

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**



Université Saâd Dahlab de Blida -1-
Faculté des sciences et technologies
Département des énergies renouvelables

Unité de Développement des Equipements Solaires

Mémoire

Pour l'obtention de diplôme de

MASTER

Option : CONVERSION PHOTOVOLTAIQUE

THEME

Etude de l'effet d'ombrage sur les performances électriques des modules photovoltaïques de différentes technologies.

Présenté Par

Mohamed Abdelmoumine Dermeche

Ameur Aichour

Soutenu le :

Devant les membres de jury :

Mr. Toufik Doumaz Maitre-assistant A USDB	Président
Mr. Mohamed.Ayad Maitre de recherche A UDES	Promoteur
Mr. Mohamed.Bouzaki Maitre de recherche B USDB	Co-promoteur

Année universitaire : 2020-2021

Remerciements

Louange à Dieu unique de nous avoir donné chance, force, courage et persévérance pour pouvoir réaliser ce mémoire.

Nous remercions nos parents pour avoir mené, à cœur et sans relâche, notre éducation et pour leur soutien durant toute notre scolarité.

Nous remercions notre encadreur Monsieur Ayad Mohamed Docteur chercheur à l'UDES pour avoir dirigé notre travail, pour sa rigueur, sa disponibilité et sa sympathie.

Nous tenons à remercier Monsieur Dr.Domaz Toufik, pour nous avoir fait l'honneur de présider le jury de notre mémoire, Madame Amrouche Badia et Bouzaki Mohamed d'avoir l'amabilité d'être membres de ce jury.

Nous remercions tous nos amis qui nous ont aidé chacun à sa façon dans la réalisation de ce travail. Nous remercions enfin tous ceux qui nous ont courtoyé durant notre vie d'avoir participer, par leur gentillesse, dans l'épanouissement de nos personnalités.

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

Mon très cher père Fouad Dermeche qui m'a apporté son infailible soutien durant toute ma scolarité. Et qui, par ses connaissances, son expérience et ses conseils a participé, en me guidant soigneusement, dans l'élaboration de ce mémoire.

Ma chère mère Sadika, ma chère sœur, mon petit cher frère Aziz qui m'ont apporté la joie de vivre. Pour leur sympathie et leur durable soutien.

A la mémoire de ma très chère grand-mère Andasmas Zoulikha, que le tout puissant l'accueille dans sont éden paradis, pour l'amour dans lequel elle m'avait enveloppé et sa remarquable bienveillance à mon égare durant son vivant.

A mes oncles, mes tantes, mes cousins et cousines, toute la famille et les amies tous.

Dermeche Mohamed Abdelmoumine

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à tous famille la famille aichour et Habza et tous mes amie et mon très cher père ben azuoz aichuor et ma chère mère Habza.

Ameur Aichour

Résumé

Dans ce mémoire nous avons traité, par un travail assez rigoureux, l'effet d'ombrage partiel triangulaire statique sur des modules PVs en silicium, à différentes technologies (Monocristallin, Poly-cristallin et Amorphe). Pour cela, nous avons mené une étude expérimentale sur le terrain réalisée dans des conditions de température et d'irradiation relativement stationnaires. Ensuite et au même titre, en utilisant le logiciel Matlab, nous avons fait aussi une étude théorique sur les trois technologies, mais en tenant compte de l'influence de la température, de l'irradiation, des résistances série et parallèle, et des connexions séries et parallèles que pour les modules monocristallins. Nous avons déterminé, pour les deux études, les paramètres des équations non linéaires, $I(V)$ et $P(V)$, par ajustage de chaque courbe en trois points : Tension de circuit ouvert, Point de puissance maximale et Courant de court-circuit. Nous avons enfin évalué les pertes qui se produisent dans les performances des modules et montré l'influence de travail au point MPPT dans les modules PVs des différents types. Nous avons, en dernière étape, procédé à des prises de photos, par caméra thermique, opérées seulement sur les modules de types monocristallin et poly-cristallin ; en premier lieu sous ombrage nulle et en deuxième lieu sous différents taux d'ombrages. L'analyse des photos, réalisées par cette opération de thermographie, montre que la température des modules devient assez importante suivant l'augmentation de taux d'ombrage.

ملخص

في هذه الأطروحة ، عالجتنا ، من خلال عمل صارم إلى حد ما ، تأثير التظليل الجزئي المثلثي الثابت على وحدات السيليكون الكهروضوئية ، باستخدام تقنيات مختلفة (أحادي البلورية ، متعدد البلورات وغير متبلور). للقيام بذلك ، أجرينا دراسة ميدانية تجريبية أجريت في ظل ظروف إشعاع ودرجة حرارة ثابتة نسبياً. ثم وبنفس الطريقة ، قمنا أيضاً بإجراء دراسة نظرية حول التقنيات الثلاث باستخدام برنامج Matlab ، ولكن مع مراعاة تأثير درجة الحرارة ، الإشعاع ، المقاومة المتسلسلة والمتوازية ، وسلسلة التوصيلات والتوازي مثل الوحدات أحادية البلورية. حددنا ، في الدراستين ، معلمات المعادلات غير الخطية ، $I(V)$ و $P(V)$ ، من خلال تركيب كل منحنى في ثلاث نقاط: جهد الدائرة المفتوحة ، ونقطة القدرة القصوى ، وتيار الدائرة القصيرة. أخيراً ، قمنا بتقييم الخسائر التي تحدث في أداء الوحدات وأظهرنا تأثير العمل في نقطة MPPT في الوحدات الكهروضوئية من أنواع مختلفة. في الخطوة الأخيرة ، التقطنا صوراً ، بواسطة كاميرا حرارية ، تم إجراؤها فقط على الوحدات أحادية البلورية والوحدات متعددة البلورات ؛ أولاً تحت الظل الصفري وثانياً تحت معدلات التظليل المختلفة. يوضح تحليل الصور ، التي تم التقاطها بواسطة عملية التصوير الحراري ، أن درجة حرارة الوحدات تصبح عالية جداً مع زيادة معدل التظليل.

Abstract

In this thesis we have treated, through fairly rigorous work, the effect of static triangular partial shading on silicon PV modules, using different technologies (Monocrystalline, Polycrystalline and Amorphous). To do this, we conducted an experimental field study carried out under relatively stationary temperature and irradiation conditions. Then and in the same way, using the Matlab software, we also carried out a theoretical study on the three technologies, but taking into account the influence of temperature, irradiation, series and parallel resistances, and connections series and parallel as for monocrystalline modules. We determined, for the two studies, the parameters of the nonlinear equations, $I(V)$ and $P(V)$, by fitting each curve in three points: Open circuit voltage, Maximum power point and Short-circuit current. Finally, we evaluated the losses that occur in the performance of the modules and showed the influence of working at the MPPT point in PV modules of different types. In the last step, we took pictures, by thermal camera, only carried out on the monocrystalline and poly-crystalline type modules; firstly under zero shade and secondly under different shading rates. Analysis of the photos, taken by this thermography operation, shows that the temperature of the modules becomes quite high as the shading rate increases.

Sommaire

Introduction générale :	1
Chapitre I : Généralité sur l'énergie PV	
I.1 Introduction :	3
I.2 l'énergie solaire	3
I.3 Systèmes PVs	3
I.4 Le soleil :	3
I.5 Réaction thermonucléaire :	4
I.5.1 Fusionthermonucléaire	4
I.5.2 Les différents processus à l'œuvre	4
I.6 Le rayonnement solaire :	5
I.7 Principe de la conversion photovoltaïque :	6
I.8 Formation de la jonction PN	7
I.9 La cellule photovoltaïque :	7
I.9.1 Constituant d'une cellule PV :	7
I.9.2 Types de cellules photovoltaïques :	9
I.9.2.1 Cellules inorganiques	9
I.9.2.1.1 Cellules inorganiques en silicium	9
a. Les cellules monocristallines.....	9
b. Les cellules poly cristallines.....	9
c. Les cellules amorphes.....	9
I.9.2.1.2 Cellules en couches minces	9
I.9.2.2 Cellules organiques	9
I.9.2.3 Cellules hybrides	9
I.10 Module PV:	11
I11. Le stockage de l'énergie PV :	11
I.12 Installation PV	12
I.13 Avantages et inconvénients des systèmes PVs :	12
I.13.1 Avantages :	12
I.13.2 Inconvénients :	12
I.14 Conclusion :	13

Chapitre II : Dimensionnement et modélisation d'une cellule photovoltaïque	
II.1 Introduction :	14
II.2 Modélisation d'une cellule photovoltaïque :	14
II.2.1 Modèle à une diode :	14
II.2.2 Modèle à deux diodes :	16
II.3 Caractéristiques électriques d'une cellule PV :	17
II.3.1 Caractéristique I(V) :	17
• Tension de circuit ouvert (ou tension à vide U_{co})	17
• Courant de court-circuit (I_{cc})	17
• Le point de fonctionnement optimal/point de puissance maximale (P_m)	17
• Puissance crête	17
• Le rendement	18
• Le facteur de forme FF	18
• Le facteur de qualité A	18
II.4 Simulation d'un module PV :	19
II.5 Influence de l'éclairement :	20
II.6 Influence de la température :	22
II.7 Influence de la résistance série R_S :	23
II.8 Influence de la résistance parallèle R_P :	24
II.9 Associations des modules en série	25
II.10 Association des modules en parallèle	26
II.11 Conclusion :	27
Chapitre III : Etude et comparaison des différentes technologies des panneaux photovoltaïques sous l'effet de l'ombrage partiel	
III.1 Introduction :	28
III.2 Les appareils et les outils utilisés :	28
III.3 Méthodologie, installation expérimentale et travail exécuté	31
III.4 Résultats et discussion :	35
III.5 Simulation Matlab :	45
III.6 Efficacité exégétique du module PV :	51
III.7 Conclusion :	53
Conclusion générale :	54
Référence	55

Liste de Figures

Figure I.1 : Cycle du carbone (ou cycle de Bethe)	5
Figure I.2 : Types des rayonnements solaires reçus au sol.....	6
Figure I.3 : Génération de la paire électron-trou	7
Figure I.4 : Structure basique d'une cellule solaire	8
Figure I.5 : La jonction PN d'une cellule PV	9
Figure I.6: Types des cellules photovoltaïques	10
Figure II.1 : Le modèle d'une cellule photovoltaïque à une diode.....	12
Figure II.2 : Le modèle d'une cellule photovoltaïque à deux diodes.....	11
Figure II.3: Caractéristique courant-tension d'une cellule PV.....	11
Figure II.4: Schéma d'un module PV sous Simulink	11
Figure II.5.a : Caractéristique I-V d'un module PV dans les conditions standards de fonctionnement	11
Figure II.5.b : Caractéristique P-V d'un module PV dans les conditions standards de fonctionnement.....	11
Figure II.6.a : caractéristique I-V d'un module PV sous différents éclairagements	11
Figure II.6.b : La courbe de courant en fonction de l'éclairagement	11
Figure II.6.c : caractéristique P-V d'un module PV sous différents éclairagements	11
Figure II.6.d : La courbe de tension en fonction de l'éclairagement	11
Figure II.7.a : Influence de la température sur la caractéristique I-V	11
Figure II.7.b: Influence de la température sur la caractéristique P-V	11
Figure II.8.a : Influence de la résistance série sur la caractéristique I-V	11
Figure II.8.b : Influence de la résistance série sur la caractéristique P-V	11
Figure II.9.a : Influence de la résistance parallèle sur la caractéristique I-V	11
Figure II.9.b : Influence de la résistance parallèle sur la caractéristique P-V	11
Figure II.10: Module photovoltaïque.....	11
Figure II.11: Panneau PV	12
Figure II.12 : Schéma de 3 modules PV en série sous Simulink	11
Figure II.13 : Caractéristique I-V résultante d'un groupement de 3 modules en série.....	11
Figure II.14 : Caractéristique P-V résultante d'un groupement de 3 modules en série.....	11
Figure II.15 : Schéma de 3 modules PV en parallèle sous Simulink	11
Figure II.16 : Caractéristique I-V résultante d'un groupement de 3 modules en parallèle	11
Figure II.17 : Caractéristique P-V résultante d'un groupement de 3 modules en parallèle	11

Figure III.1 : PV Analyzer PROVA 210	26
Figure III.2 : Capteur de rayonnement digital SPEKTRON 485mb SI-RS485	26
Figure III.3 : Photomètre Delta OHM HD2102.2	26
Figure III.4 : instrument d'enregistrement Fluke hydra séries II.	26
Figure III.5 : Module PV monocristallin ombragé partiellement	26
Figure III.6 : Module PV poly-cristallin ombragé partiellement	26
Figure III.7 : Module PV amorphe ombragé partiellement	26
Figure III.8 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin.	26
Figure III.9 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin ombragé à 25%.	26
Figure III.10 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin ombragé à 12.5%.	26
Figure III.11 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin ombragé à 6.25%.	26
Figure III.11.1 : Boite de jonction du module monocristallin avec trois diodes bypasse.	36
Figure III.12 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin non ombragé.	26
Figure III.13 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin ombragé à 25%.	26
Figure III.14 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin ombragé à 12.5%.	26
Figure III.15 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin ombragé à 6.25%.	26
Figure III.15.1: Boite de jonction du module poly-cristallin sans diodes bypasse.	40
Figure III.16 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe sans ombrage.	40
Figure III.17 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe ombragé à 25%.	41
Figure III.18 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe ombragé à 12.5%.	41
Figure III.19 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe ombragé à 6.25%.	26
Figure III.20.1 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin non ombragé. ...	26
Figure III.20.2 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin ombragé 25%.	26
Figure III.20.3 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin ombragé 12.5%.	26
Figure III.20.4 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin ombragé 6.25%.	26
Figure III.21.1 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin non ombragée.	45
Figure III.21.2 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin ombragé 25%.	45
Figure III.21.3 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin ombragé 12.5%.	46

Figure III.21.4 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin ombragé 6.25%.....	46
Figure III.22.1 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe non ombragée.....	47
Figure III.22.2 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe ombragé 25%.....	47
Figure III.22.3 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe ombragé 12.5%.....	48
Figure III.22.4 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe ombragé 6.25%.....	48
Figure III.23 : photo des modules monocristallins sans effet d'ombrage partiel prise par la caméra thermique.....	49
Figure III.24 : photo des modules monocristallins sous effet d'ombrage partiel prise par la caméra thermique.....	50
Figure III.25 : photo des modules poly-cristallins sous effet d'ombrage partiel prise par la caméra thermique.....	50
Figure III.26 : photo des modules poly-cristallins sous effet d'ombrage partiel prise par la caméra thermique.....	50

Liste de Tableaux

Tableau I.1 : Les couches superficielles du soleil	4
Tableau I.2 : Caractéristiques principales du Soleil	4
Tableau I.3 : Caractéristiques du Silicium	6
Tableau II.1 : Paramètres d'un module PV à 25°C et 1000 W/m².....	11
Tableau III.1 : Paramètres de module PV monocristallin à 25°C et 1000 W/m².....	26
Tableau III.2 : Paramètres de module PV poly-cristallin à 25°C et 1000 W/m²	26
Tableau III.3 : Paramètres de module PV amorphe à 25°C et 1000 W/m².....	26
Tableau III.4 : surface ombragé pour chaque module monocristallin	26
Tableau III.5 : surface ombragé pour chaque module poly-cristallin	26
Tableau III.6 : surface ombrage sur le module amorphe dans les quatre cas	26
Tableau III.7 : La forme et les dimensions de la surface ombragée sur le module monocristallin.	26
Tableau III.8 : La forme et les dimensions de la surface ombragée sur le module poly-cristallin. Error! Bookmark not defined.	
Tableau III.9 : La forme et les dimensions de la surface ombragée sur le module amorphe.	26

Table des Abréviations

AC : Alternative courant

Am : Air mass

a-Si : silicium amorphe

CdSe : le Sélénure de cadmium

CdTe : Le tellure de cadmium

DC : Directe courant

d.d.p : différence de potentiel

GPV: Générateur photovoltaïque

Isc : Le courant de court-circuit

MPPT : Maximal power point

Matlab : Langage de programmation

PV: Photovoltaïque

Rs : Résistance Série

Rp : Résistance Parallèle

RTD : Résistance température détecteur

STC : Standard test condition

SIC : Le di sélénium de cuivre indium

Simulink : un logiciel de modélisation système multi-physique

TiO₂ : l'oxyde de titane

UVA : spectre ultraviolet 315 – 400 nm

UVB : spectre ultraviolet 280–315 nm

UVC : spectre ultraviolet 100–280 nm

UV : spectre ultraviolet 100 – 400 nm

Voc : La tension de circuit ouvert

VIS-NIR : longueur d'onde dans le domaine de l'ultraviolet, du visible et du proche infrarouge (NIR), soit de 175 à 3300 nm.

Wc : Puissance Crête

ZnO : l'oxyde de Zinc

Introduction générale :

La majeure partie de l'énergie utilisée par tous les pays, surtout les plus industrialisés, provient essentiellement des énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) qui sont, malheureusement, tarissable à terme et ayant un impact très nocif sur l'environnement (pollution de l'air et de l'eau...ex). Les énergies renouvelables (énergie solaire, éolienne...ex), inépuisable, propre et ménageant l'environnement, constituent une alternative aux énergies fossiles. L'énergie solaire demeure la plus prometteuse, notamment, le Photovoltaïque qui prend une place assez importante.

Les modules des installations photovoltaïques ne peuvent produire de l'électricité que pendant la journée (période diurne) d'où nécessité de recourir au stockage (batterie, hydrogène...ex) pour subvenir aux besoins énergétiques pendant la nuit (absence de rayonnement solaire). Pendant la journée (période diurne) il y a nécessité de faire fonctionner les modules aux conditions des meilleures performances, notamment, par la recherche du point MPPT ; soit par un suiveur, soit par optimisation géométrique de tout montage de modules entre eux. L'ombrage de toute nature constitue un handicap majeur au bon fonctionnement des modules PV ; ce qui nous impose la nécessité de maîtriser son effet par des calculs et des agencements afin de préserver ces modules, protégés par des diodes bypass, des pannes et limiter au mieux la dégradation de leurs performances par équilibrage architectural adéquat. Le thème de notre mémoire se focalise uniquement d'une part sur l'étude des effets de l'ombrage partiel triangulaire statique, toujours défavorable, sur la production de l'électricité, et d'autre part sur la recherche des moyens adéquats qui permettent de limiter l'impact de ces effets sur cette production.

Dans le premier chapitre, nous donnons une introduction générale sur les cellules PVs, leur caractéristiques électriques et leur production énergétique.

Le deuxième chapitre nous le consacrons à la modélisation d'une cellule PV, la simulation d'un module PV soumis à l'impact de l'éclairement, de la température et des résistances R_s et R_p , et l'association de modules PV en connexion série et parallèle.

Le troisième chapitre aborde la problématique de l'effet de l'ombrage partiel triangulaire statique affectant des module PV de trois types de technologie. Quatre scénarios sont traités et discutés puis une comparaison des pertes de puissance des différentes configurations est ensuite présentée. La technique de la thermographie est introduite notamment par utilisation d'une caméra thermique, détectant tout point chaud sur des modules PV, en vue d'une analyse thermographique qui permet de distinguer les panneaux PV défailants.

Chapitre I

Généralités sur l'énergie Photovoltaïque.

Chapitre I : Généralités sur l'énergie PV.

I.1 Introduction :

Dans ce chapitre, nous abordons brièvement des notions sur l'énergie solaire, les systèmes PVs, l'étoile soleil et les réactions thermonucléaires qui s'y déroulent, le rayonnement solaire, la conversion PV, la jonction PN, la cellule PV, le module PV, le stockage de l'énergie PV, l'installation PV et les avantages et inconvénients des systèmes PVs.

I.2 l'énergie solaire :

L'énergie émise par le soleil vers la terre est évaluée à plusieurs milliers de fois de celle de notre consommation mondiale globale. Depuis toujours l'homme a cherché à tirer profit de cette énergie. Le développement technologique lui a permis d'arriver à un stade avancé dans son exploitation en la transformant en chaleur, pour produire de l'eau chaude sanitaire, ou en électricité par des systèmes de concentration solaire ou PV. Même avec une réduction assez importante du rayonnement solaire, lorsqu'il traverse l'atmosphère, l'énergie solaire reste abondamment disponible à la surface de la terre. Elle peut varier de 1000 w/m^2 jusqu'à 400 w/m^2 selon, les coordonnées géographiques, les saisons, l'heure au court de la journée, et les conditions météorologiques.

I.3 Systèmes PVs :

Les systèmes photovoltaïques, reposant sur l'opération de conversion PV, ont la capacité de transformer le rayonnement solaire en électricité, par des cellules solaires groupées en modules (panneaux PV). Ces derniers, connectés entre eux dans une installation PV, forment un champ PV. Le mot « photo », du grec, signifie lumière, tandis que le mot « volta » est relatif au physicien italien Alexandro volta, ayant découvert la pile électrique en 1800. Le principe de la conversion Photovoltaïque a été découvert en 1839 par Alexandre Edmond Becquerel qui remarqua que certaines substances, exposées à la lumière, faisaient des étincelles. Il d'écrit ce phénomène comme étant une conversion directe de la lumière en électricité. La cellule PV est un dispositif qui permet, lorsqu'il est éclairé, de produire de l'électricité sous forme de courant continu DC. A l'opposé des autres dispositifs, produisant de l'électricité, il ne nécessite ni appareil mécanique (moteur, volant, turbine, génératrice etc...) ni système de production de vapeur (chaudière) ni chambre de combustion. La première cellule solaire ou photopile, au rendement de 6%, a été fabriquée en 1954 par BTL.Vanguard. Le premier satellite artificiel, lancé en 1959 par la NASA, était équipé de photopile [1].

