

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي



BADJI MOKHTAR - ANNABA UNIVERSITY  
UNIVERSITE BADJI MOKHTAR -ANNABA

جامعة باجي مختار - عنابة

Année 2018

Faculté des sciences de l'Ingéniorat  
Département d'Électrotechnique

THÈSE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de Doctorat

Analyse énergétique et intégration de la sûreté de fonctionnement dans  
un système photovoltaïque connecté au réseau électrique

Option

Commande des Systèmes Industriels et Energies Renouvelables

Par

LAMRI Billel

DIRECTEUR DE THESE: M. ABDERREZAK Abdallah MCA. UNIVERSITE DE ANNABA

DEVANT LE JURY :

<b>Président</b>	: BAHI Tahar	Prof.	Université de Annaba
<b>Examineurs</b>	: RAHMANI Lazhar	Prof.	Université de Setif
	REDJEAI Hammoud	Prof.	Université de Setif
	BOUAZZA Salah Eddine	MCA.	Université de Annaba

## DEDICACE

*A mes très chers parents (ma chère mère et mon cher père)*

*A mes frères*

*A tous mes proches*

*A tous mes amis sans exception*

## REMERCIEMENTS

*Ces quelques lignes vont me permettre de remercier toutes les personnes qui m'ont beaucoup apporté aussi bien au niveau scientifique que personnel, et sans qui mon travail n'aurait pu aboutir. La difficulté tient dans le fait de n'oublier personne. C'est pourquoi, je remercie par avance ceux dont le nom n'apparaît pas dans cette page et qui m'ont aidé d'une manière ou d'une autre.*

*Mes premiers remerciements vont tout naturellement à **Mr. ABDERREZAK Abdallah**, MCA à l'Université Badji-Mokhtar, ANNABA, mon Directeur de thèse, celui qui m'a permis d'approfondir mes connaissances dans un des vastes domaines de la Science. Je tiens à le remercier vivement de m'avoir accompagné tout au long de ce parcours, de m'avoir guidé et enseigné les réflexes du bon chercheur.*

*Je tiens à remercier vivement Monsieur **BAHI Tahar**, Professeur à l'université d'Annaba, pour avoir accepté de présider ce jury de thèse.*

*J'adresse aussi mes remerciements à Monsieur **RAHMANI Lazhar**, ainsi que Monsieur **REDJELI Hammoud**, Professeurs à l'université De Setif, qui malgré leurs charges ont consacré un temps précieux pour examiner cette thèse.*

*J'associe à ses remerciements Monsieur **BOUAZZA Salah Eddine**, Maitres de conférences classe A, à l'Université Badji-Mokhtar, ANNABA, pour avoir accepté d'examiner mon travail.*

*Pour finir, j'exprime ma sincère gratitude envers tous ceux et celles qui m'ont accompagné de près ou de loin à la concrétisation de cette thèse.*

## ملخص

يعتمد أداء النظام الكهروضوئي على العديد من العوامل الخارجية والداخلية التي تؤثر على تشغيله. إن دراسة خصائص الجهد - التيار والجهد - القوة للحقل الكهروضوئي تجعل من الممكن معرفة كفاءته بدلالة تأثير مناخ البيئة الموجود فيها مثل الإضاءة الشمسية ودرجة الحرارة والتظليل وكذلك تأثير عيوب الصمام الثنائي النظام الكهروضوئية .

تقدم هذه الرسالة تحليل الطاقة للنظام الكهروضوئي ككل. يحتوي النظام الأساسي التجريبي على وحدتين ضوئيتين أحاديتي التركيب موجودة في بلدية سيدي عمار عنابة ، من أجل تحديد الخصائص الحقيقية للحقل كهروضوئي. بالإضافة إلى ذلك ،قدمنا دراسة نظرية تستند إلى برنامج ماتلاب سمبوليك للتحقق من صحة النتائج التجريبية. كما تمت أيضا دراسة خصائص للوحدة الكهروضوئية المتدهورة تحت تأثير الزجاج المكسور.

وفي الأخير تم دمج موثوقية التشغيل لتقييم مصداقية نظامنا من خلال اجراء تحليل لمختلف انماط الفشل المتصورة لنظامنا.

### الكلمات المفتاحية

تحويل الضوئية ، العاكس، التشويه التوافقي ، والموثوقية

## **ABSTRACT**

The performance of the photovoltaic system depends on various external and internal factors, which influence its operation. The study of the current-voltage and power-voltage characteristics of the photovoltaic field allows us to know its performance depending on the influence of the environmental conditions such as illumination, temperature and shading, and the influence of diode defects on the PV system.

This thesis presents the energy analysis of the photovoltaic system as a whole. An experimental platform containing two single-crystalline photovoltaic modules installed on site in Sidi Amar (ANNABA) was conducted to determine the actual characteristics. In addition, a theoretical study based on the Matlab / simulink, software to validate the experimental results.

We have also studied the I-V characteristic of a degraded PV module under the effect of broken glass.

We have integrated the operating reliability to evaluate the credibility of our system by carrying out an analysis of different modes of conceivable failure for our system.

### **Keywords :**

*Photovoltaic conversion, Inverter, harmonic distortion, reliability*

## RÉSUMÉ

La performance du système photovoltaïque dépend de différents facteurs extérieurs et intérieurs, qui influencent sur son fonctionnement. L'étude des caractéristiques courant-tension et puissance-tension du champ photovoltaïque, permettent de connaître son rendement en fonction de l'influence des conditions du milieu tels que l'éclairement, la température et l'ombrage. Mais aussi l'influence des défauts des diodes sur le système PV.

On présente dans le cadre de cette thèse, l'analyse énergétique du système photovoltaïque dans son ensemble. Une plateforme expérimentale contenant deux modules photovoltaïques monocristallins installés sur site à Sidi Amar (ANNABA) a été réalisée, afin de déterminer les caractéristiques réelles. En plus, une étude théorique basée sur le logiciel Matlab/simulink pour valider les résultats expérimentaux.

On a aussi étudié la caractéristique I-V d'un module PV dégradé sous l'effet de verre brisé.

On a intégré la sûreté de fonctionnement pour pouvoir évaluer la fiabilité de notre système en procédant à une analyse de différents modes de défaillance envisageable pour notre système.

### **Mot-Clés :**

*Conversion photovoltaïque, Onduleur, distorsion harmonique, fiabilité*

## LISTE DES TABLEAUX

TABLEAUX	TITRES	N°
I.1	Potentiel solaire en Algérie .....	20
II.1	Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin .....	46
II.2	Spécifications électriques du module " Kyocera KC200GT" .....	52
III.1	Principaux paramètres du module PV "LUXOR SOLO ligne 80 "...	68
IV.1	Les paramètres électriques des modules PV expérimentés.....	79
IV.2	Résultats expérimentaux et simulé de String PV.....	87
IV.3	Résultats expérimentaux et simulé de l'ensemble modules (parallèles PV) .....	88
V.1	Classification des défaillances de notre système photovoltaïque.....	99
V.2	AMDEC du système photovoltaïque.....	100

## LISTE DES FIGURES

FIGURES	TITRES	N°
1	Evolution des énergies renouvelables dans la production nationale en TWh...	1
I.1	Le soleil.....	5
I.2	Orbite terrestre et les saisons .....	6
I.3	Coordonnées géométriques du lieu .....	7
I.4	Coordonnées célestes horizontales .....	9
I.5	Coordonnées horaires .....	11
I.6	L'atmosphère terrestre .....	12
I.7	Définition de la Masse d'Air .....	13
I.8	Le spectre solaire .....	14
I.9	Le pyrhéliomètre .....	16
I.10	Le Pyranomètre ombré mesuré de rayonnement diffus .....	16
I.11	Le pyranomètre .....	17
I.12	Le rayonnement global Terrestre .....	17
I.13	Eclairement solaire et Température de cellule PV en fonction du temps (Jour clair), Annaba .....	18
I.14	Irradiation solaire en fonction du temps (jour clair), Adrar .....	19
I.15	Irradiation horizontal global d'Algérie .....	19
I.16	Une cellule photovoltaïque .....	21
I.17	La jonction PN d'une cellule PV.....	21
I.18	Cellule à Arséniure de gallium (GaAs) .....	22
I.19	Cellule au Silicium monocristallin .....	23
I.20	Cellule Poly cristallin .....	24
I.21	Silicium amorphe .....	25
I.22	Tellurure de cadmium (CdTe) .....	26
I.23	Cellule CuInGaSe (CIGS) .....	27
I.24	Cellule solaire organique .....	28
II.1	Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairagements	30
II.2	Caractéristique des cellules photovoltaïques associées en série .....	32
II.3	Caractéristique des cellules photovoltaïques associées en parallèles .....	33
II.4	Structure d'un panneau photovoltaïque face avant et face arrière .....	34
II.5	Mise en série de cellules PV dans le module avec les deux diodes by-pass ....	36
II.6	Boite de connexion de diodes by-pass du module PV .....	36
II.7	Orientation et l'inclinaison de module PV .....	37
II.8	Rendement en fonction de l'angle d'incidence .....	38
II.9	Un champ photovoltaïque .....	39
II.10	Effet d'éclairement solaire sur la caractéristique I-V du module PV .....	41
II.11	Effet de la température sur la caractéristique I-V du module PV.....	41
II.12	Effet de la résistance série sur la caractéristique I-V du module PV .....	42
II.13	Effet de l'ombrage sur la caractéristique I-V du module PV .....	43
II.14	Différentes situations de la diode by-pass défailante .....	44
II.15	Différentes situations de la diode anti-retour défailante .....	44
II.16	Système PV connecté directement au réseau.....	47
II.17	Hacheur élévateur de tension avec onduleur .....	48
II.18	Chaîne de conversion photovoltaïque avec commande MPPT.....	49
II.19	Caractéristique P-V selon la méthode P&O.....	51
II.20	Organigramme de l'algorithme perturbation et observation (P&O).....	51
II.21	Caractéristique P-V du module PV " Kyocera KC200GT" .....	53
II.22	Puissance de la sortie du hacheur survolteur .....	53
II.23	Tension de la sortie du hacheur survolteur .....	54
II.24	Schéma de commande d'onduleur photovoltaïque connecté au réseau électrique.....	55



II.25	Principe de fonctionnement de la PLL triphasée.....	57
II.26	Schéma global du système photovoltaïque connecté au réseau électrique.....	58
II.27	Tension modulée, Tensions et Courants injectés au réseau électrique.....	58
II.28	Classification des onduleurs PV connectés au réseau .....	60
III.1	Schéma équivalent d'une cellule idéale .....	61
III.2	Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle .....	63
III.3	Circuit équivalent d'un module photovoltaïque .....	65
III.4	Modèle simulink proposé .....	69
III.5	Modèle simulink du champ PV détaillé.....	69
III.6	Caractéristiques I-V, P-V, du module photovoltaïque dans les Condition des Testes standard (STC) .....	70
III.7	Caractéristiques I-V, P-V, du champ photovoltaïque dans les Condition des Testes Standard (STC) .....	71
III.8	Courbes I-V, P-V du module PV aux différentes valeurs d'éclairement solaire et à température constante .....	72
III.9	Courbes I-V et P-V de deux modules PV connecté en séries, dans des conditions d'ombrage .....	73
III.10	Effets des défauts de diode by-pass sur les caractéristiques I-V et P-V de deux modules PV connecté en séries .....	74
III.11	Courbes I-V et P-V de deux modules PV connecté en parallèles, dans des conditions d'ombrage .....	75
III.12	Effets des défauts de diode anti-retour sur les caractéristiques I-V et P-V de deux modules PV connecté en parallèles .....	76
IV.1	Plateforme expérimentale .....	79
IV.2	Diode en circuit-ouvert .....	80
IV.3	Diode en court-circuit .....	81
IV.4	Diode inversé .....	81
IV.5	Module PV avec verre brisé .....	82
IV.6	Courbes I-V et P-V de String PV, dans des conditions d'ombrage .....	83
IV.7	Effets des défauts de diode by-pass sur les caractéristiques I-V et P-V de deux modules PV connecté en séries .....	84
IV.8	Courbes I-V et P-V de deux modules PV connecté en parallèles, dans des conditions d'ombrage .....	85
IV.9	Effets des défauts de diode anti-retour sur les caractéristiques I-V et P-V de deux modules PV connecté en parallèles.....	86
IV.10	Caractéristique I-V du module avec verre brisé (Luxor solo 190 line).....	88
V.1	Courbe de survie ou de fiabilité .....	92
V.2	Durées moyennes associées à la Sûreté de Fonctionnement .....	95
V.3	Les composants du système PV connecté au réseau électrique.....	95

## LISTE DES SYMBOLES

Symbole	Désignation
$\lambda$	Longueur d'onde en mètre
$T$	La température de cellule en °K
$k$	La constante de Boltzmann
$E$	Éclairement solaire
$E_{ref}$	Éclairement solaire dans STC (conditions de tests standard) (1000 w/m <sup>2</sup> )
$a$	L'azimut
$\alpha$	Longitude
$L$	Latitude
$h$	Hauteur du soleil
$\delta$	La déclinaison
$H$	Angle horaire du soleil
$h$	La constante de Planck, $h \approx 6,626\ 069\ 57 \times 10^{-34}$ J s
$c$	La vitesse de propagation de la lumière, $c = 299\ 792\ 458$ m s <sup>-1</sup>
$\beta$	L'angle d'incidence en (°)
$AM$	Masse d'air 1,5
$c^*$	Constante solaire
$c_0^*$	Constante solaire : 1353 valeur moyenne
$n$	Nombre de jour de l'année
$P_{inci}$	Puissance incidente
$FF$	Facteur de forme
$V_{co}$	Tension de circuit-ouvert
$I_{cc}$	Courant de court-circuit
$\eta$	Le rendement de la cellule photovoltaïque
$P_{max}$	La puissance maximale produite par module photovoltaïque (PV)
$A_{cell}$	La surface de la cellule [m <sup>2</sup> ]
$V_t$	La tension thermique
$A$	Le facteur d'idéalité de la photopile
$k$	constant de Boltzmann (1,38.10 <sup>-23</sup> J/K)
$q$	La charge de l'électron (1,6.10 <sup>-19</sup> C)
$I_{max}$	Courant maximal généré par le module photovoltaïque
$I_{ph}$	Courant de la cellule PV (Photo-Courant)
$I_D$	Le courant circulant dans la diode
$I_s$	Le courant de saturation de la diode
$T$	Température de la jonction des cellules PV [°K]
$T_{ref}$	Température de référence des cellules PV [°K]
$E_g$	Énergie de Gap du matériel de la cellule PV en [ev]
$V_m$	La tension de sortie d'un panneau photovoltaïque
$I_m$	Le courant de module
$I_p$	Le courant circulant dans la résistance R <sub>p</sub>
$R_p$	Résistance shunt de la cellule PV
$R_s$	Résistance série de la cellule PV
$N_s$	Nombres des cellules en séries
$N_p$	Nombres des modules en parallèle
$N_{ser}$	Nombres des modules en séries
$ki$	Coefficient de variation de courant I <sub>cc</sub> selon la température
$V_{max}$	Tension du module PV au point de puissance maximale

$V_s$	Tension de sortie du hacheur
$V_e$	Tension d'entrée du hacheur
$\alpha$	Rapport cyclique
$SdF$	La Sûreté de Fonctionnement
$R(t)$	La Fiabilité
$D(t)$	La Disponibilité
$M(t)$	La Maintenabilité
$S(t)$	La Sécurité

## TABLE DES MATIERES

<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	1
<b>Chapitre I Energie solaire et concept de cellule photovoltaïque</b>	
<b>I.1 Introduction</b> .....	4
<b>I.2 Energie du Soleil</b> .....	4
I.2.1 Le Soleil .....	4
I.2.2 La constante solaire .....	5
<b>I.3 Trajectoire du Soleil</b> .....	6
<b>I.4 Les paramètres de position du soleil</b> .....	6
I.4.1. Les coordonnées géographiques .....	6
I.4.1.a .Latitude .....	6
I.4.1.b. Longitude .....	7
I.4.1.c. Altitude .....	7
I.4.2 Les coordonnées célestes horizontales .....	7
I.4.2.a. Azimut .....	8
I.4.2.b. Hauteur du soleil .....	8
I.4.3. Les coordonnées célestes horaires.....	9
I.4.3.a. La déclinaison .....	9
I.4.3.b. Angle horaire du soleil .....	10
<b>I.5. Rayonnement solaire</b> .....	11
I.5.1 Le rôle de l’atmosphère terrestre .....	11
I.5.2. La masse d’Air .....	12
I.5.3. Le spectre solaire .....	14
I.5.4. Composition du rayonnement solaire .....	15
I.5.4. a. Le rayonnement direct .....	15
I.5.4. b. Le rayonnement diffus .....	15
I.5.4. c. Le rayonnement albédo.....	15
I.5.4. d. Le rayonnement global .....	15
I.5.5. Gisement solaire en Algérie.....	18
<b>I.6. Cellule photovoltaïque</b> .....	20
I.6.1 Le principe de fonctionnement de la cellule PV .....	20
I.6.2 Les différentes technologies de cellule PV .....	22
I.6.2.1 Arséniure de gallium (GaAs) .....	22
I.6.2.2 Silicium monocristallin .....	23
I.6.2.3 Silicium poly (ou multi-) cristallin .....	23
I.6.2.4 Silicium amorphe .....	24
I.6.2.5 Tellurure de cadmium (CdTe) .....	25
I.6.2.6 CuInSe <sub>2</sub> (CIS) et CuInGaSe (CIGS) .....	26
I.6.2.7 Organiques .....	27
I.6.3 Avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque .....	28
a) Avantages .....	28
b) Inconvénients .....	28
<b>I.7 Conclusion</b> .....	29

## Chapitre II Généralités sur le système photovoltaïque

<b>II.1 Introduction</b> .....	30
<b>II.2. Cellule photovoltaïque</b> .....	30
II.2.1. Caractéristique de la cellule photovoltaïque.....	30
II.2.2 Association des cellules photovoltaïques.....	31
II.2.2.1 Association des cellules photovoltaïques en série.....	32
II.2.2.2 Association des cellules photovoltaïques en parallèle.....	32
<b>II.3. Module photovoltaïque</b> .....	33
II.3.1 La structure du module PV.....	33
- Cadres .....	34
- Surface avant .....	34
- Encapsulant .....	34
- Cellule photovoltaïque .....	35
- Surface arrière .....	35
- Boite de jonction .....	35
II.3.2 Protection du module photovoltaïque.....	35
II.3.3 Orientation et inclinaison .....	37
- L'orientation du module .....	37
- L'inclinaison du module .....	37
- Influence de l'angle d'incidence .....	38
<b>II.4.Champ photovoltaïque</b> .....	39
II.4.1 Protections classiques d'un champ PV .....	39
II.4.2 Performances d'un champ photovoltaïque et caractéristiques .....	40
II.4.2.1 Caractéristiques du module PV.....	40
(a) Influence de l'éclairement solaire .....	40
(b) Influence de la température du module PV .....	41
(c) Influence de la résistance série .....	42
(d) Influence d'ombrage .....	42
II.4.2.2 Défauts des diodes de protection .....	43
- Défaut de diode by-pass .....	43
- Défaut de diode anti- retour .....	44
II.4.2.3 Dégradation des modules PV .....	45
<b>II.5 Les systèmes photovoltaïques</b> .....	46
II.5.1 Structure des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau .....	46
II.5.1.1 Connexion directe au réseau électrique .....	46
II.5.1.2 Connexion indirecte avec bus continu .....	47
II.5.1.2.a. Convertisseur continu-continu (DC-DC) .....	48
a).1. La partie puissance .....	49
a).2. La partie de commande .....	50
a).2.1 Algorithmes de la commande MPPT .....	50
a).2.1.1 Méthode de perturbation et observation .....	50
II.5.1.2.b Convertisseur continu-alternatif (DC-AC) .....	54
b).1 Adaptation et commande d'onduleur PV connecté au réseau électrique.....	55
II.5.1.3. Technologies des onduleurs PV.....	59
II.5.1.3.a Onduleurs modulaires (module inverter) .....	59
II.5.1.3.b Onduleurs centralisés (central inverter) .....	59
II.5.1.3.c Onduleurs "String" .....	59
<b>II.6 Conclusion</b> .....	60

## Chapitre III Modélisation et simulation des modules PV

<b>III.1 Introduction</b>	61
<b>III.2 Modélisation du champ photovoltaïque</b>	61
III.2. 1 Circuit équivalent d'une cellule solaire	61
III.2.1.1 Cas d'une cellule idéale	61
III.2.1.2. Cas d'une cellule réelle	63
III.2.2 Module photovoltaïque	65
III.2.3 Champ photovoltaïque	67
III.2.3.1 Modules PV en séries où « string »	67
III.2.3.2 Modules PV en parallèles	67
III.2.3.3 Modules PV en séries/parallèles (centrale PV)	67
<b>III.3. Modèle du module PV avec MATLAB/Simulink</b>	68
<b>III.4 Résultats de simulation et discussions</b>	70
III.4.1 Caractéristique du module PV	70
III.4.2 Caractéristique d'un champ PV	71
III.4.3 Influence de l'éclairement solaire	72
III.4.4 Influence de l'ombrage et des défauts des diodes	73
III.4.4.1 Mise en série de deux modules PV	73
III.4.4.2 Mise en parallèle de deux modules PV	75
<b>III.5 Conclusion</b>	77

## Chapitre IV Réalisation pratique et résultats

<b>IV.1 Introduction</b>	78
<b>IV.2 Etude expérimentale et mesures</b>	78
IV.2.1 Espace d'étude	78
IV.2.2 Description de la plate-forme expérimentale	78
IV.2.3 Modules photovoltaïques	79
<b>IV.3 Effet d'ombrage</b>	80
<b>IV.4 Les différents défauts de diode</b>	80
(a) Diode en circuit -ouvert	80
(b) Diode en en court-circuit	81
(c) Diode inversé	81
<b>IV.5 Module PV avec verre brisé</b>	82
<b>IV.6 Résultats et Discussion</b>	83
IV.6.1 Effet de l'ombrage et des défauts de diodes	83
IV.6.1.1 Cas de deux modules PV connecté en séries « String PV»	83
IV.6.1.2 Cas de deux modules PV en parallèles	85
IV.6.2 Effet du verre brisé	88
<b>IV.7 Conclusion</b>	89

## Chapitre V Intégration de la sûreté de fonctionnement dans le système PV

<b>V.1 Introduction</b>	90
<b>V.2 Généralités sur la sureté de fonctionnement</b>	90
- Fiabilité	91
- Disponibilité	91

- Maintenabilité .....	91
- Sécurité .....	91
V.2.1 Mesures de la sûreté de fonctionnement .....	92
V.2.1.1 Notions générales de la fiabilité.. .....	92
V.2.1.2 Temps moyens de la sûreté de fonctionnement .....	93
- MTTF (Mean Time To Failure).....	94
- MTTR (Mean Time To Repair) .....	94
- MUT (Mean Up Time).....	94
- MDT (Mean Down Time) .....	94
- MTBF (Mean Time Between Failure) .....	94
<b>V.3 Système photovoltaïque</b> .....	95
V.3.1 Le champ photovoltaïque .....	96
V.3.2 Câbles DC .....	96
V.3.3 Onduleur .....	96
V.3.3.1. Recherche de PPM du système .....	97
V.3.3.2. Transformation de l'énergie .....	97
V.3.4. Câbles AC .....	97
<b>V.4 L'Analyse des modes de défaillance, leurs effets et leurs criticités pour un système PV.</b> .....	98
<b>V.5 Conclusion</b> .....	101
<b>CONCLUSION GENERALE</b> .....	102
<b>REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES</b> .....	103

## INTRODUCTION GENERALE

La production mondiale de l'énergie électrique est basée sur l'utilisation totale des énergies fossiles et nucléaire. Ce qui engendre d'une part, une augmentation importante de la pollution atmosphérique, suite aux émissions de gaz à effet de serre, et d'autre part, l'épuisement des réserves mondiales dû à leur rythme d'exploitation excessive. Les énergies renouvelables présentent une énergie alternative provenant des sources naturelles inépuisables et propres (soleil, vent, biomasse, etc.).

L'Algérie est résolument tournée vers le développement des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales pour préserver ses ressources énergétiques d'origine fossile. Tenant compte de son potentiel immense du gisement solaire, notre pays favorise le développement de l'énergie solaire par rapport aux autres énergies renouvelables.

L'utilisation de cette énergie se divise en deux technologies, solaire thermique et solaire photovoltaïque essentiellement. L'énergie solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37 % de la production nationale d'électricité. Le second axe du développement c'est le programme de l'éolien qui devrait avoisiner les 3 % de la production en 2030.

La figure 1 montre l'évolution du taux de production nationale par les énergies renouvelables de 2011 jusqu'à 2030 [1].

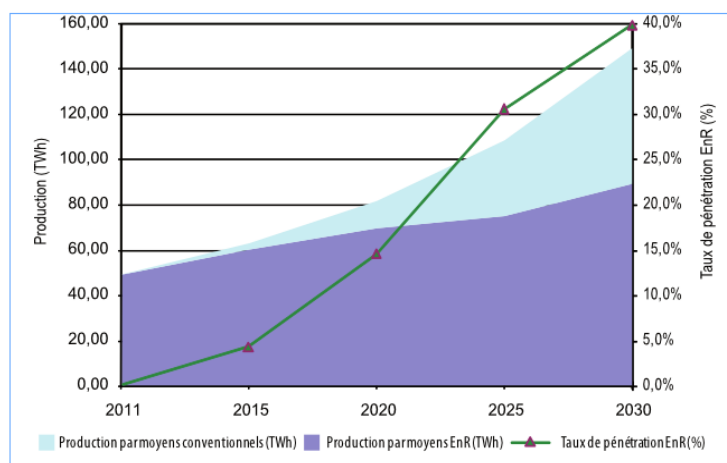


Figure 1 : Evolution des énergies renouvelables dans la production nationale en TWh [1]



L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie renouvelable qui grâce à l'interception du rayonnement solaire par des modules photovoltaïques, placés judicieusement, permet de produire de l'électricité. Cette technique de production d'électricité est avantageuse du point de vue environnement puisque les impacts du solaire sur les lieux de production sont très réduits : pas de bruit, pas de rejets toxiques et, sur le plan visuel, une relative discrétion voire, pour certaines structures intégrées au bâtiment une réelle élégance [2].

Actuellement, le photovoltaïque connecté au réseau électrique constitue une filière émergente pour la production décentralisée d'électricité. Pour ceux qui disposent d'un lieu susceptible de recevoir un champ de modules photovoltaïques, peuvent devenir des producteurs d'énergie renouvelable en injectant toute ou partie de l'électricité localement produite dans le réseau de distribution public [3].

La performance d'une cellule photovoltaïque se mesure par son rendement de conversion de la lumière du soleil en électricité, et qui est aussi influencée par plusieurs facteurs. L'étude des caractéristiques, courant-tension et puissance-tension du module photovoltaïque permet de connaître leur rendement en fonction de l'impact des facteurs extérieurs tels que l'éclairement solaire, la température du milieu, l'ombrage, et des facteurs internes tels que les résistances séries, parallèles et les problèmes des diodes de protection, etc.

Ce travail de thèse se compose de cinq chapitres décrits ci-après :

Le chapitre I :

Consacré à la description du concept général de la conversion photovoltaïque. Nous présentons une vue d'ensemble du rôle énergétique du soleil sur la terre, les définitions et mesures du rayonnement solaire. Nous rappelons aussi la définition d'une cellule photovoltaïque, le principe de son fonctionnement, les différentes technologies utilisés, les avantages et les inconvénients de l'énergie solaire.

Le chapitre II :

Traite les éléments qui constituent un système photovoltaïque connecté au réseau électrique. On décrit les différentes structures de connexion des modules PV afin de construire un champ photovoltaïque. On expose aussi dans cette partie le système de la protection classique et son rôle pour protéger les modules PV du phénomène du point chaud, les différents facteurs qui

influencent les caractéristiques, tels que l'éclairage, la température et l'ombrage, ainsi que les différents types d'onduleurs utilisés en interface avec le réseau électrique.

Le chapitre III :

Décrit les différents circuits électriques équivalents (modèles) du générateur photovoltaïque tels que le modèle idéal et le modèle avec pertes ohmiques (réel). Sur la base du logiciel MATLAB/Simulink, nous avons proposé un modèle de simulation du module photovoltaïque qui peut prédire avec précision les caractéristiques I-V et PV d'un module PV, ainsi que l'influence des différentes valeurs d'éclairage solaire, d'ombrage partiel, et des défauts de diodes de protection sur les paramètres électriques du champ photovoltaïque.

Le chapitre IV :

Comprend l'illustration de la plateforme expérimentale montée sur un site situé à Sidi Amar (Annaba). Cette dernière, nous a permis de relever d'une part, l'impact de l'ombrage partiel et les défauts des diodes de protection (by-pass et anti-retour) sur les caractéristiques (I-V et P-V) d'un champ photovoltaïque et, d'autre part, l'effet du bris de glace du module PV sur son rendement.

Le chapitre V :

Dans cette partie on a introduit les principes de la sûreté de fonctionnement pour analyser la fiabilité du système étudié. L'intégration des techniques fiabilistes pour analyser le système PV en essayant de mettre en place une méthode d'analyse des modes de défaillance, de leur effet et de leurs criticités (AMDEC) pour évaluer les performances des modules photovoltaïques utilisées.

*Chapitre I*

---

*Energie Solaire et Concept  
de*

*Cellule Photovoltaïque*

---

## **I.1.Introduction**

Dans ce chapitre nous abordons en premier lieu les notions de base sur la source d'énergie que représente le soleil, ainsi que le rayonnement solaire et ses principales caractéristiques. Nous exposons ensuite l'influence de l'atmosphère terrestre sur la quantité d'énergie lumineuse par apport à un plan horizontal, les coordonnées de la position du soleil dans le ciel et une présentation du gisement solaire globale de l'Algérie (pages 18 et 19). Nous décrivons enfin la structure et le fonctionnement des cellules photovoltaïques ainsi que les différentes technologies de fabrication des cellules photovoltaïques.

## **I.2. Energie du Soleil**

### **I.2.1 Le soleil**

Le soleil est une étoile ordinaire, appelée communément naine jaune du type spectral G V, âgé de 5 milliards d'années. Il est constitué d'une sphère de gaz chaud dont le diamètre est de 1391000 Km et de masse  $2 \cdot 10^{30}$  Kg. Le soleil est composé de 74% d'hydrogène et de 24% d'hélium (Figure I.1). Les réactions thermonucléaires de fusion transformer l'hydrogène en hélium qui se trouve au centre du soleil, produisant de l'énergie sous forme du rayonnement solaire (4 millions de tonnes disparaissent par seconde en énergie selon la loi d'Albert Einstein ( $E = m \cdot c^2$ ) [4] [5].

Ces réactions sont confinées dans un milieu où la densité est élevée (150 fois celle de l'eau) et la température atteint  $15 \cdot 10^6$  K. L'énergie produite traversée lentement le soleil pour atteindre les couches superficielles (la photosphère, couche épaisse de 300 km seulement et une température de 5750 K), la surface visible du Soleil qui émet des quantités énormes d'énergies radiantes sous forme d'ondes électromagnétiques (lumière) dans toutes les directions de notre galaxie [4].



Figure I.1 Le soleil

La distance de la terre au soleil est d'environ 150 millions de kilomètres et la vitesse de la lumière est d'un peu plus de 300 000 km/s ; les rayons du soleil mettent donc environ 8 min à nous parvenir [6].

### I.2.2 La constante solaire

La constante solaire est la densité d'énergie solaire qui atteint la frontière externe de l'atmosphère faisant face au Soleil. Sa valeur est communément prise égale à 1 360 W/m<sup>2</sup> (bien qu'elle varie de quelques % dans l'année à cause des légères variations de la distance Terre-Soleil) [6].

L'équation (I.1) présente le calcul de la constante solaire en fonction du nombre de jour de l'année.

$$c^* = c_0^* + 0.033 \times \cos(0.948 \times n) \quad (\text{I.1})$$

$c^*$  : Constante solaire,

$c_0^*$  : Valeur moyenne de constante solaire 1353.

$n$  : Nombre de jour de l'année.

### I.3 Trajectoire du Soleil

La terre décrit autour du soleil une trajectoire légèrement elliptique dont le soleil occupe un foyer (Figure. I.2). L'axe de rotation de la terre sur elle-même est incliné de  $23^{\circ}27'$  par rapport au plan de l'orbite terrestre [7].

