

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou



Faculté de Génie Électrique et de l'Informatique

Département d'Electrotechnique

Mémoire de fin d'études

En vue de l'Obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat

En Électrotechnique

Option : Réseaux Électriques

Thème

***Étude et Optimisation de la Technique MPPT
pour un Panneau Photovoltaïque
Partiellement Ombragé***

Proposé et dirigé par :

M^r : N.BENYAHIA

Etudier par : M^r : KOUADRI Younes

M^r : KECHAD Mohamed

M^r : KHETTAOUI Yassine

Promotion 2012

Remerciements :

Premièrement nous louangeons Dieu de nous avoir donné la force et le courage pour mener à terme ce présent travail.

Nos remerciements vont particulièrement à M^r N. BENYAHIA (enseignant à l'université MOULOUD MEMMERI de TIZI-OUZOU), d'avoir proposé ce sujet, ainsi pour ces conseils judicieux et son orientation.

Nos remerciements vont aussi :

Aux membres de jury qui feront l'honneur de Juger notre humble travail. Que tous les enseignants ayant contribué à notre formation trouvent ici notre profonde reconnaissance.

Enfin, nous tenons à exprimer toutes nos gratitude à toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de ce travail de près ou de loin.

En premier lieu, je tiens à remercier Allah, notre créateur pour m'avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Je dédie ce travail à :

La mémoire de mon très cher et regretté père, que Dieu l'accueille en son vaste paradis.

La mémoire de mes trois enseignants M^{elle}: O. Mesloub, M^r: M.Lounis et M^r: Abdoune, que Dieu l'accueille en son vaste paradis.

Ma mère pour ses sacrifices et encouragements et ses prières tout au long de mes études.

A mes frères Youcef, Rabah et sa femme Hakima et leurs fils « Moumouh, Lina et le petit ange Ismail » et je les remercie pour leurs encouragements et leurs aides.

A mes sœurs Lynda, Taous et son mari Abderahmane et leurs fils « Massi, Arzki, Narimane et Said » et je les remercie pour leurs encouragements et leurs aides, sans oublier ma grand-mère 'yema'.

A ma tante Tarkia et son mari Larbi et leur fils Abdelhak.

Mon tout, ma raison d'être, toi difficile de prononcer ton nom-qui ma permet l'espoir, toi qui occupe une part entière dans ma vie! Reconnaisant, sans toi ce travail n'aurait jamais pu voir le jour.

A mes amis, Arab et sa sœur Mina, Ahlam Ali, Hafidhe, Khelifa, Mhiddine, Ahmed, Mehenna, Hocine, Amirouche, Yassine, Rahid, Nassim, Nafaa, Mah manne, Jamis Said, Nadia, Khedoudja, Horia, Djidji, Sans oublier le grand frère YAKOUB Yazid et sa femme Dallila.

A mon chère binôme Mohamed et Yassine et leurs familles.

A tous communauté Electrotechnique de L'UM MTO.

YOUNES

Dédicaces :

Je dédie ce modeste travail :

- ❖ Pour commencer, ceux à qui je dois la vie : mes parents. Mon cher père (Achour), Ma chère mère (Ouiza) qui m'ont soutenu dans toutes les épreuves, qui ont souffert à mes côtés tout au long de cette vie.
- ❖ A mon frère Mahmane et sa femme Kahina ainsi leurs petit ange « Islamus le gladiateur ».
- ❖ A mon frère Hachimi pour tous ses encouragements et conseils
- ❖ Je fais une dédicace grand format à ma chère sœur Farida.
- ❖ A ma charmante sœur Assia et son mari Massine.
- ❖ To my best friend Malik yakoub and his wife Dalila et son binôme Said Nezlioui.
- ❖ To my friends and brothers Nafaa, Lounès, Nassim et Mahman avec qui j'ai passé des moments innoubliables.
- ❖ A Djamel, Sabiha et Kheloudja.
- ❖ A mes frères et binômes Younès et Yassine et leurs familles.
- ❖ Je voudrais faire une dédicace spéciale à « LYNDA » mais je ne parviens pas à trouver les mots pour lui exprimer l'étendue de ce que je lui dois. Elle était toujours à côté de moi, C'est avec elle, enfin, que je découvre ce qu'est partager... Vraiment. Pas à sens unique, pas baigné d'illusions, pas bercé de mensonges, mais tout au contraire : vraiment, avec franchise et honnêteté... Merci.

Mohamed

Dédécaces

Nous remercions Dieu le tout puissant de nous avoir aidé et guidé à trouver en nous la force et la volonté d'accomplir ce travail.

Je dédie ce travail :

A la mémoire de mon cher regretté père, que dieu l'accueille en son vaste paradis.

A ma très chère aimé mère pour ses sacrifices et encouragements durant toutes ces années d'études, ses conseils et orientations dans ma vie depuis mon enfance.

A mes très chers frères Rabah et sa femme Aquila, Mourad, Nourreddine, Nacer et mes sœurs Hayat et Khalida.

A tous mes amis Abbad Errachid (mouloud), Saïd, ammi Saïd, Yakoub Malik et sa femme Dallila, et a toute la section E.T.H sans oubliez le trinôme Kheloudja et sabiha et Djamel.

A mes chers binômes Younes et Mohammed pour tous les moments qu'on a passé ensemble, et leurs familles.

yassine



Sommaire

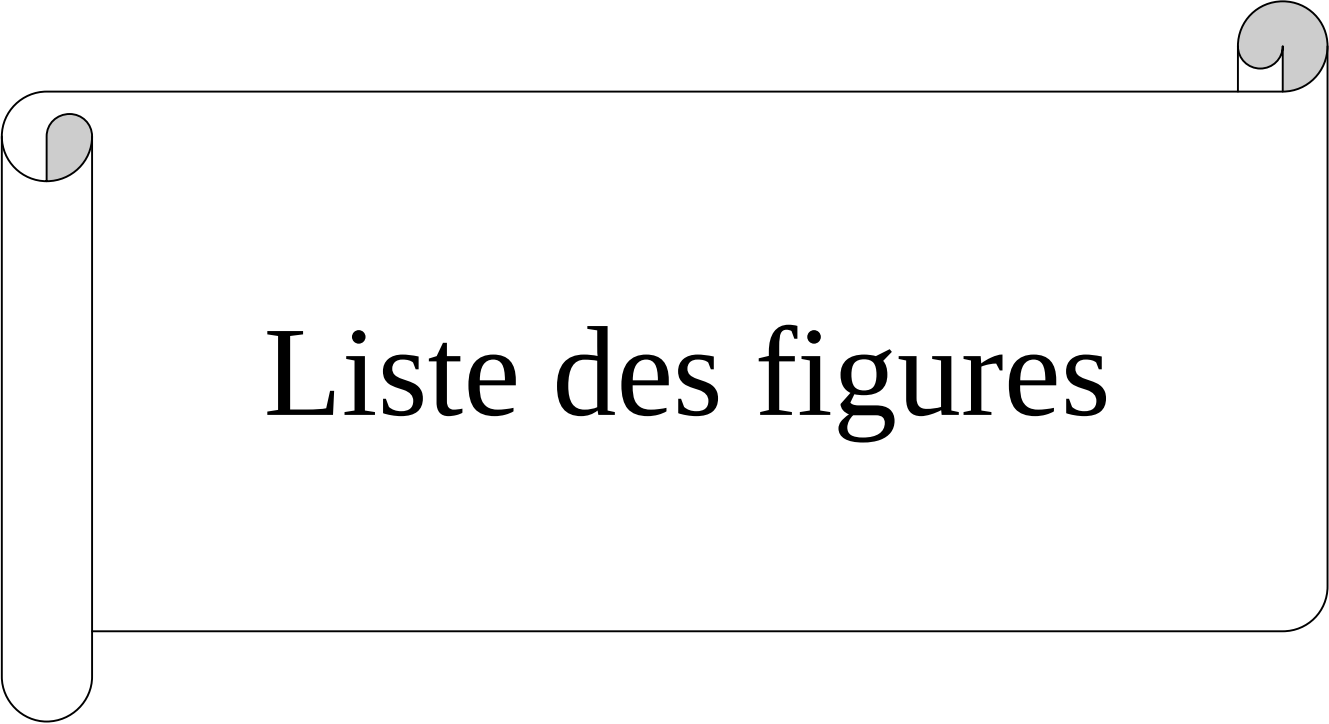
SOMMAIRE

Introduction Générale

Chapitre I : L'énergie solaire et Généralités sur les systèmes photovoltaïques	3
I.1 Introduction	3
I.2 Rayonnement solaire	4
I.2.1 mesure de rayonnement solaire	4
I.2.2 Les paramètres influent sur l'irradiation solaire	5
I.3 conversion photovoltaïque	11
I.3.1.L'effet photovoltaïque	11
I.3.2. le principe de conversion photovoltaïque	12
I.3.3 Rendement Photovoltaïque	13
I.3.4. Les différents types de cellules Photovoltaïques	14
I.4 : Conclusion	14
Chapitre II : Modélisation d'un système photovoltaïque muni d'un convertisseur DC/DC	
II.1. introduction	15
II.2. Différents modèles des cellules PV	15
II.2.1. Modèle mathématique (idéale) de la cellule PV	15
II.2.2. Caractéristique de la jonction PN utilisée comme capteur	16
II.2.3. caractéristiques électriques d'une cellule PV	17
II.2.3.1 caractéristique courant-tension	17
II.2.3.2Paramètres de la cellule solaire	19
II.2.3.3. puissance caractéristique d'une cellule solaire	19
II.2.4 Modèle à une seule diode	22
II.4.1 Groupement de Cellules Photovoltaïques	24
II.4.1.1. Groupement en série	24
II.4.1.2 Groupement en parallèle	29
II.4.1.3 Groupement mixte	32
II.5 Protection d'un générateur photovoltaïque	33
II.6 Influence des conditions météorologiques sur le fonctionnement de la cellule PV :	34
II.6.1 Influence de l'éclairement sur le fonctionnement de la cellule photovoltaïque	34
II.6.2. Influence de la température sur le fonctionnement de la cellule PV	36

II.7 Influence des résistances R_s et R_{sh} sur les caractéristique I-V et P-V	37
II.7.1 Influence de la résistance R_s sur les caractéristiques I-V et P-V	37
II.7.2. Influence de la résistance shunt R_{sh} sur les caractéristiques I-V et P-V	39
II.8 Validation de la simulation l'effet de l'éclairement sur un modèle à une seule diode	40
II. 9 Convertisseur statique DC-DC (hacheur)	42
II. 9.1 Hypothèses	42
II.9.2. Définition du rapport cyclique	43
II.9.3 Hacheur parallèle (Boots)	43
II.9.4. Principe de fonctionnement	43
II.9.5 Fonctionnement à courant de source ininterrompu	44
II.9.6. Dimensionnement de convertisseur Boots	47
II.9.6.1 calcul de l'inductance (L)	47
II.9.6.2 Calcul du condensateur (C)	49
II.9.7 Avantages et inconvénient du convertisseur « Boost »	51
II.10.conclusion	52
Chapitre III : La stratégie de la commande MPPT	
III.1 Introduction	53
III.2 Principe de la Recherche du MPP	53
III.3 Classification des Commandes MPPT	54
III.3.1 Classification des commandes MPPT selon le type de recherche	54
III.3.2 Classification des commandes MPPT selon les paramètres d'entrée	55
III.4 Critères de Qualité d'une Commande MPPT	56
III.5 Rendements de la Chaine de Puissance	56
III.6 Les Algorithmes MPPT	57
III.6.1 Algorithme de la tension constante (CV, Constant Voltage)	58
III.6.2 Algorithme du Courant constant (Constant Courant)	58
III.6.3 Algorithme MPPT basé sur le modèle	59
III.6.4 Algorithme Perturbation et Observation (P&O)	59
III.6.5 Algorithme de l'Incrémentation de la Conductance (INC)	63
III.7. Autres méthodes	66
III.8. Simulation de l'Algorithme Perturbation et Observation (P&O)	67

III.9 Élaboration de la méthode P&O sous MATLAB SIMULINK	68
III.10. Conclusion	71
Chapitre IV : Optimisation de la commande MPPT d'un panneau PV partiellement Ombragé	
IV.1 Introduction	72
IV.2. Phénomènes de hot spot sur les cellules ombragées	72
IV.3. Résoudre le problème du « hot-spot »	73
IV.4.Simulation de l'algorithme P&O lors d'un ombrage partiel sur le GPV	74
IV.5.Optimisation de l'Algorithme Perturbation et Observation (P&O)	76
IV.6.Principe de fonctionnement	78
IV.7.Élaboration de la méthode P&O sous MATLAB SIMULINK	79
IV.8.Résultat de la simulation	79
IV.9.Interprétation des résultats de simulation	82
IV.10 Conclusion	83
Conclusion générale	84



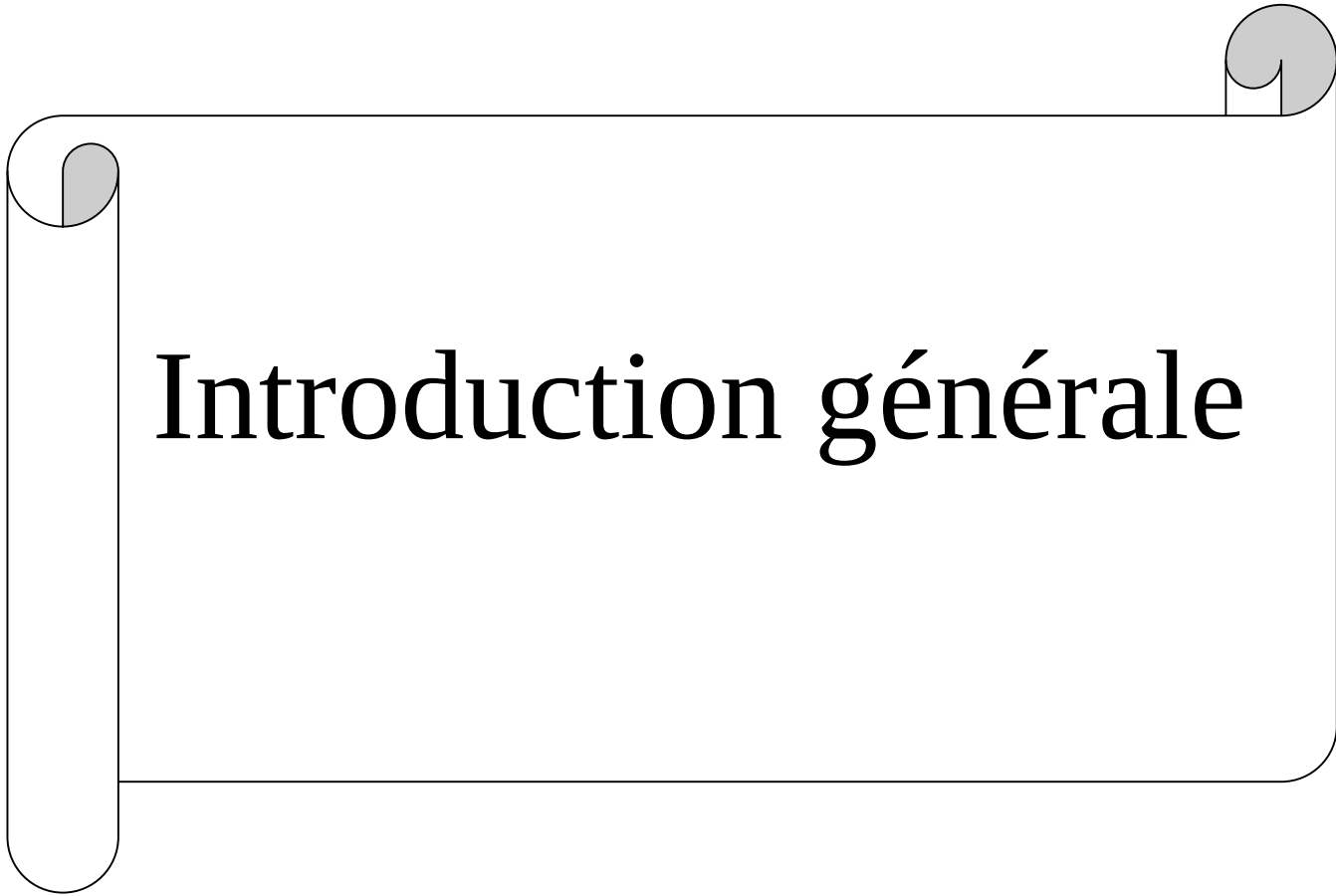
Liste des figures

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Analyse spectrale du rayonnement solaire	3
Figure I.2 : composante du rayonnement solaire au sol	5
Figure I.3 : Trajectoire du soleil selon les saisons pour une latitude nord	6
Figure I.4 : courbes d'ensoleillement typique par mois pour différentes latitude	7
Figure I.5 : un plan incliné capte plus de rayonnement qu'un plan horizontal	7
Figure I.6 : Effet de l'inclinaison sur le rayonnement, de mois, à 45° de latitude	8
Figure I.7. Les différents types d'ombrage	10
Figure I.8 : courbes d'ensoleillement typique par heure (latitude 45°)	11
Figure I.9 : fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	13
Figure II.1 : Schéma équivalent simple d'une cellule photovoltaïque	15
Figure II.2 : caractéristique courant-tension d'une cellule PV sous différents éclairagements	17
Figure II.3 : caractéristique courant-tension d'une cellule solaire	18
Figure II.4 : Caractéristique puissance-tension d'une cellule solaire	20
Figure II.5 : caractéristique courant-tension illustre le point P_{max} idéale et le point P_{max} réel d'une cellule solaire PV	21
Figure II.6 : modèle à une seule diode d'une cellule solaire	23
Figure II.7 : groupement en série des cellules PV	25
Figure II.8 : caractéristiques I/V d'un groupement en série de cellule PV	25
Figure II.9 : groupement en série avec une cellule complètement ombrée	25
Figure II.10 : groupement en série avec une diode by-pass à une cellule est complètement ombrée	25
Figure II.11 : caractéristique I/V d'un groupement en série avec une cellule complètement ombrée	26
Figure II.12 : groupement en série avec une cellule partiellement ombrée	27
Figure II.13 : groupement en série avec des diodes by-pass à une cellule est partiellement ombrée	27
Figure II.14 : caractéristique I/V d'un groupement en série une cellule est partiellement ombrée	27
Figure II.15 : caractéristique I/V d'une cellule PV ensoleillée et dans l'obscurité	27
Figure II.16 : coupe de puissance lors d'un ombrage partielle	28
Figure II.17 : courbes de puissance d'un groupement de cellules en série avec éclairage non homogène à température constante	29
Figure II.18 : groupement en parallèle de cellule PV	29
Figure II.19 : caractéristique I/V d'un groupement en parallèle	30
Figure II.20 : association parallèle d'une cellule est complètement ombrée	30
Figure II.21 : courbes de puissance d'un groupement de cellules en parallèle avec éclairage non homogène	31
Figure II.22 : groupement mixte de cellules PV	32
Figure II.23 : protection d'un générateur PV	33
Figure II.24 : influence de l'éclairage sur la caractéristique courant-tension	35
Figure II.25 : influence de l'éclairage sur la caractéristique puissance-tension	36

Figure II.26 : influence de la température sur la caractéristique courant-tension	36
Figure II.27 : influence de la température sur la caractéristique puissance-tension	37
Figure II.28 : influence de la résistance série sur la caractéristique I-V	38
Figure II.29 : influence de la résistance série sur la caractéristique P-V	38
Figure II.30 : influence de la résistance shunt R_{sh} sur la caractéristique I-V	39
Figure II.31 : influence de la résistance shunt sur la caractéristique P-V	39
Figure II.32 : influence des radiations sur la caractéristique courant-tension	40
Figure II.33 : influence des radiations sur la caractéristique puissance-tension	41
Figure II.34 : schéma synoptique du principe de l'hacheur	42
Figure II.35 : schéma de principe d'un hacheur parallèle	43
Figure II.36 : schéma équivalent du hacheur parallèle lors de la première phase	44
Figure II.37 : schéma équivalent du hacheur parallèle lors de la seconde phase	45
Figure II.38 : forme d'onde des courants et tension pour hacheur parallèle en conduction Ininterrompue	46
Figure II.39 : ondulation du courant	48
Figure II.40 : ondulation de la tension	50
Figure III.1 Courbe caractéristique de puissance d'un GPV	53
Figure III.2 : Schéma de principe du convertisseur MPPT	54
Figure III.3 : Chaîne élémentaire de conversion d'énergie PV	56
Figure III.4 : Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation (P&O)	60
Figure III.5 : Zones de fonctionnement pour un GPV	62
Figure III.6 : caractéristique explicative du fonctionnement de l'INC	64
Figure III.7 : Organigramme de l'algorithme INC	66
Figure III.8 : Modèle SIMULINK de l'algorithme MPPT P&O	67
Figure III.9 : caractéristique de Courant de sortie du GPV	68
Figure III 10 Caractéristique de la tension de sortie du GPV	68
Figure III 11 Caractéristique de puissance de sortie du GPV	69
Figure III.12: caractéristique de Courant de sortie de Convertisseur	69
Figure III.13 : Caractéristique de la tension de sortie de Convertisseur	70
Figure III.14: Caractéristique de puissance de sortie de convertisseur	70
Figure IV.1. Une cellule qui a surchauffé suite au problème du hot-spot	72
Figure IV.2. Groupement en série avec diode passe bas	73
Figure. IV.3 : modèle pour la simulation d'un ombrage partiel du GPV	74
Figure IV.4: Caractéristique I/V illustrant l'ombrage partiel	75
Figure IV.5: Caractéristique P/V illustrant l'ombrage partiel	75
Figure IV.6 : L'organigramme de l'algorithme P&O proposé	77

Figure IV.7 les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ pour des cellules connectées série soumis à l'ombrage partiel	78
Figure IV.8 : Schéma de bloc d'une association avec un système MPPT	79
Figure IV. 9 : Variation des radiations en fonction de temps lors d'un ombrage partiel du GPV	80
Figure IV. 10 : Tensions V_{bus} et V_{pv} pour un pas de perturbation de 0.1 lors d'un ombrage partiellement du panneau GPV	80
Figure IV. 11: Puissances P_{bus} et P_{pv} pour un pas de perturbation 0.1 lors d'un ombrage partiel du GPV	81

A decorative graphic of a scroll with a light gray background and a black outline. The scroll is partially unrolled, with the top and bottom edges curved upwards. The text "Introduction générale" is centered on the unrolled portion of the scroll.

Introduction générale

Introduction Générale

Les sources d'énergie fossiles, qui existent dans notre environnement, tendent à diminuer avec une rapidité relative due à leurs utilisations irrationnelles par l'humanité. La diminution des sources de pétrole, du gaz naturel et des sources naturelles de charbon mène à faire des efforts pour trouver de nouvelles sources d'énergies pour permettre une réduction de l'utilisation de ces sources naturelles de combustible. C'est le souci majeur des tous les pays industrialisés du monde.

Dans ce contexte. L'énergie solaire apparait comme une source importante par ce que la quantité d'énergie solaire qui arrive à la surface de la terre en une journée est dix fois plus grande que l'énergie électrique utilisée.

A travers l'effet photovoltaïque, l'énergie continue dans la lumière solaire peut être convertie directement en énergie électrique [1,2].

Actuellement, on assiste à un regain d'intérêt pour les installations utilisant l'énergie solaire, surtout dans les régions ayant les conditions climatiques favorables ou encore pour les applications sur des sites isolés. Parmi ces applications, nous citons le pompage d'eau pour la consommation et l'irrigation en agriculture dans les sites isolés des pays en voie de développement. En effet, pour nombre de ces pays, il est difficile de connecter ces sites au réseau électrique national. Cependant, les inconvénients majeurs de cette énergie sont le prix du générateur qui reste encore élevé ainsi que le rendement énergétique bas.

Il est bien connu que la puissance électrique générée par un module photovoltaïque peut être fortement diminuée par rapport aux conditions optimales de production (point maximum de puissance) pour une des conditions météorologiques données par nombreux facteurs, tels que (la poussière, la qualité de l'air, la température, l'ombrage, ...). [3-4].

Nous nous intéressons dans ce présent travail aux modules partiellement ombragés, ces derniers produisent plusieurs points de puissance maximum qu'on appelle (maximums locaux), ce qui rend le suivi du Point de Puissance Maximum Globale (PPGM) une tâche difficile. Par conséquent, pour des résultats satisfaisants, toutes les conditions environnementales (en particulier changements climatiques instantanées et ombrage partiel) doivent être pris en considération dans le processus de conception de l'algorithme **MPPT**. [5]

C'est dans cette problématique que se situe ce présent mémoire : « **étude et optimisation de la technique MPPT pour des modules photovoltaïques soumis à l'ombrage partiel** ». Pour parvenir à cet objectif, nous avons réparti notre travail en quatre chapitres essentiels.

Dans le premier chapitre, Nous présentons les bases indispensables à la compréhension du sujet. Nous aborderons ainsi en premier lieu quelques notions sur la source d'énergie que représente le soleil, et son application dans le domaine photovoltaïque. Nous décrirons ensuite la constitution et le principe de fonctionnement de ces cellules photovoltaïques. Nous terminerons ce chapitre par la présentation des différents types de cellules de silicium disponible au marché.

Dans le deuxième chapitre, nous avons choisi le modèle à une seule diode pour la simulation des caractéristiques des cellules photovoltaïques $I=f(v)$ et $P=f(v)$ dans différentes circonstances climatiques. Nous verrons les caractéristiques de l'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle et puis nous donnerons les circuits électriques équivalents de ces cellules. Enfin, une étude du convertisseur DC/DC (hacheur survolteur (Boost)) sera présentée en donnant sa modélisation et son principe de fonctionnement ainsi que ses avantages et ses inconvénients.

Le chapitre trois est consacré à la stratégie de la commande MPPT. Ce chapitre inclus également des sections sur le principe de la recherche du MPP, classification et critères de qualité d'une commande MPPT, le rendement de la chaîne de puissance et quelques algorithmes existant. Dans la dernière partie Nous avons simulé l'algorithme Perturbation et Observation (P&O) dans l'environnement MATLAB SUMILINK.

Enfin, nous effectuerons une application en simulation de la commande MPPT (P&O) améliorée dans des conditions atmosphériques instables c.-à-d un ombrage partiel et commenter l'évolution de l'application durant cet ombrage.

Finalement, nous terminerons ce manuscrit par une conclusion générale

A decorative frame resembling a scroll, with a light gray background and a dark gray border. The frame has rounded corners and a vertical strip on the left side. The title and subtitle are centered within the frame.

Chapitre I

L'énergie solaire et généralités sur les systèmes
photovoltaïques

I.1 Introduction

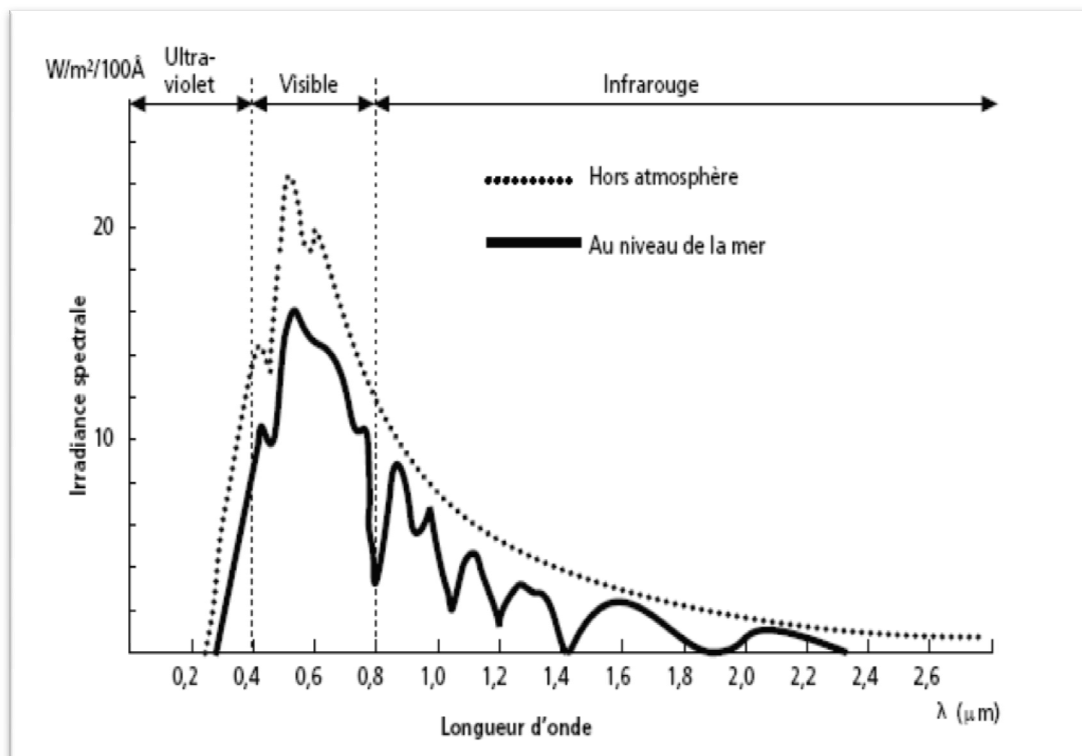
Le soleil reste jusqu'à présent la plus importante source d'énergie malgré la distance considérable qui le sépare de la terre 150×10^6 de kilomètres. La puissance émise par le soleil sous forme de rayonnement est estimée à 90×10^{15} GW, alors que la couche terrestre n'arrive à recevoir que 180×10^6 GW. Arrivant à la terre, le rayonnement solaire subit de considérables modifications, dues principalement aux phénomènes d'absorption et de diffusion. De là, on introduit la notion de l'éclairement comme étant la densité de puissance reçue par une surface soumise à un flux lumineux dans les conditions atmosphériques optimales. Cette densité de puissance atteinte 1 kW/m^2 pour un site situé au niveau de la mer.

L'Algérie dispose d'environ 3200 heures d'ensoleillement par an, bénéficiant d'une situation climatique favorable à l'application des techniques solaires [6].

Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre, et malgré une atténuation importante lorsqu'elle traverse l'atmosphère, la quantité qui reste est encore assez importante quand elle arrive au sol. On peut ainsi compter sur 1000 W/m^2 crête dans les zones tempérées et jusqu'à 1400 W/m^2 lorsque l'atmosphère est faiblement polluée.

I.2 Rayonnement solaire [6.7.8]

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de $0.22 \mu\text{m}$ jusqu'à $0.8 \mu\text{m}$. La Figure (I.1) représente la variation de la répartition spectrale énergétique.



Figure(I.1) : Analyse spectrale du rayonnement solaire

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

- 9% dans la bande des ultraviolets ($<0.4\mu\text{m}$),
- 47% dans la bande visible (0.4 à $0.8\mu\text{m}$),
- 44% dans la bande des infrarouges ($>0.8\mu\text{m}$),.

I.2.1 mesure de rayonnement solaire

L'ensoleillement (**G**) correspond à l'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan à un moment donné. Il s'exprime habituellement en watts par mètre carré (W/m^2). Comme on l'explique à la section « la ressource solaire », l'ensoleillement varie de zéro, au lever du soleil, à sa valeur maximale, typiquement au midi solaire. [6]

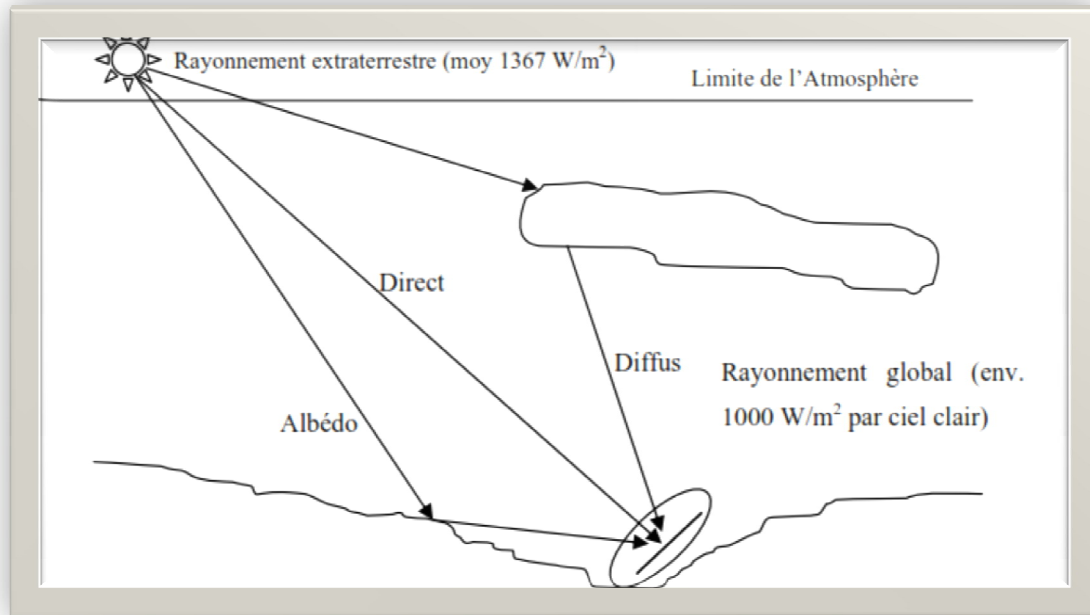
L'ensoleillement peut également exprimer la quantité d'énergie solaire captée sur un plan pendant un intervalle déterminé. Il s'exprime habituellement en kilowattheure par mètre carré (kWh/m^2), en « heure de soleil maximum », en mégajoule par mètre carré (MJ/m^2) ou bien en calorie par centimètre carré (cal/cm^2) pour l'intervalle déterminé, une journée ou une heure.

Les valeurs quotidiennes d'ensoleillement sont habituellement présentées sous forme de moyennes mensuelles pour différentes latitudes et inclinaisons à des endroits précis (afin de rendre compte de l'effet des conditions météorologiques différentes). Le plus souvent, on exprime l'ensoleillement en « heures de soleil maximum », c'est-à-dire par le nombre équivalent d'heures par jour ou l'éclairement est en moyenne de $1000\text{W}/\text{m}^2$. Les heures de soleil maximum est indice utile pour le dimensionnement des systèmes photovoltaïques, car ces systèmes sont habituellement évalués en watt crête (WC), c'est -à-dire sous un éclairement de $1000\text{W}/\text{m}^2$ [8,9].

Il y a quatre types de rayonnement [6,8] :

- **Rayonnement direct** : rayonnement reçu directement du soleil. Il peut être mesuré par un pyréliomètre.
- **Rayonnement diffus** : c'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi de multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère. Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil.
- **Rayonnement solaire réfléchi** : ou l'albédo du sol : le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchi (eau, neige).

- **Rayonnement global:** c'est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la **figure (I.2)**, mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran.



Figure(I.2) : composante du rayonnement solaire au sol

I.2.2 Les paramètres influents sur l'irradiation solaire :

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de 1,37 kilowatt au mètre carré (kW/m²), à plus ou moins 3 %, selon que la terre s'éloigne ou se rapproche du soleil dans sa rotation autour de celui-ci. L'atmosphère en absorbe toutefois une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement 1200W/m². La rotation et l'inclinaison de la terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire et le rendent diffus.

L'utilisation du rayonnement solaire comme source d'énergie pose donc un autre problème bien particulier. En effet, le rayonnement solaire n'est pas toujours disponible, on ne peut ni l'emmagasiner ni le transporter. Le concepteur d'un système qui emploie le

rayonnement solaire comme source d'énergie doit donc déterminer la quantité d'énergie solaire disponible à l'endroit visé et le moment où cette énergie est disponible. [6.7]

Il faut d'abord comprendre l'effet de la rotation (moment de la journée) et de l'inclinaison (saison de l'année) de la terre sur le rayonnement solaire.

- **L'absorption atmosphérique** est plus faible lorsque le soleil se trouve à son point le plus haut dans le ciel, c'est-à-dire plein sud dans l'hémisphère et plus courte lorsque le soleil est directement au dessus de l'endroit visé. C'est le « midi solaire », moment où le rayonnement solaire est plus intense. Comme le soleil est plus haut et que les journées sont plus longues en été, la quantité totale d'énergie reçue sur un plan horizontal y est plus grande qu'en hiver. La Figure (I.2) illustre ce phénomène, en reproduisant la trajectoire du soleil dans le ciel au cours des quatre saisons de l'année [6.7].

