

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



Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electronique
Laboratoire des Dispositifs de Communication
et de Conversion Photovoltaïque



Mémoire de Magister En Electronique

Option : Photovoltaïque

Présenté par :

Hourier Mohamed

Ingénieur d'Etat en Electronique de l'université Zian Achour-Djelfa

Intitulé

**Contribution au développement d'algorithmes de
commande d'un système de poursuite du PPM pour
un générateur photovoltaïque partiellement ombragé**

Soutenu publiquement le **30/06/2012** devant le jury composé de :

Président :	HADDADI Mourad	Professeur	Ecole Nationale Polytechnique
Rapporteur :	MALEK Ali	Directeur de Recherche	Centre de Développement des Energies Renouvelables
Examineurs :	LARBES Chérif	Professeur	Ecole Nationale Polytechnique
	AIT-CHEIKH Md Salah	Maitre de Conférences	Ecole Nationale Polytechnique

ENP 2012

Remerciements

Dans le souci d'oublier quelqu'un, je tiens à remercier, du fond du cœur, l'ensemble du staff du département d'électronique qui m'ont aidé de prêt ou de loin à achever ma formation de post graduation au sein de l'école polytechnique.

Mes remerciements les plus distinguées vont à mes professeurs ; Mr HADDADI Mourad, Mr MALEK Ali, Mr LARBES Cherif, Mr AIT-CHEIKH Mohamed Saleh, dont le mérite revient pour le développement et l'épanouissement de l'option Photovoltaïque et du laboratoire LDCCP.

Je tiens à remercier les membres de jury qui m'ont fait cet immense honneur de juger ce modeste travail.

Par sa disponibilité et son encouragement incessant, une grande reconnaissance est dédiée à Mr MALEK Ali, mon prometteur.

Je serai ingrat si même dans ma pensée je venais d'oublier d'attribuer un hommage particulier à mes professeurs ; Mr HADDADI Mourad et Mr CHITOUR Chemseddine, leurs esprits paternels, leur générosité, leur serviabilité et leurs précieux conseils, à mes yeux, n'auront jamais d'équivalents.

Quand' il s'agit d'amis, j'ai eu la chance d'avoir, Obeidi thameur, pour me soutenir moralement et m'inciter à aller de l'avant.

Pour mes chers parents, tous les mots de remerciements ne suffiront pour gratifier leurs sacrifices... qu'ils puissent trouver paix et sérénité dans les jardins d'éden....

Mohamed

: إن دور أنظمة التحكم لنقطة الاستطاعة العظمى في الأنظمة الكهروضوئية يتمثل في استخراج الأعظمية , يمكن لهذه الأنظمة التوصل إلى نتائج جد حسنة في حالة نقطة استطاعة أعظمية واحدة حيث يكون توزع الأشعة متساويا على كل المولد الكهروضوئي ، و لكن في حالة وجود ظل جزئي فإن ظهور عدة نقاط استطاعة أعظمية يجعل هذه الأنظمة غير قادرة على الوصول إلى نقطة الإستطاعة الأعظمية الحقيقية.

هذا العمل يقدم دراسة معمقة حول ظاهرة الظل الجزئي ؛ مصادره ، وسائل تقديره ، تمثيله رياضيا، آثاره على مردود المولد الكهروضوئي...، و يقدم أيضا محاكاة بواسطة (Matlab/Simulink) للمولد الكهروضوئي عند تعرضه لظل جزئي.

و تحليل خوارزميات متابعة نقطة الاستطاعة العظمى الحقيقية ، في حالة الظل الجزئي، التي تم تطويرها ثم بعد ذلك تم محاكاة لتجاوب نظام تحكم بمنطق غامض ، لعدة مستويات من الظل .

كلمات مفتاحية : مولد كهروضوئي ، ظل جزئي ، خوارزميات متابعة نقطة الاستطاعة الأعظمية ، ن

...

Résumé : Le rôle des contrôleurs MPPT, dans un système PV, est d'extraire le maximum de puissance, ils sont en mesure d'atteindre de très bons résultats quand il s'agit d'un seul pic de puissance où l'insolation est uniforme sur tout le Générateur Photovoltaïque (GPV). Mais dans le cas où le GPV est partiellement ombragé, l'apparition de plusieurs pics de puissance laisse les contrôleurs conventionnels incapables de retrouver le vrai Pic de puissance.

Ce travail présente une étude approfondie du phénomène de l'ombrage partielle ; ses origines, les méthodes de son évaluation, sa modélisation, son impact sur le rendement du GPV ... , il présente aussi une simulation sous environnement Matlab/Simulink du GPV partiellement ombragé.

Les algorithmes MPPT améliorées pour détecter le vrai point de puissance maximum, dans le cas d'ombrage partiel, sont synthétisés et analysés, ensuite la simulation d'un contrôleur MPPT flou ,pour différentes niveaux d'ombrage, résume les réponses que peut donner se type de contrôleur à intelligence artificielle dans de telles conditions de fonctionnement.

Mots clés : *hacheurs, générateur photovoltaïque, partiellement ombragé, algorithmes de poursuite du point de puissance maximum, contrôleur flou...*

Abstract: The role of MPPT controllers, in a PV system, is to extract the maximum of power; they are able to reach very good performances when it is about only one peak of power where the irradiation is uniform on all the Photovoltaic Generator (GPV). But if the GPV is partially shaded, the appearance of several peaks of power leaves the conventional controllers unable to find the true Peak of power.

This work presents a thorough study of the phenomenon of the partially shading; its origins, the methods of its evaluation, its modeling, and its impact on the output of the GPV.... , it presents also a simulation under Matlab/Simulink environment of the partially shaded GPV.

MPPT Algorithms improved to detect the real maximum point of power, in the case of partial shading, are synthesized and analyzed, and then the simulation of a fuzzy controller MPPT, for different levels of shading, summarizes the answers which can gives this type of standard controller with artificial intelligence under such operating conditions.

Key words: *DC/DC converters, photovoltaic generator, partially shaded, algorithms of maximum power point tracking, fuzzy controller...*

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE.....	8
CHAPITRE I Généralités Sur Les Systèmes Photovoltaïques	
I. INTRODUCTION.....	11
II. La cellule solaire.....	12
II.1. Structure physique et effet photovoltaïque.....	12
II.2. Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire	13
II.3. Circuit équivalent et modèle mathématique.....	13
II.4. Puissance et rendement.....	16
II.5. Variation de l'insolation.....	17
II.6. L'effet de la température	18
II.7. Raccordement des cellules	18
III. Composants d'un système photovoltaïque.....	19
III.1. Les modules	20
III.2. Le stockage d'énergie	21
III.2.1. Batteries au plomb.....	21
III.2.2. Autres types de Batteries.....	22
III.3. Les régulateurs de charge.....	23
III.3.1. Régulateur shunt.....	24
III.3.2. Régulateur série.....	24
III.3.3. Régulateur MPT	25
III.4. Les Convertisseur DC-DC (Hacheurs).....	26
III.4.1. Hacheur Dévolteur (Buck)	27
III.4.2. Hacheur Survolteur (Boost).....	33
III.4.3. D'autres types d'hacheurs.....	39
IV. Différentes applications des systèmes photovoltaïques.....	40
IV.1. Systèmes autonomes « au fil du soleil ».....	40
IV.2. Systèmes autonomes avec stockage.....	41
IV.3. Systèmes autonomes hybrides	42
IV.4. Systèmes raccordés au réseau	42
V. CONCLUSION	43

 CHAPITRE II Les Modules Photovoltaïques Partiellement Ombrages

I. INTRODUCTION.....	45
II. Effets de l'ombre sur une cellule	46
III. Points chauds et diodes by-pass.	46
IV. L'ombrage et les modules à couches minces	48
V. Origines de l'ombre.....	50
V.1. Ombrage temporaire.....	50
V.2. Ombrage dû à la situation.....	51
V.3. Ombrage dû au bâtiment	51
V.4. Auto-ombrage.....	52
VI. Procédures d'évaluation de l'ombrage.....	52
VII. L'ombrage et la configuration du champ PV	56
VIII. Caractéristique électrique d'un système PV partiellement ombragé.....	58
VIII.1. Modèle électrique d'une cellule partiellement ombragée	58
VIII.2. Le Photo-courant généré par une cellule ombragée	60
VIII.3. Le Modèle de la caractéristique I-V aux conditions d'ombrage partiel.....	60
VIII.4. Influence du taux d'ombrage sur les caractéristiques I-V /P-V	62
VIII.5. Influence du nombre de cellules ombragées sur les caractéristiques I-V/P-V	62
VIII.6. Influence de la variation d'insolation sur la caractéristique I-V	63
VIII.7. Influence de la diode by-pass sur les caractéristiques I-V/P-V.....	64
VIII.8. Observations.....	65
IX. CONCLUSION	65

CHAPITRE III Les Algorithmes MPPT Et Les Multiples Pics De Puissance

I.INTRODUCTION.....	67
II. Algorithmes MPPT conventionnels.....	68
II.1. Algorithmes de Poursuite approximative du PPM.....	68
II.1.1. L'adaptation de la caractéristique I-V (Curve-fitting).....	68
II.1.2. Table de consultation (Look-up table).....	69
II.1.3. Tension de circuit ouvert (OV).....	69
II.1.4. Courant de court-circuit (SC)	70
II.1.5. Tension de circuit ouvert d'une Cellule Pilote	71
II.1.6. Tension Constante (CV)	72
II.2. Algorithmes de Poursuite réelle du PPM	74
II.2.1. Corrélation D'ondes (RCC).....	74

II.2.2. Perturber et Observer (P&O)/ (Hill-Climbing).....	75
II.2.3. Incrémentation de Conductance (InC).....	78
II.2.4. Commande par logique floue.....	81
II.2.5. Réseaux de neurones.....	83
III. Algorithmes MPPT améliorés pour la poursuite du PPM dans les cas de multiples pics de puissance	84
IV. L'impact réel de l'ombrage sur les systèmes de poursuite MPPT	94
V. CONCLUSION	97

CHAPITRE IV Simulation D'un Contrôleur Mppt F lou Pour Un Système PV Partiellement Ombrage

I. INTRODUCTION.....	100
II. Contrôleur MPPT flou	101
II.1. Fuzzification.....	101
II.2. Variables linguistiques	101
II.3. Fonctions d'appartenances	102
II.4. Méthode d'inférence.....	103
II.5. Déffuzification.....	103
III. Présentation du système PV étudié.....	104
III.1. Le Générateur photovoltaïque.....	104
III.2. Contrôleur MPPT flou	104
III.3. Hacheurs Buck/Boost.....	104
III.4. Batterie	105
IV. Simulations et interprétations.....	107
IV.1. Etude des caractéristiques P-V pour différents niveaux d'ombrage	107
IV.2. Réponses du contrôleur flou pour un hacheur Boost	110
IV.3. Réponses du contrôleur flou pour un hacheur Buck.....	113
V. CONCLUSION	116
CONCLUSION GENERALE	118
BIBLIOGRAPHIE	120
LISTE DES FIGURES	124

Introduction Générale

INTRODUCTION GENERALE

Devant la demande internationale, accrue en énergie et l'épuisement des réserves mondiales en combustibles conventionnels tel que le pétrole, le charbon, le gaz naturel ..., promouvoir d'autres ressources devient une obligation urgente pour résorber l'écart et essayé d'effectuer une transition souple à long terme. Les candidats parfaits pour ce genre de ressources inépuisables existent, on les appelle, communément, les énergies renouvelables dont le soleil, le vent, l'eau, ou même la chaleur de la terre sont les principaux ressources. Outre leur abondance, ils sont non polluant, et exigent moins d'efforts pour les exploités.

L'une des ressources dont le gisement est infini c'est le soleil qui peut, par la chaleur ou par la lumière, être le premier recours pour nombreux pays, en utilisant l'effet photovoltaïque pour produire de l'électricité et l'effet thermique pour produire de la chaleur.

Dans le domaine photovoltaïque, la conversion de l'énergie suscite l'attention des chercheurs du début de la chaîne et jusqu'à l'arrivée de l'énergie à l'utilisateur. L'une des étapes cruciales dans cette chaîne, c'est l'extraction du maximum de puissance du générateur photovoltaïque (GPV), dont l'hacheur est le premier responsable, ce dernier est commandé par un contrôleur pour essayé d'atteindre, en permanence, le pic de puissance soutirable du GPV, une opération appelé « Poursuite du Point de Puissance Maximum » ou pour les anglo-saxons « *Maximum Power Point Tracking* ».

Tout système photovoltaïque, bien conçu, reste, toujours, dépendant des conditions de fonctionnement qui l'entourent, quelle soient, climatiques ou techniques. Un des majeurs paramètres qui est, la plus part du temps, incontournable, c'est l'ombrage partielle, ce phénomène est pratiquement inévitable pour la majorité des applications photovoltaïques à grande échelle. Tant que le champ PV à besoin de lumière, il y aura toujours des obstacles entre lui et le soleil ; qu'ils soient d'origine humain comme les édifices, les immeubles, les mâts, les câbles...ou de sources naturelles comme les nuages, les arbres, les oiseaux, les neiges...ces obstacles influent directement sur son rendement. Non seulement la caractéristique de puissance se détériore mais son vrai pic devient difficile, même impossible, à atteindre par les algorithmes MPPT conventionnels surtout si la caractéristique manifestais plusieurs pics au lieu d'un seul. En général, la conception de ces algorithmes ne prend en compte que les caractéristiques idéales où il s'agit d'un seul pic, leurs principales exigences, pour atteindre ce pic, se résume dans l'amélioration des règles de convergence, de la vitesse de convergence et de l'amplitude des oscillations autour de ce pic, ce qui n'est pas suffisant, à l'heure actuelle,

pour détecter un vrai pic quand il est dissimulé parmi d'autres . Pour contourner ce problème la plupart des travaux scientifiques se sont dirigés vers l'amélioration de la configuration du système PV pour qu'il soit moins sensible à l'ombrage, c'est une façon pratique et rapide mais qui ne résout pas le problème, quelques travaux se sont penchés directement sur le vif du sujet ; *comment améliorer l'algorithme de poursuite du PPM pour qu'il puisse atteindre, réellement, le vrai PPM ?* Dans ce même contexte ce mémoire vient ajouter une contribution, à ces travaux.

Dans le premier chapitre, nous avons entrepris un diagnostic général, des systèmes PV commençant par la définition des caractéristiques électriques et physiques d'une simple cellule, ensuite les différents composants d'un système PV et terminant par l'exposition des différents domaines d'applications. Le deuxième chapitre présente une étude détaillée sur l'ombrage ; ses origines, son évaluation, le modèle électrique d'un module partiellement ombragé et ses différentes caractéristiques de courant et de puissance. Dans le troisième chapitre, nous avons revu les principaux algorithmes conventionnels, puis résumé la plupart des algorithmes améliorés pour le cas d'ombrage partiel, pour ensuite conclure avec une évaluation pratique de l'impact réel de ce dernier. La contribution de ce mémoire, est orientée, dans le quatrième chapitre, pour essayer de développer un algorithme de poursuite qui fait preuve d'efficacité pour atteindre le vrai PPM et contourner les PPMs locaux.

CHAPITRE I

Généralités Sur Les Systèmes Photovoltaïques

I. INTRODUCTION

Le mot « photovoltaïque » vient du grec « phôtos » qui signifie lumière et de « Volta » du nom du physicien italien qui, en 1800, découvrit la pile électrique. Mais c'est le savant Français Antoine Becquerel qui, le premier, en 1839, mit en évidence cette conversion particulière de l'énergie : « la variation de la conductivité d'un matériau sous l'effet de la lumière ». Le rendement de conversion des « nouvelles » cellules de silicium, développée en 1958, était 11%, bien que le coût ait été très élevé. La première application pratique des cellules solaires était dans l'espace, où le coût n'était pas une barrière, puisqu'aucune autre source de puissance n'est disponible. Les cellules solaires sont faites de divers semi-conducteurs. Généralement, les matériaux utilisés sont le silicium (Si), les composés de sulfure de cadmium (Cds), sulfure de cuivre (Cu₂S), et l'arséniure de gallium (GaAs) (1).

Les cellules solaires sont encapsulées dans des modules qui produisent une tension et un courant spécifiques, une fois illuminés. Les modules PV peuvent être reliés en série ou en parallèle pour produire de plus grandes tensions ou courants. Les systèmes photovoltaïques peuvent être employés indépendamment ou en même temps que d'autres sources de courant électrique. Les applications alimentés par les systèmes PV incluent les communications (sur terre et dans l'espace), la télésurveillance, l'éclairage, le pompage de l'eau, et la recharge de batterie.

Les deux types d'applications PV de base sont les systèmes autonomes et les systèmes reliés au réseau. Les systèmes autonomes sont employés dans les zones qui sont difficilement accessibles ou n'ont aucun accès au réseau électrique. Ils sont indépendants du réseau électrique, et nécessitent, généralement, le stockage de l'énergie produite dans des batteries. Un système autonome typique se compose du module ou des modules PV, des batteries, et d'un contrôleur de charge. Un onduleur peut également être inclus dans le système pour convertir le courant continu, produit, en courant alternatif exigé par les appareils domestiques. Dans les applications reliées au réseau, le système PV est relié au réseau local de l'électricité. Ceci signifie que pendant le jour, l'électricité produite par le système PV peut être employée immédiatement ou vendue au gestionnaire du réseau électrique. La nuit, quand le système solaire ne peut pas fournir de l'électricité, l'énergie peut être rachetée du réseau. En effet, la grille agit en tant que système de stockage de l'énergie, ce qui signifie que le système PV n'a pas besoin de batteries.

II. La cellule solaire

II.1. Structure physique et effet photovoltaïque

La cellule solaire est le plus souvent une tranche de silicium dopé « p » d'un côté et « n » de l'autre, à laquelle on ajoute des contacts électriques pour collecter le courant. Cette jonction a donc les caractéristiques électriques d'une diode au silicium classique avec, sous illumination, apparition d'un photo-courant indépendant de la tension et proportionnel au flux lumineux et à la surface de la cellule.

La figure I.1 montre la structure principale d'une cellule solaire au silicium. Quand la lumière, sous forme de photons, est absorbée par le matériau, l'énergie transférée sépare les particules chargées négativement (électrons) et les particules chargées positivement (trous). A travers le champ créé dans la zone de charge d'espace, les électrons libérés sont rassemblés par les minces contacts avant sur la face frontale de la cellule pour créer un courant électrique. Cependant, les particules de lumière ne garantissent pas toujours qu'un électron soit séparé du trou. Si l'énergie du photon est faible, l'électron se recombinera de nouveau avec le trou. D'une part, si l'énergie du photon est trop haute, seulement une partie est employée pour séparer l'électron du trou et l'autre partie est restituée sous forme de chaleur. Quelques photons inutilisés passent à travers la cellule solaire, d'autres sont réfléchis par les contacts avant.

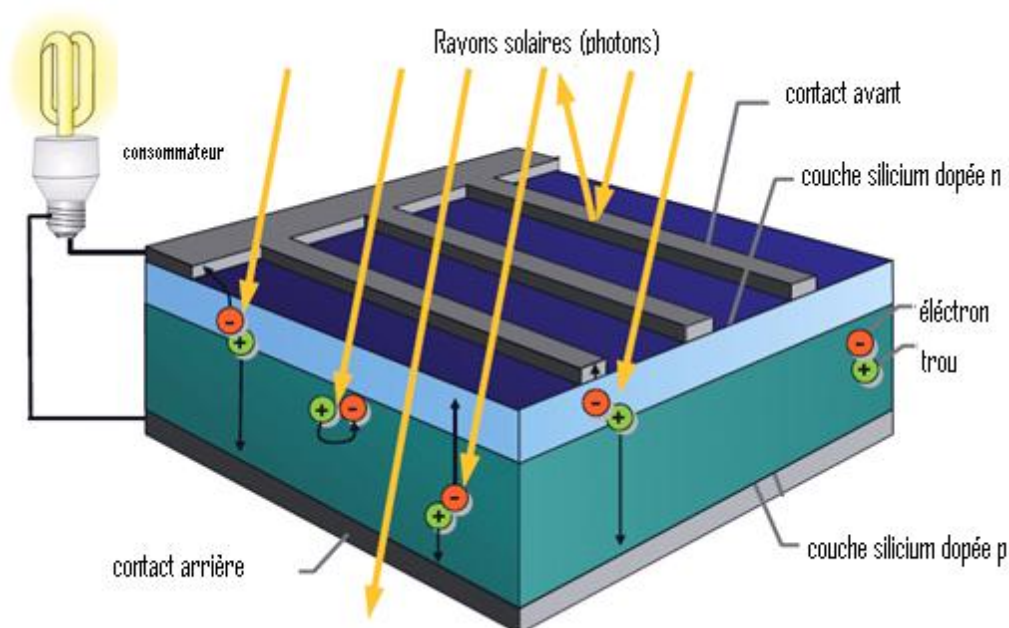


Figure I.1 Structure et processus d'une cellule solaire

II.2. Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire

On a vu que la jonction servant de base à la cellule solaire est une diode. Lorsqu'elle est illuminée, apparaît dans cette diode un photo-courant qui dépend de la quantité de lumière incidente. D'où le terme photodiode, également employé pour désigner une cellule solaire. On a représenté sur la figure I.2 les deux caractéristiques courant-tension de cette photodiode : dans l'obscurité, et sous illumination.

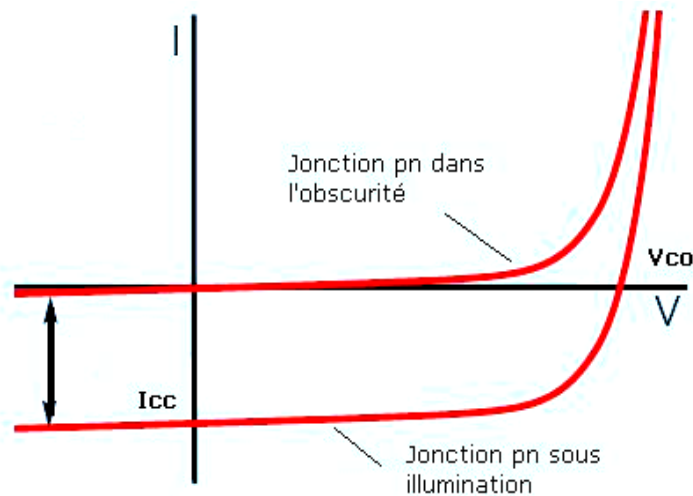


Figure I.2 Caractéristique courant-tension d'une cellule au silicium dans l'obscurité et sous illumination

On remarque que la courbe sous illumination est simplement décalée par rapport à la première d'une valeur I_{cc} , qui traduit la génération constante du courant par la lumière. Cette valeur est appelée courant de court-circuit, puisque c'est le courant que génère la cellule sous lumière à tension nulle (en court-circuit). La valeur V_{co} , à l'inverse, est la tension de circuit ouvert, tension de la cellule sous lumière à courant nul.

II.3. Circuit équivalent et modèle mathématique

Le meilleur modèle qui peut représenter la caractéristique courant-tension mesurées d'une cellule solaire (cristalline) est obtenu à partir de la description mathématique d'un schéma de circuit caractérisé par le raccordement parallèle de deux diodes dont les courants de saturation respectives sont I_{S1} et I_{S2} , et les facteurs de diode sont m_1 et m_2 , qu'on appelle généralement le modèle à deux diodes. Dans ce même modèle une source de courant représente le photo-courant I_{ph} qui dépend de l'insolation. Le courant de fuite provoquée par la faible résistance aux bords de la cellule solaire est représenté par la résistance de shunt R_p , qui est liée parallèlement aux diodes et à la source de courant. Si la tension aux contacts de la

cellule solaire est représentée par V , alors la tension $V + IR_S$ s'applique à tous les composants parallèles. R_S est la résistance de série de la cellule solaire à travers laquelle une chute de tension se développe proportionnellement au courant I (2).

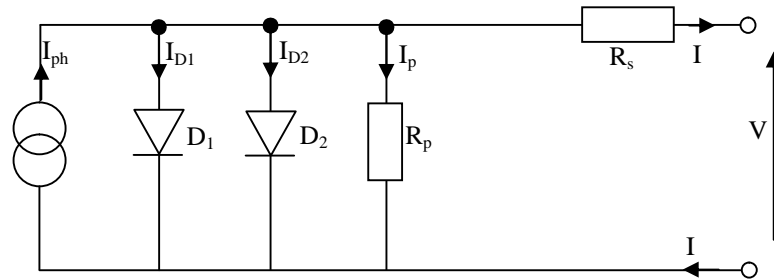


Figure I.3 Représentation d'une cellule solaire par le modèle à deux diodes

Le modèle à deux-diode est représenté par une équation implicite qui peut être résout itérativement par méthode numérique.

$$I = I_{Ph} - I_{S1} \left(\exp q \left(\frac{V + IR_S}{m_1 kT} \right) - 1 \right) - I_{S2} \left(\exp q \left(\frac{V + IR_S}{m_2 kT} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_S}{R_p} \quad (1.1)$$

m_1, m_2 : Facteurs d'idéalité des diodes [-]

I_{S1} : Courant de saturation de la première diode [A]

I_{S2} : Courant de saturation de la deuxième diode [A]

I_{Ph} : Photo-courant de la cellule solaire [A]

R_S : Résistance série [Ω]

R_p : Résistance parallèle [Ω]

k : Constante de Boltzmann [1.38046×10^{-23} J/K]

q : Charge élémentaire [1.602×10^{-19} C]

T : Température [K]

- La première diode est habituellement une diode d'idéal ($m_1 = 1$). Le facteur d'idéalité de la deuxième diode est $m_2 = 2$
- Les courants de saturations sont donnés, respectivement, par :

$$I_{S1} = C_{01} T^3 \exp\left(-\frac{E_{gap}}{kT}\right) \quad (1.2)$$

$$I_{S2} = C_{02} T^{5/2} \exp\left(-\frac{E_{gap}}{2kT}\right) \quad (1.3)$$

Les valeurs des coefficients de température C_{01} et C_{02} sont obtenues par l'ajustement des paramètres par rapport aux caractéristiques courant-tension.

La plage de valeurs pour une cellule de surface 100 cm^2 est ; pour C_{01} entre $150\text{-}180 \text{ A K}^{-3}$, et pour C_{02} entre $1.3\text{-}1.7 \times 10^{-2} \text{ AK}^{-5/2}$ (2).

- E_{gap} : Band gap [J ou eV], ex. silicium cristallin: $1.124\text{eV} = 1.6 \times 10^{-19} \times 1.124\text{J} = 1.8 \times 10^{-19}\text{J}$.
- I_{Ph} : Le photo-courant d'une cellule solaire dépend non seulement des coefficients d'absorption mais également des caractéristiques de diffusion et de recombinaison du matériau. Avec une précision assez suffisante, le photo-courant peut être représenté par une équation dépendante linéairement de la température et de l'insolation.

$$I_{Ph} = I_{Ph,STC} \frac{G}{G_{STC}} \left(1 + \alpha_1 (T_{PV} - T_{PV,STC}) \right) \quad (1.4)$$

G_{STC} : Insolation sous conditions standards [1000 W/m^2]

$T_{PV,STC}$: Température du module sous les conditions de test standard [25°C]

α_1 : Coefficient de température généralement très petit et positif (environ 0.03 à 0.04% du courant court-circuit par Kelvin).

- La résistance série R_S représente la résistance interne de la cellule solaire et la résistance des contacts. La résistance série d'un module solaire est le produit de la résistance relative d'une cellule [m^2] par le nombre de cellules reliées en série n_s (2). Alors la résistance série total R_S , est donnée par :

$$R_{S,total} = \frac{r_{s,cell} \times n_s}{A_{cell}} [\] \quad (1.5)$$

Où : $r_{s,cell}$: résistance série relative d'une cellule [m^2]

A_{cell} : surface d'une cellule [m^2]

n_s : nombre de cellules reliées en série

- La résistance parallèle ou shunt R_p représente le courant de fuite, qui est perdu principalement dans l'interface p/n de la diode et le long des bords (2), pour n_p branches de cellules commutées parallèlement la résistance parallèle totale R_p est donnée par :

$$R_{P,total} = \frac{r_{P,cell}}{A_{cell} \times n_p} [\] \quad (1.6)$$

Où : $r_{p,cell}$: résistance parallèle relative d'une cellule [$\Omega \cdot m^2$]

A_{cell} : surface d'une cellule [m^2]

n_p : nombre de branches parallèles

II.4. Puissance et rendement

La partie intéressante de la caractéristique courant-tension, pour l'utilisateur, c'est celle qui génère de l'énergie. Donc ce ne sera ni au point de tension de circuit-ouvert, ni au point de court-circuit, qui ne génèrent aucune énergie puisque la puissance est le produit du courant par la tension. On a tracé sur la figure I.4 les caractéristiques de courant et de puissance, sous lumière, d'une cellule solaire.

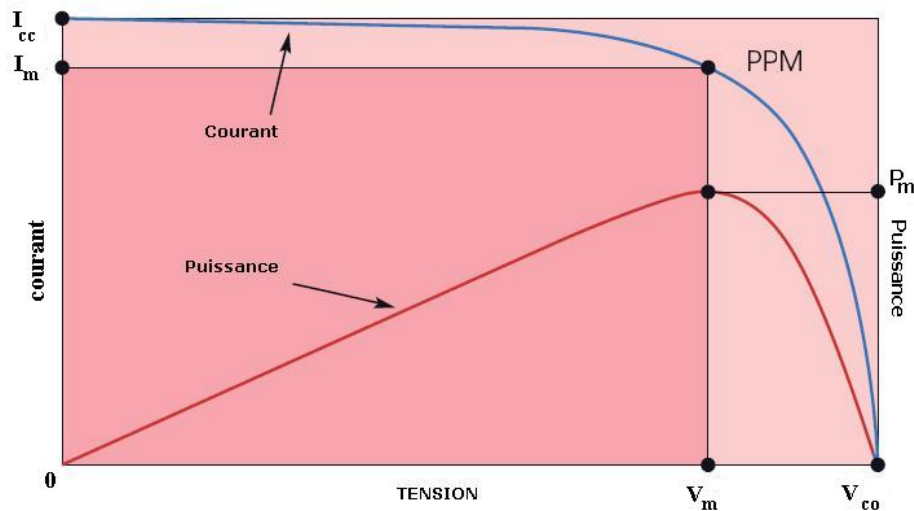


Figure I.4 Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule solaire

P_m (PPM) représente le point de puissance maximum

Au point P_m situé au « coude » de la caractéristique, la puissance de la cellule est maximale pour l'éclairement considéré. Ce point dit de puissance maximale, est associé à une tension dite de tension maximale V_m et de courant maximal I_m .

On voit bien que plus la courbe est « carrée », plus la puissance maximale est élevée. On mesure cette propriété par le facteur de forme (ou Fill Factor) défini comme suit:

$$FF = \frac{P_m}{V_{co} \cdot I_{CC}} \quad (1.7)$$

Le rendement énergétique est défini quant à lui comme étant le rapport entre cette puissance maximale produite et la puissance du rayonnement solaire qui arrive sur le module photovoltaïque.

Si S est la surface de ce module, et E l'éclairement en W/m^2 , le rendement énergétique s'écrit:

$$\eta = \frac{P_m}{E \cdot S} \quad (1.8)$$

Ce rendement est souvent mesuré dans les conditions de référence, c'est-à-dire sous l'ensoleillement de $1000 W/m^2$, à la température de $25^\circ C$ et sous un spectre AM 1,5. Ces conditions normalisées sont dites « STC » pour *Standard Test conditions*.

II.5. Variation de l'insolation

La figure I.5 illustre une famille de courbes I-V pour une cellule de silicium cristallin (2 WP). Chaque courbe représente une intensité différente d'insolation, et par conséquent une valeur différente de I_{ph} . La pleine puissance est obtenue en faisant fonctionner la cellule légèrement au-dessous de la tension et courant maximums à son point de puissance maximum (PPM), comme le montre la courbe P_1 dont l'insolation est $1000 W/m^2$, et le courant de court-circuit est de 4 A et la tension de circuit ouvert est de 0.5 V (ou à 2 W). Cette puissance n'est obtenue qu'au niveau du PPM. Trois autres courbes montrent des valeurs plus basses d'insolation 750 , 500 et $250 W/m^2$; chaque courbe a son propre PPM (P_2 , P_3 , P_4) indiquant la puissance maximum fournie par la cellule pour les différentes insolutions.

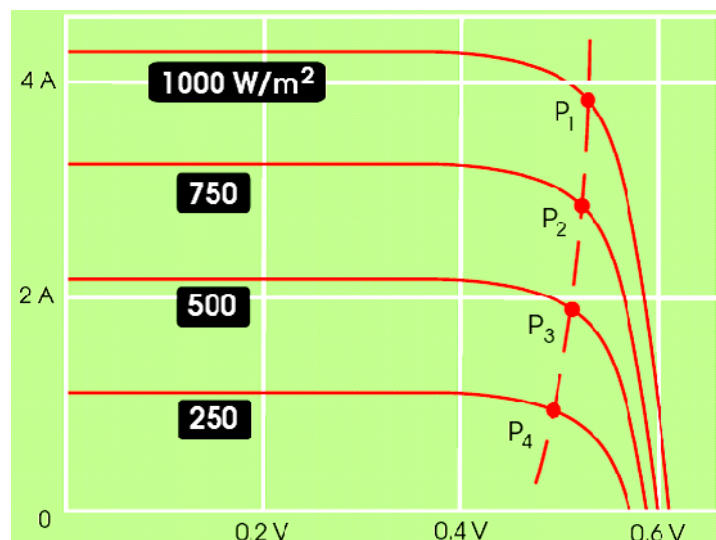


Figure I.5 Différentes caractéristiques I-V pour différentes insolutions (1Cell/2Wp) (3)

II.6. L'effet de la température

L'effet principal de la température, sur la caractéristiques I-V d'une cellule, est la réduction de la tension de circuit ouvert (voir Figure I.6). Nous avons représenté la courbe I-V pour la même cellule (2 WP) à 1000 W/m^2 pour les températures respectives 0°C , 25°C , et 50°C .

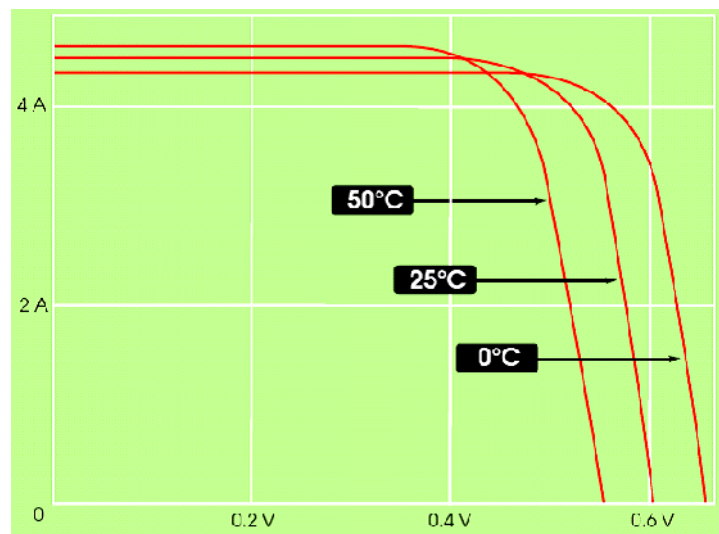


Figure I.6 Effet de la température sur la caractéristique I-V (3)

La tension de circuit ouvert varie d'environ 0.1 V entre les derniers extrémités, ce qui correspond à $0.33\% / ^\circ\text{C}$. Noter que le coefficient de température est négatif ; en d'autres termes si la température monte la tension diminue. Il y a un effet moins important au niveau courant de court-circuit. Généralement la perte de puissance aux températures élevées, est plus importante pour les cellules au silicium cristallin que la plupart des autres types de cellule (3).

II.7. Raccordement des cellules

A cause de leur faible tension, les cellules solaires ne sont pas utilisées individuellement. Dans les modules photovoltaïques, les cellules sont, la plupart du temps, reliées en série. Le raccordement de ces modules en combinaisons série, parallèles ou série-parallèle crée le générateur photovoltaïque (GPV). La tension de circuit ouvert nominale du module est déterminé par le nombre de cellules reliées en série et par la tension nominal de circuit ouvert des différentes cellules (voir figure I.7) . Le courant nominal de court-circuit du module est déterminé par le nombre de branches de cellules reliées en parallèle et par le courant nominal de court-circuit de la cellule individuelle.

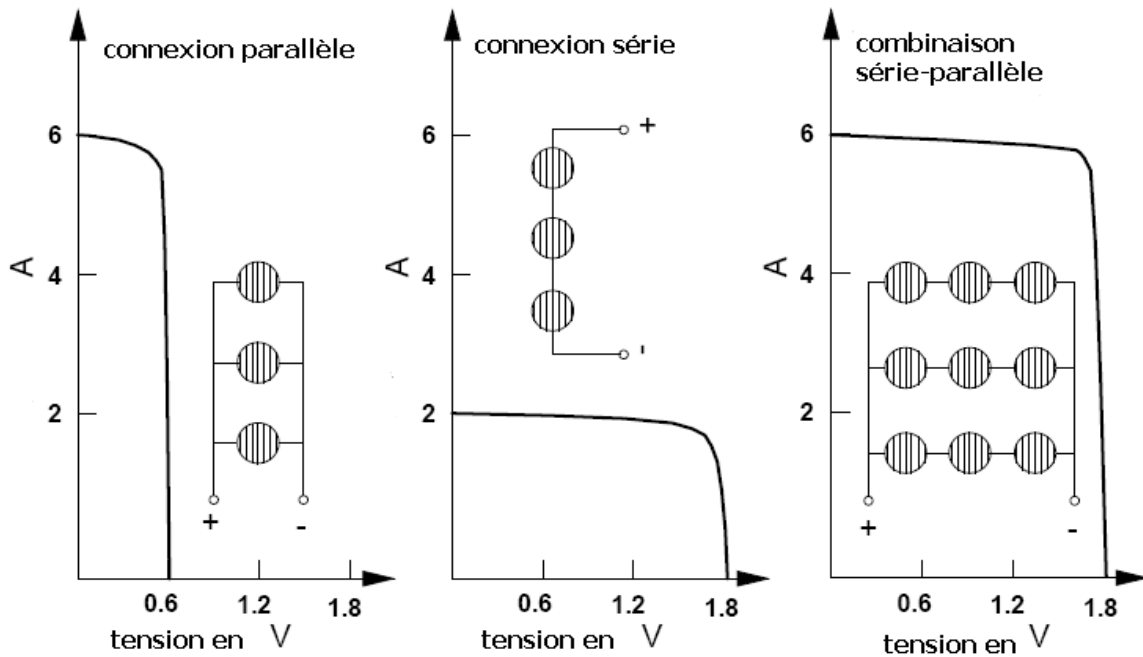


Figure I.7 Variation de la caractéristique courant-tension pour différentes combinaisons de cellules (4)

III. Composants d'un système photovoltaïque

Un module photovoltaïque seul ne suffit généralement pas pour alimenter régulièrement une application. Tout comme l'éclairage, l'énergie qu'il fournit est très variable, et toujours en courant continu : il faut souvent la stocker et parfois la transformer. On appelle *système photovoltaïque* l'ensemble des composants nécessaires à l'alimentation d'une application en toute fiabilité (5) (voir figure I.8).

Les fonctions entre parenthèses ne sont pas toujours présentes, cela dépend du cas de figure. Quant à la fonction « contrôler », elle est indispensable pour veiller à ce que les composants ne soient pas endommagés et durent le plus longtemps possible, surtout la batterie, qui a la durée de vie la plus faible, « Mesurer » est utile pour avoir des informations sur le fonctionnement de l'ensemble.

