



Department: Electrical Engineering

Order N° : 013/2020

Defense authorization N° 255/2020

DOCTORAL THESIS

3rd Cycle Doctoral (D-LMD)

Presented by

Ali GHELAM

With a view to obtaining the doctoral diploma in 3rd Cycle Doctoral (D-LMD)

Branch: Automatic

Specialty: Industrial Control

Topic

Non Linear Real Time Control of a Photovoltaic Conversion System

Supported, on 27/12 /2020, before the jury composed of:

Last and first name	Grade	Institution of affiliation	Designation
Mr. CHERROUN Lakhmissi	MCA	University of Djelfa	President
Mr. DEROUICHE Yazid	Pr	University of Djelfa	Supervisor
Mr. BOUDIAF Mohamed	MCA	University of Djelfa	Co-Supervisor
Mr. NEGADI Karim	MCA	University of Tiaret	Examiner
Mr. MERZOUK Imad	MCA	University of Djelfa	Examiner

Djelfa University, FST - 2020



Département : Génie Electrique

N° d'Ordre : 013/2020

Autorisation de Soutenance N° 255/2020

THESE DE DOCTORAT

Doctorat 3^{ème} Cycle (D-LMD)

Présentée par

Ali GHELAM

En vue de l'obtention du diplôme de Docteur en 3^{ème} Cycle D-LMD

Filière : Automatique

Spécialité : Contrôle Industriel

Thème

Commande non linéaire en temps réel

d'un système de conversion photovoltaïque

Soutenue publiquement, le 27/12/2020, devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement de rattachement	Désignation
Mr. CHERROUN Lakhmissi	MCA	Université de Djelfa	Président
Mr. DEROUICHE Yazid	Pr	Université de Djelfa	Directeur de thèse
Mr. BOUDIAB Mohamed	MCA	Université de Djelfa	Co Directeur de thèse
Mr. NEGADI Karim	MCA	Université de Tiaret	Examineur
Mr. MERZOUK Imad	MCA	Université de Djelfa	Examineur

Université de Djelfa, FST, 2020

Remerciements

Le travail présenté dans ce mémoire a été réalisé sous la direction de Monsieur Y. DEROUICHE Professeur à l'Université Ziane Achour - Djelfa et Monsieur M. BOUDIAF Maître de Conférence à l'Université Ziane Achour - Djelfa. Qu'ils trouvent ici l'expression de toute ma gratitude pour leurs conseils et leur patience. Je tiens à les remercier chaleureusement de l'aide précieuse et des conseils éclairés qu'ils m'ont apportés tout au long de ce travail.

Je remercie sincèrement Monsieur CHERROUN Lakhmissi Maître de Conférence à l'Université Ziane Achour - Djelfa, de l'honneur qu'il me fait de présider le jury de soutenance de ma thèse.

Mes vifs remerciements vont également à :

Monsieur NEGADI Karim Maître de Conférence à l'Université Ibn Khaldoun – Tiaret,

Monsieur MERZOUK Imad Maître de Conférence à l'Université Ziane Achour – Djelfa, d'avoir bien voulu accepter d'examiner ce travail et être membres du jury de soutenance.

Merci Beaucoup

Dédicace

Je dédie ce modeste travail en signe de reconnaissance à tous ceux que j'aime particulièrement :

à ma mère

à mon père

à ma épouse

à mes fils

à mes frères et sœurs

et à tous mes amis

Table des matières

Page

<i>Remerciements</i>	
<i>Dédicaces</i>	
<i>Table des matières</i>	
<i>Liste des figures</i>	
<i>Liste des tableaux</i>	
<i>Liste des abréviations</i>	
<i>Introduction Générale</i>	2
Chapitre 1 : Etat de l'art et généralité sur les systèmes photovoltaïques	
<i>1.1 Introduction</i>	6
<i>1.2 Les principales sources d'énergies renouvelables</i>	6
<i>1.3 Etat de l'art de l'énergie photovoltaïque</i>	6
<i>1.3.1 Impact de l'utilisation de l'énergie solaire sur l'environnement</i>	6
<i>1.3.2 Exigences économiques de l'utilisation de l'énergie solaire</i>	7
<i>1.3.3 Potentiel solaire en Algérie</i>	7
<i>1.3.4 Programme national (algérien) dédié aux énergies renouvelables</i>	8
<i>1.3.5 Réalité et défis futurs des énergies renouvelables en Algérie</i>	9
<i>1.3.6 Structure, dimensionnement et implantation d'une centrale de production d'énergie photovoltaïque</i>	10
<i>1.3.6.1 Dimensionnement d'une centrale photovoltaïque sur la taille de la charge</i>	11
<i>1.3.6.2 Implantation d'une centrale photovoltaïque sur le terrain</i>	13
<i>1.3.6.3 Défauts, perturbations et problèmes techniques au cours de fonctionnement d'une centrale photovoltaïque</i>	16
<i>1.3.7 Couplage des systèmes photovoltaïques au réseau électrique</i>	17
<i>1.3.7.1 Systèmes autonomes (couplage à une charge)</i>	17
<i>1.3.7.2 Systèmes hybrides (Systèmes PV couplés au réseau)</i>	18
<i>1.3.8 L'avenir des systèmes PV au cours de développement de SMARTGRID</i>	19
<i>1.3.9 Technologie des cellules photovoltaïques</i>	19
<i>1.3.9.1 Couleurs des cellules photovoltaïques</i>	20
<i>1.3.9.2 Différents types de cellules photovoltaïques (Avantages et inconvénients)</i>	20
<i>1.3.10 Refroidissement d'un Panneau Solaire Photovoltaïque</i>	23
<i>1.3.11 Techniques de stockage de l'énergie photovoltaïque</i>	24
<i>1.3.11.1 Stockage dans les Batteries</i>	24
<i>1.3.11.2 Stockage par production et utilisation d'hydrogène</i>	24
<i>1.3.11.3 Stockage par pompage d'eau</i>	24
<i>1.3.11.4 Stockage par compression d'air</i>	24
<i>1.3.12 Indicateurs de performances de conversion PV</i>	25
<i>1.3.12.1 Facteur de forme FF</i>	25
<i>1.3.12.2 Rendement de conversion η</i>	25
<i>1.4 Fonctionnement et modélisation d'une cellule photovoltaïque</i>	25

1.4.1 Principe de l'effet photoélectrique (EPE)	25
1.4.2 Analyse de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	27
1.4.2.1 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque	27
1.4.2.2 Association des cellules solaires photovoltaïques	28
1.4.2.3 Modèles courant-tension d'une cellule solaire	29
1.4.2.4 Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque	31
1.4.2.5 Caractéristique puissance-tension d'une cellule photovoltaïque	31
1.4.2.6 Rendement énergétique d'un générateur photovoltaïque	32
1.4.2.7 Facteurs influents sur le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	32
1.4.3 Protection d'un générateur photovoltaïque	33
1.5 Conclusion	34

Chapitre 2 : Modélisation et commande de la chaîne de conversion photovoltaïque

2.1 Introduction	36
2.2 Modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque	36
2.2.1 Convertisseur DC/DC (Hacheur)	36
2.2.1.1 Hacheur élévateur (BOOST)	37
2.2.1.2 Hacheur abaisseur-élévateur (BUCK-BOOST)	39
2.2.2 Convertisseur DC/AC (Onduleur)	40
2.2.2.1 Convertisseur DC/AC Monophasé	40
2.2.2.2 Convertisseur DC/AC Triphasé	41
2.3 Commande de la chaîne de conversion électrique d'un système PV	42
2.3.1 Commande d'un convertisseur DC/DC BOOST	42
2.3.1.1 Commande de la tension de sortie par PI conventionnel	42
2.3.1.2 Commande de la tension de sortie par la technique MPPT	42
2.3.1.3 Simulation de la commande d'un DC-DC BOOST associé à un GPV	47
2.3.1.3.1 Commande de la tension de sortie par PI conventionnel	47
2.3.1.3.2 Commande par la technique MPPT	50
2.3.2 Commande de la partie couplage d'un système photovoltaïque au réseau électrique	53
2.3.2.1 Techniques de commande de l'onduleur	53
2.3.2.1.1 Stratégie de commande en MLI	53
2.3.2.1.2 Stratégie de commande en pleine onde (PO)	54
2.3.2.2 Régulation de la puissance et de courants injectés dans le réseau alternatif	54
2.3.2.2.1 Régulation du courant alternatif par PI classique	56
2.3.2.2.2 Régulation du courant alternatif par la théorie de Lyapunov	57
2.3.2.2.3 Régulation du courant alternatif par la commande à mode glissant	59
2.3.2.3 Simulation de commande de la partie de couplage d'un système photovoltaïque au réseau électrique	61
2.3.2.3.1 Simulation de la commande par PI classique	61
2.3.2.3.2 Simulation de commande par la théorie de Lyapunov	64
2.3.2.3.3 Simulation de commande par mode glissant	65
2.4 Conclusion	66

Chapitre 3 : Conditionnement en temps réel de l'étage d'adaptation entre le panneau photovoltaïque et la charge

3.1 Introduction	68
3.2 Schéma synoptique de l'étage d'adaptation entre une source et une charge	68
3.3 Présentation du banc d'essai pratique (adaptateur d'impédance de sortie)	69
3.3.1 Matériel utilisé	70
3.3.2 Fonctionnement de circuit de puissance	74
3.3.3 Fonctionnement de circuit de commande	74
3.4 Synthèse de la commande	75
3.4.1 Commande par PI conventionnel	75
3.4.1.1 Schéma pratique de la commande	75
3.4.1.2 Calcul des paramètres du régulateur par la méthode de Ziegler-Nichols	77
3.4.2 Commande par MPPT	78
3.5 Analyse de la commande en temps réel	79
3.6 Résultats Pratiques	80
3.6.1 Résultats de la commande linéaire par PI conventionnel	80
3.6.2 Résultats de la commande non linéaire par la technique MPPT	82
3.7 Conclusion	85

Chapitre 4 : Correction de la chaîne de conversion photovoltaïque par l'insertion d'un convertisseur régulateur de tension

4.1 Introduction	87
4.2 Présentation des topologies étudiées	87
4.3 Problématique	88
4.4 Synthèse de la commande	90
4.4.1 Schémas bloc de la commande	90
4.4.2 Commande MPPT (P&O) du 1er convertisseur DC-DC BOOST	93
4.4.3 Réglage à mode glissant des courants alternatifs injectés par l'onduleur vers le réseau électrique	93
4.4.4 Commande floue du régulateur de tension (DC-DC BOOST) et de la puissance active injectée par l'onduleur	93
4.4.4.1 Principe de réglage par la logique floue	94
4.4.4.2 Application de la logique floue pour le réglage du système étudié	100
4.5 Résultats de simulation	102
4.6 Conclusion	108

Chapitre 5 : Expérimentation du couplage d'un système photovoltaïque avec une charge alternative

5.1 Introduction	110
5.2 Problématique	110
5.3 Structure de l'étage de couplage proposé	111
5.4 Réalisation pratique d'un onduleur monophasé commandé par Arduino-Uno	111
5.4.1 Matériel utilisé	112

5.4.2 Réalisation pratique d'un onduleur à demi-pont	114
5.4.2.1 Montage pratique d'un onduleur monophasé à demi-pont	115
5.4.2.2 Résultats pratique de la commande d'un onduleur à demi-pont	115
5.4.3 Réalisation pratique d'un onduleur en pont H	119
5.4.3.1 Montage pratique d'un onduleur monophasé en pont H	120
5.4.3.2 Analyse en temps réel de commande du convertisseur DC-AC	121
5.4.3.3 Résultats pratique de la commande d'un onduleur en pont H	122
5.5 Contribution et modification de l'étage de couplage de conversion photovoltaïque DC-AC pour résoudre le problème de l'insuffisance de l'énergie	125
5.5.1 Architecture retenue pour le prototype	125
5.5.2 Résultats expérimentaux du couplage d'un système photovoltaïque avec une charge alternative	127
5.5.2.1 Montage classique (En absence d'un DC-DC BOOST régulateur de tension)	127
5.5.2.2 Montage modifié (En présence d'un DC-DC BOOST régulateur de tension)	133
5.5.2.3 Caractéristique du convertisseur DC/DC BOOST	134
5.5.2.4 Etude comparative des différentes séniors de l'expérimentation	136
5.6 Conclusion	136
Conclusion Générale	139
Références	
Résumé	

Liste de figures

Page

CHAPITRE 1 :

Figure 1.1 : Le potentiel économique de l'énergie solaire des pays de la région MENA	8
Figure 1.2 : La part des énergies renouvelables dans le mix électrique selon le programme national des Energies renouvelables	9
Figure 1.3 : Configuration d'un système PV : (a) à un onduleur et (b) à plusieurs onduleurs	10
Figure 1.4 : Rayonnements solaires sur un panneau perpendiculaire et incliné	13
Figure 1.5 : Trackers (suiveurs) à double axe	15
Figure 1.6 : Système PV autonome	18
Figure 1.7 : Systèmes PV connectés au réseau	19
Figure 1.8 : Cellule photovoltaïque Multijonction	21
Figure 1.9 : Cellule monocristalline	21
Figure 1.10 : Cellule polycristalline	21
Figure 1.11 : Cellule photovoltaïque de type cuivre - indium - sélénium (CIS)	22
Figure 1.12 : Cellule photovoltaïque amorphe	22
Figure 1.13 : Cellule CZTS (Cuivre Zinc Etain Soufre)	23
Figure 1.14 : Un schéma montrant l'émission d'électrons depuis une plaque métallique	26
Figure 1.15 : Principe d'une cellule photovoltaïque	27
Figure 1.16: Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque	27
Figure 1.17 : Caractéristique résultante d'un groupement de (ns) cellules en série	28
Figure 1.18 : Caractéristique résultante d'un groupement de (np) cellules en parallèle	29
Figure 1.19 : Modèle à deux diodes d'une cellule solaire	30
Figure 1.20 : Puissance maximale sur une caractéristique courant-tension	31
Figure 1.21 : Puissance maximale sur une caractéristique puissance-tension.	31
Figure 1.22 : Influence de l'ensoleillement sur les cellules photovoltaïques	33
Figure 1.23 : Influence de la température sur les cellules photovoltaïques	33
Figure 1.24 : Diodes de protection d'un GPV	34

CHAPITRE 2 :

Figure 2.1 : Chaîne de conversion photovoltaïque	36
Figure 2.2 : Symbole d'un convertisseur DC-DC	37
Figure 2.3: Schéma électrique d'un hacheur BOOST	37
Figure 2.4: Etats de fonctionnement d'un hacheur BOOST	38
Figure 2.5 : Schéma électrique d'un hacheur BUCK- BOOST	39
Figure 2.6 : Onduleur de tension monophasé	40
Figure 2.7 : Signaux de commande	40
Figure 2.8 : Onduleur de tension triphasé	41
Figure 2.9 : Schéma de commande d'un convertisseur DC-DC BOOST par PI classique	42
Figure 2.10 : Caractéristique d'un PV	43
Figure 2.11 : Caractéristique de la puissance du générateur PV	43
Figure 2.12 : Organigramme de l'algorithme Perturber & Observer P&O	44
Figure 2.13 : Organigramme de l'algorithme d'Incrément de la conductance	45
Figure 2.14 : Organigramme de l'algorithme FCC	46

<i>Figure 2.15 : Organigramme de l'algorithme FCO.</i>	47
<i>Figure 2.16 : Variation de la tension de sortie du convertisseur BOOST</i>	48
<i>Figure 2.17 : Variation du courant de sortie du convertisseur BOOST</i>	48
<i>Figure 2.18 : Variation de la puissance de sortie du convertisseur BOOST</i>	49
<i>Figure 2.19 : Variation de la tension d'entrée du convertisseur BOOST</i>	49
<i>Figure 2.20 : Variation du courant d'entrée du convertisseur BOOST</i>	49
<i>Figure 2.21 : Variation de la puissance d'entrée du convertisseur BOOST</i>	50
<i>Figure 2.22 : Variation de la puissance de sortie du convertisseur BOOST</i>	50
<i>Figure 2.23 : Variation de la tension de sortie du convertisseur BOOST</i>	51
<i>Figure 2.24 : Variation du courant de sortie du convertisseur BOOST</i>	51
<i>Figure 2.25 : Variation de la puissance d'entrée du convertisseur BOOST</i>	51
<i>Figure 2.26 : Variation de la tension d'entrée du convertisseur BOOST</i>	52
<i>Figure 2.27 : Variation du courant d'entrée du convertisseur BOOST</i>	52
<i>Figure 2.28 : Principe de la commande MLI</i>	53
<i>Figure 2.29 : Signaux de commande à MLI</i>	54
<i>Figure 2.30 : Signaux de commande à pleine onde</i>	54
<i>Figure 2.31 : Schéma de réglage global</i>	55
<i>Figure 2.32 : Réglage du courant alternatif par PI classique</i>	56
<i>Figure 2.33 : Circuit de commande par la théorie de Lyapunov</i>	58
<i>Figure 2.34 : Structure de la commande par mode glissant</i>	59
<i>Figure 2.35 : Convergence du chemin vers la surface</i>	60
<i>Figure 2.36 : Schéma de commande par mode glissant</i>	60
<i>Figure 2.37 : Variation de puissance active générée vers le réseau électrique</i>	62
<i>Figure 2.38 : Variation du courant alternatif généré vers le réseau électrique</i>	62
<i>Figure 2.39 : Agrandissement de la figure 2.38</i>	62
<i>Figure 2.40 : Variation de la tension de sortie du convertisseur</i>	63
<i>Figure 2.41 : Variation de la tension continue absorbée par l'onduleur</i>	63
<i>Figure 2.42 : Variation du courant continu absorbé par l'onduleur</i>	63
<i>Figure 2.43 : Variation de puissance active générée vers le réseau électrique</i>	64
<i>Figure 2.44 : Agrandissement de la figure 2.43</i>	64
<i>Figure 2.45 : Agrandissement de variation du courant généré vers le réseau électrique</i>	65
<i>Figure 2.46 : Variation de la puissance active générée vers le réseau électrique</i>	65
<i>Figure 2.47 : Agrandissement de la figure 2.46</i>	66
<i>Figure 2.48 : Agrandissement de variation du courant généré vers le réseau électrique</i>	66
CHAPITRE 3 :	
<i>Figure 3.1 : Schéma synoptique du système étudié</i>	69
<i>Figure 3.2 : Structure de base du système étudié</i>	69
<i>Figure 3.3 Banc d'essai pratique.</i>	70
<i>Figure 3.4 : Description d'une carte Arduino UNO</i>	71
<i>Figure 3.5 : Structure du programme</i>	72
<i>Figure 3.6 : MOSFET IRFP360</i>	72
<i>Figure 3.7: Photo-coupleur</i>	73
<i>Figure 3.8 : Panneau photovoltaïque utilisé</i>	73
<i>Figure 3.9 : Boucle de régulation PI du DC/DC BOOST</i>	75
<i>Figure 3.10 : Schéma synoptique du système PV commandé par PI</i>	76
<i>Figure 3.11 : Montage pratique du système PV commandé par PI</i>	76
<i>Figure 3.12 : Système bouclé à un retour unitaire</i>	77

Figure 3.13 : Schéma synoptique du système PV commandé par MPPT	78
Figure 3.14 : Montage pratique du système PV commandé par MPPT	78
Figure 3.15 : Déroulement du signal dans la carte Arduino-Uno	79
Figure 3.16 : Représentation du signal triangulaire	79
Figure 3.17 : Segmentation du signal de commande	79
Figure 3.18 : Tension de sortie du Convertisseur DC/DC BOOST	
(a) Variation du point de consigne	81
(b) Variation de la charge	81
(c) Variation de l'irradiation solaire	82
Figure 3.19 : Variation de la tension et du courant de sortie	
(a) Variation de la charge	83
(b) Variation de l'irradiation solaire	83
Figure 3.20 : Tension de sortie commandé par MLI ($R_{ch}=100\Omega$)	84
Figure 3.21 : Tension de sortie commandée par MLI avec changement de la charge	84
Figure 3.22 : Tension de sortie commandée par MLI avec changement de l'irradiation	85

CHAPITRE 4 :

Figure 4.1 : Topologie ordinaire (version 1)	88
Figure 4.2 : Topologie améliorée (version 2)	88
Figure 4.3 : Insertion de plusieurs batteries	88
Figure 4.4 : Insertion d'un régulateur de tension DC-DC BOOST	89
Figure 4.5 : Modèle classique $G0 = VDC/(2Vp)$	89
Figure 4.6 : Modèle modifié	90
Figure 4.7 : Commande MPPT du convertisseur DC-DC BOOST1-Adaptateur d'impédance	91
Figure 4.8 : Commande FLC du convertisseur DC-DC BOOST2-Régulateur de tension	91
Figure 4.9 : Commande SMC en cascade avec la commande FLC de l'onduleur.	92
Figure 4.10 : Schéma de commande à mode glissant	93
Figure 4.11 : Fonction de transfert du correcteur	94
Figure 4.12 : Structure d'un régulateur	94
Figure 4.13 : Etapes d'un moteur flou	95
Figure 4.14 : Méthode de fuzzification pour une mesure exacte	96
Figure 4.15 : Méthode de fuzzification pour une mesure incertaine	96
Figure 4.16 : Défuzzification par centre de gravité	98
Figure 4.17 : Défuzzification par centre de gravité	99
Figure 4.18 : Défuzzification par valeur maximum	99
Figure 4.19 : Régulateur PI Flou	100
Figure 4.20 : Commande de l'étage de couplage par la logique floue	100
Figure 4.21 : Fonction d'appartenance de 'e' et 'de'	101
Figure 4.22 : Fonction d'appartenance de 'u' ($u = d$ ou Im^*)	101
Figure 4.23 : Puissance active injectée	
(a) Version 1 (ordinaire)	103
(b) Version 2 (modifiée)	103
Figure 4.24 : Courant alternatif injecté	
(a) Version 1 (ordinaire)	104
(b) Version 2 (modifiée)	104
Figure 4.25 : Zoom de la figure précédente 4.24.b (Version modifiée)	104
Figure 4.26 : Courant DC absorbé par le convertisseur DC/AC	
(a) Version 1 (ordinaire)	105
(b) Version 2 (modifiée)	105

<i>Figure 4.27 : Tension DC d'entrée du convertisseur DC/AC</i>	
(a) Version 1 (ordinaire)	106
(b) Version 2 (modifiée)	106
<i>Figure 4.28 : Puissance générée par le générateur PV</i>	
(a) Version 1 (Ordinaire)	107
(b) Version 2 (Modifiée)	107
<i>Figure 4.29 : Courant DC généré par la batterie de la version 2 (Modifiée)</i>	107
<i>Figure 4.30 : Voltage DC généré par la batterie de la version 2 (Modifiée)</i>	108

CHAPITRE 5 :

<i>Figure 5.1 : Analogie hydraulique</i>	110
<i>Figure 5.2 : Schéma synoptique de la structure proposée</i>	111
<i>Figure 5.3: Structure électrique d'un onduleur monophasé</i>	112
<i>Figure 5.4 : Montage du circuit DRIVER IR2112 [11]</i>	113
<i>Figure 5.5: Circuit RDC</i>	113
<i>Figure 5.6: Schéma synoptique de l'onduleur à demi-pont.</i>	114
<i>Figure 5.7 : Schéma pratique détaillé d'un onduleur à demi-pont</i>	115
<i>Figure 5.8 : Signaux de commande à pleine onde</i>	116
<i>Figure 5.9 : Tension de sortie du convertisseur</i>	116
<i>Figure 5.10 : Signaux de commande en MLI demi-onde (ou unipolaire)</i>	117
<i>Figure 5.11 : Tension de sortie du convertisseur en MLI (demi-onde)</i>	117
<i>Figure 5.12 : Signaux de commande sans temps mort</i>	118
<i>Figure 5.13 : Tension de sortie du convertisseur sans temps mort</i>	118
<i>Figure 5.14 : Signaux de commande avec temps mort</i>	118
<i>Figure 5.15 : Tension de sortie du convertisseur avec min de temps mort</i>	119
<i>Figure 5.16 : Agrandissement de la figure 5.15</i>	119
<i>Figure 5.17 : Schéma synoptique d'un onduleur monophasé en pont</i>	120
<i>Figure 5.18 : Schéma pratique détaillé d'un onduleur en pont H</i>	121
<i>Figure 5.19 : Détermination de la fréquence d'échantillonnage f_{T_0}</i>	121
<i>Figure 5.20 : Élimination de l'effet du temps mort</i>	122
<i>Figure 5.21 : Sortie du convertisseur pour une commande MLI unipolaire</i>	123
<i>Figure 5.22 : Sortie du convertisseur pour une commande MLI bipolaire</i>	123
<i>Figure 5.23 : Tension de sortie du convertisseur pour une commande MLI bipolaire en fonction de variation du signal de référence extérieur</i>	124
<i>Figure 5.24 : Circuit synoptique de l'étage de couplage d'un système photovoltaïque</i>	125
<i>Figure 5.25 : Banc d'essai du système de couplage photovoltaïque</i>	125
<i>Figure 5.26 : Circuit détaillé du montage de couplage</i>	
(a) Montage en absence d'un convertisseur DC/DC BOOST régulateur de tension	126
(b) Montage en présence d'un convertisseur DC/DC BOOST régulateur de tension	126
<i>Figure 5.27 : Objectif des résultats</i>	127
<i>Figure 5.28 : Commande MLI calculé par la carte Arduino-Uno</i>	128
<i>Figure 5.29 : V_{dc} et I_{dc} aux bornes de l'onduleur</i>	129
<i>Figure 5.30 : Tension de sortie de l'onduleur</i>	129
<i>Figure 5.31 : Courant de sortie de l'onduleur</i>	130
<i>Figure 5.32 : Commande MLI calculé par la carte Arduino-Uno</i>	130
<i>Figure 5.33 : V_{dc} et I_{dc} aux bornes de l'onduleur</i>	131
(Puissance active max débité : $P = V_{dc}.I_{dc} = 4.2 \text{ W}$)	
<i>Figure 5.34 : Tension de sortie de l'onduleur</i>	131
<i>Figure 5.35 : Courant de sortie de l'onduleur</i>	132

<i>Figure 5.36 : Vdc et Idc aux bornes de l'onduleur</i>	<i>132</i>
<i>(avec réduction de la charge) Puissance active max débité $P = V_{dc}.I_{dc} = 6 \text{ W}$</i>	
<i>Figure 5.37 : Vdc et Idc aux bornes de l'onduleur</i>	<i>133</i>
<i>(Puissance active max débité $P = V_{dc}.I_{dc} = 16.8 \text{ W}$)</i>	
<i>Figure 5.38 : Tension de sortie de l'onduleur</i>	<i>133</i>
<i>Figure 5.39 : Courant de sortie de l'onduleur</i>	<i>134</i>
<i>Figure 5.40 : Asservissement de la tension continue de sortie de DC-DC BOOST</i>	<i>134</i>
<i>Figure 5.41 : Variation de la tension et du courant continu à l'entrée de l'onduleur en</i>	<i>135</i>
<i>fonction de variation de la consigne</i>	
<i>Figure 5.42: Caractéristique de sortie du DC-DC BOOST en cas de perturbation de la batterie</i>	<i>135</i>
<i>Figure 5.43 : Résumé des résultats expérimentaux</i>	<i>136</i>

Liste de Tableaux

Page

<i>Tableau 1.1 : Consistance du programme de développement des énergies renouvelables</i>	<i>8</i>
<i>Tableau 3.1 Caractéristiques techniques de l'IRFP360</i>	<i>72</i>
<i>Tableau 3.2 Caractéristiques techniques du PV</i>	<i>74</i>
<i>Tableau 3.3 Autres accessoires</i>	<i>74</i>
<i>Tableau 4.1 : Exemple de normalisation</i>	<i>97</i>
<i>Tableau 4.2 : Règles floues</i>	<i>101</i>
<i>Tableau 5.1 Composants nécessaires</i>	<i>113</i>

Liste des abréviations

GPV : Générateur photovoltaïque

GWc : GigaWatt crête

MENA : Moyen-Orient et Afrique du Nord

STC : Conditions d'essai standard

AM : Nombre d'air masse

DC : Courant continu

AC : Courant Alternatif

PWM : Modulation de largeur d'impulsion (MLI)

MPPT : Suiveur du point de puissance maximale

I : Courant, V : Tension, P : Puissance

FF : Facteur de forme

I_{cc} : Courant de court circuit

V_{co} : Tension de circuit ouvert

P_m : puissance maximale

E : Eclairement solaire

η : Rendement

BOOST : Elévateur

BUCK : Abaisseur

FCC : Fraction de courant de court-circuit

FCO : Fraction de tension en circuit ouvert

P&O : Perturbé et Observé

PLL : Boucle à phase asservie

CSV : Commande à structure variable

SMC : Contrôleur à mode glissant

FLC : Contrôleur logique flou

PO : Plein onde

ADC : Convertisseur analogique numérique

Introduction Générale

Introduction Générale

Ce travail a été effectué au **Laboratoire de Recherche d'Automatique Appliquée & Diagnostic Industriel (LAADI)** de l'Université de **Djelfa**. Les thématiques de recherche de ce laboratoire sur l'automatisation, la modélisation, la simulation et l'expérimentation des processus industriels au sens de contrôle et de surveillance. Ce projet s'inscrit dans l'amélioration de la gestion d'énergie dans les ressources renouvelables qui se posent aujourd'hui comme intéressantes solutions d'électrification dans le monde.

De nos jours, les énergies renouvelables deviennent progressivement des sources à part entière, rivalisant avec des énergies fossiles du point de vue coût et performance de production [1]. Elles sont propres et inépuisables, donc capables de couvrir nos besoins énergétiques à long terme. Les ressources renouvelables dont dispose l'**Algérie** sont le solaire, l'éolien et la biomasse à des proportions relativement différentes. Elles sont sous-exploitées par rapport à leur potentiel. Même au plan mondial, ces ressources ne couvrent que 20% de la consommation en énergie électrique. Force est de constater que l'**Algérie**, classé parmi les Pays les moins avancés a un taux d'électrification très faible (environ de 6% en 2020).

Avec l'augmentation du prix des énergies fossiles, l'exploitation de cette ressource avec les systèmes de production photovoltaïque devient viable et rentable, surtout devant la grande surface de **SAHARA** dans notre pays (**Algérie**). Il est disponible pendant les périodes de pointe, contrairement au vent, qui produit souvent plus d'énergie dans la nuit et le jour.

D'un point de vue scientifique, **Laboratoire LAADI (Djelfa-Algérie)** travaille depuis des années récentes dans le domaine des énergies vertes. A cet effet, consciente des problèmes énergétiques qui se posent avec acuité à l'Algérie, elle développe plusieurs axes de recherche sur les énergies renouvelables dont l'énergie solaire afin de définir les possibilités d'utilisation de cette dernière [2], [3]. Dans ce contexte, laboratoire de recherche **LAADI** de l'université de **Djelfa** possède des compétences en ingénierie, travaille en collaboration avec l'industrie sur la définition et l'optimisation des systèmes photovoltaïques.

Ainsi, les travaux présentés dans cette thèse s'inscrivent dans ce contexte et tentent d'apporter des éléments de réponse aux questions suivantes:

- Modélisation et simulation des ressources solaires,
- Réalisation pratique des prototypes photovoltaïques,
- Contrôle intelligent des systèmes photovoltaïques,
- Modernisation du circuit de puissance photovoltaïque,
- Commande non linéaire de la chaîne de conversion photovoltaïque.

Problématique de la thèse

L'optimisation de production de l'énergie photovoltaïque est généralement obtenue en assurant une bonne adaptation entre le générateur PV et le récepteur associé. Cette adaptation est réalisée à l'aide d'un convertisseur statique DC-DC piloté par une technique de commande

bien spécifiée et d'un convertisseur DC-AC commandé pour connecter l'énergie aux charges alternatives locales (autonome) ou au réseau publique (hybride) dans les différents modes de fonctionnement [4].

Pour que l'utilisation de l'énergie photovoltaïque soit à la portée de tout le monde, il faut concevoir un système de commande plus simple et plus efficace à hautes performances et qui soit disponible sur le marché à un prix réduit. Un autre problème dans la chaîne de conversion photovoltaïque, c'est le problème de l'insuffisance de la puissance émise vers la charge, dont la plus part des gens ajoutent plus de batteries sans résoudre le problème or c'est un problème majeur qui nécessite une solution [5].

L'aspect pratique est très important pour l'utilisation de l'énergie photovoltaïque pour mieux apprendre le transfert de l'énergie solaire incidente à l'énergie électrique sous forme alternative, l'utilisateur doit connaître comment réaliser un convertisseur DC/DC ou DC/AC ou au moins le dimensionnement de ses éléments. Et il est préférable de maîtriser ou de comprendre le circuit de commande du circuit de conversion photovoltaïque afin d'intervenir dans les différents problèmes auxquels est confronté l'utilisateur.

Cette étude est orientée vers la contribution de contrôle en temps réel de l'injection énergétique générée par des sources d'énergie photovoltaïques (PV) vers le réseau électrique alternatif. Pour implanter cette philosophie en expérimentation, nous utiliserons la carte Arduino-Uno à cause de sa simplicité de mise en œuvre et sa souplesse de programmation, ainsi que l'existence de plusieurs entrées et sorties.

Organisation du document de la thèse

Le travail présenté dans cette thèse est donc organisé en cinq chapitres principaux structurés comme suit :

Dans le chapitre 1, nous exposons dans un premier temps, les différentes sources d'énergies renouvelables existant en Algérie. Un accent particulier a été mis sur l'estimation de taux d'exploitation actuel et de futures statistiques à l'échelle de 2030. Ainsi que la discussion : De critères de dimensionnement d'une centrale photovoltaïque sur la taille de la charge, le principe et la modélisation d'une cellule photovoltaïque.

Dans le chapitre 2, nous présentons la description d'une chaîne photovoltaïque autonome, puis élaborons les modèles énergétiques des différents principaux composants de ce système tels les modules photovoltaïques, la batterie, le convertisseur DC-DC BOOST et l'onduleur DC-AC. La modélisation a pour but d'établir les modèles mathématiques précis qui décrivent le fonctionnement physique de tous les composants, de retrouver par simulation l'influence des paramètres sur les caractéristiques du générateur photovoltaïque pour un transfert énergétique vers les récepteurs selon l'ordre de la commande. Et également l'implantation des stratégies de commande linéaire et non linéaire : Le contrôle conventionnel, la commande MPPT, le réglage avancé par la théorie de Lyapunov et le réglage robuste à mode glissant.

Dans le chapitre 3, après l'analyse de différents éléments du schéma synoptique de l'étage à courant continu DC de la chaîne de conversion photovoltaïque et la présentation d'un banc d'essai pratique, nous élaborons l'implantation en temps réel de la commande linéaire à PI conventionnel et la commande non linéaire à MPPT en utilisant la carte microcontrôleur Arduino-Uno.

Le chapitre 4 est consacré à la modernisation des systèmes photovoltaïques par modification de la topologie conventionnelle de la chaîne de conversion pour améliorer la robustesse de réglage. Nous introduisons des algorithmes de commande avancés (à mode glissant SMC et par logique floue FLC) pour le réglage de convertisseurs DC-DC BOOST et DC-AC dans le but d'améliorer ses performances.

Enfin, dans le chapitre 5, nous expliquons l'avantage de la nouvelle contribution du contrôle en insertion d'un régulateur de tension DC-DC BOOST dans l'étage de couplage DC-AC par validation expérimentale. Dans cette étude, nous présentons la réalisation pratique d'un prototype d'association d'un convertisseur DC-DC BOOST directement avec un convertisseur DC-AC à travers d'un bus continu. Ce chapitre se conclut sur l'analyse générale de tous les résultats issus de la résolution du problème de l'insuffisance énergétique vers la charge. Il s'agit en l'occurrence des solutions obtenues après la discussion de problèmes relatives dans l'installation photovoltaïque en utilisant des modèles ordinaires.

Finalement, nous terminons ce manuscrit par la conclusion générale, les recommandations, les contributions scientifiques de la thèse et quelques perspectives pour des travaux futurs dans ce domaine.

Chapitre 1 :

***Etat de l'art et généralité sur
les systèmes photovoltaïques***

1.1 Introduction

De nos jours, l'énergie photovoltaïque occupe une place beaucoup plus grande. Une forme d'énergie qui est de plus en plus utilisée et pour cause, cette source d'énergie est disponible presque partout. L'énergie produite sous forme continue, doit être ondulée pour pouvoir alimenter des charges alternatives ou l'injecter au réseau de distribution alternatif, on doit concevoir et développer une chaîne conversion photovoltaïque pour obtenir d'une forme d'énergie peut être utilisable dans les applications industrielles. Dans ce chapitre, on va commencer par la présentation de l'état actuel et futur des énergies renouvelables en Algérie, en particulier l'énergie solaire, en suite l'étude de principe du fonctionnement du générateur photovoltaïque et les critères de la mise en place avant d'entamer les éléments de la chaîne de conversion pour avoir des connaissances sur son modélisation et sa caractéristique courant-tension et puissance-tension et les différents éléments influents sur son fonctionnement afin d'augmenter son rendement et d'améliorer les performances de la chaîne de conversion photovoltaïque.

1.2 Les principales sources d'énergies renouvelables

On peut citer les ressources les plus utilisées dans le monde :

- **L'énergie solaire** : Peut être captée et transformée en chaleur ou en électricité grâce à des capteurs adaptés du rayonnement du soleil. Elle peut être convertie en électricité, et son exploitation peut se faire en thermique (une vapeur d'eau qui entraîne des turboalternateurs pour l'obtention de l'énergie électrique) ou photovoltaïque (énergie transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des panneaux photovoltaïques).
- **Énergie Éolienne** : Est l'énergie produite par le vent. Elle est le fruit de l'action d'aérogénérateurs dont la fonction est de produire de l'électricité, (les turbines à axe horizontal ou vertical).
- **Energie Hydroélectrique** : Est l'énergie résultante de l'accumulation d'un fluide incompressible des eaux de barrages ou de mer, qui se transforment directement en électricité.
- **Energie géothermique** : Représente la production d'électricité à partir de la chaleur stockée dans le sous sol.

1.3 Etat de l'art de l'énergie photovoltaïque

1.3.1 Impact de l'utilisation de l'énergie solaire sur l'environnement

L'énergie solaire, comme l'hydroélectricité, l'éolien, la géothermie et l'énergie marémotrice, est une énergie verte ou propre c'est-à-dire qu'elle produit une faible quantité de polluants. Les centrales électriques solaires et les panneaux photovoltaïques permettent de produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire. L'impact environnemental se situe principalement au niveau de la fabrication, du transport, de l'installation et du recyclage de ces infrastructures. La transformation de l'énergie solaire en énergie électrique en tant que telle n'émet pas de pollution : L'utilisation du silicium dans la fabrication des panneaux photovoltaïques alourdit le bilan énergétique. En effet, les usines de silicium rejettent une grande quantité de CO₂ dans l'air. Garantis 20 à 30 ans, que deviennent les panneaux

photovoltaïques en fin de vie ? Dans les faits, ils sont recyclables à 85 % dans le but de diminuer l'enfouissement et la pollution des sols. Installés au sol, les panneaux solaires peuvent modifier le paysage et déranger la faune locale principalement par la pose de clôture sur des terrains de grande superficie. Une des réponses à ce problème est de construire des corridors pour faciliter le passage des animaux [6].

1.3.2 Exigences économiques de l'utilisation de l'énergie solaire

Le progrès des techniques de production de cellules photovoltaïques a entraîné, à partir des années 1990, une baisse des prix qui a permis d'envisager, moyennant des soutiens étatiques divers, une production de masse pour le réseau électrique, production qui pourrait s'étendre à la production autoconsommée intégrée dans les réseaux intelligents (smart grids).

En 2019, au moins 114,9 GWc de systèmes photovoltaïques ont été installés dans le monde, qui avait connu un palier après le passage du seuil de 100 GWc en 2017. La puissance installée cumulée atteignait 627 GWc à la fin 2019.

L'énergie solaire photovoltaïque considérée comme une énergie fluctuante, mais inépuisable et modulaire, est devenue « une composante incontournable des politiques énergétiques ». Progressant rapidement en matière d'efficacité et de baisse des coûts, elle devrait en Algérie, être « économiquement compétitive dans les prochaines années » : son coût sera comparable au prix de vente de l'électricité résidentielle entre 2015-2020 et au prix de gros vers 2030. Les investissements d'avenir et d'autres soutiens à la filière sont un enjeu stratégique pour « l'approvisionnement énergétique, de développement industriel, d'emplois, de compétitivité et de lutte contre le changement climatique ». Des contraintes d'occupation des sols doivent cependant favoriser les installations sur grandes toitures (entrepôts, bâtiments commerciaux).

1.3.3 Potentiel solaire en Algérie

L'Algérie dispose de ressources inépuisables, à savoir le gisement solaire de 2.381.745 Km² avec plus de 3000 heures d'ensoleillement par an, ce potentiel peut constituer un facteur important de développement durable dans cette région, s'il est exploité de manière économique. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara), équivalent à 5000 fois la consommation algérienne et 60 fois la consommation européenne. L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m²/an au Nord et 2263 KWh/m²/an au sud du pays (Voir la figure 1.1) [7].

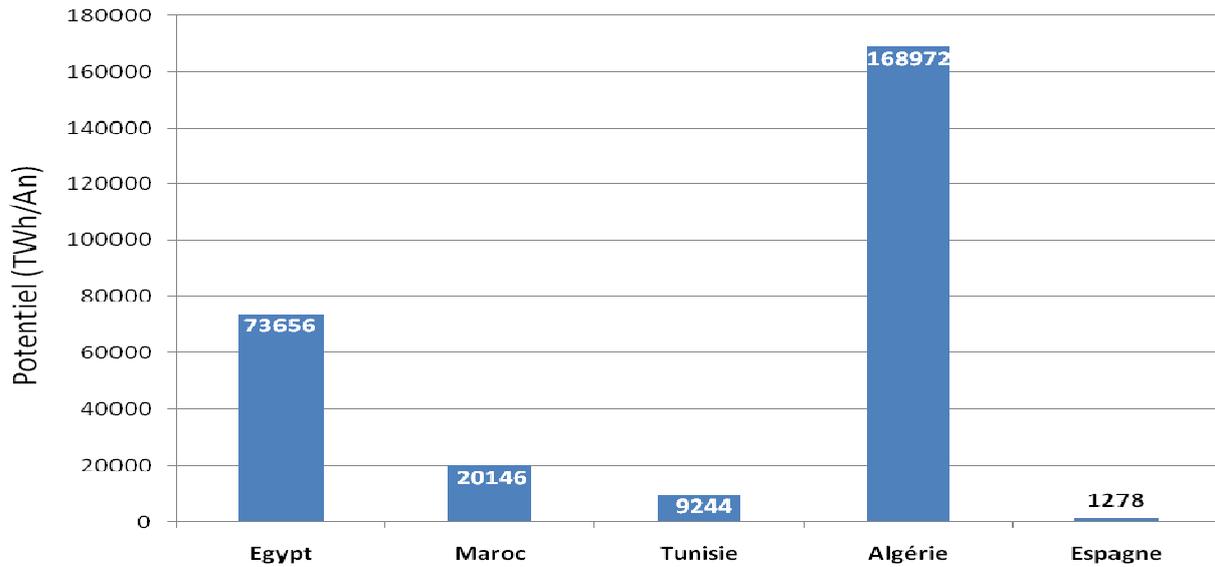


Figure 1.1 : Le potentiel économique de l'énergie solaire des pays de la région MENA

1.3.4 Programme national (algérien) dédié aux énergies renouvelables

Le programme a été adopté en 2011, visant 22000 MW, dont 13500 MW en énergie photovoltaïque à l'horizon 2030. 5010 MW en énergie éolienne, 2000 MW en CSP, 1000 MW en biomasse, 400 MW en cogénération et 15 MW en géothermie. En outre, 12 GW seront destinées à la consommation locale et 10 GW pour l'exportation (avec près de 27% dans le bilan national de la production d'électricité). En investissant 60 milliards de Dollar comme fonds national pour la maîtrise de l'énergie (FNME) a été institué pour contribuer au financement des projets, et en ayant comme mesures incitatives :

- Des contrats d'achat avec des tarifs garantis.
- Des abattements fiscaux.
- La commercialisation de l'électricité produite par les investisseurs pour une durée de 25 ans.
- La participation aux appels d'offre est ouverte à toute personne physique ou morale, de droit privé ou public.
- L'octroi de subventions pour couvrir les surcoûts induits sur le système électrique national. L'état compte commencer la réalisation des projets pilotes, et le test des filières comme première phase de 2011 à l'année 2013. Ensuite, la période allant de 2013 à 2020 constitue la phase du début du déploiement et de fabrication des équipements [8]. (Voir le tableau 1.1).

Unité : MW	1ère phase 2015-2020	2ème phase 2021-2030	TOTAL
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolien	1010	4000	5010
CSP	0	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermie	5	10	15
TOTAL	4525	17475	22000

Tableau 1.1 : Consistance du programme de développement des énergies renouvelables

De 2020 à l'horizon 2030, sera la phase de déploiement à grande échelle, avec un taux d'intégration industriel de 80% en 2020 pour le photovoltaïque, de 50% pour la thermodynamique (qui est solaire aussi), et de 80% pour l'éolien, comme le montre en détail la figure 1.2 suivante :

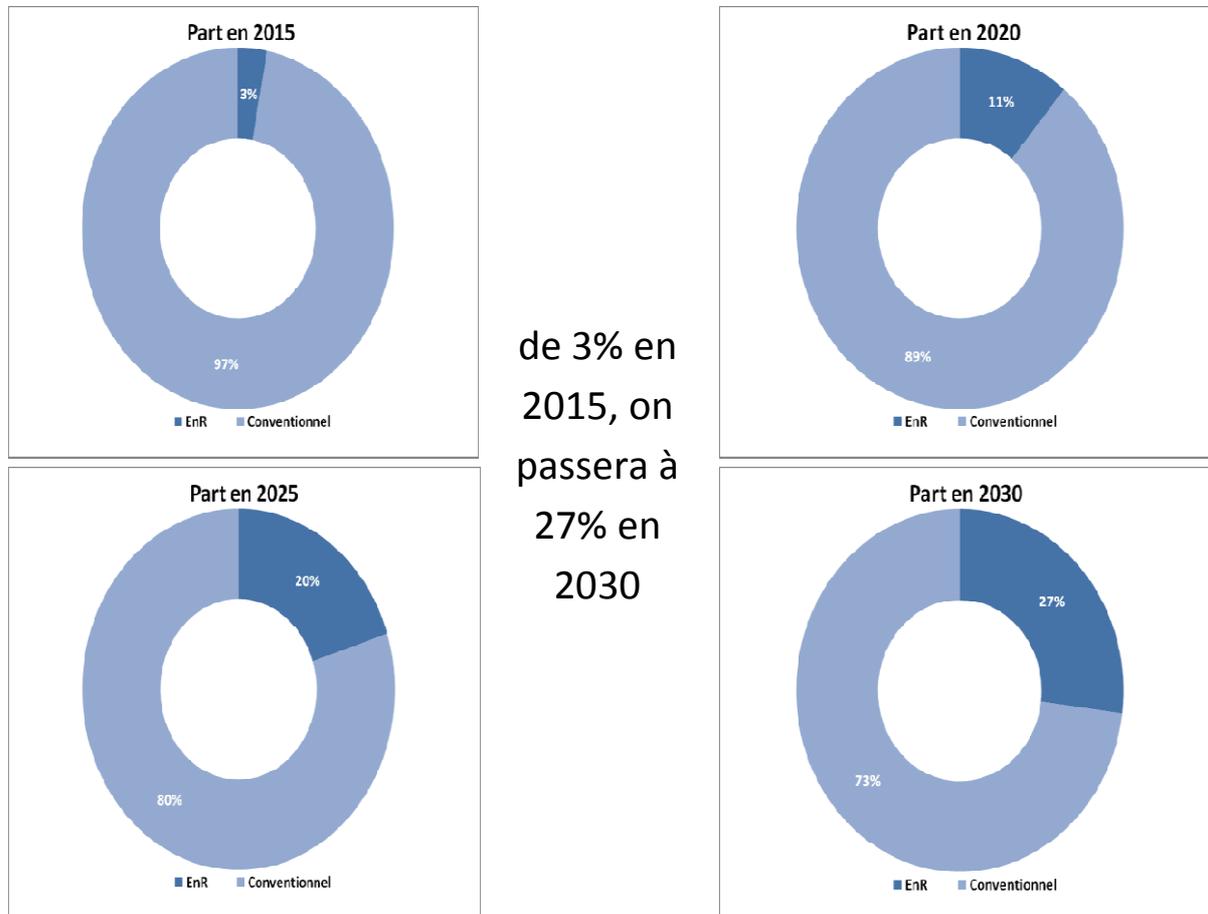


Figure 1.2 : La part des énergies renouvelables dans le mix électrique selon le programme national des Energies renouvelables

1.3.5 Réalité et défis futurs des énergies renouvelables en Algérie

La mise en œuvre des 40% représentant la part des énergies renouvelables dans le bilan électrique national à l'horizon 2030, n'est pas chose facile, elle va toutefois demander un effort sans précédent et conduire à des transformations importantes du modèle énergétique actuel ; néanmoins, vu les résultats enregistrés et les projets déjà réalisés et d'autres en cours de réalisation [9], [10], cet ambitieux programme va nous permettre de :

- Préparer le terrain pour un vrai décollage et un développement à grande échelle des filières renouvelables et des technologies d'efficacités énergétiques ;
- Créer une industrie locale des énergies renouvelables (notamment la production des équipements afin de ne pas les importer), ce qui permet de réduire fortement le coût du KWh de l'électricité à base renouvelable ;
- Booster la recherche et le développement, par la valorisation et l'encouragement des projets créatifs dans ce domaine, tout en leur impliquant dans le circuit économique, et non pas seulement par leur présentation dans des journées scientifiques ;

- Sensibiliser l'ensemble de la société à la culture de ces énergies, et concentrer sur l'effet positif sur l'environnement ;
- Faire recours au partenariat international, surtout en matière de transfert de technologie et de compétences, pour enfin pouvoir alimenter la consommation locale mais aussi accéder aux marchés étrangers ;
- Les résultats préconisés par cet ambitieux programme national des énergies renouvelables représentent un challenge à relever par l'Algérie, en s'appuyant davantage sur les ressources humaines locale et la coopération internationale [11]. Ce défi traduit l'engagement de notre pays sur la voie d'un développement économique et social respectueux de l'environnement et durable.

1.3.6 Structure, dimensionnement et implantation d'une centrale de production d'énergie photovoltaïque

Un système de puissance PV qui génère la puissance injectée au réseau à travers un ou plusieurs onduleurs et transformateurs. La plupart des systèmes utilisent des redresseurs qui fonctionnent en régime onduleur équipés par un poursuiveur de point de puissance maximale (MPPT) comme il est montré sur les figures 1.3.a et 1.3.b. Aux extrémités d'un réseau, la qualité de la puissance se détériore lorsque la demande en électricité augmente. Une centrale photovoltaïque placée en bout de ligne permet de redresser la tension et d'améliorer la puissance.

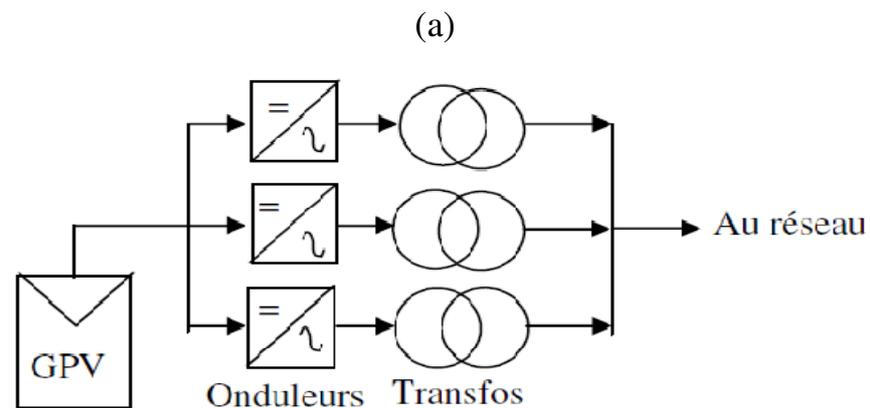
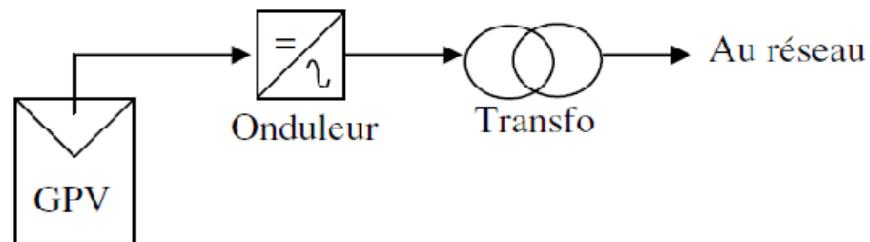


Figure 1.3 : Configuration d'un système PV avec : (a) à un onduleur et (b) à plusieurs onduleurs

1.3.6.1 Dimensionnement d'une centrale photovoltaïque sur la taille de la charge

a) Évaluation des besoins en énergie (Le choix des récepteurs ou les utilisateurs)

Il faut choisir les récepteurs de grand rendement (Leurs tensions d'usage et leurs puissances déterminent les caractéristiques des éléments du système). Après le choix des charges à alimenter par notre mini-centrale PV, nous relèverons leur caractéristiques qui nous permettront de déterminer la puissance à installer.

b) Détermination du nombre de panneaux photovoltaïques

Un panneau solaire produit de l'électricité de manière intermittent à cause des variations d'éclairement du soleil. La puissance électrique qu'il fournit exprimée en Watts varie donc suivant les heures de la journée et des saisons. Pour pouvoir comparer la puissance entre panneaux, on utilise le Watt crête, une mesure qui correspond à la puissance maximale que pourra débiter le panneau dans les conditions d'éclairement optimal STC (Standard Test Condition). Ces conditions sont 1000W de lumière/m². Pour déterminer le nombre de panneaux, on s'intéressera d'abord à deux paramètres qui sont : la consommation moyenne journalière, et l'irradiation incidente moyenne journalière reçue [12], [13]. On effectue le calcul sur la période la plus défavorable avec une inclinaison raisonnable des modules ou panneaux. Il faut aussi tenir compte des pertes d'énergies. Il convient alors de produire d'avantage d'énergies pour avoir une consommation suffisante. Cette énergie notée E_p (tient compte des pertes) s'écrit :

$$E_p = E_c \cdot k \quad (1.1)$$

E_p est l'énergie produite, E_c l'énergie consommée et k le coefficient de l'incertitude météorologique.

Ce coefficient k prend en compte l'incertitude météorologique, l'inclinaison non corrigée des modules, la non optimalité du point de fonctionnement des modules (vieillesse, poussières, etc.), le rendement de charge et de décharge des batteries, le rendement du régulateur et de l'onduleur, et des pertes dans les câbles et les connexions. k est en général compris entre 0,55 et 0,65. Au cours de cette étude, nous fixons la valeur de k à 0,55. La puissance correspondant à cette énergie E_p est déterminée en fonction de l'irradiation de la région où est située l'installation.

$$P_c = 1000 \times E_p / I_r \quad (1.2)$$

Où, P_c est la puissance consommée, E_p l'énergie produite et I_r représente l'irradiation. Si on prend une région où l'irradiation est de 6 kWh/m²/jour. Le facteur 1000 vient des conditions standards (température 25°C, éclairement 1000 W/m²) qui est le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AMI). En effet, l'irradiation est exprimé en kWh, et la puissance du module en Wc d'où la nécessité de multiplier par ce facteur 1000. Pour connaître le nombre de module, il suffit de diviser l'énergie utilitaire (journalier) par l'énergie du module produite par jour (le jour le plus défavorable de l'année). Le nombre N_m de panneaux est alors donné par la relation suivante :

$$N_m = E_u / E_m \quad (1.3)$$

Avec, E_u représentant l'énergie utile ou nécessaire et E_m l'énergie d'un module. Ce calcul sera effectué sur trois modèles de modules. Une fois le nombre de modules connu, on s'intéressera à l'architecture du générateur PV. On obtient le nombre de modules en série N_{MS} grâce à la relation suivante :

$$N_{MS} = T_{FR} / V_{max} \quad (1.4)$$

N_{MS} nombre de modules en série, T_{FR} la tension du régulateur utilisé et V_{max} la tension maximale du module.

Le nombre de branches en parallèle N_{BP} est déterminé comme suit :

$$N_{BP} = N_M / N_{MS} \quad (1.5)$$

Dans cette relation, N_{BP} est nombre de branches en parallèle, N_M est nombre total de modules et N_{MS} le nombre de modules en série.

c) Détermination du nombre de batteries

Pour déterminer leur nombre nécessaires, il faut d'abord connaître la consommation journalière de l'installation, la tension, et leur capacité. Ensuite on détermine l'autonomie que l'on souhaiterait avoir, puis on évalue les pertes et leur profondeur maximale de décharge. La capacité totale que devra accumulée les batteries est donnée par la formule suivante :

$$C_{ap} = \frac{E_c * Aut}{D * U} \quad (1.6)$$

C_{ap} est la capacité total des batteries, E_c est l'énergie consommée, Aut est l'autonomie du système, D est la profondeur de décharge et U la différence de potentiel aux bornes des batteries.

Le nombre total des batteries N :

$$N = C_{ap} / C_{bat} \quad (1.7)$$

Où, C_{ap} est la capacité totale des batteries et C_{bat} la capacité d'une batterie.

d) Détermination du régulateur de charges

Les panneaux solaires n'envoient pas à tout moment de la journée un flux continu d'électricité. Le contrôleur de charge régule donc le flux afin d'alimenter les batteries avec régularité et les protéger. Par ailleurs, lorsque le ciel est très couvert, et que les panneaux ne délivrent plus d'énergie, il peut arriver que l'utilisateur ait besoin d'énergie. Ce qui occasionnerait une importante décharge des batteries. Le régulateur intervient alors pour prévenir d'une trop profonde décharge qui endommagerait les batteries.

À l'entrée du régulateur : Le dimensionnement de la régulation de charge dépend de la puissance du générateur. L'intensité d'entrée du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale de l'intensité produite par le générateur c'est-à-dire l'ensemble ces panneaux ou modules [14]. On applique la relation :

$$I_e = 1,5 * n_{module} * I_{module} \quad (1.8)$$

Avec, I_e l'intensité d'entrée, n_{module} nombre de module et I_{module} l'intensité d'un module.

À la sortie du régulateur : Le dimensionnement de la régulation de charge dépend de la puissance totale des récepteurs. L'intensité admissible du courant de sortie du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale appelée par les récepteurs. On applique la relation :

$$I_s = 1.5 * \frac{P_{charge}}{U_{charge}} \quad (1.9)$$

e) Détermination de la puissance de l'onduleur

Pour dimensionner un onduleur on serait tenté de choisir un onduleur de puissance égale à la puissance totale des panneaux photovoltaïques mais, ce serait oublier les pertes, dû à l'appareil lui-même, à la température ambiante et à la saison.

L'onduleur choisi dépend de la capacité des panneaux utilisés. L'onduleur doit avoir une puissance d'entrée (côté DC) d'environ 90 % de la puissance crête des panneaux. Les installations photovoltaïques fonctionnent souvent sous une faible tension (12 à 48 V_{DC}) et avec un courant élevé.

1.3.6.2 Implantation d'une centrale photovoltaïque sur le terrain

Parmi les éléments de base d'un système photovoltaïque : Un onduleur solaire convertit la puissance de sortie du tableau de courant continu (CC) en courant alternatif (CA), et la connexion au réseau électrique est faite par un transformateur à haute tension, triphasé à une tension d'ordre de 10 kV ou plus.

a) Orientation et inclinaison des capteurs solaires

La position des modules photovoltaïques (ou capteurs thermiques) par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Cela a amené les chercheurs à réfléchir comment optimiser la réception d'énergie. Après quelques recherches, ils ont découvert que le panneau reçoit mieux les rayons du soleil si ceux-ci arrivent perpendiculairement au plan formé par le panneau (Voir la figure 1.4). Il y a plusieurs raisons à cette position [15] :

- La réflexion est quasi nulle quand le panneau est de face,
- La surface sur laquelle les rayons tapent est réduite quand le panneau n'est pas perpendiculaire aux rayons.

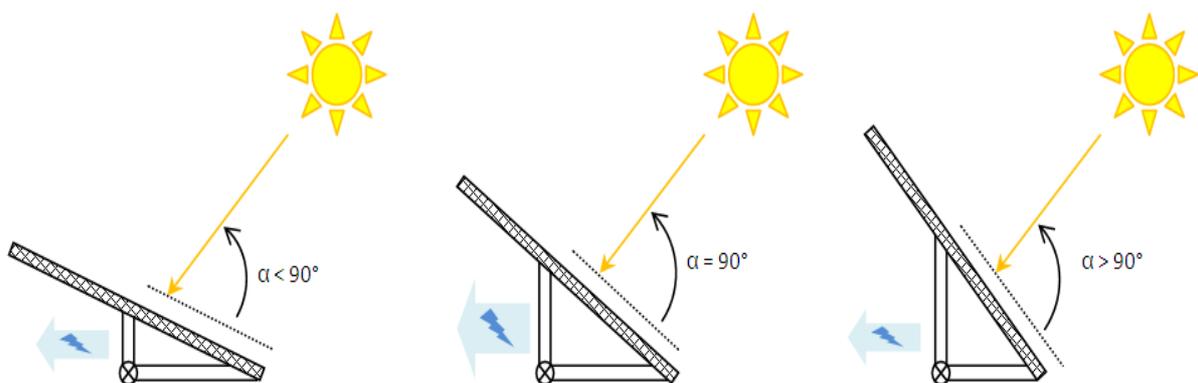


Figure 1.4 : Rayonnements solaires sur un panneau perpendiculaire et incliné

Quand on a le choix, l'orientation idéale d'un capteur solaire obéit à une règle très simple à retenir :

- Orientation vers le Sud dans l'hémisphère nord,
- Orientation vers le Nord dans l'hémisphère sud.

En Europe, pour une utilisation annuelle, l'inclinaison idéale est environ égale à la latitude du lieu + 10° (pour une orientation sud) [16].

Si on exclut généralement les orientations Nord, Nord-Est et Nord-Ouest qui sont vraiment trop défavorables il est par contre envisageable de placer des capteurs vers l'Est et l'Ouest. En effet, par rapport à un emplacement idéal à 30° Sud, on ne perdra pas plus de 15% en production annuelle, pour les orientations Est, Ouest, Sud-Ouest et Sud-Est si l'inclinaison ne dépasse pas 30° par rapport à l'horizontale [17, 18]. Il est nécessaire de connaître les coordonnées du soleil par rapport à l'endroit où on va placer les capteurs pour mieux les orienter vers lui et maximiser ainsi l'énergie interceptée par ces derniers.

b) Emplacement et utilisation des terres

Pour tenter d'apporter des solutions aux conflits d'usage des sols entre la production agricole et la production d'énergie solaire, des projets agrivoltaïques sont expérimentés depuis les années 2000 avec des cultures adaptées à l'ombre.

