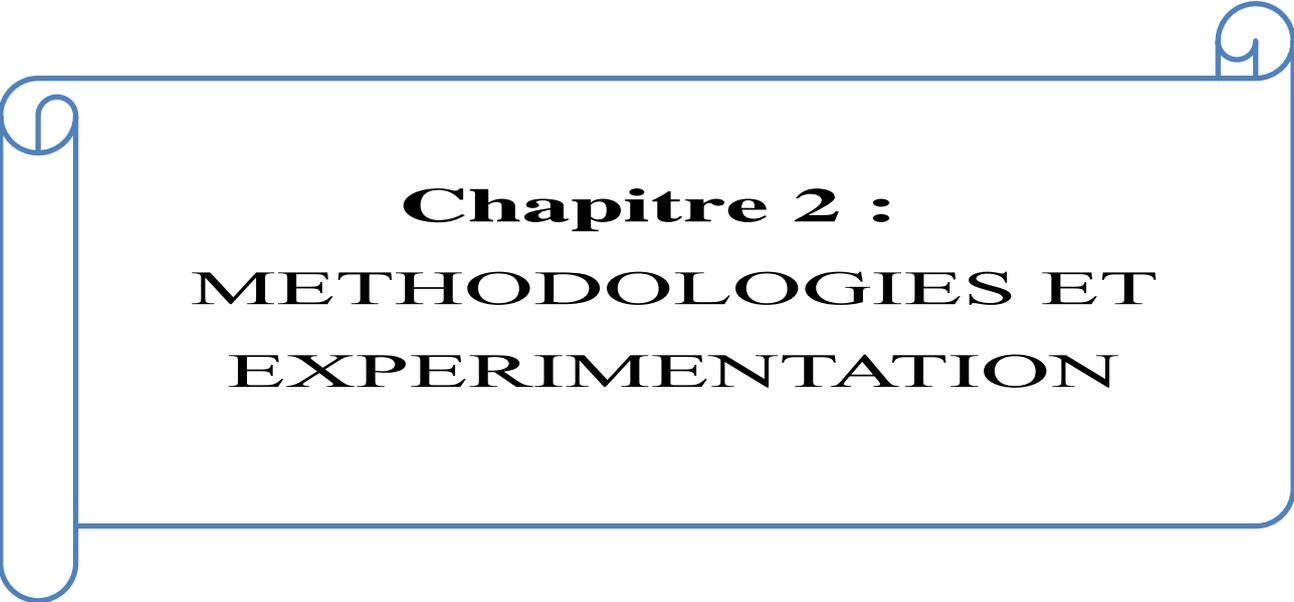
En cas de module en silicium amorphe, un seul échantillon est mesuré et le coefficient de température est de $-0,234\%/^{\circ}\text{C}$. Cette étude montre que le coefficient de température du module en silicium monocristallin est plus élevé que celui des autres types de modules solaires.

En Inde 2018, « Rajesh Kumar, Gaurav Mishra, Rakshita Mhatre, Satish Pandey » on fait « une étude sur la mesure des coefficients de température de différents type des modules photovoltaïque dans des conditions de fonctionnement extérieures »[30] , ils ont essayé d'évaluer les coefficients de température des paramètres électrique pour déterminer les performances des modules PV(p-Si, CdTe) en condition extérieur afin de développer l'énergie donnée par le datasheet dans deux régions (Andhra Pradesh (latitude 13.82°N /longitude 78.09°E) et Rajasthan (latitude 27.4°N / longitude 72.3°E), ensuite ils ont constaté que, sur le terrain, le coefficient de température mesuré de puissance est supérieur à celui de la fiche technique donnée par le fabricant.

Et enfin en Algérie 2014, « F.Btihmat et S.Mekhtoub » dans Laboratoire de recherche électrotechnique de l'école nationale supérieure polytechnique 'LRE'-Alger [31], ont étudié l'influence de la température de la cellule sur les performances du système, et ils ont constaté que cette température de cellule PV dépasse la température ambiante et elle est extrêmement sensible à la vitesse du vent, et pratiquement insensible à la température atmosphérique. Au d'autre part, elle dépend évidemment et fortement de l'irradiation incidente, c'est-à-dire du flux de rayonnement solaire sur la cellule ou module.

1.10. Conclusion

Dans ce premier chapitre, une brève discussion sur le photovoltaïque, de son historique, son développement dans le monde et dans l'Algérie a été présentée, ensuite des différents types des modules PV qu'on va étudier dans notre travail ou un état de l'art sur le calcul des coefficients de température K_{voc} et K_{isc} a été intégré.



Chapitre 2 :
METHODOLOGIES ET
EXPERIMENTATION

2.1. Introduction

Dans ce chapitre, on propose d'examiner le comportement des différents types de modules photovoltaïques installés à l'UDES, afin de les rendre plus performants. Pour ce, nous calculant, comme paramètre, les coefficients de température du Tension de circuit ouvert (V_{oc}) et du Courant du Court-Circuit (I_{sc}). On dispose d'une base de données sur une année entre octobre 2019 et septembre 2020, constituée de mesures de courant, de tension, d'irradiation, de la température ambiante ainsi que de la température du module. Ces mesures sont effectuées en "outdoor" avec un pas régulier tout le long de la journée, toutes ces données brutes seront filtrées et classées pour aboutir à une base de données exploitable.

2.2. Base de données

2.2.1. Site d'installation

Les modules PV objet de cette étude sont installés dans une terrasse à l'UDES à Bou-Ismaïl, (Nord centre d'Algérie) :

- Position : latitude 36.64° Nord, longitude : 2.69° Est.
- Orientation : les modules PV sont inclinés de 36° par rapport à l'horizontal et orientés vers le sud.
- Vieillessement : en 2019 lors de la mesure, les modules PV étaient déjà installés depuis 5ans.

2.2.2. Banc de mesure

Le banc de mesure, installé au niveau de l'UDES, est constitué d'une interface d'acquisition PVPM1000C « Peak Power Measuring Device and I-V Curve Tracer for Photovoltaic Modules », pour collecter les valeurs de différents paramètres pour des modules PV délivrant jusqu'à 1000V et 20A en courant continu et un banc de caractérisation des modules PV, comme illustre la Figure II.1. Les valeurs des paramètres tels que le courant, la tension, la température et l'éclairement sont collectées avec un pas régulier de l'ordre de 20 à 40 secondes, l'interface collecte simultanément des informations pour quatre modules PV différents et les valeurs sont mesurées avec de bonnes incertitudes. L'incertitude de mesure sur la tension est d'environ : $\pm 0,5V$, du courant : $\pm 0,01A$. de l'éclairement : $\pm 10W/m^2$ et de la température : $\pm 2^\circ C$. Les mesures obtenues sont sauvegardées dans un disque dur d'un micro-ordinateur connecté à l'interface d'acquisition sous un format codé par l'UDES. Le tableau II-1 présente la fiche technique des caractéristiques électriques des modules photovoltaïques étudiés en STC.

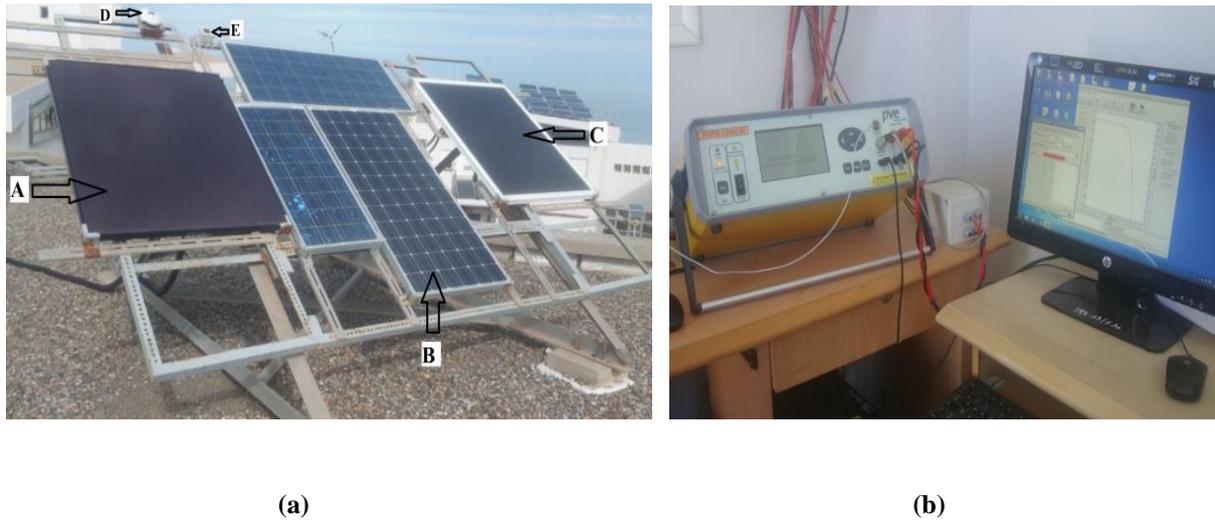


Figure II. 1 : Banc de caractérisation des modules PV en condition outdoor. (a) charge électronique et ordinateur pour l'acquisition des données (b) Banc de caractérisation des modules photovoltaïques à l'UDES. A: Si Amorphe (a-Si/a-Si). B : Si Monocristallin (c-Si).

Tableau II. 1 : Caractéristiques électriques des modules PV en STC.

	Mono [31]	Amorphe [32]	MICRO [33]	Poly [34]
	c-Si JT-185M	SCHOTT a-Si/a-Si ASI 100	a-Si/ μ c-Si Bosch Solar μ m-Si EU1510	kiocera 3.5 135W
P (W)	185	100	110	135
Voc (V)	43,2	40,9	87	22,1
Isc (A)	5,76	3,85	1,98	8,37
Vmp (V)	36	30,7	64	17,7
Imp (A)	5,14	3,25	1,76	7,63
Nbr cell	72	72	100	72
Kvoc (%/°C)	-0,34	-0,33	-0,37	-0,36
Kisc (%/°C)	0,09	0,08	0,08	0,059
Dimensions (m ²)	1,279	1,449	1,43	1,001
η (%)	14,40	6,90	8	13,30
NOCT (°C)	47	49	48	47,9

2.3. Procédure de traitement

Pour traiter les données obtenues on a passé par les étapes suivantes :

A. Traitement des données

Afin de pouvoir exploiter les données, on a converti les fichiers sources codés en fichiers Excel en utilisant un programme de décodage conçu à l'UDES.

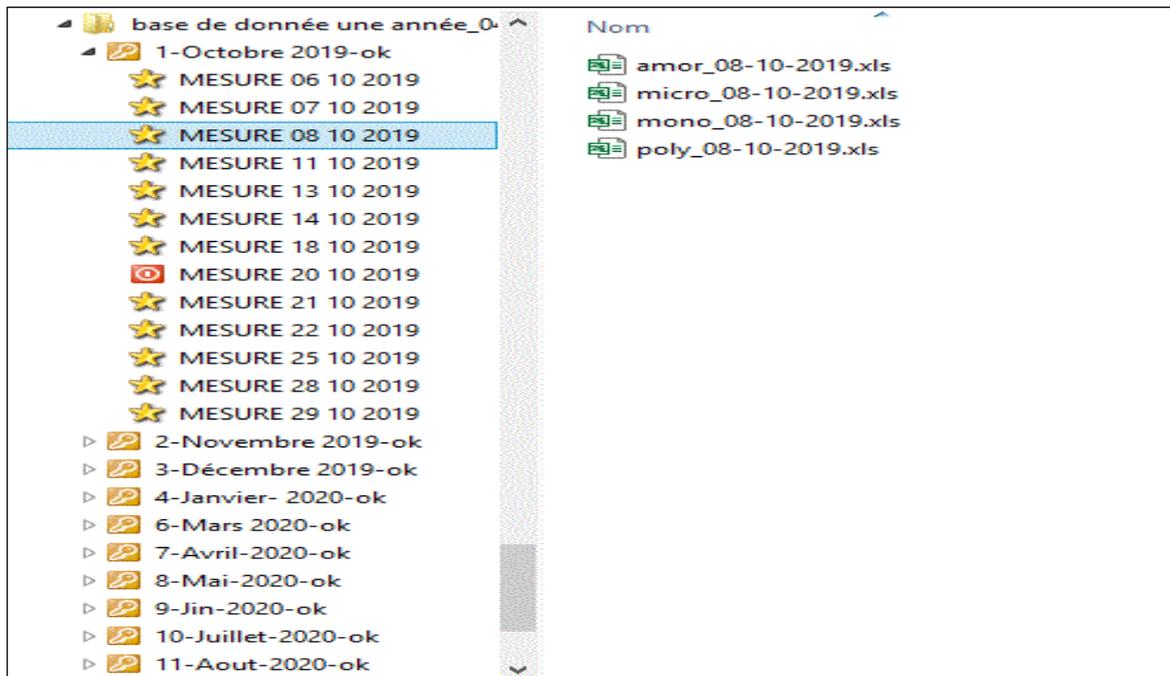


Figure II. 2: Aperçu de la base de données en fichiers Excel classés par mois et par jours des modules PV.

La Figure II-2 est une capture d'écran qui représente la base de données utiliser pour notre étude (année 2019-2020) dans des fichier Excel classée par mois et par jours.

Chaque fichier Excel comporte des données sous forme de valeurs mesurées ou calculées pour les quatre modules installés par les équipes de recherche à l'UDES.

A	B	C
T sens:	33,9	°C
T mod:	24,2	°C
E eff:	396	W/m2
I _{pmax0} :	1,44	A
U _{pmax0} :	27,9	V
U in V	I in A	P in W
0	1,727641821	0
3,464044333	1,727641821	5,984627858
4,340682983	1,726284742	7,493254806
5,333750248	1,722213387	9,185856083
6,463792324	1,716784835	11,09694064
7,503833022	1,711713248	12,80606172

Figure II. 3: Entête d'un fichier Excel converti.

La Figure II-3 est un entête d'un fichier Excel contenant :

- T_{sens} : température de la cellule de référence ;
- T_{mod} : température du module ;
- E_{eff} : l'éclairement effectif ;
- I_{pmax0} : l'intensité du courant de sortie du module correspondant à la puissance maximale.
- U_{pmax0} : la tension de sortie du module correspondant à la puissance maximale ;
- U : la tension de sortie du module ;
- I : l'intensité du courant de sortie du module ;
- P : la puissance délivrée par le module.

B. Classement des données par module

On a séparé ces données en utilisant un programme Matlab conçu à l'UDES. Les données sont classées pour chaque jour dans quatre nouveaux classeurs Excel avec une feuille pour chaque « pas ».

	A	B	C	D	E	F
1						
2		Les différent "pas"				
3	10_27_04					
4	10_29_04					
5	10_31_04					
6	10_33_04					
7	10_35_04					
8	10_37_04					
9	10_39_04					
10	10_41_05					
11	10_43_05					
12	10_45_05					
13	10_47_05					
14	10_49_05		1 feuille de calcul par "pas"			
15	10_51_05					
16	14_47_43					
17	14_47_53					
18	14_49_43					
19	14_51_43					
20	14_53_43					

Figure II. 4: Aperçu d'un classeur Excel obtenu après filtrage.