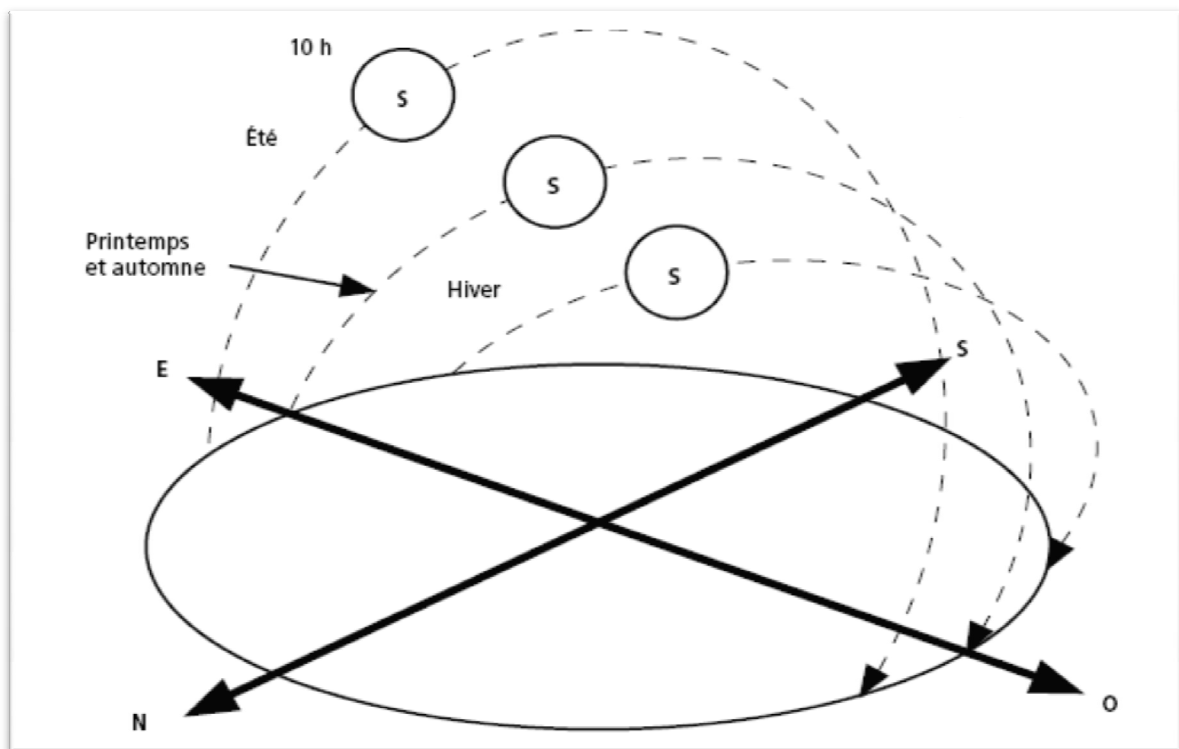


Figure (I.3) : Trajectoire du soleil selon les saisons pour une latitude nord

- **La latitude :** a aussi un effet important, les journées estivales s'allongent à mesure qu'on s'éloigne de l'équateur, et le soleil est plus bas au midi solaire. Les journées d'hiver sont également plus courtes, et le soleil encore plus bas qu'à l'équateur. Autrement dit, l'intensité maximale (à midi) et la quantité totale de rayonnement solaire (**G**) sur un plan horizontal diminuent à mesure qu'augmente la latitude (**Figure I.3**) [7.8].

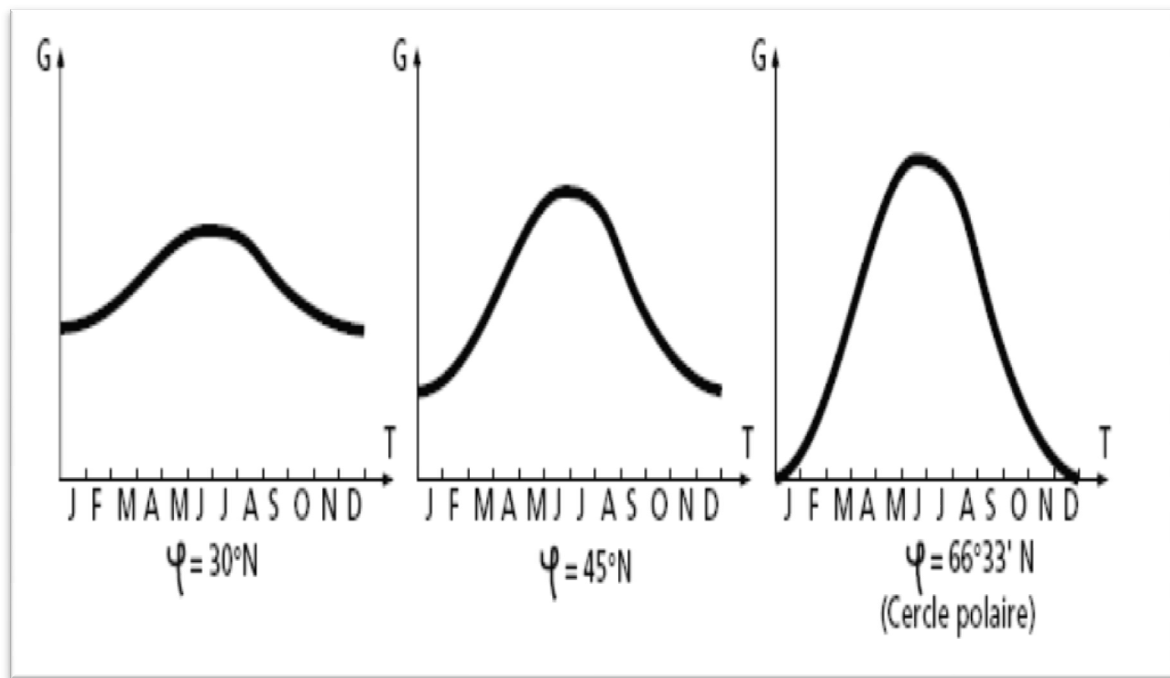


Figure (I.4) : courbes d'ensoleillement typique par mois pour différentes latitudes

- **L'angle d'inclinaison**, le rayonnement atteint son intensité maximale lorsque le plan est perpendiculaire aux rayons du soleil, donc l'intensité du rayonnement solaire sur un plan quelconque augmente quand on l'incline vers le soleil comme le montre la figure (1.4). [6, 8, 9]

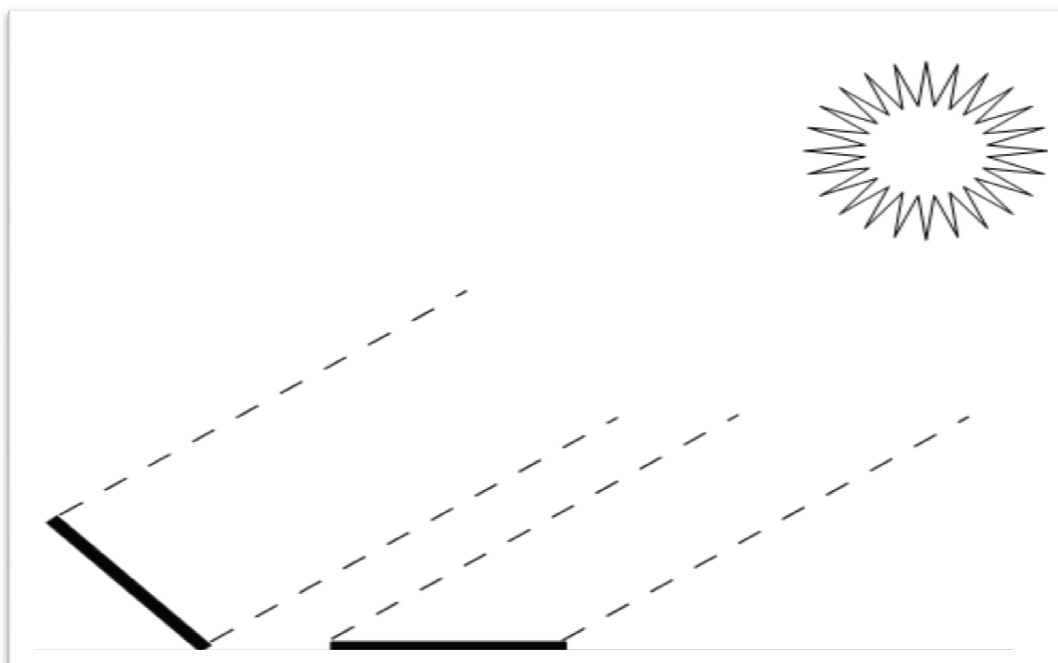


Figure (I.5) : un plan incliné capte plus de rayonnement qu'un plan horizontal

On maximise par conséquent la quantité d'énergie solaire directe captée quand on charge constamment l'inclinaison du plan pour le maintenir à angle droit avec les rayons du soleil. Si le plan est fixe, la quantité d'énergie reçue sera moindre, car les rayons du soleil le frapperont de biais la majorité du temps. La figure (I.5) montre l'effet de l'angle d'inclinaison sur le rayonnement direct frappant un plan, de mois en mois, à 45° de latitude. Lorsque l'inclinaison est égale environ 35°. Par rapport à l'horizontale, le plan capte à peu près la même quantité d'énergie solaire toute l'année. Le rayonnement annuel capté est au maximum lorsque le plan est incliné à un angle égal à la latitude [7, 9].

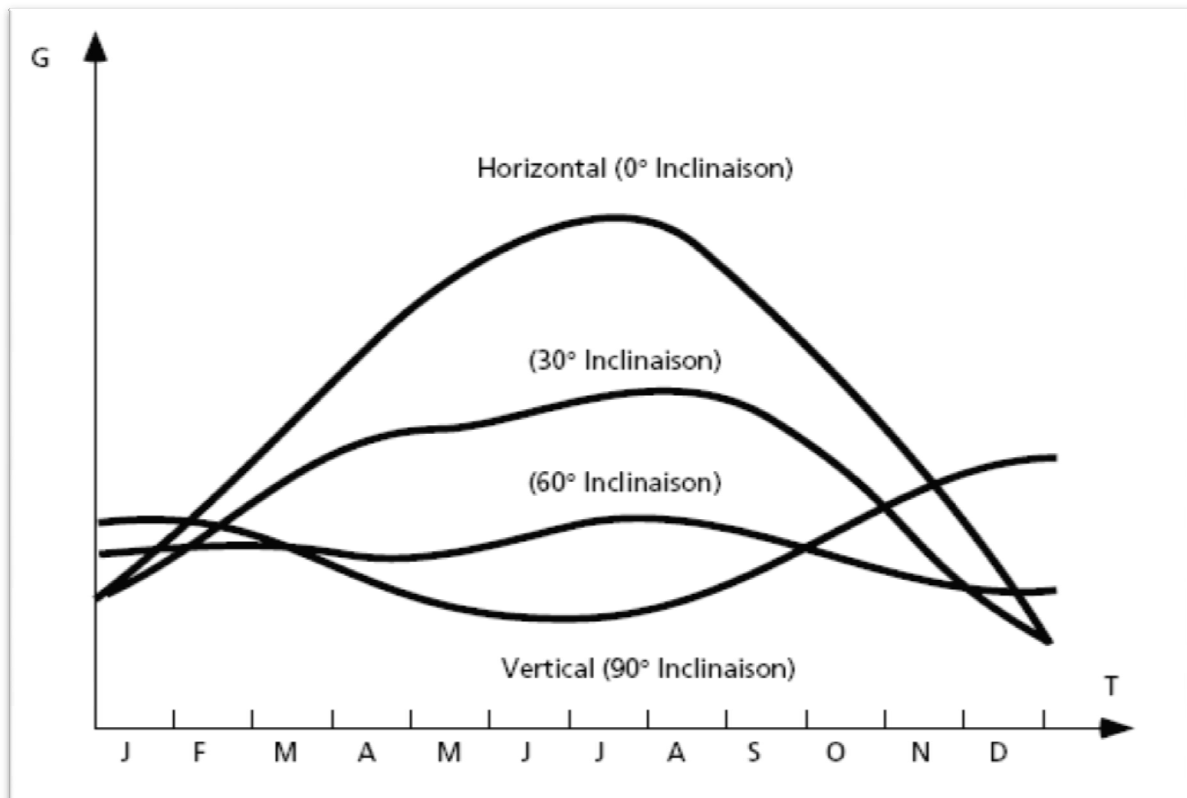


Figure (I.6) : Effet de l'inclinaison sur le rayonnement, de mois, à 45° de latitude

- **Les phénomènes atmosphériques :** telles les conditions météorologiques (nébulosité, poussières, humidité, etc.) et la couverture du sol, ont une influence encore plus marquée sur le rayonnement solaire effectivement reçu à la surface de la terre.
- La vapeur d'eau et les particules en suspension dans l'air diminuent le rayonnement solaire direct atteignant la surface terrestre, en le réfléchissant ou en l'absorbant. Cette diminution s'ajoute à celle qui est attribuable à l'atmosphère même.
- Le couvert nuageux, la brume et l'atmosphère même dispersent également la lumière, de sorte qu'une partie du rayonnement semble venir de tous les coins du ciel et non pas directement du soleil. Cette lumière diffuse est ce qu'on appelle le rayonnement diffus.

- La couverture saisonnière du sol, comme la glace et la neige, réfléchit le rayonnement solaire et augmente par conséquent le rayonnement qui frappe un plan, particulièrement si celui-ci est très incliné. La mesure de la quantité d'énergie solaire disponible tient donc davantage de la statistique que de la géométrie. Néanmoins, il est possible de représenter l'allure des courbes correspondant à une variation de l'ensoleillement en fonction des saisons et en fonction des heures pour différentes saison.

Ces courbes permettront d'évaluer approximativement l'énergie solaire disponible

[6, 8, 9].

- **L'ombre** projetée par les accidents du terrain (collines ou montagnes), par les immeubles et par les arbres peut également diminuer le rayonnement solaire frappant un plan quelconque, particulièrement un plan incliné, surtout en hiver lorsque le soleil est bas dans le ciel. Les modules photovoltaïques sont très sensible à l'ombrage, Pour les installations photovoltaïques, ce phénomène est particulièrement important parce que les cellules photovoltaïques et les modules sont branchés en série. L'obstruction d'une cellule peut causer une forte diminution de l'énergie produite et peut amener un phénomène de point chaud (hot spot), la cellule ombragée agissant comme récepteur et dissipant une certaine quantité d'énergie produite par les autres cellules [7, 8].

On distingue deux types d'ombrage : l'ombrage total et l'ombrage partiel.

- **L'ombrage complet** empêche tout rayonnement (directe et indirecte) d'atteindre une partie de cellule photovoltaïque (par exemple, une déjection d'oiseau, une branche d'arbre sur le panneau, une couverture).
- **L'ombrage partiel** empêche seulement le rayonnement direct d'atteindre une partie de la cellule photovoltaïque (par exemple, une cheminée, un arbre, un nuage).

Souvent, les cellules d'un module photovoltaïque sont connectées en série. Ainsi, la cellule la plus faible va déterminer et limiter la puissance des autres cellules. L'ombrage de la moitié d'une cellule ou de la moitié d'une rangée de cellule diminuera la puissance proportionnellement au pourcentage de la surface ombrée d'une cellule, dans ce cas de 50%. L'ombrage total d'une rangée de cellules peut réduire à zéro la puissance de module. [10]

Les différents types d'ombrage sont montrés sur la figure (1.6)

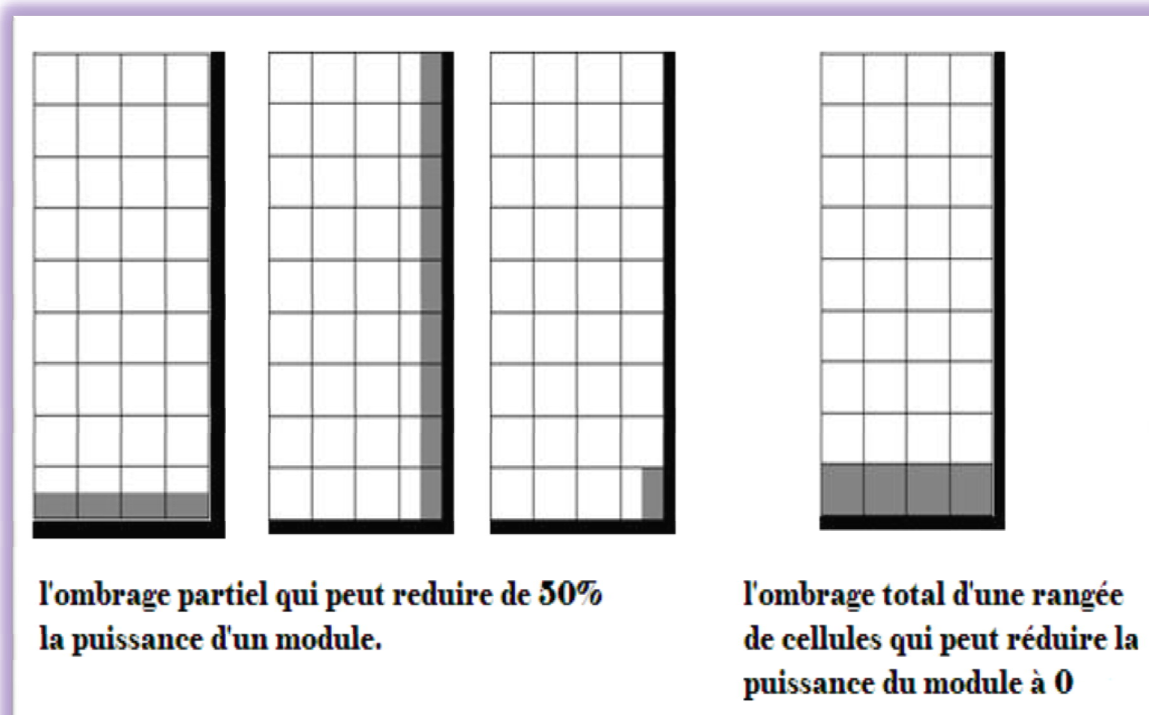


Figure I.7. Les différents types d'ombrage [10]

En résumé, on peut dire que l'intensité du rayonnement solaire est extrêmement variable suivant :

- La localisation géographique du site (spécialement par rapport à sa latitude),
- La saison,
- Les conditions météorologiques (nébulosité, poussière, humidité...),
- L'altitude du lieu.

Il est possible de représenter l'allure des courbes correspondant aux variations de l'ensoleillement selon différents paramètres (Figure I.7) [7,8].

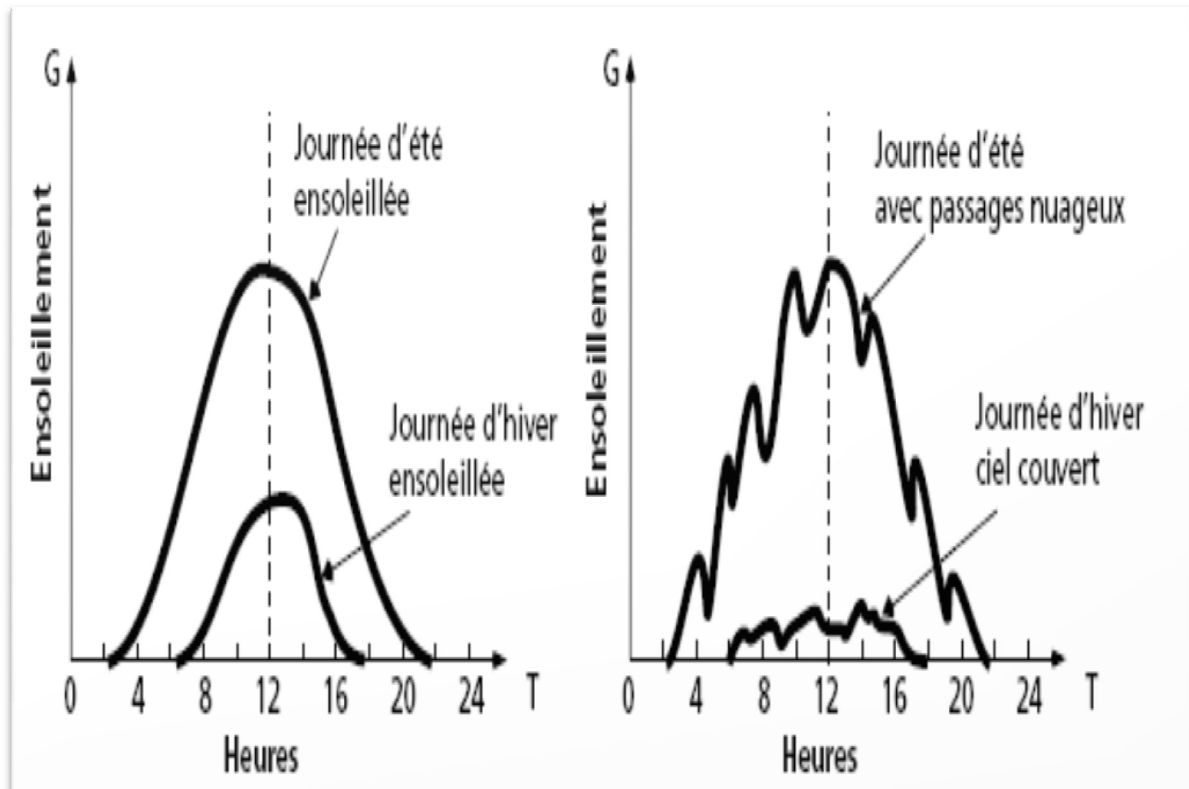


Figure (I.8) : courbes d'ensoleillement typique par heure (latitude 45°).

I.3 conversion photovoltaïque [6,8]

La possibilité de transformer directement l'énergie lumineuse, et en particulier le rayonnement solaire en énergie électrique est apparue en 1954 avec la découverte de l'effet photovoltaïque. Cet effet utilise les propriétés quantiques de la lumière permettant la transformation de l'énergie incidente en courant électrique dont la cellule solaire ou photopile, est l'élément de base de cette conversion photovoltaïque.

I.3.1.L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un processus de transformation de l'énergie émise par le soleil, sous forme de photons, en énergie électrique à l'aide de composant semi-conducteur appelé cellule solaire [8,10].

L'effet photovoltaïque ne peut se produire que s'il existe une barrière de potentiel dans le semi-conducteur avant qu'il ne soit éclairé. Une telle barrière existe, par exemple, à l'interface entre deux volumes dopés différemment c'est-à-dire où l'on a introduit deux types différents d'impuretés à concentration différente, par exemple de type P-N. si ce matériau est

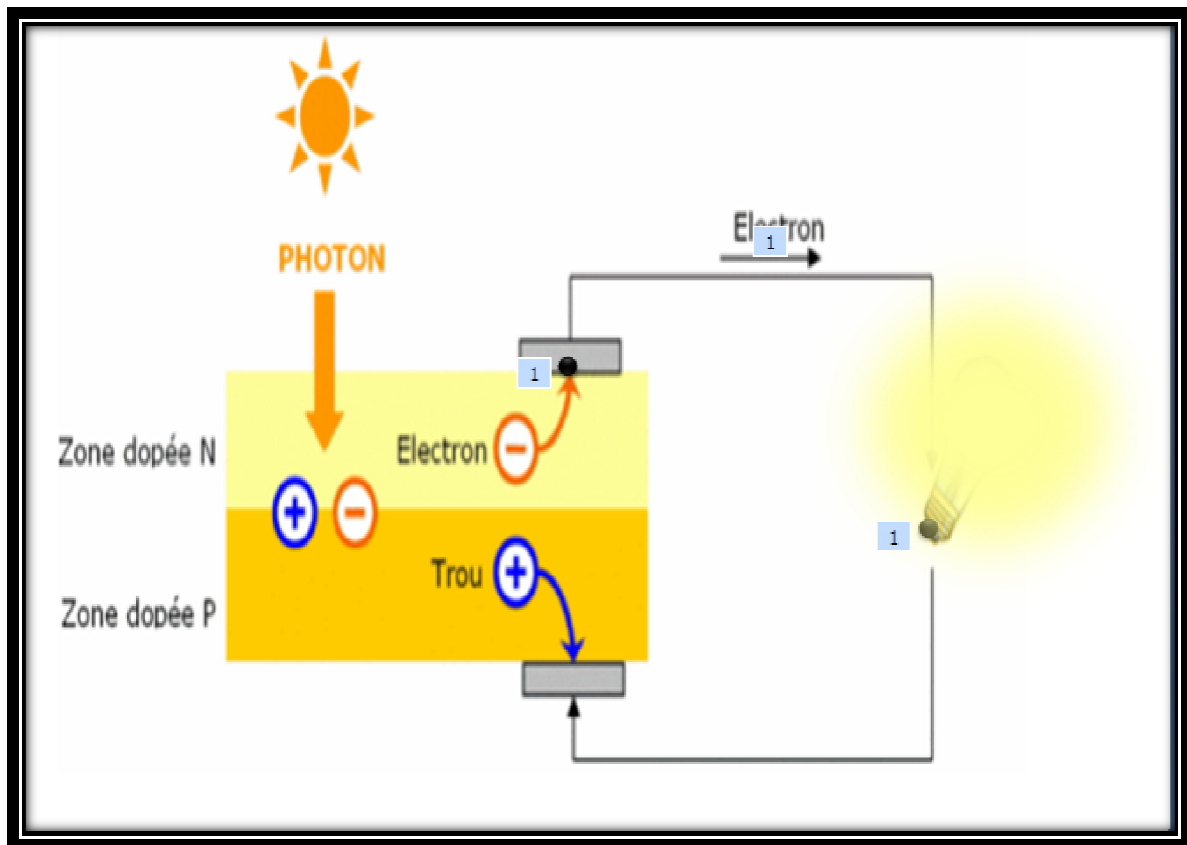
éclairé, les charges électriques, rendus mobiles par la lumière (l'effet photovoltaïque), seront séparées par la barrière avec d'un côté les charges positives et de l'autre côté les charges négatives [8,9].

Parmi le matériau semi-conducteur les plus utilisés on trouve le silicium, le germanium, le Sulfure de Gallium et l'Arséniure de Gallium.

I.3.2. le principe de conversion photovoltaïque

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par les biais de la production et le transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type **n** et dopée de type **p**. lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau **n** diffusent dans le matériau **p**.

La zone initialement dopée **n** devient chargée positivement, et la zone initialement dopée **p** chargée négativement. il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone **n** et les trous vers la zone **p**. une jonction (dite **p-n**) a été formée [6, 8, 9]. En ajoutant des contacts métalliques sur la zone **n** et **p**, une diode est obtenue ; lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi un pair d'électron trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule. Les électrons de la zone **n** rejoignent les trous **p** via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel le courant électrique circule [7, 8, 11], voir la **figure (1.8)**



Figure(I.9) : fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

I.3.3 Rendement Photovoltaïque [12]

Le rendement photovoltaïque est un facteur très important pour les composants photovoltaïques, il se définit comme étant le taux de conversion d'énergie des cellules PV. Le rendement est aussi le pourcentage de l'énergie solaire qui est convertie en électricité par l'intermédiaire d'une cellule solaire. Il caractérise ces composants et définit leurs performances. Les rendements sont fonction du type de semi-conducteur utilisé et sont directement liés au « bande de gap ». Pour le silicium cristallin, le rendement théorique maximum est de 44%. Le silicium n'est pas le meilleur matériau, sa « bande de gap » est de 1.10 eV, celui de l'arséniure de gallium (GaAs) a un « bande de gap » quasi optimal de 1.4 eV. Le rendement commercial des cellules monocristallines est de l'ordre de 12 à 17 % maximum.

Les principales pertes sont dues à :

- Une absorption incomplète des photons.
- Les photons très énergétiques voient la part d'énergie supérieure perdue en chaleur.

- La réflexion optique à la surface des cellules, c'est la raison pour laquelle une couche antireflet (SiO_2 , Al_2O_3 ...) est déposée à la surface des cellules.
- La collecte des paires d'électrons trous n'est pas optimum, certaines paires d'électrons trous se recombinent avant d'atteindre la jonction.
- La grille en face avant ne favorise pas la transmission optique maximale du rayonnement solaire. Sa forme géométrique est cependant très optimisée par les constructeurs. Chez certains la grille est faite par laser pour en diminuer la surface.
- Pertes dues à la résistance série (résistance de contact des deux grilles).

I.3.4. Les différents types de cellules Photovoltaïques :

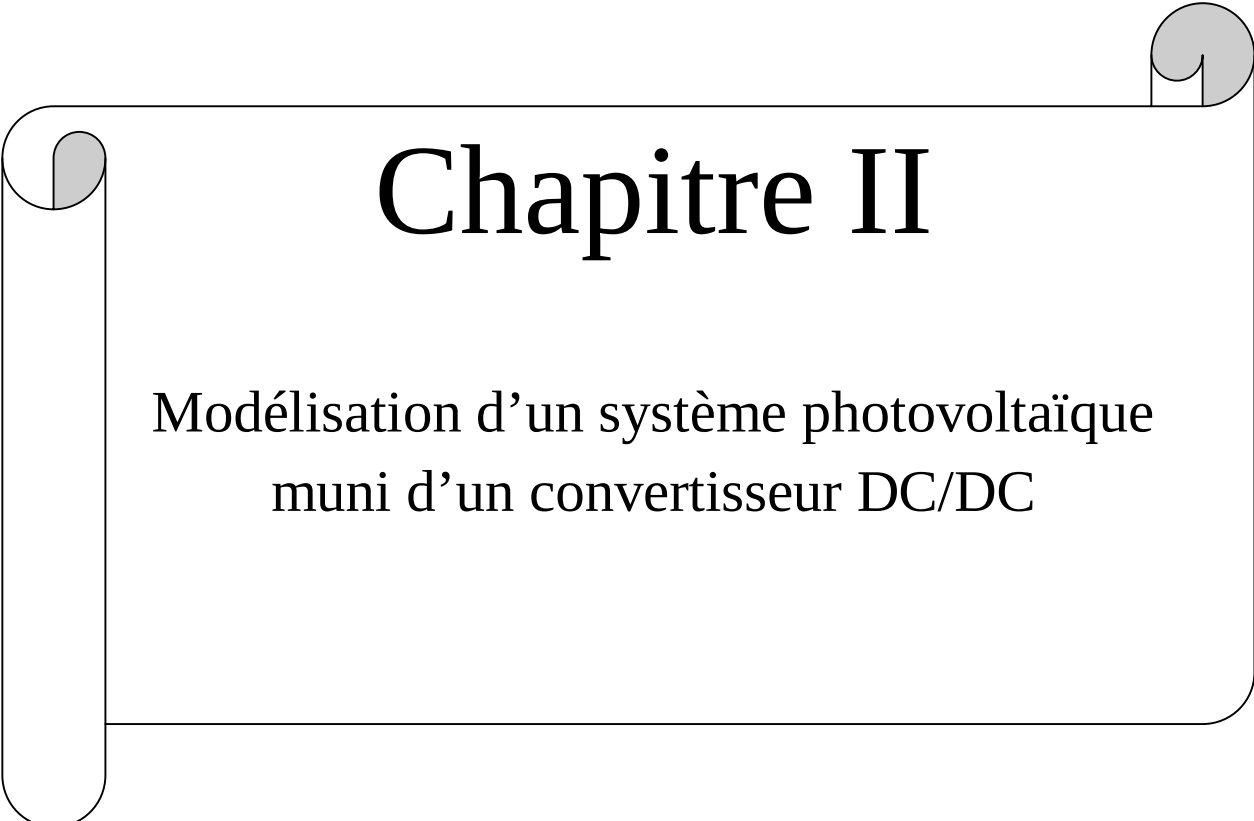
Les cellules photovoltaïques sont constituées de semi-conducteurs à base de silicium (Si), de germanium (Ge), de sélénium (Se), de sulfure de cadmium (CdS), de tellure de Cadmium (CdTe) ou d'arséniure de galium (GaAs). Le silicium (Figure I.7) est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques, car il est très abondant dans la nature. On le trouve dans la nature sous formes de pierre de silice est un composé chimique (dioxyde de silicium) et un minéral de formule **SiO_2** . il est le principal constituant des roches sédimentaires détritiques (sables, grés). [13]

Les différents types de cellules PV existants sont :

- Cellules en silicium **amorphe** (rendement : 6 à 10%)
- Cellules en silicium **monocristallin** (rendement : 13 à 17%)
- Cellules en silicium **poly cristallin** (rendement : 11 à 15 %)
- Cellules en silicium **ruban** : elles ont des caractéristiques voisines au Si-polycristallin.

I.4 : Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté quelque notion de base permettant de comprendre ce qu'est l'énergie solaire, on a aussi parlé de la caractéristique physique du matériau semi-conducteur (Silicium), puis on a expliqué le concept de l'effet photovoltaïque et le processus de l'apparition de la paire électron-trous en conséquent la création de photo-voltage au borne de la cellule photovoltaïque. A la fin on a cité quelque type des cellules solaire et leur rendement. Dans le chapitre qui suit, on s'intéresse à la modélisation d'un générateur photovoltaïque en précisant l'influence des conditions météorologiques (éclairage, température) sur le rendement de la production de l'énergie électrique à partir de l'énergie photovoltaïque

A decorative frame resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip at the top, both with rounded ends and a grey shadow effect.

Chapitre II

Modélisation d'un système photovoltaïque
muni d'un convertisseur DC/DC

II.1. introduction

La modélisation d'un générateur photovoltaïque (GPV) est une étape importante dans l'analyse et l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques. Il existe plusieurs modèles mathématiques décrivant le générateur photovoltaïque. Le but est la détermination des caractéristiques courant- tension et puissance-tension du générateur. Les modèles les plus utilisés sont :

1. modèle mathématique (idéale)
2. modèle à une seule diode
3. modèle à deux diodes

Dans ce chapitre nous exposerons les formules mathématiques « modèles » de la cellule et de générateur photovoltaïque (GPV) à une seule exponentielle, puis nous présenterons l'implémentation de ces modèles sous MATLAB/SUMILINK. Les résultats des différentes simulations effectuées seront présentés puis interprétés. La dernière partie de ce chapitre est dédiée à la modélisation du convertisseur DC-DC.

II.2. Différents modèles des cellules PV :

II.2.1. Modèle mathématique (idéale) de la cellule PV :

Les propriétés de la jonction PN et la réaction du semi-conducteur au rayonnement mènent au schéma du circuit équivalent idéal simplifié d'une cellule photovoltaïque représenté sur la Figure (II.13). [14] [15] [16]

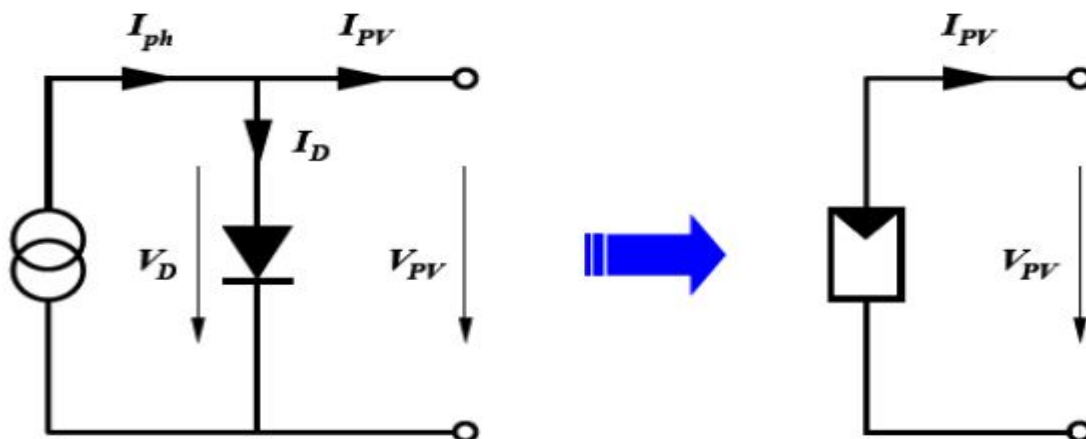


Figure II.1. Schéma équivalent simple d'une cellule photovoltaïque [14]

L'application de la loi de Kirchhoff et l'utilisation de l'expression du courant de la diode mène à l'expression mathématique de ce modèle.

