

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Utilisation du dsPIC dans la mesure de paramètres électriques

RAHMANI Hachemi

Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de Magister en

Electronique

Option : Photovoltaïque

Soutenu devant le jury composé de :

LARBES Chérif	Professeur, ENP	Président
HADDADI Mourad	Professeur, ENP	Directeur de thèse
AIT CHEIKH Mohamed Salah	Maitre de conférences A, ENP	Examineur
MALEK Ali	Directeur de recherche, CDER	Examineur

الملخص:

المحولات الكهروضوئية الموصولة بالشبكة تولد تيار كهربائي عبر شبكات التوزيع العمومية. إذا كان التيار غير مناسب لمقاييس الشبكة قد يسبب اضطرابات على نوعية طاقة الشبكة. من جهة أخرى اضطرابات الشبكة الخارجة عن المقاييس قادرة عن التسبب في تخريب أجهزة النظام الكهروضوئي. ان تصميم المحول الكهروضوئي الموصول بالشبكة يقدم الكثير من المتاعب .

يركز هذا العمل على تصميم نظام تحكم مركز حول dsPIC موجه لمحول موصول بالشبكة. من اجل ضمان توصيل أكيد. نظام التحكم يتطلب قياسات دقيقة لمختلف العوامل الكهربائية المرتبطة بالشبكة والمحول. تقدم هذه المذكرة مراحل التصميم لجهاز التحكم.

كلمات مفتاحيه : محول موصول بالشبكة، نظام كهروضوئي dsPIC

RESUME :

Les onduleurs photovoltaïques connectés au réseau injectent un courant électrique dans le réseau public de distribution. Si ce courant n'est pas fidèle aux normes, il peut être porteur de perturbations et de dégradation pour la qualité du réseau. D'un autre côté, les perturbations du réseau sortant des normes tolérées peuvent causer une destruction des équipements électriques du système photovoltaïque. La conception d'un onduleur photovoltaïque connecté au réseau présente donc beaucoup de difficultés.

Le travail consiste en la réalisation d'un système de commande basé autour d'un dsPIC, destiné à un onduleur photovoltaïque connecté au réseau. Afin de garantir une connexion de l'onduleur sûre et fiable, le système de commande sollicite des mesures précises de différents paramètres électriques associés tant au réseau qu'à l'onduleur.

Ce mémoire présente les différentes étapes de la conception et de l'implémentation de ce système de commande.

Mots clés : onduleurs connectés au réseau, îlotage, systèmes photovoltaïques, dsPIC

ABSTRACT :

Grid-connected photovoltaic inverters inject electric current to the utility grid. This current must satisfies the utility standards otherwise the power quality will be seriously affected. On the other hand, grid perturbations increase the risk for damages of the photovoltaic system equipments. The design of grid connected inverter presents lot of challenges.

The objective of this work is to design and implement a dsPIC microcontroller based electronic control system for a grid-connected inverter. In order to ensure a safe and reliable connection of the inverter, the proposed control system requires accurate measurements of the inverter and the utility grid electrical parameters. This thesis presents the different steps of the design and the implementation of this control system.

Key words: grid-connected inverters, islanding, photovoltaic systems, dsPIC

REMERCIEMENTS

Cette thèse a été réalisée au Laboratoire des Dispositifs de Communications et de Conversion Photovoltaïque, sous la direction de monsieur **HADDADI Mourad**, professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique. Je lui exprime toute ma reconnaissance pour m'avoir proposé un sujet aussi intéressant, ainsi que pour m'avoir guidé et soutenu tout le long de cette thèse.

Je tiens également à remercier monsieur **LARBES Cherif**, professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique, pour avoir accepté de présider le jury de soutenance, mais aussi pour sa disponibilité, son soutien et pour les nombreux conseils qu'il m'a apportés.

Je voudrais exprimer ma gratitude envers monsieur **AIT CHEIKH Mohamed Salah**, maître de conférences à l'ENP, et monsieur **MALEK Ali**, maître de recherche au CDER, pour avoir accepté de faire partie du jury.

J'adresse mes plus chaleureux remerciements à mes parents ainsi qu'à mon frère et mes sœurs, pour le soutien et les encouragements qu'ils m'ont apportés, et pour leur contribution à l'aboutissement de cette thèse.

TABLE DES MATIERES

Liste des symboles	vi
Liste des figures	vii
Introduction générale.....	1
Chapitre I. L'énergie solaire photovoltaïque	3
I.1. Introduction	3
I.2. Le rayonnement solaire	3
I.2.1. Eclairage et rayonnement.....	4
I.2.2. Les différents types de rayonnements.....	4
I.2.3. Nombre d'air mass	4
I.2.4. La position du soleil.....	5
I.3. L'effet photovoltaïque.....	7
I.4. La cellule photovoltaïque	8
I.4.1. Modélisation d'une cellule photovoltaïque.....	10
I.4.2. Paramètres et caractéristiques d'une cellule photovoltaïque	11
I.4.3. Les différentes technologies.....	13
I.5. Conclusion.....	17
Chapitre II. Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau	18
II.1. Généralités sur les systèmes photovoltaïques	18
II.1.1. Les systèmes photovoltaïques autonomes	18
II.1.2. Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau	19
II.2. Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau.....	20
II.2.1. Le générateur photovoltaïque.....	21
II.2.2. Les coffrets de raccordement et l'armoire DC.....	25
II.2.3. Câblages et raccordements.....	26
II.2.4. L'onduleur.....	27
II.2.5. L'armoire AC.....	28
II.3. Influences des systèmes PV sur le réseau électrique.....	28
II.3.1. Augmentation du niveau de tension.....	28
II.3.2. Harmoniques de courant	30
II.3.3. Injection de courant continu.....	32
II.4. Phénomène d'îlotage	32
II.4.1. Les méthodes de détection passives.....	33

II.4.2. Les méthodes de détection actives	36
II.5. Conclusion.....	37
Chapitre III. Caractéristiques des onduleurs connectés au réseau.....	39
III.1. Introduction	39
III.2. Puissance nominale	39
III.3. Architecture du système connecté au réseau	40
III.4. Recherche du point de puissance maximale.....	42
III.5. Mode de commutation.....	45
III.5.1. Principe de la modulation par largeur d’impulsion.....	46
III.6. Contrôle d’isolement DC	48
III.7. Facteur de puissance.....	49
III.8. Conclusion :.....	52
Chapitre IV. Réalisation pratique et résultats expérimentaux	53
IV.1. Présentation du système à réaliser.....	53
IV.2. Présentation du dsPIC 30F4013	55
IV.2.1. Caractéristiques générales.....	55
IV.2.2. Gestion des interruptions	55
IV.2.3. Les timers	56
IV.2.4. Le convertisseur analogique numérique	57
IV.3. Mise en forme des signaux.....	59
IV.3.1. Mise en forme de la tension du réseau	59
IV.3.2. Mise en forme du courant de sortie.....	60
IV.3.3. Détecteur de passage à zéro	60
IV.4. Programmation du dspic.....	61
IV.4.1. Structure globale du programme.....	61
IV.4.2. Echantillonnage des valeurs analogiques.....	62
IV.4.3. Calcul des valeurs efficaces et de la période du réseau :	63
IV.4.4. Commande de l’ondeur :	67
IV.4.5. Mesure de la phase du courant :.....	70
IV.4.6. Interface utilisateur :	72
IV.4.7. Résultats expérimentaux	73
IV.5. Conclusion.....	75
Conclusion générale	77
Bibliographie.....	78

LISTE DES SYMBOLES

a-Si :H	silicium amorphe hydrogéné
AM	nombre d' Air Mass
FF	facteur de forme d'une cellule photovoltaïque
GPV	générateur photovoltaïque
I_{CC}	courant de court-circuit
I_{max}	courant au point de puissance maximale du GPV
I_S	courant de sortie de l'onduleur
mc-Si	silicium multicristallin
m_i	indice de modulation
MPPT	« <i>Maximum Power Point Tracking</i> » recherche du point de puissance maximale
P_{max}	puissance maximale que fournit un GPV
PV	photovoltaïque
r	taux de modulation
sc-Si	silicium monocristallin
SI	système international d'unités
V_{DC}	tension continue à l'entrée de l'onduleur
V_{max}	tension au point de puissance maximale du GPV
V_{OC}	tension en circuit ouvert
V_{RES}	tension du réseau
V_S	tension de sortie de l'onduleur

LISTE DES FIGURES

Figure I-1 : Représentation graphique des spectres AM0 et AM1.5.....	6
Figure I-2 : Coordonnées équatoriales.	6
Figure I-3 : Coordonnées horizontales.	7
Figure I-4 : Schéma d'une cellule photovoltaïque.	9
Figure I-5 : Modélisation d'une cellule solaire idéale.....	10
Figure I-6 : Schéma équivalent électrique d'une cellule PV réelle.....	11
Figure I-7 : Courbes caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule PV.....	12
Figure I-8 : Caractéristique idéale d'une cellule PV.	13
Figure I-9 : Part des différentes filières dans le marché des cellules PV.....	15
Figure I-10 : Cellule à base de silicium amorphe à triple structure PIN.....	16
Figure II-1: Installation PV avec injection du surplus de l'énergie produite	20
Figure II-2: Installation PV avec injection totale de l'énergie produite.....	20
Figure II-3 : Caractéristique I(V) d'une cellule et d'un générateur composé de N_p branches en parallèle ayant chacune N_s cellules	23
Figure II-4 : Courbe caractéristique I(V) d'un module PV sous différentes valeurs de rayonnement	24
Figure II-5 : Influence de la température sur la caractéristique I(V) d'un module.	24
Figure II-6 : Caractéristique I(V) d'un module dans le cas d'un ombrage partiel.....	25
Figure II-7 : Protection des modules PV à l'aide de diodes by-pass et anti-retour.....	26
Figure II-8 : Onduleur monophasé	27
Figure II-9 : Onduleur triphasé.....	28
Figure II-10 : Evolution de la tension de ligne dans le cas d'un flux énergétique unidirectionnel.....	29
Figure II-11 : Elévation de la tension de ligne dans le cas d'un flux énergétique bidirectionnel.....	29
Figure II-12 : Exemple de THD pour un onduleur type du marché.....	31
Figure II-13 : Circuit sans îlot (a) et avec îlot (b)	33
Figure II-14 : Saut de phase de la tension à l'instant d'îlotage	35
Figure II-15 : Injection d'un pic de courant dans la méthode active de mesure d'impédance	36
Figure III-1 : Système PV avec onduleurs centraux en maître-esclave	40
Figure III-2 : Système PV avec onduleurs de branche.....	41

Figure III-3 : Système PV avec onduleurs distribués.....	42
Figure III-4 : Variation du point de puissance maximale en fonction de la température et de l'éclairement.....	42
Figure III-5 : Schéma du convertisseur boost.	43
Figure III-6 : Organigramme des commandes Hill-Climbing et P&O	44
Figure III-7 : Onduleur monophasé de base.....	47
Figure III-8 : Commande par MLI engendrée. a) Méthode bipolaire. b) Méthode unipolaire.....	47
Figure III-9 : Onduleur avec transformateur 50 Hz	49
Figure III-10 : Onduleur avec transformateur HF.....	49
Figure III-11 : Schéma équivalent d'un onduleur monophasé connecté au réseau.....	50
Figure III-12 : Diagramme vectoriel des tensions et du courant quand $FP \neq 1$	51
Figure III-13 : Diagramme vectorielle des tensions et du courant quand $FP = 1$	51
Figure IV-1 : Schéma bloc du contrôleur numérique.....	54
Figure IV-2 : Circuit de mise en forme de la tension réseau.....	59
Figure IV-3 : Allure des signaux de sortie du redresseur sans seuil	60
Figure IV-4 : Aircuit de mise en forme du courant de sortie de l'onduleur.....	60
Figure IV-5 : Détecteur du passage à zéro du courant et de la tension.....	61
Figure IV-6 : Allure du signal de sortie du détecteur de passage à zéro.....	61
Figure IV-7 : Organisation du programme et répartition des priorités	62
Figure IV-8 : Organigramme du sous-programme de l'interruption CAN.....	64
Figure IV-9 : Organigramme du sous programme de l'interruption PZT.....	66
Figure IV-10 : Contrôle du facteur de puissance par ajustement de la phase de V_s	67
Figure IV-11 : Illustration des signaux de la porteuse et des modulatrices pour la commande unipolaire	69
Figure IV-12 : Allure des signaux de commande et de la tension de sortie de l'onduleur.....	69
Figure IV-13 : Obtention des angles de commutation à partir des angles du premier quart de période.	70
Figure IV-14 : Organigramme du sous-programme d'interruption OC4 nécessaire à la commande MLI.....	71
Figure IV-15 : Mesure de la phase du courant lors des passages à zéro.....	72
Figure IV-16 : Organigramme du sous-programme d'interruption PZC	72
Figure IV-17 : Sélection de la tension du réseau et affichage de la valeur efficace	73
Figure IV-18 : Affichage de la fréquence et de la période.....	73

Figure IV-19 : Indication de l'état des paramètres impliqués à la connexion au réseau...	74
Figure IV-20 : Adaptation de la commande MLI unipolaire à la fréquence 47,5 Hz avec FP = 1	75
Figure IV-21 : Adaptation de la commande MLI unipolaire à la fréquence 52,5 Hz avec FP = 1	75

INTRODUCTION GENERALE

A cause de la nette croissance observée ces dernières décennies au niveau de la demande mondiale en électricité, la diversification des sources d'énergie s'est avérée être une nécessité. Le risque de pénurie des sources d'énergie conventionnelles (hydrocarbures et nucléaire), ainsi que le risque de changement climatique dû à l'effet de serre, ont incité différents pays du monde à recourir à des énergies propres et renouvelables.

On compte de nombreuses sources d'énergies renouvelables exploitables, comme l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Une des méthodes de conversion de l'énergie solaire en électricité est la conversion photovoltaïque. Cette méthode permet de convertir directement l'énergie lumineuse provenant du soleil en électricité à l'aide de cellules photovoltaïques.

Avec la baisse des prix de ces cellules et la politique de certains pays visant à développer la production d'énergies renouvelables, le marché du photovoltaïque connaît une forte progression, essentiellement pour ce qui concerne les systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Ces systèmes permettent d'injecter du courant électrique dans le réseau de distribution publique, à l'aide d'onduleurs photovoltaïques spécifiques à la connexion au réseau.

La connexion d'un onduleur au réseau de distribution n'est pas sans risque. Si le courant que fournit l'onduleur n'est pas conforme aux normes du réseau, l'injection pourrait occasionner des perturbations dans le réseau et causer des dommages sur les équipements électriques. D'un autre côté, une défaillance du réseau de distribution publique peut avoir des effets néfastes sur tout le système photovoltaïque.

Un onduleur dédié à la connexion au réseau doit disposer d'un circuit de contrôle assurant le découplage du système photovoltaïque lorsqu'il détecte une défaillance du réseau. Ce circuit doit également contrôler le courant injecté pour que celui-ci réponde aux normes exigées.

Le but de notre travail est de réaliser un tel circuit de contrôle en utilisant un microcontrôleur. Notre choix s'est porté sur le dsPIC 30F4013, en raison de ses performances et de son accessibilité.

Ce mémoire est organisé en quatre chapitres.

Dans le premier chapitre nous aborderons les notions de bases sur la production d'énergie solaire photovoltaïque et nous montrerons la nature variable de cette production.

Nous parlerons dans le second chapitre des systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Nous étudierons la constitution de ces systèmes, leur intérêt par rapport aux systèmes autonomes et nous évoquerons leurs potentiels impacts sur le réseau électrique.

Le troisième chapitre abordera les différentes configurations possibles d'un onduleur connecté au réseau, répondant à des critères de fiabilité, de performance, de coût, de poids et de volume.

Dans le dernier chapitre nous expliquerons notre stratégie de mesure, de contrôle et de commande avec l'utilisation de différents périphériques du dsPIC, puis nous interpréterons les résultats obtenus.

Pour clore ce mémoire une conclusion générale fera une synthèse de ce qui a été dit avec une mention sur les perspectives de travaux futurs.

Chapitre 1.

L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

1.1. INTRODUCTION

La quasi-totalité des énergies renouvelables a pour origine le soleil. L'irradiation solaire qui atteint l'atmosphère engendre les vents, la pluie, responsable des courants fluviaux, ainsi que la biomasse, à travers la photosynthèse. Ainsi, l'énergie solaire est exploitée soit directement (systèmes solaires thermiques ou photovoltaïques), soit indirectement à travers l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique ou les biocarburants. L'irradiation solaire est la source d'énergie la plus abondante au monde. La quantité d'énergie solaire qui atteint la surface de la terre en une heure suffirait à combler les besoins en énergie du monde entier durant un an, et la quantité d'énergie solaire que reçoit la Terre en un an est 10 fois supérieure à toutes les réserves connues de charbon, pétrole, gaz naturel et uranium réunies. [1]

L'intérêt croissant pour l'utilisation de l'énergie solaire remonte aux années 70, principalement dû à la flambée des prix des énergies conventionnelles, et à la volonté des gouvernements de réduire leurs émissions de CO₂. C'est une énergie accessible sur toute la surface de la planète, elle ne cause pas de conflits géopolitiques et ne menace ni le climat ni l'environnement. [2]

1.2. LE RAYONNEMENT SOLAIRE

Le rayonnement solaire est dû aux réactions de fusion nucléaire qui se déroule à chaque instant à l'intérieur du soleil. Malgré les 150 millions de kilomètres qui séparent la Terre du soleil, et l'atténuation importante lors de la traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire parvenant jusqu'à la surface de la terre atteint 1000W/m² dans les zones tempérées, et jusqu'à 1400W/m² lorsque l'atmosphère est faiblement polluée en poussière et en eau [3]. Le flux

solaire reçu au niveau du sol dépend des conditions météorologiques (nuages, pluie...), de la qualité de l'air (présence de poussières, pollution ...), de l'heure de la journée, de la période de l'année ainsi que de la situation géographique du lieu de collecte.

Les principaux phénomènes physiques évoqués ci-dessus sont des paramètres à prendre en compte pour l'installation et la maintenance des générateurs photovoltaïques.

1.2.1. Eclairage et rayonnement

L'éclairage ou irradiance est défini comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en watt par mètre carré (W/m^2). Le système international d'unité (SI) recommande d'utiliser le symbole E.

Le rayonnement ou irradiation est l'énergie reçue par une surface. Elle s'exprime en joule par mètre carré (J/m^2). L'ISES (International Solar Energy Society) recommande le symbole H. Une autre unité plus courante est le watt heure par mètre carré (Wh/m^2) bien que ce dernier n'appartient pas au système international d'unités [4].

1.2.2. Les différents types de rayonnements

On peut définir 04 types de rayonnements [5]:

1. *Le rayonnement direct* est le rayonnement reçu directement du soleil. Il peut être mesuré par un pyréliomètre.
2. *Le rayonnement diffus* est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages. Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil.
3. *Le rayonnement solaire réfléchi*, ou l'albédo du sol, est le rayonnement qui est réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface. Cet albédo peut être important quand le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).
4. *Le rayonnement global* est la somme de tous les rayonnements reçus. Il est mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran.

1.2.3. Nombre d'air mass

La surface du soleil se comporte comme un corps noir à la température d'environ 5800K.

Ceci conduit à un pic d'émission situé à une longueur d'onde de 5 μm pour une puissance d'environ 60 MW/m^2 , soit un total de $9,5 \cdot 10^{25} \text{ MW}/\text{m}^2$. En tenant compte de la surface apparente du soleil et de la distance entre celui-ci et la terre, cela conduit à un éclairage moyen dans l'année de 1367 W/m^2 hors atmosphère. C'est ce qu'on appelle la constante solaire égale à 1367 W/m^2 [6]

Cette irradiance est pondérée par divers facteurs à la surface de la terre : absorption par les molécules des différentes couches de l'atmosphère, conditions climatiques, latitude du lieu d'observation et saison. Des gaz comme l'ozone (O_3), pour les longueurs d'ondes inférieures à 0,3 μm , le dioxyde de carbone (CO_2) et la vapeur d'eau (H_2O) pour les infrarouges au dessus de 2 μm , absorbent les énergies proches de leur énergie de liaison, ce qui conduit à des « trous » dans le spectre solaire visible au sol. Par ailleurs, les poussières et aérosols présents dans l'atmosphère conduisent à une absorption répartie sur la quasi-totalité de la gamme spectrale, ce qui conduit à une baisse globale de la puissance incidente. Afin de comparer et d'unifier les performances des cellules photovoltaïques élaborées dans les différents laboratoires du monde, il a été institué la notion d'Air Mass (AM). Elle quantifie la puissance absorbée par l'atmosphère en fonction de l'angle θ du soleil par rapport au zénith :

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \quad (1-1)$$

Si le soleil est au zénith du lieu de l'observation, $\theta = 0^\circ$, $AM = 1$: la notion utilisée est AM1. AM0 correspond à l'irradiance hors atmosphère, et est surtout utilisée pour décrire le comportement des cellules pour applications spatiales. Le spectre standard le plus étudié est AM1.5G, avec G signifiant global car il tient compte à la fois des radiations directes et diffuses, par opposition à AM1.5D qui ne tient compte que des radiations directes. AM1.5G donne une irradiance de 970 W/m^2 , mais a été arrondi à 1 kW/m^2 . L'intensité I_D reçue à la surface de la terre peut être calculée grâce à la formule empirique suivante :

$$I_D = 1,353(0,7^{AM})^{0,678} \quad (1-2)$$

Avec I_D en kW/m^2 , pour une surface perpendiculaire aux rayons incidents. Les spectres AM0 et AM1.5 sont représentés sur la figure (1.1)

1.2.4. La position du soleil

Le rayonnement solaire sur terre varie avec la position du soleil dans le ciel, donc avec les saisons et avec les conditions météorologiques (Ciel clair, nuage, neige ...). La position du soleil dans le ciel change constamment pendant la journée, et peut être caractérisée par deux

systèmes de coordonnées : les coordonnées équatoriales et les coordonnées horizontales [7].

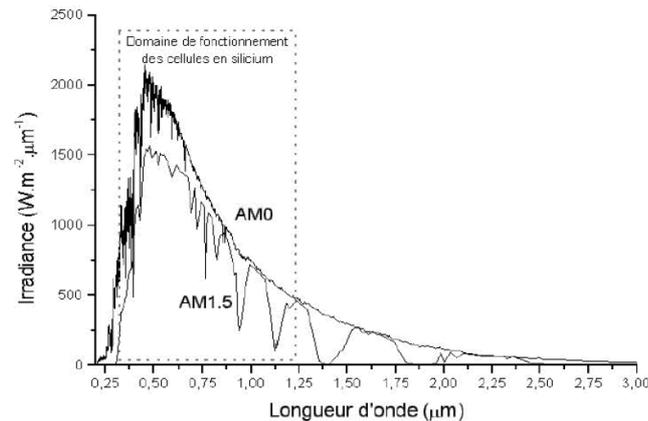


Figure 1-1 : Représentation graphique des spectres AM0 et AM1.5.

Les coordonnées équatoriales :

On définit la position du soleil par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles, d , la déclinaison du soleil et H , l'angle horaire du soleil (figure 1-2).

d , la *déclinaison du soleil*, représente l'angle que fait la direction du soleil par rapport à sa projection sur le plan équatorial.

H , l'*angle horaire du soleil*, définit l'angle compris entre le méridien origine passant par le sud et la projection du soleil sur le plan équatorial.

L'angle H vaut (en heure solaire vrai) :

- 0° à midi,
- 90° à 18 heures
- -90° à 6 heures.

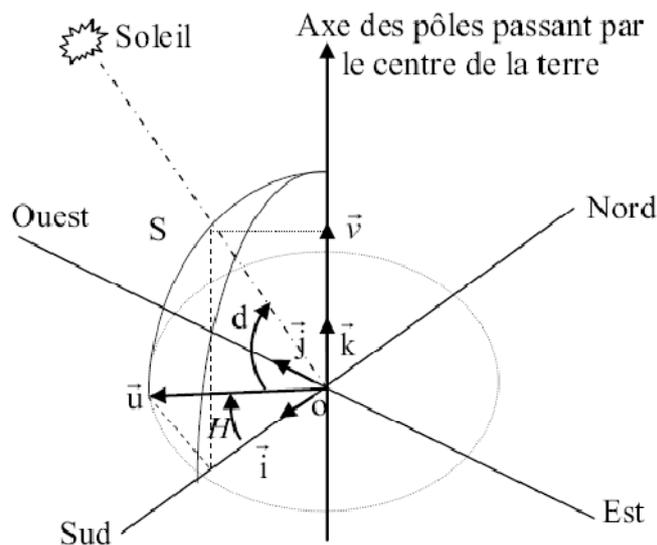


Figure 1-2 : Coordonnées équatoriales.

Les coordonnées horizontales :

Le repère horizontal est formé par le plan horizontal et vertical du lieu. Les coordonnées sont alors la hauteur h , et l'azimut a (figure 1-3).

h : hauteur du soleil ou altitude. C'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal. Cet angle est égal à :

- 0° au lever et au coucher du soleil,
- 90° à midi, temps solaire vrai.

a : azimut. C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud [7].

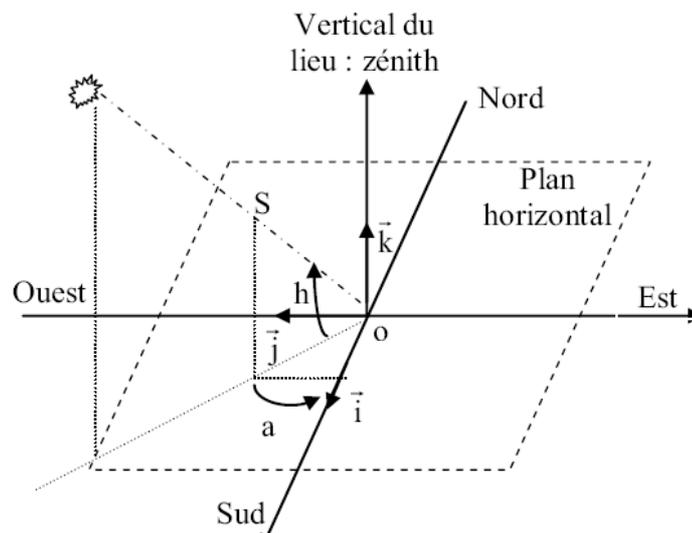


Figure 1-3 : Coordonnées horizontales.

1.3. L'EFFET PHOTOVOLTAÏQUE

Il n'existe que deux méthodes pour générer une quantité significative d'énergie électrique. La première, découverte par Michael Faraday en 1821 et en production commerciale depuis 1885, requiert un conducteur et un champ magnétique en mouvement à l'aide d'une turbine ou d'un moteur externe. La seconde est la production d'électricité photovoltaïque en utilisant des cellules solaires (également appelées cellules photovoltaïques ou photopiles).

