



Université Saâd Dahlab, Blida-1
Faculté de Technologie
Département des Énergies Renouvelables

Par Nabila HADDADI

Pour l'obtention du diplôme :
MASTER en Énergies Renouvelables
Option : Conversion Photovoltaïque

Thème :
**Modélisation d'un module PV
à couches minces en silicium micro-morphe**

Soutenu devant le jury composé par :

Monsieur Toufik DOUMAZ	MAA	USDB	Président
Monsieur Achour MAHRANE	Docteur	UDES	Promoteur
Monsieur Mustapha MERZOUK	Professeur	USDB	Examineur

Juin 2017



Résumé

Sous le thème de : «*Modélisation d'un module PV à couches minces en silicium micromorphe*», ce travail de recherche pour l'obtention d'un Master en Énergies Renouvelables, option Conversion Photovoltaïque, a pour finalité d'effectuer une recherche pour rendre le modèle électrique du photovoltaïque plus précis quel que soit la technologie à base de laquelle est fabriqué ce dernier et plus particulièrement dans le cas étudié du module micromorphe. Ceci, en examinant le comportement du module installé dans un site au centre nord d'Algérie, sur une période d'une année.

L'objectif principal est l'élaboration d'une relation entre l'éclairement absorbé par le module étudié et l'éclairement mesuré en extérieur « outdoor », en utilisant une base de données collectée au niveau de l'UDES sur une période d'une année s'étalant entre octobre 2015 et septembre 2016.

Nous avons ainsi élaboré une relation linéaire entre l'éclairement ajusté (G) et l'éclairement mesuré (G_m), correspondant à chaque mois de l'année et nous avons déduit une relation entre les mêmes paramètres correspondant à toute l'année d'étude. Puis nous avons utilisé ces relations pour voir l'effet de la correction de l'éclairement absorbé sur les paramètres caractérisant un module PV ainsi que ses caractéristiques I-V et P-V.

Nous comparons alors, les résultats obtenus en optimisant l'éclairement avec ceux obtenus sans optimisation pour valider le modèle proposé.

Les résultats obtenus semblent plausibles et les erreurs expérimentale acceptables. Nous constatons une augmentation des moyennes des valeurs de la puissance maximale et celle du rendement.

Nous concluons ce travail en mettant à disposition les résultats, ou la base de données générée. Cette dernière peut être exploitée pour d'autres travaux similaires ou pour poursuivre celui-ci, en consultant d'autres paramètres comme la température, les coefficients de la température, la résistance série et la résistance parallèle...

Mots clés

Éclairement, Cellule solaire, Module PV, Module micromorphe, Modèle à deux diodes, optimisation, modélisation d'un module PV, Outdoor, Matlab, OriginLab.



Résumé en arabe

ملخص

ينجز هذا البحث للحصول على شهادة الماجستير في الطاقات المتجددة - التحويل الكهروضوئي.

الهدف من هذا العمل هو نمذجة وحدة كهروضوئية «module PV» من السليسيوم دون شكل وذات طبقات رقيقة «micromorphe» مثبتة بوحدة تنمية الأجهزة الشمسية «UDES» بشمال ووسط الجزائر.

تتم هذه النمذجة بالبحث عن أمثل إضاءة تمتصها الوحدة الضوئية باستعمال قاعدة بيانات متوفرة بوحدة تنمية الأجهزة الشمسية للفترة ما بين أكتوبر 2015 وسبتمبر 2016 •

نجز في الفترة الأولى من العمل علاقة خطية بين الإضاءة الممتصة من طرف الوحدة المدروسة والإضاءة المقيسة .

نجز علاقة خطية مناسبة لكل شهر وحتى علاقة سنوية •

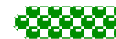
ثم نستعمل هذه العلاقات لرؤية ما هو تأثير تصحيح قيمة الإضاءة على سلوك الوحدة المدروسة وعلى مميزاتها I-V و P-V.

وبالتالي نقارن بين النتائج المحصل عليها بالتصحيح والنتائج المحصل عليها دونه.

نختم هذا العمل بوضع النتائج وقاعدة البيانات المحصل عليها تحت التصرف لاستغلالها في البحوث العلمية أو للاستمرار في هذا العمل بالبحث عن تأثير درجة الحرارة، والهرم أو المقاومات المتوازية والمقاومات على التسلسل ...

مفاتيح

الإضاءة، الخلية الضوئية، الوحدة الكهروضوئية، نموذج صمامين، نمذجة.



Abstract

Under the theme of "Modeling a micromorphic thin-film photovoltaic panel", this research work is to obtain Master's Degree in Renewable Energies, photovoltaic Conversion, our research consists of examining the behavior of a photovoltaic panel in order to enhance its performance. This study was conducted on a panel installed in the north-central of Algeria, over a period of one year.

The main objective is to develop a linear relationship between the solar radiation absorbed by the module studied and the solar radiation measured in "outdoor", using a database collected at the UDES over a period of one year between October 2015 and September 2016.

We have developed a linear relationship corresponding to each month of the year and that corresponding to the whole year of the study. Then we used these relations to study the effect of the correction of the solar radiation on the parameters characterizing a photovoltaic panel as well as the I-V and P-V characteristics of the studied panel.

We also have developed several relationships on the one-day, one-month, or one-year basis. Then we used these relationships to examine the effect of the solar radiation correction on the I-V and P-V characteristics of the studied panel.

We then compared the results obtained by optimizing the solar radiation with those obtained without optimization in order to validate the proposed model.

We conclude this work by providing the results, or the generated database. The latter can be exploited for other similar works or to continue with it, by consulting other parameters such as temperature, temperature coefficients, aging, series resistance, and parallel resistance...

Keywords

Solar cell, PV module, Micromorph module, Two-diode model, PV cell modeling, Outdoor, Matlab, OriginLab,



Dédicaces

*À ma Mère.
Aux membres de ma Famille.*

À tout être humain cherchant une goutte de vérité dans l'océan de la Science.



Remerciements

Mes sincères remerciements vont :

*- à Monsieur Toufik DOUMAZ
pour avoir accepté de présider ce jury ;*

*- au Professeur Mustapha Merzouk
pour avoir accepté de faire partie du jury et d'examiner ce travail avec attention ;*

*- à mon promoteur, le Docteur Achour Mahrane
et son Co-promoteur Monsieur Aissa Meflah
pour toutes leurs orientations pertinentes et pour leur disponibilité ;*

- aux membres de ma Famille pour leur indulgence.

*Mes remerciements vont à tous ceux qui m'ont aidé pour accomplir ce travail
particulièrement : à mon amie Nadjia Ouadjina pour sa relecture pertinente de ce
document et à ma sœur Linda pour toute son aide précieuse.*

*Mes remerciements vont également, à tout être humain
ayant contribué à ajouter une pièce dans mon puzzle « connaissance ».*



Nomenclature - Symboles-Acronymes

ΔT : différence entre la température des cellules PV et la température du module en face arrière.
 COP : Conferences Of the Parties ou Conférences des Parties
 DeltaIsc : la différence ($I_{sc} - I_{scm}$)
 ErrorIsc : erreur relative sur I_{sc}
 ErrorPP : erreur relative sur P
 FF : facteur de forme
 G : l'éclairement absorbé (optimisé)
 Gm : est l'éclairement mesuré par la cellule de référence
 $G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$ (éclairement de référence incident sur le module en STC)
 G_{STC} : est l'éclairement en STC (1000 W/m^2)
 I_m : intensité du courant maximal correspondant à la puissance maximale
 I_{ph} : photo-courant
 I_{ph0} : courant généré par les photons en STC (dans ce travail $I_{ph0} = I_{sc, STC}$)
 I_{rs} : courant de saturation de la diode
 I_{sc} : l'intensité du courant de court circuit calculée avec optimisation
 I_{scm} : l'intensité du courant de court circuit mesurée
 K_i : est le coefficient de température du courant de court-circuit fourni par le fabricant.
 n : facteur d'idéalité de la jonction
 P_m : puissance maximale calculée à partir des mesures
 P_{maxdat} : puissance maximale donnée par le constructeur
 P_{mpp} : puissance maximale calculée avec optimisation
 PV : Photovoltaïque
 R_m : rendement du module calculé à partir des mesures
 R_{mm} : rendement du module calculé avec optimisation
 R_s : résistance série
 $R_{s0} = R_s$ (aux conditions initiales)
 R_{sh} : résistance parallèle
 $R_{sh0} = R_{sh}$ (aux conditions initiales)
 STC : Standard Test Condition ($T = 25^\circ\text{C}$, $G = 1000 \text{ W/m}^2$ pour une masse d'air 1,5 (AM1,5))
 T : température de la cellule de référence
 T_c : température de la cellule qui constitue le module PV
 Time : l'instant du « pas »
 T_m : température du module en face arrière
 $T_{STC} = 25^\circ\text{C}$
 TW : TeraWatt = 10^{12} W
 UDES : Unité de développement des équipements solaires
 V_m : tension maximale correspondant à la puissance maximale
 V_{oc} : tension à circuit ouvert calculée pour le modèle
 V_{ocm} : tension à circuit ouvert mesurée
 V_t : tension thermique de la diode
 η : rendement



Sommaire

Résumé	2
Résumé en arabe	3
Abstract.....	4
Dédicaces.....	5
Remerciements	6
Nomenclature - Symboles-Acronymes.....	7
Sommaire.....	8
Liste des figures.....	10
Liste des tableaux	12
Chapitre 1 : Introduction Générale	13
Chapitre 2 : Problématique	17
2.1. Introduction	17
2.2. Choix du type de module.....	17
2.3. Comparaison de quelques types de modules	18
2.3.1. Les modules solaires photovoltaïques composés de cellules en silicium monocristallin	18
2.3.2. Les modules solaires photovoltaïques composés de cellules en silicium poly cristallin	18
2.3.3. Les modules solaires photovoltaïques composés de cellules en silicium amorphe en couche mince	19
2.3.4. Les modules solaires photovoltaïques composés de cellules en silicium noir	19
2.3.5. Les modules solaires photovoltaïques sans silicium en couche mince CIS	19
2.3.6. Les modules solaires photovoltaïques composés de cellules multi jonctions	20
2.4. Caractéristique de fabrication du module utilisé	21
Chapitre 3 : État de l'art et modélisation.....	22
3.1. Introduction	22
3.2. Modélisation des paramètres électriques des cellules PV	23
3.3. Influence de la résistance série R_s et de la résistance parallèle R_{sh}	24
3.4. Influence de l'éclairement et de la température.....	24
3.5. Facteurs limitant le rendement d'un module PV	25
3.6. Type de modélisation pour ce travail	25
3.7. Détermination des paramètres du modèle choisi (2M7P)	26
3.7.1. Photo-courant généré	26
3.7.2. Courants de saturation des diodes	26
3.7.3. Résistances série et shunt	26
3.8. Détermination de la valeur de l'éclairement optimisé G	28



Chapitre 4 : Méthodologie	29
4.1. Introduction	29
4.2. La base de données	29
4.2.1. Site d'installation	29
4.2.2. Banc de mesure	29
4.3. Gestion de la masse des données	30
4.4. Procédure de traitement	31
4.4.1. Étape une : Décodage des fichiers sources et leur conversion en format Excel	31
4.4.2. Étape deux : Séparation des données par module	33
4.4.3. Étape trois : Traitement et exploitation des données	33
4.4.4. Étape quatre : Réduction et classement des données par période	34
4.4.5. Étape cinq : Linéarisation de la relation entre G et Gm	34
4.4.6. Étape six : Simulation et génération des caractéristiques I-V et P-V	35
4.4.7. Étape sept : Validation du modèle	35
4.5. Conclusion	36
 Chapitre 5 : Résultats et discussion	 37
5.1. Introduction	37
5.2. Génération des graphes linéaires de G	37
5.3. Simulation et génération des caractéristiques I-V et P-V avec optimisation	43
5.4. Erreurs dans le cas de l'optimisation de l'éclairement	47
5.5. Validation du modèle	48
5.6. Évolution annuelle de la puissance et du rendement	49
5.7. Limites du modèle	51
5.8. Conclusion	51
 Chapitre 6 : Conclusion générale	 52
Bibliographie et Webographie	53
Annexes	54



Liste des figures

Chapitre 1

<i>Figure 1- 1 : Répartition des sources d'énergies utilisées dans le monde. [1]</i>	13
<i>Figure 1- 2 : Courbe de la puissance mondiale de combustion des carburants fossiles. [3]</i>	14
<i>Figure 1- 3 : Nuancé de l'éclairement moyen, des régions de la Terre. [12]</i>	14

Chapitre 2

<i>Figure 2-1 : Exemple de Module PV monocristallin. [14]</i>	18
<i>Figure 2-2 : Exemple de Module PV polycristallin. [14]</i>	18
<i>Figure 2-3 : Exemple de Module PV micromorphe. [14]</i>	19
<i>Figure 2-4 : Module PV silicium noir. [2]</i>	19
<i>Figure 2-5 : Rendement pour quelques types de modules PV. [12]</i>	20
<i>Figure 2-6 : Photo du module objet de l'étude.</i>	21

Chapitre 3

<i>Figure 3-1 : Exemple de caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un module. [2]</i>	22
<i>Figure 3-2 : Schéma d'un modèle à une diode. [8], [10]</i>	23
<i>Figure 3-3 : Schéma d'un modèle à deux diodes. [7], [10]</i>	23
<i>Figure 3-4 : Exemple de $I(V)$ pour des éclairements et des températures différentes. [2]</i>	25
<i>Figure 3-5 : L'algorithme de détermination de R_s et R_{sh}. [7]</i>	27
<i>Figure 3-6 : L'algorithme de détermination de l'éclairement optimisé G. [7]</i>	28

Chapitre 4

<i>Figure 4-1 : Photo du banc de mesure.</i>	30
<i>Figure 4-2 : Répartition des journées effectives sur les différentes périodes.</i>	31
<i>Figure 4-3 : Répartition du nombre de «pas» sur les différentes périodes.</i>	31
<i>Figure 4-4 : Aperçu de la base de données en fichiers Excel classés par mois et par jours.</i>	32
<i>Figure 4-5 : Entête d'un fichier Excel converti.</i>	32
<i>Figure 4-6 : Capture écran de l'aperçu d'un dossier après séparation des données par module.</i> ...33	
<i>Figure 4-7 : Capture écran d'un classeur Excel obtenu après filtrage.</i>	33
<i>Figure 4-8 : Capture écran d'un fichier Excel obtenu après traitement.</i>	34
<i>Figure 4-9 : Graphe représentant : $G = a G_m + b$, obtenue pour les données annuelles.</i>	35
<i>Figure 4-10 : Caractéristiques $I-V$ et $P-V$ du module étudié.</i>	35
<i>Figure 4-11 : Capture écran d'un fichier Excel obtenu après simulation.</i>	36



Chapitre 5

Figure 5-1 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois d'octobre 2015.	37
Figure 5-2 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de novembre 2015.	37
Figure 5-3 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de décembre 2015.....	38
Figure 5-4 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de janvier 2016.....	38
Figure 5-5 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de février 2016.	38
Figure 5-6 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de mars 2016.	39
Figure 5-7 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois d'avril 2016.	39
Figure 5-8 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de mai 2016.	39
Figure 5-9 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de juin 2016.	40
Figure 5-10 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de juillet 2016.....	40
Figure 5-11 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois d'août 2016.	40
Figure 5-12 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de septembre 2016.....	41
Figure 5-13 : Graphe $G = f(G_m)$ pour toute l'année, octobre 2015-septembre 2016.	41
Figure 5-14 : Variation annuelle de G_m et T_m	42
Figure 5-15 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée d'octobre.	43
Figure 5-16 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de novembre.	43
Figure 5-17 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de décembre.....	44
Figure 5-18 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de janvier.....	44
Figure 5-19 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de février.....	44
Figure 5-20 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de mars.	45
Figure 5-21 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée d'avril.	45
Figure 5-22 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de mai.	45
Figure 5-23 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de juin.	46
Figure 5-24 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de juillet.	46
Figure 5-25 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée d'août.....	46
Figure 5-26 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de septembre.....	47
Figure 5-27 : Allure des erreurs de I_{sc} , V_{oc} et P_m , sur l'année avec optimisation.....	47
Figure 5-28 : Variation annuelle des erreurs sur I_{sc} , avec optimisation (en rouge) et sans optimisation (en vert).....	48
Figure 5-29 : Variation annuelle des erreurs sur V_{oc} ,..... avec optimisation (en rouge) et sans optimisation (en vert).....	48
Figure 5-30 : Variation annuelle des erreurs sur P_{max} , avec optimisation (en rouge) et sans optimisation (en vert).....	49
Figure 5-31 : Variation annuelle des puissances avec optimisation et celles calculées à partir des mesures.	50
Figure 5-32 : Variation annuelle des rendements	50



Liste des tableaux

Chapitre 2

<i>Tableau 2-1 : Tableau comparatif de quelques modules solaires PV.....</i>	<i>20</i>
<i>Tableau 2-2 : Caractéristiques techniques du Si micromorphe utilisé en STC. [Annexe-2]</i>	<i>21</i>

Chapitre 3

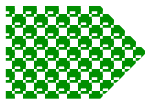
<i>Tableau 3-1 : Paramètres pris en considération pour chaque modèle.....</i>	<i>23</i>
---	-----------

Chapitre 4

<i>Tableau 4-1 : Le tableau suivant résume la masse de données en chiffre par bimestre.....</i>	<i>30</i>
---	-----------

Chapitre 5

<i>Tableau 5-1 : Tableau récapitulatif des valeurs de a et b pour les périodes étudiées.....</i>	<i>42</i>
<i>Tableau 5-2 : Tableau récapitulatif des valeurs des moyennes des erreurs</i>	<i>49</i>
<i>Tableau 5-3 : Tableau récapitulatif des valeurs des moyennes de Pmax et du rendement</i>	<i>50</i>



Chapitre 1 : Introduction Générale

La chaleur et le rayonnement lumineux du Soleil n'ont cessé d'être exploités par les êtres humains, depuis l'Antiquité.

L'énergie solaire est une énergie électromagnétique qui est transmise par le Soleil. Elle est à l'origine de toute forme de vie terrestre. En quantité, elle équivaut plusieurs milliers de fois, toutes les énergies cumulées utilisées dans le monde entier.

Une des utilisations de l'énergie solaire est sa conversion en énergie électrique. Nous parlons alors de l'effet photovoltaïque (PV).

Les systèmes PV permettent d'exploiter l'énergie du Soleil et constituent une source d'électricité qui peut convenir à plusieurs utilisations.

