

République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de La Recherche Scientifique

Faculté des Sciences et Techno-
logies

Département d'Automatique et
de l'Electromécanique

جامعة غرداية



Université de Ghardaïa

كلية العلوم والتكنولوجيا

قسم الآلية والكهروميكانيك

Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de
Master académique en Electrotechnique
Spécialité : Energie Renouvelable

THEME

**Simulation et Etude expérimentale d'un système
PV au milieu aride**

Présenté par

Lemdak Kaima
Kiouas Nabila

Membres du jury	Grade	Etablissement	Qualité
CHOUIA Fayçel	MCB	U. Ghardaïa	Président
FEZZANI Amor	MRB	URAER Ghardaïa	Encadreur
BACHOUAT Mohcene	MCB	U. Ghardaïa	Examineur
FIHAKHIR Amine	MAA	U. Ghardaïa	Examineur

2018/2019

Remerciements

*Avant tout, nous remercions **ALLAH** tout puissant de nous avoir accordée le terme de ce travail.*

Nous tenons à remercier les personnes grâce à eux ce mémoire a pu voir le jour.

*Notre promoteur, Monsieur **Fezzani Amor** qu'il nous soit permis de le remercier vivement et lui exprimé notre profonde gratitude pour son aide sans cesse afin de mener à terme ce travail et Avec de plaisir.*

Nos remerciements les plus sincères vont aussi aux membres de jury : Recevez mes plus vifs remerciements pour avoir accepté de juger ce travail.

Un merci tout particulier à tous les ingénieurs de l'unité de recherche appliqué des énergies renouvelables.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail Aux être les plus chers, mes parents et mes grands-parents et ma tante SOUMAIA pour leur aide, soutien et encouragement, Vous avez toujours été là dans les bons moments comme dans les plus difficiles. Merci pour votre soutien et votre confiance sans lesquels je ne serai pas là où j'en suis aujourd'hui. Que Dieu les gardes et les protèges et leur accordes une longue vie ;

A mon cher frère : Mohamed Chaabane ;

A mes chère sœurs : Abir, Ines Insaf ;

A Mon fiancé : B.Mounir ;

A mes grandes familles : Kiouas, Ammari, Seghir et Bounaama ;

Sans oublier Nacera, Yamina, Talia, iyad, Seif Allah et Djouri ;

A mes chères(e) amis(e) : Kaima, Hanane, Hamida, Chahrazed et Kaouthar ;

A toute la promotion de l'énergie renouvelable ;

A tout qui me connaît de près ou de loin.

Kiouas Nabila

Dédicaces

A La Mémoire De Mon Père ;

A Ma Chère Mère Que Dieu Lui Accorde

Une Longue Vie ;

A Mes Frères Et Sœurs

A Tous Ceux Qui Me Sont Chères

Lemdak .kaïma

Résumé

Le module photovoltaïque est une source d'énergie, dépend de l'irradiation et de la température.

En effet, dans le présent travail on a proposé la méthode de perturbation et observation afin de détecter le point de puissance maximale d'un module photovoltaïque, elle est utilisée pour générer la puissance maximale sous différentes conditions de fonctionnement. Ensuite, nous focalisons notre attention à l'étude expérimentale d'un système PV installé au sein de l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables. Enfin, nous exposons l'ensemble des résultats obtenus expérimentalement.

MOTS CLES

Module photovoltaïque, Matlab/Simulink, Etude expérimentale.

ملخص

الوحدة الكهروضوئية هي مصدر للطاقة، حيث تعتمد على الإشعاع ودرجة الحرارة. و لهذا، في العمل الحالي ، تم اقتراح طريقة الاضطراب والمراقبة من أجل الكشف عن الحد الأقصى لنقطة الطاقة لوحدة الألواح الكهروضوئية ، وهي تستخدم لتوليد الطاقة القصوى في ظل ظروف التشغيل المختلفة، نتائج المحاكاة على الماتلاب تُظهر كفاءة و فعالية الأمر. بعد ذلك ، نركز اهتمامنا على الدراسة التجريبية لنظام الكهروضوئية المثبت داخل وحدة الأبحاث التطبيقية في الطاقات المتجددة. أخيراً، نعرض جميع النتائج التي تم الحصول عليها تجريبياً.

كلمات مفتاحية

الوحدة الضوئية، الاضطراب والمراقبة، نقطة الاستطاعة القصوى، ماتلاب، دراسة تجريبية.

Table des matières

Remerciements	
Résumé	ii
Table des matières	iii
Liste des figures	ix
Liste des tableaux	xiv
Liste des abréviations	
Introduction générale	1
Chapitre I : Gisement Solaire	
I.1. Introduction	3
I.2. L'énergie solaire	4
I.3. Grandeurs géographiques et astronomiques	4
I.3.1. Notions sur L'astronomie	4
I.3.1.1. L'écliptique	4
I.3.1.2. L'équateur	5
I.3.2. Les coordonnées terrestres	5
I.3.2.1. La latitude du lieu φ	5
I.3.2.2. La longitude λ	5
I.3.3.1. Les coordonnées horaires	6
I.3.3.1.1. L'angle horaire ω	6
I.3.3.1.2. La déclinaison δ	7
I.3.4. Les coordonnées célestes horizontales	7
I.3.4.1. Hauteur angulaire	7

I.3.4.2. L'angle l'azimut du solaire (α)	8
I.3.4.3. L'angle zénithal du solaire (z)	8
I.3.5. Définition des différents temps	8
I.3.5.1. Le Temps solaire Vrai (TSV)	9
I.3.5.2. Le Temps Solaire Moyen (TSM)	9
I.3.5.3. L'équation du Temps Et	9
I.4. Rayonnement solaire	9
I.4.1. Rayonnement direct	10
I.4.2. Rayonnement diffus	10
I.4.3. Rayonnement global	10
I.5. L'Orientation	11
I.5.1. Azimute α	11
I.5.2. Angle d'inclinaison β	11
I.6. Le Gisement solaire en Algérie	11
I.7. Zone d'étude	12
I.8. calcul d'Irradiation solaire (ciel clair, site de Ghardaïa)	12
I.8.1. module monocristallin	13
I.8.2. module poly cristallin	17
I.9. Conclusion	21
Chapitre II : Généralité sur les systèmes PV	
II.1. Introduction	22
II.2. La cellule photovoltaïque	23
II.2.1. Définition	23
II.2.2. Les semi-conducteurs extrinsèques	23

II.2.3. La jonction PN	24
II.3. L'effet photovoltaïque	25
II.4. Les différentes technologies des cellules photovoltaïques	25
II.5. Les types des cellules à base de silicium	26
II.6. Module photovoltaïque	27
II.6.1. Définition	27
II.6.2. Zones De Fonctionnement Du cellule PV	28
II.7. Caractéristiques d'un module	29
II.8. Le Systèmes photovoltaïque	31
II.8.1. Définition	31
II.8.2. Types d'un système solaire photovoltaïque	31
II.8.2.1 Système autonome	31
II.8.2.1.1 Système autonome sans batterie	31
II.8.2.1.2. Système autonome avec batterie	32
II.8.2.2. Système hybride	32
II.8.2.3. Système raccordé au réseau électrique	33
II.8.2.3.1. Injection de la totalité de la production	33
II.8.2.3.2. Injection du surplus de production	33
II.9. Système de stockage	34
II.10. Système de régulation	34
II.11. Système de conversion	39

II.11.1. Onduleurs modulaires	40
II.11.2. Onduleurs centralisés	41
II.11.3. Les onduleurs de string	41
II.12. Système de protection	42
II.12.1. Diode by-pass	42
II.12.2. Diode anti-retour	43
II.13. Avantages et Inconvénients de l'énergie PV	44
II.13.1. Les principaux avantages de l'énergie PV	44
II.13.2. Les inconvénients de l'énergie PV	44
II.14. Conclusion	45
Chapitre III : Modélisation et simulation du système PV	
III.1. Introduction	46
III.2. Les modèles de la cellule PV	47
III.2.1. Modèle à une diode	47
III.2.2. Modèle à deux diodes	49
III.3. Modélisation du module PV	51
III.4. Validation Expérimentale	53
III.4.1. Résultats expérimentaux	54
III.5. Les convertisseurs CC-CC (hacheurs)	55
III.5.1. Les types des convertisseurs CC-CC	55
III.5.2. Hacheur survolteur (ou Boost)	56

III.5.3. Etude du hacheur survolteur d'un système photovoltaïque	57
III.5.3.1. Représentation d'un hacheur survolteur PV	57
III.5.3.2. Modélisation d'un hacheur survolteur	59
III.5.4. Commande MLI du hacheur	59
III.5.5. Technique de commande de l'MPPT	60
III.5.5.1. Définition	60
III.5.5.2. Hacheur Pour la poursuite du point de puissance maximum (MPPT)	60
III.5.5.3. Le principe de fonctionnement du MPPT d'un générateur PV	62
III.5.5.4. Différentes techniques d'MPPT	63
III.5.5.4.1. Les méthodes indirectes	63
III.5.5.4.2. Les méthodes directes	64
III.5.5.4.2.1. Méthode Perturbation & Observation (P&O)	64
III.5.5.4.2.1.1. Définition	64
III.5.5.4.2.1.2. Le fonctionnement de l'algorithme P&O	64
III.6. Simulation du système PV	67
III.6.1. Résultats et analyses	68
III.7. Etude expérimentale d'un Lampadaire solaire	74
III.7.1. les outils d'essai	74
III.7.1.1. Caractéristique du site de Ghardaïa	74
III.7.2. Quelques données expérimentales de système photovoltaïque étudié	75
III.7.2.1. Les performances du lampadaire solaire	79

III.8. Conclusion	80
Conclusion générale	81
Bibliographie	82
Annexe	87

Liste des figures

Chapitre I : Gisement Solaire

Figure I.1 : Le Soleil	4
Figure I.2 : Schématisation de l'écliptique	4
Figure I.3 : Schématisation de l'équateur	5
Figure I.4 : Schématisation de la latitude et la longitude	5
Figure I.5 : Schématisation de l'angle horaire	6
Figure I.6 : Schématisation de la déclinaison	7
Figure I.7 : Schématisation de la hauteur(h), l'angle l'zénithal(z) et l'angle l'azimut ($a=\Psi$)	8
Figure I.8 : Différents composants de rayonnement	9
Figure I.9 : Orientation et inclinaison d'une surface	11
Figure I.10 : Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Juillet	11
Figure I.11 : Irradiation G,GP_02, DIN_02_axes, DIN_01_axe en fonction d'heures de la journée 21 juin (a) : inclination 0°et (b) : inclination 32°	15
Figure I.12 : Irradiation G,GP_02, DIN_02_axes, DIN_01_axe en fonction d'heures de la journée 21 décembre(a) : inclination 0°et (b) : inclination 32°	17
Figure I.13 : Irradiation G,GP_02, DIN_02_axes, DIN_01_axe en fonction d'heures de la journée 21 juin (a) : inclination 0°et (b) : inclination 32°	19
Figure I.14 : Irradiation G,GP_02, DIN_02_axes, DIN_01_axe en fonction d'heures de la journée 21 décembre (a) : inclination 0°et (b) : inclination 32°	21

Chapitre II : Généralité du système PV

Figure II.12 : Exemple d'un système PV autonome sans batterie	31
Figure II.13 : Exemple d'un système PV autonome avec batterie	32

Figure II.14 : Exemple d'un système PV hybride	32
Figure II.15 : Système PV raccordé au réseau	33
Figure II.16 : Les deux types d'installations existantes pour l'injection de la production solaire	33
Figure II.1 : présentation schématique d'une cellule solaire	23
Figure II.2 : Semi-conducteurs de type N (avec l'électron en trop)	24
Figure II.3 : Semi-conducteur de type p (avec le déficit d'électron)	24
Figure II.4 : Jonction PN	25
Figure II.5 : Cellule au Silicium Monocristallin	26
Figure II.6 : Cellule au Silicium Poly-cristallin	26
Figure II.7 : Cellule au Silicium amorphe (couche mince)	27
Figure II.8 : Câblage des cellules dans un module	28
Figure II.9 : Les différentes zones de la caractéristique (I-V)	29
Figure II.10 : Tension en circuit ouvert	29
Figure II.11 : Courant de court-circuit	30
Figure II.17 : batterie PV	34
Figure II.18 : régulateur de charge	35
Figure II.19 : Connexion d'un régulateur	36
Figure II.20 : Exemples de montage d'une installation solaire autonome en 12V et 24V	36
Figure II.21 : Schéma d'un régulateur shunt	37
Figure II.22 : Techniques de fonctionnement d'un régulateur shunt	38

Figure II.23 : Schéma d'un régulateur série	38
Figure II.24 : Type d'onduleurs existants	40
Figure II.25 : Onduleur modulaire (un onduleur par panneau)	41
Figure II.26 : Onduleur central	41
Figure II. 27 : Onduleur string	42
Figure II.28 : Exemples d'association sécurisée de deux modules PV commerciaux en parallèles avec leurs diodes de protections	42
Figure II.29 : Module de 36 cellules protégé par deux diodes de by-pass	43
Figure II.30 : l'emplacement de la diode by-pass	43
Figure II.31 : Principe d'une diode anti-retour	43
Chapitre III : Modélisation et simulation du système PV	
Figure III. 1 : Schéma équivalent d'une cellule PV	47
Figure III. 2 : Schéma équivalent d'une cellule PV Modèle à deux diodes	50
Figure III. 3 : Schéma de simulation de module PV en matlab /simulink	52
Figure III.4 : Résultats de simulation des caractéristiques (a):(I-V) et (b):(P-V), pour différentes températures et un éclairement $G=1000W/m^2$	52
Figure III. 5: Résultats de simulation des caractéristiques (a):(I-V) et (b):(P-V), pour différents éclairement et une température $T=25^{\circ}C$	53
Figure III. 6 : Banc d'essais de caractérisation	54
Figure III. 7 : Caractéristiques I-V expérimentale et simulé (KYOCER KC125)	54
Figure III. 8 : Caractéristiques P-V expérimentale et simulé (KYOCER KC125)	55
Figure III.9 : Schéma de principe d'un hacheur parallèle (boost)	56

Figure III.10: Schéma d'un hacheur parallèle (boost) raccordé au générateur photovoltaïque	57
Figure III. 11 : Formes typiques des ondes du convertisseur boost	58
Figure III. 12 : Génération des impulsions de commande du hacheur	60
Figure III. 13 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque associée à une commande MPPT	61
Figure III. 14 : Chaîne de conversion photovoltaïque	62
Figure III. 15 : Caractéristiques de fonctionnement de la méthode de P&O	65
Figure III. 16 : Organigramme de l'algorithme perturbation et observation (P&O)	66
Figure III. 17 : Schéma de simulation du système globale en Matlab	67
Figure III. 18 : Schéma bloc de la commande MPPT « P&O » et PWM	68
Figure III. 19 : Résultats de simulation du système PV avec une commande MPPT P&O pour ($G=1000\text{W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$, $R=10\Omega$) : (a) Puissance du module P_{pv} , (b) Tension du module V_{pv} (V), (c) courant de module I_{pv} (A), (d) Tension de sortie de survolteur V_0 (V).	69
Figure III. 20 : Résultat de simulation de la puissance de survolteur pour ($G=1000\text{W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$, $R=10\Omega$).	69
Figure III. 21 : Résultats de simulation du système PV avec une commande MPPT P&O pour ($G=1000\text{W/m}^2$, $G'=500\text{W/m}^2$ $G=800\text{W/m}^2$) et une température fixe ($T=25^\circ\text{C}$) et $R=10\Omega$: (a) puissance du module P_{pv} , (b) Tension du module V_{pv} (V), (c) courant de module I_{pv} (A), (d) Tension de sortie de survolteur V_0 (V).	70
Figure III. 22 : Résultat de simulation de la puissance de boost pour ($G=1000\text{W/m}^2$, $G'=500\text{W/m}^2$ $G=800\text{W/m}^2$) , une température fixe ($T=25^\circ\text{C}$) et $R=10\Omega$	71
Figure III. 23 : Résultats de simulation du système PV avec une commande MPPT P&O pour un profil fixe et $R=100\Omega$: (a) puissance du module P_{pv} , (b) Tension du module	72

V_{pv} (V), (c) courant de module I_{pv} (A), (d) Tension de sortie de survolteur V_0 (V).

Figure III. 24 : Résultats de simulation du système PV avec une commande MPPT P&O pour un profil fixe et $R=100\Omega$: (a) puissance de boost P_s , (b) courant de charge I_L (A) 72

Figure III. 25 : Résultats de simulation du système PV avec une commande MPPT P&O pour ($G=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$, $R=10\Omega$) : (a) Puissance du module P_{pv} , (b) Tension du module V_{pv} (V), (c) courant de module I_{pv} (A), (d) Tension de sortie de survolteur V_0 (V). 73

Figure III. 26 : Résultat de simulation de la puissance de survolteur pour ($G=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$, $R=10\Omega$). 73

Figure III. 27 : Banc d'essais (URAER) 75

Figure III. 28 : l'Eclairement en fonction du temps (courbe rouge ciel clair, courbe bleu ciel nuageux). 76

Figure III. 29 : Température en fonction du temps 76

Figure III. 30 : Puissance du module PV en fonction du temps 77

Figure III. 31 : Tension de module PV en fonction du temps 77

Figure III.32 : Courant de module PV en fonction du temps 78

Figure III.33 : La puissance de la batterie en fonction du temps 78

Figure III.34 : Tension de batterie en fonction du temps 79

Figure III.35 : Le courant de la batterie en fonction du temps 79

Liste des tableaux

Chapitre I : Gisement Solaire

Tableau I.1 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques	12
Tableau I.2 : Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module monocristallin (21 juin, ciel clair, inclination 0°)	14
Tableau I.3 : Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module monocristallin (21 juin, ciel clair, inclination 32°)	14
Tableau I.4 : Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module monocristallin (21 décembre, ciel clair, inclination 0°)	16
Tableau I.5 : Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module monocristallin (21 décembre, ciel clair, inclination 32°)	16
Tableau I.6 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module polycristallin (21 juin, ciel clair, inclination 0°)	18
Tableau I.7 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module polycristallin (21 juin, ciel clair, inclination 32°)	18
Tableau I.8 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module polycristallin (21 décembre, ciel clair, inclination 0°)	20
Tableau I.9 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module polycristallin (21 décembre, ciel clair, inclination 32°)	20

Chapitre III : Modélisation et simulation du système PV

Tableau III.1 : les résultats obtenus après la simulation	51
Tableau III.2 : les caractéristiques géographiques du site Ghardaïa.	74
Tableau III.3 : performances du module PV	78
Tableau III.4 : performance de la batterie	79

Liste des abréviations

URAER : Unité de recherche appliquée en énergies renouvelables.

TSV : Le Temps solaire Vrai.

TSM : Le Temps Solaire Moyen.

GPV : Générateur Photovoltaïque.

PPM : Point de puissance maximale.

P&O : Perturbation et Observation.

ET : L'équation du Temps Et.

PV : Photovoltaïque.

FF : Facteur de forme.

CC : Courant Continu.

CA : Courant Alternatif.

Introduction générale

La production mondiale d'énergie a triplé depuis les années 60 à nos jours. La totalité de production mondiale d'énergie provient de sources fossiles.

La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. En plus la consommation excessive de stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures [1].

Depuis le début du siècle, la consommation énergétique mondiale est en très forte croissance dans toutes les régions du monde. Il semble que tendanciellement, les consommations d'énergie vont continuer à augmenter, sous l'effet de la croissance économique d'une part, et de l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant d'autre part [2].

Une des technologies d'énergies renouvelables la plus prometteuse est l'énergie photovoltaïque basée sur la conversion du rayonnement électromagnétique solaire en électricité. Elle est en forte croissance depuis quelques années car c'est une source inépuisable. Elle est véritablement un moyen élégant de produire l'électricité sur place à partir du soleil sans bruit, pollution ou aucune pièce mobile. Ces propriétés de l'énergie photovoltaïque réduit l'entretien de son système à un minimum, bien qu'elle est intermittente (jour, nuit, saison), n'est pas fiable et de dépenser plus d'énergie pour la conception d'un panneau solaire qu'il ne peut en fournir durant toute sa durée de vie [2].

L'énergie photovoltaïque issue de la conversion de l'énergie solaire souffre d'un problème d'optimisation, dû aux caractéristiques électriques non linéaires (courant - tension) des cellules photovoltaïques, Ces caractéristiques dépendent essentiellement des conditions climatiques de rayonnement et de température.

L'extraction de la puissance maximale d'un ensemble de ces cellules dite Stratégie MPPT (Maximum Power Point Tracking) permet d'une manière efficace de résoudre ce problème d'optimisation [3].

Ce travail consiste à simuler et étudier expérimentalement un système photovoltaïque au milieu aride.

Pour décrire cela, ce mémoire est présenté en trois chapitres :

○ Dans le premier chapitre, nous décrivons les notions essentielles sur le gisement solaire, définitions astronomiques couramment utilisées dans tout domaine relatif au solaire. Ensuite, nous décrivons globalement l'irradiation solaire puis le gisement solaire en Algérie ;

○ Dans le deuxième chapitre on présente des généralités sur les systèmes photovoltaïques, le fonctionnement et le phénomène photovoltaïque et l'influence des différents paramètres extérieurs, la cellule PV et ses paramètres. Ensuite on présente un rappel sur les générateurs PV et leurs performances ;

○ Le troisième chapitre est divisé en deux parties, dans la première partie on étudiera les convertisseurs CC-CC, leurs modélisations et ses principes de fonction et quelques types utilisés dans les systèmes photovoltaïques. Ainsi, on décrit la commande MPPT des convertisseurs CC-CC. Puis on présentera les résultats de simulation d'un système photovoltaïque. La deuxième partie est dédiée à l'étude expérimentale d'un système PV installé au sein de l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER). Enfin, nous exposons l'ensemble des résultats obtenus expérimentalement.

Finalement, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale.

Chapitre I : Gisement Solaire

I.1 Introduction

Depuis très longtemps, l'homme a cherché à l'utiliser l'énergie émise par le soleil, l'étoile la plus proche de la terre. La plupart des utilisations sont directes comme en agriculture, à travers la photosynthèse ou dans diverses applications de séchage et chauffage, autant artisanale qu'industrielle. Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre et, malgré une atténuation importante lors de la traversée de l'atmosphère, une quantité encore importante arrive à la surface du sol. On peut ainsi compter sur 1000 W/m^2 dans les zones tempérées et jusqu'à 1400 W/m^2 lorsque l'atmosphère est faiblement polluée en poussière ou en eau [4].

Le flux solaire reçu au niveau du sol terrestre dépend ainsi de plusieurs paramètres comme [5] :

- l'orientation, la nature et l'inclinaison de la surface terrestre ;
- la latitude du lieu de collecte, de son degré de pollution ainsi que de son altitude ;
- la période de l'année ;
- l'instant considéré dans la journée ;
- la nature des couches nuageuses.

Les zones les plus favorable répertoriées sous forme d'atlas et mettent en évidence des « gisements solaires » à la surface de la terre [5].

Dans ce premier chapitre, nous aborderons ainsi en premier temps quelques notions indispensables sur le gisement solaire. A savoir les coordonnées équatoriale et terrestre. Nous décrirons ensuite, le rayonnement solaire et sa composition. Puis, l'orientation et le gisement solaire en Algérie.

I.2. L'énergie solaire

Le soleil est une source quasiment inépuisable d'énergie qui envoie à la surface de la terre un rayonnement qui représente chaque année environ 8400 fois la consommation énergétique [6]. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments [7].

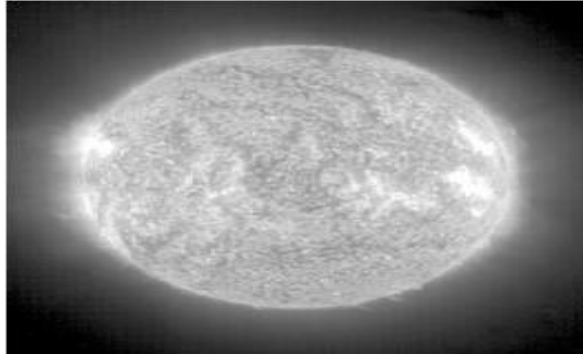


Figure I.1 : Le Soleil [7].

L'énergie solaire est produite et utilisée selon plusieurs procédés [8] :

- L'énergie solaire thermique : qui consiste tout simplement à produire de la chaleur grâce à des panneaux solaires. On peut aussi produire avec de la vapeur à partir de la chaleur du soleil puis convertir la vapeur en électricité ;
- L'énergie solaire photovoltaïque : qui consiste à produire directement de l'électricité à partir de la lumière à l'aide de panneaux solaires.

I.3. Grandeurs géographiques et astronomiques

I.3.1. Notions sur L'astronomie

I.3.1.1. L'écliptique

Le mouvement de la terre autour du soleil s'effectue dans un plan nommé le plan de l'écliptique [9].

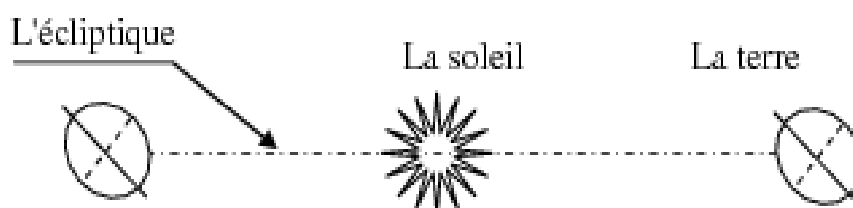


Figure I.2 : Schématisation de l'écliptique [9].

I.3.1.2. L'équateur

Le plan équatorial perpendiculaire à l'axe des pôles PP' passe par le centre de la Terre [9].

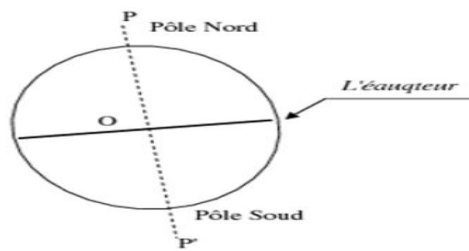


Figure I.3 : Schématisation de l'équateur [9].

I.3.2. Les coordonnées terrestres

La terre est pratiquement une sphère qui tourne autour d'un axe passant par le pôle Nord et le pôle Sud. Tout point sur la terre est caractérisé par sa latitude et sa longitude [7].

I.3.2.1. La latitude du lieu φ

À latitude d'un lieu à la surface de la terre est l'angle entre l'équateur et le rayon de la terre passant par le lieu considéré. Elle est comptée positivement de 0 à +90° vers le nord et négativement de 0 à -90 vers le sud [7].

I.3.2.2. La longitude λ

La longitude d'un lieu donné correspond à l'angle formé par le méridien de ce lieu avec le méridien de Greenwich. À partir de cette origine, elle varie entre 0° et 180°, négativement vers l'ouest et positivement vers l'est [7].

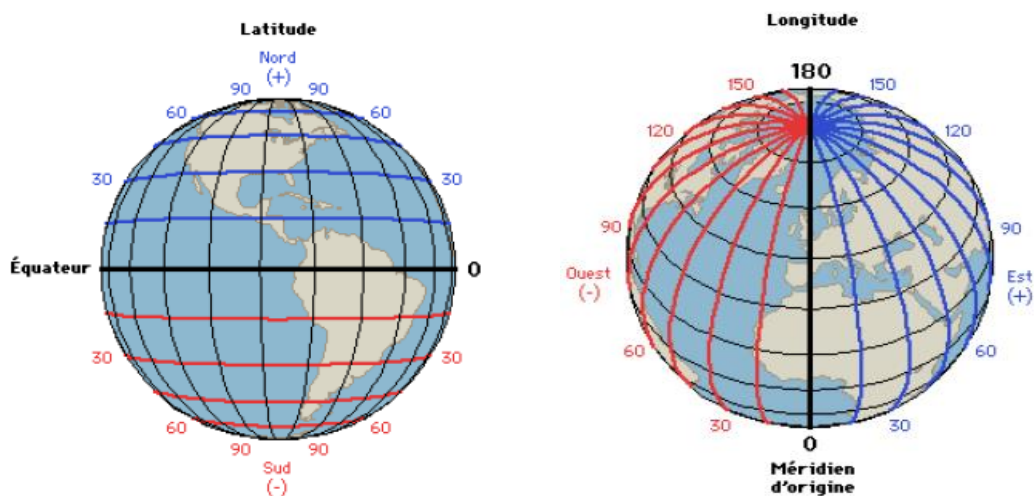


Figure I.4 : Schématisation de la latitude et la longitude [9].

I.3.3. Les coordonnées horaires

La position du soleil dans le ciel est déterminée par deux grandeurs :

I.3.3.1. L'angle horaire ω

C'est l'angle que font les projections de la direction du soleil avec la direction du méridien du lieu [4]. Cet angle diminue continuellement depuis le lever du soleil à midi, devient nulle à midi, puis commence à augmenter lorsque sa valeur devient positive. Au coucher du soleil l'angle horaire est positive maximale et au lever du soleil, il est négative maximale pour n'importe quel endroit [10].