La plupart des parcs solaires sont des systèmes PV montés au sol, également connus sous le nom de centrales solaires à champ libre. Ils peuvent soit être inclinés fixes, soit utiliser un seul axe ou un tracker (suiveur) solaire à double axe. Bien que le tracker améliore les performances globales, il augmente également les coûts d'installation et de maintenance [17].

b.1) Panneaux fixes

De nombreux projets utilisent des structures de montage où les modules solaires sont montés à une inclinaison fixe calculée pour fournir le profil annuel optimal. Les modules sont normalement orientés vers l'équateur, à un angle d'inclinaison légèrement inférieur à la latitude du site. Dans certains cas, selon les conditions climatiques locales, topographiques ou du prix de l'électricité, différents angles d'inclinaison peuvent être utilisés.

Une variante de cette conception est l'utilisation de panneaux dont l'angle d'inclinaison peut être ajusté deux ou quatre fois par an pour optimiser la production saisonnière. Ils exigent également plus de superficie pour réduire l'ombrage interne (d'un panneau sur l'autre) à l'angle d'inclinaison d'hiver, qui est plus raide.

b.2) Trackers (Suiveurs) à double axe

Afin de maximiser l'intensité du rayonnement entrant, les panneaux solaires peuvent être orientés face aux rayons du soleil. Pour ce faire, les panneaux peuvent être conçus à l'aide de trackers à deux axes, capables de suivre le soleil dans son orbite quotidienne sur le ciel.

Ces panneaux doivent être espacés afin de réduire l'inter-ombrage au fur et à mesure que le soleil se déplace et que les orientations des panneaux changent, ce qui nécessite une plus grande superficie. Ces trackers requièrent également des mécanismes plus complexes pour

maintenir la surface des panneaux à l'angle requis. L'augmentation de la production peut être de l'ordre de 30 % dans les endroits où les rayonnements directs sont élevés, mais l'augmentation est plus faible dans les climats tempérés ou ceux qui présentent un rayonnement diffus (en) plus important en raison des conditions nuageuses. Pour cette raison, les trackers à double axe sont les plus couramment utilisés dans les régions subtropicales [19].



Figure 1.5 : Trackers (suiveurs) à double axe

b.3) Trackers à axe unique

Une troisième approche permet d'obtenir certains des avantages en matière de suivi, avec une pénalité moindre quant à la superficie, au capital et aux coûts d'exploitation. Cela implique de suivre le soleil dans une dimension sans s'ajuster aux saisons. L'angle de l'axe est normalement horizontal, bien que certains, qui ont une inclinaison de 20° , inclinent l'axe vers l'équateur dans une orientation nord-sud en fait un hybride entre le tracker et l'inclinaison fixe. Certains utilisent des liaisons entre les rangées afin que le même actionneur puisse ajuster l'angle de plusieurs rangées à la fois [19].

c) Onduleurs

Les panneaux solaires produisent de l'électricité en courant continu (DC), les parcs solaires ont donc besoin d'équipements de conversion pour les transformer en courant alternatif (AC), qui est la forme transmise par le réseau électrique. Cette conversion est effectuée par des onduleurs. Pour maximiser leur efficacité, les centrales solaires intègrent également des Maximum Power Point Tracking, soit dans les onduleurs, soit en unités séparées. Ces dispositifs maintiennent chaque chaîne de panneau solaire proche de son point de puissance de crête. Il existe deux principales possibilités : Onduleurs centralisés et onduleurs de chaîne.

c.1) Onduleurs centralisés

Un seul onduleur permet d'optimiser la sortie de chaque panneau et de multiples onduleurs augmentent la fiabilité en limitant la perte de sortie lorsqu'un onduleur échoue. Dans certains cas des unités solaires ont une capacité relativement élevée, typiquement de l'ordre de 1 MW,

de sorte qu'ils conditionnent la production d'un bloc important de panneaux solaires, jusqu'à deux hectares. Les parcs solaires utilisant des onduleurs centraux sont souvent configurés en blocs rectangulaires discrets, avec l'onduleur correspondant dans un coin ou le centre du bloc.

c.2) Onduleurs de chaîne

Les onduleurs de chaîne sont sensiblement inférieurs en capacité, de l'ordre de **10 kW**, et conditionnent la production d'une seule chaîne de panneau. Il s'agit normalement de tout ou d'une partie d'une rangée de panneaux solaires dans l'ensemble de l'installation. Les onduleurs de chaîne peuvent améliorer l'efficacité des parcs solaires, où les différentes parties du réseau connaissent différents niveaux d'ensoleillement, par exemple lorsqu'elles sont disposées à des orientations différentes ou très serrées pour réduire la superficie du site.

d) Transformateurs

Les onduleurs fournissent typiquement une sortie de puissance à des tensions de l'ordre de **480 V_{AC}**. Les réseaux d'électricité fonctionnent à des tensions beaucoup plus élevées de l'ordre de dizaines ou de centaines de kilovolts, les transformateurs sont donc incorporés pour fournir la puissance nécessaire au réseau. Les transformateurs ont généralement une durée de vie de 25 à 75 ans et ne nécessitent normalement pas de remplacement pendant la vie d'une centrale photovoltaïque.

1.3.6.3 Défauts, perturbations et problèmes techniques au cours de fonctionnement d'une centrale photovoltaïque

Dans une centrale photovoltaïque, il faut faire toujours d'une inspection visuelle régulière, suivi de production mensuel, voici les problèmes techniques les plus fréquents :

a) Les problèmes d'onduleur photovoltaïque

Il faut acheter l'onduleur avec une garantie pour bénéficier de 5 ans de garantie sur notre équipement (pièces, main d'œuvre, déplacement).

Le dysfonctionnement de l'onduleur est la cause n°1 des dépannages solaires. Constitué en grande majorité de composants électroniques, notre onduleur peut parfois mal résister aux intempéries : Humidité, problème d'isolation des câbles, forte chaleur, les surcharges et les défauts électriques sur les installations.

Pour ce la, il nous faut regarder l'onduleur lui-même et vérifier s'il affiche un code erreur. Ensuite, référez-nous à notre guide d'utilisation et suivez les instructions mentionnées, s'il y en a.

b) 2^{ème} problème PV le plus fréquent, les panneaux en baisse de rendement

Si nous constatons que notre autoproduction d'électricité a diminué mais que l'onduleur fonctionne correctement, le problème de nos panneaux solaires peut alors provenir :

- D'un simple souci d'ombrage. Notre installation peut être partiellement recouverte de feuilles ou de branches. Autre raison, la végétation autour a cru fortement et nos panneaux sont maintenant à l'ombre.
- D'un problème d'étanchéité. Nos panneaux sont endommagés par des infiltrations.
- D'un encrassement de nos modules. Un problème photovoltaïque qui concerne généralement les zones exposées aux matières volatiles comme le sable, les fines poussières, etc.

Il faut, reposons-nous sur l'expertise d'un spécialiste du dépannage d'installation photovoltaïque.

c) Problème de l'insuffisance de stockage énergétique

Dans le cas où nous avons besoin du stockage d'énergie produite (système PV autonome), les pannes ou problèmes liés aux batteries, qui consistent aux risques de décharge rapide et ceux dus au mal de dimensionnement dans notre étude, ou peut être dus aux mauvaises qualités ou l'endroit où nous posons ces batteries.

d) Enfin, si notre problème PV concerne une insatisfaction liée au rendement

Si nous constatons que notre autoproduction solaire est insuffisante par rapport à ce qui a été mentionné sur le devis, notre installation a peut-être un défaut caché ou une malfaçon. Nous pouvons réagir, car ceci relève d'un problème de panneaux photovoltaïques contractuel. Si après plusieurs contacts avec le service après-vente de l'installateur, nous n'arrivons toujours pas à résoudre notre problème, nous pouvons retourner au contrat avec le fournisseur.

1.3.7 Couplage des systèmes photovoltaïques au réseau électrique

Le couplage nécessite la conversion du courant continu généré par le système PV à travers d'un onduleur en courant alternatif de fréquence, tension et phase adaptées aux caractéristiques du réseau de distribution électrique. Cette énergie photovoltaïque peut donc être consommée par des utilisateurs proches, mais avec une production cyclique et variant en fonction de l'intensité solaire et donc de l'heure du jour et de la saison, ce qui nécessite des dispositifs de stockage (batteries).

1.3.7.1 Systèmes autonomes (couplage à une charge)

Ces systèmes sont largement répandus sur les sites isolés qui ont recours au solaire photovoltaïque pour leurs besoins en courant 230 V. L'énergie produite par les panneaux solaires recharge un ensemble de batteries stationnaires montées en 12, 24 ou 48V (en fonction de la puissance). L'autonomie du parc de batteries est dimensionnée en tenant compte d'un certain nombre de jours « sans soleil ». Entre les panneaux et les batteries, un ou plusieurs régulateurs gèrent la charge des batteries. Le régulateur est un élément essentiel du système car il permet d'optimiser la durée de vie des batteries, mais aussi d'utiliser au mieux toute l'énergie solaire produite par les panneaux. Il existe différents types de régulateurs avec différents algorithmes de charge (Shunt, Série, PWM, MPPT). Le courant continu stocké sur les batteries est ensuite transformé par un convertisseur DC/AC sous forme de courant alternatif 230 V (Voir la figure 1.6).

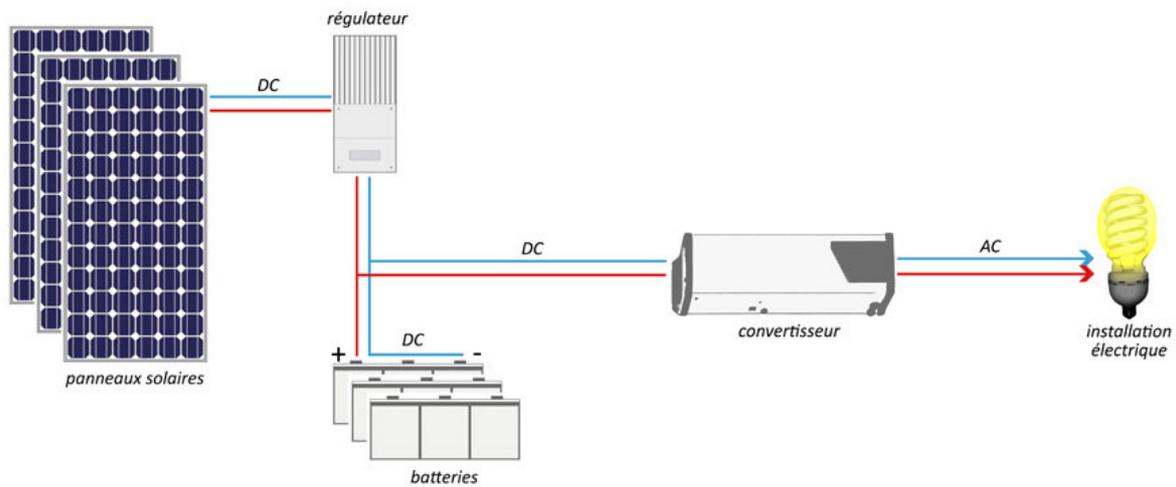


Figure 1.6 : Système PV autonome

1.3.7.2 Systèmes hybrides (Systèmes PV couplés au réseau)

Les installations photovoltaïques peuvent être raccordées au réseau, ce qui représente une économie importante en investissement et en fonctionnement. Elles utilisent le réseau comme un système de stockage, et transforment la totalité de l'électricité produite en courant alternatif de 220 V ou 380V.

On distingue deux types d'installations connectées au réseau ;

Installation centralisée : Génération de la puissance Photovoltaïque à grand échelle centralisée dans les stations de puissance photovoltaïque.

Installation décentralisée : Forme alternative de génération de puissance distribuée dans les unités situées directement dans le lieu du consommateur.

De jour, les installations photovoltaïques couplées au réseau injectent de l'énergie dans le réseau à travers le convertisseur (Voir la figure 1.7). Au contraire, pendant la nuit le propriétaire de l'installation peut "récupérer" cette énergie, dans le cas des installations décentralisées, et travaillent en cas de charges de pic avec le réseau, dans le cas des installations centralisées. Parmi les avantages de couplage au réseau : N'ont pas besoin d'un élément de stockage, pas de gaspillage (On évite les pertes d'énergie associées au stockage en batterie lorsque la batterie est complètement chargée par exemple) et on peut satisfaire à une partie ou à la totalité des besoins de consommation sans problèmes de dimensionnement compliqués. Mais l'inconvénient majeur est la complexité de mécanisme de couplage (La conversion électrique et le contrôle).

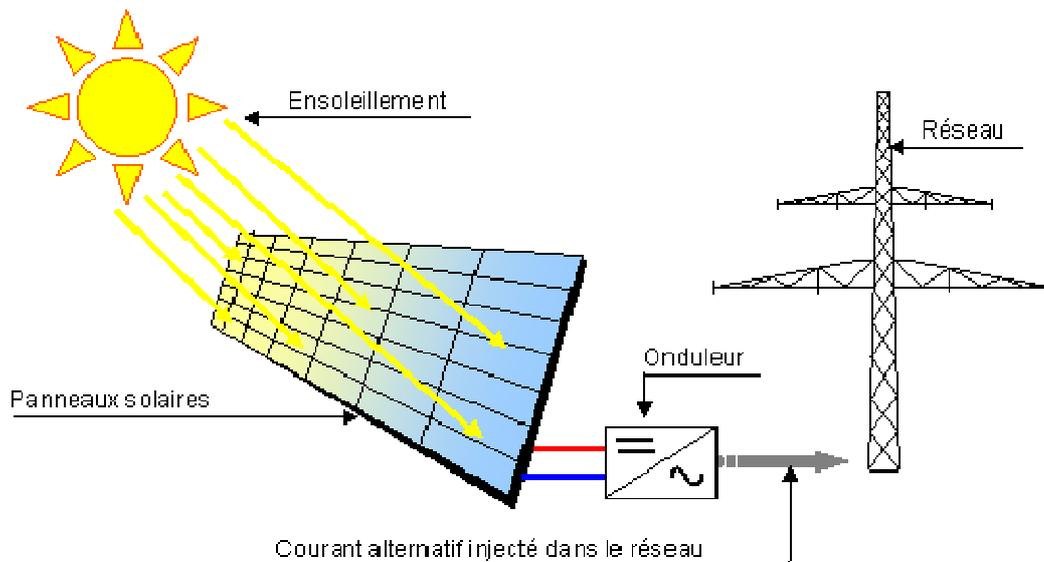


Figure 1.7 : Systèmes PV connectés au réseau

1.3.8 L'avenir des systèmes PV au cours de développement de SMARTGRID

Le SMARTGRID est un concept peut se résumer comme une intégration et une convergence de l'infrastructure électrique avec de l'intelligence embarquée (logiciels, automatismes, traitement de l'information) et des moyens fiables de communication. Cette intelligence peut être déployée à divers niveaux du réseau (production, matériel réseau, consommation, dispositifs de surveillance et de contrôle).

Le mode de fonctionnement probable des réseaux de distribution dans les années qui viennent va être impacté par leur devenir qui dépend des objectifs que l'on va leur assigner les éléments suivants peuvent caractériser les qualités que l'on attende de ces réseaux:

- Accessibles : les réseaux devront accueillir tous les producteurs désireux (PV, éolien.....) de s'y raccorder ;
- L'intelligence attendue peut prendre diverses formes, depuis des dispositifs intelligents insérés dans le réseau intégrant la chaîne « mesure, analyse, décision, action et communication » jusqu'au mode de gestion du système : répartition de l'intelligence, redéfinition des niveaux hiérarchiques ou processus de décision. Bien entendu, cela nécessitera des investissements majeurs de nouvelles technologies industrielles (investissements sur l'énergie photovoltaïque) pour atteindre ces objectifs « de qualité » car il y a un écart important, un véritable « gap », entre l'état actuel du réseau et la cible représentant le réseau intelligent.

1.3.9 Technologie des cellules photovoltaïques

La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique.

La production des cellules photovoltaïques nécessite de l'énergie, et on estime qu'une cellule photovoltaïque doit fonctionner environ 2 à 3 ans suivant sa technologie pour produire l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication [20].

Une cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Le courant de sortie, et donc la puissance, sera proportionnelle à la surface du module.

Avantages : Entretien réduit, peu ou pas de coût de fonctionnement

Inconvénients : Coût de fabrication élevé, fonctionnement par intermittence dépend de l'ensoleillement et un rendement faible

1.3.9.1 Couleurs des cellules photovoltaïques

La différence de couleur est liée au processus de fabrication :

- Les cellules photovoltaïques bleues se composent de cristaux de silicium fondu à très haute température et solidifié. D'où le nom de panneaux polycristallines (ou multicristallines).
- Les cellules photovoltaïques noires sont constituées d'un seul cristal de silicium. D'où le nom de panneaux monocristallins. Le processus de fabrication est comparable à celui des panneaux polycristallines, à cette exception près que le cristal liquide est manipulé pendant la solidification afin que les cristaux soient orientés dans la même direction, ce qui donne un aspect plus uniforme au toit. Les cellules monocristallines se reconnaissent à leurs coins arrondis, ainsi qu'aux petits carreaux blancs visibles dans l'interstice entre les cellules. Elles possèdent généralement un cadre en aluminium noir, pour un aspect parfaitement homogène et une réflexion faible.

Les cristaux des panneaux bleus sont orientés en éventail, ce qui leur permet de capter plus facilement la lumière diffuse ou indirecte. Quant aux cristaux des panneaux noirs, ils sont tous orientés dans la même direction, ce qui les rend plus productifs en présence d'un rayonnement direct.

1.3.9.2 Différents types de cellules photovoltaïques (Avantages et inconvénients)

a) Cellule Multijonction

Les cellules multi-jonction sont composées de différentes couches qui permettent de convertir différentes parties du spectre solaire et ainsi d'obtenir les meilleurs rendements de conversion (Voir la figure 1.8).

Avantages : Un très bon rendement (environ 150 Wc/m²) et une durée de vie importante (+/- 30 ans) ;

Inconvénients : Pas d'application commercial;

Aspect énergétique : Rendement record en laboratoire : environ 40% ;

Aspect économique : Développé pour les applications spatiales, ce type n'est pas encore commercialisable.

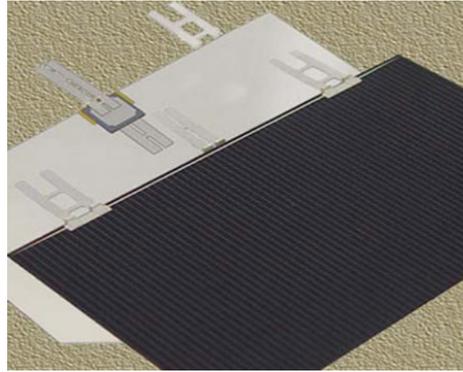


Figure1.8 : Cellule photovoltaïque Multijonction

b) Cellule En Silicium Monocristalline et Polycristalline

Pendant le refroidissement du silicium, il se forme plusieurs cristaux. Ce genre de cellule est également bleu, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux.

Avantages : Bon rendement (environ 100 Wc/m²), durée de vie importante (+/- 30 ans), meilleur marché que le monocristalline ;

Inconvénients : Rendement faible sous un faible éclairément ;

Aspect énergétique : Rendement module commercial : 11 à 15%, rendement record en laboratoire : environ 20% ;

Aspect économique : Ce type de cellules ont pour l'instant le meilleur rapport qualité / prix.

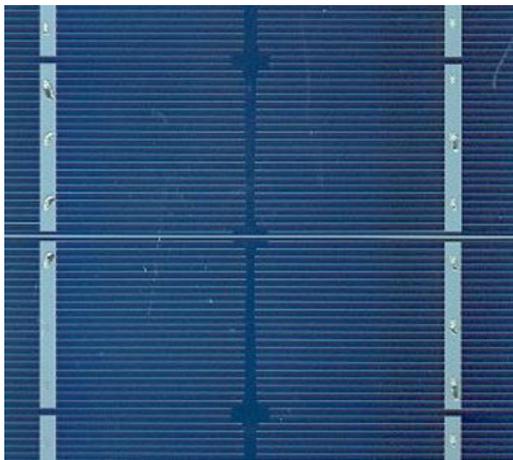


Figure1.9 : Cellule monocristalline



Figure1.10 : Cellule polycristalline

c) Cellule Sans Silicium En Couche Mince CIS

Avantages : Permet d'obtenir les meilleurs rendements par rapport aux autres cellules photovoltaïques en couche mince, permet de s'affranchir du silicium, les matériaux utilisés ne causent pas de problème de toxicité, la cellule peut être construite sur un substrat flexible.

Inconvénients : La cellule en couche mince nécessite une surface plus importante pour atteindre les mêmes rendements que les cellules épaisses.

Aspect énergétique : Rendement module commercial : 9 à 11%, rendement record en laboratoire : environ 19,3%.



Figure1.11 : Cellule photovoltaïque de type cuivre - indium - sélénium (CIS)

d) Cellule Silicium Amorphe En Couche Mince

Avantages : Fonctionnent avec un éclairage faible, bon marché par rapport aux autres types de cellules, moins sensible aux températures élevées.

Inconvénients : Rendement faible en plein soleil (environ 60 Wc/m^2), les cellules en couche mince nécessitent une surface plus importante pour atteindre les mêmes rendements que les cellules épaisses, durée de vie courte (+/- 10 ans), performances qui diminuent sensiblement avec le temps.

Aspect énergétique : Rendement module commercial : 5 à 9%, rendement record en laboratoire : environ 13,4%.

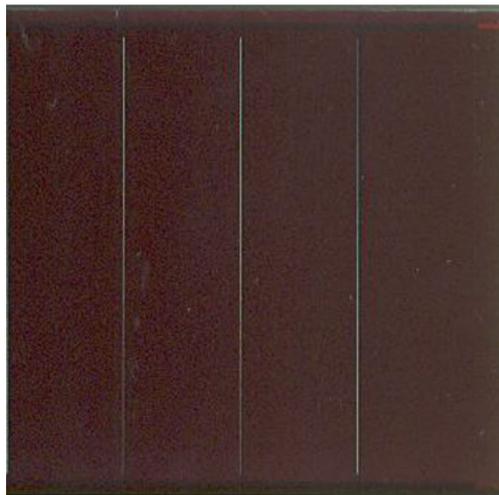


Figure1.12 : Cellule photovoltaïque amorphe

e) Cellule CZTS (Cuivre Zinc Etain Soufre) : Innovation (2016)

Les cellules CZTS font partie de la catégorie des cellules solaires « en pellicule fine », qui constituent la nouvelle génération de la technologie solaire. Ces cellules solaires aussi minces qu'une pellicule de film sont fabriquées en apposant une mince couche de matériau absorbant l'énergie solaire sur un support comme le verre ou le plastique, qui a l'avantage d'être flexible.

L'équipe du Dr Xiaojing Hao de l'Australian Centre for Advanced Photovoltaics a réussi à obtenir en avril 2016 un rendement record de 7,6 % pour des cellules d'un cm^2 .

Les CZTS sont fines, et mesurent à peine 1 à 5 μm d'épaisseur, alors que les cellules au silicium en font 200 à 350 μm . Actuellement, près de 90% des panneaux installés sont

composés de cellules au silicium, ayant un rendement moyen de 21%. Les cellules fines CZTS peuvent être utilisées sur tous types de supports, contrairement aux cellules au silicium, ce qui permet de concevoir des surfaces incurvées, transparentes, ou en superposition d'autres matériaux.

Avantages : Utilisation de matières premières courantes et non toxiques, applicable sur des supports flexibles.

Inconvénients : Fiabilité inconnue, rendement moyen.

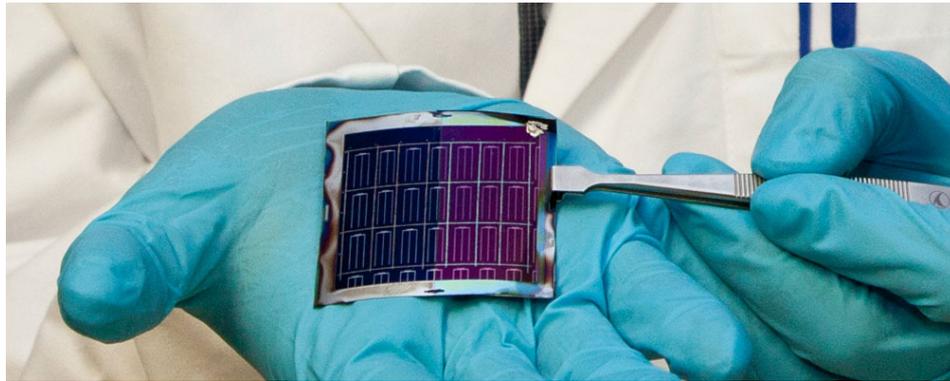


Figure 1.13 : Cellule CZTS (Cuivre Zinc Etain Soufre)

1.3.10 Refroidissement d'un Panneau Solaire Photovoltaïque

L'un des principaux obstacles au fonctionnement des panneaux photovoltaïques (PV) est la surchauffe due au rayonnement solaire excessif et aux températures ambiantes élevées. La surchauffe réduit considérablement l'efficacité des panneaux, afin d'améliorer l'efficacité d'un panneau PV nous avons proposés quelques techniques de refroidissement [21].

Deux petits prototypes de panneaux solaires ont été conçus à cet effet. Un prototype est resté sans refroidissement et l'autre a été refroidi par pulvérisation d'eau à l'aide d'un ventilateur. Il a été constaté que le panneau solaire avec refroidissement par eau génère plus d'énergie que celle sans refroidissement. Cependant, le refroidissement par pulvérisation d'eau à l'aide d'un ventilateur n'est pas une méthode efficace, puisque l'eau ne sera pas pulvérisée sur tout le panneau, et par conséquent, certaines parties des panneaux PV ne seront pas refroidies, ainsi que cette méthode entraîne une perte d'eau très élevée.

Les chercheurs **Tang** et **coll** ont conçu un nouveau réseau de micro-caloducs pour refroidissement des panneaux solaires [22]. Le système de refroidissement se compose d'une section évaporateur et une section de condenseur. La chaleur d'entrée du soleil vaporise le liquide à l'intérieur de la section de l'évaporateur, puis la vapeur traverse la section du condenseur, et enfin, la section du condenseur est refroidie à l'air ou à l'eau. Par conséquent, le caloduc peut transférer la chaleur du panneau solaire vers l'air ou l'eau selon le système. Utiliser l'air comme liquide de refroidissement s'est avéré abaisser la température des cellules solaires de 4,7 °C et augmente l'efficacité du panneau solaire de 2,6%. On a constaté que l'eau en tant que liquide de refroidissement diminuait la température des cellules solaires de 8 °C et l'efficacité du panneau de 3%. Par conséquent, le refroidissement par l'eau s'est avéré plus efficace que le refroidissement par air.

Alors, l'objectif de ce contexte est de construire un système de refroidissement à base d'eau pour résoudre le problème de la surchauffe des cellules solaires avec la quantité minimale d'eau et d'énergie. À minimiser la quantité d'eau et d'énergie nécessaire pour le refroidissement des panneaux photovoltaïques, un modèle de vitesse de chauffage est utilisé pour déterminer combien de temps pour chauffer les panneaux au maximum autorisé (limite de température) pouvant conduire à l'énergie maximale.

1.3.11 Techniques de stockage de l'énergie photovoltaïque

Parmi les techniques de stockage, on peut citer :

- Stockage dans les batteries ;
- Stockage sous forme hydrogène (transformation de l'eau en hydrogène) ;
- Stockage par pompage de l'eau ;
- Stockage par compression d'air ;
- Stockage sur les supercondensateurs.

1.3.11.1 Stockage dans les Batteries

La batterie au plomb - acide est la forme de stockage de l'énergie électrique la plus couramment utilisée, en raison de son coût relativement faible et de sa large disponibilité. Les batteries Nickel-Cadmium, plus chères, sont utilisées dans les applications où la fiabilité est vitale.

1.3.11.2 Stockage par production et utilisation d'hydrogène

Le recours à un support de stockage chimique est donc incontournable, surtout dans le cas d'une utilisation massive de ces ressources. Le support futur le plus probable selon les scientifiques et les industriels sera incontestablement l'hydrogène. Vu que les sources d'énergie renouvelables et le cycle de l'hydrogène ne présentent aucun danger principal pour l'environnement, ce couple offrira sûrement la possibilité de résoudre les problèmes environnementaux et de réduire la dépendance vis-à-vis des carburants fossiles. Il permettrait le renforcement de l'utilisation des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire et l'énergie éolienne, en permettant le stockage de ces énergies sous une forme chimique pour une utilisation découplée du lieu et du temps de l'offre.

1.3.11.3 Stockage par pompage d'eau

Le stockage par pompage consiste à stocker l'électricité en excès ou l'électricité d'origine renouvelable en pompant l'eau d'un niveau inférieur à un réservoir situé à un niveau supérieur. Ainsi l'énergie électrique est stockée sous forme d'énergie potentielle. Pour récupérer l'énergie stockée, l'eau est ensuite turbinée. Le système est doté en général d'un bon rendement qui peut atteindre 80 % selon la différence de hauteur entre deux réservoirs.

1.3.11.4 Stockage par compression d'air

Le stockage par compression d'air est une technologie basée sur le stockage de l'air comprimé dans des cavernes. L'électricité d'origine renouvelable ou l'électricité produite pendant les périodes de faible demande d'énergie est utilisée par les compresseurs d'air. La grande partie de cette énergie est stockée sous forme d'énergie potentielle, le reste est stocké sous forme de chaleur. Pour récupérer l'énergie stockée, l'air comprimé est préchauffé par la chaleur stockée lors de la compression et mélangé avec une petite quantité de pétrole ou de gaz (brûlé). Les gaz de combustion sont envoyés vers une turbine. Ce système est doté d'un bon temps de réponse et d'un bon rendement d'environ 60 %

1.3.12 Indicateurs de performances de conversion PV

1.3.12.1 Facteur de forme FF

Le facteur de forme (FF) « en anglais : *Fill Factor* » est défini comme le rapport entre la puissance maximale P_m et le produit ($I_{CC} \times V_{CO}$); d'où il est donné par la relation :

$$FF = \frac{P_m}{I_{CC} \cdot V_{CO}} = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{CC} \cdot V_{CO}} \quad (1.10)$$

Ce paramètre compris entre **0** et **1**, on l'exprime en % qualifie la forme plus ou moins rectangulaire de la caractéristique $I-V$ de la cellule solaire.

Si celle-ci était carrée le facteur de forme serait égale à 1, la puissance P_m sera égale à ($I_{CC} \cdot V_{CO}$). Mais, généralement le facteur de forme prend des valeurs entre **0.6** et **0.85**.

1.3.12.2 Rendement de conversion η

Il est défini comme le rapport entre la puissance maximale produite par la cellule et la puissance du rayonnement solaire qui arrive sur la cellule. Si S est la surface de la cellule (en m^2) et E est l'éclairement ou l'irradiance (en W/m^2), le rendement de conversion (énergétique) s'écrit :

$$\eta = \frac{P_m}{S \cdot E} \quad (1.11)$$

Ou d'après (1.10) : $P_m = FF \cdot I_{CC} \cdot V_{CO}$

$$\eta = \frac{FF \cdot I_{CC} \cdot V_{CO}}{S \cdot E} \quad (1.12)$$

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour les utiliser au maximum de leurs possibilités (Orientation vers l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal).

1.4 Fonctionnement et modélisation d'une cellule photovoltaïque

1.4.1 Principe de l'effet photoélectrique (EPE)

En physique, l'effet photoélectrique (EPE) désigne en premier lieu l'émission d'électrons par un matériau soumis à l'action de la lumière. Lorsque l'EPE se manifeste, toute l'énergie du photon incident se transmet à l'électron des couches profondes. Une quantité d'énergie minimale est nécessaire pour extraire l'électron de l'atome, l'énergie excédentaire est transmise à l'électron sous forme d'énergie cinétique. Une absorption partielle est caractérisée par la diffusion Compton. Si l'on considère la lumière comme une onde, en augmentant son intensité et en attendant suffisamment longtemps, on devrait pouvoir fournir suffisamment d'énergie au matériau pour en libérer les électrons. L'expérience montre que l'intensité lumineuse n'est pas le seul paramètre, et que le transfert d'énergie provoquant la libération des électrons ne peut se faire qu'à partir d'une certaine fréquence (Voir la figure 1.14).

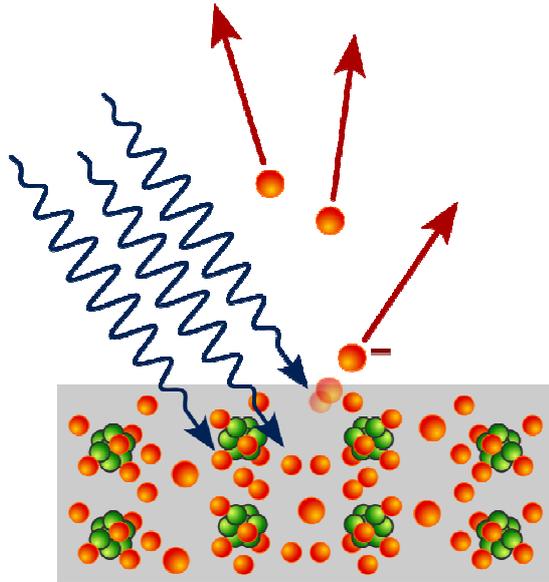


Figure 1.14 : Un schéma montrant l'émission d'électrons depuis une plaque métallique

Selon Einstein, les photons de la source lumineuse possèdent une énergie caractéristique déterminée par la fréquence de la lumière. Lorsqu'un électron du matériau absorbe un photon et que l'énergie de celui-ci est suffisante, l'électron est éjecté; sinon l'électron ne peut s'échapper du matériau. Comme augmenter l'intensité de la source lumineuse ne change pas l'énergie des photons mais seulement leur nombre, on comprend aisément que l'énergie des électrons émis par le matériau ne dépend pas de l'intensité de la source lumineuse. Après l'absorption du photon par l'atome, le photoélectron émis à une énergie ;

$$E_e = E_g - E_b \quad (1.13)$$

Où E_b est l'énergie de liaison du photoélectron et E_g l'énergie du photon absorbé.

L'effet photoélectrique domine aux faibles énergies, mais la section efficace croît rapidement avec le numéro atomique Z :

$$\sigma_{PE} = \frac{Z^n}{E_g^{3.5}} \quad (1.14)$$

Où : n varie de 4 à 5.

À des énergies et des numéros atomiques où ce processus est important, l'électron émis est absorbé sur une distance très courte de telle manière que toute son énergie est enregistrée dans le détecteur. Les rayons X qui sont émis dans la réorganisation du cortège électronique à la suite de l'émission de l'électron sont également absorbés dans le milieu. Dans la littérature, "Radiation Oncology Physics", il est également possible de trouver cette équation:

$$\sigma_{PE} = \frac{Z^4}{E_g^3} \quad (1.15)$$

1.4.2 Analyse de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

La conversion photovoltaïque est la transformation directe d'une énergie électromagnétique (rayonnement) en énergie électrique de type continu directement utilisable.

La cellule photovoltaïque est composée d'un élément à semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme en courant électrique (figure 1.15), donc le principe de fonctionnement fait appel aux propriétés du rayonnement et celles des semi-conducteurs [23].

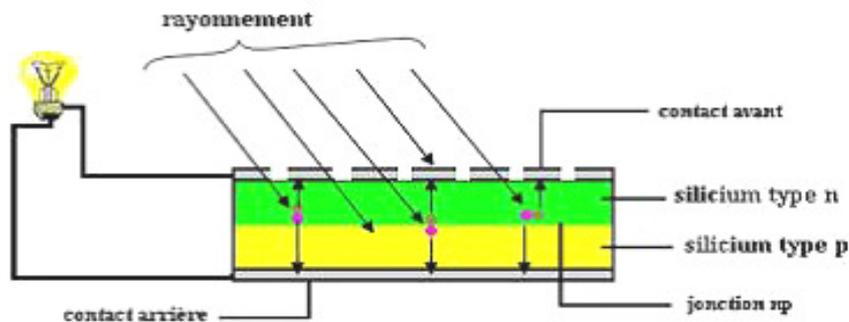


Figure 1.15: Principe d'une cellule photovoltaïque

1.4.2.1 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

L'analogie entre le fonctionnement de la cellule photovoltaïque sous éclairage et celui d'un générateur de courant produisant un courant I_{ph} auquel se soustrait le courant de la polarisation de la diode en polarisation directe I_D , n'est qu'une représentation simplifiée du fonctionnement de la cellule (Voir la figure 1.16) [24].

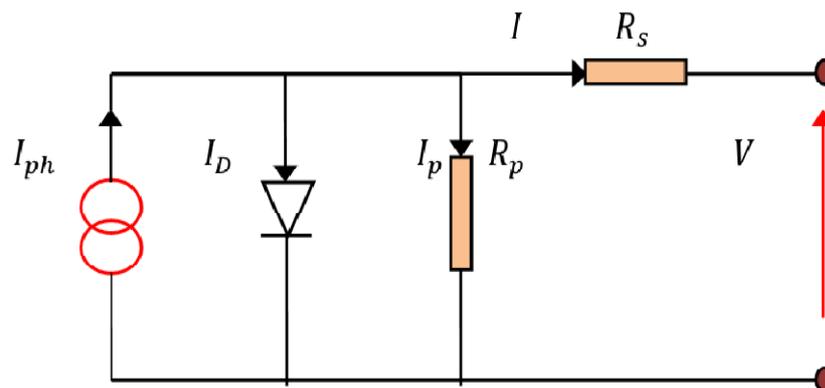


Figure 1.16: Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

Les différents paramètres de ce modèle sont [25]:

- Le générateur de courant: Il délivre le courant I_{ph} correspondant à la courante photo générée.
- La résistance série R_s : Elle prend en compte la résistivité propre aux contacts entre les différentes régions constitutives de la cellule.

- La résistance R_p : Egalement connue sous le nom de résistance de fuite.

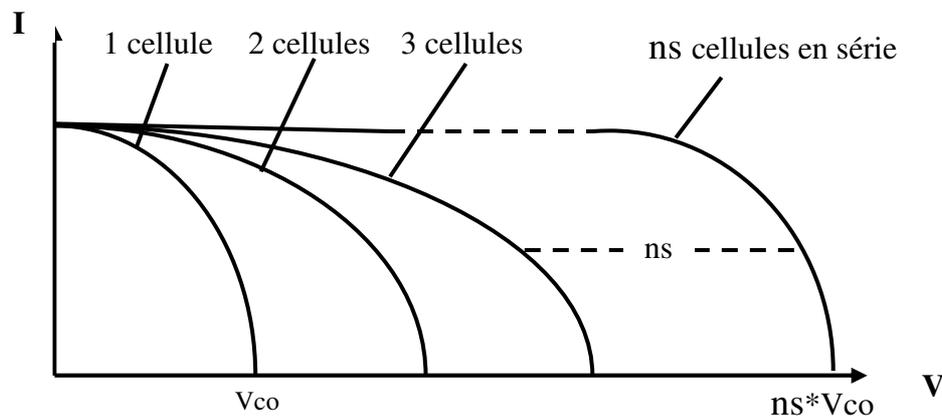
1.4.2.2 Association des cellules solaires photovoltaïques

On distingue deux associations : Association en série et association en parallèle

- **Association en série :**

La cellule photovoltaïque ne produit qu'une très faible puissance électrique de l'ordre de 1 à 3 watt avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module photovoltaïque.

Une association de (ns) cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque, les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule (Voir la figure 1.17) [26].



$$V_{co_{ns}} = ns \times V_{co} \quad \text{avec} \quad I_{cc_{ns}} = I_{cc}$$

Figure 1.17 : Caractéristique résultante d'un groupement de (ns) cellules en série

- **Association en parallèle :**

D'autre part une association parallèle de (np) cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur. Dans le groupe parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants (Voir la figure 1.18).

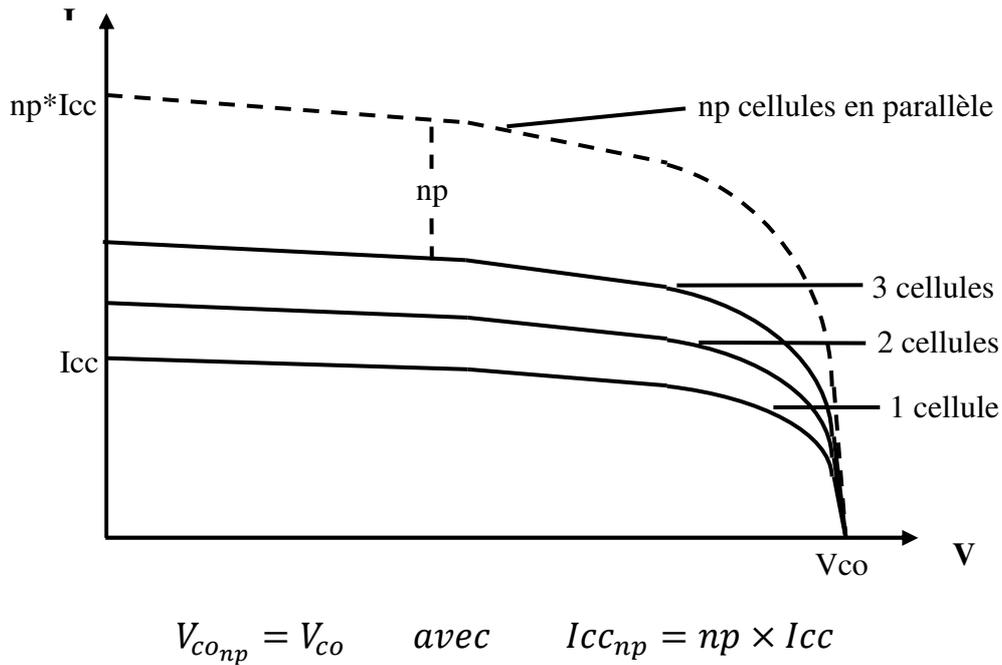


Figure 1.18: Caractéristique résultante d'un groupement de (*np*) cellules en parallèle

1.4.2.3 Modèles courant-tension d'une cellule solaire

La modélisation de l'unité de base du système de conversion photovoltaïque, c'est-à-dire la cellule solaire est présentée par sa caractéristique *I-V*.

a) Modèle d'une diode

Le circuit équivalent d'une cellule solaire est idéalisé par une diode de jonction *P-N*, par une source de courant I_{ph} , une résistance série R_s modélise les pertes par effet joule qui sont dues à une série de résistances causée par la résistivité du matériau semi-conducteur et par les résistances de contact des électrodes et par la résistance de la grille collectrice et le courant collecté par le bus, la valeur habituelle de cette résistance est très petite de quelque dixième d'ohms reflète directement la qualité de fabrication des cellules *PV*, une résistance parallèle R_p représente les pertes internes, ou le courant de fuite à travers la diode de *Shockley*, en d'autres termes il s'agit le plus souvent d'une conductance de fuite.

C'est comme si l'on devait soustraire au photo-courant, outre le courant de diode, un courant supplémentaire proportionnel à la tension développée. En employant la loi du Kirchhoff au circuit équivalent précédent (figure 1.16) pour trouver le rapport entre le courant de sortie *I* et la tension de sortie *V* aux bornes de la résistance de charge R_c :

L'équation suivante fournit la relation entre le courant *I* et la tension *V* [24] ;

$$I = I_{phc} - I_{sc} \left(\exp \left(\frac{v+v_{Rsc}}{a_c} \right) - 1 \right) - \frac{v+v_{Rsc}}{R_{pc}} \quad (1.16)$$

- I_{sc} (A) : Est le courant d'obscurité des porteurs minoritaires (saturation).
- I_{phc} : Le photo-courant généré par la cellule PV.
- $a_c(volts) = \frac{AKT}{q}$: Présente le potentiel thermique.
- q : La charge électrique élémentaire 1.607×10^{-19} C
- A : Coefficient d'idéalité de la cellule dépendant du matériau.
- K : Constante de Boltzmann $= 1.3806503 \times 10^{-23}$ J/K
- T : Est la température en degré Kelvin
- R_{sc} : Résistance série de la cellule (Ω).
- R_{pc} : Résistance parallèle de la cellule (shunts) (Ω).

b) Modèle de deux diodes

Dans ce modèle une diode supplémentaire est mise en parallèle au circuit du modèle simple d'une diode (figure 1.19). Cette diode est incluse pour fournir une courbe caractéristique $I-V$ bien plus précise, qui prit en compte la différence dans l'écoulement du courant aux basses valeurs courantes dues à la recombinaison de charges dans la région de la zone de charge d'espace du semi-conducteur. Alors la diode D_1 modélise la diffusion des porteurs dans la base et l'émetteur, son influence sera d'autant plus grande que le matériau présentera une bonne longueur de diffusion. Par contre la diode D_2 modélise la génération/recombinaison des porteurs dans la zone de charge d'espace. [25]

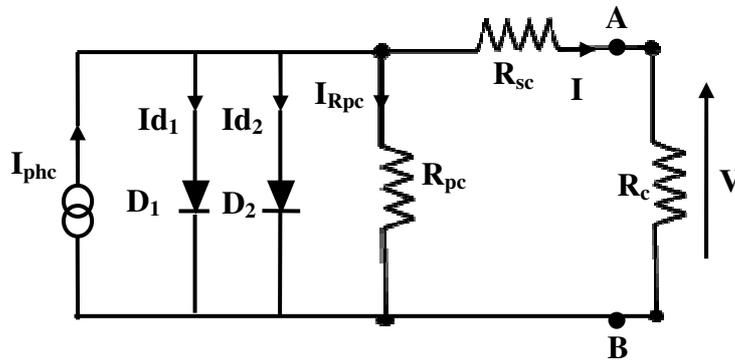


Figure 1.19 : Modèle à deux diodes d'une cellule solaire

Le courant délivré à la charge sous une tension V est donné par la relation:

$$I = I_{phc} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{v+vR_{sc}}{a_{c1}}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{v+vR_{sc}}{a_{c2}}\right) - 1 \right) - \frac{v+vR_{sc}}{R_{pc}} \tag{1.17}$$

Ce modèle à deux diodes est plus exact que le modèle simple d'une diode mais en raison de la difficulté de la résolution de l'équation du courant, le modèle simple d'une diode est préféré.

- I_{s1} (A) : Courant d'obscurité de la première diode ;
- I_{s2} (A) : Courant d'obscurité de la deuxième diode ;
- $a_{c1} = \frac{A_1KT}{q}$ (volts) : La tension thermique au niveau de la diode D_1 ;
- $a_{c2} = \frac{A_2KT}{q}$ (volts) : La tension thermique au niveau de la diode D_2 ;
- A_1 : Coefficient d'idéalité de la diode D_1 ;

- A_2 : Coefficient d'idéalité de la diode D_2 .

1.4.2.4 Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque

On appelle caractéristique courant-tension $I(V)$, la courbe représentant la variation du courant I en fonction de la tension V aux bornes de la cellule.

Les grandeurs caractéristiques suivantes peuvent être extraites de ce graphe :

- Le courant de court-circuit I_{cc} .
- La tension de circuit ouvert V_{co} .
- Le courant max I_m et la tension max V_m tel que le produit des deux soit la puissance maximale P_m comme représenté sur la figure 1.20.

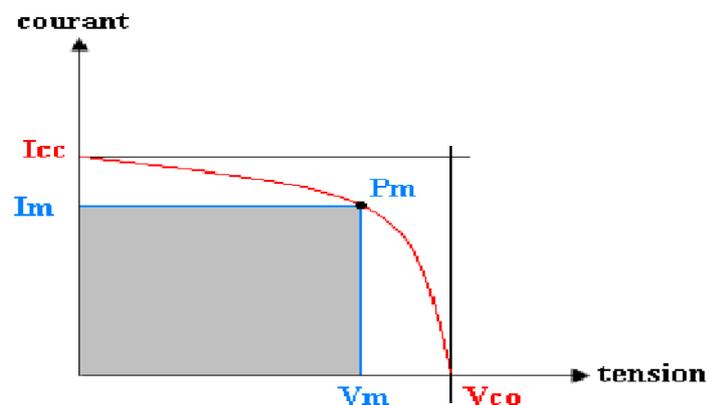


Figure 1.20 : Puissance maximale sur une caractéristique courant-tension

1.4.2.5 Caractéristique puissance-tension d'une cellule photovoltaïque

On appelle caractéristique puissance tension $P(V)$, la courbe représentant la variation de la puissance P en fonction de la tension V aux bornes de la cellule.

La caractéristique de puissance maximale de la cellule photovoltaïque est très importante et très utilisée dans les algorithmes pour la recherche de la puissance maximale, dans ce courbe on peut extraire la puissance maximale P_m et sa tension équivalente V_m , la tension de circuit ouvert V_{co} , le sens d'accroissement et de décroissement de puissance (Voir la figure 1.21).

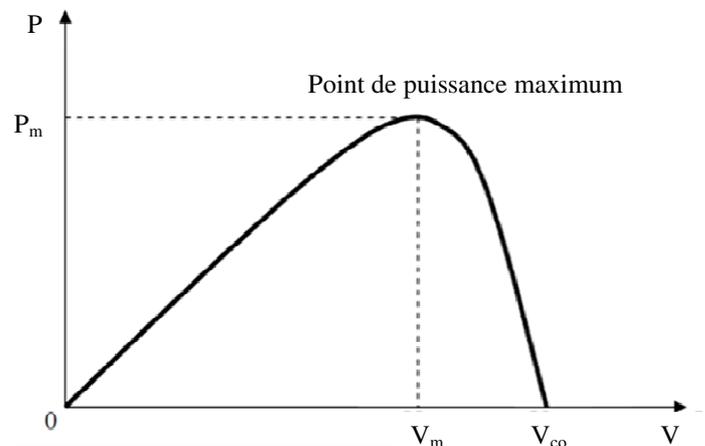


Figure 1.21 : Puissance maximale sur une caractéristique puissance-tension.

1.4.2.6 Rendement énergétique d'un générateur photovoltaïque

Le rendement énergétique du module PV s'écrit [26] :

$$\eta_{\text{énergétique}} = \frac{P_m}{P_{\text{incidente}}} = \frac{V_{co} \times I_{cc} \times FF}{E \times S} \quad (1.18)$$

Ce rendement est souvent mesuré dans les conditions de référence, c'est-à-dire sous l'ensoleillement 1000 W/m^2 , à la température de 25°C : Ces conditions normalisées sont dites STC (Standard Test Conditions).

Le module photovoltaïque ne donne pas la totalité de l'énergie absorbé, cela dû à la valeur de charge connecté et on peut définir un rendement pour ce module par η_{module} :

$$\eta_{\text{module}} = \frac{P_{PV}}{P_m} \quad (1.19)$$

On utilise dans le circuit photovoltaïque un convertisseur statique DC/DC pour extraire le maximum de puissance dans ce module, ce convertisseur consomme une quantité d'énergie, et pour cela on définit un rendement η_{conv} comme suit :

$$\eta_{\text{conv}} = \frac{p_{out}}{p_{pv}} \quad (1.20)$$

Donc le rendement total est le produit de ces rendements ;

$$\eta_{\text{totale}} = \eta_{\text{énergétique}} * \eta_{\text{module}} * \eta_{\text{conv}}$$

$$\eta_{\text{totale}} = \frac{P_m}{P_{\text{incidente}}} * \frac{P_{PV}}{P_m} * \frac{P_{out}}{P_{PV}} = \frac{P_{out}}{P_{\text{incidente}}} = \frac{P_{out}}{E * S} \quad (1.21)$$

1.4.2.7 Facteurs influents sur le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

a) Influence de l'ensoleillement

L'apport d'énergie permettant la séparation électron-trous étant assuré par l'énergie lumineuse, il est donc normal que l'augmentation de l'ensoleillement E entraîne automatiquement l'augmentation des paires électrons-trous. Le courant débité est proportionnelle à l'ensoleillement E (Voir la figure 1.22) [27].

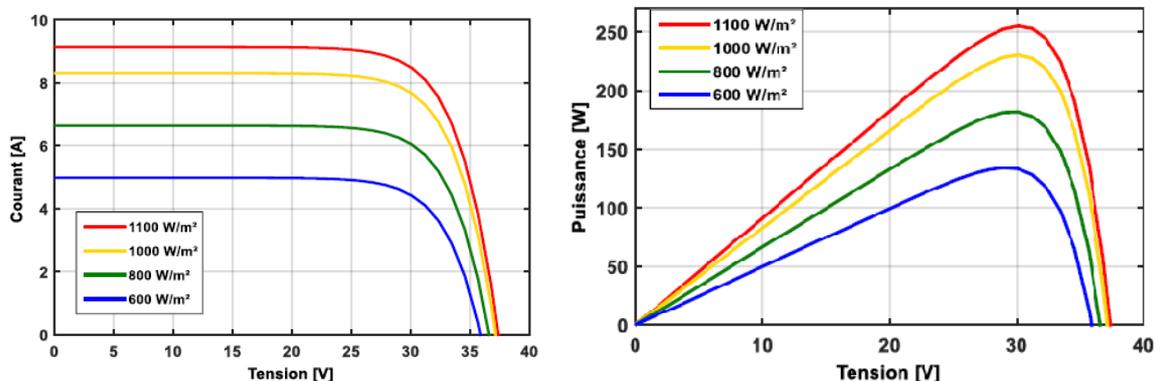


Figure 1.22 : Influence de l'ensoleillement sur les cellules photovoltaïques

b) Influence de la température

La température a une influence notable sur le rendement d'une cellule photovoltaïque, nous remarquons que le courant de court-circuit varie peu avec la température tandis que la tension à vide est beaucoup plus influencée. La température a donc une influence non négligeable sur le rendement d'une cellule photovoltaïque (perte de puissance de l'ordre de 9-15% pour une augmentation de 30°C [23]).

Pour le même éclairement les courbes $I(V)$ changent avec la température des cellules (Voir la figure 1.23).

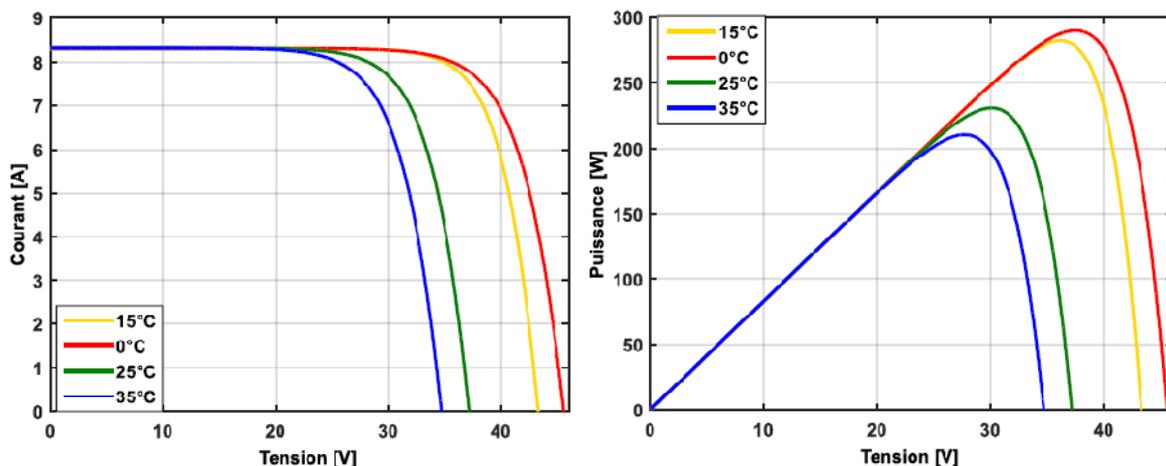


Figure 1.23 : Influence de la température sur les cellules photovoltaïques

1.4.2.8 Protection classique d'un GPV

Lorsque nous concevons une installation photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de cette installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage. Pour cela, deux types de protection sont classiquement utilisées dans les installations actuelles (Voir la figure 1.24) :

- La protection en cas de connexion en parallèle de modules PV; pour éviter les courants négatifs dans les GPV en utilisant des diodes anti-retour.
- La protection lors de la mise en série de modules PV ; permettre de ne pas perdre la totalité de la chaîne, en utilisant des diodes by-pass pour éviter les points chauds.

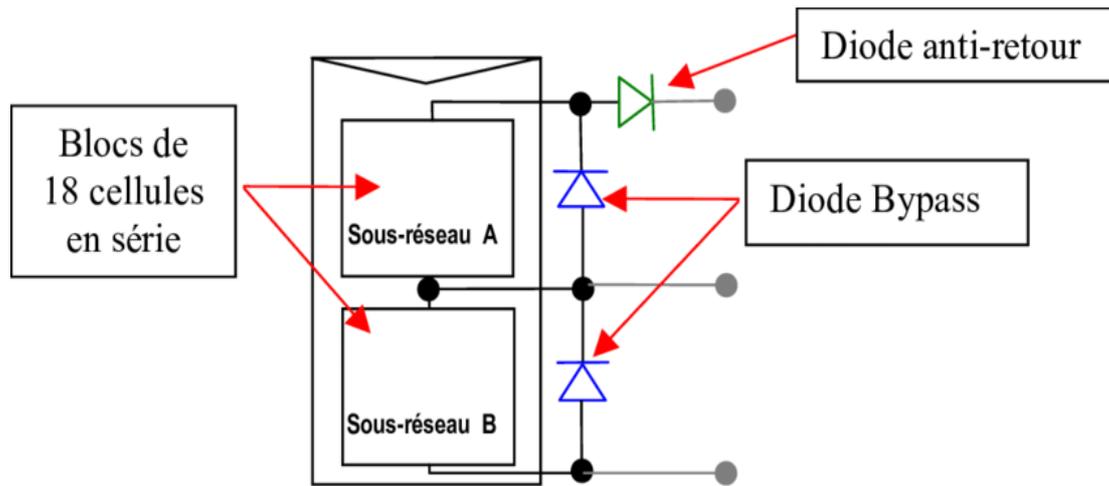


Figure 1.24 : Diodes de protection d'un GPV

1.5 Conclusion

Devant les capacités limitées de l'Algérie en énergies fossiles, avec son potentiel élevé en énergies renouvelables (**Energies vertes**), et la consommation accrue de l'énergie due au développement technologique, économique et sociales, l'**Algérie** doit impérativement se tourner vers la transition énergétique. En matière d'énergies photovoltaïques, l'Algérie possède une richesse infinie qui permettant un développement économique durable et sain, ainsi qu'une préservation de l'environnement et de la nature.

L'exploitation des systèmes photovoltaïques pour transformation de l'énergie solaire et la production de l'électricité nécessite une étude, une modélisation, une analyse, une planification et une optimisation, et par conséquent le développement de cette technologie qui n'émet pas de gaz à effet de serre dans l'environnement nationale et internationale.

Dans ce chapitre, nous avons montré que le fonctionnement des cellules solaires dépend fortement de plusieurs paramètres; internes et externes (lié à l'entourage du fonctionnement: éclairage, concentration, température, etc.), l'étude de l'influence de ces différents paramètres sur le fonctionnement des générateurs photovoltaïques est possible à travers la connaissance de l'influence de chaque paramètre sur la caractéristique $I-V$ de la cellule.

Chapitre 2 :

***Modélisation et commande de la
chaîne de conversion photovoltaïque***

2.1 Introduction

Une installation photovoltaïque nécessite la mise en place d'une chaîne de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique basée sur l'effet photovoltaïque. Quelle que soit son architecture, cette chaîne de conversion peut se décomposer en plusieurs sous-systèmes délimités selon leurs fonctionnalités. Et également, on recherchera à optimiser le système PV pour avoir un meilleur rendement d'adaptation et une bonne qualité de signal du système pour le raccorder au réseau électrique (fonctionnement du générateur à son point de puissance maximale). Nous allons présenter dans la suite les architectures de champs PV permettant la connexion au réseau de distribution, en s'intéressant principalement à la fonction de base « conversion et réglage ». Une grande diversité de topologies de champs PV existe, nous présenterons la modélisation et la commande de convertisseurs survolteurs DC-DC BOOST et de convertisseurs de couplage DC/AC. Nous introduisons aussi des stratégies de réglage non linéaire (La commande MPPT, le réglage par la théorie de Lyapunov et la commande à mode glissant).

2.2 Modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque

Un système photovoltaïque est donc constitué par un générateur photovoltaïque, un convertisseur DC/DC, un accumulateur d'énergie, un convertisseur DC/AC et des charges de type continu ou alternatif. Les diverses composantes de ce système sont représentées symboliquement sur le schéma généralisé dans la figure 2.1 ci-dessous, cette représentation recouvre à peu près tous les cas pratiquement utilisés.

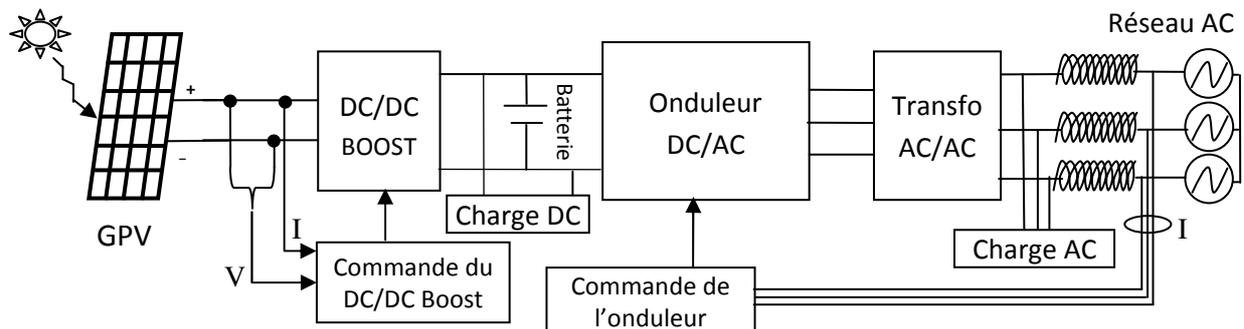


Figure 2.1 : Chaîne de conversion photovoltaïque

2.2.1 Convertisseur DC/DC (Hacheur)

Le hacheur est un convertisseur continue/continue permettant de convertir une énergie continue d'un niveau donné de tension (ou de courant) en une énergie continue à un autre niveau de tension (ou de courant). Son utilisation s'avère nécessaire pour stocker l'énergie photovoltaïque dans des batteries, ou pour alimenter une charge continue.

Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductance et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements dans les hacheurs.

Les hacheurs sont des convertisseurs continus qui procèdent par découpage d'une grandeur d'entrée continue, tension ou courant et dont la grandeur de sortie est également continue et à faible ondulation [28].



Figure 2.2 : Symbole d'un convertisseur DC-DC

Nous traitons dans cette partie des convertisseurs unidirectionnels en courant et en tension. Cela implique que la fluence de l'énergie ne peut se faire, au sein du convertisseur, que dans un seul sens. Cela revient également à considérer:

- des sources de tension non réversibles, unidirectionnelles en courant.
- des sources de courant non réversibles, unidirectionnelles en tension.

Cela conduit à l'étude des convertisseurs DC-DC les plus simples qui puissent être des régulateurs de charge. Dans la chaîne de conversion photovoltaïque, on distingue deux familles de convertisseurs statiques DC-DC [29] :

- Hacheur élévateur (BOOST);
- Hacheur abaisseur élévateur (BUCK-BOOST).

Dans notre travail, on s'intéresse au convertisseur élévateur et on a besoin de détailler son schéma électrique.

2.2.1.1 Hacheur élévateur (BOOST)

La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type continu (condensateur en parallèle avec la charge résistive).

Connu aussi sous le nom de «BOOST» ou hacheur parallèle ; son schéma de principe de base est présenté dans la figure 2.3.

Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure.