C. Traitement et exploitation des données

Après avoir extraire les données de chaque technologie, nous passons à l'étape suivante qui consiste à calculer, en utilisant un deuxième programme sous Matlab, plusieurs grandeurs que nous utilisons pour l'amélioration de la modélisation de nos module PV. La Figure II-5 est un fichier Excel résultant du traitement de la troisième étape avec une feuille de calcul pour chaque « pas ».

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	time	Gm	Tm	Iscm	Vocm	Im	Vm	Pm	
2									
3	09_17_10	223	34,3	0,997507	36,08459	0,837366	27,24972	22,81799	
4	09_19_10	215	33,2	0,960865	36,08459	0,80751	27,11274	21,8938	
5	09_21_10	210	33	0,941865	36,09829	0,791224	27,18123	21,50644	
6	09_23_10	210	33	0,941865	36,11884	0,765439	28,07157	21,48706	
7	09_25_10	216	33,1	0,963579	36,22157	0,811581	27,18123	22,05977	
8	09_27_10	237	32,1	1,057221	36,39278	0,86858	27,96883	24,29318	
9	09_29_11	234	32,1	1,038357	36,39278	0,848223	28,10581	23,84	
10	09_31_11	278	32,6	1,23419	36,73522	1,027364	27,76337	28,52309	
11	09_33_11	746	34,4	2,962981	38,37892	2,513701	27,90035	70,13314	
12	09_35_11	805	34,9	3,172975	38,24194	2,683108	27,8661	74,76775	
13	09_37_11	765	36,8	3,097447	37,87211	2,647815	27,35245	72,42421	
14	09_39_11	879	39,3	3,503317	37,71459	2,944276	27,52367	81,03727	
15	09_41_11	870	43,1	3,488494	37,39955	2,9231	27,45518	80,25423	
16	09_43_11	860	44,3	3,49767	37,09821	2,908983	27,45518	79,86664	
17	09_45_11	866	44,7	3,501905	36,96808	2,997215	26,49636	79,41528	
18	09_47_11	869	46	3,523081	36,8448	2,983098	26,7703	79,85844	
19	09_49_11	871	46,9	3,543904	36,76262	2,983098	26,87304	80,1649	
20	09_51_11	876	47,4	3,575668	36,70098	2,979569	27,01001	80,47818	
21	09_53_12	886	48,7	3,621549	36,63249	3,078389	26,42787	81,35526	
22	10_32_35	903	51,1	3,796602	36,3243	3,180739	26,39362	83,95123	
23	10_34_35	906	53,1	3,813895	36,30375	3,17721	26,46211	84,07567	

Figure II. 5: Fichier Excel obtenu après traitement.

avec :

- Time : le temps du « pas » (2minute).
- G_m : l'éclairement mesuré.
- T_m : la température du module mesurée.
- I_{scm} : l'intensité du courant de court-circuit mesuré.
- V_{ocm} : la tension de circuit ouvert mesuré.
- I_m : intensité mesurée.
- V_m : la tension mesurée.
- P_m : la puissance mesurée.

D. Réduction et classement des données par période

Dans cette étape nous rassemblons les données des jours du même mois en un seul fichier. Puis nous rassemblons celles des différents mois, pour constituer un seul fichier Excel contenant toutes les données de l'année (octobre-2019 à septembre-2020).

E. Exploitation et utilisation des données

A l'aide du logiciel Origin, on a exploité les données regroupées pour tracer plusieurs paramètres, pour toute l'année dans un premier temps.

F. Calcul des coefficients K_{isc} et K_{voc}

Dans cette étape on a écarté les données sous des intervalles de l'éclairement (600-800-1000) W/m² pour tracer les courbes : « $I_{sc} = f(T)$ » et « $V_{oc} = f(T)$ », afin de calculer les coefficients de température suivant la norme internationale « 61215 » sous le nom « Les modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre – qualification de la conception et homologation » faite par la Commission Electrotechnique Internationale 'CEI' - deuxième édition – avril 2005[35].

Exemple d'une équation de V_{oc} :

$$V_{oc} = -0,095 x + 41,351 \dots \dots \dots (II-1)$$

Avec x est la température T.

Après avoir extrait les équations des coefficients en fonction de la température, on a pu tracer K_{isc} et K_{voc} en fonction de l'éclairement G à la température nominale NOCT (Nominal operating condition température).

Exemple d'une équation d'un coefficient de température :

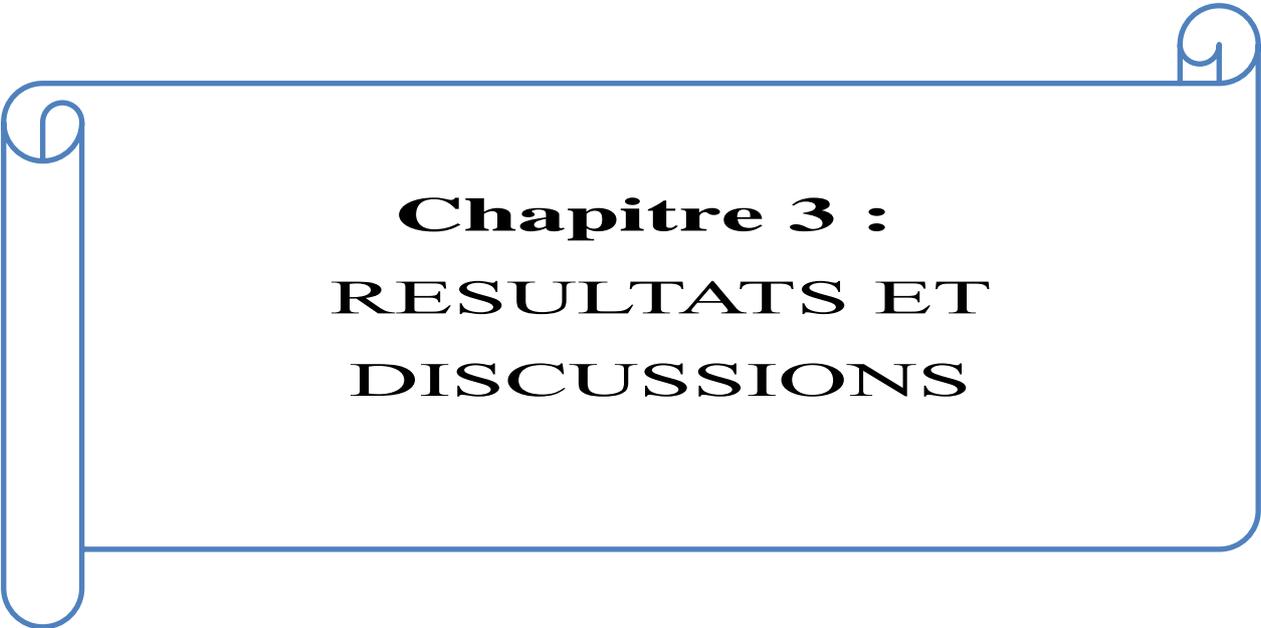
$$K_{voc} = -2,259 G - 4 T - 0,129 \dots \dots \dots (II-2)$$

G. Validation

Dans cette dernière étape on va injecter les équations précédentes et les valeurs des modules PV en conditions STC données par le fabricant dans un autre programme de simulation Matlab basé sur le modèle à deux diodes amélioré à l'UDES [36], afin de comparer l'erreur des mesures en utilisant les données fournies par la fiche technique des modules en STC avec les coefficients calculés dans notre travail pour voir le pourcentage de l'amélioration de notre modélisation.

2.4. Conclusion

Dans ce deuxième chapitre on a présenté les différentes étapes suivies du traitement et classement des données d'une année, le matériel utilisé pour faire l'analyse et la simulation, et aussi la méthodologie de calculer les coefficients de température et extraire leurs équations pour les intégrer dans la modélisation des modules PV étudiés.

A decorative blue border resembling a scroll, with rounded corners and a vertical strip on the left side that looks like a scroll's edge. The text is centered within this border.

Chapitre 3 :
RESULTATS ET
DISCUSSIONS

3.1. Introduction

Dans ce chapitre, les performances électriques (Puissance, Rendement, V_{oc} , I_{sc} ...) des modules PV étudiés en utilisant la base de données d'une année sont présentés dans une première étape, après le calcul des coefficients de température du Tension de circuit ouvert (K_{voc}) et le Courant de court-circuit (K_{isc}) est réalisé en comparant ces valeurs avec celles des fiches techniques fournies par les fabricants des modules PV en STC, dans le but d'améliorer le modèle de prédiction des paramètres électriques des systèmes PV.

3.2. Comparaison des performances électriques des modules

3.2.1. Température annuelle des modules PV

Dans cette partie, une comparaison entre la température des quatre modules PV étudiés pour une année sera présentée dans la Figure III-1, Le Tableau III-1 présente les valeurs de température maximale, minimale et moyenne, avec l'erreur ΔE calculé par l'équation suivante

$$\Delta E = [Température\ maximale(Tmax)] - [Température\ moyenne\ (Tmoy)] \quad \dots(III-1-a)$$

Où

$$\Delta E = [Température\ minimale(Tmin)] - [Température\ moyenne\ (Tmoy)] \quad \dots(III-1-b)$$

On remarque qu'à partir du tableau III-1 et de la Figure III-1 en comparant les quatre modules PV étudiés, la technologie la plus stable thermiquement est l'amorphe (a-Si) car elle contient l'erreur la plus petite ($\pm 13,523$) par rapport aux autres modules PV qui ont une température plus variée comme le poly-cristallin qui est le plus instable avec ($\pm 32,89$) ensuite le microcristallin avec une variation de ($\pm 29,296$) et enfin le monocristallin avec une erreur de ($\pm 23,993$) ces valeurs sont montrés sous forme histogrammes dans la Figure III-2.

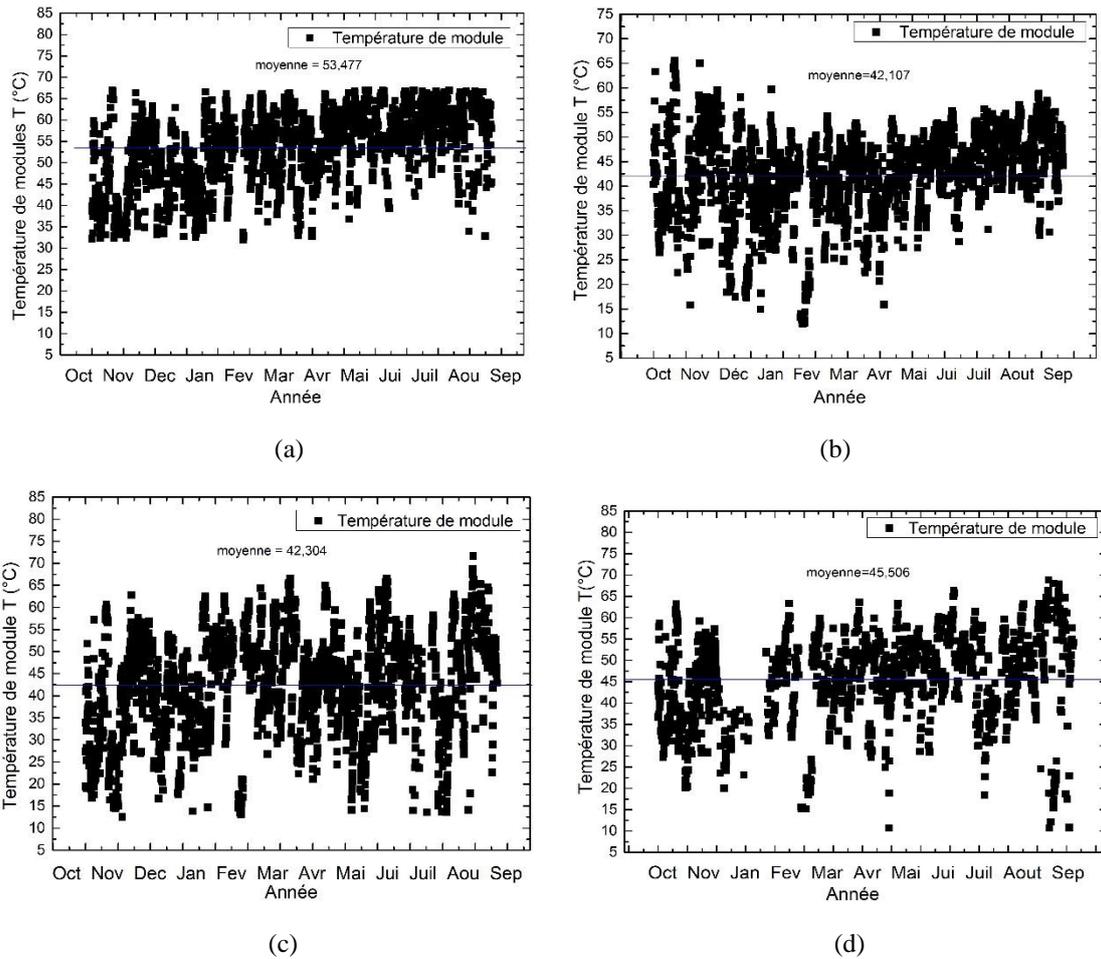


Figure III. 1.a.b.c.d : Comparaison de la Température annuelle des quatre modules PV, (oct 2019-Sept 2020), (a)a-Si, (b)c-Si, (c)μm-Si, (d)p-Si.

Tableau III. 1 : Température des quatre modules PV.