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

Ou :

- I_{ph} : photo-courant généré par la cellule sous éclairage
- I : courant généré par la cellule photovoltaïque
- I_d : courant de la diode

Les expressions des courants I_d et I sont respectivement données par les relations (II.2) et (II.3) :

$$I_d = I_{sat} \left[\exp\left(\frac{qV}{AKT}\right) - 1 \right] \quad (II.2)$$

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{qV}{AKT}\right) - 1 \right] \quad (II.3)$$

Avec :

- V : tension délivrée par la cellule PV
- I_{sat} : courant de saturation de la diode dépendant de la température
- T : température de la cellule en °K
- A : facteur d'idéalité de la diode
- q : la charge élémentaire ($q = 1,6 \cdot 10^{-19} C$)
- K : constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} J/K$)

III.2.2. Caractéristique de la jonction PN utilisée comme capteur :

En polarisant électriquement une jonction **PN** classique à base de **Si**, on obtient les caractéristiques statiques d'une diode. La particularité du **Si** est que lorsque la jonction **PN** est éclairée, un courant proportionnel à l'éclairement apparaît. C'est cette particularité qui est employée dans les générateurs solaires photovoltaïques (**Figure II.2**)

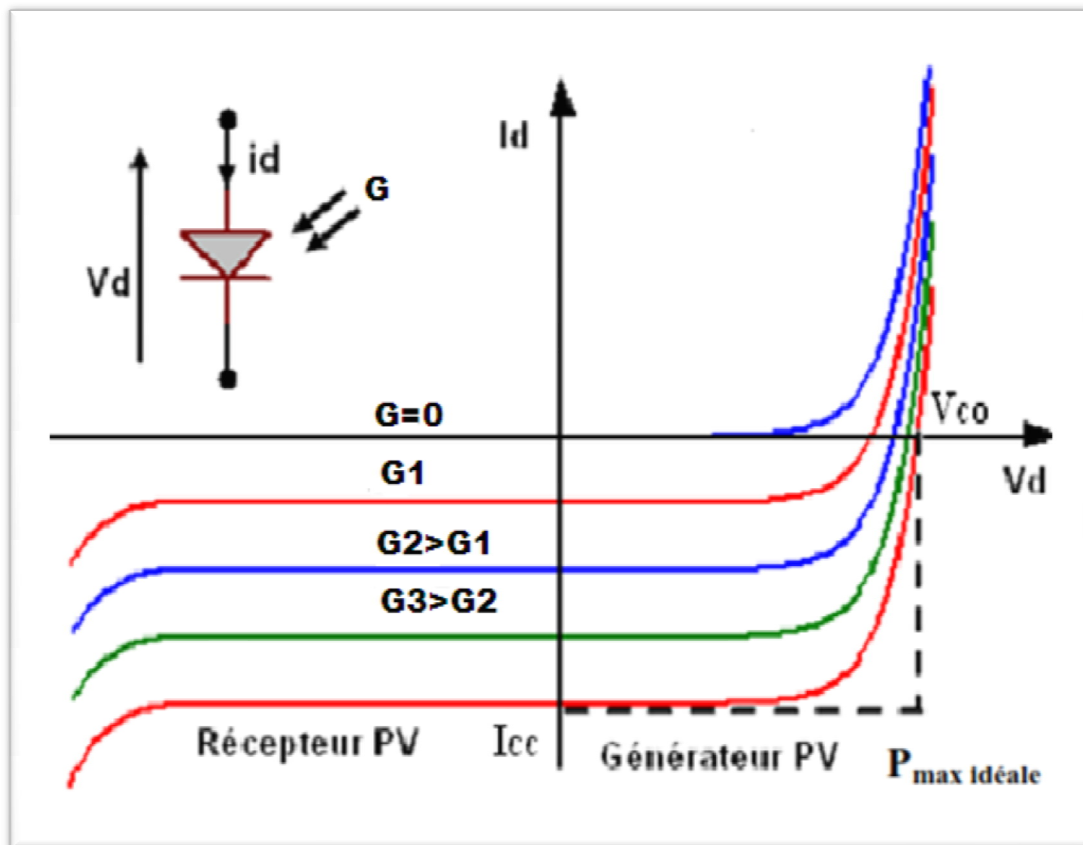


Figure. II.2.Caractéristique courant-tension d'une cellule PV sous différents éclairagements
[16]

Comme nous pouvons le remarquer sur la caractéristique de la **Figure (II.2)** :

Si $G = 0$, la jonction se comporte comme un photorécepteur.

Si $G > 0$, elle fonctionne comme un générateur avec un courant de court circuit proportionnel à l'éclairement.

II.2.3. caractéristiques électriques d'une cellule PV :

Une cellule solaire caractérisée par deux courbes, la $I=f(V)$ et $P=f(V)$

II.2.3.1 caractéristique courant-tension :

La caractéristique courant-tension ($I-V$) de la cellule solaire qui présente comment la cellule photovoltaïque réagit à toutes les charges possibles sous des conditions particulières d'ensoleillement et de température, est montrée sur la (figure II.3). En observant la caractéristique, on peut voir qu'il y a trois points importants :

- ❖ **Point un (1)** : correspond au courant maximum que peut fournir la cellule solaire à la tension zéro (courant à court circuit).
- ❖ **Point deux (2)** : correspond à la tension maximale de la cellule solaire sans charge ; conditions (circuit ouvert).
- ❖ **Point trois (3)** : correspond à la puissance maximale que peut délivrer la cellule solaire.

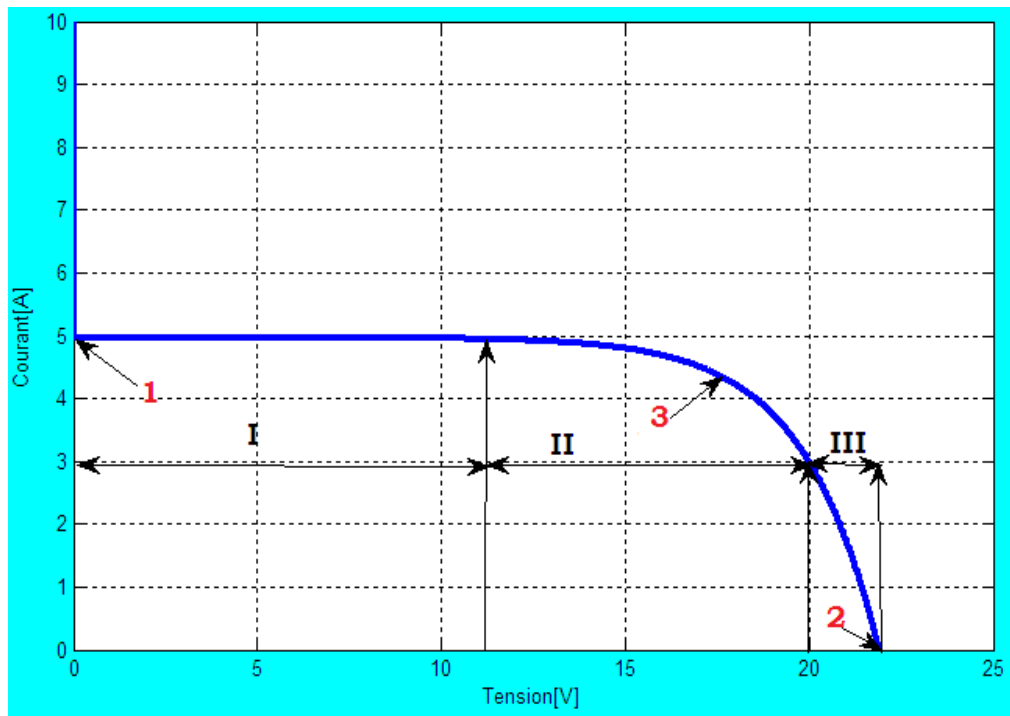


Figure II.3. Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire

Sans tenir compte de la tension courant (I-V), la caractéristique peut être divisée en trois intervalles différents :

- L'intervalle, où dans une cellule solaire, est considéré en tant que source courant ; comme le courant est constant alors la tension est variable (Intervalle **I**).
- L'intervalle, où dans une cellule solaire, n'est ni considéré comme source de courant ni une source de tension (Intervalle **II**).
- L'intervalle, où dans une cellule solaire, est considéré comme une source de tension, comme la tension est variable, le [courant est constant (Intervalle **III**).

Une fois qu'une cellule solaire est chargée avec une charge résistive constante, la charge est présentée avec un point quelque part sur la caractéristique de cellules **I-V**. quand la charge augmente, le point de fonctionnement se déplace le long de la caractéristique vers la droite.

Cependant, une diminution de la charge fait monter le point de fonctionnement de la caractéristique vers la gauche de la direction.

II.2.3.2 Paramètres de la cellule solaire [17]

La cellule solaire est caractérisée par le rendement de conversion η , une tension à circuit ouvert V_{oc} , un courant à court-circuit I_{cc} et un facteur de suffisance ff . Ces paramètres sont déterminés à partir des caractéristiques courant-tension. Leurs déterminations permettent une comparaison de différentes cellules éclairées en conditions identiques.

- **Tension de circuit ouvert V_{co}**

La tension de circuit ouvert d'une cellule solaire (**Figure II.3**), est fonction des caractéristiques de la jonction électronique et des matériaux utilisés. Pour une cellule donnée, elle ne varie presque pas avec l'intensité lumineuse, au moins pour des éclairagements supérieurs à 100 W/m² (ce qui correspond au rayonnement solaire sur terre d'une journée très couverte).

- **Le courant de court circuit I_{cc}**

Le courant de court circuit I_{cc} est directement proportionnel à l'énergie rayonnante reçue, c'est-à-dire à l'éclairement, à la température ambiante, à la vitesse de circulation de l'air ambiant. Il dépend principalement de la surface de la cellule. Dans les cellules PV au silicium, la tension V_{co} est de l'ordre de 0.4 à 0.68V et le courant I_{cc} est de l'ordre de 12 mA/cm².

II.2.3.3. puissance caractéristique d'une cellule solaire

Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes éclairage, température, vitesse de circulation de l'air ambiant, etc. la puissance électrique disponible aux bornes d'une cellule solaire est : [18]

$$P = V * I \quad (II.4)$$

- **P** : puissance mesurée en sortie de la cellule solaire
- **V** : tension mesurée aux bornes de la cellule solaire
- **I** : intensité mesurée dans la cellule solaire

La caractéristique puissance-tension d'une cellule est donnée par la figure (II.4) :

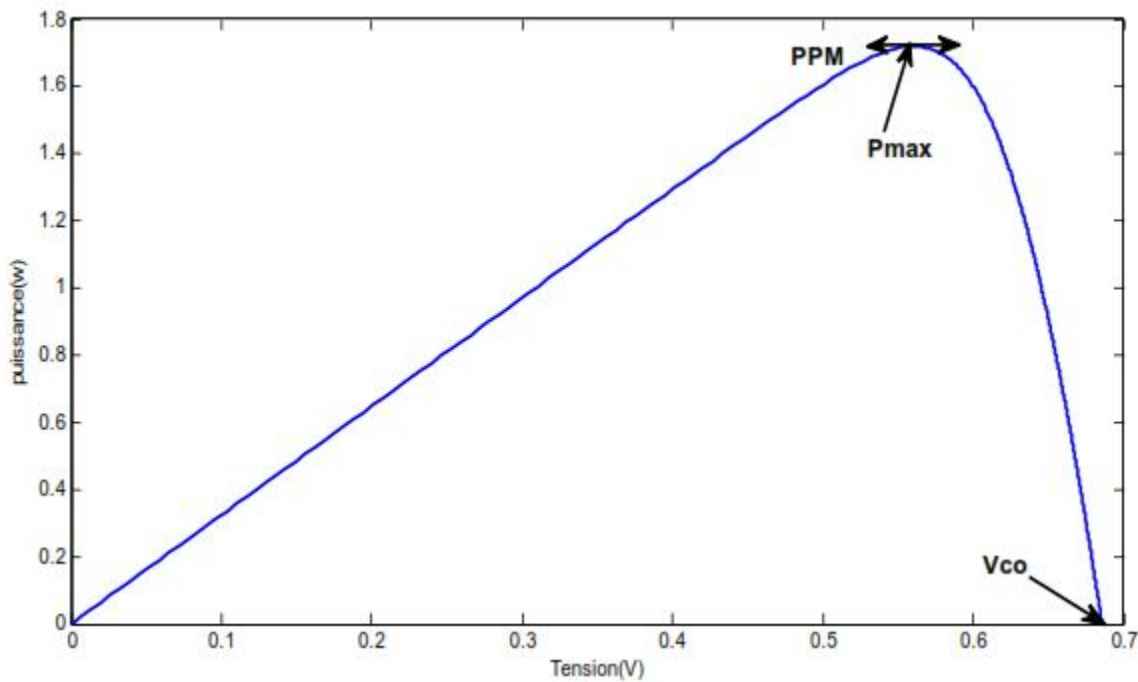


Figure II.4. Caractéristique puissance-tension d'une cellule solaire

D'après la **Figure (II.4)**, on remarque qu'une cellule solaire peut générer une puissance jusqu'à 1.7 Watt selon la tension V_{ppm} compris entre 0.5 et 0.6 Volts.

- **Puissance maximale**

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximale idéale $P_{max(idéale)}$ correspondrait donc à la tension du circuit ouvert V_{oc} multipliée par le courant de court circuit I_{cc} :

$$P_{max(idéale)} = V_{co} * I_{cc} \quad (II. 5)$$

➤ $P_{max(idéale)}$: la puissance mesurée aux bornes de la cellule solaire.

En pratique, la courbe caractéristique d'une cellule solaire est plus "arrondie (**Figure II.5**) et la tension au point de puissance maximale V_{ppm} est inférieure à la tension de circuit ouvert V_{co} , de même que le courant fourni I_{ppm} est inférieur pour cette même tension, au courant de court-circuit I_{cc} . l'expression de la puissance en ce point est donnée par :

$$P_{max} = V_{PPM} * I_{PPM} \quad (II. 6)$$

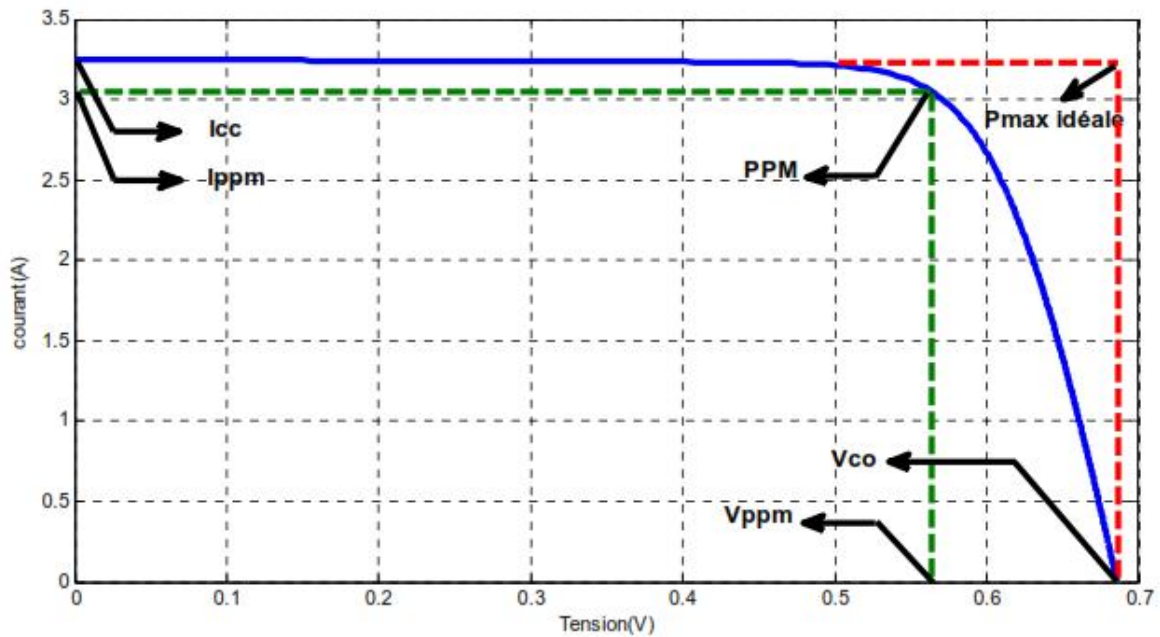


Figure II.5. Caractéristique courant-tension illustre le point P_{MAX} idéal et le point P_{max} réel d'une cellule solaire PV.

- **Facteur de forme**

On appelle le facteur de forme FF , le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule P_{MAX} , dans des conditions d'éclairement, de température et de vitesse de circulation à l'air ambiant donnés, et le produit du courant de court-circuit I_{cc} par la tension de court circuit ouvert V_{co} (c'est-à-dire la puissance maximale d'une cellule idéale) : [19]

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} * I_{cc}} = \frac{V_{PPM} * I_{PPM}}{V_{co} * I_{cc}} \quad (II.7)$$

V_{co} : La tension du circuit ouvert mesurée aux bornes de la cellule solaire.

I_{cc} : L'intensité mesurée lors d'un court-circuit.

- **Puissance crête d'une cellule solaire [20]**

Dans le cas la photopile est exposée au rayonnement solaire, la puissance crête d'une photopile, aussi nommé puissance « catalogue » noté W_c (watt crête) ou W_p (watt peak), représente la puissance électrique maximale délivrée dans les conditions suivantes dites conditions standard :

- ❖ Eclairement solaire de 1 KW/m² (correspondant à peu près à une exposition perpendiculaire aux rayons du soleil à midi par temps clair d'été).
- ❖ Température de la cellule solaire égale à 25°C.
- ❖ Répartition spectrale du rayonnement dit AM1.5 (le nombre « 1.5 » indique le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith).
- **Rendement énergétique**

Ce rendement est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule solaire et la puissance lumineuse qu'elle reçoit. [20]

$$\eta(\%) = \frac{V_{PPM} \cdot I_{PPM}}{E \cdot S} \quad (II.8)$$

Où :

- V_{PPM} : Tension correspondant à la puissance maximale.
- I_{PPM} : Courant correspondant à la puissance maximale.
- S : Surface totale de la cellule solaire.
- E : puissance lumineuse ou éclairement.

II.2.4 Modèle à une seule diode

Pour décrire le fonctionnement du dispositif électrique, nous allons utiliser des modèles électriques équivalents de type circuit électrique, c'est-à-dire constitués d'éléments relativement simples (sources de courant, résistances et diodes) interconnectés entre eux en respectant les lois de Kirchhoff.

Le modèle est constitué :

- ❖ D'une résistance shunt R_{sh} (résistance de fuite), qui modélise les fuites par l'effet de bord autour du capteur photovoltaïque.
- ❖ D'une résistance série R_s qui tient compte des pertes ohmiques du matériau et du contact métal semi conducteur.
- ❖ D'une diode pour le phénomène de la polarisation de la jonction P-N.

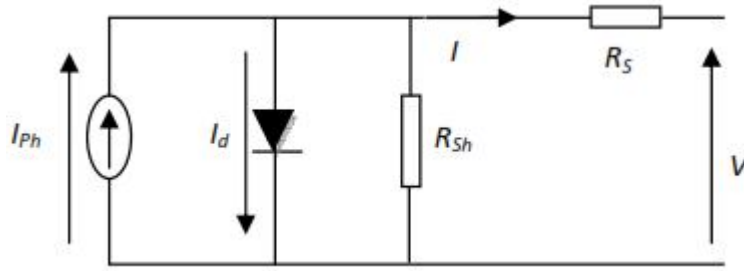


Figure II.6. Modèle à une seule diode d'une cellule solaire [14]

L'expression générale du courant I généré par la cellule est donné par la loi de Kirchhoff :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (II.9)$$

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{q(V + R_s I)}{AKT}\right) - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}}\right) \right] \quad (II.10)$$

Avec :

- I : courant délivré par la cellule solaire
- V : Tension délivrée par la cellule solaire
- I_{PH} Courant photo généré
- I_{sat} : Courant de saturation de la diode
- R_s : Résistance série tel que : $R_s = 1.02 \, \Omega$
- R_{sh} : Résistance Shunt tel que : $R_{sh} = 440 \, \Omega$
- q : charge élémentaire tel que : $q = 1.6 * 10^{-19} C$
- K : constante de Boltzmann tel que : $K = 1.38 * 10^{-23} J/K$
- A : facteur d'idéalité de la diode tel que : $A = 1.2$
- T : la Température en Kelvin

I_{ph} : Le photo-courant est directement lié à l'ensoleillement et la température, est donné par la relation (II.11) :

$$I_{ph}(T) = I_{ph \text{ à } (298K)} \left[1 + (T - T_0) * 5.10^{-4} \right] \frac{E}{E_0} \quad (II.11)$$

Avec :

- $I_{ph}(T)$: Photo-courant instantané pendant la journée
- $I_{ph \text{ à } (298K)}$: Photo-courant dans les conditions standard tel que $I_{ph \text{ à } (298K)} = 4.96A$
- G : Ensoleillement instantané mesuré pendant la journée
- G_0 : Ensoleillement dans les conditions standard tel que $G_0 = 1000W/m^2$
- T : température instantanée pendant la journée
- T_0 : Température dans les conditions standard tel que $T_0 = 298K$

I_{sat} : Courant de saturation de la diode est donné par la relation (II.12) :

$$I_{sat} = K * T^3 e^{\left(-\frac{G_g}{KT}\right)} \quad (II.12)$$

Où :

- G_g : énergie de gap tel que : $G_g = 1.2eV$
- $K = 1.2 A/CmK^3$

II.4.1 Groupement de Cellules Photovoltaïques :

La puissance fournie par une seule cellule solaire étant très faible, plusieurs cellules dont les caractéristiques sont semblables doivent être électriquement associées et encapsulées dans un plastique pour former un GPV pratique [21]. Dans ce qui suit, différents groupements possibles des cellules solaires sont présentés, ainsi que les précautions à prendre pour contourner quelques aléas.

II.4.1.1. Groupement en série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant (**Figure II.7**). La caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des tensions à courant donné (**Figure II.8**). [22] [23]

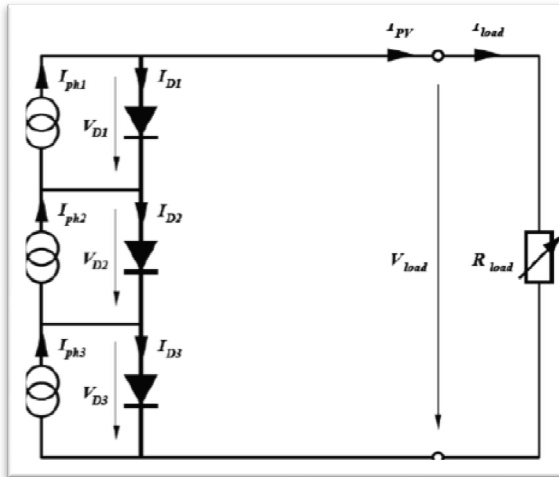


Figure II.7 . Groupement en série de cellules PV

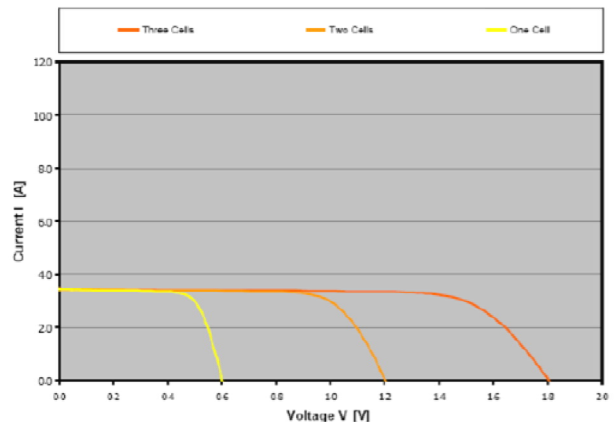


Figure II.8. Caractéristiques I/V d'un groupement en série de cellules PV

Le groupement en série des cellules présente un effet indésirable lorsque le module est partiellement à l'ombre ou lorsque les cellules ne sont pas éclairées équitablement (éclairage non homogène). Le cas extrême a lieu dans les conditions de court-circuit.

Dans le cas où une cellule est complètement à l'ombre (figure II.9), elle ne produit aucun courant et agit comme un circuit ouvert, ainsi aucun courant ne circule dans le circuit. Ça diode a tendance à être inversement polarisée par la tension fournie par les deux autres cellules. Cependant, il n'y a pas dissipation de puissance dans la cellule ombrée, jusqu'à ce que la tension de claquage de sa diode soit dépassée. Puisqu'il n'y pas de courant circulant dans le circuit, la puissance de sortie dans ce cas est nulle.

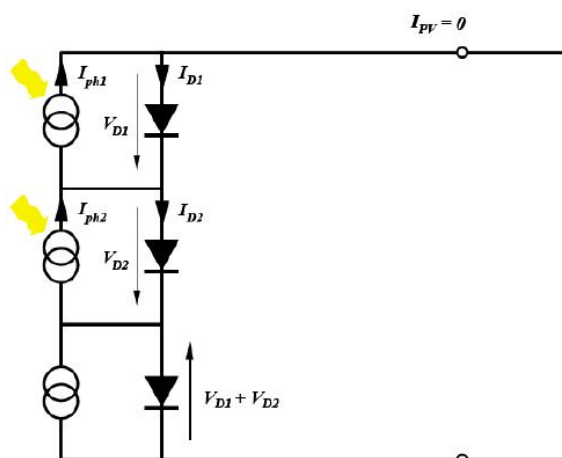


Figure II.9 : Groupement en série avec une cellule complètement ombrée

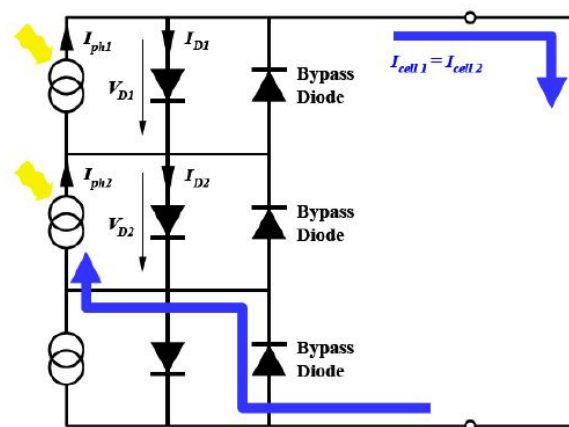


Figure II.10 Groupement en série avec diodes bypass. Une cellule est complètement ombrée

Une solution à ce problème consiste à brancher des diodes bypass en parallèle avec chaque cellule (Figure II.10).

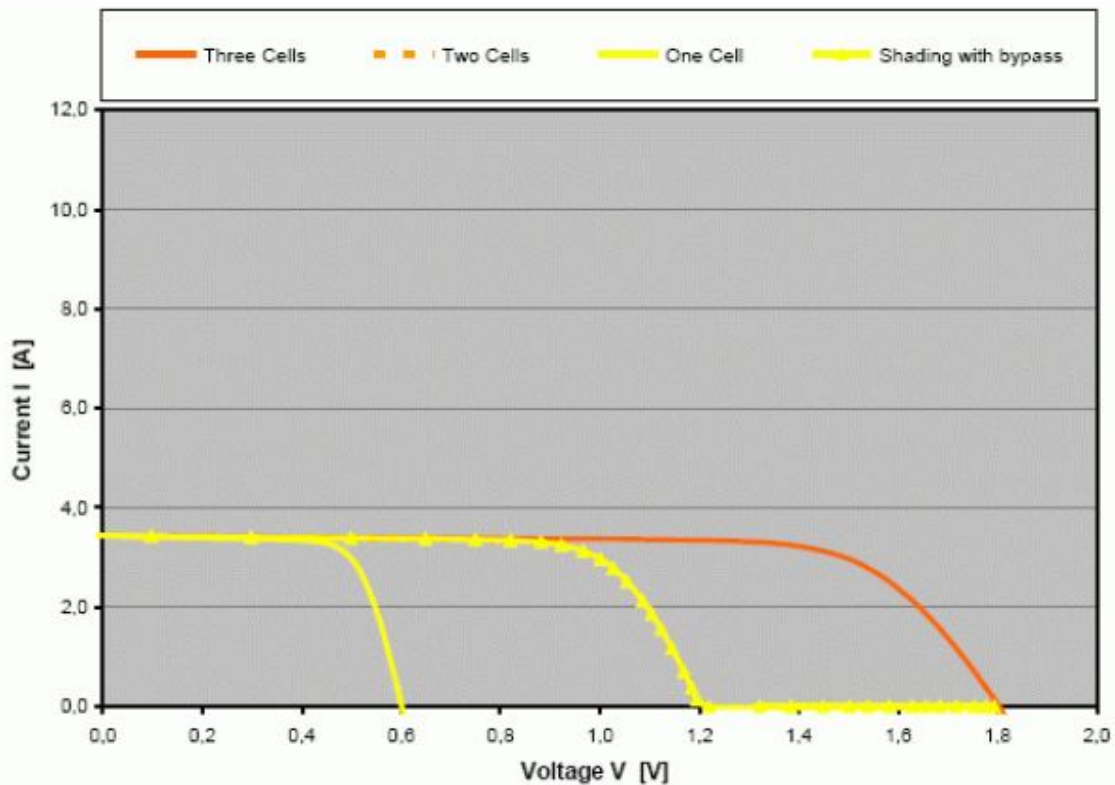


Figure II.11. Caractéristique I/V d'un groupement en série avec une cellule complètement à l'ombre

On voit sur la (Figure II.11) que, lorsque la troisième cellule est ombrée, sa diode passe bas est polarisée en direct et laisse donc passer le courant du circuit. La cellule ombrée est court-circuitée. La caractéristique I/V, correspondant à ce cas, est représentée sur la (Figure II.11). En conditions normales (sans ombre), chaque diode passe bas est polarisée en inverse et chaque cellule génère de la puissance.

Dans le cas où la troisième cellule est partiellement ombrée, par exemple elle ne reçoit que 20% du rayonnement incident, alors elle peut fournir environ 20% de son courant en régime normal. Bien que les autres cellules puissent fournir 100% de leur photo courant, le courant circulant dans le circuit sera égal à celui de la troisième cellule (Figure II.12). Le reste du courant produit par les autres cellules va circuler dans leur propre diode. De plus, la diode de la troisième cellule est polarisée en inverse par la tension générée par les deux autres

cellules. Par conséquent, une dissipation de puissance survient dans la troisième cellule, qui devient réceptrice, provoquant son échauffement. Une telle situation porte le nom de "point chaud" (hot spot), un intolérable effet qui mène à la détérioration de la jonction p-n, et donc à la destruction de la cellule. Cependant, ceci peut arriver aussi dans le cas d'un groupement de cellules mal assorties.

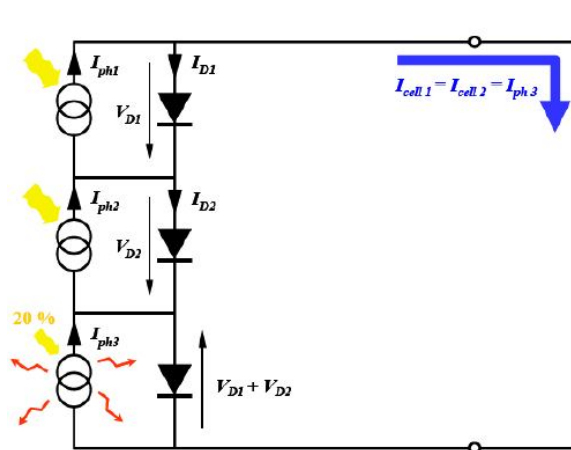


Figure II.12: Groupement en série avec une cellule partiellement ombrée

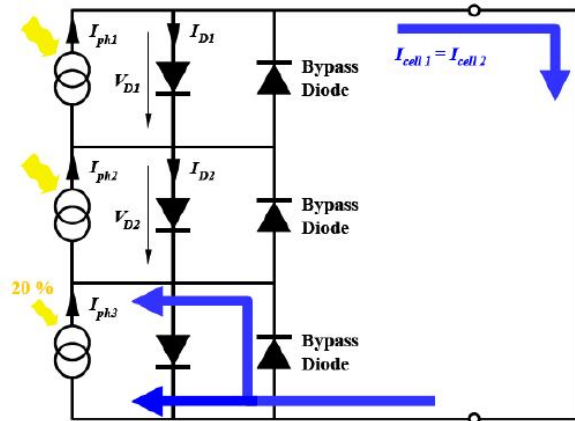


Figure II.13: Groupement en série avec diodes bypass. Une cellule est partiellement ombrée

En utilisant la diode passe bas, ce problème peut être évité. Comme illustré sur la (Figure II.13), une fois que la troisième diode passe bas conduit, le courant qui la traverse est égal à la différence entre le courant du circuit et celui de la troisième cellule.

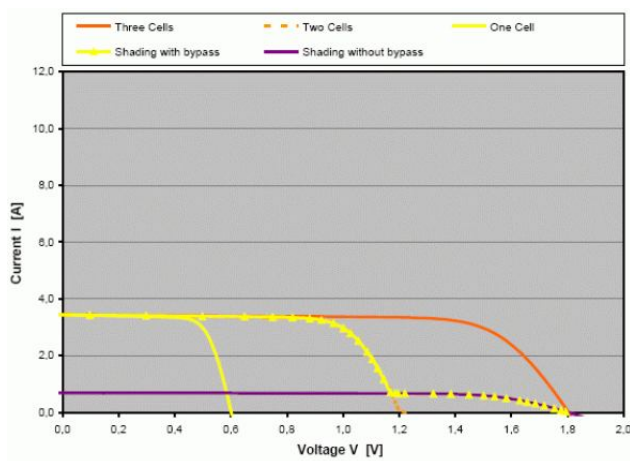


Figure II.14. Caractéristique I/V d'un groupement en série, une cellule est partiellement ombrée

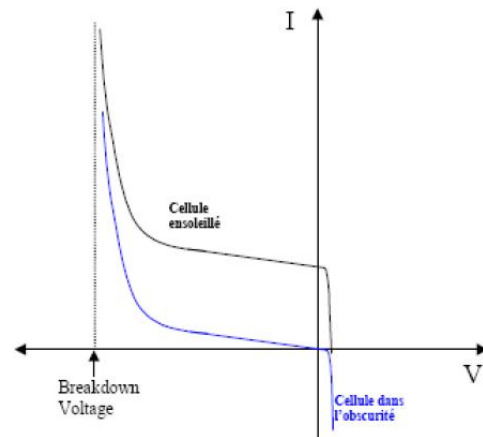


Figure II.15. Caractéristique I/V d'une cellule PV en soleillée et dans l'obscurité

Toutes fois, une diode passe bas pour chaque cellule est trop coûteuse. En pratique, suivant les pertes de puissance permises, il est suffisant d'avoir une diode passe bas pour chaque 10 ou 15 cellules (pour un module de 36 cellules, 3 diodes sont requises).

Pour les cellules au Si, le nombre minimal de cellules en série avec une cellule ombrée pour atteindre sa tension de claquage est compris entre 15 et 20. La (Figure II.14) montre la tension de claquage d'une cellule PV illuminée et dans l'obscurité. Il est à noter que les diodes passe bas ne provoquent aucune perte de puissance en fonctionnement normal

Le rôle de la diode passe pas est montré, à travers la caractéristique I/V de l'ensemble, sur la (Figure II.16) :

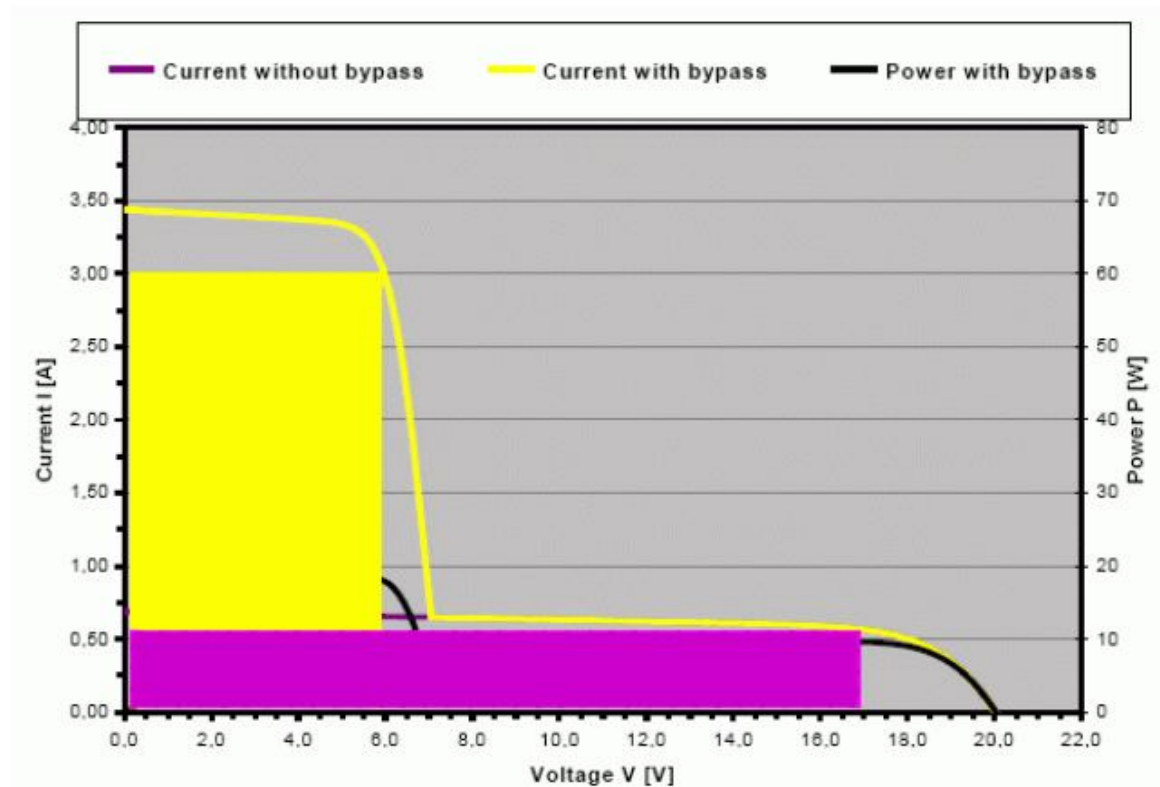


Figure II.16. Courbe de puissance lors d'un ombrage partiel

- **Effet d'un éclairage non homogène sur la puissance**

La courbe de puissance d'un groupement en série ainsi que celles des deux cellules, dans le cas d'un éclairage non homogène, sont représentées sur la (Figure II.17) On remarque que la puissance maximale d'un groupement en série est inférieure à celle de la cellule la mieux éclairée. Ceci est vrai seulement lorsqu'il y a une grande différence

d'éclairement entre les cellules. On remarque aussi qu'il y a deux maxima locaux, mais globalement il y a toujours un seul MPP. [11]

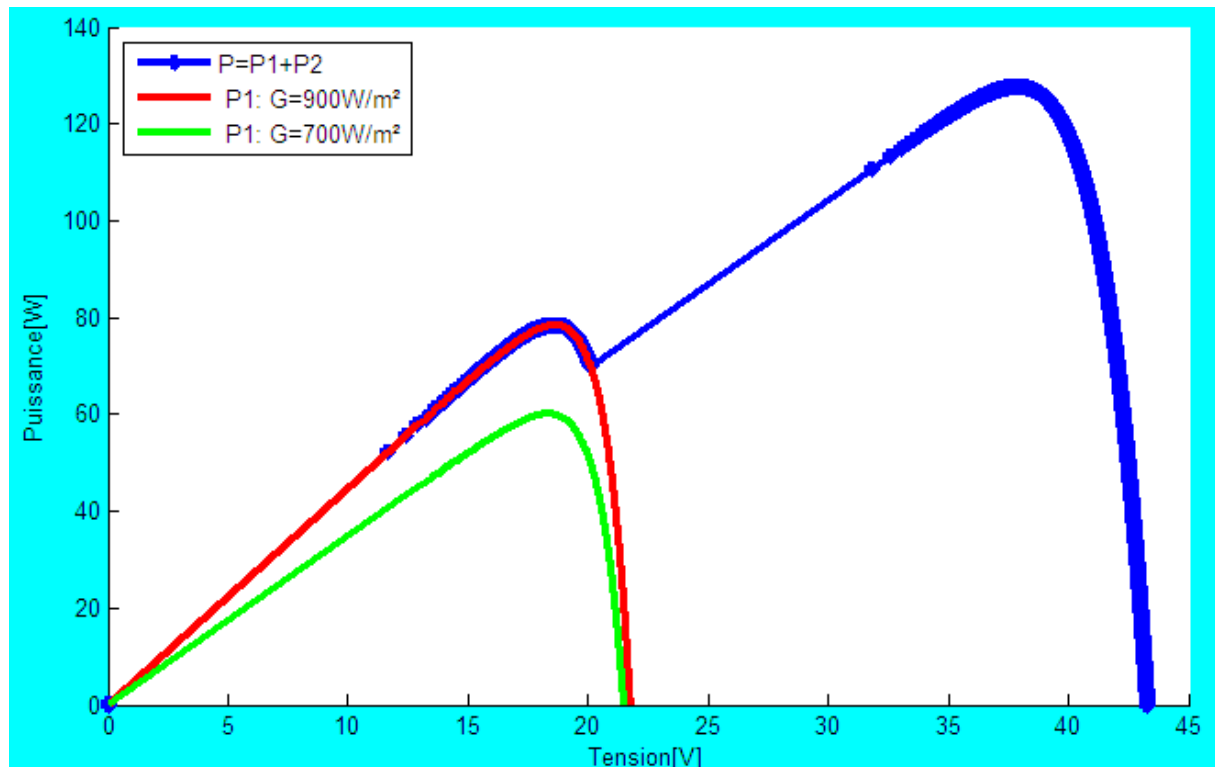


Figure II.17 : Courbes de puissance d'un groupement de cellules en série avec éclairement non homogène, la température constante

II.4.1.2 Groupement en parallèle

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi dans un groupement de cellules en parallèle, la tension aux bornes de chaque cellule est la même. La caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée [12].

