REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Département de Génie Electrique

Laboratoire des Énergies Renouvelables et des Matériaux **(LERM)**

Thème

Modélisation et commande des chaines de conversion des énergies renouvelables à base des convertisseurs z-source

Présentée par Mr

KADDOUR Benyoucef

Ingénieur en électronique : Université de Blida, Algérie
Magister en système et commande électromécanique : Université de Médéa, Algérie
En vue de l'obtention du titre de Doctorat en science en Génie Electrique.

Devant le Jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	
Mr HOUASSINE Hamza	Professeur, Université de Bouira.	Président.
Mr Bot Youcef	Professeur, Université de Khemis Méliana.	Examinateur.
Mr YOUSFI Abdelkader	MCA Université de Khemis Méliana.	Examinateur.
Mr BENTOUATI Smain	MCA, Univ de Médéa.	Examinateur.
Mr HENINI Noureddine	Professeur, Université de Médéa.	Directeur de thèse.
Mr TLEMCANI Abdelhalim	Professeur Université de Médéa.	Co-Directeur de thèse.

Année Universitaire : 2024/2025

Dédicace

- À la douce mémoire de mes parents, qu'ils reposent en paix.
- À ma femme et à mes enfants, Abdelkader, Djillali, Yahia et Hocine.
- À mes frères, ma sœur, leurs enfants, et toute ma grande famille.
- À mes amis, pour leur présence précieuse.
- À toutes les personnes qui m'accordent leur estime.

Remerciements

Je commence par rendre grâce à Dieu, qui m'a donné la force, la santé et le courage nécessaires pour mener à bien cette thèse. Sans Sa bienveillance, je n'aurais pu surmonter les nombreux défis rencontrés sur ce chemin.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à mon directeur de thèse, HENINI Noureddine, ainsi qu'à mon codirecteur, TLEMCANI Abdelhalim, pour leur confiance, leurs précieux conseils et leur encadrement bienveillant. Leur expertise et leur patience ont été d'une grande importance dans l'aboutissement de ce travail. Leur capacité à m'encourager dans les moments difficiles a été une source inestimable d'inspiration.

Je remercie également Monsieur HOUASSINE Hamza qui m'a fait l'honneur de présider ce jury, ainsi que Messieurs YOUSFI Abdelkader, Bot Youcef, et BENTOUATI Smain d'avoir examiné ce travail. Je suis profondément reconnaissant aux membres du jury d'avoir accepté de juger cette thèse. Leurs observations et suggestions enrichissantes contribueront sans aucun doute à la poursuite de mes recherches.

Je souhaite également remercier le directeur et les membres du Laboratoire des Énergies Renouvelables et des Matériaux (LERM), ainsi que mes collègues du département, dont le soutien, les discussions et les partages d'expériences m'ont permis de progresser et de surmonter les moments de doute. Vos encouragements ont joué un rôle clé dans la finalisation de ce projet.

Mes plus sincères remerciements vont à ma petite et grande famille, pour leur amour, leur patience et leur soutien indéfectible. Vos encouragements constants et votre foi en moi ont été la source de ma motivation tout au long de ces années.

Je n'oublie pas mes amis proches, qui m'ont aidé à garder l'équilibre nécessaire pour mener à bien ce travail.

Enfin, à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à l'accomplissement de cette thèse, je vous adresse ma plus sincère reconnaissance.

ملخص

إن تـزايد تكـاليف الطـاقة التقليدية إلـى جـانب محدودية مـواردها، يجعل الطاقة الكـهروضوئية حـلاً مميـزاً لكونها تشتمل على مزايا عدم التلوث والوفرة بكميات متفاوتة عبر جميع أنحاء العـالم لتكون احد الخيارات الواعدة للطـاقة.

يركـز هـذا البحث علـى تعميق الفهم و النمذجـة و التحكم في سلاسـل تحويـل الطـاقات المتجددة مع التركيز بشكل خاص علـى المحولات ذات المصدر Z لقدرتها علـى رفع و تخفيض الجهد دون الحاجة إلـى مكونـات إضافية. كمـا أن دمجها مـع العواكس متعددة المستويـات يكـون حـلاً مميزاً وذلك للتقليل من خسـائر التبديل، وهو أمر ضروري لتحسين الأداء العام لأنظمة الطاقة.