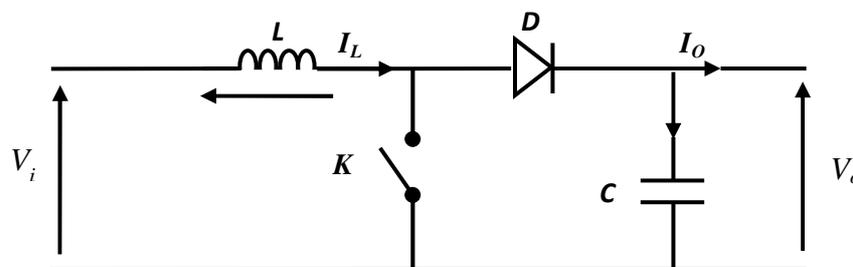


Figure 2.3 : Schéma électrique d'un hacheur BOOST

Le fonctionnement d'un convertisseur Boost peut être divisé en deux phases distinctes selon l'état de l'interrupteur statique K (Figure 2.4) :

- Une phase d'accumulation d'énergie : lorsque l'interrupteur K est fermé (état passant), cela entraîne l'augmentation du courant dans l'inductance (donc le stockage d'une quantité d'énergie sous forme d'énergie magnétique). La diode D est en état de blocage et la charge est alors déconnectée de l'alimentation.
- Lorsque l'interrupteur est ouvert, l'inductance se trouve alors en série avec le générateur et sa f.e.m s'additionne à celle du générateur (effet survolteur). Le courant traversant l'inductance, la diode D, le condensateur C et la charge à la sortie. Il en résulte un transfert de l'énergie accumulée dans l'inductance vers la capacité [30].

Quand un convertisseur BOOST travaille en mode de conduction continue, le courant I_L traversant l'inductance ne s'annule jamais. La figure 2.4 (a et b) montre les états de l'interrupteur K (En fermeture et en ouverture).

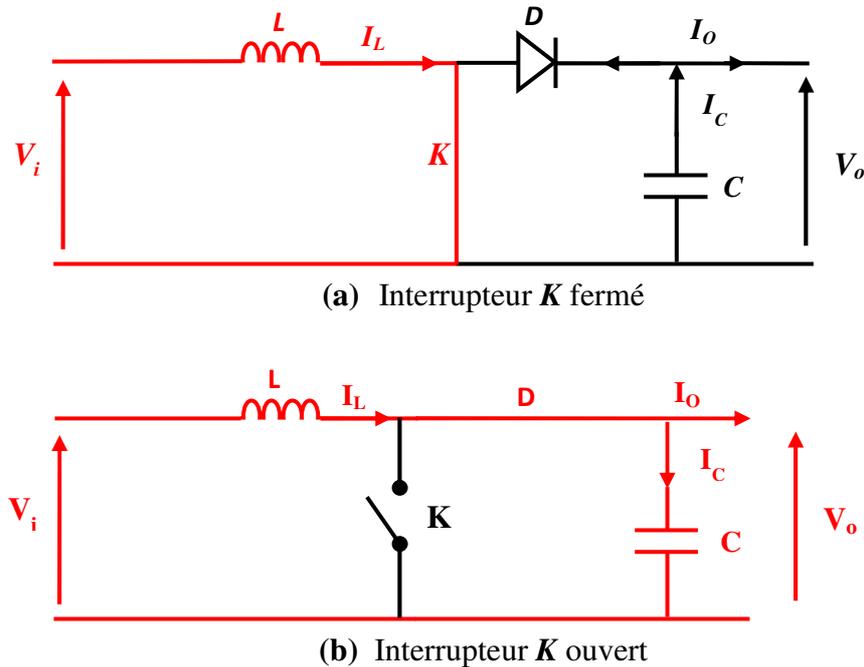


Figure 2.4 : États de fonctionnement d'un hacheur BOOST

La tension de sortie est calculée de la façon suivante (en considérant les composants comme parfaits) [31] :

Durant l'état passant, l'interrupteur K est fermé, entraînant l'augmentation du courant comme suite (Eq. 2.1):

$$V_i = L \frac{dI_L}{dt} \quad (2.1)$$

À la fin de l'état passant, le courant I_L a augmenté (Eq. 2.2):

$$\Delta I_{LON} = \int_0^{DT} dI_L = \int_0^{DT} \frac{V_i dt}{L} = \frac{V_i \cdot D \cdot T}{L} \quad (2.2)$$

D : Etant le rapport cyclique, il représente la fraction de la période T pendant laquelle l'interrupteur K conduit. D est compris entre 0 (K ne conduit jamais) et 1 (K conduit tout le temps).

Pendant l'état de blocage, l'interrupteur K est ouvert, le courant traversant l'inductance circule à travers la charge. Si on considère une chute de tension non nulle aux bornes de l'inductance et le condensateur suffisamment grand pour garder sa tension constante, l'évolution de I_L est (Eq. 2.3) :

$$V_i - V_0 = L \frac{dI_L}{dt} \quad (2.3)$$

Par conséquent, la variation de I_L durant l'état de blocage est (Eq. 2.4):

$$\Delta I_{LOFF} = \int_{DT}^T dI_L = \int_{DT}^T \frac{(V_i - V_0) dt}{L} = \frac{(V_i - V_0)(1-D)T}{L} \quad (2.4)$$

Si on considère que le convertisseur a atteint son régime permanent, la quantité d'énergie stockée dans chacun de ces composants est la même au début et à la fin d'un cycle de fonctionnement. En particulier, l'énergie stockée dans l'inductance est donnée par (Eq. 2.5):

$$E = \frac{1}{2} L \cdot I_L^2 \quad (2.5)$$

Par conséquent, le courant traversant l'inductance est le même au début et à la fin de chaque cycle de commutation, ce qui peut s'écrire de la façon suivante :

$$\Delta I_{L_{ON}} + \Delta I_{L_{OFF}} = 0$$

En remplaçant $\Delta I_{L_{ON}}$ et $\Delta I_{L_{OFF}}$ par leur expression, on obtient :

$$\Delta I_{L_{ON}} + \Delta I_{L_{OFF}} = \frac{V_i \cdot D \cdot T}{L} + \frac{(V_i - V_o)(1-D)T}{L} = 0 \quad (2.6)$$

Ce qui peut se réécrire de la façon suivante :

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1-D} \quad (2.7)$$

Grâce à cette dernière expression, on peut conclure que la tension de sortie est toujours supérieure à celle d'entrée (le rapport cyclique D variant entre 0 et 1), qu'elle augmente avec D , et que théoriquement elle peut être infinie lorsque D se rapproche de 1 et c'est pour cela que l'on parle de survolteur.

2.2.1.2 Hacheur abaisseur-élevateur (BUCK-BOOST)

Le hacheur abaisseur-élevateur ou BUCK-BOOST est un convertisseur indirect DC/DC à stockage inductif. La source d'entrée est de type tension continue (filtrage capacitif en parallèle avec une source de tension) et la charge de sortie continue de type source de tension (condensateur en parallèle avec la charge résistive) [32]. Le convertisseur abaisseur-élevateur combine les propriétés des deux convertisseurs-élevateur (BOOST) et abaisseur (BUCK), il est utilisé comme un transformateur idéal (théoriquement) de n'importe quelle tension d'entrée à n'importe quelle tension de sortie désirée; son schéma est illustré sur la figure 2.5.

L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage).

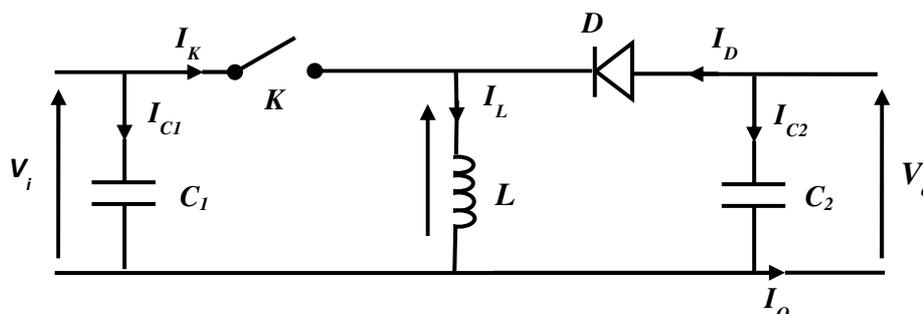


Figure 2.5 : Schéma électrique d'un hacheur BUCK- BOOST

Le rapport entre la tension de sortie V_0 et la tension d'entrée V_i dans le cas de la conduction continue est représenté par la relation :

$$\frac{V_0}{V_i} = \frac{D}{1-D}; \quad D : \text{Le rapport cyclique du transistor } K \text{ utilisé.}$$

2.2.2 Convertisseur DC/AC (Onduleur)

2.2.2.1 Convertisseur DC/AC Monophasé

On appelle onduleur de tension, un convertisseur DC-AC qui est alimenté par une source de tension continue. Nous présentons sur la figure (2.6) le principe de l'onduleur de tension dans le cas où la sortie est monophasée (Le montage en pont à quatre interrupteurs) : $K1-K2$, $K1'-K2'$, ($K1-K1'$ et $K2-K2'$) doivent être complémentaires pour que la source de tension ne soit jamais en court-circuit, et pour que le circuit de courant ne soit jamais ouvert) [33].

La figure 2.6 représente le circuit de puissance d'un tel onduleur (en pont) et la figure 2.7 représente les signaux de commande et les formes d'ondes des tensions :

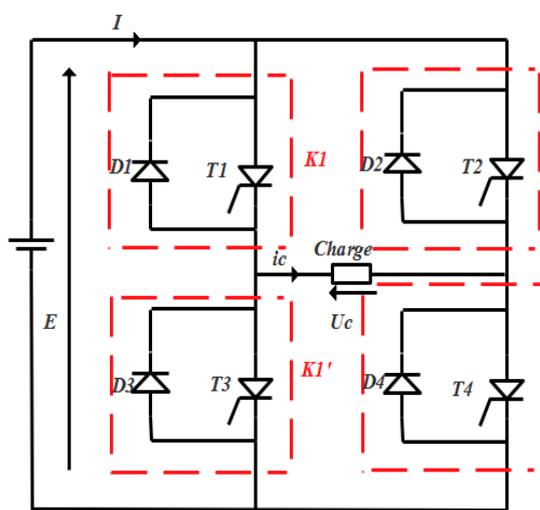


Figure 2.6 : Onduleur de tension monophasé

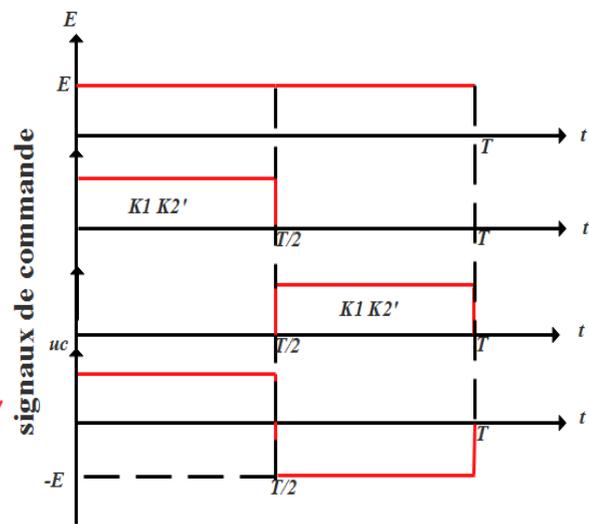


Figure 2.7 : Signaux de commande

Les états des interrupteurs commandés nous permettent de donner l'expression de la tension aux bornes de la charge $U_c(t)$ comme suit:

Si la tension d'entrée de l'onduleur est constante et égal à E , quelque soit I on a:

Pour $0 < t < T/2$: les interrupteurs, $K1$ et $K2'$ sont fermés, et $K2$ et $K1'$ sont ouverts ;

$$U_c = + E \tag{2.8}$$

Pour $T/2 < t < T$: les interrupteurs, $K1$ et $K2'$ sont ouverts, et $K2$ et $K1'$ sont fermés ;

$$U_c = - E \tag{2.9}$$

Le courant de sortie est donc le courant I à l'entrée, il dépend de la charge placée du coté alternative.

Notant que les interrupteurs K_i de l'onduleur (figure 2.6) sont formés par la mise en parallèle des semi-conducteurs T_i commandés à l'ouverture et à la fermeture et des diodes D_i .

Cette dernière assure la continuité de courant et permettant ainsi la conduction d'un courant négatif dans le cas où le courant est déphasé par rapport à la tension de sortie.

2.2.2.2 Convertisseur DC/AC Triphasé

La figure 2.8 donne le schéma de principe de l'onduleur de tension triphasé, il est placé entre une source de tension continue parfaite, donc de tension constante et une charge triphasée équilibrée parcouru par des courants i_a, i_b, i_c forment un système triphasé sinusoïdale équilibré. L'onduleur triphasé est un assemblage de trois demi-ponts monophasés formés chacun de deux interrupteurs en série ($K1-K1', K2-K2', K3-K3'$). Les interrupteurs d'un même demi-pont doivent être complémentaires pour que la source de tension ne soit jamais en court-circuit, et pour que les circuits des courants i_a, i_b, i_c ne soient jamais ouverts.

Pour que les six interrupteurs puissent imposer les tensions de sortie, quels que soient les courants i_a, i_b, i_c il faut que ces interrupteurs soient bidirectionnels en courant. Chacun d'eux est formé d'un semi-conducteur à ouverture et fermeture commandées plus une diode en parallèle [34].

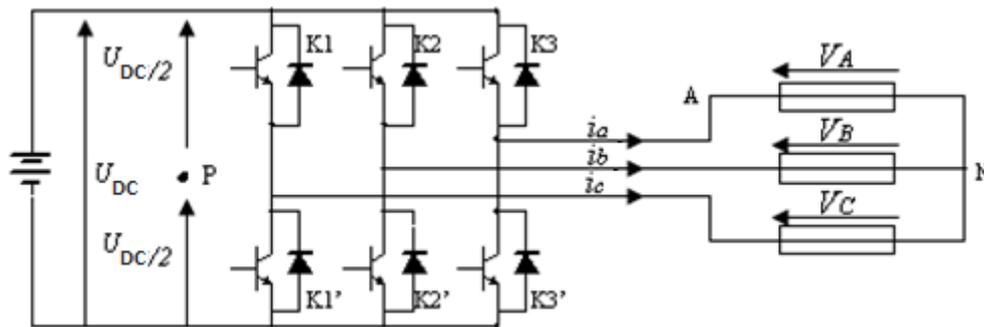


Figure 2.8 : Onduleur de tension triphasé

Les équations (2.10) et (2.11) décrivent le modèle de conversion de l'onduleur DC/AC à deux niveaux utilisé ;

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = U_{DC} \cdot \begin{bmatrix} 2/3 & -1/3 & -1/3 \\ -1/3 & 2/3 & -1/3 \\ -1/3 & -1/3 & 2/3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

$$I_{DC} = c_1 i_a + c_2 i_b + c_3 i_c = [c_{123}]^T \cdot [i_{abc}] \quad (2.11)$$

U_{DC} : La tension continue à l'entrée, I_{DC} : Le courant continu à l'entrée, V_A, V_B, V_C : Les tensions triphasées de sortie du convertisseur et C_1, C_2, C_3 : Les signaux de commutations générées par la stratégie de commande MLI.

La commande des convertisseurs (onduleurs) DC/AC possèdent plusieurs types parmi celles-ci, on cite :

- La commande à pleine onde (PO) ;
- La commande par modulation de largeur d'impulsion MLI (PWM en anglais) ;
- La commande MLI vectorielle.

2.3 Commande de la chaîne de conversion électrique d'un système PV

2.3.1 Commande d'un convertisseur DC/DC BOOST

Pour commander un convertisseur DC/DC BOOST au sens photovoltaïque, on utilise deux stratégies de commande:

- Commande (régulation) de la tension de sortie par PI conventionnel.
- Commande par la technique MPPT.

2.3.1.1 Commande de la tension de sortie par PI conventionnel

En général, la façon la plus répandue pour commander des convertisseurs DC/DC est d'utiliser d'un correcteur linéaire **PI** classique. Ce régulateur est conçu en utilisant un modèle petit signal autour d'un point d'équilibre nominal. Dans de nombreuses applications, cette approche de commande donne des résultats satisfaisants. Toute fois, il existe aussi des situations où cette approche offre des performances limitées (propriétés dynamiques dépendant du point de fonctionnement, robustesse, performances dynamiques insuffisante.....) [35].

La figure 2.9 montre le diagramme de réglage par PI classique d'un convertisseur DC/DC BOOST. Pour calculer les paramètres du régulateur, on utilise la méthode de placement des pôles ou la méthode de Ziegler – Nichols.

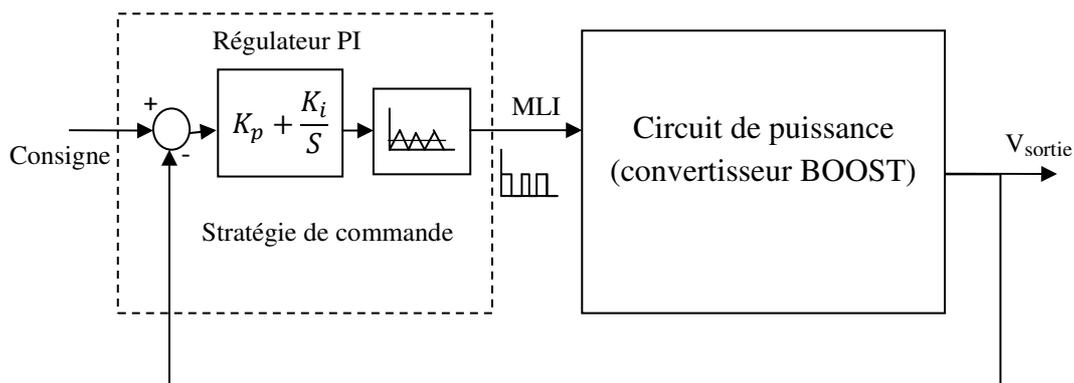


Figure 2.9: Schéma de commande d'un convertisseur DC-DC BOOST par PI classique

2.3.1.2 Commande de la tension de sortie par la technique MPPT

La puissance délivrée par un générateur photovoltaïque GPV dépend fortement du niveau d'ensoleillement, de la température des cellules, de l'ombrage et aussi de la nature de la charge alimentée. La courbe caractéristique de puissance du GPV présente un point de puissance maximale MPP (Maximum Power Point) correspondant à un certain point de fonctionnement de coordonnées V_{MPP} pour la tension et I_{MPP} pour le courant (figure 2.10).

Vu que la position du MPP dépend du niveau d'ensoleillement et de la température des cellules, elle n'est jamais constante dans le temps. Un convertisseur à commande MPPT Suiveur du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracker 'en anglais') doit donc être utilisé afin de suivre ces changements. Un convertisseur à MPPT est un système de conversion de puissance muni d'un algorithme de commande approprié permettant d'extraire le maximum de puissance que le GPV peut fournir.

Les premières utilisations du MPPT remontent à 1968 dans le cadre d'applications spatiales ayant pour générateur électrique des panneaux photovoltaïques. Le développement du MPPT a constitué un thème techniquement attrayant, si bien que finalement, un grand nombre de

procédures et techniques ont été développés. Elles varient en complexité, capteurs nécessaires, vitesse de convergence, coût, efficacité, matériel pour la réalisation, etc. [36]

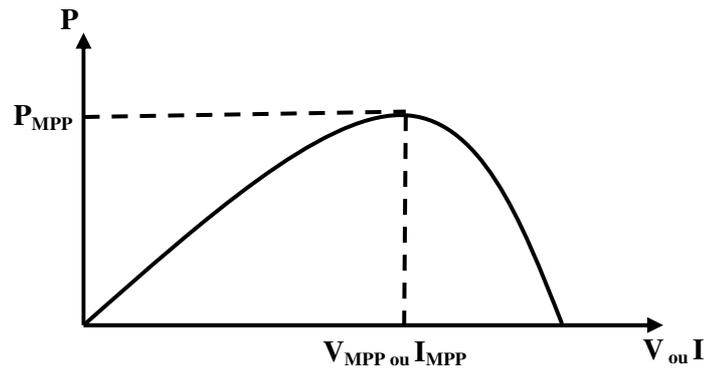


Figure 2.10 : Caractéristique d'un PV

La technique de suivi du point de puissance maximale (MPPT) est utilisée dans les systèmes photovoltaïques pour extraire le maximum de puissance.

Parmi les algorithmes MPPT les plus utilisés pour la commande des convertisseurs DC/DC dans les chaînes de conversion photovoltaïque, on cite :

- a) Perturber et Observer (P&O),
- b) Incrément de la conductance (InC),
- c) Méthode de la capacité parasite (PC),
- d) Mesure d'une fraction de la tension en circuit ouvert (FCO),
- e) Mesure d'une fraction de courant court-circuit (FCC).

a) L'algorithme « Perturber et Observer P&O »

Le principe de cette commande est de générer des perturbations en réduisant ou en augmentant le rapport cyclique D de l'interrupteur commandé et d'observer l'effet sur la puissance délivrée par le GPV (figure 2.11).

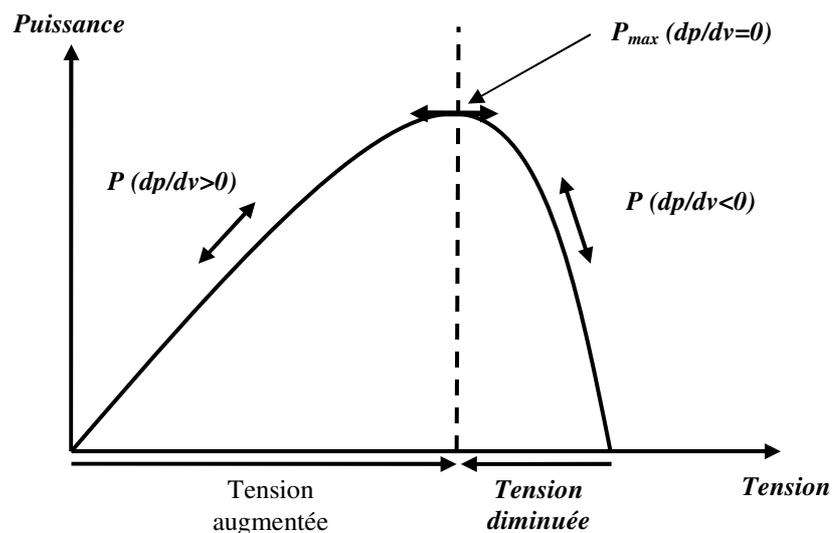


Figure 2.11 : Caractéristique de la puissance du générateur PV

L'algorithme de cette commande est présenté à la figure 2.12 ci-dessous :

- Si $dP_{pv}/dV_{pv} > 0 \rightarrow$ cela conduit à une augmentation de la tension de référence V_{ref} qui va augmenter le rapport cyclique $d(k)=d(k-1)+C$;
 C étant une constante d'incrément du rapport cyclique.
- Si $dP_{pv}/dV_{pv} < 0 \rightarrow$ cela conduit à une diminution de la tension de référence V_{ref} qui va diminuer le rapport cyclique $d(k)=d(k-1)-C$;

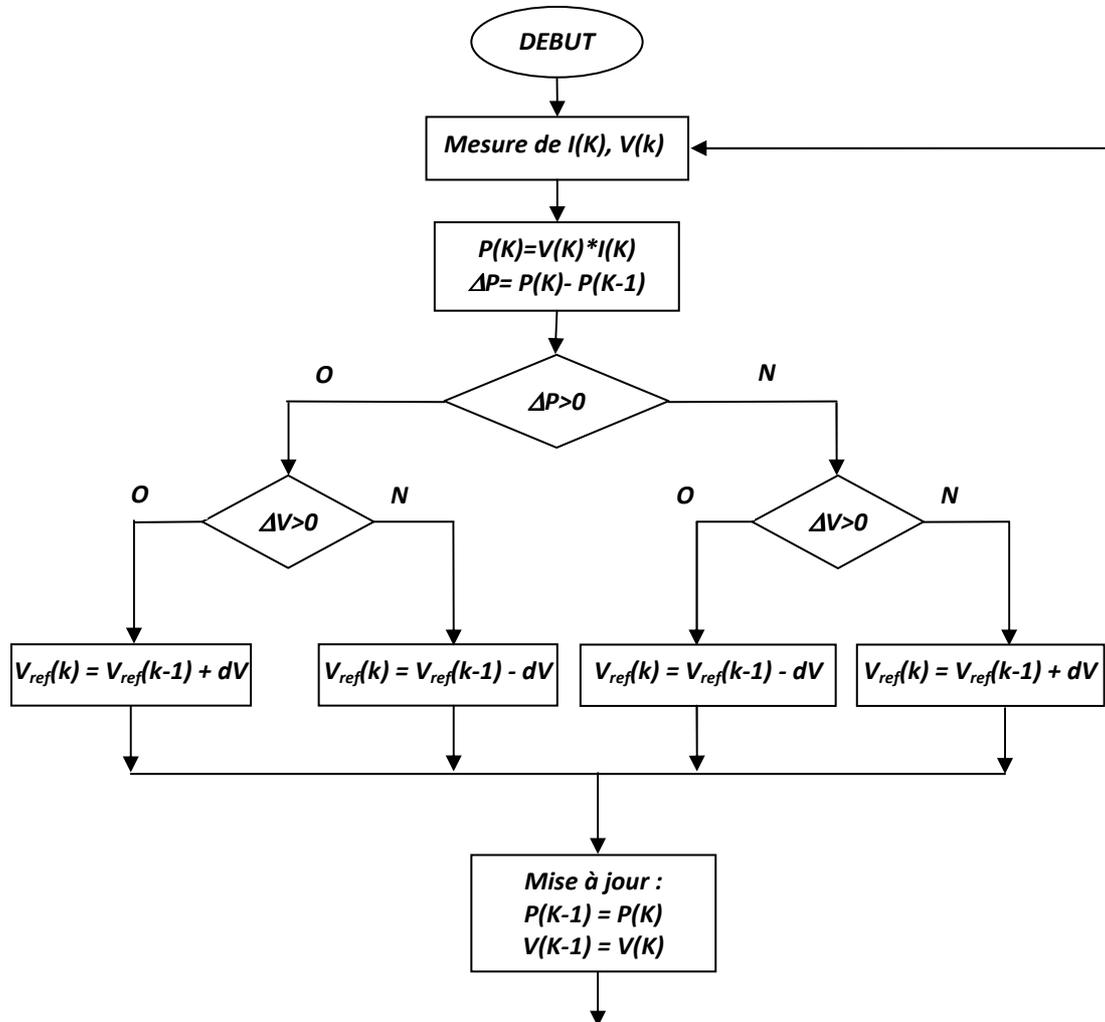


Figure 2.12 : Organigramme de l'algorithme Perturber & Observer P&O

b) Incrément de la conductance (InC)

Cette commande se résulte de la recherche de la pente de la caractéristique Puissance-Tension au point de puissance maximale MPP par le calcul de la dérivée de la puissance du panneau PV par rapport à la tension qui est égale à zéro à ce point. La pente est positive à gauche du point MPP et négative à sa droite [37].

La puissance du panneau solaire est donnée par :

$$P = I * V \tag{2.12}$$

La dérivé partielle $\frac{dp}{dV}$ est donnée par :

$$\frac{dp}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \tag{2.13}$$

$$\frac{1}{V} \frac{dp}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \tag{2.14}$$

On définit la conductance de la source $G = \frac{I}{V}$ et l'incrément de la conductance $\Delta G = \frac{\Delta I}{\Delta V}$

La figure (2.13) présente bien l'organigramme de poursuite du MPP par la méthode d'incrément de la conductance.

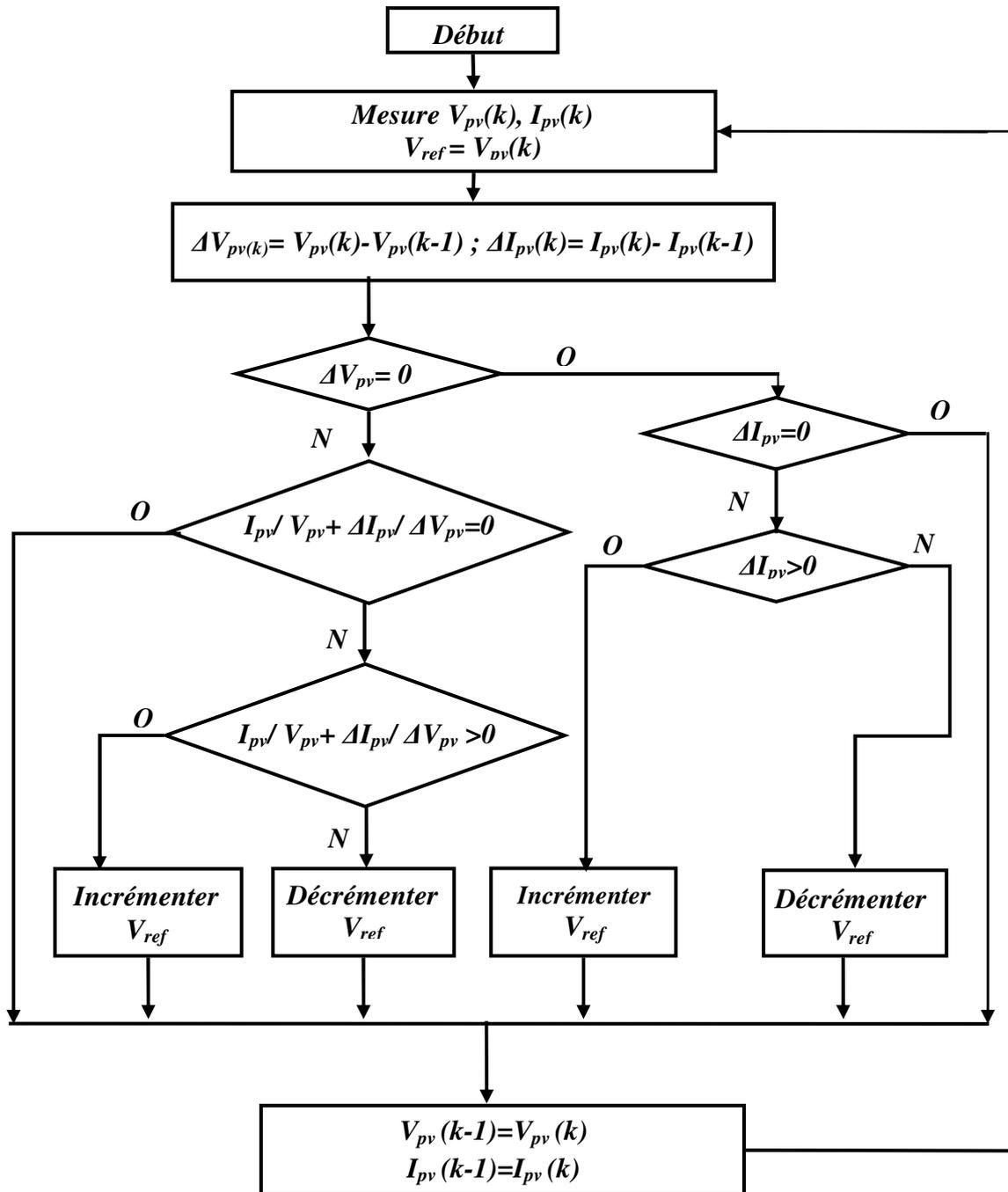


Figure 2.13 : Organigramme de l'algorithme d'Incrément de la conductance

Puisque la tension V_{pv} du panneau est toujours positive, les relations (2.15) expliquent que le point de puissance maximale MPP est atteint si la conductance de la source G égale l'incrémentale de la conductance ΔG de la source avec un signe moins, et qu'elle est à gauche de ce point lorsque la conductance G est supérieure à l'incrémentale de la conductance ΔG et vice-versa, comme suit :

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} > 0 \text{ si } \frac{I}{v} + \frac{dI}{dV} > 0 \\ \frac{dP}{dV} = 0 \text{ si } \frac{I}{v} + \frac{dI}{dV} = 0 \\ \frac{dP}{dV} < 0 \text{ si } \frac{I}{v} + \frac{dI}{dV} < 0 \end{cases} \quad (2.15)$$

c) Méthode de la capacité parasite (PC)

En chaque cellule solaire il y a une capacité parasite, et cette capacité est employée pour déterminer le MPP.

La technique parasite de capacité emploie l'ondulation de commutation pour perturber le panneau photovoltaïque. Pour expliquer la capacité parasite, l'ondulation moyenne dans la puissance et la tension du panneau, produit par la fréquence de commutation est mesuré et puis employé pour calculer la conductibilité du panneau. Alors l'algorithme par accroissement de conductibilité est employé pour déterminer dans quelle direction le point MPP d'opération doit être déplacé. Il est clair que c'est une sorte d'amélioration de la technique d'Inc., et est ainsi au moins en tant que complexe.

Un inconvénient de cette méthode est la taille de la capacité parasite est très petite dans chaque module, et elle peut être utile dans les grands systèmes avec plusieurs modules en parallèle. Il y a également un problème quand il y a de grandes capacités d'entrée des convertisseurs DC/DC, comme ceux-ci pourraient cacher l'effet de la capacité parasite.

d) Algorithme à base de la mesure d'une fraction du courant I_{cc} (FCC)

Cette technique est basée sur la relation linéaire entre le courant de court-circuit et le courant optimal donné par l'équation suivante : $I_{mpp} = k_i \cdot I_{cc}$, où k_i est un facteur de courant dépendant des caractéristiques de la cellule PV et qui varie entre **0.85** et **0.92**. En effet, le point de fonctionnement optimal est obtenu en amenant le courant du panneau au courant optimal. Par conséquent, on change le rapport cyclique jusqu'à ce que le panneau atteigne la valeur optimale (voir la figure 2.14) [38].

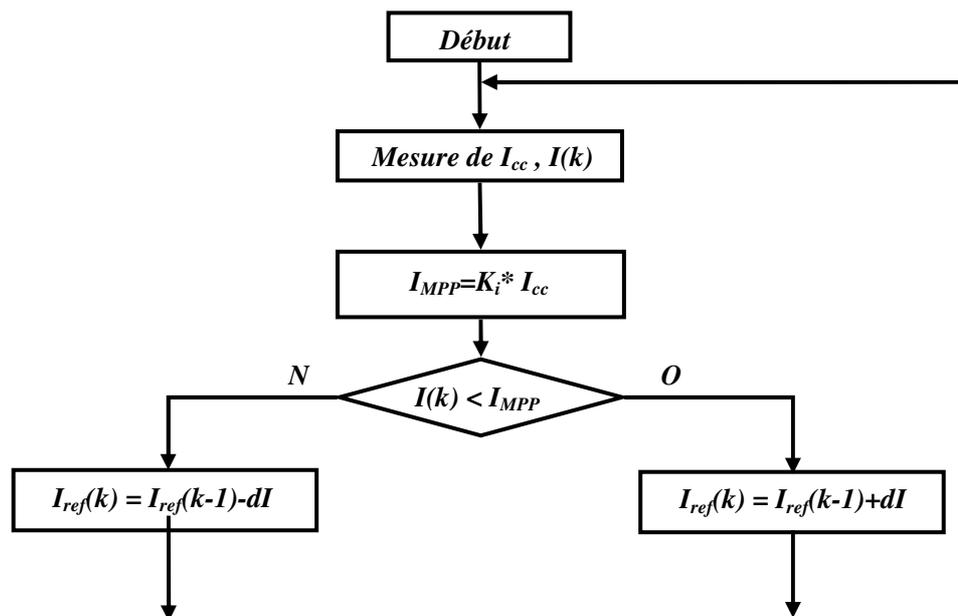


Figure 2.14 : Organigramme de l'algorithme FCC

e) Algorithme à Base de la Mesure d'une Fraction de la Tension Voc (FCO)

Cet algorithme est basé sur la relation linéaire entre la tension de circuit ouvert et la tension optimale donnée par l'équation suivante :

$$V_{mpp} = k_v \cdot V_{oc}$$

Où k_v est un facteur de tension dépendant des caractéristiques de la cellule PV et qui varie entre **0.73** et **0.8**.

Pour en déduire la tension optimale, on doit mesurer la tension du circuit ouvert V_{oc} . Par conséquent, le point de fonctionnement du panneau est maintenu proche du point optimal en ajustant la tension du panneau à la tension optimale calculée. Le processus permet d'agir cycliquement sur le rapport cyclique pour atteindre la tension optimale (figure 2.15) [38].

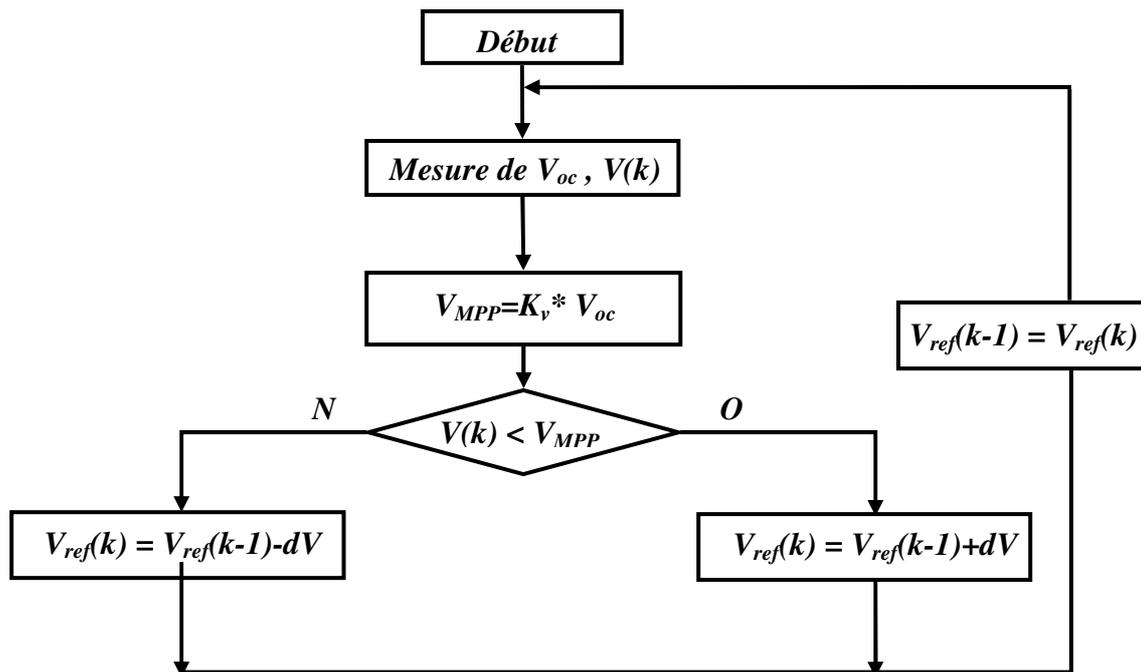


Figure 2.15 : Organigramme de l'algorithme FCO

2.3.1.3 Simulation de la commande d'un DC-DC BOOST associé à un GPV

Dans cette partie de simulation, on s'intéresse à la commande de la partie DC du système photovoltaïque. Pour se faire, on utilise deux méthodes :

- Réglage par PI conventionnel ;
- Réglage par la technique MPPT (P&O).

2.3.1.3.1 Commande de la tension de sortie par PI conventionnel

Pour étudier les performances de la régulation par PI conventionnel sur la partie DC du système, on applique les variations suivantes:

- Changement de consigne de la tension de sortie à l'instant 0.5 sec (de 200V à 360V);
- Variation de la charge à l'instant 1 sec (de 120Ω à 60Ω) ;
- Variation du rayonnement solaire à l'instant 2 sec (de 400 W/M² à 300 W/M²).

Les figures 2.16, 2.17 et 2.18 montrent successivement la tension, le courant et la puissance de sortie du convertisseur BOOST. Sur la figure 2.16, on remarque que la tension

de sortie suit l'ordre en présence des pics transitoires dans les instants de changement de consigne et des simples pics transitoires dans l'instant de variation de la charge.

Sur les figures 2.17 et 2.18, on observe l'augmentation du courant et de la puissance active dans les instants 0.5 sec et 1 sec à cause de l'augmentation de la tension de consigne et la diminution de la charge.

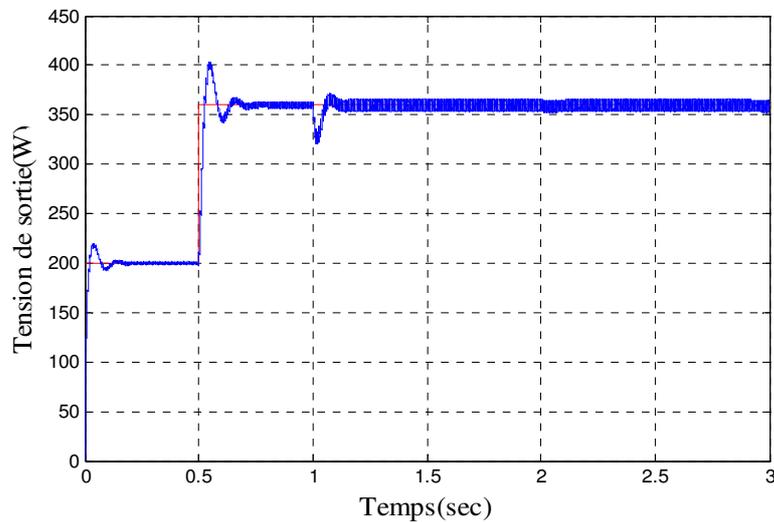


Figure 2.16 : Variation de la tension de sortie du convertisseur BOOST

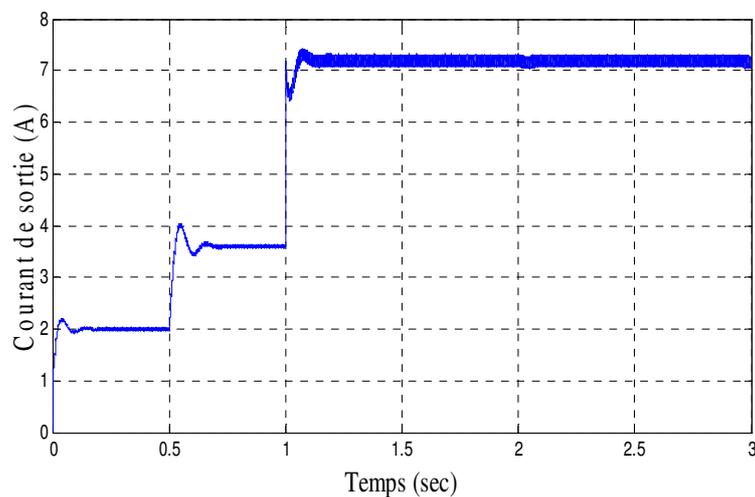


Figure 2.17 : Variation du courant de sortie du convertisseur BOOST

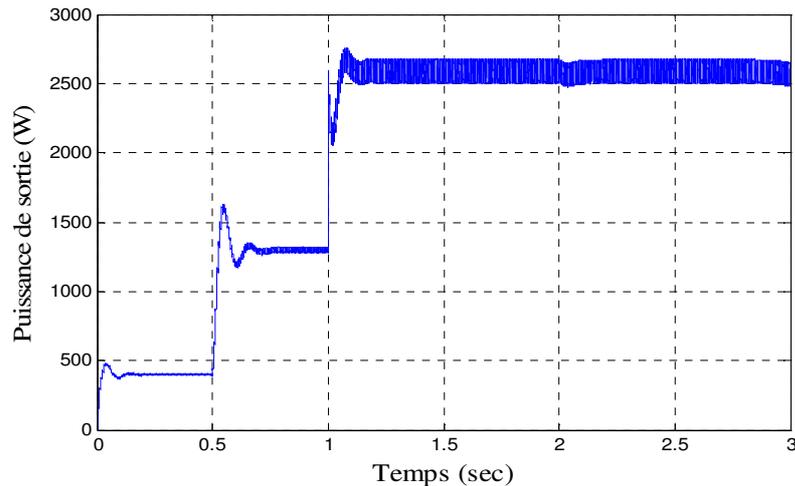


Figure 2.18 : Variation de la puissance de sortie du convertisseur BOOST

Les figures 2.19, 2.20 et 2.21 montrent successivement la tension, le courant et la puissance d'entrée du convertisseur DC-DC BOOST. On remarque légères diminutions sur la valeur moyenne de la tension d'entrée du convertisseur (par rapport à la tension de sortie) avec grandes variations sur le courant pour obtenir une puissance générée par le GPV confondue avec la puissance de sortie du convertisseur DC-DC BOOST.

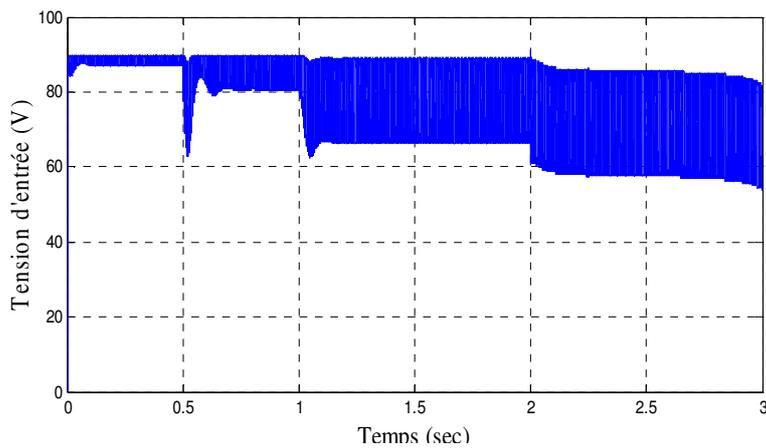


Figure 2.19 : Variation de la tension d'entrée du convertisseur BOOST

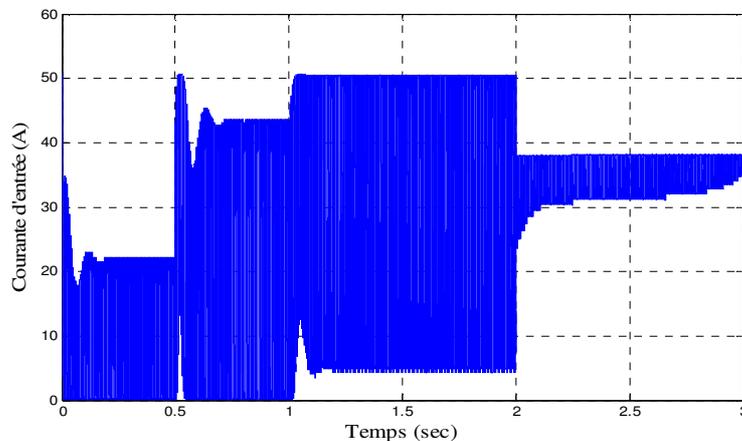


Figure 2.20 : Variation du courant d'entrée du convertisseur BOOST

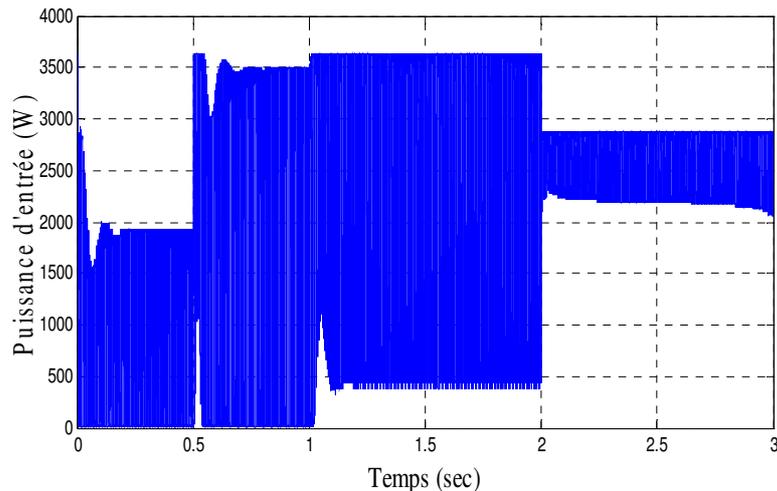


Figure 2.21 : Variation de la puissance d'entrée du convertisseur BOOST

2.3.1.3.2 Commande par la technique MPPT

Pour étudier les performances de la commande MPPT sur la partie DC du système, on applique les variations suivantes:

- Variation de la charge à l'instant 1 sec (de 120Ω à 60Ω) ;
- Variation du rayonnement solaire à l'instant 2 sec (de 400 W/M^2 à 300 W/M^2).

L'introduction de la commande MPPT type (P&O) dans la chaîne de conversion PV permet d'obtenir les performances ci-dessous; les figures 2.22, 2.23 et 2.24 représentent la puissance, la tension et le courant de sortie du convertisseur DC-DC BOOST.

On observe, un pic transitoire à l'instant de variation de la charge (à l'instant 1 sec) en suite le retour rapide à l'état initiale, avec une diminution à l'instant de variation solaire (à 2 sec).

On remarque aussi sur les figures 2.23 et 2.24, l'évolution de la tension et du courant de façon proportionnel ou inverse pour obtenir d'une puissance selon les exigences de la commande MPPT.

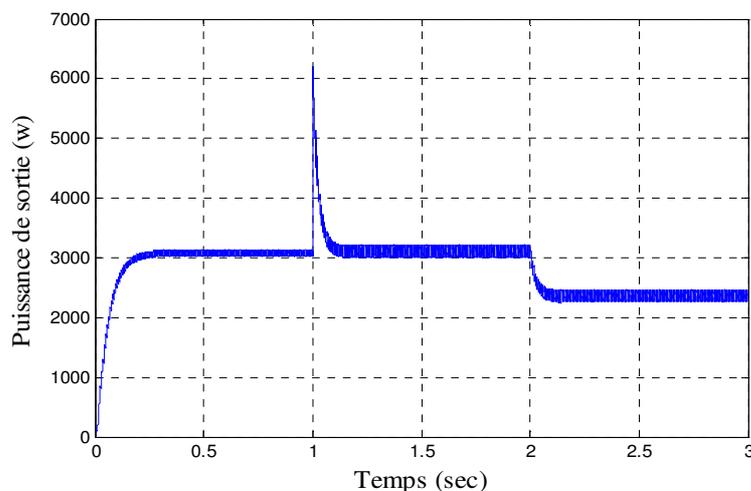


Figure 2.22 : Variation de la puissance de sortie du convertisseur BOOST

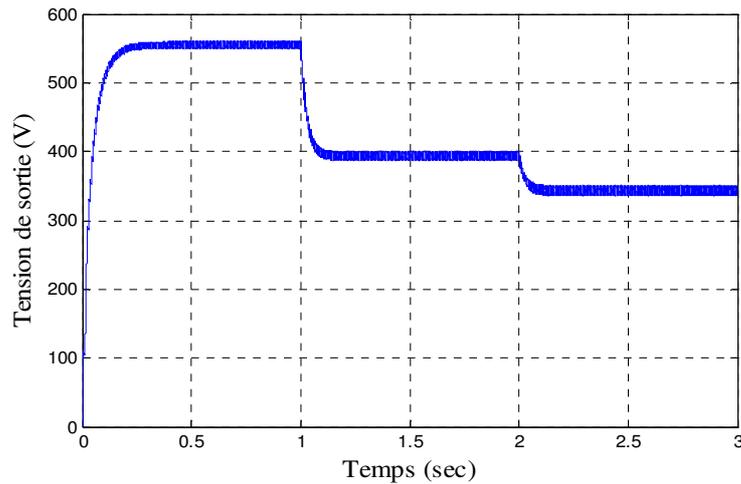


Figure 2.23 : Variation de la tension de sortie du convertisseur BOOST

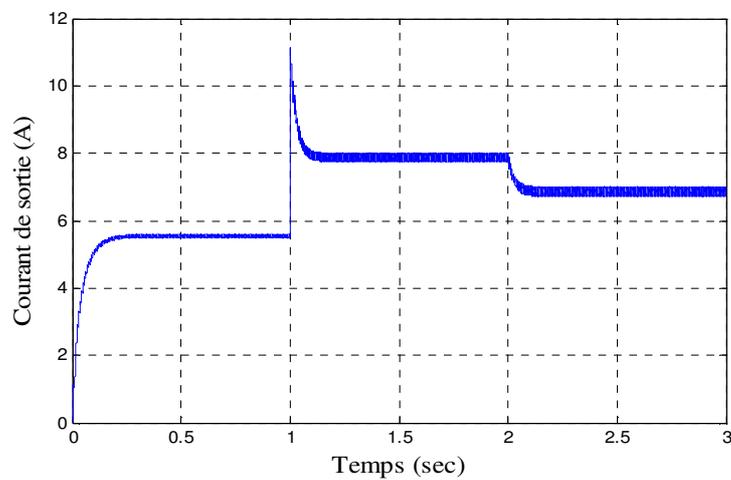


Figure 2.24 : Variation du courant de sortie du convertisseur BOOST

Les figures 2.25, 2.26 et 2.27 illustrent successivement la puissance, la tension et le courant d'entrée du convertisseur DC-DC BOOST. On observe une variation de la valeur moyenne de la tension et du courant soit en augmentation ou en diminution pour rendre la puissance de sortie du GPV à suivre l'ordre de la commande.

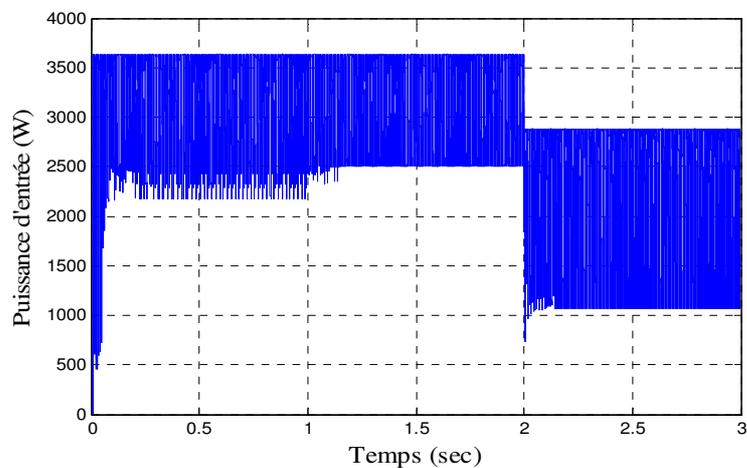


Figure 2.25 : Variation de la puissance d'entrée du convertisseur BOOST

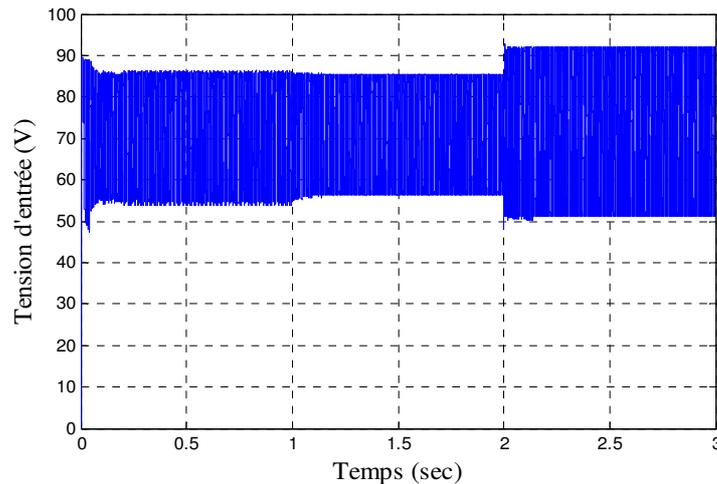


Figure 2.26 : Variation de la tension d'entrée du convertisseur BOOST

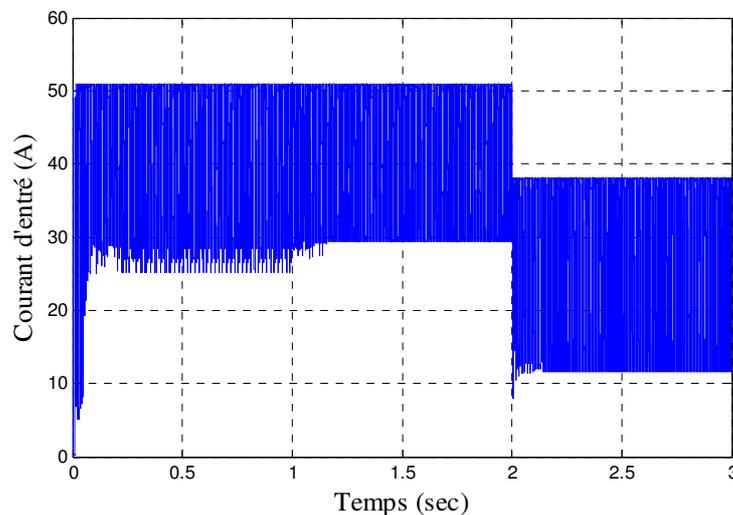


Figure 2.27 : Variation du courant d'entrée du convertisseur BOOST

À partir de l'analyse de résultats de simulation sous l'environnement SIMULINK (MATLAB), on peut déduire les points suivants:

➤ **Avec la commande PI**

- Le changement de la puissance active est un résultat de la variation de la charge et la variation de la tension de consigne.
- Aucune changement sur la puissance active en cas d'une variation solaire.

➤ **Avec la commande MPPT**

- Le changement dans la puissance active est un résultat de la variation de l'irradiation solaire.
- Aucune changement de la puissance active en cas d'une variation de la charge.

➤ La commande MPPT permet d'obtenir toujours d'une puissance max selon l'intensité de l'irradiation solaire au contraire de la commande par PI conventionnel qui est basé sur la valeur de consigne (valeur de la tension) sans l'importance de l'augmentation de l'irradiation

solaire (n'absorbe pas plus d'énergie) ce qui consomme rapidement l'énergie de la batterie avec la négligence du maximum de l'énergie solaire.

2.3.2 Commande de la partie couplage d'un système photovoltaïque au réseau électrique

Généralement, on distingue deux blocs de commande en cascade :

- Bloc de commande de l'onduleur;
- Bloc de réglage de la puissance et de courants alternatifs.

2.3.2.1 Techniques de commande de l'onduleur

Pour la commande de l'onduleur dans notre étude, on utilise deux stratégies : La commande MLI et la commande plein onde (PO).

2.3.2.1.1 Stratégie de commande en MLI

La technique de commande par Modulation de Largeur d'impulsion (MLI) va résoudre le problème de la maîtrise de la fréquence de commutation en fonctionnant avec une fréquence fixe facile à filtrer en aval de l'onduleur. Cette technique de commande met en œuvre d'abord un régulateur qui détermine la tension de référence de l'onduleur à partir de l'écart entre le courant mesuré et sa référence. Cette tension est ensuite comparée avec un signal en dent de scie (porteuse à fréquence élevée fixant la fréquence de commutation). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs (Voir la figure 2.28).

Dans notre travail, on utilise la stratégie de commande MLI pour générer les signaux de commutation.

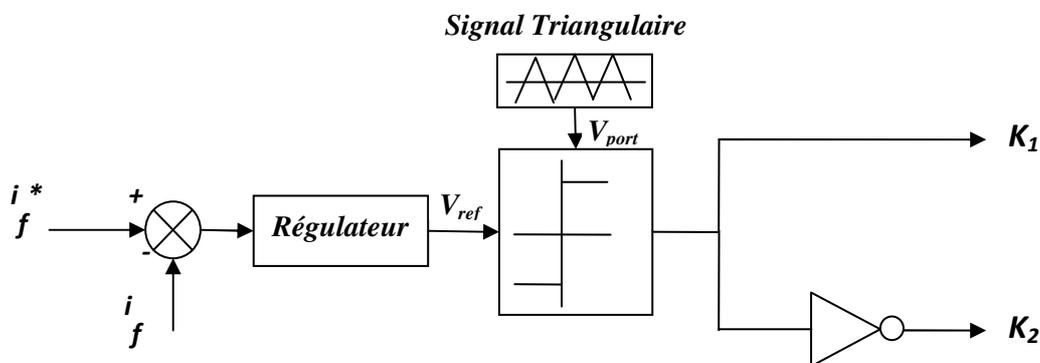


Figure 2.28 : Principe de la commande MLI

La figure 2.29 montre le principe de stratégie de la commande MLI. Le signal de sortie est au niveau haut (+5 V) lorsque la tension de référence V_{ref} (consigne) est supérieure à celle de porteuse V_{port} , et au niveau bas (0V) dans le cas contraire. On considère le cas du signal de consigne (V_{ref}) à valeurs positives. Pour traiter un signal alternatif, il suffira de lui appliquer un décalage.

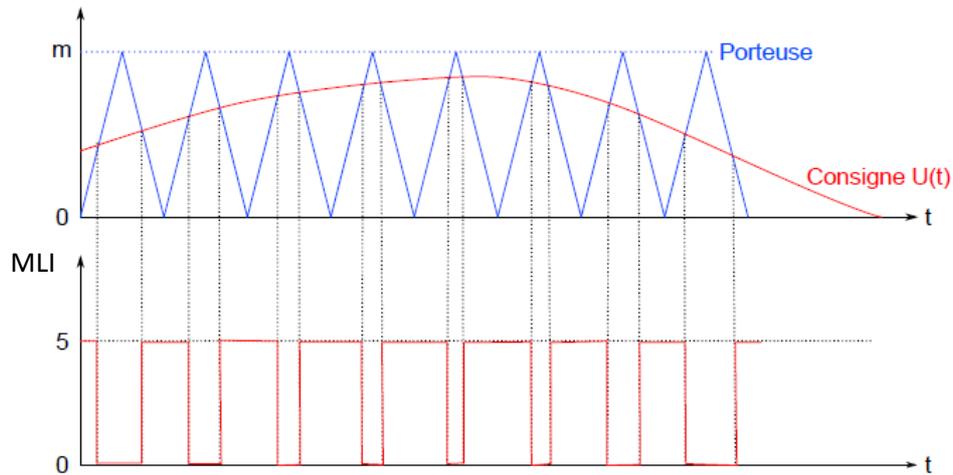


Figure 2.29 : Signaux de commande à MLI

2.3.2.1.2 Stratégie de commande en pleine onde (PO)

La commande en pleine onde est une méthode classique souvent utilisée pour la commande des onduleurs. Plusieurs cas qui se différencient par les manières d’élaborer la séquence de commande des interrupteurs et de régler la valeur de la tension à la sortie de l’onduleur pour alimenter le réseau ou la charge alternative.

Les commandes sont déduites de la comparaison entre un signal constant S_{cst} ($V_{réf}$) et de porteuse S_p (V_{port}) (figure 2.30.a), le résultat de cette comparaison donne un signal de commande S_{cm} (figure 2.30.b).

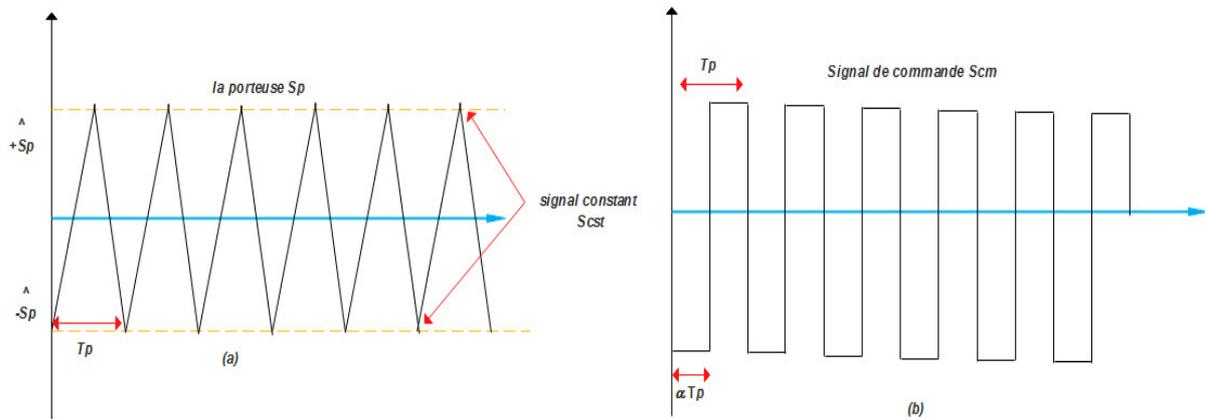


Figure 2.30 : Signaux de commande à pleine onde

Tout croisement des signaux de S_{cst} avec la porteuse S_p se traduit par un changement de l’état des interrupteurs du bras de commutation. $S_{cst} \geq S_p \rightarrow$ toujours l’interrupteur K_1 amorcé et K_2 bloqué, $S_{cst} \leq S_p$ l’interrupteur K_1 bloqué et K_2 amorcé (tout dépend du niveau de signal de commande qui peut être 0 ou +5V).

