

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Ferhat Abbas de SÉTIF

MEMOIRE

Présenté à la Faculté des Sciences
Département de Physique

Pour l'obtention du diplôme de

Magistère

Option : **Energies Renouvelables**

Par

ATEK Mourad

THEME

***Effets du taux d'ombrage sur les performances des
cellules solaires à base de CIGS***

Soutenue le : 19/09/2013

Devant le jury composé de :

Président :	Dr Ali-SAHRAOUI Ferhat	Prof.	U. Ferhat Abbas- SETIF
Rapporteur :	Dr CHEGAAR Mohamed	Prof.	U. Ferhat Abbas- SETIF
Examineur :	Dr OUENNOUGHI Zahir	Prof.	U. Ferhat Abbas- SETIF
Examineur :	Dr MOKHNACHE Ammar	MCA	U.Mentouri- Constantine

Remerciements

Je tiens à remercier sincèrement Monsieur: CHEGAAR MOHAMED, qui, en tant que Directeur de mémoire, s'est toujours montré à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'il a bien voulu me consacrer et sans lui ce mémoire n'aurait jamais vu le jour. Je lui exprime toute ma reconnaissance pour sa confiance en mon travail, sa patience et les nombreux conseils qu'il m'a prodigués.

Mes vifs remerciements vont à Monsieur SAHRAOUI ALI FERHAT professeur à l'U.F.A.S, d'avoir accepté la présidence du jury. Je remercie aussi Monsieur OUNENNOUGHI ZAHIR professeur à l'U.F.A.S d'avoir répondu à notre invitation afin d'examiner ce travail. J'adresse toute ma gratitude à Monsieur MOKHNACHE AMMAR, maître de conférences à l'université MENTOURI de Constantine d'avoir accepté de juger ce document.

Mes remerciements s'adressent également à Monsieur AFRID MOHAMED : professeur à l'université MENTOURI de Constantine, pour sa générosité et la grande patience dont il a su faire preuve malgré ses charges académiques et professionnelles.

Enfin, j'adresse mes plus sincères remerciements à mes amis Amer et Anis, qui m'ont toujours soutenue et encouragée au cours de notre formation.

Dédicace

*Pour que nul n'oublie ceux qui vivent seule la souffrance éternelle
dans une obscurité hivernale à cause de l'injustice humaine...*

*« The task is ... not so much to see what no one has yet seen; but to think
what nobody has yet thought, about that which everybody sees. »*

— Erwin Schrödinger—

Sommaire

Sommaire

Liste des figures	2
Liste des tableaux.....	4
<i>Introduction Générale</i>	6
<i>Chapitre 1 : Caractéristiques des Cellules Solaires</i>	9
1.1 L'énergie solaire	10
1.1.1 Le soleil.....	10
1.1.2 Le rayonnement solaire.....	10
1.2 La conversion photovoltaïque	13
1.2.1 Définition	13
1.2.2 La cellule solaire	14
1.2.3 Circuit électrique équivalent	15
1.2.4 Les grandeurs caractéristiques d'une cellule solaire	16
1.2.5 Mécanisme de la conversion photovoltaïque	18
1.2.6 Influence des différents paramètres sur la caractéristique I (V)	19
1.2.6.1 Influence de l'éclairement et de la température.....	19
1.2.6.2 Influence de la résistance série et la conductance shunt.....	21
1.2.6.3 Influence du courant de saturation et du facteur d'idéalité	22
1.3 Les modules photovoltaïques	23
1.3.1 Association en série	23
1.3.2 Association en parallèle	23
1.3.3 Association en série parallèle	24
1.4 Déséquilibres dans les groupements de modules	25
1.4.1 La cellule solaire fonctionnant en récepteur	25
1.4.2 Déséquilibre dans un groupement série	26
1.4.3 Déséquilibre dans un groupement parallèle	28
1.5 Les différents types de cellules solaires	28
1.5.1 Les cellules monocristallines.....	29
1.5.2 Les cellules poly-cristallines.....	30
1.5.3 Les cellules amorphes	30
1.5.4 D'autres types de cellules	31
Bibliographie	34

Chapitre 2 : Les Cellules Solaires CIGS.....	35
2.1 La photopile à base de Cu(In , Ga)Se₂.....	36
2.1.1 Généralités	36
2.1.2 Description.....	37
2.1.3 Structure d'une cellule à couche mince CIGS	38
2.1.4 Les différentes composantes de la cellule solaire.....	39
2.1.5 Méthodes de dépôt	41
2.1.5.1 Co-évaporation.....	41
2.1.5.2 Pulvérisations réactive par spray	41
2.1.6 Taux d'ombrage.....	41
2.1.7 Propriétés du CIGS.....	42
2.2 Etude bibliographique sur l'effet d'ombrage.....	43
2.2.1 Les premières études sur l'ombre des modules solaires	43
2.2.2 Modèles d'illumination	44
2.2.3 Modèles numériques des cellules ombragées	44
2.2.4 Les résultats expérimentaux	45
Bibliographie	48
Chapitre 3 : Résultats et Discussion	52
3. 1. Phénomène d'ombrage sur les modules photovoltaïques.....	53
3. 2. Etude expérimentale	54
3.2.1 Module CIGS	55
3.2.2 Procédure expérimentale	55
3.3. Effet du taux d'ombrage sur la caractéristique I (V) du module CIGS.....	58
3. 3. 1. Ombrage d'une cellule solaire.....	58
3. 3. 2. Ombrage parallèle ou vertical.....	60
3. 3. 3. Ombrage perpendiculaire ou horizontal.....	61
3. 4. Description de l'évolution des paramètres caractéristiques en fonction du taux d'ombrage.....	62
3. 4. 1. Ombrage d'une seule cellule	63
3. 4. 2. Ombrage parallèle ou vertical.....	67
3. 4. 3. Ombrage perpendiculaire ou horizontal.....	71
Bibliographie	76
Conclusion Générale	77

Nomenclature

q : Est la charge de l'électron en ***Coulomb***.

k : La constante de Boltzmann en Joule par ***Kelvin***.

T : La température en ***Kelvin***

V : La tension aux bornes de la cellule photovoltaïque en ***Volt***

I : Le courant délivré par la photopile en ***Ampère***

I_{ph} : Le photo-courant en ***Ampère***

I_s : Le courant de saturation en ***Ampère***

n : Le facteur de non idéalité de la jonction

R_s : Résistance série caractérisant les divers contacts et connexion, en **Ω** .

R_{sh} : Résistance shunt qui modélise les courants de fuites de la jonction, en **Ω**

I_{CC} : Courant de court-circuit (obtenu pour $V=0$) ;

V_{CO} : Tension en circuit ouvert (obtenu pour $I=0$);

I_M : Courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque;

V_M : Tension à la puissance maximale de fonctionnement de la photopile;

FF : Le facteur de forme, appelé également *fill-factor*,

η : Rendement de conversion.

p_i : Puissance d'éclairement reçue par unité de surface.

S : Surface de la cellule solaire sous l'éclairement.

Liste des figures

Figure 1.1: <i>Spectre électromagnétique solaire</i>	11
Figure 1.2: <i>Définition du nombre d'air-masse</i>	12
Figure 1.3 : <i>Structure standard d'une cellule solaire</i>	14
Figure 1. 4 : <i>Circuit électrique équivalent à une photopile</i>	16
Figure 1.5: <i>Caractéristique $I=f(V)$ d'une cellule solaire</i>	16
Figure 1.6 : <i>Notion de facteur de forme FF d'une cellule solaire</i>	17
Figure 1.7: <i>mécanismes fondamentaux de l'effet photovoltaïque</i>	19
Figure 1.8: <i>Caractéristiques $I(V)$ d'un panneau solaire pour différents éclairements</i>	20
Figure 1.9: <i>Influence de la température sur la caractéristique $I(V)$</i>	20
Figure 1.10: <i>Influence de la résistance série sur la caractéristique $I(V)$</i>	21
Figure 1. 11: <i>Effet de la résistance shunt sur la pente de la caractéristique en court-circuit</i>	22
Figure 1.12: <i>Caractéristique résultante d'un groupement en série de N_s cellule identique</i>	23
Figure 1. 13: <i>Caractéristique $I(V)$ pour l'association parallèle</i>	24
Figure 1. 14: <i>Générateur photovoltaïque formé de N_m module en série et N_{bp} branche en parallèle</i>	24
Figure 1. 15: <i>Caractéristique courant-tension d'une photopile éclairée et polarisée par une source extérieure</i>	26
Figure 1.16: <i>Modules non protégés connectés en série</i>	26
Figure 1. 17: <i>Modules protégés connectés en série</i>	27
Figure 1. 18: <i>schéma de la méthode CZ</i>	29
Figure 1.19: <i>schéma de la méthode ZF</i>	30
Figure 2.1: <i>Maille élémentaire du composé CIS</i>	37
Figure 2.2: <i>Structure d'une cellule solaire CIGS</i>	38
Figure 2.3: <i>Schéma simplifié d'une photopile solaire en couche mince à base du CIGS</i>	39
Figure 3.1: <i>Caractéristique $I-V$ d'une cellule PV</i>	53
Figure 3.2: <i>Caractéristiques des cellules PV pour un courant donné I_m en présence d'ombrage</i>	54
Figure 3.3: <i>Module CIGS de $30\text{cm} \times 30\text{cm}$ avec 36 cellules interconnectées avec diode by-pass dans la boîte de dérivation</i>	55

Figure 3.4: <i>procédure d'occultation d'une seule cellule, sur le module</i>	56
Figure 3.5: <i>Illustration de la configuration verticale d'ombrage</i>	57
Figure 3.6: <i>Illustration de l'occultation horizontale du module CIGS</i>	58
Figure 3.7 : <i>Caractéristiques du module en fonction du taux d'ombrage, où : A-courant-tension, B-puissance-tension</i>	59
Figure 3.8: <i>Effet de l'augmentation du nombre de cellules occultées en séries sur la caractéristique: A-courant-tension, B-puissance-tension</i>	61
Figure 3.9: <i>Effet de l'augmentation du nombre de cellules occultées en parallèle sur la caractéristique: A-courant-tension, B-puissance-tension</i>	62
Figure 3.10: <i>La variation de (I_{cc}) en fonction du taux d'ombrage</i>	64
Figure 3.11: <i>La variation de (V_{co}) avec le taux d'ombrage</i>	65
Figure 3.12: <i>La variation de (FF) avec le taux d'ombrage</i>	66
Figure 3.13: <i>La variation de MPP avec le taux d'ombrage</i>	67
Figure 3.14: <i>La variation du rendement PV avec le taux d'ombrage</i>	67
Figure 3.15: <i>A- La variation de (I_{cc}) en fonction du nombre de cellule occultées. B - La variation de (V_{co}) en fonction du nombre de cellules occultées</i>	68
Figure 3.16: <i>La variation de FF(A), MPP(B) et du Rendement (C) en fonction du nombre de cellules occultées</i>	71
Figure 3.17: <i>La variation en fonction de nombre cellule occultée: A- du courant court-circuit. B-de la tension de circuit-ouvert</i>	73
Figure 3.18: <i>La variation en fonction du nombre de cellules occultées : A-Facteur de forme, B-MPP, C- Rendement de conversion</i>	74

Liste des tableaux

Tableau 2.1: Performances des meilleures cellules CIGS de laboratoire.....	40
Tableau 2.2: Performance obtenues à l'aide de différentes couches tampon dans les cellules au Cu(In,Ga)(S,Se)	40
Tableau 2.3: Propriétés du CIGS.....	42
Tableau 3.1: Valeurs de (V_{co}) , (I_{cc}) , (P_m) , (FF) et (η)	64
Tableau 3.2: Valeurs de (V_{co}) , (I_{cc}) , (P_m) , (FF) et (η) en configuration parallèle de l'occultation.	69
Tableau 3.3: Valeurs de (V_{co}) , (I_{cc}) , (P_m) , (FF) et (η) en configuration perpendiculaire de l'ombrage.	73

Introduction Générale

Introduction Générale

L'utilisation de l'énergie pour l'accomplissement de diverses tâches a été, de tous les temps, une occupation permanente de l'être humain. Le long chemin parcouru remonte à la première utilisation de la roue, aux grands travaux des Egyptiens, aux dispositifs de puissances de WATT, jusqu'à l'état avancée de la technologie et celui de notre mode de vie contemporaine.

Depuis de nombreuses années l'Humanité fait face à une forte demande en énergie. Celle-ci, qui n'est que la conséquence directe de la croissance démographique mondiale et la mutation progressive de nombreuses économies primaires (*basées sur l'agriculture*), vers des économies secondaires (*basées sur la production*), entraîne une raréfaction des ressources naturelles utilisées pour répondre à ce besoin. Une très grande partie de ces ressources sont aujourd'hui fossiles : pétrole, charbon, gaz naturel. Bien que diversifiées et très abondantes, ces ressources, ne sont pas inépuisables. Cependant, la sécurité énergétique à long terme des pays du monde, n'est pas le seul péril que fait encourir le recours aux énergies fossiles. Leur utilisation génère considérablement du dioxyde de carbone et de gaz en parti responsable de l'effet de serre. Cet effet de serre met en péril de nombreuses populations de par le monde et la stabilité géopolitique même de certaines régions du globe pourrait être mise à mal par des phénomènes climatiques majeurs.

Pour répondre à ces préoccupations, de plus en plus d'états mettent en place des politiques incitant à l'économie de l'énergie, mais aussi à la production d'énergie grâce à d'autres moyens souvent qualifiés de « propres » en référence au fait qu'il ne génère pas de dioxyde de carbone. Ces moyens de production sont principalement issus des énergies renouvelables, c'est-à-dire dont les ressources sont inépuisables par nature. Parmi celles-ci on peut citer l'énergie éolienne (*issue du vent*), marémotrice (*des vagues et des mouvements des marées*) ou encore l'énergie solaire. Ce dernier terme recouvre en réalité de nombreuses technologies, parmi lesquelles l'énergie photovoltaïque. Il s'agit ici de transformer directement la lumière du soleil en électricité, sans intermédiaire, directement grâce à un matériau semi-conducteur.

L'énergie photovoltaïque a connu un développement formidable en l'espace de 50ans. La recherche spatiale a permis de financer les recherches initiales. La compréhension des phénomènes physiques qui a découlée de ces recherches a permis à de nombreux matériaux d'être développés avec succès par la suite, et petit à petit, avec la baisse du coût des matières utilisées et une meilleure maîtrise de la technologie, les panneaux photovoltaïques ont quitté l'espace pour être utilisés sur la Terre.

En fait, il y a continuité d'intérêt chez les installateurs photovoltaïques, les régulateurs et les propriétaires à obtenir des informations précises sur les systèmes PV fonctionnant dans des conditions ombragées ou conditions incompatibles de fonctionnement qui sont parfois inévitables, en particulier si une partie d'une installation photovoltaïque est ombragée seulement pour une journée, son pouvoir de production diminue. Cela est particulièrement vrai dans l'application de PV intégrés au bâtiment qui nécessite souvent l'intégration des modules avec les structures existantes dans des environnements urbains parfois encombrés. Dans l'intérêt d'augmenter le nombre d'installations photovoltaïques dans le monde entier et procurant un avantage maximal de ces systèmes, il est utile d'examiner plus en détail la perte de puissance des systèmes photovoltaïques semi-ombragés.

C'est dans ce contexte que s'écoule notre mémoire de Magister. En effet, l'objectif est d'investiguer l'effet d'ombrage sur les performances d'un module à base de CIGS. Pour un meilleur examen de ces effets, la voie expérimentale a été adoptée.

L'étude a été scindée en deux parties, à savoir, l'ombrage d'une seule cellule puis celui de nombreuses cellules. Via ce dernier, nous avons pu examiner la pertinence de la configuration de l'ombrage avec l'ampleur de dégradation du comportement du module. Nous avons eu l'occasion d'examiner deux cas, à savoir, l'ombrage parallèle (*ombrage non uniforme de cellules*) et l'ombrage perpendiculaire (*ombrage uniforme de cellules*).

Dans ce cadre, nous souhaitons répondre à la question suivante : ***comment se comporte le module CIGS lorsqu'il fonctionne dans des conditions d'ombrages?***

Pour cela, le mémoire est structuré en trois chapitres détaillés comme suit :

Le premier porte sur les différentes généralités indispensables à une bonne assimilation des principes du photovoltaïque solaire.

Le second chapitre est consacré à la description succincte de la technologie CIGS, ainsi que une étude bibliographique sur les travaux antérieurs d'ombrages.

Les résultats obtenus ont été analysés et discutées dans le dernier chapitre. Finalement, les conclusions seront ensuite présentées avant de suggérer des perspectives pour une extension de ce travail.

Chapitre 1 : Caractéristiques des Cellules Solaires

Ce chapitre présente les concepts dont la connaissance est nécessaire à la compréhension de l'exploitation de l'énergie photovoltaïque. Dans un premier temps, nous décrirons le soleil et son rayonnement. Nous montrerons ensuite ce qu'est une cellule solaire, en insistant sur les propriétés qui sont importantes dans le processus de conversion photovoltaïque. À la fin du chapitre, les différentes configurations des modules photovoltaïques ainsi que leurs déséquilibres de fonctionnement seront décrites.

1.1 L'énergie solaire [1]

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie électrique produite à partir du rayonnement solaire qui fait partie des énergies renouvelables. Ce type d'énergie solaire sera développé dans les paragraphes suivants.

1.1.1 Le soleil

Le soleil reste jusqu'à présent la plus importante source d'énergie, malgré la distance considérable qui le sépare de la terre (149.6×10^6 de kilomètres). Il s'agit d'une immense sphère lumineuse composée principalement de gaz ionisé, et du plus grand corps céleste du système solaire. Il est si grand qu'il pourrait contenir plus d'un million de planètes Terre.

La puissance émise par le soleil sous forme de rayonnement est estimée à 90×10^{15} GW, alors que la couche terrestre n'arrive à recevoir que 180×10^6 GW. Arrivant à la terre, le rayonnement solaire subit de considérables modifications, dues principalement aux phénomènes d'absorption et de diffusion. De là, on introduit la notion de l'éclairement comme étant la densité de puissance reçue par une surface soumise à un flux lumineux, dans les conditions atmosphériques optimales. Cette densité de puissance atteinte 1 kW/m^2 pour un site situé au niveau de la mer.

L'Algérie dispose d'environ 3200 heures d'ensoleillement par an, bénéficiant d'une situation climatique favorable à l'application des techniques solaires [3].

Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre, et malgré une atténuation importante lorsqu'elle traverse l'atmosphère, la quantité qui reste est encore assez importante quand elle arrive au sol.

1.1.2 Le rayonnement solaire

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de $0,28 \mu\text{m}$ à $4 \mu\text{m}$. La Figure 1.1 représente la variation de la répartition spectrale énergétique.

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi:

- ✓ 9% dans la bande des ultraviolets ($<0,4 \mu\text{m}$),
- ✓ 47% dans la bande visible ($0,4 \text{ à } 0,8 \mu\text{m}$),
- ✓ 44% dans la bande des infrarouges ($>0,8 \mu\text{m}$).

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de 1,37 kilowatt au mètre carré (kW/m^2), à plus ou moins 3 %, selon que la terre s'éloigne ou se rapproche du soleil dans sa rotation autour de celui-ci. L'atmosphère en absorbe toutefois une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement 1200 W/m^2 . La rotation et l'inclinaison de la terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire et le rendent diffus [1].

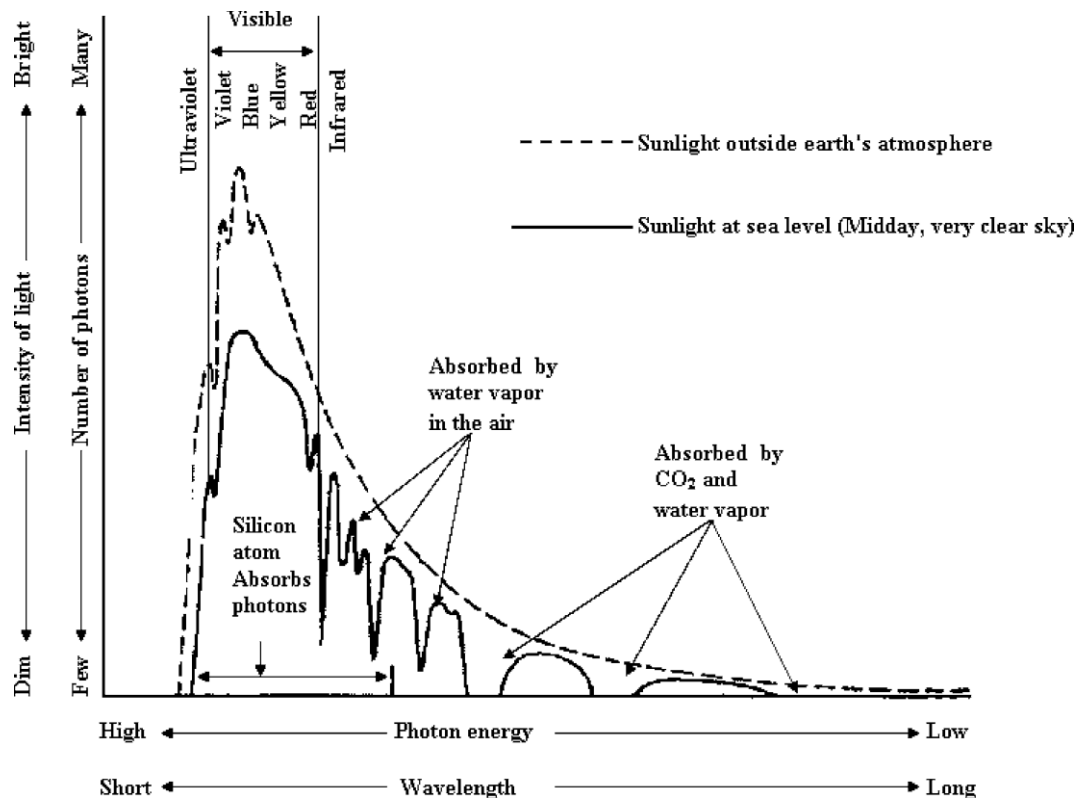


Figure 1.1: Spectre électromagnétique solaire [1]

Pour tenir compte de l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement solaire incident, on introduit un coefficient appelé *nombre de masse d'air* (AM) défini par :

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \quad (1-1)$$

Où θ est l'angle que fait le soleil avec son zénith. Par définition, AM0 correspond aux conditions hors atmosphère. Quand le soleil fait un angle de 48° par rapport au zénith, la lumière incidente est dit AM1.5, illustré sur la Figure 1.2. Le nombre de masse d'air caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire (83.3 mW/cm^2 pour AM1.5), et de plus sert de standard pour quantifier les performances de nouveaux dispositifs photovoltaïques.

