



**Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement**

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU  
MASTER EN GENIE ELECTRIQUE ENERGETIQUE ET ENERGIE  
RENOUVELABLE  
OPTION : ELECTRICITE**

Présenté et soutenu publiquement le 28 Octobre 2015 par

**Ibrahim NEYA**

**Travaux dirigés par : Dr Y. Moussa SORO  
Doctorant Alain TOSSA  
Dr Daniel YAMEGUEU**

Laboratoire Energie Solaire et Economies d'Energie (LESEE),  
2iE, Ouagadougou, Burkina Faso

**Jury d'évaluation du stage :**

**Président : Ing. Henri KOTTIN**

**Membres et correcteurs : Ing. Henri KOTTIN  
Dr Y. Moussa SORO  
Dr Daniel YAMEGUEU**

**Promotion [2014/2015]**

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

---

## CITATIONS

« 9 Ce qui a été, c'est ce qui sera, et ce qui s'est fait, c'est ce qui se fera, il n'y a rien de nouveau sous le soleil.

10 S'il est une chose dont on dise : vois ceci, c'est nouveau ! Cette chose existait déjà dans les siècles qui nous ont précédés.

11 On ne se souvient pas de ce qui est ancien ; et ce qui arrivera dans la suite ne laissera pas de souvenir chez ceux qui vivront plus tard ».

**L'Ecclésiaste, fils de David, roi de Jérusalem**

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## **Remerciements**

Ce travail de mémoire a été réalisé au Laboratoire Energie Solaire et Economies d'Energie (LESEE) situé sur le site de Kamboinsé à environ 15 km de la capitale Ouagadougou et qui fait partie des six laboratoires de recherche de l'Institut International d'Ingénierie en Eau et Environnement (2iE). L'objectif scientifique du LESEE est de contribuer à l'innovation industrielle dans le domaine du solaire pour une production et une utilisation rationnelle d'énergies électrique / thermique en Afrique.

Cette étude a été encadrée par le Dr Moussa SORO, le Dr Daniel YAMEGUEU et le doctorant Alain TOSSA.

Je leur suis reconnaissant pour l'encadrement scientifique et professionnel qu'ils m'ont offert. J'ai particulièrement apprécié leur compétence, leur motivation et leur disponibilité pour m'aider à réaliser le présent travail.

Mes remerciements vont également à l'endroit de ma famille : mes parents, mes frères et sœurs qui continuellement m'ont soutenu durant mon parcours universitaire.

C'est aussi l'occasion de remercier tout le personnel du LESEE avec qui j'ai apprécié travailler dans le cadre de mon stage. Merci enfin à tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire et qui n'ont pas été énumérés ci-dessus. Je leur suis humblement reconnaissant pour les efforts qu'ils ont fournis dans le cadre de la réalisation de ce mémoire.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

---

## Résumé

Ce travail s'articule autour du besoin de comprendre l'influence de la température de fonctionnement de module photovoltaïque sur deux caractéristiques électriques des modules : la puissance maximale et la tension en circuit-ouvert. Cette étude a été réalisée au Burkina Faso. Elle utilise deux modules polycristallins de fabricants différents et un module monocristallin. Ces trois modules sont installés au Laboratoire Energie Solaire et Economies d'Energie (LESEE) de l'Institut International en Eau et Environnement (2iE). Les données qui serviront à réaliser cette étude ont été relevées durant la période de Juillet 2014 à Mai 2015. L'étude de la tension en circuit-ouvert se fera par la méthode statistique de régression linéaire (modèle de [Huang et al \(2011\)](#)). Un autre modèle, celui de [King et al \(1997\)](#) a été exploité pour une étude comparative avec celui de [Huang et al \(2011\)](#). L'étude de l'influence de la température sur la puissance maximale se fera par comparaison des modèles de [Jie et al \(2007\)](#) et [Fuentes et al \(2007\)](#). Cette étude sur site montre que la tension en circuit-ouvert et la puissance maximale décroissent lorsque la température du module augmente et les valeurs de coefficients de température de tension sont différentes de celles fournies par les fabricants des modules. Ces résultats impacteront le dimensionnement et la conception des systèmes localisés dans des conditions climatiques similaires. Par suite cette étude pourrait contribuer au dimensionnement et à la conception des systèmes photovoltaïques en zone soudano-sahélienne.

**Mots clés** : (1) tension en circuit-ouvert, (2) irradiance solaire, (3) température de module, (4) coefficients de température, (5) régression linéaire.



# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

---

## ABSTRACT

This work presents a discussion regarding the operating temperature of monocrystalline, and polycrystalline module and its effect upon two electrical performances of photovoltaic installations : the power output and the open-circuit voltage. It is measured under Burkina Faso Operating Condition. This study presents two technologies of photovoltaic modules using one module of monocrystalline, two modules of polycrystalline and they were installed at Laboratory Solar Energy and Energy Saving, in International Institute of water and environment (2iE). The modules power station data have been recorded since year 2014 July to 2015 May. The study of open-circuit voltage is analyzed by linear regression technique (Huang and al., 2011 model). Other model King and al., 1997 has also been considered to make a comparison with the previous one. The study of power output makes a comparison of the Jie and al.,2007 model with the Fuentes and al.,2007 model. Upon analysis, the study will show the pronounced effect of the operating temperature of a photovoltaic module has upon the open-circuit voltage and the power output. This outdoor test results show that the open-circuit voltage and the power output of module decrease with increasing module temperature and the voltage temperature coefficient values of modules are different from the factory values. These results have an impact on systems design and sizing in similar climate regions. Thus, recommended that design and sizing of photovoltaic system in sahelian climate regions of the world take due address to these results.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## Sommaire

<b>I. Introduction</b>	<b>4</b>
1. Généralités	4
2. Contexte	5
<b>II. Hypothèse de travail et/ou Objectifs du travail</b>	<b>7</b>
1. Objectifs	7
2. Hypothèses	7
<b>III. Synthèse bibliographique</b>	<b>9</b>
1. Cellules et modules photovoltaïques	9
2. Autres Généralités	10
3. Coefficients de température	12
4. Méthodes de prediction des paramètres étudiés	14
<b>IV. Matériels et méthodes</b>	<b>17</b>
1. Dispositif expérimental	17
2. Méthodologie d'analyse des données	19
3. Modèles de prédiction des performances étudiées	20
<b>V. Etude de la tension en circuit-ouvert</b>	<b>24</b>
1. Résultats de l'étude de la tension en circuit-ouvert	24
2. Discussion des résultats	28
<b>VI. Etude de la puissance maximale</b>	<b>34</b>
1. Résultats de l'étude de la puissance maximale	34
2. Discussion des résultats	36
<b>VII. Conclusions</b>	<b>39</b>
<b>VIII. Recommandations et perspectives</b>	<b>41</b>
<b>IX. BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>42</b>
<b>X. ANNEXES</b>	<b>45</b>

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

<b>Annexe A.</b>	<b>Tension de court-circuit du module VIC002</b>	<b>45</b>
<b>Annexe B.</b>	<b>Tension en circuit-ouvert du module SUN009</b>	<b>47</b>
<b>Annexe C.</b>	<b>Tension en circuit-ouvert du module VIC005</b>	<b>49</b>
<b>Annexe D.</b>	<b>Influence de la température sur la puissance maximale</b>	<b>51</b>
<b>Annexe E.</b>	<b>Erreurs des modèles de prédiction de la puissance maximale</b>	<b>53</b>

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1:tableau des caractéristiques STC des modules étudiés .....	17
Tableau 2:Vue synoptique des données enregistrées sur la période d'étude.....	19
Tableau 3:tableau des irradiances solaires .....	19
Tableau 4:tableau des équations de régression linéaire. ....	25
Tableau 5:Tableau des extremums d'erreurs commises suivant la méthode 2.....	30
Tableau 6:tableau exploitable des équations de régression linéaire .....	31

## LISTE DES FIGURES

Figure 1:Paramètres influençant les performances des modules PV .....	7
Figure 2:Plateforme expérimentale du site PV du 2iE .....	8
Figure 3:vue d'un pyranomètre .....	11
Figure 4:Une sonde PT100 sur le site PV du 2iE .....	11
Figure 5:vue des modules étudiés sur la plateforme expérimentale s .....	17
Figure 6:Pyranomètre du site PV du 2iE .....	18
Figure 7:Banc de caractérisation courant-tension du site PV du 2iE.....	18
Figure 8:Courbes de $V_{co}$ en fonction de la température pour $G=1000 \text{ W/m}^2$ .....	24
Figure 9:Courbe de $CT=f(G)$ suivant les modules .....	26
Figure 10:Courbe des erreurs minimales et maximales .....	27
Figure 11:Coube de $p=f(G)$ suivant les modules .....	28
Figure 12:Courbe de $V_{co}=f(G;T)$ .....	32
Figure 13:Courbe de $P=f(T)$ pour $G=100$ et $G=1000 \text{ W/m}^2$ .....	34
Figure 14:Courbe des erreurs pour $G=100$ et $G=1000 \text{ W/m}^2$ .....	35
Figure 15:Courbe de $p=f(G)$ .....	36
Figure 16:Courbe de $P=f(G;T)$ .....	38

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

---

## I. INTRODUCTION

---

### 1. Généralités

La filière photovoltaïque (PV) représente en Afrique soudano-sahélienne une solution à la crise énergétique de plus en plus prononcée. Aussi, d'après les travaux de Favennec et al., 2009<sup>1</sup>, près de 77% de la population subsaharienne n'a pas accès à l'électricité. L'énergie photovoltaïque pourrait d'une part, contribuer à la réduction de la facture d'électricité des populations, à la résolution des problèmes de délestage récurrents dans certains pays comme le Burkina Faso et faciliter l'accès à l'électricité à faible coût en milieu rural et dans les zones périurbaines. D'autre part l'énergie photovoltaïque représente une solution fiable pour le développement durable car elle permet de lutter contre le réchauffement climatique et de limiter l'émission des gaz à effet de serres liés aux sources fossiles de production d'électricité.

Un atout majeur pour le développement de l'électricité photovoltaïque est que le soleil fournit une énergie gratuite, disponible partout en zone soudano-sahélienne, abondante et renouvelable (Lislou, 1998). Par contre les obstacles à la production de cette forme d'électricité sont notamment liés au prix élevé des modules photovoltaïques et leur faible rendement, posant ainsi avec acuité le problème d'amélioration de leurs performances.

Pour produire une énergie électrique suffisante à partir des modules photovoltaïques il est impérieux de comprendre le comportement thermoélectrique du module. Il faudra aussi dans le même ordre d'idées s'interroger sur les différences observées entre les mesures fournies par le constructeur et celles obtenues dans les conditions ambiantes sur site réel. Ces informations nous permettront alors de réaliser en zone soudano-sahélienne des dimensionnements techniques qui tiennent compte des réalités climatiques.

Aussi, la maîtrise de la production photovoltaïque à travers les différents paramètres qui influencent le fonctionnement de tout système photovoltaïque permettra d'en apprécier de façon pratique l'opportunité et l'avantage comparativement aux sources conventionnelles de production d'électricité.

---

<sup>1</sup> Cité par Boly 2014

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

La présente étude s'attache à proposer une méthode de prédiction de la tension en circuit-ouvert  $V_{co}$  et une méthode de prédiction de la puissance maximale  $P$  en fonction de la température  $T$  du module et de l'irradiance solaire  $G$  reçue par les modules exposés aux conditions ambiantes sur le site de 2iE.

Pour réaliser ce travail, on s'intéressera d'abord au comportement des modules sous irradiance solaire fixe comprise entre 100 et 1000  $W/m^2$  en fonction de la température du module en s'appuyant sur des modèles développés dans la littérature. En second lieu une étude des erreurs commises en utilisant les modèles proposés dans la littérature au regard des mesures in-situ sera réalisée. Enfin, une méthode de prédiction de la tension en circuit-ouvert et une méthode de prédiction de la puissance maximale seront proposées pour la zone soudano-sahélienne en fonction des contraintes climatiques. Pour l'étude de la tension en circuit-ouvert une attention particulière sera portée sur les coefficients de température déterminés in-situ et leur lien avec les coefficients de température fournis par les fabricants du module.

Pour ce faire nous choisirons trois modules photovoltaïques de même puissance 50Wc : deux modules polycristallins de fabricants différents et un module monocristallin. L'intérêt de ce choix se situe dans la possibilité de comparer ces modules en ce qui concerne leurs performances pour connaître la technologie la plus adaptée à la zone soudano-sahélienne.

Ces travaux ont été réalisés au Laboratoire Energie Solaire et Economies d'Energie (LESEE) de la Fondation 2iE (Burkina Faso). Les modules utilisés dans cette étude ont été caractérisés en milieu extérieur « outdoor » grâce au banc de caractérisation I-V (Figure 7) du LESEE.

## **2. Contexte**

Les systèmes PV représentent aujourd'hui pour beaucoup de pays de l'Afrique sahélienne, un atout incontournable non seulement dans la recherche d'autonomie énergétique mais aussi dans l'atteinte des Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD). Les investisseurs dans cette région du monde, profiteraient davantage de cette forme d'énergie, si le dimensionnement et le choix des modules photovoltaïques étaient plus adaptés aux conditions environnementales des dites zones.

A propos, les performances d'un module photovoltaïque que l'on trouve sur la fiche technique du fabricant sont mesurées dans les conditions standards de test (STC) : une atmosphère AM 1,5 ; un rayonnement de 1000  $W/m^2$  et une température de cellules de 25 °C. Ces conditions

## Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

qui sont artificiellement créées en laboratoire ne peuvent pas être toutes réunies dans un environnement terrestre réel où les modules sont installés. Aussi, les modules sont sujets sur site réel à des facteurs de dégradation liés à l'action de paramètres climatiques et environnementaux comme la température, l'action du vent, de l'humidité, et la salissure.

Tous ces facteurs de dégradation des modules photovoltaïques entraînent des pertes de performance ; ce qui conduit en termes d'investissement à des pertes économiques qui peuvent souvent s'avérer énormes. Il importe donc de bien connaître l'impact de ces causes de dégradation pour permettre la mise en place de centrales photovoltaïques bénéfiques à la fois sur les plans technique et économique.

Une bonne modélisation des performances des systèmes photovoltaïques est essentielle en ce qu'elle permettra (1) une bonne optimisation des paramètres de fonctionnement du système (Mondol et al., 2007 ; Notton et al., 2010 ; Al-Karaghoulî and Kazmerski, 2010 ; Kaldellis et al., 2009)<sup>2</sup>,(2) une confiance accrue aux performances prévisionnelles ;ce qui favorisera le financement du projet (Ren et al., 2009;Mondol et al., 2009)<sup>3</sup> et enfin (3) un bon fonctionnement et une bonne maintenance des systèmes existants (Stein, 2011)<sup>4</sup> .

Pour contribuer à l'atteinte de ces objectifs notre étude s'articule autour du besoin de comprendre l'influence de la température sur la puissance maximale et la tension en circuit-ouvert des modules photovoltaïques.

---

<sup>2</sup> Cités par Andrews et al., 2012

<sup>3</sup> Cités par Andrews et al., 2012

<sup>4</sup> Cité par Andrews et al., 2012

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## II. HYPOTHESE DE TRAVAIL ET/OU OBJECTIFS DU TRAVAIL

### 1. Objectifs

Le présent stage a pour objectif général l'analyse de l'influence de la température sur la production énergétique de modules photovoltaïques. La production énergétique d'un module PV est intimement liée à trois principaux paramètres électriques : la puissance maximale, le courant de court-circuit et la tension en circuit-ouvert. La présente étude s'intéressera particulièrement à la puissance maximale et à la tension en circuit-ouvert des modules photovoltaïques au silicium. Plus spécifiquement, il s'agira d'étudier et de modéliser l'influence de la température sur la puissance maximale et la tension en circuit-ouvert des modules photovoltaïques. Les technologies concernées sont : le silicium monocristallin et le silicium polycristallin.

Les modèles de Huang et al (2011) et King et al (1997) trouvés dans la littérature seront analysés et affinés pour chacune des technologies dans le cadre de l'étude de la tension en circuit-ouvert. Parallèlement pour l'étude de la puissance maximale ce sont les modèles de Jie et al (2007) et Fuentes et al., 2007 qui seront analysés et affinés pour chaque technologie. Le cas échéant, un modèle plus approprié et adapté au climat chaud de la zone soudano-sahélienne sera proposé.

### 2. Hypothèses

La figure 1 présente les principaux paramètres influençant la tension en circuit-ouvert et la puissance maximale d'un module photovoltaïque fonctionnant dans les conditions ambiantes.

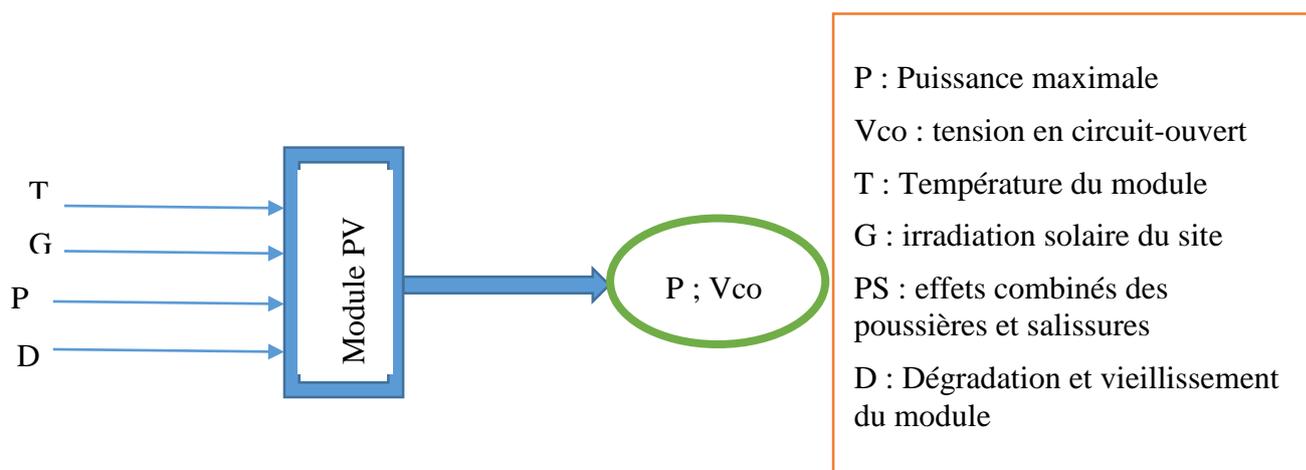


Figure 1: Paramètres influençant les performances des modules PV

## Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

- Les effets combinés de la poussière, de la salissure, et même d'ombrages éventuels sur les modules PV seront négligés. En effet, les modules étudiés sont soumis à un nettoyage hebdomadaire ; ceci réduit l'impact de la poussière et des salissures sur leur performance. De même les modules étant installés en hauteur sur le toit du laboratoire (figure 2), ils sont donc peu influencés par l'ombrage des arbres.
- La dégradation des modules liée au temps sera aussi négligée. La période d'étude est en effet de 10 mois (23 Juillet 2014 au 05 Mai 2015) ; ce qui est suffisamment court au regard de la durée de vie d'un module PV qui est de 25 ans pour négliger l'effet du vieillissement des modules sur leurs performances.
- Les paramètres considérés dans le cadre de cette étude comme influençant la puissance maximale et la tension en circuit-ouvert seront la température du module et l'irradiance solaire reçue par le module.