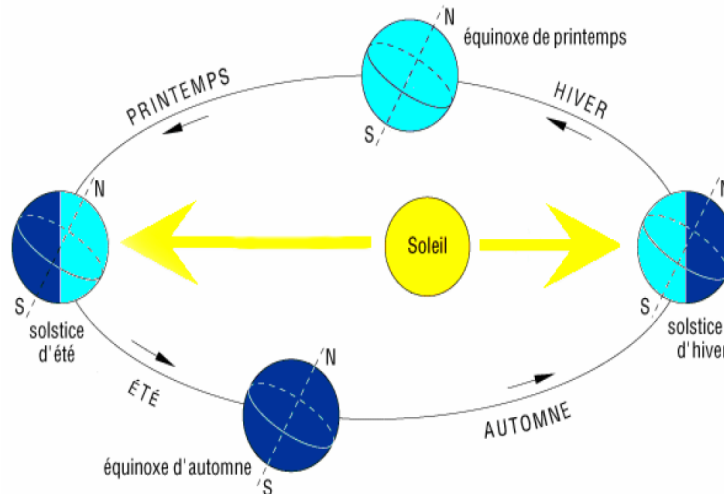


Figure I.2 Orbite terrestre et les saisons

## I.4. Les paramètres de position du soleil

### I.4.1 Les coordonnées géométriques

Tout point sur la surface terrestre peut être repéré par ses coordonnées géographiques qui sont: la latitude, la longitude, ainsi que par son altitude (Figure I.3).

#### I.4.1.a. Latitude

La latitude d'un lieu à la surface de la terre est l'angle entre l'équateur et le rayon de la terre passé par le lieu considéré.

La latitude ( $\varphi$ ) comptée de  $0^{\circ}$  à  $+90^{\circ}$  vers le pôle nord et de  $-90^{\circ}$  vers le pôle sud.

### I.4.1.b. Longitude

La longitude d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich  $0^\circ$ ) et l'autre déterminé par le lieu envisagé.

- Longitude OUEST  $\alpha < 0^\circ$
- Longitude EST  $\alpha > 0^\circ$

Un écart de  $1^\circ$  de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps [8].

### I.4.1.c. Altitude

L'altitude est l'élévation verticale d'un lieu ou d'un objet par rapport à une surface de référence théorique (niveau moyen de la mer).

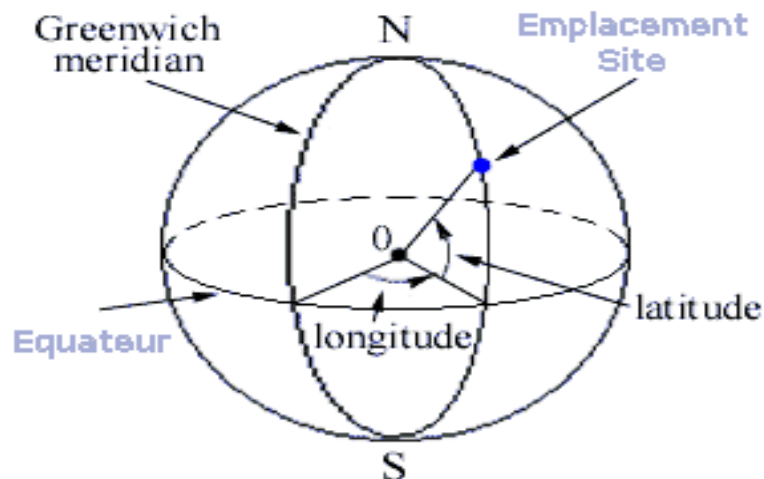


Figure I.3 Coordonnées géométriques du lieu

### I.4.2 Les coordonnées célestes horizontales

La position du soleil à un instant considéré est donnée par l'azimut du soleil ( $a$ ) et son élévation ( $h$ ) (Figure I.4).

**I.4.2 .a. Azimut ( $a$ )**

Azimut est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction du Sud. L'azimut du soleil peut être calculé par l'équation (I.2) [9] :

$$\sin a = \frac{\cos \delta \times \sin H}{\cos h} \quad (\text{I.2})$$

Où :  $-180^\circ < a < 180^\circ$ .

On prend :

- $a > 0$ : vers l'ouest.
- $a < 0$ : vers l'est.
- $a = 0$ : direction du sud.

**I.4.2.b. Hauteur du soleil ( $h$ )**

La hauteur est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal.

La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la formule suivante [9] :

$$\sin h = \cos \delta \times \cos \varphi \times \cos H + \sin \varphi \times \sin \delta \quad (\text{I.3})$$

La hauteur du soleil :  $-90^\circ < h < +90^\circ$ .

- $h = 0$  au lever et coucher du soleil.
- $h > 0$  le jour.
- $h < 0$  la nuit.



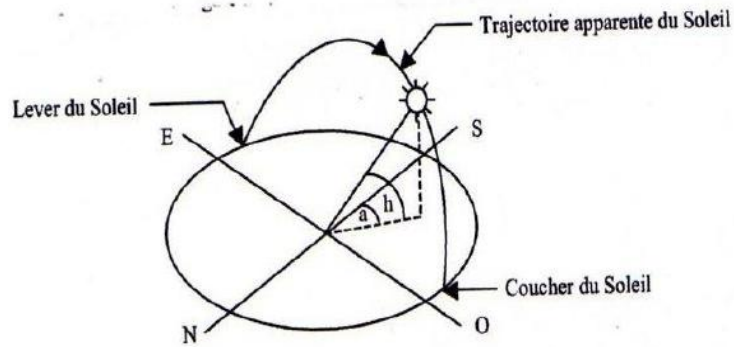


Figure I.4 Coordonnées célestes horizontales [11]

### I.4.3 Les coordonnées célestes horaires

Les coordonnées horaires dont les repères sont données par l'axe des pôles et le plan de l'équateur, le méridien du lieu étant pris comme origine. Chaque point de l'espace est repéré par sa déclinaison et son angle horaire [8] (Figure I.5).

#### I.4.3.a. La déclinaison( $\delta$ )

La déclinaison d'un astre est l'angle entre le plan équatorial et la direction de visée depuis le centre de la Terre.

$$\delta = \text{Arc sin} \left[ 0.389 \cdot \sin \left[ \frac{360}{365} (J - 82) + 2 \cdot \sin \frac{360}{365} (J - 2) \right] \right] \quad (\text{I.4})$$

Elle est comptée à partir du plan équatorial de  $0^\circ$  à  $90^\circ$  positivement vers le nord et négativement vers le sud.

La déclinaison du Soleil varie entre  $+23^\circ 26'$  (solstice d'été pour l'hémisphère nord) et  $-23^\circ 26'$  (solstice d'hiver pour l'hémisphère sud). Elle est nulle aux équinoxes de printemps et d'automne. Elle croît donc du solstice d'hiver au solstice d'été et décroît du solstice d'été au solstice d'hiver [10].

Avec :

J : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1<sup>er</sup> janvier, c.-à-d. varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année [11].

### I.4.3.b. Angle horaire du soleil (H)

C'est l'angle que fait la trajectoire de la direction du soleil avec la direction du méridien du lieu [11].

On obtient l'angle horaire à partir de l'équation suivante:

$$H = 15 \times (TSV - 12) \quad (I.5)$$

Avec :

$$TSV = LT - TU + \left(\frac{\Delta t + \Delta \alpha}{60}\right) = TL - \left(TU - \frac{\alpha}{15}\right) + \frac{\Delta t}{60} \quad (I.6)$$

$$\Delta t = 9.87 \times \sin 2 \left(\frac{360}{365}(J - 81)\right) - 7.35 \times \cos \left(\frac{360}{365}(J - 81)\right) - 1.5 \times \sin \left(\frac{360}{365}(J - 81)\right) \quad (I.7)$$

TU : Temps universel : est le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.

Pour l'Algérie : TU= +1.

TL : Temps légal (temps donné par une montre).

$\Delta t$  : correction de l'équation du temps.

$\alpha$  : Longitude du lieu.

H > 0 : après midi.

H < 0 : le matin.

H= 0 : midi TSV (Temps Solaire Vrai).

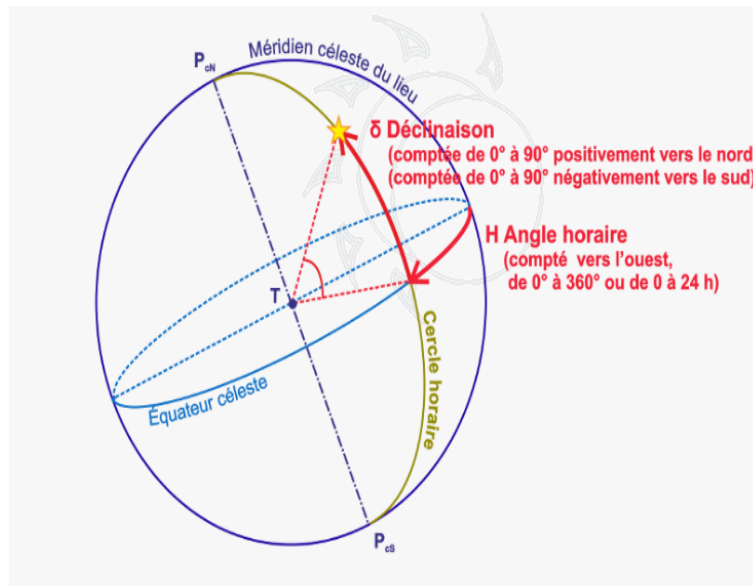


Figure I.5 Coordonnées horaires [10]

## I.5. Rayonnement solaire

### I.5.1 Le rôle de l'atmosphère terrestre :

L'atmosphère terrestre est l'enveloppe gazeuse entourant la terre que l'on appelle air, dont le rôle est de protéger notre terre : d'une part, contre les objets qui volent dans l'espace (des roches ou d'autres matières), et d'autre part, la lumière ultraviolette. Il contient une majorité d'azote et d'oxygène (respectivement 78 % et 21 %), mais aussi de l'argon, du CO<sub>2</sub> de la vapeur d'eau, et la fameuse couche d'ozone de la stratosphère [5]. Ainsi, ce mélange des gaz est le responsable de la diffusion du rayonnement solaire (Figure I.6).

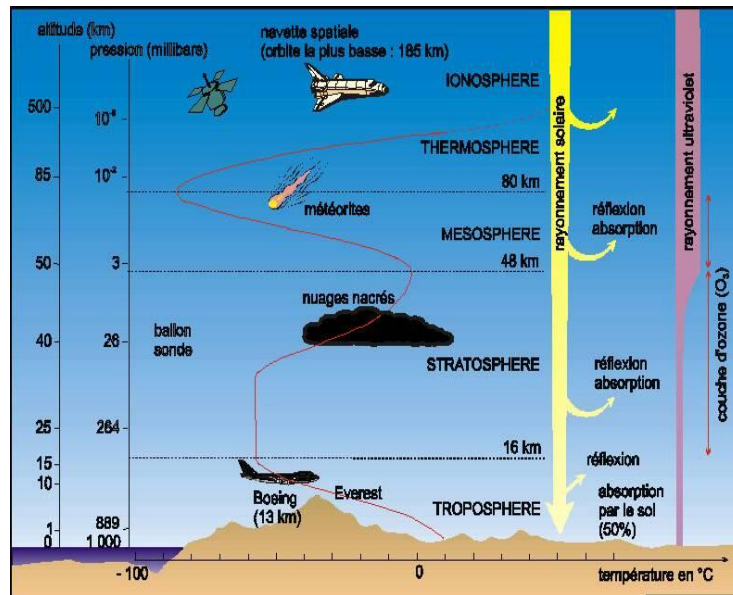


Figure I.6 L'atmosphère terrestre

### I.5.2. La masse d'air

La distribution spectrale du rayonnement solaire dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser (nombre de masse d'air : AM). Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir des transformations (Figure I.7) [5].

Sur notre figure,  $m = 1$  si le Soleil entre dans l'atmosphère au point A, et  $m = 2$  s'il y entre en M, donc [6]:

$$m = 1/\sin(h) \quad (I.8)$$

Où  $h$  : l'angle entre la direction du Soleil et le plan horizontal du lieu.

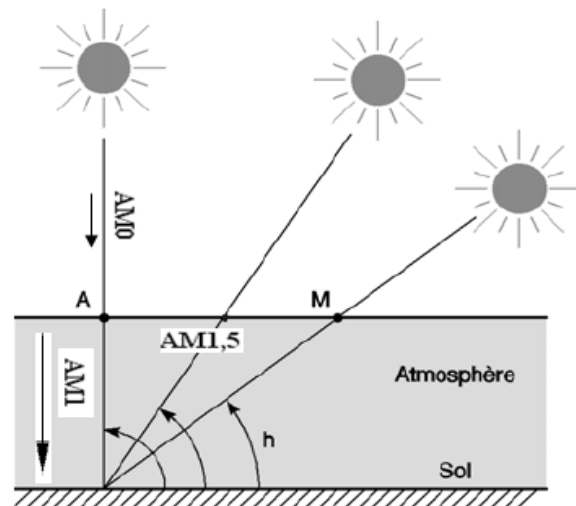


Figure I.7 Définition de la Masse d'Air

Où :

AM0 : un spectre correspond à une masse d'air nulle (hors atmosphère). Il est exploité dans les applications spatiales (les satellites de télécommunication).

AM1 : pour un rayonnement solaire correspond au zénith, c'est-à-dire le soleil est vertical avec la surface de la terre.

AM1.5 : pour un rayonnement solaire correspondant à une inclinaison du  $42^\circ$  par rapport au zénith.

A une pression  $P$  différente de 1013 mbar et à altitude  $z$  [km], qu'on désignera par masse atmosphérique ou nombre d'air masse [12] le nombre:

$$m = \frac{p}{1013 \times \sin h} \times \exp\left(-\frac{z}{7.8}\right) \quad (I.9)$$

### I.5.3 Le spectre solaire

Le rayonnement solaire se compose de radiation électromagnétique provenant du soleil sous forme d'onde, sa longueur varie de 0.2 à 0.8  $\mu\text{m}$  (200 nm à 800 nm) sur la terre. Le spectre solaire est réparti sur plusieurs bandes suivant leurs longueurs d'onde, la bande infrarouge, la bande visible et ultraviolette (Figure I.8). Le rayonnement électromagnétique réagit avec la matière en tant qu'énergie appelée photon associée à l'onde  $\lambda$  donné par l'équation I.10 [9]:

$$E = h * \nu = \frac{h * c}{\lambda} \quad (\text{I.10})$$

$h$  : la constante de Planck,  $h \approx 6,626\ 069\ 57 \times 10^{-34}$  J s.

$c$  : la vitesse de propagation de la lumière,  $c = 299\ 792\ 458$  m s $^{-1}$ .

$\lambda$  : la longueur d'onde.

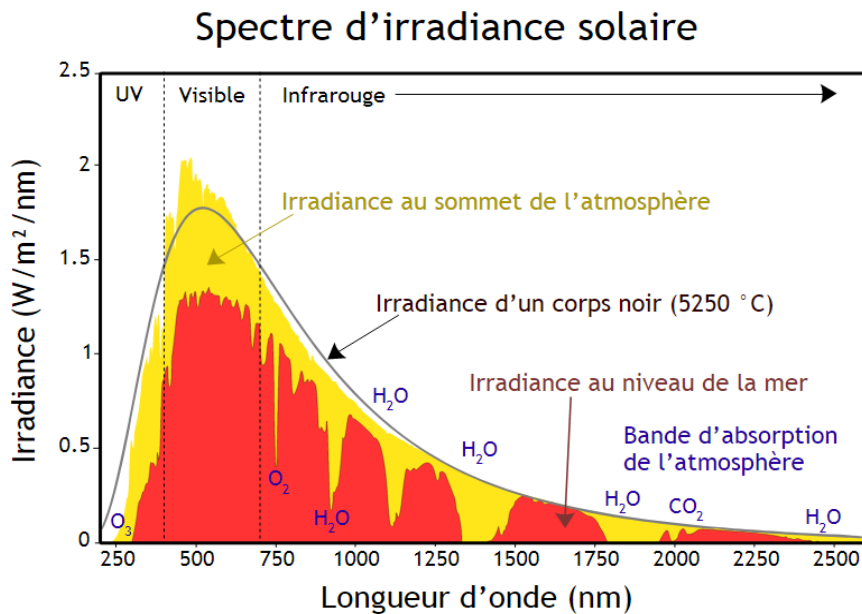


Figure I.8 Le spectre solaire [4]

### **I.5.4. Composition du rayonnement solaire**

L'ensoleillement correspond à l'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan à un moment donné. Il s'exprime habituellement en watts par mètre carré ( $W/m^2$ ). L'ensoleillement varie de zéro, au lever du Soleil, à sa valeur maximale, typiquement au midi solaire. En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes [7]:

**I.5.4.a Le rayonnement direct :** est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux et peuvent être concentrés par des miroirs. Le rayonnement direct peut être mesuré par un pyréliomètre (Figure I.9) [7] [5].

**I.5.4.b Le rayonnement diffus :** est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceau partant dans toutes les directions. Dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, les gouttelettes d'eau (nuages) et les poussières qui produisent cet éclatement des rayons du soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques [7]. Le rayonnement diffus peut être mesuré par un pyranomètre (Figure I.10) avec écran masquant le soleil.

**I.5.4.c L'albédo :** est la partie réfléchi par le sol. Il dépend de l'environnement du site. La neige, par exemple, renvoie énormément de rayons lumineux alors qu'un asphalte n'en renvoie pratiquement pas. Les albedomètres conviennent pour mesurer le rayonnement global et/ou l'albédo sur un grand nombre de types de surfaces [5] (Figure I.11).

**I.5.4.d Le rayonnement global :** est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la Figure I.12.



Figure I.9 Le pyréliomètre [13]



Figure I.10 Le pyranomètre ombré mesure du rayonnement diffus [14]



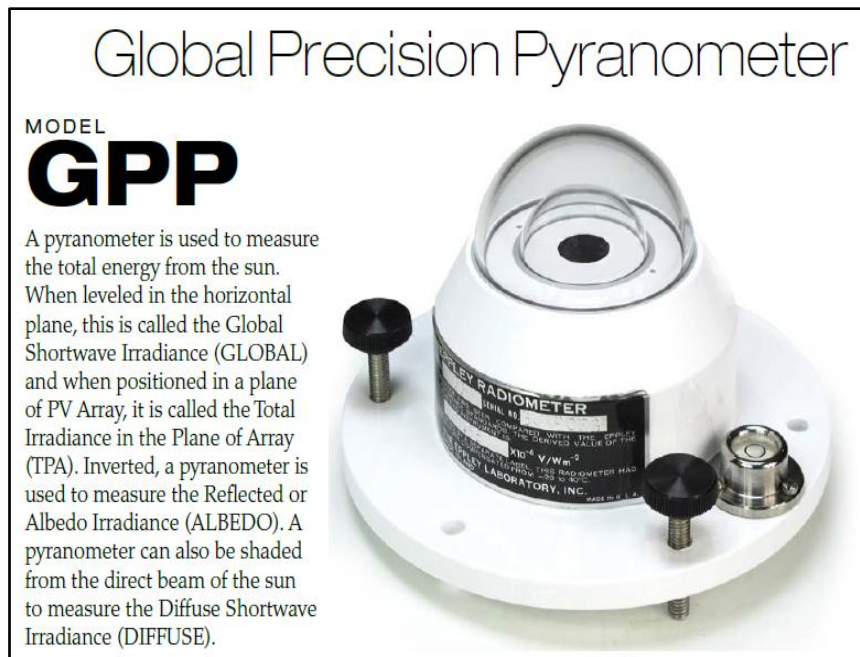


Figure I.11 Le pyranomètre [15]

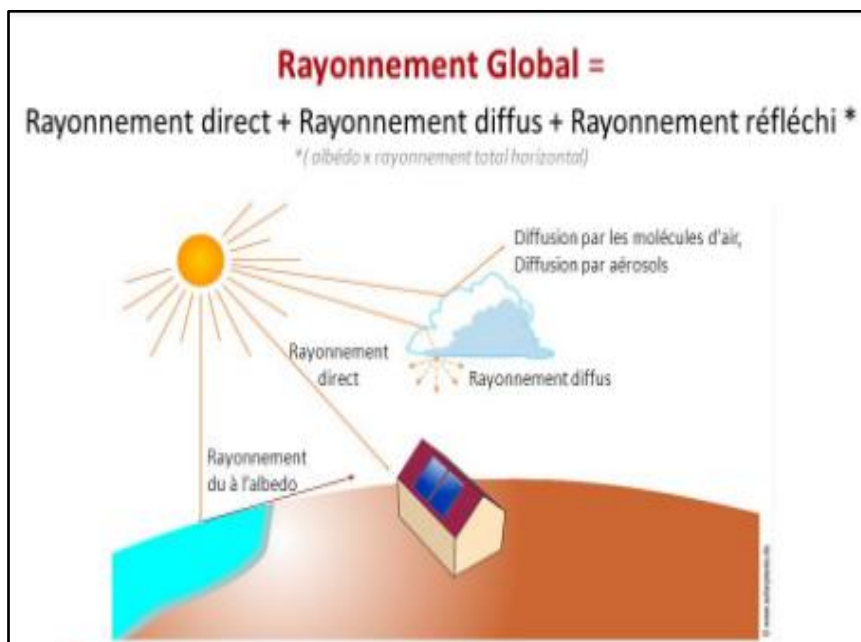


Figure I.12 Le rayonnement global Terrestre

### I.5.5 Gisement solaire en Algérie

La situation géographique de l'Algérie présente plusieurs avantages pour l'utilisation des systèmes d'énergie renouvelable en raison d'une condition climatique appropriée, en particulier dans les régions sahariennes. L'Algérie est le plus grand pays d'Afrique avec une superficie de 2 381 741 km<sup>2</sup> dont 86% dans les régions désertiques. Il est situé au centre de l'Afrique du Nord entre les 38-35° de latitude Nord et 8-12° de longitude Est [16,17], qui est limitée par la mer au nord et par le Sahara au sud. Le rayonnement de la région près de la mer est influencé par les saisons [18].

La Figure I.13, présente la variation de l'éclairement solaire et les valeurs de température d'une cellule, prises en clair jour, au 14/04/2017 à Sidi Amar, ANNABA.

Alors que les régions sahariennes reçoivent une plus grande quantité d'énergie mais sont caractérisées par une température de l'air plus élevée [19].

La figure I.14, montre l'Irradiation solaire d'un jour claire à Adrar.

La figure I.15 et le tableau I.1 résumant le potentiel d'énergie solaire de l'Algérie.

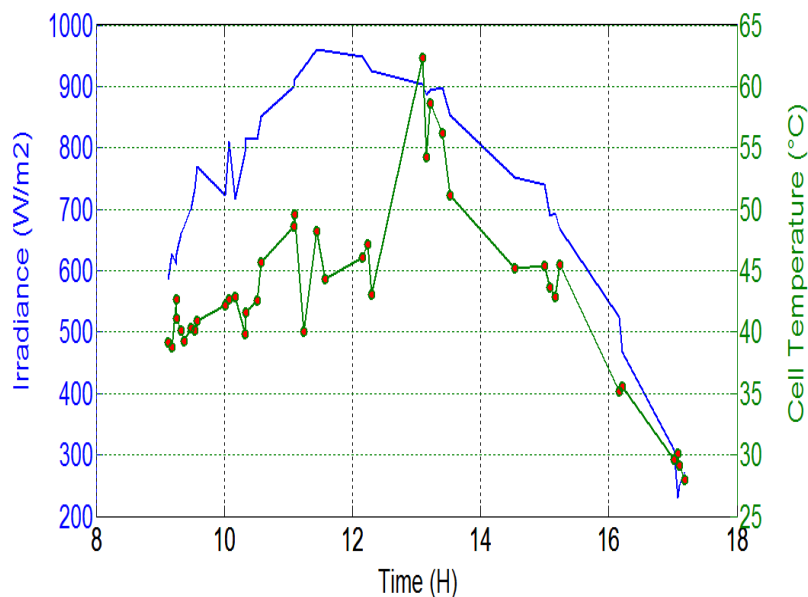


Figure I.13 Eclairement solaire et Température de cellule PV en fonction du temps (Jour clair), Annaba.

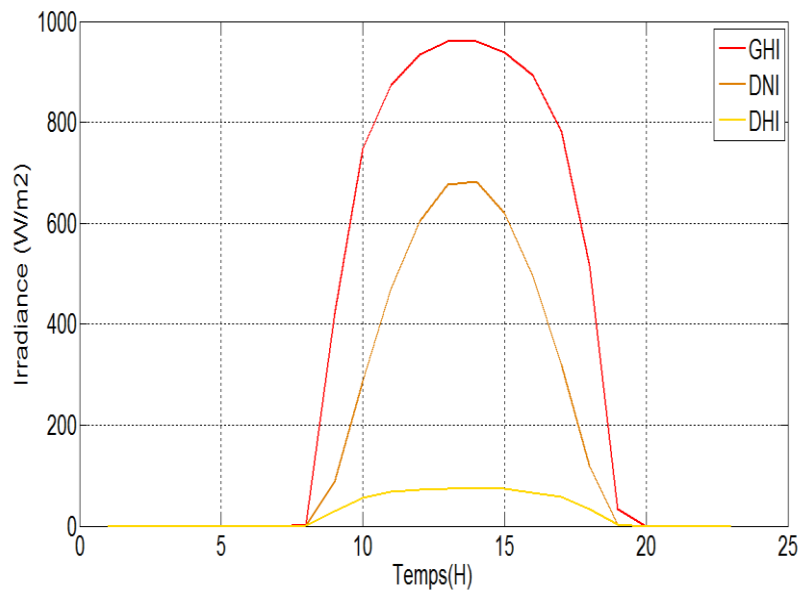


Figure I.14 Irradiation solaire en fonction du temps (jour clair), Adrar

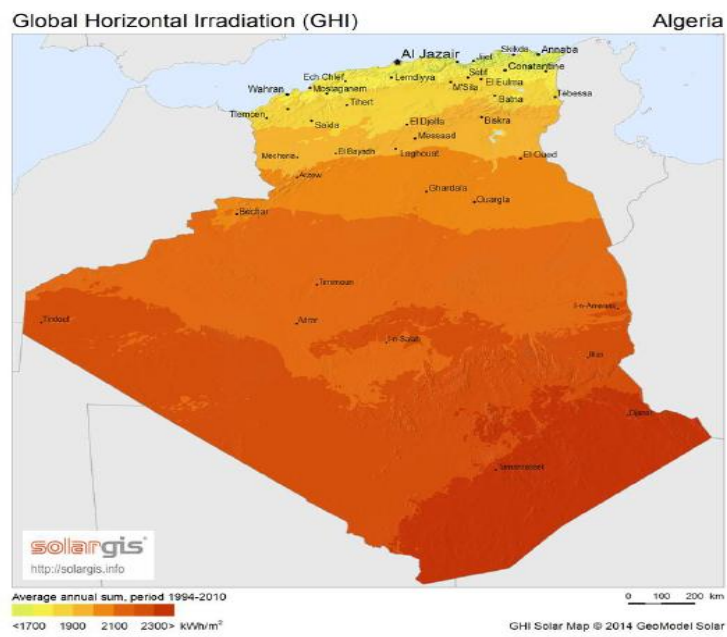


Figure I.15 Irradiation horizontale globale d'Algérie [18]

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Surface (%)	4	10	86
Superficie (km <sup>2</sup> )	95.27	238.174	2.048.297
Durée d'ensoleillement quotidienne moyenne (h)	7.26	8.22	9.59
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650
Densité d'énergie solaire quotidienne (kWh/m <sup>2</sup> )	4.66	5.21	7.26

Tableau I.1. Potentiel solaire en Algérie [18]

Avec un gisement solaire qui dépasse les 5 milliards de GWh, notre pays a mis également en œuvre des initiatives afin de promouvoir l'électricité solaire, notamment dans le cadre de l'électrification décentralisée. Selon le ministère de l'énergie et des mines, une puissance de 2.3 MW aurait déjà été installée [17] [7].

## I.6. Cellule photovoltaïque

### I.6.1 Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique (semi-conducteur) qui absorbe l'énergie lumineuse provenant du soleil et la transforme ensuite en énergie électrique de type courant continu (DC). La transformation de l'énergie du rayonnement solaire en courant continu se produit grâce à un phénomène physique appelé l'effet photovoltaïque. En effet, le rendement de la conversion de cellule PV, dépend fortement de propriété physique du matériau de semi-conducteur, qui détermine le taux d'absorption des photons lumineux [20].

Une cellule photovoltaïque est constituée de deux couches de silicium, la première couche est dopée en bore (région P) et la deuxième est dopée en phosphore (région N) [21,22]. La zone "P" est recouverte par une plaque métallique qui joue le rôle d'anode (contact arrière), tandis que la zone N est couverte par une grille métallique (contact avant), pour ne pas bloquer la pénétration des photons absorbé par le matériau et collecte les électrons libres résultants par l'effet photovoltaïque. Le silicium est une matière réfléchissante, les constructeurs ajoutent un revêtement antireflet pour empêcher les pertes de l'énergie lumineuse. En plus, une couche de verre couvert la face avant de la cellule photovoltaïque, pour la protéger des conditions du milieu (Figure I.16).

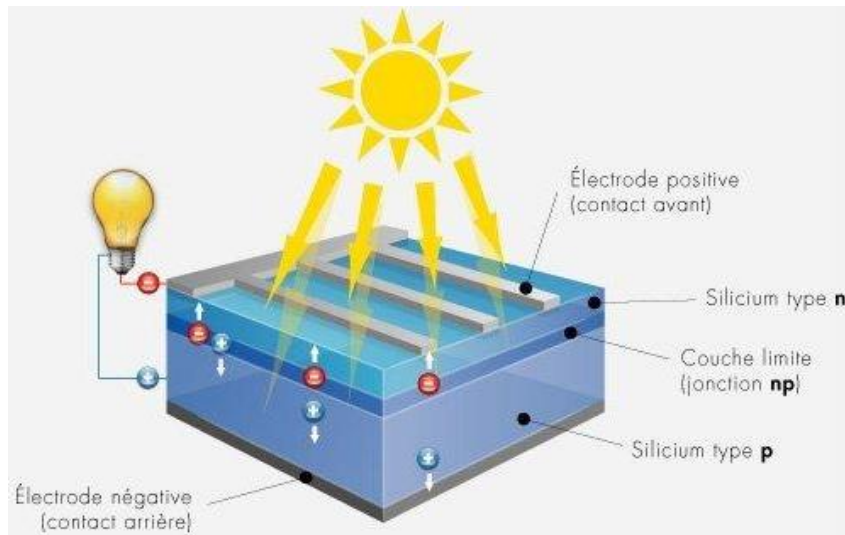


Figure I.16 Une cellule photovoltaïque

Lorsqu'une cellule photovoltaïque est exposée à la lumière du soleil, des photons solaires pénètrent ses couches et transmettent leur énergie aux électrons du matériau (via une collision). Lors de la transmission de l'énergie des photons absorbés, (équation I.10), des paires électron-trous sont créées dans la zone de déplétion qui seront ensuite drainées vers les contacts métalliques des régions P et N, sous l'effet du champ électrique  $\vec{E}$ , qui règne dans la jonction P-N. Ainsi, une différence de potentiel est créée entre les électrodes métalliques de la cellule PV (de 0.6 à 0.8 Volt) [20]. La figure I.17, illustre la jonction P-N d'une cellule photovoltaïque.

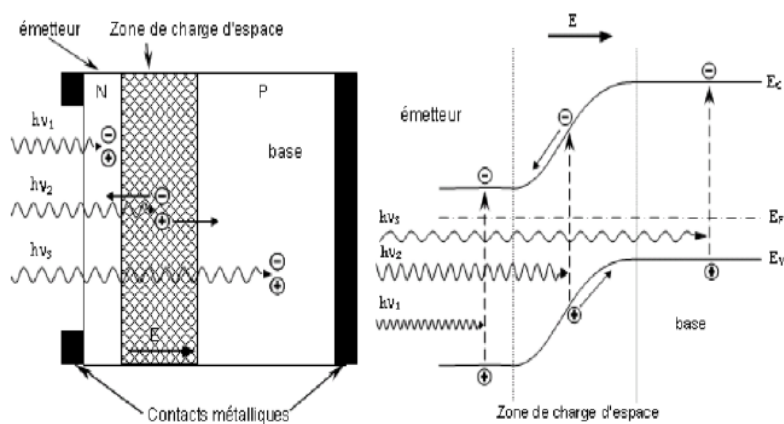


Figure I.17 La jonction PN d'une cellule photovoltaïque

## **I.6.2 Les différentes technologies de cellule PV**

Les cellules photovoltaïques sont constituées de semi-conducteurs à base de silicium (Si), de germanium (Ge), de sélénium (Se), de sulfure de cadmium (CdS), de tellure de cadmium (CdTe) ou d'arséniure de gallium (GaAs). Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques, car il est très abondant dans la nature. On le trouve dans la nature sous forme de pierre de silice.