Aujourd'hui le photovoltaïque occupe une place de plus en plus importante parmi les autres énergies, particulièrement celles dites renouvelables. C'est une énergie utilisée pour freiner la consommation des énergies fossiles afin de réduire l'émission des Gaz à effet de serre (GES), voire de les remplacer dans le cas de leur épuisement, prévu par le calcul aux environs de 2100 (Figure 1-2) [3] et limiter ainsi le réchauffement climatique dont souffre la Terre.

La Figure 1-1 représente la part de chaque source énergie utilisée dans le monde. [1]

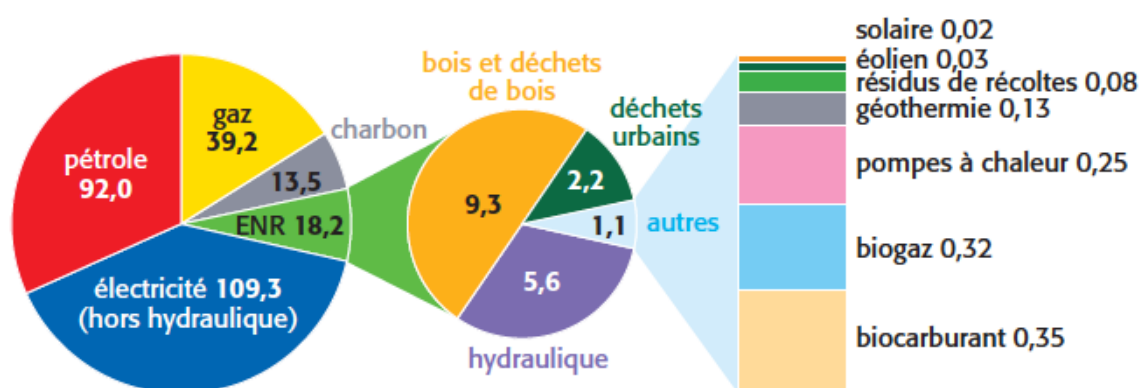


Figure 1- 1 : Répartition des sources d'énergies utilisées dans le monde. [1]

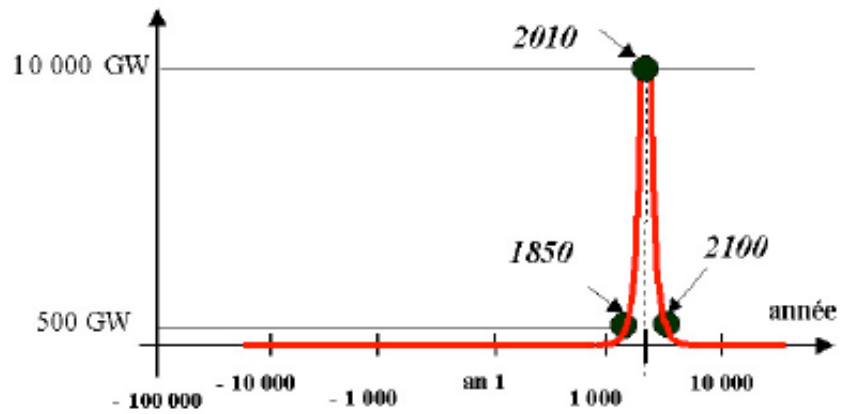


Figure 1- 2 : Courbe de la puissance mondiale de combustion des carburants fossiles. [3]

La Figure 1-3 représente un nuancé de l'éclairement moyen, des régions de la Terre, réalisé sur trois ans, en tenant compte des nuits et de la couverture nuageuse. [12]

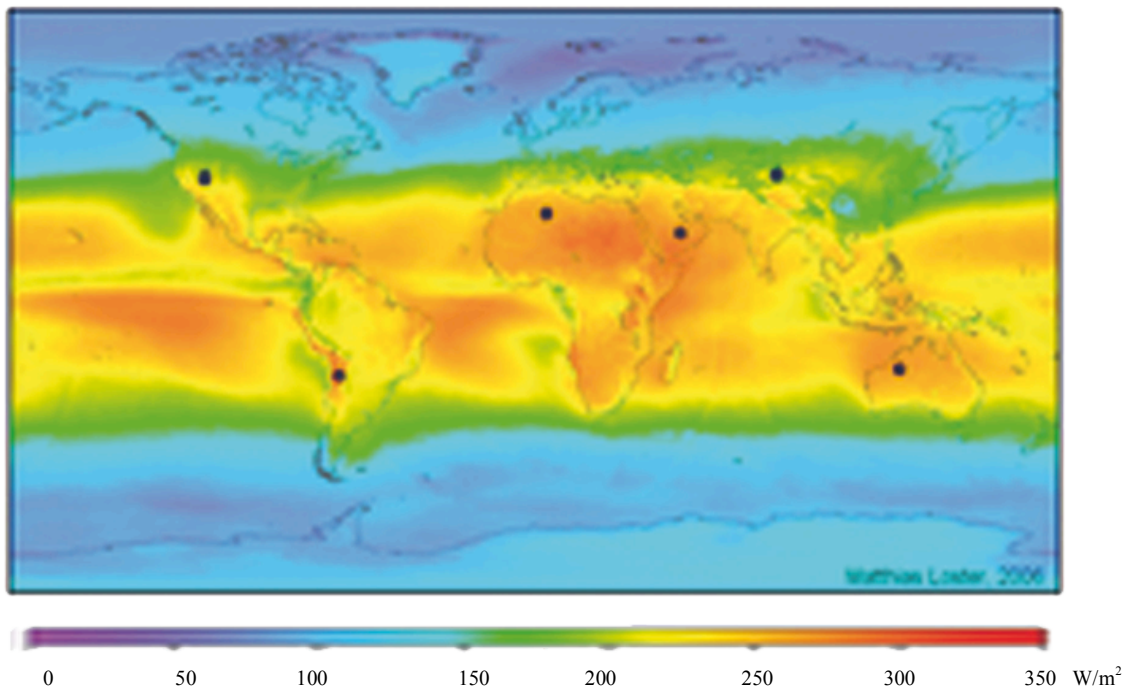


Figure 1- 3 : Nuancé de l'éclairement moyen, des régions de la Terre. [12]

L'ensoleillement qui frappe les régions sous les points noirs, dont l'Algérie, pourrait alimenter en énergie le monde entier avec juste des cellules solaires d'un rendement de conversion de 8 %. L'Algérie à elle seule, présente une moyenne d'ensoleillement de 9h/jour, ce qui est considérable. [12]



L'Algérie est engagée pour le climat. Elle est signataire des résolutions de toutes les COP (Conferences Of the Parties) ou (Conférence des Parties), cadre de lutte contre le réchauffement climatique.

Elle a donc, lors de la COP21 de Paris en 2015, ratifié l'accord impliquant 195 États afin de maintenir la hausse de température en dessous de 2°C d'ici 2030 et atteindre une diminution de température moyenne égale à 1,5°. [5]

Si nous voulons appliquer les résolutions des deux dernières COP Paris-2 et Marrakech-22, on ne répétera jamais assez l'importance d'aller vers des énergies palliatives aux énergies fossiles à savoir les énergies renouvelables dont le photovoltaïque. L'Algérie s'ajuste sur cet axe. Elle opte pour les énergies renouvelables, particulièrement pour l'éolien et le photovoltaïque. L'investissement dans le domaine du photovoltaïque a connu un grand essor ses dernières années en adoptant un cadre juridique favorable à la promotion des énergies renouvelables et à la réalisation d'infrastructures relatives à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dont voici quelques lois et arrêtés qui renforcent cette volonté :

- Loi n° 04-09 du 27 Joumada Ethania 1425 correspondant au 14 août 2004 relative à **la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable** (JO n° 52 du 18 août 2004) ;

- Loi n° 09-09 du 13 Moharram 1431 correspondant au 30 décembre 2009 portant loi de finances pour 2010, notamment son article 64 portant **création du fond national pour les Énergies renouvelables et la cogénération** (FNER) (JO n°78 du 31 décembre 2009) ;

- Loi n° 14-10 du 8 Rabie El Aouel 1436 correspondant au 30 décembre 2014 portant loi de finances pour 2015, notamment son article 108 qui prévoit la fusion des deux Fonds spéciaux « **Le Fonds national pour la maîtrise de l'énergie (FNME) et le Fonds national pour les Énergies renouvelables et la cogénération (FNER)** » (JO n°78 du 31 décembre 2014);

- Décret exécutif n° 16-121 du 28 Joumada Ethania 1437 correspondant au 6 avril 2016 modifiant et complétant le décret exécutif n° 15-319 du Aouel Rabie El Aouel 1437 correspondant au 13 décembre 2015 fixant les modalités de fonctionnement du compte d'affectation spéciale n° 302-131 intitulé « **Fonds national pour la maîtrise de l'énergie et pour les énergies renouvelables et de la cogénération** ».

- Arrêté du 2 Rabie Ethani 1435 correspondant au 2 février 2014 fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour **l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière solaire photovoltaïque** (JO n° 23 du 23 Avril 2014) ;

- Arrêté du 6 Dhou El Kaada 1435 correspondant au 1er septembre 2014 fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour **l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière de cogénération** (JO n° 18 du 8 avril 2015) ;

Aujourd'hui, le programme national des énergies renouvelables, vise à produire 37 % des besoins nationaux en électricité, à partir de sources d'énergie renouvelable d'ici à 2030 en



favorisant l'amélioration de l'efficacité énergétique avec 60 milliards de dollars d'investissements prévus. [6]

L'Algérie ne devrait pas changer de cap puisque la conversion directe de l'énergie solaire en électricité est un problème scientifiquement résolu et techniquement en progrès constant.

Elle est favorablement située et possède le matériau de base à savoir le silicium (sable) en abondance et ne présente pas de problème de surface.

D'autant plus que l'énergie solaire photovoltaïque possède un certain nombre d'avantages comme le fait d'être silencieuse, non polluante, flexible, non centralisée et ne demandant que peu de maintenance.

Ses inconvénients majeurs restent l'intermittence, le prix et des rendements faibles. D'où l'intérêt de ce travail de modélisation.

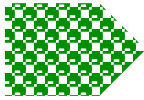
Ce travail est proposé par une équipe de recherche au niveau de l'Unité de développement des équipements solaires (UDES).

Il a pour finalité d'effectuer une recherche pour rendre un module micromorphe, installé au niveau de l'UDES, plus performant. Ceci, en examinant son comportement en optimisant l'éclairement.

L'objectif principal de ce travail est l'élaboration d'une relation linéaire entre l'éclairement absorbé par le module étudié et l'éclairement mesuré en « outdoor ». Pour ce, nous avons à notre disposition une base de données collectées à l'UDES sur une période d'une année entre octobre 2015 et septembre 2016.

Un travail similaire a été réalisé par l'équipe pour différents modules mais quelques journées de l'année seulement.

L'originalité de ce travail c'est la généralisation de l'optimisation sur une période d'une année, puis l'utilisation des résultats obtenus afin de consulter le comportement du module étudié.



Chapitre 2 : Problématique

2.1. Introduction

Pour que le photovoltaïque soit utilisé il faut d'abord qu'il soit produit. Depuis des décennies on ne cesse de chercher la meilleure technologie, le meilleur processus de fabrication, pour rendre cette énergie compétitive en améliorant son rendement et en la rendant moins chère car ce sont là, les deux principaux problèmes du photovoltaïque : le rendement et le prix. Car même si elle semble propre et gratuite puisque le gisement solaire est disponible et abondant, l'énergie solaire photovoltaïque malgré la baisse constante des coûts, principalement des modules, demeure encore onéreuse à l'investissent. Le souci majeur de tous les acteurs de l'énergie solaire photovoltaïque est donc de la rendre plus accessible en réduisant les coûts des installations et plus rentable en améliorant les performances des matériaux et des installations.

2.2. Choix du type de module

Bien que le silicium cristallin soit jusqu'à ce jour le matériau phare pour la filière photovoltaïque, l'utilisation des modules à couches minces ne cesse d'augmenter. Cela est dû à leur coût de fabrication moins élevé compte tenu de la faible quantité de matériau nécessaire pour leur fabrication ainsi que l'emploi de procédés de fabrication utilisés moins énergivores que ceux du silicium cristallin. Toutefois de grands progrès doivent encore être accomplis pour augmenter le rendement de ce type de modules.

Dans la famille des modules à couches minces, l'utilisation du matériau silicium "micromorphe" semble être une option prometteuse. Dans ce cas les cellules sont constituées de l'association du Silicium amorphe (a-Si) et du Silicium microcristallin ($\mu\text{-Si}$). La combinaison de ces deux matériaux a pour but principal d'élargir le spectre d'absorption de la lumière de la structure tandem et par voie de conséquence d'augmenter le rendement de la cellule ou du module.

Contrairement au silicium cristallin, la technologie du module micromorphe (a-Si/ $\mu\text{-Si}$) est récente et la modélisation n'est pas encore bien maîtrisée. Afin d'étudier le comportement de ce type de module et d'évaluer ses performances dans différentes conditions environnementales, l'équipe AEP/UNES développe des modèles électriques pour modules photovoltaïques de différentes technologies afin d'améliorer leur performance. Plusieurs aspects sont pris en compte tels que la quantité d'éclairement effectivement reçu par le module, l'influence de la température, la dégradation que subit le module dans le temps, ...



2.3. Comparaison de quelques types de modules

Il existe plusieurs types de modules solaires photovoltaïques, nous en exposons quelques-uns dans ce qui suit.

2.3.1. Les modules solaires photovoltaïques composés de cellules en silicium monocristallin

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe alors le cristal en fines tranches qui composent les cellules. La couleur de ce type de cellules est uniformément bleue. Ce type de panneaux solaires PV possède un rendement de l'ordre de 12 à 20% et son coût est relativement élevé. [14]



Figure 2-1 : Exemple de Module PV monocristallin. [14]

2.3.2. Les modules solaires photovoltaïques composés de cellules en silicium polycristallin

Lors de la fabrication, et au moment du refroidissement du silicium, il se forme plusieurs cristaux. La couleur de ce type de cellule est également bleue, mais pas uniforme. On peut la reconnaître par les motifs créés par les différents cristaux.

Ce type de modules solaires PV a un rendement de l'ordre de 11 à 15 %. Le prix de ce type de modules solaires est moins élevé que le monocristallin. [14]



Figure 2-2 : Exemple de Module PV polycristallin. [14]



2.3.3. Les modules solaires photovoltaïques composés de cellules en silicium amorphe en couche mince

Lors de la fabrication, le silicium en se transformant, produit un gaz. Ce dernier est projeté sur une feuille de verre et constitue la base de la cellule. La cellule est d'un gris foncé ou alors marron. Elle est utilisée pour les calculatrices et les montres "solaires". Ses avantages sont le fonctionnement avec un faible éclairage et le fait qu'elle soit bon marché. Mais son rendement est assez faible par rapport aux panneaux solaires PV monocristallin et polycristallin. On l'estime entre 5 et 9%. [14]

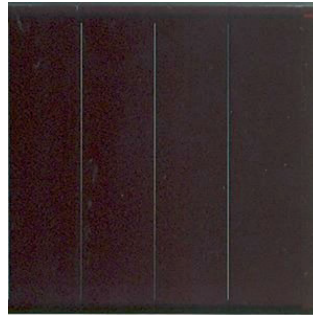


Figure 2-3 : Exemple de Module PV micromorphe. [14]

2.3.4. Les modules solaires photovoltaïques composés de cellules en silicium noir

Ce sont des chercheurs de l'université de Harvard qui ont fait la découverte de ce type cellule.

Lorsqu'une plaquette de silicium est éclairée et que simultanément elle est en contact avec certains gaz halogènes, le silicium forme des cônes qui piègent la lumière et donne à la plaquette une couleur noire. L'absorption est alors augmentée et permet ainsi un rendement plus élevé. Il est estimé entre 30% et 60%. [2]

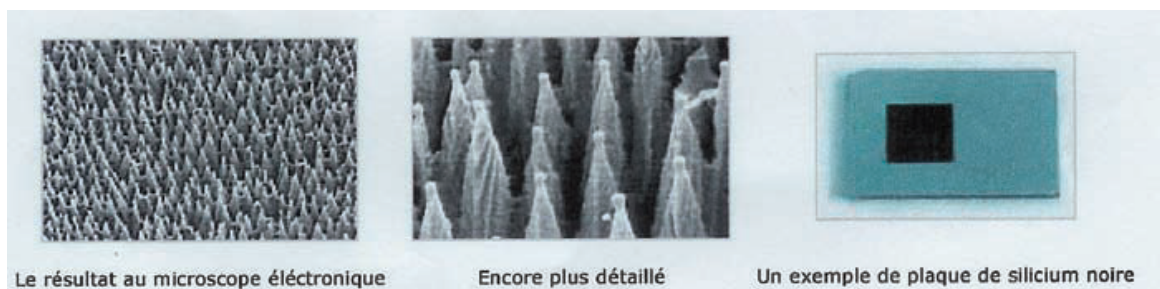


Figure 2-4 : Module PV silicium noir. [2]

2.3.5. Les modules solaires photovoltaïques sans silicium en couche mince CIS

Les cellules cuivre-indium-sélénium (CIS) représentent la nouvelle génération de cellules solaires. Elles sont sous forme de films minces. Les matières premières nécessaires à la fabrication des cellules CIS sont plus faciles à se procurer que le silicium utilisé dans les cellules PV classiques. Ce type de cellules ont une efficacité de conversion énergétique élevée. Le rendement de ce type de modules solaires photovoltaïques est de 9 à 11%. [14]



2.3.6. Les modules solaires photovoltaïques composés de cellules multi jonctions

Les cellules multi-jonction sont composées de différentes couches qui permettent une plus large absorption dans le spectre solaire et d’obtenir alors de meilleurs rendements de conversion. Le rendement de ce type de modules solaires PV est d’environ 40 %. Elles ne sont pas encore commercialisables ; elles sont utilisées pour les applications spatiales. [14]

La figure 2-5 représente quelques rendements pour des modules PV de différents types. [12]

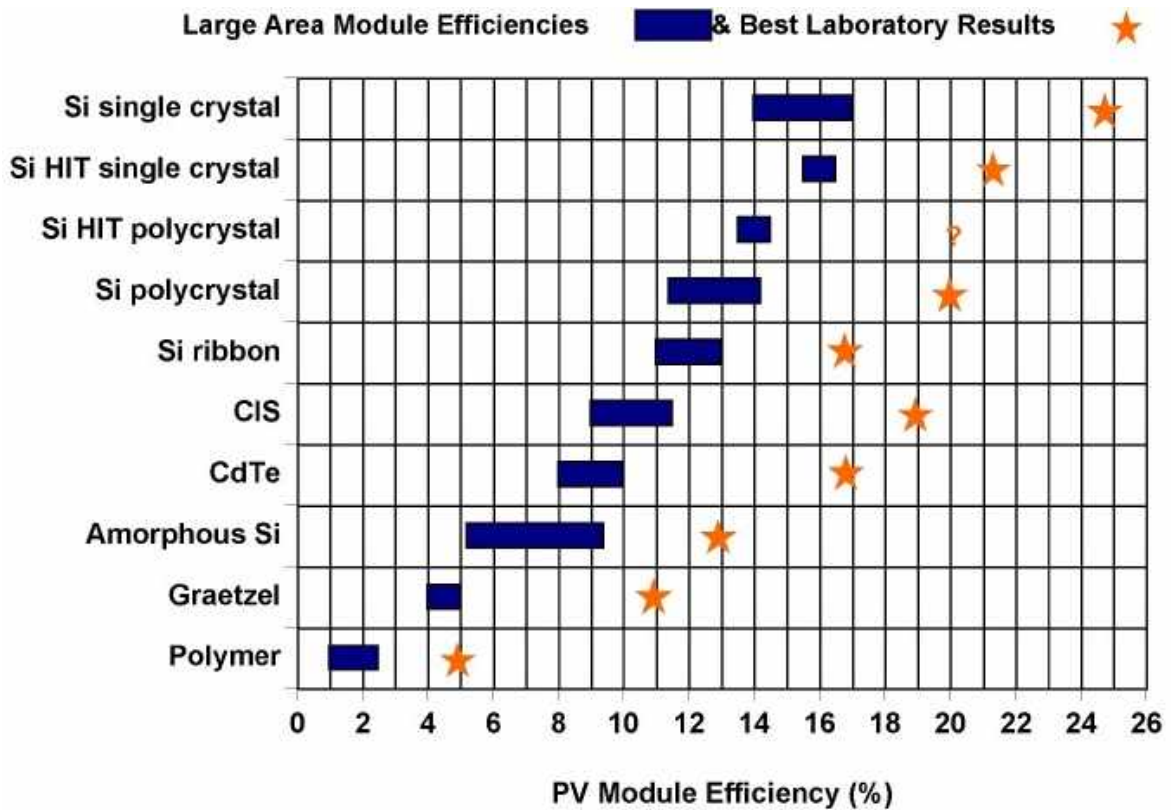


Figure 2-5 : Rendement pour quelques types de modules PV. [12]

Nous résumons, à titre de comparaison, quelques caractéristiques des modules précédents dans le tableau suivant.