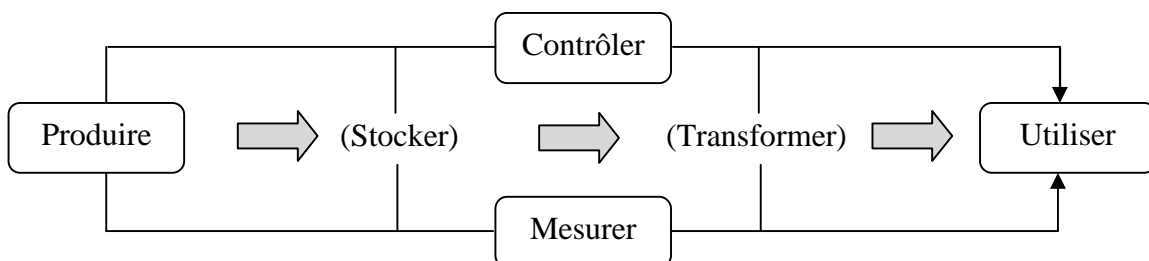


Figure I.8 Fonctions principales d'un système photovoltaïque

III.1. Les modules

Le «module» photovoltaïque est par définition un ensemble de cellules solaires assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet, une cellule solaire élémentaire ne génère pas suffisamment de tension : entre 0,5 et 1,5 V selon les technologies. Il faut presque toujours plusieurs cellules en série pour générer une tension utilisable. De plus, cet assemblage en série doit être protégé pour rendre le module apte à un usage en extérieur (voir figure I.9). Les cellules solaires sont en effet des objets fragiles et sensibles à la corrosion qu'il convient de protéger mécaniquement et de mettre à l'abri des rigueurs du climat (humidité, variations de température, etc.). On réalise donc des modules de diverses puissances selon la surface mise en œuvre (de 1 à 150 W par module), capables de générer du courant continu en basse tension lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Ces modules constituent la partie productrice d'énergie dans un générateur photovoltaïque.

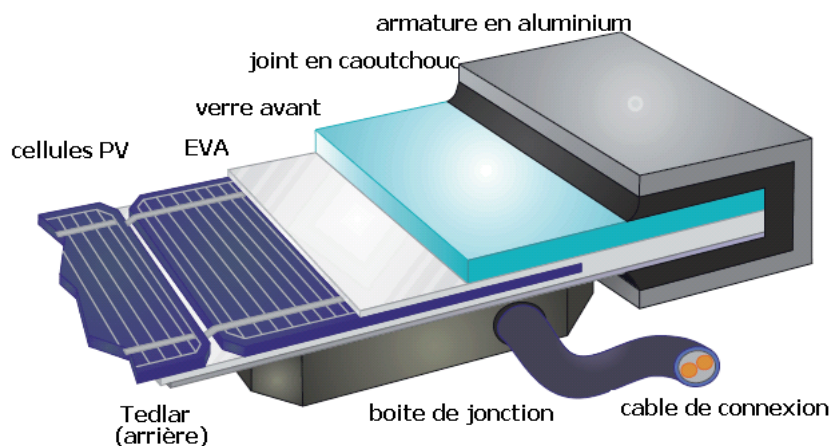


Figure I.9 Structure d'un module photovoltaïque (6)

EVA : Ethylene - Vinyl - Acetate

En Considérant le modèle du circuit équivalent (Figure I.3) , l'équation I.1 peut être étendu pour représenter un panneau photovoltaïque constitué de z cellules photovoltaïques raccordé en série :

$$I = I_{ph} - I_{S1} \left(\exp q \left(\frac{V + IzR_S}{zm_1 kT} \right) - 1 \right) - I_{S2} \left(\exp q \left(\frac{V + IzR_S}{zm_2 kT} \right) - 1 \right) - \frac{V + IzR_S}{zR_p} \quad (I.9)$$

Pour l'identification des paramètres voir la section II.3.

III.2. Le stockage d'énergie

Le stockage de l'énergie dans les systèmes photovoltaïques autonomes est en général assuré par des batteries, composants utilisés dans la majorité des cas. Seules quelques applications utilisant l'énergie au fil du soleil comme par exemple le pompage ou la ventilation peuvent se passer d'accumuler l'énergie ; aussi, la maîtrise des batteries est un élément essentiel au succès des systèmes autonomes.

III.2.1. Batteries au plomb

La batterie au plomb est un composant développé depuis le XIX^e siècle et son fonctionnement est bien connu. Deux électrodes de plomb et d'oxyde de plomb sont plongées dans un électrolyte composé d'acide sulfurique dilué. En reliant les deux électrodes à un récepteur externe consommant du courant, elles se transforment en sulfate de plomb et l'acide se dilue (voir Figure I.10), phénomène qui permet d'évaluer l'état de charge de la batterie en mesurant la densité d'acide. En fournissant un courant opposé au système, l'acide se concentre et les deux électrodes retournent à leurs états initiaux.

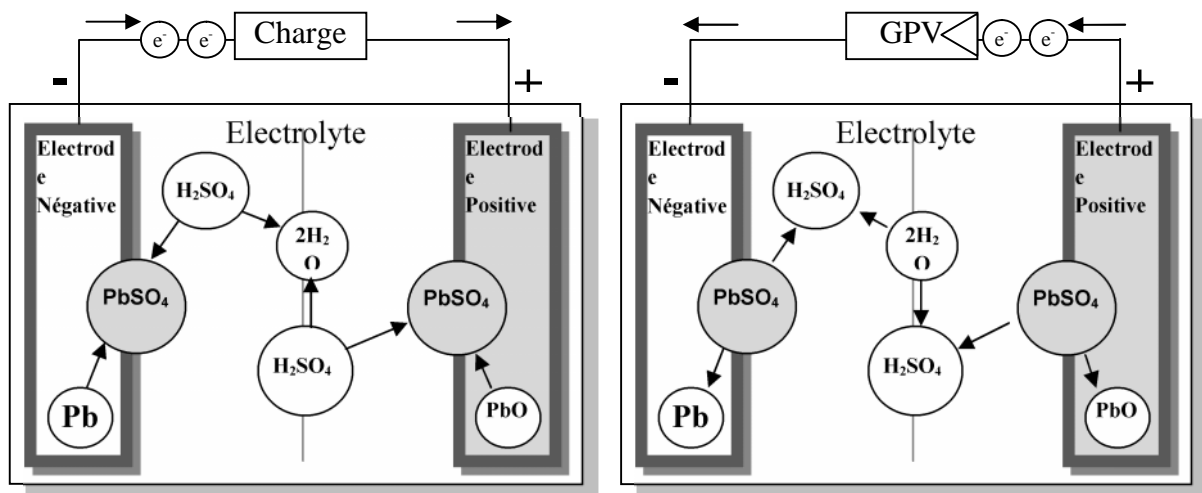
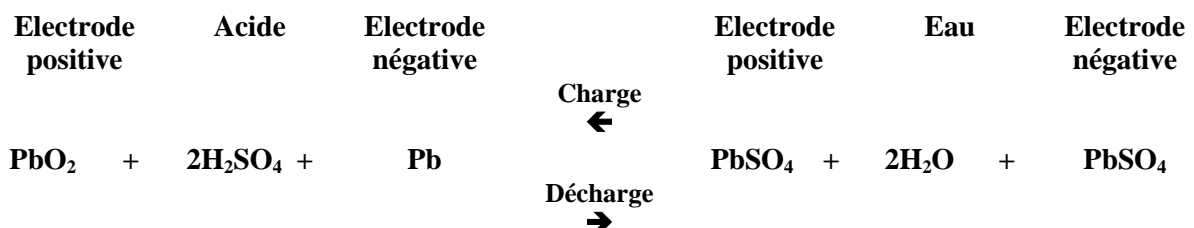
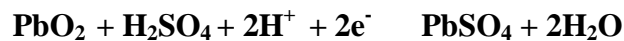


Figure I.10 Processus de charge et décharge d'une batterie au plomb

La figure I.10 illustre les réactions chimiques à l'intérieur de la batterie au plomb ; elles sont représentées par les équations suivantes :



A l'électrode positive:



A l'électrode négative



La tension nominale d'équilibre est la somme des équilibres aux deux électrodes :

$$E_+ (\text{PbSO}_4 / \text{PbO}_2) = 1.7 \text{ V et } E_- (\text{PbSO}_4 / \text{Pb}) = -0.3 \text{ V soit } E = 2.0 \text{ V}$$

Puisque la tension nominale d'une cellule de batterie au plomb est 2 V. La plus part du temps, six cellules sont reliées en série pour obtenir la tension typique de 12 V. Le nombre de cellules peut être adapté pour d'autres niveaux de tension.

III.2.2. Autres types de Batteries

D'autres types plus chers de batteries rechargeables tels que les batteries au Nickel-Cadmium NiCd ou Nickel- Hydrure de Métal NiMH sont employés en plus des batteries au plomb. Ils ont les avantages suivants; plus haute densité d'énergie, remplissage rapide et vie plus longue.

- Les batteries Nickel-Cadmium (NiCd), comparés aux batteries de plomb, ont les avantages suivants :
 - un nombre de cycle plus élevé
 - une plage de température plus étendue
 - possibilité de courants de charge et de décharge plus élevés
 - moins de problèmes avec la décharge profonde.

D'autre part, les batteries de NiCd ont les inconvénients du coût plus élevé et l'*effet de mémoire* ; si le remplissage d'une batterie de NiCd est arrêté avant que la pleine capacité est atteinte, la capacité diminue. La répétition du cycle remplissage complet et décharge partielle peut contrecarre la réduction de capacité ; cependant, l'effet mémoire est l'un des problèmes les plus importants pour ce type de batterie. Un autre inconvénient principal des batteries de NiCd est l'utilisation de matériaux nocifs à l'environnement.

- Les batteries de Nickel -Hydrure de Métal (NiMH) sont beaucoup moins polluantes. Les métaux utilisables sont : le nickel, le titane, le vanadium, le zirconium ou les alliages de chrome. Outre le bon rapport avec l'environnement, les batteries de NiMH ont d'autres avantages comparés aux batteries de NiCd telles que la densité plus élevée d'énergie et

l'absence de l'effet de mémoire. Les inconvénients sont : une plage de température plus étroite et un taux élevé d'autodécharge (environ 1 %/ jour).

III.3. Les régulateurs de charge

Le régulateur est l'élément central d'un système photovoltaïque autonome. Il contrôle les flux d'énergie. Il doit protéger la batterie contre les surcharges (solaires) et décharges profondes (utilisateur). Il doit également assurer la surveillance et la sécurité de l'installation (surcharge, alarmes, fusibles, inversions de polarité) Figure I.11. Dans les systèmes plus élaborés, il peut aussi commander la recharge par d'autres sources d'énergie (génératrice d'appoint, éolienne, hydraulique). Dans certains cas, il peut réaliser une transformation de puissance (recherche du point de puissance maximum, Max Power Tracker, MPT).

Par ailleurs, il affichera des indications concernant l'état de charge des batteries et les paramètres de fonctionnement du système. Les régulateurs de charge de systèmes PV autonomes peuvent se caractériser en trois groupes principaux :

- * les régulateurs shunt, dont l'interrupteur court-circuite le générateur solaire en fin de charge;

- * les régulateurs série, qui incorporent un interrupteur entre le générateur et l'accumulateur pour arrêter la charge ;

- * les régulateurs à recherche de point de puissance maximum (Maximum Power Tracker, MPT), qui utilisent un circuit électronique spécial permettant de soutirer en permanence du champ de capteurs sa puissance maximale.

À ces trois types de circuits, on ajoute en général un régulateur de décharge pour empêcher les décharges profondes de la batterie.

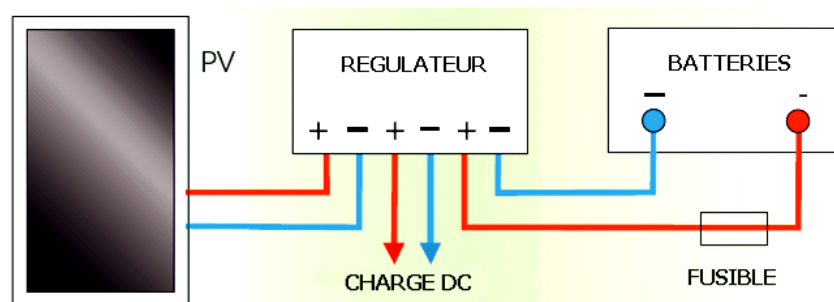


Figure I.11 Organisation du régulateur dans un système solaire (3).

III.3.1. Régulateur shunt

C'est le modèle le plus répandu car simple à fabriquer. Le courant du panneau solaire est envoyé dans un interrupteur en parallèle avec la batterie lorsque celle-ci atteint sa pleine charge. Le principe du circuit est un simple aiguillage : tout le courant du panneau passe normalement dans la batterie et lorsque le seuil de coupure est atteint, tout le courant passe dans l'interrupteur (voir Figure I.12). Il faut donc impérativement ajouter une diode entre cet interrupteur et la batterie pour ne pas court-circuiter la batterie. Cette diode joue également le rôle de blocage du courant nocturne pouvant s'écouler de la batterie vers le panneau. Les modèles les plus sophistiqués utilisent une diode de blocage de type Schottky avec une chute tension de l'ordre de 0,5 V, environ deux fois plus faible que pour une diode silicium ordinaire. L'interrupteur utilisé est le plus souvent un MOSFET, parfois un transistor bipolaire ou encore un relais.

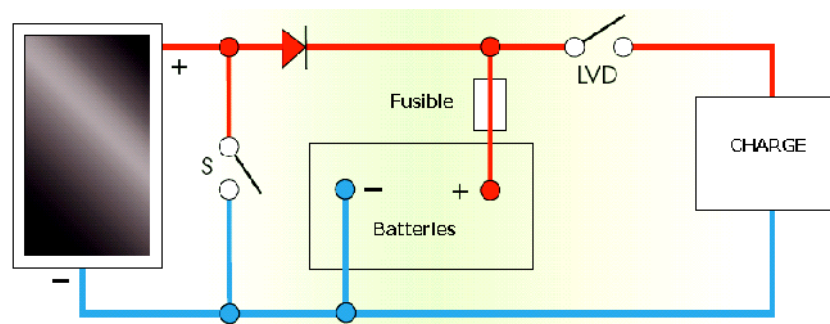


Figure I.12 Principe du régulateur Shunt

Les inconvénients des régulateurs shunt sont:

- * l'interrupteur voit à ses bornes la tension totale du panneau, ce qui peut poser des problèmes de protection contre les surtensions ;
- * la dissipation thermique de l'interrupteur est très élevée, pour des grands courants ;
- * d'autre part en court-circuitant le panneau lorsque la batterie est pleine, le risque de hot-spot augmente, la tension inverse répercutée sur la cellule ombrée étant plus élevée.

III.3.2. Régulateur série

Les éléments fonctionnels principaux d'un régulateur série sont illustrés dans la figure I.13. Il inclut un commutateur électronique connu sous le nom de LVD (*Low Voltage Disconnect*) pour éviter d'endommager la batterie si la tension chute au-dessous d'une certaine valeur, normalement choisie à environ 11 V. Le rôle de la diode est d'assurer que le courant

inverse ne peut pas circuler vers les panneaux la nuit. A la gauche de la figure un deuxième commutateur électronique (S), habituellement un transistor MOSFET, a la tâche essentielle de surveiller le remplissage de la batterie. Quand (S) est fermé le courant est envoyé à la batterie ; quand (S) est ouvert le chargement est interrompu. Dans la plupart des conceptions modernes la séquence de commutation désirée est réalisée par un processus subtil connu sous le nom de modulation de largeur d'impulsion (PWM).

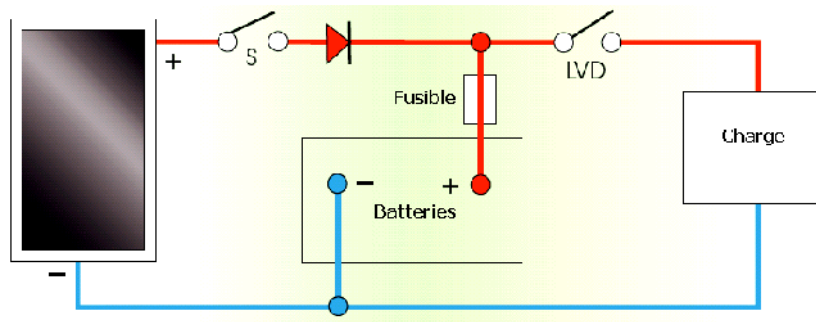


Figure I.13 Principe du régulateur Série

III.3.3. Régulateur MPT

Dans ce régulateur, un circuit mesure en permanence la tension et le courant du panneau pour soutirer l'énergie au point de puissance maximale (MPT *Max Power Tracking*)(voir Figure I.14). Ceci est réalisé avec un algorithme qui exécute la poursuite électronique continue du PPM du champ, avec un balayage périodique le long de la caractéristique I-V pour confirmer que le vrai PPM est détecté plutôt qu'un maximum local de puissance. Ceci permet de garantir que le maximum d'énergie sera récupéré, quel qu'elle soit la température ou l'ensoleillement. En général, ces régulateurs fonctionnent soit en élevant, soit en réduisant la tension. Un premier circuit ajuste la demande au point de puissance maximale de l'ensemble des panneaux et un deuxième circuit transforme (PWM) le courant et la tension pour l'adapter au type de batterie.

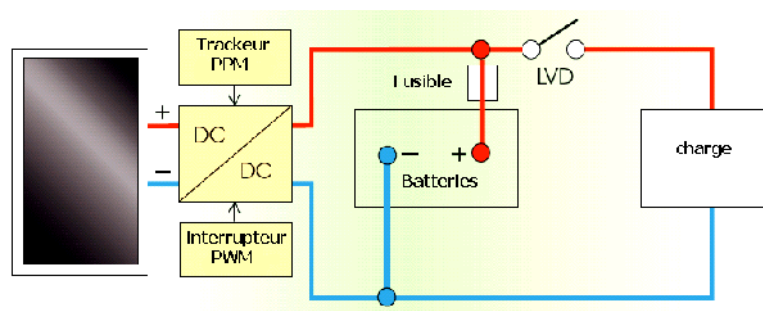


Figure I.14 Principe du régulateur MPT

III.4. Les Convertisseur DC-DC (Hacheurs)

La puissance du module solaire peut être augmentée si un convertisseur DC-DC (hacheur) est relié entre le générateur photovoltaïque et la charge suivant la représentation de la figure I.15. L'hacheur produit une tension à la charge qui est différente de celle générée par le générateur solaire. La puissance d'entrée P_1 et la puissance de sortie P_2 sont identiques pour un convertisseur idéal avec un rendement de 100 % :

$$P_1 = V_1 \cdot I_1 = P_2 = V_2 I_2 \quad (I. 10)$$

Puisque les tensions sont différentes, les courants I_1 et I_2 le sont aussi.

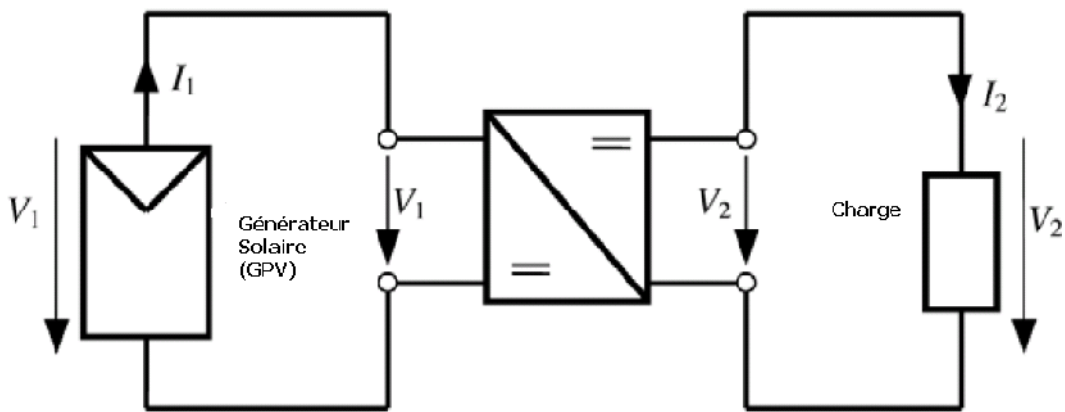


Figure I.15 Générateur Solaire avec charge et convertisseur DC-DC

Pendant le fonctionnement de l'hacheur, le commutateur sera commuté à une fréquence constante f_s avec un intervalle de fermeture DT_s , et un intervalle d'ouverture $(1 - D)T_s$, où T_s représente la période ($1/f_s$) de commutation et D le rapport cyclique du commutateur ($D \in [0 ; 1]$) (voir Figure I.16).

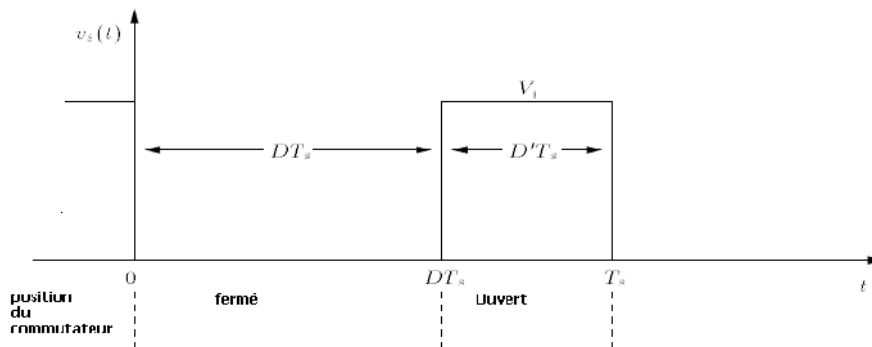


Figure I.16 Tension d'un Commutateur Idéal $v_s(t)$, Rapport Cyclique D , et Période de commutation T_s

III.4.1. Hacheur Dévolteur (Buck)

Comme son nom l'indique, l'hacheur dévolteur aussi appelé hacheur série et communément appelé hacheur Buck (anglo-saxon) produit une tension moyenne de sortie inférieure à celle de l'entrée. Son utilisation est, principalement, orienté vers ; la commande des moteurs à courant continu et comme source d'alimentation régulée (7). La connexion de la charge est réalisée par l'intermédiaire d'un filtre LC afin de satisfaire les règles d'interconnexion des sources.

Le schéma de principe d'un hacheur Dévolteur est représenté par la figure I.17 on considère que l'interrupteur commandable **S** et la diode **D** comme étant des composants parfaits.

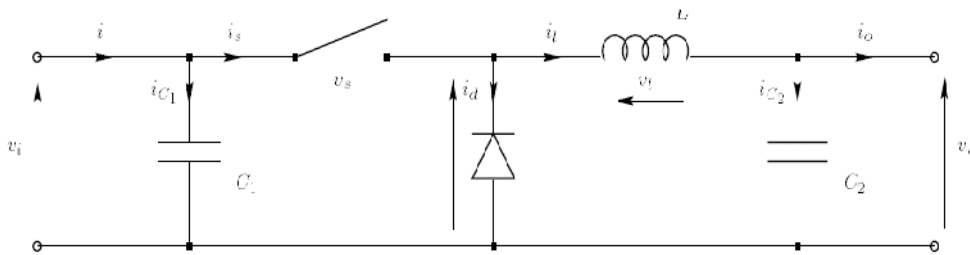


Figure I.17 Schéma de principe d'un hacheur Buck (Circuit idéal)

Quand le commutateur **S** de la figure I.17 est fermé ($t \in [0, DT_s)$) pour une période DT_s , la diode est polarisé inversement et le courant circule à travers l'inductance et la charge (Figure I.18(a)). Directement après l'ouvert du commutateur ($t \in [DT_s, Ts)$) pour une période $D'T_s$ (où $D'=1-D$), l'inductance va maintenir un courant à travers la charge, mais la boucle se ferme à travers la diode polarisée en direct (Figure I.18(b)).

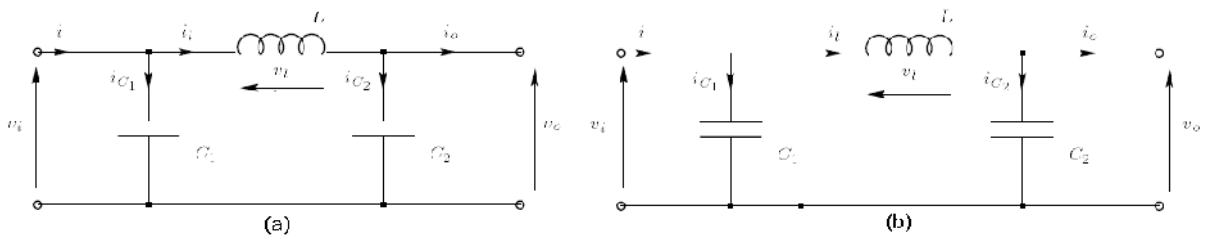


Figure I.18 Hacheur buck : (a) commutateur fermé (DT_s), (b) commutateur ouvert ($D'T_s$)

Avec l'application de la loi de Kirchhoff au circuit de la figure I.18(a) (commutateur fermé) on obtient l'ensemble suivant d'équations :

$$i_{C_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_l(t) \quad (1.11)$$

$$i_{C_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_l(t) - i_o(t) \quad (1.12)$$

$$v_l(t) = L \frac{di_l(t)}{dt} = v_i(t) - v_o(t) \quad (1.13)$$

et on obtient un deuxième ensemble d'équations pour le circuit de la figure I.18 (b) (commutateur ouvert):

$$i_{C_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) \quad (1.14)$$

$$i_{C_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_l(t) \quad (1.15)$$

$$v_l(t) = L \frac{di_l(t)}{dt} = -v_o(t) \quad (1.16)$$

Les équations de (I.11 à I.16) représentent les équations de base utilisée pour exprimer les modèles mathématiques qui peuvent décrire les différentes propriétés de l'hacheur Buck (8)

Chaque équation de I.11 à I.16 peut être représentée par l'expression générale :

$$x(t) = X + x_{ond}(t) \quad (1.17)$$

Où : X est la composante continu de x(t) qui est l'équivalent de sa valeur moyenne $\bar{x}(t)$ $x_{ond}(t)$ est l'ondulation du signal. Pour un hacheur bien conçu, l'amplitude de l'ondulation sera négligeable par rapport à la composante continue du signal (8).

$$x_{ond}(t) \ll X \quad (1.18)$$

x(t) peut être approximé comme suite :

$$x(t) \approx X = \bar{x}(t) \quad (1.19)$$

Alors les équations de I.11 à I.16 peuvent être réécrites de la façon suivante :

Pour la période DT_s

$$i_{C_1} = I - I_l \quad (1.20)$$

$$i_{C_2} = I_l - I_o \quad (1.21)$$

$$v_l = V_i - V_o \quad (1.22)$$

Pour la période $D'T_s$

$$i_{C_1} = I \quad (1.23)$$

$$i_{C_2} = I_l \quad (1.24)$$

$$v_l = -V_o \quad (1.25)$$

Durant le régime permanent, où la forme d'onde doit se répéter d'une période à l'autre, l'intégrale de la tension de l'inductance v_l et du courant de la capacité i_c , sur une période, doivent être nulles (7) (8)

$$V_l = \int v_l = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} v_l(t) dt = 0 \quad (1.26)$$

$$I_C = \int i_c = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} i_c(t) dt = 0 \quad (1.27)$$

En combinant le résultat des équations I.22, I.25 à I.26 la tension moyenne aux bornes de l'inductance égale à zéro :

$$v_l(t) = D(V_i - V_o) + D'(-V_o) = 0 \quad (1.28)$$

De même pour les équations I.20 -I.21 et I.23-I.24 avec I.27 l'expression du courant moyen de la capacité est donnée par :

$$i_{C_1}(t) = D(I - I_l) + D'I = 0 \quad (1.29)$$

$$i_{C_2}(t) = D(I_l - I_o) + D'(I_l - I_o) = 0 \quad (1.30)$$

Les trois équations I.28, I.29 et I.30 nous permettent de déduire trois équations qui décrivent le comportement de l'hacheur Buck dans le régime permanent.

$$DV_i = V_o \quad (1.31)$$

$$I = DI_l \quad (1.32)$$

$$I_l = I_o \quad (1.33)$$

À partir de I.31 on peut déduire le rapport de conversion $M(D)$ de l'hacheur buck

$$M(D) = \frac{V_o}{V_i} = D \quad (1.34)$$

La figure I.19 illustre cette relation linéaire.

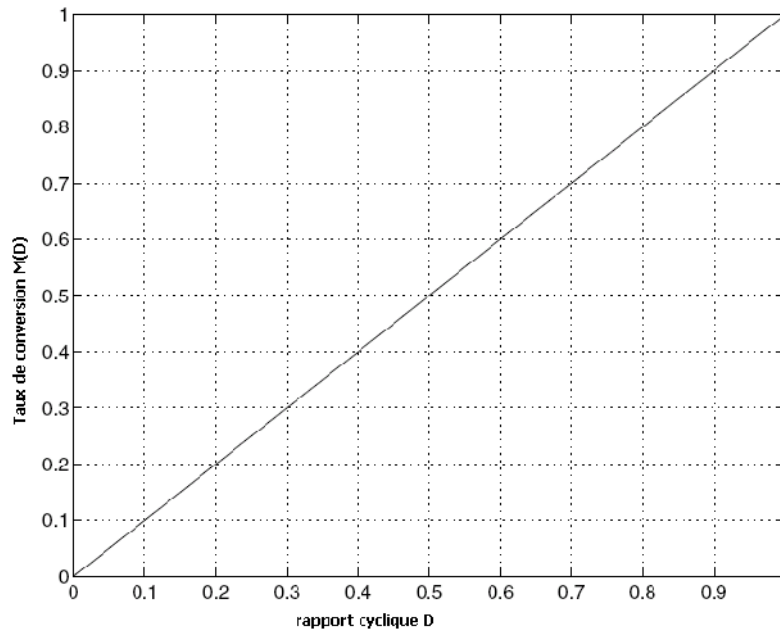


Figure I.19 Taux de conversion $M(D)$ par rapport au rapport cyclique D pour hacheur Buck Idéal

Pour déterminer l'amplitude d'ondulation du courant de l'inductance i_l on utilise la relation

$v_l = L \frac{di_l}{dt}$ et l'équation I.22 :

$$\frac{di_l}{dt} = \frac{v_l}{L} = \frac{V_i - V_o}{L} \quad (I.35)$$

Où $\frac{di_l}{dt}$ représente la pente du courant de l'inductance durant la première phase DT_s .

Avec l'expression linéaire de $\frac{di_l}{dt}$, l'équation de l'ondulation du courant de pic en pic peut être écrite de la façon suivante :

$$i_{lpp} = 2 \cdot i_l = \frac{V_i - V_o}{L} DT_s \quad (I.36)$$

Si le courant moyen de sortie I_o est inférieur à i_l alors le courant de l'inductance, durant la phase d'ouverture du commutateur, diminue jusqu'à ce qu'il atteigne zéro. La diode bloquera alors le courant et la tension à l'inductance devient zéro. La tension et le courant entrent ainsi dans un mode de fonctionnement discontinu (9).

On peut maintenant calculer la valeur L de l'inductance pour une ondulation donnée :

$$L = \frac{V_i - V_o}{2 \cdot i_l} DT_s \quad (I.37)$$

De même pour obtenir l'ondulation désirée de tension v_o , on peut utiliser une approximation similaire avec la relation $i_{c_2} = C_2 \frac{dv_{c_2}}{dt}$ et l'équation I.21 :

$$\frac{dv_{c_2}}{dt} = \frac{i_{c_2}}{C_2} = \frac{I_l - I_o}{C_2} \quad (1.38)$$

Où $\frac{dv_{c_2}}{dt}$ représente la pente de l'ondulation de la tension de sortie pour l'intervalle DT_s ce qui nous donne une ondulation de tension de sortie de pic en pic :

$$v_{opp} = 2 v_o = \frac{I_l - I_o}{C_2} DT_s \quad (1.39)$$

v_o est l'amplitude de l'ondulation de la tension de sortie. On peut déduire la valeur C_2 pour une ondulation donnée :

$$C_2 = \frac{I_l - I_o}{2 v_o} DT_s \quad (1.40)$$

- Model non-idéal d'un hacheur buck

Toute l'analyse précédente a été basée sur un hacheur idéal avec une efficacité de 100% ce que veut dire que les pertes ne sont pas considérées.

On fait introduire la résistance R_l pour exprimer les pertes dans l'inductance, alors le modèle de l'hacheur devient comme le montre la figure I.20:

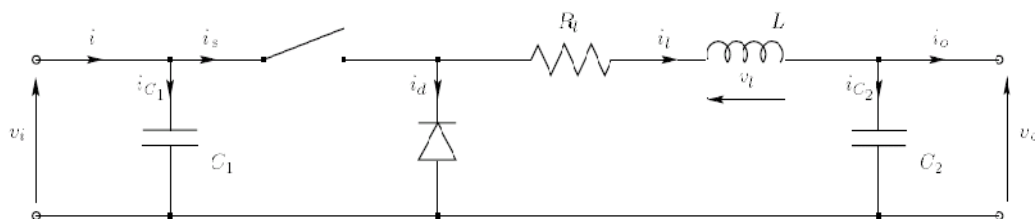


Figure I.20 Model non-idéal d'un hacheur avec résistance d'inductance R_l

Pour la période DT_s

$$i_{c_1} = I - I_l \quad (1.41)$$

$$i_{c_2} = I_l - I_o \quad (1.42)$$

$$v_l = V_i - V_o - R_l I_l \quad (1.43)$$

Pour la période $D T_s$

$$i_{C_1} = I \quad (1.44)$$

$$i_{C_2} = I_l - I_o \quad (1.45)$$

$$v_l = -V_o - R_l I_l \quad (1.46)$$

En utilisant la même approximation et les mêmes étapes décrites précédemment, on déduit des équations I.41 –I.46 ce qui suit :

$$DV_i = V_o + R_l I_l \quad (1.47)$$

$$I = D I_l \quad (1.48)$$

$$I_l = I_o \quad (1.49)$$

L'introduction des pertes dans le modèle du hacheur, implique une nouvelle expression du taux de conversion entre la tension d'entrée et celle de la sortie.

$$\frac{V_o}{V_i} = \eta M(D) \quad (1.50)$$

Où η représente le rendement de conversion du hacheur en d'autres termes le rapport entre la puissance de sortie P_o sur la puissance d'entrée P_i

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_o I_o}{V_i I} \quad (1.51)$$

Les équations I.47 , I.49 et I.34 sont utilisées comme substitution dans l'équation I.50 L'expression du taux de conversion est comme suite :

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{V_o}{\frac{V_o + R_l I_l}{D}} = \frac{D}{1 + \frac{R_l I_l}{V_o}} = \frac{1}{1 + \frac{R_l I_o}{V_o}} D = \frac{1}{1 + \frac{R_l}{Z}} D = \eta D \quad (1.52)$$

Où $Z = \frac{V_o}{I_o}$ représente l'impédance de sortie de l'hacheur Ceci nous donne une nouvelle expression du rendement :

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{1}{1 + \frac{R_l}{Z}} \quad (1.53)$$

III.4.2. Hacheur Survolteur (Boost)

Le hacheur survolteur appelé aussi hacheur parallèle et communément appelé dans la communauté anglo-saxonne hacheur Boost tire son nom du fait qu'il convertit la tension d'entrée en une tension de sortie supérieure. Le circuit équivalent d'un modèle idéal est montré sur la figure I.21. Durant le première intervalle DT_s de la période de commutation T_s , le commutateur fermé relie l'entrée à travers l'inductance à la terre et polarise la diode en inverse alors aucun courant ne traverse la charge (la Figure I.22(a)) mais l'énergie totale alimente l'inductance.

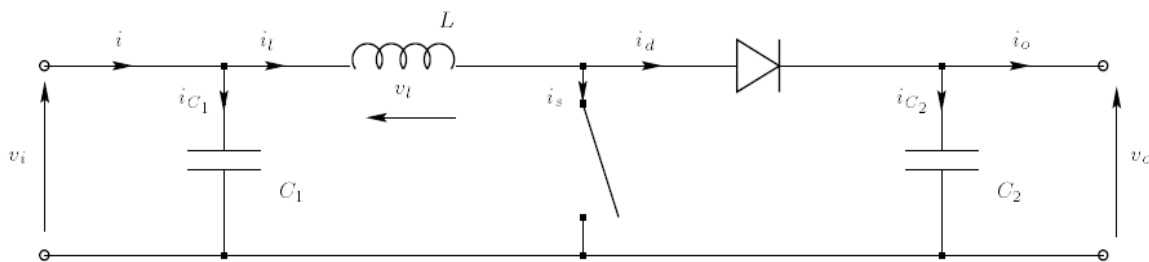


Figure I.21 Circuit idéal d'un hacheur Boost

Après que le commutateur soit ouvert durant le deuxième intervalle $D'T_s$ de la période de commutation (la Figure I.22(b)), l'étage de sortie reçoit de l'énergie par l'inductance en plus de celle débité par l'entrée.

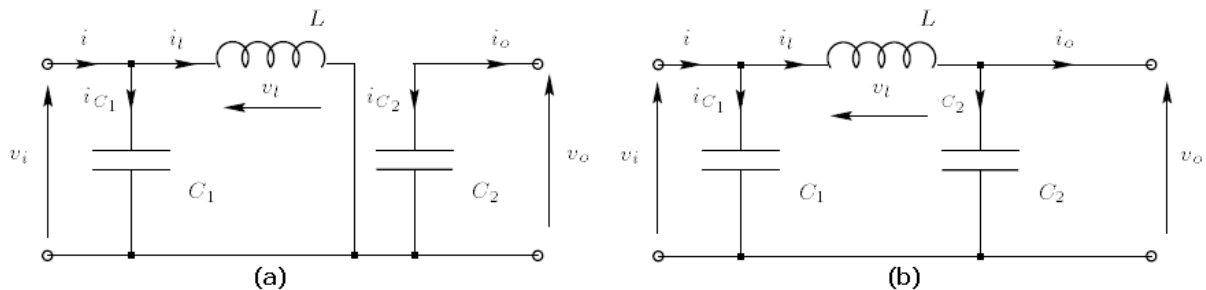


Figure I.22 Hacheur boost :(a)commutateur fermé (DTs),(b)commutateur ouvert (D'Ts)

La figure I.22(a) montre le circuit équivalent d'un hacheur Boost durant l'intervalle DT_s , quand le commutateur est fermé. L'application de la loi de Kirchhoff aboutit à l'ensemble des expressions suivantes :

$$i_{C_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_l(t) \quad (1.54)$$

$$i_{C_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = -i_o(t) \quad (1.55)$$

$$v_l(t) = L \frac{di_l(t)}{dt} = v_i(t) \quad (1.56)$$

Pour le deuxième intervalle D'Ts, quand le commutateur est ouvert, montrer sur la figure I.22 (b) on obtient un autre ensemble d'équations :

$$i_{c_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_l(t) \quad (1.57)$$

$$i_{c_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_l(t) - i_o(t) \quad (1.58)$$

$$v_l(t) = L \frac{di_l(t)}{dt} = v_i(t) - v_o(t) \quad (1.59)$$

Avec le même principe d'approximation déjà cité dans l'étude du hacheur buck Les équations I.54- I.59 peuvent être simplifiées comme suite :

$$i_{c_1} = I - I_l \quad (1.60)$$

$$i_{c_2} = -I_o \quad (1.61)$$

$$v_l = V_i \quad (1.62)$$

Et

$$i_{c_1} = I - I_l \quad (1.63)$$

$$i_{c_2} = I_l - I_o \quad (1.64)$$

$$v_l = V_i - V_o \quad (1.65)$$

Pour calculer les valeurs moyennes pour i_{c_1} , i_{c_2} et v_l pour la période T_s on utilise l'expression suivante :

$$\overline{x(t)} = \frac{1}{T_s} \int_t^{t+T_s} x(\tau) d\tau = \frac{1}{T_s} \left[\int_t^{t+DT_s} x|_{[0,DT_s)}(\tau) d\tau + \int_{t+DT_s}^{t+T_s} x|_{[DT_s,T_s)}(\tau) d\tau \right] \quad (1.66)$$

Avec la même approximation que pour l'hacheur buck le régime permanent pour un hacheur boost se résume dans :

$$\overline{i_{c_1}(t)} = D(I - I_l) + D'(I - I_l) = 0 \quad (1.67)$$

$$\overline{i_{c_2}(t)} = D(-I_o) + D'(I_l - I_o) = 0 \quad (1.68)$$

$$\overline{v_l(t)} = D(V_i) + D'(V_i - V_o) = 0 \quad (1.69)$$

Avec $D'=1-D$, ils peuvent être simplifié en un seul ensemble d'équations :

$$I = I_l \quad (1.70)$$

$$I_o = D'I_l \quad (1.71)$$

$$V_i = D'V_o \quad (1.72)$$

Où (1.72) représente le taux de conversion $M(D)$ de l'hacheur Idéal Boost :

$$M(D) = \frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{D'} = \frac{1}{1-D} \quad (1.73)$$

La figure I.23 illustre cette relation pour le hacheur Boost

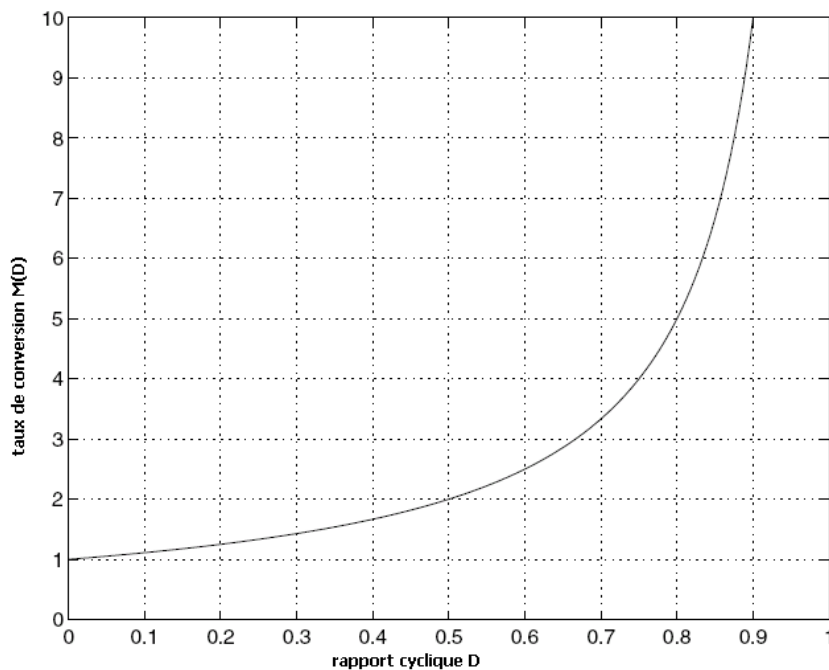


Figure I.23 Taux de conversion $M(D)$ par rapport au rapport cyclique pour un hacheur boost idéal

Pour l'hacheur Boost, comme pour le hacheur buck, on utilise une approximation linéaire pour définir l'ondulation de tension de sortie v_o , l'ondulation de tension d'entrée v_i , et l'ondulation du courant de l'inductance i_l , ceci nous permet la possibilité de dimensionner les composants du circuit pour des limitations d'ondulations spécifiées .