L'effet photovoltaïque, découvert par Antoine Béquerel en 1839, est l'effet propre à certains matériaux, de pouvoir transformer l'énergie d'un photon pour mettre en mouvement les électrons de la matière. Ces électrons se mettent en mouvement dans une direction

particulière en créant un courant électrique qui peut alors être recueilli par des fils métalliques très minces [8]. Ce n'est qu'en 1954, avec la réalisation des premières cellules au silicium monocristallin par les laboratoires de la compagnie BELL TELEPHONE, que l'énergie solaire photovoltaïque fut considérée comme une source d'énergie exploitable, notamment pour les applications spatiales [9].

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0,2 micron) à l'infrarouge lointain (2,5 microns), avec une majorité dans le visible (0,3 micron –violet– à 0,8 micron –rouge–). Albert Einstein a découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon est donnée par la relation :

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (1-3)$$

Où h est la constante de Plank, c la vitesse de la lumière et λ la longueur d'onde. Ainsi plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande. Une façon commode d'exprimer cette énergie est d'utiliser son analogue électrique

$$E = \frac{1,26}{\lambda} \quad (1-4)$$

Où si λ est exprimé en micron, E s'exprime en électronvolt (eV). 1 eV est donc l'énergie d'un électron sous un potentiel d'un volt. *La conversion photovoltaïque* est la transformation de l'énergie du photon en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière [10].

1.4. LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE

L'optimisation de la conversion de l'énergie solaire en électricité requiert au moins que trois phénomènes physiques de base aient lieu quasi-simultanément [9] :

- L'absorption du maximum possible de photons,
- La transformation de l'énergie ainsi absorbée en charges électriques libres,
- La collecte sans pertes de ces derniers dans un circuit électrique extérieur.

Une cellule PV doit donc être constituée (Figure 1-4) :

- D'un matériau absorbant la bande optique du spectre solaire, possédant au moins une transition possible entre deux niveaux d'énergie, transformant l'énergie

lumineuse sous forme potentielle et non thermique. Ce matériau forme le substrat de la cellule.

- D'une structure de collecte de faible résistance électrique, appelé système de collecte métallique.

Le substrat est obtenu à l'aide d'un matériau semi-conducteur, ce qui permet ainsi la création d'une paire électron-trou à chaque absorption d'un photon d'énergie supérieure au gap séparant la bande de valence et la bande de conduction. Afin de séparer les électrons des trous et créer ainsi un courant électrique, le substrat doit être dopé de façon à former une jonction PN. Cette jonction soumet les porteurs de charges (électrons et trous libres) à un champ électrique interne et conduit les électrons libres vers la zone N et les trous libres, vers la zone P.

Le système de collecte métallique est constitué d'une grille collectrice sur la face de la cellule exposée à la lumière, et d'un contact arrière de l'autre face. Le système de collecte métallique doit avoir les qualités suivantes : faible résistance électrique, faible résistance de contact avec le semi-conducteur, bonne adhésion et, concernant la grille collectrice, taux d'ombrage le plus faible possible.

Selon la technologie, la cellule PV peut disposer d'une *couche antireflet*, sur le côté de la cellule exposé à la lumière. Cela permet une meilleure absorption des photons par la jonction PN et peut être nécessaire lorsque le semi-conducteur a un taux de réflexion relativement élevé (cas des cellules au silicium cristallin).

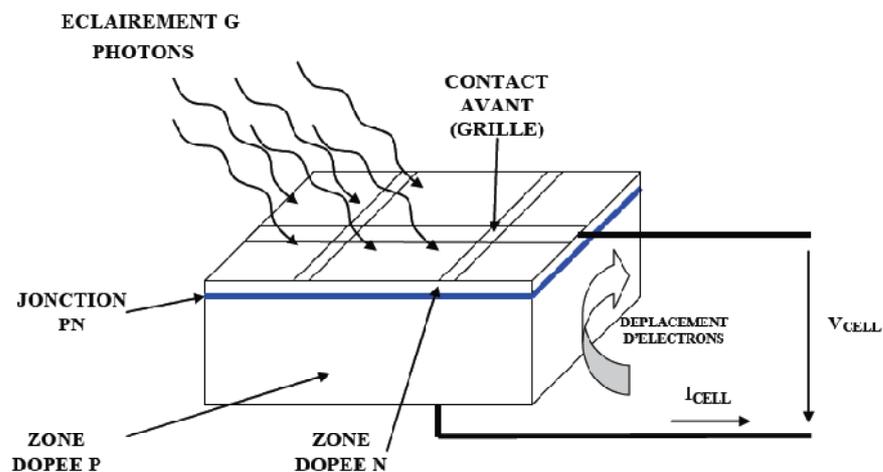


Figure 1-4 : Schéma d'une cellule photovoltaïque.

1.4.1. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Cas idéal:

Dans l'obscurité, la cellule solaire, étant une jonction PN, se comporte comme une diode. Sous éclairement, la zone N se charge positivement grâce aux électrons collectés et la zone P se charge négativement grâce aux trous collectés. L'éclairement soumet ainsi la jonction à une polarisation directe. Si on relie, en parallèle, la photopile à une résistance de valeur finie, la cellule délivrera à sa sortie un courant électrique. Il y a donc deux courants qui s'opposent : le courant de diode, appelé également courant d'obscurité, résultant de la polarisation directe de la jonction, et le photo-courant, ou courant d'éclairement, provenant de l'effet photovoltaïque. Le schéma équivalent de la photopile idéale est représenté par la figure (1 - 5).

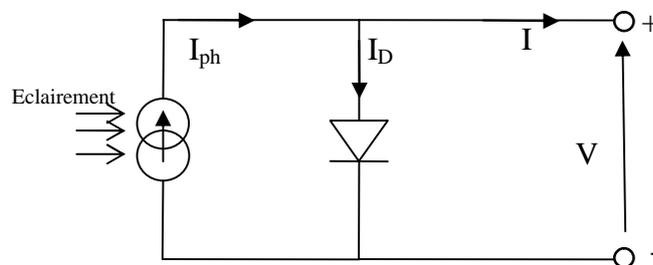


Figure 1-5 : Modélisation d'une cellule solaire idéale.

L'équation du courant de sortie est exprimée par :

$$I = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{KT}} - 1 \right) \quad (1-5)$$

I et V sont respectivement le courant et la tension fournis par la cellule, I_{ph} est le photo-courant, I_D est le courant de diode exprimé par l'équation :

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{qV}{KT}} - 1 \right) \quad (1-6)$$

Avec I_0 le courant de saturation, q la charge de l'électron, K la constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K°) et T, la température effective de la cellule (en kelvin).

Cas réel :

Une photopile réelle est soumise à certaines contraintes influençant son courant de sortie, notamment les courants de fuite de la jonction, que l'on peut représenter par une résistance shunt R_{sh} , ainsi que les diverses résistances de contacts et de connexions, représentées par une résistance série R_s . Le modèle de Shockley, ou modèle à une diode, est illustré par le schéma électrique de la figure (1-6).

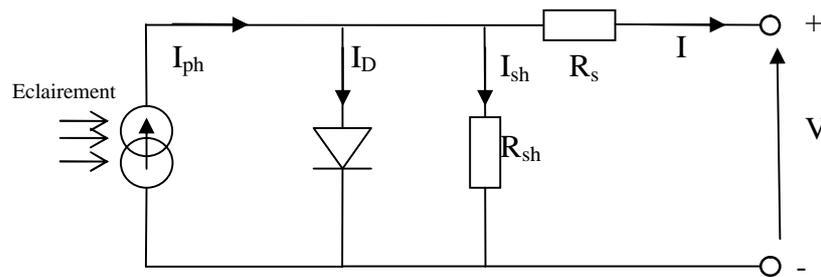


Figure 1-6 : Schéma équivalent électrique d'une cellule PV réelle.

L'équation caractéristique d'une cellule PV, en utilisant ce modèle, est la suivante [11]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q}{AKT}(V+R_s I)} - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_p} \quad (1-7)$$

Avec A, facteur de non idéalité de la jonction.

1.4.2. Paramètres et caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

La courbe caractéristique $I(V)$ venant de l'équation (1-7) montre l'allure du courant en fonction de la tension de sortie de la cellule PV, sous un éclairage et une température fixes (figure 1-7). Le comportement d'une cellule solaire peut être décomposé en trois zones :

- Une zone où le courant I est quasi-constant, rendant ainsi la cellule PV assimilable à un générateur de courant, de valeur I_{CC} , proportionnel à l'irradiation (zone 1).
- Une zone où la tension varie très peu, la cellule PV jouant le rôle d'un générateur de tension V_{CO} (zone 2).
- Une zone de transition où la cellule ne se comporte ni comme un générateur de courant, ni comme un générateur de tension (zone 3). C'est dans cette zone que la cellule fournit le plus de puissance, notamment au *point de puissance maximum* (MPP pour maximum power point).

On peut déduire plusieurs paramètres électriques à partir de la caractéristique $I(V)$ d'une cellule PV, notamment : [6]

- I_{CC} : courant de court-circuit (lorsque $V=0$),
- V_{CO} : tension en circuit ouvert ($I=0$),
- P_{max} : puissance maximale de fonctionnement de la cellule,
- I_{max} : courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule,
- V_{max} : tension à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule,

- FF : facteur de forme.
- η : rendement de conversion.

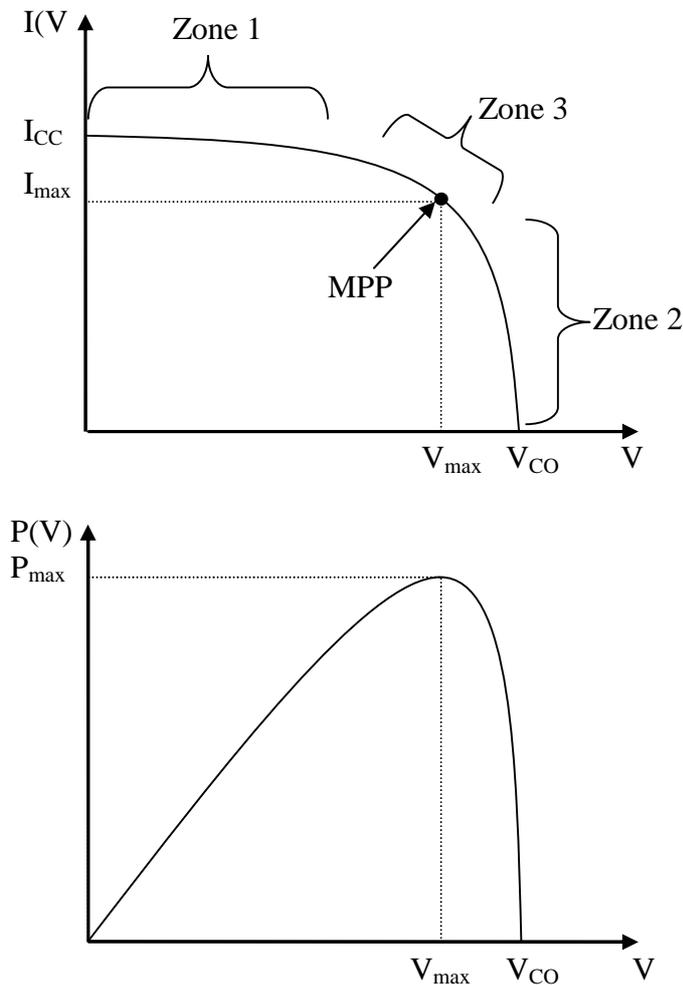


Figure 1-7 : Courbes caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule PV.

Le facteur de forme est le rapport de la puissance maximale sur le produit de I_{CC} et V_{CO} . Plus le facteur de forme est proche de la valeur 1, plus la cellule se rapproche de la caractéristique rectangulaire idéale (figure 1-8) [7].

$$FF = \frac{V_{max}I_{max}}{V_{CO}I_{CC}} \quad (1-8)$$

Le facteur de forme, même pour une cellule idéale, ne peut dépasser 0,89. Cela est dû au fait que la caractéristique courant/tension est régie par les équations de Boltzmann sous forme exponentielle $\exp(qV/KT)$. Il ne peut donc pas exister de courbe I(V) rectangulaire. Ce paramètre dépend de la conception de la cellule, de la qualité de la jonction PN, de la résistivité, des contacts métalliques etc.

Le rendement de conversion η est défini par la puissance électrique maximale fournie sur

la puissance solaire incidente. Soit P_i la puissance d'éclairement incidente par unité de surface et S la surface de la photopile. L'équation du rendement de conversion est la suivante :

$$\eta = \frac{V_{max}I_{max}}{P_i S} = \frac{FFV_{CO}I_{CC}}{P_i S} \quad (1-9)$$

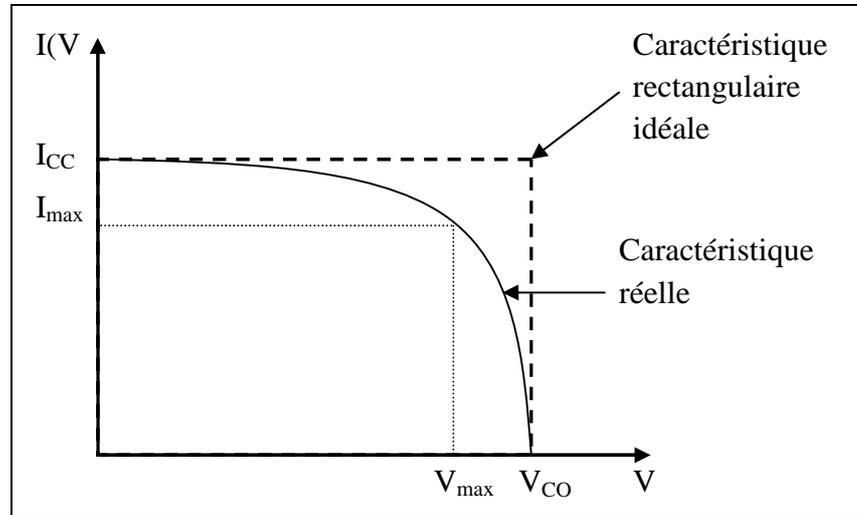


Figure 1-8 : Caractéristique idéale d'une cellule PV.

1.4.3. Les différentes technologies

Bien qu'il existe de nombreux programmes de recherche travaillant sur le développement de diverses filières de photopiles, les cellules solaires produites de manière industrielle peuvent être résumés aux seules technologies suivantes : les cellules au silicium cristallin et les cellules à couches minces.

Les cellules photovoltaïques au silicium cristallin :

Ce sont les cellules PV de 1^{ère} génération. Le silicium cristallin représente à lui seul 90% de la production mondiale de cellules PV (figure 1-9) [12]. Il se présente sous deux structures :

- *Le silicium monocristallin (sc-Si)* : le substrat est formé d'un arrangement périodique d'atomes de silicium dans les trois dimensions. Cette structure est optimale, mais sa réalisation est lente, difficile et coûteuse. On reconnaît le silicium monocristallin à sa couleur uniforme.
- *Le silicium multicristallin (mc-Si)* : le substrat est composé de gros cristaux, visibles à l'œil nu, séparés par des joints de grains. Cette structure est moins homogène que celle du monocristallin, elle offre donc un rendement plus faible mais sa réalisation est moins onéreuse car bien plus facile.

Le silicium monocristallin a l'avantage d'avoir bénéficié de la recherche et des avancées de la microélectronique pour se développer. Ainsi la fabrication de plaquettes de silicium, ou wafers, se fait par des procédés industriels bien rodés, et très automatisés. C'est la filière commercialisée qui possède le rendement le plus élevé avec un rendement commercial pouvant aller de 15 à 20%. L'université australienne de New South Wales détient, avec les groupes de Martin Green, le record de rendement (en laboratoire) sur silicium monocristallin avec 25%, en sachant que le rendement théorique maximum est de 27%. L'inconvénient de ces cellules est leur coût de fabrication, très élevé, car gourmande en énergie et en matière.

Le silicium multicristallin est moins coûteux à produire et a l'avantage de se présenter sous forme de plaquettes carrées, ce qui permet un gain d'espace par rapport aux cellules au silicium monocristallin qui sont de forme ronde ou carrée à bouts arrondis. Le rendement de conversion est légèrement inférieur aux cellules sc-Si et varie entre 13 et 15%. Cette filière est néanmoins la plus rentable (2,12 \$/Wc contre 2,43 \$/Wc pour le monocristallin) et donc la plus commercialisée de nos jours.

Le silicium cristallin dispose de plusieurs atouts, outre ceux précédemment cités. On peut noter la disponibilité de la matière première, étant donné que le silicium est le deuxième élément le plus abondant de la croûte terrestre. C'est également un élément bien connu des ingénieurs, grâce à son implantation durable dans l'industrie de la microélectronique. Les cellules PV au silicium cristallin sont également stables et possèdent une durée de vie dépassant les 25 ans.

Malheureusement, ces types de photopiles présentent des inconvénients importants. D'abord, la fabrication de silicium cristallin nécessite de nombreux procédés demandant beaucoup d'énergie. Ainsi, le retour énergétique d'un panneau solaire varie de 3 à 5 ans. Ensuite, l'aspect friable du silicium cristallin impose une épaisseur des cellules relativement élevée (environ 200 μ m), car elles sont obtenues par une procédure de sciage à fil, où le risque de cassure est grand. Le gap indirect du silicium cristallin, étant égal à 1,1 eV, ne permet pas non plus une absorption du spectre solaire suffisante en couche mince, ce qui fait que, indépendamment des procédés de fabrication, une photopile au silicium cristallin doit avoir au minimum 100 μ m d'épaisseur. Ce qui entraîne un taux de recombinaison des porteurs majoritaires important et influe négativement sur le rendement de conversion de la cellule.

La consommation importante d'énergie et de matière apporte les problèmes suivants :

prix de fabrication élevé et risque de pénurie de silicium de qualité solaire avec augmentation du prix de la matière première, comme ce fut le cas entre 2004 et 2008 (dû à la forte croissance du marché du photovoltaïque).

Les cellules photovoltaïques à couches minces :

Elles représentent la seconde génération de cellules PV. La majorité des photopiles à couches minces sont fabriqués à partir de silicium amorphe. On trouve aussi des cellules au tellure de cadmium (CdTe) et au sélénure de cuivre et indium (CuInSe₂ dites cellules CIS). Elles sont adaptées aux systèmes intégrés au bâti grâce à leur esthétique (couleur noir profond, effet de semi-transparence...), leur aptitude à être intégrées sous toutes sortes de substrat (même flexible) leur faible coefficient de température et la possibilité de faire des générateurs monolithique de grande taille (jusqu'à 5m²).

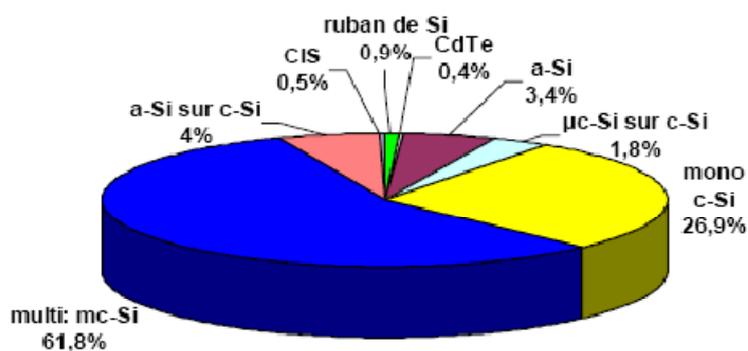


Figure 1-9 : Part des différentes filières dans le marché des cellules PV.

Le silicium amorphe montre son aspect semi-conducteur que lorsqu'il est associé à environ 10% d'hydrogène. Cet alliage, noté a-Si:H, a été découvert en 1975 par SPEAR et LECOMBER et a bénéficié depuis d'un grand intérêt de la part des laboratoires du monde entier.

Cet intérêt est dû aux caractéristiques optoélectroniques du silicium amorphe hydrogéné. Son coefficient d'absorption n'est appréciable que pour des photons d'énergies supérieures à 1,7 eV soit une longueur d'onde inférieure à 0,7µm. Cela signifie que le silicium amorphe est transparent pour la partie rouge et infrarouge du rayonnement solaire. Pour des énergies supérieures à 1,7 eV, le coefficient d'absorption augmente beaucoup plus rapidement que pour le silicium cristallin, et dépasse largement celui-ci. Il en résulte que le silicium amorphe est mieux adapté pour absorber le rayonnement solaire, car il suffit d'une couche d'une fraction de micron pour absorber l'essentiel du spectre solaire, alors qu'il faut une couche

d'environ 100 microns pour le silicium cristallin.

On comprend alors l'avantage économique que présente le silicium amorphe hydrogéné. Non seulement la faible épaisseur nécessaire pour la fabrication de cellules PV permet une économie de matière, mais la production de ces cellules se fait par des procédés à bas coûts, avec une consommation d'énergie relativement faible, ce qui entraîne un retour énergétique de moins d'un an. L'aptitude du silicium amorphe à être déposé sur de grandes surfaces apporte aussi un intérêt économique non négligeable.

Les points faibles qui empêchent l'essor du silicium amorphe sont principalement son faible rendement de conversion, aux alentours de 6%, ainsi que sa dégradation sous lumière (instabilité de Staebler-Wronski). Ces problèmes sont de mieux en mieux surmontés par des artifices technologiques dont les mécanismes sont difficiles à expliquer théoriquement. C'est ainsi que, grâce à l'application de deux ou trois jonctions PIN à couches actives très minces, on a pu réduire la dégradation sous lumière, qui était de 30%, à 10%. On a pu aussi obtenir des rendements de 12% en laboratoire et 10% en pilote industriel (figure 1-10) [12].

La technologie CdTe possède les qualités de la technologie a-Si:H avec en plus un meilleur rendement industriel (11%). Mais cette filière n'est pas encore bien maîtrisée, et surtout, la propriété toxique du cadmium, notamment sous forme de CdO, CdCl₂, CdSO₄ implique des précautions strictes concernant la manipulation des solutions ainsi que le traitement des rejets et des fumées toxiques. C'est pour cette raison que, bien que le CdTe soit un composant très stable et parfaitement inoffensif, cette filière est mal vue et mal acceptée du grand public.

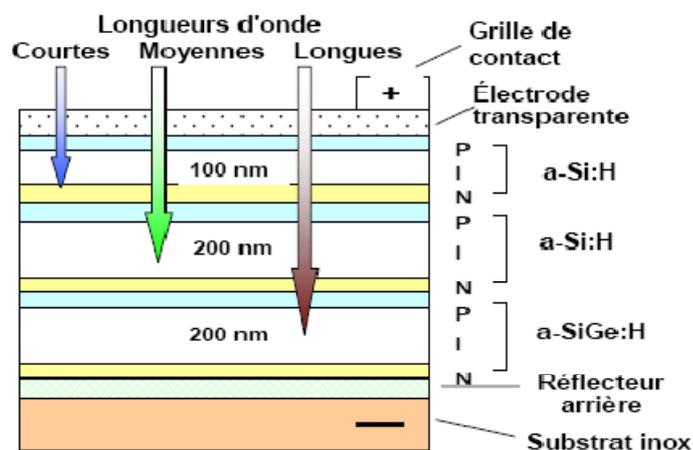


Figure 1-10 : Cellule à base de silicium amorphe à triple structure PIN.

La filière CIS propose elle aussi un rendement industriel aux alentours de 11%, avec un rendement théorique de 25%. La cellule est composée d'une hétérojonction CdS-CuInSe₂. Elle détient des propriétés optoélectroniques très intéressantes mais cette filière n'est pas encore parvenue à maîtriser une production à grande échelle. De plus, l'indium n'est pas un élément abondant et a déjà connu des instabilités de prix dues, entre autre, au marché florissant des téléviseurs à écran plat, eux aussi consommateurs d'indium.

1.5. CONCLUSION

L'exploitation de l'énergie solaire nécessite certaines connaissances concernant la nature aléatoire du rayonnement due, entre autres, aux variations de la position du soleil et des conditions climatiques. La production d'énergie photovoltaïque par l'utilisation de cellules solaires convertie l'énergie solaire en énergie électrique de façon propre, sans émission de gaz à effet de serre et sans bruit. Grâce à ces nombreux avantages, l'énergie photovoltaïque représente une alternative aux énergies fossiles.

Malheureusement, à cause du prix élevé des cellules PV ainsi que de leur faible rendement, l'énergie photovoltaïque reste chère et ne peut pas concurrencer les énergies conventionnelles (gaz, charbon et nucléaire), sauf dans certaines situations.

A cause de la faible puissance qu'elle fournit, une cellule solaire ne peut généralement pas être exploitée seule mais en association avec d'autres cellules. Il est également nécessaire d'utiliser un système de conditionnement de la puissance afin de faire fonctionner ces cellules au point de puissance maximale. Ces sujets vont être détaillés dans le deuxième chapitre.

Chapitre 2.

LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTES AU RESEAU

2.1. GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES

Un système photovoltaïque est un système constitué d'un générateur photovoltaïque ainsi que d'un ou plusieurs des éléments suivants [13] :

- Un système d'orientation ou de suivi,
- Une gestion électronique (stockage, mise en forme du courant, transfert de l'énergie),
- Un stockage palliant la nature aléatoire de la source solaire,
- Un convertisseur DC/AC,
- Une charge en courant continu basse tension ou en courant alternatif standard.

Ces éléments permettent d'exploiter l'énergie solaire et de l'adapter aux applications souhaitées.

Les systèmes photovoltaïques les plus couramment utilisés sont de deux types :

- *Les systèmes PV autonomes*, utilisés pour des applications diverses et installés surtout dans des endroits isolés ou difficiles d'accès,
- *Les systèmes PV connectés au réseau* de distribution électrique, par l'intermédiaire d'un onduleur piloté à la fréquence du réseau.

2.1.1. *Les systèmes photovoltaïques autonomes*

Ces systèmes sont appréciés pour leur fiabilité et pour la simplicité de leur entretien. Ils

sont adaptés pour des applications publiques, comme l'éclairage ou le pompage de l'eau dans les zones isolées, mais aussi pour des applications professionnelles, comme le balisage maritime ou le relai des faisceaux hertziens. Il existe trois types de systèmes autonomes:

- Les systèmes avec stockage électrique (batterie d'accumulateurs électrochimiques). Ceux-ci alimentent des appareils d'utilisation, soit directement en courant continu, soit en courant alternatif par l'intermédiaire d'un onduleur. Les accumulateurs sont les éléments les plus contraignants du système, une armoire de régulation complexe doit être installée pour gérer les processus de charge et de décharge afin de prolonger la durée de vie de ces batteries.
- Les systèmes à couplage direct sans batterie (fonctionnement dit « au fil du soleil »). Les appareils sont branchés soit directement sur le générateur solaire, soit par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/DC (adaptateur d'impédance). Ces systèmes peuvent inclure un stockage de nature non électrochimique (exemple : réservoir d'eau pour les systèmes de pompage).
- Les systèmes hybrides sont des systèmes assistés par un ou plusieurs générateurs de sources différentes comme les aérogénérateurs ou les générateurs diesels.