*Figure 2: Plateforme expérimentale du site PV de 2iE*

### 1. Cellules et modules photovoltaïques

#### 1.1. Cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont des composants électroniques qui transforment les rayons lumineux du soleil en électricité (Muneer, 2005)<sup>5</sup>. Elles constituent l'élément de base du système photovoltaïque. Ces cellules sont individuellement caractérisées par de faibles puissances (de l'ordre de 1 W) et de tension (0,5V à 0,6 V). Afin d'obtenir des puissances et tensions élevées, les cellules sont associées en série ou en série / parallèle.

#### 1.2. Technologies de modules PV

Industriellement, le semi-conducteur le plus utilisé dans la fabrication des cellules photovoltaïques est le silicium (Si) du fait de ses bonnes propriétés, et de son abondance naturelle. Selon le [syndicat des énergies renouvelables \(2013\)](#), près de 80% du marché est acquis aux technologies qui utilisent le silicium comme semi-conducteur. On utilise également l'arséniure de gallium (GaAs), le tellure de cadmium (CdTe) et le cuivre-indium-diséléniure (CIS). Il existe plusieurs technologies de cellules solaires au silicium :

- Les cellules de silicium monocristallin (rendement 15% - 22%)
- Les cellules de silicium polycristallin (rendement 10%-13%)
- Les cellules de silicium amorphe (rendement 5%-8%)

#### 1.3. Module photovoltaïque

Le module photovoltaïque est constitué de cellules associées en série/parallèle encapsulées et protégées. La face avant du module est généralement en verre. Les cellules doivent être enrobées. Le matériau généralement utilisé est l'Acétate d'Éthylène-Vinyl (EVA). La face arrière est réalisée soit en verre (modules dits «bi-verre») soit en composite tedlar/alu/tedlar (plus fragile). Le cadre est généralement en aluminium ou en aluminium anodisé avec une visserie en matériau inoxydable. Le module photovoltaïque joue le rôle de générateur dans le système de production d'électricité. Cette énergie produite par le module photovoltaïque dépend foncièrement des conditions météorologiques de son fonctionnement et plus particulièrement de l'irradiance solaire et de la température ambiante. Les chutes de puissances

---

<sup>5</sup> Cité par Ike 2013

Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement  
dus à l'irradiance (faibles rayonnements, spectre angulaire) et à la température ambiante peuvent atteindre 10 % et 15 % respectivement (Rus-Casas et al.).

## 2. Autres Généralités

### 2.1. Effets de l'atmosphère

L'atmosphère a une influence sur le rayonnement solaire qui atteint la surface de la terre. Les nuages et d'autres particules dans l'atmosphère peuvent refléter ou disperser l'énergie solaire. Les rayonnements solaires à la surface de la terre sont composés de rayonnements directs et de rayonnements diffus.

Le rayonnement reçu par l'atmosphère terrestre en incidence normal est constant et voisin de  $1353 \text{ W/m}^2$  (Bernard, 2004)<sup>6</sup>. L'atmosphère modifie le spectre énergétique du rayonnement solaire au sol traversant les différentes couches atmosphériques à travers trois mécanismes principaux (Ricaud, 1997):<sup>7</sup>

- L'absorption par les différentes molécules gazeuses entrant dans sa composition : 78 % d'azote ( $\text{N}_2$ ), 21 % d'oxygène ( $\text{O}_2$ ), 0,9 % d'argon (Ar), 0,03 % de dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) et d'autres gaz ainsi que la vapeur d'eau ( $\text{H}_2\text{O}$ ) « très variable de 0 à 4 % » et une couche mince d'ozone ( $\text{O}_3$ ) dont le rôle est si important dans l'absorption des rayons ultraviolets les plus puissants.
- La diffusion moléculaire de Rayleigh : c'est la diffusion due aux molécules de gaz constituant l'atmosphère et dont la taille est très inférieure à la longueur d'onde de la lumière.
- La diffusion due aux particules qu'elle contient : aérosols, poussière et les nuages.

D'où le flux énergétique solaire optimal reçu au sol se réduit alors à  $1000 \text{ W/m}^2$  avec un spectre décalé vers le rouge par rapport au spectre hors atmosphère (Bouzidi 2007)<sup>8</sup>. Le spectre diffère donc entre l'espace et la surface du globe ; il diffère également à la surface de la terre en fonction du lieu. On le caractérise de façon globale par le nombre de masse d'air (AM).

---

<sup>6</sup> Cité par Bensalem, 2011

<sup>7</sup> Cité par Bensalem, 2011

<sup>8</sup> Cité par Bensalem, 2011

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement



Figure 3:vue d'un pyranomètre

On appelle **irradiance solaire** la puissance du rayonnement solaire reçue par une unité de surface. Il s'exprime en Watt par mètre carré [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]. La figure 3 présente un pyranomètre utilisé pour la mesure de l'irradiance solaire reçue dans le plan des modules. Il peut être installé dans le même plan que celui des modules ou suivant le plan horizontal. Dans le second cas les données collectées doivent être ramenées au plan d'inclinaison des modules avant d'être exploitées pour les calculs.

## 2.2. Température de module photovoltaïque

La **température** est une grandeur liée à certaines propriétés des corps (volume massique, résistivité électrique, ...).

Selon les travaux de Skoplaki et Palyvos (2009), la température d'un module photovoltaïque varie en fonction de l'irradiance solaire, de la vitesse des vents, de la température ambiante et des propriétés du matériau de fabrication des modules.



Figure 4:Une sonde PT100 sur le site PV du 2iE

La variation de température d'un module affecte pratiquement toutes ses performances électriques : courant de court-circuit, point de puissance maximale, tension en circuit-ouvert, facteur de forme et rendement.

Les coefficients de température traduisent les variations de ces performances en fonction de la température.

La figure 4 présente un capteur de température de type Pt100 utilisé pour la mesure des températures des modules que nous étudions. Ils sont fixés au centre des faces arrière des modules caractérisés.

## 2.3. Conditions de test des modules photovoltaïques

Les fabricants indiquent généralement les caractéristiques de leurs modules photovoltaïques dans les conditions suivantes :

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

- STC (Standard Test Conditions) : irradiance solaire de  $1000 \text{ W/m}^2$ , une température de jonction des cellules de  $25^\circ\text{C}$ , et un spectre solaire AM de 1,5.

- NOCT : (Nominal Operating Cell Temperature), c'est la température de jonction de la cellule, ce paramètre caractérise le fonctionnement thermique du module : il correspond à la température de jonction des cellules pour une irradiance solaire de  $800 \text{ W/m}^2$ , une température ambiante de  $20^\circ\text{C}$  et une vitesse de vent moyenne de  $1 \text{ m/s}$ .

## **3. Coefficients de température**

### **3.1. Généralités**

Les coefficients de températures mettent en exergue les relations linéaires entre la température et différents paramètres électriques des modules PV comme la tension en circuit-ouvert, tension au point de puissance maximale et la puissance maximale. Ils sont fournis par les fabricants de modules dans les conditions STC. Cependant pour des raisons pratiques nous avons besoin de connaître le comportement de ces paramètres suivant l'irradiance solaire du site et la température du module.

Les unités des coefficients de température ont été normalisées en  $1/^\circ\text{C}$  (obtenu en divisant le coefficient par la valeur STC du paramètre dont on mesure le coefficient de température) tel que le mentionne [King et al \(1997\)](#).

Les coefficients de température des modules peuvent être déterminés au laboratoire comme sur site réel ([King et al \(1997\)](#)). Pour les mesures au laboratoire, les modules photovoltaïques reçoivent un flash d'un simulateur d'irradiance solaire et l'arrière du module est soumis à des températures variant suivant une plage régulée. Pour les mesures sur site réel on s'attachera à la détermination des courbes I/V (Intensité /Tension) lors du fonctionnement du module dans les conditions ambiantes ([King et al \(1997\)](#)). Dans ces deux méthodes de nombreux thermocouples ou des capteurs de température placés sur la face arrière du module devraient permettre d'évaluer la température moyenne du module ([King et al \(1997\)](#)).

### **3.2. Erreurs systématiques de mesure**

Normalement les coefficients de température des modules photovoltaïques devraient être en relation directe avec le coefficient de température de chaque cellule constituant le module. En principe on devrait calculer les coefficients de température pour la majorité des cellules et réaliser une moyenne pour obtenir celui du module photovoltaïque ([King et al \(1997\)](#)). Cette méthode n'est pas aisée à mettre en œuvre ; ce qui fait bien souvent que les coefficients de

## Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

température trouvés ne sont que des valeurs apparentes (King et al (1997)). En effet le problème de distribution non-uniforme de température sur la surface des modules PV joint à celui de la qualité des mesures de température affecte les valeurs de coefficients de température trouvés (King et al (1997)).

Durant la détermination des coefficients de température sur site-réel une répartition non-uniforme de la température sur la surface des modules photovoltaïques peut être liée à la vitesse des vents, aux variations d'irradiance solaire, à certains éléments du module comme les cadres métalliques, les boîtes de jonction (King et al (1997)). En effet, les cadres métalliques tendent à garder le module plus frais et les boîtes de jonction tendent à isoler les cellules en face d'eux de la chaleur de la face arrière du module (King et al (1997)). De plus les mesures de température réalisées sur la face arrière du module PV peuvent ne pas être indicatives en raison d'un gradient de température au niveau du matériau de la face arrière du module et/ou de la capacité calorifique du module (King et al (1997)).

Pour obtenir des valeurs correctes de coefficients de température les bords des modules ainsi que leur face arrière doivent être thermiquement isolés et l'expérience devrait être réalisée dans des conditions stables d'irradiance solaire et de vents calmes (<2m/s) (King et al (1997)).

Les travaux de King et al (1997) présentent une expérience au cours de laquelle 75 % de la surface de la cellule PV testée est soumise à une régulation thermique. Ainsi, lorsque la cellule est chauffée, la partie extérieure (25% de la cellule) fonctionne à une température plus basse que la région centrale où la température est à la fois régulée et mesurée. Les résultats nets de coefficients de température de la tension en circuit-ouvert et la tension maximale sont approximativement 20% plus petits en amplitude que les « vraies » valeurs obtenus à partir d'une cellule PV à une température uniforme. Cette expérience montre l'impact de la répartition de la température sur la face arrière des modules dans le processus de détermination des coefficients de température de tension.

Une autre expérience réalisée par King et al (1997) a démontré que les coefficients de température obtenus avec une face arrière du module sans isolation thermique sont 10 % plus élevés que ceux obtenus avec une face arrière du module thermiquement isolé.

### **3.3. Lien entre les coefficients de température et l'irradiance solaire.**

Les coefficients de température des tensions de court-circuit et maximale sont souvent considérés comme indépendants du taux d'irradiance solaire (King et al (1997)). Cependant

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

cette affirmation n'est pas totalement vraie ; ce n'est qu'une simplification raisonnable (King et al (1997)). Pour un module sur plan horizontal avec des taux d'irradiance solaire  $G$  compris entre  $100 \text{ W/m}^2$  et  $1000 \text{ W/m}^2$  il y'a pratiquement une variation de moins de 5% dans la valeur des coefficients de température de tension (King et al (1997)). Par contre les coefficients de température des intensités de court-circuit et maximale, sont multipliés par le rapport de l'irradiance solaire réel du site sur l'irradiance solaire aux conditions STC ( $1000 \text{ W/m}^2$ ) (King et al (1997)).

## 4. Méthodes de prediction des paramètres étudiés

### 4.1. Prédiction et variation de la tension en circuit-ouvert $V_{co}$

Lors de ses travaux sur la température de jonction des modules PV, Huang et al (2011) ont mis en place au laboratoire, un protocole expérimental qui a permis d'obtenir des résultats intéressants quant à la prédiction de la tension en circuit-ouvert  $V_{co}$  en se basant sur l'irradiance solaire et la température du module.

Après avoir soumis le module PV à l'équilibre thermique dans la chambre, ce qui prend environ 30 min pour chaque valeur de température, la tension en circuit-ouvert est mesurée quand le simulateur solaire est mis en marche pour une courte période de 10 ms. Le temps est suffisamment petit pour empêcher que l'irradiance solaire n'échauffe le module. La tension en circuit-ouvert  $V_{co}$  est mesurée pour différentes valeur d'irradiance de 200 à  $1000 \text{ W/m}^2$ , sous des températures de jonction de  $40^\circ\text{C}$  à  $80^\circ\text{C}$  avec un pas de  $10^\circ\text{C}$ .

Le résultat de cette expérience montre que pour une irradiance solaire fixée,  $V_{co}$  décroît linéairement lorsque la température du module croit et satisfait à la relation suivante :

$$V_{co} = A_{co} - C_T T_j \quad (1)$$

- $A_{co}$  est le coefficient d'intersection de  $V_{co}$  pour  $T_j=0^\circ\text{C}$  (V)
- $C_T$  est le coefficient de température de  $V_{co}$  ( $\text{V}/^\circ\text{C}$ ).
- $T_j$  est la température de jonction du module photovoltaïque ( $^\circ\text{C}$ )

Ensuite une relation entre  $A_{co}$  et  $G$  de même qu'entre  $C_T$  et  $G$  ont pu être déduites de cette expérimentation.

Il faut aussi souligner que les coefficients de température peuvent connaître une variation suivant le temps. Cette variation peut être liée à la dégradation du module tel que le mentionne Kamkird et al. (2012).

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## 4.2. Prédiction de la puissance maximale

La prédiction de la performance d'un module photovoltaïque en terme de puissance électrique fournie dans des conditions ambiantes de fonctionnement ; ce qui diffère des conditions de test standard fournies (STC) utilisées par le fabricant du module peut être modélisée. Les travaux de [Skoplaki et Palyvos \(2009\)](#) ont consisté à réaliser une synthèse des différents modèles développés dans la littérature pour prédire la puissance maximale d'un module photovoltaïque en fonction des paramètres climatiques. On peut classer ces modèles en trois catégories au regard du groupe de paramètres qui interviennent dans la prédiction de la puissance maximale.

La première catégorie s'appuie sur les paramètres de rendement du module ; aire du module ; irradiance solaire du module et la température du module pour évaluer la puissance maximale du module photovoltaïque. On cite en exemple la méthode de [Jie et al. \(2007\)](#)<sup>9</sup> qui se traduit ainsi :

$$P = \eta_{Tref} A G [1 - 0.0045(T - 298.15)] \quad (2)$$

Avec P : la puissance estimée du module ; G l'irradiance solaire du site et A l'aire du module et  $\eta_{Tref}$  le rendement du module dans les conditions de référence.

La seconde catégorie de modèles se fonde sur les paramètres fournis dans les conditions STC, la température du module et l'irradiance solaire du site. Dans ce lot on cite le modèle couramment employé de [Fuentes et al. \(2007\)](#)<sup>10</sup> qui s'exprime ainsi :

$$P = P_{max,ref} \frac{G}{G_{ref}} (1 + \gamma(T - 25)) \quad (3)$$

Avec  $P_{max,ref}$  ;  $G_{ref}$  et  $\gamma$  respectivement les paramètres de puissance maximale ; irradiance solaire et coefficient de température dans les conditions STC ; G et T représentent respectivement l'irradiance solaire et la température du module dans les conditions ambiantes de fonctionnement du module.

Dans la troisième catégorie on cite les modèles plus complexes faisant appel à la température ambiante, la vitesse des vents, les coefficients de perte de puissance liés au montage des

---

<sup>9</sup> Cité par [Skoplaki et Palyvos \(2009\)](#)

<sup>10</sup> Cité par [Skoplaki et Palyvos \(2009\)](#)

Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement modules, au dépôt des poussières et autres facteurs affectant la production énergétique .C'est l'exemple du modèle de [Farmer, 1992](#)<sup>11</sup> qui s'exprime comme suit :

$$P = G(b_1 + b_2 G + b_3 T_a + b_4 V_f) \quad (4)$$

Avec G l'irradiance solaire,  $T_a$  la température ambiante,  $V_f$  la vitesse des vents mesurée à une hauteur de 10 m au-dessus du sol ;  $b_1$ ,  $b_2$ ,  $b_3$  et  $b_4$  sont des coefficients de régression sous irradiance solaire supérieure à  $500 \text{ W/m}^2$  ([Meyer et van Dyk, 2000](#)<sup>12</sup>).

---

<sup>11</sup> Cité par [Skoplaki et Palyvos \(2009\)](#)

<sup>12</sup> Cité par [Skoplaki et Palyvos \(2009\)](#)

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## IV. MATERIELS ET METHODES

### 1. Dispositif expérimental

#### 1.1. Présentation du matériel d'étude

L'étude est basée sur trois modules photovoltaïques de 50 Wc de puissance crête : un module monocristallin nommé VIC002 et deux modules polycristallins de constructeurs différents nommés SUN009 et VIC005 (figure 5). Des données concernant ces trois modules sont fournies dans le tableau 1.



Module 1 : VIC002

Module 2 : VIC005

Module 3 : SUN009

Figure 5: vue des modules étudiés sur la plateforme expérimentale de 2iE

Tableau 1: tableau des caractéristiques STC des modules étudiés

Intitulé	Technologie	P max (W)	Vco (V)	C <sub>T</sub> Vco (%/°C)	Fabricant	Surface (m <sup>2</sup> )
VIC002	Monocristallin	50	22.2	-0.34	Victron Blue Solar	0.4104
VIC005	Polycristallin	50	22.2	-0.34	Victron Blue Solar	0.3618
SUN009	Polycristallin	50	22.1	-0.37	Solarworld Sunmodule	0.3482

Les modules ont été exposés aux conditions ambiantes sous irradiance solaire naturelle et à la température ambiante. Ils sont orientés vers le sud et inclinés d'un angle de 14°N. Le pyranomètre du site d'étude (figure 6) est incliné suivant le même angle.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

Le banc de caractérisation I/V mis en place par le Laboratoire Energie Solaire et Economies d'Energie permet de mesurer sur chaque module et à chaque intervalle de temps régulier de 5 minutes : la température de module ; l'irradiance solaire ; la tension en circuit-ouvert et la puissance maximale délivrée sauf en cas de panne ou de coupure d'électricité. Le système photovoltaïque du 2iE se compose de deux principales parties :

- Une partie extérieure (figure 2) constituée de modules PV ; de cellules de référence ; des capteurs de rayonnement et de température et des charges résistives. Sur la figure 7, on remarque à droite, le pyranomètre pour la mesure de l'irradiance globale dans le plan des modules et à gauche, une sonde UV pour la mesure des rayonnements ultraviolets de types UVA et UVB.
- La partie intérieure (figure 7) est constituée de charges électroniques (4 cadrans), de relais, de voltmètre et d'un ordinateur industriel.



Figure 6 : Pyranomètre du site PV du 2iE

Ordinateur industriel servant à l'enregistrement des mesures météorologiques et électriques des modules photovoltaïques installés sur le toit du laboratoire.

Figure 7 : Banc de caractérisation courant-tension du site PV du 2iE

## 1.2. Présentation des données collectées

Les mesures utilisées dans cette étude sont prises entre 6 h 05 min 15 s et 19 h 10 min 28 s sur la période du 23 Juillet 2014 au 05 Mai 2015. Elle concerne à la fois les saisons pluvieuse et sèche que l'on rencontre au Burkina Faso. En effet, la saison sèche au Burkina Faso s'étend du

Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement mois de Novembre à celui de Juin et la saison pluvieuse de Juillet à Octobre. Le tableau 2 donne une vue synoptique des mesures effectuées sur la période d'étude.

