

N/620.832

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique



Domaine : Sciences et Technologie
Filière : Electrotechnique
Spécialité : Réseaux électriques



**Mémoire de fin d'études
pour l'obtention du diplôme de Master Académique**

**Configurations et Performances d'une Installation
Photovoltaïque**

Présenté par :
Djenaoui Ameer
Kerdouci Sameh

Sous la direction de : **Dr. Chams-Eddine FERAGA**

Mai 2014

Remerciements

Tout d'abord on remercie le bon dieu qui nous à donnée la force, le savoir et la patience pour réaliser ce travail.

Nous tenons à remercier infiniment notre directeur de projet Dr. Chams-Eddine FERAGA qui nous guidés, orientés et aidés inconditionnellement pendant ce travail.

Notre gratitudes va également à tous nos enseignants du département de génie électrique.

Nos remerciements s'adressent aussi à toute l'équipe de SONELGAZ de GUELMALA BAS GRTE HADJAR, MOULINS BEN AMOR ENA MARBRE et surtout Mr BENKIRAT.A.

Enfinement on tient à remercier tous ceux qui ont contribué de prés et de loin à notre formation et surtout à nos collègues.

14/3079

DÉDICACE

Je remercie mon dieu, les toutes puissances ma donnée le courage et la patience d'achever ce projet.

Je dédie ce modeste travail aux deux qui sont pour moi les plus chères personnes : mes parents TAHAR et ZOUHRA.

A ma très chères frères : HAMZA, ZOUBIR, OKBA, ABDEREHMANE.

A ma très chères sœurs : FATIHA et son murrle ABD-EL HALIM et leurs enfants ABD- ERAHMANE, ABD-ELLAH et RAOUF.

A ma très chère sœur NASSIMA et son fiancée HAFID.

A ma très chères sœurs Wafa et son marrie NOUREDDINE et leurs enfants NESRINE, NERMINE et ZINOU.

A ma très chère sœur SAMIHA.

A mes grandes parents : AHMED et BAYA et n'oublie pas les morts MOHAMED et ELHADJA.

A mes oncles: NOUREDDINE, HOCINE, ZITOUNI, ABD ELMALEK, LAKHDER, ABD-ELLAH, MEFTAH, TAKIEDDINE et Leurs familles.

A ma future femme SARA BENKIRATE.

A mes tantes, et mes cousins et mes cousines surtout : MALIKA.

Je dédie aussi à mes amis les plus intimes : RACHIDE, MOHCEN, SALEH.

A mes collègues de DD et GRTE .

*A mon binôme : KERDOUSI SAMEH et tous qui connaît DJENAOUI
AMEUR.*

D. AMEUR

Titre : Configurations et Performances d'une Installation Photovoltaïque

Résumé :

Le présent travail, traite les performances d'une installation photovoltaïque (PV). Le premier chapitre présente les principaux composants d'une installation PV. Dans le deuxième chapitre on décrit la modélisation et les caractéristiques de fonctionnement du générateur photovoltaïque, en fonction de l'éclairement et la température. Les méthodes d'installations et l'architecture d'une installation photovoltaïque; ainsi que les configurations du champ solaire sont traité dans le troisième chapitre. Le quatrième chapitre traite la simulation des performances du panneau photovoltaïque.

Mots clés :

- Modélisation.
- Simulation.
- Energies renouvelables.
- Installation photovoltaïque PV.
- Configurations.

Introduction générale.....	1
Chapitre. I. Généralités sur les installations Photovoltaïque.....	3
Introduction.....	4
I.1. Principaux composants d'une installation photovoltaïque.....	4
I.1. 1 Générateur photovoltaïque.....	4
I.1.2 Onduleur.....	10
I.2 Types de panneaux photovoltaïques.....	12
I.2.1 Panneaux en silicium cristallin.....	12
I.2.1.1. Les panneaux avec des cellules Monocristallines.....	12
I.2.1.2. Les panneaux PV avec des cellules poly-cristallines.....	13
I.2.2 Panneaux à couche mince.....	13
I.3 Types d'installations photovoltaïques.....	16
I.3.1 Installations autonomes.....	16
I.3.2 Installations raccordées au réseau.....	17
Conclusion.....	18
Chapitre. II. Production d'énergie photovoltaïque.....	19
Introduction.....	20
II.1. Système photovoltaïque.....	20
II.2. Production d'énergie.....	20
II.3. Paramètres des cellules photovoltaïques.....	21
II.4. Les différents modèles électriques d'une cellule photovoltaïque.....	23
II.4.1. Modèle à sept paramètres (7p).....	23

II.4.2. Modèle à six paramètres (6P).....	24
II.4.3. Modèle à cinq paramètres (5P).....	26
II.4.4. Modèle à quatre paramètres (4P).....	27
II.4.5. Modèle à trois paramètres (3P).....	28
II.5. Choix du modèle.....	29
II.6. Schéma de raccordement au réseau.....	29
II.7. Tensions et courants d'une installation PV.....	31
II.8 Variation de la production d'énergie.....	32
II.8.1 Irradiance.....	32
II.8.2 Température des modules.....	33
II.8.3 Ombrage.....	33
Conclusion.....	34
Chapitre. III. Méthodes d'installations et configurations.....	35
Introduction.....	36
III. 1. Intégration architecturale	36
III. 2. Configuration du champ solaire.....	39
III. 2.1. Installation mono-onduleur.....	39
III.2.2. Installation avec un onduleur pour chaque string.....	40
III.2.3 Installation multi-onduleurs.....	41
III.3. Mesure de l'énergie produite et échangée avec le réseau.....	43
III.4. Protection des personnes et des biens contre les risques électriques.....	44
III.4.1. Protection de l'installation photovoltaïque contre les effets de la foudre.....	47
III.4.2. L'équipotentialité.....	47
III.4.3. Les parafoudres.....	47

Conclusion.....	48
Chapitre. VI. Simulations des performances d'un générateur photovoltaïque.....	50
Introduction.....	51
VI.1. Modèle mathématique du générateur photovoltaïque.....	51
VI.2. Simulation du système Photovoltaïque.....	52
VI.2.1. Caractéristiques du générateur Photovoltaïque.....	52
IV2.2. Simulation des performances électriques	
à éclairement et température variable.....	53
VI.2.2.1. Influence de l'éclairement.....	53
VI.2.2.2. Effet de la température.....	55
VI.2.3. Effets des ombrages partiels sur les installations photovoltaïques.....	56
Conclusion.....	58
Conclusion générale.....	59
Bibliographie.....	61
Annexe.....	64

Dans le contexte énergétique et environnemental mondial actuel, l'objectif visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et les substances polluantes (au-delà du protocole de Kyoto), en exploitant et en combinant des sources d'énergie alternatives et renouvelables ainsi qu'en réduisant l'utilisation de combustibles fossiles voués à l'épuisement en raison de leur forte consommation dans de nombreux pays, est devenu capital.

Le Soleil constitue naturellement une source d'énergie renouvelable offrant un grand potentiel et pouvant être utilisée tout en respectant l'environnement. À chaque instant, la surface de l'hémisphère terrestre exposée au Soleil reçoit une énergie supérieure à 50 000 TW par conséquent, la quantité d'énergie solaire atteignant la surface de la Terre est considérable, équivalant à près de 10 000 fois l'énergie utilisée dans le monde entier.

Parmi les différents systèmes utilisant des sources d'énergie renouvelables, le photovoltaïque s'avère prometteur en raison de ses qualités intrinsèques : ses frais de fonctionnement sont très réduits (le combustible est gratuit), ses exigences d'entretien sont limitées, il est fiable, silencieux et relativement facile à installer.

De plus, dans certaines applications autonomes, le photovoltaïque est très pratique comparé à d'autres sources d'énergie, en particulier dans les endroits difficiles d'accès et peu rentables pour l'installation de lignes électriques traditionnelles.

Dans les pays développés, la croissance du photovoltaïque est liée à la politique de tarif de rachat. Ce mécanisme visant à financer le secteur PV en rémunérant, par des mesures d'incitation mises en place par l'état, l'énergie électrique produite par les installations raccordées au réseau.

Ce mémoire de fin d'études est divisé en quatre chapitres : le premier chapitre, qui est plus générale, décrit le principe de fonctionnement des installations PV, leur typologie, les principaux composants, les méthodes d'installation et les différentes configurations.

Le deuxième chapitre propose par ailleurs une analyse de la production d'énergie d'une installation en présentant différents modèles mathématiques et illustre la manière dont celle-ci varie en fonction de quantités déterminées (température et éclairage). Le troisième chapitre traite l'architecture, la configuration et des méthodes de raccordement au réseau pour la mise en place d'une installation PV. Enfin, le quatrième chapitre présente les résultats de simulations des performances d'une installation photovoltaïque.

Enfin, le manuscrit se termine avec une conclusion générale.

CHAPITRE I :

Généralités sur les

Installations

Photovoltaïques

Introduction

Une installation photovoltaïque (PV) transforme directement et instantanément l'énergie solaire en énergie électrique sans utiliser de combustible. En fait, la technologie photovoltaïque (PV) exploite l'effet photoélectrique, par lequel des semi-conducteurs correctement « dopés » génèrent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés au rayonnement solaire.

I.1. Principaux composants d'une installation photovoltaïque :

I.1.1 Générateur photovoltaïque :

Le principal composant d'un générateur PV est la cellule photovoltaïque, dans laquelle se produit la conversion du rayonnement solaire en courant électrique. La cellule est constituée d'une fine couche de matériau semi-conducteur, généralement du silicium traité adéquatement, d'une épaisseur d'environ **0,3 mm** et d'une surface de **100 à 225 cm²**[1].

Le silicium, qui comprend quatre électrons de valence (tétravalent), est « dopé » en ajoutant des atomes trivalents (par ex. bore - dopage P) sur une « couche » et de grandes quantités d'atomes pentavalents (par ex. phosphore - dopage N) sur l'autre. La région de type P présente un excès de trous, tandis que la région de type N a un excès d'électrons (Figure I.1).

Silicium dopé

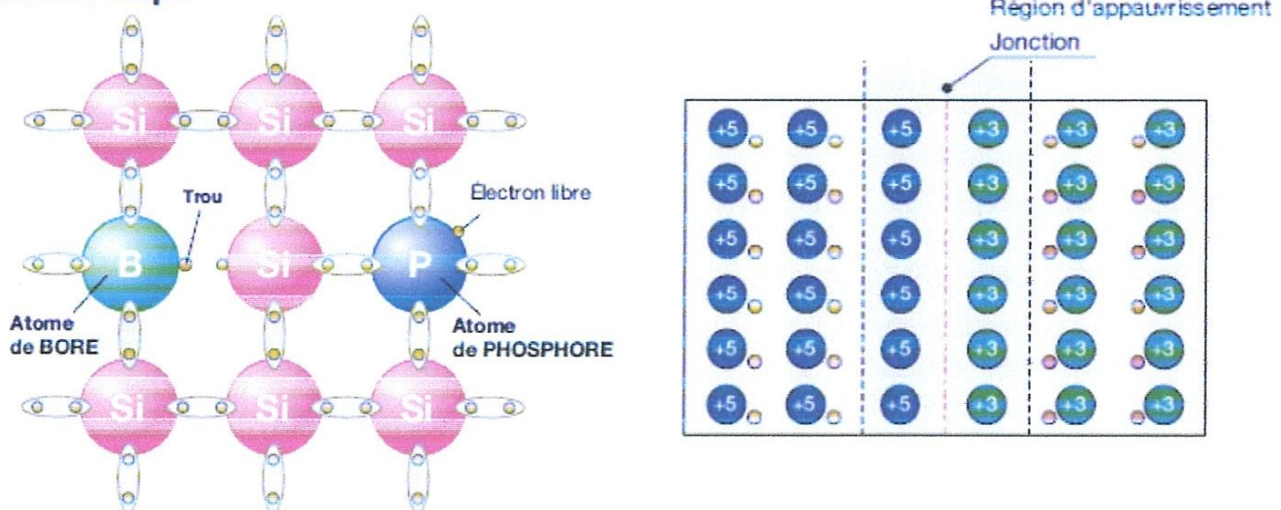


Fig. I.1 : La cellule photovoltaïque

Dans la zone de contact entre les deux couches différemment dopées (**jonction P-N**), les électrons ont tendance à se déplacer de la moitié riche de l'électron (**N**) à la moitié pauvre de l'électron (**P**), générant par conséquent une accumulation de charge négative dans la région P. Un double phénomène se produit pour les trous d'électron, avec une accumulation de charge positive dans la région N. Un champ électrique se crée donc autour de la jonction, empêchant la diffusion des charges électriques. En appliquant une tension de l'extérieur, la jonction permet au courant de circuler dans un seul sens (fonctionnement d'une diode).

Lorsque la cellule est exposée à la lumière, en raison de l'effet photovoltaïque, des couples électron-trou se forment dans la région N ainsi que dans la région P. Le champ électrique interne permet aux électrons en excès (provenant de l'absorption des photons par une partie du matériau) d'être séparés des trous et les pousse dans des directions opposées les uns par rapport aux autres.

Par conséquent, une fois que les électrons ont passé la région d'appauvrissement, ils ne peuvent pas revenir en arrière car le champ les empêche de circuler dans le sens inverse. En raccordant la jonction à un conducteur externe, il est possible d'obtenir un circuit fermé dans lequel le courant circule de la couche P, avec un potentiel supérieur, à la couche N, avec un potentiel inférieur, tant que la cellule est éclairée (**Figure I.2**) [2].

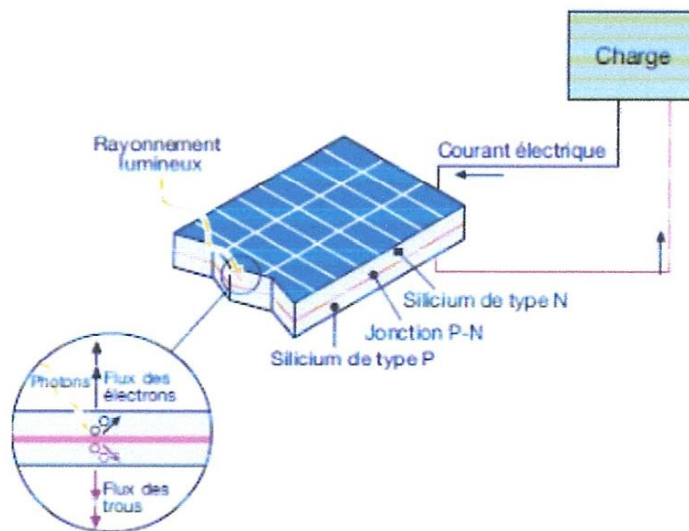


Fig. I.2 Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

La partie du silicium contribuant à fournir le courant est la zone entourant la jonction P-N; les charges électriques se forment dans les zones éloignées, mais le champ électrique ne peut pas les déplacer et par conséquent elles se recombinent. Il est donc important que la cellule PV ait une grande surface : plus la surface est grande, plus le courant généré est important.

La Figure 1.3 représente l'effet photovoltaïque et le bilan énergétique montrant le pourcentage considérable d'énergie solaire incidente non convertie en énergie électrique [1,3].