2.1.2. Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Ce sont des systèmes qui injectent de l'électricité solaire au réseau de distribution électrique. Selon le type d'installation, le producteur – consommateur consomme une partie de l'électricité produite et injecte le surplus de production au réseau, ou alors injecte la totalité de sa production au réseau (figures 2-1 et 2-2).

Ce secteur connaît une forte progression grâce à la politique de certains pays visant à favoriser le développement des énergies renouvelables. Le Japon est pionnier dans ce domaine, avec d'un programme d'aide à l'investissement et une tarification de l'électricité produite avantageuse, et ce de 1994 à 2004. Durant cette période, les installations augmentaient chaque année si bien qu'en 2004, le nombre de maisons connectées au réseau atteignit les 300 000 alors que le programme visait initialement un cumul de 70 000 toits pour l'année 2010. D'autres pays comme l'Allemagne (en 2000) et la France (2006) ont pris des initiatives similaires et ont obtenu des résultats très satisfaisants.

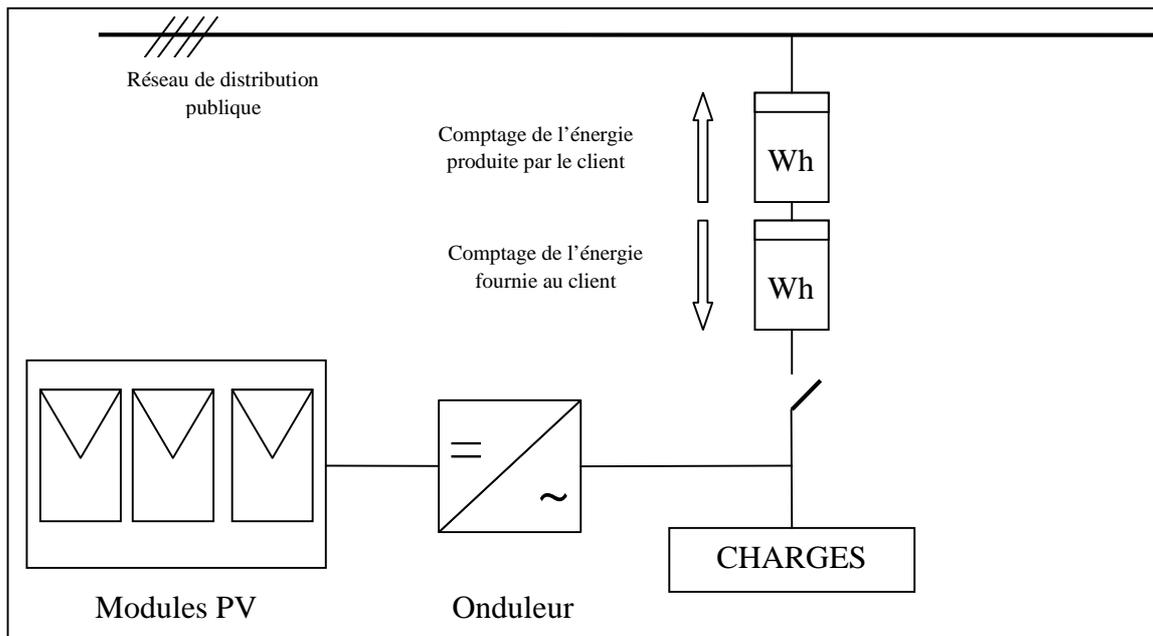


Figure 2-1: Installation PV avec injection du surplus de l'énergie produite

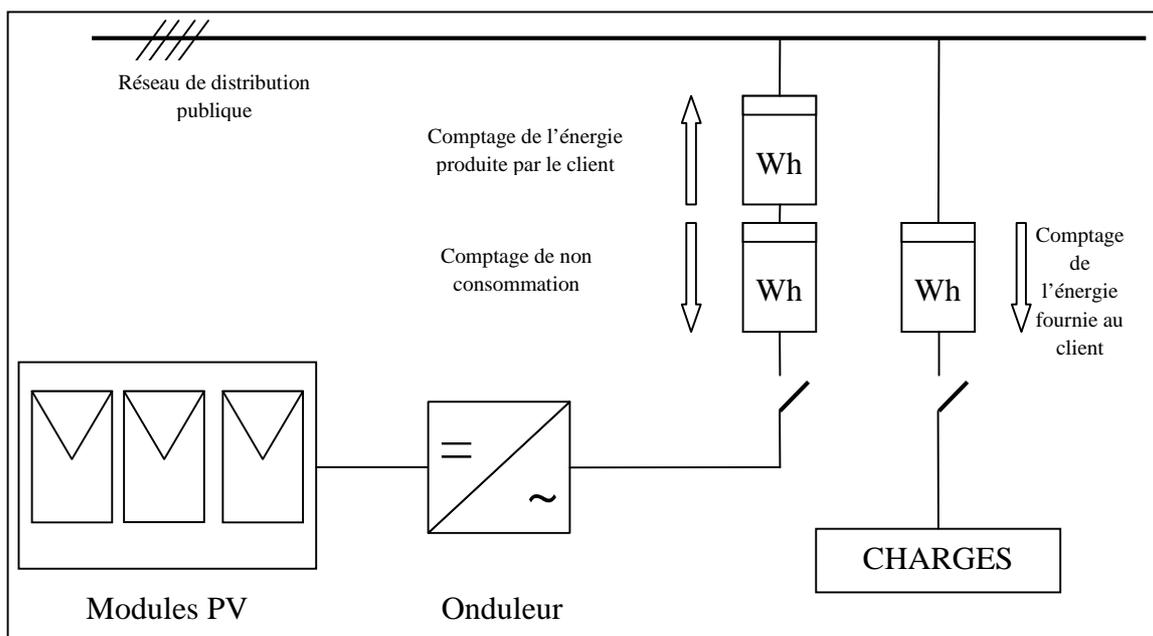


Figure 2-2: Installation PV avec injection totale de l'énergie produite

2.2. DESCRIPTION D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE CONNEXE AU RESEAU

Un système PV connecté au réseau est constitué des éléments suivants [14] [15] :

- Un générateur photovoltaïque (modules ou panneaux solaires),
- Un ou plusieurs coffrets de raccordement,
- Une armoire DC pour le raccordement et la protection du générateur et de

- l'onduleur,
- Divers câbles pour la connexion des éléments du système,
- Un ou plusieurs onduleurs (convertisseurs DC/AC),
- Une armoire AC avec mesure et gestion de l'énergie produite, et divers éléments de protection.

2.2.1. Le générateur photovoltaïque

A cause de la trop faible puissance que fournit une cellule PV, les photopiles ne sont généralement pas vendues seules mais associées en série ou en parallèle, formant ainsi un module PV de plus grande puissance. Ces modules peuvent être associés électriquement et constituer un panneau PV. L'association de panneaux PV forme un champ photovoltaïque. Un générateur photovoltaïque (GPV) peut désigner une cellule, un module, un panneau ou un champ photovoltaïque.

Pour les systèmes PV connectés au réseau le générateur photovoltaïque est formé par l'association électrique de modules PV. Le choix de la technologie dépend des critères d'installation. Sachant que le silicium multicristallin présente le meilleur rapport entre le rendement et le coût d'investissement, la technologie monocristalline est adaptée pour les espaces restreints et la filière à couche mince convient pour les installations intégrées aux bâtis.

Il faut choisir des modules issus du même lot pour installer des modules similaires et diminuer le plus possible les pertes par dépareillement.

Le module photovoltaïque

Les modules commercialisés sont généralement constitués de cellules solaires en série pour avoir une tension de sortie mieux adaptée aux applications désirées. La plupart des modules standards sont composés de 36 ou 72 cellules en série apportant respectivement des tensions nominales de 12 et 24V. Le courant fourni dépend de la taille des cellules et de leur rendement.

Pour protéger les cellules de l'environnement extérieur, on les encapsule dans une enveloppe supérieure et inférieure. La face avant est protégée par du verre et la face arrière par un matériau composite (tedlar/milar), le tout formant ainsi un laminé. On ajoute à ce laminé un cadre en aluminium lui apportant une bonne rigidité et facilitant la fixation du

module. Les modules PV sont les composants les plus fiables d'un système photovoltaïque.

Notion de puissance crête

La puissance crête d'un générateur photovoltaïque est la puissance maximum que peut fournir ce générateur dans les conditions standards, c'est-à-dire une irradiance de 1000W/m² dans le spectre AM 1,5 et une température au niveau des cellules de 25°C.

Augmentation de la puissance

Le but d'associer des cellules PV et d'obtenir une tension, un courant et une puissance désirés. L'association de cellules en série forme des branches qui sont associées entre eux en parallèle. L'association en série permet d'augmenter la tension du générateur tandis que l'association des branches en parallèle permet d'augmenter le courant total.

Le générateur ainsi formé aura une tension nominale égale à la tension d'une branche, c'est-à-dire égale à la somme des tensions des cellules qui la constituent. Le courant nominal du générateur sera égal à la somme des courants de chaque branche. Le courant d'une branche étant égal au courant fournit par une cellule de cette branche.

En d'autres termes la tension et le courant d'un GPV constitué de N_p branches en parallèle, elles-mêmes formées par N_s cellules en série, sont respectivement exprimés par les formules (2-1) et (2-2) :

$$V_{GPV} = N_s \cdot V_{CELL} \quad (2-1)$$

$$I_{GPV} = N_p \cdot I_{CELL} \quad (2-2)$$

Il en découle alors la formule de la puissance :

$$P_{GPV} = N_s \cdot V_{CELL} \cdot N_p \cdot I_{CELL} \quad (2-3)$$

Avec :

- V_{GPV} , I_{GPV} P_{GPV} : respectivement la tension, le courant et la puissance du générateur photovoltaïque.
- V_{CELL} , I_{CELL} : la tension et le courant d'une cellule.

Etant donné que le courant traversant les N_s cellules reste constant tout le long de la branche, les cellules connectées doivent être strictement identiques pour permettre un fonctionnement optimal du générateur. Cela implique que les cellules doivent être issues de la même technologie, avec test et classification selon leur rendement. Ces cellules doivent également être soumises aux mêmes conditions de fonctionnement en termes d'éclaircissement,

d'inclinaison, de température, de vieillissement etc.

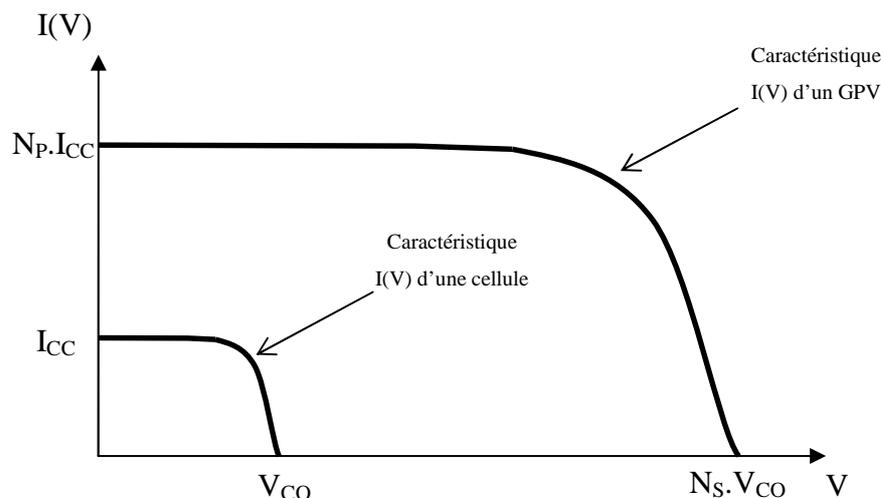


Figure 2-3 : Caractéristique $I(V)$ d'une cellule et d'un générateur composé de N_p branches en parallèle ayant chacune N_s cellules

Si ces conditions sont respectées, la courbe caractéristique $I(V)$ d'un générateur PV présente le même aspect que celle d'une photopile (figure 2-3). On peut considérer qu'un ensemble de cellules est assimilable à une cellule unique de plus grande puissance. Les paramètres électriques (facteur de forme, MPP etc.) ainsi que les observations attribuées à une cellule peuvent être portées à un générateur et vice versa.

Influence de l'éclairement

Le courant produit est directement proportionnel à l'éclairement, comme l'illustre la figure (2-4). L'augmentation de l'éclairement implique une nette augmentation du courant de court-circuit. La tension est, quant à elle, proportionnelle au logarithme de l'éclairement ce qui explique la faible variation de la tension en circuit ouvert en fonction de l'irradiance.

Influence de la température

La figure (2-5) montre l'effet de la température sur la capacité de production d'un module au silicium cristallin. On observe une légère augmentation du photocourant, de l'ordre de 0,1% par degré Kelvin, due à la diminution de la bande interdite du semi-conducteur.

On remarque surtout une forte diminution de la tension en circuit ouvert de $-2,2\text{mV}/^\circ\text{K}$ par cellule, soit une variation de $-0,4\%/^\circ\text{K}$, à cause de l'augmentation du courant direct de diode.

Il en résulte que la température agit négativement sur la puissance d'un module, en la

faisant baisser d'un facteur de $-0,35\%/^{\circ}\text{K}$ et en déplaçant le point de puissance maximum.

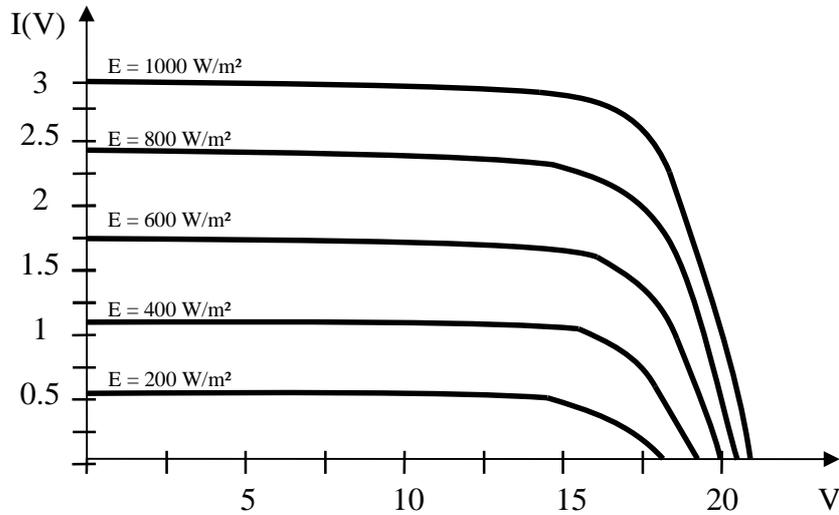


Figure 2-4 : Courbe caractéristique I(V) d'un module PV sous différentes valeurs de rayonnement

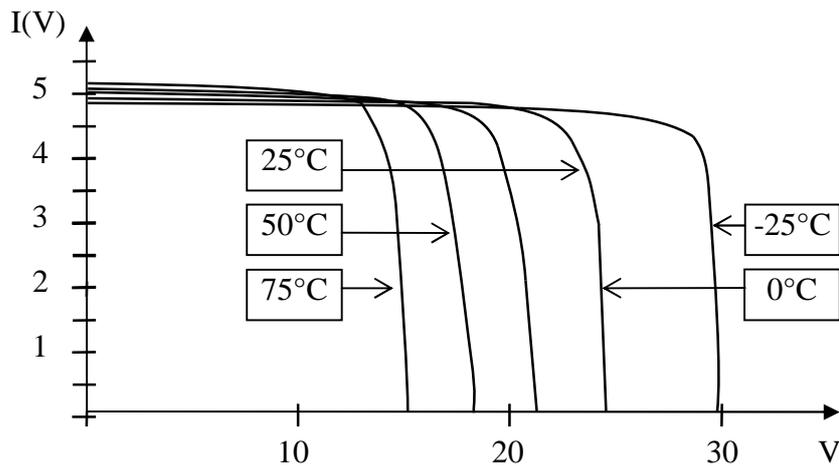


Figure 2-5 : Influence de la température sur la caractéristique I(V) d'un module.

Protection contre le phénomène d'ombrage

Diode de by-pass : lorsque l'éclairement d'un groupe en série de N_S cellules n'est pas homogène, la cellule occultée ne fonctionne plus en génératrice mais en réceptrice de courant, et subit alors la tension des $(N_S - 1)$ autres cellules pouvant dépasser les 30V, soit la tension de claquage. La dissipation thermique de la puissance reçue par la photopile peut entraîner des dégâts irréversibles sur la cellule (apparition de points chauds ou *hot spots* en anglais) et dégrader définitivement les performances du module tout entier.

Pour remédier à cela, on place une diode dite de by-pass en parallèle à chaque groupement de cellules. Cette diode va shunter ce sous-réseau et empêcher la dissipation thermique de la photopile occultée. La diode de by-pass doit pouvoir supporter le courant de

court-circuit et la tension en circuit ouvert du groupement de cellules à protéger. L'idéal est d'avoir une diode de by-pass pour chaque cellule, mais le meilleur compromis est de disposer une diode pour chaque groupement série de 18 cellules (figures 2-6 et 2-7).

Diode d'anti-retour : lors d'une association en parallèle de plusieurs branches de cellules, il arrive que les branches éclairées débitent sur les branches occultées. Pour cela on place en série une diode d'anti-retour qui déconnecte la branche occultée lorsqu'elle est traversée par un courant inverse. Cette protection est indispensable lorsque la charge du générateur est une batterie. Dans le cas contraire la batterie se déchargerait à travers le GPV pendant la nuit. La diode anti-retour possède une tension de seuil non négligeable (0,6V), il est donc préférable de n'en disposer qu'une par branche.

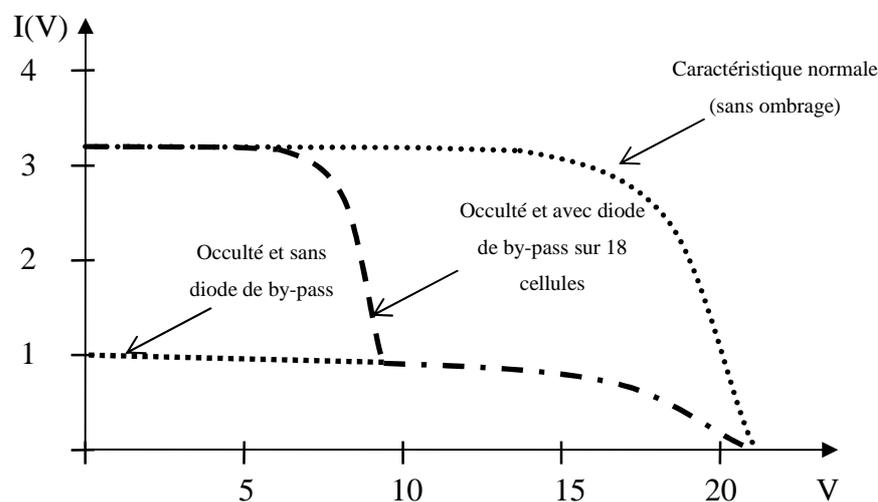


Figure 2-6 : Caractéristique I(V) d'un module dans le cas d'un ombrage partiel.

2.2.2. Les coffrets de raccordement et l'armoire DC

Comme nous l'avons vu dans la section précédente, une branche est une mise en série de plusieurs modules photovoltaïques. Lorsque plusieurs branches sont associées en parallèle, les diodes d'anti-retour sont nécessaires afin d'offrir une protection en cas d'occultation d'un module. On peut ajouter à cela des fusibles de branche pour prémunir le système des courts-circuits, ainsi que des disjoncteurs en cas d'intervention sur un module. Tous ces éléments sont réunis dans les coffrets de raccordement.

L'armoire DC quant à elle, assure la protection du générateur PV contre les surtensions, et isole celui-ci de l'onduleur. Elle est constituée d'un contacteur principal, de fusibles et/ou de varistances.

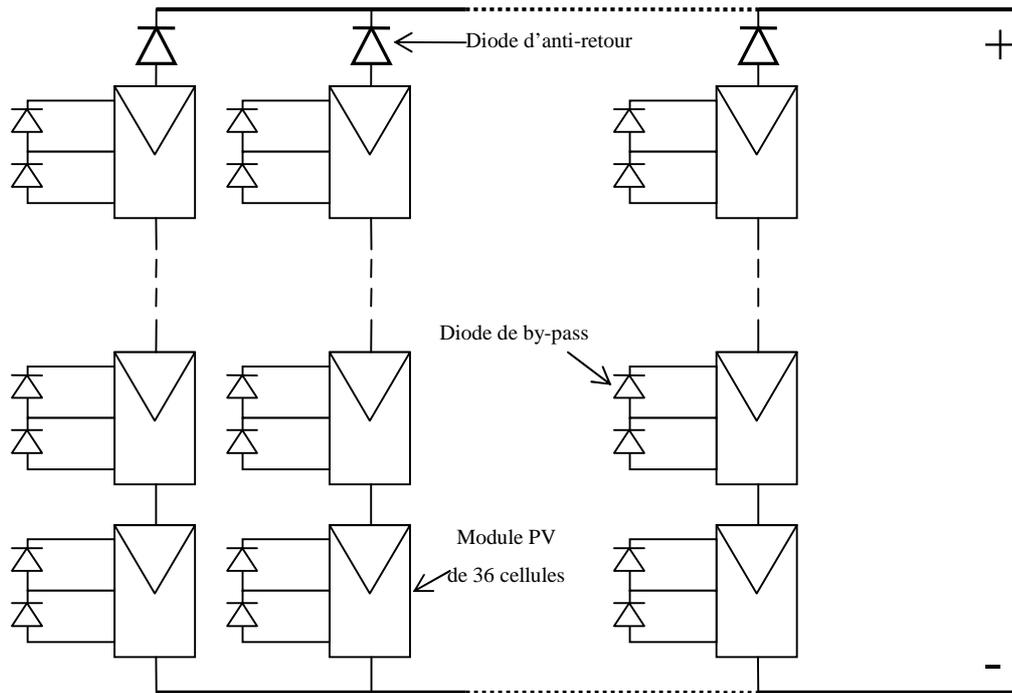


Figure 2-7 : Protection des modules PV à l'aide de diodes by-pass et anti-retour.

2.2.3. Câblages et raccordements

Il est nécessaire d'utiliser des câbles spécifiques pour répondre aux critères exigés pour chaque application. On peut distinguer dans un système PV connecté au réseau les câbles de modules, le câble DC principal et le câble de connexion AC. Ces câbles doivent parcourir le plus court itinéraire possible afin de diminuer les pertes dues à la chute de tension.

Les câbles de modules assurent la connexion entre le générateur PV et l'armoire de jonctions DC. Ils sont généralement à usage externe et doivent supporter le froid, la chaleur et les rayons ultraviolets. Les câbles de qualité solaire garantissent leur fonctionnement sous une température allant de -55°C à 125°C . Afin d'éviter des problèmes de court-circuit et de défaut de terre, les pôles positif et négatif des modules ne doivent pas être conduit dans un même câble, mais dans deux câbles à un fil.

Le câble DC principal raccorde l'armoire DC à l'onduleur. Ce câble, généralement utilisé en intérieur, est soumis à de moindres risques et contraintes. On peut donc utiliser un câble à plusieurs fils avec isolation en PVC.

Le câble de connexion AC assure la liaison entre l'onduleur et le réseau électrique, à travers un étage de protection. Pour les onduleurs triphasés, le raccordement avec le réseau se fait à l'aide de câbles à 5 fils, tandis que pour les onduleurs monophasés, on utilise des câbles

à trois fils.

2.2.4. L'onduleur

Un onduleur est un dispositif électronique dont le rôle principal est la conversion du courant continu en un courant alternatif usuel 230 V / 50Hz. La partie centrale d'un onduleur est constituée d'interrupteurs statiques montés en pont. Ces interrupteurs peuvent être des thyristors ou des transistors de puissance MOSFET ou IGBT (figures 2-8 et 2-9).

Selon la nature de la source d'entrée (source de tension ou source de courant), on distingue les onduleurs de tension ou de courant. La technologie la plus maîtrisée est celle des onduleurs de tension, ce type d'onduleur est donc le plus répandu.

Les onduleurs sont utilisés dans diverses applications, notamment [16] :

- Pour faire varier la vitesse des moteurs triphasés, l'onduleur fournit alors des tensions et des courants de fréquences variables, la vitesse de rotation du moteur dépendant de la fréquence des courants qui le traversent.
- Pour fournir une tension de fréquence et d'amplitude fixe, afin de se substituer au réseau dans le cas d'une défaillance de celui-ci. L'onduleur convertit alors l'énergie électrique continue provenant de batteries en une énergie alternative d'amplitude et de fréquence identique à celles du réseau.

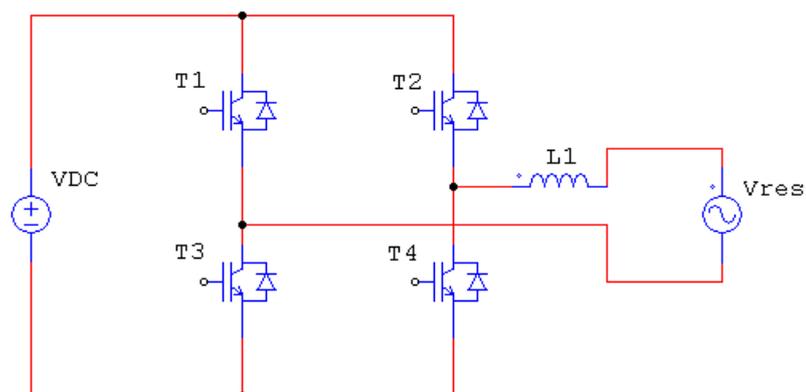


Figure 2-8 : Onduleur monophasé

L'onduleur photovoltaïque destiné à la connexion au réseau se distingue des autres onduleurs par certaines spécificités : d'une part, il doit chercher le point de puissance maximale (MPP) du générateur PV, d'autre part, il doit injecter un courant sinusoïdal

conforme aux normes requises par le réseau. Enfin l'onduleur doit pouvoir garantir une surveillance de l'état du réseau et pouvoir se déconnecter en cas de défaillance de celui-ci.

2.2.5. L'armoire AC

Cette armoire, placée à proximité de l'onduleur, est constituée essentiellement d'un disjoncteur AC ainsi que d'autres éléments tels que des fusibles et des protections de ligne pour protéger le système PV du réseau en cas de surcharge, de court-circuit ou de courant de fuite.

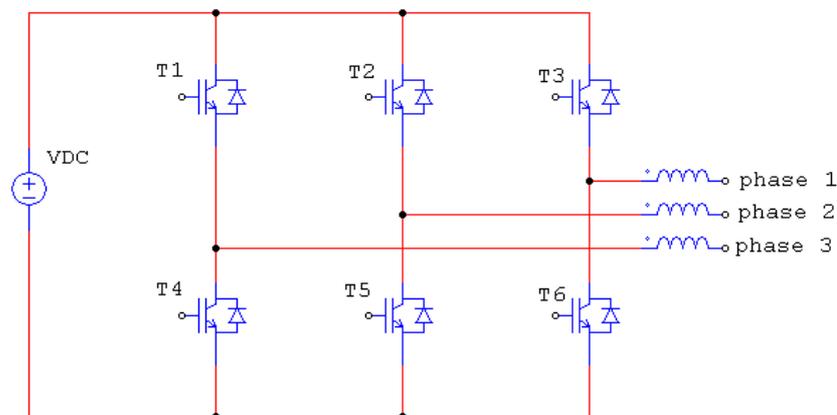


Figure 2-9 : Onduleur triphasé

2.3. INFLUENCE DES SYSTEMES PV SUR LE RESEAU ELECTRIQUE

Un système PV injecte un courant électrique au réseau de distribution publique. Dans le cas d'une importante concentration d'installations photovoltaïques connectées, cette injection de courant peut avoir un impact sur la qualité du réseau. Les principaux problèmes générés sont expliqués dans cette partie.