Tableau 2 : Vue synoptique des données enregistrées sur la période d'étude

Intitulé	enregistrements		Date	Heure	T (°C)	G (W/m <sup>2</sup> )	V <sub>co</sub> (V)
VIC002	19258	min	23/07/2014	06:50:09	30.01	5.21	10.22
		max	05/05/2015	19:07:51	74.14	1315.78	21.17
VIC005	18205	min	23/07/2014	06:05:15	30.01	5.21	14.00
		max	05/05/2015	19:10:28	74.94	1294.92	21.29
SUN009	6521	min	25/11/2014	07:29:55	30.01	8.70	15.63
		max	13/03/2015	17:57:59	74.82	1096.78	20.64

## 2. Méthodologie d'analyse des données

Cette étude se focalise sur l'analyse de l'influence de la température de module sur la puissance maximale et la tension en circuit-ouvert de modules photovoltaïques.

### 2.1. Choix des plages d'irradiance solaire étudiées

On s'intéressera à différentes valeurs d'irradiance solaire comprises entre 100 et 1000 W/m<sup>2</sup> avec un pas de 100 W/m<sup>2</sup> (tableau 3). Ces valeurs théoriques sont rarement mesurées en pratique sur site réel. Ainsi, à chaque valeur théorique G<sub>t</sub> d'irradiance solaire, il sera associé la valeur mesurée la plus proche. Le tableau suivant résume les valeurs théoriques d'irradiance solaire retenues et les valeurs mesurées correspondantes. Cette approximation est tout à fait cohérente avec la précision du pyranomètre utilisé qui est de l'ordre de 3 %.

Tableau 3: tableau des irradiances solaires

G <sub>t</sub> (W/m <sup>2</sup> )	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
G (W/m <sup>2</sup> )	99,08	199,89	300,70	401,51	498,85	599,66	700,48	801,29	898,63	999,44

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## 2.2. Différentes étapes de l'étude

L'étude consistera à comparer deux modèles de prédiction de la tension en circuit-ouvert et deux modèles de prédiction de la puissance maximale. Dans un premier temps, on étudiera respectivement les variations de la tension en circuit-ouvert ou de la puissance maximale en fonction de la température du module pour chaque valeur choisie d'irradiance solaire. En second lieu on s'intéressera aux erreurs commises en employant chacun des modèles d'estimation de la tension en circuit-ouvert ou de la puissance maximale. Enfin il s'agira de présenter les limites des modèles étudiés et de les affiner pour chaque technologie. Dans cette étude une attention particulière sera portée aux coefficients de température de tension.

L'analyse de l'influence de la température sur la tension en circuit-ouvert  $V_{co}$  se fera à l'aide de la méthode statistique de régression linéaire. C'est en effet cette méthode couramment utilisée dans les publications scientifiques (Kamkird et al. (2012) ; Huang et al (2011)) qui servira à l'analyse de l'influence de la température sur la tension en circuit-ouvert. La méthode statistique de régression linéaire suppose que la tension en circuit-ouvert décroît linéairement en fonction de la température du module.

L'analyse de l'influence de la température sur la puissance maximale  $P$  se fera par le choix dans la littérature de deux modèles de prédiction de la puissance maximale intégrant les paramètres mesurés in-situ. Il s'agit particulièrement des modèles de Jie et al (2007) et Fuentes et al., 2007. Cette étude permettra de comparer les deux modèles de prédiction de la puissance maximale pour en déduire l'évaluation de la puissance maximale.

## 3. Modèles de prédiction des performances étudiées

### 3.1. Méthodes de prédiction de la tension en circuit-ouvert

Deux différentes méthodes pour prédire la tension en circuit-ouvert  $V_{co}$  seront analysées. La première sera basée sur les paramètres obtenus à partir des données collectées in-situ traitées par la technique de régression linéaire (Huang et al (2011)). La seconde est fondée sur les paramètres fournis de tension en circuit-ouvert et de coefficient de température par le fabricant du module dans les conditions STC (King et al (1997)).

#### i. Méthode 1

Selon la technique de régression linéaire développée par Huang et al (2011) on a :

$$\hat{V}_{co1} = -C_T T + A_{co} \quad (5)$$

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

Avec :  $\hat{V}co_1$ : tension en circuit – ouvert prédite ;  $C_T$  : coefficient de température de  $V_{co}$  ( $V/^\circ C$ ) ;  $T$  : Température du module ( $^\circ C$ ) ;  $A_{co}$  : coefficient d'intersection de  $V_{co}=f(T)$  avec  $T=0^\circ C$  (V).

## ii. Méthode 2

$$\hat{V}co_2 = V_{co}^{STC} + C_T^{STC} \cdot V_{co}^{STC} \cdot (T - T_{STC}) \quad (\text{King et al., 1997}) \quad (6)$$

Avec :  $\hat{V}co_2$ : tension en circuit – ouvert prédite ;  $V_{co}^{STC}$  : Tension en circuit-ouvert dans les conditions STC (V) ;  $C_T^{STC}$ : coefficient de température de  $V_{co}$  ( $1/^\circ C$ ) ; Température du module ( $^\circ C$ ) ;  $T_{STC}$  : Température du module dans les conditions STC ( $^\circ C$ ).

L'étude des erreurs commises en utilisant les méthodes 1 et 2 pour prédire la tension en circuit-ouvert  $V_{co}$  permettra de connaître la plus précise.

## iii. Formule de calcul des erreurs absolues

Pour chaque enregistrement (voir le nombre d'enregistrements dans le tableau 2) réalisé nous évaluerons les erreurs absolues commises en utilisant les deux méthodes 1 et 2 par les équations suivantes respectivement :

$$e_1 = \hat{V}co_1 - V_{co_{mes}} \quad (7)$$

$$e_2 = \hat{V}co_2 - V_{co_{mes}} \quad (8)$$

Avec :  $e_1$ : erreur absolue (V) lorsqu'on utilise la méthode 1 ;  $e_2$  : erreur absolue (V) lorsqu'on utilise la méthode 2 ;  $V_{co_{mes}}$ : valeur mesurée de  $V_{co}$ .

Pour chaque valeur d'irradiance solaire nous désignons respectivement par  $\min\_e_1$  et  $\max\_e_1$  les valeurs minimales et maximales de  $e_1$ . De même  $\min\_e_2$  et  $\max\_e_2$  sont respectivement les valeurs minimales et maximales de  $e_2$ . Ces paramètres permettent de connaître dans quelle plage de valeurs se situent les erreurs absolues  $e_1$  et  $e_2$ .

## iv. Calcul du rapport p

Pour comparer les deux méthodes en vue de déterminer celle qui donne des résultats se rapprochant le plus des mesures réalisées sur site on évaluera la probabilité empirique p que l'erreur commise en utilisant la méthode 1 soit plus faible que celle commise en utilisant la méthode 2. En termes mathématiques on a :

$$p = \frac{\text{nombre d'enregistrements}(e_1 < e_2)}{\text{nombre total d'enregistrements}} \quad (9)$$

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

Si  $p < 50\%$  nous admettrons que la méthode 2 est plus fiable que la méthode 1. Dans le cas contraire c'est bien la méthode 1 qui est la plus fiable pour l'estimation de la tension en circuit-ouvert.

## 3.2. Méthodes de prédiction de la puissance maximale

Cette étude portera sur la détermination d'une méthode fiable de détermination de la puissance photovoltaïque en milieu soudano-sahélienne. Nous nous baserons sur les données de puissance mesurés in-situ sur deux modules photovoltaïques de même fabricant Victron Blue Solar (VIC002 et VIC005) mais de technologie différente : monocristallin et polycristallin.

D'après la bibliographie nous pouvons citer deux récentes méthodes de prédiction de la puissance maximale  $P$  d'un module photovoltaïque fonctionnant à une température de module  $T$  sous irradiance solaire  $G$ . Il s'agit respectivement de (l'indice *ref* renvoie aux conditions STC) :

### i. Méthode 1

$$P = \eta_{Tref} A G [1 - 0.0045(T - 298.15)] \quad (10)$$

Dans cette expression

$$\eta_{Tref} \text{ (rendement aux conditions de reference) } = 0.14$$

$$T \text{ (temperature du module) est exprimée en } ^\circ K$$

L'équation 10 a été établie par Jie et al. (2007).  $A$  représenté l'aire du module. Pour le module monocristallin étudié on  $A=0.4104 \text{ m}^2$  et pour le module polycristallin  $A=0.3618 \text{ m}^2$ .

### ii. Méthode 2

$$P = P_{max,ref} \frac{G}{G_{ref}} (1 + \gamma(T - 25)) \quad (11)$$

Dans l'équation 11 précédente  $\gamma$  désigne le coefficient de température de puissance. L'équation 11 a été établie par Fuentes et al. (2007) pour des coefficients de puissance compris entre  $0.005 \text{ V}^\circ\text{C}^{-1}$  et  $0.003 \text{ V}^\circ\text{C}^{-1}$ . Dans notre cas le coefficient de température de puissance du module étudié est fonction de la technologie. Pour le module monocristallin sa valeur est de  $0.0048 \text{ V}^\circ\text{C}^{-1}$  tandis que pour le polycristallin elle est de  $0.0047 \text{ V}^\circ\text{C}^{-1}$ . On en conclut donc que l'équation 11 est applicable dans le cadre de notre étude.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## iii. Formule de calcul des erreurs absolues

Désignons par erreur1 et erreur2 les valeurs absolues des erreurs absolues commises en estimant la puissance maximale à partir des méthodes 1 et 2.

$$erreur1 = |P(mesure) - P(méthode 1)| \quad (12)$$

$$erreur2 = |P(mesure) - P(méthode 2)| \quad (13)$$

Avec P (mesure) : la puissance mesurée du module sur site ; P (méthodes 1) et P (méthode 2) les puissances estimées du module à partir des méthodes 1 et 2 respectivement.

## iv. Calcul du rapport p

Pour comparer les deux méthodes en vue de déterminer celle qui donne des résultats se rapprochant le plus des mesures réalisées sur site on évaluera la probabilité empirique p que l'erreur commise en utilisant la méthode 1 soit plus faible que celle commise en utilisant la méthode 2. En termes mathématiques on a :

$$p = \frac{\text{nombre d'enregistrements}(erreur1 < erreur2)}{\text{nombre total d'enregistrements}} \quad (14)$$

Si  $p < 50\%$  nous admettrons que la méthode 2 est plus fiable que la méthode 1. Dans le cas contraire c'est bien la méthode 1 qui est la plus fiable pour l'estimation de la puissance maximale.

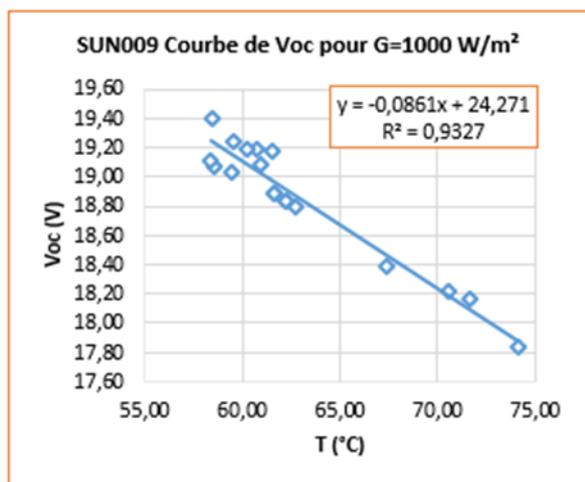
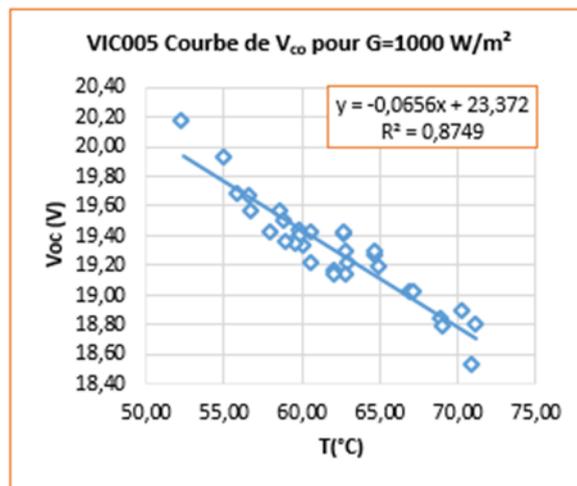
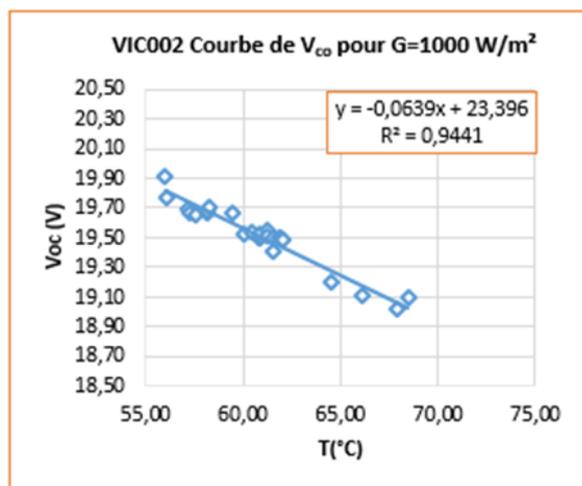
# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## V. ETUDE DE LA TENSION EN CIRCUIT-OUVERT

### 1. Résultats de l'étude de la tension en circuit-ouvert

#### 1.1. Variation de $V_{co}$ en fonction de $T$ sous irradiance solaire fixe.

En vue de modéliser le comportement de la tension en circuit-ouvert  $V_{co}$  en fonction de la température  $T$  des modules, on détermine pour chaque module et pour différentes valeurs d'irradiance solaire (tableau 3), la droite ajustant au mieux les mesures de  $V_{co}$  en fonction de  $T$ . Les graphiques obtenus pour les différentes irradiances solaires sont présentés dans les annexes A ; B et C. A titre illustratif, on présente sur la figure 8 les graphiques correspondant à l'irradiance solaire de  $1000 \text{ W/m}^2$  pour chacun des 3 modules étudiés. Les équations dans l'angle droit de chaque figure sont obtenues par régression linéaire.



# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

Le coefficient de détermination  $R^2$  désigne sur chaque graphique la part de la variance totale des points du nuage ( $V_{co}$  ;  $T$ ) pris en compte par la droite de régression linéaire. Le coefficient de régression  $-C_T$  est le coefficient de température exprimé en  $V/^\circ C$  pour l'irradiance solaire considérée. Son signe indique le sens de variation de  $V_{co}$ .

Le tableau 4 présente les équations des droites obtenues par régression linéaire  $V_{co}$  en fonction de la température pour chaque irradiance solaire  $G$  fixée.

Tableau 4: tableau des équations de régression linéaire.

G (W/m <sup>2</sup> )	VIC002 Mono-Si			VIC005 poly-Si			SUN009 poly-Si		
	$V_{co}$ (V)	$R^2$		$V_{co}$ (V)	$R^2$		$V_{co}$ (V)	$R^2$	
100	-0.0510 T +20.4246	59.54%		-0.0853 T+21.5455	80.17%		-0.0524 T+19.9677	5.86%	
200	-0.0713 T +21.9377	85.41%		-0.0897 T+22.5572	80.90%		0.0183 T+17.7297	1.23%	
300	-0.0781 T +22.5226	68.94%		-0.0784 T+22.5976	90.08%		-0.0891 T+22.2666	75.32%	
400	-0.0660 T+22.3769	66.69%		-0.0603 T+22.1898	79.25%		-0.0628 T+21.7334	56.92%	
500	-0.0557 T+22.1890	72.42%		-0.0862 T+23.6077	85.50%		-0.0869 T+22.9590	88.66%	
600	-0.0729 T+23.3387	84.15%		-0.0802 T+23.5161	82.05%		-0.0829 T+23.1043	76.37%	
700	-0.0771 T+23.7383	94.30%		-0.0754 T+23.4999	84.98%		-0.0637 T+22.4042	82.87%	
800	-0.0708 T+23.5984	90.15%		-0.0680 T+23.2320	76.82%		-0.0700 T+22.8220	79.27%	
900	-0.0793 T+24.2407	92.31%		-0.0621 T+23.0076	85.86%		-0.0811 T+23.7416	81.69%	
1000	-0.0639 T+23.3955	94.41%		-0.0656 T+23.3720	87.49%		-0.0861 T+24.2714	93.27%	

## 1.2. Etude des coefficients de température

Pour cette partie le coefficient de température sera exprimé en ( $\%/^\circ C$ ).  $C_T^{STC}$  et  $C_T$  désignent respectivement les valeurs de coefficient de température suivant les méthodes 1 et 2. Le coefficient de température  $C_T$  est le rapport entre la pente de la droite de régression linéaire de  $V_{co}$  en fonction de  $T$  pour chaque irradiance solaire considérée sur la valeur du coefficient de température de  $V_{co}$  dans les conditions STC.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

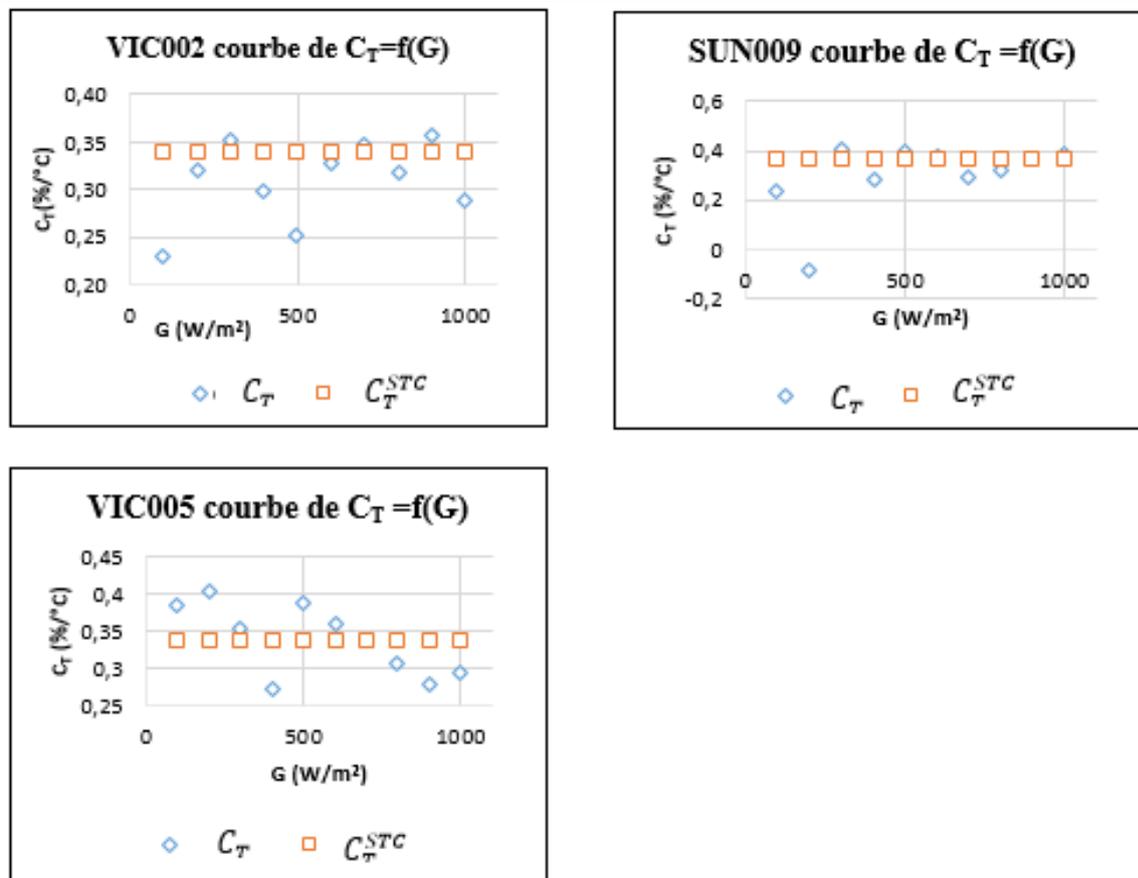


Figure 9: Courbe de  $C_T=f(G)$  suivant les modules

## 1.3. Etude des erreurs suivant les méthodes

Pour analyser la précision de chaque méthode utilisée nous avons estimé l'erreur absolue qui existe entre la valeur prédite de la tension en circuit-ouvert et la valeur mesurée sur site. Ce calcul a été effectué pour tous les enregistrements effectués suivant les irradiances solaires fixées. Pour connaître dans quelle plage de précision se situe les erreurs commises nous avons introduit les notions de statistique descriptive de minimum et de maximum. La figure 10 présente les résultats obtenus suivant l'irradiance solaire pour chacun des trois modules étudiés.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