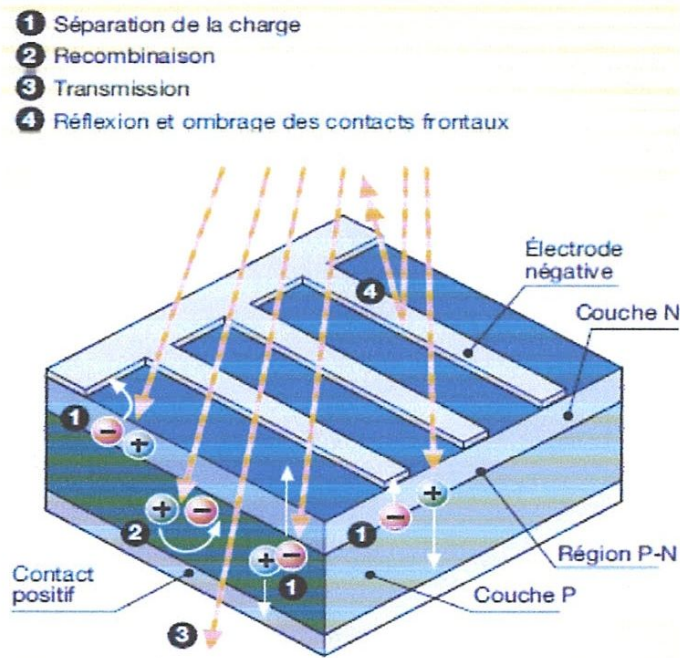


Fig. I.3 effet photovoltaïque

100% de l'énergie solaire incidente

- **3%** de pertes par réflexion et ombrage des contacts frontaux
- **23%** de photons ayant une grande longueur d'onde et une énergie insuffisante pour libérer les électrons ; génération de chaleur.
- **32%** de photons ayant une courte longueur d'onde et un excédent d'énergie (transmission).
- **8.5%** de recombinaison des porteurs de charge libres.
- **20%** de gradient électrique dans la cellule, surtout dans les régions de transition.
- **0.5%** de résistance en série, représentant les pertes par conduction

- 13% d'énergie électrique utilisable

Dans des conditions d'utilisation standards (irradiance de 1W/m^2 à une température de 25°C), une cellule PV génère un courant d'environ 3A avec une tension de 0.5V et une puissance crête de $1.5\text{-}1.7\text{Wp}$.

Des modules photovoltaïques constitués d'un assemblage de cellules sont disponibles sur le marché. Les plus communs comprennent **36** cellules disposées en **4** rangées parallèles raccordées en série, avec une surface allant de 0.5 à 1m^2 .

Plusieurs modules raccordés mécaniquement et électriquement forment un panneau, autrement dit une structure commune qui peut être montée au sol ou à un bâtiment (**Figure I.4**) [1].

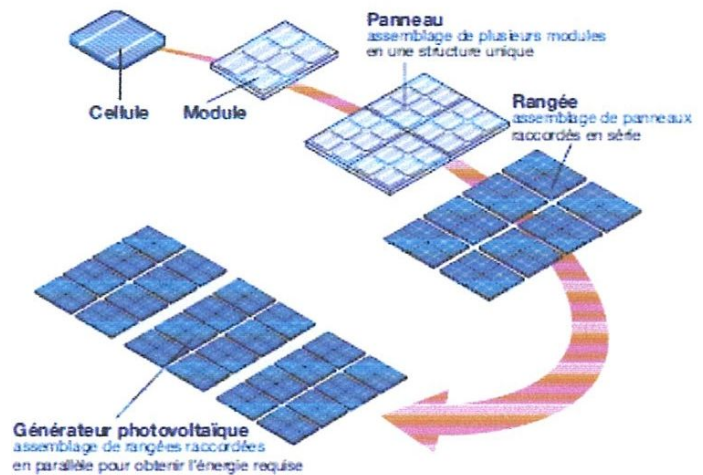
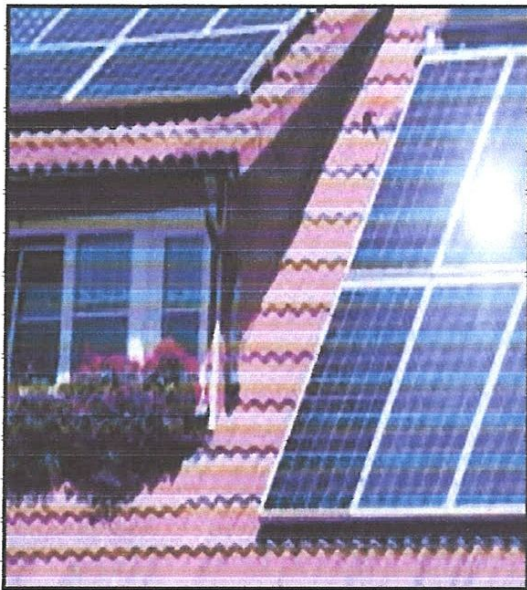


Fig. I.4. Configuration d'un système PV

Plusieurs panneaux raccordés électriquement en série constituent une rangée et plusieurs rangées raccordées électriquement en parallèle pour générer l'énergie requise constituent le générateur ou champ photovoltaïque **figure I.5**.

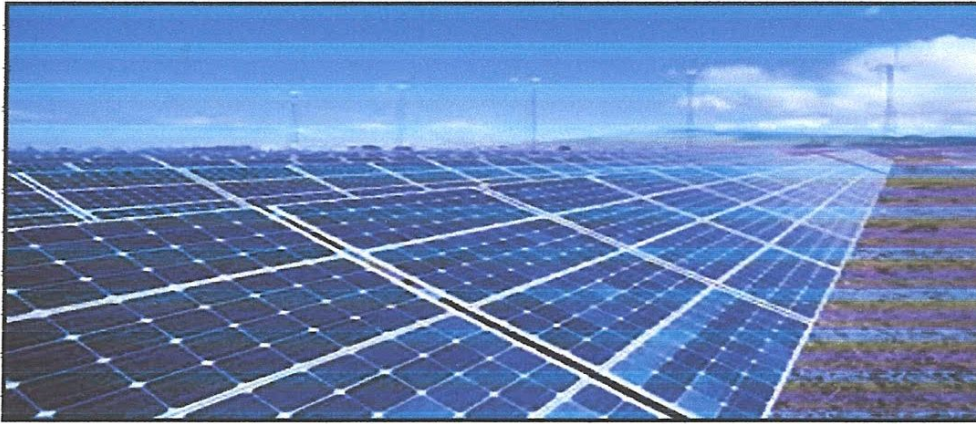


Fig. I.5. Champ photovoltaïque

Les cellules PV des modules ne sont pas exactement identiques en raison des écarts de fabrication inévitables ; par conséquent, deux blocs de cellules raccordés en parallèle peuvent avoir des tensions différentes. Un courant circule alors du bloc de cellules ayant une tension supérieure au bloc de cellules ayant une tension inférieure. Une partie de l'énergie générée par le module est donc perdue dans le module lui-même (pertes par dissipation).

L'inégalité des cellules peut également être définie par une irradiance solaire différente, par exemple lorsque certaines cellules sont ombragées ou détériorées. Ces cellules se comportent comme une diode, bloquant le courant généré par les autres cellules. Cette diode est soumise à la tension des autres cellules, ce qui entraîne la perforation de la jonction ainsi qu'une surchauffe locale et des dommages sur le module. Afin de limiter ce phénomène, les modules sont équipés de diodes by-pass court-circuitant la partie ombragée ou endommagée du module. Le phénomène de dissipation se produit également entre les rangées du champ photovoltaïque, en raison de l'inégalité des modules, de la différence d'irradiance des rangées, des ombrages et des défauts d'une rangée. Pour éviter la circulation de courant inverse dans les rangées, il est possible d'insérer des diodes. Les cellules formant le module sont encapsulées dans un système d'assemblage qui :

- isole électriquement les cellules de l'extérieur. ;
- protège les cellules contre les agents atmosphérique set les contraintes mécaniques ;
- résiste aux rayons ultraviolets, aux basses températures, aux variations soudaines de température et à l'abrasion ;
- évacue facilement la chaleur afin d'éviter que la hausse de température ne réduise l'énergie fournie par le module.

Ces propriétés doivent être conservées pendant toute la durée de vie du module. La **Figure I.6** montre la vue en coupe d'un module standard en silicium cristallin comprenant :

- une couche de protection sur le côté supérieur exposé à la lumière, caractérisée par une grande transparence (le matériau le plus utilisé est le verre trempé).
- un matériau d'encapsulation afin d'éviter le contact direct entre le verre et la cellule, d'éliminer les interstices dus aux imperfections de la surface des cellules et d'isoler électriquement la cellule du reste du panneau ; dans les processus où la phase de laminage est requise, l'éthylène-acétate de vinyle (EVA) est souvent utilisé ;
- un substrat de support (verre, métal, plastique) à l'arrière ;
- un cadre métallique, généralement en aluminium.

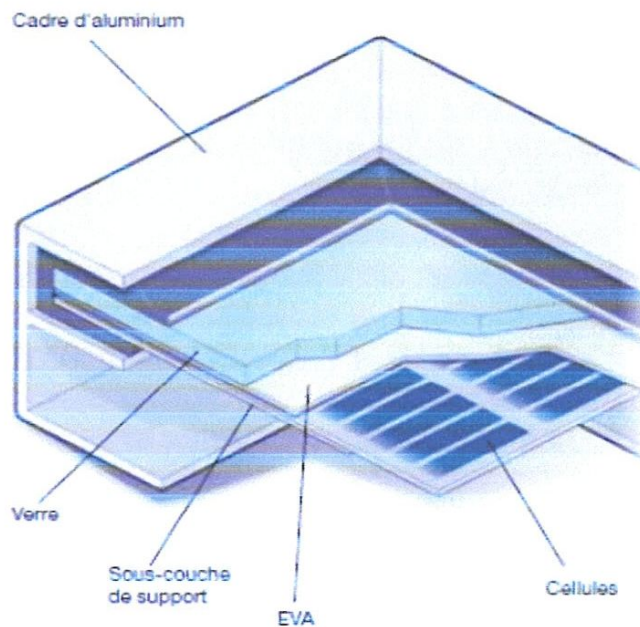


Fig. I.6. Vue en coupe d'un module standard en silicium cristallin

Dans les modules en silicium cristallin, des contacts métalliques soudés après la construction des cellules sont utilisés pour raccorder les cellules ; dans les modules à couche mince, le raccordement électrique entre dans le processus de fabrication des cellules et est assuré par une couche d'oxydes métalliques transparents, tels que l'oxyde de zinc ou l'oxyde d'étain [1,2,3].

I.1.2 Onduleur :

Le système de conditionnement d'énergie et de contrôle est constitué d'un onduleur convertissant le courant continu en courant alternatif et contrôlant la qualité de la puissance de sortie fournie au réseau au moyen d'un filtre LC situé à l'intérieur de l'onduleur. La **Figure I.7** montre le schéma de principe d'un onduleur. Les transistors, utilisés comme commutateurs statiques, sont contrôlés par un signal d'ouverture-fermeture qui se traduit en mode simple par une forme d'onde de sortie carrée.

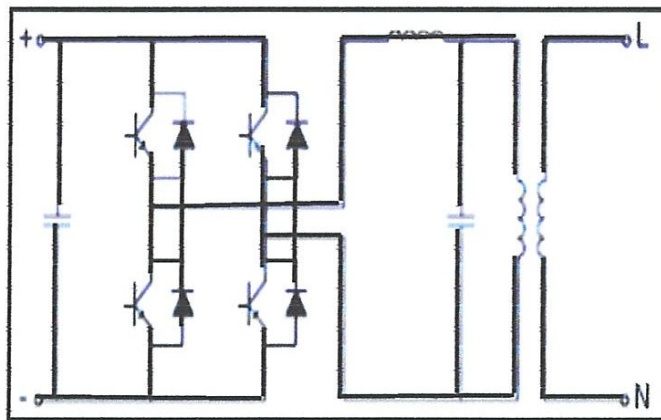


Fig. I.7. Schéma de principe d'un onduleur monophasé

Pour obtenir une forme d'onde aussi sinusoïdale que possible, une technique plus sophistiquée, la modulation de largeur d'impulsions (MLI), est utilisée ; la technique MLI permet d'obtenir une régulation de la fréquence ainsi que de la valeur efficace de la forme d'onde de sortie (**Figure I.8**)

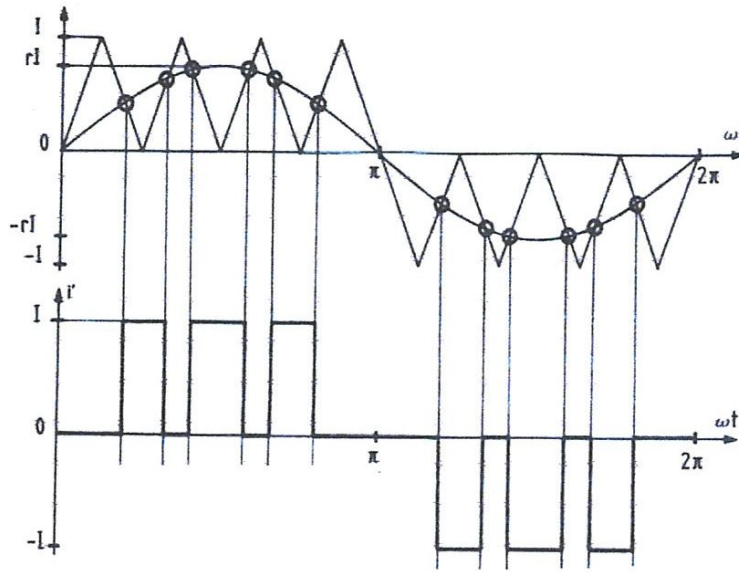


Fig. I.8 Principe de fonctionnement de la technologie MLI

L'énergie fournie par un générateur PV dépend de son point de fonctionnement. Afin de maximiser la production d'énergie de l'installation, le générateur doit s'adapter à la charge, afin que le point de fonctionnement corresponde toujours au Maximum Power Point (MPP).

À cette fin, un hacheur contrôlé appelé Maximum Power Point Tracker (MPPT) est utilisé à l'intérieur de l'onduleur. Le MPPT calcule régulièrement la paire de valeurs « courant- tension » du générateur à laquelle la puissance maximale disponible est produite. À partir de la courbe I-V du générateur PV [4].

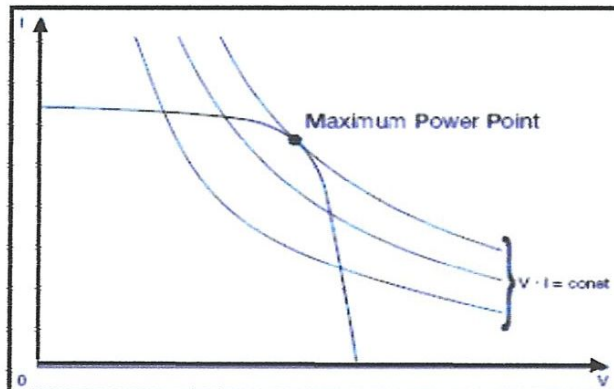


Fig. I.9. Maximum Power Point (MPP) d'un générateur photovoltaïque

Le point maximum de transfert de puissance correspond au point de tangence entre la caractéristique I-V d'une valeur donnée de rayonnement solaire et l'hyperbole de l'équation $V.I=\text{constant}$.

Les systèmes MPPT disponibles dans le commerce identifient le Maximum Power Point (MPP) sur la courbe de caractéristique du générateur en provoquant, à intervalles réguliers, de légères variations de charges qui se traduisent par des écarts des valeurs courant-tension et en évaluant si la valeur $I.V$ du nouveau produit est supérieure ou inférieure à la précédente.

En cas de hausse, les conditions de charge continuent de varier dans le sens en question. Dans le cas contraire, les conditions sont modifiées dans le sens opposé. En raison des caractéristiques de performances requises, les onduleurs des installations autonomes et des installations raccordées au réseau doivent présenter des caractéristiques différentes :

- Dans les installations autonomes, les onduleurs doivent être capables de fournir une tension côté AC aussi constante que possible lors de la variation de la production du générateur et de la demande de charge ;
- Dans les installations raccordées au réseau, les onduleurs doivent reproduire le plus fidèlement possible la tension du réseau et en même temps tenter d'optimiser et de maximiser la production d'énergie des panneaux PV.

I.2 Types de panneaux photovoltaïques :

I.2.1 Panneaux en silicium cristallin :

À l'heure actuelle, les panneaux en silicium cristallin sont les plus utilisés et sont divisés en deux catégories [5]:

I.2.1.1. Les panneaux avec des cellules Monocristallines :

Sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium poly-cristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau. Lorsque le refroidissement du

silicium est lent et maîtrisé, on obtient un mono- cristal. Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche anti reflet, pose des collecteurs), le wafer devient cellule. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de **12 à 18%**, mais la méthode de production est laborieuse.