On donne la tension produite vers la charge U_c par valeur moyenne :

$$U_{cmoy} = [a.T.U_{DC} - (1-a).T.U_{DC}] / T = (2a-1).U_{DC}; \quad a \text{ est le rapport cyclique} \quad (2.16)$$

2.3.2.2 Régulation de la puissance et de courants injectés dans le réseau alternatif

La figure 2.31 ci-dessous décrit le circuit de réglage global du système étudié. Le système photovoltaïque est connecté au réseau électrique par l’intermédiaire d’un onduleur

triphasé à commande MLI (à deux niveaux). On utilise des régulateurs types (PI, Lyapunov ou mode glissant SMC) pour le réglage de courants alternatifs triphasés. En cascade on utilise un régulateur de puissance active type PI analogique.

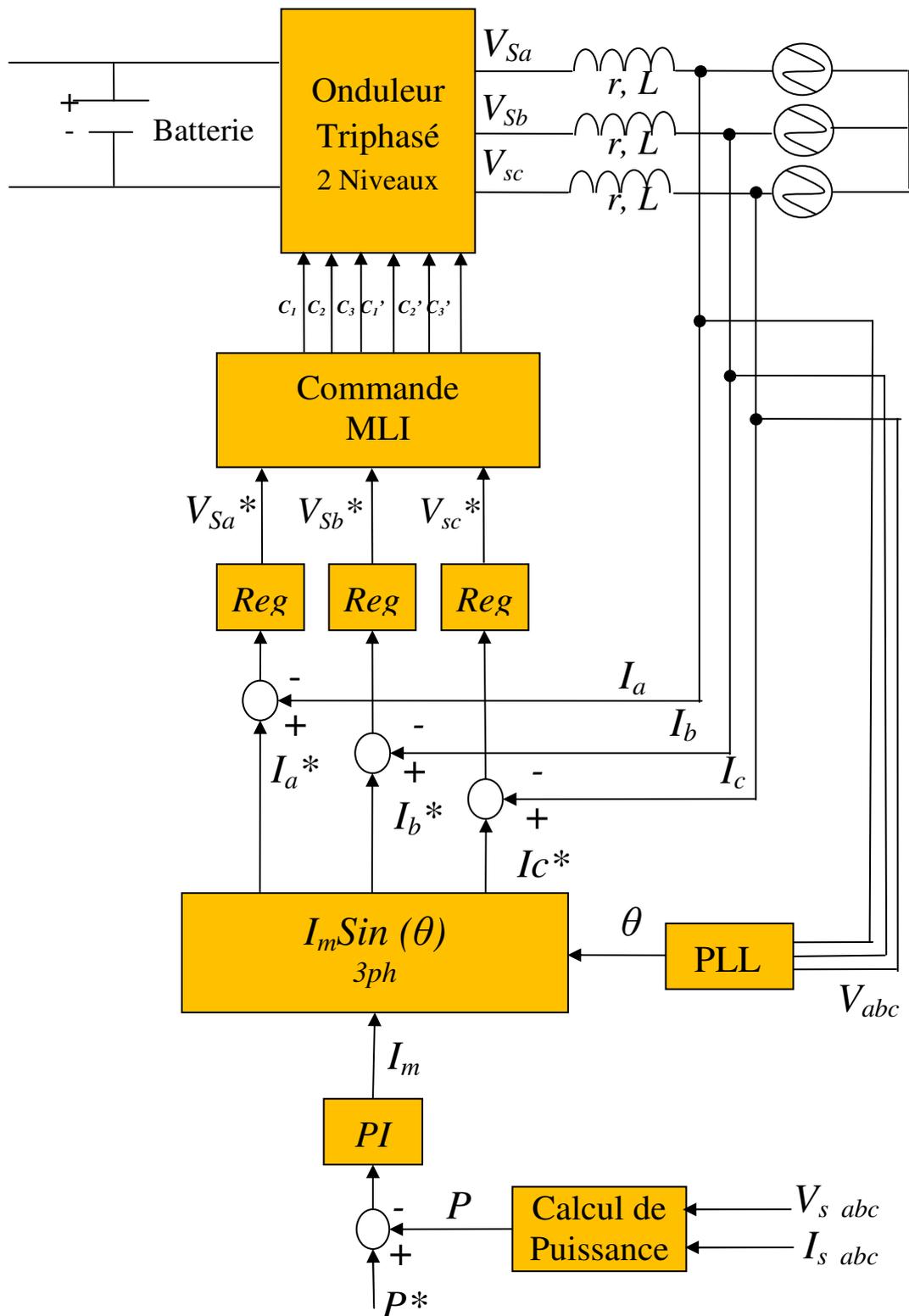


Figure 2.31 : Schéma de réglage global

2.3.2.2.1 Régulation du courant alternatif par PI classique

La figure 2.32 illustre le réglage par PI classique dont la fonction de transfert :

$$C(s) = Kp + \frac{Ki}{s} \quad (2.17)$$

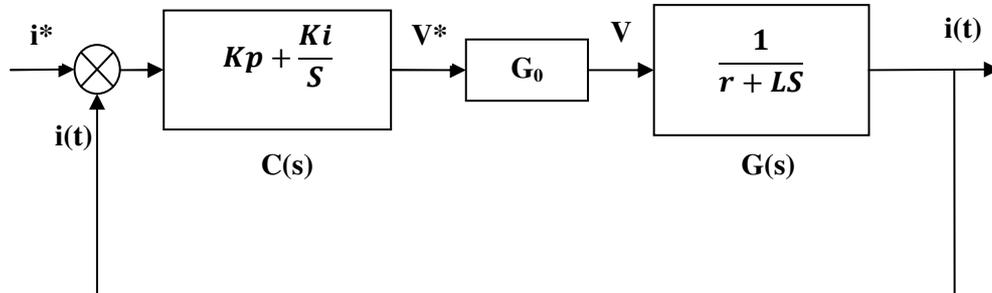


Figure 2.32 : Réglage du courant alternatif par PI classique

Avec la méthode de placement des pôles, nous pouvons calculer les paramètres du régulateur PI analogique comme suit:

Calcul de la fonction de transfert en boucle fermée $G_{BF}(s)$:

$$\frac{i(s)}{i^*(s)} = \frac{C(s)G_0G(s)}{1+C(s)G_0G(s)} \quad \text{et } G_0 : \text{ le gain d'amplification de l'onduleur}$$

$$\frac{i(s)}{i^*(s)} = \frac{G_0(K_p S + K_i)}{L S^2 + (G_0 K_p + r) S + K_i G_0} \quad (2.18)$$

On obtient un système de 2^{ème} ordre suivant :

$$\frac{i(s)}{i^*(s)} = \frac{G_0(K_p S + K_i)/L}{S^2 + \frac{G_0 K_p + r}{L} S + K_i G_0/L} \quad (2.19)$$

Alors, l'équation caractéristique devient :

$$D(s) = S^2 + \frac{G_0 K_p + r}{L} S + K_i G_0/L = 0 \quad (2.20)$$

Et la forme canonique d'un système de 2^{ème} ordre :

$$\frac{i(s)}{i^*(s)} = \frac{N(s)}{s^2 + 2\varphi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (2.21)$$

Selon le choix optimale de ($\varphi = 0.7$ et $\omega_n = 100$) et la comparaison de l'équation caractéristique du système en BF avec l'équation caractéristique de la forme canonique, on obtient les paramètres suivants :

$$\Rightarrow K_p = \frac{2L\phi\omega_n - r}{G_0} = 5 \quad \text{et} \quad K_t = \frac{L\omega_n^2}{G_0} = 100 \quad (2.22)$$

2.3.2.2 Régulation du courant alternatif par la théorie de Lyapunov

A) Théorie de Lyapunov

La théorie de la stabilité joue un rôle central en théorie des systèmes. Différents types de problèmes de stabilité peuvent être rencontrés dans l'étude des systèmes dynamiques. Dans cette partie, nous entendons par stabilité des points d'équilibre. La stabilité d'un point d'équilibre est généralement étudiée à l'aide du concept de stabilité au sens de Lyapunov.

Par définition, si un système est dans un état d'équilibre, il restera dans cet état pour (t) variant dans le temps. L'étude de la stabilité au sens de Lyapunov consiste à l'étude des trajectoires du système quand l'état initial est voisin d'un état d'équilibre. Cela reflète la possibilité de perturbations affectant le système, sous forme de conditions initiales non nulles.

L'objet de la théorie de stabilité est de tirer des conclusions quant au comportement du système sans calculer explicitement ses trajectoires. La contribution majeure fut apportée par A.M. Lyapunov, en 1892, dont les travaux n'ont été connus qu'à partir des années 60.

L'évolution d'un système peut être définie par une équation différentielle dans l'espace d'état de la forme ci-dessous :

$$\dot{x}(t) = f(x, u, t) \quad (2.23)$$

Où (x) est le vecteur d'état et (u) l'entrée du système.

Lorsqu'il y a un système non linéaire formé par le modèle d'état ci-dessous :

$$\dot{x} = f(x) \quad \text{Avec} \quad x \in R^n \quad (2.24)$$

On recourt à la méthode de Lyapunov qui développe la théorie suivante : En supposant qu'il existe une fonction scalaire $\gamma(x)$ positif :

$$\begin{aligned} \gamma(x) &> 0 \\ \forall x &\neq 0 \end{aligned} \quad (2.25)$$

$$\text{Et} : \gamma(0) = 0$$

Alors :

$$\text{a) le système est asymptotiquement stable si } \dot{\gamma}(x) = \frac{d\gamma(x)}{dt} < 0 \quad \forall x \neq 0 \quad (2.26)$$

$$\text{b) il est Localement stable si : } \dot{\gamma}(x) = \frac{d\gamma(x)}{dt} \leq 0 \quad \forall x \neq 0 \quad (2.27)$$

c) il est exponentiellement stable si :

$$\dot{\gamma}(x) = \frac{d\gamma(x)}{dt} \leq -\beta \cdot \gamma(x) \quad \forall x \neq 0 \quad \text{Et } \beta > 0 \quad (2.28)$$

La synthèse par Lyapunov consiste à prendre $\gamma(x) > 0$ qui soit l'image de la norme

$$\gamma(x) > 0 \quad \forall x \neq 0 \quad \text{et } \gamma(0) = 0 \quad (2.29)$$

La commande $u(x)$ doit être telle que l'équation (2.26) soit vérifiée.

B) Application de la théorie de Lyapunov pour la commande du système étudié

La figure 2.33 représente le circuit de commande par Lyapunov. Tel que, le bloc de commande est associé en cascade avec la fonction de transfert du système.

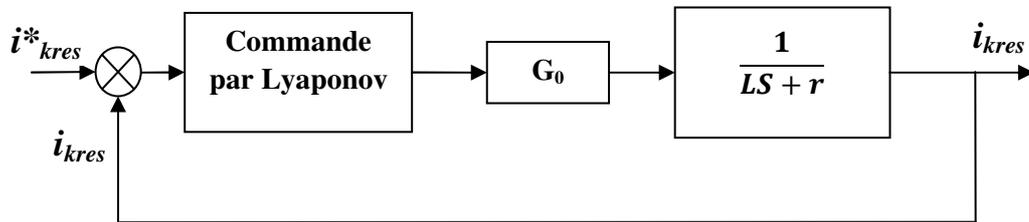


Figure 2.33 : Circuit de commande par la théorie de Lyapunov

Le modèle de réseau électrique utilisant un convertisseur MLI est représenté par l'équation suivante:

$$\frac{di_{kres}}{dt} = \frac{1}{L} [(V_{kconv} - V_{kres}) - r \cdot i_{kres}] \quad (2.30)$$

$k = 1, 2, 3$ désigne les phases du réseau, V_{kres} est la tension de la phase k du réseau, V_{kconv} est la tension de sortie du convertisseur en MLI, i_{kres} est le courant de ligne du réseau, r et L sont la résistance et l'inductance de la ligne.

La fonction de Lyapunov est:

$$\gamma_k(e_k) = \frac{1}{2} e_k^2 \quad (2.31)$$

e_k est l'erreur sur le courant, sa dérivée est de la forme:

$$\dot{\gamma}_k(e_k) = e_k \cdot \dot{e}_k = (i_{kref} - i_{kres}) \cdot \left(\frac{di_{kref}}{dt} - \frac{di_{kres}}{dt} \right) \quad (2.32)$$

L'utilisation de l'équation 2.30 et 2.32 donne l'équation 2.33 ci-dessous:

$$\dot{\gamma}_k(e_k) = (i_{kref} - i_{kres}) \cdot \left[\frac{di_{kref}}{dt} - \frac{1}{L} \cdot \{(V_{kconv} - V_{kres}) - r \cdot i_{kres}\} \right] \quad (2.33)$$

Pour forcer la dérivée de la fonction de Lyapunov à être négative, la fonction de commande doit être de la forme:

$$V_{kconv} = [V_{kres} + r \cdot i_{kres} + B_k \cdot L \cdot (i_{kref} - i_{kres}) + L \cdot \frac{di_{kref}}{dt}] \quad (2.34)$$

Et par conséquent, en substituant l'équation (2.33) à l'équation (2.34), nous obtenons l'équation (2.35) ci-dessous:

$$\dot{\gamma}_k(e_k) = -B_k \cdot e_k^2 = -B_k \cdot (i_{kconv} - i_{kres})^2 < 0 \quad (2.35)$$

2.3.2.2.3 Régulation du courant alternatif par la commande à mode glissant

C'est une commande à structure variable (CSV) qui dans le génie électrique porte le nom de commande par mode de glissement. Les commandes CSV sont réputées pour être des commandes robustes vis à vis des variations paramétriques et peu gourmandes en temps de calcul.

Dans les systèmes à structure variable utilisant la commande par mode de glissement, trois configurations de base sont possibles. La première correspond à la structure la plus simple où la commutation a lieu au niveau de l'organe de commande lui même. La deuxième structure fait intervenir la commutation au niveau d'une contre-réaction d'état. Et enfin, la troisième structure est une structure par commutation au niveau de l'organe de commande avec ajout de la "commande équivalente". Dans notre travail, nous utiliserons cette dernière (Voir fig. 2.34).

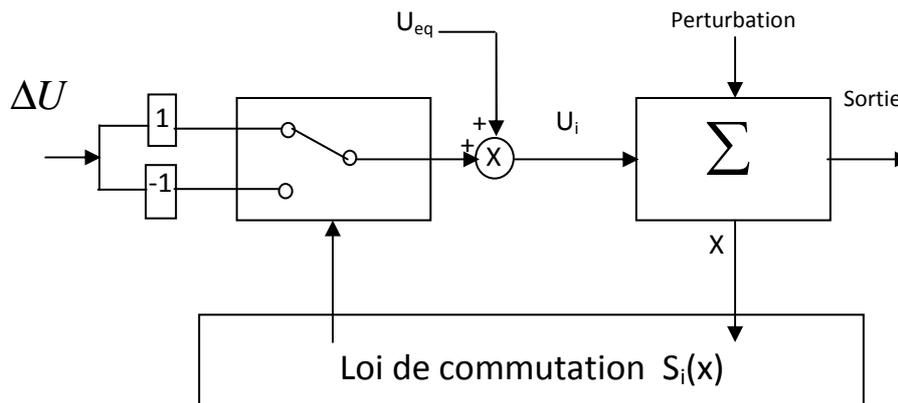


Figure 2.34 : Structure de la commande par mode glissant

Le comportement du système est décrit par deux équations différentielles différentes. Selon que l'équation d'évolution du système est supérieure ou inférieure à une zone appelée hyperzone de commutation où:

$$S(x) = (S_1(x) \dots S_m(x)) \quad (2.36)$$

Dans ce cas, on a alors:

$$u(x) = \begin{cases} u^+(x) \rightarrow si & S(x) > 0 \\ u^-(x) \rightarrow si & S(x) < 0 \end{cases} \quad (2.37)$$

En se plaçant dans un espace à 2-dimensions, le principe de discontinuité de la commande (Equation 2.37) peut être illustré par la Figure 2.35.

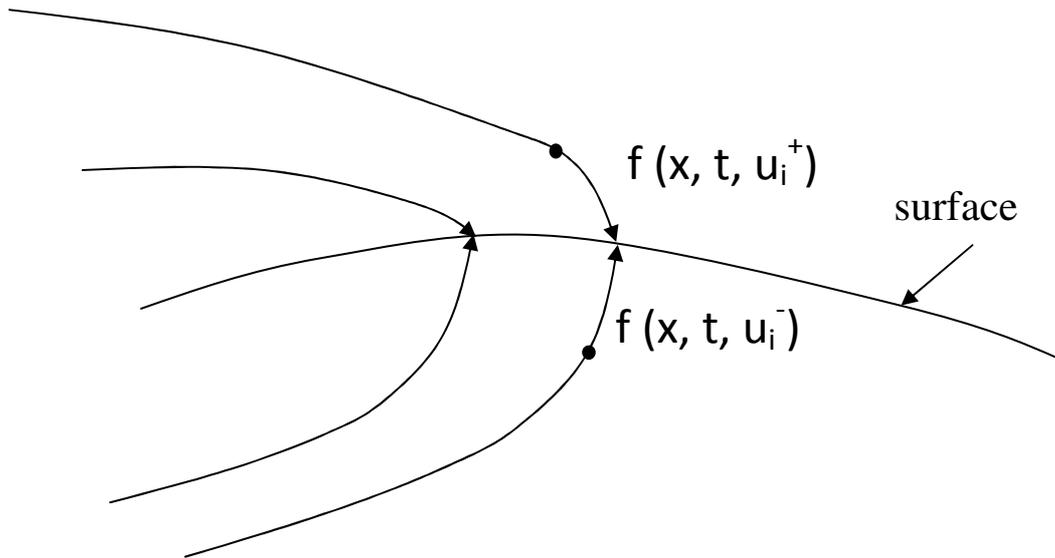


Figure 2.35 : Convergence du chemin vers la surface

$$\lim \dot{S} > 0 \text{ quand } S \rightarrow 0^- \quad (2.38)$$

$$\lim \dot{S} < 0 \text{ quand } S \rightarrow 0^+ \quad (2.39)$$

La surface de commutation a été choisie:

$$S = \Delta x = x_{ref} - x = e \quad (2.40)$$

La figure 2.36 montre l'implantation de la commande à mode glissant dans la boucle de commande pour le réglage du courant :

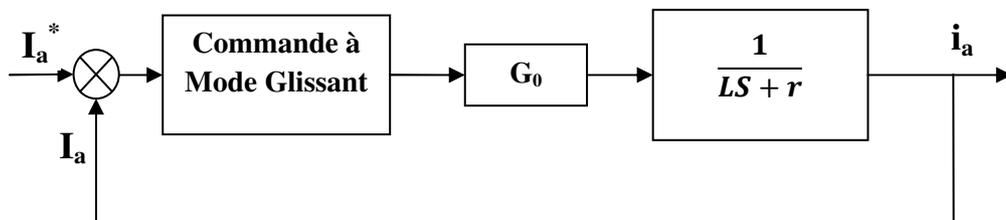


Figure 2.36 : Schéma de commande par mode glissant

En mettant $x = i_{kres}$ et $x^* = i_{kres}^*$, on obtient le modèle suivant:

$$\dot{x} = \frac{1}{L} [(V_{kconv} - V_{kres}) - r \cdot x] \quad (2.41)$$

En prenant comme une surface de glissement $S = e$, on obtient :

$$\dot{S} = \dot{x}^* - \dot{x} \quad (2.42)$$

La condition $S \cdot \dot{S} < 0$ assure l'attractivité de la trajectoire vers la surface de glissement. Pour ce faire, il suffit choisir la commande telle que:

$$V_{kconv} = V_{kres} + B_k L \text{sign}(e) + L \dot{X}^* + rx \quad (2.43)$$

2.3.2.3 Simulation de commande de la partie de couplage d'un système photovoltaïque au réseau électrique

On applique la variation de consigne de la puissance active d'une valeur égale 0.1 pu à une valeur égale 0.2 pu (à l'instant 0.4sec).

2.3.2.3.1 Simulation de réglage par PI classique

Dans la figure 2.37, on remarque la poursuite de la puissance active avec la consigne (suivre l'ordre) avec un dépassement à chaque variation. Et la figure 2.38 présente l'évolution du courant alternatif généré par le système PV vers le réseau électrique, on observe l'augmentation du courant alternatif à l'instant 0.4 sec à cause de l'augmentation de la puissance. Tel que, le courant avec la consigne sont confondus (voir la figure 2.39).

La figure 2.40 présente la variation de la tension générée par le convertisseur vers le réseau après le transformateur. On observe, la variation de largeur de l'impulsion sous ordre de la commande pour augmenter le courant à l'instant 0.4 sec.

La figure 2.41 représente la diminution de la tension à cause de l'augmentation de la consommation à 0.4 sec. Et l'augmentation du courant continu à cause de l'augmentation du courant alternatif qui a été claire dans la figure 2.42.

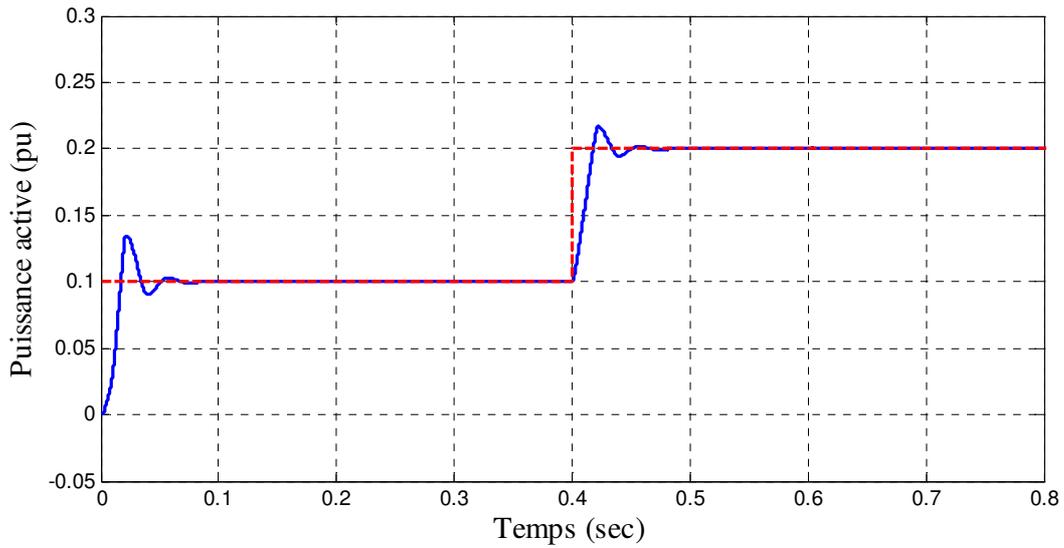


Figure 2.37 : Variation de puissance active générée vers le réseau électrique

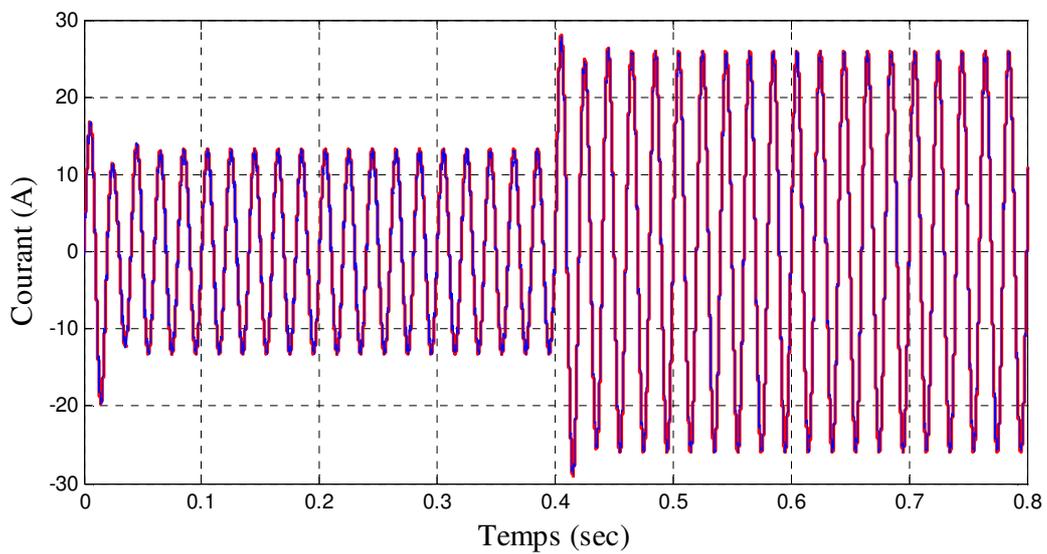


Figure 2.38 : Variation du courant alternatif généré vers le réseau électrique

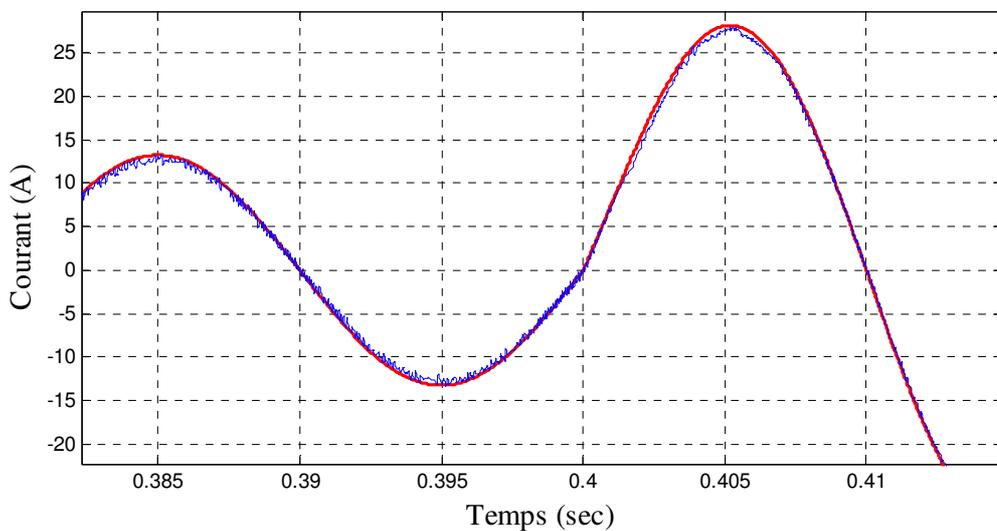


Figure 2.39 : Agrandissement de la figure 2.38

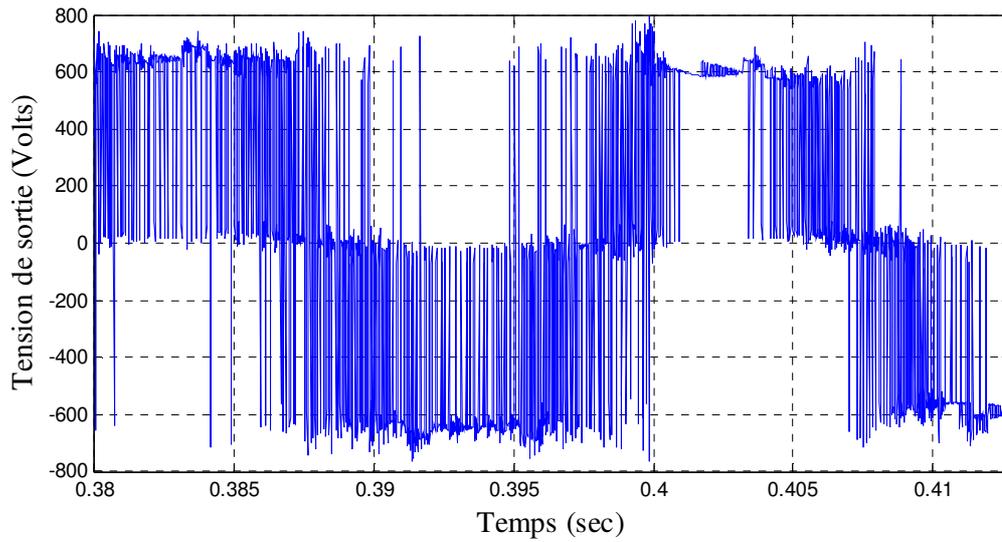


Figure 2.40 : Variation de la tension de sortie du convertisseur

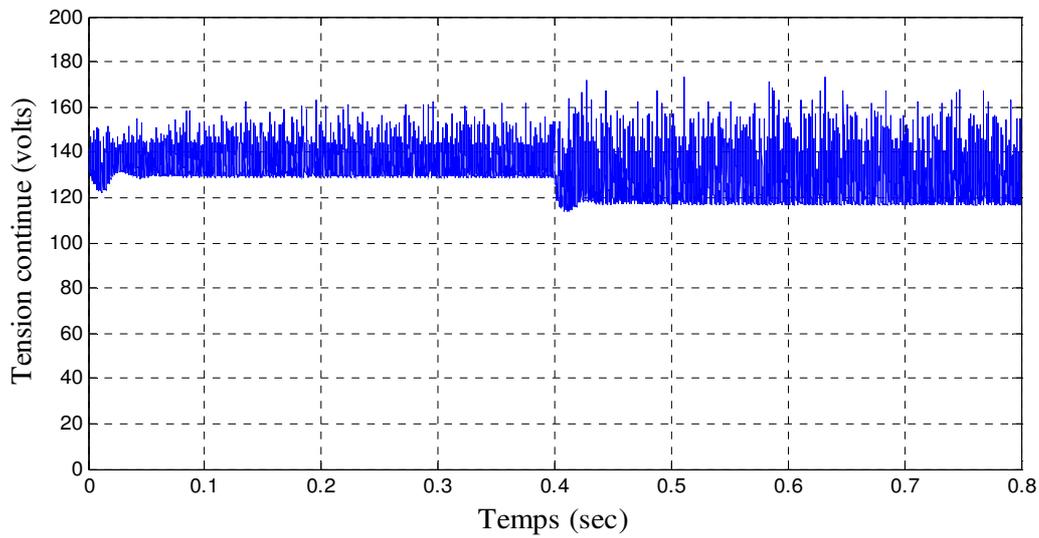


Figure 2.41 : Variation de la tension continue absorbée par l'onduleur

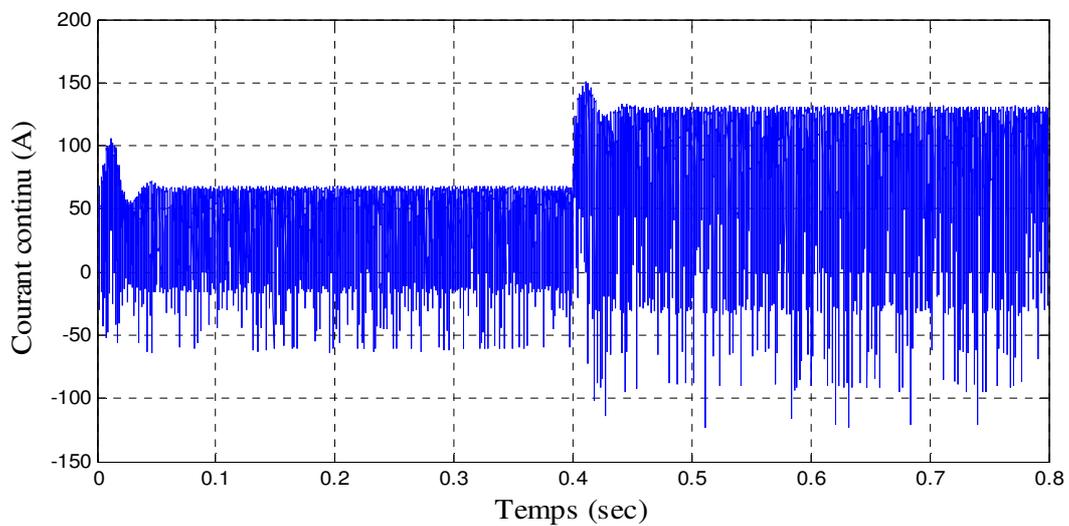


Figure 2.42 : Variation du courant continu absorbé par l'onduleur

2.3.2.3.2 Simulation de commande par la théorie de Lyapunov

L'introduction de l'algorithme de commande par la théorie de Lyapunov permet d'obtenir les performances ci-dessous. La figure 2.43 explique l'avantage de cette technique de commande, on remarque la diminution de dépassement et la meilleure qualité de poursuite.

Dans la figure 2.44, on trouve l'amélioration du comportement transitoire de la puissance active en comparaison avec la commande par PI classique (diminution de dépassement et la rapidité de la réponse).

La figure 2.45 illustre la performance du courant, on remarque l'amélioration de la qualité de l'allure du courant par rapport à la commande par PI analogique.

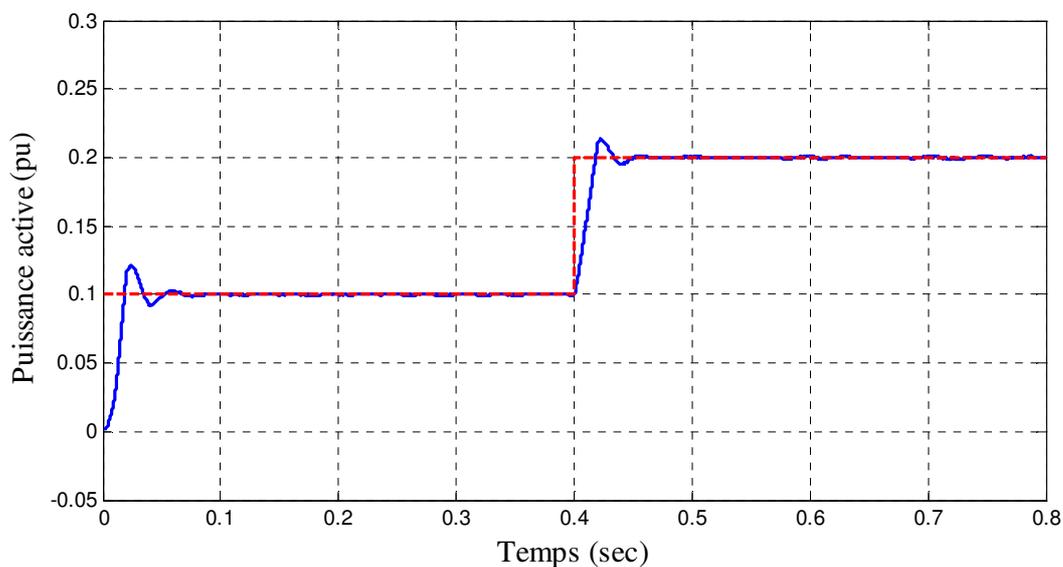


Figure 2.43 : Variation de puissance active générée vers le réseau électrique

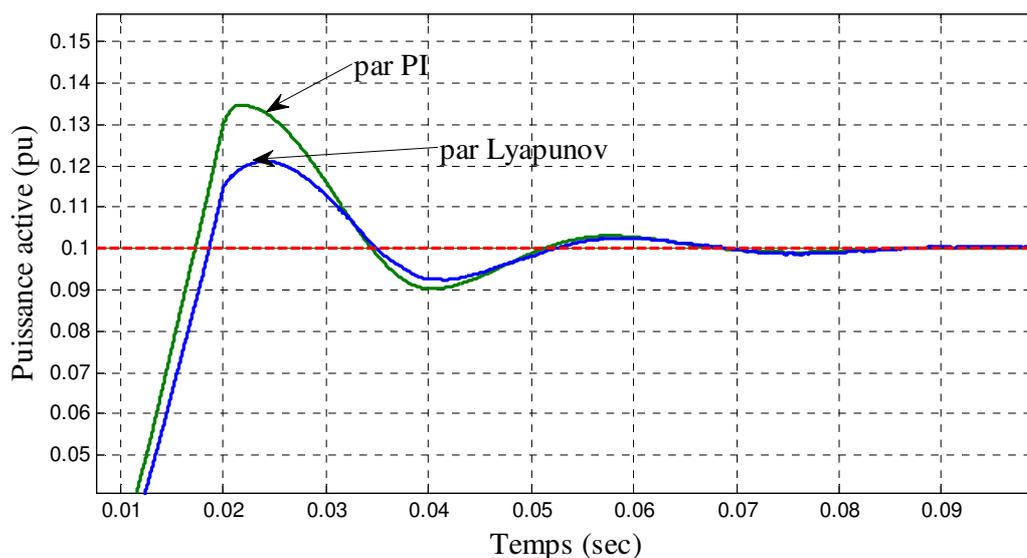


Figure 2.44 : Agrandissement de la figure 2.43

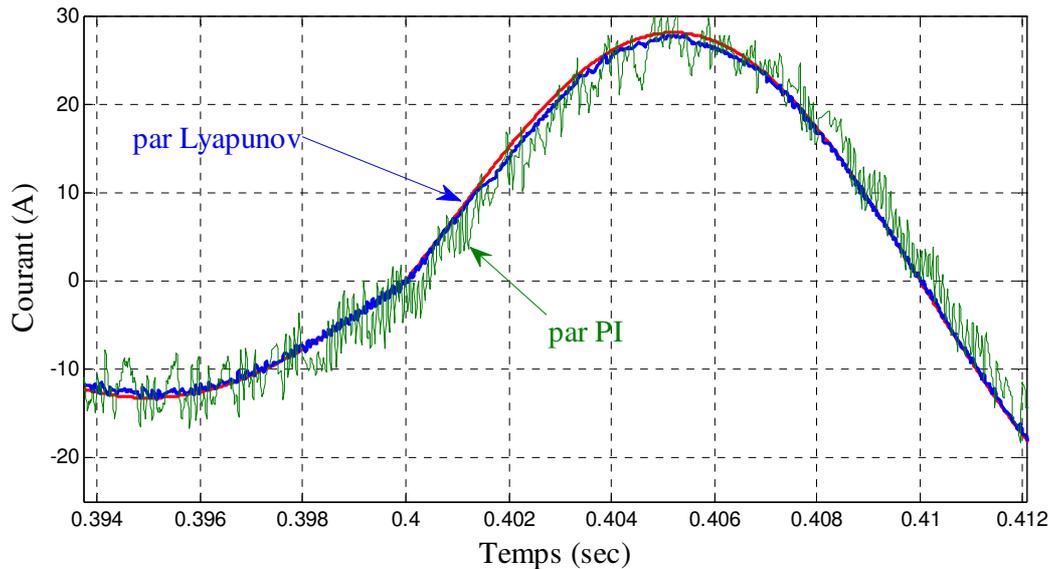


Figure 2.45 : Agrandissement de variation du courant généré vers le réseau électrique

2.3.2.3.3 Simulation de commande par mode glissant

L’utilisation de la loi de commande à mode glissant permet d’obtenir les figures 2.46, 2.47 et 2.48. Sur la figure 2.46, on trouve la réponse indicielle de la puissance active et la poursuite de la consigne avec un faible dépassement à chaque variation.

La figure 2.47 montre une simulation comparative entre les trois stratégies de commande PI classique, Lyapunov et mode glissant : La réponse du système par la commande de Lyapunov à été amélioré par rapport au réglage à mode glissant et PI analogique.

La figure 2.48 expose le comportement transitoire du courant, on remarque l’amélioration de la qualité de l’allure pour le réglage par Lyapunov.

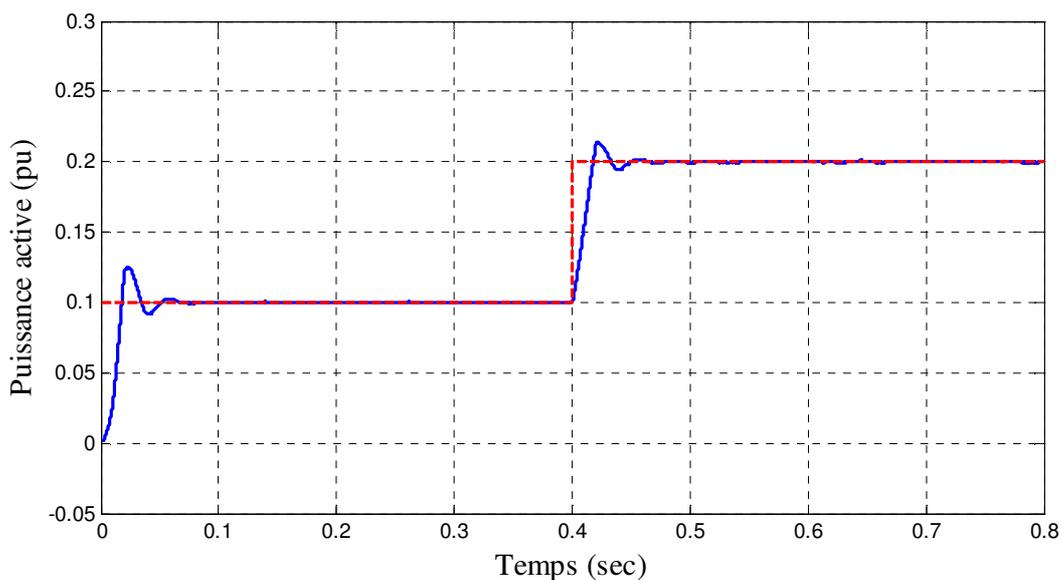


Figure 2.46 : Variation de la puissance active générée vers le réseau électrique

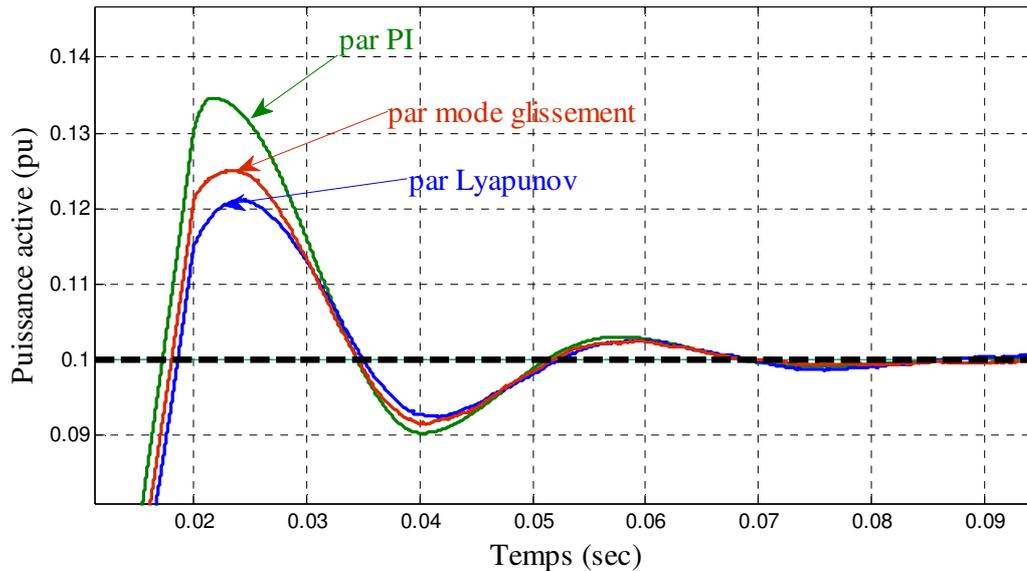


Figure 2.47 : Agrandissement de la figure 2.46

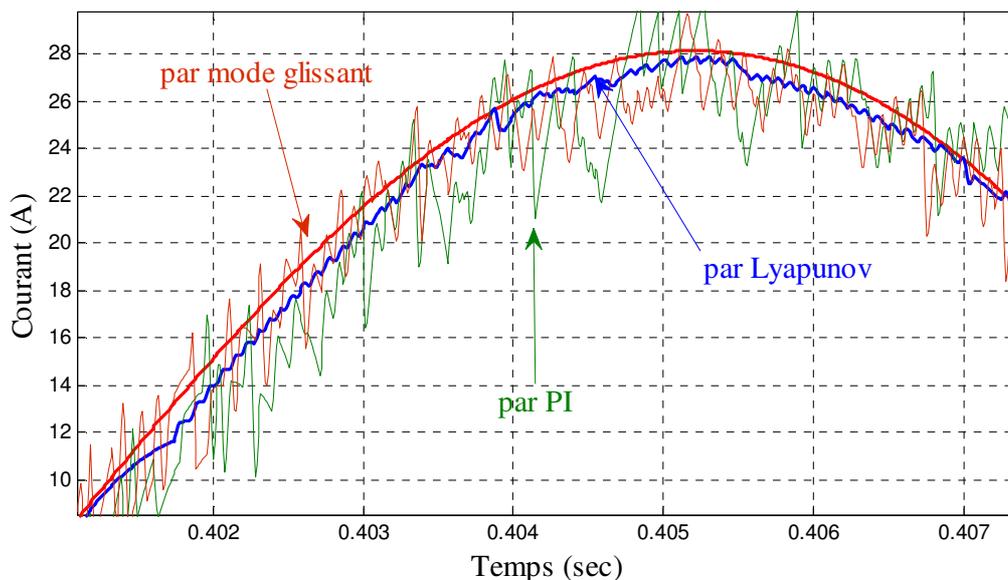


Figure 2.48 : Agrandissement de variation du courant généré vers le réseau électrique

2.4 Conclusion

Dans ce chapitre, en premier temps nous avons étudié le fonctionnement et la modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque. Nous avons présenté les architectures et les équations de base pour chaque convertisseur dans la chaîne de conversion (DC/DC BOOST et DC/AC de couplage au réseau électrique). Dans un second temps nous avons présenté l'implantation et la simulation de plusieurs stratégies de commande avancées et non linéaires avec la signalisation de l'amélioration des performances de comportement du système en termes de qualité du signal (le temps de réponse et le dépassement...).

Chapitre 3 :

***Conditionnement en temps réel de
l'étage d'adaptation entre le panneau
photovoltaïque et la charge***

3.1 Introduction

Beaucoup de développements à été faits dans les modules photovoltaïques (PV) pour améliorer le rendement de génération et de fonctionnement. En particulier, les optimiseurs permettent d'éviter de perdre la production électrique d'une ligne de modules PV si les modules sont en ombre ou défectueux. En l'absence d'optimiseurs, la connexion en série de modules (pour augmenter la tension de sortie et garder des courants faibles) impose le module générant un faible courant à définisse le courant de l'ensemble de la ligne [39], [40].

Un optimiseur est un composant qui permet, pour chaque module PV, de fixer le point d'opération du module à la puissance maximale (MPPT) et de convertir la tension de sortie du module pour assurer une tension constante optimale aux bornes de la batterie ou aux bornes la charge.

Généralement dans les systèmes photovoltaïques, on utilise les convertisseurs DC-DC. Le convertisseur DC-DC BOOST a été choisi dans cette étude grâce à son rapport de transformation en tension le plus élevé par rapport aux autres topologies [41], [42].

Dans ce chapitre et après avoir déterminé la structure du convertisseur adopté, on présentera la réalisation pratique de quelques techniques de commande en temps réel (La commande linéaire par PI conventionnel et la commande non linéaire MPPT type P&O). Et également, nous proposons d'intégrer la carte microcontrôleur Arduino-Uno pour la synthèse de la chaine de conversion PV en temps réel [41], [43], [44].

3.2 Schéma synoptique de l'étage d'adaptation entre une source et une charge

La figure 3.1 montre le diagramme de base de la partie de transfert à courant continu dans la chaine de conversion photovoltaïque. Le choix de la structure de conversion est effectué en fonction de la charge DC à alimenter. Comme nous l'avons vu dans le chapitre 2, nous avons besoin de structures de conversion survoltrice ou dévoltrice en fonction de la caractéristique de cette charge. Nous introduisons dans ce travail le convertisseur survolteur BOOST à cause de sa simplicité de mise en œuvre [45], [46].

Le convertisseur DC-DC BOOST est commandé par deux stratégies de régulation en cascade (En utilisant de la carte Arduino-Uno) :

- La commande MLI;
- Le réglage en boucle fermée de la tension ou de la commande MPPT.

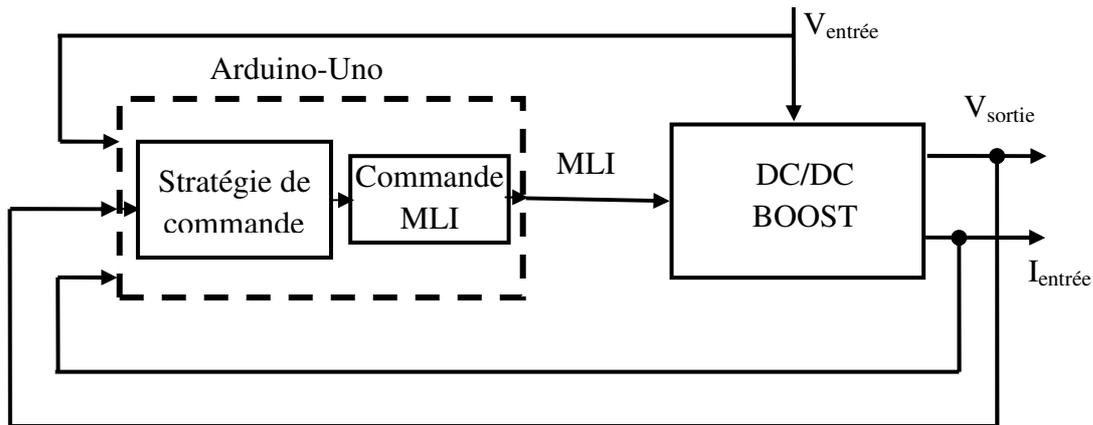


Figure 3.1 Schéma synoptique.

3.3 Présentation du banc d'essai pratique (*adaptateur d'impédance de sortie*)

Pour connaître les performances des étages d'adaptation du générateur PV de type DC basés sur la structure BOOST, nous avons effectué des études systématiques allant jusqu'à la réalisation expérimentale dans les cas les plus pertinents. Ce système est structuré par un panneau photovoltaïque associé à une charge purement résistive via un convertisseur DC-DC BOOST. L'utilisation de la technologie des systèmes embarqués en temps réel permet la mise en œuvre des stratégies de commande en boucle fermée [47], [48], [49].

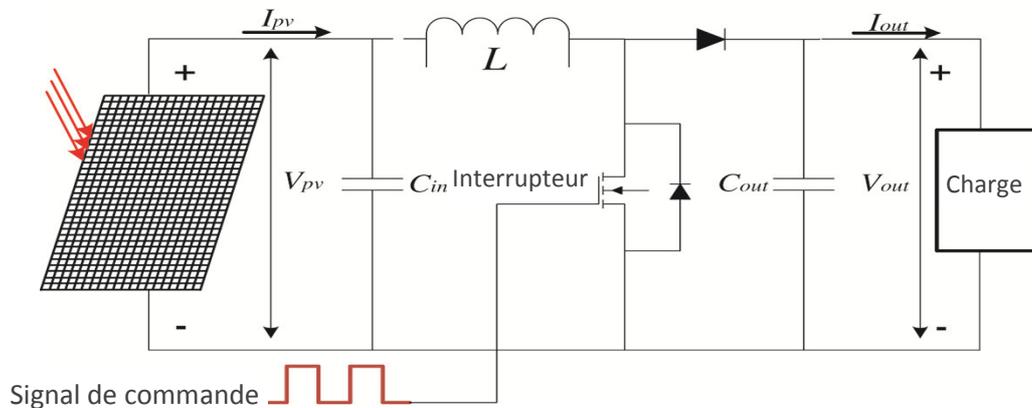


Figure 3.2 : Structure de base du système étudié

Sur le banc d'essai pratique de la figure 3.3 suivante, on trouve les deux types de circuit :

Le circuit de puissance et le circuit de commande.

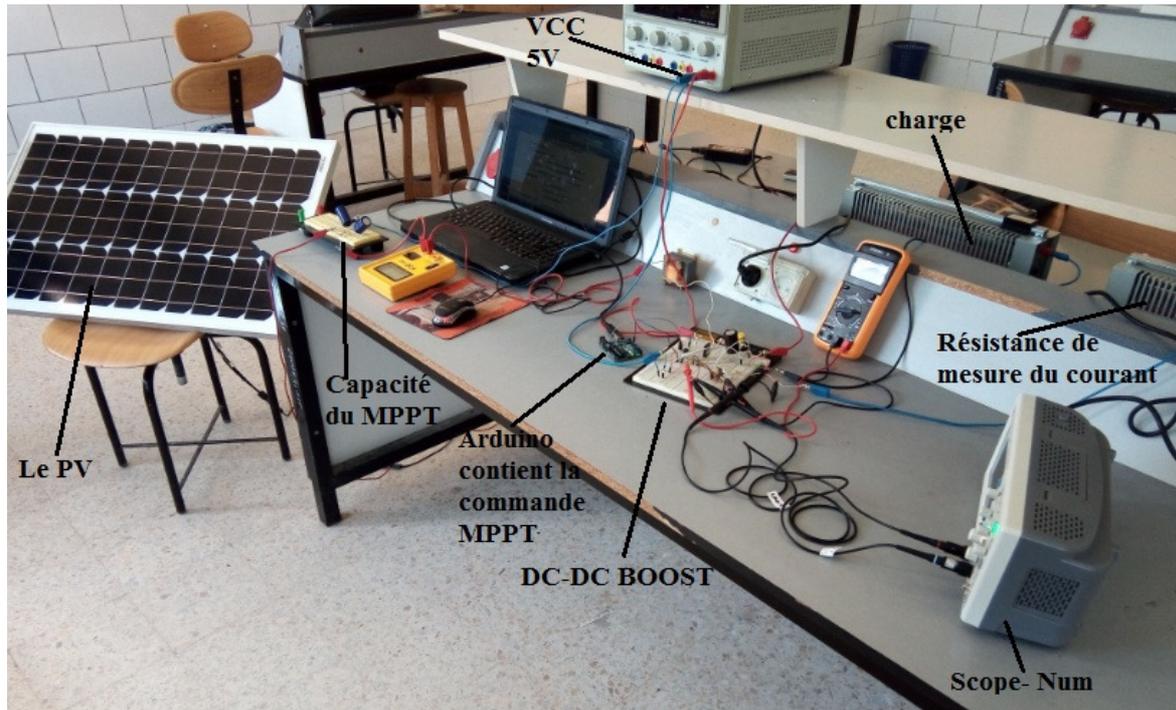


Figure 3.3 : Banc d'essai pratique.

3.3.1 Matériel utilisé

Pour tous nos essais pratiques, nous avons utilisé un générateur PV, une carte microcontrôleur Arduino, des composants passifs, des alimentations électriques et des interrupteurs statiques.

a) Carte microcontrôleur Arduino-Uno :

Pour le conditionnement en temps réel de notre application, on utilise la carte microcontrôleur Arduino-Uno. Alors : L'Arduino est une famille de cartes électroniques à microcontrôleur open-source née en Italie en 2005. Ces cartes basées sur une interface entrée/sortie simple et sur un environnement de développement proche du langage C. La carte Arduino UNO est la première version stable de carte Arduino. Elle possède toutes les fonctionnalités d'un microcontrôleur classique en plus de sa simplicité d'utilisation. Elle utilise une puce ATmega328P cadencée à 16 Mhz. Elle possède 32ko de mémoire flash destinée à recevoir le programme, 2ko de SRAM (mémoire vive) et 1 ko d'EEPROM (mémoire morte destinée aux données). Elle offre 14 pins (broches) d'entrée/sortie numérique (donnée acceptée 0 et 1) dont 6 pouvant générer des PWM (*Pulse width Modulation*). Elle permet aussi de mesurer des grandeurs analogiques grâce à ses 6 entrées analogiques. Chaque broche est capable de délivrer un courant de 40 mA pour une tension de 5V. Cette carte Arduino peut aussi s'alimenter et communiquer avec un ordinateur grâce à son port USB (Voir la figure 3.4). On peut aussi l'alimenter avec une alimentation comprise en 7V et 12V grâce à son connecteur Power Jack [50].

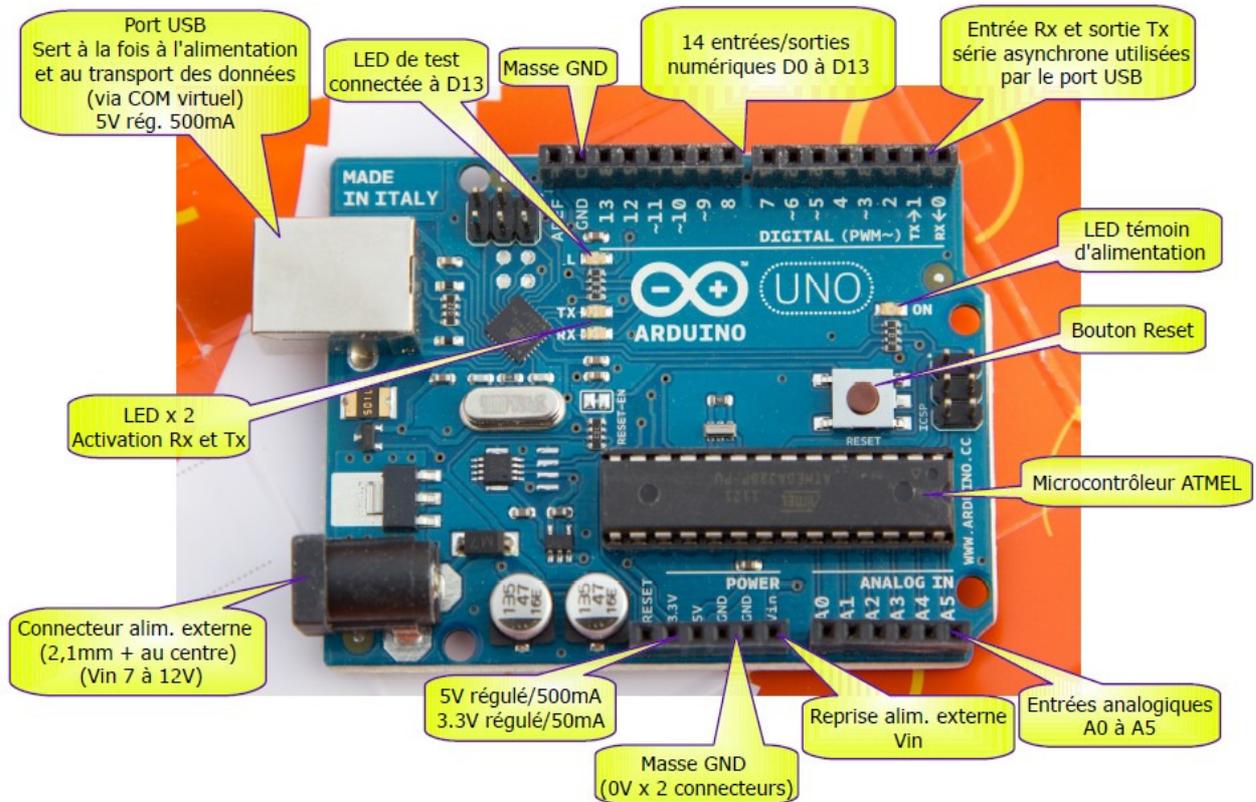


Figure 3.4 : Description d'une carte Arduino UNO

b) Langage de programmation Arduino :

Le langage Arduino est inspiré de plusieurs langages. On retrouve notamment des similarités avec le C, le C++, le Java et le Processing. Le langage impose une structure particulière typique de l'informatique embarquée. La fonction setup contiendra toutes les opérations nécessaires à la configuration de la carte (directions des entrées sorties, débits de communications série, etc.). La fonction Loop est exécutée en boucle après l'exécution de la fonction setup (Voir la figure 3.5). Elle continuera de boucler tant que la carte n'est pas mise hors tension, redémarrée (par le bouton reset). Cette boucle est absolument nécessaire sur les microcontrôleurs étant donné qu'ils n'ont pas de système d'exploitation. En effet, si l'on omettait cette boucle, à la fin du code produit, il sera impossible de reprendre la main sur la carte Arduino qui exécuterait alors du code aléatoire [51].

```

BareMinimum | Arduino 1.0
File Edit Sketch Tools Help
BareMinimum $
int valeur = 0; // déclaration d'une variable

void setup() {
  // partie du code qui ne sera lue qu'une fois
  pinMode(13, OUTPUT);
} //fin du setup

void loop() {
  // partie du code qui sera lue en boucle
  valeur = analogRead(0);
  if(valeur > 900){
    digitalWrite(13, HIGH);
  }
  else{
    digitalWrite(13, LOW);
  }
} //fin de la boucle

Done compiling.

Binary sketch size: 912 bytes (of a 32256 byte maximum)

18 Arduino Uno on
  
```

Figure 3.5 : Structure du programme Arduino

c) Interrupteur statique MOSFET IRFP360 :

On utilise comme interrupteur statique, un MOSFET IRFP360 à cause de sa performance de commutation élevée, le courant max acceptable et la tension inverse admissible élevée. Le tableau (3.1) présente les caractéristiques techniques du MOSFET IRFP360.

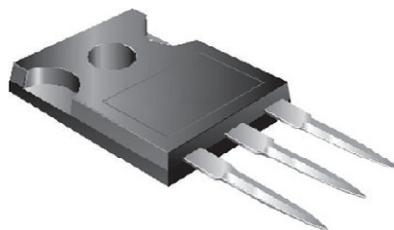


Figure 3.6 : MOSFET IRFP360

V_{DS}	400 V	
$R_{DS(on)}$	$V_{GS}=10V$	0.20 Ω
Q_g (Max)	210 nC	
Q_{gs}	30 nC	
Q_{gd}	110 nC	
Configuration	signal	

Tableau 3.1 Caractéristiques techniques de l'IRFP360

d) Photo-coupleur 4N27 :

Pour assurer la protection et l'isolation du microcontrôleur en cas de problèmes ou de défauts dans le circuit de puissance, on utilise des photo-coupleurs (Voir la figure 3.7).

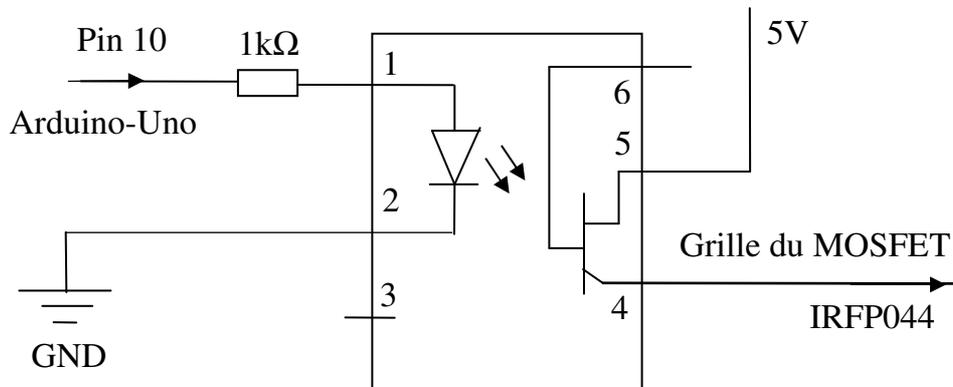


Figure 3.7: Photo-coupleur 4N27

e) Caractéristiques du panneau photovoltaïque utilisé :

La figure 3.8 montre le panneau photovoltaïque utilisé dans cette étude : Il est constitué par une matrice de cellules mono-cristallines.