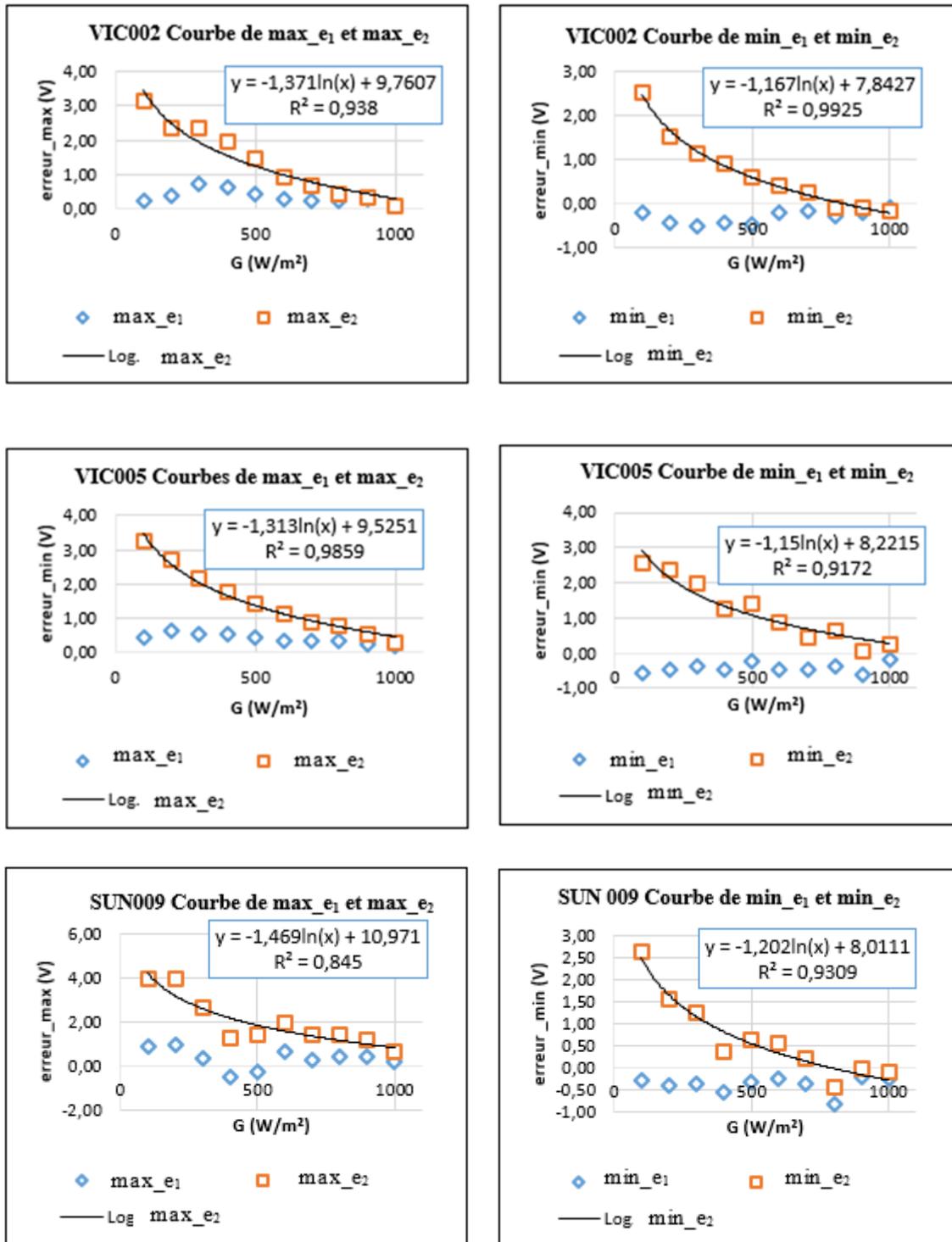


Figure 10: Courbe des erreurs minimales et maximales

## 1.4. Etude comparative des deux méthodes de détermination de Vco

p désigne pour chaque valeur d'irradiance solaire considérée le rapport entre le nombre d'enregistrements où  $|e_1| < |e_2|$  sur le nombre total d'enregistrements. Autrement p est la probabilité que la méthode 1 soit plus précise que la méthode 2.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

Si  $p > 50\%$  alors la méthode 1 de Huang et al. (2011) est plus efficace que la méthode 2 de King et al. (1997)

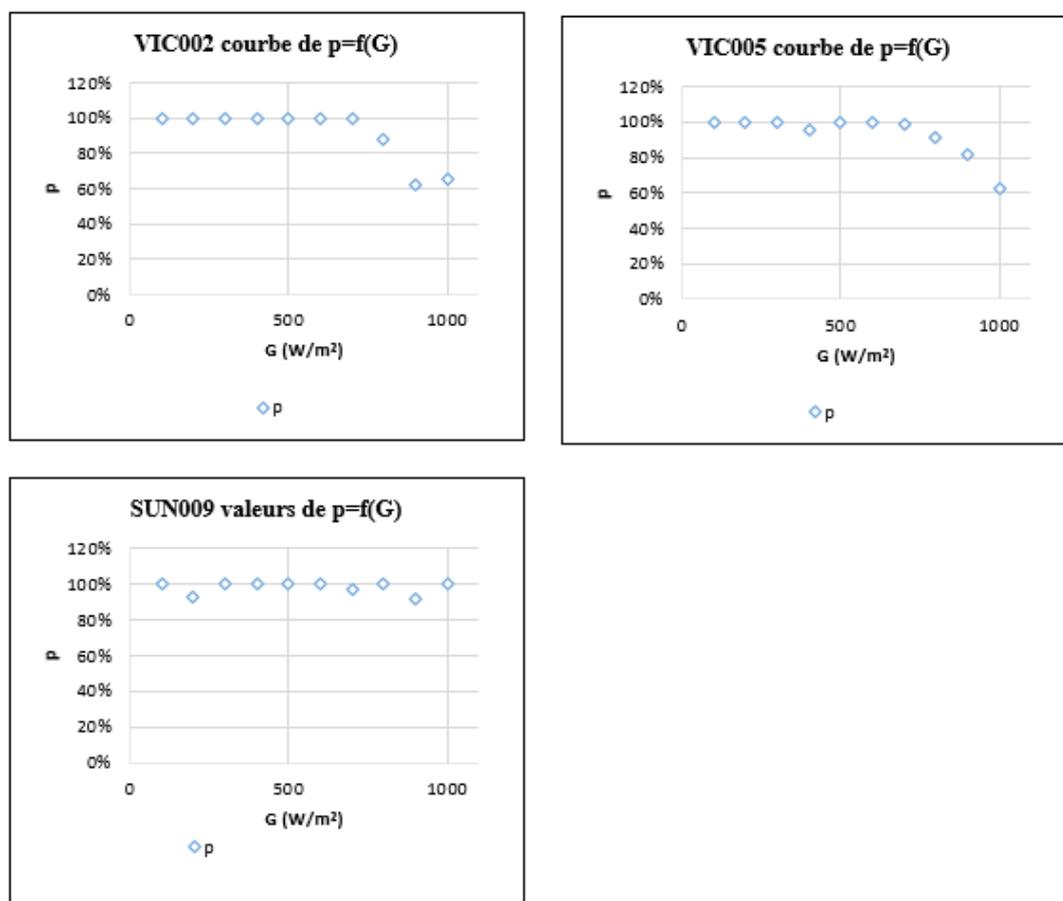


Figure 11: Coube de  $p=f(G)$  suivant les modules

## 2. Discussion des résultats

### 2.1. Analyse et interprétation des coefficients de régression et de détermination

#### (i) Analyse du coefficient de régression

Dans le tableau 4 sont présentés les coefficients de régression linéaires trouvés lors de cette étude. Exception faite des coefficients de régression du module SUN009 obtenus sous  $G=100$   $W/m^2$  et  $G=200$   $W/m^2$  ; les différents coefficients de régression sont négatifs. Ceci montre clairement que quel que soit l'irradiance solaire et la technologie du module considérées la tension en circuit-ouvert décroît lorsque la température du module croît.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## (ii) Analyse du coefficient de détermination

Dans le tableau 4 sont présentés les coefficients de détermination  $R^2$  trouvés lors de cette étude. Pour les irradiances solaires  $G$  de 100 et 200  $W/m^2$  du module SUN009 le coefficient de détermination  $R^2$  est inférieur à 6%. Cette valeur montre que les droites de régression linéaire associées à ces irradiances solaires expliquent seulement le comportement de moins de 6 points du nuage de points ( $V_{co}$  ;  $T$ ) sur 100 points considérés. Les estimations de  $V_{co}$  faites par ces équations de droites ne sont donc pas fiables.

Par ailleurs pour les autres valeurs d'irradiance solaire,  $R^2$  est pratiquement supérieure à 60% avec une valeur maximale de 94,41%. Ces valeurs expliquant le comportement de plus de 50% des points du nuage ( $V_{co}$  ;  $T$ ) pour chaque irradiance solaire étudiée, nous proposons de confronter la méthode de régression linéaire utilisant les équations de droites définies dans le tableau 4 (méthode 1) à la méthode de détermination du  $V_{co}$  se servant des paramètres fournis par le fabricant (méthode 2). Ceci permettra de choisir la méthode la plus efficace dans la prédiction de la tension en circuit-ouvert.

### 2.2. Analyse des erreurs absolues

La figure 10 a trait aux valeurs maximales et minimales des erreurs commises en utilisant les méthodes 1 et 2 pour prédire  $V_{co}$ . Quel que soit la technologie de module considérée et le fabricant du module, on note qu'avec la méthode 1 l'erreur commise ( $max\_e_1$ ) est inférieure en valeur absolue à 1 V et est toujours en dessous de l'erreur ( $max\_e_2$ ). De même l'erreur commise ( $min\_e_1$ ) est inférieure en valeur absolue à 1 V et est toujours en dessous de l'erreur ( $min\_e_2$ ). Ainsi, la méthode 1 offre une meilleure plage de précision que la méthode 2. Il faut aussi noter que plus l'irradiance solaire est grande plus l'écart entre les extremums (minimum et maximum) faible : la méthode 2 dévient de plus en plus concurrentielle lorsqu'on se rapproche de l'irradiance solaire de 1000  $W/m^2$ . Cette observation est logique car les paramètres intervenant dans la prédiction de la tension en circuit-ouvert dans cette méthode ont été mesurés dans les conditions STC, donc sous une irradiance solaire de 1000  $W/m^2$ .

Par ailleurs les extremums liés à la méthode 2,  $max\_e_2$  et  $min\_e_2$  suivent une tendance logarithmique décroissante lorsque l'irradiance solaire croît et tendent à s'annuler lorsqu'on se rapproche de 1000  $W/m^2$ . Alors, on déduit une relation logarithmique entre les extremums d'erreur commise et l'irradiance solaire (tableau 5).

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

Tableau 5:Tableau des extremums d'erreurs commises suivant la méthode 2

	<b>VIC002</b>	<b>VIC005</b>	<b>SUN009</b>
<b>Erreur minimale</b> <b>min_e2</b>	-1.167 ln G +7.8427 R <sup>2</sup> =0.9925	-1.15 ln G+8.2215 R <sup>2</sup> =0.9172	-1.2020 ln G+8.0111 R <sup>2</sup> =0.9309
<b>Erreur maximale</b> <b>max_e2</b>	-1.371 ln G +9.7607 R <sup>2</sup> =0.9380	-1.313 ln G+9.5251 R <sup>2</sup> =0.9859	-1.469 ln G+10.9710 R <sup>2</sup> =0.8450

Ceci étant, la méthode 2 (King et al (1997)), tel que proposé suppose que l'influence de l'irradiance solaire sur la tension en circuit-ouvert peut être négligée ; c'est ce qui a engendré une plus grande amplitude au niveau des erreurs commises en utilisant la méthode 2. La méthode 1 est à l'abri des erreurs de ce type parce que l'étude étant réalisée sous des irradiances solaires fixes la variation logarithmique de l'irradiance solaire est constante et prise en compte dans le coefficient Aco (équation 1).

### 2.3. Analyse comparative des deux méthodes

La figure 11 illustre les variations de p. Ce facteur permet de comparer les deux méthodes par la recherche de la méthode donnant les résultats se rapprochant le plus des mesures réalisées in-situ de la tension en circuit-ouvert. Pour les trois modules étudiés on a toujours  $p > 50\%$ . Ce résultat montre que la méthode 1 obtient plus de points se rapprochant des valeurs mesurées sur site que la méthode 2 : la méthode 1 est donc plus fiable que la méthode 2 pour la prédiction de la tension en circuit-ouvert. De plus, les valeurs de p pour les irradiances solaires comprises entre 100 et 700 W/m<sup>2</sup> inclus sont très proches de 100% : on en déduit que pour des valeurs d'irradiance solaire inférieures à 700 W/m<sup>2</sup> la méthode 1 est nettement plus efficace pour la prédiction de la tension en circuit-ouvert.

### 2.4. Table récapitulative des paramètres de régression

Les conclusions précédentes nous permettent de recommander cette table (tableau 6) pour la prédiction de la tension en circuit-ouvert  $V_{co}$  en ce qui concerne les modules étudiés.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

Tableau 6: tableau exploitable des équations de régression linéaire

<b>G (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>VIC002 Mono-Si</b>		<b>VIC005 poly-Si</b>		<b>SUN009 poly-Si</b>	
	V <sub>co</sub> (V)	R <sup>2</sup>	V <sub>co</sub> (V)	R <sup>2</sup>	V <sub>co</sub> (V)	R <sup>2</sup>
<b>100</b>	-0.0510 T +20.4246	59.54%	-0.0853 T+21.5455	80.17%	-0.0524 T+19.9677	
<b>200</b>	-0.0713 T +21.9377	85.41%	-0.0897 T+22.5572	80.90%	0.0183 T+17.7297	
<b>300</b>	-0.0781 T +22.5226	68.94%	-0.0784 T+22.5976	90.08%	-0.0891 T+22.2666	75.32%
<b>400</b>	-0.0660 T+22.3769	66.69%	-0.0603 T+22.1898	79.25%	-0.0628 T+21.7334	56.92%
<b>500</b>	-0.0557 T+22.1890	72.42%	-0.0862 T+23.6077	85.50%	-0.0869 T+22.9590	88.66%
<b>600</b>	-0.0729 T+23.3387	84.15%	-0.0802 T+23.5161	82.05%	-0.0829 T+23.1043	76.37%
<b>700</b>	-0.0771 T+23.7383	94.30%	-0.0754 T+23.4999	84.98%	-0.0637 T+22.4042	82.87%
<b>800</b>	-0.0708 T+23.5984	90.15%	-0.0680 T+23.2320	76.82%	-0.0700 T+22.8220	79.27%
<b>900</b>	-0.0793 T+24.2407	92.31%	-0.0621 T+23.0076	85.86%	-0.0811 T+23.7416	81.69%
<b>1000</b>	-0.0639 T+23.3955	94.41%	-0.0656 T+23.3720	87.49%	-0.0861 T+24.2714	93.27%

La figure 12 ci-dessous réalisée à partir des données du tableau 6 montre que pour les trois modules étudiés que la tension en circuit-ouvert des modules PV croit lorsque l'irradiance solaire croit et diminue lorsque la température de module croit.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

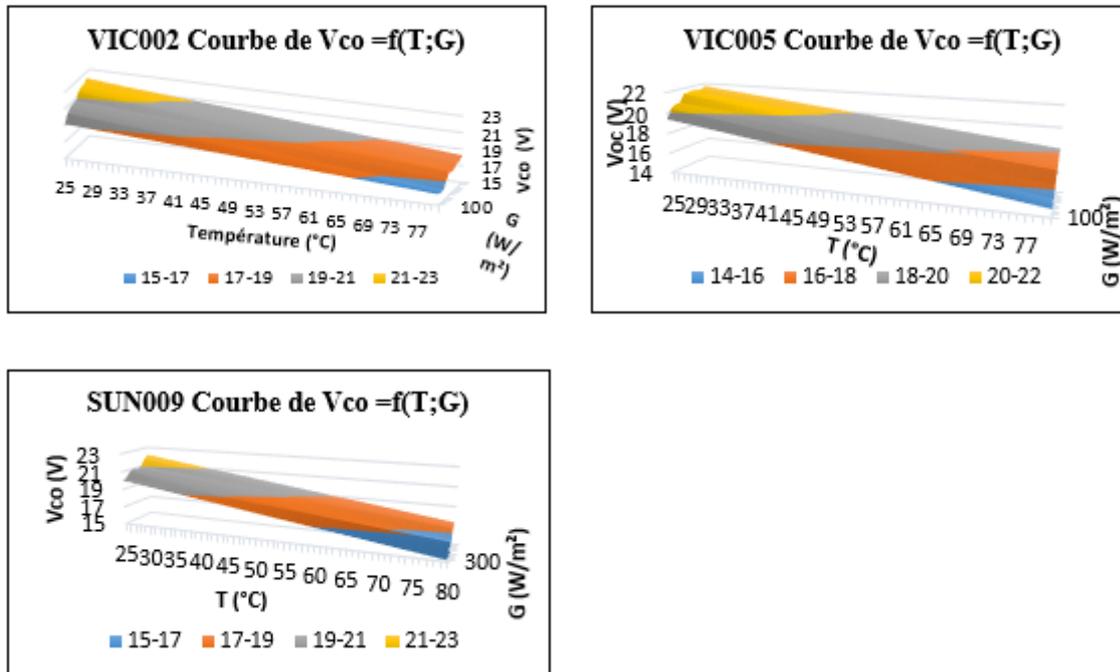


Figure 12: Courbe de  $V_{oc} = f(G;T)$

## 2.5. Analyse des coefficients de température

Il est utile de rappeler que le coefficient de température du fabricant est déterminé dans les conditions STC :  $P_{STC} = 1000 W/m^2$  et  $AM = 1,5$ .

La figure 9 montre les coefficients de température obtenus sous irradiance solaire fixée et ceux fournis par les fabricants des modules VIC002 ; VIC005 et SUN009. On remarque que les coefficients de température varient en fonction de l'irradiance solaire et ne décrivent aucune tendance visuellement identifiable (régression linéaire ; polynomiale et logarithmique).