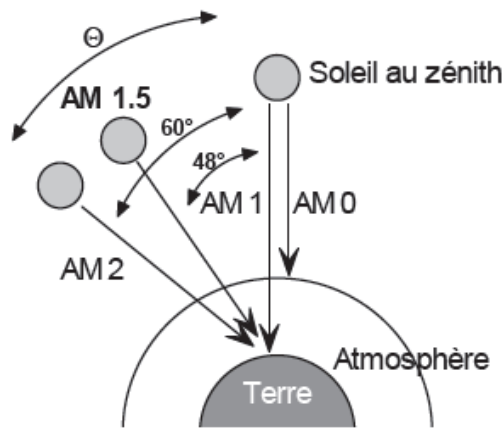


Figure 1.2: Définition du nombre d'air-masse [2]

Les conditions standards de caractérisation, sont définies par les normes IEC-60904 de l'*International Electrotechnical Commission* (IEC) selon une distribution spectrale AM1.5 global (somme des rayonnements directs et diffus), d'intensité 100 mW/cm^2 et pour une température de cellule de 25°C .

Au sol, le rayonnement solaire a au moins deux composantes : une composante directe et une composant diffuse (*rayonnement incident diffusé ou réfléchi par un obstacle : nuages, sol*) formant le rayonnement global [2].

1.2 La conversion photovoltaïque

Le mot *photovoltaïque* vient du grec *Photos* qui signifie « lumière », et de *Volta* du nom du physicien italien Alessandro VOLTA qui, en 1800, découvrit la pile électrique, de ce fait, le photovoltaïque n'est que de l'électricité à partir de la lumière.

Historiquement, l'effet photovoltaïque fut découvert pour la première fois en 1839 par Edmund Antoine BECQUEREL, autrefois baptisée l'*effet photo-électrique*. Il constata que certains matériaux, pouvaient produire de petites quantités d'électricité quand ils étaient exposés à la lumière. Albert EINSTEIN se pencha sur ce travail. En 1905, il publie un papier sur le potentiel de production d'électricité à partir de la lumière du soleil. Ce document explore l'effet photovoltaïque, technologie sur laquelle est fondé le panneau solaire. C'est en 1913, que William COBLENTZ a posé le premier brevet pour une cellule solaire, mais il ne pourra jamais la faire fonctionner. Il faut attendre jusqu'au 1916 où, Robert MILLIKAN a été le premier à produire de l'électricité avec une cellule solaire. Pendant les quarante années suivantes, personne ne fit beaucoup de progrès en énergie solaire car les cellules photovoltaïques avaient un trop mauvais rendement pour transformer la lumière du soleil en énergie.

Le premier panneau solaire a été construit en 1954 par les laboratoires Bell. Il a été appelé batterie solaire mais c'était juste un effet d'annonce car il était trop coûteux à produire. Ce sont les satellites qui ont réellement fait avancer l'énergie solaire dans les années 1960 lors de la course à l'espace. C'était la première utilisation importante de la technologie solaire. Grâce à l'espace, les panneaux solaires ont prouvé leur fiabilité. Le coût de production des cellules solaires a également diminué.

L'énergie solaire a eu un second élan, au cours de la crise de l'énergie dans les années 1970. Quand le prix du pétrole a augmenté de façon spectaculaire, les panneaux solaires photovoltaïques ont commencé à être utilisés pour la première fois dans les maisons. Depuis les panneaux solaires se sont développés lentement. Pendant longtemps, ils ont été considérés comme des sources d'énergies alternatives.

1.2.1 Définition

La conversion photovoltaïque, se définit par la transformation directe d'une énergie électromagnétique (*rayonnement*) en énergie électrique de type continu directement utilisable.

Lors de l'absorption de la lumière, la génération des paires électron-trou ainsi que la séparation de ces porteurs de charges, constituent un processus important non seulement pour les mesures et la détection de lumière (*photo-détecteurs*), mais aussi pour la conversion de la lumière en énergie chimique (*photosynthèse*) et en énergie électrique (*cellules solaires*).

1.2.2 La cellule solaire

La cellule photovoltaïque, est un composant optoélectronique qui est la base des installations produisant cette énergie. Elle fonctionne sur le principe de l'effet photoélectrique. Plusieurs cellules sont reliées entre elles sur un module solaire photovoltaïque, plusieurs modules sont regroupés pour former une installation solaire. Cette installation produit de l'électricité qui peut être consommée sur place ou alimenter un réseau de distribution. Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium (*Si*) et plus rarement d'autre semi-conducteurs : séléniure de cuivre et d'indium (*CuIn(Se)₂* ou *CuInGa(Se)₂*), tellure de cadmium (*CdTe*), etc.

L'architecture des cellules solaires a subi une évolution rapide, et aboutit à une architecture dite *standard* schématisée sur la Figure 1.3. Elles se présentent généralement sous la forme de fines plaques d'une dizaine de centimètres de côté, prises en sandwich entre deux contacts métalliques, pour une épaisseur de l'ordre du millimètre.

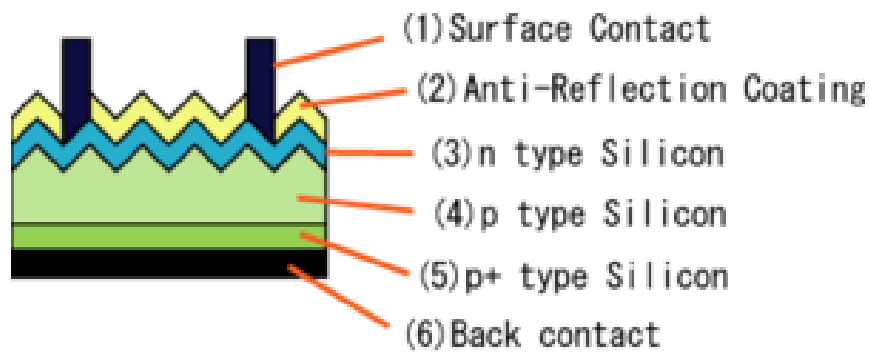


Figure 1.3 : *Structure standard d'une cellule solaire.*

Trois grandes avancées technologiques, ont permis l'augmentation du rendement des cellules PV. Il s'agit de la texturation de surface, de l'usage d'une couche antireflet ainsi que celle d'un champ de surface arrière (*Back Surface Field BSF*).

1.2.3 Circuit électrique équivalent [4]

Le tracé du circuit électrique équivalent d'un système, est fréquemment utilisé afin de décrire son comportement électrique à l'aide de composants électriques (Source, résistance, diode). Nous allons décrire ici par cette méthode, une diode PV dans l'obscurité et sous illumination. Lorsqu'on expose la surface d'une cellule solaire à la lumière, elle présente la particularité de pouvoir fonctionner comme étant un générateur d'énergie, en délivrant un courant électrique continue [4]. En effet, ce comportement électrique de la cellule n'est d'autre que celui d'une diode sous éclairage. Ainsi, le régime électrique d'une photopile constitué d'une *jonction pn*, peut être décrit via l'équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{\beta}{n} (V + IR_s) \right) - 1 \right] - \frac{(V + IR_s)}{R_{sh}} \quad (1.2)$$

Avec :

$$\beta = \frac{q}{kT}$$

Où :

q: La charge de l'électron en *Coulomb*,

k: La constante de Boltzmann en Joule par *Kelvin*,

T: La température en *Kelvin*,

V: La tension aux bornes de la cellule photovoltaïque en *Volt*,

I: Le courant délivré par la photopile en *Ampère*,

I_{ph}: Le photocourant en *Ampère*,

I_s: Le courant de saturation en *Ampère*,

n: Le facteur de non idéalité de la jonction,

R_s: Résistance série caractérisant les diverses résistances de contacts et de connexion, en Ω ,

R_{sh}: Résistance shunt qui modélise les courants de fuites de la jonction, en Ω .

La Figure 1. 4 représente avec des composants électriques, le comportement électrique équivalent déduit de l'équation 1.2.

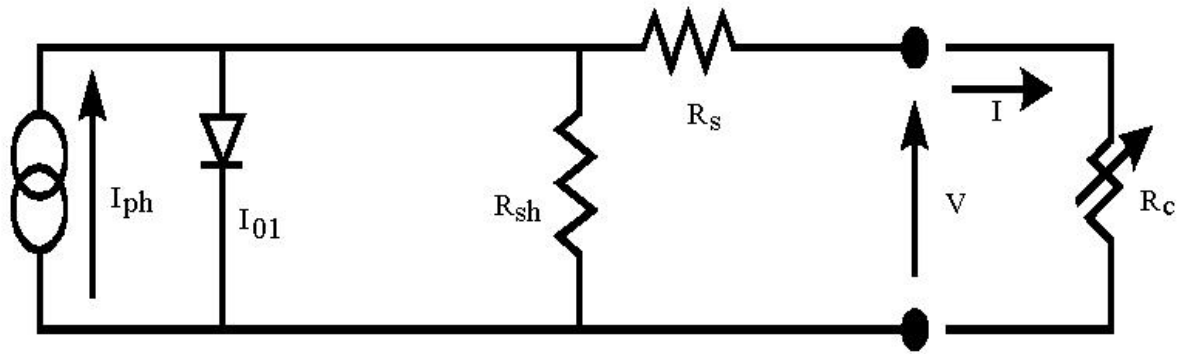


Figure 1.4 : Circuit électrique équivalent à une photopile [5].

1.2.4 Les grandeurs caractéristiques d'une cellule solaire

Les performances d'une cellule solaire sous illumination peuvent être complètement décrites via la caractéristique $I=f(V)$. Cependant, et pour des raisons pratiques, il est suffisant d'exprimer $I=f(V)$, seulement, par quelques paramètres caractéristiques Figure 1.5.

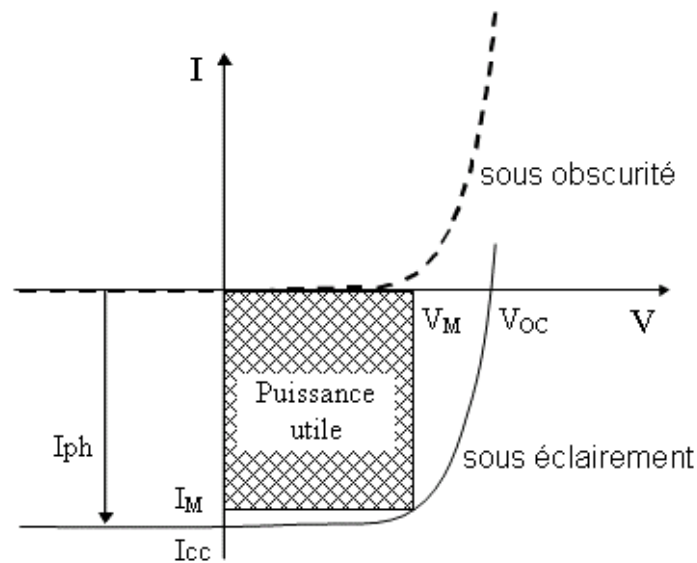


Figure 1.5: Caractéristique $I=f(V)$ d'une cellule solaire.

À partir de la caractéristique $I=f(V)$ illustrée ci-dessus qui montre, les deux caractéristiques d'une diode à jonction pn sous obscurité et sous éclaircissement, on déduit les paramètres électriques propres à la cellule, à savoir:

I_{cc} : Courant de court-circuit (obtenu pour $V=0$),

V_{co} : Tension en circuit ouvert (obtenu pour $I=0$),

I_M : Courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque,

V_M : Tension à la puissance maximale de fonctionnement de la photopile,

FF : Le facteur de forme, appelé également *fill-factor*, paramètre important est souvent utilisé pour qualifier la qualité d'une cellule solaire, il est également appelé « facteur de remplissage » illustré sur la Figure 1.6 .

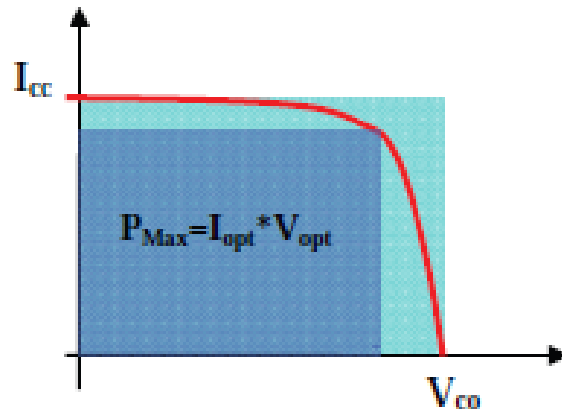


Figure 1.6 : Notion de facteur de forme FF d'une cellule solaire.

Le facteur de forme est défini comme suit :

$$FF = (\text{Puissance maximale délivrée sur la charge}) / (I_{cc} \times V_{co})$$

Donc :

$$FF = \frac{I_M \times V_M}{I_{cc} \times V_{co}} = \frac{P_{max}}{I_{cc} \times V_{co}} \quad (1.3)$$

Ce coefficient représente le rapport entre, la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} et, la puissance formée par le rectangle $I_{cc} \times V_{co}$. Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques, pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales.

η : Rendement de conversion, qui est défini comme suit :

$$\eta = (\text{Puissance électrique maximale fournie}) / (\text{Puissance solaire incidente})$$

Ou encore :

$$\eta = \frac{I_M \times V_M}{p_i \times S} = \frac{FF \times I_{cc} \times V_{co}}{p_i \times S} \quad (1.4)$$

Avec :

p_i : Puissance d'éclairement reçue par unité de surface,

S : Surface de la cellule solaire sous l'éclairement.

1.2.5 Mécanisme de la conversion photovoltaïque

Les mécanismes fondamentaux intervenant lors d'une conversion photovoltaïque, peut être englobés sous les trois aspects suivant :

- L'absorption de l'énergie lumineuse (*photons*) incidente à la cellule ;
- La transformation de l'énergie absorbée en énergie électrique, via la création des paires électrons-trous ;
- La collecte de ces charges puis les acheminées dans un circuit électrique extérieur.

L'optimisation de la conversion photovoltaïque, exige que l'absorption soit maximale ainsi qu'une collection sans perte. Pour assurer une conversion optimale, les cellules solaires doivent être fabriquée, à partir d'un matériau absorbant dans la bande optique du spectre solaire, possédant au moins une transition possible entre deux niveaux d'énergie, transformant l'énergie lumineuse sous forme potentielle et non thermique, et d'une structure de collecte de faible résistance électrique [6]. Afin qu'on puisse décrire les différents mécanismes relatif à l'effet photovoltaïque, citer ci-dessus, on considère la *jonction pn* illustrée sur la Figure 1.7.

Quand une cellule solaire est illuminée, essentiellement par les radiations solaires, l'énergie lumineuse sera absorbée, c'est le *mécanisme d'absorption*. Physiquement, les photons absorbés interagissent avec les électrons, en lui communiquant leur énergie cinétique, et donc les excités de la bande de valence vers la bande de conduction, créant ainsi les paires électron-trou, dans ce cas-là on parle du *mécanisme du transfert de l'énergie aux porteurs de charges*. Ensuite, les électrons de la région *p* diffusent vers la région *n*, tandis que les trous vont diffuser vers la région *p*, sous l'action du champ électrique interne, il en résulte le *mécanisme de la collection*.

Ce dernier n'est d'autre qu'une séparation de charge, ce qui mène à une différence de potentielle entre les deux régions de la jonction, dont un courant électrique sera délivré, à travers un circuit électrique extérieur, on parle ici de *l'acheminement des porteurs de charges*.

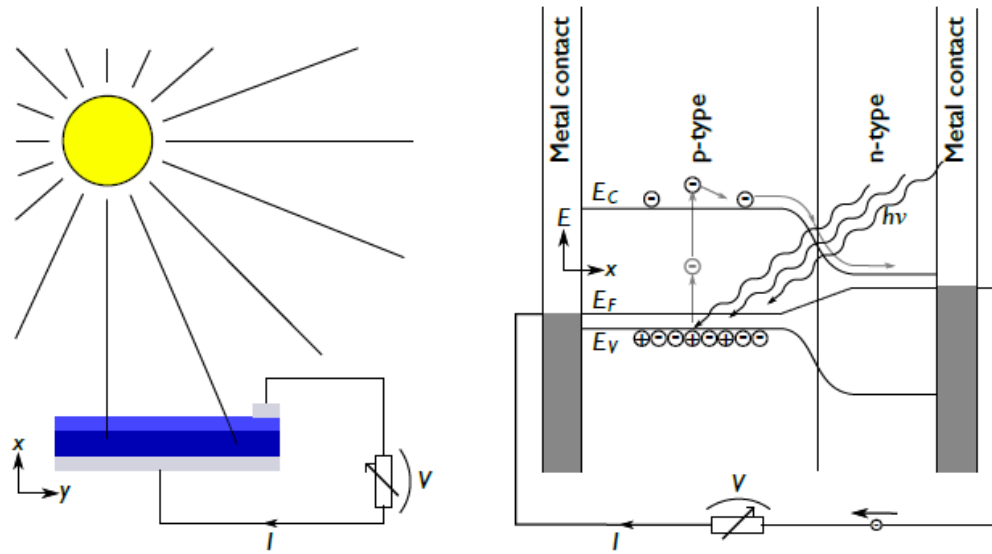


Figure 1.7: *mécanismes fondamentaux de l'effet photovoltaïque.*

La puissance délivrée à la charge extérieure, surtout, est dépendante de l'irradiation qui arrive sur la cellule solaire et la charge elle-même. Avec une petite impédance de charge, le courant délivré sera plus proche au courant du court-circuit. Par contre, une impédance importante de la charge, permet d'avoir une tension électrique aux bornes de la cellule qui, sera plus proche de celle du circuit-ouvert.

1.2.6 Influence des différents paramètres sur la caractéristique $I(V)$

1.2.6. 1 Influence de l'éclairement et de la température

La Figure 1.8 présente les caractéristiques d'une cellule solaire type, pour plusieurs intensités de rayonnement solaire. On remarque que le courant électrique, est directement proportionnel au rayonnement à ces niveaux d'éclairement. Par contre la tension est dégradée légèrement par rapport au courant, lorsque l'intensité de la lumière baisse.

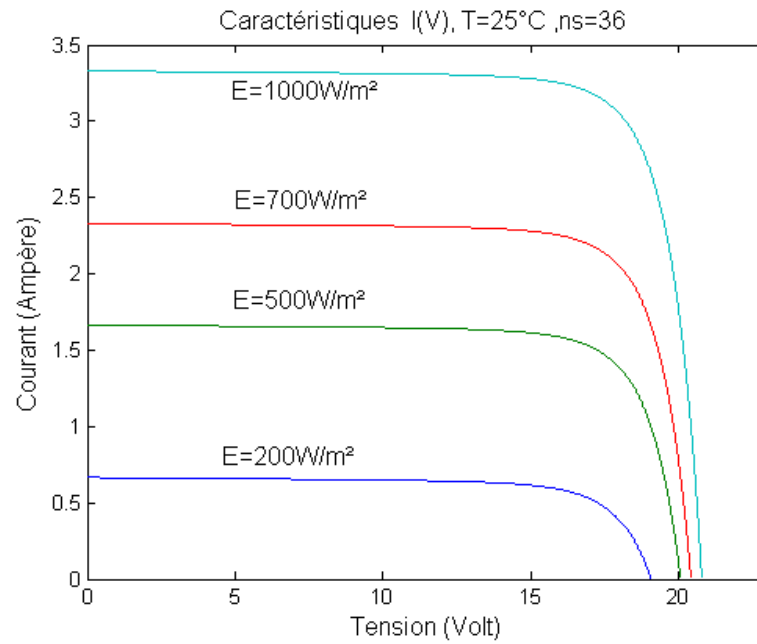


Figure 1.8: Caractéristiques I(V) d'un panneau solaire pour différents éclairagements.

L'influence de la température est très significative, ce qui nous conduit à une considération soigneuse, lors de la mise en marche des systèmes photovoltaïques. Sur la Figure 1.9, on illustre l'effet de la température sur le comportement des photopiles. Elle montre une diminution considérable de la tension électrique délivrée avec l'augmentation de la température. Tandis que, le courant gagne quant à lui de l'intensité. Ceci peut être expliqué par la baisse du gap, ce qui provoque l'accroissement de la concentration des porteurs de charge, puisque la transition entre les niveaux devienne plus probable.

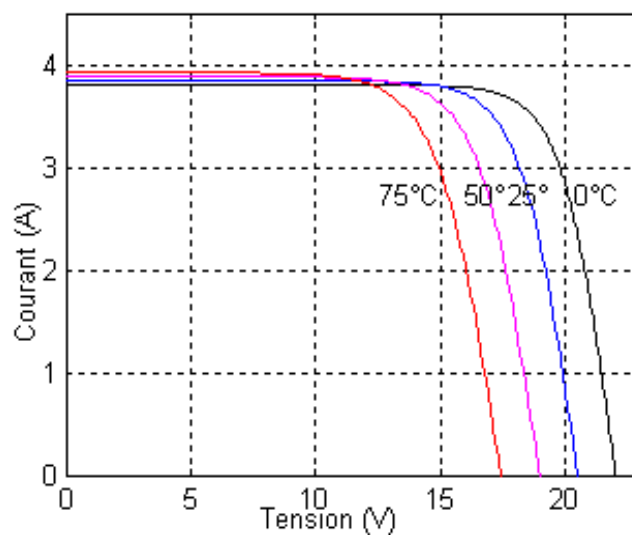


Figure 1.9: Influence de la température sur la caractéristique I (V).

Il faut signaler que l'accroissement du courant sous l'effet d'une hausse température, peut être négligé au point de puissance maximale, et le comportement global de la cellule en température est une perte de 0,4 à 0,5 %/°C.

1.2.6.2 Influence de la résistance série et la conductance shunt

La résistance série dépend de, la résistivité du matériau, des résistances de contact des électrodes et, de la résistance de la grille collectrice. Elle agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la photodiode se comporte comme un générateur de tension, et lorsqu'elle est élevée, elle diminue la valeur de courant de court-circuit, comme il est montré sur la Figure 1.10.