	Température moyenne (T_{moy})	Température minimale (T_{min})	Température maximale (T_{max})	Erreur (ΔE)(%)
Amorphe a-Si	53,477	32	67	$\pm 13,523$
Mono c-Si	42,107	11,3	66,1	$\pm 23,993$
Micro μm-Si	42,304	10	71,6	$\pm 29,296$
Poly p-Si	45,510	10	78,4	$\pm 32,89$

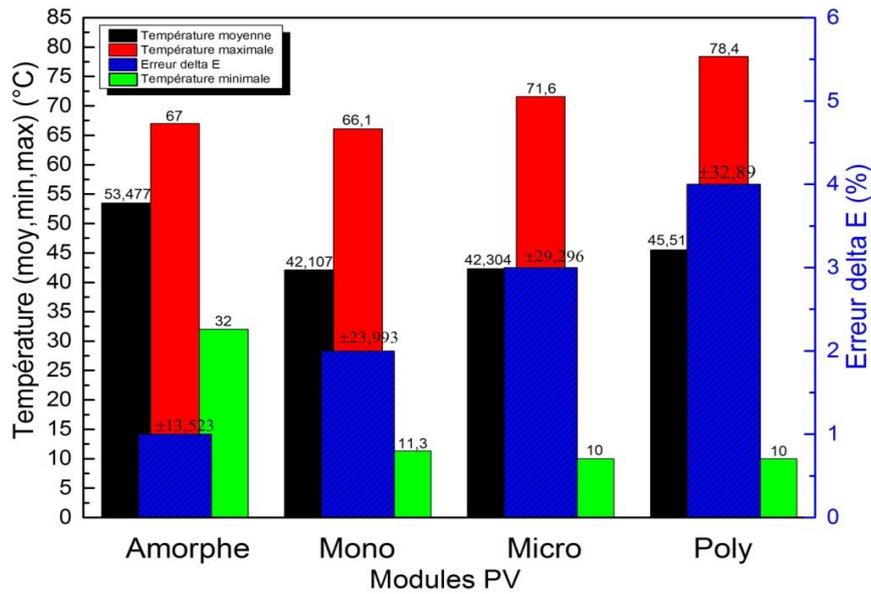


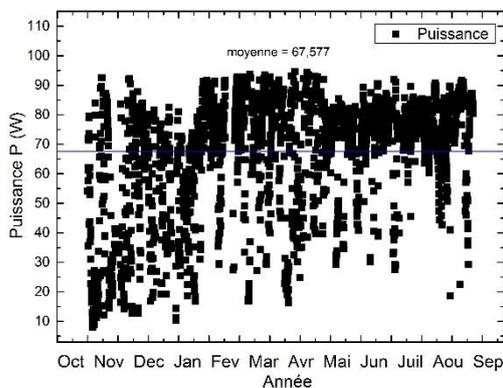
Figure III. 2: Histogramme qui définit la température des quatre modules PV.

3.2.2. Puissance annuelle des modules PV

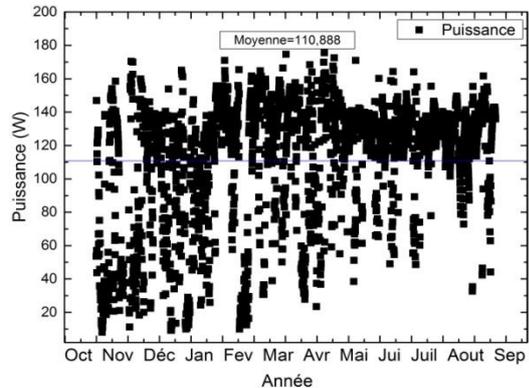
a. Puissance en fonction du temps P(t)

La Figure III-3 illustre la puissance mesurée pendant une année pour les quatre modules PV, on remarque que les valeurs maximales de puissance de toute les technologies PV sont proches aux celles données par le fabricant en condition STC. Le Tableau III-2 et l’histogramme de la Figure III-4 présentent les valeurs de Puissance maximale mesurée (P_{mm})(W), Puissance en STC (P_{stc})(W) et l’erreur relative E_{Rp} calculée par l’équation suivante :

$$E_{Rp} = \frac{[\text{Puissance en STC}(P_{stc}) - \text{Puissance maximale mesurée}(P_{mm})]}{[\text{Puissance en STC}(P_{stc})]} \times 100 \dots\dots\dots(\text{III-2})$$



(a)



(b)

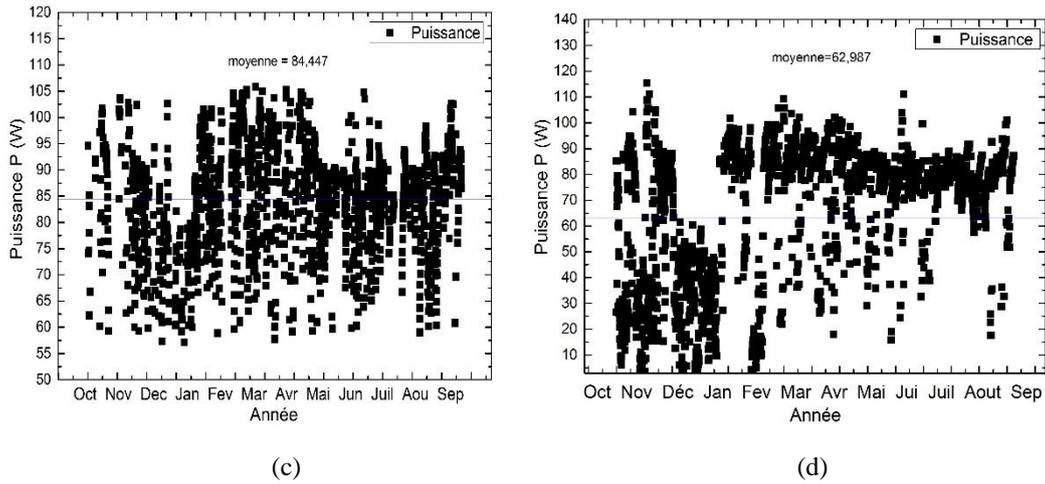


Figure III. 3.a.b.c.d: Comparaison de la Puissance annuelle des quatre modules PV, (oct 2019-Sept 2020), (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μ m-Si, (d)p-Si

Tableau III. 2 : Différence entre la puissance maximale mesurée et celle du STC pour les quatre modules PV.

	Puissance max mesurée (W)	Puissance en STC(W) à 1000 W/m ²	Erp (%)
Amor a-Si	97,989	100	2.011
Mono c-Si	178,977	185	3.255
Micro μ m-Si	108,693	110	1.188
Poly p-Si	108,382	135	19.717

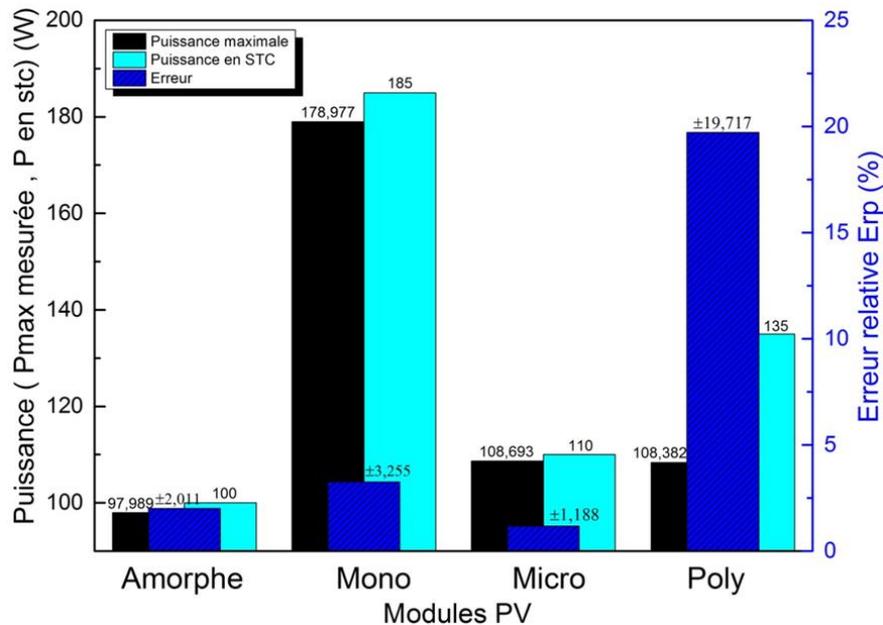
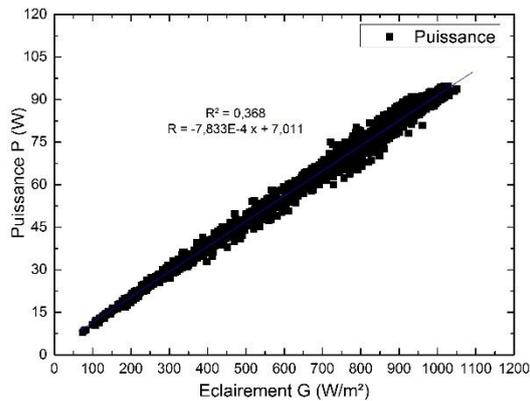


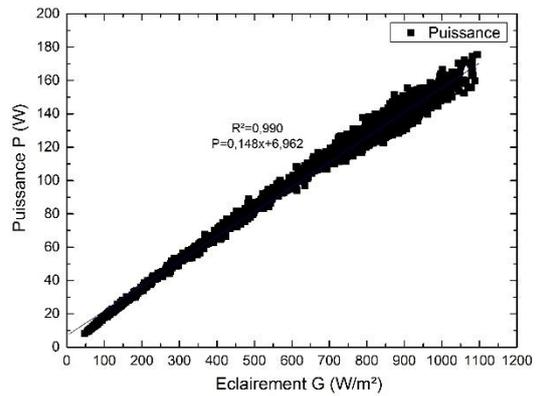
Figure III. 4: Différence entre la puissance max mesurée et celle du STC des quatre modules PV.

b. Puissance en fonction de l'éclairement P(G)

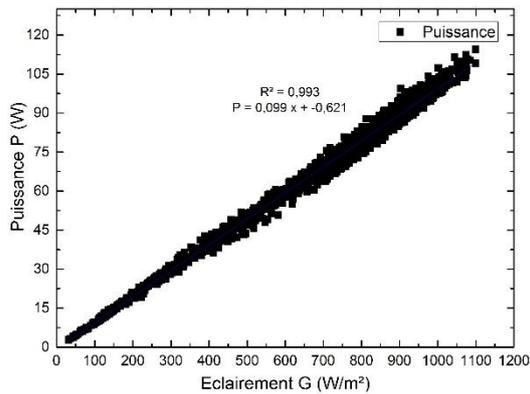
La Figure III.5 présente la relation entre la puissance générée par chaque module PV et la température, cette variation est aussi linéaire ce qui explique la forte dépendance de la puissance avec l'irradiation.



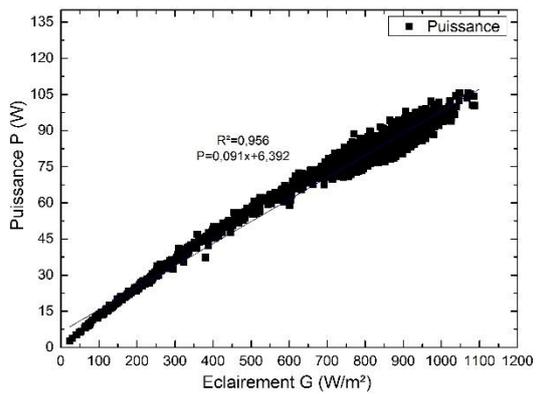
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure III. 5.a.b.c.d : Puissance annuelle en fonction de l'éclairement pour les quatre modules PV, (a)a-Si, (b)c-Si, (c)μm-Si, (d)p-Si

3.2.3. Rendement

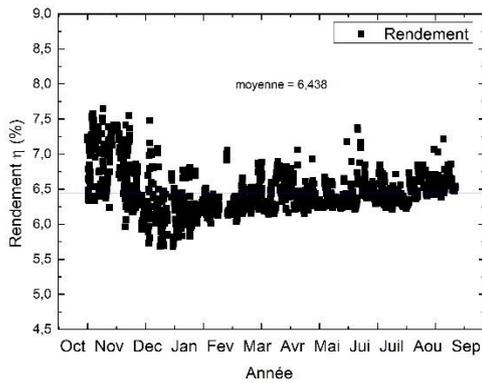
A. Rendement en fonction du temps η(t)

Tout comme la puissance, le rendement aussi ne dépasse pas les valeur donnée par le fabricant durant toute l'année et pour les quatres technologies de modules PV étudiés et ceci est présenté par la FigureIII.6. Le Tableau III.3, et l'histogramme de la Figure III.7. présente les valeur du rendement minimale, du rendement maximale, et celle de l'erreur ΔE qui est calculée par l'équation suivante :

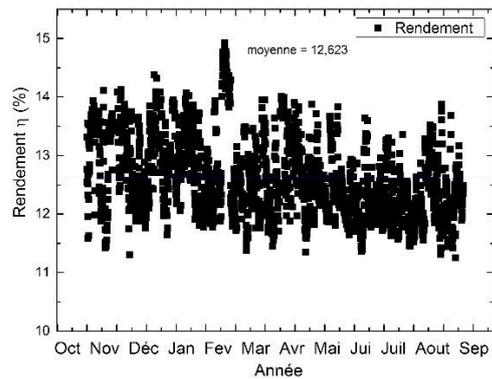
$$\Delta E = [\text{Rendement maximal } (\eta_{max})] - [\text{Rendement moyen } (\eta_{moy})] \dots \text{ (III-3-a)}$$

Où

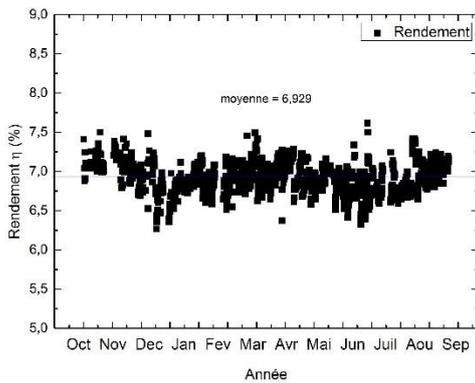
$$\Delta E = [\text{Rendement minimal } (\eta_{min})] - [\text{Rendement moyen } (\eta_{moy})] \dots \text{ (III-3-b)}$$



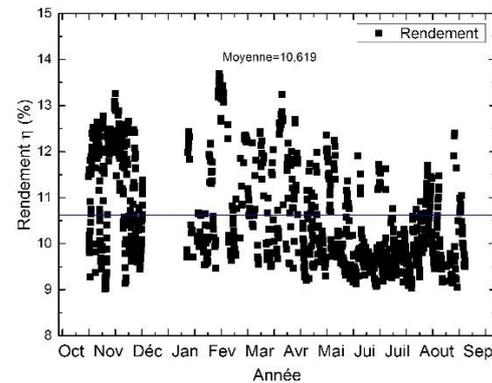
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure III. 6.a.b.c.d : Comparaison du Rendement annuel pour les quatre modules PV, (oct 2019-Sept 2020), (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μ m-Si, (d)p-Si

Tableau III. 3 : Valeurs moyenne, minimale et maximale du Rendement des modules PV.