I.2.1.2. Les panneaux PV avec des cellules poly-cristallines :

Sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes) Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines.

Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent **2 à 3** fois moins d'énergie pour leur fabrication. Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure poly-cristalline. Durée de vie estimée: **30 ans**.

Un **cristal** est un solide avec des façades polygonales, plus ou moins brillant, à structure régulière et périodique, formée d'un empilement ordonné d'un grand nombre d'atomes, de molécule ou d'ions.

I.2.2 Panneaux à couche mince

Les cellules à couche mince sont composées de matériau semi-conducteur déposé, généralement sous forme de mélanges gazeux, sur des supports tels que le verre, les polymères, l'aluminium, qui donnent une cohérence physique au mélange. La couche mince de semi-conducteur a quelques μm d'épaisseur par rapport aux cellules en silicium cristallin qui en comptent des centaines. Par conséquent, l'économie de matériau est remarquable et la possibilité d'avoir un support flexible augmente le champ d'application des cellules à couche mince.

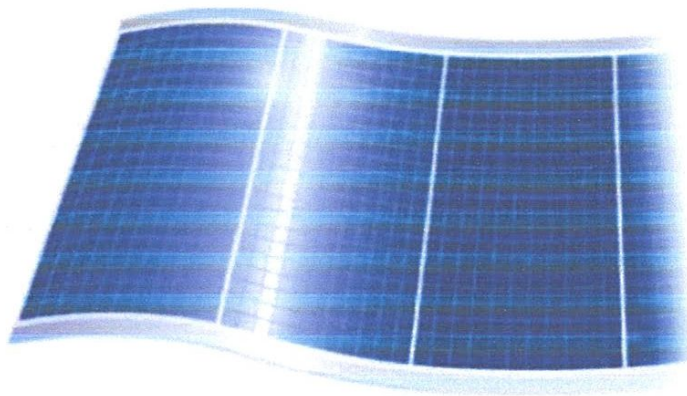


Fig. I.10 – Module a couche mince

Les matériaux utilisés sont les suivants :

- silicium amorphe;
- CdTeS (Tellure de cadmium-Sulfure de cadmium);
- GaAs (Arséniure de gallium) ;
- CIS, CIGS et CIGSS (Alliages de cuivre iridium diséléniure).

Le silicium amorphe (symbole a-Si) déposé sous forme de couche mince sur un support (par ex. aluminium) permet d'avoir une technologie PV à un coût réduit par rapport au silicium cristallin, toutefois l'efficacité de ces cellules a tendance à diminuer au fil du temps. Le silicium amorphe peut également être « vaporisé » sur une couche mince de plastique ou de matériau flexible. Il est surtout utilisé lorsqu'il est nécessaire de réduire au maximum le poids du panneau et de l'adapter à des surfaces courbes. L'efficacité de l'a-Si (5% à 6%) est très faible en raison des nombreuses résistances rencontrées par les électrons qui circulent. Les performances des cellules ont également tendance à diminuer dans le temps.

Une application intéressante de cette technologie est le « tandem », combinant une couche de silicium amorphe à une ou plusieurs couches de silicium cristallin multi-jonctions ; grâce à la séparation du spectre solaire, chaque jonction montée en série donne son meilleur rendement et garantit des niveaux supérieurs en termes d'efficacité et d'endurance.

Les cellules solaires CdTeS sont composées d'une couche P (CdTe) et d'une couche N (CdS) qui forment une jonction P-N.

Les cellules en CdTeS ont une plus grande efficacité que les cellules en silicium amorphe :

10% à 11% pour les produits industriels (15.8% dans les laboratoires d'essais). La production à grande échelle de la technologie CdTeS pose un problème environnemental en raison du CdTe contenu dans la cellule : étant donné qu'il n'est pas soluble dans l'eau et qu'il est plus stable que d'autres composés contenant du cadmium, il peut s'avérer problématique s'il n'est pas correctement recyclé ou utilisé.

Actuellement, la technologie GaAs est la plus intéressante du point de vue de l'efficacité, qui est supérieure à 25 à 30%. Cependant, la production de ces cellules est limitée par le coût élevé et la rareté du matériau, principalement utilisé dans les « semi-conducteurs à grande vitesse » et l'industrie optoélectronique. En fait, la technologie GaAs est essentiellement employée dans les applications spatiales où la réduction du poids et des dimensions joue un rôle clé.

Les modules CIS/CIGS/CIGSS correspondent à une technologie qui est encore à l'étude et en cours de développement. Le silicium est remplacé par des alliages spéciaux tels que :

- cuivre, indium et sélénite (CIS).
- cuivre, indium, gallium et sélénite (CIGS).
- cuivre, indium, gallium, sélénite et soufre (CIGSS).

L'efficacité est actuellement de **10 à 11%** et les performances restent constantes au fil du temps ; concernant le silicium monocristallin et poly-cristallin, une réduction du coût de production est prévue, la part de marché des technologies à couche mince est encore très limitée ($\approx 7\%$), toutefois des solutions offrant des capacités supérieures à moyen et long terme sont envisagées afin de réduire considérablement les prix. En déposant directement la couche mince à grande échelle, autrement dit sur plus de **5 m²**, les chutes inhérentes à l'opération de découpage de plaquettes en silicium cristallin à partir du lingot initial sont évitées. Les techniques de dépôt sont des processus à faible consommation d'énergie, par conséquent le délai d'amortissement est court, correspondant uniquement à la période

durant laquelle une installation PV doit fonctionner avant que l'énergie utilisée pour la construire ait été générée (environ **1 an** pour les couches minces de silicium amorphe contre **2 ans** pour le silicium cristallin). Comparés aux modules en silicium cristallin, les modules à couche mince montrent une dépendance moindre entre l'efficacité et la température d'utilisation et une bonne réponse même lorsque le composant diffus est plus marqué et que les niveaux de rayonnement sont bas, notamment les jours nuageux.

I.3 Types d'installations photovoltaïques :

I.3.1 Installations autonomes :

Les installations autonomes sont des installations non raccordées au réseau, composées de panneaux PV et dont le système de stockage garantit une énergie électrique même en cas de faible éclairage ou d'obscurité. Étant donné que le courant fourni par le générateur PV est du courant DC, si l'installation de l'utilisateur requiert du courant AC, un onduleur est nécessaire. Ces installations sont avantageuses d'un point de vue technique et financier si le réseau électrique n'est pas présent ou s'il n'est pas facile d'accès, car elles peuvent remplacer des ensembles moteur-générateur. Par ailleurs, dans une configuration autonome, le champ PV est surdimensionné de sorte que, pendant les heures d'ensoleillement, l'alimentation de charge ainsi que la recharge des batteries de stockage puissent être garanties avec une certaine marge de sécurité en tenant compte des jours de faible ensoleillement. A l'heure actuelle, les applications les plus communes sont utilisées pour alimenter ce qui suit [1] :

- équipement de pompe à eau ;
- répéteurs radio, stations de transmission de données et d'observation météorologique ou sismique ;
- systèmes de protection contre la foudre ;
- systèmes de signalisation routière, portuaire ou aéroportuaire ;
- services de caravanes et camping-cars ;
- installations publicitaires ;
- refuges de haute montagne.

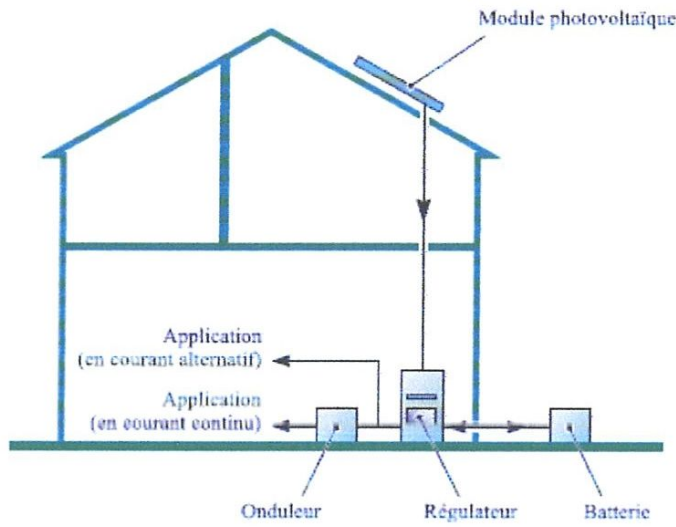


Fig. I.10. Installation photovoltaïque autonome.

I.3.2 Installations raccordées au réseau :

Les installations raccordées en permanence au réseau utilisent l'énergie du réseau lorsque le générateur PV n'est pas en mesure de produire l'énergie nécessaire pour satisfaire les besoins du consommateur. En revanche, si le système PV produit un excédent d'énergie électrique, celui-ci est mis sur le réseau, qui agit par conséquent comme un grand accumulateur : les systèmes raccordés au réseau n'ont donc pas besoin de batterie d'accumulateur. Ces installations offrent l'avantage de fournir une génération répartie et non centralisée : en effet, la valeur de l'énergie produite près de la zone de consommation est supérieure à celle de l'énergie produite dans les grandes centrales traditionnelles, car les pertes par transmission sont limitées et les dépenses liées au transport et aux systèmes électriques de répartition sont réduites. En outre, la production d'énergie lors des heures d'ensoleillement permet de réduire le recours au réseau pendant la journée, autrement dit lorsque la demande est supérieure.

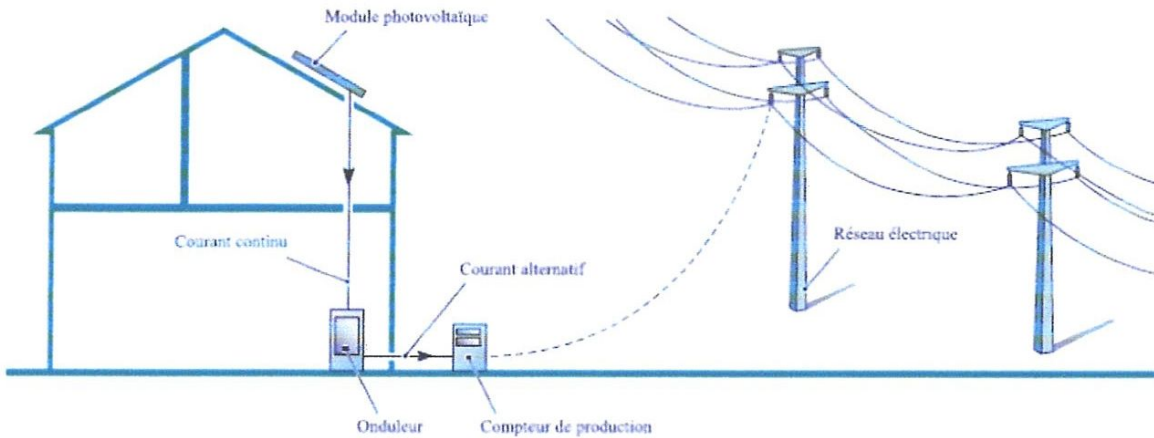


Fig. I.12. Installation photovoltaïque raccordée au réseau.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présentés les principaux composants d'une installation photovoltaïque, ainsi que les différents types de panneaux utilisés pour produire de l'énergie photovoltaïque. Aussi nous avons décrit succinctement les deux principales structures de raccordement d'une installation PV.

CHAPITRE II :

Production

d'énergie

photovoltaïque

Introduction :

Pour développer un circuit équivalent précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément. Selon cette philosophie plusieurs modèles électriques ont été proposés pour représenter la cellule photovoltaïque.

II.1. Système photovoltaïque :

Tout système photovoltaïque peut se composer, comme il est montré sur la figure (II.1), en trois parties [2,5]:

- Une partie de production d'énergie;
- Une partie de contrôle de cette énergie;
- Une partie d'utilisation de l'énergie produite.

On peut ajouter encore des moyens d'entretiens du système photovoltaïque comme outils de nettoyages des modules.

II.2. Production d'énergie :

La partie production d'énergie est composée essentiellement d'un ou plusieurs modules, qui réalisent la conversion d'énergie solaire en électricité. Un panneau photovoltaïque se compose de petites cellules qui produisent une très faible puissance électrique (1 à 3W) avec une tension continue de moins de 1V. Ces cellules sont disposées en série pour former un module ou panneau permettant de produire une puissance plus élevée. Les panneaux sont finalement interconnectés entre eux (en série et/ou en parallèle) pour obtenir un champ photovoltaïque. Dans notre étude on se base sur l'élément de base du système photovoltaïque qui est la cellule solaire.

-Contrôle d'énergie :

La partie contrôle d'énergie est composée d'un système de stockage avec ou sans régulation, plus les câbles de connexions.

-La partie utilisation :

La partie utilisation se compose de plusieurs récepteurs (utilisateurs), (exemple: éclairage, pompage, ... etc.).

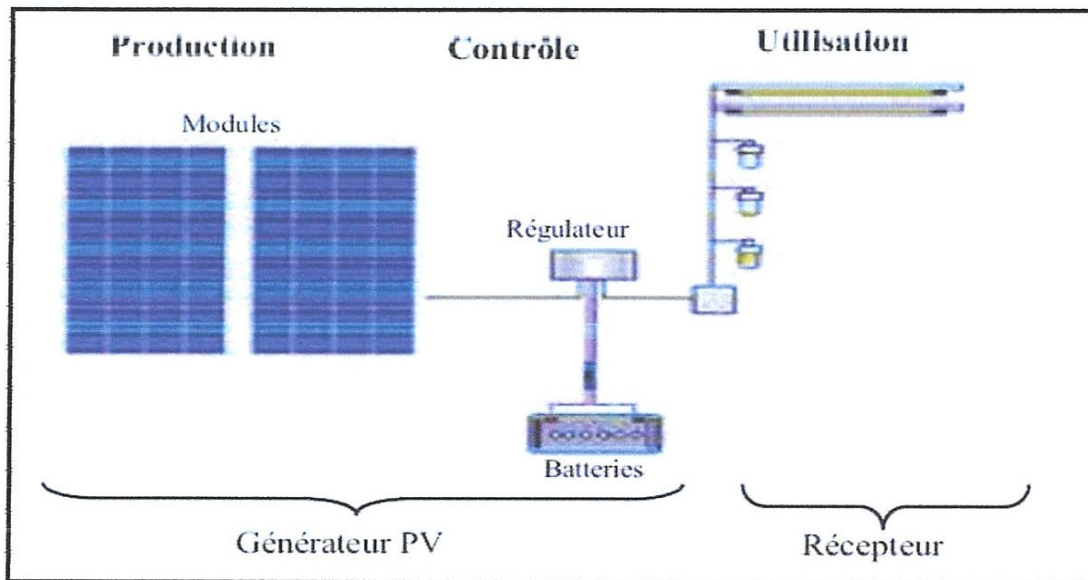


Fig.II.1. Eléments d'un système photovoltaïque.