Type	Rendement	Prix	Énergivore	Durée de vie
Silicium monocristallin	12 à 20%.	Élevé	Très énergivore	Environ 35 ans
Silicium polycristallin	11 à 15 %.	Moyen	Pas très	Environ 35 ans
Silicium micromorphe	5 à 9%.	Bon marché	Peu	Environ 25 ans
Silicium noir	30 à 60 %	Labo	/	/
Sans silicium	9 à 11 %	Élevé	/	/
Multi-jonction	40 %	Spatiale	/	/

Tableau 2-1 : Tableau comparatif de quelques modules solaires PV.



2.4. Caractéristique de fabrication du module utilisé

Rappelons que le module utilisé pour cette étude est un module micromorphe Si à Hétérojonction : **a-Si/ μ c-Si Bosch Solar μ m-Si EU1510**. [Annexe-2]

Sa photo est représentée par la figure 2-6.

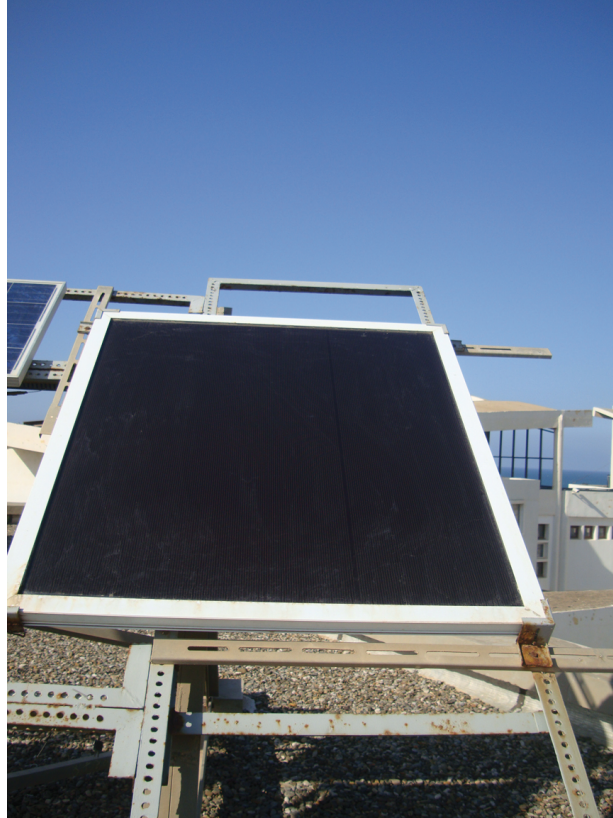
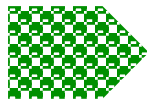


Figure 2-6 : Photo du module objet de l'étude.

Le tableau 2-2 résume les principales caractéristiques du module utilisé pour cette étude. [Annexe-2]

Puissance maximale (P_m)	110 W
Tension de circuit-ouvert (V_{oc})	87 V
Courant de court-circuit (I_{sc})	1,98 A
Tension de puissance maximale	64 V
Courant de puissance maximale	1,76 A
Nombre de cellules	100
Coefficient de température de V_{oc}	-0,37% / K
Coefficient de température de I_{sc} (k_i)	0,08% / K
Surface du module	1,300 \times 1,100 m ²

Tableau 2-2 : Caractéristiques techniques du Si micromorphe utilisé en STC. [Annexe-2]



Chapitre 3 : État de l'art et modélisation

3.1. Introduction

Dans la littérature, un module PV est assimilé à une jonction PN. Il présente plusieurs paramètres à savoir :

- le photo-courant (I_{ph}) ;
- le courant de saturation de la diode (I_{rs}) ;
- le facteur d'idéalité de la jonction (n) ;
- la résistance série (R_s) ;
- la résistance parallèle (R_{sh}) ;
- la tension thermique de la diode (V_t) ;
- l'intensité du courant de court-circuit (I_{sc}) ;
- la tension de circuit ouvert (V_{oc}) ;
- la puissance maximale délivrée (P_m) ;
- l'intensité du courant maximal correspondant à la puissance maximale (I_m) ;
- la tension maximale correspondant à la puissance maximale (V_m) ;
- le facteur de forme (FF) ;
- le rendement (η).

Le module PV est généralement caractérisé par deux courbes non linéaires $I(V)$ et $P(V)$ (Figure 3-1).

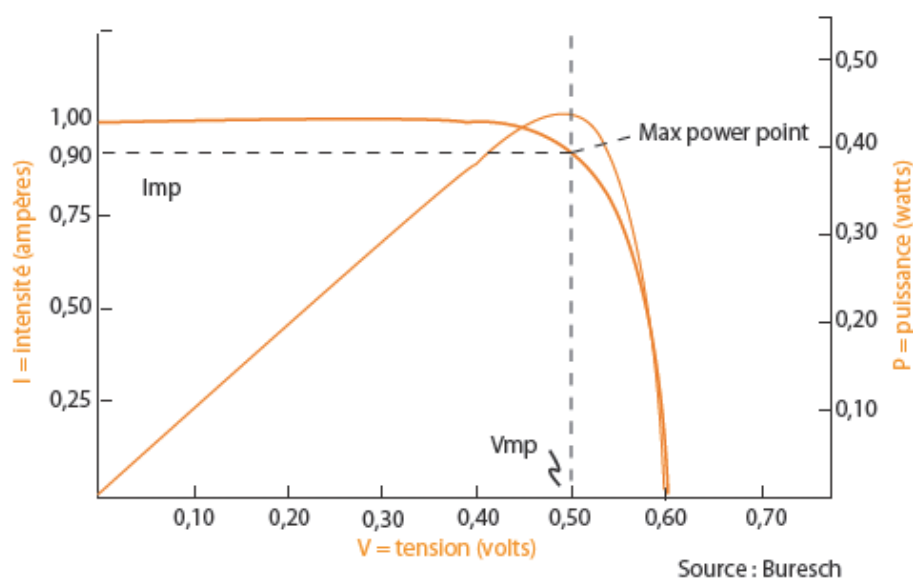


Figure 3-1 : Exemple de caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un module. [2]



3.2. Modélisation des paramètres électriques des cellules PV

La modélisation mathématique des modules PV est indispensable pour toute opération d'optimisation. Plusieurs circuits électriques équivalents, avec des paramètres différents, sont utilisés pour approcher au mieux les performances d'un module PV. Nous citons les modèles à une diode ou simple exponentielle (Figure 3-2) avec différents paramètres, jusqu'à cinq paramètres L5P... et les modèles à deux diodes ou double exponentielle (Figure 3-3) jusqu'à sept paramètres le 2M7P...[10]

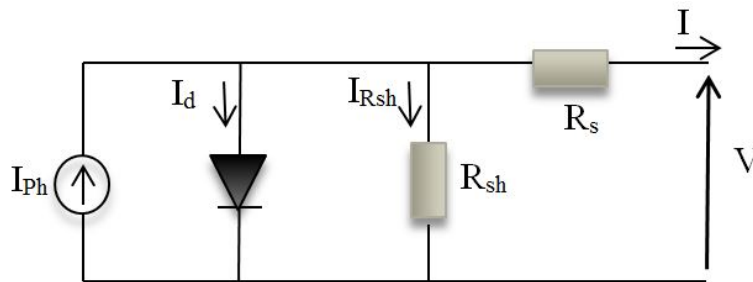


Figure 3-2 : Schéma d'un modèle à une diode. [8], [10]

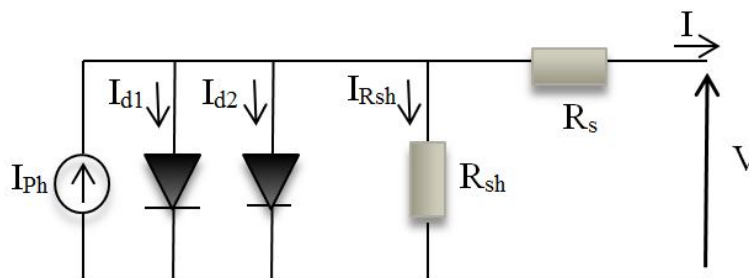


Figure 3-3 : Schéma d'un modèle à deux diodes. [7], [10]

Le tableau suivant résume les paramètres pris en considération pour chaque modèle.

Modèle	Symbole	Paramètres
Modèle à une diode	L2P	I_{ph} et I_{rs}
	L3P	I_{ph} , I_{rs} et n
	L4P	I_{ph} , I_{rs} , n et R_s
	L5P	I_{ph} , I_{rs} , n , R_s et R_{sh}
Modèle à deux diodes	2M3P	I_{ph} , I_{rs1} et I_{rs2}
	2M5P	I_{ph} , I_{rs1} , I_{rs} , n_1 , et n_2
	2M6P	I_{ph} , I_{rs1} , I_{rs} , n_1 , n_2 et R_s
	2M7P	I_{ph} , I_{rs1} , I_{rs} , n_1 , n_2 , R_s et R_{sh}

Tableau 3-1 : Paramètres pris en considération pour chaque modèle.



Les deux modèles sont basés sur l'équation de diode de Shockley. Pour une diode (Éq : 3-1) [10] et pour deux diodes (Éq : 3-2) [7].

$$I = I_{ph} - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} - I_{rs} \left[\exp \frac{(V+IR_s)}{nV_t} - 1 \right] \quad (\text{Éq. : 3-1}) [10]$$

$$I = I_{ph} - I_{rs1} \left[\exp \left(\frac{(V + IR_s)}{n_1 V_{t1}} \right) - 1 \right] - I_{rs2} \left[\exp \left(\frac{(V + IR_s)}{n_2 V_{t2}} \right) - 1 \right] - \frac{(V + IR_s)}{R_{sh}} \quad (\text{Éq. : 3-2}) [7]$$

3.3. Influence de la résistance série R_s et de la résistance parallèle R_{sh}

La résistance série caractérise les pertes par effets Joule de la résistance propre du semi-conducteur et les pertes à travers les grilles de collectes et les mauvais contacts ohmiques de la cellule. Les contacts semi-conducteurs-électrodes à résistance élevée abaissent appréciablement la tension et le courant de sortie ce qui va limiter le rendement de conversion. [11]

La résistance parallèle (ou shunt) caractérise les pertes par recombinaison des porteurs dues aux défauts structuraux du matériau épaisseurs des régions N et P et de la zone de charge et d'espace.

L'existence de fissures et de défaut de structures complexes devient le siège de phénomène physique assimilable aussi à une résistance parallèle R_{sh} . L'ordre de grandeur de la résistance parallèle pour une cellule au Si : $R_{sh} = 10^2$ à $10^4 \Omega$. R_{sh} augmente avec le groupement série de cellules solaires et diminue avec une connexion parallèle. [11]

3.4. Influence de l'éclairement et de la température

L'augmentation de l'éclairement se traduit par un déplacement de la caractéristique $I = f(V)$ suivant l'axe des courants. L'accroissement du courant de court-circuit est beaucoup plus important que celui de la tension à circuit ouvert étant donné que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement, alors que celle de la tension à circuit ouvert est logarithmique. [11]

L'influence du flux lumineux sur la caractéristique de la cellule solaire est représentée par la figure 3- 4-a, pour une température constante.

Si la température de la cellule augmente, le photo- courant I_{ph} augmente également, ceci est dû principalement à la diminution de la largeur de la bande interdite du matériau. Cette augmentation est de l'ordre de 0,1% par degré °C. Le courant direct de la jonction augmente aussi, mais beaucoup plus vite entraînant une diminution de la tension de circuit ouvert de l'ordre de 2 mV par cellule. La diminution de la puissance fournie est estimée à environ 0,5% par degré pour un module. [11]



L'influence de la température sur la caractéristique de la cellule solaire est représentée par la figure 3- 4-b, pour un éclairement fixe.

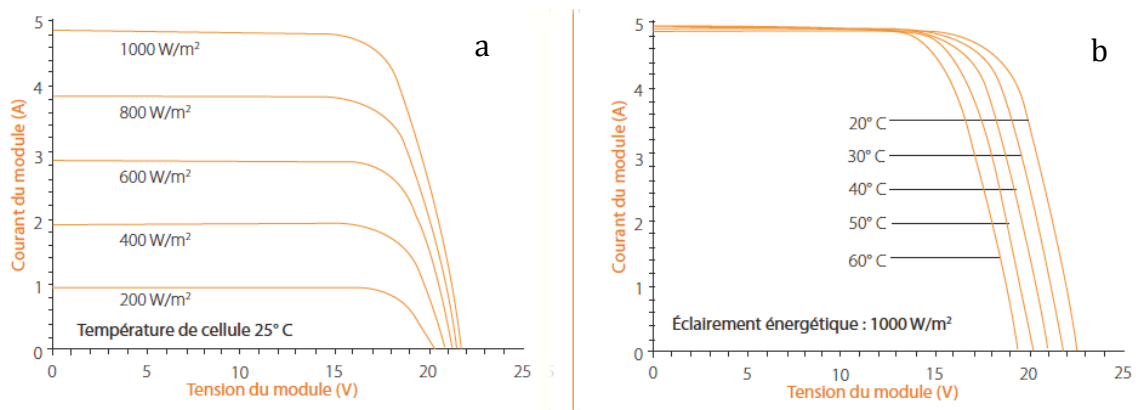


Figure 3-4 : Exemple de $I(V)$ pour des éclairements et des températures différentes. [2]

3.5. Facteurs limitant le rendement d'un module PV

La quantité d'énergie produite par un système photovoltaïque dépend fortement, des caractéristiques électromécaniques de chacun des éléments du système, de la surface du champ du capteur, de la quantité d'énergie solaire incidente sur la surface de la partie captation de ce système, de la température ambiante qui influe aussi sur la réponse de ce type de système. [11]

3.6. Type de modélisation pour ce travail

Meflah et Al. [7], ont procédé à la modélisation d'un module PV en passant par l'établissement d'une relation linéaire entre l'éclairement mesuré en utilisant une cellule de référence (G_m) et l'éclairement absorbé par le module, obtenu par le calcul (G_m). Les mesures ont été faites pour quelques journées de l'année et pour trois types de modules différents afin de comparer leurs comportements.

Ce travail est une extrapolation pour vérifier le comportement du module choisi, pour les raisons évoquées plus haut, sur une année et sur plusieurs saisons afin de mieux valider le modèle.

Le choix du modèle électrique s'est porté sur celui de deux diodes à sept paramètres : I_{ph} , I_{rs1} , I_{rs2} , n_1 , n_2 , R_s et R_{sh} . L'intensité du courant de sorti I , est donc donnée par l'équation (Éq : 3-2), page 23.



3.7. Détermination des paramètres du modèle choisi (2M7P)

3.7.1. Photo-courant généré

Le courant généré par les photons I_{Ph} est donné par l'équation suivante :

$$I_{Ph} = (I_{Ph0} + K_i \Delta T) \cdot \frac{G}{G_{STC}} \quad (\text{Éq. : 3-3}) [7]$$

Avec

$$\Delta T = T - T_{STC} \quad (\text{Éq. : 3-4}) [7]$$

T : température de la cellule (en Kelvin)

$T_{STC} = 25^\circ\text{C}$

I_{Ph0} : est le courant généré par les photons en STC (dans ce travail $I_{Ph0} = I_{sc, STC}$)

G : est l'éclairement mesuré par la cellule de référence

G_{STC} : est l'éclairement en STC (1000 W/m^2),

K_i : est le coefficient de température du courant de court-circuit fourni par le fabricant.

3.7.2. Courants de saturation des diodes

Nous pouvons calculer les intensités des courants de saturation des deux diodes I_{rs1} et I_{rs2} que nous supposons égaux [07].

$$I_{rs1} = I_{rs2} = \frac{(I_{sc,STC} + K_i \Delta T)}{\exp\left[\left(\frac{(V_{oc,STC} + K_v \Delta T)}{\left\{\frac{(n_1 + n_2)}{p}\right\} V_T}\right) - 1\right]} \quad (\text{Éq. : 3-5}) [7]$$

Avec :

$p = n_1 + n_2$

K_v : coefficient de température de la tension en circuit ouvert.

V_t est la tension thermique en STC. [07]

Les valeurs de K_v , de I_{sc_STC} et V_{oc_STC} , sont données par le fabricant.