### **I.6.2.1 Arséniure de gallium (GaAs)**

Ce matériau à très haut rendement est un cas à part : très onéreux du fait des éléments utilisés, il n'est employé que pour des panneaux solaires de satellites ou sur des systèmes à concentration. Dans ces applications, le rendement et le poids sont les critères de sélection et non pas le prix [23] (Figure I.18).

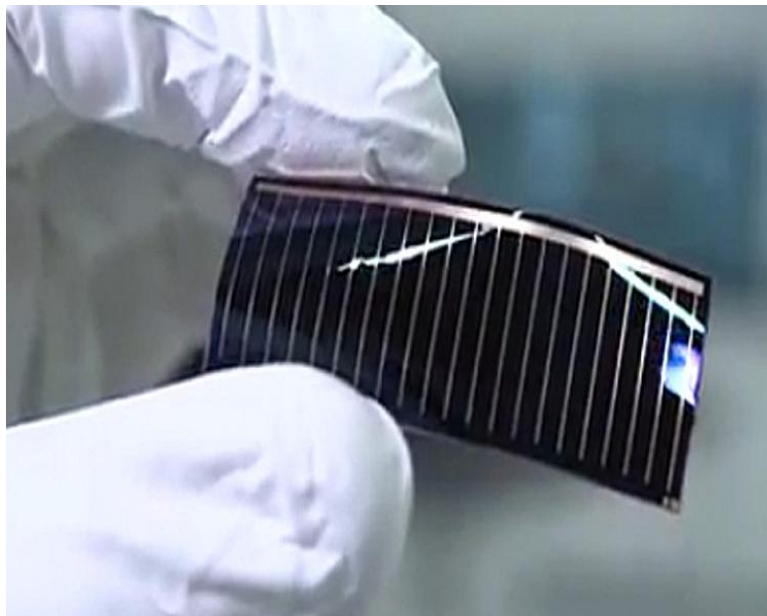


Figure I.18 Cellule à Arséniure de gallium (GaAs)

### I.6.2.2 Silicium monocristallin

Matériau le plus répandu, présentant un bon rendement à fort et moyen éclairement, il est à la base des panneaux « terrestres » les plus performants après ceux à l'arséniure de gallium [24] (Figure I.19).

- Rendement électrique des panneaux : 15 à 20 % STC.
- Puissance des panneaux : 5 à 300 Wc.
- Gamme d'éclairement : 100 à 1 000 W/m<sup>2</sup>.
- Usage : tous usages en extérieur de forte et moyenne puissance : télécoms, habitat, centrales et toits solaires.



Figure I.19 Cellule au Silicium monocristallin

### I.6.2.3 Silicium poly (ou multi-) cristallin

Cousin germain du précédent (composés de multicristaux), il est un peu moins performant, essentiellement aux éclairements modérés, et également moins onéreux [24] (Figure I.20).

- Rendement électrique des panneaux : 12 à 17 % STC.
- Puissance des panneaux : 5 à 300 Wc.
- Gamme d'éclairement : 200 à 1000 W/m<sup>2</sup>.

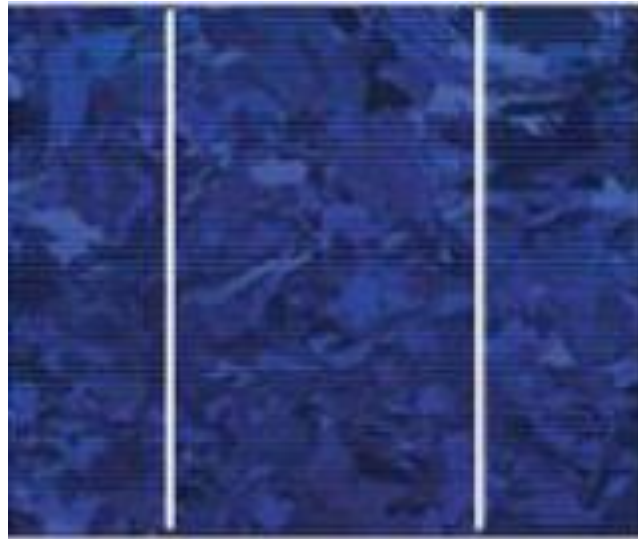


Figure I.20 Cellule Poly cristallin

#### I.6.2.4 Silicium amorphe

Nettement moins puissant au soleil que les deux précédents, ce silicium en couche très mince répond par contre à tous les éclairagements, extérieur et intérieur. Sa technologie de fabrication est théoriquement moins onéreuse (mais la production n'a pas atteint des niveaux comparables) et permet de réaliser des petits formats, grâce à la mise en série intégrée et la simplicité de découpe [24] (Figure I.21).

- Rendement électrique des panneaux : 5-7 % STC (jusqu'à 12 % pour les « multi-jonctions »).
- Puissance des photopiles intérieures : 0 à 1 Wc.
- Puissance des panneaux extérieurs : 0,5 à 90 Wc.
- Gamme d'éclairagement : 20 lux (en intérieur) à 1 000 W/m<sup>2</sup> (en extérieur).
- Usage : électronique professionnelle et grand public (montres, calculettes...), électronique de faible consommation en extérieur, baies vitrées semi-transparentes, centrales au sol.





Figure I.21 Silicium amorphe

### **I.6.2.5 Tellurure de cadmium (CdTe)**

Intéressant surtout pour son coût de fabrication devenu très bas ces dernières années, ce matériau, qui a longtemps souffert de problèmes de stabilité et de maîtrise des procédés industriels, est aujourd'hui le leader incontesté des couches minces. En termes de performances, il se situe au niveau des meilleures multifonctions silicium amorphe. Cependant il risque de souffrir de problèmes de pénurie (le tellure est un élément rare) et il contient un élément potentiellement dangereux déjà interdit dans de nombreux pays (le cadmium) [25], (Figure I.22).

- Rendement énergétique des panneaux : 8 à 10 %
- Puissance des panneaux : 70 à 90 W
- Gamme d'éclairage : extérieur
- Usage : centrales solaires principalement.

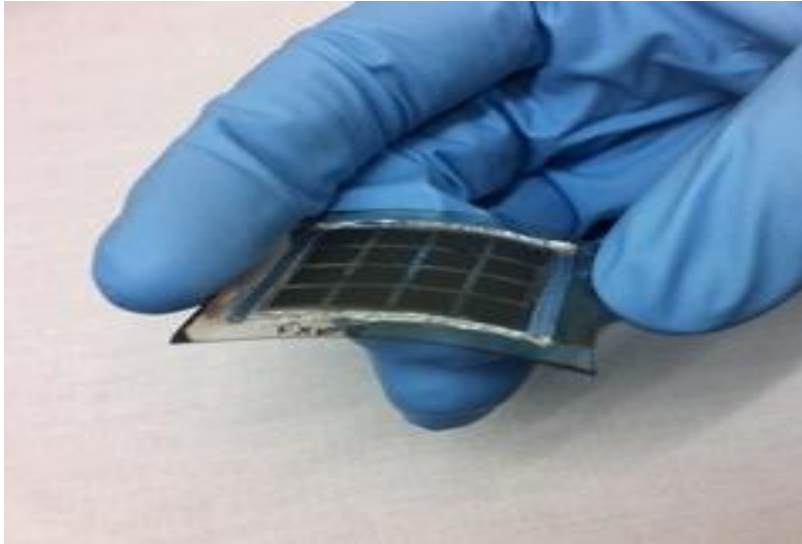


Figure I.22 Tellure de cadmium (CdTe)

### I.6.2.6 CuInSe<sub>2</sub> (CIS) et CuInGaSe (CIGS)

Les photopiles utilisant ces matériaux sont produites en couche mince par des méthodes chimiques ou de dépôt sous vide, sur une sous-couche de CdS (sulfure de cadmium). Elles ont d'assez bonnes propriétés électroniques. De plus, elles bénéficient des mêmes commodités de fabrication que le silicium amorphe (mise en série et découpe simples) [25]. Mais cette technologie est assez peu commercialisée dans le monde, sans doute à cause de difficultés d'industrialisation et de tenue climatique (Figure I.23).

- Rendement des panneaux : 10-12 %
- Puissance des panneaux : 5 à 150 Wc
- Usages : alimentations de faible et moyenne puissance en extérieur, habitat raccordé au réseau.



Figure I.23 Cellule CuInGaSe (CIGS)

### I.6.2.7 Organiques

De nouvelles cellules sont en cours de développement dans les laboratoires, les cellules organiques (Figure I.24) sont en phase de recherche et présentent actuellement des rendements relativement faibles, atteignant un rendement de conversion supérieur à 3,6%. Les cellules photovoltaïques organiques bénéficient du faible coût des semi-conducteurs organiques. Simplifications potentielles dans le processus de fabrication. Il existe deux types principaux [26], [27], [28], [29]:

- Cellules photovoltaïques organiques moléculaires
- Cellules photovoltaïques organiques composées de polymères appelés également cellules solaires en plastique.

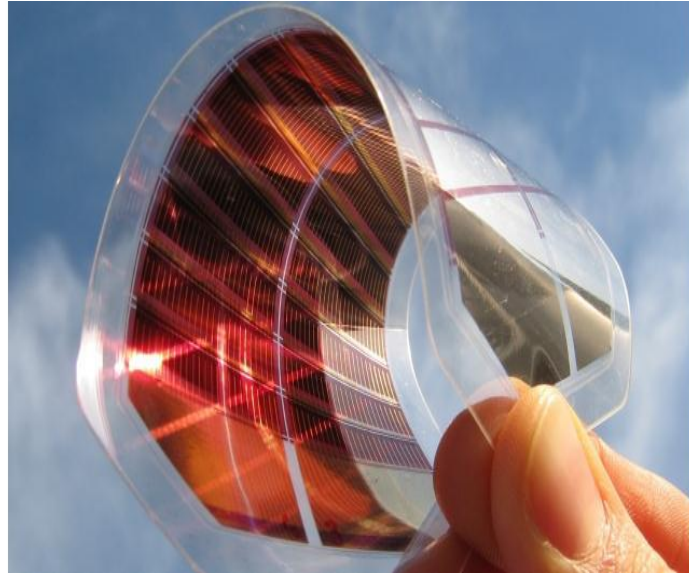


Figure I.24 Cellule solaire organique [14]

### I.6.3 Avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque

Les principaux avantages et inconvénients de l'énergie solaire PV sont présentés ci-dessous [30]:

#### (a) Avantages :

- Source d'énergie gratuite
- Énergie propre
- Ne cause pas d'impacts environnementaux / respectueux de l'environnement
- Potentiel d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre
- Sans bruit
- Système fiable
- La haute disponibilité
- La génération peut être rapprochée du consommateur

#### (b) Inconvénients :

- Coût initial élevé
- Forte dépendance au développement de la technologie
- Influence des conditions géographiques
- Puissance de sortie fortement affectée par les facteurs environnementaux
- Besoin d'une zone d'installation relativement grande en surface

## **I.7 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté des généralités sur le soleil et son rôle énergétique sur la terre. Des notions importantes sur l'irradiation solaire comme les coordonnées terrestres et horaires, la composition du rayonnement solaire et enfin les différents instruments qui permettent de mesurer les composantes de l'irradiation solaire. Nous avons détaillé le processus de transformation de l'énergie du soleil en électricité à partir d'une cellule photovoltaïque. Enfin, nous avons abordé la structuration des cellules, leur principe de fonctionnement, les différentes technologies de leur fabrication.

## *Chapitre II*

---

# *Généralités sur le système Photovoltaïque*

---

## II.1 Introduction

Ce chapitre traite les éléments qui constituent un système photovoltaïque connecté au réseau électrique. Nous allons décrire la structure de connexion des modules PV afin de construire un champ photovoltaïque, la protection classique et son rôle pour protéger les modules PV du phénomène du point chaud (hot-spot en anglais) et les différents facteurs qui influencent les caractéristiques du module PV, tels que l'éclairement, la température et l'ombrage. Ainsi, une présentation de la commande et les différentes topologies, du système PV connecté au réseau électrique.

## II.2. Cellule photovoltaïque

### II.2.1. Caractéristique de la cellule photovoltaïque

Les performances d'une cellule photovoltaïque sont caractérisées par un certain nombre de paramètres, qui sont extraits de sa courbe caractéristique courant-tension, tels que la tension de circuit-ouvert  $V_{co}$  et le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ). Par ailleurs, ces valeurs peuvent être influencées fortement en fonction de l'ensoleillement, de la température et du matériau utilisé. La Figure II.1, représente les caractéristiques typiques mesurables  $I_{cell} = f(V_{cell})$  d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant et un autre dans l'obscurité [7].

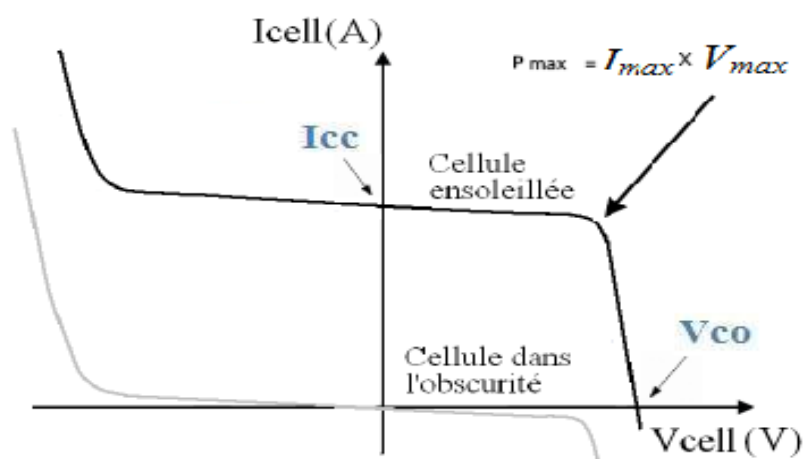


Figure II.1 Caractéristiques  $I(V)$  d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairagements

- $V_{co}$  est la tension maximale d'une cellule photovoltaïque, qui est d'environ 0.5 à 0.8V et peut être directement mesurée à ses bornes sans charge.
- $I_{cc}$  est le courant maximal que peut fournir une cellule PV éclairé lorsque ses bornes sont en court-circuit.
- Les valeurs  $V_{max}$  et  $I_{max}$  sont définies de telle sorte que le produit  $|V_{max} \cdot I_{max}|$  soit maximal. Ce produit correspond à la puissance maximale  $P_{max}$  pouvant être délivrée par la cellule photovoltaïque.
- le facteur de forme ( $FF$ ) est le rapport de la puissance maximal délivré par la cellule PV  $P_{max}$  au produit de la tension en circuit ouvert et du courant court-circuit :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad \text{II.1}$$

- le rendement de conversion ( $\eta$ ) exprimé en pourcentage, est défini comme le rapport de la puissance maximale délivrée par la cellule photovoltaïque et la puissance lumineuse incidente ( $P_{inci}$ ) (l'énergie solaire ( $E$ ) reçue par la surface de cellule PV ( $A_{cell}$ )), comme indiqué en équation II.2 :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{inci}} = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{A_{cell} \cdot E} \quad \text{II.2}$$

### II.2.2 Association des cellules photovoltaïques

La puissance générée par une cellule PV est insuffisante pour les applications électriques courantes. L'association de ces cellules en série et/ou en parallèle augmente la puissance produite par celles-ci.



### II.2.2.1 Association des cellules photovoltaïques en série

Dans un groupement des cellules connectées 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 [31].

La figure II.2, montre la caractéristique résultante ( $I_{scc}$ ,  $V_{sco}$ ) obtenue en associant en série (indice  $s$ )  $N_s$  cellules identiques ( $I_{cc}$ ,  $V_{co}$ ) :

$$V_{sco} = N_s \times V_{co}$$

$$I_{scc} = I_{cc}$$

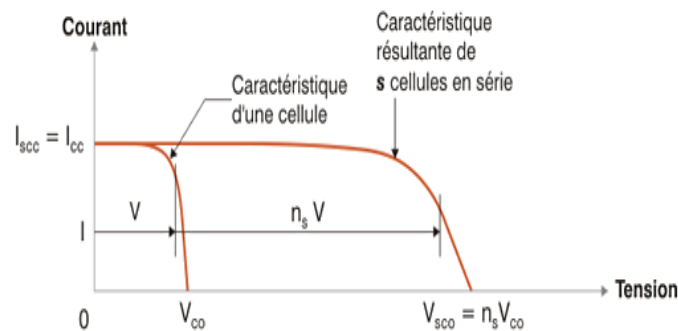


Figure II.2 Caractéristique des cellules photovoltaïques associées en série

### II.2.2.2 Association des cellules photovoltaïques en parallèle

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement des cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée [31].

La figure II.3, montre les caractéristiques résultantes ( $I_{pcc}$ ,  $V_{pco}$ ) obtenues en associant en parallèle (indice  $p$ )  $N_p$  cellules identiques:

$$I_{pcc} = N_p \times I_{cc}$$

$$V_{pco} = V_{co}$$

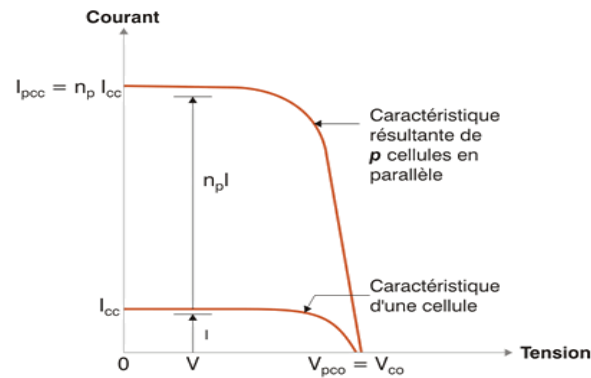


Figure II.3 Caractéristique des cellules photovoltaïques associées en parallèles

## II.3. Module photovoltaïque

### II.3.1. La structure du module PV

Le module photovoltaïque est un ensemble de cellules assemblées pour générer une puissance électrique exploitable, lors de son exposition à la lumière. Cet assemblage en série doit être protégé pour rendre le panneau apte à un usage en extérieur. Les cellules sont en effet des objets fragiles et sensibles à la corrosion, qu'il convient de protéger mécaniquement et de mettre à l'abri des rigueurs du climat (humidité, variations de température, etc.).

Des panneaux de diverses puissances sont réalisés selon la surface mise en œuvre (typiquement de 1 à 300 Wc par panneau) et capables de générer du courant continu lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Ils constituent la partie productrice d'énergie dans un générateur photovoltaïque. Des panneaux plus puissants sont disponibles sur le marché, surtout depuis l'essor des installations connectées au réseau, les limites étant liées au poids, et à la manipulation de la structure, et aux contraintes de maintenance [32].

Un module « classique » contient 36 ou 72 cellules. Mais il existe des modules sur le marché de 40, 54, 60 cellules [33] [32]. La figure II.4 montre la structure d'un module photovoltaïque face avant et face arrière.

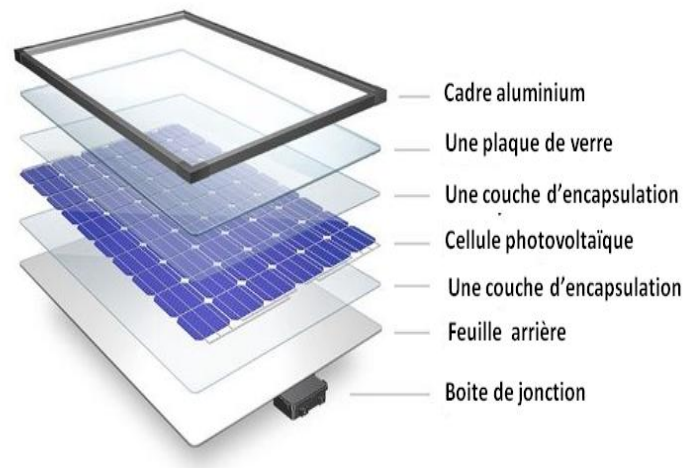


Figure II.4 Structure d'un panneau photovoltaïque face avant et face arrière

- **Cadres:** Les cadres du module PV sont principalement faits de profilés en aluminium, qui maintiennent le stratifié sur le cadre. Les coins du cadre sont fixés à l'aide de vis en acier inoxydable ou d'inlays en dents de scie.
- **Surface avant (couvercle avant):** La couche supérieure du module doit présenter un coefficient de transmission de la lumière élevé pour maximiser l'absorption des photons par les cellules. Le matériau le plus couramment utilisé est le verre à faible teneur en fer thermodurcissable avec une transmission de la lumière supérieure à 90% à des longueurs d'onde comprises entre 400 et 1100 nm et une épaisseur d'environ 4 mm [34].
- **Encapsulant:** Le matériau encapsulant est très important car il lie les cellules avec les couches de protection avant et arrière. C'est un plastique souple transparent (épaisseur de 0,5 à 0,7 mm) au-dessus et au-dessous de la ficelle. Divers types de matériaux polymères ont été utilisés comme encapsulant dans l'industrie photovoltaïque, tels que la silicone, l'éthylène-acétate de vinyle (EVA), le poly (butyral vinylique) (PVB), le polyuréthane (TPU) et la polyoléfine thermoplastique (TPO). Mais 80% du marché est dominé par l'EVA en raison de la bonne résistance aux intempéries, de la transparence optique élevée, du traitement facile et du faible coût [35,36].

- **Cellule photovoltaïque:** la cellule photovoltaïque est la partie responsable de la production d'énergie électrique à partir de la lumière solaire.
- **Surface arrière (couverture arrière):** La couche de soutien arrière (feuille arrière) protège le module contre les UV, l'humidité et les intempéries, elle consiste en une feuille composite (une combinaison de couches telles que Tedlar-Polyester-Tedlar ou Tedlar-Aluminium-Tedlar, Tedlar est un film de polyfluorure de vinyle (PVF)), le verre peut également être utilisé comme couche de soutien arrière [34].
- **Boîte de jonction :** c'est une boîte de connexion des diodes by-pass et des cellules PV regroupé avec ses diodes (Figure II.6).

### II.3.2. Protection du module photovoltaïque

Les modules photovoltaïques récents, contiennent des éléments de protection dits diodes by-pass, qui les protègent contre le courant indésirable, résultant de l'influence de l'ombrage partiel. Ainsi, pour assurer la sûreté de fonctionnement du module PV complet, on doit connecter chaque diode by-pass antiparallèlement à une seule cellule PV. Cette méthode de protection est très coûteuse pour cette raison les constructeurs placent chaque diode by-pass avec un groupe de cellules (2 à 3 diodes by-pass par module PV) [37]. Une méthodologie de simulation pour étudier les différentes configurations de diodes by-pass dans un module PV est donnée [32].

La figure II.5 montre la disposition de ces diodes "by-pass" pour un module contenant 36 cellules.

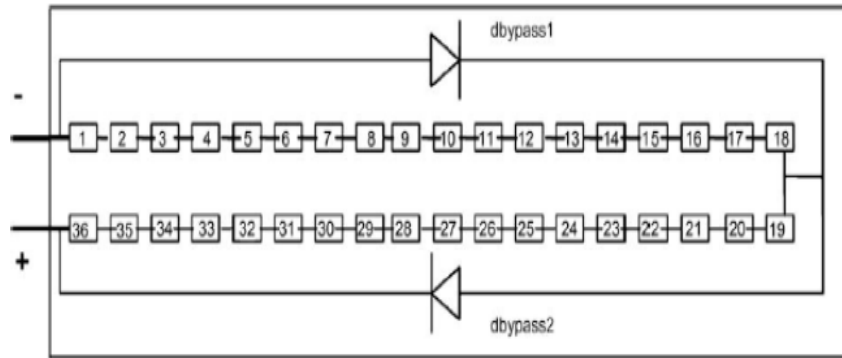


Figure II.5 Mise en série de cellules PV dans le module avec les deux diodes by-pass [32]

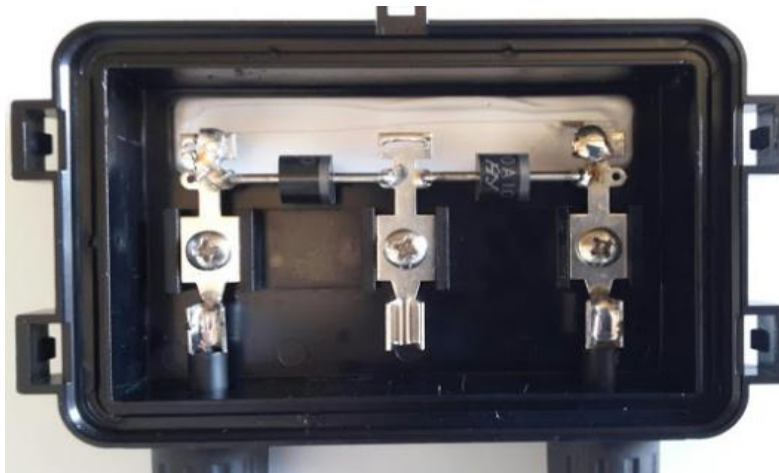


Figure II.6 Boite de connexion de diodes by-pass du module PV

### II.3.3 Orientation et inclinaison

La puissance reçue par un module PV dépend de son orientation et son inclinaison par rapport aux rayons du soleil (Figure II.7).

- **L'orientation du module** : En général le capteur est en position fixe, orienté “ plein sud ” dans les pays situés dans l'hémisphère nord et en “plein nord” pour les pays situés dans l'hémisphère sud.

- **L'inclinaison du module** : L'angle d'inclinaison correspond à l'angle formé par le plan du module solaire par rapport à l'horizontale [38]:

$$\alpha = L - \sin^{-1} \left( 0.4 \times \left( \frac{N \times 360}{365} \right) \right) \quad \text{II.3}$$

Avec, L latitude du lieu, N nombre de jour entre l'équinoxe du printemps (21 mars de chaque année) et le jour considéré.

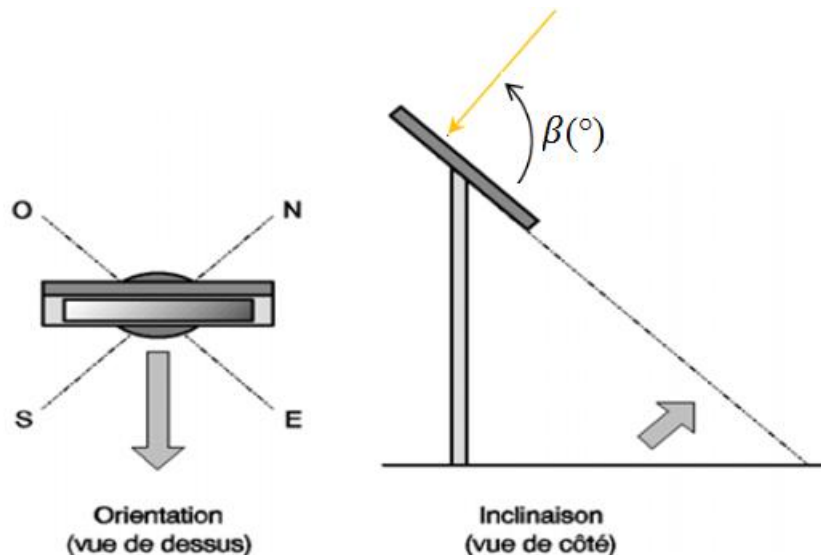


Figure II.7 Orientation et l'inclinaison de module PV [6]

- **Influence de l'angle d'incidence:** L'angle d'incidence, c'est l'angle formé par les rayons du soleil et le plan du panneau. Il joue un rôle majeur pour les rendements du panneau. Il est défini selon l'équation suivante :

$$\eta = \sin \beta \times 100\% \quad \text{II.4}$$

$\eta$  : le rendement en (%)

$\beta$  : l'angle d'incidence en (°).

La figure II.8 représente l'évolution du rendement en fonction de l'angle d'incidence.

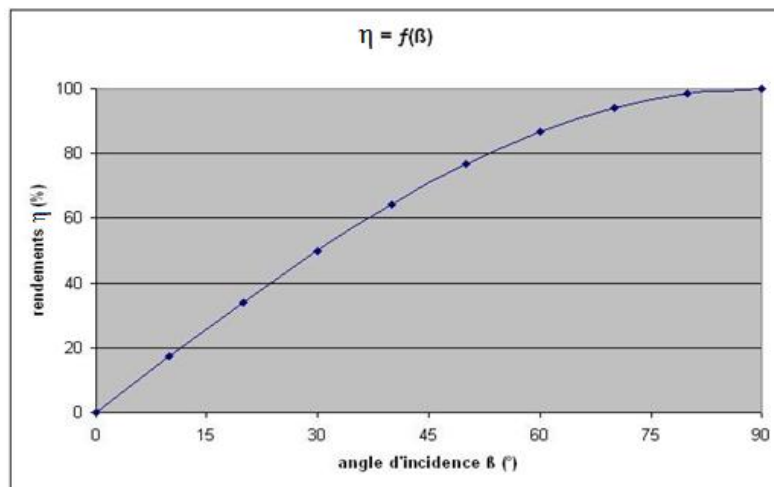


Figure II.8 Rendement en fonction de l'angle d'incidence [39]

## II.4. Champ photovoltaïque

Afin d'augmenter la puissance d'une installation photovoltaïque de quelques kilowatts (KW), on doit assembler les modules photovoltaïques suivant une architecture bien connue (selon les besoins des clients). La connexion des modules en séries et parallèles donne la forme d'un champ photovoltaïque [32], comme le montre La figure II.9.

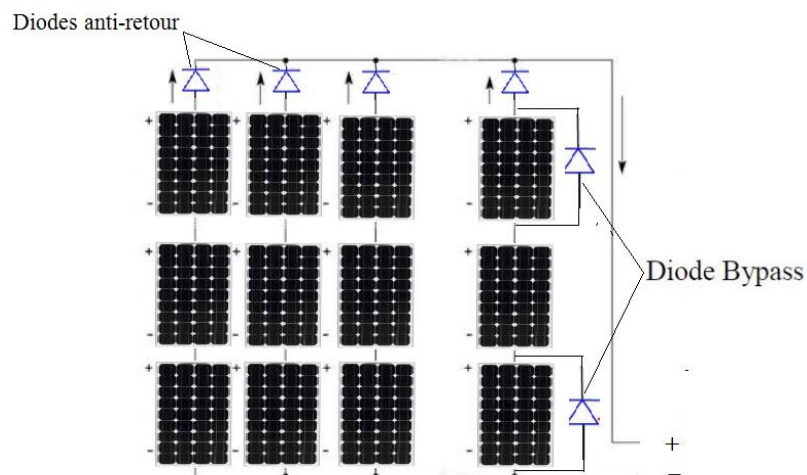


Figure II.9 Un champ photovoltaïque

### II.4.1 Protections classiques d'un champ PV

Pour assurer la fiabilité et la durabilité d'une installation photovoltaïque, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules PV afin d'éviter notamment des pannes destructrices liées à l'association des modules en série et en parallèle, fonctionnant dans des conditions d'ombrages partiels. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles [20]:

- la diode anti-retour empêche le courant inverse provenant d'autres strings PV lors de la connexion en parallèle. Dans le cas de la connexion directe d'un module PV avec une charge, qui peut basculer du mode récepteur au mode générateur (cas d'une batterie).



- la diode by-pass isole chaque module PV dans un string, qui n'est pas bien éclairé par rapport aux autres, afin d'éviter sa destruction par le phénomène du point chaud [40, 41].

## II.4.2 Performances d'un champ photovoltaïque et caractéristiques

### II.4.2.1 Caractéristiques du module PV

L'évaluation du module PV et de la cellule est fournie dans des conditions d'essai standard afin de comparer les cellules et modules solaires sur une base identique, un ensemble de conditions d'essai standard (STC) a été défini selon la CEI 60904 [42], [43] [44], [45] comme suit :

- Irradiation solaire de  $1000 \text{ w / m}^2$
- Température de l'appareil de  $25 \text{ }^\circ \text{C}$
- Spectre solaire défini (distribution spectrale de l'irradiation solaire de référence selon CEI 60904-3) avec une masse d'air AM 1,5.

Les fabricants des modules photovoltaïques fournissent une information générale sur les paramètres électriques et la caractéristique I-V dans des conditions d'essai standard (STC) [18].

#### (a) Influence de l'éclairement solaire

Le principal facteur environnemental influençant la performance photovoltaïque est l'irradiation solaire incidente sur la surface du module PV, une augmentation de l'intensité lumineuse atteinte par le dispositif photovoltaïque conduit à augmenter le photo-courant (le courant de court-circuit de module PV) et ainsi augmenter la puissance de sortie [47], [50]. Comme le montre la figure II.10.