I.4 Le soleil :

Le Soleil, étoile ordinaire de type spectral G (de séquence principale) parmi les 200 milliards que compte notre Galaxie, âgé de 5 milliards d'années, est distant de notre planète terre d'environ 150106 km et sa lumière met 8 min pour l'atteindre. Constitué d'une sphère de gaz chaud de diamètre 1400000 km et de masse $2 \cdot 10^{30} \text{ kg}$, il est composé de 90% d'hydrogène et de 10% d'hélium et tous les métaux y sont présents, mais en trace. Il tourne sur lui-même plus vite à l'équateur (26 jours) qu'aux pôles (31 jours). C'est au centre du Soleil que des réactions thermonucléaires de fusion transmutent l'Hydrogène en Hélium en produisant de l'énergie notamment du rayonnement (4 millions de tonnes disparaissent

par seconde en se transformant en énergie selon la loi d'Einstein : $E = m \cdot C^2$!). Ces réactions se déroulent sous très haute pression (Densité = 150) et température ($15 \cdot 10^6$ K). En atteignant les couches superficielles, l'énergie produite est ensuite émise sous forme de lumière. La photosphère, surface

visible du soleil, est à une température de 5750 K et émet de la lumière blanche naturelle. Le magnétisme est responsable de la plupart des phénomènes visibles dans l'atmosphère solaire. Les satellites qui sont au-dessus de notre atmosphère permettent d'observer la couronne solaire très tenue. Les diverses manifestations de l'activité solaire (surface tachée, filaments, éruptions, éjections de masse coronale) sont modulées par un cycle de 11 ans [2].

• **Les couches superficielles du soleil :**

Couches	épaisseurs	températures
la photosphère	300 km	5750 K
la chromosphère	2000 km	8000 K
la couronne	Sans limite définie	10^6 K

Tableau I.1 : Les couches superficielles du soleil

Caractéristique	Valeur
Masse	$1,9891 \times 10^{30}$ kg
Diamètre	1 392 684 km
Masse volumique moyenne	$1\,408 \text{ kg m}^{-3}$
Magnitude absolue	4,74
Magnitude apparente	-26,832
Puissance rayonnée	$3,826 \times 10^{26}$ W
Température superficielle	5 750 K

Tableau I.2 : Caractéristiques principales du Soleil

I.5 Réaction thermonucléaire dans le soleil :

I.5.1 Fusion thermonucléaire :

Le cœur du Soleil est un plasma chaud totalement ionisé à très haute pression ; sous cette condition, nécessaire à la réaction de fusion, l'hydrogène se transforme en hélium¹ dont le bilan de cette réaction, principale source d'énergie solaire, est : $4^1\text{H} \rightarrow ^4\text{He}$. Durant son développement, 2 électrons et 4 protons donnent naissance à 2 neutrons et 2 protons liés au sein du noyau ^4He (particule α). Le plasma contient 2 électrons libres supplémentaires qui contribuent à neutraliser la charge des protons.

I.5.2 Les différents processus à l'œuvre :

En l'absence d'hélium, les étapes successives de la réaction de fusion passent par la voie proton-proton, rendue possible par la très haute température et la concentration extrême. Le processus majoritaire (99,75%) est la fusion de deux protons pour donner un deutéron (noyau du deutérium ^2H) un positron e^+ et un neutrino ν_e : $2\ ^1\text{p}^+ \rightarrow ^2\text{H}^+ + e^+ + \nu_e$ (I.1). Ce processus, respecte les lois de conservation de la physique des particules et notamment l'électro-neutralité [3]. Le noyau du soleil est

le siège d'importantes réactions nucléaires conduisant à la fusion de l'hydrogène en hélium selon deux cycles :

- Cycle proton – proton :

Produisant la part la plus importante de l'énergie solaire (90%), ce cycle démarre par la fusion de deux noyaux d'hydrogène ^1H (1 proton) pour donner un noyau de deutérium ^2H (2 proton) lequel, de nouveau, fusionne avec un autre noyau d'hydrogène ^1H pour donner encore un noyau d'hélium ^3He

(3 proton) qui, à son tour, fusionne avec un autre noyau d'hélium ^3He pour donner en finale un nouveau noyau d'hélium ^4He (4 proton) et deux noyaux d'hydrogène ^1H (1proton).

-Cycle du carbone : fournit 10 % de l'énergie solaire, seulement.

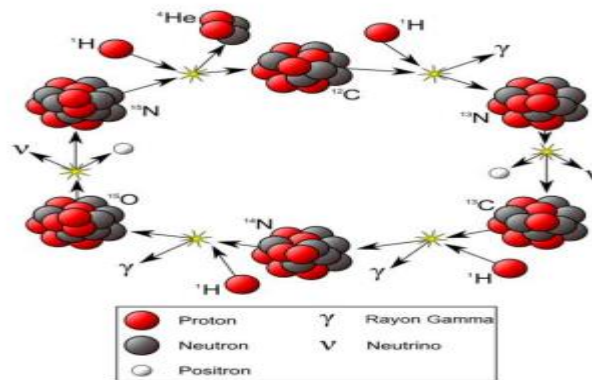
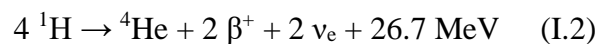


Figure I.1 : Cycle du carbone (ou cycle de Bethe)

- Réaction globale :



Fusion de quatre protons donnant naissance à un noyau d'hélium ^4He , deux positons β^+ , deux neutrinos et une énergie de 26.7MeV [4].

I.6 Le rayonnement solaire :

Seule, une partie de ce rayonnement peut atteindre directement le sol. Une proportion de cette partie, nommée albédo, y est réfléchi. Le reste est absorbé par l'atmosphère puis y est diffusé. En distingue trois composantes, dont l'ensemble constitue le rayonnement global [5] :

- le rayonnement direct : reçu directement par le sol.

- l'albédo : rayonnement réfléchi par la surface de la terre.

-le rayonnement diffus : rayonnement absorbé par l'atmosphère puis diffusé dans toutes les directions.

Les molécules d'air et d'humidité d'une part et la poussière d'autre part sont responsables de la diffusion, phénomène plus ou moins accentué par les conditions météorologiques, du rayonnement

solaire (effet de prisme). En beau temps, pour une journée ensoleillée, la diffusion est presque insignifiante. La figure I.2 schématise le rayonnement global.

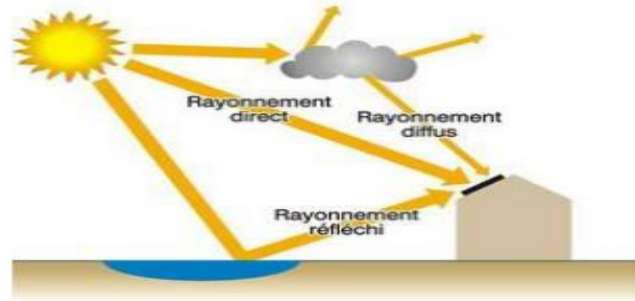


Figure I.2 : Types des rayonnements solaires reçus au sol

L'irradiation, représentant par définition une puissance reçue sur une surface horizontale de 1m^2 , vaut en moyenne 1360w/m^2 hors atmosphère. Pour une journée ensoleillée, elle atteint au plus, à cause des pertes dues à la diffusion, la valeur de 1000w/m^2 au niveau du sol. Les systèmes PV s'intéressent particulièrement au flux de puissance reçus au sol, dépendant fortement, pour un site géographique donné, de la hauteur du soleil ou de la distance parcourue par le rayonnement solaire en traversant l'atmosphère, représentées par la masse atmosphérique A_m . Des conditions normalisées, qu'on nomme STC ou « standard test condition », notamment la puissance crête W_c (fixée sous température ambiante de 25°C et pour une $A_m = 1,5$), sont observées et selon lesquelles les caractéristiques d'un module PV sont définies.

I.7 Principe de la conversion photovoltaïque :

Les photons, portés par le rayonnement solaire et transportant une énergie $E_{PH} = h * \frac{c}{\lambda}$, sont absorbés par un matériau semi-conducteur ; en réponse il s'y crée une tension électrique a ses bornes. L'énergie transportée par un photon dépend uniquement de sa longueur d'onde λ , puisque la constante de plank (h) et la célérité de la lumière « c » sont des constantes. Les photons d'énergie assez suffisante sont capables de créer des paires d'électron-trou, appelés porteurs de charge, qui lorsqu'ils sont soumis à une tension adéquate, se séparent, les électrons vont d'un côté et les trous vont du côté opposé, et peuvent fournir un courant électrique continue « DC ». Comme semi-conducteur le silicium, matériau de base très abondant dans la nature et bon marché, est très utilisé dans la fabrication des modules PV des installations photovoltaïques et des systèmes PV. Formant 26% de la croute terrestre, il se présente principalement sous forme de dioxyde de silicium SiO_2 , constituant principale du sable, dont certaines de ses propriétés sont données au tableau I.3 [6] :

Symbole	Propriété	Valeur
Si	Nombre atomique	14
	Masse atomique	28,086
	Masse volumique	2330 kg/ m^3
	Température de fusion	1683 K
	Température d'ébullition	2628 K

Tableau I.3 : Caractéristiques du Silicium

I.8 Formation de la jonction PN :

Le silicium, d'un certain degré de pureté, comme tous les semi-conducteurs, à la température absolue de 0°K , a une bande de valence pleine et une bande de conduction vide. Sous l'effet de la température, des électrons passent de la bande de valence à la bande de conduction, laissant alors derrière eux des trous : Il s'agit du phénomène de génération thermique de paires d'électron-trou. Pour un matériau semi-conducteur, la présence d'électrons libres, porteurs de charges négatifs, dans la bande de conduction et de trous, porteurs de charges positifs, dans la bande de valence, n'est pas suffisante pour générer un courant électrique. Une d.d.p est donc nécessaire pour qu'un courant résultant de ces porteurs de charge puisse s'établir entre les bornes du semi-conducteur. Notant que dans un semi-conducteur intrinsèque, c'est-à-dire pure, le nombre de porteurs de charge est insuffisant pour pouvoir créer un courant utile pour des applications relatives aux systèmes PV. Pour remédier à cette situation, on a recours au dopage, opération d'injection d'impuretés de natures différentes de part et d'autre du semi-conducteur. Par exemple, injecter dans un substrat de silicium d'un côté du phosphore et de l'autre côté du bore. Le dopage est dit à faible injection quand la concentration des impuretés est réduite. Théoriquement si, par exemple, on met en contact, deux substrats de silicium intrinsèque dopés différemment l'un au phosphore, dit dopé N ou négatif, l'autre au bore, dit dopé P ou positif, on obtient une jonction PN, qui n'est autre qu'une diode. Dans la pratique, le dopage se fait toujours sur un même substrat (d'un côté N et de l'autre côté P). La figure I.3 schématise une jonction PN.

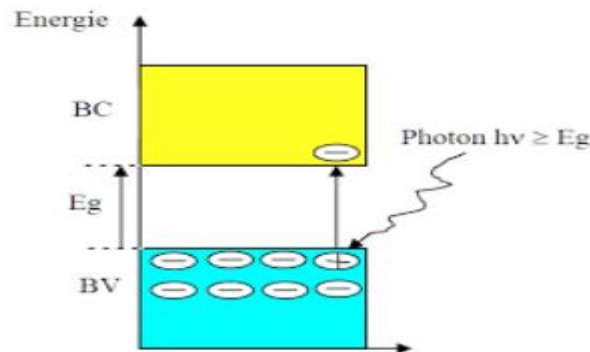


Figure I.3 : Génération de la paire électron-trou

I.9 La cellule photovoltaïque :

Une cellule PV, encore appelée photopile, constituant de base d'un module PV, est un dispositif qui permet de transformer directement la lumière en courant électrique. Le silicium, élément semi-conducteur, est le matériau le plus répandu avec lequel sont fabriquées les cellules PV.

I.9.1 Constituant d'une cellule PV :

La cellule PV est le plus petit élément d'un système photovoltaïque. Composée de matériaux semi-conducteurs, elle transforme directement l'énergie lumineuse en électricité.

Elle est constituée :

Chapitre I : Généralités sur l'énergie PV.

- D'une fine couche semi-conductrice faite par exemple en silicium, matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne.
- D'une couche antireflet, permettant une absorption maximale des rayons solaires.
- D'une grille conductrice au-dessus (cathode) et d'un métal conducteur (anode) au-dessous. Des cellules récentes possèdent une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissantes au-dessous du semi-conducteur, où la lumière peut rebondir assez longtemps à l'intérieure de celle-ci, permettant l'amélioration du rendement.

Structure d'une cellule PV ou photopile :

- A : Verre
- B : Revêtement antireflet
- C : Grille conductrice
- D : Semi-conducteur dopé N
- E : Semi-conducteur dopé P
- F : Conducteur

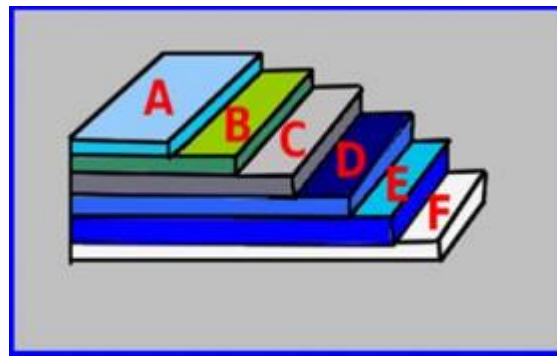


Figure I.4 : Structure basique d'une cellule solaire

Le fonctionnement d'une photopile repose sur l'effet photovoltaïque, phénomène physique qui se manifeste par l'établissement d'une force électromotrice aux bornes de cette photopile lorsque la surface de celle-ci est exposée à la lumière. La tension qui y est générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V, en fonction du matériau utilisé, de sa disposition, de la température et du vieillissement de la photopile [7].

La jonction PN, d'une cellule PV, est mise en conduction par génération lumineuse causée par un flux de photons d'énergie suffisante capable de créer des porteurs de charges. Les paires électron-trou sont discriminées par le champ électrique de la zone de charge d'espaces ZCE, puis séparées et ensuite drainées vers le circuit extérieur : La lumière est alors convertie en courant. L'application la plus connue de la génération lumineuse est la transformation de la lumière en courant électrique DC par une cellule PV. Pour obtenir un rendement de conversion acceptable, il est nécessaire d'optimiser la capture des photons et la récupération des porteurs de charges, tout en minimisant le phénomène de recombinaison.

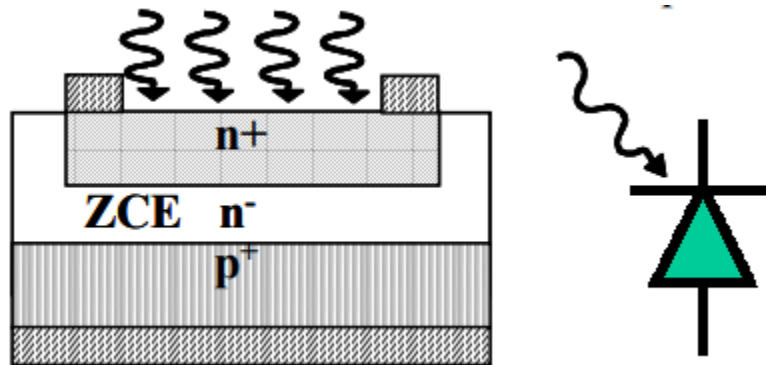


Figure I.5 : La jonction PN d'une cellule PV

I.9.2 Types de cellules photovoltaïques :

I.9.2.1 Cellules inorganiques :

I.9.2.1.1 Cellules inorganiques en silicium :

a. Les cellules monocristallines :

Elles ont le meilleur rendement (de 12 à 18% voir jusqu'à 24% en laboratoire) mais elles coûtent trop chères, à cause de leur technique de fabrication assez complexe.

b. Les cellules poly cristallines :

Leurs conceptions sont plus faciles à réalisées et leurs coûts de fabrication sont moins importants. Cependant, leurs rendements sont plus faibles (de 11% à 15% voir jusqu'à 19.8 en laboratoire).

c. Les cellules amorphes :

De coût peu élevé, ne nécessitant que de très faibles épaisseurs de silicium, elles ont, malheureusement, un faible rendement (de 5% à 8% voir jusqu'à 13% en laboratoire). Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres. L'avantage de ce dernier type est la possibilité de fonctionner avec un éclairage faible (même par temps couvert ou à l'intérieur d'un bâtiment).

I.9.2.1.2 Cellules en couches minces :

Les matériaux photo actifs les plus utilisés en couches minces sont le silicium amorphe (a-Si), le di sélénium de cuivre indium (SIC), le tellure de cadmium (CdTe). Leur avantage principal est leur faible coût de production par rapport à celui des cellules composées de silicium épais.

I.9.2.2 Cellules organiques :

Chapitre I : Généralités sur l'énergie PV.

C'est des cellules PV dont, au moins, la couche active doit être constituée de molécules organiques. Elles connaissent un développement rapide et leur rendement de conversion a franchi récemment la barre des 8%.

I.9.2.3 Cellules hybrides :

Elles sont composées d'un semi-conducteur organique et d'un semi-conducteur inorganique, comme l'oxyde de titane (TiO_2), l'oxyde de zinc (ZnO) ou le sélénure de cadmium (CdSe). Ces cellules bénéficient des qualités des matériaux organiques, comme la souplesse et la facilité de mise en forme, et des qualités des matériaux inorganiques, comme les mobilités élevées des charges électriques.



(a)



(b)



(c)



(d)

Figure I.6: Types de cellules photovoltaïques

(a) : Cellules monocristalline.

(b) : Cellules poly cristalline.

(c) : Cellules amorphe.

(d) : Cellules à couches minces.

I.10 Module photovoltaïque :

Générateur de très faible puissance (quelques watts sous une tension ne dépassant pas 1Volte), la cellule photovoltaïque, d'une dimension de quelques dizaines de centimètres carrés, est le composant élémentaire de tout module PV. Pour obtenir une puissance utile, pour pouvoir satisfaire les besoins domestiques ou industrielles exigeant une puissance conséquente, il y a nécessité d'associer des cellules PV identiques, par montage série, pour constituer un module. Lorsque des modules identiques sont connectés entre eux, ils forment alors un champ PV. Les constructeurs mettent sur le marché des modules PV à caractéristiques établies sous les conditions STC : éclairement ($E=1000\text{w/m}^2$), température ambiante ($T=25^\circ\text{C}$), spectre solaire ($A_m=1.5$).

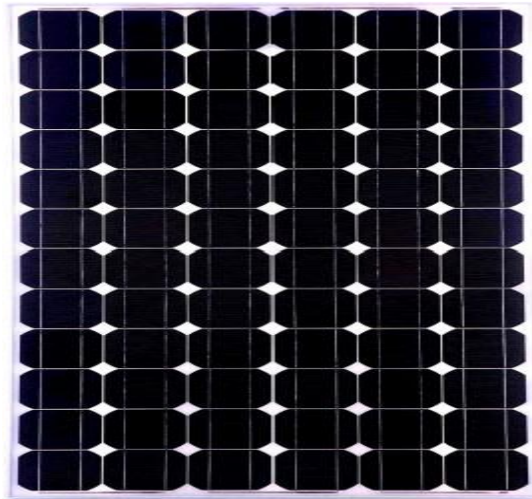


Figure II.10: Module photovoltaïque

A- Raccordement en série : semblable à celui des cellules.

B- Raccordement en parallèle : semblable à celui des cellules.

C- Raccordement mixte : c'est un branchement qui s'impose lorsque l'on a besoin d'une certaine puissance sous une tension fixée. Les techniques du montage en série ou en parallèle s'appliquent dans le cas du montage mixte.

I.11 Le stockage de l'énergie PV :

Le stockage de l'énergie PV, est assez problématique mais nécessaire, parce que les modules PV ne fonctionnent pas pendant la nuit et par conséquent ne peuvent assurer une alimentation permanente en électricité. Dans certaines installations PV on stocke de l'électricité, pendant la journée, dans des batteries PV, pour pouvoir la restituer au court de la nuit. Cependant le stockage par batteries demeure couteux, polluant, dangereux et nécessite de la place et pose le problème du volume et du poids. Des recherches de grande envergure sont menées dans les pays avancés, en vue de réduire les couts,

améliorer les rendements et diminuer les risques et les effets négatifs. Quant au solaire à concentration, le stockage se déroule pendant la journée, sous forme de chaleur, par le biais de fluides caloporteurs (comme le sel à $T=600^{\circ}\text{C}$). Bien entendu, le stockage peut se faire sous forme potentiel, chimique ou cinétique.

I.12 Installation photovoltaïque :

Une installation PV se compose entre autre de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise.



Figure II.11: Panneaux PV

I.13 Avantages et inconvénients des systèmes PVs :

I.13.1 Avantages :

- Absence de pièces mobiles, sources de pannes potentielles.
- Possibilité de moduler très facilement la puissance installée en faisant varier le nombre de panneaux PV interconnectés.
- Coût de fonctionnement négligeable dû en grande partie au premier point signalé plus haut ; il faut simplement prendre soin à maintenir propre la surface des panneaux dont leur inclinaison limite cette dernière contrainte.
- Absence de pollution : il n'y a aucune émission de gaz à effet de serre, aucun bruit ou risque majeur.
- Energie gratuite et renouvelable.

I.13.2 Inconvénients :

- Une technologie de fabrication, délicate et complexe, loin d'être exempte de pollution dans l'état actuel des choses.
- Pour certaines latitudes, l'obligation de prévoir une autre source d'appoint pour pallier à une chute de production lors des périodes peu ensoleillées.
- L'obligation de prévoir des batteries de stockage, pour les installations autonomes, afin de subvenir aux besoins notamment lors des périodes nocturnes.

- Inadaptation de la plupart des appareils électroménagers, prévus pour fonctionner en courant alternatif, d'où obligation de prévoir des onduleurs [8].

