



UNIVERSITAT
ROVIRA I VIRGILI

Departament d'Enginyeria Electrònica Elèctrica i Automàtica

Rapport de Stage Projet Fin d'Etudes



Réalisation de Commandes MPPT Numériques

Diplôme : Ingénieur Technique Industriel : Electronique Industrielle

AUTEUR: Alain Bilbao Learreta

DIRECTEURS: Angel Cid Pastor (URV)

Corinne Alonso (LAAS-CNRS)

Cedric Cabal (LAAS-CNRS)

DATE: Septembre / 2006.

Avant-propos

Le CNRS :

Avec 26 000 personnes (dont 11 600 chercheurs et 14 400 ingénieurs, techniciens et administratifs), un budget qui s'élève à 2 214 millions d'euros HT pour l'année 2004, une implantation sur l'ensemble du territoire national, le CNRS exerce son activité dans tous les champs de la connaissance, en s'appuyant sur 1260 unités de recherche et de service.

Le CNRS est présent dans toutes les disciplines majeures regroupées au sein de six départements scientifiques :

- [Mathématiques, informatique, physique, planètes et univers](#) (MIPPU)
- [Chimie](#)
- [Vivant](#)
- [Homme et société](#)
- [Environnement et développement durable](#) (EDD)
- [Ingénierie](#).

Le LAAS :

Le LAAS est une unité propre de recherche du Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS), rattaché au Département Sciences et Technologies de l'Information et de la Communication (STIC), il est associé à trois établissements d'enseignement supérieur de Toulouse : l'Université Paul Sabatier (UPS), l'Institut National des Sciences Appliquées (INSA) et l'Institut National Polytechnique (INP).

Le LAAS compte environ 500 personnes.

Il est organisé en 4 pôles :

- le Pôle Micro et Nanosystèmes : [MINAS](#)
- le Pôle Modélisation, Optimisation et Conduite des Systèmes : [MOCOSY](#)
- le Pôle Robots et Systèmes Autonomes : [ROSA](#)
- le Pôle Systèmes Informatiques Critiques : [SINC](#)

Ces pôles englobent plusieurs groupes, personnellement j'ai travaillé dans le groupe ISGE : Intégration de Systèmes de Gestion de l'Energie qui fait partie du pôle MINAS.

Ce projet s'effectue dans le cadre d'une collaboration entre le LAAS-CNRS et EDF (Electricité de France) pour la réalisation d'étages d'adaptation pour générateurs photovoltaïques.

Plus concrètement l'étude se centre sur la réalisation d'une commande numérique pour la recherche du point de puissance maximale (MPPT) d'un générateur photovoltaïque.

Remerciements

A l'issue de ce projet de fin d'études, je souhaite tout d'abord remercier Marise Bafleur responsable du groupe ISGE pour m'avoir accueilli au sein de son laboratoire.

Je souhaite aussi remercier Mme Corinne Alonso du LAAS-CNRS pour m'avoir donné la possibilité de réaliser ce projet d'études au LAAS-CNRS Toulouse.

Je tiens également à témoigner ma reconnaissance à Angel Cid Pastor qui par ses compétences remarquables et sa qualité humaine ont rendu ce travail très intéressant.

Un gros merci à Cédric Cabal, qui m'a donné des attentions et des aides professionnels et personnelles très importants au cours de ce stage.

Je remercie par ailleurs, Lionel Seguiers et Bruno Estibals, qui ont contribué à la réalisation de ce projet.

Je veux remercier aussi mes compatriotes catalans Jaume Roig, Sergi Palomar, Adan Simon, Jordi Martinez avec lesquels j'ai partagé des discussions techniques et amicales notamment importantes durant le stage.

Je tiens également à remercier Loic Theolier pour ses idées pendant la réalisation du projet.

J'en profite également pour remercier tous les amis avec lesquels j'ai partagé ce stage : Cédric Fabre, Alain Salles, et tous ceux qui ont fait de ce stage une expérience inoubliable.

SOMMAIRE

Avant-propos	ii
1 Introduction	1
2 L'Energie Solaire Photovoltaïque	3
2.1 Electricité Photovoltaïque.....	3
2.1.1 Histoire	3
2.1.2 L'Effet Photovoltaïque	4
2.1.3 La Cellule Photovoltaïque	5
2.1.4 La Jonction PN utilisée comme Capteur	5
2.2 Le Générateur PV et ses Performances	6
2.2.1 Caractéristique Courant-Tension.....	6
2.2.2 Influence de l'Éclairement.....	7
2.2.3 Influence de la Température	8
2.2.4 Association de Cellules Photovoltaïques en Série.....	8
2.2.5 Association de Cellules Photovoltaïques en Parallèle.....	9
2.3 Fonctionnement d'un Générateur PV à sa Puissance Maximale.....	9
2.3.1 Principe.....	9
2.4 Étage d'Adaptation entre un Générateur PV et une Charge.....	11
2.5 Site Photovoltaïque (PV) du LAAS-CNRS.....	12
2.5.1 Module PV utilisé.....	12
2.5.2 Système de Mesure.....	13
2.6 Rendement de la Chaîne de Puissance	14
3 Étage d'Adaptation pour Générateur PV avec Fonction MPPT de Type Numérique. 16	
3.1 Étage d'Adaptation de Type <i>BOOST</i> avec MPPT.....	16
3.2 Commande pour la Recherche du Point de Puissance Maximale (MPPT)	19
3.2.1 Les Premières Types de Commande MPPT	20
3.2.2 Description de la Commande MPPT Extrémale du LAAS-CNRS	22
3.3 Commande MPPT Numérique	24
3.3.1 Schéma de Principe	25
3.3.2 Structure de l'Algorithme MPPT	26
3.3.3 Choix du Microcontrôleur PIC	28
3.3.4 Explication du Programme	32
3.3.5 Essais Préliminaires.....	35
3.3.6 Réalisation Électronique de la MPPT Numérique.....	43
3.3.7 Améliorations Possibles	44
4 Mesures Expérimentales.....	46
4.1 Relevés expérimentaux.....	46
4.2 Mesures journalières.....	49
4.3 Synthèse.....	56
5 Réalisation Électronique de la Commande MPPT Numérique	57
5.1 Schéma Électronique de la Commande MPPT Numérique	57
5.2 Emplacement des Composants de la Commande MPPT Numérique	60
5.3 Prototype Final de l'Étage d'Adaptation pour GPV.....	61
5.4 Coût de la Carte	61
5.5 Comparatif avec la Carte MPPT Analogique	62
6 Conclusions	64
7 Références Bibliographiques.....	65

8	ANNEXE 1: Programme en C de la commande MPPT numérique pour un PIC18F1220.....	67
9	ANNEXE 2: Mesures en régime établi de l'étage d'adaptation avec commande MPPT numérique	72

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 : Caractéristiques du panneau solaire du LAAS-CNRS.....	13
Tableau 3.1 : Caractéristiques les plus importantes du PIC18F1220 [18].....	28
Tableau 3.2 : Spécification du temps de calcul avec ou sans un multiplicateur hardware [18].....	28
Tableau 3.3 : Caractéristiques les plus importantes du PIC16F877 [19].....	31
Tableau 4.1 : Mesures de l'Energie Maximale, l'Energie Produite et l'Energie Transmise associées aux différents rendements moyens sur une journée de production.....	56
Tableau 5.1 : Liste des composants nécessaire à la conception de la carte MPPT numérique	61

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 : Coupe transversale d'une cellule PV typique	5
Figure 2.2 : Schéma équivalent électrique d'une cellule PV	5
Figure 2.3 : Caractéristiques d'une jonction PN sous éclairement [3].....	6
Figure 2.4 : Courbe $i = f(v)$ d'un panneau photovoltaïque	6
Figure 2.5 : Caractéristique d'un générateur photovoltaïque pour différents éclairements	7
Figure 2.6 : Influence de la température sur la caractéristique électrique	8
Figure 2.7 : Caractéristique résultante d'un groupement en série de n_s cellules identiques [3].....	9
Figure 2.8 : Caractéristique résultante d'un groupement constitué de n_p cellules identiques en parallèle [3] ...	9
Figure 2.9: a) Connexion électrique directe entre un générateur PV et une charge.	10
Figure 2.10 : Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge pour le transfert de P_{MAX} du GPV	11
Figure 2.11 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque à base d'un transformateur DC contrôlé par une commande MPPT [8].....	12
Figure 2.12 : Site photovoltaïque du LAAS-CNRS	13
Figure 2.13: Chaîne de conversion d'énergie solaire comprenant un panneau photovoltaïque, un convertisseur BOOST, une commande MPPT et une charge.....	14
Figure 3.1: Exemple de convertisseur statique DC-DC pouvant être utilisé comme adaptateur entre un générateur PV et une charge [1]	16
Figure 3.2 : Structure du convertisseur <i>BOOST</i>	16
Figure 3.3 : Circuit équivalent pour T_{ON}	17
Figure 3.4 : Circuit équivalent pour T_{OFF}	17
Figure 3.5 : Forme du courant i_1	17
Figure 3.6 : Forme de courant i_2	18
Figure 3.7: Principe classique d'une MPPT pouvant être implantée en numérique	20
Figure 3.8: Principe de fonctionnement d'une commande MPPT.....	21
Figure 3.9: Changement d'éclairement et conséquence sur les courbes de puissance d'un générateur PV ainsi que sur l'adaptation source-charge.....	22
Figure 3.10 : Loi de commande MPPT analogique du LAAS-CNRS, [8].	23
Figure 3.11 : Réalisation de la MPPT analogique [8].....	24
Figure 3.12 : Schéma de la MPPT numérique du LAAS-CNRS	25
Figure 3.13: Diagramme de blocks de la MPPT numérique.....	26
Figure 3.14: Schéma de principe de l'algorithme MPPT	27
Figure 3.15 : Graphiques du temps d'acquisition du courant et de tension pour une conversion sur 8 bits	29
Figure 3.16 : Temps d'acquisition d'une valeur de puissance pour une conversion sur 8 bits avec le PIC18F1220	29
Figure 3.17 : Graphiques du temps d'acquisition du courant et de tension pour une conversion sur 10 bits ..	30
Figure 3.18 : Temps d'acquisition d'une valeur de puissance pour une conversion sur 10 bits avec le PIC18F1220	30
Figure 3.19 : Régime établi des valeurs de V, I et P d'un générateur PV avec fonction MPPT numérique pour 8 bits, 4 points d'échantillonnage de puissance et 6.5 ms de retard.	35
Figure 3.20 : Régime établi des valeurs de V, I et P d'un générateur PV avec fonction MPPT numérique pour 8 bits, 8 points d'échantillonnage de puissance et 6.5 ms de retard.	36
Figure 3.21 : Régime établi des valeurs de V, I et P d'un générateur PV avec fonction MPPT numérique pour 10 bits, 4 points d'échantillonnage de puissance et 6.5 ms de retard.	37
Figure 3.22 : Régime établi des valeurs de V, I et P d'un générateur PV avec fonction MPPT numérique pour 10 bits, 4 points d'échantillonnage de puissance et 13 ms de retard.	37
Figure 3.23 : Régime établi des valeurs de V, I et P d'un générateur PV avec fonction MPPT numérique pour 10 bits, 8 points d'échantillonnage de puissance et 6.5 ms de retard.	38
Figure 3.24 : Régime établi des valeurs de V, I et P d'un générateur PV avec fonction MPPT numérique pour 10 bits, 8 points d'échantillonnage de puissance et 13 ms de retard.	38
Figure 3.25 : Figure qui montre la précision sur une conversion de 8 bits.....	40
Figure 3.26 : Figure qui montre la précision sur une conversion de 10 bits.....	41
Figure 3.27 : Gain de l'intégrateur important	42
Figure 3.28 : Gain de l'intégrateur faible	42
Figure 3.29: Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec convertisseur <i>BOOST</i> contrôlé par une commande MPPT numérique	43

Figure 3.30 : Schéma du convertisseur <i>boost</i> + MPPT numérique.....	43
Figure 3.31: Comportement de la commande MPPT numérique avec délai pendant une variation d'éclairement.....	44
Figure 3.32: Améliorations possibles	45
Figure 3.33: Schéma des améliorations.....	45
Figure 4.1 : Relevé expérimental en régime établi d'un convertisseur <i>boost</i> avec fonction MPPT	47
Figure 4.2: Réponse du système vis-à-vis de changements brutaux de courants dans le générateur constitué de deux panneaux BP 585 en parallèle.....	47
Figure 4.3: Réponse à la connexion/déconnexion en série de quelques cellules en série du GPV (simulé par une source de tension auxiliaire de 5V).....	48
Figure 4.4: Mesures en régime établi d'un <i>boost</i> avec fonction MPPT alimenté par un ½ module BP 585 ...	48
Figure 4.5 : Schémas de connexions utilisées pour la comparaison entre une commande MPPT numérique et une commande MPPT analogique et une connexion directe par diode anti-retour.	49
Figure 4.6 : Visualisation de VBAT, IBAT, VPV, IPV du convertisseur boost avec MPPT numérique pendant toute une journée (9h-18h). A Toulouse le 27 Juillet 2006.	50
Figure 4.7 : Visualisation du rendement du convertisseur Boost avec MPPT numérique, rendement MPPT, rendement global de la chaîne photovoltaïque pendant toute une journée (9h-18h). A Toulouse le 27 Juillet 2006.....	51
Figure 4.8 : Tensions et courants d'un GPV en connexion directe avec une diode anti-retour sur une batterie de 12V pendant toute une journée (9h-18h). A Toulouse le 27 Juillet 2006.	52
Figure 4.9 : Puissances et rendements d'un GPV en connexion directe avec une diode anti-retour sur une batterie de 12V pendant toute une journée (9h-18h). A Toulouse le 27 Juillet 2006.	52
Figure 4.10 : Visualisation de VBAT, IBAT, VPV, IPV de la chaîne photovoltaïque pendant toute une journée (9h-18h). A Toulouse le 27 Juillet 2006. (MPPT analogique).....	53
Figure 4.11 : Visualisation du rendement du convertisseur Boost, rendement MPPT, rendement global de la chaîne photovoltaïque pendant toute une journée (9h-18h50). A Toulouse le 27 Juillet 2006 (MPPT Analogique).....	54
Figure 4.12 : Rendements MPPT des trois types de connexions.....	55
Figure 5.1 : Schéma électronique de la commande MPPT numérique.....	57
Figure 5.2 : Comparateur LM311 et l'intégrateur RC	58
Figure 5.3 : Circuit de génération du signal triangulaire à l'aide du CI NE555	58
Figure 5.4 : Schéma de principe de la commande MPPT numérique mise en oeuvre.....	59
Figure 5.5 : Schéma électronique du convertisseur <i>boost</i>	59
Figure 5.6 : Vue <i>TOP</i> de la carte MPPT numérique.....	60
Figure 5.7 : Vue <i>BOTTON</i> de la carte MPPT numérique.....	60
Figure 5.8 : Prototype finale du convertisseur <i>boost</i> avec la carte de commande MPPT numérique.....	61
Figure 5.9 : Représentation graphique du prix d'une carte MPPT numérique	62
Figure 5.10 : Convertisseur <i>boost</i> + carte de la MPPT analogique	62

LISTE DES ABREVIATIONS

GPV	Générateur Photovoltaïque
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PV	Photovoltaïque
PWM	Pulse Width Modulation
PPM	Point de Puissance Maximum
P_{MAX}	Puissance Maximale d'un Générateur Photovoltaïque
η_{MPPT}	Rendement MPPT
η_{CONV}	Rendement de Conversion
V_{OPT} et I_{OPT}	Tension et Courant optimaux correspondant a P_{MAX}
DC	Direct Current
CS	Convertisseur Statique
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion

1 Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donnent lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique courant-tension (I-V) non linéaire présentant un point de puissance maximale.

La caractéristique I-V du GPV dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble. De plus, son point de fonctionnement du GPV dépend directement de la charge qu'il alimente. Afin d'extraire en chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV, nous introduisons un étage d'adaptation entre le générateur et la charge pour coupler les deux éléments le plus parfaitement possible.

Le problème du couplage parfait entre un générateur photovoltaïque et une charge de type continue n'est pas encore réellement résolue. Un des verrous technologiques qui existe dans ce type de couplage est le problème du transfert de la puissance maximale du générateur photovoltaïque (GPV) à la charge qui souffre souvent d'une mauvaise adaptation. Le point de fonctionnement qui en découle est alors parfois très éloigné du point de puissance maximale (PPM). La littérature propose une grande quantité de solutions sur l'algorithme de contrôle qui effectue une recherche de point de puissance maximale lorsque le GPV est couplé à une charge à travers un convertisseur statique.

Les convertisseurs statiques, adaptés à l'énergie solaire photovoltaïque, sont souvent appelés dans le commerce «convertisseurs solaires». Ils ont comme objectif d'adapter l'énergie électrique qui provient des panneaux photovoltaïques, pour pouvoir alimenter des charges alternatives.

Certains régulateurs recherchent le point optimal de fonctionnement nommé PPM (Point de Puissance Maximale) correspondant à une tension et un courant de panneau PV optimaux (nommés respectivement V_{OPT} et I_{OPT}) pour lesquels la puissance maximale dépend d'un certain nombre de paramètres météorologiques, tel que le niveau d'irradiation solaire et la température.

L'étude effectuée par le LAAS-CNRS en partenariat avec EDF et l'Université Rovira i Virgili consiste à développer des régulateurs solaires munis d'une fonction de recherche du point de puissance maximale (MPPT) de haut rendement. Des études théoriques ont déjà été réalisés afin d'améliorer la stabilité de la loi de commande MPPT [8]. Une première implémentation analogique de cette commande a été mise au point et testé au LAAS. Les qualités du point de vue du tracking et du rendement ont été démontrées expérimentalement. Par contre, ce type de commande analogique présente quelques inconvénients :

- coût élevé de la commande MPPT analogique due au nombre élevé des composants utilisés, notamment le multiplieur analogique.
- Niveau d'encombrement élevé due au nombre de composants utilisés
- Consommation de la commande proche du demi-watt avec une alimentation à $\pm 5V$.
- Difficulté d'utiliser le même circuit de commande MPPT pour différents types de modules PV avec différentes puissances crêtes.

Ainsi, afin de réduire la quantité de composants à utiliser et le prix total de chaque circuit de commande une solution numérique a été étudiée. Dans ce contexte, nous présentons dans ce projet la réalisation d'une commande MPPT extrémale numérique basée sur la commande analogique présenté par R. Leyva et alt. sur [8].

L'objectif du projet est la réalisation électronique, par le biais d'un microcontrôleur PIC de la série 18F, d'une commande MPPT numérique ayant les mêmes prestations que la commande analogique existante [8]. Le choix du type de microcontrôleur a été fait en vue d'une amélioration future du programme en insérant différentes fonctions de supervision de l'ensemble du régulateur solaire.

Tout d'abord, nous présentons dans ce rapport le contexte de l'énergie solaire photovoltaïque ainsi que les principaux inconvénients de ce type de source d'énergie. Dans la section 3 de ce rapport nous présentons l'étage d'adaptation pour générateur PV avec fonction MPPT numérique. Ensuite, dans la section 4 nous détaillons les mesures expérimentales qui ont été réalisées pour vérifier les performances de la commande MPPT numérique réalisée. Finalement, dans les sections 5 et 6, nous présentons respectivement, le détail de la réalisation électronique de cette commande numérique et les conclusions de ce projet.

2 L'Energie Solaire Photovoltaïque

L'électricité est une des formes d'énergie les plus versatiles et qui s'adapte au mieux à chaque nécessité. Son utilisation est si étendue, qu'aujourd'hui on pourrait difficilement concevoir une société techniquement avancée qui n'en fasse pas usage. Des milliers d'appareils sont dessinés pour fonctionner grâce à l'énergie électrique, soit sous forme de courant continu de faible tension, soit à partir d'un courant alternatif de tension plus élevée. Il est très intéressant de produire de l'électricité avec une source d'énergie sûre et pas polluante, comme l'énergie solaire.

Il existe deux méthodes pour pouvoir convertir l'énergie solaire en électricité, selon qu'on utilise l'énergie cinétique comme forme intermédiaire du procès de conversion :

- Systèmes de conversion thermodynamique
- Systèmes directs, fondés sur les interactions physiques entre les photons de la radiation incidente et les électrons du matériau, l'effet photovoltaïque.

2.1 Electricité Photovoltaïque

2.1.1 Histoire

Bien que les bases théoriques de l'effet photovoltaïque étaient connues depuis le début du siècle, ce n'est qu'à partir de 1954, dans les laboratoires de la Bell Téléphone à New Jersey, que la première cellule ayant un rendement raisonnable a été mise au point. Depuis la deuxième moitié du siècle précédent, le processus de purification de monocristaux de silicium a émergé [1-4].

En 1956 Loferski publiait différentes tables de conversion de rendement photovoltaïque pour tous les matériaux semi-conducteurs. Puis, c'est au début des années 70 que l'on a pu obtenir en laboratoire un rendement de 20 % en travaillant sur des cellules de monocristal d'arsenic de gallium (GaAs). Le rendement est sensiblement inférieur lorsque ces cellules se font à l'échelle industrielle [3].

Aussi, des expériences ont été faites avec des cellules composées de deux couches : une de sulfure de cadmium (SCd) et une autre de sulfure de cuivre (SCu₂). Ces cellules présentent l'avantage d'utiliser très peu de matière active et permettent un processus de fabrication plus simple. Cependant, leur faible rendement ne permet pas de les utiliser à l'échelle industrielle.

La commercialisation de cellules solaires photovoltaïques a commencé dès l'apparition du silicium monocristallin et elles occupent encore la première place du marché. Plus tard, apparurent les matériaux polycristallins, de fabrication plus économique, mais présentant encore de faibles rendements.

Récemment se sont commercialisées des cellules de silicium amorphe, utilisées pour des dispositifs de très faible puissance : calculettes, montres, radio portable, etc...

Les premières applications pratiques de l'électricité photovoltaïque se firent dans les véhicules spatiaux, permettant l'alimentation des équipements de commande, de mesure, ou de retransmission de données. Ensuite, la production industrielle de premiers panneaux ayant des applications terrestres domestiques a débuté. Bien qu'au début des années 80 ces panneaux n'aient pas été suffisamment compétitifs pour la production à grande échelle, ils ont tout de même permis l'électrification de logements isolés.

Les recherches pour faire des produits plus efficaces et économiques continuent à bon rythme même s'il existe peu d'entreprise au niveau mondial ayant la capacité de supporter des coûts élevés de recherche.

2.1.2 L'Effet Photovoltaïque

C'est la conversion de l'énergie que transportent les photons de la lumière lorsqu'ils rentrent en collision avec des matériaux semi-conducteurs convenablement traités, en énergie électrique capable de créer un courant d'électrons à travers un circuit extérieur, en réalisant un travail utile [3].

La clé pour produire un courant électrique utile est d'arriver à extraire les électrons libérés. Un procédé pour faire cela est d'introduire dans le matériau semi-conducteur des éléments chimiques qui contribuent à produire un excès d'électrons et de trous. Ces éléments, qui altèrent notablement les propriétés intrinsèques du semi-conducteur, s'appellent les dopants et le matériau est dit dopé lorsque le processus d'incorporation au semi-conducteur est achevé.

Un dopant approprié pour le silicium est le bore. La structure créée s'appelle un semi-conducteur de type P (positif).

Un autre dopant possible pour le silicium est le phosphore. Le semi-conducteur est dit de type N (négatif).

Si les photons de la lumière incidente communiquent de l'énergie aux électrons du semi-conducteur, quelques électrons peuvent traverser la barrière de potentiel, en étant expulsés hors du semi-conducteur dans un circuit extérieur. Ceci génère un courant électrique. Les électrons, après avoir parcouru le circuit externe, retournent dans le semi-conducteur par la face opposée.

Le matériau semi-conducteur ne stocke donc pas d'énergie électrique mais la génère, en transformant l'énergie incidente.

La physique quantique prédit un rendement théorique pour la cellule de silicium de 26 %, mais les cellules commerciales obtenues de manière industrielle ne montent pas au dessus de 17%. Ces valeurs, impliquant une limitation sur la puissance électrique pouvant être obtenue, montrent que seulement une petite partie de l'énergie solaire peut générer de l'électricité.

La figure 2.1 montre la coupe transversale d'une cellule PV typique

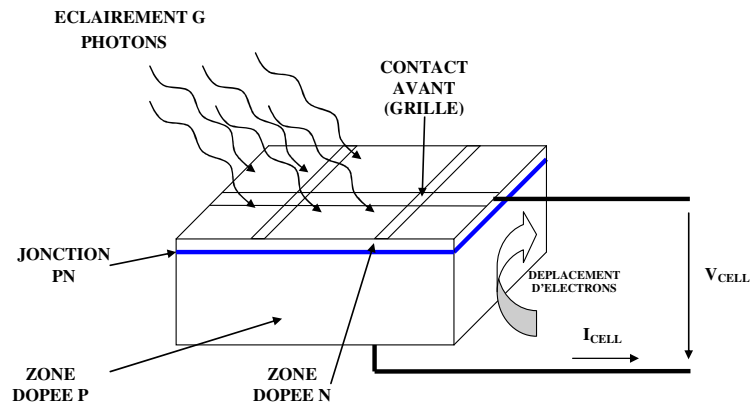


Figure 2.1 : Coupe transversale d'une cellule PV typique

2.1.3 La Cellule Photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est constituée par un matériau semi-conducteur de type P-N. La taille de chaque cellule va de quelques centimètres carrés jusqu'à 100 cm^2 ou plus. Sa forme est circulaire, carrée ou dérivée des deux géométries.

Les cellules se branchent en série, ce qui permet aux électrons générés par une cellule d'être repris par la suivante. Le but est d'avoir une différence de potentiel normalement entre 6 et 24 V.

Chaque cellule peut être modélisée par le schéma électrique équivalent :

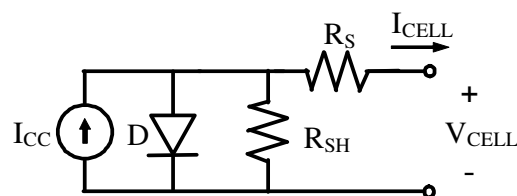


Figure 2.2 : Schéma équivalent électrique d'une cellule PV

Les résistances R_s et R_{sh} permettent de tenir en compte des pertes liées aux défauts de fabrication. R_s représente les diverses résistances de contact et de connexion tandis que R_{sh} caractérise les courants de fuite dus à diode et aux effets de bord de la jonction.

2.1.4 La Jonction PN utilisée comme Capteur

En polarisant électriquement une jonction PN classique à base de Si, on obtient les caractéristiques statiques d'une diode. La particularité du Si est que lorsque la jonction PN est éclairée, un courant proportionnel à l'éclairement apparaît. C'est cette particularité qui est employée dans les générateurs solaires photovoltaïques (figure 2.3).

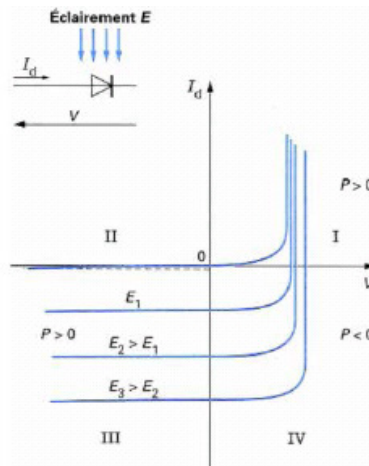


Figure 2.3 : Caractéristiques d'une jonction PN sous éclairnement [3]

2.2 Le Générateur PV et ses Performances

Un générateur photovoltaïque ou module est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et/ou parallèle afin d'obtenir des caractéristiques électriques désirées tels que la puissance, le courant de court-circuit ou la tension en circuit ouvert.

2.2.1 Caractéristique Courant-Tension

La figure ci-dessous représente la courbe $i = f(v)$ d'un panneau photovoltaïque typique dans des conditions constantes d'irradiation et de température :

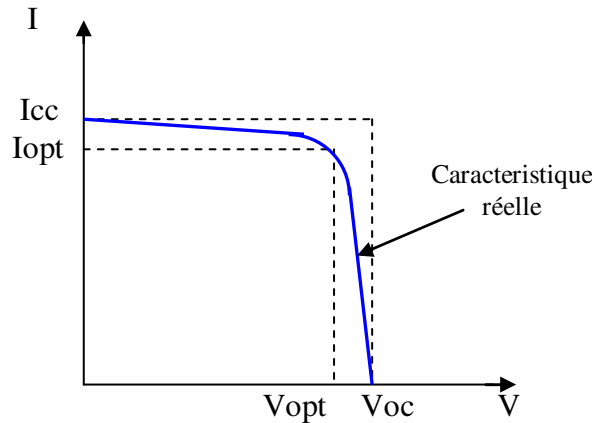


Figure 2.4 : Courbe $i = f(v)$ d'un panneau photovoltaïque

Il est difficile de donner un caractère source de courant ou de tension à un panneau photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant-tension. Le panneau photovoltaïque est donc à considérer comme une source de puissance. On s'aperçoit alors l'existence d'un point P_m où la puissance se trouve être maximale. Il est sans aucun doute intéressant de se placer sur ce point pour tirer le maximum d'énergie et ainsi exploiter au mieux la puissance crête installée, seule une charge dont la caractéristique passe par le point P_m permettra d'extraire la puissance maximale. Certains régulateurs solaires réalisent donc une adaptation d'impédance pour qu'à chaque instant on se trouve proche de

ce point de puissance maximale, c'est ce que l'on appelle le Maximum Power Point Tracking (MPPT). Nous reviendrons par la suite sur cette technique.

2.2.2 Influence de l'Éclairement

La figure 2.5 présente un exemple des courbes pour différents niveaux de rayonnement :

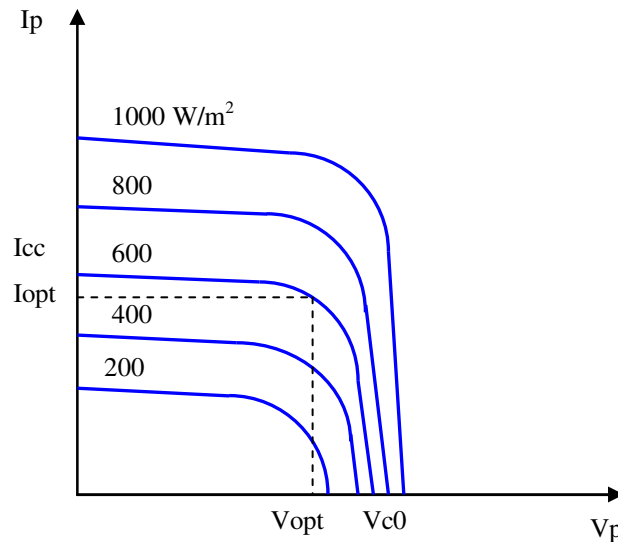


Figure 2.5 : Caractéristique d'un générateur photovoltaïque pour différents éclaircements

On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement [5]. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement.

L'irradiation standard, internationalement acceptée, pour mesurer la réponse des panneaux photovoltaïques est une intensité rayonnante de 1000 W/m^2 et une température de 25 °C.

2.2.3 Influence de la Température

La figure 2.6 présente des courbes courant-tension pour différentes températures de fonctionnement de la cellule PV:

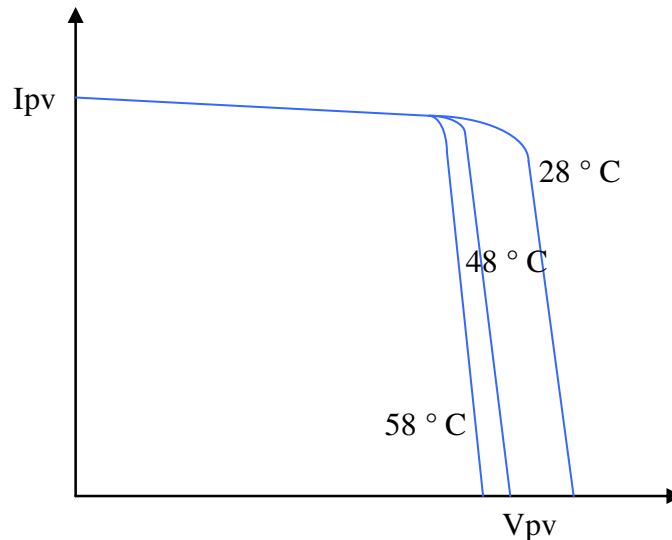


Figure 2.6 : Influence de la température sur la caractéristique électrique

On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue [5]. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte.

Il est important de savoir que la puissance du panneau diminue environ de 0,5% par chaque degré d'augmentation de la température de la cellule au dessus de 25 °C.

2.2.4 Association de Cellules Photovoltaïques en Série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné.

La figure 2.7 montre la caractéristique résultante (I_{scs} , V_{scs}) obtenue en associant en série (indice s) n_s cellules identiques (I_{cc} , V_{co}) [3]:

$$I_{scs} = I_{cc} \text{ et } V_{scs} = n_s V_{co}$$

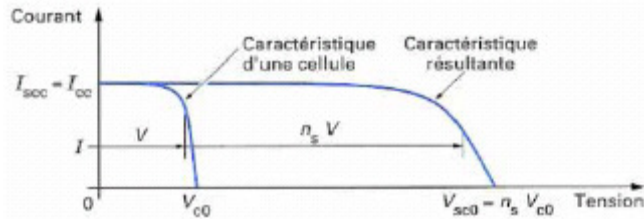


Figure 2.7 : Caractéristique résultante d'un groupement en série de n_s cellules identiques [3]

2.2.5 Association de Cellules Photovoltaïques en Parallèle

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. La figure 2.8 montre la caractéristique résultante (I_{pcc} , V_{pco}) obtenue en associant en parallèle (indice p) n_p cellules identiques (I_{cc} , V_{co}) [3]:

$$I_{pcc} = n_p I_{cc} \text{ et } V_{pco} = V_{co}$$

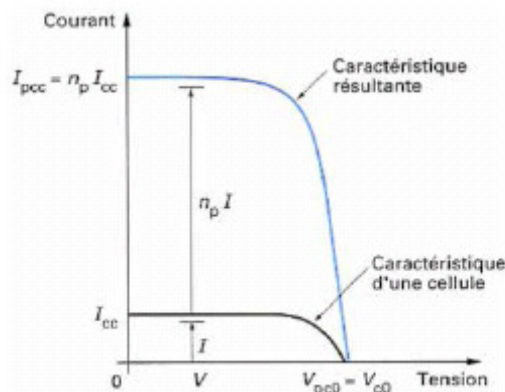


Figure 2.8 : Caractéristique résultante d'un groupement constitué de n_p cellules identiques en parallèle [3]

2.3 Fonctionnement d'un Générateur PV à sa Puissance Maximale

2.3.1 Principe

La conception globale de systèmes photovoltaïques optimisés est par nature difficile. En effet, côté source, pour un générateur photovoltaïque (PV), la production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairement, de la température, mais aussi du vieillissement global du système comme nous avons pu le voir dans les parties précédentes.

Chaque charge, que ce soit en continu (DC) (batteries, certains appareils électroménagers destinés à des réseaux continus isolés) a son comportement propre. De plus, souvent, la variation du comportement de la charge varie brutalement en fonction de

la consommation des utilisateurs, ce qui est souvent difficile à prévoir surtout sur des petits réseaux locaux.

Ainsi, pour qu'une connexion source-charge soit possible, un point de fonctionnement correspondant à l'intersection des caractéristiques électriques doit exister. Pour mieux comprendre ceci, prenons par exemple le cas d'une connexion directe entre un générateur PV et une charge. Nous regardons l'influence de la nature de la charge qu'elle soit une simple charge résistive R ou bien même une batterie, comme illustré dans la figure 2.9 où les points PPM1 et PPM2 correspondent au fonctionnement optimal du générateur PV.

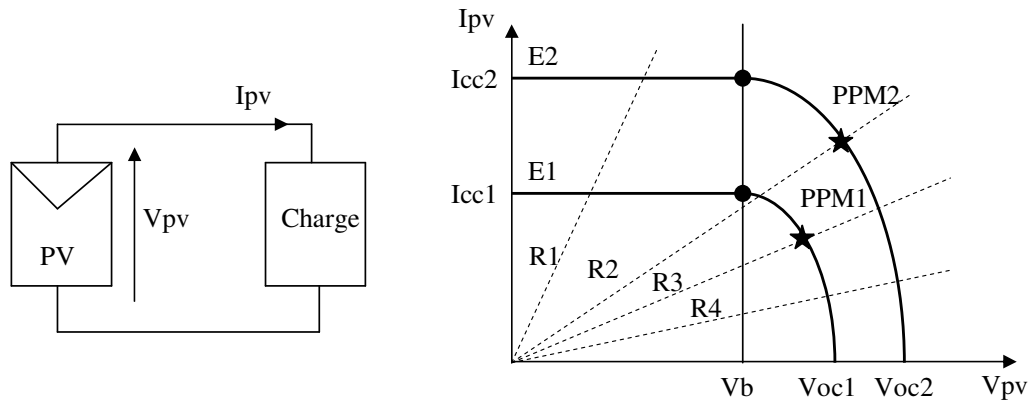


Figure 2.9: a) Connexion électrique directe entre un générateur PV et une charge.
b) Points de fonctionnements résultant de l'association du générateur PV sous deux niveaux d'éclairements ($E1$, $E2$) avec une charge soit résistive R variable ($R1$, $R2$, $R3$, $R4$) ou bien d'une batterie (Vb).

Comme nous pouvons le constater sur la figure 2.9 (b), le fonctionnement du générateur PV dépend fortement des caractéristiques de la charge à laquelle il est associé. En effet, pour la charge résistive de différentes valeurs, l'adaptation optimale ne se produit que pour un seul point de fonctionnement particulier, nommé Point de Puissance Maximal (PPM) il est noté dans notre cas PPM1 et PPM2. Ceux-ci correspondent à la puissance maximale que peut délivrer un générateur PV pour une courbe $I(V)$ donnée. Pour la charge de type batterie, le point de connexion source-charge n'est pas optimal. Ainsi, lorsque l'on réalise une connexion directe source-charge, le rendement de l'ensemble est alors rarement optimal.

Dans le cas d'une connexion directe entre une batterie et un générateur PV, le rendement MPPT du système dépend de l'écart entre la tension optimale du générateur PV et la tension de batterie qui varie en fonction de son état de charge. Ainsi pour une batterie au plomb de tension nominale de 12 V et un générateur constitué par exemple d'un module BP585 de tension optimale $V_{opt} = 16,7$ V et de courant optimal $I_{opt} = 4,7$ A le point d'opération du générateur pourrait être très proche du PPM où de même il pourrait être très éloigné entraînant ainsi une diminution de la production.

Par exemple, avec la tension de la batterie en début de charge égale à 12 V et le courant de charge I_b de 5A compte tenu du point de fonctionnement égal au courant de court circuit du générateur PV, $I_{cc} = 5A$. Le rendement MPPT (Voir section 2.6) de l'ensemble sera :

$$\eta = \frac{V_b \times I_b}{V_{opt} \times I_{opt}} = 76,4\% \quad (2.1)$$

Si l'état de charge de la batterie est tel que sa tension vaut 14 V, le rendement atteint alors 87.4 %.

2.4 Étage d'Adaptation entre un Générateur PV et une Charge

Un GPV présente des caractéristiques $I(V)$ non linéaires avec des PPM. Ces caractéristiques dépendent entre autre du niveau d'éclairement et de la température de la cellule. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le GPV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe.

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge, la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le GPV et la charge comme décrit dans la figure 2.10. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de P_{MAX} disponible [6, 7].

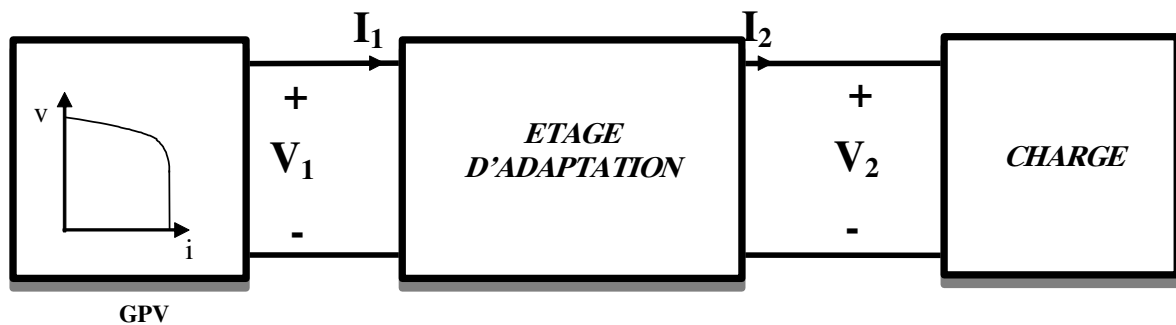


Figure 2.10 : Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge pour le transfert de P_{MAX} du GPV

Ce dernier par le biais d'une commande spécifique est alors susceptible de permettre au générateur de délivrer sa puissance maximale notée P_{max} ($P_{max} = V_{opt} I_{opt}$, où V_{opt} et I_{opt} représentent respectivement les tensions et courants optimaux du générateur PV pour une courbe $I(V)$ donnée) tout en assurant que la tension ou bien le courant de la charge correspond bien aux caractéristiques de cette dernière.

Pour que le générateur PV fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal, la solution communément adoptée est alors d'introduire un convertisseur statique qui joue le rôle d'adaptateur source-charge (voir figure 2.11).

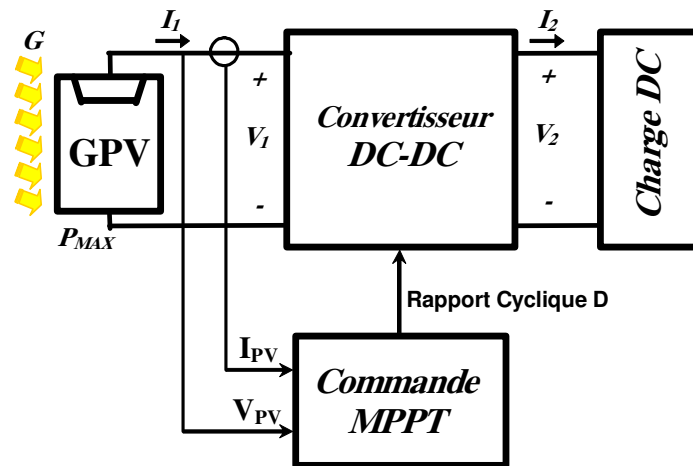


Figure 2.11 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque à base d'un transformateur DC contrôlé par une commande MPPT [8].

La figure 2.11 montre le schéma de principe décrivant les fonctions présentes dans un étage d'adaptation pour GPV réel conçu. Le principe de la commande MPPT délivre l'action de contrôle appropriée afin de suivre le point de puissance maximale en chaque instant.

Le choix de la structure de conversion est effectué en fonction de la charge DC à alimenter. Nous avons besoin de structures de conversion survoltrice ou dévoltrice en fonction de la caractéristique de cette charge [9]. Par exemple, si nous supposons que la charge est une batterie au plomb, ce sont ses plages de tension de charge et de décharge qui vont établir la structure la plus adéquate.

2.5 Site Photovoltaïque (PV) du LAAS-CNRS

2.5.1 Module PV utilisé

Au LAAS, nous disposons de 12 modules PV de 85 Watts crête commercialisés par BP Solarex avec la référence BP585 [10].

Les panneaux PV peuvent être interconnectés en série et/ou en parallèle selon les applications.

Un tableau de connections, situé dans le laboratoire photovoltaïque, nous permet de faire le branchement électrique entre les divers panneaux.



Figure 2.12 : Site photovoltaïque du LAAS-CNRS

Le tableau 2.1 montre les principales caractéristiques des panneaux utilisés :

Module	BP 585
Puissance	85 W (25° C)
Tension optimale (maximum puissance)	18 V
Courant optimale (maximum puissance)	4,72A
Courant court-circuit	5A
Tension circuit ouvert	22,03 V
Dimensions	46"x20,9"x1,5"
Poids	16,5lb / 7,5Kg

Tableau 2.1 : Caractéristiques du panneau solaire du LAAS-CNRS

2.5.2 Système de Mesure

Afin de pouvoir réaliser des mesures sur la chaîne de conversion d'énergie PV, une chaîne d'acquisition de mesures assistée par ordinateur a été entièrement conçue et réalisée au LAAS-CNRS [11]. Le premier objectif de ce système de mesure est d'évaluer le rendement énergétique d'une ou plusieurs chaînes de conversion modulaires pour systèmes photovoltaïques.

La chaîne de mesure permet d'évaluer les rendements de cinq systèmes de conversion d'énergie travaillant en même temps, les mesures réalisées sont la tension du panneau, courant du panneau, tension de batterie et courant de batterie. De ces mesures, on peut déduire les différentes puissances d'une chaîne de puissance élémentaire : puissance instantanée à l'entrée et à la sortie, puissance moyenne à l'entrée et à la sortie et puissance maximale délivrée par les panneaux. A partir des données de puissance, le système peut calculer les rendements de la chaîne.

Le système de mesure est géré par un logiciel appelé SOL [11] qui, depuis un PC, contrôle tout le procès d'acquisitions y compris le stockage des données sur le disque dur. Après l'obtention de ces données nous pouvons effectuer un traitement à l'aide de MATLAB pour obtenir les résultats sous forme de graphiques où de rendements.

2.6 Rendement de la Chaîne de Puissance

Pour avoir une idée plus précise des origines des pertes, des rendements de chaque partie de la chaîne de puissance ont été définis. Pour cela, le rendement total de celle-ci a été décomposé en divers types de rendements reliés spécifiquement à chaque partie de la chaîne.

L'irradiance G (W/m^2) représente la puissance lumineuse reçue par unité de surface. La puissance reçue par le panneau de surface A (m^2) est donc $G \cdot A$.

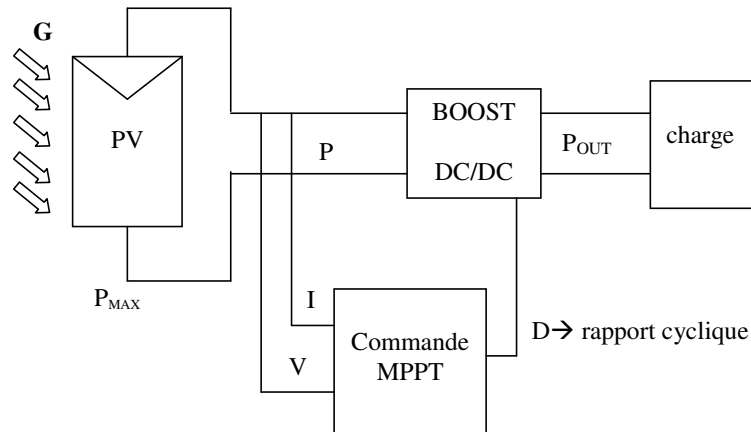


Figure 2.13: Chaîne de conversion d'énergie solaire comprenant un panneau photovoltaïque, un convertisseur BOOST, une commande MPPT et une charge.

Le rendement maximum de la conversion photons-électrons du panneau solaire noté η_{PV} est défini selon l'équation (2.1):

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MAX}}{G \cdot A_{eff}} \quad (2.2)$$

où P_{MAX} est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie de panneau.

Remarque :

- 1).- Pour une surface du panneau, deux notations supplémentaires doivent être définies
 - surface totale du panneau comprenant l'infrastructure et qu'on notera A_T .
 - surface effective du panneau PV représentant uniquement partie active (capteur PV) effectuant la conversion. On la notera A_{eff} .
- 2).- P_{MAX} dépend des paramètres physiques du panneau et des conditions météorologiques [3].

La puissance P effectivement délivrée par un générateur PV va dépendre de la commande utilisée dans le convertisseur. Le rendement du point de fonctionnement qui en découle que nous notons η_{MPPT} permet de mesurer l'efficacité de la commande. En fait on peut l'appeler aussi rendement de la commande

$$\eta_{MPPT} = \frac{P}{P_{MAX}} \quad (2.3)$$

3 Étage d'Adaptation pour Générateur PV avec Fonction MPPT de Type Numérique

3.1 Étage d'Adaptation de Type BOOST avec MPPT

Considérons l'exemple de la figure 3.1 correspondant à un convertisseur DC-DC élévateur (*boost*). Ce type de convertisseur peut être utilisé comme adaptateur source-charge lorsque la charge a besoin d'une tension supérieure à celle du générateur PV.

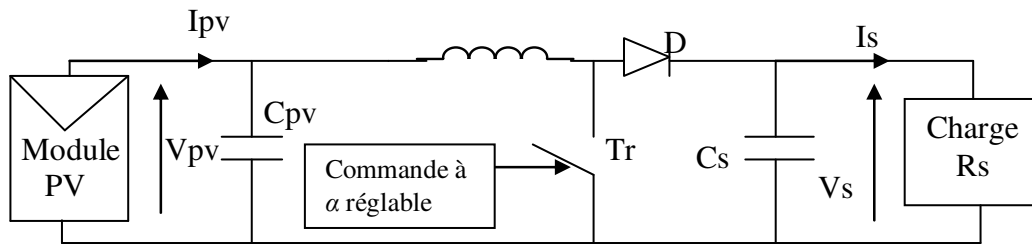


Figure 3.1: Exemple de convertisseur statique DC-DC pouvant être utilisé comme adaptateur entre un générateur PV et une charge [1]

L'adaptation entre la source et la charge est réalisée par la variation du rapport cyclique α . En effet, si nous supposons que le *boost* fonctionne en conduction continue et si nous considérons que le rendement de ce dernier est de 100%, alors les relations électriques entre les grandeurs d'entrée du convertisseur (correspondant à I_{PV} et V_{PV} du générateur) et de sortie du convertisseur (respectivement I_s et V_s) ne dépendent que du rapport cyclique α et peuvent ainsi s'exprimer [12]:

Convertisseur BOOST

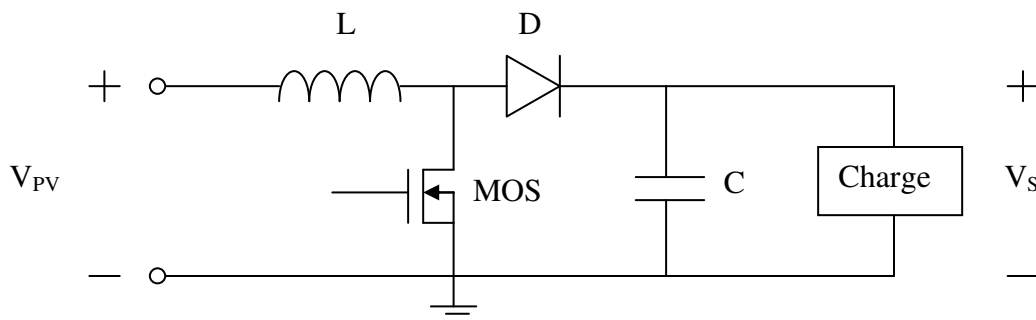


Figure 3.2 : Structure du convertisseur *BOOST*

Le convertisseur peut alors travailler suivant deux modes de fonctionnement dépendant de sa capacité de stockage d'énergie et de la période de commutation. Ces deux modes de fonctionnement sont :

- Mode continu : dans ce cas, l'énergie emmagasinée dans l'inductance L est transférée partiellement et donc le courant dans celle-ci ne s'annule pas.
- Mode discontinu : dans ce cas, au contraire, l'énergie emmagasinée dans l'inductance L est transférée totalement et donc le courant dans celle-ci s'annule.

En mode de conduction continu, le fonctionnement du circuit peut se diviser en deux selon l'intervalle de commutation (T_{ON} , T_{OFF}). L'intervalle T_{ON} commence quand on ferme le transistor MOS à $t = 0$. Le courant d'entrée, qui s'élève, traverse l'inductance L et le transistor.

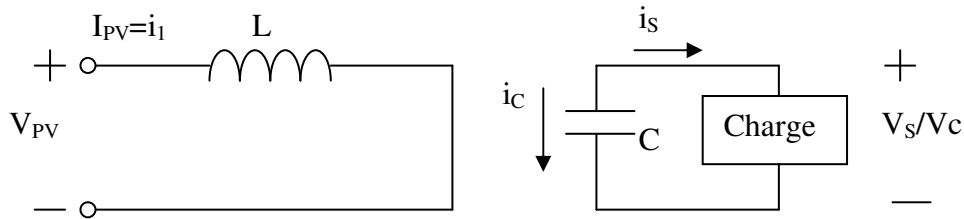


Figure 3.3 : Circuit équivalent pour T_{ON}

L'intervalle T_{OFF} commence quand on ouvre le transistor MOS à $t = t_1$. Le courant de l'inductance diminue car l'énergie emmagasinée dans l'inductance L est transférée à la charge.

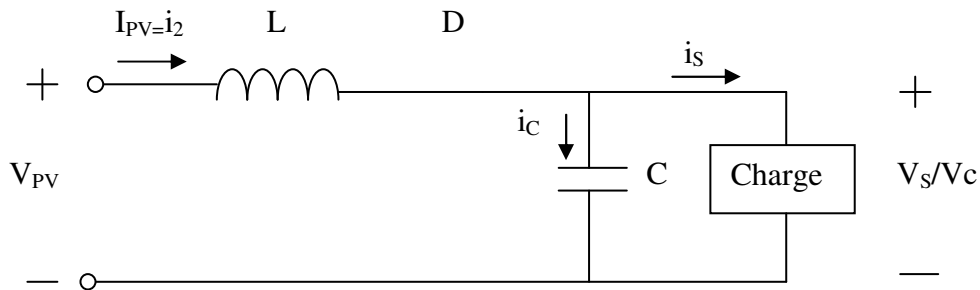


Figure 3.4 : Circuit équivalent pour T_{OFF}

Dans l'intervalle T_{on} le courant de l'inductance vaut :

$$V_e = L \frac{di_1}{dt} \tag{3.1}$$

$$i_1(t) = \frac{V_e}{L} t + I_1 \tag{3.2}$$

Où I_1 est le courant à l'instant initial. Pendant cet intervalle le courant traversant l'inductance augmente.

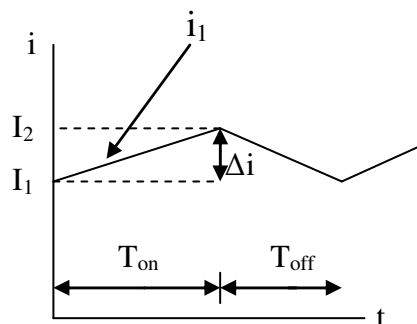


Figure 3.5 : Forme du courant i_1

Le courant pendant l'intervalle T_{OFF} peut s'exprimer :

$$V_e = L \frac{di_2}{dt} + V_s \quad (3.3)$$

avec :

$$i_2(t) = \frac{V_e - V_s}{L} t + I_2 \quad (3.4)$$

Où I_2 est le courant initial pour l'intervalle T_{OFF} .

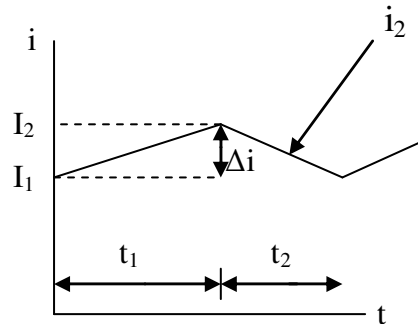


Figure 3.6 : Forme de courant i_2

En mode de conduction continue le période de commutation est $T = t_{on} + t_{off}$ et le rapport cyclique

$$D = \frac{t_{on}}{T} \quad (3.5)$$

D'un autre coté, nous pouvons exprimer la tension de sortie en fonction de la tension d'entrée et du rapport cyclique selon :

$$V_s = \frac{1}{1-D} V_{PV} \quad (3.6)$$

Pour le convertisseur *boost* :

$$V_s > V_{PV} \quad \forall \alpha \quad (3.7)$$

On peut faire varier la tension de sortie du convertisseur en changeant la valeur du rapport cyclique α .

La tension de sortie est minimale quand $\alpha=0$. On ne peut pas avoir $\alpha=1$ qui correspondrait à un MOS toujours fermé ; pour α proche de 1, la tension de sortie devient très grande et est très sensible au changement du rapport cyclique α . De plus l'influence des pertes dans le circuit limite la tension maximale de sortie du convertisseur.

Le gain en tension tend théoriquement vers l'infini pour un rapport cyclique unitaire si nous considérons le circuit sans pertes. Ainsi, en résumé nous pouvons exprimer la tension et courant de sortie en régime établi selon :

$$V_s = \frac{V_{PV}}{1-D} \quad (3.8)$$

$$I_s = (1-D)I_{PV} \quad (3.9)$$

L'adaptation optimale est alors réalisée lorsque I_{PV} et V_{PV} valent respectivement I_{OPT} et V_{OPT} . Ceci correspond alors à une résistance optimale R_{OPT} du générateur répondant à l'équation suivante :

$$R_{opt} = \frac{V_{opt}}{I_{opt}} = (1-D)^2 \times \frac{V_s}{I_s} = (1-D)^2 \times R_s \quad (3.10)$$

En résumé, la connexion entre une source et une charge peut être optimisée en ajustant le rapport cyclique α pour que d'un côté, le générateur puisse fonctionner à R_{OPT} et d'un autre côté, que la charge puisse varier "à sa guise" dans la mesure où le point d'intersection source-charge continue à exister.

Il est alors à remarquer qu'une seule grandeur électrique aux bornes de la charge (courant ou tension) peut être régulée. Cela impose donc une hypothèse de fonctionnement de la charge qui doit, soit accepter un courant quelconque lorsqu'elle impose la tension à la sortie du convertisseur statique, soit de grandes variations de tensions.

Pour que l'adaptation se fasse automatiquement à tout instant, un certain nombre de lois de commande ont été élaborées. Toutes ont pour objectif d'effectuer une recherche automatisée du PPM du système, en se basant sur la nature convexe des courbes de puissance du générateur PV ou, plus généralement, d'une source non linéaire.

Dans la section suivante, nous présentons une synthèse de certains types de commande MPPT que l'on peut trouver dans la littérature ainsi comme celle utilisé au LAAS. La commande MPPT du LAAS va être, par la suite, implémenté à l'aide d'un microcontrôleur.

3.2 Commande pour la Recherche du Point de Puissance Maximale (MPPT)

Diverses publications sur des commandes assurant un fonctionnement de type MPPT apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date de publication de la première loi de commande de ce type, adaptée à une source d'énergie renouvelable de type PV [12].

Étant donné le grand nombre de publications dans ce domaine, nous ne présentons que le principe de base des premiers types de commandes pour ensuite décrire la commande MPPT extrémale du LAAS-CNRS [8]. Cette commande a été implémentée à l'aide d'un circuit électronique analogique.

3.2.1.1 Evolution du point d'opération du générateur PV

Nous devons chercher le point de puissance maximal, pour cela nous comparons un point de puissance (P2) mesuré à l'instant (t) avec un point de puissance (P1) mesuré à l'instant (t-1) (figure 3.8).

Si $P1 < P2$, la dérivée est positive, cela signifie que nous nous rapprochons du point de puissance maximal.

Si la dérivée de puissance est négative, cela veut dire que nous avons dépassé le point de puissance maximal.

Ainsi, au démarrage du système, la recherche de PPM se fait progressivement, en cherchant le premier maximum.

Les commandes MPPT présentant finalement un bon compromis de rendements en statique et dynamique mais aussi de robustesse sont basées sur une continuelle évaluation de la puissance et une comparaison avec l'état à l'instant précédent.

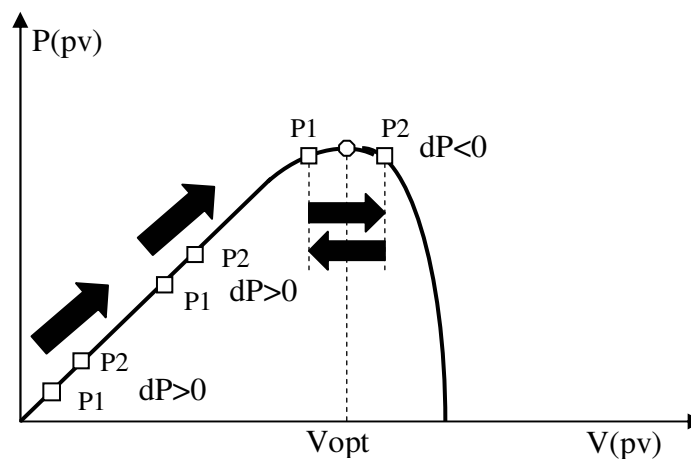


Figure 3.8: Principe de fonctionnement d'une commande MPPT

Cependant, pour la plupart des commandes MPPT, pour arriver à converger dans de bonnes conditions, quel que soit l'algorithme, il faut que les courbes de puissance délivrées par le générateur soient constantes ou lentement variables. Si cette hypothèse n'est pas respectée (changements brutaux des conditions de fonctionnement) le système peut diverger.

Nous avons répertorié les différents problèmes qui peuvent survenir :

- La puissance délivrée par le générateur peut présenter plusieurs maximums. Cela peut se produire, en particulier, lorsque les diodes de protections (diodes by-pass) des cellules PV associées en série et ou en parallèle se ferment.

Des changements brutaux d'éclairement et de charge peuvent survenir à tout moment sans que la fréquence de ces changements soit prévisible. Ainsi, le générateur peut à tout instant avoir sa courbe de puissance modifiée et donc son PPM comme l'illustre la figure 3.9. Le point de fonctionnement (P1) se trouve sur la partie montante de la courbe de puissance 1 avant le changement d'éclairement. Suite à la variation d'éclairement, le point

de fonctionnement passe de P1 à P2 qui se trouve sur la courbe de puissance 2. En comparant la puissance P2 et P1, on en déduit une dérivée négative, donc on inverse le sens de poursuite pensant avoir dépassé le point de puissance maximum, ici la commande MPPT perd momentanément le PPM. De plus, le changement du sens de la poursuite fait éloigner encore plus le point d'opération du PPM.

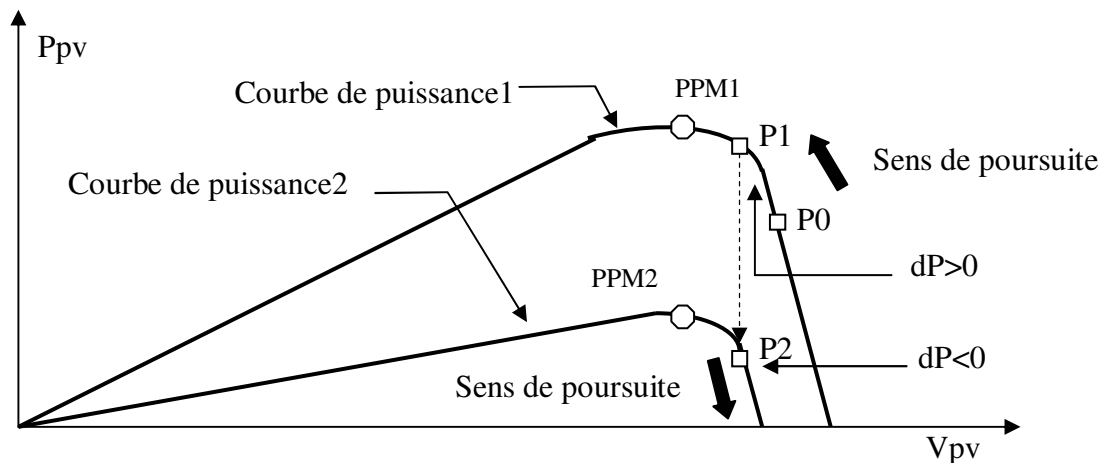


Figure 3.9: Changement d'éclairement et conséquence sur les courbes de puissance d'un générateur PV ainsi que sur l'adaptation source-charge.

3.2.2 Description de la Commande MPPT Extrémale du LAAS-CNRS

Les commandes MPPT développées au LAAS-CNRS ces dernières années [8,14] sont toutes basées sur le principe de la commande extrémale. Ce type de commande se base sur la recherche d'un extrême d'un paramètre ou d'une variable physique d'un système par la variation ou perturbation d'un paramètre d'entrée de ce système. La commande extrémale a été rapportée en 1920 par Leblanc pour la recherche du pic de résonance d'un système électromécanique [15,16]. Dans le cas particulier d'un GPV, une commande MPPT extrémale oblige le point de fonctionnement du GPV à se rapprocher du PPM et à osciller autour de lui indéfiniment.

La commande MPPT utilisée au long de ce stage de fin d'études a été étudiée au préalable par Ramon Leyva [8]. Dans [8] il a été présenté une réalisation analogique de cette commande. Dans ce contexte, l'objectif de notre étude est la réalisation de cette commande MPPT sous forme numérique à l'aide d'un microcontrôleur.

Le diagramme de la figure 3.10 représente le principe général décomposé en différentes fonctions, de la commande MPPT extrémale du LAAS-CNRS [8]. Pour ce type de commande, il est tout d'abord nécessaire de connaître les tensions (V_{PV}) et les courants (I_{PV}) en permanence aux bornes du GPV. Ces deux mesures permanentes permettent d'identifier au mieux tout changement de condition de fonctionnement du générateur. Pour cela, deux capteurs distincts doivent être prévus. A partir des informations délivrées par ces capteurs, une image de la puissance fournie par le GPV peut être obtenue en utilisant un multiplieur analogique. Le niveau de puissance délivré n'est pertinent que si le système est capable de déterminer si ce niveau correspond au maximum pouvant être délivré par le

GPV. Ainsi, la sortie du multiplieur est connectée à un circuit différenciateur et à un comparateur constituant la fonction « dérivée de puissance » et donnant le signe de cette variation à une bascule. Cette fonction que nous appelons « dérivée de puissance » permet de connaître en permanence, si la puissance délivrée par le GPV s'approche ou s'éloigne de son PPM. La fonction dérivée de puissance incorpore aussi un filtre passe-bas avec une fréquence de coupure F_C telle que :

$$T_C = \frac{1}{F_C} = \frac{T_{MPPT}}{8} \quad (3.11)$$

Où T_{MPPT} est la période d'oscillations du point de fonctionnement du GPV autour du PPM. Ce filtrage assure que les harmoniques dues à la fréquence de découpage du CS n'interfèrent pas dans l'algorithme de recherche. Ainsi, la constante T_C doit être plus petite que les constantes de temps du CS qui, elles-mêmes devraient être plus grandes que la fréquence de découpage du CS.

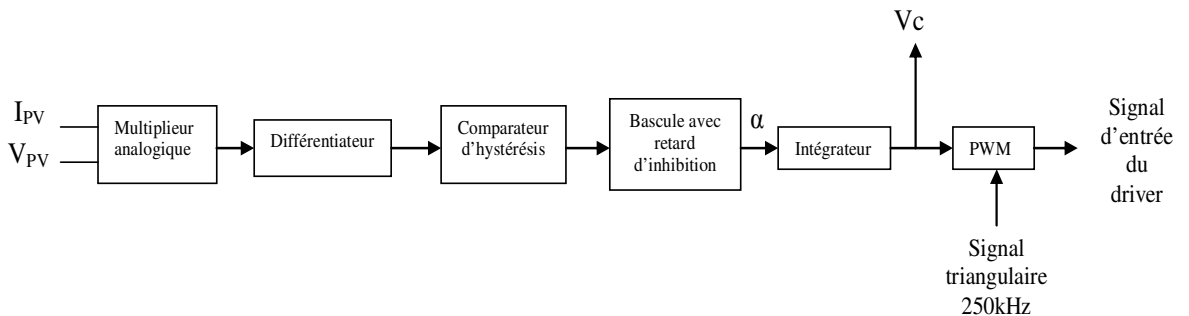


Figure 3.10 : Loi de commande MPPT analogique du LAAS-CNRS, [8].

La sortie du comparateur d'hystérésis est introduite à l'entrée d'une bascule avec un retard d'inhibition qui établit, après un temps fixé préalablement, si la direction de la recherche du maximum doit changer ou être maintenue. Le temps d'attente assure que le convertisseur se trouve en régime établi quand la décision pour changer ou pour maintenir le signe de recherche s'effectue.

Ainsi, la bascule change son état de sortie en fonction de la dérivée de puissance. Si la dérive de puissance est positive, la bascule ne change pas d'état. Par contre, si la dérivée de puissance est négative et si le changement est autorisé, la bascule change d'état. L'accord pour le changement n'est autorisé que si le retard fixé préalablement depuis le dernier changement de l'état de sortie de la bascule ne s'est pas écoulé.

L'état de sortie de la bascule permet de charger ou de décharger le circuit intégrateur. La tension de sortie de cette bascule est multipliée par une constante α et le résultat est intégré (intégrateur de la figure 3.10). Cette référence est comparée à un signal de découpage à haute fréquence (soit une dent de scie, soit un signal triangulaire) à travers un comparateur. La sortie du comparateur fournit le rapport cyclique aux interrupteurs commandés du CS qui permet de réaliser la fonction d'adaptation entre le GPV et une charge DC.

En résumé, la commande MPPT effectue un suivi permanent du PPM, nécessaire à connaître les variations de la puissance de sortie du GPV. Elle permet de réajuster le rapport cyclique du convertisseur statique et ainsi d'assurer l'adaptation entre le GPV et la

charge, en faisant en sorte que le GPV fonctionne au mieux de ses possibilités. Le fonctionnement de cette commande a été rapporté préalablement avec une validation complète de son fonctionnement sous différentes conditions de fonctionnement.

La figure 3.11 montre le circuit électronique de cette commande MPPT extrême. Sur cette figure on retrouve les différentes fonctions qui constituent la commande MPPT analogique du LAAS [8].

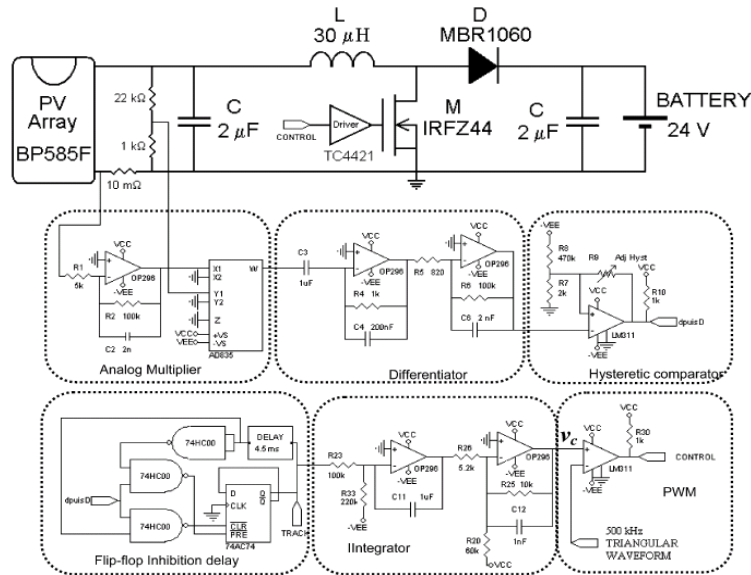


Figure 3.11 : Réalisation de la MPPT analogique [8]

3.3 Commande MPPT Numérique

L'objectif de notre étude est la réalisation d'une commande MPPT numérique basée sur la commande déjà existante en version analogique. Les objectifs concrets que nous voulons atteindre par cette réalisation numérique sont les suivants :

- Obtention des rendements MPPT équivalents à ceux obtenus avec la commande MPPT analogique
- Réduction du coût de fabrication par rapport à la commande MPPT analogique
- Réduction du nombre de composants utilisés pour la mise en œuvre
- Diminution du volume total de l'étage d'adaptation PV
- Diminution de la consommation de la commande

3.3.1 Schéma de Principe

La figure 3.12 montre le schéma de principe de la commande MPPT numérique, nous notons que nous utilisons un microcontrôleur PIC de la série 18F pour la mise en œuvre de l'algorithme de recherche. Nous pouvons voir sur cette figure que nous n'avons plus besoin du multiplieur, indispensable pour la commande analogique. D'un autre côté, l'algorithme de recherche génère un signal alpha (α) qui permet de charger et de décharger le circuit intégrateur comme il a été défini dans le cas analogique à la figure 3.10.

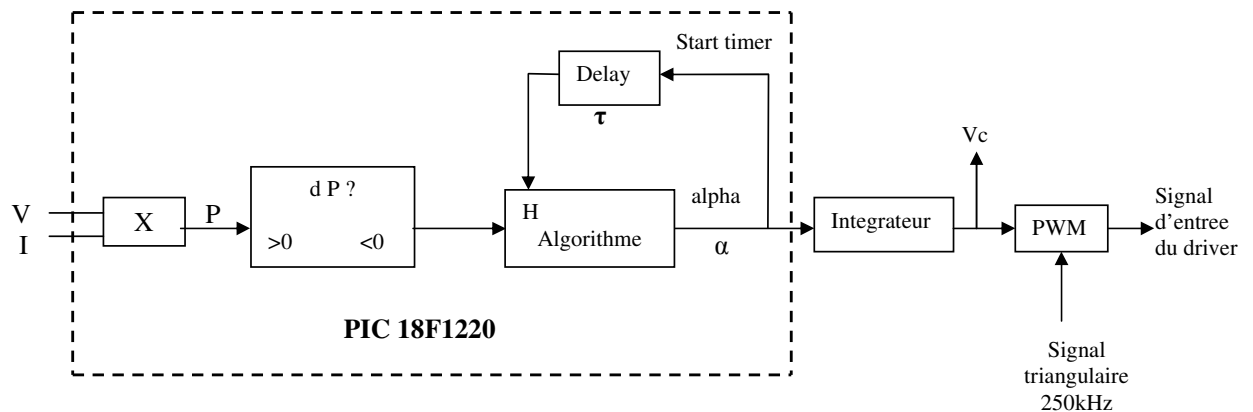


Figure 3.12 : Schéma de la MPPT numérique du LAAS-CNRS

La figure 3.13 montre le diagramme de blocs de l'algorithme de recherche intégré dans le microcontrôleur PIC. Le fonctionnement de cet algorithme est le suivant. Dans un premier temps nous configurons les registres du microcontrôleur PIC18F. Nous effectuons l'acquisition de la valeur de tension du GPV (V_{PV}) suivit de celle du courant du GPV (I_{PV}).

L'acquisition de ces variables doit se faire de manière séquentielle car le microcontrôleur dispose d'un seul convertisseur analogique-numérique (CAN). Une fois que nous avons obtenu la valeur de ces deux variables, nous les multiplions pour obtenir une image de la puissance fournie par le GPV. Cette opération est réalisée à l'aide d'une instruction du PIC qui fait appel à une multiplication de type hardware qui dure 1 cycle d'horloge. Pour obtenir une valeur de puissance plus précise sans l'effet des bruits de la commutation du transistor nous calculons la puissance moyenne à partir de huit mesures de puissance. A partir de cette puissance moyenne nous calculons la dérivée de puissance par rapport au temps afin de connaître les variations de la puissance du GPV. Ainsi nous pouvons déterminer avec exactitude quand la puissance du GPV augmente ou quand elle diminue, de manière à savoir si on s'approche ou si on s'éloigne du PPM.

A partir du signe de la dérivée de puissance nous pouvons déterminer le sens de la recherche du point de puissance maximal (défini par le paramètre alpha) à l'aide de ce que nous notons dans la figure 3.13 « Algorithme MPPT ».

($H=1$) pour inverser le sens de poursuite (α). En résumé, nous ne changeons le sens de la recherche que si la dérivée est négative et si τ secondes se sont écoulés depuis le dernier changement du sens de recherche. De cette manière le point de fonctionnement du module PV oscille de manière permanente autour du PPM.

La figure 3.14 montre en détail le schéma de principe de l'algorithme MPPT implémenté.

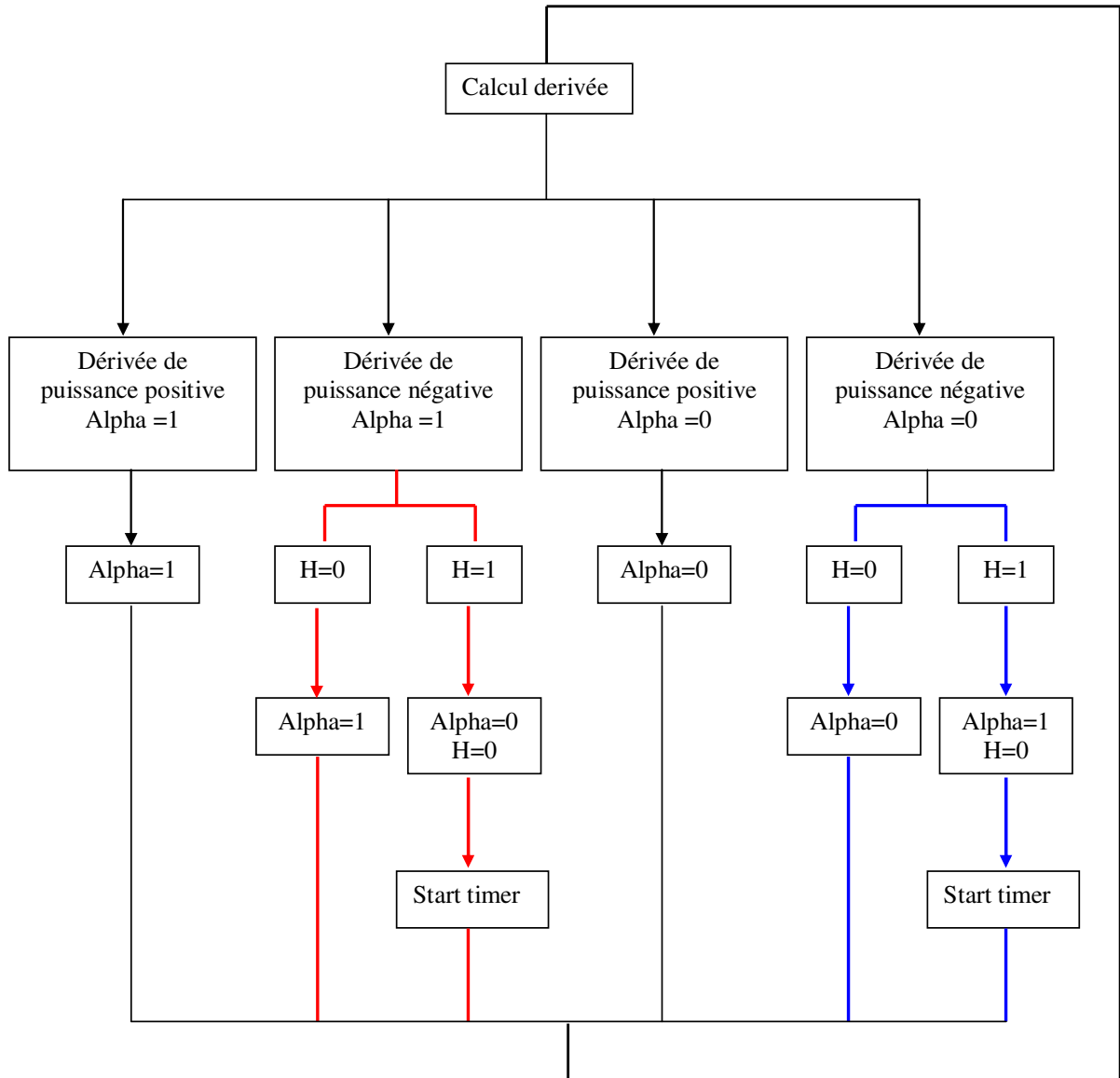


Figure 3.14: Schéma de principe de l'algorithme MPPT

D'après le tableau, une multiplication de deux mots non signés de 8 bits nécessite seulement un cycle d'instruction, soit $0.2\mu s$.

Pour déterminer le temps d'acquisition du courant et de la tension du GPV nous avons effectué des mesures avec l'oscilloscope.

Au début des acquisitions du courant et de la tension, nous mettons un port de sortie du PIC au niveau haut (5V), lorsque l'acquisition est terminée celui-ci repasse à l'état bas (0V). De cette manière nous pouvons mesurer le temps d'acquisition du courant et de la tension qui est le même pour les deux magnitudes (voir figure 3.15). Cette valeur est de $62.2\ \mu s$ pour une acquisition sur 8 bits.

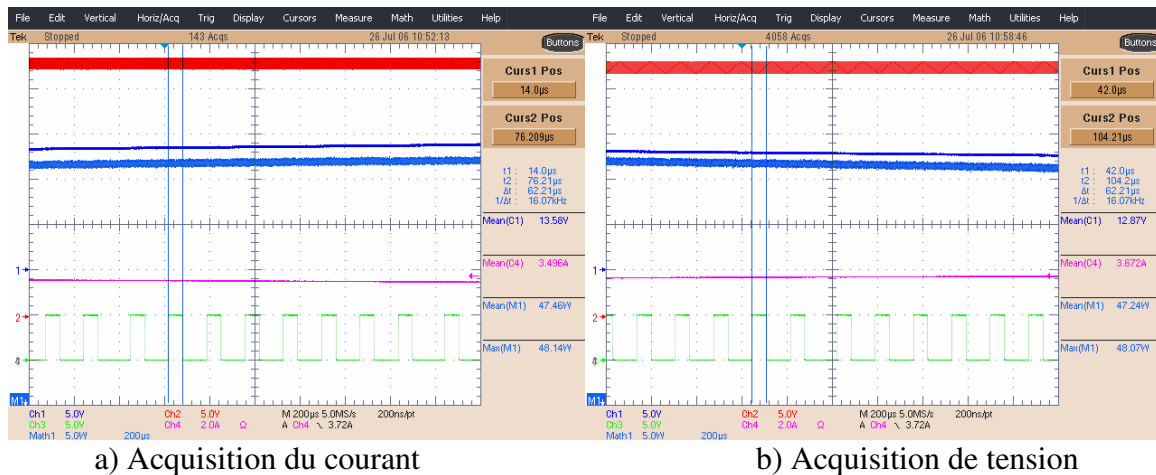


Figure 3.15 : Graphiques du temps d'acquisition du courant et de tension pour une conversion sur 8 bits

La figure 3.16 montre le chronogramme de ces acquisitions de tension et de courant ainsi que le calcul de la puissance ($V \times I$).

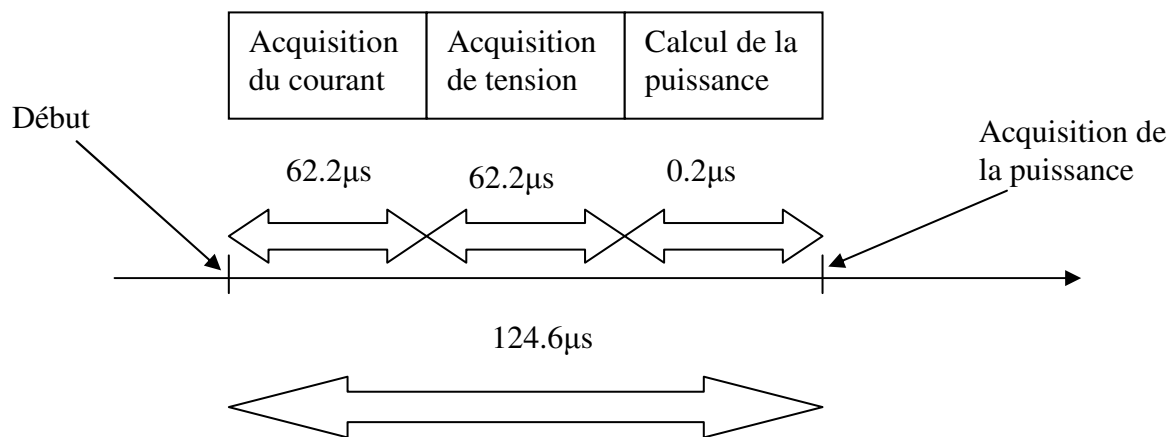


Figure 3.16 : Temps d'acquisition d'une valeur de puissance pour une conversion sur 8 bits avec le PIC18F1220

Le temps total pour obtenir une valeur de puissance est de $124.6\mu s$ pour une conversion sur 8 bits.

Pour une multiplication de deux mots non signé de 16 bits avec une fréquence de 20MHz , le microcontrôleur a besoin de 28 cycles d'instruction, soit $5.6\ \mu s$.

Pour savoir le temps d'acquisition du courant et de la tension, nous avons répété la même procédure que pour le cas d'une acquisition sur 8 bits. Comme nous le montre le chronogramme de la figure 3.18 le temps d'acquisition du courant et de la tension est de 62.2 μ s.

Une acquisition de tension ou de courant se fait toujours sur 10 bits. Une fois l'acquisition terminée tu choisies de prendre le résultat soit sur 8 bits ou sur 10 bits avec les registres (ADRESH et ADRESL), en résumé suivant le décalage à droite ou à gauche du résultat tu prends ou non les bits de poids faibles, donc le temps de conversion est toujours le même.

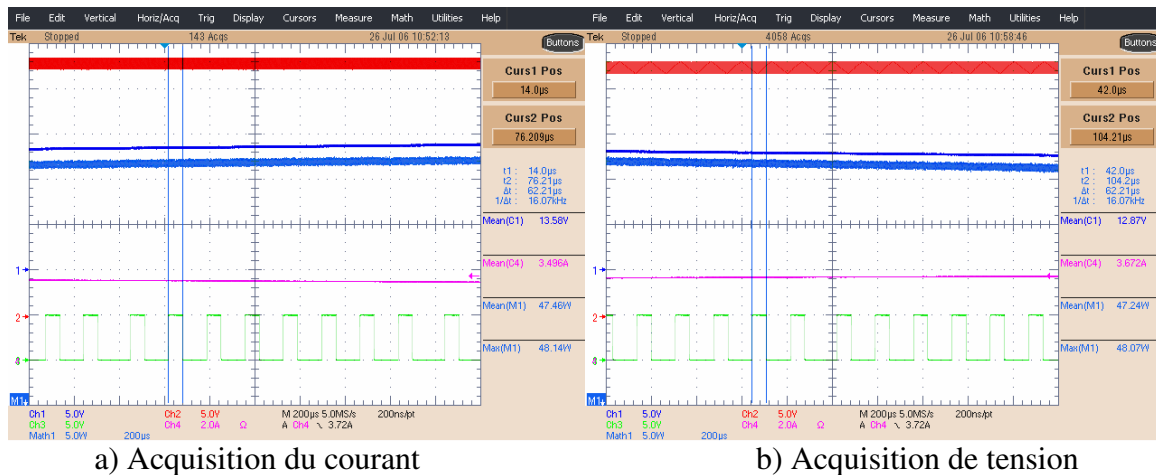


Figure 3.17 : Graphiques du temps d'acquisition du courant et de tension pour une conversion sur 10 bits

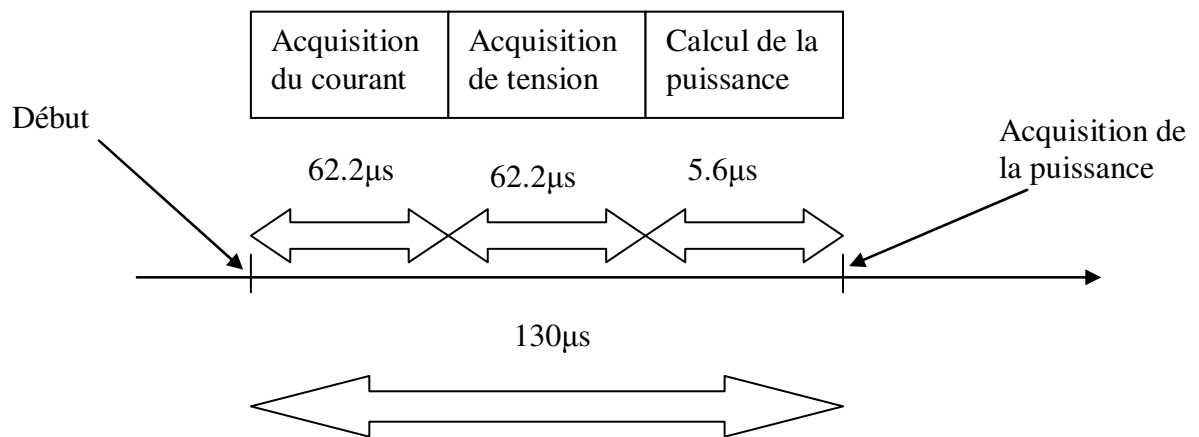


Figure 3.18 : Temps d'acquisition d'une valeur de puissance pour une conversion sur 10 bits avec le PIC18F1220

Le temps total pour obtenir une valeur de puissance est de 130 μ s pour une conversion sur 10 bits.

Nous obtenons une valeur de dérivée environ toute les millisecondes, car la puissance moyenne est déterminée à partir de 8 valeurs de puissance ($8 \cdot 130 \mu$ s = 1040 μ s).

nous effectuons le calcul de la puissance moyenne à partir de 8 échantillons de puissance. Nous pouvons effectuer aussi le calcul de cette puissance moyenne avec un nombre d'échantillons différents.

A partir de la puissance moyenne, nous pouvons définir avec plus de précision le signe de la dérivée de cette puissance. Pour calculer le signe de la dérivée nous avons créé la fonction `derivada_potencia()`. Pour le faire cette fonction compare deux valeurs de puissance moyenne : la valeur ancienne et la valeur qui vient d'être calculée. Si la dérivée est positive nous mettons le bit RB0 du port de sortie B à « 1 » et si elle est négative nous l'indiquons par une valeur à « 0 ».

A partir du signe de la dérivée nous pouvons lancer l'algorithme MPPT. Ce dernier a été programmé dans le programme principal (`main()`). Dans le programme principal nous faisons appel à la fonction `configurar_registros()` pour que le PIC travaille selon nos besoins. Le signe de la dérivée est vérifié en permanence au moyen d'une boucle `while(1)`. En fonction de la valeur de cette dérivée et de la valeur de la variable α (dans notre programme cette variable est `PORTBbits.RB1`) nous procédons comme décrit dans la section 3.3.2.

3.3.5 Essais Préliminaires

Afin de bien choisir le type de conversion à faire (8 bits ou 10 bits) et le nombre d'échantillons de puissance pour le calcul de la puissance moyenne et de sa dérivée nous avons effectué différents essais expérimentaux. Nous avons considéré les cas suivants :

- Conversion A/N sur 8 bits ou sur 10 bits
- Détermination de la puissance moyenne à partir de 4 ou 8 valeurs de puissance.
- Valeurs des temps de retard : 6.5 ms ou 13 ms.

Par la suite nous présentons les essais expérimentaux où nous vérifions l'influence de ces paramètres sur la performance en régime établi de la commande MPPT.

A. Conversion sur 8 bits, 4 points d'échantillonnages, 6.5ms délai

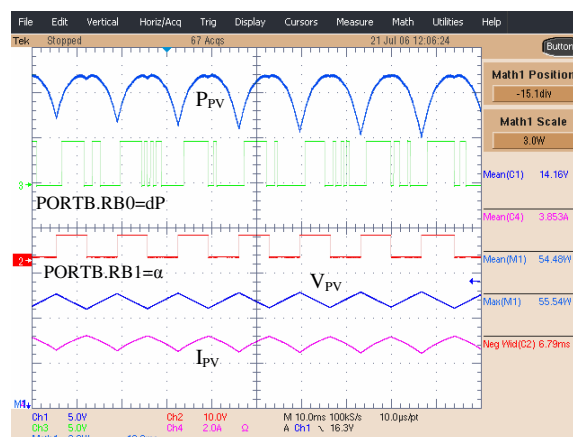


Figure 3.19 : Régime établi des valeurs de V, I et P d'un générateur PV avec fonction MPPT numérique pour 8 bits, 4 points d'échantillonnage de puissance et 6.5 ms de retard.

On obtient un rendement MPPT de 98%. On passe sur le point de puissance maximale et il y a un taux d'oscillation de puissance maintenu. Le problème d'une moyenne calculé à partir de 4 échantillons, c'est qu'elle est sensible aux bruits, ce qui engendre des erreurs au niveau de la détection du signe de la dérivée. Ces erreurs vont ensuite retarder, le changement du signal alpha.

Avec une moyenne calculée à partir de 8 points de puissance, nous filtrons les bruits dus à la fréquence de commutation du convertisseur.

Avec un délai plus grand (13ms), on est moins sensible aux erreurs de détermination de la dérivé, car lorsque le signal alpha change d'état, la dérivé est négative depuis un certains temps. Mais le rendement de la commande est mauvais car nous oscillons trop autour du point de puissance maximal. Dans ce cas on obtient un rendement MPPT de 93,6%

B. Conversion sur 8 bits, 8 points d'échantillonnages, 6.5ms délai

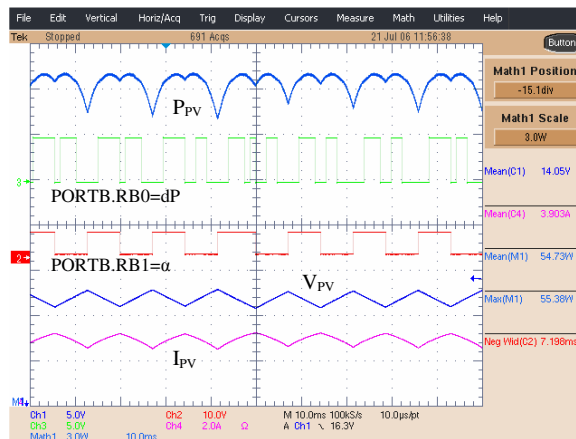


Figure 3.20 : Régime établi des valeurs de V, I et P d'un générateur PV avec fonction MPPT numérique pour 8 bits, 8 points d'échantillonnage de puissance et 6.5 ms de retard.

Dans ce cas, on obtient un rendement MPPT de 98,8%. Le calcul de la dérivée marche bien parce qu'on n'a pas de bruit. Le problème est que nous tardons pour détecter la variation du signe de la dérivée à cause du nombre d'échantillons trop élevé. Avec un délai de 13ms, l'image de la dérivée est correcte mais le rendement MPPT n'est pas optimal. On obtient un rendement MPPT de 94,3%.

C. Conversion sur 10 bits, 4 points d'échantillonnages, 6.5ms délai

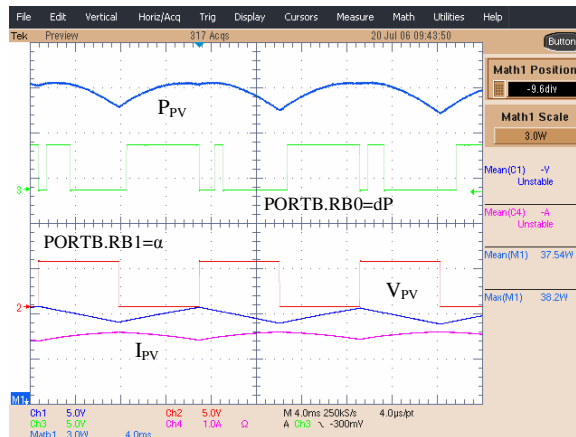


Figure 3.21 : Régime établi des valeurs de V, I et P d'un générateur PV avec fonction MPPT numérique pour 10 bits, 4 points d'échantillonnage de puissance et 6.5 ms de retard.

On a le même problème que précédemment, la puissance moyenne calculée à partir de 4 échantillons n'est pas aussi précise, par contre le délai est approprié parce que le rendement MPPT est de 98,2%.

D. Conversion sur 10 bits, 4 points d'échantillonnages, 13ms délai

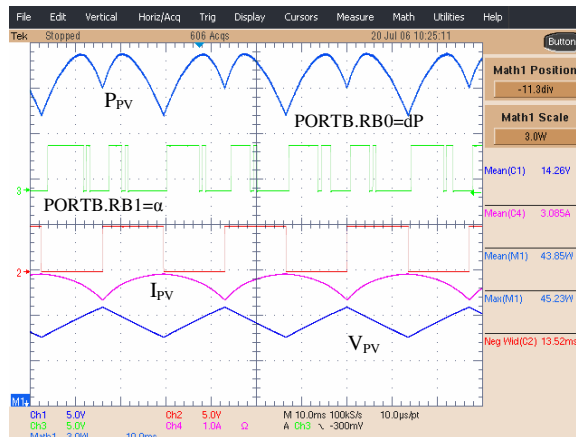


Figure 3.22 : Régime établi des valeurs de V, I et P d'un générateur PV avec fonction MPPT numérique pour 10 bits, 4 points d'échantillonnage de puissance et 13 ms de retard.

Dans ce cas, on a un petit bruit mais le calcul de la dérivée marche bien. Ce petit bruit est dû au calcul de la puissance avec seulement 4 échantillons. On a un rendement MPPT de 96,9%.

Le délai choisi est trop élevé, cela implique un ΔP élevé qui affecte le rendement MPPT.

E. Conversion sur 10 bits, 8 points d'échantillonnage, 6.5ms délai

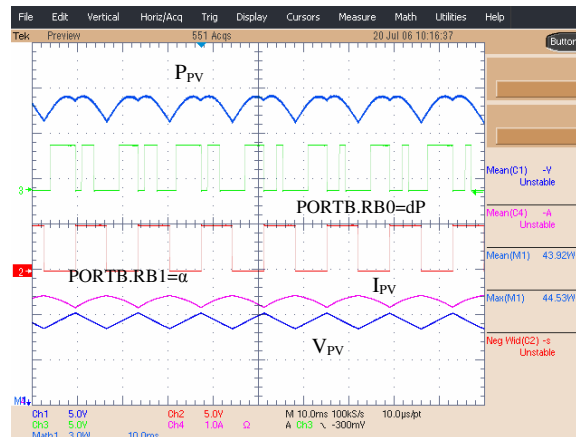


Figure 3.23 : Régime établi des valeurs de V, I et P d'un générateur PV avec fonction MPPT numérique pour 10 bits, 8 points d'échantillonnage de puissance et 6.5 ms de retard.

Ce relevé expérimental est correcte, l'utilisation de 8 points d'échantillonnage pour calculer la puissance moyenne permet de filtrer le bruit, mais engendre un retard au niveau de la détection de la variation du signe de la puissance.

Nous considérons qu'un délai de 6.5 ms est approprié pour notre système, car les erreurs de calculs de la dérivée n'influence pas notre signal alpha, et nous permet d'obtenir un bon rendement.

Dans ce cas on obtient un rendement MPPT de 98,7%.

F. Conversion sur 10 bits, 8 points d'échantillonnage, 13ms délai

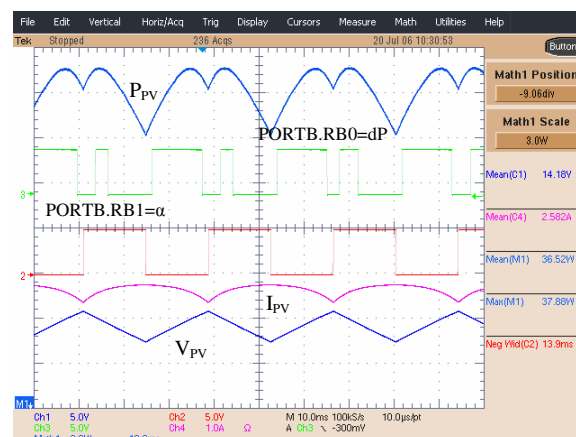


Figure 3.24 : Régime établi des valeurs de V, I et P d'un générateur PV avec fonction MPPT numérique pour 10 bits, 8 points d'échantillonnage de puissance et 13 ms de retard.

Ici nous obtenons une image de la dérivée correcte, mais le rendement n'est pas optimisé à cause de la valeur du délai qui trop élevé. Le rendement MPPT est dans ce cas de 96.4 %.

G. Synthèse

Après avoir effectué tous les essais et analysé tous les relevés expérimentaux, on doit vérifier qu'elle est la meilleure résolution de conversion à effectuer pour la capture de la tension et du courant, on a le choix entre :

- Conversion sur 8 bits
- Conversion sur 10 bits

Pour cela on a calculé la précision de chaque conversion, et on a cherché à savoir qu'elle était la variation de puissance nécessaire entre 2 points de mesures successifs pour détecter un changement de puissance.

G.1. Conversion sur 8 bits

Nous prenons la tension de référence du microcontrôleur comme référence, pour calculer la puissance maximale de notre système. Pour faire la conversion sur 8 bits, la valeur maximale de tension et de courant est de 0xFF (les 8 bits de poids fort).

$$\begin{array}{l}
 5 \text{ V} \text{ ————— } 0\text{xFF} \\
 5 \text{ A} \text{ ————— } 0\text{xFF}
 \end{array}
 \left. \vphantom{\begin{array}{l} 5 \text{ V} \\ 5 \text{ A} \end{array}} \right\}
 \quad 0\text{xFF} \times 0\text{xFF} = 0\text{xFE01} = 65025 \quad (3.12)$$

On calcule aussi la puissance maximale théorique du panneau pour obtenir la résolution en W/bit.

$$\text{Puissance panneau} = 22 \text{ V} \times 5 \text{ A} = 110 \text{ W} \quad (3.13)$$

$$\text{Résolution} = \frac{110}{65025} = 1691 \mu\text{W} / \text{bit} \quad (3.14)$$

Avec la variation d'un bit :

$$\begin{array}{l}
 5 \text{ V} \text{ ————— } 0\text{xFE} \\
 5 \text{ A} \text{ ————— } 0\text{xFF}
 \end{array}
 \left. \vphantom{\begin{array}{l} 5 \text{ V} \\ 5 \text{ A} \end{array}} \right\}
 \quad 0\text{xFE} \times 0\text{xFF} = 0\text{xFD02} = 64077 \quad (3.15)$$

$$65025 - 64077 = 255 \quad (3.16)$$

$$255 \cdot 1691 \cdot 10^{-6} = \mathbf{431mW} \quad (3.17)$$

On détermine la différence des deux mesures consécutives (voir équation 3.16) que l'on multiplie par la résolution de la conversion (voir équation 3.17), pour obtenir la variation de puissance minimale (précision) réelle au niveau du panneau. La précision est pour ce cas de **431mW**.

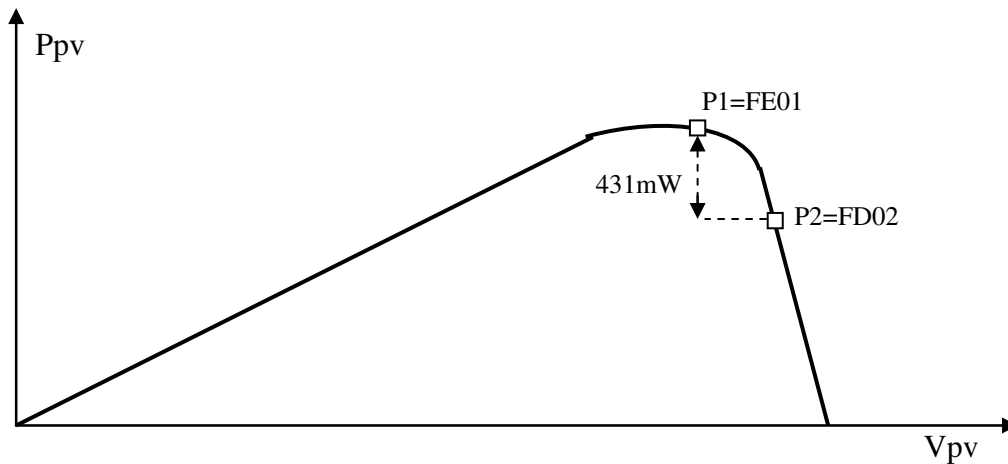


Figure 3.25 : Figure qui montre la précision sur une conversion de 8 bits

En résumé, pour une conversion de 8 bits, il faut que la puissance du panneau varie de 431 mW (voir figure 3.25), pour que le calculateur s'en aperçoive, cela risque de poser des problèmes au niveau du calcul de la dérivée à faible puissance.

On effectue la même chose pour la conversion sur 10 bits.

G.2. Conversion sur 10 bits

La résolution dans ce cas est de 107 mW. Ce qui est plus approprié pour les faibles puissances.

$$\left. \begin{array}{l} 5 \text{ V} \text{ ————— } 0x3FF \\ 5 \text{ A} \text{ ————— } 0x3FF \end{array} \right\} 0x3FF \times 0x3FF = 0xFF801 = 1046529 \quad (3.18)$$

$$\text{Puissance panneau} = 22 \text{ V} \times 5 \text{ A} = 110 \text{ W} \quad (3.19)$$

$$\text{Précision} = \frac{110}{1046529} = 105 \mu\text{W} / \text{bit} \quad (3.20)$$

Avec la variation d'un bit :

$$\left. \begin{array}{l} 5 \text{ V} \text{ ————— } 0x3FE \\ 5 \text{ A} \text{ ————— } 0x3FF \end{array} \right\} 0x3FE \times 0x3FF = 0xFF402 = 1045506 \quad (3.21)$$

$$1046529 - 1045506 = 1023 \quad (3.22)$$

$$1023 \cdot 105 \cdot 10^{-6} = \mathbf{107mW} \quad (3.23)$$

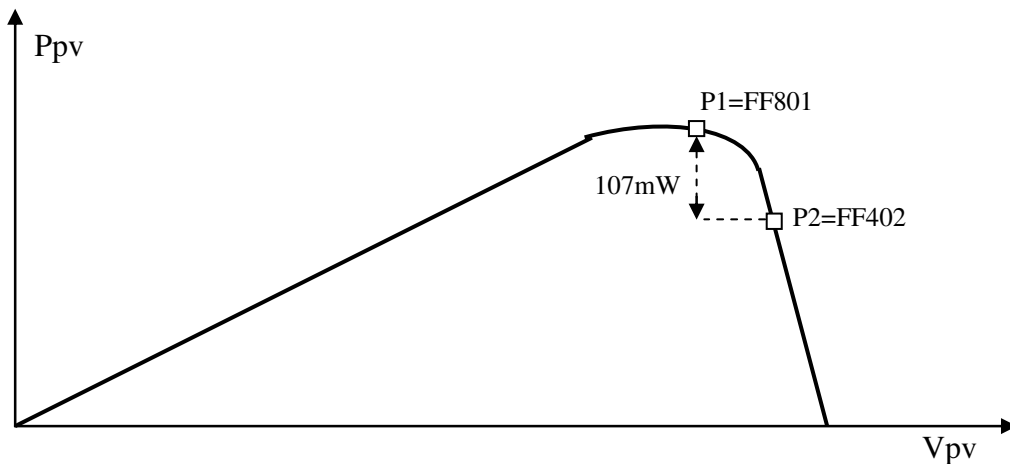


Figure 3.26 : Figure qui montre la précision sur une conversion de 10 bits

La précision pour une conversion sur 8 bits est de 431mW, tandis qu'elle est de 107mW pour 10 bits (voir figure 3.26). Comme vu précédemment, le problème de la conversion sur 8 bits, est qu'à faible puissance sa précision est trop grande, donc difficulté à détecter la variation de puissance par rapport à 2 échantillons, ce qui risque d'engendrer des erreurs au niveau du signe de la dérivée. Par contre une conversion sur 10 bits risque d'être sensible aux bruits à forte puissance.

En agissant sur le gain de notre intégrateur (RC), on agit sur la vitesse de balayage de la caractéristique $P_{pv} = f(V_{pv})$. Pour un temps fixe, plus cette vitesse est grande plus la distance parcourue est importante, donc difficulté pour la conversion sur 8 bits de fonctionner à faible puissance.

$$v = \frac{d}{t} \Rightarrow d = v \cdot t \quad \text{Constant} \quad (3.24)$$

v = vitesse

d = distance

t = temps (constant)

1- Avec 8 bits

A) gain intégrateur important.

$v \uparrow \uparrow \Rightarrow d \uparrow \uparrow \Rightarrow$ forte variation de puissance entre deux échantillons

B) gain intégrateur faible

$v \downarrow \downarrow \Rightarrow d \downarrow \downarrow \Rightarrow$ faible variation de puissance entre deux échantillons

A partir des différents relevés expérimentaux effectués dans le chapitre 3.3.4, le mode de calcul de la moyenne et la valeur du délai retenu pour notre algorithme sont les suivants :

- Conversion sur 10 bits, pour une meilleure précision.
- Moyenne sur 8 points, pour filtrer au mieux le bruit.
- Un délai de 6.5ms, qui permet un bon fonctionnement de l'algorithme.

3.3.6 Réalisation Électronique de la MPPT Numérique

La figure 3.29 montre le schéma de principe d'une chaîne élémentaire de conversion PV avec convertisseur *boost* contrôlé par une commande MPPT numérique. Nous constatons que l'intégrateur et le modulateur de largeur d'impulsion (PWM) ne sont pas intégrés dans le microcontrôleur PIC.

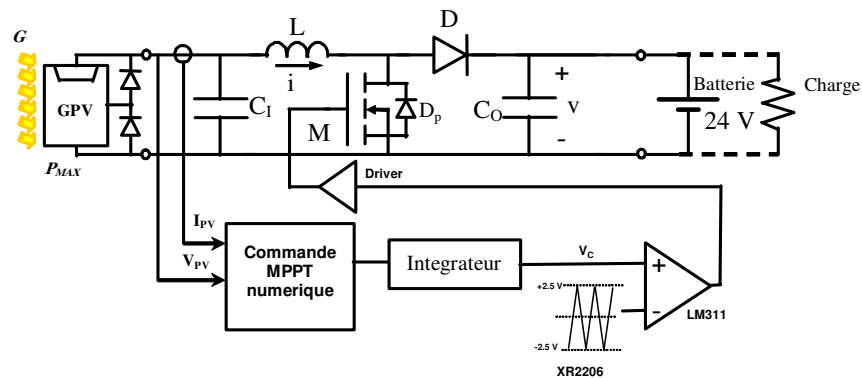


Figure 3.29: Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec convertisseur *BOOST* contrôlé par une commande MPPT numérique

La figure suivante montre comment est réalisé la fonction intégrateur de l'algorithme MPPT. Le circuit expérimental va être détaillé dans la section 5 de ce rapport.

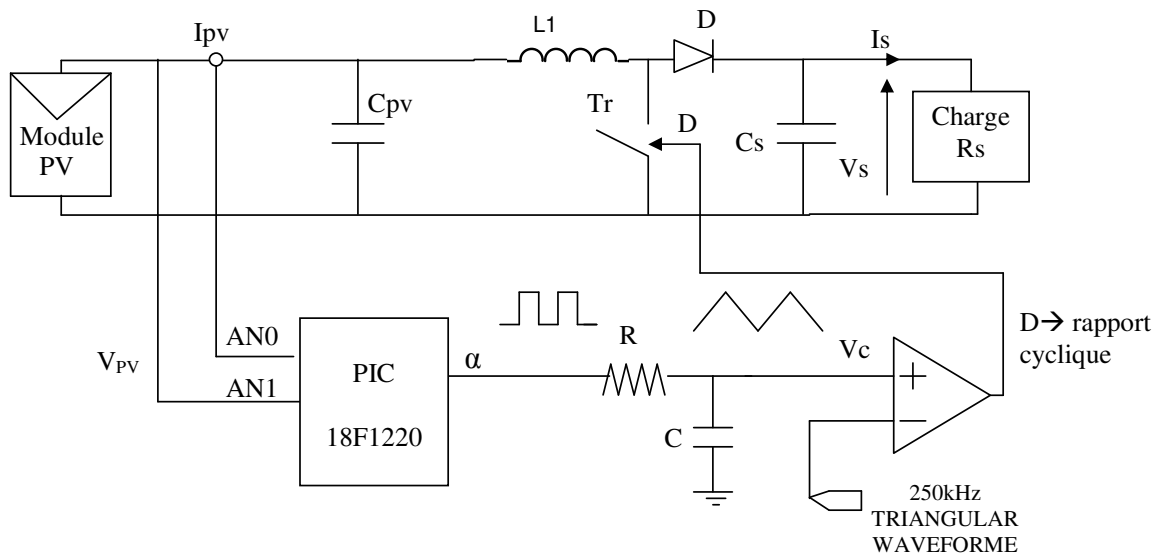


Figure 3.30 : Schéma du convertisseur *boost* + MPPT numérique

2- Réduire le temps du délai, afin de diminuer la période d'oscillation (rapprochement des extrémités des oscillations vers le PPM).

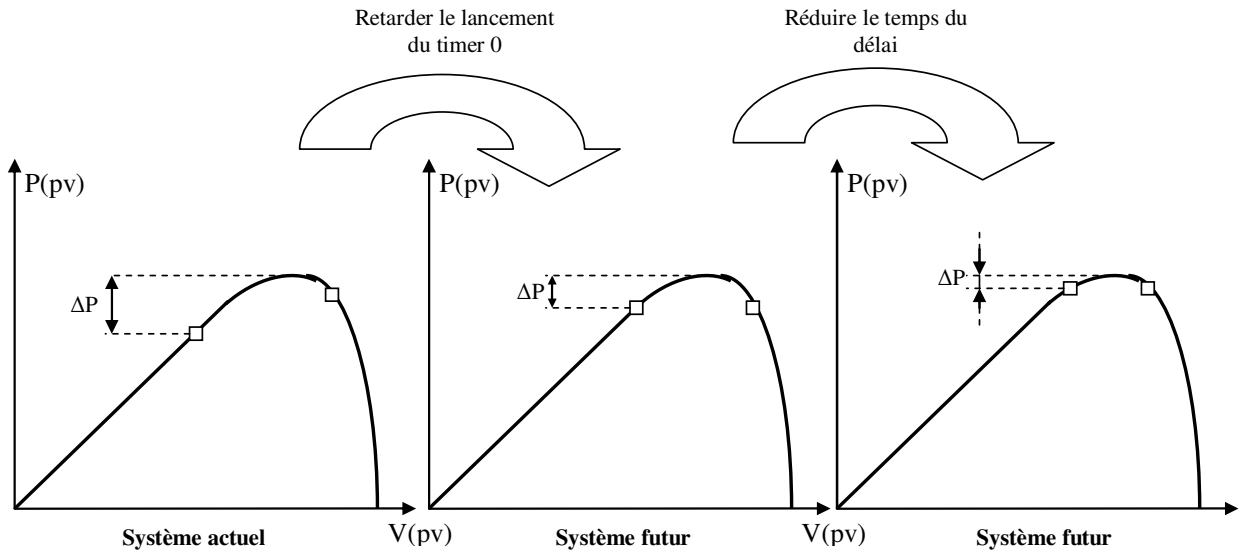


Figure 3.32: Améliorations possibles

Pour centrer les oscillations autour du point de puissance maximale, il faut retarder le lancement du délai, pour que les extrémités des oscillations avoisinent les mêmes valeurs de puissance (voir figure 3.33).

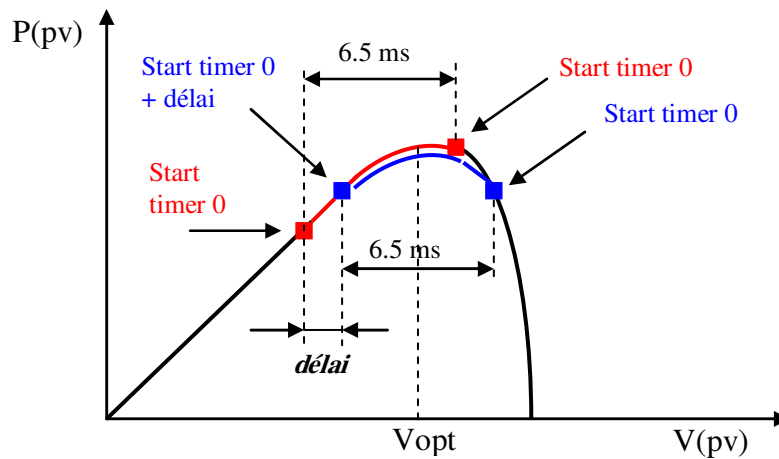


Figure 3.33: Schéma des améliorations

Une fois les oscillations centrées pour améliorer le rendement de la MPPT il suffira de réduire la durée du délai. Ces améliorations font partie des travaux en cours au LAAS-CNRS menés par C. Cabal.

4 Mesures Expérimentales

Nous avons effectué plusieurs relevés expérimentaux, pour étudier le comportement des variables suivantes :

- _ la tension panneau V_{PV} (channel 1).
- _ la tension batterie V_{BAT} (channel 2).
- _ la variable de contrôle V_C fournit par la MPPT (channel 3).
- _ le courant panneau I_{PV} (channel 4).
- _ l'image de la puissance.

Nous avons étudié le comportement expérimental du courant du GPV (I_{PV}), de sa tension (V_{PV}) et de sa puissance instantanée (P_{PV}), ainsi que la tension aux bornes de la batterie (V_{BAT}) et la variable de contrôle fournie par la commande MPPT (V_C) sur des relevés précis obtenus avec un oscilloscope sur des intervalles de temps courts. Nous avons aussi étudié le comportement de la commande MPPT pendant une journée complète de mesures.

4.1 Relevés expérimentaux

Plusieurs essais ont été réalisés, tout d'abord un essai en régime établi afin de visualiser les différentes grandeurs mesurées et surtout pour vérifier le rendement MPPT du système.

Par la suite nous avons simulé une variation de puissance (passage d'un nuage), en connectant et déconnectant des panneaux en parallèles. Pour finir, nous avons analysé le comportement de la commande lorsque une partie des cellules du panneau sont protégées par les diodes by-pass. Pour effectuer cette simulation nous avons rajouté en série avec le panneau une source de tension de 5V (qui correspond à l'association série de 8 à 10 cellules), pour faire varier la valeur de la tension optimale du panneau.

Le schéma de réalisation de l'étage d'adaptation d'un GPV à partir d'un convertisseur de type *boost* [7] est présenté en figure 3.1. Cette structure élévatrice est plutôt destinée aux applications où la tension de la batterie est supérieure à la tension de circuit ouvert V_{OC} du générateur.

Le point de fonctionnement de l'ensemble est alors lié directement à la valeur de la tension de la batterie. Ceci peut représenter un avantage important de cette structure.

La figure 4.1 montre le comportement en régime établi du convertisseur *boost* avec une batterie de 24V et une fonction MPPT numérique.

Il y a deux passages par le point de puissance maximale dans chaque période du signal triangulaire V_C . Pour indication, sur ce relevé, le rendement MPPT mesuré est de 98,8% pour une puissance fournie de 22,71W.

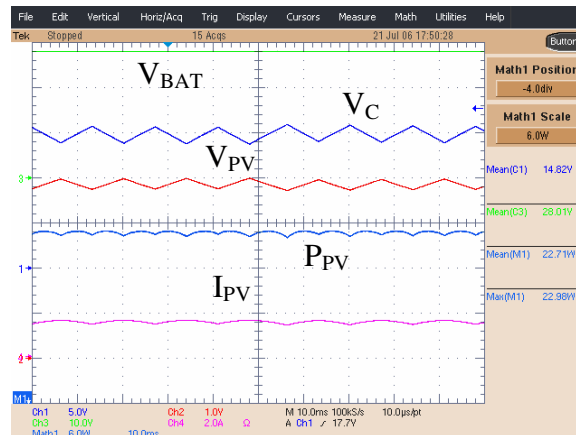


Figure 4.1 : Relevé expérimental en régime établi d'un convertisseur *boost* avec fonction MPPT

La figure 4.2 illustre la réponse du système après l'augmentation brutale du courant de la source PV alors que sa tension reste inchangée. Le nouveau point de puissance maximale est alors atteint instantanément. De même, le système va répondre rapidement vis-à-vis d'une diminution brutale du courant du générateur PV.

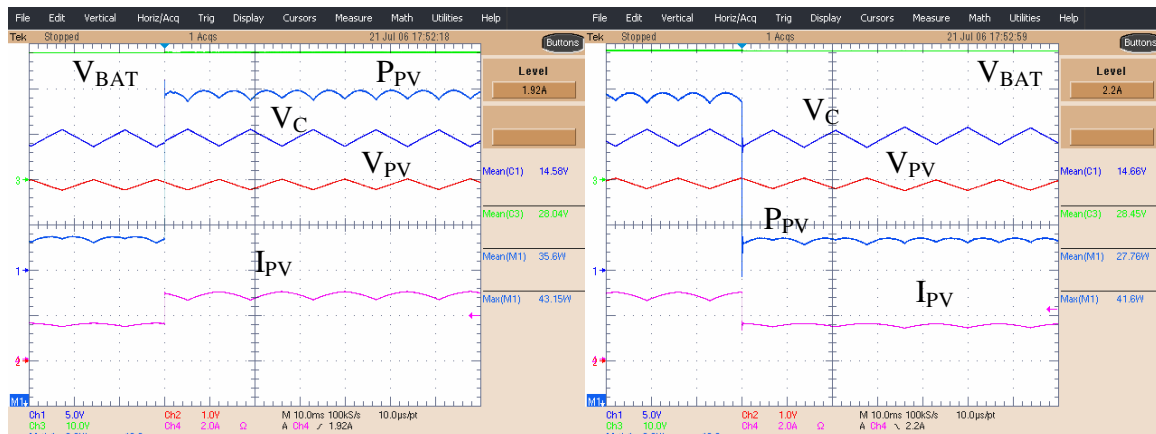
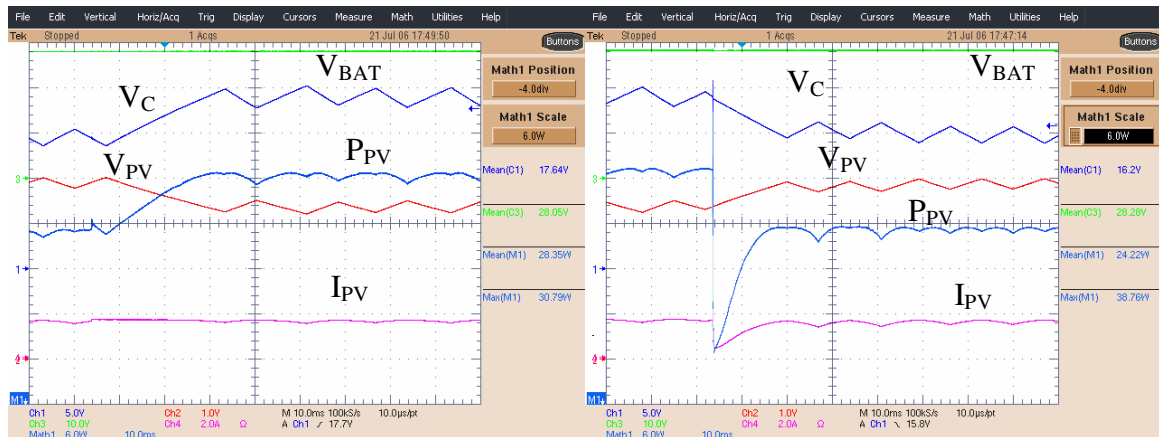


Figure 4.2: Réponse du système vis-à-vis de changements brutaux de courants dans le générateur constitué de deux panneaux BP 585 en parallèle

La figure 4.3 illustre le comportement des grandeurs électriques du système vis-à-vis de changements brutaux de tension du GPV. Dans ce cas, la tension du point de fonctionnement du générateur se trouve modifiée si on connecte ou déconnecte le générateur de tension annexe.

Comme nous pouvons le constater sur le relevé expérimental, un certain temps (30 ms) est alors nécessaire à l'algorithme de commande pour atteindre le nouveau point de puissance maximale.

Nous pouvons constater une différence importante de comportement par rapport à la situation duale de variation brutale de courant du GPV. Ici la commande MPPT ajuste la valeur du rapport cyclique pour permettre au système d'osciller autour de la nouvelle tension optimale.

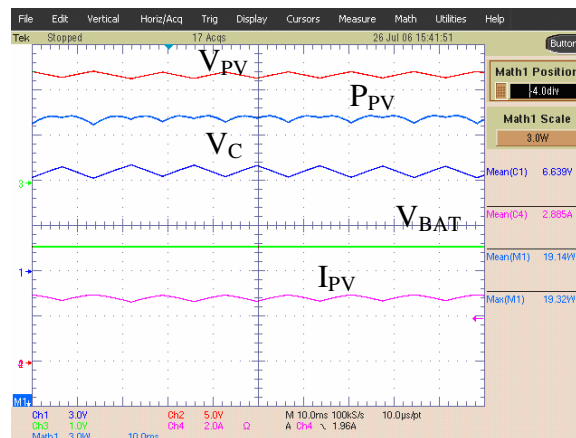


a) Connexion

b) Déconnexion

Figure 4.3: Réponse à la connexion/déconnexion en série de quelques cellules en série du GPV (simulé par une source de tension auxiliaire de 5V)

La figure 4.4 montre le courant, la tension et la puissance fournis par le demi-générateur quand le convertisseur *boost* est connecte sur une batterie de 12V. Nous constatons que le convertisseur *boost* peut suivre le point de puissance maximale avec des rendements MPPT élevés. En effet, dans le cas d’une batterie de 12V, le rendement est de 99,1%. Quand une ombre couvre la totalité d’une cellule, la puissance restante dans le demi-module PV non atteint par le défaut ne peut pas être fournie à la charge.



a) $V_{BAT}=12V$

Figure 4.4: Mesures en régime établi d’un *boost* avec fonction MPPT alimenté par un 1/2 module BP 585

Nous avons pu constater que la réponse dynamique pour les différents types de perturbations introduites est identique à celui obtenu avec une commande MPPT analogique [8].

4.2 Mesures journalières

Dans cette section nous présentons les essais de rendement de plusieurs étages d'adaptation PV pendant toute une journée. Pour que les résultats soient réellement fiables, il est nécessaire que les différents systèmes MPPT (analogique et numérique) soient soumis à la même puissance pour pouvoir comparer les différents rendements. Nous allons aussi comparer les performances des étages d'adaptation munis d'une fonction MPPT par rapport à une connexion directe par diode anti-retour.

Il est nécessaire de mesurer pour chaque relevé, la tension et le courant d'entrée et de sortie du convertisseur afin de déterminer le rendement de conversion, noté η_{CONV} , ainsi que le rendement MPPT, noté η_{MPPT} , de chaque système. Cela nous permet de connaître à chaque instant les performances électriques de chaque système.

Pour connaître tous ces rendements, nous avons suivi une procédure développée au sein du LAAS-CNRS décrite en détail sur [11].

Nous avons étudié le comportement de trois type d'interfaces : deux par convertisseur *boost* avec fonction MPPT (numérique ou analogique respectivement) et une connexion directe par diode antiretour (figure 4.5), les essais vont se faire simultanément sous conditions d'irradiation égale.

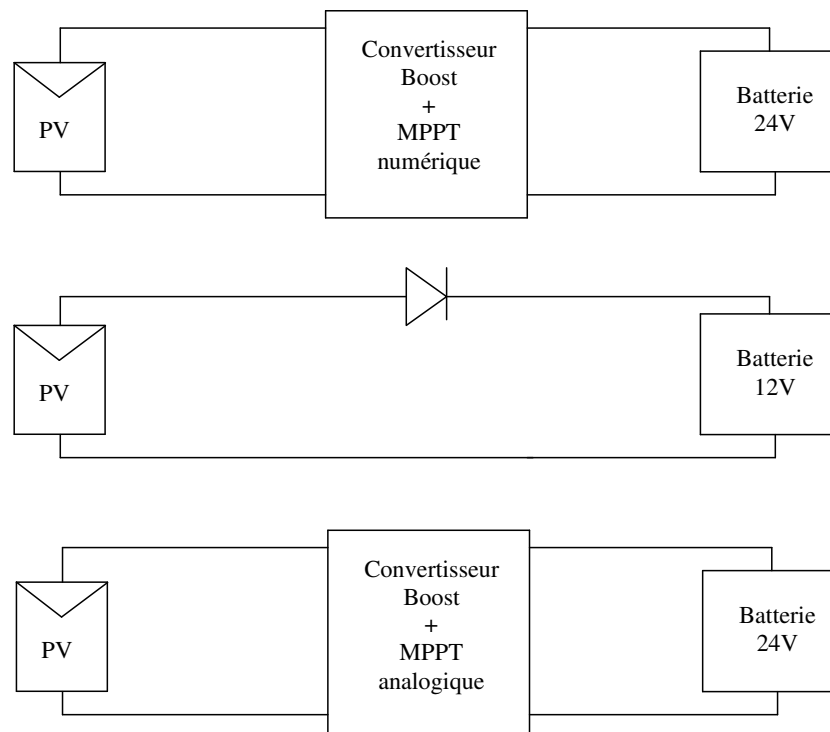


Figure 4.5 : Schémas de connexions utilisées pour la comparaison entre une commande MPPT numérique et une commande MPPT analogique et une connexion directe par diode anti-retour.

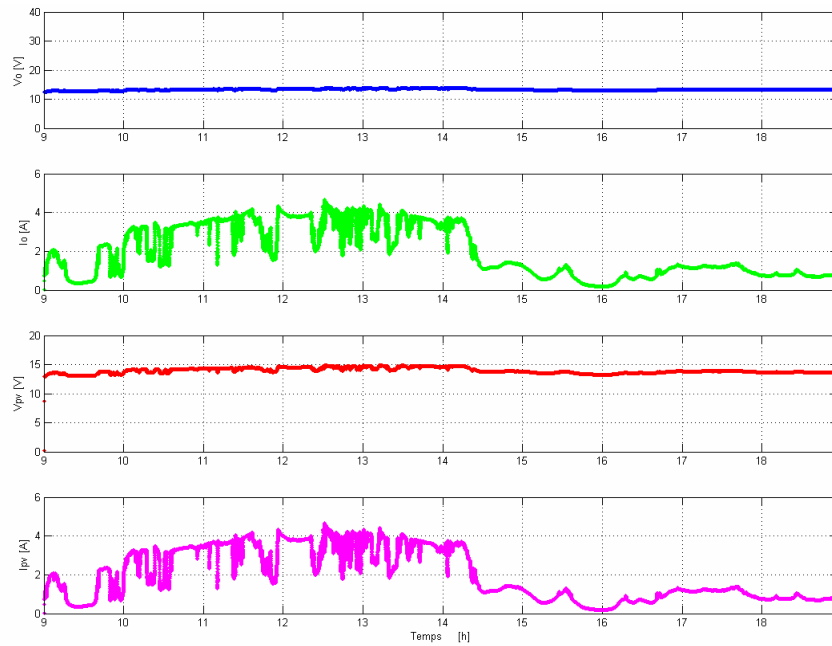


Figure 4.8 : Tensions et courants d'un GPV en connexion directe avec une diode anti-retour sur une batterie de 12V pendant toute une journée (9h-18h). A Toulouse le 27 Juillet 2006.

Du fait que le point de fonctionnement du module PV est fonction de la tension de la batterie, le rendement MPPT de ce type de connexion varie et peut dans certains moments arriver à des valeurs autour de 70 % comme nous le montre la figure 4.9. Dans ce cas le rendement MPPT est très inférieur à celui obtenu avec un système qui intègre une commande MPPT extrême. Par contre, le rendement de conversion est très élevé par le fait qu'il est influencé que par les pertes de conduction de la diode.

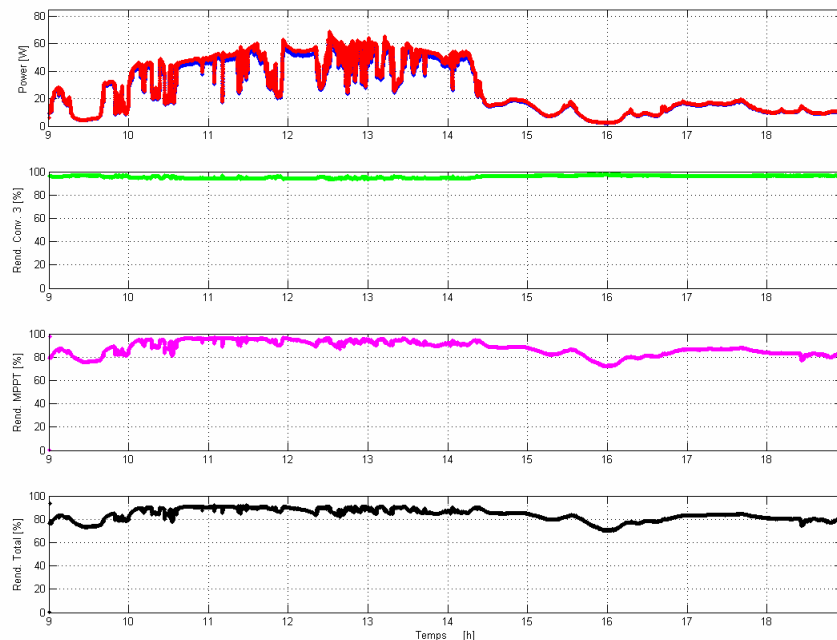


Figure 4.9 : Puissances et rendements d'un GPV en connexion directe avec une diode anti-retour sur une batterie de 12V pendant toute une journée (9h-18h). A Toulouse le 27 Juillet 2006.

La figure 4.10 montre la connexion d'un GPV constitué d'un panneau BP 585 sur une batterie de 24 V à travers un convertisseur *boost* avec la commande MPPT extrême analogique du LAAS-CNRS [8]. Nous pouvons observer que le système s'est arrêté de fonctionner plusieurs fois dans la journée, ceci vient du fait que cette version de commande MPPT analogique n'a pas été calibré pour des puissances fournies du module PV très faibles. Toutefois, nous pouvons nous servir de ces mesures pour avoir une idée comparative par rapport à la MPPT numérique. De plus, vers 12h30 nous constatons sur la figure 4.10 que la mesure du courant du module PV obtenu à l'aide d'un capteur de courant intégré dans le système de mesure est saturée pour des valeurs de courant élevés. Ceci limite la précision des mesures effectuées pour ce système au moment de calculer les valeurs des rendements moyens au cours de la journée.

D'un autre côté, nous constatons que les comportements de la commande MPPT analogique et celui de la commande numérique sont très proches. Dans le deux cas, le point de fonctionnement du module PV s'adapte rapidement aux changements d'irradiation. Nous constatons aussi des rendements MPPT similaires en conditions de forte irradiation.

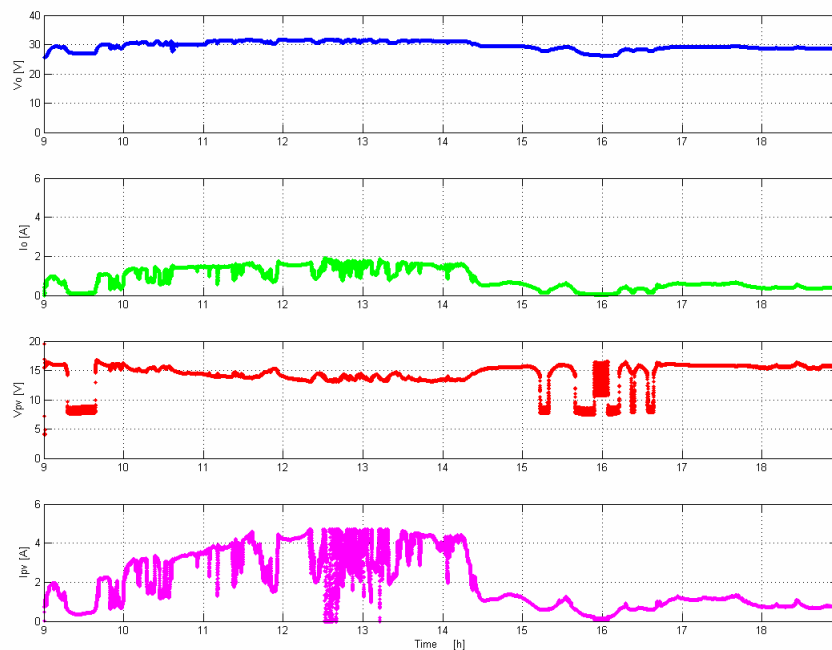


Figure 4.10 : Visualisation de VBAT, IBAT, VPV, IPV de la chaîne photovoltaïque pendant toute une journée (9h-18h). A Toulouse le 27 Juillet 2006. (MPPT analogique)

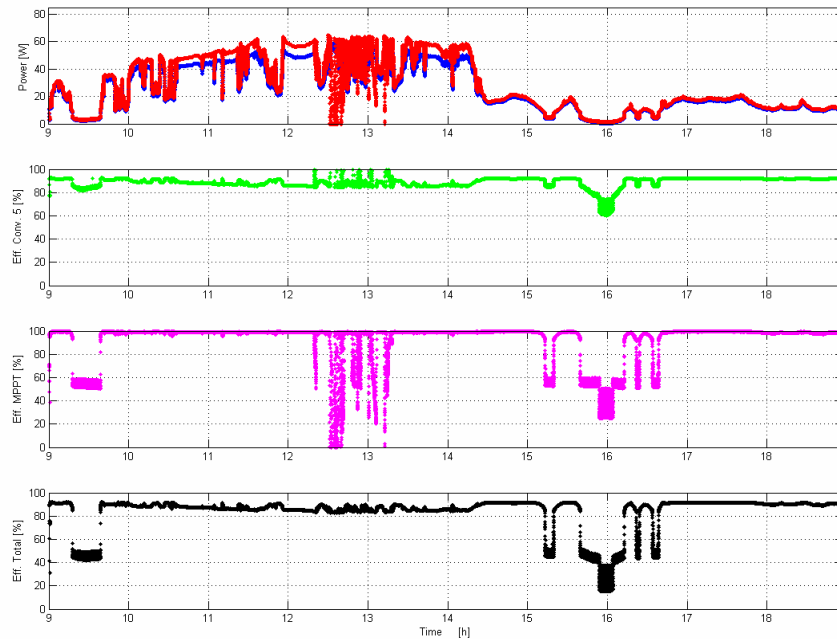


Figure 4.11 : Visualisation du rendement du convertisseur Boost, rendement MPPT, rendement global de la chaîne photovoltaïque pendant toute une journée (9h-18h50). A Toulouse le 27 Juillet 2006 (MPPT Analogique)

Nous pouvons observer dans la figure 4.11 que le rendement MPPT est proche au 100%, autour de 98 % et 99% dépendant de la puissance délivrée par le module PV. Sauf pendant les moments où la commande MPPT analogique s'est arrêté de fonctionner, le comportement de la commande est excellent.

Une différence importante par rapport à la commande numérique est la consommation. La commande MPPT analogique a une consommation de 400 mW avec une alimentation à $\pm 5V$. Ainsi, la commande analogique a besoin d'un circuit de génération de $-5V$ et elle consomme 4 fois plus de puissance que la commande numérique.

La figure 4.12 illustre les rendements MPPT des trois types de connexions : *boost* avec commande MPPT numérique en rouge, connexion directe par diode en vert et *boost* avec commande MPPT analogique en bleu. Nous constatons que les commandes MPPT ont un meilleur rendement MPPT que la connexion directe. D'un autre coté, les rendements MPPT des deux commandes extrême sont très proches avec un léger avantage pour la commande analogique. La principale conclusion que nous en tirons de ce graphique est que notre commande MPPT numérique a un comportement presque identique, en termes de rendement MPPT, à celui de la commande analogique. Par contre, la connexion par diode antiretour n'offre pas un bon rendement MPPT car le point de fonctionnement dépend de la tension de la batterie. Si cette tension est proche de la tension optimale le rendement MPPT est élevée (voir intervalle 11h-12h), par contre si cette tension est loin de la tension optimale le rendement MPPT diminue fortement.

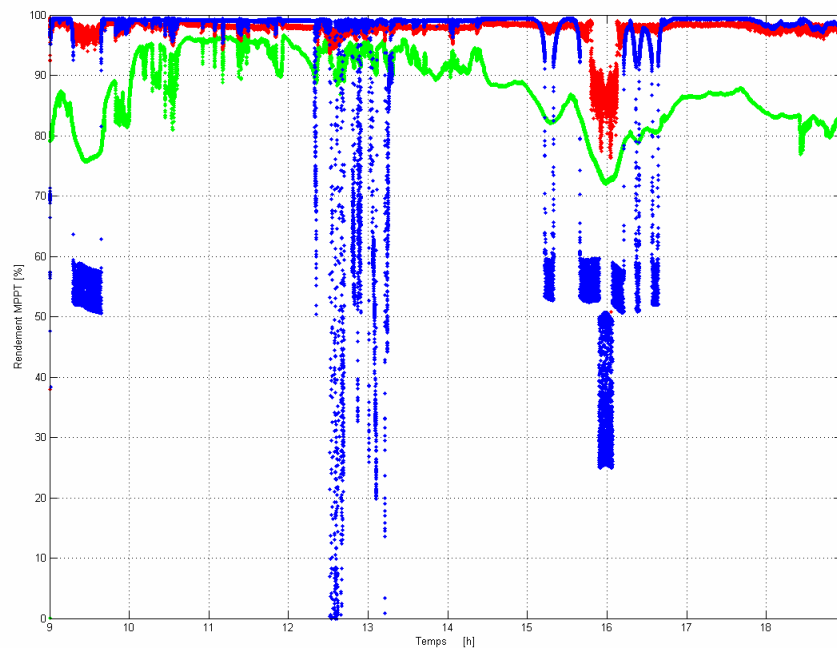


Figure 4.12 : Rendements MPPT des trois types de connexions.

Le tableau 4.1 montre les évaluations de l'énergie maximale que produirait chaque module PV s'il fonctionnait en permanence à son maximum de puissance, les mesures des énergies réellement produites et des énergies transmises à la charge par journée. Nous avons également calculé le η_{CONV} moyen journalier noté $\bar{\eta}_{CONV}$, le η_{MPPT} moyen journalier noté $\bar{\eta}_{MPPT}$ et le rendement total moyen noté $\bar{\eta}_{TOTAL}$ qui est le produit des deux derniers. La moyenne étant pondérée en fonction des quantités énergétiques produites. Le but de toutes ces grandeurs est d'avoir des critères d'évaluation permettant d'estimer les gains d'un type de système à un autre [11].

Sur tous les cas, nous constatons que $\bar{\eta}_{MPPT}$ est plus petit pour les systèmes à connexion directe par rapport à ceux comportant un étage d'adaptation avec commande MPPT. Ceci vient du fait que c'est la tension de la batterie qui fixe le point de fonctionnement du GPV dans le cas de la connexion directe. Ce dernier peut être plus ou moins loin du PPM en fonction des conditions de fonctionnement. Ainsi, dans le cas de la connexion directe, le rendement MPPT dépend fortement des données météorologiques et de l'état de la charge.

Ainsi, la commande MPPT numérique a un $\bar{\eta}_{MPPT} = 98.2\%$ et un $\bar{\eta}_{CONV} = 95.2\%$. Ces résultats ratifient la commande MPPT numérique comme la meilleure solution pour l'adaptation d'impédances entre un module PV et une charge de type continu.

En résumé, si nous analysons le rendement total moyen de chaque système sur cette journée, nous constatons que l'utilisation d'un convertisseur *boost* avec fonction MPPT numérique transfère 5 % d'énergie en plus à la batterie en état de charge moyen par rapport à une connexion directe par diode anti-retour.

		Energie Maximale	Energie Produite	$\bar{\eta}_{MPPT}$	Energie Transmise	$\bar{\eta}_{CONV}$	$\bar{\eta}_{TOTAL}$
Mesures du 27 juillet 2006	Chargeur boost MPPT numerique ($V_{BAT}=24$ V)	301..2Wh	295.7Wh	98.2%	281.6Wh	95.2%	93.5%
	Diode anti-retour ($V_{BAT}=12$ V)	322.1 Wh (estimé)	298.9Wh	92.8%	282.6Wh	94.5%	87.7%
	Chargeur boost MPPT analogique ($V_{BAT}=24$ V)	313.4Wh	301.2Wh	96.1%	275.1Wh	91.3%	87.7%

Tableau 4.1 : Mesures de l'Energie Maximale, l'Energie Produite et l'Energie Transmise associées aux différents rendements moyens sur une journée de production.

4.3 Synthèse

A travers les différents essais effectués, nous avons pu constater le bon fonctionnement de la commande MPPT numérique présenté dans ce projet. Ses performances en régime établi montrent que les rendements de cette commande sont élevés. Ainsi, nous avons retrouvé, sur une journée des rendements MPPT compris entre 97% et 99%. Nous pouvons proposer alors cette commande MPPT numérique comme une solution plus adéquate pour la réalisation de l'algorithme MPPT.

Résumé

On montre le diagramme de blocks de notre application, le programme en langage C est implémenté dans le PIC qui fournit le signal α . Ce signal est ensuite intégré par l'intermédiaire d'un filtre passif RC, délivrant le signal V_c qui est comparé à un signal triangulaire de 250 KHz (puce NE 555) afin d'obtenir le signal de commande (D) du transistor du convertisseur.

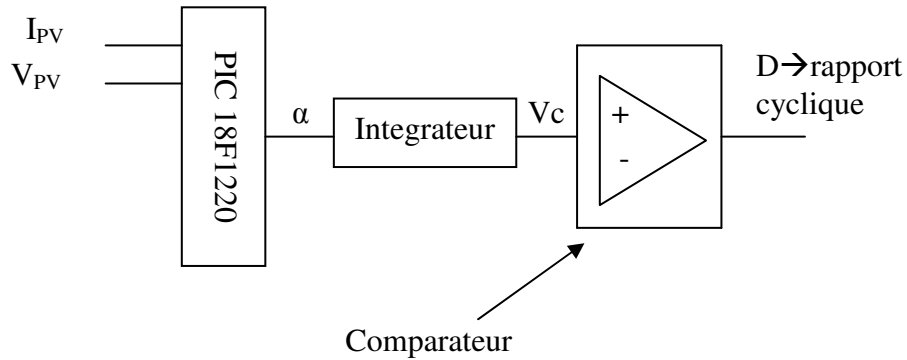


Figure 5.4 : Schéma de principe de la commande MPPT numérique mise en oeuvre

La figure 5.5 montre le schéma du circuit électronique correspondant au convertisseur *boost* [20]. Nous avons noté les étapes constitutives de cette carte que nous avons utilisée dans notre projet.

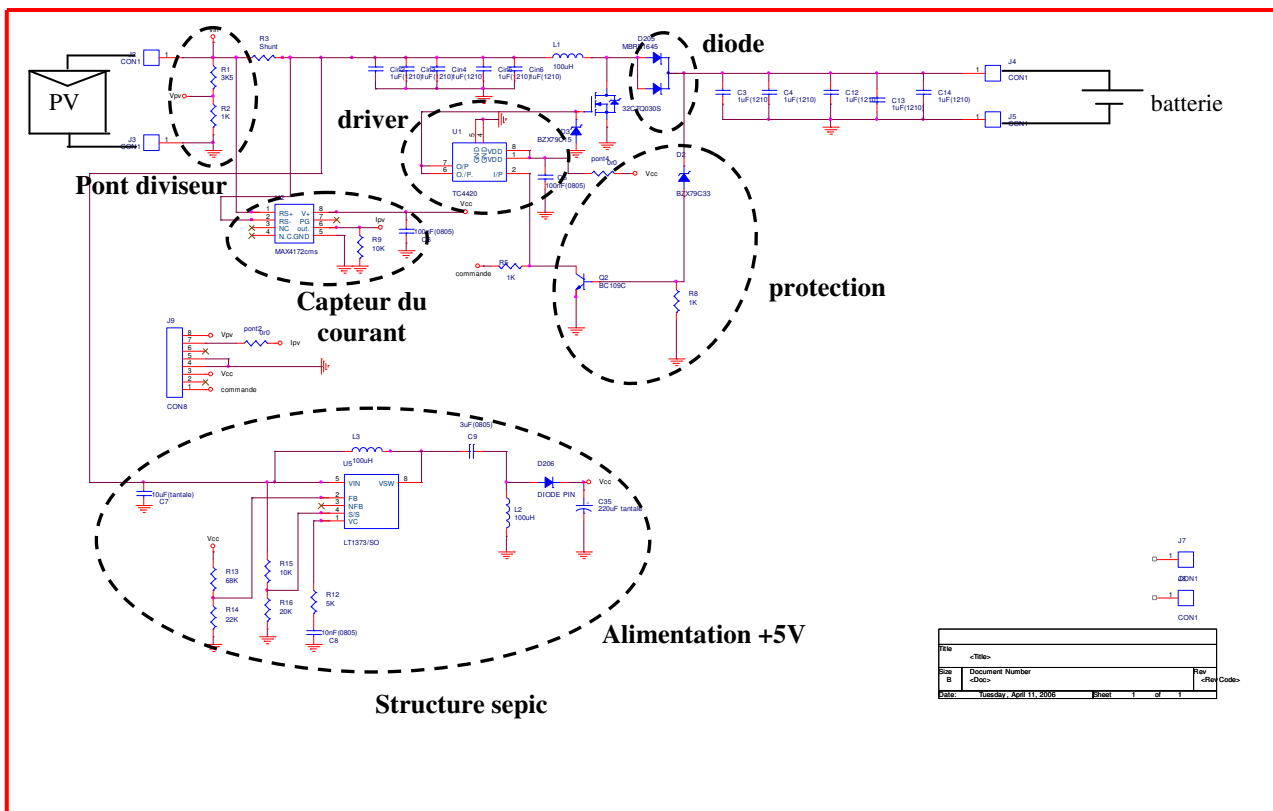


Figure 5.5 : Schéma électronique du convertisseur *boost*

5.2 Emplacement des Composants de la Commande MPPT Numérique

Les figures 5.6 et 5.7 montrent l'emplacement et la connexion des composants de la carte du circuit de commande MPPT numérique. Cette carte électronique a été réalisée à l'aide du logiciel ORCAD 10.5 [21].

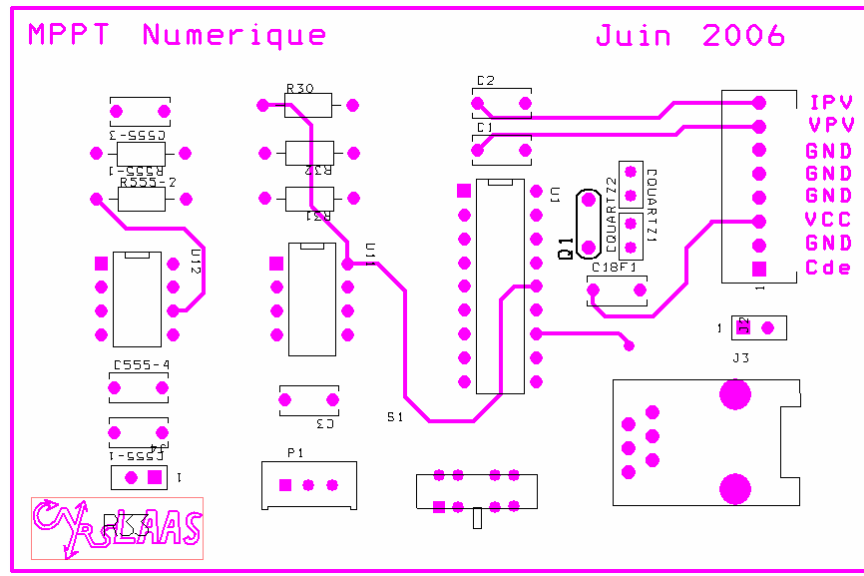


Figure 5.6 : Vue *TOP* de la carte MPPT numérique

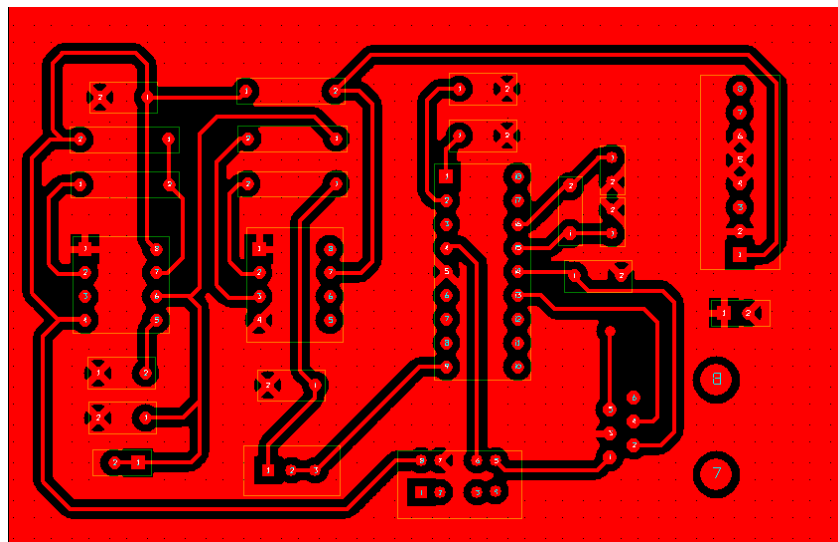


Figure 5.7 : Vue *BOTTON* de la carte MPPT numérique

5.3 Prototype Final de l'Étage d'Adaptation pour GPV

La figure 5.8 montre la photographie du prototype final réalisé au cours de ce projet. Nous pouvons constater que la commande MPPT numérique a un nombre beaucoup plus petit de composants que la commande MPPT analogique de la figure 5.10. Les dimensions réelles du circuit sont les suivantes 9cm x 5,7cm.

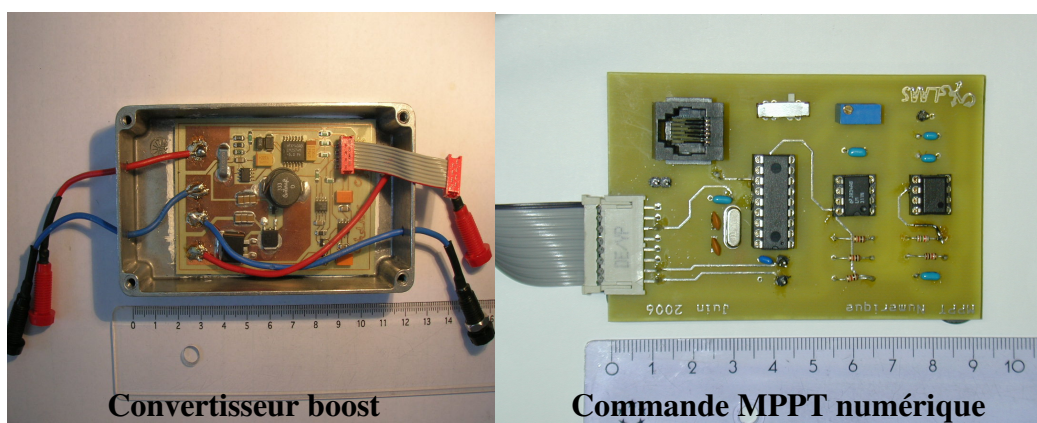


Figure 5.8 : Prototype finale du convertisseur *boost* avec la carte de commande MPPT numérique

5.4 Coût de la Carte

Le tableau 5.1 montre le coût de la carte de commande que nous avons fait au sein du LAAS-CNRS.

Quantité	Reference	Prix unitaire	Prix par lot
1	Comparateur LM311	0,42 €	0,42 €
1	Puce électronique NE 555	0,27 €	0,27 €
1	PIC 18F1220	3,70 €	3,70 €
1	Interrupteur 3 positions	1,43 €	1,43 €
1	Resistance 2k5Ω	0,03 €	0,03 €
5	Resistances 1kΩ	0,03 €	0,15 €
1	Crsytal quartz	1,83 €	1,83 €
1	Potenciometre 500kΩ	1,65 €	1,65 €
4	Connecteurs CON1, CON2	0,88 €	0,88 €
1	Connecteur RJ-45	4,04 €	4,04 €
1	Connecteur CON8	1,06 €	1,06 €
1	Condensateur 1μF	1,61 €	1,61 €
2	Condensateurs 1nF	0,25 €	0,50 €
4	Condensateurs 100nF	0,33 €	1,32 €
2	Condensateurs 15pF	0,34 €	0,68 €
TOTAL			19,57 €

Tableau 5.1 : Liste des composants nécessaire à la conception de la carte MPPT numérique

La figure 5.9 montre une statistique des prix des composants qui font partie du circuit de commande numérique.

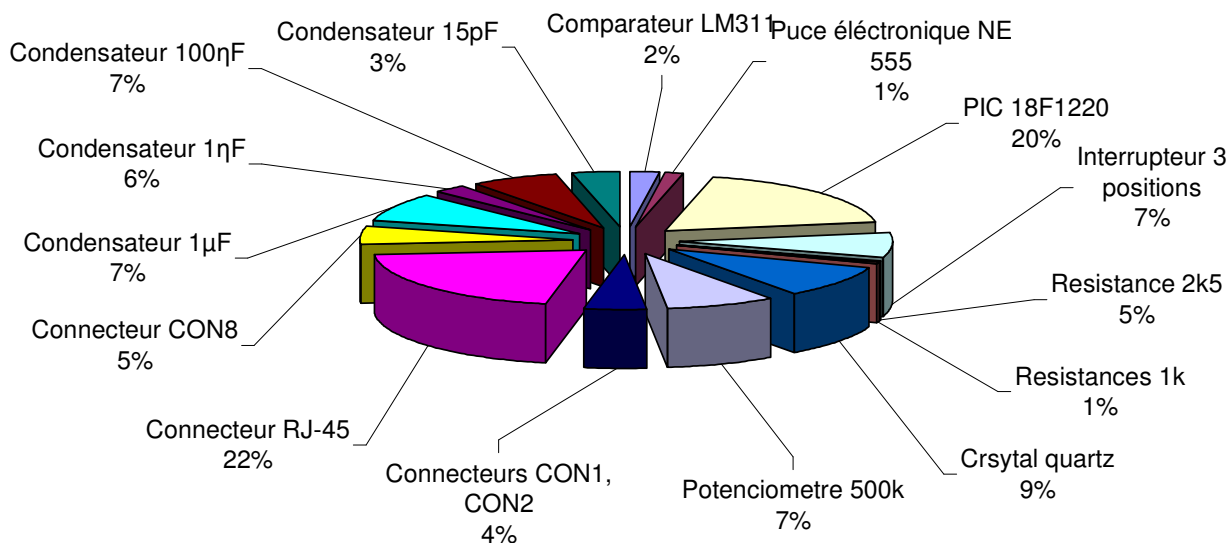


Figure 5.9 : Représentation graphique du prix d'une carte MPPT numérique

On peut voir sur cette représentation graphique que le PIC18F1220 et le connecteur RJ-45 sont les éléments qui coûtent le plus cher.

5.5 Comparatif avec la Carte MPPT Analogique

La figure 5.10 montre la photographie du prototype final d'un circuit d'adaptation avec convertisseur *boost* et commande MPPT analogique, [8]. Comme nous pouvons le voir sur la figure 5.10, le nombre de composants d'une commande MPPT analogique est plus élevé.

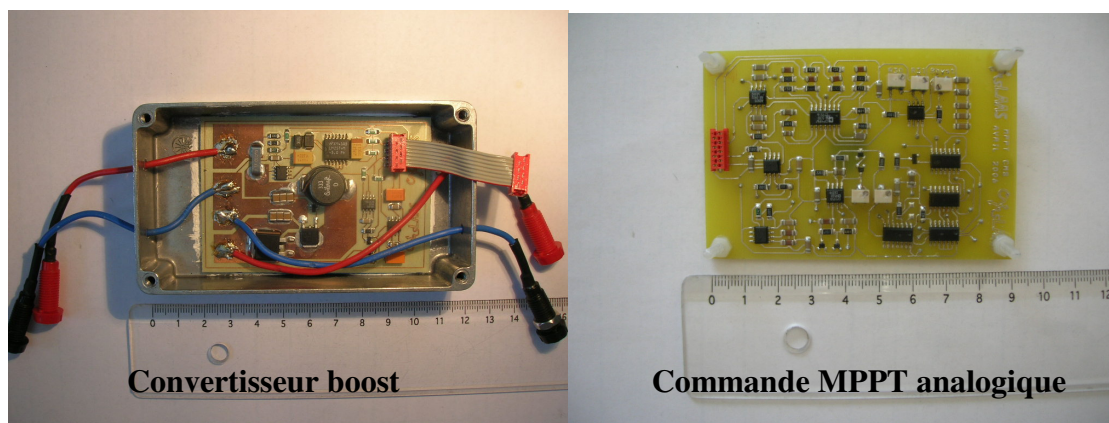


Figure 5.10 : Convertisseur *boost* + carte de la MPPT analogique

La carte analogique est composée de neuf puces alors que la carte numérique n'en contient seulement trois. Si on adapte le tableau 5.1 à la commande analogique on obtient un prix de revient avoisinant 100 euros [22], c'est à dire 5 fois le prix de revient de la commande numérique.

Dans le cas d'utiliser une technologie CMS, la taille de la carte MPPT numérique serait approximativement quatre fois plus petite que la version CMS de la carte MPPT analogique.

D'un autre côté, la MPPT analogique a une consommation de 400mW, de son côté la commande MPPT numérique on a une consommation de 93 mW, ce qui dans le cadre de notre application est très intéressant. De plus, la commande numérique est alimentée avec +5V, la version analogique a besoin de $\pm 5V$.

6 Conclusions

Des travaux antérieurs réalisés au LAAS en partenariat avec EDF (Electricité de France), ont permis de mettre au point une commande MPPT analogique, performante. L'inconvénient de cette commande était son prix de revient, trop élevé et son niveau de consommation situé autour du demi watt.

Ce projet consistait à intégrer le principe de cette commande dans un microcontrôleur. La priorité était d'obtenir le même comportement que la commande analogique, ce qui a été démontré par les divers essais expérimentaux réalisés au site PV du LAAS. Nous avons vérifié expérimentalement le fonctionnement de la commande numérique. Nous avons relevé les principales formes d'onde du circuit et nous avons mesuré ce dernier pendant une journée entière afin de connaître ses performances pour des conditions de fonctionnement variables. Ces mesures journalières, nous les avons fait en parallèle sur une commande MPPT analogique est sur une connexion de type directe entre module PV et batterie. Nous avons constaté que la commande MPPT numérique présentait des performances similaires à celles que nous pourrions obtenir à l'aide d'une commande analogique. Grâce aux vérifications expérimentales, différentes itérations ont été faites afin d'améliorer le fonctionnement du programme que gère le microcontrôleur PIC utilisé pour la mise en œuvre de cette application.

Ainsi, par la mise en œuvre de cette version numérique de la commande MPPT, nous avons pu vérifier une réduction importante du niveau de consommation de cette commande par rapport à la version analogique. De plus, la commande numérique a permis de réduire considérablement le nombre de composants électroniques, diminuant le coût de fabrication par rapport au prix de la version analogique.

La poursuite de ces travaux va se faire afin de valider le fonctionnement de cette commande MPPT numérique pour différents types de convertisseurs statiques (buck, Cuk, flyback,...). De plus, il est prévu de faire des améliorations du programme afin qu'il puisse effectuer des fonctions de supervision, comme par exemple, le contrôle de l'état de charge de la batterie.

Une autre voie de poursuite de ces travaux serait l'intégration sous une même puce de la partie microcontrôleur, intégrateur RC et modulateur de largeur d'impulsion afin de créer un seul circuit intégré dédié à la recherche du point de puissance maximale d'un générateur PV. Ce type de circuit intégré n'existe pas sur le marché.

7 Références Bibliographiques

- [1] M.F. Shraif, « Optimisation et mesure de chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque en énergie électrique », Thèse Université Paul Sabatier, 2002.
- [2] C. Alonso , D. Lagrange, A.Martinez "Conception et réalisation d'une chaîne de production d'électricité photovoltaïque modulable ». . Rapport de contrat final. Contrat Région Midi-Pyrénées N°RECH/97001945, juin 2002, 30p.
- [3] L. Protin, S. Astier, "Convertisseurs photovoltaïques", Techniques de l'ingénieur, Ref D3360 – Vol DAB, <http://ti.idm.fr>
- [4] R. Pedrola, 'Réalisation de convertisseurs statiques DC/DC avec MPPT de haut rendement et faible puissance spécifique d'énergie PV', Rapport interne LAAS-CNRS., 2002.
- [5] F. Lasnier, T.G. Ang, "Photovoltaic Engineering Handbook", IOP Publishing Ltd. 1980. ISBN 0-85274-311-4
- [6] Singer, S. and Braunstein A., 'A general model of maximum power point tracking' Proceedings of MELECON'85 IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, Madrid, Spain pp 147-151
- [7] Singer, S. and Braunstein A., ' Maximum power transfer from a nonlinear energy source to an arbitrary load' IEEE Proceedings, Pt G, 1987 pp 1-7
- [8] Leyva, R.; Queinnec I.; Alonso, C.; Cid-Pastor, A.; Lagrange D. and Martinez-Salamero L.; 'MPPT of photovoltaic systems using extremum seeking control' IEEE Trans. on Aerospace and Electronic Systems, IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, Jan 2006, Vol. 42,No, 1, pp 249-258,
- [9] Angel Cid Pastor "Etude de l'intégrabilité d'une loi de Commande MPPT pour Générateurs Photovoltaïques" Stage effectué au Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes, Juin 2003.
- [10] BP 585F High-Efficiency Monocrystalline PV Module Data Sheet, BP SOLAR
- [11] Angel Cid Pastor "Evaluation comparative de chargeurs de batteries pour systèmes photovoltaïques", Rapport de stage du projet de fin d'études.au LAAS-CNRS,2002
- [12] J. P. Ferrieux, F. Forest. Dunod "Alimentations à découpage, convertisseurs à résonance".
- [13] A. F Boehinger "Self-adaptive DC converter for solar spacecraft power supply", IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, 1968, AES-4, n°1, pp 102-111
- [14] C. Alonso, M.F. Sharif, A. Martinez, Brevet CNRS, US 2005099166, "Power converter control for automatic maximum power point tracking".
- [15] Leblanc, M. (1922), "Sur la électrification des chemins de fer au moyen de courants alternative de fréquence élevée", Revue Générale de l'Electricité, 1922.
- [16] Krstic, M., "Performance improvement and limitation in extremum seeking control", Systems & Control Letters, 39 (2000), 313-326
- [17] Mickhail Bessakhi, "Conception d'un chargeur de batterie pour système photovoltaïque" LAAS-CNRS, rapport de stage de DEA. Septembre 2005
- [18] "Datasheet PIC18F1220 ", <http://www.microchip.com/>
- [19] "Datasheet PIC16F877 ", <http://www.microchip.com/>
- [20] R. Erickson and D. Maksimovic, "Fundamentals of Power Electronics, Second Edition" Kluwer Academic Publishers, 2000, ISBN 0-7923-7270-0. COPEC, Colorado

7- Références Bibliographiques



- [21] "Logiciel ORCAD 10.5 "
- [22] Lionel Séguier, "Réalisation d'un convertisseur DC-DC de faible puissance. Spécifié pour l'énergie photovoltaïque. Application à une structure Cuk commandée par MPPT"; rapport de stage Licence Professionnelle CCSEE, Conception et Commande des systèmes Electriques Embarqués . Septembre 2005


```

//Perifericos

PORTA=0x00;
TRISA=0x03;           //AN0 y AN1 configuradas como entradas
PORTB=0x00;
TRISB=0x00;         //Puerto B configurado como salida
}

//Funcion de conversion de tension: Convertimos la tension del panel al
valor de tension de referencia del PIC18F1220 (5V) para poder trabajar.

unsigned int tension (void)
{
tension_alta=0;
tension_alta_total=0;
tension_baja=0;
for (i=0;i<1;i++) //Esperamos un poco antes de empezar la conversion
{
}
ADCON0=0x01;
for (i=0;i<10;i++)
{
//Tiempo de adquisicion correcta de
la señal
}
ADCON0=0x03; // Tension de conversion: conversion en el canal 0, empieza
la conversion

while (ADCON0!=0x01) // Esperamos hasta finalizar conversion
{
}
tension_alta=ADRESH; //Guardamos los valores de la tension
convertida en los registros de conversión del PIC
tension_alta_total=tension_alta<<8;
tension_baja=ADRESL;
tension_convertida=tension_alta_total+tension_baja; // Tension
convertida
return (tension_convertida);
}

//Funcion calculo de potencia

unsigned long calculo_potencia (void)
{
unsigned int x,y;
x=tension(); // Conversion tension
y=intensidad(); // Conversion corriente
potencia_total= x * y; // Calculo de la potencia: producto de corriente
* tension
return (potencia_total);
}

```

//Funcion calculo de potencia media: Calculamos la potencia media de la señal para posteriormente hacer un mejor cálculo de la derivada de potencia, para aislar los ruidos de las señales analógicas y obtener una mejor resolución de la grafica de potencia.

```

unsigned long potencia_media (void)
{
unsigned long potencia_media_total,muestreos_P,c_potencia;
potencia_media_total=0;
muestreos_P=0;
c_potencia=0;
for (m=0;m<8;m++) //Muestreamos 8 puntos de la grafica
de potencia
{
c_potencia=calculo_potencia(); //Para hacer el muestreo vamos
capturando los valores, los vamos sumando y posteriormente los dividimos
por 8
muestreos_P=muestreos_P+c_potencia;
}
potencia_media_total=muestreos_P>>3; //Division por 8 (desplazar 3
posiciones los bits hacia la derecha)
return (potencia_media_total);
}

```

//Funcion de cálculo de derivada: Calculamos la derivada de potencia para detectar las variaciones de la potencia. Si nos acercamos o nos alejamos del punto maximo de potencia.

```

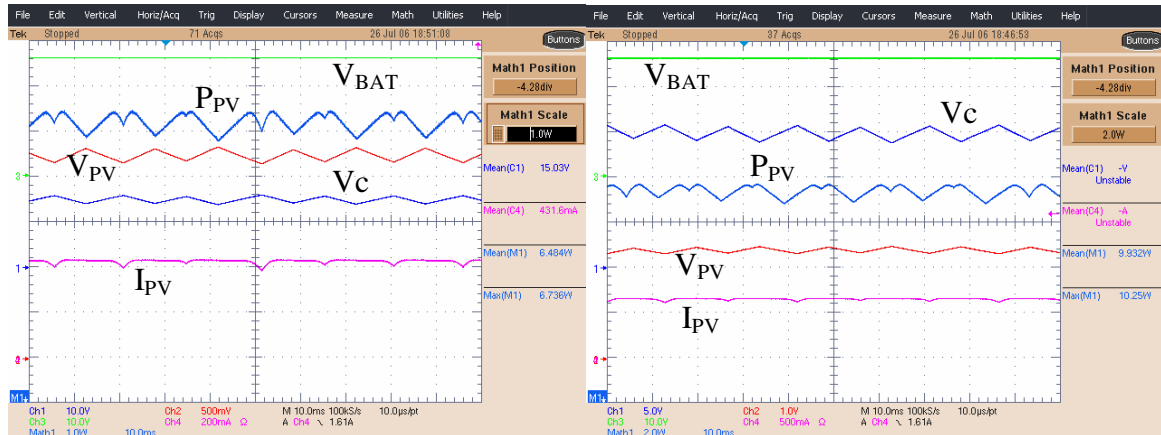
unsigned char derivada_potencia (void)
{
unsigned char derivada;
potencia = potencia_media(); //Capturamos un valor de potencia
if (potencia>potencia_old) //Ese valor capturado lo comparamos
con otro anterior

{
derivada=1; //Si es mayor la derivada es positiva
PORTBbits.RB0=1; //Visualizamos el valor de la variable
derivada
}
else //sino la derivada es negativa y alpha=0
{
derivada=0;
PORTBbits.RB0=0; //Visualizamos el valor de la variable
derivada
}
potencia_old = potencia; //El valor anterior pasa a ser el
return (derivada);
}

```

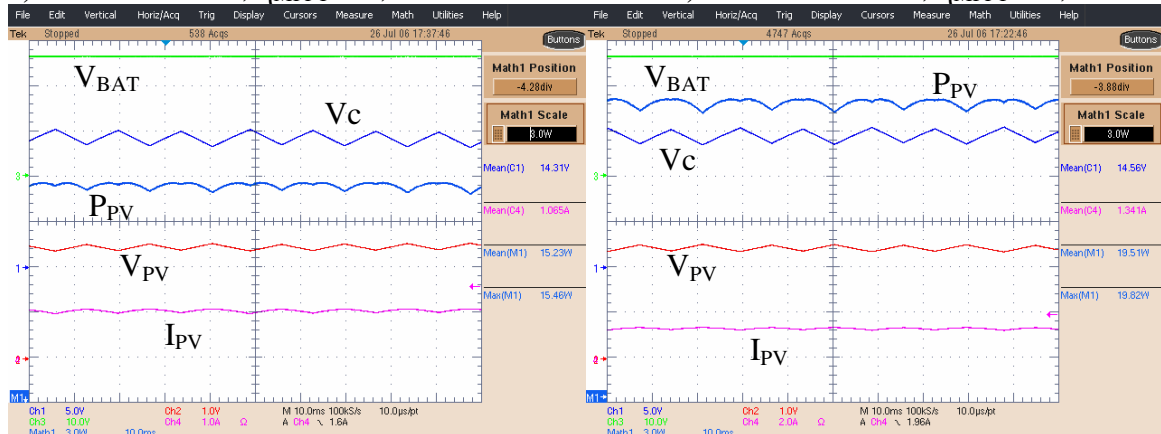

9 ANNEXE 2: Mesures en régime établi de l'étage d'adaptation avec commande MPPT numérique

Nous montrons dans cette partie les relevés des tensions, courant et puissance fournis par un générateur PV sous différents niveaux d'ensoleillement pour l'étage d'adaptation PV développé dans ce projet. Nous pouvons observer que le rendement MPPT se situe entre 96% et 99% pour différentes valeurs de puissances fournies.



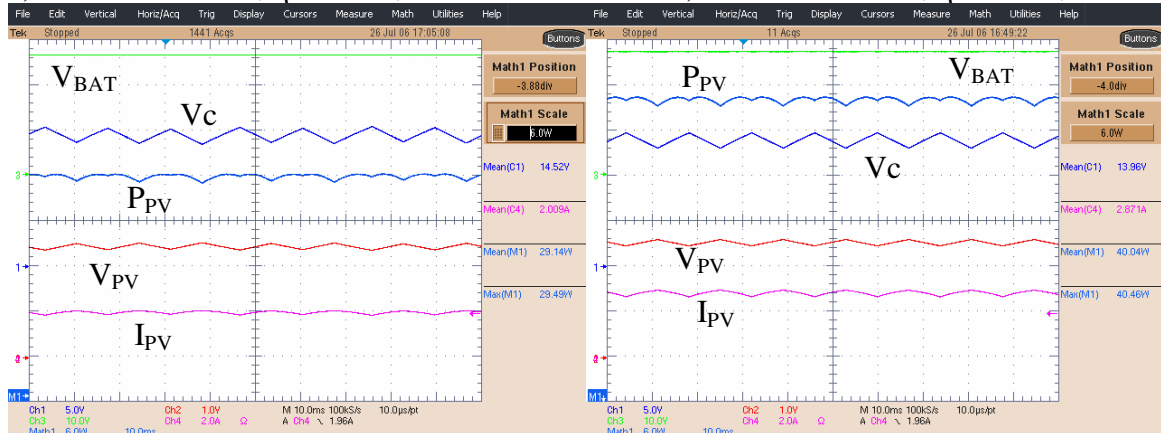
a) Pour $PPV=5\text{ W}$, $\eta_{MPPT}=96,3\%$

b) Pour $PPV=10\text{ W}$, $\eta_{MPPT}=96,8\%$



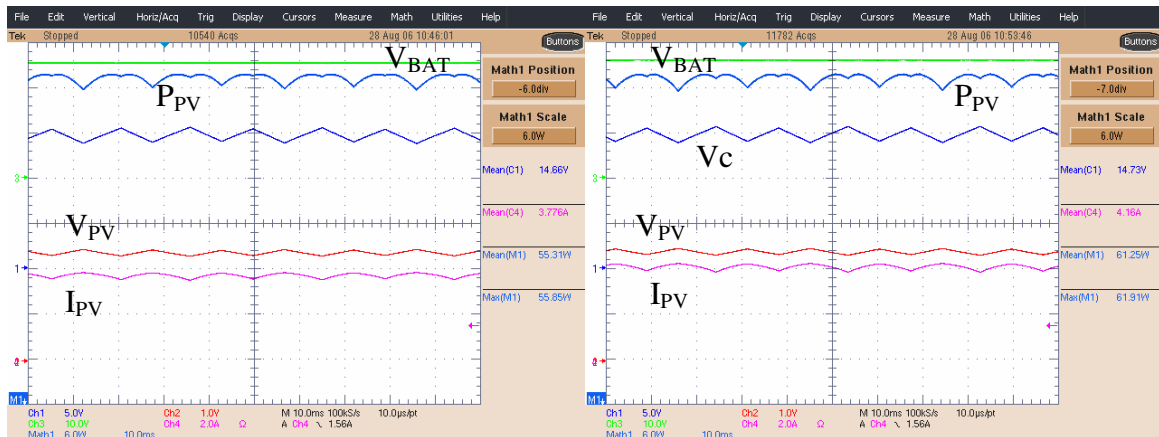
c) Pour $PPV=15\text{ W}$, $\eta_{MPPT}=98,5\%$

d) Pour $PPV=20\text{ W}$, $\eta_{MPPT}=98,4\%$



e) Pour $PPV=30\text{ W}$, $\eta_{MPPT}=98,8\%$

f) Pour $PPV=40\text{ W}$, $\eta_{MPPT}=98,9\%$



g) Pour PPV=50 W, $\eta_{MPPT}=99\%$

h) Pour PPV=60 W, $\eta_{MPPT}=98,9\%$

Figure A.2.1 : Régime établi d'un étage d'adaptation *boost* avec fonction MPPT numérique pour différents niveaux d'ensoleillement