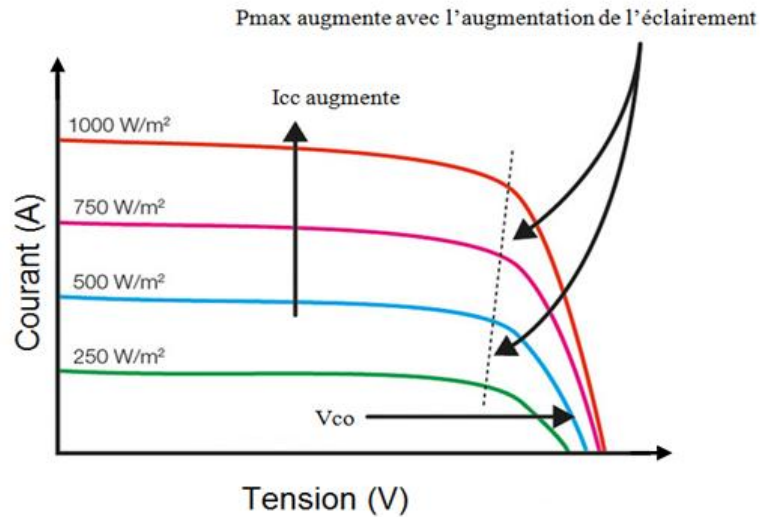


Figure II.10 Effet d'éclairement solaire sur la caractéristique I-V du module PV

### (b) Influence de la température du module PV

La température de fonctionnement du module PV dépend de la température ambiante et d'autres facteurs tels que l'augmentation des niveaux d'irradiation solaire et de la vitesse du vent [46], [47].

L'augmentation de la température du module PV entraîne, une réduction de la tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ ) et par conséquent de la puissance maximale ( $P_{max}$ ) due à la réduction de l'énergie interdite, mais aussi provoque une légère augmentation du courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) [48], [49] [18]. La figure II.11 montre les effets de la température sur la caractéristique I-V de l'énergie solaire.

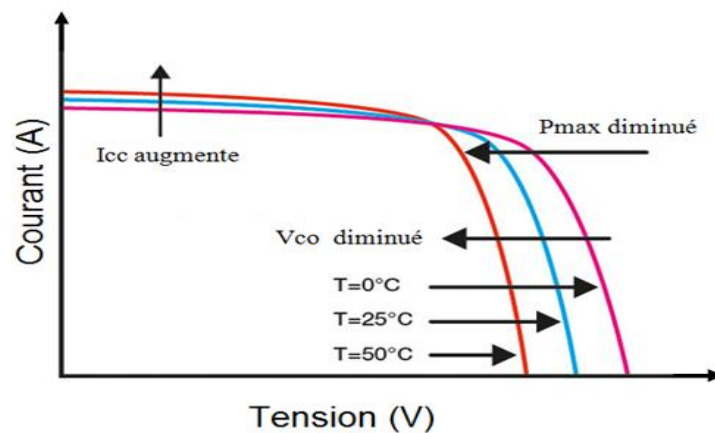


Figure II.11 Effet de la température sur la caractéristique I-V du module PV

### (c) Influence de la résistance série

La résistance série  $R_s$  est préjudiciable à la performance du module solaire car elle réduit la puissance de sortie du dispositif, à cause de la diminution de la tension. La figure II.12 montre l'effet de la résistance série  $R_s$  sur la caractéristique I-V de l'énergie solaire.

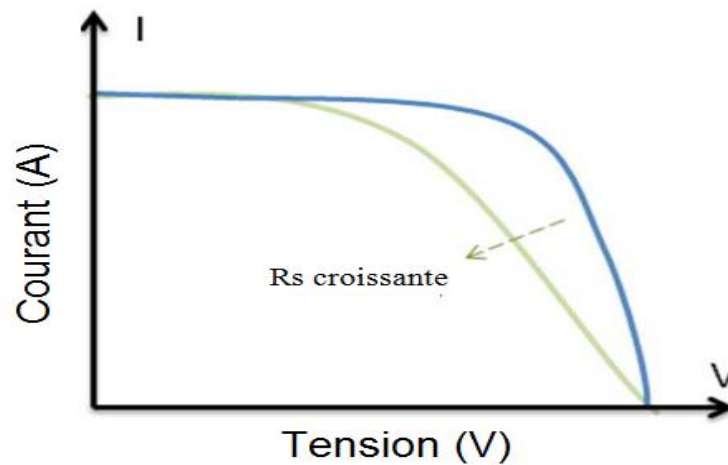


Figure II.12 Effet de la résistance série sur la caractéristique I-V du module PV

### (d) Influence d'ombrage

L'ombrage partiel est lorsqu'une cellule reçoit une faible quantité lumineuse par rapport aux autres liées en série. Ainsi, le courant circulant dans l'ensemble est limité par la cellule ombragée. Par conséquent, la cellule ombragée dissipe une partie de l'énergie produite par le reste de l'ensemble des cellules. Plus l'ombrage est important, plus l'énergie dissipée est grande [51]. Cet effet est représenté sur la figure II.13.

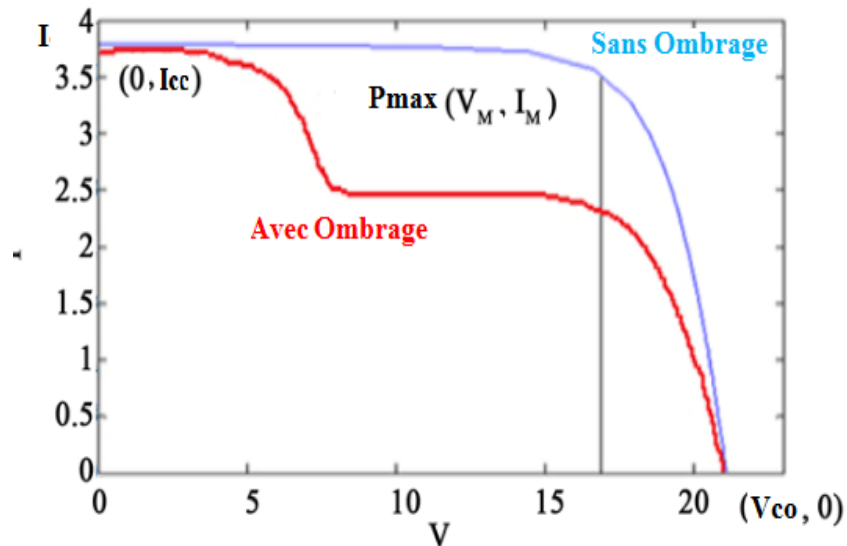


Figure II.13 Effet de l'ombrage sur la caractéristique I-V du module PV

### II.4.2.2 Défauts des diodes de protection

#### - Défaut de diode by-pass

La diode by-pass est reliée antiparallèlement avec un ensemble des cellules photovoltaïque connectées en séries, pour les protéger du phénomène du point chaud. Lorsque l'état de la diode est bon, elle devient passante et isole les cellules ombragées (la tension aux bornes des cellules ombragées devient négative à cause de l'ombrage). Par contre, dans le cas, où la diode est défectueuse, la protection des cellules PV n'est pas assurée, ce qui mène à la destruction du module PV [52].

On distingue trois types de défauts de la diode by-pass qui sont : diode en court-circuit, en circuit-ouvert, et inversé. Ces défauts, sont causés par l'assemblage des cellules pour construire un module, le transport ou le montage des modules (installation) ou l'humidité. La Figure II.14, schématise les trois cas de la diode by-pass défectueuse.

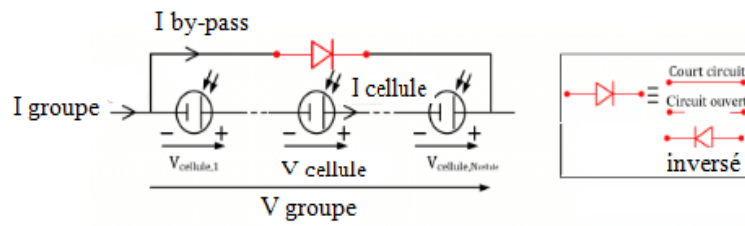


Figure II.14 Différentes situations de la diode by-pass défailante

**-Défaut de diode anti- retour**

Le rôle principal de la diode anti-retour dans un champ photovoltaïque est de protéger le string PV contre le courant inverse. L'inversement du courant résulte de la faiblesse de la tension du string ombragé par rapport aux autres strings PV. Dans le cas où la diode est bonne, elle se bloque et isole le string qui n'est pas bien éclairé. Par contre, si elle est défailante le string ombragé absorbe le courant produit par les autres strings du champ PV et peut provoquer une défaillance prématurée des cellules [52]. La figure II.15, schématise les différents défauts de la diode anti-retour.

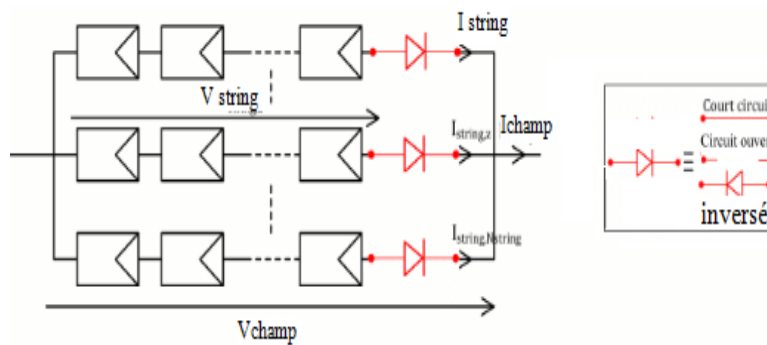


Figure II.15 Différentes situations de la diode anti-retour défailante

### II.4.2.3 Dégradation des modules PV

La dégradation traduit la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service [53]. Le module PV dégradé continue de fonctionner et génère de l'électricité, à partir de l'éclairement solaire, tant que son état de dégradation ne dépasse pas le seuil critique. Les constructeurs considèrent que le module PV est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau en dessous de 80% de sa valeur initiale [54].

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que, [55], [56], [57]:

- la température,
- l'humidité,
- l'irradiation,
- la poussière,
- les chocs mécaniques.

Chacun de ces différents facteurs cités peut induire un ou plusieurs types de dégradation tels que [55]:

- la décoloration,
- la délamination,
- la corrosion,
- les casses et fissures de cellules.

Le NREL (National Renewable Energy Laboratory, Etats Unis) fournit au tableau II-1 une liste des dégradations majeures enregistrées sur les modules photovoltaïques en silicium cristallin [58,59].

Type de module PV	Dégradation
Module PV en Silicium Cristallin	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Interconnexion cassé</li> <li>- Cellules cassé</li> <li>- Corrosion</li> <li>- Délamination de l'encapsulant</li> <li>- Décoloration de l'encapsulant</li> <li>- Vitrage cassé</li> <li>- Points chauds</li> <li>- défaillance de la diode by-pass</li> <li>- défaillance de la diode anti-retour</li> <li>- Cassure des rubans d'interconnexion</li> </ul>

Tableau II- 1. Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin [58]

## II.5 Les systèmes photovoltaïques

Les systèmes photovoltaïques sont constitués de plusieurs composants interconnectés. Ces systèmes sont conçus pour accomplir des tâches spécifiques allant de l'alimentation en énergie électrique de petits appareils jusqu'aux réseaux électrique. Il existe deux principaux types de systèmes PV couramment utilisés sur le marché [60]:

- Le système autonome (non connecté au réseau).
- Le système raccordé au réseau électrique.

### II.5.1 Structure des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau

On distingue deux types de la structure des générateurs photovoltaïques raccordé au réseau électrique :

#### II.5.1.1 Connexion directe au réseau électrique

Un générateur photovoltaïque connecté directement au réseau électrique. Dans ce cas l'onduleur est le seul dispositif de commande du système. Il joue le rôle de la conversion de tension continu provenant du générateur PV en une tension alternative, et l'injection du courant alternatif au réseau électrique. Ce type d'architecture possède à l'entrée de l'onduleur un nombre important de modules photovoltaïques connectés en séries afin d'atteindre la

tension désirée par le réseau électrique. En effet, plusieurs architectures ont été présentées [61], dont celle qui est représenté sur la figure II.16.

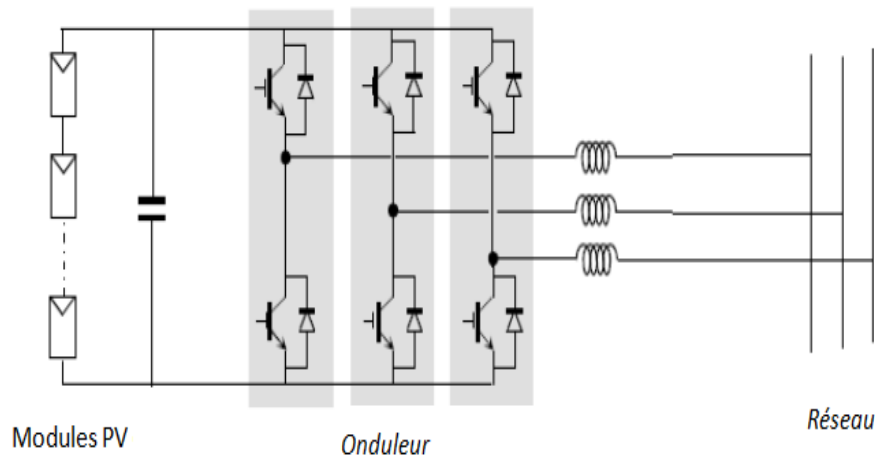


Figure II.16 Système PV connecté directement au réseau [61]

### II.5.1.2 Connexion indirecte avec bus continu

Cette structure du système PV est constituée d'un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu, qui assure la recherche de point de puissance maximale du champ PV. Ensuite, l'onduleur convertit cette tension continue à une tension modulée. Cette dernière, est filtrée par des inductances afin de réduire le taux de distorsion harmonique (THD). On obtient alors en sortie de ce dispositif une tension alternative sinusoïdale pouvant être injectée dans le réseau électrique [62]. Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue du générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable [63] [64], la figure II.17 montre la structure de connexion de l'onduleur photovoltaïque avec un convertisseur DC-DC (hacheur survolteur).



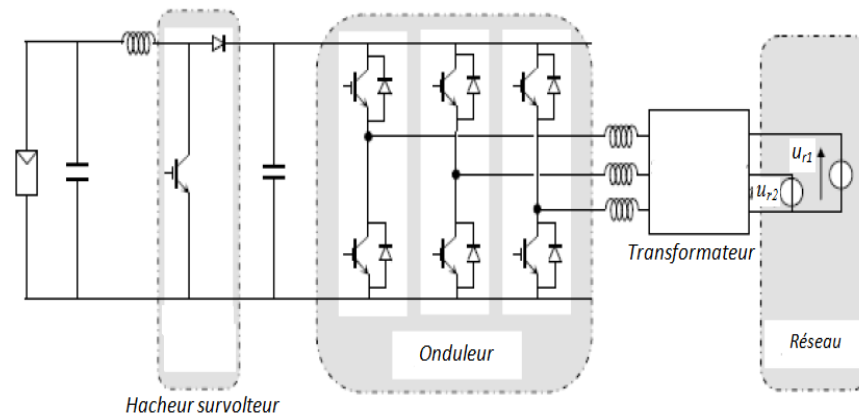


Figure II.17 Hacheur élévateur de tension avec onduleur [64]

### II.5.1.2.a Convertisseur continu-continu (DC-DC)

Le premier étage d'adaptation est un convertisseur statique continu-continu (DC/DC), de type élévateur de tension en appelant "hacheur" en anglais « Boost ». Ceci est capable de tirer la puissance maximale du panneau PV pour un niveau de rayonnement solaire donné et la température de l'environnement en ajustant le rapport cyclique ( $\alpha$ ) du convertisseur. La commande de ce dernier est effectuée à partir d'un algorithme qui induit le point de fonctionnement du système à fonctionner au voisinage du point de puissance maximale du panneau PV quelque soit les conditions météorologiques et la variation de la charge. La figure II. 18, montre la structure du module PV avec un étage d'adaptation (DC-DC) et sa commande.

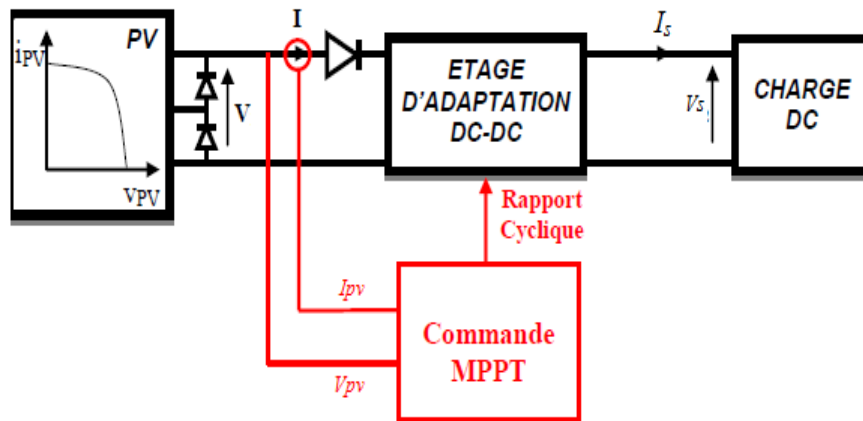


Figure II.18 Chaîne de conversion photovoltaïque avec commande MPPT

L'hacheur survolteur se compose de deux parties importantes :

**a).1. La partie puissance** : qui assure le bon transfert de la puissance entre le générateur PV et la charge. Il est constitué d'une inductance, un transistor (MOSFET ou IGBT) et une diode, comme le montre la figure II.17.

Le rapport de la tension d'entrée ( $V_e$ ) à celle de sortie ( $V_s$ ) de l'hacheur est présenté par l'équation II.5:

$$V_s = \frac{V_e}{(1-\alpha)} \quad (\text{II.5})$$

Où

$\alpha$  : Rapport cyclique,  $0 \leq \alpha \leq 1$  ;

$V_e$  : la tension d'entrée du survolteur (la tension de sortie du module PV);

$V_s$  : la tension de sortie du survolteur ;

Le courant de sortie du survolteur ( $I_s$ ) en fonction du rapport cyclique en régime établi est déterminé comme suit :

$$I_s = (1 - \alpha) \cdot I_{pv} \quad \text{II.6}$$

Dans ce cas le courant de sortie du survolteur ( $I_s$ ) en fonction de rapport cyclique est inférieur à celui de l'entrée.

**a).2. La partie de commande :** le but de la recherche automatique est d'extraire la puissance maximale du générateur PV en fonction de la variation de la charge et des conditions météorologiques (éclairage solaire et température), en ajustant le rapport cyclique ( $\alpha$ ).

### **a).2.1 Algorithmes de la commande MPPT**

Les commandes de la recherche du point de puissance maximale diffèrent par leur principe de fonctionnement, leur précision et leur rapidité de recherche du point de fonctionnement optimale du système [20] [65]. Les trois méthodes les plus couramment rencontrées dans la littérature sont communément appelées respectivement Hill Climbing, perturbe and observe (P&O) et conductance Incrémentale (IncCond) [66].

Dans le cadre de notre travail on s'est uniquement à la méthode perturbe and observe.

#### **a).2.1.1 Méthode de perturbation et observation**

Le principe de la commande MPPT de type P&O consiste à perturber (changer légèrement) la tension du générateur PV ( $V_{pv}$ ) et ensuite à observer la variation de puissance ( $P_{pv}$ ) qui en résulte. Ainsi, comme l'illustre la figure II.19, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension  $V_{pv}$  engendre un accroissement de la puissance  $P_{pv}$ , cela signifie que le point de fonctionnement se retrouve à gauche du PPM. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM (à droite du PPM) [20] [66].

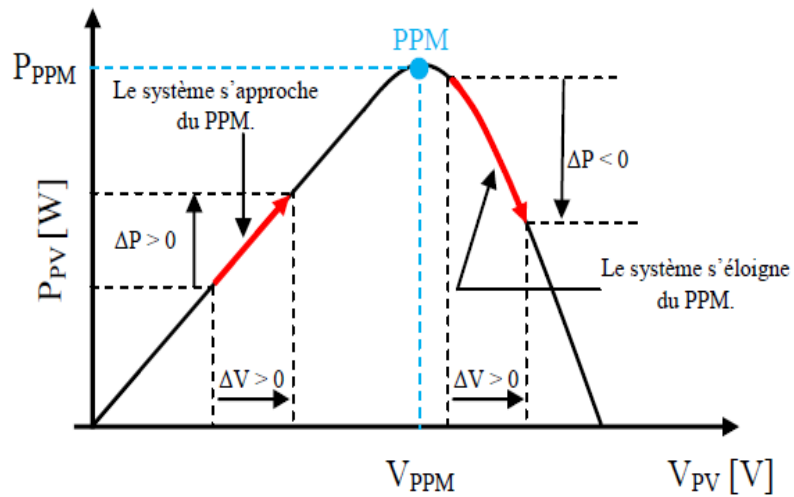


Figure II.19 Caractéristique P-V selon la méthode P&O

Organigramme fonctionnel de l'algorithme "perturbation et observation" [65] :

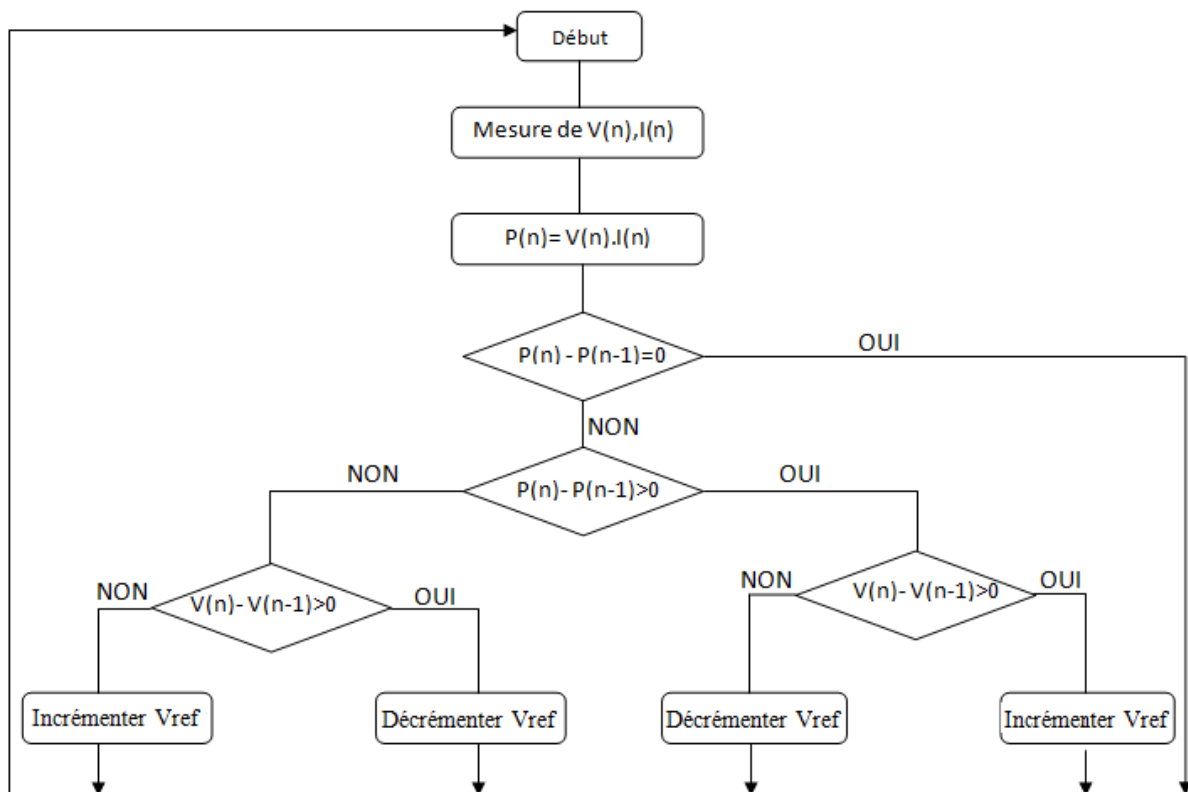


Figure II.20 Organigramme de l'algorithme perturbation et observation (P&O)

Une simulation basée sur le logiciel Matlab/simulink, a été réalisée afin d'éclaircir le rôle de l'étage d'adaptation représenté dans la figure II.18. On a supposé que les pertes dans le hacheur sont négligeables, de sorte que la puissance d'entrée ( $P_{PV}$ ) fournie par le panneau PV est pratiquement égale à la puissance fournie à la charge ( $P_s$ ). Les résultats de la puissance et de la tension de sortie du hacheur survolteur sont respectivement présentés aux figures II.22 et figure II.23. La puissance produite par le panneau photovoltaïque, de type Kyocera KC200 GT (figure II.21), ces spécifications électriques sont représentés dans le tableau II.2.

paramètres	valeurs
Puissance maximale ( $P_{max}$ )	200W (10%/- 5% )
Tension à puissance maximale ( $V_{max}$ )	26.3 V
Courant à puissance maximale ( $I_{max}$ )	7.61 A
Tension de circuit-ouvert ( $V_{co}$ )	32.9 V
Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ )	8.21 A
Tension du système maximal	600V
Nombre de cellule en séries par module $N_s$	54

Tableau II.2 Spécifications électriques du module " Kyocera KC200GT"

On constate d'après les figures II.21 et II.22, que la puissance maximale produite par notre module photovoltaïque dans les conditions spécifiques (1000 W/m<sup>2</sup> et 25 C°), est totalement transmise à la charge par le hacheur (les pertes négligés).

La figure II.23 illustre la tension de sortie du hacheur, qui est quatre fois plus élevée par rapport à celle d'entrée (tension de sortie du module PV).

Cette simulation, nous a permis de conclure que l'étage d'adaptation (hacheur) a deux rôles plus importants :

- ✓ extraire le point de puissance maximale du générateur PV.
- ✓ élever la valeur de la tension de l'entrée.

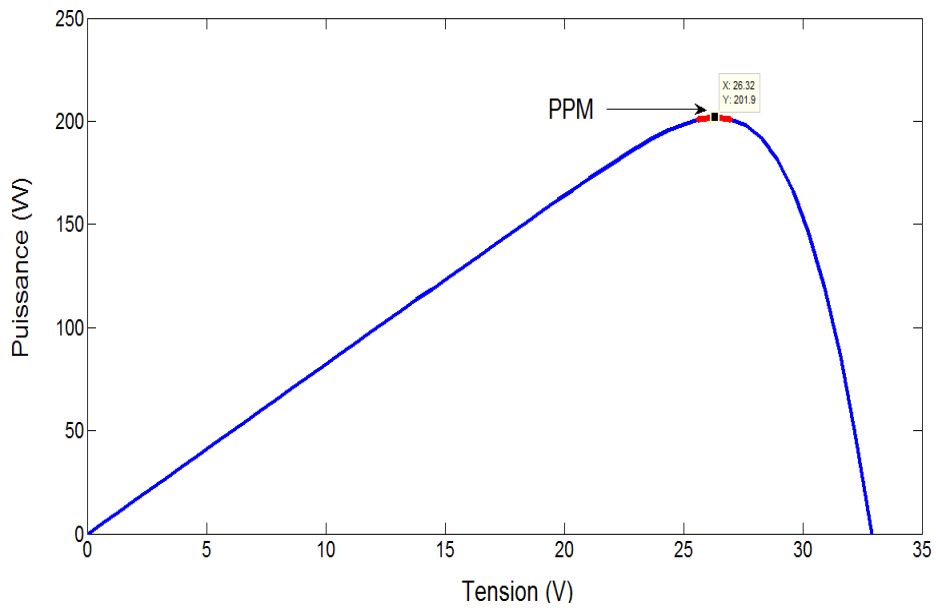


Figure II.21 Caractéristique P-V du module PV " Kyocera KC200GT"

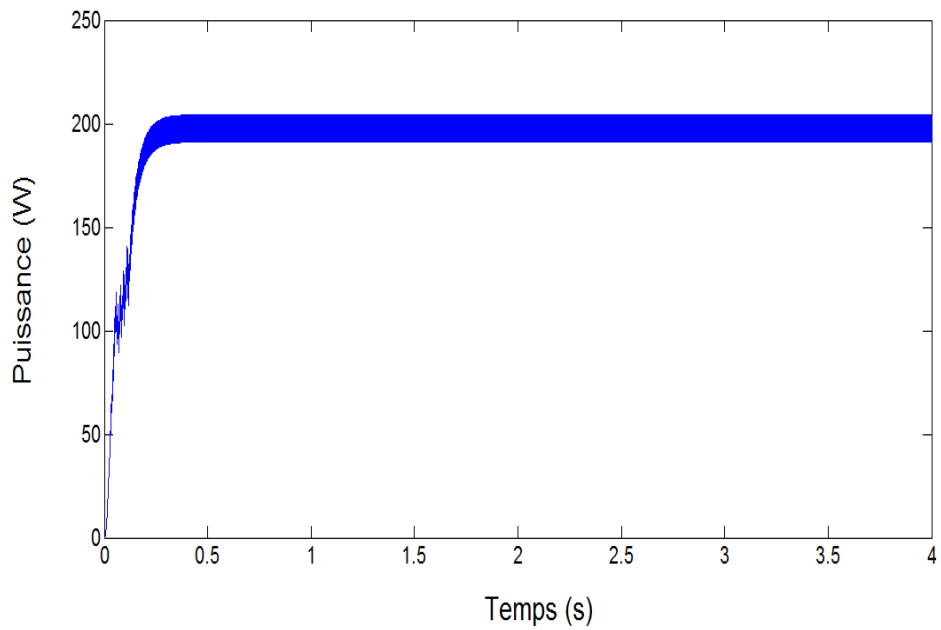


Figure II.22 Puissance de la sortie du hacheur survolteur

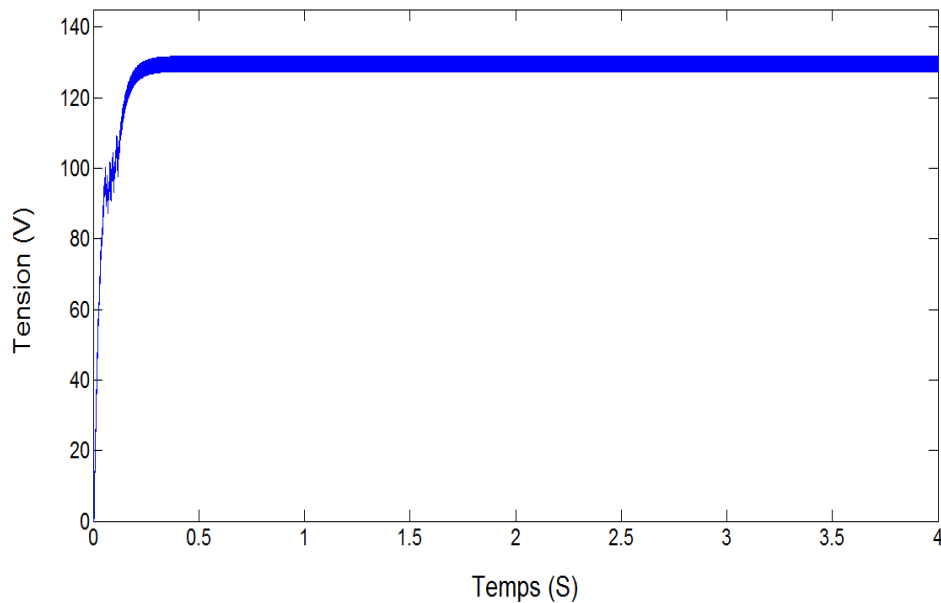


Figure II.23 Tension de la sortie du hacheur survolteur

### II.5.1.2.b. Convertisseur continu-alternatif (DC-AC)

Le deuxième étage d'adaptation est l'onduleur (figure II.17), c'est un convertisseur statique, qui permet de convertir la puissance maximale continue, extraite par le générateur photovoltaïque à une puissance alternative, et la synchronise avec celle du réseau électrique (la fréquence, l'amplitude et la phase). La synchronisation du courant injecté au réseau électrique avec la tension du réseau est assurée par une méthode appelée boucle à verrouillage de phase ou PLL (Phase Locked Loop). En outre, une inductance placée à la sortie de l'onduleur permet d'améliorer la qualité d'onde du courant injecté au réseau. Par ailleurs, dans le cas où la tension de sortie de l'hacheur n'est pas suffisante, on ajoute un transformateur après l'onduleur dans le but d'augmenter la tension du système jusqu'à la valeur désirée par le réseau, et aussi pour assurer la séparation électrique entre ce dernier et le système de production.