I.14 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons mis le point sur l'énergie solaire, comme source énergétique exploitable par l'homme, ses caractéristiques, les types de cellules ou modules photovoltaïques existants, le stockage d'énergie PV et les installations PV. Ensuite on a fini par annoncer les principaux avantages et inconvénients des systèmes PV.

Chapitre II

Modélisation d'une cellule PV et simulation d'un module PV.

Chapitre II : Modélisation d'une cellule PV et simulation d'un module PV.

II.1 Introduction :

Dans ce chapitre nous abordons la question relative aux différents modèles des cellules PV, les formules des équations régissant leur fonctionnement, puis les caractéristiques électriques d'une cellule PV. Ensuite, nous abordons le sujet de la simulation d'un module PV monocristallin sous condition STC puis sous l'influence de l'éclairement, de la température, de la résistance série et parallèle. En dernier lieu nous abordons, par simulation, la problématique de l'association de plusieurs modules en montage série puis parallèle.

II.2 Modélisation d'une cellule photovoltaïque :

Une cellule PV est souvent représentée par le modèle, simple et précis, à une diode [9]. Elle peut être aussi représentée par d'autres modèles comme le modèle à deux diodes, encore plus précis [10].

II.2.1 Modèle à une diode :

La figure II.1 schématise un circuit électrique équivalent d'une cellule PV.

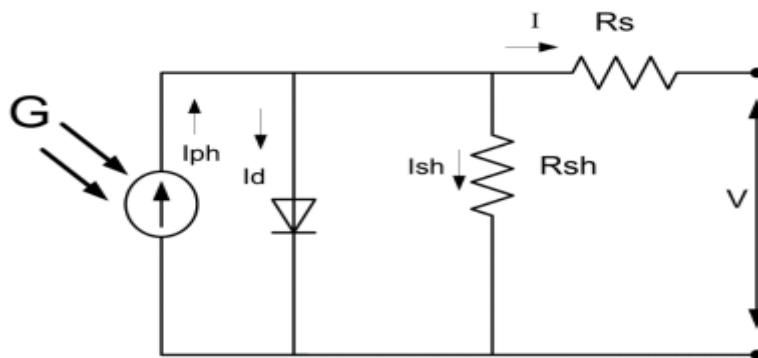


Figure II.1 : Le modèle d'une cellule photovoltaïque à une diode

En notant que :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{II.1})$$

Avec
$$I_d = I_0 \left[e^{\frac{V+I.R_s}{nV_T}} - 1 \right] \quad (\text{II.2})$$

$$I_{sh} = \frac{(V+I.R_s)}{V_T} \quad (\text{II.3})$$

$$I_0 = I_{CC} \left[e^{\frac{V_{CO}}{nV_T}} - 1 \right] \quad (\text{II.4})$$

$$I_{CC} = I_{CCR} \left(\frac{G}{1000} \right) \quad (\text{II.5})$$

$$V_T = \frac{KT}{q} \quad (\text{II.6})$$

Où :

I : Courant fourni par la cellule,

V : Tension aux bornes de la cellule,

I_d : Courant de diode,

I_{ph} : Photo-courant, dépendant de l'intensité de l'irradiation,

I_{sh} : Courant dérivé par la résistance parallèle,

I₀ : Courant de saturation de diode, dépendant de la température,

I_{cc} : Courant de court-circuit,

V_{co} : Tension de circuit ouvert,

V_T : Tension thermique,

I_{CCR} : Courant de court-circuit de référence,

R_{sh} : Résistance en parallèle, représentant l'admittance parallèle du générateur de courant,

R_s : Résistance en série, modélisant les pertes ohmiques du matériau et des contacts,

G : Irradiation solaire en W/m²,

q : Charge d'électron 1,602.10⁻⁹ C,

k : Constante de Boltzmann 1,3854.10⁻²³ J/K,

n : Facteur de non idéalité de la jonction, en pratique compris entre 1 et 5,

T : Température effective de la cellule en Kelvin

$$I = I_{ph} - I_0 \times \left[e^{\left(\frac{V+I.R_s}{nV_T} \right)} - 1 \right] - \frac{V+I.R_s}{R_{sh}} \quad (\text{II.7})$$

Si, $R_{sh} \gg R_s$, son effet est très faible de telle sorte que l'on peut la négliger, d'où :

$$I = I_{ph} - I_0 \times \left[e^{\left(\frac{V+I.R_s}{nV_T} \right)} - 1 \right] \quad (\text{II.8})$$

II.2.2 Modèle à deux diodes :

La figure II.2 schématise un circuit électrique équivalent d'une cellule PV.

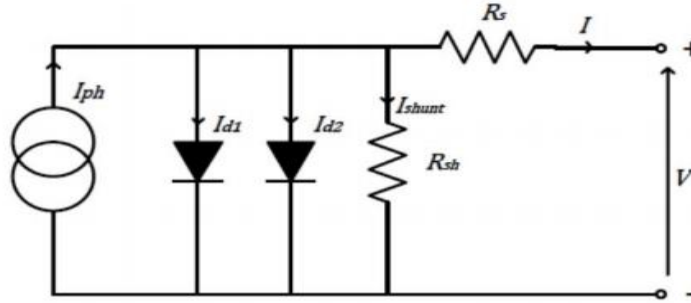


Figure II.2 : Le modèle d'une cellule photovoltaïque à deux diodes

L'expression suivante donne l'équation de la caractéristique courant tension d'une cellule PV modélisée par un circuit électrique équivalent à deux diodes :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[\left(e^{\frac{q(V+(I.R_s))}{n_1 V T_1}} - 1 \right) - I_{s2} \left[\left(e^{\frac{q(V+(I.R_s))}{n_2 V T_2}} - 1 \right) - \frac{V+(I.R_s)}{R_{sh}} \right] \right] \quad (\text{II.9})$$

Le photon courant est donné par la formule :

$$I_{ph} = (I_{cc} + K_1(T - T_{ref})) \cdot \frac{G}{1000} \quad (\text{II.10})$$

K 1: coefficient de température de I_{cc} en (%/°C), donné par le constructeur.

T_{ref} : température de référence en Kelvin (°K), donnée par le constructeur, mesurée sous un ensoleillement de 1Kw/m², souvent 298°K (25°C).

I_{s1} et I_{s2} : courants de saturation de la diode 1 et de la diode 2. Ci-dessous leur expression :

$$I_{d1,2} = I_{rs1,2} \left(\left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 * \left(e^{\frac{qE_g \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right)}{n_{1,2}}} \right) \right) \quad (\text{II.11})$$

E_g : Energie de gap (Silicium cristallin = 1,12 eV, Silicium amorphe = 1,7 eV,

CIS =1,03 eV, CdTe =1,5 eV)

n_1 : facteur de non idéalité de la jonction de la diode 1.

n_2 : facteur de non idéalité de la jonction de la diode 2.

I_{rs1} et I_{rs2} : courants inverses de saturation de la diode 1 et la diode 2 donnés par la formule ci-dessous :

$$I_{rs1,2} = \frac{I_{sc}}{e^{K.N_s.T_{ref}.n_{1,2}} \cdot V_{oc}} \quad (\text{II.12})$$

II.3 Caractéristiques électriques d'une cellule PV :

II.3.1 Caractéristique I(V) :

La courbe caractéristique d'une cellule photovoltaïque nous indique la variation du courant produit en fonction de la variation de tension à ses bornes, sur l'intervalle $[0-V_{CO}]$.

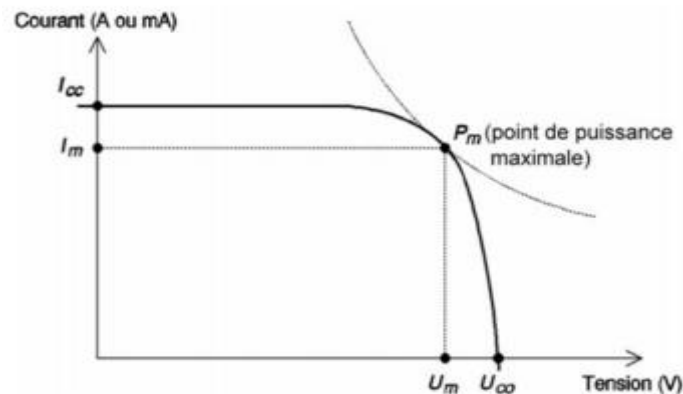


Figure II.3: Caractéristique courant-tension d'une cellule PV

Les paramètres électriques propres à la cellule PV, sous éclairage, sont tirés de sa caractéristique courant-tension. Il s'agit de :

- **Tension de circuit ouvert (ou tension à vide U_{co}) :**

Tension continue maximale générée aux bornes d'une cellule PV soumise à un éclairage constant, sans présence d'aucun récepteur. De l'ordre de 0.7V obtenue pour $I=0$. Elle varie suivant la technologie et l'intensité de l'éclairage.

- **Courant de court-circuit (I_{cc}) :**

Il s'agit du courant maximale débité par une cellule PV montée en court-circuit (sous tension nul $V=0$) mesuré par :

- **Le point de fonctionnement optimal/point de puissance maximale (P_m) :**

Une cellule PV, alimentant une charge, fonctionne en condition optimale en développant une puissance maximale, quand le courant et la tension sont optimaux. $P_{max}=U_{opt} \cdot I_{opt}$ puissance maximale qu'on peut tirer d'une cellule PV, qui dans ce cas, travaille au point de puissance maximale MPPT ou point de charge idéale. On a coutume d'appeler U_m et I_m , au lieu de U_{opt} et I_{opt} , la tension et le courant correspondant à ce point de puissance maximale : pratiquement très acceptable.

$$P_m = U_m \cdot I_m.$$

- **Puissance crête :**

La puissance est maximale quand l'éclairage l'est aussi. La puissance crête (P_c) ou watts-crête (W_c) est la puissance maximale obtenue aux conditions normalisées ou STC d'ensoleillement ($1\ 000\ W/m^2$), de température ($25\ ^\circ C$) et de spectre solaire (AM 1,5).

- **Le rendement :**

C'est le rapport entre la puissance électrique générée et la puissance lumineuse reçue, par la cellule. Donné par l'expression ci-dessous. S , E , P_m et η représentent respectivement la surface de la cellule, la puissance de l'éclairement, la puissance maximale générée par la cellule et le rendement de la conversion PV.

$$\eta = \frac{P_m}{(E.S)} \quad (\text{II.13})$$

Les constructeurs fournissent le rendement d'un module PV, sous conditions STC. Il se calcule selon la formule suivante :

$$\eta = \frac{P_c}{(1000.S)} \quad (\text{II.14})$$

P_c : Puissance crête,

S : surface du module,

Éclairement : 1000 W/m²

Exemple :

Module en silicium poly-cristallin de 40 Wc (2.35A/17V) d'une surface de 3600cm²

$\eta = 40/1000 * 0.36 = 40/0,36 \times 1000 = 0,11 = 11\%$. Dans la réalité, ce rendement de 11% peut varier suivant les conditions météorologiques, souvent à la baisse quand le rayonnement direct est faible [11].

- **Le facteur de forme FF :**

Il s'agit du rapport entre la puissance au MPPT d'une cellule PV et sa puissance maximale théorique possible :

$$FF = \frac{V_m \times I_m}{V_{co} \times I_{cc}} \quad (\text{II.15})$$

- **Le facteur de qualité A :**

Il s'agit du facteur d'idéalité de la cellule : variant entre 1 et 2. Il dépend des mécanismes de recombinaison dans la zone de déplétion.

II.4 Simulation d'un module PV :

Le logiciel Matlab et les outils du Simulink peuvent être utilisés pour simuler un module PV dont les paramètres peuvent être résumés dans le tableau II.1. Nous donnons l'exemple d'un module PV model CEM200M-72.

V_{co}	45V
I_{cc}	5.80A
A_m	1.5
Vitesse de vent	1m/s
R_s	

Tableau II.1 : Paramètres d'un module PV à 25°C et 1000 W/m²

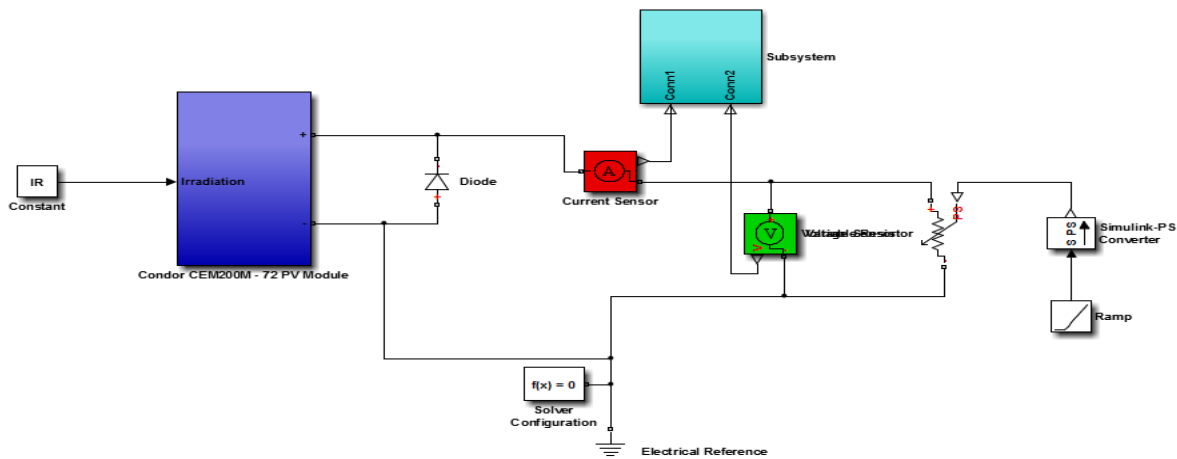


Figure II.4: Schéma d'un module PV sous Simulink

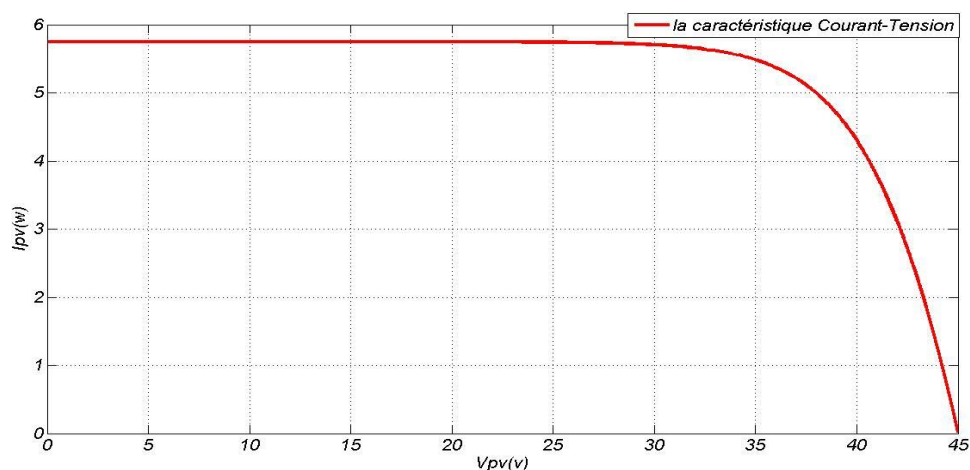


Figure II.5.a : Caractéristique I-V d'un module PV dans les conditions standards de fonctionnement

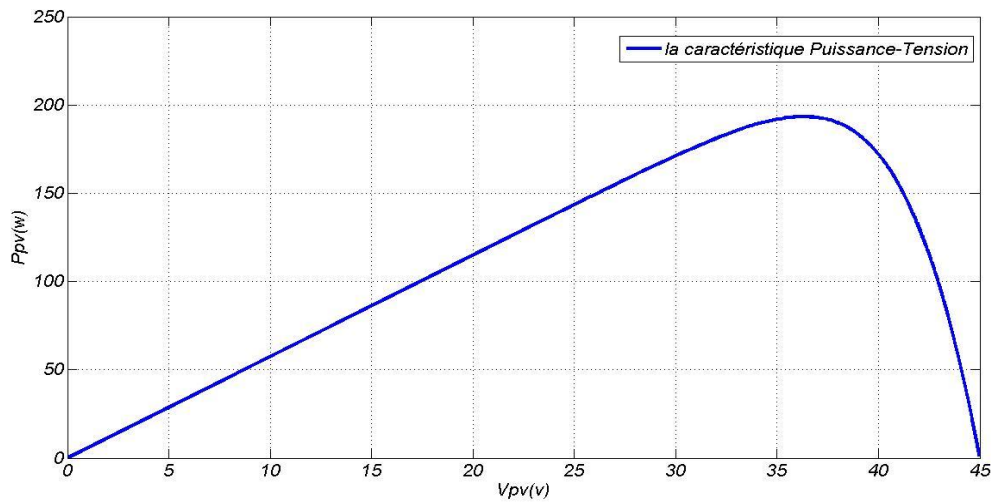


Figure II.5.b : Caractéristique P-V d'un module PV dans les conditions Standards de fonctionnement

II.5 Influence de l'éclairement :

En faisant varier l'intensité de l'éclairement de 200w/m^2 à 1000w/m^2 par un pas de 100w/m^2 , les caractéristiques, I-V et P-V, résultant sont respectivement illustrées sur les figures II.6 (a, b)

On voit, qu'à température constante, le courant subit une variation importante, par contre la tension varie légèrement ; on effet le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement (voir la Figure II.6.b) tandis que la tension de circuit ouvert est une fonction logarithmique (voir la Figure II.6.d) [12].

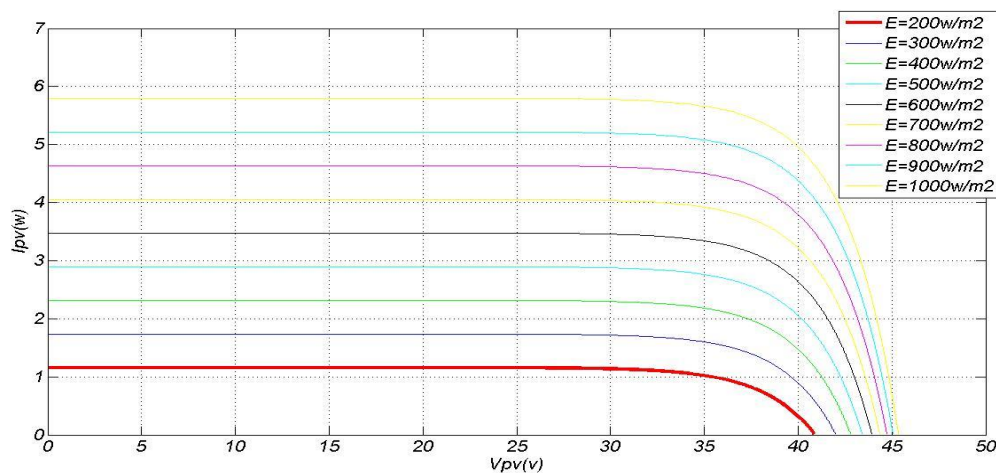


Figure II.6.a : caractéristique I-V d'un module PV sous différents éclairnements

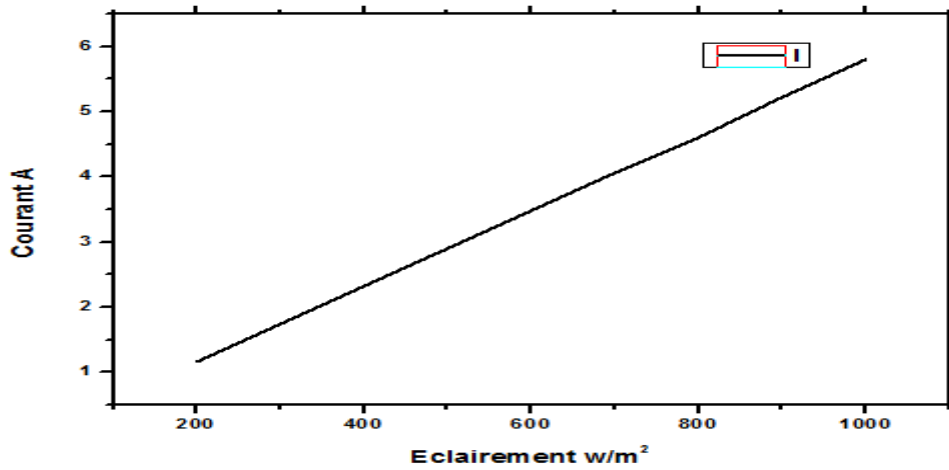


Figure II.6.b : Le courant de court-circuit en fonction de l'éclairement

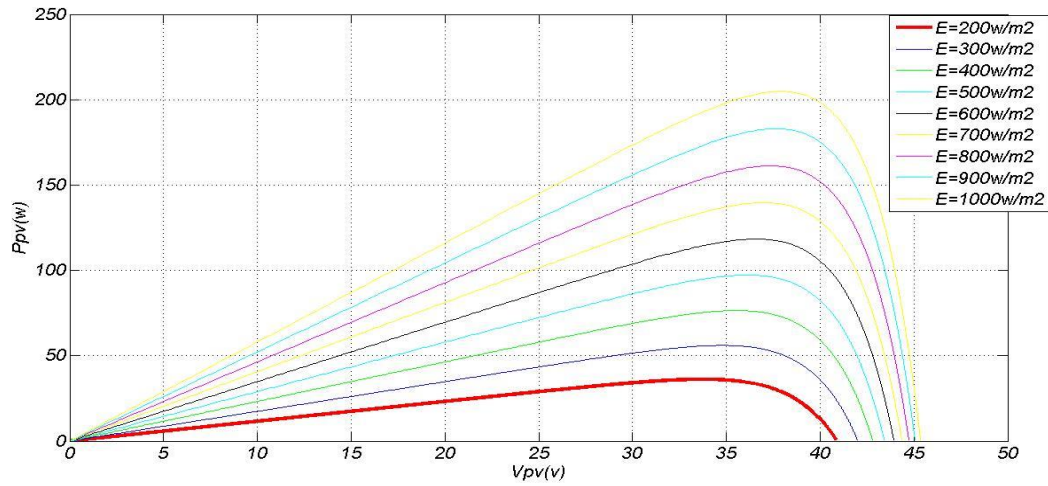


Figure II.6.c : caractéristique P-V d'un module PV sous différents éclairnements

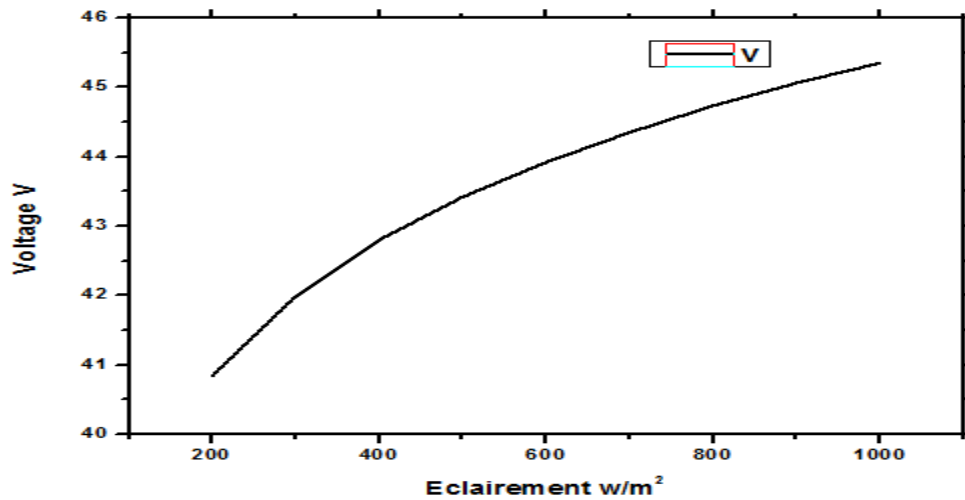


Figure II.6.d : La tension de circuit ouvert en fonction de l'éclairement

II.6 Influence de la température :

La température est le second paramètre principal influant le comportement de la photopile. La figure II.7 (a, b) illustre respectivement les caractéristiques I-V et P-V d'un module PV (72 photopile) simulées sous un éclairement de $1000\text{W}/\text{m}^2$ à différentes températures. On remarque que le courant du court-circuit I_{sc} demeure très peu sensible à la variation de la température tandis que la tension du circuit ouvert V_{oc} décroît par augmentation de la température conduisant ainsi à une chute de la puissance à la sortie du module. En conséquence, lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement prise en compte.