L'expression de l'angle horaire, est donnée par :

$$\omega = 15 (\text{TSV} - 12) \quad (\text{I.1})$$

TSV : temps solaire vrai

$\omega > 0$ vers l'Ouest (est compté positivement l'après-midi) ;

$\omega < 0$ vers l'Est ;

$\omega = 0$ à midi solaire vrai (le soleil est dans le plan méridien du lieu).

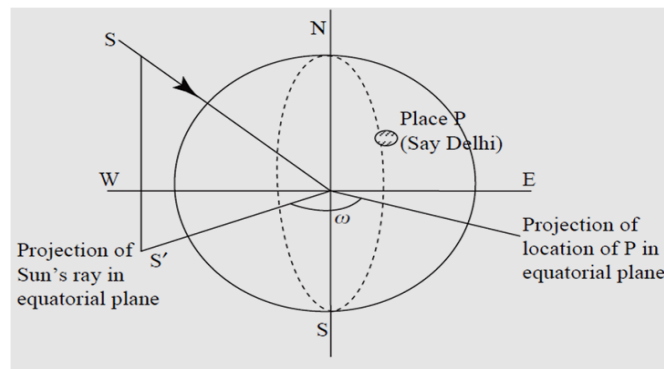


Figure I.5 : Schématisation de l'angle horaire [7].

I.3.3.2. La déclinaison δ

Le plan équatorial fait de son plan écliptique un angle constant, appelé obliquité et noté. Dans l'hémisphère nord de notre planète, elle est positive au printemps et en été, négative le reste du temps ; elle varie entre $+23^{\circ}27'$ au solstice d'été (le 21 juin) et $-23^{\circ}27'$ au solstice d'hiver (le 21 décembre) .Elle est donnée par l'expression mathématique suivante [9] :

$$\delta = 23.45 \times \sin [0.986 (J + 284)] \quad (\text{I.2})$$

δ : est exprimée en degrés ;

J : nombre de jours écoulés depuis le 1er Janvier.

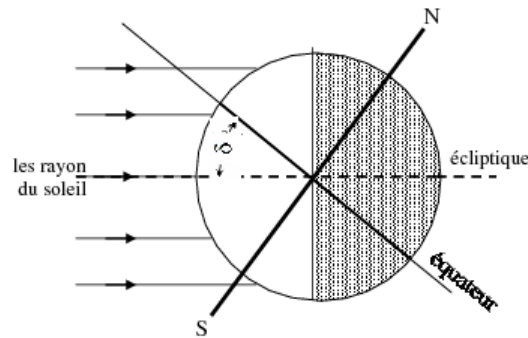


Figure I.6 : Schématisation de la déclinaison [9].

I.3.4. Les coordonnées célestes horizontales

I.3.4.1. Hauteur angulaire

C'est l'angle h formé par le plan horizontal au lieu d'observation et la direction du soleil. Il est particulièrement égal à 0° au lever et au coucher astronomiques du soleil, sa valeur est maximale à midi, en temps solaire vrai [11]. Il est donné par la relation :

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

φ : Latitude du lieu ;

δ : La déclinaison du soleil ;

ω : L'angle horaire ;

h : varie entre -90° à $+90^\circ$.

I.3.4.2. L'angle l'azimut du solaire (a)

C'est l'angle que fait la direction de la projection du Soleil sur le plan horizontal avec la direction Sud. Cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest [9].

$$\sin a = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos h} \quad (\text{I.4})$$

Avec : (a) varie entre -180 à $+180$, On prend :

$a > 0 \rightarrow$ vers l'ouest ;

$a < 0 \rightarrow$ vers l'est ;

$a = 0 \rightarrow$ direction du sud.

I.3.4.3. L'angle zénithal du solaire (z)

C'est l'angle entre le zénith du lieu d'observation et la direction du soleil, il est compté de 0° à 180° à partir du zénith [9].

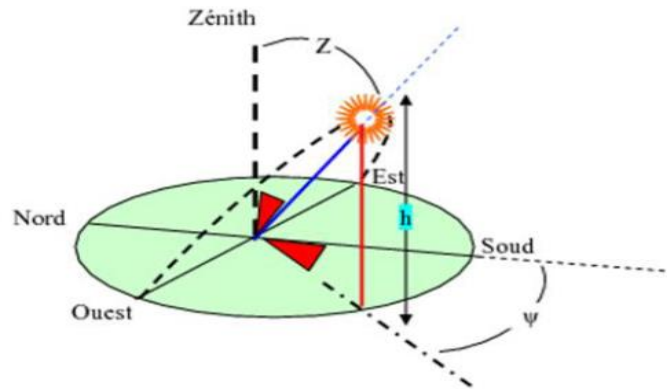


Figure I.7 : Schématisation de la hauteur(h), l'angle l'zénithal(z) et l'angle l'azimut ($a=\psi$) [9].

I.3.5. Définition des différents temps

I.3.5.1. Le Temps solaire Vrai (TSV)

Il est défini par angle horaire ω entre le plan méridien passant par le centre du Solaire et le méridien du lieu considéré [9].

$$TSV = \frac{(12+\omega)}{15} \quad (I.5)$$

I.3.5.2. Le Temps Solaire Moyen (TSM)

La vitesse de la Terre sur son orbite n'est pas constante au cours de l'année. Pour avoir un temps qui " s'écoule " à vitesse constante, on définit donc un temps solaire moyen ainsi [9] :

$$TSM = TSV - \frac{Et}{60} \quad (I.6)$$

I.3.5.3. L'équation du Temps Et

On appelle équation du temps la correction, positive ou négative, qu'il convient d'ajouter au temps solaire moyen pour connaître le temps solaire vrai $TSV + TSM + Et$, elle est exprimée par la relation suivante [12] :

$$Et = 2 \cdot 10^{-4} - 4197 \cdot 10^{-4} \cos x + 3.2265 \cos 2x + 0.0903 \cos 3x + 7.3509 \sin x + 9.3912 \sin 2x + 0.3361 \sin 3x \quad (I.7)$$

Avec :

$$x = \frac{2\pi \cdot j}{366} \quad (I.8)$$

j : nombre de jours à partir du premier janvier.

I.4. Rayonnement solaire

On peut décrire le rayonnement comme un processus de nature ondulatoire qui permet un transfert d'énergie sans aucun support matériel. Il consiste en un ensemble d'ondes électromagnétiques qui se propagent dans le vide, et à des degrés divers dans la matière, cette dernière modifiant parfois notablement leurs caractéristiques.

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes [9] :

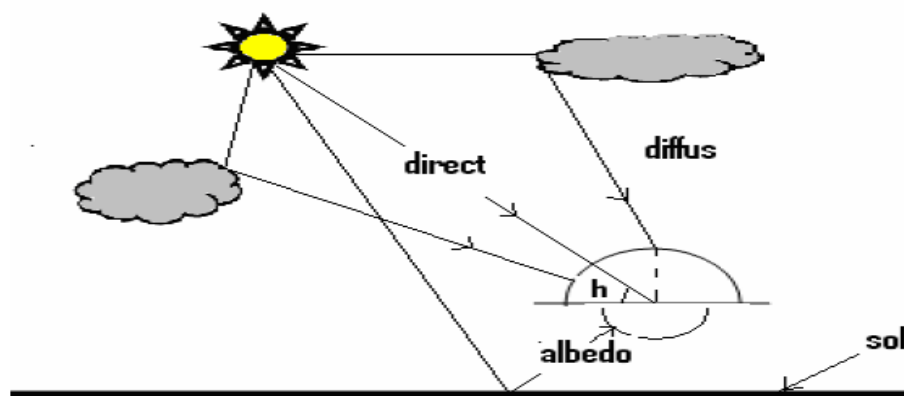


Figure I.8 : Différents composants de rayonnement [10].

I.4.1. Rayonnement direct

Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs [13].

Le rayonnement direct est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications, il provient du disque solaire seulement à l'exclusion de tout rayonnement diffusé, réfléchi ou réfracté par l'atmosphère [14].

I.4.2. Rayonnement diffus

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 faisceaux 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 ce (éclatement) des rayons du soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques [13].

Les photopiles étant des détecteurs sélectifs, ce point a son importance [15].

I.4.3. Rayonnement global

- Une surface horizontale

C'est l'ensemble du rayonnement d'origine solaire qui parvient sur une surface horizontale sur le globe terrestre. Il comprend donc la composante verticale du rayonnement solaire direct et rayonnement solaire diffus [16] ;

- Une surface inclinée

Rayonnement global sur une surface inclinée est la somme des rayonnements : Direct, Diffus et réfléchi (albédo) [16].

I.5. L'Orientation

I.5.1. Azimute α

C'est l'angle que fait la projection du soleil sur le plan horizontal avec la direction du Sud et il désigne l'orientation de la surface de telle sorte que [16] :

$\alpha = -90^\circ$ pour une orientation Est ;

$\alpha = 0$ pour une orientation Sud ;

$\alpha = 90^\circ$ pour une orientation Ouest ;

$\alpha = 180^\circ$ pour une orientation Nord.

I.5.2. Angle d'inclinaison β

C'est l'angle que fait la surface avec le plan horizontal. L'inclinaison de la surface est désignée par la variable β , choisie de telle sorte que [16] :

$\beta = 0$ pour une surface horizontale ;

$\beta = 90^\circ$ pour un plan vertical ;

$\beta = 180^\circ$ pour un plan horizontal tourné vers.

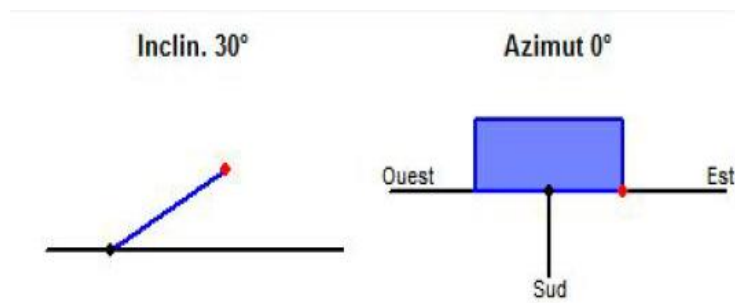


Figure I.9 : Orientation et inclinaison d'une surface [16].

I.6. Le Gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire [17].

Sans aucun doute, l'énergie solaire est un grand atout pour notre pays. Avec plus de deux millions de km² de superficie, l'Algérie reçoit quotidiennement une très grande quantité d'ensoleillement pour produire un maximum d'énergie. Il faut savoir que sur une surface horizontale de 1 m², on peut avoir une puissance de l'ordre de 5 kWh. En plus, sur la quasi-totalité du territoire national, la durée d'insolation dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux et sur le Sahara [5].

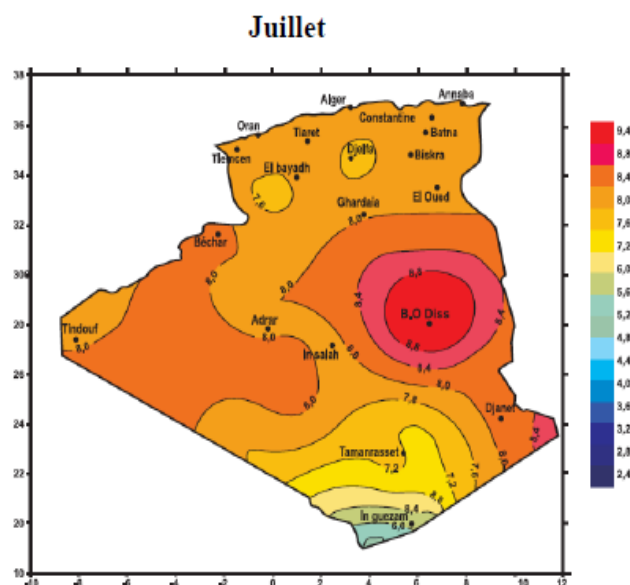


Figure I.10 : Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Juillet [14].

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque.

La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau I.1 selon l'ensoleillement reçu annuellement [18] :

Tableau I.1 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques			
Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m²/an)	1700	1900	26500

Le volet de l'énergie solaire le plus utilisé dans notre pays est le solaire photovoltaïque mais les autres volets solaires thermiques et thermodynamiques restent toujours au stade d'expériences [9].

I.7. Zone d'étude

Ghardaïa est parmi l'une des régions qui disposent d'un gisement solaire très important dans le territoire Algérien. Sa situation géographique lui donne une importante richesse énergétique, telle que sa fraction d'insolation atteint fréquemment des valeurs qui dépassent les 75 %, tandis que l'irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontal est de l'ordre de 6000Wh/m² en moyenne annuelle [19].

I.8. Calcul d'Irradiation solaire (ciel clair, site de Ghardaïa)

L'intérêt d'une exploitation rigoureuse du gisement solaire réside dans l'orientation précise de n'importe quel capteur solaire sur terre. Il est à noter que l'énergie électrique journalière

produite par le champ photovoltaïque varie au cours de l'année. L'estimation la production de l'énergie électrique journalière (P_{ele}), Irradiation globale inclinée (G), Irradiation globale double axes (GP_02) et Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axe) présentée dans cette partie et existiez de site Internet [20] de Centre de développement des Energies Renouvelable.

I.8.1. Module monocristallin

Nous présentons directement les résultats d'estimation de la production de l'énergie électrique journalière (P_{ele}), Irradiation globale inclinée (G), Irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axe) de la journée du juin (ciel claire) sur le plan horizontal dans le Tableau I.2 et ceux de plan incliné sur le Tableau I.3.

D'après les résultats obtenus (voir figure I.11), on trouve :

1. Les valeurs maximales d'irradiation global G, sur le plan horizontal et sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, varient entre 1033 W/m^2 à 905 W/m^2 de G sur le plan horizontal et 985 W/m^2 à 839 W/m^2 sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, entre 12h00 et 14h00 entre 12h00 et 14h00, respectivement ;
2. Les valeurs maximales d'irradiation globale double axes (GP_02), varient entre 1045 W/m^2 à 1017 W/m^2 de G, entre 12h00 et 14h00 ;
3. L'augmentation d'irradiation globale cumulée du système double axes est de 34% par rapport au système fixe inclinaison 32° et de 24% inclinaison 0° ;
4. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système double axes est de 34.6% par rapport au système fixe inclinaison 32° et de 24.7% inclinaison 0° ;
5. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système fixe inclinaison 0° est de 13% par rapport au système fixe inclinaison 32° de la journée 21 juin ;
6. L'influence de l'orientation et l'inclinaison sur la production de la puissance électrique.

Tableau I.2 : Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module monocristallin (21 juin, ciel clair, inclinaison 0°) [20].

Coordonnées Géographiques:		P.Astronomique			Irradiation Globale Inclignée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe			Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		Perte	
heures TSV	Longitude	Latitude	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_axes	DIN_01axe	
4h00	3.82°	32.38°	-53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5h00			-62.4°	0.7°	4	3	59	49	4	4	57	0	57
6h00			-69.9°	12.3°	151	125	434	360	151	71	389	0	389
7h00			-76.7°	24.4°	360	298	720	597	360	131	639	0	639
8h00			-83.5°	36.9°	570	472	893	740	570	336	789	231	558
9h00			-89.0°	49.5°	757	627	977	810	757	622	859	504	355
10h00			-79.0°	62.1°	905	750	1017	843	905	860	892	734	158
11h00			-59.7°	74.0°	1000	829	1038	860	1000	1004	909	875	34
12h00			0.0°	81.1°	1033	856	1045	866	1033	1045	914	914	0
13h00			59.7°	74.0°	1000	829	1038	860	1000	1004	909	875	34
14h00			79.0°	62.1°	905	750	1017	843	905	860	892	734	158
15h00			89.0°	49.5°	757	627	977	810	757	622	859	504	355
16h00			83.5°	36.9°	570	472	893	740	570	336	789	231	558
17h00			76.7°	24.4°	360	298	720	597	360	131	639	0	639
18h00			69.9°	12.3°	151	125	434	360	151	71	389	0	389
19h00			62.4°	0.7°	4	3	59	49	4	4	57	0	57
20h00			53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					8527 Wh/m ²	7064 Wh/kWc	11321 Wh/m ²	9384 Wh/kWc	8527 Wh/m ²	7101 Wh/m ²	9982 Wh/m ²	5602 Wh/m ²	4380 Wh/m ²
					Inclinaison: 0				Inclinaison: 0	Orientation: 0		Orientation: 0	
					Orientation: 0								

Tableau I.3 : Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module monocristallin (21 juin, ciel clair, inclinaison 32°) [20].

Coordonnées Géographiques:		P.Astronomique			Irradiation Globale Inclignée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe			Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		Perte	
heures TSV	Longitude	Latitude	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_axes	DIN_01axe	
4h00	3.82°	32.38°	-53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5h00			-62.4°	0.7°	3	2	59	49	34	4	57	0	57
6h00			-69.9°	12.3°	45	37	434	360	334	71	389	0	389
7h00			-76.7°	24.4°	241	200	720	597	621	131	639	0	639
8h00			-83.5°	36.9°	465	385	893	740	834	336	789	231	558
9h00			-89.0°	49.5°	672	557	977	810	963	622	859	504	355
10h00			-79.0°	62.1°	839	695	1017	843	1018	860	892	734	158
11h00			-59.7°	74.0°	947	785	1038	860	1013	1004	909	875	34
12h00			0.0°	81.1°	985	816	1045	866	985	1045	914	914	0
13h00			59.7°	74.0°	947	785	1038	860	1013	1004	909	875	34
14h00			79.0°	62.1°	839	695	1017	843	1018	860	892	734	158
15h00			89.0°	49.5°	672	557	977	810	963	622	859	504	355
16h00			83.5°	36.9°	465	385	893	740	834	336	789	231	558
17h00			76.7°	24.4°	241	200	720	597	621	131	639	0	639
18h00			69.9°	12.3°	45	37	434	360	334	71	389	0	389
19h00			62.4°	0.7°	3	2	59	49	34	4	57	0	57
20h00			53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					7409 Wh/m ²	6138 Wh/kWc	11321 Wh/m ²	9384 Wh/kWc	10619 Wh/m ²	7101 Wh/m ²	9982 Wh/m ²	5602 Wh/m ²	4380 Wh/m ²
					Inclinaison: 32				Inclinaison: 32	Orientation: 0		Orientation: 0	
					Orientation: 0								

Nous avons tracé sur chaque figure ci-dessous, les courbes d'irradiation globale inclinée (G), irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axe) de la journée 21 juin (a) inclination 0° et (b) inclination 32°.

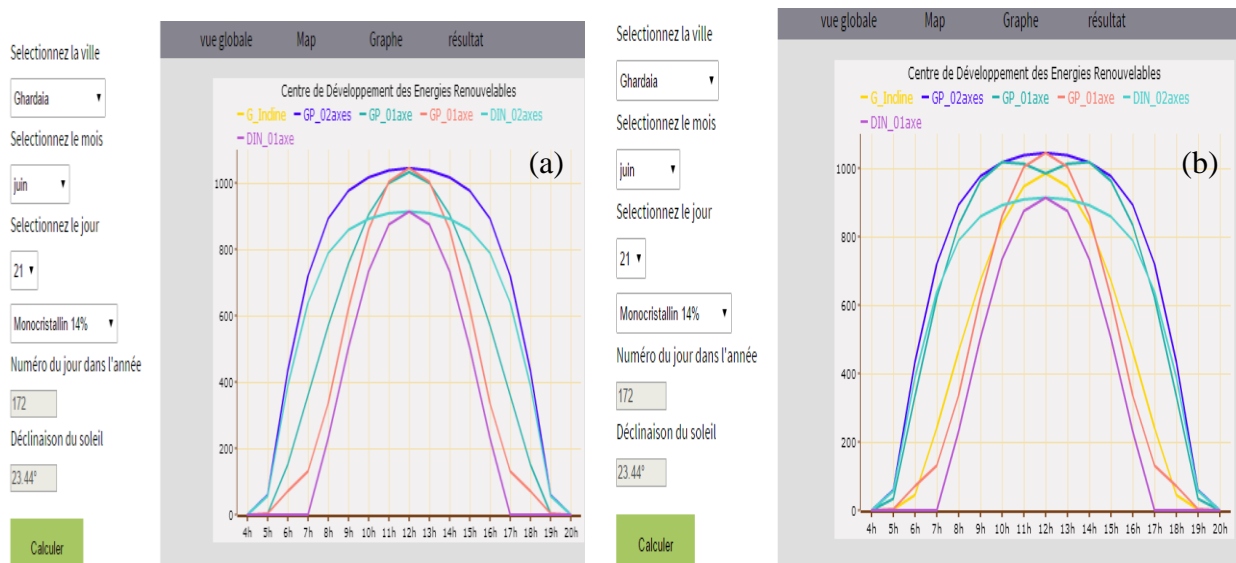


Figure I.11 : Irradiation G,GP_02, DIN_02_axes, DIN_01_axe en fonction d'heures de la journée 21 juin (a) : inclination 0°et (b) : inclination 32° [20].

Nous présentons directement les résultats d'estimation de la production de l'énergie électrique journalière (P_{ele}), Irradiation globale inclinée (G), Irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axes) de la journée du décembre (ciel claire) sur le plan horizontal dans le Tableau I.4 et ceux de plan incliné sur le Tableau I.5.

D'après les résultats obtenus (voir figure I.12), on constate :

1. Les valeurs maximales d'irradiation global G, sur le plan horizontal et sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, varient entre 602 W/m² à 473W/m²de G sur le plan horizontal et 946 à 779 W/m² sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, entre 12h00 et 14h00 entre 12h00 et 14h00, respectivement ;
2. Les valeurs maximales d'irradiation globale double axes(GP_02), varient entre 1042 W/m² à 982 W/m²de G, entre 12h00 et 14h00 ;
3. L'augmentation d'irradiation globale cumulée du système double axes est de 25% par rapport au système fixe inclinaison 32° et de 55% inclinaison 0° ;
4. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système double axes est de 25%par rapport au système fixe inclinaison 32° et de 55% inclinaison 0° ;

- 5. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système fixe inclinaison 32° est de 40.80% par rapport au système fixe inclinaison 0° de la journée 21 décembre ;
- 6. L'influence de l'orientation et l'inclinaison sur la production de la puissance électrique.

Tableau I.4 : Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module monocristallin (21 décembre, ciel clair, inclinaison 0°) [20].

Coordonnées Géographiques:		P.Astronomique		Irradiation Globale Inclignée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe		Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		Perte	
heures TSV	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_axes	DIN_01axe	Perte
4h00	-83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5h00	-76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6h00	-69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7h00	-62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8h00	-53.8°	10.0°	140	116	660	547	140	412	625	377	248
9h00	-43.5°	19.6°	323	268	880	729	323	682	815	616	199
10h00	-31.1°	27.2°	473	392	982	814	473	880	899	797	102
11h00	-16.3°	32.4°	569	472	1029	853	569	1002	937	910	27
12h00	0.0°	34.2°	602	499	1042	864	602	1042	949	949	0
13h00	16.3°	32.4°	569	472	1029	853	569	1002	937	910	27
14h00	31.1°	27.2°	473	392	982	814	473	880	899	797	102
15h00	43.5°	19.6°	323	268	880	729	323	682	815	616	199
16h00	53.8°	10.0°	140	116	660	547	140	412	625	377	248
17h00	62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18h00	69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19h00	76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20h00	83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			3612 Wh/m²	2995 Wh/kWc	8144 Wh/m²	6750 Wh/kWc	3612 Wh/m²	6994 Wh/m²	7501 Wh/m²	6349 Wh/m²	1152 Wh/m²
			Inclinaison: 0				Inclinaison: 0	Orientation: 0		Orientation: 0	
			Orientation: 0								

Tableau I.5 : Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module monocristallin (21 décembre, ciel clair, inclinaison 32°) [20].

Coordonnées Géographiques:		P.Astronomique		Irradiation Globale Inclignée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe		Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		Perte	
heures TSV	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_axes	DIN_01axe	Perte
4h00	-83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5h00	-76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6h00	-69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7h00	-62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8h00	-53.8°	10.0°	317	263	660	547	450	412	625	377	248
9h00	-43.5°	19.6°	580	481	880	729	692	682	815	616	199
10h00	-31.1°	27.2°	779	646	982	814	840	880	899	797	102
11h00	-16.3°	32.4°	903	748	1029	853	920	1002	937	910	27
12h00	0.0°	34.2°	946	784	1042	864	946	1042	949	949	0
13h00	16.3°	32.4°	903	748	1029	853	920	1002	937	910	27
14h00	31.1°	27.2°	779	646	982	814	840	880	899	797	102
15h00	43.5°	19.6°	580	481	880	729	692	682	815	616	199
16h00	53.8°	10.0°	317	263	660	547	450	412	625	377	248
17h00	62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18h00	69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19h00	76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20h00	83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			6104 Wh/m²	5060 Wh/kWc	8144 Wh/m²	6750 Wh/kWc	6750 Wh/m²	6994 Wh/m²	7501 Wh/m²	6349 Wh/m²	1152 Wh/m²
			Inclinaison: 32				Inclinaison: 32	Orientation: 0		Orientation: 0	
			Orientation: 0								

Nous avons tracé sur chaque figure ci-dessous, les courbes d'irradiation globale inclinée (G), irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axes) de la journée 21 décembre(a) inclinaison 0° et (b) inclinaison 32°.

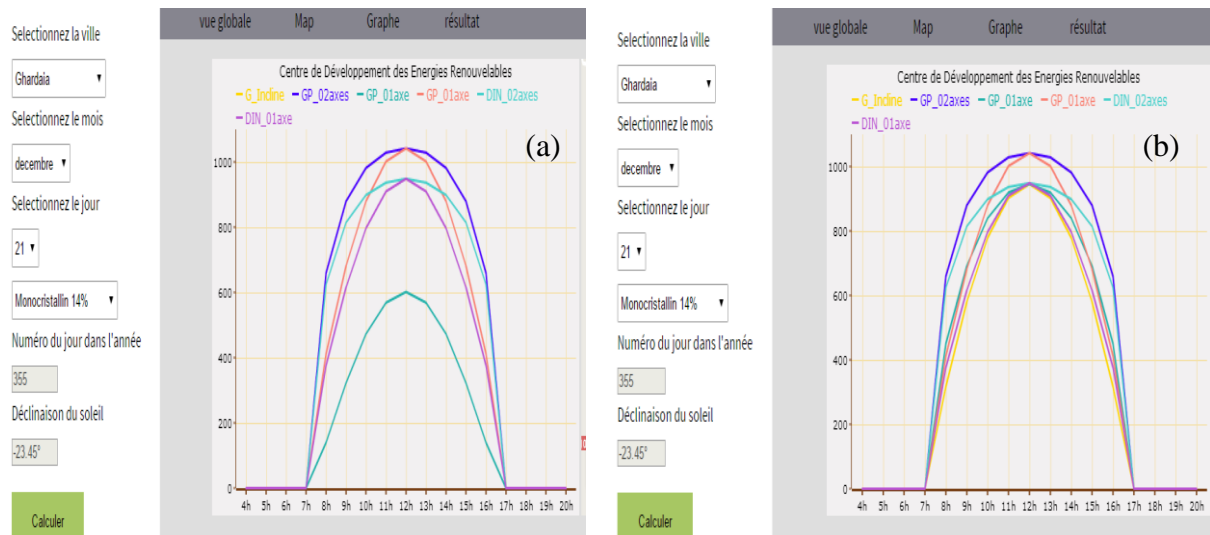


Figure I.12 : Irradiation G,GP_02, DIN_02_axes, DIN_01_ axe en fonction d’heures de la journée 21 décembre(a) : inclination 0°et (b) : inclination 32° [20].

I.8.2. Module poly cristallin

Nous présentons directement les résultats d'estimation de la production de l'énergie électrique journalière (P_{ele}), Irradiation globale inclinée (G), Irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_ axe) de la journée du juin (ciel claire) sur le plan horizontal dans le Tableau I.6 et ceux de plan incliné sur le Tableau I.7.

D’après les résultats obtenus (voir figure I.13), on trouve :

1. Les valeurs maximales d'irradiation global G, sur le plan horizontal et sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, varient entre 1033 W/m² à 905 W/m² de G sur le plan horizontal et 985W/m² à 839 W/m² sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, entre 12h00 et 14h00 et 12h00 et 14h00, respectivement ;
2. Les valeurs maximales d'irradiation globale double axes(GP_02), varient entre 1045 W/m² à 1017 W/m² de G, entre 12h00 et 14h00 ;
3. L'augmentation d'irradiation globale cumulée du système double axes est de 34% par rapport au système fixe inclinaison 32° et de 24% inclinaison 0° ;
4. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système double axes est de 34.6% par rapport au système fixe inclinaison 32° et de 24.7% inclinaison 0° ;
5. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système fixe inclinaison 0°est de 13% par rapport au système fixe inclinaison 32° de la journée 21 juin ;

6. L'influence de l'orientation et l'inclinaison sur la production de la puissance électrique.

Tableau I.6 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module poly cristallin (21 juin, ciel clair, inclinaison 0°) [20].