**b).1. Adaptation et commande d'onduleur PV connecté au réseau électrique**

Pour assurer un bon raccordement du système photovoltaïque au réseau électrique sans perturbation des caractéristiques de ce dernier. Il faut que la tension de sortie de l'onduleur photovoltaïque ait les mêmes paramètres du réseau électrique (forme d'onde, fréquence et phase) :

- La forme d'onde de la tension de sortie de l'onduleur PV, doit être sinusoïdale.
- La fréquence de la tension et le courant de sortie, doit être égale à la fréquence du réseau électrique (50 HZ).
- Les courants injectés au réseau électrique, doivent être en phase avec les tensions simples correspondantes.

Ces contraintes de raccordement d'un système de production décentralisé au réseau électrique, tel que le système photovoltaïque, sont assurées par une commande robuste qui contrôle la qualité d'énergie injectée au réseau électrique. La figure II.24, illustre le schéma synoptique de la commande du système photovoltaïque connecté au réseau électrique (coté onduleur PV- réseau électrique).

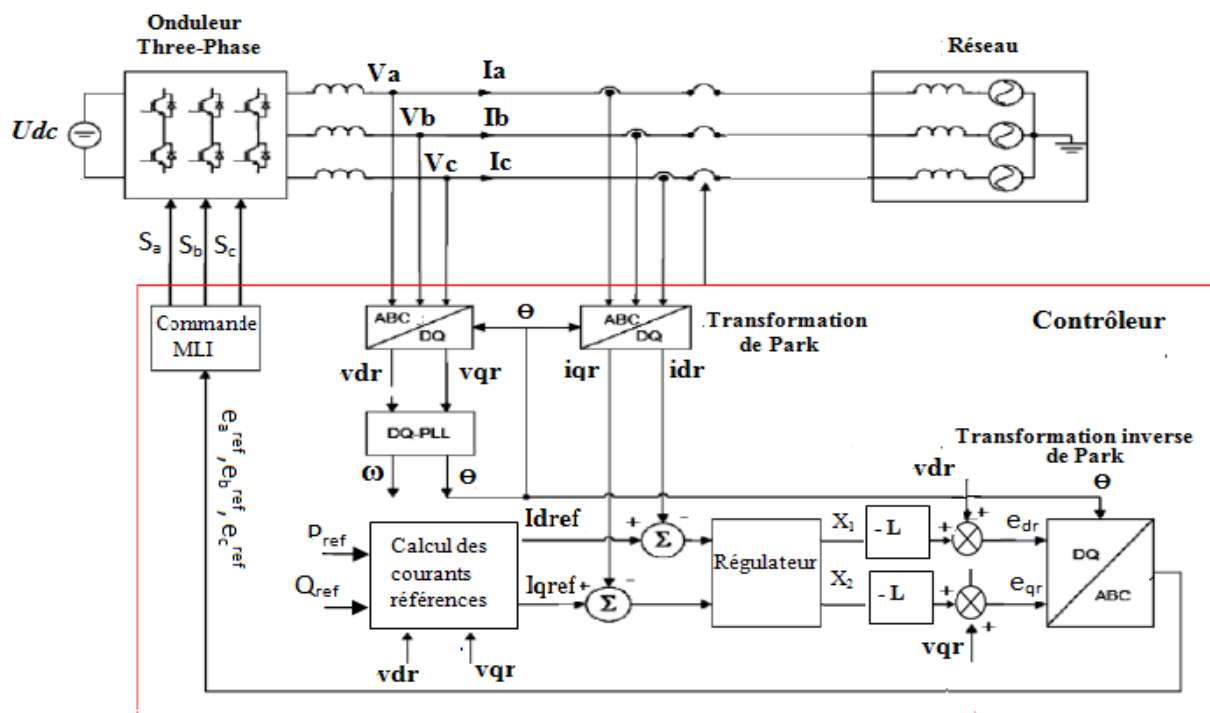


Figure II.24 Schéma de commande d'onduleur photovoltaïque connecté au réseau électrique [67]



Comme le montre dans la figure II.24, le schéma de commande de la connexion de l'onduleur photovoltaïque au réseau électrique est constitué comme suit :

- Une boucle de régulation qui contrôle les valeurs des courants issus de l'onduleur photovoltaïque, en utilisant la méthode Watt-Var découplé [68], qui sert à imposer les valeurs des puissances active et réactive injecté au réseau électrique par le système PV. Cette méthode applique une transformation de Park sur les grandeurs des courants et des tensions mesurées au point de connexion de la production photovoltaïque. Les composantes directe  $I_{dref}$  et quadratique  $I_{qref}$ , résultantes de la transformation, sont respectivement, les images de la puissance active et la puissance réactive asservie à zéro, du système PV.

Les valeurs des composantes directe et quadratique du courant injecté au point de connexion sont calculées comme suit [69]:

$$I_{dref} = \frac{2}{3} * \frac{(P_{ref} * V_{dr} + Q_{ref} * V_{qr})}{V_{dr}^2 * V_{qr}^2}$$

$$I_{qref} = \frac{2}{3} * \frac{(P_{ref} * V_{qr} - Q_{ref} * V_{dr})}{V_{dr}^2 * V_{qr}^2}$$

Où :

$P_{ref}$  et  $Q_{ref}$  : sont les puissances de références active et réactive du système PV.

$V_{dr}$  et  $V_{qr}$  : sont les composantes directe et quadratique de la tension mesurée, au point de connexion du système photovoltaïque au réseau électrique, dans le référentiel de Park.

Les composantes du courant obtenu sont comparées avec les composantes directe et quadratique du réseau électrique, et les écarts résultants passent par les régulateurs. La sortie des régulateurs donnent les composantes de la tension de références  $V_{dref}$  et  $V_{qref}$  dans le repère d-q. Ensuite, on applique une transformation inverse de Park sur ces composantes, pour obtenir les tensions de références. Ces dernières, sont utilisées par la commande MLI (modulation de largeur d'impulsion, sinus-triangle), pour générer les signaux de commande aux interrupteurs de l'onduleur photovoltaïque, dans le but, d'obtenir une forme d'onde de tension à la sortie de l'onduleur compatible avec celle du réseau électrique (sinusoïdale).

- Une boucle à verrouillage de phase où PLL (Phase Locked Loop) est utilisée pour synchroniser la transformation de Park de la commande sur la pulsation de la tension du réseau électrique. Le principe de fonctionnement de la PLL triphasée consiste à appliquer une transformation inverse de Park sur la tension du réseau électrique, afin d'obtenir une information sur sa phase et sa fréquence. La composante de la tension quadratique  $V_{qr}$  résultant de cette transformation est asservie à zéro, en agissant sur le correcteur, de telle sorte que, l'angle du repère de Park " $\Theta$ " est égale à l'angle de phase du réseau " $\Theta_r$ ". La longueur de la composante directe de la tension  $V_{dr}$ , exprime l'amplitude de la tension efficace du système PV ( $V_{dr} = |Vm|$ ). La figure II.25, illustre le principe de fonctionnement de la PLL triphasée.

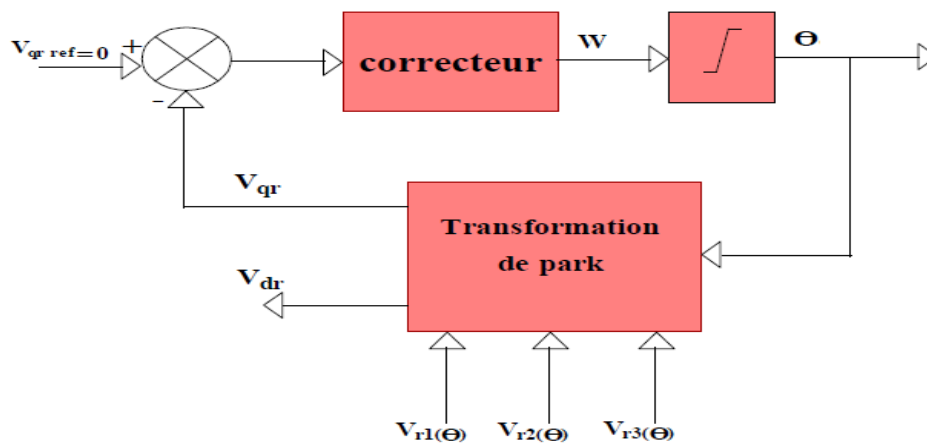


Figure II.25. Principe de fonctionnement de la PLL triphasée [70]

Le schéma global d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique est présenté dans la figure II.26. La figure II.27 montre les courbes des tensions et courants sortants de l'onduleur PV obtenues par le logiciel Matlab/simulink.

La figure II.27 : (a), montre l'allure de la tension de sortie de l'onduleur PV avant le filtrage, (b) et (c), sont respectivement, les tensions et les courants injectés au réseau électrique après le filtrage et la synchronisation (PLL) du système PV avec le réseau électrique [71].

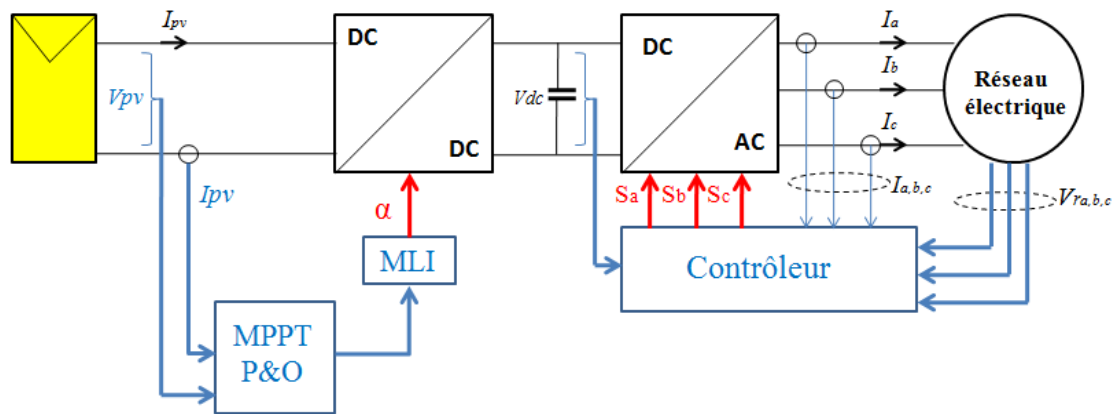


Figure II.26. Schéma global du système photovoltaïque connecté au réseau électrique

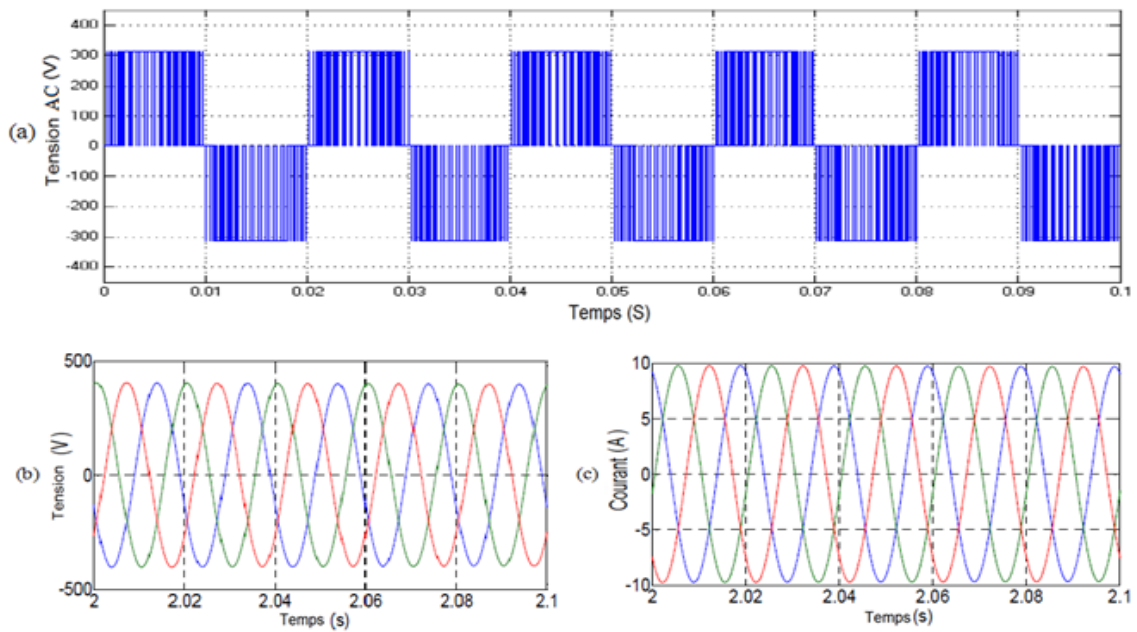


Figure II.27. Tension modulée, Tensions et Courants injectés au réseau électrique

### **II.5.1.3. Technologies des onduleurs PV**

Pour les onduleurs utilisés dans les applications PV on distingue différents topologies (Figure II.28), selon l'importance de l'installation, le rendement et la puissance [72].

#### **II.5.1.3.a Onduleurs modulaires (module inverter)**

Suivant ce concept, chaque module solaire disposé d'un onduleur individuel, pour les installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module solaire correspondant.

#### **II.5.1.3.b Onduleurs centralisés (central inverter)**

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de cellules solaires en courant alternatif.

Le champ de cellules solaires est en règle générale constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle. Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules solaires connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série.

#### **II.5.1.3.c Onduleurs "String"**

L'onduleur String est le plus utilisé. Le plus souvent, huit (ou plus) modules solaires sont connectés en série. Comme une seule connexion série est nécessaire, les coûts d'installation sont réduits. Il est important de noter qu'en cas d'ombrage partiel des modules solaires, il n'y a pas de perte, l'emploi de diodes by-pass est fortement recommandé.

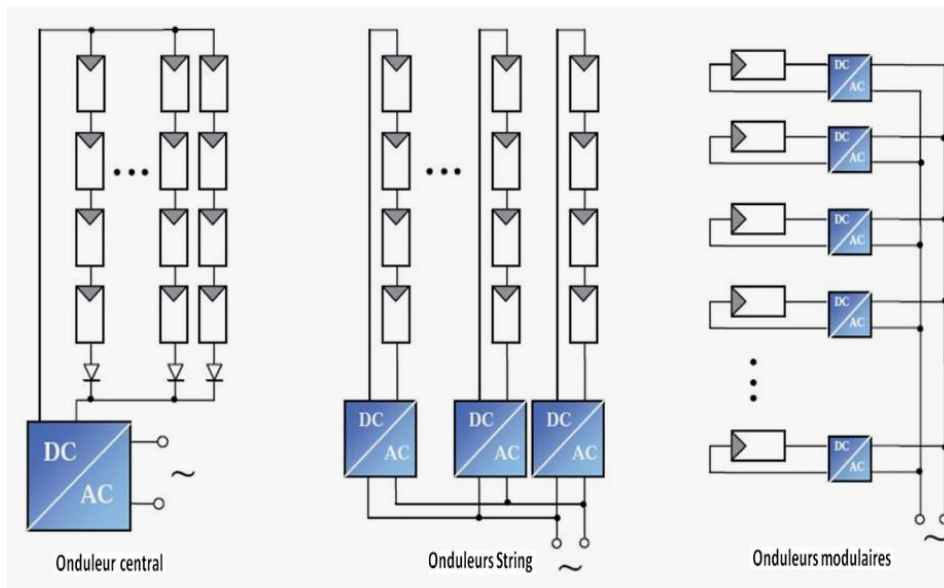


Figure II.28 Classification des onduleurs PV connectés au réseau

## II.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit les différents composants qui constituent le système PV connecté au réseau électrique. Au début, nous avons parlé sur la constitution du champ PV à partir d'ensembles de cellules PV et l'influence des différents facteurs tels que l'ombrage, les défauts des diodes de protections et la dégradation des modules PV, sur les caractéristiques I-V et P-V du champ PV. Ensuite, on a présenté les deux étages d'adaptation, le premier est le convertisseur DC-DC, où nous avons choisi l'hacheur survolteur avec algorithme P&O pour la commande MPPT. Ainsi que le convertisseur DC-AC (onduleur triphasé) pour convertir le courant continu au courant alternatif et assurer la synchronisation de la tension de sortie du système PV avec celle du réseau électrique. Finalement, nous avons montré les différentes topologies de raccordement du système PV au réseau électrique.

## *Chapitre III*

---

# *Modélisation et simulation des modules PV*

---

### III.1 Introduction

La modélisation des modules photovoltaïques est une tâche importante pour analyser, évaluer, et optimiser en vue de la conception des systèmes photovoltaïques. Ce chapitre décrit les différents circuits électriques équivalents (modèles) du générateur photovoltaïque tels que le modèle idéal et le modèle avec pertes ohmiques (réel). Ensuite, nous proposons un modèle de simulation du module photovoltaïque à base du logiciel MATLAB/Simulink. Il peut prédire avec précision les caractéristiques I-V et PV d'un module PV où champ PV sous différents éclairagements solaire. Nous présentons aussi l'influence de l'ombrage et des défauts de diodes de protection sur les paramètres électriques du champ photovoltaïque.

### III.2 Modélisation du champ photovoltaïque

#### III.2.1 Circuit équivalent d'une cellule solaire

##### III.2.1.1 Cas d'une cellule idéale

Dans le cas idéal, la jonction PN d'une cellule soumise à l'éclairage photovoltaïque connectée à une charge peut être schématisée par un générateur de courant  $I_{ph}$  en parallèle avec une diode, délivrant un courant représenté sur la figure (III.1), du circuit équivalent d'une cellule solaire idéale [31].

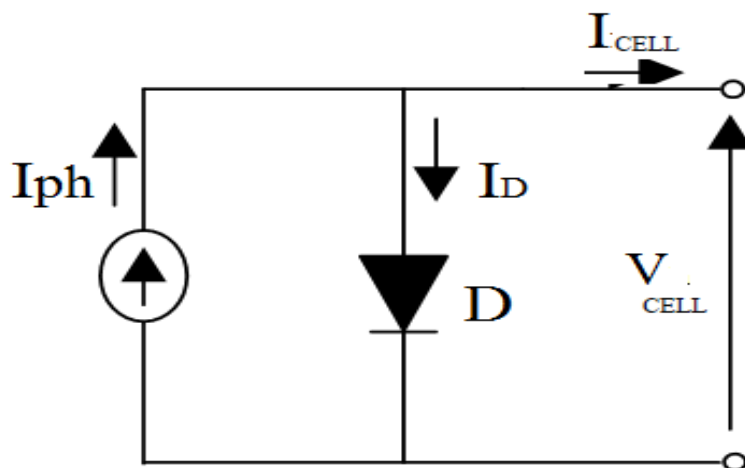


Figure III.1 Schéma équivalent d'une cellule idéale

Les équations retenues de ce modèle sont:

$$I_{cell} = I_{ph} - I_D \quad \text{III.1}$$

Où  $I_{cell}$  est le courant de la cellule Photovoltaïque,  $I_{ph}$  est le photo-courant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident); et  $I_D$  représente le courant circulant dans la diode.

Le courant  $I_{ph}$  est assimilé au courant  $I_{cc}$  avec  $V_{cell} = 0$ , courant de court-circuit obtenu en court-circuitant la charge.

$$I_{cc} = I_{ph} = I_{ph_{ref}} \times \frac{E}{E_{ref}} \quad \text{III.2}$$

$E$  : L'éclairement absorbé par la cellule ;

$E_{ref}$ : L'éclairement de référence (1000 w/m<sup>2</sup>) ;

Le courant de la diode est déterminé à partir de l'équation suivante :

$$I_D = I_s \cdot \left( e^{\frac{V_D}{V_t}} - 1 \right) \quad \text{III.3}$$

$I_s$  : le Courant de saturation inverse de la diode ;

$V_t$  : Tension thermique ;

$V_D$  : Tension de cellule PV

$$V_t = \frac{A \cdot k \cdot T}{q}$$

$A$  : Facteur d'idéalité de la cellule ; pour une cellule au silicium la valeur de  $A$  est situé entre 1 et 2

$K$  : Constant de Boltzmann (1,38.10<sup>-23</sup>J/K) ;

$q$  : Charge de l'électron (1,6.10<sup>-19</sup> C).

$T$  : la Température de la cellule photovoltaïque en Kelvin (K) ;



Donc :

Le courant généré par une cellule photovoltaïque est :

$$I_{cell} = I_{cc} - I_s \cdot \left( e^{\frac{V_{cell}}{V_t}} - 1 \right) \quad \text{III.4}$$

### III.2.1.2. Cas d'une cellule réelle

Le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque réelle tient compte des effets résistifs parasites dus à la fabrication et qui sont représenté sur la figure III.2.

Ce schéma équivalent est constitué d'une diode (D) caractérisant la jonction, une source de courant ( $I_{ph}$ ) caractérisant le photo-courant, une résistance série ( $R_s$ ) représentant les pertes Joule, une résistance parallèle ( $R_p$ ) caractérisant un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière qui est généralement très supérieure à ( $R_s$ ) [31].

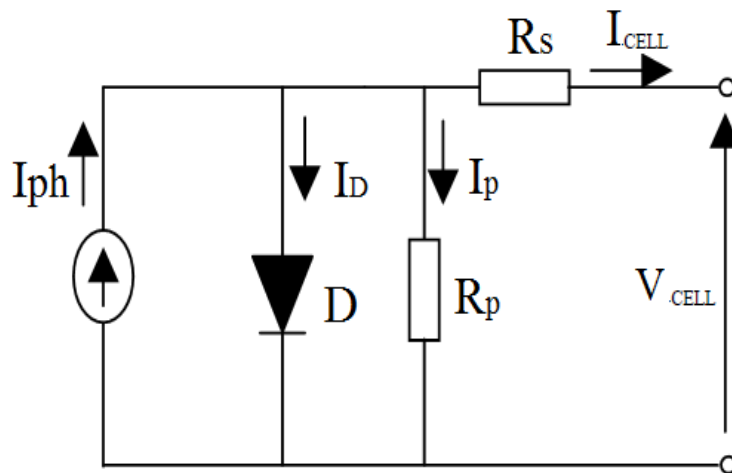


Figure III.2 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle

Dans notre travail, nous avons utilisé le modèle mathématique du module solaire à exponentiel simple.

Le courant de sortie d'une cellule photovoltaïque se met sous la forme mathématique suivante:

$$I_{cell} = I_{ph} - I_D - I_p \quad \text{III.5}$$

Le courant circulant dans la diode est :

$$I_D = I_s \cdot \left( e^{\frac{V_D}{V_t}} - 1 \right) = I_s \cdot \left( e^{\frac{V_{cell} + R_s \cdot I_{cell}}{V_t}} - 1 \right) \quad \text{III.6}$$

$I_p$  : le courant parallèle ou shunt c'est les pertes de courant par effet de joule dans les différents contacts, il peut être calculé à partir de l'équation suivante:

$$I_p = \frac{V_D}{R_p} = \frac{V_{cell} + R_s \cdot I_{cell}}{R_p} \quad \text{III.7}$$

$R_s$  : résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi conducteur, ainsi que les résistances ohmiques et de contact au niveau des connexions des cellules.

$R_p$  : Résistance shunt représente les fuites autour de la jonction P-N dues aux impuretés et sur les coins de la cellule.

$I_s$  : Le courant de saturation de la cellule photovoltaïque devient :

$$I_s = I_{rs} \cdot \left( \frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \cdot e^{\left[ \frac{E_g}{A \cdot k} \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad \text{III.8}$$

$I_{rs}$  est le courant de saturation inverse dans les conditions de tests standards.

$E_g$  : Énergie de gap (eV).

En substituant les équations (III.6 ; III.7) dans l'équation (III.5) le courant  $I_{cell}$  devient :

$$I_{cell} = I_{ph} - I_s \cdot \left( e^{\frac{V_{cell} + R_s \cdot I_{cell}}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{cell} + R_s \cdot I_{cell}}{R_p} \quad \text{III.9}$$

### III.2.2 Module photovoltaïque

Les modules photovoltaïques (PV) sont constitués d'un nombre de cellules connectées en série, supposées identiques par rapport aux propriétés électriques. La figure III.3 représente un circuit équivalent d'un module photovoltaïque.

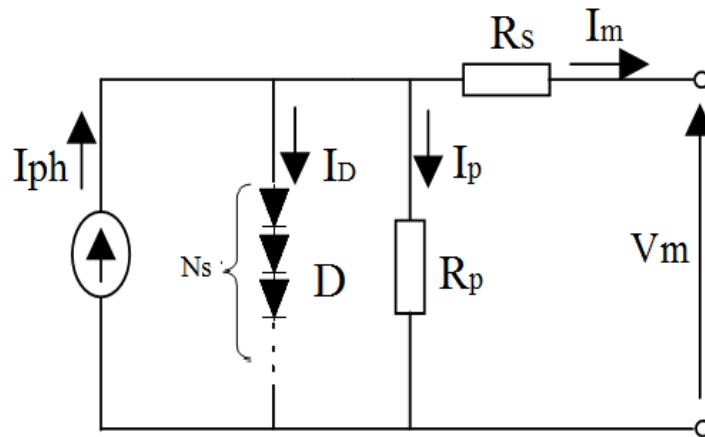


Figure III.3 Circuit équivalent d'un module photovoltaïque

En appliquant la loi de Kirchhoff sur le circuit, il est possible d'écrire III.10.

$$I_m = I_{ph} - I_D - I_p \quad \text{III.10}$$

Le photo-courant  $I_{ph}$ , est calculé à partir de l'équation suivante :

$$I_{ph} = \left[ I_{cc} + k_i \cdot (T - T_{ref}) \right] \cdot \frac{E}{E_{ref}} \quad \text{III.11}$$

Le courant de diode est déterminé par l'équation suivant :

$$I_D = I_s \cdot \left( \exp \left( q \cdot \frac{V_m + R_s \cdot I_m}{N_s \cdot A \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right) \quad \text{III.12}$$

Le courant de module photovoltaïque est déterminé de l'équation III.13

$$I_m = [I_{cc} + k_i \cdot (T - T_{ref})] \cdot \frac{E}{E_{ref}} - I_s \cdot \left( \exp \left( q \cdot \frac{V_m + R_s \cdot I_m}{N_s \cdot A \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right) \quad \text{III.13}$$

Avec :

$N_s$  : nombre des cellules PV par module

$I_m$  : courant de module PV

$V_m$  : tension de module PV

La résistance séries du module PV est déterminée par l'équation III.14 :

$$R_s = \frac{A \cdot k \cdot T_{ref} \cdot \ln \left( \frac{I_{cc} + 1}{I_s} \right)}{I_{cc} \cdot q} \quad \text{III.14}$$

On obtient le facteur d'idéalité du module PV à partir de l'équation suivante :

$$A = \frac{q \cdot (V_{max} - V_{co})}{k \cdot T \cdot N_s \cdot \ln \left( 1 - \frac{I_{max}}{I_{cc}} \right)} \quad \text{III.15}$$

Où

$I_{max}$  le courant maximal du module PV

$V_{max}$  la tension maximale du module PV

### III.2.3 Champ photovoltaïque

Un champ photovoltaïque est un ensemble de modules PV connectés en séries/parallèles, pour augmenter la valeur du courant ou de la tension, selon le besoin du consommateur.

#### III.2.3.1 Modules PV en séries où « string »

Le but de la connexion des modules en séries, c'est pour augmenter la tension de sortie de ce groupe. Donc la tension du circuit ouvert au string PV devient:

$$V_{costri} = N_{ser} \cdot V_{com}$$

L'équation mathématique III.16 détermine le courant de string PV ( $I_{str}$ ):

$$I_{str} = I_{ph} - I_s \cdot \left[ \exp \left( q \cdot \frac{V + I \cdot R_s \cdot N_{ser}}{N_s \cdot A \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right] - \frac{\frac{V}{N_{ser}} + I \cdot R_s}{R_p} \quad \text{III.16}$$

#### III.2.3.2 Modules PV en parallèles

L'augmentation du courant de sortie de module PV se fait à partir de la connexion des modules PV en parallèle. Le courant de court-circuit de groupes parallèles devient :

$$I_{cc\ prl} = N_p \cdot I_{ccm}$$

Le courant des modules parallèles est déterminé par équation III.17

$$I_{prl} = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_s \cdot \left[ \exp \left( q \cdot \frac{V + R_s \cdot \frac{I}{N_p}}{N_s \cdot A \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right] - \frac{N_p \cdot V + I \cdot R_s}{R_p} \quad \text{III.17}$$

#### III.2.3.3 Modules PV en séries/parallèles (Centrale PV)

Les strings PV sont connectés en parallèle pour construire le champ PV, écrit par l'équation III.18.

$$I_{champ} = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_s \cdot \left[ \exp \left( q \cdot \frac{V + I \cdot R_s \cdot \frac{N_{ser}}{N_p}}{N_s \cdot A \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right] - \frac{\frac{N_p}{N_{ser}} \cdot V + I \cdot R_s}{R_p} \quad \text{III.18}$$

Où :

$N_s$  : Nombre des cellules par module PV ;

$N_{ser}$  : Nombre des modules connectés en séries ;

$N_p$  : Nombre des modules connectés en parallèle ;

### III.3. Modèle du module PV avec MATLAB/Simulink

La figure III.4 présente le modèle du module photovoltaïque basé sur MATLAB/Simulink, ce modèle simulink est caractérisé par la facilité de l'implantation et la précision de prédire les caractéristiques de n'importe quel module PV ou centrale solaire. Il comporte comme paramètres d'entrées, l'éclairement solaire ( $E$ ), la température du module PV ( $T$ ), la tension de circuit-ouvert ( $V_{com}$ ), le courant de court-circuit ( $I_{ccm}$ ) et le nombres de cellules par module  $N_s$ .  $V_m$  et  $I_m$  sont les paramètres de sortie du module. Ce modèle simulink, a été détaillé aux blocs simulink, présenté dans la figure III.5.