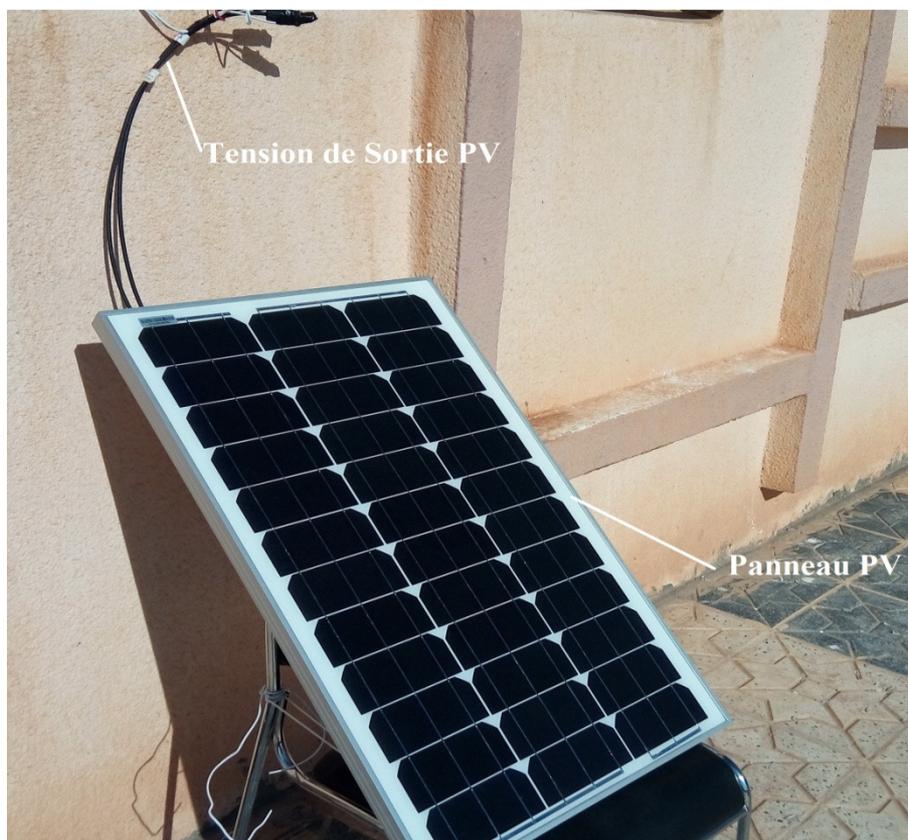


Figure 3.8 : Panneau photovoltaïque utilisé

Le tableau 3.2 suivant montre les caractéristiques techniques du panneau utilisé :

Type du Module	DIMEL 50WM
Puissance maximum	50W
Tolérance	±3%
Tension à P_{max} (V_{mp})	17,98 V
Courant à P_{max} (I_{mp})	2,78 A
Tension de circuit ouvert (V_{oc})	21,87 V
Courant de court-circuit (I_{sc})	3,04 A

Tableau 3.2 Caractéristiques techniques du PV

f) Autres accessoires passifs :

Capacité	C= 440 μ F
Diode	BV255
Bobine	L= 0.01 mH
Charge	Rch= 120 Ω

Tableau 3.3 Autres accessoires

3.3.2 Fonctionnement du circuit de puissance

Notre système de conversion comprenant un générateur photovoltaïque produisant une puissance de 50 W (en maximum), un régulateur de tension (DC-DC BOOST) pour maintenir la tension ou la puissance du panneau à une valeur désirée : Fonctionne comme un adaptateur d'impédance de sortie, des condensateurs d'entrée et de sortie: Stockent les charges sous une forme de tension utilisée par le circuit d'alimentation et une charge résistive: Reçoit l'énergie continue souhaitée.

3.3.3 Fonctionnement du circuit de commande

Sert à fournir un signal de commande au circuit de puissance pour le contrôler :

- Carte Arduino-Uno: Envoie un signal de commande au commutateur statique (MOSFET) du convertisseur DC-DC BOOST, à partir des signaux capturés provenant de potentiomètres (charge et valeur de consigne) et d'un programme embarqué dans la mémoire de la carte Arduino-Uno ;
- Potentiomètre de mesure (à un rapport de mesure = $3,5/31 = 1/8,86$): Permet de délivrer d'une image de tension V_v proportionnelle à la tension mesurée réelle de sortie V_{out} ;
- Photocoupleur : Permet d'isoler entre le circuit de commande et le circuit de puissance, c'est une protection obligatoire pour la carte microcontrôleur Arduino-Uno ;
- Résistance de mesure de courant ($R_i = 3,3\Omega$): Permet de générer d'une tension proportionnelle au courant (tel que: $I_{out} = V_i / R_i$).

3.4 Synthèse de la commande

Différentes techniques sont couramment utilisées pour asservir un signal électrique à un signal de référence pour la commande des convertisseurs DC-DC BOOST. La technique dite MLI utilise des régulateurs linéaires (PI, PID...) ou non linéaires (MPPT) dont la sortie est un grandeur de commande continue ou discontinue. Cette sortie est alors comparée à un signal porteur; on obtient alors les ordres de commutations des interrupteurs. La fréquence du signal porteur fixe la fréquence de découpage à condition que les grandeurs de sorties des régulateurs évoluent lentement sur une période du signal porteur. Cette technique, facile d'utilisation, assure alors un fonctionnement à fréquence fixe, un contenu harmonique parfaitement identifié mais possède également des propriétés dynamiques limitées par sa structure.

3.4.1 Commande par PI conventionnel

La figure 3.9 montre la boucle de régulation par PI conventionnel du convertisseur DC-DC BOOST. Dans ce cas le convertisseur fonctionne comme un régulateur de tension [52].

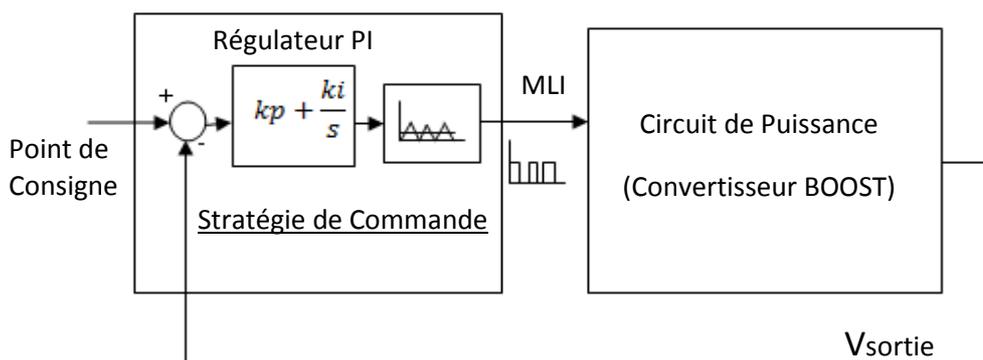


Figure 3.9 : Boucle de régulation PI du convertisseur DC-DC BOOST

3.4.1.1 Schéma pratique de la commande par PI

Les figures 3.10 et 3.11 montrent successivement le schéma synoptique et le montage pratique du système PV étudié contrôlé par PI classique. Deux potentiomètres associés au système permettent de générer la consigne et la tension mesurée aux bornes de la charge.

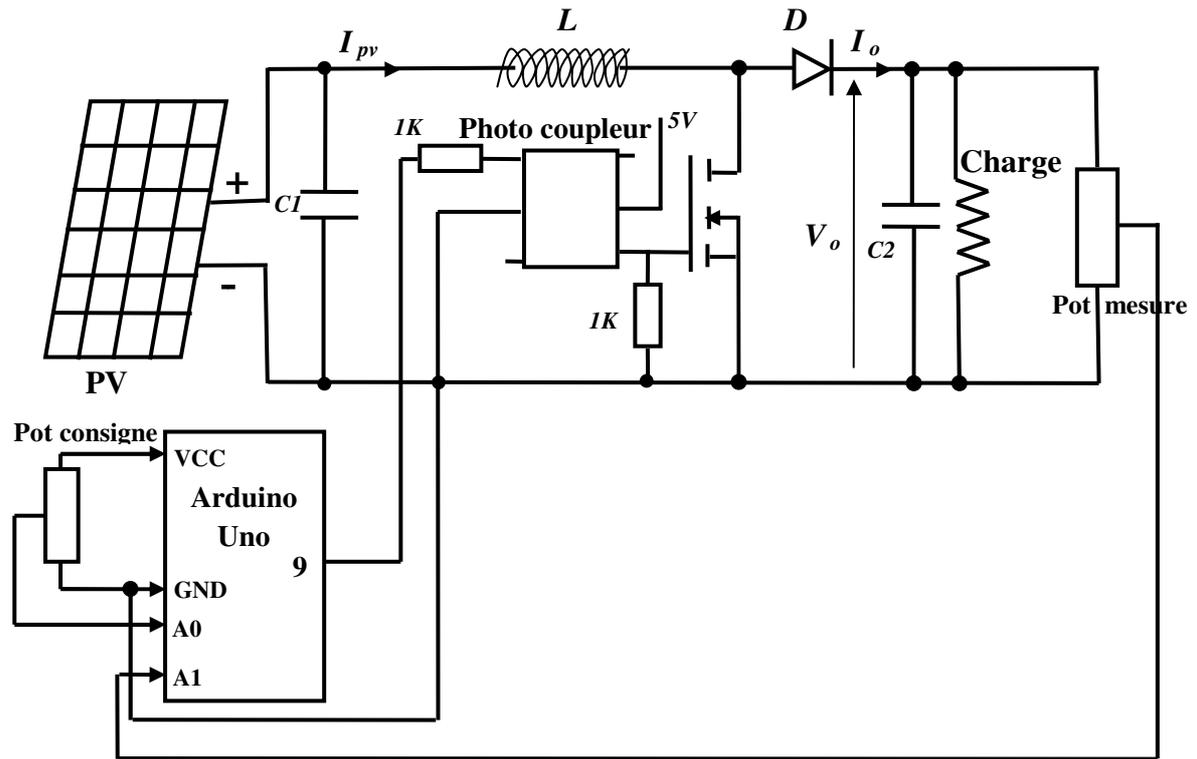


Figure 3.10 : Schéma synoptique du système PV commandé par PI

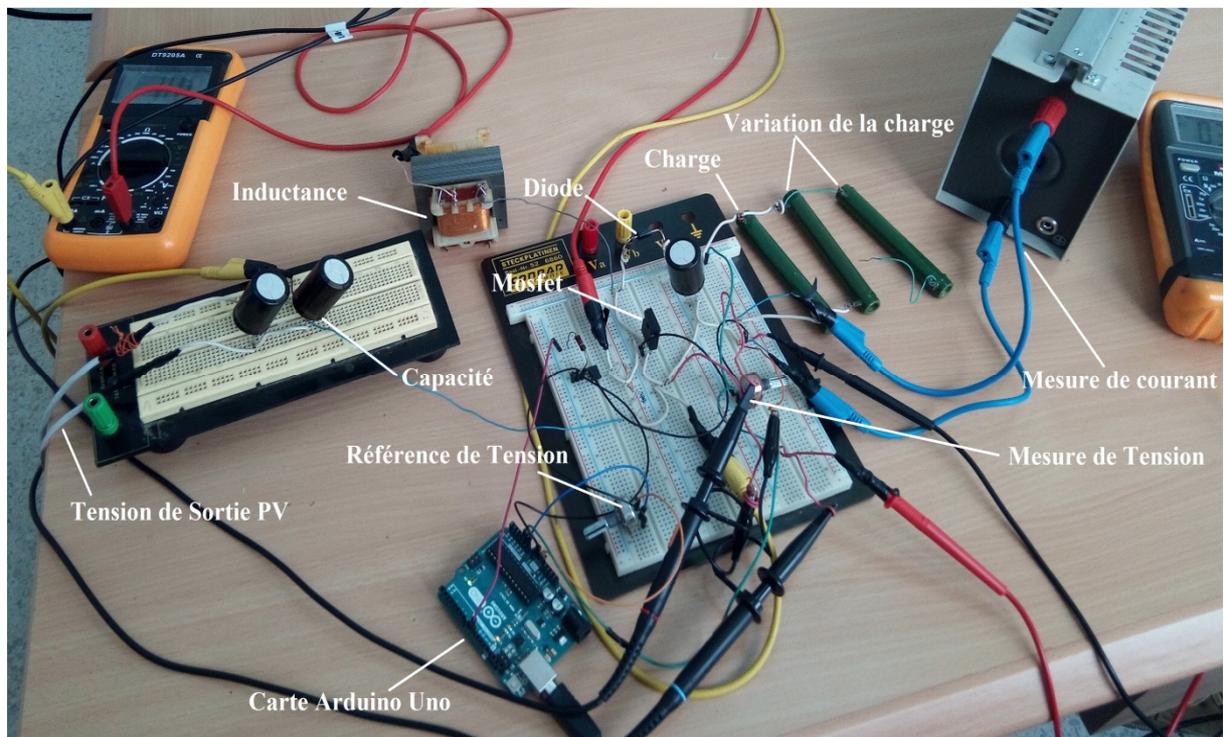


Figure 3.11 : Montage pratique du système PV commandé par PI

3.4.1.2 Calcul des paramètres du régulateur par la méthode de Ziegler-Nichols

Un problème particulier est posé par le dimensionnement du régulateur de tension continue par ce que le modèle analytique du système n'est pas facile à obtenir « par modélisation » : La formulation mathématique est difficile. Ziegler et Nicols sont proposés une méthode qui consiste à utiliser le système en boucle fermée.

Cette technique repose sur la détermination de deux grandeurs qui sont (K_c : gain critique, T_c : période d'oscillations) en régime critique. Le système est bouclé en retour unitaire de la manière suivante :

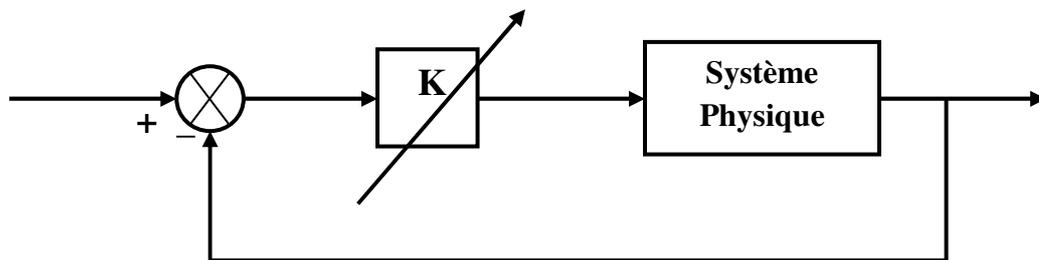


Figure 3.12 : Système bouclé à un retour unitaire

On applique une tension de référence et on augmente progressivement le gain K de l'amplificateur, jus qu'à l'obtention d'un régime de pompage autour d'un gain statique K_c (Etat critique) et d'un période d'oscillation T_c .

Les paramètres suggérés par Ziegler-Nichols pour le réglage **PI** sont ;

$$\begin{aligned} K_p &= 0,45 K_c \\ T_i &= 0,83 T_c \\ K_i &= k_p/T_i \end{aligned} \tag{3.1}$$

A partir de l'état critique (le régime de pompage) de la sortie, on détermine le Gain moyen critique $K_c=3Volts$ et le période critique de l'oscillation $T_c = 0.012 Sec$.

$$K_p = 0.45 * K_c = 1.35$$

$$T_i = 0.83 * T_c = 0.01$$

$$K_i = K_p/T_i=135$$

Si, on utilise la conversion analogique-numérique (CA/N) de la carte arduino Uno, on obtient :

$$K_p = \frac{1.35*5}{1023} \approx 0.0066 \text{ et } K_i = \frac{135*5}{1023} \approx 0.66 \tag{3.2}$$

3.4.2 Commande par MPPT

Les figures 3.13 et 3.14 représentent successivement le schéma synoptique et le montage pratique du système étudié en présence de la technique de commande MPPT [53], [54], [55], [56]. Un potentiomètre est utilisé pour mesurer la tension V_{out} et une résistance de mesure pour mesurer le courant I_{out} (Alors: La puissance $P = V_{out} * I_{out}$).

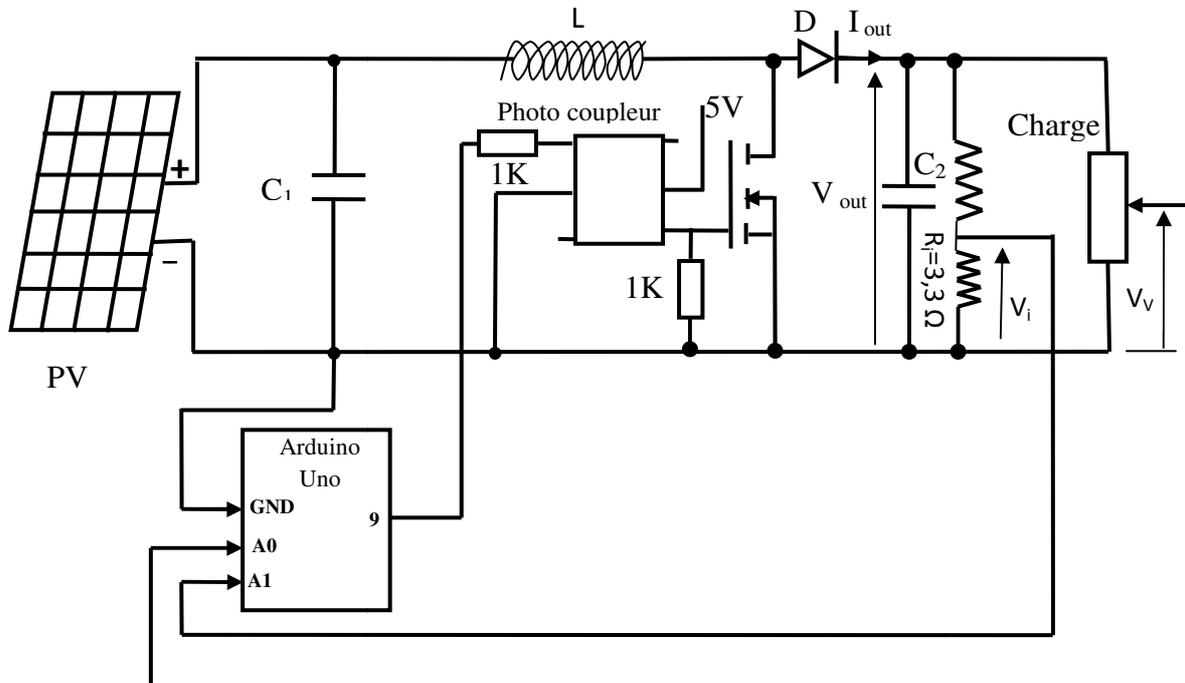


Figure 3.13 : Schéma synoptique du système PV commandé par MPPT

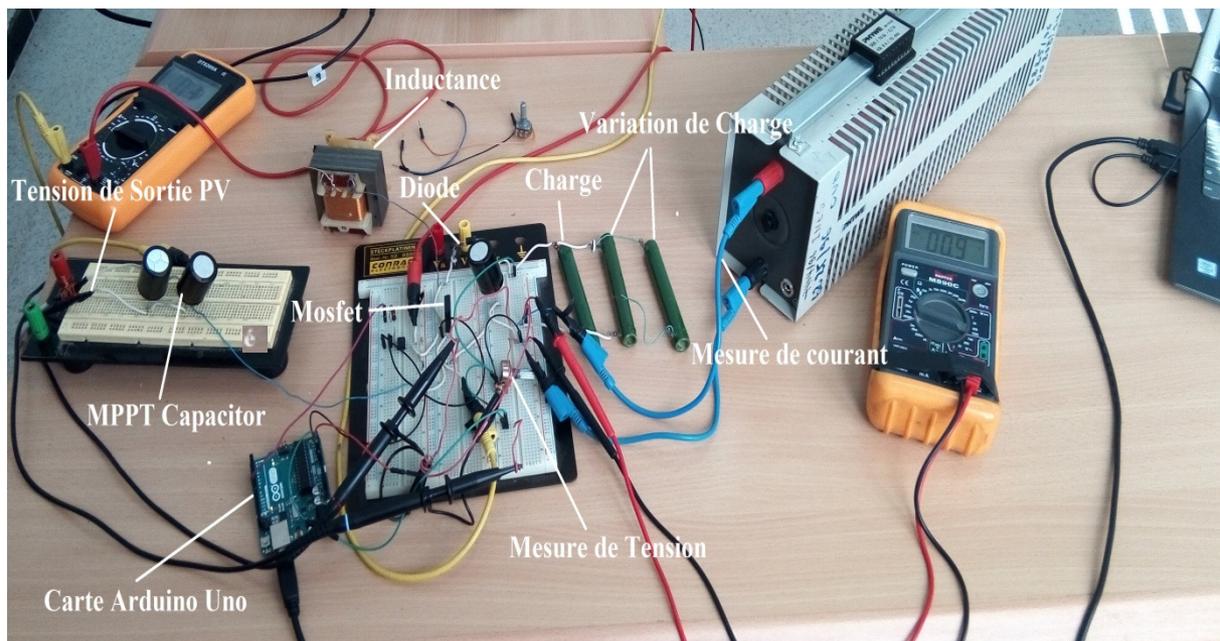


Figure 3.14 : Montage pratique du système PV commandé par MPPT

3.5 Analyse de la commande en temps réel

Dans ce contexte, on va étudier la synthèse de la loi de commande selon les performances physiques en temps réel de la carte microcontrôleur Arduino. La figure 3.15 suivante montre le déroulement du signal à partir de l'acquisition de mesures jusqu'à la génération du signal de commande MLI.

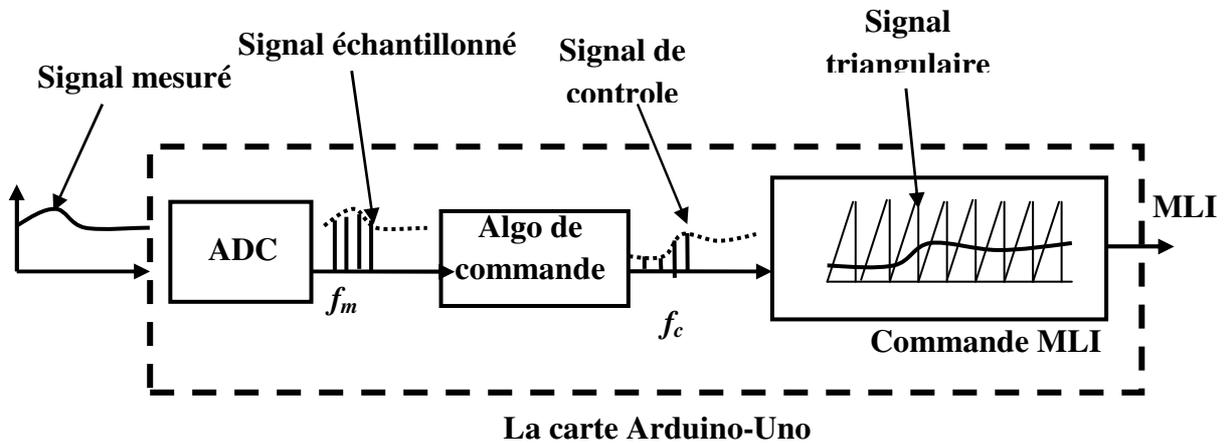


Figure 3.15 : Déroulement du signal dans la carte Arduino-Uno

La figure 3.16 montre l'échantillonnage du signal triangulaire à l'intérieur de la carte microcontrôleur Arduino. f_{T_0} : Fréquence d'échantillonnage interne et f_T : Fréquence du signal triangulaire.

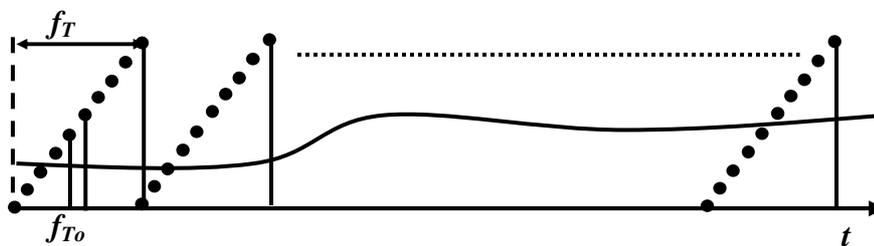


Figure 3.16 : Représentation du signal triangulaire

La figure 3.17 présente le comportement du signal de commande généré par la carte Arduino. α : Rapport cyclique de la commande MLI, T : Période de commutation.

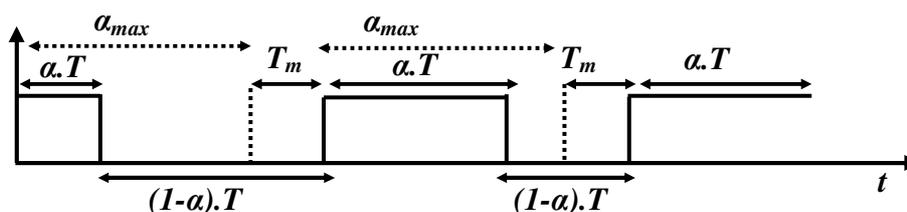


Figure 3.17 : Segmentation du signal de commande

Si la fréquence de commutation $f_T=1Khz$ et $f_{T0}=10.f_T$ Alors : $f_{T0}=10Khz$ (voir la figure 3.16).

Et la période d'échantillonnage de la sortie (du signal de commande) :

$$T_o=1/f_{T0}=100 \mu Sec \text{ et } T=1000 \mu Sec \quad (3.3)$$

Alors : On impose $\alpha_{max}=0.8$ (α variable entre 0 et 0.8) \rightarrow le temps de mesure :

$$T_m=0.2*T = 200 \mu Sec \quad (3.4)$$

$T_m=2$ fois de la période d'échantillonnage du convertisseur analogique-numérique ($T_{ANC}=100 \mu Sec$).

Remarque : On peut mesurer un signal analogique d'entrée seulement à chaque instant de commutation (de façon alterné : période par période). A travers de cette méthode on peut augmenter la fréquence de commutation (f_T) jusqu'à $2Khz$ par diminution de T_m à $100 \mu Sec$.

3.6 Résultats Pratiques

L'introduction de la carte microcontrôleur Arduino-Uno dans la commande en temps réel en utilisant de stratégies de régulation linéaires et non linéaire permet d'obtenir les résultats expérimentaux suivants :

3.6.1 Résultats de la commande linéaire par PI conventionnel

Les figures 3.17 (a, b et c) illustrent les performances de commande par PI conventionnel de la tension de sortie DC-DC BOOST associée à un panneau photovoltaïque.

La réponse de la tension de sortie du convertisseur DC-DC suit l'ordre de la consigne avec un temps de réponse acceptable (figure 3.18.a). Nous remarquons également des simples perturbations sur la tension de sortie lors de variation de la charge (Figure 3.18.b) et en cas de variation de l'irradiation solaire (Figure 3.18.c).

Pour le calcul de la puissance, nous utilisons l'équation suivante:

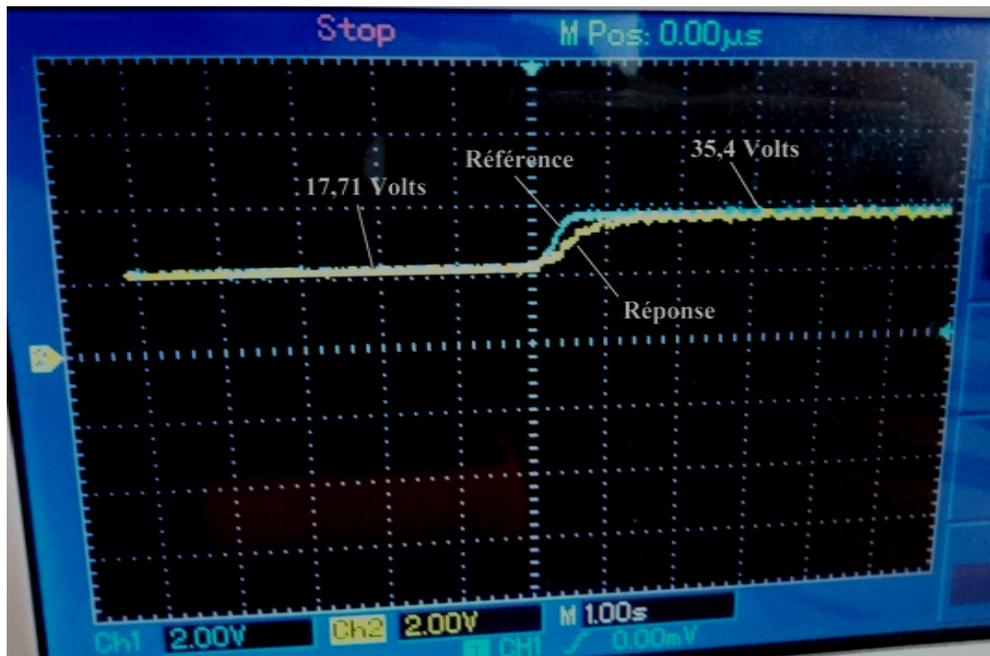
$$P = V_{out} * Cal_v * I_{out} * Cal_i \quad (3.5)$$

Cal_i et Cal_v , sont des calibres de l'oscilloscope (Tel que: $Cal_v=2$, $Cal_i=2$).

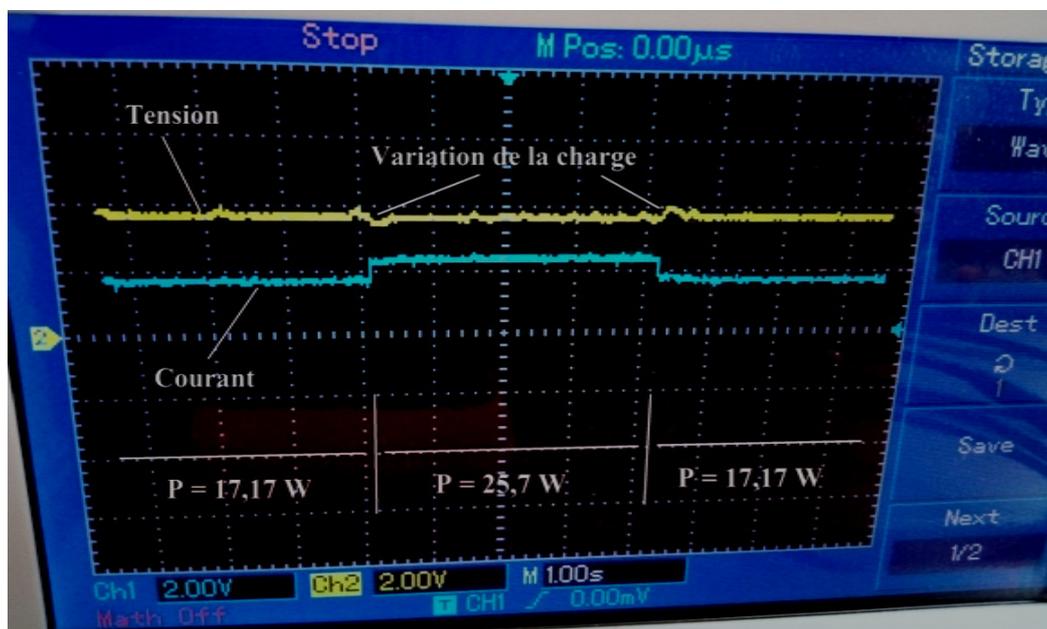
Alors:

$$\text{La puissance } P = [(V_i/3,3) * 2] * [(V_v * 8,86) * 2] \quad (3.6)$$

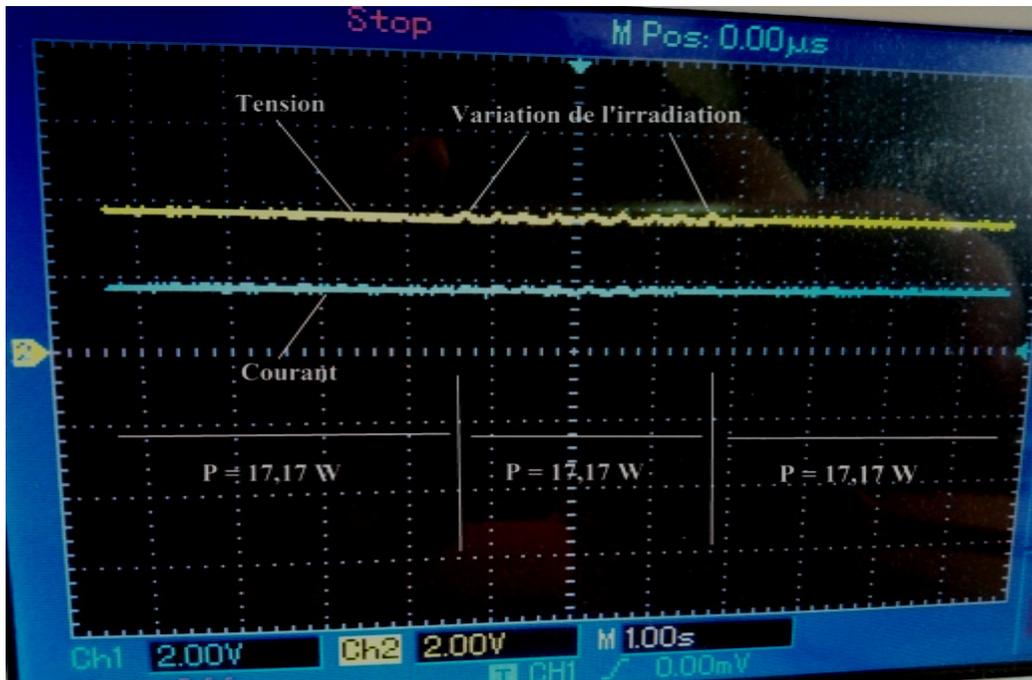
Nous observons la variation de la puissance active en cas de variation de la charge (Figure 3.14.b), mais aucune modification sur la puissance en cas de variation de l'irradiation solaire (Figure 3.14.c).



(a) Variation de consigne



(b) Variation de la charge



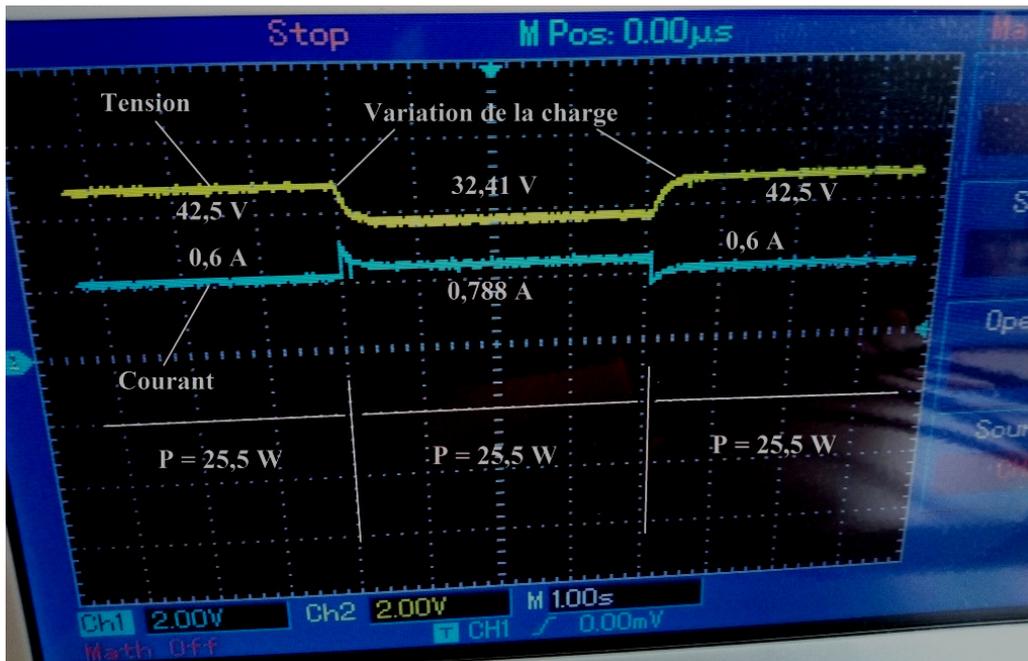
(c) Variation de l'irradiation solaire

Figure 3.18 : Variation de comportement énergétique de sortie du Convertisseur DC/DC BOOST

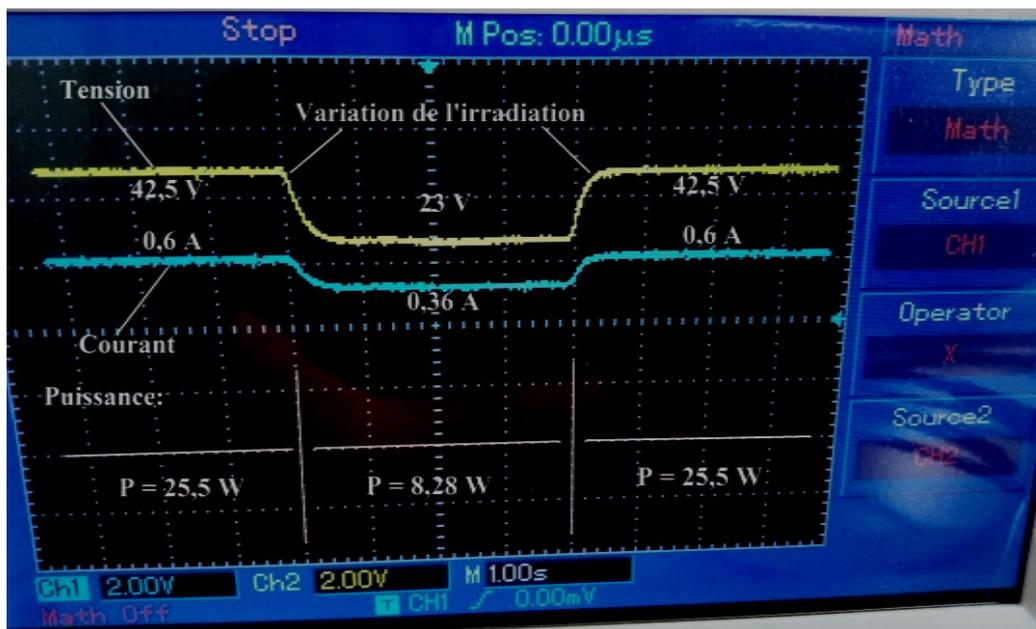
3.6.2 Résultats de la commande non linéaire par la technique MPPT

L'introduction de la technique de commande MPPT en temps réel permet d'obtenir les performances pratiques des figures 3.19.a et 3.19.b.

Il n'y a pas de changement de puissance en cas de variation de la charge (Fig.3.19.a). Par contre, s'il y a une variation de l'irradiation solaire on observe une variation du courant et de tension de sortie ce qui conduit la variation de la puissance active à la sortie du convertisseur DC-DC BOOST (Fig.3.19.b).



(a) Variation de la charge



(b) Variation de l'irradiation solaire

Figure 3.19 : Variation de comportement énergétique de sortie du Convertisseur DC/DC BOOST

Les figures 3.20, 3.21 et 3.22 montrent l'évolution de la tension de sortie du convertisseur DC-DC BOOST en fonction de la variation de signal MLI (modulation de largeur d'impulsion) dans les trois cas:

- (a) - Irradiation solaire élevé et charge $R_{ch} = 100\Omega$ ($P \approx 25,5W$);
- (b) - Irradiation solaire élevé et charge $R_{ch} = 50\Omega$ ($P \approx 25,5W$);
- (c) - Irradiation solaire faible et charge $R_{ch} = 50\Omega$ ($P \approx 8,28W$).

On donne la puissance par la relation :

$$P = ((\text{Nombre d'écart}) * 20)^2 / R_{ch} \quad (3.7)$$

Nous observons un changement du signal MLI (modulation largeur d'impulsion) pour chaque cas.

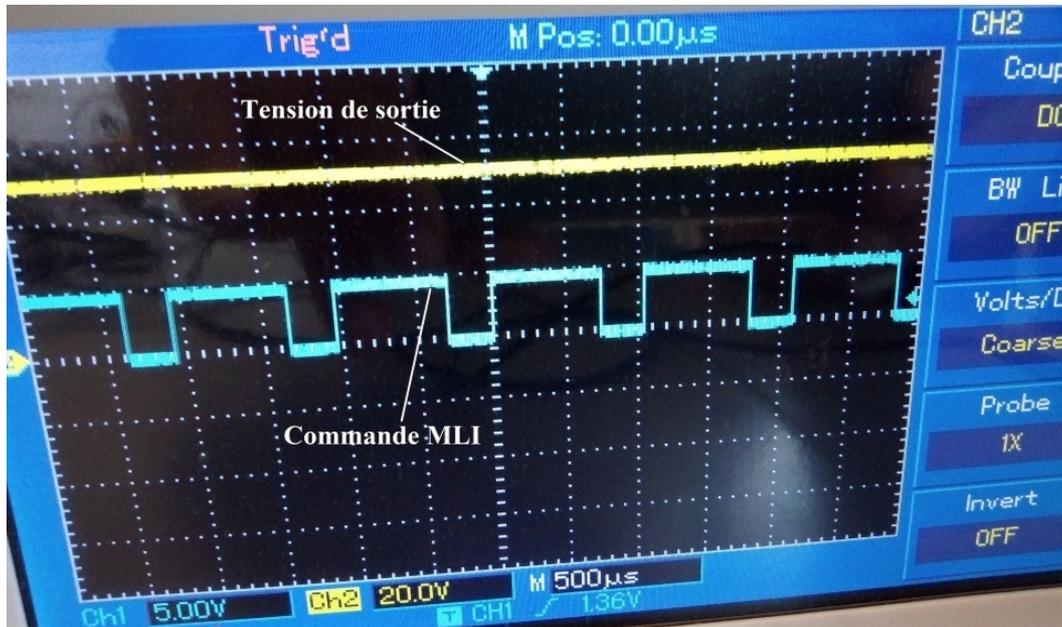


Figure 3.20 : Tension de sortie commandé par MLI ($R_{ch}=100\Omega$)

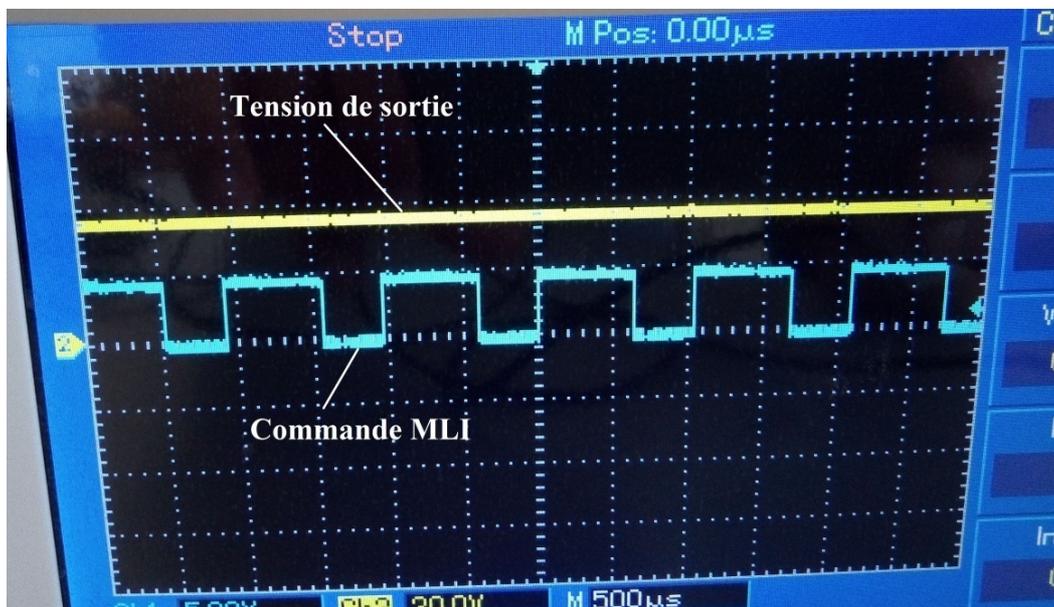


Figure 3.21 : Tension de sortie commandée par MLI avec changement de charge ($R_{ch}=50\Omega$)

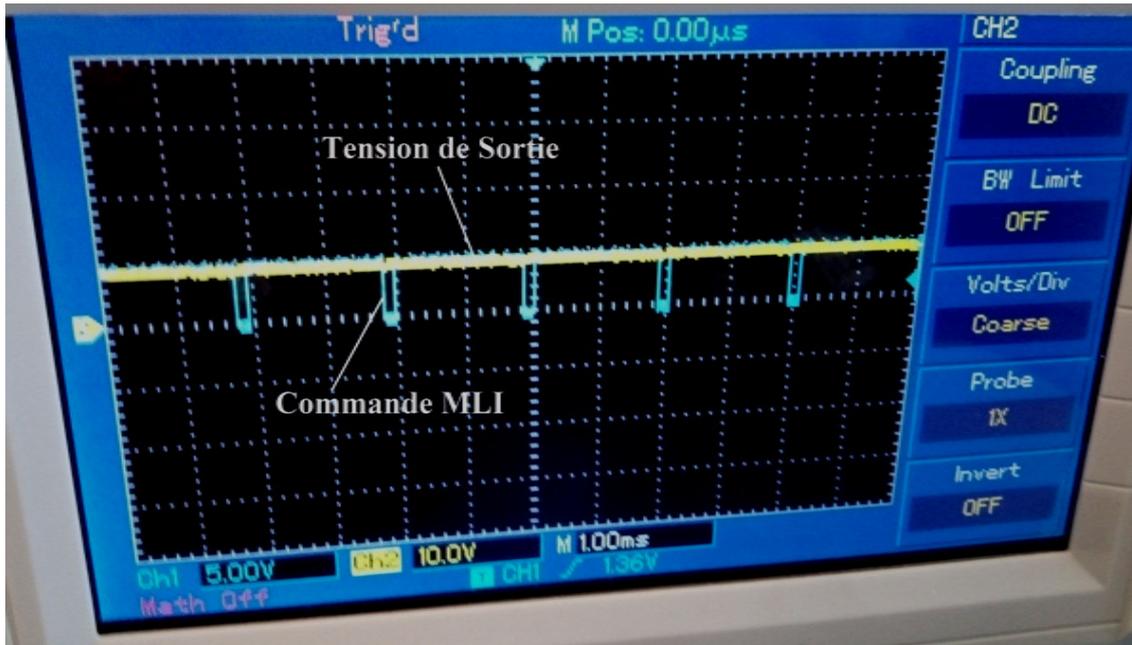


Figure 3.22 : Tension de sortie commandée par MLI avec changement d'irradiation solaire (Solaire faible)

3.7 Conclusion

A travers les validations expérimentales de chacune des deux commandes (PI Conventionnel et MPPT), nous avons montré que cette technique permet la création d'une chaîne de conversion photovoltaïque autonome de hautes performances. En plus de la qualité de contrôle en utilisant de la carte Arduino, nous avons montré que cette contribution permettait aussi de minimiser le cout de la réalisation pratique.

En comparaison avec les résultats de simulation de chapitre 2, nous avons montré dans ce chapitre expérimentale :

- La commande MPPT optimise l'efficacité de fonctionnement du panneau photovoltaïque;
- La commande par PI conventionnel permet de suivre le point de consigne de la tension voulu et donc de protéger la charge (et la batterie) sans optimisation de la puissance du panneau photovoltaïque;
- La carte Arduino-Un est un système embarqué à temps réel très performant et très efficace pour le réglage des systèmes photovoltaïques.

Chapitre 4 :

Correction de la chaîne de conversion photovoltaïque par l'insertion d'un convertisseur régulateur de tension

4.1 Introduction

Le problème du couplage parfait entre un système photovoltaïque et une charge de type alternative n'est pas encore réellement résolu. Un des verrous technologiques qui existe dans l'étage de couplage est le problème du transfert de la puissance du générateur photovoltaïque à la charge qui souffre souvent des mauvaises contraintes d'exploitation.

Il est nécessaire d'équiper les systèmes photovoltaïques autonomes ou non autonomes par des batteries d'accumulateurs qui permettent de stocker l'énergie et de la restituer en temps voulu, malgré la disponibilité de ces batteries, l'énergie fournie à la charge reste parfois insuffisante (En cas d'une surconsommation), est-ce dû à la conception des systèmes photovoltaïques utilisés auquel nous avons pensé une solution à ce problème [57].

Dans la topologie conventionnelle, la commande du convertisseur DC-DC BOOST permet la poursuite du point de puissance maximale MPPT du générateur photovoltaïque en vue d'une meilleure utilisation. L'onduleur est utilisé pour injecter d'un courant de forme sinusoïdale synchronisée dans le réseau électrique et pour améliorer la qualité de l'énergie. La solution proposée soit par l'ajout de plusieurs batteries ou par l'insertion d'un régulateur de tension de type DC-DC BOOST entre la batterie et l'onduleur, il entraîne la modification du circuit de conversion électrique utilisé.

L'objectif de ce chapitre est de répondre aux variations des besoins en énergie électrique en modifiant la topologie conventionnelle de la chaîne de conversion, en même temps d'améliorer le fonctionnement du système photovoltaïque. Et également, nous introduisons des algorithmes de commande avancés (à mode glissant SMC et par logique floue FLC) pour le réglage des convertisseurs DC-DC BOOST et DC-AC.

4.2 Présentation des topologies étudiées

Les figures 4.1 et 4.2 montrent successivement les deux topologies de conversion utilisées dans cette étude; la version conventionnelle ou ordinaire (classique) et la version améliorée (comme une idée originale).

Dans la figure 4.1, le générateur photovoltaïque GPV est connecté au réseau alternatif AC via un convertisseur DC-DC BOOST commandé par la technique MPPT et un convertisseur DC-AC commandé en puissance (cet onduleur est couplé au réseau AC par un transformateur de couplage T).

La deuxième topologie (fig.4.2) montre la même structure de la version 1 avec insertion d'un régulateur de tension DC-DC BOOST en cascade avec l'onduleur.

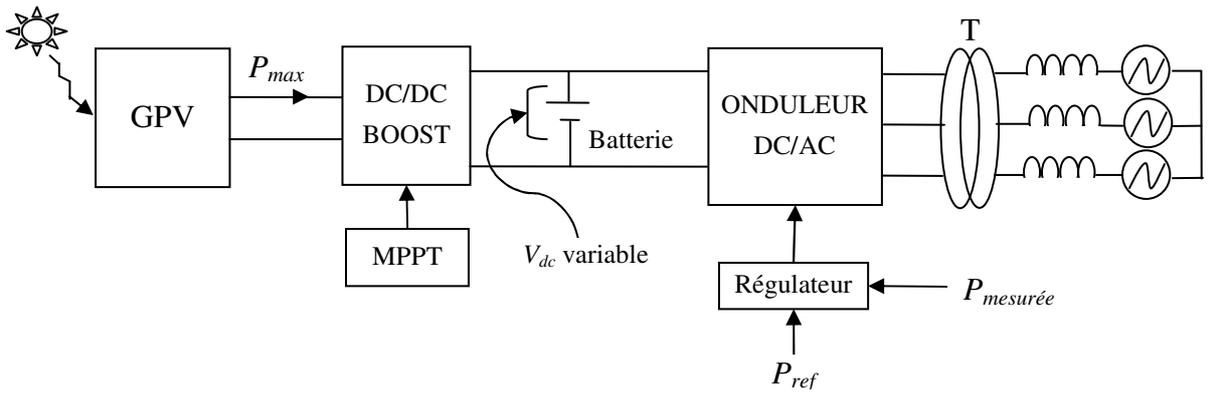


Figure 4.1 : Topologie ordinaire (version 1)

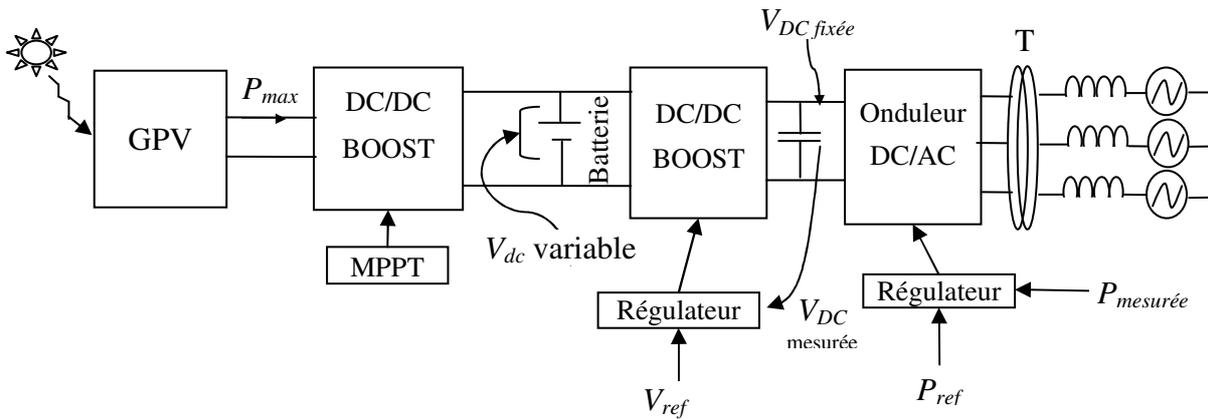


Figure 4.2 : Topologie améliorée (version 2)

4.3 Problématique

Pour résoudre le problème de l'insuffisance de la tension continue à l'entrée de l'onduleur et pour assurer la régulation de la puissance, nous introduisons deux solutions :

- 1^{ère} solution: Insertion d'un nombre important de batteries → C'est une solution très coûteuse qui nécessite beaucoup d'entretien et beaucoup d'espace (Fig.4.3).
- 2^{ème} solution: Insertion d'un régulateur de tension (DC-DC BOOST) → C'est une solution moins coûteuse qui nécessite moins d'entretien, permet d'alimenter l'onduleur avec une tension continue fixe jusqu'à la décharge totale de la batterie (Fig.4.4).

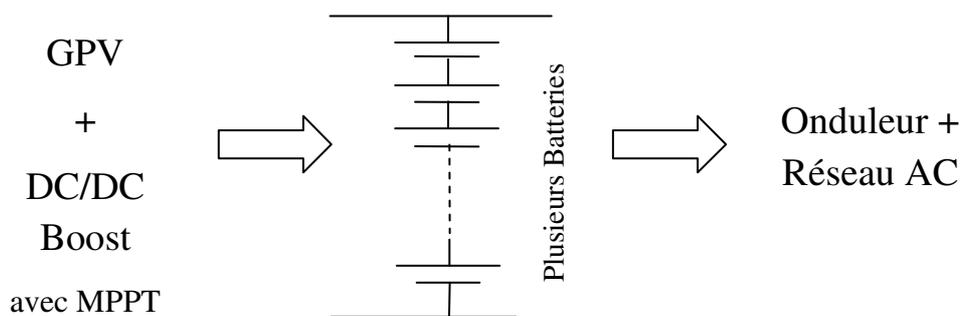


Figure 4.3 : Insertion de plusieurs batteries

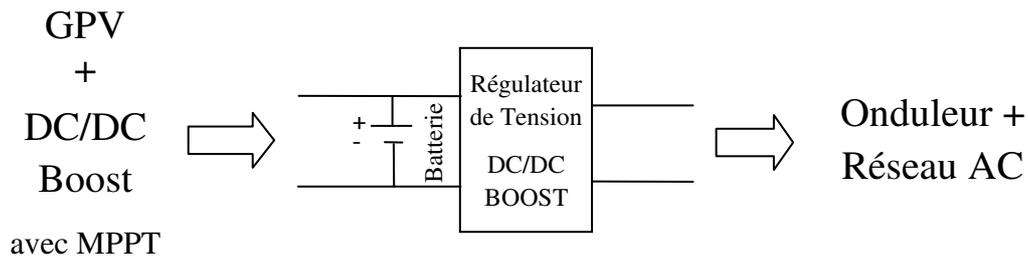


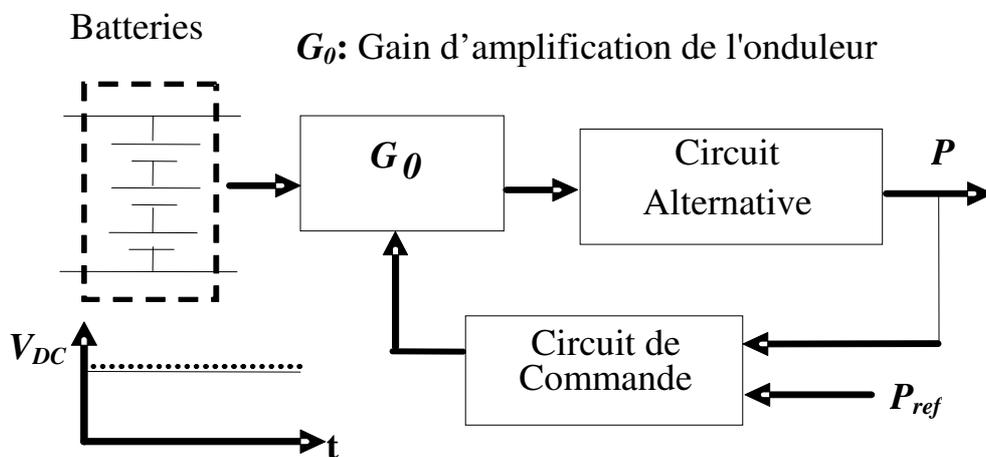
Figure 4.4 : Insertion d'un régulateur de tension DC-DC BOOST

Les figures 4.5 et 4.6 suivantes montrent l'effet d'un régulateur de tension pour changer le gain d'amplification de l'onduleur. On représente l'onduleur dans la boucle de régulation par un gain d'amplification G_0 (Voir figure 4.5) :

$G_0 = V_{DC} / (2V_p)$, tel que V_p est la tension de la porteuse et V_{DC} la tension continue à l'entrée de l'onduleur.

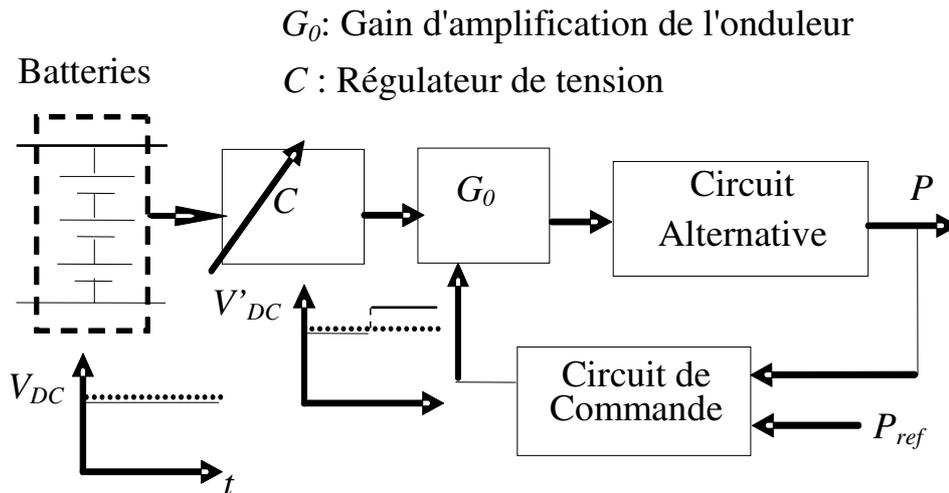
L'insertion d'un régulateur de tension de gain C permet de modifier le gain de l'onduleur G_0 à une nouvelle valeur :

$G = C * G_0$ pour augmenter l'efficacité maximale du circuit de commande et pour assurer la régulation dans les conditions d'ordre supérieur de la charge (Fig.4.6).



(V_{DC} : Tension continue, V_p : Amplitude du signal porteuse de la commande MLI)

Figure 4.5 : Modèle classique $G_0 = V_{DC} / (2V_p)$



$$G = C * G_0 = C * V_{DC}/(2Vp) \text{ et } V'_{DC} = C * V_{DC}$$

Figure 4.6 : Modèle modifié

4.4 Synthèse de la commande

4.4.1 Schémas bloc de la commande

Les figures 4.7, 4.8 et 4.9 montrent respectivement les schémas de commande de deux convertisseurs DC-DC BOOST et de l'onduleur DC-AC.

Nous utiliserons :

- La commande MPPT (Perturbé & Observé : P&O) pour le réglage du premier convertisseur DC-DC BOOST à la sortie du générateur photovoltaïque (Adaptateur d'impédance), comme le montre la figure 4.7;
- La commande par logique floue (FLC) pour le réglage du deuxième convertisseur DC-DC BOOST entre la batterie et l'onduleur (Régulateur de tension), comme le montre la figure 4.8;
- La commande à mode glissant (SMC) en cascade avec la commande par logique floue (FLC) pour le réglage du convertisseur DC-AC (Couplage de l'onduleur avec le réseau électrique), comme le montre la figure 4.9;

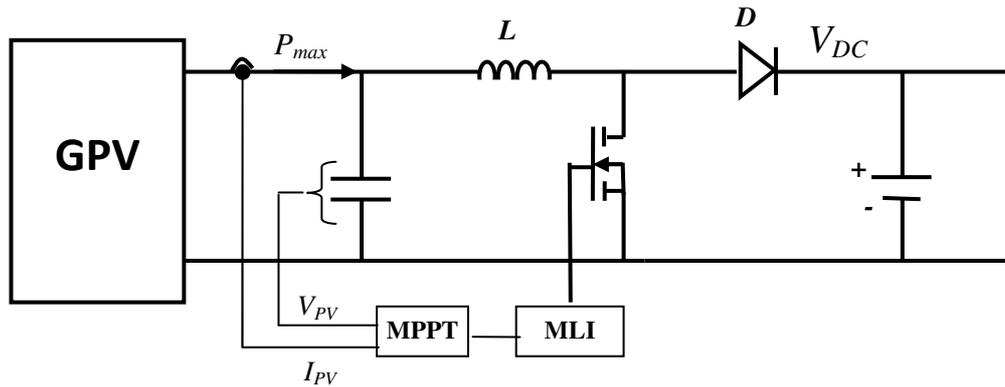


Figure 4.7 : Commande MPPT du convertisseur DC-DC BOOST1-Adaptateur de l'impédance

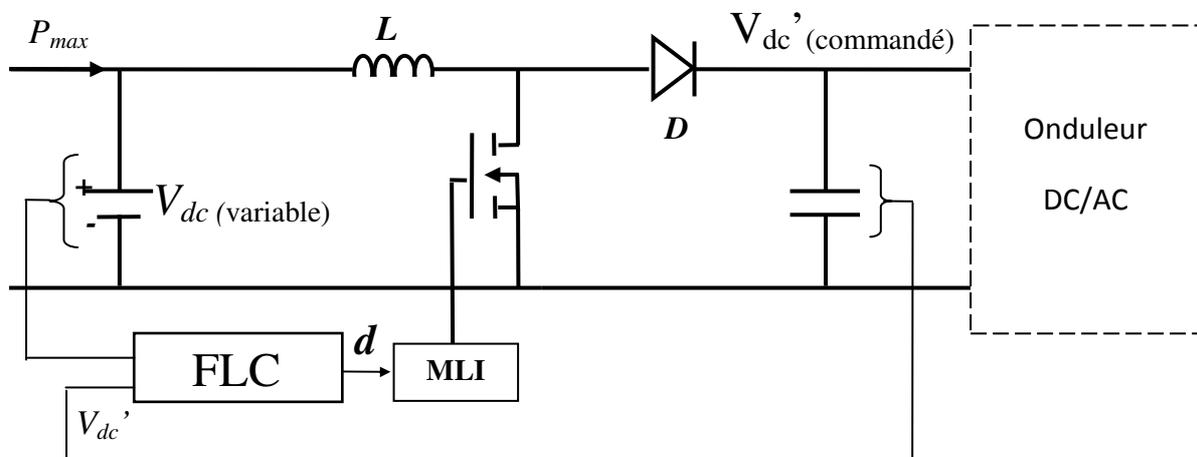


Figure 4.8 : Commande FLC du convertisseur DC-DC BOOST2-Régulateur de tension

Pour le 1^{er} convertisseur DC-DC BOOST, la commande MPPT intervient toujours pour optimiser le rendement du générateur GPV en déterminant d'un rapport cyclique proportionnel avec la puissance maximale [58], [59].