	η_m -moy	η_m -min	η_m -max	Delta-E
Amorphe a-Si	6,438	5,109	7,699	$\pm 1,261$
Mono c-Si	12,626	10,412	14,978	$\pm 2,352$
Micro μ m-Si	6,931	6,190	8,185	$\pm 1,254$
Poly p-Si	10,312	7,507	13,689	$\pm 3,377$

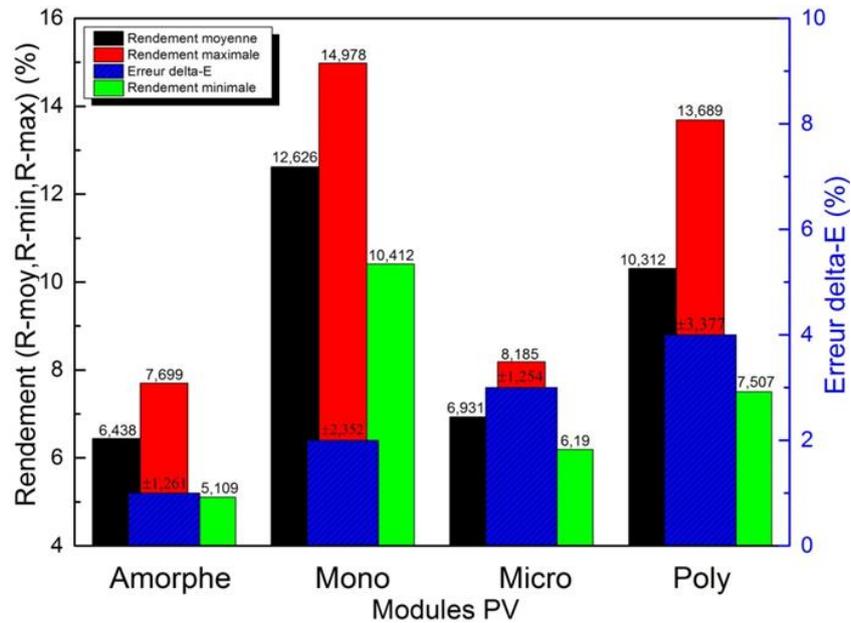
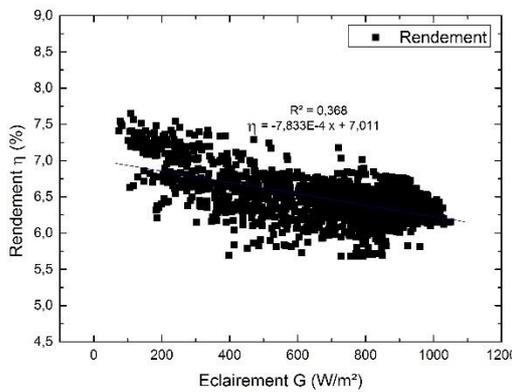


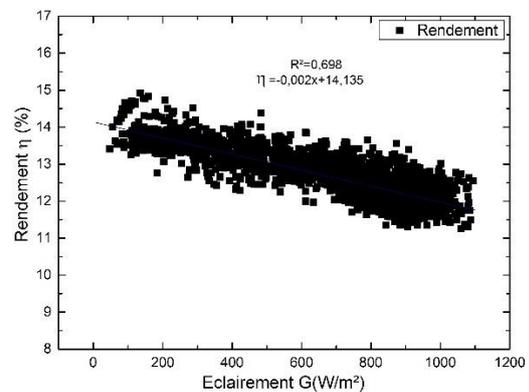
Figure III. 7: Histogramme de rendement des quatre modules PV.

B. Rendement en fonction de l'éclairement $\eta(G)$

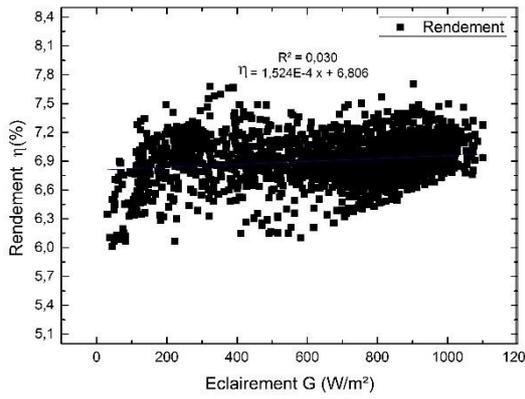
La Figure III.8 illustre le rendement annuel en fonction de l'éclairement $\eta(G)$ pour chaque type de module PV, cette relation est sous forme d'un nuage de point avec un R^2 qui ne dépasse pas le 0.5, ce qui explique par le fait que le rendement dépend de l'éclairement et de la température simultanément.



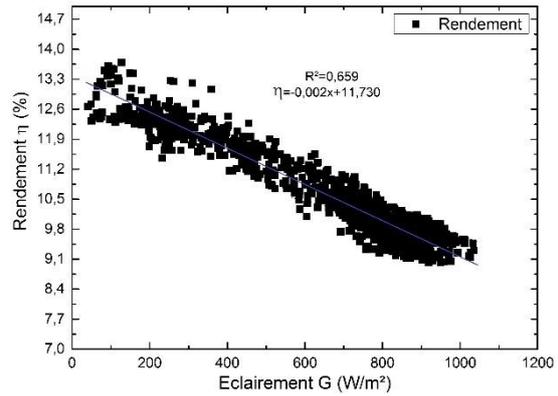
(a)



(b)



(c)

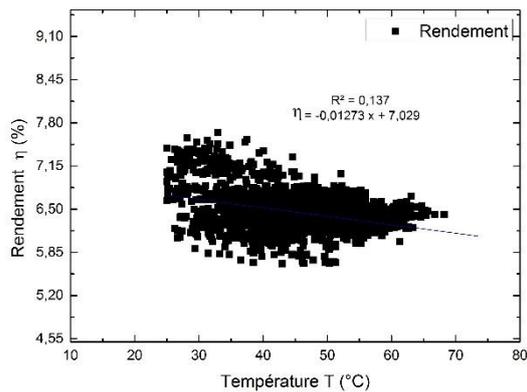


(d)

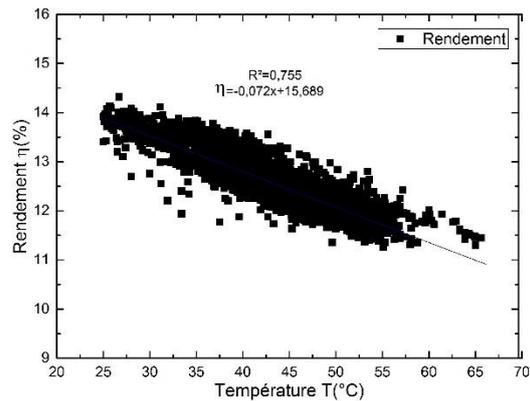
Figure III. 8.a.b.c.d : Rendement annuel en fonction de l'éclairement pour les quatre modules PV, (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μ m-Si, (d)p-Si

C. Rendement en fonction de Température $\eta(T)$

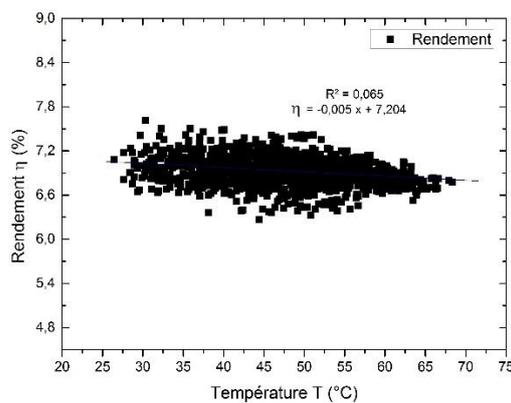
La même dépendance est trouvée dans la Figure III.9 qui représente le rendement annuel en fonction de la température pour tous les modules PV.



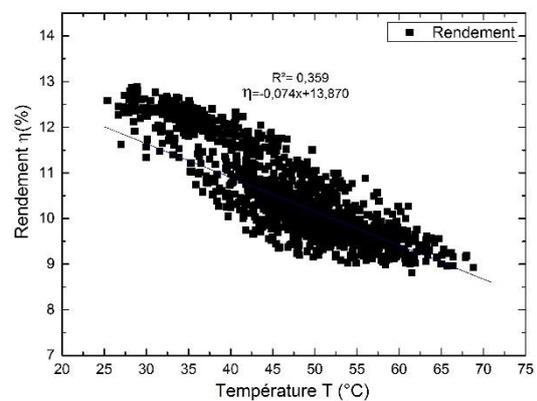
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure III. 9.a.b.c.d: Rendement annuel en fonction de température pour les quatre modules PV, (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μ m-Si, (d)p-Si

3.2.4. Courant de court-circuit

a) Courant de court-circuit en fonction de l'éclairement $I_{sc}(G)$

La Figure III.10 présente la variation annuelle du courant de court-circuit en fonction de l'éclairement $I_{sc}(G)$ pour les quatre technologies utilisées dans notre étude. On remarque que la relation entre le I_{sc} et l'éclairement est linéaire (le courant augmente en fonction de l'éclairement). Cette variation est présentée dans toutes les figures par des équations linéaires obtenues à l'aide de la méthode des moindres carrés, cette dernière va être utilisée pour tous les graphes linéaires restants.

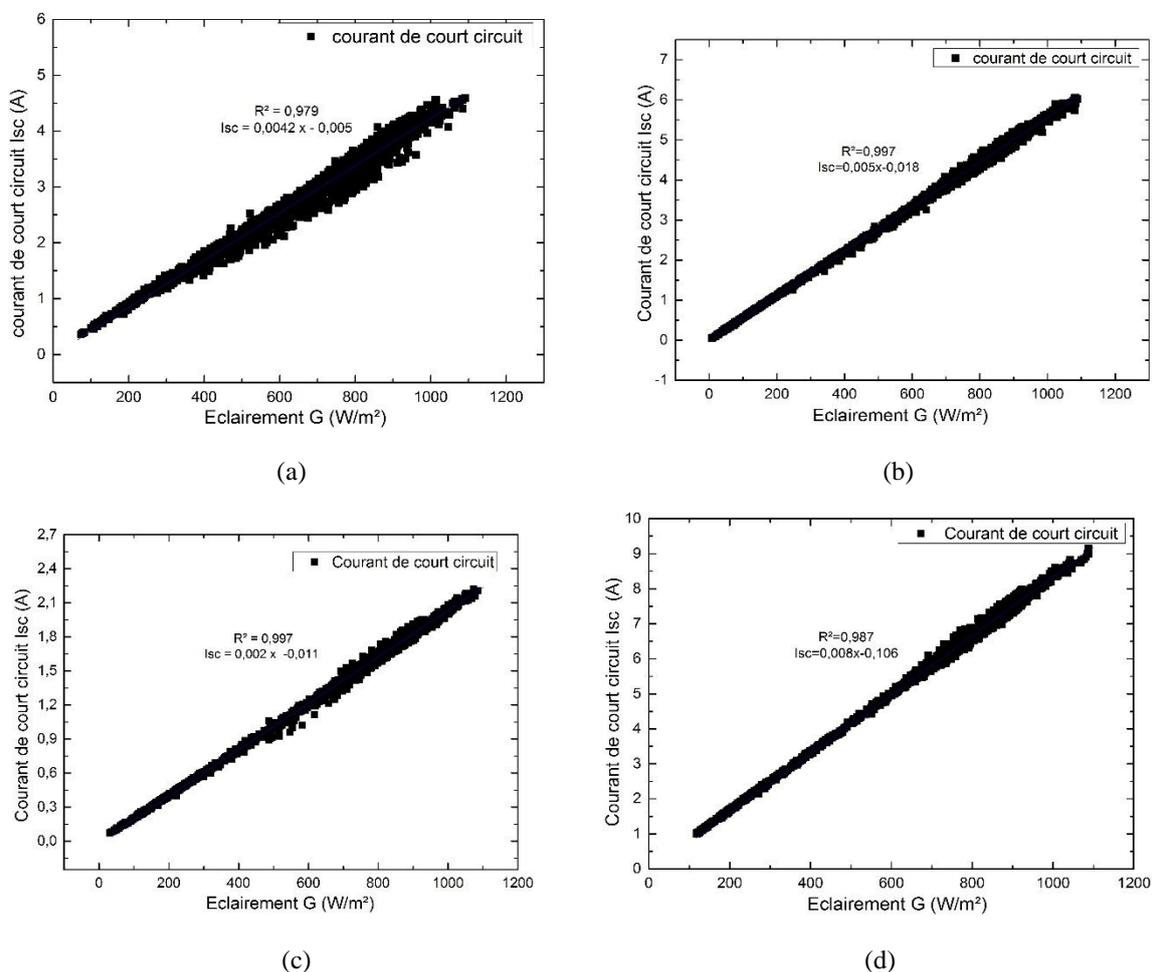
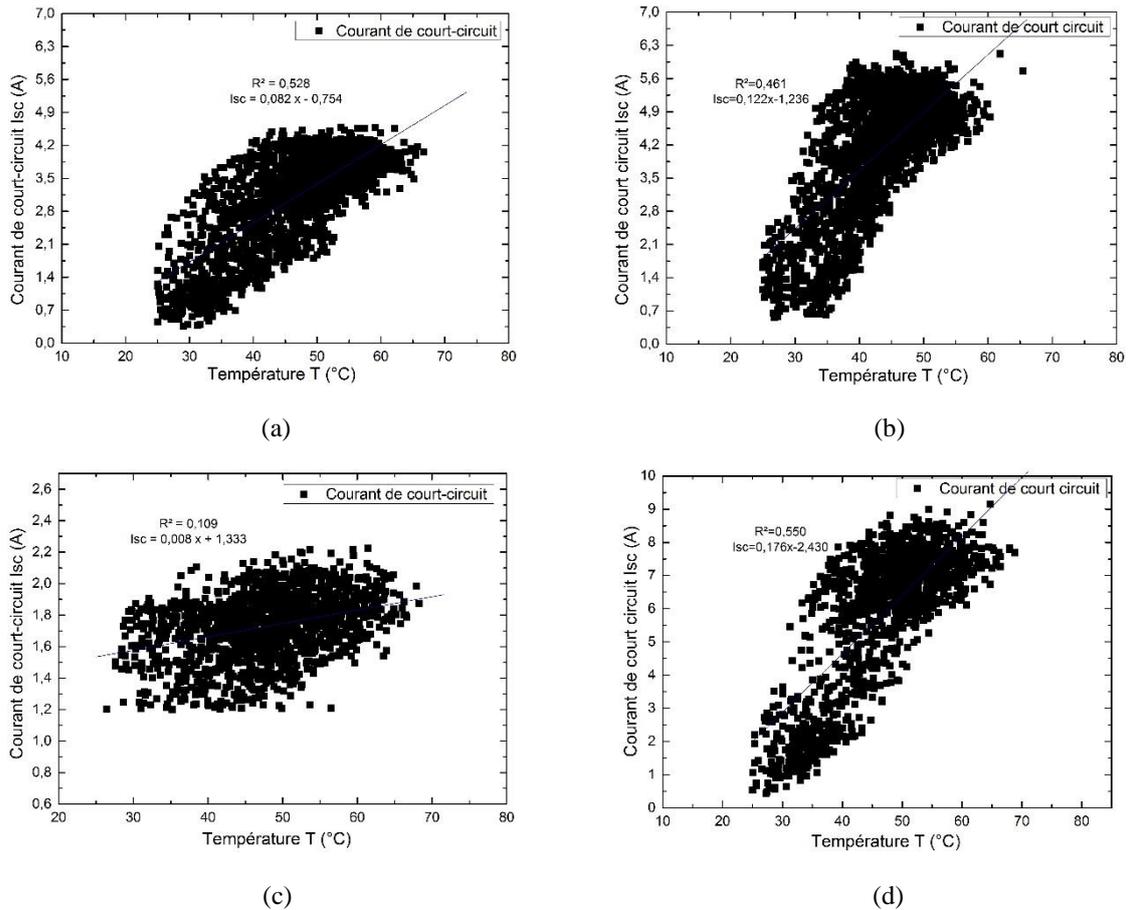


Figure III. 10.a.b.c.d : Courant de court-circuit annuel en fonction de l'éclairement pour les quatre modules PV, (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μm -Si, (d)p-Si

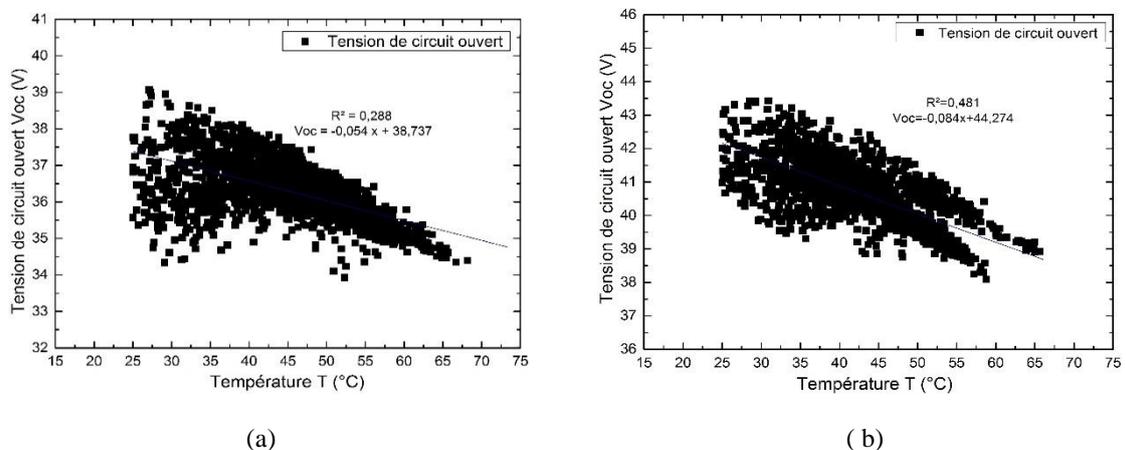
b) Courant de court-circuit en fonction de température $I_{sc}(T)$

La Figure III.11 présente le courant de court-circuit en fonction de la température. Celle-ci ne nous aide pas dans notre étude car elle n'est pas vraiment linéaire.