Pour le module VIC002 sous irradiance solaire de {200 ; 300 ; 600 ; 700 ; 800 et 900  $W/m^2$ } les valeurs de coefficients de température obtenues par la méthode 1 sont en valeur absolue en dessous de  $0,02\%/^{\circ}C$  ( $4,4 mV/^{\circ}C$ ) de la valeur fournie par le constructeur du module ( $-0.34\%$ ). Sous les autres irradiances solaires on observe que l'erreur commise est supérieure à  $10 mV/^{\circ}C$ .

Pour le module VIC005 sous irradiance solaire de {100 ; 300 ; 600 ; 700 ; 800 et 1000  $W/m^2$ } les valeurs de coefficients de température obtenues par la méthode 1 sont en valeur absolue en dessous de  $0,04\%/^{\circ}C$  ( $8,9 mV/^{\circ}C$ ) de la valeur fournie par le constructeur du module ( $-0.34\%$ ). Sous les autres irradiances solaires on observe que l'erreur commise est supérieure à  $10 mV/^{\circ}C$ .

Pour le module SUN009 sous irradiance solaire de {300 ; 500 ; 900 et 1000  $W/m^2$ } les valeurs de coefficients de température obtenues par la méthode 1 sont en valeur absolue en dessous de

## Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

0,03%/°C (8,9 mV/°C) de la valeur fournie par le constructeur du module (-0.37%). Sous les autres irradiances solaires on observe que l'erreur commise est supérieure à 10 mV/°C.

Nous pouvons donc affirmer que les coefficients de température des modules étudiés varient en fonction de l'irradiance solaire et sont différents de la valeur garantie par le fabricant du module. Ainsi, en l'absence d'études approfondies sur les coefficients de température et en raison du grand nombre de points où il y a proximité (à 10 mV/°C près) entre les coefficients obtenus par régression linéaire et ceux fournis par le fabricant l'usage des coefficients fournis par le constructeur peut être recommandé.

### **2.6. Explication des résultats non attendus**

Les faibles valeurs de coefficients de détermination pour le module SUN009 sous  $G=100 \text{ W/m}^2$  et  $G=200 \text{ W/m}^2$  peuvent être imputées au faible nombre de données enregistrées (tableau 1) et aux erreurs liées à des facteurs externes comme la non-uniformité de température sur toute la surface arrière du module, les variations brusques d'irradiance solaire (nuages) qui entraînent des erreurs de mesure.

Les travaux de [Huang et al \(2011\)](#) réalisés au laboratoire sous des conditions maîtrisées ont montré qu'il existe un lien logarithmique entre le coefficient de température et l'irradiance solaire. Sur site par test outdoor en zone sahélienne nous n'avons pas obtenu le même résultat. Ceci peut être lié au fait que le module s'échauffe dans la journée ; emmagasine de la chaleur ; connaît des vents de vitesse variable ; la température mesurée du module ne correspond pas à celle de chaque cellule du module. Ces facteurs externes influencent donc la valeur du coefficient de température de la tension en circuit-ouvert  $V_{co}$ .

## VI. ETUDE DE LA PUISSANCE MAXIMALE

### 1. Résultats de l'étude de la puissance maximale

#### 1.1. Variation de la puissance maximale en fonction de la température

La figure 13 présente à titre illustratif la puissance mesurée sur site (désignée par puissance) ; la puissance estimée à partir de la méthode 1 (désignée par méthode 1) et celle estimée à partir de la méthode 2 (désignée par méthode 2) sous irradiance solaire de 100 et 1000 W/m<sup>2</sup>. Dans ce qui suit mono fait référence à monocristallin et poly fait référence à polycristallin. Les autres courbes sont en annexe D.

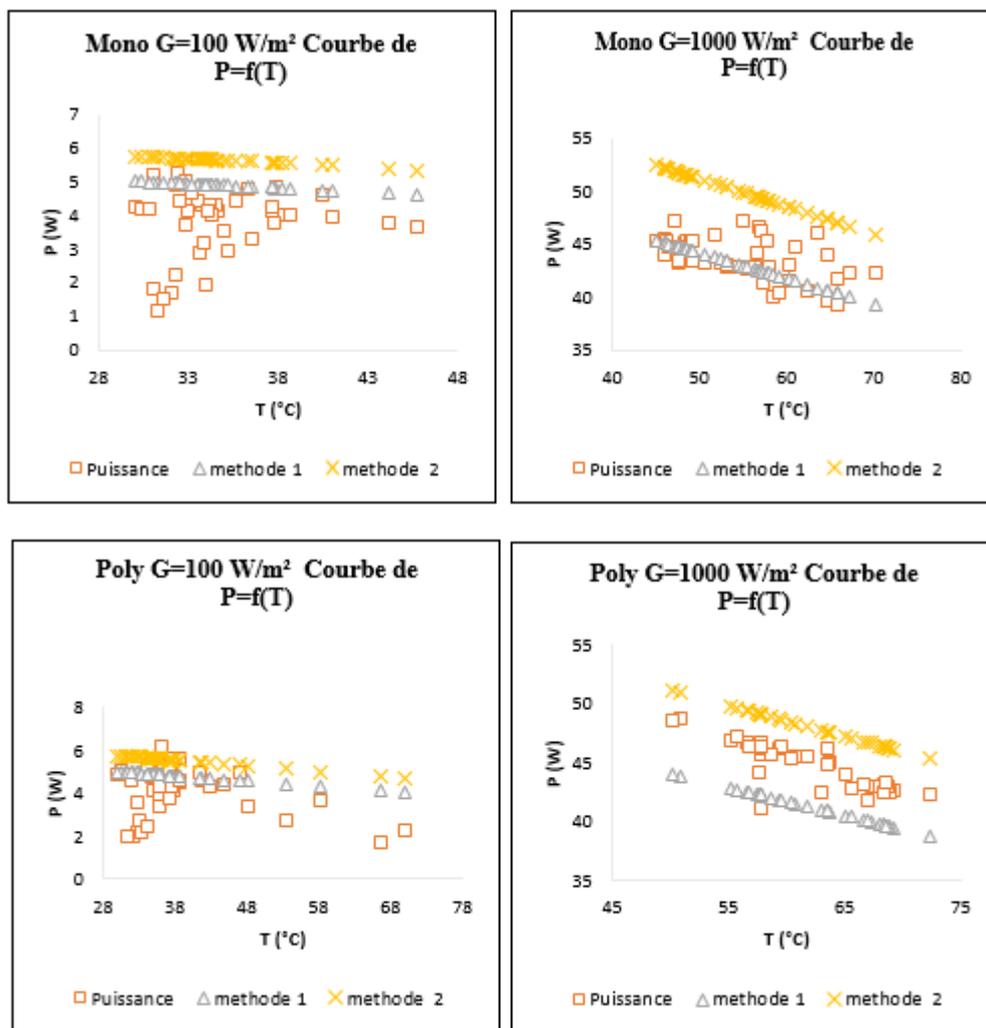


Figure 13: Courbe de  $P=f(T)$  pour  $G=100$  et  $G=1000$  W/m<sup>2</sup>

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## 1.2. Etude des erreurs

A titre d'illustration la figure 14 présente les courbes d'erreurs commises en utilisant les deux méthodes d'estimation de la puissance maximale sous irradiance solaire de 100 et 1000 W/m<sup>2</sup>. Les autres courbes sont présentées en annexe E.

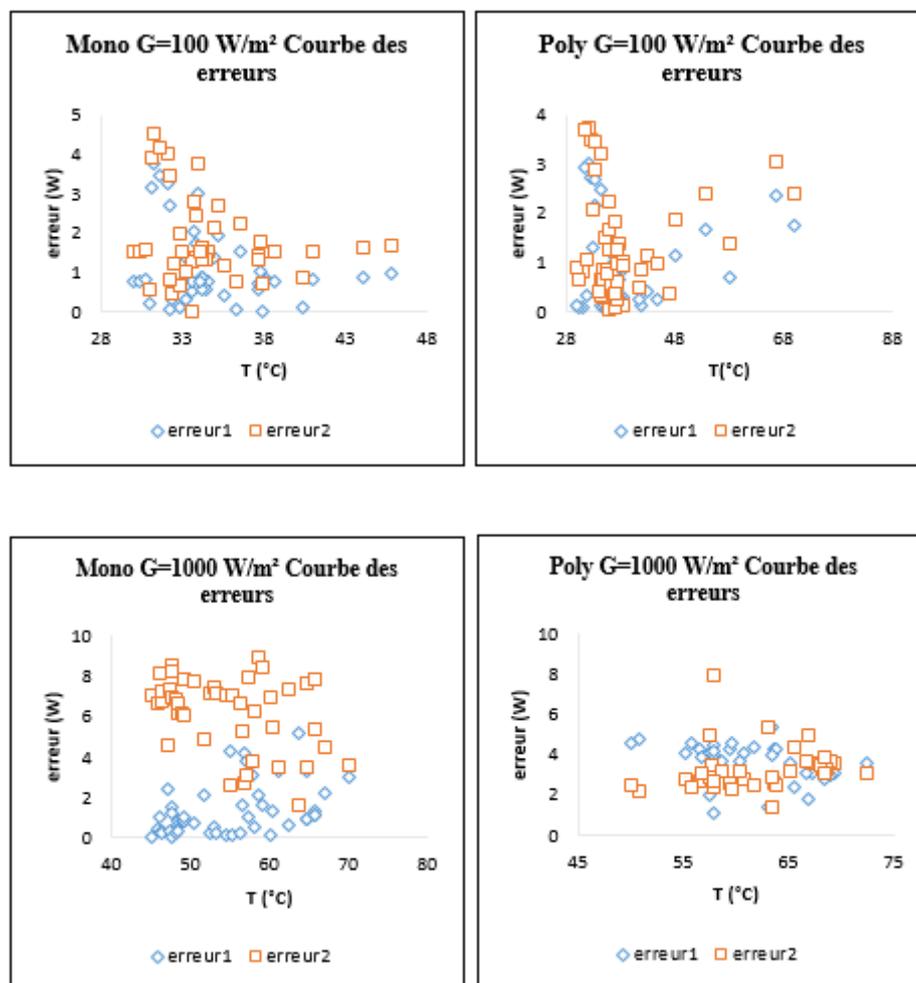


Figure 14: Courbe des erreurs pour G=100 et G=1000 W/m<sup>2</sup>

## 1.3. Etude comparative des deux méthodes

$p$  désigne pour chaque valeur d'irradiance solaire considérée le rapport entre le nombre d'enregistrements où  $|e_1| < |e_2|$  sur le nombre total d'enregistrements. Autrement, le rapport  $p$  mesure la probabilité que la méthode 1 soit plus précise que la méthode 2.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

Si  $p > 50\%$  alors la méthode de Jie et al. (2007) (méthode 1), est plus efficace que la méthode de Fuentes et al., 2007 (méthode 2). La figure 15 présente les valeurs du rapport  $p$  suivant l'irradiance solaire pour chaque module étudié.

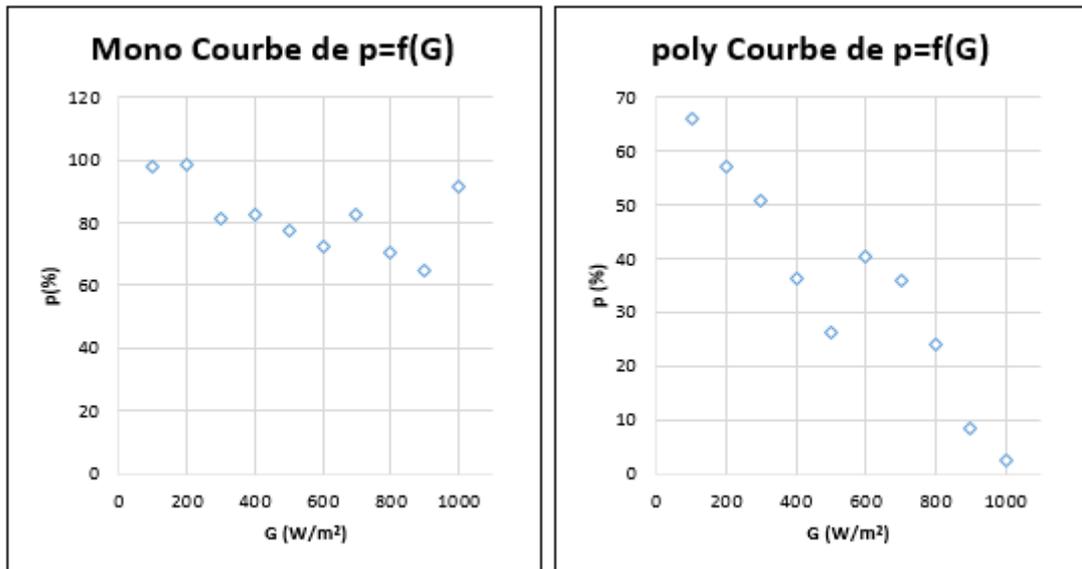


Figure 15: Courbe de  $p=f(G)$

## 2. Discussion des résultats

### 2.1. Analyse des puissances estimées

La figure 13 montre que les valeurs de puissance estimées d'après les deux méthodes qui correspondent respectivement aux équations 10 (méthode 1) et 11 (méthode 2) suivent une tendance linéaire décroissante en fonction de la température. Il s'ensuit que pour une irradiance solaire fixée, plus la température d'un module monocristallin ou polycristallin augmente plus la puissance fournie par le module diminue. Cette observation n'est pas traduite par l'observation des valeurs mesurées sur le site. En effet la dispersion des points de mesure de puissance sous irradiance solaire fixe n'affiche aucune tendance clairement définie. En d'autres termes on ne peut pas dire que pour notre site, pour un ensoleillement fixe la puissance décroît nécessaire avec la température. Pourquoi ? Cette observation peut être expliquée par le fait que les modules photovoltaïques sont soumis à d'autres facteurs externes comme le taux de poussière, l'emménagement de chaleur thermique, l'Air Mass, l'action du vent ou les défauts de fabrication qui influencent aussi la production d'énergie photovoltaïque.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## 2.2. Analyse des erreurs

La figure 14 montre que l'amplitude des erreurs commises pourrait être liée à la technologie du module étudié. En effet, l'erreur commise avec la méthode 1 est généralement plus faible que celle commise avec la méthode 2 pour le module monocristallin. Par contre, l'erreur commise avec la méthode 1 est généralement plus grande que celle commise avec la méthode 2 pour le module polycristallin. L'étude des résultats du rapport  $p$  nous permettra de confirmer ou de rejeter cette hypothèse.

## 2.3. Analyse de l'efficacité des méthodes

La figure 15 montre les variations de  $p$  suivant les irradiances solaires fixées. Pour le module de technologie monocristallin on a  $p \geq 50\%$  pour toutes les irradiances solaires considérées. On en déduit que pour le monocristallin la méthode de prédiction de la puissance maximale la plus fiable est la méthode 1 (Jie et al., 2007).

Pour le module de technologie polycristallin seulement trois valeurs fixées d'irradiance solaire ( $G=100\text{ W/m}^2$ ,  $G=200\text{ W/m}^2$  et  $G=300\text{ W/m}^2$ ) sur dix présentent des valeurs de  $p > 50\%$ . On dira donc que pour le module polycristallin la méthode 2 (Fuentes et al., 2007) est plus fiable que la méthode 1 pour des irradiances solaires supérieures à  $300\text{ W/m}^2$ . Pour des irradiances solaires inférieures à  $300\text{ W/m}^2$  la méthode 1 est plus efficace que la méthode 2.

Nous aboutissons ainsi à la conclusion que la méthode de Jie et al. (2007) se servant de l'équation 10 est plus fiable que celle de Fuentes et al. (2007) utilisant l'équation 11 dans le cadre de la prédiction de la puissance maximale d'un module photovoltaïque monocristallin en zone soudano-sahélienne. Par contre, pour un module photovoltaïque polycristallin la méthode de Fuentes et al. (2007), est plus fiable que la méthode de Jie et al. (2007).

La figure 16 ci-dessous présente le profil des puissances estimées en fonction de la température du module et de l'irradiance solaire pour chaque module étudié. Tenant compte des résultats ci-dessus le profil du monocristallin a été évalué par le modèle de Jie et al. (2007) et la puissance estimée du polycristallin par le modèle de Fuentes et al. (2007). De la figure 16, il ressort que la puissance d'un module photovoltaïque diminue lorsque la température augmente pour chaque irradiance solaire comprise entre  $100$  et  $1000\text{ W/m}^2$ . La puissance maximale d'un module photovoltaïque croît lorsque l'irradiance solaire croît et diminue lorsque la température de module croît.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

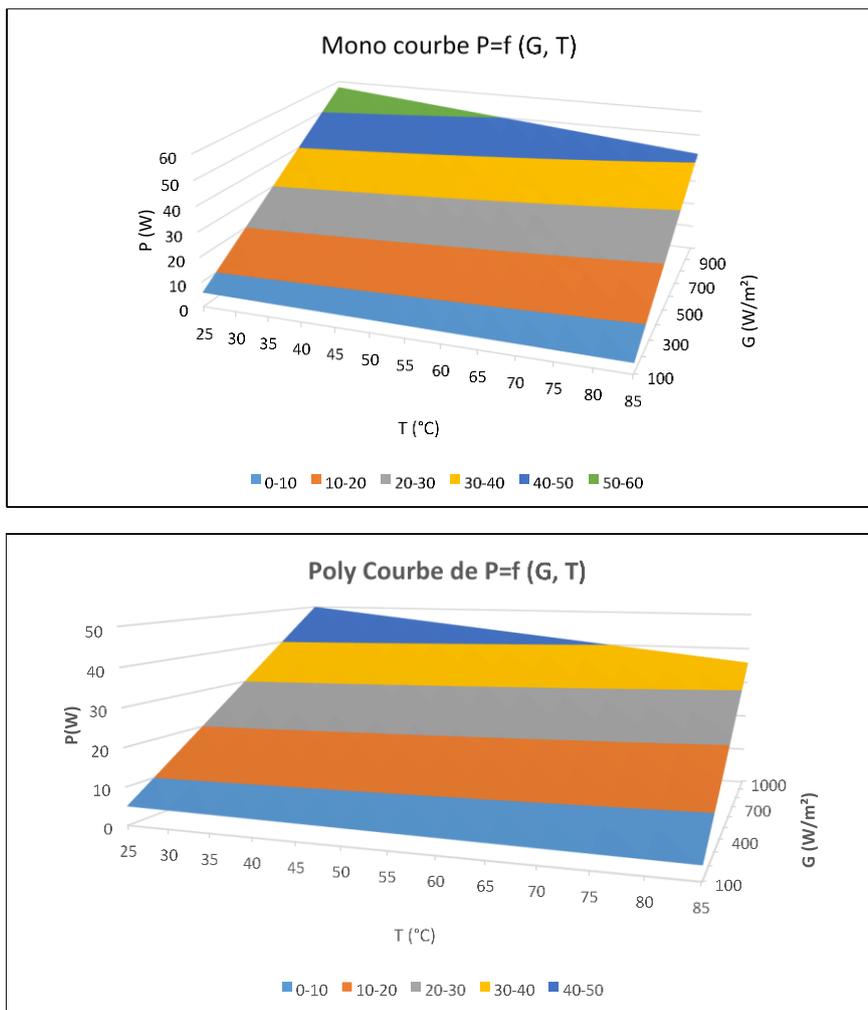


Figure 16: Courbe de  $P=f(G;T)$

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## VII. CONCLUSIONS

---

Cette étude réalisée au Burkina Faso au Laboratoire Energie Solaire et Economies d'Energie (LESEE) a abordé l'épineuse question de l'influence de la température sur deux caractéristiques des modules photovoltaïques. Il s'agit de la puissance maximale et de la tension en circuit-ouvert des modules étudiés. Les équipements dont dispose le laboratoire LESEE ont permis la collecte des données qui ont servi à comparer des modèles développés dans la littérature pour évaluer la tension en circuit-ouvert et la puissance maximale. Pour l'étude de la tension en circuit-ouvert nous avons confronté le modèle de prédiction de [King et al. \(1997\)](#) qui se sert des paramètres fournis sur les fiches techniques des modules et celui de [Huang et al. \(2011\)](#) basé sur des paramètres déterminés par la technique de régression linéaire à partir des données collectées in-situ. Parallèlement l'étude de la puissance maximale a permis de comparer la méthode de [Jie et al. \(2007\)](#) avec celle de [Fuentes et al. \(2007\)](#).