Mais dans le régulateur de tension (2^{ème} convertisseur BOOST), le rapport cyclique est généré par le régulateur flou (FLC) pour commander la tension de sortie du bus continu V_{DC}' [60] (Fig.4.8).

Dans la figure 4.9, on installe un autre régulateur flou (à base de la logique floue) qui génère une amplitude de courant de référence I_m^* pour régler la puissance active. On trouve aussi un étage de commande à mode (SMC) pour le réglage de trois courants triphasés injectés par le convertisseur DC-AC vers le réseau électrique alternatif [61], [62], [63]. On utilise un bloc PLL et une méthodologie de calcul pour déterminer les trois courants de référence.

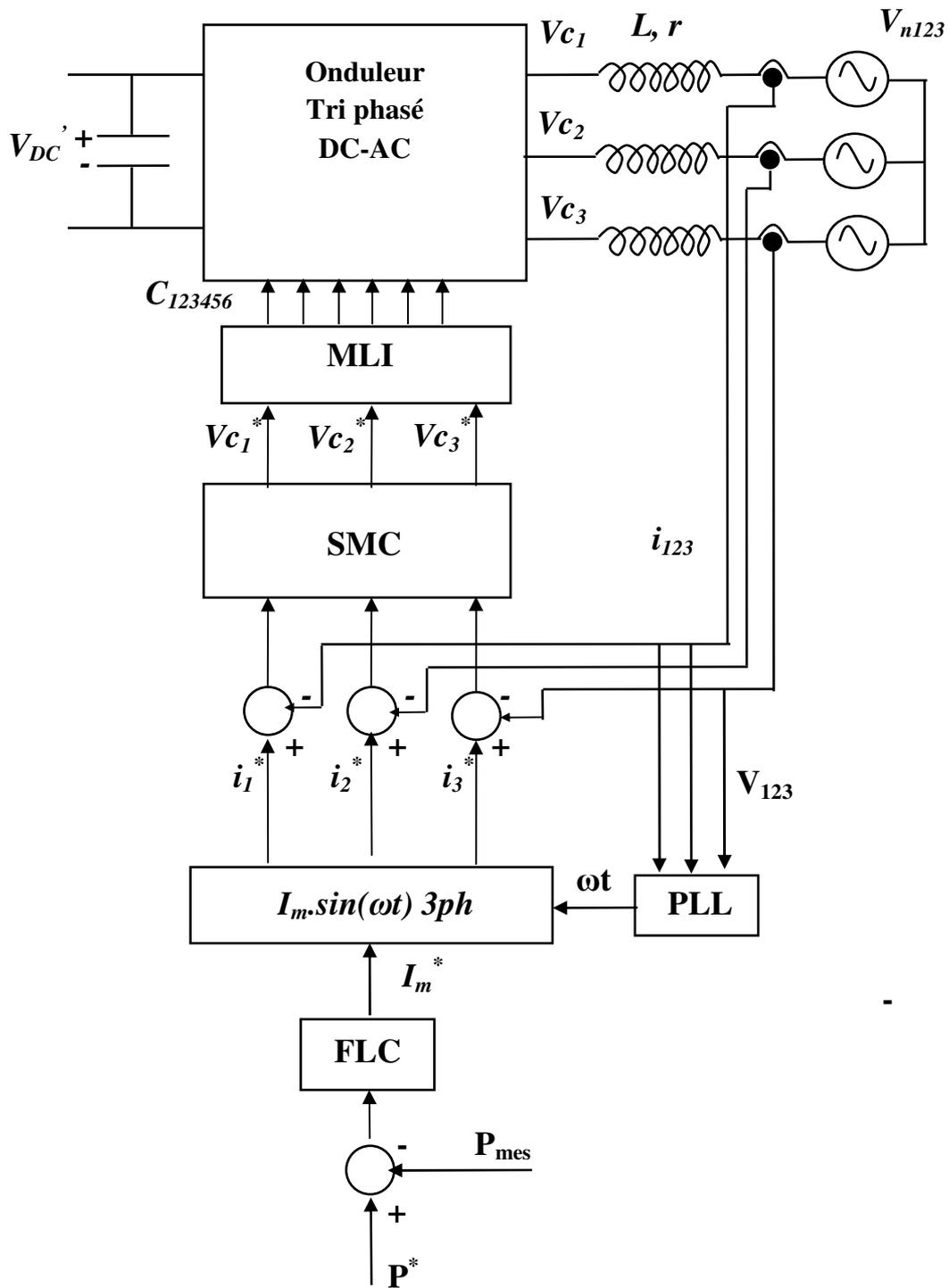


Figure 4.9 : Commande SMC en cascade avec la commande FLC de l'onduleur.

4.4.2 Commande MPPT (P&O) du 1^{er} convertisseur DC-DC BOOST

Pour la synthèse de la commande du 1^{er} convertisseur DC-DC BOOST (Adaptateur d'impédance), consulter la section 2.3.1.2 au chapitre 2 pour voir le détail de la technique de réglage MPPT (P&O) : Cette méthode est utilisée pour améliorer le rendement du générateur photovoltaïque [64], [65].

4.4.3 Réglage à mode glissant des courants alternatifs injectés par l'onduleur vers le réseau électrique

La figure 4.10 illustre le schéma fonctionnel de la commande du courant fourni par l'onduleur vers le réseau AC (pour les 3 phases) : La stratégie de commande utilisée est la commande à mode glissant (SMC).

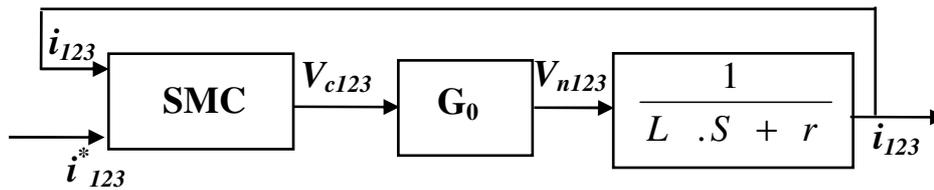


Figure 4.10 : Schéma de commande à mode glissant

En mettant $x_k = i_k$ et $x_k^* = i_k^*$ ($k=1, 2, 3$), on obtient le modèle suivant:

$$\dot{x}_k = \frac{1}{L} [(V_{ck} - V_{nk}) - r \cdot x_k] \quad (4.1)$$

En prenant comme surface de glissement $S = e = x_k^* - x_k$, on obtient ;

$$\dot{S}_k = \dot{x}_k^* - \dot{x}_k \quad (4.2)$$

La condition $S \cdot \dot{S} < 0$ assure l'attractivité de la trajectoire vers la surface de glissement. Pour ce faire, on a choisit simplement la commande telle que :

$$V_{ck}^* = \frac{1}{G_0} [V_{nk} + BL \text{sign}(e_k) + L \dot{x}_k^* + r x_k] \quad (4.3)$$

G_0 : gain du convertisseur DC-AC, B : Coefficient de réglage, x_k : Courants triphasés, L : Inductance de couplage, r : Résistance de couplage, V_{ck} : Tension du convertisseur DC-AC et V_{nk} : Tensions du réseau électrique.

4.4.4 Commande floue du régulateur de tension (DC-DC BOOST) et de la puissance active injectée par l'onduleur

A cause de la complexité et de la non-linéarité du modèle de convertisseur DC-DC et le modèle de puissance active injecté par le convertisseur DC-AC; il est plausible de penser à une stratégie de commande qui pourrait être basée sur une approche sans modèle. Pour gérer la subjectivité associée à la nature inexacte du modèle étudié, on peut utiliser un régulateur par logique floue.

4.4.4.1 Principe de réglage par la logique floue

Avant tout développement, la construction d'un régulateur peut-être basée sur une structure classique qui est le correcteur Proportionnel - Intégral (PI) décrit par la fonction de transfert ci-dessous :

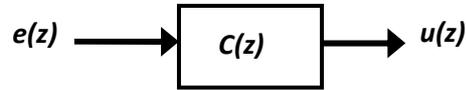


Figure 4.11 : Fonction de transfert du correcteur

$C(z)$ telle que :

$$C(z) = \frac{a + b(1 - z^{-1})}{1 - z^{-1}} \quad (4.4)$$

Ce correcteur n'a pas une structure série et a deux gains, un pour l'erreur et l'autre pour le terme en dérivée. Concernant ce dernier, dans le cas de grande variation de la consigne, un dépassement ou saturation numérique peut apparaître; dépassement qui peut nous faire perdre momentanément le contrôle du procédé. Aussi, il est préférable d'appliquer la fonction dérivée non pas à l'erreur mais à la variable à réguler, de façon à suivre en permanence son évolution comme le montre la figure 4.12. Pour utiliser un contrôleur flou dans les meilleures conditions, nous devons assurer des symétries autour de l'erreur nulle. Cette solution amène donc à mettre la fonction d'intégration à la sortie du régulateur. Ainsi, en régime permanent, l'erreur et sa dérivée seront nulles, et l'intégrateur aura une sortie constante qui peut être différente de zéro [66], [67], [68].

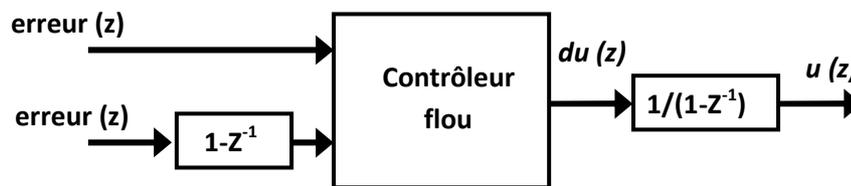


Figure 4.12 : Structure d'un régulateur flou

Le but de la commande floue est, comme en automatique classique, de traiter des problèmes de commande de processus (machines, réseaux, procédés industriels, véhicules sans pilotes...), c'est-à-dire de gérer un processus en fonction d'une consigne donnée, par action sur les variables qui décrivent le processus, mais son approche est différente à celle de l'automatique classique [69]. Elle en diffère cependant sur les points suivants :

- La connaissance mathématique du fonctionnement du processus n'est pas nécessaire,
- La maîtrise du système à comportement complexe est possible,
- L'obtention fréquente de meilleures prestations dynamiques (régulateur non linéaire),
- L'utilisation de connaissances et de l'expérience d'un opérateur qualifié « expert » dans la conduite d'un processus.

Le régulateur par logique floue ne traite pas une relation mathématique bien définie « algorithme de réglage » mais utilise des inférences avec plusieurs règles se basant sur des variables linguistiques [66], [70], [71]. La figure 4.13 montre la structure d'un contrôleur flou qui a 2 entrées et 1 sortie. Il se décompose en trois étages principaux qui sont :

- La *fuzzification* des entrées : Evaluation des fonctions d'appartenance des variables en entrées,
- Le moteur d'*inférence* : Evaluation des fonctions de sortie par le tableau des règles,
- La *défuzzification* : Evaluation de la sortie du contrôleur flou par le calcul du centre de gravité.

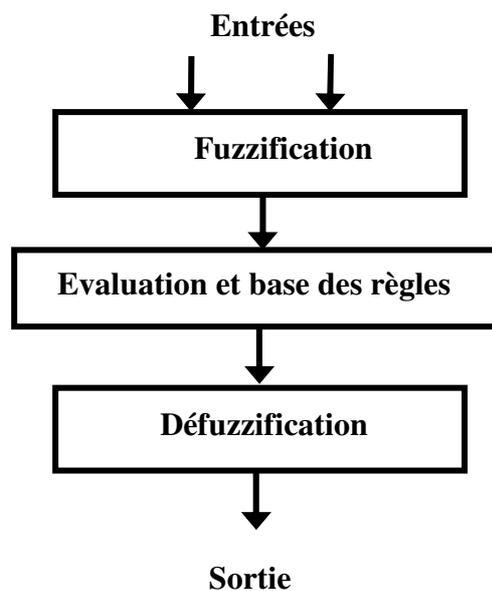


Figure 4.13 : Etapes d'un moteur flou

a) Fuzzification

Les opérateurs utilisés dans la commande floue agissent sur des sous-ensembles flous. Par conséquent, il est nécessaire de transformer les variables non floues provenant de l'extérieur en des sous-ensembles flous. Pour ce faire, on utilise un opérateur dit de fuzzification qui associe à une mesure de la variable x_0 une fonction d'appartenance particulière $\mu_{x_0}(x)$. Le choix de l'opérateur de fuzzification dépend de la confiance que l'on accorde aux mesures effectuées. Ainsi si la mesure x_0 est exacte, le sous ensemble flou x_0 doit être représenté par un fait précis. Par conséquent, on utilise comme opérateur de fuzzification la transformation dite de singleton. La fonction d'appartenance du sous-ensemble flou x_0 est alors définie par :

$$\mu_{x_0}(x) = 1 \text{ si } x = x_0 \tag{4.5}$$

$$\mu_{x_0}(x) = 0 \text{ si } x \neq x_0 \tag{4.6}$$

La figure 4.14 montre l'aspect de cette fonction d'appartenance.

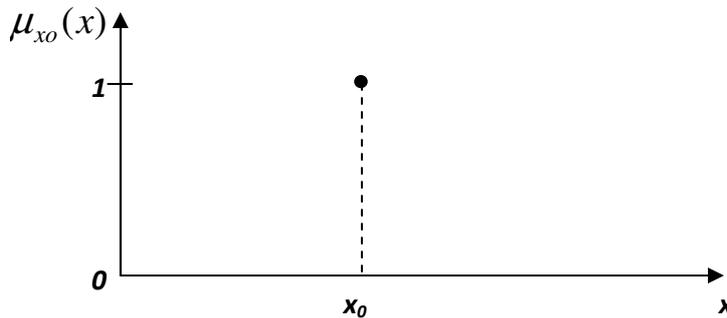


Figure 4.14 : Méthode de fuzzification pour une mesure exacte

Ainsi, le sous ensemble flou x_0 réalisé par cette méthode de fuzzification ne comprend que l'élément x_0 .

Par contre, si la mesure de la variable est incertaine, par exemple à cause de bruit, le sous-ensemble flou x_0 doit être représenté par un fait imprécis. On utilise alors une méthode de fuzzification qui associe à la variable mesurée x_0 une fonction d'appartenance telle que :

$$\mu_{x_0}(x) = \max \left\{ 0; 1 - \frac{|x - x_0|}{\varepsilon} \right\} \quad x \in R \quad (4.7)$$

La représentation graphique de cette fonction est donnée par la figure 4.15.

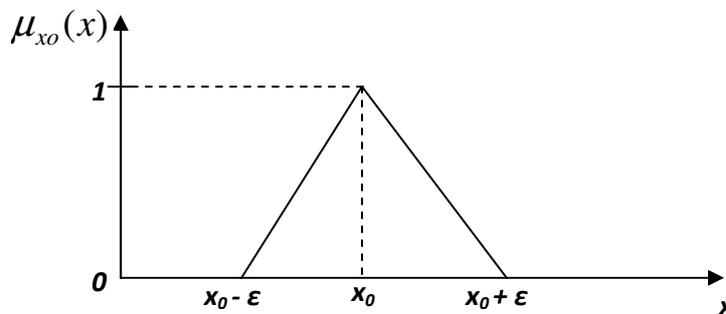


Figure 4.15 : Méthode de fuzzification pour une mesure incertaine

La représentation d'une information incertaine par des ensembles flous pose le problème de quantification de cette information pour la traiter sur ordinateur. En général, cette représentation dépend de la nature de l'univers du discours. Dans un contrôleur flou, un univers de discours peut être continu ou discret. Un univers continu peut être discrétisé et normalisé.

La discrétisation d'un univers de discours est fréquemment associée à un nombre de segments de quantification. Chaque segment est étiqueté comme un élément générique et forme un univers discret. Un ensemble flou est alors défini par des degrés d'appartenance attribués à chaque élément générique de ce nouvel univers discret. La table de décision

(matrice d'inférence) est basée sur les univers discrets. La matrice d'inférence définit la sortie du contrôleur flou pour toutes les combinaisons possibles des signaux d'entrée dans le cas des univers continus, le nombre de segments de quantification doit être tel qu'il puisse fournir une approximation adéquate et limiter les besoins en mémoire [72].

La normalisation d'un univers de discours nécessite une discrétisation de cet univers en un nombre fini de segments ayant chacun un correspondant dans l'univers normalisé. Dans ce cadre, un ensemble flou est alors défini explicitement par sa fonction d'appartenance.

Ainsi la normalisation d'un univers de discours continu nécessite une connaissance antérieure de l'espace d'entrée/sortie. La cartographie d'échelle peut être uniforme ou non. Un exemple est montré dans le tableau 4.1 ci-dessous où l'univers de discours [-10, 10] est transformé en un univers fermé normalisé [-1, 1].

<i>Univers normalisé</i>	<i>Intervalle normalisé</i>	<i>Intervalle nominal</i>
[-1, 1]	[-1, -0.5]	[-10, -5]
	[-0.5, -0.3]	[-5, -3]
	[-0.3, 0]	[-3, 0]
	[0, 0.2]	[0, 2]
	[0.2, 0.6]	[2, 6]
	[0.6, 1]	[6, 10]

Tableau 4.1 : Exemple de normalisation

b) Mécanismes d'inférence

A partir de la base de règles (fournie par l'expert) et du sous ensemble flou correspondant à la fuzzification du vecteur de mesure $x_0=[x_{0,1},\dots\dots\dots x_{0,n}]^T$, le mécanisme d'inférence calcule le sous-ensemble flou $\mu_{x_0}(x)$ relatif à la commande du système. En général, plusieurs valeurs de variables floues, convenablement définies par des fonctions d'appartenance, sont liées entre elles par des règles, afin de tirer des conclusions. Dans ce contexte, on peut distinguer deux genres de règles d'inférences :

- Inférence avec une seule règle
- Inférence avec plusieurs règles

Le cas d'une inférence avec plusieurs règles se présente lorsqu'une ou plusieurs variables nécessitent une prise de décision différente suivant les valeurs qu'atteignent ces variables. Ces dernières sont des variables floues. Cette problématique se présente essentiellement pour des problèmes de réglage et de commande. Pour m conditions, les règles peuvent alors être exprimées sous la forme générale suivante :

Si condition 1, alors opération 1, OU
 Si condition 2, alors opération 2, OU
 Si condition 3, alors opération 3, OU

.....

Si condition m , alors opération m .

c) Défuzzification

Les méthodes d'inférence fournissent une fonction d'appartenance résultante $\mu_{RES}(z)$ pour la variable de sortie z , il s'agit d'une information floue. Etant donné que l'organe de commande nécessite un signal précis à son entrée, il faut prévoir une transformation de cette information floue en une information déterminée. Cette transformation est appelée défuzzification. De plus, on doit souvent prévoir un traitement du signal et la conversion digitale / analogique.

c.1) Défuzzification par centre de gravité

La méthode de défuzzification la plus utilisée est celle de la détermination du centre de gravité de la fonction d'appartenance résultante $\mu_{RES}(z)$. Dans ce contexte, il suffit de calculer l'abscisse z^* . La figure 4.16 montre le principe de défuzzification [66].

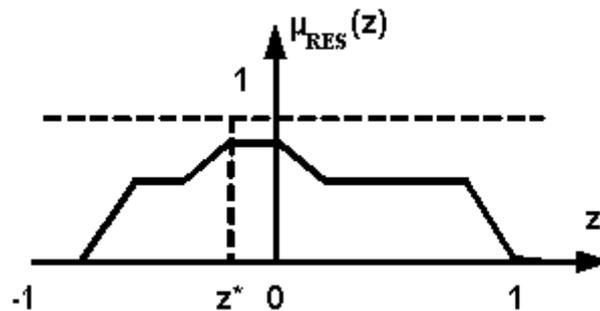


Figure 4.16 : Défuzzification par centre de gravité

L'abscisse du centre de gravité peut être déterminée à l'aide de la relation générale :

$$z^* = \frac{\int_{-1}^1 z \mu_{RES}(z) dz}{\int_{-1}^1 \mu_{RES}(z) dz} \tag{4.8}$$

Lorsque la fonction d'appartenance est composée par morceaux de droites, il est possible de faire les intégrations analytiquement avec les coordonnées (z_j, μ_j) des points d'intersections des p segments de droites.

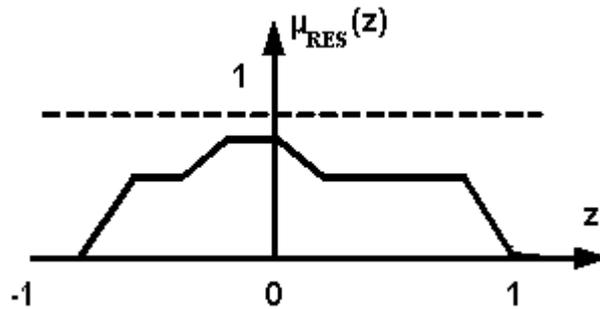


Figure 4.17 : Défuzzification par centre de gravité

L'abscisse du centre de gravité peut être calculée par la relation :

$$z^* = \frac{\sum_{j=1}^p (z_{j+1} - z_j) [(2z_{j+1} + z_j)\mu_{j+1} + (2z_j + z_{j+1})\mu_j]}{3 \sum_{j=1}^p (z_{j+1} - z_j) (\mu_j + \mu_{j+1})} \quad (4.9)$$

c.2) Défuzzification par valeur maximum

La défuzzification par centre de gravité exige en général une envergure de calcul assez importante. Par conséquent, il sera utile de disposer d'une méthode de défuzzification plus simple. Comme signal de sortie z^* , on choisit l'abscisse de la valeur maximale z^* de la fonction d'appartenance résultante $\mu_{RES}(z)$ comme le montre la figure 4.18.

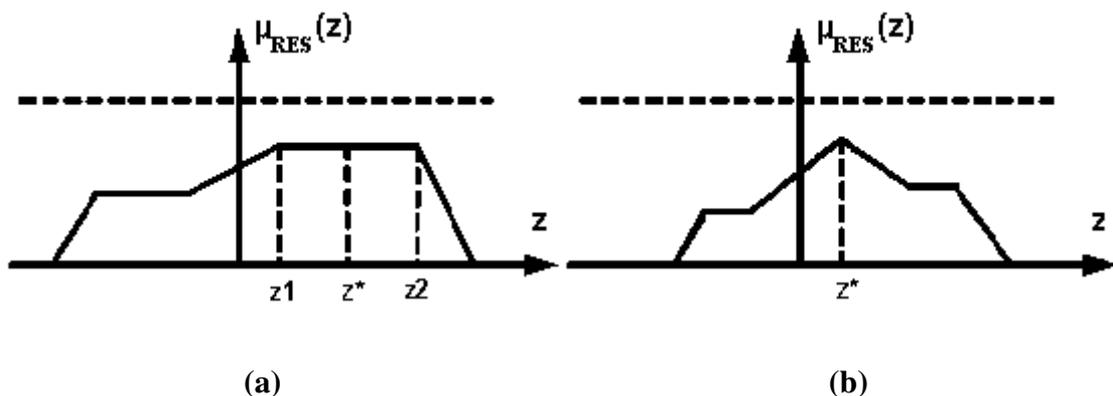


Figure 4.18 : Défuzzification par valeur maximum

Lorsque $\mu_{RES}(z)$ est écriêté, toute valeur entre $z1$ et $z2$ peut être utilisée. Afin d'éviter cette indétermination, on prend la moyenne des abscisses du maximum (Fig. 4.18.a).

4.4.4.2 Application de la logique floue pour le réglage du système étudié

La figure 4.19 ci-dessous représente le schéma d'un contrôleur PI flou. Les gains K_{pf} et K_{df} en entrées et K_{if} pour la sortie permettent la normalisation du contrôleur au sens où les variables sont comprises entre -1 et +1 [66], [73], [74].

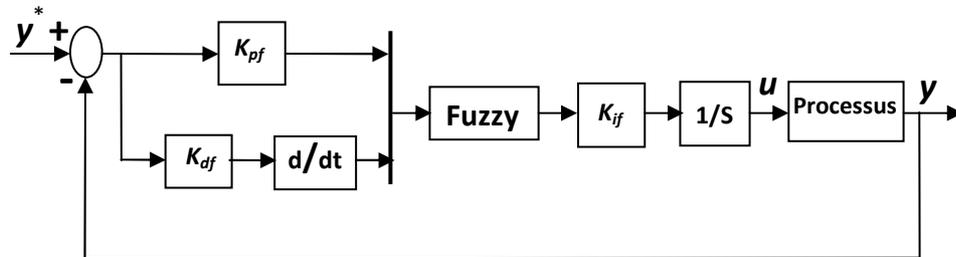


Figure 4.19 : Régulateur PI Flou

$y = p$ (puissance injectée) et $u = I_m^*$ (courant injecté) pour la boucle de régulation de la puissance active de l'onduleur (Fig.4.20.a).

$y = V_{dc}$ (tension de sortie) et $u = d$ (rapport cyclique) pour le convertisseur DC-DC BOOST régulateur de tension (Fig.4.20.b).

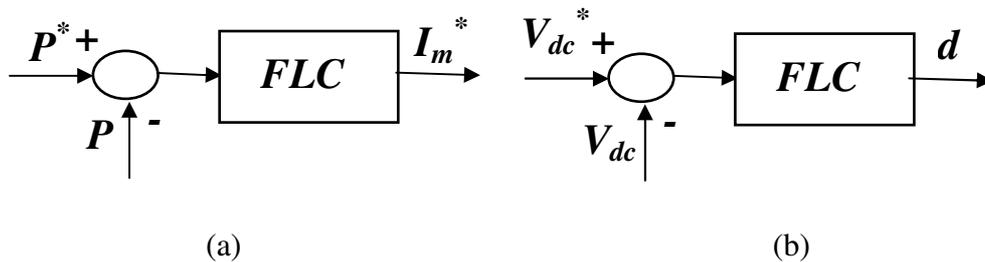


Figure 4.20 : Commande de l'étage de couplage par la logique floue

Pour la fuzzification : L'erreur de réglage (e) et la variation d'erreur (de) sont les entrées du régulateur (Voir la Figure 4.21).

Ensembles flous pour les variables d'entrée :

N : Négatif, P : Positif, Z : Environ de Zéro.

Ensembles flous pour les variables de sortie :

LN : Grand Négatif, N : Négatif, Z : Environ de Zéro, P : Positif, LP : Grand Positif.

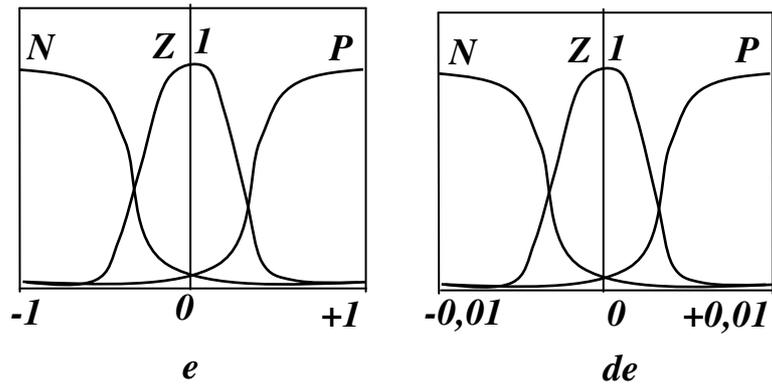


Figure 4.21 : Fonction d'appartenance de (e) et (de)

Les fonctions d'appartenance de sortie pour le régulateur flou sont sélectionnées comme indiqué sur la figure 4.22.

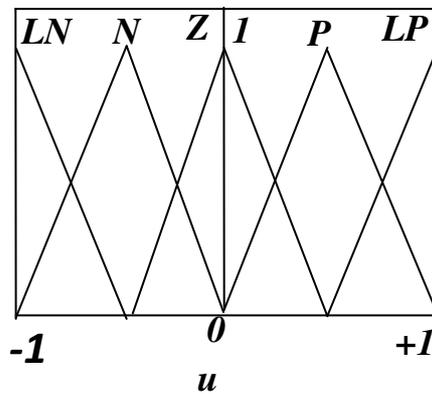


Figure 4.22 : Fonction d'appartenance de u ($u = d$ ou I_m^*)

Les cinq variables linguistiques utilisées pour l'erreur et variation de l'erreur sont:

LN : grand négatif, N : négatif, Z : zéro, P : positif, LP : grand positif.

Le tableau 4.2 montre les règles floues utilisées :

$e \backslash de$	N	Z	P
N	LP	P	Z
Z	P	Z	N
P	Z	N	LN

Tableau 4.2 : Règles floues

Pour la défuzzification : On utilise la méthode du centre de gravité (centroïde).

Les valeurs des gains d'adaptation sont :

Pour les régulateurs de courant : $K_{pf}=0.9$, $K_{df}=95$ et $K_{if}=2$.

Pour le régulateur de tension : $K_{pf}=0.2$, $K_{df}= 50$ et $K_{if}=0.02$.

4.5 Résultats de simulation

Dans le but de comparer les performances de la topologie modifiée par l'insertion d'un régulateur de tension et celles de la topologie ordinaire, on applique la variation de consignes au niveau de la puissance active injectée par la chaine de conversion photovoltaïque vers le réseau électrique alternatif. Nous rappelons ci-dessous ces conditions :

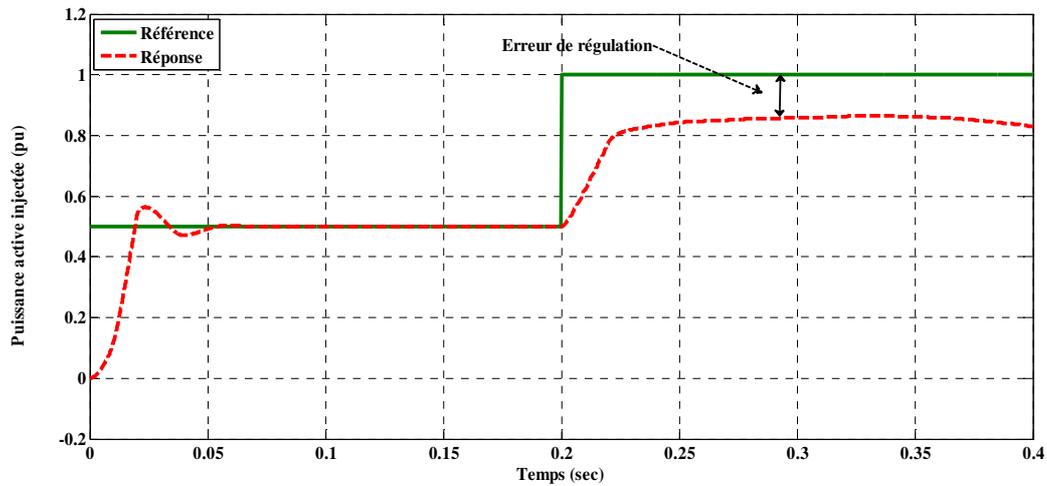
$$P^* = 0.5 \text{ pu si } t < 0.2 \text{ sec}$$

$$P^* = 1 \text{ pu si } t > 0.2 \text{ sec}$$

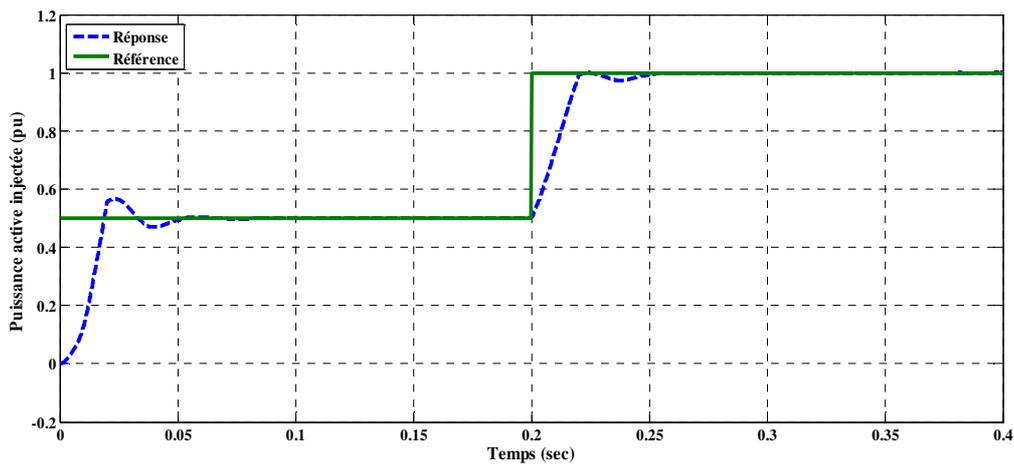
La simulation comparative de deux configurations de commande en utilisant les trois stratégies de commande (MPPT, FLC et SMC) sur les trois étages de circuit de conversion photovoltaïque permet d'obtenir les résultats des figures (4.23 à 4.30), tel que : Les figures (a) représentent les performances de la configuration ordinaire et les figures (b) représentent les performances de la configuration modifiée (améliorée).

Les figures 4.23.a et 4.23.b ci-dessous montrent le comportement de la commande de puissance active injectée dans le réseau alternatif dans les deux versions proposées.

La figure 4.23.a expose d'une erreur statique inacceptable de 0.2 pu après l'instant 0.2sec de changement de consigne à cause de l'insuffisance énergétique et la dégradation de la robustesse malgré l'utilisation de techniques de contrôle très puissantes. Mais sur la figure 4.23.b on trouve une erreur statique nulle avec un meilleur suivi de consigne pendant toute la période de simulation (ce qui explique l'efficacité de la nouvelle version proposée pour répondre à la demande de puissance).



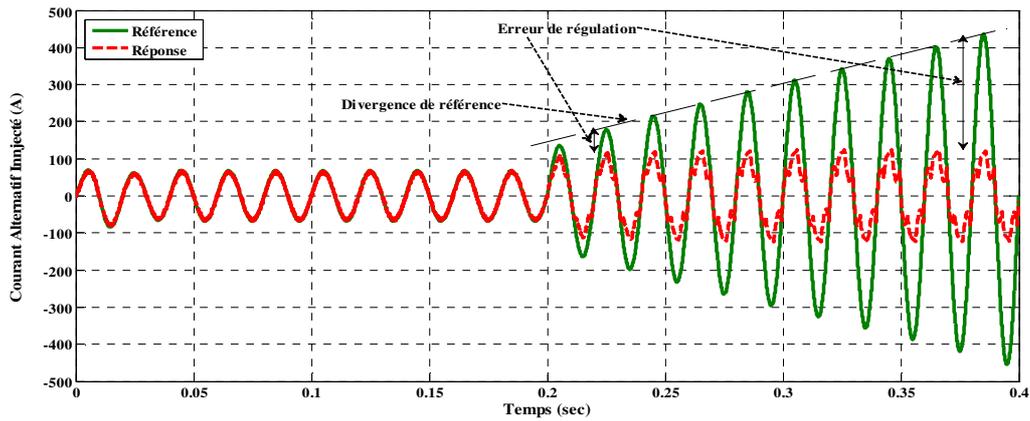
(a) Version 1 (ordinaire)



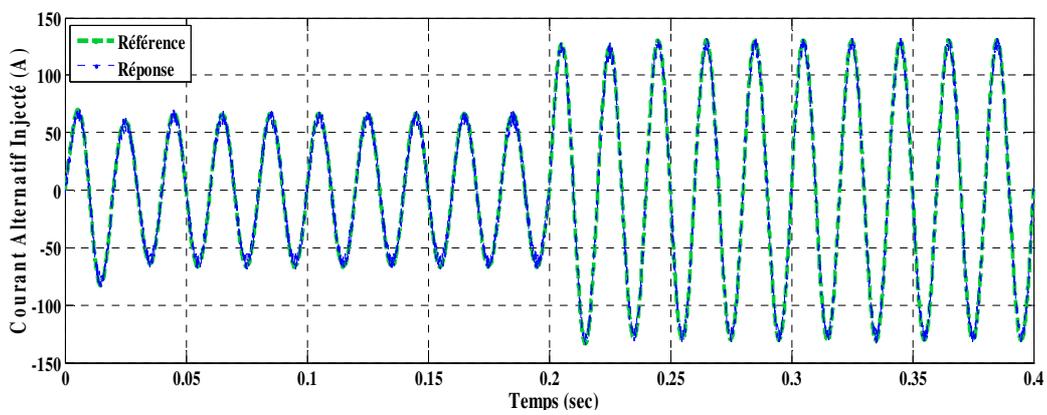
(b) Version 2 (modifiée)

Figure 4.23 : Puissance active injectée

Sur les figures 4.24.a et 4.24.b, on trouve successivement la régulation du courant alternatif injecté au réseau électrique pour les deux versions (1) et (2). Sur la figure 4.24.a, on remarque la dégradation totale de la commande avec aucune poursuite de consigne et la divergence de référence (Régime de commande instable). Par contre sur la figure 4.24.b, on remarque que le courant a suivi l'ordre de la commande avec une meilleure poursuite de consigne.



(a) Version 1 (ordinaire)



(b) Version 2 (modifiée)

Figure 4.24 : Courant alternatif injecté

Dans la figure 4.25 suivante (le zoom de la figure 4.24.b), on trouve que le courant alternatif injecté a suivi le courant de référence avec une meilleure qualité du signal : Ça explique l'avantage et l'efficacité de la commande à mode glissant.

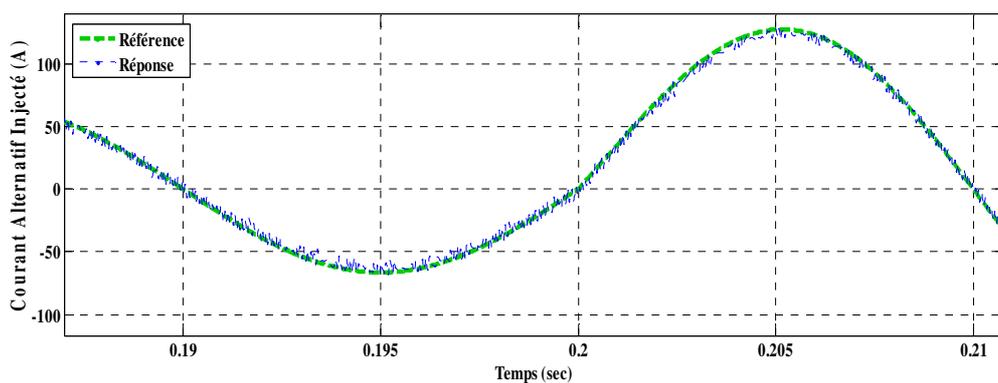
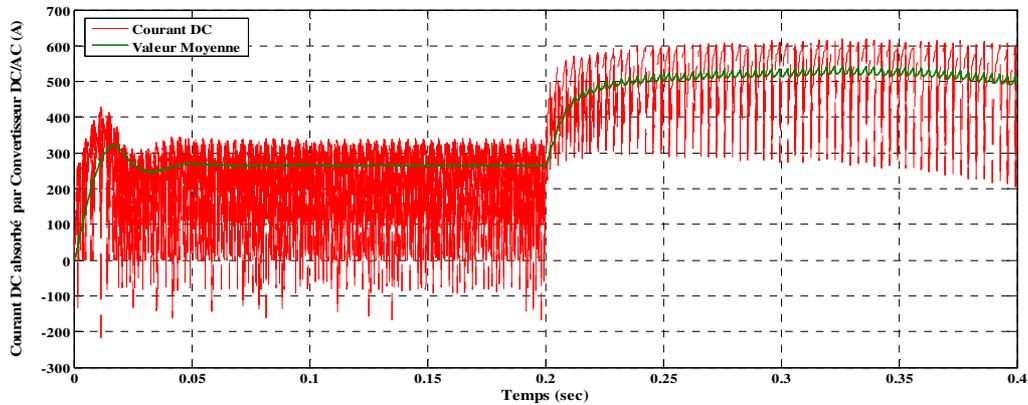


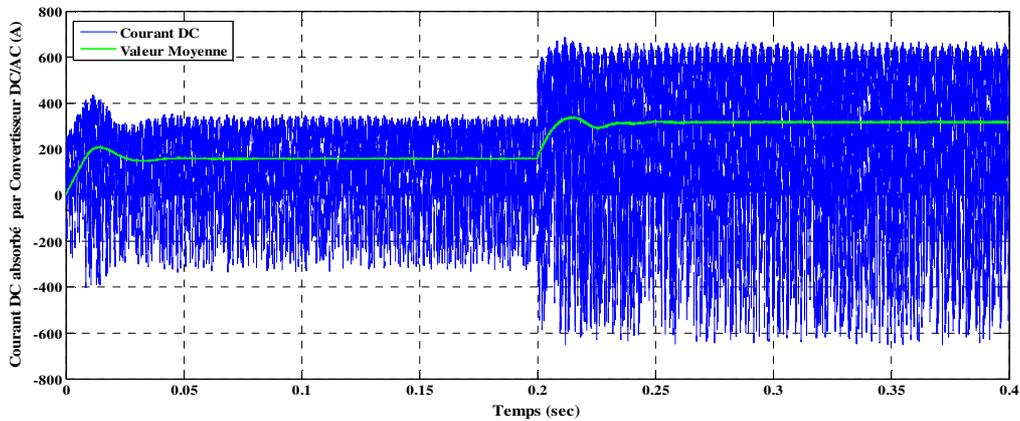
Figure 4.25 : Zoom de la figure précédente 4.24.b (Version modifiée)

Les figures 4.26.a et 4.26.b montrent la variation du courant continu absorbé par le convertisseur DC/AC (onduleur) dans les deux configurations utilisées.

On observe que la valeur moyenne du courant dans la 2^{ème} version (modifiée) est inférieure à celle de la 1^{ère} (ordinaire) pendant toute la durée de la régulation. La qualité du signal de la 2^{ème} version est plus optimisée par rapport à la 1^{ère}.



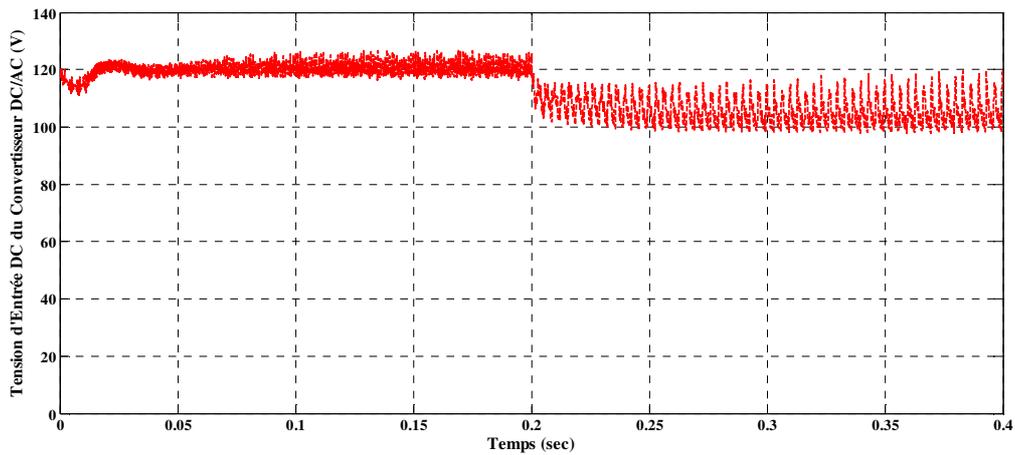
(a) Version 1 (ordinaire)



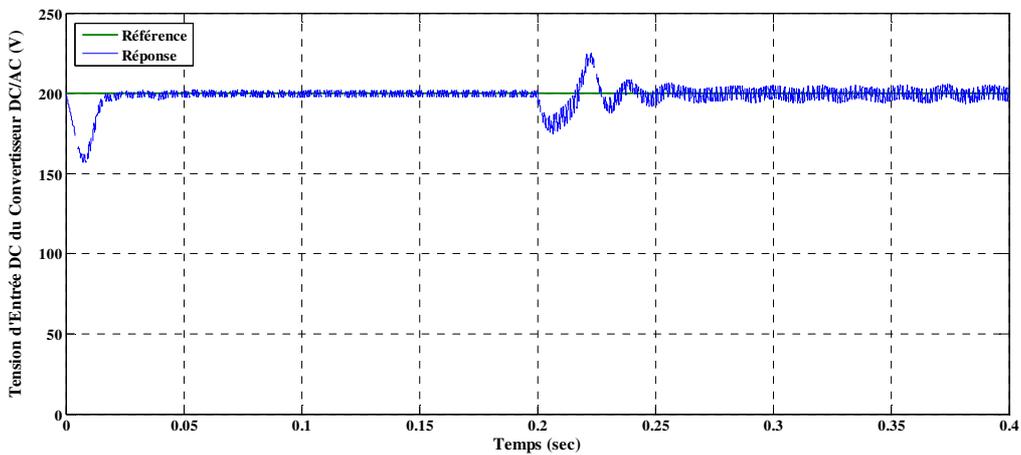
(b) Version 2 (modifiée)

Figure 4.26 : Courant DC absorbé par le convertisseur DC-AC

On remarque sur la figure 4.27.a la diminution et la dégradation de la qualité de tension d'entrée du convertisseur DC-AC, contrairement à la figure 4.27.b le régulateur de tension intervient pour rendre la tension continue à suivre toujours l'ordre avec des petites perturbations dans les instants de changement de consigne de puissance active injectée dans le réseau AC. La fixation de la tension continue aux bornes de l'onduleur est conduit à la fixation du gain de conversion dans la chaine de régulation et en suite la robustesse de la commande quelque soit la demande de la charge du réseau électrique.



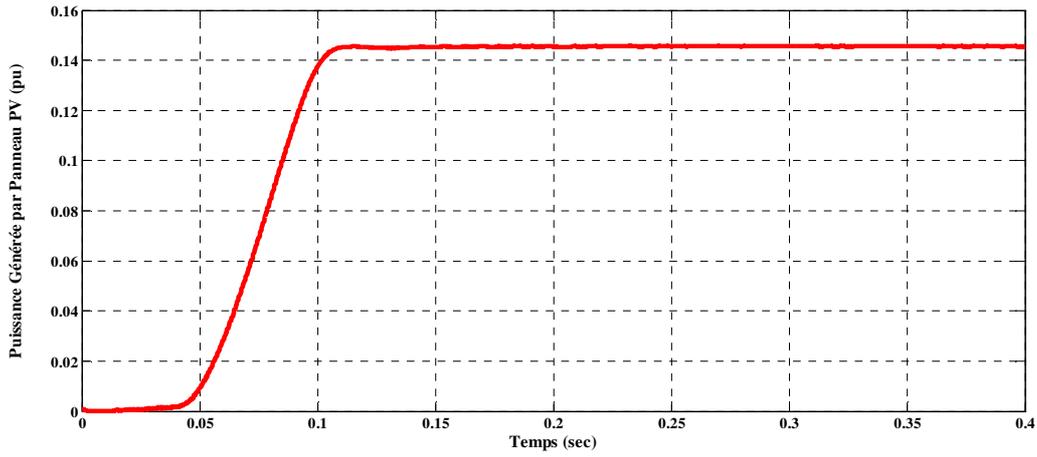
(a) Version 1 (ordinaire)



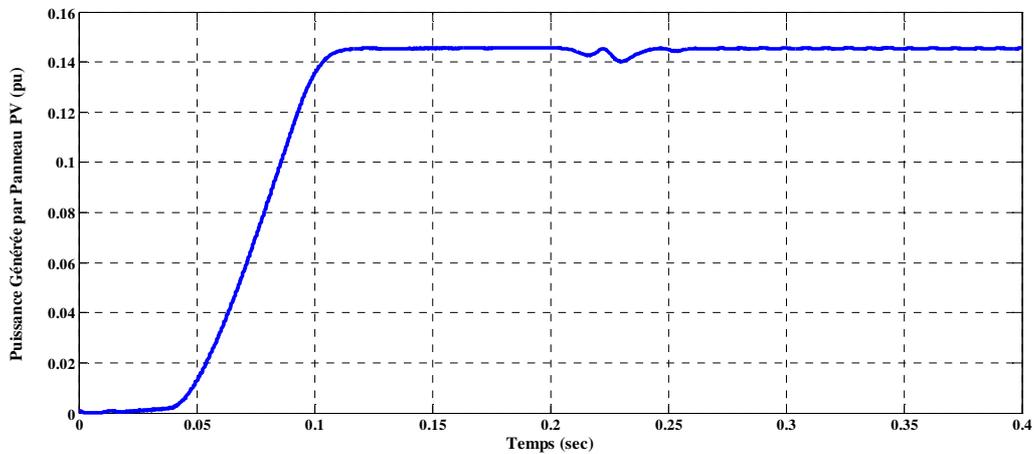
(b) Version 2 (modifiée)

Figure 4.27 : Tension DC d'entrée du convertisseur DC/AC

Le contrôle MPPT amène le générateur GPV à fournir une puissance maximale pendant la période de simulation (avant et après 0,2 s) et dans les deux versions. Sauf d'une légère perturbation à l'instant 0,2sec (Figure 4.28.b) à cause d'une absorption transitoire du courant continu au niveau de la chaîne de conversion.



(a) Version 1 (Ordinaire)



(b) Version 2 (Modifiée)

Figure 4.28 : Puissance générée par le générateur PV

Les figures 4.29 et 4.30 illustrent successivement la variation des caractéristiques électriques (courant - tension) fournies par la batterie de stockage. On remarque une augmentation significative du courant et une diminution considérable de la tension à partir de l'instant 0.2 Sec (moment de la variation de consigne de puissance).

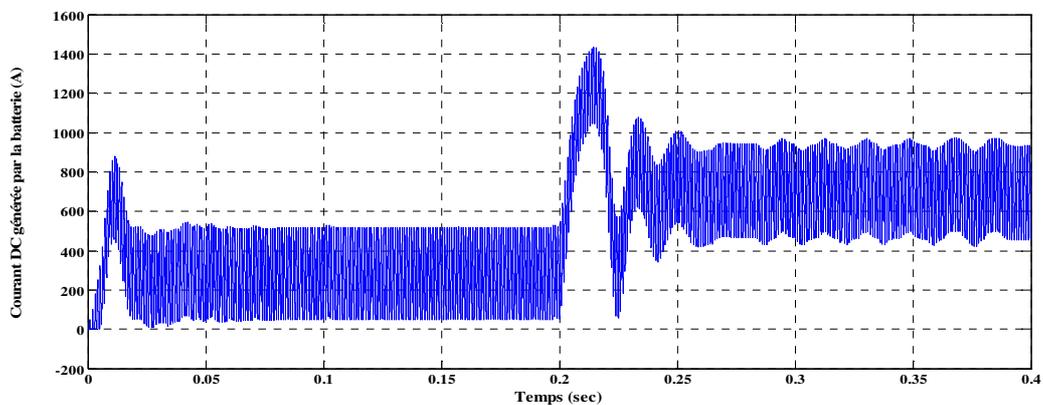


Figure 4.29 : Courant DC généré par la batterie de la version 2 (Modifiée)

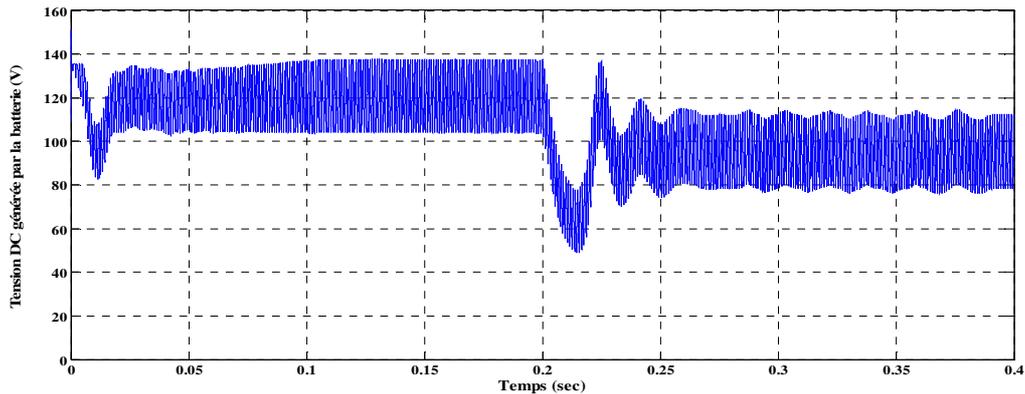


Figure 4.30 : Voltage DC généré par la batterie de la version 2 (Modifiée)

4.6 Conclusion

L'obligation technique de l'insertion d'un régulateur de tension DC-DC BOOST dans la chaîne de conversion photovoltaïques est devenue essentielle pour adapter la charge au générateur photovoltaïque et conditionner la forme de l'énergie en fonction des conditions limites dans tous les éléments de la chaîne de conversion électrique. Le 1^{er} modèle (version ordinaire) ne satisfait pas la puissance demandée par la charge en cas de forte consommation malgré l'utilisation de stratégies de commande avancées (FLC et SMC).

Sur la base des performances élevées de réglage de puissance active et du courant alternatif en utilisant d'une nouvelle modification dans la chaîne de conversion PV et en comparaison avec l'ancien modèle (ordinaire), on conclure que l'intégration de cette nouvelle structure permet de répondre aux exigences de variation de la charge dans les conditions maximales d'exploitation et permet d'alimenter l'onduleur par une tension continue nécessaire en fonction des besoins de la commande sans influence sur les caractéristiques du 1^{er} convertisseur DC-DC BOOST à commande MPPT.

Par autre, cette méthodologie permet de corriger le gain d'amplification du convertisseur DC-AC. En même temps avec l'utilisation de stratégies de commande avancées, il est nécessaire de modifier le circuit électrique pour pousser les performances régulatrices vers les valeurs souhaitées. Alors, nos résultats donnent un ajout et un complément pour l'industrialisation photovoltaïque.

Chapitre 5 :

***Expérimentation du couplage d'un
système photovoltaïque avec
une charge alternative***

5.1 Introduction

Pour mener à bien des projets d'intégration des systèmes photovoltaïques, il est avantageux de pouvoir effectuer des essais en laboratoire des différentes logiques de contrôle envisagées.

Les évolutions fulgurantes qui ont connues les domaines de l'informatique et du microélectronique durant la fin du siècle dernier ont permis d'accroître l'accessibilité aux modèles prototypages de pratiquement toutes les composantes d'une chaîne photovoltaïque.

Cependant, les modèles mathématiques sont généralement bâtis suivant de nombreuses approximations et sont le plus souvent appliqués pour mettre en évidence des phénomènes précis, dans des situations précises. Par ailleurs, les systèmes de conversion sont en général eux-mêmes basés sur l'application de modèles et de principes mathématiques (linéarisation, simplification, négligences des paramètres, phraseurs, etc.). Pour tester avec efficacité l'impact d'une source photovoltaïque sur un réseau électrique ou pour alimenter d'une charge alternative, il est nécessaire de disposer d'une réplique réelle d'un prototype photovoltaïque pouvant reproduire ses principaux phénomènes, notamment sa commandabilité dans toutes les conditions de fonctionnement [75], [76].

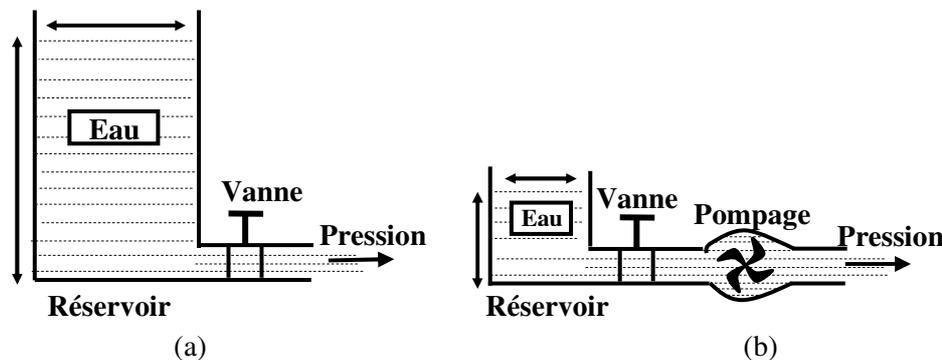
Dans ce chapitre, nous présentons la principale plateforme de tests pratiques conçue pour le couplage et la mise en œuvre des solutions proposées dans la présente thèse. Le système est bâti dans le **laboratoire d'Automatique Appliquée & Diagnostic Industriel (LAADI)**, et est destiné à être intégré au simulateur pratique de l'étage de couplage DC-AC photovoltaïque. La section 5.5 présente l'architecture du prototype de nouvelles idées originales pour traité le problème de l'insuffisance de passage énergétique vers la charge alternatif en fonction des différents scénarios de contrôle et de perturbation.

5.2 Problématique

La figure 5.1 suivante montre l'analogie hydraulique qui décrit le principe de notre idée originale : L'électricité est remplacée par l'eau et l'énergie électrique par la pression de l'eau. Pour obtenir une haute pression, on propose deux solutions :

- Augmenter le volume du réservoir ;
- Installation d'un système de pompage hydraulique en cascade avec un petit réservoir.

Il est clair que la figure 5.1.b présente la méthode la plus efficace par laquelle cette solution permet d'augmenter la pression de l'eau sans augmentation de dimension du réservoir.



Donc à partir de l'analogie de la figure 5.1 et pour débiter d'une puissance par l'onduleur selon les exigences max de la charge, nous avons aussi deux propositions : Utilisation d'un nombre considérable des batteries ou l'insertion d'un régulateur de tension DC-DC BOOST dans l'étage de couplage photovoltaïque [77], [78], [79]. La 2^{ème} solution de la figure 5.1.b est identique à l'insertion d'un DC-DC BOOST : Cette solution (Comme déjà mentionné au chapitre 4 précédent) moins coûteuse, moins d'entretien, Assure l'alimentation quelque soit la demande.

5.3 Structure de l'étage de couplage proposé

La figure 5.2 présente la structure générale de la chaîne de couplage du système photovoltaïque au réseau alternatif en utilisant d'un convertisseur DC-AC (Onduleur) commandé par la technique de réglage MLI.

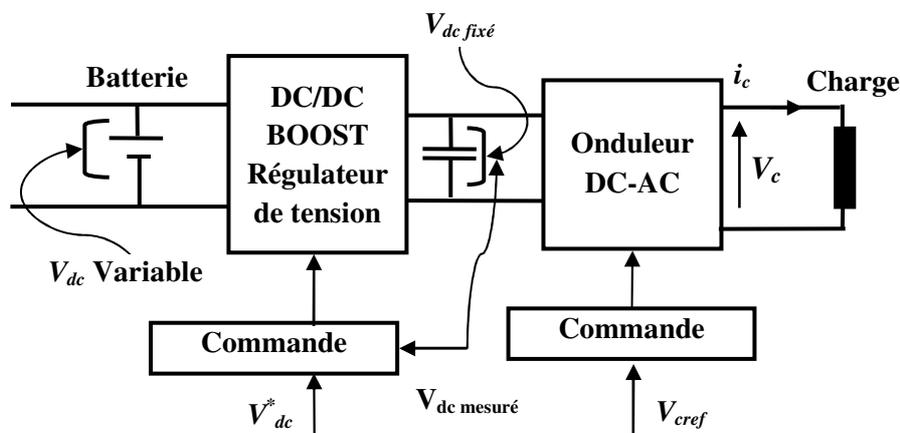


Figure 5.2 Schéma synoptique de la structure proposée

Ce chapitre est structuré en deux parties. Dans la première, nous présenterons l'étude et la réalisation pratique d'un convertisseur DC-AC [80], [81]. Puis nous montrerons qu'il est possible d'utiliser d'un convertisseur régulateur de tension DC-DC BOOST pour augmenter la capacité d'injection énergétique de l'interface DC-AC dédié à des applications autonomes. La figure 5.2 montre le schéma synoptique du système étudié : Ce contexte est une validation expérimentale pour l'étude de simulation du chapitre 4 précédent.

5.4 Réalisation pratique d'un onduleur monophasé commandé par Arduino-Uno

La figure 5.3 représente la structure électrique d'un onduleur monophasé. Les onduleurs sont constitués de composants actifs et passifs dimensionnés qui admettent cependant un certain nombre de limitations qui ne sont pas sans conséquence sur la synthèse des boucles de commande [82]. L'utilisation de MOSFET de puissance sera mise de l'avant afin de permettre une fréquence de commutation plus grande. Par contre, un compromis devra être fait puisqu'une fréquence de commutation plus grande implique de plus grandes pertes par commutation et l'échauffement des divers composants constituent cet onduleur et ainsi une diminution du rendement.

Dans notre travail, on utilise un onduleur monophasé en pont H combiné par deux demi-ponts, et chaque demi-pont est constitué par deux interrupteurs complémentaires.

Si la tension d'entrée de l'onduleur est du type continu égal à V_{dc} et la période de sortie est de T , les états des interrupteurs commandés nous permettent de donner l'expression de la tension de sortie $V_{ac}(t)$, comme suit:

Pour $0 < t < T/2$: les interrupteurs, $T1, T2$ sont fermés, et $T3, T4$ sont ouverts. D'où:

$$V_{ac} = + V_{dc} \quad (5.1)$$

Pour $T/2 < t < T$: les interrupteurs, $T1, T2$ sont ouverts, et $T3, T4$ sont fermés. D'où:

$$V_{ac} = - V_{dc} \quad (5.2)$$

Notant que les interrupteurs de l'onduleur (figure 5.3) sont formés par la mise en parallèle d'un semi-conducteur T_i commandé à l'ouverture et à la fermeture et d'une diode D_i . Cette dernière assure la continuité de courant permettant ainsi la conduction d'un courant négatif dans le cas où le courant est déphasé par rapport à la tension de sortie [83], [84]

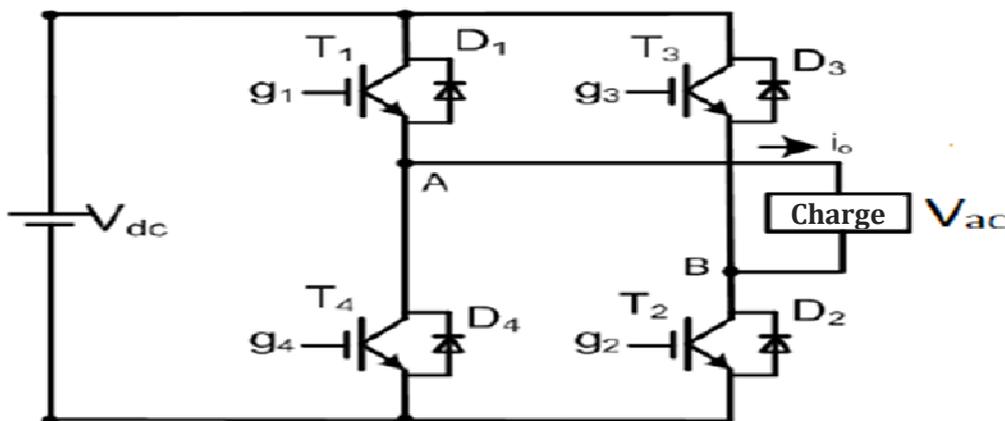


Figure 5.3: Structure électrique d'un onduleur monophasé

5.4.1 Matériel utilisé

Parmi les circuits les plus intéressants : Le circuit Driver IR2112 et le circuit RDC :

a) Circuit Driver IR2112

L'utilisation du circuit DRIVER IR2112 (Ou IR2110, IR2113.....) très adapté et très nécessaire pour la commande des convertisseurs statiques monophasés à base des MOSFET. On intègre les circuits 'Driver' pour moduler les amplitudes des signaux de commande entre la grille et la source de chaque MOSFET pour assurer la commutation (en ouverture ou fermeture) à 100%. La figure 5.4 montre le montage de l'association du circuit Driver IR2112 avec le circuit de puissance [85].