3.7.3. Résistances série et shunt

Les valeurs de la résistance série R_s et de la résistance shunt R_{sh} sont calculées en faisant correspondre la puissance maximale calculée du module PV avec la puissance maximale donnée par le fabricant du module, en appliquant un algorithme (Figure-3-5) et en augmentant l'incrémenter itérativement, la valeur de R_s et celle R_{sh} sont calculées simultanément en utilisant les équations (Éq : 3-6) et (Éq : 3-7). [7]



$$R_{sh} = \frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{\left\{ I_{Ph} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{V_T} \right)} + e^{\left(\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{(p-1)V_T} \right)} + 2 \right] - P_{max\ dat} / V_{mpp} \right\}} \quad (\text{Éq. : 3-6}) [7]$$

$$R_{s0} = 0 \quad R_{sh0} = \frac{V_{mpp}}{I_{sc,STC} - V_{mpp}} - \frac{V_{oc,STC} - V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (\text{Éq. : 3-7}) [7]$$

Avec :

$P_{max\ dat}$: est la puissance maximale donnée par le constructeur,

$R_{s0} = R_s$ (aux conditions initiales)

$R_{sh0} = R_{sh}$ (aux conditions initiales)

[7]

La figure Figure-3-5 illustre l'algorithme utilisé pour déterminer les valeurs de R_s et R_{sh} .

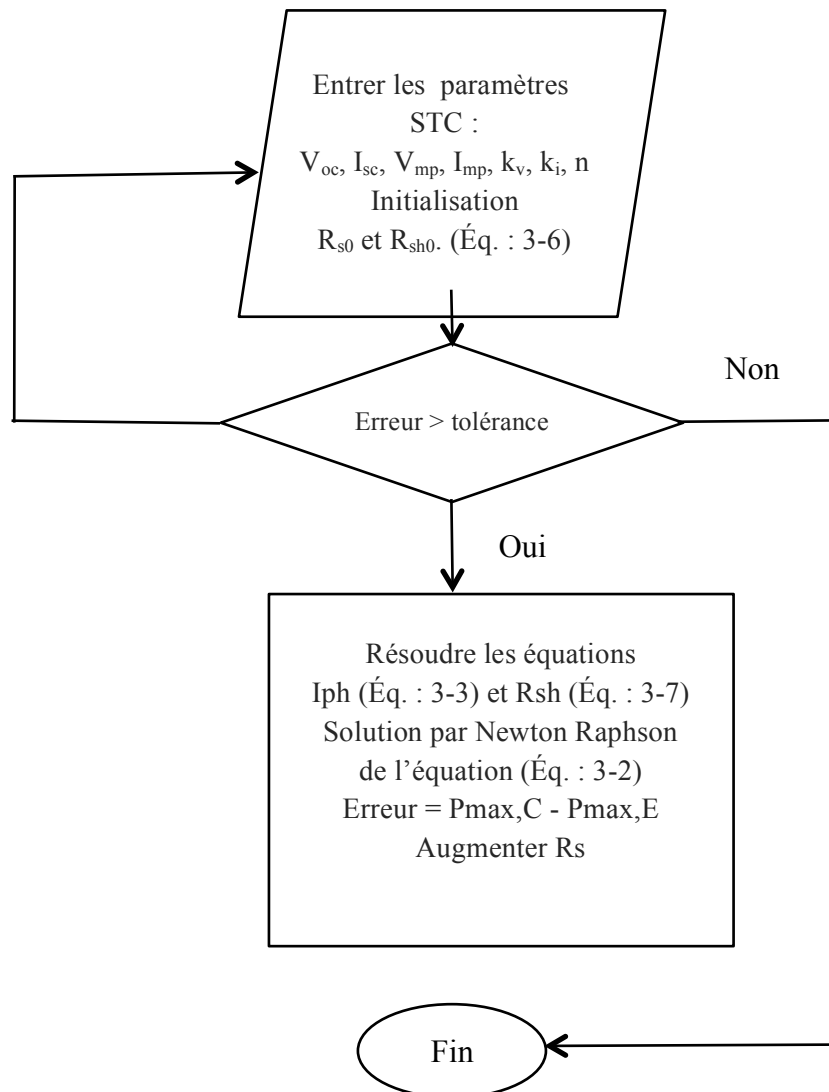


Figure 3-5 : L'algorithme de détermination de R_s et R_{sh} . [7]



3.8. Détermination de la valeur de l'éclairement optimisé G

On se propose d'utiliser une méthode simple pour optimiser l'éclairement réellement absorbé (G) par le module PV. Cette méthode est basée sur le fait qu'il n'y a qu'une seule valeur de G qui vérifie que $I_{scm} = I_{sc}$; où I_{scm} et I_{sc} sont respectivement le courant de court-circuit mesuré et le courant de court circuit pour un éclairement optimisé.

La méthode proposée est basée sur l'incrémentement de l'éclairement G jusqu'à obtenir $I_{scm} = I_{sc}$. Cela nécessite de nombreuses itérations, où G doit être incrémenté lentement. Il s'agit d'une méthode d'ajustement précise qui permet d'obtenir l'éclairement réellement absorbé par module PV étudié.

La solution est obtenue en utilisant un algorithme basé sur la méthode Newton Raphson. La figure Figure-3-6 illustre l'algorithme utilisé pour déterminer les valeurs de G .

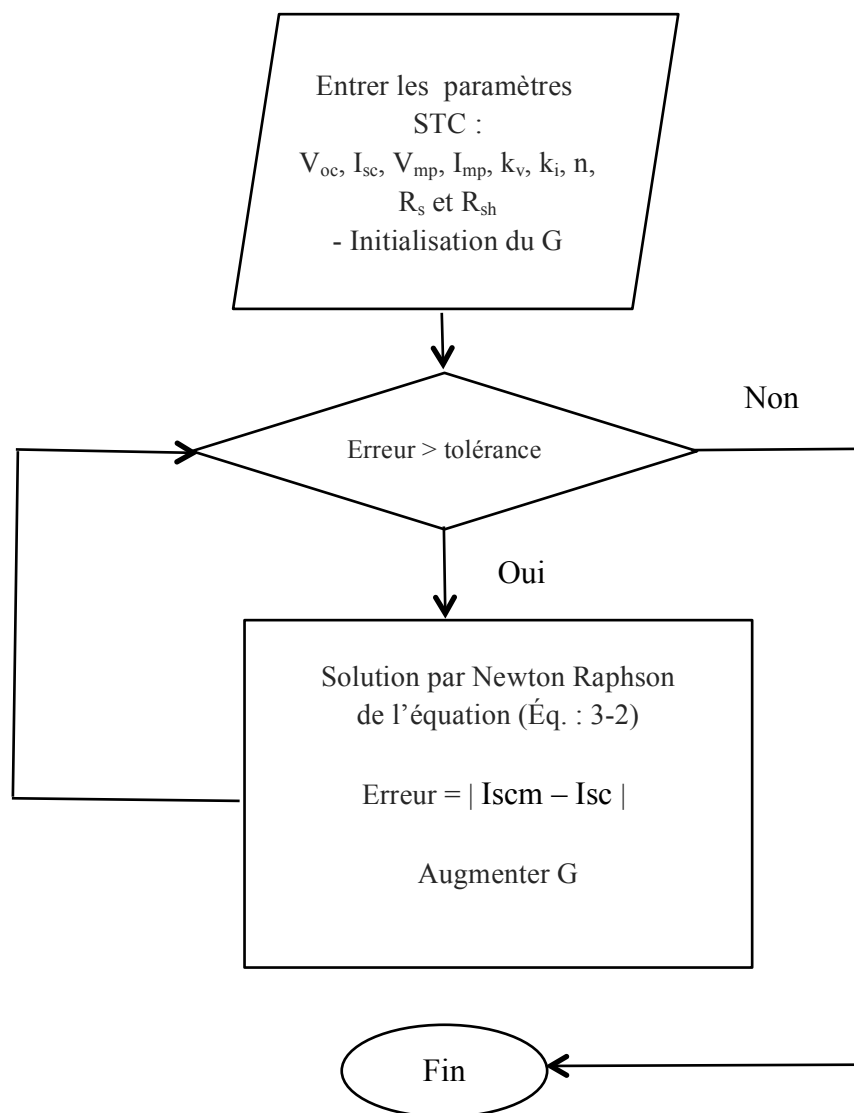
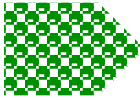


Figure 3-6 : L'algorithme de détermination de l'éclairement optimisé G. [7]



Chapitre 4 : Méthodologie

4.1. Introduction

Dans le cadre de ce travail qui est réalisé pour l'obtention d'un Master en Énergies Renouvelables, option Conversion Photovoltaïque, nous nous proposons de développer le modèle élaboré, à l'UDES, pour le module Si micromorphe afin d'améliorer ses performances. Pour ce, nous introduisons, comme paramètre, la quantité d'éclairement effectivement absorbé par le module.

Nous disposons d'une base de données sur une année entre octobre 2015 et septembre 2016. Elle est constituée de mesures de courant, de tension, d'irradiation, de la température ambiante ainsi que de la température du module. Ces mesures sont effectuées en "outdoor" avec un pas régulier tout le long de la journée.

Dans une première étape toutes ces données brutes seront filtrées et classées pour aboutir à une base de données exploitable. Les données relatives à l'éclairement serviront à la modélisation de l'éclairement réellement absorbé par le module. Elles se traduiront alors, par des facteurs de correction, ou une loi de variation, qui sera intégrée dans la modélisation des caractéristiques I-V et P-V du module objet de notre étude.

Dans une dernière étape nous procéderons à la validation du modèle obtenu en comparant les résultats de simulation aux mesures.

4.2. La base de données

4.2.1. Site d'installation

Le module objet de cette étude est installé dans une terrasse à l'UDES à Bou-Ismaïl, (Nord centre d'Algérie).

Position : latitude 36.64° Nord, longitude : 2.69° Est

Orientation : le module est incliné de 45° par rapport à l'horizontal et orienté vers le sud.

Vieillessement : en 2015 lors de la mesure, le module était déjà installé depuis 4 ans.

4.2.2. Banc de mesure

Le banc de mesure, installé au niveau de l'UDES, est constitué d'une interface d'acquisition « PVPM1000C Peak Power Measuring Device and I-V Curve Tracer for Photovoltaic Modules », pour collecter les valeurs de différents paramètres pour des modules délivrant jusqu'à 1000 V et 20 A en courant continu.

Les valeurs des paramètres tels que le courant, la tension, la température et l'éclairement sont collectées avec un pas régulier de l'ordre de 20 à 40 secondes.

L'interface collecte des informations pour quatre modules différents, simultanément.



Les valeurs sont mesurées avec de bonnes incertitudes.
 L'incertitude de mesure sur la tension est d'environ $\pm 0,5V$.
 Celle du courant est d'environ $\pm 0,01A$.
 Celle de l'éclairement est inférieure à $10W/m^2$.
 Celle de la température est d'environ $\pm 0,5\text{ }^\circ C$.

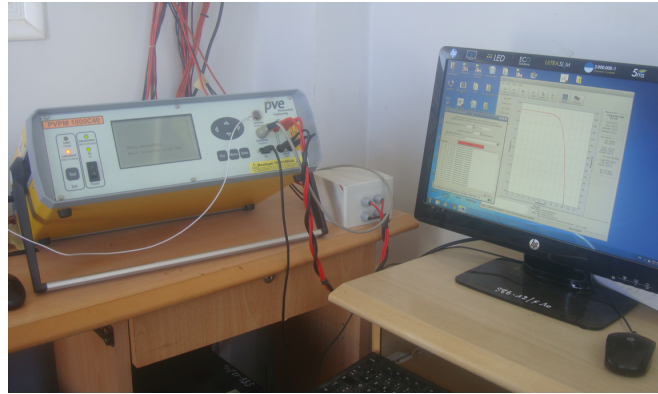


Figure 4-1 : Photo du banc de mesure.

Les mesures obtenues sont sauvegardées dans un disque dur d'un micro-ordinateur connecté à l'interface d'acquisition sous un format codé par l'UDES.

4.3. Gestion de la masse des données

La base des données recueillies, sur l'année, est très grande. 102 102,00 « pas » sur un nombre de jours effectifs de 115 sur 365 jours pour l'année, avec une moyenne de 887 pas/jour. Pour chaque pas 112 mesures sont faites pour les quatre modules confondus. La gestion d'une telle base de données, est fastidieuse et le traitement doit être minutieux.

Dans un souci de réduction de données, nous avons regroupé ces dernières en bimestre. (Tableau 4-1)

Période	Nb de jours	Nb de « pas »	% jours/bimestre
Oct.-Nov. 2015	23	19 091,00	38%
Dec-Janv. 2016	14	8 557,00	23%
Fev.-Mars 2016	10	7 118,00	17%
Avr.-Mai 2016	31	33 119,00	51%
Juin-Jui. 2016	31	29 576,00	51%
Août-Sep. 2016	6	4 641,00	10%
Total sur l'année	115	102 102,00	32% (Année)

Tableau 4-1 : Le tableau suivant résume la masse de données en chiffre par bimestre.



Les deux histogrammes en Figure 4-2 et en figure 4-3, illustrent la répartition des journées effectives par période pour le premier et celle des « pas » pour le deuxième.

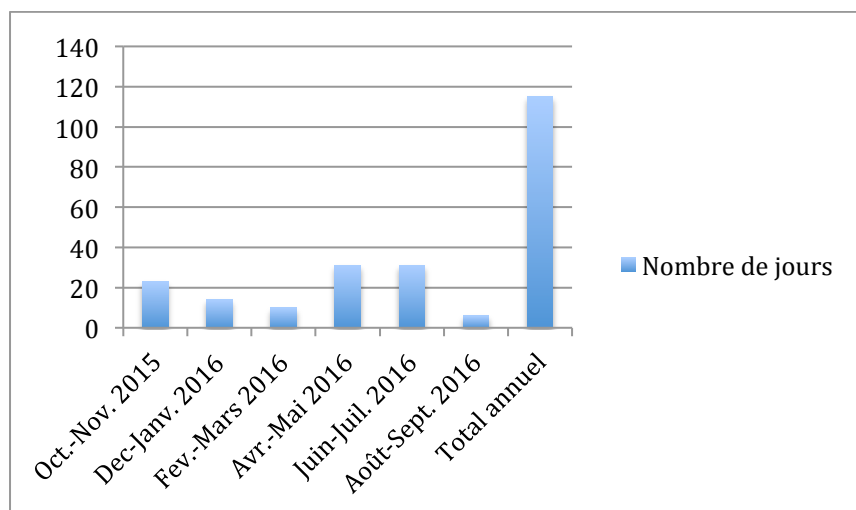


Figure 4-2 : Répartition des journées effectives sur les différentes périodes.

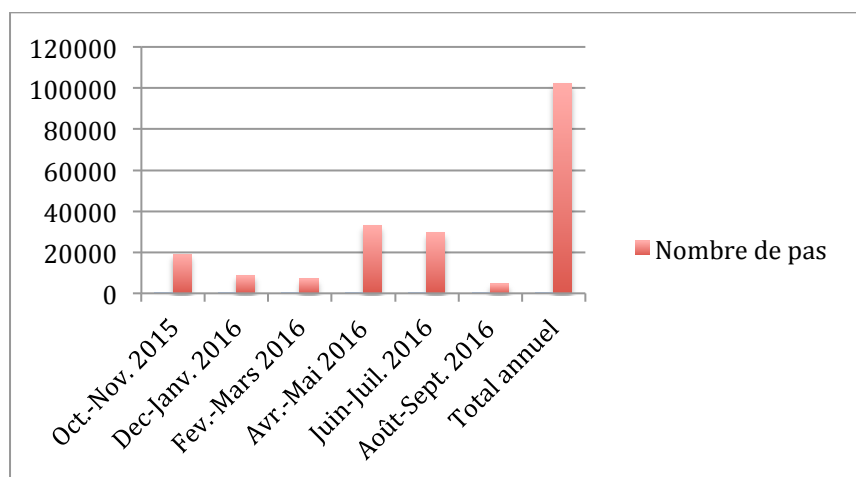


Figure 4-3 : Répartition du nombre de « pas » sur les différentes périodes.

4.4. Procédure de traitement

Les données traitées dans ce travail sont passées par plusieurs étapes.

4.4.1. Étape une : Décodage des fichiers sources et leur conversion en format Excel

Dans un premier temps, nous convertissons les fichiers sources codés en fichiers Excel, en utilisant un programme de décodage conçu à l'UDES, afin de pouvoir exploiter les données.



La Figure 4-4, est une capture d'écran d'un aperçu des fichiers Excel obtenus, classés par mois et par jours.

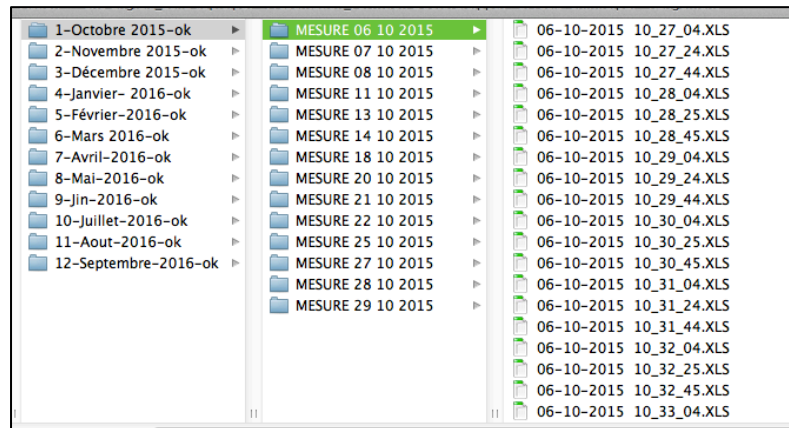


Figure 4-4 : Aperçu de la base de données en fichiers Excel classés par mois et par jours.

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

La Figure 4-5 est une capture d'écran de l'entête d'un fichier Excel afin de donner un aperçu sur les paramètres mesurés ou calculés pris en considération.

A	B	C
T sens:	33,9	°C
T mod:	24,2	°C
E eff:	396	W/m2
Ipmax0:	1,44	A
Upmax0:	27,9	V
U in V	I in A	P in W
0	1,727641821	0
3,464044333	1,727641821	5,984627858
4,340682983	1,726284742	7,493254806
5,333750248	1,722213387	9,185856083
6,463792324	1,716784835	11,09694064
7,592822323	1,712712348	12,98696137

Figure 4-5 : Entête d'un fichier Excel converti.

Avec :

- T sens : température de la cellule de référence ;
- T mod : température du module ;
- E eff : l'éclairement effectif ;
- Ipmax0 : l'intensité du courant de sortie du module correspondant à la puissance maximale ;
- Upmax0 : la tension de sortie du module correspondant à la puissance maximale ;
- U : la tension de sortie du module ;
- I : l'intensité du courant de sortie du module ;
- P : la puissance délivrée par le module.