يهدف هذا البحث إلى تطوير إستراتجيات تحكم لتحسين التفاعل بين المحولات والعواكس متعددة المستويات و ضمان كفاءة و إستقرار الطاقة.

كلمات مفتاحية: سلسة التحويل، محول الطاقة من نوع Z، محولات متعددة المستويات.SHEPWM

Abstract

The rising costs of conventional energy sources, combined with the limitation of their resources, make photovoltaic (PV) energy an increasingly attractive solution among promising energy options. Its advantages include availability in varying quantities worldwide and the absence of pollution.
The objective of this research is to deepen the understanding and control of a renewable energy conversion chain, with a particular focus on solar energy. To maximize the efficiency and reliability of these systems, the study focuses on the utilization of Z-source converters associated with multilevel inverters. Z-source converters, with their ability to provide both voltage boost and reduction without the need for additional components, offer an advantageous solution for photovoltaic systems. Their integration with multilevel inverters allows for smoother output voltage and reduced switching losses, which is essential for improving the overall performance of solar energy conversion systems. Moreover, this combination enables better energy management, increased flexibility in system topology, and reduced maintenance costs and power losses. The study aims to develop advanced control strategies to optimize the interaction between Z-source converters and multilevel inverters, while ensuring the stability and energy efficiency of the conversion chains.

Keywords : conversion chain, Z-source converter, multilevel converters, SHEPWM.

Résumé

L’augmentation des coûts des énergies conventionnelles, combinée à la limitation de leurs ressources, fait de l’énergie photovoltaïque (PV) une solution de plus en plus attractive parmi les options énergétiques prometteuses. Ses avantages incluent la disponibilité en quantités variables partout dans le monde, l'absence de pollution.

L’objectif de ce travail de recherche est d’approfondir la compréhension, le contrôle d'une chaine de conversion d'énergies renouvelables, en mettant particulièrement l'accent sur l'énergie solaire. Pour maximiser l'efficacité et la fiabilité de ces systèmes, l'étude se concentre sur l'exploitation des convertisseurs à source Z associés aux onduleurs multiniveaux. Les convertisseurs à source Z, grâce à leur capacité à fournir à la fois une élévation et une réduction de tension sans nécessiter de composants supplémentaires, offrent une solution avantageuse pour les systèmes photovoltaïques. Leur intégration avec des onduleurs multiniveaux permet de produire une tension de sortie plus lisse et de réduire les pertes de commutation, ce qui est essentiel pour améliorer les performances globales des systèmes de conversion d'énergie solaire. En outre, cette combinaison permet une meilleure gestion de l'énergie, une flexibilité accrue dans la topologie des systèmes, et une réduction des coûts de maintenance et des pertes de puissance. L'étude vise à développer des stratégies de commande avancées pour optimiser l'interaction entre les convertisseurs à source Z et les onduleurs multiniveaux, tout en assurant la stabilité et l'efficacité énergétique des chaînes de conversion.

Mots clés : chaine de conversion, convertisseur Z source, convertisseurs multiniveaux, SHEPWM.

TABLES DES MATIERES

LISTE DES FIGURES IX

LISTE DES TABLEAUX XV

TABLEAU DES ABBREVIATIONS ET DEFINITIONS XVI

INTRODUCTION GENERALE 01

CHAPITRE I : Fondamentaux des Sources d'Énergie, Du Stockage et des Chaînes de Conversion