II.3. Paramètres des cellules photovoltaïques :

Une cellule solaire est constituée par une jonction PN, lorsque la surface libre est éclairée les photons d'énergies supérieures à la largeur de la bande interdite (E_g) peuvent exciter des paires électron-trous dans les régions quasi neutres **P** et **N** figure (II-2). Les électrons et les trous créés respectivement dans les régions **P** et **N** diffusent et atteignent la zone de charge d'espace, accélérer par le champ électrique interne, ils traversent la zone de transition. La région **N** reçoit des électrons et se charge négativement; la région **P**

accepte des trous et se charge positivement. Si on relie les cotés de la jonction à une charge (R_c), un courant (I) la parcourt et une différence de potentiel apparaît:

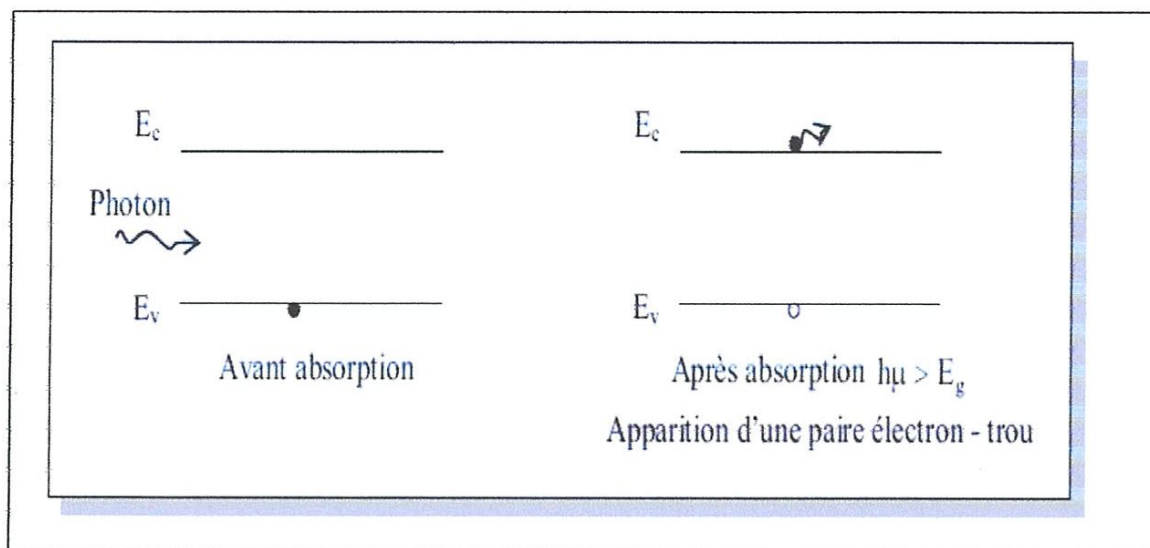


Fig.II.2. Création de pair électron trous par photo excitation.

Le courant résultant de la jonction est :

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

Avec:

I_{ph} : le photo-courant;

$I_d(V)$: courant d'obscurité de la diode.

Cette relation entre les trois grandeurs, I , I_{ph} et $I_d(V)$ représente la caractéristique courant-tension idéale permettant de déterminer quatre grandeurs caractéristiques principales du fonctionnement des cellules solaires:

Le courant de court-circuit (I_{cc});

La tension en circuit ouvert (V_{oc});

Le facteur de forme (ff);

Le rendement de conversion d'énergie photovoltaïque.

II.4. Les différents modèles électriques d'une cellule photovoltaïque :

Parmi ces modèles on peut citer les suivants [6,7,8,9,10]:

II.4.1. Modèle à sept paramètres (7p) :

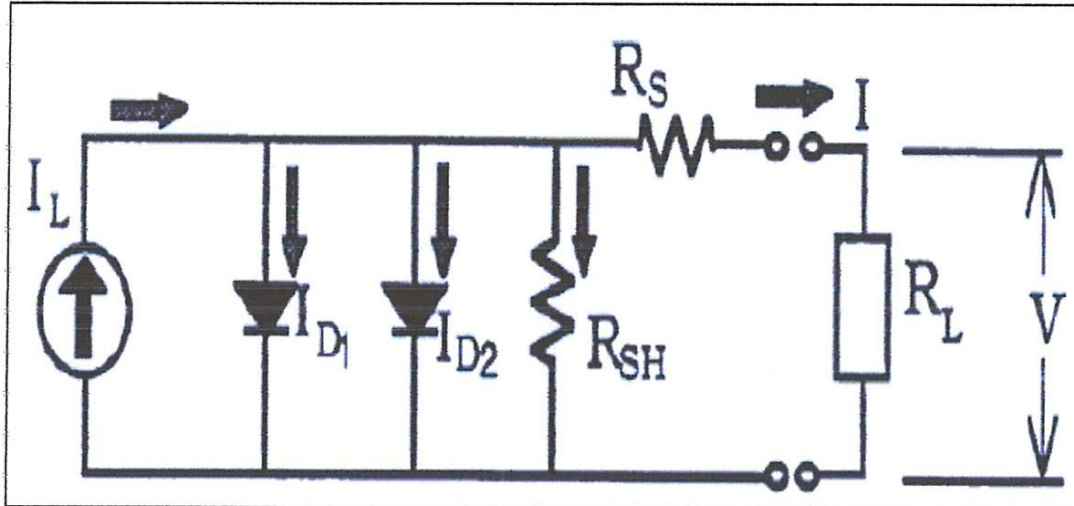


Fig.II.3. Modèle à 7 paramètres.

Les paramètres de ce circuit sont :

I_L = courant photonique.

I_{01} = courant inverse de saturation de la diode 1.

I_{02} = courant inverse de saturation de la diode 2.

$\gamma_1 = A_1 \times (N_{CS})$, le facteur de qualité de la diode 1.

$\gamma_2 = A_2 \times (N_{CS})$, le facteur de qualité de la diode 2.

A_1 et A_2 : sont les facteurs d'accomplissement des diodes 1 et 2.

N_{CS} = Nombre des cellules en série.

R_S = la résistance série.

R_{SH} = la résistance shunt.

L'équation $I(V)$ caractéristique de ce circuit est :

$$I = I_L - I_{D1} - I_{D2} - \frac{(V + IR_s)}{R_{SH}} \quad (\text{II.2})$$

$$I_{D1} = I_{01} \left(\exp \left(\frac{q}{\gamma_1 k T_c} \times (V + IR_s) \right) - 1 \right) \quad (\text{II.3})$$

$$I_{D2} = I_{02} \left(\exp \left(\frac{q}{\gamma_2 k T_c} \times (V + IR_s) \right) - 1 \right) \quad (\text{II.4})$$

Substituer (II.3) et (II.4) dans (II.2) donne :

$$I = \left[I_L - I_{01} \left(\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{\gamma_1 k T_c} \right) - 1 \right) - I_{02} \left(\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{\gamma_2 k T_c} \right) - 1 \right) \right] \times \left[\frac{R_{SH}}{R_s + R_{SH}} \right] \quad (\text{II.5})$$

II.4.2. Modèle à six paramètres (6P) :

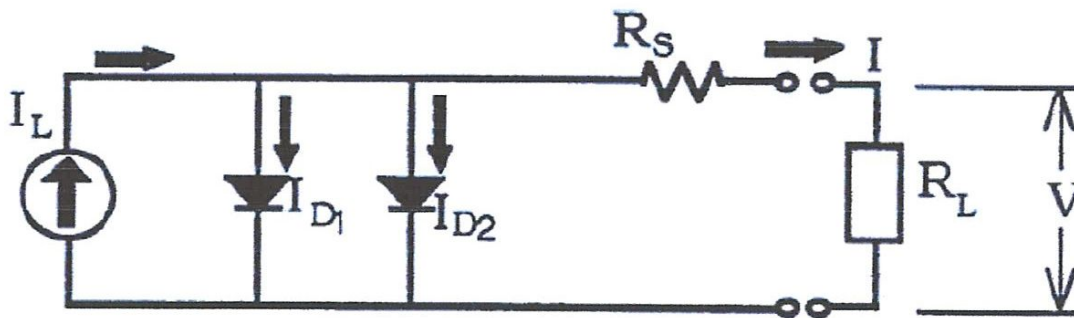


Fig.II.4. Modèle à six paramètres.

Les six paramètres de ce circuit sont :

I_L = courant photonique.

I_{01} = courant de saturation de la diode 1.

I_{02} = courant de saturation de la diode 2.

$\gamma_1 = A_1 \times (N_{CS})$, le facteur de qualité de la diode 1.

$\gamma_2 = A_2 \times (N_{CS})$, le facteur de qualité de la diode 2.

N_{CS} = Nombre des cellules en série.

R_s = la résistance série.

Les relations courant-tension pour ce circuit sont les suivant:

$$I = I_L - I_{D1} - I_{D2} \quad (\text{II.6})$$

$$I_{D1} = I_{01} \left(\exp \left(\frac{q}{\gamma_1 k T_c} \times (V + IR_s) \right) - 1 \right) \quad (\text{II.7})$$

$$I_{D2} = I_{02} \left(\exp \left(\frac{q}{\gamma_2 k T_c} \times (V + IR_s) \right) - 1 \right) \quad (\text{II.8})$$

Remplaçant (II.7) et (II.8) dans (II.6) nous obtenons :

$$I = \left[I_L - I_{01} \left(\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{\gamma_1 k T_c} \right) - 1 \right) - I_{02} \left(\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{\gamma_2 k T_c} \right) - 1 \right) \right] \quad (\text{II.9})$$

II.4.3. Modèle à cinq paramètres (5P) :

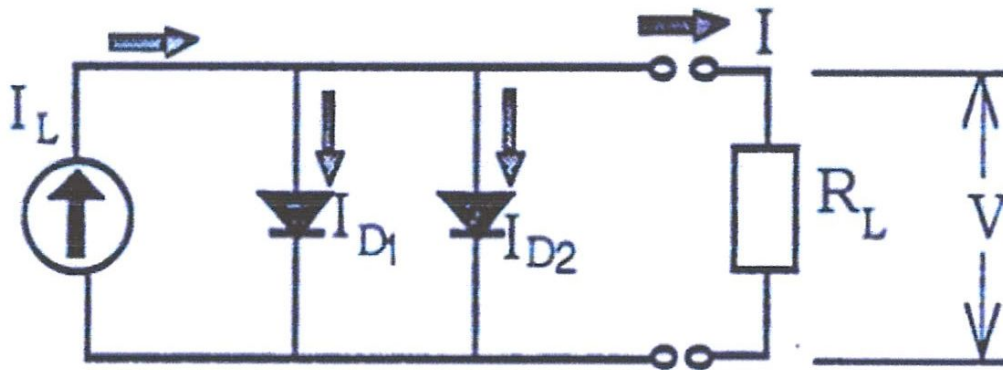


Fig.II.5. Modèle à 5 paramètres.

Le circuit équivalent de ce modèle est obtenu en utilisant une simplification au circuit de modèle à six paramètres représenté sur la figure II.4. Cette simplification se traduit à supposer que la résistance série est négligeable. Avec une résistance série nulle, le circuit équivalent sera représenté comme suit (fig. II.5).

Les cinq paramètres de ce modèle sont :

I_L = courant photonique.

I_{01} = courant de saturation de la diode 1.

I_{02} = courant de saturation de la diode 2.

$\gamma_1 = A_1 \times (N_{CS})$, le facteur de qualité de la diode 1.

$\gamma_2 = A_2 \times (N_{CS})$, le facteur de qualité de la diode 2.

N_{CS} = Nombre des cellules en série.

L'équation générale de ce modèle est :

$$I = I_L - I_{D1} - I_{D2} \quad (\text{II.10})$$

$$I_{Di} = I_{0i} \left(\exp\left(\frac{qV}{\gamma_i k T_c}\right) - 1 \right) \quad (\text{II.11})$$

$$I_{D2} = I_{02} \left(\exp\left(\frac{qV}{\gamma_2 k T_C}\right) - 1 \right) \quad (\text{II.12})$$

Remplaçant

(II.11) et (II.12) dans (II.10) nous obtenons :

$$I = \left[I_L - I_{01} \left(\exp\left(\frac{qV}{\gamma_1 k T_C}\right) - 1 \right) - I_{02} \left(\exp\left(\frac{qV}{\gamma_2 k T_C}\right) - 1 \right) \right] \quad (\text{II.13})$$

II.4.4. Modèle à quatre paramètres (4P) :

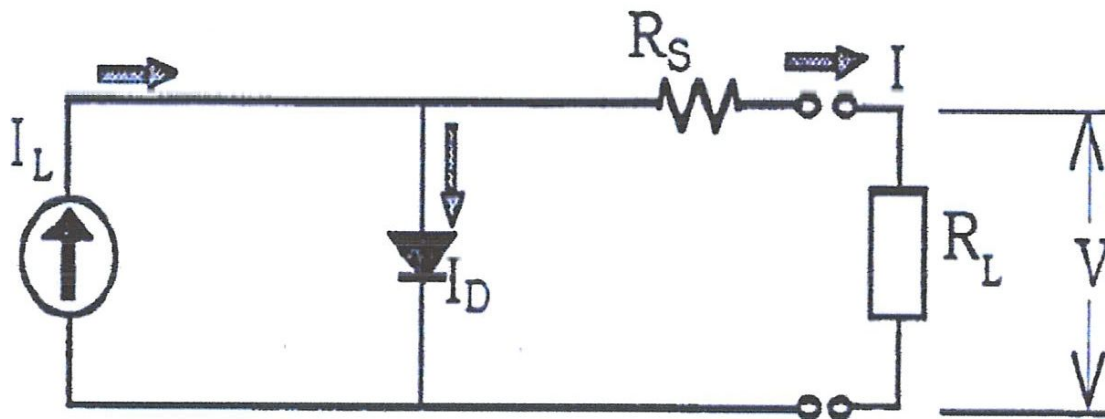


Fig. II.6. Modèle à 4 paramètres.

Les quatre paramètres de ce modèle sont :

I_L = le courant photonique

I_0 = courant de saturation inverse

γ = facteur de qualité

R_S = la résistance séries

II.4.5. Modèle à trois paramètres (3P) :

Si on suppose que la résistance série est nulle (comme pour le circuit à cinq paramètres) le circuit à 4 paramètres se réduit à un circuit à trois paramètres représenté par la (Figure II.7). Ce circuit équivalent est considéré comme idéal.

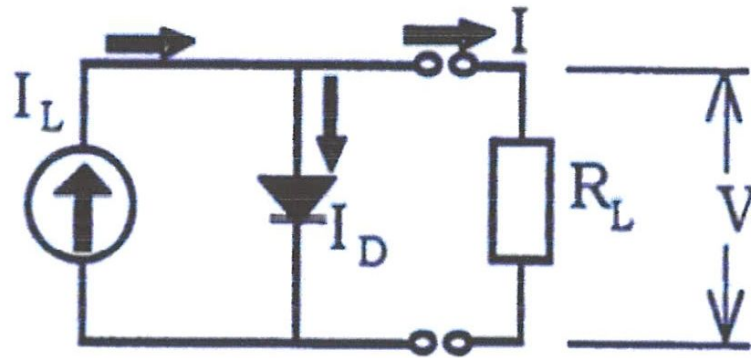


Fig. II.7. Modèle à 3 paramètres.

Les trois paramètres de ce circuit sont :

I_L = le courant photonique

I_0 = courant de saturation inverse

γ = facteur de qualité

Les relations courant-tension de ce circuit sont :

$$I = I_L - I_D \quad (\text{II.14})$$

$$I_D = I_0 \left(\exp\left(\frac{qV}{\gamma k T_c}\right) - 1 \right) \quad (\text{II.15})$$

Si on remplace (II.15) dans (II.14) on obtient :

$$I = I_L - I_0 \left(\exp \left(\frac{qV}{kT_c} \right) - 1 \right) \quad (\text{II.16})$$

II.5. Choix du modèle :

Après une comparaison entre les résultats de simulation obtenu par ces modèles et les résultats expérimentaux, Townsend à tiré les conclusions suivantes :

- La résistance shunt dans les modèles (7P), (6P) n'influe sur la caractéristique $I(V)$ uniquement au niveau des éclairagements très bas.
- les modèles électriques qui incluent le paramètre de la résistance série (4P et 6P) sont de meilleurs modèles représentant des caractéristiques $I(V)$, pour des niveaux d'éclairément assez loin du niveau de référence, que les modèles qui négligent cette résistance (3P et 5P).
- Le modèle (7P) ne traduit pas les caractéristiques $I(V)$ aussi bien que les autres modèles pour des températures de cellules qui sont assez loin de la température de référence.
- Les courbes $I(V)$ globales, obtenues par les modèles 4P et 6P sont plus précises.

La performance de la cellule solaire est normalement évaluée dans les conditions d'essai standard (STC), où un spectre solaire moyen de AM 1.5 est employé, l'éclairément est normalisé à 1000W/m^2 , et la température de cellule est définie égale à 25°C .