Avec les équations (I.60)-(I.62) une approximation linéaire des pentes d'ondulations est donnée par :

$$\frac{dv_{C_1}}{dt} = \frac{i_{C_1}}{C_1} = \frac{I - I_l}{C_1} \quad (1.74)$$

$$\frac{dv_{C_2}}{dt} = \frac{i_{C_2}}{C_2} = \frac{-I_o}{C_2} \quad (1.75)$$

$$\frac{di_l}{dt} = \frac{v_l}{L} = \frac{V_i}{L} \quad (1.76)$$

Où $\frac{dv_{C_1}}{dt}$, $\frac{dv_{C_2}}{dt}$, $\frac{di_l}{dt}$ sont, respectivement, les pentes d'ondulation de la tension de entrée, d'ondulation de la tension de sortie, et d'ondulation du courant de l'inductance durant le premier intervalle DT_s . Avec une approximation linéaire, il est simple d'exprimer l'ondulation de pic-en-pic :

$$v_{ipp} = 2 \cdot v_i = \frac{I - I_l}{C_1} DT_s \quad (1.77)$$

$$v_{opp} = 2 \cdot v_o = \frac{-I_o}{C_2} DT_s \quad (1.78)$$

$$i_{lpp} = 2 \cdot i_l = \frac{V_i}{L} DT_s \quad (1.79)$$

Les équations I.77-I.79 peuvent être réécrites de la façon suivante :

$$C_1 = \frac{I - I_l}{2 \cdot v_i} DT_s \quad (1.80)$$

$$C_2 = \frac{-I_o}{2 \cdot v_o} DT_s \quad (1.81)$$

$$L = \frac{V_i}{2 \cdot i_l} DT_s \quad (1.82)$$

- Modèle d'un hacheur Boost non-idéal :

La question importante qui se pose lors de la conception d'un hacheur à rendement de commutation élevé est de déterminer la dépendance du taux de conversion par rapport aux pertes dus à de vrais composants. Comme dans l'exemple de l'hacheur Buck, seulement, les pertes, dues à la résistance d'inductance, sont analysées. La figure I.24 montre un circuit équivalent d'un hacheur boost avec une résistance R_l qui représente les pertes ohmiques dans l'inductance.

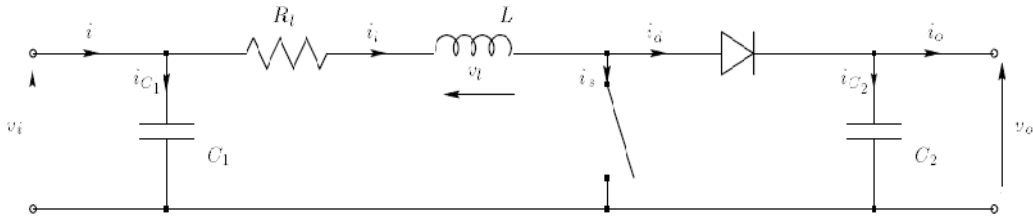


Figure I.24 Hacheur Boost avec résistance série R_l pour les pertes de l'inductance

L'apparition de la résistance R_l implique un nouvel ensemble d'équations

pour l'intervalle DT_s :

$$i_{C_1} = I - I_l \quad (I.83)$$

$$i_{C_2} = -I_o \quad (I.84)$$

$$v_l = V_i - R_l I_l \quad (I.85)$$

pour l'intervalle $D'T_s$:

$$i_{C_1} = I - I_l \quad (I.86)$$

$$i_{C_2} = I_l - I_o \quad (I.87)$$

$$v_l = V_i - V_o - R_l I_l \quad (I.88)$$

La combinaison des équations I.83-I.85 aux équations I.86-I.88 selon le même procédé déjà décrit :

$$I = I_l \quad (I.89)$$

$$I_o = D' I_l \quad (I.90)$$

$$V_i = D' V_o + R_l I_l \quad (I.91)$$

- Le rendement de l'hacheur Boost :

Si les pertes sont prises en considération, le rendement du hacheur η a une influence sur son taux de conversion V_o/V_i (I.50). En utilisant (I.73) et l'équation du rendement (le rapport de la puissance d'entrée sur la puissance de sortie) on obtient :

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{V_o}{D' V_o + R_l I_l} = \frac{1}{1 + \frac{R_l I_l}{D' V_o}} = \frac{1}{1 + \frac{R_l}{D'^2 Z}} \frac{1}{D'} = \eta M(D) \quad (I.92)$$

Où $Z = \frac{V_o}{I_o}$ est l'impédance de la charge, alors le rendement est donné par :

$$\eta = \frac{1}{1 + \frac{R_l}{D'^2 Z}} \quad (I.93)$$

L'équation I.92 montre que le rendement et le taux de conversion deviennent non seulement dépendants des effets parasites des composants de circuit, mais également de la charge réelle de l'hacheur. C'est compréhensible puisqu'une charge plus élevée cause un transfert d'énergie plus élevée par l'hacheur et donc des pertes plus importantes dans les composants non-idéaux.

Cependant, à la différence du hacheur buck, la relation (I.93) montre que le rendement de l'hacheur boost dépend du rapport cyclique D . Ceci implique que le taux de conversion V_o/V_i est une fonction non linéaire de D . La figure I.25 montre cette dépendance du taux de conversion du hacheur au rapport cyclique D et montre comment le rapport R_l/Z influe sur le taux de conversion entre l'entrée et la sortie.

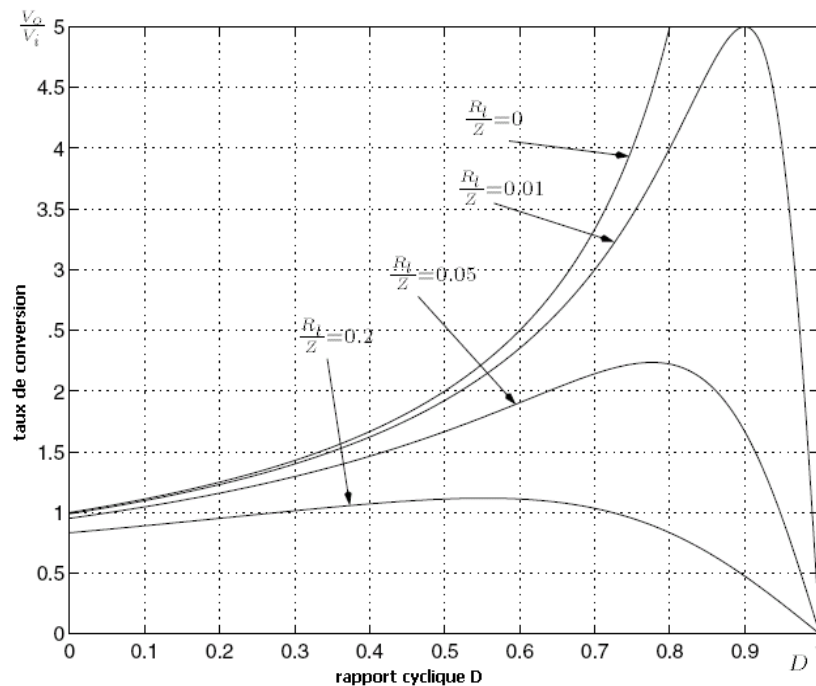


Figure I.25 Variation du taux de conversion V_o/V_i par rapport au rapport cyclique D pour différentes valeurs de R_l/Z (Hacheur boost non-idéal)

III.4.3. D'autres types de hacheurs

Hormis les hacheurs Buck et Boost, considérés comme topologies de base , il existe d'autres types de hacheurs dont on peut citer l'hacheur Buck-Boost , l'hacheur C k et l'hacheur flyback.

L'hacheur Buck-Boost combine les propriétés des deux configurations Buck et Boost, son schéma de base est donné par la figure I.26 , le taux de conversion est le produit des taux de conversion buck et boost .

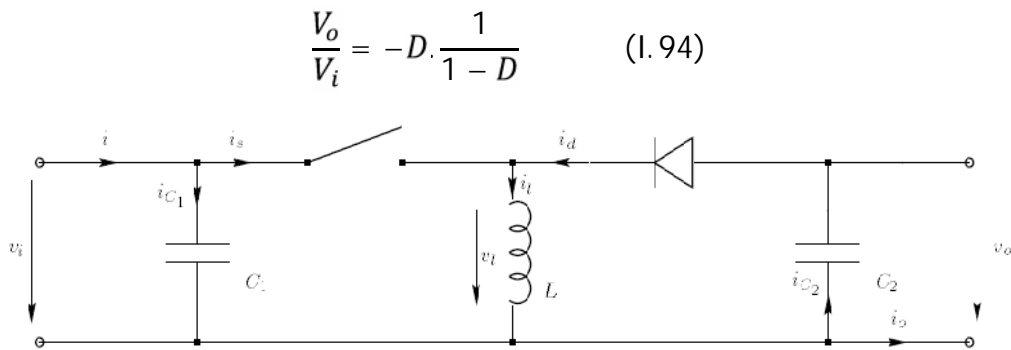


Figure I.26 Circuit de base du Hacheur Buck-Boost

Ayant le même taux de conversion (Eq I.94) que l'hacheur Buck-Boost , l'hacheur Cùk (Figure I.27) présente un meilleur filtrage des courants d'entrée i_{L1} et de sortie i_{L2} , il est possible d'éliminer simultanément et complètement les ondulations dans i_{L1} et i_{L2} , pour minimiser les exigences du filtrage à la sortie (7).

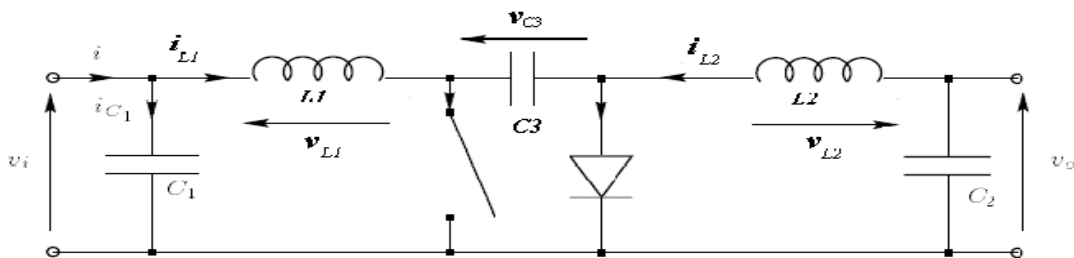


Figure I.27 Circuit de base du Hacheur Cùk

Hacheur à isolation magnétique, le flyback (Figure I.28) utilise un transformateur à la place de l'inductance, le taux de conversion peut être calculée de la même façon que l'hacheur Buck-Boost , sauf que le rapport de transformation r doit être pris en considération. Il est défini par le rapport du nombre de tours des enroulements de chaque côté du transformateur. Le taux de conversions est, alors, donné par :

$$\frac{V_o}{V_i} = D \cdot \frac{1}{1-D} \frac{1}{r} \quad (I.95)$$

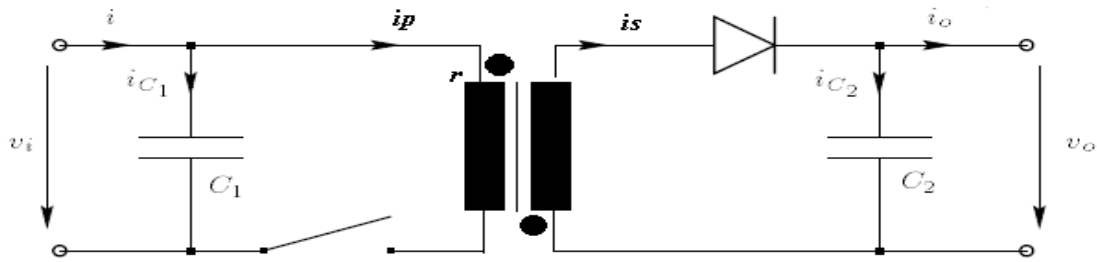


Figure I.28 Circuit de base du Hacheur Flyback

IV. Différentes applications des systèmes photovoltaïques

IV.1. Systèmes autonomes « au fil du soleil »

Ce sont les systèmes les plus simples puisque l'énergie photovoltaïque est utilisée directement à partir des panneaux. On peut les trouver dans les deux cas suivants :

a) Alimentation directe :

Dans ce cas, les fonctions se réduisent à PRODUIRE et UTILISER. (Section III) L'appareil alimenté ne fonctionnera qu'en présence de lumière et dès que l'éclairement sera suffisant pour atteindre la puissance demandée (ex Un ventilateur).

b) Pompage au fil du soleil :

Il s'agit de stocker de l'eau dans un réservoir. La pompe solaire est branchée directement sur les panneaux solaires, par l'intermédiaire d'un régulateur ou d'un convertisseur. Le débit d'arrivée d'eau dans le réservoir est donc variable, directement fonction du rayonnement solaire, d'où l'expression « au fil du soleil ».

Quant à l'utilisation, elle pourra se faire à n'importe quel moment, en tirant sur le réservoir.

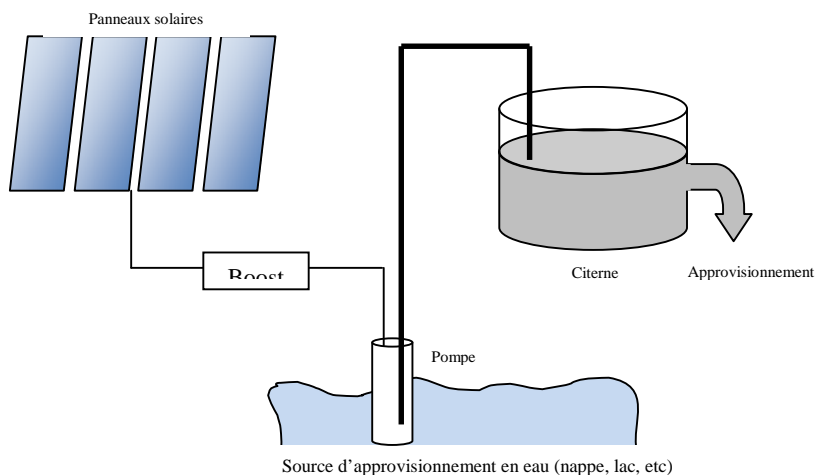


Figure I.29 Système de pompage « au fil du soleil »

IV.2. Systèmes autonomes avec stockage

C'est la configuration la plus courante des systèmes photovoltaïques autonomes que les anglophones appellent *Stand-Alone Systems*. L'ensemble est le plus souvent en courant continu (DC), ce qui est préférable car plus simple. Mais dès que l'on touche à l'habitat, il y a presque toujours des appareils en courant alternatif (AC) à alimenter. Tout simplement parce qu'ils n'existent pas en continu.

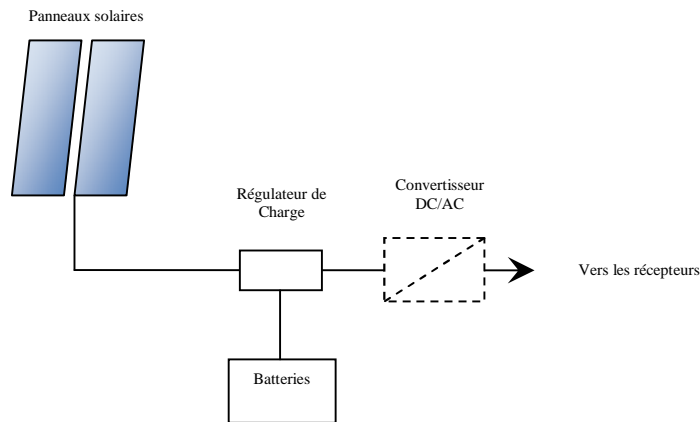


Figure I.30 Système photovoltaïque avec stockage

(avec ou sans conversion d'énergie)

La batterie d'un tel système se charge le jour, et sert de « réservoir » d'énergie en permanence, tout comme la citerne d'eau du système de pompage solaire décrit précédemment. Les appareils alimentés sont donc câblés sur la batterie au travers du régulateur de charge. Lorsque la batterie est pleine, ce dernier coupe la charge pour éviter qu'elle ne souffre de surcharge. Ceci a pour conséquence la perte d'une part de l'énergie produite (excédentaire pour l'application). Quand un récepteur doit nécessairement fonctionner en courant alternatif (AC), on recourt à une conversion DC/AC (de courant continu en alternatif) en sortie de batterie. Cela n'est pas sans conséquence, notamment:

- Augmentation du coût et de l'encombrement de l'installation;
- Réduction du rendement énergétique (aucun convertisseur ne restitue 100% de l'énergie);
- Risque de panne complète en cas de problème sur le convertisseur si toute l'installation électrique est alimentée par son intermédiaire.

IV.3. Systèmes autonomes hybrides

Une des limites d'un système autonome purement photovoltaïque, comme on vient de le décrire, est qu'il fournit une puissance donnée, variable selon la saison, mais que l'on ne peut pas dépasser, au risque de détruire la batterie par décharge profonde. Or, les consommateurs que nous sommes ne sont pas des machines et ont des besoins qui évoluent, et pas forcément en phase avec les saisons ! Avoir un système hybride, c'est disposer d'une autre source d'électricité autonome qui vient compléter l'apport photovoltaïque. Cette autre source peut être un groupe électrogène (appelé aussi « génératrice ») ou une éolienne. On retiendra l'éolienne si le site est bien venté, de préférence au cours des saisons où l'ensoleillement est plus bas. Mais quand l'approvisionnement en diesel est possible, le groupe électrogène est plus confortable, car on y a recours à volonté. Et il permet en outre de recharger la batterie lorsqu'elle est faible.

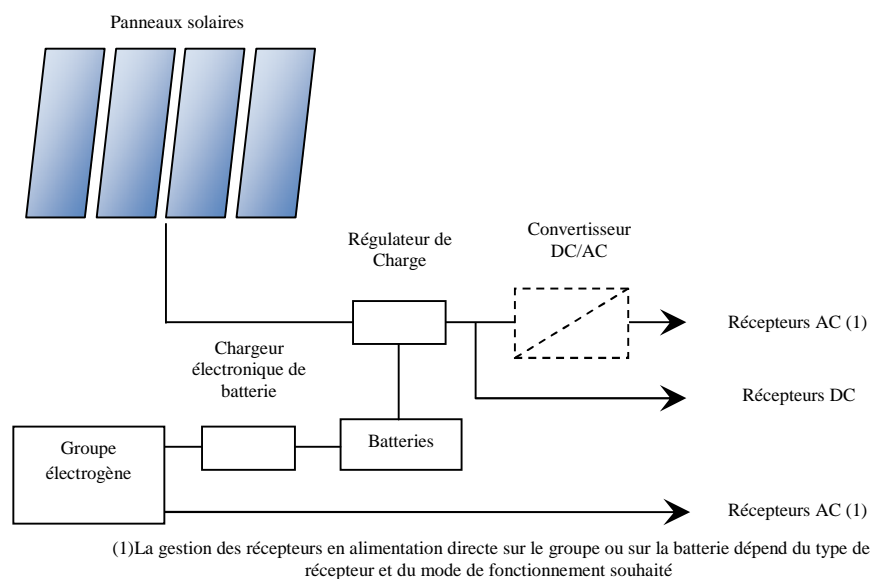


Figure I.31 Système d'alimentation autonome hybride

Photovoltaïque/groupe électrogène

IV.4. Systèmes raccordés au réseau

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau. Généralement sur des habitations ou des entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement. L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie. On ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement dans le réseau local ou national. Et ceci sans limite quantitative, donc toute l'énergie est récupérée. Il y a un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation, et un autre dans l'autre sens pour la production.

Mais il faut tout de même convertir le courant continu des panneaux en alternatif au travers d'un onduleur.

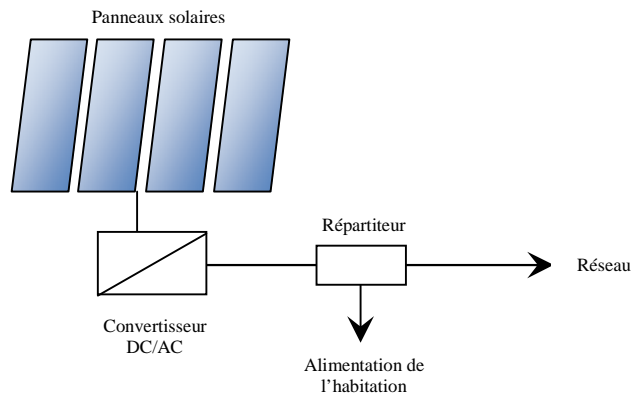


Figure I.32 Système Photovoltaïque raccordé au réseau

Par rapport à un système autonome, on gagne sur les points suivants :

- Exploitation de la totalité de l'énergie photovoltaïque issue des panneaux (le stockage est « infini ») ;
- Economie de l'ordre de 40 % sur les investissements (les batteries en moins) ;
- Maintenance quasi inexistante (ce sont les batteries qui demandent le plus d'attention) ;
- Meilleure durée de vie du système.

Cette solution est plus rentable que l'alimentation photovoltaïque purement indépendante, mais malheureusement encore très onéreuse en comparaison d'une alimentation électrique à 100 % sur réseau (5).

V. CONCLUSION

Pour mieux comprendre les systèmes photovoltaïques, nous avons procédé, dans ce premier chapitre, comme suit ; tout d'abord on a étudié les différents aspects et propriétés de l'élément de base de tout GPV qui est la cellule solaire, ensuite c'est les autres composants du système PV qui ont été étudiés un par un en commençant par la batterie ensuite le régulateur, et terminant par l'hacheur. L'onduleur n'a pas fait l'objet d'une étude car il n'est pas pris en compte dans la modélisation du système, discutée dans le dernier chapitre, ceci d'une part et de l'autre part l'orientation principale de ce mémoire c'est la poursuite du PPM dont l'hacheur est le responsable. Pour conclure, nous avons abordé les différentes applications des systèmes PV, sans quoi les domaines d'utilisation du photovoltaïque seront méconnus.

CHAPITRE II

Les Modules Photovoltaïques Partiellement Ombrages

I. INTRODUCTION

Dans les pays industrialisés, les systèmes photovoltaïques (BIPV) reliés au réseau deviennent une tendance qui ne cesse de s'accroître surtout avec les nouveaux mécanismes d'aide financière consacré spécialement à ce genre de systèmes intégrés aux bâtiments.

Tandis que du point de vue architectural, ce développement contribue à la valeur globale de la conception urbaine contemporaine, du point de vue technique, beaucoup de systèmes BIPV souffrent du niveau réduit des performances qui influe sensiblement sur la rentabilité de l'investissement par rapport aux bâtiments sans systèmes photovoltaïque.

Il y a plusieurs raisons pour ceci, tel que par exemple les angles des supports orientées selon le toit ou la façade, les températures élevées du champ dues à la ventilation réduite des modules. Ces facteurs et d'autres réduisent l'énergie extraite des modules et implique, ainsi, un faible rendement du champ photovoltaïque.

En plus des facteurs mentionnés ci-dessus, qui peuvent à peine être évités, les systèmes photovoltaïques intégrés à l'environnement des bâtiments sont sujets, fréquemment, d'ombrage partiel dû au paysage du toit, à d'autres bâtiments situés dans la proximité du champ photovoltaïque, ou également, aux obstacles mineurs tels que des antennes ou des mâts de protection contre la foudre, des oiseaux, ou simplement de la saleté sur la surface d'une partie du champ PV. De tels ombres sont habituellement variables dans le temps et de géométrie compliquée. Il est bien connu que l'ombrage partiel d'une branche peut, considérablement, réduire son rendement de puissance, et est pratiquement déterminé par la cellule la plus faible dans la branche. Bien que l'impact des cellules ombragées puisse être allégé en insérant des diodes by-pass, l'ombrage partiel altère toujours de manière significative le rendement d'énergie du système entier.

L'ombrage partiel est l'une des causes principales de la réduction du rendement en énergie de beaucoup de systèmes photovoltaïque **(10)**, dans le programme allemand « *1000 toits solaires* », la moitié des générateurs photovoltaïques sont partiellement ombragés. La perte annuelle de quelques systèmes dépasse 10% **(11)**.

II. Effets de l'ombre sur une cellule

Une ombre sur une partie d'une cellule ou une partie d'un module réduira tout le rendement du système par deux mécanismes :

- 1) en réduisant l'absorption d'énergie de la cellule,
- 2) en augmentant les pertes d'énergie interne dans les parties ombragées des cellules.

En raison de la nature des caractéristiques électriques des cellules solaires, les pertes de puissance ne sont pas proportionnelles aux secteurs ombragés, mais sont plus grandes (12). Les cellules ombragées travaillent, souvent, dans la plage négative de tension, là elles deviennent consommatrices, de telles cellules dans des modules standards et sans diode by-pass pour les protéger, peuvent même être détruites dans les situations extrêmes.

L'ombrage des cellules solaires réduit non seulement la puissance au **PPM** mais change également la tension de circuit ouvert V_{co} , le courant de court-circuit I_{cc} , le facteur de forme **FF** et le rendement μ (11).

III. Points chauds et diodes by-pass.

Quand la partie d'un module PV est ombragée, les cellules ombragées ne peuvent pas produire autant de courant que les cellules non ombragées. Puisque toutes les cellules sont reliées en série dans un module, la même quantité de courant doit traverser chaque cellule. Donc, Les cellules non ombragées forceront les cellules ombragées à faire passer plus de courant que leur courant de court-circuit. La seule manière dont les cellules ombragées peuvent fonctionner avec un courant plus grand que leur courant de court-circuit est de fonctionner dans la zone de tension négative. Ceci cause une perte de tension dans le système. Les cellules ombragées absorbent la puissance et commencent à agir en tant que charge. En d'autres termes, les cellules ombragées dissipent la puissance absorbée par effet joule ce qui crée des *Points Chauds* ou **Hot-Spots** (13) « i.e. des secteurs chauds d'environ un millimètre de taille, pouvant se produire quand le matériau des cellules fond ou l'encapsulation est endommagée » (9) (14).

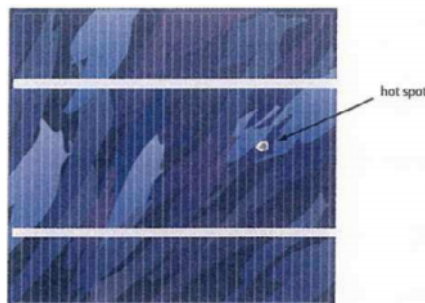


Figure II.33 Cellule solaire avec point chaud

On considère le fonctionnement normal représenté sur la Figure II.2 (a) d'un module standard avec 36 cellules éclairées par le soleil. Le courant produit dans les cellules solaires est employé par une charge (résistance R).

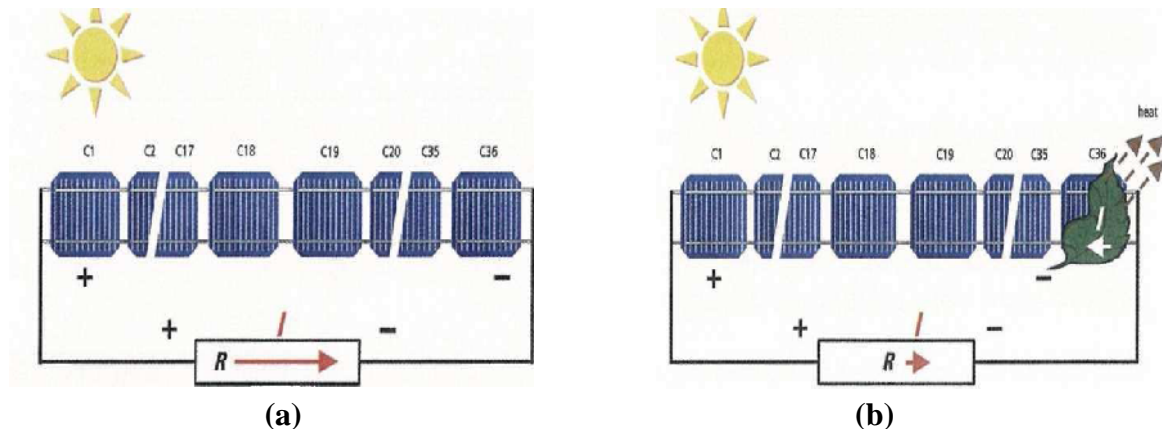


Figure II.34 Module PV avec une charge :(a) totalement éclairé (b) partiellement ombragé sans Diode By-pass

Si une feuille tombe sur le module solaire de sorte qu'une cellule solaire (C36 sur la Figure II.34(b)) soit couverte, cette cellule solaire devient une charge électrique et ne produit aucun courant. Au contraire, elle emploie le courant des autres cellules, et impose une tension inversée sur toute la branche. L'écoulement du courant est alors converti en chaleur. S'il y a un assez grand courant, ceci peut causer un point chaud -l'effet déjà mentionné-. Le plus grand courant qui peut circuler est le courant de court-circuit.

Dix-huit à vingt cellules peuvent créer une tension autour de 12V, la tension de claquage d'une cellule solaire est entre 12V à 50V. Avec cette tension il est possible qu'un courant inversé traverse les cellules solaires. Pour empêcher un point chaud de se développer, le courant est détourné par l'intermédiaire d'une diode by-pass (voir Figure II.35), qui empêche le développement de grandes tensions en polarisation inverse sur la cellule ombragée. La plus grande tolérance d'ombrage serait atteinte si une diode by-pass était reliée aux bornes de chaque cellule. Dans la pratique, les diodes by-pass sont habituellement reliées, entre 18 à 20 cellules solaires. Par conséquent, les modules de 36 à 40 cellules ont deux diodes by-pass, et les modules de 72 cellules solaires ont quatre diodes by-pass.

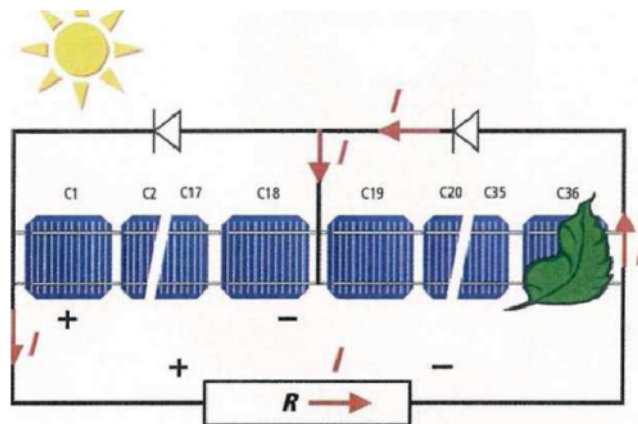


Figure II.35 Module PV partiellement ombragé avec diodes by-pass

La diode by-pass s'assure que le courant entier traverse au moins les 18 cellules non-ombragées. Les diodes By-pass sont généralement logées dans une boîte de jonction du module (voir la Figure II.36). Dans certains cas la boîte de jonction de module est scellée avec du silicium.

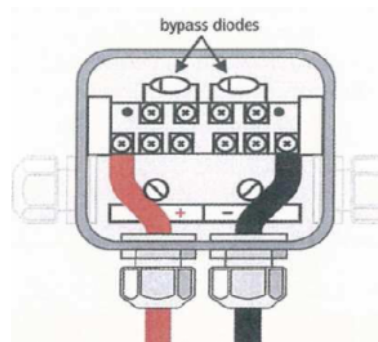


Figure II.36 Boîte de jonction de module avec diodes by-pass

IV. L'ombrage et les modules à couches minces

Comparé aux modules cristallins, les modules en couche mince ont une tolérance beaucoup plus grande à l'ombre. Avec les modules standards composés de différentes wafers de silicium, l'ombrage complet d'une cellule conduit, généralement, à la panne de la moitié du module. En revanche, les cellules en forme de raies des modules en couche mince aident à empêcher les cellules de devenir complètement ombragées. La puissance se réduit donc seulement et proportionnellement au secteur ombragé. Les pertes dues à l'ombrage sont souvent inférieures à ceux des modules cristallins de silicium.

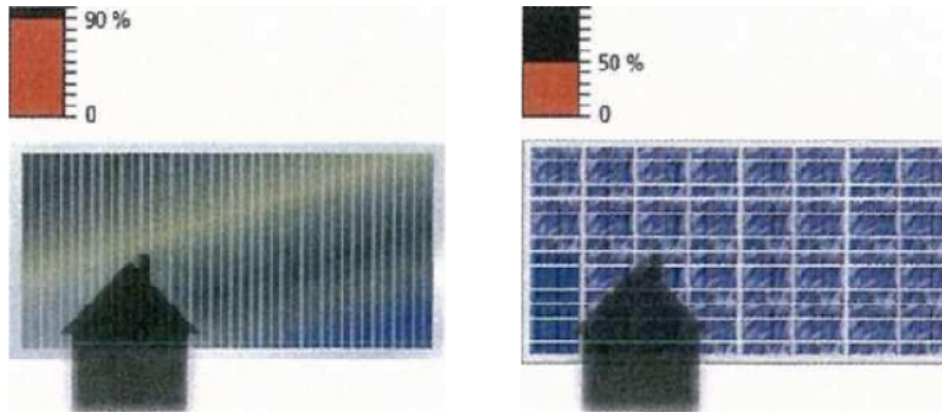


Figure II.37 Comparaison des caractéristiques d'ombrage des modules en couche mince et des modules en silicium cristallin

(Pertes de puissance de 10% pour les modules en couches minces et de 50% pour les modules en silicium cristallin)

En concevant les systèmes en couche mince, une grande attention devrait être prêtée aux différents effets de l'orientation de l'ombre par rapport aux raies de cellules (qu'elle soit parallèle ou perpendiculaire). L'ombre vers la gauche sur la Figure II.38(a) cause une plus grande perte, cette orientation devrait donc être évitée.

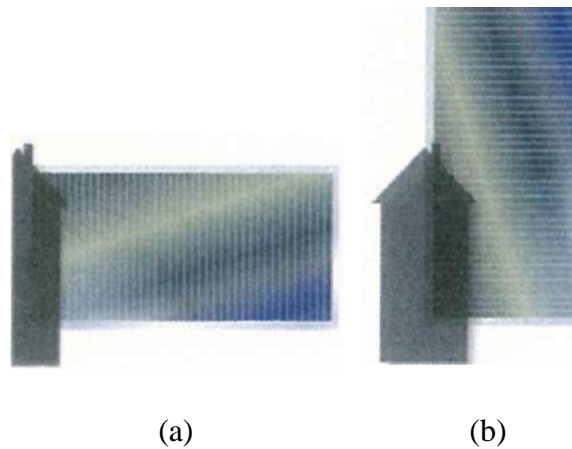


Figure II.38 Adaptation de l'orientation des modules en couche mince pour minimiser l'effet de l'ombrage.

V. Origines de l'ombre

Idéalement, les champs PV devraient être installés dans un endroit dégagé de l'ombre. Cependant, les systèmes reliés au réseau sont habituellement situés dans des secteurs urbains et semi-urbains où les modules sont souvent installés sur les toits où l'ombrage est parfois inévitable. Les champs PV des systèmes autonomes sont habituellement situés dans des secteurs ruraux et sont montés au niveau du sol où il y a suffisamment d'espace autour du système PV, ainsi elles peuvent être situées où il n'y a aucune ombre. L'ombrage peut être classifié en temporaire, dû à la situation, dû au bâtiment ou causé par le système lui-même (auto-ombrage).

V.1. Ombrage temporaire

L'ombrage temporaire typique inclut des facteurs tels que la neige, les feuilles, les excréments d'oiseaux et d'autres types de salissure. La neige est un facteur spécifique, particulièrement, dans les zones montagneuses.

La poussière et la suie salissante dans les zones industrielles ou les feuilles d'arbres tombées dans les secteurs forestiers sont également des facteurs spécifiques.

L'effet sera minimisé si le champ s'auto-nettoie (i.e. ; s'il la salissure est enlevée par l'eau de pluie débordante). Un angle d'inclinaison de 12° ou de plus est habituellement suffisant pour réaliser cette tâche. De plus grands angles d'inclinaison augmentent la vitesse d'écoulement de l'eau de pluie et, par conséquent, aident à emporter les particules de saleté.

Ce type d'ombrage peut être réduit en augmentant l'inclinaison du champ PV. Alors on obtiendrait un meilleur auto-nettoyage des modules. La neige sur un champ PV fond plus rapidement que la neige environnante, de sorte que, généralement, l'ombrage disparaît en quelques jours.



**Figure II.39 Ombrage temporaire sur les modules :
(a)neige (b) excréments d'oiseaux (14)**

V.2. Ombrage dû à la situation

L'ombrage dû à l'endroit couvre tout ombre produit à partir des environnements du bâtiment ; les bâtiments voisins, les arbres et même les édifices hauts et éloignés peuvent ombrager le système. On doit tenir compte de la croissance des arbres et des arbustes, en général , la végétation ne peut ombrager le système qu'après seulement deux ou trois années. Les câbles aériens traversant au-dessus du bâtiment ont également un effet négatif, projetant une petite ombre effective et mobile.