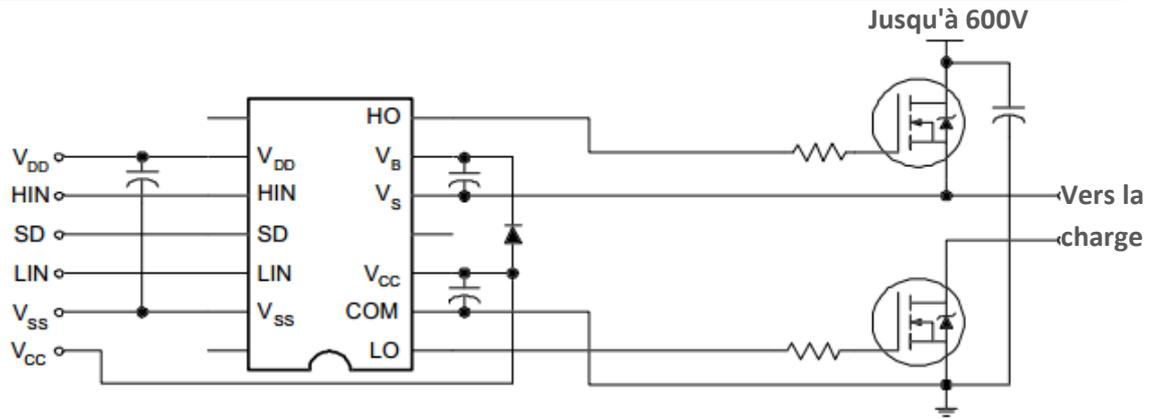


Figure 5.4 : Montage du circuit DRIVER IR2112 [11]

b) Circuit RDC

Pour diminuer les bruits et les pertes de commutation et pour assurer la protection de l'interrupteur statique contre les surtensions inverses, on utilise le circuit RDC (comme le montre la figure 5.5).

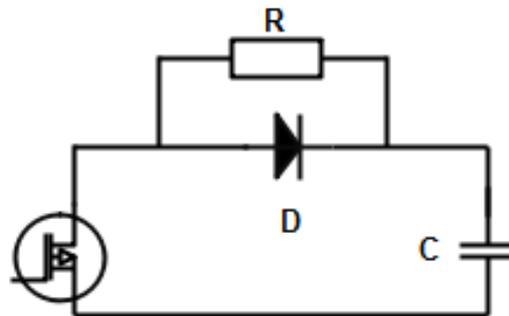


Figure 5.5: Circuit RDC

C) Autres composants :

Le tableau suivant présente tous les composants nécessaires pour la réalisation de l'onduleur :

MOSFET	IRFP360
Photocoupleur	4N27
Diode	IN41
Capacité	22 μ F, 32 μ F, 150 nF et 3300 μ F
Résistance	1k Ω
Charge	120 Ω
Bobine	0.01mH

Tableau 5.1 Composants nécessaires

5.4.2 Réalisation pratique d'un onduleur à demi-pont

La figure 5.6 ci-dessous, présente les différents circuits électroniques qui construisent l'onduleur monophasé en demi-pont. Ce dernier est constitué par trois circuits nécessaires associés en cascade :

- Le circuit d'isolation : par des photo-coupleurs ;
- Le circuit de commande Driver : à base de IR2112 ;
- Le circuit de puissance : Association de deux MOSFET en parallèle avec deux capacités d'ordre 3300 μF en mode de commutation complémentaire.

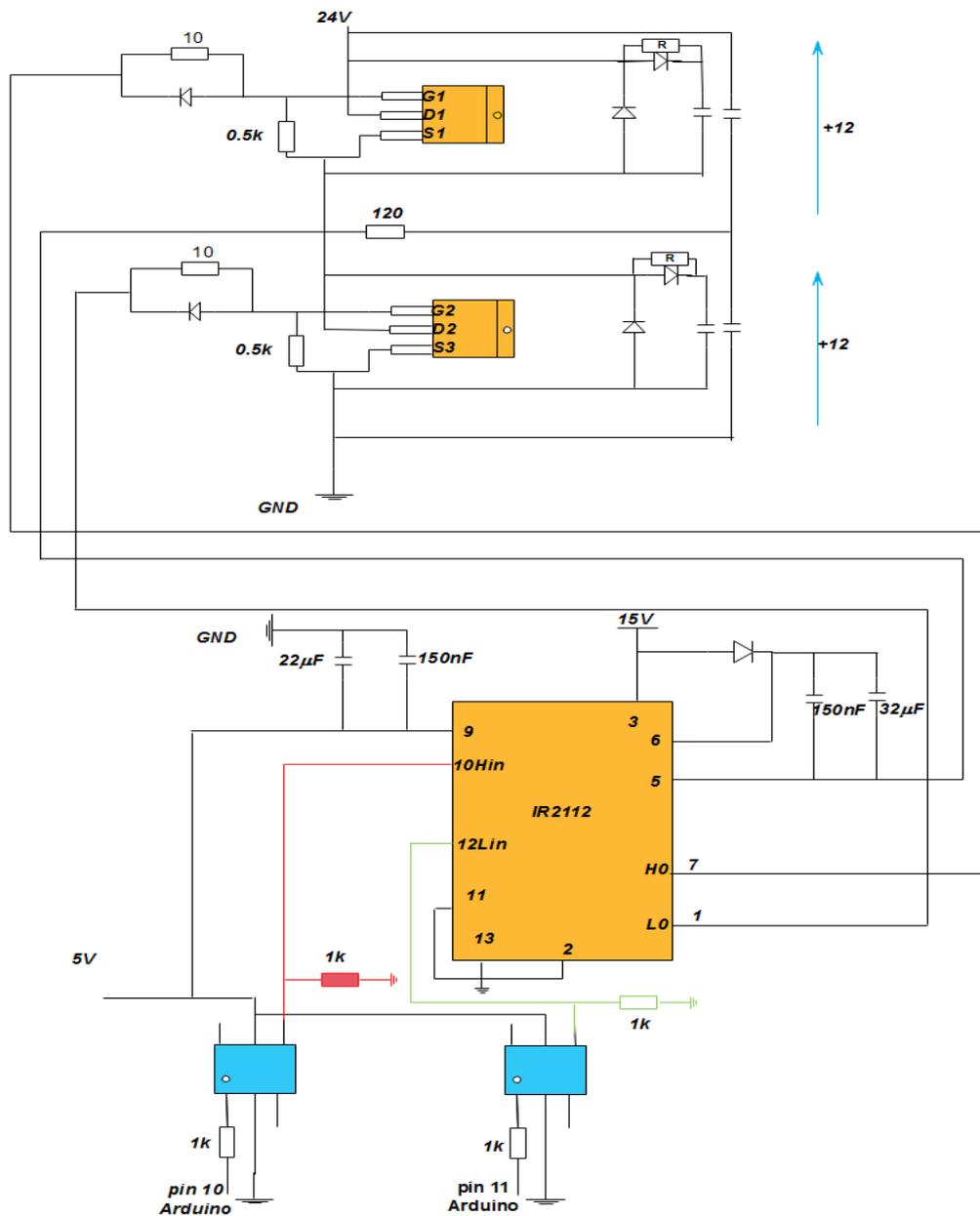


Figure 5.6: Schéma synoptique de l'onduleur à demi-pont.

5.4.2.1 Montage pratique d'un onduleur monophasé à demi-pont

La figure 5.7 montre le montage de la réalisation pratique d'un convertisseur DC-AC à demi-pont. On utilise la carte Arduino-Uno pour générer les signaux de commande.

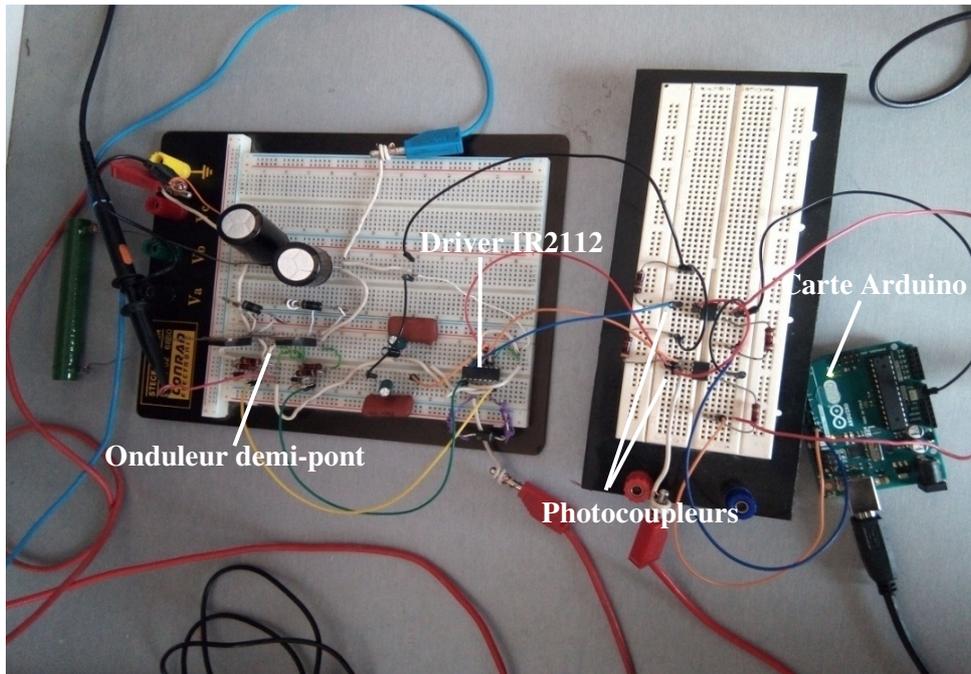


Figure 5.7 : Schéma pratique détaillé d'un onduleur à demi-pont

5.4.2.2 Résultats pratique de la commande d'un onduleur à demi-pont

Pour commander l'onduleur monophasé à demi-pont, on utilise trois stratégies :

- Commande pleine onde (PO) ;
- Commande MLI demi-onde (ou unipolaire) ;
- Commande MLI pleine onde (ou bipolaire).

Les figures 5.8 et 5.9 montrent successivement les signaux de commande générés par le microcontrôleur Arduino-Uno et la tension de sortie du convertisseur (aux bornes de la charge $R_{ch}=120\Omega$) en utilisant la commande pleine onde (PO).

Sur la figure 5.8, on remarque que les deux signaux sont complémentaires (cellule de commutation) avec un délai de temps mort entre chaque deux impulsions.

Et sur la figure 5.9, on observe que la tension de sortie du convertisseur est compatible avec la forme du signal de commande (la fréquence égale à 50Hz), dans cette partie, on alimente le convertisseur par une tension continue égale à 24V pour obtenir des impulsions d'ordre 12V à la sortie.



Figure 5.8 : Signaux de commande à pleine onde

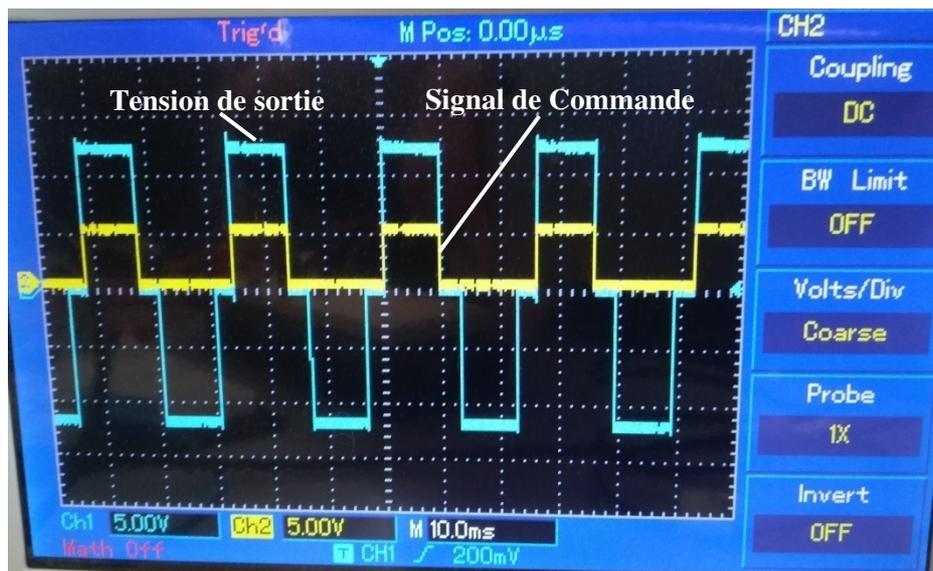


Figure 5.9 : Tension de sortie du convertisseur

Les figures 5.10 et 5.11 ci-dessous illustrent les signaux de commande et la tension de sortie de l'onduleur en utilisant la commande MLI à demi-onde (unipolaire). On observe, la variation de largeur de l'impulsion de commande de façon complémentaire pour obtenir d'une tension de sortie alternative avec une valeur moyenne plus sinusoïdale.

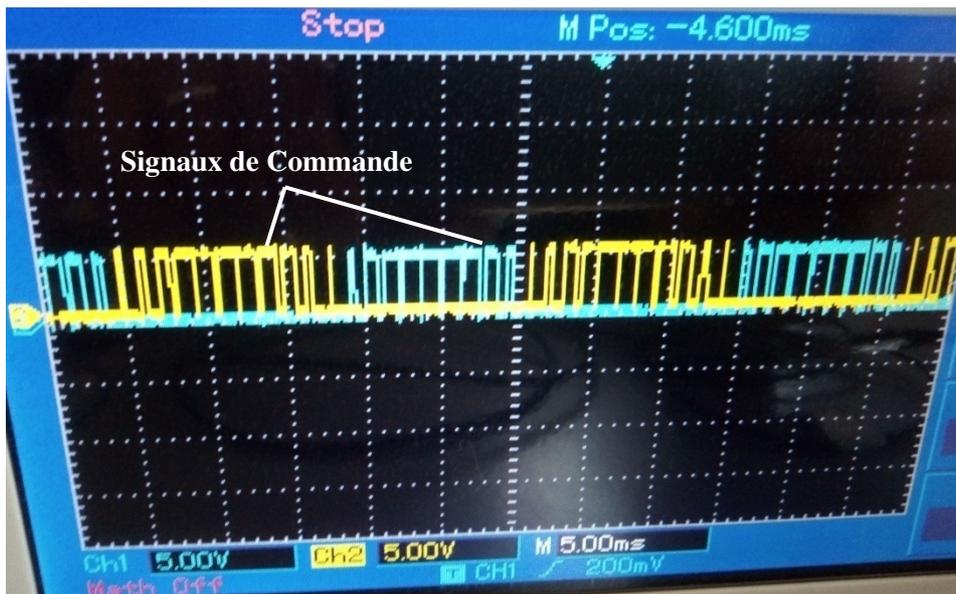


Figure 5.10 : Signaux de commande en MLI demi-onde (ou unipolaire)

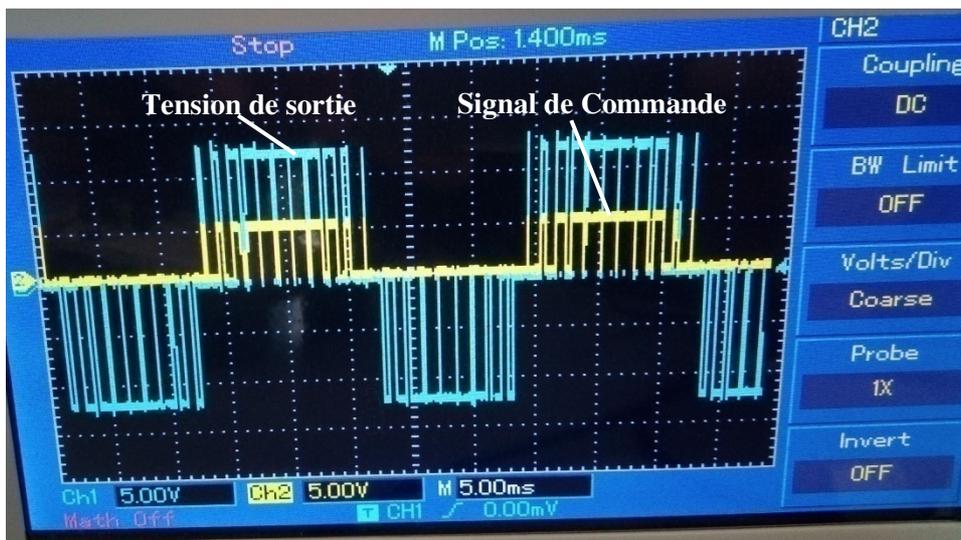


Figure 5.11 : Tension de sortie du convertisseur en MLI (demi-onde)

L'introduction de la commande MLI bipolaire permet d'obtenir les figures (5.12, 5.13, 5.14, 5.15 et 5.16). Si, on applique une commande MLI sans élimination du temps mort (fig.5.12), on trouve des pics transitoires à cause du court-circuit (des cellules de commutation) dans les instants de fermeture et d'ouverture des interrupteurs MOSFET (fig.5.13).

L'intégration de la méthodologie de l'élimination du temps mort à la commande MLI (fig.5.14) permet d'optimiser la qualité de sortie du convertisseur (fig.5.15) et son agrandissement (fig.5.16). On utilise la commande MLI bipolaire pour améliorer le comportement harmonique à la sortie du convertisseur et pour obtenir d'une onde plus sinusoïdale.

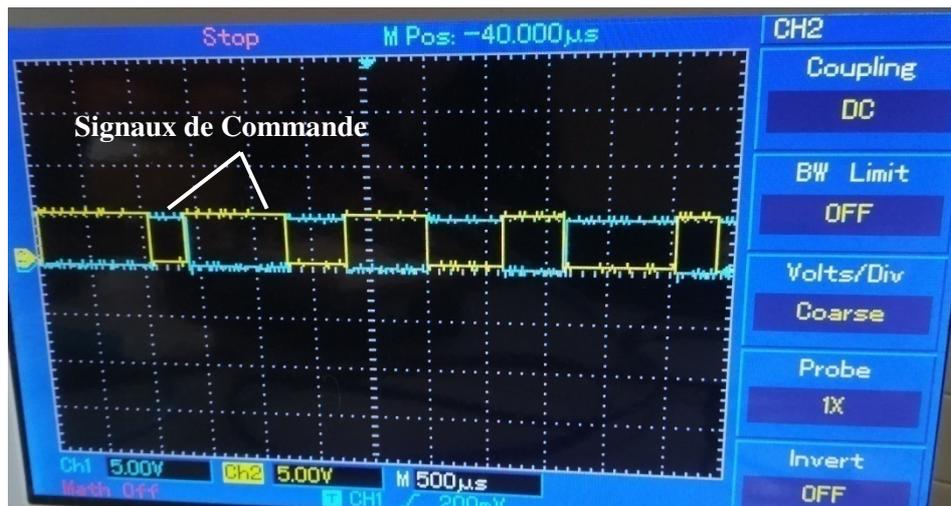


Figure 5.12 : Signaux de commande sans élimination du temps mort

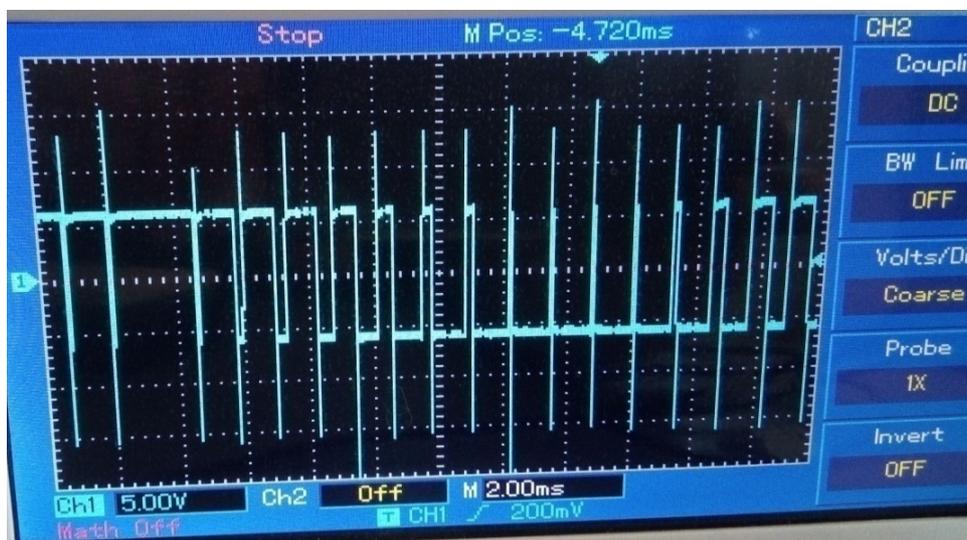


Figure 5.13 : Tension de sortie du convertisseur sans élimination du temps mort



Figure 5.14 : Signaux de commande avec élimination du temps mort



Figure 5.15 : Tension de sortie du convertisseur avec élimination du temps mort

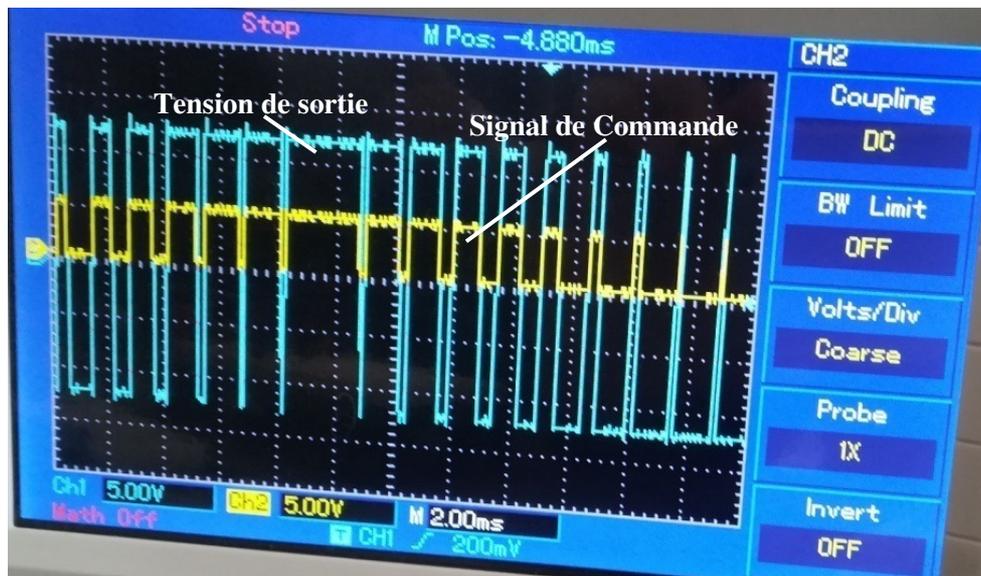


Figure 5.16 : Agrandissement de la figure 5.15

5.4.3 Réalisation pratique d'un onduleur en pont H

Dans cette partie, on utilise les mêmes stratégies de commande précédentes pour la commande du convertisseur monophasé en pont complet (**H**).

La figure 5.17 montre le schéma synoptique du montage d'un onduleur en pont H commandé par 2 types de cartes en cascade : Une carte Arduino-Uno et 02 circuits Driver.

Le montage en pont **H** est structuré par deux demi-ponts.

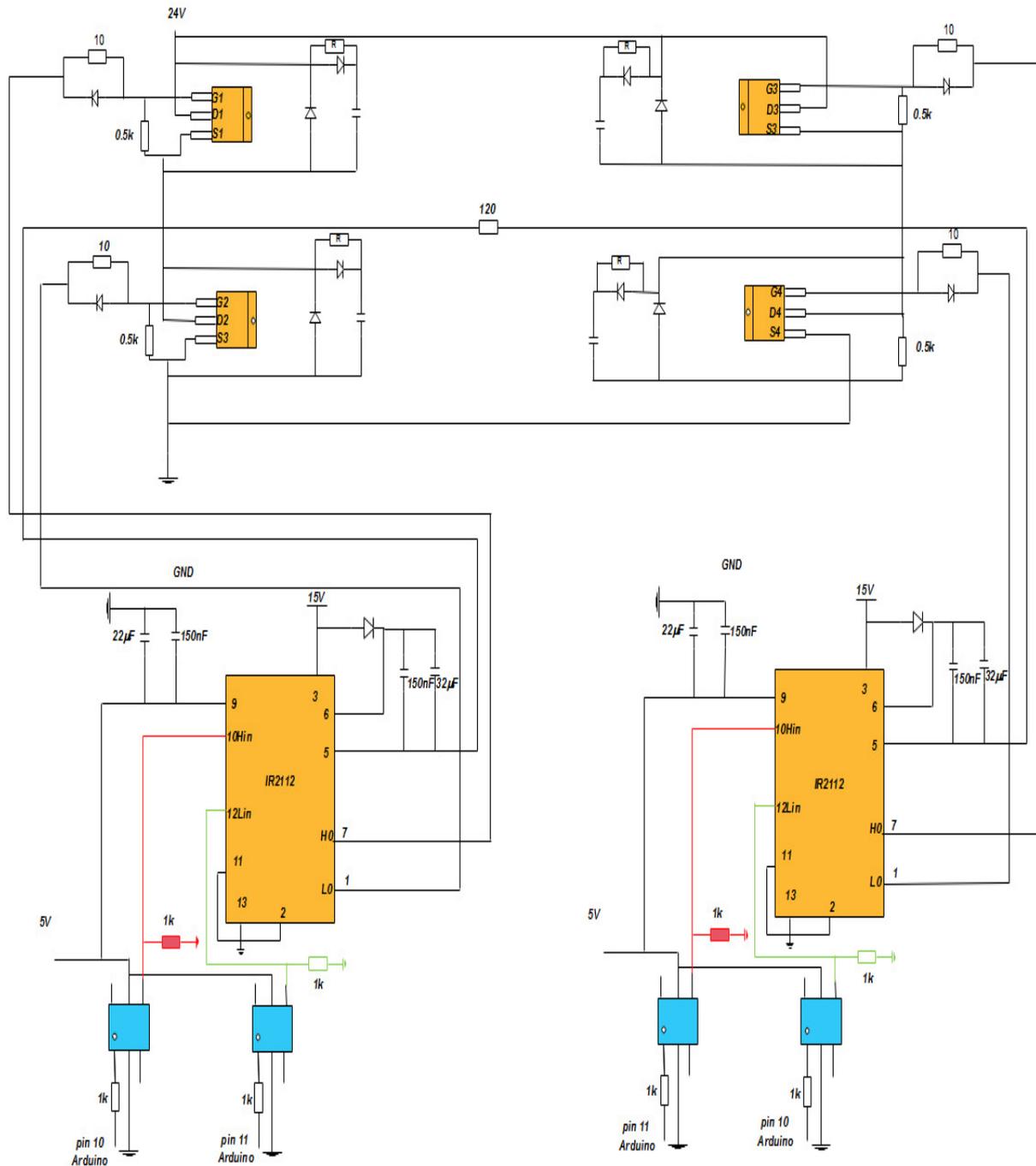


Figure 5.17 : Schéma synoptique d'un onduleur monophasé en pont **H**

5.4.3.1 Montage pratique d'un onduleur monophasé en pont **H**

La figure 5.18 ci-dessous représente le montage pratique détaillé d'un onduleur monophasé en pont **H**. On remarque que le circuit de puissance a quatre interrupteurs (MOSFET) en cascade avec 2 circuits Driver et 4 circuits d'isolation. Pour exécuter le programme de commande, on utilise une carte Arduino-Uno. On installe aussi un circuit RDC pour chaque interrupteur (MOSFET) et un ventilateur de refroidissement.

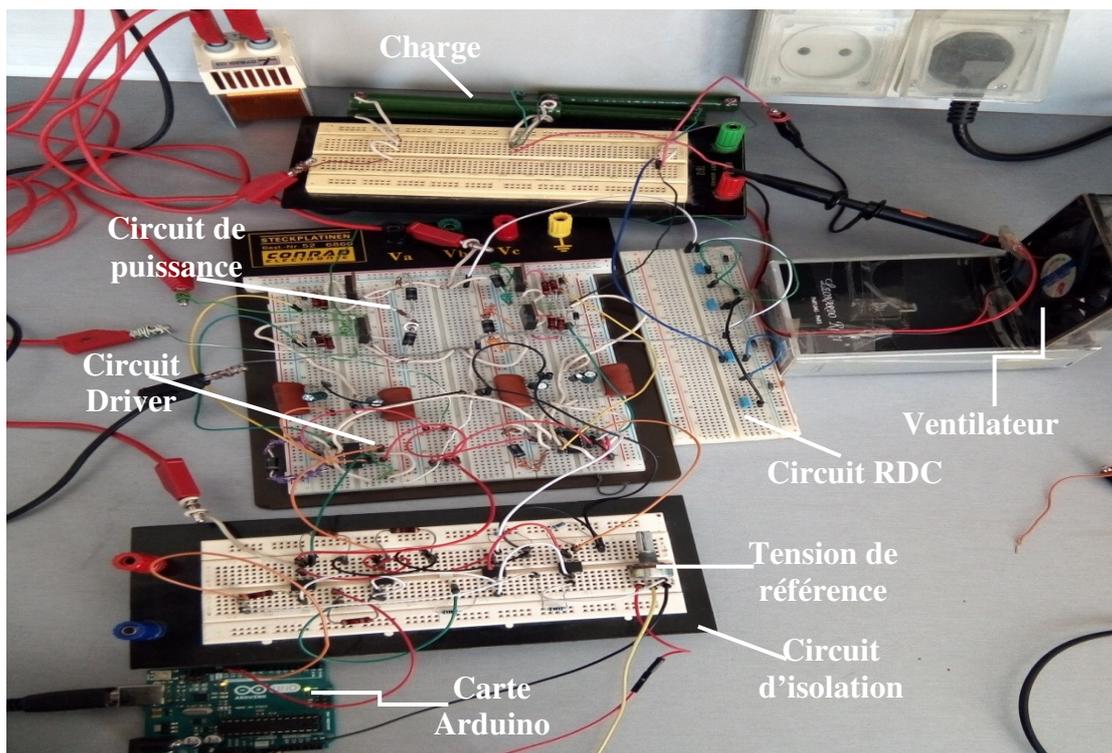


Figure 5.18 : Schéma pratique détaillé d'un onduleur en pont H

5.4.3.2 Analyse en temps réel de commande du convertisseur DC-AC

La figure 5.19 montre l'échantillonnage du signal triangulaire à l'intérieur de la carte microcontrôleur Arduino. f_{T_0} : la fréquence d'échantillonnage interne, f_T : la fréquence du signal triangulaire. Pour respecter la théorie du Shannon en pratique nous utilisons 20 échantillons par triangle et 20 triangles par période d'une onde sinusoïdale.

$$f = 50\text{Hz}, f_T = 1\text{Khz et } f_{T_0} = 20\text{Khz}$$

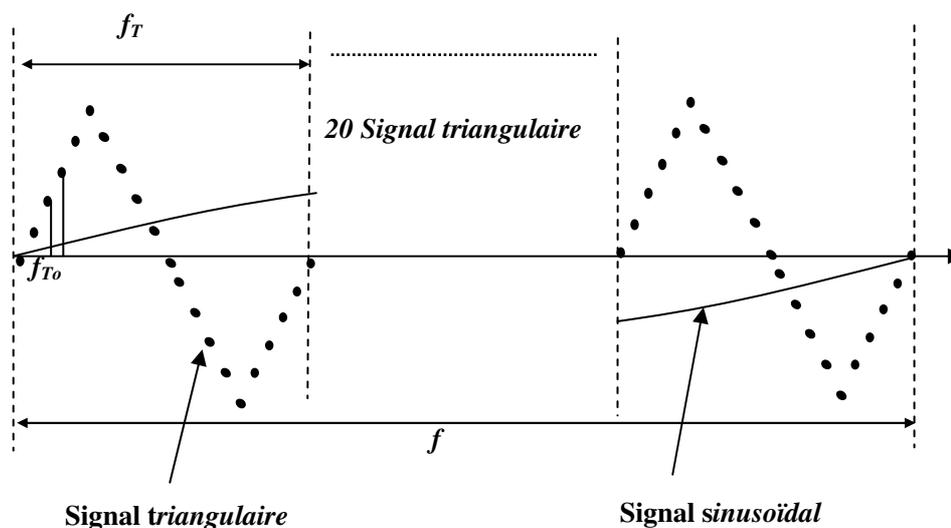


Figure 5.19 : Détermination de la fréquence d'échantillonnage f_{T_0}

Chaque deux interrupteur statique (T_1-T_2 et T_3-T_4) doivent être ouverts et fermés (complémentaires) en même temps avec un délai spécifié T_m (temps mort) pour éliminer le court-circuit de la cellule de commutation (Voir la figure 5.20).

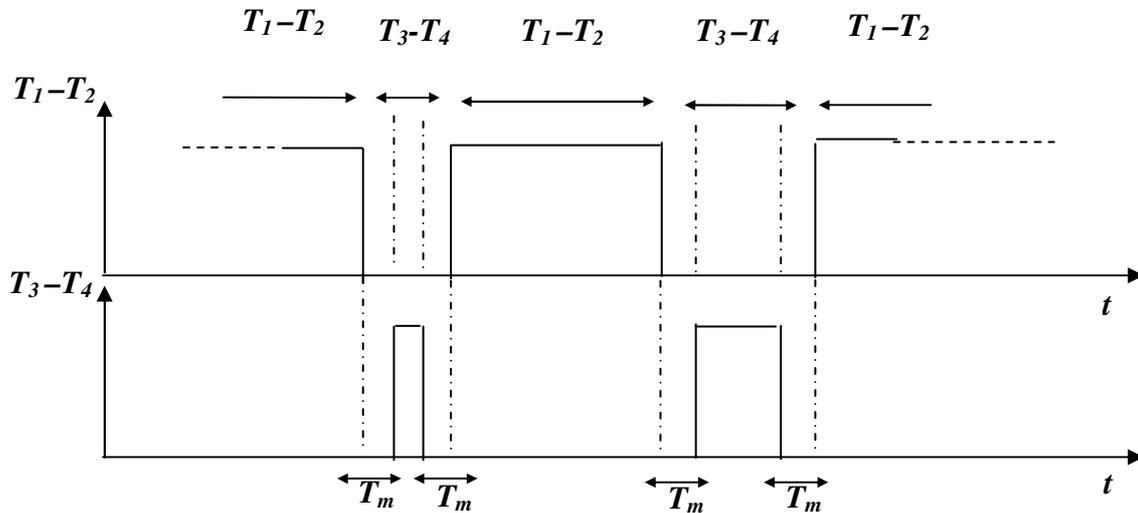


Figure 5.20 : Élimination de l'effet du temps mort

5.4.3.3 Résultats pratique de la commande d'un onduleur en pont H

On utilise la commande MLI sans et avec l'acquisition d'un signal de référence extérieur vers la carte Arduino-Uno :

a) Commande sans acquisition d'un signal de référence extérieur

La figure 5.21 montre la variation de la tension de sortie du convertisseur DC/AC en fonction de la commande MLI unipolaire, on remarque que les deux signaux sont confondus (même rythme de variation). Sur la figure 5.22, on observe des variations sur la tension de sortie du convertisseur (en mode de commande MLI bipolaire) sous forme de pics transitoires importants à cause de l'effet du temps mort des interrupteurs statiques et également le balancement de l'intervalle de variation entre -12V à +12V.



Figure 5.21 : Sortie du convertisseur pour une commande MLI unipolaire

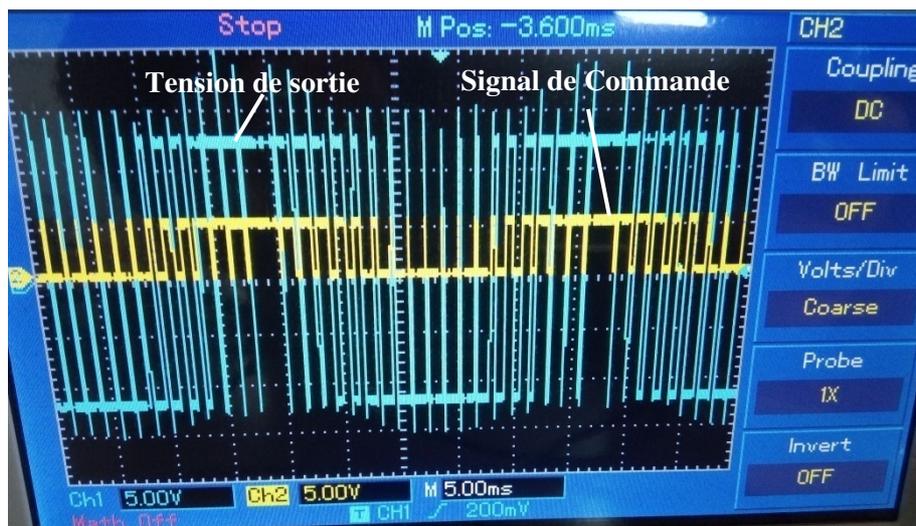
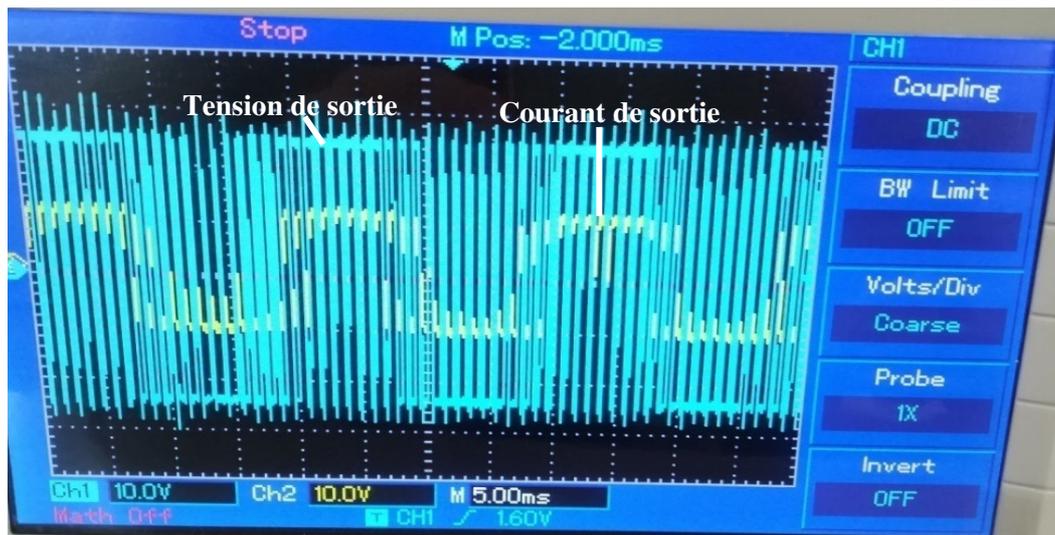


Figure 5.22 : Sortie du convertisseur pour une commande MLI bipolaire

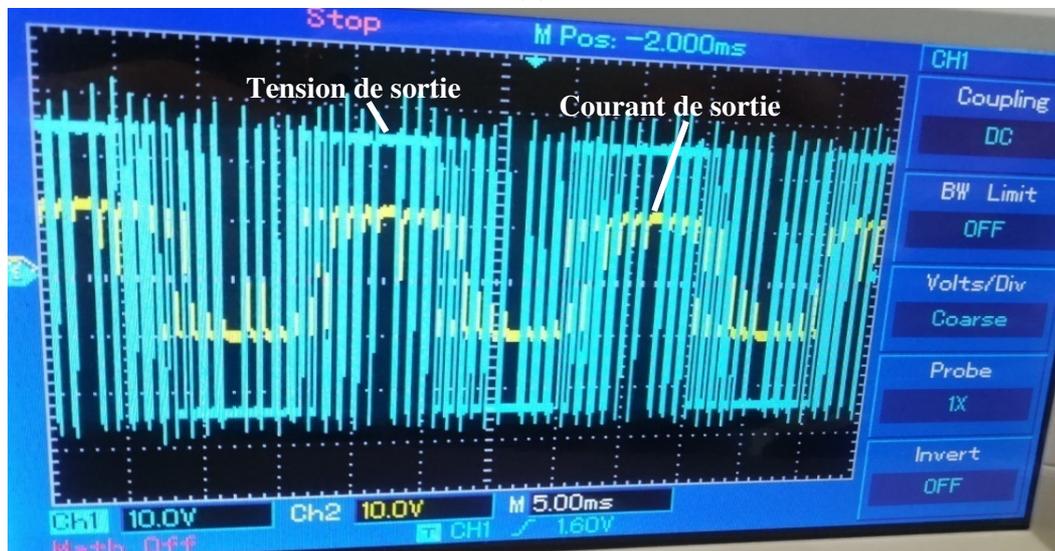
b) Commande avec acquisition d'un signal de référence extérieur

L'introduction de la commande MLI bipolaire avec l'acquisition d'un signal de commande analogique extérieur permet d'obtenir les figures ci-dessous :

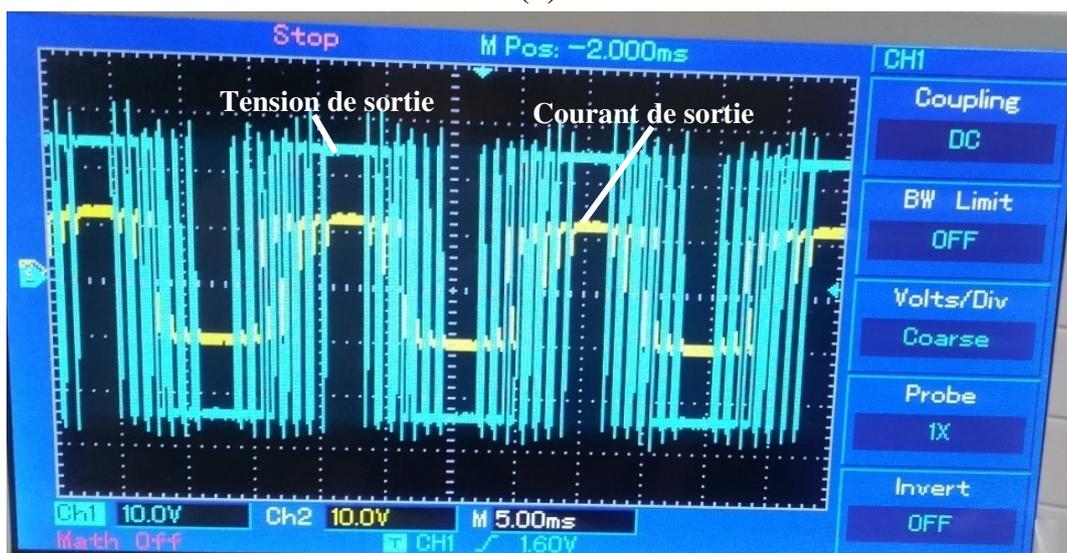
Les figures 5.23 (a, b et c) montrent la variation des impulsions (la valeur moyenne) de la tension de sortie du convertisseur en fonction de la variation du courant. On remarque l'augmentation de la valeur moyenne en cas de l'augmentation du signal de référence.



(a)



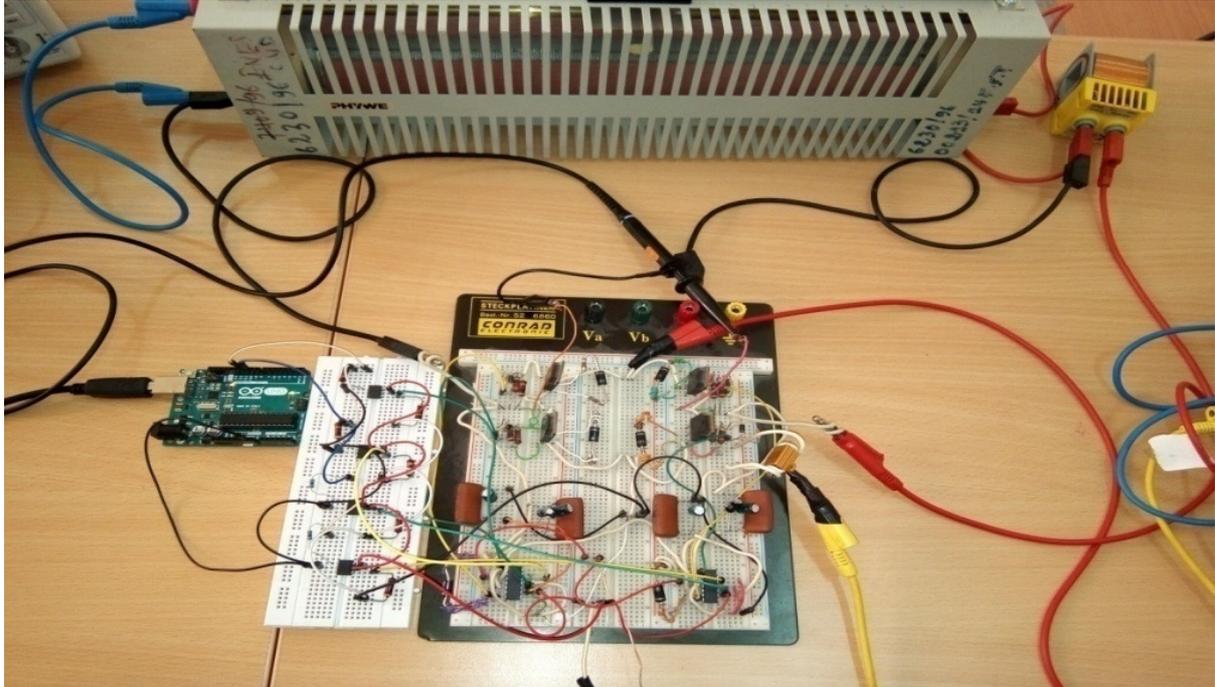
(b)



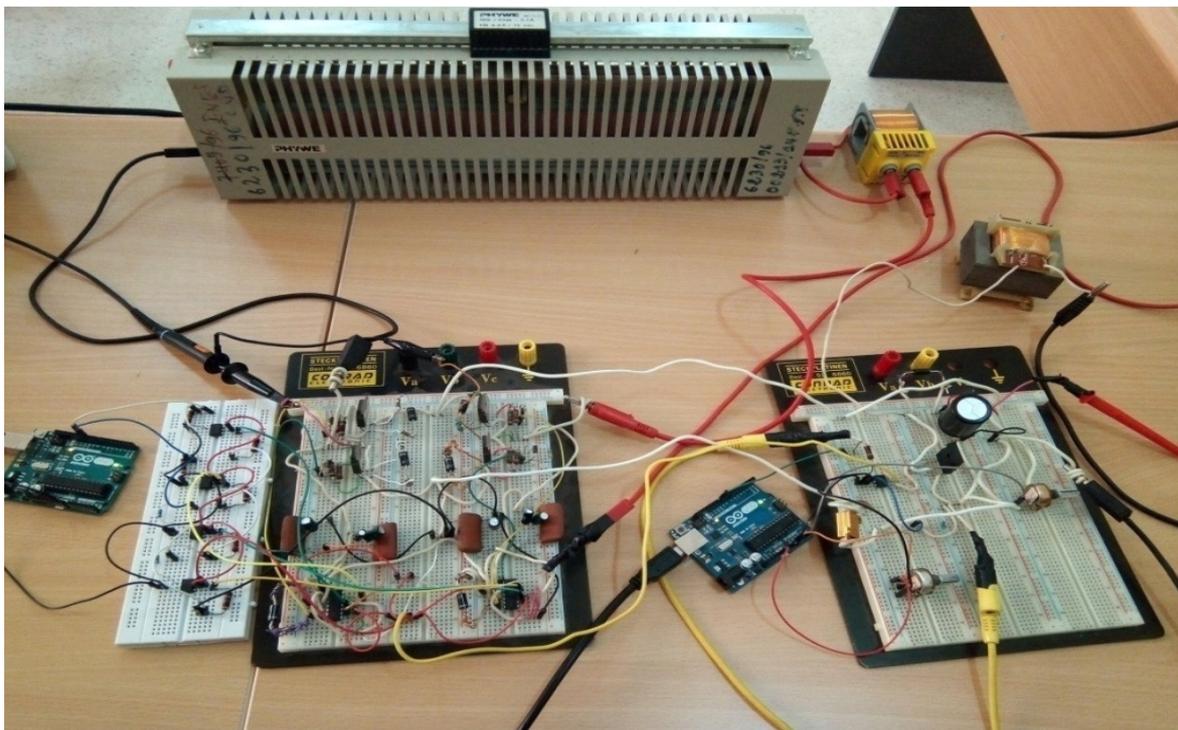
(c)

Figure 5.23 : Tension de sortie du convertisseur pour une commande MLI bipolaire en fonction de variation du courant

Les figures 5.26.a et 5.26.b montrent successivement le circuit détaillé du montage en absence du convertisseur DC-DC BOOST régulateur de tension (Topologie ordinaire) et du montage en insertion d'un convertisseur DC-DC BOOST régulateur de tension (Topologie modifiée et améliorée).



(a) Montage en absence d'un convertisseur DC/DC BOOST (régulateur de tension)



(b) Montage en présence d'un convertisseur DC-DC BOOST (régulateur de tension)

Figure 5.26 : Circuit détaillé du montage de couplage

5.5.2 Résultats expérimentaux du couplage d'un système photovoltaïque avec une charge alternative

Notre objectif dans ce travail expérimental est de fournir à la charge d'une puissance maximale désirée dans les différentes variantes de circuit et les différents scénarios de contrôle, comme le montre la figure 5.27 ci-dessous. Alors, l'objectif est de forcer l'étage de couplage alternatif pour fournir d'une puissance max au voisinage de la puissance max désirée dans les différentes situations suivantes :

- Sans convertisseur DC/DC BOOST (modèle classique);
 - Variation de la commande MLI ;
 - Variation de la charge.
- Avec convertisseur DC/DC BOOST (modèle modifié);
 - Variation de la commande MLI ;

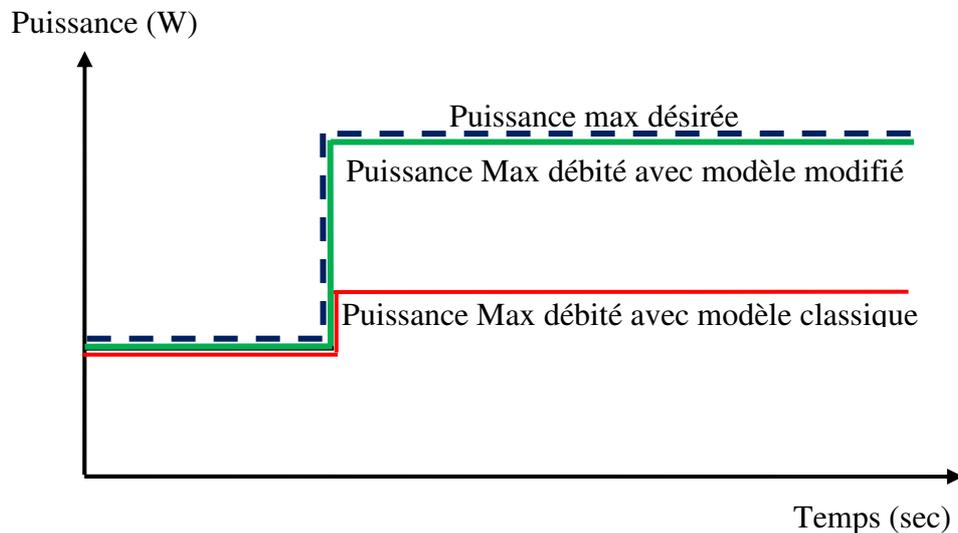


Figure 5.27 : Objectif des résultats

5.5.2.1 Montage classique (En absence d'un DC-DC BOOST régulateur de tension)

a) Effet de Variation de la commande MLI

- Pour $U_{ref\ max} < U_{p\ max}$, $P_{désirée} = 3.6\ W$

$U_{ref\ max}$: L'amplitude de référence de la tension de sortie de l'onduleur ;

$U_{p\ max}$: L'amplitude de porteuse de la commande MLI.

Dans le 1^{er} cas (fig.5.28), nous choisissons des valeurs pour le signal de référence $U_{ref\ max}$ inférieur au signal du porteuse $U_{p\ max}$. en comparaison des 2 signaux (U_{ref} et U_p) on obtient un signal de commande en MLI qui va accéder les MOSFET de l'onduleur.

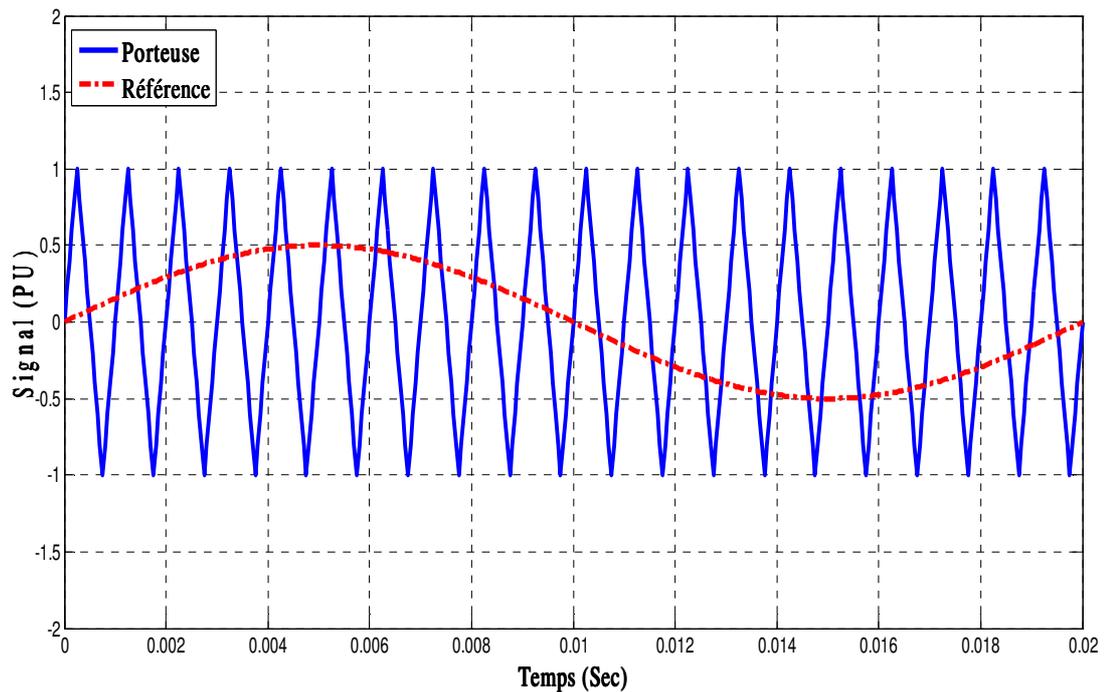


Figure 5.28 : Commande MLI calculée par la carte Arduino-Uno

Dans la figure 5.29, nous remarquons que la puissance active débitée $P=3.6\text{ W}$ est identique à la valeur désirée de référence :

Calibre de l'oscilloscope de tension continue absorbée par l'onduleur : $Cal_V= 10$,

Calibre de l'oscilloscope du courant continu absorbé par l'onduleur : $Cal_I= 2$,

Résistance de mesure de courant $R_m= 2\ \Omega$,

Le courant continu $I_{dc}= Lecture * Cal_I / R_m$,

La tension continue $V_{dc} = Lecture * Cal_V$,

La courbe en bleu : la lecture de tension,

La courbe en jaune : la lecture du courant,

Alors :

La puissance active alternative débitée vers la charge = la puissance active continue absorbée par l'onduleur = $P_{débitée}$ (On néglige les pertes de conversion).

Cette formulation de calcul est valable pour tous les résultats suivants.

Dans ce cas : $P_{débitée} = V_{dc} \cdot I_{dc} = P_{désirée} = 3.6\text{ W}$

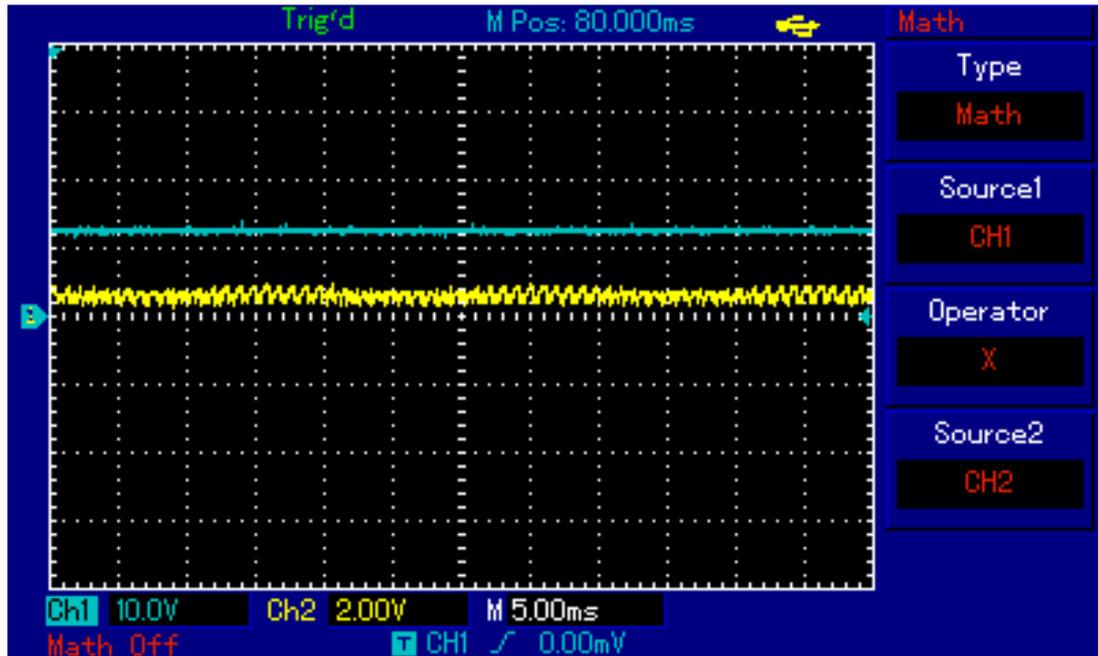


Figure 5.29 : V_{dc} et I_{dc} aux bornes de l'onduleur

Nous observons dans les figures 5.30 et 5.31 successivement la tension et le courant de sortie de l'onduleur a une forme sinusoïdale (en valeur moyenne), ce qui explique la bonne qualité de commande de la carte Arduino-Uno. Le courant de la figure 5.31 c'est l'image de la tension aux bornes de la charge résistive.

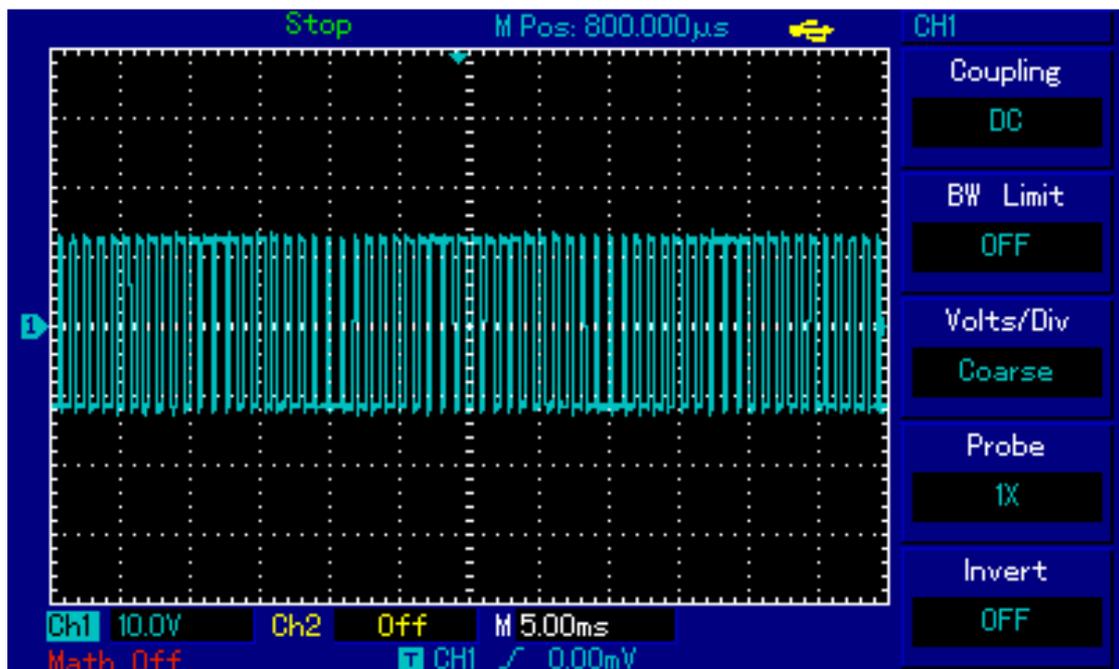


Figure 5.30 : Tension de sortie de l'onduleur

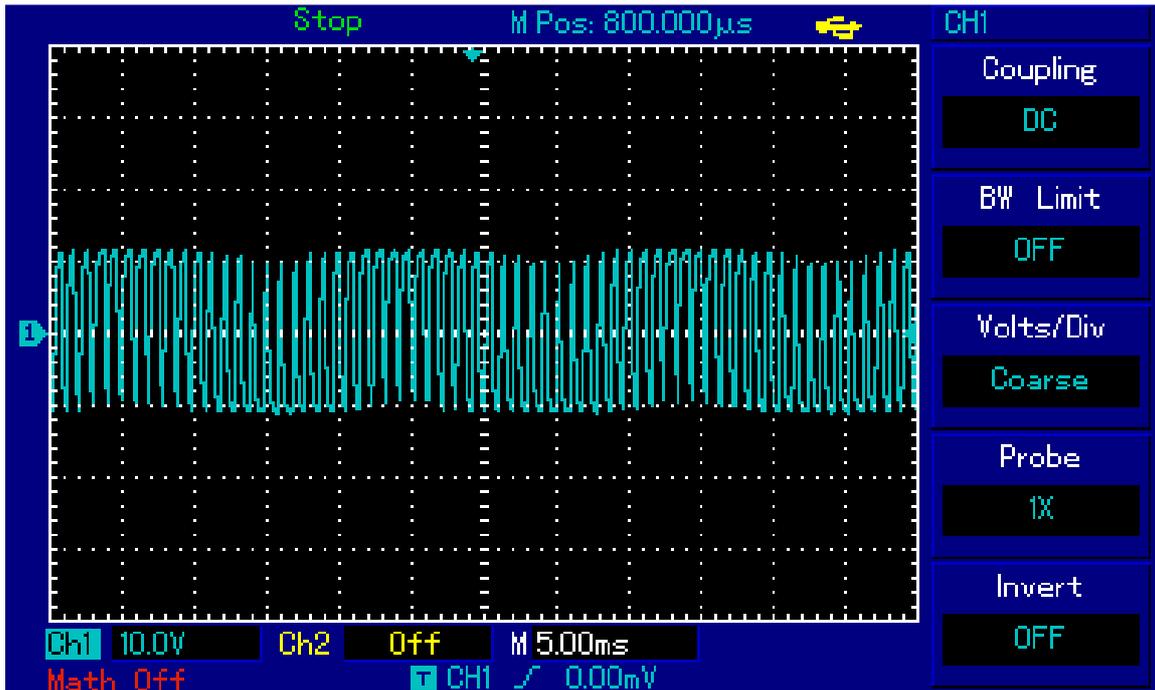


Figure 5.31 : Courant de sortie de l'onduleur

- Pour $U_{ref\ max} = U_{p\ max}$, $P_{désirée} = 16.8\ W$

Dans le 2^{ème} cas (fig.5.32), on augmente le signal de référence à la valeur maximale tel que son amplitude maximale égale à la l'amplitude maximale du signal du porteuse.