II.6. Schéma de raccordement au réseau :

Une installation PV raccordée au réseau et alimentant une installation de consommateur peut être représentée de manière simplifiée par le schéma de la **(Figure II.8)**.

Le réseau d'alimentation (dont la puissance de court-circuit est présumée infinie) est schématisé par un générateur de tension idéal dont la valeur est indépendante des conditions de charge de l'installation du consommateur [1].

Le générateur PV est quant à lui représenté par un générateur de courant idéal (avec un courant constant et un ensoleillement égal) tandis que l'installation du consommateur est représentée par une résistance R_u .

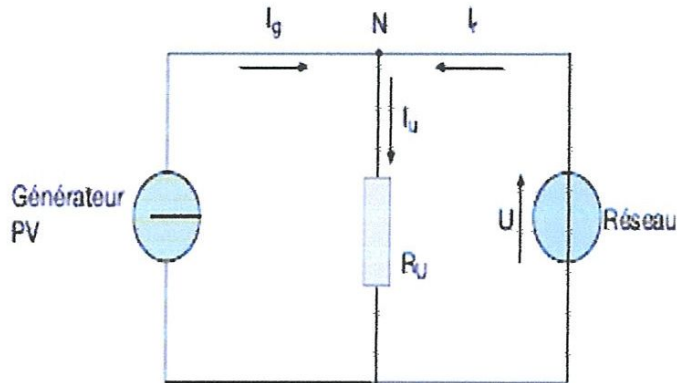


Fig. II.8. schéma simplifié de raccordement au réseau

Les courants I_g et I_r , qui proviennent respectivement du générateur PV et du réseau, convergent au nœud N de la Figure II.8 et le courant I_u absorbé par l'installation du consommateur part du nœud :

$$I_u = I_g + I_r \quad (\text{II.17})$$

Etant donné que le courant de la charge est également le rapport entre la tension du réseau U et la résistance de charge R_u :

$$I_u = \frac{U}{R_u} \quad (\text{II.18})$$

Le rapport entre les courants devient :

$$I_r = \frac{U}{R_u} - I_g \quad (\text{II.19})$$

Si dans (II.19), nous avons $I_g = 0$, comme cela se produit pendant les heures nocturnes, le courant absorbé du réseau est :

$$I_r = \frac{U}{R_u} \quad (\text{II.20})$$

En revanche, si l'intégralité du courant généré par l'installation PV est absorbée par l'installation du consommateur, le courant fourni par le réseau doit être nul et par conséquent l'équation (II.19) devient:

$$I_G = \frac{U}{R_u} \quad (\text{II.21})$$

Lorsque l'ensoleillement augmente, si le courant généré I_g devient supérieur à celui requis par la charge I_u , le courant I_r devient négatif, autrement dit il n'est plus pris du réseau mais introduit dans celui-ci.

En multipliant les termes de (II.17) par la tension du réseau U , les remarques précédentes peuvent également s'appliquer aux puissances, en considérant que :

- $P_u = U \times I_u = \frac{U^2}{R_u}$ L'énergie absorbée par l'installation de l'utilisateur ;
- $P_g = U \times I_g$: l'énergie générée par l'installation PV ;
- $P_r = U \times I_r$: l'énergie fournie par le réseau.

II.7. Tensions et courants d'une installation PV :

Les panneaux PV génèrent généralement un courant de 4 à 12A à une tension de 30 à 60V. Pour obtenir la puissance crête attendue, les panneaux sont raccordés électriquement en série pour former des strings, qui sont à leur tour raccordés en parallèle. La tendance est de développer des strings constitués du plus grand nombre de panneaux possible, étant donné la complexité et le coût du câblage, en particulier la mise en parallèle des tableaux de distribution entre les strings.

Le nombre maximum de panneaux pouvant être raccordés en série (et par conséquent la tension maximale accessible) pour former un string est déterminé par la plage d'utilisation des onduleurs (voir Chapitre 3) et par la disponibilité des dispositifs de déconnexion et de protection compatibles avec la tension obtenue.

Plus particulièrement, la tension de l'onduleur est liée, pour des raisons d'efficacité, à sa puissance : en général, lors de l'utilisation d'un onduleur d'une puissance inférieure à 10 kW, la plage de tension la plus utilisée est comprise entre 250 et 750V, alors que si la puissance de l'onduleur dépasse 10 kW, la plage de tension est généralement de 500 à 900V.

II.8 Variation de la production d'énergie :

Les principaux facteurs influençant la production d'énergie électrique d'une installation PV sont les suivants [7,11,12] :

- irradiance ,
- Température des modules ;
- Ombrage.

II.8.1 Irradiance :

En fonction de l'irradiance incidente sur les cellules PV, leur courbe de caractéristique V-I varie comme indique dans la Figure II.8.

Lorsque l'irradiance diminue, la génération de courant PV diminue proportionnellement, tandis que la variation de la tension à vide est très faible.

De fait, l'efficacité de conversion n'est pas influencée par la variation de l'irradiance dans la plage d'utilisation standard des cellules. Cela signifie que l'efficacité de conversion est la même lorsque le ciel est dégagé ou nuageux.

Par conséquent, la réduction de la génération d'énergie lorsque le ciel est nuageux est liée non pas à une baisse de l'efficacité mais à une réduction de la génération de courant due à une irradiance solaire inférieure.

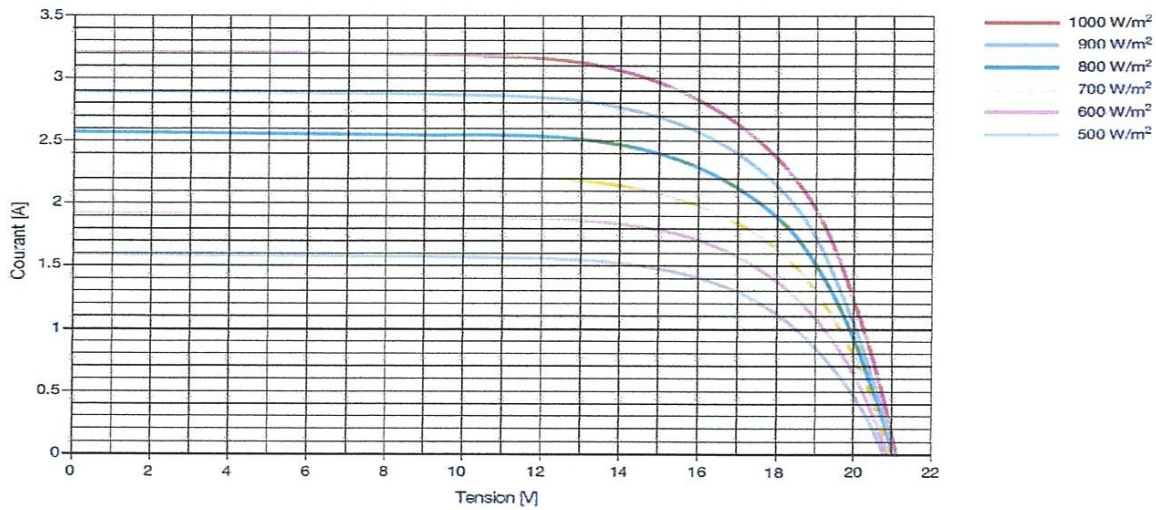


Fig. II.8.influence de l'éclairement

II.8.2 Température des modules :

Contrairement au cas précédent, en cas de hausse de la température des modules, le courant produit reste pratiquement inchangé, tandis que la tension diminue et entraine une réduction des performances des panneaux en termes de production d'énergie électrique (Figure II.9)[1,3].

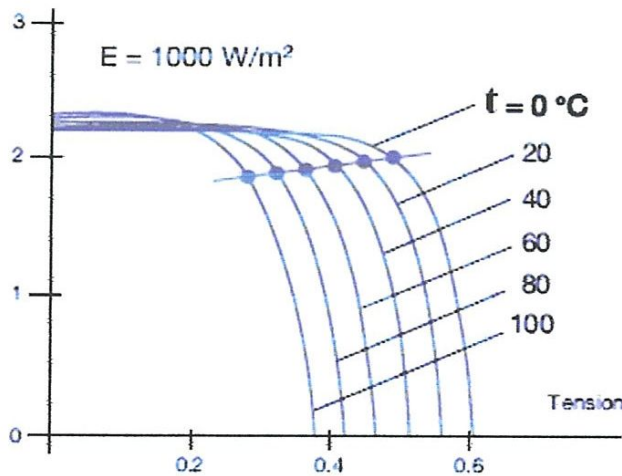


Fig.(II.9) .influence de la température

Pour éviter une réduction excessive des performances, il convient de contrôler la température de service en tentant de fournir une bonne ventilation aux panneaux en vue de limiter leur variation de température.

De cette manière, il est possible de réduire la perte d'énergie due à la variation de température (par rapport à la température de 25°C dans des conditions standards) à une valeur de l'ordre de 7%.

II.8.3 Ombrage :

Compte tenu de la surface occupée par les modules sur une installation PV, certains (une ou plusieurs cellules) peuvent être ombragés par des arbres, des feuilles mortes, des cheminées, des nuages ou des panneaux PV installés à proximité.

En cas d'ombrage, une cellule PV présentant une jonction P-N cesse de produire de l'énergie et devient une charge passive. Cette cellule se comporte comme une diode qui bloque le courant produit par les autres cellules raccordées en série, compromettant toute la production du module. De plus, la diode est soumise à la tension des autres cellules, ce qui peut entraîner la perforation de la jonction due à une surchauffe localisée (point chaud) et endommager le module [13].

Afin d'éviter qu'une ou plusieurs cellules ombragées ne compromettent la production de l'ensemble d'un string, des diodes court-circuitant la partie ombragée ou endommagée du module sont insérées au niveau du module. Par conséquent, le fonctionnement du module est garanti même si l'efficacité est réduite. En théorie, il serait nécessaire de monter une diode by-pass en parallèle à chaque cellule, toutefois cela s'avérerait trop onéreux en termes de rapport coût/bénéfice. 2 à 4 diodes by-pass sont donc généralement installées sur chaque module (**Figure II.10**).

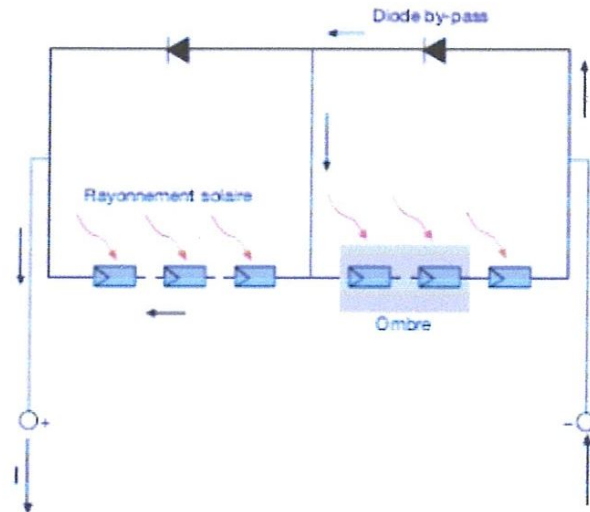


Fig. II.10. Ombrage d'un générateur photovoltaïque.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents modèles électriques caractérisant les cellules photovoltaïques, comme toutes les systèmes physiques, la modélisation d'un système photovoltaïque conduit à l'établissement des équations mathématiques régissant la dynamique de ce système, d'où un modèle est la représentation mathématique d'une entité réelle et de son fonctionnement : quand on dispose d'un modèle, on peut simuler le comportement de cette entité.

CHAPITRE III :

Méthodes

d'installations et

configurations

Introduction

De grands progrès ont été faits au cours des dernières années dans l'intégration architecturale des panneaux à la structure des bâtiments grâce à la fabrication de panneaux dont les dimensions et les caractéristiques peuvent entièrement remplacer certains composants. Nous allons décrire dans ce chapitre les différentes configurations d'onduleurs des systèmes PV. Puis nous rappelons succinctement les dispositifs de protections d'une installation PV.

III. 1. Intégration architecturale :

Trois types d'intégration architecturale des installations PV peuvent être définis, notamment afin de déterminer le tarif de rachat correspondant.

- 1-installation avec une intégration au bâti ;
- 2-installations avec une intégration simplifiée au bâti ;
- 3-installations non intégrées.

Les installations *non intégrées* sont des installations composées de modules montés au sol, autrement dit les modules sont placés sur les éléments de mobilier urbain, la surface extérieure des enveloppes de bâtiment, les bâtiments et les structures à toute fin dont les modalités diffèrent de celles des typologies 2) et 3) (Figure III.1)[2].



Fig.III.1. Installations non intégrées

Les installations partiellement intégrées sont des installations dont les modules sont placés conformément aux typologies listées dans le Tableau 3.1 sur les éléments de mobilier urbain, les surfaces extérieures des enveloppes de bâtiment, les bâtiments et les structures à toute fin sans remplacer les matériaux de construction de ces structures (Figure III.2).



Fig.III.2. Installations partiellement intégrées

Typologie 1	Modules PV installés sur les toits plats et les terrasses de bâtiments et d'édifices. En présence d'une balustrade, la dimension maximale correspondant à l'axe moyen des modules PV ne doit pas excéder la hauteur minimale de la balustrade.
Typologie 2	Modules PV installés sur les toits, les couvertures, les façades, les balustrades ou les parapets des bâtiments et édifices coplanaires avec surface de support et sans remplacement des matériaux constituant les surfaces de support.
Typologie 3	Modules PV installés sur les éléments de mobilier urbain, les barrières d'insonorisation, les auvents, les tonnelles et les abris coplanaires avec surface de support et sans remplacement des matériaux constituant les surfaces de support.

Les installations avec intégration architecturale sont les installations dans lesquelles les modules sont positionnés conformément aux typologies listées dans le Tableau 3.2 et remplacent, totalement ou partiellement, la fonction des éléments de construction (soutien, insonorisation, isolation thermique, éclairage, ombrage) (Figure III.3)[3].

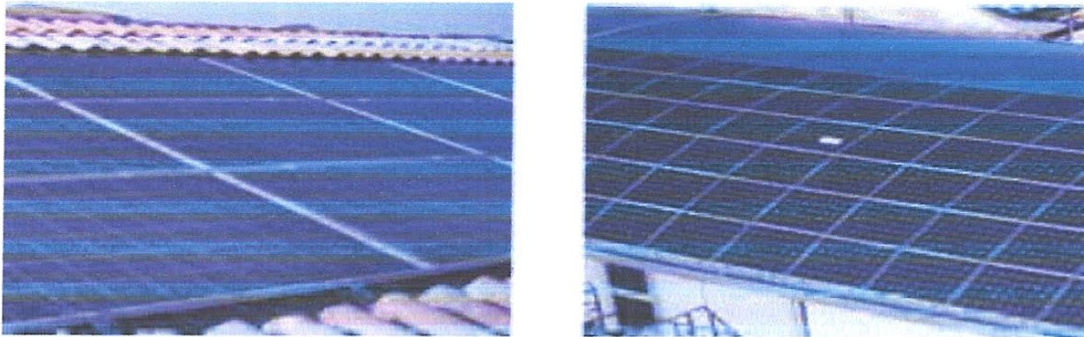


Fig.III.3.Installations avec intégration architecturale

Typologie 1	Remplacement des matériaux de revêtement des toits, couvertures et façades de bâtiment par des modules PV ayant la même inclinaison et la même fonctionnalité architecturale que la surface recouverte.
Typologie 2	Auvents, tonnelles et abris dans lesquels la structure du revêtement est constituée de modules PV et de leurs systèmes de support.
Typologie 3	Parties du revêtement du toit des bâtiments dans lesquelles les modules PV remplacent le matériau transparent ou semi-transparent permettant l'éclairage naturel d'une ou plusieurs pièces.
Typologie 4	Barrières acoustiques dans lesquelles une partie des panneaux d'insonorisation est constituée de modules PV.
Typologie 5	Éléments d'éclairage dans lesquels la surface des éléments réfléchissants exposée au rayonnement solaire est constituée de modules PV.
Typologie 6	Brise-soleil dans lesquels les éléments structurels sont constitués de modules PV et de leurs systèmes de support.
Typologie 7	Balustrades et parapets dans lesquels les éléments de revêtement et de couverture sont remplacés par des modules PV.