Figure II.40 L'ombrage dû à la situation
 ← croissance d'un arbre voisin (14)



Figure II.41 L'ombrage dû à la situation
 cas d'un bâtiment voisin (15)



V.3. Ombrage dû au bâtiment

L'ombrage résultant du bâtiment implique les ombres directes, qui devraient donc être vue comme particulièrement critiques. Une attention particulière devrait être portée aux cheminées, antennes, parafoudres, antennes paraboliques, les saillies du toit et de la façade, les fondations de contrepoids, les superstructures du toit, etc. Quelques ombrages peuvent être évités par le déplacement des modules PV ou de l'objet causant l'ombrage (par exemple antennes). Si ce n'est pas possible, l'impact de l'ombrage peut être réduit au minimum en tenant compte du choix de câblage des cellules et des modules dans la conception du système.



Figure II.42 Ombrage dû aux contrefiches verticales du balcon de secours (14)

V.4. Auto-ombrage

Avec les systèmes PV montés en étagères, l'auto-ombrage des modules peut être provoqué par le champ des modules lui-même. L'espace requis et les pertes d'ombrage peuvent être réduits au maximum par l'optimisation des angles d'inclinaison et des distances entre les lignes de module. Une mauvaise conception ou installation d'un système de support peut également causer un micro-ombrage dans les installations sur toit en pente.



Figure II.43 La distribution défavorable des tables de module est la cause de l'ombrage direct (14)

Figure II.44 Micro-ombrage dû à la projection de visses. (14)



VI. Procédures d'évaluation de l'ombrage

Afin d'évaluer l'impact de l'ombrage à l'endroit où sera installé un futur Champ PV, une analyse d'ombrage doit être effectuée, pour cela, le contour d'ombre des environnements du système PV est enregistré pour un point dans le système : habituellement le point central du champ PV. Pour de plus grands systèmes ou si une plus grande exactitude est désirée, l'analyse d'ombrage devrait être effectuée pour plusieurs différents points. Le contour d'ombre pour les abords peut être trouvé en utilisant :

- Un plan d'emplacement et le diagramme solaire de position ;
- Le diagramme solaire de position et de l'acétate sur quoi on imprime les angles ;
- Appareil analyseur d'ombrage (un appareil photo numérique et un logiciel, ou un Dépisteur Solaire).

a) Plan d'emplacement et diagramme solaire de position :

En utilisant un plan d'emplacement et le diagramme solaire de position pour le lieu en question, la distance et les dimensions des objets sont calculées par le biais d'une boussole pour les angles d'azimuts et de l'équation II.1 pour les hauteurs (Figure II.45).

On doit calculer l'azimut et l'hauteur pour tout obstacle dans le secteur entourant le système solaire, exigeant que la taille et la distance des objets soient connues, à partir de l'emplacement de l'observateur. L'azimut des obstacles peut être calculé directement à partir du plan d'emplacement ou un croquis (Figure II.46).

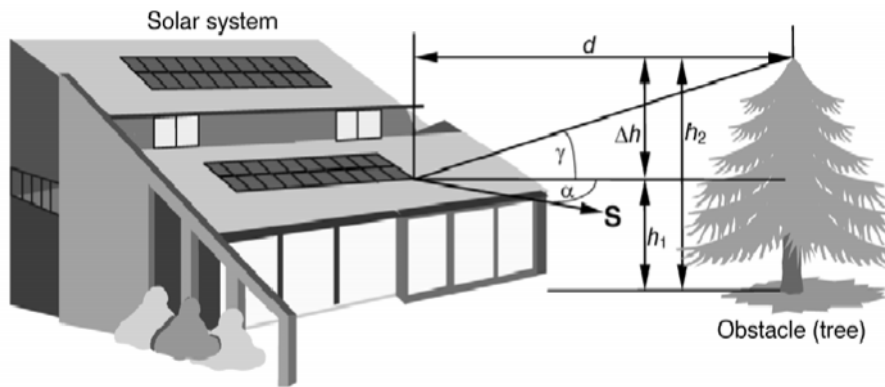


Figure II.45 Calcul de l'angle de l'hauteur de l'obstacle en utilisant un point de référence librement choisi (9).

L'angle d'hauteur est :

$$\gamma = \arctan\left(\frac{h_2 - h_1}{d}\right) \quad (II.1)$$

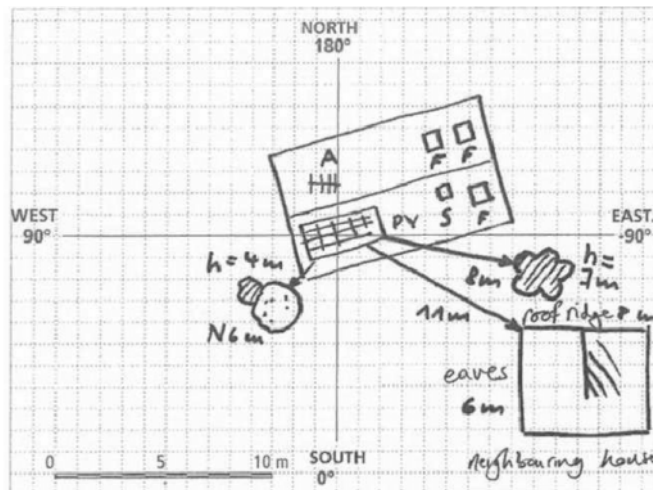


Figure II.46 Représentation sur croquis d'un système photovoltaïque avec l'ensemble des obstacles qui l'entourent y compris leurs distances et hauteurs (14).

- a) Un diagramme solaire de position (Figure II.48) plus du papier transparent ou de l'acétate sur quoi on imprime l'axe des hauteurs subdivisé trigonométriquement et l'axe régulier de 180° des angles d'azimuts, et qui est plié en demi-cercle. L'observateur regarde par ce papier les objets et peut directement lire les angles des hauteurs et d'azimuts comme il est montré sur la figure II.47

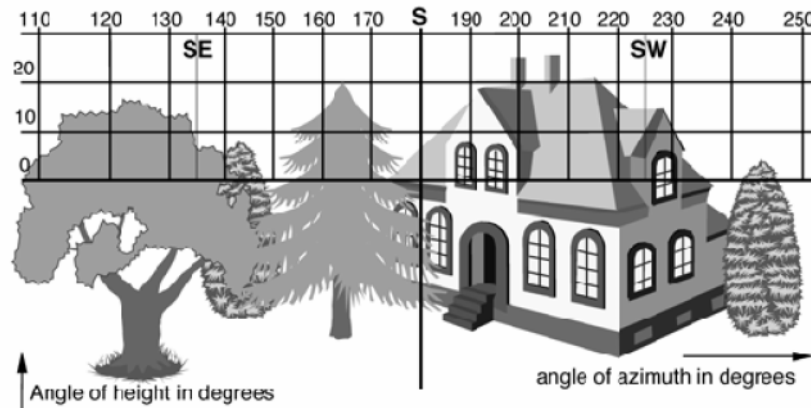


Figure II.47 Entourage vu à travers un écran avec une grille angulaire (9)

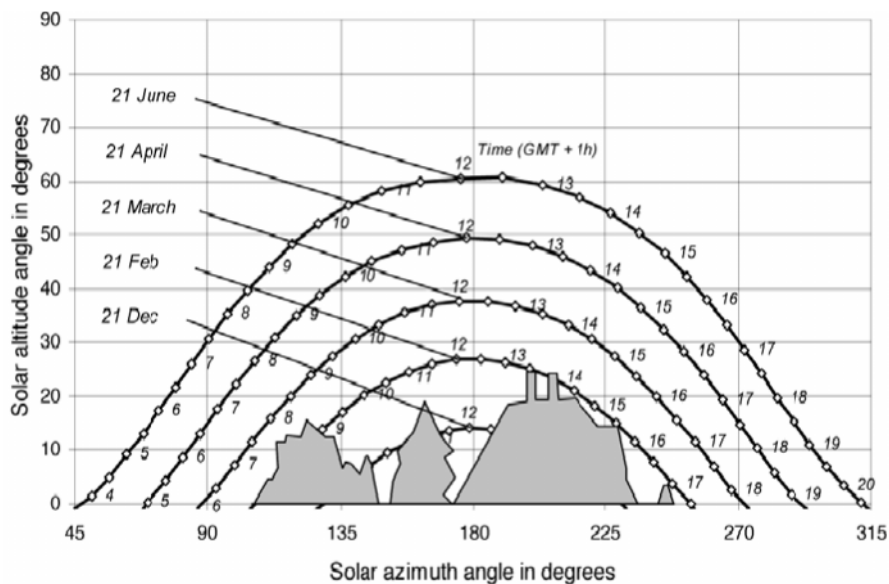


Figure II.48 Un diagramme solaire de position avec une approximation de l'entourage (9)

- a) Plusieurs outils d'analyse d'ombrage utilisant des logiciels informatiques sont disponibles. Ceux-ci permettent l'analyse précise d'ombre et avec moins d'erreurs que les méthodes manuelles. (*Solar Pathfinder*, *Panorama Master*, *HORICatcher*)
Le Dépisteur solaire (*Solar Pathfinder*) emploie un dôme en plastique fortement poli, transparent, convexe pour donner une vue panoramique de l'emplacement entier. Tous

les arbres, les bâtiments ou d'autres obstacles au soleil sont clairement visible comme réflexions sur la surface du dôme. Il peut être employé à n'importe quel moment du jour et n'importe quand dans l'année, dans des conditions nuageuses ou claires. La position réelle du soleil à l'heure de l'analyse de l'ombrage n'est pas importante. Une fois que le Dépisteur solaire a été correctement installé, il peut être employé pour fournir des données d'ombrage manuellement ou digitalement ; manuellement, le contour de la réflexion de l'horizon vue sur le dôme est tracé sur le diagramme fondamental en insérant un stylo d'inscription blanc (Figure II.49) (inclus) par les fentes du côté de l'unité. La ligne de suivi montre exactement à quelles heures du jour et à quel mois de l'année un obstacle ombragera cet endroit.

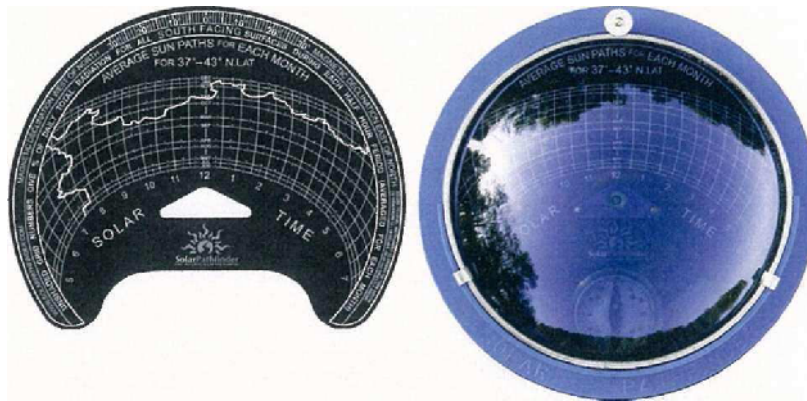


Figure II.49 Dépisteur Solaire (Solar Pathfinder)

VII. L'ombrage et la configuration du champ PV

A partir de considérations théoriques, simulations, et essais pratiques ou au laboratoire, un certain nombre de directives pour une configuration optimum des champs PV ont été recommandées (16):

- L'espacement entre les lignes de modules adjacent dans un champ PV doit être optimum afin de réduire au maximum les pertes dues à l'ombrage mutuel.
- L'orientation de module a un impact crucial sur le rendement d'énergie. il est impératif de choisir l'orientation de module de telle manière que moins de cellules solaires de différentes branches soient ombragées en même temps, dans la figure II.50. Il est bien clair que pour l'orientation horizontale une seule branche est ombragée tandis que pour l'orientation verticale les quatre branches sont ombragées.

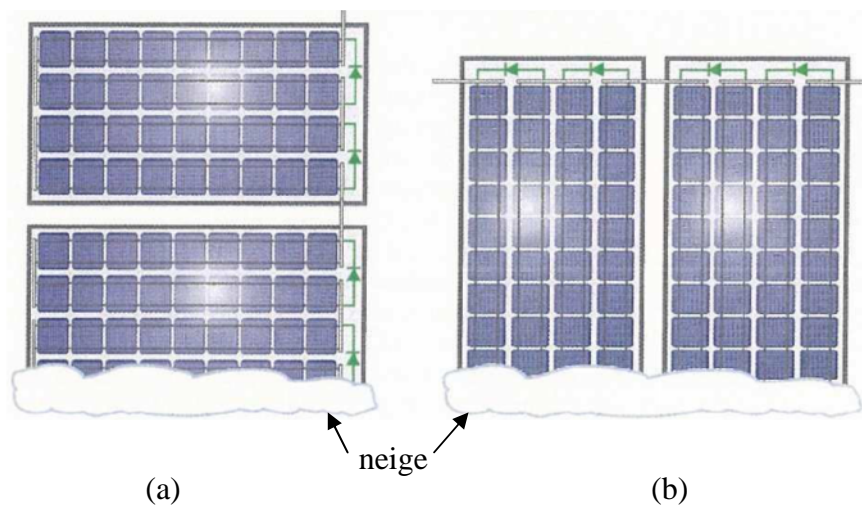


Figure II.50 L'impact de l'orientation des modules sur la minimisation de l'effet de l'ombrage (a)Orientation Horizontale (b) Orientation Verticale

- Même si l'impact du câblage des modules sur le rendement en énergie d'un champ PV partiellement ombragées n'est pas, dans la pratique, encore bien clair (16), il est recommandé de câbler le champ PV de telle manière que les modules ombragés et les non ombragés ne soient pas reliés en série mais en parallèle (16) (17).
(Cette recommandation est généralement prise comme principe de base dans la conception du champ PV, cependant, elle n'est pas toujours valable (16).)

- La modularité du système joue un rôle important dans la minimisation des pertes dues à l'ombrage (trois différentes classes de configuration de système sont disponibles : onduleur de module, onduleur de branche, onduleur central et récemment onduleur hybride); généralement, les onduleurs de module et de branche seraient moins sensibles à une distribution non homogène de l'insolation et plus faciles à installer. Les onduleurs centraux sont habituellement moins chers, plus efficaces et plus fiables sur un système de base.

La décision de la configuration à choisir, peut avoir un impact décisif sur les dépenses de l'installation, les coûts d'équilibrage du système, et le rendement d'énergie et doit être faite selon la situation d'un emplacement particulier et le climat local.

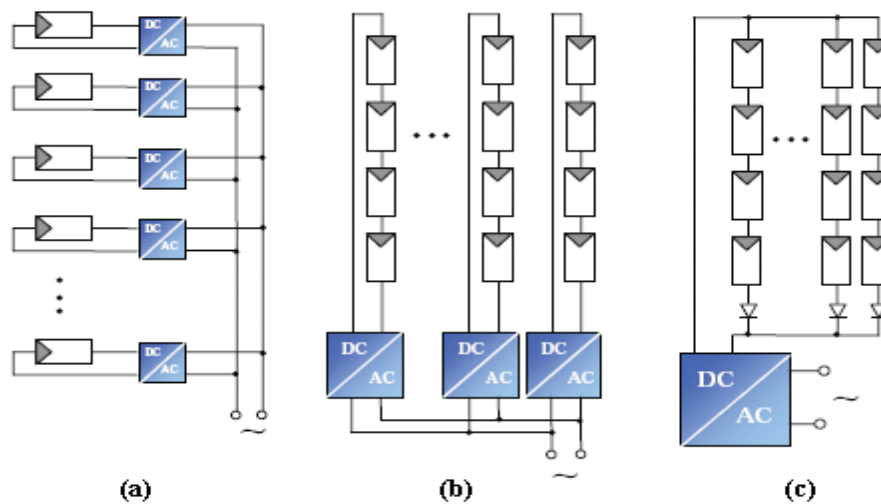


Figure II.51 Différentes catégories d'onduleurs

(a) Onduleurs de module (b) Onduleurs de branche (c) Onduleur centrale

Dans la même perspective, un nombre de facteurs doit être, aussi, pris en compte ;

- 1- Interconnexion des cellules et des diodes By-pass.
- 2- La plage de tension du système de poursuite du PPM.
- 3- Nombre de branches en parallèle.
- 4- Tension DC de bus de connexion.
- 5- Le Type d'onduleur.
- 6- Degré, distribution spatiale et changement de l'ombrage avec le temps

VIII. Caractéristique électrique d'un système PV partiellement ombragé

VIII.1. Modèle électrique d'une cellule partiellement ombragée

Pour décrire le comportement électrique d'une cellule solaire durant la phase de generation, le modèle à deux diodes est le plus souvent utilisé car il fournit une meilleure exactitude (18) celui-ci sera employé tout le long dans ce travail. Les cellules ombragées d'un module solaire ou d'un générateur PV peuvent être forcées à conduire dans la région de tension négative, ce qui veut dire le risque de claquage et de destruction de la cellule, s'il n'y a aucune diode by-pass pour la protection de cette dernière. Ce phénomène n'est pas pris en compte dans le modèle simple à deux diodes déjà décrit dans le premier chapitre. Par conséquent un autre modèle a été élaboré par Bishop puis amélioré par Quaschinig (19) incluant un quatrième terme, pour décrire le comportement électrique d'une cellule solaire aux tensions négatives élevées. L'équivalent de ce modèle est représenté dans la Figure.II.52

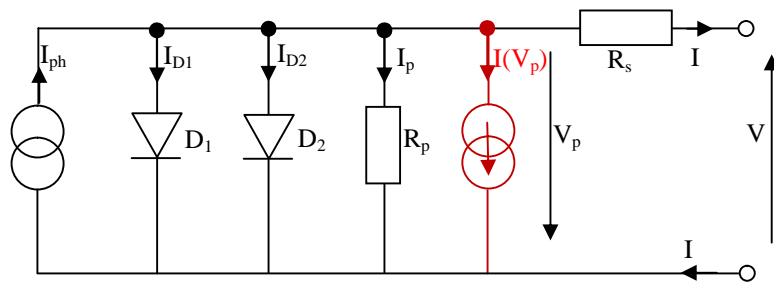


Figure II.52 Le circuit équivalent d'une cellule solaire partiellement ombragée.

$I(V_p)$ génère la tension d'avalanche aux tensions négatives élevées.

En utilisant la première loi de Kirchhoff on obtient l'équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_{S1} \left(\exp q \left(\frac{V + IR_S}{m_1 kT} \right) - 1 \right) - I_{S2} \left(\exp q \left(\frac{V + IR_S}{m_2 kT} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_S}{R_p} - a(V + IR_S) \left(1 - \frac{V + IR_S}{V_{Br}} \right)^{-n} \quad (II.2)$$

Où :

a : Facteur de correction

n : Exposant de claquage

V_{Br} : Tension d'avalanche

Cette équation (II.2) diffère du modèle habituel à deux diodes par un terme d'extension représenté en gras dans l'équation ci-dessus. Ce terme d'extension a le rôle de produire des courants de cellule plus grand que le photo-courant. De tels courants apparaissent durant le phénomène d'avalanche à des tensions négatives relativement élevées. A travers ce nouveau modèle, il nous sera possible d'étudier le comportement d'une cellule sur la totalité la plage de tension. Pour ce faire nous allons utiliser un environnement MATLAB/SIMULINK.

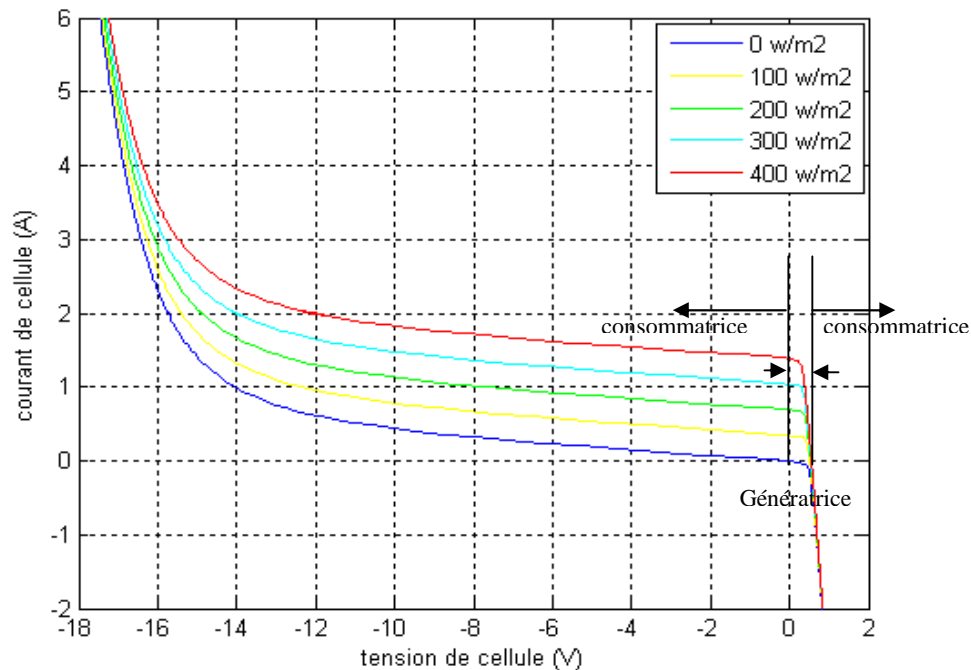


Figure II.53 Caractéristiques I-V typiques d'une cellule solaire pour différentes insulations

La Figure II.22 montre les caractéristiques I-V d'une cellule solaire sur la totalité de la plage de tension obtenue avec les paramètres : $I_{ph_{stc}}=3.5A$, $m_1=1$, $m_2 = 2$, $R_S = 0.008$, $R_P = 15.29$, $V_{Br} = -21.29V$, $a = 2*10^{-3}$ et $n = 3$ (20). Dans la figure ci-dessus, la tension et le courant de cellules sont positifs dans le premier quadrant où la cellule solaire génère de la puissance. Si la tension ou le courant de cellule devient négatif, la cellule solaire agit comme une charge. Par conséquent, une source extérieure de tension ou d'autres cellules solaires doivent produire le courant électrique requis.

VIII.2. Le Photo-courant généré par une cellule ombragée

Selon les constatations de RAUSCHENBACH (12) et les résultats de QUASCHNING (11) le photo-courant généré par une cellule solaire ombragée est proportionnel à la surface éclairée avec une erreur relativement négligeable. Pour les simulations qui vont suivre nous allons introduire un facteur d'ombrage S qui est le rapport de la surface ombragée sur la surface totale ;

$$S = \frac{A_s}{A_t} \quad (II.3)$$

où ;

A_s : La surface ombragée de la cellule

A_t : La surface totale de la cellule

Alors on obtient :

$$I_{phs} = I_{ph}(1 - S) \quad (II.4)$$

I_{phs} : Photo-courant généré par la cellule dans les conditions d'ombrage

VIII.3. Le Modèle de la caractéristique I-V aux conditions d'ombrage partiel.

Pour étudier l'effet d'ombrage, nous allons diviser un module PV (36 cellules) en deux parties et chaque partie se comporte comme un module simple (Figure II.54) la caractéristique I-V du module PV qui a les cellules ombragées est simulée en ajoutant le 4^{ème} terme déjà mentionné dans l'équation II.2.

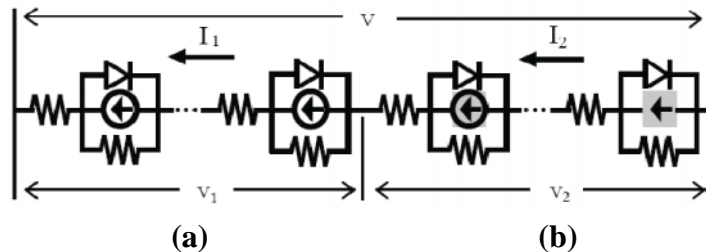


Figure II.54 Circuit Equivalent d'un module PV (18)

(a) Partie éclairée (18c) (b) Partie partiellement ombragée (18c)

$$I = I_1 = I_2 \quad (II.5)$$

$$V = V_1 + V_2 \quad (II.6)$$

$$I_1 = I_{ph1} - I_{S1} \left(\exp q \left(\frac{V_1 + I_1 R_S}{m_1 k T} \right) - 1 \right) - I_{S2} \left(\exp q \left(\frac{V_1 + I_1 R_S}{m_2 k T} \right) - 1 \right) - \frac{V_1 + I_1 R_S}{R_p} \quad (II.7)$$

$$I_2 = I_{ph2} - I_{S1} \left(\exp q \left(\frac{V_2 + I_2 R_S}{m_1 k T} \right) - 1 \right) - I_{S2} \left(\exp q \left(\frac{V_2 + I_2 R_S}{m_2 k T} \right) - 1 \right) - \frac{V_2 + I_2 R_S}{R_p} - a(V_2 + I_2 R_S) \left(1 - \frac{V_2 + I_2 R_S}{V_{Br}} \right)^{-n} \quad (II.8)$$

avec I_{ph1} et I_{ph2} , les photo-courants des cellules normales et ombragées. I_{ph2} dépend du facteur d'ombrage S selon :

$$I_{ph2} = (1-S)I_{ph1} \quad (II.9)$$

Pour les simulations où on doit utiliser les diodes by-pass la tension V du module est calculée comme suite :

$$\begin{cases} V = V_1 + V_2 & \text{pour } V_2 > V_d \\ V = V_1 + V_d & \text{pour } V_2 \leq V_d \end{cases} \quad (II.10)$$

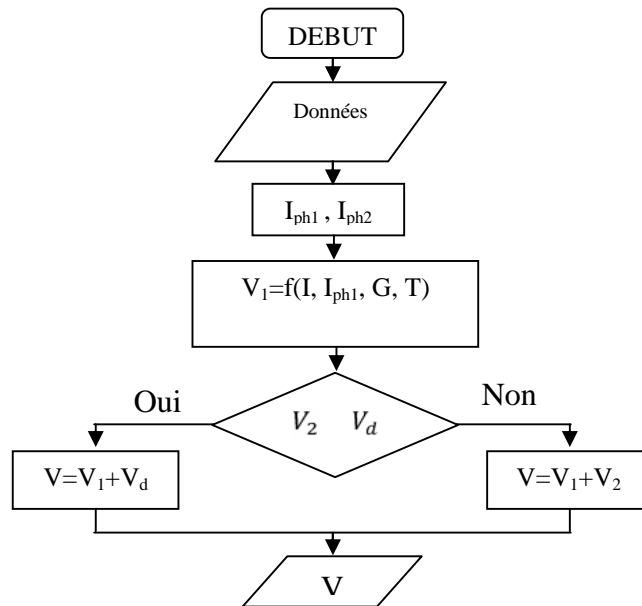


Figure II.55 Algorithme pour le calcul de la Caractéristique I-V d'un module partiellement ombragé

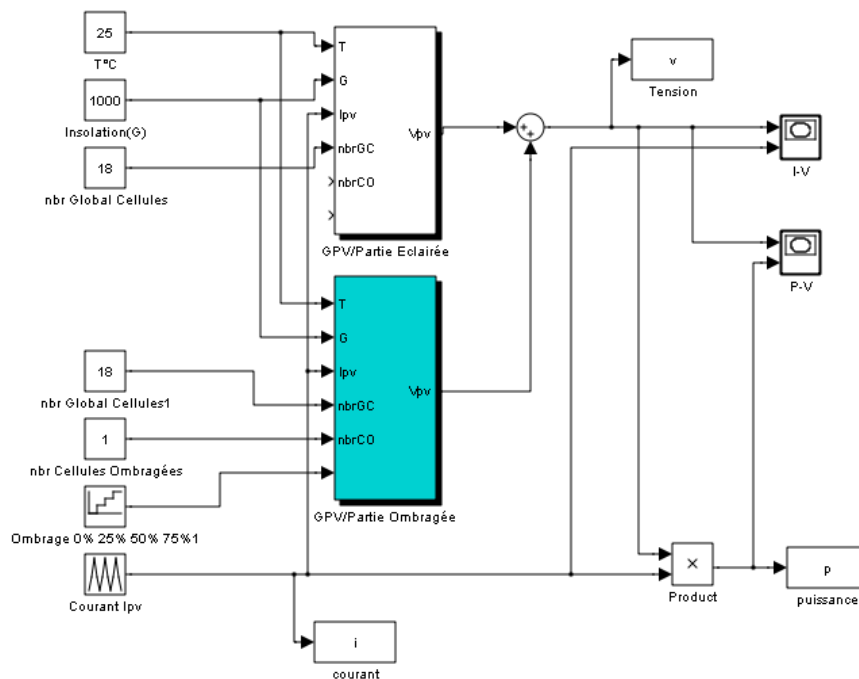


Figure II.56 Modèle Simulink d'un module PV partiellement ombragé (bloc en bleu)

VIII.4. Influence du taux d'ombrage sur les caractéristiques I-V /P-V

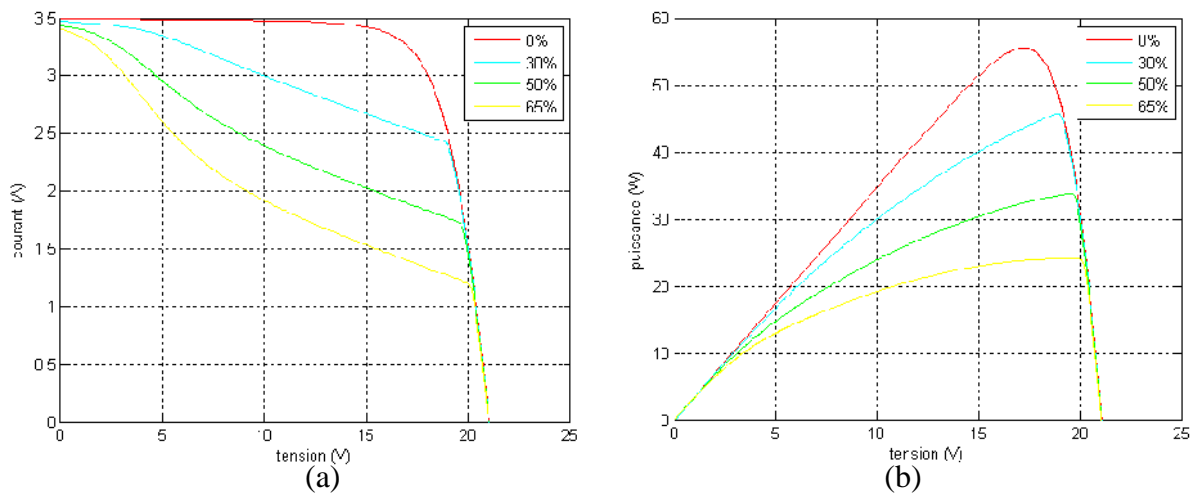


Figure II.57 Caractéristiques d'un module PV avec une cellule ombragée par différents Taux (a) Courant I-V (b) Puissance P-V

La Figure II.57 représente les résultats de simulation des caractéristiques I-V/P-V avec comme variable le pourcentage d'ombre, seulement une cellule du module PV est couverte par différents taux d'ombrage. Dans ce cas, les courants de court-circuit sont presque identiques, même si le taux de l'ombre est différent. Cependant, pour de faible taux d'ombrage, le courant diminue rapidement avec l'augmentation de la tension. D'autre part, la tension de circuit ouvert est presque identique ; l'influence du taux d'ombrage n'apparaît pas.

VIII.5. Influence du nombre de cellules ombragées sur les caractéristiques I-V/P-V

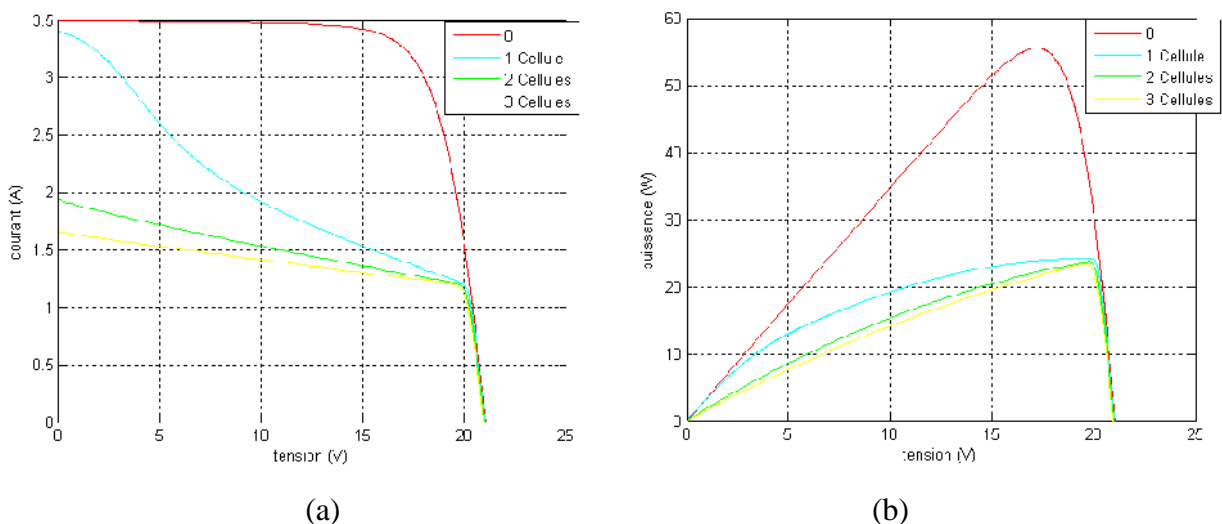


Figure II.58 Caractéristiques d'un module PV avec différentes cellules ombragées (65%) (a) Courant I-V (b) Puissance P-V

La Figure II.58 montre les résultats de simulation des caractéristiques I-V/P-V pour un nombre de cellules ombragées variable (le Taux d'ombre est 65%). À mesure que le nombre de cellules ombragées augmente, le courant de court-circuit s'abaisse d'une façon remarquable. Cependant, la tension de circuit ouvert reste presque identique ; l'influence du nombre de cellules ombragées n'apparaît pas.

VIII.6. Influence de la variation d'insolation sur la caractéristique I-V

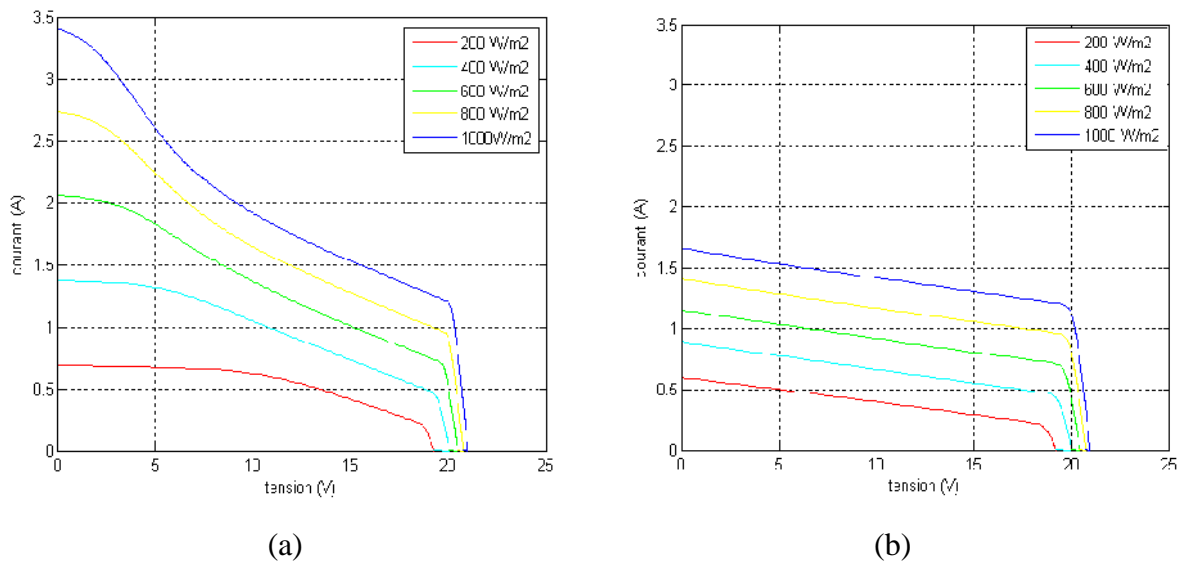


Figure II.59 Caractéristiques d'un module PV avec différentes insolutions (L'ombrage est de 65%)
(a) 01 Cellule Ombragée (b) 03 Cellules Ombragées

La Figures II.59 (a) montre la simulation de caractéristiques I-V avec comme paramètre de variation l'insolation. Dans cette figure, une cellule du module PV est couverte par l'ombre avec un taux de 65%. Tandis que l'insolation varie, la proportion de diminution du courant près du courant de court-circuit augmente. La Figure II.59 (b) montre les caractéristiques I-V pour trois cellules couvertes par l'ombre (le taux de l'ombre est de 65%). La proportion de diminution du courant près du courant de court-circuit est petite.

VIII.7. Influence de la diode by-pass sur les caractéristiques I-V/P-V

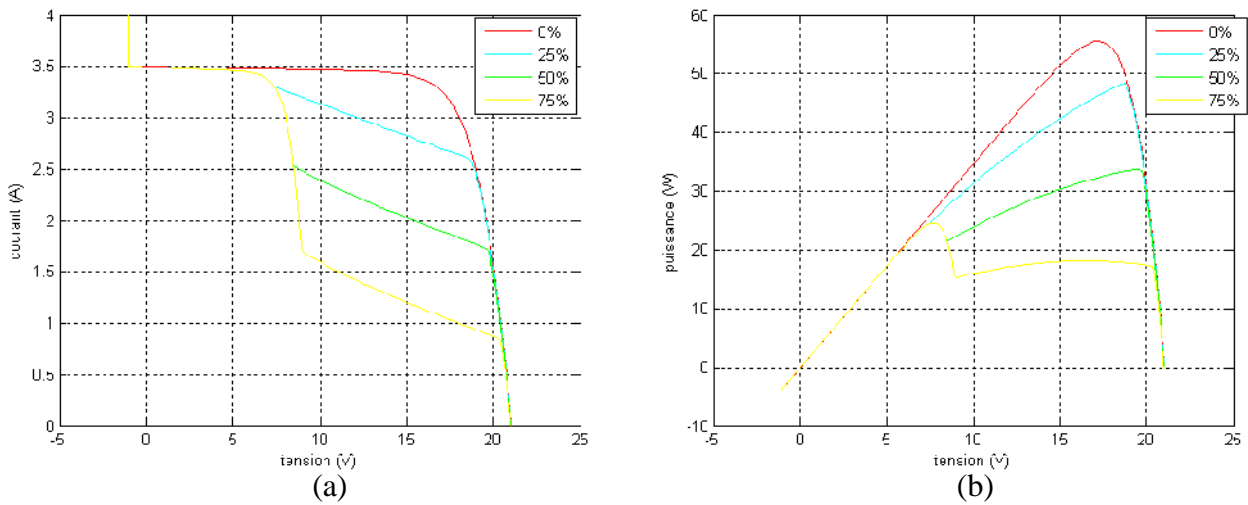


Figure II.60 Caractéristiques I-V/P-V d'un module PV comprenant deux diodes by-pass, avec une cellule ombragée par différents taux

La Figure II.60 montre que la perte de puissance de module peut être réduite par des diodes by-pass connectées aux bornes de branches de cellules relativement longues. Dans le cas d'une cellule ombragée de 75% la perte diminue de 70% à 55% en employant une diode by-pass pour chaque 18 cellules.