4.4.2. Étape deux : Séparation des données par module

La deuxième étape du traitement consiste à séparer les données pour chaque module. À cet effet nous utilisons un programme sous Matlab, conçu à l'UDES. Les données sont classées pour chaque jour dans quatre nouveaux classeurs Excel avec une feuille pour chaque « pas ».

La Figure 4-5 est une capture écran de l'aperçu d'un dossier et la Figure 4-6 et un aperçu d'un classeur Excel obtenu avec une feuille de calcul pour chaque « pas ».

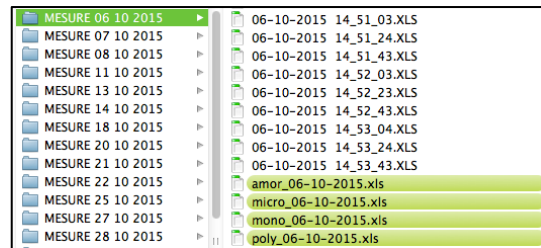


Figure 4-6 : Capture écran de l'aperçu d'un dossier après séparation des données par module.

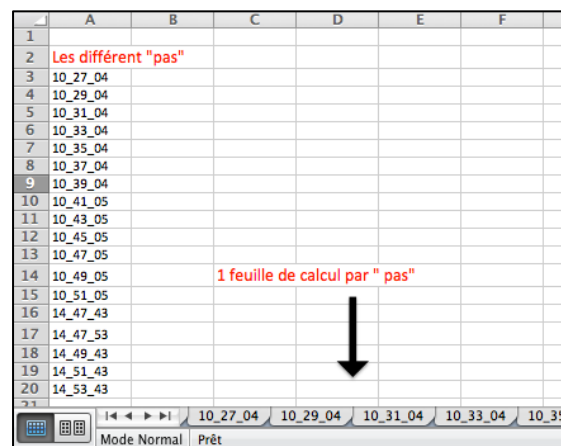


Figure 4-7 : Capture écran d'un classeur Excel obtenu après filtrage.

4.4.3. Étape trois : Traitement et exploitation des données

Une fois l'extraction des données concernant le module étudié faite, nous passons à l'étape suivante qui consiste à reprendre ou à calculer, en utilisant un deuxième programme sous Matlab, plusieurs grandeurs que nous utilisons pour la modélisation.

La Figure 4-8 est une capture écran de l'aperçu d'un fichier Excel résultant du traitement de la troisième étape avec une feuille de calcul pour chaque « pas ».



	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	time	Tm	G	Gm	deltaG	deltaisc	Isc	Iscm	Rm
2									
3	09_54_26	24,2	170,2	176	-5,8	-0,0098131	0,33763021	0,34744334	6,85874454
4	09_56_28	24,9	178,6	183	-4,4	-0,009909	0,35449848	0,36440745	6,92110847
5	09_58_28	25,6	205,5	209	-3,5	-0,0098666	0,40814741	0,41801396	7,05192539
6	10_00_28	26,3	234,7	238	-3,3	-0,0099426	0,46642787	0,47637045	7,14683864
7	10_02_29	27,1	250,7	255	-4,3	-0,0098469	0,49855173	0,50839865	7,10539475
8	10_04_29	27,8	261,5	264	-2,5	-0,0099255	0,52032293	0,5302484	7,19213289
9	10_06_29	28,5	264,3	267	-2,7	-0,0098997	0,52618431	0,53608406	7,18719284
10	10_08_29	29,4	259,1	262	-2,9	-0,0099867	0,51619036	0,52617705	7,16076426
11	10_10_29	29,7	247,5	250	-2,5	-0,0099196	0,49318629	0,50310588	7,12189617
12	10_12_29	30,1	236,7	239	-2,3	-0,0099955	0,47180341	0,48179895	7,07049278
13	10_14_29	30,6	229,9	233	-3,1	-0,0098057	0,45842196	0,46822768	7,03856549
14	10_16_30	30,6	219	222	-3	-0,0099721	0,4366772	0,44664934	7,02142551
15	10_18_30	31,8	208,1	211	-2,9	-0,0098859	0,41532086	0,42520675	6,9847803
16	10_20_30	31,9	203,1	206	-2,9	-0,0099313	0,40536846	0,41529971	6,95469863
17	10_22_30	31,7	203,8	207	-3,2	-0,0099539	0,40670292	0,41665685	6,96356108
18	10_24_30	31,8	213,3	216	-2,7	-0,0099524	0,42570421	0,43565664	7,00063887
19	10_26_30	32,4	225,5	228	-2,5	-0,0098093	0,4502756	0,46008492	7,03472305
20	10_28_30	32,8	239	241	-2	-0,0098338	0,47739368	0,48722747	7,06790676
21	10_30_30	32,7	254,6	256	-1,4	-0,009913	0,50852841	0,51844138	7,12036512
22	10_32_30	32,7	272,4	274	-1,6	-0,0098756	0,54420816	0,55412289	7,15044119

Figure 4-8 : Capture écran d'un fichier Excel obtenu après traitement.

Avec :

- Time : l'instant du « pas » ;
- Tm : température du module mesurée ;
- G : l'éclairement « optimisé » absorbé par le module, obtenu par le calcul en utilisant l'équation (Éq. 4-1) ;
- Gm : (Eeff) l'éclairement mesuré ;
- DeltaG : la différence (G-Gm) ;
- Isc : l'intensité du courant de court circuit calculé pour le modèle ;
- Iscm : l'intensité du courant de court circuit mesurée ;
- DeltaIsc : la différence (Isc - Iscm) ;
- Rm : rendement du module calculé.

4.4.4. Étape quatre : Réduction et classement des données par période

Dans cette étape nous rassemblons les données des jours du même mois en un seul fichier. Puis nous rassemblons celles des différents mois, pour constituer un seul fichier Excel contenant toutes les données de l'année (octobre-2015 à septembre-2016).

Nous exploitons les données regroupées pour tracer la courbe G en fonction de Gm, pour chaque mois dans un premiers temps puis pour toute l'année dans un second temps. L'objectif de cette opération c'est d'approcher au mieux une correction moyenne mensuelle, voire, annuelle.

4.4.5. Étape cinq : Linéarisation de la relation entre G et Gm

Nous exportons les données des fichiers précédents vers le logiciel OriginLab afin d'établir une équation linéaire $G = f(G_m)$ de la forme $G = a G_m + b$.

À titre d'exemple, nous illustrons en Figure 4-9 le graphe obtenu pour l'ensemble des données sur une année.

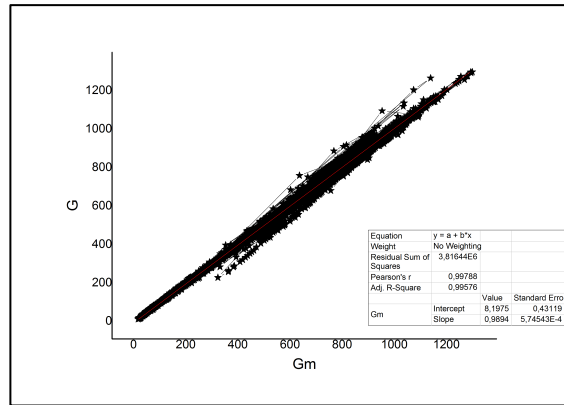


Figure 4-9 : Graphe représentant : $G = a Gm + b$, obtenue pour les données annuelles.

4.4.6. Étape six : Simulation et génération des caractéristiques I-V et P-V

Le travail sur cette étape, consiste à générer les caractéristiques I-V et P-V du module étudié, en injectant une correction sur Gm (éclairage mesuré). En effet ce dernier sera remplacé par G (éclairage absorbé par le module) dans un troisième programme sous Matlab conçu pour générer les deux caractéristiques précédentes. Nous faisons cette opération pour douze jours (une/mois). Les journées sont choisies sur le critère de la masse de données. C'est la journée qui présente le plus de données qui sera choisie.

Les graphes A et B en Figures 4-10, illustrent les caractéristiques I-V et P-V pour une journée, obtenues en injectant un G modélisé, à quatre moments décalés de la journée (quatre courbes). La courbe noire est une courbe de référence générée aux conditions STC.

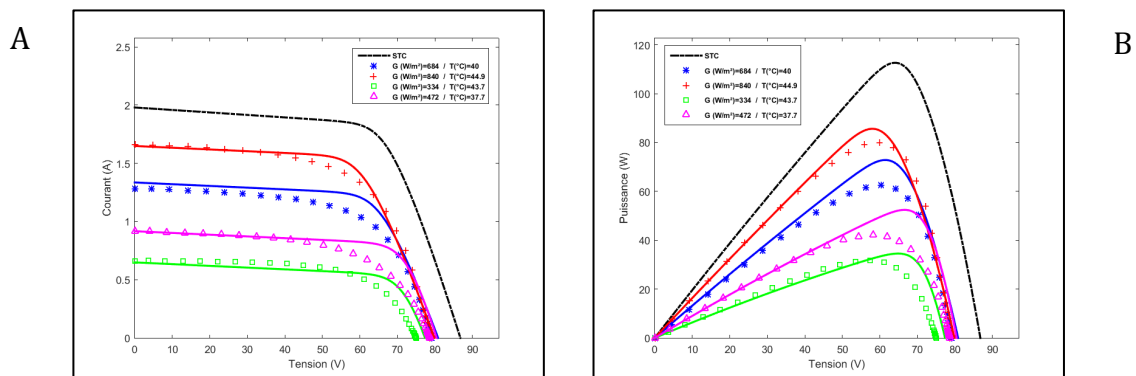


Figure 4-10 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié.

4.4.7. Étape sept : Validation du modèle

Nous renouvelons le travail de l'étape six, mais pour cette étape le programme prend en charge toutes les mesures de la journée et calcule les valeurs optimales de plusieurs paramètres.

La figure 4-11 illustre un aperçu des paramètres calculés ou repris par le programme pour les classer dans un fichier Excel.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	time	T	Tm	G	Gm	Isc	Iscm	deltasc	ErrorIsc	Voc	Vocm	deltaVoc	ErrorVoc	Pm	Pmpp	deltaPm	ErrorPP	Rm	Rmm
2																			
3	09_31_13	317	40,9	672	666	1,35	1,32322	0,026468858	2,000302357	79,7	79,9001	0,399867249	0,504245371	64,82	72,1751	7,355180795	11,34709098	0,06806	0,07511
4	09_31_13	317	41,5	779	772	1,57	1,52793	0,038478495	2,151933114	80	79,5467	0,453308105	0,505864182	75,007	82,3028	7,35579246	9,80881848	0,06794	0,07391
5	09_35_13	318	43,5	760	753	1,53	1,4915	0,037184103	2,493070795	79,5	78,9372	0,562843323	0,713027105	72,7027	80,0404	7,337689232	10,09273403	0,06752	0,07354
6	09_37_14	319	44,2	815	807	1,64	1,60279	0,036481007	2,276105064	79,6	79,0125	0,587510681	0,743566854	78,0953	84,8537	6,758468641	8,654135123	0,06767	0,07283
7	09_39_14	319	44,1	371	369	0,75	0,7501	-0,003430813	0,457378886	77,2	76,3621	1,837886047	2,438740039	37,3363	39,2387	1,902442008	5,095423739	0,07076	0,07393
8	09_41_14	317	42,1	297	296	0,6	0,59458	0,002740487	0,460914283	76,9	74,7526	2,147428894	2,872715764	29,6016	30,7212	1,119595235	3,782208952	0,06993	0,07227
9	09_43_14	317	40,9	474	471	0,95	0,95001	0,002968486	0,312469578	78,6	77,5537	1,046289062	1,349115406	45,9294	51,3515	5,42211059	11,80532539	0,06819	0,07568
10	09_45_15	316	39,4	159	159	0,32	0,31759	0,000412648	0,129932566	75,2	71,9377	3,262355859	4,534832025	14,9045	13,8165	-1,047979666	7,29960268	0,06555	0,06096
11	09_47_15	315	38,4	123	124	0,25	0,24702	-0,00292029	0,118214621	74,3	71,1433	3,156712341	4,43711901	11,4328	9,4204	-2,058761904	17,5701696	0,06448	0,05356
12	09_49_15	314	36,2	107	108	0,21	0,21309	0,00088131	0,41679138	74	70,9789	3,021080017	4,256305982	9,74334	7,44057	-2,202769465	23,63428488	0,06309	0,0457
13	09_51_15	313	34,8	109	110	0,22	0,21499	0,002892577	1,345461483	74,4	71,7186	2,681417847	3,738804876	10,1057	7,69064	-2,4158056	23,89815841	0,0624	0,0494
14	09_53_15	312	34,3	172	172	0,34	0,34324	0,000301503	0,087841337	76,6	74,5403	2,059739685	2,763257971	17,0033	15,587	-1,416308414	8,329541156	0,06013	0,0635
15	09_55_15	312	34	242	241	0,48	0,47813	0,005235592	1,095003514	77,9	76,7319	1,1681427	1,522369901	24,5913	24,4127	-0,178636034	0,726419415	0,07136	0,07068
16	09_57_15	312	33,8	268	267	0,54	0,52387	0,01215622	2,32046528	78,3	77,5537	0,746289062	0,962286722	27,7668	27,7109	-0,05595858	0,201530298	0,07272	0,07234
17	09_59_15	314	37,2	693	687	1,39	1,35715	0,03265914	2,406457338	80,6	81,4506	-0,850637817	1,044359922	70,3156	75,1451	4,829460427	6,868261309	0,07157	0,0758
18	10_01_15	316	40	859	851	1,73	1,72072	0,004546434	0,194116199	80,6	81,163	-0,362994385	0,693658962	85,5807	90,056	3,488309936	4,027171639	0,07134	0,07328
19	10_03_15	318	42,9	866	858	1,74	1,73216	0,00795804	0,656493985	80	80,2521	-0,252113342	0,314151655	85,9032	89,8032	3,899970416	4,539958442	0,07001	0,07248
20	10_05_15	319	44,2	785	778	1,58	1,57252	0,007648854	0,48640675	79,5	79,1837	0,316291809	0,399440512	77,115	82,1931	5,078126231	6,585134394	0,06931	0,07318
21	10_07_15	320	45,9	835	827	1,68	1,66657	0,014891136	0,893639361	79,3	78,8618	0,438183594	0,555634671	81,1783	86,1619	4,983530509	6,138991311	0,06864	0,07216
22	10_09_15	321	47,5	850	842	1,71	1,71407	-0,00632172	0,036881355	79	78,5536	0,446372986	0,568239816	83,1601	87,0111	3,851012802	4,630840361	0,06907	0,07157
23	10_11_15	321	48,2	294	293	0,59	0,58901	0,004019516	0,682416556	75,5	73,102	2,397972107	3,280308599	29,0852	29,8944	0,809277896	2,782443117	0,06942	0,07105
24	10_13_15	321	47,5	703	697	1,42	1,40057	0,016890946	1,206001487	78,4	77,9304	0,469610596	0,602602655	68,0118	73,6933	5,681468488	8,353652242	0,06824	0,07327
25	10_15_16	319	45,4	260	259	0,52	0,51966	0,003205315	0,616806767	75,7	73,3828	2,317172241	3,157649156	25,7324	25,9977	0,26527817	1,030754339	0,06948	0,06998

Figure 4-11 : Capture écran d'un fichier Excel obtenu après simulation.

Avec :

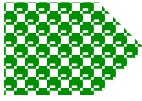
- Time : l'instant du « pas » ;
- T : température de la cellule de référence ;
- Tm : température du module ;
- G : l'éclairement absorbé optimisé ;
- Gm : l'éclairement mesuré ;
- Isc : l'intensité du courant de court circuit calculée avec optimisation ;
- Iscm : l'intensité du courant de court circuit mesurée ;
- DeltaIsc : la différence (Isc - Iscm) ;
- ErrorIsc : erreur relative sur Isc ;
- Voc : tension à circuit ouvert calculée pour le modèle ;
- Vocm : tension à circuit ouvert mesurée ;
- Pm : puissance maximale des mesurée ;
- Pmpp : puissance maximale calculée avec optimisation ;
- ErrorPP : erreur relative sur la puissance maximale
- Rm : rendement du module calculé à partir des mesures ;
- Rmm : rendement du module calculé avec optimisation.

Nous regroupons alors, les données obtenues sur les douze journées et traçons différents graphes qui donneront l'allure de la variation des paramètres considérés, sur l'année d'étude.

Une fois cette phase terminée, nous refaisons le même travail, pour les douze jours précédemment sélectionnés, en prenant $G = G_m$ (sans optimisation). Les résultats de cette opération serviront de référence pour les résultats de l'optimisation.

4.5. Conclusion

Dans cette partie nous avons déroulé le chemin expérimental par lequel nous passons pour modéliser le module étudié en optimisant l'éclairement. Dans celui qui suit « Résultats et discussion », nous ferons des études de cas précis en donnant les détails appropriés et vérifierons si les résultats obtenus sont valides.



Chapitre 5 : Résultats et discussion

5.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons les images des graphes générés correspondant aux équations : $G = f(G_m)$, mensuels et annuel. Nous insérons également les caractéristiques I-V et P-V, simulées avec optimisation, pour les douze jours choisis. Nous dévoilons les erreurs expérimentales moyennes sur différents paramètres : I_{sc} , V_{oc} et P_{max} . Enfin, nous consultons l'évolution du rendement par rapport à l'optimisation de l'éclairement.

5.2. Génération des graphes linéaires de G

Les figures suivantes illustrent les graphes linéaires correspondant à la fonction $G = f(G_m)$ sur les douze mois de l'année étudiée.

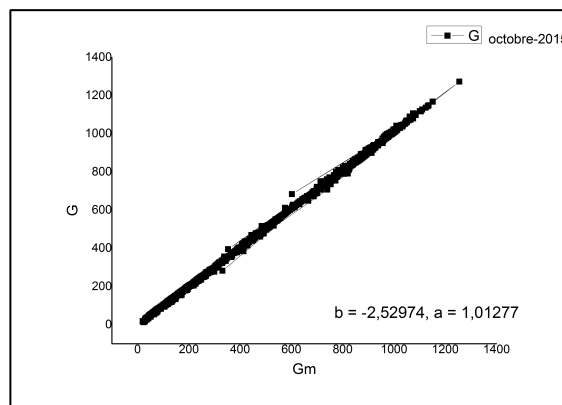


Figure 5-1 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois d'octobre 2015.

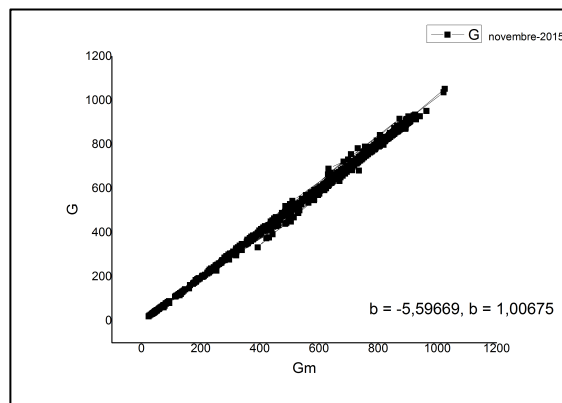


Figure 5-2 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de novembre 2015.