Typologie 8	Fenêtres dans lesquelles les modules PV remplacent ou intègrent les surfaces vitrées des fenêtres.
Typologie 9	Stores dont les modules PV constituent les éléments structurels.
Typologie 10	Toute surface décrite dans les typologies ci-dessus sur laquelle les modules PV constituent un revêtement ou une couverture adhérent à la surface.

III. 2. Configuration du champ solaire :

Le raccordement des strings formant le champ solaire de l'installation PV peut être réalisé en utilisant [1]:

- un seul onduleur pour toutes les installations (onduleur simple ou central) (Figure.III.4) ;
- un onduleur pour chaque string (Figure III.5) ;
- un onduleur pour plusieurs strings (installations multi onduleurs) (Figure III.6).

III. 2.1. Installation mono-onduleur :

Cette configuration est utilisée dans les petites installations avec des modules du même type ayant la même exposition.

La présence d'un onduleur unique présente des avantages économiques, en réduisant l'investissement initial et les coûts d'entretien. Cependant, la défaillance de l'onduleur peut entraîner l'arrêt de la production de l'ensemble de l'installation. De plus, cette solution n'est pas très adaptée à l'agrandissement (et donc à la hausse de la puissance crête) de l'installation PV, car elle augmente les problèmes de protection contre les surintensités et ceux liés à un ombrage différent, autrement dit lorsque l'exposition des panneaux n'est pas la même dans l'ensemble de l'installation[3,5].

Le fonctionnement de l'onduleur est régulé par le MPPT, en tenant compte des paramètres moyens des strings raccordés à l'onduleur ; par conséquent, si tous les

strings sont raccordés à un onduleur unique, l'ombrage ou la défaillance de tout ou partie des strings entraîne une réduction accrue des performances électriques de l'installation par rapport à d'autres configurations.

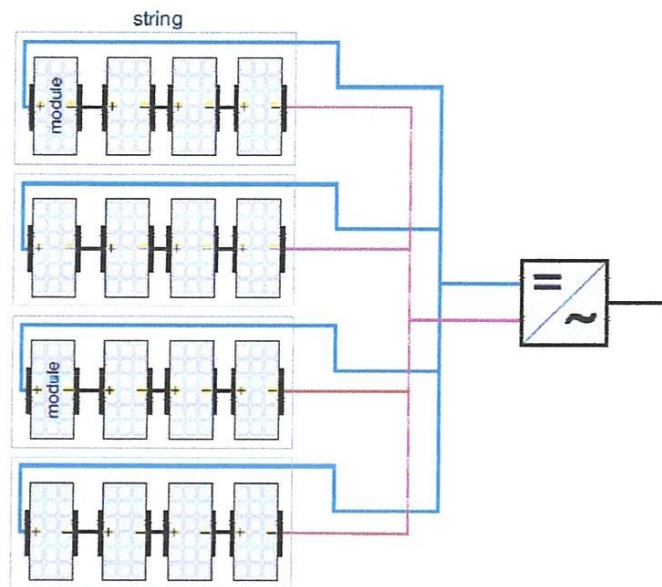


Fig.III.4. Installation avec onduleur unique

III.2.2. Installation avec un onduleur pour chaque string :

Dans une installation de taille moyenne, chaque string peut être directement raccordé à son propre onduleur et donc fonctionner selon son propre Maximum Power Point.

Dans cette configuration, la diode, qui empêche la source de circuler dans le sens inverse, est généralement incluse dans l'onduleur. Ce dernier réalise un diagnostic de la production et assure également la protection contre les surintensités et les surtensions d'origine atmosphérique du côté DC.

De plus, la présence d'un onduleur sur chaque string limite les problèmes de couplage entre les modules et les onduleurs de même que la réduction des performances causée par l'ombrage ou une exposition différente. Par ailleurs, avec plusieurs strings, des modules présentant différentes caractéristiques peuvent être utilisés, augmentant par conséquent l'efficacité et la fiabilité de l'ensemble de l'installation.

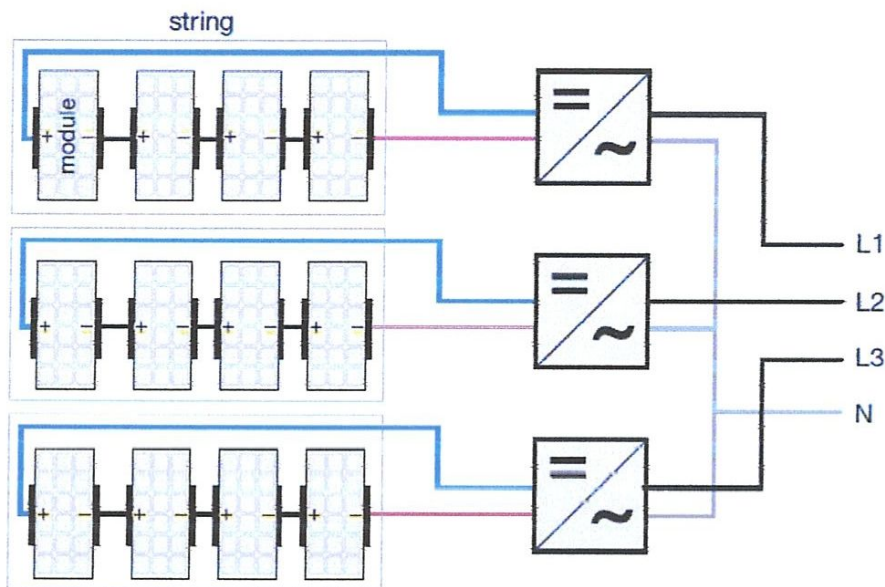


Fig.III.5. Installation avec plusieurs onduleurs

III.2.3 Installation multi-onduleurs :

Dans les installations de grande taille, le champ PV est généralement divisé en un plus grand nombre de parties (sous-champs), chacune étant alimentée par un onduleur auquel différents strings sont raccordés en parallèle. Par rapport à la configuration précédente, le nombre d'onduleurs est dans ce cas inférieur, entraînant une réduction conséquente de l'investissement et des coûts d'entretien.

Cette configuration présente également l'avantage de réduire les problèmes liés à l'ombrage et à la différence d'exposition des strings mais également ceux liés à l'utilisation de modules différents, à condition que les strings du sous-champ ayant des modules et une exposition identiques soient raccordés au même onduleur.

De plus, la défaillance d'un onduleur n'implique pas la perte de production de l'ensemble de l'installation (comme dans le cas de l'onduleur unique) mais du sous champ correspondant uniquement. Il est recommandé de pouvoir déconnecter chaque string séparément, de manière à ce que les vérifications de fonctionnement et

d'entretien requises puissent être réalisées sans mettre hors service l'ensemble du générateur PV.

Lors de l'installation en parallèle du tableau de distribution du cote DC, il est nécessaire de prévoir l'introduction d'un dispositif de protection contre les surtensions et les courants inverses sur chaque string afin d'éviter l'alimentation des strings ombragés ou défectueux par ceux montés en parallèle. La protection contre les surtensions peut être assurée par un disjoncteur thermomagnétique ou un fusible, tandis que la protection contre le courant inverse est assurée par des diodes.

Dans cette configuration, le diagnostic de l'installation est réalisé par un système de supervision qui vérifie la production des différents strings.

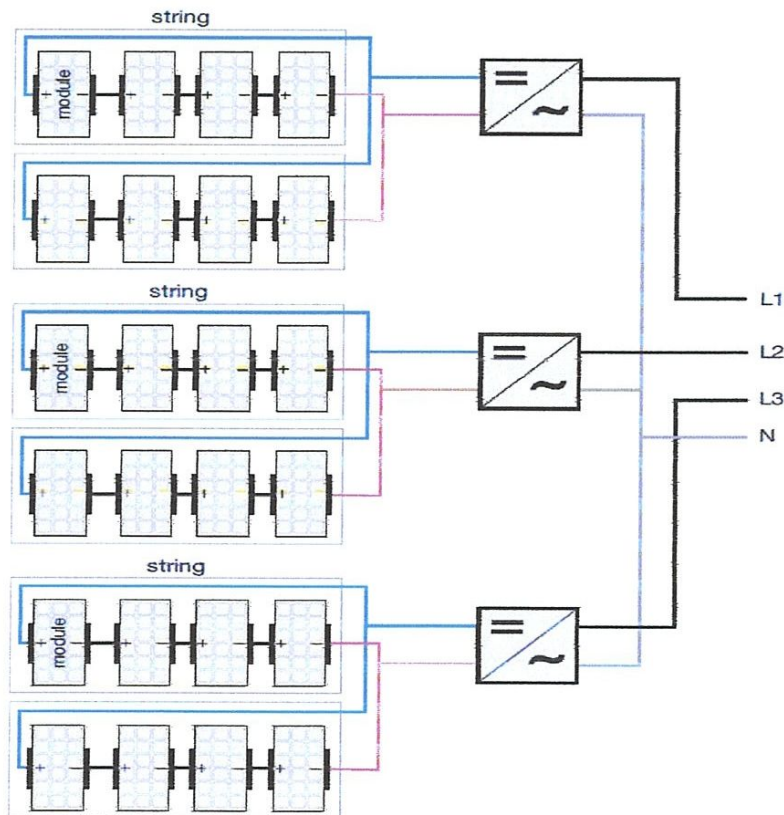


Fig.III.6. Installation avec onduleur pour chaque string

III.3. Mesure de l'énergie produite et échangée avec le réseau :

Dans une installation PV raccordée au réseau public, l'interposition de systèmes de mesure est nécessaire pour détecter [1]:

- l'énergie électrique prise du réseau ;
- l'énergie électrique introduite sur le réseau ;
- l'énergie produite par l'installation PV.

La modalité d'insertion des systèmes de mesure est montrée dans la (Figure III.5).

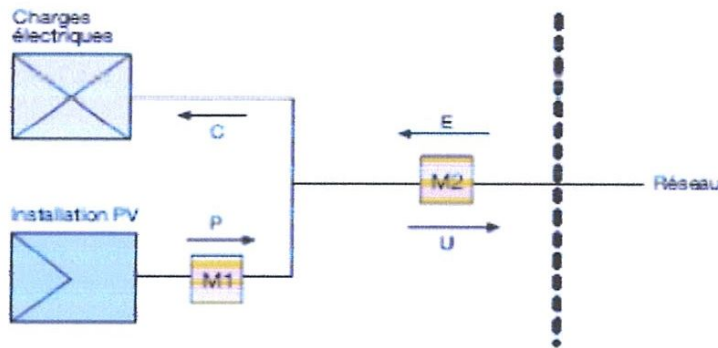


Fig.III.7. modalité d'insertion des systèmes de mesure

Le bilan énergétique du système pour une période spécifique est donné par :

$$U-E=P-C \quad (III.1)$$

où :

U : est l'énergie produite par l'installation PV et l'énergie introduite sur le réseau ;

E : est l'énergie prise du réseau ;

P : est l'énergie produite par l'installation PV (énergie soutenue par le tarif de rachat) ;

C : est l'énergie consommée par l'installation de l'utilisateur.

Pendant la nuit ou lorsque l'installation PV ne produit pas d'énergie pour d'autres raisons, ($U=P=0$), la formule (III.1) devient :

$$E=C \quad (III.2)$$

Autrement dit toute l'énergie consommée est prise du réseau. En revanche, lorsque l'installation PV génère de l'énergie, les deux situations suivantes peuvent se produire :

- $P > C$: dans ce cas le bilan est positif et l'énergie est introduite sur le réseau ;
- $P < C$: dans ce cas le bilan est négatif et l'énergie est prise du réseau.

L'énergie échangée avec le réseau est généralement mesurée par un compteur électronique bidirectionnel M2 et le système de mesure doit être horaire.

Le service public de distribution est généralement responsable de l'installation et de l'entretien de l'équipement de mesure de l'énergie échangée.

La mesure de l'énergie produite est réalisée par un compteur M1, qui doit être capable de détecter l'énergie produite par heure et être équipé d'un dispositif de demande de télécommunication et d'acquisition des mesures par l'administrateur du réseau.

L'équipement de mesure de l'énergie produite doit être installé le plus près possible de l'onduleur et être équipé de dispositifs anti-fraude adaptés.

Pour les installations dotées d'une puissance assignée maximale de 20 kW, le responsable de la mesure de l'énergie produite est l'administrateur du réseau. Pour les puissances supérieures à 20 kW, le responsable est l'utilisateur « actif » (autrement dit l'utilisateur qui produit également de l'énergie), lequel a la possibilité de faire appel à l'administrateur du réseau pour réaliser cette activité, tout en conservant la responsabilité de ce service.

III.4. Protection des personnes et des biens contre les risques électriques

Dès le départ, le concepteur et l'installateur d'un système PV doivent prendre sérieusement en considération les dangers potentiels, pendant et après la phase d'installation, et prendre toutes les dispositions pour se protéger des risques (Fig.III.8).

Typiquement un générateur photovoltaïque est constitué, sur le plan électrique, des composants suivant :

- Modules Photovoltaïques
- Câblage DC (câble, connecteurs, boîtes de jonction)
- Dispositifs de protection (fusibles, disjoncteurs, parafoudres,...)

- Onduleurs
- Câblage AC
- Compteurs d'énergie

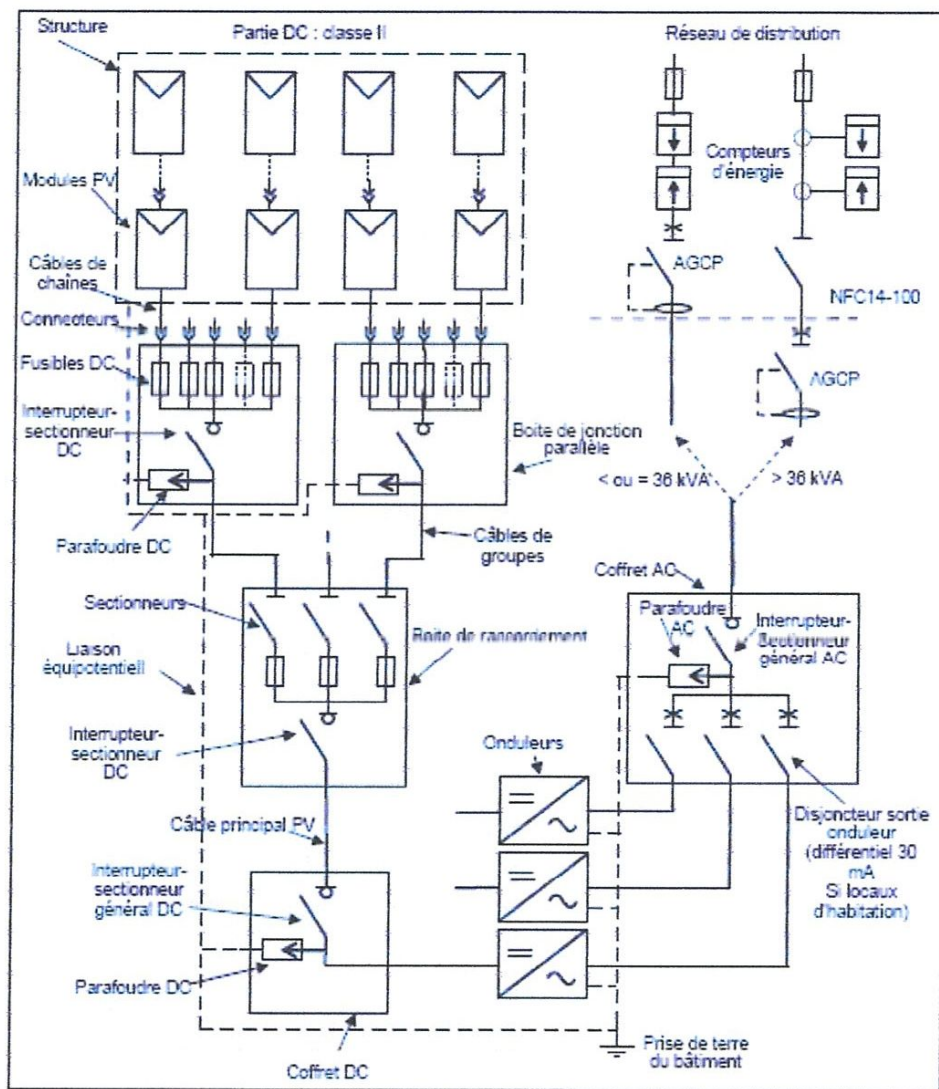


Fig.III.8. Schéma de principe d'une installation raccordée au réseau

Pour protéger l'installation photovoltaïque contre les risques de court-circuit et d'inversion de courant ainsi que contre les risques de foudre la norme (exp : le guide UTE C 15-712) prescrit des protections plus adaptées.