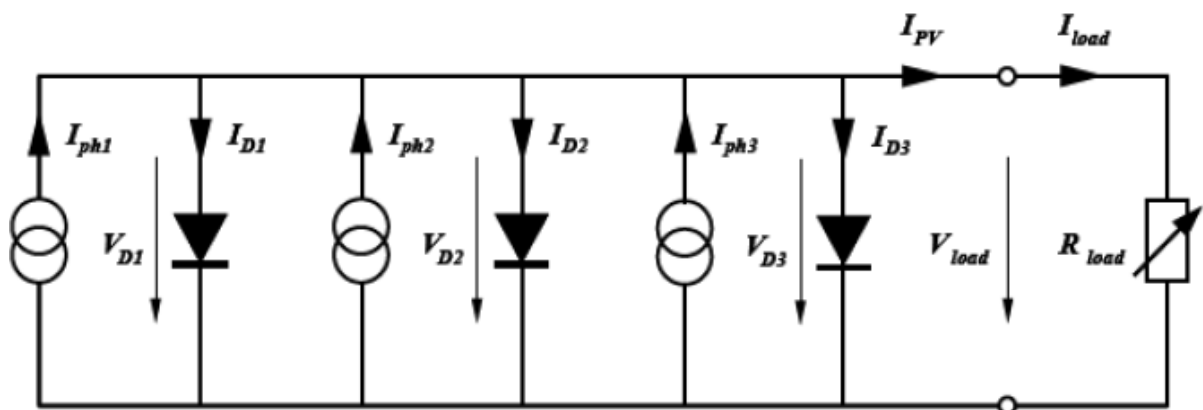


Figure II.18 : Groupement en parallèle de cellules PV

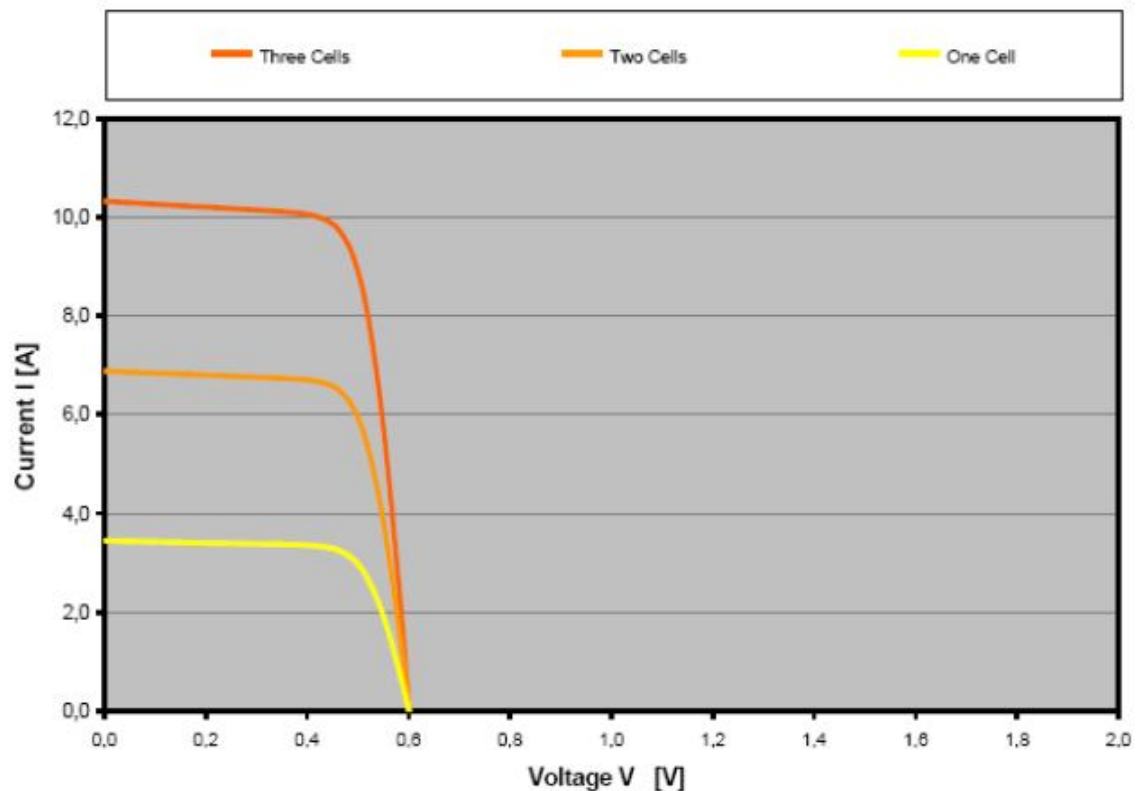


Figure II.19 : Caractéristique I/V d'un groupement en parallèle

Comme pour le groupement en série, le groupement en parallèle des cellules présente un effet non souhaitable lorsque le module est partiellement à l'ombre.

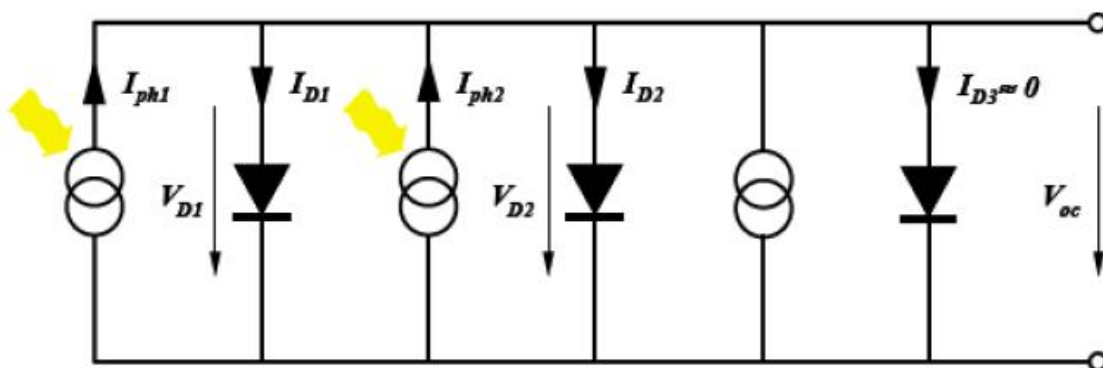


Figure II.20 : Association parallèle. Une cellule est complètement ombrée

Dans le cas où une cellule est complètement à l'ombre, elle ne produit pratiquement plus de courant.

Le cas extrême a lieu dans les conditions de circuit ouvert (pas de charge connectée). La cellule ombrée devient alors réceptrice plutôt que génératrice. Elle est parcourue par le courant des autres cellules en inverse sous une tension proche de V_{oc} . Dans le cas où

plusieurs cellules sont connectées en parallèle, la cellule dissipant une puissance trop importante serait détruite. Pour éviter ceci, il est indispensable de connecter dans chaque branche une diode en série, pour empêcher le courant de traverser la cellule dans le mauvais sens.

Un groupement parallèle pur des cellules pour la construction d'un module, n'est généralement pas convenable, car un grand courant nécessite une section de câblage plus grande. En plus, une tension basse occasionne des pertes relativement élevées. Pour ces raisons, un groupement en série est plus approprié.

- **Effet d'un éclairement non homogène sur la puissance**

La (figure II.21) représente la courbe de puissance d'un groupement en parallèle ainsi que celles des deux cellules dans le cas d'un éclairement non homogène. On remarque que les MPP des deux cellules sont assez proche. Par conséquent, la puissance maximale du groupement en parallèle est très proche de la somme des puissances maximales des deux cellules.

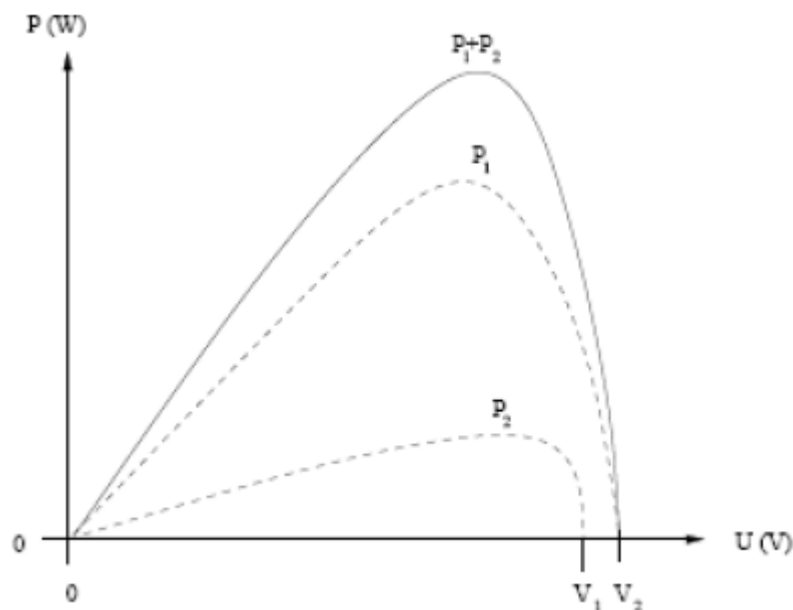


Figure II.21: Courbes de puissance d'un groupement de cellules en parallèle avec éclairement non homogène

II.4.1.3 Groupement mixte

Les cellules solaires sont souvent branchées en série pour former des chaînes ou modules. Plusieurs modules sont connectés en parallèle pour former un panneau. Sur la (figure II.22), plusieurs configurations sont présentées (la figure II.22) [26].

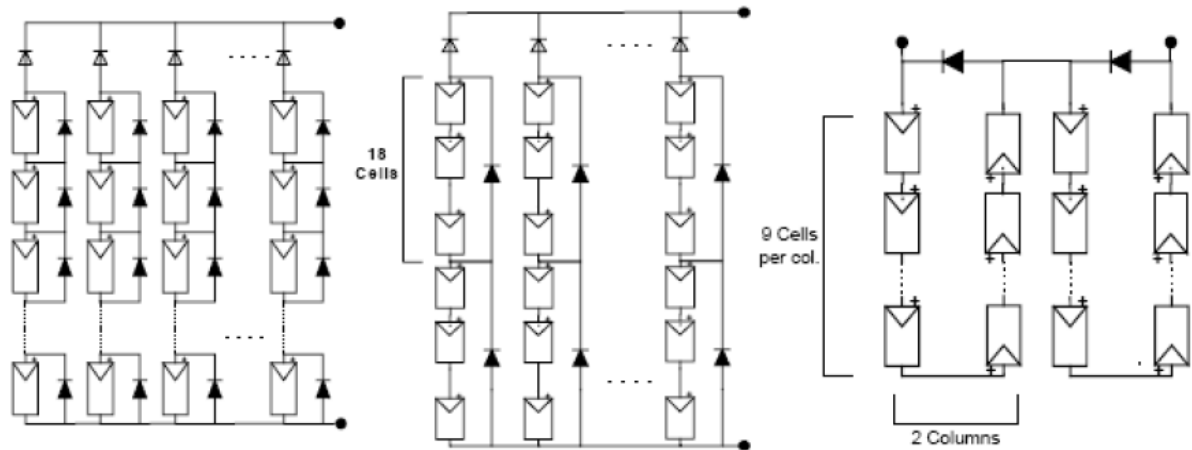


Figure II.22 : Groupement mixte de cellules PV

Les diodes en noir sont des diodes passe bas, dont nous avons déjà vu l'utilité. Les diodes en blanc sont des diodes de blocage, elles sont branchées en série avec les modules. Ces diodes accomplissent une fonction de blocage, elles permettent d'éviter le retour du courant dans les modules, empêchant ainsi les modules de devenir des charges. Ceci survient lorsqu'un module est sous l'ombre, lorsqu'il y a un court-circuit ou lorsqu'un module est endommagé. Dans les systèmes qui intègrent des batteries, des diodes de blocage entre les panneaux et les batteries sont utilisées pour éviter que ces dernières ne se déchargent dans les panneaux pendant la nuit. Il est à noter que la configuration du système (disposition physique des différents constituants) a un impact sur ces performances [27].

Remarque :

Pour qu'un module **PV** puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les N_S et N_P cellules se comportent toutes de façon identique. Pour cela, leur association doit être réalisée en respectant des critères précis :

- Il faut que les cellules soient issues de la même technologie et plus encore, du même lot de fabrication.

- o Il faut qu'elles soient soumises aux mêmes conditions environnementales (éclairage, température) et à la même inclinaison.

Pour ces raisons, les fabricants ont choisi de ne pas commercialiser des cellules **PV** seules mais sous forme de modules pré-câblés constitués pour la plupart de 36 cellules en série.

II.5 Protection d'un générateur photovoltaïque [14]

Si les cellules des modules en série ne sont pas identiques ou si certaines cellules sont partiellement ombragées, les cellules moins efficaces peuvent devenir réceptrices. Ainsi, une cellule ombragée sera soumise à ses bornes à une tension inverse importante et la puissance qu'elle devra dissiper sera trop grande. En fonctionnant ainsi, on provoque l'échauffement de la cellule (hot spot), ce qui est susceptible de se développer aux bornes d'une cellule en plaçant une diode en parallèle (by-pass) au niveau de chaque module (figure II.23).

Si les modules en parallèle ne sont pas identiques ou si quelques cellules d'un module sont ombragées, les modules moins performants deviendront récepteurs si la tension d'utilisation est supérieure à la tension produite par ces modules. Une dissipation de puissance importante peut devenir dangereuse au niveau de la cellule la plus faible de ces modules. Ainsi, le courant des branches des modules performants se dissipera dans la branche la moins performante. Donc, il est préférable de disposer des diodes **anti-retour**. Celle-ci empêche aussi de gaspiller dans le module occulté une partie de la puissance produite par les modules fonctionnant normalement.

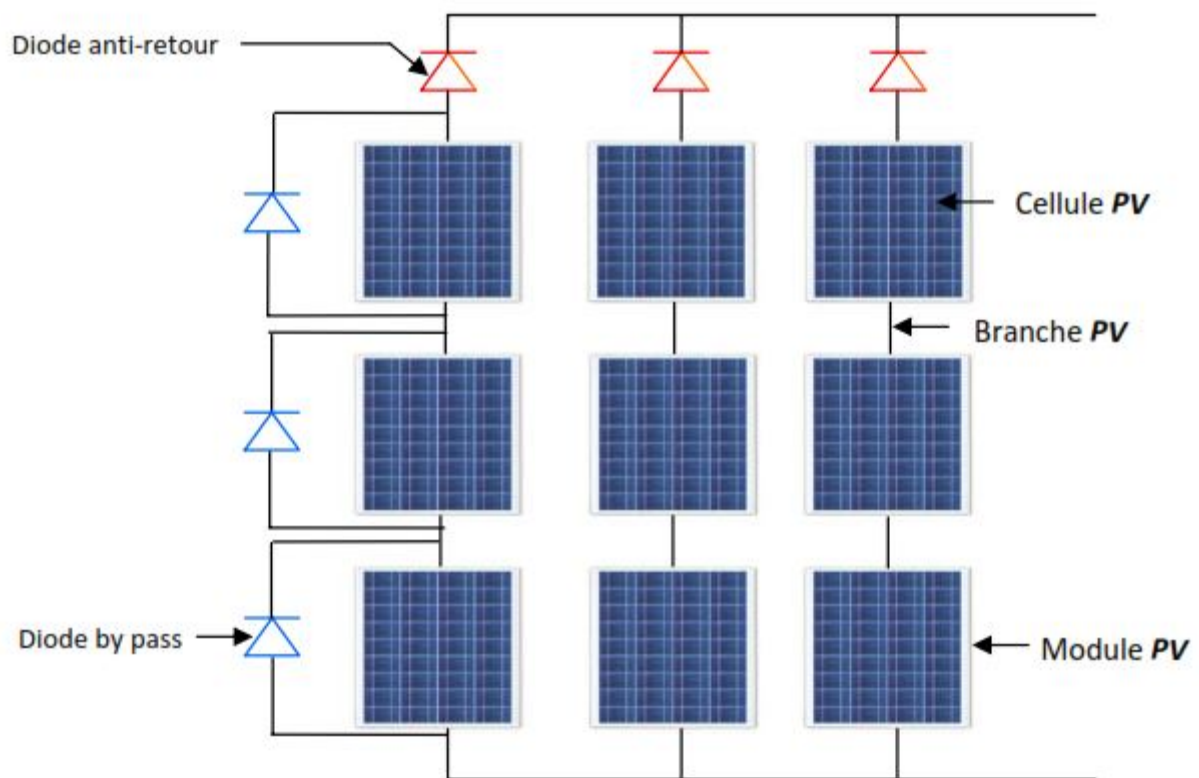


Figure II.23 : Protection d'un générateur photovoltaïque [14].

II.6 Influence des conditions météorologiques sur le fonctionnement de la cellule PV :

II.6.1 Influence de l'éclairement sur le fonctionnement de la cellule photovoltaïque :

Pour étudier l'influence de l'éclairement sur les caractéristiques courant-tension et puissance-tension nous avons fait varier l'éclairement solaire dans notre simulation en gardant la température constante ($T=25^{\circ}\text{C}$).

Les figures suivantes illustrent les caractéristiques obtenues pour des différents éclairements.

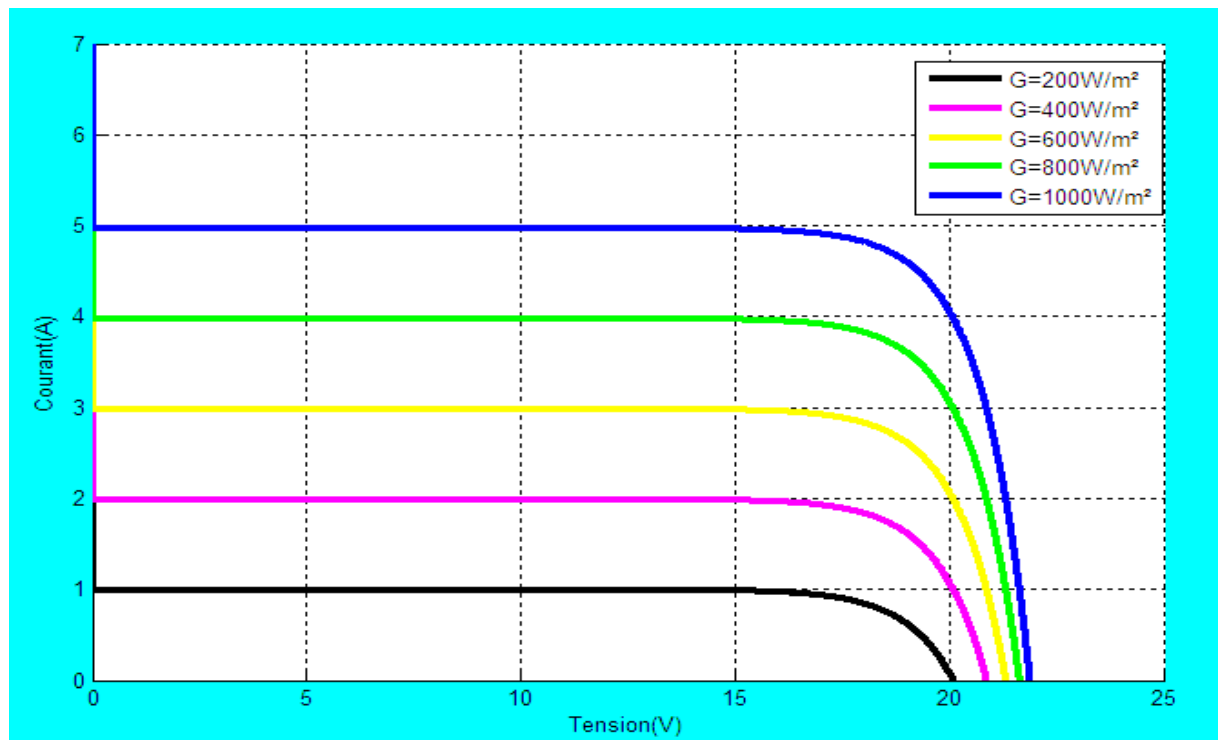


Figure II.24 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique courant-tension

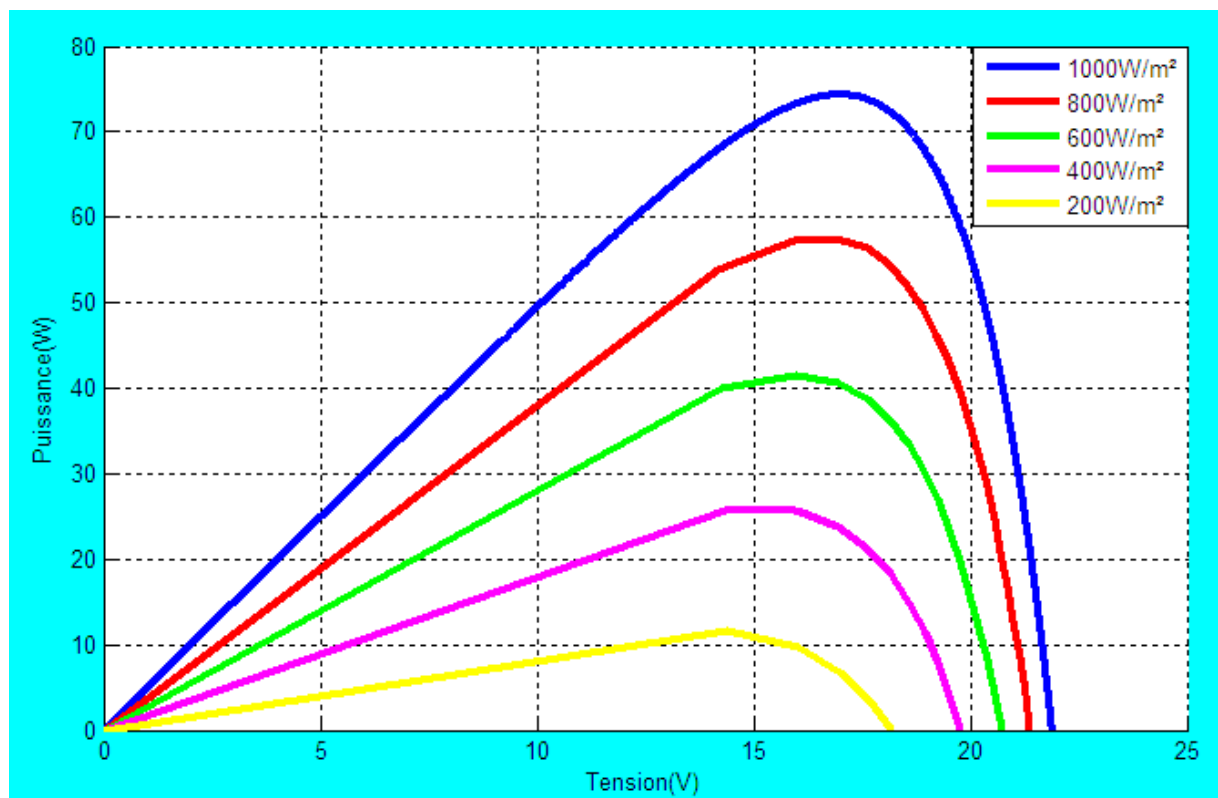


Figure II.25 : influence de l'éclairement sur la caractéristique puissance-tension

La variation de l'ensoleillement (flux lumineux) se traduit par un déplacement du point de puissance maximal (PPM) de la caractéristique $I = f(V)$ suivant l'axe des courant (figure II.24), ce qui veut dire que le courant du court-circuit I_{cc} est proportionnel à l'éclairement, par contre V_{co} varie très peu en fonction de l'éclairement. Par conséquent, la puissance délivrée par le générateur augmente (figure II.25). Le photo-courant est donc directement lié à l'éclairement.

II.6.2. Influence de la température sur le fonctionnement de la cellule PV :

Afin d'évaluer l'influence de la température sur les caractéristiques courant-tension et puissance-tension, nous avons simulé le comportement de la cellule PV en faisant varier la température, en gardant l'éclairement constant ($G = 1000W/m^2$)

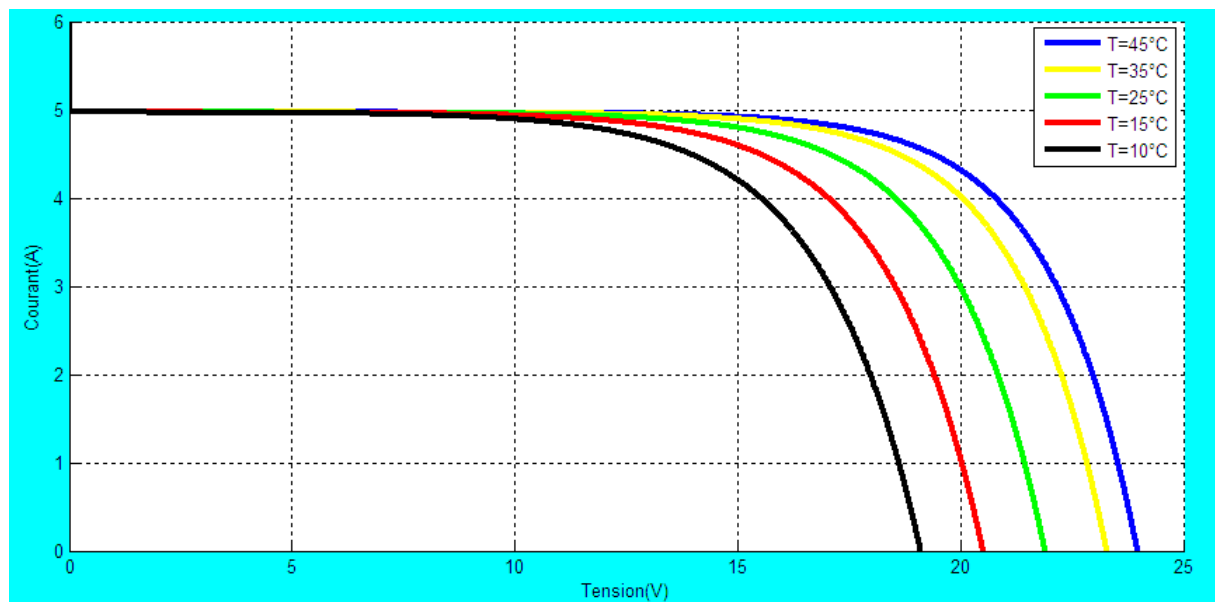


Figure II.26 : Influence de la température sur la caractéristique courant-tension

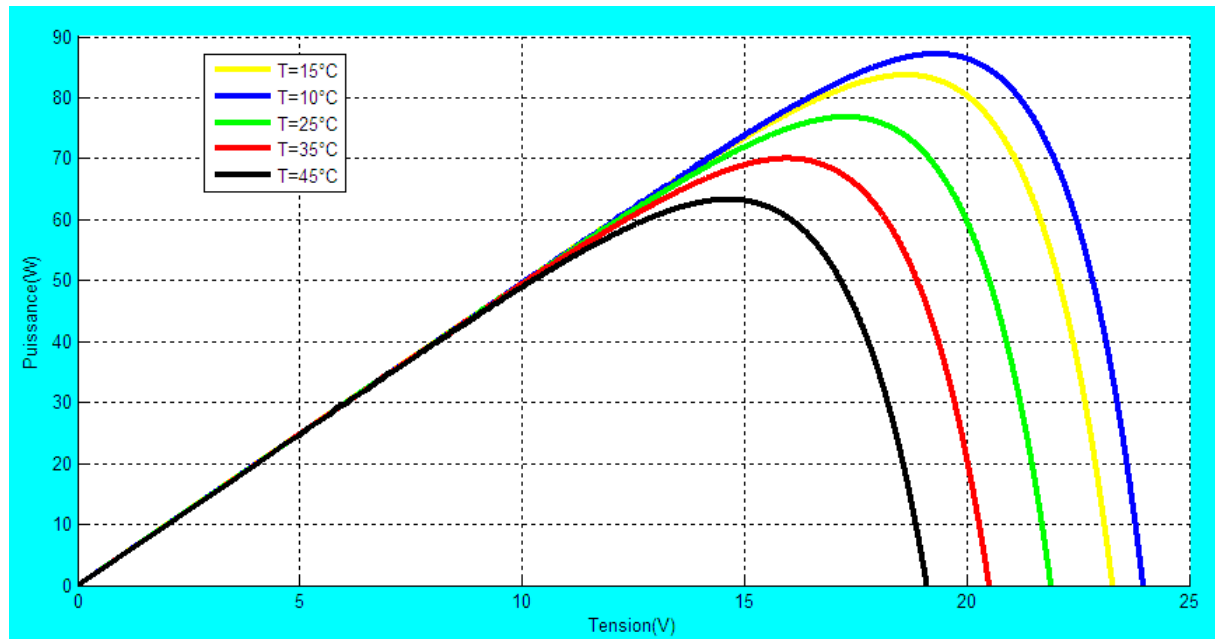


Figure II.27 : influence de la température sur la caractéristique puissance-tension

D'après la caractéristique $I-V$ (figure II.26) nous remarquons que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance diminue (figure II.27). La diminution de la puissance fournie est estimée environ de **0.5%** par degré Celsius pour un module.

II.7 Influence des résistances R_s et R_{sh} sur les caractéristique I-V et P-V : [27][28][29][30][31]

II.7.1 Influence de la résistance R_s sur les caractéristiques I-V et P-V :

La résistance série R_s caractérise les pertes par effets joule de la résistance propre du semi-conducteur et les pertes à travers les grilles de collectes et les mauvais contacts ohmiques de la cellule. Les contacts semi conducteur-électrodes à résistance élevée abaissent sensiblement la tension et le courant, ce qui va limiter le rendement de la cellule.

Le but de cette simulation est de montrer le comportement du générateur **PV** lorsque R_s varie.

Les résultats de cette simulation sont donnés par les figures (II.28) et (II.29)

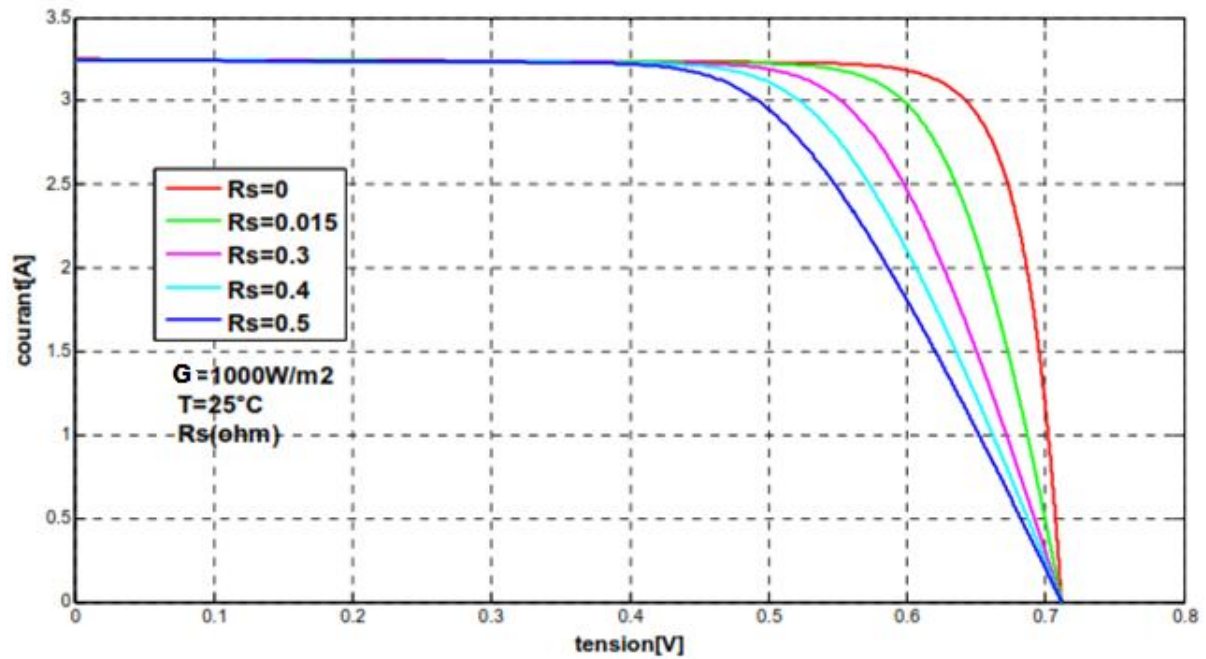


Figure II.28 : Influence de la résistance série sur la caractéristique I-V

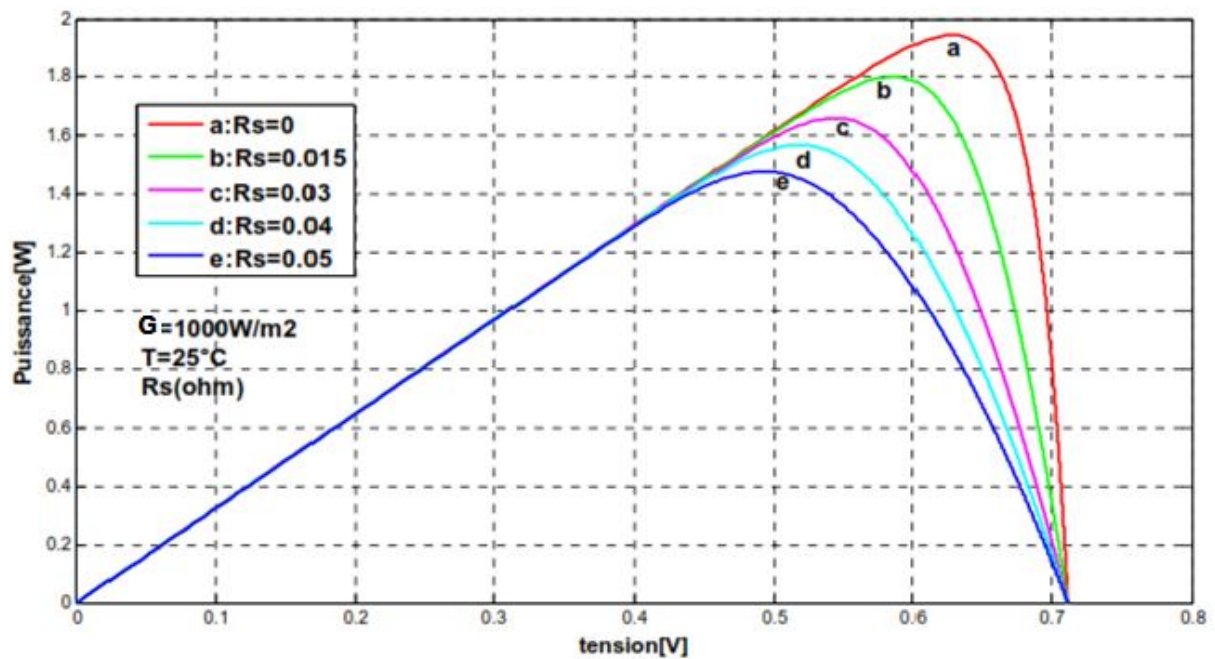


Figure II.29: Influence de la résistance série sur la caractéristique P-V

Les performances du panneau PV sont d'autant plus dégradées que ses résistances séries sont grandes, la figure (II.28) montre que l'augmentation de R_s se traduit par une diminution de la pente de la courbe $I = f(V)$, dans la zone où le panneau fonctionne comme une source de tension.