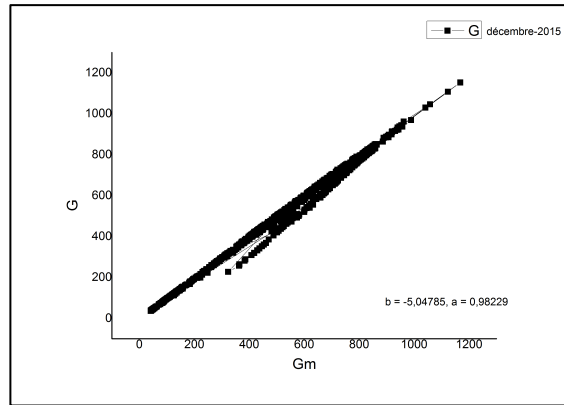


Figure 5-3 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de décembre 2015.

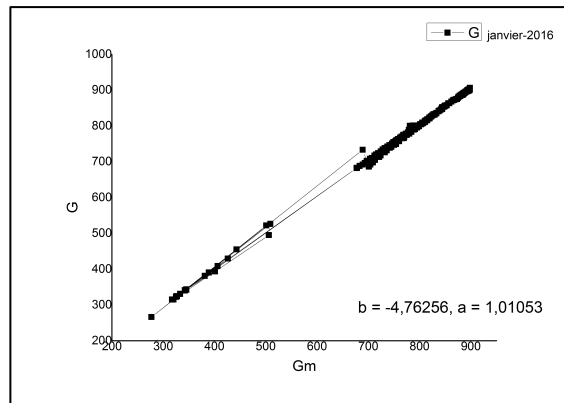


Figure 5-4 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de janvier 2016.

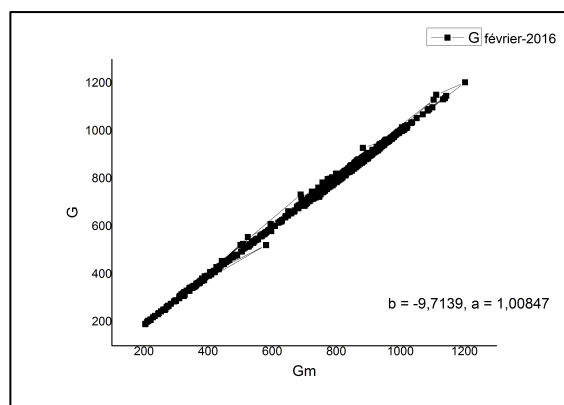


Figure 5-5 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de février 2016.

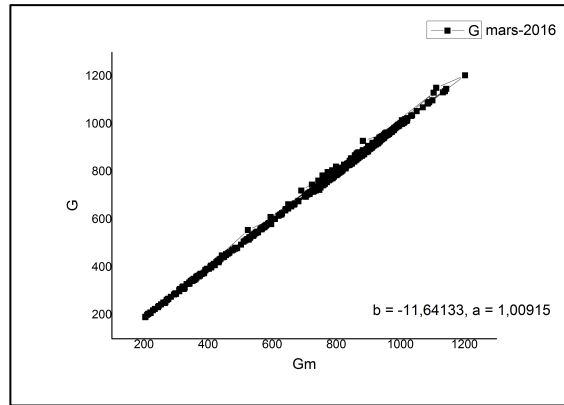


Figure 5-6 : Graphe $G = f(Gm)$ pour le mois de mars 2016.

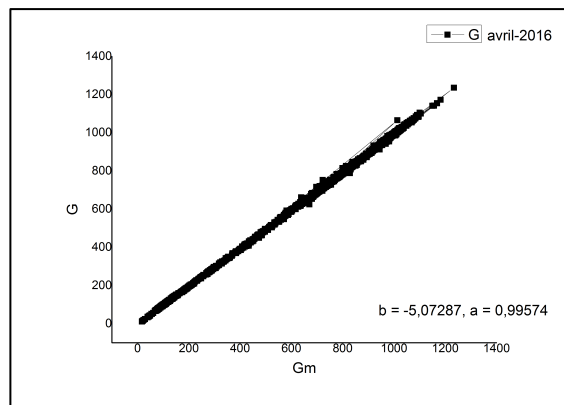


Figure 5-7 : Graphe $G = f(Gm)$ pour le mois d'avril 2016.

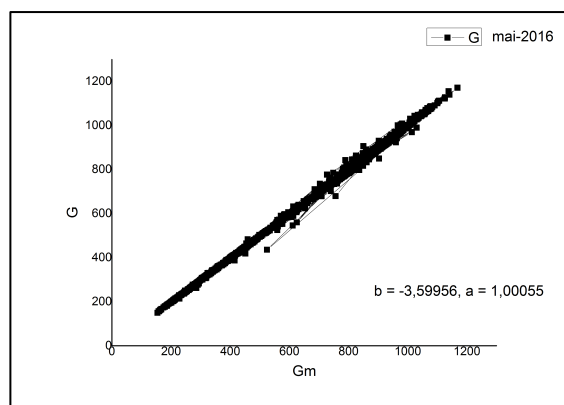


Figure 5-8 : Graphe $G = f(Gm)$ pour le mois de mai 2016.

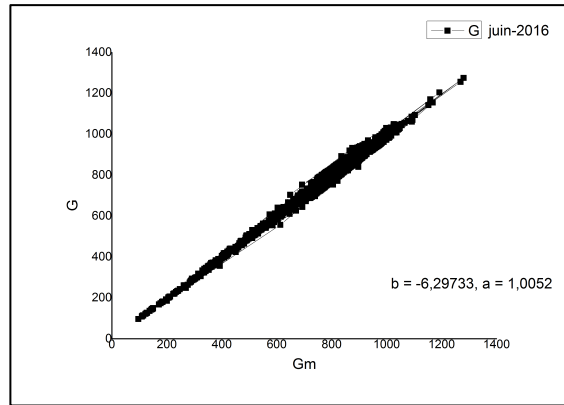


Figure 5-9 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de juin 2016.

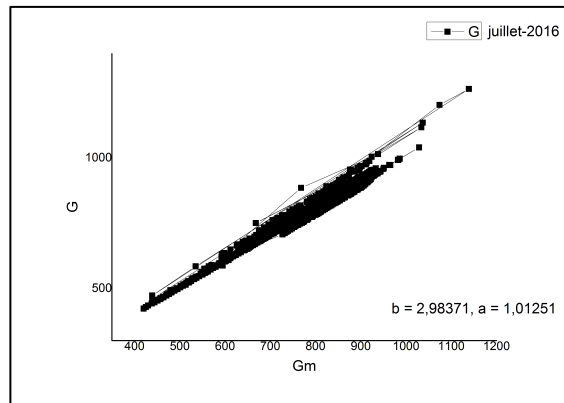


Figure 5-10 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de juillet 2016.

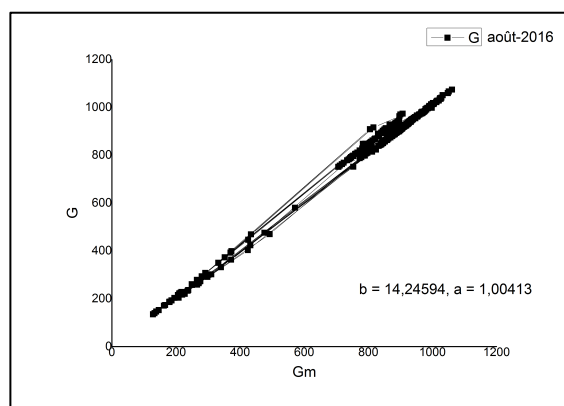


Figure 5-11 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois d'août 2016.

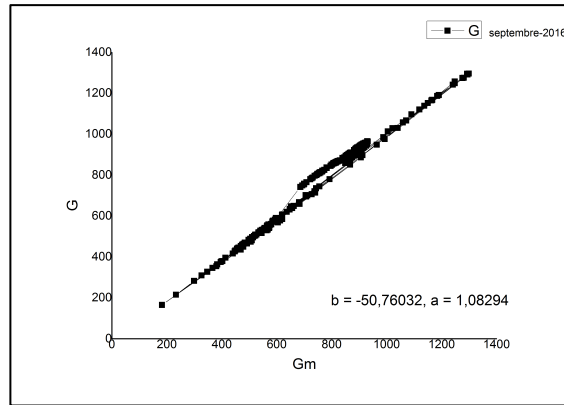


Figure 5-12 : Graphe $G = f(G_m)$ pour le mois de septembre 2016.

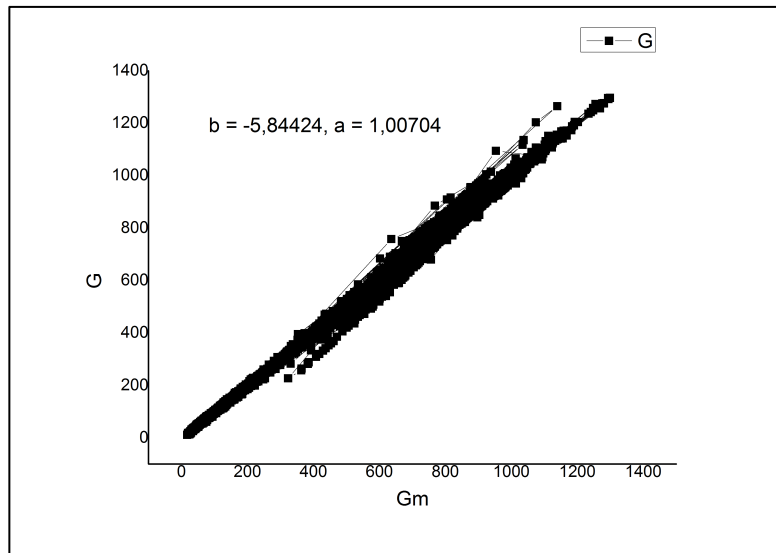


Figure 5-13 : Graphe $G = f(G_m)$ pour toute l'année, octobre 2015-septembre 2016.



Le tableau suivant résume les différentes valeurs de a et b pour les périodes considérées.

$$G = a G_m + b$$

Période considérée	Valeur de a	Valeur de b
Mois : octobre 2015	1,01277	- 2,529740
Mois : novembre 2015	1,00675	- 5,596690
Mois : décembre 2015	0,98229	- 5,047850
Mois : janvier 2016	1,01053	- 4,762560
Mois : février 2016	1,00847	- 9,713900
Mois : mars 2016	1,00915	-11,641330
Mois : avril 2016	0,99574	- 5,072870
Mois : mai 2016	1,00055	- 3,599560
Mois : juin 2016	1,00520	- 6,297330
Mois : juillet 2016	1,01251	2,983710
Mois : août 2016	1,00413	14,245940
Mois : septembre 2016	1,08294	- 50,760320
Année : octobre 2015 – septembre 2016	1,00704	- 5,844240

Tableau 5-1 : Tableau récapitulatif des valeurs de a et b pour les périodes étudiées.

Nous saisissons l’occasion pour exploiter les données disponibles et générer des graphes de la variation de G_m (l’éclairement mesuré) en W/m^2 et T_m (la température du module) en °C, sur toute l’année.

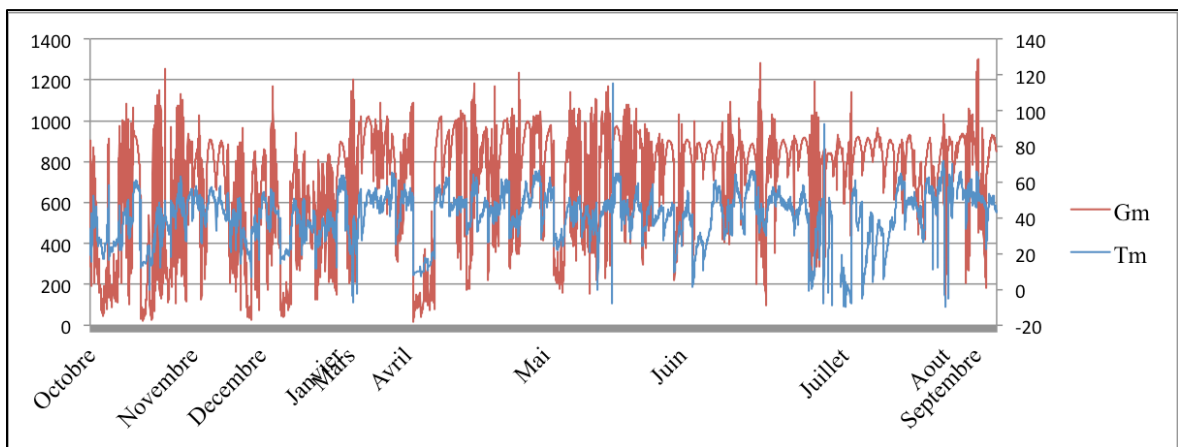


Figure 5-14 : Variation annuelle de G_m et T_m .



5.3. Simulation et génération des caractéristiques I-V et P-V avec optimisation

Les figures suivantes sont les caractéristiques I-V et P-V, générées sous Matlab, pour chaque journée choisie (une par mois) en injectant un éclairage G optimisé.

Pour cette simulation nous optons pour l'injection de l'équation du même mois que la journée.

(exp : l'équation d'octobre pour la journée d'octobre.)

Tous les graphes représentent neuf courbes : une noire, deux bleues, deux rouges, deux vertes et deux roses.

La courbe noire correspondant aux conditions STC.

Deux courbes par couleur : une en trait plein qui correspond aux valeurs optimisées et une en discontinu correspondant aux valeurs mesurées en « outdoor ».

Les quatre couleurs correspondent à quatre instants « pas » différents.

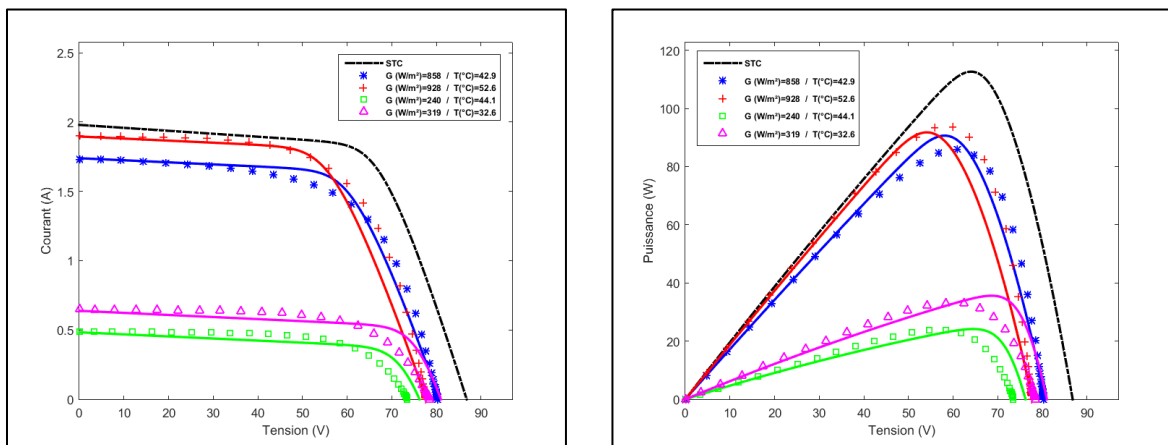


Figure 5-15 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée d'octobre.

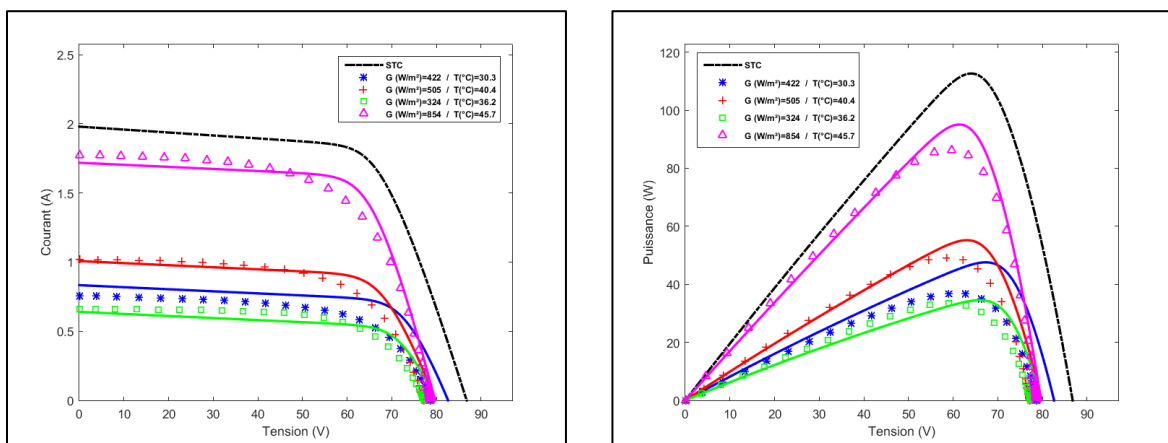


Figure 5-16 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de novembre.

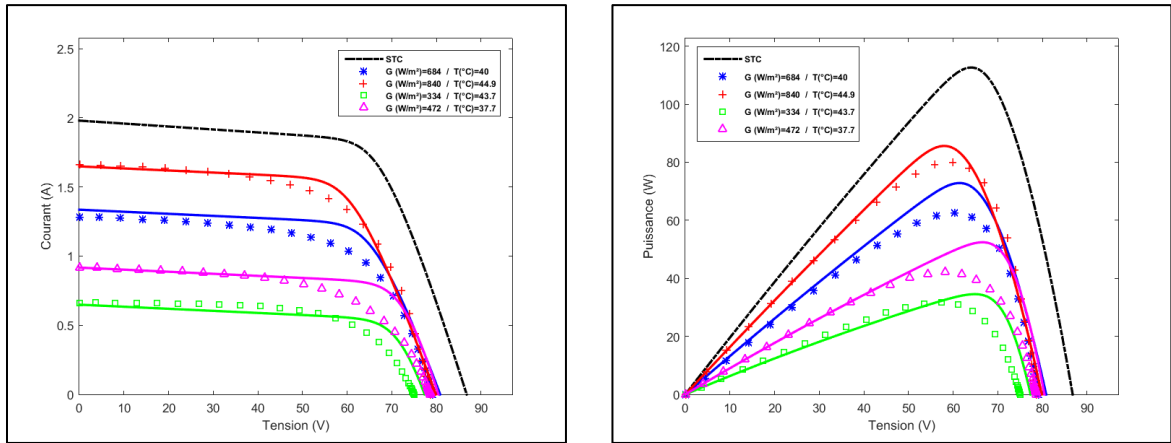


Figure 5-17 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de décembre.