3.2.5. Tension de circuit ouvert en fonction de température $V_{oc}(T)$

La Figure III.12 montre la tension de circuit ouvert en fonction de la température, on remarque que ces graphes son inutiles pour le calcul des coefficients de température à cause de l'irradiation qui est variable dans ces mesures, donc il faut fixer la valeur de l'éclairement (1000, 800 et 600 W/m²) pour pouvoir étudier l'influence de la température.



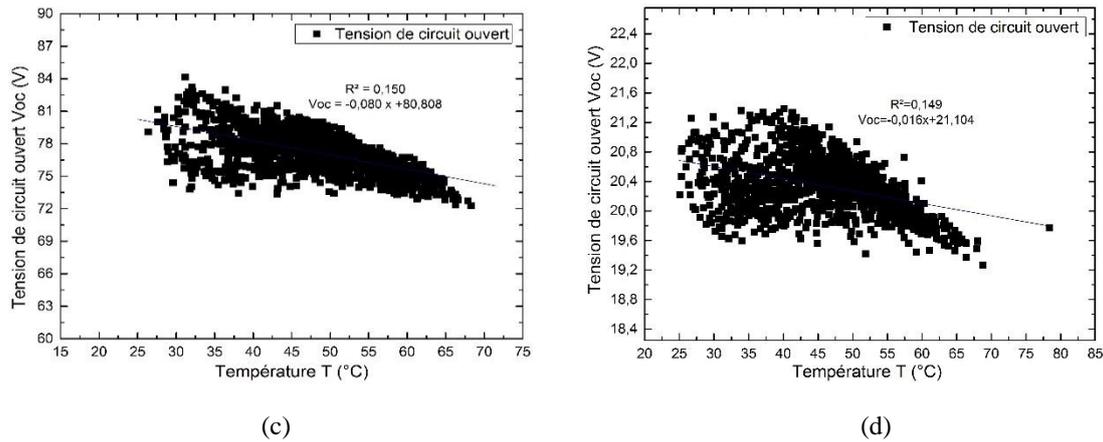


Figure III. 12.a.b.c.d: Tension de circuit ouvert en fonction de température pour les quatre modules PV, (a)a-Si, (b)c-Si, (c)μm-Si, (d)p-Si.

3.2.6. Equation de tension de circuit ouvert et du courant de court-circuit

Le Tableau III.4 collecte toutes les équations de la tension de circuit ouvert et du courant de court-circuit nécessaire pour le calcul des coefficients K_{Voc} et K_{Isc} .

Tableau III. 4 : Equations de V_{oc} et I_{sc} en fonction de la température des modules PV pour différents intervalles de l'éclairement.

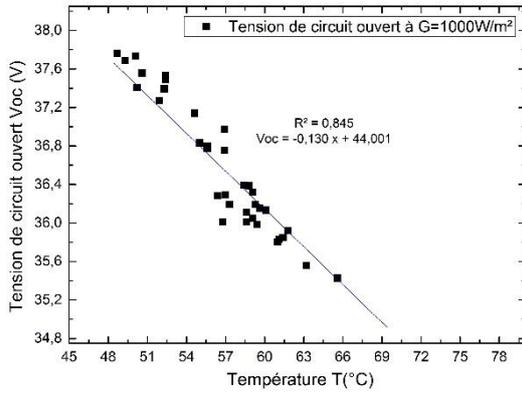
Paramètre Eclairemen t (W/m ²)	V_{oc}			I_{sc}		
	600	800	1000	600	800	1000
a-Si	-0,095 x + 41,351	-0,117 x + 42,855	-0,130 x + 44,001	0,002 x + 2,350	0,002 x + 3,167	0,0019 x + 4,1004
c-Si	-0,128 x + 47,723	-0,157 x + 48,694	-0,168 x + 49,575	0,002 x + 4,281	0,003 x + 5,370	0,002 x + 5,422
μm-Si	-0,222 x + 89,314	-0,290 x + 94,102	-0,323 x + 97,371	0,0019x + 4,1004	0,0009 x + 1,56	0,001 x + 1,939
p-Si	-0,057 x + 23,553	-0,063 x + 24,068	-0,088 x + 25,748	0,003 x + 4,809	0,003 x + 6,477	0,001 x + 8,059

3.3. Calcul des coefficients de température K_{voc} et K_{isc}

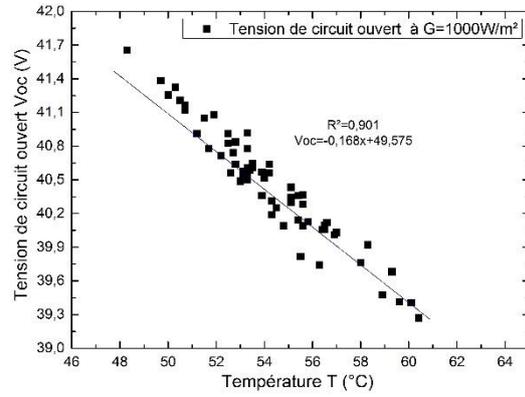
3.3.1. Tension de circuit ouvert en fonction de la température

Dans cette partie, on va fixer l'éclairement à des valeurs : 1000, 800 et 600W/m² pour nous permettre de calculer le coefficient de température de tension de circuit ouvert K_{voc} et voir l'influence de l'éclairement. Les Figures.III.13.14.15 présentent les tensions de circuit ouvert en fonction de la température à un éclairement fixe égale à 1000,800 et 600W/m² respectivement.

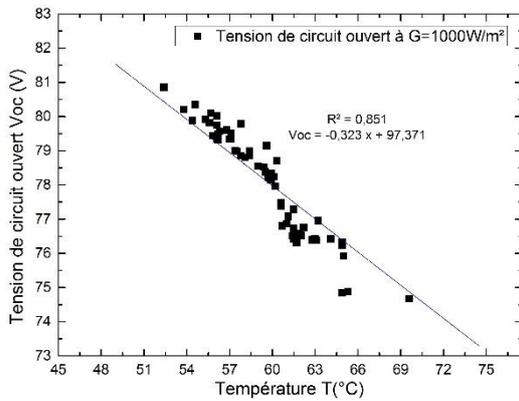
a) - $G=1000W/m^2$



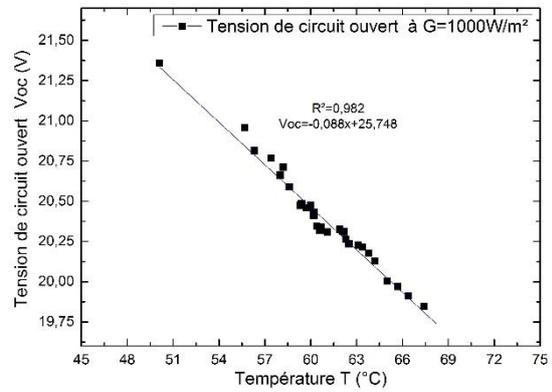
(a)



(b)



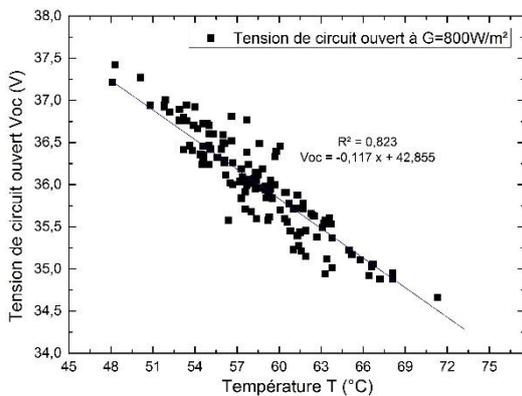
(c)



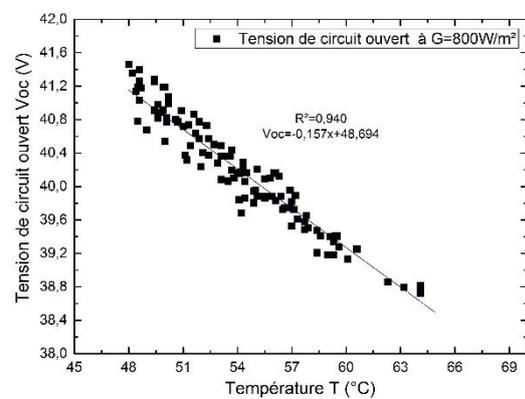
(d)

Figure III. 13.a.b.c.d : Tension de circuit-ouvert en fonction de température pour les quatre modules PV à $G=1000W/m^2$, (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μm -Si, (d)p-Si

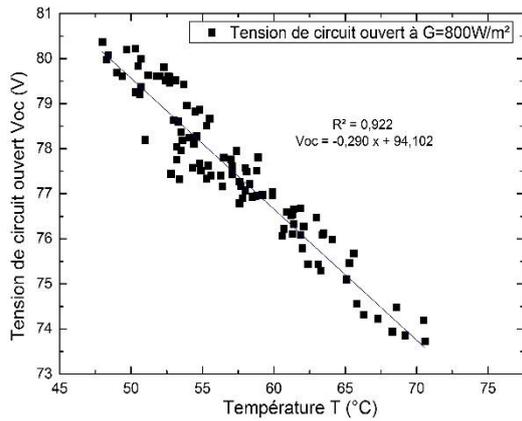
b) - $G=800W/m^2$



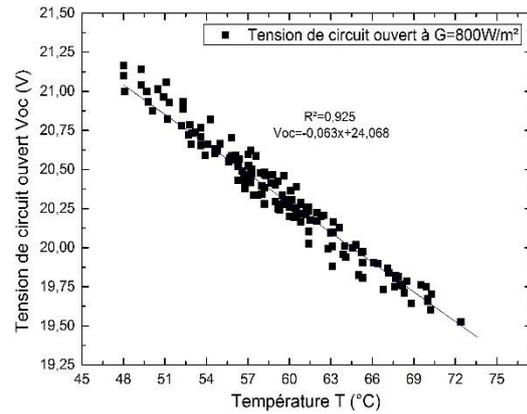
(a)



(b)



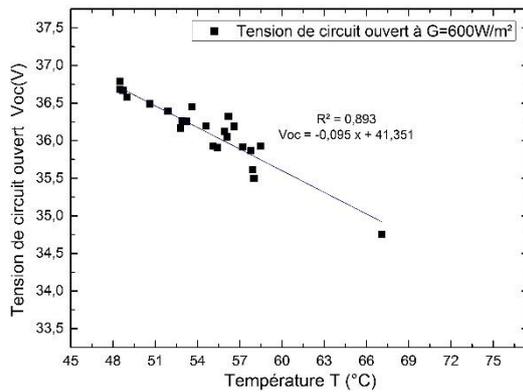
(c)



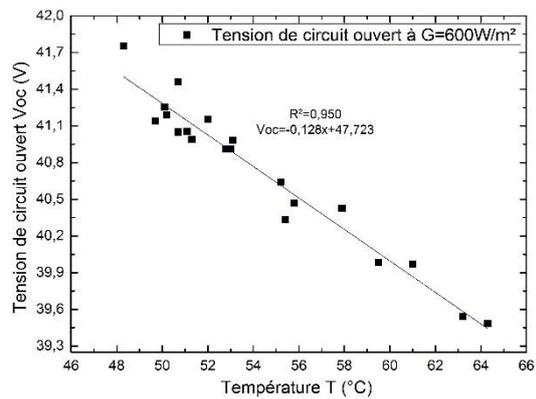
(d)

Figure III. 14.a.b.c.d: Tension de circuit-ouvert en fonction de température pour les quatre modules PV à $G=800W/m^2$, (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μm -Si, (d)p-Si

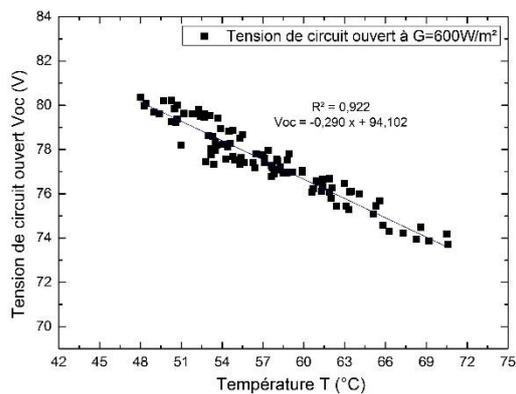
c)- $G=600W/m^2$



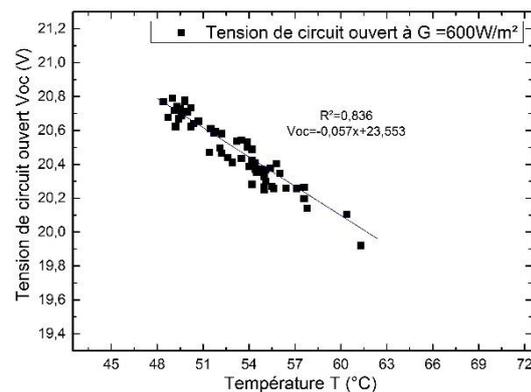
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure III. 15.a.b.c.d: Tension de circuit-ouvert en fonction de température pour les quatre modules PV à $G=600W/m^2$, (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μm -Si, (d)p-Si

3.3.2. Coefficient de température de tension de circuit-ouvert en fonction de l'éclairement

$K_{voc} = f(G)$

La Figure III.16 présente les graphes des coefficients de température de tension de circuit ouvert en fonction de l'éclairement des quatre modules PV étudiés ou on remarque qu'ils sont linéaires. Dans le Tableau III.5 on a classé les valeurs des coefficients de température pour les trois autres de l'éclairement ; 1000, 800 et 600W/m².