I.1 Introduction 04

I.2 Tendances et Défis Actuels du Secteur Énergétique Mondial 04

I.3 Sources des énergies renouvelables 07

I.3.1. Énergie hydraulique 07

I.3.2 Énergie biomasse 07

I.3.3 Énergie géothermique 08

I.3.4 Énergie solaire. 09

I.3.4.1 le système photovoltaïque 09

I.3.4.2 Association des cellules photovoltaïques 09

I.3.4.3 Différents types de cellules photovoltaïques 10

I.3.4.4 Avantages et inconvénients des énergies solaires photovoltaïques 10

I.3.5 Énergie éolienne 11

I.3.5.1 Système éolien 11

I.3.5.2 Types d'éoliennes 12

I.3.5.3 Fonctionnement du système éolien 13

I.3.5.4 Facteurs d'efficacité 14

I.4 Usages et applications des éoliennes et de l'énergie photovoltaïque 15

I.5 Stockage de l’énergie renouvelable 15

I.5.1 Les batteries 16

I.5.1.1 Caractéristiques Clés des Batteries 16

I.5.2 Les supercondensateurs 17

I.5.2.1 Structure et fonctionnement 17

I.5.3 Les piles à combustible 18

I.5.3.1 Principe de fonctionnement 18

I.5.3.2 Types de piles à combustible 18

I.5.4 Stockage mécanique de l'énergie 19

I.5.4.1 Méthodes de Stockage Mécanique 19

1.6 Potentiel solaire en Algérie 20

I.7 Les systèmes d'énergies 21

I.7.1 Les systèmes d'énergie hybrides à énergies renouvelables 21

I.7.1.1 Classification des systèmes hybrides 22

I.7.1.2 Connection des systèmes hybrides 23

I.7.2 Les systèmes d'énergie hybrides connectés aux réseaux électriques 26

I.7.3 Les systèmes d'énergie hybrides autonomes (en site isolé) 26

I.7.3.1 Les systèmes d'énergie photovoltaïque autonomes avec stockage 27

I.7.3.2 Les systèmes d'énergie photovoltaïque autonomes sans stockage 27

I.8 Conclusion 28

CHAPITRE II : Intégration des Convertisseurs Multiniveaux H-Bridge dans les Convertisseurs à Source Z

II.1 Introduction 29

II.2 Principe de fonctionnement de L'onduleur Z-Source : 29

II.2.1 les modes de fonctionnement : 30

II.2.2 Facteur de survoltage B 32

II.2.3 Dimensionnement de l'inductance L et le condensateur C 33

II.2.4 Simulation de l'hacheur Z source 34

II.2.4.1 Simulation de l'Hacheur Z source en boucle ouverte 34

II.2.4.2 Simulation de l'Hacheur Z source en boucle fermé 35

II.3 Les convertisseur DC-AC multiniveaux a H-bridge (onduleur) : 37

II.3.1 Principe des convertisseurs multiniveaux 37

II.3.2 Topologies des Convertisseurs Multiniveaux à Pont H en Cascade. 38

II.4 Techniques de Modulation de Largeur d'Impulsion (PWM) appliqué aux onduleurs H- Bridge 5 niveaux 40

II.4.1 Commande LSPWM appliqué à un convertisseur 5 niveaux a H-Bridge 40

II.4.1.1 Principe de la LSPWM 41

II.4.1.2 Simulation d'un bras à cinq niveaux avec deux H-Bridge utilisant la technique PD-PWM 43

II.5 Commandes d'un convertisseur a source Z d'un bras avec deux H-Bridges 45

II.5.1 Commande SBC. 45

II.5.1.1 Principe de la commande SBC (Simple Boost Control) 45

II.5.1.2 Simulation de la commande SBC 48

II.5.1.3 Stratégies de Contrôle de la Tension Vbus 48

II.5.1.4 Déroulement de la simulation 49

II.5.1.5 Résultats Obtenus et Interprétation 50

II.5.2 Commande MBC. 53

II.5.2.1 Principe de la commande MBC (Maximum Boost Control) 53

II.5.2.2 Simulation de la Commande MBC 55

II.5.1.3 Interprétation des Résultats Obtenus. 55

II.6 Conclusion 59

CHAPITRE III : Topologie de z source Avec la technique SHEPWM Mixé avec les convertisseurs H-Bridge multiniveaux cascade.

III.1 Introduction 60

III.2 topologie proposée d'un onduleur z-source multiniveaux en cascade triphasé. 60

III.3 Technique de modulation de largeur d'impulsion avec élimination sélective d'harmoniques (shepwm) 61

III.4 Modes de fonctionnement de l'onduleur en H a Z source 63

III.4.1 Mode de fonctionnement proposé pour l'onduleur z source en cascade 63

III.4.2 Repartition proposée des états de court-circuit entre les deux ponts en H 64

III.4.2.1 Méthode de contrôle proposée 66

III.4.2.2 Aanalyse des résultats 68

III.5 Conclusion 72

CHAPITRE IV : Analyse des Algorithmes MPPT Avec Convertisseur Z Source Dans les Chaînes de Conversion Photovoltaïques.