Coordonnées Géographiques:		P.Astronomique			Irradiation Globale Inclinée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe				Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		
heures TSV	Longitude	Latitude	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_axes	DIN_01axe	Perte
4h00	3.82°	32.38°	-53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5h00			-62.4°	0.7°	4	3	59	38	4	4	57	0	57
6h00			-69.9°	12.3°	151	98	434	283	151	71	389	0	389
7h00			-76.7°	24.4°	360	234	720	469	360	131	639	0	639
8h00			-83.5°	36.9°	570	371	893	582	570	336	789	231	558
9h00			-89.0°	49.5°	757	493	977	636	757	622	859	504	355
10h00			-79.0°	62.1°	905	589	1017	662	905	860	892	734	158
11h00			-59.7°	74.0°	1000	651	1038	676	1000	1004	909	875	34
12h00			0.0°	81.1°	1033	673	1045	681	1033	1045	914	914	0
13h00			59.7°	74.0°	1000	651	1038	676	1000	1004	909	875	34
14h00			79.0°	62.1°	905	589	1017	662	905	860	892	734	158
15h00			89.0°	49.5°	757	493	977	636	757	622	859	504	355
16h00			83.5°	36.9°	570	371	893	582	570	336	789	231	558
17h00			76.7°	24.4°	360	234	720	469	360	131	639	0	639
18h00			69.9°	12.3°	151	98	434	283	151	71	389	0	389
19h00			62.4°	0.7°	4	3	59	38	4	4	57	0	57
20h00			53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					8527 Wh/m ²	5551 Wh/kWc	11321 Wh/m ²	7373 Wh/kWc	8527 Wh/m ²	7101 Wh/m ²	9982 Wh/m ²	5602 Wh/m ²	4380 Wh/m ²
					Inclinaison: 0				Inclinaison: 0	Orientation: 0		Orientation: 0	

Tableau I.7 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module poly cristallin (21 juin, ciel clair, inclinaison 32°) [20].

Coordonnées Géographiques:		P.Astronomique			Irradiation Globale Inclinée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe				Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		
heures TSV	Longitude	Latitude	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_axes	DIN_01axe	Perte
4h00	3.82°	32.38°	-53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5h00			-62.4°	0.7°	3	2	59	38	34	4	57	0	57
6h00			-69.9°	12.3°	45	29	434	283	334	71	389	0	389
7h00			-76.7°	24.4°	241	157	720	469	621	131	639	0	639
8h00			-83.5°	36.9°	465	303	893	582	834	336	789	231	558
9h00			-89.0°	49.5°	672	438	977	636	963	622	859	504	355
10h00			-79.0°	62.1°	839	546	1017	662	1018	860	892	734	158
11h00			-59.7°	74.0°	947	617	1038	676	1013	1004	909	875	34
12h00			0.0°	81.1°	985	641	1045	681	985	1045	914	914	0
13h00			59.7°	74.0°	947	617	1038	676	1013	1004	909	875	34
14h00			79.0°	62.1°	839	546	1017	662	1018	860	892	734	158
15h00			89.0°	49.5°	672	438	977	636	963	622	859	504	355
16h00			83.5°	36.9°	465	303	893	582	834	336	789	231	558
17h00			76.7°	24.4°	241	157	720	469	621	131	639	0	639
18h00			69.9°	12.3°	45	29	434	283	334	71	389	0	389
19h00			62.4°	0.7°	3	2	59	38	34	4	57	0	57
20h00			53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					7409 Wh/m ²	4825 Wh/kWc	11321 Wh/m ²	7373 Wh/kWc	10619 Wh/m ²	7101 Wh/m ²	9982 Wh/m ²	5602 Wh/m ²	4380 Wh/m ²
					Inclinaison: 32				Inclinaison: 32	Orientation: 0		Orientation: 0	

Nous avons tracé sur chaque figure ci-dessous, les courbes d'irradiation globale inclinée (G), irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axes) de la journée 21 juin (a) inclination 0° et (b) inclination 32°.

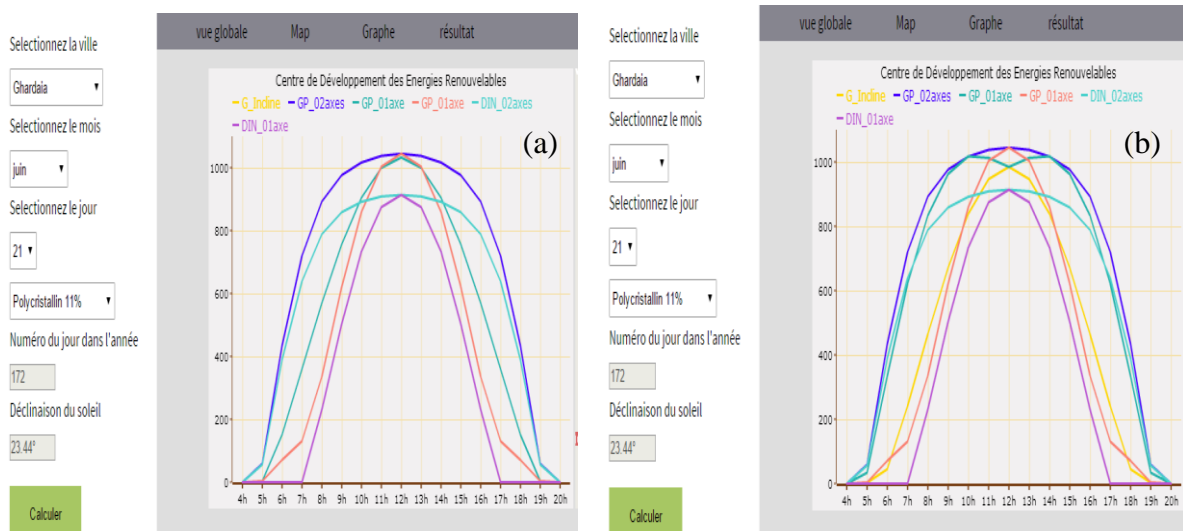


Figure I.13 : Irradiation G,GP_02, DIN_02_axes, DIN_01_axe en fonction d'heures de la journée 21 juin (a) : inclination 0° et (b) : inclination 32° [20].

Nous présentons directement les résultats d'estimation de la production de l'énergie électrique journalière (P_{elec}), Irradiation globale inclinée (G), Irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axe) de la journée du décembre (ciel claire) sur le plan horizontal dans le Tableau I.8 et ceux de plan incliné sur le Tableau I.9.

D'après les résultats obtenus (voir figure I.14), on constate :

1. Les valeurs maximales d'irradiation global G, sur le plan horizontal et sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, varient entre 602 W/m² à 473 W/m² de G sur le plan horizontal et 946 à 779 W/m² sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, entre 12h00 et 14h00 entre 12h00 et 14h00, respectivement ;
2. Les valeurs maximales d'irradiation globale double axes (GP_02), varient entre 1042 W/m² à 982 W/m² de G, entre 12h00 et 14h00 ;
3. L'augmentation d'irradiation globale cumulée du système double axes est de 25% par rapport au système fixe inclinaison 32° et de 55% inclinaison 0° ;
4. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système double axes est de 25% par rapport au système fixe inclinaison 32° et de 55% inclinaison 0° ;

- 5. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système fixe inclinaison 32° est de 40.80% par rapport au système fixe inclinaison 0° de la journée 21 décembre ;
- 6. L'influence de l'orientation et l'inclinaison sur la production de la puissance électrique.

Tableau I.8: Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module poly cristallin (21 décembre, ciel clair, inclinaison 0°) [20].

Coordonnées Géographiques:		P.Astronomique		Irradiation Globale Inclignée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe		Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		Perte	
heures TSV	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_axes	DIN_01axe	
4h00	-83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5h00	-76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6h00	-69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7h00	-62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8h00	-53.8°	10.0°	140	91	660	430	140	412	625	377	248
9h00	-43.5°	19.6°	323	210	880	573	323	682	815	616	199
10h00	-31.1°	27.2°	473	308	982	639	473	880	899	797	102
11h00	-16.3°	32.4°	569	371	1029	670	569	1002	937	910	27
12h00	0.0°	34.2°	602	392	1042	679	602	1042	949	949	0
13h00	16.3°	32.4°	569	371	1029	670	569	1002	937	910	27
14h00	31.1°	27.2°	473	308	982	639	473	880	899	797	102
15h00	43.5°	19.6°	323	210	880	573	323	682	815	616	199
16h00	53.8°	10.0°	140	91	660	430	140	412	625	377	248
17h00	62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18h00	69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19h00	76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20h00	83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			3612 Wh/m ²	2352 Wh/kWc	8144 Wh/m ²	5303 Wh/kWc	3612 Wh/m ²	6994 Wh/m ²	7501 Wh/m ²	6349 Wh/m ²	1152 Wh/m ²
			Inclinaison: 0				Inclinaison: 0	Orientation: 0		Orientation: 0	
			Orientation: 0								

Tableau I.9 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module poly cristallin (21 décembre, ciel clair, inclinaison 32°) [20].

Coordonnées Géographiques:		P.Astronomique		Irradiation Globale Inclignée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe		Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		Perte	
heures TSV	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_axes	DIN_01axe	
4h00	-83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5h00	-76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6h00	-69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7h00	-62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8h00	-53.8°	10.0°	317	206	660	430	450	412	625	377	248
9h00	-43.5°	19.6°	580	378	880	573	692	682	815	616	199
10h00	-31.1°	27.2°	779	507	982	639	840	880	899	797	102
11h00	-16.3°	32.4°	903	588	1029	670	920	1002	937	910	27
12h00	0.0°	34.2°	946	616	1042	679	946	1042	949	949	0
13h00	16.3°	32.4°	903	588	1029	670	920	1002	937	910	27
14h00	31.1°	27.2°	779	507	982	639	840	880	899	797	102
15h00	43.5°	19.6°	580	378	880	573	692	682	815	616	199
16h00	53.8°	10.0°	317	206	660	430	450	412	625	377	248
17h00	62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18h00	69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19h00	76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20h00	83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			6104 Wh/m ²	3974 Wh/kWc	8144 Wh/m ²	5303 Wh/kWc	6750 Wh/m ²	6994 Wh/m ²	7501 Wh/m ²	6349 Wh/m ²	1152 Wh/m ²
			Inclinaison: 32				Inclinaison: 32	Orientation: 0		Orientation: 0	
			Orientation: 0								

Nous avons tracé sur chaque figure ci-dessous, les courbes d'irradiation globale inclinée (G), irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axes) de la journée 21decembre(a) inclination 0° et (b) inclination 32°.

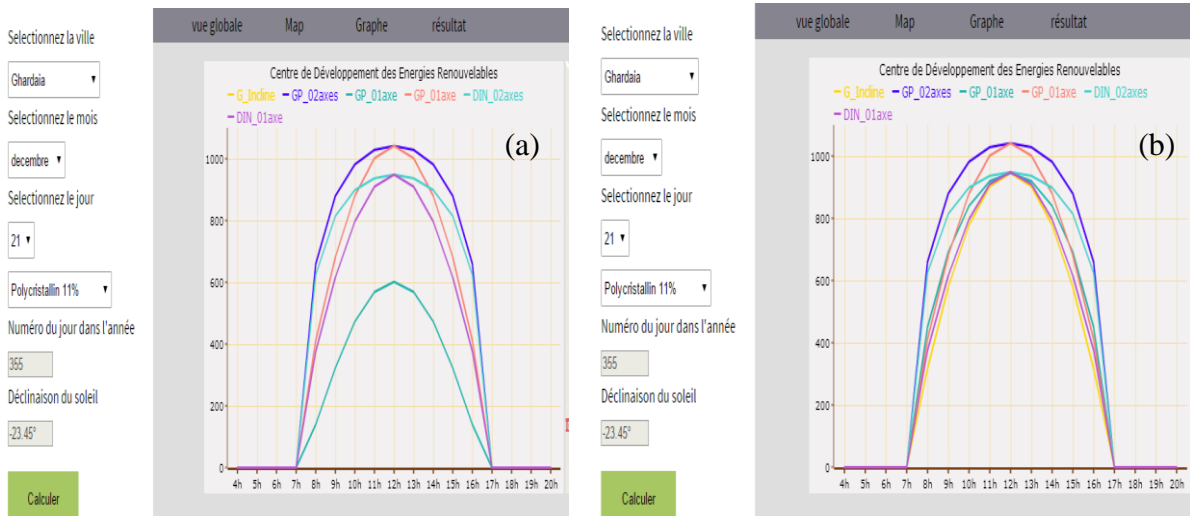


Figure I.14 : Irradiation G,GP_02, DIN_02_axes, DIN_01_ axe en fonction d’heures de la journée 21 décembre (a) : inclination 0°et (b) : inclination 32° [20].

I.9 Conclusion

Ce chapitre est concentré sur l'énergie solaire, les grandeurs géographiques et astronomiques, le rayonnement solaire et sa composition, l'orientation ainsi que le gisement solaire en Algérie et on a terminé par présentée les résultats de site Internet de Centre de Développement des Energies Renouvelable.

Chapitre II : Généralité des systèmes PV

II.1 Introduction

Produire de l'électricité est aujourd'hui à la portée de chacun. Bien comprendre le photovoltaïque c'est essentiel [4].

Parmi les différents systèmes utilisant des sources d'énergie renouvelables, le photovoltaïque (PV) 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 [10].

Les systèmes photovoltaïques peuvent ainsi alimenter des petits équipements portables (montres, calculatrices, ...), des applications en site isolé (habitations éloignées du réseau électrique, équipements de télécommunication, électrification rurale) et peuvent être raccordées au réseau électrique.

Dans ce chapitre, on présente une étude descriptive générale des systèmes photovoltaïques, leurs types et leurs compositions. Ensuite, le principe de la conversion PV et les caractéristiques courant-tension (I-V) de la cellule PV.

II.2. La cellule photovoltaïque

II.2.1. Définition

Les cellules photovoltaïques ou Les photopiles sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque » [21].

Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants : Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif ; Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création des paires électrons/trous dans le matériau semi-conducteur ; Collecte des particules générées dans le dispositif [22].

Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants [3].

Le fonctionnement de la photopile est basé sur les propriétés électroniques acquises par le silicium quand des atomes étrangers en petit nombre (des impuretés) sont substitués à des atomes de silicium dans un réseau cristallin : c'est ce que l'on appelle le dopage : c'est une technique qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs. Donc, le but de la structure photovoltaïque, c'est de créer un champ électrique interne [22].

Dans la figure II.1 un échantillon schématique d'une configuration de la cellule solaire, Elle se compose d'un abri du verre (g), un encapsulant (e), et un métal en arrière contact (m) afin de réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident [23].

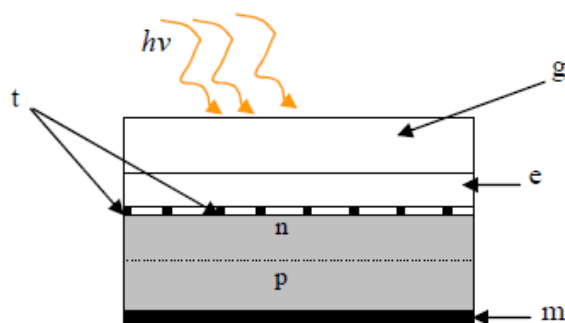


Figure II.1 : présentation schématique d'une cellule solaire [23].

II.2.2. Les semi-conducteurs extrinsèques

Pour augmenter la conductivité des semi-conducteurs on y introduit des impuretés. Ce procédé est appelé dopage [7].

➤ **Dopage de type N**

On remplace un atome de silicium par un atome pentavalent. Quatre d'entre eux assurent les liaisons avec les atomes voisins de silicium et le cinquième resté disponible va être excité vers la bande de conduction très facilement par l'agitation thermique. D'où le nombre d'électron libre qui va fortement augmenter ; dans ce cas le nombre de trou est très inférieur au nombre d'électron libre. On obtient ainsi un cristal dopé N (négatif) voir figure II.2 [7].

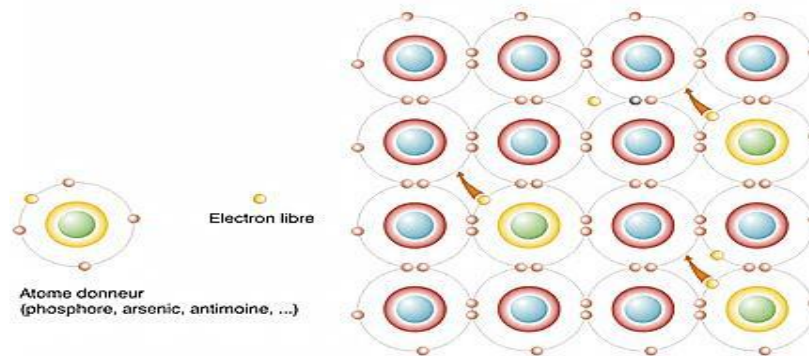


Figure II.2 : Semi-conducteurs de type N (avec l'électron en trop) [7].

➤ **B. Dopage de type P**

De la même façon on introduit des atomes trivalents, ses trois électrons vont assurer les liaisons covalentes avec trois atomes voisins mais laisser un trou au quatrième (voir figure II.3). Ce trou se déplace de proche en proche dans le cristal pour créer un courant. Ici le nombre de trous est très supérieur au nombre d'électrons libres du cristal intrinsèque, on obtient donc un cristal dopé P (positif), les impuretés utilisées sont souvent du Bore [24].

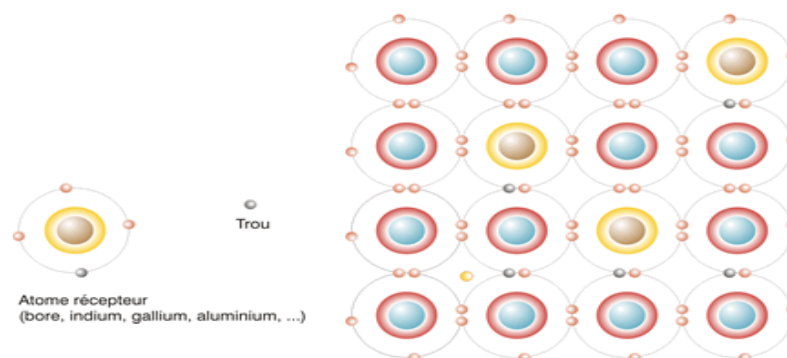


Figure II.3 : Semi-conducteur de type p (avec le déficit d'électron) [7].

II.2.3. La jonction PN

Une jonction PN est l'accolement d'une région dopé P et d'une région dopée N. Lors de cet assemblage les porteurs de charges libres s'attirent et se recombinent dans la zone de jonction où les porteurs libres disparaissent : c'est la zone de transition (figure II.4).

Il ne reste donc plus que les ions dans cette zone qui vont créer un champ électrique interne au niveau de la jonction et qui empêche les charges libres restantes dans chaque zone de traverser la jonction pour se recombiner [7].

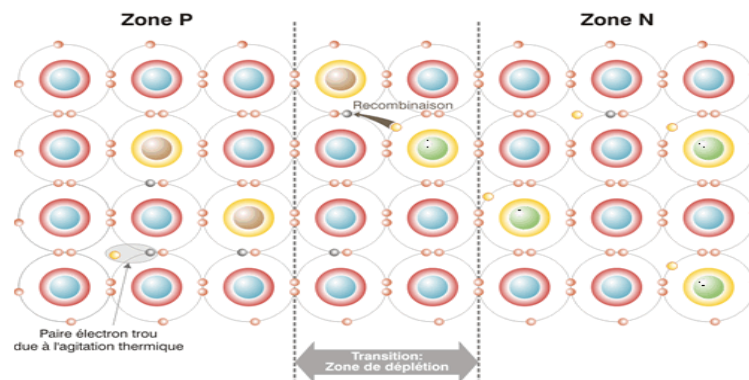


Figure II.4 : Jonction PN [7].

II.3. L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés semi-conducteurs qui produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière.

L'effet photovoltaïque constitue la conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium. Pour obtenir une puissance suffisante, les cellules sont reliées entre elles et constituent le module solaire.

L'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la production d'électricité directement de la lumière, fut observée la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel. Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs des laboratoires Bell, aux Etats-Unis, parvinrent à fabriquer la première cellule photovoltaïque [22].

II.4. Les différentes technologies des cellules photovoltaïques

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. La silice est un composé chimique (dioxyde de silicium) et un minéral de formule SiO_2 . Il est le principal constituant des roches sédentaires détritiques (sables, grès) [25].

II.5. Les types des cellules à base de silicium

a) Cellule au silicium monocristallin

Pour ce genre d'applications technologiques, le silicium pur est obtenu à partir de la silice de quartz ou de sable par transformation chimique métallurgique. Le silicium a un rendement électrique et une durée de vie de l'ordre de deux fois celle du silicium amorphe, mais il est nettement plus cher [3].

Elles ont le meilleur rendement (de 15 à 20% voir jusqu'à 25% en laboratoire) [26].

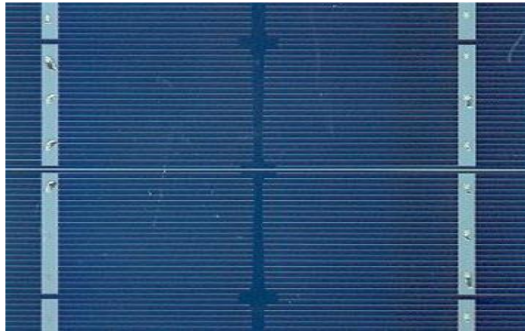


Figure II.5 : Cellule au Silicium Monocristallin [3].

b) Cellule au silicium poly-cristallin

Le silicium poly-cristallin est un matériau composé de cristaux juxtaposés obtenus par moulage. Ce matériau est moins coûteux (que le monocristallin). Les cellules carrées ou rectangulaires sont faciles à utiliser [3].

Cependant leur rendement est plus faible (de 12% à 16% voir jusqu'à 20% en laboratoire) [26].

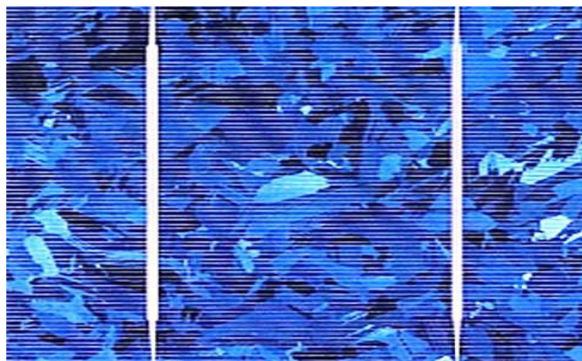


Figure II.6 : Cellule au Silicium Poly-cristallin [7].

c) Cellule au silicium amorphe :

Le silicium absorbe le rayonnement solaire jusqu'à 100 fois mieux qu'en état cristallin ; les cellules sont constituées par des couches très minces [3].

Elles ont un faible rendement (de 5% à 8% voir jusqu'à 13% en laboratoire), mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont

utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres [6].

L'avantage de ce dernier type est le fonctionnement avec un éclairage faible (même par temps couvert ou à l'intérieur d'un bâtiment) [6].

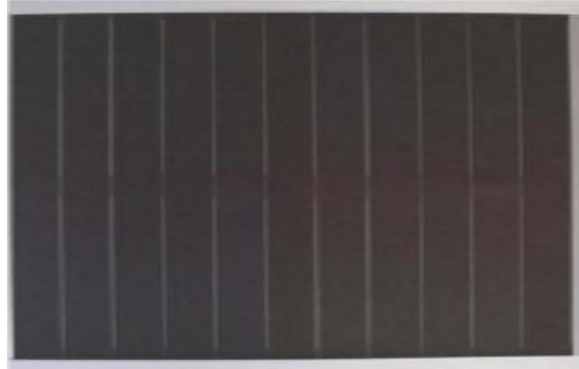


Figure II.7 : Cellule au Silicium amorphe (couche mince) [8].

II.6. Module photovoltaïque

II.6.1. Définition

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge, les modules ont généralement 36 cellules. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque [11].

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation. Toutefois, il importe de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occlusion d'une ou plusieurs cellules (dus à de l'ombrage, de la poussière, etc.) peuvent endommager les cellules de façon permanente [11].

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous approximativement 0,5 Volt. En effet pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module Figure II.8. Les cellules sont en soudant le contact avant de chaque cellule au contact arrière de la suivante. Ces cellules sont protégées d'humidité, des chocs et des nuisances par encapsulation dans un polymère EVA (éthylènevinyl- acétate) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la

surface arrière d'une ou de polyéthylène. Les modules actuels sont généralement composés de 36 cellules (18 V) ou 72 cellules PV en série (36 V) [3].

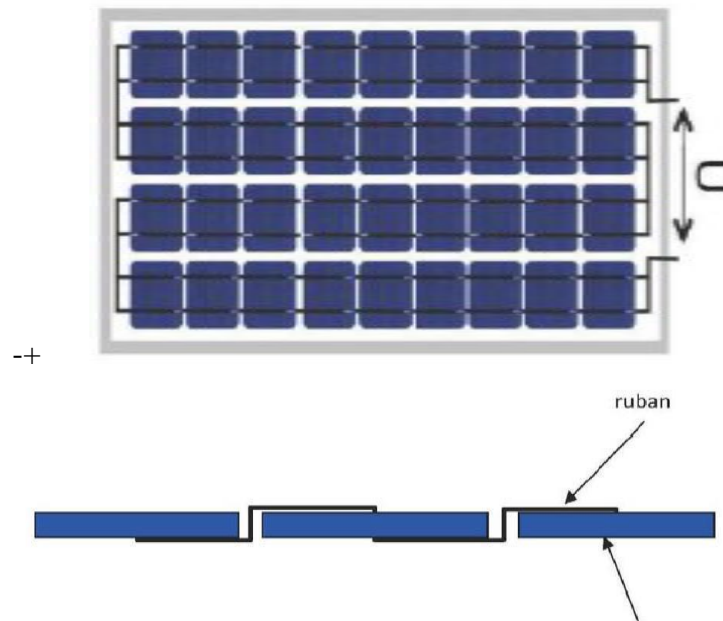


Figure II.8 : Câblage des cellules dans un module [8].

II.6.2. Zones De Fonctionnement De la cellule PV

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement, seule la courbe (I-V) est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure II.9 représente trois zones essentielles [6]:

- La zone (I) : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant ;
- La zone (II) : correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé ;
- La zone (III) : qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

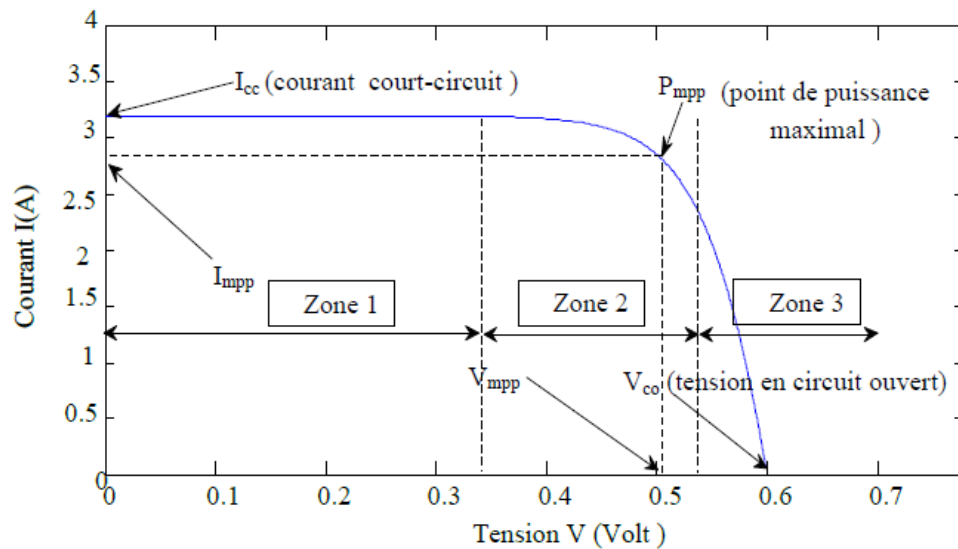


Figure II.9 : Les différentes zones de la caractéristique (I-V) [7].

II.7. Caractéristiques d'un module

Les modules sont généralement des parallélépipèdes rectangles rigides minces (quelques centimètres d'épaisseur), dont les caractéristiques suivantes :

- ✓ **La puissance de crête, P_c** : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m^2) [3].
- ✓ **Tension à vide, V_{co}** : Tension aux bornes du cellule en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ", c'est-à-dire lorsque le pôle (+) et le pôle (-) sont isolés électriquement de tout autre circuit électrique (figure II.10) le courant la traversant est alors nul. Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule $P = V \times I$ est nulle.

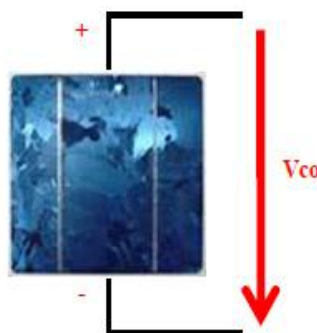


Figure II. 10 : Tension en circuit ouvert [7].

- **Courant de court-circuit, I_{cc}** : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil " c'est-à dire lorsque le pôle (+) est relié au pôle (-) la

tension à ses bornes est alors nulle (voir figure II.11). Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule $P = V \times I$ est nulle [7].