Le module photovoltaïque utilisé est de type 'Luxor Solo line 80'. Il se compose de 36 cellules en silicone monocristallines connectées en série, avec une puissance maximale de 80 Wc, un courant de 4,50 A et une tension optimale de 17,86 V (Tableau III.1).

paramètres	valeur
Puissance maximale ( $P_{max}$ )	80W (+/- 3% )
Tension à puissance maximale ( $V_{max}$ )	17.86 V
Courant à puissance maximale ( $I_{max}$ )	4.50 A
Tension de circuit-ouvert ( $V_{co}$ )	21.96 V
Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ )	5.06 A
Tension du système maximal	1000V
Nombre de cellule en séries par module $N_s$	36

Tableau III.1 Principaux paramètres du module PV "LUXOR SOLO ligne 80"

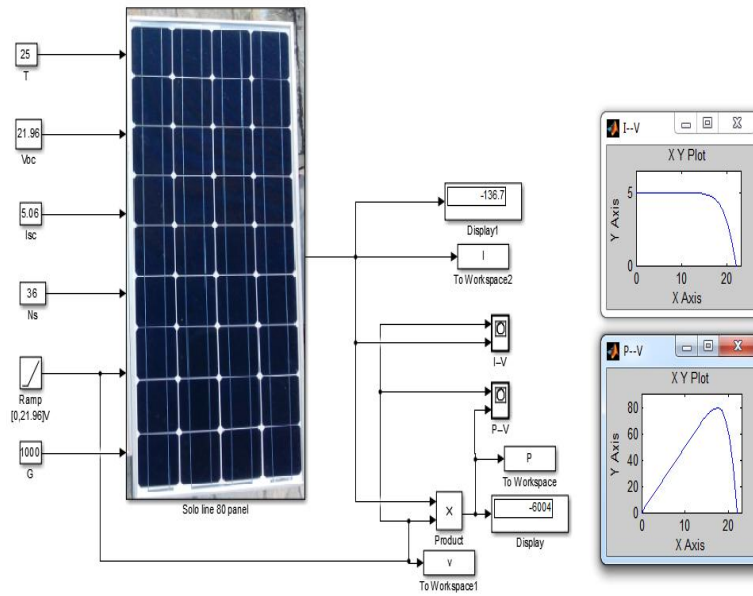


Figure III.4 Modèle simulink proposé

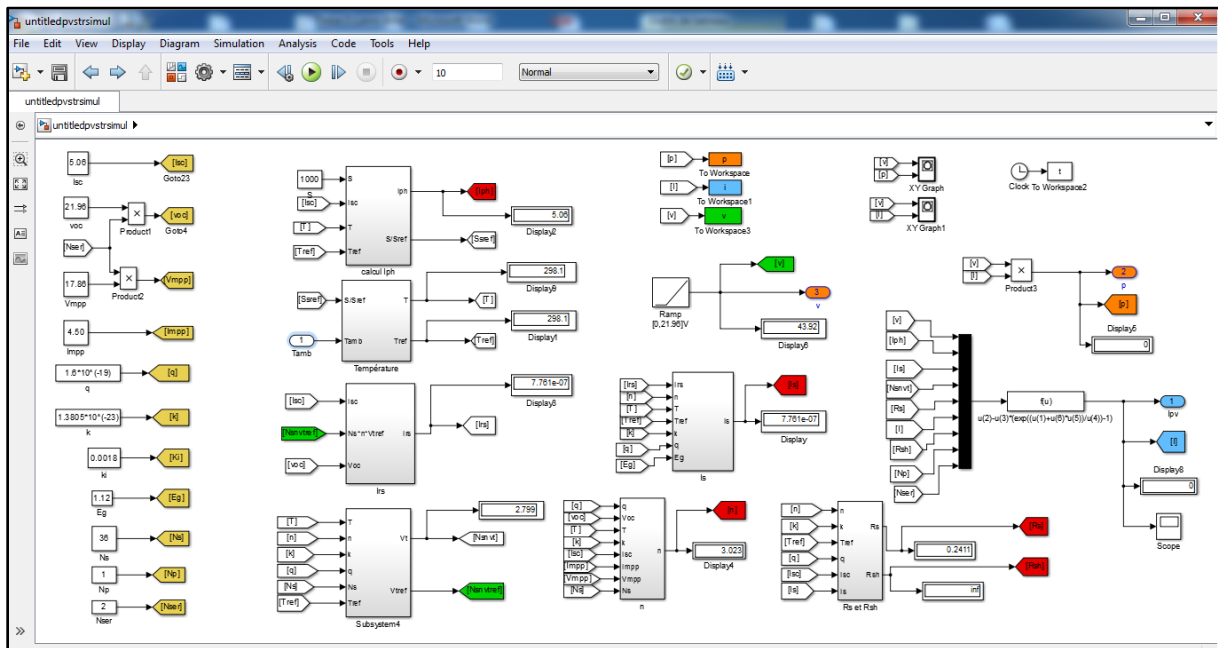


Figure III.5 Modèle simulink du champ PV détaillé

### III.4 Résultats de simulation et discussions

#### III.4.1 Caractéristiques du module PV

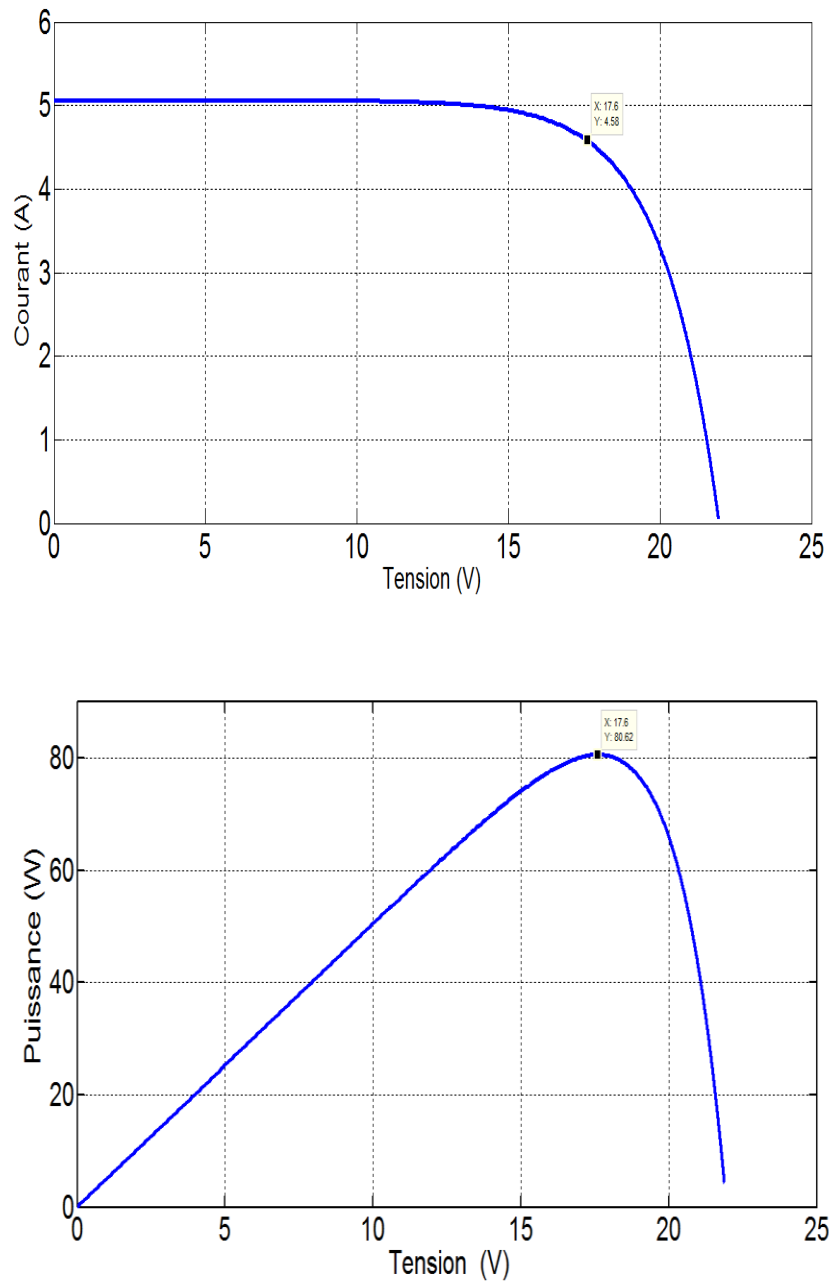


Figure III.6 Caractéristiques I-V, P-V, du module PV dans (STC)

La figure III.6 illustre les caractéristiques électriques, Courant- Tension et Puissance-Tension du module "LUXOR SOLO ligne 80", simulé sous les conditions standards (1000W/m<sup>2</sup>, température de cellule 25°C).



### III.4.2 Caractéristiques d'un champ PV

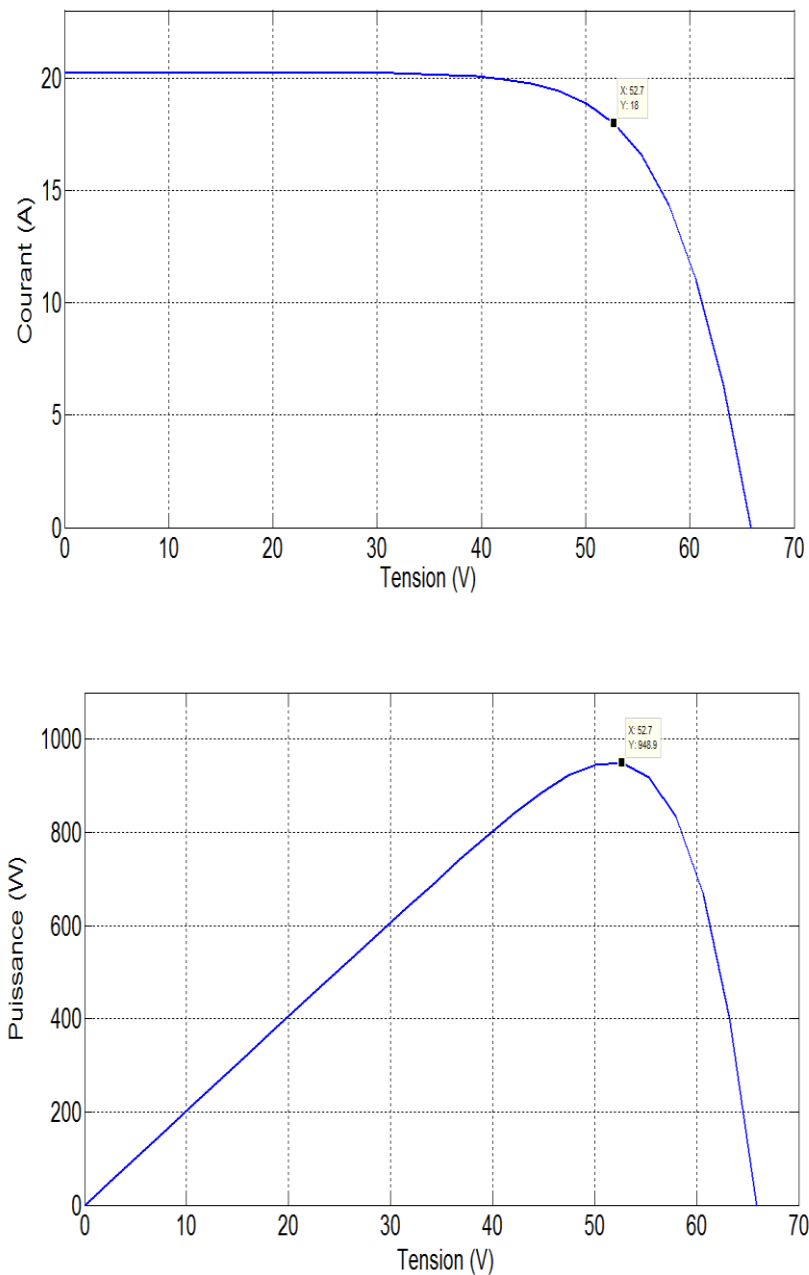


Figure III.7 Caractéristiques I-V, P-V, du champ PV dans (STC)

La figure III.7 présente les paramètres électriques courant et puissance d'un champ photovoltaïque constitué de douze modules PV. Il se compose de quatre string PV connecté en parallèles, chaque string comporte trois module PV 80 line connecté en séries (voir la figure II.9). La puissance et le courant du champ photovoltaïque deviennent respectivement, 949 [W/m<sup>2</sup>] et 18 [A].

### III.4.3 Influence de l'éclairement solaire

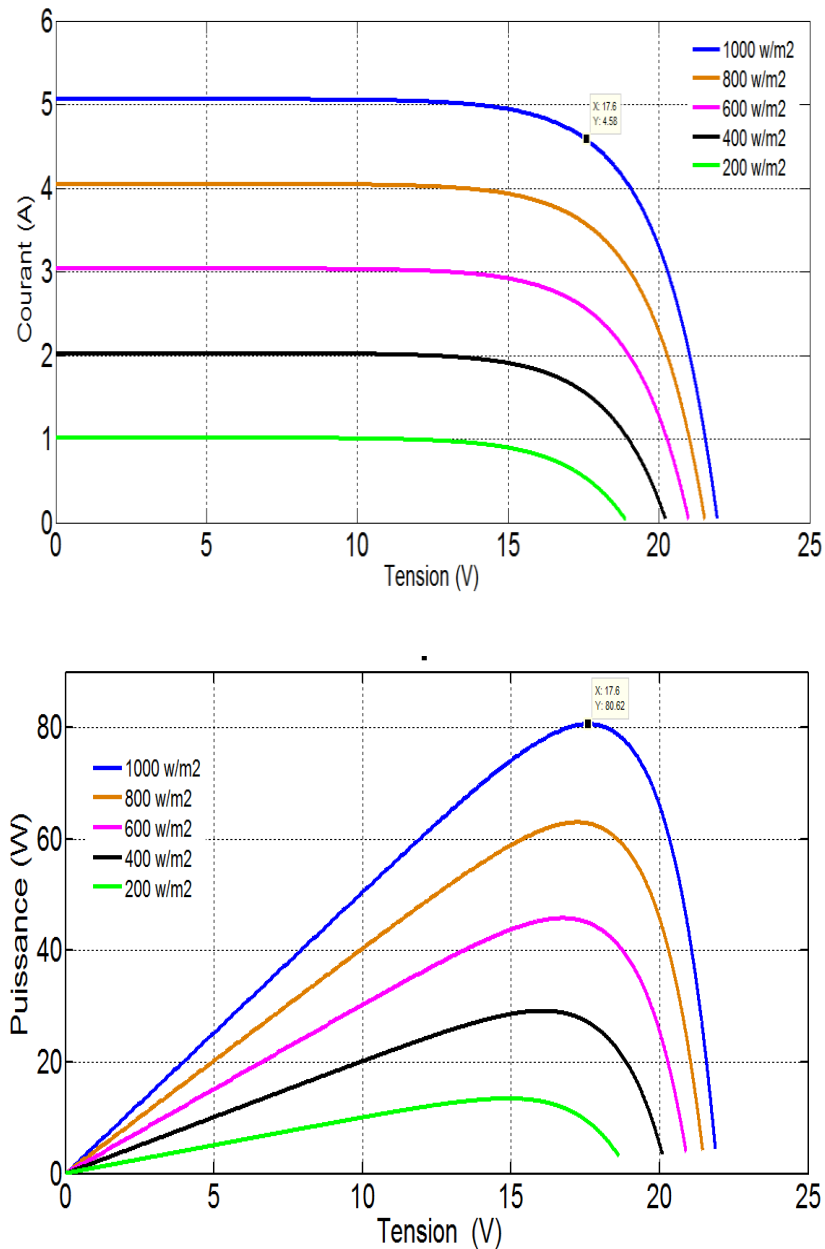


Figure III.8 Courbes I-V, P-V du module PV aux différentes valeurs d'éclairement solaire et à température constante

Figure III.8 illustre l'influence de l'éclairement solaire sur les caractéristiques I-V et P-V du module PV. L'augmentation de la valeur de l'éclairement solaire conduit à élever la valeur du courant de court-circuit du module PV, ce qui engendre à une puissance plus importante.

### III.4.4 Influence de l'ombrage et des défauts des diodes

#### III.4.4.1 Mise en série de deux modules PV

Ces courbes I-V et P-V obtenus :

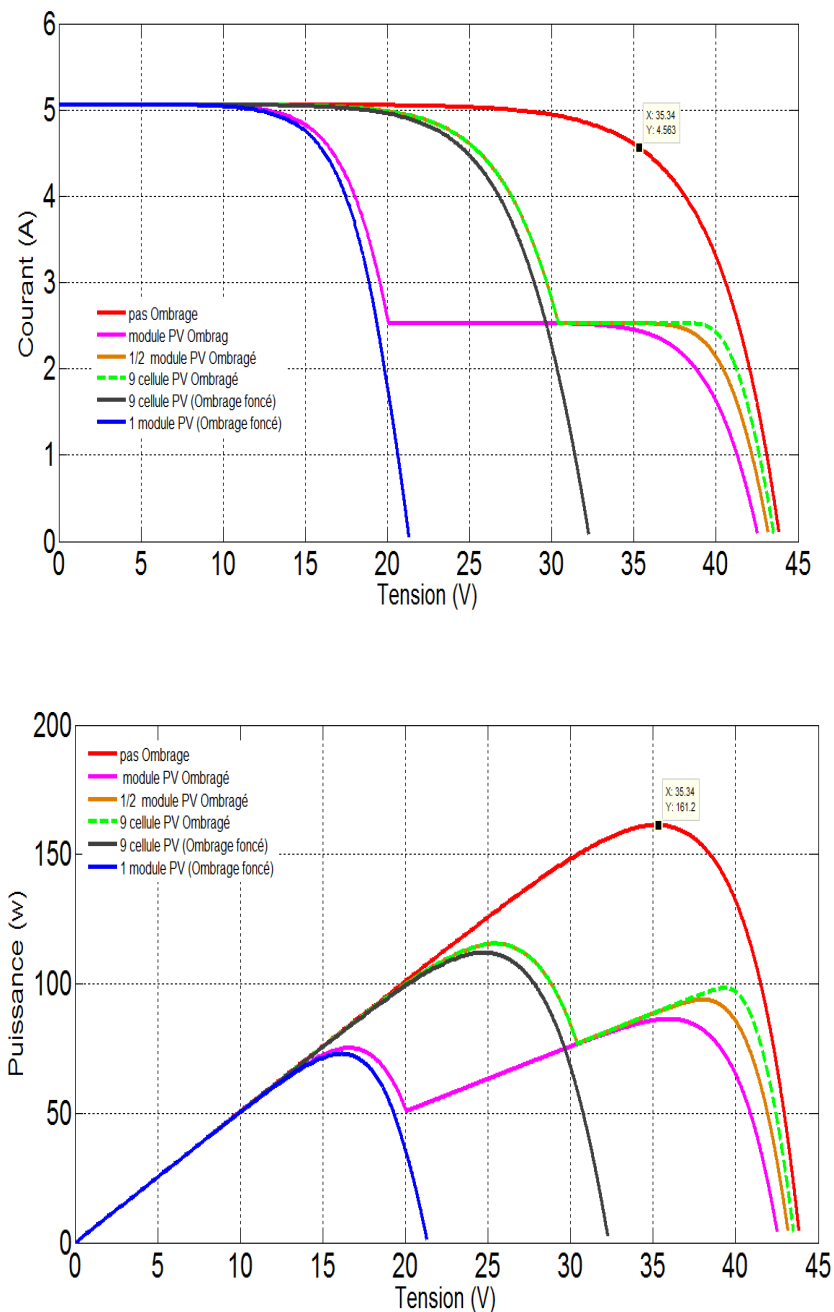


Figure III.9 Courbes I-V et P-V dans des conditions d'ombrage

On constate sur la figure III.9 deux formes de courbes. Dans le cas d'ombrage total, La courbe I-V à une forme d'un seul genou et la courbe P-V à une forme d'un seul pic avec une diminution importante de la tension (courbes noir et bleu). Dans le cas d'ombrage partiel, les formes des courbes de I-V et P-V ont la forme de deux genoux et deux pics, respectivement (courbes vert et mauve).

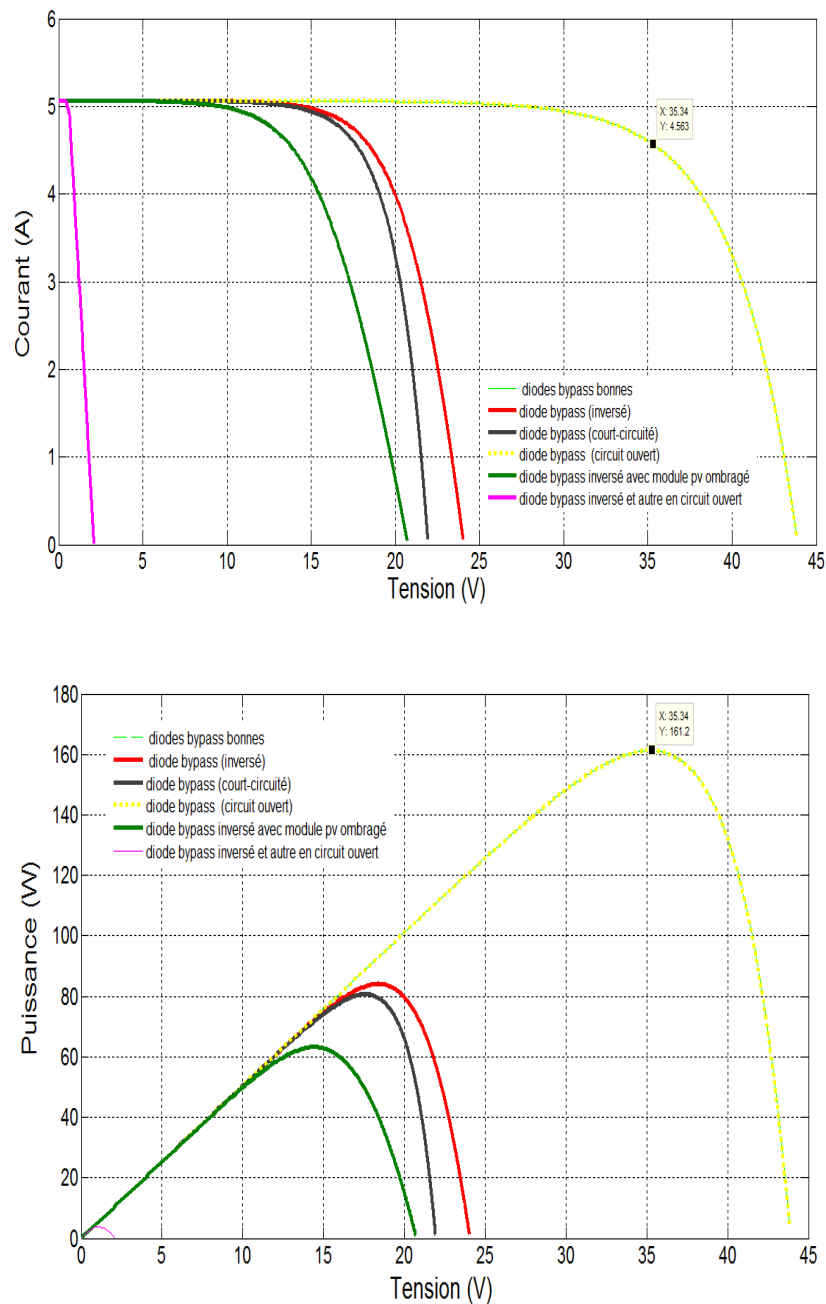


Figure III.10 Effets des défauts de diode by-pass sur les caractéristiques I-V et P-V

Les diodes by-pass sont installées dans les modules pour éviter la consommation d'énergie lorsqu'ils sont endommagés. Ils empêchent également les cellules de fonctionner près de leur zone d'avalanche. À partir de la figure III 10, nous pouvons remarquer que tout problème dans les diodes by-pass entraîne une diminution de la valeur de tension aux bornes de la String PV, ce qui mène à une diminution de la quantité d'énergie produite.

### III.4.4.2 Mise en parallele de deux modules PV

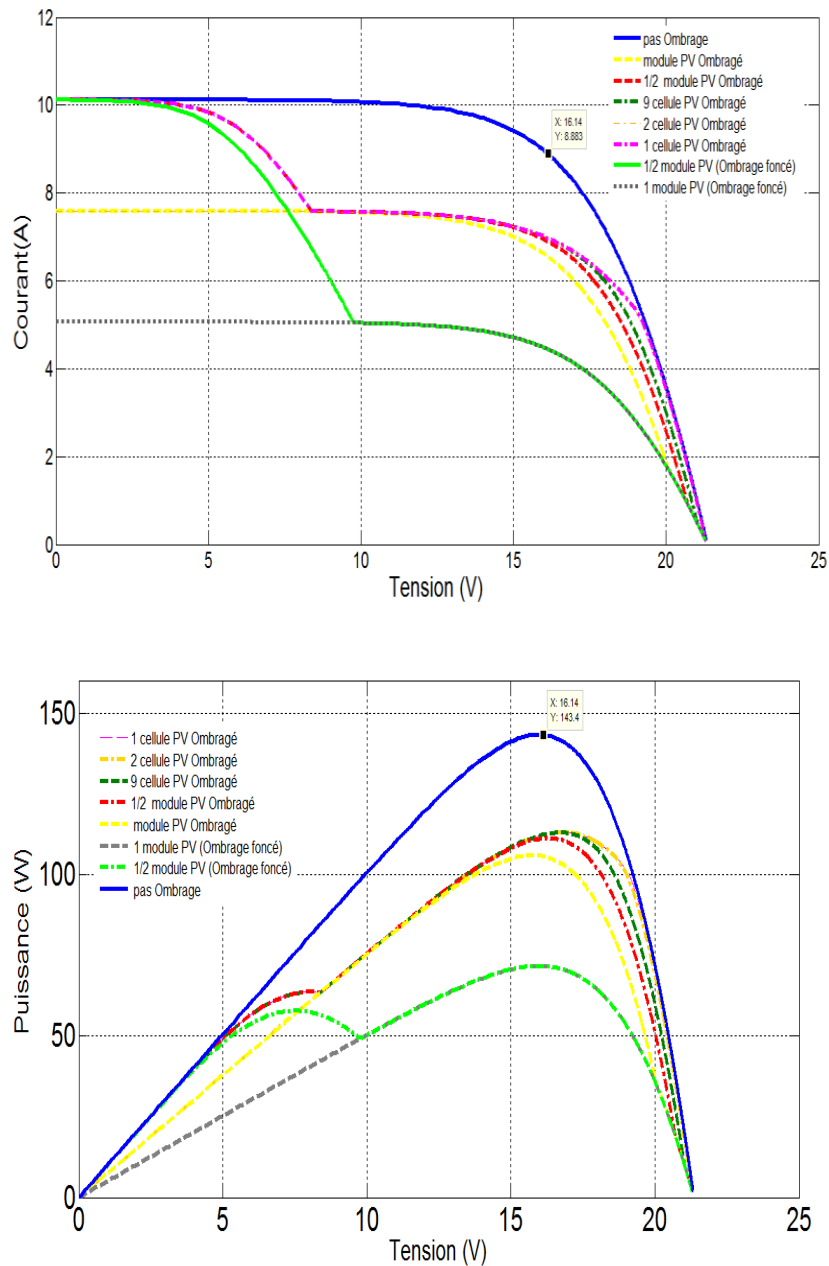


Figure III.11 Courbes I-V et P-V dans des conditions d'ombrage

On observe deux formes de courbes sur la figure III.11. Dans le cas d'ombrage total, La courbe I-V à une forme d'un seul genou et la courbe P-V à la forme d'un seul pic avec une diminution de la valeur du courant de court-circuit importante (courbes jaune , bleu et gris). Dans le cas d'ombrage partiel, les formes des courbes de caractéristiques I-V et P-V ont les formes de deux genoux et deux pics, respectivement (courbes vert et mauve).

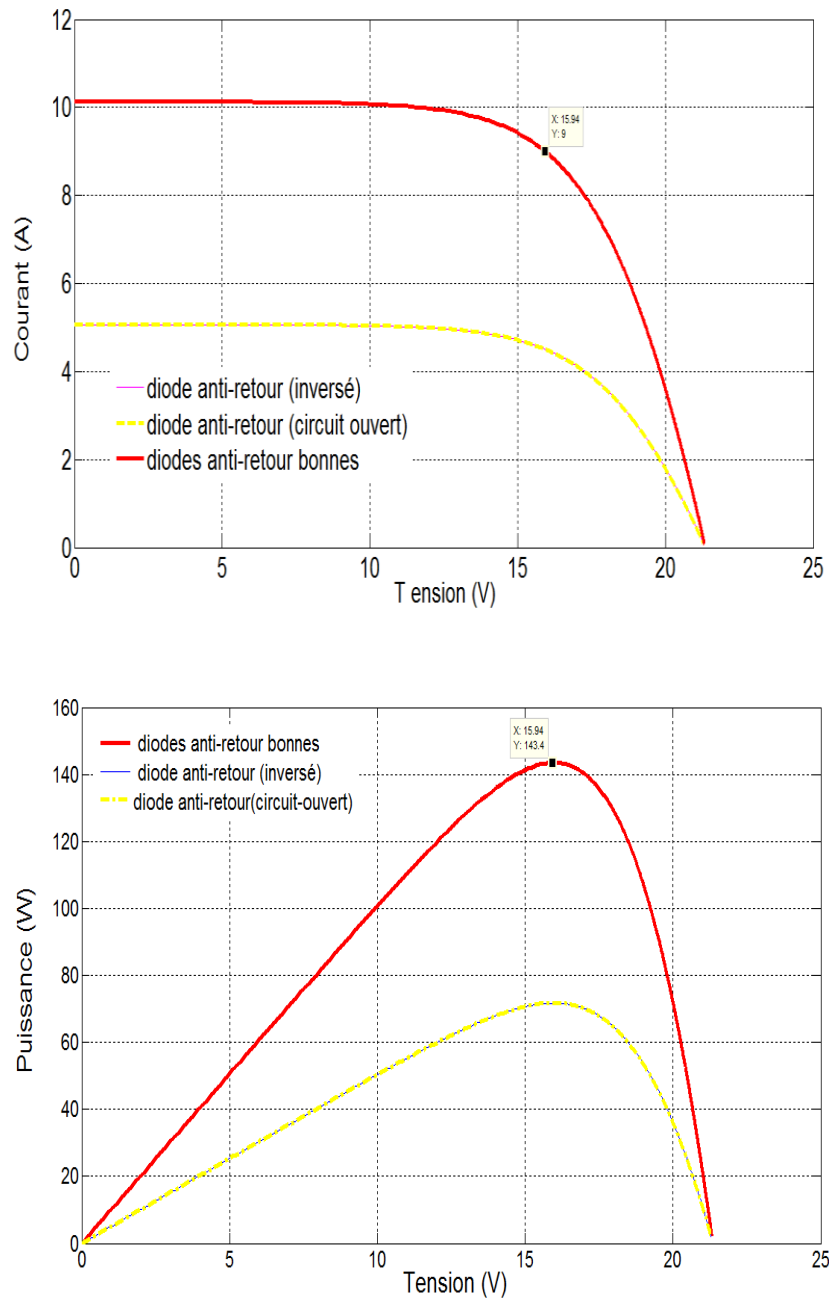


Figure III.12 Effets des défauts de diode anti-retour sur les caractéristiques I-V et P-V

Comme il apparaît sur la figure III.12, les problèmes dans les diodes de blocage, tels que diode inversée, circuit ouvert (diode endommagée), court-circuit, conduisent à une diminution des valeurs de court-circuit des modules PV parallèles. Ce qui provoque une diminution du point de puissance maximale.

### **III.5 Conclusion**

La production électrique des modules photovoltaïques ou d'un champ photovoltaïque dépend des plusieurs facteurs. Nous avons présenté dans ce chapitre le modèle de simulation d'un module PV sur la base du logiciel Matlab/Simulink. Ce modèle nous permet d'avoir avec une grande précision les caractéristiques I-V et P-V d'un champ PV soumis aux effets de l'éclairement, l'ombrage et les défauts de diodes de protection.

## *Chapitre IV*

---

# *Réalisation pratique et résultats*

---



## IV.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'étude expérimentale et la validation des résultats de simulation exposés au chapitre III. Nous avons étudié l'impact de différents facteurs (l'ombrage, les défauts des diodes de protection et la dégradation du module PV) sur la performance des modules photovoltaïques monocristallins qui nous avons installés à Sidi Amar ANNABA.

## IV.2 Etude expérimentale et mesures

### IV.2.1 Espace d'étude

La plateforme de mesures est installée à sidi Amar (Annaba) située entre 7°43'5" de longitude et 36°49'4" de latitude Nord avec une altitude de 34 mètres. Elle présente un climat méditerranéen avec été chaud.

### IV.2.2 Description de la plate-forme expérimentale

La plate-forme expérimentale utilisée pour évaluer la performance et la dégradation des modules PV installée à ANNABA est composée des outils suivants: (figure IV.1)

- Solarimètre et Thermomètre infrarouge

Appareil de mesure	type	mesure	La plage de mesure
Solarimètre	PL-1105M	L'intensité de l'ensoleillement	0 - 1999 W/m <sup>2</sup>
Thermomètre infrarouge	Fluke 59 Max	La Température	-30 °C à 350 °C (-22 °F à 662 °F)

- Trois modules PV
- Rhéostats
- Multimètres



Figure IV.1 Plateforme expérimentale

### IV .2.3 Modules photovoltaïques

Afin d'étudier la performance et la dégradation du module photovoltaïque, trois modules PV sont mis à l'étude. Deux modules Luxor Solo line 80 (80 wc), et un Luxor Solo line 190 (avec verre brisé). Les principaux paramètres électriques (spécifications) des modules PV relevés tels que la puissance maximale ( $P_{max}$ ), la tension maximale ( $V_{max}$ ), le courant maximal ( $I_{max}$ ), la tension en circuit ouvert ( $V_{co}$ ), le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) et le nombre des cellules solaires ( $N_s$ ), sont présentés dans le tableau suivant :

Paramètres	Luxor solo 80 line LX-80M/125-36+	Luxor solo 190 line LX-190M/125-72+
$P_{max}$	80 Wc ( $\pm 3 \%$ )	190 Wc (+1.5/+6.49)
$V_{max}$	17.86 V	36.18 V
$I_{max}$	4.50 A	5.26 A
$V_{co}$	21.96 V	43.81 V
$I_{cc}$	5.06 A	5.71 A
$N_s$	36	72

Tableau IV.1 Les paramètres électriques des modules PV expérimentés

### IV.3 Effet d'ombrage

L'expérience consiste à ombrer une partie du module photovoltaïque (Luxor solo 80 line) connecté à un autre module identique en série et ensuite en parallèle. Ces expériences ont été réalisées le 13 et 14 Avril 2017 à Annaba, afin de montrer l'influence de l'ombrage partiel sur les caractéristiques I-V et P-V d'un champ PV (Figures IV.6 et IV.8).