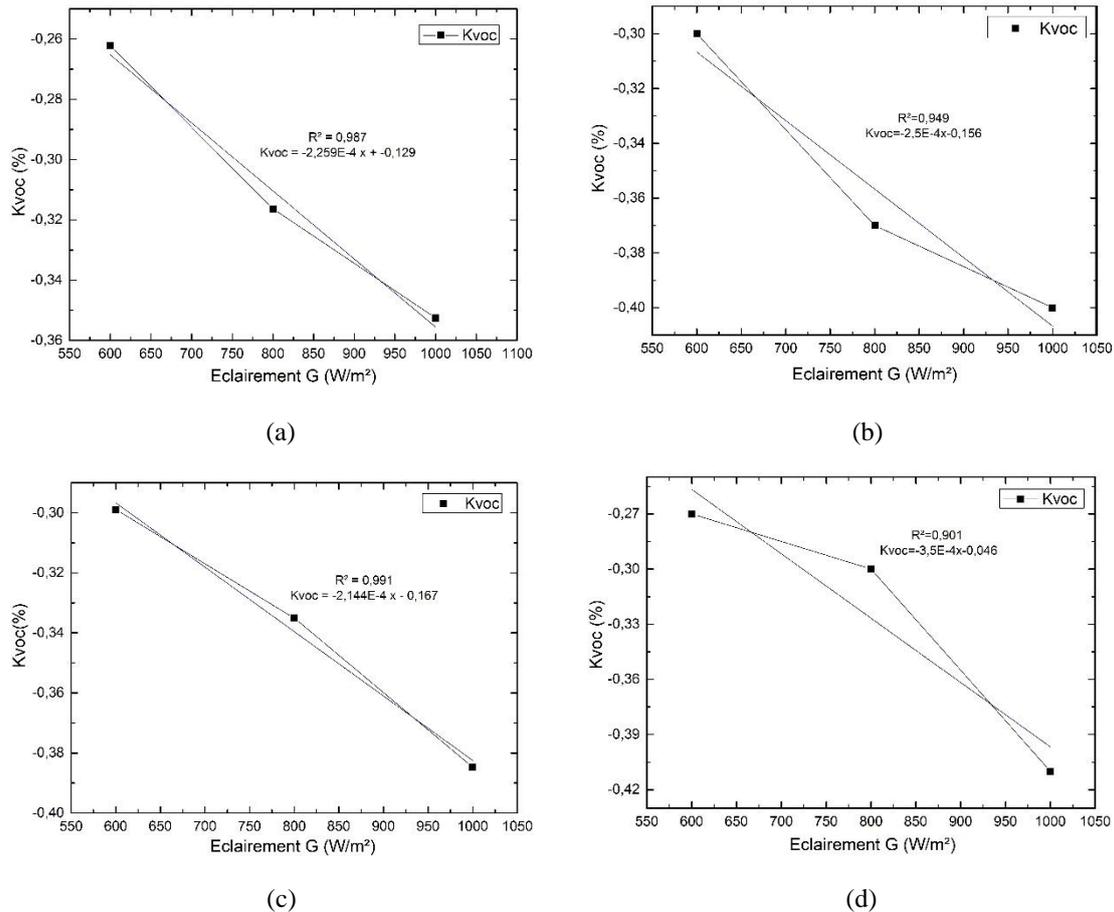


Figure III. 16.a.b.c.d : Variation du Coefficient de température de tension de circuit-ouvert K_{voc} en fonction de l'éclairement pour les quatre modules PV, (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μ m-Si, (d)p-Si

Tableau III. 5 : Coefficient de température de tension de circuit ouvert K_{voc} pour les quatre modules PV.

Eclairement G (W/m ²)	K_{voc} (% /°C)			
	Amorphe a-Si	Mono c-Si	Micro μ m-Si	Poly p-Si
600	-0,26	-0,30	-0,29	-0,27
800	-0,31	-0,39	-0,33	-0,30
1000	-0,35	-0,40	-0,38	-0,41

3.3.3. Courant de court-circuit en fonction de la température

Dans cette partie, on va suivre la même méthode que celle utilisée pour V_{oc} . (Fixer les valeurs de l'éclairement à : 1000, 800 et 600W/m²).

a) G=1000W/m²

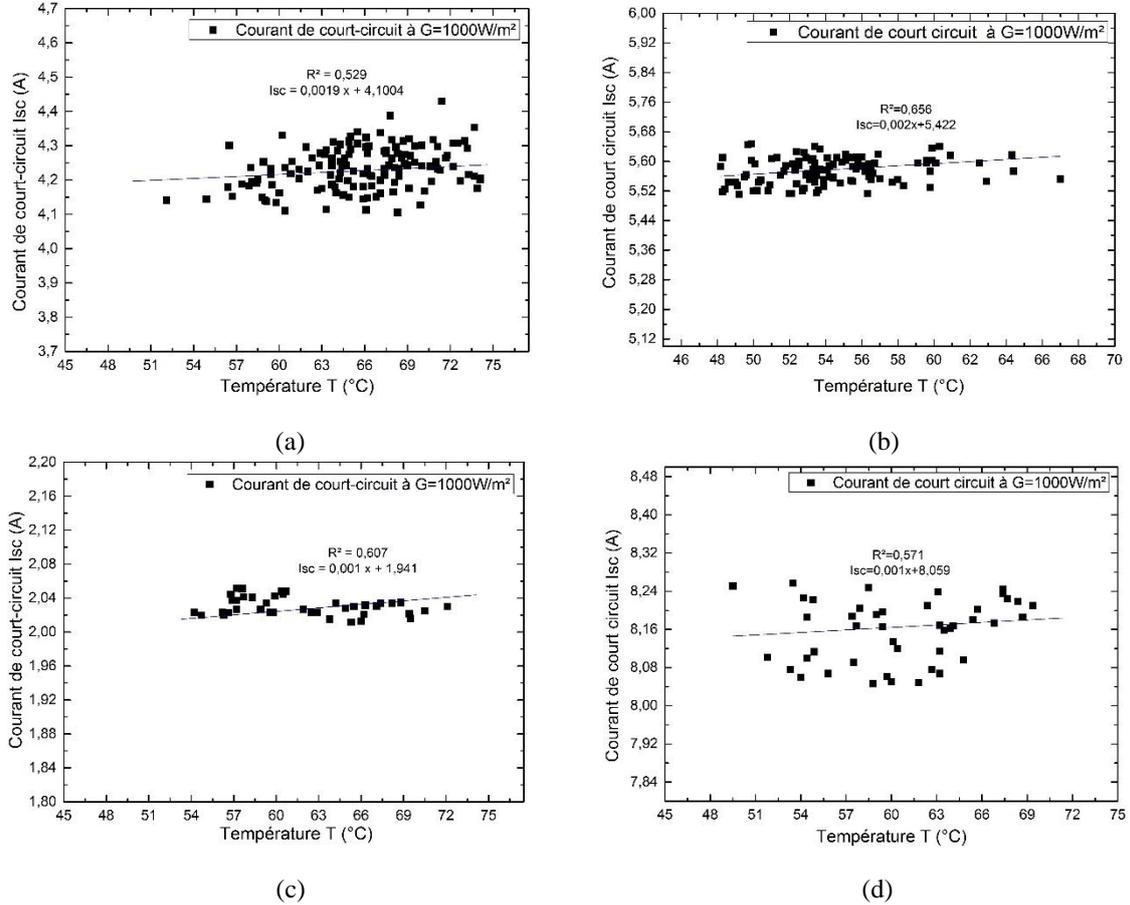
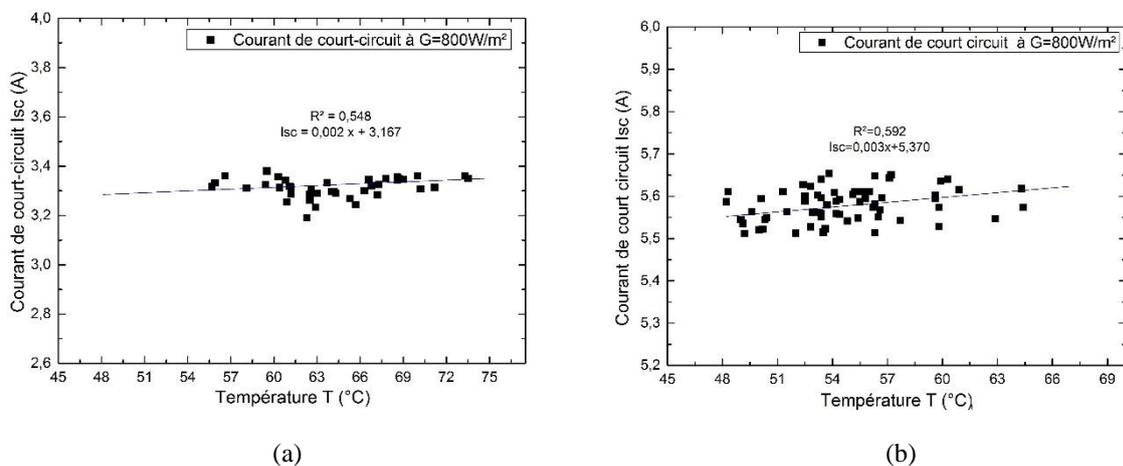
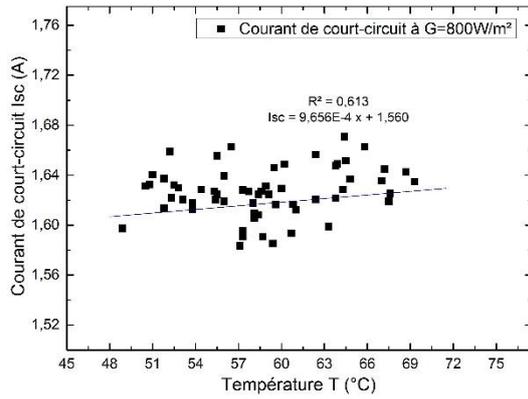


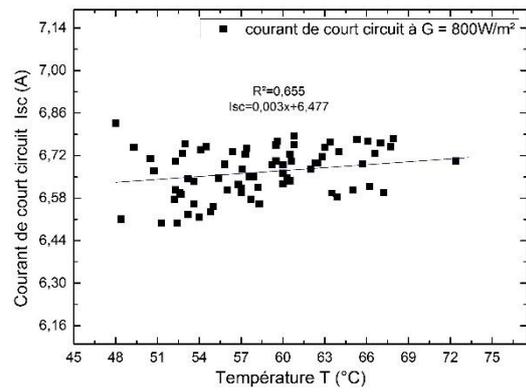
Figure III. 17.a.b.c.d : Courant de court-circuit en fonction de température pour les quatre modules PV à G=1000W/m²(a)-Si, (b)-Si, (c) μ m-Si, (d)p-Si

b) G=800W/m²





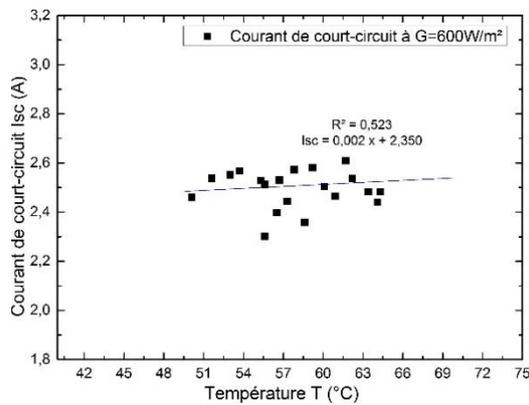
(c)



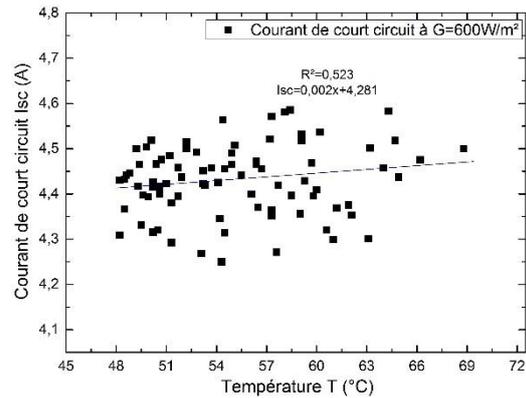
(d)

Figure III. 18.a.b.c.d : Courant de court-circuit en fonction de température I_{sc} (T) pour les quatre modules PV, (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μ m-Si, (d)p-Si

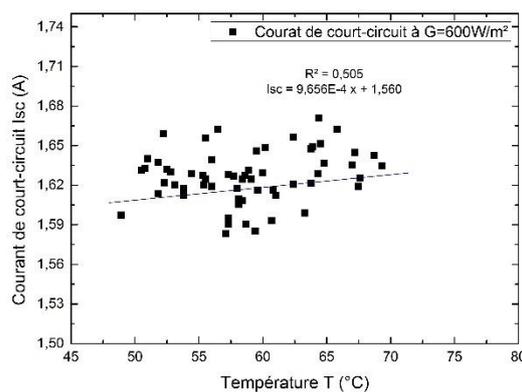
c) G=600W/m²



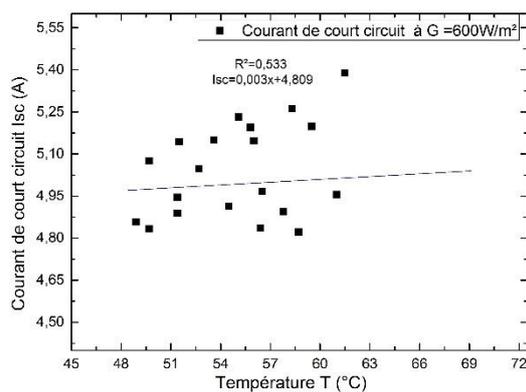
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure III. 19.a.b.c.d : Courant de court-circuit en fonction de température pour les quatre modules PV, (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μ m-Si, (d)p-Si

3.3.4. Coefficient de température de courant de court-circuit en fonction de l'éclairement

$K_{isc}=f(G)$

Les Figures III.17 , III.18 et III.19 présentent la relation entre le courant de court-circuit I_{sc} et la température T qui est trouvé presque linéaire pour les trois valeurs de l'éclairement (1000, 800 et 600W/m²), ce qui permet de calculer les trois coefficients de température de courant de court-circuit K_{isc} qui correspond aux trois valeur de l'éclairement, la Figure III.20 illustre l'influence de l'éclairement sur ces coefficients calculés, cette relation est trouvée linéaire pour la majorité des modules PV avec une variation légère sur les coefficients obtenue. Dans le Tableau III.6 on a classifié les valeurs des coefficients de température pour les trois points de l'éclairement étudiés.