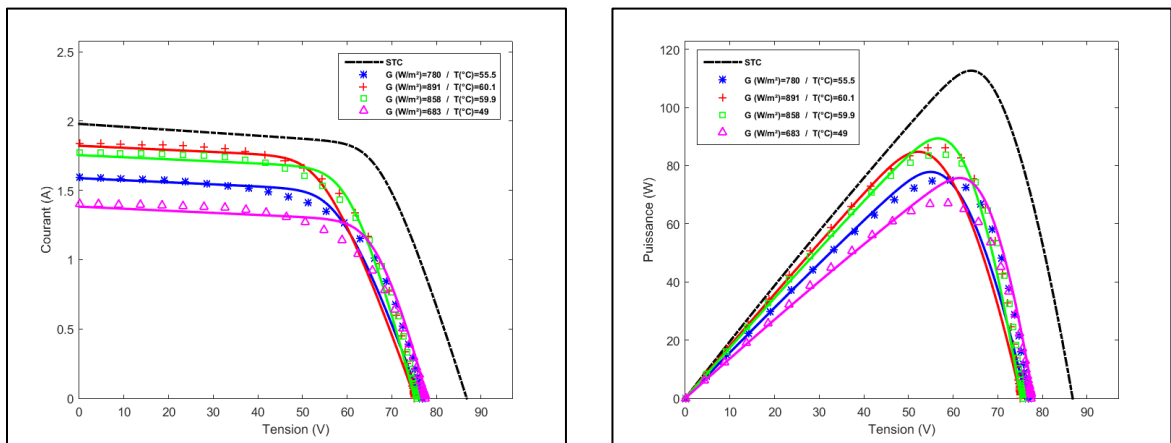


Figure 5-18 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de janvier.

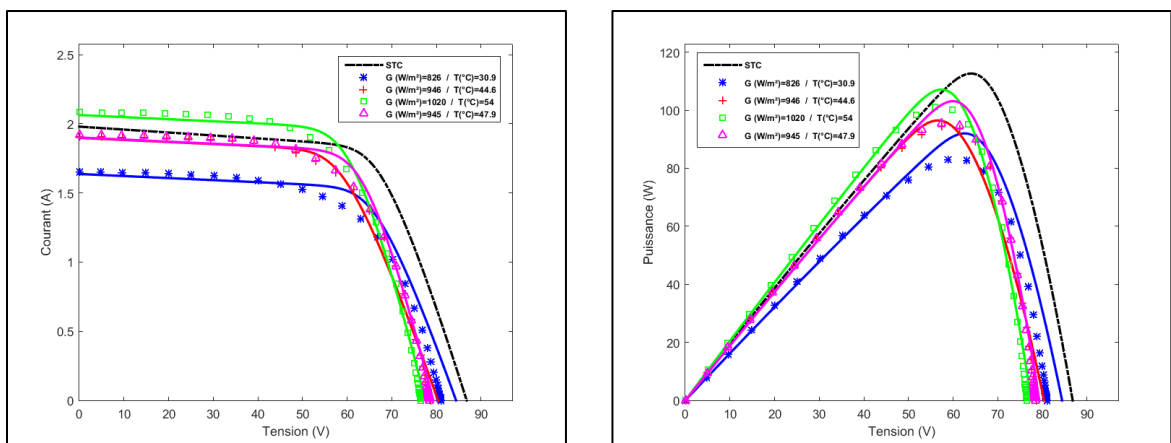


Figure 5-19 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de février.

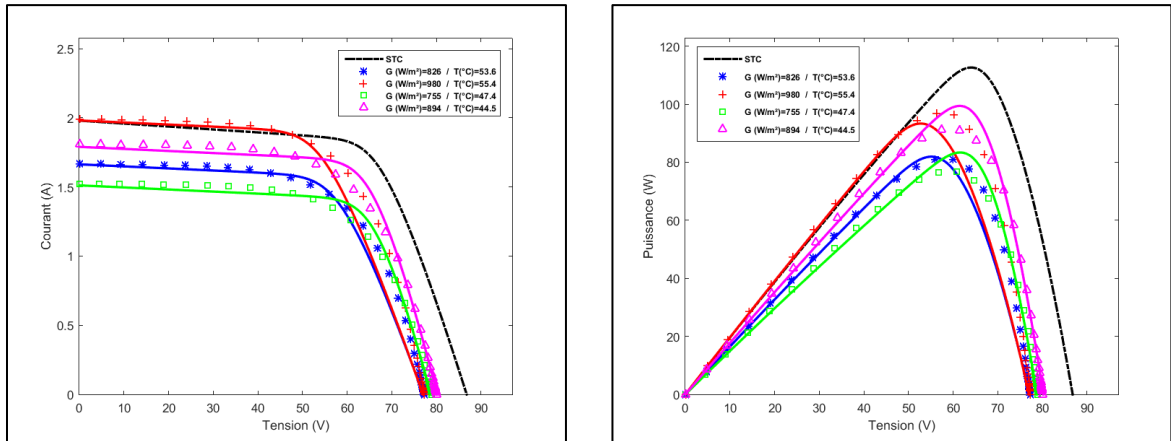


Figure 5-20 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de mars.

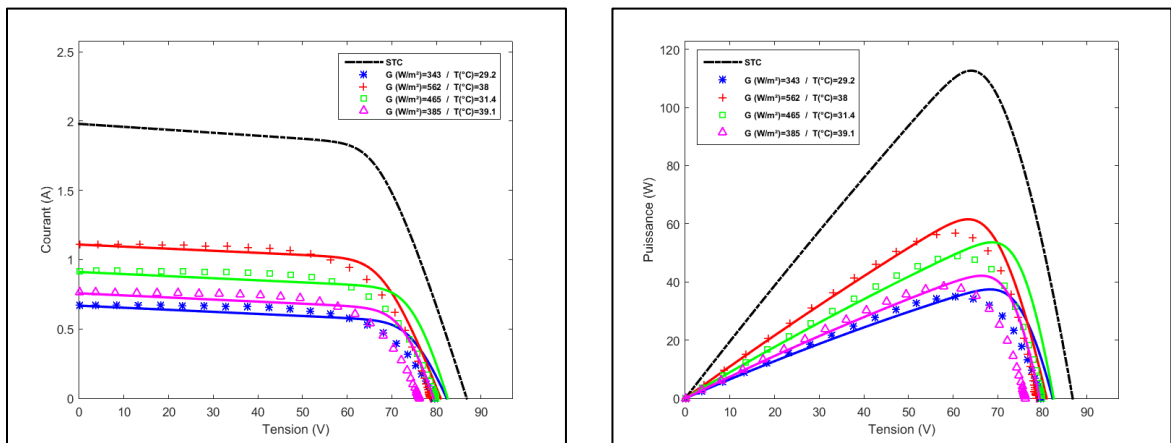


Figure 5-21 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée d'avril.

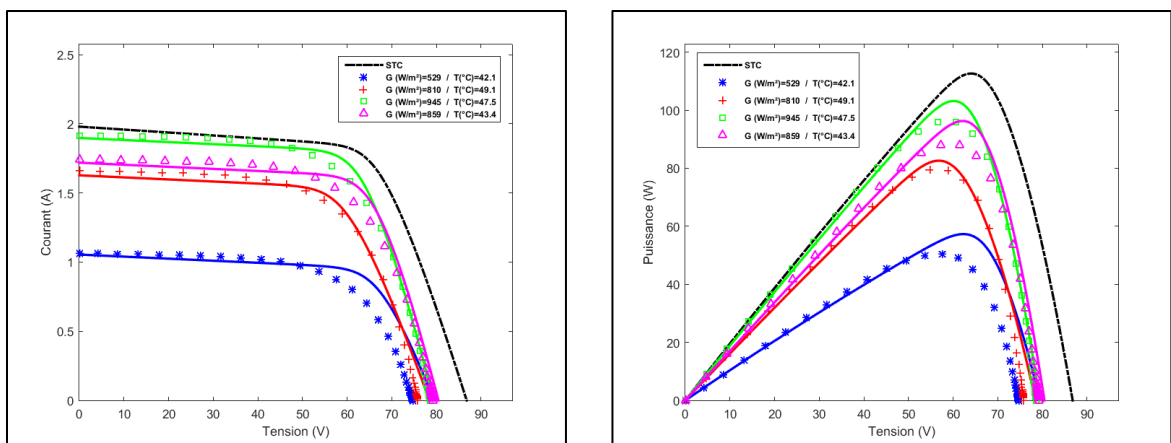


Figure 5-22 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de mai.

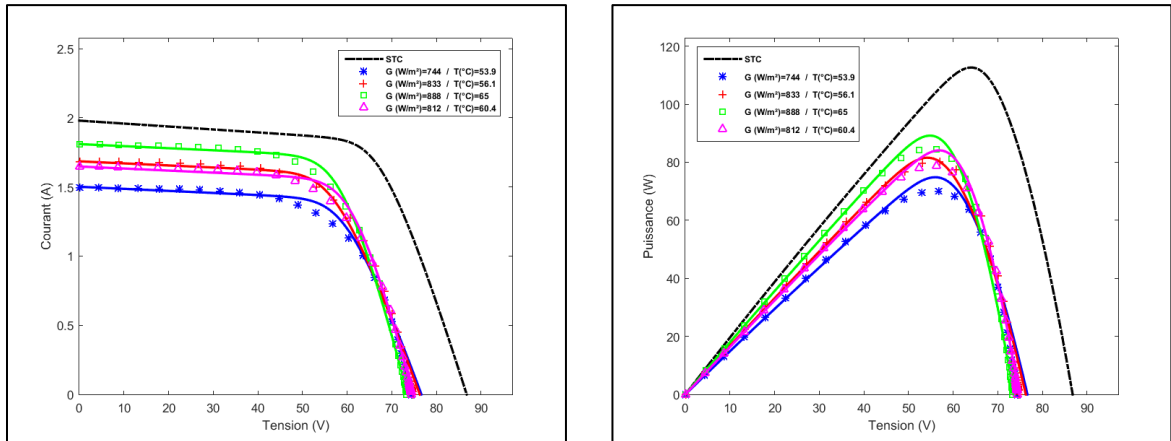


Figure 5-23 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de juin.

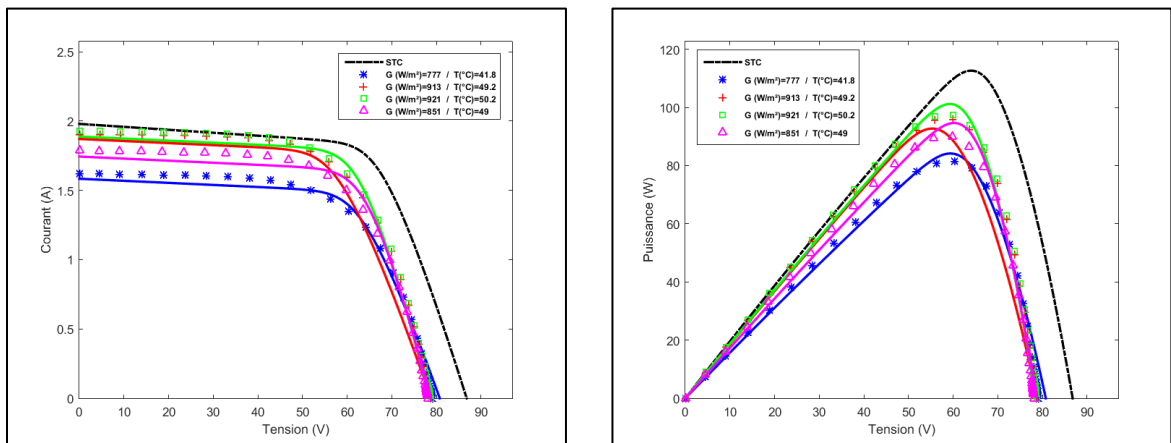


Figure 5-24 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de juillet.

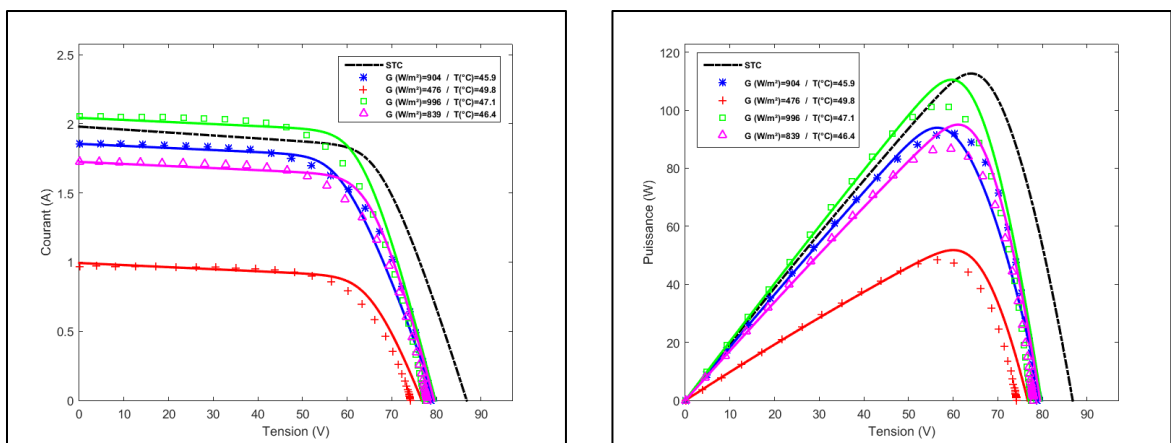


Figure 5-25 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée d'août.

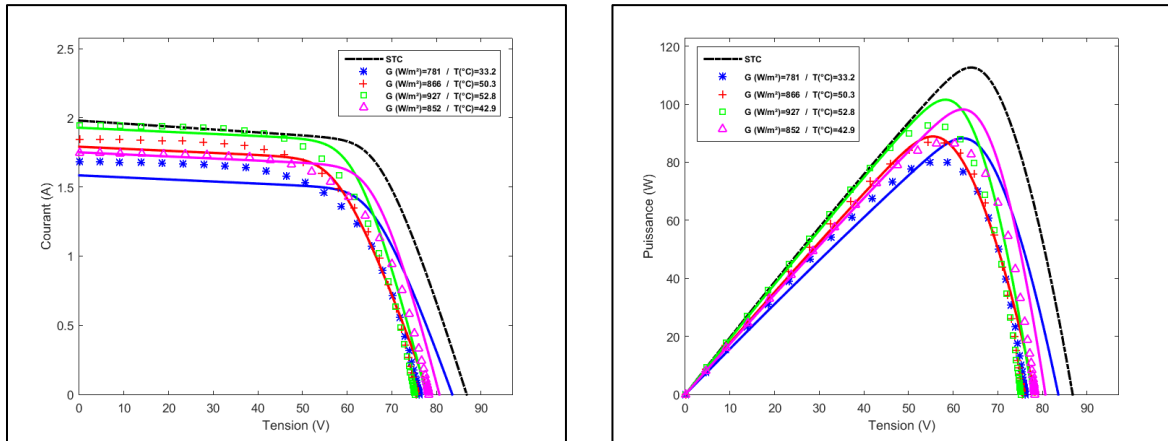


Figure 5-26 : Caractéristiques I-V et P-V du module étudié pour la journée de septembre.

Discussion

Les courbes obtenues pour chaque jour « mois » présentent quelques différences dans l'allure.

Nous constatons des courbes allant au delà de la courbe noire (STC) au mois de février (page 45) et d'août (page 47).

Pour chaque graphe et pour le même éclairement (courbes de même couleur), il y'a peu de décalages qui apparaissent entre les valeurs de I_{sc} , obtenues par optimisation (courbe en continu) et celles qui correspondent aux mesures (courbes en discontinu). Cela implique qu'avec l'optimisation le module se comporte comme souhaité.

Nous pouvons également faire, la même remarque pour les valeurs de P_{max} ou des valeurs de V_{oc} qui elles, sont influencées par la température et non par l'éclairement directement.

5.4. Erreurs dans le cas de l'optimisation de l'éclairement

Le graphe suivant illustre la variation annuelle des erreurs sur les valeurs des paramètres I_{sc} , V_{oc} et P_{max} avec éclairement optimisé.

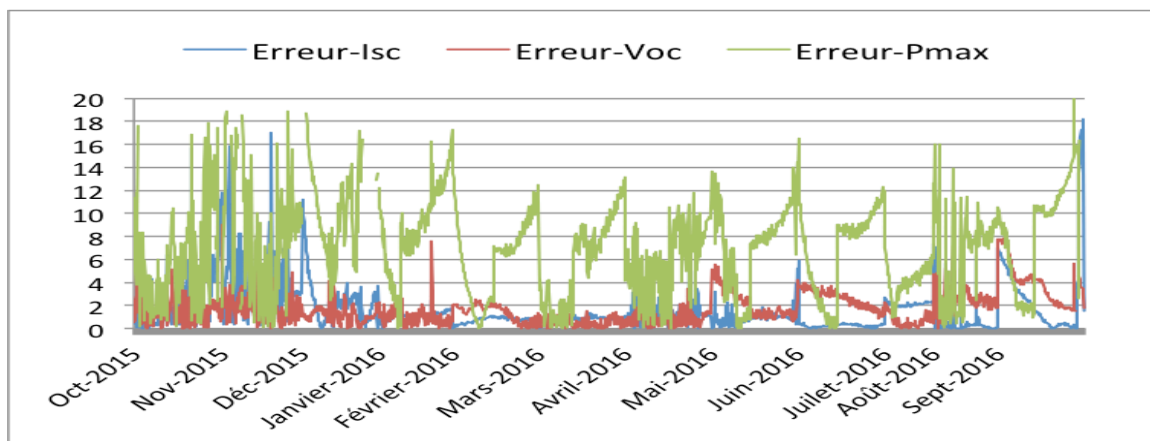


Figure 5-27 : Allure des erreurs de I_{sc} , V_{oc} et P_m , en (%) sur l'année avec optimisation.



5.5. Validation du modèle

Afin de valider le modèle, nous comparons les résultats obtenus avec optimisation, pour $G = a G_m + b$ ($a \neq 0$ et $b \neq 0$), et ceux obtenus sans optimisation, pour $G = G_m$ ($a = 0$ et $b = 0$).

Les trois graphes suivants représentent les courbes de variation des erreurs sur les valeurs des paramètres I_{sc} , V_{oc} et P_{max} .

Chaque graphe comporte deux courbes pour le même paramètre. Une pour ses erreurs dans le cas de l'optimisation de l'éclairément (en rouge) et la deuxième sans optimisation (en vert).