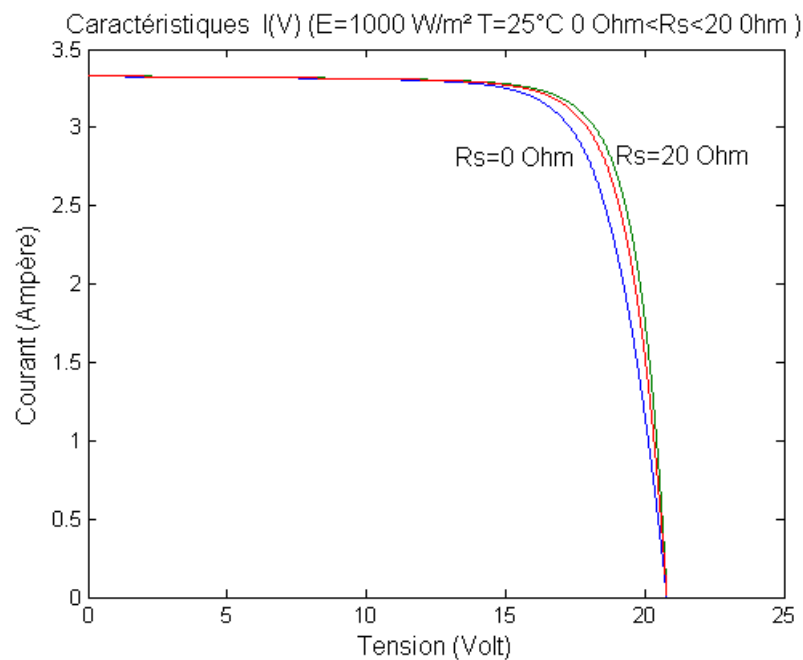


Figure 1.10: *Influence de la résistance série sur la caractéristique $I(V)$.*

La résistance shunt peut être causée par les défauts existant au sein du matériau, tel que : les dislocations...dans la zone de déplétion ou le long de la cellule solaire. Son effet est illustré sur Figure 1.11, et il est clair qu'elle change la pente de la courbe au voisinage du courant de court-circuit. En fait, une résistance shunt trop faible aura un impact sur la tension de circuit ouvert de la cellule solaire ; à cause de cela une photopile dont la résistance shunt est trop faible ne donnera plus de tension sous un faible éclairement.

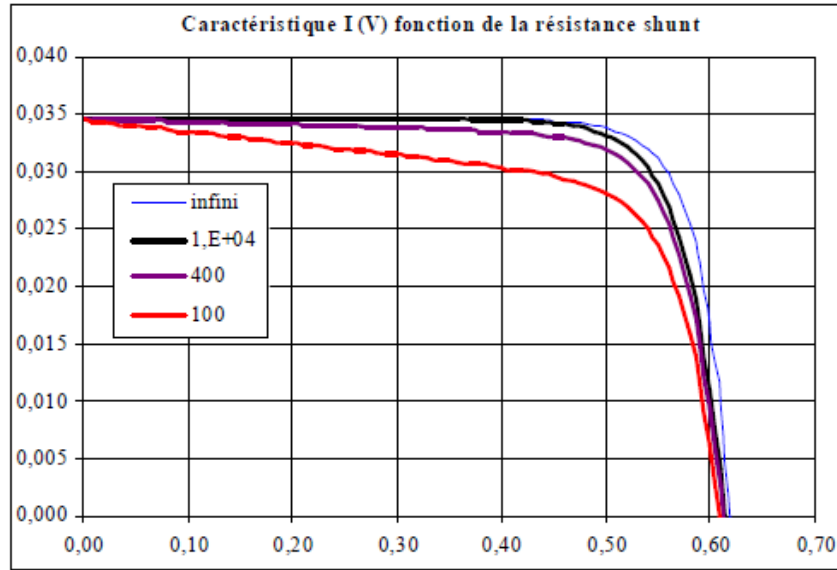


Figure 1.11: Effet de la résistance shunt sur la pente de la caractéristique en court-circuit.

Vu que ces deux résistances sont liées à la technologie d'élaboration des jonctions et des électrodes, il faut minimiser R_s et faire en sorte que R_{sh} ne soit pas trop faible

1.2.6.3 Influence du courant de saturation et du facteur d'idéalité

Le courant d'une cellule solaire idéale sous illumination, peut être obtenu en posant $R_s = 0$ et $R_{sh} \rightarrow \infty$ dans l'équation (1.2), ainsi on a :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{eV}{nkT}\right) - 1 \right) \quad (1.5)$$

On pose $I = 0$ on aura la tension maximale dont la photopile peut fournir, et elle correspond à la tension du circuit-ouvert, alors on écrit :

$$V_{co} = \frac{nkT}{q} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \quad (1.6)$$

Ainsi, une diminution du courant de saturation I_s entraîne une augmentation de V_{oc} . Notons qu'une diminution d'un facteur 10 de I_s , n'entraîne qu'une augmentation de 50mV de V_{oc} . C'est la même chose pour le facteur d'idéalité, c.-à-d. son augmentation influe inversement sur le point de puissance maximale d'une cellule solaire.

1.3 Les modules photovoltaïques [7- 8]

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance au regard des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. En effet, une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre, au maximum, quelques watts sous une tension très faible, puisqu'il s'agit d'une tension de jonction. Les générateurs photovoltaïques sont, par conséquent, réalisés par association d'un grand nombre de cellules élémentaires.

1.3.1 Association en série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. La Figure 1.12 montre la caractéristique résultante (I_{scs}, V_{sco}) obtenue en associant en série (indice s) n_s cellules identiques (I_{cc}, V_{co}), ainsi :

$$I_{scs} = I_{cc} \text{ et } V_{sco} = n_s V_{co}$$

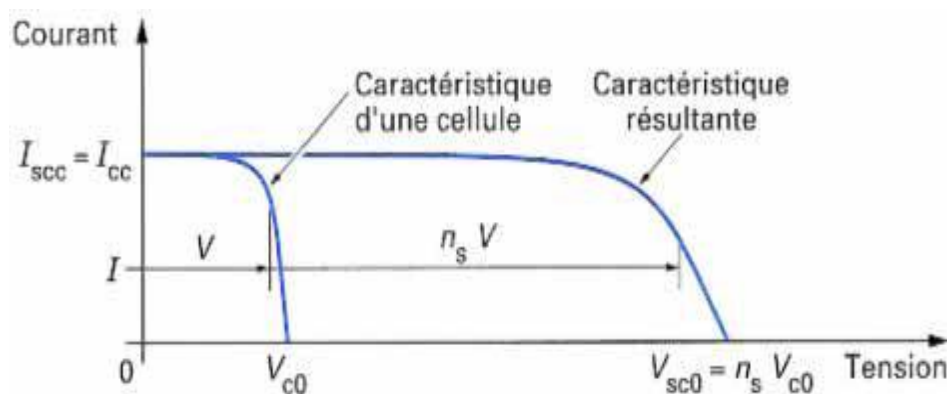


Figure 1.12: Caractéristique résultante d'un groupement en série de N_s cellules identiques.

1.3.2 Association en parallèle

En reliant n_p modules identiques en parallèle Figure 1. 13, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche, ainsi on écrit :

$$I_{psc} = n_p I_{cc} \text{ et } V_{pco} = V_{co}$$

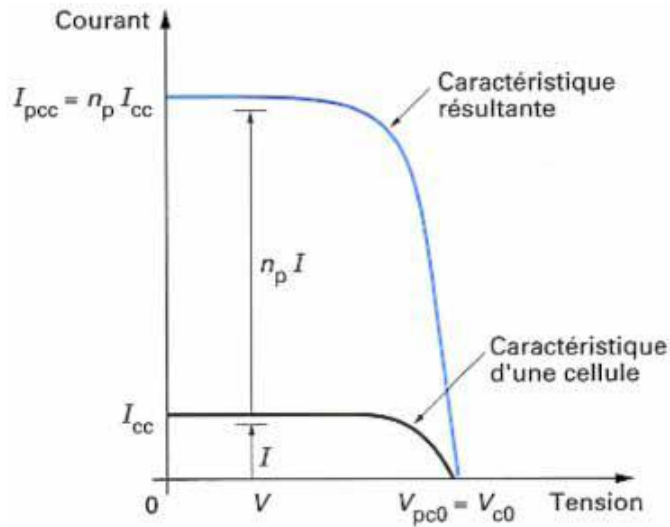


Figure 1.13: Caractéristique $I(V)$ pour l'association parallèle.

1.3.3 Association en série parallèle

Afin d'obtenir des puissances de quelque kW à quelque MW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux, et de les monter en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle un *générateur photovoltaïque* ou sous-station [8].

La Figure 1.14 présente un tel groupement de n_{ms} modules en série dans une branche et de n_{bp} branches en parallèle. Si P_m , V_m , I_m et R_m sont les caractéristiques du module de base, les caractéristiques correspondantes de la sous-station seront :

- $n_{ms} \cdot n_{bp} \cdot P_m$ pour la puissance,
- $n_{ms} \cdot V_m$ pour la tension,
- $n_{bp} \cdot I_m$ pour le courant,
- La résistance de charge optimale sera égale à $R_m \cdot n_{ms} / n_{bp}$.

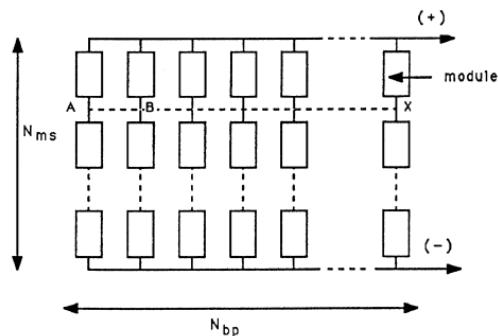


Figure 1.14: Générateur photovoltaïque formé de N_m module en série et N_{bp} branche en parallèle.

1.4 Déséquilibres dans les groupements de modules [7-8]

Les cellules solaires sont commercialisées sous la forme de modules photovoltaïques associant, généralement en série pour élever la tension, un certain nombre de cellules élémentaires de technologie et caractéristiques identiques. Suivant les besoins de l'utilisation, ces modules sont ensuite associés en réseau série-parallèle de façon à obtenir la tension et le courant désirés. Cette association doit être réalisée en respectant des critères précis, en raison des déséquilibres apparaissant dans un réseau de photopiles en fonctionnement. En effet, bien que choisies théoriquement identiques, les nombreuses cellules qui constituent le générateur présentent des caractéristiques différentes du fait des dispersions de construction inévitables, mais aussi d'un éclairage et d'une température non uniformes sur l'ensemble du réseau. La mise en place de dispositifs de protection efficaces contre les effets négatifs de ces déséquilibres sur le comportement et la fiabilité doit être prévue.

1.4.1 La cellule solaire fonctionnant en récepteur

La Figure 1.15 montre la caractéristique complète, dans les trois quadrants, d'une photopile sous illumination. Le *quadrant 1* correspond au fonctionnement en générateur avec $I > 0$ et $V > 0$. Si la tension aux bornes de la cellule est, en raison du circuit extérieur, amenée à dépasser la tension du circuit-ouvert, *quadrant 2*, la cellule travaille alors en récepteur de très faible impédance, comme une diode polarisée en direct. Si c'est le courant qui traverse la cellule est, en raison du circuit extérieur, amené à dépasser la valeur du courant de court-circuit, la cellule va à nouveau travailler en récepteur, mais cette fois de très forte impédance, comme une diode polarisée en inverse. On notera dans ce cas, qu'en raison de la résistance série, la jonction n'est polarisée en inverse qu'à partir du point A dont $V = -R_s \cdot I$.

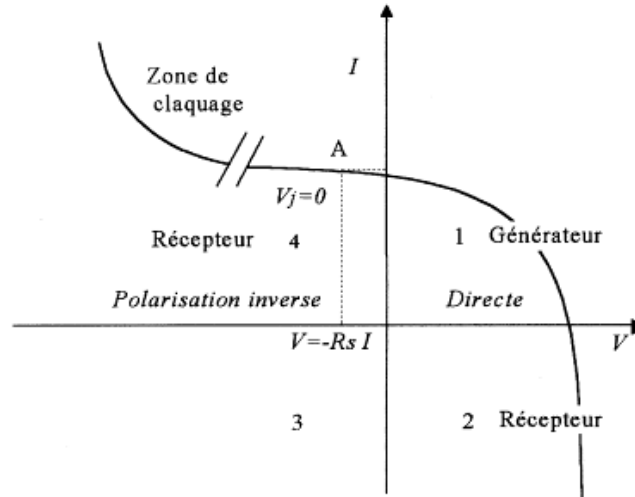


Figure 1.15: Caractéristique courant-tension d'une photopile éclairée et polarisée par une source extérieure.

1.4.2 Déséquilibre dans un groupement série

Considérons maintenant deux cellules connectées en série, dont l'une est moins performante que l'autre, ainsi elles présentent deux caractéristiques différentes. Afin de les identifier, on pose (cF) pour indiquer la cellule forte, et (cf) pour la cellule faible. La caractéristique résultante de ce groupement est représentée sur la Figure 1.16.

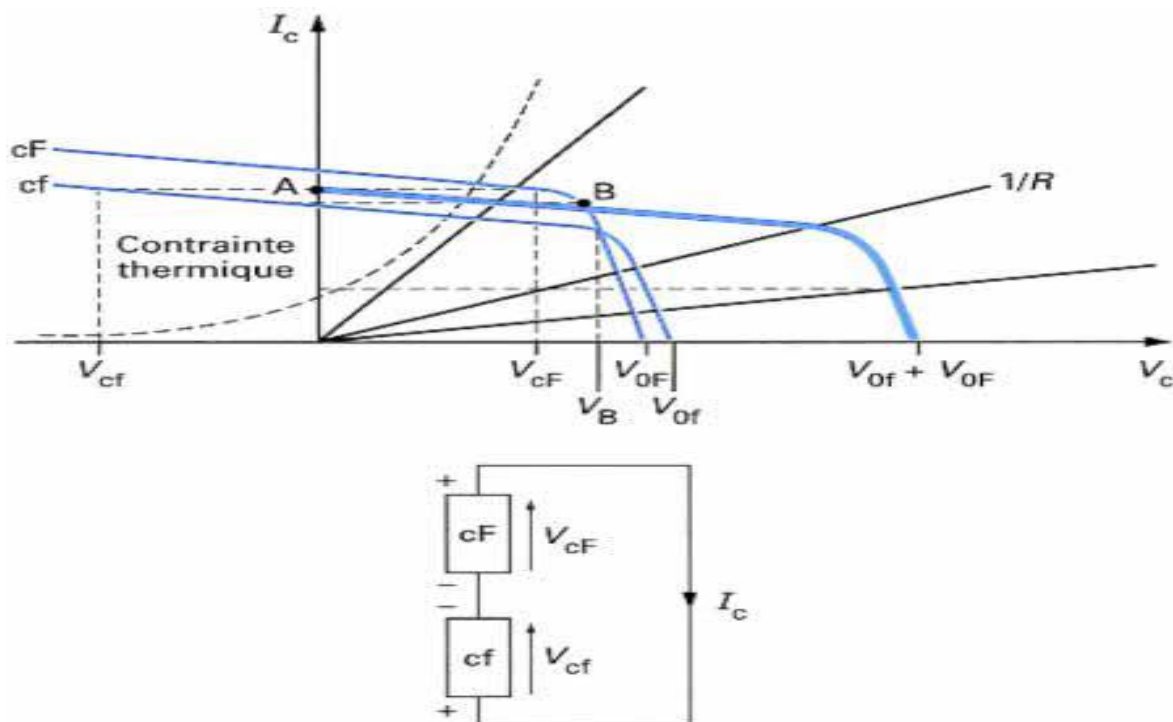


Figure 1.16: Modules non protégés connectés en série.

Les deux cellules étant parcourues par le même courant, la cellule la plus faible cf peut fonctionner en récepteur par application d'une tension négative pour certaines valeurs du courant, donc de la charge. Le cas le plus défavorable apparaît lorsque le groupement est mis en court-circuit, alors :

$$V_{cf} = -V_{cF}$$

Considérons maintenant un groupement de $(n_s - 1)$ cellules de type cF en série avec une cf : dans le cas le plus défavorable du générateur en court-circuit, la cellule cf subit la tension $(n_s - 1) V_{cF}$ appliquée en inverse ; elle peut donc dissiper une puissance importante et être détruite si la contrainte thermique est trop forte ou si la tension d'avalanche est dépassée.

Pour éviter cela, il suffit de disposer une diode D_p connectée en parallèle, appelée également *diode by-pass*, aux bornes d'un groupement élémentaire de cellules en série. L'amorçage spontané de cette diode parallèle, dès apparition d'une tension en inverse aux bornes de ce groupement, limite cette dernière à la valeur V_d de la tension directe de conduction de la diode choisie et la puissance dissipée à $V_d I_s$.

La Figure 1. 17 illustre ce principe et le nombre de cellules de ce groupement élémentaire est choisi de façon à ne pas dépasser la tension d'avalanche relative à la technologie des cellules utilisées, soit 30 à 40 pour des cellules au silicium. De nombreux modules commercialisés incluent maintenant ces diodes parallèles de protection contre les tensions inverses.

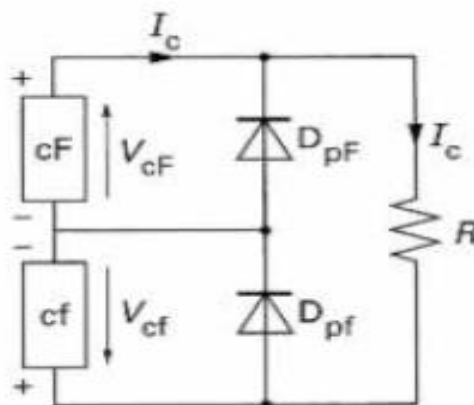


Figure 1. 17: Modules protégés connectés en série.

1.4.3 Déséquilibre dans un groupement parallèle

Considérons alors deux cellules cF et cf présentant des caractéristiques différentes connectées en parallèle. Les deux cellules étant soumises à la même tension, la cellule la plus faible cf peut fonctionner en récepteur en étant parcourue par un courant inverse pour certaines valeurs de la tension, donc de la charge. Le cas le plus défavorable apparaît lorsque le groupement est en circuit ouvert : alors

$$I_{cf} = - I_{cF}$$

Considérons maintenant un groupement de $(N_p - 1)$ cellules de type cF en série avec cf. Dans le cas le plus défavorable du générateur en circuit ouvert, la cellule cf est parcourue par le courant $(n_p - 1) I_{cF}$ en inverse sous une tension proche de V_{c0} . Cette cellule *faible* peut donc dissiper une puissance importante et être détruite.

Pour éviter cet effet, il suffit et il est indispensable de disposer une diode connectée en série qui interdit tout courant inverse dans un groupement élémentaire de cellules connectées en série, constituant une branche d'un groupement parallèle.

1.5 Les différents types de cellules solaires [9]

Les cellules utilisées aujourd'hui sont essentiellement constituées de semi-conducteurs inorganiques. La plupart des modules commerciaux actuellement ont un rendement crête compris entre 13 et 16%, alors que les rendements record dans les laboratoires sont typiquement compris entre 20 et 25% pour les différents types de matériaux cristallins [10].

Selon le matériau, on réalise une homo-jonction, c'est-à-dire une jonction p-n d'un même semi-conducteur (Silicium, ou Germanium) à caractère p (conductions majoritaires de trous) ou n (conductions majoritaires d'électrons), ou une hétérojonction à partir de deux voire trois matériaux différents (les binaires, les composés ternaires ...).

Le paramètre prépondérant dans le choix d'un semi-conducteur inorganique pour la conversion photovoltaïque est donc la largeur du gap. LOFERSKI a donné en 1956 la courbe de rendement théorique en fonction du gap des matériaux [10]. Aujourd'hui, l'industrie photovoltaïque nous offre toute une gamme technologique de cellules solaire, à savoir:

1.5.1 Les cellules monocristallines

Ce sont les photopiles de la première génération, le silicium cristallin est actuellement l'option la plus populaire pour les cellules commerciales, bien que beaucoup d'autres matériaux soient disponibles.

Le terme « cristallin » implique que tous les atomes dans le matériau PV actif font partie d'une structure cristalline simple où il n'y a aucune perturbation dans les arrangements ordonnés des atomes. Les techniques principales pour produire le silicium cristallin sont la méthode de Czochralsky (CZ) et la technique de la zone flottante (ZF) Figure 1.18.

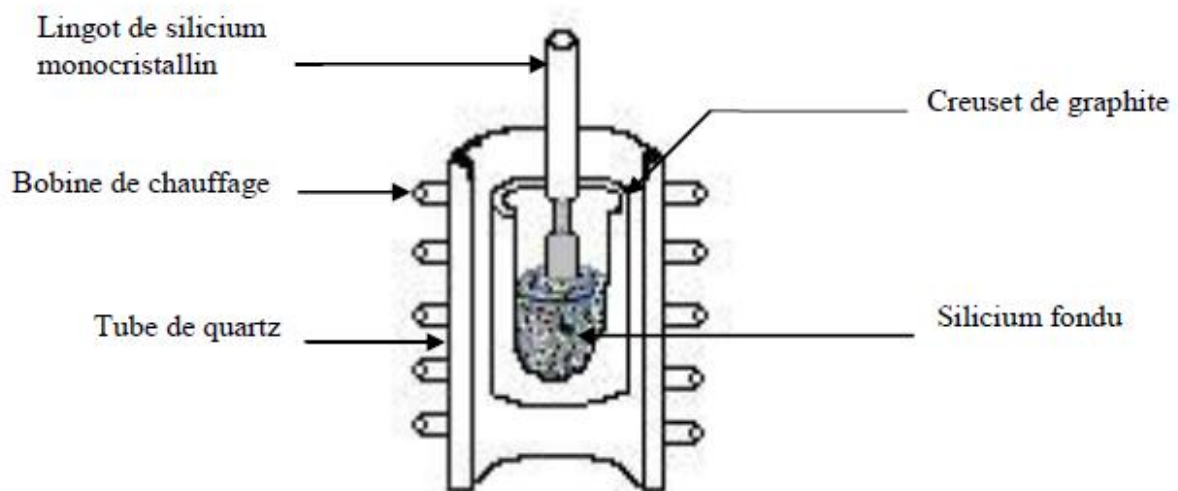


Figure 1.18: schéma de la méthode CZ.

Dans le processus de CZ, un germe cristallin est plongé dans un creuset de silicium fondu est retiré lentement, tirant un cristal simple cylindrique pendant que le silicium se cristallise sur le germe.

Dans le processus de ZF Figure 1.19, une tige de silicium est placée sur un germe cristallin est balayé par un enroulement parcouru par un courant HF. Le champ magnétique de l'enroulement induit un champ électrique dans la tige, chauffant et fondant l'interface entre la tige et le germe. Le matériau se solidifie et cristallise à l'interface donnant naissance à une tige monocristalline. Ces matériaux permettent d'atteindre une efficacité de conversion de l'ordre de 24% au laboratoire et entre 15-20% dans la production industrielle. Les photopiles

à base de matériaux cristallins sont connues par leur fiabilité et stabilité et elles sont utilisées dans la production de forte puissance.