II.7.2. Influence de la résistance shunt sur les caractéristiques I-V et P-V :

Nous proposons dans cette simulation d'étudier l'influence de sur le comportement du générateur PV. Les figures (II.30) et (II.31) montrent les résultats obtenus

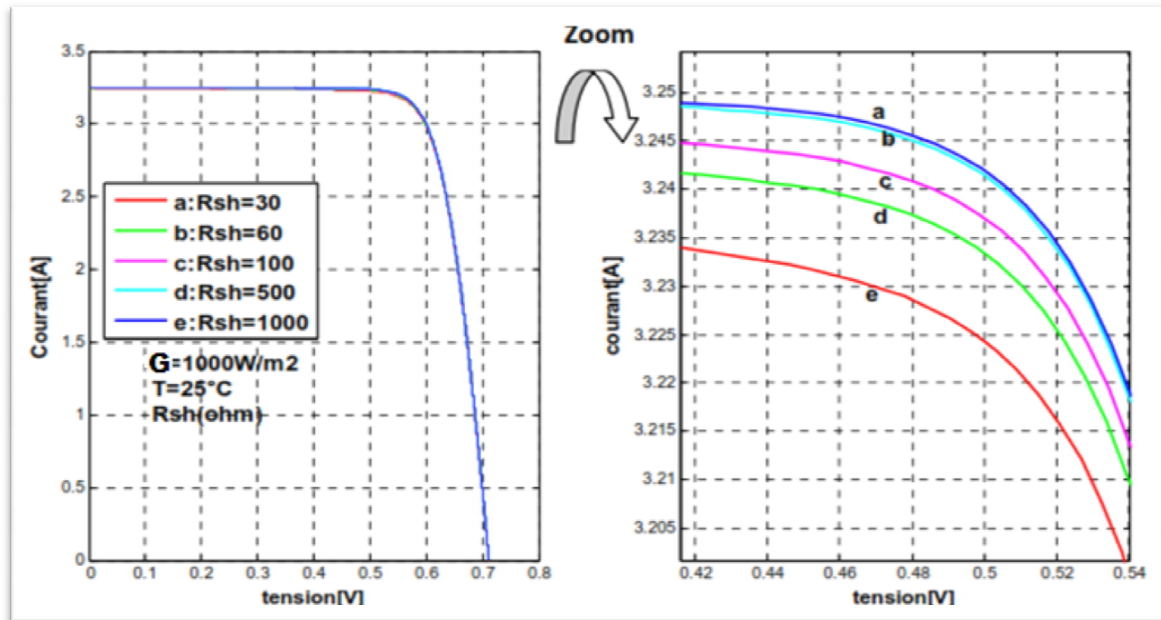


Figure II.30 : Influence de la résistance shunt sur la caractéristique I-V

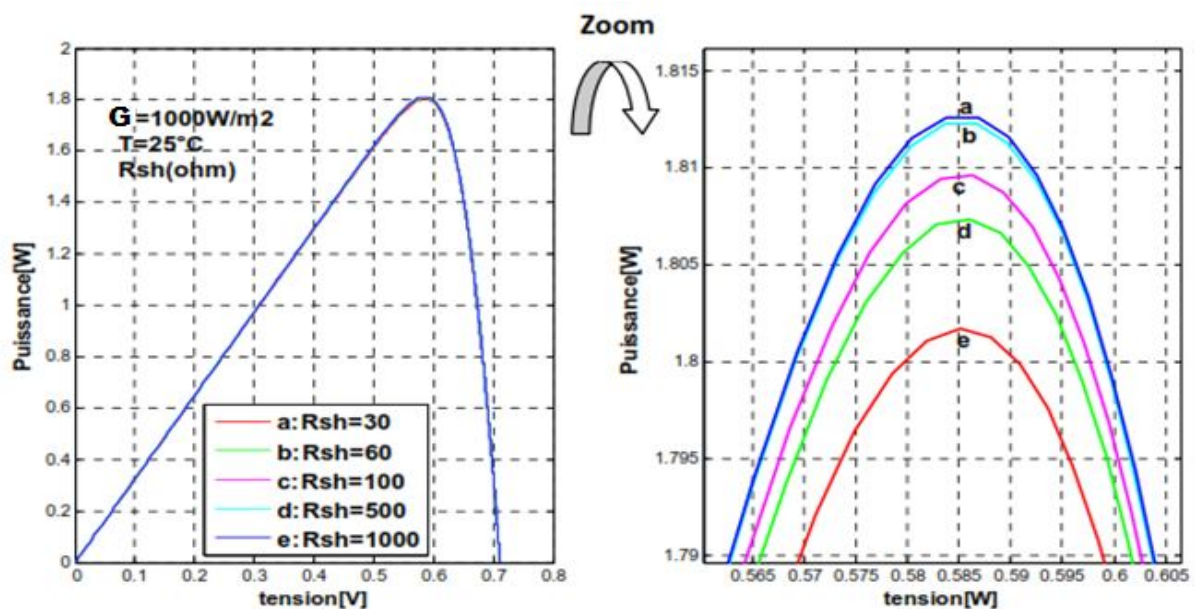


Figure II.31: Influence de la résistance shunt sur la caractéristique P-V

La (figure II.31) montre que l'augmentation de se traduit par une augmentation de la courbe de puissance dans la zone correspondant à un fonctionnement comme source de

courant. La dégradation du fonctionnement du panneau PV est donc due à la diminution de la résistance shunt.

II.8. Validation du modèle mathématique à une seule diode :

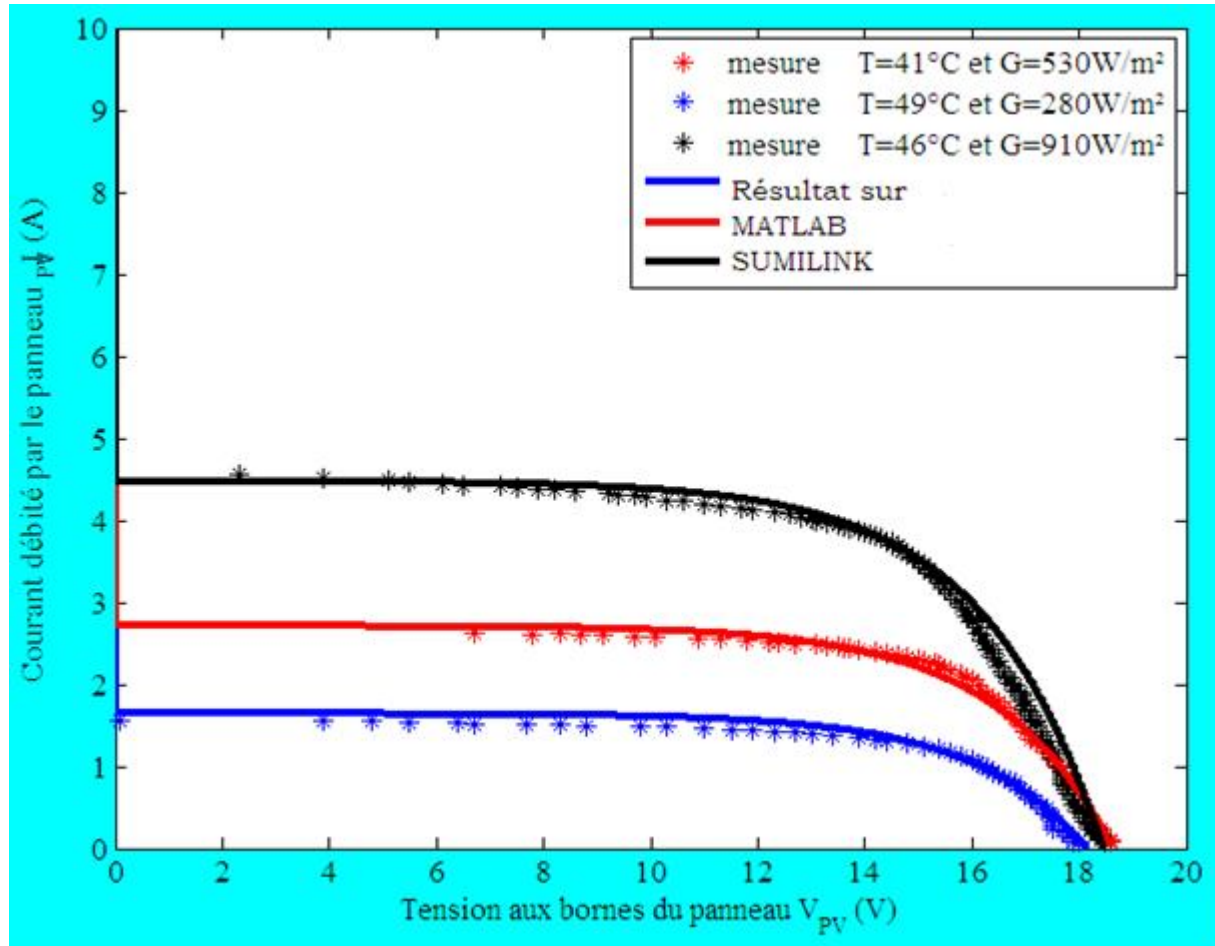


Figure. II. 32 : Influence des Radiations sur la caractéristique courant-tension

L'augmentation de l'éclairement provoque une augmentation l'intensité du courant ou le générateur photovoltaïque (GPV) fonction comme un générateur du courant, mais il ya une l'égerment d'augmentation pour la tension en circuit ouvert, est montré sur la (figure II.32)

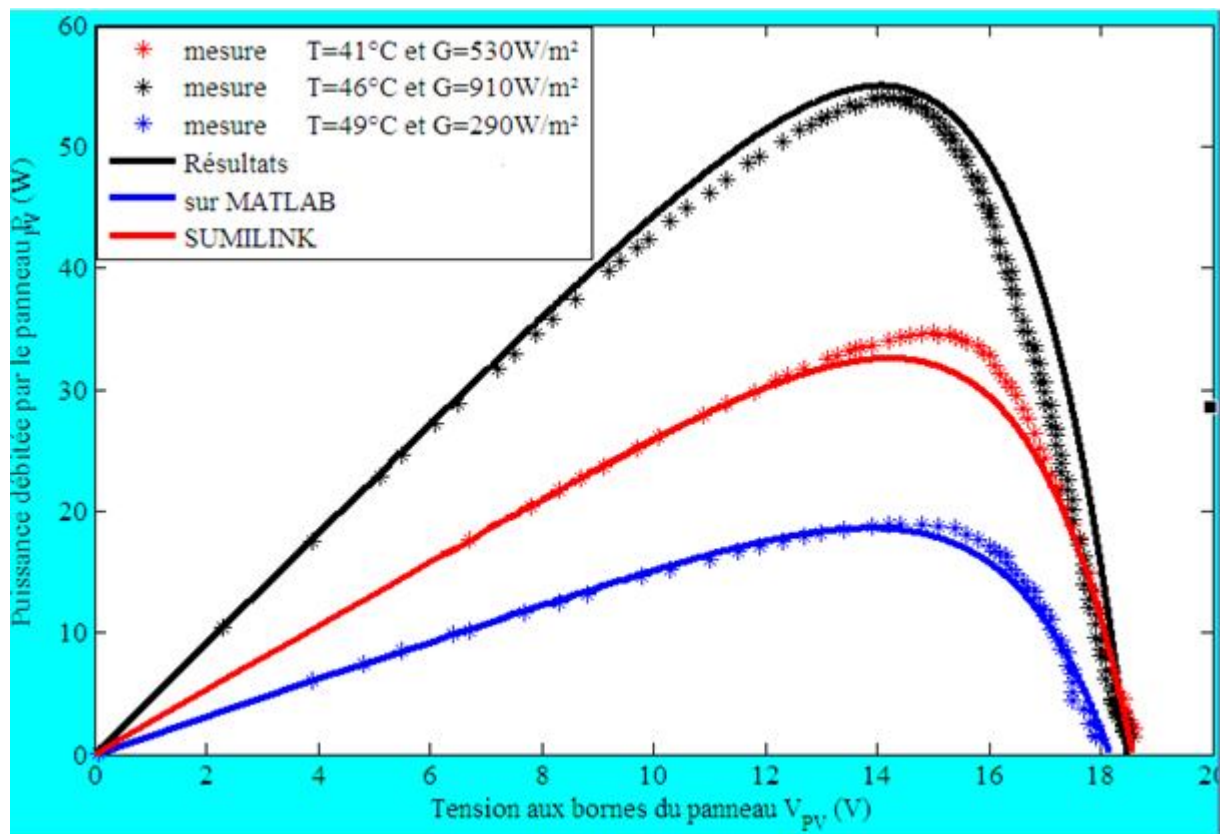


Figure. II.33 : L'influence des Radiations sur la caractéristique puissance-tension

La variation de la puissance du GPV est montré dans la (figure II. 33) de la même que le courant. La puissance change rapidement avec changement d'éclairement

II. 9 Convertisseur statique DC-DC (hacheur)[18]

Un convertisseur DC-DC est un circuit électronique qui joue le rôle d'interface entre le générateur PV et la charge pour assurer le transfert de la totalité de la puissance issue du générateur PV. Le convertisseur très souvent utilisé est le hacheur, il permet de transformer une tension continue fixe à une autre tension continue de valeur réglable.



Figure II.34 : Schéma synoptique du principe de l'Hacheur [18]

Le hacheur se compose essentiellement d'un interrupteur de puissance unidirectionnel (généralement le **MOSFET**), des éléments passifs (bobine, condensateur) et d'une diode.

Le choix de ce type d'interrupteur est justifié car sa commande qui nécessite une faible quantité d'énergie (La grille étant isolée, l'intensité du courant de commande est quasiment nulle) donc il est possible de le commander en tension. Le **MOSFET** possède une large gamme de fréquence de commutation.

Il existe plusieurs types de convertisseurs **DC-DC** nous citons :

- Convertisseur **Buck** (hacheur série).
- Convertisseur **Boost** (hacheur parallèle).
- Convertisseur **Buck-Boost** (hacheur série-parallèle).

Le présent travail est basé sur le convertisseur **Boost**.

II. 9.1 Hypothèses

Avant d'étudier le hacheur, on propose les hypothèses simplificatrices suivantes :

- L'interrupteur K est parfait.
- La chute de tension aux bornes de la diode est négligeable.
- L'inductance L est supposée parfaite, donc sa résistance est nulle.

II.9.2. Définition du rapport cyclique

Le rapport cyclique α est défini comme étant le temps T_{on} pendant lequel l'interrupteur est fermé divisé par la période de fonctionnement du montage T , soit $\alpha = \frac{T_{on}}{T}$.

On définit également le temps pendant lequel l'interrupteur est ouvert par : $T_{off} = T - T_{on}$

II.9.3 Hacheur parallèle (Boost) [31]

Le hacheur parallèle est aussi appelé hacheur survolteur ou élévateur de tension. Ce montage permet de fournir une tension moyenne U_s à partir d'une source de tension $U < U_s$. La source d'entrée est une source de courant en raison de la présence de l'inductance L . Le montage étudié est donné à la figure II.35.

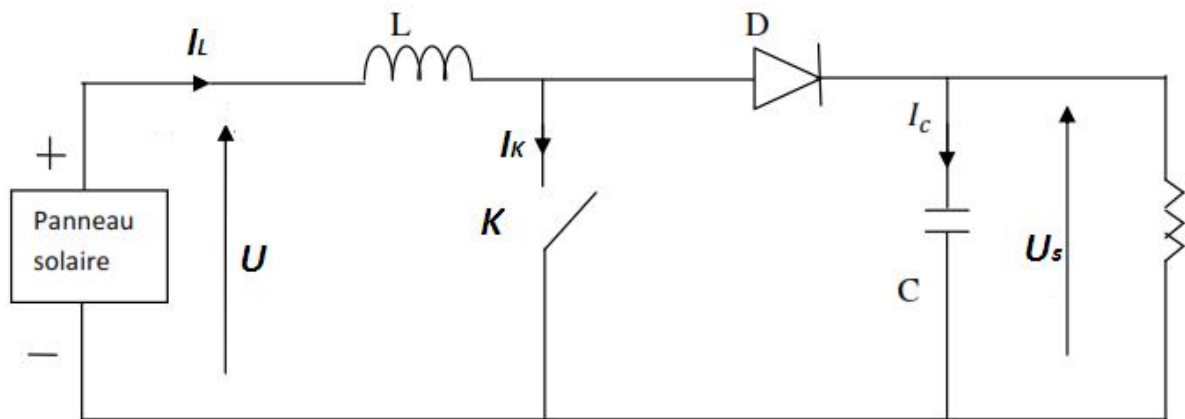


Figure II.35 : schéma de principe d'un hacheur parallèle.

Les applications principales du hacheur parallèle sont les alimentations à découpage de puissance régulées.

II.9.4. Principe de fonctionnement [31]

On se placera dans le cas où la fréquence de commande de l'interrupteur K est suffisamment importante pour considérer les portions exponentielles à des droites. On distingue deux phases de fonctionnement qui sont :

- **Phase 1** : lorsque l'interrupteur K est fermé, la diode D est polarisée en inverse ($V_D = -U_s$) ; la charge est donc isolée de la source. La source fournit de l'énergie à l'inductance L .

- **Phase 2 :** lorsque l'interrupteur K est ouvert, l'étage de sortie (condensateur + charge) reçoit de l'énergie de la source et de l'inductance L .

Pour analyse en régime permanent présentée ici, le condensateur de filtrage C a une capacité suffisamment élevée pour que l'on puisse considérer la tension disponible sortie constante ($U_D(t) = U$).

Enfin, on distingue deux modes de fonctionnement selon que le courant dans l'inductance $L(i_L(t))$ est interrompu ou non. Le montage hacheur parallèle n'est que très rarement utilisé en conduction discontinue (fonctionnement à courant de source interrompu). On ne fera pas l'étude de ce mode de fonctionnement.

II.9.5 Fonctionnement à courant de source ininterrompu

Etude de la première phase : $0 < t < \alpha T$

Pendant cette phase, l'interrupteur K est fermé et la diode D est bloquée.

Le schéma équivalent lors de cette phase est donc celui de la figure II.36.

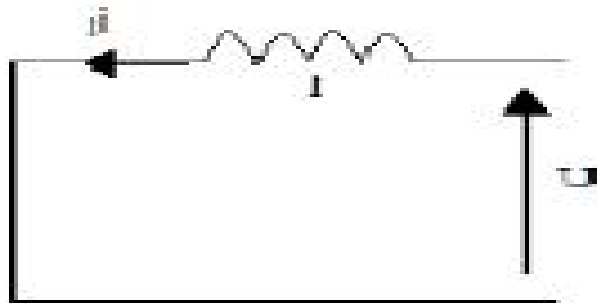


Figure. II.36. Schéma équivalent du hacheur parallèle lors de la première phase.

L'équation reliant le courant $i_s(t)$ aux sources de tension mises en jeu dans le système est donnée par la loi des mailles :

$$U = L \frac{di_L(t)}{dt} \quad \text{II. 12}$$

Cette équation est une équation différentielle du premier ordre à coefficient constant. La solution de cette équation différentielle est :

$$i_L(t) = \frac{U}{L}t + i_L(0) = \frac{U}{L}t + I_{min} \quad \text{(II. 13)}$$

Récapitulatif des données pour la première phase :

$$\left\{ \begin{array}{l} U_K(t) = 0 \\ i_s(t) = 0 \\ U_L(t) = U \\ i_L(t) = \frac{U}{L}t + I_{min} \end{array} \right. \quad (II.14)$$

Etude de la deuxième phase : $\alpha T < t < T$

Pendant cette phase, l'interrupteur K est ouvert et la diode D est passante. Le schéma équivalent lors de cette phase est donc celui de la figure II.37.

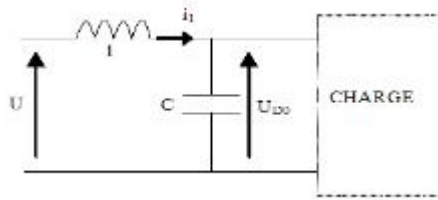


Figure II.37 : Schéma équivalent du hacheur parallèle lors de la seconde phase.

L'équation reliant le courant $i_L(t)$ aux sources de tension mises en jeu dans le système est donnée par la loi des mailles :

$$U = L \frac{di_L(t)}{dt} + U_s \quad (II.14)$$

Cette équation est une équation différentielle du premier ordre à coefficient constant. La solution de cette équation différentielle est :

$$i_L(t) = \frac{U - U_s}{L}(t - \alpha T) + I_{max} \quad (II.15)$$

Avec :

$$I_{max} = i_L(\alpha T) = \frac{U}{L}\alpha T + i_L(0) = \frac{U}{L}\alpha T + I_{min} \quad (II.16)$$

Durant cette seconde phase, le courant $i_L(t)$ doit absolument décroître. En effet, si le courant ne décroissait pas, le courant tendrait vers l'infini. Par conséquent, il faut :

$$U < U_s$$

Récapitulatif des données pour la seconde phase :

$$\begin{cases} U_K(t) = U_s \\ U_L(t) = U - U_s \\ i_L(t) = i_s(t) = \frac{U - U_s}{L}(t - \alpha T) + I_{max} \end{cases} \quad (II. 18)$$

La (Figure II.38) Donnée ci-dessous donne les formes d'ondes des courants et des tensions en fonction du temps pour un hacheur parallèle en conduction ininterrompue.

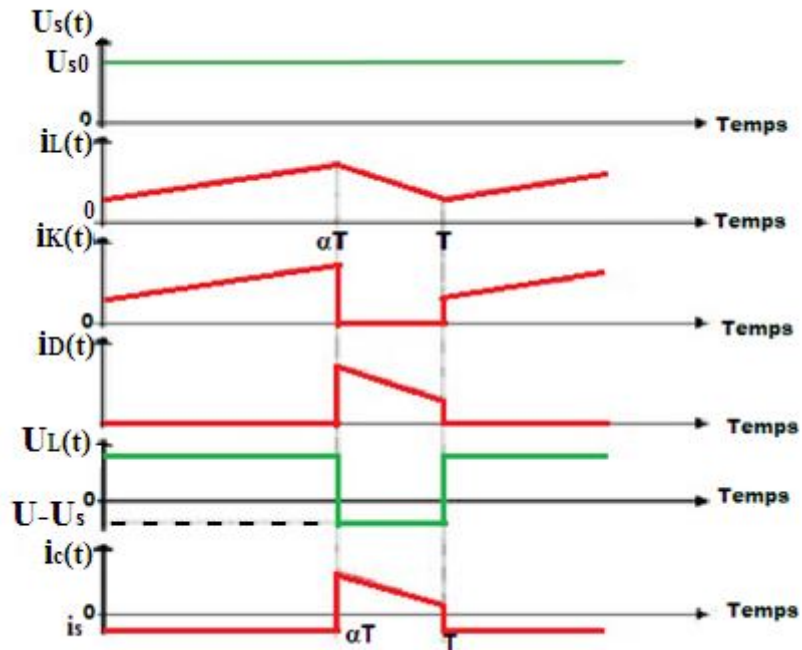


Figure II.38 : Formes d'onde des courants et tension pour un hacheur parallèle en conduction ininterrompue.[31]

On obtient très simplement la relation entre U_s et U en considérant que la valeur moyenne de la tension aux bornes de l'inductance L , (V_{L0}) est nulle.

En effet :

$$U_{L0} = \frac{U\alpha T + (U - U_s)((1 - \alpha)T)}{T} = 0 \quad (II. 18)$$

D'où directement :

$$\frac{U_s}{U} = \frac{1}{1 - \alpha} \quad (II.19)$$

On considérant un circuit sans pertes ($\eta=1$), la puissance moyenne délivrée par la source est égale à la puissance moyenne disponible en sortie, soit :

$$P_{source} = UI_L = P_{charge} = U_s I_s \quad (II.20)$$

Par conséquent :

$$\frac{I_s}{I_L} = 1 - \alpha \quad (II.21)$$

Par conséquent, pour faire varier la valeur moyenne de la tension de sortie U_{do} , il faut agir sur le rapport cyclique α .

II.9.6. Dimensionnement de convertisseur Boost :[32]

L'inductance de lissage L est utilisée pour limiter l'ondulation du courant dans le convertisseur et dans la source U_e . Le condensateur de filtrage permet de limiter les ondulations de tension dues au découpage en sortie du convertisseur.

II.9.6.1 calcul de l'inductance (L) :

L'ondulation de courant dans l'inductance est calculée en considérant la tension de sortie continue, c'est-à-dire en négligeant l'ondulation de tension vis-à-vis de la valeur moyenne.

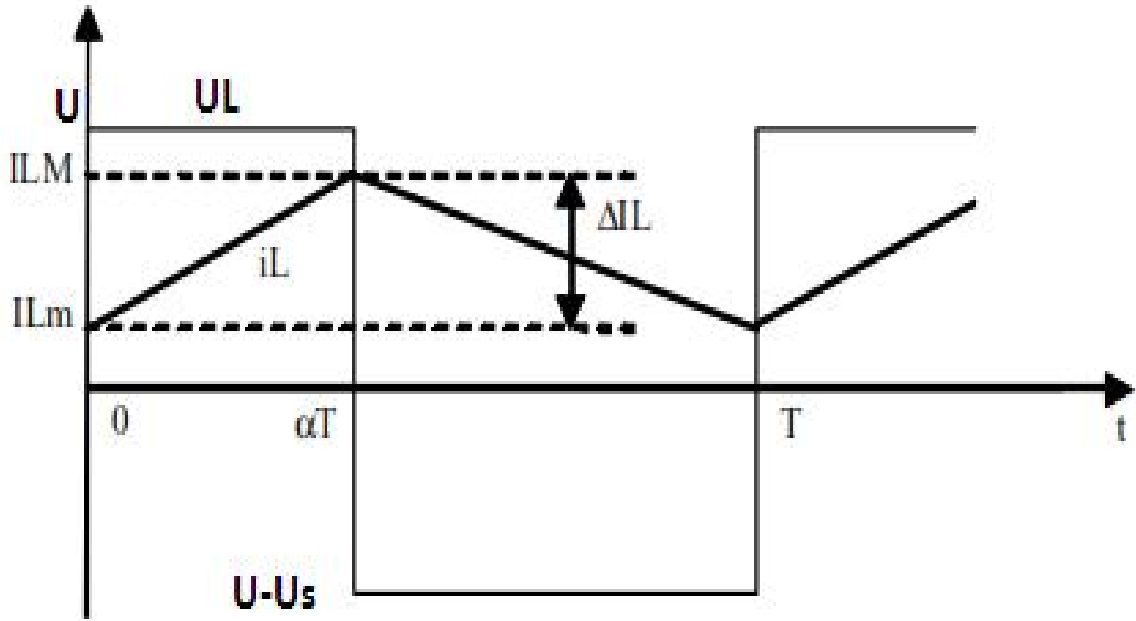


Figure II.39. Ondulation du courant

Calculons l'ondulation du courant :

Pour $0 \leq t \leq \alpha T$:

$$U_L(t) = \frac{U_e}{L} t + I_L \min \quad (II.22)$$

En $t = \alpha T$,

$$I_L(\alpha T) = \frac{U_e}{L} \alpha T + I_L \min = I_L \max \quad (II.23)$$

D'où :

$$\Delta I_L = I_L \max - I_L \min = \frac{U_e}{L f_p} \alpha \quad (II.24)$$

Or :

$$U_s = \frac{U_e}{1 - \alpha} \quad (II.25)$$

Nous pouvons donc écrire :

$$\Delta I_L = \frac{\alpha(1 - \alpha)}{Lf_p} U_s \quad (II.26)$$

Où :

- U : tension aux bornes du générateur (V)
- U_s : tension de sortie du convertisseur (V)
- T : période de découpage du signal de commande de l'interrupteur $T = \frac{1}{f_p}$ en secondes (s).
- α : Rapport cyclique du signal de l'interrupteur $\alpha = \frac{t_{on}}{T}$
- I_{Lmin} : courant minimum dans l'inductance (A).
- I_{Lmax} : courant maximum dans l'inductance (A).
- ΔI_L : Ondulation de courant dans l'inductance (A).
- L : Valeur de l'inductance de lissage (H).

L'inductance est calculée en fonction de l'ondulation maximale de courant souhaitée.

L'ondulation maximale de courant est donc donnée par :

$$\Delta I_{Lmax} = \frac{U_s}{4Lf_p} \quad (II.28)$$

Ainsi l'inductance minimale pour un hacheur survolteur est donnée par la relation :]

$$L = \frac{U_s}{4f_p \Delta I_{Lmax}} \quad (II.29)$$

II.9.6.2 Calcul du condensateur (C) :

Ce condensateur doit pouvoir tenir le courant à fournir lors des pics de puissance.

L'ondulation de tension en sortie résulte du courant alternatif dans le condensateur.

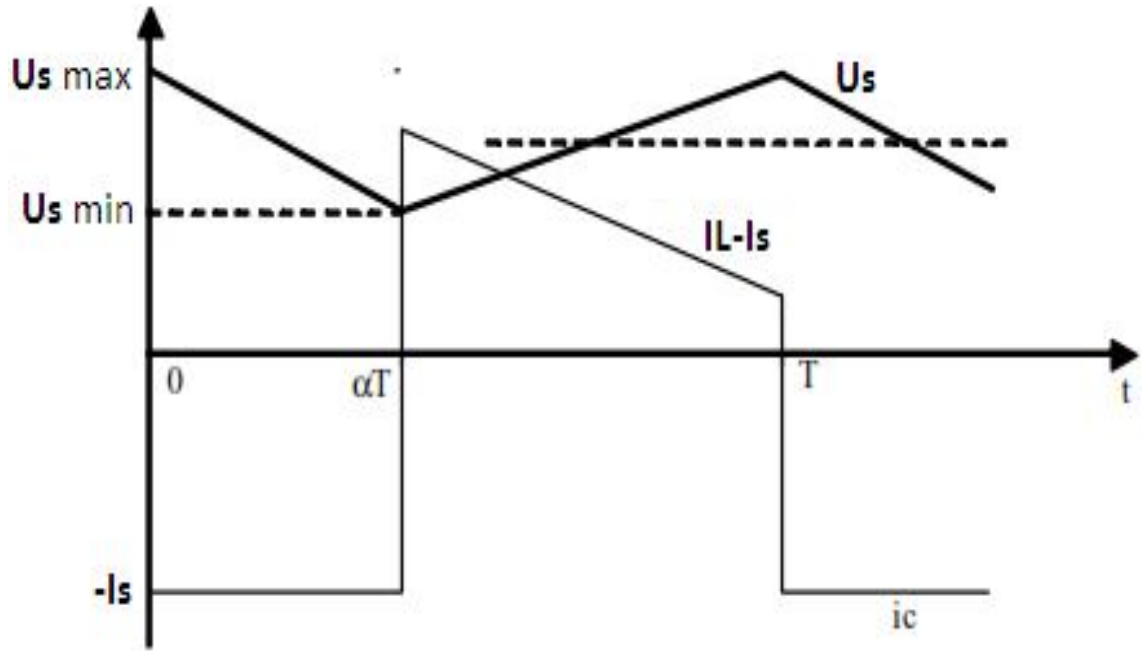


Figure II.40 : Ondulation de tension

Calculons l'ondulation de tension :

Pour $0 \leq t \leq \alpha T$

$$U_s(t) = U_s \max - \frac{I_s}{C} t \quad (II.30)$$

En $t = \alpha T$

$$U_s(\alpha T) = U_s \max - \frac{I_s}{C} \alpha T = U_s \min \quad (II.31)$$

D'où :

$$\Delta U_s = U_s \max - U_s \min = \frac{I_s}{C f_p} \alpha \quad (II.32)$$

Or :

$$I_L = \frac{I_s}{1 - \alpha} \quad (II.33)$$

Nous pouvons donc écrire :

$$\Delta V_s = \frac{\alpha(1-\alpha)}{Cf_p} \quad (II.34)$$

Où :

- C : Valeur du condensateur de filtrage (F)
- U_{smin} : tension minimum aux bornes de condensateur (V)
- U_{smax} : tension maximum aux bornes de condensateur (V)
- ΔU_s : ondulation de tension aux bornes du condensateur (V)

La capacité du condensateur est calculée en fonction de l'ondulation maximale de la tension souhaitée.

L'ondulation maximale de tension est obtenue pour un rapport cyclique de $\frac{1}{2}$ (car : $\frac{d\Delta U_s}{d\alpha} = 0$ pour $\alpha = \frac{1}{2}$)

L'ondulation maximal de tension est donc donnée par :

$$\Delta V_{smax} = \frac{I_L}{4Cf_p} \quad (II.35)$$

Ainsi la capacité minimale pour un hacheur survolteur est donnée par la relation :

$$C = \frac{I_L}{4f_p \Delta V_{smax}} \quad (II.36)$$

II.9.7 Avantages et inconvénient du convertisseur « boost » : [33]

a) Avantage :

- Une ondulation du courant d'entrée limitée par l'inductance L .
- Sa tension de sortie est plus élevée que celle d'entrée, ce qui est le cas du photovoltaïque, permet de récupérer le peu d'énergie disponible lors des périodes à faible éclairage.

b) Inconvénients :

- Si la tension à vide du générateur **PV** devient supérieur à la tension de la charge, il n'est plus possible d'annuler le courant en bloquant l'interrupteur K, mais il reste une possibilité d'annuler le courant de sortie en rendant l'interrupteur conducteur en permanence, ce qui revient à court-circuiter le générateur **PV**.

II.10 Conclusion

Nous avons vu dans ce chapitre les différents modèles mathématiques d'une cellule PV, ensuite nous avons fait la simulation des différents modèles sous « **MATLAB/SIMULINK** », avec l'interprétation des différents graphes obtenus. A partir de ces dernières nous avons montré l'influence des paramètres externes (température et ensoleillement), et des paramètres internes (**R_s et R_{sh}**), puis nous avons constaté que les changements climatiques ont la plus grande influence sur le panneau photovoltaïque. En effet, la variation de l'éclairement du générateur et de la température modifie le point de puissance maximale ce qui réduit le rendement du générateur PV. Dans la dernière partie nous avons étudié le convertisseur parallèle « **boost** » tout en commençant par leur définition et principe de fonctionnement ensuite nous avons présenté ces avantages, inconvénient et les équations de fonctionnement.

A decorative frame resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip at the top, both featuring rounded ends and a light gray fill. The frame encloses the chapter title and subtitle.

Chapitre III

Stratégie de la commande MPPT

III.1 Introduction

La puissance délivrée par un GPV dépend fortement du niveau d'ensoleillement, de la température des cellules, de l'ombrage et aussi de la nature de la charge alimentée. Elle est de ce fait très imprévisible. Comme nous l'avons déjà vu dans les chapitres précédents, la courbe caractéristique de puissance du GPV présente un point de puissance maximale MPP (Maximum Power Point) correspondant à un certain point de fonctionnement de coordonnées V_{MPP} pour la tension et pour le courant I_{MPP} . Vu que la position du MPP dépend du niveau d'ensoleillement et de la température des cellules, elle n'est jamais constante dans le temps. Un convertisseur MPPT (Maximum Power Point Tracker) doit donc être utilisé afin de suivre ces changements. Un convertisseur MPPT est un système de conversion de puissance muni d'un algorithme de contrôle approprié permettant d'extraire le maximum de puissance que le GPV peut fournir.

Les premières utilisations du MPPT remontent à 1968 dans le cadre d'applications spatiales ayant pour générateur électrique des panneaux photovoltaïques. Le développement du MPPT a constitué un thème techniquement attrayant, si bien que finalement, un grand nombre de procédures et techniques ont été développés. Elles varient en complexité, capteurs nécessaires, vitesse de convergence, coût, efficacité, matériel pour la réalisation, etc.