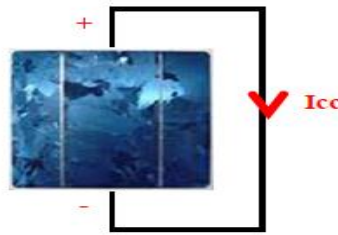


Figure II. 11 : Courant de court-circuit [7].

- **Point de fonctionnement optimum** : Le but recherché par tous les utilisateurs de générateur photovoltaïque est que l'énergie produite soit la plus optimale possible. Pour l'éclairement considéré, le point de puissance maximale MPPT représente le point où la puissance de la cellule est maximale. Ce point, est associé à une tension maximale V_{mpp} et à une intensité maximale I_{mpp} . C'est cette puissance qui sera toujours recherchée par des régulateurs de charge afin d'optimiser la charge de la batterie et le fonctionnement du générateur [3].
- **Rendement** : Le rendement des cellules PV désigne le rendement en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente [7] :

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{S \times E} = \frac{FF \times I_{cc} \times V_{co}}{S \times E} \quad (II.1)$$

Avec :

E : Eclairement (W/m^2)

S : Surface de la cellule (m^2)

Pc : Puissance maximum

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert. Le rendement de conversion est un paramètre essentiel. En effet, la seule connaissance de sa valeur permet d'évaluer les performances de la cellule [7].

- **Facteur de forme** : Le facteur de forme (FF) est défini comme le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{mpp} et la puissance formée par le produit ($I_{cc} \times V_{co}$), Ce qui nous donne la relation suivante [7] :

$$FF = \frac{P_{mpp}}{I_{cc} \times V_{co}} = \frac{I_{mpp} V_{mpp}}{I_{cc} \times V_{co}} \quad (II.2)$$

II.8. Le Systèmes photovoltaïque

II.8.1. Définition

Le système photovoltaïque est constitué par une source d'énergie (générateur photovoltaïque), une interface de puissance (les convertisseurs statiques CC-CC et CC-CA avec un système de commande) et une charge. Le rôle principal du convertisseur statique est de faire une adaptation d'impédance de sorte que le générateur délivre le maximum d'énergie [27].

II.8.2. Types d'un système solaire photovoltaïque

Les systèmes photovoltaïques sont actuellement divisés en trois catégories : Autonome, hybride et raccordé au réseau électrique.

II.8.2.1. Système autonome

Le rôle des systèmes autonomes est d'alimenter un ou plusieurs consommateurs situés dans Une zone isolée du réseau électrique. Les systèmes photovoltaïques autonomes sont actuellement divisés en deux types [28].

II.8.2.1.1. Système autonome sans batterie

Ce type de système ne requiert pas de stockage d'électricité, soit parce que la production d'énergie des cellules est suffisante sous un faible éclairage (exemple : calculatrice), soit que le temps de fonctionnement de la charge n'est pas critique (ex. : pompage photovoltaïque : le Réservoir d'eau sert de stockage) [3].

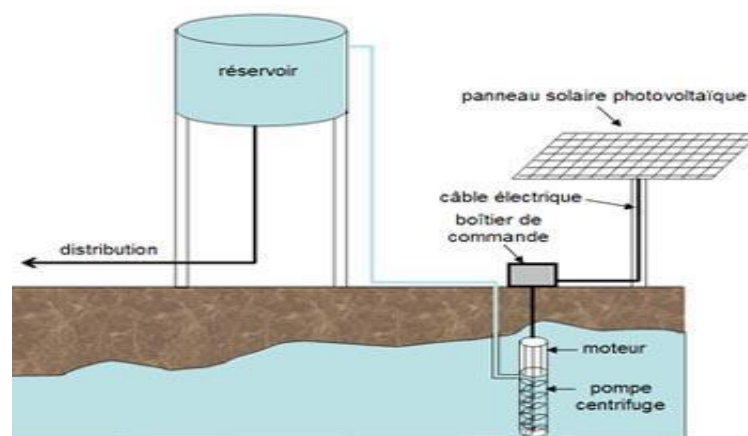


Figure II.12 : Exemple d'un système PV autonome sans batterie [3].

II.8.2.1.2. Système autonome avec batterie

C'est le système photovoltaïque le plus commun. Le champ PV sert de chargeur pour la batterie. L'électricité peut alors être utilisée en tout temps. (Ex. l'éclairage d'une maison dans la nuit) [3].

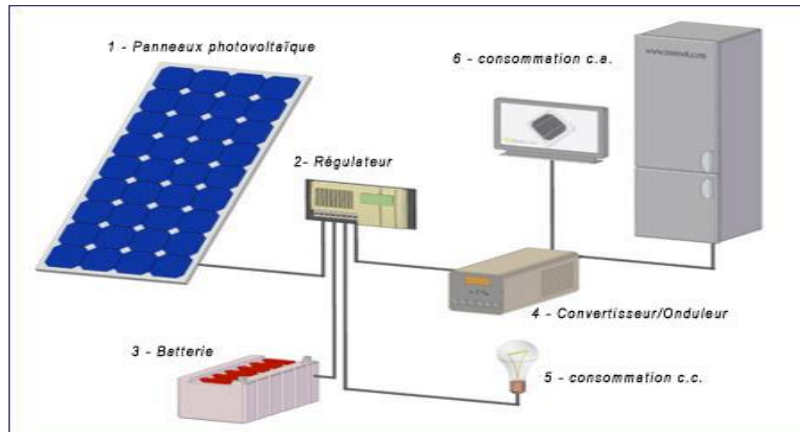


Figure II.13 : Exemple d'un système PV autonome avec batterie [3].

II.8.2.2. Système hybride

Un système hybride à sources d'énergie renouvelables (SHSER) est un système électrique, comprenant plus d'une source d'énergie, parmi lesquelles une au moins est renouvelable. Ce type de système s'applique particulièrement bien à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité à tout moment, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable d'utiliser le système photovoltaïque seul avec les batteries.

Ils sont souvent utilisés pour de très nombreuses applications d'intérêt sensible et stratégique comme les relais de télécommunication, les postes frontaliers, l'habitat isolé, etc., hors réseau d'électricité conventionnelle [21].

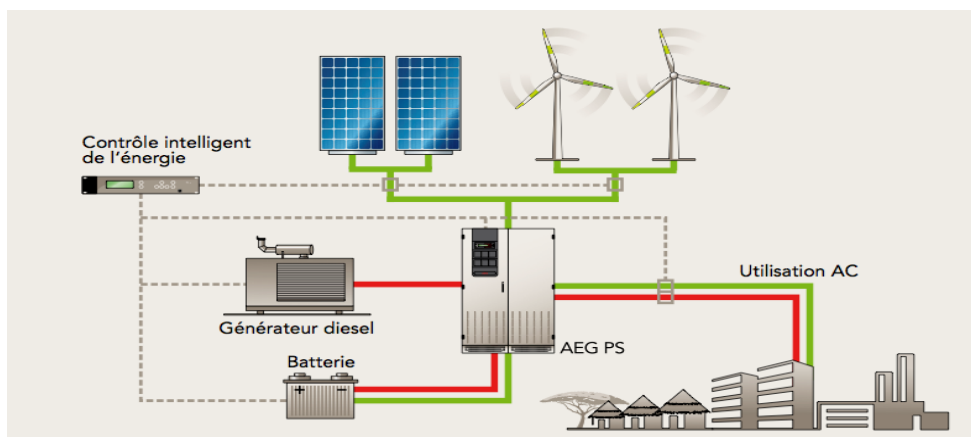


Figure II.14 : Exemple d'un système PV hybride [3].

II.8.2.3. Système raccordé au réseau électrique

Le système photovoltaïque est couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un convertisseur Courant Continu/Courant Alternatif (CC-CA). Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même. La Figure II.15 montre les deux types d'installations existantes pour l'injection de la production solaire [3] :

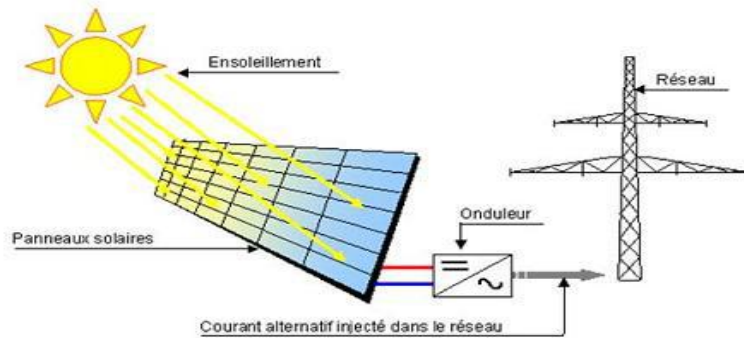


Figure II.15 : Système PV raccordé au réseau [29].

II.8.2.3.1. Injection de la totalité de la production

L'énergie produite par les modules est directement injectée sur le réseau électrique. Les périodes d'injections sur le réseau correspondent aux périodes de production photovoltaïque [3].

II.8.2.3.2. Injection du surplus de production

L'énergie produite par les modules est directement consommée sur place par les charges. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau [3].

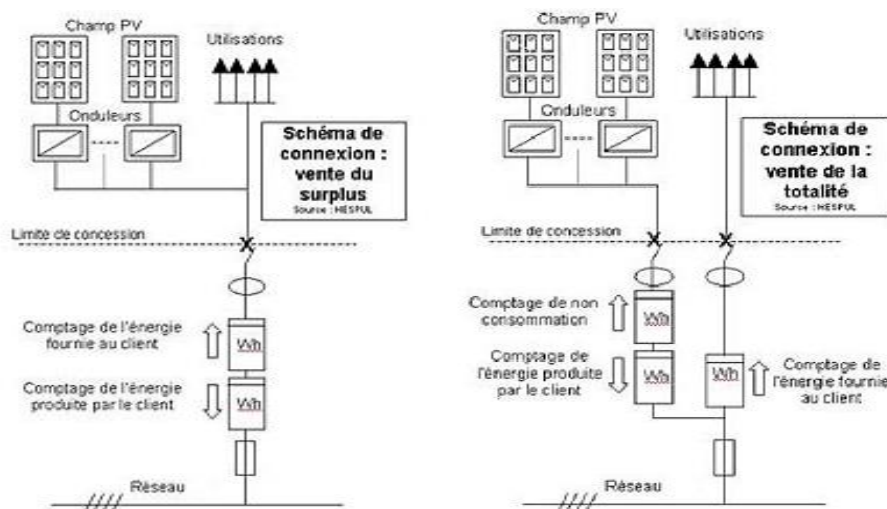


Figure II.16 : Les deux types d'installations existantes pour l'injection de la production solaire [3].

II.9. Système de stockage

Les photo-générateurs ne produisent de l'énergie que s'ils sont exposés à la lumière. L'énergie produite par les panneaux photovoltaïques est stockée dans les batteries solaires.

Ces batteries permettent ainsi d'assurer l'alimentation électrique pour une durée relativement longue (jour, nuit, ciel couvert).

Les batteries sont, d'habitude, du type plomb – acide. Les batteries nickel – cadmium sont rarement utilisées. Il y a d'autres formes de stockage, mais peu utilisées, comme le pompage de l'eau, les volants d'inertie et le stockage de l'hydrogène [30].

Le stockage électrique caractérisé par [7] :

- Sa capacité en Ah ($1\text{Ah}=3600\text{ Coulomb}$) ou en Wh ($1\text{Wh} = 3600\text{ J}$) qui représente la quantité de courant qui peut être extraite d'une électrode via l'électrolyte et matériaux actifs des électrodes sur une charge ;
- Le niveau de charge des batteries solaires ne doit être ni trop bas (pas en dessous de 40%) ni trop haut (ne pas dépasser 95%). Dans les deux cas, la batterie se détériore et sa durée de vie baisse beaucoup ;
- Il est risqué de brancher une batterie solaire directement sur un panneau solaire, (d'endommager la batterie) si son niveau de charge dépasse les 90%. C'est pour cela qu'il est vivement recommandé d'installer un régulateur solaire entre le panneau et la/les batteries.



Figure II.17 : batterie PV.

II.10. Système de régulation

Le régulateur de charge dans un système photovoltaïque est le composant de jonction entre le générateur solaire, la batterie de stockage et les consommateurs intervenant dans le système. Il a pour rôle de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes et assure

de ce fait et le mieux possible le bon fonctionnement de la batterie ainsi que la gestion du système autonome solaire PV [31].

Donc, l'importance d'un régulateur de charge dans un système photovoltaïque autonome n'est plus à discuter. Il doit cependant être réalisé avec le plus grand soin pour répondre aux exigences de coût, de simplicité, de généralité et de fiabilité [32].

Comme son nom l'indique, le régulateur de charge/décharge régule les charges et les décharges de la batterie. Si la batterie était à pleine charge et que les modules continuaient de lui fournir de l'énergie, il y aurait alors surcharge et la batterie se détériorerait. De même, il est recommandé de ne pas vider entièrement une batterie. Ainsi, même s'il s'agit d'une batterie à décharge profonde, il vaut mieux ne pas descendre en dessous de 50% à 80% de décharge pour ne pas trop la dégrader. Le régulateur augmente donc sa durée de vie en lui évitant des états extrêmes [10].



Figure II.18 : régulateur de charge.

a) Connexion d'un régulateur de charge

Avant d'être raccordé, le régulateur doit être fixé à son emplacement définitif. Pour les branchements, il faut se munir de câbles électriques adaptés à sa puissance : la section du câble doit être plus ou moins grande en fonction de l'intensité pour limiter les pertes par « effet de joule ». Les bornes du régulateur sont généralement étudiées pour des sections allant jusqu'à 16 mm².

Les sections minimales sont fonctions de l'ampérage du régulateur [33] :

$I \leq 10$ A, section minimum de 1,5 mm² ;

$10 < I \leq 20$ A, section minimum de 2,5 mm² ;

$20 < I \leq 30$ A, section minimum de 4,0 mm².

Il est recommandé d'intégrer un fusible externe entre la batterie et le régulateur pour empêcher tout risque de court-circuit. Il doit être d'un ampérage au moins égale à celui

données par les caractéristiques du régulateur. Ce fusible devra être au plus près des pôles de la batterie.

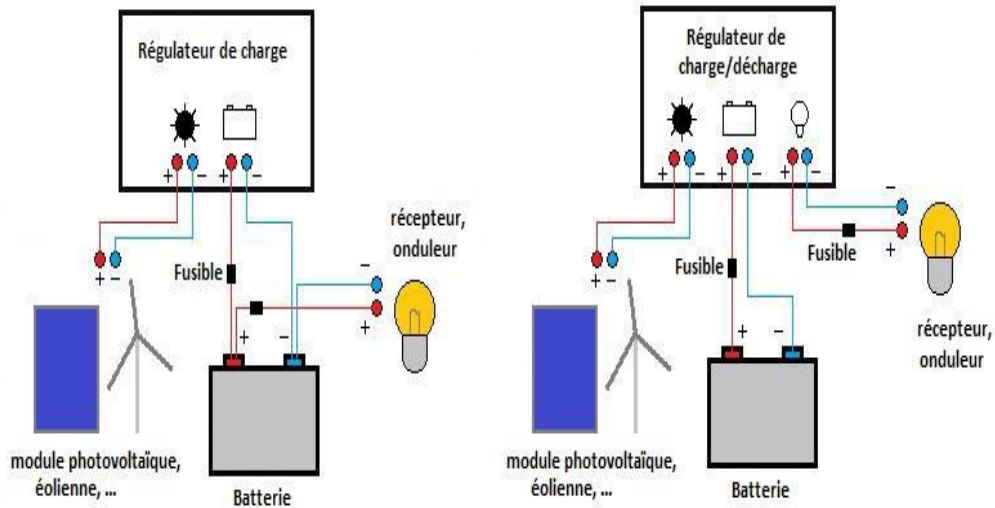


Figure II.19 : Connexion d'un régulateur [10].

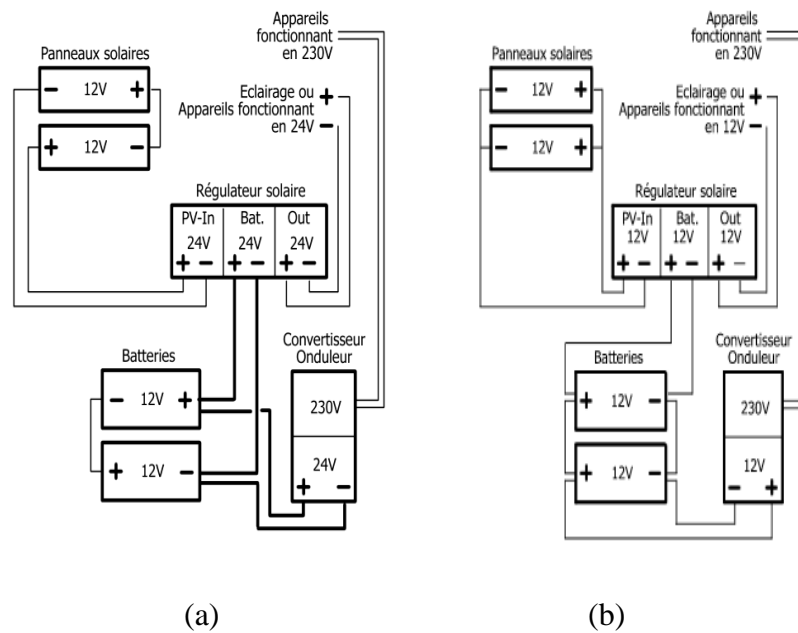


Figure II.20 : Exemples de montage d'une installation solaire autonome en 12V et 24V [34].

(a) Exemple :

- 2 panneaux solaires de 60W (12V-5A) = 120W (12V-10A) ;
- 2 batteries de 50Ah-12V = 100Ah-12V (1200Wh).

(b) Exemple :

- 2 panneaux solaires de 60W (12V-5A) = 120W (24V-5A) ;
- 2 batteries de 50Ah-12V = 50Ah-24V (1200Wh).

b) Types de régulateurs de charge

Selon la taille de l'installation photovoltaïque, il existe quatre types de régulateurs de charge/décharge à savoir [10] :

➤ Le régulateur shunt

Le régulateur détecte la tension de la batterie en sortie, si cette tension atteint un seuil prédéfini, 14.4 volts, il va dériver le courant du panneau solaire vers une résistance de faible valeur, court-circuit du panneau solaire, ce qui va faire chauffer le régulateur. Quand le panneau solaire est court-circuit, cycle de non charge, la tension de la batterie diminue alors jusqu'à ce que le régulateur permette à nouveau au panneau solaire de la recharger, ceci va créer un cycle de charges / non charge, plus la batterie est chargée, et plus les périodes de non charge sont fréquentes. La régulation par court-circuit, n'est utilisée que pour de petites installations.

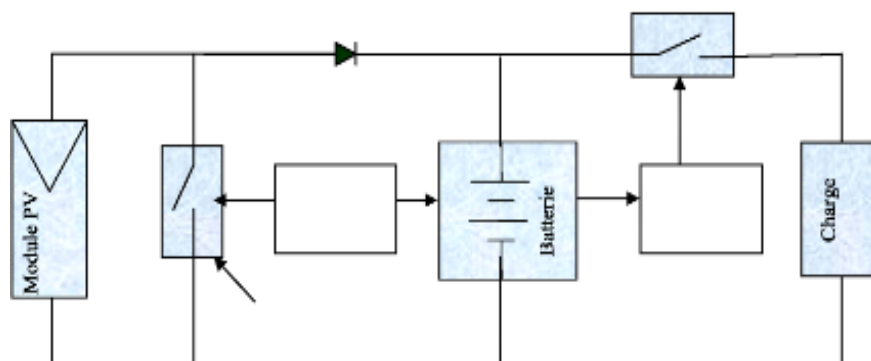


Figure II.21 : Schéma d'un régulateur shunt [10].

Typiquement le régulateur shunt peut fonctionner selon deux techniques de contrôle [10] :

1. La deuxième méthode «shunt linear design», si la tension V_{bat} atteint la valeur V_R , l'élément shunt interrompe le courant de charge d'une manière linéaire, figure (II.22.a) afin de maintenir la tension V_{bat} à une tension fixe ;
2. La première technique est une simple interruption «on/off» «shunt interrupting design», quand la tension V_{bat} atteint la tension de régulation V_R , le régulateur déconnecte complètement la batterie du panneau photovoltaïque, puis il la reconnecte si sa tension diminue à la valeur $VARV$ (arrayre connect voltage). Cette opération

continue de cette manière jusqu'à ce que la batterie s'approche de la pleine charge figure (II.22.b).

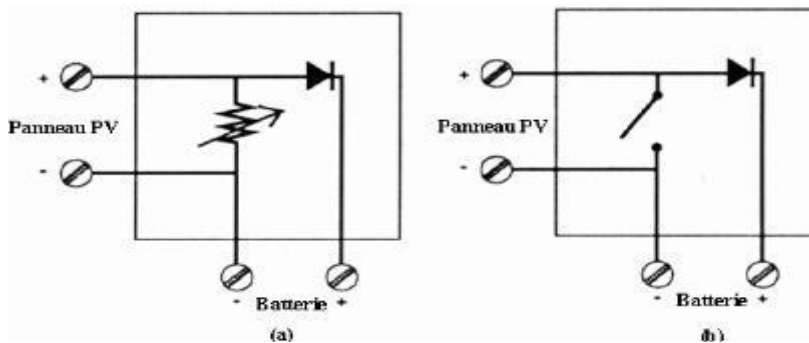


Figure II.22 : Techniques de fonctionnement d'un régulateur shunt [10].

➤ Le Régulateur série

Un circuit va mesurer la tension aux bornes de la batterie (par exemple batterie à 12V) si cette tension atteint un seuil prédéfini, 14.4 volts, le circuit va déconnecter la batterie du système de charge, ceci évite l'échauffement du régulateur solaire, dès que la tension aux bornes de la batterie tend à descendre le régulateur reconnecte la batterie au système. Régulation en circuit ouvert, c'est un fonctionnement du type série, petites et moyennes installations [10].

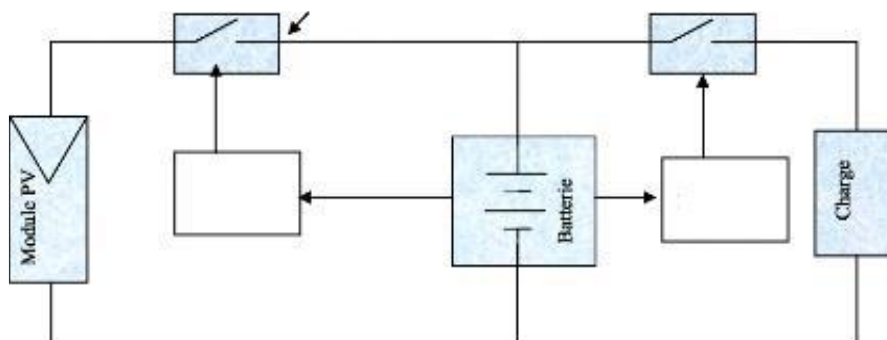


Figure II.23 : Schéma d'un régulateur série [10].

Le régulateur série peut fonctionner selon plusieurs méthodes soit :

1. Le régulateur déconnecte complètement la batterie du panneau photovoltaïque si sa tension atteint la tension de régulateur VR, puis il la reconnecte si sa tension diminue à la valeur VARV [35].
2. Par limitation linéaire du courant de charge afin de maintenir la tension de la batterie à la valeur VR [10].

➤ **Le Régulateur PWM**

Un circuit va mesurer la tension aux bornes de la batterie (exemple d'une batterie 12V) si cette tension atteint un seuil prédéfini, 14.4 volts, le circuit va déconnecter la batterie du système de charge, ceci évite l'échauffement du régulateur solaire, dès que la tension aux bornes de la batterie tend à descendre le régulateur reconnecte la batterie au système. Régulation en circuit ouvert, c'est un fonctionnement du type série, petites et moyennes installations [10].

c) Choix du régulateur

A partir de 15 watts, il faut installer un régulateur de charge. Celui-ci stabilise l'énergie solaire et protège la batterie des surcharges. La diode anti-retour intégrée au panneau empêche l'énergie de la batterie de repartir vers celui-ci. Il existe plusieurs modèles de régulateurs de différentes puissances.

Pour bien choisir le régulateur de charge, deux points essentiels [10] :

- la tension entre les panneaux et les batteries : le régulateur doit pouvoir accepter cette tension (en général 12V, 24V ou 48V). Les régulateurs acceptent des plages de tension plus ou moins larges ;
- L'intensité maximale du régulateur : l'intensité du régulateur (exprimée en ampères) doit être supérieure à l'intensité de court-circuit du ou des panneaux solaire auquel il est relié. Cette donnée est indiquée sur la notice de chaque panneau. Il est recommandé de prendre en plus une marge de sécurité de 10% à 20%.

II.11. Système de conversion

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu-continu), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu-alternatif) [36]. L'onduleur est un élément essentiel d'une installation photovoltaïque. C'est un dispositif d'électronique de puissance qui transforme l'énergie électrique CC issue des modules PV en énergie électrique AC, directement utilisable localement ou injectée sur le réseau. L'onduleur est généralement associé un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil.

L'installation d'un onduleur couple au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de l'énergie électrique pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau [37]. Les onduleurs connectés au réseau peuvent être de type : onduleurs centralisés, ou onduleurs string, ou onduleurs modules (voir figure II.24).

L'utilisation de chaque une dépend des paramètres d'installation et de branchement des modules photovoltaïques : branchement en série ou en parallèle, degrés d'inclinaison différents entre les modules, tension de sortie de l'installation, flux lumineux général, écart de puissance entre les modules [7].

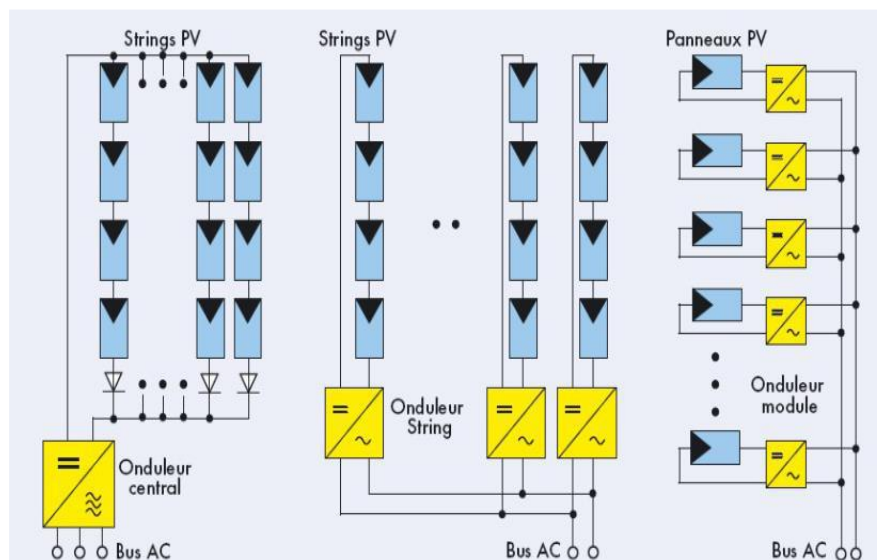


Figure II. 24 : Type d'onduleurs existants [7].

II.11.1. Onduleurs modulaires

Ce type d'onduleur vient se connecter directement à un module au niveau du boîtier de jonction (figure II.25). Les modules ainsi équipés sont connectés au niveau AC en parallèle [7].

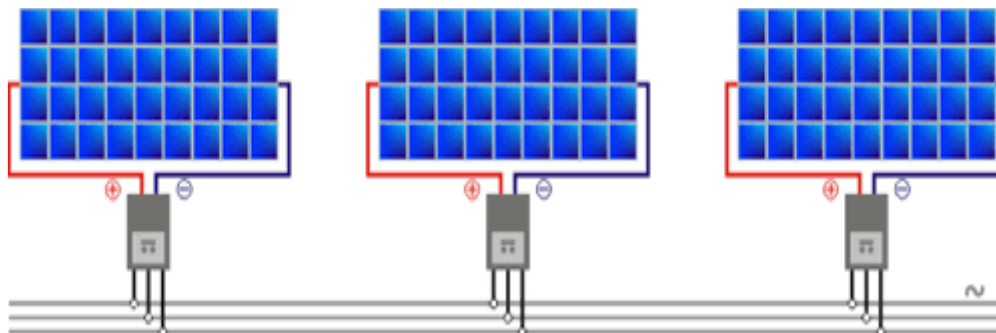


Figure II. 25 : Onduleur modulaire (un onduleur par panneau) [7].

II.11.2. Onduleurs centralisés

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de cellules solaires en courant alternatif (Figure II.26). 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 [7].