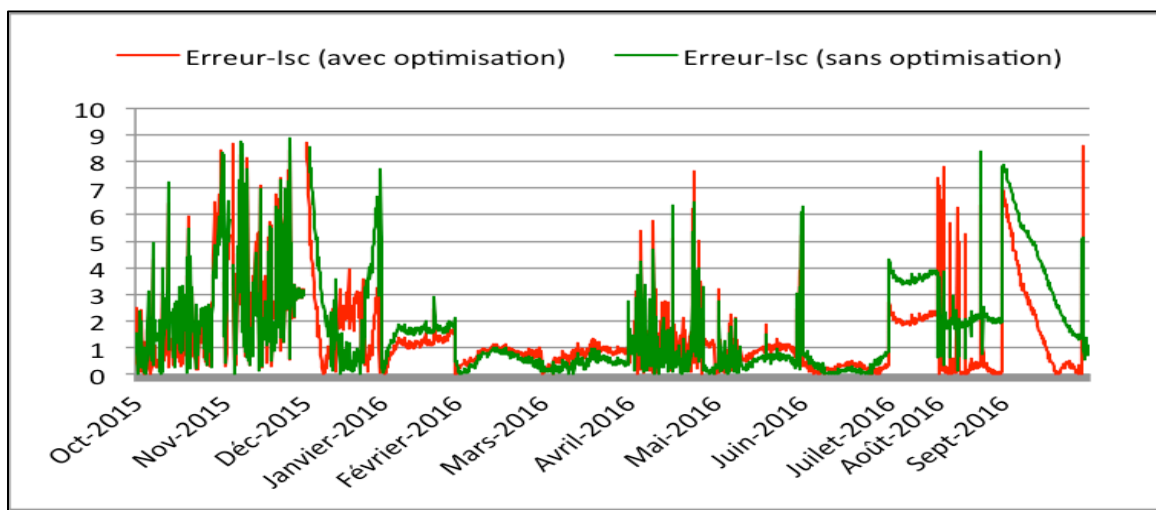


Figure 5-28 : Variation annuelle des erreurs sur I_{sc} en (%), avec optimisation (en rouge) et sans optimisation (en vert).

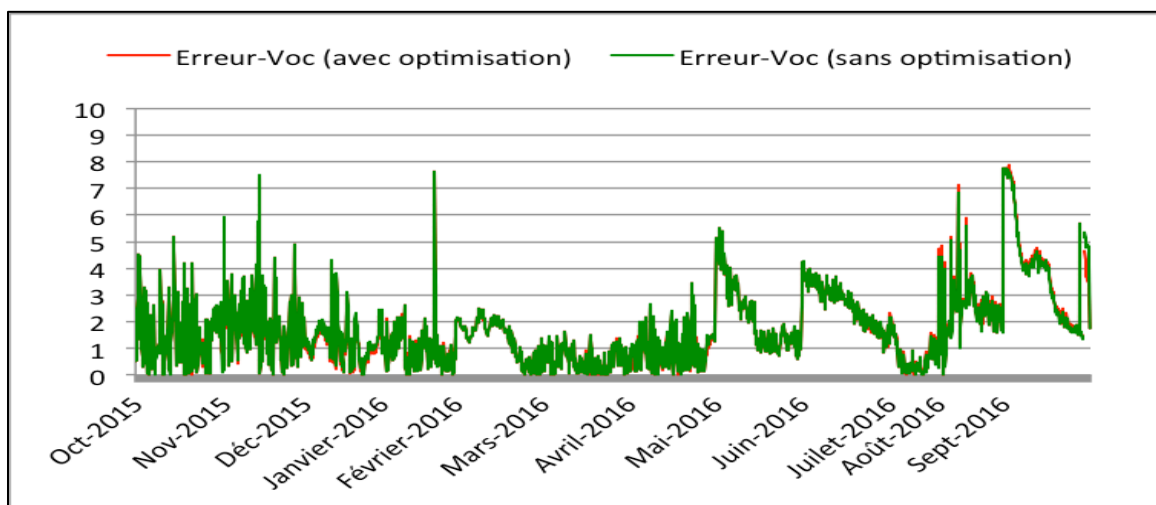


Figure 5-29 : Variation annuelle des erreurs sur V_{oc} en (%), avec optimisation (en rouge) et sans optimisation (en vert).

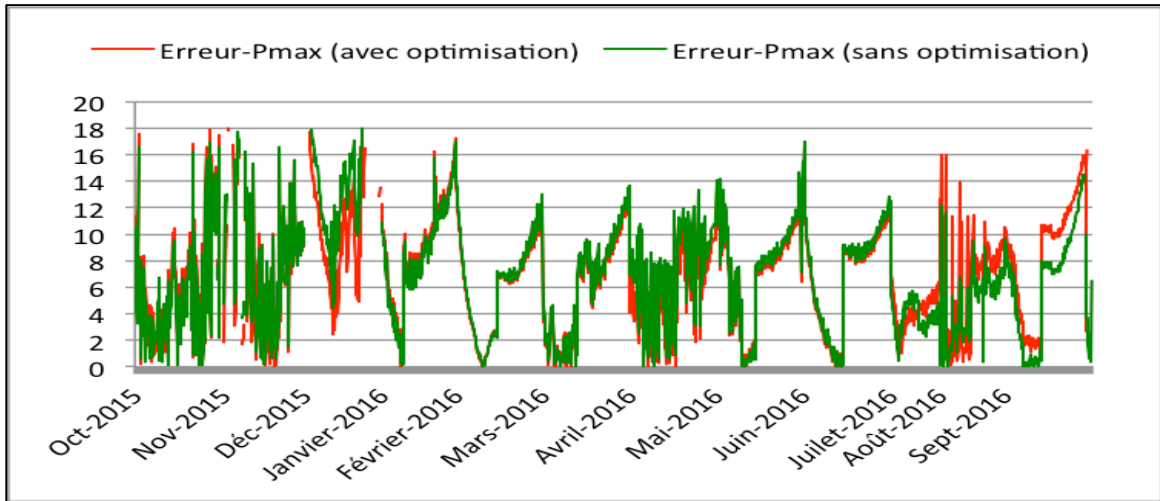


Figure 5-30 : Variation annuelle des erreurs sur Pmax en (%), avec optimisation (en rouge) et sans optimisation (en vert).

Nous calculons les moyennes pour chaque série de données que nous résumons dans le tableau suivant.

	Erreur-Isc (%)	Erreur-Voc (%)	Erreur-Pmax (%)
Sans optimisation	1,820563718	1,788200090	7,837787120
Avec optimisation	1,577766155	1,783578097	7,806206279
Delta	-0,242797563	-0,004621993	-0,031580842

Tableau 5-2 : Tableau récapitulatif des valeurs des moyennes sur les erreurs de Isc, Voc et Pmax, obtenues avec optimisation et celles obtenues sans optimisation.

Discussion

En optimisant l'éclairage, nous constatons une baisse d'erreur moyenne de 0,24 % sur Isc, d'environ 0,005 % sur Voc, qui n'est pas directement influencée par l'éclairage, et de 0,03 % sur la puissance maximale.

5.6. Évolution annuelle de la puissance et du rendement

Nous fermons la série des graphes par celui qui suit et qui illustre la variation, sur l'année d'étude, des puissances maximales obtenues par les mesures (en vert) et celles calculées avec optimisation de l'éclairage (en rouge). Puis le suivant, avec la variation des rendements pour les deux cas, « optimisation et mesures ».

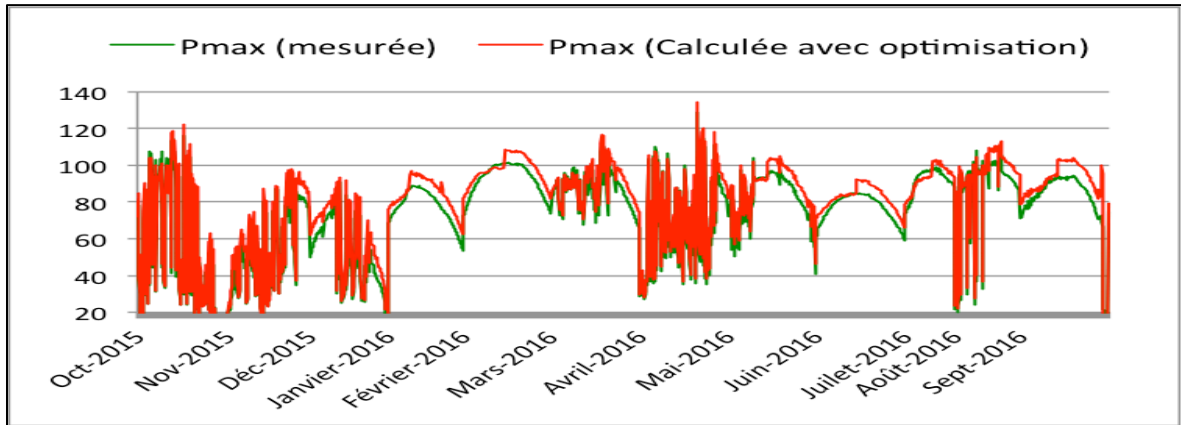


Figure 5-31 : Variation annuelle des puissances en (W) avec optimisation et celles calculées à partir des mesures.

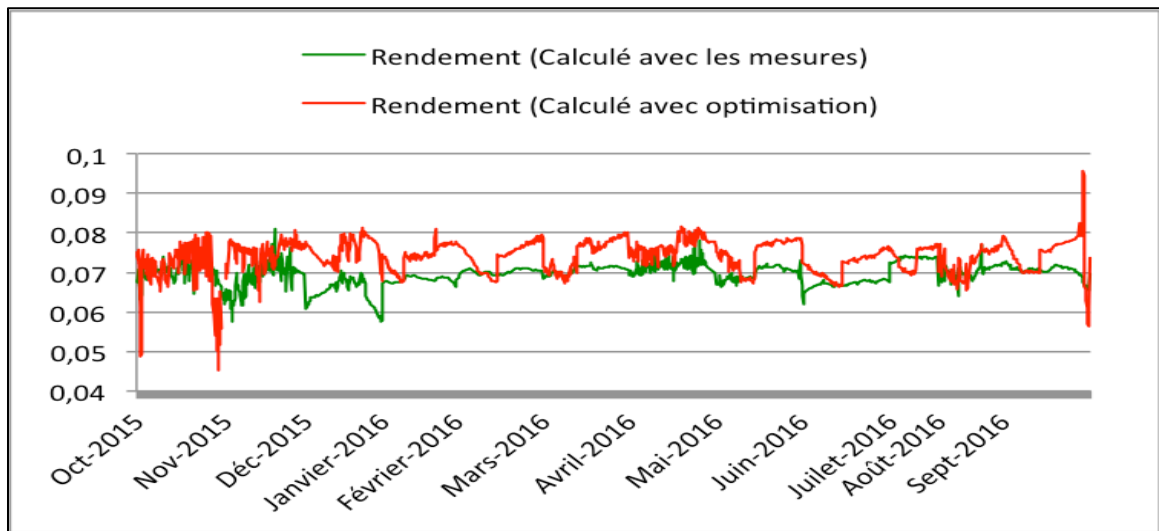


Figure 5-32 : Variation annuelle des rendements en (%), obtenus avec optimisation et ceux obtenus à partir des mesures.

Nous calculons les moyennes pour chaque série de données que nous résumons dans le tableau suivant.

	Pmax (W)	Rendement (%)
Avec les mesures	74,51146402	6,9577807
Avec optimisation	79,21863092	7,3911998
Delta	4,707166898	0,4334191

	Pmax	Rendement
Augmentation relative	6,3 (%)	6,2 (%)

Tableau 5-3 : Tableau récapitulatif des valeurs des moyennes de Pmax et du rendement, obtenues avec optimisation et celles obtenues à partir des mesures.



Discussion

Pour les deux graphes (Fig : 5-31 et Fig : 5-32) nous remarquons que les courbes rouges (avec optimisation de l'éclairage) sont au dessus des vertes (sans optimisation de l'éclairage), ce qui mène à croire que l'optimisation apporte une amélioration avec un gain en puissance et en rendement.

En chiffres (Tableau : 5-3) cela représente une augmentation relative de 6,3 % pour la puissance est de 6,2 % pour le rendement.

5.7. Limites du modèle

Les décalages, si légers soient-ils, des I_{sc} et V_{oc} , pour les différentes caractéristiques I-V et P-V (pages 43-47) qui illustrent les différences entre les valeurs mesurées et celles calculées avec optimisation de l'éclairage, peuvent avoir pour causes l'influence de la température, celle des résistances séries ou parallèles, celle du vieillissement du module, ou celle de l'opacité de ce dernier à cause de la poussière...

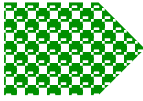
5.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats des différentes étapes du travail, décodage, traitements, calculs et générations de graphes.

Les résultats obtenus semblent plausibles et les erreurs expérimentales acceptables.

Les erreurs moyennes, dans le cas de l'optimisation de l'éclairage, présentent une baisse de l'ordre 0,24 % sur I_{sc} , d'environ 0,005 % sur V_{oc} , qui n'est pas directement influencée par l'éclairage, et de 0,03 % sur la puissance maximale.

Nous constatons également, une augmentation des moyennes des valeurs de la puissance maximale et du rendement, obtenues avec optimisation par rapport à celles calculées à partir des mesures. Elles sont de l'ordre de 6,3 % pour la puissance maximale et 6,2 % pour le rendement.



Chapitre 6 : Conclusion générale

Souvent les chemins parcourus, et ce que nous y rencontrons, sont plus intéressants que la destination elle-même. Tout d'abord, nous tenons à préciser qu'en accomplissant ce travail nous avons appris beaucoup de choses concernant le domaine.

L'objectif initial de ce travail de recherche, pour l'obtention d'un Master en Énergies Renouvelables-option photovoltaïque, est atteint avec l'élaboration d'une relation linéaire entre G (éclairage optimisé) et G_m (éclairage mesuré) et ce, sur une base de données collectées sur une période d'une année entre octobre 2015 et septembre 2016.

Nous avons élaboré treize relations, une par mois, et une annuelle. Puis nous avons utilisé ces relations pour voir l'effet de la correction de l'éclairage sur les caractéristiques I-V et P-V du module étudié.

Tout au long de ce travail nous n'avons cessé de nous questionner sur la meilleure approche à suivre afin de venir à bout de la base de données qui nous semblait gigantesque. Nous nous sommes contraints à une démarche bien définie et avons installé des procédures systématisées afin de ne pas nous y noyer. Il aura suffi un peu d'organisation et de méthodologie et suffisamment de travail pour atteindre l'objectif tracé tout au début de ce travail.

Les résultats obtenus semblent plausibles et les erreurs expérimentales acceptables.

En optimisant l'éclairage, nous constatons une baisse d'erreur moyenne de 0,24 % sur I_{sc} , d'environ 0,005 % sur V_{oc} , qui n'est pas directement influencée par l'éclairage, et de 0,03 % sur la puissance maximale.

Nous constatons également, une augmentation des moyennes des valeurs de la puissance maximale et du rendement, obtenues avec optimisation par rapport à celles calculées à partir des mesures. Elles sont de l'ordre de 6,3 % pour la puissance maximale et 6,2 % pour le rendement.

Ces résultats sont encourageants et permettent de se projeter dans ce type de modélisation, en passant par l'éclairage réellement absorbé, car un gain de quelques Watt sur un module, équivaut à un gain de milliers de Watt sur un champ...

Pour conclure, nous espérons que ce modeste travail aura ajouté une goutte dans l'océan de la recherche et que les résultats, ou la base de données générées, peuvent être exploités pour d'autres travaux similaires ou pour poursuivre celui-ci.

En effet, d'autres angles d'attaques peuvent être exploités pour mieux optimiser les performances du module étudié en élargissant la base de données sur plusieurs années par exemple, ou en consultant d'autres paramètres. Nous pensons de prime abord à la température et aux résistances série et parallèles.



Bibliographie et Webographie

Bibliographique

- 1 - Albert Polman¹, Al. ; Photovoltaic materials: Present efficiencies and future challenges; Science 15 Apr 2016; Vol. 352, Issue 6283, aad4424 ; DOI: 10.1126/science.aad4424
- 2 - Patrick Houée ; Une installation photovoltaïque en site isolé, Forum des technologies, N° 175-septembre - octobre 2 011
- 3 - Bernard Multon, Al, Situation énergétique mondiale à l'aube du 3ème millénaire. Perspectives offertes par les ressources renouvelables, Revue 3EI, 2004, pp.20-33. HAL Id: hal-00676124, 3 Mar 2012
- 4 - Nations Unies, Convention-cadre sur les changements climatiques, Conférence des Parties ; Vingt et unième session ; Paris, 30 novembre - 11 décembre 2015, Convention-cadre sur les changements climatiques
- 5 - Samia D. ; l'Algérie à l'heure du photovoltaïque ; El Moudjahid ; 24 février 2016.
- 6 - Meflah A., Al, UDES, Tipaza, Algeria, Khadidja Rahmoun, University of Abou Bakr Belkaïd, Tlemcen, Algeria ; Current-voltage Characteristic Modeling of a Silicon Micromorphous Photovoltaic Module, 978-1-4673-7894-9/15/\$31.00 ©2015 IEEE
- 7 - Meflah A., Rahmoun K., Mahrane A. & Chikh M. : Outdoor performance modeling of three different silicon photovoltaic module technologies. International Journal of Energy and Environmental Engineering, ISSN 2008-9163 (2017)
- 8 - Zerguine Bilal, Modélisation d'un système de production électrique par la cellule photovoltaïque, mémoire de Magister, Université Badji Mokhtar Annaba, Faculté des Sciences de l'Ingénieur, Département d'électrotechnique ; Année 2010.
- 9 - Ishaque, K., Salam, Z., Taheri, Hamed: Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules. Sol. Energy Mater. Sol. Cells 95, 586–594 (2011)
- 10 - Ouzeri Leila ; Modélisation de panneaux photovoltaïques. Approches du physicien et du statisticien. Avantages et complémentarités ; Mémoire Master, Université de Blida, faculté des sciences, Département des mathématiques ; Année 2010
- 11 - Bendjellouli Zakaria ; Contribution à la modélisation d'une cellule solaire ; Mémoire de Magister ; Université de Bechar ; Faculté des Sciences et Technologie ; 2009

Webographie

- 12 - http://www.solarnavigator.net/solar_cells.htm ; juin 2017
- 13 - https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_energy ; juin 2017
- 14 - <http://www.panneaux-solaires-france.com/les-differents-panneaux-solaires> ; juin 2017



Annexes

A1 - Samia D. ; l'Algérie à l'heure du photovoltaïque ; El Moudjahid ; 24 février 2016.

A2- Bosch Solar Module $\mu\text{m-Si}$ plus EU1510