IV.1 Introduction 73

IV.2 Principe de la conversion photovoltaïque 73

IV.2.1 Cellule photovoltaïque 73

IV.2.2 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque 74

IV.2.2.1 Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque 74

IV.2.2.2 Modèle mathématique de la cellule photovoltaïque 75

IV.2.2.3 Caractéristique d'une cellule photovoltaïque 75

IV.2.3 Facteurs influençant le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque 77

IV.2.3.1 Influence de l'éclairement E (W/m^2) 77

IV.2.3.2 Influence de la température 78

IV.3 Conception de module photovoltaïque 78

IV.3.1 Association des cellules : 78

IV.3.1.1 Association série 78

IV.3.1.2 Association en parallèle 79

IV.3.1.3 Association mixte (série- parallèle) 79

IV.3.2 Protection des cellules 80

IV.3.2.1 Diode by-pass 80

IV.3.2.2 Diode anti-retour. 81

IV.4 Zone de fonctionnement du module solaire 81

IV.4.1 Connexion directe 82

IV.4.2 Étage d'adaptation continu-continu à Z source 84

IV.4.3 Critères d'évaluation d'une commande MPPT 84

IV.4.4 Les méthodes de poursuite de MPP 85

IV.4.4.1 Technique de la tension fixe pour un système photovoltaïque solaire 85

IV.4.4.2 Ttechnique de Perturbation et Observation (P&O) 87

IV.4.4.3 la technique de l'Incrémental Conductance (INC) 89

IV.5 Simulation des techniques MPPT étudiés 91

IV.5.1 Caractéristiques du Panneau Photovoltaïque 92

IV.5.2 Choix des Composants du Convertisseur Z-source 93

IV.5.3 Résultats de simulation de la technique de la tension fixe 94

IV.5.3.1 Interprétation des résultats 94

IV.5.4 Résultats de simulation des deux techniques : P&O et Incrémental Conductance 95

IV.5.4.1 Analyse comparative entre les deux techniques P and O et INC 98

IV.6 Chaîne de Conversion d'un Système PV-Batterie avec Onduleur à Source Z à Cinq Niveaux en H-Bridge. 99

IV.6.1 Système de commande. 100

IV.6.2 Choix des Composants 101

IV.6.3 Résultats de simulation. 101

IV.6.3.1 Résultats de simulation avec la commande SBC 102

IV.6.3.2 Résultats de simulation avec la commande MBC 106

IV.7 Conclusion 109

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVE 110

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE.

LISTE DES FIGURES

Chapitre I

Figure I.1	Part des énergies dans la production mondiale d'électricité (2023).	6
Figure I.2	Part des énergies renouvelables dans le mix électrique mondiale (en%)	6
Figure I.3	Le principe de fonctionnement d'une centrale gravitaire pour la production de l'électricité	7
Figure I.4	Principaux composants de la centrale géothermique à vapeur sèche.	8
Figure I.5	Les composants photovoltaïques : cellule, module et champ.	9
Figure I.6	Composants essentiels d'une éolienne typique.	12
Figure I.7	Zones de fonctionnement d'une éolienne.	14
Figure 1.8	Principe de la batterie.	16
Figure I.9	Principe des supercondensateurs.	17
Figure I.10	Principe de la pile à combustible.	18
Figure I.11	Station de transfert d'énergie par pompage.	19
Figure I.12	Programme de développement des énergies renouvelables à réaliser sur la période 2015-2030	20
Figure I.13	Carte de l'irradiation solaire en Algérie	21
Figure I.14	Systèmes d'énergie hybrides a énergies renouvelables	22
Figure I.15	Classification des systèmes hybrides	23
Figure I.16	Configuration série des systèmes hybrides	23
Figure I.17	Configuration parallèle des systèmes hybrides	24
Figure I.18	Configuration à commutation des systèmes hybrides	25
Figure I.19	Installation décentralisée connectée au réseau Électrique	26
Figure I.20	Les systèmes d'énergie hybrides autonomes (en site isolé).	26
Figure 1.21	Systèmes d'énergie photovoltaïque autonomes avec système de stockage	27
Figure 1.22	Systèmes d'énergie photovoltaïque autonomes sans système de stockage.	27