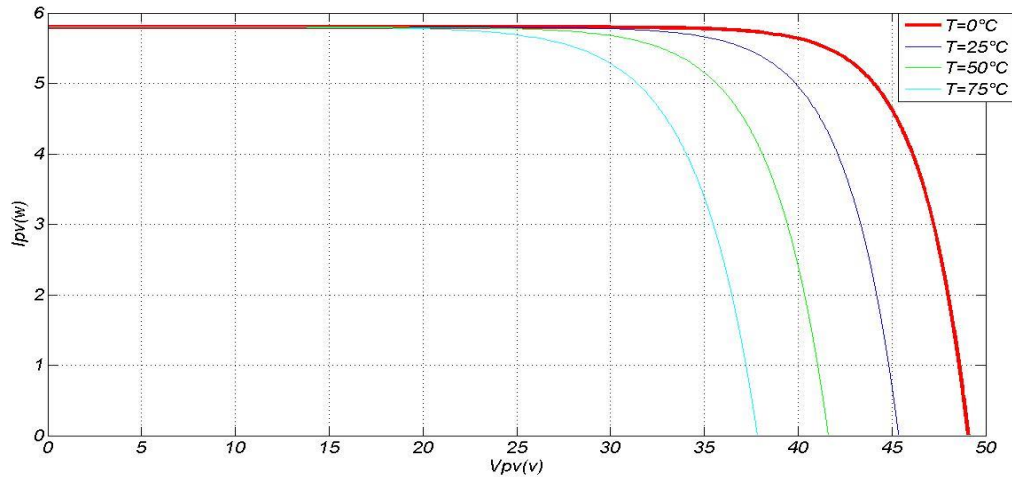


Figure II.7.a : Influence de la température sur la caractéristique I-V

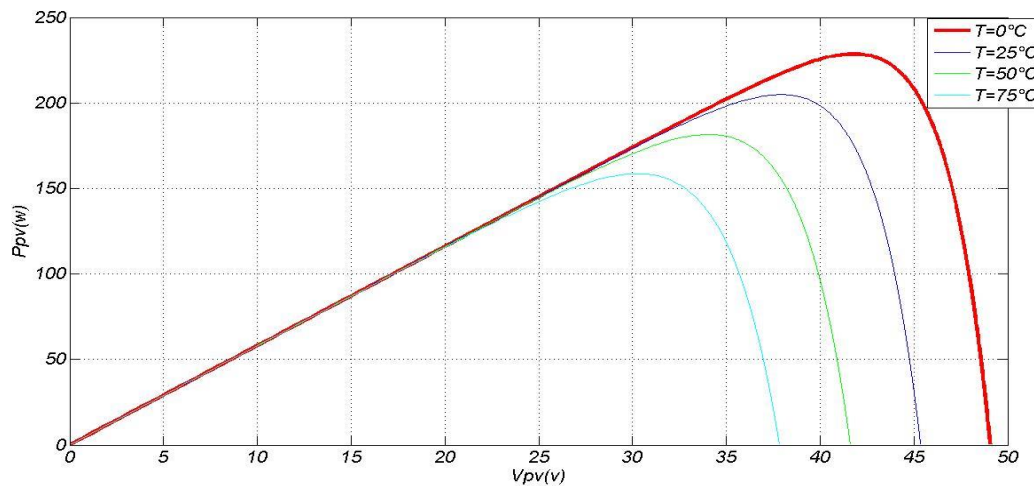


Figure II.7.b: Influence de la température sur la caractéristique P-V

II.7 Influence de la résistance série RS :

Résistance interne de la cellule, la résistance série dépend principalement de celle du semi-conducteur utilisé et de la résistance de contact des grilles collectrices et de leurs résistivités. Les courbes I(V), P(V) sont respectivement illustrées dans la figure II.8 (a, b).

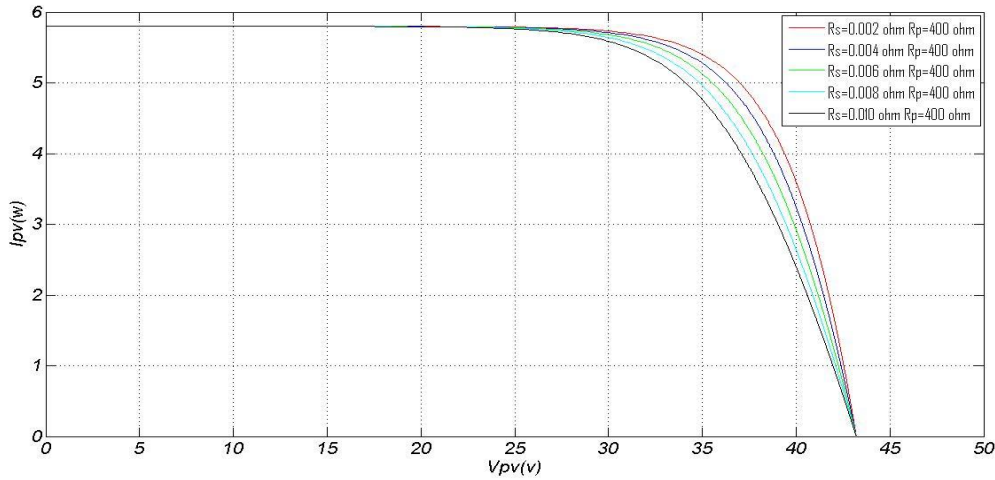


Figure II.8.a : Influence de la résistance série sur la caractéristique I-V

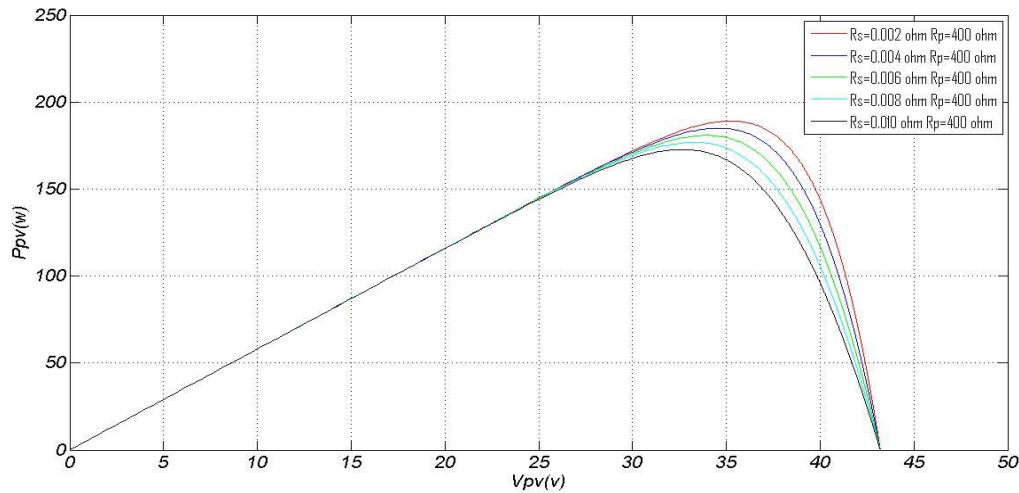


Figure II.8.b : Influence de la résistance série sur la caractéristique P-V

La résistance série peut modifier la forme de la courbe. Plus la résistance série augmente, plus le facteur de forme diminue : Ce qui entraîne un rendement plus faible de la cellule. On remarque, qu'au contraire, que cette résistance n'a pas d'influence sur la tension de circuit ouvert.

II.8 Influence de la résistance parallèle R_P :

La résistance shunt ou parallèle prend en compte les fuites inévitables du courant (courant de fuite entre des cellules, courant de fuite entre la cellule et le bord du module etc.). En général, elle est très élevée et son effet se fait sentir surtout dans la partie génération de courant.

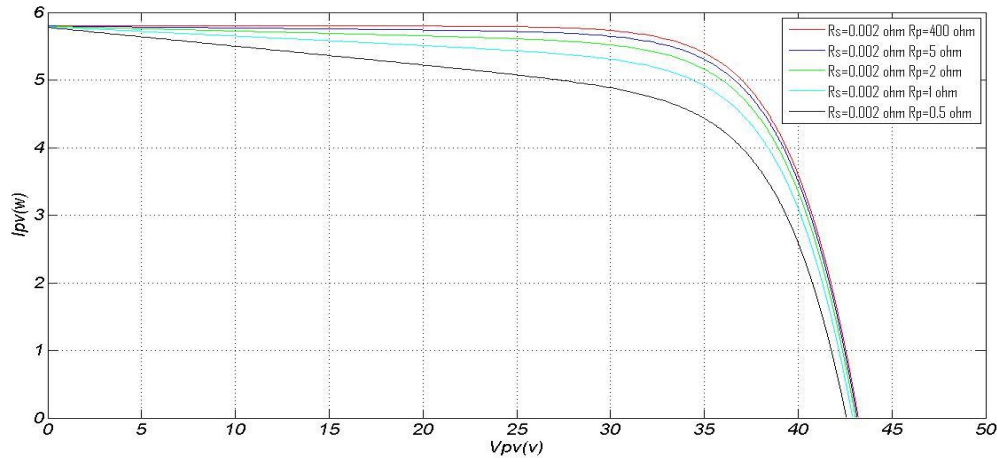


Figure II.9.a : Influence de la résistance parallèle sur la caractéristique I-V

Pour de grandes valeurs de R_p , on ne voit pas de modification notable dans la zone de tension positive. Au contraire, il y a des modifications très remarquables dans la zone de la tension négative (fonctionnement inverse de la cellule). Dans le cas de réduction importante de la résistance parallèle, on remarque qu'il y a une chute en tension de circuit ouvert et en courant de court-circuit

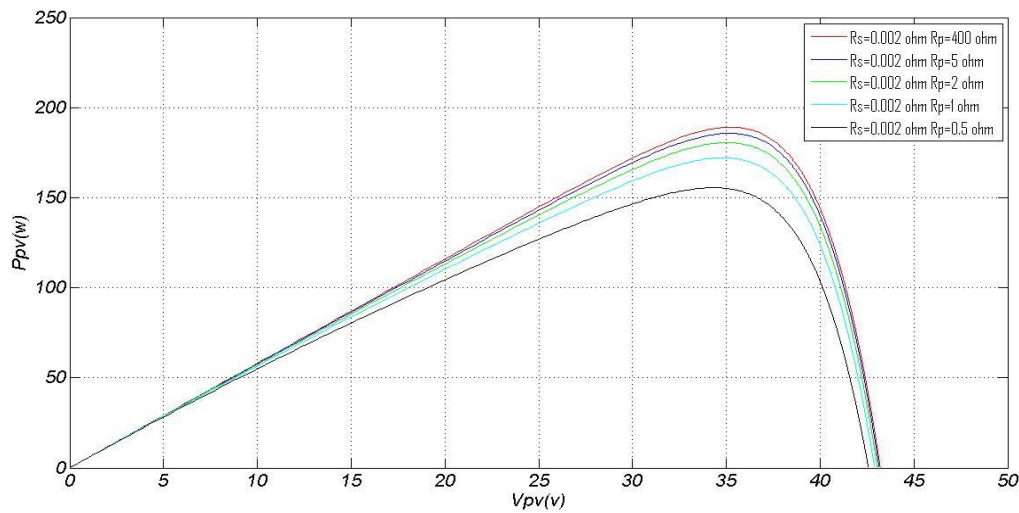


Figure II.9.b : Influence de la résistance parallèle sur la caractéristique P-V

II.9 Associations des modules en série :

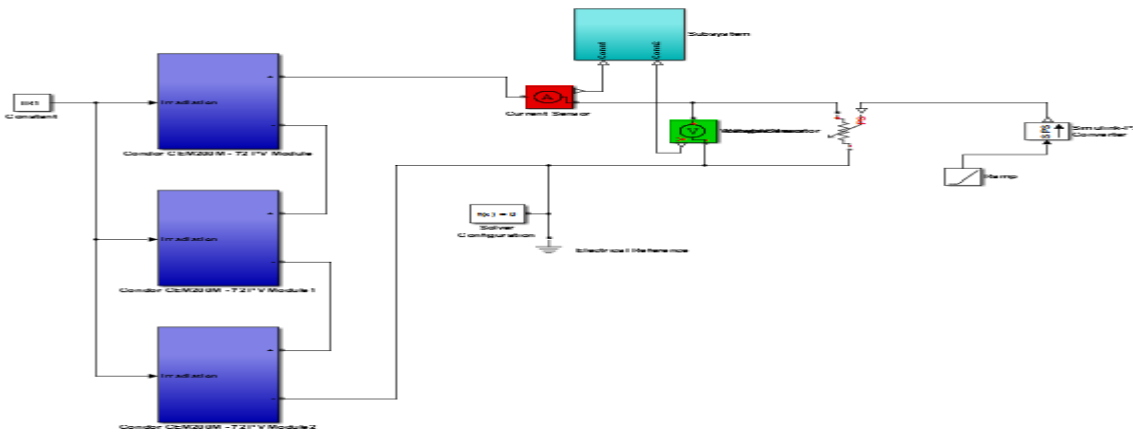


Figure II.12 : Schéma de 3 modules PV en série sous Simulink

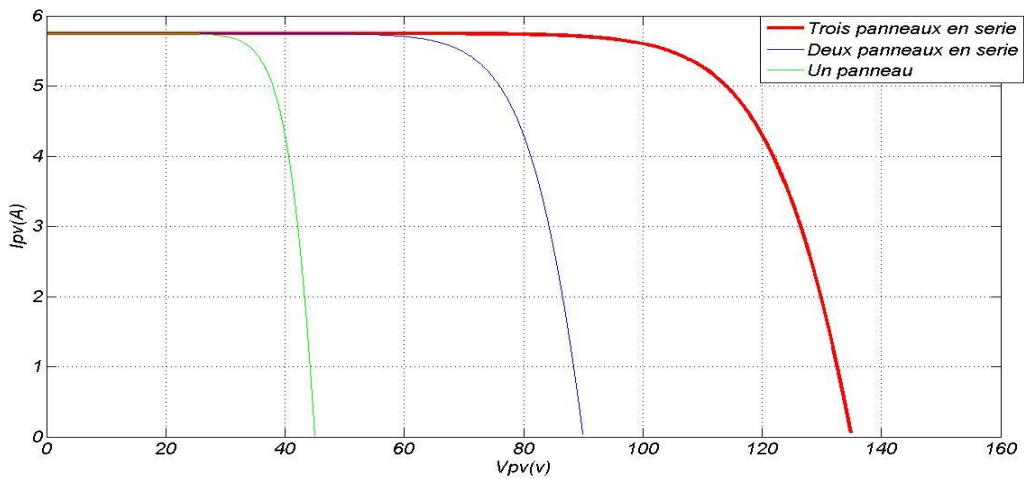


Figure II.13 : Caractéristique I-V résultante d'un groupement de 3 modules en série

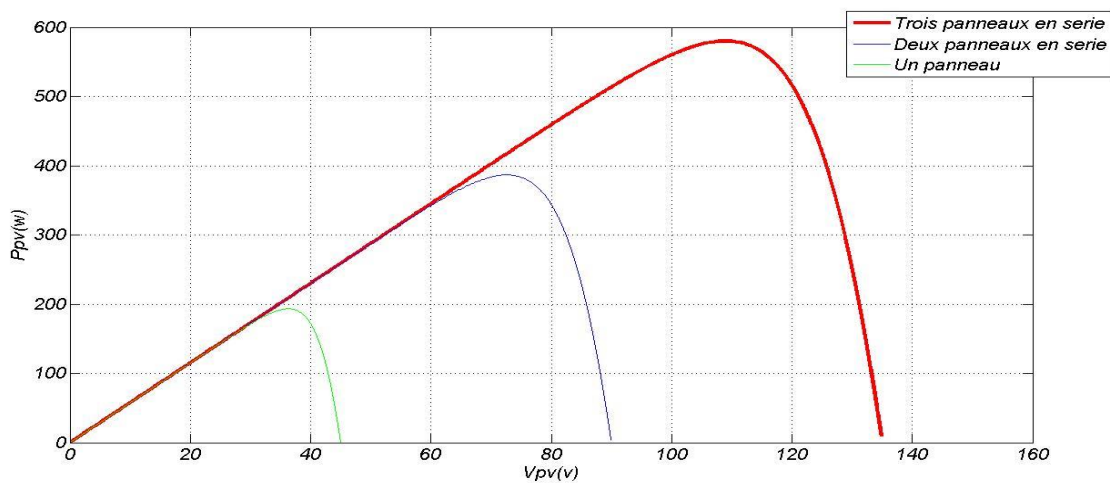


Figure II.14 : Caractéristique P-V résultante d'un groupement de 3 modules en série

Dans un groupement, de n modules identiques montés en série, la caractéristique de la tension résultante du groupement est obtenue par addition des tensions élémentaires de tous les modules, tandis que le courant traversant ce groupement reste le même que celui de chaque module.

II.10 Association des modules en parallèle :

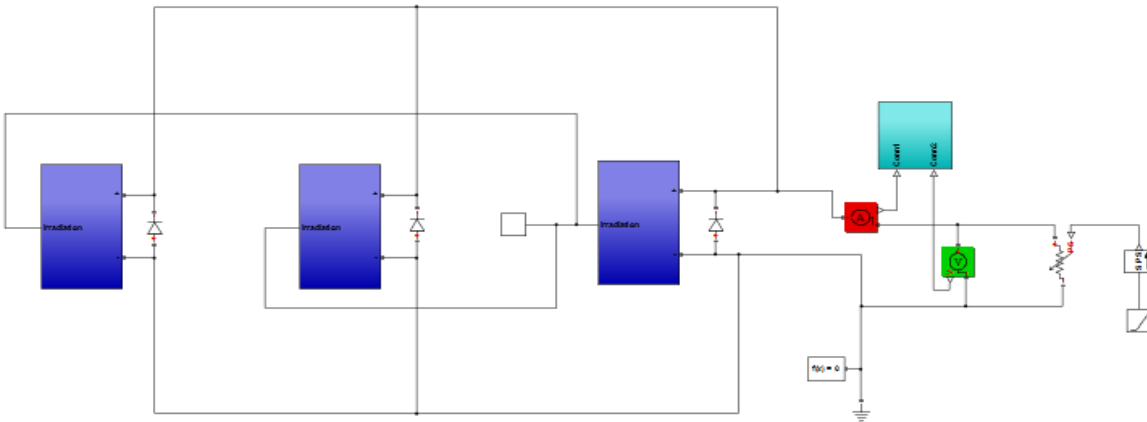


Figure II.15 : Schéma de 3 modules PV en parallèle sous Simulink

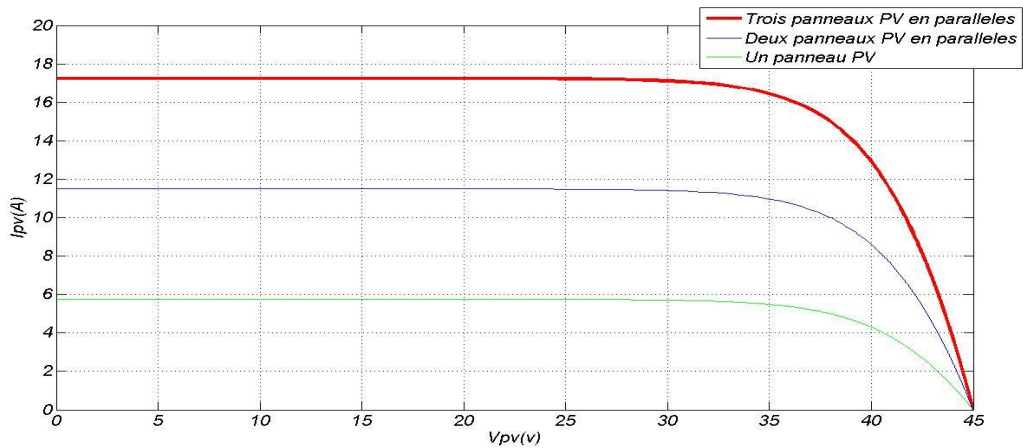


Figure II.16 : Caractéristique I-V résultante d'un groupement de 3 modules en parallèle

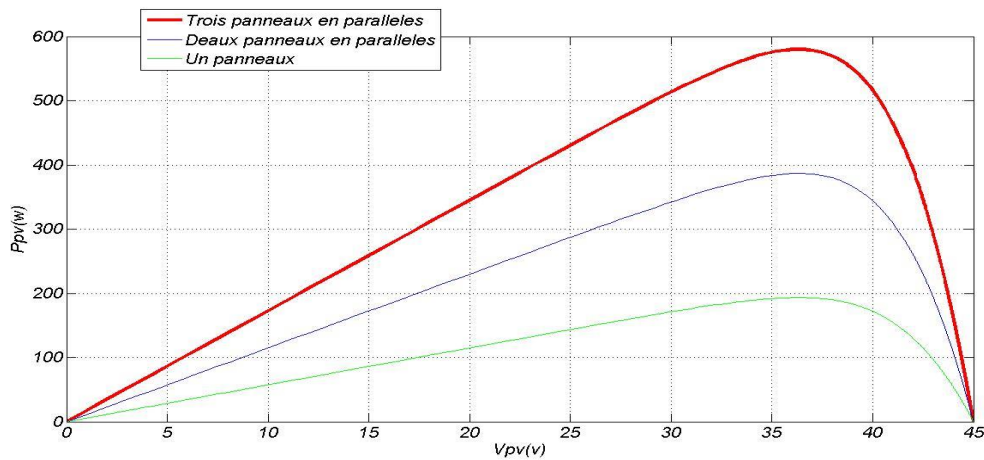


Figure II.17 : Caractéristique P-V résultante d'un groupement de 3 modules en parallèle

Chapitre II : Modélisation d'une cellule PV et simulation d'un module PV.