Coté continu, un sectionneur CC est obligatoire car, même si un connecteur peut être débranché sous tension, lorsque les modules photovoltaïques sont éclairés un arc électrique peut se produire et détériorer les connecteurs. Aujourd'hui il existe deux modes d'installation de ce sectionneur CC : soit il est intégré à l'onduleur PV, soit il est placé dans un coffret extérieur.

Notons que, pour des raisons évidentes de maintenance et d'interchangeabilité de l'onduleur, il est obligatoire d'avoir un sectionneur CC en amont de l'onduleur.

Lorsque l'installation du champ PV nécessite la mise en parallèle de plus de trois chaînes sur la même entrée d'un onduleur, les protections à mettre en place sont beaucoup plus complexes. En effet, il peut se produire des phénomènes d'inversions de courant dans une chaîne qui serait détruite en supportant alors toute la puissance de l'ensemble des autres chaînes.

La norme (le guide UTE C15-71) préconise la mise en place de protections sur les deux polarités de chaque chaîne (tableau III.1). Ces protections doivent interrompre un courant continu.

- Le seuil de déclenchement minimum doit être de : $1,27 \times I_{sc}$.
- Sa tenue en tension doit être de : $1,2 \times V_{oc} \times \text{nombre de modules en série}$.

Des constructeurs proposent aussi des coffrets de mise en parallèle de chaînes et des coffrets de protection intégrant un interrupteur-sectionneur général qui permet d'intervenir en aval de ce coffret en toute sécurité, même en pleine journée.

Tableau.III.1

Nombre des chaînes	Obligation de protection	Valeur de la protection
1 . 2 ou 3	Non	Sans objet
>3	Oui	Sur les deux polarités (+ et -) $1.25 I_{sc} < \text{Valeur fusible} < 2 I_{sc}$.

Coté alternatif, les protections proposées sont plus classiques. Il faut protéger le câble entre l'onduleur et le réseau, car tout défaut sur cette liaison est soumis à la puissance de court-circuit du réseau. Une protection contre les courts-circuits doit donc être placée près du raccordement au réseau, alors que l'onduleur se déconnecte automatiquement faute d'avoir la présence tension dans la plage autorisée. Des constructeurs proposent des coffrets intégrant les protections amont et aval.

III.4.1. Protection de l'installation photovoltaïque contre les effets de la foudre :

Différentes surtensions peuvent apparaître dans une installation électrique. Elles peuvent avoir pour source :

- le réseau de distribution, avec pour origine la foudre ou des manœuvres ;
- des coups de foudre (à proximité ou sur des bâtiments et des installations PV, ou encore sur des paratonnerres).
- des variations de champ électrique dues à la foudre. Comme toutes les constructions qui sont en extérieur, les installations photovoltaïques sont soumises au risque de foudre variable selon les régions.

III.4.2. L'équipotentialité

La première des protections à mettre en œuvre est l'équipotentialité en reliant avec un conducteur d'équipotentialité tous les éléments conducteurs et masses métalliques de l'installation photovoltaïque.

La section minimale de ce conducteur est de :

- 4 mm² s'il n'y a pas de paratonnerre ou s'il y a un paratonnerre non relié à l'installation,
- 10 mm² si l'installation est raccordée au paratonnerre du bâtiment (raccordement obligatoire par câble de 10 mm² lorsque le paratonnerre est à une distance inférieures de 2,5 m de l'installation).

III.4.3. Les parafoudres

Le tableau.III.2 présente les choix de protection par parafoudres ainsi que leur type (1 ou 2) prescrits par la norme.

Tableau.III.2

Niveau céramique (relevé sur une carte)	NK < 25		NK > 25	
	CC	CA	CC	CA
Bâtiment ou structure équipé d'un paratonnerre	Obligation type 2	Obligation type 1	Obligation type 2	Obligation type 1
Alimentation BT par une ligne entièrement aérienne	Peu utilise type 2	Recommande type2	Recommandé type2	Recommandé type2
Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	Peu utilise type 2	Recommandé type2	Recommandé type2	Recommandé type2

Conclusion

Les onduleurs disponibles sur le marché ont une puissance assignée de 11 kW maximum pour les modèles monophasés et jusqu'à plusieurs centaines de kW pour les modèles triphasés. Dans les installations de petite taille jusqu'à 6 kW avec un raccordement monophasé au réseau BT, un onduleur unique est généralement installé, tandis que dans les installations de plus de 6 kW avec un raccordement triphasé au réseau BT ou MT, plusieurs onduleurs sont généralement installés. Dans ce chapitre on a décrit le principe de fonctionnement des installations PV, leur typologie, les méthodes d'installation et les différentes configurations.

CHAPITRE IV :

Simulations des performances d'un générateur photovoltaïque

Introduction :

La modélisation permet d'analyser le fonctionnement de chaque élément du système, elle permet aussi de faciliter l'étude de l'influence du générateur PV sur le réseau électrique, tout en optimisant le fonctionnement du GPV. La modélisation vise à donner les modèles théoriques pour simplifiés les composants du système raccordé au réseau, et d'étudier plus en détail le fonctionnement de chaque élément pour pouvoir simuler le comportement de l'ensemble du système. Les modèles établis seront faciles à introduire dans des logiciels de simulation.

VI.1. Modèle mathématique du générateur photovoltaïque :

Les caractéristiques (I-V) et (P-V) d'un module photovoltaïque à une tension donnée dépendent uniquement de l'éclairement (G) et de la température (T). Le courant généré par la cellule Photovoltaïque peut être décrit par la formule suivante [7, 10,14]:

$$I = I_L - I_d - I_p \quad (\text{IV.1})$$

Avec :

I: Le courant délivré par le module (A).

I_L : photo-courant, ou courant généré par l'éclairement (A).

I_d : Courant de saturation de la diode (A).

I_p : Le courant shunt (A).

Pour ce module l'équation du I_{ph} ramenée aux conditions standard $G=1000\text{w/m}^2$,

$T=25^\circ\text{C}$ donnée par :

$$I_L = (I_{cc} + K_t \Delta_T) \frac{G}{G_n} \quad (\text{IV.2})$$

Où : $\Delta_T = T - T_n$

Avec : I_L : photo-courant, ou courant généré par l'éclairement (A).

G_n : L'éclairement de référence (w/m^2).

I_{cc} : courant de court-circuit qui est égale au photo-courant en (A), aux conditions nominales (à 25°et 1000W/m²).

k_t : coefficient de la température de court-circuit (A).

T: température de la cellule (°K).

T_n : température de référence (°K) égale 298°K (25°C).

La température de la cellule peut être calculée à partir de la température ambiante et celle d'irradiation comme suit :

$$T = T_a + G \left(\frac{noct - 20}{800} \right) \quad (IV.3)$$

Où :

T_a : Température ambiante.

N_{oct} : Condition de température nominale de fonctionnement de la cellule qui est donnée par le constructeur (45°C).

Le courant de la diode est données par :

$$I_d = I_o \left(\exp \frac{q(V + R_s I)}{\gamma K T} - 1 \right) \quad (IV.4)$$

V : Tension à la borne de la charge (V).

I_o : Courant de saturation de la diode a la température de référence (A).

Le courant de la résistance shunt (R_p) est calculé par :

$$I_p = I_o \left(\frac{V + R_s I}{R_p} \right) \quad (IV.5)$$

VI.2. Simulation du système Photovoltaïque

VI.2.1. Caractéristiques du générateur Photovoltaïque:

A température et éclairement constants, et particulièrement aux conditions standards les deux caractéristiques ; courant- tension (I-V) et puissance-tension (P-V) sont illustrées par la figure(IV.1) :

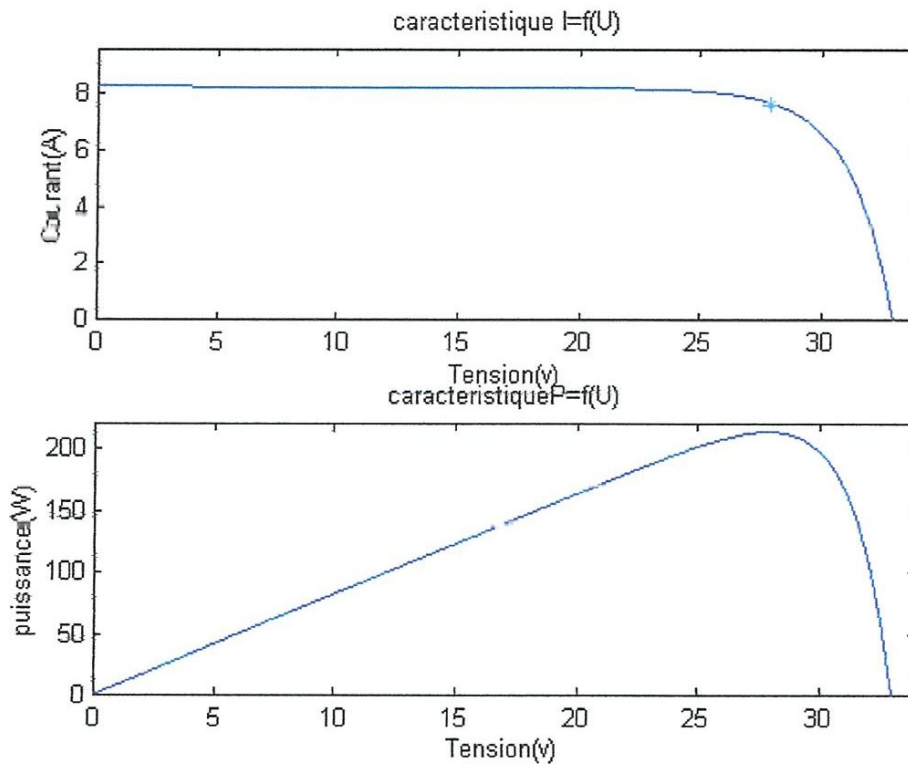


Fig. VI.1. Caractéristique (I-V) et (P-V) du module photovoltaïque

Pour : ($G=1000 \text{ w/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$).

D'après les caractéristiques courant-tension et puissance-tension, déduire les paramètres électriques spécifiques à savoir:

- Le courant de court circuit (I_{cc}) correspondant au courant débité par la cellule quand la tension à ses bornes est nulle (en pratique, ce courant est très proche du photo courant (I_{ph})). ;

- La tension du circuit (V_{co}) correspondant à la tension qui apparaît aux bornes de la cellule quand le courant débité est nul.
- Un optimum donnant la plus grande puissance MPP (indiquée par '**') ou puissance crête caractérisant la performance du générateur PV.

IV2.2. Simulation des performances électriques

à éclairement et température variable :

La puissance disponible sur un générateur photovoltaïque est liée à l'augmentation du rayonnement solaire qui impacte directement l'intensité générée. Une augmentation de la température va réduire la puissance (MPP) disponible en affectant la tension des générateurs photovoltaïques.

VI.2.2.1. Influence de l'éclairement :

En faisant varier l'éclairement entre 600 et 1000, les caractéristiques (I-V) et (P-V) sont illustrés par la figure (IV.2):

Dans ce contexte, afin de constater l'influence des conditions externes, de l'éclairement sur les caractéristiques (I-V) et (P-V) nous avons adopté la méthode suivante :

- On fixe la température à $T=25^{\circ}\text{C}$ et on fait varier l'éclairement, pour visualiser l'effet de l'éclairement.

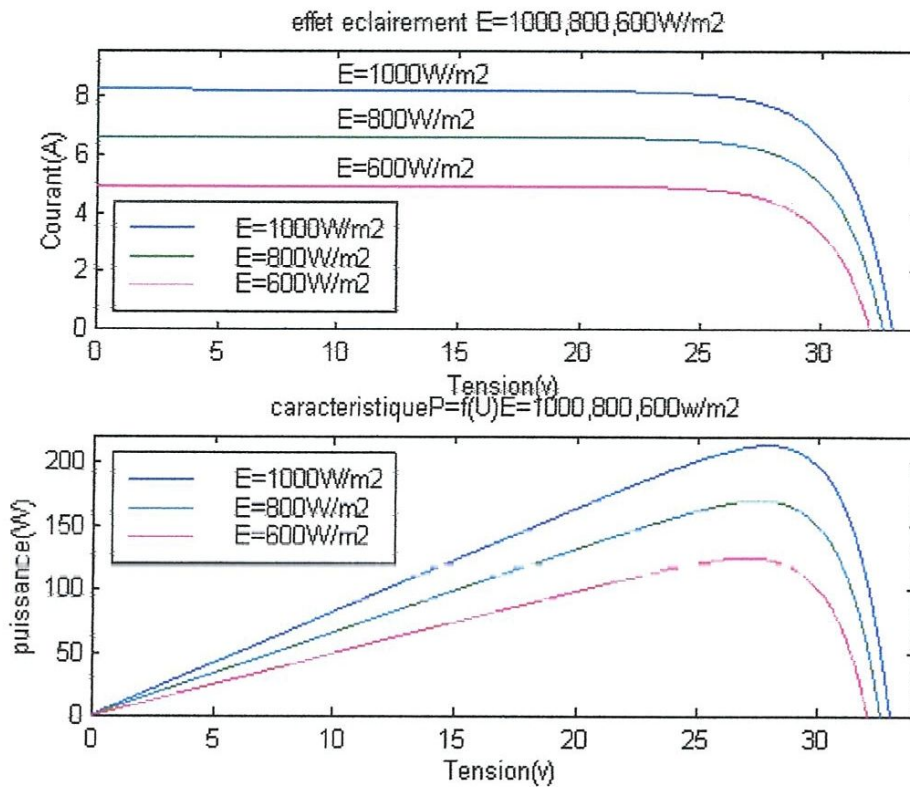


Fig (IV.2). Influence de l'éclairement sur les caractéristiques (I-V) et (P-V)

On remarque une forte diminution de courant de court-circuit par rapport à l'éclairement et une faible diminution de tension de circuit ouvert. En effet La tension de circuit ouvert ne diminuera que légèrement avec le flux lumineux. Ceci implique donc que :

- La puissance optimale du module (P_{max}) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement ;
- Les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension.

VI.2.2.2. Effet de la température :

Les cellules sont exposées aux rayonnements solaires, susceptibles de les échauffer. De plus, une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en énergie électrique : elle se dissipe sous forme de chaleur ; c'est pourquoi la température de la cellule (T) est toujours plus élevée que la température ambiante (T_a). Afin d'évaluer l'influence de la température sur les caractéristiques (I-V) et (P-V) nous avons adopté la méthode suivante :

- On fait varier la température pour un éclairement constant ($G=1000 \text{ w/m}^2$).