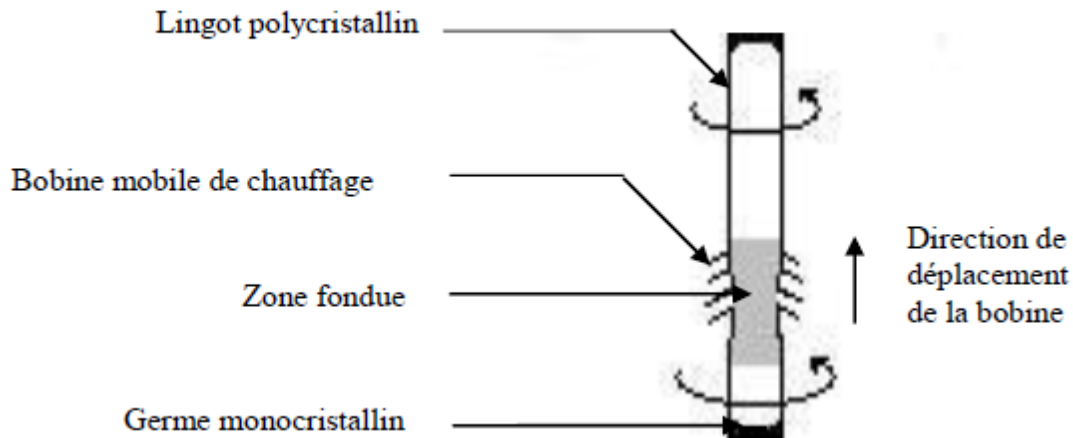


Figure 1.19: schéma de la méthode ZF.

1.5.2 Les cellules poly-cristallines

Sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Les cellules à base de silicium poly-cristallin sont moins efficaces que les cellules à base de silicium monocristallin. Les joints de grains dans le silicium poly-cristallin gênent l'écoulement des électrons et réduisent le rendement de puissance de la cellule. L'efficacité de conversion PV pour une cellule à base de silicium poly-cristallin modèle commercial s'étend entre 10 et 14%.

1.5.3 Les cellules amorphes

Le silicium amorphe a été le premier matériau utilisé pour réaliser une cellule solaire en couche mince grâce à sa forte absorption. Cependant, le rendement de conversion reste médiocre à cause du taux de recombinaison élevé qui caractérise la structure amorphe, il est situé entre 8% et 10%. Le silicium amorphe a été d'abord utilisé pour des applications «portables » de faible puissance pour des produits électroniques comme les calculettes ou les montres à quartz.

L'amélioration des performances joint au coût inférieur au silicium cristallin lui ont permis de pénétrer le marché des panneaux solaires dans certaines applications où le coût

importe plus que le rendement. Les recherches actuelles se concentrent sur l'amélioration des performances des cellules et la mise au point de techniques de dépôt plus rapides pour développer des cellules multi-jonctions.

1.5.4 D'autres types de cellules

Pour des raisons économiques (*utilisation d'une plus faible quantité de matériau*) beaucoup de chercheurs travaillent sur les cellules solaires de plus faible épaisseur (20 à 60 μm de couches active) ; c'est la *filière des couches minces* dont on peut distinguer.

- **Arséniure de gallium (GaAs) :** c'est un matériau composé binaire. Son principal avantage par rapport au silicium est son gap direct ; ce qui lui confère une efficacité d'absorption supérieure à celle des différentes variétés du silicium. Ainsi, pour une même quantité d'énergie absorbée, quelques micromètres suffit pour le GaAs alors que le silicium exige quelques centaines de micromètres. En outre, le GaAs a une efficacité de conversion d'énergie beaucoup plus élevée que le silicium cristallin s'échelonnant entre 25 et 30%.
- **Tellure de cadmium :** C'est un matériau de choix à cause de ses propriétés optiques optimales, c'est-à-dire un gap direct de l'ordre de 1.5 eV et une forte absorption dans tout le spectre solaire. Ce matériau a vu le jour vers 1960 sous forme de couches minces et les premières hétérojonctions CdTe/CdS/SnO₂/verre sont apparues en 1964 et le premier modèle CdS /CdTe date de 1972. Malgré des rendements excédant les 15%, des problèmes non négligeables se posent, à savoir :
 - La difficulté de réaliser des contacts électroniques ohmiques stables ;
 - Les meilleurs rendements ont été obtenus sur des cellules utilisant comme substrat le silicate de bore, substrat très coûteux.
 - La diffusion du sodium de verre ne semble pas profiter au CdTe et au contraire, il donne lieu à un effet négatif sur la durée de vie des porteurs minoritaires dans les cellules de CdTe.
 - La sensibilité de cette cellule à la vapeur d'eau.
 - L'agressivité pour l'environnement, du fait de la présence du Cd qui est toxique et polluant.
- **Les cellules organiques :** sont les photopiles de la troisième génération, à partir de polymères ou basées sur la conversion spectrale, en est encore au stade de la

recherche fondamentale. Elle ne va sans doute pas remplacer les technologies existantes, mais plutôt les compléter.

- **Matériaux chalcopyrite Cu – III. VI₂** : connue également sous l'abréviation CIS (*pour Cuivre-Indium-Sélénium*), où CIGS (*pour Cuivre-Indium-Galium-Sélénium*), ce sont des cellules solaires émergentes, basées sur les matériaux à structures chalcopyrites a fait suite à la réalisation de détecteurs photovoltaïques CuInSe₂ /CdS par S. Wagner et al. de Bell téléphone en 1974-1975. S. Wagner et al. avaient rapporté la préparation d'hétérojonction. CuInSe₂/CdS à partir d'un monocristal CuInSe₂, dont la conductivité est de type P, sur lequel une couche mince de CdS de 5-10 μm d'épaisseur avait être déposée. La réponse photovoltaïque de ces détecteurs pour une lumière incidente à travers « la fenêtre » CdS donnait lieu à de très hauts rendements quantiques uniformes (70%) entre 0,55 et 1,25 μm . Ces hétérojonctions avaient des rendements de conversion de l'ordre de 5%. Puisque notre étude est basée sur les cellules CIGS, le deuxième chapitre développe d'avantage leurs technologies de fabrication.

En résumé, après avoir présenté dans ce chapitre la notion du rayonnement solaire, on a décrit la cellule solaire, le dispositif qui permet l'absorption du rayonnement et générer le plus possible des porteurs de charges. Ensuite, un rappel succinct sur les mécanismes fondamentaux relatifs à la conversion photovoltaïque est développé, puis on a terminé la partie, par une présentation de différentes filières courantes des cellules photovoltaïques.

Bibliographie

- [1] ZekaiSen, "Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques"; Springer-Verlag London Limited, 2008.
- [2] S. R. Wenham, M. A. Green and M. E. Watt Applied Photovoltaic, Bridge Printery: Sidney, **1994**.
- [3] B. Chaouki, B. Tarek "Optimisation floue neuronale et génétique d'un système photovoltaïque connecté au réseau", Mémoire d'ingénieur. Univ. Biskra, 2007.
- [4] A. Zerga, B. Benyoucef and J.P. Charles, "Insufficiencies of the Single Exponential Model and Efficiency of the Double Exponential Model in the Optimization of Solar Cells Efficiency", Active and Passive Electronic Components, 21, (1998) 265-278.
- [5] W.C. Benmoussa, S. Amara et A. Zerga, "Etude comparative des modèles de la caractéristique courant-tension d'une cellule solaire au silicium monocristallin", Revue des Energies Renouvelables ICRESD-07 Tlemcen (2007) 301-306
- [6] A. Ricaud "Photopiles solaires"; Presses polytechniques et universitaires Romandes: Lausanne, 1997.
- [7] L. Protin and S. Astier, "Convertisseurs photovoltaïques", Techniques de l'ingénieur 1996, D3360, 1-19.
- [8] M.A. Green, K. Emery, D.L. King, S. Igari and W. Warta, "Progress in Photovoltaics", **13**, 1 (2005) 49.
- [9] J. Fonash Stephen, "Solar Cell Device Physics" Second Edition, Academic Press, 2010.
- [10] J. J. Loferski, "Theoretical considerations governing the choice of the optimum semiconductor for photovoltaic solar energy conversion", J. Appl. Phys. 27, (1956)777-784.

Chapitre 2 : Les Cellules Solaires CIGS

Le CIGS est un semi-conducteur à gap direct, utilisé pour la fabrication des cellules solaires. Pour des raisons purement structurales, cette hétérojonction possède le pouvoir d'absorber une quantité importante du rayonnement solaire, avec des rendements de conversions très importantes ; en devenant ainsi le semi-conducteur à couche mince le plus requière par rapport au d'autres matériaux. Dans ce chapitre, on tentera de présenter le CIGS, donner une idée générale sur le phénomène d'ombrage, en terminant le chapitre par une étude bibliographique des travaux antérieurs, portant sur le comportement des photopiles sous des conditions d'ombrage.

2.1 La photopile à base de Cu(In, Ga)Se_2

2.1.1 Généralités

La majorité des connaissances fondamentales sur les composés ternaires à base de CuInSe_2 ont été établies avant les années 1980 tandis que les propriétés électriques, optiques et structurales de chalcopyrites ternaires semi-conducteurs $\text{Cu(Al,Ga,In)(S,Se,Te)}_2$, ont été examinées dans les années 1960 et les années 1970.

En 1974, Wagner a produit la première photopile à grand rendement (12,5 %) avec un dispositif $\text{CuInSe}_2/\text{CdS}$ où le CdS (*type n*) était évaporé sur un cristal de CuInSe_2 de type p. Par la suite, un regain d'intérêt pour ces matériaux a eu lieu lors de la réalisation d'une cellule en couches minces avec un rendement de 9,4 %. En employant des alliages à base de Cu(In, Ga)Se_2 et de CuIn(S, Se)_2 , des couches de bandes interdites plus larges ont été réalisées avec des tensions de circuit ouvert plus importantes. Par la suite, des couches à gradient de composition ont été réalisées, permettant d'obtenir des valeurs de (*Voc*) importantes tout en conservant des valeurs de (*Icc*) identiques. Les valeurs des bandes interdites et les structures cristallographiques de ces composés ternaires et de leurs alliages ont aussi été examinées par calculs théoriques dans les années 1980. L'examen de la physique des défauts dans ces matériaux est toujours en cours.

Une compréhension du fonctionnement de base de la jonction p-n dans ces dispositifs photovoltaïques a commencé à être établie dans les années 1980. L'analyse a montré que le haut rendement obtenu dans ces photopiles était contrôlé par la recombinaison de la lumière dans le matériau actif absorbant, c'est-à-dire le CuInSe_2 ou ses alliages. Ceci vient du fait que le type de porteurs s'inverse dans ce matériau près de la jonction (*probablement grâce à la diffusion n du cadmium du CdS*), ce qui élimine la recombinaison d'interface comme mécanisme de perte. La recombinaison est alors contrôlée par des états dans la bande interdite de cette région. La perte de porteurs minoritaires aux joints de grains dans la couche absorbante est aussi réduite du fait que les joints de grains sont plus fortement dopés que les grains. Le sodium est lui aussi un élément important dans la réalisation de cellules à fort rendement. Il provient soit directement du substrat de verre sodé soit d'une source extérieure,

et permet une croissance et une texturation plus importante des grains, ainsi qu'une plus grande conductivité.

2.1.2 Description

Le Cuivre Indium Gallium Sélénium (CIGS où $CuIn_xGa_{(1-x)}Se_2$) est un semi-conducteur ternaire en solution solide. La concentration d'indium et de gallium peut varier du sélénure de cuivre et d'indium pur ($x=1$, CIS) à du sélénure de cuivre et de gallium pur ($x=0$, CGS). Ainsi, son gap varie continuellement avec x , de 1.0 eV pour CIS aux environs 1.7 eV pour le CGS. Cristallographiquement, le CIGS est un tétraèdre appartenant à la famille des I-III-VI₂ avec une structure de chalcopyrite Figure 2.1.

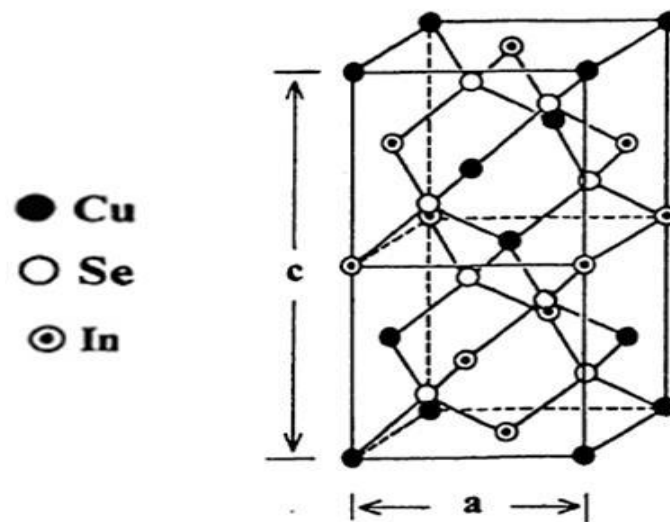


Figure 2.1: Maille élémentaire du composé CIS [1].

L'alliage CIGS entre principalement dans la fabrication d'une cellule solaire utilisée sous forme d'une couche mince poly-cristalline, comme dans les cellules de première génération issues du silicium elles utilisent le principe de la jonction PN. La différence est que la structure du CIGS forme une jonction complexe constituée de matériaux de nature différentes (*hétérojonction*) de type $CIGS(p)/CdS(n)/ZnO(n)$. La communauté scientifique travaille depuis déjà quelques années au remplacement de la couche de CdS par un film écologiquement plus compatible ne contenant plus de cadmium toxique, les matériaux les plus prometteurs étant des composés communs (Zn, Mg) (O, S) ou de sulfure d'indium (*métal plus rare*).

2.1.3 Structure d'une cellule à couche mince CIGS

La structure ($\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$ or *CIGS*) de base d'une cellule solaire à couche mince CIGS ($\text{Cu}(\text{In}, \text{Ga})\text{Se}_2$) est représentée sur la Figure 2.2. Le substrat le plus commun est un verre sodé d'1 à 3 mm d'épaisseur. Ce dernier est recouvert sur un côté de molybdène (*Mo*) servant de contact arrière métallique.

L'hétérojonction est formée entre les semi-conducteurs *CIGS* et *ZnO*, avec une fine couche d'accord interfacique de *CdS* et de *ZnO* intrinsèque. Le CIGS a un dopage de type p provenant de défauts intrinsèques, alors que le *ZnO* est de type n grâce à l'incorporation d'aluminium(*Al*). Ce dopage asymétrique est à l'origine de la région de charge d'espace qui s'étend davantage dans le *CIGS* que dans le *ZnO*. La couche de CIGS sert d'absorbeur avec une énergie de bande interdite de 1.02 eV (CuInSe_2) ou de 1.65 eV (CuGaSe_2). L'absorption est minimisée dans les couches supérieures, appelées fenêtre, par le choix d'énergies de bande interdite plus élevées: Eg, *ZnO*=3.2 eV et Eg, *CdS*=2.4 eV.

Le *ZnO* dopé sert également de contact face avant pour la collection de courant. Les dispositifs expérimentaux, typiquement d'une surface de 0,5 cm² présentent une grille de Ni/*Al* déposée sur la face avant pour contacter le *ZnO* ont permis d'atteindre 12,6%.

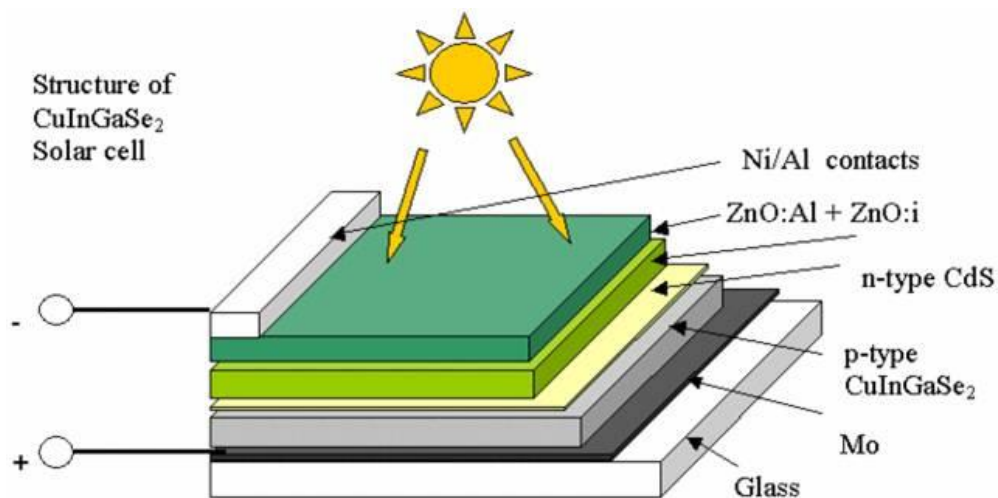


Figure 2.2: Structure d'une cellule solaire CIGS.

2.1.4 Les différentes composantes de la cellule solaire

Comme nous pouvons le voir sur la Figure 2.3 (cas de CIGS), il existe six éléments principaux dans les photopiles en couches minces, à savoir [2-3] :

- ✓ *le substrat* : le plus utilisé est le verre sodé, on peut aussi utiliser des substrats flexibles ou métalliques.
- ✓ *un contact ohmique inférieur* : souvent le Mo.
- ✓ *une couche absorbante* : dans ce cas le CIGS.
- ✓ *une couche tampon de CdS* : C'est à cette interface que se situe la jonction p-n. Comme on peut utiliser le (In_2S_3) ou le (ZnS) pour réaliser cette couche.
- ✓ *un oxyde transparent conducteur (OTC)* : le ZnO dans notre cas ou bien l'ITO.
- ✓ *un contact ohmique supérieur (grille métallique : Al)*.

A ceci est ajoutée parfois une couche anti-réflexion. Ces matériaux ne sont pas bien évidemment choisis au hasard, et doivent posséder des propriétés physico-chimiques bien particulières et dont leurs études sortent du cadre du mémoire.

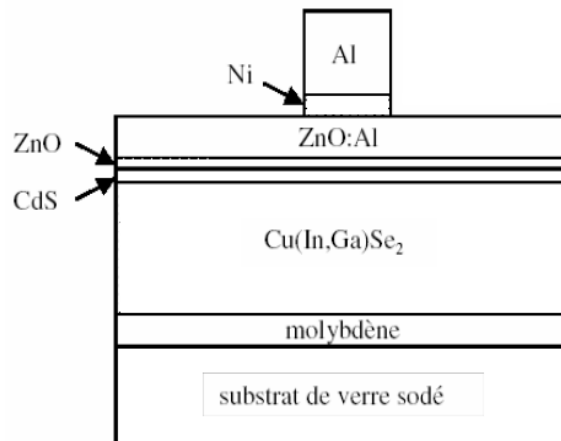


Figure 2.3: Schéma simplifié d'une photopile solaire en couche mince à base du CIGS [3].

Les performances des différents dispositifs réalisés récemment sont résumées dans le. Les surfaces ne sont pas indiquées mais, dans la plupart des cas, ces rendements élevés sont obtenus sur des photopiles de laboratoire de très petite taille ($<1\text{cm}^2$) [4].

Type de cellule	Gap (eV)	Vco (mV)	Jcc(mA/cm ²)	FF (%)	η (%)	Laboratoire
MgF ₂ /ZnO/CdS/CuInSe ₂	1.02	519	41.2	75	16.1	RTT/MI/IPE
MgF ₂ /ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se ₂	1.17	641	35.8	73	16.9	RTT/MI/IPE
MgF ₂ /ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se ₂)	-	660	31.5	79	16.4	NREL
MgF ₂ /ZnO/CdS/Cu(In,Ga)(S,Se ₂)	-	568	41.0	71	16.2	Siemens
MgF ₂ /ZnO/CdS/Cu(In,Ga)(S,Se) ₂	1.12	613	33.5	74	15.2	IPE
MgF ₂ /ZnO/CdS/CuInS ₂	1.45	715	22.7	71	12.0	IPE
MgF ₂ /ZnO/CdS/CuGaSe ₂	1.70	756	13.7	60	6.2	IPE

Tableau 2.1: Performances des meilleures cellules CIGS de laboratoire[4].

A cause des problèmes d'environnement suscités par la présence-même en très faible quantité de *Cd* dans la couche fenêtre, la communauté chercheurs est en quête de matériaux inoffensifs, tel que les oxydes transparents semi-conducteurs listés dans le Tableau 2.2. On constate que pour le moment aucun d'entre eux ne permet d'obtenir les performances que donne une couche *CdS* [5].

Couche tampon	Vco(mV)	Jcc(mA/cm ²)	FF(%)
CdS	460	38.0	71
ZnO	398	39,0	68
ZnS	429	37,6	64
SnO ₂	430	36,6	64
Sn(S,O) ₂	443	37.8	66
In ₂ S ₃	436	29,3	50
In(OH) ₃	448	37,5	67
ZnSe	423	35,6	56
ZrO ₂	427	36.5	61

Tableau 2.2: Performance obtenues à l'aide de différentes couches tampon dans les cellules au Cu(In,Ga)(S,Se)[4].

2.1.5 Méthodes de dépôt

Parmi les très nombreuses méthodes de dépôt essayées, On notera :

- La Co-évaporation des trois éléments ;
- La salinisation de films d'In et de Cu ;
- La pulvérisation cathodique de cibles pré-déposées ;
- L'irradiation laser d'un empilement de films des trois éléments ;
- L'électrochimie ;
- La technique de pulvérisation par spray.

La première méthode est celle qui a permis à Siemens-Solaire (ex-ARCO) d'atteindre les plus hauts rendements. La dernière citée est certainement la plus simple à mettre en œuvre mais son rendement est assez faible [6].

2.1.5.1 Co-évaporation

Chacune des trois sources est contrôlée en température et calibrée quant à son émission. Sur un contact arrière en molybdène sont déposées entre 350 et 400 °C deux couches de CIS successivement de faible puis de haute résistivité. La cellule est complétée par le dépôt de deux couches de CdS dont la dernière est dopée à l'indium et d'une grille de contact en aluminium [7].

2.1.5.2 Pulvérisations réactive par spray

Les sources sont le chlorure d'indium, le chlorure cuivreux. La structure est la même que précédemment : empilement de deux couches de CuInSe_2 suivie de deux couches de CdS dont la deuxième est dopée à l'indium. Les rendements obtenus ne dépassent malheureusement pas 4% [6].