2.3.1. Augmentation du niveau de tension

L'injection d'un courant dans le réseau provoque une augmentation locale de la tension. Cette augmentation dépend du courant injecté et de l'impédance du réseau.

Les lignes électriques du réseau de distribution sont dimensionnées pour un sens unique du flux d'énergie (des centrales de production vers le consommateur). Pour une ligne dépourvue de générateur décentralisé, la tension à la sortie du transformateur de distribution est légèrement supérieure à la tension nominale afin de compenser la chute de tension en fin de ligne (figure 2-10). Lorsque plusieurs systèmes PV sont raccordés à une ligne du réseau électrique et que la production photovoltaïque surpasse la consommation, un flux d'énergie

important dirigé en sens inverse peut causer des surtensions et engendrer d'importantes dégradations du réseau [17].

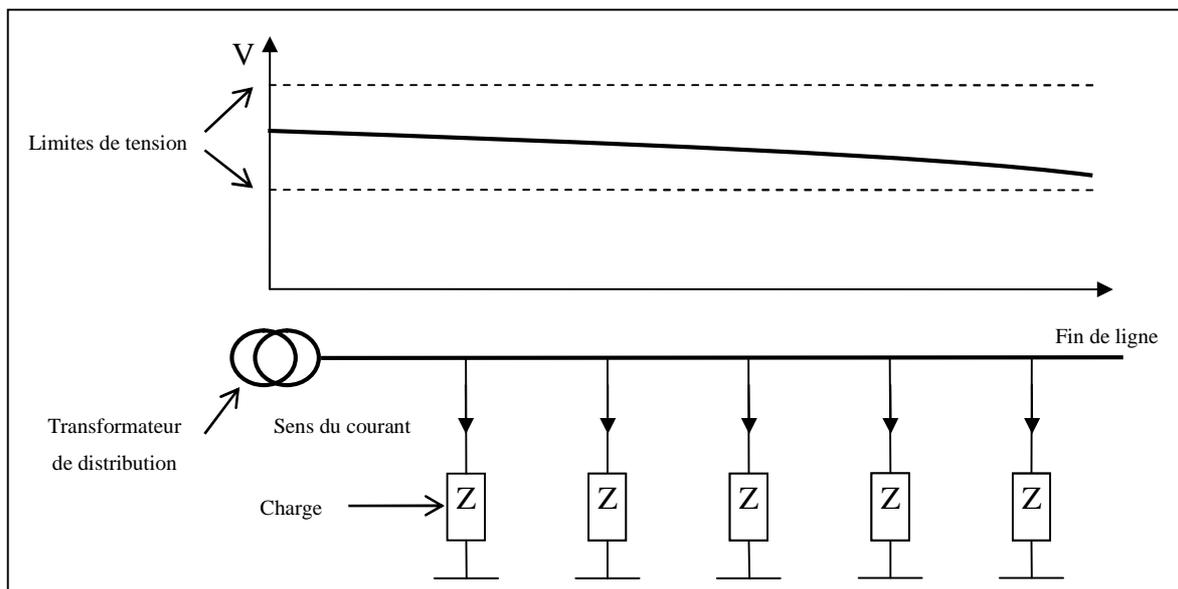


Figure 2-10 : Evolution de la tension de ligne dans le cas d'un flux énergétique unidirectionnel

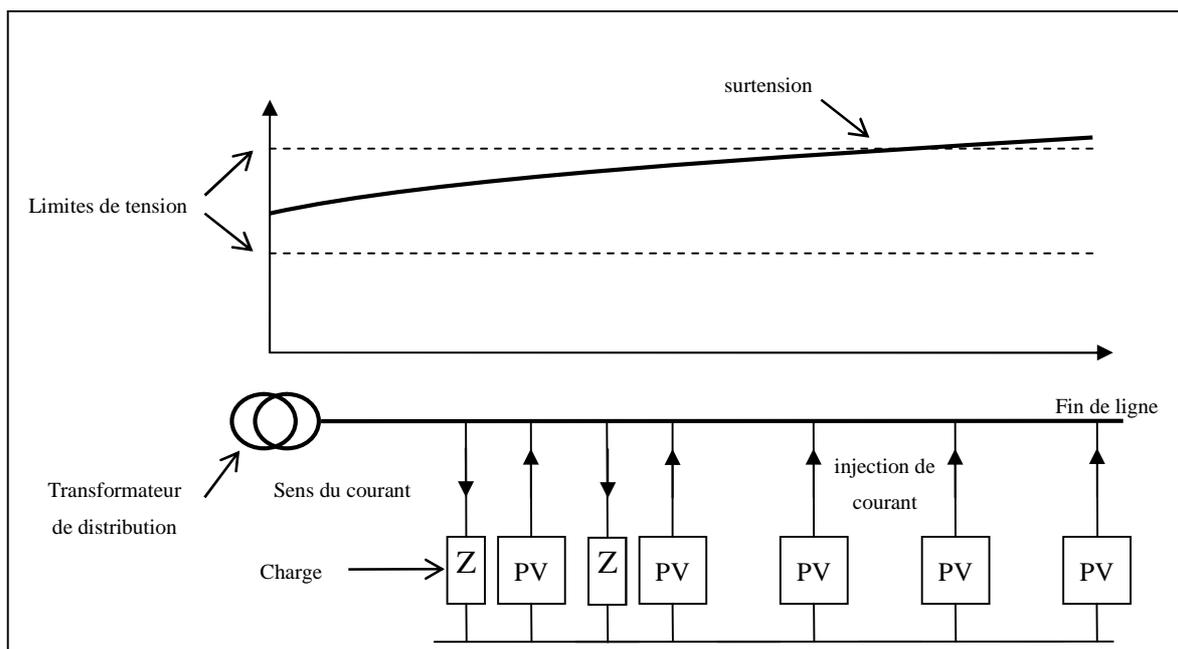


Figure 2-11 : Elévation de la tension de ligne dans le cas d'un flux énergétique bidirectionnel

Ce phénomène représente le principal impact des installations photovoltaïques sur le réseau de distribution BT. Ce problème peut être pris en charge de différentes façons :

- Utilisation d'un système de stockage associé au système PV, permettant ainsi de coïncider la production d'énergie photovoltaïque à la consommation. Cette méthode est pour l'instant interdite dans de nombreux pays par crainte de fraude,

due à la différence entre les tarifs d'achat et les tarifs de vente (il est interdit de stocker de l'énergie électrique à bas coût pour la revendre plus chère). Cette méthode est envisageable dans le cas d'une forte implantation des énergies renouvelables dans le mix électrique, où les tarifs d'achat et de vente seraient alors identiques quelque soit la source d'énergie [17].

- Limitation du nombre d'utilisateurs ou de la puissance totale injectée en début de ligne.
- Réglage de la tension en début de ligne à un niveau plus faible en prenant en compte la présence d'installations photovoltaïques. Cette méthode présente l'inconvénient d'être moins tolérante aux chutes de tension sur tout le long de la ligne [18].
- Utilisation de systèmes de conditionnement de la puissance qui diminuent la puissance de sortie lorsque la tension au point d'injection devient trop élevée, comme cela est le cas au Japon. La diminution de la puissance de sortie est effectuée en déplaçant le point de fonctionnement du GPV vers la tension en circuit ouvert afin de baisser le courant de sortie et de s'éloigner du point de puissance maximale [19].
- Utilisation d'onduleurs permettant d'adapter la puissance réactive au problème de tension. L'efficacité de cette méthode dépend sensiblement du rapport entre la résistance et la réactance de la ligne de distribution électrique. Si la résistance est nettement plus élevée que la réactance, la puissance réactive doit être forte pour maintenir la tension du réseau à une valeur admissible. Le facteur de puissance d'une ligne électrique sera dégradé si toutes les installations PV de cette ligne y injectent une forte puissance réactive [20].

2.3.2. Harmoniques de courant

Une harmonique est une composante sinusoïdale d'un signal périodique, dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale. Les harmoniques présentes dans le réseau électrique sont générées par des dispositifs électroniques non-linéaires et causent des perturbations permanentes sur la forme d'onde du courant ou de la tension du réseau. Les conséquences de ces perturbations se traduisent par des dysfonctionnements des équipements électriques, comme des erreurs de mesure sur les compteurs d'énergie, des disjonctions indésirables, des instabilités pour la détection du passage à zéro etc. On peut ajouter à cela des

problèmes d'échauffement des câbles électriques, d'interférence dans les communications, d'apparitions de tensions et de courants excessifs dus à la résonance série ou parallèle [21].

Les onduleurs connectés au réseau sont des dispositifs électroniques non-linéaires et sont donc susceptibles d'injecter des harmoniques dans le réseau. D'un autre côté, les interrupteurs statiques qui composent ces onduleurs sont eux-mêmes sensibles aux harmoniques et pourraient mal fonctionner à cause des distorsions de la tension [22].

Les charges non-linéaires comme les téléviseurs et les ordinateurs, largement plus nombreux, génèrent bien plus d'harmoniques de courant que les systèmes PV. Néanmoins, la génération d'harmoniques par les onduleurs PV doit être prise en compte. En effet, les onduleurs opérant à puissance réduite ne fournissent pas la même qualité de courant qu'à la puissance nominale.

La figure (2-12) montre la variation du taux de distorsion harmonique en fonction du rapport de puissance de l'onduleur [18].

Le taux de distorsion harmonique (THD) est une mesure de la proportionnalité entre la composante fondamentale et la somme du reste des composantes harmoniques. Ceci est exprimé par :

$$THD = \frac{\sqrt{I_s^2 + I_{s1}^2}}{I_{s1}} \quad (2-4)$$

Avec : I_s le courant total, I_{s1} le fondamental du courant [21].

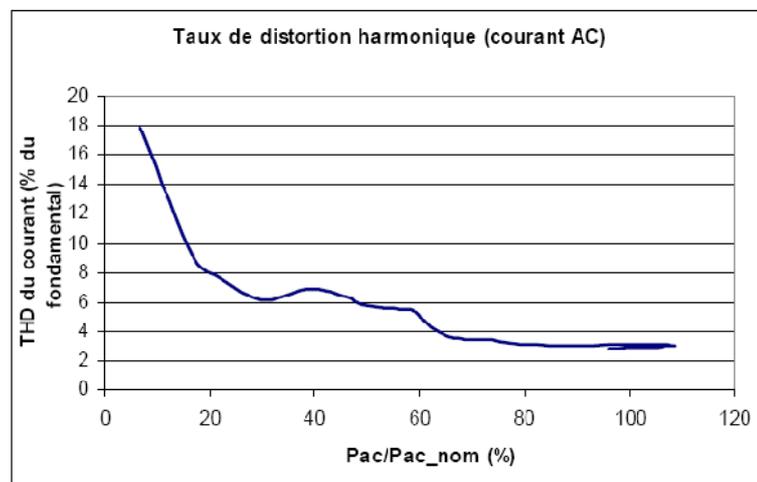


Figure 2-12 : Exemple de THD pour un onduleur type du marché

Une étude réalisée sur quatre sites [23] montre qu'une forte densité d'onduleurs connectés au réseau n'apportait pas plus d'harmoniques sur le réseau, sauf dans le cas où les onduleurs avaient un condensateur d'entrée élevé qui, associé à l'impédance de la ligne, entrainait en résonance sur certaines harmoniques. La réduction de la capacité de ces condensateurs a résolu le problème.

2.3.3. *Injection de courant continu*

L'injection d'un courant continu vers le réseau peut avoir des effets néfastes sur le réseau électrique, notamment [22] [24] :

- La perturbation des dispositifs de coupure différentiels,
- Le dysfonctionnement des compteurs d'énergie,
- La saturation des transformateurs de distribution,
- Le raccourcissement de la durée de vie des composants du réseau,
- L'augmentation du taux de distorsion harmonique.

Une étude réalisée en Espagne [25], s'est intéressée à l'injection de courant continu d'une douzaine d'onduleurs du marché européen en distinguant les onduleurs sans transformateur, les onduleurs avec transformateur basse fréquence et les onduleurs avec transformateur haute fréquence. Elle montre que tous injectent une composante continue dans le réseau, y compris les onduleurs avec transformateur 50 Hz (même si le niveau d'injection est notablement plus faible) [18].

2.4. PHENOMENE D'ÎLOTAGE

L'îlotage, ou *islanding* est un phénomène qui apparaît lorsqu'une partie du réseau électrique, séparée du réseau amont, n'est plus alimentée par les centrales de production mais uniquement par les générateurs décentralisés et ce, durant 5 secondes ou plus (figure 2-13) [26]. Si l'îlotage est maintenu, les problèmes qui concernent la maintenance et la sécurité des personnes augmentent. De plus, lorsque la connexion de l'îlot avec le reste du réseau se rétablit, il peut y avoir des dommages sur des équipements électriques dus à la différence de phase, d'amplitude et de fréquence entre la tension de l'îlot et celle du reste du réseau électrique [27].

Différentes méthodes sont utilisées pour la détection de l'îlotage. Elles peuvent être

classées en deux groupes : les méthodes passives et les méthodes actives.

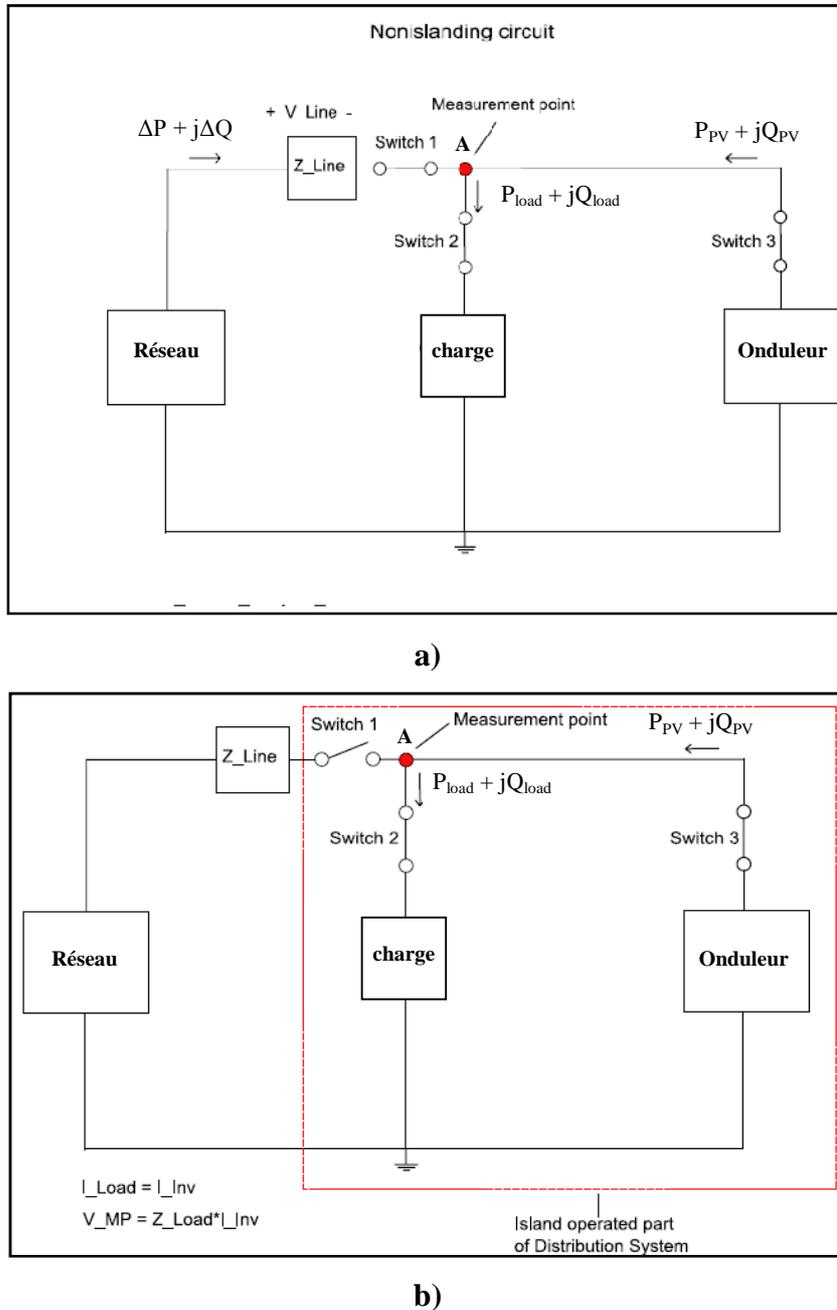


Figure 2-13 : Circuit sans îlot (a) et avec îlot (b)

2.4.1. Les méthodes de détection passives

Les méthodes passives de détection d’islanding se basent sur la mesure et la surveillance des paramètres du réseau. Ces paramètres sont la tension, la fréquence et la phase. Etant donné que l’onduleur doit déjà effectuer ces mesures pour injecter du courant dans le réseau, l’ajout d’un détecteur d’îlotage passif demande peu d’équipements supplémentaires et n’affecte que très peu le coût de l’onduleur. L’autre intérêt de ces méthodes est qu’elles n’ont

pas d'impacts sur le réseau (contrairement aux méthodes actives).

Méthodes de détection par la tension et la fréquence :

Tous les onduleurs connectés au réseau doivent avoir des méthodes de protection contre les surtensions, les sous-tensions, les sur-fréquences et les sous-fréquences. Cela empêche l'onduleur d'alimenter le réseau dans le cas où la tension ou la fréquence du réseau sort des limites prescrites. Ces méthodes ont pour intérêt de protéger les équipements électriques des consommateurs mais aussi pour détecter les cas d'îlotage [28].

Si on considère la configuration illustrée par la figure (2-13 a), où le réseau et l'onduleur fonctionnent normalement. Les puissances active et réactive fournies par l'onduleur, P_{PV} et Q_{PV} , partent de l'onduleur vers le nœud A (le point de raccordement entre le réseau et l'onduleur). Les puissances active et réactive consommées par la charge, P_{load} et Q_{load} , partent du nœud A vers la charge. La somme des puissances au nœud A nous donne :

$$\Delta P = P_{load} - P_{PV} \quad (2-5)$$

$$\Delta Q = Q_{load} - Q_{PV} \quad (2-6)$$

ΔP et ΔQ sont respectivement la puissance active et la puissance réactive fournies par le réseau électrique. Généralement les onduleurs injectent un courant en phase avec la tension du réseau, ce qui conduit à une injection de la puissance réactive quasi-nulle (le facteur de puissance est proche de l'unité). Dans ce cas, $Q_{PV} = 0$ et $\Delta Q = Q_{load}$.

Le comportement du système au moment de la déconnexion du réseau va dépendre de la valeur de ΔP et ΔQ au moment qui précède la séparation entre l'îlot et le reste du réseau (à l'ouverture de l'interrupteur *switch1*).

- Si $\Delta P > 0$, la production photovoltaïque est inférieure à la consommation, l'îlotage causera une chute de tension au point A. L'onduleur détectera la sous-tension et se déconnectera.
- Si $\Delta P < 0$, la production photovoltaïque est supérieure à la consommation, l'îlotage causera une augmentation de la tension au point A. L'onduleur détectera la surtension et se déconnectera.

Si ΔQ est non nul, l'îlotage provoquera un déphasage brusque au niveau de la tension au nœud A (V_A). Le système de commande de l'onduleur va varier la fréquence de son courant

de sortie afin de mettre celui-ci en phase avec la tension V_A . Cela entrainera une variation de la fréquence de V_A qui sera détectée par l'onduleur.

L'inconvénient de cette méthode est que les limites de tensions et de fréquences admissibles sont assez larges pour que les onduleurs aient une certaine tolérance envers les variations normales de la tension et de la fréquence du réseau. On peut déduire que l'îlotage ne sera pas détecté dans le cas d'un équilibre entre la production photovoltaïque et la consommation des charges (les variations de la tension et de la fréquence seraient trop faibles). On dit que la zone de non détection est large.

Détection du saut de phase :

Lorsque l'îlot se déconnecte du réseau, la tension au point de connexion, auparavant imposée par le réseau, se trouve dépendante du courant de l'onduleur et de l'impédance de la charge. Ce changement brusque provoque un déphasage rapide de la tension au point de connexion (figure 2-14) [28]. Si ce saut de phase dépasse un certain seuil, l'îlotage sera détecté et l'onduleur se déconnectera.

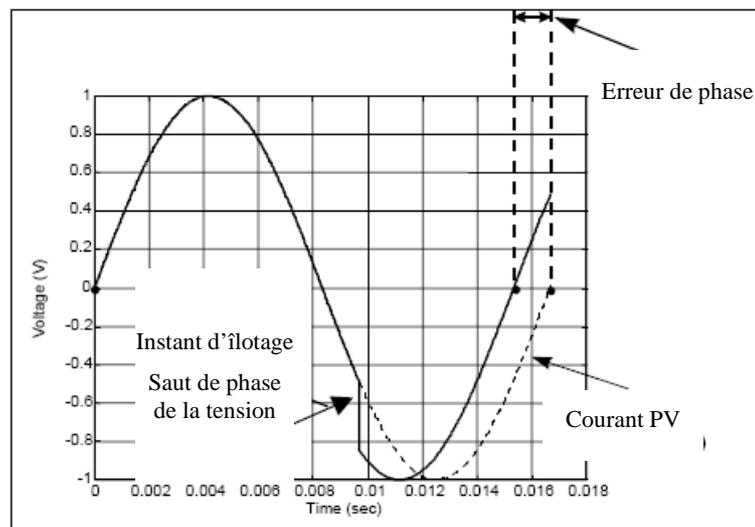


Figure 2-14 : Saut de phase de la tension à l'instant d'îlotage

L'inconvénient de cette méthode est qu'il est difficile de choisir un seuil permettant de détecter efficacement les îlotages sans causer de déconnexions intempestives. La mise en marche de certaines charges, particulièrement les moteurs, provoque aussi des sauts de phase significatifs, qui pourraient être interprétés comme des îlotages.

2.4.2. Les méthodes de détection actives

Les méthodes passives décrites plus haut sont peu efficaces lorsqu'il y a un équilibre entre la production d'énergie décentralisée et la consommation des charges de l'îlot. Les méthodes actives ne sont pas sensibles à cette situation.

Les onduleurs équipés de méthodes actives pour la détection d'islanding introduisent volontairement des perturbations au point de raccordement, puis vérifie si le réseau, avec sa tension, sa fréquence et son impédance stables, est toujours connecté. Si la faible perturbation introduite est capable d'affecter les paramètres de la charge, l'onduleur se déconnecte [29].

Mesure de l'impédance

Cette méthode consiste à injecter un pic de courant au point de connexion (figure 2-15) puis à mesurer la variation de l'impédance selon la formule suivante :

$$\frac{dZ}{dt} = \frac{\frac{dV_A}{dI_{PV}}}{dt} \quad (2-7)$$

Où

V_A : tension au point de raccordement de l'onduleur

I_{PV} : courant injecté par l'onduleur

Z : impédance du circuit.

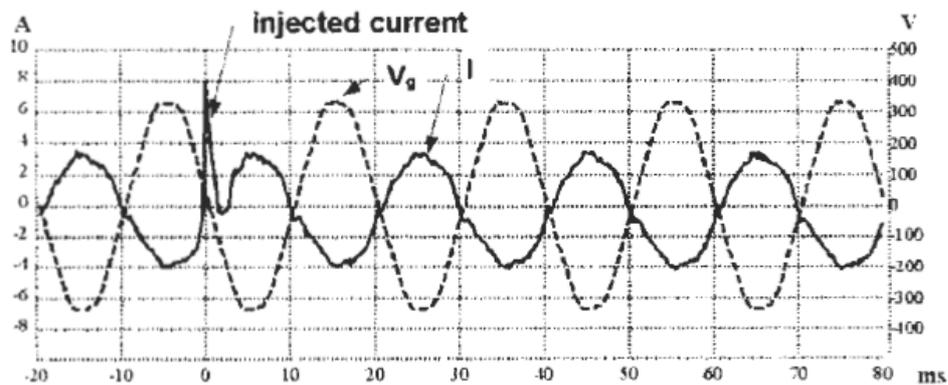


Figure 2-15 : Injection d'un pic de courant dans la méthode active de mesure d'impédance

En absence du réseau, la perturbation du courant impliquera une perturbation notable de la tension au point de connexion, permettant ainsi de détecter l'islanding.

Mesure de l'impédance à une fréquence spécifique

Dans cette méthode, la perturbation intentionnelle est représentée par une harmonique de

courant, de fréquence spécifique. Si le réseau est déconnecté, la charge générera une harmonique de tension à la fréquence de la perturbation et sera détectée par l'onduleur.

Inconvénients des méthodes de détection actives

Les méthodes actives posent plusieurs problèmes. Dans le cas d'une forte concentration d'onduleurs connectés, les perturbations injectées dans le réseau causent une dégradation de la qualité du courant (présence d'harmoniques), particulièrement lorsque les onduleurs sont de même types, et que les perturbations sont synchrones. Dans ce cas, les perturbations s'additionnent et peuvent causer des déconnexions intempestives. Dans le cas contraire, les perturbations ont tendance à s'atténuer ce qui rabaisse l'efficacité de la détection.

Il faut ajouter à cela, qu'une étude effectuée en Hollande démontre que la probabilité d'un équilibre entre la production d'énergie décentralisée et la consommation de cette énergie par les charges est minime (inférieure à 10^{-5}), et que la probabilité d'un îlotage (d'une durée de 5 secondes ou plus) en utilisant uniquement les méthode passives est pratiquement zéro [30]. L'utilisation des méthodes actives n'est donc pas justifiée.

2.5. CONCLUSION

La forte croissance du marché du photovoltaïque est due essentiellement aux politiques de différents pays visant à favoriser les installations de systèmes PV connectés au réseau. Ces systèmes permettent de produire et de vendre de l'énergie électrique d'origine solaire, et d'en récolter les bénéfices après un retour sur l'investissement de plusieurs années.

Une forte concentration de systèmes photovoltaïques connectés au réseau peut avoir des effets néfastes sur le réseau de distribution électrique. Il est donc impératif que ses systèmes répondent aux normes requises pour la connexion au réseau.

L'onduleur est l'élément critique d'un système PV connecté au réseau. Il a pour rôle principal de convertir l'énergie continue du générateur photovoltaïque en une énergie alternative adaptée aux normes du réseau (en termes de taux de distorsion des harmoniques, d'injection de courant continu, de facteur de puissance etc.).