Chapitre II

Figure II.1	Convertisseur Z source (ZSI).	30
Figure II.2	Schéma équivalent du convertisseur Z-source en mode 1	31

Figure II.3	Schéma équivalent du convertisseur Z-source en mode 2.	31
Figure II.4	Schéma équivalent du convertisseur Z-source en mode 3	32
Figure II.5	le gain B en fonction du rapport cyclique D.	33
Figure II.6	Hacheur Z source en boucle ouverte sur Matlab Simulink.	35
Figure II.7	La tension de Bus continu pour D=0.1	35
Figure II.8	La tension de Bus continu pour D=0.4.	35
Figure II.9	Schéma block de Z source en boucle fermée.	36
Figure II.10	Variation de la tension de bus continu en fonction de la tension de référence et R_load.	36
Figure II.11	Symbole des convertisseurs DC-AC monophasé et triphasé	37
Figure II.12	Schéma de principe des convertisseurs multiniveaux	37
Figure II.13	Configuration d'onduleur multiniveau avec 2 ponts H connectés en série.	38
Figure II.14	(a)- Commande LSPWM et la distribution verticale des signaux modulants par rapport a la modulante. (b)- Tableau de la Logique de fonctionnement des Switch. (c)- Convertisseur Cinq niveaux.	41
Figure II .15	Les dispositions possibles des porteuses en fonction de leur déphasage.	42
Figure II.16	Commande PD-PWM appliqué a un bras à cinq niveaux avec deux H-Bridges	43
Figure II.17	Les tensions de sortie HB1 et HB2 et la sortie composite.	44
Figure II.18	Analyse spectrale de la tension composite Vph.	45
Figure II.19	Commande SBC appliqué a un onduleur cinq niveaux a 2 H-Bridges.	45
Figure II.20	Position des coefficient Vup et Vlow par rapport à P1 et P2.	46
Figure II.21	Etat de court-circuit supérieur et inférieur et leur combinaison.	47
Figure II.22	Équilibrage des commutations des tensions de sortie HB1 et HB2.	47
Figure II.23	Commande SBC appliqué a un onduleur cinq niveaux à 2 H-Bridges.	48
Figure II.24	Séquence de variation : (a) tension de référence, (b) charge.	49
Figure II.25	Variation des tensions Vbus1 et Vbus2(avec détecteur de pic).	50
Figure II.26	Variation des tensions Vbus1 et Vbus2(sans détecteur de pic).	50
Figure II.27	Variation des coefficients de la commande (SBC) Vup et Vlow de HB1 et HB2(sbc).	51
Figure II.28	Tension composite Vph(sbc).	51

Figure II.29	(Zoom1) Tension composite Vph(sbc).	51
Figure II.30	THD Tension composite Vph autour de t= 2.6s(sbc).	52
Figure II.31	(Zoom2) Tension composite Vph(sbc).	52
Figure II.32	THD Tension composite Vph autour de t= 8.6s(sbc).	52
Figure II.33	Commande MBC appliqué à un onduleur cinq niveaux à 2 H-Bridges.	53
Figure II.34	Tensions de référence et porteuses pour r=0.9.	54
Figure II.35	Signal de commande des états de court-circuit	54
Figure II.36	Technique appliquée de la commande MBC	55
Figure II.37	Variation des tensions Vbus1 et Vbus2	55
Figure II.38	Variation des sorties SRsup et SRinf des régulateurs HB1 et HB2(mbc)..	56
Figure II.39	Tension composite Vph(mbc).	56
Figure II.40	(Zoom1) Tension composite Vph(mbc).	56
Figure II.41	THD Tension composite Vph autour de t= 2.6s(mbc).	57
Figure II.42	(Zoom2) Tension composite Vph(mbc).	57
Figure II.43	THD Tension composite Vph autour de t= 8.6s(mbc).	57