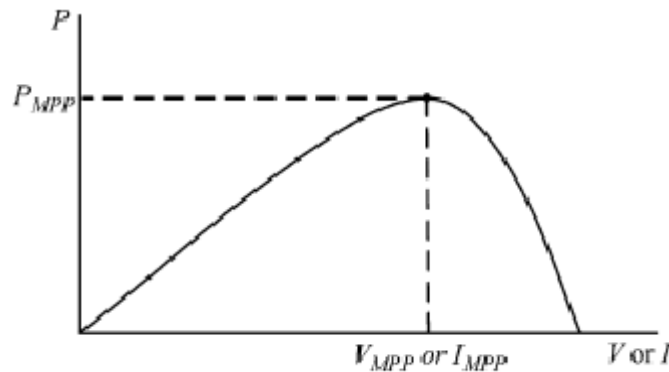


Figure III.1 : Courbe caractéristique de puissance d'un GPV

III.2 Principe de la Recherche du MPP :

La (figure III.2) représente le schéma de principe d'un convertisseur MPPT classique. La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique (CS), à l'aide d'un signal électrique approprié, pour tirer le maximum de puissance que le GPV peut fournir. L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le MPP. En général, il est basé sur la variation du rapport cyclique du Convertisseur Statique (CS) en fonction de l'évolution des paramètres d'entrées de ce dernier (I et V et par conséquent de la puissance du

GPV) jusqu'à se placer sur le MPP. Plusieurs algorithmes sont présents dans la littérature, nous présentons quelques-uns plus loin dans ce chapitre [34].

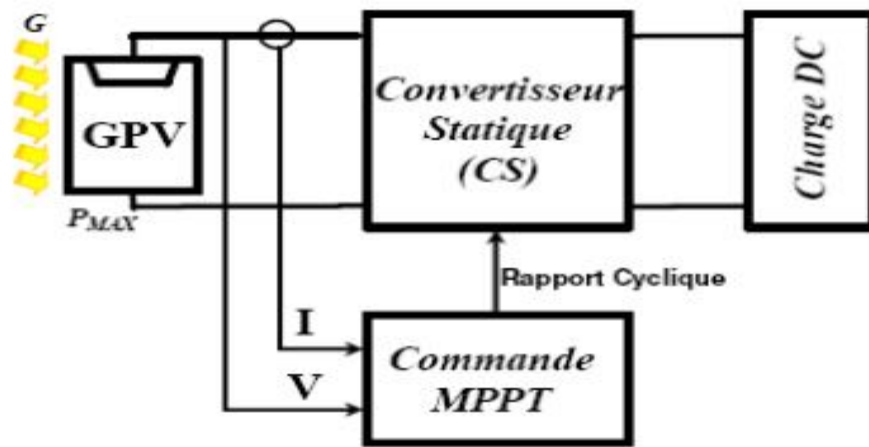


Figure III.2 : Schéma de principe du convertisseur MPPT

III.3. Classification des Commandes MPPT :

Il est possible de classer d'une manière générale les commandes MPPT selon le type d'implémentation électronique : analogique, numérique ou mixte. Il est cependant plus intéressant de les classer selon le type de recherche qu'elles effectuent et selon les paramètres d'entrée de la commande MPPT [34].

III.3.1 Classification des commandes MPPT selon le type de recherche :

a) MPPT Indirect

Ce type de commandes MPPT utilise le lien existant entre les variables mesurées (I_{sc} et V_{oc}), qui peuvent être facilement déterminées, et la position approximative du MPP. Il compte aussi les commandes se basant sur une estimation du point de fonctionnement du GPV réalisée à partir d'un modèle paramétrique défini au préalable. Il existe aussi des commandes qui établissent une poursuite de la tension optimale en prenant en compte uniquement les variations de la température des cellules donnée par un capteur [35][36].

Ces commandes ont l'avantage d'être simples à réaliser. Elles sont plutôt destinées à des systèmes peu coûteux et peu précis devant fonctionner dans des zones géographiques où il y a peu de changements climatiques.

b) MPPT Direct

Ce type de commande MPPT détermine le point de fonctionnement optimal (MPP) à partir des courants, tensions ou puissances mesurés dans le système. Il peut donc réagir à des

changements imprévisibles du fonctionnement du GPV. Généralement, ces procédures sont basées sur un algorithme de recherche, avec lequel le maximum de la courbe de puissance est déterminé sans interruption du fonctionnement. Pour cela, la tension du point de fonctionnement est incrémentée dans des intervalles réguliers. Si la puissance de sortie est plus grande, alors la direction de recherche est maintenue pour l'étape suivante, sinon elle sera inversée. Le point de fonctionnement réel oscille alors autour du MPP. Ce principe de base peut être préservé par d'autres algorithmes contre des erreurs d'interprétation. Ces erreurs peuvent survenir, par exemple, à cause d'une mauvaise direction de recherche, résultant d'une hausse de puissance qui est due à une augmentation rapide du niveau de rayonnement. La détermination de la valeur de la puissance du générateur PV, indispensable pour la recherche du MPP, nécessite la mesure de la tension et du courant du générateur, ainsi que la multiplication de ces deux variables.

D'autres algorithmes se basent sur l'introduction de variations sinusoïdales en petit signal sur la fréquence de découpage du convertisseur pour comparer la composante alternative et la composante continue de la tension du GPV et pour ainsi placer le point de fonctionnement du GPV le plus près possible du MPP.

L'avantage de ce type de commandes est leurs précisions et leur rapidité de réaction.

III.3.2 Classification des commandes MPPT selon les paramètres d'entrée :

a) Commandes MPPT fonctionnant à partir des paramètres d'entrée du Convertisseur :

Ce type de commandes MPPT effectue une recherche du MPP selon l'évolution de la puissance fournie par le GPV. La commande nécessite alors la mesure du courant et de la tension en entrée du convertisseur [34].

D'autres types de commandes MPPT sont basées sur la régulation du courant du GPV, supposant que ce dernier soit une image proportionnelle à la puissance. Ceci permet de s'approcher le plus proche possible du courant optimal I_{opt} . Ce type de commande ayant besoin d'un seul capteur est plus facile à mettre en œuvre et a un coût bas.

b) Commandes MPPT fonctionnant à partir des paramètres de sortie du convertisseur

Dans la littérature, il existe des algorithmes basés sur les paramètres de sortie du Convertisseur statique (CS). En effet, ce type utilise la tension et le courant de sortie du Convertisseur Statique ou alors uniquement l'un des deux. Les commandes MPPT basées sur

la maximisation du courant de sortie sont principalement utilisées quand la charge est une batterie.

Dans tous les systèmes utilisant les paramètres de sortie, une approximation de P_{max} est faite à travers le rendement du convertisseur. Plus l'étage de conversion est bon, plus cette approximation est valable. Par contre, tous les systèmes avec un seul capteur sont imprécis. La plupart de ces systèmes ont été conçus à l'origine pour le spatial.

III.4 Critères de Qualité d'une Commande MPPT :

Pour savoir si un gain est apporté par l'utilisation d'une commande MPPT d'un type ou d'un autre, des critères de qualité sont utilisés. Dans un premier temps, la commande MPPT doit avoir un niveau de simplicité important favorisant une faible consommation et un coût raisonnable. De plus, concernant ses performances, la commande MPPT doit avoir un bon comportement en dynamique et en statique pour assurer une adaptation rapide aux changements climatiques. Elle doit aussi pouvoir piloter l'étage d'adaptation de telle sorte qu'en régime statique, le point de fonctionnement du GPV soit le plus près possible du MPP dans n'importe quelle condition météorologique ou état de la charge alimentée. Aussi, la stabilité et la robustesse du système doit être assurée.

En résumé, l'utilisation d'un type de commande MPPT par rapport à une connexion directe doit apporter un gain énergétique et économique quantifiable. Il est important de préciser qu'il n'existe pas de standard international qui définisse comment il faut mesurer les performances d'une commande MPPT. [24]

III.5 Rendements de la Chaine de Puissance

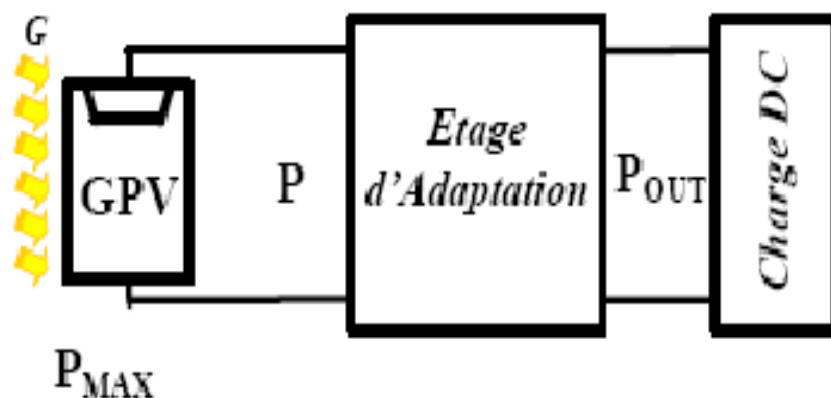


Figure III.3 : Chaine élémentaire de conversion d'énergie PV

Le rendement total de l'étage d'adaptation entre le GPV et la charge DC se compose de divers types de rendements reliés à chaque partie de la chaîne.

Le rendement maximum de la conversion photons-électrons du panneau solaire η_{pv} est définie par :

$$\eta_{pv} = \frac{P_{max}}{G.A_{eff}} \quad (III. 1)$$

Où P_{max} est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie du panneau, G est l'irradiation (W/m^2) et A_{eff} est la surface effective du panneau PV.

La puissance P effectivement délivrée par un GPV dépend en plus de la commande utilisée dans le convertisseur. Le rendement du point de fonctionnement qui en découle est noté η_{MPPT} (Rendement MPPT) permet de mesurer l'efficacité de la commande qui contrôle le convertisseur statique afin que le module PV fournisse la puissance maximale [34].

$$\eta_{MPPT} = \frac{P}{P_{max}} \quad (III. 2)$$

Enfin, le rendement du convertisseur noté η_{conv} est défini par :

$$\eta_{conv} = \frac{P_{out}}{P} \quad (III. 3)$$

Avec P_{out} la puissance délivrée en sortie du convertisseur.

Le rendement total de la chaîne de conversion η_{Total} est donné par :

$$\eta_{Total} = \eta_{pv} \cdot \eta_{MPPT} \eta_{conv} \quad (III. 4)$$

III.6 Les Algorithmes MPPT :

Il existe dans la littérature plusieurs algorithmes MPPT. Les plus utilisés sont [37][38][39][40][41] :

- Algorithme de la Tension Constante (CV, Constant Voltage)
- Algorithme du Courant constant (Constant Current)
- Perturbation et Observation (P&O, Perturb and Observe)
- Conductance Incrémentale (INC, Incremental Conductance)

Les algorithmes P&O et INC font partie de la technique appelée Hill Climbing (monté de pente).

III.6.1 Algorithme de la tension constante (CV, Constant Voltage) :

La relation linéaire approximative (III.5) liant les tensions V_{MPP} et V_{OC} du GPV a donné lieu à la méthode dite de la Tension Constante (CV : Constant Voltage) [40][41] :

$$V_{MPP} \cong K_1 V_{OC} \quad (III. 5)$$

Où K_1 est une constante de proportionnalité. Puisque K_1 dépend des caractéristiques du panneau utilisé, il doit être calculé à l'avance en déterminant empiriquement V_{MPP} et V_{OC} pour différentes conditions atmosphériques. D'après les résultats de recherches, le facteur k est généralement compris entre 0.71 et 0.78. Une fois que K_1 est déterminé, le V_{MPP} peut être calculé à l'aide de l'expression (III.5), avec V_{OC} mesurée périodiquement en ouvrant momentanément le convertisseur de puissance (circuit ouvert). La tension V_{OC} est alors prise comme tension de fonctionnement pour un certain temps, puis le cycle est répété. Une fois que la tension V_{MPP} a été approximée, un contrôle en boucle fermée sur le convertisseur de puissance peut être utilisé pour atteindre asymptotiquement cette tension désirée.

Puisque l'expression est juste une approximation, le panneau n'opère jamais au **MPP**. en plus, dans le cas d'ombrage partiel, K_1 n'est plus valable. Même si cette technique n'est pas vraiment une méthode MPPT, elle est facile et pas chère à réaliser.

III.6.2 Algorithme du Courant constant (Constant Current) :

Cette technique provient du fait que, sous des conditions atmosphériques variables, le courant I_{MPP} est approximativement linéairement lié au courant I_{SC} du GPV. Il a été montré que [44][51] :

$$I_{MPP} \cong K_2 I_{SC} \quad (III. 6)$$

Avec K_2 constante de proportionnalité. Comme pour la méthode Constant voltage (CV), K_2 est déterminée pour le GPV utilisé. La constante K_2 est généralement comprise entre 0.78 et 0.92. La mesure du courant I_{SC} durant le fonctionnement est problématique. Un commutateur est généralement ajouté au convertisseur de puissance pour court-circuiter le

panneau et mesurer le courant I à l'aide d'un capteur de courant. Ceci augmente le nombre de composants et donc le coût. La puissance de sortie est réduite lors de la mesure du courant I_{sc} . De plus, le MPP n'est jamais atteint.

III.6.3 Algorithme MPPT basé sur le modèle

Si les valeurs des paramètres du modèle mathématique du panneau sont connues, alors le courant et la tension du panneau peuvent être calculés à partir des mesures de l'ensoleillement et de la température. La tension V_{MPP} peut être directement calculée et choisie comme tension de fonctionnement du panneau. Un tel algorithme est appelé Algorithme MPPT basé sur le modèle. [38]

Bien qu'intéressant, cet algorithme n'est généralement pas pratique, car les paramètres ne sont pas connus avec certitudes et peuvent varier considérablement d'un panneau à un autre du même fabricant. De plus, le coût d'un capteur de lumière précis (pyranomètre), fait que cette méthode n'est pas réalisable.

III.6.4 Algorithme Perturbation et Observation (P&O)

La méthode Perturbation & Observation (P&O) est l'une des méthodes les plus utilisées. C'est une méthode itérative permettant d'obtenir le point de puissance maximale, elle exige seulement des mesures sur la tension et le courant de sortie du panneau solaire. Comme son nom indique cette méthode fonctionne par la perturbation de la tension V du système en agissant directement sur le rapport cyclique puis l'observation de l'effet de cette perturbation sur la puissance de sortie de panneau solaire [43] [44].

La tension aux bornes du panneau solaire est volontairement perturbée (augmentée ou diminuée) puis la puissance est comparée à celle obtenue avant perturbation. Si la puissance délivrée par le panneau est augmentée du fait de la perturbation, la perturbation suivante est faite dans la même direction. Réciproquement, si la puissance diminue la nouvelle perturbation est réalisée dans le sens opposé. L'organigramme fonctionnel de cet algorithme est le suivant

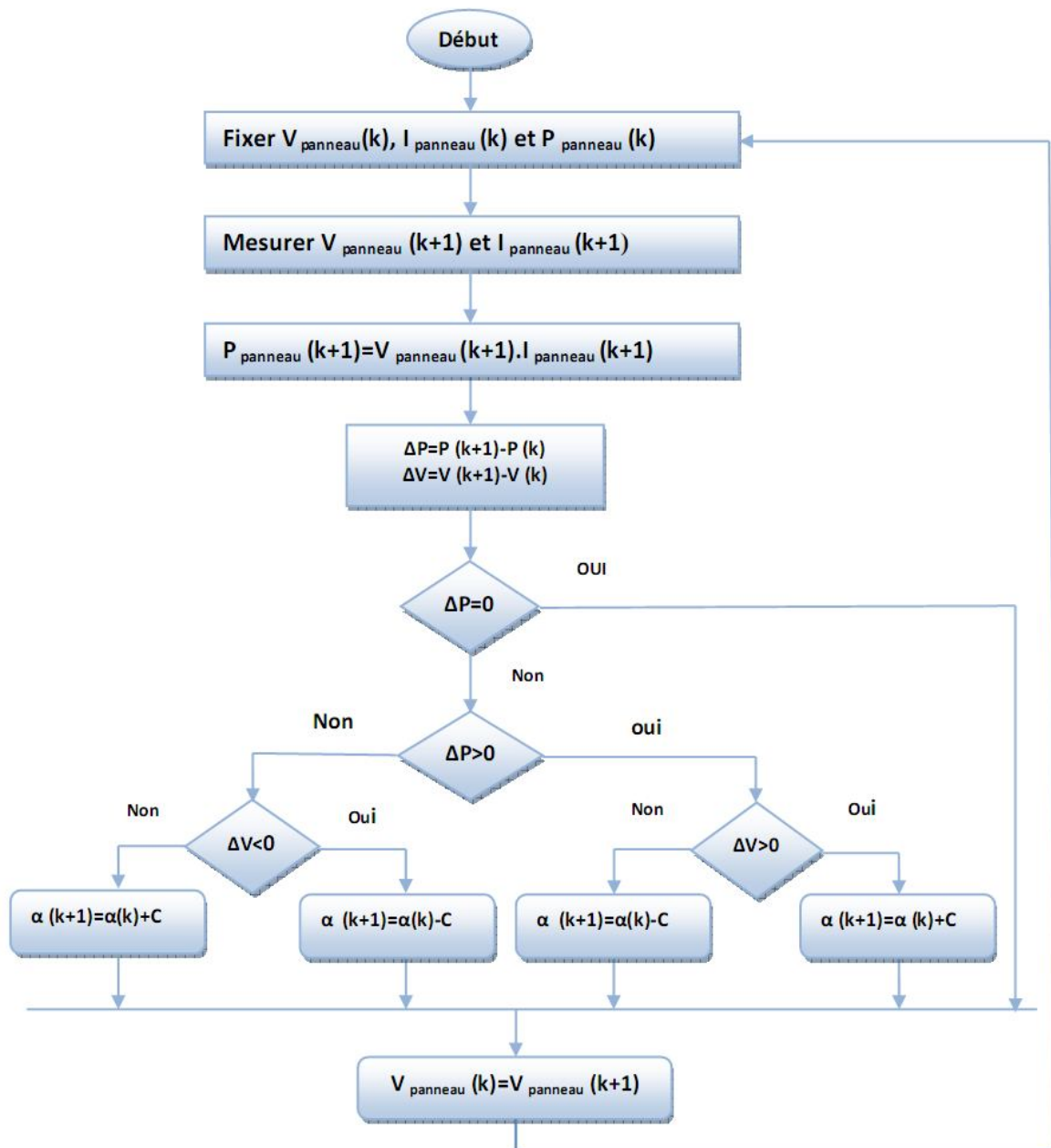


Figure III.4: Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation (P&O)

Où : C : est la constante d'incrément.

- Si la constante d'incrément est grande, l'algorithme de P and O répondra rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement (variation de la température et de l'éclairement), mais les pertes seront accrues dans les conditions stables (la température et l'éclairement sont fixes) ou lentement changeantes.

- Si la constante d'incrémentation est très petite, les pertes dans les conditions stables ou lentement changeantes seront réduites, mais le système ne pourra plus suivre les changements rapides de la température et de l'éclairement. [43]

La valeur idéale de la constante d'incrémentation est déterminée expérimentalement.

Principe de la méthode

L'analyse de la courbe de la puissance en fonction de la tension d'un GPV (**Figure III.11**) montre qu'il existe deux zones de fonctionnement ; la première à gauche du point de puissance maximale où le rapport dP/dv est positif et la deuxième à droite du PPM où dP/dv est négatif. Lorsqu'on perturbe le point de fonctionnement quatre cas peuvent se présenter [45] [43]:

Pemier cas : $P(K) > P(k - 1)$ et $V(K) > V(K - 1)$

Le rapport dP/dv est positif, ceci indique que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM ; en plus ΔV est positive, on est donc dans la bonne direction. Pour la prochaine itération, on augmente la valeur de la tension du GPV.

Rappelons que quelque soit le type du convertisseur DC-DC utilisé, la tension à son entrée est inversement proportionnelle avec le rapport cyclique.

Soit donc : $\alpha(K + 1) = \alpha(K) - c$

Où : c est le pas d'incrémentation.

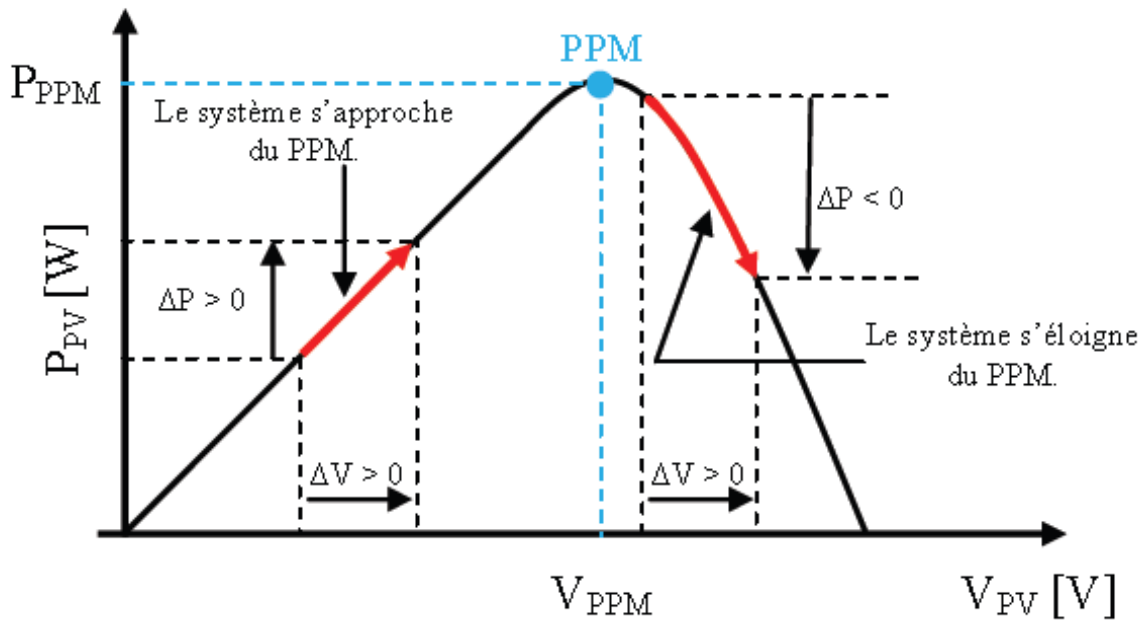


Figure III.5 : Zones de fonctionnement pour un GPV

Deuxième cas : $P(K) > P(K - 1)$ et $V(K) < V(K - 1)$

Le rapport dP/dV est négatif, ceci indique que le point de fonctionnement se trouve à droite du PPM ; en plus ΔV 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) :

$$\alpha(K + 1) = \alpha(K) + c$$

Troisième cas : $P(K) < P(K - 1)$ et $V(K) < V(K - 1)$

Le rapport dP/dV est positif, le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM ; et comme ΔV est négative on se dirige dans le mauvais sens. Lors de la prochaine itération doit augmenter la tension : $\alpha(K + 1) = \alpha(K) - c$

Quatrième cas : $P(K) < P(K - 1)$ et $V(K) > V(K - 1)$

Le rapport dP/dV est négatif, le point de fonctionnement actuel est à droite du PPM, en plus ΔV est positive c.-à-d. que la recherche se fait dans la mauvaise direction. Pour la prochaine itération on va diminuer la tension : $\alpha(K + 1) = \alpha(K) + c$

III.6.5 Algorithme de l'Incrémentation de la Conductance (INC)

Le gradient $\frac{dp}{dv}$ est traité autrement dans cet algorithme par la comparaison des deux grandeurs qu'on va définir ci-dessous :

La puissance de sortie du panneau solaire est donnée par

$$P = V.I \quad (\text{III.7})$$

$$\frac{dp}{dv} = \frac{d(V.I)}{dv} \quad (\text{III.8})$$

$$\frac{dp}{dv} = I \frac{dv}{dv} + V \frac{di}{dv} \quad (\text{III.9})$$

$$\frac{dp}{dv} = I + V \frac{di}{dv} \quad (\text{III.10})$$

Donc

$$\frac{1}{V} \frac{dp}{dv} = \frac{I}{V} + \frac{di}{dv} \quad (\text{III.11})$$

On définit la conductance de la source : $G = \frac{I}{V}$ et l'incrémentale conductance : $\Delta G = \frac{di}{dv}$

La tension de sortie du panneau solaire étant positive, on peut écrire :

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} > 0 \text{ si } G > -\Delta G \\ \frac{dP}{dV} = 0 \text{ si } G = -\Delta G \\ \frac{dP}{dV} < 0 \text{ si } G < -\Delta G \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

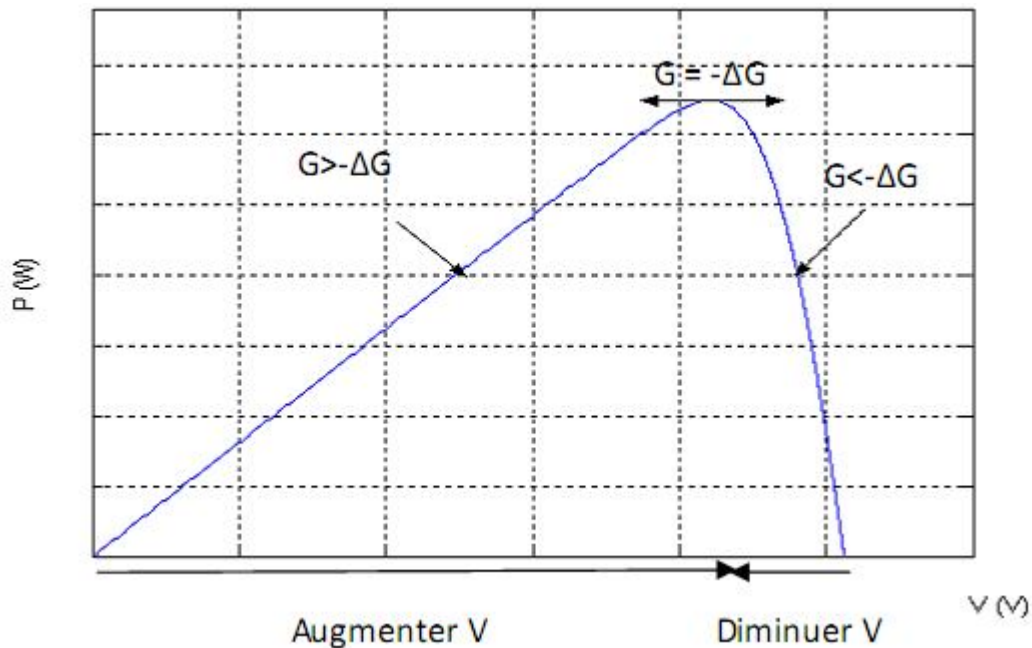


Figure III.6 : caractéristique explicative du fonctionnement de l'INC

On déduit trois cas possibles :

- $G > -\Delta G$: dans ce cas le point de fonctionnement est situé à gauche de PPM donc on augmente la tension V jusqu'à atteindre le point correspond le PPM agissant sur le rapport cyclique donc on va diminuer ce dernier.
- $G = -\Delta G$: dans ce cas le point de fonctionnement situé au PPM donc on garde la tension V constante ce qu'implique le rapport cyclique α reste constant.
- $G < -\Delta G$: dans ce cas le point de fonctionnement est situé à droite de PPM, donc on diminue la tension V jusqu'à atteindre le point correspond le PPM et cela par l'augmentation de rapport cyclique α .

Il existe un cas dans lequel on ne peut pas comparer les conductances : lorsque le système était au PPM à l'itération précédente. Dans ce cas, le rapport cyclique n'a pas été modifié et la tension V reste constante ($dV=0$). La conductance incrémentale n'est pas définie il suffit d'observer les variations de I . On déduit ainsi les variations à provoquer.

- $dI = 0 \Leftrightarrow$ On garde V constante $\Leftrightarrow$ On modifié pas α
- $dI > 0 \Leftrightarrow$ On augmente la tension $V \Leftrightarrow$ On diminue α
- $dI < 0 \Leftrightarrow$ On diminue la tension $V \Leftrightarrow$ On augmente α

Ceci explique le premier test de l'algorithme $dV=0$ comme l'on peut constater dans le schéma fonctionnel de la figure (III.6) [44].

Mais à cause de l'approximation des dérivées dv et di et l'utilisation d'un pas constant, la condition $\frac{I}{V} = \frac{-di}{dv}$ est rarement variée ce qui occasionne à des oscillations autour du PPM, pour remédier à ce problème une erreur est ajoutée à la condition du PPM, c'est-à-dire que le PPM est atteint si :

$$\left| \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \right| \leq \xi \quad [44]$$

Remarque :

Dans cet algorithme, une approximation a été faite : $dV = \Delta V$ et $dI = \Delta I$

L'algorithme incrémental de conductance (INC) est donné par la figure suivante.

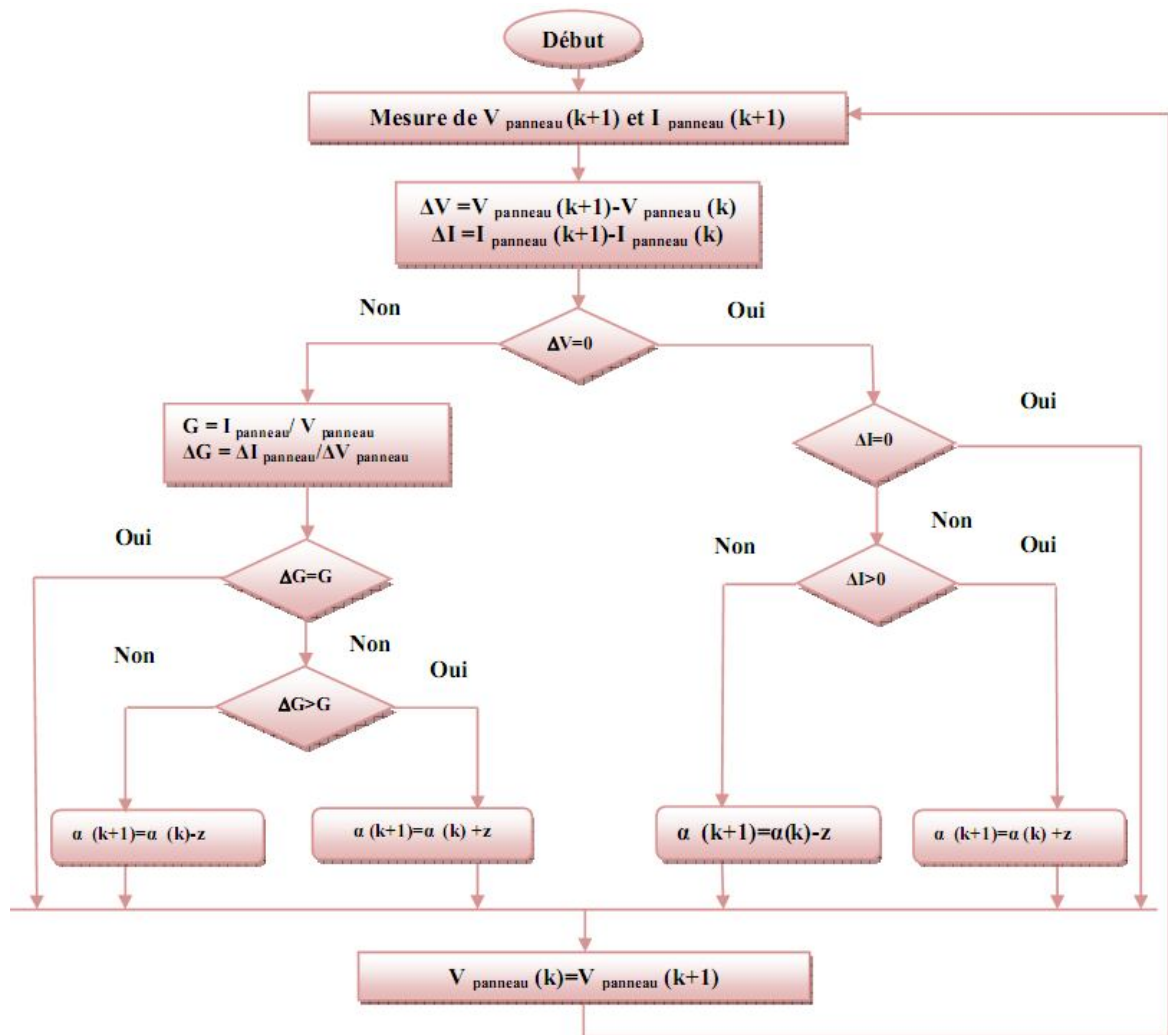


Figure III.7 : Organigramme de l'algorithme INC

Z : pas d'incrément de l'algorithme de l'INC.

III.7. Autres méthodes

Il existe dans la littérature d'autres algorithmes MPPT plus complexes qui font parfois appel à des techniques nouvelles. On peut citer :

- les algorithmes basés sur la logique floue
- les algorithmes à base de réseau de neurones.
- les algorithmes d'identification en temps réel du MPP.
- Dans le cas où la charge est une batterie, il existe un algorithme qui vise à maximiser uniquement.

Le courant de charge puisque la tension en sortie est constante. Cet algorithme fait ainsi appel à un seul capteur ce qui réduit considérablement le coût.

- l'algorithme de la capacité parasite (Parasitic Capacitance).
- la méthode de l'oscillation forcée.

III.8. Simulation de l'Algorithme Perturbation et Observation (P&O)

Nous avons réalisé le modèle de simulation de l'algorithme P&O de la (Figure III.8), en nous basant sur l'organigramme illustré sur la figure(III.4)

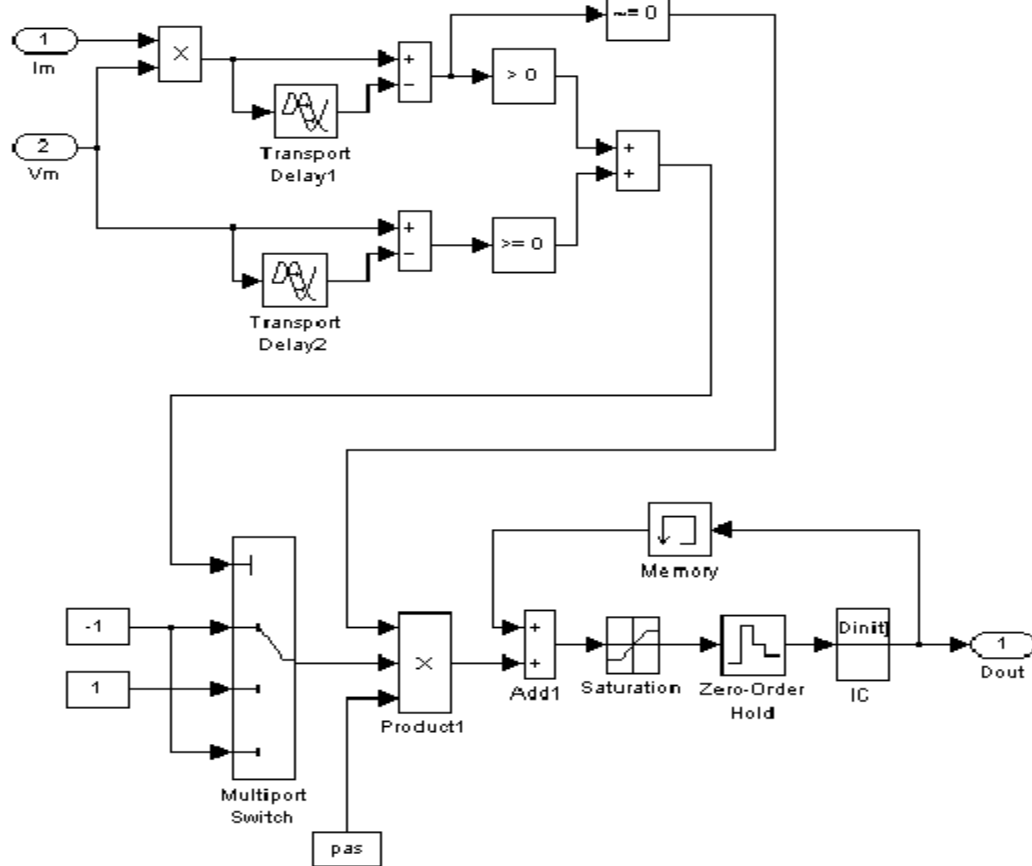


Figure III.8 : Modèle SIMULINK de l'algorithme MPPT P&O

Les deux blocs "Transport Delay" sont utilisés pour retarder l'entrée par un laps de temps spécifié, ce qui permet de calculer la variation de la puissance $\Delta P(k) = P(k) - P(k-1)$ et la variation de la tension $\Delta V(k) = V(k) - V(k-1)$. Le bloc "Multiport Switch" permet de traiter les perturbations. Le bloc "Constant pas" représente le pas de perturbation de la commande MPPT. Le bloc "Saturation" assure que le rapport cyclique D reste dans l'intervalle [0,1]. Le bloc "Zero-Order Hold" est un échantillonneur bloqueur qui permet de maintenir la valeur du rapport cyclique D constante sur un cycle du MPPT. Le bloc "IC (Initial Condition)" permet de spécifier le rapport cyclique initial. Enfin, le bloc "Memory" garde en mémoire la valeur du rapport cyclique pour le cycle prochain. Un masque de sous-système est utilisé pour faciliter le paramétrage (rapport cyclique initial, perturbation et fréquence du MPPT).