### IV.4 Les différents défauts de diode

(a) Diode en circuit-ouvert : diode endommagée

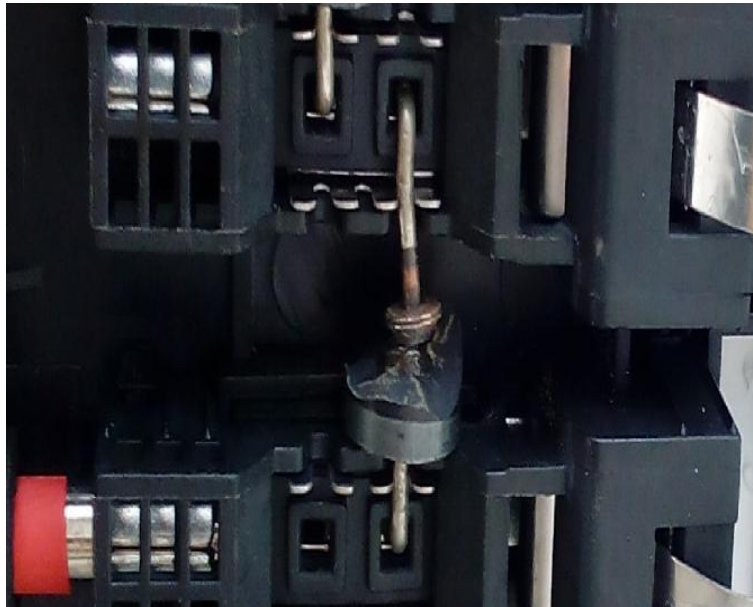


Figure IV.2 Diode en circuit-ouvert

**(b) Diode en court-circuit :**

Présence de l'eau dans la boîte de la jonction du module PV

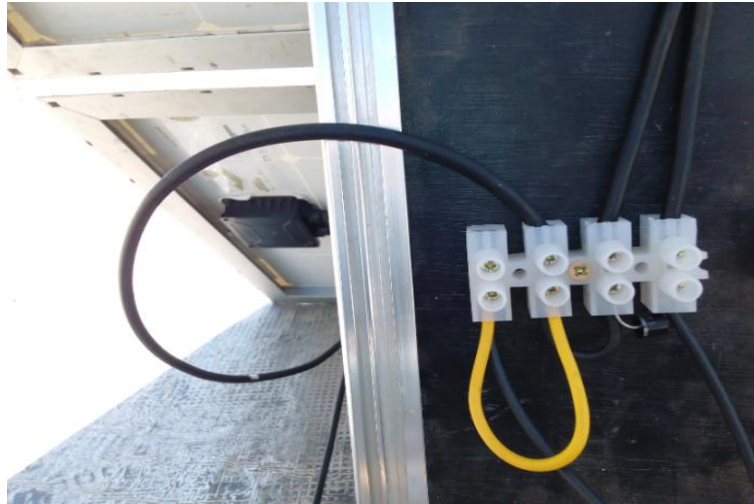


Figure IV.3 Diode en court-circuit

**(c) Diode inversé :**

Défauts de remplacement dû au changement les diodes endommagées.



Figure IV.4 Diode inversé

### IV.5 Module PV avec verre brisé

Dans la plupart des cas, les bris de verre sont causés par des facteurs externes tels qu'un mauvais emballage pendant le transport, l'installation, l'entretien, la manutention, le vent, les contraintes thermiques et les jets de pierres [73], [74]. Un exemple de ce défaut est montré sur la figure suivante :



Figure IV.5 Module PV avec verre brisé

## IV.6 Résultats et Discussions

### IV.6.1 Effet de l'ombrage et des défauts de diodes

Les figures IV.6, 7, 8 et 9 illustrent l'influence de l'ombrage et les défauts des diodes sur les caractéristiques I-V et P-V des modules photovoltaïques.

#### IV.6.1.1 Cas de deux modules PV connecté en série « String PV»

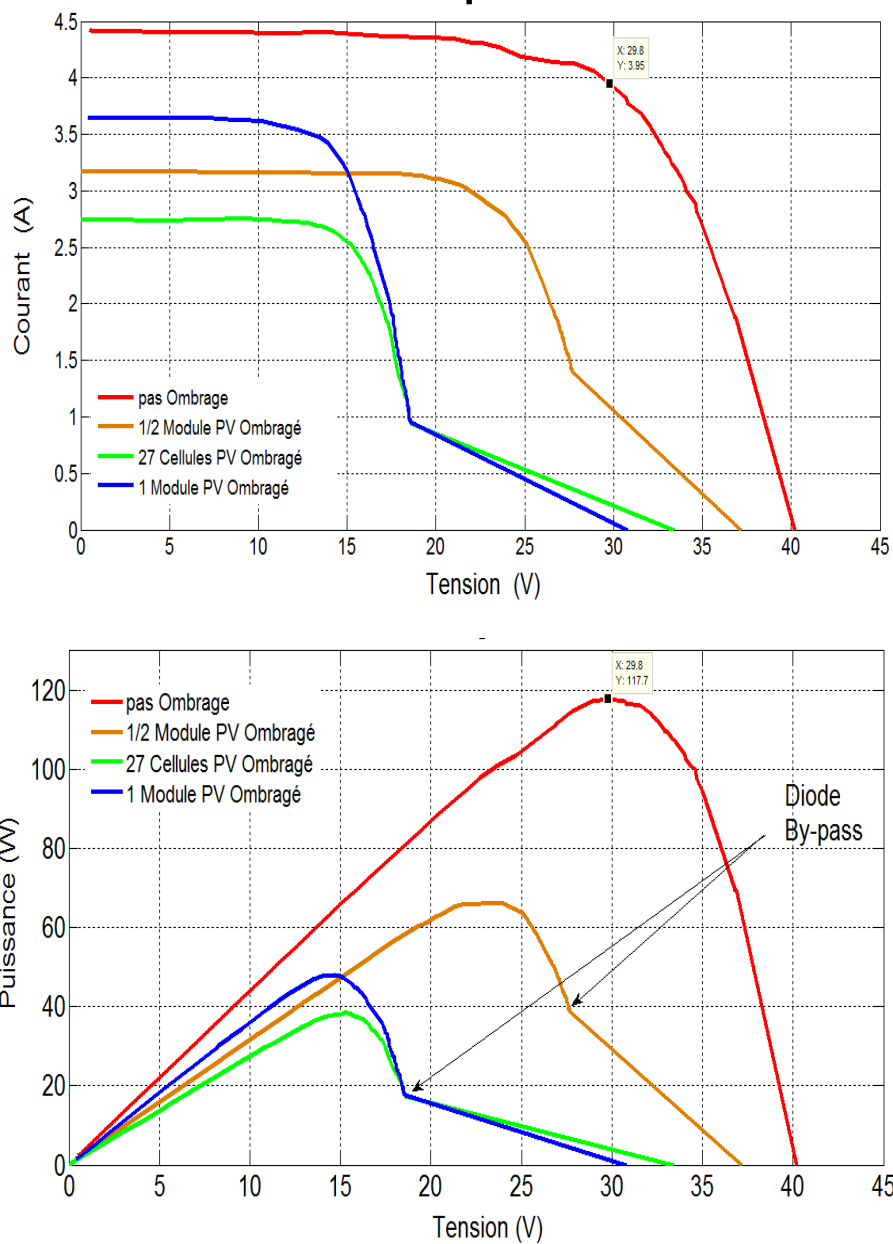


Figure IV.6 Courbes I-V et P-V de String PV, dans des conditions d'ombrage

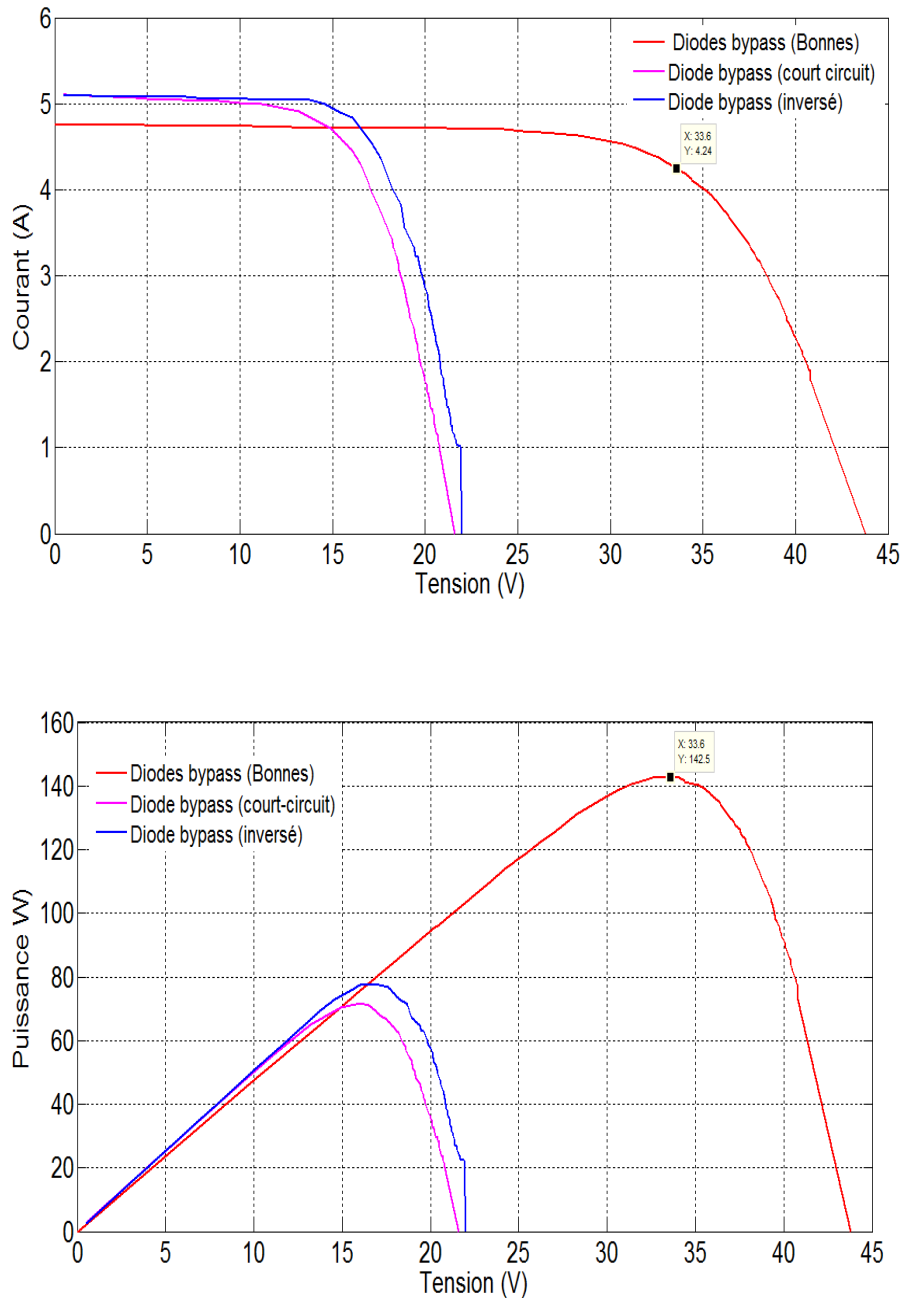


Figure IV.7 Effets des défauts de diode by-pass sur les caractéristiques I-V et P-V de deux modules PV connectés en série.

On constate des Figures IV.6 et IV.7, que l'ombrage (ombrage dur) a un impact significatif sur la valeur de tension aux bornes du string PV. Une diminution de la valeur de tension de circuit-ouvert mène à une diminution de la puissance maximale produite. Ceci est dû au rôle de la diode by-pass, qui devient fonctionnelle pour isoler les cellules PV ou le module PV ombragé pour le protéger du phénomène de point chaud. On outre, les défauts des diodes

conduisent à une diminution de la valeur de tension aux bornes de la chaîne photovoltaïque, ce qui conduit à une diminution de la puissance produite, comme le montre la figure IV.7.

### IV.6.1.2 Cas de deux modules PV en parallèles

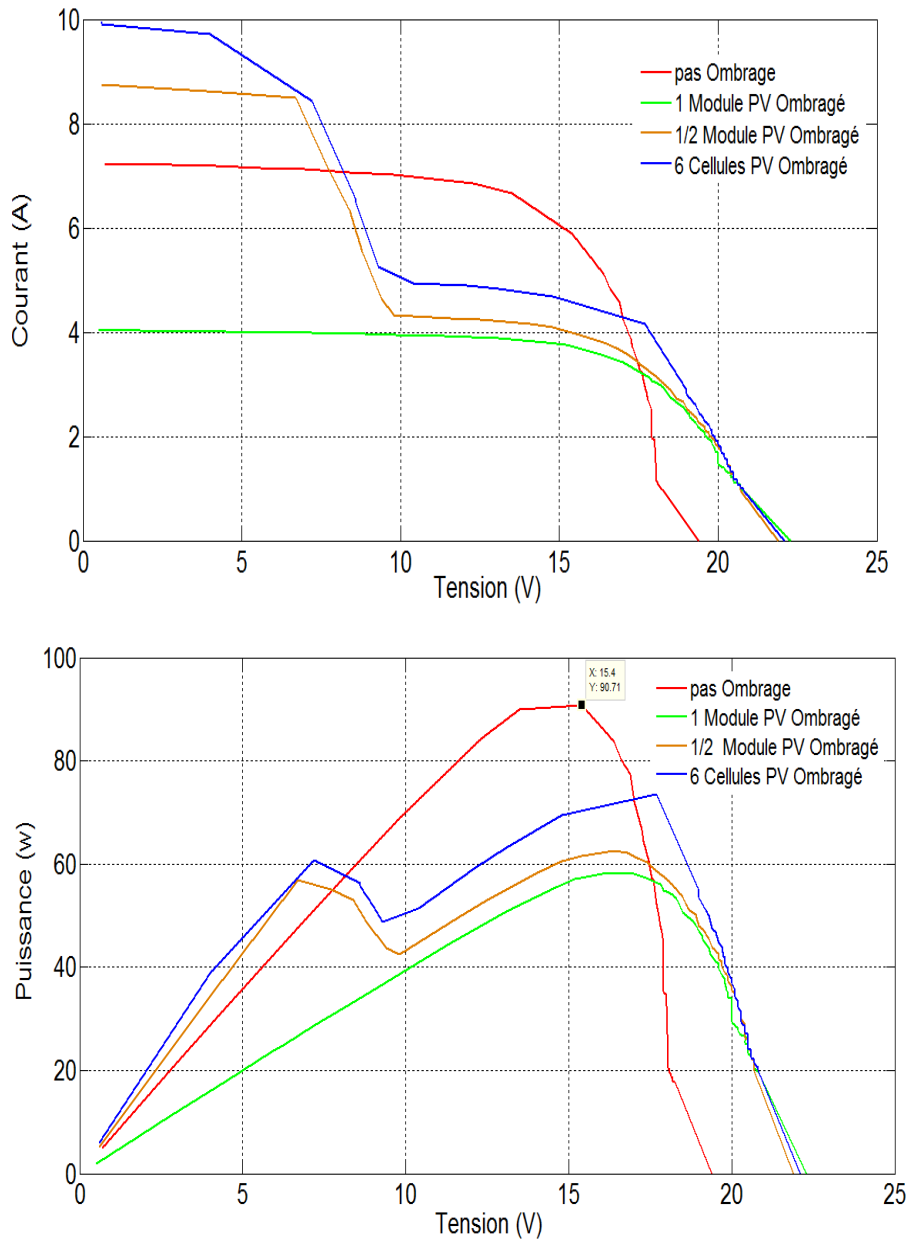


Figure IV.8 Courbes I-V et P-V de deux modules PV connecté en parallèles, dans des conditions d'ombrage



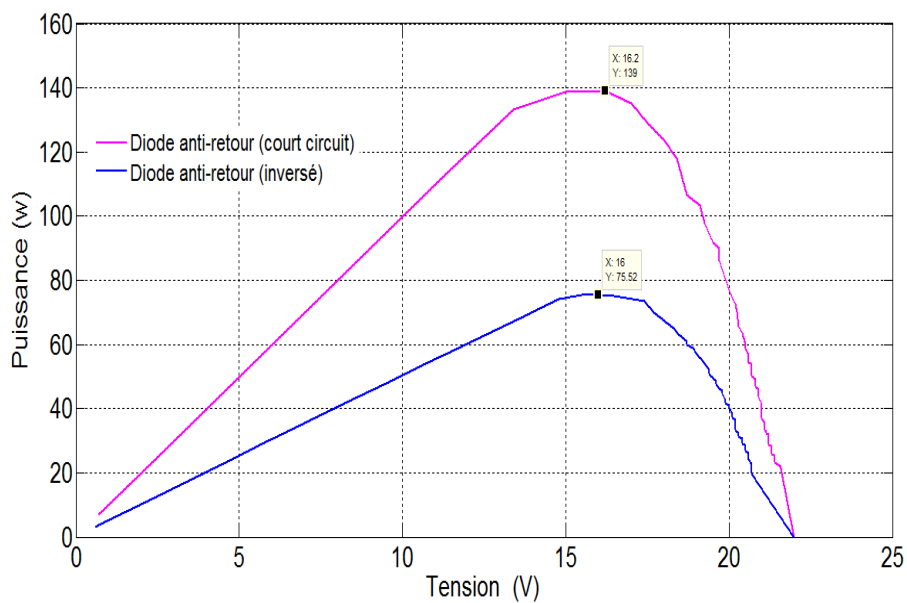
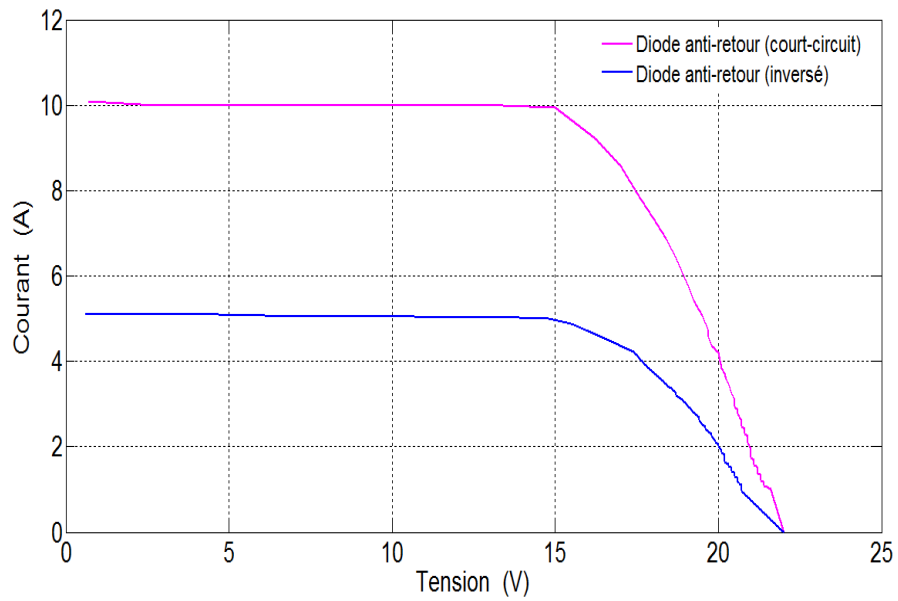


Figure IV.9 Effets des défauts de diode anti-retour sur les caractéristiques I-V et P-V de deux modules PV connecté en parallèles

La figure IV.8 montre les caractéristiques expérimentales I-V et P-V des deux modules PV connecté en parallèle sous l'effet d'ombrage. Nous remarquons que l'ombrage a un impact sur la valeur du courant de court-circuit, qui diminue avec une diminution correspondante de la puissance de sortie. La raison de cette diminution est l'intervention de diode anti-retour, dont

le but est de protéger le module ombragé de l'effet du courant inverse provenant d'un autre module non ombré (effet de points chauds).

La figure IV.9 montre l'effet des défauts de diode anti-retour (diode de blocage) sur les courbes expérimentales I-V et P-V des deux modules PV connecté en parallèles. Ici, nous constatons que n'importe quel problème dans la diode de blocage conduit à une diminution du courant de sortie de l'ensemble des modules (parallèle PV), ce qui conduit à une diminution de la puissance maximale.

Cette étude nous permet de conclure que l'ombrage et les défauts de la diode de protection (by-pass ou anti-retour) ont un impact significatif sur les valeurs de sortie du générateur PV, telles que la tension aux bornes, le courant de sortie et la puissance maximale produite. Ces valeurs sont comparées aux valeurs calculées par notre modèle numérique proposé et présentées avec différentes conditions climatiques (Tableaux IV.2 et 3). Les résultats obtenus et la base théorique confirment la validité du modèle proposé.

2 Module PV en séries	Date	Heur	E (w/m <sup>2</sup> )	T (°C)	Résultats Expérimentaux			Résultats de Simulation		
					I <sub>pm</sub> (A)	V <sub>pm</sub> (V)	P <sub>pm</sub> (W)	I <sub>pm</sub> (A)	V <sub>pm</sub> (V)	P <sub>pm</sub> (W)
Pas Ombrage		14:43	806	45.33	3.95	29.8	117.7	3.66	34.66	127
Module PV Ombragé	13/04/2017	15:28	704	41	3.26	14.7	47.92	3.187	15.71	50.07
1/2 module PV Ombragé	13/04/2017	15:50	596	37	2.78	23.9	66.44	2.691	23.92	64.35
27 cellules PV Ombragé	13/04/2017	16:10	558	36	2.53	15.2	38.46	2.523	15.43	38.94
Diodes by-pass bonnes	14/04/2017	14:11	819	48.2	4.24	33.6	142.5	3.723	34.73	129.3
Diode by-pass court-circuit	14/04/2017	13:46	876	53.6	4.46	16.05	71.58	4.01	17.33	69.64
Diode by-pass inversé	14/04/2017	13:15	894	58.3	4.54	17.1	77.63	4.08	18.16	74.22

Tableau IV.2 Résultats expérimentaux et simulé de String PV

2 Modules en Parallèles	Date	Heur	E(w/m2)	T(°C)	résultats expérimentaux			Résultats de Simulation		
					$I_{pm}$ (A)	$V_{pm}$ (V)	$P_{pm}$ (W)	$I_{pm}$ (A)	$V_{pm}$ (V)	$P_{pm}$ (W)
Pas Ombrage		9:30	654	40.2	5.89	15.4	90.71	5.87	15.66	91.94
Module PV Ombragé		9:53	735	40.4	3.6	16.2	58.32	3.30	15.74	52.02
$\frac{1}{2}$ Module PV Ombragé	14/04/2017	10:04	766	42.45	8.5/3.81	6.7/16.4	56.95/62.48	6.14/3.44	7.35/15.77	45.18/54.33
6 Cellules PV Ombragé		11:00	876	47.2	8.43/4.15	7.2/17.7	60.7/73.45	6.95/3.91	7.35/15.95	51.19/62.52
Diode anti-retour inversé		11:50	959	46.2	4.72	16	75.52	4.30	15.95	68.69
Diode anti-retour Court-circuité		12:28	936	45.4	9.24	16.2	139	8.52	16.46	140.3

Tableau IV.3 Résultats expérimentaux et simulé de l'ensemble modules (parallèles PV)

## IV.6.2 Effet du verre brisé

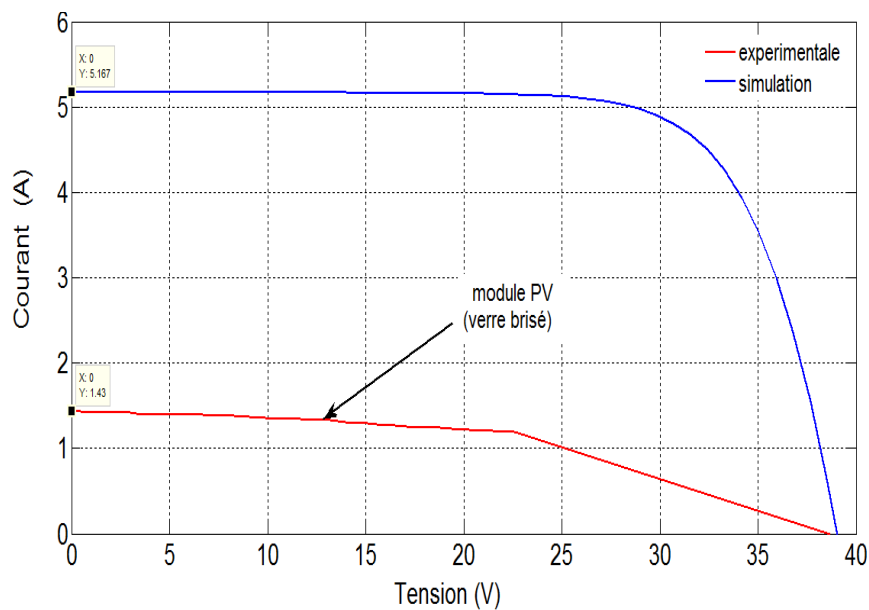


Figure IV.10 Caractéristique I-V du module avec verre brisé (Luxor solo 190 line)

Figure IV.10 illustre la caractéristique I-V du module PV avec verre brisé (courbe rouge). Cette résultat expérimentale a été réalisé le 05/01/2018 de 11 :50 AM, avec un éclairement solaire  $E = 890 \text{ W/m}^2$  et une Température de cellule  $T_c = 55.25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

On constate d'après la comparaison entre ce résultat expérimental (courbe rouge) et celui de la simulation (courbe bleu) que le courant de court-circuit du module PV nouveau est 5.16 A, par contre dans le cas du module avec verre brisé est 1.43 A. Cette diminution de la valeur du courant est due de l'influence du verre brisé.

#### **IV.7 Conclusion**

Étant donné que la performance et la dégradation des modules photovoltaïques dépendent de différents facteurs internes et externes. Une description de l'étude expérimentale réalisée nous a permis de montrer l'effet de l'ombrage et des défauts de diodes sur les caractéristiques I-V et P-V du champ PV que nous avons installé à Annaba. Nous a pu obtenir aussi l'influence du bris de glace sur la valeur du courant de court-circuit du module PV (Luxor solo 190 line).

## *Chapitre V*

---

# *Intégration de la sûreté de fonctionnement dans le système PV*

---

## V.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous exposons les généralités sur la sûreté de fonctionnement des systèmes photovoltaïques. Nous essayerons de donner les principales définitions de l'ensemble des caractéristiques constituant la théorie de la fiabilité. Ensuite, nous parlerons sur les différents composants constituant le système photovoltaïque connecté au réseau électrique et leur rôle dans l'estimation de la fiabilité du système.

L'intégration de la sûreté de fonctionnement du système dans le cadre de notre travail consiste à procéder à une classification des modes de défaillances de ce dernier. Ainsi, une analyse de défaillance par l'ajout du tableau de "AMDEC" proposé par [75] est appliquée. Ce tableau présente les modes de défaillances susceptibles de provoquer la dégradation où le dysfonctionnement d'un système photovoltaïque connecté à un réseau électrique.

## V.2 Généralités sur la sûreté de fonctionnement

La sûreté de fonctionnement "SDF" est une discipline qui définit et évalue les niveaux des risques non désirés par les systèmes lors de la production de l'énergie. En effet, plusieurs définitions ont été proposées pour préciser le terme de sûreté de fonctionnement [76, 77, 78, 79,80], parmi celles-ci, on trouve deux majeures définitions dans la littérature qui sont données comme suit :

- La première proposée par Alain Villemeur dans son livre [79] : La sûreté de fonctionnement (dependability, SdF) consiste à évaluer les risques potentiels, prévoir l'occurrence des défaillances et tenter de minimiser les conséquences des situations catastrophiques lorsqu'elles se présentent.
- La deuxième définition qui est complémentaire à la précédente présenté dans [80] : La Fiabilité, Maintenabilité, Disponibilité et Sécurité, que l'on retrouve dans l'acronyme FMDS, fait référence à ces différents termes et met en avant leur complémentarité. Si la fiabilité, la maintenabilité, la disponibilité et la sécurité sont des performances d'un système, la sureté de fonctionnement ne se réduit pas uniquement à une de ces performances, elle se construit à travers toutes ces dernières.

Les attributs de la sûreté de fonctionnement [81] se caractérisent selon l'ouvrage de Villemeur [79], par : [82]

**- Fiabilité :**

La fiabilité est l'aptitude d'une entité S à accomplir une fonction requise, dans des conditions données pendant un intervalle de temps donné.

$$R(t) = \text{prob}(S \text{ fonctionne sur } [0, t]) \in [0, 1], \text{ avec } t, \text{ une date}, \in \mathbb{R}^+$$

**- Disponibilité :**

La disponibilité est l'aptitude d'une entité à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné (ou pendant un intervalle de temps donné), en supposant que la fourniture des moyens extérieurs nécessaires soit assurée.

$$D(t) = (S \text{ fonctionne à l' instant } t), t, \text{ une date}, \in \mathbb{R}^+$$

**- Maintenabilité :**

La maintenabilité est l'aptitude d'une entité à être maintenue ou rétablie, dans un intervalle de temps donné dans un état dans lequel elle peut accomplir une fonction requise, lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données avec des procédures et des moyens prescrits.

$$M(t) = (S \text{ réparée sur } [0, t]) \in [0, 1], \text{ avec } t, \text{ une date}, \in \mathbb{R}^+$$

**- Sécurité :**

La sécurité est l'aptitude d'un produit à respecter, pendant toutes les étapes du cycle de vie, un niveau acceptable de risques susceptibles d'occasionner une agression du personnel, une dégradation majeure du produit ou de son environnement.

$$S(t) = \text{prob}(S \text{ génère aucun risque sur } [0, t]) \in [0, 1], \text{ avec } t, \text{ une date}, \in \mathbb{R}^+$$

## V.2.1 Mesures de la sûreté de fonctionnement

### V.2.1.1 Notion générales de la fiabilité

On considère une entité pouvant se trouver dans différents états. Cet ensemble d'états, noté  $\mathbb{E}$ , se décompose en deux sous ensembles formant une partition : le sous-ensemble  $\mathbb{M}$  des états de marche (y compris le fonctionnement dégradé) et le sous-ensemble  $\mathbb{D}$  des états de défaillance [83,84].

Considérons  $T$  la variable aléatoire qui représente le temps écoulé entre la mise en service d'une entité et la première défaillance observée. La fiabilité à l'instant  $t$  est la probabilité qu'une entité  $E$  soit non défaillante sur la durée  $[0, t]$  [83,84].

On appelle également fiabilité, la probabilité associée  $R(t)$  définie par :

$$R(t) = \text{Prob}\{t < T\} \quad (\text{V.1})$$

La figure V.1 présente une allure de la fonction de fiabilité  $R(t)$  en fonction du temps.

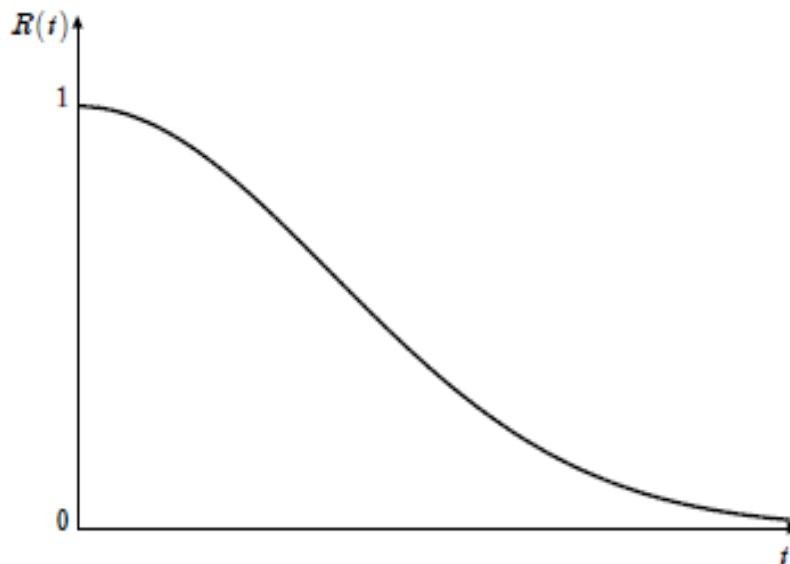


Figure V.1 – Courbe de survie ou de fiabilité [75]



Pour compléter l'approche théorique de la notion de fiabilité, il est nécessaire de définir les notions suivantes [83].

La fonction  $F(t)$  représente la fonction de répartition de la variable aléatoire  $T$ . Elle équivaut à la défiabilité  $\overline{R(t)}$  (la probabilité de défaillance du système) ou à la probabilité complémentaire à 1 de la fiabilité  $R(t)$  définie par :

$$F(t) = \text{Prob}\{t \geq T\} = 1 - R(t) = \overline{R(t)} \quad (\text{V.2})$$

La fonction  $f(t)$  désigne la densité de probabilité de  $t$  et elle est donnée par :

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \frac{dR(t)}{dt} \quad (\text{V.3})$$

La fonction de répartition  $F(t)$  et la fonction de fiabilité  $R(t)$  sont exprimées à partir de la fonction de densité  $f(t)$  dans les relations suivantes :

$$F(t) = \int_0^t f(u) du \quad (\text{V.4})$$

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - \int_0^t f(u) du = \int_t^{\infty} f(u) du \quad (\text{V.5})$$

### V.2.1.2. Temps moyens de la sûreté de fonctionnement

Il existe aussi des grandeurs associées à la Sûreté de fonctionnement peuvent être calculées à partir des mesures de probabilités. Contrairement aux précédentes, qui sont fonction du temps, les grandeurs suivantes caractérisent des durées moyennes [84,79] :

– **MTTF (Mean Time To Failure)** : Temps moyen de fonctionnement avant la première défaillance ;

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (\text{V.6})$$

– **MTTR (Mean Time To Repair)** : Temps moyen de remise en service ;

$$MTTR = \int_0^{\infty} [1 - M(t)] dt \quad (\text{V.7})$$

– **MUT (Mean Up Time)** : Temps moyen des durées de disponibilité (après réparation).