Dans le but de protéger les équipements électriques, mais aussi pour détecter l'apparition d'un îlot, l'onduleur doit surveiller les paramètres électriques du réseau, et pouvoir se déconnecter si celui-ci est défaillant.

Nous allons parler dans le chapitre suivant des différentes configurations existantes d'un onduleur dans le but de satisfaire à la fois les critères de l'utilisateur et les normes du réseau de distribution électrique.

Chapitre 3.

CARACTERISTIQUES DES ONDULEURS CONNECTES AU RESEAU

3.1. INTRODUCTION

L'onduleur est l'élément clé d'une installation photovoltaïque connecté au réseau. Son rôle est de conditionner la puissance fournit par le générateur photovoltaïque et de l'adapter aux impératifs techniques du réseau tout en garantissant la sécurité des équipements électriques de l'installation.

L'onduleur s'occupe d'abord de la recherche du point de puissance maximale en adaptant son impédance d'entrée afin d'optimiser la puissance de sortie du générateur. Il doit ensuite convertir l'énergie de type continue provenant du générateur en une énergie de type alternative, conforme aux normes imposées par le réseau de distribution électriques, notamment :

- Une injection de courant continu dans le réseau quasi-nulle,
- Un faible taux de distorsion des harmoniques,
- Un facteur de puissance proche de l'unité,
- Un découplage automatique lors d'une défaillance du réseau,

En plus de tous ces critères l'onduleur doit être adapté au générateur, en fonction de sa puissance nominale et de son architecture.

3.2. PUISSANCE NOMINALE

Les onduleurs pour la connexion au réseau ont une puissance nominale allant de 100W à plusieurs centaines de kilowatts. Ils fonctionnent généralement en 230V monophasé, pour des

puissances inférieures à 3,3 kW, et en triphasé basse ou moyenne tension, pour des puissances supérieures. L'injection de courant en triphasé permet de réduire les pertes dans les câbles dues aux chutes de tension. Un onduleur triphasé doit assurer le mieux possible l'équilibre entre les phases.

3.3. ARCHITECTURE DU SYSTEME CONNEXE AU RESEAU

Le type d'onduleur choisi doit être adapté à l'architecture du système PV désiré. Il existe ainsi trois configurations possibles pour l'installation d'un système PV connecté au réseau [31] [32] :

Système avec onduleur central : ce concept est utilisé dans la plupart des installations de grande taille. Dans ce système, l'entière puissance fournie par le générateur PV est traitée par un onduleur central ou plusieurs onduleurs centraux fonctionnant en maître-esclave.

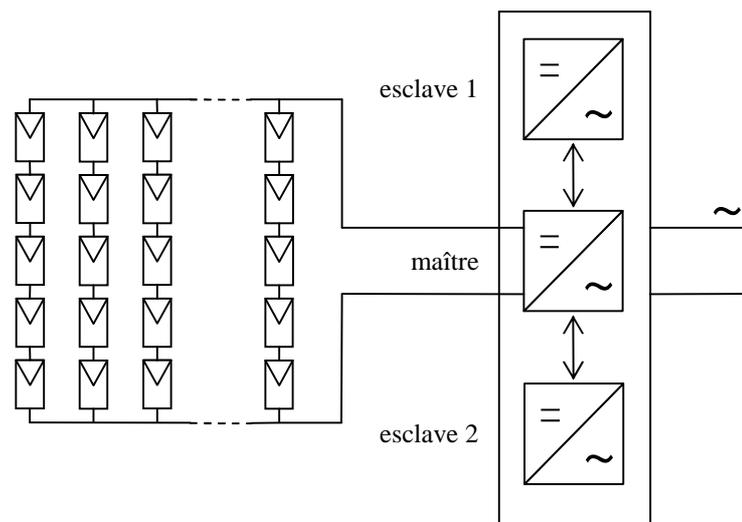


Figure 3-1 : Système PV avec onduleurs centraux en maître-esclave

Cette configuration permet une maintenance simple et est généralement appliquée pour des générateurs fournissant des tensions relativement élevées (supérieures à 120V), c'est-à-dire formés par de longues branches de modules connectés en série. L'utilité de cette méthode est la possibilité d'installer des câbles de liaison de faible section, sans avoir de pertes d'énergie importante par effet joule.

Le dimensionnement se fait en divisant la puissance maximale du générateur PV par le nombre d'onduleurs. L'onduleur maître opère seul lors de faibles éclaircissements. Lorsque l'éclaircissement s'accroît et que la puissance fournie par le GPV atteint la limite tolérée par

l'onduleur maître, un onduleur esclave se connecte et ainsi de suite. Afin d'équilibrer la durée de fonctionnement, chaque onduleur est désigné maître durant une certaine période, et ce, de façon cyclique.

L'avantage de ce concept est l'amélioration du rendement de conversion DC/AC, en particulier lors de faible éclairage, car chaque onduleur travaille dans une gamme de puissance où son rendement est le plus élevé. L'inconvénient, par rapport à l'onduleur unique, est une augmentation du coût d'investissement.

Système avec onduleurs de branche : souvent appliqué pour les systèmes de moyenne puissance (de 2 à 10 kW), ce concept est particulièrement adapté dans le cas où les branches de modules n'ont pas la même inclinaison ni le même risque d'ombrage. En effet, chaque onduleur est connecté à une branche et permet ainsi d'en extraire le maximum de puissance.

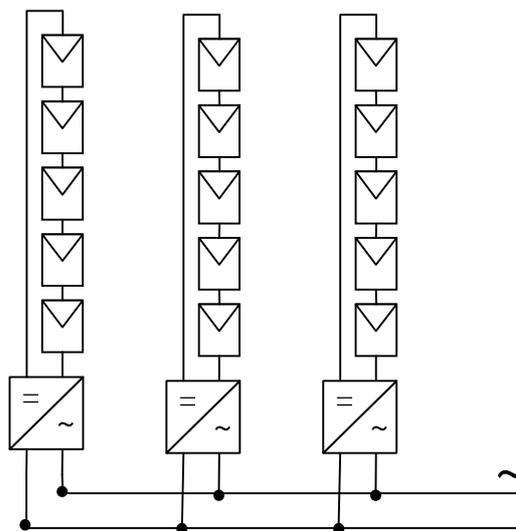


Figure 3-2 : Système PV avec onduleurs de branche

Les autres avantages de ce concept par rapport à l'onduleur central sont la simplification du câblage coté DC, ainsi qu'une perte de production amoindrie en cas de panne : si un onduleur est défectueux, seule une branche du générateur arrête de produire.

Système avec onduleurs distribués : dans ce cas, on associe chaque module à un onduleur de faible puissance. L'ensemble module-onduleur est aussi appelé module AC. Les avantages qu'apporte ce concept sont :

- une sensibilité réduite au phénomène d'ombrage car les onduleurs extraient la puissance maximale de chaque module,

- une extension du générateur plus facile, on peut ainsi ajouter ne serait-ce qu'un seul module au générateur.

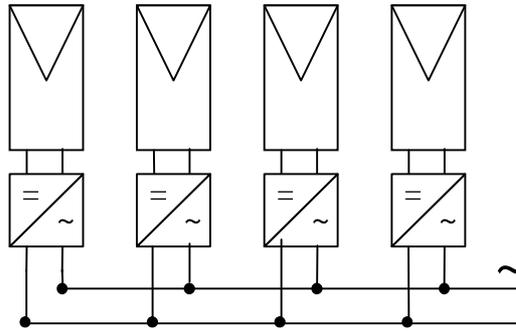


Figure 3-3 : Système PV avec onduleurs distribués

Ce type d'installation ne connaît pas un grand succès car ce n'est pas encore assez rentable. Une commercialisation de modules AC à grande échelle est nécessaire afin de baisser les coûts et de rendre ce concept compétitif (figure 3-3).

3.4. RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE

Etant donné que le générateur PV fournit des courants et des tensions variables, en fonction des conditions d'ensoleillement et de température ambiante (figure 3-4), une des fonctions principales de l'onduleur est la recherche du point de puissance maximale (en anglais MPPT pour maximum power point tracking).

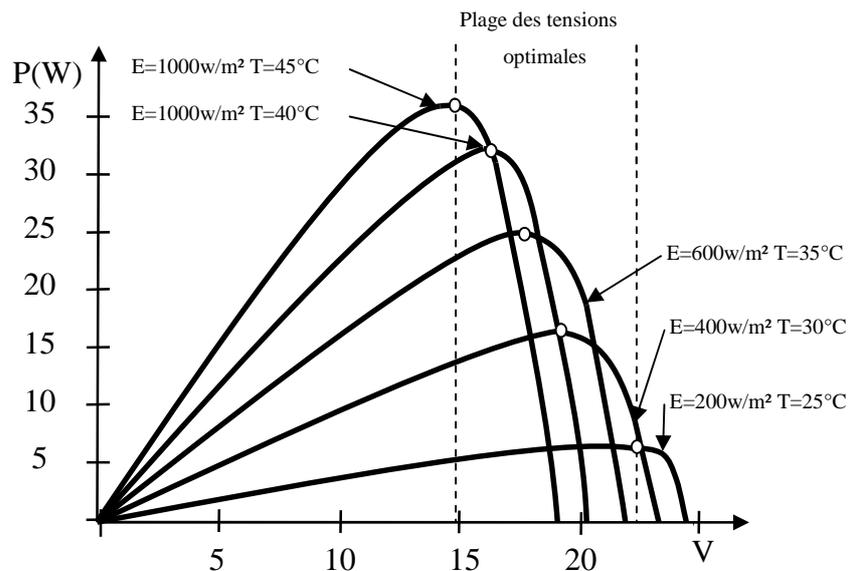


Figure 3-4 : Variation du point de puissance maximale en fonction de la température et de l'éclairement

L'onduleur dispose à son entrée d'un convertisseur DC/DC ayant pour tâche l'adaptation

de l'impédance d'entrée afin de placer le point de fonctionnement du générateur PV au point de puissance maximale.

Le convertisseur DC/DC est un hacheur de type buck, boost, flyback ou encore forward. La variation du point de fonctionnement est contrôlée par le rapport cyclique de la commande de l'interrupteur statique.

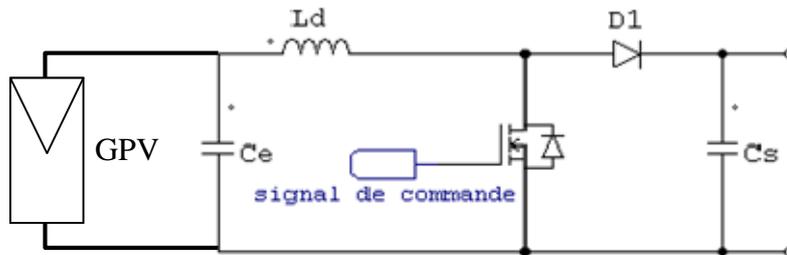


Figure 3-5 : Schéma du convertisseur boost.

Le rapport cyclique de la commande de l'interrupteur est contrôlé par un algorithme. Il existe environ une vingtaine de méthodes de recherche du point de puissance maximale, dont la rapidité et l'efficacité varient.

Les méthodes les plus couramment utilisées sont les méthodes de « hill-climbing » et « pertube and observe » (P&O). Ces deux méthodes se basent sur le même principe qui consiste à déplacer le point de fonctionnement du GPV et à analyser son comportement. Si la puissance fournie par le GPV augmente, on continue de déplacer le point de fonctionnement dans le même sens, sinon, on le déplace dans le sens inverse.

D'autres méthodes sont également appliquées notamment [14] [16] :

La méthode de la conductance incrémentale qui part sur le principe que la dérivée de la puissance par rapport à la tension est égale à zéro au point de puissance maximale (la courbe P(V) passe par un extrémum). L'expression de la puissance ainsi que sa dérivée par rapport à la tension sont données par les équations (3-1) et (3-2) :

$$P = V \cdot I \quad (3-1)$$

$$\frac{1}{v} \times \frac{dp}{dv} = \frac{i}{v} + \frac{di}{dv} \Rightarrow \frac{1}{v} \times \frac{\Delta p}{\Delta v} = \frac{i}{v} + \frac{\Delta i}{\Delta v} \quad (3-2)$$

$G = i/v$ représente la conductance et $\Delta G = \Delta i/\Delta v$ la conductance incrémentale

Il suffit donc de mesurer ΔG puis de la comparer à $-G$. Les 3 cas possibles sont :

- $\Delta G = -G$ le GPV fonctionne au point de puissance maximale.
- $\Delta G > -G$ le GPV fonctionne à gauche du point de puissance maximale.
- $\Delta G < -G$ le GPV fonctionne à droite du point de puissance maximale.

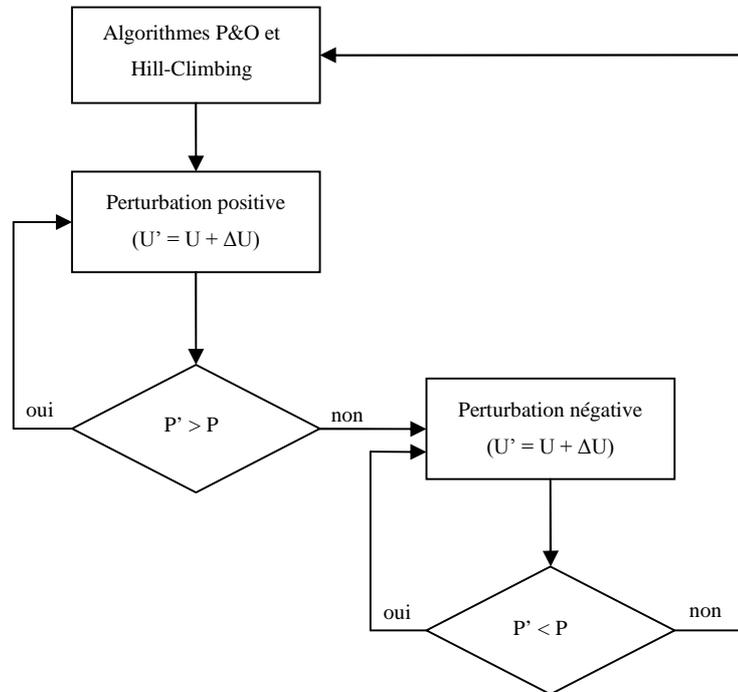


Figure 3-6 : Organigramme des commandes Hill-Climbing et P&O

La méthode de la tension en circuit ouvert fractionnaire qui consiste à définir la tension de fonctionnement du GPV en calculant sa tension en circuit ouvert à l'aide d'une cellule pilote, puis en utilisant la proportionnalité entre cette tension (V_{CO}) et la tension au MPP (V_{MPP}) (équation 3-3).

$$V_{MPP} = \alpha_V V_{CO} \quad (3-3)$$

Avec α_V la proportionnalité entre V_{CO} et V_{MPP} . Pour les cellules au silicium cristallin, α_V varie entre 0,75 et 0,78 en fonction de la température

La méthode du courant de court-circuit fractionnaire semblable à la méthode précédente à la différence que celle-ci se base sur la proportionnalité entre le courant de court-circuit et le courant au MPP.

$$I_{MPP} = \alpha_I I_{CC} \quad (3-4)$$

Avec α_1 la proportionnalité entre I_{CC} et I_{MPP} . Pour les cellules au silicium cristallin, α_1 varie entre 0,80 et 0,82 en fonction de l'éclairement.

3.5. MODE DE COMMUTATION

La commutation des interrupteurs statiques qui constituent l'onduleur détermine la qualité de la synchronisation de celui-ci avec le réseau. Il existe deux principaux types de commutation :

La commutation externe : cette méthode était adoptée par les premiers onduleurs PV. Les interrupteurs statiques sont des thyristors qui sont enclenchés par des signaux de commande et déclenchés lors du passage à zéro de la tension du réseau. Le signal fourni, de forme rectangulaire ou trapézoïdale, contient beaucoup d'harmoniques et implique une connexion au réseau à travers une très grosse self, un transformateur 50 Hz ainsi qu'un filtre pour atténuer les harmoniques. Le pilotage de l'onduleur par le réseau implique aussi un déphasage réseau/onduleur qui ne peut pas être ajusté. Il en découle alors qu'une partie de la puissance injectée est réactive (due au déphasage), ce qui entraîne un faible facteur de puissance, allant de 0,6 à 0,7. Il est donc nécessaire d'ajouter un circuit externe de décalage de phase pour satisfaire les critères du réseau, c'est-à-dire un facteur de puissance supérieur à 0,9 [33].

Ce type d'onduleur, qui présente un coût inférieur aux autres technologies, est adapté aux pays où les réseaux électriques, de moins bonne qualité, sont plus tolérants. L'utilisation de thyristors leur permet aussi d'être appliqués dans des installations de très fortes puissances.

Néanmoins, à causes de tous ces défauts, cette technologie est de nos jours, de moins en moins utilisée, mais n'a pas complètement disparue.

La commutation à référence interne ou auto-commutation : afin de résoudre les problèmes d'harmoniques, il est nécessaire que les interrupteurs statiques puissent commuter plusieurs fois par période. Pour cela, on doit faire appel à des commutateurs plus sophistiqués tels que les thyristors à coupure GTO, les transistors MOS et IGBT.

Les thyristors GTO sont utilisés pour les grandes installations (à partir de 100 kVA). A cause de leur fréquence de commutation limitée, la forme du signal fournit n'est pas parfaitement sinusoïdale, un circuit de filtrage relativement imposant doit être utilisé.

Les interrupteurs MOS peuvent opérer pour des puissances de l'ordre de 5 kVA. Ils ont l'avantage d'occasionner de faibles pertes par commutation aux fréquences élevées.

Les transistors IGBT sont appréciés pour leur commande simple et nécessitant peu d'énergie. A cause de la chute de tension de 2V lorsque le transistor est saturé, la tension à l'entrée de l'onduleur doit être supérieure à 200 V [34].

Grâce aux avancées technologiques de ces composants électroniques, la majorité des onduleurs modernes sont à auto-commutation. Ainsi, la commande se fait par des signaux à référence interne. Il est donc possible de contrôler librement la forme de la tension et du courant de sortie. En utilisant le principe de la modulation par largeur d'impulsion, on peut reproduire un signal sinusoïdal quasi-parfait avec un taux de distorsion des harmoniques très faible ($\text{THD} < 1\%$). On peut faire baisser le THD en augmentant la fréquence de commutation des interrupteurs, mais cela entraîne aussi une augmentation des pertes par commutations et donc une baisse du rendement total de l'onduleur.

3.5.1. Principe de la modulation par largeur d'impulsion

La modulation par largeur d'impulsion, ou MLI (en anglais PWM pour *Pulse Width Modulation*) est utilisée pour créer les signaux de commande pour les interrupteurs de l'onduleur. Cette méthode présente comme avantages le contrôle de l'amplitude et de la fréquence du fondamental de la tension de sortie, ainsi que l'utilisation d'un filtre moins encombrant pour atténuer les harmoniques. Les interrupteurs doivent être contrôlés selon un certain ordre afin de délivrer un courant de sortie sinusoïdal. Pour cela il existe plusieurs techniques notamment :

La technique MLI engendrée : on a besoin d'un signal de référence appelé « modulatrice » qui sera comparé à un autre signal appelé « porteuse ». La porteuse est généralement un signal triangulaire qui contrôle la fréquence de commutation tandis que la modulatrice contrôle l'amplitude et la fréquence du fondamental de la tension de sortie.

Les deux méthodes de commutation les plus courantes sont la méthode bipolaire et la méthode unipolaire. La méthode bipolaire est illustrée par la figure (3-8a). Cette appellation est due au fait que la tension alternative à la sortie du pont peut-être $+V_{dc}$ ou $-V_{dc}$. Quand la modulatrice est supérieure à la porteuse, les interrupteurs T1 et T4 conduisent. Dans le cas contraire, ce sont les interrupteurs T2 et T3 qui conduisent. Pour la MLI unipolaire, la tension

à la sortie du pont passe de $+V_{dc}$ à zéro, de $-V_{dc}$ à zéro, et inversement. La figure (3-8b) illustre le contrôle de la commutation par MLI unipolaire, où T1 et T2 sont contrôlés par la modulatrice V_{sin} , T3 et T4 sont contrôlés par $-V_{sin}$ [35].

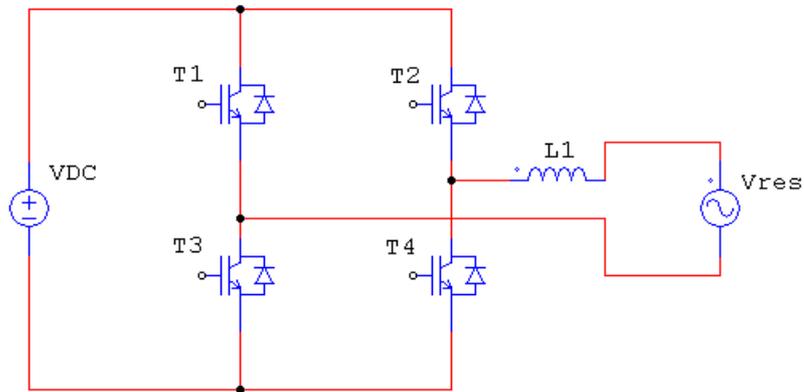


Figure 3-7 : Onduleur monophasé de base

La méthode bipolaire présente l'avantage d'être la plus simple à mettre en œuvre, car il suffit d'inverser la commande du premier bras de l'onduleur pour obtenir la commande du second. Par contre, cette méthode présente l'inconvénient d'introduire des harmoniques de l'ordre de la fréquence de la porteuse, tandis que la méthode unipolaire fournit des harmoniques dont l'ordre est le double de la fréquence de la porteuse. C'est pour cela que la méthode unipolaire est plus appréciée.

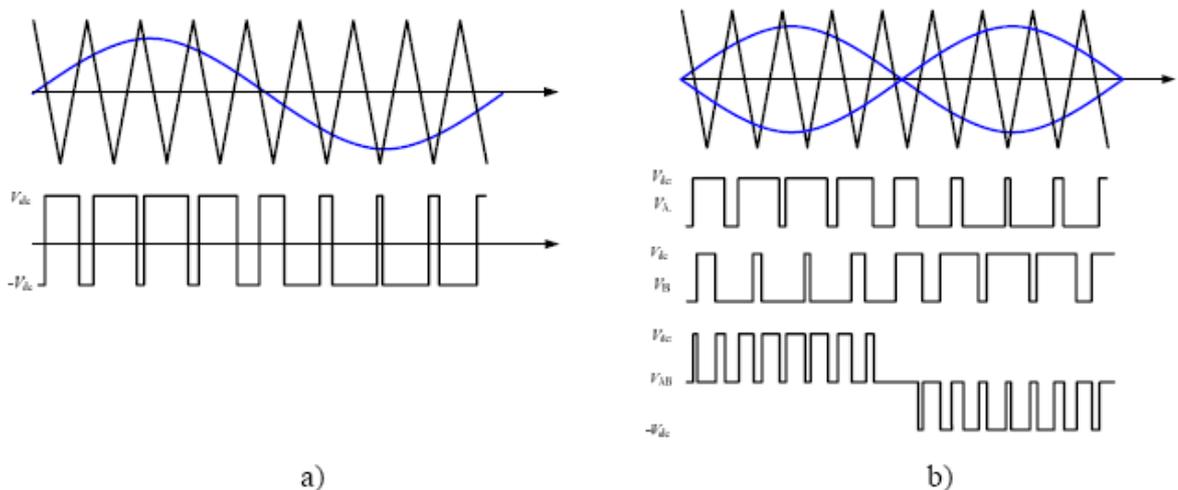


Figure 3-8 : Commande par MLI engendrée. a) Méthode bipolaire. b) Méthode unipolaire

Les deux paramètres caractérisant la modulation sont :

- L'indice de modulation mi qui représente le rapport de la fréquence de la porteuse F_P sur la fréquence de référence F_R ,

- Le taux de modulation r qui est égal au rapport de l'amplitude du signal de référence (A_R) sur celle de la porteuse (A_P).

$$mi = F_p/F_R \quad (3-5)$$

$$r = A_R/A_P \quad (3-6)$$

La technique MLI calculée : cette technique est adaptée pour une commande par microprocesseur. Les instants de commutations sont calculés puis stockés en mémoire dans une table. Un programme se chargera alors de sélectionner successivement ces instants de commutations afin de commander correctement l'onduleur.

La MLI calculée possède les avantages suivants [36] :

- Une réduction de la fréquence de commutation d'environ 50% par rapport à la MLI engendré, et donc une réduction des pertes par commutations des interrupteurs statiques,
- Un gain élevé du fondamental de la tension,
- Une élimination sélective des harmoniques.

3.6. CONTROLE D'ISOLEMENT DC

Un onduleur est associé à une des trois mesures existantes de prévention contre l'injection de courant continu. On distingue les onduleurs sans transformateur, les onduleurs avec transformateur basse fréquence et les onduleurs avec transformateur haute fréquence.

Onduleurs sans transformateur : ces onduleurs sont de plus en plus appréciés pour leurs avantages techniques et économiques. En effet, retirer le transformateur signifie réduire les pertes de puissance, ainsi que réduire le volume, le poids et le coût de l'onduleur [18].

Afin de protéger le réseau contre une injection de courant continu, il faut placer un dispositif de détection de courant résiduel (RCD) qui déconnecte l'onduleur du réseau lors de la présence d'un courant continu du côté AC.

Onduleurs avec transformateur basse fréquence : l'ajout d'un transformateur basse fréquence apporte la meilleure isolation galvanique et donc, la meilleure protection contre l'injection d'une composante continue dans le réseau. Par contre, ce transformateur est

encombrant et augmente sensiblement le poids et le volume de l'onduleur.

Onduleurs avec transformateur haute fréquence : afin de garantir une isolation galvanique sans affecter le poids de l'onduleur, l'utilisation d'un transformateur haute fréquence peut s'avérer judicieux. Pour cela on associe un pont de transistors, commutés à haute fréquence, au transformateur HF (figure 3-10). A sa sortie, le signal, alternatif et de haute fréquence, traverse un redresseur et devient continu. Le pont de sortie convertie alors ce signal en un signal alternatif à la fréquence du réseau [16].