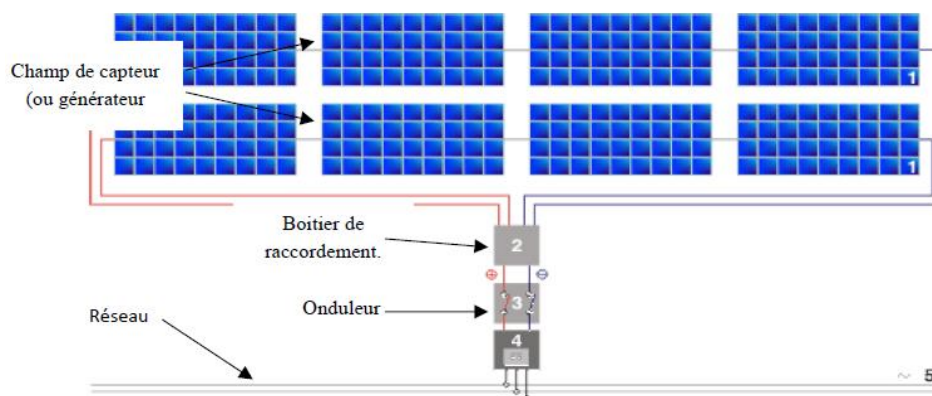


Figure II.26 : Onduleur central [7].

II.11.3. Les onduleurs de string

L'onduleur String est le plus utilisé. Le plus souvent, huit (ou plus) de modules solaires sont connectés en série (voir figure II.27). 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 de by-pass est fortement recommandé. Ces onduleurs qui peuvent parfois être installés en extérieur existent avec ou

sans transformateur intégré. Les modèles sans transformateur ont de plus hautes efficacités de conversion, les meilleurs modèles atteignant 98% contre 96% pour les modèles avec transfo, la figure suivant montre un onduleur par string (rangée de modules en série) [7].

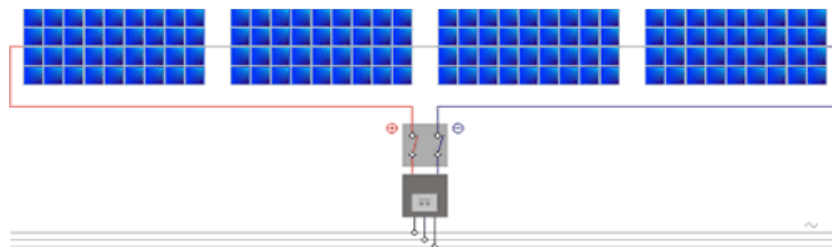


Figure II. 27 : Onduleur string [7].

II.12. Système de protection

Pour garantir une durée de vie importante d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules commerciaux afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en séries et de panneaux en parallèles. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles (figure II.28) [7].

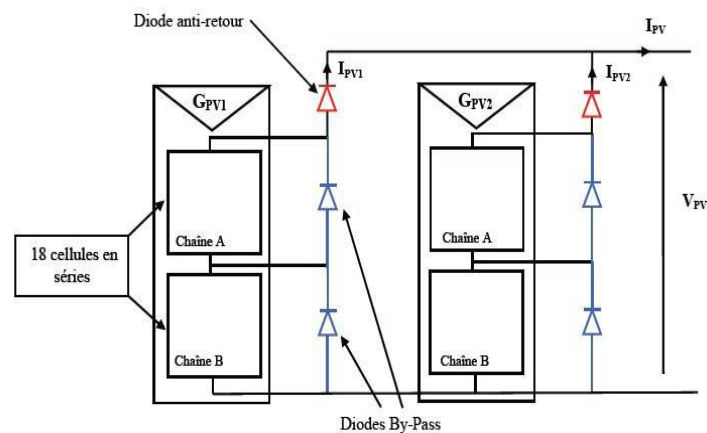


Figure II. 28 : Exemples d'association sécurisée de deux modules PV commerciaux en parallèles avec leurs diodes de protections [7].

II.12.1. Diode by-pass

La diode by-pass est connectée en antiparallèle avec un groupe de cellules, afin de protéger les plus faibles entre eux contre la polarisation inverse (voire la figure II.29) [7].

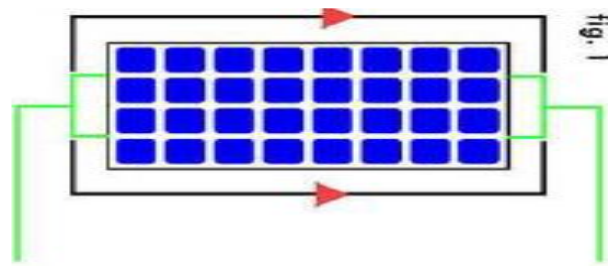


Figure II. 29 : Module de 36 cellules protégé par deux diodes de by-pass [7].

La présence des diodes by-pass a donc permis d’améliorer la performance du module. Pour des raisons technico-économiques, le nombre de diodes by-pass sur un module est généralement limité à 5 (figure II.30) [7].

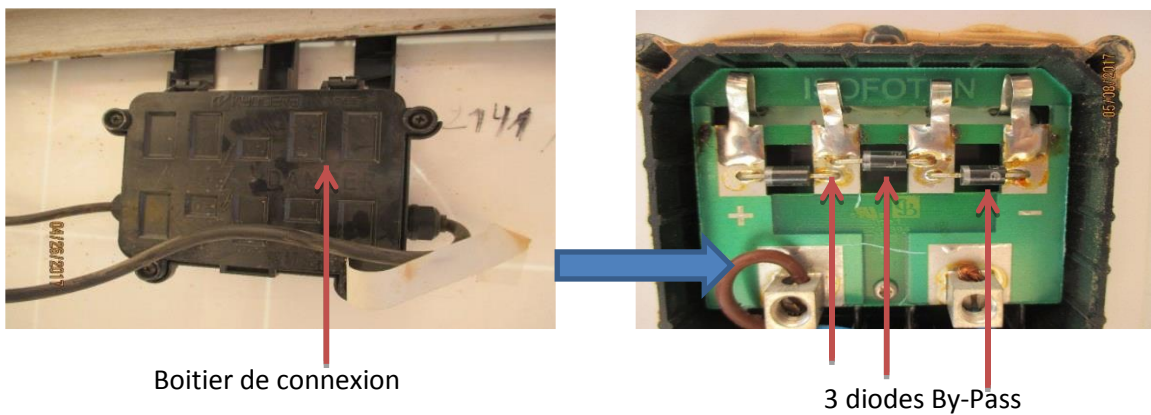


Figure II. 30 : l’emplacement de la diode by-pass (URAER).

II.12.2. Diode anti-retour

La diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV (voir figure II.31). Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit [38].

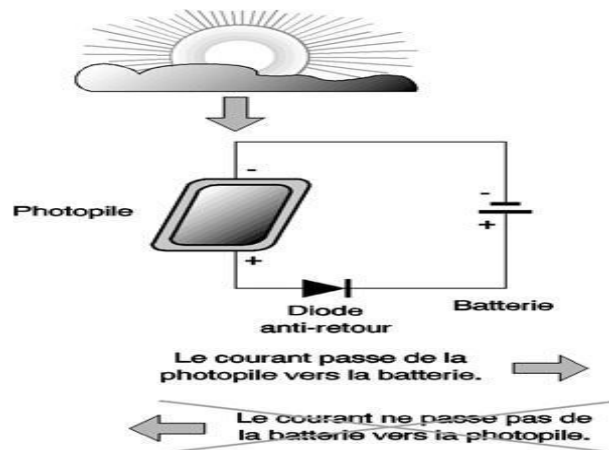


Figure II. 31 : Principe d’une diode anti-retour [38].

II.13. Avantages et Inconvénients de l'énergie PV

II.13.1. Les principaux avantages de l'énergie PV

- L'énergie PV est renouvelable et fiable car l'installation ne comporte pas de pièces mobiles ;
- Le caractère modulaire des panneaux PV permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt aux centaines de mégawatts ;
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé ;
- La technologie PV présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant et n'entraîne aucune perturbation du milieu ;
- Longue durée de vie des panneaux solaires et pas de risques électriques pour les usagers.

II.13.2. Les inconvénients de l'énergie PV

- La fabrication du module PV relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé ;
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs PV ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées ;
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru ;
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes ;
- Occupation d'un espace important pour les installations de grandes dimensions [39].

II.14. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur les systèmes photovoltaïques. Dans la première partie on a donné une description de la cellule PV avec une classification des systèmes photovoltaïques. La seconde partie du chapitre est consacrée aux composants du système PV et les avantages et les inconvénients de l'énergie PV.

Dans le chapitre prochain, on présentera la modélisation et simulation du système PV avec une étude expérimentale d'un lampadaire solaire.

Chapitre III : Modélisation et Simulation du système PV

III.1. Introduction

La modélisation est la conception d'un modèle selon son objectif et les moyens utilisés la modélisation est dite mathématique, géométrique, mécaniste...etc. Elle nécessite généralement d'être calée par des vérifications in situ lesquelles passent par le paramètre et le calibrage des modèle utilisés [26].

La simulation de la performance de système permet de tracer toutes les étapes de la conversion d'énergie à travers le système, toutes les opérations de simulation sont faites par le logiciel MATLAB/Simulink.

Dans ce chapitre, on va présenter deux circuits équivalents d'une cellule solaire afin de tracer les caractéristique courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) de la cellule PV en montrant l'influence des conditions météorologiques (éclairage et température) et une étude de modélisation du système photovoltaïque et simulation adapté par une commande MPPT numérique. Ce système est comprend un module photovoltaïque, un convertisseur « CC-CC », une commande MPPT ainsi qu'une charge résistive. Dans un second temps, nous présentons une étude expérimentale d'un lampadaire solaire installée au niveau de l'URAER.

III.2. Les modèles de la cellule PV

Une cellule solaire photovoltaïque est une diode électronique PN de grande surface qui, exposée à la lumière (photons), génère une tension électrique (volts) [40]. Le comportement des cellules photovoltaïques peut être modélisé avec un circuit équivalent. Ce circuit peut être utilisé pour une cellule individuelle, pour un module se composant de plusieurs cellules. Nous allons modéliser et simuler la cellule photovoltaïque, qui nous permettra de caractériser les comportements du GPV dans les conditions souhaitées.

Il existe plusieurs modèles qui ont été proposés pour représenter une cellule PV, on présentera deux modèles [7] :

- Modèle à une diode ;
- Modèle à deux diodes.

III.2.1. Modèle à une diode

Une cellule photovoltaïque idéale peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode (voir figure III.1).

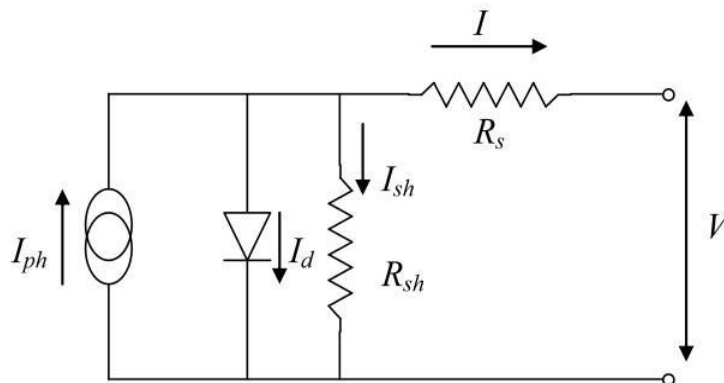


Figure III. 1 : Schéma équivalent d'une cellule PV [7].

En addition au modèle idéal, le modèle réel tient compte des propriétés résistives de la cellule qui sont modélisées par une résistance série mais aussi des courants de fuites modélisées par une résistance shunt [41].

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

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

- I_{ph} photo-courant [A], proportionnel à l'éclairement E, avec correction selon T :

$$I_{ph} = \frac{E}{E_{STC}} [I_{ph,STC} + K_i (T - T_{STC})] \quad (III.2)$$

Avec :

E et E_{STC} : éclairement effective et de référence [W/m²] ;

T et T_{STC} : Température effective et de référence [K] ;

$I_{ph,STC}$ (I_{cc}) : Le courant photonique sous condition de référence [A] ;

K_i : Coefficient de température de I_{ph} [A/K].

- Le courant de jonction I_d (courant traversant la diode) est donné par :

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{a \cdot K \cdot T}} - 1 \right) \quad (III.3)$$

- Le courant de saturation inverse de la diode en [A], est supposé variable avec la température selon l'expression :

$$I_0 = \left(\frac{T}{T_{STC}} \right)^3 \cdot \exp \left[\left(\frac{q \cdot E_g}{a \cdot K \cdot T} \right) \cdot \left(\frac{1}{T_{STC}} \right) - \left(\frac{1}{T} \right) \right] \quad (III.4)$$

Où :

E_g est l'énergie de Gap de la cellule ;

(E_g de : Silicium cristallin = 1.12 eV, Silicium amorphe = 1,7 eV, CIS = 1.03 eV et CdTe = 1.5 eV).

- Le courant dérivé par la résistance shunt est :

$$I_{sh} = \frac{V+I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (III.5)$$

A partir de l'équation précédente, on obtient l'expression de courant I :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V+R_s I}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V+I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (III.6)$$

$$V_t = \frac{a \cdot K \cdot T}{q} \quad (\text{III.7})$$

Avec :

I : Courant fourni par la cellule [A] ;

V : Tension à la borne de la cellule [V] ;

V_t : Tension thermique de la diode (V), Elle dépend de :

q : La charge électrique élémentaire $1.602 \cdot 10^{-19}$ Coulomb [C] ;

K : Constante de Boltzmann = $1.38 \cdot 10^{-23}$ [J/K] ;

T : Température de la cellule [K] ;

a : Le facteur d'idéalité de diode (1 à 2).

Pour un module :

$$V_t = \frac{n_s \cdot a \cdot K \cdot T}{q} \quad (\text{III.8})$$

n_s : le nombre de cellules connectées en série ;

R_s : Résistance série (Ω) ;

R_{sh} : Résistance shunts (ou parallèle) (Ω).

La résistance série et parallèle d'un module sont :

$$R_S = n_s \cdot R_{s,c} ; R_{Sh} = n_s \cdot R_{sh,c} \quad (\text{III.9})$$

Les conditions de référence E et E_{ref} : sont les conditions extérieures pour lesquelles sont spécifiées les données de base utilisées pour l'établissement du modèle (V_{co} , I_{co} , V_{mpp} , I_{mpp}), se sont, soient les spécifications du fabricant, toujours données aux STC (Standard Test Conditions, 1000 W/m^2 , 25°C , spectre AM1.5), soient des valeurs issues d'une mesure du module [42].

III.2.2. Modèle à deux diodes

Dans ce modèle une diode supplémentaire est mise en parallèle au circuit du modèle simple d'une diode (figure III.2) pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction P-N.

Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau [43].

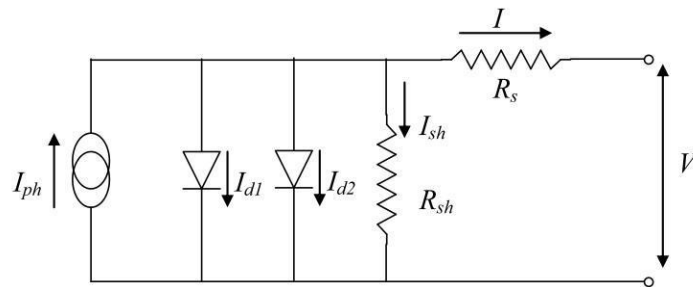


Figure III. 2 : Schéma équivalent d'une cellule PV Modèle à deux diodes [7].

Ce modèle est plus exact que le modèle simple d'une diode (cette diode est incluse pour fournir une courbe caractéristique (I-V) bien plus précise), mais en raison de la difficulté de la résolution de l'équation du courant, le modèle simple d'une diode est préféré, Par la loi de Kirchhof on obtient [44] :

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (III.10)$$

Avec :

I_{ph} : Courant photonique ;

I_{d1} : Courant de diode 1 ;

I_{d2} : Courant de diode 2.

Le courant délivré à la charge sous une tension V est donné par la relation :

$$I = I_{ph} - I_{01} \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{a_1 \cdot K \cdot T}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{a_2 \cdot K \cdot T}} - 1 \right) - \frac{V+I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (III.11)$$

Avec :

I_{01} : Courant d'obscurité de la première diode ;

I_{02} : Courant d'obscurité de la deuxième diode ;

a_1 : Coefficient d'idéalité de la diode D1 ;

a_2 : Coefficient d'idéalité de la diode D2 ;

I_{ph} : Courant photonique ;

R_s : La résistance série ;

R_{sh} : La résistance shunt.

Dans notre travail on se limite au modèle à une diode.

III.3. Modélisation du module PV

Le modèle de simulation du module PV, développé sous Matlab/Simulink® est présenté ci-dessous. La première simulation a été effectuée avec les paramètres d'estimation du mémoire [7] du panneau photovoltaïque. Les caractéristiques de ce module sont présentées dans le tableau suivant :

Les valeurs des paramètres de module sont énumérées aux Tableau III.1 :

Tableau III.1 : les résultats obtenus après la simulation

Les résultats de l'estimation	
Paramètres	Méthode (expérimentale)
Résistance série R_s (Ω)	0.50
Résistance shunt R_{sh} (Ω)	82
Courant de saturation inverse (A)	6.43
Courant photonique (A)	/

La Figure (III. 3) montre le Schéma de simulation de module PV en matlab /Simulink.

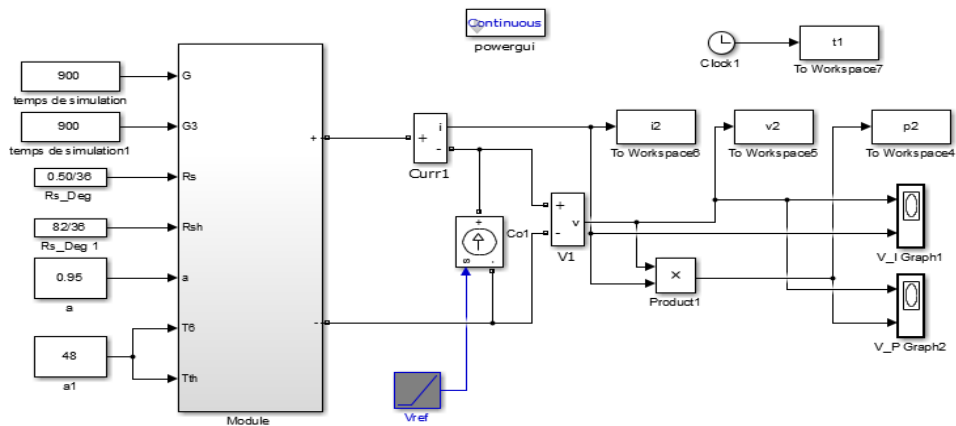


Figure III. 3 : Schéma de simulation de module PV en matlab /Simulink.

- Les résultats de simulation du module photovoltaïque représentent par les figures (III. 4) à (III. 5). Ces figures représentent les caractéristiques (I-V) et (P-V) pour différentes températures et différents éclaircements.

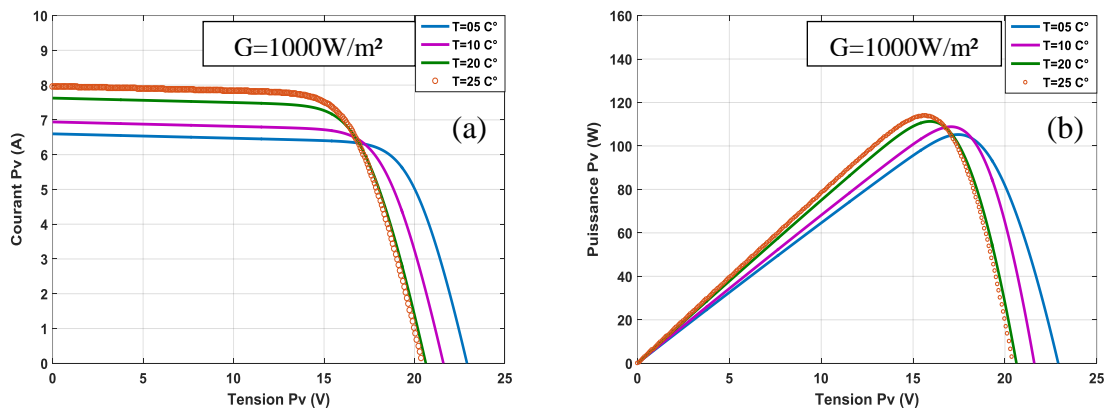


Figure III. 4: Résultats de simulation des caractéristiques ((a) : (I-V) et ((b) : (P-V)), pour différentes températures et un éclairciment $G=1000W/m^2$.

La figure (III. 4) montre que la tension à vide d'un module photovoltaïque diminue avec l'augmentation de la température du module PV. Le courant de court-circuit, par contre, augmente légèrement avec la température du module PV (de la cellule solaire).

On peut remarquer sur la figure (b) que l'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible.

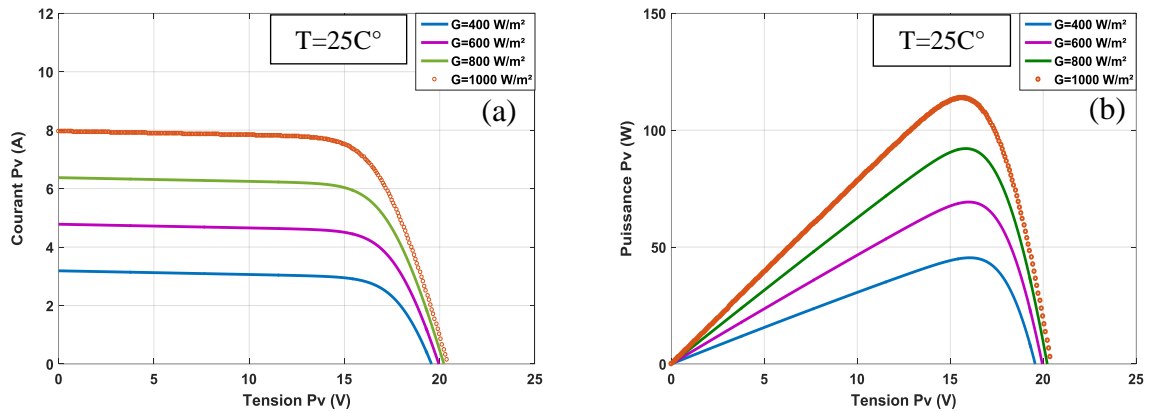


Figure III. 5 : Résultats de simulation des caractéristiques ((a) : (I-V)) et ((b) : (P-V)), pour différents éclairement et une température $T=25^{\circ}\text{C}$.

➤ La figure (III. 5) montre l'influence de l'éclairement sur les caractéristiques I-V et P-V.

A une température constante, on constate que le courant subit une variation importante, mais par contre la tension varie légèrement. Car le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement alors que la tension de circuit ouvert est une fonction logarithmique.

III.4. Validation Expérimentale

L'un des objectifs de ce travail est l'étude expérimentale du module PV dans des conditions de fonctionnement réelles. Pour les essais sur terrain nous avons choisi un panneau solaire (multi- cristallin) que nous avons installé sur le toit de l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER) à Ghardaïa. Des mesures expérimentales ont été effectuées en utilisant le panneau connecté au Solmetric I-V Curve Tracer avec SolSensorTM (voir Figure III.6). Il mesure les courbes courant-tension (I-V) des panneaux photovoltaïques et compare immédiatement les résultats aux prévisions des modèles PV intégrés.

La figure (III. 6) représente un schéma bloc représentatif du système de mesure utilisé dans ce travail.

- Un module PV ;
- Capteurs (température et éclairement) ;
- Charge électronique PVA 600 PV Analyser ;
- Système d'acquisition des données.



Capteurs (température et éclairement).



Module PV (Module KYOCER KC125).



Charge électronique PVA 600 PV Analyzer. Système d'acquisition des données (PC).



Figure III. 6 : Banc d'essais de caractérisation (URAER).

III.4.1. Résultats expérimentaux

Les figures (III. 7) et (III. 8) montrent les courbes caractéristiques I-V (Courant-Tension) et P-V (Puissance-Tension) obtenues pour un module PV (KYOCER KC125).

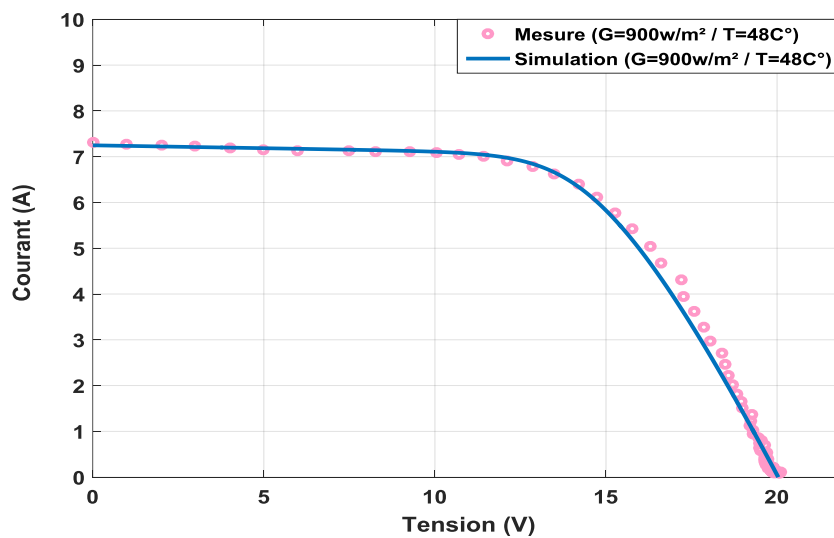


Figure III. 7 : Caractéristiques (I-V) expérimentale et simulé (KYOCER KC125).

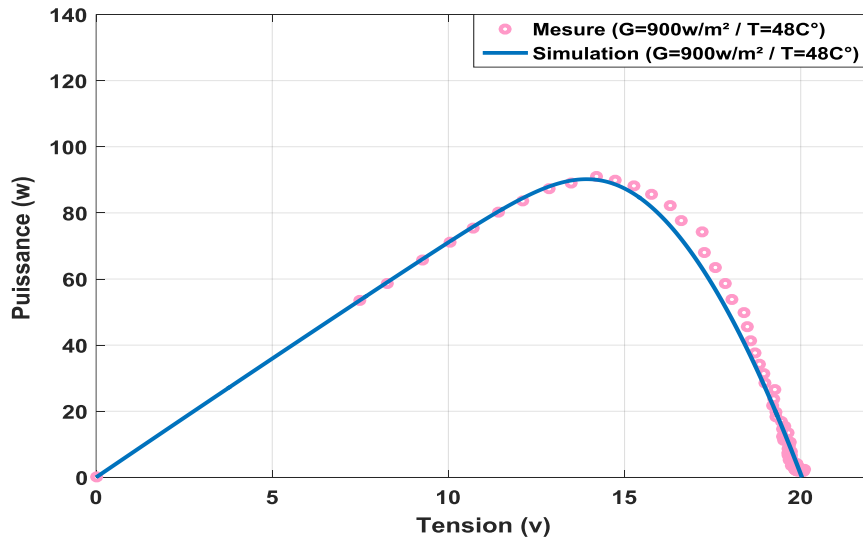


Figure III. 8 : Caractéristiques (P-V) expérimentale et simulé (KYOCER KC125).

✓ Nous constatons que le modèle est en bon accord avec les données expérimentales.

III.5. Les convertisseurs CC-CC (hacheurs)

Les hacheurs sont des convertisseurs du type continu-continu permettant de contrôler la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé [45].

Les hacheurs présentent une partie essentielle dans le dispositif de commande d'un champ photovoltaïque. Ils permettent de délivrer une tension continue variable à partir d'une source de tension continue constante [2].

III.5.1. Les types des convertisseurs CC-CC

Les hacheurs CC-CC sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue à amplitude variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension CC constante. Les trois configurations de base sont [46] :

- ❖ hacheur survolteur (hacheur survolteur ou parallèle) ;
- ❖ hacheur dévolteur (ou série) ;
- ❖ hacheur dévolteur- survolteur (hacheur série-parallèle).

Dans notre travail, on se limite au hacheur type survolteur qui est également connu sous le nom d'élévateur de tension.

III.5.2. Hacheur survolteur (ou Boost)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie V_s est supérieure à celle de l'entrée V_e . Cette structure demande un interrupteur commandé et en parallèle avec la source, voir (Figure III. 9).

Le montage le plus simple consiste à mettre périodiquement en court-circuit la résistance R pendant une durée $t = \alpha T_f$ bien déterminée, cette mise en court-circuit est assurée par un hacheur branché en parallèle avec la résistance.

Ce hacheur comporte trois composants essentiels : Une inductance L , une capacité C et un interrupteur qui peut prendre deux états, $U=1$ et $U=0$ [3].

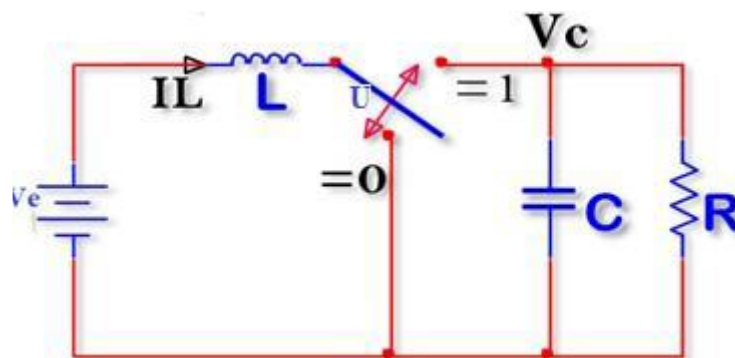


Figure III. 9 : Schéma de principe d'un hacheur parallèle (survolteur) [3].