En effet, en faisant varier la température, les caractéristiques (I-V) et (P-V) sont données par la figure VI.3:

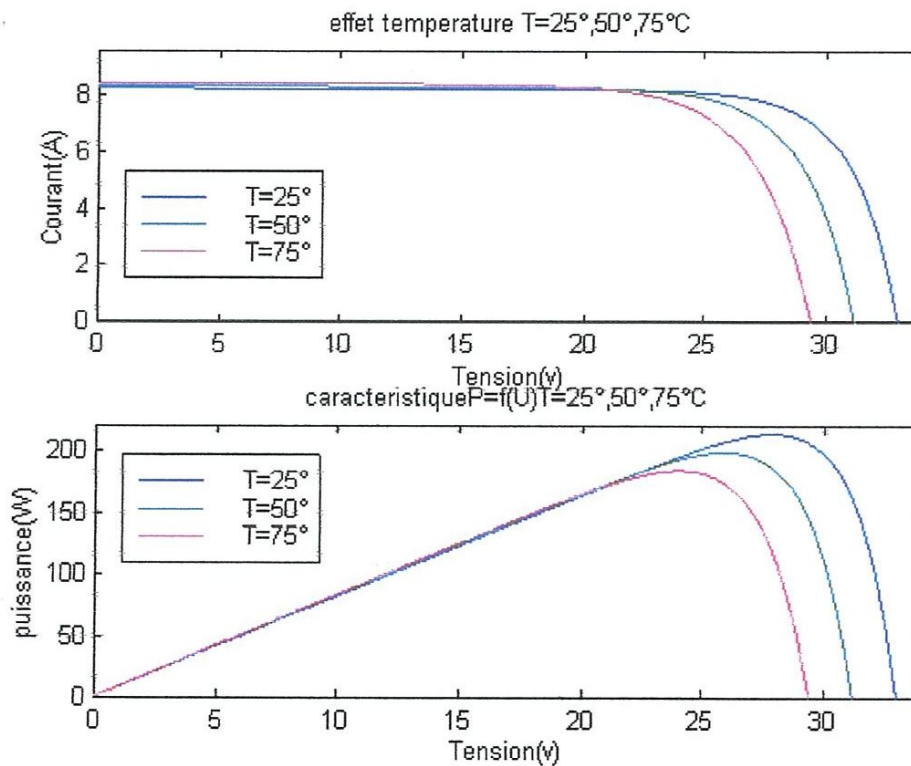


Fig. (IV.3).Influence de la température sur les caractéristiques d'un GPV.

Selon le scénario de simulation réalisé à la figure (IV.3) On remarque que:

-la tension du circuit ouvert diminue contrairement au courant de court-circuit qui reste constant.

-L'influence de la température est non négligeable sur la caractéristique courant/tension d'un générateur photovoltaïque.

-L'effet de la variation de la température sur la caractéristique (P-V) fait diminuer légèrement la puissance et la tension du circuit ouvert.

VI.2.3. Effets des ombrages partiels sur les installations photovoltaïques

Chaque générateur photovoltaïque présente un point de travail unique au niveau duquel il peut fournir la puissance électrique maximale possible, appelé le point de puissance maximal (MPP, Maximum Power Point). Cette puissance dépend principalement de l'intensité de radiation [13,14]. Si différents modules d'un « String » au sein d'un générateur photovoltaïque se trouvent à l'ombre, ses propriétés électriques s'en voient nettement modifiées : le générateur photovoltaïque présente maintenant différents points de travail « favorables »(Figure IV.5).

Il est donc recommandé de bien connaître l'évolution des caractéristiques principales du générateur photovoltaïque, à savoir I-V et P-V. Pour ce faire un scénario est simulé à la figure (IV.5) : il consiste à la mise en série de trois (03) modules PV pour différents insolation. Le schéma de simulation est décrit à la figure (IV.4)

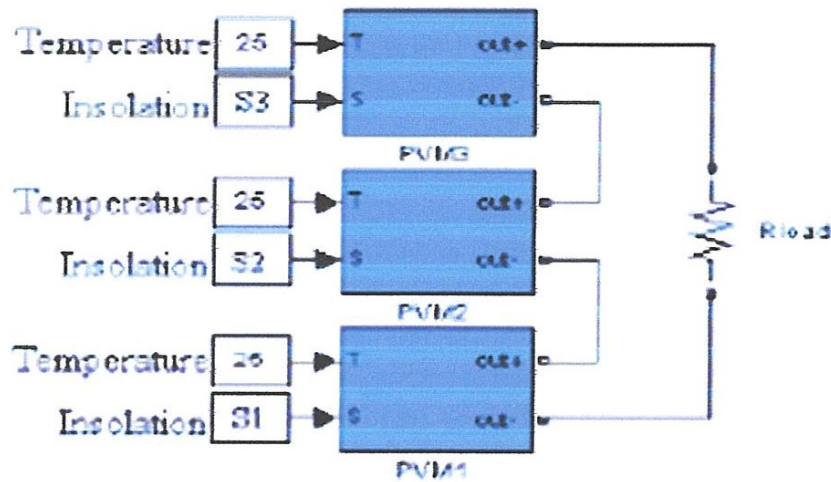


Fig (IV.4).Schéma de trois (03) modules PV connectés en série.

Dans la figure VI.4 on utilise trois (03) modules connectés en série PVM1, PVM2 et PVM3. La température est fixée à $T=25^{\circ}\text{C}$.

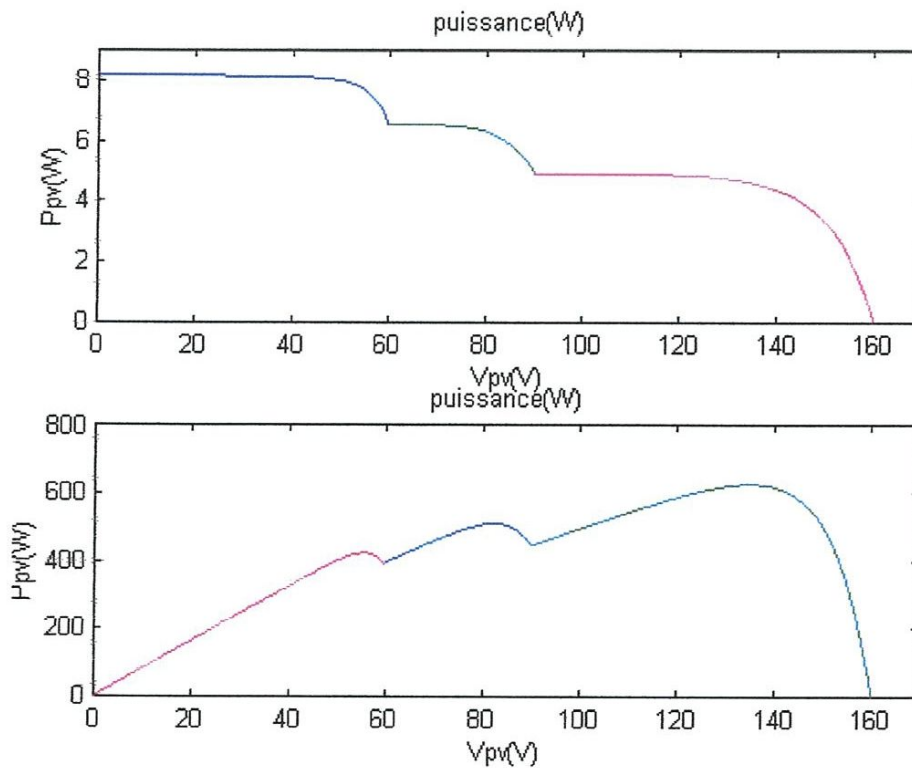


Fig (IV.5). Simulation des caractéristiques $I-V$ et $P-V$ sous différents insolation.

La figure (IV.5) illustre les performances de l'installation figure (IV.4) sous différents éclairement à savoir : $E_1=1000\text{W/m}^2$, $E_2=800\text{W/m}^2$, $E_3=600\text{W/m}^2$. En effet, Les courbes montrent différents MPP qui apparaissent et le maximum de puissance n'est pas au même point pour différents éclairement.

Conclusion :

L'énergie électrique produite par une cellule dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface. L'influence de la température est importante et à des conséquences pour la conception des panneaux et des systèmes photovoltaïques. Pour ce faire dans ce chapitre, le comportement électrique du générateur solaire photovoltaïque, est présenté. Les résultats de simulations montrent :

- De par les résultats présentés aux figures VI.2 et VI.3 on peut observer que l'éclairement affecte considérablement les performances en puissances d'un système PV. Toutes fois la variation de la température influe peu sur la caractéristique $P=f(V)$.
- différents pic de puissance (MPP) qui apparaissent sous différents conditions d'éclairement (fig. IV.5).
- Le nombre de pics de puissance MPP augmente avec des niveaux d'insolation non uniformes sur les modules photovoltaïques.
- Le modèle du module PV présenté aidera à valider de nouvelles stratégies de MPPT, et aidera à concevoir la plus optimale configuration de panneaux PV, qui récolte le maximum de puissance.

En fin, on peut dire que, lors du dimensionnement d'une installation photovoltaïque: il est toujours recommandé de bien connaître les conditions et la variation climatique du site choisi dès la conception du projet photovoltaïque.

CHAPITRE V :

Conclusion

générale

Dans le premier chapitre nous avons présentés les principaux composants d'une installation photovoltaïque, ainsi que les différents types de panneaux utilisés pour produire de l'énergie photovoltaïque. Aussi nous avons décrit succinctement les deux principales structures de raccordement d'une installation PV.

Dans le deuxième chapitre nous avons présenté les différents modèles électriques caractérisant les cellules photovoltaïques, comme toutes les systèmes physiques, la modélisation d'un système photovoltaïque conduit à l'établissement des équations mathématiques régissant la dynamique de ce système, d'où un modèle est la représentation mathématique d'une entité réelle et de son fonctionnement : ce qui nous a permis de simuler le comportement du système PV dans le quatrième chapitre.

Dans le troisième chapitre on a décrit le principe de fonctionnement des installations PV, leur typologie, les méthodes d'installation et les différentes configurations. En effet, les onduleurs disponibles sur le marché ont une puissance assignée de 11 kW maximum pour les modèles monophasés et jusqu'à plusieurs centaines de kW pour les modèles triphasés. Dans les installations de petite taille jusqu'à 6 kW avec un raccordement monophasé au réseau BT, un onduleur unique est généralement installé, tandis que dans les installations de plus de 6 kW avec un raccordement triphasé au réseau BT ou MT, plusieurs onduleurs sont généralement installés.

Le comportement électrique du générateur solaire photovoltaïque, est présenté dans le quatrième chapitre. Les résultats de simulations montrent :

- De par les résultats présentés aux figures VI.2 et VI.3 on peut observer que l'éclairement affecte considérablement les performances en puissances d'un système PV. Toutes fois la variation de la température influe peu sur la caractéristique $P=f(V)$.
- différents pic de puissance (MPP) qui apparaissent sous différents conditions d'éclairement (fig.VI.5).

- Le nombre de pics de puissance MPP augmente avec des niveaux d'insolation non uniformes sur les modules photovoltaïques.
- Le modèle du module PV présenté aidera à valider de nouvelles stratégies de MPPT, et aidera à concevoir la plus optimale configuration de panneaux PV, qui récolte le maximum de puissance.

En fin, on peut dire que, lors du dimensionnement d'une installation photovoltaïque: il est toujours recommandé de bien connaître les conditions et la variation climatique du site choisi dès la conception du projet photovoltaïque.

- [1] SMA Solar Technology AG : « SUNNY BOY 3000TL / 4000TL / 5000TL - Paramètres et valeurs de mesure », www.SMA-France.com
- [2] Anne Labouret, Michel Viloz, *Énergie solaire photovoltaïque*, 3e édition, Éditions du Moniteur – Dunod, 2006.
- [3] Falk Antony, Christian Dürschner, Karl Heinz Remmers, *Le photovoltaïque pour tous : Conception et réalisation*, Éditions du Moniteur, 2006.
- [4] MESSENGER (R.) et VENTRE (J.). – *Photovoltaic Systems Engineering*. CRC Press (1999).
- [5] Bernard MULTON Production d'énergie électrique par sources renouvelables. D4005-1.
- [6] Duzat, R. Analytic and Experimental Investigation of a Photovoltaic Pumping System PhD thesis. 2000 Oldenburg University.
- [7] Weidog .Xiao, A novel modelling method for photovoltaic cells, 35th annual IEEE Power Electronics Specialists conference, Aachen, Germany 2004, pp 1950-1956
- [8] Weiner.D An optimal design of a photovoltaic D.C motor coupled water pumping system. IEEE, conference, 1990, pp 268-274.
- [9] Advantage of boost VS. Buck topology for maximum power point tracker in photovoltaic systems IEEE , pp 355-358.
- [10] Museums. M.A.S, Construction and testing of a voltage-based maximum power point tracker (VMPPT) for small satellite power supply, in: 13th Annual AIAA/USU Conference, Small Satellite, 1999.

- [11] Schoeman. J.J, A simplified maximal power controller for terrestrial photovoltaic panel arrays, IEEE Power Electronics Specialists Conference. PESC '82 Record. New York, NY, 1982, pp. 361–367.
- [12] Abou El Ela. M, Optimization of the function of a photovoltaic array using a feedback control system. Solar. Cells: Their Science, Technology, Applications and Economics 13 (1984) (2), pp. 185–195.
- [13] SMA Solar Technology AG . Description technique « OptiTrac Global Peak - SUNNY BOY 3000TL /4000TL / 5000TL », www.SMA-France.com
- [14] Hussein .K.H., Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions, IEE Proc.Generation Transmission Distrib. 142 (1995) (1), pp. 59–64.
- [15] Hua .Ch. Comparative study of peak power tracking techniques for solar storage system, in: IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC'98), vol. 2, 1998, pp. 679–685.
- [16] Kim .Y, A new peak power tracker for cost-effective photovoltaic power systems, IEEE Proc. Energy Conversion Eng. Conf. IECEC 96 3 (1996) (1), pp. 1673–1678.
- [17] Hua .Ch. Implementation of a DSP-controlled PV system with peak power tracking, IEEE Trans. Ind. Electron. 45 (1998) (1), pp. 99–107.
- [18] Liu. X, An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm for PV arrays, in: Power Electronics Specialists Conference, 2004, PESC 04. 2004, IEEE 35th Annual vol. 3, 2004, pp 2005–2010.

- [19] Femia .N, Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method, IEEE Trans. Power Electron. Vol.20 N°4 2005, pp. 963–973.

Le module photovoltaïque choisi pour la modélisation puis la simulation sous MATLAB contient 54 cellules solaires c'est celui de KYOCERA Solar KC200GT. Les caractéristiques physiques et électriques de ce module sont données dans le tableau ci-dessous :



Longévité prouvée des modules

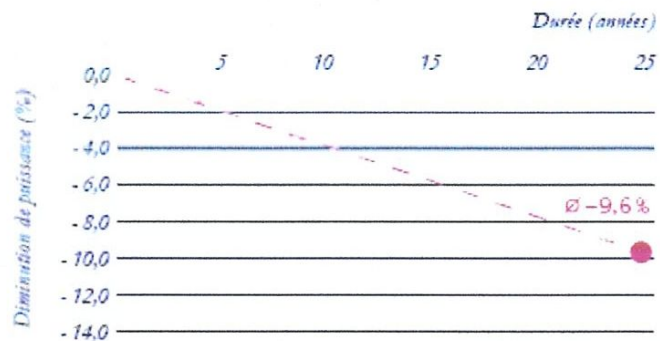


Tableau . 1 : caractéristiques physique et électriques du Générateur Photovoltaïque KC200GT.

■ Specifications

■ Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)

Maximum Power (Pmax)	200W (+10%/−5%)
Maximum Power Voltage (Vmpp)	26.3V
Maximum Power Current (Impp)	7.61A
Open Circuit Voltage (Voc)	32.9V
Short Circuit Current (Isc)	8.21A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of Voc	$-1.23 \times 10^{-1} \text{ V/}^\circ\text{C}$
Temperature Coefficient of Isc	$3.18 \times 10^{-3} \text{ A/}^\circ\text{C}$

*STC : Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, module temperature 25°C