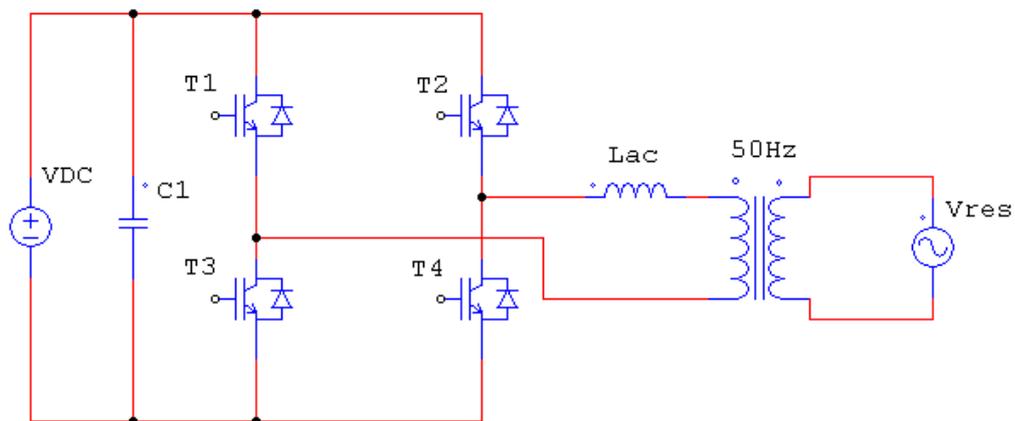


Figure 3-9 : Onduleur avec transformateur 50 Hz

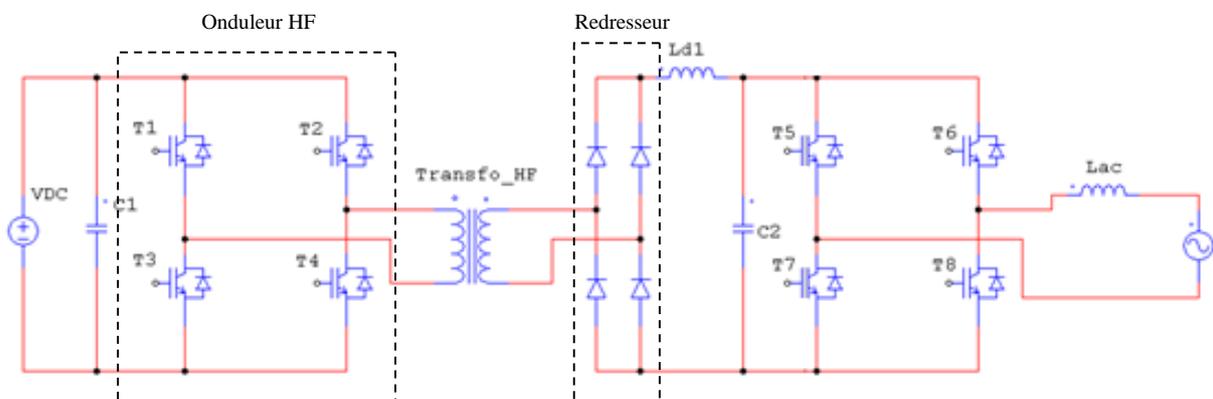


Figure 3-10 : Onduleur avec transformateur HF

Cette méthode permet de réduire le volume et le poids de l'onduleur. En effet, un transformateur ayant une fréquence nominale plus élevée aura un poids et un volume plus faible. En contrepartie, le pont de transistors HF engendre des pertes de puissance proportionnelles à sa fréquence de commutation.

3.7. FACTEUR DE PUISSANCE

Le facteur de puissance d'un onduleur photovoltaïque nous montre la part de la puissance

active sur la puissance apparente injectée dans le réseau. Il est exprimé par la formule suivante :

$$FP = \cos(\varphi) \quad (3-7)$$

FP : facteur de puissance.

φ : angle de déphasage entre la tension du réseau et le courant injecté par l'onduleur.

Le facteur de puissance d'un onduleur photovoltaïque doit être le plus proche possible de l'unité ($FP = 1$) et ce, pour deux raisons : premièrement, pour répondre aux normes du réseau, et deuxièmement, pour vendre à la compagnie électrique le maximum de la production d'énergie photovoltaïque. En effet, seule l'énergie active est vendue, une production d'énergie réactive représente donc un manque à gagner pour le producteur -consommateur.

Il existe cependant des onduleurs capables de baisser intentionnellement leur facteur de puissance (jusqu'à 0.85), pour éviter d'éventuelles surtensions au niveau du point de raccordement au réseau. Ainsi, lorsque la tension est proche de la valeur maximale autorisée, l'onduleur réduit son facteur de puissance et continue d'injecter du courant sans causer de surtension [19].

Considérons le schéma électrique suivant qui est une représentation simplifiée d'un onduleur connecté au réseau :

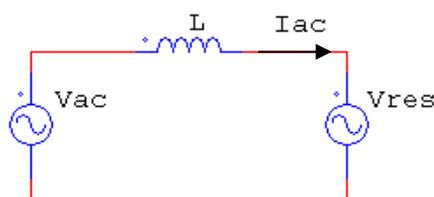


Figure 3-11 : Schéma équivalent d'un onduleur monophasé connecté au réseau

Avec :

I_{AC} le courant de sortie de l'onduleur, injecté dans le réseau

V_{AC} la composante fondamentale de la tension de sortie de l'onduleur,

V_L la tension aux bornes de l'inductance de liaison L ,

V_{res} la tension du réseau.

En supposant que les pertes soient négligeables, on déduit de la figure (3-11) les

équations suivantes :

$$V_{AC} = V_{res} + V_L \quad (3-8)$$

$$V_{AC} = V_{res} + j.L.\omega.I_{AC} \quad (3-9)$$

L'expression du courant est alors

$$I_{AC} = \frac{V_{AC} - V_{res}}{j.L.\omega} \quad (3-10)$$

On peut déduire de l'équation (3-10) que l'amplitude du courant peut être contrôlée par l'amplitude de la tension V_{AC} [37].

En considérant la tension du réseau comme origine des phases, le diagramme vectoriel de ces équations, pour un cas quelconque ($FP \neq 1$), est le suivant :

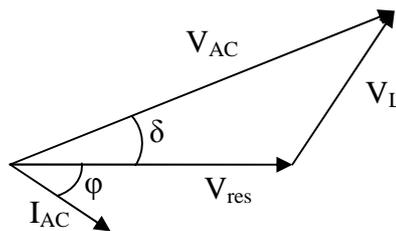


Figure 3-12 : Diagramme vectoriel des tensions et du courant quand $FP \neq 1$

Etant donné que la tension aux bornes de l'inductance (V_L) est en avance de $\pi/2$ par rapport au courant qui la traverse, l'angle de déphasage φ sera nul si V_L est en avance de $\pi/2$ par rapport à V_{res} (figure 3-13).

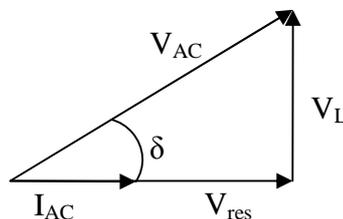


Figure 3-13 : Diagramme vectorielle des tensions et du courant quand $FP = 1$

Les figures (3-12) et (3-13) montrent que la phase du courant peut être ajustée en adaptant soit l'amplitude, soit la phase de la tension V_{AC} [38]. Il faut également s'assurer que l'amplitude de V_{AC} reste toujours supérieure à l'amplitude de V_{res} .

3.8. CONCLUSION :

Le développement technologique des composants d'électronique de puissance ainsi que l'intégration de circuits de commande, a permis une optimisation des performances des onduleurs connectés au réseau avec une réduction de leur prix, leur poids et leur volume. Le circuit de commande apporte une protection des éléments du système et une amélioration de la qualité du signal de sortie.

Un onduleur doit donc disposer d'un circuit de commande afin de mesurer et de surveiller les paramètres du réseau électrique, comme nous l'avons vu dans le chapitre 2, mais aussi afin de contrôler son courant de sortie en utilisant une commande MLI capable de s'adapter à la fréquence du réseau et de contrôler le facteur de puissance.

Chapitre 4.

REALISATION PRATIQUE ET RESULTATS EXPERIMENTAUX

4.1. PRESENTATION DU SYSTEME A REALISER

Le circuit que nous désirons réaliser est un système de commande et de contrôle capable de gérer la commande d'un onduleur ainsi que sa connexion avec le réseau électrique. Ce contrôleur, basé autour du dsPIC 30F4013, permet de mesurer et d'afficher un certain nombre de paramètres électriques, ainsi que de commander l'interrupteur de liaison pour rompre la connexion dans le cas où un ou plusieurs de ces paramètres se trouve hors des valeurs limites. Il génère également les signaux de commande de l'onduleur par modulation en largeur d'impulsion, adapté à la fréquence du réseau.

Les paramètres à mesurer sont :

- La tension et la fréquence du réseau,
- La tension à l'entrée de l'onduleur (l'entrée du pont de transistors),
- Le courant de sortie de l'onduleur,
- Le déphasage entre le courant injecté et la tension du réseau.

A partir de ces paramètres, le contrôleur pourra afficher, sur écran LCD, les valeurs suivantes :

- La tension instantanée et la tension efficace du réseau,
- La fréquence et la période du réseau,
- Le courant instantané et le courant efficace à la sortie de l'onduleur,
- Le facteur de puissance de l'onduleur,
- La puissance efficace injectée,

- L'état de la connexion et l'état des paramètres impliqués.

Les conditions de raccordement au réseau sont décrites ci-dessous :

- La tension du réseau V_{res} doit être comprise entre -15% et +10% de la valeur nominale (230 V),
- La fréquence du réseau f_{res} doit se situer entre 47.5 Hz et 52.5 Hz,
- La tension continue V_{DC} doit être à tout moment supérieure à la tension du réseau.

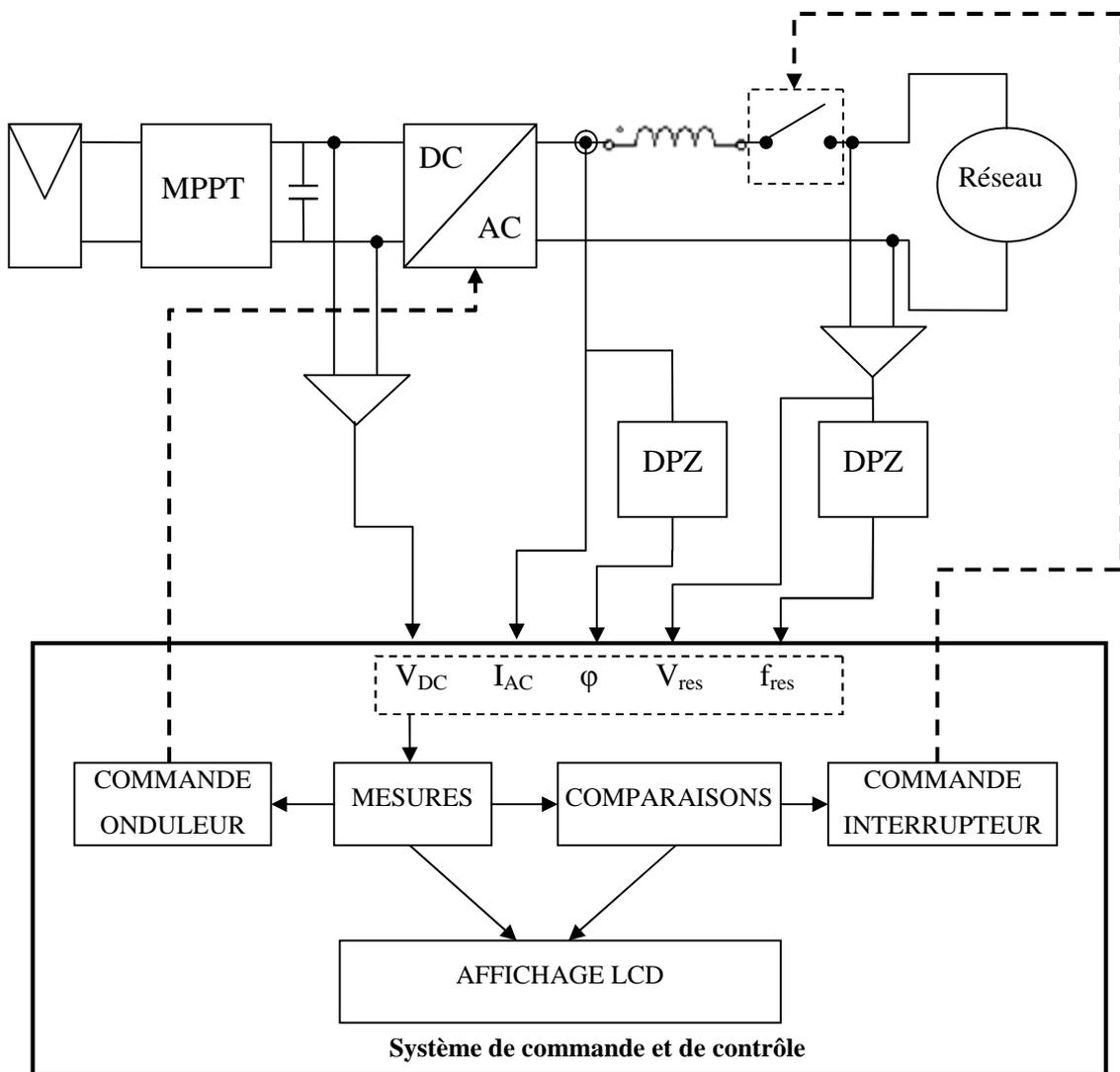


Figure 4-1 : Schéma bloc du système de commande

La commande MLI devant être appliquée à l'onduleur est dépendante des paramètres suivants :

- La fréquence du réseau f_{res} ,

- Le déphasage φ entre le courant injecté et la tension du réseau.

4.2. PRESENTATION DU DSPIC 30F4013

Le dsPIC 30F4013 représente le cœur de notre système de commande. Il a pour tâche la mesure de tous les paramètres électriques, ainsi que la commande de l'onduleur et le contrôle de la connexion entre celui-ci et le réseau. Afin d'expliquer les méthodes de mesures et de commandes, il est nécessaire de décrire certaines caractéristiques de ce microcontrôleur ainsi que ses périphériques.

4.2.1. Caractéristiques générales

Le dsPIC 30F4013 est un puissant microcontrôleur possédant des caractéristiques très intéressantes, notamment :

- Une fréquence de travail allant jusqu'à 30MIPS (méga instructions par seconde),
- 16 registres de travail,
- 5 timers,
- 1 convertisseur analogique numérique de 12 bits,
- 48 Ko de mémoire programme,
- 2 Ko de RAM,
- 83 instructions de base,
- 33 sources d'interruptions,
- Moteur DSP opérant avec deux accumulateurs de 40 bit.

4.2.2. Gestion des interruptions

Les interruptions sont des événements qui peuvent paraître à tout moment et qui interrompent le cours normal du programme. Leur bonne gestion est nécessaire dans l'application de mesures en temps réel.

Le dsPIC gère de nombreuses sources d'interruptions qui peuvent être activés ou désactivés à l'aide des registres *IEC0*, *IEC1* et *IEC2*. Ces interruptions sont caractérisées par des niveaux de priorités modifiables au gré des besoins. Ainsi, une sous-routine d'interruption ne sera interrompue que par une interruption de priorité supérieure. Les sources d'interruptions sont associées à des vecteurs qui ont pour rôle d'orienter le compteur de programme (*PC*) vers le sous-programme concerné.

Parmi les sources d'interruptions nécessaires à notre réalisation, nous pouvons distinguer les sources d'interruptions matérielles et les sources d'interruptions logicielles.

Les sources d'interruptions matérielles

Dans ce cas, l'interruption est causée par la présence d'un évènement sur un signal externe à l'entrée appropriée. Cet évènement diffère selon le type d'interruption en question.

On distingue :

- Les interruptions *INTx* (*external interrupt*) : le sous programme d'interruption est exécuté à chaque front montant détecté sur la broche correspondante.
- Les interruptions *ICx* (*input capture interrupt*) sont causées par un évènement qui peut être un front montant et/ou descendant, un 4^{ème} front montant ou un 16^{ème} front montant.
- Les interruptions *CNx* (*change notice interrupt*) : un changement d'état détecté sur n'importe quelle entrée de type *CN* orientera le compteur de programme vers le même sous programme d'interruption. C'est ce sous programme qui devra distinguer l'origine de l'interruption.

Les sources d'interruptions logicielles

Ces interruptions sont causées par des évènements liés au fonctionnement interne des périphériques du microcontrôleur comme, entre autres, les timers et le convertisseur analogique numérique.

4.2.3. Les timers

Le dsPIC 30F4013 possède 5 modules de timers. Chaque module est composé de trois registres de 16 bits :

- *TMRx* : le registre compteur (avec *x* allant de 1 à 5),
- *PRx* : le registre période où on indique la valeur limite que doit atteindre le compteur avant la remise à zéro,
- *TxCON* : le registre de contrôle qui détermine le mode de fonctionnement du timer.

Chaque module peut générer des interruptions qui sont contrôlées par les bits associés :

- $TxIE$: bit de contrôle qui autorise le timer x à générer une interruption,
- $TxIF$: bit de flag indiquant le statut de l'interruption,
- $TxIP<2:0>$: 3 bits de contrôle de la priorité de l'interruption.

Modes de fonctionnement des timers

Les Timers peuvent opérer selon plusieurs modes de fonctionnements, certains sont assignés à un ou plusieurs timers spécifiques. Nous décrivons ici uniquement les modes de fonctionnement utilisés dans nos travaux.

Mode timer 16-bits : Ce mode est commun à tous les timers. Le registre compteur $TMRx$ est incrémenté à chaque cycle d'instruction, jusqu'à ce qu'il atteigne la valeur stockée dans le registre PRx , puis il se remet à zéro pour recommencer le comptage. C'est à cet instant que le timer peut générer une interruption. Le prédiviseur sélectionné dans le registre $TxCON$ permet de ralentir le comptage afin de mesurer des durées plus longues.

Mode « input capture » : réservé aux timers 2 et 3, ce mode permet de stocker la valeur du timer à chaque événement se produisant à l'entrée ICx . Cet événement, désigné par le registre de contrôle $ICxCON$, peut être un front montant et/ou un front descendant, un 4^{ème} front montant ou un 16^{ème} front montant. L'évènement cause une interruption et la valeur du timer est stockée systématiquement dans une mémoire tampon à 4 niveaux.

Mode « dual compare match » : ce mode permet de générer des impulsions dont la largeur est définie par les registres $OCxR$ et $OCxRS$. Lorsque le timer x atteint la valeur stockée dans $OCxR$, la sortie OCx passe à l'état haut. Quand la valeur du timer x égale la valeur contenue dans $OCxRS$, la sortie OCx passe à l'état bas et une demande d'interruption est générée. Ce mode s'applique aux timers 2 et 3.

Ces trois modes d'opération seront utilisés pour des applications distinctes. Le mode *timer 16 bit* servira à temporiser la déconnexion entre le réseau et l'onduleur, le mode *input capture* permettra de mesurer la période du réseau et la phase du courant injecté, enfin le mode *output compare* servira à la génération des signaux de commande MLI.

4.2.4. Le convertisseur analogique numérique

Le dsPIC 30F4013 possède un convertisseur analogique numérique (CAN) de 12 bits, pouvant atteindre la vitesse de 200 000 échantillons par seconde. Ce convertisseur est capable

de traiter jusqu'à 12 entrées analogiques différentes. Les valeurs échantillonnées sont stockées dans une mémoire tampon de 16 mots.

Afin de contrôler le processus de la conversion analogique-numérique, le CAN possède six registres : *ADCON1*, *ADCON2*, *ADCON3* permettent de paramétrer le mode de fonctionnement du CAN (marche/arrêt, conversion manuelle ou automatique, vitesse de conversion etc.), *ADPCFG* configure les broches d'entrées analogiques et les broches d'entrées/sorties digitaux, *ADCHS* désigne l'entrée analogique à échantillonner, et enfin *ADCSSL* sélectionne les broches d'entrées analogiques réservées à la scrutation.

Durée d'échantillonnage et durée de conversion

La conversion analogique numérique se déroule en deux étapes : une étape d'échantillonnage-blocage qui maintient la valeur prélevée pendant une certaine durée, et une étape de conversion qui donne la valeur numérique par approximation successive. Le CAN opère avec une base de temps qui lui est propre, dont la durée d'un cycle T_{AD} est désignée par le registre *ADCON3*. La durée d'échantillonnage est réglable et peut aller de $1 T_{AD}$ jusqu'à $31 T_{AD}$, mais la durée de conversion est fixé à $14 T_{AD}$.

Il est nécessaire de configurer la durée du cycle du convertisseur (T_{AD}) ainsi que la durée d'échantillonnage pour contrôler le nombre de valeurs acquises durant la période d'un signal analogique.

Mode d'échantillonnage

L'échantillonnage se fait de manière manuelle ou automatique. En mode manuel, l'échantillonnage est effectué à la demande, c'est-à-dire, à la mise à 1 du bit *SAMP* du registre *ADCON1*. Une fois l'échantillonnage terminé, le CAN attend une nouvelle mise à 1 du bit *SAMP* pour recommencer l'opération. En mode automatique, le convertisseur analogique numérique effectue systématiquement un échantillonnage à la fin de chaque conversion.

Désignation de l'entrée analogique

Selon la configuration du bit *CSCNA* du registre *ADCON2*, le CAN peut effectuer soit plusieurs conversions analogiques numériques sur une même entrée, désignée par le registre *ADCHS*, soit une conversion successive pour chaque entrée analogique déclarée dans le registre *ADCSSL* (mode scan).

Interruption CAN

Le convertisseur analogique numérique génère une interruption après un certain nombre de conversions. Ce nombre va de 1 à 16 et est désigné par le registre *ADCON2*. Les valeurs échantillonnées sont stockées dans une mémoire tampon de 16 mots accessible en lecture seule.

4.3. MISE EN FORME DES SIGNAUX

Le convertisseur analogique numérique exige que les signaux d'entrée aient une tension comprise entre 0 V et 5V. Il est donc nécessaire d'effectuer une mise en forme du signal de la tension réseau et du courant de sortie de l'onduleur.

4.3.1. Mise en forme de la tension du réseau

La tension réseau est atténuée par un transformateur et une résistance variable de sorte que la valeur maximale admissible ($V_{res_max} = 230 + 10\%$) nous donne en sortie une tension crête de 5V. Le signal est alors redressé par un redresseur sans seuil qui donne deux sorties : la première donne le redressement mono-alternance du signal d'entrée (V_{res1}), qui sera utilisé dans la détection du passage à zéro, la seconde apporte le redressement bi-alternance (V_{res2}) qui sera échantillonné par le CAN.

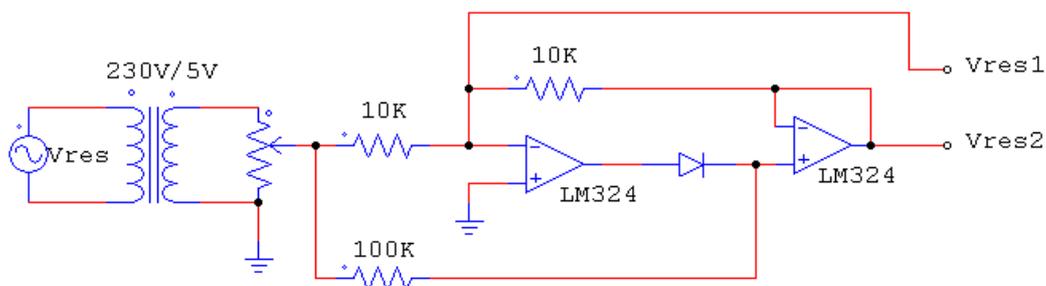


Figure 4-2 : Circuit de mise en forme de la tension réseau

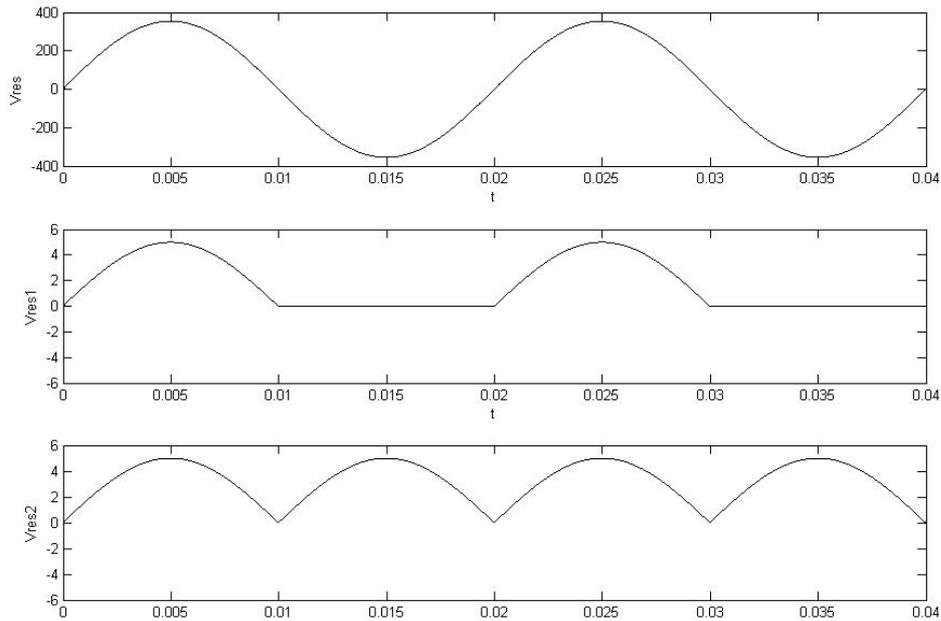


Figure 4-3 : Allure des signaux de sortie du redresseur sans seuil

4.3.2. Mise en forme du courant de sortie

Le capteur est une résistance shunt qui délivre à ses bornes une tension à l'image du courant qui la traverse. Le signal extrait est ensuite amplifié puis redressé par un redresseur sans seuil similaire au capteur de tension.

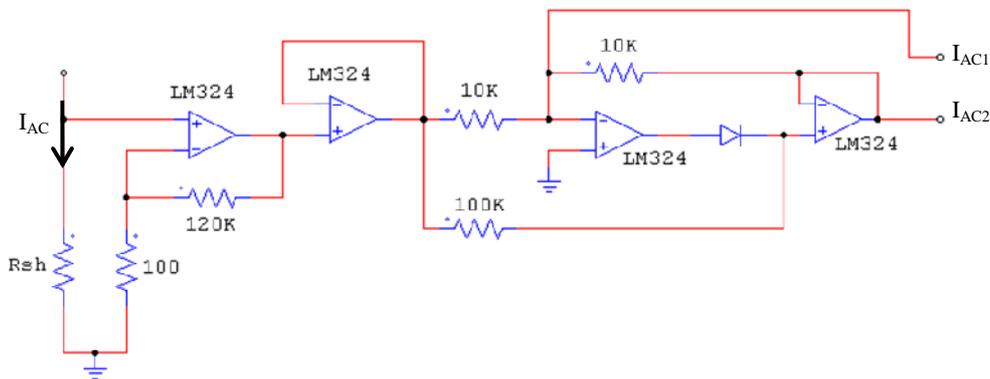


Figure 4-4 : Circuit de mise en forme du courant de sortie de l'onduleur

4.3.3. Détecteur de passage à zéro

La détection du passage à zéro permet de mesurer la période du réseau, et donc sa fréquence, mais aussi le déphasage entre la tension du réseau et le courant injecté. Le circuit fournit en sortie une impulsion indiquant le passage du signal du négatif au positif. Ces impulsions provoqueront des interruptions externes avec l'exécution de leur sous-programme correspondant.