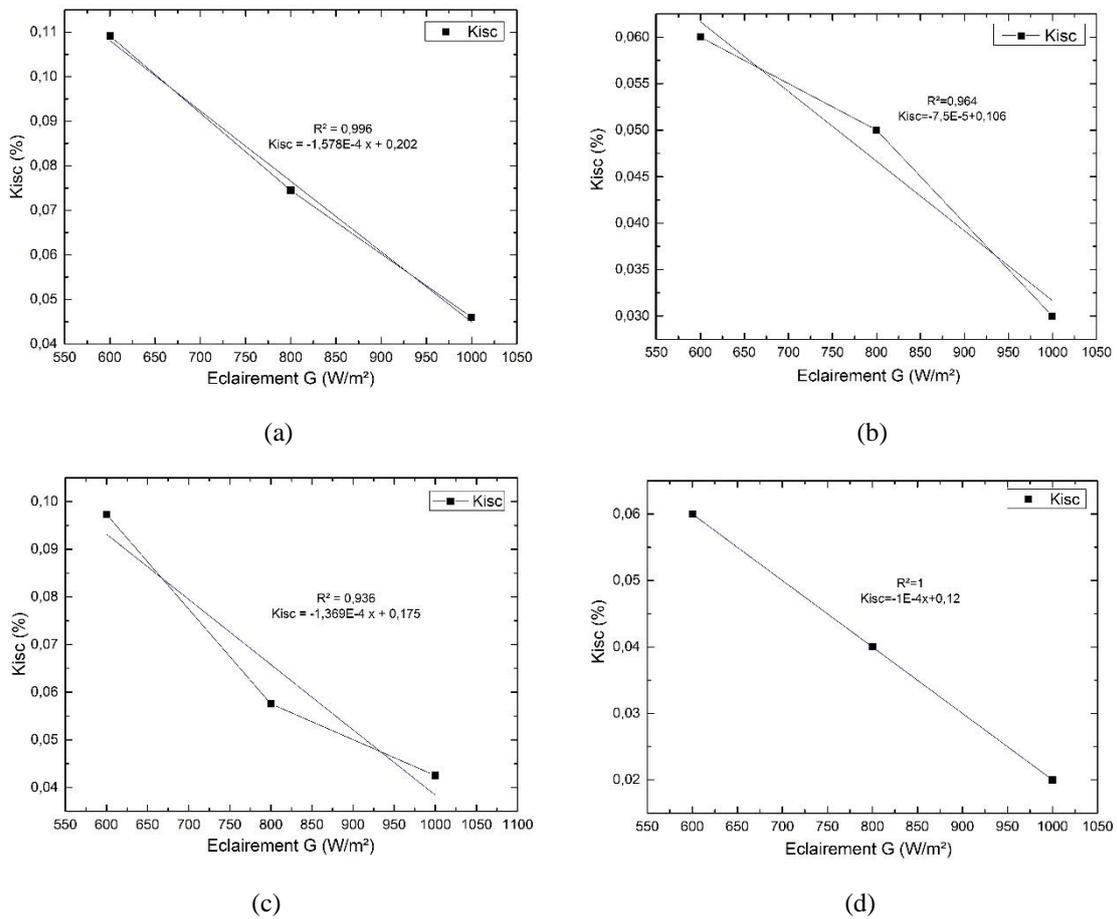


Figure III. 20.a.b.c.d: Variation du Coefficient de température de courant de court-circuit en fonction de l'éclairement pour les quatre modules PV, (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μ m-Si, (d)p-Si

Tableau III. 6 : Coefficients de température de courant de court-circuit K_{isc} en fonction de l'éclairement pour les quatre modules PV.

Eclairement (W/m ²)	K_{isc} (%/°C)			
	Amorphe a-Si	Mono c-Si	Micro μ -Si	Poly p-Si
600	0,10	0,06	0,09	0,06
800	0,07	0,05	0,05	0,04
1000	0,04	0,03	0,04	0,02

3.4. Validation

Pour faire la validation nous avons classé les résultats des coefficients de température K_{voc} et K_{isc} obtenus avec ceux de la fiche technique dans le Tableau III.7 afin de faire une comparaison entre ces valeurs. Cette validation est réalisée à l'aide d'un programme de simulation électrique basé sur un modèle à deux diodes ou la température et l'éclairement d'une année seront utilisés comme « input », et la puissance annuelle maximale de tous les modules PV comme « output ».

Tableau III. 7 : Comparaison entre les coefficients de température K_{voc} et K_{isc} .

	K_{voc} (% /°C)			K_{isc} (% /°C)		
	K_v - STC	K_v - STC calculé	$K_v=f(G)$	K_i - STC	K_i - STC calculé	$K_i=f(G)$
Amor (a-Si)	-0,33	-0,35	$-2,259 \cdot 10^{-4} G - 0,129$	0,08	0,04	$-1,578 \cdot 10^{-4} G + 0,202$
Mono (c-Si)	-0,34	-0,40	$-2,5 \cdot 10^{-4} G - 0,156$	0,09	0,03	$-7,5 \cdot 10^{-5} G + 0,106$
Micro (μ-Si)	-0,37	-0,39	$-2,144 \cdot 10^{-4} G - 0,167$	0,08	0,04	$-1,369 \cdot 10^{-4} G + 0,175$
Poly (p-Si)	-0,36	-0,41	$-3,5 \cdot 10^{-4} G - 0,046$	0,059	0,02	$-1 \cdot 10^{-4} G + 0,12$

3.4.1. Erreur relative de la puissance en condition STC

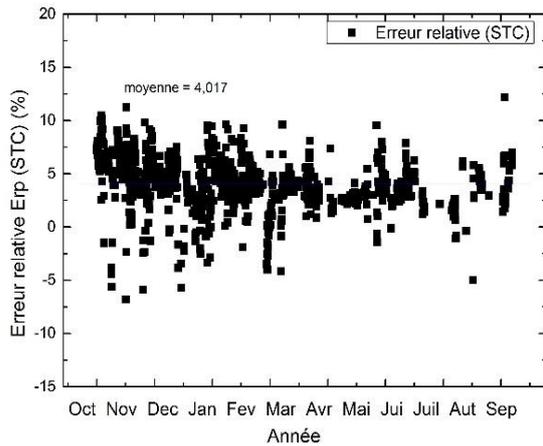
Les Figures III.21, III.22 et III.23 présentent l'erreur relative de la puissance maximale annuelle en condition STC fournie par le fabricant dans la fiche technique, calculée en STC, et calculée avec l'influence de l'éclairement, par les équations suivantes :

$$Erp = \frac{\text{puissance simulée en STC} - \text{puissance mesurée}}{\text{puissance mesurée}} \times 100 \dots\dots\dots(III-4a)$$

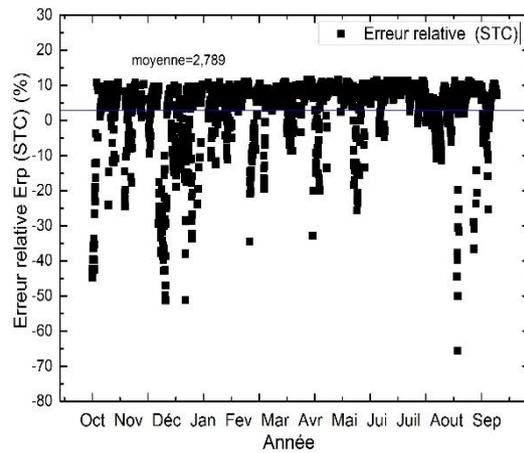
$$Erp = \frac{\text{puissance simulée en STC calculé} - \text{puissance mesurée}}{\text{puissance mesurée}} \times 100 \dots\dots\dots(III-4b)$$

$$Erp = \frac{\text{puissance simulée en STC (calculé en fonction de G)} - \text{puissance mesurée}}{\text{puissance mesurée}} \times 100 \dots\dots\dots(III-4c)$$

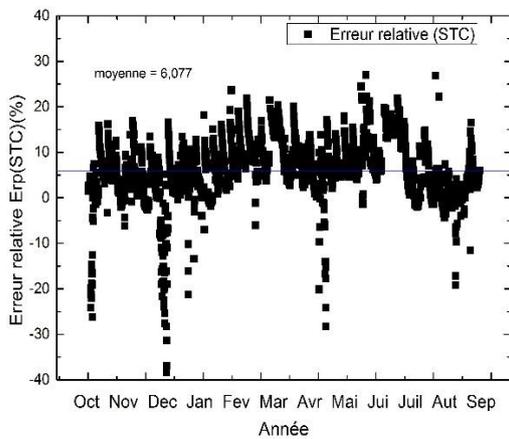
a) Avec les coefficients en STC de la fiche technique



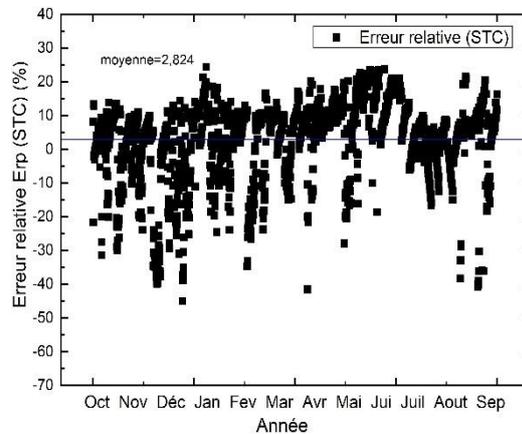
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure III. 21.a.b.c.d : L'erreur relative de la puissance en condition STC pour les quatre modules PV, (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μ m-Si, (d)p-Si.

b) Avec coefficients de température en STC calculés

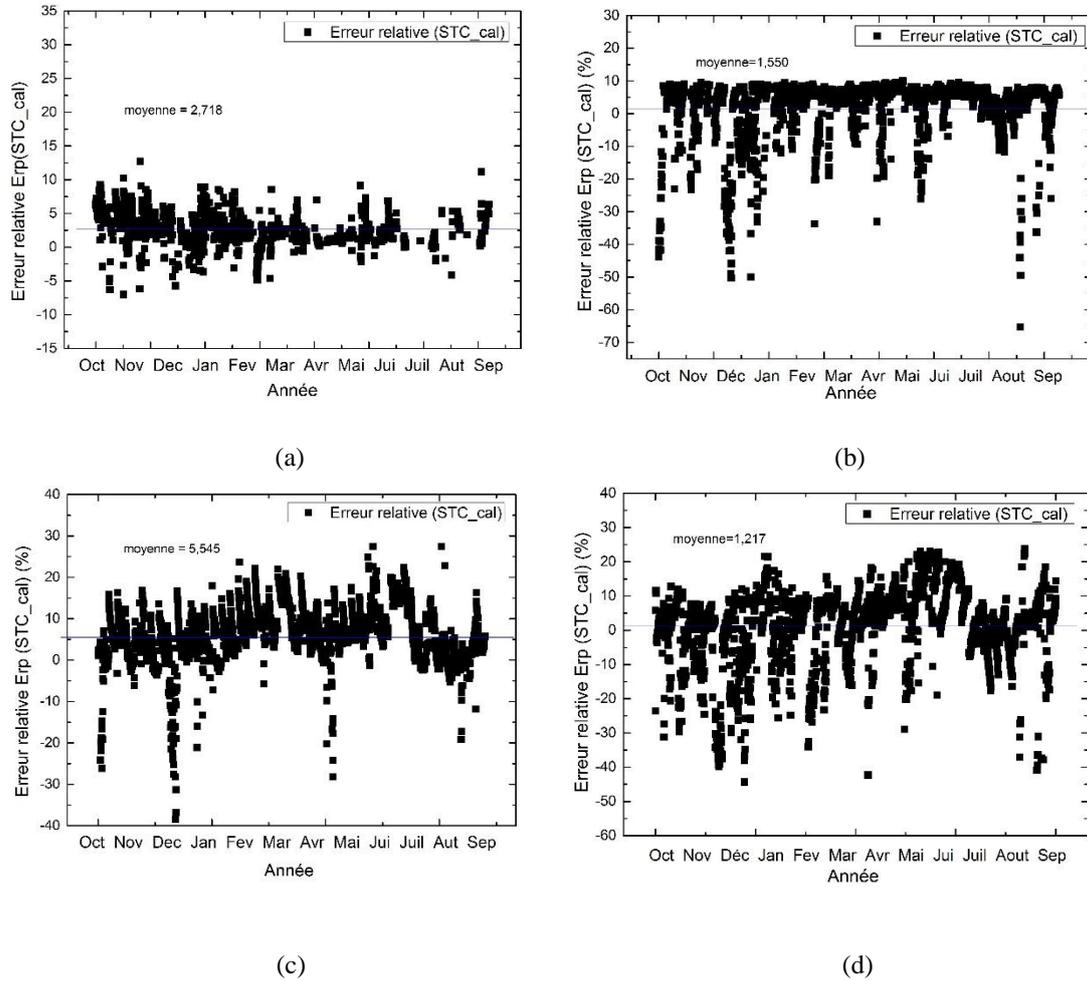
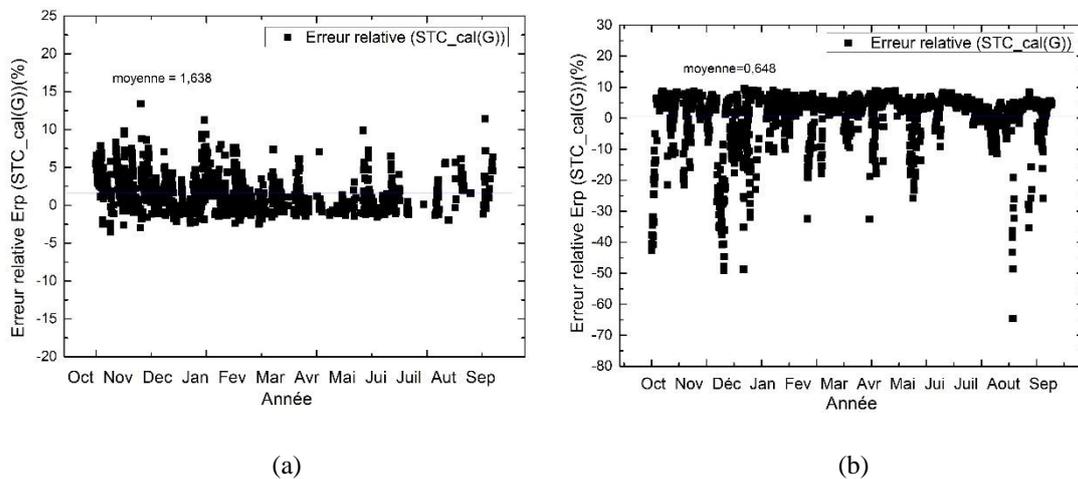
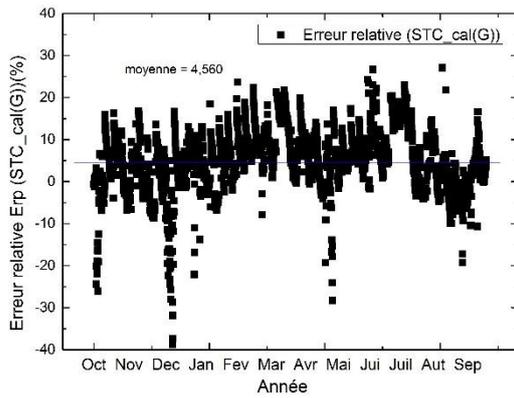


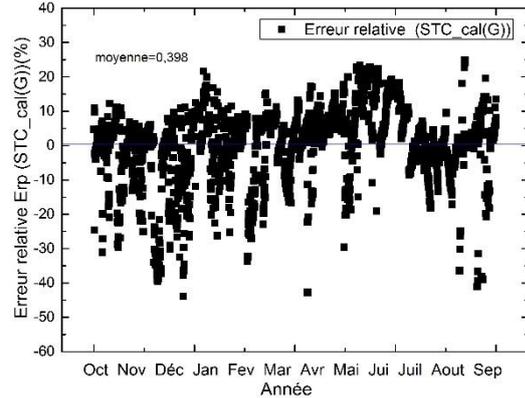
Figure III. 22.a.b.c.d : l'erreur relative de la puissance en STC calculé pour les quatre modules PV, (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μ m-Si, (d)p-Si

c) Avec coefficients de température calculés en fonction de G





(c)



(d)

Figure III. 23.a.b.c.d : Erreur relative de la puissance en SCT calculé en fonction de l'éclairement pour les quatre modules, (a)a-Si, (b)c-Si, (c) μ m-Si, (d)p-Si

Tableau III. 8 : Erreur relative moyenne de la puissance pour les quatre modules étudiés.