Pour un rapport cyclique « α » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne et le courant à la sortie sont donnés par [46] :

$$V_s = \frac{V_e}{1-\alpha} \quad (III.12)$$

$$I_s = (1 - \alpha)I_e \quad (III.13)$$

Le rapport cyclique α est compris entre 0 et 1 donc la tension de sortie V_s est nécessairement supérieure à la tension d'entrée V_e [2].

Les équations (III.14) et (III.15) donnent respectivement l'expression de la capacité (qui a pour rôle respectif de diminuer l'ondulation de la tension d'entrée et de sortie du hacheur) et de l'inductance du filtre [47].

$$C = \frac{\alpha V_s}{f_s R \Delta V} \quad (III.14)$$

$$L = \frac{\alpha V_e}{f_s R \Delta I} \tag{III.15}$$

Dans ces relations :

α : le rapport de cycle ;

f_s : la fréquence du mosfet ;

ΔV : la limite de tension tolérable ;

ΔI : la limite de courant tolérable ;

R : la résistance de la charge.

On s’aperçoit que le hacheur survolteur est le sujet de nombreuses réflexions et ressort le plus fréquemment dans la littérature pour une conversion CC/CC. En effet en prenant en compte les caractéristiques des différents hacheurs CC/CC, le survolteur, de par sa simplicité, son faible coût et son rendement élevé, est la structure retenue pour réaliser la plupart des hacheurs CC/CC photovoltaïques.

Dans le cas où la puissance générée du générateur photovoltaïque est plus forte il faut intéresser à ce type d’hacheur pour augmenter la tension d’entrée de l’onduleur [3].

Egalement la fréquence du mosfet utilisée dans la littérature est généralement 50 kHz [47].

III.5.3. Etude du hacheur survolteur d’un système photovoltaïque

III.5.3.1. Représentation d’un hacheur survolteur PV

Dans ce cas, la tension d’entrée du hacheur survolteur représente la tension du module photovoltaïque (la Figure III. 10) [3].

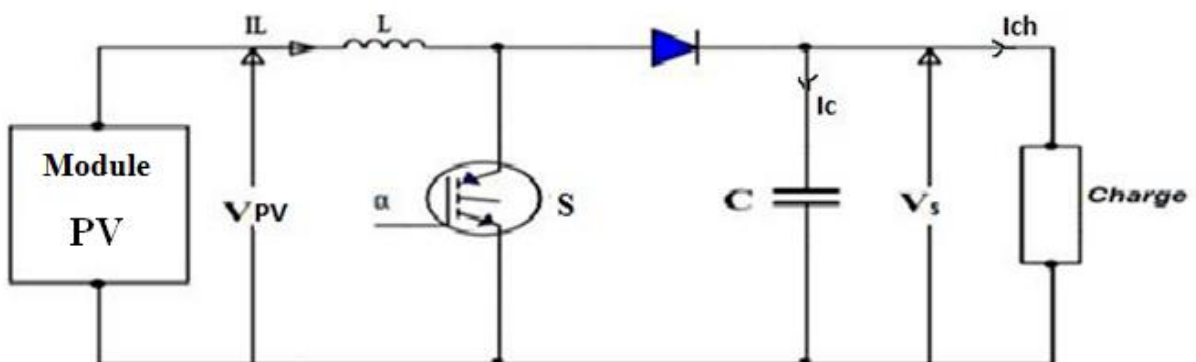


Figure III. 10 : Schéma d’un hacheur parallèle raccordé au générateur photovoltaïque [3].

L'étude qui suit est basée sur les hypothèses suivantes [2] :

- ✓ La tension d'alimentation V_{pv} est parfaitement continue et constante ;
- ✓ La valeur du condensateur C est suffisamment grande afin de pouvoir considérer la tension de sortie V_s comme continue et constante ;
- ✓ Les composants sont idéaux.

La résistance à la sortie du panneau PV (R_{pv}) en fonction de α et R_{ch} :

$$R_{ch} = \frac{R_{pv}}{(1-\alpha)^2} \quad (III.16)$$

Dans les conditions optimales et pour une charge R_{ch} égale la résistance de l'entrée R_{pv} , le rapport cyclique ($\alpha = 0$).

Aussi, le rapport cyclique α s'écrit en fonction des résistances R_{pv} et R_{ch} :

$$\alpha = 1 - \sqrt{\frac{R_{pv}}{R_{ch}}} \quad (III.17)$$

Puisque le rapport α est inférieur à 1 ($\alpha < 1$), le hacheur ne joue le rôle d'un élévateur que si la charge R_{ch} remplit la condition suivante : $R_{ch} > R_{pv}$

Les différents signaux des grandeurs de hacheur survolteur sont illustrés dans la figure (III. 11).

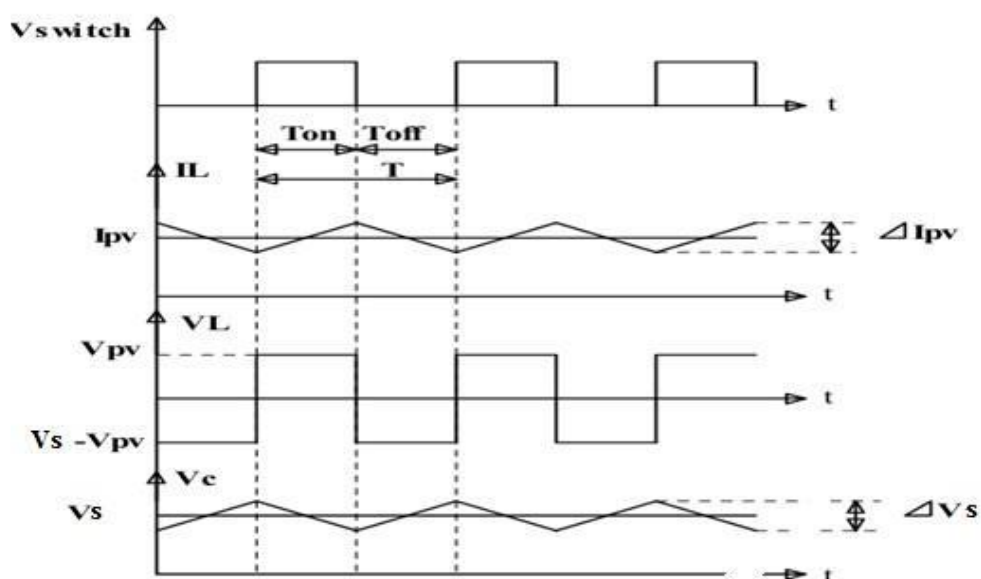


Figure III. 11 : Formes typiques des ondes du hacheur survolteur [3].

Pendant le fonctionnement du hacheur, le transistor sera commuté à une fréquence constante f_s avec un temps de fermeture $t_{on} = \alpha T_s$ et un temps d'ouvertures $t_{off} = (1-\alpha)T_s$, où :

- $T_s = 1/f_s$: est la période de commutation ;
- α : le rapport cyclique du commutateur [2].

III.5.3.2. Modélisation d'un hacheur survolteur

La modélisation de ce hacheur passe par l'analyse des différentes séquences de fonctionnement que nous supposons de durées fixées par la commande [3].

Selon l'état de l'interrupteur S, on peut distinguer deux séquences de fonctionnement [2] :

- **Première séquence de conduction [0 à αT] :** lorsque l'interrupteur S est fermé et la diode est polarisée en inverse ($V_{diode} = -V_s$). Durant cette séquence, le courant traversant l'inductance L va augmenter linéairement et une énergie stockée dans l'inductance. La charge est totalement isolée du module PV ;
- **Deuxième séquence de conduction [αT à T] :** lorsque l'interrupteur S est ouvert et la diode est fermé. Durant cette séquence, la charge est reliée directement au module PV à travers de l'inductance L.

Selon sa capacité de stockage de l'énergie et la durée relative de la période de commutation, on peut distinguer trois régimes de conduction pour l'hacheur :

- ✓ La conduction continue qui correspond au cas où le courant IL traversant l'inductance ne s'annule jamais ;
- ✓ La conduction discontinue qui correspond au cas où le courant IL traversant l'inductance s'annule avant la prochaine phase active ;
- ✓ La conduction critique qui définit la limite entre les deux modes de fonctionnement précédents.

Dans la suite de cette étude seule le régime de conduction continue est envisagé [2].

III.5.4. Commande MLI du hacheur

Le signal de contrôle de l'interrupteur S par la technique MLI (modulation de largeur d'impulsion) est le résultat de la comparaison entre le rapport cyclique α et celui généré par un générateur triangulaire, ou en dent de scie, de fréquence fixée par le fonctionnement du hacheur comme le montre la figure (III. 12) [2].

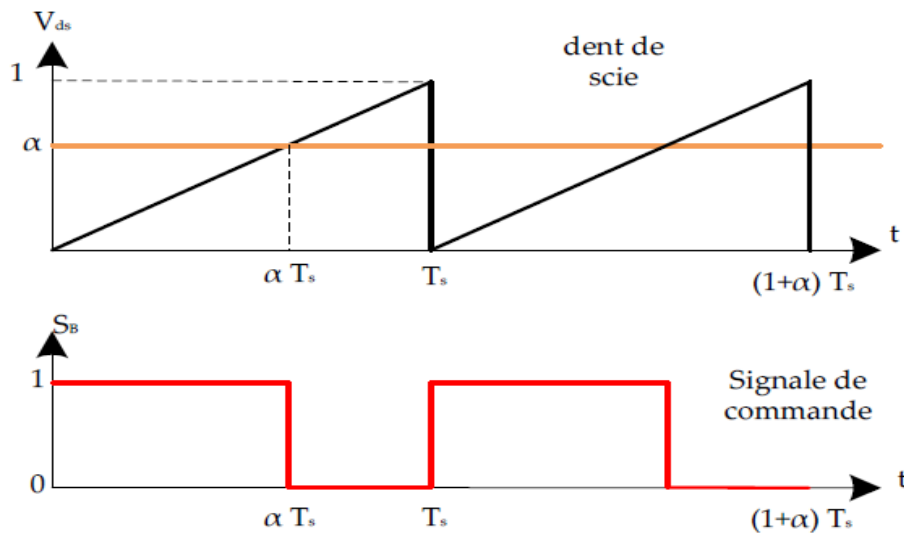


Figure III. 12 : Génération des impulsions de commande du hacheur [2].

La génération des impulsions de commande s'effectue comme suit :

- ✓ Si $\alpha > V_{ds}$ alors $S_B = 1$, l'interrupteur S est fermé (séquence 1) ;
- ✓ Si $\alpha < V_{ds}$ alors $S_B = 0$, l'interrupteur S est ouvert (séquence 2).

III.5.5. Technique de commande de l'PPM

III.5.5.1. Définition

Dans un système photovoltaïque comprenant une source photovoltaïque et une charge, la recherche du point de fonctionnement optimal par des techniques d'optimisation représente une étape importante. Cette technique de commande est souvent nommée dans la littérature « Recherche du Point de Puissance Maximum » (PPM) [2].

Par définition, une commande PPM, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un générateur PV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quelque soient les conditions météorologiques (température et irradiation), et quelle que soit la tension de la batterie, la commande du hacheur place le système au point de fonctionnement maximum [48].

III.5.5.2. Hacheur Pour la poursuite du point de puissance maximum (PPM)

Pour la maximisation de puissance de la source PV, en intercalant un quadripôle d'adaptation qui est un hacheur d'énergie CC-CC entre la source PV et la charge et avec le contrôle rigoureux du rapport cyclique de ce dernier, Cette adaptation se réalise en cherchant de façon automatique le PPM du panneau PV et un suivi continu de la puissance maximale est

assuré. Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal. Ce système d'adaptation est couramment appelé PPM (Point de Puissance Maximum). Son rendement se situe entre 90 et 95% [23].

La Figure (III. 13) représente la chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque associée à une commande PPM.

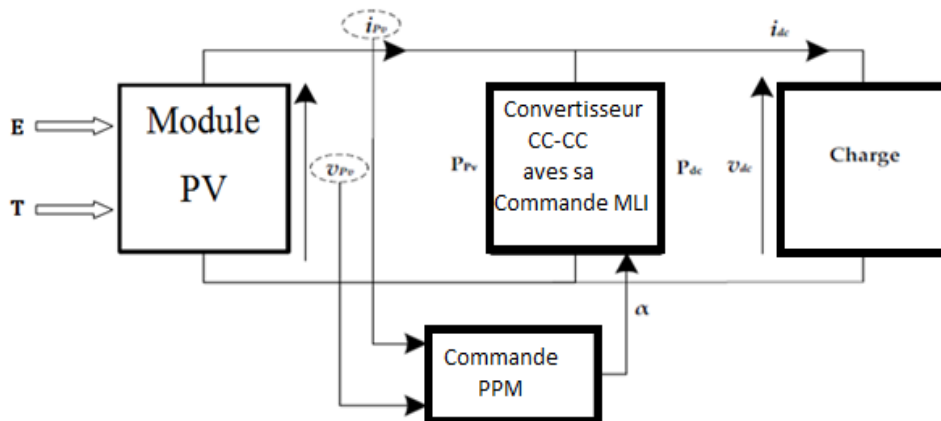


Figure III. 13 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque associée à une commande PPM.

On utilise le hacheur de type CC/CC dans la partie Contrôle du système photovoltaïque car il est facile à contrôler par leurs rapports cyclique en utilisant un signal MLI. Ici, on utilise le hacheur survolteur comme interface de puissance à contrôler par le régulateur PPM, afin d'adapter la tension de sortie du hacheur à la tension requise par la charge [49].

Du fait du non linéarité de la caractéristique I-V, le circuit PPM oblige le système à fonctionner en permanence sur le point à puissance maximale du générateur, une fois l'éclairement ou la température change. Le hacheur capte alors la puissance électrique absorbée selon une période d'échantillonnage, et commence à incrémenter ou décrémente le rapport cyclique α pour annuler le gradient de la puissance P [50].

En effet, ces dispositifs permettent aujourd'hui d'adapter et d'optimiser la production photovoltaïque par le biais de hacheurs de puissance CC-CC insérés entre les modules photovoltaïques et l'entrée de l'onduleur. Généralement, ces étages disposent de commandes de gestion électrique plus ou moins complexes permettant d'adapter la tension PV à la tension d'entrée de l'onduleur [3].

III.5.5.3. Le principe de fonctionnement du PPM d'un générateur PV

La commande PPM permet de chercher le point de fonctionnement optimal du module photovoltaïque dans les conditions météorologiques variables. Ceci est basé sur la variation automatique du rapport cyclique α du signal qui commande le convertisseur d'énergie, à une valeur adéquate de manière à maximiser la puissance à la sortie du module [51].

Pour savoir l'efficacité de la technique du PPM, on définit le rendement PPM (η_{PPM}) comme suit [3] :

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{in}}{P_{Max}} \quad (III.18)$$

Il donne le % de pertes de puissance d'un module PV (P_{IN}), qui correspond à l'entrée de l'étage d'adaptation, par rapport à la fourniture de la puissance maximale qu'il pourrait produire (P_{MAX}) [40]. Pour transférer la puissance électrique produite, le mode de transfert utilisé peut présenter plus ou moins un taux de pertes lié à sa constitution. Nous définissons pour qualifier ces étages de conversion électrique-électrique et de transfert, le rendement de conversion d'un étage d'adaptation noté (η_{conv}) permettant d'évaluer les pertes liées à la conversion de puissance associée à l'étage d'adaptation [3].

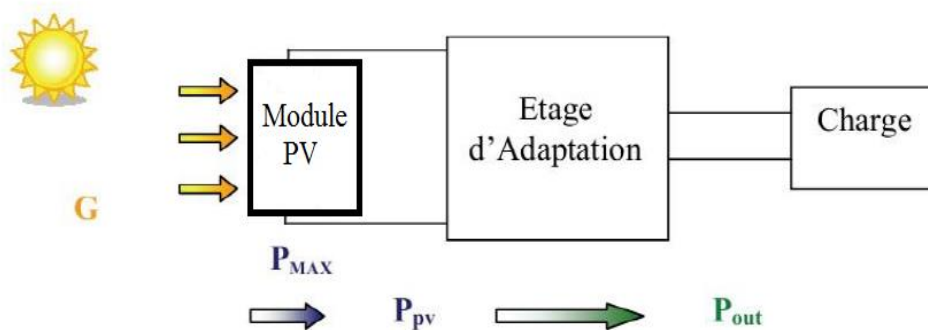


Figure III. 14 : Chaîne de conversion photovoltaïque.

Ce type de rendement dépend du temps et des conditions de fonctionnement. Il est nécessaire, pour obtenir une grande précision sur cette grandeur, d'effectuer les mesures de courant et de tension en entrée et en sortie de l'étage au même instant garantissant ainsi la connaissance précise du transfert de puissance effectué à un instant donné.

$$\eta_{conv} = \frac{P_{out}}{P_{pv}} \quad (III.19)$$

Le rendement global de la chaîne de conversion photovoltaïque, noté (η_{total}), peut donc être défini comme le produit des trois rendements précédemment définis sur le même intervalle de temps.

$$\eta_{\text{tot}} = \frac{P_{\text{max}}}{G \times S} \times \frac{P_{\text{pv}}}{P_{\text{max}}} \times \frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{pv}}} \quad (\text{III.20})$$

Ce rendement traduit la capacité de la totalité d'une chaîne PV à produire plus ou moins de l'énergie électrique. Cela permet également de comprendre la différence entre un rendement effectué en laboratoire sur des matériaux et des cellules PV sous température et irradiation contrôlées et le rendement réel des GPV installés fonctionnant en conditions réelles [40].

III.5.5.4. Différentes techniques d'PPM

Afin d'extraire Le maximum de puissance d'un panneau solaire, on peut raisonner sur plusieurs et différentes méthodes de commandes PPM existent et font appel à des algorithmes plus ou moins complexes en fonction des critères de précision et de rapidité exigés.

Certains systèmes sont précis mais peu rapides, d'autres sont plus rapides mais moins efficaces. Les différentes méthodes de maximisation de puissance sont classées en deux catégories : les méthodes indirectes et les méthodes directes [52].

III.5.5.4.1. Les méthodes indirectes

Les méthodes indirectes utilisent des bases de données regroupant les caractéristiques du champ photovoltaïque dans différentes conditions climatiques (température, ensoleillement, etc.) mais aussi des équations mathématiques empiriques permettant de déterminer le point de puissance maximum.

Ces méthodes sont souvent propres à chaque type de panneau et donc difficile à généraliser. Parmi elles, on peut citer [52] :

- la méthode d'ajustement de courbe ;
- la méthode « look-up table » ;
- la méthode de la tension de circuit ouvert du générateur ;
- la méthode de court-circuit.

III.5.5.4.2. Les méthodes directes

Les méthodes directes sont des méthodes qui utilisent les mesures de tension et de courant du champ et dont l'algorithme est basé sur la variation de ces mesures.

L'avantage de ces algorithmes est qu'ils ne nécessitent pas une connaissance préalable des caractéristiques du champ PV.

Parmi ces méthodes, on retrouve la méthode de différenciation, la méthode Perturbation & Observation (P&O) et l'incrémentation de conductance.

Chacune de ces techniques à ces propres avantages et inconvénients du point de vue simplicité, efficacité et robustesse [3].

Toutes ces méthodes sont présentées dans la référence [52]. Dans notre travail, on se limite à la méthode de Perturbation et observation (P&O), qui est facile, très simple à implanter, et de bon rendement.

III.5.5.4.2.1. Méthode Perturbation & Observation (P&O)

III.5.5.4.2.1.1. Définition

C'est l'algorithme de poursuite du PPM le plus utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de V_{ref} où en agissant directement sur le rapport cyclique du hacheur CC/CC, puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie du panneau.

Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ du Panneau est supérieure à la valeur précédente $P(k-1)$, alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent [3].

III.5.5.4.2.1.2. Le fonctionnement de l'algorithme P&O

Le principe des commandes PPM de type P&O consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte [2].

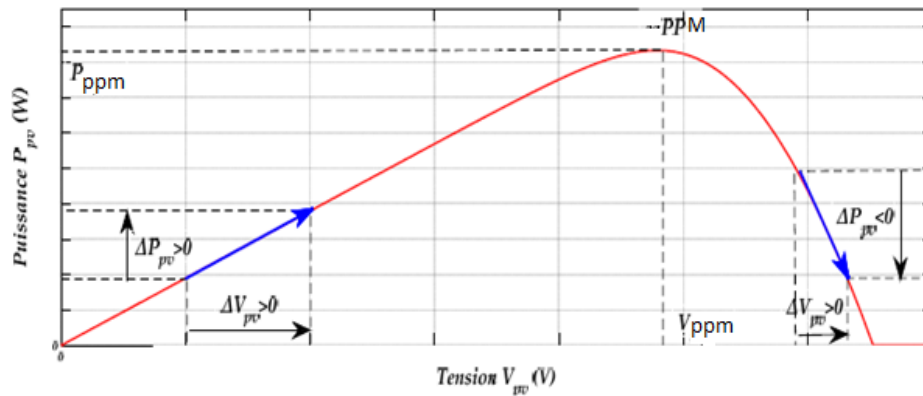


Figure III. 15 : Caractéristiques de fonctionnement de la méthode de P&O [2].

Ainsi, comme l'illustre la figure (III. 15) pour différentes zones de fonctionnement, 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 trouve à gauche du PPM. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande [2].

On résume cette figure dans quatre cas à savoir [2] :

➤ **Premier cas : $\Delta P_{pv} > 0$ et $\Delta V_{pv} > 0$**

Dans ce cas le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM, en plus ΔV_{pv} est positive, on est donc dans la bonne direction. Pour la prochaine itération, on augmente la tension du champ photovoltaïque. Ceci peut être réalisé par une diminution du rapport cyclique. Soit donc :

$$\alpha(k) = \alpha(k - 1) - \Delta\alpha \tag{III.21}$$

➤ **Deuxième cas : $\Delta P_{pv} > 0$ et $\Delta V_{pv} < 0$**

Le point de fonctionnement se trouve à droite du PPM, en plus ΔV_{pv} est négative, la recherche du PPM se fait dans la bonne direction. On va donc pour la prochaine itération continuer à diminuer la tension (donc à augmenter le rapport cyclique). Soit donc :

$$\alpha(k) = \alpha(k - 1) + \Delta\alpha \tag{III.22}$$

➤ **Troisième cas : $\Delta P_{pv} < 0$ et $\Delta V_{pv} < 0$**

Le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM, et comme ΔV_{pv} est négative on se dirige dans le mauvais sens. Lors de la prochaine itération on doit corriger le sens de la recherche en augmentant la tension. Soit donc :

$$\alpha(k) = \alpha(k - 1) - \Delta\alpha \tag{III.23}$$

➤ **Quatrième cas : $\Delta P_{pv} < 0$ et $\Delta V_{pv} > 0$**

Le point de fonctionnement actuel est à droite du PPM, en plus ΔV_{pv} est positive, la recherche se fait donc dans la mauvaise direction. Pour la prochaine itération, on va diminuer la tension (donc augmenter le rapport cyclique). Soit donc :

$$\alpha(k) = \alpha(k - 1) + \Delta\alpha \tag{III.24}$$

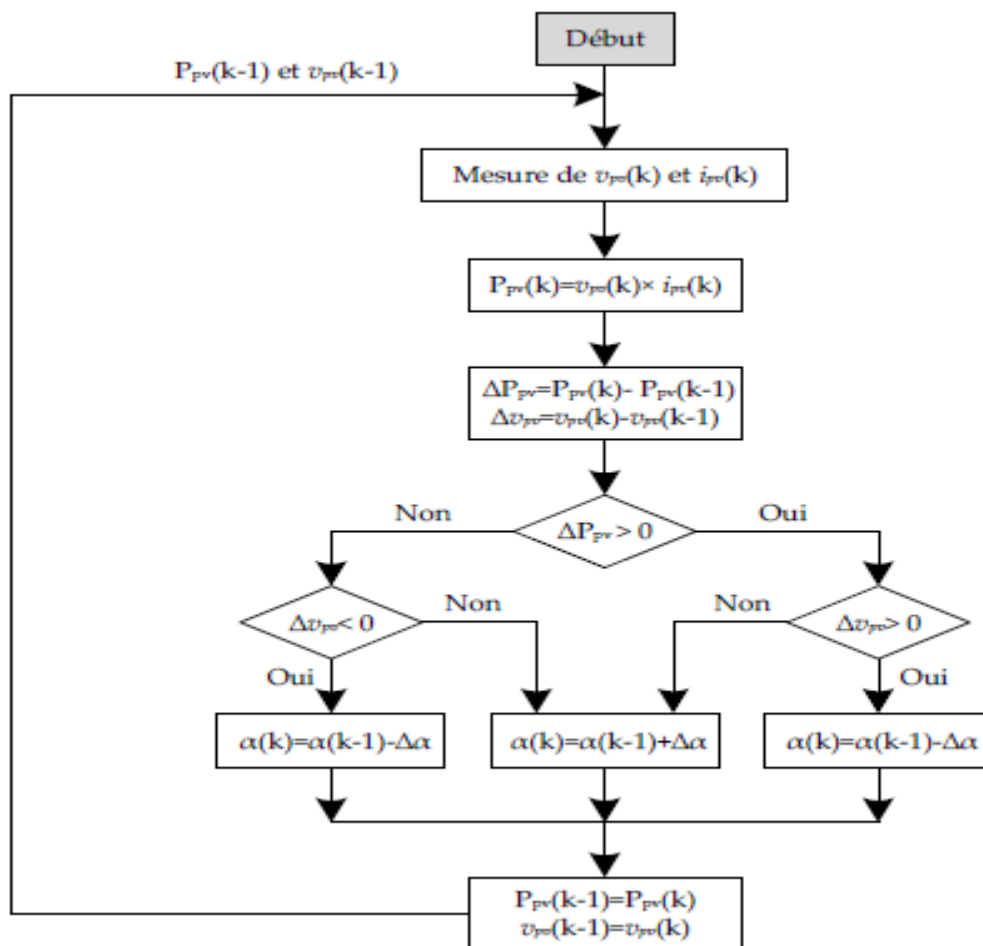


Figure III. 16 : Organigramme de l’algorithme perturbation et observation (P&O) [2].

La figure (III. 16) représente l’algorithme de la commande PPM de type P&O, où l’évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du champ PV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du champ PV à chaque instant. Avec cet algorithme la tension de fonctionnement V_{pv} est perturbée à chaque cycle du PPM. Dès que le PPM sera atteint, V_{pv} oscillera autour de la tension idéale V_{mpp} de fonctionnement. Ceci cause une perte de puissance qui dépend de la largeur du pas d’une perturbation simple [53].

III.6. Simulation du système PV

Après avoir modélisé le champ PV et connecté celui-ci au hacheur survolteur, nous avons effectué la simulation de son fonctionnement. Pour cela nous avons implémenté les modèles obtenus dans Simulink. Une commande PPM a été insérée à l’aide des blocs programmés sous Simulink.

La commande PPM permet de se situer à tout moment de l’ensoleillement à la puissance maximale de notre système PV [53].

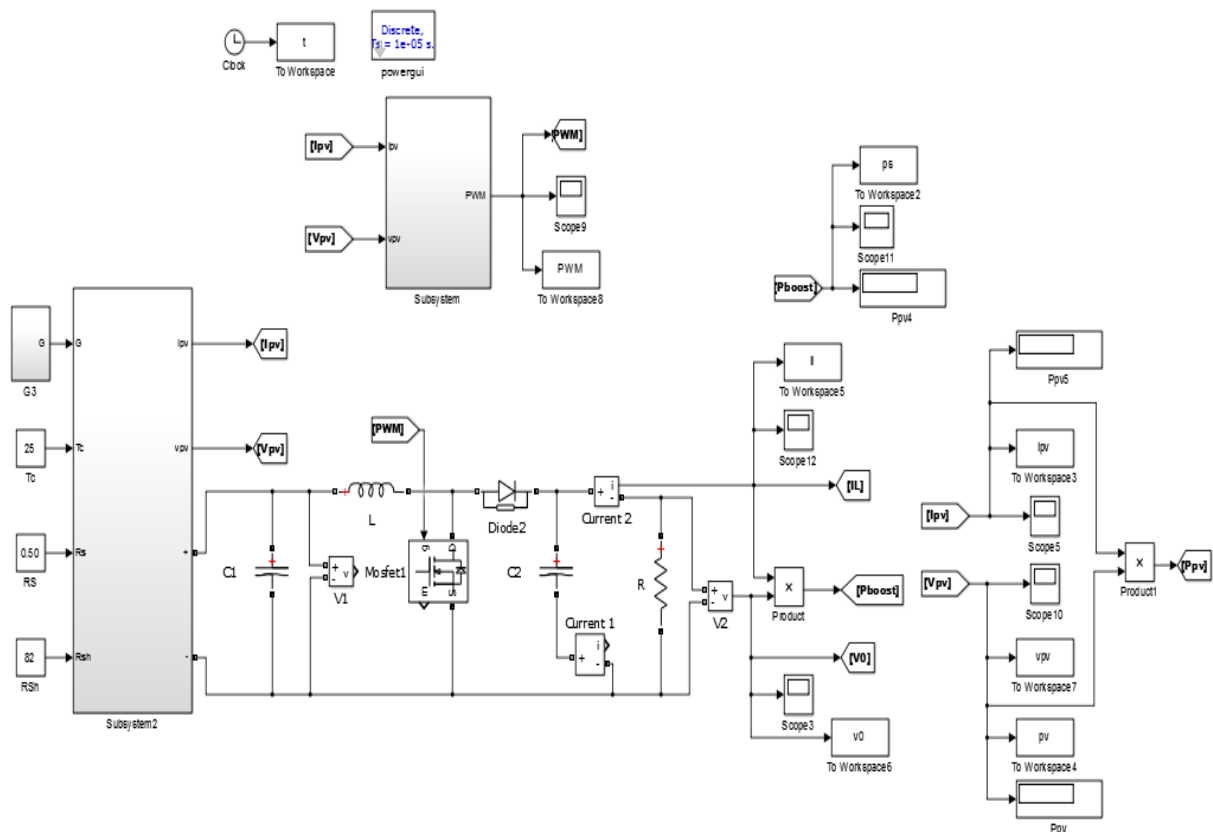


Figure III. 17 : Schéma de simulation du système globale en Matlab.