2.1.6 Taux d'ombrage

Le taux d'ombrage tient compte de la couverture partielle de la surface de la cellule par une partie opaque correspondant à la surface des contacts métalliques de la face avant. Il doit être minimal puisqu'il réduit proportionnellement le courant d'éclairement, car il

empêche une partie du rayonnement incident d'atteindre la cellule. Il faut en outre que la collecte du courant par cette étroite surface métallisée s'accompagne de pertes minimales, deux données qu'il paraît difficile de satisfaire simultanément. Le taux d'ombre des photopiles se situe en principe entre 5 et 10% de la surface totale. Le choix de la technique de réalisation du contact de grille dépend de la géométrie recherchée, mais aussi du coût de l'opération lors d'une fabrication en série.

2.1.7 Propriétés du CIGS

Les propriétés du CIGS sont données dans le Tableau 2.3 ci-dessous :

Formule	$\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$ ($0 \leq x \leq 1$)
Poids moléculaire	336.286 g/mole
Couleur	Gris
Densité	5,77 g/cm³
E_g (à la température ambiante)	Entre 1 eV et 1,68 eV
Point de fusion	987 °C
Symétrie	Chalcopyrite
Paramètre de réseau	a=5,618 Å à 5,787 Å b=11,01 Å à 11,57 Å c/a=1,96 à 2
Conductivité thermique (à la température ambiante)	0,086 Wcm⁻¹K⁻¹
Chaleur spécifique (à la température ambiante)	0,2944 Jg⁻¹K⁻¹
Indice de réfraction complexe ($\lambda=932.8 \mu\text{m}$)	n=2,96 K=0,53
Concentration des porteurs	5.10^{15} à $5.10^{17} \text{ cm}^{-3}$
Mobilité d'électrons (à la température ambiante)	Pour le type n (140 à 700 cm²V⁻¹s⁻¹) Pour le type p (4 à 60 cm²V⁻¹s⁻¹)

Tableau 2.3: Propriétés du CIGS [8].

2.2 Etude bibliographique sur l'effet d'ombrage

Il y a une continuité d'intérêt chez les installateurs photovoltaïques, les régulateurs et les propriétaires, à obtenir des informations précises sur les systèmes photovoltaïques fonctionnant dans des conditions d'ombrages. Car dans de telles conditions, un mauvais fonctionnement des systèmes photovoltaïques est inévitable, en particulier, si une installation de production solaire est ombragée durant toute une journée. Cela est particulièrement vrai dans l'application du photovoltaïque intégrés au bâtiment, qui nécessite souvent l'intégration des modules, avec les structures existantes dans des environnements urbains parfois encombré. Dans l'intérêt d'augmenter le nombre d'installations photovoltaïques dans le monde et, procurant un avantage maximal de ces systèmes, des travaux scientifiques sur l'effet d'ombrage ont été conduits, afin d'examiner plus en détail la perte de puissance des systèmes photovoltaïques ombragés.

Dans ce qui suit, une recherche bibliographique est présentée. En détaillant l'histoire et l'état actuel de la technique pour faire face aux fonctionnements du module PV partiellement ombragé.

2.2.1 Les premières études sur l'ombrage des modules solaires

Plusieurs études antérieures ont été menées sur l'effet de l'ombrage et la dégradation des performances du système photovoltaïques. En commençant par la première application pratique de modules solaires sur la mission spatiale « Pioneer 1 » de NASA. Il a été entendu que les diodes de dérivation « *by-pass diode* » parallèle à la cellule solaire, pourraient bénéficier la production d'électricité dans les modules ombrés [9]. Des efforts supplémentaires ont été réalisés, pour la mise au point d'un modèle simplifié de fonctionnement du module ombragée des futures missions spatiales [10,11].

D'autres études initiales axées sur la fiabilité et, les performances des modules soumis à une polarisation inverse et, donc la dégradation avait été localisée du hot spot. Ces études ont permis de mettre en place des lignes directrices pour l'application des diodes de dérivation dans les chaînes multicellulaire, et les critères de test du module, comme dans la CEI 61215[12], ASTM E2481[13] et UL 1703 [14]. Plus de détails sont mentionnés dans les références [15-20].

2.2.2 Modèles mathématiques d'illumination

Des modèles mathématiques sous illuminations ont été considérés pour un module semi-ombragé. Dans ces modèles, il est généralement nécessaire d'examiner séparément les composantes directes et diffuses de l'éclairement énergétique. La plus évidente des types d'ombrage sur un module PV est le blocage de l'irradiation directe, qui se traduit par une ombre visible sur le module. Puisque la composante directe du rayonnement comprend la majorité de l'énergie solaire, la puissance délivrée par le système PV est réduit par un facteur important. De même le blocage de l'irradiation diffuse peut aussi réduire la production du système PV, mais n'est pas aussi dramatique que le blocage de l'irradiation directe.

Quaschnig et al. [21] ont détaillées les bases mathématiques relatives aux modèles d'illuminations permettant la simulation par ordinateur ; leurs travaux ont aboutis au développement du modèle SUNDI. Ce dernier estime la réduction de l'éclairement saisonnier, à partir de l'azimut et l'altitude (*coordonnées géométriques*) des obstacles provoquant l'ombre. La méthode de Drif et al. [22] fournit des résultats d'estimation d'ombrage quantitativement similaires, mais pour de multiples points sur le plan solaire. D'autres méthodes d'estimation de l'ombrage ont été menées avec des photos fish-eye « *objectif œil de poisson* » [23] analyse héliodonne de modèles réduits [24] et plusieurs photographie triangulation [25]. Ainsi, on peut dire que le calcul correcte de l'éclairement solaire incident, fut la première étape dans l'analyse d'une cellule solaire ombragée.

2.2.3 Modèles numériques des cellules ombragées

Une amélioration sur le modèle de cellule JPL-ombragé [10] a été mise en avant par Bishop [26] pour résoudre le modèle de circuit équivalent d'une cellule solaire ombragée par une analyse numérique. Cette méthode d'analyse de la caractéristique de la cellule solaire pour différentes illuminations, aussi bien pour la polarisation directe que la polarisation inverse et en raison des améliorations récentes de la puissance de calcul, on a été en mesure de résoudre les équations dans des conditions semi-ombragées. Les solutions numériques peuvent ensuite être appliquées, à la condition d'une chaîne en série de cellules sous un éclairage homogène. Des améliorations dans la technique inclus pour résoudre un modèle à

deux diodes plutôt que le modèle à une seule diode (Quaschnig [27]) qui rend l'analyse plus précise. L'analyse typique estime que l'ombrage d'une cellule entraîne une conservation de la forme de la caractéristique I-V initiale avec dégradation des performances. Une étude plus récente enquête analyse les changements dans les paramètres de la cellule ombragée telles que le facteur remplissage, la résistance shunt [28,29]. D'autres avancées dans le traitement numérique de modules solaires ombragés, fut l'objet d'adaptation de l'analyse à des environnements informatiques différents, tels que le MATLAB TM [30,31], l'utilisation des réseaux de neurones artificiels [32] et la résolution des équations régissant le comportement des cellules, par de nouveaux logiciels comme Mathematica TM [33]. Le modèle d'un module solaire ombragé a également été simulé dans un circuit analogique avec des boutons qui règlent le facteur de remplissage, l'éclairage et la température [34].

L'analyse numérique des cellules ombrées a été utilisée dans plusieurs applications de modélisation. La première utilisation de ces modèles numériques était d'enquêter sur le placement des diodes de dérivation parallèle [35,36]. Une autre investigation, a été de procéder à une analyse de Monte Carlo des inadéquations dans une installation PV à grande échelle [37]. En se basant sur la répartition statistique des puissances instantanées de crête des modules installés, la perte a été établie à moins de 1% pour ce système particulier. Plusieurs enquêtes ont été orientées vers la recherche d'une configuration plus large d'ombre à travers les interconnexions [38]. D'autres ont insisté particulièrement sur les modules en couches minces de Si-amorphe [39] ou des modules comprennent des cellules avec des caractéristiques différentes de la polarisation inverse [40]. Toutes ces études ont abouti à une conclusion commune, faisant état qu'une cellule ombrée réduit bel et bien la sortie de la chaîne en série d'une fraction proportionnelle à la taille de l'ombre [31].

2.2.4 Les résultats expérimentaux

Les premiers résultats de mesures expérimentaux ont été menés sur des cellules solaires individuelles dans un module ombragé. Par conséquent, la caractéristique inverse a été obtenue pour chaque cellule [41]. Les connexions série sont plus sensibles à l'ombre que les connexions parallèles [42]. Les données statistiques sur 180 installations au Japon,

montrent que la perte moyenne due à l'ombrage est de 4,1% [43].

L'appréciation des pertes de l'ombrage est plus précise pour les objets lointains avec une forme régulière. Tandis que les objets à proximité, ou le feuillage qui change avec la saison, fait des erreurs d'estimation de l'ordre de 10%. Au niveau du module, le micro-onduleur ne réduit pas significativement l'effet de l'ombrage sur le panneau [45]. Les ombres peuvent entraîner des pertes de puissance jusqu'à 3 fois leur étendue sur le panneau.

Ce deuxième chapitre est consacré à la présentation des cellules solaires. En fait, on a décrit succinctement les étapes principales adoptées lors de la fabrication des cellules CIGS. Ensuite, une idée générale sur le phénomène d'ombrage a été donnée, en insistant sur l'importance qui occupe dans l'élaboration des équipements solaires. Finalement, on a terminé le chapitre par une présentation des travaux antérieurs menés sur l'effet d'ombrage sur le comportement des panneaux photovoltaïque.

Bibliographie

- [1] Zhang Wei, Zunger, and Katayama-Yoshida, Defect physics of the CuInSe₂ chalcopyrite semiconductors, Physical Review B, 57;16, 9642-9656, 1998.
- [2] N. Oleksiy, "Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière-sinter digités", Thèse de doctorat, INSA de Lyon, 2005.
- [3] A. Moudjahed, L. Mamdouh, "Optimisation du rendement des cellules solaires de type CIGS/In₂S₃/ZnO par le modèle à deux exponentielles", Mémoire de fin d'étude, Département d'électronique, Université de Sétif, 2005.
- [4] A. Ricaud. "Photopiles solaires". 1^{er} Edition, Presses polytechniques et universitaires romandes (1997).
- [5] F.B. Dejene, "Optimisation of The Ga and S Diffusion Processes in Cu(In,Ga)Se₂", Thesis PhD, Rand Afrikaans University, 2003.
- [6] A. Vapaille, R. Castagné, Dispositifs et circuits intégrés semi-conducteur : physique et technologie, Bordas, Paris, 1990.
- [7] H. Miyazaki, R. Mikami, Y. Akira, M. Konogai. "Cu(InGa)Se₂ thin film absorber with high Ga contents and its application to the solar cells". Journal of physics and chemistry of solids, 64, 2055-2058, 2003.
- [8] Ariswan, G. El Haj Moussa, Yanuar, F. Guastavino et C. Llinares, "Préparation et étude de couches minces Photovoltaïques CuInSe₂ et CuIn₃Se₅, par la technique Flash Evaporation", 2001 IEEE.
- [9] W. Baron, P. Virobik, "Solar array shading and a method of reducing the associated power loss", NASA technical report server document 19640022825 <http://ntrs.nasa.gov/index.jsp?method=order&oaiID=19640022825>, 1964.
- [10] H. Rauschenbach, "Electrical output of shadowed solar arrays", IEEE transactions on electron devices 18vol 8, pp 483-490, 1971. Also available in JPL's Solar cell array design handbook vol. 1 Ch. 9.3.2, NASA technical report server Report Number: JPL-SP-43-38-VOL-1.
- [11] A. Gupta, A. Milnes, "Effects of shading and defects in solar cell arrays: a simple approach", IEEE PV specialists conference 1981 p.1111-1116.
- [12] International Electrotechnical Commission (IEC) 61215, "Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - design qualification and type approval", pp. 55-64 (2005).

- [13] American Standards of Testing and Measurements (ASTM) E2481, "Standard Test Method for Hot Spot Protection Testing of Photovoltaic Modules" (2006)
- [14] Underwriters Laboratory (UL) 1703, "Standard for Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels", pp 51-57 (2004).
- [15] J. Bishop, "Microplasma breakdown and hot-spots in silicon solar cells", *Solar Cells* **26**, 335-349, 1989.
- [16] G. Bhattacharya, C. Neogy, "Removal of the hot-spot problem in photovoltaic modules and arrays", *Solar Cells* **31**, 1-12, 1990.
- [17] E. Molenbroek, D. Waddington, K. Emery, "Hot spot susceptibility and testing of PV modules" 22nd IEEE Photovoltaics specialist conference, 7-11 Oct. 1991
- [18] W. Hermann, W. Wiesner, W. Vaassen, "Hot spot investigations on PV modules – new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes" 26th IEEE Photovoltaics specialist conference, 1997
- [19] A. Woyte, J. Nijs, R. Belmans, "Partial shadowing of PV arrays with different system configurations: literature review and field test results", *Solar Energy*, 74, pp. 217-233, 2003
- [20] G. TamizhMani, S. Sharma, "Hot spot evaluation of photovoltaic modules" *Proceedings of the SPIE* p. 70480K, 2008
- [21] V. Quaschnig, R. Hanitsch, "Irradiance calculation on shaded surfaces", *Solar Energy*, 62, 369-375, 1998.
- [22] M. Drif, P. Perez, J. Aguilera, J. Aguilar, "A new estimation method of irradiance on a partially shaded PV generator in grid-connected PV systems", *Renewable Energy*, 33, 2048-2056, 2008.
- [23] T. Tomori, K. Otani, K. Sakuta, K. Kurokawa, "On-site BIPV array shading evaluation tool using stereo-fisheye photographs", *IEEE PV specialist conference* 2000, pp.1599-1602.
- [24] T. Blewett, M. Horne, R. Hill, "Heliodon prediction of shading on BIPV systems", *IEEE PV specialist conference* 1997, 1393-1396.
- [25] S. Ike, K. Kurokawa, "Photogrammetric estimation of shading impacts on PV systems", *IEEE PV specialist conference*, 2005.
- [26] J. Bishop, "Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits", *Solar Cells*, 25, 73-89, 1988.

- [27] V. Quaschnig, R. Hanitsch, "Numerical simulation of current-voltage characteristics of PV systems with shaded solar cells", *Solar Energy*, 56, 513-520, 1996.
- [28] V. Quaschnig, R. Hanitsch, "Influence of shading on electrical parameters of solar cells", *IEEE PV specialists conference 1996*, 1287-1290, 1996.
- [29] E. Meyer, E. van Dyk, "The effect of reduced shunt resistance and shading on PV module performance", *31st IEEE PV specialists conference January, 2005*, 1331-1334, 2005.
- [30] H. Patel and V. Agarwal, "MATLAB based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics", *IEEE trans. Energy conversion*, 23, 302-310, 2008.
- [31] S. Silvestre, A. Chouder, "Effects of shadowing on PV module performance", *Progress in Photovoltaics: Res. Appl.*, 16, 141-149, 2007.
- [32] E. Karatepe, M. Boztepe, M. Colak, "Development of a suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells", *Solar Energy*, 81, 977-992, 2007.
- [33] G. Petrone, G. Spagnuolo, M. Vitelli, "Analytical model of mismatched PV fields by means of Lambert W-function", *Solar energy materials & solar cells*, 91, 1652-1657, 2007.
- [34] H. Nagayoshi, M. Atesh, "Partial shading effect emulation using multi small scale module simulator units", *IEEE PV specialist conference, 2005*, 1710-1713, 2005.
- [35] F. Iannone, G. Noviello, A. Sarno, "Monte Carlo techniques to analyse the electrical mismatch losses in large-scale photovoltaic generators", *Solar Energy*, 62, 85-92, 1998.
- [25] N. Kaushika, N. Gautam, "Energy yield simulations of interconnected solar PV arrays", *IEEE trans. Energy conversion*, 18, 127-134, 2003.
- [36] A. Johansson, R. Gottschalg, D. Infield, "Modelling shading on amorphous silicon single and double junction modules", *3rd World conference on PV energy conversion May 2003, Osaka, 2003*.
- [37] M. Alonso-Garcia, J. Ruiz, W. Herrmann, "Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays", *Renewable energy*, 31, 1986-1993, 2005.
- [38] M. Alonso-Garcia, J. Ruiz, F. Chenlo, "Experimental study of mismatch and shading effects in the IV characteristic of a PV module", *Solar energy materials & solar cells*, 90, 329-340, 2006.

- [39] A. Kovach, J. Schmid, "Determination of energy output losses due to shading of building integrated PV arrays using a raytracing technique", *Solar Energy*, 57, 117-124, 1996.
- [40] K. Kurokawa, "Realistic values of various parameters fo PV system design", *Renewable Energy*, 15, 157-164, 1998.
- [41] M. Van Schalkwijk, A. Kil, T. Van der Weiden, "Dependence of diffuse light blocking on the ground cover ratio for stationary PV arrays", *Solar Energy*, 61, 381-387, 1997.
- [42] A. Woyte, J. Nijs, R. Belmans, "Partial shadowing of PV arrays with different system configurations: literature review and field test results", *Solar Energy*, 74, 217-233, 2003.
- [43] M. Garcia, J. Maruri, L. Marroyo, E. Lorenzo, M. Perez, "Partial shadowing, MPPT performance and inverter configurations: observations at tracking PV plants", *Progress in Photovoltaics: res. Appl.*, 16, 529-536, 2008.
- [44] N. Chaintreuil, F. Barruel, X. Le Pivert, H. Buttin, J. Merten, "Effects of shadow on a grid connected PV system", *Proceedings, 23rd EU PVSEC conference*, 2008, 3417.
- [45] A. Simmons, D. Infield, "Grid-connected amorphous silicon PV array", *Progress in photovoltaics*, 4, 381-388, 1996.

Chapitre 3 : Résultats et Discussion

Ce troisième chapitre est consacré à la présentation et la discussion des résultats obtenus. La procédure consiste à mesurer les caractéristiques courant-tension, en fonction de la superficie ombragée du module, pour différentes configurations d'ombrage sous un éclairage constant. L'objectif est l'étude de l'influence du taux d'ombrage sur les différentes performances d'un dispositif photovoltaïque à base de CIGS.

3. 1. Phénomène d'ombrage sur les modules photovoltaïques [1-2]

Additionner les tensions dans le cas d'un assemblage série de cellules PV est aisé, si toutes les cellules sont identiques et qu'elles travaillent sous les mêmes conditions d'ensoleillement et de température. Mais, comme nous l'avons précisé précédemment, dans les conditions réelles de fonctionnement, si les cellules sont légèrement différentes ou ne sont pas uniformément éclairées, le comportement électrique n'est pas facilement prévisible et dépend des caractéristiques de chaque cellule et des conditions d'éclairement. Plusieurs études ont présenté des modèles mathématiques afin de calculer les effets de cellules non-identiques dans un module.

La Figure 3.1 montre la caractéristique I-V d'une cellule PV dans toute sa gamme de tension. On constate que si, pour un éclairement solaire et une température ambiante donnés, le courant traversant une cellule est supérieur à son courant de court-circuit, alors la cellule fonctionnera en mode inverse (*reverse-bias conditions*) avec une tension négative. Dans ce cas, la puissance excessive sera dissipée, sous forme de chaleur dans la cellule ombragée et la cellule ou l'encapsulation de la cellule peuvent être irrémédiablement endommagée. Cet effet est appelé '*hot spot*' ou « point chaud ».

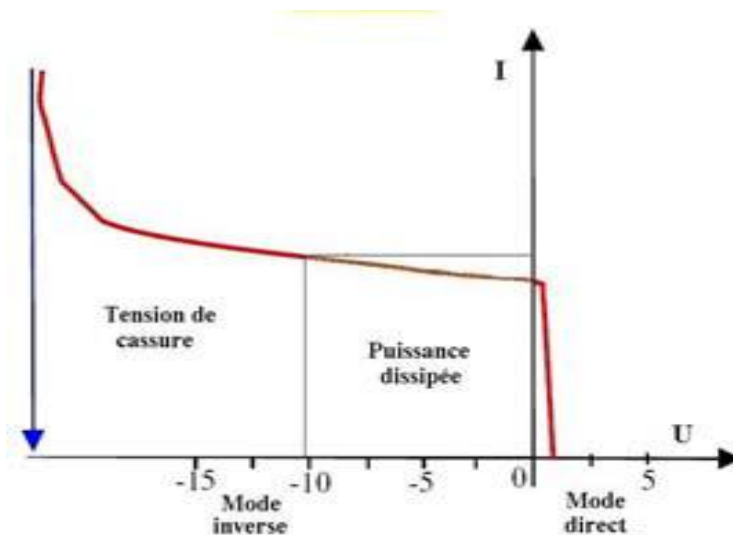


Figure 3.1: Caractéristique I -V d'une cellule PV.

Dans le domaine en sens direct (*mode normal de fonctionnement*), la tension de circuit ouvert de la cellule est de l'ordre de 0,6 V pour les cellules cristallines alors que dans le sens

inversé (*polarisation inversée*), les tensions peuvent atteindre plus de -20 V pour le cas du silicium.

Dans un assemblage série, le courant est le même dans toutes les cellules. Si le courant de la rangée est plus grand que le photo-courant de la cellule ombragée (*courant de court-circuit*), ce qui se produit dans la plupart des cas, cette cellule ombragée se met à fonctionner en mode inversé et dissipe de la puissance. Une telle situation est illustrée sur la Figure 3.2 dans le cas de trois cellules connectées en série.

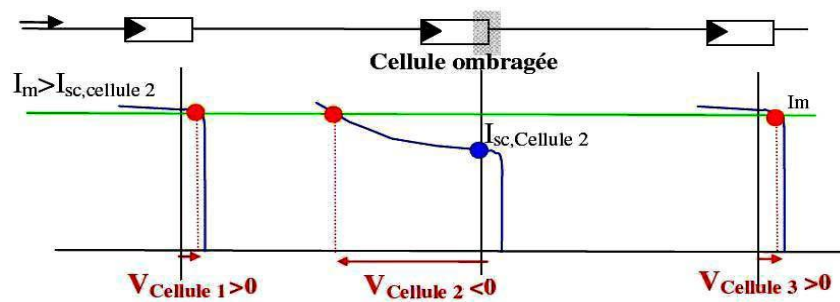


Figure 3.2: Caractéristiques des cellules PV pour un courant donné I_m en présence d'ombrage.

Si la rangée de cellules travaille à un point de fonctionnement correspondant à un courant I_m au-delà du courant de court-circuit de la cellule ombragée (*cellule 2*), le point de fonctionnement du module correspond à une tension négative aux bornes de la cellule ombragée (*cellule 2*), ce qui permet de dissiper de l'énergie.

Pour résoudre ce problème, on utilise une *diode de dérivation* (*by-pass diode*) connectée en parallèle sur chaque connexion série des multiples cellules PV. Si une telle diode by-pass était connectée dans chaque cellule alors le problème induit par l'ombrage serait fortement réduit. Cependant, ce n'est pas une solution envisageable d'un point de vue commercial.