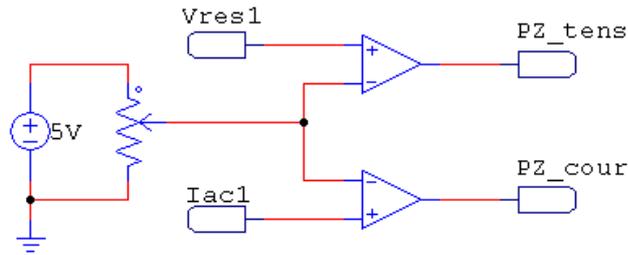


Figure 4-5 : Détecteur du passage à zéro du courant et de la tension

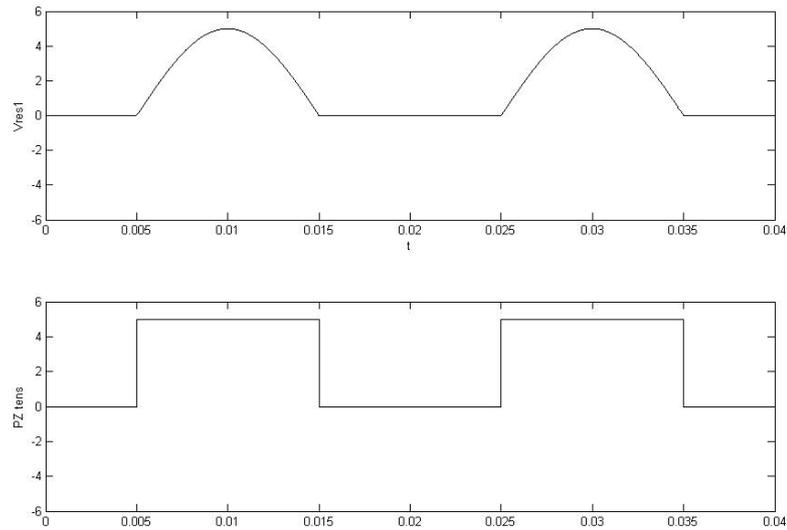


Figure 4-6 : Allure du signal de sortie du détecteur de passage à zéro

4.4. PROGRAMMATION DU DSPIC

4.4.1. Structure globale du programme

La programmation du dsPIC se divise en deux parties : la première est représentée par le programme principal, dont la priorité est la plus faible, qui s'occupe de l'interface avec l'utilisateur. Cette partie est consacrée aux calculs lourds qui ne nécessitent pas une exécution rapide, comme le calcul du cosinus ou de la racine carrée, et sont appliqués pour convertir les données brutes, obtenues par les mesures, en données compréhensibles par l'utilisateur.

La seconde partie du programme est formée par les sous-programmes d'interruption. Ces sous-programmes s'occupent des mesures, des calculs et du traitement des événements en temps réel. Les calculs nécessitent d'être rapides afin de ne pas perturber le traitement des autres événements en cours. Il est donc préférable de minimiser ces calculs et de programmer en assembleur.

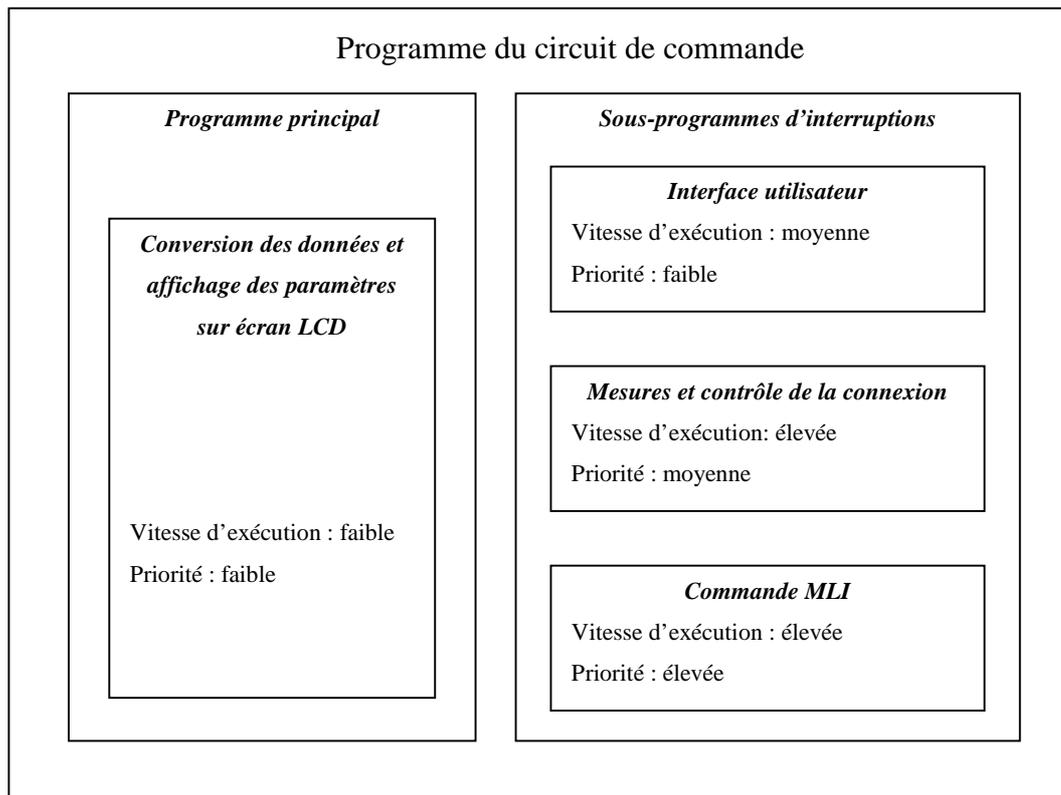


Figure 4-7 : Organisation du programme et répartition des priorités

4.4.2. Echantillonnage des valeurs analogiques

Le convertisseur analogique numérique procède à une scrutation et un échantillonnage des valeurs analogiques, et permet ainsi de mesurer les valeurs instantanées de la tension du réseau V_{res} , de la tension continue à l'entrée de l'onduleur V_{DC} et du courant à sa sortie I_{AC} . Une interruption (*interruption_CAN*) est générée à chaque fois que le CAN prélève trois échantillons, un pour chaque entrée analogique, et les stocke dans la mémoire tampon *ADCBUFx*.

La fréquence d'échantillonnage est réglée de façon à obtenir, pour chaque entrée, entre 70 et 85 échantillons par période. L'indice *i_can* permet de connaître le rang de l'échantillon en cours. Cet indice est remis à zéro au début de la période du réseau. Si cet indice dépasse la valeur 85, cela indique que la période de la tension est trop longue, et que le réseau est défaillant. Le système suspendra alors la connexion, et assignera la valeur 1 à l'indicateur *sousfréquence*.

Le sous-programme d'interruption gère les échantillons en conservant dans la RAM les valeurs instantanées de la tension du réseau et du courant de sortie de l'onduleur afin de calculer leur valeur efficace. Ensuite, puis le sous-programme fait la comparaison entre la

tension continue V_{DC} et la valeur instantanée de la tension réseau.

La condition nécessaire à l'injection d'un courant dans le réseau est que le fondamental de la tension de sortie de l'onduleur V_{AC} soit supérieure à la tension crête du réseau. Si l'onduleur est commandé en MLI, avec un indice de modulation m_i , l'expression de la valeur crête de V_{AC} est la suivante :

$$V_{AC_max} = m_i * V_{DC} \quad (4-1)$$

Dans ce cas, pour que la tension V_{AC_max} soit supérieure à l'amplitude de la tension du réseau, il faut que :

$$V_{DC} \geq V_{res} * \frac{\sqrt{2}}{m_i} \quad (4-2)$$

Le calcul de la tension efficace V_{res} exige une durée égale à une période du signal (environ 20 ms), ce qui cause un certain retard pour une éventuelle déconnexion. Afin de corriger ce problème, il est préférable de garantir que la tension DC soit supérieure à la tension du réseau à tout moment :

$$V_{DC} \geq \frac{V_{res}[i_can]}{m_i} \quad (4-3)$$

Avec $V_{res}[i_can]$ la dernière valeur échantillonnée de la tension du réseau.

Si cette condition n'est pas respectée, le système suspendra la connexion pendant 5 secondes, et un indicateur *tension_DC_faible* sera mis à 1 afin d'identifier la cause de la déconnexion.

4.4.3. Calcul des valeurs efficaces et de la période du réseau :

Le détecteur du passage à zéro de la tension du réseau génère une impulsion provoquant ainsi une interruption externe de type « input capture ». Le sous-programme d'interruption (*interruption_PZT*) aura pour tâches :

- La mesure de la période du réseau
- La comparaison de la période avec les valeurs limites,
- Le calcul de la tension efficace du réseau,

- La comparaison de cette tension avec les valeurs minimale et maximale,
- le calcul du courant efficace de l'onduleur.

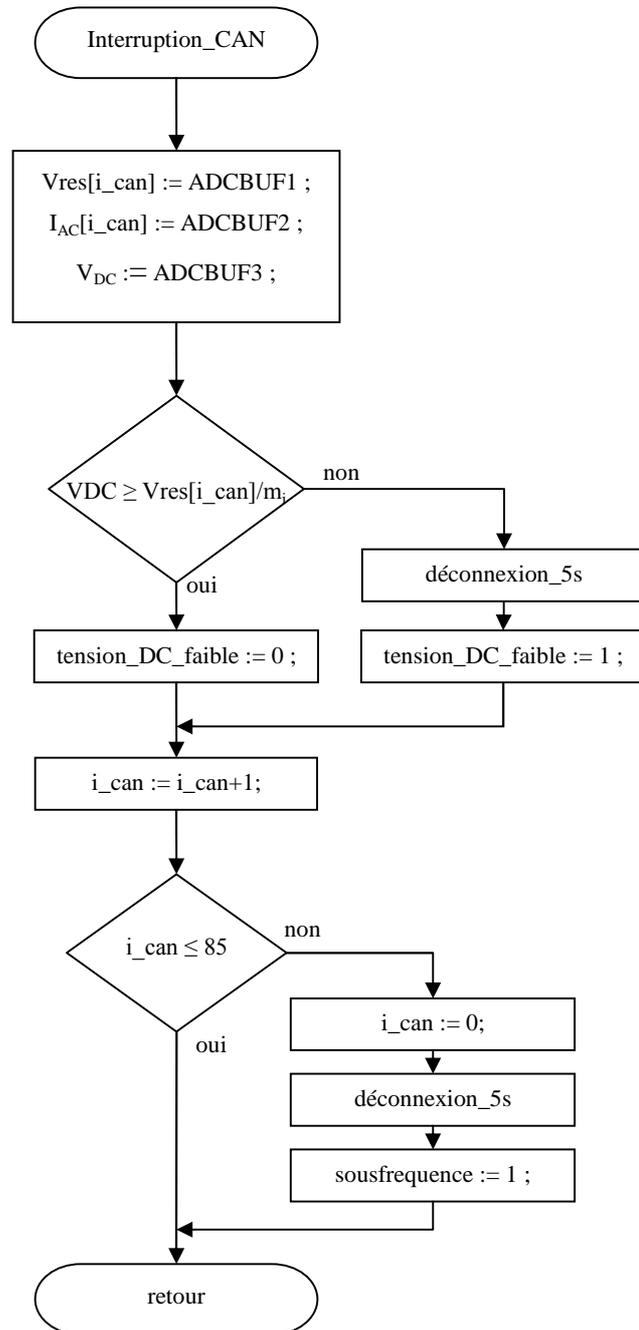


Figure 4-8 : Organigramme du sous-programme de l'interruption CAN

Ce sous-programme doit être exécuté rapidement afin de ne pas retarder les autres interruptions. Il est nécessaire de programmer en langage assembleur et de minimiser le nombre de calcul.

Lors d'une interruption, la valeur du timer associé (dans notre cas, le timer 2) est automatiquement sauvegardée dans un registre spécial *ICxBUF*. Cette valeur représente la

période du réseau. Il faut remettre le timer à zéro au début de l'interruption afin de mesurer la durée de la prochaine période.

Les valeurs efficaces de la tension et du courant sont calculées à partir des valeurs échantillonnées par le convertisseur analogique numérique. L'expression de la valeur efficace de la tension est donnée par la formule suivante :

$$V_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T V^2(t) dt} \quad (4-4)$$

En valeur discrète, cela donne :

$$V_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=0}^{i_{can}} V^2[i] * \Delta t} \quad (4-5)$$

Avec :

- i_{can} : indice du dernier échantillonnage effectué,
- Δt : la durée entre deux échantillonnages,
- T : la période du signal ($T \approx i_{can} * \Delta t$).

Le calcul de la valeur efficace nécessite l'utilisation d'une fonction calculant la racine carrée demandant beaucoup de temps. Il est préférable de calculer uniquement le carré de la tension efficace et de le comparer avec le carré des valeurs limites tolérées. En simplifiant les calculs, on obtient cette valeur en appliquant la formule suivante :

$$V_{eff}^2 = \frac{1}{i_{can}} \sum_{i=0}^{i_{can}} V^2[i] \quad (4-6)$$

Il en va de même pour le calcul du courant efficace :

$$I_{eff}^2 = \frac{1}{i_{can}} \sum_{j=0}^{i_{can}} I^2[j] \quad (4-7)$$

La fonction somme des carrés ($\sum V^2(i)$) est assurée par l'instruction du moteur DSP appelée *MAC*. Cette puissante instruction permet de calculer le carré d'une valeur et de l'ajouter à un accumulateur en un seul cycle d'instruction. L'instruction *MAC* doit être répétée un nombre de fois égal au nombre d'échantillon par période (i_{can}).

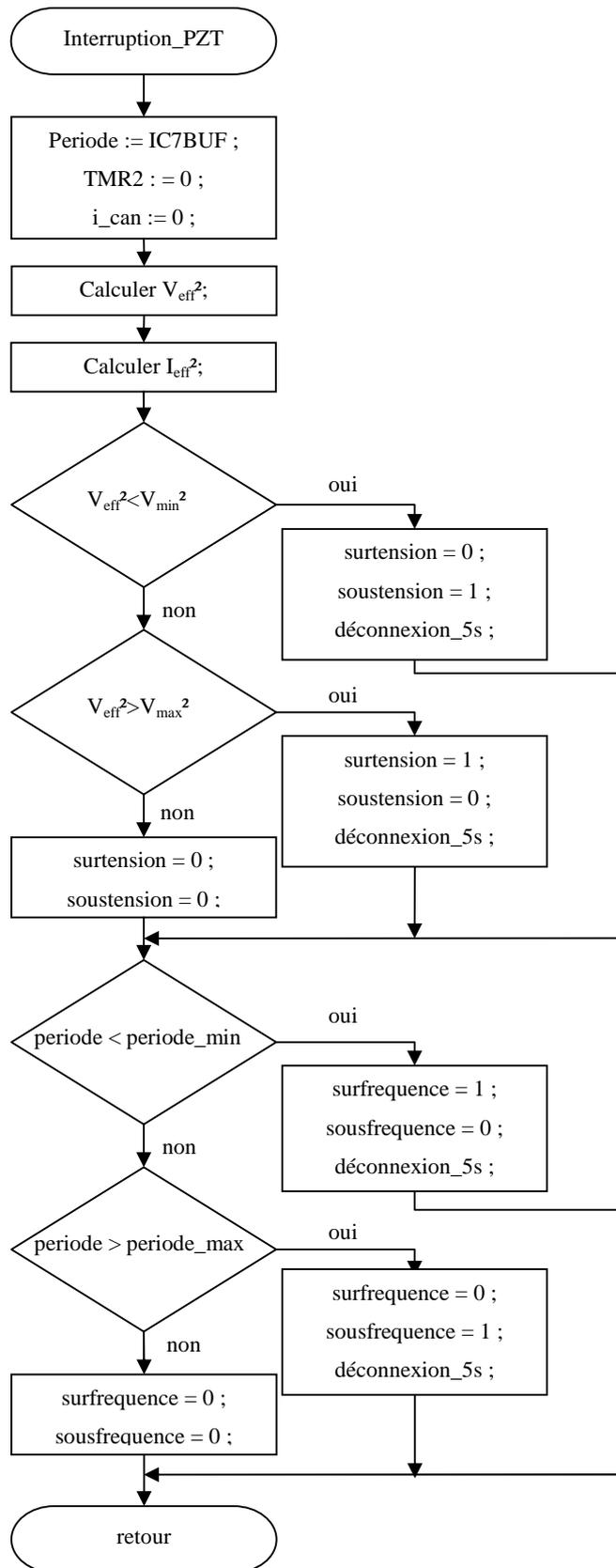


Figure 4-9 : Organigramme du sous programme de l'interruption PZT

L'indice i_can doit être mis à zéro durant cette interruption afin de réinitialiser les échantillons pour la période suivante.

La comparaison de la période et de la tension détermine la gestion de la connexion. Si une de ces deux valeurs sort de son intervalle admissible, le système suspendra la connexion durant 5 secondes en précisant la cause par la mise à 1 de l'indicateur adéquat (*surtension*, *soustension*, *surfréquence*, *sousfréquence*).

4.4.4. Commande de l'onduleur :

La commande MLI appliquée à un onduleur connecté au réseau se différencie d'une commande MLI classique sur deux points : l'adaptation de la commande aux variations de la fréquence du réseau et le contrôle du facteur de puissance $\cos\varphi$.

La stratégie adoptée dans cette thèse est de simuler une commande MLI générée avec MATLAB afin d'obtenir les instants de commutation nécessaires. Ces instants seront ensuite stockés dans la mémoire du dsPIC et pourront être manipulés en temps réel selon les besoins.

La composante fondamentale de la tension de sortie de l'onduleur (V_S) sera dépendante de deux paramètres : la période du réseau et la phase du courant (φ).

- Si $\varphi = 0$ la période de V_S sera égale à la période du réseau,
- Si $\varphi > 0$ la période de V_S sera inférieure à la période du réseau,
- Si $\varphi < 0$ la période de V_S sera supérieure à la période du réseau.

L'ajustement de la période de V_S permettra de contrôler sa phase et de régler le facteur de puissance au voisinage de 1 ($\cos\varphi \approx 1$). La figure (4-10) illustre le contrôle du facteur de puissance par ajustement de la phase de V_S . Si le courant est en retard par rapport à la tension du réseau, l'onduleur réduira sa période afin de se mettre en avance ($\delta' > \delta$) sans modifier son amplitude (V_{AC} constante). Cela permet au courant de se mettre en phase avec le réseau ($\varphi = 0$). Si cette condition est satisfaite l'onduleur adapte sa période à la période du réseau afin de se mettre en synchronisation (δ' reste constante).

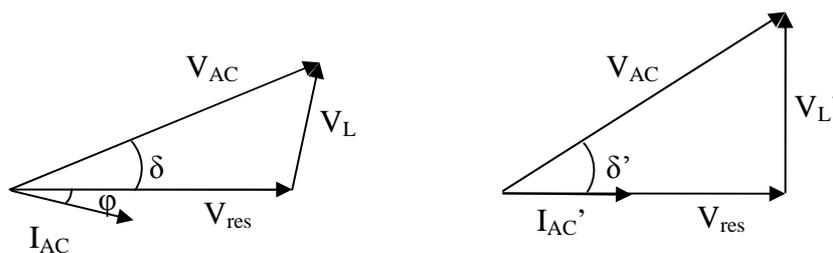


Figure 4-10 : Contrôle du facteur de puissance par ajustement de la phase de V_S

Obtention des instants de commutations :

La commande désirée est une commande MLI unipolaire, générée par la comparaison entre une porteuse et deux modulatrices, où la seconde modulatrice est identique à la première, mais décalée de π (figure 4-11). L'indice de modulation m_i est fixé à 0.80 et le taux de modulation r est égal à 40. Ces valeurs ont été choisies afin d'obtenir un signal d'amplitude élevé avec un taux de distorsion des harmoniques le plus faible possible, tout en ayant des instants de commutation suffisamment espacés pour être reproduit fidèlement par le dsPIC.

La commande unipolaire est composée de deux signaux de commande : le premier signal *cmd1* et son inverse commandent les transistors du premier bras de l'onduleur et fournissent un potentiel V_a , le second signal *cmd2* et son inverse commandent le second bras et le mettent au potentiel V_b . La tension de sortie de l'onduleur est égale à la différence entre V_a et V_b (figure 4-12).

Avec un taux de modulation r égal à 40, on obtient 80 angles de commutation pour chaque signal, ce qui fait un total de 160 angles. Les angles de commutation essentiels se limitent aux angles du premier quart de période des deux signaux *cmd1* et *cmd2*. Ce sont ces angles qui doivent être stockés en mémoire. On peut déduire les angles de commutation restants de la manière suivante (figure 4-13) :

- Les angles du second quart de période sont obtenus en soustrayant à π les angles du premier quart de période.
- Les angles de commutation de la seconde demi-période du signal de commande *cmd1* sont obtenus à partir des angles de la première demi-période de *cmd2*, auxquels on ajoute π . On suit le même raisonnement pour obtenir les angles de la seconde demi-période de *cmd2*.

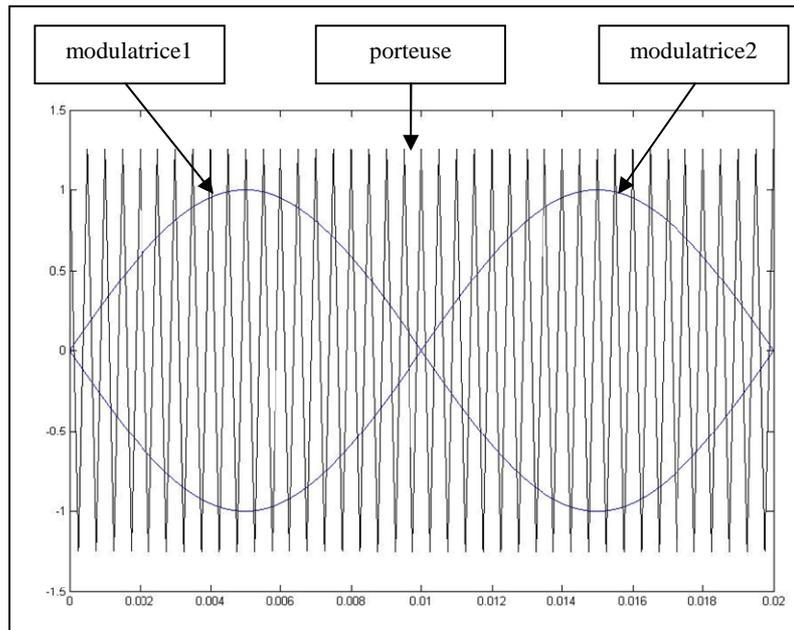


Figure 4-11 : Illustration des signaux de la porteuse et des modulatrices pour la commande unipolaire

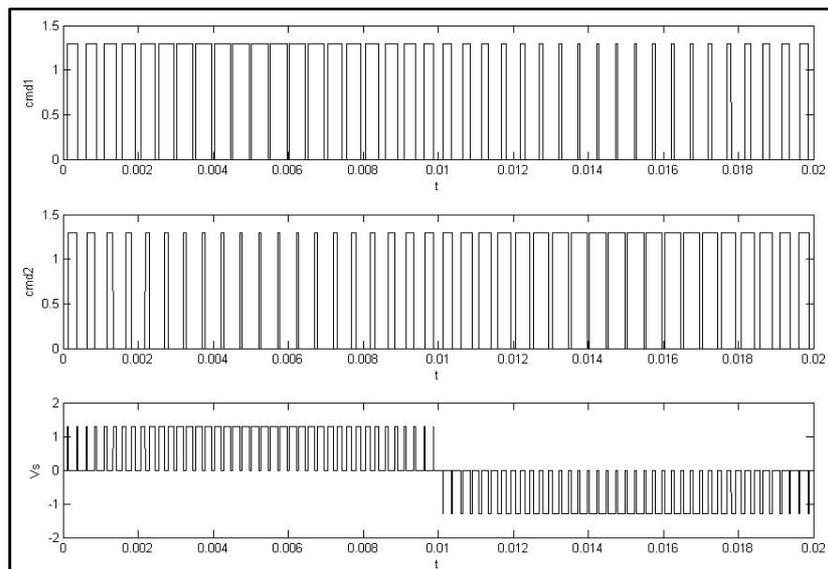


Figure 4-12 : Allure des signaux de commande et de la tension de sortie de l'onduleur

Sous-programme de gestion de la commande MLI

Les valeurs stockées en mémoire ne sont pas des angles mais des instants de commutation, correspondant à une période de référence de 20 ms. Dans le cas où la période de l'onduleur diffère de la référence, il est nécessaire d'adapter ces instants de commutation selon la formule suivante :

$$\theta_i = \theta_{i_ref} * (T_{ond} / T_{ref}) \quad (4-8)$$

avec :

- θ_i l'instant de commutation d'indice i ,

- θ_{i_ref} l'instant de la $i^{\text{ème}}$ commutation de référence,
- T_{ond}, T_{ref} respectivement la période de l'onduleur et la période de référence.

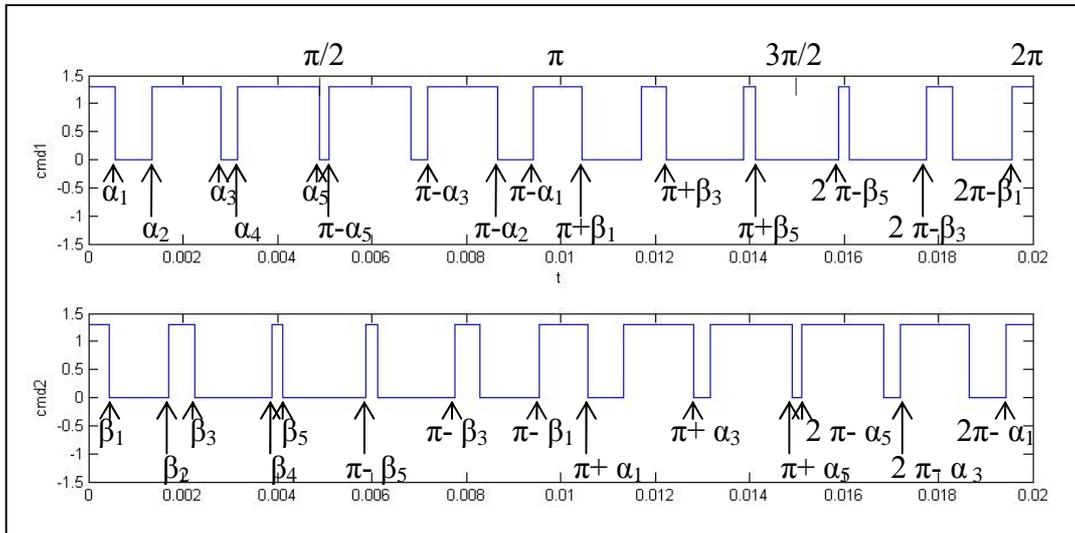


Figure 4-13 : Obtention des angles de commutation à partir des angles des premiers quarts de période.

Le calcul de la période de l'onduleur ainsi que celui du rapport (T_{ond} / T_{ref}) sont effectués lors du sous-programme d'interruption consacré au passage à zéro du courant.