Dans le cas d'un groupement de n modules montés en parallèle, ces modules seront soumis à la même tension et la caractéristique du courant résultant du groupement est obtenue par l'addition des courants élémentaires.

II.11 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons pris connaissance de deux modèles d'une cellule photovoltaïque avec leurs schémas équivalents et leurs équations de fonctionnement. Ensuite, après avoir intégré les différents paramètres d'un module PV dans un circuit équivalent géré par logiciel Matlab, nous sommes parvenues à tracer la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ de ce module. Nous avons remarqué que les conditions météorologiques, tel que l'éclairement et la température et les paramètres internes, tels que la résistance série et parallèles, influencent fortement les performances d'un module PV.

Chapitre III

Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

III.1 Introduction :

Les modules PV, élément élémentaire d'un champs PV sont des systèmes qui produisent de l'électricité par captation de la lumière du jour, et génèrent une certaine quantité de chaleur résiduelle, toujours néfaste. La température de fonctionnement d'un module PV, dépendante de nombreux facteurs, influe notablement sur sa performance de celui-ci ; quand elle augmente l'efficacité du module diminue [13]. Des panneaux photovoltaïques, travaillant dans des conditions climatiques chaudes, sont plus affectés et leurs performances sont sujets à la dégradation. L'ombrage peut être considéré comme l'un des plus importants paramètres affectant les performances des modules PVs. Dans ce contexte, des panneaux photovoltaïques, de plusieurs technologies, dans différentes conditions d'ombrage, peuvent être simulés en utilisant le programme Matlab pour déterminer l'effet des ombrages [14]. Nous signalons qu'il a été noté que les cas de l'ombrage non uniforme doivent être évités, au mieux possible, pour maintenir une bonne performance. On a indiqué encore que la perte de puissance, au niveau d'un module PV, peut atteindre la valeur de 30% dans le cas d'un ombrage total couvrant une seule cellule solaire [15]. Il a été rapporté aussi que, d'une part, la meilleure configuration possible, en cas de présence d'ombrage, sera celle de modules PVs connectés en parallèle et que, d'autre part, le point de puissance maximale recule quand le taux d'ombrage augmente. Notant qu'il a été observé que, dans un système PV en fonctionnement, dans le cas d'une diode de dérivation endommagée ou d'ombrage partiel, la tension en circuit ouvert du module PV sera légèrement supérieure à celle d'un module PV sous ombrage totale [16]. La méthode d'imagerie thermique, utilisée pour suivre le déroulement du travail d'un module PV en fonction de la température, dans des conditions extérieures, fournit des valeurs proches aux mesures réelles [17]. Les fissures capillaires, la corrosion, les dommages dus aux connexions et la formation de points chauds dans les panneaux photovoltaïques sont à l'origine de dégradation des performances des modules PV et même de leur détérioration ; en conséquence il est recommandé de contrôler, par l'imagerie thermique, les modules PV de toute installation PV. Les connaissances actuelles nous indiquent que la thermographie, méthode fiable économique et rapide, est un précieux outil d'évaluation pour les techniciens des installations PVs [18]. Enfin, signalons que la caméra thermique, dont la résolution à toute son importance dans ce cadre, permet d'obtenir convenablement la répartition de la température, due à l'effet d'ombrage, sur le module PV. Dans ce chapitre nous abordons une étude expérimentale sur l'effet d'ombrage partiel triangulaire statique. Nous présentons les appareils et outils utilisés, la méthodologie suivie, l'installation expérimentale réalisée, le travail exécuté, les résultats obtenus et les discussions menues. Nous abordons aussi la simulation par Matlab des épreuves expérimentales et la comparaison de ses résultats par rapport à ceux de l'étude expérimentale. Enfin nous abordons l'efficacité exergetique de modules PV de différents types, en ayant recours à une caméra thermique.

III.2 Appareils et outils utilisés :

- ❖ Quatre modules en silicium monocristallin de la marque condor model [CEM200M-72] de 72 cellules solaire chacun dont les caractéristiques sont résumées dans le tableau III.1.
- ❖ Quatre modules en silicium poly-cristallin de la marque SUNTECH model STP050D-12/MEA De 36 cellules solaires chacun dont les caractéristiques sont résumées dans le tableau III.2.
- ❖ Un module Amorphe dont les caractéristiques sont résumées dans le tableau III.3.

Puissance max	200W		
Courant max	5.48A	Courant en court-circuit I_{SC}	5.75A
Tension max	38V	Tension en circuit-ouvert V_{oc}	45V

Tableau III.1 : Paramètres de module PV monocristallin à 25°C et 1000 W/m²

Puissance max	50W		
Courant max	2.93A	Courant en court-circuit I_{SC}	3.13A
Tension max	17.4V	Tension en circuit-ouvert V_{oc}	21.8V

Tableau III.2 : Paramètres de module PV poly-cristallin à 25°C et 1000 W/m²

Puissance max	4,543W		
Courant max	0,272A	Courant en court-circuit I_{SC}	0,338A
Tension max	16,65V	Tension en circuit-ouvert V_{oc}	22,73V

Tableau III.3 : Paramètres de module PV amorphe à 25°C et 1000 W/m²

❖ Un appareil PROVA 210 servant à :

Déterminer les caractéristiques I(V) et P(V) des modules.

Contrôler la qualité des modules dans la ligne de production, l'entrepôt ou le site d'installation

Identifier l'exigence du système d'énergie solaire.

L'entretien des panneaux solaires.

Vérifier le meilleur angle d'installation des panneaux solaires



Figure III.1 : PV Analyzer PROVA 210

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

❖ Une cellule de référence :

Il s'agit d'un capteur de rayonnement digital SPEKTRON 485mb SI-RS485, comprenant une cellule solaire monocristalline connectée à un shunt de faible résistance permettant à celle-ci de fonctionner à proximité d'un court-circuit. Son rôle est la détermination de la valeur de l'irradiation.



Figure III.2 : Capteur de rayonnement digital SPEKTRON 485mb SI-RS485

❖ Photomètre (ou radiomètre) Delta OHM HD2102.2 :

Instrument portatif avec écran LCD de grande dimension servant à mesurer l'éclairement lumineux, la luminance, le PAR et l'éclairement énergétique (dans les régions spectrales VIS- NIR, UVA, UVB et UVC ou dans la mesure d'éclairement énergétique efficace selon la courbe d'action UV). Sa plage de fonctionnement est assez réduite en comparaison avec la cellule de référence.



Figure III.3 : Photomètre Delta OHM HD210

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

❖ Fluke hydra séries II :

Le seau de données 2635A Hydra Séries II est un instrument d'enregistrement de données à 21 canaux qui mesure et enregistre les paramètres électriques et physiques suivants : La d.d.p DC et AC, résistance, fréquence et température. Les mesures de température sont effectuées via des thermocouples ou des détecteurs de température à résistance (RTD).



Figure III.4 : instrument d'enregistrement Fluke hydra séries II.

III.3 Méthodologie, installation expérimentale et travail exécuté :

Les ombrages dynamiques affectant partiellement les modules PVs se présentent dans la plupart des cas sous formes triangulaires ; c'est la raison pour laquelle on a choisi d'étudier l'effet d'ombrage partiel statique triangulaire sur ces modules. Nous avons opté d'étudier l'effet de cet ombrage, pour quatre taux différents, sur les types monocristallin et poly-cristallin, en même temps et dans les mêmes conditions de température et d'éclairement, dans l'objectif de voir les variations des résultats qui en résultent. Idem pour le type amorphe mais à des temps successifs. Le dispositif expérimental comportant trois installations PVs, mis en place à l'UDES, nous sert pour faire notre étude qui traite l'effet d'ombrage sur les performances électriques des modules photovoltaïques de différentes technologies. Les résultats des mesures, visibles sur les courbe I(V) et P(V), sont obtenus à partir de tests opérés sur les différents types de panneaux soumis à un ombrage statique partiel triangulaire. Une série d'expériences a été réalisée à des jours différents sous ciel clair et couvert au mois de Mai et Juin 2021.

Premier installation :

Comportant 04 modules photovoltaïques identiques, à technologie monocristalline, n'alimentant aucune charge, orientés en plein sud. (voir figure III.5).

- ❖ Le premier, non ombragé, servant pour référence et faire la comparaison avec les trois autres modules ombragés.
- ❖ Le deuxième, ombragé au quart (1/4) de sa surface totale.
- ❖ Le troisième, ombragé au huitième (1/8) de sa surface totale.
- ❖ Le quatrième, ombragé au seizième (1/16) de sa surface totale.

Deuxième installation :

Comportant 04 modules photovoltaïques identiques, à technologie poly-cristalline, n'alimentant aucune charge, orientés plein sud (voir figure III.6).

- ❖ Le premier, non ombragé, servant pour référence et faire la comparaison avec les autres modules ombragés partiellement.
- ❖ Le deuxième, ombragé au quart (1/4) de sa surface totale.
- ❖ Le troisième, ombragé au huitième (1/8) de sa surface totale.

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

- ❖ Le quatrième, ombragé au seizième (1/16) de sa surface totale.

Troisième installation :

Comportant seulement un module à technologie Amorphe, n'alimentant aucune charge, monté sur un support métallique (voir figure III.7).

Nous avons réalisé successivement quatre testes pour ce même module :

- ❖ Le premier, à module non ombragé, servant pour référence et faire la comparaison avec les autres tests, où l'ombrage est partiel.
- ❖ Le deuxième, à module ombragé au quart (1/4) de sa surface totale.
- ❖ Le troisième, à module ombragé au huitième (1/8) de sa surface totale.
- ❖ Le quatrième, à module ombragé au seizième (1/16) de sa surface totale.



Figure III.5 : Module PV monocristallin ombragé partiellement



Figure III.6 : Module PV poly-cristallin ombragé partiellement

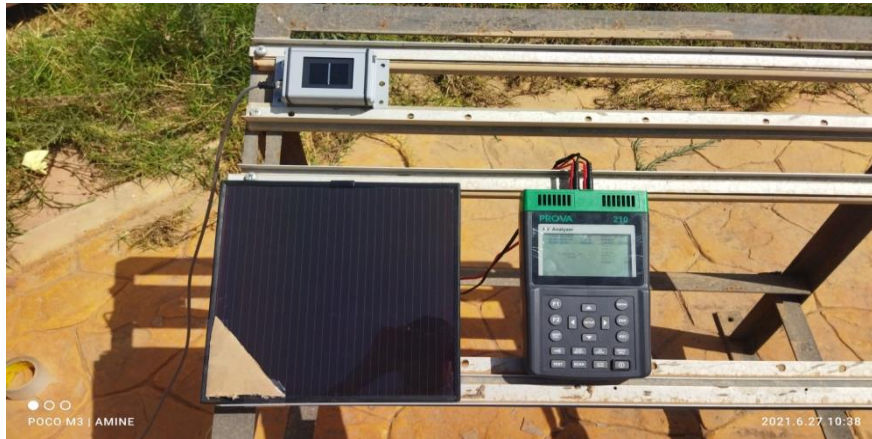


Figure III.7 : Module PV amorphe ombragé partiellement

Module Monocristallin	1	2	3	4
Surface de lacelle (10^{-2} m^2)	1.574	1.574	1.574	1.574
Surface du module (m^2)	1.133	1.133	1.133	1.133
Surface Ombragée (m^2)	0	0.283	0.142	0.071
%	0	25	12.5	6.25

Tableau III.4 : surface ombragé pour chaque module monocristallin

Module Poly-cristalline	1	2	3	4
Surface de la cellule (10^{-2} m^2)	0.973	0.973	0.973	0.973
Surface du module (m^2)	0.350	0.350	0.350	0.350
Surface Ombragée (m^2)	0	0.088	0.044	0.022
%	0	25	12.5	6.25

Tableau III.5 : surface ombragé pour chaque module poly-cristallin

Module Amorphe	1	2	3	4
Surface du module (m^2)	0.073	0.073	0.073	0.073
Surface Ombragée (m^2)	0	0.018	0.009	0.005
%	0	25	12.5	6.25

Tableau III.6 : surface ombrage sur le module amorphe dans les quatre cas

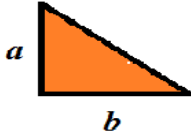
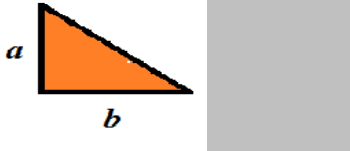
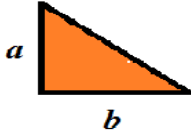
Mono cristallin Surface d'ombrage 1/4	A= 0.79m B= 0.81m S= 0.32m²	
Mono cristallin Surface d'ombrage 1/8	A=0.55m B=0.57m S=0.16m²	
Mono cristallin Surface d'ombrage 1/16	A=0.23m B=0.24m S=0.03m²	

Tableau III.7 : La forme et les dimensions de la surface ombragée sur le module monocristallin.

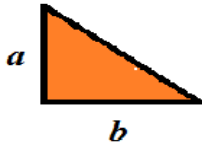
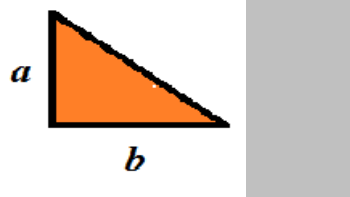
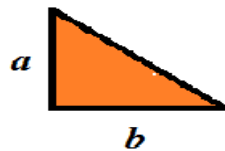
Poly-cristallin Surface d'ombrage 1/4	A= 0.46m B= 0.48m S= 0.11m²	
Poly-cristallin Surface d'ombrage 1/8	A=0.32m B=0.33m S=0.05m²	
Poly-cristallin Surface d'ombrage 1/16	A=0.38m B=0.40m S=0.08m²	

Tableau III.8 : La forme et les dimensions de la surface ombragée sur le module poly-cristallin.

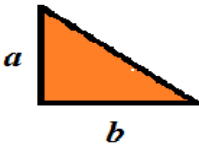
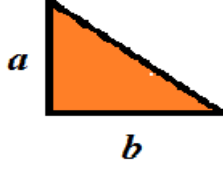
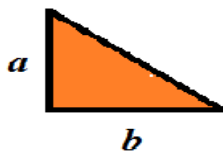
Amorphe Surface d'ombrage 1/4	A= 0.19m B= 0.19m S= 0.0181m ²	
Amorphe Surface d'ombrage 1/8	A=0.135m B=0.135m S=0.0091m ²	
Amorphe Surface d'ombrage 1/16	A=0.095m B=0.095m S=0.0045m ²	

Tableau III.9 : La forme et les dimensions de la surface ombragée sur le module amorphe.

III.4 Résultats et discussion :

Les figures suivantes représentent respectivement les courbes I(V) et P(V), établies à l'aide de l'appareil PROVA, dans des conditions variables, où la température et l'irradiation sont mesurées, chaque fois, à l'aide d'une cellule de référence et d'un thermocouple. L'appareil FLUKE nous fournit les valeurs mesurées. Nous constatons une déformation assez importante de la forme des courbes I(V) et P(V), dans chaque test à module ombragé, par rapport au témoin (caractéristique du module propre).

Test 1 :

Module monocristallin non ombragé : Température 50°C, Irradiation 807w/m².

Puissance maximale	132,6 W
Voltage maximale	31,91 V
Courant maximale	4,155 A

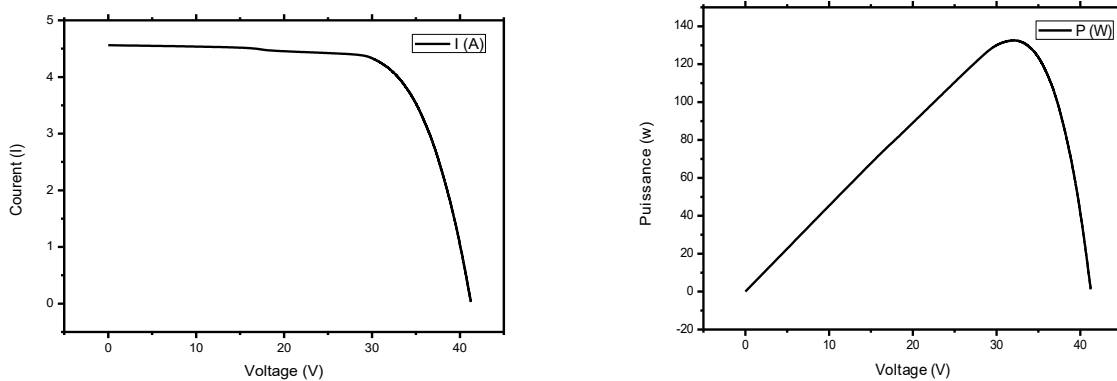


Figure III.8 : Caractéristiques, I-V et P-V, résultantes du module monocristallin non ombragé.

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

Test 2 :

Module monocristallin ombragé à 25% : Température 51°C, Irradiation 807w/m².

Puissance maximale	24,03 W
Voltage maximale	7,366 V
Courant maximale	3,262 A

- Entre 0V et 3V le courant reste pratiquement stationnaire.
- Entre 3 et 12.7 volts le courant décroît sensiblement linéairement, passant de 5A à 0.15A puis au de la de 12.7V demeure pratiquement nul.
- Entre 0 et 8V la puissance croit linéairement suivant une pente assez rude puis à partir 12.7V elle demeurera pratiquement nulle.
- Entre 8 et 12.7 volts la puissance décroît rapidement, en chute libre, de la valeur 24.03 W pour atteindre une valeur pratiquement nulle.

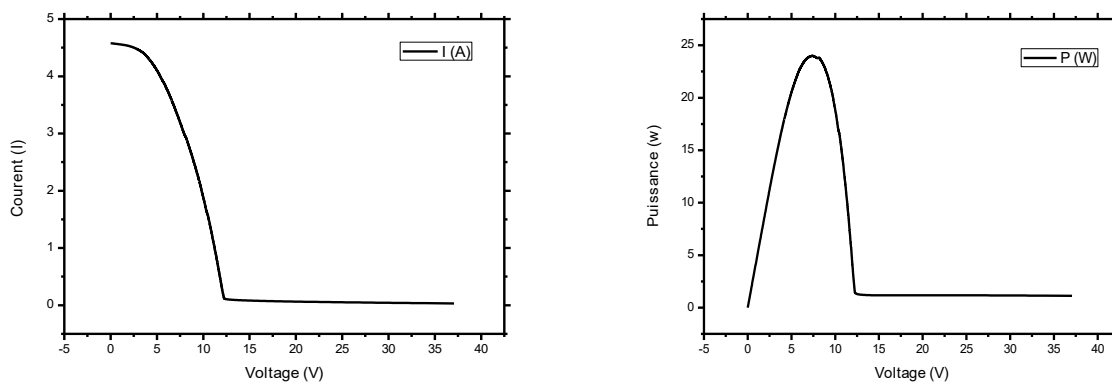


Figure III.9 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin ombragé à 25%.

Test 3 :

Module monocristallin ombragée à 12.5% : Température 52°C, Irradiation 815w/m².

Puissance maximale	37,29 W
Voltage maximale	9,173 V
Courant maximale	4,066 A

- Entre 0V et 5V le courant reste pratiquement stationnaire
- entre 5V et 13V le courant décroît pratiquement linéairement
- Entre 13V et 26V le courant reste pratiquement constant puis chute très légèrement pour devenir pratiquement constant au-delà de 26V.
- Entre 13V et 40V le courant demeure constant, à une valeur voisine de zéro.