3. 2. Etude expérimentale

Afin qu'on puisse illustrer l'influence de l'ombrage sur le comportement d'un dispositif photovoltaïque, une étude expérimentale a été conduite sur un module à base de CIGS, où il a eu lieu une analyse de différentes configurations de l'ombrage, en simulant ainsi les possibilités envisageables dans des cas réels d'application photovoltaïque.

3.2.1 Module CIGS

Les différentes étapes expérimentales, ont été menées sur le module CIGS de $30\text{ cm} \times 30\text{ cm}$ de taille, de 36 cellules connectées en série, avec l'incorporation de diodes by-pass dans la boîte de jonction. La Figure 3.3 illustre la configuration des cellules qui constituent le module CIGS.

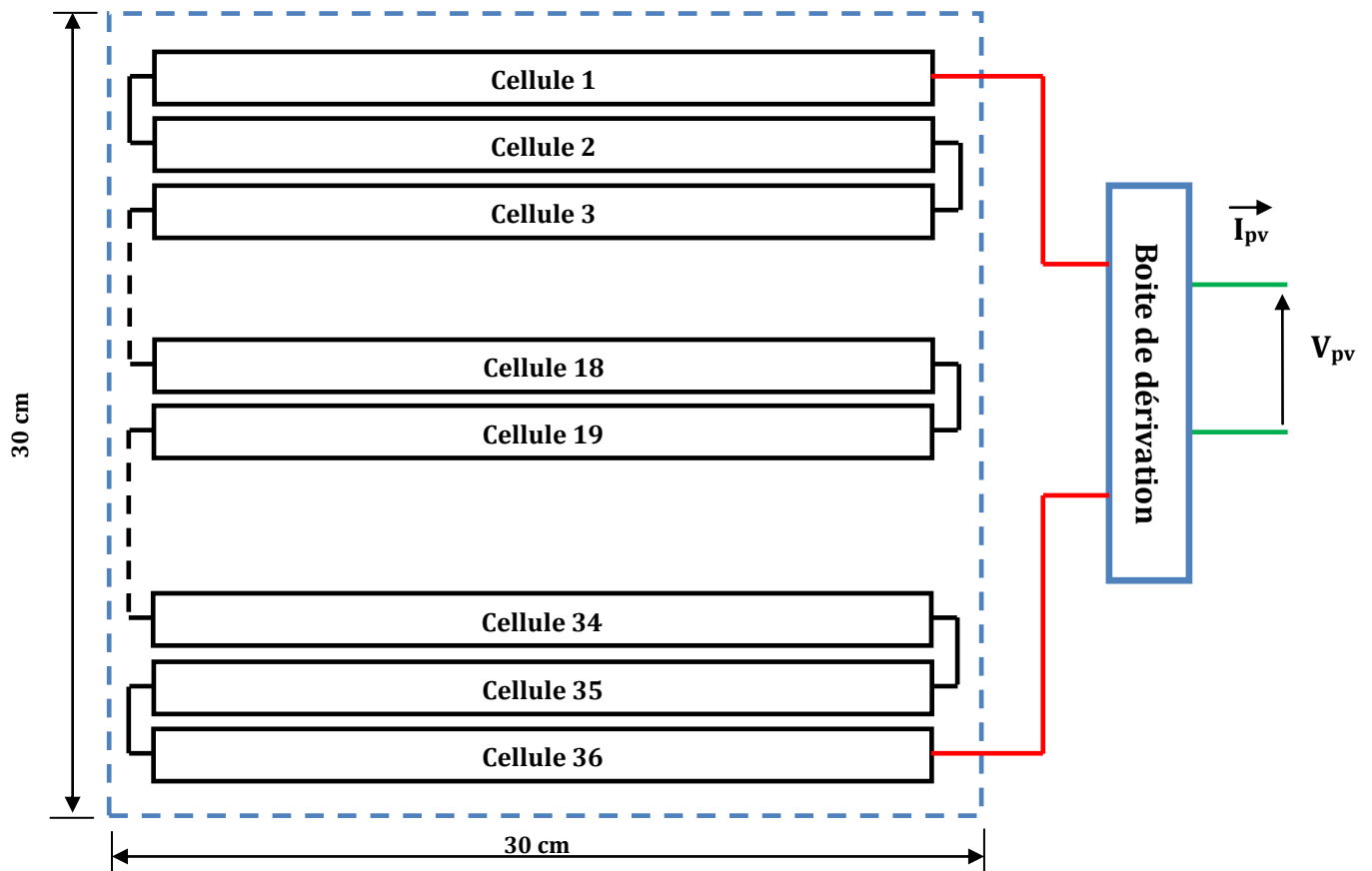


Figure 3.3: Module CIGS de $30\text{ cm} \times 30\text{ cm}$ avec 36 cellules interconnectées avec diode by-pass dans la boîte de dérivation.

3.2.2 Procédure expérimentale

On a examiné trois configurations de l'ombrage, à savoir :

- ❖ **L'ombrage d'une cellule** : la procédure adoptée assure l'occultation d'une seule cellule solaire du module en question. La partie cachée de la cellule représente le taux d'ombrage. Ce dernier a été varié de 0% (toute la cellule est illuminée), 20%

(5cm de la cellule est cachée), 40% (10cm de la cellule est cachée), 60% (15cm de la cellule est cachée), 80% (20cm de la cellule est cachée) jusqu'à 100% (où toute la cellule de 25cm est ombragée) Figure 3.4.

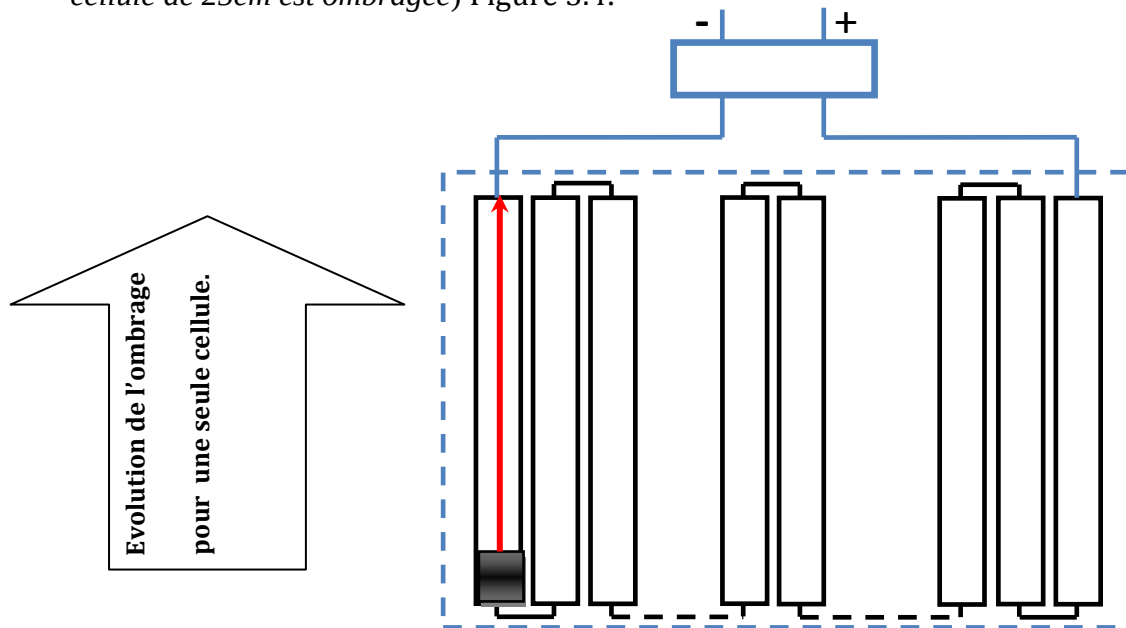


Figure 3.4: procédure d'occultation d'une seule cellule, sur le module.

❖ **L'ombrage de N cellules** : cette fois ci, la procédure consiste à garantir une occultation de « N » cellule solaire, dont on distingue deux cas, à savoir :

➤ ***L'ombrage parallèle ou vertical:***

Dans ce cas l'ombrage est parallèle à chaque cellule à occultée, On commence par l'ombrage d'une seule cellule, ce qui correspond à un taux d'ombrage de module de 2.77%, puis deux cellules ont ombragées ce qui permet de cacher 5.55% du module, on continue avec l'occultation de trois cellules où une partie de 8.33% du module est cachée. On termine par l'ombrage de quatre cellules ce qui correspond à un ombrage de 11.11% du module, comme illustre la Figure 3.5.

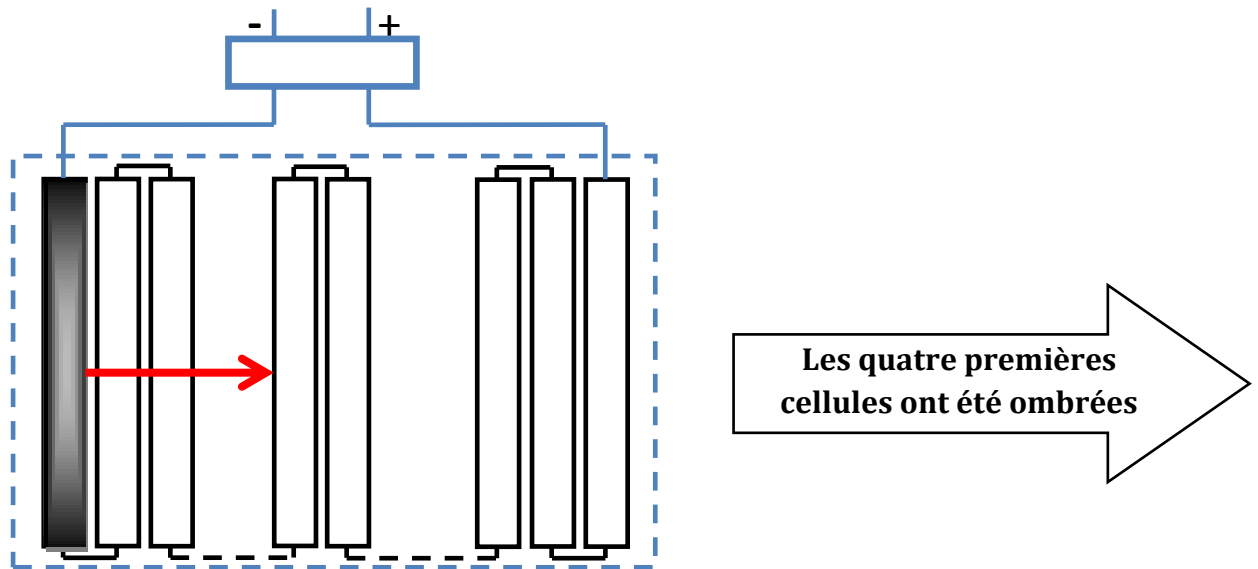


Figure 3.5: Illustration de la configuration verticale d'ombrage.

➤ ***L'ombrage perpendiculaire ou horizontal***

La procédure consiste à occulter les cellules du module par un cache équivalent en surface d'une seule cellule, de telle façon que la configuration de l'ombrage est perpendiculaire à toutes les cellules, assurant ainsi le même taux d'ombrage.

Pour le faire, on commence par introduire un cache d'une cellule, ce qui correspond à un taux d'ombrage de module de 2.77%, puis de deux cellules ce qui permet d'ombrer 5.55% du module, ensuite de trois cellules ce qui représente 8.33% du module. Finalement, on termine par un cache équivalent en surface de quatre cellules, ce qui correspond à une occultation de 11.11% du module, comme illustre la Figure 3.6.

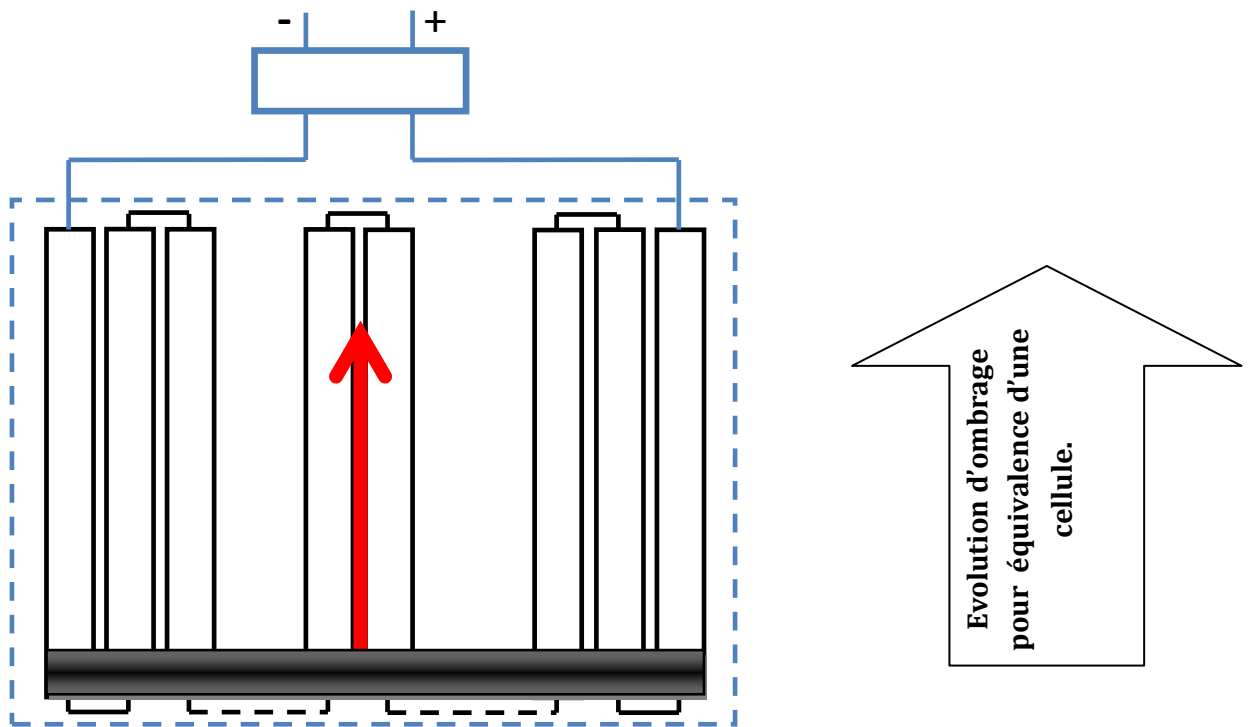


Figure 3.6: Illustration de l'occultation horizontale du module CIGS.

Il faut signaler que l'expérimentation décrite ci-dessus, a été conduite au sein du centre de l'énergie solaire « ZCE » Stuttgart en Allemagne.

3.3. Effet du taux d'ombrage sur la caractéristique $I(V)$ du module CIGS

Le profil des caractéristiques courant-tension $I(V)$ et puissance-tension $P(V)$ du module CIGS est présenté. En tenant compte du nombre de cellules ombragées, la configuration d'ombrage (*occultation d'une seule cellule et de plusieurs cellules*) et la variation du taux d'ombrage, l'influence sur le comportement du module sera déduite. Ainsi, les résultats obtenus sont établis ci-dessous.

3.3.1. Ombrage d'une cellule solaire

Le module PV en question possède des diodes de dérivation. Ce type de diode limite le flux de courant à travers les cellules ombrées. Les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ du module PV sont représentés sur Figure 3.7, dont une seule cellule solaire avait été ombragée, pour différent taux d'ombrage.

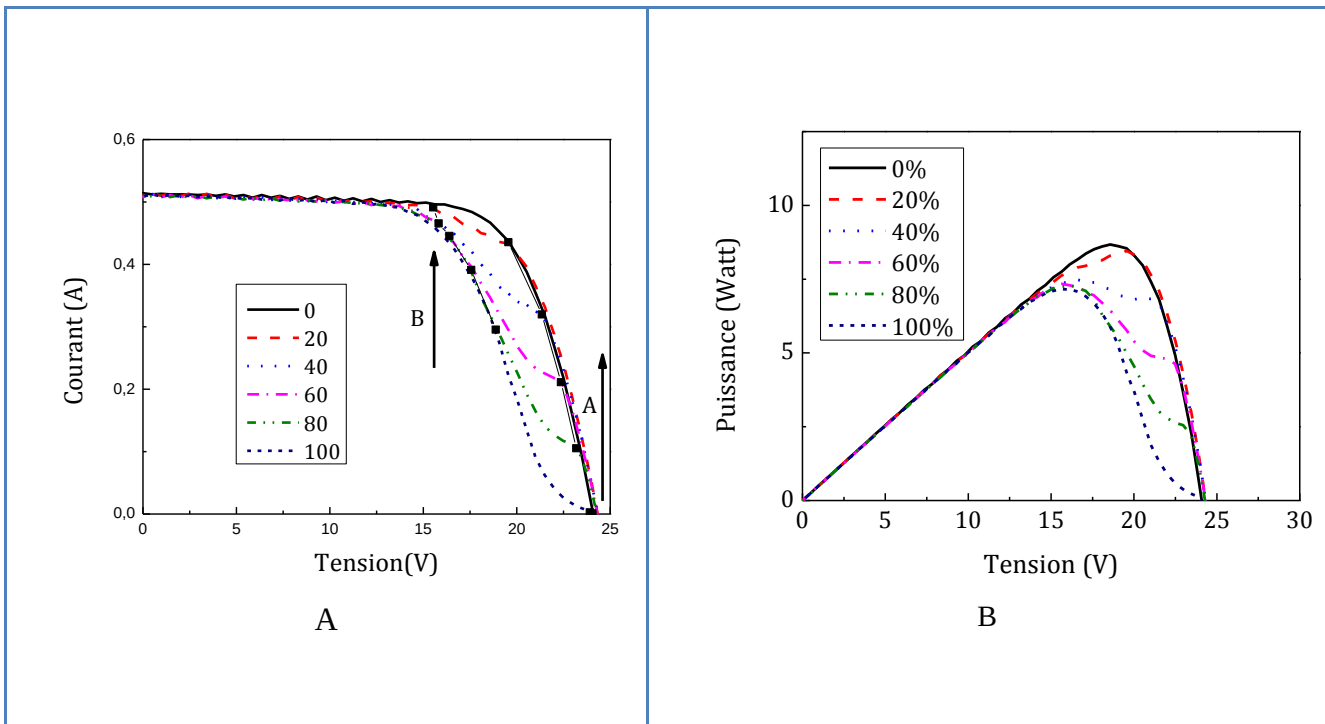


Figure 3.7 : Caractéristiques du module en fonction du taux d'ombrage, où : **A**-courant-tension, **B**-puissance-tension

On constate que l'allure générale des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ du module photovoltaïque a subi des déformations importantes, avec l'augmentation du taux d'ombrage, ce qui implique leur non-uniformité. En effet, la réduction du courant de court-circuit de la cellule ombrée est évidente, dans la mesure où le courant généré, a diminué en fonction de l'accroissement du taux d'ombrage. La diminution du courant du module est appréciable entre deux points, à savoir:

- Le **point A** où les effets d'ombrage sur le module commencent à apparaître ;
- Le **point B** où la diode by-pass est activée.

L'influence de la caractéristique inverse de la cellule ombrée, est aperçue dans la zone délimitée par le point où le courant de court-circuit de la cellule occultée est surpassé (**point A**) et, le point où la diode by-pass est activée (**point B**). Une cellule avec une conductance shunt élevée, son effet sur la déformation de la caractéristique $I(V)$ sera moins [7].

Toutefois, cela se produit lorsque le courant qui passe à travers les cellules du module est le même (*cellules en série*) et le niveau d'illumination est différent (*une cellule ombrée*), avec la tension aux bornes de la cellule ombrée est différent de celui des autres qui sont illuminées [6].

Il existe un autre effet dû à l'ombrage, celui du déplacement du point de puissance maximale vers des valeurs de tension plus faible Figure 3.8-B. En effet, l'ombrage de 2.77% du module, qui correspond à un ombrage de 100% de la cellule, engendre une réduction de puissance de l'ordre de 17.43% qui est dissipée sous forme de chaleur.

Cet effet doit être tenu en considération, dans le cas où le système est connecté à un onduleur suiveur du point maximum de puissance (*MPP*), puisque il peut causer une mauvaise exploitation du système photovoltaïque [8].

3. 3. 2. Ombrage parallèle ou vertical

Les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ du module pour une configuration parallèle de l'ombrage sont illustrées sur la Figure 3.8.

Dans cette configuration d'ombrage, les cellules ne reçoivent pas le même niveau d'ensoleillement, provoquant ainsi un déséquilibre important lors de la délivrance de puissance.

En effet, les tensions de circuit-ouvert sont légèrement diminuées. Cependant, le décalage est plus sévère pour les courants de court-circuit Figure 3.8-A, ce qui nous permet de les discerner facilement.

En plus, les caractéristiques $P(V)$ ont subi un décalage important, où la puissance maximal décroît rapidement avec l'augmentation du taux d'ombrage Figure 3.8-B. En effet, un ombrage de 2.77% du module, qui correspond à l'occultation totale d'une cellule, provoque une perte de puissance du module d'environ 21.33%.

Par ailleurs, on s'aperçoit que la déformation des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ s'intensifie avec l'augmentation du nombre de cellules occultées. En effet, pour le cas de la puissance, l'ombrage de quatre cellules, qui correspond à un ombrage de 11.11% du module, provoque une perte en puissance d'environ 78.48%, qui est dissipée sous forme de chaleur.

Pour le cas de la caractéristique $I(V)$, le courant du court-circuit du module subit une diminution de 10.64% de sa valeur initiale, pour un l'ombrage de quatre cellules. On constate que, le courant décroît avec l'augmentation du nombre de cellules occultées d'une même rangée.