Chapitre III

Figure III.1	Topologie proposée de l'onduleur en cascade en source Z triphasé	60
Figure III.2	Illustration de la Forme d'une Période de Signal Proposée.	61
Figure III.3	Diagramme Fonctionnel du Système de Contrôle pour l'Onduleur H-Bridge 1 (HB1).	66
Figure III.4	PWM Appliquée à HB1 et HB2 en Fonction du Signal de Contrôle Er.	67
Figure III.5	Schéma Synoptique de Génération des Signaux PA1 et PA2	68
Figure III.6	Vue de la Technique Adoptée pour la Commande du ZSI Triphasé avec Onduleur H-Bridge.	68
Figure III.7	Tensions V_{ref} et V_i pour chaque ZSI de base avec la tension V_{dc} variable	69
Figure III.8	Tensions V_{ref} et V_i pour chaque ZSI avec la tension Vref variable	70
Figure III.9	Tension composée v_{ac}	71

Chapitre IV

Figure IV.1	Cellule élémentaire photovoltaïque	74
Figure IV.2	Schéma Bloc d'une Cellule Photovoltaïque.	74
Figure IV.3	Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque	75
Figure IV.4	Caractéristique d'une cellule photovoltaïque	76
Figure IV.5	Influence de l'éclairement sur les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque I(V) et P(V) à T=25°C	77
Figure IV.6	Influence de la température sur les caractéristique I(V) et P(V) d'une cellule photovoltaïque à E=1000W/$m^{2.}$	78
Figure IV.7	L'association des cellules en série et la caractéristique I(V) d'un module Photovoltaïque.	79
Figure IV.8	L'association des cellules en parallèle et la caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque.	79
Figure IV.9	Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque a association mixte des cellules.	80
Figure IV.10	Diodes by-pass	80
Figure IV.11	Association des diodes de sécurité by-pass et antiretour pour deux modules	81
Figure IV.12	Les différentes zones de fonctionnement dans la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque.	81
Figure IV.13	Connexion directe Générateur photovoltaïque - Charge.	82
Figure IV.14	Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque en connexion directe avec la charge.	83
Figure IV.15	Chaîne de conversion photovoltaïque a impédance Z.	84
Figure IV.16	Choix de la tension de référence (Vréf).	86
Figure IV.17	Organigramme de l'algorithme de la technique de la tension fixe.	86
Figure IV.18	Synoptique de la technique de la tension fixe	87
Figure IV.19	Schéma du principe de la méthode P&O.	87
Figure IV.20	Organigramme de perturbation et d'observation (P and O).	88
Figure IV.21	Synoptique de la technique (Pando) avec un convertisseur Z source.	89
Figure IV.22	Principe de la technique Incrémental conductance.	89
Figure IV.23	Algorithme de la technique de l'incrémental conductance	91
Figure IV.24	Synoptique de la technique Incremental inductance	91

Figure IV.25	Les caractéristiques Ipv(Vpv) et Ppv(Vpv) à irradiance Variable et T=25°C	92
Figure IV.26	Les caractéristiques Ipv(Vpv) et Ppv(Vpv) à T variable et irradiance=1kW/m².	93
Figure IV.27	Variation météorologique de l'irradiation et de la température	94
Figure IV.28	Variation des tensions et des courants à l'entrée PV et à la sortie RLoad.	94
Figure IV.29	Variation des Puissance Ppv et Pout.	95
Figure IV.30	Variation du rapport cyclique D.	95
Figure IV.31	Signal PWM de commande de l'état de court-circuit de l'IGBT.	95
Figure IV.32	Les tensions Vpv, Vout, Ipv, Iout des deux technique PandO et INC	96
Figure IV.33	Zoom de la tension Vpv pour la technique P and O.	96
Figure IV.34	Zoom de la tension Vpv pour la technique INC.	97
Figure IV.35	Les puissances Ppv et Pout de la techniques PandO	97
Figure IV.36	Les puissances Ppv et Pout de la technique INC	98
Figure IV.37	Rapport cyclique de la technique P and o	98
Figure IV.38	Rapport cyclique de la technique INC	98
Figure IV.39	Synoptique du Système Non connecté PV-Batterie avec onduleur cinq niveaux à H-Bridge.	100
Figure IV.40	Synoptique de la gestion de la tension Vbus et contrôle de la consommation du système.	101
Figure IV.41	Caractéristique du panneaux PV	102
Figure IV.42	Gestion de batterie et la MPPT.	103
Figure IV.43	Gestion de la commande ZSI.	104
Figure IV.44(a)	Variation des tensions de bus HB1et HB2 de l'onduleur ZSI.	105
Figure IV.44(b)	Variation de la tension de sortie composite Vph.	105
Figure IV.44(c)	Variation de la tension de sortie composite Vph (zoom1).	105
Figure IV.44(d)	THD de la tension de sortie composite Vph (zoom1)	106
Figure IV.44(e)	Variation de la tension de sortie composite Vph (zoom2)	106
Figure IV.44(f)	THD de la tension de sortie composite Vph (zoom2).	106
Figure IV.45	Commande MBC appliquée aux H-bridges HB1 et HB2	107
Figure IV.46	Variation de la tension Vbus1 et Vbus2 (HB1 et HB2) de l'onduleur ZSI (avec détecteur de crête).	107