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

- Entre 0V et 9.2V la puissance croit, linéairement, rapidement.
- Entre 10V et 13V la puissance décroît, linéairement, rapidement.
- Entre 13V et 26V la puissance augmente puis diminue, légèrement, légèrement pour devenir pratiquement constante au-delà 26V.
- Entre 13V et 40V la puissance de valeur voisine de zéro demeure constante.

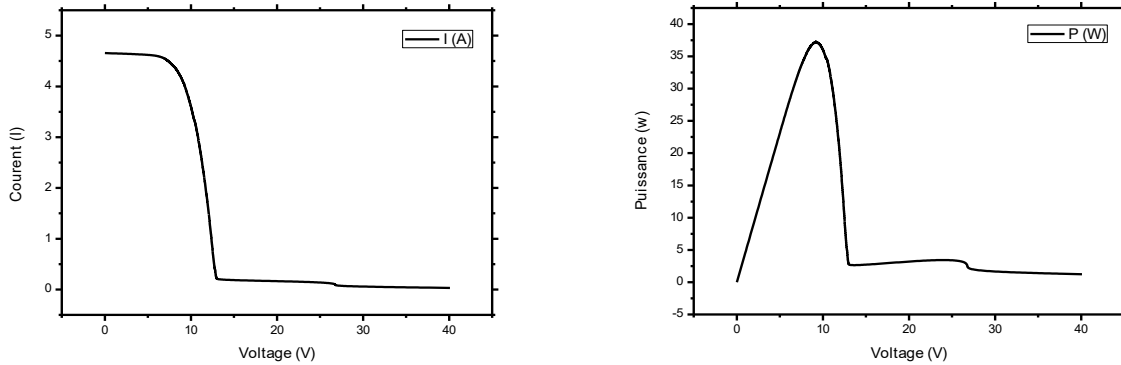


Figure III.10 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin ombragé à 12.5%.

Test 4 :

Module monocristallin ombragée à 6.25% : Température 52°C, Irradiation 815w/m².

Puissance maximale	37,48 W
Voltage maximale	9,178 V
Courant maximale	4,084 A

- Entre 0V et 5V, le courant reste pratiquement stationnaire.
- Entre 5V et 13V, le courant décroît pratiquement linéairement pour atteindre une valeur proche 01A.
- Entre 13V et 26V, le courant demeure pratiquement constant à une valeur de 1.1A, puis il chute à une valeur proche de zéro et reste par la suite stationnaire. Cette chute est visible sur la courbe sous forme d'un escalier.
- Entre 0V et 9,178V la puissance croit linéairement mais rapidement.
- Entre 9,178V et 13V, la puissance décroît linéairement mais rapidement.
- Entre 13V et 26V, la puissance croit pratiquement linéairement puis chute librement de 26W jusqu'à 3W ensuite demeurera pratiquement constante au voisinage de cette valeur.

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

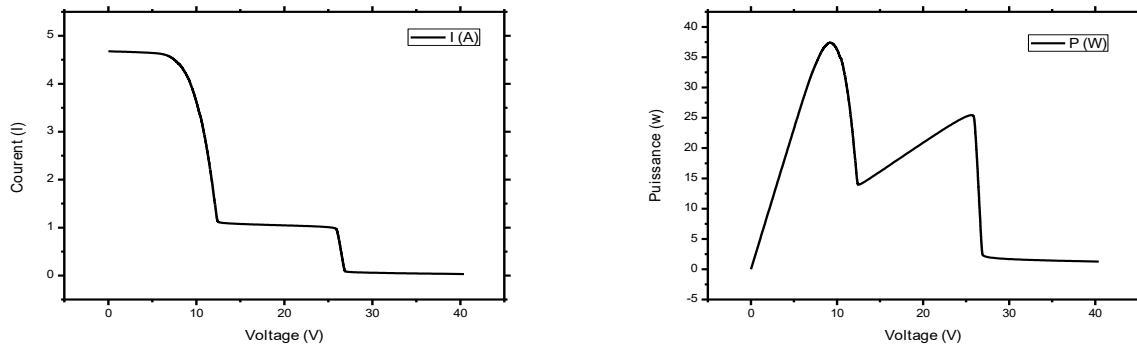


Figure III.11 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin ombragé à 6.25%.

Interprétation : Pour les trois derniers tests : Courbes en escalier pour I(V) et avec des pics pour P(V) en comparaison avec la courbe témoin, franche de toute anomalie, du premier test. Cela est dû aux diodes de protections présentes sur le module PV. Ce phénomène, très visible dans le test 04 (surface ombragée = 6.25%), s'accroît quand la surface d'ombrage devient moins importante.

On remarque que quand la proportion de la surface ombragée augmente :

- la tension maximale diminue : elle passe de 31,91V à 7.366V avec une réduction de 77%. La perte en tension est très importante dépassant les 75% pour une surface ombragée à 25%. Cela aura des conséquences très mauvaises pour les performances du module PV.
- La puissance maximale diminue : elle passe de 132,6 W à 24.03W avec une réduction de 82%. La perte en puissance est très importante, dépassant les 80% pour une surface ombragée à 25%.

Remarque : les pertes en tension et puissance maximales, par rapport au module témoin, demeurent très importantes même pour des surfaces à proportion ombragée moins importante.

- Le courant maximal demeure sensiblement constant pour les taux de 6.25% et 12.5%, voisin de la valeur de 4 ampères du témoin, peut influencer par l'effet d'ombrage. On attire l'attention du lecteur que les modules sont équipés de diodes de protection.



Figure III.11.1 : Boîte de jonction du module monocristallin avec trois diodes bypasse.

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

Test 5 :

Module poly-cristallin non ombragée : Température 54°C, Irradiation 875w/m².

Puissance maximale	42,72 W
Voltage maximale	16,06 V
Courant maximale	2,659 A

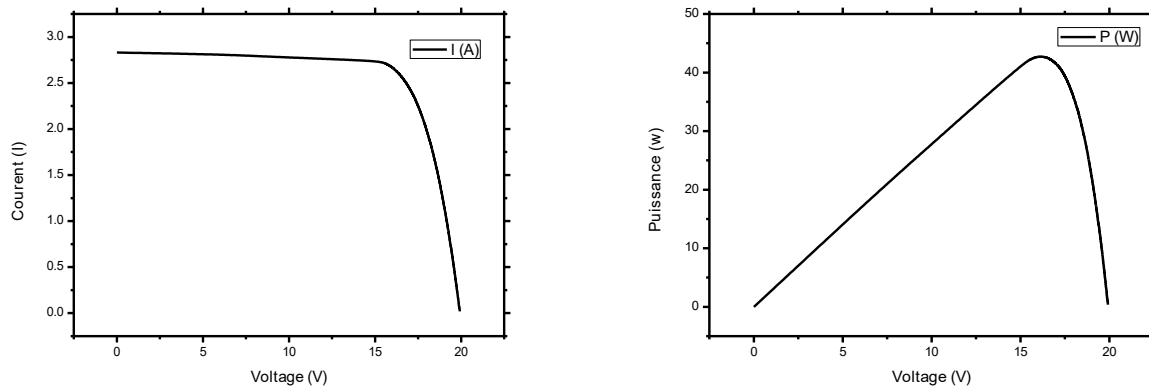


Figure III.12 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin non ombragé.

Test 6 :

Module poly-cristallin ombragée à 25%. Température 54°C. Irradiation 875w/m².

Puissance maximale	0,298 W
Voltage maximale	17,16 V
Courent maximale	0,017 A

- Entre 0V et 6V le courant de valeur 0.04A reste constant.
- Entre 6V et 10V le courant diminue rapidement.
- Entre 10V et 19.6V le courant décroît mais avec une pente un peu moins accentuée.
- Entre 0V et 6V la puissance croît rapidement.
- Entre 6V et 10V la puissance continue à augmenter mais moins rapidement que précédemment.
- Entre 10V et 19.6V, la puissance diminue très légèrement au voisinage de la valeur de 10V puis elle augmente de nouveau très légèrement jusqu'à la valeur de 0.298W (presque constante) puis elle fait une chute libre à partir de la valeur 19.6V.

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

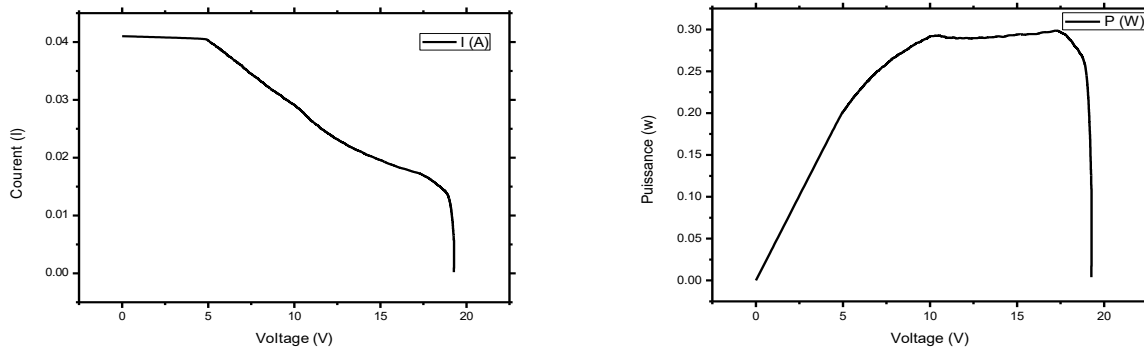


Figure III.13 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin ombragé à 25%.

Test 7 :

Module poly-cristallin ombragée à 12.5% : Température 58.7655°C, Irradiation 900,764w/m².

Puissance maximale	0,601 W
Voltage maximale	14,88 V
Courent maximale	0,040 A

- Entre 0V et 2V le courant reste constant.
- Entre 2V et 20V le courant décroît, pratiquement linéairement, puis subit, à la valeur de 20V, une chute librement à la valeur 0.03A.
- Entre 0V et 14.88V La puissance croit régulièrement de 0W à une valeur maximale 0.60W (branche parabolique).
- Entre 14.88V et 19.87V La puissance décroît légèrement puis s'annule en chutant librement à la valeur de 19.87V.

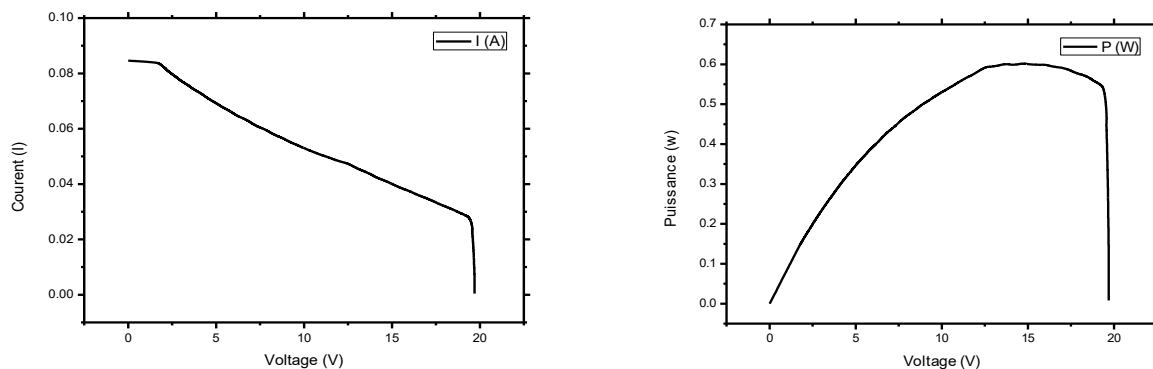


Figure III.14 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin ombragé à 12.5%.

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

Test 8 :

Module poly-cristallin ombragée à 6.25% : Température 56.8982°C, Irradiation 913,595w/m².

Puissance maximale	3,585 W
Voltage maximale	4,239 V
Courant maximale	0,845 A

- Entre 0V et 3.75V, le courant maximal de valeur 0.845A demeure constant.
- Entre 3.75V et 7.5V, le courant décroît pratiquement en chute libre.
- Entre 7.5V et 20V, le courant décroît linéairement mais faiblement (pente très faible) puis, à la valeur de 20V, s'annule en chutant librement.
- Entre 0V et 3.75V, la puissance croît linéairement jusqu'à atteindre la valeur maximale de 3.585W.
- Entre 3.75V et 7.5V, la puissance décroît linéairement mais rapidement.
- Entre 7.5V et 20V, la puissance reste pratiquement constante puis, à la valeur de 20V, s'annule en chutant librement.

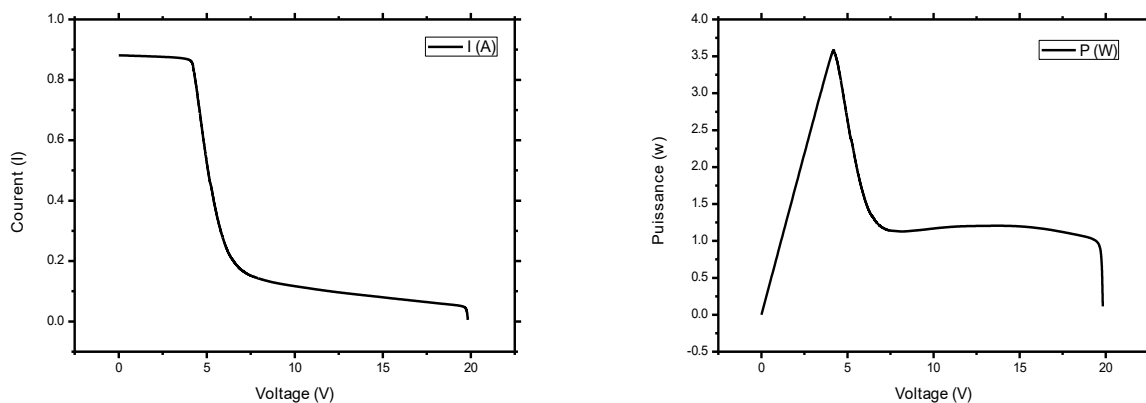


Figure III.15 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin ombragé à 6.25%.

Interprétation : Les courbes I (V) des trois derniers tests sont sous forme d'escalier et celles de la puissance comportent des pics (deux pics apparent). Phénomène très visible pour le module ombragé à 6.25% pour lequel la tension maximale a subi une perte voisine de 74% : Ce qui explique l'affaissement brutale de la courbe I(V) dans ce test N°8. On remarque que, quand la proportion de la surface ombragée augmente :

- La tension maximale, concernant les tests N° 6 et 7 (modules ombragés à 25% chacun et à 12.5% chacun), demeure sensiblement voisine de la tension du témoin (16.06 V). Alors que, pour un ombrage de 6.25%, elle a diminué considérablement en passant de 16.06V (témoin) à 4.239 V : soit une perte de 74%.

- Le courant maximal diminue avec l'augmentation de la proportion d'ombrage sur le module. Il subit une réduction considérable, passant de la valeur témoin 2,659 A à de 0,017A (valeur presque nulle) : Soit une perte quasi-totale ; ceci s'explique d'une part par l'absence des diodes bypasse ; et d'autre part par le fait que le courant totale de module suit le courant de la cellule qui débite le plus faible courant.

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

- La puissance maximale diminue avec l'augmentation de la proportion d'ombrage sur le module : pour un ombrage de 25%, elle passe 42.72 W à 0.298 W. Pour des ombrages plus importants la perte est quasi-totale.

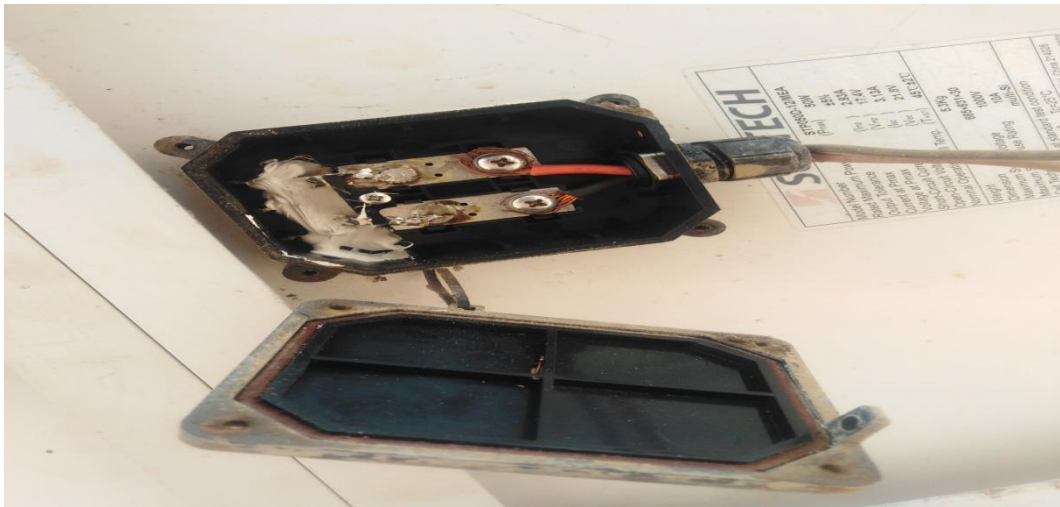


Figure III.15.1: Boite de jonction du module poly-cristallin sans diodes bypasse.

Test 9 :

Module amorphe non ombragé : Température 48°C, Irradiation 730w/m².

Puissance maximale	3,578 W
Voltage maximale	16,39 V
Courant maximale	0,218 A

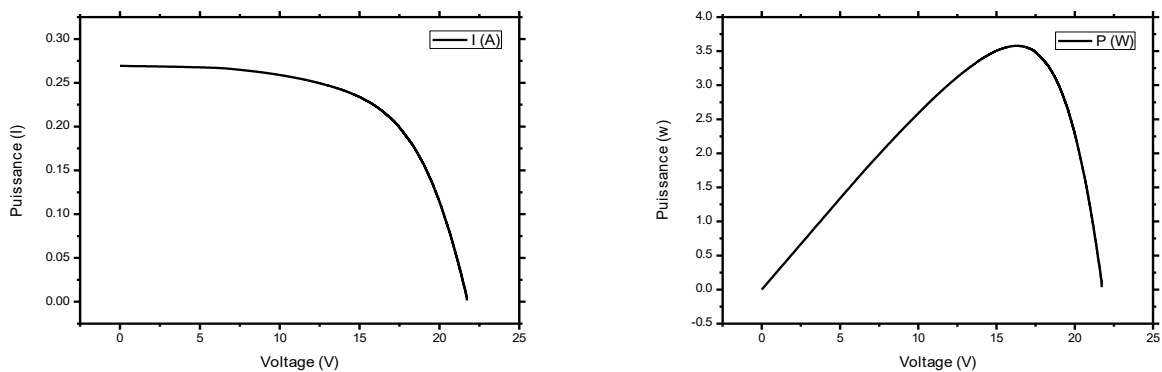


Figure III.16 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe non ombragé.

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

Test 10 :

Module amorphe ombragée à 25% : Température 48°C, Irradiation 750w/m².

Puissance maximale	1,815 W
Voltage maximale	18,33 V
Courent maximale	0,099 A

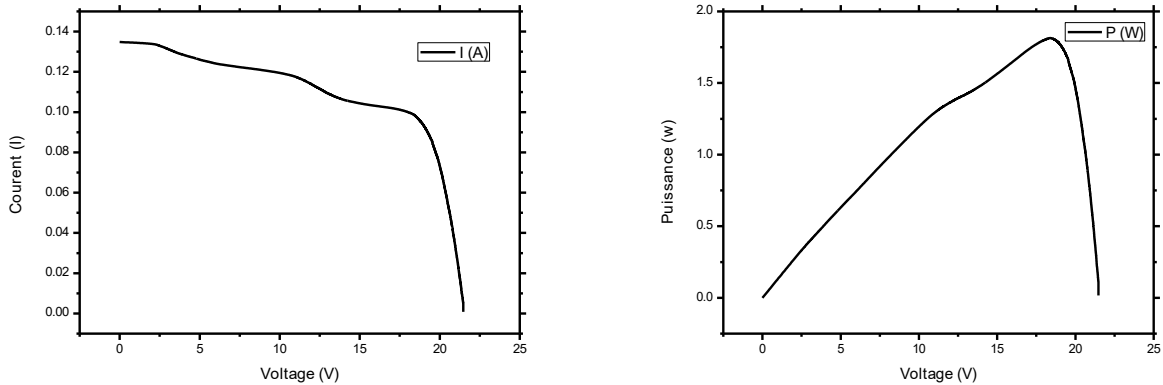


Figure III.17 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe ombragé à 25%.

Test 11 :

Module amorphe ombragé à 12.5% : Température 49°C, Irradiation 760w/m².

Puissance maximale	2,866 W
Voltage maximale	17,62 V
Courent maximale	0,162 A

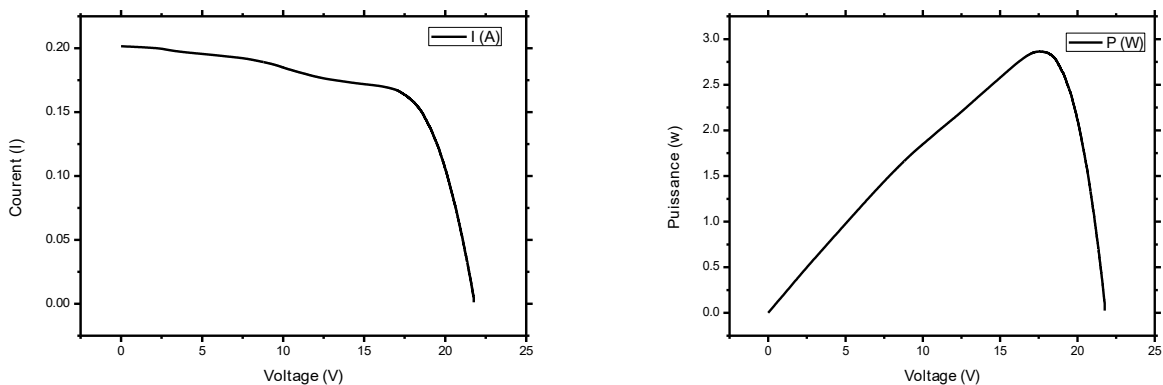


Figure III.18 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe ombragé à 12.5%.