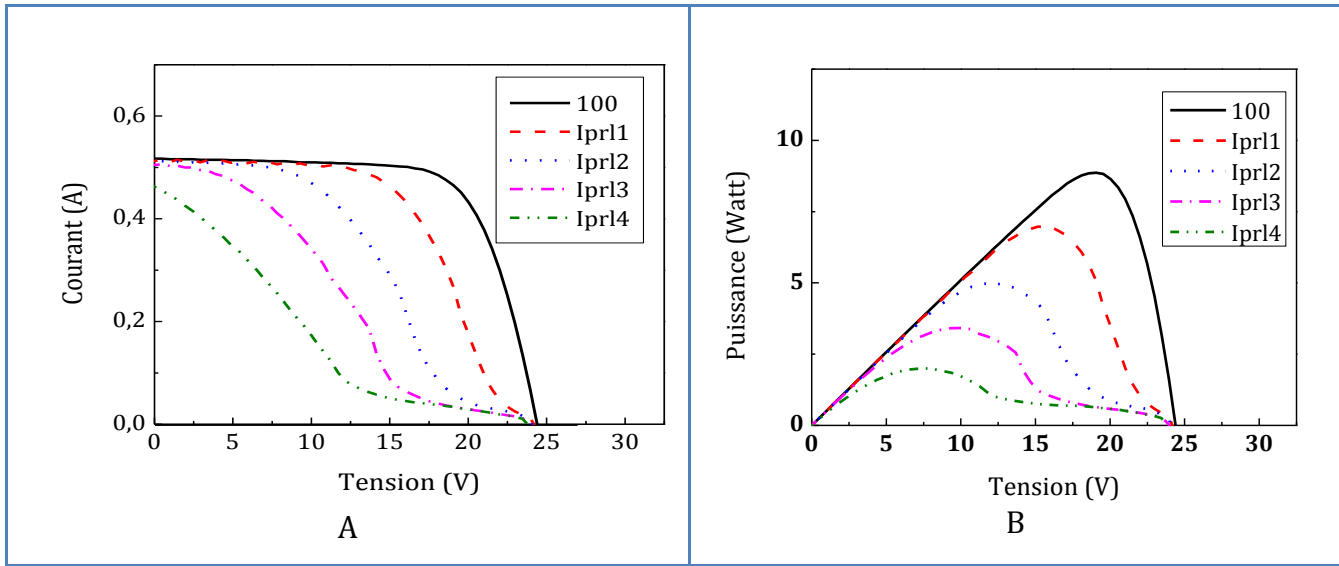


Figure 3.8: Effet de l'augmentation du nombre de cellules occultées en séries sur la caractéristique: **A**-courant-tension, **B**-puissance-tension.

3. 3. 3. Ombrage perpendiculaire ou horizontal

La Figure 3.9 montre les effets d'ombrage sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ du module en ombrage perpendiculaire.

Cette configuration d'ombrage, assure une occultation identique de toutes les cellules du module (*ombrage perpendiculaire aux cellules du module*), permettant ainsi les 36 cellules solaires du module de recevoir le même taux d'éclairement.

En faisant varier le taux d'ombrage, avec l'introduction de cache équivalent à une, deux, trois et quatre cellules, on remarque que la tension de circuit-ouvert est presque constantes, puisqu'elle a subi une diminution de l'ordre de 0,56% de sa valeur initiale. Tandis que le courant de circuit-ouvert a subi une diminution de 10.06% de sa valeur initiale.

Pour le cas de la puissance $P(V)$, la configuration perpendiculaire de l'ombrage est moins sévère en matière de perte de puissance par rapport la configuration parallèle de l'ombrage. En effet, une introduction d'un ombrage de 11.11% provoque une diminution de puissance l'ordre de 10.32% de sa valeur initiale. C'est presque huit fois moins de la même occultation pour le cas précédant.

En conséquence, un déséquilibre identique des cellules constituant le module, dissipe moins de puissance, et ne provoque pas de déformation de l'allure générale de la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ par rapport l'ombrage parallèle du module CIGS.

Cependant, le courant de court-circuit décroît avec le croisement de l'ombrage. Cet effet est justifié par la restriction de la partie éclairée du module, qui reçoit de l'énergie lumineuse, ce qui influe directement sur le photo-courant généré, car le taux de création des paires électron-trou décroît avec la diminution de la zone exposée au rayonnement. Néanmoins, cette configuration est moins sévère par rapport à ce qui avait étudié ci-dessus.

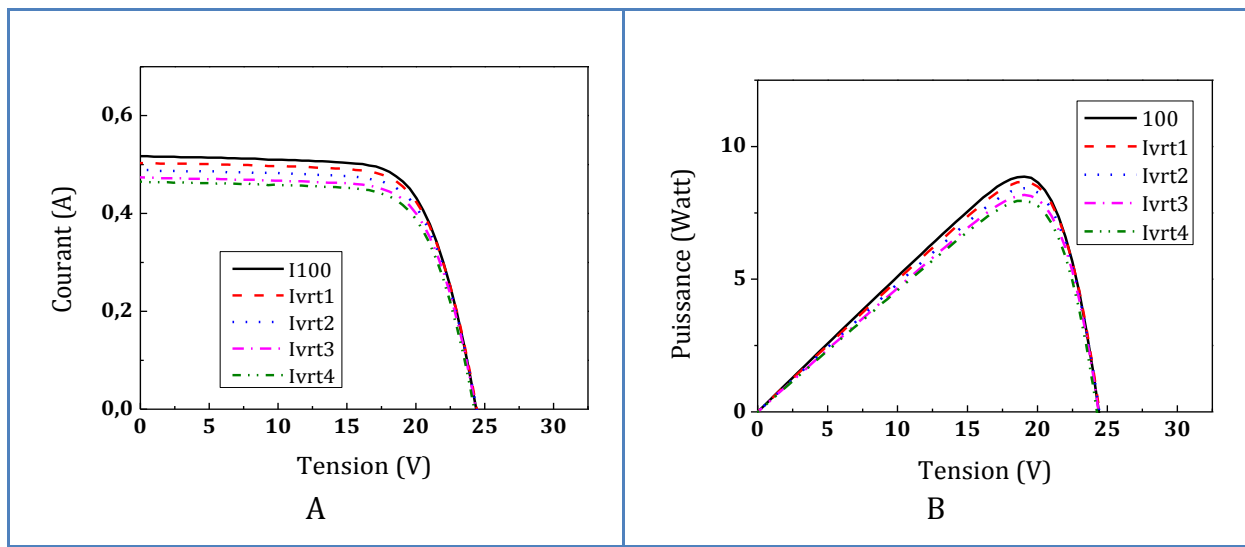


Figure 3.9: Effet de l'augmentation du nombre de cellules occultées en parallèle sur la caractéristique: **A**-courant-tension, **B**-puissance-tension.

3. 4. Description de l'évolution des paramètres caractéristiques en fonction du taux d'ombrage

Après la présentation des courbes $I(V)$ et $P(V)$ pour différents niveau et configuration d'ombrage, nous étudions l'influence du taux d'ombrage sur les différents paramètres caractérisant le fonctionnement d'un module solaire. Ces paramètres sont le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension en circuit ouvert (V_{co}), le facteur de forme (FF) et le rendement de conversion PV (η). La dépendance de ces paramètres avec le taux d'ombrage est étudiée sous un éclairement constant (1000 W/m^2).

3. 4. 1. Ombrage d'une seule cellule

Le Tableau 3.1 regroupe les résultats de la tension en circuit ouvert (V_{co}), du courant de court-circuit (I_{cc}), de la puissance maximale extraite du module (P_m), les pertes en puissance, du facteur de forme (FF) et du rendement de conversion photovoltaïque (η), pour différents taux d'occultation d'une seule cellule.

Taux d'ombrage (%)	0	20	40	60	80	100
Surface de cellule ombrée (cm ²)	0	5	10	15	20	25
Partie du module ombrée (%)	0	0.55	1.11	1.66	2.22	2.77
I_{CC} (A)	0.514	0.511	0.509	0.508	0.511	0.509
V_{CO} (V)	24.088	24.330	24.336	24.31	24.287	24.030
MPP(Watt)	8.673	8.466	7.477	7.349	7.290	7.161
Perte de puissance (%)	0	2.38	13.79	15.27	15.95	17.43
FF (%)	70.054	68.102	60.367	59.509	58.742	58.552
η (%)	9.637	9.407	8.308	8.166	8.100	7.957

Tableau 3.1: Valeurs de (V_{co}), (I_{cc}), (P_m), (FF) et (η) en fonction du taux d'ombrage d'une cellule.

Pour une meilleure investigation des effets d'ombrage sur le comportement global du module CIGS, les paramètres de ce dernier ont été tracés en fonction du taux d'ombrage, à savoir :

❖ Courant du court-circuit

La Figure 3.10 montre que, le courant de court-circuit baisse en fonction de la diminution de la zone éclairée de la cellule (*augmentation du taux d'ombrage*), en raison de l'introduction d'un ombrage ayant de différentes surfaces, pour la même température de fonctionnement.

Le I_{cc} diminue, passant de 0.514 à 0.508 A, donc il a subi une réduction d'environ 1% de sa valeur initiale.

Cette diminution correspond à l'introduction d'un ombrage dont la superficie varie de 0 à 25 cm² qui représente presque 2.77% de la surface totale du module.

Par conséquence, le courant du module serait directement influencé par l'augmentation du taux d'ombrage. Celui-ci influe sur le photo-courant de la cellule occultée, où le taux de génération des porteurs de charge est réduit.

Puisque le module en question est constitué de cellules en série, ces dernières seront forcées de fonctionner au même courant (*courant de branche*), ce qui conduit à la polarisation inverse de la cellule ombrée.

Comme résultat la cellule ombrée ne contribuera pas au courant du module, au contraire, elle dissipe de l'énergie générée par les autres cellules illuminées.

La pente des déformations subit par les caractéristiques $I(V)$, donne une information sur les pertes de courant.

En plus, la diminution du court-circuit s'intensifie avec l'augmentation du taux d'ombrage.

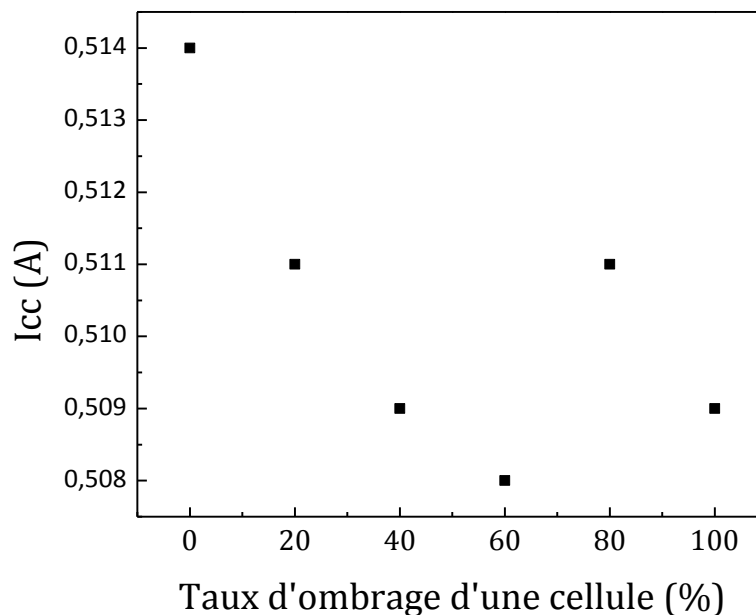


Figure 3.10: La variation de (I_{cc}) en fonction du taux d'ombrage.

❖ Tension en circuit-ouvert

La Figure 3.11 montre la dépendance de V_{co} avec le taux d'ombrage, pour la même température de fonctionnement.

On constate que V_{co} augmente d'environ 1%, dû à l'introduction d'un taux d'ombrage de 40%. Ceci représente la zone de cellule non éclairée.

Avec plus d'ombrage, la tension décroît, car la partie illuminée est dérivée par la partie ombrée.

Cette partie se comporte comme une diode en polarisation direct. Ainsi, la cellule occultée est considérée comme une résistance shunt connecté à la partie active du module [8].

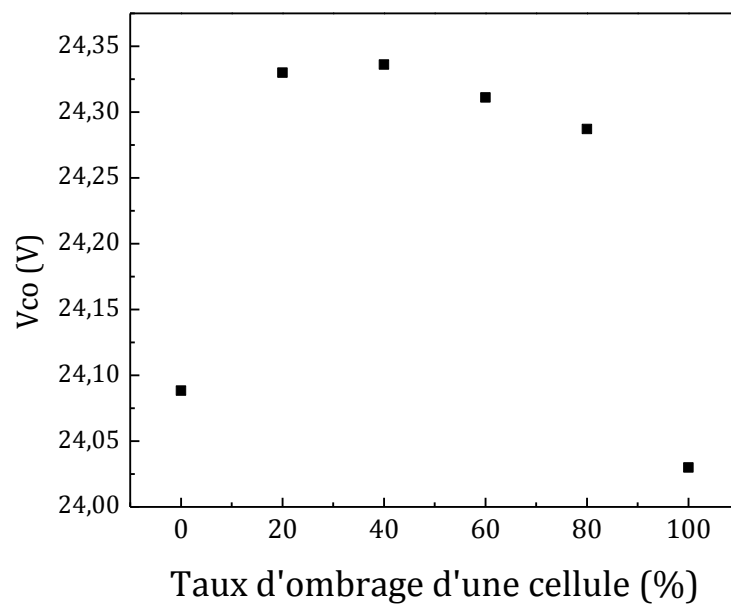


Figure 3.11 : La variation de (V_{co}) avec le taux d'ombrage.

Par conséquent, le modèle de diode est insuffisant pour une description adéquate du comportement de la cellule solaire CIGS dans des conditions d'ombrage.

❖ Facteur de forme

Le facteur de remplissage est représenté sur la Figure 3.12. Il est évident que FF décroît avec l'augmentation du taux d'ombrage. Cette décroissance est due essentiellement à

la diminution aussi bien du terme $V_M \cdot I_M$, qui représente les valeurs de la tension et le courant de fonctionnement à la puissance maximale, que le terme $V_{co} \cdot I_{cc}$.

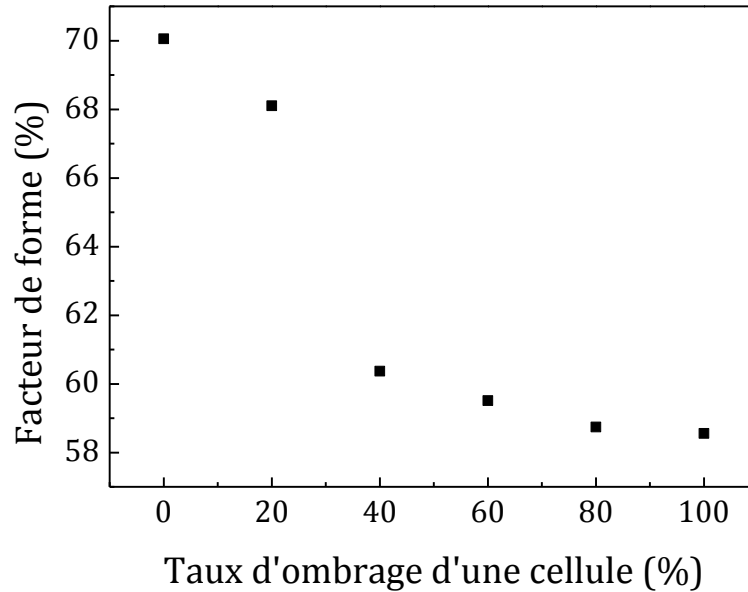


Figure 3.12: La variation de (FF) avec le taux d'ombrage.

❖ Rendement et point maximum de puissance

Les Figure 3.13 et Figure 3.14 décrivent respectivement, l'évolution de MPP et du rendement en fonction du taux d'ombrage.

On remarque que le MPP décroît avec l'augmentation du taux d'ombrage, où il a subi une diminution de 17.43 % de sa valeur initiale, pour un ombrage de 2.77 % du module, soit 25 cm² de sa surface. Cette perte en puissance, serait dissipée sous forme de chaleur dans la partie ombrée du module [6], en l'occurrence la cellule occultée.

Cette diminution provoque une dégradation remarquable du rendement de conversion photovoltaïque. Cette dégradation est similaire à celle du facteur de forme.

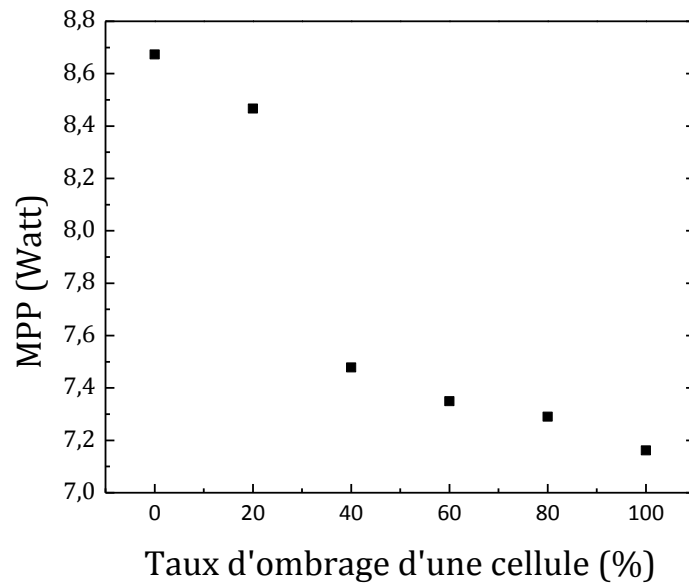


Figure 3.13: La variation de MPP avec le taux d'ombrage.

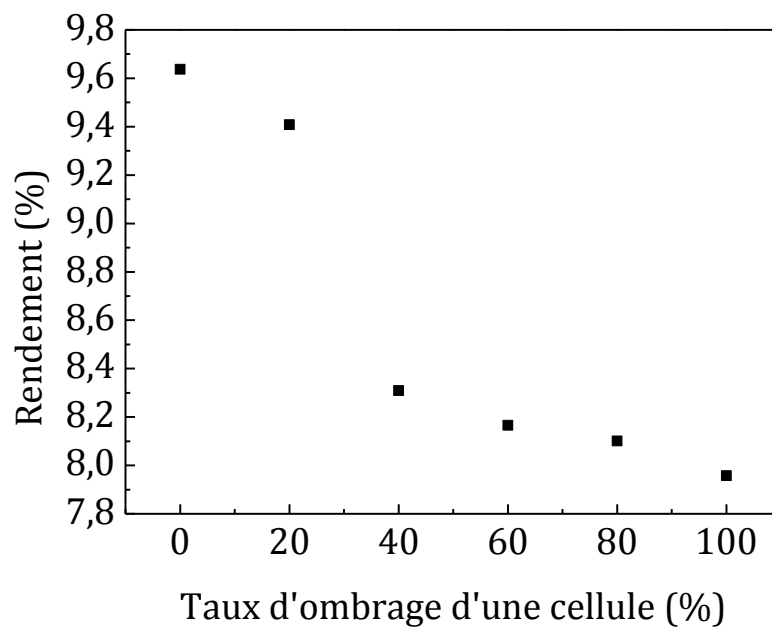


Figure 3.14: La variation du rendement PV avec le taux d'ombrage.

3. 4. 2. Ombrage parallèle ou vertical

Les valeurs de la tension en circuit ouvert (V_{co}), le courant de court-circuit (I_{cc}), la puissance maximale extraite de la cellule (MPP), les pertes en puissance, le facteur de forme (FF) et le rendement de la conversion photovoltaïque (η), pour une occultation verticale, sont réunis dans le Tableau 3.2.

Nombre de cellules ombragées	I100	Iprt1	Iprt2	Iprt3	Iprt4
Surface du module ombrée (cm ²)	0	25	50	75	100
Partie du module ombrée (%)	0	2.77	5.55	8.33	11.11
I _{CC} (A)	0.517	0.512	0.510	0.505	0.462
V _{CO} (V)	24.391	24.180	24.067	23.969	23.797
MPP(Watt)	8.864	6.973	4.998	3.413	1.995
Perte de puissance (%)	0	21.33%	43.62%	61.49%	78.48%
FF (%)	70.295	56.328	40.719	28.198	18.154
η(%)	9.849	7.748	5.553	3.792	2.217

Tableau 3.2: Valeurs de (V_{co}), (I_{cc}), (P_m), (FF) et (η) en configuration parallèle de l'occultation.

Pour une meilleure visualisation, les résultats obtenus du Tableau 3.2 sont tracés dans ce qui suit.

❖ Courant de court-circuit et tension en circuit ouvert

La Figure 3.15.A décrit l'évolution du I_{cc} avec l'occultation, de même pour la Figure 3.15.B qui retrace V_{co} en fonction de nombre de cellules occultées verticalement.

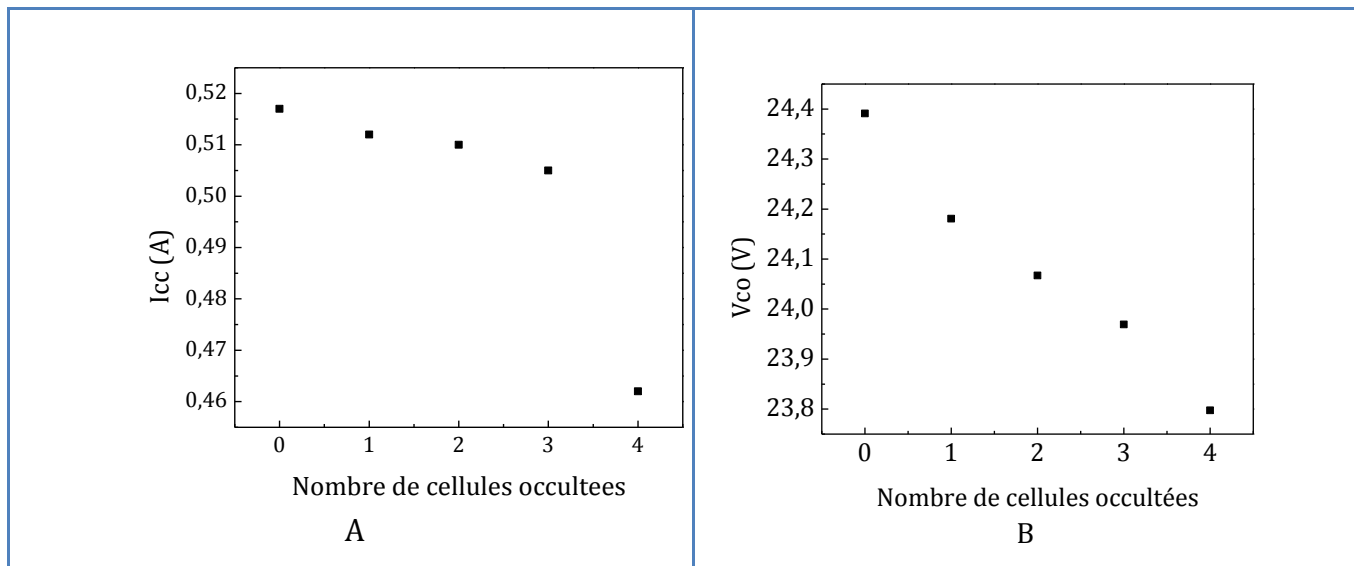


Figure 3.15: *A- La variation de (I_{cc}) en fonction de nombre cellule occultées. B - La variation de (V_{co}) en fonction de nombre cellule occultées dans un module de 36 cellules.*

D'après le graphe Figure 3.15-A, le I_{cc} passe de 0.517 à 0.462 A, soit une diminution d'environ 10.63% de la valeur initiale (*en absence de l'ombrage*), ce qui permet de dire que I_{cc} a subi une diminution importante.