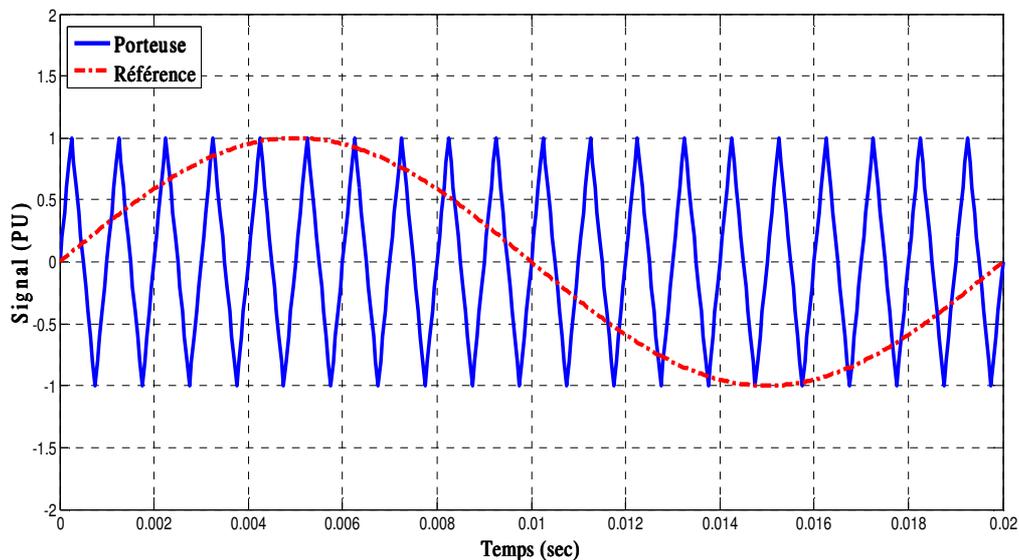


Figure 5.32 : Commande MLI calculée par la carte Arduino-Uno

A partir de la figure 5.33, il est claire de constater que la puissance mesurée ou débité dans la sortie de l'onduleur ($P_{débitée} = P_{max} = 4.2\ W$) n'atteint pas la valeur désirée, ce qui explique bien l'insuffisance de l'énergie fournie par rapport à la demande de la charge ($P_{désirée} = 16.8\ W$).

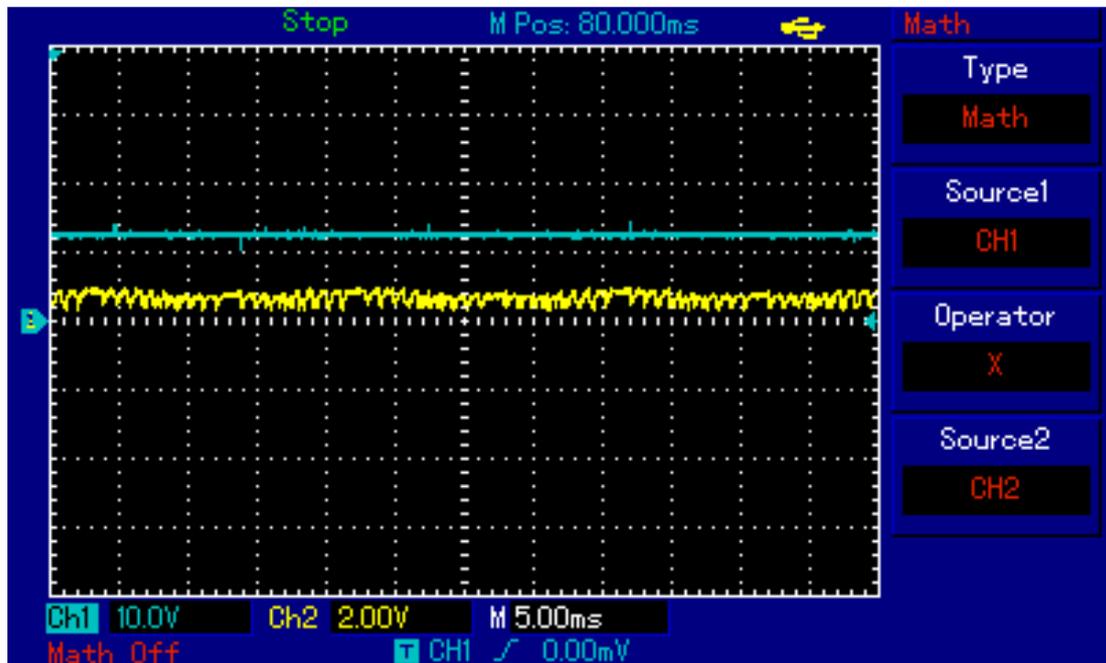


Figure 5.33 : V_{dc} et I_{dc} aux bornes de l'onduleur (Puissance active max débité :

$$P = V_{dc} \cdot I_{dc} = 4.2 \text{ W})$$

La forme du signal de tension et du courant de sortie de l'onduleur (figure 5.34 et 5.35) devient plus proche à une forme sinusoïdale en valeur moyenne.

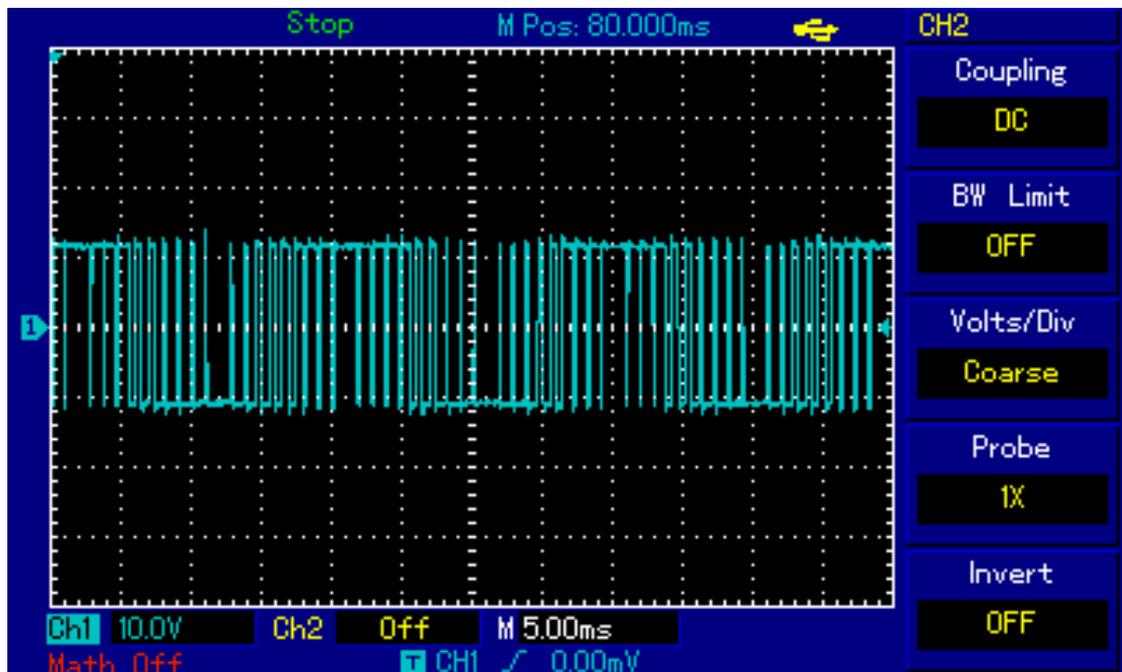


Figure 5.34 : Tension de sortie de l'onduleur

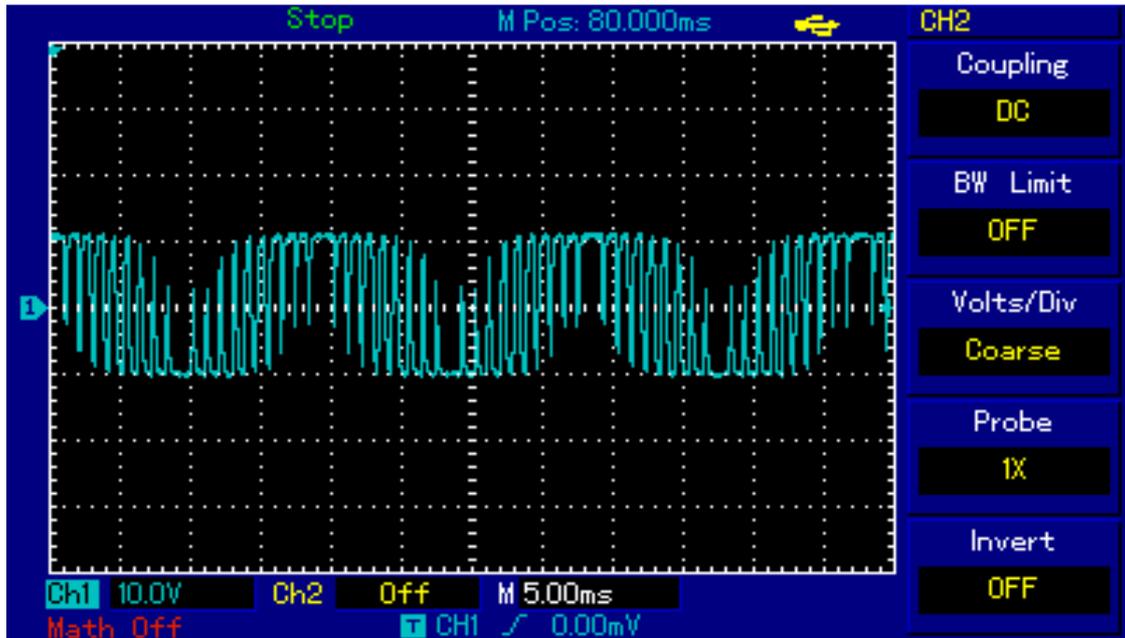


Figure 5.35 : Courant de sortie de l'onduleur

b) Effet de variation de la charge (de 33Ω a 16Ω) pour $P_{désirée} = 16.8 W$

Après l'augmentation du signal de référence à une valeur maximale afin d'augmenter la valeur de puissance débitée par l'onduleur en utilisant la commande MLI, on remarque l'insuffisance de satisfaction énergétique par rapport à la valeur max désirée. Pour atteindre cette valeur désirée ; la seule solution est de diminuer la valeur de résistance de la charge qui est pratiquement non retenue. On remarque l'augmentation de la puissance débitée par l'onduleur ($P_{débitée} = 6 W$), cette valeur est inférieure à la puissance désirée $P_{désirée} = 16.8 W$ (Voir la figure 5.36). De ce qui précède, on peut dire que la topologie ordinaire utilisée est pratiquement non préférable car elle ne répond pas aux besoins de tous les consommateurs.

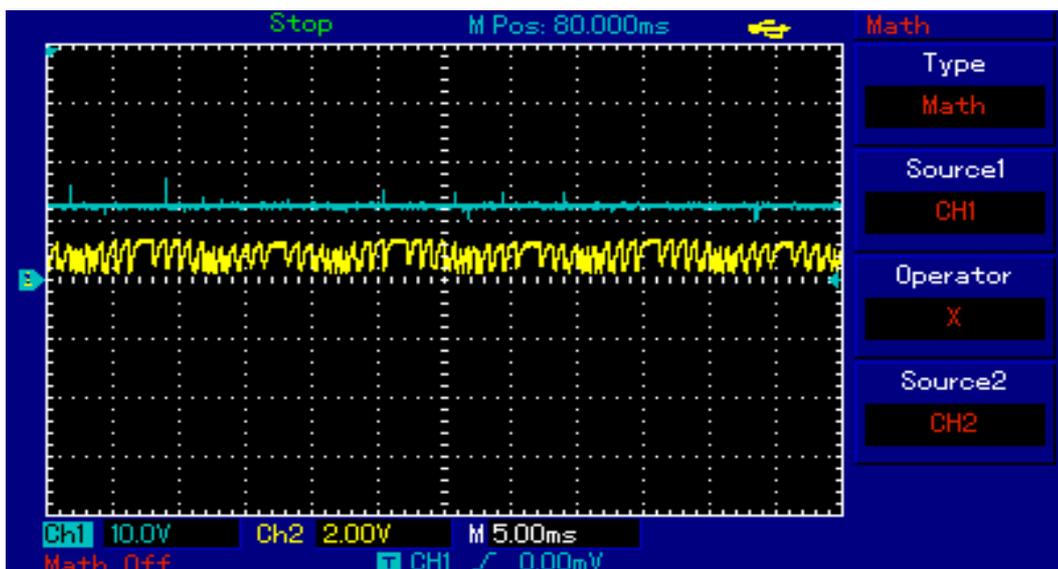


Figure 5.36 : V_{dc} et I_{dc} aux bornes de l'onduleur (avec réduction de la charge)

Puissance active max débité $P = V_{dc} \cdot I_{dc} = 6 W$

5.5.2.2 Montage modifié (En présence d'un DC-DC BOOST régulateur de tension)

a) Effet de variation de la commande MLI

- Pour $U_{ref\ max} = U_{p\ max}$ et $P_{désirée} = 16.8\ W$

En insertion d'un convertisseur DC-DC BOOST entre la batterie et l'onduleur (commandé en MLI par la carte Arduino-Uno) : Pour une amplitude maximale du signal de référence égale à l'amplitude maximale du signal de porteuse, on observe une grande variation de la puissance active débitée par l'onduleur $P_{débitée} = P_{désirée} = 16.8\ W$ (Voir la figure 5.37).

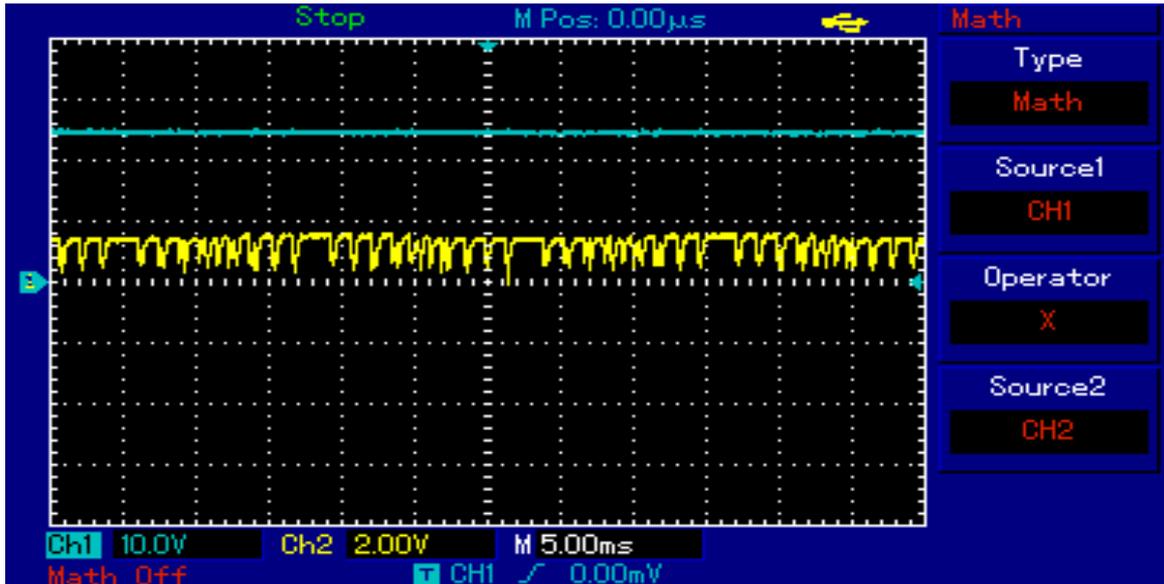


Figure 5.37 : V_{dc} et I_{dc} aux bornes de l'onduleur
(Puissance active max débité $P = V_{dc} \cdot I_{dc} = 16.8\ W$)

Les figures 5.38 et 5.39 représentent successivement la tension alternative et le courant alternatif de sortie de l'onduleur. La qualité des signaux toujours explique l'efficacité de la carte Arduino-Uno.

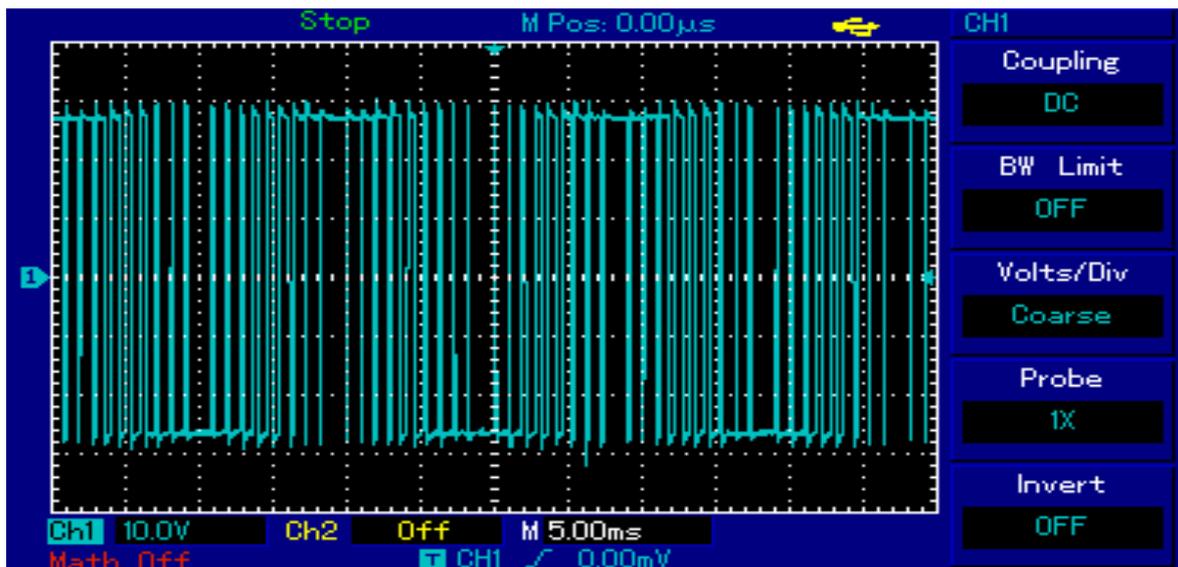


Figure 5.38 : Tension de sortie de l'onduleur

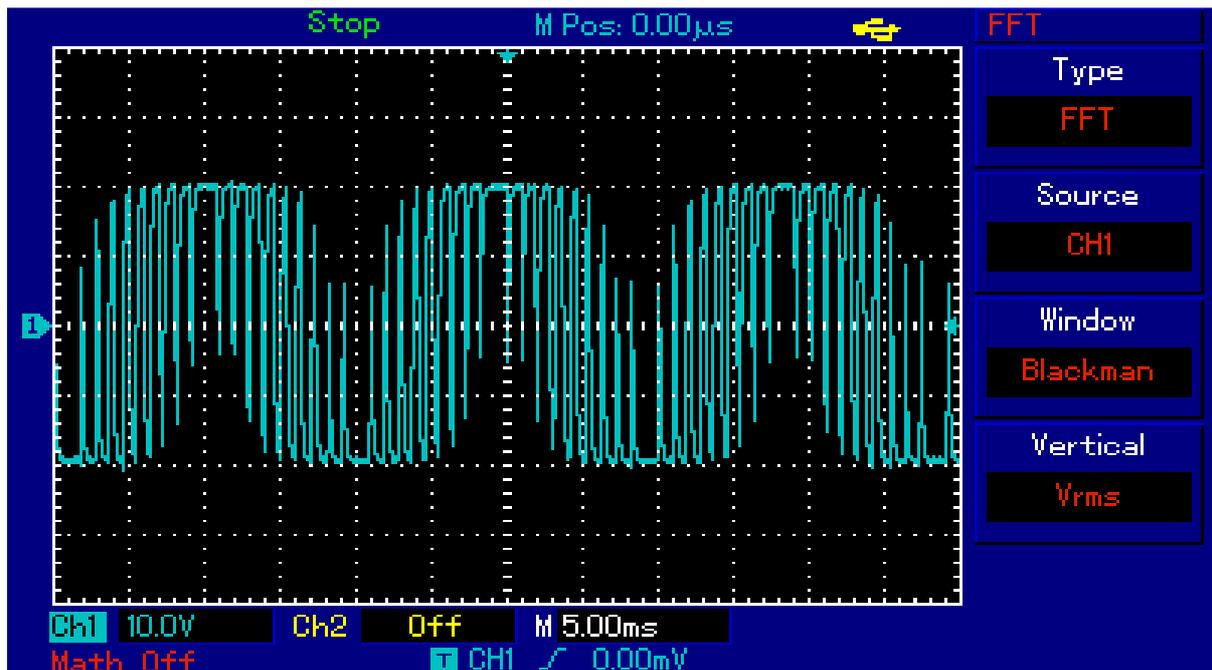


Figure 5.39 : Courant de sortie de l'onduleur

5.5.2.3 Caractéristique du convertisseur DC-DC BOOST régulateur de tension V_{dc}

a) Variation de la consigne

La figure 5.40 montre que la réponse de tension continue à la sortie de DC-DC BOOST (Ou à l'entrée de l'onduleur) poursuit la consigne avec un temps de réponse acceptable, malgré la variation brusque de la consigne.

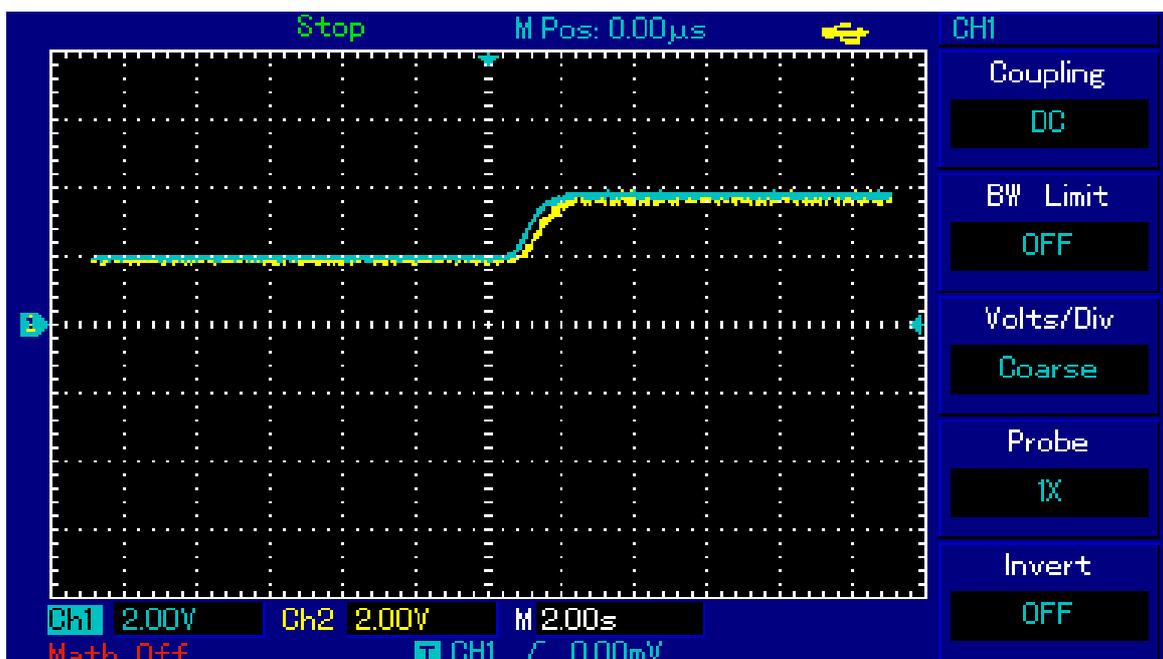


Figure 5.40 : Asservissement de la tension continue de sortie de DC-DC BOOST

Dans la figure 5.41, on remarque clairement que la tension continue et le courant continu aux bornes de l'entrée de l'onduleur vont augmenter suivant la variation de la consigne et par conséquent l'augmentation de la puissance débitée par l'onduleur ce qui répond aux besoins énergétiques (la valeur désirée $P_{\text{désirée}}$).

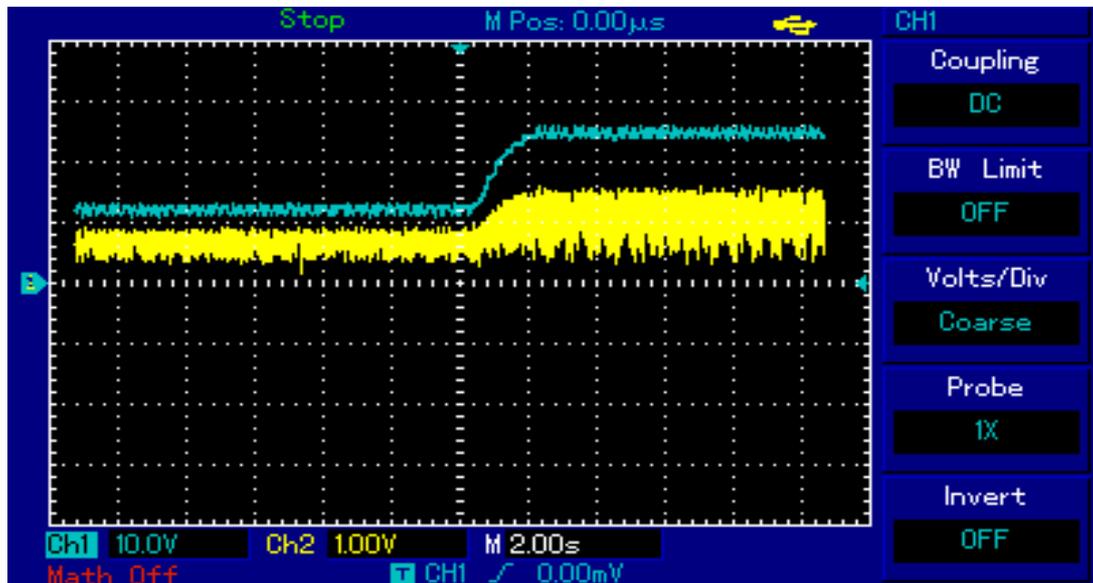


Figure 5.41 : Variation de la tension et du courant continu à l'entrée de l'onduleur en fonction de variation de la consigne

b) Effet de la variation de tension de la batterie

Malgré la variation de la valeur de tension de batterie (En cas d'une défaillance ou d'un problème perturbatrice sur la batterie), la tension et le courant gardent ses valeurs précédentes, ce qui laisse le système travaille stable comme s'il n'y a pas de variations dans la batterie (Voir la figure 5.42).

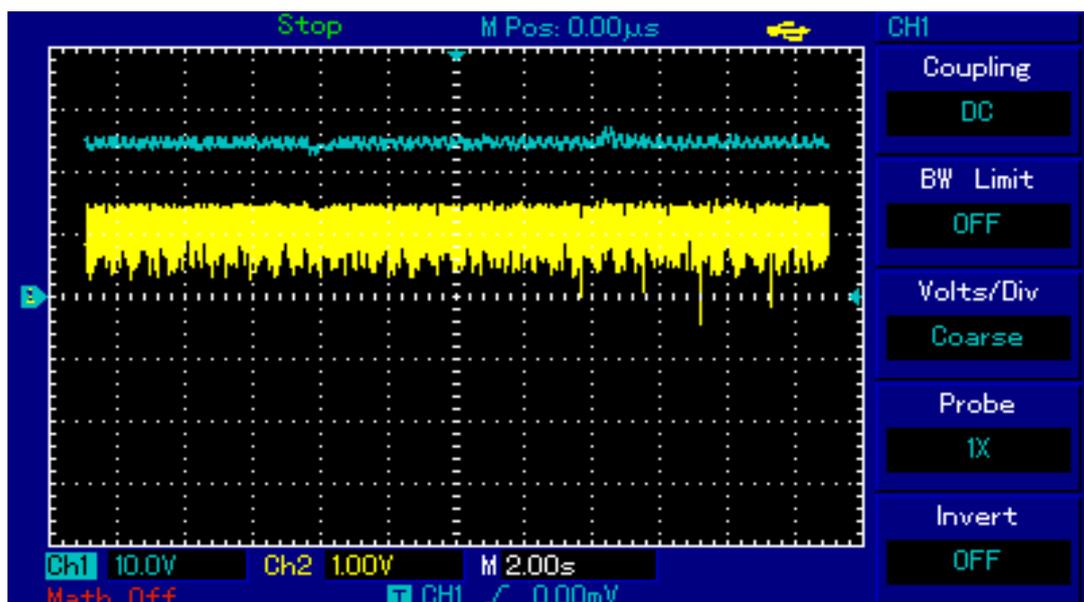


Figure 5.42: Caractéristique de sortie du DC-DC BOOST en cas de perturbation de la batterie

5.5.2.4 Etude comparative des différents scénarios de l'expérimentation

La figure 5.43 ci-dessous montre l'évolution de la puissance max débité vers la charge au cours de différents scénarios et des différentes méthodologies utilisées dans ce travail expérimental pour atteindre la valeur maximale désirée. Cette figure montre l'efficacité de l'insertion d'un convertisseur DC-DC BOOST régulateur de tension comme un modèle optimale pour augmenter le transite de puissance entre la batterie et la charge dans la chaîne de conversion photovoltaïque.

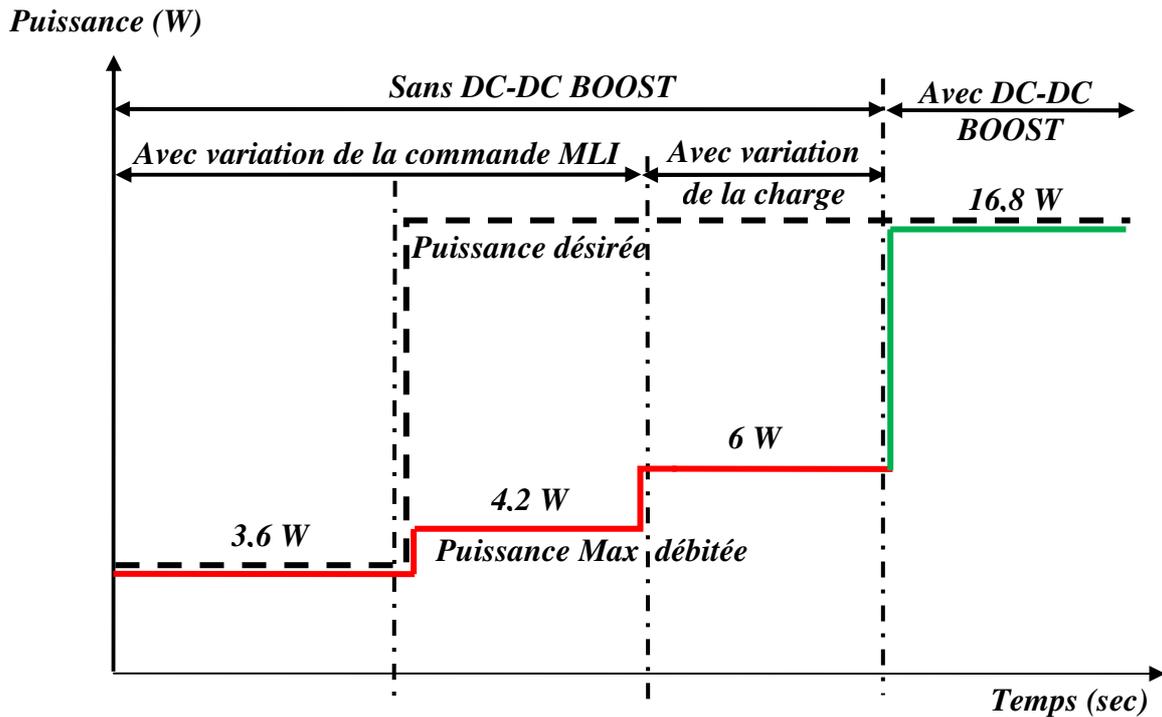


Figure 5.43 : Résumé des résultats expérimentaux

5.6 Conclusion

Il est rappelé dans cette étude la méthode de couplage d'un système photovoltaïque à une charge alternative, les caractéristiques électriques fondamentales à prendre en compte qui sont illustrées à partir des applications effectuées dans laboratoires à l'aide des modèles pratiques démonstratifs.

Dans le présent chapitre, un prototype de couplage photovoltaïque construit à l'échelle du laboratoire LAADI a été présenté. Ce dernier est basé sur les convertisseurs statiques DC-DC BOOST, les convertisseurs DC-AC, les composants électroniques et les composants infotroniques en temps réel (Arduino-Uno). Le schéma synoptique de topologie modifiée a été présenté en comparaison avec la topologie ordinaire et ses différents paramètres (Réalisation de différentes configurations de conversion) ont été explicités afin de déterminer la pertinence de ces modèles et leurs performances.

Enfin nous avons montré les différentes situations de commande et de perturbation et plus particulièrement de celles qui sont actuellement les plus présentés et qui feront l'objet de plusieurs études menées lors de cette thèse, à savoir le couplage directe en conversion DC-AC et le couplage en insertion d'un régulateur de tension DC-DC BOOST. On peut rappeler certains points conclusifs suivants :

* La carte Arduino-Uno est un processus en temps réel très efficace et très performant pour la commande des onduleurs.

* Le circuit driver à base d'IR2112 est très adapté pour moduler les signaux de commande dans les montages onduleurs en pont et à demi-pont.

* La commande MLI bipolaire d'un onduleur monophasé permet d'obtenir d'une meilleure qualité de signal de tension vers la charge (génération d'un courant plus sinusoïdale).

* Une nouvelle topologie de la chaîne de conversion PV a été présentée et réalisée dans cette partie de travail pour coupler le système photovoltaïque PV avec une charge ou un réseau alternatif par la combinaison de trois convertisseurs en cascade: Un convertisseur DC-DC BOOST commandé en MPPT, un convertisseur DC-DC BOOST régulateur de tension commandé par un régulateur PI classique et un onduleur DC-AC commandé en MLI.

Les résultats pratiques confirment la validité et l'efficacité de l'insertion d'un régulateur de tension DC-DC BOOST (comme une nouvelle topologie proposée) entre la batterie et l'onduleur pour augmenter la puissance transmise vers la charge quelle que soit la puissance max souhaitée ou demandée durant les différents modes de fonctionnement. Le régulateur de tension inséré peut fournir une tension fixe quelque soit les perturbations survenues dans la batterie.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Devant les capacités limitées de l'**Algérie** en énergies fossiles, son potentiel en énergies renouvelables, et la consommation accrue de l'énergie due au développement technologique, économique et sociale, l'**Algérie** doit impérativement se tourner vers la transition énergétique.

En matière d'énergies solaires, l'**Algérie** possède d'innombrables richesses qui lui permettent d'avoir un développement économique durable et sain, ainsi qu'une préservation de l'environnement et de la nature.

Dans ce travail, nous avons présenté les problématiques posées par l'étude et la réalisation d'une chaîne de conversion d'énergie dédiée à un système photovoltaïque de petite puissance. Dans une approche d'expérimentation, nous avons abordé de façon intégrée les questions d'architecture, de commande et de gestion optimisée de l'énergie.

La principale difficulté de cette thèse est son sujet lui-même. Ce sujet pourtant si essentiel (il s'agit de notre survie) s'avère très complexe car il lie à la fois les algorithmes mathématiques non linéaires et la modélisation complexe dans l'espace d'état.

La deuxième grande difficulté fut la récolte des connaissances concernant la commande en temps réel dans les performances physiques acceptables de la carte Arduino-Uno et les exigences techniques de la réalisation pratique : La fréquence de commutation rapide, le conditionnement des mesures, etc. Beaucoup de temps passé pour aller chercher des solutions de programmation.

L'idée originale de ce travail repose sur l'insertion d'un convertisseur régulateur de tension DC-DC BOOST dans la chaîne électrique photovoltaïque (entre la batterie et l'onduleur) pour réguler la tension du bus continu DC et pour fixer le gain de conversion. Cette technique permet de fournir une énergie suffisante dans toutes les conditions de fonctionnement.

L'utilisation de ces outils a mené à des solutions optimales pour le système de transition énergétique étudié permettant de :

- Maximiser la production de sources renouvelables selon leur disponibilité mais aussi leur durée d'utilisation au sein du système électrique à l'aide des moyens de stockage,
- Minimiser le coût économique de la réalisation pratique au sein d'utilisation de la carte microcontrôleur Arduino-Uno.

Le premier chapitre de cette thèse a présenté les principes généraux de la production d'électricité à base d'énergie renouvelable et a rappelé la réalité et les défis actuelles de ce type d'énergie en **Algérie** pour situer les enjeux et innovations attendues dans le futur (horizons de 2030).

Le second chapitre concerne spécifiquement les notions de base de contrôle des panneaux photovoltaïques : Modélisation de tous les éléments de la chaîne de conversion PV, introduction des algorithmes de commande classiques et avancés (Le PI conventionnel, la commande MPPT, la théorie de Lyapunov et le réglage à mode glissant) et une étude comparative des résultats de simulation.

Dans le troisième chapitre, une réalisation pratique d'un prototypage de l'étage photovoltaïque DC est développée pour concevoir l'efficacité de contrôle par MPPT et par PI conventionnel. L'enjeu était d'intégrer dans cette manipulation de la carte microcontrôleur Arduino-Uno de manière à l'utiliser pour la commande en temps réel et l'optimisation des performances régulatrices.

Le quatrième chapitre traite des applications de simulation pour valider l'implantation de la proposition nouveauté de la modification de la chaîne de conversion photovoltaïque par l'insertion d'un régulateur de tension DC-DC BOOST. Le modèle de simulation est utilisé en mettant en œuvre le schéma bloc à travers l'utilisation d'un simulateur MATLAB. Des situations identiques à la réalité sont reproduites permettant de vérifier les équilibres offre demande en présence d'un fort taux de pénétration d'énergie photovoltaïque, d'établir des comparaisons ainsi que des évaluations conventionnelles. Les algorithmes d'ajustement robuste par logique floue et à mode glissant pour augmenter la robustesse de contrôle sont testés dans différents scénarios (Changement de l'ordre de la commande et défaillance de la batterie).

Dans le cinquième chapitre est pour compléter nos investigations expérimentales, le comportement statique et dynamique d'un tel système PV a été reproduit de façon simplifiée sur un simulateur physique. Ce banc d'essais a permis de tester différentes topologies de l'étage de couplage DC-AC de la chaîne de conversion photovoltaïque dans un milieu de laboratoire, c'est à dire dans des conditions parfaitement reproductibles. En parallèle, nous avons développé des programmes de commande en temps réel en étroite corrélation avec le matériel utilisé sur le banc de test.

Les résultats montrent que la procédure de modification de la chaîne de conversion, présentée dans cette thèse peut apporter des solutions véritables et définitives de problèmes de la robustesse de réglage en cas d'une insuffisance énergétique vers la charge, tout en préservant la stabilité du fonctionnement et la qualité de l'énergie électrique fournie.

Des études sont en cours sur ce sujet **au laboratoire de recherche d'Automatique Appliquée & Diagnostic Industriel (LAADI)** et concernent les modes d'interconnexion et de gestion de systèmes photovoltaïques. Ce projet prévoit la connexion du banc d'essai photovoltaïque, d'un émulateur d'une turbine thermo-solaire, d'un réseau électrique de distribution didactique, d'éléments de stockage traditionnels et de récepteurs de puissance sur un bus commun. L'énergie ainsi obtenue peut être consommée tout en optimisant tous ces éléments ou bien injectée dans le réseau.

Ces travaux ouvrent des perspectives de recherche. Sur le plan matériel, on peut envisager :

- L'utilisation d'autres processus embarqués (PIC, DSPIC et FPGA) permettant d'une grande flexibilité de contrôle en temps réel pour la gestion de transfert d'énergie vers le réseau électrique alternatif,
- L'intégration des stratégies de commandes intelligentes : Réseaux de neurones, PI flou adaptatif et neurone-floue,
- Couplage des systèmes photovoltaïques dans un micro réseau électrique alternatif.

Références

- [1] E. Alsema, A. Patyk, “Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D strategy ”, WP Report THEMATIC NETWORK CONTRACT N° ENK5-CT-2000-20336 Deliverable 9, INVESTIRENETWORK WP5, Final report Environmental issues, November 2003.
- [2] **GHELAM, A.**, Boudiaf, M., & Derouiche, Y, “Correction of the photovoltaic system control by the addition of a voltage regulator in the electrical conversion chain”, Majlesi Journal of Electrical Engineering MJEE, 14(3), 2020.
- [3] **Ali GHELAM**, Mohamed BOUDIAF, Hamida BEKAI and Maria ABIKCHI, “Non-linear Control of a PV System coupled to the power grid”, International Conference on Applied Smart Systems, Medea University, November 24-25, 2018.
- [4] Bhatia R.S., Jain S.P., Jain D. K. and Singh B., “Battery Energy Storage System for Power Conditioning of Renewable Energy Sources”, PEDS 2005, Proceedings of the International Conference on Power Electronics and Drives Systems, Vol. 1, 2005.
- [5] Lu D., “Conception et contrôle d’un générateur PV actif à stockage intégré, Application à l’agrégation de producteurs-consommateurs dans le cadre d’un micro réseau intelligent urbain”, Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, soutenue en 2010.
- [6] Hernandez, R. R., Easter, S. B., Murphy-Mariscal, M. L., Maestre, F. T., Tavassoli, M., Allen, E. B., Allen, M. F., “Environmental impacts of utility-scale solar energy”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 29, 2014, pp. 766-779.
- [7] SAID Nouredine, “Potentiel Energies Renouvelables en Algérie”, Centre de Développement des Energies Renouvelables, 2018.
- [8] IDDA Ah et BENTOUBA.S, “Perspectives de l’Energie Solaire Photovoltaïque pour le remplacement du Diesel dans les Réseaux Isolés du Sud Algérien”, 1er Conférence International sur Hydrocarbures, Energies et Environnement (HCEE), Université Kasdi Merbah – Ouargla, November 2014.
- [9] HAMIDAT.A, “Le solaire thermique en Algérie: Histoire et perspectives”, Bulletin des Énergies Renouvelables- N° 22, Centre de Développement des Énergies Renouvelables, 2012.
- [10] Ali Smain et Mohamed Lamine Zahi, “Les Potentialités De L’Algérie En Energies Renouvelables”, Recherches économiques et managériale – N° 91, Juin 2016.
- [11] Kheddache Nahla, “La Promotion Territoriale Des Energies Renouvelable et de l’efficacité Energétique Opportunités Et Défis Pour Les Collectivités Locales”, Salon international des énergies renouvelables Algérie ERA2018, 15 Octobre 2018.

- [12] AMARA Karima, “Contribution à l’étude de conception d’une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension”, Mémoire De Magistère, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2015.
- [13] SMAÏL SEMAOUI, “Etude de l’électrification d’un village avec de l’énergie solaire, photovoltaïque”,
Mémoire de MAGISTÈRE, Université Kasdi Merbah – Ouargla, 2005.
- [14] B.FLECHE, D.DELAGNES, “Energie solaire photovoltaïque”,
STI ELT Electrotechnique, juin 2007.
- [15] M. BENAMRA Mostefa Lamine, “Intégration des systèmes solaires photovoltaïques dans le bâtiment : Approche architecturale”,
Mémoire de Magistère, Université Mohamed Khider – Biskra, 2013.
- [16] A. Labouret. M. Viloz, “Les Energie Solaire Photovoltaïque”,
4ème Edition, Edition de DUNOD, Paris, 2009.
- [17] Harshavardhan Dinesh et Joshua M. Pearce, “The potential of agrivoltaic systems”,
Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 54, 19 Octobre 2015.
- [18] David Appleyard, “Solar Trackers: Facing the Sun”,
Renewable Energy World Revue, 12(3), 2009.
- [19] Cherchali, N. O., Morsli, A., Boucherit, M. S., Barazane, L., & Tlemcani, “A, Comparison of two maximum power point trackers for photovoltaic systems using robust controllers”,
3rd International Symposium on Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA), 2014.
- [20] Kaddour F, “Étude Et Réalisation De Cellule Photovoltaïque Organique”,
Mémoire de Magistère, Université Des Sciences Et De La Technologie, Oran, 2013.
- [21] Akbarzadeh A, Wadowski T., “Heat-pipe-based cooling systems for photovoltaic cells under concentrated solar radiation”,
Appl Therm Eng 1996;16(1), 1996, pp.81–87.
- [22] Tang X, Quan Z, Zhao Y., “Experimental investigation of solar panel cooling by a novel micro-heat pipe array”,
Energy and Power Engineering, 2010, pp.171–174.
- [23] Samira GUITOUNI, “Elaboration et étude de structures à base de couches minces de ZnO et de chalcogénures (CIS, CZTS) pour des applications photovoltaïques”,
Mémoire de Magistère, Université Des Frères Mentouri–Constantine, 2017.
- [24] A. Ahmed Azi, “Contribution au développement d'un outil d'aide au diagnostic de performances des MPPT dans la chaine de conversion photovoltaïque”,
Mémoire de Magistère, Université de M’sila, Algérie, 2014.
- [25] Mekemeche Abdelkader, “Modélisation à deux dimensions des propriétés physiques de cellules solaires au silicium à base de substrat de type n. Étude de quelques cas particuliers de cellules innovantes”,
Thèse de Doctorat, Université Abdel Hamid Ibn Badis de Mostaganem, 2017.

- [26] S. Issaadi, “Commande d’une poursuite du point de puissance maximum (MPPT) par les réseaux de Neurones”,
Mémoire de Magistère, Université Abderrahmane Mira, Bejaïa, Algérie, 2006.
- [27] Chaniotakis E., “Modelling and analysis of water cooled photovoltaics, Faculty of Energy System and Environment”,
Magister thesis, University of Strathclyde, Glasgow, Scotland, 2001.
- [28] Das, D., Madichetty, S., Singh, B., & Mishra, S, “Luenberger Observer Based Current Estimated Boost Converter for PV Maximum Power Extraction-A Current Sensorless Approach”,
IEEE Journal of Photovoltaics, 2018, pp.1-9.
- [29] Chen, C.-W., Chen, K.-H., & Chen, Y.-M, “Modeling and Controller Design of an Autonomous PV Module for DMPPT PV Systems”,
IEEE Transactions on Power Electronics, 29(9), 2014, pp.4723-4732.
- [30] Aghdam, F. H., & Abapour, M, “Reliability and Cost Analysis of Multistage Boost Converters Connected to PV”,
IEEE Journal of Photovoltaics, 2016.
- [31] Chandra Mouli, G. R., Schijffelen, J. H., Bauer, P., & Zeman, M., “Design and Comparison of a 10-kW Interleaved Boost Converter for PV Application Using Si and SiC Devices”,
IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics 5(2), 2017, pp.610-623.
- [32] Chy, D. K., & Khaliluzzaman, M, “Experimental assessment of PV arrays connected to Buck-Boost converter using MPPT and Non-MPPT technique by implementing in real time hardware”,
International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE), 2015.
- [33] Pierquet, B. J., & Perreault, D. J, “A Single-Phase Photovoltaic Inverter Topology With a Series-Connected Energy Buffer”,
IEEE Transactions on Power Electronics 28, 2013, pp.4603-4611.
- [34] Bhattacharjee, T., Jamil, M., & Jana, A., “Designing a Controller Circuit for Three Phase Inverter in PV application”,
International Conference on Electrical Electronics Communication Computer and Optimization Techniques (ICEECOT), 2018.
- [35] Ma Liang, & Zheng, T. Q, “Synchronous PI control for three-phase grid-connected photovoltaic inverter”,
Chinese Control and Decision Conference, 2010.
- [36] De Brito, M. A. G., Galotto, L., Sampaio, L. P., e Melo, G. de A., & Canesin, C. A. ,
“Evaluation of the Main MPPT”,
IEEE Transactions on Industrial Electronics, 60(3), 2013, pp.1156-1167.
- [37] Azeem, I., Baig, M. M. A., & Uddin, M. H, “A Strategy to Evaluate MPPT Techniques”,
Asian Conference on Energy, Power and Transportation Electrification (ACEPT), 2018.

- [38] Kchaou, A., Naamane, A., Koubaa, Y., & M'Sirdi, N. K, “Comparative study of different MPPT techniques for a stand-alone PV system”,
17th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), 2016.
- [39] BELKACEM Mourad, “Study and optimization of the transfer of electrical energy in photovoltaic conversion by the search of the point of maximum power (MPPT)”,
Memoires de Magistère, Abou Bekr Belkaid University of Tlemcen, 2015.
- [40] V.BIRUNDA Marya, Dr.I.William Christopher, Dr.G.Themozhic, “Switch Single-Phase Inverter for PV system”,
1st International Conference on Power Engineering Computing and Control”, PECCON-2017, VIT University, Chennai Campus, 2017.
- [41] P.Soulatiantork, L.Cristaldi, M.Faifer, C.Laurano, R.Ottoboni, S. Toscani, “A Tool for Performance Evaluation of MPPT Algorithms for Photovoltaic Systems”,
Measurement, 128, 2018, pp.537-544.
- [42] Ali Chermitti, Omar Boukli-Hacene, Samir Mouhadjer, “Design of a Library of Components for Autonomous Photovoltaic System under Matlab/Simulink”,
International Journal of Computer Applications, Vol.53, N°14, September 2012.
- [43] T.T Guingane, Z. Koalaga, Simonguy E., F. Zougmore, Bonkougou D., “Modeling and simulation of a photovoltaic field using a voltage booster (boost) with MATLAB / SIMULINK software”,
HAL Id: hal 01495747, Submitted on 26 Mar 2017.
- [44] D. Veram, S. Nema, A.M. Shandilya, S.K. Dash, “Maximum power point tracking (MPPT) techniques: recapitulation in solar photovoltaic systems”,
Renew.Sustain. Energy Rev.54, 2016, pp.1018–1034
- [45] M. ALALI Alaa-Eddin, “Contribution à l’Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux Electriques Basse Tension”,
Thèse Doctorat, Université Louis Pasteur, Strasbourg I, 2002.
- [46] M. Fatiha, “Etude et Commande d’un Filtre Actif Parallèle à Structure de Tensio”,
Mémoire de Magistère, Université d’Oran, Octobre 2001.
- [47] CHOUAF Fethi, “ Commande d’un onduleur triphasé - Etude Expérimentale ”,
Mémoire de Magistère en Génie électrique, Université de M’sila, 2014.
- [48] CHETTIH Kheireddine, “Réalisation d’un onduleur monophasé avec un bras redondant”,
Mémoire de Magistère, Université Des Frères Mentouri de Constantine, 2015.
- [49] Wei-Feng Zhang and Yue- Hui Yu, “Comparison of Three SVPWM Strategies”,
Journal of Electronic Science and Technology of China, Vol. 5, No. 3, 2007, pp. 283- 287.
- [50] Frédéric Bouquet et Julien Bobroff, “MICROCONTROLEUR ARDUINO ”,
Magistère de physique fondamentale, Université Paris Sud, Printemps 2015.
- [51] Frédéric Genevey & Jean-Pierre Dulex, “Arduino à l’école, Cours pour l’apprentissage des bases de l’électronique et de la programmation sur Arduino”,
VERSION 5.0, <https://arduino.education>, février 2018,

- [52] ALINA BESACON- VODA et SYLVIANNE GENTIL, “Régulateurs PID analogique et numérique”,
Technique de l'ingénieur : R7416, 03/1999.
- [53] M.Slama Fateh, “modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique”,
Mémoire de Magistère, Université Ferhat Abbas Sétif, 2011.
- [54] A.Mohammed, “optimisation de la production d'un générateur photovoltaïque”,
Mémoire de Magistère, Université Kasdi Merbah OUARGLA, 2015.
- [55] Shahram Karimi, “continuité de service des convertisseurs triphasés de puissance et prototypage "fpga in the loop: application au filtre actif parallèle”,
HAL Id: tel-01748540 <https://hal.univ-lorraine.fr/tel-01748540>, 29 Mar 2018.
- [56] K. Ishaque, Z. Salam, G. Lauss, “The performance of perturb and observe and incremental conductance maximum power point tracking method underdynamic weather conditions”,
Appl. Energy 119, 2014, pp.228–236.
- [57] Ruiz-Cortes, M., Gonzalez Romera, E., Amaral Lopes, R., Romero-Cadaval, E., Martins, J., Milanés Montero, M. I., & Barrero, F, “Optimal Charge/Discharge Scheduling of Batteries in Microgrids of Prosumers”,
IEEE Transactions on Energy Conversion, 34(1), 2018, pp. 468-477.
- [58] Pandey, S. K., Patil, S. L., & Phadke, S. B, “Comment on PWM-Based Adaptive Sliding-Mode Control for Boost DC-DC Converters”,
IEEE Transactions on Industrial Electronics, 65(6), Aug 2018, pp.5078-5080.
- [59] Ikeda, S., & Kurokawa, F. (2017), “Boost full bridge DC-DC converter ensuring safe installation of PV energy in data center power management systems”,
IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC), 2017.
- [60] Kar, R. R., & Aftab Alam, M, “Design and Modeling of High Power DC-DC Boost Converter for Solar Photovoltaic System”,
International Conference on Soft-Computing and Network Security (ICSNS), 2018.
- [61] Jia, Q., Yan, G., Cai, Y., & Li, Y, “Small signal stability analysis of paralleled inverters for multiple photovoltaic generation units connected to weak grid”,
The 6th International Conference on Renewable Power Generation, 2017, pp.2015-2020.
- [62] Ma, J., Zhao, D.-W., Qian, M.-H., Zhu, L.-Z., & Geng, H, “Modelling and validating photovoltaic power inverter model for power system stability analysis”,
The 6th International Conference on Renewable Power Generation, 2017, pp.1605-1609.
- [63] Kebir, A. E., Belhadj, H., Negadi, K., & Bey, A. B, “Design and Construction of an Inverter for a Photovoltaic System”,
XXVII International Scientific Conference Electronics – ET, 2018.
- [64] Hannan, M. A., Ghani, Z. A., Hoque, M. M., Jern, K. P., Hussain, A., & Mohamed, A., “Fuzzy logic inverter controller in photovoltaic applications: Issues and recommendations”,
IEEE Access, 2019.
- [65] Subudhi, B., & Pradhan, R., “A New Adaptive Maximum Power Point Controller for a Photovoltaic System”,
IEEE Transactions on Sustainable Energy, 10(4), 2018, pp.1625-1632.

- [66] B. Amarendra Reddy, K. Ram Charan, “Control of Non-Linear Systems Using Parallel Structure of Fuzzy PI+PD Controller”,
International Journal of Engineering Science and Technology, 2(8), 2010, pp. 3422-3433.
- [67] M. Boudhiaf, M. Moudjahed, M. Naceur, “Comparaison des performances d’un compensateur série statique synchrone réglée respectivement par un contrôleur classique et la logique floue”,
Conférence Nationale sur le Génie Electrique, CGE04, Ecole Militaire Polytechnique, Bordj El Bahri, Alger, 12-13 Avril 2005.
- [68] Lutfu Saribulut, Mehmet Tumay, and Dilyas Eker, “Performance Analysis of Fuzzy Logic Based Unified Power Flow Controller, World Academy of Science”,
International Journal of Electrical and Electronics Engineering, 2009, pp.717-722.
- [69] Cecati, C., Ciancetta, F., & Siano, P, “A Multilevel Inverter for Photovoltaic Systems With Fuzzy Logic Control”,
IEEE Transactions on Industrial Electronics, 57(12), 2010, pp.4115-4125.
- [70] T. Allaoui, M. A. Denaï, “Fuzzy decoupling control of multi-level UPFC-based power flow compensation”,
Conférence Nationale sur le Génie Electrique, CNGE 2004, Université IBN KHLDOUN, Tiaret, 29 Nov au 1 Dec 2004.
- [71] K.A.Gopala Rao, B.Amarendra Reddy, P.Durga Bhavani, “Fuzzy Pi and Integrating Type Fuzzy PID Controllers of Linear, Nonlinear and Time -Delay Systems”,
International Journal of Computer Applications, 1(6), 2010, pp.43-49.
- [72] Mohammed Y. Hassan, Waleed F. Sharif, “Design of FPGA based PID-like Fuzzy Controller for Industrial Applications”,
IAENG International Journal of Computer Science, 34:2, IJCS_34_2_05, 2007.
- [73] Tsai-Fu Wu, Chien-Hsuan Chang, & Yu-Hai Chen, “A fuzzy-logic-controlled single-stage converter for PV-powered lighting system applications”,
IEEE Transactions on Industrial Electronics, 47(2), 2000, pp.287-296.
- [74] Han-Xiong Li, Lei Zhang, Kai-Yuan Cai, Guanrong Chen, “An Improved Robust Fuzzy-PID Controller With Optimal Fuzzy Reasoning”,
IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics—part b: Cybernetics, 35(6), December 2005, pp.1283-1294
- [75] Rafika K, “Optimisation de chaîne de conversion d’énergie photovoltaïque en énergie électrique”,
Thèse de doctorat, Université Hadj Lakhdar de Batna, 2017.
- [76] A. Cid-Pastor, C. Alonso, J.F. Cugat-Curto, B. Estibals, L. Martínez-Salamero, “Design of feedback laws for dc-to-ac conversion in photovoltaic systems”,
The 8th IEEE International Workshop on Advanced Motion Control, Proceedings of AMC’04, Kawasaki (Japon), March 2004.
- [77] M. Meinhardt, “Past, Present and Future of grid connected Photovoltaic and Hybrid Power Systems”,
Power Engineering Society Summer Meeting, vol.2, 2000, pp.1283–1288.
- [78] S. Vighetti, “Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion”,
Thèse de Doctorat de l’université de Grenoble, 2010.

- [79] Singer, S. and Braunstein A., “Maximum power transfer from a nonlinear energy source to an arbitrary load”,
IEE Proceedings C Generation, 134(4), 1987, pp 1-7.
- [80] Q. Hao, Zhang. Jianhui, Lai. Jih-Sheng and Yu. Wensong, “A High-Efficiency Grid-Tie Battery Energy Storage System”,
IEEE Transactions on Power Electronics, 26(3), May 2011, pp. 886–896.
- [81] S.D.G.Jayasinghe, D.M. Vilathgamuwa and U.K. Madawala, “A direct integration scheme for battery-supercapacitor hybrid energy storage systems with the use of grid side inverter”,
Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Mars 2011, pp. 6-11.
- [82] Violaine Didier, “les onduleurs pour systèmes photovoltaïques, fonctionnement, état de l’art et étude des performances”,
HESPUL, Direction de Bruno Gaidon, France, 2007.
- [83] Henri F., François F., Thierry M. “Onduleur de tension: mise en œuvre et Structures-principes-applications”, Techniques de l’ingénieur, 1998, pp.3176-3177.
- [84] Sen P., & Thakura P, “Hardware design of three phase voltage source inverter using arduino microcontroller and its harmonic analysis”,
Technologies for Smart-City Energy Security and Power (ICSESP), 2018.
- [85] Selvamathi R, V Indragandhi, Ashokkumar L, Sharmila A, “A Case Study- Interfacing of PIC-16F877A With Driver Circuit For Transformerless Inverter”,
International Journal of Mechanical Engineering and Technology (IJMET) - Scope Database Indexed, 8(9), 2017, pp.244-249.

ملخص :

تعد مطابقة و ضبط الممانعة بين المولد الكهروضوئي و الشحنة المستهلكة للتيار المتناوب مشكلة تقنية تتمثل أساسا في نقل الطاقة الكهربائية القصوى إلى الشحنة المستهلكة. لقد تمت معالجة المشكل بالكامل في هذه الأطروحة من خلال مقارنة نظامية من وجهة نظر بنية التحويل و نمط التحكم المرتبط بأهداف الأداء العالي و الموثوقية و المرونة. تم تجريب حلين على مستوى طابق الدمج "المستمر- المتناوب" من ناحية نمط التحويل و من ناحية نظام التحكم. الأول يتمثل في تعديل دائرة التحويل عن طريق إدماج ضابط الجهد "مستمر-مستمر رافع" بين المدخلة و المحول "مستمر-متناوب" لزيادة فعالية الضبط. بينما يتمثل الثاني في تحسين أهداف الأداء و فعالية الضبط في مجال جد محدود بتقديم طرف تحكم متطورة "بواسطة نظرية ليابونوف، الضبط بوضع الإنزلاق و بواسطة المنطق الضبابي" و هذا بإدراج بطاقة التحكم ذات الزمن الحقيقي "أردوينو -إينو" النتائج التجريبية المتحصل عليها تظهر بأن استعمال الحلين معا و في نفس الوقت تسمح بالحصول على أحسن نوعية و كفاءة عبور الطاقة مهما كانت الشروط العظمى للتشغيل أو استغلال النظام الكهروضوئي.

الكلمات المفتاحية: محول مستمر- متناوب، محول ضابط الجهد "مستمر- مستمر رافع" ، تحكم متقدم ، لوحة أردوينو-إينو.

Résumé :

L'adaptation d'impédance entre un générateur photovoltaïque et une charge de type alternative est un problème technique que signifie essentiellement le transfert du maximum de puissance électrique à la charge. Le problème est abordé dans sa globalité dans cette thèse par une approche systémique du point de vue architecture de conversion et mode de commande associée visant des performances, fiabilités et flexibilités élevés.

Deux solutions expérimentales ont été menées sur l'étage de couplage DC-AC selon d'une part, le type de conversion et d'autre part, celui de stratégie de commande. Le premier correspond à une modification de circuit de conversion en insertion d'un régulateur de tension DC-DC BOOST entre la batterie de stockage et le convertisseur DC-AC pour augmenter la robustesse de réglage. Le second correspond à l'amélioration les performances et la robustesse dans un intervalle de réglage bien déterminé en introduction des méthodes de commande avancés (Par lyapunov, par mode glissant et par logique floue) et en utilisant de la carte de contrôle en temps réel Arduino-Uno. Les résultats pratiques montrent que l'utilisation de deux solutions en même temps permettent d'obtenir la meilleure qualité de transfert énergétique quelque soit les conditions max de fonctionnement et d'utilisation d'un système photovoltaïque.

Mots clé : Convertisseur DC-AC, convertisseur DC-DC BOOST, contrôle avancé, carte Arduino-Uno.

Abstract :

The adaptation of the impedance between a photovoltaic generator and an AC-type load is a technical problem which essentially means the transfer of the maximum electrical power to the load.

The problem is tackled in its entirety in this thesis by a systemic approach from the point of view of the conversion architecture and associated control mode aiming at high performances, reliability and flexibility.

Two experimental solutions were carried out on the DC-AC coupling stage on one side, the type of conversion and the other side, that of command strategy. The first is a modification of the conversion circuit by inserting a DC-DC BOOST voltage regulator between the storage battery and the DC-AC converter to increase the robustness of the setting. The second corresponds to the improvement of performance and robustness in a well-determined adjustment interval by introducing advanced control methods (By lyapunov, sliding mode and fuzzy logic) and by using the Arduino-UNO real-time control board. . The practical results show that the use of two solutions at the same time allows to obtain the best quality of energy transfer regardless of the maximum operating and use conditions of a photovoltaic system.

Keywords : DC-AC converter, DC-DC BOOST converter, advanced control, Arduino-Uno board.