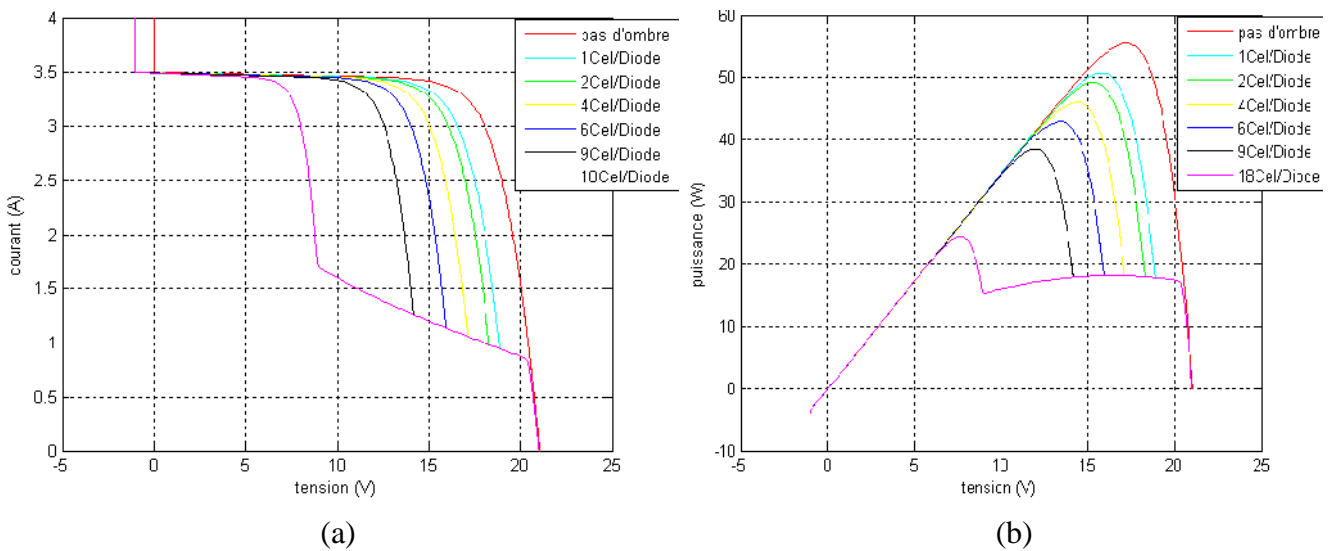


Figure II.61 Caractéristiques I-V/P-V d'un module PV comprenant des diodes by-pass, branchées sur différents niveaux de cellules

La Figure II.61 montre une simulation du même module utilisé dans la Figure II.60 avec des diodes by-pass branchées sur différents niveaux de cellules solaires. Encore 75% d'une cellule solaire est ombragée. Les pertes de puissance peuvent être réduites à 5% si une diode by-pass est utilisée pour chaque cellule, cette technologie existe mais pour des raisons purement économique elle n'est pas commercialisée (9).

VIII.8. Observations

- Sans les diodes by-pass ,les cellules ombragées imposeraient le courant de court-circuit.
- La variation de l'insolation pour les cellules partiellement ombragées a le même effet que pour les cellules éclairées (i.e variation du courant de court-circuit.)
- La diode by-pass sera commutée dès qu'une petite tension négative d'environ - 1 V (selon le type de diode) est appliqué à ses bornes. Cette tension négative se produit si la tension de la cellule ombragée est égale à la somme des tensions des cellules éclairées plus la tension de la diode by-pass .
- La baisse significative ,remarquée, dans les caractéristiques I-V se déplace vers les tensions plus élevées a chaque fois que le nombre de cellules par diode by-pass décroît. Ceci se produit parce que la diode by-pass commute plus tôt. Il réduit également la perte de puissance et la contrainte que doit subir les cellules.
- Le décalage du PPM depend du degré d'ombrage, et les pertes restent relativement élevées même si les diodes by-pass sont intégrées.
- A cause des diodes by-pass , il peut exister plusieurs PPM .

IX. CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons survolé les principaux aspects et effets de l'ombrage sur les modules photovoltaïques , en premier lieu nous avons éclairssi quelques notions qui sont essentielles pour la compréhension de ce phénomène, puis nous avons essayé de recenser les origines de l'ombrage et les méthodes d'évaluation de ce dernier , une fois cette étape terminée , il devenait essentiel d'aborder les recommandations qui doivent précéder toute configuration optimale puisque plus tard dans les chapitres a suivre nous allons rentrer dans le vif de ce travail et mettre un des points fondamentaux d'une bonne configuration, qui est la poursuite du Point de Puissance Maximale (PPM), sous la loupe de l'analyse minutieuse . Pour étudier le comportement des algorithmes de recherche du PPM dans des conditions d'ombrage partiel il a falut pour accomplir ce chapitre adopter un modèle réaliser sous l'environnement SIMULINK et qui a fait ses preuves par différentes essais sous de nombreuses conditions.

CHAPITRE III

Les Algorithmes MPPT Et Les Multiples Pics De Puissance

I. INTRODUCTION

La poursuite du point de puissance maximum (MPPT) dans un système photovoltaïque est, habituellement, une étape essentielle pour laquelle beaucoup de méthodes et d'algorithmes MPPT ont été développées et appliquées. Les méthodes varient dans la complexité, les capteurs exigés, la vitesse de convergence, le coût, la bande d'efficacité, le matériel de mise en œuvre, la popularité, ...etc. Elles s'étendent presque de l'évident (mais pas nécessairement inefficace) au plus créateur (pas nécessairement le plus efficace). En fait, tellement de méthodes ont été développées qu'il est devenu difficile de déterminer en juste proportion quelle méthode, nouvellement proposée ou existante, est la plus appropriée pour un système PV donné.

Le problème traité par les techniques MPPT consiste à trouver automatiquement la tension V_{PPM} et/ou le courant I_{PPM} auxquels un champ PV devrait fonctionner pour obtenir le rendement de puissance maximum P_{PPM} sous une température et une insolation donnés. La variation des niveaux d'insolation est parfois inévitables dans un système d'alimentation photovoltaïque parce que certaines parties du module ou du champ reçoivent moins d'intensité de lumière à cause des poteaux de service, des arbres, des cheminées ou des parties de bâtiments ou, simplement, de saleté sur la surface d'une partie du GPV. Le ciel partiellement nuageux implique, également, des états imprévisibles d'insolation non-uniformes. L'insolation non-uniforme est à l'origine de la variation dans les caractéristiques courant-tension (I-V) et les caractéristiques puissance-tension (P-V) qui deviennent plus compliquées avec plusieurs points de puissance maximum locaux. Dans ces conditions, la poursuite du vrai PPM devient difficile.

Parmi le grand nombre de techniques MPPT décrites dans la littérature (21), la plupart travaillent selon le principe de la dérivée dP/dI ou dP/dV égale à zéro. En conséquence l'MPPT aura « un comportement de poursuite du maximum local ». Cela signifie qu'une fois l'MPPT a trouvé un maximum local, il poursuivra ce maximum, indépendamment des autres maximums qui pourraient être présents à d'autres positions dans la courbe P-V. En particulier, ceci s'applique aux méthodes conventionnelles les plus communes telles que ; perturber et observer P&O, commande à tension constante CV, incrémentation de conductance InC . Il est clair qu'il y'aura toujours une perte considérable de rendement lors de la poursuite d'un maximum local au lieu du PPM global.

II. Algorithmes MPPT conventionnels.

II.1. Algorithmes de Poursuite approximative du PPM

Ces algorithmes sont basées sur l'utilisation d'une base de données dans laquelle sont inclus des paramètres et des données, comme par exemple, les courbes typiques du GPV pour différentes insolation et températures, ou des fonctions mathématiques obtenues à partir de données empiriques pour estimer le PPM. Dans la plupart des cas une évaluation antérieure du GPV est alors exigée.

II.1.1. L'adaptation de la caractéristique I-V (Curve-fitting)

La caractéristique non linéaire du générateur PV peut être modélisé hors connexion par les modèles conventionnels à simple-diode, à deux-diode ou à deux-diode modifiée, en utilisant les équations mathématiques ou les approximations numériques. Cependant, leur résolution est impossible par commande analogique et très difficile par commande numérique conventionnelle. Par conséquent, leur application ne semble pas appropriée pour obtenir le PPM. Néanmoins, d'autres approches, avec des modèles plus simples, peuvent être utilisées, par exemple et selon la référence (21), l'équation (III.1) représente la caractéristique P-V d'un GPV, où **a**, **b**, **c** et **d** sont des coefficients déterminés après le prélèvement de **m** valeurs de la tension V_{PV} , du courant I_{PV} , et de la puissance P_{PV} , dans l'intervalle demandé. Ainsi, la tension à laquelle la puissance maximum devient maximum est obtenue par l'équation (III.2)

$$P_{PV} = aV_{PV}^3 + bV_{PV}^2 + cV_{PV} + d \quad (III.1)$$

$$V_{PPM} = -\frac{b \sqrt{b^2 - 3ac}}{3a} \quad (III.2)$$

Ce processus devrait être répété toutes les quelques millisecondes afin de trouver un PPM ajusté. L'exactitude dépendra du nombre d'échantillons pris.

Cette méthode présente les inconvénients suivants ; elle exige la connaissance précise des paramètres physiques du matériau de la cellule et ses caractéristiques de fabrication, les expressions utilisées ne peuvent pas représenter toutes les conditions météorologiques. En outre, il pourrait exiger, aussi, une grande capacité de mémoire pour le calcul des formules mathématiques.

II.1.2. Table de consultation (Look-up table)

Dans cette méthode, les valeurs mesurées de la tension et du courant du GPV sont comparés à ceux stockés dans le système de commande, qui correspondent à différents points maximums, pour différentes conditions météorologiques réelles. Cet algorithme a l'inconvénient qu'une grande capacité de mémoire est exigée pour le stockage des données.

D'ailleurs, l'implémentation doit être ajustée pour chaque type de panneau. En outre, il est difficile de stocker toutes les conditions de fonctionnement du système possibles.

II.1.3. Tension de circuit ouvert (OV)

Cet algorithme, se base sur le fait que la tension du GPV au PPM, V_{PPM} est linéairement proportionnelle à sa tension de circuit ouvert V_{OC} . La constante de proportionnalité k_1 dépend, principalement, de la technologie de fabrication des cellules solaires, du facteur de forme et des conditions météorologiques.

$$V_{PPM} = k_1 \cdot V_{OC} \quad (III.3)$$

Cette propriété peut être mise en exécution au moyen de l'organigramme montré dans la Figure III.62. Ainsi, la tension de circuit ouvert du GPV est mesurée en interrompant le fonctionnement normal du système, avec une certaine fréquence en stockant, à chaque fois, la valeur mesurée.

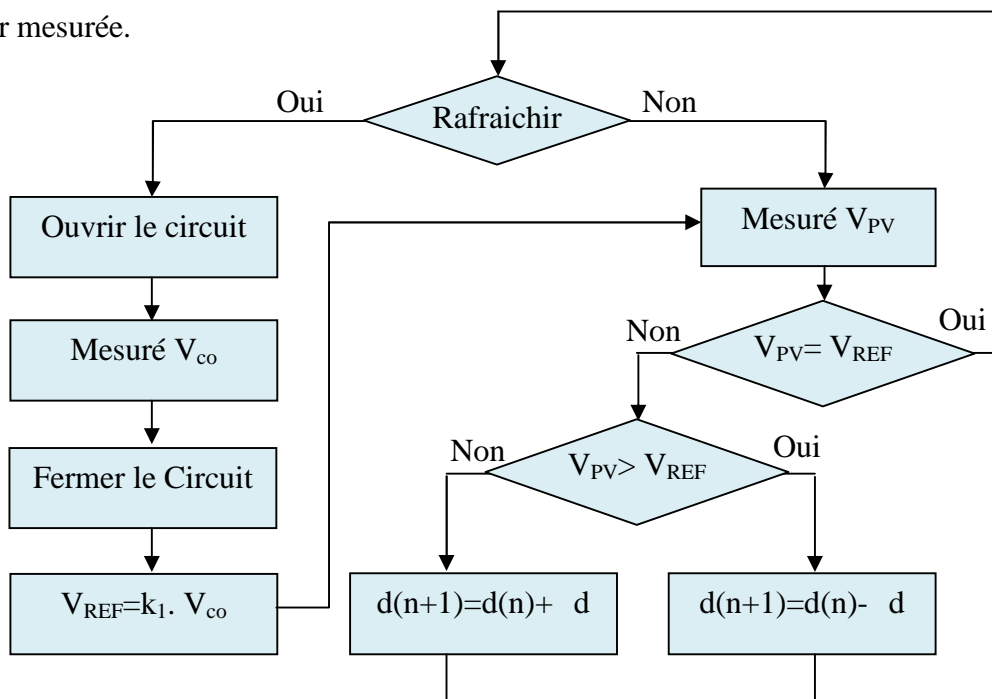


Figure III.62 Algorithme de la commande à tension de circuit ouvert (OV)

Ensuite, la tension au PPM est calculée, selon l'équation (III.3), une fois que V_{PPM} a été rapproché, une commande en boucle fermée peut être utilisée pour atteindre asymptotiquement cette tension désirée. Puisque (III.3) est seulement une approximation, le champ PV ne fonctionne techniquement jamais au PPM. Bien que cette méthode soit apparemment simple, il est difficile de choisir une valeur optimale de la constante k_1 . Cependant, dans la littérature, la constante k_1 est évaluée entre 0.73 à 0.80, pour les modules multi-cristallins, et l'intervalle typique d'échantillonnage est de 15 ms (21).

Cette méthode a l'avantage d'être simple et bon marché ; elle utilise une seule variable pour la boucle d'asservissement. Néanmoins, son inconvénient majeur c'est l'interruption périodique du fonctionnement du système ce qui implique des pertes de puissance non négligeable. En outre, *en présence d'ombrage k_1 n'est plus valide à cause des multiples maximums locaux.*

II.1.4. Courant de court-circuit (SC)

Cette méthode se base sur le fait empirique de la dépendance linéaire entre le courant au PPM, I_{PPM} et le courant de court-circuit I_{SC} , comme le montre l'équation (III.4). De même que la méthode précédente, la constante proportionnelle k_2 dépend, principalement, de la technologie de fabrication des cellules solaires, du facteur de forme et des conditions météorologiques. Pour des modules multi-cristallins, la constante k_2 peut être considérés d'environ 0.85.

$$I_{PPM} = k_2 \cdot I_{SC} \quad (III.4)$$

La mesure du courant I_{SC} lors du fonctionnement du GPV est un problème. En générale un commutateur additionnel doit être ajouté au convertisseur de puissance pour périodiquement court-circuiter le champ PV de sorte que l' I_{SC} puisse être mesuré en utilisant un capteur de courant. La puissance de sortie est non seulement réduite en essayant de trouver I_{SC} mais également le PPM n'est jamais parfaitement adapté à l'équation (III.4)

L'algorithme de commande de cette méthode est semblable à celui de la méthode précédente (voir Figure III.63), elle a aussi les mêmes avantages et souffre des mêmes inconvénients.

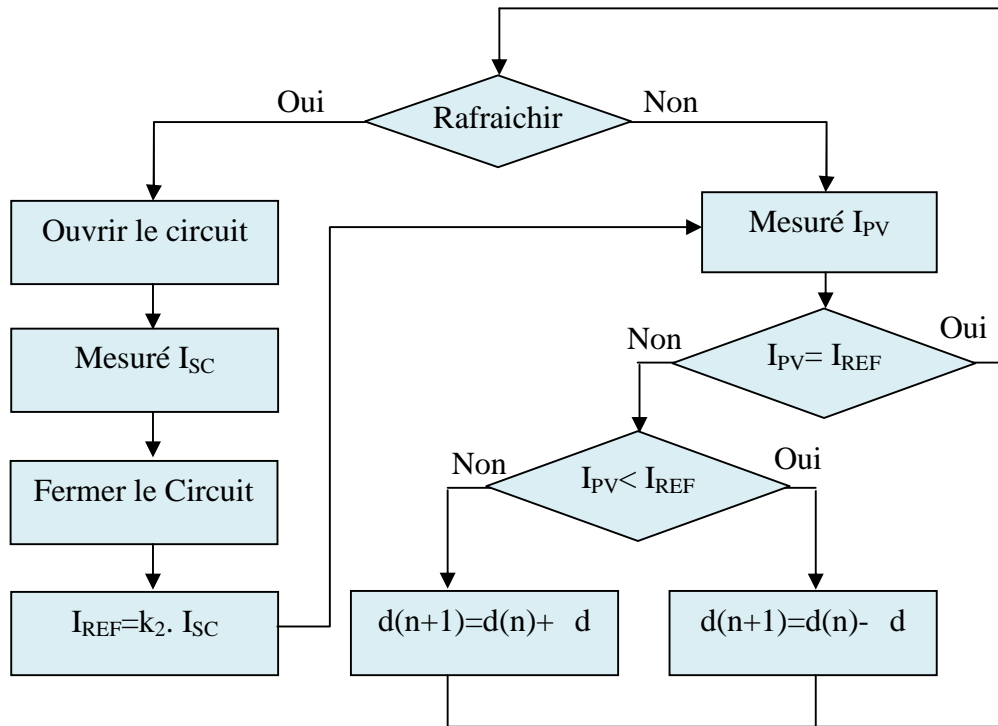


Figure III.63 Algorithme de la commande à courant de court-circuit (SC)

II.1.5. Tension de circuit ouvert d'une Cellule Pilote

Afin d'éviter les inconvénients liés à l'interruption périodique du système PV, cette méthode propose, comme alternative, l'utilisation additionnelle d'une cellule pilote. Ainsi, la tension de circuit ouvert du GPV est mesurée à partir d'une seule cellule, qui est électriquement indépendant du reste du champ PV. La valeur de la constante de proportionnalité k_3 de la cellule pilote sera appliquée à tout le reste du GPV.

$$k_3 = \frac{V_{PPM}}{V_{oc\,cel\,pilote}} \quad \text{constant} < 1 \quad (III.5)$$

L'avantage de cette méthode est qu'elle est simple et économique. Elle évite les problèmes provoqués par les interruptions durant le fonctionnement du GPV présenté dans la méthode précédente (OV).

L'inconvénient est qu'elle suppose que la cellule pilote a des propriétés identiques à chaque cellule du GPV principale. Par conséquent, le V_{OC} de la cellule pilote est considéré proportionnel au V_{OC} de l'unité PV utilisée dans le choix du PPM. Si la supposition est incorrecte, la puissance maximum ne sera pas extraite. Cette méthode peut ne pas convenir pour des applications avec limitations de surfaces (Ex. véhicules solaires).

II.1.6. Tension Constante (CV)

L'algorithme d'asservissement de tension (communément appelé CV : *Constant Voltage*) est la plus simple méthode MPPT. Le point de fonctionnement du champ PV est gardé près du PPM par la régulation permanente de la tension de champ PV par une tension référence fixe V_{REF} égale au V_{PPM} du GPV (Figure III.64). La commande CV suppose que l'influence des variations d'insolation et de température sur le V_{PPM} du GPV est insignifiante, et que la tension constante V_{REF} est l'approximation proportionnée du vrai PPM. Par conséquent, le point de fonctionnement n'est jamais exactement au PPM, en outre des données différentes doivent être adoptées pour différentes régions géographiques (22).

La commande CV a besoin de mesurer la tension V_{PV} du GPV afin de mettre à jour le rapport cyclique (**d**) du hacheur DC/DC suivant la représentation de l'organigramme sur Figure III.65. Il est important d'observer que quand le GPV fonctionne à de basse condition insolation, la technique CV est, généralement, plus efficace que les méthodes P&O ou InC (analysées plus tard) (23). Grâce à cette performance, la méthode CV est souvent combinée à d'autres techniques MPPT.

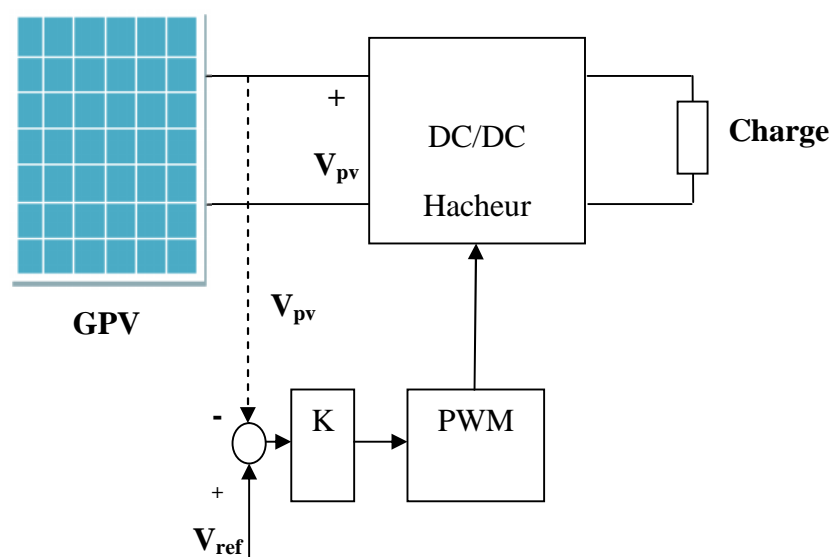


Figure III.64 Asservissement de la tension avec modulation PWM

Les inconvénients de cette algorithmes MPPT sont les mêmes que ceux des algorithmes déjà mentionnés. Le système ne peut pas s'adapter aux conditions météorologiques variables, telles que l'insolation et la température.

Les avantages de cette méthode sont identiques aux méthodes précédentes : c'est une méthode simple et économique et utilise une seule boucle de commande. Néanmoins, elle ne peut pas être appliquée d'une manière généralisée dans les systèmes qui ne prennent pas en considération l'effet des variations de l'insolation et de la température des panneaux PV. Elle ne peut pas être appliquée aux systèmes avec batteries (21) .

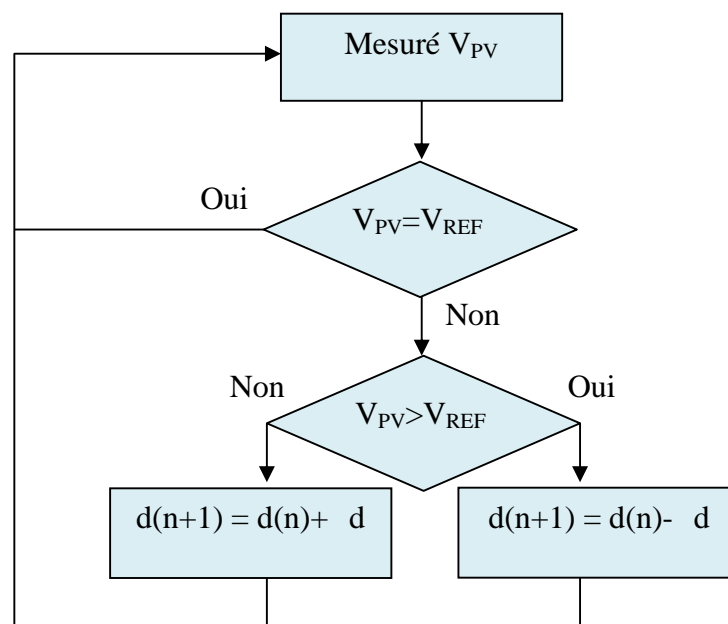


Figure III.65 Algorithme de la commande CV

II.2. Algorithmes de Poursuite réelle du PPM

II.2.1. Corrélation D'ondes (RCC)

Quand un champ PV est reliée à un convertisseur de puissance, l'action de commutation du convertisseur de puissance impose des ondulations sur la tension et le courant du GPV, Par conséquent, la puissance du champ PV est sujet, également, d'ondulations .L'algorithme de corrélation d'ondulations (RCC) (24) utilise ces ondulations pour atteindre le PPM. RCC corrèle la dérivée par rapport au temps de la puissance \dot{p} avec la dérivée par rapport au temps de la tension \dot{v} ou du courant \dot{i} pour arriver un gradient de puissance égale à zéro, et ainsi atteindre le PPM. Si v ou i augmente ($\dot{v} > 0$ ou $\dot{i} > 0$) et p augmente ($\dot{p} > 0$), alors le point de fonctionnement est au-dessous du PPM ($V < V_{PPM}$ ou $I < I_{PPM}$). D'autre part, si v ou i augmente et p décroît ($\dot{p} < 0$), alors le point de fonctionnement est au-dessus du PPM ($V > V_{mpp}$ ou $I > I_{mpp}$). En combinant ces observations, nous remarquons que les produits $\dot{p} \cdot \dot{v}$ ou $\dot{p} \cdot \dot{i}$ sont positif à gauche du PPM, et négatif à la droite, et zéro au PPM.

Quand le convertisseur de puissance est un hacheur boost, l'augmentation du rapport cyclique augmente le courant de l'inductance, qui est le même du champ PV, mais fait diminuer la tension du champ PV. Par conséquent, l'entrée de commande de rapport cyclique est donnée par :

$$d(t) = -k_4 \int \dot{p} \cdot \dot{v} dt \quad (III.6)$$

Ou

$$d(t) = k_4 \int \dot{p} \cdot \dot{i} dt \quad (III.7)$$

où k_4 est une constante positive. En contrôlant le rapport cyclique de cette façon on s'assure que le PPM sera sans interruption poursuivi, faisant de la RCC un véritable traqueur du PPM.

Des circuits analogiques simples et peu coûteux peuvent être utilisés pour mettre en application RCC, la référence (24) propose un schéma bloc (Figure III.66) d'un contrôleur MPPT avec hacheur Boost qui a prouvé son efficacité avec les systèmes sur véhicules solaires. Le temps pris pour que la RCC converge au PPM est limité à la fréquence de commutation du convertisseur de puissance et au gain du circuit RCC. Un autre avantage de la commande RCC est qu'elle n'exige aucune information antérieure sur les caractéristiques du champ PV, rendant son adaptation à différents systèmes PV simple. Cette méthode à quelques

inconvénients importants : *elle est insensible aux multiple PPM locaux* et nécessite des étapes additionnelles pour converger vers le PPM réel, l'exécution de la RCC dépend de la fréquence de commutation : une commutation élevée signifie des ondulations faibles, c'est à dire des troubles possible avec l'algorithme (24).

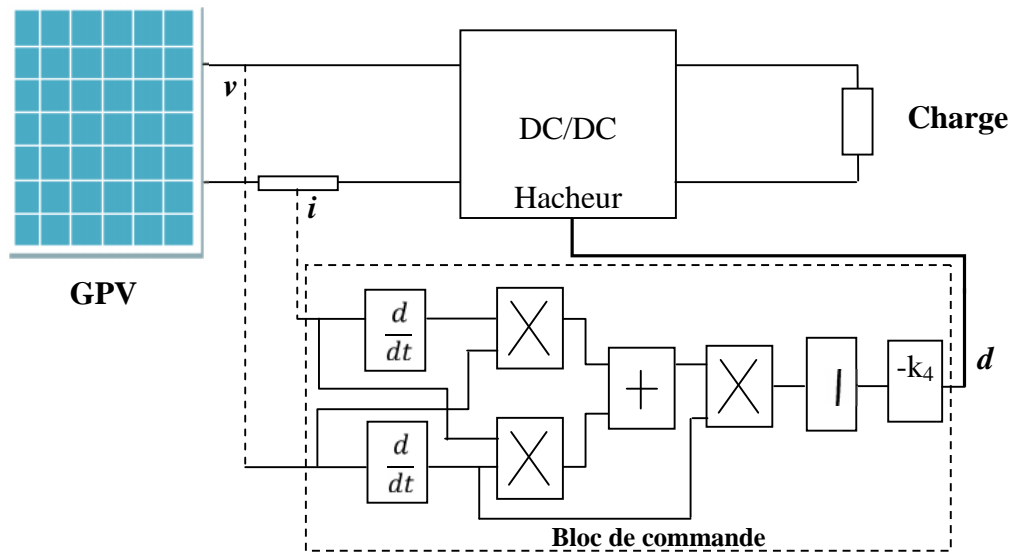


Figure III.66 Schéma bloc de la commande analogique RCC

II.2.2. Perturber et Observer (P&O)/ (Hill-Climbing)

La méthode "P&O" est la plus utilisée , généralement, dans la pratique par la majorité des auteurs. C'est une méthode itérative, elle mesure les caractéristiques du champ PV, et perturbe le point de fonction du GPV pour reconnaître la direction de changement. Tandis que *P&O* introduit une perturbation dans la tension de fonctionnement du GPV, *Hill-Climbing* introduit une perturbation dans le rapport cyclique du convertisseur de puissance et dans le cas d'un GPV relié à un convertisseur de puissance, la perturbation du rapport cyclique perturbe le courant du champ PV et perturbe par conséquent la tension du GPV. *Hill-climbing* et *P&O* sont différentes manières d'envisager la même méthode fondamentale (25).

Le point maximum est atteint quand $dP_{PV}/dV_{PV} = 0$. Il y a beaucoup de variétés d'algorithmes, du simple au complexe. La Figure III.67 montre un organigramme P&O dans sa forme fondamentale.

Ainsi, la tension de fonctionnement du GPV est perturbée, par une petite incrémentation V_{PV} , et le changement de puissance P_{PV} , qui en résulte, est mesuré. Si

P_{PV} est positif, la prochaine perturbation de la tension de fonctionnement devrait être dans la même direction de l'incrémentation. Cependant, si elle est négative, le point de fonctionnement se déplace loin du PPM et la prochaine perturbation devrait être dans la direction opposée de l'incrémentation. La logique de cet algorithme est expliquée dans le tableau III.1 .

$V_{PV}(t)$	P_{PV}	$V_{PV}(t+1)$
Positive	Positive	Positive
Positive	Négative	Négative
Négative	Positive	Négative
Négative	Négative	Positive

Tableau III.1 Résumé de l'algorithme P&O

Néanmoins, l'inconvénient de cette méthode, apparaît dans le cas d'une augmentation brusque de l'insolation, où l'algorithme réagit comme si l'augmentation s'est produite en raison de la perturbation précédente de la tension d'opération. Afin de comprendre mieux ce phénomène, voir la figure III.68. Ainsi, on considère le cas dans lequel l'insolation est tel qu'elle produit la courbe caractéristique, courbe1, de cette façon, la tension d'opération oscille, au commencement, autour du point maximum, entre A à A1. Ensuite, une augmentation de puissance est mesurée parce que l'insolation a augmenté de la courbe1 vers la courbe 2. Puis, si on suppose qu'étant au point A, qui est le résultat d'une diminution de la tension, et avant que la perturbation suivante se produise, l'insolation augmente, pour être représenté par la courbe caractéristique courbe2, maintenant le point de fonctionnement est B1. Puisqu'il y a eu une augmentation positive de puissance, la perturbation continuera dans la même direction, en d'autres termes, la tension diminuera et fera diriger le point de fonctionnement vers B. En outre, si l'insolation augmente encore rapidement comme le montre la courbe3, il y aura une autre augmentation de la puissance positive, avec laquelle le point de fonctionnement sera transféré vers C. c'est-à-dire, avec deux variations, successives, d'insolation, le point de fonctionnement a été basculé de A vers C, s'éloignant du point maximum de puissance. Ce processus demeure jusqu'à ce que ce processus de variation brusque d'insolation ralentisse ou s'arrête.

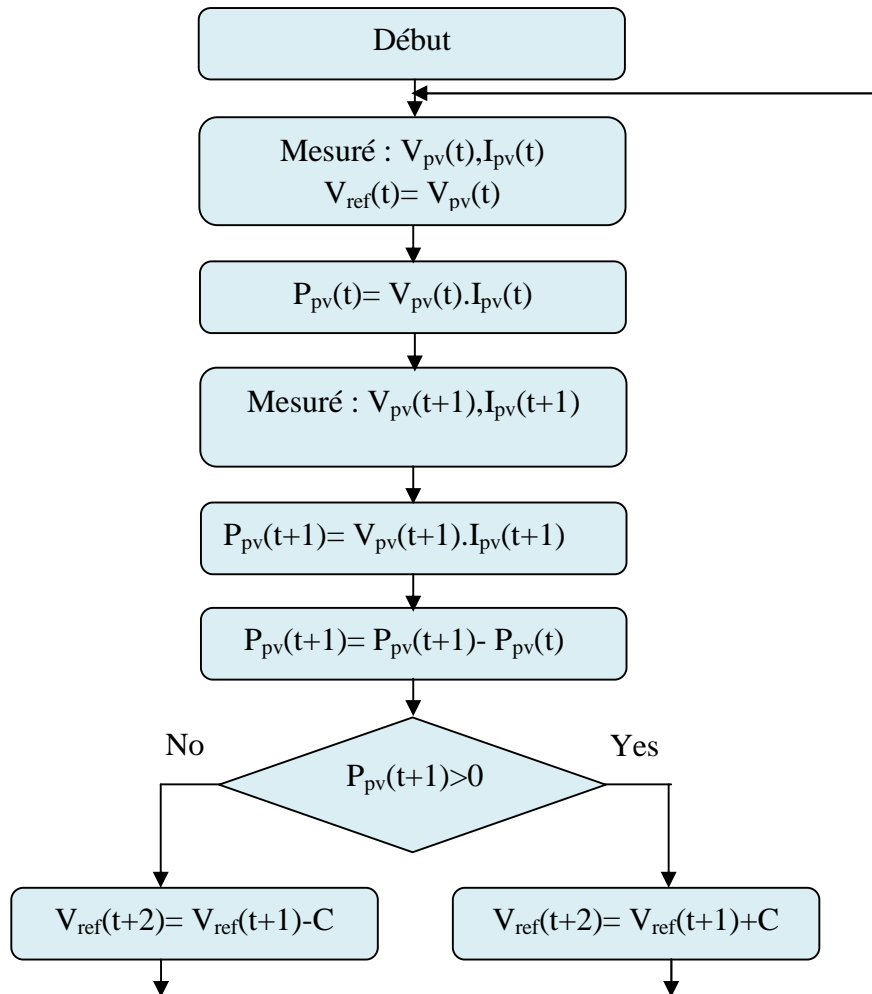


Figure III.67 L’algorithme Conventionnel de la P&O classique (P&Oa)

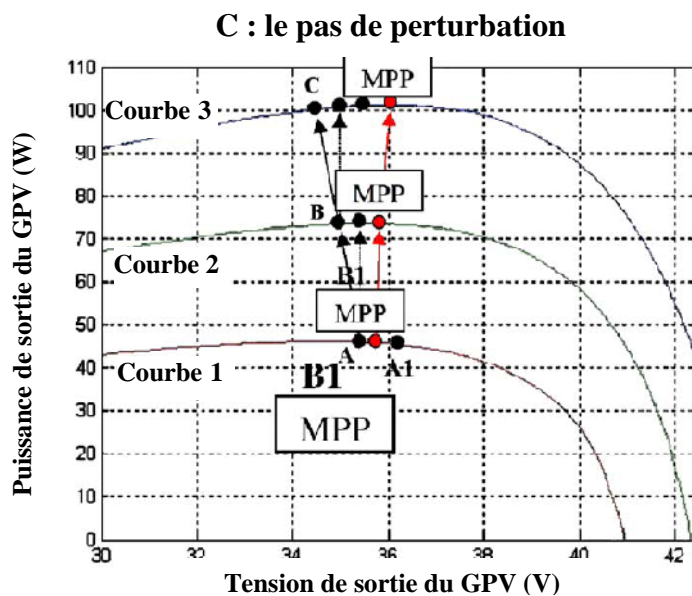


Figure III.68 Poursuite du PPM par l'algorithme P&O pour des variations brusques d'insolation (21)

Les avantages de cette méthode peuvent être récapitulés comme suite : la connaissance antérieure des caractéristiques de GPV n'est pas exigée, c'est une méthode relativement simple. Néanmoins, sans aucune amélioration, le point de fonctionnement reste en oscillation autour du PPM, provoquant le gaspillage d'une certaine quantité d'énergie disponible.

L'oscillation peut être réduite au minimum en réduisant la taille du pas de perturbation, cependant, un petit pas de perturbation ralentit la poursuite du PPM. La solution à cette situation contradictoire est d'avoir une taille variable de la perturbation qui devient plus petit à l'approche du PPM (P&Ob) (26) (27). La référence (28) utilise la commande par logique floue pour optimiser l'importance de la prochaine perturbation. La référence (29) propose un algorithme à deux étapes qui offre une poursuite plus rapide dans une première phase et une poursuite plus fine dans la seconde étape.

Pour s'assurer que le PPM est poursuivi même avec le phénomène des changements brusques d'insolation, (30) utilise une méthode P&O à trois points de comparaison (P&Oc) , elle compare le point de puissance réel à deux précédents avant qu'une décision soit prise au sujet du signe de perturbation.

II.2.3. Incrémentation de Conductance (InC)

L'incrémentation de conductance (InC), étant une alternative améliorée de la P&O, se base sur le fait mathématique que la pente de la courbe de puissance du GPV est zéro au PPM, positif du côté gauche, et négatif du côté droit, elle représenté par (III.8)

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} = 0, & \text{au PPM} \\ \frac{dP}{dV} > 0, & \text{à gauche du PPM} \\ \frac{dP}{dV} < 0, & \text{à droite du PPM} \end{cases} \quad (III.8)$$

Comme ;

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + \frac{VdI}{dV} \quad I + \frac{V \cdot I}{V} \quad (III.9)$$

Alors (III.8) Peut être réécrit comme suite :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}, \quad \text{au PPM} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}, \quad \text{à gauche du PPM} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}, \quad \text{à droite du PPM} \end{array} \right. \quad (III.10)$$

Le PPM peut être poursuivi en comparant la conductance instantanée (I/V) à la variation de la conductance (dI/dV) comme il est indiqué sur l'organigramme (Figure.III.69) V_{REF} est la tension de référence à laquelle le GPV est forcé de fonctionner. Au PPM, V_{REF} égales à V_{PPM} . Une fois que le PPM est atteint, le fonctionnement du champ PV est maintenue en ce point à moins qu'un changement de dI soit noté, indiquant un changement de niveau d'insolation et du PPM. Alors l'algorithme incrémente ou décrémente V_{REF} pour poursuivre le nouveau PPM.

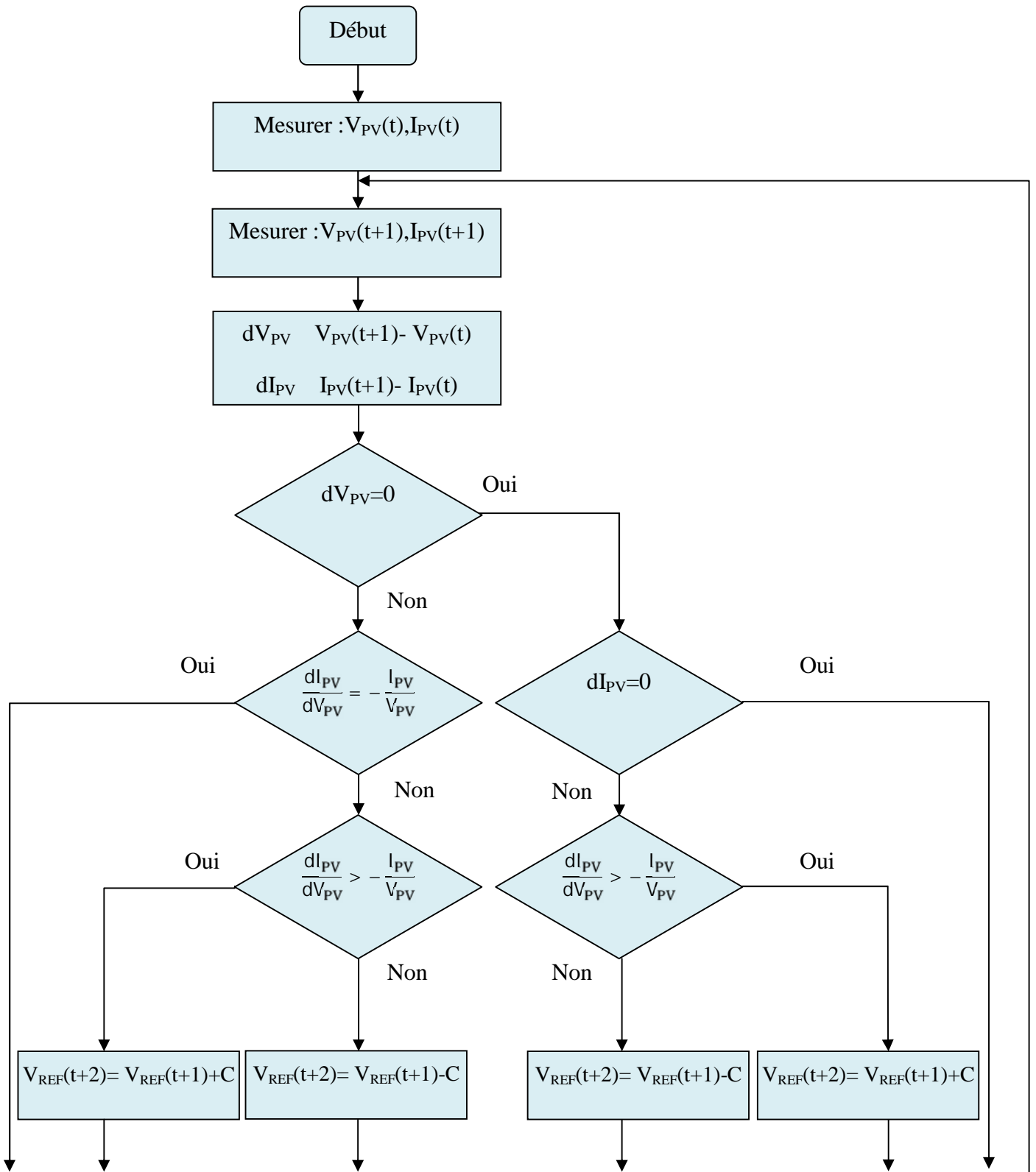


Figure III.69 Algorithme de l'incrément de conductance (InC)

Le pas d'incrémentation(C) détermine la rapidité de poursuite du PPM. La poursuite rapide peut être réalisé avec un grand pas mais le système ne pourrait pas fonctionner exactement au PPM et restera toujours en oscillation autour de ce lui-ci.

Il y a deux différentes méthodes InC dans la littérature : l'algorithme classique InC (InCa) (Figure .III.69) qui exige la mesure de la tension V_{PV} et du courant I_{PV} du GPV à afin de déterminer la direction de perturbation, et l'algorithme à Deux-Modèle MPPT (InCb), qui combine l'algorithme CV à l'algorithme InCa : si l'insolation est inférieure à 30% du niveau nominal d'insolation; l'algorithme CV est employée, sinon c'est l'algorithme InCa qui est utilisé. Cette dernière méthode exige une mesure additionnelle de l'insolation S (31).

II.2.4. Commande par logique floue

Les microcontrôleurs ont rendu l'utilisation de la commande floue pour MPPT plus populaire durant la dernière décennie. Les contrôleurs flous n'ont pas besoin de modèles mathématiques exacts ; ils peuvent travailler avec des entrées vagues et imprécises, en outre ; ils peuvent manipuler la non-linéarité et sont adaptatifs, leur commande leur donne une exécution robuste, pour des paramètres instables, ou pour tension d'alimentation ou de charge perturbées (21).

La commande floue se compose généralement de trois étapes : fuzzification, règles d'inférence, et défuzzification. Pendant la fuzzification, des variables d'entrée numériques sont converties en variables linguistiques basées sur une fonction d'appartenance semblable à ceux de la figure III.70 dans ce cas-ci, cinq niveaux flous sont employées : NG: (Négatif Grand), NP (Négatif Petit), ZE (zéro), PP (Positif Petit), et PG (Positif Grand). Il est possible d'utiliser 07 niveaux flous, pour plus d'exactitude. Dans la figure III.70, a et b représentent les valeurs numériques de la variable. La fonction d'appartenance est parfois rendue moins symétrique pour donner plus d'importance à des niveaux flous spécifiques.

Les entrées de la commande MPPT en logique floue sont habituellement l'erreur e et la variation d'erreur \dot{e} . L'utilisateur a la flexibilité de choisir comment calculer e et \dot{e} . Puisque dP/dV s'annule au PPM, (32) emploie les approximations suivantes :

$$e(n) = \frac{P(n) - P(n-1)}{V(n) - V(n-1)} \quad (III. 11)$$

$$\dot{e}(n) = e(n) - e(n-1) \quad (III. 12)$$

Une fois que e et e sont calculés et convertis en variables linguistiques, la sortie du contrôleur flou, qui est la variation du rapport cyclique d du convertisseur de puissance, peut être recherchée dans une table de base de règle telle que la table III.2 Les variables linguistiques assignées au d pour différentes combinaisons de e et e sont basées sur le type de convertisseur de puissance utilisé et sur la connaissance de l'expert. La table III.2 est basée sur un convertisseur boost. Si par exemple, le point d'opération est loin à gauche du PPM alors e est PG, et e est ZE, alors nous voulons augmenter le rapport cyclique, alors d devrait être PG pour atteindre le PPM. Dans l'étape de défuzzification, la sortie du contrôleur flou est convertie de variable linguistique en variable numérique en utilisant une fonction d'appartenance comme dans la figure III.70. Ceci fournit un signal analogue qui commandera le convertisseur de puissance au PPM.

Les contrôleurs flous pour MPPT montrent une bonne performance sous des conditions atmosphériques variables (25). Cependant, leur efficacité dépend beaucoup de la connaissance de l'utilisateur ou de l'expert en choisissant le bon calcul d'erreur et une bonne mise en place de la table des règles.

e \ e	NG	NP	ZE	PP	PG
NG	ZE	ZE	NG	NG	NG
NP	ZE	ZE	NP	NP	NP
ZE	NP	ZE	ZE	ZE	PP
PP	PP	PP	PP	ZE	ZE
PG	PG	PG	PG	ZE	ZE

Table III.2 Table de règles floues

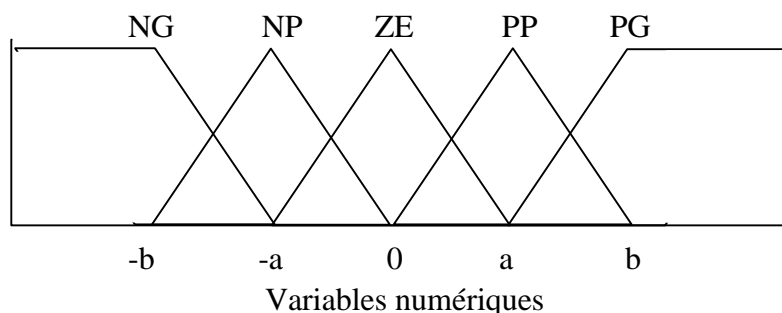


Figure III.70 Fonctions d'appartenance des entrées et sortie d'un contrôleur flou

II.2.5. Réseaux de neurones

Comme la commande floue, les réseaux de neurones, sont également très adaptés pour les microcontrôleurs. Les réseaux de neurones ont généralement trois couches : entrée, cachée, et couche de sortie comme le montre la figure III.71 Le nombre de nœuds dans chaque couche varient et dépend de l'utilisateur. Les variables d'entrée peuvent être les paramètres du champ PV comme le V_{OC} et I_{SC} , des données atmosphériques comme l'insolation et la température, ou n'importe quelle combinaison de ces derniers. La sortie est habituellement un ou plusieurs signaux de référence comme le rapport cyclique utilisé pour commander le convertisseur de puissance pour qu'il fonctionne près du PPM. La distance entre le point de fonctionnement et le PPM dépend des algorithmes employés par la couche cachée et à quel point le réseau neurologique a été entraîné. Tous les liens entre les nœuds sont pesés. Le lien entre les nœuds i et j est marqué en tant qu'ayant un poids de w_{ij} (voir Figure.III.71) Pour identifier exactement le PPM, les w_{ij} doivent être soigneusement déterminés par un processus d'entraînement, qui devra examiner le champ PV durant plusieurs mois ou années et enregistrer les modèles entre les entrées et les sorties du réseau de neurones. Puisque la plupart des champs PV ont différentes caractéristiques, un réseau neurones doit être spécifiquement entraîné pour le champ PV avec lequel il sera employé. Les caractéristiques d'un champ PV changent également avec le temps, impliquant que le réseau de neurone doit être périodiquement entraîné pour garantir un MPPT précis.

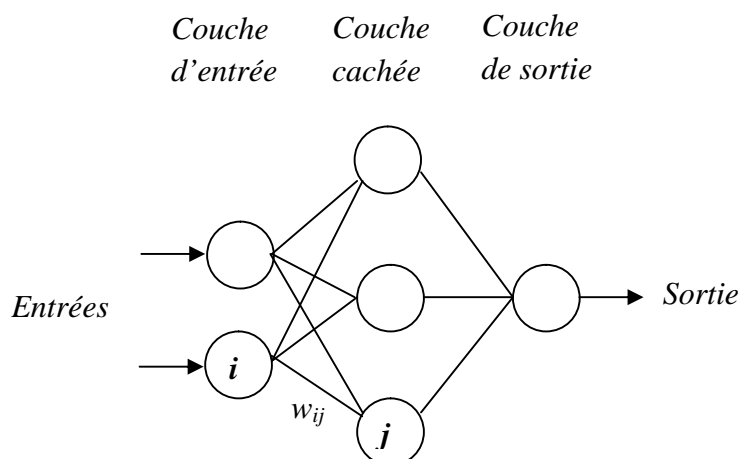


Figure III.71 Exemple de réseaux de neurones

III. Algorithmes MPPT améliorés pour la poursuite du PPM dans les cas de multiples pics de puissance .

a) **K .Kobayashi et al (33)** a proposé une méthode de poursuite MPPT à deux étapes qui présente un procédé relativement simple de commande même avec des variations rapides d'insolation non-uniforme . La figure III.72 montre le procédé entier de cette méthode et le mouvement du point de fonctionnement pendant le processus de poursuite du PPM.

La première phase du procédé de commande est de déplacer le point de fonctionnement à la proximité du vrai point de puissance max pour éviter de converger au point de puissance maximal local. La référence de commande de la première étape est une droite de charge R_{PM} qui est définie par l'équation (III.13) qui est le rapport de la tension de fonctionnement optimale V_{PM} au courant de fonctionnement optimal I_{PM} sous une insolation uniforme. En d'autres termes, le point de fonctionnement à la fin de la première étape est le point C sur la figure III.72 qui est l'intersection de la courbe I-V et de la droite de charge.

$$R_{PM} = \frac{V_{PM}}{I_{PM}} \quad (III. 13)$$

On a pu noter ailleurs que V_{PM} et I_{PM} sont approximativement égaux à 80% de la tension de circuit ouvert V_{oc} et à 90% du courant de court-circuit I_{sc} , respectivement. C'est alors qu'à travers une mesure en ligne de V_{oc} et I_{sc} , la valeur approximative du R_{PM} peut être obtenue. Après atteinte du point C, la commande passera à la seconde étape qui n'est d'autre que l'algorithme dV/dI . Son concept de base est bien connu et peut être expliqué comme suit. Puisque le dérivé du P de puissance de sortie en termes de courant I est égal à zéro au point maximal, on peut obtenir ce qui suit :

$$\frac{dP}{dI} = \frac{d}{dI}(V \cdot I) = 0 \quad (III. 14)$$

Donc

$$\frac{V}{I} = - \frac{dV}{dI} \quad (III. 15)$$

On mesure et compare les valeurs V/I et $-dV/dI$. Si V/I est plus grand que $-dV/dI$, le courant I sera augmenté en commandant le rapport cyclique d de l'hacheur. Au contraire, si V/I est plus petit que $-dV/dI$, I sera diminué de la même sorte. En d'autres termes, l'hacheur sera

commandé afin de réduire au minimum la différence entre V/I et $-dV/dI$. C'est alors que le point de fonctionnement convergera au point D comme il est indiqué sur la figure III.72

- ◆ Caractéristique I-V pour des conditions idéales d'insolation.
- Caractéristique I-V pour des conditions d'ombrage partiel.
- Caractéristique I-P pour des conditions idéales d'insolation
- Caractéristique I-P pour des conditions d'ombrage partiel

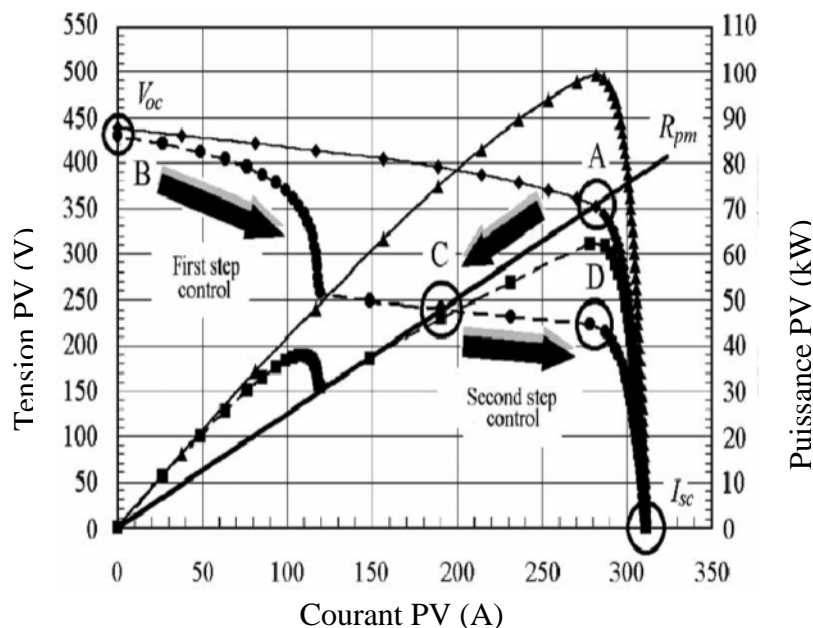


Figure III.72 Les caractéristiques I-V et I-P d'un champ PV partiellement ombragé et le processus de poursuite MPPT à deux étapes (33)

Détail des étapes de l'algorithme :

- a) Le point de fonctionnement du champ PV sera commandé pour atteindre l'intersection de la courbe I-V et de la droite de charge correspondante R_{PM} ('B' Figure III.73)
- b) Pour éviter de contourner le vrai maximum en essayant d'atteindre l'intersection entre la droite de charge et la caractéristique I-V, les points de puissance maximum locaux sont stockés, si à un moment donné, lors de la première étape, l'algorithme converge vers un maximum local, qui présente des données inférieures à celles déjà stockées, l'algorithme interrompt cette phase pour aller placer le point de fonctionnement là où le maximum réel a été contourner.
- c) A l'approche du vrai maximum la seconde étape prend effet pour essayer de réduire l'écart entre V/I et $-dV/dI$. ('D' Figure III.73)
- d) Dans le cas d'un changement à grande échelle de l'insolation et de l'envergure de l'ombrage(*), le point de fonctionnement peut se déplacer du vrai maximum vers un

nouveau maximum local ; si ce point est du côté V_{oc} ($R_{PM} < R_{PV}$) alors l'algorithme prend la décision d'aller vers l'étape (a), si il est du côté I_{sc} alors $R_{PM} > R_{PV}$ dans ce cas l'algorithme, dans sa recherche du vrai maximum, peut ne pas passer par ce dernier ce qui veut dire que les données relatives à ce point ne sont pas stockées. pour surmonter ce problème, la tension de fonctionnement est déplacée temporairement à 90% du V_{oc} puis l'étape (c) prend effet.

(*) L'importance du changement est jugée par $dV/dI + V/I$ et la puissance de sortie, si c'est le cas alors les valeurs de V_{oc} et I_{sc} doivent être mis à jour.

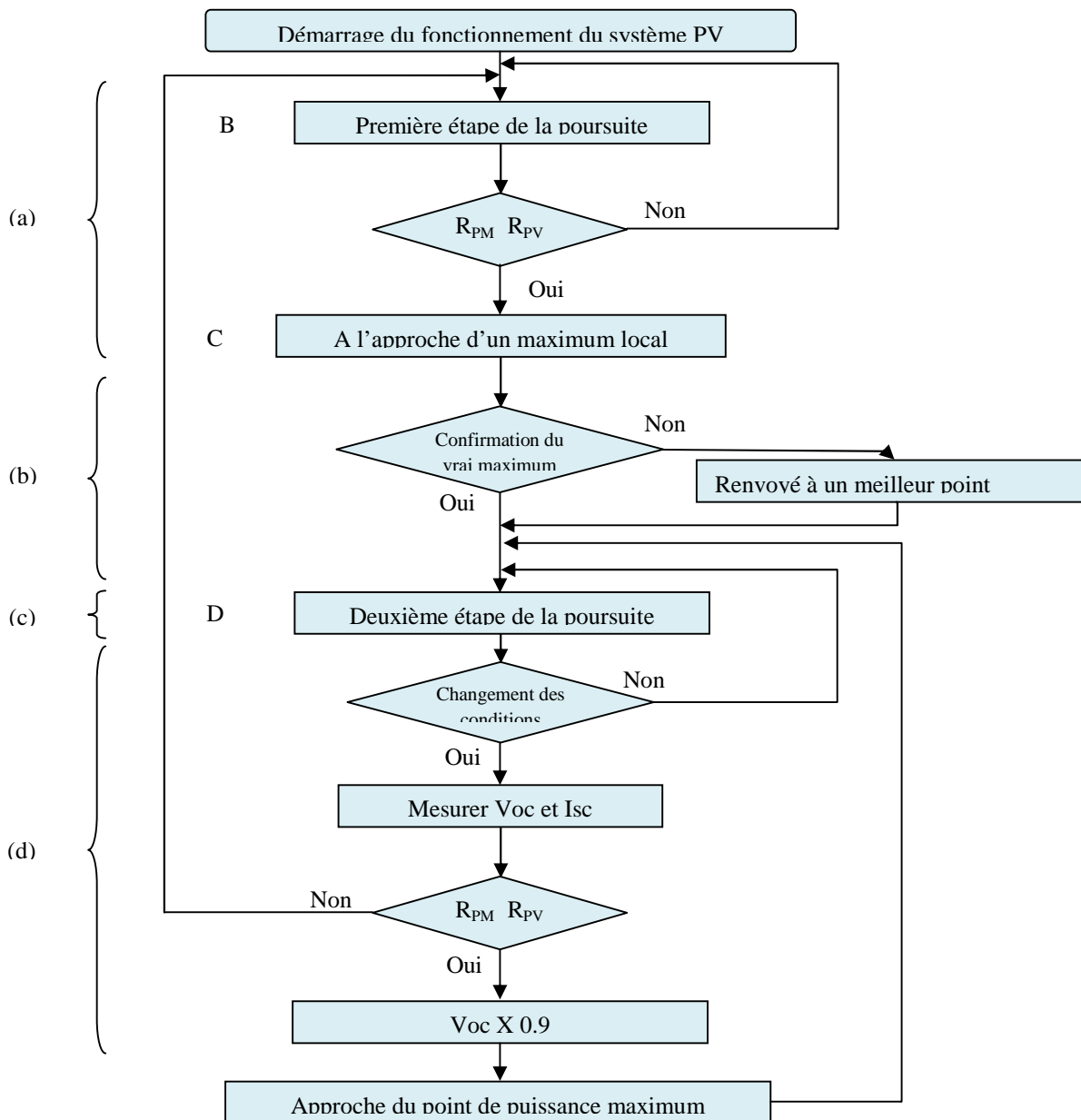


Figure III.73 Algorithme du procédé MPPT à deux étapes (33)

b) **R.Alonso et al (34)** a proposé un nouveau algorithme MPPT qui se compose d'un algorithme P&O amélioré d'une seconde étape capable de détecter le PPM réel.

La solution proposée c'est l'algorithme perturber, observer et vérifier (**POC : Perurb, Observe and Check**). Cette nouvelle méthode se compose de deux étapes simples ;

1. Un algorithme conventionnel P&O est appliqué pour trouver un premier PPM.
2. Un procédé de vérification innovateur qui balaye la caractéristique de puissance pour rechercher d'autres maximums, et vérifie au moyen d'un nombre réduit de mesures que le PPM trouvé à la fin est le plus grand suite à quoi il renvoie la commande du système à l'algorithme P&O. Dans le cas contraire, il renvoie également la commande P&O mais indique où elle doit commencer la recherche du vrai PPM. Le processus de vérification doit être répété, périodiquement, afin de détecter n'importe qu'elle variation dans la caractéristique P-V.

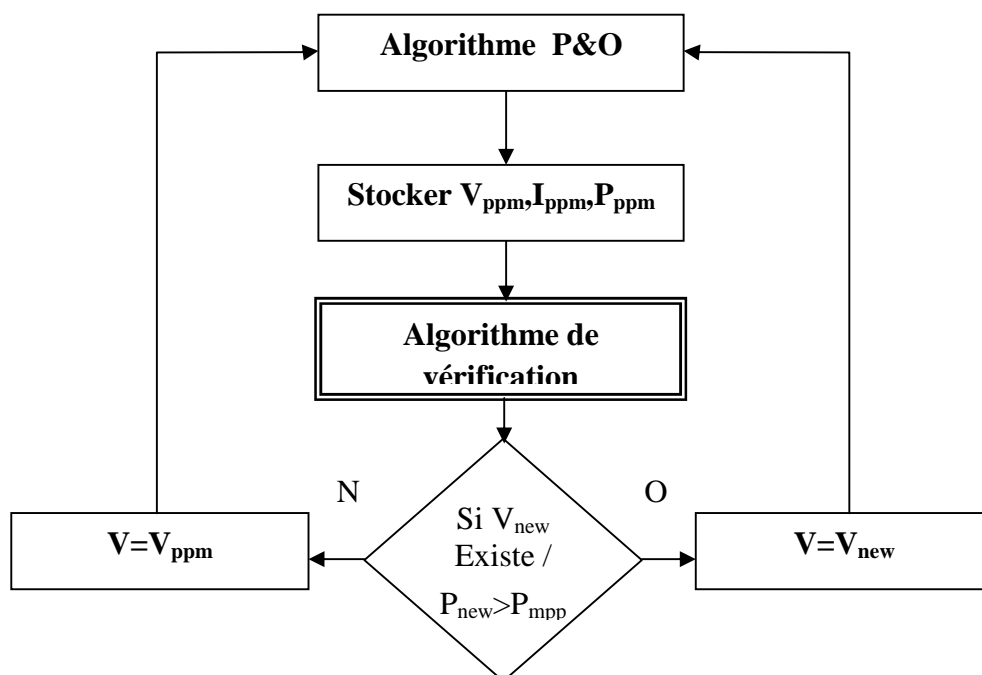


Figure III.74 Organigramme général de l'algorithme POC

Algorithme de vérification

D'une part, les étapes de conversion de puissance peuvent présenter une plage de tension d'entrée susceptible de contenir le vrai PPM . Par conséquent, il serait impossible d'établir un intervalle de recherche défini. D'autre part, ça n'aurait pas de sens de rechercher un autre PPM dans les abords d'un point de fonctionnement déjà connu. Il faut remarquer que la distance minimale entre les PPMs peut être approchée comme suit :

$$d_{min} = \frac{V_{ppmoc}}{n} \quad (III.16)$$

V_{ppmoc} : la tension du PPM au niveau V_{oc}

n : le nombre de diodes baypass dans une branche PV

L'exploration doit commenc e à partir de la valeur de tension la plus faible V_{min} . Ainsi, le premier point de fonctionnement mesur e est le plus proche du courant de court-circuit. Une fois que la tension et le courant sont mesur es, la puissance est calculée et comparée au PPM stock e. Si elle est plus grande, la recherche a termin e et l'algorithme P&O récupère la commande du convertisseur afin d'atteindre le vrai PPM. Sinon un nouveau point de fonctionnement à mesurer est calcul e avec l'expression suivante :

$$V_{n+1} = \frac{P_{ppm}}{I_n} \quad (III.17)$$

P_{ppm} : la puissance au PPM trouv e par l'algorithme P&O

I_n : le dernier courant mesur e.

Ensuite, le nouveau point de fonctionnement est mesur e et compar e encore au PPM stock e. Ces étapes sont répétées successivement jusqu'à trouver un plus grand PPM ou à couvrir la courbe entière. Dans ce dernier cas, la P&O retourne au PPM déjà stock e.

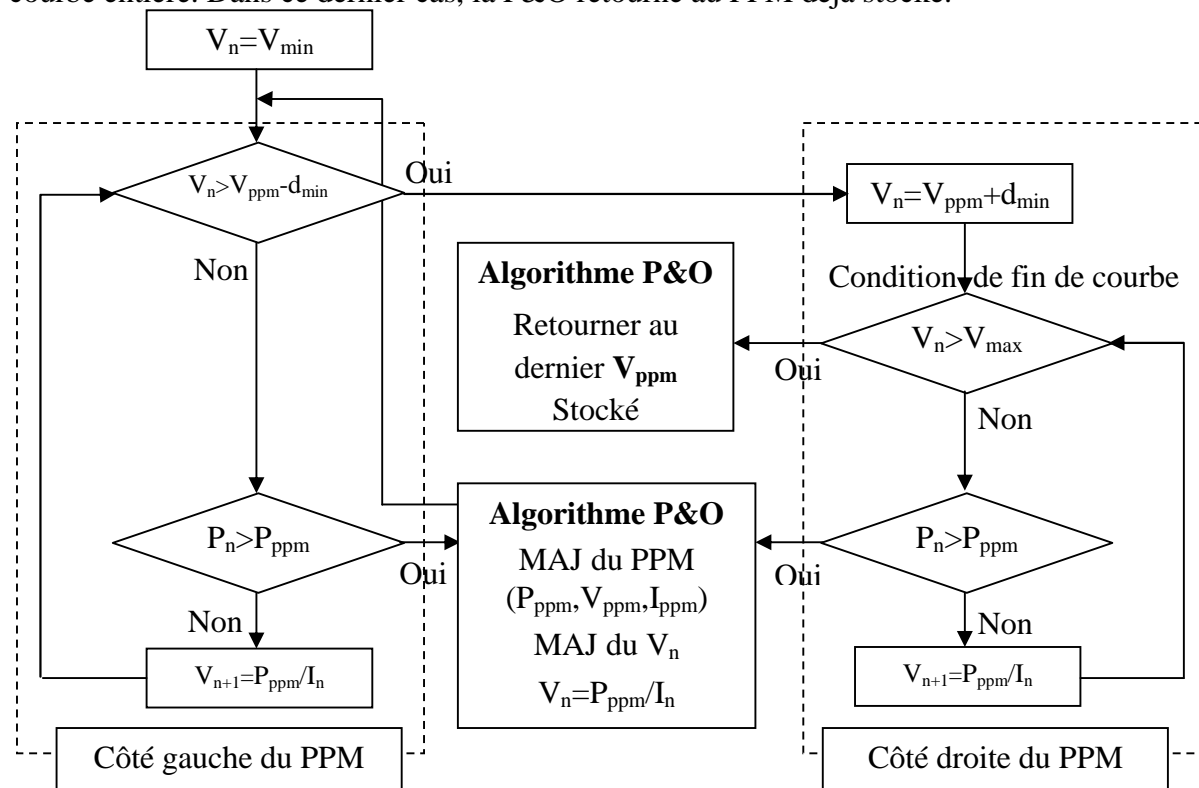


Figure III.75 Algorithme d'exploration et de vérification

Détail des étapes de l'algorithme :

- a) Début du procédé de poursuite à côté de I_{sc} ($V_n=V_{min}$)
- b) Lancer la boucle de poursuite tout à fait à gauche de la caractéristique P-V jusqu'à atteindre une puissance supérieure à celle déjà trouvée par P&O dans la première phase MPP1 (Figure III.76)
- c) Lancer l'algorithme P&O pour atteindre le nouveau PPM, MPP2 (Figure III.76)
- d) Mis à jour de V_{PPM} , P_{PPM} , V_n (le point de départ pour la prochaine poursuite)
- e) Lancer la boucle de poursuite à nouveau à partir du nouveau V_n .
- f) Décaler la poursuite par $V_{PPM}+d_{min}$ à droite à l'endroit probable du nouveau PPM
- g) Vérifier la condition de fin de courbe si c'est le cas revenir au dernier PPM, sinon continuer la poursuite avec le même pas ($V_{n+1}=P_{PPM}/I_n$) jusqu'à $P_n>P_{PPM}$
- h) Lancé encore une fois l'algorithme P&O pour atteindre le nouveau PPM, MPP3 (Figure III.76)
- i) Répéter les étapes d), e), f)
- j) Répéter l'étape g) sauf que la condition $P_n>P_{ppm}$ ne sera jamais réalisée, cependant la poursuite sera interrompue par la condition $V_n>V_{max}$ qui veut dire fin de courbe, alors l'algorithme retourne à la position du dernier PPM stocké.

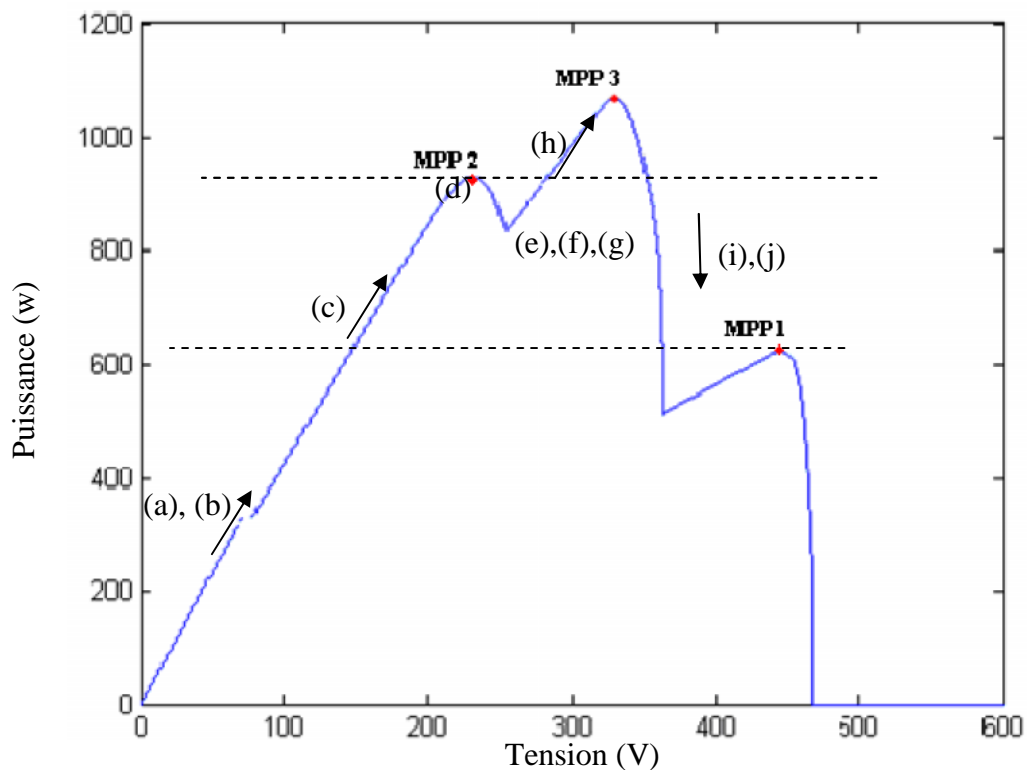


Figure III.76 La poursuite des PPMs par l'algorithme POC (34)

c)H.Patel et V.Agrawal (35) ont proposé une méthode basée sur des observations conclus à partir de l'étude (basée sur un modèle développé sous environnement Simulink) de multiples caractéristiques I-V, P-V. Le principe générale est similaire à la méthode POC (déjà expliqué) mais diffère en quelques points :

- L'algorithme de recherche n'est pas lancé périodiquement mais seulement si la condition $P > P_{crit}$ (P_{crit} : représente la variation G de l'insolation) est satisfaite.

- L'algorithme délimite des conditions extrémum V_{min} et V_{max} mais commence sa recherche des nouveaux PPM à partir de l'ancien sauvegardé. Il applique une perturbation à gauche du PPM avec un pas qui représente 60 à 70% du V_{oc} d'un module (1 diode Bypass/module) si l'algorithme trouve un PPM moins important il interrompt la recherche pour l'entreprendre à droite du point de départ, s'il trouve un PPM plus important il met à jour le réel PPM et continue de rechercher dans la même direction jusqu'à atteindre un nouveau PPM ou atteindre un extremum où il retourne au dernier point sauvegardé pour ajuster la recherche avec P&O.

d)K.Iisawa et al (36) a proposé un algorithme similaire à l'algorithme à deux étapes (33), il diffère par l'utilisation de deux cellules pilotes, l'une pour mesurer le courant de court-circuit I_{sc} et l'autre cellule pour mesurer la tension de circuit-ouvert V_{oc} du GPV, selon les données de ces deux cellules, la droite de charge est établi par :

$$\tilde{R} = K \frac{K_v V_{oc}}{K_i I_{sc}} \quad (III.18)$$

Où ;

K : facteur de correction lié au nombre de connexion série et parallèle des cellules dans le GPV.

K_v : coefficient de tension 0.8

K_i : coefficient de courant 0.9

e)Young-Hyok Ji et al (37) a proposé un algorithme qui utilise, à l'instar de (33), une droite de charge pour atteindre le point de départ pour rechercher le vrai PPM ; Pour que l'algorithme de recherche commence sa poursuite il faut satisfaire les conditions suivantes :

$$V_{pv} = V_{pv}(n) - V_{pv}(n-1) < - V_{set} \quad (III.19)$$

$$\frac{I_{pv}}{I_{pv}(n-1)} = \frac{I_{pv}(n) - I_{pv}(n-1)}{I_{pv}(n-1)} < -I_{set} \quad (III.20)$$

ces conditions, selon les auteurs, nous informent si le GPV est sujet d'insolation non-uniforme, pour ensuite utiliser la fonction linéaire :

$$V_{pv}^* = \frac{V_{oc}}{I_{sc}} I_{pv}(n) \quad (III.21)$$

pour déplacer le point de fonctionnement vers une faible tension (le point C sur la Figure III.77) c'est alors que le PPM est atteint par un simple algorithme InC , pour ajuster la finesse de la poursuite au alentour du PPM, les auteurs proposent un ajustement du pas d'incrémentation de façon qu'il augmente si la pente dP/dV augmente (réaction plus dynamique) et inversement , si la pente diminue , le pas diminue (moins d'oscillations autour du PPM)

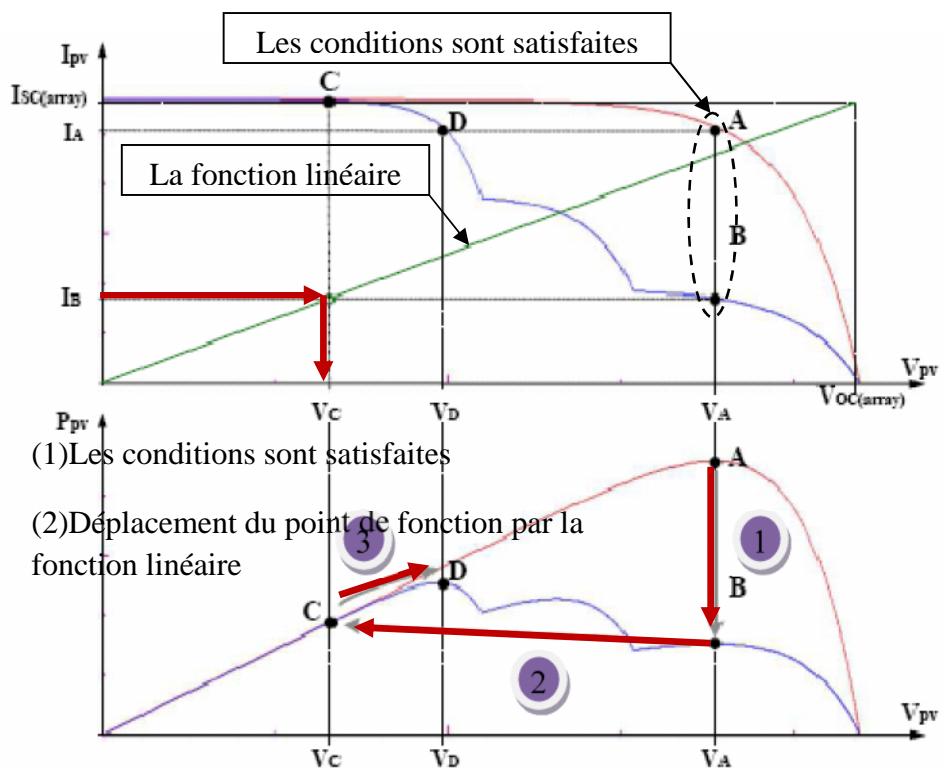


Figure III.77 Principe de fonctionnement de l'MPPT proposé par (37)

f) **K.S.M Raza et al (38)** a proposé un algorithme simple et efficace ;

- L'auteur a utilisé un buck-boost pour les avantages suivants :

la mesure de V_{oc} et I_{sc} se fait automatiquement en balançant le rapport cyclique entre 0 et 1

le buck-boost a la capacité de poursuivre le PPM pour n'importe quelle valeur de charge (en dessous de la droite de charge R_{ppm} ou au dessus) (Figure III.78(a))

- La commande à un pas, utilisé dans cet algorithme, permet au convertisseur de ce placer (rapport cyclique D_m) au point optimum par un seul pas (Figure III.78(c)) :

$$D_m = \frac{1}{1 + \sqrt{\frac{R_{ppm}}{R_{load}}}} \quad (III. 22)$$

Où:

$$R_{ppm} = \frac{V_m}{I_m} = \frac{V_{oc} \times M_v}{I_{sc} \times M_i} \quad (III. 23)$$

Où: M_v et M_i sont initialisé respectivement à 0.8 et 0.9 dans le début puis ils sont mis à jour pendant l'exécution de l'algorithme (Figure.III.78(b)).

Avec une commande MPPT qui utilise l'équation (III.22) la poursuite du PPM prend un seul pas, d'où l'appellation de *commande à un pas (One control step)*, pour atteindre le PPM dans l'absence de l'ombrage.

- Pour la recherche du maximum global dans la présence de l'ombrage partiel , au lieu de scanner du début à la fin toute la caractéristique P-V , l'algorithme proposé suppose que le maximum global se situe parmi les autres maximums locaux , alors c'est là qu'il faut chercher ; l'algorithme scanne la courbe à partir du point que la commande à un pas à fixer au début , il effectue un pas à gauche puis un autre à droite et continu de la même façon jusqu'à ce que la totalité de l'intervalle soit couverte $D=[0,1]$. Pour l'exécution d'un tel scan les auteurs proposent une équation pour contrôler le rapport cyclique (Figure III.78(d)) :

$$d = (-1)^{itr} \cdot itr \cdot d_0 \quad (III. 24)$$

Où :

itr : représente le nombre d'itérations 0,1,2,.....

d_0 : constante qui impose le résolution du scan .

Pendant le scan si l'algorithme rencontre une puissance supérieure à celle déjà stockée, précédemment, alors la puissance et le rapport cyclique correspondant sont mis à jour comme référence, une fois le scan est terminé, l'algorithme se place directement à la proximité du PPM globale.

- Pour une poursuite plus fine du PPM global, l'algorithme utilise une simple méthode HC (*Hill-Climbing*) modifiée de tel sorte qu'elle utilise un grand pas d_0 pour atteindre un P négative , ensuite le pas est réduit de moitié à chaque fois que P devient négative jusqu'à ce qu'il soit (le pas) suffisamment petit (Figure III.78(e)).
- Au niveau du PPM global les nouvelles valeurs M_v et M_i sont calculées et stockées (Figure III.78(e)).
- Pour ne pas à avoir à scanner périodiquement la caractéristique P-V , l'algorithme a besoin de détecter les variations atmosphériques, pour ce faire , les auteurs proposent les tests suivants (Figure III.78(f)) :

$$\text{sign}(\Delta d) = \text{sign}(\Delta V) \quad (III.25)$$

$$\Delta P(k) < 0 \ \& \ \Delta P(k - 1) < 0$$

- La première condition stipule que dans le cas d'absence de variations atmosphériques le signe de la perturbation Δd est négatif par rapport à la variation ΔV
- La deuxième condition stipule que dans le cas d'absence de variations atmosphériques le traqueur ne peut pas descendre la pente pour deux échantillons consécutifs.

Si une des deux conditions est vérifiée un flag ($dSun$) , de changement atmosphérique, est signalé .