III.9 Élaboration de la méthode P&O sous MATLAB SIMULINK

Pour tester les performances de l'algorithme P&O à pas de perturbation égal à **0.1** sur le Générateur photovoltaïque (GPV), nous avons conçu un modèle sous simulink permettant de simuler le comportement du GPV dans une telle situation. Nous supposons un module à une cellule diode. Les conditions atmosphériques choisies pour la simulation dans cette partie correspondent à un rayonnement de 1000W/m^2 et une température ambiante de 25°C .

L'objectif du convertisseur MPPT est d'obtenir le point de fonctionnement maximum.

- Les résultats de la simulation pour la sortie du GPV sont représentés sur les figures (IV.9, 10, 11).

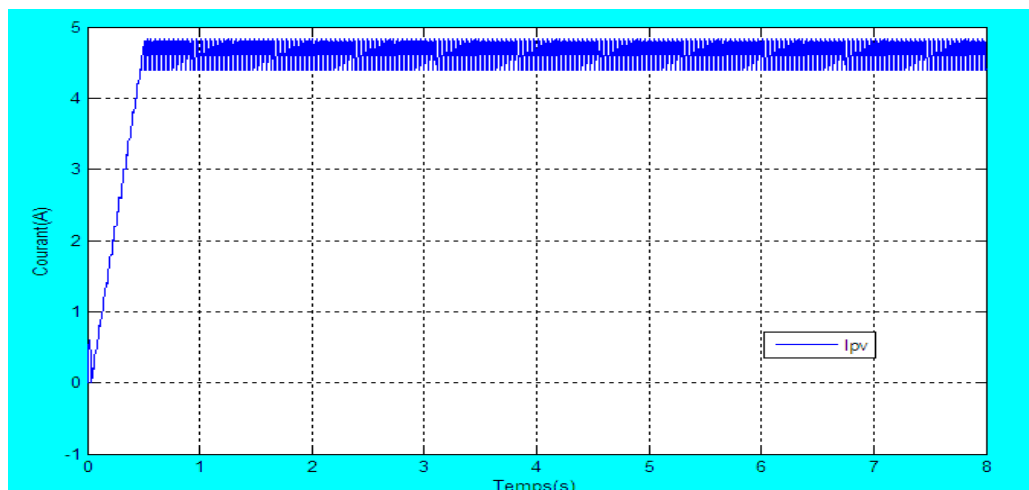


Figure IV.9 : caractéristique de Courant de sortie du GPV

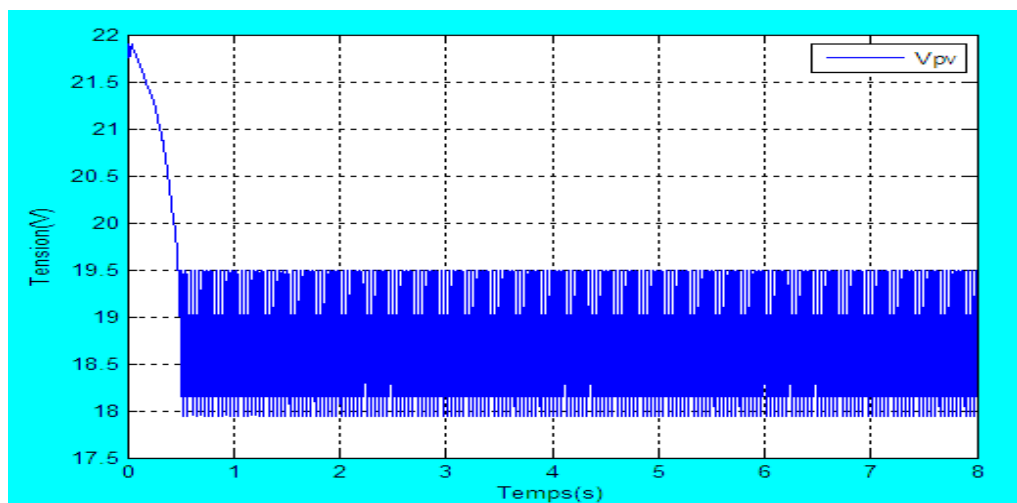


Figure IV 10 Caractéristique de la tension de sortie du GPV

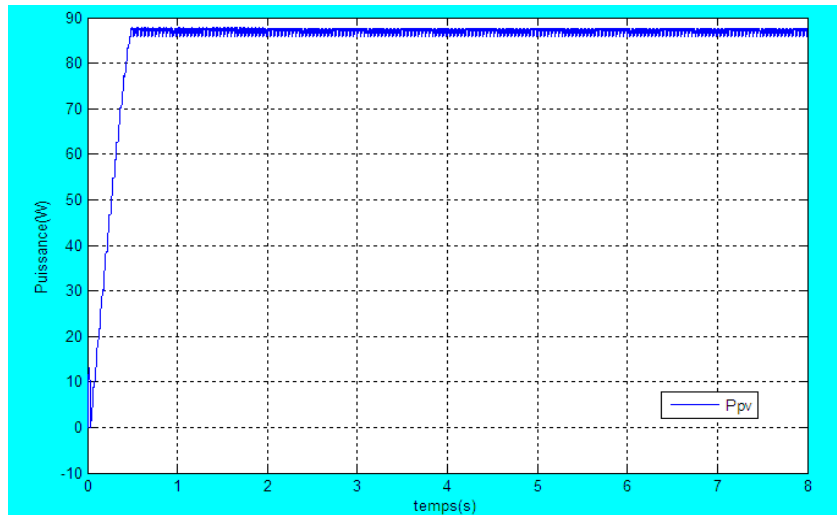


Figure IV 11 :Caractéristique de puissance de sortie du GPV

- Les résultats de la simulation pour la sortie de convertisseur sont représentés sur les Figures (IV.12, 13, 14)

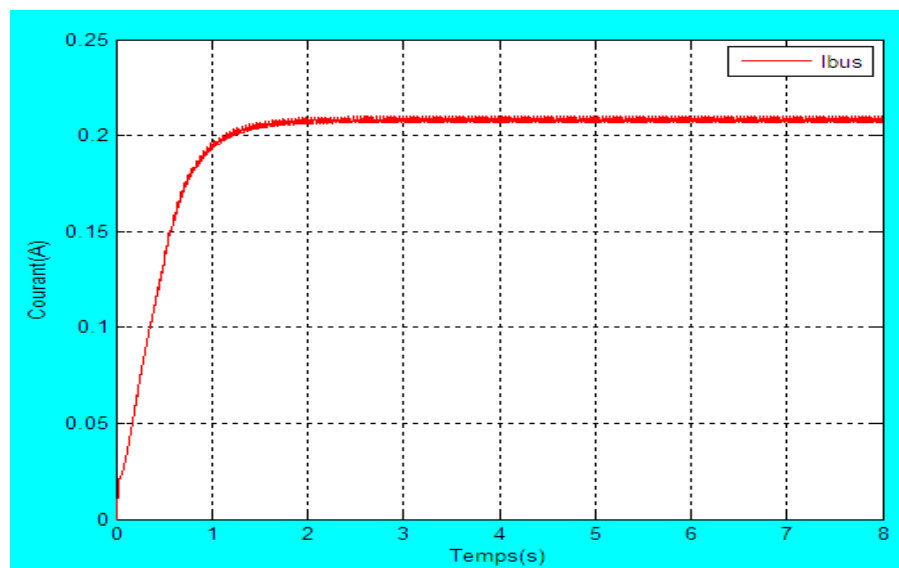


Figure IV.12 : caractéristique de Courant de sortie du Convertisseur

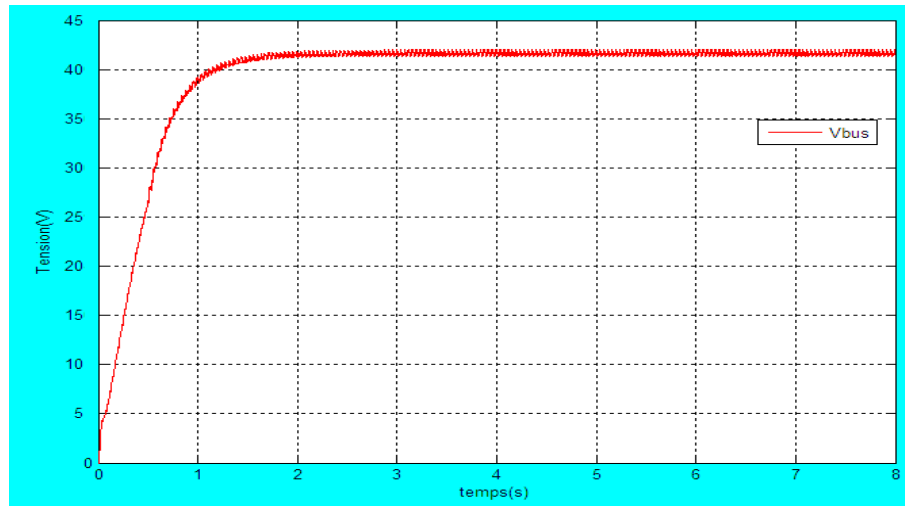


Figure IV.13 : Caractéristique de la tension de sortie de convertisseur

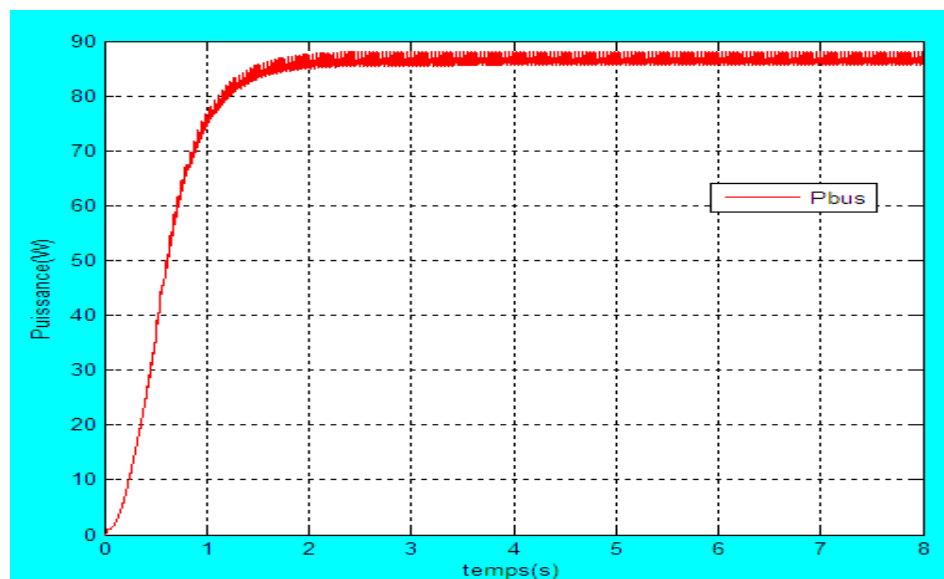


Figure IV.14: Caractéristique de puissance de sortie de convertisseur

Interprétation les résultats

On remarque que pour un cas de perturbation de 0.1, le point de fonctionnement atteint le MPP en 1s. La réponse est donc rapide par contre l'amplitude de l'oscillation autour du MPP est moins importante. Par conséquent, la perte de puissance engendrée est réduite.

On remarque que le point de fonctionnement oscille autour du point maximum de Puissance (MPP) (P_{MPP} , V_{MPP} , I_{MPP}) = (90, 40, 4.5).

On remarque aussi que le courant et la tension du Générateur Photovoltaïque (GPV) à l'entrée du Convertisseur Statique (CS) sont fortement perturbée (perturbation harmonique dans la source de puissance). Ceci dû à la commutation de l'interrupteur.

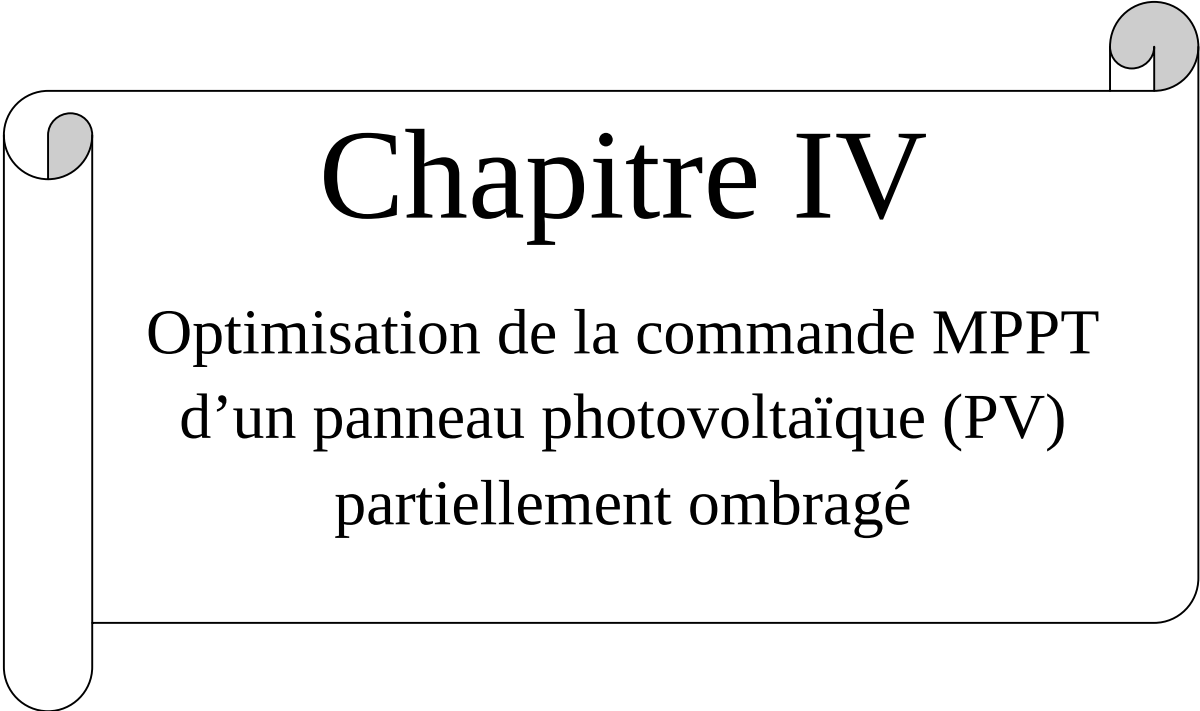
On voit que on a récupérer une tension à la sortie du convertisseur ($V_{bus}=40V$) plus élever que celle à l'entrée du (GPV) ($V_{pv}=22V$)

III.10. Conclusion

Dans cette partie, nous avons entamé la partie la plus importante et la plus délicate de cette étude. Il s'agit de la description du convertisseur MPPT qui est un convertisseur de puissance (DC/DC) commandé par un algorithme MPPT. Nous avons expliqué le principe de recherche du MPP et la classification des commandes MPPT.

Les simulations fournissent la meilleure opportunité pour évaluer la technique de poursuite du point de puissance maximale utilisée Perturbe et Observation (P&O), et d'analyser son comportement sous les conditions de fonctionnement normales.

Ce type de commande permet d'obtenir un rendement plus important durant une journée relativement ensoleillée, où le MPP évolue lentement et proportionnellement avec le soleil.

A decorative scroll frame with a light gray background and a black border. The frame has rounded corners and a vertical scroll on the left side. The text is centered within the frame.

Chapitre IV

Optimisation de la commande MPPT
d'un panneau photovoltaïque (PV)
partiellement ombragé

IV.1 Introduction

Ombrager une partie d'un module photovoltaïque (PV) entraîne une diminution et une perte de puissance importante ce qui influe directement sur le panneau solaire et ce même si une très faible partie du module ou de la cellule est à l'ombre, celui-ci engendre aussi une diminution de la puissance. L'ombrage partiel peut être dû à des cheminées, à des arbres ou à d'autres parties de construction (bâtiment).

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

Dans ce cas, la puissance excessive sera dissipée dans la cellule ombragée et la cellule ou l'encapsulation de la cellule en plastic peuvent être irrémédiablement endommagées et peuvent conduire à un court-circuit dans la cellule. Cet effet est appelé 'hot spot'.

L'étude effectuée est axée et orientée vers l'optimisation de la puissance du Générateur Photovoltaïque, et sur l'incorporation d'un convertisseur continu-continu commandé par un algorithme de recherche du point de puissance maximal (MPPT).

IV.2. Phénomènes de hot spot sur les cellules ombragées

Dans un module photovoltaïque, les cellules sont reliées en série. Dans les anciens systèmes, si l'une d'elles était ombragée, le courant ne pouvait plus circuler. La cellule accumulait alors le courant produit en amont et se comportait comme un récepteur. Elle dissipait une puissance sous forme de chaleur pouvant dépasser les 100°C, ce qui pouvait la faire détériorer. Il s'agit du phénomène de « hot spot » la figure suivante montre le phénomène.

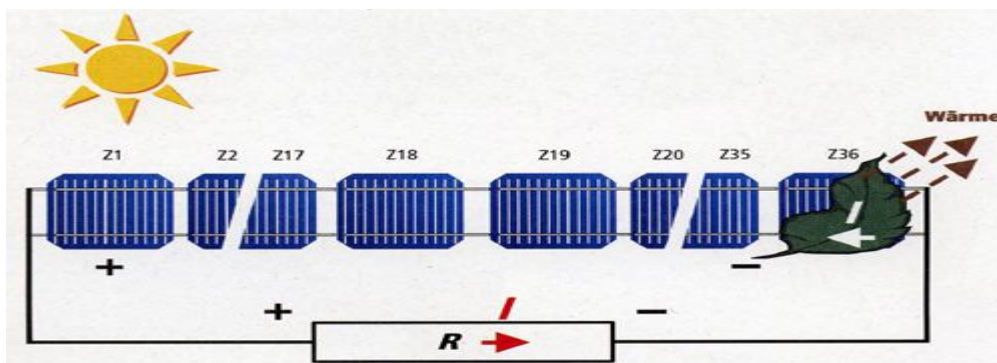


Figure IV.1. Une cellule qui a surchauffé suite au problème du hot-spot

IV.3 Résoudre le problème du « hot-spot »

Pour éviter ces phénomènes de hot spot, les constructeurs ont équipé leurs modules de diodes passe bas. Ces diodes sont placées en parallèle aux bornes d'un groupe de cellules en série (1 à 2 diodes/module selon les constructeurs). Elles permettent de limiter la tension aux bornes de la série de cellules ombragées. En, devenant passante, c'est-à-dire que la diode « bloque » l'utilisation de la série de cellules et transfère le passage du courant sur la série suivante, la diode impose sa tension et limite la perte de puissance.

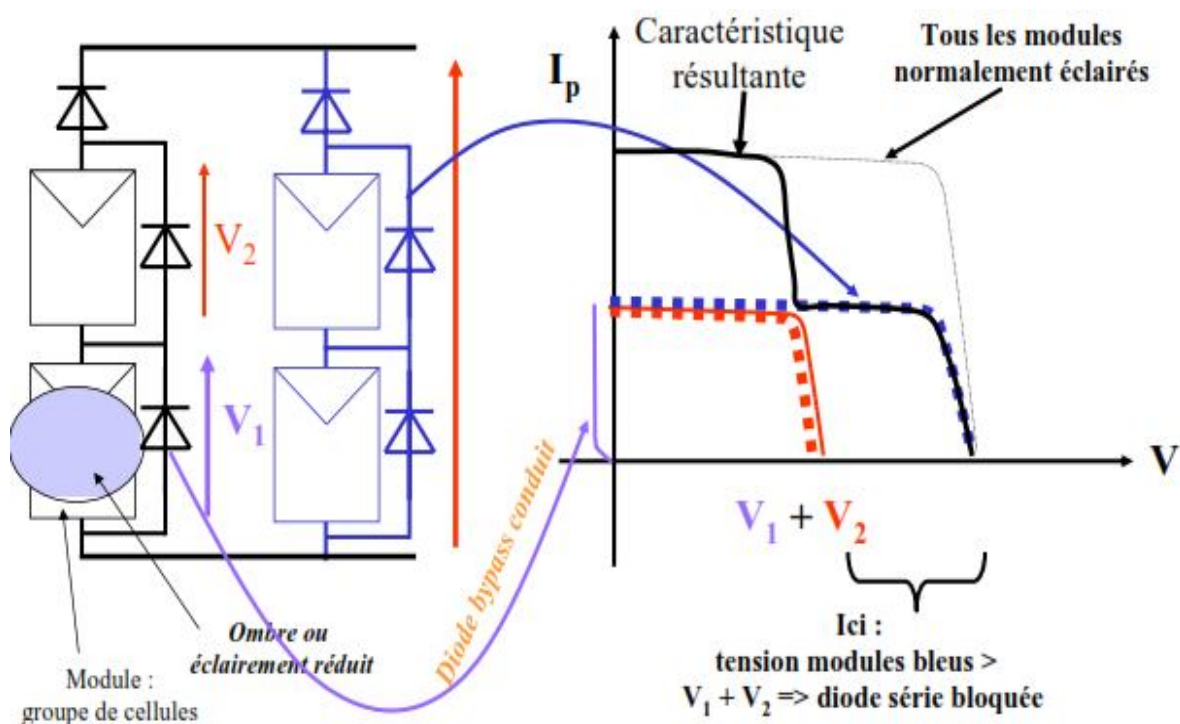


Figure IV.2 : Groupement en série avec diode passe bas

- **Les inconvénients d'utilisation des diodes passe bas :**

- Si une telle diode passe bas était connectée dans chaque cellule alors le problème induit par l'ombrage serait fortement réduit. Cependant, ce n'est pas une solution envisageable d'un point de vue commercial [45].
- On utilise généralement une diode passe bas pour 15 à 18 cellules, ce qui revient à limiter l'utilisation des diodes passe bas.
- Pour chaque diode court-circuitée, la tension de circuit ouvert de la rangée sera réduite modifiant ainsi considérablement la courbe I-V et créant de sérieux problèmes. [46].

Ce qui nous ramène à chercher de nouvelles techniques pour résoudre ce problème. telle que les techniques d'améliorations du rendement on utilisant les différents algorithmes de tractation du point de puissance maximale .dans notre présent travail on a opté pour l'optimisation de algorithme perturbe and observe (P&O).

IV.4 Simulation de l'algorithme P&O lors d'un ombrage partiel :

Pour tester les performances de l'algorithme Perturbe et Observe (P&O) classique a pas de perturbation égale a 0.1 lors d'un ombrage partiel sur le GPV, Nous avons conçu deux modèle sous SIMULIK permettant de simuler le comportement du Générateur Photovoltaïque (GPV) dans une telle situation. Nous supposons ici les deux modules identique branché en série l'un soumis à l'éclairement 900 W/m^2 et une température 25°C et l'autre est soumis à l'éclairement 400 W/m^2 et une température 18°C .

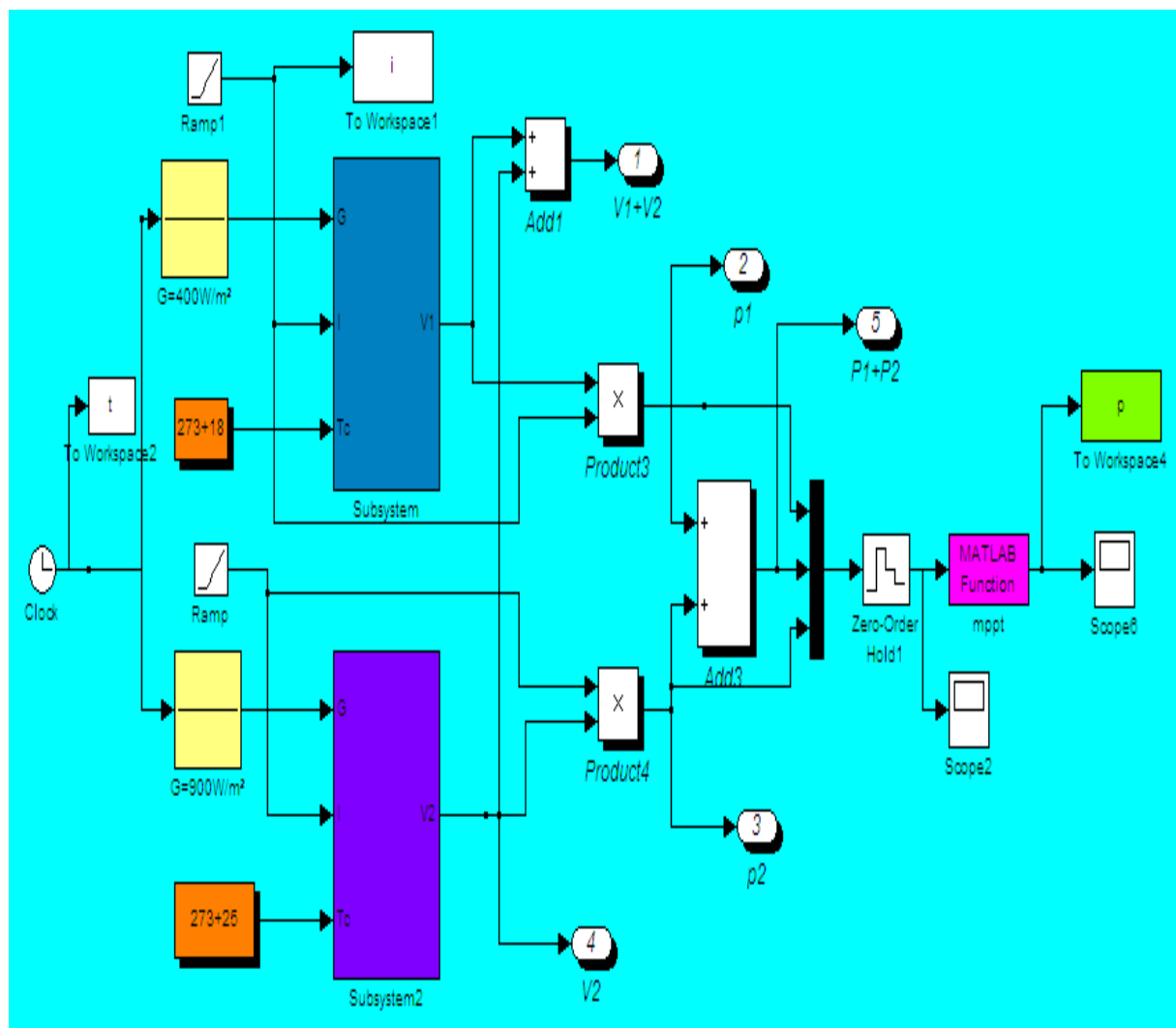


Figure. IV.3 : modèle pour la simulation d'un ombrage partiel du GPV

Les caractéristique I/V et P/V du Générateur Photovoltaïque (GPV) utilisé précédemment est représentées sur les figures [IV, 4 et 5] respectivement.

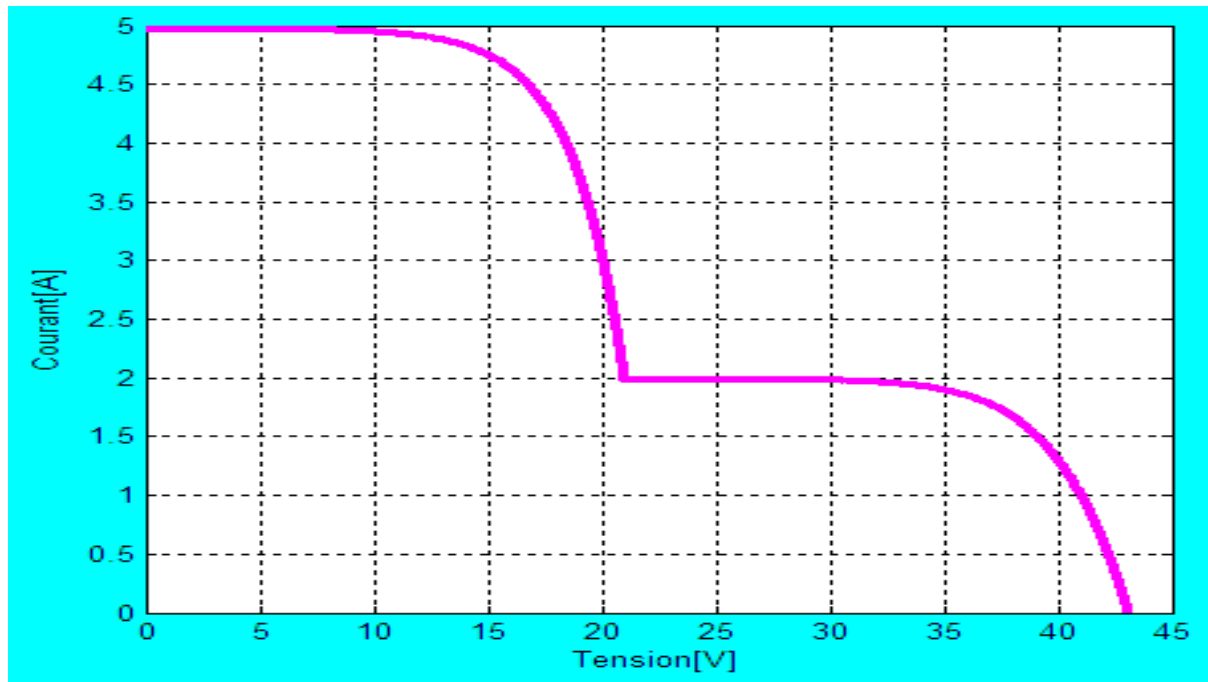


Figure IV.4 : Caractéristique I/V illustrant l'ombrage partiel

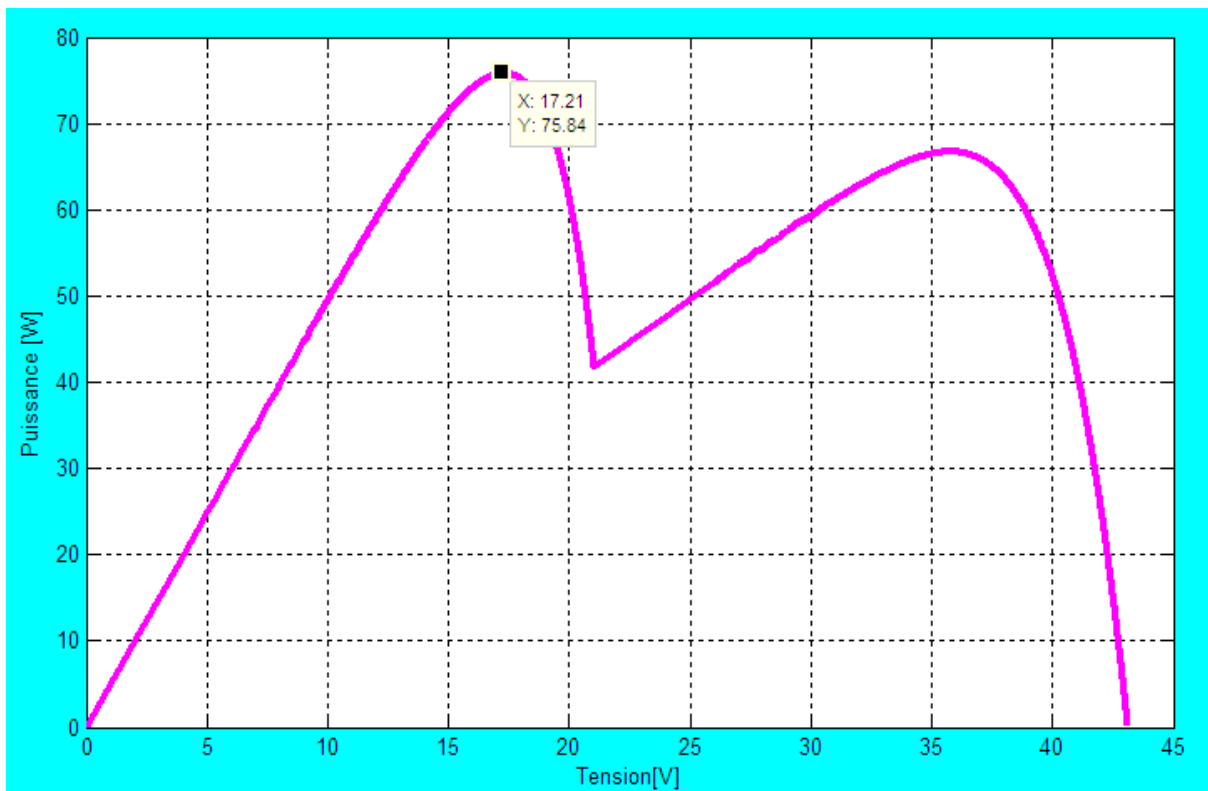


Figure IV.5: Caractéristique P/V illustrant l'ombrage partiel

Sur la courbe de la caractéristique P/V, on remarque l'existence de deux maximums locaux, ce qui rend la tâche plus difficile pour le suivi du point de puissance globale car dans la pratique il existe un seul MPP globale dont les coordonnées sont $(V_{mpp}, I_{mpp}, P_{mpp})$.

On voit ainsi que ni l'algorithme perturbe et observe (P&O) utilisé ne parvient à trouver le MPP, ni les autres méthodes classiques peuvent suivre le point de puissance globale puisque toutes ces méthodes restent bloquées sur le maximum local. Nous avons aussi l'inconvénient majeur de l'algorithme perturbe et observe (P&O). En effet, l'algorithme effectue une recherche locale, mais ne fait pas appel à une vision globale.

Vu le problème des maximums locaux et la difficulté de suivre le point de puissance globale nous avons opté pour améliorer l'algorithme perturbe et observe (P&O) le rendant ainsi efficace dans cette situation d'ombrage partiel.

IV.5 Optimisation de l'Algorithme Perturbation et Observation (P&O) :

Nous avons montré que l'algorithme perturbe et observe (P&O) est simple à la mise en œuvre et son rendement est élevé. Nous allons nous baser sur ce dernier pour développer notre propre algorithme de maximisation de puissance. Comme indiqué précédemment, ajoutant aux problèmes des maximums locaux, les principaux points faibles de ce dernier sont l'oscillation autour du MPP et le temps de convergence; ces deux points étant liés au pas d'incrément de la perturbation (tension), une meilleure gestion de celui-ci doit permettre une amélioration significative de l'algorithme du MPPT. Pour cela, nous avons réalisé le modèle de simulation de l'algorithme perturbe et observe (P&O), en nous basant sur l'organigramme illustré sur la figure (IV.6).

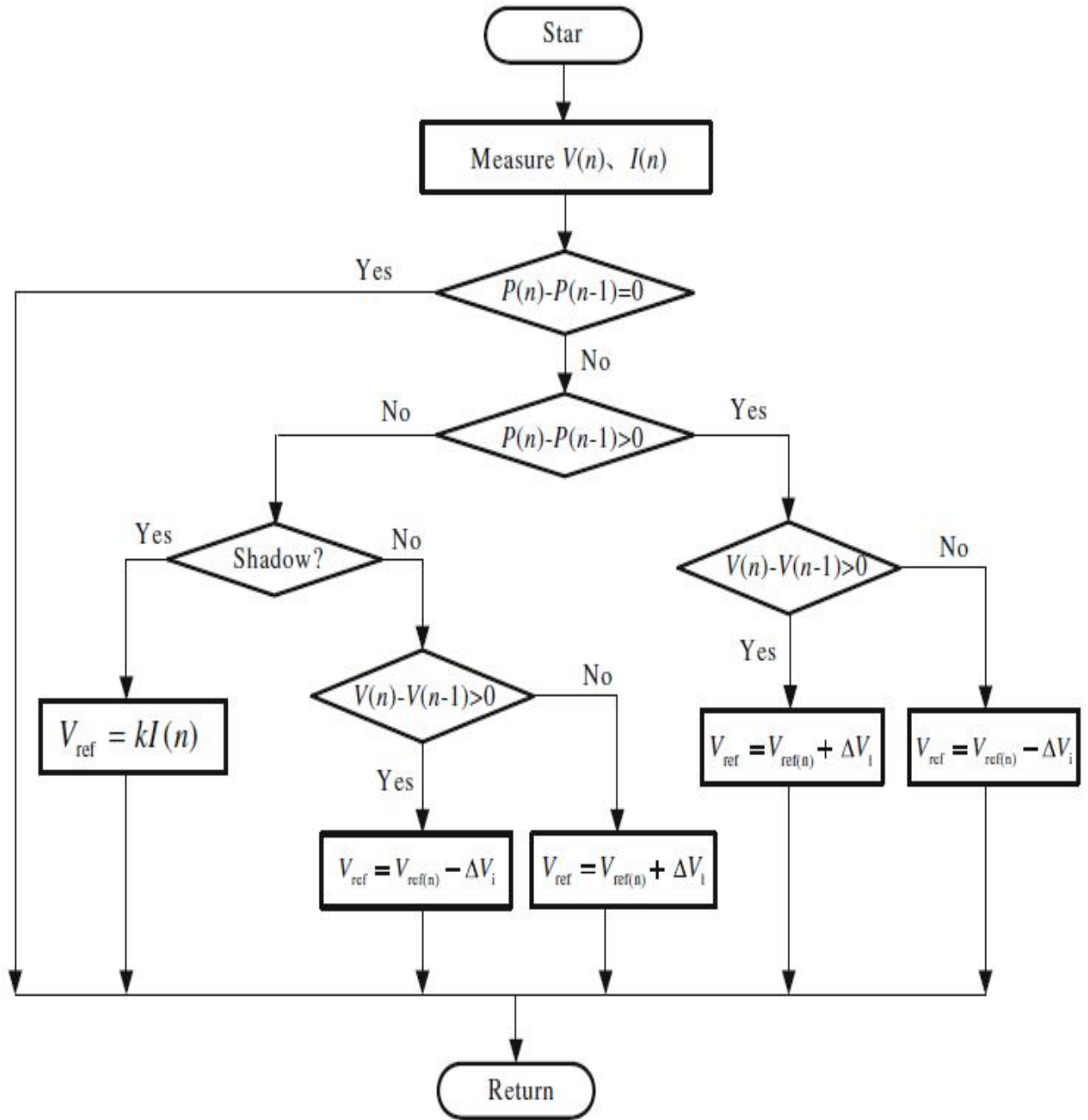


Figure. IV.6 : L'organigramme de l'algorithme perturbe et observe P&O proposé [47]

Une fois le générateur photovoltaïque (GPV) apparaît à l'ombre la valeur de la tension de référence produite ($V_{réf}$) peut être décidée par la fonction linéaire, comme indiqué dans l'équation suivante :

$$V_{réf} = KI(n) \quad (IV.1)$$

$$\text{Avec : } K = \frac{V_{ocA}}{I_{scA}} \quad (IV.2)$$

$$\text{Où : } V_{OCA} = V_{OC} * 0.8 \quad (\text{IV.3})$$

$$I_{SCA} = I_{SC} * 0.9 \quad (\text{IV.4})$$

$V_{OC omb}$: Tension de circuit ouvert de la cellule ombrée.