Figure IV.47	La tension de sortie composite Vph de l'onduleur ZSI	108
Figure IV.48	THD de la tension Vph a t=2s.	108
Figure IV.49	THD de la tension Vph a t=3.5s.	108

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II.1	Configuration d'un onduleurs 5 niveaux avec 2 H-bridges (Vdc1= Vdc2= Vdc).	39
Tableau II.2	Configuration d'un onduleurs 7 niveaux avec 2 H-bridges (Vdc1=Vdc et Vdc2= 2Vdc).	40
Tableau II.3	Valeurs des paramètres de simulation.	43
Tableau II.4	Calcul De amplification B (Commande SBC)	53
Tableau II.5	Calcul De amplification B (Commande MBC)	58
Tableau III.1	L'état de Vout avec les différentes combinaisons des commutateurs HB1 et HB2.	64
Tableau III.2	Répartition des états de court-circuit entre HB1 et HB2.	65
Tableau III.3	Tensions de bus DC variables et tensions de reference fixe.	69
Tableau III.4	Calcul du gain *B* des bus continus du ZSI de base.	71
Tableau IV.1	Valeurs Pmpp et Vmpp, Impp en fonction d'Irradiation et la température.	93
Tableau IV.2	Relevé des valeurs (Ppv, Vpv, Ipv, Pout, Vout, Iout) tout au long des variations météorologiques.	99
Tableau IV.3	Valeurs du rendement du point de fonctionnement ηMPPT	99
Tableau IV.4	Le gain B dans les deux zones SBC (Zoom 1 et2)	107
Tableau IV.5	Le gain B dans les deux zones MBC (Zoom 1 et 2)	109

TABLEAU DES ABREVIATIONS ET DEFINITIONS

Abréviation	Définition
AC	Courant alternatif
APOD-WM	Alternate Phase Opposition Disposition Pulse Width Modulation
B	Amplification de l'étage continu
BMS	Battery Management System (Système de gestion de batterie)
C, C1, C2	Condensateur
CHB	Onduleur en cascade H-Bridge
DC	Courant continu
D	Rapport cyclique (Duty-cycle)
DOD	Depth of Discharge (Profondeur de décharge, pour les batteries)
Ds	Diode
E	Ensoleillement
ER	Énergie renouvelable
ESS	Energy Storage System (Système de stockage d'énergie)
f	Fréquence
G	Amplification globale du système
GPV	Générateur photovoltaïque
HB	Pont en H (pour les onduleurs à topologie de pont en H)
H-Bridge	Pont en H (pour les onduleurs à topologie de pont en H)
I0	Courant de bus continu
INC	Incrémental Conductance
L, L1, L2	Inductance
LSPWM	Level Shifted PWM
MBC	Maximum Boost Converter
MPPT	Maximum Power Point Tracking
N	Niveau onduleur
P1	Porteuse 1
P2	Porteuse 2