– **MDT (Mean Down Time)** : Temps moyen des durées d'indisponibilité (suite aux défaillances).

– **MTBF (Mean Time Between Failure)** : Temps moyen entre deux défaillances :

$$MTBF = MDT + MUT \quad (\text{V.8})$$

La figure V.2, illustre les durées moyennes associées à la sûreté de fonctionnement.

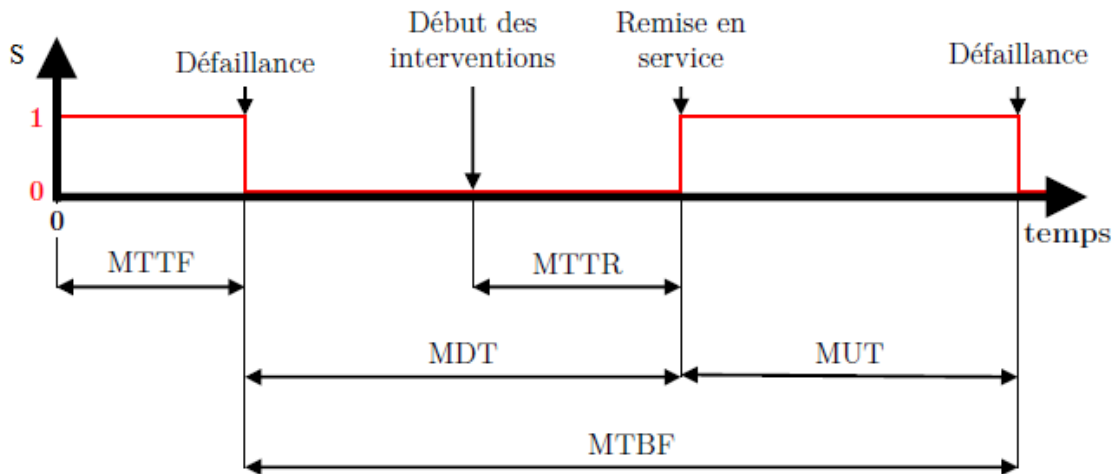


Figure V.2. Durées moyennes associées à la Sûreté de Fonctionnement [75]

### V.3 Système photovoltaïque

Tous les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique sont composés de quatre éléments importants, qui sont connectés entre eux en série comme le montre la figure V.3 :

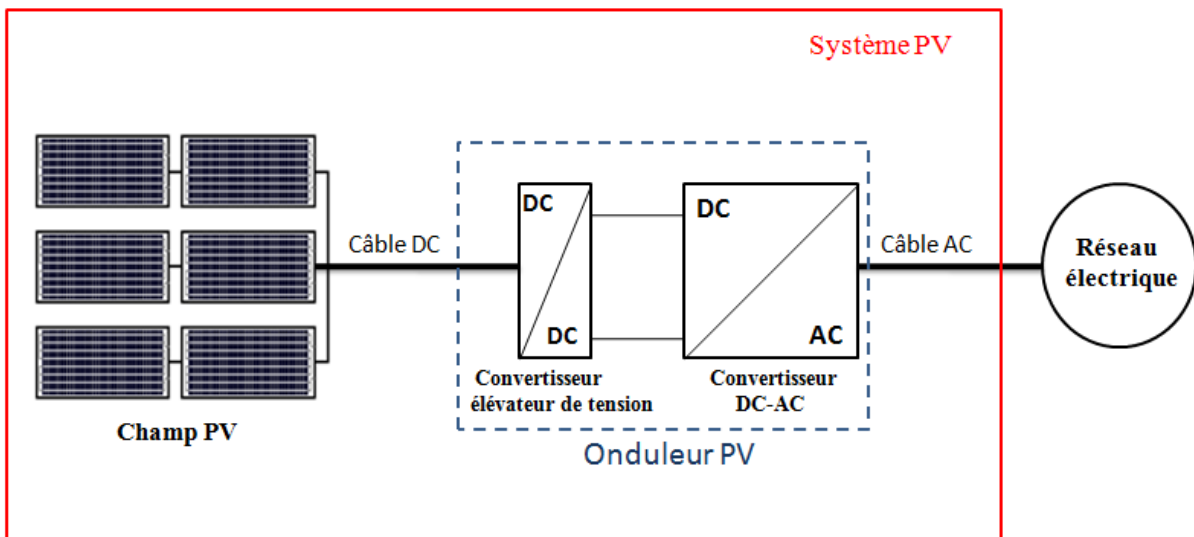


Figure V.3 les composants du système PV connecté au réseau électrique

### V.3.1 Le champ photovoltaïque

La composition et la structure d'un champ photovoltaïque ont détaillé et présenté dans le chapitre II.

### V.3.2 Câbles DC

Les câbles DC transmettent le courant continu produit par les modules photovoltaïques à l'entrée de l'onduleur. Généralement ce sont des câbles unipolaires avec double isolation pour les protéger des conditions extérieurs et en cas présence d'incendie. Par ailleurs, Sa section est liée par la valeur du courant des modules, la distance entre le champ PV et l'onduleur (longueur du câble aller et retour) et sa résistivité du matériau (cuivre ou aluminium).

L'équation (V.9) présente le calcul pour déterminer la section du câble d'une installation photovoltaïque :

$$S = \frac{\rho \cdot L \cdot I}{\varepsilon \cdot V_a} \quad (\text{v.9})$$

Où :

$\rho$  : la résistivité du câble en  $\Omega \cdot \text{m}$ .  $\rho = 1,7 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$  pour un câble en cuivre.

$L$  : la longueur du câble en m

$I$  : le courant maximal du champ PV en A

$\varepsilon$  : la chute de tension en V et  $V_a$  est la tension au départ du câble en V

### V.3.3 Onduleur

Le but de l'onduleur est de convertir le courant continu produisant par le champ PV à un courant alternatif à fin de l'injecté au réseau électrique où l'utilisé pour des applications alternative. Il a composé de deux parties importantes:

### V.3.3.1. Recherche du PPM du système

Cette partie représente l'extraction du point de puissance maximale délivrant par le champ photovoltaïque à partir d'un convertisseur statique continu-continu, appelé hacheur. Ce dernier est commandé par plusieurs algorithmes de recherche PPM, Perturbe and Observe P&O, Conductance Incrémentale ICC,...etc. (Voir le chapitre II) [65].

### V.3.3.2. Transformation de l'énergie

Un pont électronique qui hache la tension continue sortante par l'hacheur et génère une tension de sortie sinusoïdale, de fréquence 50 Hz, cette conversion est assurée par une commande appelée "MLI" et des boucles de régulation du courant de sortie, qui seront injecter au réseau électrique (chapitre II).

Cependant, le fonctionnement de l'onduleur photovoltaïque dépend fortement de la valeur de la puissance continue qu'il reçoit à son entrée. Si la puissance d'entrée est inférieure à sa puissance minimale, l'onduleur ici, ne transforme pas l'énergie continue et donc ne produit pas de l'énergie alternative. Dans le cas où la puissance d'entrée est supérieure à sa puissance maximale, ici, l'onduleur ne transforme que l'électricité qu'il peut produire. Ainsi, la connaissance de ces données est très importante, pour bien estimer la fiabilité du système photovoltaïque connecté au réseau électrique.

### V.3.4 Câbles AC

Le rôle des câbles AC assurent le transport du courant alternatif produit par l'onduleur vers le réseau électrique.

L'évaluation de la performance du système photovoltaïque connecté au réseau électrique dépend de la fiabilité et la disponibilité de chaque élément qui le compose, et qui sont cités ci-dessus.

Les fabricants mettent des garanties pour chaque composant d'une installation photovoltaïque selon le matériau qui le constitue, la main-d'œuvre et la puissance produite par ceux-ci en fonction du temps de fonctionnement.

- Les fabricants des modules garantissent leurs produits 5 ans avec une puissance produite à 100%, offrent une garantie de puissance de 90% au bout de 10 ans et de 80% au bout de 25 ans.
- Les fabricants d'onduleur garantissent leurs produits de 10 ans jusqu'à 20 ans.
- Les câbles de liaisons entre les modules PV et l'onduleur et entre celui-ci et le réseau électrique ne sont pas garantis.

#### **V.4 L'Analyse des modes de défaillance, leurs effets et leurs criticités pour un système PV**

L'analyse de dysfonctionnement des systèmes PV repose sur l'application de diverses méthodes, parmi celles-ci nous citons la méthode d'analyse des modes de défaillance, de leurs effets, et leurs criticités (AMDEC). Cette méthode consiste à connaître en premier les modes de défaillance de chaque composant, et évalué leurs effet sur les diverses fonctions de ce système. Ensuite, une évaluation quantitative de criticités de défaillance pour le système considéré.

Nous avons commencé d'abord à mettre en place une grille de notation [85] correspondante à notre système présenté dans le Tableau V.1

« La criticité de chaque fonction d'un système est déterminée à partir des échelles de probabilité d'occurrence (O), de gravité (G) et de détection (D). La criticité (C) est calculée par » [75]:

$$C = O \times G \times D \quad (V.10)$$

Ordre	Degré d'Occurrence	Degré de Gravité	Degré de Détection
1	Défaillance rare	Pas d'influence sur l'installation	Détection certaine de la défaillance lors des contrôles
2	Défaillance possible	Réduire le rendement du système	Probabilité de détecté la défaillance lors des contrôles
3	Défaillance fréquent	Il n'a Pas de production du système	Probabilité faible de détecter la défaillance lors des contrôles
4	Défaillance inévitable	Le système en panne avec probabilité du danger sur l'installation PV	Impossible de détecter la défaillance lors des contrôles

Tableau V.1 Classification des défaillances de notre système photovoltaïque [75]

L'étude AMDEC réalisé nous a permis de constitué un tableau comprenant l'ensemble des résultats obtenus pour notre système photovoltaïque (Tableau V.2).

Elément	Fonction	Modes de défaillance	Causes	Effets	O	G	D	C
String PV (deux modules)	Transformer l'énergie solaire en énergie électrique	Le string PV ne délivre pas d'énergie électrique	Points chauds	Le système ne produit pas d'énergie électrique	2	4	2	16
			Pénétration d'eau à la boîte de jonction		1	4	3	12
			Vitrage cassé des modules PV		2	3	1	6
			Diode anti-retour en circuit-ouvert		3	4	2	24
			Délamination de l'encapsulant des modules PV		2	3	2	12
			Diode by-pass en circuit-ouvert		3	4	2	24
		Diode by-pass inversé	1	4	3	12		
		Le string PV délivre une puissance dégradé inférieure à la puissance maximale	diode by-pass en court-circuit	Le système produit moins ou pas d'énergie électrique	2	4	3	24
			Cellule cassé/ micro cracks		3	2	3	18
			Défaillance de la soudure des rubans		2	2	3	12
			Interconnexions cassées		2	3	2	12
			Décoloration de l'encapsulant		4	3	2	24
corrosion	3		3		2	18		
Câble DC	Transporter le courant continu des modules PV à l'onduleur	L'énergie électrique n'est pas transmise à l'onduleur	Câble coupé	Le système ne produit pas d'énergie électrique	2	3	1	6
			Fonte des câbles (UV , feu,..)		1	3	2	6
		L'énergie électrique transmise à l'onduleur est inférieure à l'énergie fournie par les modules	Corrosion des connectiques	Le système produit moins ou pas d'énergie électrique	2	2	2	8
Onduleur	Transformer l'énergie électrique continue en énergie électrique alternative	L'onduleur ne délivre pas d'énergie électrique Alternative	Défaillance de l'EEPROM	Le système ne produit pas d'énergie électrique	1	2	3	6
			Défaillance de la protection GFCI		1	2	3	6
			Dysfonctionnement de communication interne		2	2	2	8
			Erreur interne de communication		2	2	2	8
			Panne des relais de sortie		1	2	3	6
			Tension continu du BUS trop élevé		1	2	3	6
			Echec de l'Auto-Test		2	2	3	12
			Défaillance du MPPT		2	2	3	12
Câble AC	Transporter le courant alternatif de l'onduleur au réseau	L'énergie électrique n'est pas transmise au réseau	Câble coupé	Le système ne produit pas d'énergie électrique	2	3	1	6
			Fonte des câbles (UV , feu,..)		1	3	2	6
		L'énergie électrique transmise au réseau est inférieure à l'énergie fournie par l'onduleur	Corrosion des connectiques	Le système produit moins ou pas d'énergie électrique	2	2	2	8

Tableau V.2. AMDEC du système photovoltaïque



## **V.5 Conclusion**

Nous avons présenté, dans cette partie, les principes de la théorie de la fiabilité, les éléments constituant un système photovoltaïque connecté au réseau électrique et les mesures des temps de la sûreté de fonctionnement du système PV.

En outre, notre étude est orientée sur une Analyse AMDEC du système photovoltaïque considéré pour lequel nous avons listé les principales défaillances possibles.

## **CONCLUSION GENERALE**

La performance de tout système PV connecté au réseau électrique dépend du rendement des cellules formant le champ PV qui à son tour est influencé par des différents facteurs intérieurs et extérieurs.

Nous avons réalisé une installation réelle pour mener des études expérimentales afin de décrire, d'une part, l'influence de l'ombrage et des défauts des diodes sur les caractéristiques I-V et P-V, d'autre part, estimer l'impact de la dégradation des modules PV suite aux bris de glace provoqués.

Nous avons constaté que l'effet de l'ombrage partiel provoque une diminution de la tension aux bornes du string (séries) et une diminution du courant pour les modules connecté en parallèles.

Les résultats obtenus par simulation des défauts sur les diodes by-pass et anti-retour ont confirmés que leurs effets entraînent une diminution de la tension et du courant en sortie des modules, ceci provoque la réduction de l'énergie produite.

La concordance entre les résultats expérimentaux obtenus et ceux réalisés par le modèle de simulation que nous avons proposé, confirme la validité du modèle qui pourra servir pour d'autres travaux dans le future.

La fiabilité du système photovoltaïque connecté au réseau électrique dépend de la fiabilité de chaque composant. Dans ce contexte, nous avons d'abord, décrit les différents composants du système PV, le principe de ses fonctionnements, et les conditions de raccordement de ce système au réseau électrique.

Une intégration de la sûreté de fonctionnement dans le système photovoltaïque a été effectué afin d'obtenir une analyse des modes de défaillances "AMDEC" qui peut provoquer le dysfonctionnement du système photovoltaïque raccorder au réseau électrique.

**REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES**

- [1] Portail Algérien des énergies renouvelable, <https://portail.cder.dz/spip.php?article1173>.
- [2] T. Sami, M. Bugzguenda, M. Gastli, A. Masmoudi, "Matlab/Simulink based modeling of solar photovoltaic cell", International journal of renewable energy research, Vol.2, No.2, 2012.
- [3] A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud et I. Youm, "Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque", Revue des Energies Renouvelable Vol. 11, N°3(2008) 47- 483.
- [4] Jean-Marie Malherbe, "Optique et spectro polarimétrie solaire", HAL Id: cel-00682270 <https://cel.archives-ouvertes.fr/cel-00682270>, 2012.
- [5] Anne Labouret .Michel Viloz, "Energies Solaire Photovoltaïque", 2ème édition, éditeur LE MONITEUR, Paris, 2003-2005.
- [6] Anne Labouret, Pascal Cumunel. Jean-Paul Braun, Benjamin Faraggi, "Cellules solaires Les bases de l'énergie photovoltaïque", 5ème édition, Paris, 2010.
- [7] Daoude Amine, "Contrôle de la puissance d'un générateur photovoltaïque pour le Pompage Solaire", Thèse de Doctorat, Université d'Oran, 2013.
- [8] Zouache Foudil, "Etude de la concentration solaire sur les performances des systèmes photovoltaïques", Magister, Université de Constantine, 2009.
- [9] Bouden Abdelmalek, "Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque", Magister, Université Mentouri de Constantine, 2008.
- [10] Association Meridienne, [www.meridienne.org/index.php?page=declinaison2](http://www.meridienne.org/index.php?page=declinaison2).
- [11] Missoum Mohammed, "Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie", Magister, Université de Chlef, 2011.
- [12] Mamri Badreddine, "Modélisation d'une cellule solaire à puits quantique en GaAs/AlGaAs ", Magister, Université de Constantine 1, 2014.
- [13] "Pyrheliometer , mesure le rayonnement directe" [Online]. Available: [http://www.hukseflux.cn/pro\\_631.htm](http://www.hukseflux.cn/pro_631.htm).

- [14] "Pyrheliometer for direct radiation measurement." [Online]. Available: <http://sinovoltaics.com/learning-center/components/pyrheliometer-used-solar-energy-systems/>. [Accessed: 06-Jul-2017].
- [15] "Pyranometer, mesure le rayonnement Global." [Online]. Available: <http://www.epplelab.com/instrument-list/global-precision-pyranometer/>
- [16] A. Boudghene Stambouli, "Algerian renewable energy assessment: The challenge of sustainability", *Energy Policy*, vol. 39, no. 8, pp. 4507–4519, 2011.
- [17] A. B. Stambouli, "Promotion of renewable energies in Algeria: Strategies and perspectives", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 2, pp. 1169–1181, 2011.
- [18] Bouraiou Ahmed, "Analysis and evaluation of the impact of climatic conditions on the photovoltaic modules performance", Thèse de Doctorat, École Nationale Polytechnique d'Oran, 2018.
- [19] B. Bouzidi, "Viability of solar or wind for water pumping systems in the Algerian Sahara regions - Case study Adrar", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4436–4442, 2011.
- [20] Cédric Cabal, "Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque", Thèse de Doctorat, Université de Toulouse III, 2008.
- [21] L. Protin, S. Astier, "Convertisseurs photovoltaïques", *Technique de l'Ingénieur*, Ref : D 3360, 1997.
- [22] Sadok Mohammed, "Détermination des Paramètres, Performances et Etude de la Dégradation des Modules Photovoltaïques en milieu saharien", Thèse Doctorat, Université Tlemcen, 2011.
- [23] Bouzaki Mohammed Moustafa, "Etudes comparées et modélisation des performances des différentes technologies de cellules photovoltaïques en vue du dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques", Thèse Doctorat, Université Tlemcen, 2017.
- [24] Thomas Mambrini, "Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies", Thèse Doctorat, Université PARIS-SUD, 2014.
- [25] Omar Ibrahim Elmi, "Nouvelles structures de cellules solaires à base de silicium : Texturation, passivation et association de réseau nanostructures métalliques avec une couche Down-conversion", Thèse Doctorat, Université de Lille, 2017.

- [26] A. Goetzberger, C. Hebling, and H-W. Schock, "Photovoltaic materials, history, status and outlook", *Mater. Sci. Eng. R Reports*, vol. 40, no. 1, pp. 1–46, 2003
- [27] A. K. Pandey, V. V. Tyagi, J. A. Selvaraj, N. A. Rahim, and S. K. Tyagi, "Recent advances in solar photovoltaic systems for emerging trends and advanced applications", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 859–884, 2016.
- [28] S. A. Gevorgyan et al., "Improving, characterizing and predicting the lifetime of organic photovoltaics", *J. Phys. D. Appl. Phys.*, vol. 50, no. 10, p. 103001, 2017
- [29] Y. Wang, W. Wei, X. Liu, and Y. Gu, "Research progress on polymer hetero junction solar cells", *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 98, pp. 129–145, 2012.
- [30] P. G. V. Sampaio and M. O. A. González, "Photovoltaic solar energy: Conceptual framework", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, pp. 590–601, 2017.
- [31] Slama Fateh, "Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique", Magister, Université Setif, 2011.
- [32] Michaël Bressan, "Développement d'un outil de supervision et de contrôle pour une installation solaire photovoltaïque", Thèse Doctorat, Université de Perpignan, 2014.
- [33] Khenfer Amar, "Etude et conception d'une architecture en vue de la détection de défauts dans une installation photovoltaïque", Magister, Université Setif, 2014.
- [34] Dan Wu, "Investigation of the Reliability of the Encapsulation System of Photovoltaic Modules", Thèse Doctorat, Université de Loughborough, 2015.
- [35] Michael Kempe, "Overview of Scientific Issues Involved in Selection of Polymers for PV Applications", National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA, 2011.
- [36] Sindhu Seethamraju, Praveen C Ramamurthy, and Giridhar Madras, "Encapsulation for Improving the Efficiencies of Solar Cells", *Materials and Processes for Solar Fuel Production, Nanostructure Science and Technology* 174, DOI 10.1007/978-1-4939-1628-3\_2.
- [37] S. Silvestre, A. Boronat, A. Chouder, "Study of bypass diodes configuration on PV modules", *Applied Energy*, Volume 86, Issue 9, September 2009, Page(s): 1632–1640
- [38] M. Adouane <sup>1</sup>, M. Haddadi <sup>2</sup>, N. Benamrane <sup>1</sup>, K. Touafek <sup>1</sup>, A. Khelifa <sup>1</sup> et I. Tabet <sup>1</sup>, "Evaluation de l'influence de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur la production d'énergie d'un système hybride", *Revue des Energies Renouvelables SIENR'14 Ghardaïa* (2014) 87 – 92.
- [39] Online : <http://www.tpepanneauxsolaires.fr/rentabilite>

- [40] Amara Karima, "Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension", Magister, Université Tizi-Ouzou, 2015.
- [41] A. Cid-Pastor, "Conception et réalisation de modules photovoltaïque électronique", Thèse Doctorat, INSA de Toulouse, 2006.
- [42] R. Mayfield, "Photovoltaic Design and Installation for Dummies", Wiley Publishing, Inc, 2010.
- [43] D. G. fur Sonnenenergie, "Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers", Architects and Engineers, 2nd ed. Sterling, VA : Earthscan, 2008.
- [44] T. R. O. P, "Performance and K. Emery, "The rating of photovoltaic performance", IEEE Trans. Electron Devices, vol. 46, no. 10, pp. 1928–1931, 1999.
- [45] T. Huld, E. Dunlop, H. G. Beyer, and R. Gottschalg, "Data sets for energy rating of photovoltaic modules", Sol. Energy, vol. 93, pp. 267–279, 2013.
- [46] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations", Renew. Energy, vol. 34, no. 1, pp. 23–29, 2009.
- [47] M Bliss, "Measurement system for fast power and energy rating of photovoltaic devices", Thèse Doctorat, Université de Loughborough, 2011.
- [48] P. Singh, S. Singh, M. Lal, and M. Husain, "Temperature dependence of I–V characteristics and performance parameters of silicon solar cell", Sol. Energy Mater. Sol. Cells, vol. 92, no. 12, pp. 1611–1616, 2008.
- [49] P. Singh and N. M. Ravindra, "Temperature dependence of solar cell performance-an analysis", Sol. Energy Mater. Sol. Cells, vol. 101, pp. 36–45, 2012.
- [50] F. Khan, S. N. Singh, and M. Husain, "Effect of illumination intensity on cell parameters of a silicon solar cell", in Solar Energy Materials and Solar Cells, 2010, vol. 94, no. 9, pp. 1473–1476.
- [51] Farida Bandou, "Contribution à l'analyse des performances électriques et thermiques des modules photovoltaïques de différentes technologies". Thèse Doctorat, Université Tizi-Ouzou, 2016.
- [52] L. Bun. "Détection et localisation de défauts dans un système photovoltaïque". Thèse de Doctorat. Université de Grenoble, 2011.

- [53] Lannoy A., Procaccia H, "Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel", Lavoisier, 2005.
- [54] Wohlgemuth J., Cunningham D., Nguyen A.M., Miller J, "Long Term Reliability of PV Modules", Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1942-1946, 2005.
- [55] Munoz M.A., Alonso-Garcia M.C., Nieves Vela, Chenlo F. "Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions", Solar Energy 85, 2264–2274, 2011.
- [56] Ndiaye A., Charki A., Kobi A., Kébé C.M.F., Ndiaye P.A., Sambou V, "Degradations of Silicon Photovoltaic Modules : A Literature Review", Solar Energy 96, pp. 140-151, 2013. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.005>.
- [57] Osterwald C.R., McMahan T.J, "History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review", Progress in Photovoltaics: Research and Applications 17(1), 11-33, 2009.
- [58] Wohlgemuth J., Cunningham D.W., Nguyen A., Kelly G., and Amin D, "Failure Modes of Crystalline Silicon Modules", Proceedings of PV Module Reliability Workshop, 2010.
- [59] Ababacar Ndiaye, "Etude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance", Thèse Doctorat, Université Dakar, 2013.
- [60] R. Messenger and G. Ventre, "Photovoltaic Systems Engineering", Second Edition. Wiley, 2003.
- [61] Y .Pankow , "Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension", Application au générateur photovoltaïque, Thèse doctorat, LEEPL, 2004.
- [62] S. J. Chiang, K. T. Chang, and C. Y. Yen," Residential photovoltaic energy storage system". IEEE Transaction On Industrial Electronics, Vol. 45, NO. 3, JUNE 1998.
- [63] Soeren Baekhoej Kjaer , "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 41, NO. 5, SEPTEMBER/OCTOBER 2005.
- [64] M. Merad-Boudia, "Injection de l'électricité produite par les énergies renouvelables dans le réseau électrique", Magister, Université Tlemcen, 2010.
- [65] Layate Zakaria, "Commande D'une Chaîne Photovoltaïque et Intégration de L'énergie Renouvelable dans le Electrique", Thèse de doctorat, Université Annaba, 2017.
- [66] R .Merahi, "Modélisation d'un dispositif MPPT pour l'étude de l'augmentation de la puissance produite par les générateur photovoltaïque", Magister, Université Annaba, 2010.

- [67] Z. Ye, R. Walling, L. Garces, R. Zhou, L. Li and T. Wang, "Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters", General Electric Global Research Center Niskayuna, New York, May 2004.
- [68] L. Abbassen, N. Benamrouche, M. Ounnadi, R. Saraoui, "Modélisation et Commande d'un Système Photovoltaïque Connecté au Réseau Electrique", ICRE'2012 – 15/16 avril 2012 - Université A. Mira – Bejaia.
- [69] Asma Meskani<sup>\*1</sup>, Ali Haddi<sup>\*2</sup>, Oualid Kamach<sup>\*3</sup>, "Modélisation Et Simulation D'un Système PV Intégré À Un Réseau BT Par La Méthode Du Watt-Var découplé", Université Abdelmalek Essaadi, (ENSA) Tanger, Maroc.
- [70] L. Abbaseen, "Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque", Magister, Université Tizi-Ouzou, 2011.
- [71] Boucetta Abd Allah\*, Labeled Djamel\*\*, "Control of Power and Voltage of Solar Grid Connected", International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE), Vol. 6, No. 1, February 2016, pp. 26-33.
- [72] Belaout Abdesslam, "Etude et diagnostic des défauts fréquents aux systèmes photovoltaïques (PV) par emploi de la caractéristique courant-tension", Magister, Université Setif, 2014.
- [73] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. M. F. Kébé, P. A. Ndiaye, and V. Sambou, "Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review", Sol. Energy, vol. 96, pp. 140–151, 2013.
- [74] C. R. Wenham SR, Green MA, Watt ME, "Applied Photovoltaics", 2nd ed. Earthscan, 2007.
- [75] R. Laronde, "Fiabilité et durabilité d'un système complexe dédié aux énergies renouvelables - Application à un système photovoltaïque", Thèse de doctorat, Université d'Angers, 2011.
- [76] J.-C. Laprie, "Guide de la sûreté de fonctionnement", Cépadués, 1996.
- [77] Y. Mortureux, "La sûreté de fonctionnement : méthodes pour maîtriser les risques", Techniques de l'ingénieur, octobre 2001.
- [78] P. Procaccia et P. Morilhat, "Fiabilité des structures des installations industrielles", Théorie et Applications de la mécanique probabiliste, 1996.
- [79] A. Villemeur. "Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels : fiabilité, facteurs humains", informatisation, Eyrolles, Paris, 1988.



- [80] J-P. Fournier, "Fiabilité du logiciel. Concepts, modélisations, perspectives", Hermes, 1993.
- [81] NF, Norme Française, Norme NF X60-500 Terminologie relative à la fiabilité, maintenabilité, disponibilité, 1988.
- [82] Anthony Legendre, "Ingénierie système et Sûreté de fonctionnement : Méthodologie de synchronisation des modèles d'architecture système et d'analyse de risques", Thèse de Doctorat, Université de Paris-Saclay, 2017.
- [83] Alin Gabriel Mihalache, "Modélisation et évaluation de la fiabilité des systèmes mécatroniques: application sur système embarqué", Thèse de Doctorat, Université d'Angers, 2007.
- [84] Romain Adeline, " Méthodes pour la validation de modèles formels pour la sûreté de fonctionnement et extension aux problèmes multi-physiques", Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 2011.
- [85] P. Lyonnet, Ingénierie de la fiabilité, Lavoisier, 2006.



## Shading and Diode Fault Effects on PV Array Performances

Billel Lamri<sup>1</sup> · Abdallah Abderrezak<sup>1</sup> · Hamid Razem<sup>1</sup> · Nabil Kahoul<sup>2</sup>Received: 11 September 2017 / Revised: 27 November 2017 / Accepted: 28 November 2017 / Published online: 6 March 2018  
© The Korean Institute of Electrical and Electronic Material Engineers 2018

### Abstract

The paper presents an experimental and theoretical study on the performance of a photovoltaic system in order to determine the impacts of various external and internal factors on the performance of photovoltaic modules. The proposed model of the photovoltaic module was developed using MATLAB/SIMULINK software. This accurate model shows solar illumination effect on electrical power generated by a PV module. Furthermore, the proposed model also illustrates the effect of partial shading and protection diodes faults on the current–voltage and power–voltage characteristics of a PV module, PV string and PV array. The obtained results and the theoretical basis confirm the reliability and performance of the proposed model.

**Keywords** PV module · Simulink model · Diode faults effect · Partial shading · I–V and P–V curves

### 1 Introduction

The need for electrical energy and its consumption by communities has been on the continual increase, which makes oil prices, fossil fuel deficit, global warming and environmental degradation the new major concerns for the world [1]. Renewable energy resources will play a significant role in the world energy supply in the foreseeable future [2]. Solar energy has been of primary importance to researchers compared to other renewable energy sources (wind, biomass, etc.) because of its abundance, durability, and availability at any remote area, which is an advantage.

Solar energy exploitation is done through two technologies.

The first technology converts the photon energy from the sun into-heat energy called thermal module. The second technology, called a PV cell (solar cell), converts the sunlight into electrical energy via the photovoltaic effect [3].

The solar cells are gathered in series or series/parallel in order to generate the necessary amount of power. This set-up will be used to produce our PV module or panel.

However, if the amount of energy produced by the PV module is not sufficient, we can convert it into a PV array, which collects several PV modules together. The amount of the energy produced can then be extended up to megawatts (MW), which can feed an electrical network.

The development of photovoltaic systems could be stand-alone [4] or connected to an electrical network [5]. However, to guarantee a robust installation of these systems, it is recommended to simulate them first in order to test their advantages and limitations via the extraction of a maximum power point from the curves corresponding to the current–voltage (I–V) and power–voltage (P–V) characteristics, respectively.

Many methods have been proposed by researchers to model and simulate the PV cell/PV array. There are two circuit models for the PV cell [6]. The first one is the single-diode model. It is the most used method in the literature thanks to its ease of implementation. As a matter of fact, this is the reason why we have used it in this study. The second model is the double-diode model, which is more accurate than the single-diode model [7]. It is generally used for modeling PV systems under shading effects.

The I–V and P–V characteristics of a PV module are affected by many factors, including the partial shade. Partial shading has a significant impact on the maximum power point, which makes its extraction very difficult. To deal with this problem, several methods and algorithms have been proposed [8–11].

The PV modules are composed of bypass and blocked diodes for hotspot effect protections. This effect resulted from the mismatch of irradiance intensity caused by

✉ Billel Lamri  
billel\_l@yahoo.fr

<sup>1</sup> Electrical Engineering Department, Badji Mokhtar University, Annaba, Algeria

<sup>2</sup> Electromechanical Systems Laboratory, Badji Mokhtar University, Annaba, Algeria