$I_{SC omb}$: Courant du court circuit de la cellule ombrée.

Il est rapporté que V_{OCA} est égale à peu près à 80% de la tension du circuit ouvert V_{OC} et I_{OCA} est égale à peu près à 90% du courant de court circuit I_{SC} [47].

IV.6. Principe de fonctionnement :

Le problème principal à la réalisation MPPT sous les conditions d'ombrages partiels c'est d'annuler l'intervention des maximums locaux et suivre automatiquement le MPP globale. L'algorithme perturbe et observe (P&O) utiliser c'est le même qu'on a utilisé pour les conditions de fonctionnement normale à l'exception d'ajout d'une condition de fonctionnement de cet algorithme (c'est l'ajout d'une ombre partielle juger nécessaire).

Si l'ombre apparaît dans le panneau photovoltaïque (PV), son courant de sortie et la tension vont changer et les figures (IV.7) montre le critère de jugement.

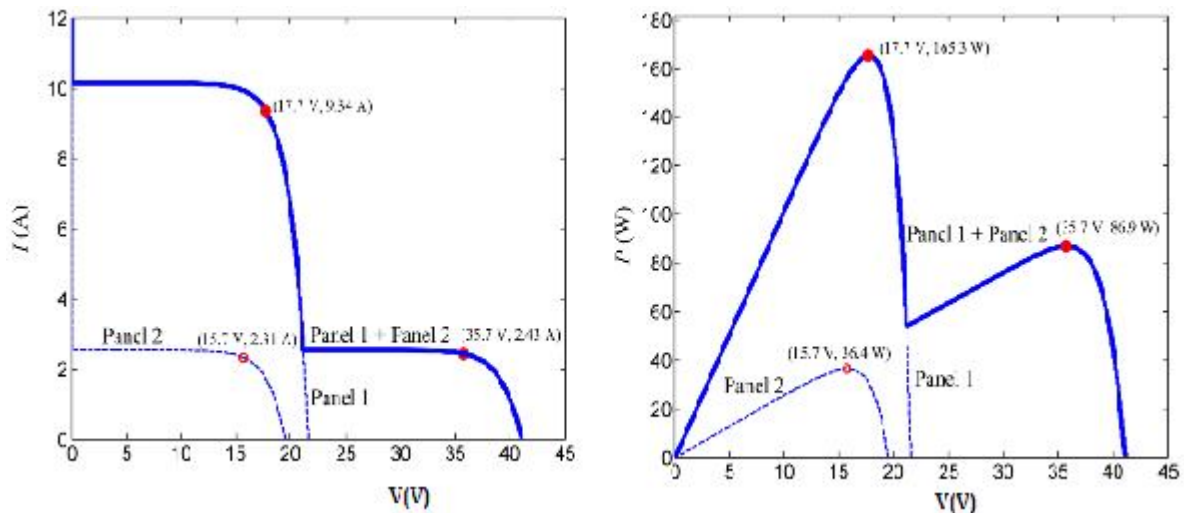


Figure IV.7 les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ pour des cellules connectées en série soumis à l'ombrage partiel [48].

IV.7. Élaboration de la méthode Perturb et observe (P&O) sous MATLAB SIMULINK :

Pour tester les performances de l'algorithme perturb et observe (P&O) amélioré à pas de perturbation 0.1 lors d'un ombrage partiel sur le générateur photovoltaïque GPV, nous avons conçu un modèle sous simulink permettant de simuler le comportement du Générateur Photovoltaïque (GPV) dans une telle situation. Nous supposons deux modules identiques branché en série, l'un de ces module est soumis à l'ombrage et montré sur La figure ci-dessous figure (IV.8).

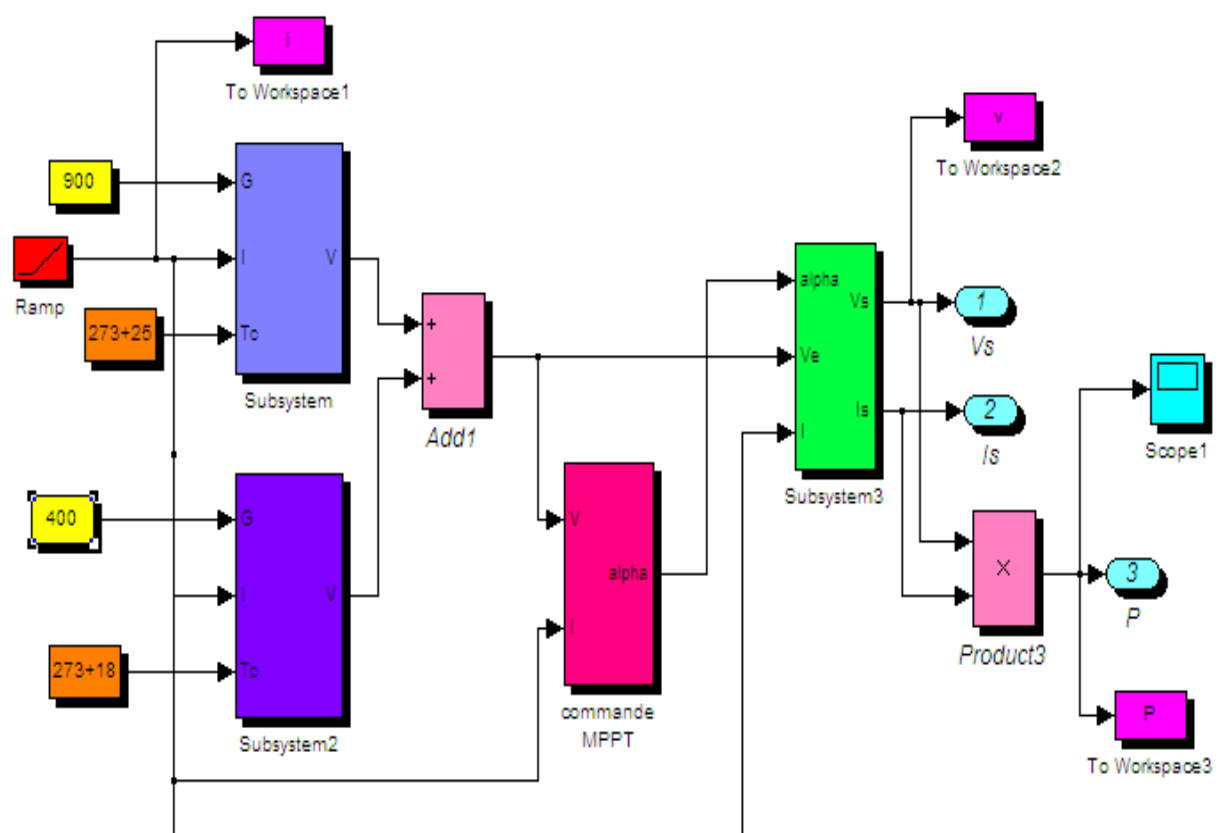


Figure IV.8 : Schéma de bloc d'une association avec un système MPPT

IV.8. Résultat de la simulation

Afin de visualiser la poursuite du PPM, on effectue une simulation en prenant compte de l'effet de l'ombrage.

Les résultats de la simulation lors d'un ombrage partiel du GPV.

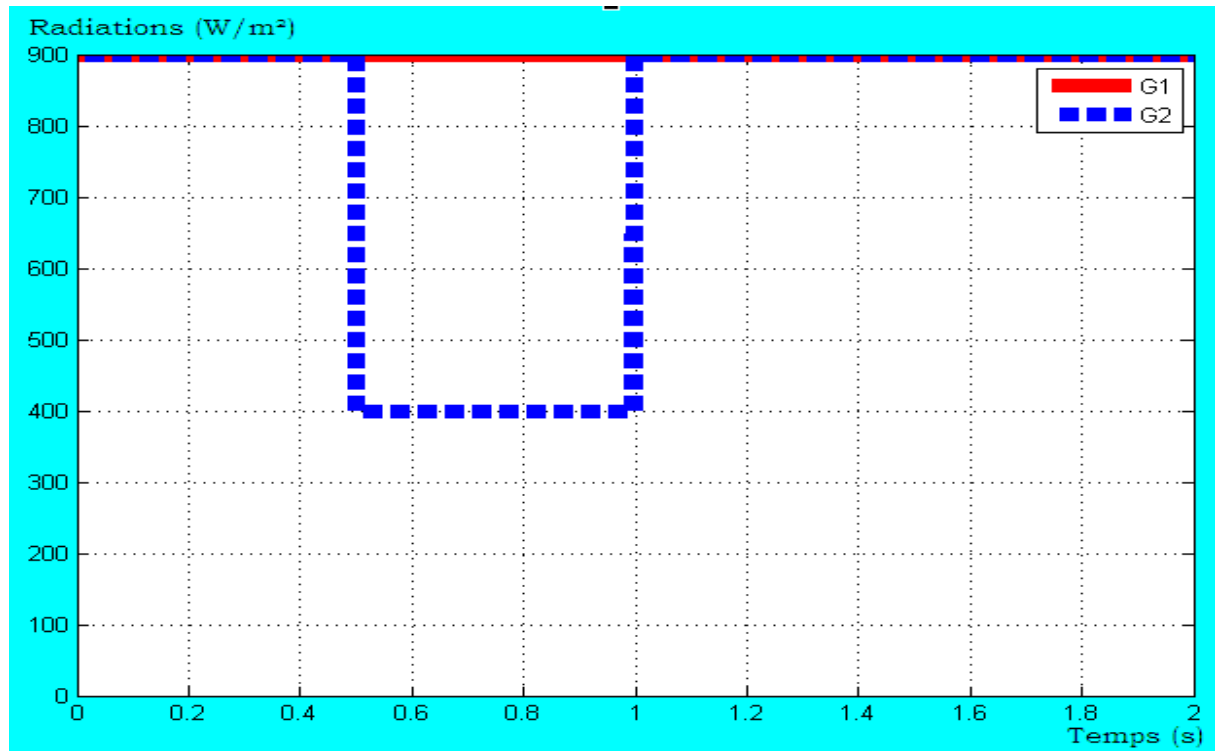


Figure II. 9 : Variation des radiations en fonction de temps lors d'un ombrage partiel du GPV

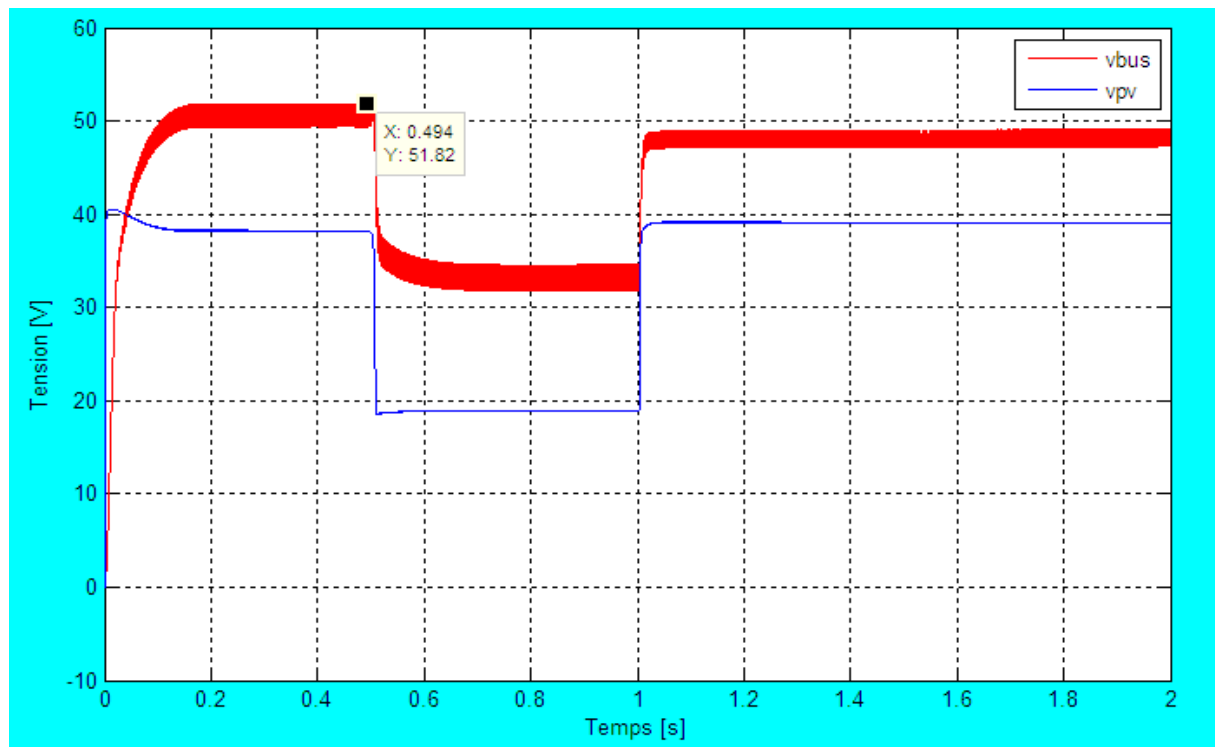


Figure IV. 10: Tensions Vbus et Vpv pour un pas de perturbation de 0.1 lors d'un ombrage partiellement du panneau GPV

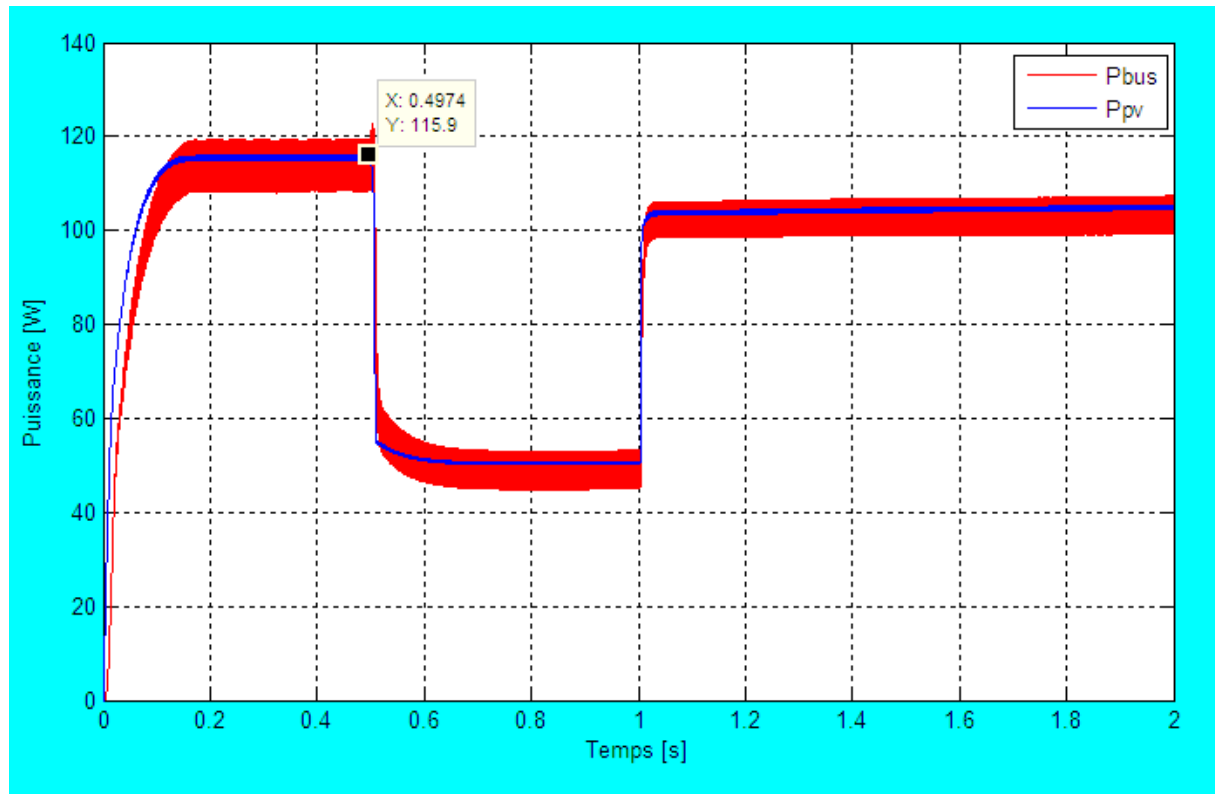


Figure IV. 11: Puissances P_{bus} et P_{pv} pour un pas de perturbation 0.1 lors d'un ombrage partiel du GPV

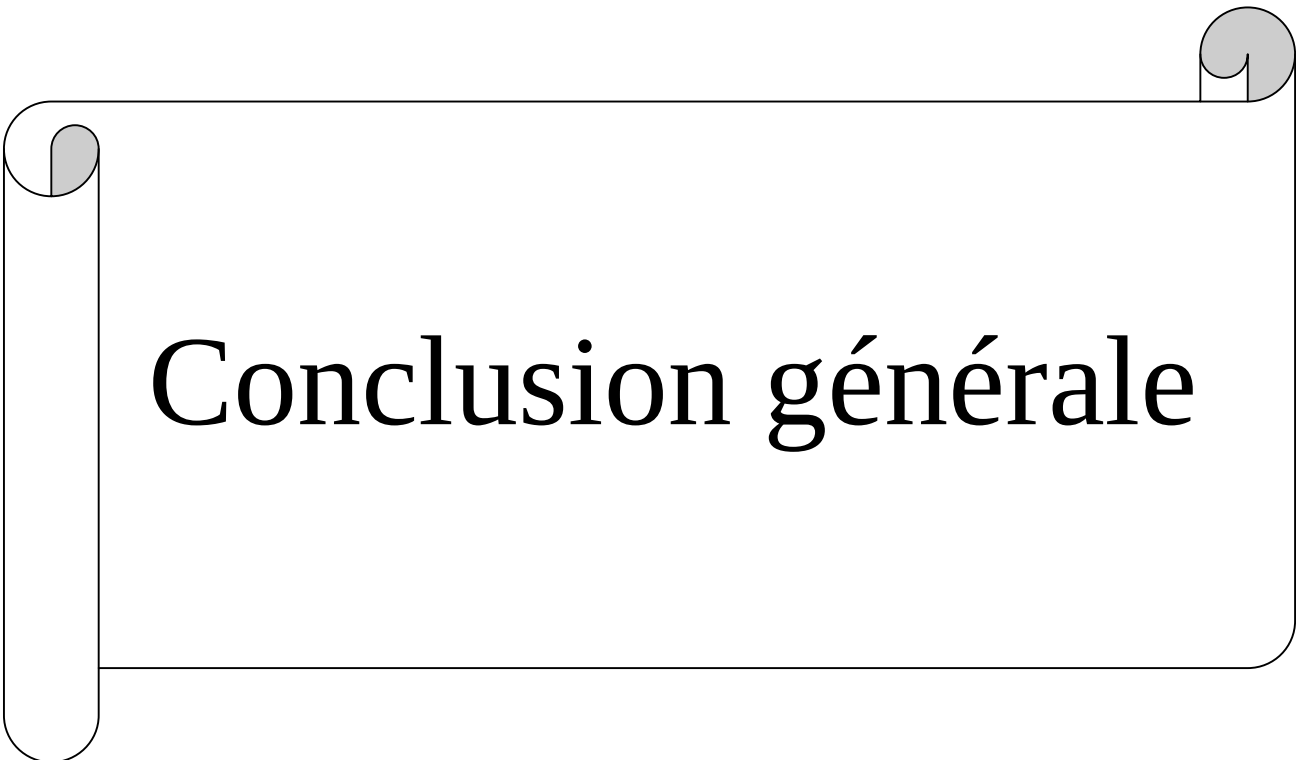
IV.9. Interprétation des résultats de simulations :

- La figure (IV.9) montre la variation brusque de l'éclairement en fonction de temps.
- La figure (IV.10) montre les variations de la tension du panneau photovoltaïque (V_{pv}) et de la tension de sortie du convertisseur (V_{bus}) en fonction du temps. Le contrôleur P&O amène le système vers le point de puissance maximal (MPP) après quelques oscillations, l'état d'équilibre est alors atteint. On voit que les tensions moyennes V_{pv} et V_{bus} sont très près des valeurs optimales « 38V » et « 50V » respectivement. A $t=0.5s$ l'éclairement change de niveau d'insolation, il passe de $900w/m^2$ à $400w/m^2$ et après un régime transitoire court « 0.1s », la tension V_{bus} est ajustée à sa nouvelle valeur qui est égale à « 18V ». Le contrôleur P&O peut optimiser la chute de tension au niveau de la tension V_{bus} . Lorsque le niveau d'insolation augmente à nouveau à « $900w/m^2$ », la tension V_{pv} est ajustée à sa valeur initiale par contre la valeur de la tension V_{bus} est au voisinage de la valeur initiale à cause des pertes au niveau du convertisseur.

- La variation de la puissance instantanée a la sortie du convertisseur suit la variation de la puissance du panneau photovoltaïque (**PV**) comme le montre la (figure II.11). Les valeurs moyennes de cette forme a l'état d'équilibre sont proches de **116W** pour l'éclairement **900W/m²** après un régime transitoire de **[0.1]s.** et **de 50W** pour l'éclairement **400W/m²** à $t=[0.5 - 1]s.$ et atteindra de nouveau la valeur de **107W** et maintenir cette dernière après **1s** pour établir le régime permanent.
- ❖ Grâce à l'optimisation de l'algorithme MPPT, notre système fonctionne dans des conditions optimales : la recherche du point de puissance maximale est faite d'une manière stable et robuste dans des conditions particulièrement défavorables. Le MPP est atteint rapidement en moins de 0.5s. Le système peut faire face remarquablement aux demandes du consommateur.

IV.10. Conclusion

Afin d'améliorer le rendement de conversion photoélectrique du panneau photovoltaïque PV dans différentes conditions météorologiques l'algorithme MPPT, proposé basé sur l'analyse des caractéristiques de sortie du générateur photovoltaïque montre que lorsque le générateur photovoltaïque reçoit l'éclairement uniforme, l'algorithme P & O atteint son MPPT sans difficulté. Si l'ombre partielle apparaît dans PV, le nouvel algorithme peut éliminer l'interférence du maximum local pour rendre le système fonctionnant à son MPP globale. Donc notre système n'a pas besoin d'ajouter des circuits matériels. Les résultats de la simulation vérifient que l'algorithme proposé a un bon control sur le suivi du MPPT dans des conditions d'ombrages partiels.

A decorative graphic of a scroll with a light gray background and a black outline. The scroll is partially unrolled, with the top and bottom edges showing a slight curve. The text "Conclusion générale" is centered on the scroll.

Conclusion générale

Conclusion générale :

Cette étude a été centrée sur l'amélioration des performances et du rendement d'un système PV. L'objectif principal est de trouver un algorithme efficace et optimal permettant d'extraire le maximum de puissance disponible à partir du générateur PV.

Le travail présenté dans ce mémoire s'articule sur l'étude des caractéristiques du générateur photovoltaïque et de ces applications dans des conditions climatiques et atmosphériques spécifiques (sans et avec ombrage).

Pour atteindre le point de fonctionnement maximum qui varie avec le rayonnement et la température, un suiveur MPPT utilisé.

Pour cela, plusieurs techniques d'algorithme d'optimisation du générateur photovoltaïque ont été présentées. Parmi ces dernières nous avons choisi la méthode de la perturbation et de l'observation pour notre étude.

Toutefois cette méthode présentée souffre de certaines insuffisances, liées notamment aux conditions d'ombrage inévitable au système commandé surtout au suivi du point de puissance maximal vu l'existence de plusieurs points maximum (maximum locaux).

Pour palier à ce problème nous avons utilisé un programme d'algorithme qui résout le problème des maximums locaux et permet de suivre le point globale de puissance maximale (GPPM) en se basant toujours sur la technique MPPT (P&O).

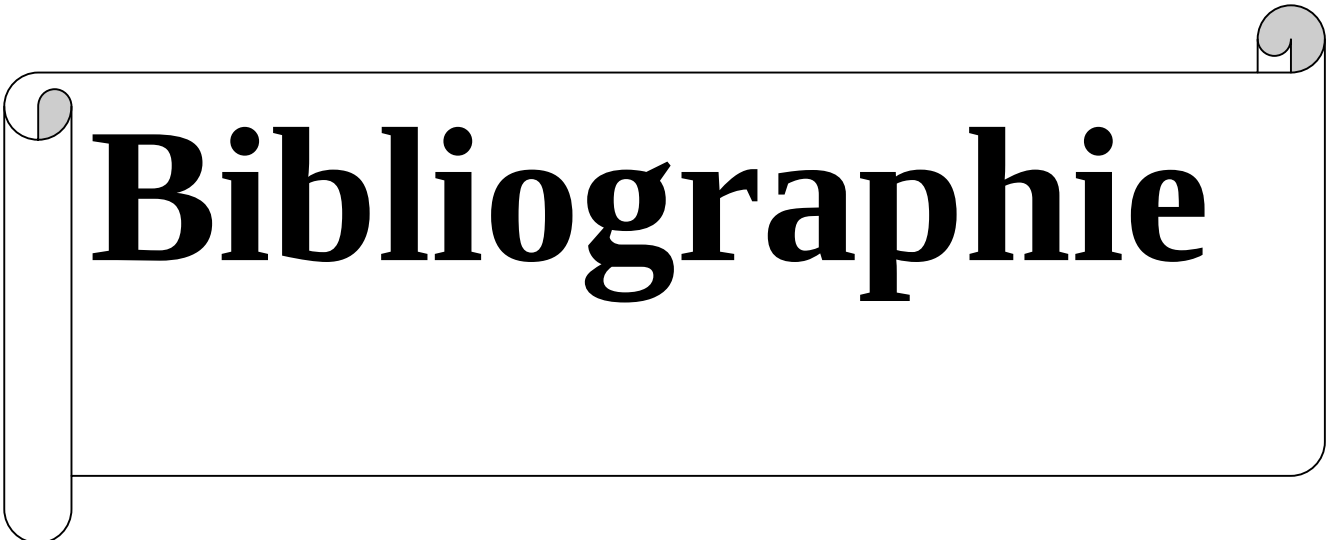
Les simulations effectuées et les résultats obtenus ont permis de valider cette technique et de valider le comportement de modules PV sous éclairage partiel. Enfin, les pertes de puissance induites par un tel ombrage peuvent être estimées et minimisées.

Enfin nous prendrons la liberté de terminer ce mémoire avec deux citations qui nous semblent très proche des préoccupations de chercheurs en la matière, et qui traduit la contradiction actuelle de notre mode de raisonnement et la problématique recherche et résultats immédiats :

« La recherche, c'est 5% de talent et 95% de transpiration. »

« Je sais pourquoi tant de gens aiment couper du bois. C'est une activité où l'on voit tout de suite le résultat. »

Albert Einstein.



Bibliographie

Références bibliographiques

- [1] **B.Chouki, B.Trek** "Optimisation floue neuronale et génétique d'un système Photovoltaïque connecté au réseau", *Mémoire ingénieurs. Biskra*, 2007.
- [2] **B.Omr,C.Idris**, " L'intégration du photovoltaïque au Réseau électrique Problèmes et Perspectives", *Mémoire ingénieurs. Biskra*, 2006.
- [3] **J.W. Bishop**, 'Computer Simulation of the Effects of Electricl Mismatches in Photovoltaic Cell Interconnection Circuits', *Solar Cells*, Vol. 25, N°1, pp. 73 - 89, 1988.
- [4] **V. Qushning nd R. Hnitsch**, 'Numerical Simulation of Current-Voltage Characteristics of Photovoltaic Systems with Shaded Solar Cells', *Solar Energy*, Vol. 56, N°6, pp. 513 - 520,1996.
- [5] **L. Hecktheuer, . Krenzinger, C.W.M. Prieb**, *Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects analysis* Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences, Vol. 24, N°1, pp. 26 -32, 2002.
- [6] **B. Chouki, B.Trek** "Optimisation floue neuronale et génétique d'un système photovoltaïque connecté au réseau", *Mémoire ingénieurs. Biskra*, 2007.
- [7] **J. Royer, T. Djiko, E. Schiller, B. Sd Sy**, "Le pompage photovoltaïque" , *Manuel de cours à l'intension des ingénieurs et des techniciens, IEPF/université d'OTTW/EIER/CREP, cmd*, 1998.
- [8] **B. WF S. SMH**, « étude comparative des systèmes de pompage photovoltaïque " *Mémoire ingénieurs. Biskra*, 2006
- [9] **B. Omr, C. Idris**, "L'intégration du photovoltaïque au Réseau électrique Problèmes et perspectives", *Mémoire ingénieurs. Biskra* 2006.
- [10] **H. Patel and V. Agarwal**, "Maximum Power Point Tracking Scheme for PV Systems Operating under Partially Shaded Conditions," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 55, pp.1689-1698, 2008.
- [11] **K. Benlrbi**, "Optimisation floue, neuronale et neuro-floue d'un système de pompage photovoltaïque entraîne pour différentes machines électriques : machine à induction, machine synchrone à aimants permanents et machine à courant continu ", *Thèse de Magister, Batna*, 2001.

- [12] **H.Boukli**, « Conception et Réalisation d'un Générateur Photovoltaïque Muni d'un Convertisseur MPPT pour une meilleure Gestion Energétique », thèse de magister, Tlemcen, 2011.
- [13] **Ntonio Luque and steven hegedus**, «handbook of photovoltaic science and Engineering » , John Wiley & Sons Ltd, 2003
- [14] **HAMID Amina et DJELFOUI Hayat** «Etude et commande d'une machine asynchrone à double alimentations alimentés par une source hybride (éolien-photovoltaïque)»mémoire D'ingéniorat, USTHB, promotion 2009.
- [15] **S.A.BELHARRAT** «Production et gestion de l'énergie solaire photovoltaïque adaptée à une maison» mémoire d'ingéniorat, UMMTO, promotion 2010.
- [16] **FEROUI Mohamed Ali et ACHOUR Amar** «Etude des différentes techniques MPPT d'un système photovoltaïque» mémoire d'ingéniorat, USTHB, promotion 2008/2009.
- [17] **HADJAMMAR Sidali** «Intégration des panneaux photovoltaïques dans un réseau local en utilisant un modèle intelligent» mémoire de magistère, USTHB, promotion 2010.
- [18] **Hammoudene Med Rezkellah et Benahmed Missoum** «Etude et réalisation d'un contrôleur MPPT par la méthode Perturbation et Observation à l'aide d'un microcontrôleur »mémoire d'ingéniorat, USTHB, promotion 2010.
- [19] **BOUCHAFAA LATIFA et AMROUCHE HAYET** «Commande d'une poursuite du point de puissance maximale par logique floue» mémoire d'ingéniorat, USTHB, promotion 2008.
- [20] **AKASSEWA Tchapo Singo** «système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome» mémoire de doctorat en génie électrique, université de NANCY, promotion février 2010.
- [21] **Akihiro oi**, "design and simulation of photovoltaic Water pumping system" ,Faculty of California polytechnic state university,2005
- [22] **Antonio luque and steven hegedus**, "Handbook photovoltaic Science and Energie" john Wiley & sons Ltd, 2003.
- [23] **F.Kininger**, "Photovoltaic systems technology", University of Kassel, 2003
- [24] **H.Schmidt**, 01gr509, "power Supply for the AAU Cubesat", Report, AALBORG University,2001.

- [25] **W.Xiao**, "A modified Adaptive Hill Climbing Maximum power point tracking (MPPT) control method for photovoltaic systems", the university of British Columbia 2003.
- [26] **Nattorn Pongratananukul**, "Analysis and simulation Tools for solar Array Power systems" University of Central Florida, 2005.
- [27] **Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho**, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays", IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 24, NO. 5, MAY 2009
- [28] **M. G. Villalva, J. R. Gazoli, E. Ruppert F.**, "Modeling And Circuit-Based Simulation Of Photovoltaic Arrays", Brazilian Journal of Power Electronics, 2009
- [29] **Robert W. Erickson**, "Fundamentals of Power Electronics", Chapman & Hall, 115 Fifth Avenue, New York, NY 10003, 1997.
- [30] **Robert Bausière, Francis Labrique, Guy Segulier**, "Les Convertisseurs de l'Electronique de Puissance Volume 3 : La Conversion Continue – Continue (2ème édition)", Paris : Lavoisier-Tec & doc, 1997
- [31] **Adedamola Omole**, "Analysis, Modeling and Simulation of Optimal Power Tracking of Multiple Modules of Paralleled Solar Systems", The Florida State University, 2006
- [32] **SEBASTIEN GERGADIER** « Convertisseur Continu-Continu les montages Hacheurs » Lycée Richelieu TSI 1 ? Année 2006/2007 .
- [33] **Jérôme LACHAISE**, « Etude des stratégies et des structures de commande pour le pilotage des systèmes énergétiques à pile combustible (PAC) destinés à la traction » Thèse doctorat à l'institut national polytechnique de toulouse, 2004.
- [34] **M.Angel Cid Pastor**, "Conception et Réalisation de Modules Photovoltaïques Electroniques", Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006
- [35] **Antonio Luque and Steven Hegedus**, "**Handbook** of Photovoltaic Science and Engineering", John Wiley & Sons Ltd, 2003
- [36] **Minwon Park, In-Keun Yu, Member IEEE**, "A Study on the Optimal Voltage for MPPT obtained by Surface Temperature of Solar Cell ", Changwon National University, 2000 [37] **Akihiro Oi**, "Design and Simulation of Photovoltaic Water Pumping System", Faculty of California Polytechnic State University, 2005
- [38] **Nattorn Pongratananukul**, "Analysis and Simulation Tools for Solar Array Power Systems", University of Central Florida, 2005
- [39] **Todd Edward Persen**, "FPGA-Based Design of a Maximum-Power-Point-Tracking System for Space Applications", University of Florida, 2004

- [40] **V. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lazaro**, "Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems", *Solar Energy Materials & Solar Cells* 90 (2006) 1555.1578
- [41] **Trishan Eswam, Student Member, IEEE, and Patrick L. Chapman, Senior Member, IEEE**, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques", *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, 2006
- [42] **Corinne Alonso**, "Contribution à l'Optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie", Université Paul Sabatier - Toulouse III, 2003
- [43] **ZAROUR LAID** «ETUDE TECHNIQUE D'UN SYSTEME D'ENERGIE HYBRIDE PHOTOVOLTAIQUE-EOLIEN HORS RESEAU » mémoire de magistère, Université de Mantouri Constantine, promotion 2010
- [44] **AISSAT Mohamed et SAIDI Adel** «Etude et réalisation d'un suiveur automatique pour panneau solaire » mémoire d'ingénieur, USTHB, promotion juin 2010.
- [45] **Steven Hegedus**, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering", JohnWiley & Sons Ltd, 2003
- [46] **F. Kininger**, "Photovoltaic Systems Technology", University of Kassel, 2003
- [47] **Guihua Liu, Panbao Wang, Wei Wang and Qi Wang** MPPT Algorithm Under Partial Shading Conditions.
- [48] **T. Eswam and P. L. Chapman**, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, Jun. 2007.