La figure (III. 18) illustre le bloc schématique de SIMULINK de la commande de poursuite PPM et le Schéma bloc de modulation à largeur d’impulsion (MLI).

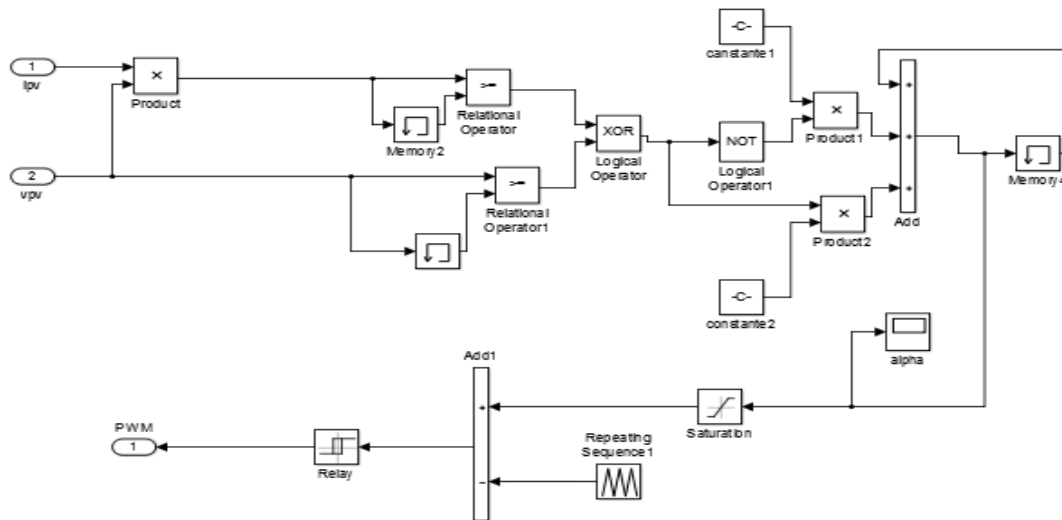


Figure III. 18 : Schéma bloc de la commande PPM « P&O » et MLI.

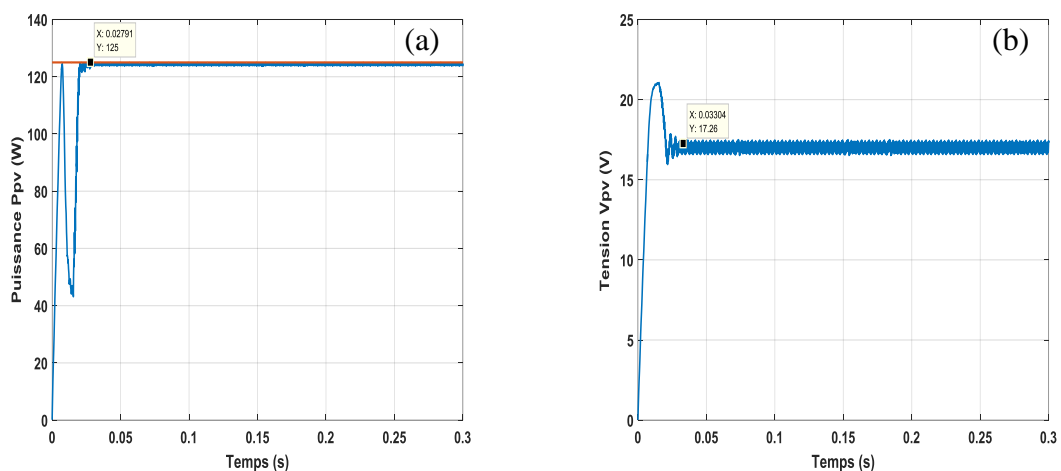
III.6.1. Résultats de simulation et analyses

Les performances de la commande PPM ont été testées par simulation sur un système PV alimentant une charge résistive.

✓ **Profil fixe $G=1000W/m^2$, $T=25^{\circ}C$, $R=10\Omega$**

On effectue la simulation du système dans les conditions standards ($G=1000W/m^2$, $T=25^{\circ}C$) pour extraire la puissance optimale de notre système.

La figure (III.19) montre le résultat de la simulation du système PV avec PPM.



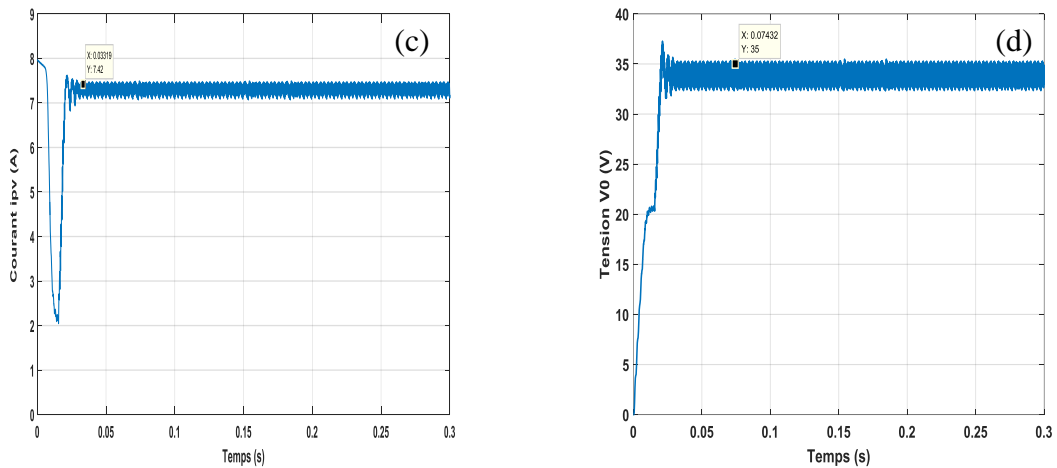


Figure III. 19 : Résultats de simulation du système PV avec une commande PPM P&O pour ($G=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$, $R=10\Omega$) : (a) Puissance du module P_{pv} , (b) Tension du module V_{pv} (V), (c) courant de module I_{pv} (A), (d) Tension de sortie de survolteur V_0 (V).

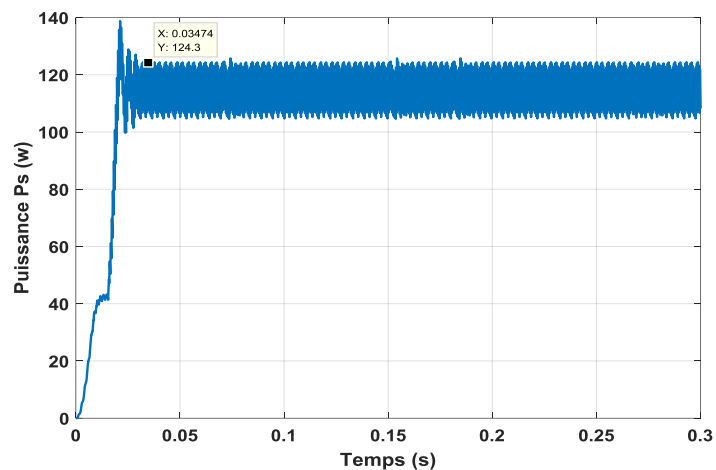


Figure III. 20 : Résultat de simulation de la puissance de survolteur pour ($G=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$, $R=10\Omega$).

La puissance suit bien sa référence (puissance maximale donnée par le constructeur $P_{max}=125W$) sans dépassement et l'algorithme répond avec succès au profil donné. Donc la tension du module PV après l'utilisation de la technique de recherche de l'PPM représente la tension maximale (17.26V).

La chute relative de la tension de module PV est de 0.8%.

On remarque que L'hacheur survolteur fournit une tension supérieure à celle fournie par le module photovoltaïque.

✓ Profil variable : $G=1000\text{W/m}^2$, $G'=500\text{W/m}^2$ et $G''=800\text{W/m}^2$

Pour avoir l'efficacité de la commande PPM et la relation entre l'éclairement et la puissance du module PV, on a simulé notre système à un profil variable $G=1000\text{W/m}^2$, $G'=500\text{W/m}^2$ et $G''=800\text{W/m}^2$ avec une température $T=25^\circ\text{C}$ et une résistance fixe $R=10\Omega$. Les résultats obtenus sont représenté sur la figure (III. 21) et Figure (III. 22).

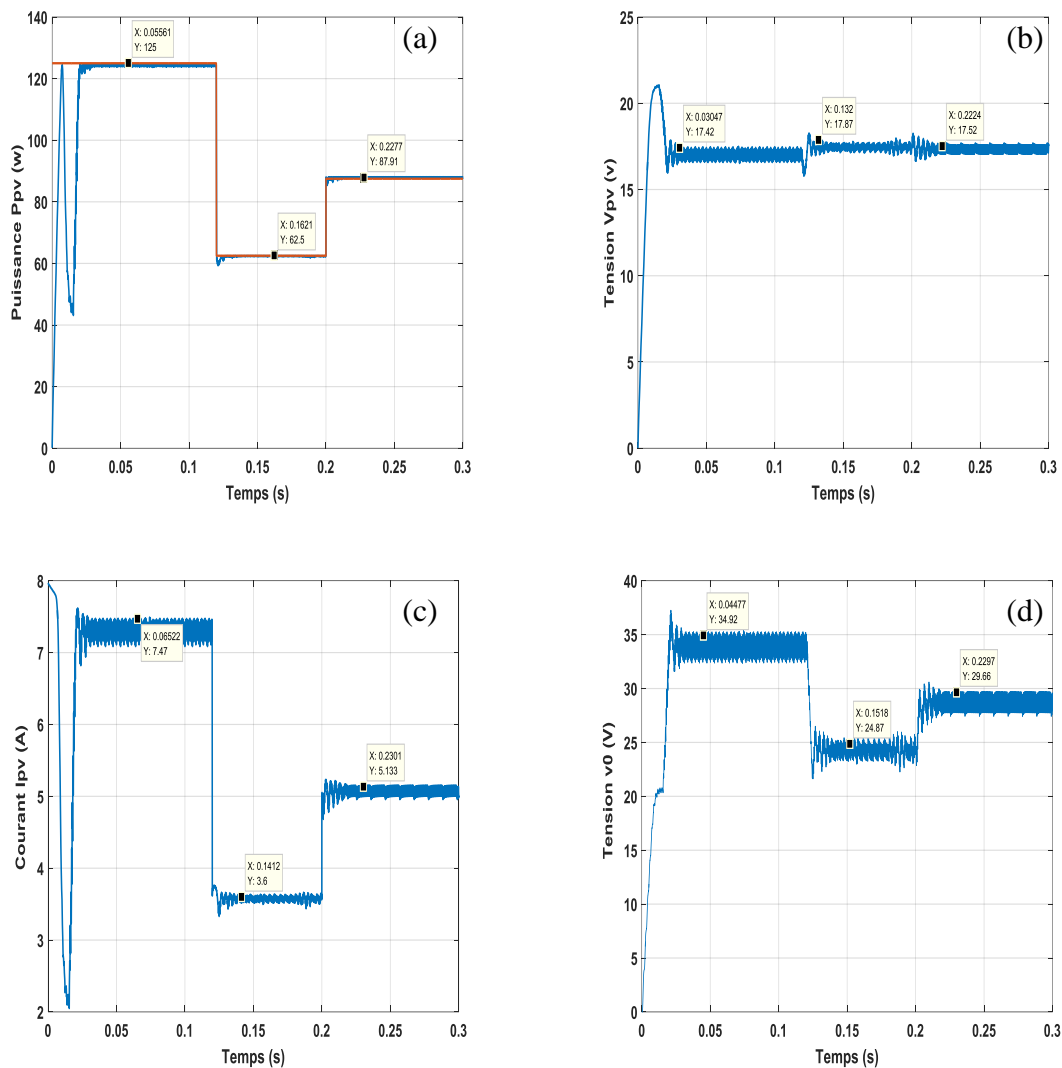


Figure III. 21 : Résultats de simulation du système PV avec une commande PPM P&O pour ($G=1000\text{W/m}^2$, $G'=500\text{W/m}^2$, $G''=800\text{W/m}^2$) et une température fixe ($T=25^\circ\text{C}$) et $R=10\Omega$: (a) puissance du module P_{pv} , (b) Tension du module V_{pv} (V), (c) courant de module I_{pv} (A), (d) Tension de sortie de survolteur V_0 (V).

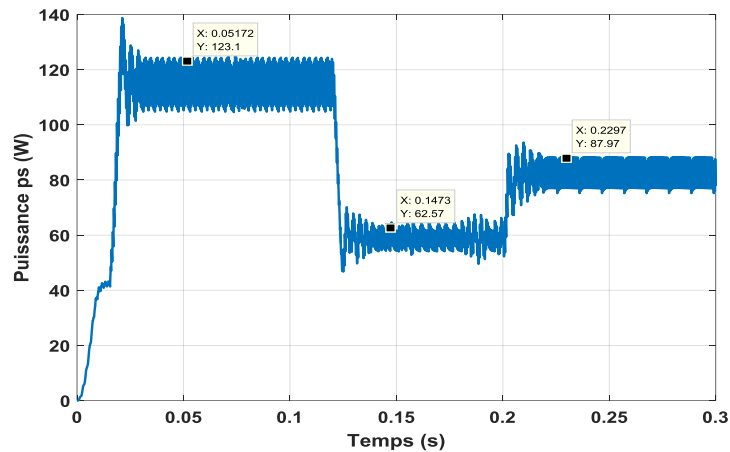


Figure III. 22 : Résultat de simulation de la puissance de survolteur pour ($G=1000W/m^2$, $G^=500W/m^2$, $G^=800W/m^2$), une température fixe ($T=25^{\circ}C$) et $R=10\Omega$.

D’après ces résultats on peut conclure que :

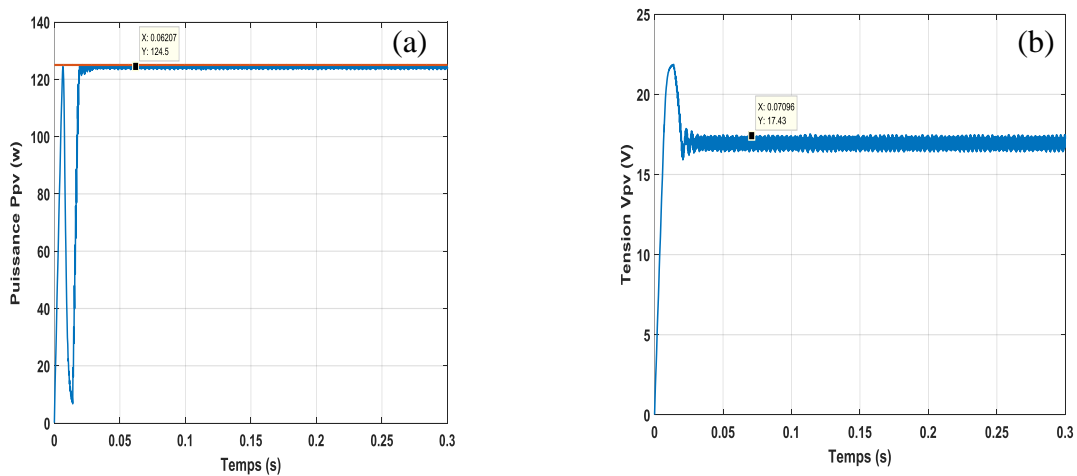
- notre système est efficace et l’algorithme du PPM est bien fonctionnel ;
- la variation de l’éclairement a un effet remarquable sur le fonctionnement du système.

✓ **Profil fixe (augmentation de la charge):**

Les figures suivante montre la robustesse de la commande MPPT par rapport a la variation de la charge.

Pour : $G=1000W/m^2$ $T=25C^{\circ}$ $R=100\Omega$

Les résultats obtenus sont représenté sur la figure (III. 23) et Figure (III. 24).



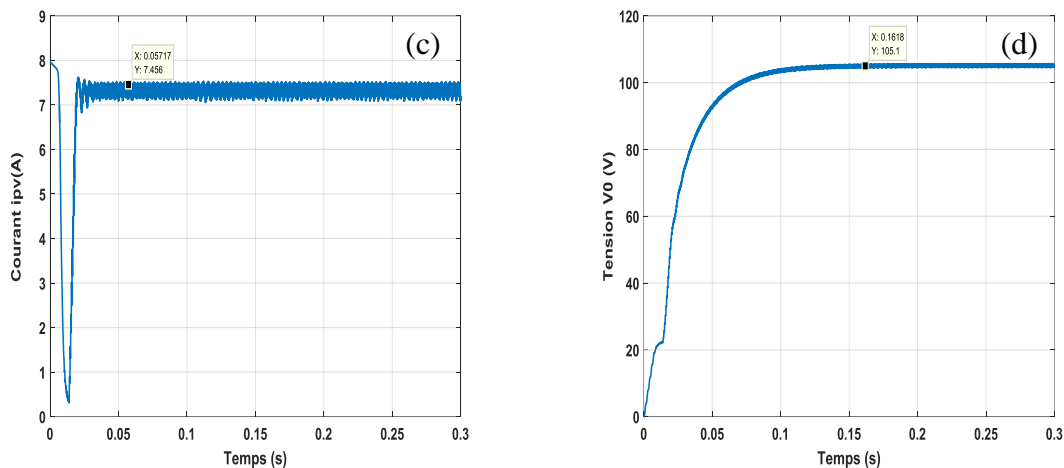


Figure III. 23 : Résultats de simulation du système PV avec une commande PPM P&O pour un profil fixe et $R=100\Omega$: (a) puissance du module P_{pv} , (b) Tension du module V_{pv} (V), (c) courant de module I_{pv} (A), (d) Tension de sortie de survolteur V_0 (V).

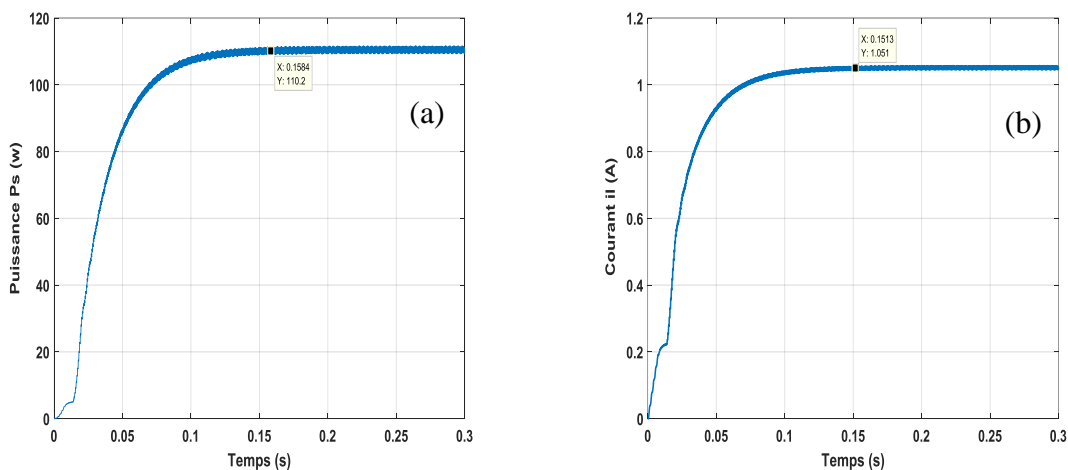


Figure III. 24 : Résultats de simulation du système PV avec une commande PPM P&O pour un profil fixe et $R=100\Omega$: (a) puissance de survolteur P_s , (b) courant de charge I_L (A)

Pour : $G=1000W/m^2$ $T=25C^\circ$ $R=10\Omega$

Les résultats obtenus sont représenté sur la figure (III. 25) et Figure (III. 26).

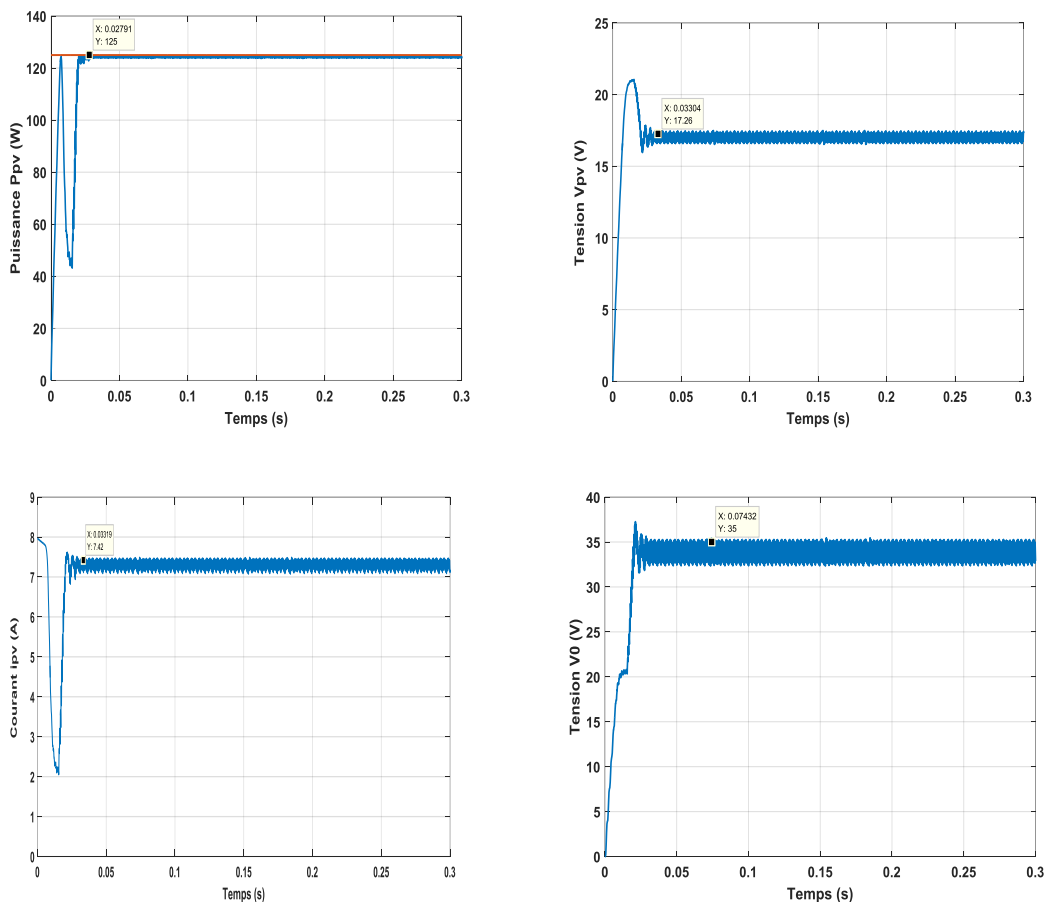


Figure III. 25 : Résultats de simulation du système PV avec une commande PPM P&O pour ($G=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$, $R=10\Omega$) : (a) Puissance du module P_{pv} , (b) Tension du module V_{pv} (V), (c) courant de module I_{pv} (A), (d) Tension de sortie de survolteur V_0 (V).

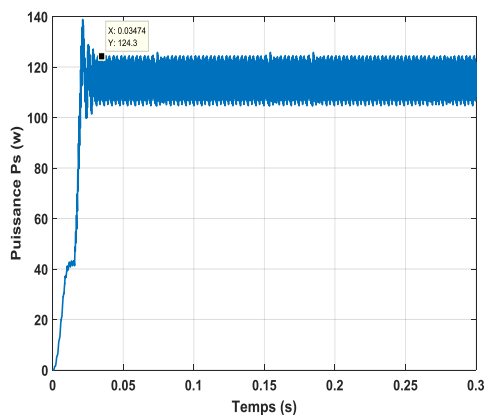


Figure III. 26 : Résultat de simulation de la puissance de survolteur pour ($G=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$, $R=10\Omega$).

III.7. Etude expérimentale d'un lampadaire solaire

C'est un système qui n'est pas reliée au réseau électrique se comporte de :

- Module photovoltaïque qui assemblée en série/parallèle, produisent grâce à l'énergie solaire un courant électrique continu ;
- L'énergie solaire captée par le module est soit stockée dans des batteries et utilisable ultérieurement, servant la nuit ou pendant des périodes à ciel couvert ou dans le cas insuffisance d'énergie solaire ;
- Le régulateur veille à la charge des batteries dans des conditions optimales afin de garantir une durée de vie plus élevée ;
- L'utilisation de l'énergie, elle se compose essentiellement d'un ou plusieurs récepteurs DC (appelés aussi charges.).

III.7.1. Les outils d'essais

III.7.1.1 Caractéristiques géographiques du site Ghardaïa

Les données utilisées dans ce mémoire sont relatives au site de Ghardaïa. Sur le Tableau III.2, sont représentées les caractéristiques géographiques de ce site.

Tableau III.2 : les caractéristiques géographiques du site Ghardaïa.				
site	latitude (°)	longitude (°)	altitude (m)	Albédo
Ghardaïa	32.38	3.82	520	0.3

La figure (III. 27) représente un Banc d'essais installés au sein d'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER). Le système de mesure utilisé dans ce travail compose de :

- Module PV (Module KYOCER KC125);
- Régulateur crépusculaire ;
- Système d'acquisition ;
- Batterie (12V-100A) ;
- Lampe Eclairage Publique solaire LED S54-360(DC12-24).

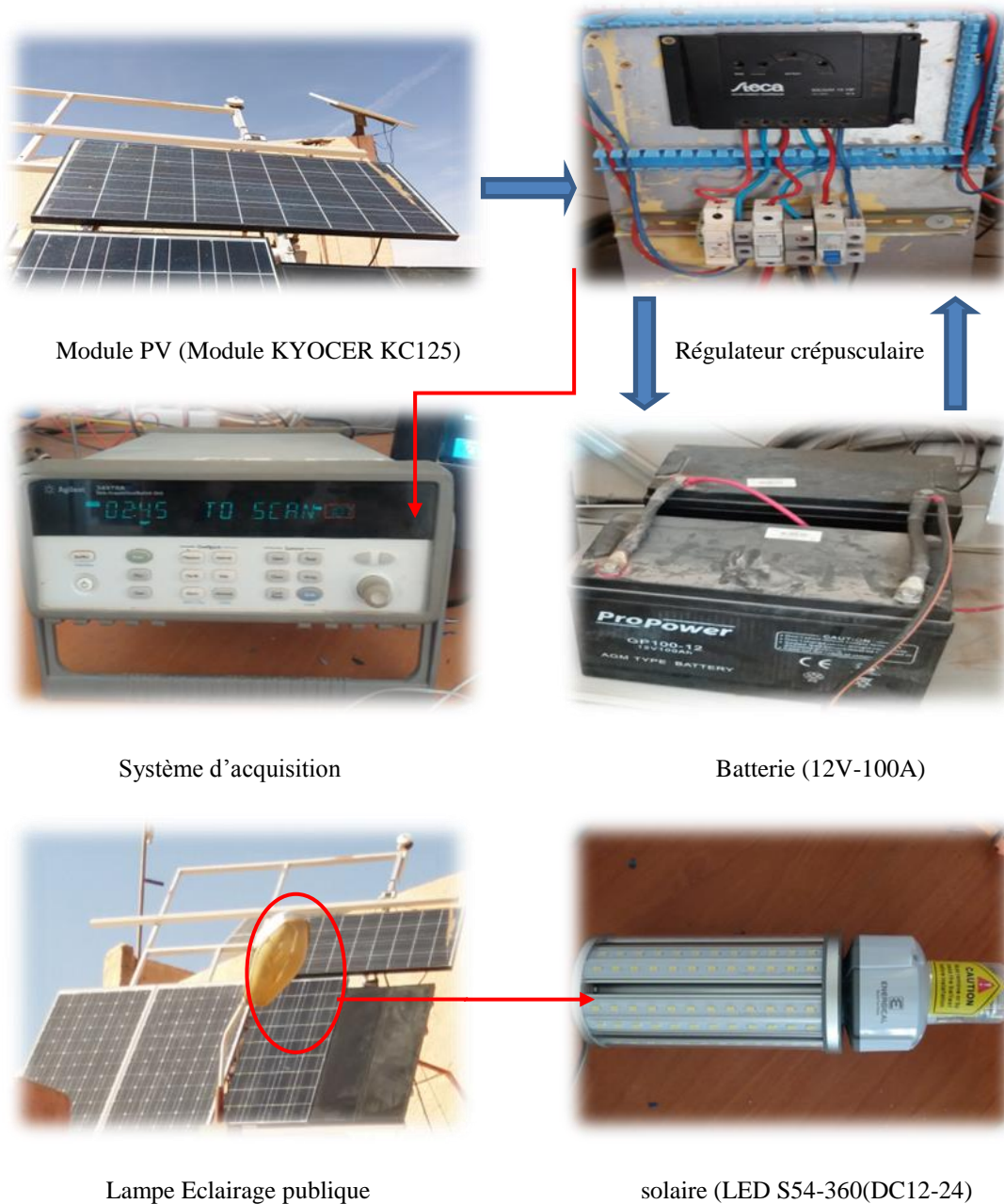


Figure III. 27 : Banc d'essais (URAER)

III.7.2. Quelques données expérimentales de système photovoltaïque étudié

Afin d'enrichir notre étude et trouver toutes les informations et les paramètres pouvant influencés le fonctionnement de notre système, nous avons relevé quelques valeurs expérimentales qu'on doit prendre en considération.