	Er_K(STC) (%)	Er_K(STC_calculé) (%)	Er_K(G) (%)	Er(Kstc-Kstc(G)) (%)	Er(Kstc-Kstc_cal) (%)
Amor a-Si	4,26	2,727	1,648	2,612	1,533
Mono c-Si	2,789	1,550	0,648	2,141	1,239
Micro μm-Si	5,725	5,433	4,443	1,282	0,292
Poly p-Si	2,824	1,217	0,398	2,426	1,607

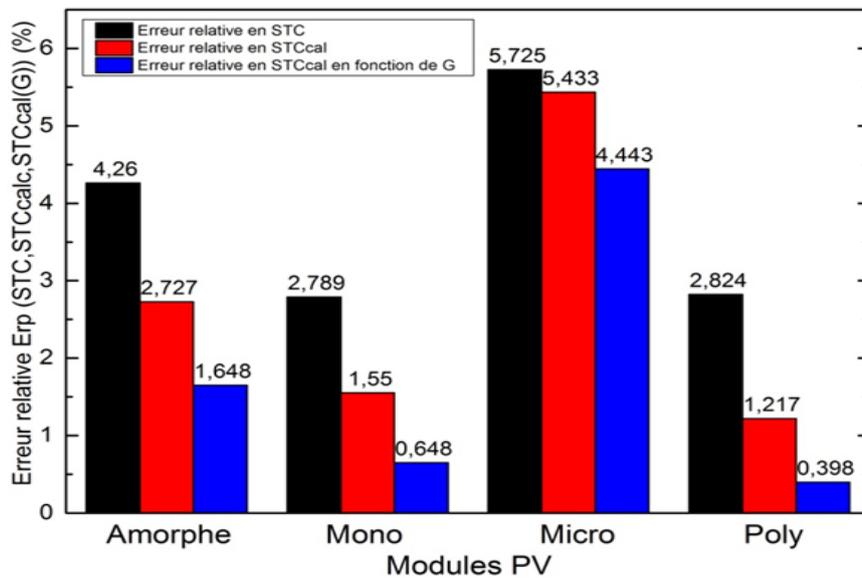


Figure III. 24 : Erreur relative moyenne de la puissance pour les quatre modules étudiés.

D'après les trois Figures précédentes, le Tableau III.8 et l'histogramme de la Figure III.24, on remarque qu'il y a une diminution de l'erreur relative moyenne lorsqu'on la calcule avec un coefficient de température calculé en STC par rapport à celle calculée avec un coefficient en STC donné par le fabricant et elle diminue encore plus en la calculant avec un coefficient de température variable en fonction de l'éclairement. Ce qui nous indique qu'on utilisant un coefficient de température variable (sous forme d'une équation en fonction de l'éclairement), on peut encore réduire l'erreur relative moyenne en fonction de la technologie étudiée, donc l'amélioration de la modélisation.

3.5. Conclusion

Ce dernier chapitre consiste à trier et discuter les différents résultats obtenus des graphes réalisés par le logiciel Origin, ensuite après avoir calculer les coefficients de température et les injecter dans le programme de validation par Matlab, on a présenté le résultat qui s'agit de delta entre la puissance mesurée et trois autres simulées (en STC, en STC calculé, et en STC calculé en fonction de l'éclairement) et on a conclu que l'erreur relative moyenne peut être réduite si on utilise un coefficient de température calculé ou un autre qui varie en fonction de l'éclairement, et cette réduction dépend de la technologie étudiée et contribue à l'amélioration de précision du modèle de prédiction des caractéristiques électriques des modules PV

Conclusion Générale

Au terme de ce travail, on a essentiellement examiné le comportement de quatre modules photovoltaïques (silicium amorphe, silicium monocristallin, silicium micro-morphe, et silicium poly-cristallin) au long de l'année 2019-2020, et dans des conditions extérieures. On a choisi de faire notre étude sur un modèle électrique à deux diodes en introduisant des paramètres électriques obtenus expérimentalement afin d'améliorer la modélisation des paramètres électriques des modules traités.

Dans le premier chapitre de ce mémoire nous avons fait une brève recherche bibliographique sur le photovoltaïque, son développement dans le monde en générale et en Algérie en particulier, ensuite on a fait un état de l'art sur les coefficients de température ou on a résumé plusieurs documentations dans la littérature qui ont fait un travail presque similaire que le nôtre.

Dans le deuxième chapitre on a présenté la méthodologie des étapes de calcul des coefficients de température et son analyse en présentant le matériel et les logiciels utilisés ainsi que la norme suivie et la fiche technique donnée par le fabricant de ces modules photovoltaïques.

Et enfin dans le troisième chapitre on a présenté les principales courbes des modules PV obtenues de l'expérimentale (Température de module, Rendement, Puissance...) et la validation de modèle de prédiction de la puissance des modules PV. Les résultats obtenus montrent que l'utilisation des nouveaux coefficients de température calculés à un éclairage fixe ($1000\text{W}/\text{m}^2$) ou variable (600, 800 et $1000\text{W}/\text{m}^2$) conduit à une réduction de l'erreur relative moyenne sur la puissance annuelle de 0.29 à 2.6% selon la technologie du module PV.

Ce travail est une contribution pour aider à améliorer les modèles de prédiction des caractéristiques électriques de différentes technologies de modules photovoltaïques et aussi la caractérisation et le dimensionnement des systèmes de production photovoltaïque.

En perspective nous pouvons refaire le travail en suivant la norme 61215 à 100%. On peut aussi faire cette étude dans un intervalle de deux années ou plus ou recalculer les coefficients en intégrant l'effet de la dégradation dans la modélisation.

Bibliographie

- [01] Rajiv Dubey, Pranjal Batra, Shashwata Chattopadhyay, Anil Kottantharayil, Brij M. Arora, K. L. Narasimhan and Juzer Vasi, "Measurement of Temperature Coefficient of Photovoltaic Modules in Field and comparison with Laboratory Measurements", 978-1-4799-7944-8/15/\$31.00, IEEE, 2015.
- [02] M. G. Deceglie, T. J. Silverman, B. Marion and S. R. Kurtz, "Metastable Changes to the Temperature Coefficients of Thin-film Photovoltaic Modules", Proceedings of the 40th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 0337 - 0340, 2004.
- [03] D. King, J. Kratochvil, and W. Boyson, "Field Experience with a New Performance Characterization Procedure for Photovoltaic Arrays," Proceedings of the 2nd World Conference on PV Solar Energy Conversion, Vienna, pp. 1947 - 1952, 1998.
- [04] B. Kroposki, W. Marion, D. King, W. Boyson, and J. Kratochvil, "Comparison of Module Performance Characterization Methods," Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Conference, pp. 1407-1411, 2000.
- [05] C. Whitaker, T. Townsend, J. Newmiller, D. King, W. Boyson, J. Kratochvil, D. Collier, and D. Osborn, "Application and Validation of a New PV Performance Characterization Method," Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1253-1256, 1997.
- [06] D. King, W. Boyson, and J. Kratochvil, "Analysis of Factors Influencing the Annual Energy Production of Photovoltaic Systems," Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1356 - 1361, 2002.
- [07] R. M. Smith, D. C. Jordan, and S. R. Kurtz, "Outdoor PV Module Degradation of Current-Voltage Parameters", World renewable Energy Forum, Denver, May 13-17, 2012.
- [08] D. King, J. Kratochvil, and W. Boyson, "Temperature Coefficients for PV Modules and Arrays: Measurement Methods, Difficulties, and Results," Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Conference, pp. 1183 -1186, 1997.
- [09] P. Kamkird, N. Ketjoy, W. Rakwichian, S. Sukchai, "Investigation on Temperature Coefficients of Three Types Photovoltaic Module Technologies under Thailand Operating Condition", Procedia Engineering 32, 2012.
- [10] M; Tayyiba, Jan Ove Oddenb, Tor Oskar Saetrec, "Irradiance dependent temperature coefficients for MC solar cells from Elkem solar grade silicon in comparison with reference polysilicon", 4th International Conference on Silicon Photovoltaics, SiliconPV, Energy Procedia 55, 602-607, 2014.
- [11] P.K Dash, N.C Gupta, "Effect of Temperature on Power Output from Different Commercially Available Photovoltaic Modules", Int. Journal of Engineering Research and Applications, ISSN: 2248-9622, Vol. 5, Issue 1 Part 1, January 2015.
- [12] J.Jean-Pierre. - Histoire mondiale de l'énergie - Solaire thermique et photovoltaïque : une brève histoire, Encyclopédie de l'énergie Grenoble INP- ENS 3 Ecole Nationale Supérieure de l'Energie, l'Eau et l'Environnement 21avenue des Martyrs CS 90624 38031 Grenoble cedex (22-02-2019).
- [13] Kouadri Boudjelthia El Amin, Maitre de recherche– CDER « Les technologies photovoltaïques : entre la recherche scientifique et la réalité économique ». Bulletin des énergie renouvelables N°40, 2016.
- [14] G. Deboutte, « L'Algérie étoffe sa capacité de production de panneaux solaires » /PV magazine - DÉCEMBRE 9, 2020.
- [15] Pierre VERNIER, « PHOTOÉLECTRIQUE EFFET », Encyclopædia Universalis [en ligne], consulté le 6 juillet 2021. URL : <https://www.universalis.fr/encyclopedie/effet-photoelectrique/>.
- [16] Y.-J. Wang and P.-C. Hsu, "An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells," Energy, vol. 36, no. 5, pp. 3069–3078, May 2011.

- [17] K. Ishaque, Z. Salam, H. Taheri, and Syafaruddin, "Modeling and simulation of photovoltaic (PV) system during partial shading based on a two-diode model," *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 19, no. 7, pp. 1613–1626, Aug. 2011.
- [18] Alain Ricaud ; Photopiles solaires ; Edition Presses polytechniques et universitaires romandes, 2010.
- [19] Energy systems in electrical engineering, "fundamentals and innovations in solar energy" by the editors: sri Niwas Singh, Prabhakar Tiwari, sumit Tiwari, University/Dadri, Uttar Pradesh India, 2021.
- [20] Module SHARP monocristallin, Ecolodis-solaire.com
- [21] Poly Crystalline Silicon Solar Cell, <https://www.indiamart.com>
- [22] Panneau photovoltaïque au silicium amorphe, <https://www.archiexpo.com>
- [23] I-C. Cheng, S. Wagner, "Overview of Flexible Electronics Technology", Book Flexible Electronics, Electronic Materials: Science & Technology, Editors W.S. Wong, A. Salleo, Vol. 11, chap 1, pp. 1-28, 2009.
- [24] K. Belarbi, K. Kandoussi, N. Coulon, C. Simon, R. Cherfi, A. Fedala, T. Mohammed Brahim, "Stability of microcrystalline silicon TFTs", *ECS Transactions*, Vol. 16, No. 9, pp. 121-130, 2008.
- [25] K. Kandoussi, C. Simon, N. Coulon, T. Mohammed-Brahim, "160cm²/Vs microcrystalline silicon TFTs mobility thanks to nex deposition process of both Undoped and doped films performed at T < 200°C", *AM-FPD 2006*, Tokyo, 5-7 juillet, 2006.
- [26] Sabri Janfaoui. *Electronique CMOS en silicium microcristallin sur substrat flexible transparent. Micro et nanotechnologies/Microélectronique*. Université de Rennes1, 2012. Français, Soumise en 2020.
- [27] Jade-Technologie (@JadeTechnologie) 3 mars 2021 #énergierenouvelable #PV #Transitionénergétique #iot
- [28] P. Kamkird, N. Ketjoy, W. Rakwichian, S. Sukchai. "Investigation on Temperature Coefficients of Three Types Photovoltaic Module Technologies under Thailand Operating Condition", *Procedia Engineering* 32 376 – 383 I-SEEC, 2012.
- [29] Muhammad Tayyiba, Jan Ove Oddenb, Tor Oskar Saetrec, Teknova AS, Gimlemoen, "Irradiance dependent temperature coefficients for MC solar cells from Elkem solar grade silicon in comparison with reference polysilicon", 4th International Conference on Silicon Photovoltaics, Silicon PV, 509, NO-4898 Grimstad, Norway 2018.
- [30] P. K Dash, N C Gupta, "Effect of Temperature on Power Output from Different Commercially Available Photovoltaic Modules" *P K Dash Int. Journal of Engineering Research and Applications* ISSN: 2248-9622, Vol. 5, Issue 1(Part 1), January 2015.
- [31] F. Brihmat, S. Mekhtoub, Electrotechnic Research Laboratory, 'LRE', National Polytechnic School, Algeria, "PV Cell Temperature/ PV Power Output Relationships Homer Methodology Calculation", 2014.
- [32] CEI 61215 : Les modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre – qualification de la conception et homologation.
- [33] Aissa Meflah, Khadidja Rahmoun, Achour Mahrane, "Outdoor performance modeling of three different silicon photovoltaic module technologies", *Int J Energy Environ Eng*, 8:143–152. DOI 10.1007/s40095, 2017.