Il ressort de l'analyse de la tension en circuit-ouvert que le modèle de prédiction de la tension en circuit-ouvert proposé par [Huang et al. \(2011\)](#) est plus précis que celui mis en place par [King et al. 1997](#) se servant des paramètres aux conditions STC pour la prédiction de la tension en circuit-ouvert d'un module photovoltaïque monocristallin ou polycristallin. Il faut cependant noter que l'application du modèle proposé par [Huang et al. \(2011\)](#) nécessite la détermination des paramètres de coefficient de température et d'intersection de la tension en circuit-ouvert à l'aide des mesures in-situ de la température du module ; l'irradiance solaire du site et la tension en circuit-ouvert du module. Cette tâche est laborieuse et nécessite l'utilisation d'équipements appropriés. Pour des plages d'irradiance solaire supérieures à 800 W/m<sup>2</sup> la méthode de [King et al. \(1997\)](#) donne des résultats proches des valeurs mesurées : elle peut donc être utilisée dans cette plage si l'étude réalisée n'exige pas des valeurs très précises de tension en circuit-ouvert. Il faut aussi noter que les coefficients de température de tension varient en fonction de l'irradiance solaire et ne sont pas toujours égaux à ceux fournis par les fabricants des modules.

Il ressort de l'analyse de l'influence de la température sur la puissance maximale que l'efficacité du modèle choisi est fonction de la technologie du module. Pour un module monocristallin il serait judicieux de préférer la méthode de [Jie et al. \(2007\)](#) tandis que pour un module polycristallin la méthode de [Fuentes et al. \(2007\)](#) est la plus indiquée. Toutefois pour un module polycristallin sous irradiance solaire inférieure à 300 W/m<sup>2</sup> il conviendrait d'utiliser la méthode de [Jie et al. \(2007\)](#). Cette étude a aussi souligné le fait que la puissance maximale d'un module photovoltaïque n'est pas toujours une fonction linéaire de la température sous irradiance solaire

Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement fixe. Ce résultat peut être lié à des facteurs externes comme la vitesse des vents, la température ambiante, l'air mass, une dégradation accélérée du module ou des défauts de fabrication. Une attention particulière devrait être portée sur l'influence de ces facteurs sur la production photovoltaïque.

En utilisant les modèles appropriés pour prédire la puissance maximale et la tension en circuit-ouvert on constate que pour les technologies étudiées les valeurs les paramètres électriques étudiés augmentent en valeur lorsque l'irradiance solaire du site augmente en valeur et diminuent en valeur lorsque la température de module augmente en valeur.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## **VIII. RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES**

---

Cette recherche s'est articulée autour du besoin de comprendre le comportement de la puissance maximale et de la tension en circuit-ouvert en fonction de la température du module dans les conditions réelles de fonctionnement. Elle a permis de comparer deux méthodes servant à la prédiction de la tension en circuit-ouvert et deux modèles servant à l'évaluation de la puissance maximale. Elle a aussi mis en relief le besoin de s'assurer de la crédibilité du coefficient de température de tension en circuit-ouvert fourni par le fabricant du module. Les modèles proposés pour la prédiction de la puissance maximale et de la tension en circuit-ouvert peuvent être exploités dans la zone soudano-sahélienne. Par contre, nous n'avons pas pu développer un modèle de prédiction assez précis pour la puissance maximale et de la tension en circuit-ouvert sous irradiance solaire et température quelconques. Il serait judicieux de poursuivre la recherche dans ce sens. On pourrait aussi s'intéresser aux variations de d'autres paramètres caractérisant les modules photovoltaïques comme l'intensité de court-circuit, la tension au point de puissance maximale ou l'intensité au point de puissance maximale. Toutes ces analyses contribueront de façon significative à réaliser des dimensionnements de systèmes photovoltaïques en zone soudano-sahélienne tenant compte de l'influence des conditions réelles sur le fonctionnement des modules photovoltaïques.

# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## IX. BIBLIOGRAPHIE

---

- Al-Karaghoul, A., Kazmerski, L., 2010. “*Optimization and life-cycle cost of health clinic PV system for a rural area in Southern Iraq using HOMER software*”. Solar Energy 84, 710–714.
- Andrews R. W., Pollard A., Pearce J. M., (2012) “*Improved parametric empirical determination of module short circuit current for modelling and optimization of solar photovoltaic systems*”, Volume 86, Pages 2240–2254.
- Bensalem S., (2011) *Effets de la température sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires*, Mémoire de magister, département de physique, faculté des sciences, université de Sétif (Algérie)
- Bernard J. (2004), *Energie solaire calcul et optimisation*, 1ère édition, ELLIPES, Paris.
- Boly A. S., (2014) “*Modélisation de la production énergétique de modules photovoltaïques de différentes technologies*”, mémoire, Institut International en Eau et Environnement (2iE).
- Bouzidi K. (2007), *Etude comparatives des méthodes d'extraction des paramètres des cellules solaires*, Mémoire de magister, département de physique, faculté des sciences, université de Sétif (Algérie).
- Branker, K., Pathak, J., Pearce, J.M., 2011. “*A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity*”. Renewable & Sustainable Energy Reviews 15, 4470–4482.
- Favennec J.-P., Adedjoumon C., Duhamel B., Giri J., Gilles H., and Tronche A., (2009) “*L'énergie en Afrique à l'horizon,*” p. 84.
- Farmer, B.K., 1992. *PVUSA Model Technical Specification for a Turnkey Photovoltaic Power System*. Appendix C, p. c2.
- Fuentes, M., Nofuentes, G., Aguilera, J., Talavera, D.L., Castro, M., 2007. *Application and validation of algebraic methods to predict the behavior of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates*. Solar Energy 81, 1396–1408.
- Huang B.J., Yang P.E., Lin Y.P., Lin B.Y., Chen H.J., Lai R.C., Cheng J.S., (2011) “*Solar cell junction temperature measurement of PV module*”, Solar Energy, Volume 85, Issue 2, February 2011, Pages 388-392
- Ike, C. U., 2013, “*The Effect of Temperature on the Performance of a Photovoltaic Solar System in Eastern Nigeria*”, International Journal of Engineering and Science Vol.3, Issue 12, PP 10-14

## Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

- Jie, J., Hua, Y., Gang, P., Bin, J., Wei, H., 2007. *Study of PV-Trombe wall assisted with DC fan*. Building and Environment 42, 3529–3539.
- Kaldellis, J., Zafirakis, D., Kondili, E., (2009). “*Optimum autonomous stand-alone photovoltaic system design on the basis of energy payback analysis*”. Energy 34, 1187–1198.
- Kamkird P., Ketjoy N., Rakwichian W., Sukchai S., (2012) “*Investigation on Temperature Coefficients of Three Types Photovoltaic Module Technologies under Thailand Operating Condition*”, Procedia Engineering, Volume 32, 2012, Pages 376-383.
- Lislou C., (1998) “*Etude, Modélisation et Simulation en temps réel de systèmes photovoltaïques à stockage d'énergie. Application à la Sûreté de Fonctionnement de centrales solaires hybrides*”. Thèse, faculté des sciences et techniques”, Université cheikh Anta Diop de Dakar.
- Meyer, E.L., van Dyk, E.E., 2000. *Development of energy model based on total daily irradiation and maximum ambient temperature*. Renewable Energy 21, 37–47.
- Mondol, J.D., Yohanis, Y.G., Norton, B., (2007). “*The impact of array inclination and orientation on the performance of a grid-connected photovoltaic system*”. Renewable Energy 32, 118–140.
- Mondol, J.D., Yohanis, Y.G., Norton, B., (2009.) “*Optimizing the economic viability of grid-connected photovoltaic systems*”. Applied Energy 86,985–999.
- Muncer, T., Asif, M. And Munawars, (2005) “*Sustainable Production of Solar Electricity with particular Reference to the India Economy*” Renewable Sustainable Energy Review. 9: 444-473.
- Notton, G., Lazarov, V., Stoyanov, L., (2010). “*Optimal sizing of a grid connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and location*”. Renewable Energy 35, 541–554.
- Ren, H., Gao, W., Ruan, Y., 2009. “*Economic optimization and sensitivity analysis of photovoltaic system in residential buildings*”. Renewable Energy 34, 883–889.
- Ricaud A. (1997), *Photopiles solaires*, 1ère édition, presses polytechniques et universitaires romandes, Lausanne.
- Rus-Casas C., Aguilar J., Rodrigo P., Almonacid F., and Pérez-Higueras P. (2013), “*Energy conversion and management*,” no. Energy Conversion and Management 78 527–536.

## Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

- Skoplaki E., Palyvos J.A., (2009) "*On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations*", Solar Energy, Volume 83, Issue 5, Pages 614-624.
- Stein, J.S., (2011). "*Coupled Performance and Reliability Modeling of PV Systems and Components: Evaluating Design and O&M Strategies*", Dallas", Texas.
- Syndicat des énergies renouvelables (2013), "*Annuaire de la recherche et de l'industrie photovoltaïques françaises,*" p. 303.

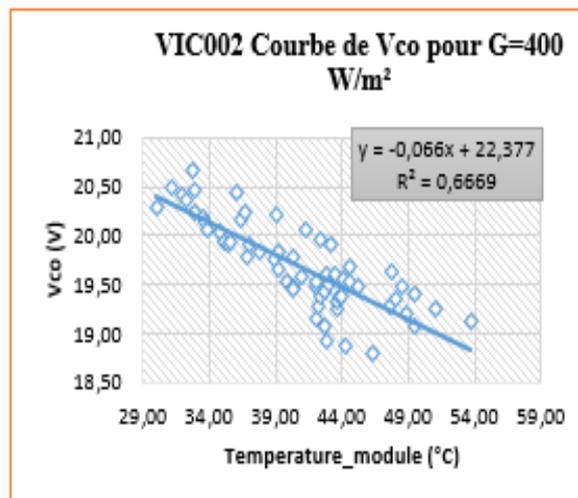
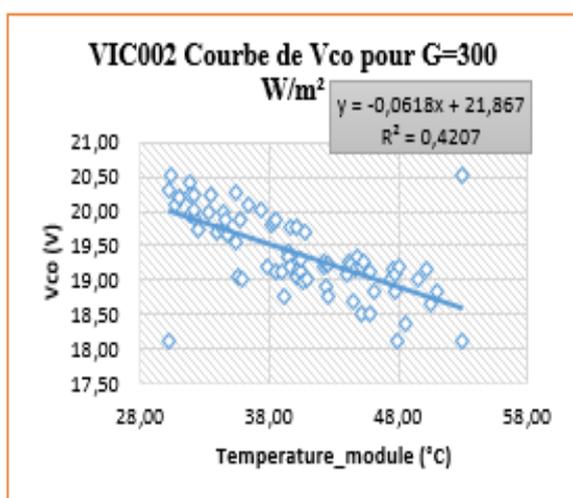
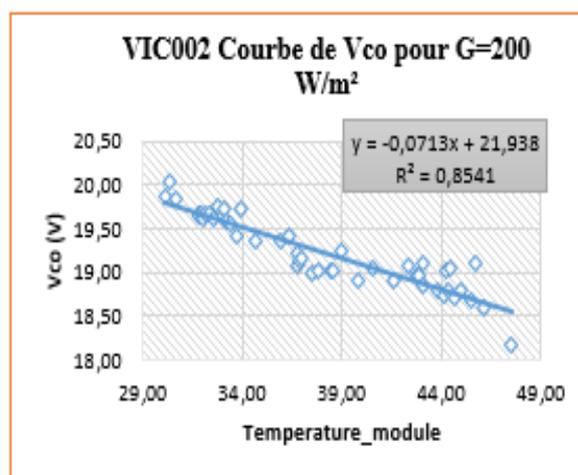
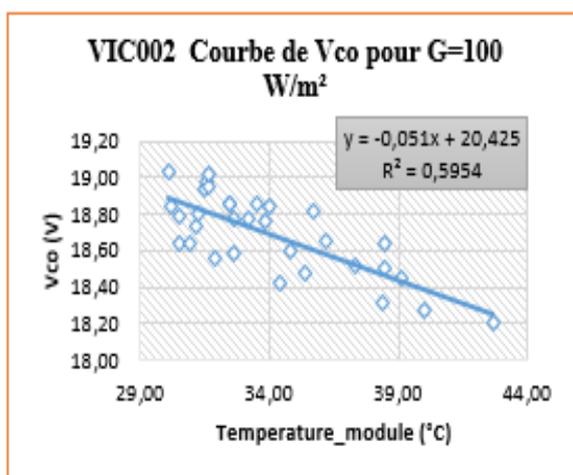
# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## X. ANNEXES

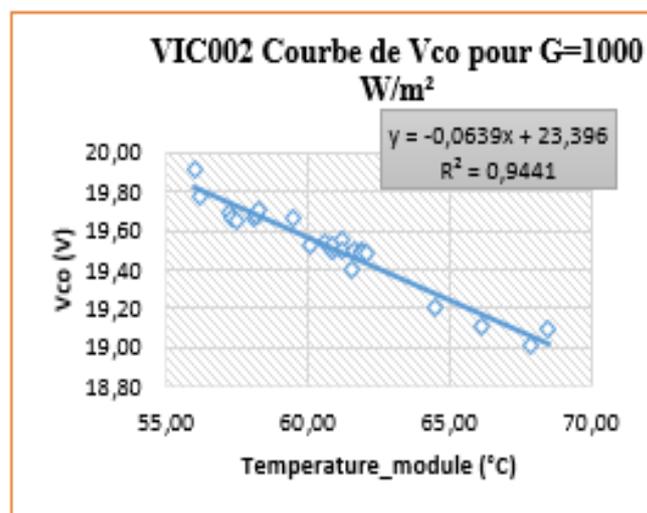
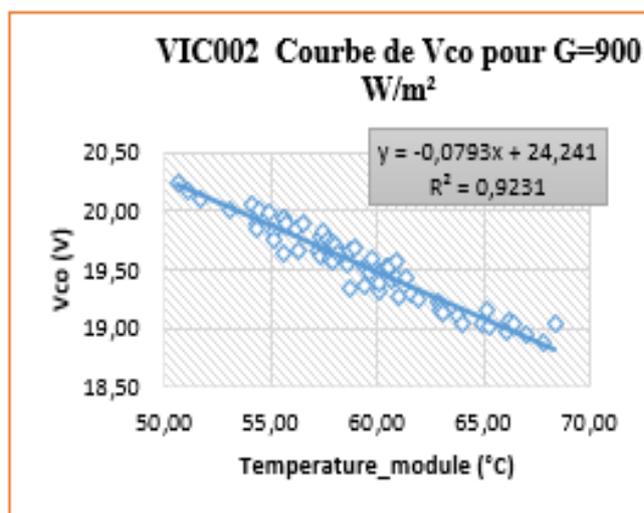
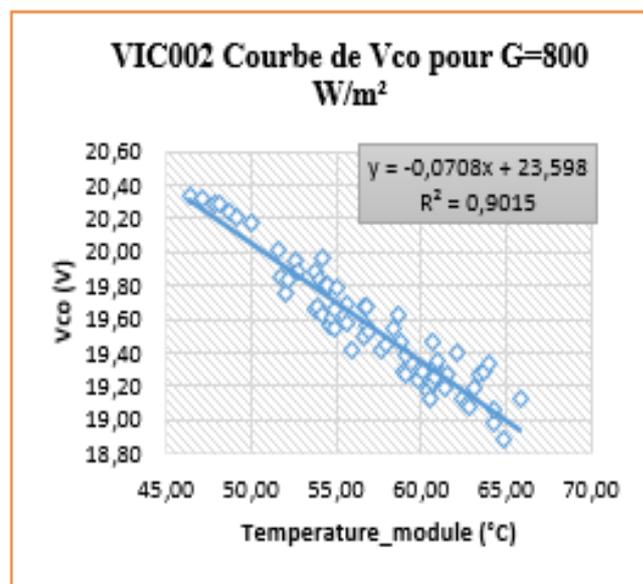
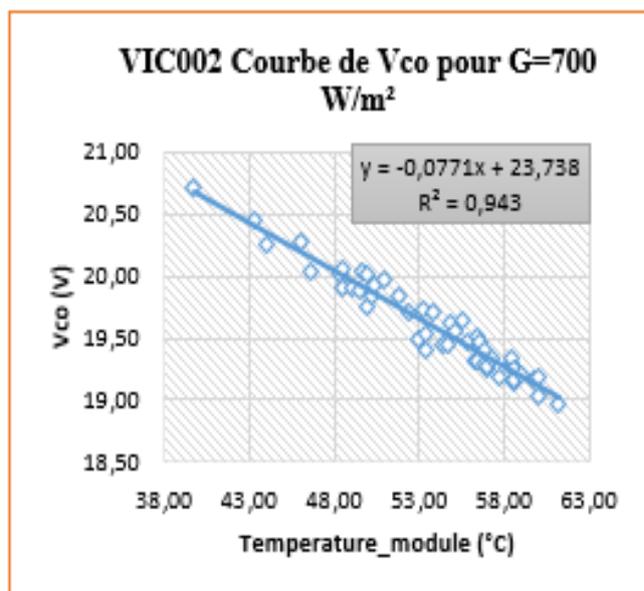
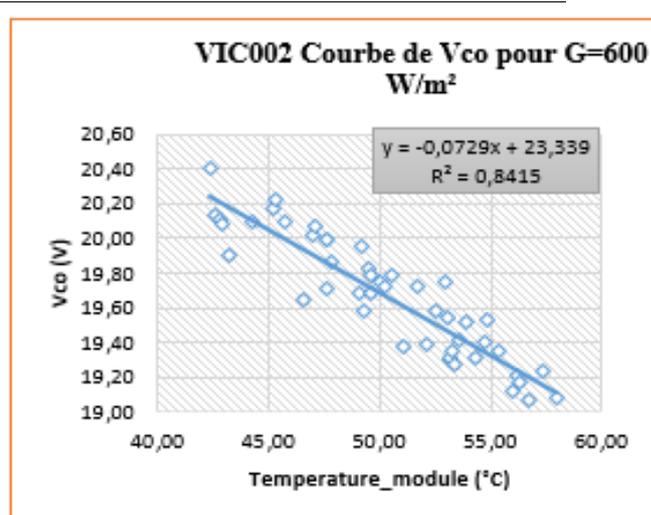
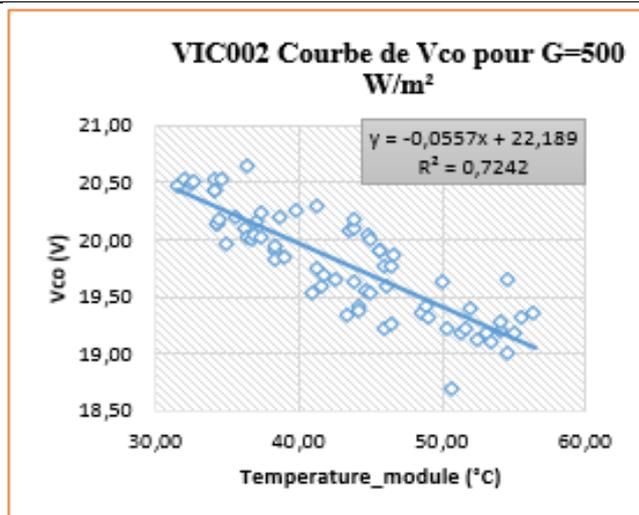
### SOMMAIRE