Test 12 :

Module amorphe ombragée à 6.25% : Température 51°C, Irradiation 760w/m²

Puissance maximale	3,176 W
Voltage maximale	17,35 V
Courant maximale	0,183 A

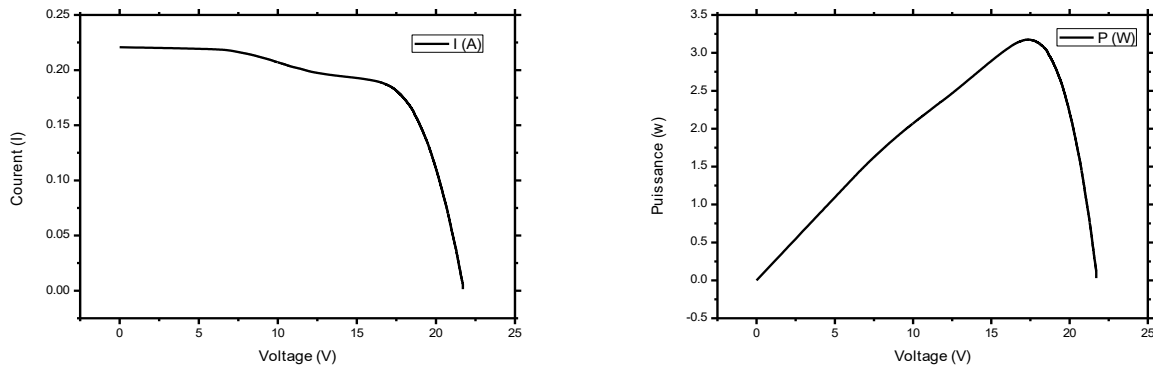


Figure III.19 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe ombragé à 6.25%.

On peut considérer que les courbes I(V) et P(V) sont linéaires respectivement sur l'intervalle [0V – 17.5V] et [17.5V – 22.1V]. Néanmoins on peut constater des bosses sur la première branche de la courbe I-V et de la courbe P-V. Pour chaque cas, le courant diminue régulièrement puis chute brutalement vers une valeur nulle quand la tension vaut 21.69V (tension de circuit ouvert) ; alors que la puissance augmente régulièrement jusqu'à un maximum au-delà duquel elle chute rapidement, pour finalement s'annuler quand la tension atteindra la valeur de 21.69V.

Interprétation : quand la surface de l'ombrage augmente la vitesse de la variation du courant diminue. La valeur de courant maximale diminue pour chaque cas, elle passe de la valeur de 0.218A à celle 0.099A, soit une perte en courant de 55%. Quant à la puissance maximale, elle diminue pour chaque cas en partant de la valeur 3.578W pour aboutir à la valeur de 1.815W, subissant ainsi une perte de 50% (par rapport à la puissance maximale du module témoin). La tension maximale, très peu affectée par l'effet d'ombrage, demeure pratiquement constante. Les diodes de protections sont à l'origine des bosses observées sur les courbes.

III.5 Simulation Matlab :

Test 1 :

Module monocristallin non ombragée : Température 50°C, Irradiation 807w/m²

Puissance maximal	103.3628 W
Tension de circuit ouvert	40.9305 V
Courant de court-circuit	4.6401 A

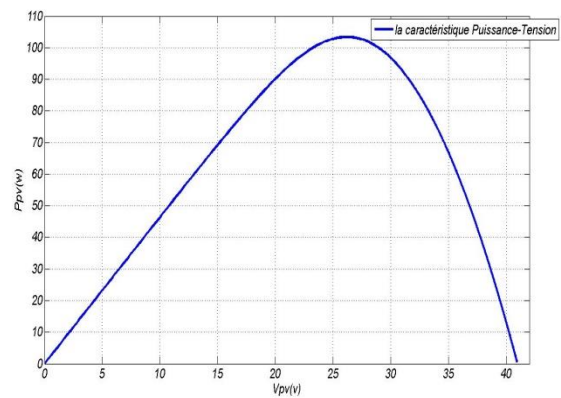
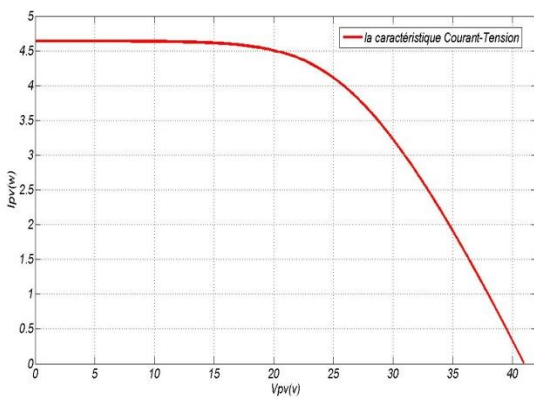


Figure III.20.1 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin non ombragé.

Test 2 :

Module monocristallin ombragée 25% : Température 51°C, Irradiation 807w/m²

Puissance maximal	62.2813 W
Tension de circuit ouvert	39.1896 V
Courant de court-circuit	4.6398 A

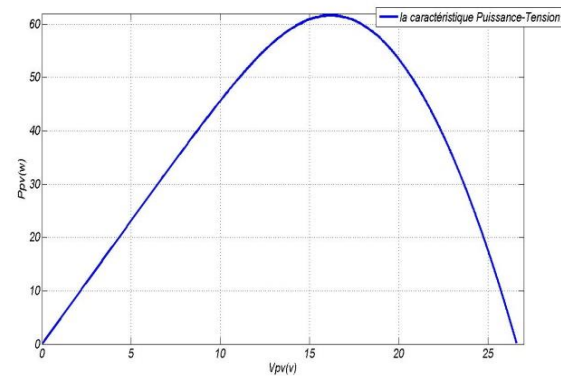
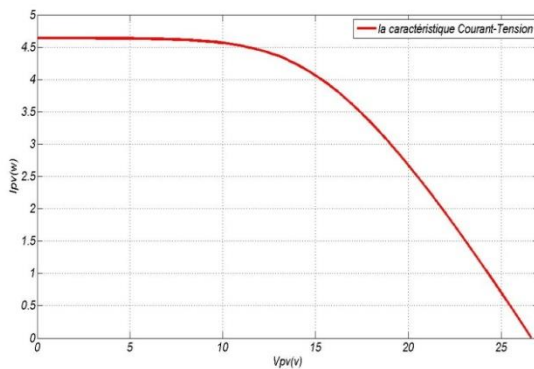


Figure III.20.2 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin ombragé 25%.

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

Test 3 :

Module monocristallin ombragée 12.5% : Température 52°C, Irradiation 815w/m²

Puissance maximal	62.2769 W
Tension de circuit ouvert	39.8549 V
Courant de court-circuit	4.6857 A

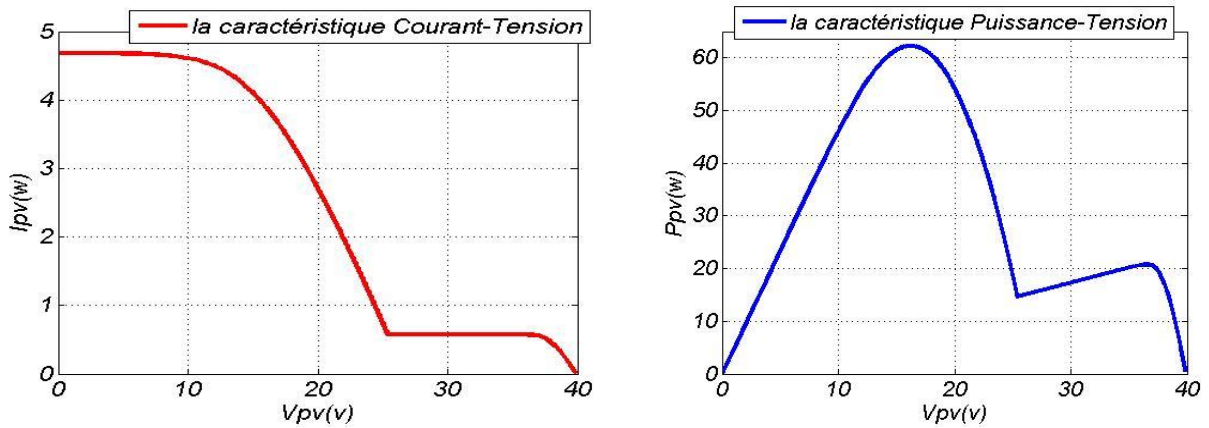


Figure III.20.3 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin ombragé 12.5%.

Test 4 :

Module monocristallin ombragée 6.25% : Température 52°C, Irradiation 815w/m²

Puissance maximal	62.2769 W
Tension de circuit ouvert	40.2997 V
Courant de court-circuit	4.6857 A

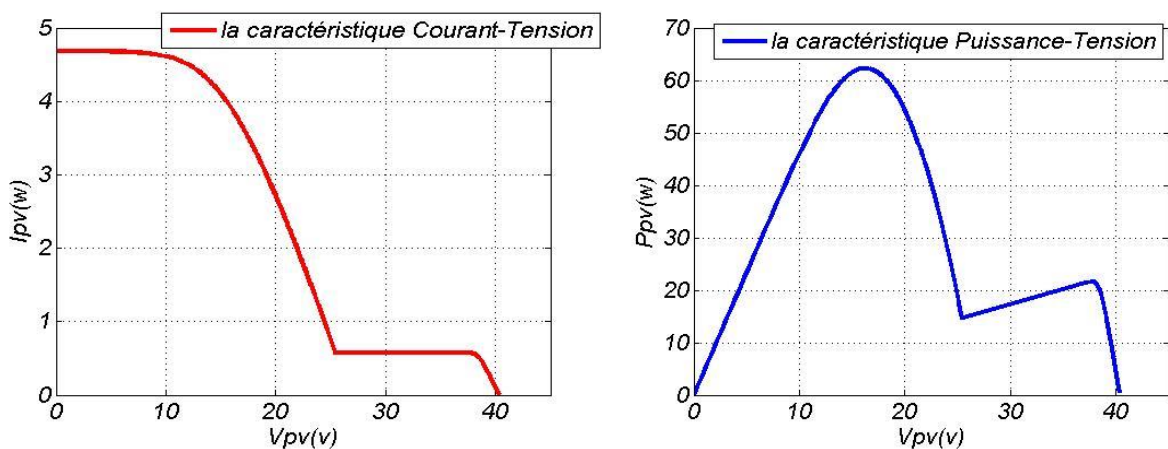


Figure III.20.4 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module monocristallin ombragé 6.25%.

Test 5 :

Module poly cristalline non ombragée : Température 54°C, Irradiation 875w/m².

Puissance maximal	39.5782 W
Tension de circuit ouvert	19.5419 V
Courant de court-circuit	2.7388 A

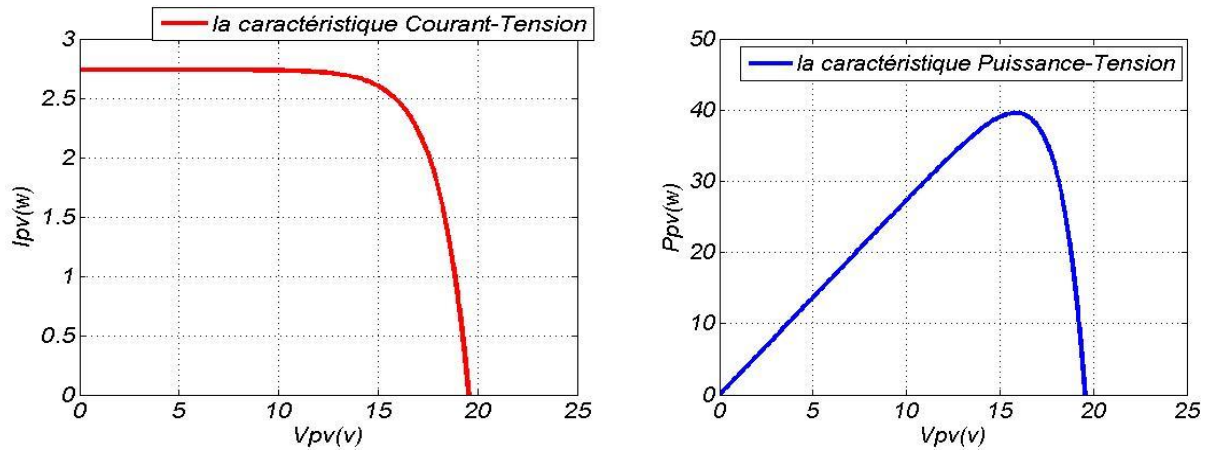


Figure III.21.1 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin non ombragée.

Test 6 :

Module poly-cristallin ombragée à 25%. Température 54°C. Irradiation 875w/m².

Puissance maximal	16.4807 W
Tension de circuit ouvert	9.1710 V
Courant de court-circuit	2.7387 A

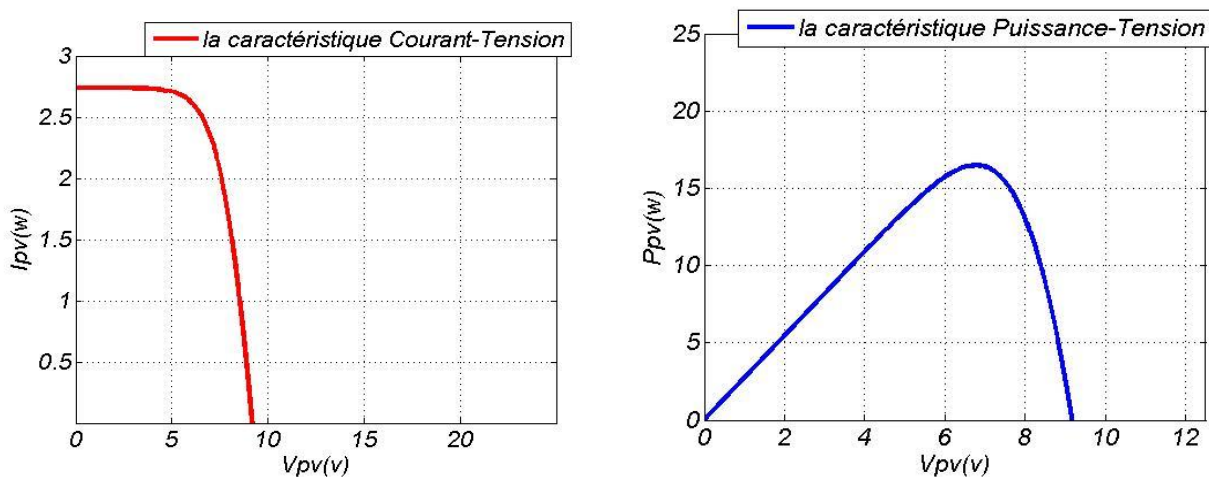


Figure III.21.2 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin ombragé 25%.

Test 7 :

Module poly-cristallin ombragée à 12.5% : Température 58.7655°C, Irradiation 900,764w/m².

Puissance maximal	16.4859 W
Tension de circuit ouvert	9.0226 V
Courant de court-circuit	2.8201 A

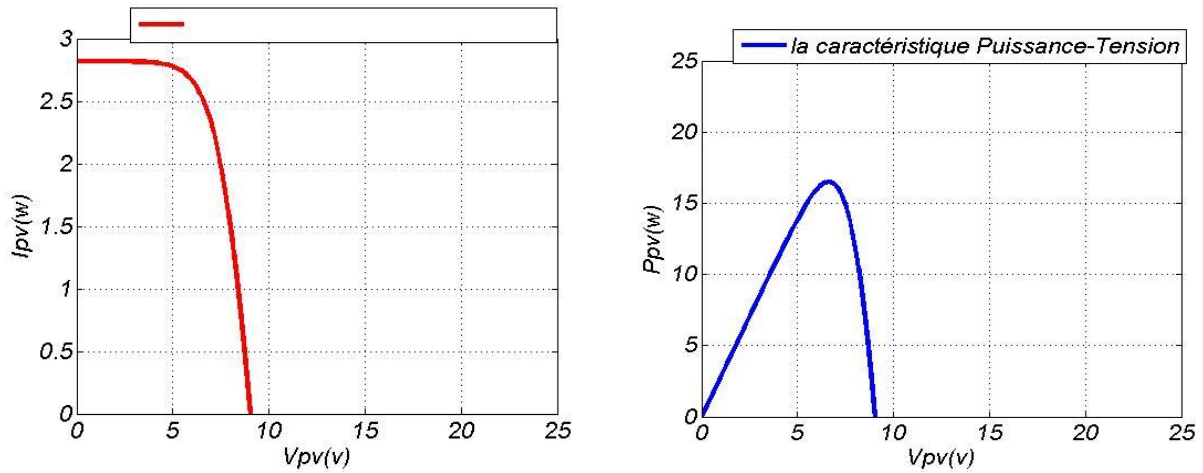


Figure III.21.3 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin ombragé 12.5%.

Test 8 :

Module poly-cristallin ombragée à 6.25% : Température 56.8982°C, Irradiation 913,595w/m².

Puissance maximal	20.2586 W
Tension de circuit ouvert	10.2345 V
Courant de court-circuit	2.8595 A

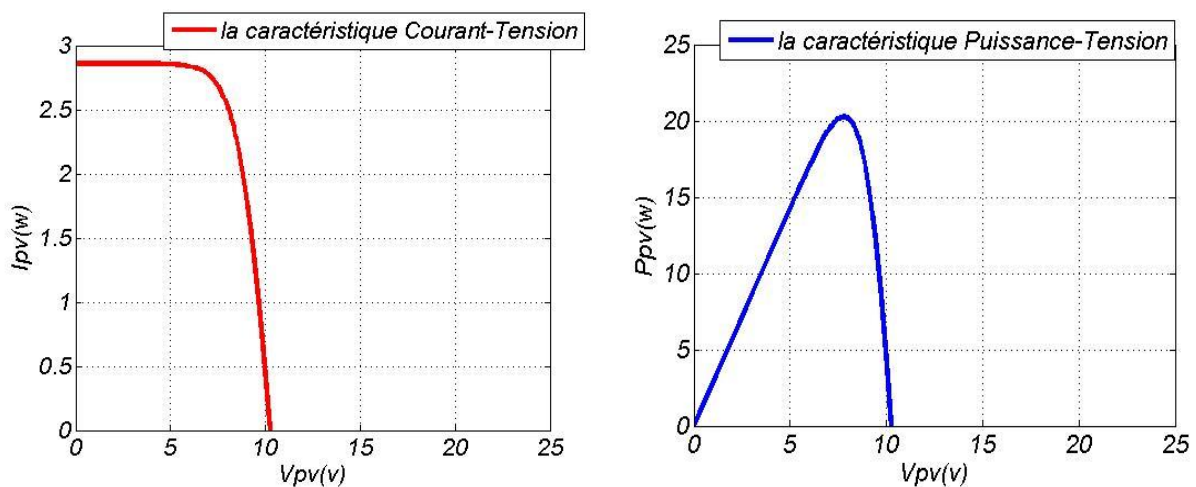


Figure III.21.4 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module poly-cristallin ombragé 6.25%.

Test 9 :

Module amorphe non ombragé : Température 48°C, Irradiation 730w/m².

Puissance maximal	3.5195 W
Tension de circuit ouvert	16.0972 V
Courant de court-circuit	0.2920 A

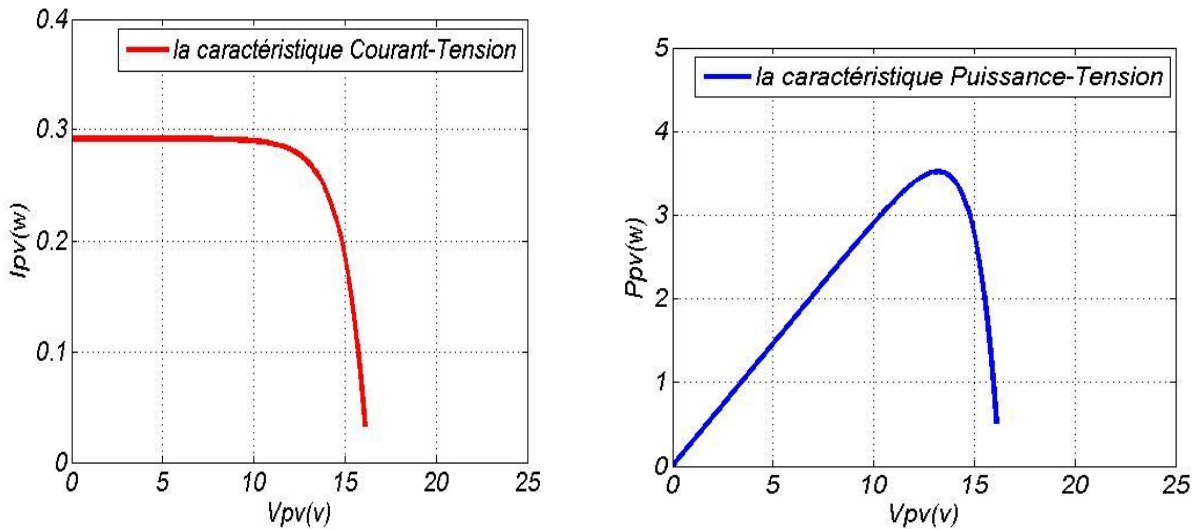


Figure III.22.1 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe non ombragé.

Test 10 :

Module amorphe ombragée à 25% : Température 48°C, Irradiation 750w/m².