En plus, le comportement agressif de cette décroissance est perceptible dès que le nombre de cellules occultées en vaut trois. Cette diminution est attendue et peut être interprétée comme suit :

- ✓ Pour une première approximation, le courant de court-circuit est directement le photo-courant délivré par la photopile. En outre, ce courant dépend essentiellement du rayonnement reçu par la surface exposée à la lumière. En plus, c'est un assemblage série, donc les tensions s'additionnent. Cependant, les conditions d'ombrages présentant sur le module influent sur la génération du photo-courant globale. Ce qui correspond à un taux élevé de recombinaison [6-8]. Aussi, ces fuites de courant sont dues aux défauts et la présence inévitable des impuretés dans le matériau semiconducteur, et qui peuvent être modélisé par une résistance shunt [9].

Pour la tension en circuit-ouvert, la Figure 3.15-B décrit l'évolution de V_{co} avec le nombre de cellules ombragées de la même branche. On remarque que la tension V_{co} subit une décroissance d'environ 2.5% de sa valeur initiale. Ceci peut être interprété comme suit :

- ✓ Les conditions d'ombrage du module provoquent la surchauffe des cellules ombrées (*hot-spot*). Ce dernier est le résultat du claquage (*breakdown*) du semiconducteur, où l'effet avalanche sera présent [7-9].
- ✓ Comme résultat important, la température augmente ce qui influe directement sur les performances du module photovoltaïque, en particulier la tension du circuit-ouvert. Comme conséquence à l'augmentation de la température, le V_{co} décroît [9].
- ✓ Aussi, la diminution de V_{co} s'aggrave, en augmentant le nombre de cellules ombrées d'une même branche, ce qui correspond à un surchauffe important.

❖ Facteur de forme, point maximum de puissance et rendement

La Figure 3.16 montre l'évolution des paramètres du module CIGS, en fonction du nombre de cellules occultées. Les trois courbes exhibent une décroissance accrue, tant qu'on fait étendre la partie ombrée du module. Cette dépendance peut être interprétée comme suit :

- ✓ Du moment que l'allure générales des caractéristiques $I(V)$ de la Figure 3.16 subissait une déformation importante, par conséquent, le FF (Figure 3.16-A), serait influencé directement, puisque il est le paramètre qui décrit le remplissage de ces caractéristiques.
- ✓ Par conséquent, la puissance générée par les cellules éclairées aura dissipé à travers celles occultées, ce qui provoque la diminution du MPP de 21.33% pour un ombrage de 2.77% du module, presque deux fois grand par rapport au cas d'une cellule ombrée, et une perte de 78.48% pour un introduction d'un ombrage de 11.11% du module. Ce qui implique que l'augmentation du nombre de cellules occultées par rangée aggrave les pertes en puissance.
- ✓ Le rendement de la conversion photovoltaïque diminue rapidement avec l'augmentation du nombre de cellules occultées. Cela est confirmé par le comportement des deux paramètres MPP et FF [7].

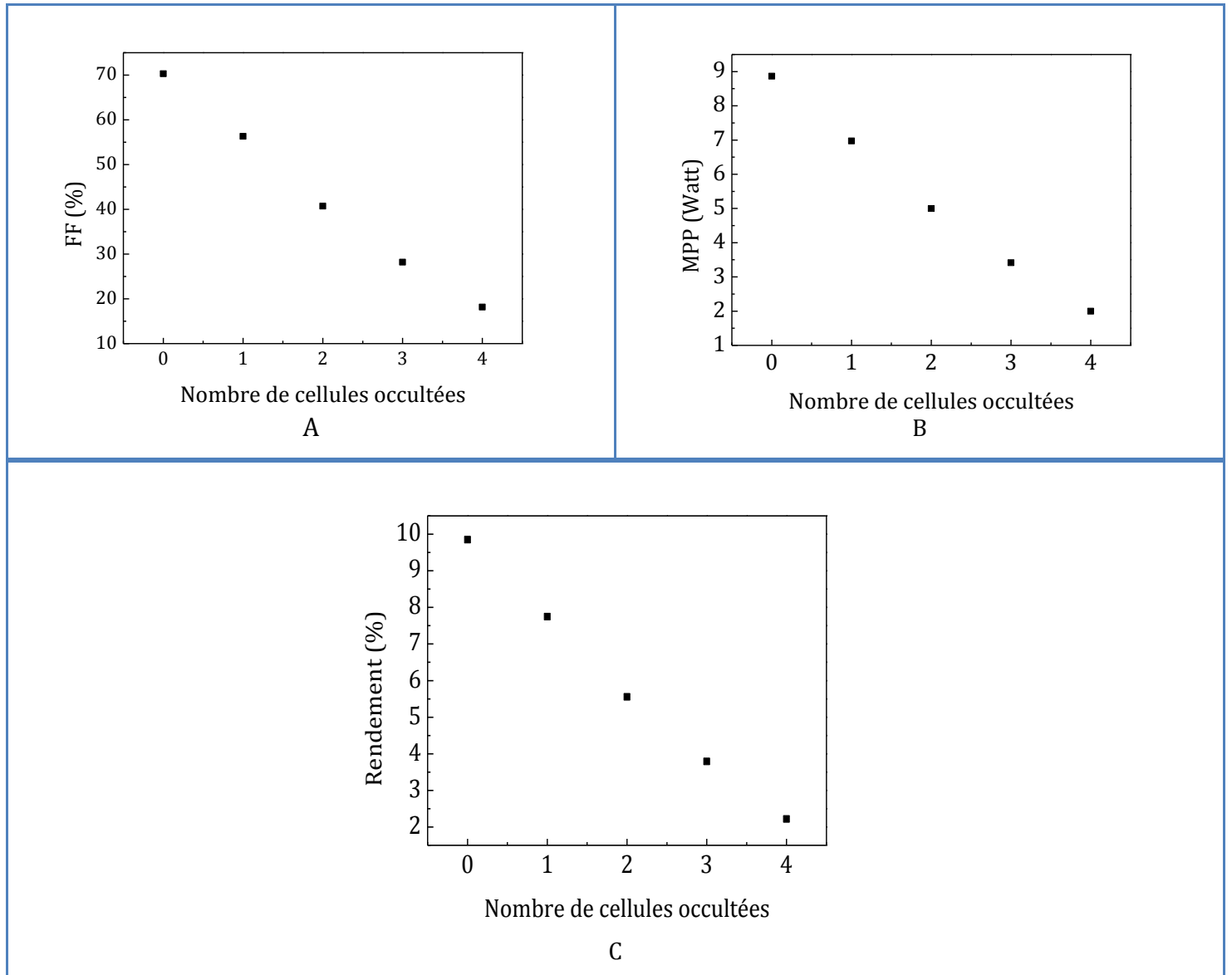


Figure 3.16: La variation de FF(A), MPP(B) et du Rendement (C) en fonction de nombre cellule occultées.

3. 4. 3. Ombrage perpendiculaire ou horizontal

Le Tableau 3.3 contient les valeurs de la tension en circuit ouvert (V_{co}), le courant de court-circuit (I_{cc}), la puissance maximale extraite de la cellule (P_m), les pertes en puissance, le facteur de forme (FF) et le rendement de la conversion photovoltaïque (η) et ça pour l'occultation horizontale.

Nombre de cellules ombrées	I100	Ivrt1	Ivrt2	Ivrt3	Ivrt4
Surface du module ombrée (cm ²)	0	25	50	75	100
Partie du module ombrée (%)	0	2.77	5.55	8.33	11.11
ICC (A)	0.517	0.503	0.489	0.474	0.465
VCO (V)	24.391	24.438	24.425	24.378	24.253
MPP(Watt)	8.864	8.673	8.425	8.178	7.949
Perte de puissance (%)	0	2.15	4.95	7.74	10.32
FF (%)	70.771	70.561	70.544	70.295	70.486
η (%)	9.849	9.637	9.362	9.086	8.832

Tableau 3.3: Valeurs de (V_{co}), (I_{cc}), (P_m), (FF) et (η) en configuration perpendiculaire de l'ombrage.

Courant de court-circuit et tension en circuit-ouvert

La Figure 3.17 montre l'évolution des deux paramètres électrique du module CIGS en fonction de nombre de cellules ombrées, à savoir, le courant court-circuit (Figure 3.17.A) et la tension du circuit-ouvert (Figure 3.17.B).

Ces illustrations décrivent la variation de V_{co} et I_{cc} avec l'ombrage, qui diffère catégoriquement du cas étudié précédemment. Ce comportement est dû essentiellement à la configuration horizontale de l'ombrage.

Celle-ci assure une occultation identique pour chacune des 36 cellules constituent le module CIGS. Il en résulte que, le module en question, était l'objet d'une exposition uniforme à l'éclairement.

Par conséquent, toutes les cellules ont eu un comportement électrique similaire, ainsi, elles avaient délivré le même courant, et bien entendu, la même tension.

Cependant, la diminution est causée par l'augmentation de la partie ombragée du module. Cela est confirmé par les courbes $I(V)$ et $P(V)$ de la Figure 3.17.

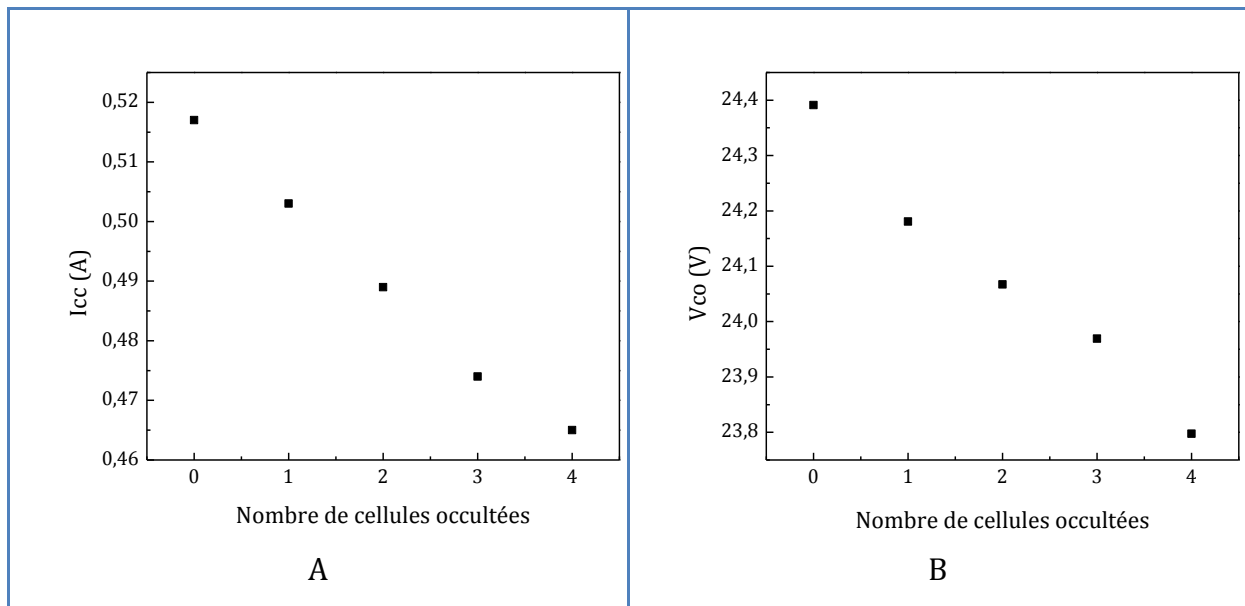


Figure 3.17: La variation en fonction de nombre cellule occultée: *A- du courant court- circuit. B- de la tension de circuit-ouvert.*

❖ Facteur de forme, point maximum de puissance et rendement

La Figure 3.18 montre l'évolution des paramètres du module CIGS, en fonction du nombre de cellules occultées. Les trois courbes montrent une décroissance, tant qu'on fait étendre la partie ombrée du module. Cette dépendance peut être interprétée comme suit :

- ✓ La décroissance du facteur de forme (Figure 3.18-A), peut être expliquée par la diminution des deux termes $V_{co} * I_{cc}$ et $V_M * I_M$ d'une façon disproportionnée, où I_M et V_M représente le courant et la tension de fonctionnement au point maximum de puissance.
- ✓ La puissance maximale ayant délivré par la zone éclairée du module, a été dissipée dans la partie ombragée du module. En effet, pour un ombrage de 2.77%, correspond a une occultation d'une cellule, les pertes de puissance sont de l'ordre de 2.15% de la valeur initiale. Celle-ci est moins 8 fois du premier cas étudié, et moins presque 10 fois du deuxième cas, où la configuration de l'ombrage a été perpendiculaire au module. En plus, une introduction d'un ombrage de 11.11% du module, provoque une perte de 10.32% moins 8 fois de celle dissipée par l'occultation verticale. Ceci implique que la configuration horizontale de l'ombrage est moins sévère par rapport au deux cas décrit

précédemment. Il faut indiquer que, la perte de puissance serait dissipée sous forme de chaleur à travers la partie ombrée du module.

- ✓ L'allure de la Figure 3.18-C, confirme tous ce qui a dit jusqu'à maintenant. En fait, la diminution du rendement de la conversion photovoltaïque, n'est qu'une image qui décrit la réponse du module CIGS, dans de telles conditions d'ombrage.

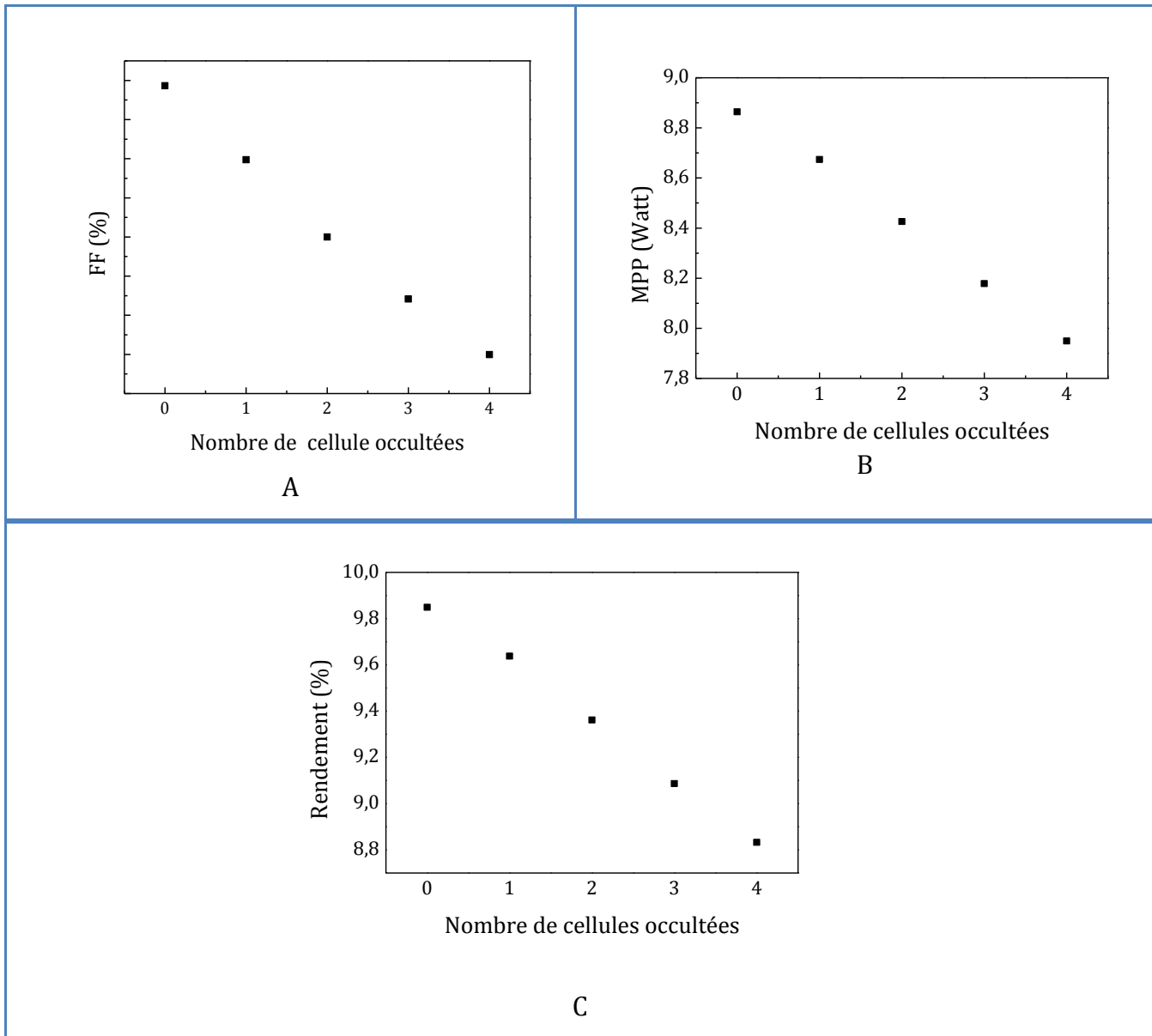


Figure 3.18: La variation en fonction du nombre cellule occultée : **A**-Facteur de forme, **B**-MPP, **C**- Rendement photovoltaïque.

Les résultats expérimentaux ont été présentés. En plus, une analyse de la dépendance des performances du module CIGS, vis-à-vis du taux d'ombrage a été effectuée. La discussion des résultats montre que l'effet de la configuration de l'ombrage sur le module est important. En effet, un ombrage de 2.77% du module, produit une perte de 17.43%, si une seule cellule est ombragée. Le même taux ombrage provoque 21.33%, pour un ombrage vertical, et 2.15% pour un ombrage horizontal.

En plus, les pertes peuvent atteindre les 78.48% lorsque 11.11% du module est ombragé, ce qui représente une occultation de 4 cellules de la même rangée, en configuration parallèle de l'ombrage. Cependant, pour le même taux d'ombrage du module, les pertes peuvent atteindre les 10.32% en configuration perpendiculaire de l'ombrage.

La principale conclusion de ce travail, est d'analyser les conséquences de la polarisation inverse des cellules photovoltaïques, lorsqu'une partie de celui-ci est exposée à un ombrage au cours de sa durée de vie. Les conclusions suivantes sont obtenues à partir des cas analysés précédemment :

1. L'augmentation du taux d'ombrage sur une cellule produit plus de déformations de la caractéristique $I(V)$, en même temps le point de puissance maximale MPP se déplace vers des valeurs plus basses de la tension.
2. L'augmentation du nombre de cellules par chaîne provoque une déformation plus élevée dans la caractéristique $I(V)$, le point de fonctionnement déplace à des tensions plus faibles et les pertes de puissance augmentent.
3. Les pertes de puissance sont considérablement augmentées lorsque le nombre de cellules ombragées dans la même chaîne s'accroît, cependant, quand les cellules ombrées sont placées dans des chaînes différentes, le MPP ne serait pas affecté.

Bibliographie

- [1] E. Diaz-Dorado, A. Suirez-Garcia, C. Carrillo, and J. Cidras, "Influence of the shadows in photovoltaic systems with different configurations of bypass diodes".International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion SPEEDAM 2010.
- [2] G.Notton, I. Caluianu, I. Colda et S. Caluianu "Influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin . Revue des Energies Renouvelables, Vol. 13 (2010) 49 – 62.
- [3] M. Sabry, Ahmed E. Ghitas. "Effect of edge shading on the performance of silicon solar cell". Vacuum 80 (2006) 444–450.
- [4] M. Powalla, B. Dimmler, "CIGS solar cells on the way to mass production: Process statistics of a 30 cm X 30cm module line", Solar Energy Materials & Solar Cells, 67 (2001) 337-344.
- [5] J. W. Bishop, "Computer simulation of the effect of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits". Solar cells 25(1988) 73-89.
- [6] Samer Said, Ahmed Massoud, Mohieddine Benammar and Shehab Ahmed, "A Matlab/Simulink-Based Photovoltaic Array Model Employing SimPowerSystems Toolbox", Journal of Energy and Power Engineering 6 (2012) 1965-1975.
- [7] M.C. Alonso-Gracia, J.M. Ruiz, W. Hermann "Computer simulation of shading effects in photovoltaic array", Renewable Energy, 31 (2006) 1986-1993.
- [8] M.C. Alonso-Gracia, L.M. Arribas, F. Chenlo, I. Cruz, "Shading effect on a roof integrated Grid-connected PV plants" In: proceedings of 14th European photovoltaic solar energy conference 1997:1891-1994.

Conclusion Générale

Notre étude a apporté une analyse des performances d'un module photovoltaïque sous des conditions d'ombrages. L'expérimentation adoptée a été conduite sur un module photovoltaïque à base de CIGS. Les caractéristiques I-V ainsi que l'évolution des paramètres décrivant le fonctionnement du module avec le taux d'ombrage, ont été obtenus pour trois configurations d'occultation. L'objectif était l'étude de l'influence du taux d'ombrage sur les performances du module en question.

En effet, les données récoltées, ont mis en évidence le comportement dégradé du module CIGS lorsqu'il fonctionne dans des conditions d'ombrage. Une telle réponse est confirmée par la déformation de la caractéristique I-V et la diminution des performances du module en fonction du niveau d'occultation. Néanmoins, on a pu constater que le comportement du module diffère selon la configuration d'ombrage choisie. En effet, les résultats ont révélés que l'occultation horizontale est moins sévère par rapport aux deux autres configurations.

Par conséquent, si notre module fonctionne dans des conditions d'ombrage perpendiculaire, qui correspond à des cellules ombrées placées dans des chaînes différentes, ses performances auraient moins affectée que, s'il est exposé aux deux autres configurations d'occultations. Ce qui exclut l'éventualité d'avoir lieu à un déséquilibre important entre ces cellules, autrement dit, elles vont se comporter toutes de la même manière, d'où la dégradation modérées des performances caractérisant le fonctionnement du module.

Comme résultats important de notre étude, on doit procéder à une installation photovoltaïque, de telle manière à assurer le même niveau d'occultation des cellules constituant le module CIGS.

Puisque, le déséquilibre de fonctionnement dû à la présence de l'ombrage qui peut être causé par d'autres conditions atmosphériques et vu l'importance de ladite étude, nous proposons comme perspectives de l'étendre sur d'autres types de cellules solaires. Par ailleurs, le changement saisonnier influe énormément sur le comportement global d'un système photovoltaïque, ce qui varie les facteurs qui peuvent causer un ombrage.

A titre indicatif, nous proposons d'étudier l'effet d'ombrage qui peut être manifesté par l'accumulation de sable sur les générateurs photovoltaïques dans le milieu saharien, ou par l'accumulation de poussières dans les milieux montagneux. Une vaste étude de l'effet d'ombrage sur les systèmes photovoltaïques est impérative, afin de tirer le maximum d'informations permettant une investigation précise de ce phénomène qui représente une source non négligeable d'affaiblissement des performances des générateurs photovoltaïques.