X. ANNEXES.....	45
Annexe A. Tension de court-circuit du module VIC002 .....	45
Annexe B. Tension en circuit-ouvert du module SUN009.....	47
Annexe C. Tension en circuit-ouvert du module VIC005 .....	49
Annexe D. Influence de la température sur la puissance maximale.....	51
Annexe E. Erreurs des modèles de prédiction de la puissance maximale .....	53

### Annexe A. Tension en circuit-ouvert du module VIC002

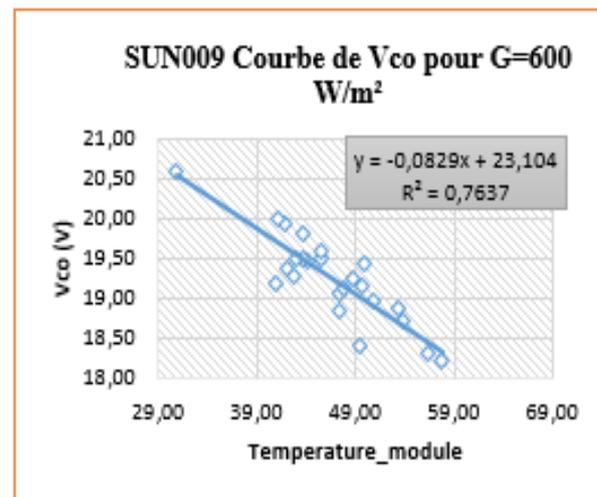
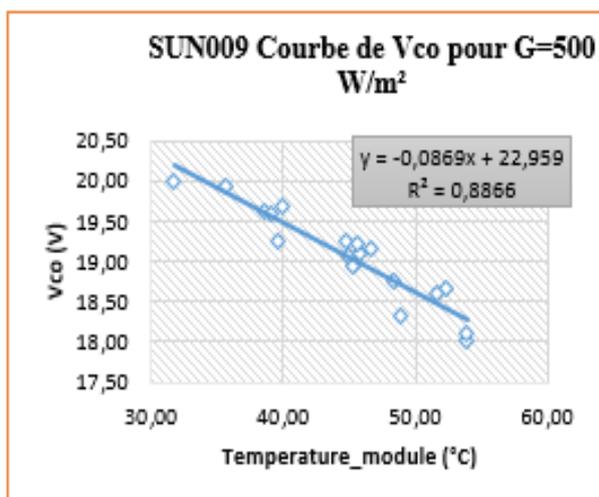
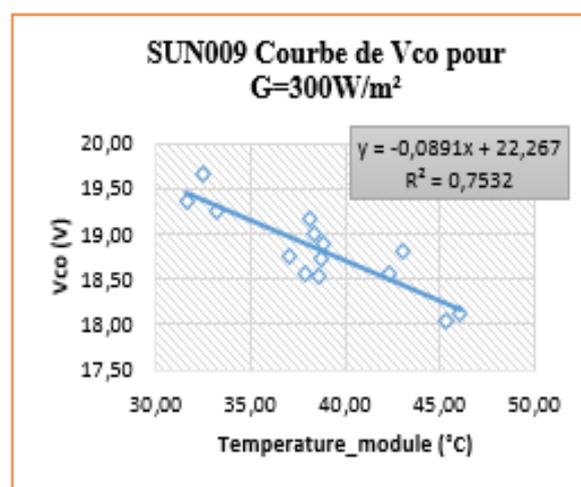
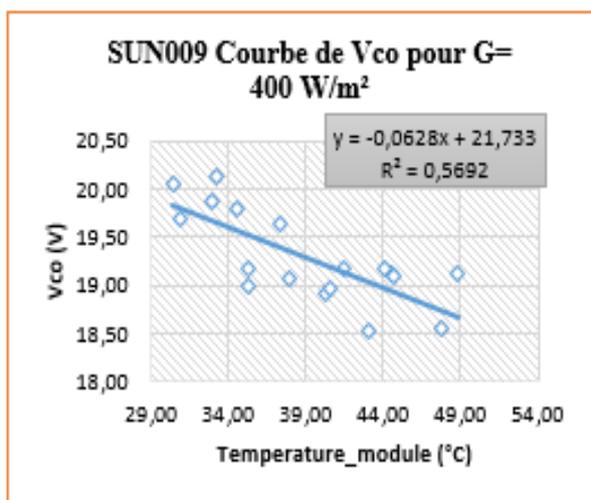
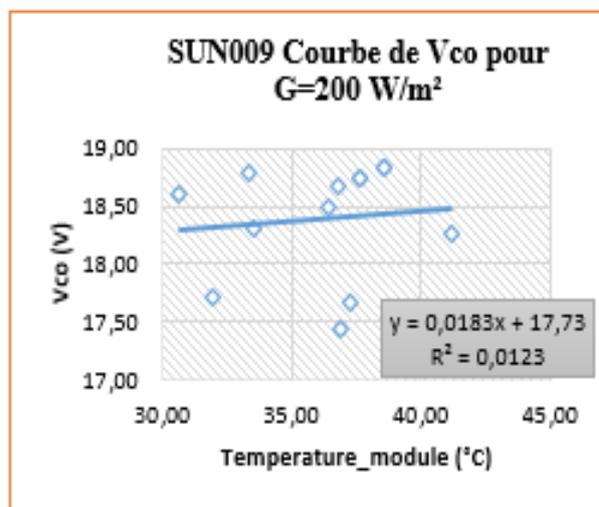
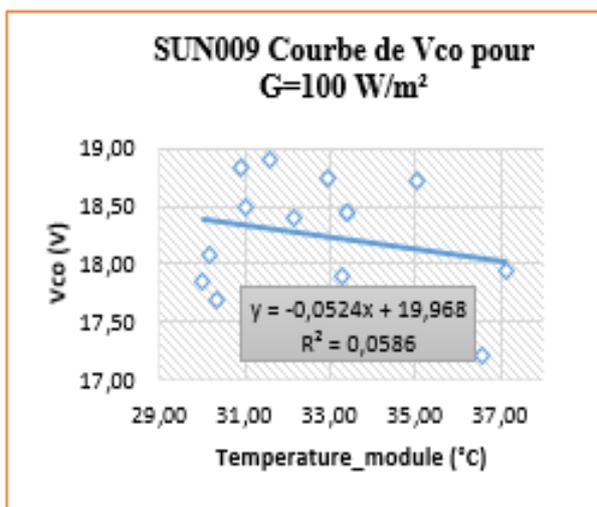


# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

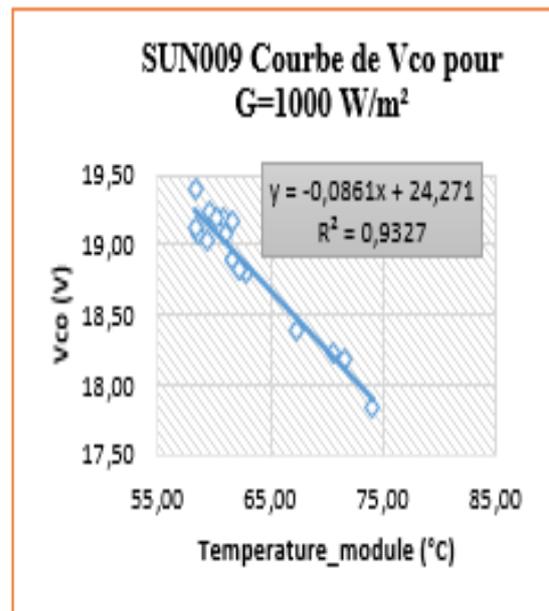
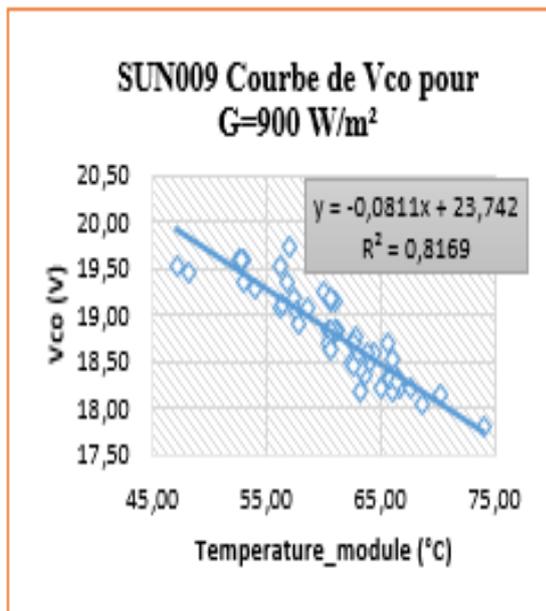
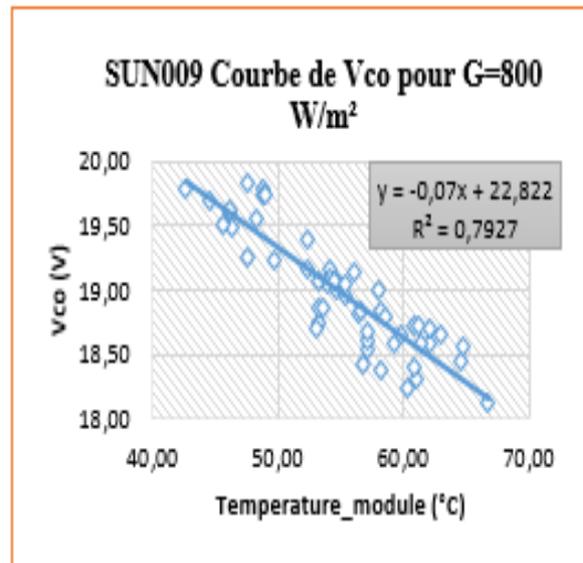
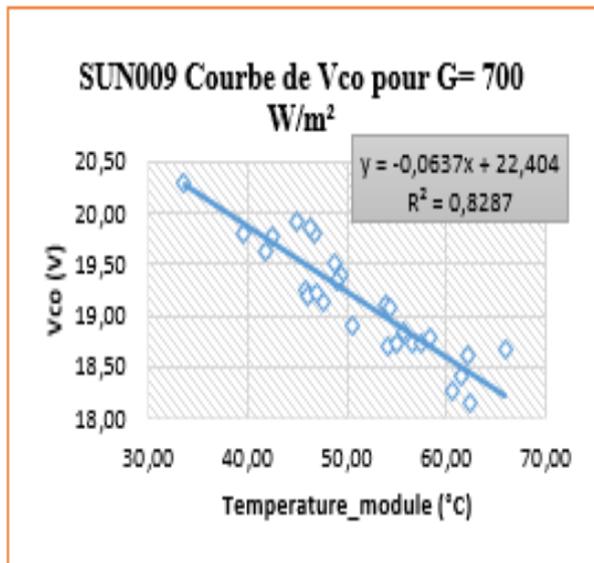


# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## Annexe B. Tension en circuit-ouvert du module SUN009

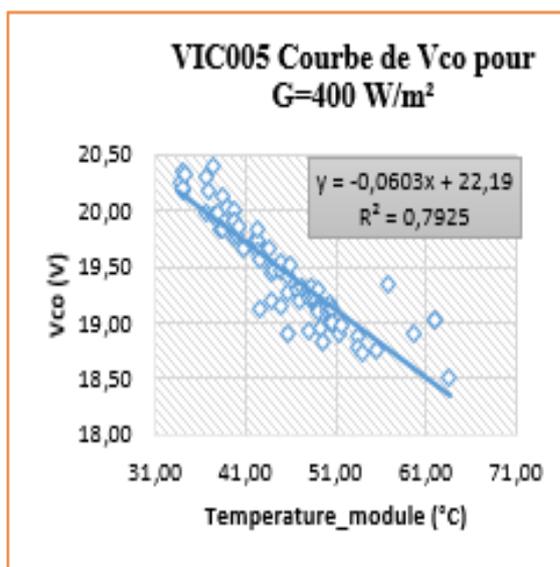
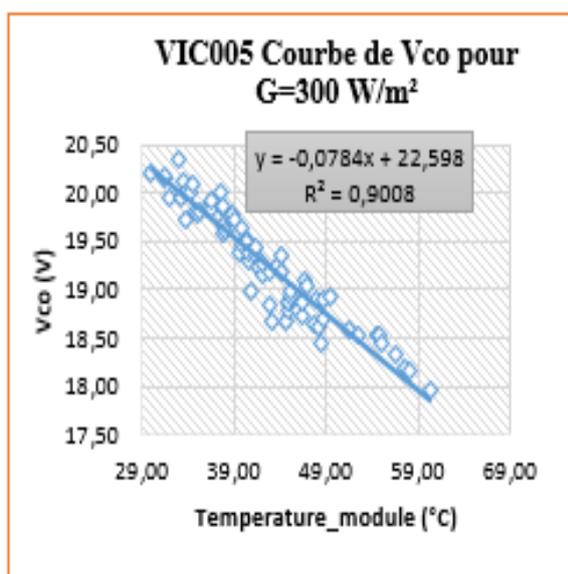
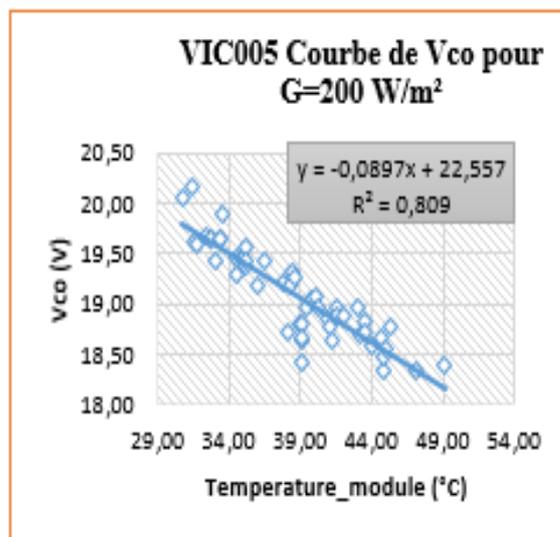
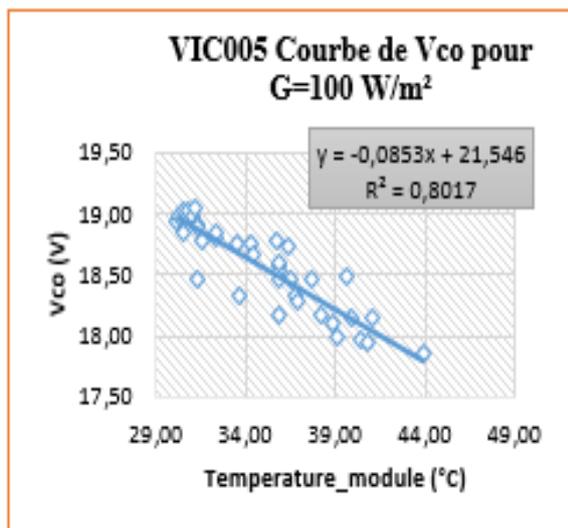


# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

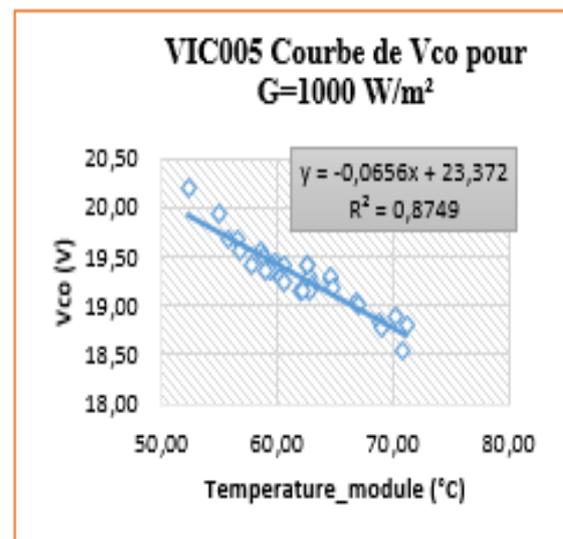
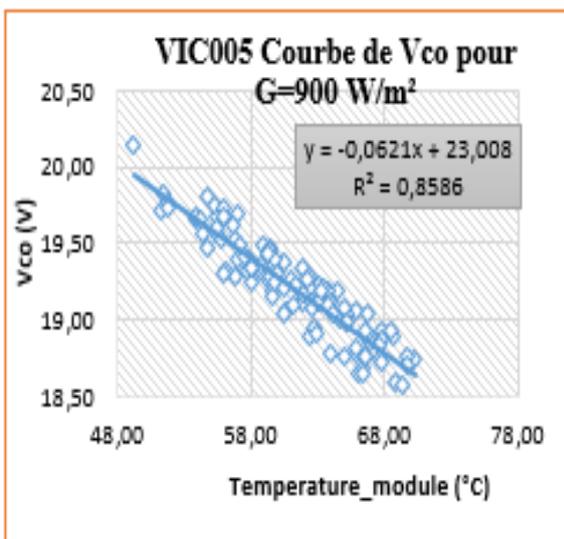
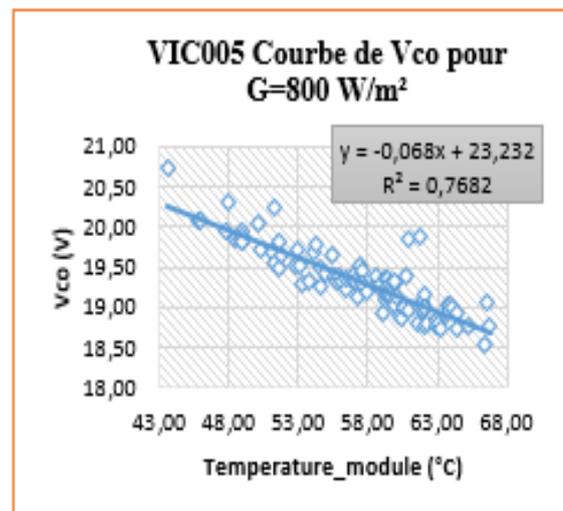
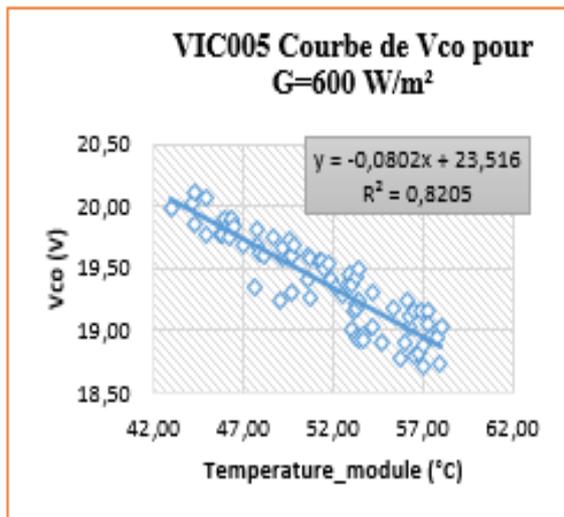
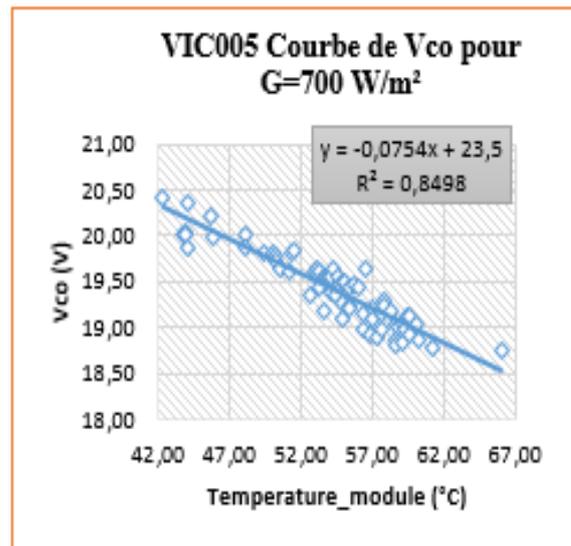
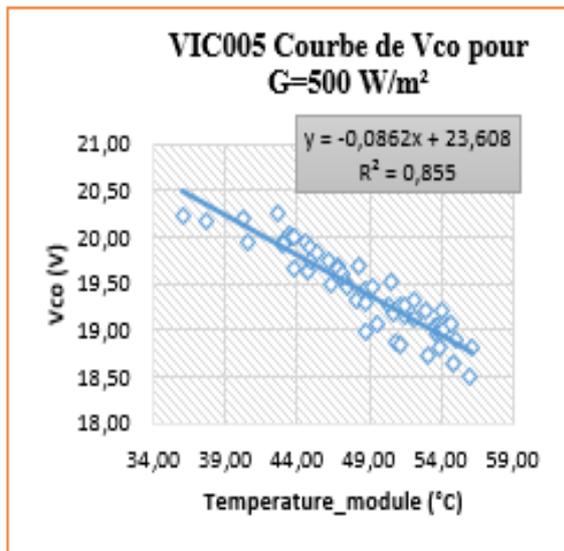


# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## Annexe C. Tension en circuit-ouvert du module VIC005

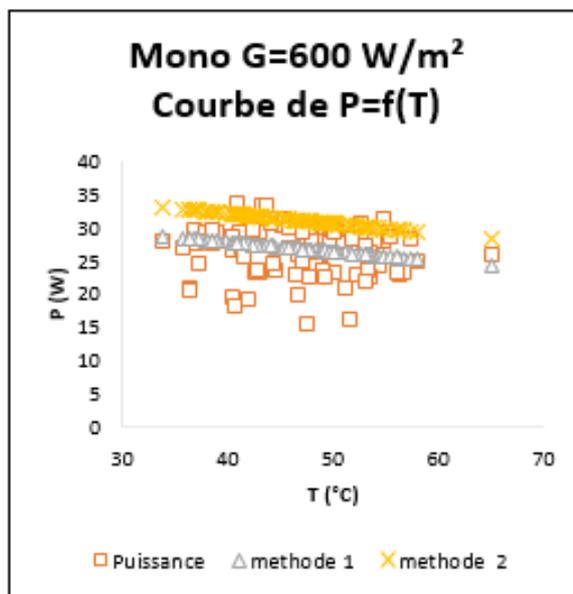
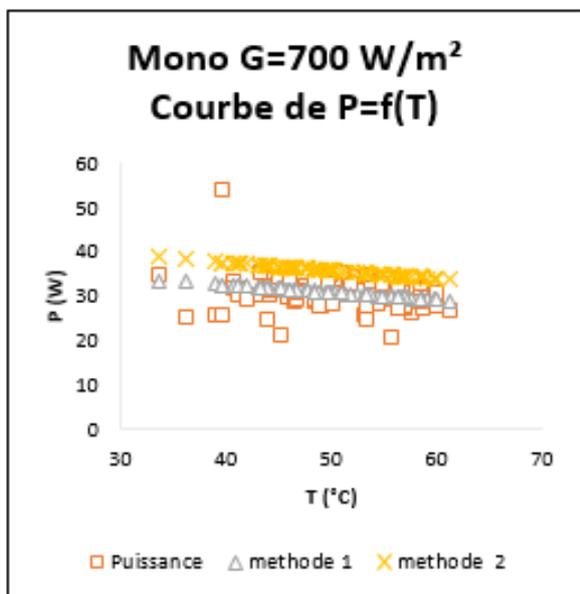
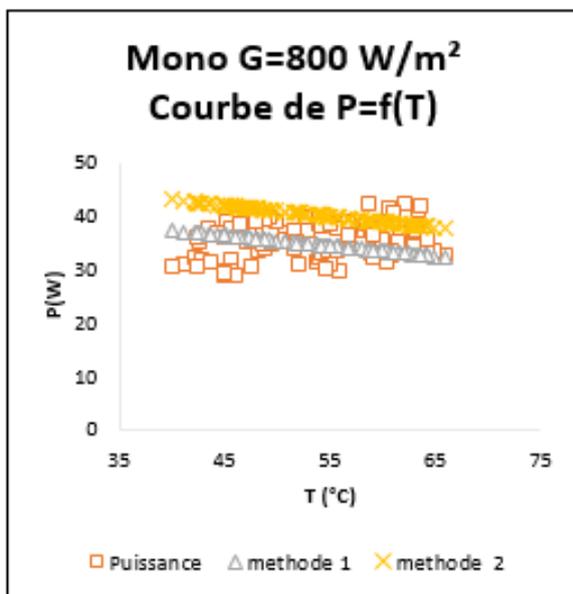
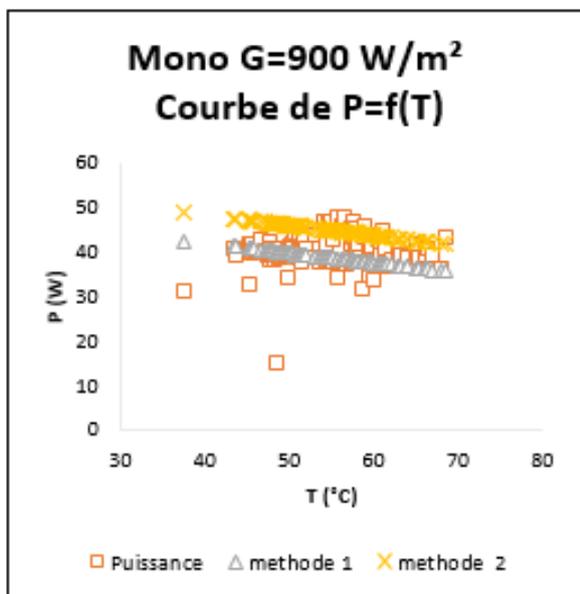


# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

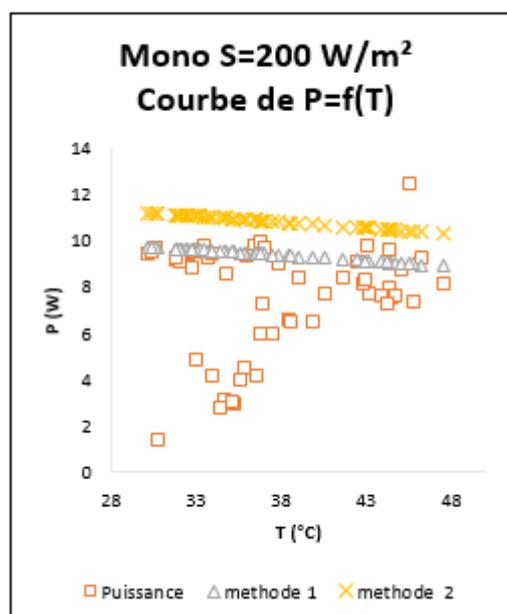
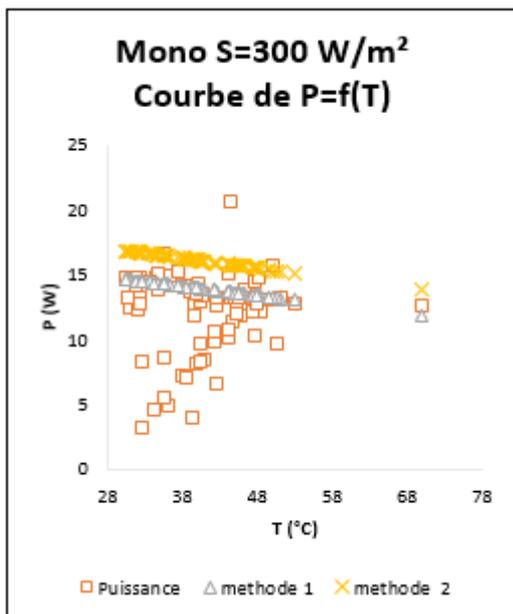
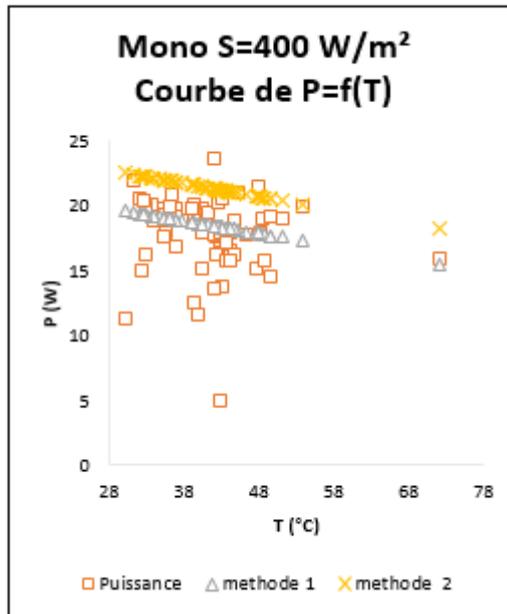
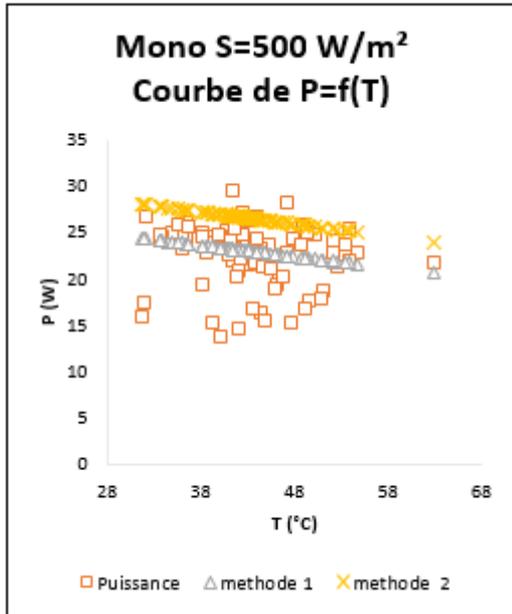


# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## Annexe D. Influence de la température sur la puissance maximale

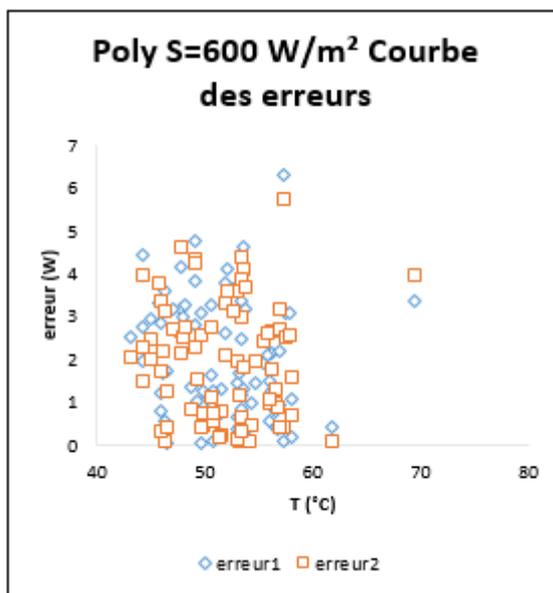
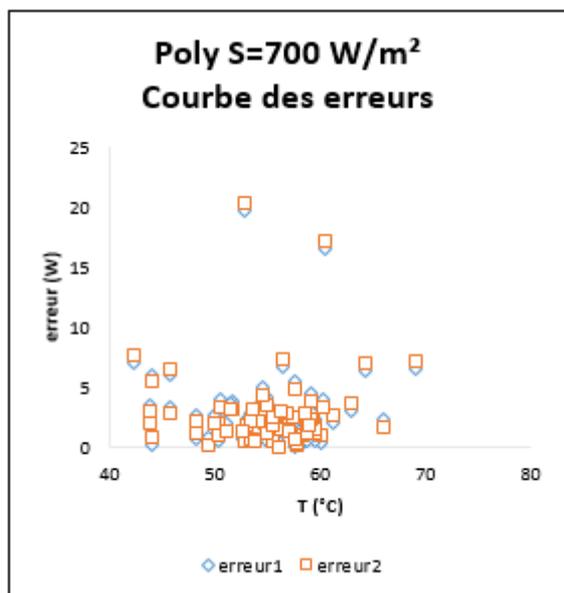
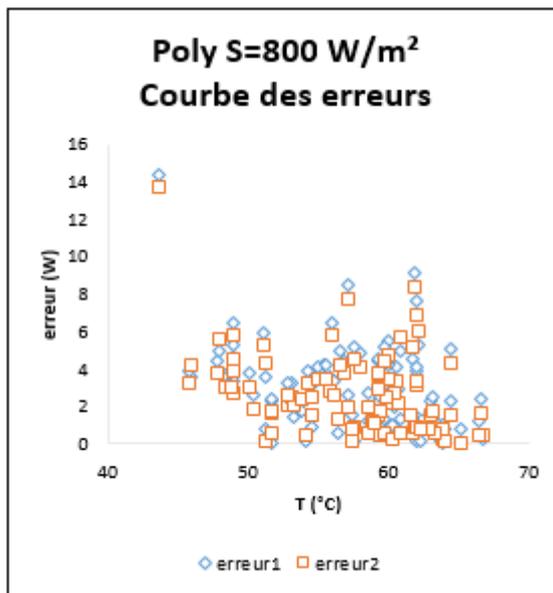
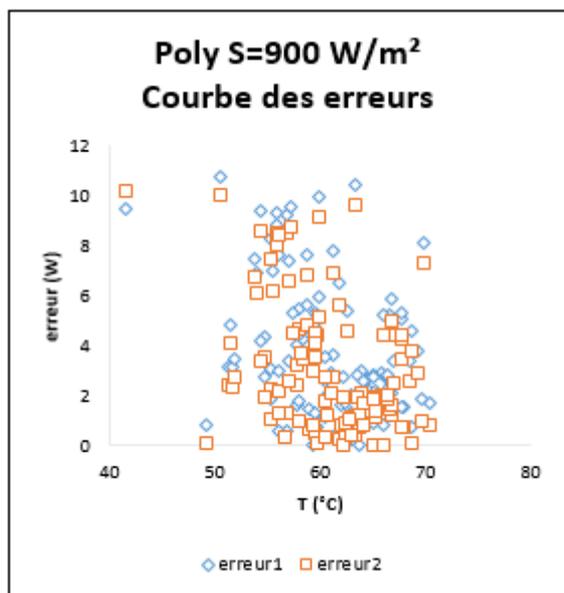


# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

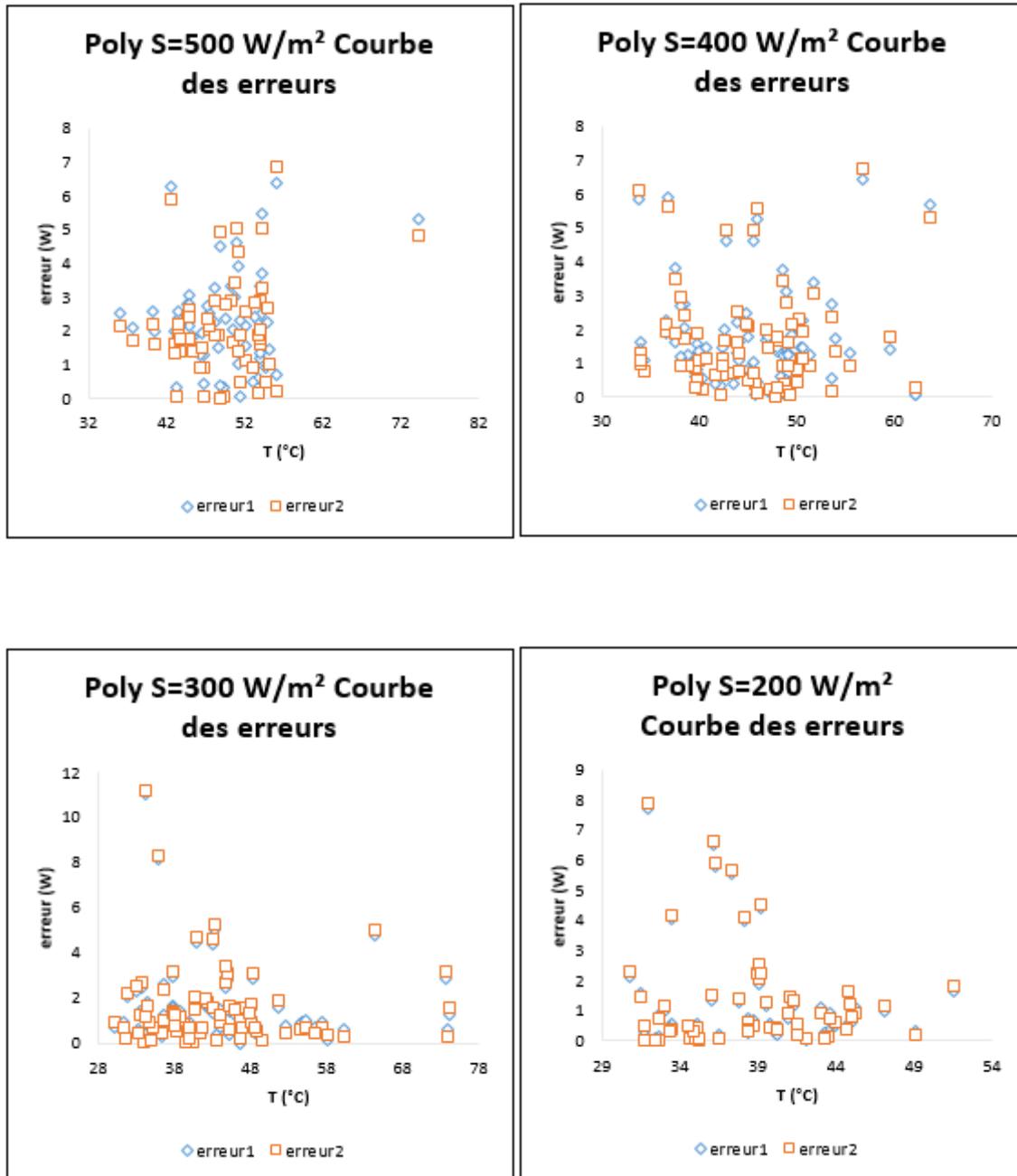


# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement

## Annexe E. Erreurs des modèles de prédiction de la puissance maximale



# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement



# Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement