



Département d'Electronique

Mémoire de Magister

Option : Electricité Solaire

Présenté par : ADOUANE Mabrouk

Thème

Etude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique

Membres du Jury

M. AKSAS Rabia, Pr, ENP	Président
M. HADDADI Mourad, Pr, ENP	Rapporteur
M. REKIOUA Toufik, Pr, Université de Bejaia	Rapporteur
M. MALEK Ali, MC, CDER	Examineur
M. LARBES Chérif, MC, ENP	Examineur
M. AIT-CHEIKH Md Salah, Docteur, ENP	Examineur

- 2008-

ملخص:

الاعتماد على الطاقات المتجددة في العشرية الأخيرة أثبت إمكانية مساهمتها وبشكل كبير في حلول المشاكل الطاقوية، ليس من الناحية الإيكولوجية فحسب، بل أيضا بفضل بناها اللامركزية .

في هذا العمل ، دراسة لبعض نماذج المحولات وطرق التحكم بها من أجل الحصول على الطاقة الكهربائية ذات المصدر الشمسي، وأيضا محول لنظام طاقي شمسي موصول بشبكة التوزيع الكهربائي، يعتمد على بنية بسيطة تم اقتراحها ثم إنجازها.

هذا النظام يتكون من محول DC-DC جسر من الترانزستورات ومحول 220/110 فولت بالإضافة إلى مرشح.

الموضوع واسع ولذلك في دراستنا غلبنا جانب التحكم والإلكترونيك الطاقوية دون إهمال بعض النقاط التي تم التطرق إليها بصفة نظرية.

كلمات مفتاحية : الطاقة الشمسية , مناوب , الشبكة الكهربائية , محول DC-DC , MPPT

RESUME

Le recours aux énergies renouvelables au cours de cette dernière décennie a montré que ces dernières pouvaient contribuer à grande échelle à la solution aux problèmes d'approvisionnement en énergie, non seulement au regard de critères écologiques, mais aussi en raison de leur structure décentralisée. Dans ce travail, quelques modèles de convertisseurs et leurs stratégies de commande pour la production de l'énergie électrique d'origine photovoltaïque (PV) ont été d'abord étudiés. Un convertisseur, pour un système photovoltaïque connecté au réseau, ayant une architecture simple est ensuite proposé puis réalisé. Ce système se compose d'un convertisseur DC/DC (Hacheur boost), d'un onduleur en pont, d'un transformateur (110/220V) et d'un filtre. La commande est à base de microcontrôleurs PIC.

Le sujet étant extrêmement vaste, la conception a surtout porté sur la partie commande et la partie électronique de puissance, même si de nombreux autres points ont été abordés d'une façon théorique.

Mots clés : énergie photovoltaïque, onduleurs, réseau électrique, hacheurs, MPPT

ABSTRACT

During the last decade, renewable energies showed that they can contribute to solve the problem of shortage of energy by taking benefit from their decentralized structure and ecological advantages. In this work, some models of converters and their strategies of control for the production of electrical energy from photovoltaic (PV) origin were first studied. A converter, for a grid connected photovoltaic system, having a simple architecture is then proposed and implemented. This system is composed of a converter DC/DC (boost chopper), of a bridge inverter, a transformer (110/220V) and a filter. A PIC microcontroller based electronic control was used.

The subject being extremely vast, the implementation was most concerned with the control and the power stages (boards), even if many other points were approached in a theoretical way.

Keys words: photovoltaic energy, grid connected, inverter, chopper, MPPT

Remerciements

Je tiens vivement à remercier Monsieur **HADDADI Mourad, Pr, ENP**, pour avoir proposé un sujet aussi intéressant, pour la confiance et l'intérêt qu'il m'a témoigné tout au long de la réalisation de ce travail. Je remercie également Monsieur **REKIOUA Toufik, Pr, Université de Bejaia**, pour sa disponibilité, son aide et de m'avoir fait profiter de son expérience et pour tout ce qu'il a mis en œuvre afin que ce travail se déroule dans de bonnes conditions.

Je tiens à remercier Monsieur **AKSAS Rabia, Pr, ENP**, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Je tiens également à remercier Monsieur **LARBES Chérif, MC, ENP**, pour l'honneur qu'il me fait en participant au jury.

Je tiens également à remercier Monsieur **MALEK Ali, MC, CDER**, pour l'honneur qu'il me fait en participant au jury.

Mes remerciements vont également à Monsieur **AIT-CHEIKH Md Salah, Docteur, ENP**, pour l'intérêt qu'il a manifesté pour ce travail en participant au jury.

Je tiens également à remercier tous ceux qui de près ou de loin ont participé à l'élaboration de ce travail. Mes remerciements vont aussi vers le chef de département d'électronique **Mr A. CHARIKH**.

Je voudrais remercier tout particulièrement mes parents ainsi que mon frère **AHMED** et ma soeur **SAMIA** pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Merci à mon épouse **FOUZIA** de m'avoir accompagné et de m'avoir supporté dans ce travail.

Sommaire

Introduction générale

Chapitre I - L'énergie photovoltaïque	1
I.1. Généralités.....	1
I.2. L'effet photovoltaïque.....	2
I.2.1. Rappels sur l'énergie solaire	2
I.2.2. Historique des cellules photovoltaïques (PV)	4
I.2.3. Synthèse des cellules photovoltaïques (PV)	4
I.3. La jonction PN utilisée comme capteur PV.....	7
I.3.1. Principe de fonctionnement.....	7
I.3.2. Comportement de la jonction.....	8
I.3.3. Modélisation de la jonction.....	8
I.4. Le générateur photovoltaïque (PV).....	9
I.4.1. Principe et constitution.....	9
I.4.2. Le Générateur photovoltaïque et ses Performances.....	11
I.4.3. Association de modules photovoltaïques	11
I.4.4. Propriétés électriques des modules photovoltaïques.....	12
I.4.5. Influence de l'éclairement sur les modules photovoltaïques.....	13
I.4.6. Influence de la température sur les modules photovoltaïques	14
Chapitre II -Conception des systèmes connectés au réseau	15
Introduction	15
II.1. Le photovoltaïque dans les systèmes énergétiques	15
II.2. Technologies des onduleurs pour les systèmes couplés au réseau	17
II.3. Concept technique des onduleurs PV	19
II.4. Conception de systèmes énergétiques reliés au réseau électrique.....	21
II.5. L'amélioration du rendement	22
II.6. Les problèmes et risques impliquant les systèmes photovoltaïques reliés au réseau...	23
II.6.1. Qualité de puissance fournie au réseau	23
II.6.2. Problèmes d'Islanding	23
II.6.3. Risques techniques et financiers.....	23
II.7. Conditions techniques d'interconnexions.....	24

II.7.1. Raccordement.....	24
II.7.2. Jugement de conformité	24
II.7.3. Accord de raccordement	25
II.7.4. Dispositif de coupure	25
II.7.5. Dispositif de protection.....	25
II.7.6.Couplage.....	25
II.7.7. Compensation Batteries de condensateurs.....	26
II.7.8. Harmoniques et inter harmoniques	26
II.7.9. Protection contre l'injection de courant continu	27
II.8. Les défauts du réseau	27
II.8.1. Creux de tension.....	27
II.8.2. Surtensions	27
II.8.3. Variations et fluctuations de tension	28
II.8.4. Fluctuations de la fréquence.....	28
Chapitre III - Stratégies de commande des convertisseurs électriques.....	30
Introduction	30
III.1. Commande des convertisseurs DC/DC (Méthodes de poursuite du point Puissance maximale)	30
III.1.1. Méthodes avec contre réaction de tension	31
III.1.1.1. Méthode à tension de référence fixe	32
III.1.1.2. Méthode PPM avec mesure de V_{oc} du panneau	33
III.1.1.3. Méthode MPPT avec cellule pilote	33
III.1.2. Méthodes avec contre réaction de puissance	34
III.1.3. Méthode avec contre réaction du courant.....	36
III.2. Commande des onduleurs connecter au réseau	37
III.2.1. Commande par hystérésis.....	37
III.2.2. Commande par modulation de largeur d'impulsion	38
III.2.2.1.MLI à échantillonnage naturel.....	38
III.2.2.2.MLI optimisé (calculée)	41

Chapitre VI - Simulation du système	42
Introduction	42
VI.1. Le Système Proposé	42
VI.2. Présentation du logiciel de simulation PSIM utilisé	43
VI.3. Simulation du système photovoltaïque proposé	44
VI .3.1. Modélisation et simulation du GPV	44
VI .3.2. Simulation du convertisseur DC/DC à contre réaction de tension.....	49
VI .3.3. Modélisation de l'onduleur monophasé.....	51
Chapitre V - Réalisation pratique et essais expérimentaux	57
Introduction	57
V.1. Présentation générale de la maquette.....	57
V.2. Réalisation de la maquette.....	58
V.2.1 Evaluation du potentiel énergétique de la ville de Bejaia	58
V.2.2. Choix du site de l'installation des modules photovoltaïques.....	59
V.2.3. Réalisation du convertisseur Boost (DC/DC)	60
V.2.3.1. Partie puissance du convertisseur Boost.....	60
V.2.3.2. Partie commande du convertisseur Boost	61
V.2.4. Réalisation pratique de l'onduleur (DC/AC).....	63
V.2.4.1. Description du système	63
V.2.4.2. Partie puissance de l'onduleur	64
V.2.4.3. Carte d'interface	66
V.2.5. Réalisation pratique des capteurs	70
V.2.5.1. Réalisation du capteur de tension	70
V.2.5.2. Réalisation du capteur de courant	71
V.2.5.3. Détecteur de passage par zéro	71
V.2.6. Elaboration de la commande	73
V.3. Essais expérimentaux	75
Conclusion générale	

Liste des figures :

N° figure	Titre	Pages
Figure I.1	Exemples de spectre solaire	3
Figure I.2	Cellules monocristallines	5
Figure I.3	Cellules polycristallines	5
Figure I.4	Cellules Couche mince (Amorphe)	6
Figure I.5	Représentation schématique d'une pile solaire à jonction PN standard	7
Figure I.6	Caractéristiques d'une jonction PN polarisée sous différents éléments	8
Figure I.7	Schéma équivalent électrique de la cellule PV	9
Figure I.8	Groupement de b cellules en série et a cellules en parallèle	10
Figure I.9	Courbe $I = f(V)$ d'un panneau photovoltaïque	11
Figure I.10	Caractéristiques du groupement série des modules photovoltaïques	12
Figure I.11	Caractéristiques du groupement parallèle des modules photovoltaïques	12
Figure I.12	Caractéristiques $I(V)$ d'une module photovoltaïque	13
Figure I.13	Caractéristique d'un générateur photovoltaïque pour différents éclairagements	14
Figure I.14	Influence de la température sur la caractéristique électrique	14
Figure II.1	Représentation de l'ingénierie des systèmes hybrides	16
Figure II.2	Représentation schématique des Onduleurs Centraux	18
Figure II.3	Représentation schématique des Onduleurs string	18
Figure II.4	Représentation schématique des Onduleurs Multi-String	19
Figure II.5	Le montage de base d'un onduleur photovoltaïque	20
Figure II.6	Aperçu des topologies d'onduleurs les plus répandues	21
Figure II.7	Circuit de puissance du système photovoltaïque connecter au réseau	22
Figure II.8	Paramètres caractéristiques d'un creux de tension	27
Figure II.9	Exemple de cas de surtensions transitoires	28
Figure II.10	Exemple de variations rapide de la tension	28
Figure II.11	Exemple de fluctuation de la fréquence	29
Figure III.1	Schéma synoptique d'un système de conversion énergétique	30
Figure III.2	Schéma synoptique d'un système photovoltaïque relire au réseau électrique	30
Figure III.3	Caractéristiques type d'un générateur photovoltaïque	31
Figure III.4	Méthode avec Contre-réaction de tension et modulation	32
Figure III.5	Intervalles de variation de la tension de fonctionnement optimale pour des ensoleillements et des températures variables	32
Figure III.6	Schéma de la méthode à contre réaction de puissance	34
Figure III.7	Organigramme de la méthode à contre réaction de puissance	35
Figure III.8	Recherche du point de puissance maximale avec la MPPT	35
Figure III.9	Schéma de la méthode à contre réaction de courant	36
Figure III.10	Principe de commande des onduleurs connectés au réseau	37
Figure III.11	Principe de commande des courants par hystérésis	38
Figure III.12	Principe de commande des courants par MLI	39
Figure III.13	MLI à échantillonnage naturel	39
Figure III.14	MLI à échantillonnage régulier symétrique	40
Figure III.15	MLI à échantillonnage régulier asymétrique	40

Figure III.16	MLI optimisé (Calculé)	41
Figure VI.1-a	Schéma fonctionnel de la maquette	42
Figure VI.1-b	Schéma électrique global de la maquette	42
Figure VI.2	Composition du logiciel PSIM	43
Figure VI.3	Schéma PSIM d'une chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau	44
Figure VI.4	Schéma équivalent d'une photopile à jonction PN	45
Figure VI.5	Schéma bloc du GPV	45
Figure VI.6	Schéma PSIM d'un GPV	46
Figure VI.7	Caractéristiques Courant-Tension pour différents éclairagements	47
Figure VI.8	Caractéristiques Courant-Tension pour différentes températures	47
Figure VI.9	Caractéristiques Puissance-Tension pour différents éclairagements	48
Figure VI.10	Caractéristiques Puissance-Tension pour différentes températures	48
Figure VI.11	Hacheur élévateur « Boost converter »	49
Figure VI.12	Schéma PSIM du convertisseur DC/DC de type élévateur (Boost)	50
Figure VI.13	Tension à la sortie du convertisseur DC/CD	51
Figure VI.14	Onduleur monophasé	51
Figure VI.15	Schéma PSIM de l'onduleur	52
Figure VI.16	Allure et du courant à la sortie de l'onduleur pour une porteuse de fréquence $f_p=5\text{kHz}$	53
Figure VI.17	Spectre du courant à la sortie de l'onduleur pour une porteuse de fréquence $f_p=5\text{kHz}$	53
Figure VI.18	Allure du courant à la sortie de l'onduleur pour une porteuse de fréquence $f_p=3\text{kHz}$	54
Figure VI.19	Spectre du courant à la sortie de l'onduleur pour une porteuse de fréquence $f_p=3\text{kHz}$	54
Figure VI.20	Allure du courant à la sortie de l'onduleur pour une porteuse de fréquence $f_p=1\text{kHz}$	55
Figure VI.21	Spectre du courant à la sortie de l'onduleur pour une porteuse de fréquence $f_p=1\text{kHz}$	56
Figure V.1	Schéma fonctionnel de la maquette	57
Figure V.2	Durée ensoleillement durant l'année 2006	58
Figure V.3	Variation de l'ensoleillement E_s de la journée du 24/07/2006	59
Figure V.4	Installation des panneaux photovoltaïques	60
Figure V.5	Hacheur élévateur « Boost converter »	60
Figure V.6	Photo du Convertisseur Boost réalisé (partie puissance)	61
Figure V.7	Algorithme de commande du Convertisseur Boost	62
Figure V.8	Photo du Convertisseur Boost réalisé (partie commande)	63
Figure V.9	L'allure de la tension à la sortie du hacheur	63
Figure V.10	Circuit de puissance (onduleur)	64
Figure V.11	Schéma électrique de l'onduleur	64
Figure V.12	Schémas interne de l'IGBT	65
Figure V.13	Photo de l'onduleur réalisé (partie Puissance)	66
Figure V.14	Schéma de la carte d'interface	67
Figure V.15	Schémas interne d'un optocoupleur	68

Figure V.16	Circuit de pilotage (à base de DRIVER)	68
Figure V.17	Schéma interne du driver	69
FigureV.18	Photo de l'onduleur réalisé (Carte d'interface)	69
FigureV.19	Schéma électrique du capteur de tension	70
FigureV.20	Schéma électrique du capteur de courant	71
FigureV.21	Schéma électrique du détecteur de passage par zéro	72
FigureV.22	Signal d'entrée et de sortie détecteur de passage par zéro	72
FigureV.23	Photo de la carte de capture	73
FigureV.24	Algorithme de commande de l'onduleur	74
Figure V.25	Circuit de commande de l'onduleur	75
Figure V.26	Allure courant à la sortie de l'onduleur	76
Figure V.27	Spectre du courant à la sortie de l'onduleur	76

Nomenclature

E : Energie en (Joule).

λ : Longueur d'onde en (μm).

h : Constante de Planck.

ν : Fréquence des photons en (Hz).

c : Vitesse de la lumière (m/s).

Es : Ensoleillement (W/m^2)

SS : Durée l'ensoleillement (h).

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

I_p : Photo courant (A).

I_d : Courant de diode (A).

I_{shu} : Le courant shunt (A).

T_a : Température ambiante ($^{\circ}\text{C}$).

V: Tension du module (V).

T_j : La température de la cellule ($^{\circ}\text{C}$).

R_{ser} : Résistance série (Ω).

R_{shu} : Résistance shunt (Ω).

A : Facteur d'idéalité.

E_{ref} : Irradiation de référence $1000 \text{ W}/\text{m}^2$.

T_{ref} : Température de référence 25°C .

n_s : Nombre de cellule en série dans un module.

e_0 : La charge d'électron $1,6.10^{-19}\text{C}$.

K : Constant de Boltzmann $1,38.10^{-23} \text{ J}/\text{K}$.

E_g : Energie de gap (pour le silicium cristalline $E_g = 1.12 \text{ eV}$).

P_{ch} : Puissance demandée par la charge (W).

P_{pv} : Puissance délivrée par le générateur photovoltaïque (W).

E : Tension continue (V).

V_{ond} : Tension à la sortie de l'onduleur (V).

V_{dc} : Tension continue (V).

V_{oc} : Tension en circuit ouvert

G1, G2, G3, G4 : Signaux de commande.

MLI : Modulation en L'largeur D'impulsion.

MPPT : Maximum power point tracking.

Introduction générale

La consommation d'énergie dans le monde a toujours augmenté en raison de l'accroissement rapide de la population, particulièrement dans le tiers monde et dans les pays nouvellement industrialisés (Inde, Chine,...). On s'attend à ce que cet accroissement soit soutenu dans un proche avenir, avec une population mondiale passant de 6 milliards actuels à environ 8 milliards dans les 25 années à venir et se développant peut-être à 10 milliards de personnes vers le milieu du 21ème siècle. Une telle augmentation de population produirait un choc dramatique sur la demande énergétique, la doublant au moins d'ici 2050.

Actuellement, le monde absorbe chaque année plus de huit milliards de Tep (tonne équivalent pétrole) d'énergie primaire. La grande majorité de cette énergie est obtenue par le nucléaire, l'hydroélectricité et la combustion des combustibles fossiles. Il y a donc des problèmes avec cette situation actuelle car les réserves fossiles sont limitées. Le monde aura donc besoin d'une source d'énergie nouvelle, sûre, propre et économique pour combler le manque. Les énergies renouvelables sont des sources d'énergie inépuisables et si on compare l'énergie que nous recevons du soleil avec la demande énergétique mondiale, on trouve que la demande serait largement satisfaite. Le problème avec ces énergies à l'heure actuelle est qu'elles ne peuvent pas concurrencer les énergies fossiles avec leur coût. Cependant ceci ne signifie pas qu'il n'est pas important d'introduire les énergies renouvelables selon des critères de l'économie de marché afin d'obtenir encore plus de bénéfices dans la réduction du coût avec la production en série et des expériences de leur application croissante.

Le rayonnement solaire est reparti sur toute la surface de la terre, sa densité n'est pas grande et ne cause aucun conflit entre les pays contrairement au pétrole. Les systèmes photovoltaïques semblent bien s'imposer comme moyen de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Un tel système se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adaptent l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Les convertisseurs sont des appareils servant à transformer la tension continue fournie par les modules solaires pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative utilisée sur place (systèmes autonomes) ou connectée au réseau. Dans ce mémoire, nous choisirons une topologie d'un convertisseur qui permettra l'injection de l'énergie électrique photovoltaïque dans les systèmes d'alimentation existants (réseau). L'objectif principal étant d'étudier et de réaliser ce convertisseur.

Pour décrire cela, ce mémoire est présenté en cinq chapitres.

Le premier rappelle les principes de base de la conversion photovoltaïque ainsi que les principales relations les caractérisant.

Le chapitre deux fournit une vue d'ensemble des systèmes photovoltaïques reliés au réseau électrique et explore les différentes topologies d'onduleurs les plus fréquemment utilisées qui permettent cette liaison.

Le chapitre trois décrit certains types de convertisseurs constituant les systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Ce chapitre inclut également des sections sur des techniques de commande de ces convertisseurs comme la modulation de largeur d'impulsion dite MLI.

Le chapitre quatre dresse le schéma fonctionnel de la maquette du système photovoltaïque proposé, puis simulé par le logiciel PSIM. Ce chapitre inclut également les résultats de simulation obtenus.

Dans le chapitre cinq nous présentons le système de production réalisé au laboratoire d'électrotechnique de l'Université de Bejaia ainsi que l'explication des différents blocs qui le constituent avec les résultats obtenus.

Enfin une conclusion clôt ce mémoire

I.1. Généralités

Depuis très longtemps, l'homme a cherché à utiliser l'énergie émise par le soleil, étoile la plus proche de la terre. La plupart des utilisations sont directes comme en agriculture, à travers la photosynthèse, ou dans les diverses applications de séchage et de chauffage. Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre et malgré une atténuation importante lors de la traversée de l'atmosphère, la quantité restante demeure encore importante quand elle arrive au sol. On peut ainsi compter sur 1000 W/m^2 crête dans les zones tempérées et jusqu'à 1400 W/m^2 lorsque l'atmosphère est faiblement polluée en poussière ou en eau [1]. Le flux solaire reçu au niveau du sol dépend de :

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

Ainsi, il existe des zones dans le monde plus favorisées que d'autres du point de vue ensoleillement. Elles sont répertoriées sous forme d'atlas et mettent en évidence des gisements solaires [1].

Les principaux phénomènes physiques évoqués ci-dessus sont des paramètres à prendre en compte pour l'installation et la maintenance des générateurs photovoltaïques. En effet, le comportement de ces générateurs d'énergie s'avère plus ou moins aléatoire, en fonction du site de mise en fonctionnement. Ainsi, si l'on considère des zones à climat sec et possédant un taux d'ensoleillement important dans l'année, le flux solaire peut être facilement modélisable et prévisible en fonction des heures de la journée et des jours de l'année. Le fonctionnement des générateurs photovoltaïque (PV) est alors souvent proche de celui estimé. Si, au contraire on considère des zones plus défavorables, souvent ventées et présentant un temps nuageux alternant avec des périodes d'ensoleillement sur plusieurs journées par an, l'irradiation change rapidement et dans de larges proportions.

Il est alors difficile de faire des prédictions fines sur le taux d'irradiation sur un lieu et une heure précise. Des relevés expérimentaux ont montré des changements d'enseilllements importants inférieurs à 10s, pouvant se produire plusieurs fois par minute. Dans ce cas très défavorable, l'exploitation du gisement solaire devient plus difficile par des générateurs PV, qui doivent tenir compte de cette réalité.

De même, prenons le cas d'un site présentant des zones d'ombres liées à des infrastructures ou des reliefs naturels. Le comportement du générateur PV ne va plus être homogène et va souvent présenter des comportements dégradés qu'il faudra soit éviter, soit prévenir. La production d'énergie est dans ce cas souvent bien dégradée. Enfin, il ne faudra pas négliger des changements brutaux du point de fonctionnement directement lié au comportement de la charge sur laquelle le générateur PV doit débiter.

I.2. L'effet photovoltaïque

Pour la compréhension des recherches que nous avons menées dans cet axe, nous rappelons brièvement les différents phénomènes physiques mis en jeu dans la conversion photovoltaïque ainsi que les principales relations les caractérisant.

I.2.1. Rappels sur l'énergie solaire

Le rayonnement solaire est constitué de photons transportant chacun une énergie E_{ph} , qui s'écrit :

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda} \quad (I.1)$$

Dans laquelle ' λ ' représente la longueur d'onde, ' h ' la constante de Planck et ' c ' la vitesse de la lumière. D'après l'équation (I.1), l'énergie transportée par un photon est inversement proportionnelle à sa longueur d'onde. Le flux d'énergie solaire est transmis sous forme de rayonnements électromagnétiques, dont l'ensemble des longueurs d'ondes est assez proche de celui émis par le corps noir. Il est à remarquer que le spectre de l'énergie solaire en atmosphère terrestre est décalé vers le rouge et l'infrarouge par rapport au spectre hors atmosphère [2], comme le montre la figure I.1

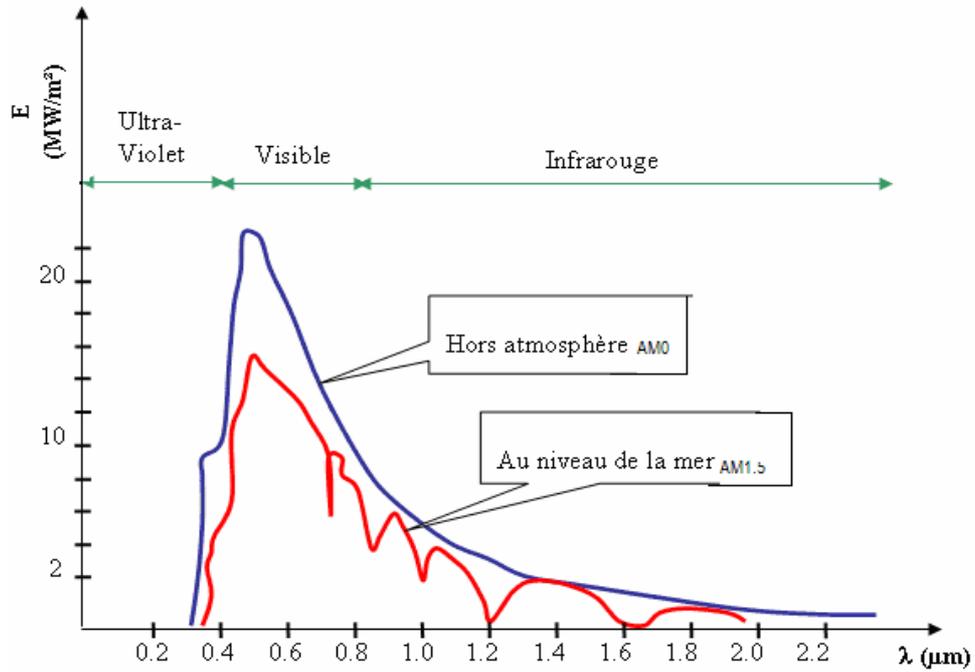


Figure I.1. Exemples de spectre solaire. [3]

AM0 : conditions d'éclairage hors atmosphère ou en haute altitude.
AM1.5 : conditions d'atmosphère terrestre, le soleil étant à 30° sur l'horizon.

Les longueurs d'ondes du rayonnement solaire terrestre sont comprises entre 0,2μm (*ultra-violet*) et 4μm (*infra-rouge*) avec un maximum d'énergie pour 0,5μm, 97,5% de l'énergie solaire est comprise entre 0,2μm et 2,5μm. De 0,4μm à 0,78μm, le spectre correspond au domaine du visible. Les capteurs d'énergie solaire doivent donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme de chaleur ou d'électrons. Le tableau I.1 donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photons pour diverses longueurs d'ondes, ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux.

λ (μm)	$E_{ph}(ev)$	Zone
0.2	6.2	Ultraviolet
0.4	3.1	Visible bleu
0.5	2.48	Visible jaune-vert
0.78	1.59	Visible rouge
1	1.24	Infrarouge
2	0.62	Infrarouge
4	0.31	Infrarouge

Tableau I.1 : Valeurs énergétique des photons issus du spectre solaire [3]

Pour que le rayonnement solaire produise un courant électrique dans un matériau donné, faisant alors office de capteur, il faut que les photons soient tout d'abord absorbés par un ou plusieurs matériaux sensibles à la longueur d'onde des photons. Puis, l'énergie des photons excite les électrons du matériau, qui sont ensuite collectés afin de constituer un courant électrique global.

I.2.2. Historique des cellules photovoltaïques [4]

Plusieurs types de matériaux sont susceptibles d'être utilisés dans les capteurs PV, soit seuls, ou associés sous forme de multicouches afin de mieux couvrir la totalité du spectre solaire. C'est en 1930 que les premières cellules PV à oxyde cuivreux (CuO) ont été créées, suivies de cellules en sélénium (Se).

Pendant des années, l'effet photovoltaïque n'était en somme qu'une curiosité de laboratoire. En 1954, les premières cellules au silicium (Si) ont été réalisées dans les laboratoires de la compagnie Bell Téléphone aux États-Unis. Depuis, les cellules PV ont commencé à faire l'objet de recherches plus intenses et se sont développées à l'échelle industrielle. Plusieurs raisons en sont à l'origine, principalement liées aux ressources faibles et à l'environnement.

Pour les applications spatiales, répondant à des normes de poids et de durées de vie sévères, les cellules PV sont rapidement devenues des cellules multicouches basées sur divers matériaux, dont l'une des couches est souvent en GaAs. Elles présentent des rendements très élevés, une bonne fiabilité et une faible détérioration de leurs caractéristiques au cours du temps (*sur au moins 20 ans*). Les plus récentes sont formées de quatre couches de matériaux différents. Certaines recherches tendent même vers cinq couches.

Bien que leurs performances soient meilleures que celles en Si, ces dernières ne se développent pas pour des applications terrestres en raison de leur prix, 50 à 100 fois plus élevé.

I.2.3. Synthèse des cellules photovoltaïques [5]

Pour les applications terrestres, le silicium est devenu le matériau le plus utilisé pour fabriquer des cellules PV en raison essentiellement de sa disponibilité et de la connaissance acquise sur son comportement électrique. Il est utilisé, pour cela, sous de nombreuses formes (*monocristallin, polycristallin, amorphe, en couche mince,...*), en fonction des performances recherchées.

➤ **Les cellules monocristallines :**

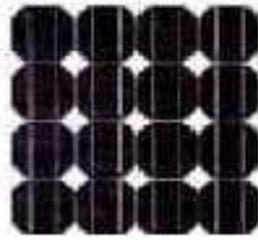


Figure I.2: Cellules monocristallines [2]

Les panneaux PV avec des cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal, figure I.2. Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium polycristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau, et lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal. Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche anti-reflet, pose des collecteurs), le wafer devient cellule.

Les cellules sont rondes ou carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 12 à 18%, et la méthode de leur production est laborieuse.

➤ **Les cellules polycristallines :**

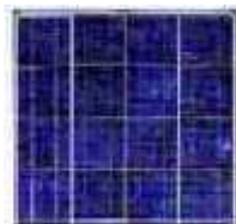


Figure I.3: Cellules polycristallines [2]

Les panneaux PV avec des cellules polycristallines sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations (figure I.3) différentes des cristaux (tonalités différentes).

Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules mono-cristallines. Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui largement imposées.

L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication.

➤ **Couche mince (Amorphe) :**



Figure I.4: Cellules Couche mince (Amorphe) [2]

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 8% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.

Bien que le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies polycristallines ou monocristallines, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grandes surfaces à bas coût en utilisant peu de matière première.

➤ **Autre type de cellules :**

De par le monde, un certain nombre de recherches sont encore effectuées pour créer de nouvelles cellules de rendement plus élevé, possédant une grande stabilité de leurs caractéristiques dans le temps et présentant de faibles coûts de fabrication. Si ce type d'énergie doit être développé à très grande échelle comme «Générateur électrique», il faut résoudre le problème du prix des capteurs. Aussi, depuis plusieurs années, on parle de matériaux organiques et de polymères qui présentent, sous certaines conditions, des propriétés photovoltaïques. Ceci suscite actuellement un regain de recherches dans divers laboratoires dans le monde, renouvelant d'autant les efforts portés sur la synthèse des matériaux [7]. Ces cellules, dites de troisième génération, bien qu'actuellement présentent de faibles rendements par rapport aux capteurs inorganiques [*record mondial de 3,5% établi en 2001*], sont intéressantes par leur très faible coût et sont donc prometteuses pour l'avenir.

I.3. La jonction PN utilisée comme capteur PV

I.3.1. Principe de fonctionnement

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur (SC) de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau semi-conducteur comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction PN a été formée.

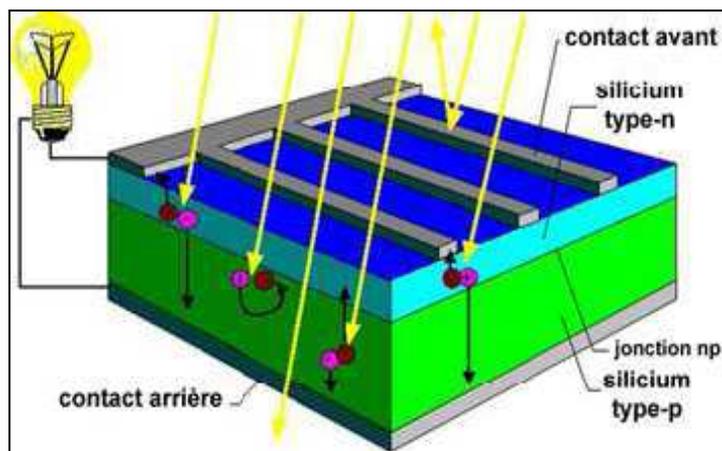


Figure I.5: Représentation schématique d'une pile solaire à jonction PN standard [6]

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, figure I,5 , les atomes exposés au rayonnement sont " bombardés " par les photons constituant la lumière; sous l'action de ce bombardement, les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être " arrachés / décrochés " : si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. C'est l'énergie cinétique du photon qui est transformé en énergie thermique. Dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons " décrochés " créent une tension électrique continue faible: c'est l'effet photovoltaïque [6].

I.3.2. Comportement de la jonction

En polarisant électriquement une jonction PN et en la soumettant à un éclairage solaire, on obtient les caractéristiques semblables à celles représentées en figure 1.6. Sans éclairage, le comportement d'une cellule PV est semblable à celui d'une mauvaise diode. Ainsi, sous polarisation directe, la barrière de potentiel est abaissée et le courant de porteurs peut se développer. Sous polarisation inverse, seul un courant de porteurs minoritaires (courant de saturation) circule. Ce dernier varie peu avec la tension appliquée tant que cette tension est inférieure à la tension de claquage. Ces courants, directs ou inverses, comme pour des jonctions classiques, sont sensibles à la température de jonction.

Si cette jonction PN est soumise au rayonnement solaire, alors des paires électrons-trous supplémentaires sont créées dans le matériau en fonction du flux lumineux. Ce phénomène, aussi appelé effet photovoltaïque, ne se produit que si l'énergie des photons est supérieure ou égale à l'énergie de la bande interdite du matériau E_g . La différence de potentiel qui en résulte aux bornes de la structure caractérise l'effet photovoltaïque et se situe, selon les matériaux et la structure de la jonction, entre 0,3 et 0,7 V.

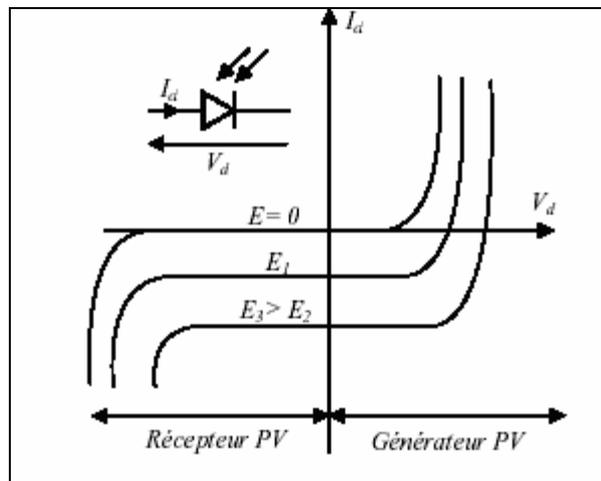


Figure I.6: Caractéristiques d'une jonction PN polarisée sous différents éléments (E)

I.3.3. Modélisation de la jonction [7]

Lorsque la jonction est éclairée, elle présente la particularité de pouvoir fonctionner en générateur, en produisant un courant de court-circuit proportionnel à l'éclairage. Ce comportement en statique peut être décrit par l'équation électrique suivante :

$$I_{PV} = I_{CC} - I_{Sat} \left[\exp\left(\frac{V_{PV} + (I_{PV} * R_{ser})}{nV_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{PV} + (I_{PV} * R_{ser})}{R_{SHU}} \quad (I.2)$$

Avec $V_T = \frac{kT}{e}$ représentant le potentiel thermodynamique, I_{Sat} le courant de saturation, k la constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$), T la température effective des cellules (*en Kelvin*), e la charge de l'électron, n le facteur de non idéalité de la jonction, I_{PV} , le courant fourni par la cellule lorsqu'elle fonctionne en générateur, V_{PV} la tension aux bornes de cette même cellule, I_{CC} le photocourant de la cellule dépendant de l'éclairement et de la température *ou bien courant de (court circuit)*, R_{shu} la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction, R_{ser} la résistance série représentant les diverses résistances de contacts et de connexions.

Le modèle électrique correspondant à l'équation (1.2) est décrit ci-dessous.

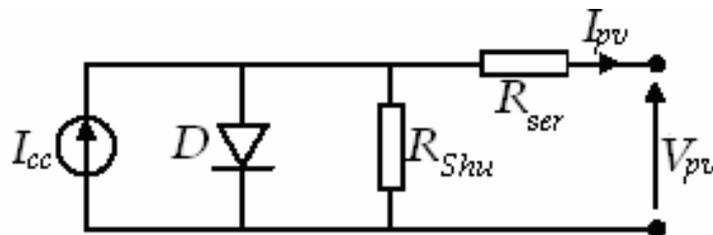


Figure I.7: Schéma équivalent électrique de la cellule PV

Ce modèle a l'avantage d'être simple et implantable sur bon nombre de simulateurs. Il permet aussi d'obtenir le comportement statique d'une cellule PV sous polarisation. Les principales limites sont :

- *le comportement dynamique de la jonction*, lié à la durée de vie des porteurs, laquelle est fortement dégradée dans le cas de cellules PV [8],[9], n'est pas pris en compte.
- *le comportement en température de la cellule*, qui ne tient pas compte de l'échauffement lié aux diverses pertes.

I.4. Le générateur photovoltaïque (PV)

I.4.1. Principe et constitution

En associant les cellules PV en série (*somme des tensions de chaque cellule*) ou en parallèle (*somme des intensités de courant de chaque cellule*), on peut constituer un générateur PV selon les besoins des applications visées.

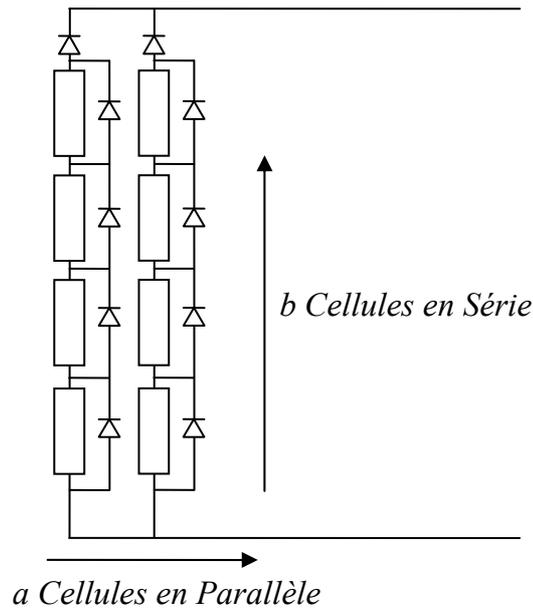


Figure I.8 : Groupement de b cellules en série et a cellules en parallèle

Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaités. Ainsi, pour N_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes (N_p) en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{PV} = N_s * V_{PV} * N_p * I_{PV} \quad (I.3)$$

Si l'on désire avoir un générateur PV ayant un courant de sortie plus intense, on peut soit faire appel à des cellules PV de plus grande surface et de meilleur rendement, soit associer en parallèle plusieurs modules PV de caractéristiques similaires. Pour qu'un générateur PV ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les ($N_s \cdot N_p$) cellules se comportent toutes de façon identique. Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (*éclairage, température, vieillissement et inclinaison*).

La puissance du générateur PV sera optimale si chaque cellule fonctionne à sa puissance maximale notée P_{max} . Cette puissance est le maximum d'une caractéristique $P(V)$ du générateur, et correspond au produit d'une tension optimale notée V_{opt} et d'un courant optimal noté I_{opt} .

I.4.2. Le Générateur photovoltaïque et ses Performances [5]

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. La figure ci-dessous représente la caractéristique $I=f(V)$ d'un panneau photovoltaïque typique dans des conditions constantes d'irradiation et de température :

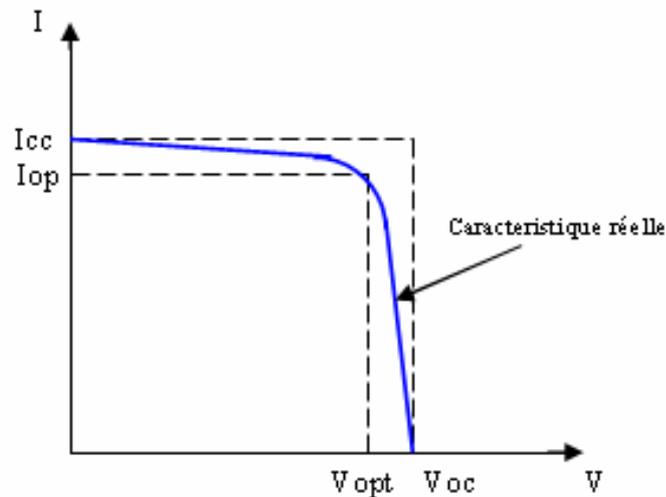


Figure I.9 : Courbe $I=f(V)$ d'un panneau photovoltaïque [5]

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.

1.4.3. Association de modules photovoltaïques

Dans un groupement de n_s module en série, tous sont traversés par un même courant. La Fig1 montre la caractéristique résultante (I_{sc} , V_{sc}) d'un tel groupement dans des conditions idéales, obtenue pour n_s module identiques (I_{cc} , V_{co}) en sommant les caractéristiques élémentaires à courant constant : $V_{sc} = n_s * V_{co}$. (figure I.10)

Pour un groupement de n_p modules identiques en parallèle (figure I.11) : $I_{pcc} = n_p * I_{cc}$

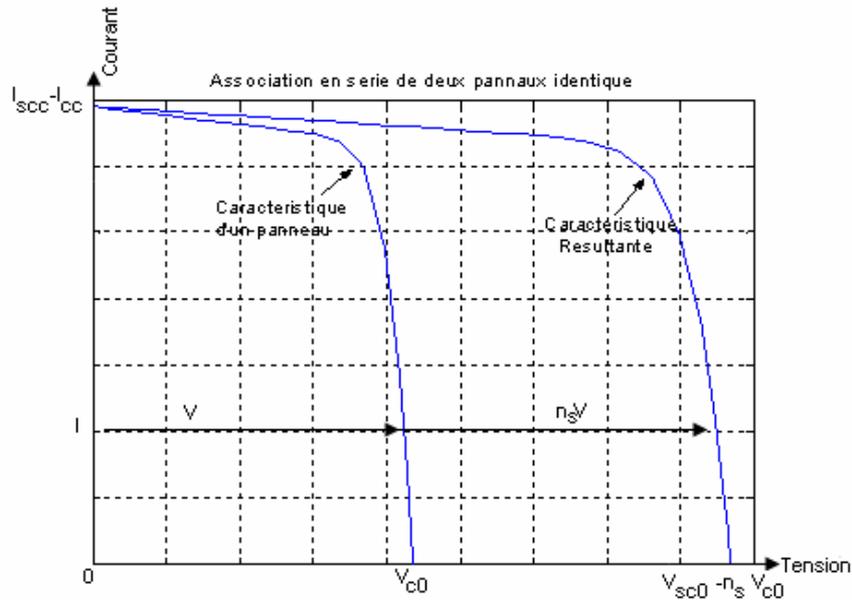


Figure I.10: Caractéristiques du groupement série des modules photovoltaïques

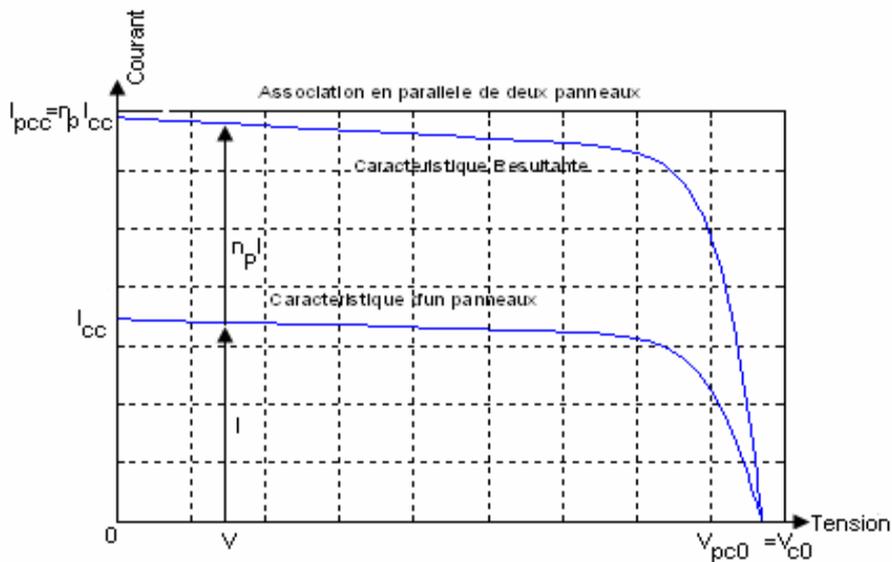


Figure I.11 : Caractéristiques du groupement parallèle des modules photovoltaïques

I.4.4. Propriétés électriques des modules photovoltaïques

Les caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque varient en fonction de la température, de l'éclairement et, de façon générale, des conditions de fonctionnement lorsqu'il est connecté à une charge donnée. Ces propriétés sont en effet nécessaires pour comprendre le comportement d'un générateur PV et ensuite effectuer des optimisations de fonctionnement.

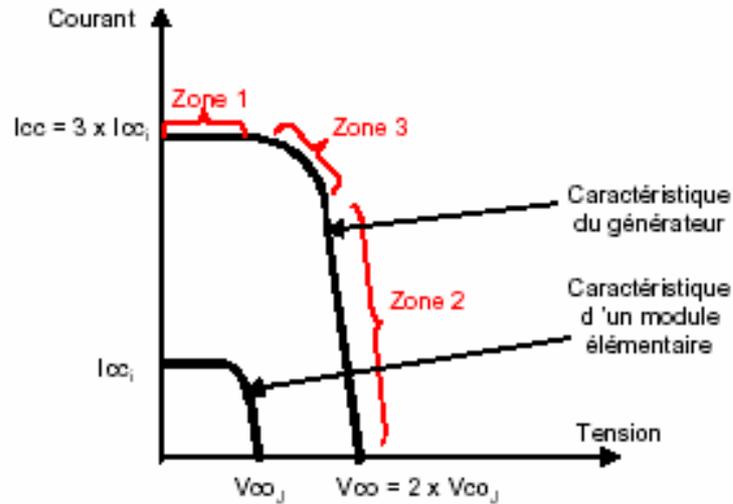


Figure I.12 : Caractéristiques I(V) d'un module photovoltaïque [1]

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces modules, les valeurs du courant de court-circuit I_{CC} et de la tension à vide V_{CO} sont plus ou moins importantes (figure I.11). La caractéristique d'un générateur PV constitué de plusieurs cellules a une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule (*irradiation et température uniformes*). Nous pouvons décomposer la caractéristique $I(V)$ d'un générateur photovoltaïque en 3 zones, figure I.12 :

- Une zone assimilable à un générateur de courant I_{CC} proportionnel à l'irradiation, d'admittance interne pouvant être modélisée par $\frac{1}{R_{SH}}$ (Zone1).
- Une zone assimilable à un générateur de tension V_{CO} d'impédance interne équivalente à R_S (Zone2).
- Une zone où l'impédance interne du générateur varie très fortement de R_S à R_{SH} (Zone3).

Le point de fonctionnement pour lequel la puissance fournie par le générateur est maximale est situé dans la Zone3. Il est caractérisé par le couple (I_{OPT}, V_{OPT}) , et seule une charge dont la caractéristique passe par ce point, permet d'extraire la puissance maximale disponible dans les conditions considérées.

I.4.5. Influence de l'éclairement sur les modules photovoltaïques

La figure (figure I.13) présente un exemple des courbes (I,V) pour différents niveaux d'éclairement.

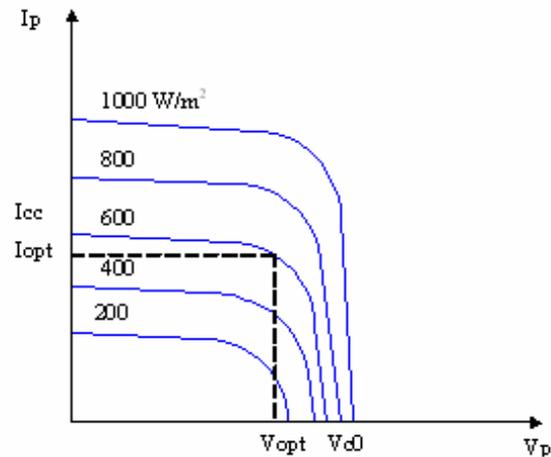


Figure I.13: Caractéristique d'un générateur photovoltaïque pour différents éclairagements [1]

On remarque que la valeur du courant de court circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement [1]. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement.

I.4.6. Influence de la température sur les modules photovoltaïques

La figure (figure I.14) présente des courbes courant-tension pour différentes températures de fonctionnement:

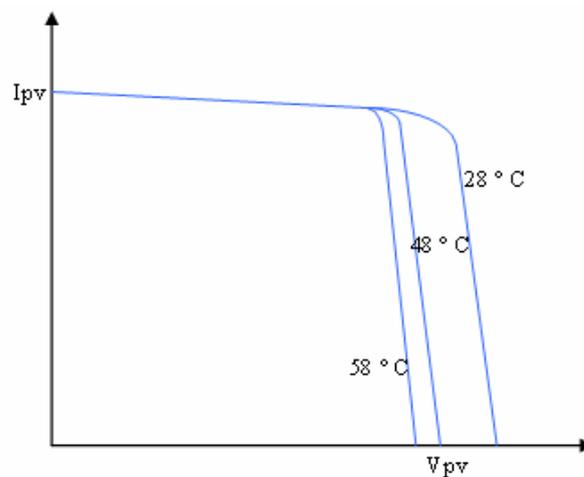


Figure I.14: Influence de la température sur la caractéristique électrique [1]

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. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte.

Introduction

Les problèmes d'approvisionnement en énergie rencontrés à l'échelle mondiale ne sont pas uniquement dus à la destruction de l'environnement et aux changements climatiques qui en découlent mais bien aussi à une croissance de la consommation et à la rarification des ressources fossiles. Une consommation mondiale en hausse, en particulier en ce qui concerne l'énergie électrique, et une tendance à la libéralisation sont à l'origine de changements considérables, tant dans le domaine des réseaux d'alimentation que pour le remplacement du parc des centrales électriques. Les conséquences, pour le moins préoccupantes, se répercutent sur la disponibilité et la qualité de l'énergie [8]. C'est pourquoi les solutions recherchées doivent être réalisables techniquement parlant tout en satisfaisant aux exigences en matière de durabilité.

Dans ce chapitre, une étude descriptive générale du système photovoltaïque relié à un réseau sera présentée. Cette étude inclut : conception de système, types, problèmes produits, techniques les conditions de normes d'interconnexion.

II.1. Le photovoltaïque dans les systèmes énergétiques [9]

A l'heure actuelle, les consommateurs de l'énergie électriques sont surtout alimentés par des centrales électriques situées à de grandes distances. Ceci nécessite de longues lignes de transmission et réseaux de distribution. Ces réseaux d'alimentation fournissent au consommateur un courant alternatif présentant une fréquence et une tension pratiquement constantes (par exemple 230V pour 50 Hz). Il est concevable de compléter ces infrastructures par des systèmes décentralisés de génération de chaleur et d'électricité. Cette alimentation en énergie décentralisée se caractérise par des unités d'alimentation relativement petites et situées à proximité immédiate du consommateur. Ceci permet de faire une exploitation plus intense de l'électricité ainsi d'améliorer l'utilisation de sources d'énergie sur le terrain (en particulier les énergies renouvelables d'origine solaire, éolienne ou hydraulique ou encore celle issue de la biomasse). En résumé, on peut parler d'une augmentation de l'efficacité globale allant de pair avec une amélioration de la situation économique qui répond aux critères de durabilité.

Cette structure décentralisée de l'alimentation en énergie correspond au caractère décentralisé des énergies renouvelables. En fonction des conditions régionales, le concept peut être mis en application soit par le raccordement d'une installation photovoltaïque (domaine du kW voire MW) au réseau public, soit par le montage d'un système autonome ou en îlotage servant à alimenter les consommateurs éloignés non raccordés à un réseau

d'alimentation. Ainsi, on peut opérer la classification des configurations de systèmes photovoltaïques décentralisés pour l'alimentation en courant alternatif comme suite:

1. Photovoltaïque dans les réseaux d'alimentation

- Photovoltaïque seul
- Photovoltaïque avec accumulateurs électriques

2. Photovoltaïque dans des applications éloignées du réseau

- Systèmes photovoltaïque batterie
- Systèmes hybrides photovoltaïques

Les configurations d'alimentation représentées à la figure II.1 possèdent une structure modulaire. La structure couplée au réseau est l'application photovoltaïque qui prédomine actuellement dans les nations industrialisées que sont l'Europe, le Japon et les Etats-Unis.

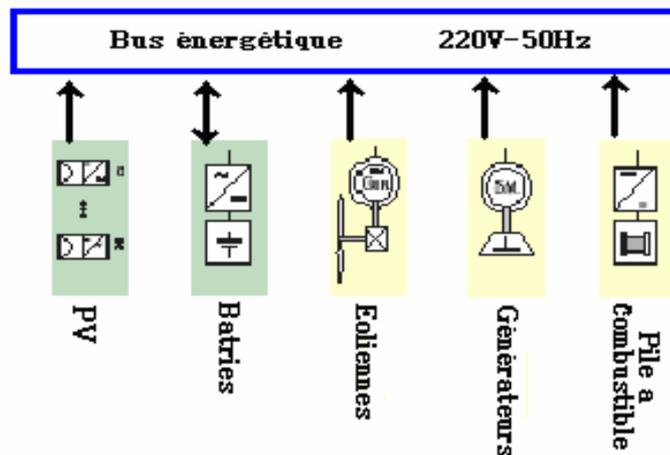


Figure II.1: Représentation de l'ingénierie des systèmes hybrides [9]

Dans les applications photovoltaïques servant à la réalisation de solutions en îlotage pour l'alimentation de consommateurs éloignés non raccordés à un réseau public, l'installation PV est équipée de batteries afin d'augmenter la disponibilité de l'alimentation. Avec les applications relevant d'un domaine de puissance plus important, l'installation PV peut être combinée à d'autres convertisseurs d'énergie (par ex. convertisseurs éoliens, générateurs diesel) ou à des unités de stockage pour former un système hybride (voir figure II.1).

Actuellement, les différents modèles de batteries au plomb sont le moyen d'accumulation qui prédomine dans les applications PV en îlotage. En raison des coûts élevés, on n'a recours à une batterie que pour l'accumulation d'énergie à court et moyen terme. En guise de soutien, on intègre des générateurs supplémentaires, par exemple diesel ou micro turbines. Ils ont une fonction de soutien et ont pour rôle d'augmenter la disponibilité de l'alimentation de ces systèmes photovoltaïques autonomes.

II.2. Technologies des onduleurs pour les systèmes couplés au réseau [10]

A l'heure actuelle, les installations PV d'alimentation du réseau sont l'exploitation de la photovoltaïque la plus importante. Il existe pour ces installations des approches différentes au niveau de leur conception. Elles ont cependant toutes en commun de disposer d'un générateur PV directement relié au réseau par le biais d'un onduleur que le générateur alimente en énergie solaire. C'est pourquoi les onduleurs jouent un rôle clé au regard de l'efficacité énergétique et de la fiabilité. Leur rôle ne se limite pas à transformer le courant continu (DC) généré par le panneau PV en courant alternatif (AC) de tension et de fréquence souhaitées, mais consiste également à exploiter le champ PV à son point de puissance maximal (Maximum Power Point MPP). De plus, les onduleurs doivent assurer une surveillance fiable du réseau pour le protéger contre les défaillances et interrompre l'alimentation en cas d'erreurs du réseau.

A l'heure actuelle, il existe principalement trois topologies d'onduleurs et configurations d'installation qui fournissent différentes solutions techniques valables, à choisir en fonction des conditions locales :

➤ Onduleurs Centraux

La majorité des panneaux PV d'une installation importante (> 10 kW) sont montés en série pour former des Strings, eux-mêmes montés en parallèle au moyen de diodes string. Le générateur PV ainsi structuré est relié du côté DC à un seul onduleur central (voir la Figure II.2). Les onduleurs centraux présentent une grande efficacité à des coûts spécifiques faibles. Un panneau mal adapté ou encore un ombrage partiel portent cependant préjudice à une exploitation optimale de chaque string PV, entraînant une baisse du rendement énergétique possible. De plus, la fiabilité de l'installation est limitée car elle dépend d'un seul onduleur. Une panne de l'onduleur central entraîne l'immobilisation de toute l'installation.

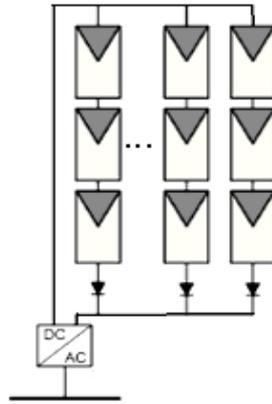


Figure II.2: Représentation schématique des Onduleurs Centraux [10]

➤ Onduleur string

De même que pour l'onduleur central, le champ PV est ici aussi, sous divisé en strings. Chaque rangée est toutefois reliée à son propre onduleur string (figure II.3). La technique string minimise le risque de problèmes d'adaptation de ces modules, réduit les pertes dues aux ombrages et contourne celles occasionnées par les diodes de string et par un câblage très long du côté du générateur DC.

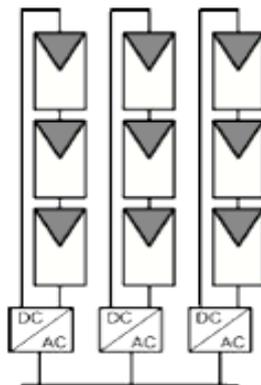


Figure II.3: Représentation schématique des Onduleurs string [10]

Ces propriétés techniques supérieures entraînent une réduction des coûts du système et améliorent le rendement énergétique et la fiabilité de l'installation.

➤ Onduleurs Multi-String

L'onduleur Multi-String permet le raccordement et le fonctionnement au MPP de plusieurs strings raccordés à une unité de puissance commune par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/DC. Il offre ainsi une solution compacte et économique tout en jouissant de tous les avantages de la technique string.

On a recours aux onduleurs multi strings dans les installations PV d'une plage de puissance allant de 3 à 10 kW.

Dans cette configuration, chaque panneau dispose de son propre onduleur (Figure II.4) de sorte que toute perte due à l'adaptation est écartée. Au demeurant, le rendement des onduleurs intégrés aux panneaux reste en deçà de celui de l'onduleur string. Les onduleurs intégrés aux panneaux conduisent à des coûts de câblage supplémentaires du côté AC, car chaque panneau de l'installation doit être relié au réseau 230 V. Le nombre, nettement supérieur d'onduleurs intégrés aux panneaux à installer entraîne un travail de montage nettement plus important. Ce concept ne s'applique donc principalement qu'aux installations PV d'une puissance allant de 50 à 400 W.

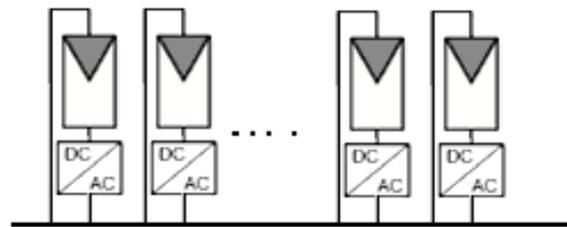


Figure II.4: Représentation schématique des Onduleurs Multi-String [10]

Le choix de l'onduleur approprié doit être motivé par les conditions d'utilisation imposées par le milieu et la configuration de l'installation.

II.3. Concept technique des onduleurs PV [10]

Le concept de base des onduleurs est aisément compréhensible. La fonction principale de cet appareil est de créer une tension alternative (raccordable au réseau) à partir d'une tension continue (générateur PV). A cet effet, la tension de sortie doit présenter à certains instants une polarité inverse de celle de la tension d'entrée. C'est pourquoi la pièce centrale d'un onduleur est fréquemment constituée d'un pont à semi-conducteurs (Figure II.5-(a)) permettant de relier chacun des deux pôles d'entrée à chacun des deux pôles de sortie par le biais d'un interrupteur électronique.

Ce pont, qui commute selon la cadence de la fréquence du réseau, permet d'alimenter le réseau en courant alternatif. Cependant, il s'agirait d'un courant rectangulaire dont l'intensité ne serait pas influençable. Pour pouvoir réguler le courant et ainsi fournir un courant sinusoïdal, on monte à la sortie de l'onduleur une self avec un noyau de fer faisant office

d'accumulateur de courant. Sont ainsi formés des petits " paquets de courant " permettant un dosage constant du courant. La fréquence de la cadence du pont se situe autour des 20 kHz, si bien qu'il est possible de former un courant de 50 Hz avec une grande précision (Figure II.5 (b)).

Un composant important manque encore à l'appel, surtout pour les onduleurs photovoltaïques : le condensateur d'entrée (Figure II.5 (c)). Il a la fonction d'un accumulateur d'énergie et assure un écoulement continu et homogène du courant du générateur vers le réseau. Le générateur PV ne peut être réglé sur un point de travail stable qu'avec un condensateur d'entrée de taille suffisante.

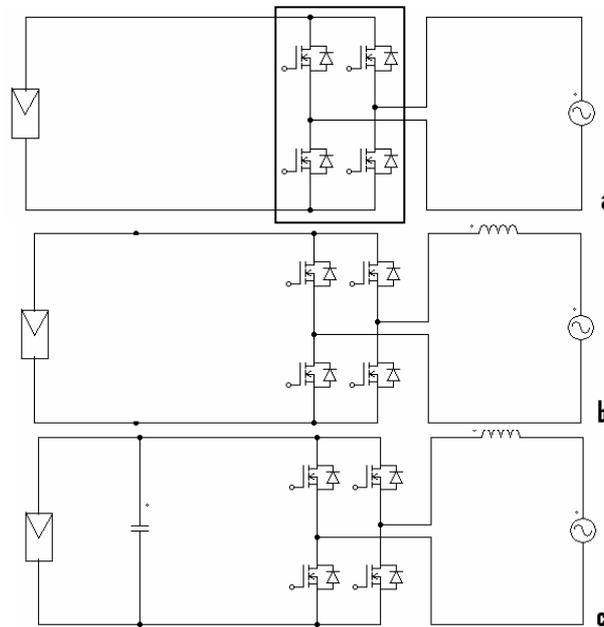


Figure II.5:Montage de base d'un onduleur photovoltaïque

Le schéma fonctionnel qui en résulte montre un onduleur en bon ordre de marche au niveau technique et pouvant être utilisé tel quel pour l'alimentation directe du réseau. Dans la pratique, l'utilisation de ce système est cependant limitée par les restrictions de la plage de tension d'entrée. Pour pouvoir alimenter le réseau, la tension d'entrée doit toujours dépasser la tension de crête de la tension du réseau. Pour une valeur effective de la tension du réseau de 250 V, une source présentant une tension minimale de 354 V est ainsi nécessaire pour fournir un courant sinusoïdal.

A la différence du montage de base standard, il existe un grand nombre de variantes pour l'adaptation ou l'extension de la plage de tension d'entrée. C'est ici que se distinguent les

unes des autres les différentes topologies d'onduleurs les plus fréquemment utilisées. Les topologies (Figure II.6), abordées ne se différencient pas seulement par la présence ou l'absence d'une séparation galvanique mais également par le rendement qu'elles peuvent atteindre. C'est pourquoi il n'existe pas de formule universelle pour une conception énergétique optimale d'une installation PV. La conception doit tenir compte des propriétés individuelles de l'onduleur utilisé [11].

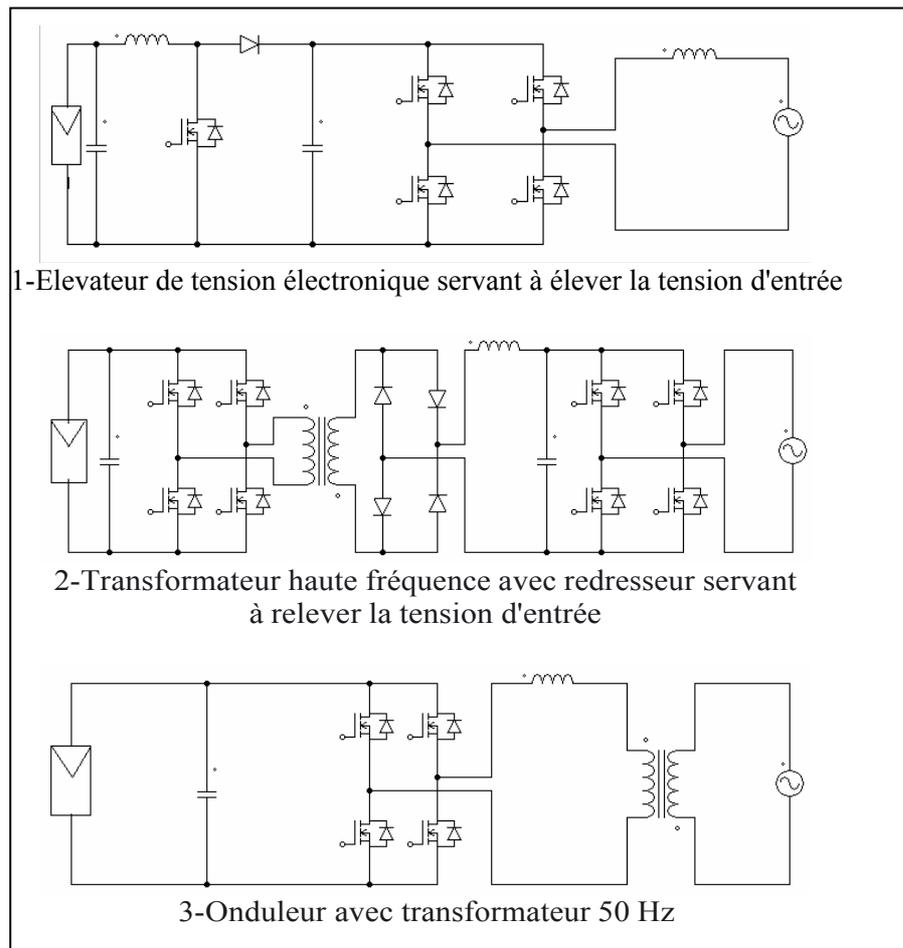


Figure II.6: Aperçu des topologies d'onduleurs les plus répandues

II.4. Conception de systèmes énergétiques reliés au réseau électrique

Les systèmes d'alimentation photovoltaïques ont fait une transition réussie à partir d'un dispositif autonome à de grands systèmes reliés au réseau. Les systèmes reliés au réseau peuvent changer de taille, mais ils ont les mêmes composants. En plus du générateur photovoltaïque on a le convertisseur continue alternatif (DC/AC) qui est l'onduleur, un contrôleur de courant, des filtres d'entrée-sortie, aussi bien qu'un équipement régulateur qui permet de surveiller la puissance qui est injecté dans le réseau et vice versa. [11].

Le réseau électrique agit en tant qu'un moyen de stockage pour les systèmes photovoltaïques pendant la journée.

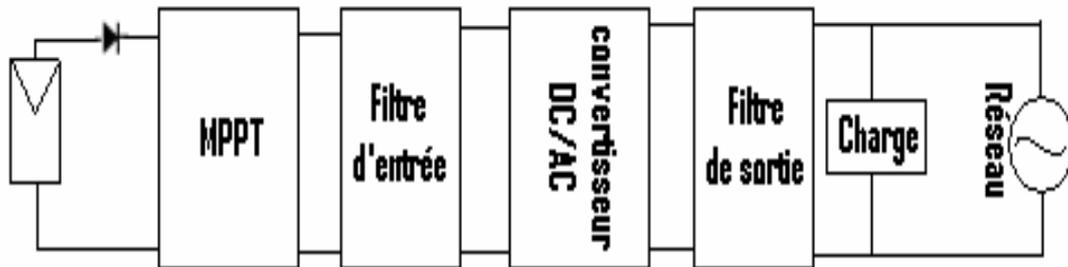


Figure II.7: Circuit de puissance du système photovoltaïque connecter au réseau

L'interconnexion entre le réseau électrique et les systèmes photovoltaïques ont besoin de charge statique, des convertisseurs DC/DC et DC/AC (Figure II.7). Le raccordement des convertisseurs avec le réseau de distribution est fait à l'aide des filtres passifs afin d'atténuer la tension et les harmoniques du courant, [14].

II.5. L'amélioration du rendement

Pour une installation PV bien planifiée, la puissance de l'onduleur doit être adaptée à celle du générateur photovoltaïque raccordé. Pour ce faire, le rapport de puissance fait office de valeur de référence. Il définit l'interface des deux systèmes à partir du rapport entre la puissance d'entrée maximale de l'onduleur et la puissance de pointe du générateur PV.

- Si l'on vise un rendement maximal, la configuration doit avoir un rapport de puissance de 110 % environ.
- Si en revanche c'est une configuration à rentabilité optimisée que l'on recherche, l'amélioration de la rentabilité ou la réduction de la durée d'amortissement dépend aussi de l'ensoleillement, du rendement en fonctionnement à charge partielle de l'onduleur et du niveau des tarifs d'achat.

Si l'orientation du générateur PV diverge des valeurs idéales (par ex. sur une façade PV), il faut tenir compte de cette particularité en réduisant nettement le dimensionnement de l'onduleur.

II.6. Les problèmes et risques impliquant les systèmes photovoltaïques reliés au réseau

Les problèmes concernant l'interconnexion du système photovoltaïque au réseau incluraient, [12], [13] :

- Le débrogement de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance (le problème d'islanding).
- La protection contre la foudre.
- La qualité de puissance fournie au réseau.
- Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré.
- Le dosage fiable des flux de puissance.
- Risques techniques et financiers.

II.6.1. Qualité de puissance fournie au réseau

Beaucoup de normes imposent plusieurs règles pour assurer une haute qualité de puissance injectée au réseau. Par exemple, elle impose que ces systèmes photovoltaïques devraient fournir une tension compatible (forme et fréquence) avec celle du réseau électrique [14].

II.6.2. Problèmes d'Islanding

Le phénomène d'islanding est le fonctionnement du système de PV en l'absence (pauvre Fiabilité du réseau) du réseau. Ce phénomène a pu causer des surintensités passagères quand la puissance du réseau est perturbée. Des circuits de commande de protection sont développés et constamment mis à jour pour protéger le réseau et le système photovoltaïque (PV) contre ce problème et d'autres problèmes tels que les courts-circuits et foudre, [14].

II.6.3. Risques techniques et financiers

- Risques techniques : il y a une possibilité que le système ne sera pas exécuté comme indiqué
- Risques de construction : la possibilité d'aller au-dessus du budget mis en disposition, ou construction du système ne peut pas être accompli d'ici la date due.

II.7. Conditions techniques d'interconnexions [12], [13]**II.7.1. Raccordement**

En fonction de la puissance à raccorder, des caractéristiques du réseau sur lequel elle est appelée à être raccordée et du maintien d'une qualité de tension dans les limites fixées par des normes, le gestionnaire du réseau établit les dispositions du raccordement. Le réseau qui doit assurer le transit de la production décentralisée est soumis à plusieurs contraintes. Il doit pouvoir maintenir le plan de tension dans les limites d'exploitation avec et sans la présence de la production décentralisée.

Dans un réseau basse tension la puissance totale des productions décentralisées ne doit pas dépasser la puissance du transformateur moyenne tension / basse tension (MT/BT). De plus le transit de la puissance doit se faire sans excéder la capacité des éléments du réseau. Enfin le supplément de puissance de court-circuit cumulé à la valeur de la puissance de court-circuit du réseau doit être compatible avec le niveau réel du matériel. En conséquence, le raccordement peut nécessiter des renforcements du réseau et de ce fait, une participation financière du producteur décentralisé dans ces renforcements peut être demandée.

Sur la base de ces critères, le gestionnaire du réseau fixe le mode de raccordement de l'installation de production au réseau de distribution. Chaque cas fait l'objet d'un examen particulier qui tient compte des conditions réelles rencontrées.

II.7.2. Jugement de conformité

Le producteur est tenu de soumettre un rapport de contrôle rédigé à ses frais par un organisme agréé qui démontre la conformité de l'installation au règlement général des installations électriques. En outre, le gestionnaire du réseau contrôle avant le raccordement de l'installation du producteur décentralisé en ce qui concerne les aspects particuliers de l'installation de fourniture d'énergie. Ceci inclut entre autre le schéma de raccordement, le fonctionnement de l'appareil de découplage, le réglage et le fonctionnement de l'ensemble constituant les protections particulières, le dispositif de mise en parallèle, l'éventuelle protection contre l'injection de courant continu.

II.7.3. Accord de raccordement

L'installation de production décentralisée ne peut être raccordée au réseau de distribution qu'après accord écrit du gestionnaire du réseau (sonelgaz). Cet accord est également nécessaire au cas où le producteur décentralisé envisage une modification de son installation de production, notamment s'il modifie la puissance concernée.

II.7.4. Dispositif de coupure

Lors de travaux hors tension sur le branchement ou sur le réseau de distribution, l'installation de production décentralisée doit pouvoir être séparée du réseau par un dispositif de coupure de sécurité. La coupure de sécurité doit être visible, verrouillable et accessible en permanence au gestionnaire de réseau. Ces dispositifs sont de type agréé par ce dernier. Lorsque la puissance de l'installation de production décentralisée est < 10 kW, la coupure de sécurité peut éventuellement être réalisée pour chaque unité de production, par un système automatique de sectionnement. Les installations photovoltaïques < 5 kW doivent être pourvues de ce système automatique.

II.7.5. Dispositif de protection

Comme pour tout autre raccordement au réseau de distribution, les installations sont munies en tête de leur raccordement au réseau de distribution d'un appareil assurant la coupure des phases en cas de défaut interne occasionnant le dépassement d'un courant fixé pendant un temps donné. Les valeurs du courant et de la temporisation sont données par le gestionnaire du réseau. Les systèmes de protection doivent constituer un minimum technique. Dans certaines configurations des déclenchements intempestifs peuvent se produire. Ces déclenchements qui n'entament pas l'aspect sécurité tel que défini dans le domaine d'application, pourraient gêner les conditions d'exploitation. Il pourrait donc s'avérer utile de faire usage soit d'une protection par asservissement soit d'ajouter d'autres fonctionnalités à la chaîne de relais prévue ou d'en modifier certaines. Les variantes sont autorisées dans la mesure où elles remplissent les fonctions des relais qu'elles remplacent.

II.7.6. Couplage

Une mise en parallèle de l'installation de production décentralisée avec le réseau public de distribution est toujours réalisée au moyen d'un relais synchrocheck équipé d'un synchronoscope. Pour des installations avec une puissance supérieure à 10 kW.

Lors de la connexion en parallèle, la tension, la fréquence et l'écart de phase sont tels qu'ils ne provoquent pas de variations brusques relatives de la tension supérieures à 6 %. Si la connexion en parallèle se répète plusieurs fois par jour, les variations brusques de tension dues à la connexion parallèle seront limitées aux mêmes valeurs que celles requises pour le fonctionnement et définies dans le paragraphe suivant.

Pendant le fonctionnement, les variations brusques de la tension seront limitées en valeur relative à 3 % au maximum et en fonction de leur fréquence d'apparition à des valeurs inférieures de façon à ne pas perturber les autres utilisateurs raccordés au réseau. Ces considérations impliquent que la production décentralisée qui fonctionne en îlotage ne peut être recouplée au réseau qu'après vérification de la tension, de la fréquence et de l'écart de phase et qu'il ne peut pas être possible d'effectuer une prise de parallèle à un endroit non prévu, des verrouillages sont installés pour empêcher ces éventualités.

Après un déclenchement commandé par la protection de découplage, lorsque les conditions sont redevenues normales, le recouplage au réseau peut se faire automatiquement à condition de disposer d'un système de synchronisation automatique. Ces automatismes font partie des aspects particuliers de la production décentralisée.

II.7.7. Compensation avec Batteries de condensateurs

S'il est fait usage de batteries de condensateurs, l'installation de production décentralisée sera pourvue, si nécessaire, de filtres destinés à éviter l'amortissement des signaux. D'autre part, les condensateurs doivent être débranchés en même temps que l'engin de production. Si les conditions techniques le justifient, le gestionnaire du réseau peut imposer au producteur décentralisé le placement de condensateurs.

II.7.8. Harmoniques et inter harmoniques

Le niveau des harmoniques et inter harmoniques qui sont générés par l'installation de production décentralisée ne peut pas provoquer de perturbation dans le réseau de distribution. L'impact de l'installation sur le réseau (pour le changement de période tarifaire, pour l'éclairage public...) doit également rester à des niveaux de perturbation acceptables. Dans la plupart des cas, le niveau de perturbation de la production décentralisée s'ajoute aux niveaux de perturbation déjà existant par la présence des utilisateurs et des autres producteurs. C'est pourquoi des mesures doivent être étudiées et appliquées au niveau de la production décentralisée de manière à ce que tout reste compatible avec un niveau de signal acceptable.

II.7.9. Protection contre l'injection de courant continu

Les onduleurs, qui sont équipés d'un transformateur, n'injectent pas de courant continu dans le réseau de distribution et ne nécessitent par conséquent pas de mesures de sécurité complémentaires. Les onduleurs avec une technologie sans transformateur sont également acceptés pour autant qu'ils soient certifiés ne jamais injecter un courant continu supérieur à 1% du courant nominal ou qu'ils disposent d'un système de protection contre l'injection de courant continu. Celui-ci débranche l'onduleur en moins de 0,2 s au cas où le courant continu dépasse la valeur de seuil établie à 1% du courant nominal.

II.8. Les défauts du réseau

II.8.1. Creux de tension

Un creux de tension est une baisse brutale de la tension en un point d'un réseau électrique, comme il est représenté dans la figure II.8.

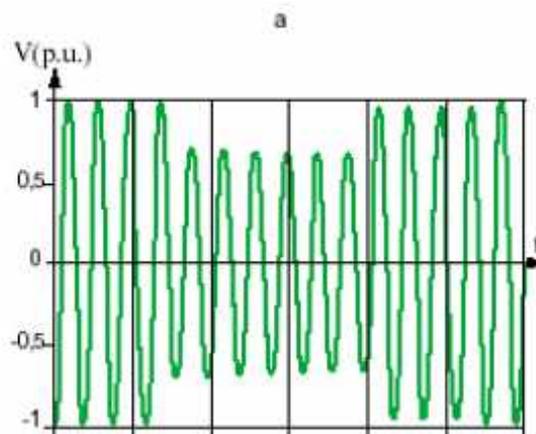


Figure II.8: Paramètres caractéristiques d'un creux de tension [15]

II.8.2. Surtensions

Toute tension appliquée à un équipement dont la valeur de crête sort des limites d'un gabarit défini par une norme ou une spécification est une surtension. Les surtensions sont de trois natures : Temporaires à fréquence industrielle, de manœuvre, d'origine atmosphérique (foudre).

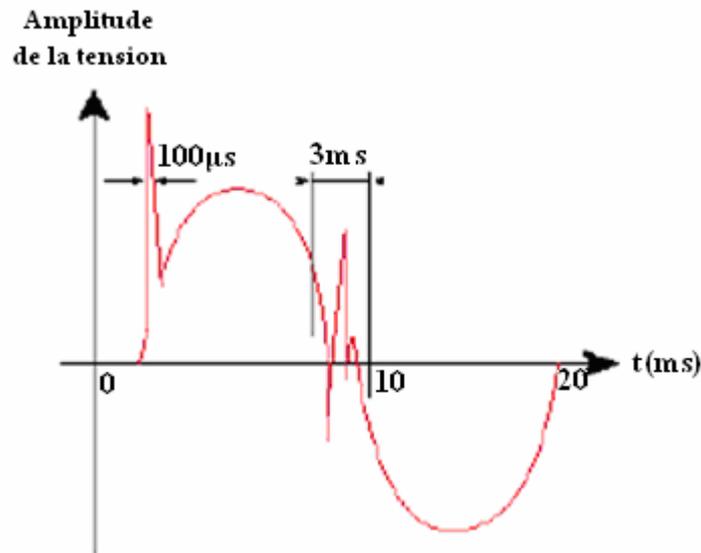


Figure II.9: Exemple de cas de surtensions transitoires

II.8.3. Variations et fluctuations de tension

Les fluctuations de tension sont une suite de variations cycliques ou aléatoires de l'enveloppe d'une tension dont les caractéristiques sont la fréquence de la variation et l'amplitude, comme illustré sur la figure II.10.

- Les variations lentes de tension sont causées par la variation lente des charges connectées au réseau ;
- Les fluctuations de tension sont principalement dues à des charges industrielles rapidement variables comme les machines à souder, les fours à arc, les laminoirs.

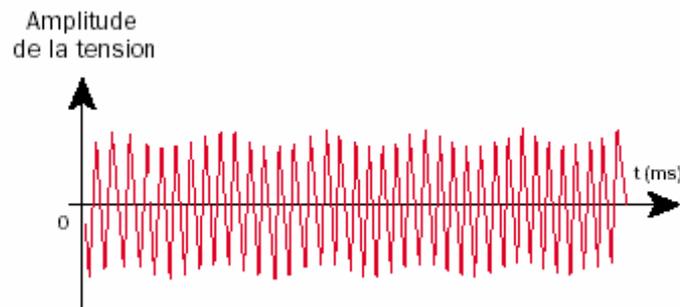


Figure II.10: Exemple de variations rapides de la tension

II.8.4. Fluctuations de la fréquence

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou des réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ comme illustré sur la figure II.11.

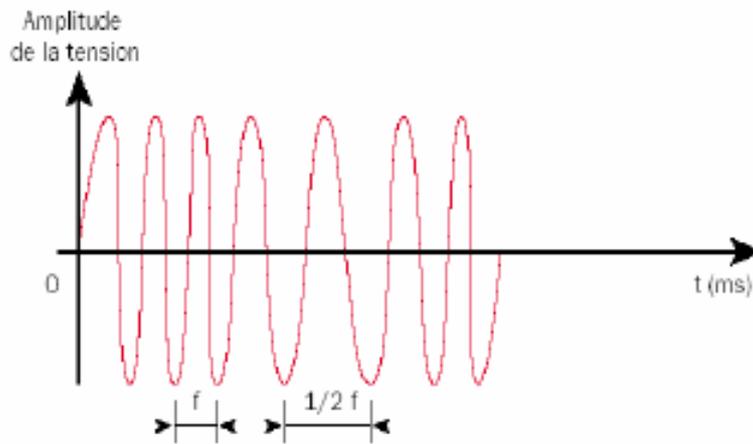


Figure II.11: Exemple de fluctuation de la fréquence

Conclusion

Le but de ce chapitre est d'avoir des informations au sujet des systèmes photovoltaïques connecté au réseau. Pour cela, une conception générale du système est donnée ainsi que problèmes comportant l'interconnexion et les conditions standard d'interconnexion.

Introduction

Le convertisseur est l'association d'un bloc de puissance et d'un bloc de commande. Son rôle est de régler le transit d'énergie électrique de la source vers le récepteur, en modifiant éventuellement la forme sous laquelle cette énergie se présente.



Figure III.1: Schéma synoptique d'un système de conversion énergétique

Les systèmes photovoltaïques ont besoin de charge statique, des convertisseurs DC/DC et DC/AC. Le raccordement des convertisseurs avec le réseau de distribution est réalisé à l'aide des filtres passifs afin d'atténuer la tension et les harmoniques du courant,

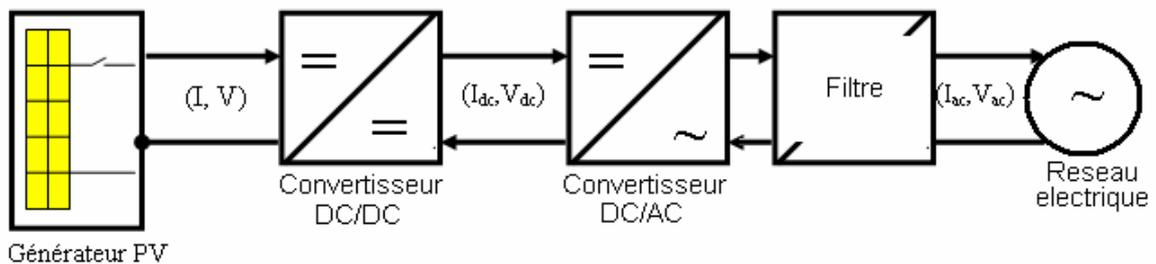


Figure III.2: Schéma synoptique d'un système photovoltaïque relié au réseau électrique

Les caractéristiques des grandeurs électriques d'entrée ou de sortie sont imposées par un cahier des charges défini par l'utilisateur.

III.1. Commande des convertisseurs DC/DC (Méthodes de poursuite du point de puissance maximale) [14] [15]

Comme cité dans le chapitre I, l'énergie extraite d'un panneau solaire est fortement limitée par les contraintes physiques des cellules photovoltaïques. La densité de puissance de l'insolation pour un jour bien ensoleillé est autour 1000 W/m^2 . En tenant compte des rendements des piles solaires qui varient entre 15% et 17% on aura un maximum possible de puissance entre 150 W/m^2 et 170 W/m^2 .

Il y a deux manières pour augmenter la puissance venant d'un panneau photovoltaïque.

- Soit on ajoute plus de panneaux à la l'installation, ce qui signifie une augmentation de surface, donc une grande augmentation en coût.
- On peut également essayer de ramener le rendement de l'installation à son niveau le plus élevé possible. La figure III.3 montre le point de puissance maximale (MPP) d'une rangée solaire. Si la rangée est opérationnelle en ce point de fonctionnement avec ses valeurs correspondantes P_{mp} et V_{mp} , le rendement sera le maximum possible.

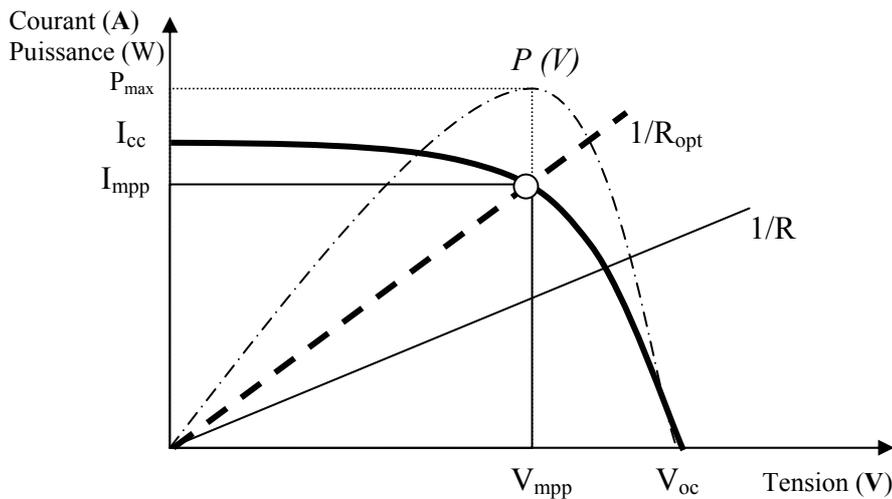


Figure III.3: Caractéristiques type d'un générateur photovoltaïque

Dans ce qui suit, nous allons rappeler les différentes approches pour faire fonctionner un panneau solaire au voisinage de son point de puissance maximale.

III.1.1. Méthodes avec contre réaction de tension [16] [17] [18]

Ce genre de mécanismes repose sur le contrôle de la tension de fonctionnement des panneaux par comparaison de cette tension avec une référence. Cela génère une tension d'erreur qui fait varier le rapport cyclique de la MLI de commande afin d'annuler cette erreur comme le montre la figure III.4. Selon la nature de cette tension de référence (fixe ou variable, interne ou externe), on distingue trois types de méthodes :

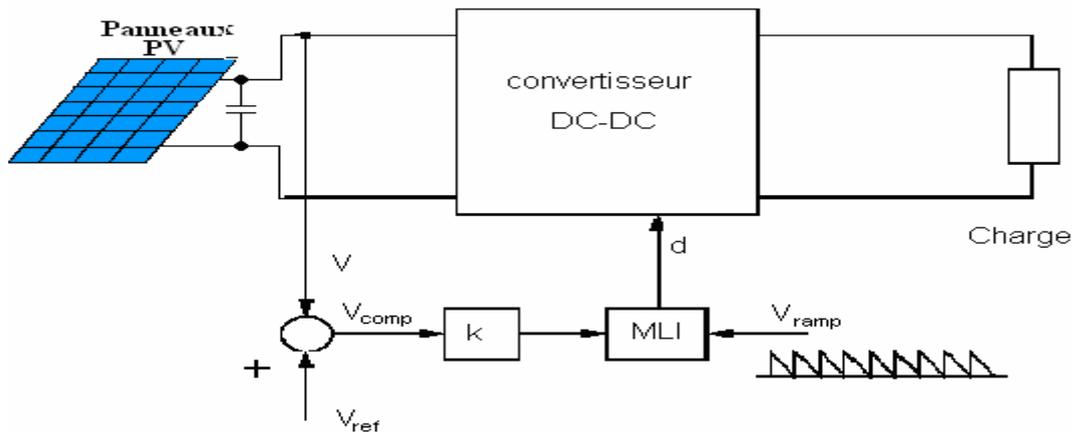


Figure III.4: Méthode avec Contre-réaction de tension et modulation [17]

III.1.1.1. Méthode à tension de référence fixe

C'est la méthode basée sur une simple comparaison entre la tension de sortie du panneau avec une tension de référence prédéfinie, pour ajuster continuellement le rapport cyclique d du convertisseur DC-DC. Cette tension correspond à la tension moyenne de l'intervalle des points des puissances maximales (figure III.5), relevées par des tests sous différentes conditions d'ensoleillement et de température en agissant simplement sur les différents facteurs de pondération lors de la mise au point afin de générer le maximum de puissance. A cause de la dépendance de la tension du panneau avec l'ensoleillement et la température, la tension de puissance maximale est déviée, alors la tension de référence doit être corrigée pour différents ensoleillements et températures le long des périodes de l'année.

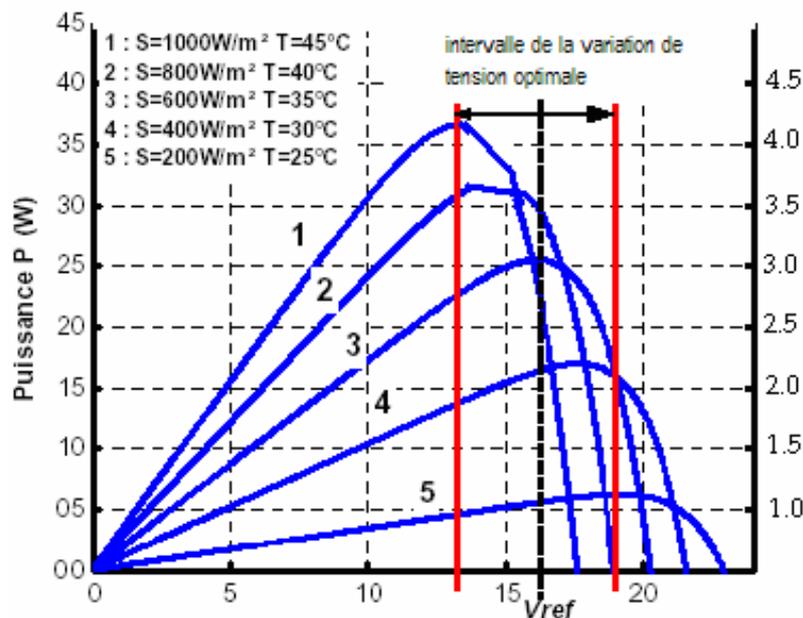


Figure III.5 : Intervalles de variation de la tension de fonctionnement optimale pour des ensoleillements et des températures variables [18].

III.1.1.2. Méthode MPPT avec mesure de V_{oc} du panneau [16] [17] [18]

La tension à vide du panneau V_{oc} est mesurée en interrompant le fonctionnement normal du système avec une certaine fréquence, stockant la valeur mesurée, et puis ajustant la tension de référence V_{ref} sur une certaine fraction de la tension du circuit ouvert qui a été expérimentalement déterminée pour être 76% de V_{oc} . Cette tension de référence est comparée à la tension de fonctionnement du panneau V et le signal d'erreur résultant V_{comp} est employé comme entrée dans la commande MLI du convertisseur DC-DC (Figure III.4).

Cette augmentation permet la commande de la tension de fonctionnement du panneau photovoltaïque avec la considération de facteurs importants comme l'insolation et la température. En plus, le vieillissement et l'accumulation de la poussière sur la surface de cellules sont aussi pris en compte.

L'interruption du fonctionnement du système avec une certaine fréquence engendre des pertes qui sont estimées à 0,05% de la puissance maximale disponible. On estime que des pertes provoquées par l'inexactitude de localisation du point de puissance maximal (MPP) réel sont autour 0,5%. L'interruption fréquente du système provoque une augmentation du bruit électrique.

III.1.1.3. Méthode MPPT avec cellule pilote

Pour éviter les inconvénients liés à l'interruption fréquente de l'exploitation du système, on propose l'utilisation d'une cellule pilote. C'est une cellule photovoltaïque simple qui est électriquement indépendante du reste de la rangée photovoltaïque. Sa tension V_{oc} est constamment mesurée, elle fournit donc l'information implicite du reste des conditions de fonctionnement courantes du panneau. V_{oc} de la cellule pilote est multipliée par un certain facteur constant pour être comparée à la tension de référence de la boucle de contre réaction. Puisque cette méthode emploie toujours un facteur fixe pour estimer la tension optimale V_{mp} d'une valeur mesurée de V_{oc} , le point de puissance maximal n'est toujours pas vraiment obtenu. Cette technique est fondée sur la connaissance des caractéristiques de la rangée photovoltaïque pour estimer le lieu du point de puissance maximale.

III.1.2. Méthodes avec contre réaction de puissance [16] [17] [18]

Le but global est d'augmenter la puissance de sortie dans la rangée solaire. Dans certains travaux on propose de maximiser la puissance fournie à la charge. Pour avoir une conception qui est indépendante du type de charge, il est donc préférable de poursuivre une maximisation de l'énergie solaire à la sortie du panneau.

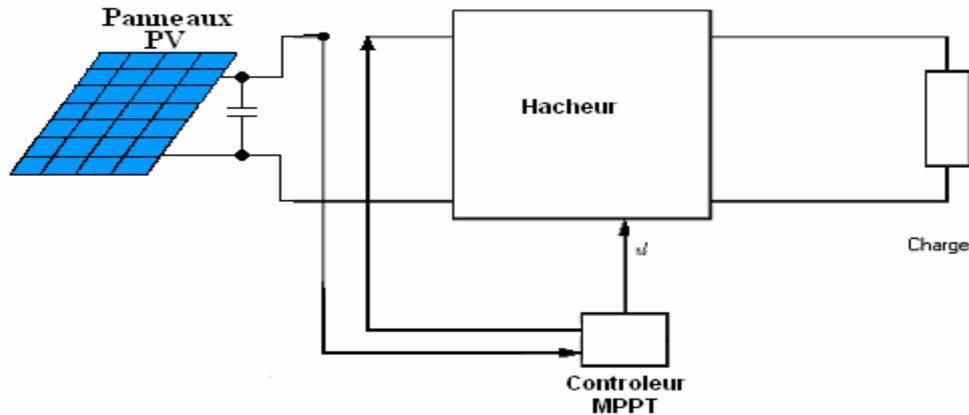


Figure III.6: Schéma de la méthode à contre réaction de puissance

Si la recherche du point de puissance maximal doit être réalisé, il est nécessaire d'obtenir des informations sur la puissance réelle extraite à partir de la rangée photovoltaïque. Ceci peut être fait en mesurant la tension V et le courant I de sortie du panneau et puis en multipliant ces deux paramètres, on obtient la valeur réelle de la puissance de sortie du panneau $P = V.I$. Ces valeurs sont utilisées par diverses méthodes qui recherchent le point de puissance maximale réelle de la rangée photovoltaïque.

La méthode de perturbation et observation (P&O) est une approche largement répandue à MPPT. Elle utilise un microprocesseur avec les valeurs de la tension V et du courant I du panneau comme ses valeurs d'entrée et la tension désirée de fonctionnement V_{ref} en tant que sa valeur de sortie. La notation utilisée pour la tension désirée V_{ref} de fonctionnement fait que ce système peut alors être inséré dans le contrôleur déjà discuté dans le paragraphe III.1.1 pour remplacer la tension de référence (V_{ref}) représenté sur la figure III.4. Ce processus fonctionne par une perturbation du système en augmentant ou en diminuant la tension de fonctionnement du panneau et observer son effet sur la puissance de sortie de la rangée. La figure III.6 montre l'organigramme de l'algorithme de P&O tel qu'il doit être implémenté dans le microprocesseur de contrôle.

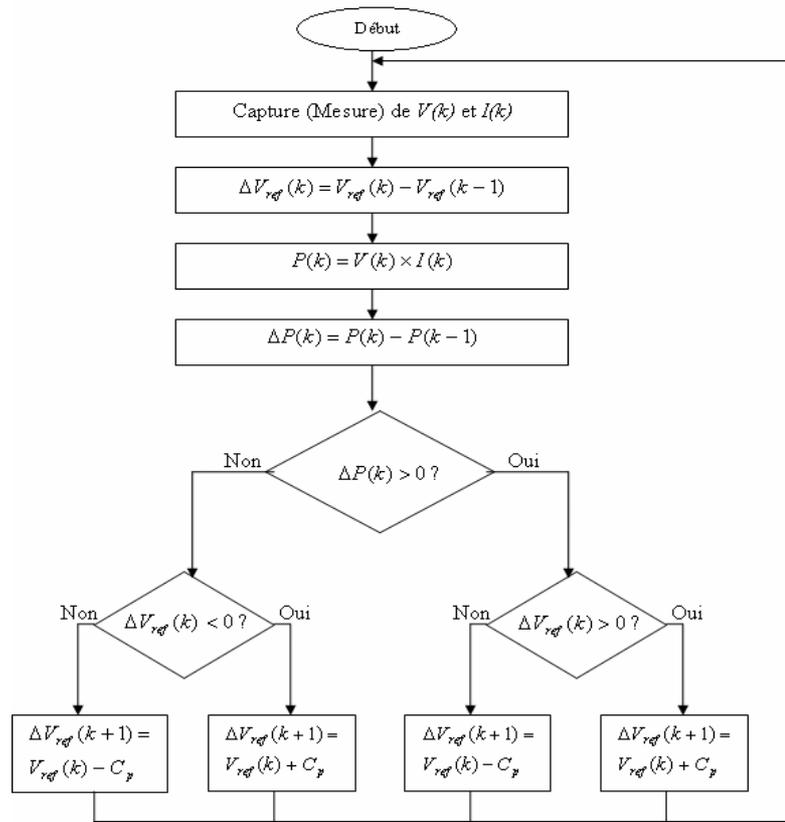


Figure III.7: Organigramme de la méthode à contre réaction de puissance

Sur cet organigramme, V et I , sont mesurés pour calculer la puissance de sortie courante $P(k)$ de la rangée. Cette valeur $P(k)$ est comparée à la valeur obtenue à partir de la dernière mesure $P(k-1)$. Si la puissance de sortie a augmenté depuis la dernière mesure, la perturbation de la tension de sortie continuera dans la même direction que dans le dernier cycle. Si la puissance a diminué depuis la dernière mesure, la perturbation de la tension de sortie sera dirigé en direction opposée du dernier cycle (figure III.8).

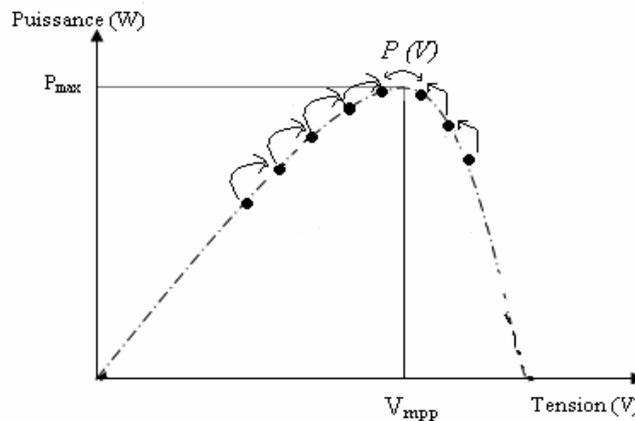


Figure III.8: Recherche du point de puissance maximale avec la MPPT

Ceci méthode de commande cause une perte de puissance qui dépend de la largeur du pas d'une perturbation.

- En effet si la largeur du pas est très petite, l'algorithme du MPPT répondra rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement, mais les pertes seront accrues dans des conditions stables ou lentement changeantes.
- Dans le cas où la largeur du pas est grande les pertes dans les conditions stables ou lentement changeantes seront réduites, mais le système ne pourra plus suivre les changements rapides de la température ou de l'insolation.

III.1.3. Méthode avec contre réaction du courant [16], [17], [18]

Dans toutes les méthodes MPPT présentées jusqu'ici, une mesure de I et V a été employée pour obtenir des informations sur la puissance actuelle de sortie du panneau. Basé sur cette information le mécanisme MPPT ajuste la tension V de sortie de panneau pour déplacer le point de fonctionnement des piles solaires plus près de leur MPP.

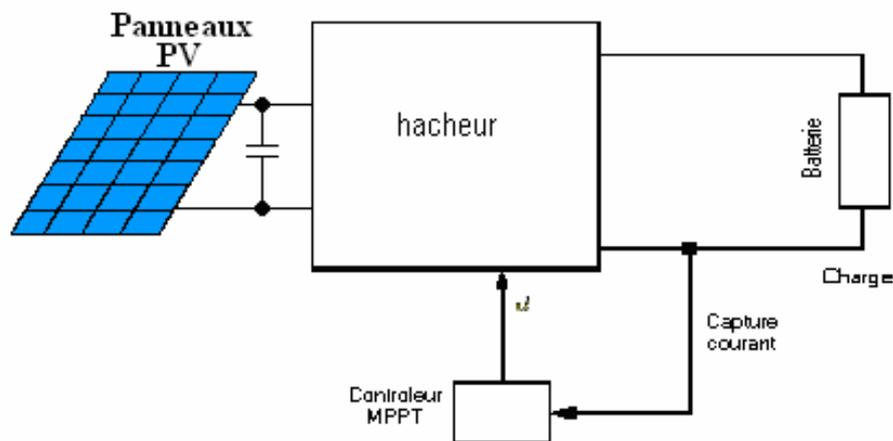


Figure III.9: Méthode de la contre réaction en courant

Cette nouvelle méthode MPPT utilise seulement une mesure de courant pour obtenir l'information sur le point opérationnel actuel du système.

L'avantage de cette méthode est qu'elle est simple, contrairement aux méthodes mentionnées précédemment.

III.2. Commande des onduleurs connectés au réseau [19] [20] [21] [22] [23] [24] [25]

Les onduleurs connectés au réseau peuvent se distinguer par leurs caractéristiques, leurs propriétés et leurs performances. De manière générale, ils peuvent être classés comme suit :

- Leur architecture : monophasée ou triphasée.
- Leur principe de fonctionnement en commutation : onduleurs auto-commutés et commutés par le réseau.

Les onduleurs commutés par le réseau utilisent comme composants internes de commutation des semi-conducteurs qui sont contrôlés par le réseau (figure III.10).

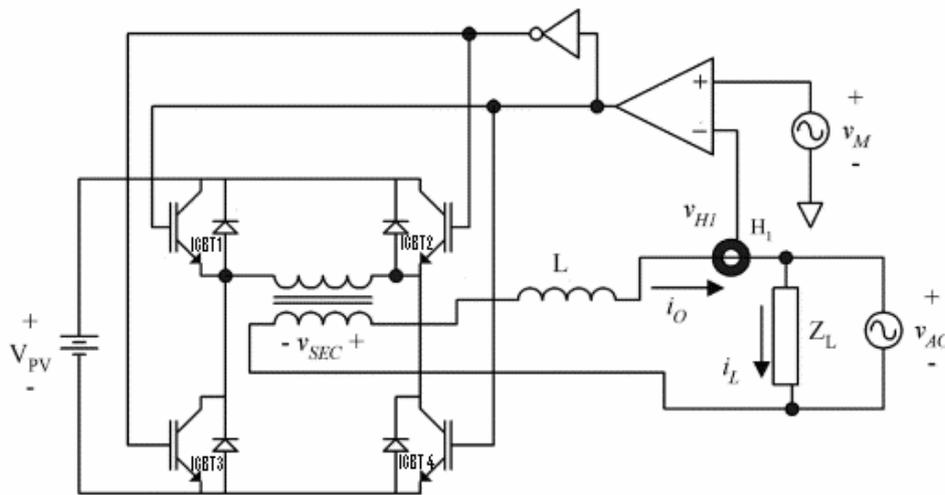


Figure III.10: Principe de commande des onduleurs connectés au réseau

Le but de la commande de l'onduleur est de permettre la production d'une tension ou d'un courant alternatif, à travers les ordres de commande appliqués aux drivers interrupteurs de puissance. Les deux principales familles de commande des convertisseurs statiques sont :

- La commande par hystérésis,
- La commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI).

III.2.1. Commande par hystérésis

La commande par hystérésis, appelée aussi commande en tout ou rien, est une commande non linéaire qui utilise l'erreur existant entre le courant de référence et le courant produit par l'onduleur. L'erreur est comparée à un gabarit appelé bande d'hystérésis. Dès que l'erreur atteint la limite inférieure ou supérieure, un ordre de commande est transmis

de manière à rester à l'intérieur de la bande. La simplicité de la mise en œuvre (figure III.11), est le principal atout de cette technique. En revanche, les commutations évoluant librement à l'intérieur de bande d'hystérésis, ne permettent pas de maîtriser correctement le spectre haute fréquence dû aux fréquences de commutations.

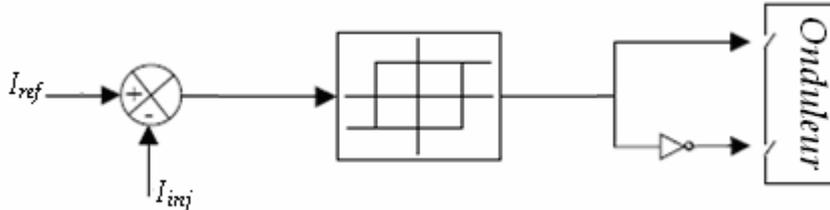


Figure III.11: Principe de commande des courants par hystérésis

Afin de résoudre ce problème de la maîtrise des fréquences de commutation et de sa répercussion sur les interrupteurs, une autre stratégie de commande peut être proposée à savoir la *commande par hystérésis modulée*. Mais dans cette stratégie de commande, il est difficile de définir la largeur de la bande de l'hystérésis. De plus, le fonctionnement avec une fréquence de commutation toujours fixe nous empêche de conserver l'avantage d'une rapidité illimitée obtenue par la commande par hystérésis.

III.2.2. Commande par modulation de largeur d'impulsion [26] [27]

Afin de contourner les problèmes précédents, nous introduisons une deuxième famille de commande de l'onduleur : la *commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI)*. La technique de commande par MLI résout le problème de la maîtrise de la fréquence de commutation en fonctionnant avec une fréquence fixe facile à filtrer en aval de l'onduleur. Dans cette technique de commande on peut distinguer :

- MLI à échantillonnage naturel.
- MLI optimisé.

III.2.2.1. MLI à échantillonnage naturel

La plus simple et la plus connue des modulations de largeur d'impulsion est sans doute la MLI à échantillonnage naturel, dite *MLI intersective*. Cette technique de commande met en œuvre d'abord un régulateur qui détermine la tension de référence de l'onduleur (modulatrice) à partir de l'écart entre le courant mesuré et le courant de référence. Cette dernière est ensuite comparée à un signal triangulaire (porteuse à fréquence élevée fixant la fréquence de commutation). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs. Le schéma de principe est donné par la figure III.12.

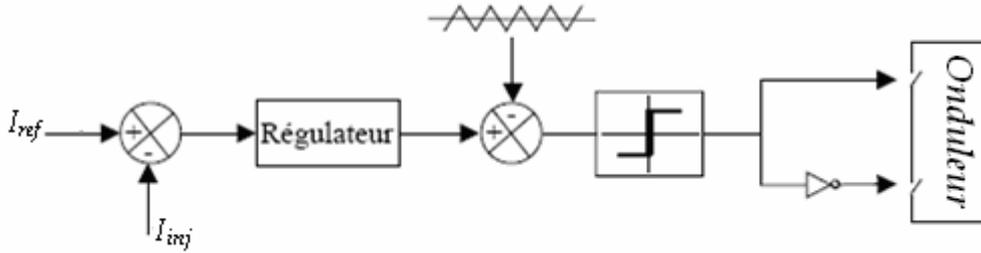


Figure III.12: Principe de commande des courants par MLI

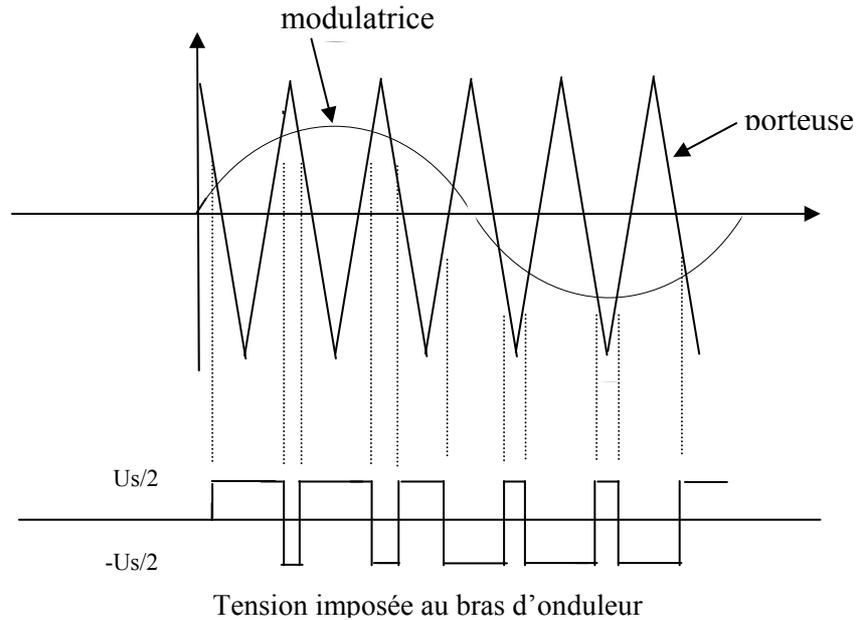


Figure III.13 : MLI à échantillonnage naturel

Cette modulation présente l'inconvénient de générer des impulsions dissymétriques par rapport à la période de la porteuse. Ainsi, les instants de commutation ne peuvent être exprimés sous forme analytique simple, ce qui rend délicate la mise en œuvre dans les applications numériques. D'autres techniques de MLI à échantillonnage naturel existent également dans la littérature comme la MLI à échantillonnage régulier où on peut distinguer deux méthodes :

➤ **Echantillonnage régulier symétrique**

Contrairement à la M.L.I. naturelle, l'échantillonnage des tensions de référence se fait à des instants périodiquement espacés. L'onde modulante est échantillonnée à chaque sommet positif de l'onde triangulaire. Cette procédure produit une onde qui est une approximation de la référence sinusoïdale.

L'impulsion générée est symétrique par rapport au centre de la période et la méthode est dénommée M.L.I régulière symétrique. Les instants d'échantillonnage, régulièrement espacés, ne dépendent pas du processus de modulation. Les deux transitions de l'impulsion de commande dépendent de la même valeur échantillonnée. Cette méthode est facilement réalisable en temps réel.

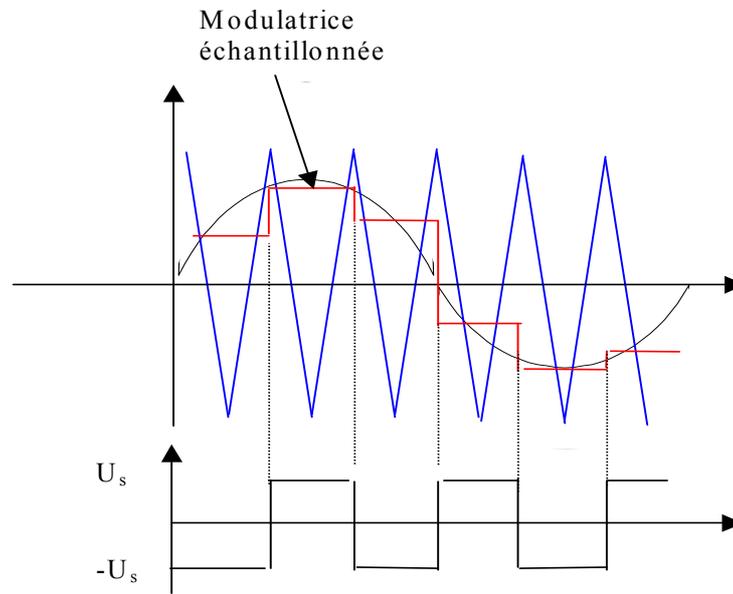


Figure III.14: MLI à échantillonnage régulier symétrique

➤ **Modulation régulière asymétrique**

Une réduction de la distorsion harmonique peut être obtenue si nous effectuons deux échantillonnages de la tension de référence sinusoïdale par période de l'onde triangulaire. Avec ce type de fonctionnement, chaque transition de l'impulsion de commande est définie à partir d'une valeur différente du signal échantillonné. La méthode est donc dénommée M.L.I. régulière asymétrique.

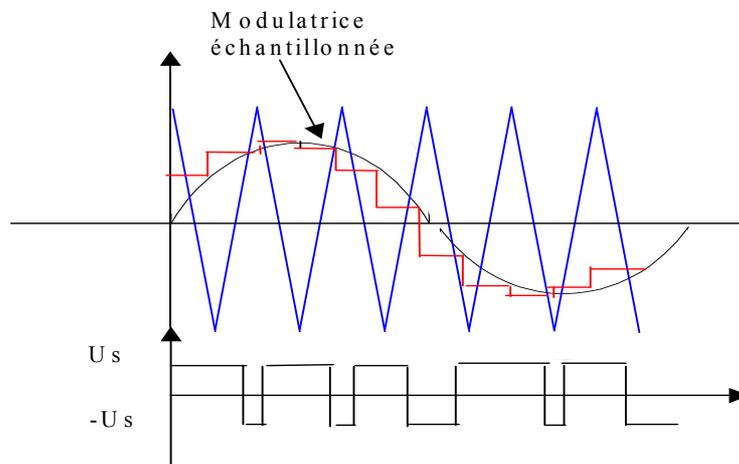


Figure III.15: MLI à échantillonnage régulier asymétrique

III.2.2.2.MLI optimisé (calculée)

Les ondes MLI optimisées sont apparues avec le développement des applications à microprocesseurs. Le principe consiste à définir une onde MLI avec des caractéristiques particulières à partir de la prédétermination des différents angles de commutation. Ces caractéristiques sont obtenues à partir de l'optimisation de certains critères tels que l'élimination d'harmonique, la minimisation du taux de distorsion harmonique, etc.

Cette méthode à optimisation des angles de commutation nécessite des algorithmes de calcul performants ainsi que des calculateurs puissants.

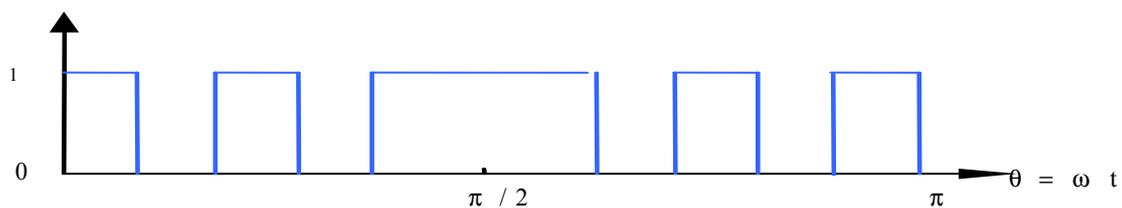


Figure III.16: MLI optimisé (Calculé)

Plus récemment, nous avons vu apparaître une technique de commande, dite *commande à modulation vectorielle*. Cette dernière technique de commande diffère des techniques présentées précédemment par le fait qu'elle ne s'appuie pas sur des modulations appliquées à chacun des interrupteurs.

Introduction

A fin de prévoir le comportement d'une installation photovoltaïque connectée au réseau, nous allons modéliser les différents composants de cette installation et simuler son fonctionnement dans l'environnement PSIM (puissance simulateur).

VI.1. Le Système Proposé

La figure VI.1 donne la structure générale *du système de connexion*, lequel se présente sous la forme de deux blocs : la *partie puissance* et la *partie commande*.

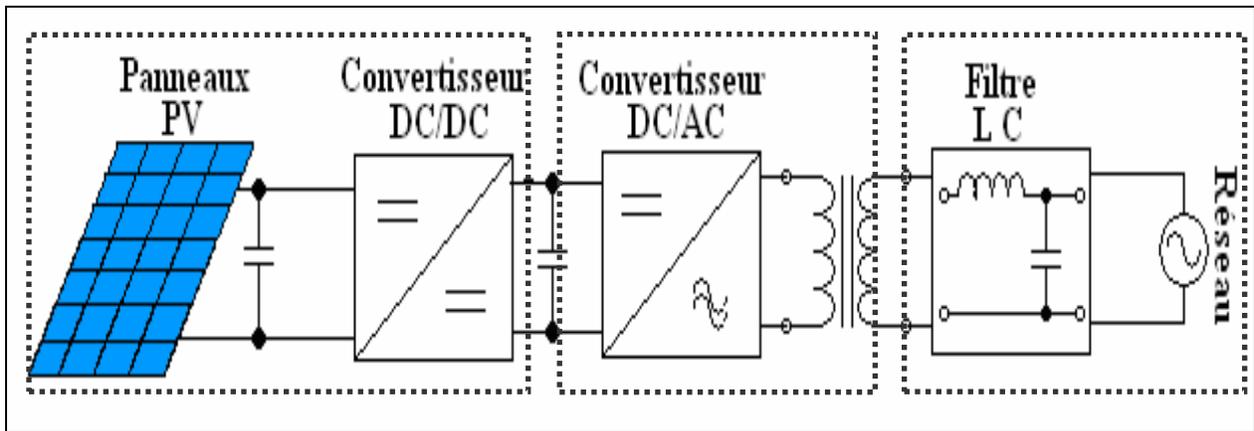


Figure VI.1-a: Schéma fonctionnel de la maquette

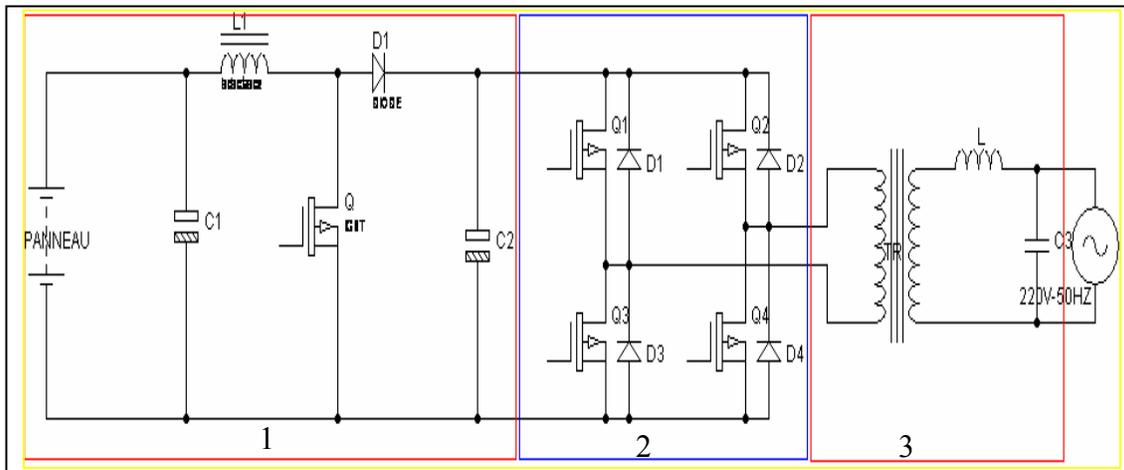


Figure VI.1-b: Schéma électrique global de la maquette

VI.2. Présentation du logiciel de simulation PSIM utilisé

PSIM est un progiciel de simulation spécifiquement conçu pour l'électronique de puissance et la commande des systèmes. Par une simulation rapide, avec une interface utilisateur agréable, PSIM fournit un environnement puissant de simulation pour l'analyse des convertisseurs de puissance et la conception des boucles d'avertissement.

Le pack de simulation de 'PSIM' se compose de trois programmes:

- Un rédacteur schématique de circuits 'SIMCAD',
- Un simulateur, 'PSIM'
- Un programme de traitement de forme d'onde 'SIMVIEW'.

L'environnement de simulation est illustré comme suit :

Le paquet de simulation de 'PSIM' se compose de trois programmes:

- Rédacteur schématique 'SIMCAD' de circuit,
- Simulateur de 'PSIM',
- Programme de traitement 'SIMVIEW' de forme d'onde.

L'environnement de simulation est illustré comme suit :

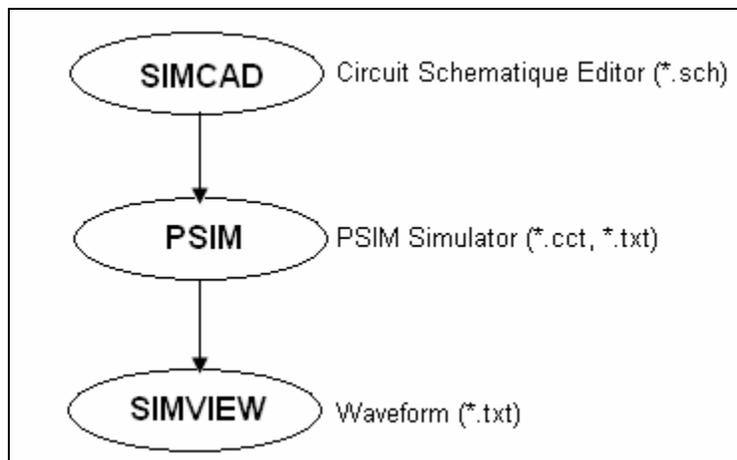


Figure VI.2 : Composition du logiciel PSIM.

Bien sûr, Un logiciel de simulation permet d'aborder et de confirmer des hypothèses sur un phénomène, mais il ne remplacera jamais un essai réel.

VI.3. Simulation du système photovoltaïque proposé

Le schéma bloc du système photovoltaïque à simuler est présenté à la figure suivante : (Figure VI.3)

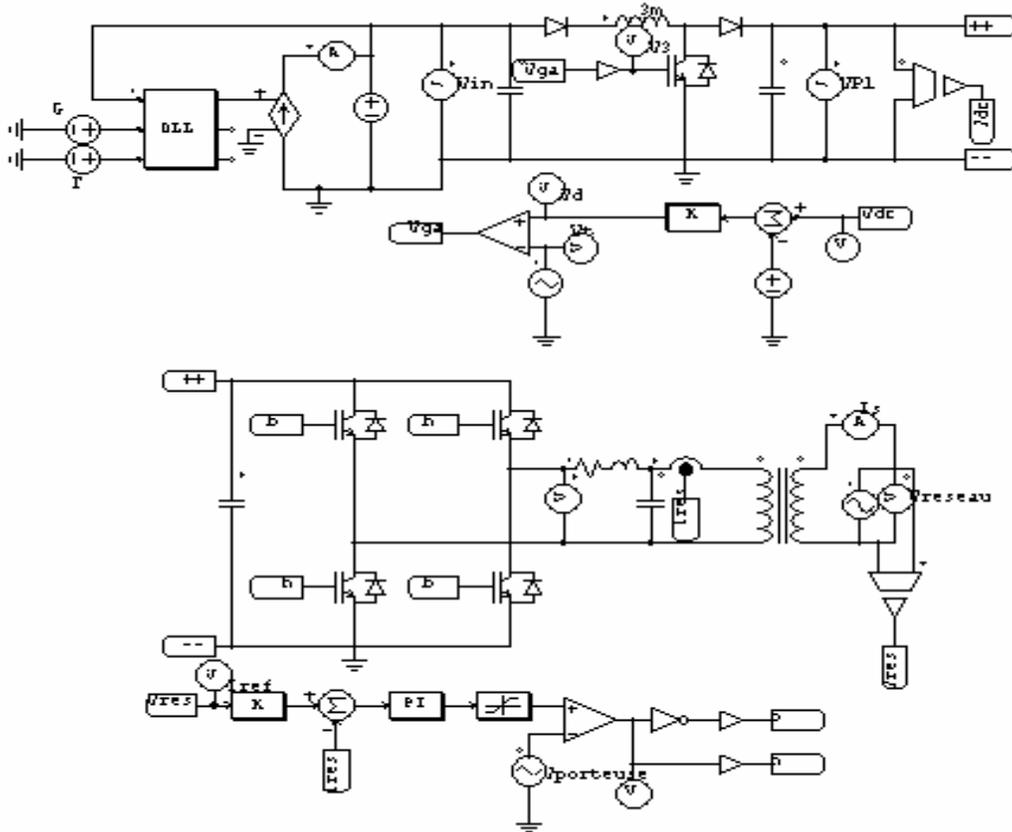


Figure VI.3: Schéma PSIM d’une chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau

Dans ce qui suit nous allons modéliser et simuler les différentes parties du système indépendamment l’une de l’autre.

VI .3.1. Modélisation et simulation du GPV

Pour trouver le modèle de ce générateur, il faut tout d’abord retrouver le circuit électrique équivalent à cette source. De nombreux modèles mathématiques de générateurs photovoltaïques, ont été développés pour représenter leur comportement très fortement non linéaire qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations. Le module fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule,

une résistance série R_{ser} représentant les diverses résistances de contacts et de connexions et une résistance parallèle R_{shu} caractérisant les divers courants de fuites dus à la diode et aux effets de bords de la jonction. Le schéma électrique équivalent de la cellule est représenté ci-dessous.

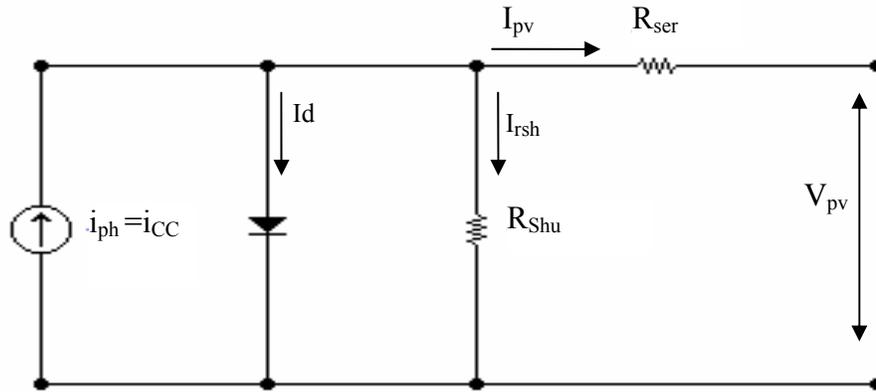


Figure VI.4: Schéma équivalent d'une photopile à jonction PN

Nous présentons le schéma électrique équivalent du générateur photovoltaïque (GPV) par un schéma bloc (Figure VI.5) comportant quatre paramètres :

- Les deux variables d'entrées qui sont :
 - E_s ensoleillement dans le plan des panneaux (W/m^2);
 - T_j température de jonction des cellules ($^{\circ}C$).
- Et les deux variables de sortie :
 - I_G courant fourni par le GPV (A) ;
 - V_G tension aux bornes du GPV (V).

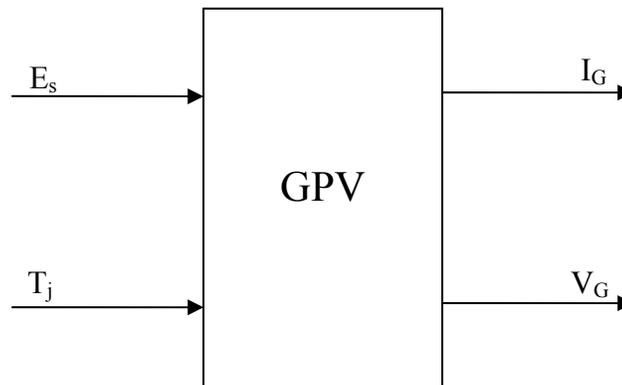


Figure VI.5 : Schéma bloc du GPV

L'application de l'équation au nœud au schéma électrique équivalent (figure VI.4).

$$I_G = I_{ph} - I_d - I_{rsh} \tag{VI.1}$$

Le photocourant, I_{ph} , est directement dépendant de l'ensoleillement et de la température des panneaux et peut se mettre sous la forme :

$$I_{ph} = P_1.E_s.[1 + P_2.(E_s - E_{ref}) + P_3.(T_j - T_{jref})] \tag{VI.2}$$

E_{ref} correspond à l'ensoleillement de référence de 1000 W/m^2 et T_{jref} à la température des panneaux de référence de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Le courant de polarisation de la jonction PN, I_d , est donné par l'expression :

$$I_d = I_{sat} \left[\exp\left(\frac{q}{k.A.n_s.T_j}(V_G + R_s.I_G)\right) - 1 \right] \tag{VI.3}$$

où :

I_{sat} : courant de saturation ;

k: constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$) ;

q : charge électrique élémentaire ($1.6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$) ;

A : facteur d'idéalité de la jonction.

E_g est l'énergie de gap (paramètre caractéristique du matériau, pour le Silicium $E_g=1.1 \text{ eV}$) .

n_s : Nombre de cellule en série dans un module.

Nous simulons ce modèle (Figure VI.6), pour les différents Couplets (Ensoleillement (E), Température (T)).

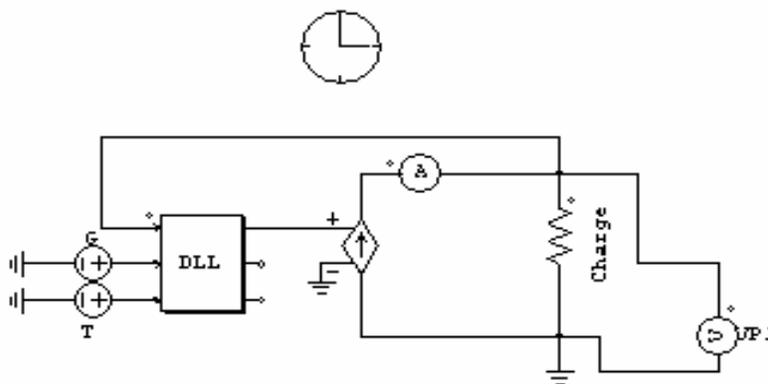


Figure VI.6: Schéma PSIM d'un GPV

Puis nous traçons les caractéristiques Courant–Tension (figure 7 et 8) et les caractéristiques Puissance–Tension (figure 9 et 10). Ces caractéristiques valident le modèle développé ci-dessus.

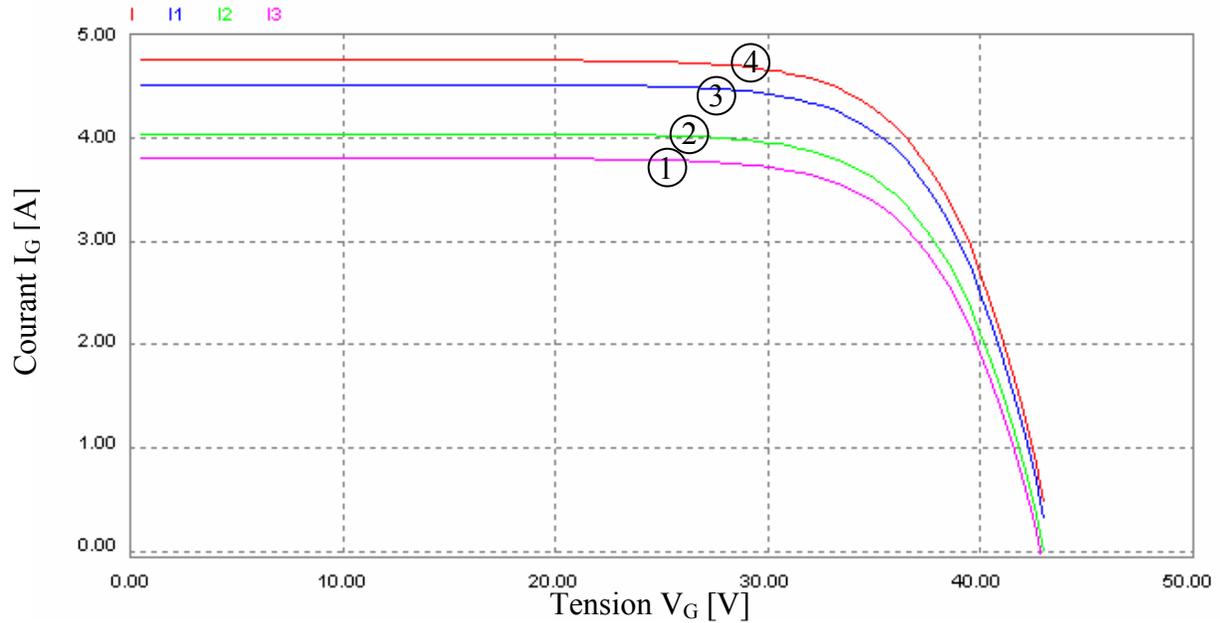


Figure 7: Caractéristiques Courant-Tension pour différents éclairnements

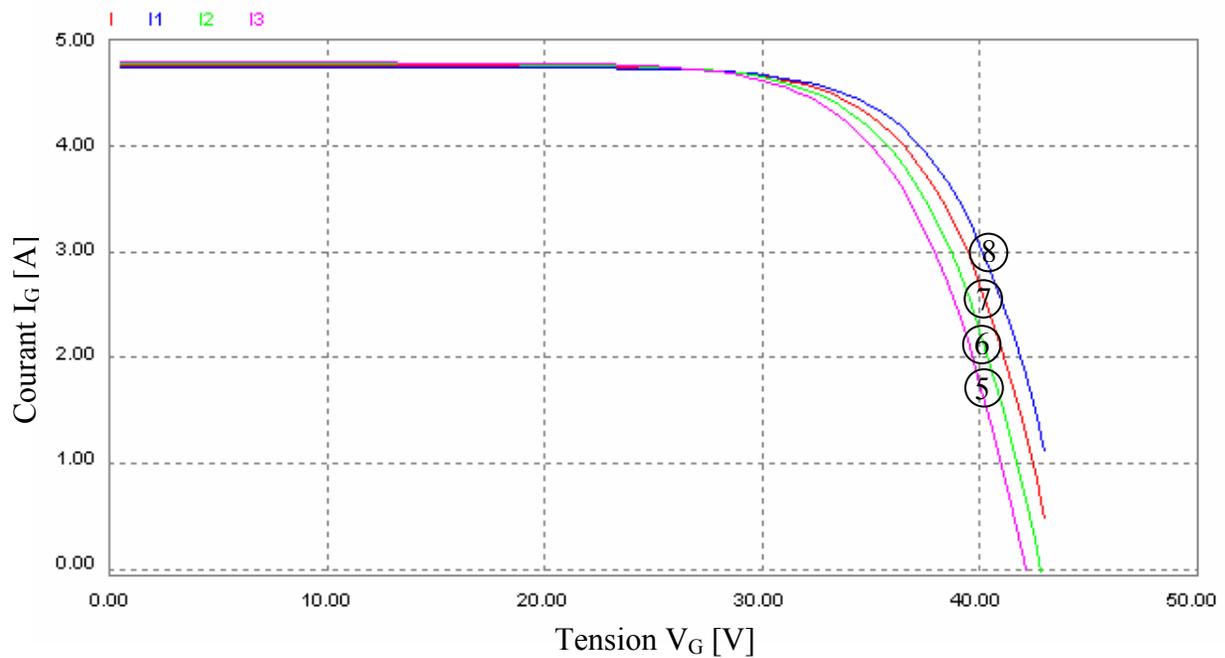
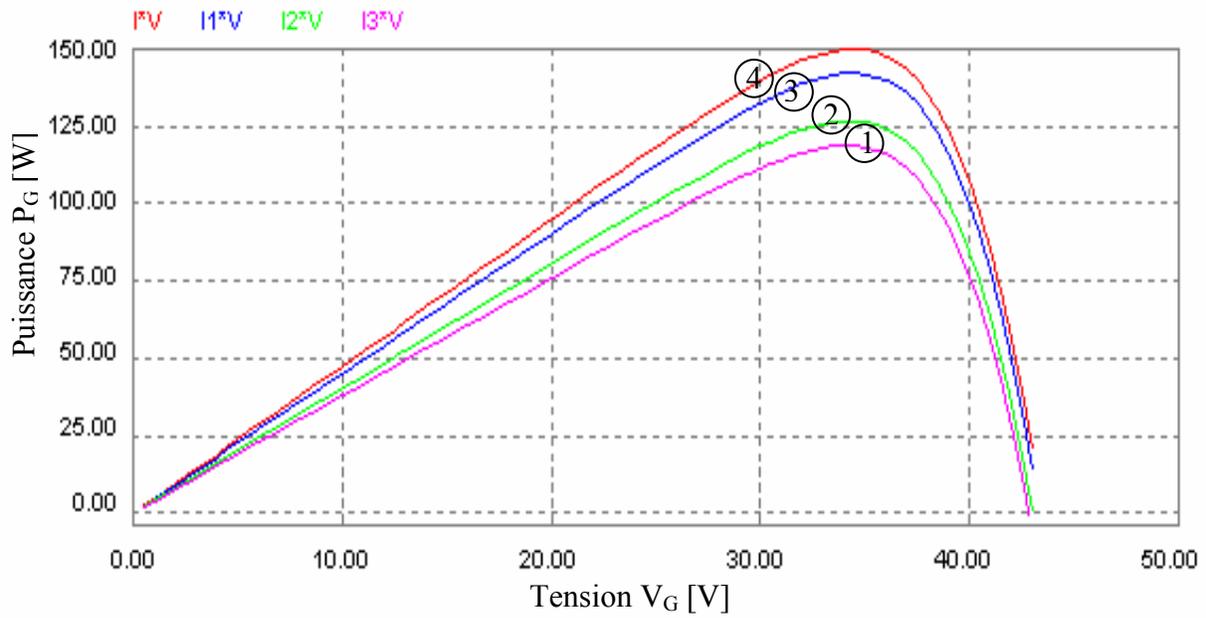
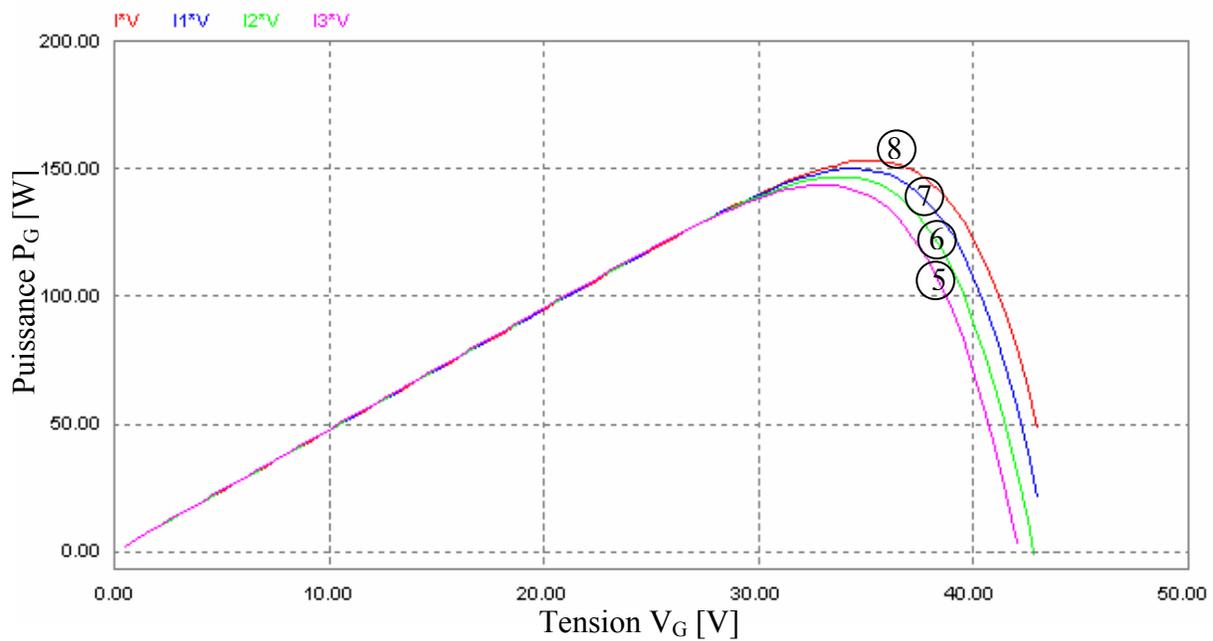


Figure 8: Caractéristiques Courant-Tension pour différentes températures



FigureVI.9: Caractéristiques Puissance–Tension pour différents éclaircissements



FigureVI.10: Caractéristiques Puissance–Tension pour différentes températures

Indice i	Ensoleillement dans le plan de panneaux (W/m^2)	Température des Cellules ($^{\circ}C$)
1	700	25
2	800	25
3	900	25
4	1000	25
5	1000	35
6	1000	30
7	1000	25
8	1000	20

Tableau VI.1: Couplets (Ensoleillement, Température).

La caractéristiques I-V montre que le GPV agit comme une source de courant constant pour des petites charges qui diminue jusqu'à atteindre zéro pour des charges élevées. Alors on peut le considérer comme une source idéale de courant.

VI .3.2. Simulation du convertisseur DC/DC à contre réaction de tension

C'est un convertisseur DC/DC survolteur inséré entre le GPV et le reste de la chaîne de conversion. Il est caractérisé par son rapport cyclique α ($0 \leq \alpha \leq 1$) avec lequel on peut exprimer les valeurs moyennes des grandeurs de sortie avec celles de l'entrée.

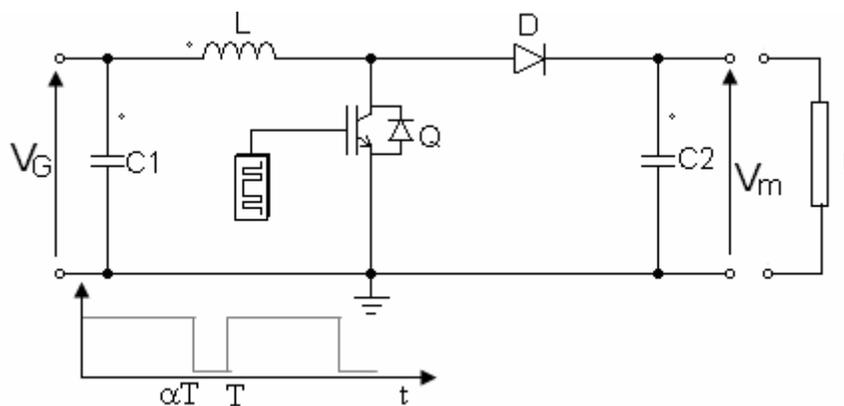


Figure VI.11 : Hacheur élévateur « Boost converter ».

Si la fréquence de découpage est suffisamment élevée par rapport à la fréquence caractéristique du système, on peut écrire les équations régissant le système en valeurs moyennes comme suit :

$$V_m = \frac{V_G}{1-\alpha} ; I_m = (1-\alpha).I_G \quad (VI.4)$$

Si on suppose une résistance fictive r (Figure VI.11), aux bornes de ce convertisseur, l'équation de charge est :

$$V_m = r.I_m \quad (VI.5)$$

En remplaçant (VI.4) dans (VI.5), on aura :

$$\frac{V_G}{1-\alpha} = r.(1-\alpha).I_G \Rightarrow \alpha = 1 - \sqrt{\frac{V_G}{r.I_G}} \quad (VI.6)$$

Lors du fonctionnement du système, on détermine son état, et l'information déduite est utilisée pour émettre la commande. Cette commande provoque une action, qui à son tour, aura une influence sur l'état du système. Dans la majorité des cas, l'état de la sortie du système est considéré comme étant représentatif pour l'état global du système.

Le schéma de simulation du convertisseur DC/DC de type élévateur (Boost) est présenté sur la figure VI.12.

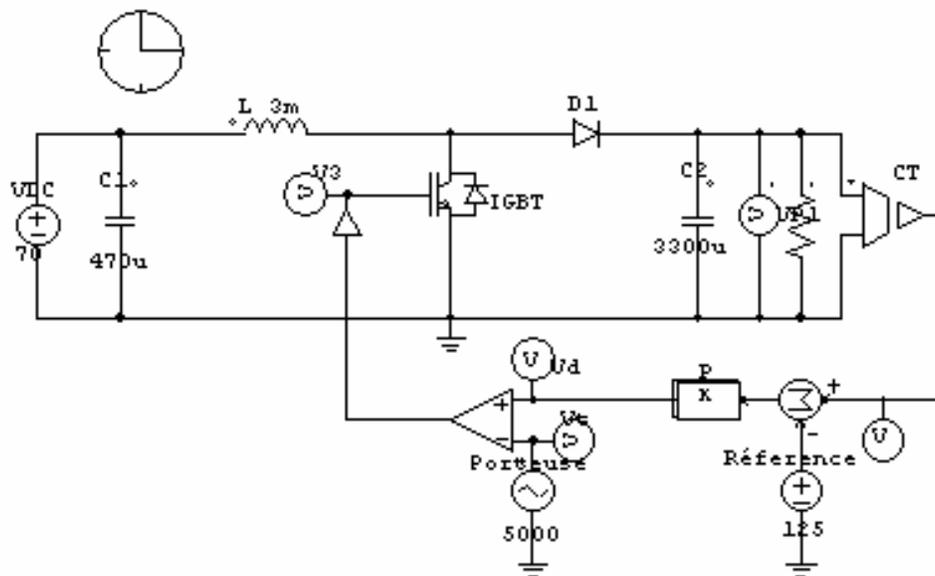


Figure VI.12: Schéma PSIM du convertisseur DC/DC de type élévateur (Boost)

La figure (Figure VI.13) représente le comportement du convertisseur DC/DC.

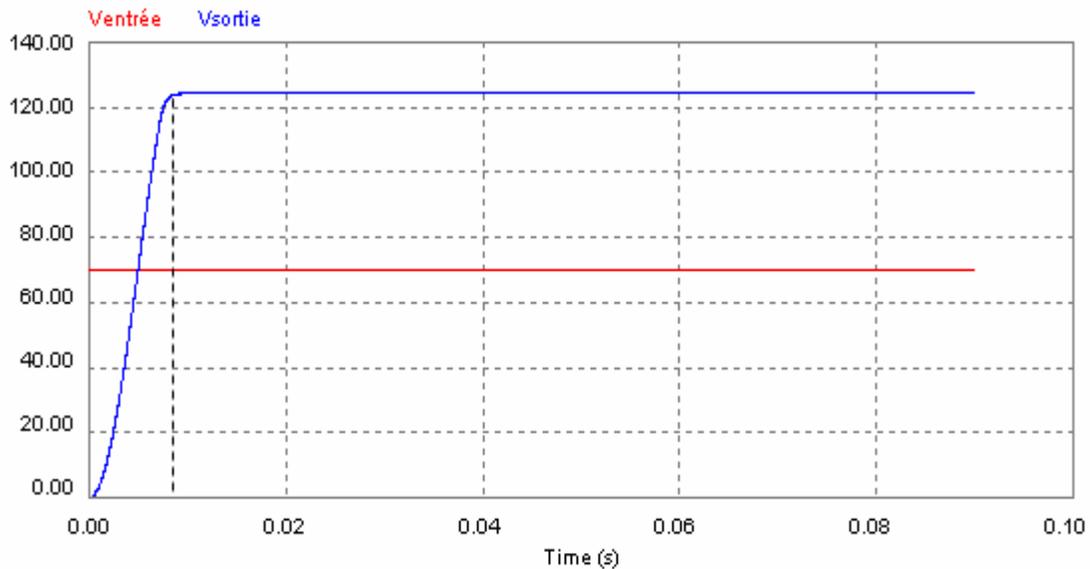


Figure VI.13 : Tension à la sortie du convertisseur DC/CD

On remarque, d'après la figure VI.13, que le régulateur gère le système suivant les fonctions décrites précédemment. La tension de sortie se stabilise à la tension de référence voulue après un régime transitoire causé par l'accumulation d'énergie dans la bobine.

VI .3.3.Modélisation de l'onduleur monophasé

Un convertisseur DC/AC est essentiellement utilisé pour fournir une tension ou un courant alternatif à partir d'une source continue. Le schéma bloc est montré à la figure VI.14.

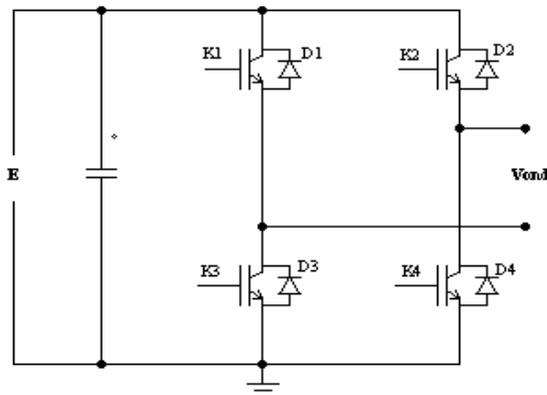


Figure VI.14 : Onduleur monophasé

Avec :

E : Tension continue.

Vond : Tension à la sortie de l'onduleur.

K1, K2, K3, K4 : Transistors de puissance

D1, D2, D3, D3 : Diodes de roue libre.

Pour élaborer le modèle de l'onduleur nous allons considérer que :

K1, K4 Sont amorcés et bloqués par un même signal de commande T1/T4

K2, K3 Sont amorcés et bloqués par un même signal de commande T2/T3

Les signaux de commande T1 et T2 sont complémentaires, pour éviter les courts circuits.

$$V_{ond} = [T_1 \quad T_2] \begin{bmatrix} +E \\ -E \end{bmatrix} \tag{VI.7}$$

La figure suivante représente le schéma de l'onduleur ainsi que sa commande

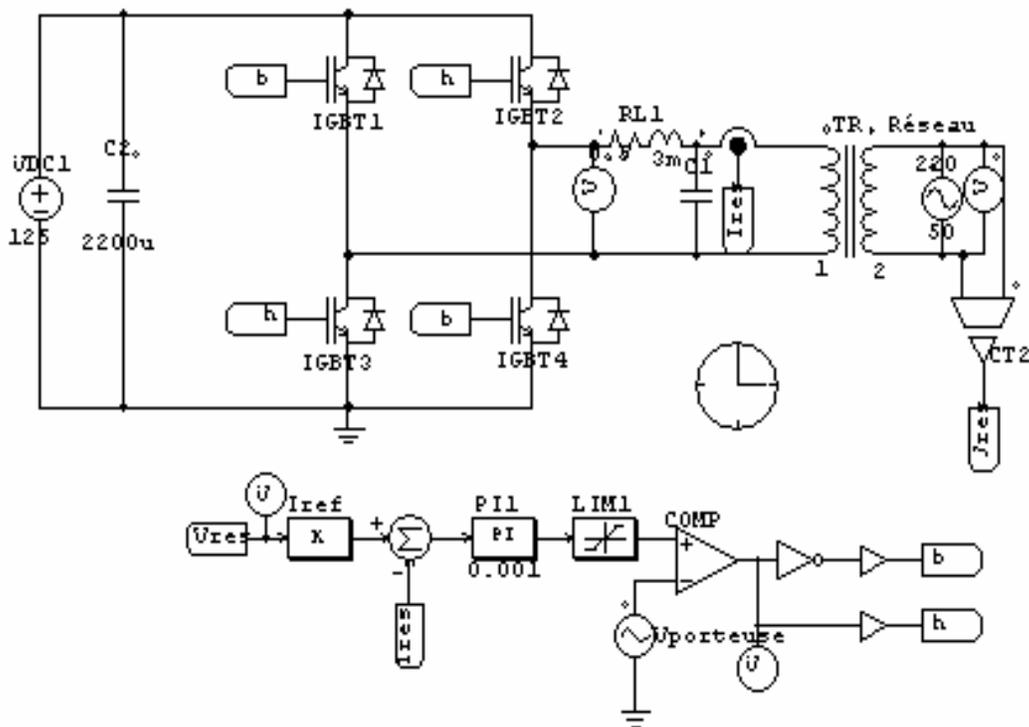


Figure VI.15: Schéma PSIM de l'onduleur

L'allure et le spectre du courant à la sortie de l'onduleur pour différentes fréquences de la porteuse apparaissent sont illustrés par les figures suivantes :

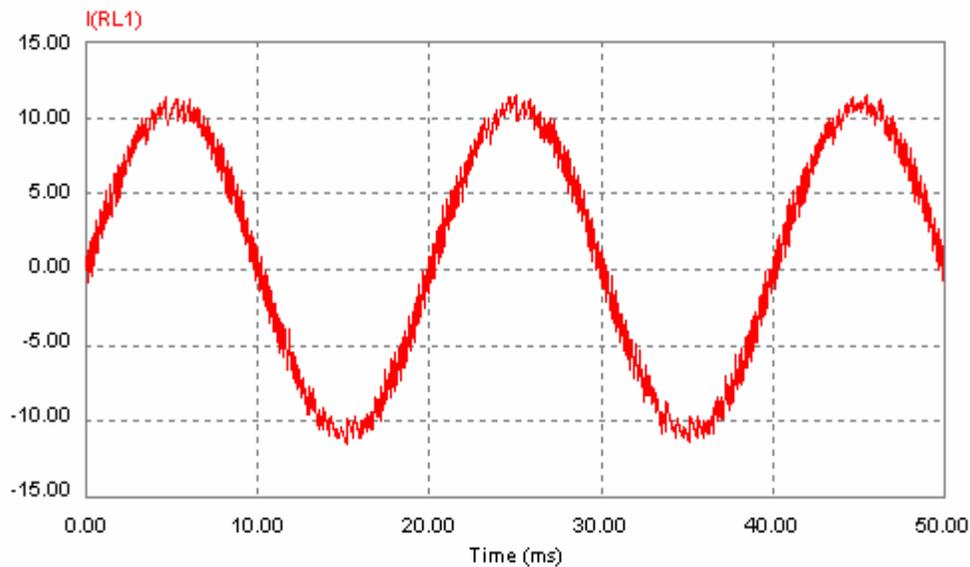


Figure VI.16 : Allure et du courant à la sortie de l'onduleur pour une porteuse de fréquence $f_p=5\text{kHz}$

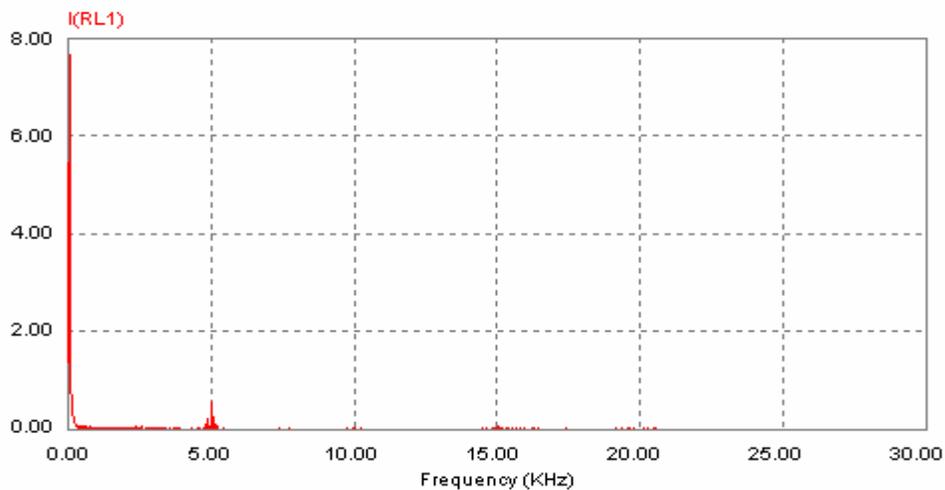


Figure VI.17: Spectre du courant à la sortie de l'onduleur pour une porteuse de fréquence $f_p=5\text{kHz}$

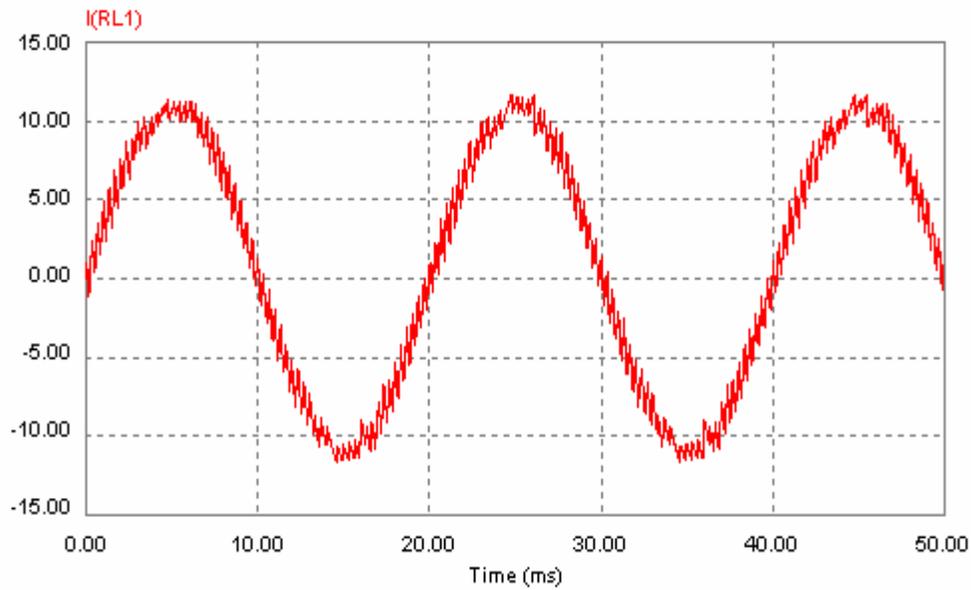


Figure VI.18 : Allure du courant à la sortie de l'onduleur pour une porteuse de fréquence $f_p=3\text{kHz}$

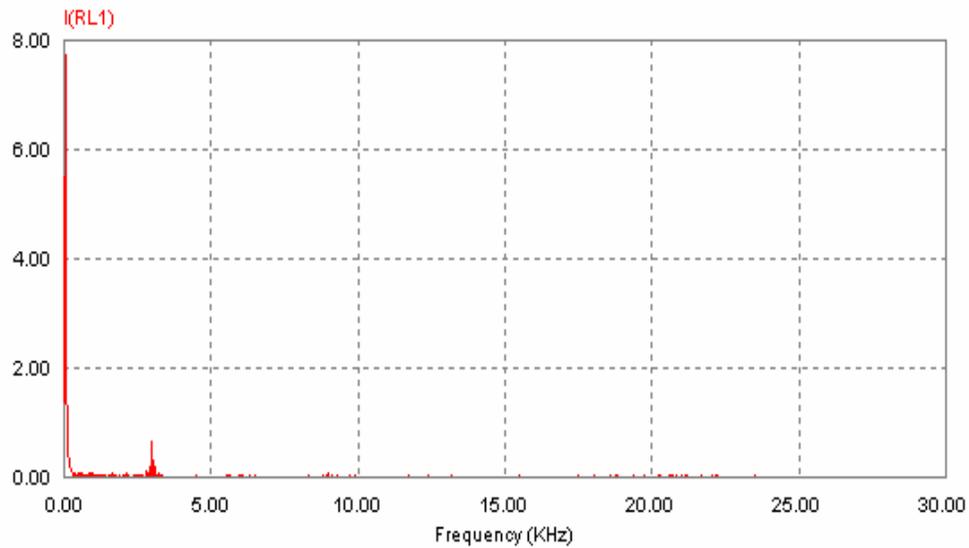


Figure VI.19: Spectre du courant à la sortie de l'onduleur pour une porteuse de fréquence $f_p=3\text{kHz}$

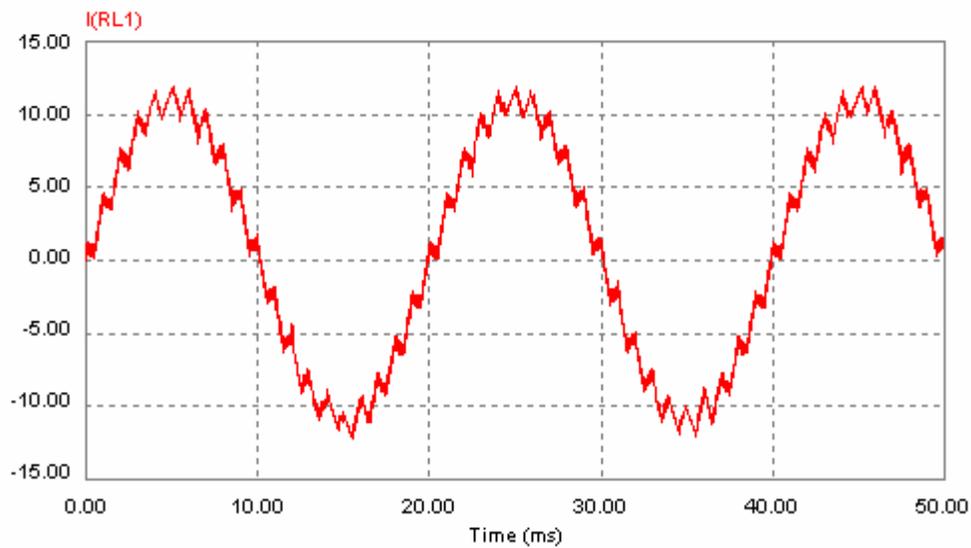


Figure VI.20 : Allure du courant à la sortie de l'onduleur pour une porteuse de fréquence $f_p=1\text{kHz}$

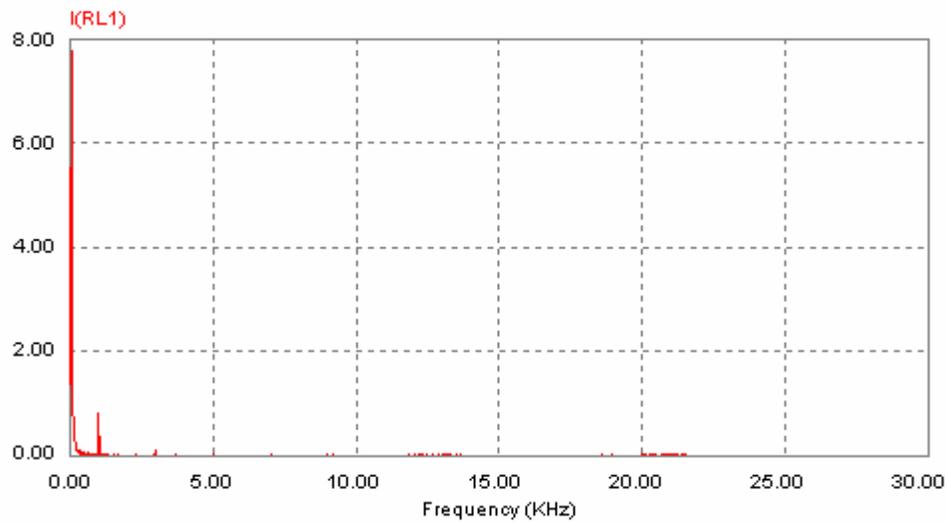


Figure VI.21 : Spectre du courant à la sortie de l'onduleur pour une porteuse de fréquence $f_p=1\text{kHz}$

On constate d'après les figures (VI.16, VI.18, VI.20) que l'allure du courant à la sortie de l'onduleur dépend de la fréquence de la porteuse (f_p), telle que plus la fréquence de la porteuse est grande et plus la forme du signal du courant se lisse. Et que les harmoniques dans le spectre du courant de sortie s'éloignent de la fondamentale du courant, mais il faut tenir compte de la fréquence de commutation des interrupteurs électroniques (IGBT) utilisés en pratique.

Conclusion

La décomposition en blocs du système général représenté sur la figure VI.3, nous a permis de modéliser chaque bloc séparément et de les simuler dans l'environnement PSIM. La simulation du système globale permet de déterminer son comportement dans le temps.

Introduction

Un onduleur d'une puissance de sortie de 220VA avec une tension d'entrée appartenant à la fourchette 65-75 VDC et une sortie connectable au réseau de 230 VAC est conçu puis mis en œuvre.

Bien conscient que le sujet soit extrêmement vaste, la conception a surtout porté sur la partie commande et la partie électronique de puissance, même si de nombreux autres points ont été abordés d'une façon théorique dans ce mémoire.

V.1. Présentation générale de la maquette

Cette maquette est composée de trois blocs, un convertisseur Continu/Continu (DC/DC) (hacheur), un convertisseur Continu/Alternatif (DC/AC) (Onduleur de tension), un bloc de filtrage avec connexion au réseau.

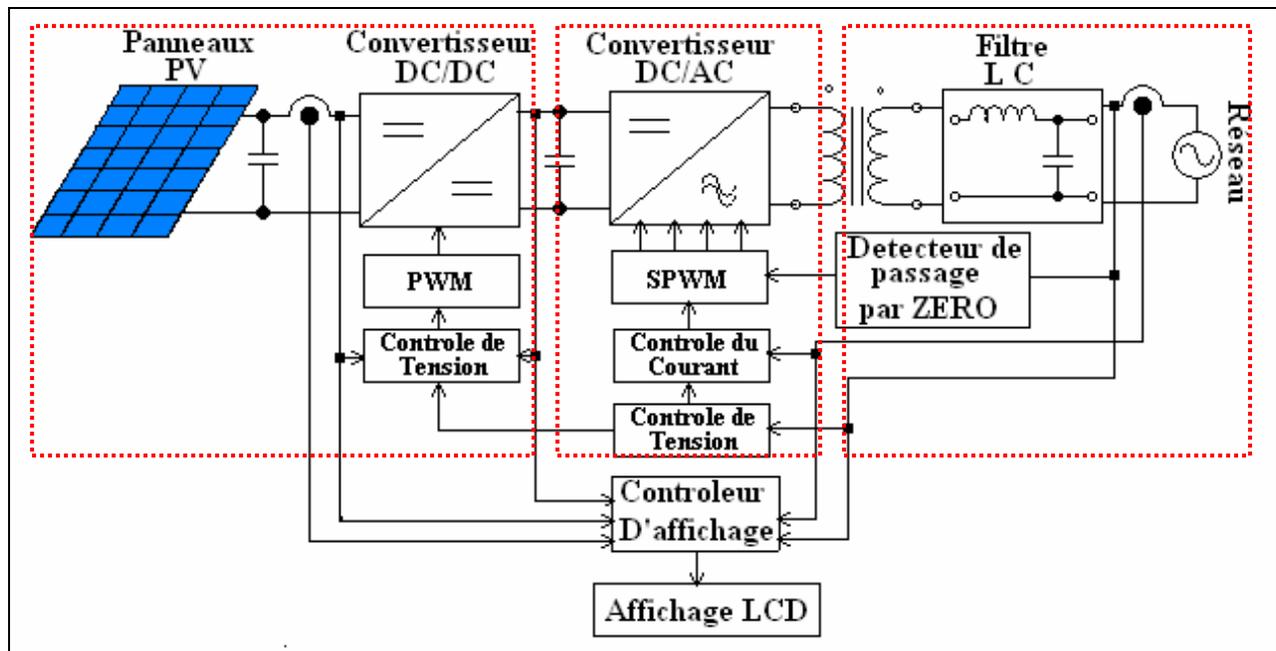


Figure V.1: Schéma fonctionnel de la maquette

Le convertisseur DC/DC aide à fournir une tension continue réglable qui sera convertie en une source de tension alternative à la fréquence de 50 hertz par le biais d'un onduleur monophasé (convertisseur DC/AC) puis convertie de nouveau en source de courant par une inductance à noyau de fer. La synchronisation du courant fournie avec le courant du réseau est assurée par la commande de l'onduleur.

V.2. Réalisation de la maquette

V.2.1 Evaluation du potentiel énergétique de la ville de Bejaia

Le potentiel énergétique est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Les données dépendent évidemment dépendante des conditions météorologiques, de la saison et de la localisation sur la surface de la terre.

Dans notre travail nous avons évalué le potentiel solaire de la ville de Bejaia par des mesures qu'on a fait au laboratoire, avec un solarimètre .

Nous représentons sur la figure V.2 la variation de l'ensoleillement sur une période d'une année, sur la figure V.3 la variation de l'ensoleillement pendant une journée .

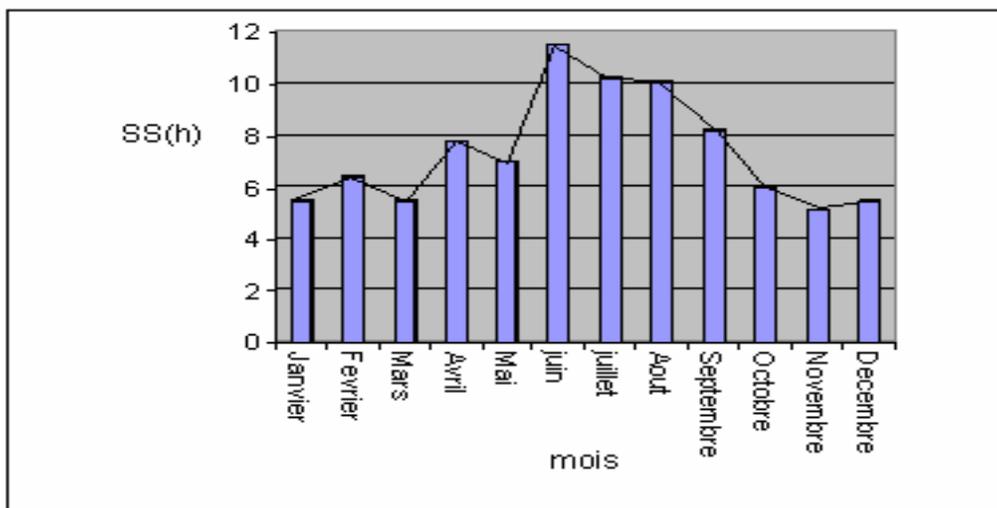


Figure V.2: Durée d'ensoleillement durant l'année 2006

On remarque sur figure V.2 que l'allure de la courbe de la variation de ensoleillement durant l'année 2006 est sous forme de cloche. L'ensoleillement est plus élevé en été qu'en hiver

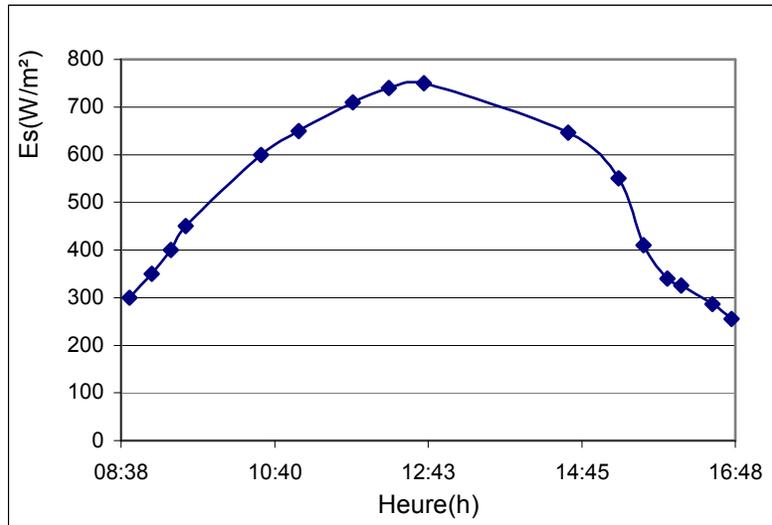


Figure V.3: Variation de l'ensoleillement pour la journée du 24/07/2006

La figure V.3 représente la variation de l'ensoleillement mesuré à Bejaia sur un plan incliné de 45° dirigé vers le sud, de 8h à 17h. Cette courbe a une forme de cloche avec un maximum de l'ordre de $780 W/m^2$ à 12 :40, et une moyenne de $485 W/m^2$.

V.2.2. Choix du site de l'installation des modules photovoltaïques

Nous avons commencé par choisir un endroit qui répond aux exigences de l'installation à savoir :

- Absence d'obstacles (bâtiment, arbres...etc.) pour les rayons du soleil tout au long de la journée et de l'année.
- Les modules doivent être à une petite distance du convertisseur.
- Protéger pour éviter les projectiles.

Le site choisi de l'installation répondant à ces critères est le toit de la salle 3 du laboratoire machines électriques du bloc Haute Tension du Département d'électrotechnique de l'université de Bejaia.

Les deux modules de 110Wc de type SM110 de Siemens sont montés en série afin d'avoir une tension optimale de 70V. Ces derniers sont installés sur un support métallique incliné à 45° , et dirigé vers le sud afin de capter en moyenne le maximum de flux solaire durant toute la journée et durant l'année (figure V.4).

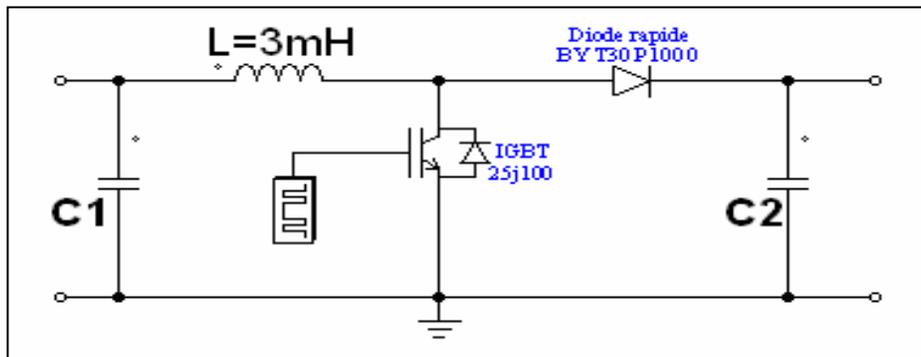


Figure V.4: Installation des panneaux photovoltaïques

V.2.3. Réalisation du convertisseur Boost (DC/DC)

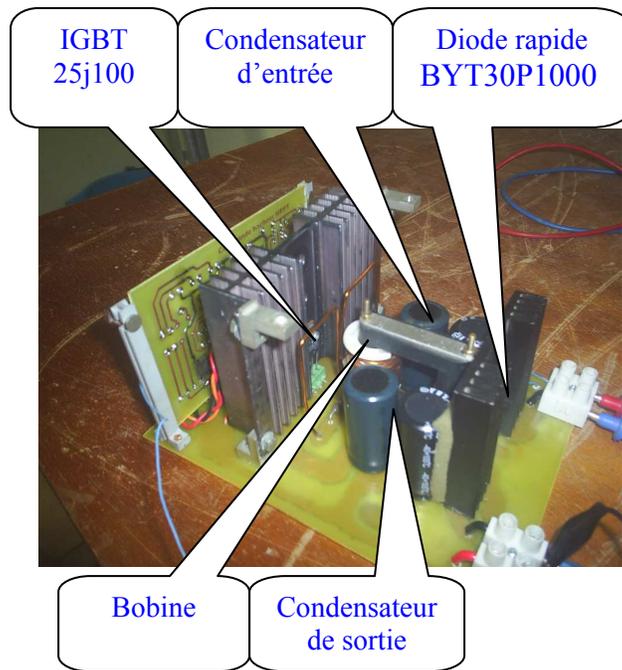
C'est un circuit de puissance qui est essentiellement constitué d'un hacheur parallèle pour élever la tension des panneaux photovoltaïques (70V) à une tension d'environ (125V) définie par la commande de l'onduleur.

V.2.3.1. Partie puissance du convertisseur Boost



FigureV.5: Hacheur élévateur « Boost converter »

Nous représentons sur la figureV.6 la photo du bloc de puissance du hacheur réalisé.



FigureV.6: Photo du Convertisseur Boost réalisé (partie puissance)

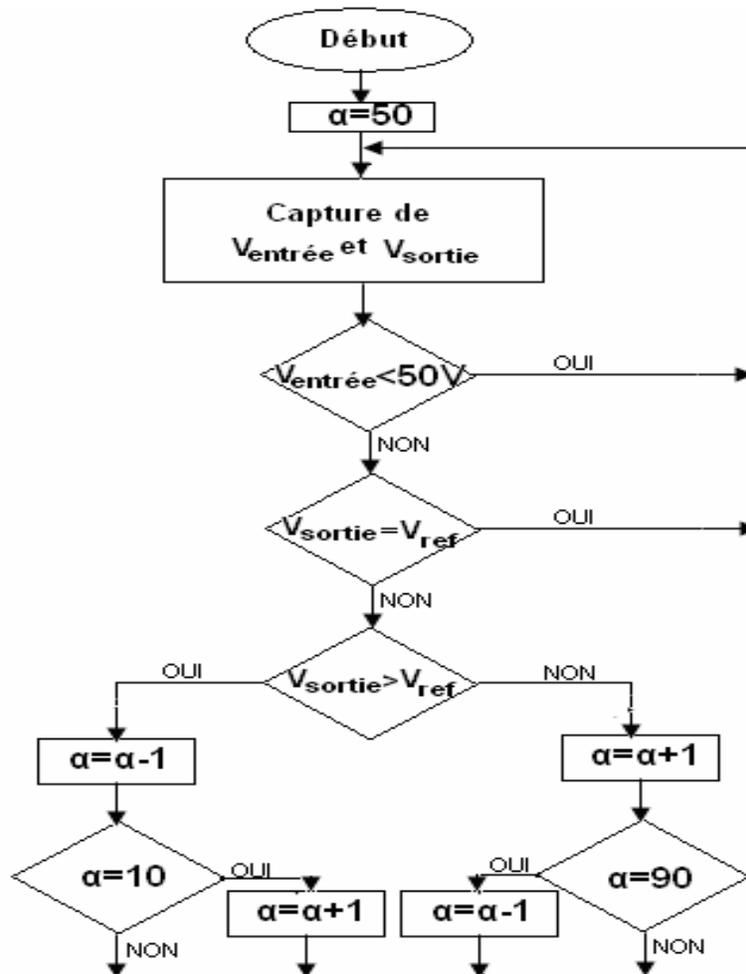
V.2.3.2. Partie commande du convertisseur Boost

La partie commande a pour objectif de déterminer les valeurs de consigne pour la valeur de la tension de sortie du hacheur ainsi que pour le courant circulant dans ce dernier. Plusieurs contraintes doivent être appliquées au système de commande de ce hacheur de manière à assurer un fonctionnement correct.

Nous définissons le mode de fonctionnement pour le régulateur de tension. Dans ce mode, seul le réglage de la tension par le contrôle du rapport cyclique de la commande de l'interrupteur. La valeur de la tension U reste dans les limites imposées $[U_{\min}, U_{\max}]$ $[120V, 150V]$. Pour fixer la tension de sortie à une référence, on effectue un test sur la valeur de cette tension et on validera un rapport cyclique (commande) suivant son niveau.

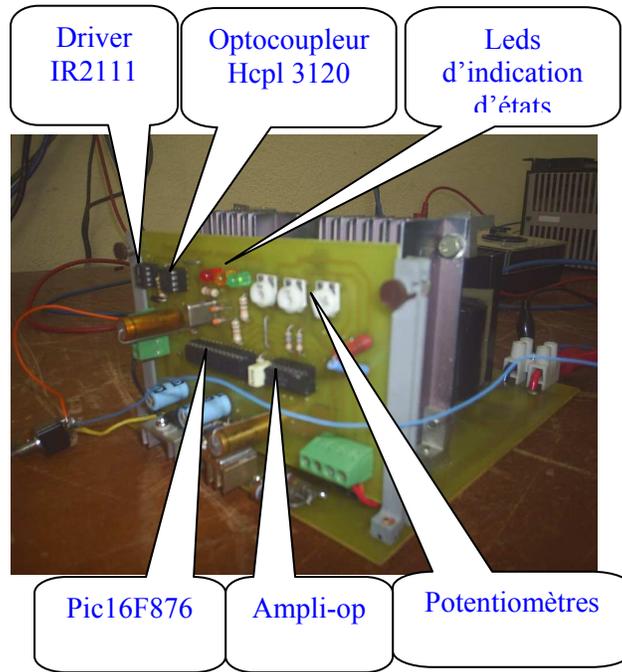
Lorsque la tension d'entrée du hacheur diminue en dessous du seuil bas (50V), le dispositif se met en drapeau, ce qui signifie que les panneaux seront séparés du hacheur par le biais d'un relais.

Le circuit de commande, simple, réalisé à base d'un microcontrôleur pic 16F876 de Microchip et utilise également des capteurs de tensions. L'algorithme de commande utilisé dans ce projet est représenté dans la figure V.7.



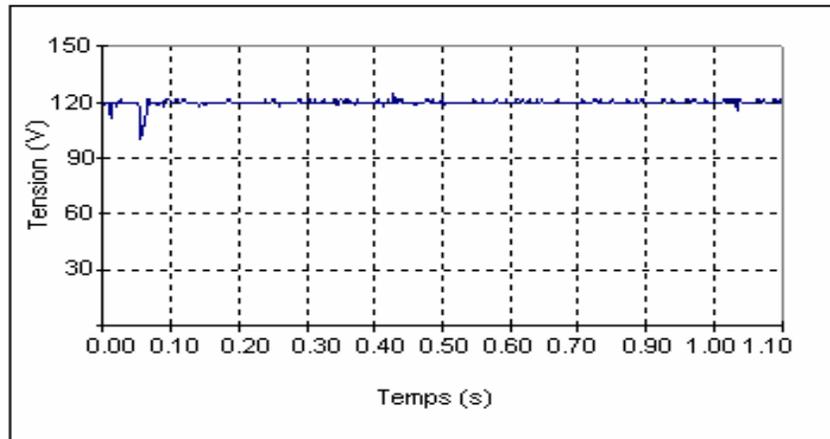
FigureV.7: Algorithme de commande du Convertisseur Boost

Nous représentons sur la figureV.8 la photo du bloc de commande du hacheur réalisé.



FigureV.8 : Photo du Convertisseur Boost réalisé (partie commande)

On présente sur la figure V.9 l'allure de la tension à la sortie du hacheur (convertisseur DC/DC).



FigureV.9. L'allure de la tension à la sortie du hacheur

D'après la figure V.9, la tension de sortie du hacheur se stabilise à une tension de référence voulue qui avoisine les 120V.

V.2.4. Réalisation pratique de l'onduleur (DC/AC)

V.2.4.1. Description du système

L'onduleur que nous avons réalisé convertit la tension continue issue du convertisseur DC/DC (Hacheur Boost) en tension alternative 125V/50Hz. Il est associé à un transformateur 110/220V de 500VA.

V.2.4.2. Circuit puissance de l'onduleur

Nous avons réalisé un onduleur monophasé à pont en H ; il comporte quatre interrupteurs de puissance désignés par G1, G2, G3, et G4. Quand G1 et G4 sont fermés (conduisent) les interrupteurs G2, G3 sont ouverts (bloqués) alors la tension imposée à la sortie est égale à (+E) ; par contre si G2 et G3 conduisent, G1 et G4 seront bloqués et la tension de sortie sera égale à (-E).

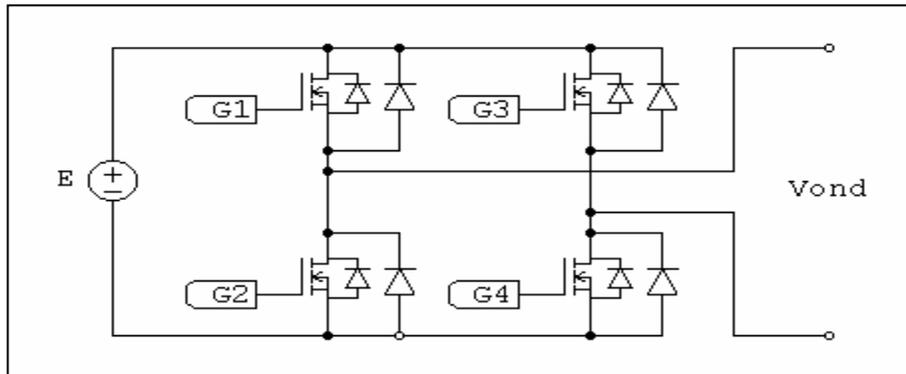
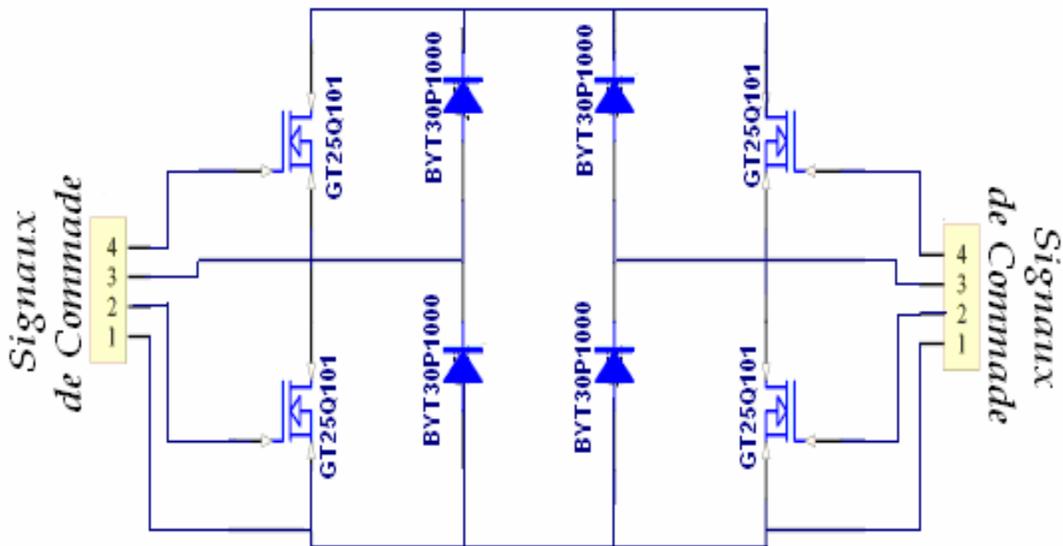


Fig.V.10:

Circuit de puissance (onduleur)

Le convertisseur de puissance réalisé est un onduleur de tension à base d'IGBT (GT25Q101) (figure V.11).



FigureV.11: Schéma électrique de l'onduleur

➤ **Le transistor IGBT « GT25Q101 »**

Le transistor de puissance IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) met à profit les avantages du transistor à effet de champ et du transistor bipolaire. Sur le schéma, on découvre un MOSFET placé de façon à commander à partir d'un signal de très basse puissance, un transistor final de puissance qui contrôle lui-même la base d'un second transistor.

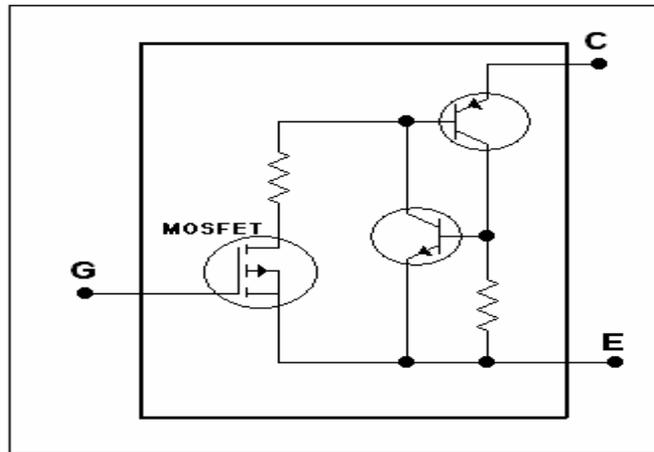


Figure V.12 : Schéma interne de l'IGBT

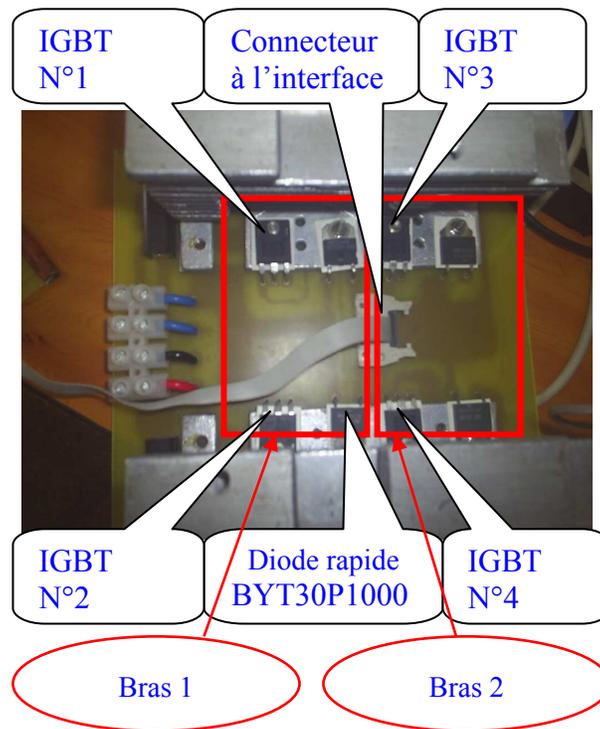
Les IGBT sont à l'heure actuelle en plein développement. Ils ont pratiquement les propriétés d'un transistor bipolaire mais leur commande en tension de type MOS (courant de grille beaucoup plus faible qu'un courant de base) les rend très avantageux. On les trouve actuellement sous forme de modules pouvant atteindre **400A-1200V**. Le transistor **GT25Q101** est un IGBT fabriqué par « **TOSHIBA** », avec une gamme de fréquence de travail de l'ordre de **2 à 8 kHz**. Ses caractéristiques techniques sont présentées dans l'annexe2.

➤ **La diode de commutation « BYT 30P- 1000 »**

Étant donné que le courant peut être déphasé par rapport à la tension, on prévoit des diodes de retour qui permettent l'échange d'énergie réactive avec la source continue.

Les caractéristiques fournies par le constructeur sont également présentées dans l'annexe2.

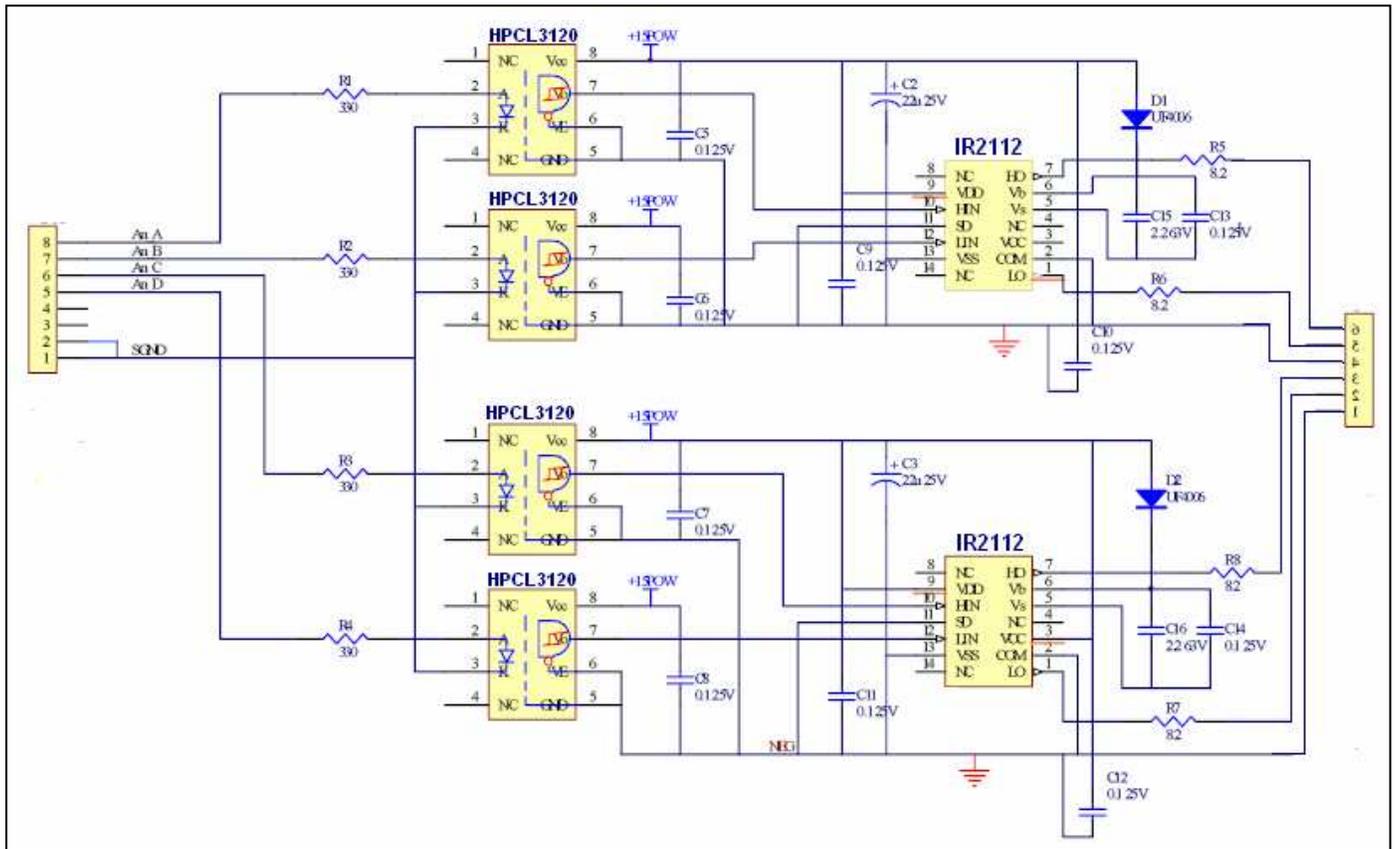
Nous représentons sur la figureV.13 la photo du bloc de puissance de l'onduleur réalisé.



FigureV.13: Photo de l'onduleur réalisé (partie Puissance)

V.2.4.3. Carte d'interface

Les signaux générés à la sortie de la carte de commande sont trop faibles pour être exploités directement par le circuit de puissance (risque de destruction de la carte de commande). Ces signaux sont donc isolés, amplifiés et mis en forme par une carte d'interface des interrupteurs de puissance.



FigureV.14 : Schéma de la carte d'interface

➤ **Circuit opto-coupleur**

Le fait d'employer un optocoupleur pour activer l'IGBT contribue à la sécurité du montage et permet ainsi d'amplifier le signal et d'assurer un haut niveau d'isolation électrique entre la partie commande et la partie puissance. La carte de commande sera ainsi protégée contre tout court circuit éventuel dans la partie puissance.

Dans notre cas on a utilisé l'Optocoupleur Driver HCPL 3120 qui a comme tension d'isolation 1500V, sous une tension d'alimentation de 15 à 30V et un courant de sortie (peak output current) qui peut atteindre 2A. La figure V.15 montre le circuit utilisé.

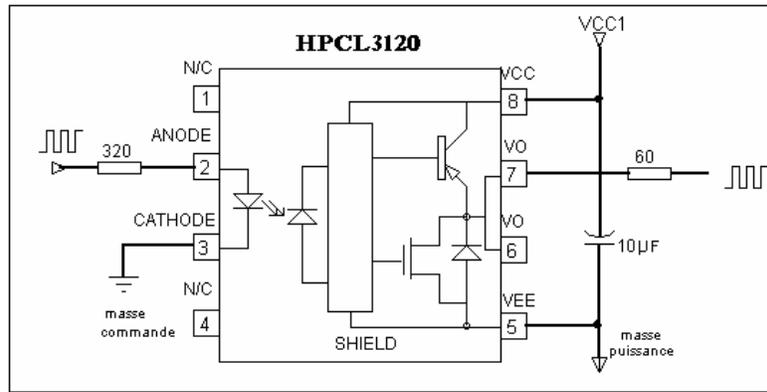


Figure V.15: Schéma interne d'un optocoupleur

➤ **Circuit d'attaque (drivers)**

Le signal amplifié obtenu à la sortie du circuit précédent est appliqué à un driver. Il s'agit d'un circuit intégré (IRF2112 de International Rectifier) complexe prévu pour le pilotage de MOS ou IGBT de puissance montés dans un bras d'un pont qui permet en premier lieu d'amplifier le signal une seconde fois avant d'être appliqué aux IGBTs, et en second lieu de créer une masse flottante dans un bras pour faire face à une charge déséquilibrée.

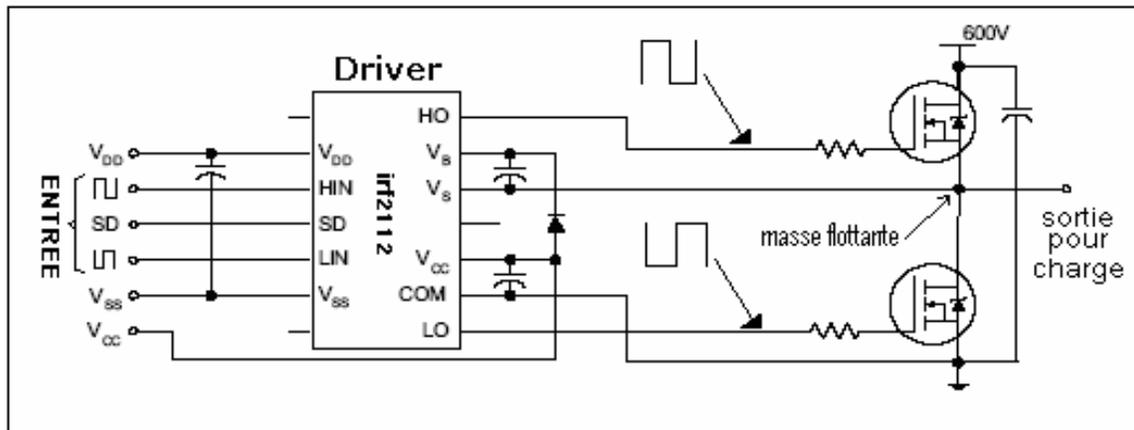


Figure V.16: Circuit de pilotage (à base de DRIVER de MOSFET)

Le schéma interne du driver (IR2112) est représenté sur la figure (Fig.VI.17).

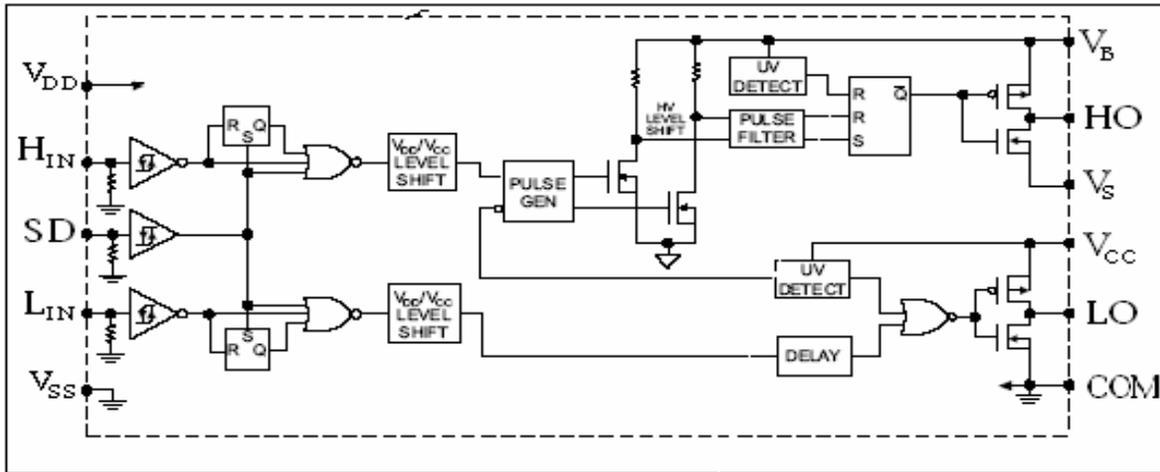
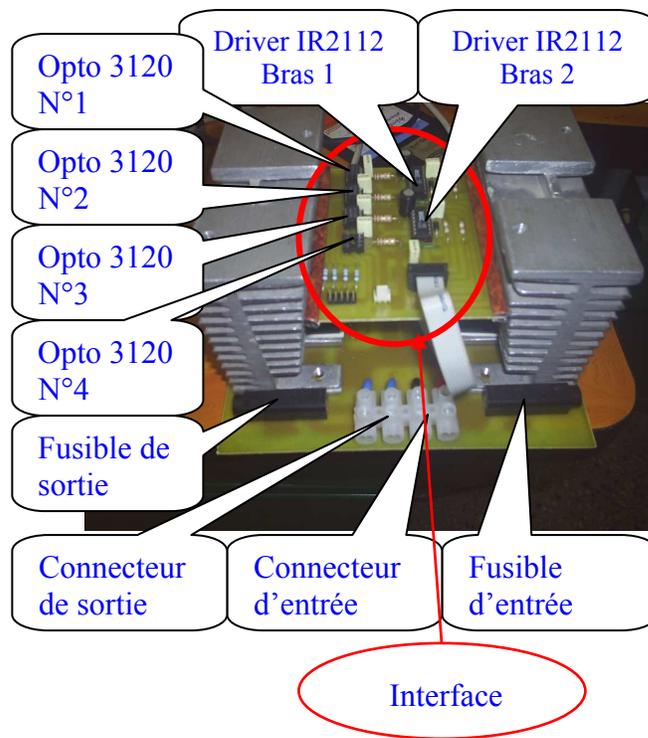


Figure V.17: Schéma interne du driver

Nous représentons sur la figureV.18 la photo de la carte d'interface réalisée.



FigureV.18: Photo de l'onduleur réalisé (Carte d'interface)

V.2.5. Réalisation pratique des capteurs

V.2.5.1. Réalisation du capteur de tension

Pour surveiller la tension, on utilise un capteur à effet hall du type LV25P (voir annexe2) équivalent à un transformateur et qui se compose d'une bobine primaire et d'une bobine secondaire.

La bobine primaire est reliée à une résistance R_{th} , le tout est alimenté à la tension à mesurer. On emploie la résistance R_{th} pour produire un courant qui circulera dans la bobine primaire ce qui induira un autre courant dans la bobine secondaire. Pour avoir une tension à la sortie du capteur, on reliera au point de mesure une résistance R_m mise à la masse comme le montre la figure V.19.

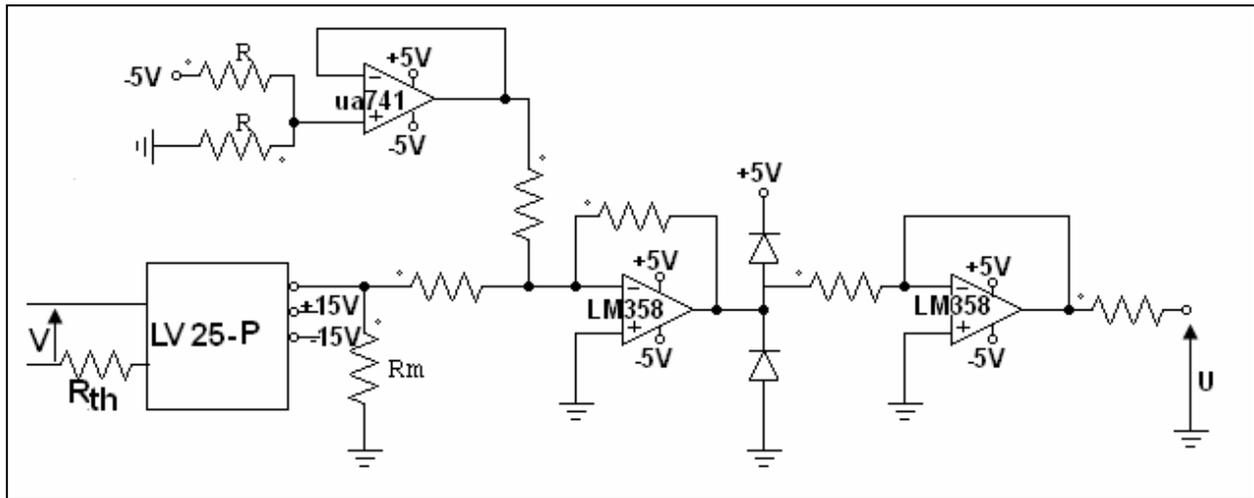


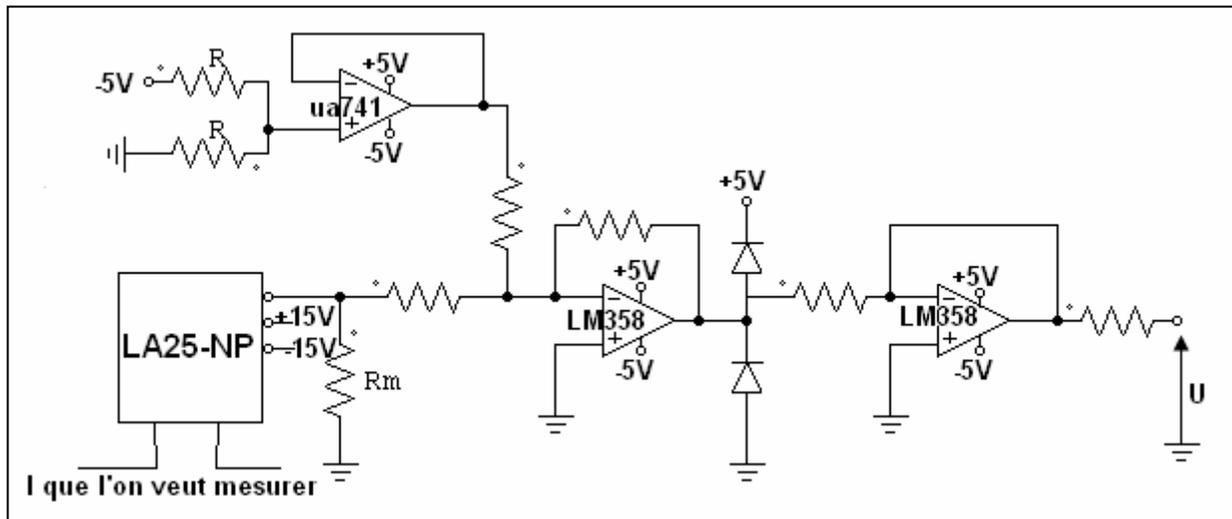
Figure V.19 : Schéma électrique du capteur de tension

On exige que la valeur de la tension à la sortie U du circuit soit comprise entre 0 et 5V, que la tension U mesurée soit alternative ou continue. Dans le cas où elle est alternative, il faudra éliminer les valeurs de tension négatives et assurer que la tension max soit inférieure à 5 V et pour cela il faudra :

- que la tension U que l'on mesure soit comprise entre (-2.5 V et 2.5 V)
- réaliser un montage amplificateur additionneur inverseur de gain (-1) puis inverser la sortie avec un montage amplificateur inverseur de gain 1 pour décaler le signal

V.2.5.2. Réalisation du capteur de courant

Le principe de ce capteur est le même que celui du capteur de tension. Le courant à mesurer crée une tension de sortie qui lui est proportionnelle. Il diffère du capteur de tension par le nombre de ses broches d'entrée et il ne nécessite pas de résistance pour limiter le courant d'entrée comme dans le cas du capteur précédent (figure V.20)



FigureV.20 : Schéma électrique du capteur de courant

Le LA25-NP nécessite un couplage des broches spécifiques selon l'intensité à mesurer (dans notre cas on fixe le max à 25A)

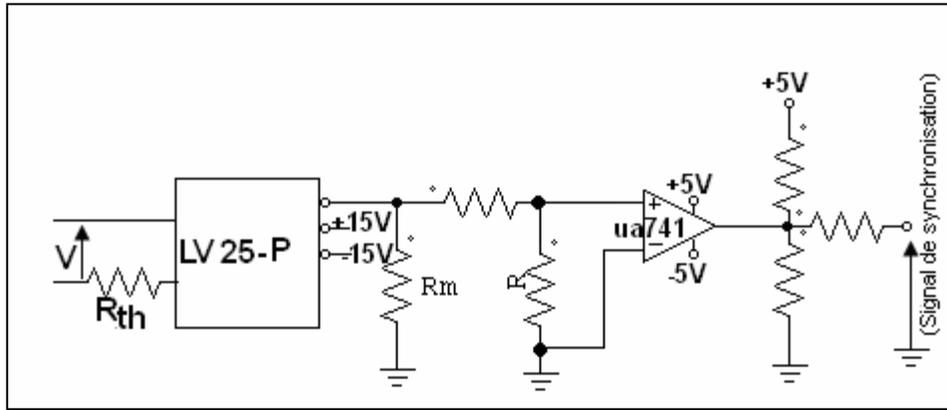
Les schémas des circuits imprimés sur laquelle sont montés les capteurs de courant et de tension sont présentés dans l'annexe 2.

V.2.5.3. Détecteur de passage par zéro

Le schéma électrique du détecteur de passage par zéro est présenté sur la figureV.21.

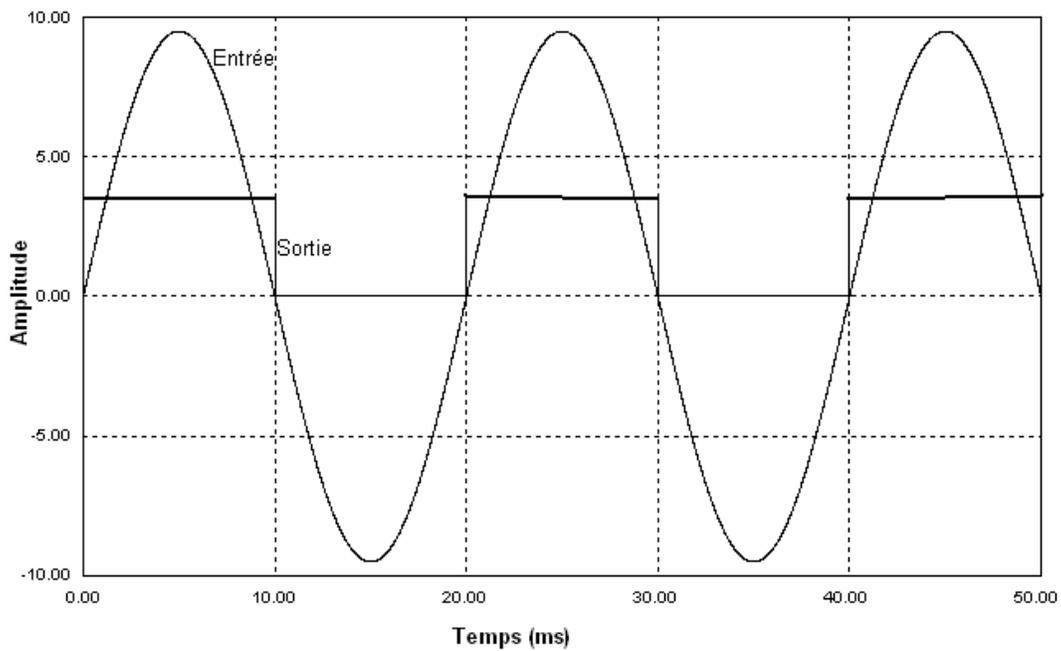
Dans ce schéma, nous utilisons le signal issu des capteurs à effet Hall pour délivrer la forme d'onde de la tension du réseau.

Un petit transformateur 220V-24V avec un bloc redresseur fournit les tensions -5V, 0V et 5V qui seront utilisées pour l'alimentation du comparateur LM741 qui délivre le signal de comparaison entre l'image de la tension $v_s(t)$ et la masse.



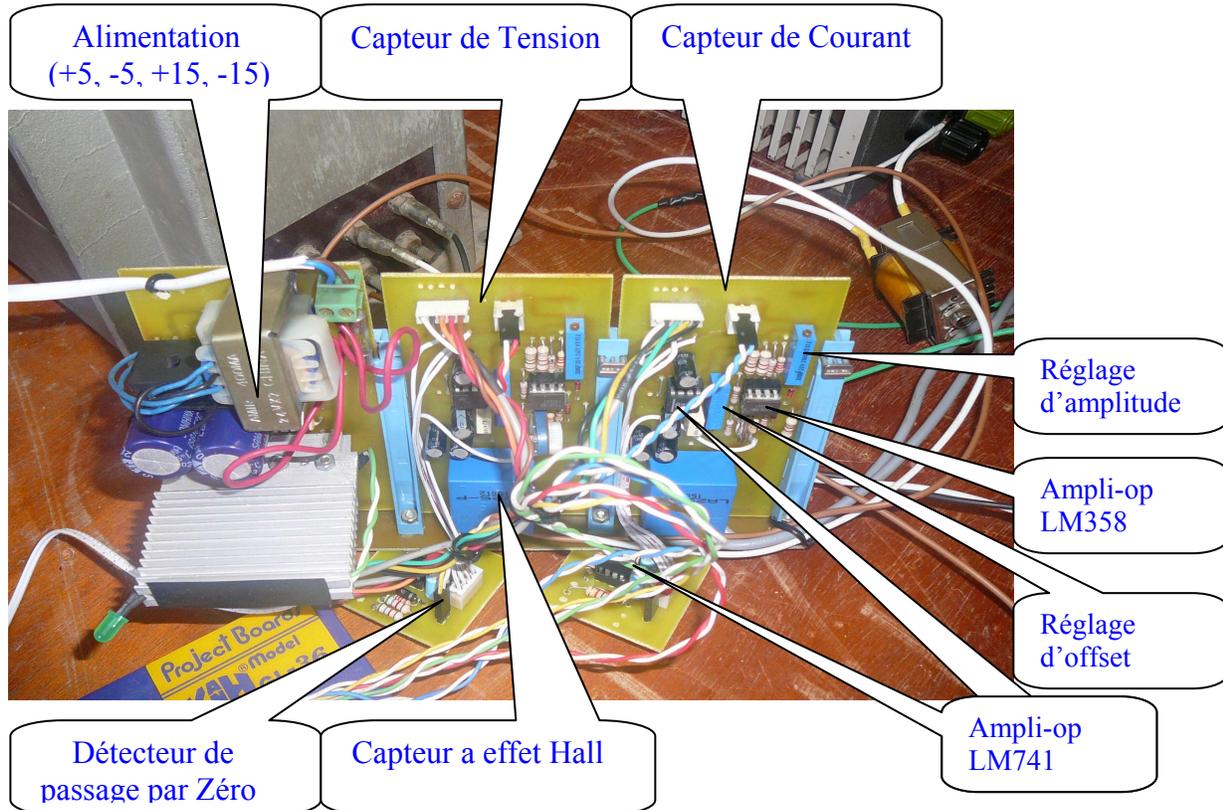
FigureV.21: Schéma électrique du détecteur de passage par zéro

On présente sur la figure V.22 l'allure du signal d'entrée et de sortie dans le détecteur de passage par zéro.



FigureV.22: Signal d'entrée et de sortie du détecteur de passage par zéro

Nous représentons sur la figureV.23 la photo de la carte de capture réalisée.



FigureV.23: Photo de la carte de capture

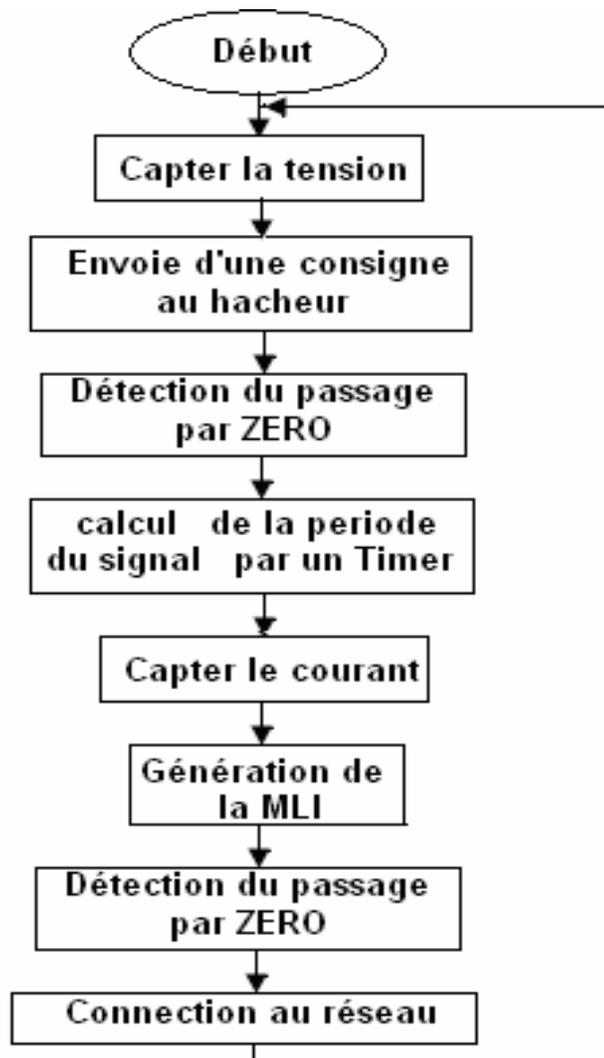
V.2.6. Elaboration de la commande

Pour la commande à modulation de largeur d'impulsions (MLI), chaque alternance d'une tension de sortie est formée de plusieurs créneaux de largeur convenable qui varient suivant la loi de modulation choisie. Par conséquent, les interrupteurs commutent plusieurs fois par période. On peut réaliser cette commande soit par un procédé numérique ou bien analogique.

- Sous forme analogique, ce type de commande est réalisé en comparant le signal de référence avec une ou plusieurs porteuses triangulaires (ou en dent de scie) dont la fréquence correspond à la cadence à laquelle on veut faire varier l'état des interrupteurs.
- Sous forme numérique, ce type de commande est réalisé en fixant à l'aide de Timers, les intervalles de conduction des différents interrupteurs sur chaque période ou chaque demi période de modulation.

Les ondes MLI optimisées sont générées par un circuit à microprocesseurs ou un microcontrôleur. Le principe consiste à définir une onde MLI avec des caractéristiques particulières à partir de la prédétermination des différents angles de commutation. Ces caractéristiques sont obtenues à partir de l'optimisation de certains critères tels que l'élimination d'harmonique, la minimisation du taux de distorsion harmonique, la fréquence et le début du signal...

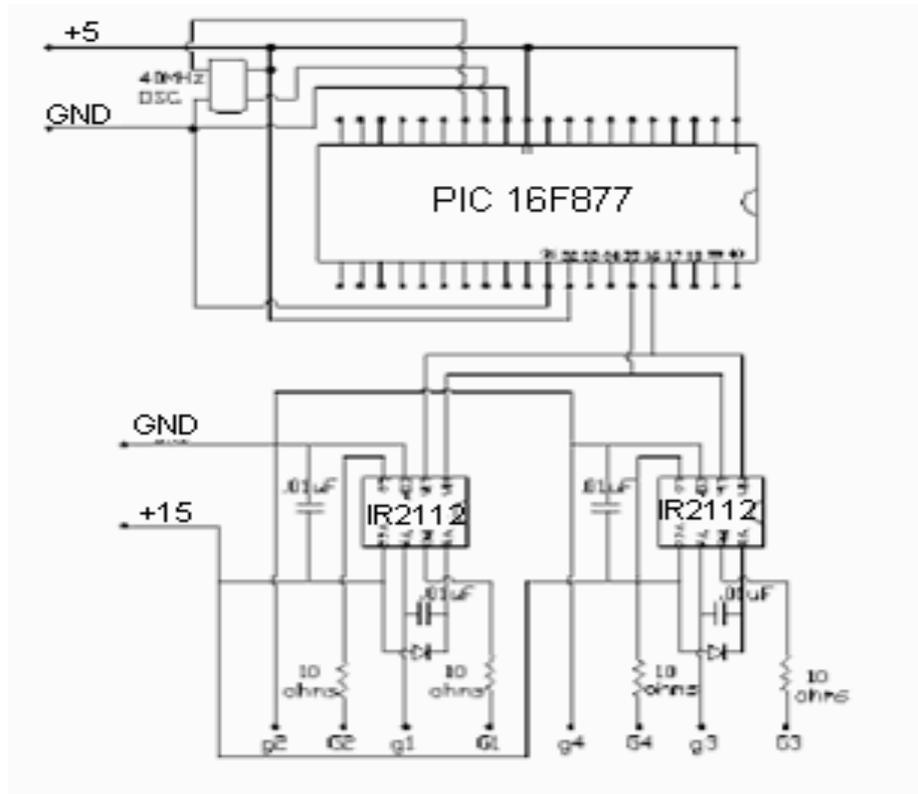
L'algorithme de commande de l'onduleur connectable au réseau est illustré dans la figure V.24.



FigureV.24: Algorithme de commande de l'onduleur

V.3. Essais expérimentaux

Pour tester les performances du banc d'essais réalisé, nous avons effectué quelques essais sur une machine électrique à courant alternatif en boucle ouverte. Les parties commandes des techniques utilisées pour commander l'onduleurs de tension sont des programmes implantes dans le microcontrôleur PIC 16F877 de Microchip, figure V.25.



FigureV.25: Circuit de commande de l'onduleur

Les mesures sont effectuées à l'aide d'un oscilloscope numérique 100 MHz à double voie, Metrix OX8627, qui nous permet de faire l'acquisition des signaux, puis de les transférer sur ordinateur pour l'analyse.

On donne sur la figure V.26 l'allure du courant à la sortie de l'onduleur et sur la figure V.27 le spectre de ce courant.

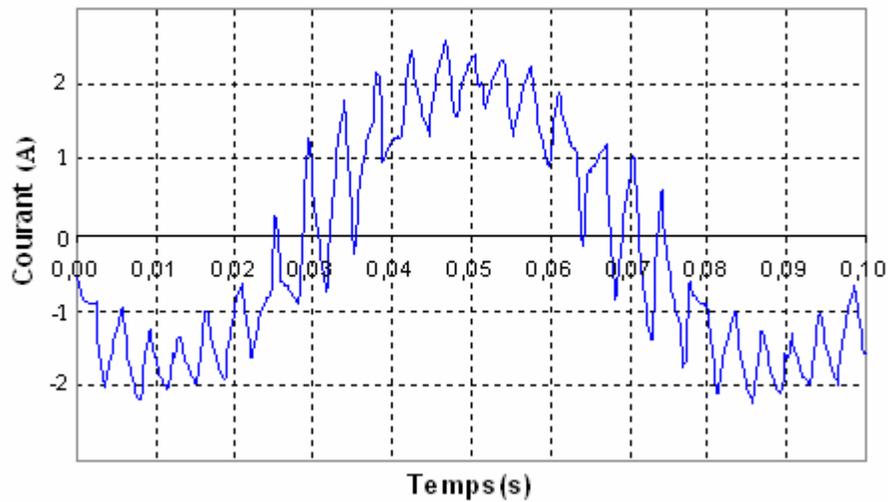


Figure V.26 : Allure du courant à la sortie de l'onduleur

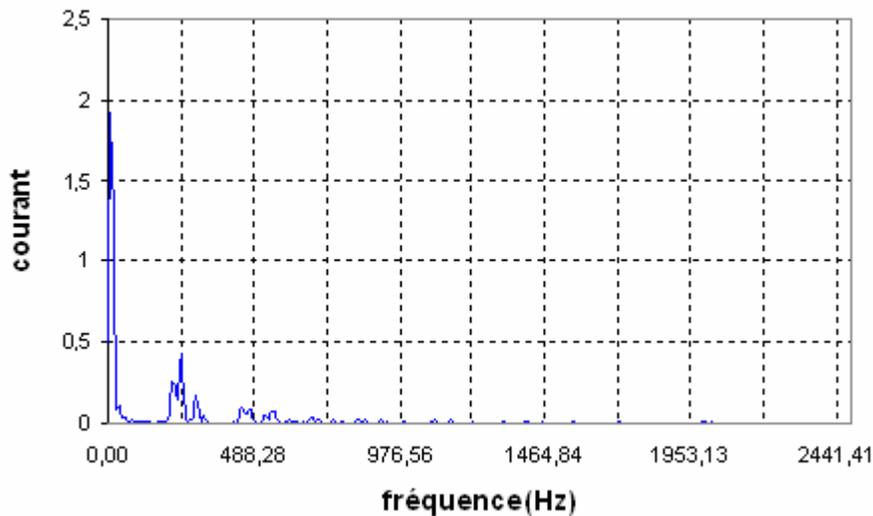


Figure V.27 : Spectre du courant à la sortie de l'onduleur

Comme on peut le constater sur la figure V.26, on remarque que le courant est perturbé à cause de la présence d'harmoniques (figure V.27), qui est due à la commande utilisée (MLI générée).

Conclusion générale

Nous avons donc présenté un système économique du convertisseur qui transforme la tension continue fournie par des modules solaires en une tension alternative de fréquence 50 Hertz dans le but de l'injecter au réseau électrique.

Ce système est composé d'un convertisseur DC/DC qui fournit une tension continue réglable, d'un commutateur à transistors IGBT qui la convertit en une tension alternative et d'une inductance à noyau de fer pour la conversion en source de courant. La synchronisation du courant fourni avec le courant du réseau est assurée par la commande de l'onduleur.

Nous avons ainsi avec cette réalisation abordé les étapes principales pour une bonne maîtrise des onduleurs connectés au réseau. Il nous restera à étudier les problèmes posés par l'acquisition en temps réel des courants et tensions pour la synchronisation de l'injection et à élaborer des algorithmes plus performants. Nous pourrions alors adapter cet onduleur à des puissances plus élevées.

Parallèlement à ce travail, et dans le but de dimensionner correctement le système, nous étions intéressé par l'évaluation du potentiel énergétique de la ville de Bejaia et nous avons présenté ses caractéristiques qui sont donc celles d'une ville côtière similaire à celles du bassin méditerranéen.

Les simulations effectuées au cours de toutes ces étapes ont été comparées aux résultats obtenus dans la pratique et nous avons conclu à une bonne concordance de ces résultats.

Il reste à améliorer la synchronisation avec le réseau afin de tester la connexion de l'onduleur au réseau et évaluer les résultats obtenus.

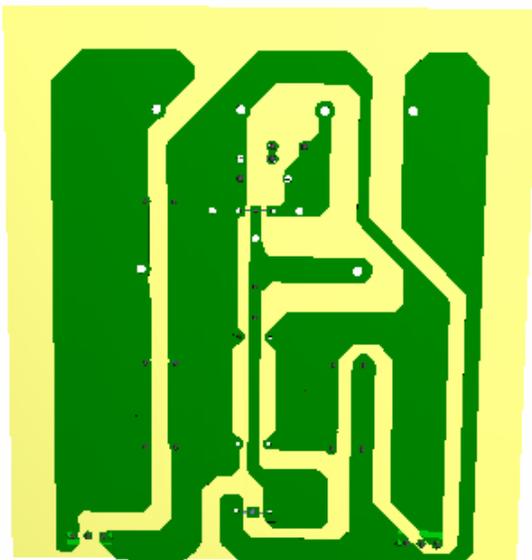
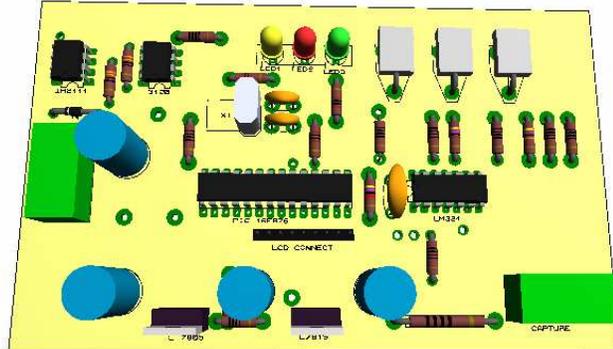
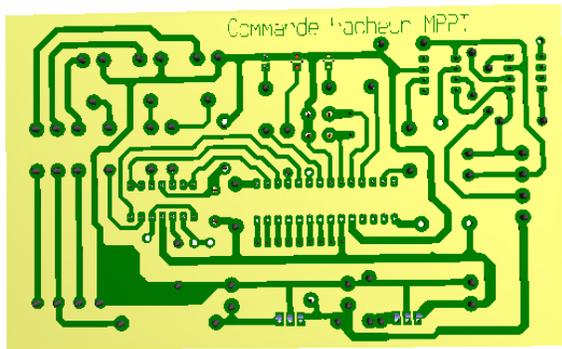
Dans tous les cas, il est possible d'envisager l'application de nos différentes techniques de commande sur un système similaire afin d'optimiser la puissance.

Références Bibliographiques

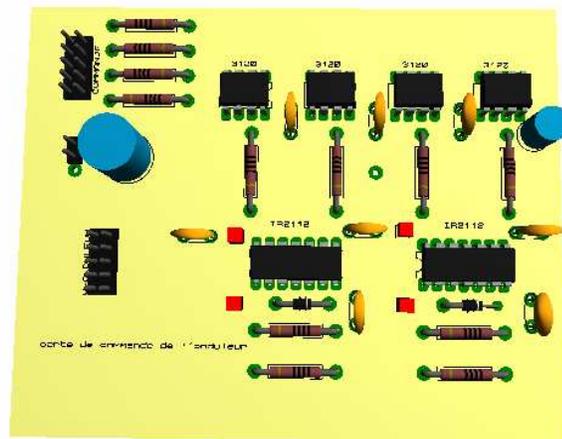
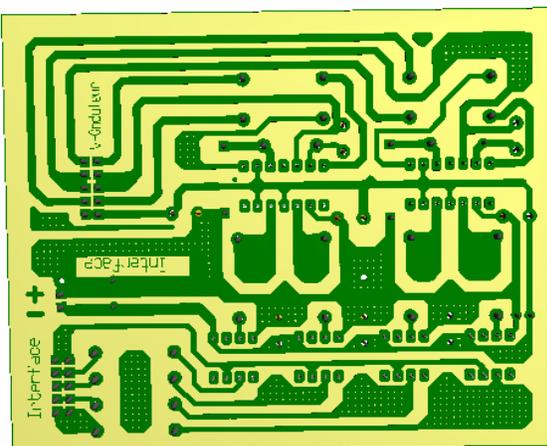
- [1] R. Meseenger, J. Ventre, "Photovoltaic systems engineering", CRC Press, 1999.
- [2] T. Fromherz, F. Padinger, D. Gebeyehu, C. Brabec, J. C. Hummelen, Sariciftci, "Comparison of photovoltaic devices containing various blends of polymer and fullerene derivatives", Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 63, Iss. 1, pp. 61-68, 2000.
- [3] Nichiporuk Oleksiy, simulation fabrication et analyse de cellule photovoltaïques à contacts arrières interdigités, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, 03 mai 2005.
- [4] P. Rueda, E. Fernandez, "Multi junction Ga/As Solar Cell Capacitance and its impact upon Solar Array Regulators", 6th European Space Power Conference, Porto, Portugal, 6-10 May 2002, pp. 29-34, 2002.
- [5] D-L. King, S. Igari, W. Watrta, "Solar efficiency Tables, version 19", Progress in photovoltaics Research and applications, Vol. 10, pp. 55-61, 2002.
- [6] Energie solaire photovoltaïque.doc / B. Flèche - D. Delagnes / juin 07.
- [7] M. Angel Cid Pastor, "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques", Laboratoire d'Analyse et d'Architectures des Systèmes (LAAS-CNRS).
- [8] E. Van den Berg, M. Kroom, "Algorithms and performances of a space dedicated solar array modelling tool", 6th European Space Power Conference, Porto, Portugal, 6-10 May 2002, pp. 527- 532, 2002.
- [9] "A Single-Phase Grid-Connected Inverter by Utilizing Ready-Made PWM Power IC", 9EEE ISIE 2006, July 9-12, 2006, Montréal, Québec, Canada.
- [10] Frede Blaabjerg, Remus Teodorescu, "Power Converters and Control of Renewable Energy Systems", Zhe Chen Aalborg University, Institute of Energy Technology, Denmark.
- [11] Accès au réseau basse-tension pour les installations photovoltaïques, Conditions techniques et contractuelles du raccordement, EDF 2003.
- [12] Synergrid, "Prescriptions techniques spécifiques de raccordement d'installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution", Fédération des Gestionnaires de Réseaux électrique et Gaz en Belgique.
- [13] Annexe de l'arrêté du 30 décembre 1999 relatif aux conditions techniques de raccordement au réseau public de transport (réseau à 400 kV exclu) des installations de production d'énergie électrique de puissance installée inférieure ou égale à 120 MW, d'EDF.
- [14] L. Protin, S. Astier, " Convertisseurs photovoltaïques ", Techniques de l'Ingénieur, Réf. D3360, vol. DAB.
- [15] Caisheng Wang, " Modeling and control of hybrid wind/photovoltaic/fuel cell distributed generation systems", Montana state university, Bozeman, Montana, July 2006.
- [16] W. Kleinkauf, F. Raptis, O. Haas, " Electrification with Renewable Energies, Hybrid Plant Technology for Decentrali- zed, Grid-Compatible Power Supply ", Excerpt from Themes 96/97 Solar Ener- gy Association, Germany.
- [17] SANDIA REPORT, "Status and Needs of Power Electronics for Photovoltaic Inverters", SAND2002-1535, Unlimited Release, Printed, June 2002.

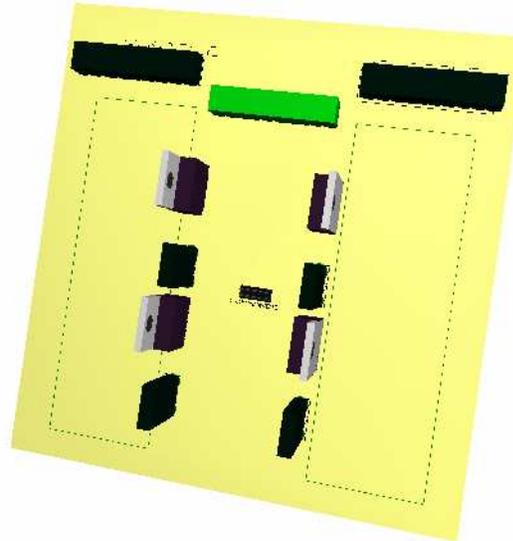
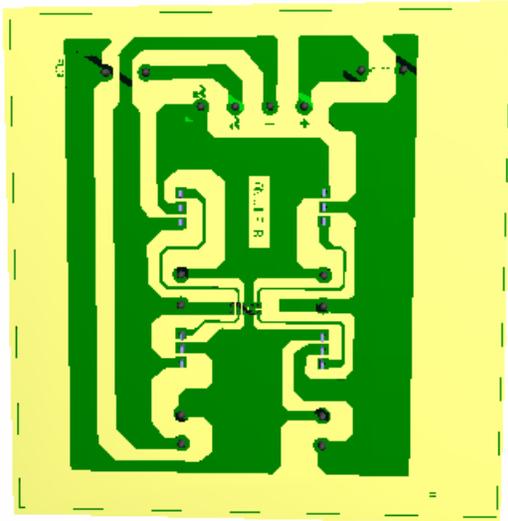
- [18] B. Multon, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo, C. Nikita, "Etat de l'art des aérogénérateurs », L'électronique de puissance, vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables, Ed. Novelect-ecrin, pp. 97-154, 2002.
- [19] Ion Etxeberria Otadui, "Sur les systèmes de l'électronique de puissance dédiés à la distribution électrique – application à la qualité de l'énergie", Institut National Polytechnique De Grenoble, le 26 septembre 2003.
- [20] Daniel Persson, "Islanding detection in power electronic converter based distributed generation", Dept. of Industrial Electrical Engineering and Automation Lund University, 2007.
- [21] R. West, "PV Inverter Products Manufacturing and Design Improvements for Cost Reduction and Performance Enhancements", Xantrex Technology Inc. San Luis Obispo, California, Avril 2004.
- [22] Jean-Louis, "Commande d'interrupteurs statiques". DIDIER 06/05/06 <http://stielec.ac-aix-marseille.fr/>.
- [23] S.Venugopal, "Study on Overmodulation Methods for PWM Inverter Fed AC Drives", Indian Institute of Science Bangalore - 560 012 India, May 2006.
- [24] Achour BETKA, "Perspectives for the sake of photovoltaic pumping development in the south", Theses of University of Batna.
- [25] Michael Lindgren, "Modeling and control of voltage source converter connected to the grid", Technical Report No.351. 1998.
- [26] Sorin Gusia, "Modélisation des systèmes électroniques de puissance à commande MLI", Université catholique de Louvain, Septembre 2005
- [27] Alista Miletic, "Current controller for inverter bridge designed for grid-connected photovoltaic system", University of Southern Queensland, October, 2005.
- [28] Leonard G. Leslie Jr, "Design and analysis of a grid connected photovoltaic generation system with active filtering function", Blacksburg, Virginia, March 14, 2003.
- [29] Report CETC 2002-104 (TR), "Review and recommendations on disconnecting means for utility-interconnected inverters", centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie.
- [30] Erik Stjernholm Hoff, "Distributed Generation Power Electronic Converters, Communication and Control", Norwegian University of Science and Technology. April – 2007.
- [31] Cyril BUTTAY, "Contribution à la conception par la simulation en électronique de puissance, application à l'onduleur basse tension", INSTITUT NATIONAL DES SCIENCES APPLIQUÉES DE LYON, 30 novembre 2004.
- [32] Adedamola Omole, "Analysis, Modeling and Simulation of Optimal Power Tracking of Multiple-Modules of Paralleled Solar Cell Systems", THE FLORIDA STATE UNIVERSITY, 2006.
- [33] Clifton Cunningham, "A High Power Inverter for Remote Applications", University of Queensland. October 1999.

Circuits imprimés du hacheur :



Circuits imprimés de l'onduleur :





Circuits imprimés des capteurs :