Le PPM réel est atteint si :

$$\Delta P(k) < 0 \ \& \ dSun(k) = 0 \ \& \ dSun(k - 1) = 0 \quad (III.26)$$

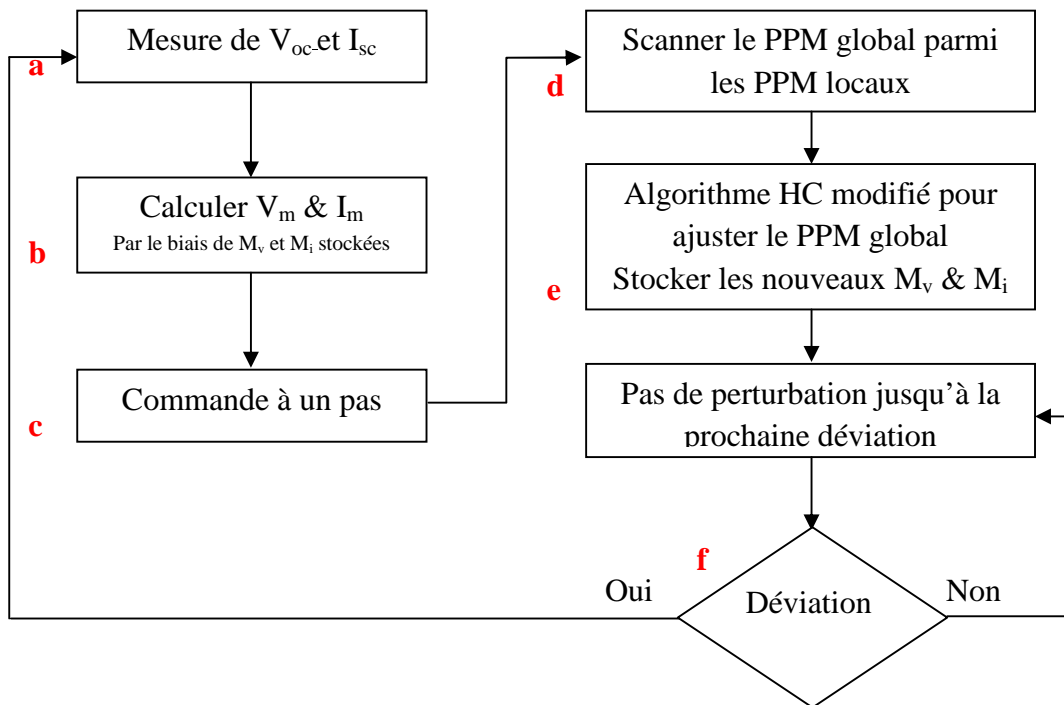


Figure III.78 Digramme Simplifié de l'algorithme MPPT proposé par (38)

D'autres approches ont suscité l'attention des chercheurs par exemple **Syafaruddin et al (39)** a proposé un algorithme à base de réseau de neurones mais encore une fois cette méthode a ces inconvénients ; une longue durée d'apprentissage, et la spécification au système d'origine. **N.A.Ahmed et al (40)** a proposé une approche mathématique par les séquences de *Fibonacci* , selon son auteur elle ne garantit pas l'atteinte du vrai PPM. **E.V. Solodovnik et al (41)** a propose une méthode à base d'espace d'état, cette méthode est rapide et efficace mais elle est spécifique et complexe et nécessite plus de capteurs (35) .

IV. L'impact réel de l'ombrage sur les systèmes de poursuite MPPT

L'ombrage partiel est l'une des causes principales de la réduction du rendement d'énergie de beaucoup de systèmes PV (16) c'est ainsi que beaucoup d'activités de recherches se sont principalement concentrées sur l'influence de la configuration du champ PV par rapport au rendement d'énergie tandis très peu d'attention a été orienté vers la performance de l'MPPT dans les conditions d'ombrage partiel. Jusqu'ici à peine peu d'informations sont disponibles sur la performance des MPPTs dans de telles conditions, ce fait peut être expliqué par la complexité du matériel d'essais exigés pour cette fin (10)

Dans cette perspective, le but du travail de recherches présenté par **R.Bruendlinger et al (10)** était de combler cette lacune en déterminant l'impact réel des conditions non-idéales et irrégulières sur les MPPTs des onduleurs de dernière génération.

Au total 13 MPPTs de différentes techniques intégrés dans des onduleurs de dernière génération ont été examinés. Tandis que tous les dispositifs ont une exactitude MPPT très élevée pour des conditions stationnaires et idéales, ils expriment des difficultés considérables pour atteindre le vrai PPM pour les conditions d'ombrage partielle.

Les essais ont prouvé que les MPPTs ont un comportement répétitif de poursuite du maximum local et ne sont pas en mesure d'identifier l'évolution d'un autre maximum sur la courbe I-V. ce qui a comme conséquence une réduction de 1 % à de 2 % du rendement d'énergie pour les courbes P-V examinées pendant une journée entière de simulation.

Pendant les essais avec les courbes PV simples, ce comportement était bien plus évident : Les MPPTs approchent le PPM à partir du point à circuit ouvert et plusieurs MPPTs examinés se sont arrêtée déjà au premier maximum local au lieu de balayer la courbe I-V pour d'autres maximums. Pour ces dispositifs, la perte de MPPT a atteint 70 % pour certaines courbes PV (Figure III.79). D'autres algorithmes MPPT plus optimisés ne se collent pas au premier maximum, mais commencent directement la poursuite à une tension où le PPM serait prévu dans des conditions normales et non-ombragées (Figure.III.80). Les essais ont confirmé qu'avec cette technique la plupart des maximums locaux non désirés sont contournés et des exactitudes considérablement plus élevées de MPPT peuvent être réalisées. Les techniques bien plus sophistiquées de MPPT, comme par exemple développées par **K.Kobayashi et al (33)** sont également utiles et permettent de garantir la poursuite du PPM global.

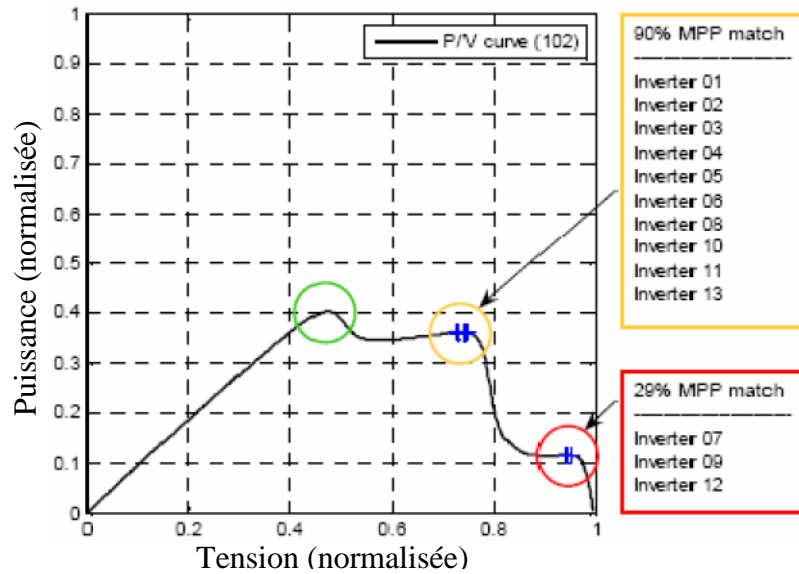


Figure III.79 Points de fonctionnement de 13 MPPTs testés pour un système PV partiellement Ombragé-cas (1) (10)

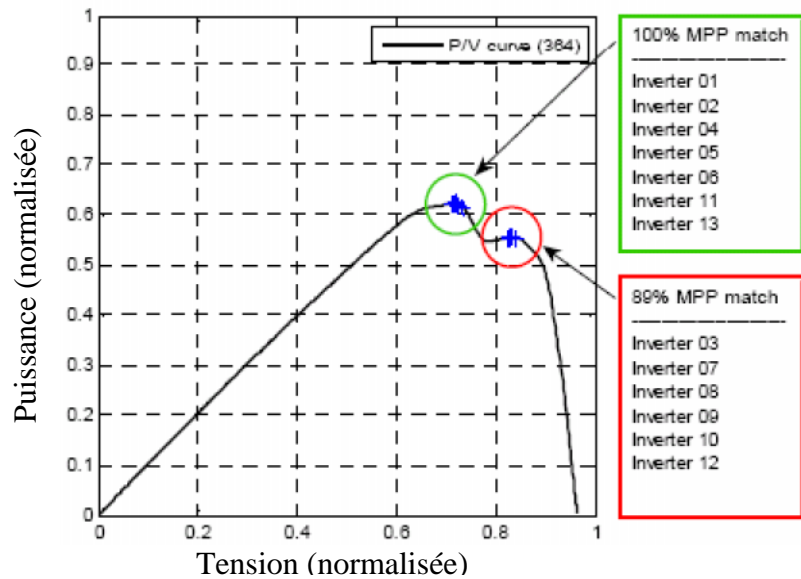


Figure III.80 Points de fonctionnement de 13 MPPTs testés pour un système PV partiellement Ombragé-cas (2) (10)

Les figures III.79 et III.80 montrent le comportement des MPPTs examinés pour deux cas de caractéristiques I-V différentes. En particulier à la première courbe qui a 3 maximums locaux (Figure III.79), les algorithmes MPPT ont montré des difficultés considérables et aucun n'a pu trouver le maximum réel. La majeure partie des MPPTs a identifié le deuxième maximum, avec une précision de 90%. Cependant, 3 dispositifs se sont arrêtés au premier maximum, ayant pour résultat une perte de puissance de plus de 70%. Pour la deuxième courbe présentée dans la Figure III.80, la perte était moins dramatique. Néanmoins, même dans ce cas-ci seulement la moitié de MPPTs pouvaient trouver le maximum global.

V. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons passé en revue quelques principaux algorithmes conventionnels tel que ; P&O, InC, CV,OV , SC et RCC , nous avons aussi discuté des principes des algorithmes à intelligence artificielle comme la logique floue , ou les réseaux de neurones .

A cause de l'incapacité des algorithmes conventionnels à traiter le problème de l'ombrage partielle, détaillé dans le chapitre II, et pour enrichir ce travail et donner la vraie mesure de ce phénomène, nous avons essayé de regrouper les différentes approches proposées par différents auteurs dans le but de développer des algorithmes MPPT capables d'atteindre le vrai PPM.

Nous avons pu conclure que les grandes lignes des algorithmes étudiés dans la section III se résument en ce qui suit :

- Dans la première phase, l'objectif était de déplacer le point de fonctionnement vers le point le plus approprié (droite de charge) pour atteindre la proximité du PPM globale **(33)**, **(36)**, **(37)**, d'autres initiatives **(34)** **(35)** **(38)** préfèrent laisser l'algorithme atteindre un PPM local pour ensuite commencé la deuxième phase .
- La deuxième phase pour **(33)**, **(36)**, **(37)** prend effet dès que le point est atteint , elle se constitue d'un simple algorithme P&O ou InC pour atteindre le PPM global, prenant comme mesure de sécurité la comparaison de la puissance mesuré à celle stockée , pour ne pas contourner le PPM réel en essayant d'atteindre un PPM local.

Pour les références **(34)** **(35)** et **(38)** cette étape représente un scan de la courbe P-V,

- a)Le scan démarre du début à la fin **(34)** ou à partir d'un PPM initialement trouvé **(35)** **(38)**
- b)Le déclenchement du scan est périodique **(34)** ou régit par des conditions **(35)**, **(38)** .
- c)Le pas du scan peut être fixé **(34)**, **(35)** , ou variable **(38)**.
- d)La direction du scan est soit unidirectionnel **(34)** , ou bidirectionnel **(35)**, **(38)**.
- e)La recherche est stoppée si un extrémum est atteint **(34)**, **(38)**, ou si un PPM moins important est localisé **(35)** , ensuite l'algorithme prend la décision d'aller directement vers la proximité du PPM globale (dont les coordonnées ont été , déjà, stockées) où il utilise un simple algorithme P&O **(34)**, **(35)** ou un algorithme InC amélioré avec un pas variable **(38)**.

Selon la référence **(38)** les algorithmes MPPT qui prétendent atteindre le maximum global en présence de multiples crêtes devront prendre en charge les importants points suivants ;

- 1 – Indépendance des paramètres du système de poursuite.
- 2 – Nombre d'étapes et le temps nécessaires pour atteindre le vrai PPM.
- 3 – La direction de poursuite pour les changements brusques.
- 4 – La complexité du circuit de commande.

A la fin de ce chapitre nous avons jugé important, de résumer l'étude faite par **R.Bruendlinger et al (10)**, pour déterminer pratiquement l'impact réel des conditions non-idéales et irrégulières d'insolation ou d'ombrage partielle sur le fonctionnement des MPPTs. Il a pris un échantillon de 13 MPPTs qui sont actuellement commercialisé, les résultats pratiques ont démontré réellement que 70% (dans certains cas) de la puissance totale peut être perdue à cause de l'incapacité du système de poursuite MPPT à retrouver le vrai PPM.

CHAPITRE IV

Simulation D'un Contrôleur

Mppt Flou Pour Un Système

PV Partiellement Ombrage

I. INTRODUCTION

Parmi tous les algorithmes MPPT étudiés dans le chapitre III , les algorithmes à intelligence artificielle , comme la logique floue ou les réseaux de neurones , sont les plus appropriés pour la réalisation d'un contrôleur MPPT capable de réaliser une poursuite réelle du PPM.

Par rapport aux réseaux de neurones, qui nécessite une longue période d'apprentissage avec une base de données plus au moins importante, la logique floue reste un moyen simple, robuste, avec moins d'exigences.

Dans la suite de ce chapitre nous allons illustrer et interpréter les réponses d'un contrôleur flou dans le cas d'ombrage partiel, et pour cela, on a utilisé avec ce contrôleur deux différentes topologies d'hacheurs, un hacheur Boost et un hacheur Buck.

Dans un environnement Matlab/Simulink , nous avons élaboré une simulation avec des paramètres déjà vérifiés par d'autres études (42) (43) , à l'issue de cette simulation le comportement du contrôleur MPPT flou sera analysé pour choisir la meilleure topologie et définir les caractéristiques d'une commande MPPT capable de converger vers le vrai PPM dans tous les conditions de fonctionnement d'un système PV.

II. Contrôleur MPPT flou

Comme pour toutes les méthodes de poursuite MPPT (vues dans le troisième chapitre), la CLF (Commande par Logique Floue) marche aussi suivant la même philosophie. Qui se résume dans : variation du pas de recherche en direction et en amplitude , vérification de la variation de la puissance puis variation du pas de recherche en direction et en amplitude, jusqu'à ce que la variation de la puissance soit nulle.

Un CLF se compose de trois blocs qui sont :

La Fuzzification, l'Inférence et la Défuzzification.

II.1. Fuzzification

On suppose que la commande se fait par la satisfaction de deux critères relatifs à deux variables d'entrées du contrôleur flou proposé, qui sont:

L'erreur E et le changement de l'erreur CE à des instants échantillonnés n.

Les variables E et CE sont exprimées comme suit:

$$E(n) = \frac{P_{pv}(n) - P_{pv}(n-1)}{V_{pv}(n) - V_{pv}(n-1)} \quad (IV.1)$$

$$CE(n) = E(n) - E(n-1) \quad (IV.2)$$

Ou $P_{pv}(n)$ et $V_{pv}(n)$ sont respectivement : la puissance et la tension du générateur photovoltaïque.

L'entrée E(n) montre si le point de fonctionnement de la charge est situé a gauche ou a droite du point de puissance maximale de la courbe P-V, tandis que l'entrée CE(n) montre la direction du point de fonctionnement.

II.2. Variables linguistiques

En utilisant les bases des sous ensembles flou, on peut exprimer les variables d'entrées et de sortie en terme des variables linguistiques suivantes :

PG: (positif grand)

PP: (positif petit)

ZE: (Zéro)

NP: (négatif petit)

NG: (négatif grand).

II.3. Fonctions d'appartenances

La génération de fonctions d'appartenance s'effectue soit d'une manière itérative, soit avec la méthode d'essai et d'erreur ou encore en se basant sur l'expérience humaine. Il n'existe jusqu'à présent aucune méthode généralisée pour la formulation des stratégies de la logique floue.

On définit pour la résolution des problèmes de poursuite du point de puissance maximale les fonctions d'appartenances suivantes :

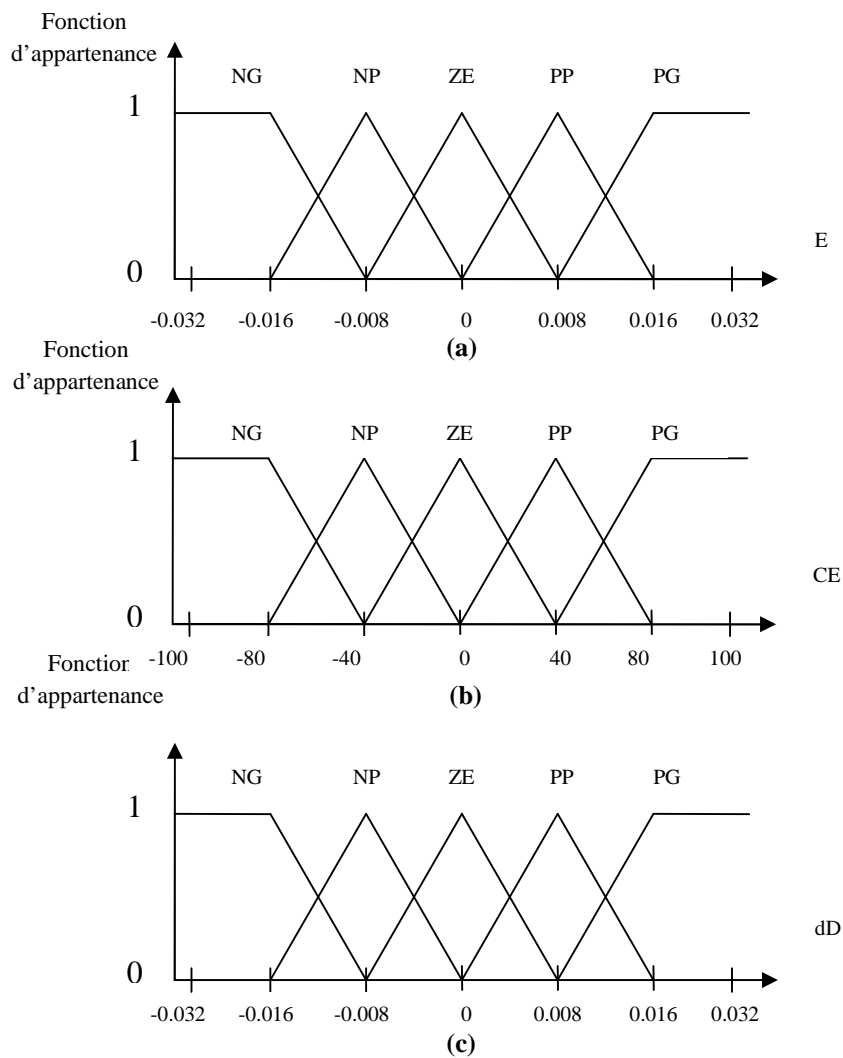


Figure IV.81 Fonctions d'appartenances de :(a) L'entrée E (b) L'entrée CE (c) La sortie dD.

II.4. Méthode d'inférence

La table suivante est la table de règles du CLF où :

Les entrées de la matrice sont: l'erreur E et le changement de l'erreur CE.

La sortie est le changement du rapport cyclique dD.

Les règles de contrôle doivent être désignées de sorte que la variable d'entrée E doit être toujours Zéro.

E \ CE	NG	NP	ZE	PP	PG
NG	ZE	ZE	PG	PG	PG
NP	ZE	ZE	PP	PP	PP
ZE	PP	ZE	ZE	ZE	NP
PP	NP	NP	NP	ZE	ZE
PG	NG	NG	NG	ZE	ZE

Table IV.1 Table de règles floues.

C'est la méthode de Mamdani qui a été utilisée comme méthode d'inférence floue. Elle consiste à utiliser l'opérateur MIN pour le ET et l'opérateur MAX pour le OU.

II.5. Déffuzification

La méthode de défuzzification, utilisée dans le CLF est la méthode du centre de gravité.

III. Présentation du système PV étudié

Le système PV, représenté schématiquement sur la figure IV.82, est constitué d'un générateur photovoltaïque, d'un contrôleur MPPT flou , d'un hacheur et d'une batterie.

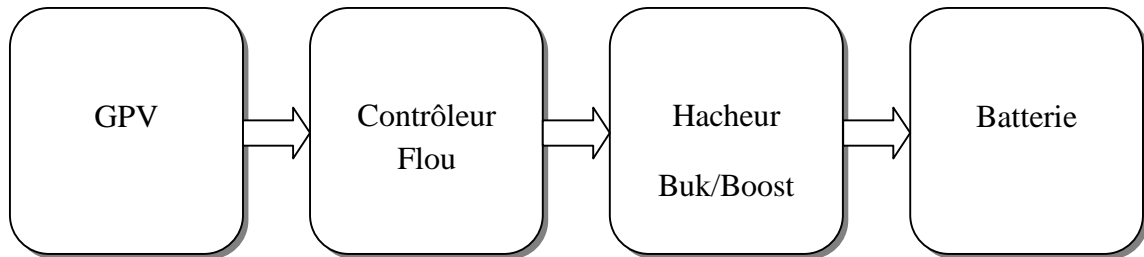


Figure IV.82 Représentation Schématique du Système PV étudié

III.1. Le Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est constitué de 14 modules dont les caractéristiques sont les mêmes du module étudié dans la section VIII.1 Chap II , ils sont reliés en parallèle pour fournir le courant de charge nécessaire à la batterie , la puissance de ce générateur est de l'ordre de 780 Watt pour une insolation de 1000 W/m² (au PPM) avec un tension de circuit-ouvert de 21 V et un courant de court-circuit de 50A.

III.2. Contrôleur MPPT flou

Le contrôleur MPPT flou a été étudié explicitement dans pas mal de thèses (42) (43) (44) (45), il est, souvent, employé avec les réseaux de neurones. Dans le présent travail on utilise un simple contrôleur flou (comme décrit précédemment) avec des fonctions d'appartenances symétriques et un nombre moyen d'ensembles flous (5).

III.3. Hacheurs Buck/Boost

Pour leur simplicité, on a utilisé dans ce travail de simulation, un hacheur boost puis un hacheur buck leurs paramètres respectives sont : $C_1=C_2= 5.6 \cdot 10^{-3} \text{ F}$, $L= 3.5 \cdot 10^{-3} \text{ H}$, pour le boost et $C_1=C_2= 560 \cdot 10^{-6} \text{ F}$, $L=350 \cdot 10^{-6} \text{ H}$ pour le buck (42).

Pour que le block hacheur soit facile à connecter avec les autres blocks du système les équations I.31-I.33 (section III.4.1 ch I) et les équations I.70-I.72 (section III.4.2 ch I) peuvent être réécrites de la façon suivante :

Pour l'hacheur Buck :

$$i_b = i_l - C_2 \frac{dv_b}{dt} \quad (IV.3)$$

$$i_l = \frac{1}{d} \left(i - C_1 \frac{dv}{dt} \right) \quad (IV.4)$$

$$v = \frac{1}{d} \left(v_b + L \frac{di_l}{dt} \right) \quad (IV.5)$$

Pour l'hacheur Boost :

$$i_l = i - C_1 \frac{dv}{dt} \quad (IV.6)$$

$$i_b = (1 - d)i_l - C_2 \frac{dv_b}{dt} \quad (IV.7)$$

$$v = (1 - d)v_b + L \frac{di_l}{dt} \quad (IV.8)$$

Où :

- i_b : le courant d'entrée de la batterie
- v_b : la tension de sortie de la batterie
- v : la tension d'entrée du GPV
- i : le courant de sortie du GPV
- i_l : le courant de l'inductance

III.4. Batterie

Le modèle du circuit équivalent d'une batterie au plomb est représenté sur la figure IV.83 il est caractérisé par une impédance entrée $Z(s)$ décrite comme suite :

$$Z(s) = R_{bs} + R_{b1} \parallel C_{b1} + R_{bp} \parallel C_{bp}$$

$$Z(s) = R_{bs} + \frac{R_{b1}}{R_{b1}C_{b1}s + 1} + \frac{R_{bp}}{R_{bp}C_{bp}s + 1} \quad (IV.9)$$

Cette impédance doit être représenté par une seule fonction de transfert (8) :

$$Z(s) = \frac{S^2 a_2 + S a_1 + a_0}{S^2 b_2 + S b_1 + b_0} \quad (IV.10)$$

Où les coefficients a_i , b_j sont donnés par les expressions suivantes :

$$a_2 = R_{bs}R_{b1}R_{bp}C_{b1}C_{bp}$$

$$a_1 = R_{bs}R_{b1}C_{b1} + R_{bs}R_{bp}C_{bp} + R_{b1}R_{bp}C_{bp} + R_{bp}R_{b1}C_{b1}$$

$$a_0 = R_{bs} + R_{b1} + R_{bp}$$

$$b_2 = R_{b1}R_{bp}C_{b1}C_{bp}$$

$$b_1 = R_{b1}C_{b1} + R_{bp}C_{bp}$$

$$b_0 = 0$$

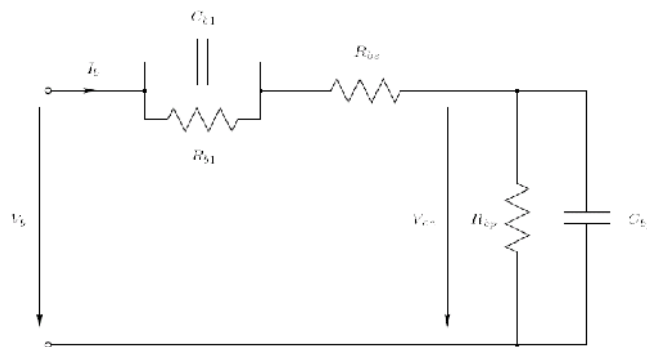


Figure IV.83 Modèle du circuit équivalent d'une batterie au plomb

IV. Simulations et interprétations

IV.1. Etude des caractéristiques P-V pour différents niveaux d'ombrage

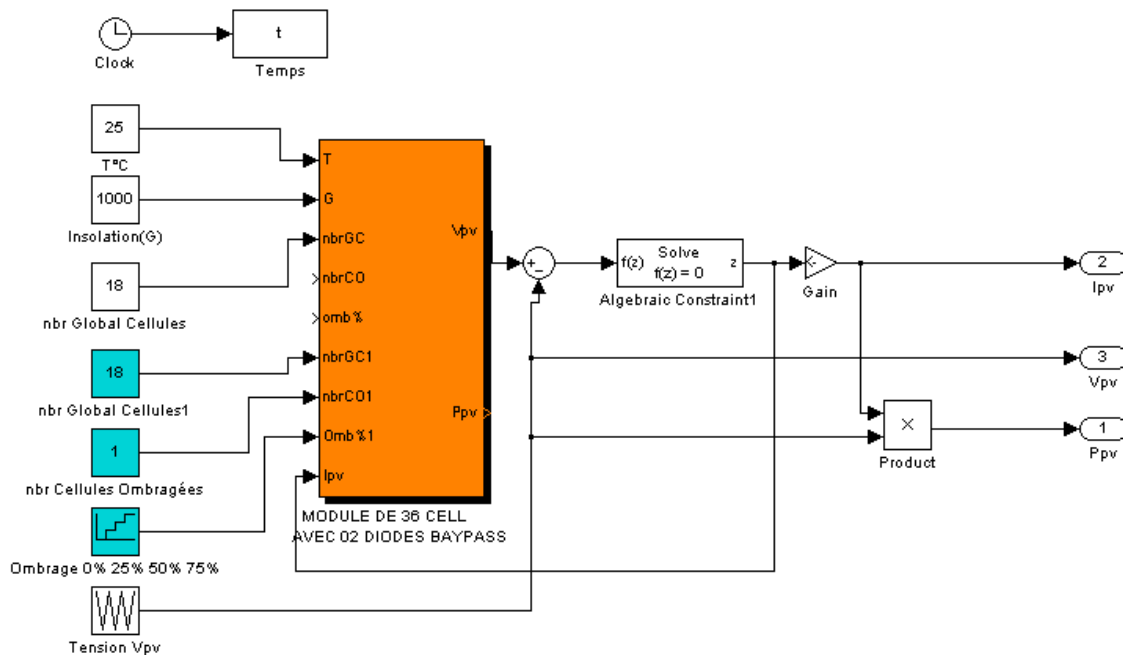


Figure IV.84 Schéma block du GPV étudié sous environnement Matlab/Simulink

Pour des raisons de simplification nous allons définir des cas représentatifs : Insolation 1000w/m^2 , une seule cellule ombragée, similairement, pour chaque module. Le pourcentage d'ombrage est de 25%, 50% et 75%.

Comme il est montré sur la figure IV.85 le système PV présente un seule PPM (dont l'abscisse et l'ordonnée sont respectivement $V=17\text{v}$, $P=777\text{w}$) quand il est totalement éclairé, une fois qu'une seule cellule est ombragé de 25% Figure IV.86, un seule PPM apparaît ($V=18.5\text{v}$, $P=678\text{w}$) mais à une puissance nettement inférieur environ -12% ($\sim 100\text{w}$). A la suite , pour un ombrage de 50% Figure IV.87 , il apparaît deux PPM à différents niveaux de puissance ($V_1=7.5\text{v}$, $P_1=343\text{w}$, $V_2=19.5\text{v}$, $P_2=473\text{w}$), de même pour le cas d'ombrage à 75% Figure IV.88 , il apparaît deux PPM à différents niveaux significativement distinctes par rapport au cas précédent ($V_1=7.5$, $P_1=343\text{w}$, $V_2=16.2\text{v}$, $P_2=253\text{w}$)

Il est clair que l'influence d'une seule cellule ombragée est très apparente de sorte qu'elle peut réduire la puissance du tout le générateur photovoltaïque de -67% si la réponse du contrôleur converge vers un PPM local.

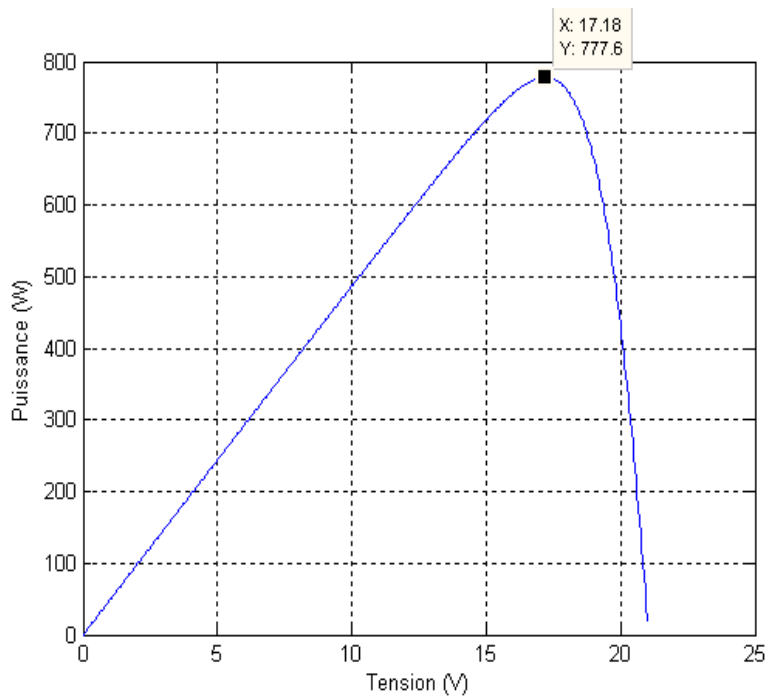


Figure IV.85 Caractéristique P-V pour un éclairage total (0% ombrage)

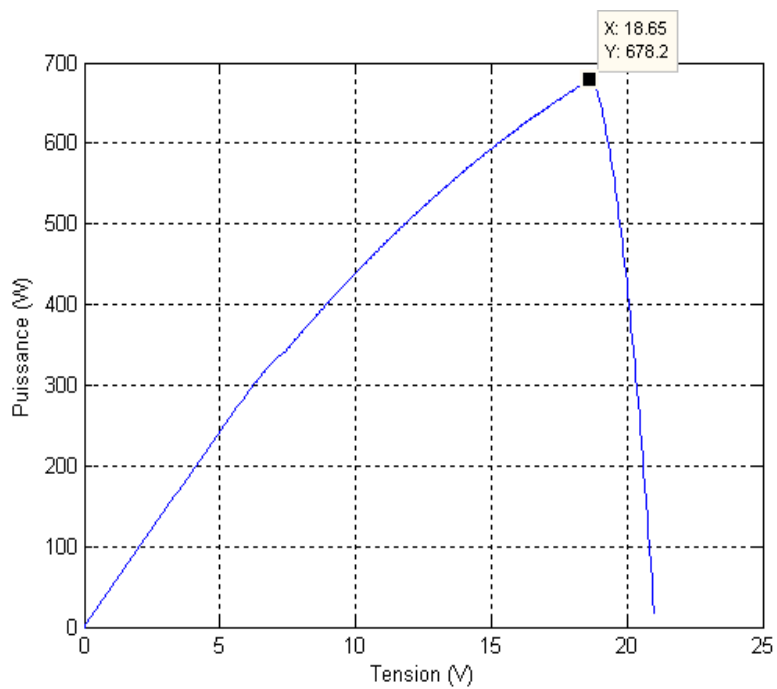


Figure IV.86 Caractéristique P-V pour un ombrage de 25%

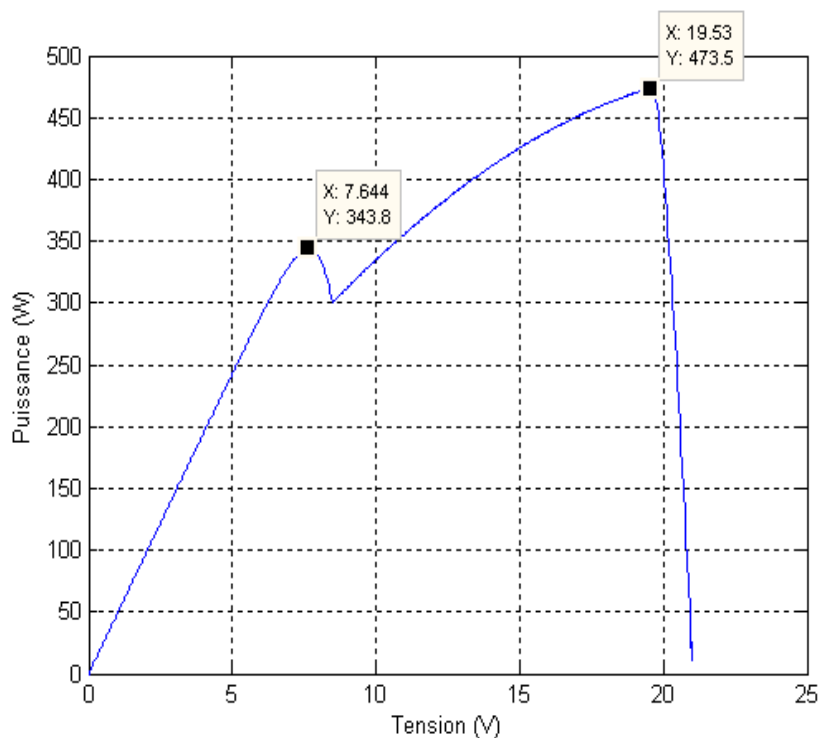


Figure IV.87 Caractéristique P-V pour un ombrage de 50%

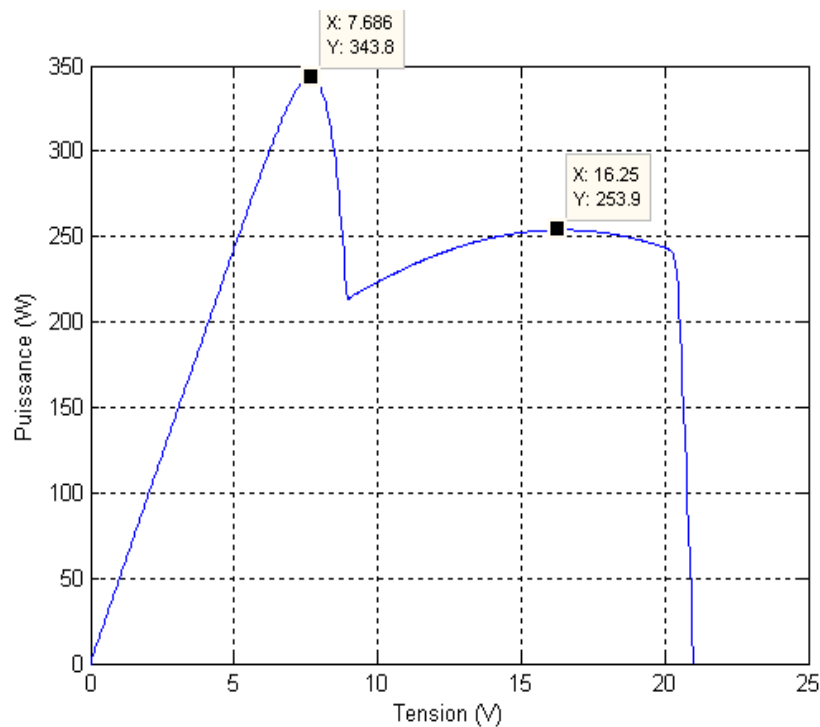


Figure IV.88 Caractéristique P-V pour un ombrage de 75%

IV.2. Réponses du contrôleur flou pour un hacheur Boost

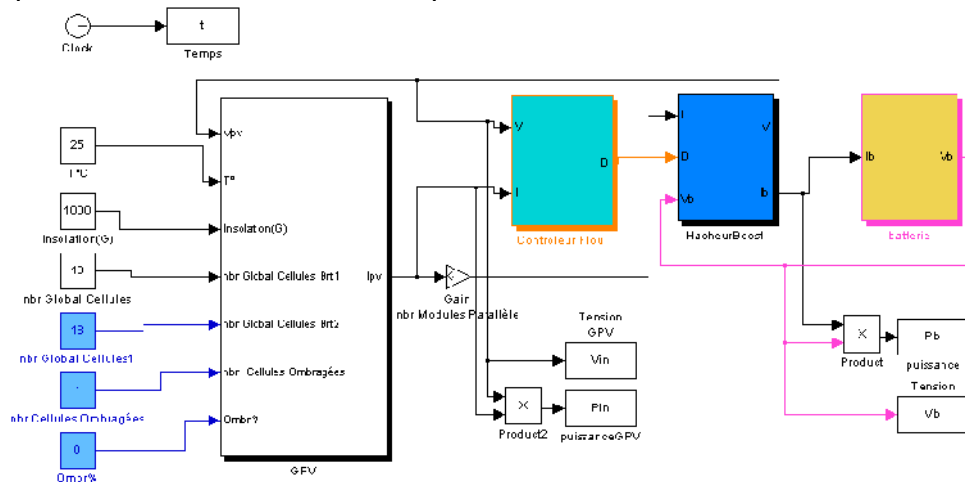


Figure IV.89 Schéma bloc du système PV avec hacheur Boost

Dans la simulation des réponses d'un contrôleur flou pour hacheur Boost nous avons obtenu différentes réponses qui sont interprétées comme suit :

- 1) Pour le cas de l'éclairement total la réponse converge vers l'unique point de puissance maximum (voir figure IV.90 par rapport à figure IV.85) .
- 2) Pour le cas de l'ombrage partiel de 25% le contrôleur converge aussi vers l'unique point de puissance maximum (voir figure IV.91 par rapport à figure IV.86)
- Dans 1) et 2) notre contrôleur peut sans peine retrouver et convergé vers le PPM
- 3) Pour le cas de l'ombrage partiel de 50% le contrôleur prend une autre attitude, il converge vers le PPM local situé à gauche de la caractéristique. la perte de puissance et d'environ 27% par rapport au vrai PPM situé à droite (voir figure IV.92 par rapport à figure IV.87).
- 4) Pour le cas de l'ombrage partiel de 75% le contrôleur converge vers le PPM situé toujours à gauche, mais qui est cette fois-ci le vrai PPM , laissant le PPM local à droite. (voir figure IV.93 par rapport à figure IV.88)
- Dans 3) et 4) notre contrôleur ne réussit pas à retrouver le vrai PPM pour tous les cas et prend une tendance à se coller au premier PPM situé à gauche.