Puissance maximal	1.0233 W
Tension de circuit ouvert	8.0011 V
Courant de court-circuit	0.3000 A

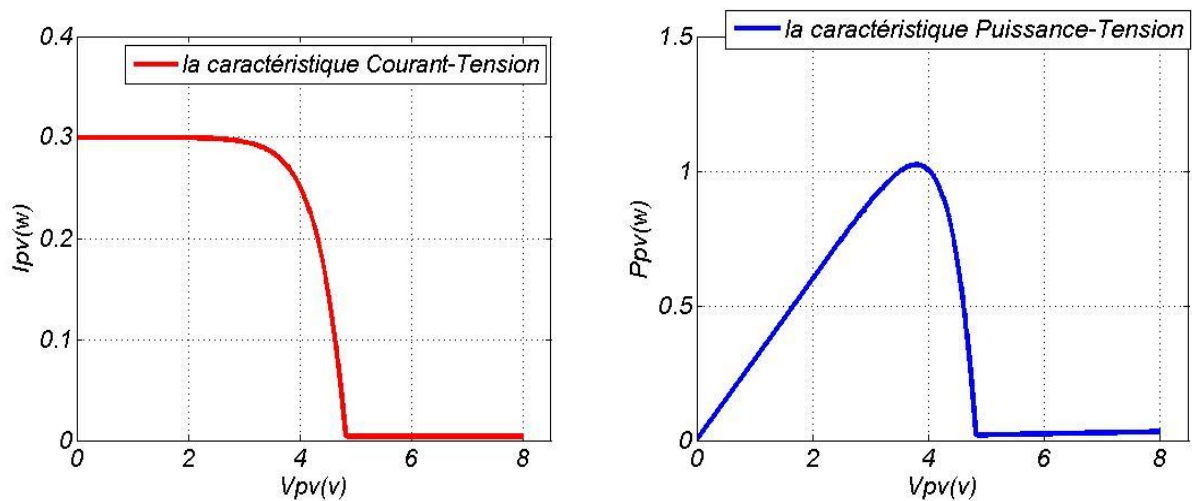


Figure III.22.2 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe ombragé 25%.

Test 11 :

Module amorphe ombragé à 12.5% : Température 49°C, Irradiation 760w/m².

Puissance maximale	2.9820 W
Tension de circuit ouvert	13.4428 V
Courant de court-circuit	0.3040 A

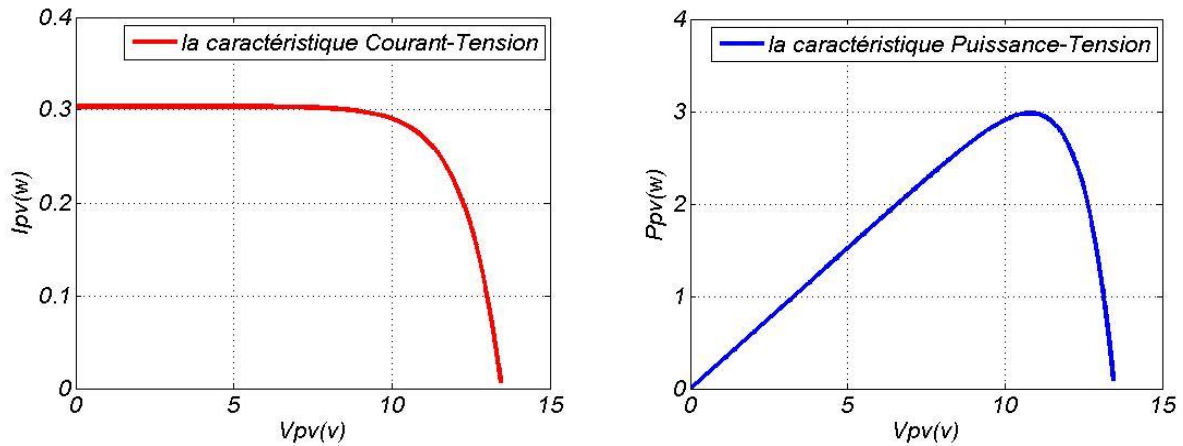


Figure III.22.3 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe ombragé 12.5%.

Test 12 :

Module amorphe ombragée à 6.25% : Température 51°C, Irradiation 760w/m²

Puissance maximale	3.1898 W
Tension de circuit ouvert	14.4075 V
Courant de court-circuit	0.3040 A

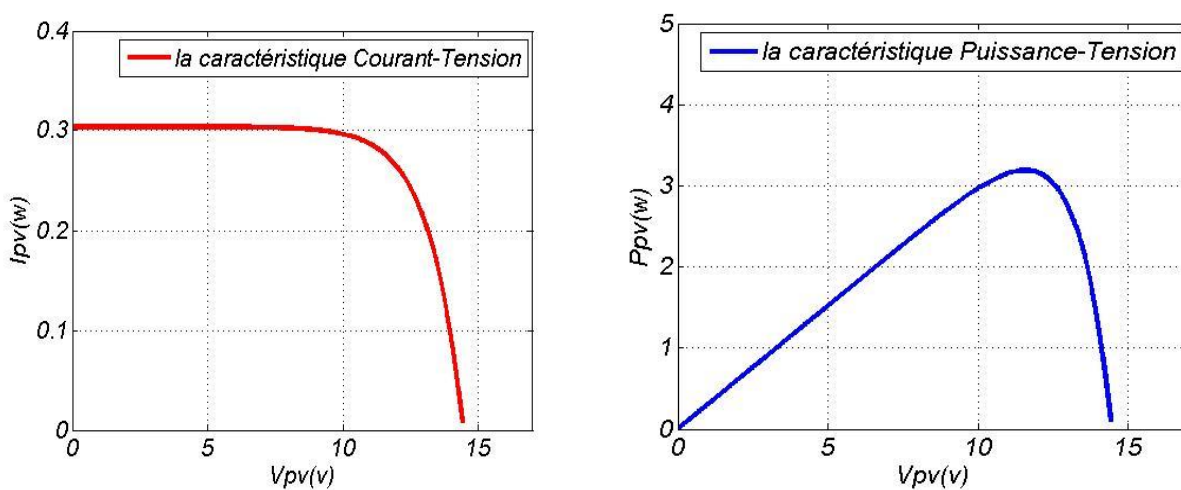


Figure III.22.4 : Caractéristique I-V et P-V résultante d'un module amorphe ombragé 6.25%.

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

Comparaison, des courbes I(V) et P(V) et des paramètres I_{CC} – V_{OC} – P_{MAX} , ente la simulation et la réalité au niveau des modules des trois types.

Les courbes dans les deux cas ont, grossièrement, même allure. Seulement les valeurs des paramètres électriques sont assez notablement différentes, surtout au niveau de la puissance et de la tension.

III.6 Efficacité exégétique du module PV :

Définition :

C'est une grandeur dépendante de certains paramètres comme la vitesse de vent, la température de la cellule et la température ambiante.

Constatation :

L'augmentation de la température d'une cellule PV se manifeste par l'apparition d'un point chaud, sur le panneau PV, qui peut être détecté par une caméra thermique. Nous rappelons que ces points chauds sont responsables de la dégradation des performances des panneaux PV et la détérioration de leurs cellules affectées.

Expérimentation :

Dans notre travail nous avons pris des photos des modules PV monocristallin et poly-cristallin par une caméra thermique (dans les trois cas de taux d'ombrage et le cas témoins sans ombrage). Les résultats de cette opération se sont manifestes par des images visibles, sous forme d'un triangle assez blanchâtre correspondant à la partie triangulaire ombragée, sur les photographies.

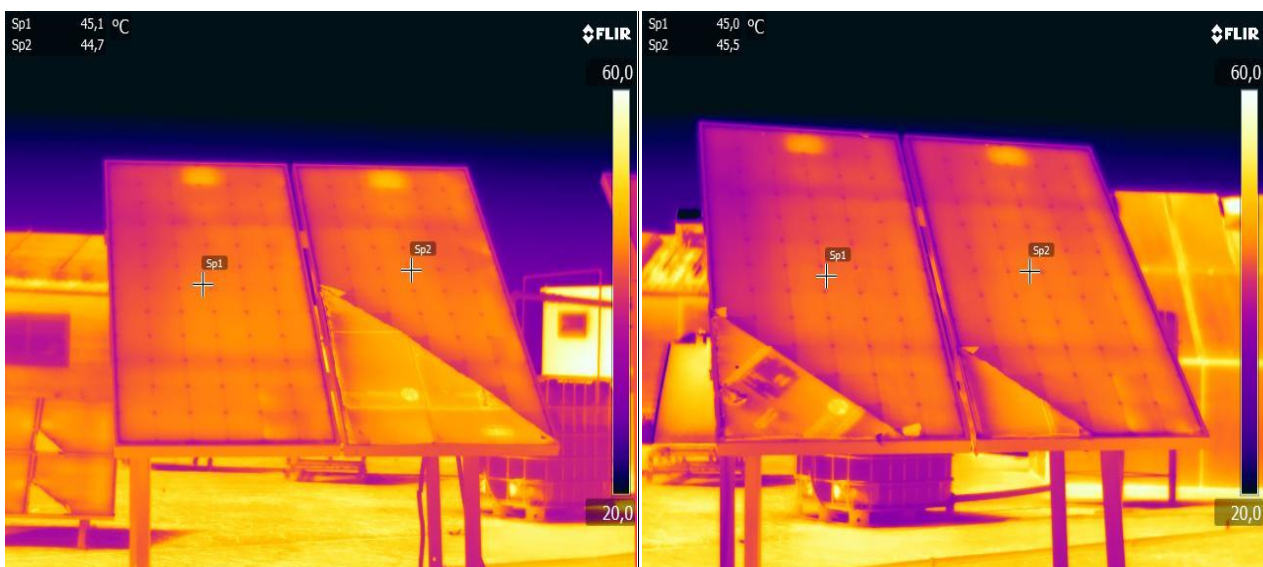


Figure III.23 : photos des modules monocristallins sans effet d'ombrage partiel prise par la caméra thermique.

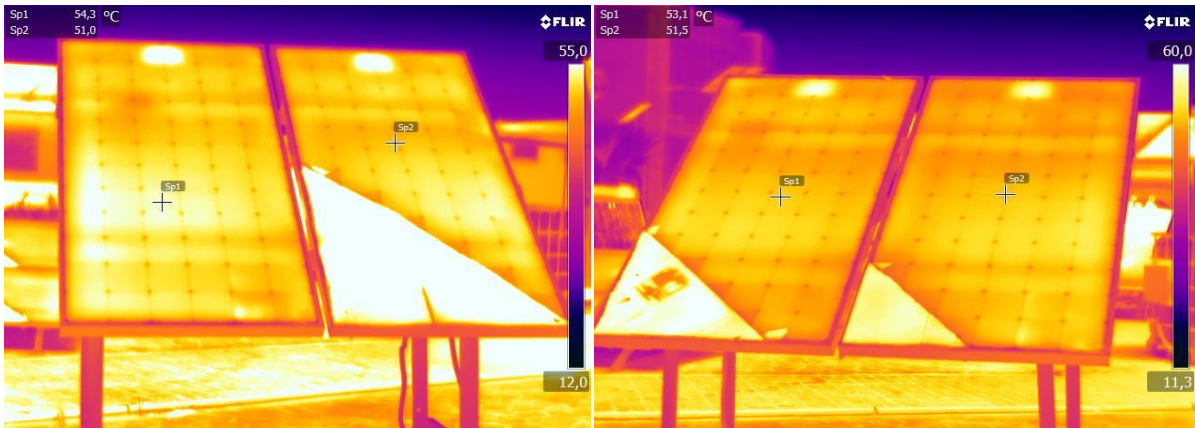


Figure III.24 : photos des modules monocristallins sous effet d'ombrage partiel prise par la caméra thermique.

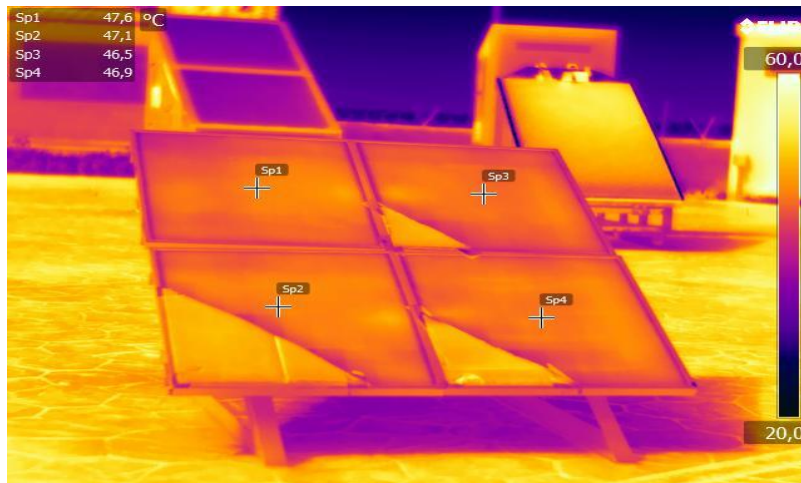


Figure III.25 : photos des modules poly-cristallins sous effet d'ombrage partiel prise par la caméra thermique.

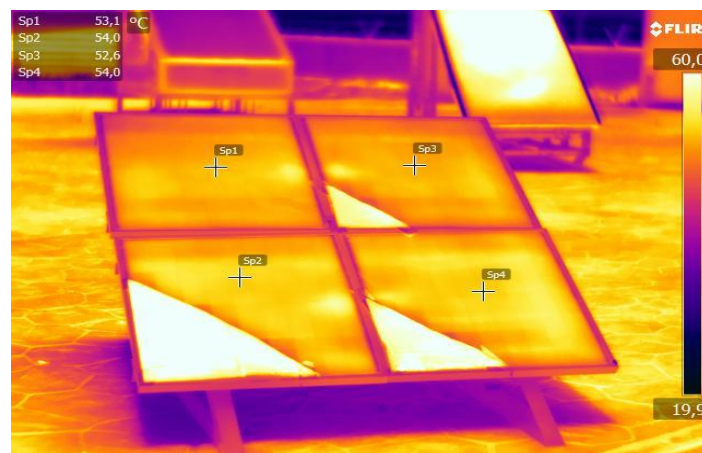


Figure III.26 : photos des modules poly-cristallins sous effet d'ombrage partiel prise par la caméra thermique.

Chapitre III : Etude et comparaison de différentes technologies de modules PVs sous ombrage partiel.

Observations : Nous constatons, après avoir pris des photos par caméra thermique, que la température des modules, sous l'action du rayonnement solaire, augmente avec le temps et le taux d'ombrage, en comparaison avec ces mêmes modules propres photographiés au départ. Le module témoin (non ombragé) verra aussi sa température progresser notamment à cause de la conduction thermique du support.

III.7 Conclusion :

Nous avons remarqué que, au niveau d'un module PV, même pour une surface d'ombrage assez réduite, de l'ordre de 6%, la puissance fournie baisse considérablement et peut diminuer de 70%. Nous avons observé aussi, pour le module monocristallin et amorphe, que c'est la tension, et non le courant, qui est assez affectée par l'effet d'ombrage. Au contraire, pour le poly-cristallin, c'est le courant qui est assez affecté, conséquence de l'absence des diodes de protection sur ce module. Les résultats obtenus nous indiquent que l'ombrage partiel a pour effet, notamment, une réduction significative de l'efficacité exégétique d'un panneau PV. Les courbes I(V) et P(V) obtenues lors de la simulation, par Matlab, de l'effet d'ombrage sur les trois types de modules, sous les mêmes conditions que la situation réelle, sont apparues semblables à celles relatives à l'expérimentation sur le terrain ; mais au contraire les paramètres I_{max} , V_{max} et P_{max} , sont apparus assez différents de ceux de la situation réelle. La caméra thermique, capable de détecter toute augmentation de température résultant d'un effet d'ombrage au sein d'un module, est d'un précieux recours pour mener une analyse thermodynamique qui permettra de résoudre les problèmes confrontés, causés par l'effet d'ombrage, dans l'objectif de faire fonctionner un module ou un champ PV au mieux de leurs performances.

Conclusion générale :

Les cellules PV sont des dispositifs qui permettent de convertir la lumière du soleil, en électricité. Leurs associations en un certain nombre, par exemple 36 ou 72, constituent des modules PV qui sont à la base des systèmes PV. Sur le marché, on trouve essentiellement trois types de cellules PVs : le monocristallin, le poly cristallin et l'amorphe.

Les cellules PV sont modélisées, souvent, par le modèle à une diode ou le modèle à deux diodes ; chacun par son équation de fonctionnement et son schéma équivalent. Les générateurs PVs des systèmes PV, constitués notamment par des modules PV, possèdent l'avantage d'être statiques comparativement aux autres générateurs d'énergie électrique munis de pièces tournantes. Mais ils ont l'inconvénient de ne pas fonctionner pendant la nuit.

Les résultats fournis par l'étude théorique, faite sur le module monocristallin, montrent que les paramètres météorologiques (éclairage et température) et internes (résistances séries et parallèles) ont un impact assez notable sur la puissance fournie. Cette même étude, faite sur les mêmes types de modules connectés en premier lieu en série (trois modules en série) et en deuxième lieu en parallèle (trois modules en parallèle), montre que P_{max} , V_{max} et I_{max} se sont multipliées par trois ; P_{max} dans les deux cas de connexions, alors que V_{max} seulement dans le premier cas et I_{max} seulement dans le deuxième cas.

Tous les modules PV génèrent de la chaleur qui cause ainsi une diminution de leur efficacité énergétique. L'ombrage, notamment le partiel triangulaire statique objet de notre mémoire, atteint gravement, par son effet, la performance des modules PV. L'expérimentation pratique sur le terrain et théorique par Matlab montrent que l'effet d'un ombrage même minime conduit à une perte de puissance très importante. Les diodes bypass implantées dans les modules permettent, en cas d'ombrage, de préserver au mieux le MPPT, en court-circuitant les éléments défectueux de chaque module.

Par comparaison, du cas de l'étude théorique par rapport au cas de l'étude pratique, nous constatons que les courbes $I(V)$ et $P(V)$ sont visiblement semblables dans ces deux cas. Les valeurs de P_{max} et I_{max} du premier cas sont différentes de celles du second cas ; ceci est dû à l'absence de certaines données notamment R_s et R_p .

La thermographie est d'un grand recours pour toute étude d'un quelconque effet d'ombrage en vue de limiter cet effet. En effet la caméra thermique peut détecter, sur un module, tout point chaud ou spot, signe d'un effet d'ombrage et d'une perte d'efficacité électrique. L'analyse thermographique permet de faire le contrôle de la qualité des modules à l'usine, de choisir la meilleure architecture pour la pose des modules d'un champ PV pour un site donné et de servir dans le domaine de la maintenance, au niveau des champs PV, en localisant les modules endommagés pour ensuite les remplacer. Pour des stations PV très importantes, les caméras thermiques sont, aujourd'hui, installées sur des drones en vue de faire des prises de photos par voie aérienne

Référence

- [1] Energie solaire, calculs et optimisation, Jaques BERNARD, page 207.
- [2] <http://bass2000.obspm.fr/cours/soleil.pdf>
- [3] https://perso.limsi.fr/bourdin/master/Solaire_1_fichiers/FusionTN.pdf
- [4] Energie solaire, calculs et optimisation, Jaques BERNARD, page 24.
- [5] Energie solaire photovoltaïque, 2e édition, A. LABOURET, M. VILLOZ, page 25.
- [6] Energie solaire, calculs et optimisation, Jaques BERNARD, page 207.
- [7] M. Belhadj « Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome. » Mémoire de magister Centre universitaire de Bechar 2007-2008.
- [8] Energie solaire, calculs et optimisation, Jacques BERNARD, page 223.
- [9] Y.J Wang and P.C Hsu "An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells."
- [10] L. Ishaque, Z. Salama, H. Taheri and Syafaruddin "Modeling and simulation of PV system during partial shading based on two-diode model." Simul. Model. Pract. Theory, vol.19, no.7, pages 1613, 1626. Aug. 2011.
- [11] Cellules solaires, les bases de l'énergie photovoltaïque 5e édition, A. LABOURET, P. CUMUNEL, JP. BRAUN, B. FERAGGI, page 38.
- [12] M. Hatti, « Contrôleur Flou pour la Poursuite du Point de Puissance Maximum d'un Système Photovoltaïque », JCGE'08, Lyon, 2008.
- [13] Zhou J cheng, Zhang Z, Liu H jian, Yi Q. Temperature distribution and back sheet role of polycrystalline silicon photovoltaic modules. Appl. Therm. Eng. 2017; 111:1296–303. doi:10.1016/j.applthermaleng.2016.10.095.
- [14] B.A. Alsayid, S.Y. Alsadi, J.S. Jallad, M.H. Dradi, Partial shading of PV system simulation with experimental results, Smart Grid Renew Energy 04 (2013) 429–435, <https://doi.org/10.4236/sgre.2012.46049>
- [15] Ramabadran, Ramaprabha BM, Department. Effect of Shading on Series and Parallel Connected Solar PV Modules. Mod. Appl. Sci. 2009; 3: P32. doi:10.5539/mas.v3n10p32.
- [16] Jaffery ZA Irshad, A. Haque, Temperature measurement of solar module in outdoor operating conditions using thermal imaging, Infrared Phys. Technol. 92 (2018) 134–138, <https://doi.org/10.1016/j.infrared.2018.05.017>.
- [17] M.Dhimish, V. Holmes, B. Mehrdadi, M. Dales, P. Mather, PV output power enhancement using two mitigation techniques for hot spots and partially shaded solar cells, Electr. Power Syst. Res. 158 (2018) 15–25, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.01.00>
- [18] I.Berardone, M. Paggi, Garcia J. Lopez, Analysis of electroluminescence and infrared thermal images of monocrystalline silicon photovoltaic modules after 20 years of outdoor use in a solar vehicle, Sol. Energy 173 (2018) 478–486, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.07.055>.