Dans ce travail, les données utilisées sont des mesures réalisées au niveau de l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables de Ghardaïa. On a choisi deux jours : 18 Septembre 2018 (journée ciel nuagée,défavorable) ,19 Septembre 2018 (journée ciel claire, favorable).

Les données des résultats expérimentaux sont ôte par la station métrologie et système d'acquisition des données installée au sein de l'URAER, Ghardaïa. La figure III.28 présente l'évolution d'éclairement solaire global journalière au cours de la période d'étude. On remarque que l'éclairement est faible à la journée ciel nuageux par rapport à la journée ciel claire. On peut dire que l'éclairement varie en fonction des conditions climatiques.

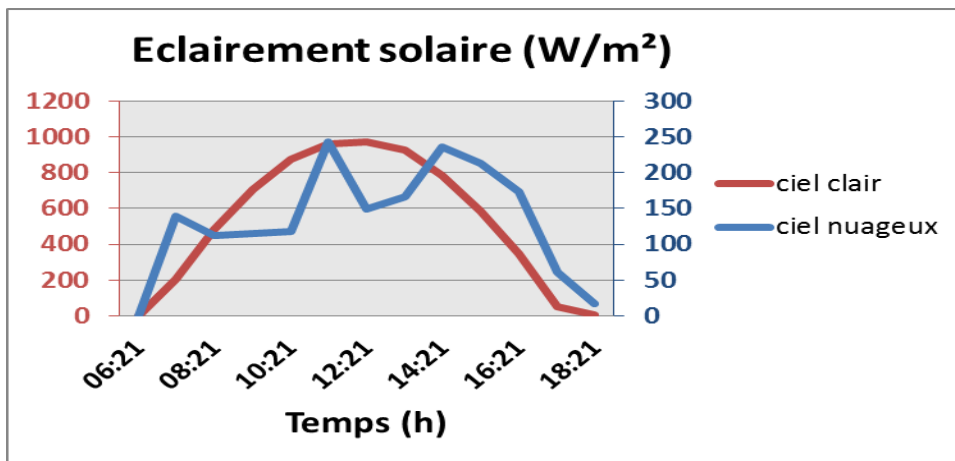


Figure III.28 : l'Eclairement en fonction du temps (courbe rouge ciel clair, courbe bleu ciel nuageux).

La connaissance de la température est indispensable pour l'étude du système photovoltaïque, La Figure III.29 représenté l'évolution horaire la température ambiante des journées 18 Septembre 2018 et 19 Septembre 2018. Elle atteindre la valeur. $T_{\text{ciel nuageux}} = 32.56$ °C, $T_{\text{ciel clair}} = 39.57$ °C à l'instant $t = 15 :21$ min.

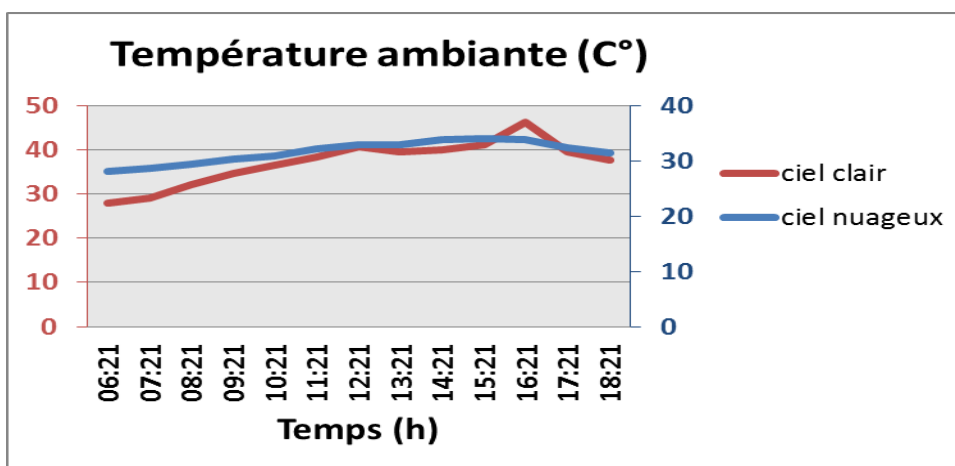


Figure III.29 : Température en fonction du temps.

III.7.2.1. Les performances du lampadaire solaire

- **Les performances du module PV**

La variation horaire de la puissance $P_{pv}(t)$, tension $V_{pv}(t)$ et courant $I_{pv}(t)$ du générateur photovoltaïque, la puissance de la batterie, le courant de la batterie et la tension de la batterie dans deux jours différents (18 Septembre 2018 et 19 Septembre 2018) est représentée par les figures ci-après :

La figure III.30 représente la variation de la puissance du module PV en fonction du temps. On surveiller que la puissance de journée au ciel clair (supérieur à 80W) est mieux que la journée au ciel nuageux.

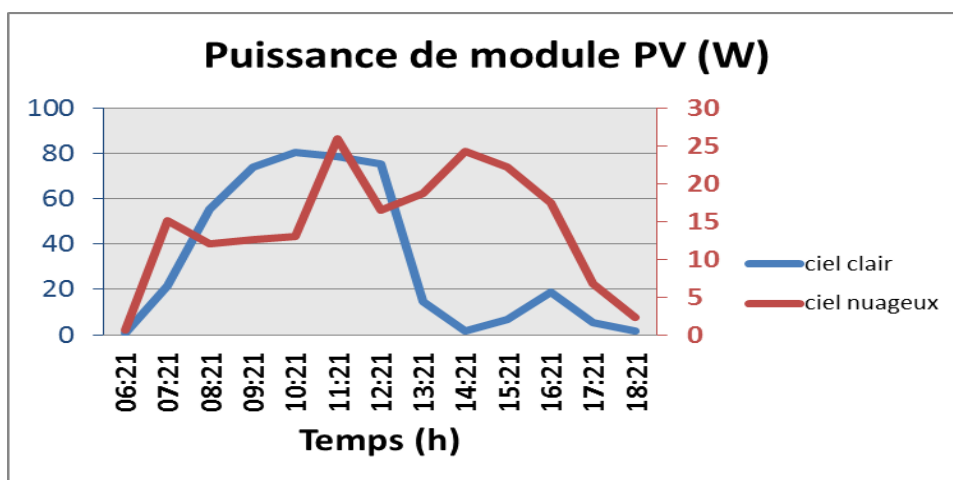


Figure III.30 : Puissance du module PV en fonction du temps

La figure III.31 représente la variation de la tension du module PV en fonction du temps. On remarque que la tension à la journée (ciel clair) est supérieure par rapport à l'autre jour.

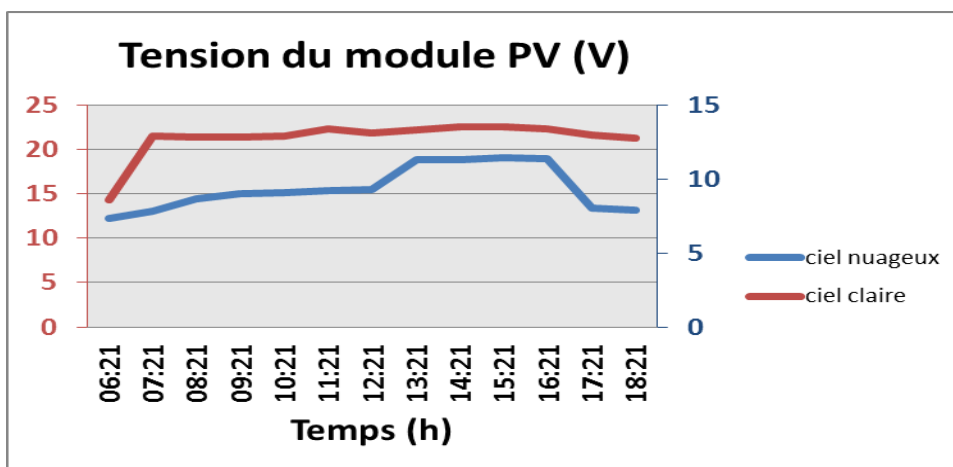


Figure III.31 : Tension de module PV en fonction du temps.

La figure III.32 représente la variation de Courant du module PV en fonction du temps.

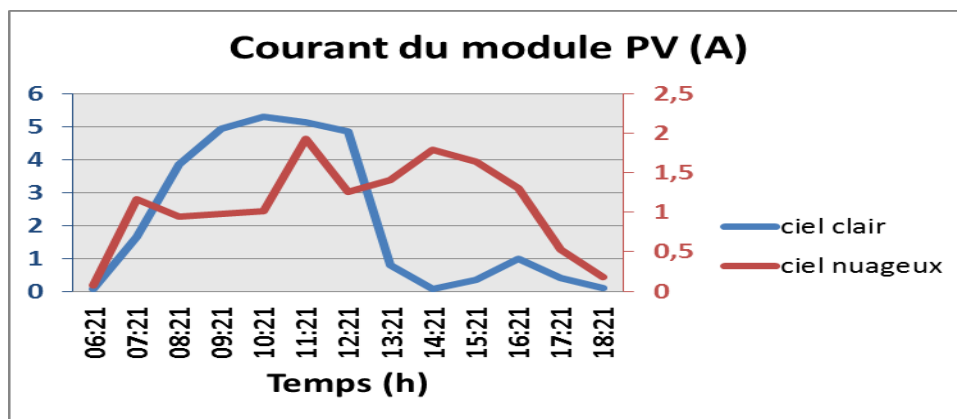


Figure III.32 : Courant de module PV en fonction du temps.

à 10:21min on remarque que $I_{max} = 5.4 \text{ A}$: puisque la batterie est chargée le régulateur crépusculaire est coupé le courant à $t = 12:21 \text{ min}$.

Le tableau III.3 recense les paramètres énergétiques du module PV sur la période d'étude 18-19 septembre 2018. On observe que le courant et l'énergie cumulée sont faibles à la journée au ciel nuageux par rapport à la journée au ciel clair.

Journée	$V_{pv}(V)$	$I_{pv}(A)$	$P_{pv}(W)$	Energie cumulée E (Wh)
18/09/2018	13.49	2	26.98	187.5
19/09/2018	15.35	5.12	78.59	434.75

- Les performances de la batterie

La figure III.33 représente la variation de la puissance de la batterie en fonction du temps.

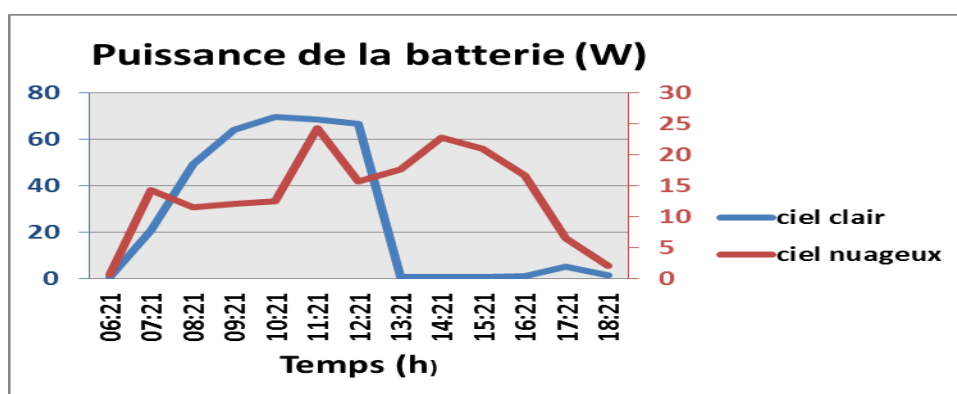


Figure III.33 : La puissance de la batterie en fonction du temps.

La figure III.34 représente la variation de la tension de la batterie en fonction du temps.

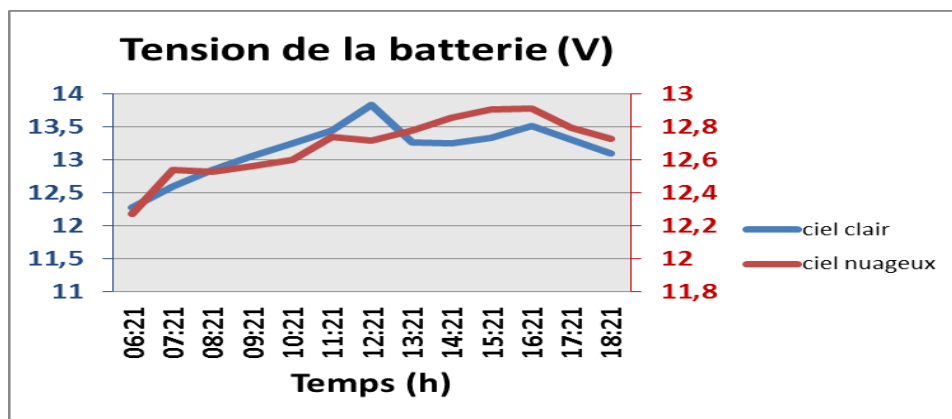


Figure III.34 : Tension de batterie en fonction du temps.

La figure III.35 représente la variation de Courant de la batterie en fonction du temps.

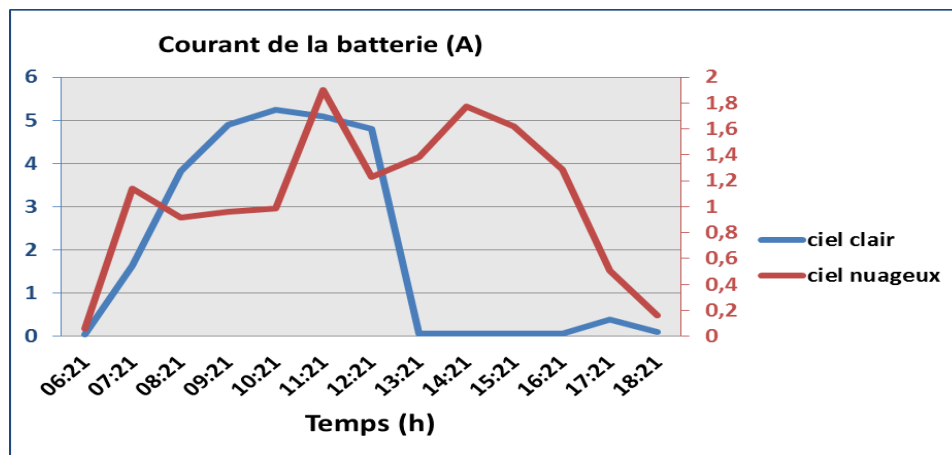


Figure III.35 : Le courant de la batterie en fonction du temps.

Le tableau III.4 recense les paramètres énergétiques de la batterie (phase de charge) sur la période d'étude 18-19 septembre 2018. On observe que le courant et l'énergie cumulée sont faibles à la journée au ciel nuageux par rapport à la journée au ciel clair.

Journée	V _{batt} (V)	I _{batt} (A)	P _{batt} (W)	Energie cumulée E (Wh)
18/09/2018	12.9	2	25	177.23
19/09/2018	13.9	5.01	70	347.75

D'après ces résultats on remarque :

1. une variation journalière marquée au niveau de l'irradiation solaire pour le lieu envisagé ;
2. les performances du système PV sont corrélées aux conditions météorologiques.

III.8. Conclusion

Ce chapitre est divisé en deux parties, dans la première partie est consacré à la simulation d'un système photovoltaïque utilisé un algorithme de commande PPM. Nous nous sommes intéressés plus particulièrement à l'étude de l'algorithme P&O de types numérique. Puis on présentera les résultats de simulation.

La deuxième partie est dédiée à l'étude expérimentale d'un système PV installé au sein de l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER). Enfin, nous exposons l'ensemble des résultats obtenus expérimentalement.

Conclusion générale

Cette mémoire a été préparé au sein de L'Unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER) de Ghardaïa. Ce travail consiste à simuler et étudier expérimentalement un système photovoltaïque au milieu aride. A cet effet, l'optimisation par la méthode (P&O) est proposée pour détecter le point de puissance maximale pour un module photovoltaïque. Les résultats de simulation montrent l'efficacité de la commande. Ensuite, nous avons focalisé notre attention à l'étude expérimentale d'un lampadaire solaire installé au sein de l'URAER.

Pour décrire cela, ce mémoire est présenté en trois chapitres :

Dans le premier chapitre, nous avons étudié le gisement solaire en détails, Les coordonnées terrestres et horaires, Les coordonnées célestes horizontales. Nous décrivons ensuite, les différents rayonnements solaires et sa composition. Puis le gisement solaire en Algérie et des Calculs d'Irradiation solaire sont faites par site Internet de Centre de développement des Energies Renouvelable ;

Dans le deuxième chapitre nous avons présente des généralités sur les systèmes photovoltaïques, le fonctionnement et le phénomène photovoltaïque et l'influence des différents paramètres extérieurs, la cellule PV et ses paramètres. Ensuite nous avons présente un rappel sur les générateurs PV et leurs performances ;

Le troisième chapitre est devisé en deux parties, dans la première partie nous avons étudié les convertisseurs DC-DC, leurs modélisations et ses principes de fonction et quelques types utilisés dans les systèmes photovoltaïques. Ainsi, on décrit la commande MPPT des convertisseurs DC-DC. Puis on présentera les résultats de simulation d'un système photovoltaïque. La deuxième partie est dédiée à l'étude expérimentale d'un système PV installé au sein de l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER). Enfin, nous avons exposé l'ensemble des résultats obtenus expérimentalement.

Le travail présenté dans ce document, amène à soulever les perspectives de recherche suivantes :

Utilisation des techniques de l'intelligence artificielle pour l'MPPT.

Il vaut mieux que l'université de Ghardaïa d'ouvrir un laboratoire de l'énergie photovoltaïque pour faciliter aux étudiants de faire la partie pratique sans avoir déplacée vers autrelaboratoires.

Bibliographies

- [1] Bensaci Wafa, « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT », mémoire de Master, Université du Ouargla, 2012.
- [2] Bouzidi Ali « Diagnostic et contrôle des systèmes de conditionnement de l'énergie photovoltaïque. Cas d'un système connecté au réseau électrique », mémoire de Magistère, Université du Batna, 2016.
- [3] Mayouf Somia « Modélisation et Simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec une commande vectorielle », mémoire de Magister, Université M'sila, 2016.
- [4] Helali Kamilia « Modélisation d'une cellule photovoltaïque : Etude comparative », mémoire de Magister, Université de Tizi-Ouzou, 2012.
- [5] Cabal Cédric « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédiée à la conversion photovoltaïque », thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 2008.
- [6] Hananou Fatiha et Rouabah Aicha « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque », mémoire de Master, Université de Ouargla, 2014.
- [7] Babaou Amer, Hocine Ider Amine « Etude des défauts dans un générateur photovoltaïque », mémoire de Master, Université de Ghardaïa, 2017.
- [8] M.N.Mchalikh et CH.Hmada « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau », mémoire de Master, Université de Ouargla, 2013.
- [9] Ben Guehza Mohammed Lahkdar « Impact de l'espace entre les deux vitrages sur le rendement d'un capteur solaire », mémoire de Magister, Université de Ouargla, 2009.
- [10] Mechouma Rabiaa « Contribution à l'étude des onduleurs dans les systèmes photovoltaïques : Applications pour les charges commerciales », thèse de Doctorat, Université de Batna, 2015.
- [11] Djouhriloubna, Hergatahir « Structures et caractéristiques des éléments du système pv », mémoire de Master, Université de Guelma, 2014.

- [12] Michel Capderou, « Atlas solaire de l'Algérie Tome 1 », Opu, Alger.
- [13] Touil Nacer Eddine et Ghenbazi Slimane « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque », mémoire de Master, Université de d'El-Oued, 2015.
- [14] Benkhelifa Abdelaziz « Modélisation et expérimentation d'un capteur solaire plan a eau influence de l'intensité de l'éclairement solaire et de l'inclinaison du capteur solaire sur le rendement du capteur », mémoire de Master, Université de Ouargla, 2012.
- [15] Alain Ricaud « Les convertisseurs photovoltaïques Gisement solaire, cellules, modules et champs de modules », mémoire de Master, France, 2012.
- [16] Missoum Mohammed « Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haut qualité énergétique en Algérie », mémoire de Magister, Université de Chlef, 2011.
- [17] M. Capderou, Atlas solaire de l'Algérie, Tome 1, Vol. 1 et 2 ; OPU, 1987.
- [18] A. Mefti, M.Y Bouroubi, H. Mimouni, « Evaluation du potentiel énergétique solaire », Bulletin des Energies Renouvelables, N° 2, P12, décembre 2002.
- [19] S. BENKACIALI, « Le gisement solaire à Ghardaïa », Bulletin des énergies renouvelables, N° 11, Juin 2007.
- [20] <http://data.cder.dz:81/>.
- [21] B. Flèche, D. Delagnes, « Energie solaire photovoltaïque », STI ELT, juin 2007, www.itismajo.it/fff/.../Energie_solaire_photovoltaique.pdf, consulté janv. 2014.
- [22] Chebana Abdelkrim « Système photovoltaïque connecté au réseau », mémoire de Magister, Université Biskra, 2014.
- [23] Belhadj mohammed « Modelisation d'un système de captage photovoltaïque autonome », mémoire de Magister, universitaire de Béchar, 2008.
- [24] Mornay thomas vollemarion vernayalexis « Les cellules photovoltaïques », Classes préparatoires cep institution des chartreux 2004/2005.
- [25] Anne Labouret , Pascal Cumunel , Jean-Paul Braun et Benjamin Faraggi « Cellules olaires Les Bases De L'énergie Photovoltaïque », 5e Edition, Editions Techniques Et Scientifiques Françaises, 2010.
- [26] <http://google.com>.

- [27] F .Chekider, « Etude et implémentation d'une commande MPPT neuro-floue sur FPGA », mémoire de Magister, université de Jijel, 2008.
- [28] D.Morales, «Maximum Power Point Tracking Algorithms for Photovoltaic Applications», mémoire de Master, Université de Aalto Finlande, 2010.
- [29] <http://lucieroux.com/costelec/photovoltaique.html>
- [30] [Http://www.ecosources.info](http://www.ecosources.info) 2016.
- [31] Laadioui Khalid, « Les régulateurs de contrôle de charge pour applications solaires Photovoltaïques », Centre de développement des énergies Renouvelables, laboratoire Contrôle qualité direction de développement et planification.
- [32] L. Messikh, S. Chikhi, F. Chikhi et T. Chergui, « Mise au point d'un régulateur de charge / décharge de batterie avec seuils adaptatifs de tension pour les applications photovoltaïques », Revue des énergies renouvelables Vol. 11 N°2 (2008) 281 – 290.
- [33] [http://www.areborenergie.fr/encyclopedie/index.php/Connexion_d%27un régulateur au reste_de_%27installation](http://www.areborenergie.fr/encyclopedie/index.php/Connexion_d%27un_régulateur_au_reste_de_%27installation), schéma du montage.
- [34] [http://www.solariflex.com/content/27-schemas-de-montage-installation-solaire-](http://www.solariflex.com/content/27-schemas-de-montage-installation-solaire-12v-et-24v) 12v et 24v, (site internet consulté le 23/11/2013).
- [35] James P. Dunlop, P.E. « Batteries and charge control in stand-alone photovoltaic systems, fundamentals and application », Florida solar énergy centre, January 15, 1997.
- [36] [Http://www.ecosources.info](http://www.ecosources.info) 2016.
- [37] Pierre destruel et isabelle seguy , « Les cellules photovoltaïques organiques »,laboratoire plasmas et conversion d'énergie, UMR CNRS 5213, université de toulouse III.
- [38] [Http://www.photovoltaique.guidenr.fr](http://www.photovoltaique.guidenr.fr).
- [39] Belkaid Abdelhakim « Conception et implémentation d'une commande Mppt de haute performance pour une chaine de conversion photovoltaïque autonome », thèse de Doctorat, Université Setif 1, 2015.
- [40] Dariga meekhun « Réalisation d'un système de conversion et de gestion de l'énergie d'un système photovoltaïque pour l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonomes pour l'application aéronautique », thèse de Doctorat, Toulouse, 2010.
- [41] Zigha ali « Etude et simulation d'un système hybride photovoltaïque éolien », mémoire de Master, Université de Constantine, 2014.

- [42] Bellout abdesselam « Etude et diagnostic des défauts fréquents aux systèmes photovoltaïques (PV) par emploi de la caractéristique courant-tension », mémoire de Magister, Université de setif, 2014.
- [43] Belhadj djilali abdelkader « Dimensionnement des convertisseurs dc/dc et dc/ac dans une chaîne de production photovoltaïque réseaux », mémoire de Magistère, Université hassiba benbouali de Chlef, 2012.
- [44] Bencherif Mohammed « Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension », mémoire de Doctorat, Université Aboubekr Belkaid Tlemcen, 2014.
- [45] N. Abouchabana, « Etude d'une nouvelle topologie buck-boost appliquée à un MPPT », mémoire de Magistère, Ecole nationale polytechnique, Alger, Algérie, 2009.
- [46] M. Moulay-Amar et M. Loghouini, « Etude et réalisation d'un système de poursuite de point de puissance maximale à base de microcontrôleur destiné à une installation photovoltaïque », mémoire D'ingénieur, Université de Ouargla, Algérie, 2005.
- [47] T. Guingane, Z. Koalaga, E. Simonguy, F. Zougmore, D. Bonkougou « Modélisation Et Simulation D'un Champ Photovoltaïque Utilisant Un Convertisseur Elévateur De Tension (Boost) Avec Le Logiciel MATLAB /SIMULINK » : <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01495747/T>. 2016.
- [48] W. Boucheritte, « Convertisseurs multi niveaux dans les systèmes PV Connectés au réseau », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Mohamed Khider , Biskra, 2013
- [49] M. Hatti, « Contrôleur Flou pour la Poursuite du Point de Puissance Maximum d'un Système Photovoltaïque », JCGE'08, Lyon, 2008.
- [50] A. Betka, A. Moussi, « Rendement maximisé d'un moteur asynchrone alimenté par une source photovoltaïque », La rhyss Journal, ISSN 1112-3680, pp. 151-162 Laboratoire de Recherche en Hydraulique Souterraine et de Surface, 2003.
- [51] K. Kassmi, M. Hamdaoui et F. Olivié, « Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique », Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°4 (2007).

[52] V. Salas, E. Oliís, A. Barrado, A. Lazàro, “Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems” , *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Elsevier, Vol. 90, Issue. 11, July 2006, pp. 1555-1578.

[53] Trishan ESRAM, «Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques», *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 22, No. 2, June 2007, pp. 439-449.

Annexe :

Module PV (Module KC125G)

Ce module de type poly cristalline, fabrique par l'entreprise KYOCERA, Notre champ PV constitué de 2 strings en parallèle. Chaque string est composé de 1 module. Chaque module contient 3 sous réseau en série, dont chacun est formé par 12 cellules en série avec une diode bypass connecté en parallèle. Les caractéristiques du module utilisé sont données dans le tableau suivant.

Tableau A.1 : Caractéristiques de module sous conditions standard.

La fiche technique de KC125G		
Puissance nominale	P_{mpp}	125 W
Tension maximale	V_{mpp}	17.4 V
Courant maximale	I_{mpp}	7.20 A
Tension de circuit ouvert	V_{co}	21.7 V
Courant de court-circuit	I_{cc}	8 A
Nombre de cellules	N_s	36
Température nominale de la cellule	$T_{cellule}$	48° C
Température référence de la cellule	$T_{c,ste}$	25° C
L'éclairement de référence	$E_{c,ste}$	1000W/m²
Les dimension de KC125G	S	1425 x 625 (mm)