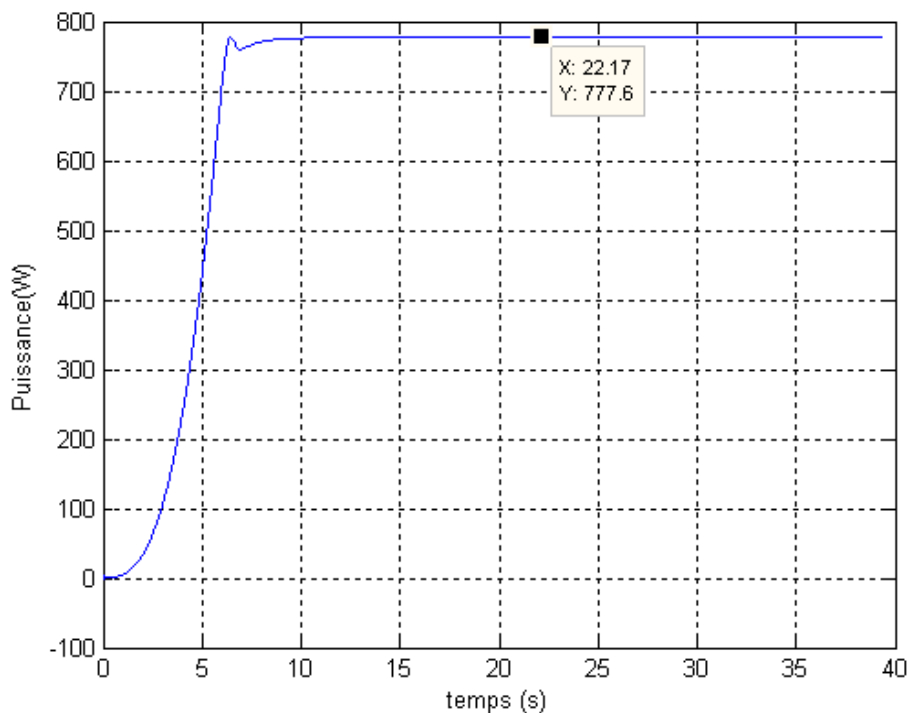


Figure IV.90 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Boost (cas 0% ombrage)

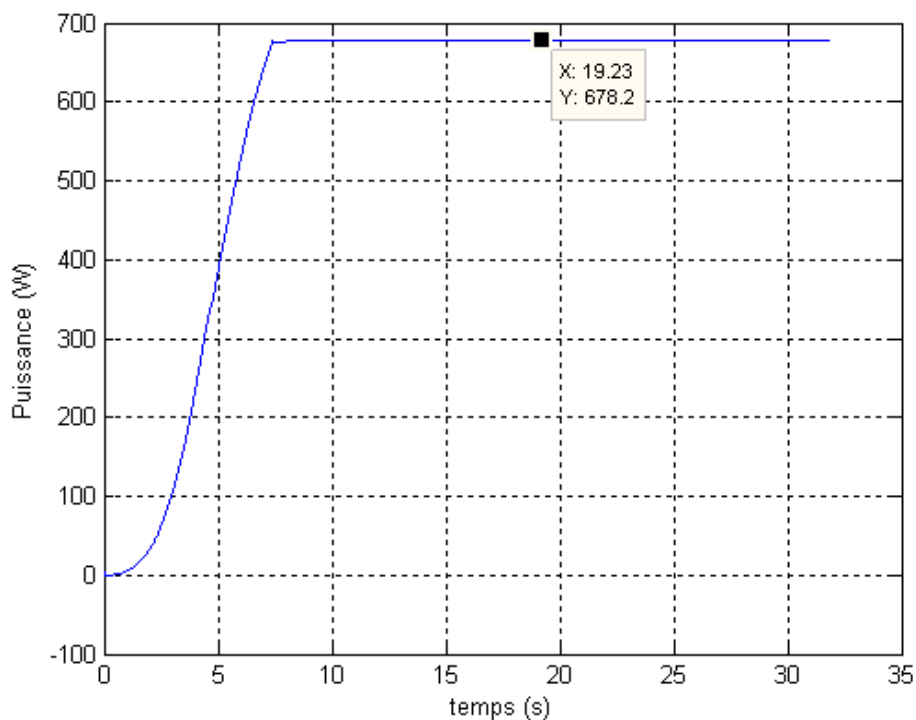


Figure IV.91 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Boost (cas 25% ombrage)

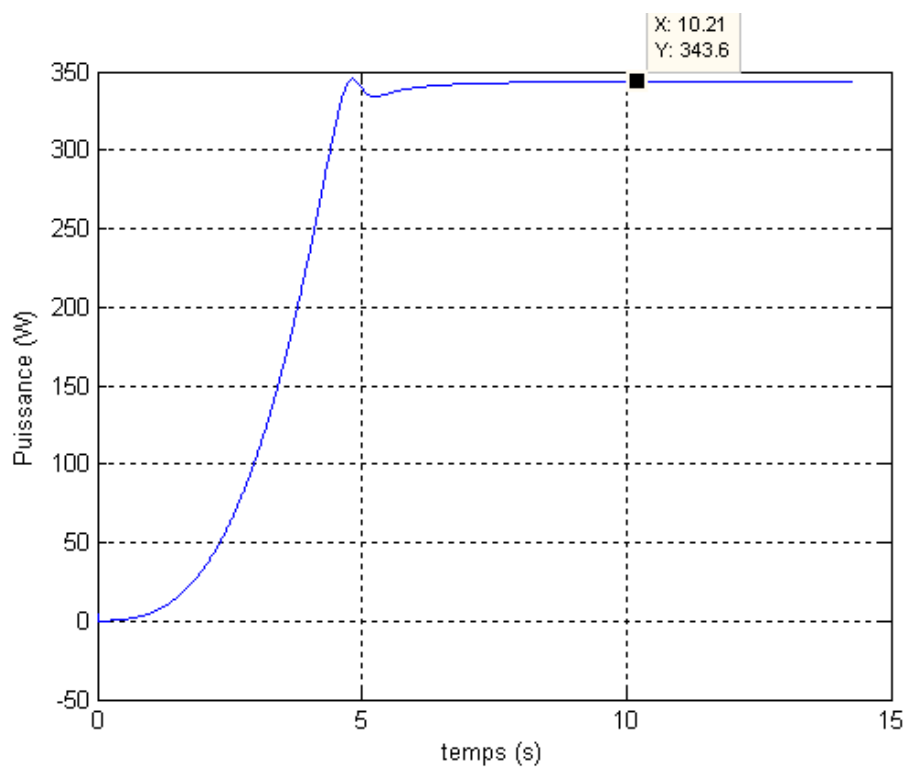


Figure IV.92 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Boost (cas 50% ombrage)

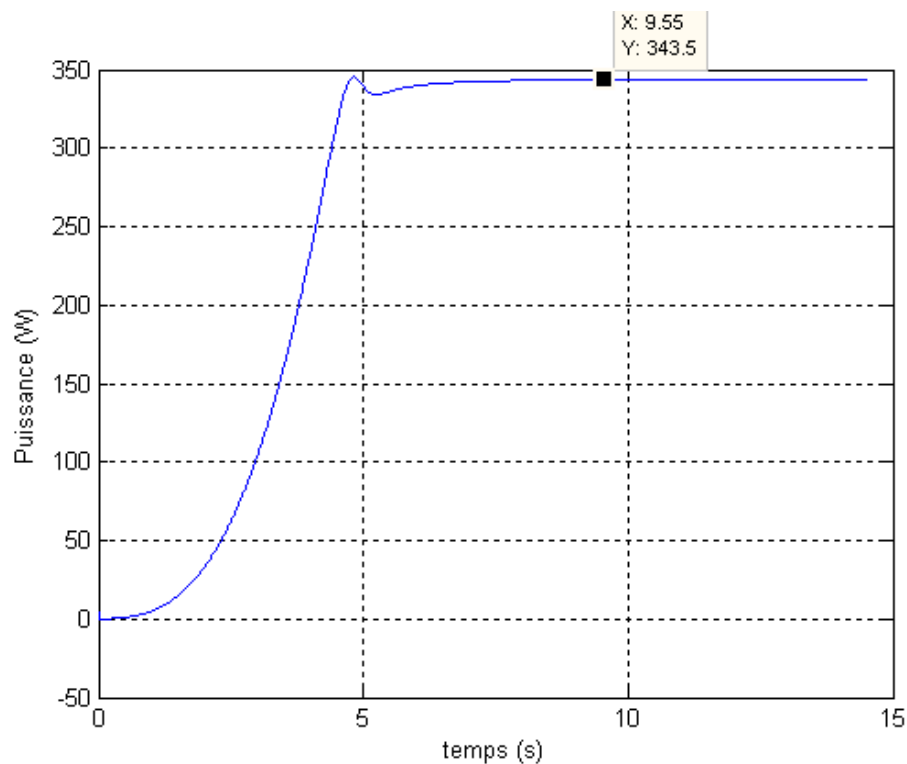


Figure IV.93 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Boost (cas 75% ombrage)

IV.3. Réponses du contrôleur flou pour un hacheur Buck

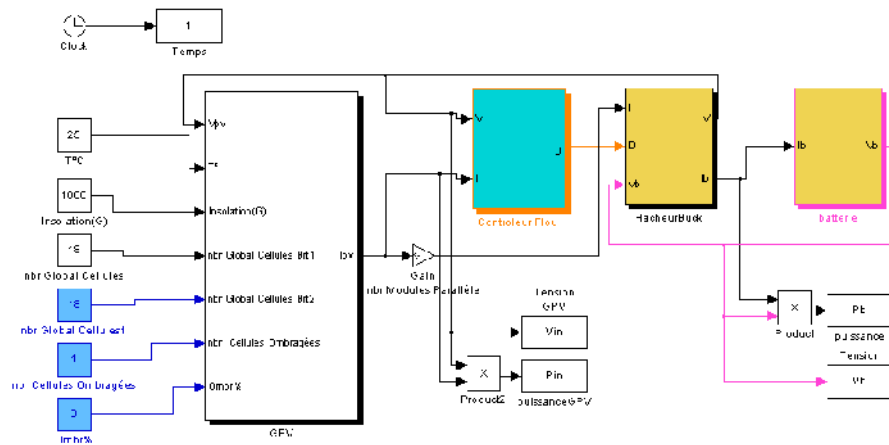


Figure IV94 Schéma bloc du système PV avec hacheur Buck

La simulation des réponses d'un contrôleur flou pour hacheur Buck est aussi bien intéressante à analyser que la simulation précédente, les différentes réponses sélectionnées sont interprétées comme suite :

- 1) Comme pour le boost dans le cas où l'éclairage est total le contrôleur retrouve facilement l'unique PPM (voir figure IV.95 par rapport à figure IV.85)
- 2) Dans le cas où l'ombrage partiel est de 25% le contrôleur retrouve toujours le vrai PPM. (voir figure IV.96 par rapport à figure IV.86)
- De 1) et 2) les réponses du contrôleur que ça-soit pour un hacheur Boost ou pour un hacheur Buck convergent, toujours, vers le vrai PPM à condition que le pourcentage d'ombrage est assez faible de sorte que le deuxième PPM ne soit pas apparent.
- 3) Pour un ombrage de 50% (voir figure IV.97 par rapport à figure IV.87), à l'inverse de la réaction du contrôleur pour un hacheur Boost, cette fois pour l'hacheur Buck, le contrôleur retrouve le vrai PPM et laisse le PPM local à gauche.
- 4) Pour un ombrage de 75%, la réponse du contrôleur est moins bonne par rapport au cas de l'hacheur Boost, en effet le contrôleur tend à se coller au premier PPM situé à droite laissant ainsi le vrai PPM à gauche, la perte de puissance est d'environ 26%. (voir figure IV.98 par rapport à figure IV.88)
- De 3) et 4) on conclut que le contrôleur Flou utilisé avec un hacheur buck a une tendance de parcourir la caractéristique P-V du côté droit.

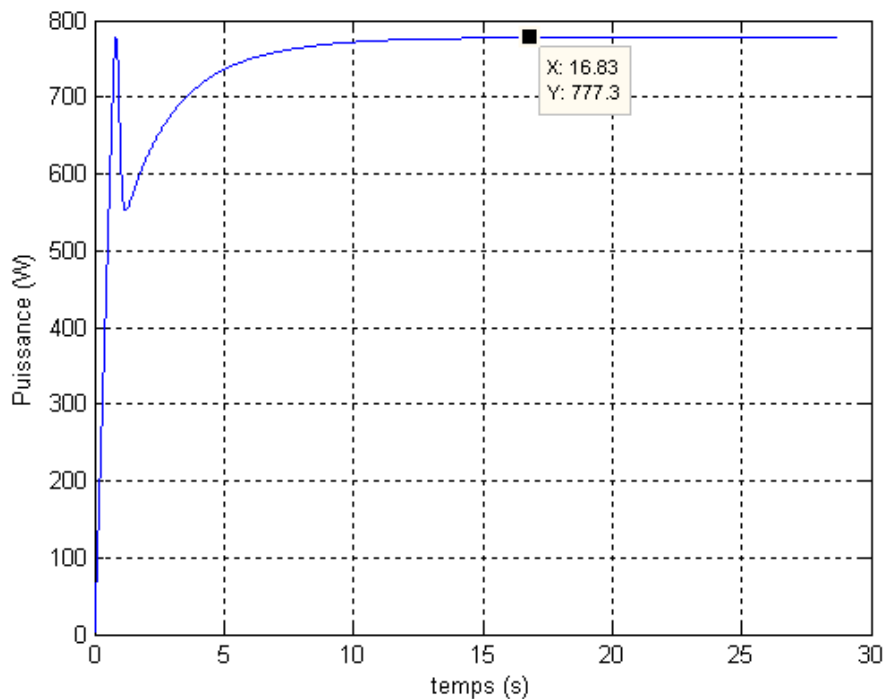


Figure IV.95 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Buck (cas 0% ombrage)

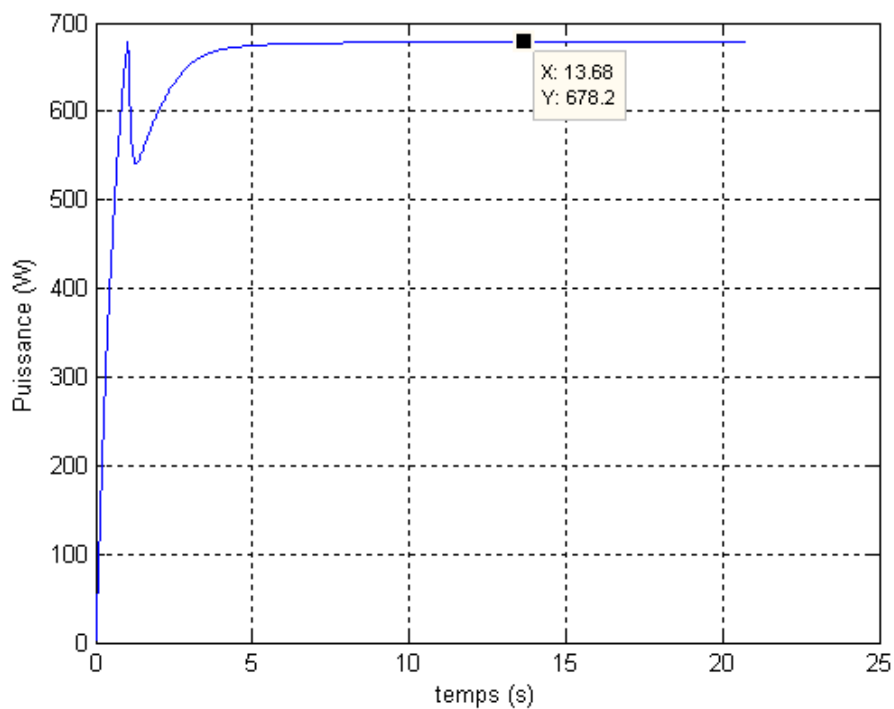


Figure IV.96 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Buck (cas 25% ombrage)

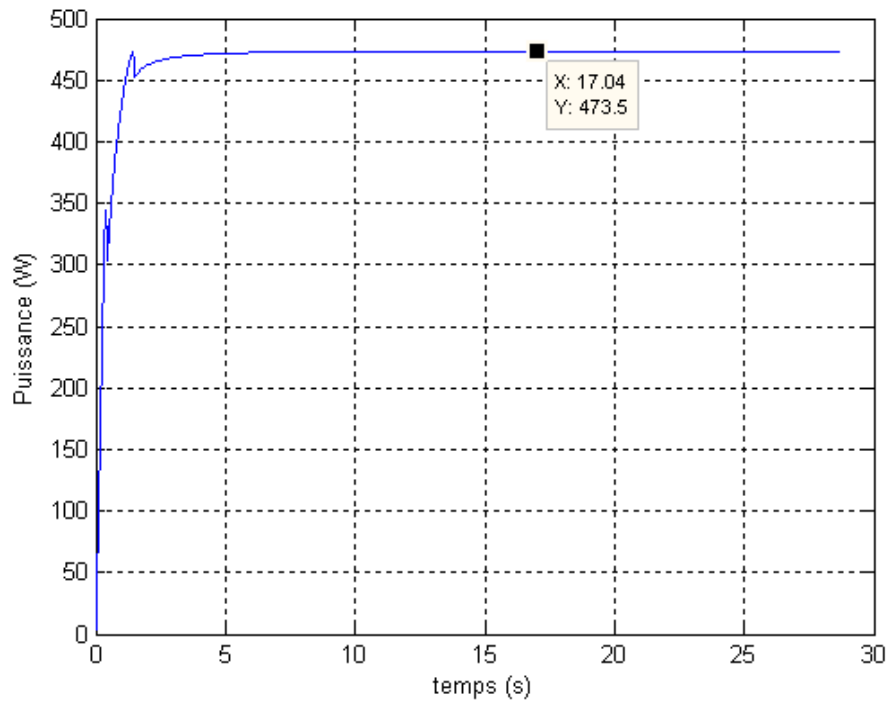


Figure IV.97 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Buck (cas 50% ombrage)

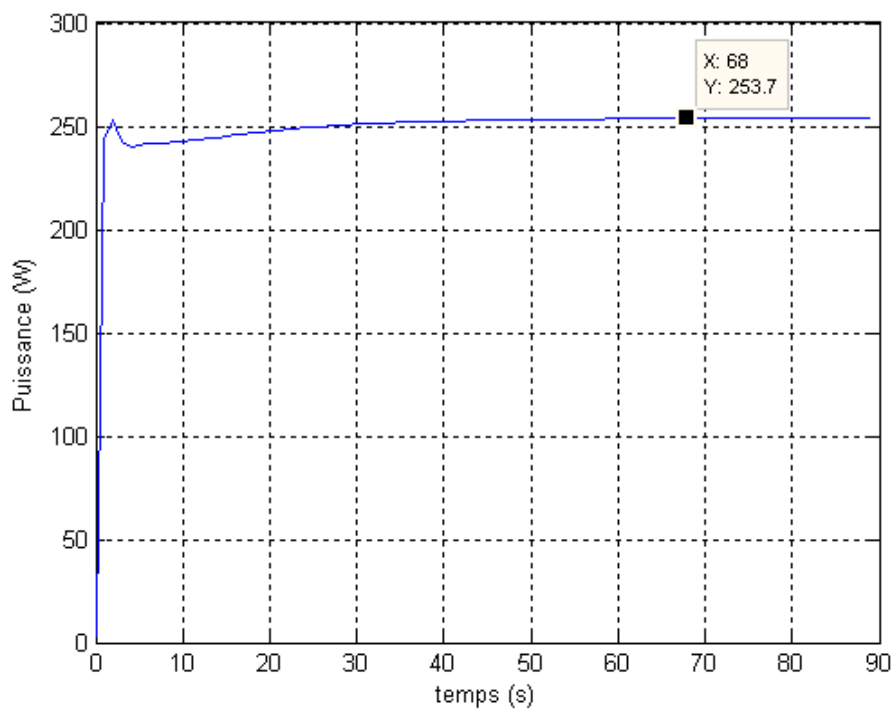


Figure IV.98 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Buck (cas 75% ombrage)

V. CONCLUSION

A l'issue du travail de simulation, nous pourrions conclure ce qui suit :

Mis à part la qualité de la réponse du contrôleur (temps de réponse, dépassement, ondulations.) le contrôleur flou, utilisé avec différentes topologies, présente différentes réponses ; pour le cas d'un boost les réponses du contrôleur signifient qu'il entame la poursuite du PPM à partir du côté gauche (I_{cc}) de la caractéristique P-V , dès que les critères de convergence (E,CE) sont satisfaits , il s'arrête . Pour le cas d'un buck , les réponses étudiées du contrôleur signifient qu'il entame la poursuite du PPM à partir du côté droit (V_{oc}) de la caractéristique P-V dès que les critères de convergence sont satisfaits il s'arrête . Dans les deux cas étudiés le contrôleur flou régit par les critères E , CE est incapable de détecter la présence de plusieurs PPM, pour ensuite converger vers le vrai PPM , néanmoins, l'utilisation de l'hacheur buck avec le contrôleur flou peut être plus favorisée par ce qu'il commence la recherche là où le PPM a le plus de probabilité d'exister ce qui a été vérifiée par la simulation. Pour une poursuite améliorée, il est nécessaire de modifier les critères d'arrêt de poursuite du contrôleur de façon à ce qu'il puisse scanner entièrement la caractéristique P-V dans un premier temps , ensuite sélectionner la zone où le vrai PPM existe certainement.

Conclusion générale

CONCLUSION GENERALE

La contribution de ce travail, pour le développement d'algorithmes de commande de systèmes de poursuite du PPM pour générateurs photovoltaïques partiellement ombragés, se conclue par différentes constatations qui constitueront une base de données importante à tout travail ultérieur qu'il soit purement scientifique ou simplement technique. Pour donner une juste valeur à l'importance du système de poursuite dans une future installation photovoltaïque, il sera important de commencer d'analyser l'emplacement et la nature des différents obstacles qui l'entourent ou pourraient se manifester dans le futur, ceci aboutira à une configuration optimum où le degré d'importance du système de poursuite sera réduit surtout si l'ombrage est inévitable (système BIPV).

Les algorithmes conventionnels ont été nettement améliorés pour être très efficace quand il s'agit d'un GPV totalement éclairé comme c'est le cas de l'application de la logique flou, mais quand le GPV est partiellement ombragé aucun algorithme ne réussit la poursuite du vrai PPM, alors il est devenu indispensable d'ajouter un système de balayage additionnel dans les algorithmes développer ensuite. Ces algorithmes diffèrent dans la complexité, la topologie de l'hacheur, la vitesse de convergence, le pas et la direction de balayage, les conditions de déclenchements...

Même s'ils sont dans les détails différents, les algorithmes réalisés pour la poursuite du PPM dans le cas d'ombrage partiel, se ressemblent dans l'approche générale. Dans le cas d'éclairage normal le système de poursuite utilise un algorithme de poursuite simple mais il reste en veille par un balayage périodique ou par la vérification des conditions d'enclenchement du balayage. Le bloc de mémoire est nécessaire à chaque fois qu'un meilleur PPM est détecté ou dans le cas où le balayage est terminé. Quand les conditions de fin de balayage sont satisfaites le système de poursuite est renvoyé au meilleur PPM et la tâche de poursuite est renvoyée à l'algorithme conventionnel.

Dans la perspective d'un travail futur, il est envisageable de jumeler conditions et périodicité par vérification périodique de la proximité de V_{oc} . La logique floue reste le meilleur candidat pour représenter l'algorithme conventionnel.

Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE

- (1). **K.Soteris**. *Solar Energy Engineering*. USA : Elsevier, 2009.
- (2). **E.Ursula**. *Solar Technologies for Buildings*. UK : Wily, 2001.
- (3). **P.A.Lynn**. *Electricity from Sunlight An Introduction to Photovoltaics*. UK : Wiley, 2010.
- (4). *Photovoltaic Power Generation*.
- (5). **A.Labouret, M.Villoz**. *Energie Solaire Photovoltaïque* . Paris : DUNOD, 2005.
- (6). **V.Quaschnig**. *Renewable energy and climate change*. UK : Wiley, 2010.
- (7). **N.Mohan, T.M.Undeland, W.P.Robbins**. *Power electronics : Converters, Applications And Design*. USA : Wiley.
- (8). **H.KNOFF**. *Analysis, simulation, and evaluation of maximum power point tracking (MPPT) methods for a solar powered vehicle*. Portland State University : MASTER thesis, 1999.
- (9). **V.Quaschnig**. *Understanding Renewable Energy*. UK : Earthscan, 2005.
- (10). **R.Bruendlinger et al**. *Maximum power point tracking performance under partially shaded PV array conditions*. 21st European PV energy conference 4-8 Sept 2006.
- (11). **V.Quaschnig et R.Hanitsch**. *Influence of shading on photoelectrical parameters of solar cells*. Washington DC : Proceedings of the 25th IEEE Photovoltaic Specialists Conference pp. 1287–1290, 1996.
- (12). **H.S.Rauschenbach**. *Electrical output of Shadowed Solar Arrays*.: IEEE Transactions on Electron Devices , 1971.
- (13). **E.Karatepe, M.Boztepe, M.Colak**. *Development of suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells*. : Solar Energy, pp 977-992., 2007.
- (14). **A guide for installers, architects and engineers**. *Planing and Installing Photovoltaic Systems*. UK : Earthscan, 2008.
- (15). **A.Catani et al**. *Shading losses of building integrated photovoltaic systems*. Stuttgart, Germany : University of Applied Sciences.
- (16). **A.Woyte, J.Nijs et R.Belmans**. *Partial shadowing of PV arrays with different system configurations: literature review and field test results*. s.l. : Solar Energy 74, pp. 217-233, 2003.
- (17). **R.Ramabadran**. *Effect of Shading on Series and Parallel Connected Solar PV Modules*. : Modern Applied Science Vol 03 n 10, 2009.

-
- (18). **I.Caluianu, et al.** *Photovoltaic Energy Generation under Partially Shading Conditions*. Joint Symposium, Lille, France : ELECTROMOTION 2009 - EPE Chapter 'Electric Drives ' , 2009.
- (19). **V.Quaschnig et R.Hanitsch.** *Numerical Simulation of Current-Voltage characteristics of photo voltaic systems with shaded solar cells..* : Solar Energy, Vol 56,n°6 ,pp 513-520., 1996.
- (20). **H.Kawamura et al.** *Simulations of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells.* s.l. : Solar energy materials & solar cells 75, pp. 613-621, 2003.
- (21). **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 1555–1578, 2006.
- (22). **A.Dolara, R.Faranda,S.Leva.** *Energy Comparison of Seven MPPT Techniques..* : J. Electromagnetic Analysis & Applications, 3: 152-162, 2009.
- (23). **G.J. Yu, Y.S. Jung, J.Y. Choi, G.S. Kim.** *A novel two-mode MPPT control algorithm based on comparative study of existing algorithms..* : Solar Energy 455–463, 2004.
- (24). **Pallab Midya, et al.** *Dynamic Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Applications.* : IEEE, 1996.
- (25). **Trishan Efram, Patrick L. Chapman.** *Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques.* : IEEE, 2005.
- (26). **W. Xiao, W. G. Dunford.** *A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power system.* : in 35th Annual IEEE Power Electron. Specialists Conf. pp. 1957-1963., 2004.
- (27). **N.Femia, G.Petrone,G.Spagnuolo,M.Vitelli.** *Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method.* : IEEE Transactions On Power Electron., vol.20, pp. 963-973, July 2005.
- (28). **Neil S. D'Souza, Luiz A.C.Lopes, XueJun Liu.** *An intelligent maximum power point tracker using peak current.* : IEEE, 2005.
- (29). **Sachin Jain, Vivek Agarwal.** *A New Algorithm for Rapid Tracking of Approximate Maximum Power Point in Photovoltaic Systems.* : IEEE Power Electronics Letters, vol. 2, no. 1, , march 2004.
- (30). **Joe-Air Jiang, et al.** *Maximum Power Tracking for Photovoltaic Power Systems.* s.l. : Tamkang Journal of Science and Engineering, Vol. 8, No 2, pp. 147 153 , 2005.
- (31). **R. Faranda, S. Leva,V. Maugeri.** *MPPT techniques for PV Systems: energetic and cost comparison.* : IEEE, 2008.
-

-
- (32). **N.Khaehintung, K.Pramotung,P.Sirisuk.** *Risc microcontroller built-in fuzzy logic controller for maximum power point tracking in solar-powered for battery charger.* : IEEE, 2004.
- (33). **K.Kobayashi, I.Takano,Y.Sawada.** *A study of a two stage maximum power point tracking control of a photovoltaic system under partially shaded insolation conditions.* : ELSEVIER, 2006.
- (34). **R.Alonso, P.Ibáñez,V.Martínez, E.Román,A.Sanz.** *An Innovative Perturb, Observe and Check Algorithm for Partially Shaded PV Systems.*
- (35). **Hiren Patel, Vivek Agarwal.** *Maximum power point tracking scheme for pv systems operating under partially shaded conditions.* : IEEE transactions on industrial electronics, vol. 55, NO. 4,, april 2008.
- (36). **K.Irisawa, T.Saito, I.Takano,Y.Sawada.** *Maximum Power Point Tracking Control Of Photovoltaic Generation System Under Non-Uniform Insolation By Means Of Monitoring Cells.* : IEEE, 2000.
- (37). **Young-Hyok Ji, et al.** *Maximum Power Point Tracking Method for PV Array under Partially Shaded Condition.* : IEEE, 2009.
- (38). **Kazmi Syed Muhammad Raza, Hiroki Goto,Osamu Ichinokura.** *An Improved and Very Efficient MPPT Controller for PV Systems subjected to Rapidly Varying Atmospheric Conditions and Partial Shading.* : IEEE.
- (39). **Syafaruddin, E. Karatepe, T. Hiyama.** *Artificial neural network-polar coordinated fuzzy controller based maximum power point tracking control under partially shaded conditions.* : IET Renewable Power Generation, 2009.
- (40). **Nabil A. Ahmeda, Masafumi Miyatake.** *A novel maximum power point tracking for photovoltaic applications under partially shaded insolation conditions.* : ELSEVIER, 2007.
- (41). **Solodovnik, Eugene V.** *Power Controller Design for Maximum Power Tracking in Solar Installations.* s.l. : IEEE transactions on power electronics, vol. 19, NO. 5, , 2004.
- (42). **Thameur, Obeidi.** *Application des Algorithmes Génétiques dans la Commande MPPT.* ALGER : Mémoire de Magister,ENP, 2006.
- (43). **TCHOKETCH KEBIR G, F.** *Commande des Hacheurs MPPT par logique Floue.* ALGER : Mémoire de Magister,ENP, 2006.
- (44). **Faiza, BELHACHAT.** *Commande neuro-floue d'un hacheur MPPT.* ALGER : Mémoire de Magister ,ENP, 2007.
- (45). **Fathya, CHEKIRED.** *Etude et Implémentation d'une commande MPPT neuro-flou sur FPGA.* ALGER : Mémoire de Magister , ENP, 2008
-

Liste des figures

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 Structure et processus d'une cellule solaire.....	12
Figure I.2 Caractéristique courant-tension d'une cellule au silicium dans l'obscurité et sous illumination.....	13
Figure I.3 Représentation d'une cellule solaire par le modèle à deux diodes	14
Figure I.4 Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule solaire	16
Figure I.5 Différentes caractéristiques I-V pour différentes insolation (1Cell/2Wp) (3).....	17
Figure I.6 Effet de la température sur la caractéristique I-V (3).....	18
Figure I.7 Variation de la caractéristique courant-tension pour différentes combinaisons de cellules (4).....	19
Figure I.8 Fonctions principales d'un système photovoltaïque	19
Figure I.9 Structure d'un module photovoltaïque (6).....	20
Figure I.10 Processus de charge et décharge d'une batterie au plomb	21
Figure I.11 Organisation du régulateur dans un système solaire (3).....	23
Figure I.12 Principe du régulateur Shunt.....	24
Figure I.13 Principe du régulateur Série.....	25
Figure I.14 Principe du régulateur MPT	25
Figure I.15 Générateur Solaire avec charge et convertisseur DC-DC	26
Figure I.16 Tension d'un Commutateur Idéal $v_s(t)$, Rapport Cyclique D, et Période de commutation T_s	26
Figure I.17 Schéma de principe d'un hacheur Buck (Circuit idéal)	27
Figure I.18 Hacheur buck : (a)commutateur fermé (DTs),(b)commutateur ouvert (D'Ts).....	27
Figure I.19 Taux de conversion M(D) par rapport au rapport cyclique D pour hacheur Buck Idéal	30
Figure I.20 Model non-idéal d'un hacheur avec résistance d'inductance R_l	31
Figure I.21 Circuit idéal d'un hacheur Boost	33
Figure I.22 Hacheur boost :(a)commutateur fermé (DTs),(b)commutateur ouvert (D'Ts).....	33
Figure I.23 Taux de conversion M(D) par rapport au rapport cyclique pour un hacheur boost idéal.....	35
Figure I.24 Hacheur Boost avec résistance série R_l pour les pertes de l'inductance.....	37
Figure I.25 Variation du taux de conversion V_o/V_i par rapport au rapport cyclique D pour différentes valeurs de R_l/Z (Hacheur boost non-idéal).....	38
Figure I.26 Circuit de base du Hacheur Buck-Boost.....	39
Figure I.27 Circuit de base du Hacheur Cùk	39
Figure I.28 Circuit de base du Hacheur Flyback	40
Figure I.29 Système de pompage « au fil du soleil ».....	40
Figure I.30 Système photovoltaïque avec stockage.....	41
Figure I.31 Système d'alimentation autonome hybride.....	42
Figure I.32 Système Photovoltaïque raccordé au réseau	43
Figure II.33 Cellule solaire avec point chaud.....	46
Figure II.34 Module PV avec une charge :(a) totalement éclairé (b) partiellement ombragé sans Diode By-pass.....	47

Figure II.35 Module PV partiellement ombragé avec diodes by-pass.....	48
Figure II.36 Boîte de jonction de module avec diodes by-pass.....	48
Figure II.37 Comparaison des caractéristiques d'ombrage des modules en couche mince et des modules en silicium cristallin.....	49
Figure II.38 Adaptation de l'orientation des modules en couche mince pour minimiser l'effet de l'ombrage.....	49
Figure II.39 Ombrage temporaire sur les modules : (a)neige (b) excréments d'oiseaux (14)..	50
Figure II.40 L'ombrage dû à la situation croissance d'un arbre voisin (14).....	51
Figure II.41 L'ombrage dû à la situation cas d'un bâtiment voisin (15)..	51
Figure II.42 Ombrage dû aux contrefiches verticales du balcon de secours (14).....	51
Figure II.43 La distribution défavorable des tables de module est la cause de l'ombrage directe (14).....	52
Figure II.44 Micro-ombrage dû à la projection de vises. (14).....	52
Figure II.45 Calcule de l'angle de l'hauteur de l'obstacle en utilisant un point de référence librement choisi (9).....	53
Figure II.46 Représentation sur croquis d'un système photovoltaïque avec l'ensemble des obstacles qui l'entourent y compris leurs distances et hauteurs (14).....	53
Figure II.47 Entourage vu à travers un écran avec une grille angulaire (9).....	54
Figure II.48 Un diagramme solaire de position avec une approximation de l'entourage (9)...	54
Figure II.49 Dépisteur Solaire (Solar Pathfinder).....	55
Figure II.50 L'impacte de l'orientation des modules sur la minimisation de l'effet de l'ombrage (a)Orientation Horizontale (b) Orientation Verticale.....	56
Figure II.51 Différentes catégories d'onduleurs.....	57
Figure II.52 Le circuit équivalent d'une cellule solaire partiellement ombragée.....	58
Figure II.53 Caractéristiques I-V typiques d'une cellule solaire pour différentes insolation .	59
Figure II.54 Circuit Equivalent d'un module PV (18).....	60
Figure II.55 Algorithme pour le calcule de la Caractéristique I-V d'un module partiellement ombragé.....	61
Figure II.56 Modèle Simulink d'un module PV partiellement ombragé (bloc en bleu).....	61
Figure II.57 Caractéristiques d'un module PV avec une cellule ombragé par différentes Taux(a)Courant I-V (b) Puissance P-V.....	62
Figure II.58 Caractéristiques d'un module PV avec différentes cellules ombragées (65%) (a) Courant I-V (b) Puissance P-V.....	62
Figure II.59 Caractéristiques d'un module PV avec différentes insolation(L'ombrage est de 65%) (a)01 Cellule Ombragée (b) 03 Cellules Ombragées.....	63
Figure II.60 Caractéristiques I-V/P-V d'un module PV comprenant deux diodes by-pass, avec une cellule ombragée par différentes taux.....	64
Figure II.61 Caractéristiques I-V/P-V d'un module PV comprenant des diodes by-pass, branchées sur différentes niveaux de cellules.....	64
Figure III.62 Algorithme de la commande à tension de circuit ouvert (OV).....	69
Figure III.63 Algorithme de la commande à courant de court-circuit (SC).....	71
Figure III.64 Asservissement de la tension avec modulation PWM.....	72
Figure III.65 Algorithme de la commande CV.....	73
Figure III.66 Schéma bloc de la commande analogique RCC.....	75

Figure III.67 L'algorithme Conventionnel de la P&O classique (P&Oa)	77
Figure III.68 Poursuite du PPM par l'algorithme P&O pour des variations brusques d'insolation (21)	77
Figure III.69 Algorithme de l'incrémentation de conductance (InC)	80
Figure III.70 Fonctions d'appartenance des entrées et sortie d'un contrôleur flou	82
Figure III.71 Exemple de réseaux de neurones.....	83
Figure III.72 Les caractéristiques I-V et I-P d'un champ PV partiellement ombragé et le processus de poursuite MPPT à deux étapes (33).....	85
Figure III.73 Algorithme du procédé MPPT à deux étapes (33)	86
Figure III.74 Organigramme général de l'algorithme POC.....	87
Figure III.75 Algorithme d'exploration et de vérification	88
Figure III.76 La poursuite des PPMs par l'algorithme POC (34).....	89
Figure III.77 Principe de fonctionnement de l'MPPT proposé par (37)	91
Figure III.78 Digramme Simplifié de l'algorithme MPPT proposé par (38).....	94
Figure III.79 Points de fonctionnement de 13 MPPTs testés pour un système PV partiellement Ombragé-cas (1) (10).....	96
Figure III.80 Points de fonctionnement de 13 MPPTs testés pour un système PV partiellement Ombragé-cas (2) (10).....	96
Figure IV.81 Fonctions d'appartenances de :(a) L'entrée E (b) L'entrée CE (c) La sortie dD.	102
Figure IV.82 Représentation Schématique du Système PV étudié.....	104
Figure IV.83 Modèle du circuit équivalent d'une batterie au plomb.....	106
Figure IV.84 Schéma block du GPV étudié sous enivrement Matlab/Simulink	107
Figure IV.85 Caractéristique P-V pour un éclairage total (0% ombrage).....	108
Figure IV.86 Caractéristique P-V pour un ombrage de 25%.....	108
Figure IV.87 Caractéristique P-V pour un ombrage de 50%.....	109
Figure IV.88 Caractéristique P-V pour un ombrage de 75%.....	109
Figure IV.89 Schéma bloc du système PV avec hacheur Boost.....	110
Figure IV.90 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Boost (cas 0% ombrage).....	111
Figure IV.91 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Boost (cas 25% ombrage).....	111
Figure IV.92 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Boost (cas 50% ombrage).....	112
Figure IV.93 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Boost (cas 75% ombrage).....	112
Figure IV.94 Schéma bloc du système PV avec hacheur Buck.....	113
Figure IV.95 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Buck (cas 0% ombrage).....	114
Figure IV.96 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Buck (cas 25% ombrage).....	114
Figure IV.97 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Buck (cas 50% ombrage).....	115
Figure IV.98 Réponse du Contrôleur Flou pour un hacheur Buck (cas 75% ombrage).....	115