La génération des signaux $cmd1$ et $cmd2$ est assurée par les modules du dsPIC « output compare » ($OC3$ et $OC4$) associés au timer 3. La période de ce timer, contenue dans le registre $PR3$, définit la période de V_{AC} . La largeur des impulsions créées (aux sorties $OC3$ et $OC4$) est définie par les registres $OCxR$ et $OCxRS$ (avec x égal à 3 ou 4). Le registre $OCxR$ désigne l'instant du front montant de l'impulsion tandis que le registre $OCxRS$ donne l'instant du front descendant. La fin de chaque impulsion provoque une interruption ($interruption_{OCx}$) qui permet de calculer les prochains instants de commutation et de les charger dans ces registres. Lorsque la dernière impulsion est achevée, le registre $PR3$ sera chargé par une nouvelle valeur qui désignera la prochaine période de la tension de sortie de l'onduleur.

4.4.5. Mesure de la phase du courant :

De la même manière que pour le passage à zéro de la tension, le passage à zéro du courant provoque une interruption de type « *input capture* », qui sauvegarde la valeur du timer 2 dans la mémoire tampon $IC8BUF$. Cette valeur indique le déphasage entre le courant injecté et la tension du réseau. Si le déphasage est inférieur à la demi-période du réseau, le courant est en retard par rapport à la tension. Dans le cas contraire, il est en avance.

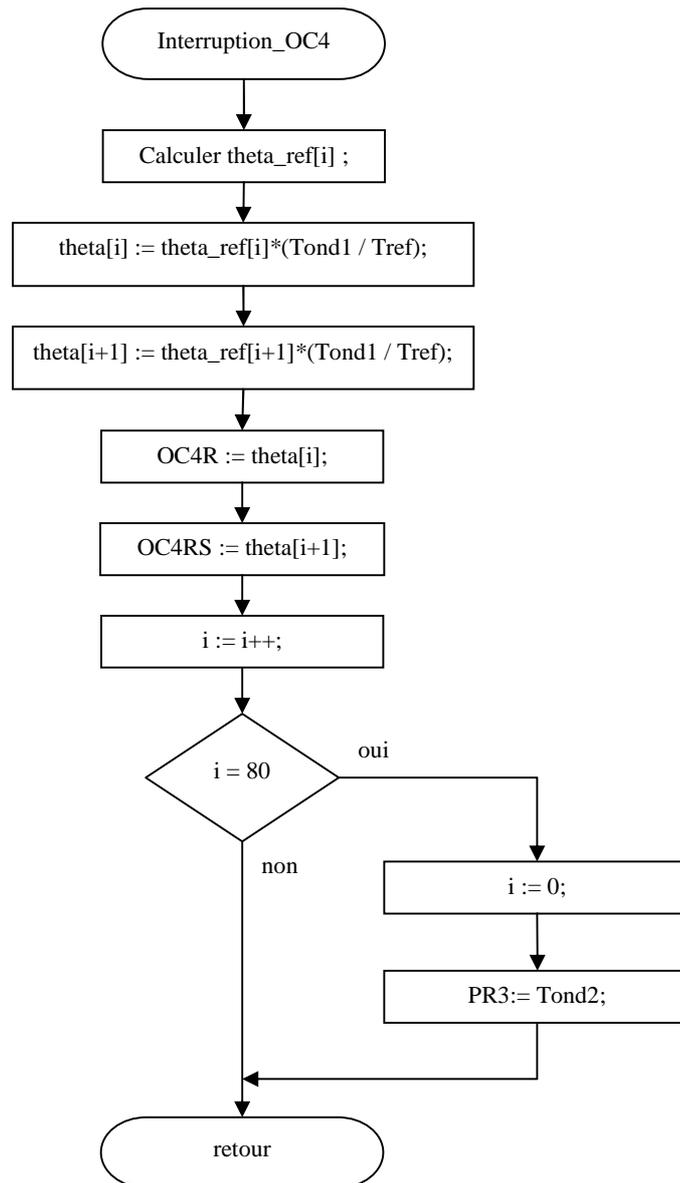


Figure 4-14 : Organigramme du sous-programme d'interruption OC4 nécessaire à la commande MLI

Le sous-programme lié à cette interruption (*interruption_PZC*) va mémoriser le déphasage du courant sur la tension afin de calculer ultérieurement le facteur de puissance. Il va également déterminer la prochaine période à laquelle doit opérer l'onduleur (T_{ond2}), et cela en fonction de la période du réseau (T_{res}) et de la phase du courant injecté. Un coefficient k est déterminé après la mesure de la phase ($k \in \{\frac{1}{128}, \frac{1}{16}, \frac{1}{4}, \frac{1}{2}\}$). Ce coefficient permet d'éviter les divergences de la phase lorsque celle-ci est proche de zéro. Enfin le sous-programme calculera le rapport de la période de l'onduleur sur la période de référence (T_{ond2}/T_{ref}) qui sera appliqué pour définir les instants de commutation de la commande MLI.

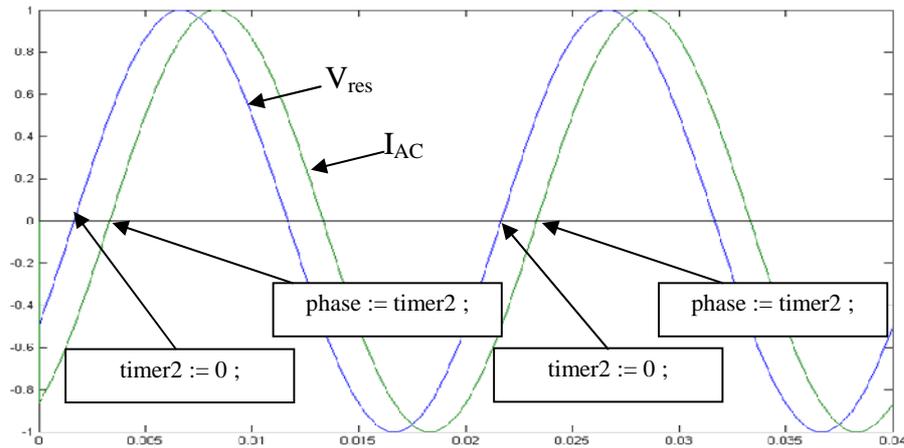


Figure 4-15 : Mesure de la phase du courant lors des passages à zéro.

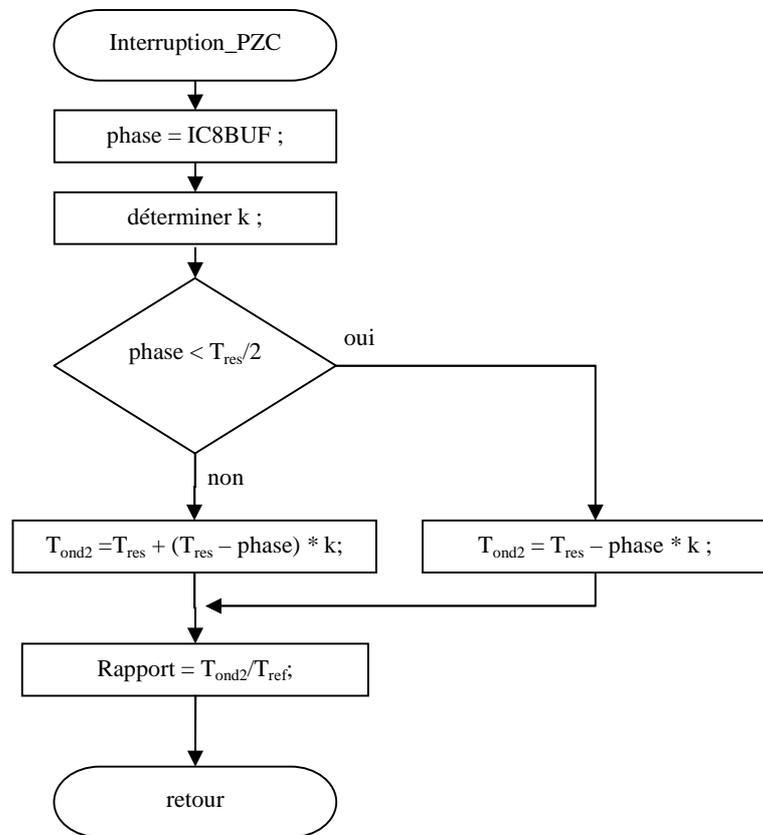


Figure 4-16 : Organigramme du sous-programme d'interruption PZC

4.4.6. Interface utilisateur :

Afin d'apporter un certain nombre d'information, notre système doit convertir les données brutes obtenues dans la mesure et le calcul des divers paramètres en données compréhensibles par l'utilisateur, puis les afficher sur un écran LCD de 2x16 caractères. L'interface est constituée de cet écran LCD ainsi que deux boutons appelés « *sélection* » et « *défilement* » permettant à l'utilisateur de sélectionner le paramètre à afficher.

L'affichage des paramètres est assuré par le programme principal. Au début, le dsPIC entre en mode *menu* et affiche les noms des paramètres à sélectionner. L'utilisateur choisit le paramètre avec la touche *défilement* puis confirme son choix avec la touche *sélection*. Ensuite, le dsPIC affiche à l'écran la valeur du paramètre sélectionné. Si l'utilisateur désire changer de paramètre, une pression sur le bouton *sélection* permettra de retourner au menu.

La gestion des deux boutons est assurée par le sous-programme de l'interruption « change notification » (CN). Cette gestion ne nécessite pas une exécution rapide, l'interruption CN à la plus faible priorité parmi les autres interruptions.

4.4.7. Résultats expérimentaux

Affichage des mesures :

Les mesures affichées par le dsPIC ont été comparées par des mesures effectuées avec un multimètre (valeurs efficaces) et un oscilloscope (fréquence et facteur de puissance).

Les résultats obtenus sont d'une précision satisfaisante, en particulier pour la mesure de la fréquence.

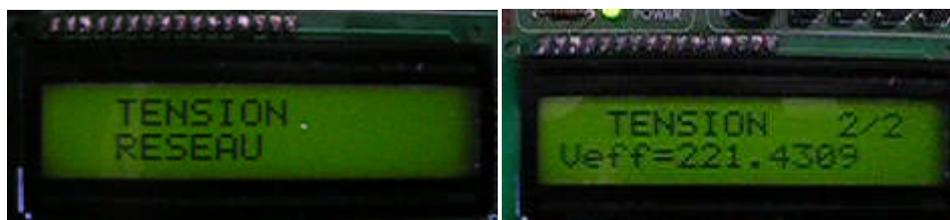


Figure 4-17 : Sélection de la tension du réseau et affichage de la valeur efficace

Le dsPIC affiche également l'état des paramètres déterminant la connexion avec le réseau (par exemple, tension réseau normale ou fréquence réseau élevée) afin de montrer à l'utilisateur la cause de la déconnexion.



Figure 4-18 : Affichage de la fréquence et de la période



Figure 4-19 : Indication de l'état des paramètres impliqués à la connexion au réseau

Commande de l'onduleur :

Nous avons prélevé les graphes de la commande MLI bipolaire selon différentes fréquences du réseau en simulant un facteur de puissance égal à 1. Les résultats montrent que la commande MLI s'adapte à la fréquence du réseau, dans la plage de valeurs admises (de 47,5 Hz à 52,5 Hz), en maintenant fixe le déphasage entre la commande de l'onduleur à la tension du réseau.

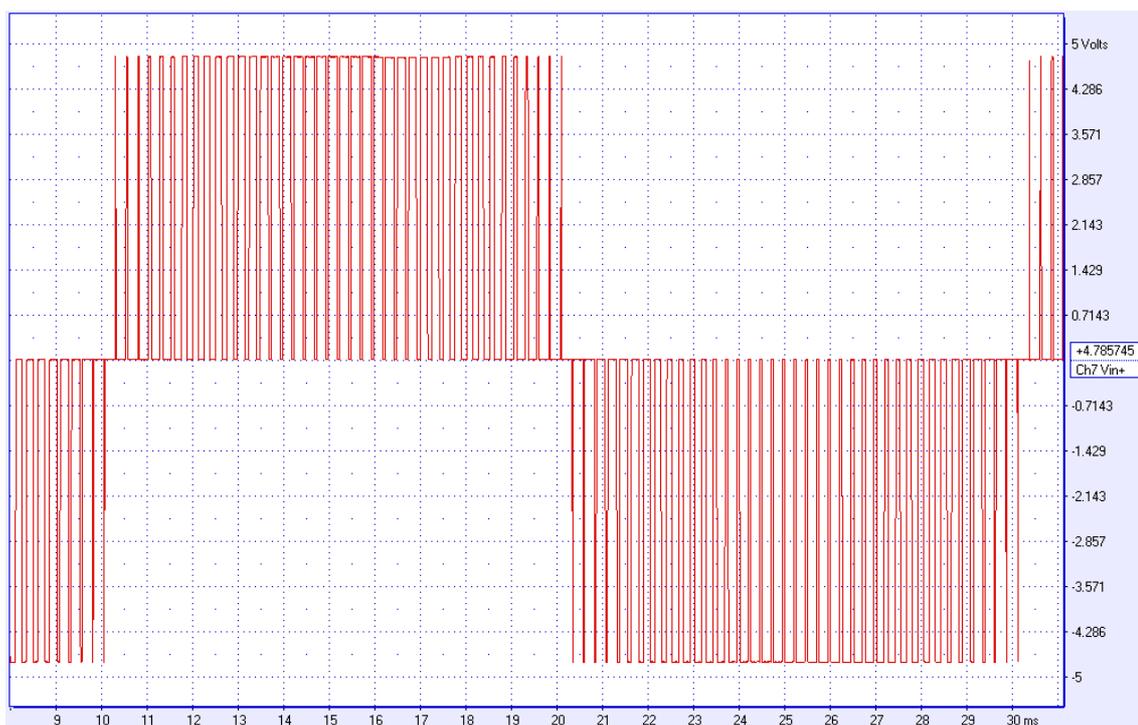


Figure 4-20 : Allure du signal de sortie de l'onduleur

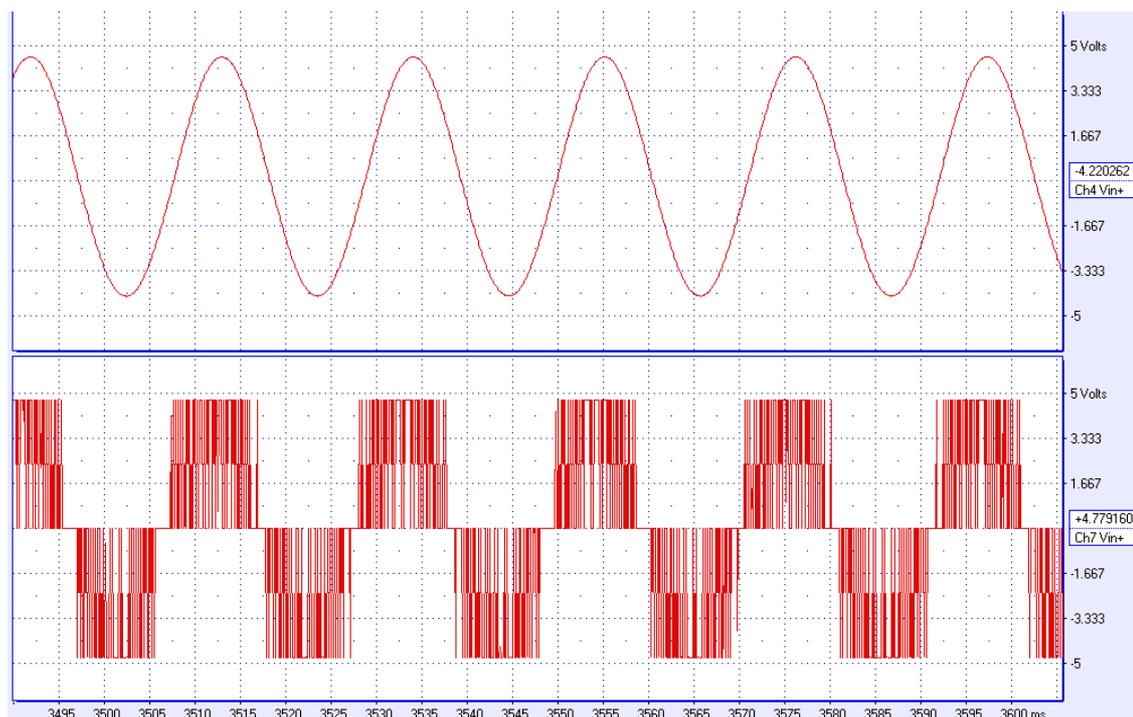


Figure 4-21 : Adaptation de la commande MLI unipolaire ($f=47,5$ Hz, $FP = 1$)

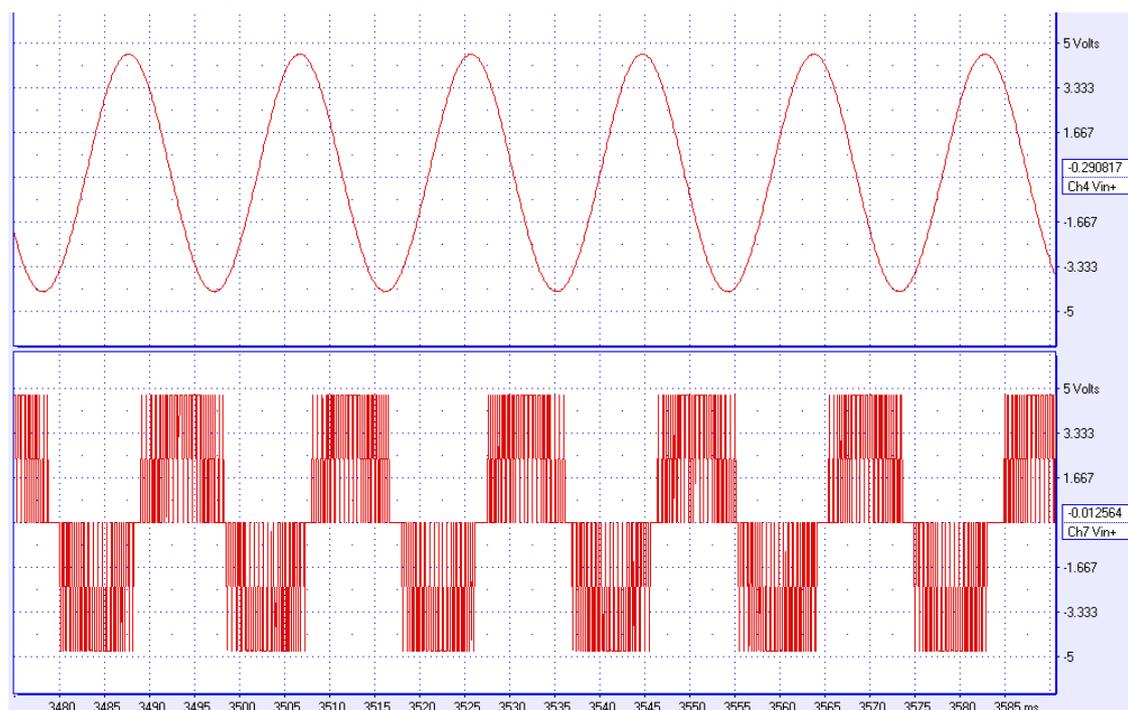


Figure 4-22 : Adaptation de la commande MLI unipolaire ($f=52,5$ Hz, $FP = 1$)

4.5. CONCLUSION

L'objectif de notre réalisation était d'utiliser le dsPIC pour la mesure de paramètres électriques, avec le contrôle de la connexion avec le réseau et la commande de l'onduleur en MLI.

Une étude sur l'architecture du dsPIC 30F4013 a été nécessaire pour établir une stratégie basée sur le traitement des évènements en temps réel et sur la répartition des différentes tâches à l'aide des sources d'interruptions.

La précision satisfaisante des valeurs affichées de la tension, du courant, de la fréquence, et du facteur de puissance, a été confirmée par l'utilisation d'un multimètre et d'un oscilloscope.

Les résultats montrent que la commande MLI s'adapte aux variations de la fréquence du réseau, lorsque le facteur de puissance est égal à 1.

Le signal de commande de la connexion avec le réseau a montré que notre dispositif répondait aux exigences de sécurité et de prévention contre le l'îlotage.

CONCLUSION GENERALE

Dans le cadre de cette thèse, nous avons étudié l'impact potentiel d'une importante concentration d'onduleurs photovoltaïques connectés au réseau de distribution électrique. Nous avons vu par la suite les raisons pour lesquelles un onduleur connecté au réseau devait disposer d'un circuit de contrôle qui effectue une mesure de divers paramètres électriques du réseau et de l'onduleur et contrôle la connexion en fonctions de critères prédéterminés. Nous avons vu également pour quelles raisons un onduleur doit injecter un courant conforme au réseau, en termes de taux d'harmoniques et de facteur de puissance.

Le but de notre travail est de réaliser un circuit de contrôle à l'aide d'un dsPIC qui rempli les fonctions précédemment cités, avec une interface permettant à l'utilisateur de connaître les valeurs mesurés.

Ces valeurs, affichées sur un écran LCD, ont été comparées avec les valeurs mesurées par un multimètre et se sont avérées suffisamment précises.

La mesure du facteur de puissance s'est montrée satisfaisante après avoir observé le déphasage tension / courant sur un oscilloscope.

La stratégie d'adaptation de la commande MLI à la fréquence du réseau a été démontrée en simulant des variations de la période d'un signal provenant d'un générateur basse fréquence. L'efficacité de l'algorithme de contrôle du facteur de puissance reste à démontrer.

Grâce à sa puissance de calcul, à ses nombreux périphériques ainsi qu'à la variété de ses sources d'interruptions, le dsPIC 30F4013 s'est avéré être un outil performant et adéquat pour satisfaire les exigences précitées. Etant donné que ce microcontrôleur n'a pas été exploité au maximum de ses capacités, il est fort probable qu'il puisse encore remplir des tâches supplémentaires.

En perspectives, il serait intéressant d'implémenter un algorithme de recherche du point de puissance maximale, ainsi que d'étudier plusieurs points, comme le comportement de notre dispositif face à la présence de perturbations dans le réseau (harmoniques, microcoupures), la fiabilité de ce système dans la durée, ainsi que l'efficacité de la correction du facteur de puissance.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Foster R., Ghassemi M., Cota A., « Solar Energy : Renewable Energy and the Environment », 2010, *CRC Press Taylor & Francis Group*.
- [2] Zekai Sen, « Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques », 2008, *Springer*.
- [3] Alonso, C., « Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie », Université Paul Sabatier – Toulouse III, 2003.
- [5] Sehlaoui, A., « Etude et réalisation d'un débitmètre électromagnétique », mémoire de magistère, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, 2005.
- [6] Nichiporuk, O., « Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités », thèse de doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, 2005.
- [4] Flèche, B., Delagnes, D., *Energie solaire photovoltaïque.doc*, 2007.
- [7] Bendjellouli, Z., « contribution à la modélisation d'une cellule solaire », thèse de magistère, Université de Bechar, 2009.
- [8] Didier, V., Gaidon, B., « Contribution de l'électricité Photovoltaïque dans le mix électrique français », 2007, www.hespul.org.
- [9] Ricaud, A., « Convertisseurs Photovoltaïques », Septembre 2010.
- [10] Lincot, D., « La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire », *Découverte* N°344-345 Janvier-Février 2007.
- [11] Maouedj, R., « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzaréah », thèse de magistère, Université de Tlemcen, Décembre 2005.
- [12] Muller, J-C., « Améliorations attendues avec les nouvelles technologies PV : rendements, coûts et cycle de vie », *J3EA*, Mars 2007.
- [13] Ricaud, A., « Modules et systèmes photovoltaïques », Septembre 2009.
- [14] Boukhtouche Cherfa, F., « étude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique BT », mémoire de magistère, Ecole Nationale Polytechnique, 2004.
- [15] « Planning and installing photovoltaic systems », *The German Energy Society*,

2008. ISBN-13 :978-1-84407-442-6.

- [16] Didier, V., Gaiddon, B., « Les onduleurs pour les systèmes photovoltaïques », Aout 2007, www.hespul.org.
- [17] Riffonneau, Y., Barruel, F., Bacha, S., « Problématique du stockage associé aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau », Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 (2008), pp. 407 – 422.
- [18] « Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension » ESPRIT, Avril 2010.
- [19] Ueda, Y., « detailed performance analyses results of grid connected PV systems in Japan –First 200 systems results of demonstrative research on clustered PV systems ». Tokyo University of Agriculture and Technology, 2005.
- [20] « State-of-the-art on Dispersed PV Power Generation : Publications review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks ANNEXES », PV Upscale, WP4-Deliverable 4.1, 2007.
- [21] Benarroudj, M., « Etude et réalisation d'un filtre actif monophasé en utilisant un DSP », Thèse de Magistère, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, 2006.
- [22] Verhoeven, B., « Utility aspects of grid connected photovoltaic power systems » IEA, 1998.
- [23] « Impact of photovoltaic generation on power quality in urban area with high PV population », PV Upscale, WP4-Deliverable 4.3, 2008.
- [24] « DC Injection into Low Voltage AC Networks », University Of Strathclyde, 2005.
- [25] Projet DISPOWER, « Identification of general safety problems, definition of test procedures and design-measures for protection », 2006.
- [26] Persson, D., « Islanding detection in power electronic converter based distributed generation », Lund University, 2007.
- [27] Kitamura, A., « Demonstration test results for grid interconnated photovoltaic power systems », IEA, 1999.
- [28] Bower, W., « Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility-interactive power system », Report IEA-PVPS T5-09 : 2002.
- [29] Markvart, T., Castaner, L., « Practical Handbook of Photovoltaic : Fundamentals

and Applications », 2003, *Elsevier*, pp. 640-643.

- [30] Verhoeven, B., « Probability of islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power system », Report IEA-PVPS T5-07 : 2002.
- [31] Adouane, M., « Etude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique », mémoire de magistère, Ecole Nationale Polytechnique, 2008.
- [32] EFP of Danish Energy Agency, « Optimisation of the Design of Grid-Connected PV Systems under Danish Condition », April 2009.
- [33] Sick, F., Erge, T., « Photovoltaics in Building, a Design Handbook for Architects and Engineers », XYZ Publishing Company, pp. 59-60.
- [34] Cottier, J.-M., Mermoud, A., « Centrales photovoltaïques, guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets, à l'usage des bureaux d'ingénieurs », 1996, *Office fédéral des questions conjoncturelle*.
- [35] Dong, D., « Modeling and Control Design of a Bidirectional PWM Converter for a Single-phase Energy Systems », Virginia Polytechnic Institute and State University, 2009.
- [36] Bendib, D., « Etude et réalisation d'une commande MLI on-line sur circuit FPGA », thèse de magistère, Ecole Nationale Polytechnique, 2009.
- [37] Hassaine, L., « Système de conditionnement de puissance et contrôle digital des onduleurs photovoltaïques connectés au réseau électrique », thèse de doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, 2010.
- [38] Kamil, M., « Grid-Connected Solar Microinverter Reference Design Using a dsPIC[®] Digital Signal Controller », Microchip Technology Inc.