P3	Porteuse 3
P4	Porteuse 4
PD-PWM	Phase Disposition Pulse Width Modulation
POD-PWM	Phase Opposition Disposition Pulse Width Modulation
P&O	Perturb and Observe (Méthode Perturber et Observer pour MPPT)
PV	Photovoltaïque
PSPWM	Phase Shifted PWM
PWM	Modulation de largeur d'impulsion
r	Profondeur de modulation de l'onduleur
R_load	Résistance de charge
RMS	Root Mean Square (Valeur quadratique moyenne)
SBC	Simple Boost Converter
SEH	Système d'énergie hybride
SOC	State of Charge (État de charge, pour les batteries)
THD	Total Harmonique Distorsion (Distorsion harmonique totale)
VAC	Tension alternative
VDC	Tension continue
Vbus	Tension de bus continu
Vinf	Tension inférieure
Vn	Vitesse nominal
$\hat{v}_m$	Valeur de crête de l'onde fondamentale de la tension de sortie
Vi	Tension d'entrée de l'onduleur
Vdc	Tension de bus continu
$\hat{V}_i$	Valeur de crête de la tension d'entrée de l'onduleur
Vlow	Valeur négative
Vph	Tension de phase
Vsup	Tension supérieure
Vup	Valeur positive
Z	Impédance
ZSI	Z Source Inverter

Tcc	Durée de court-circuit dans l'onduleur Z pendant les vecteurs nuls
Ta	Durée de l'état actif de l'onduleur
Ts	Période de commutation
ηMPPT	Efficacité du point de fonctionnement

INTRODUCTION GENERALE

Le besoin en énergie électrique n'a pas cessé de croitre depuis plusieurs années consécutives exigeant en conséquence une consommation importante des énergies fossiles telles que le charbon, le gaz naturel, le pétrole, l'uranium, etc. Cependant, la consommation accrue de ce type de sources fossiles pour la production de l'électricité accentue l'émission de gaz à effet de serre et augmente la pollution.

Ce compromis de La demande croissante en énergie et la nécessité de réduire l'empreinte carbone a conduit à un intérêt accru de produire de l'électricité à base d'énergies renouvelables (ER), solution prometteuse pour produire proprement et palier au problème du réchauffement climatique de la planète, ainsi le monde a confronté les technologies de conversion d'énergie entraînant des défis majeurs en termes de sécurité énergétique, d'impact environnemental et de durabilité[1] [2]. En effet, les panneaux photovoltaïques et les éoliennes posent plusieurs défis en raison de leur nature intermittente et stochastique, en plus les systèmes de stockage d'énergie par batterie peuvent être une solution miracle pour gérer le caractère intermittent car leurs performances sont nettement acceptables et leur coût très abordable.

Les chaînes de conversion d'énergie jouent un rôle essentiel dans la transition vers des systèmes d'alimentation plus efficaces et plus fiable[3][4]. Ces systèmes permettent la conversion bidirectionnelle entre différentes formes d'énergie, facilitant ainsi l'intégration des sources d'énergie renouvelable, la gestion de la charge et le stockage d'énergie.

Donc L'avenir de notre approvisionnement énergétique repose sur notre capacité à innover et à adopter des solutions durables et efficaces. Au cœur de cette quête se trouvent les chaînes de conversion d'énergie électrique, des systèmes complexes qui transforment diverses sources d'énergie en électricité utilisable. Parmi ces sources, le photovoltaïque et l'éolienne jouent des rôles prépondérants.

L'éolien exploite l'énergie cinétique du vent pour produire de l'électricité, offre une voie prometteuse vers une énergie propre et renouvelable. Les éoliennes, sous différentes formes et tailles, sont déployées à grande échelle dans des parcs éoliens terrestres et offshore, contribuant de manière significative à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la diversification du mix énergétique.

Le photovoltaïque, en exploitant l'énergie solaire, est devenu l'une des sources d'énergie renouvelable les plus répandues et les plus prometteuses dans le monde entier. Les avancées

dans cette technologie, tant au niveau des cellules solaires que des systèmes de conversion, ouvrent la voie à une exploitation plus efficace et plus répandue de cette ressource abondante.

Les modèles énergétiques émergents revêtent une importance croissante dans les décisions relatives aux politiques énergétiques. Ils fournissent une aide précieuse en permettant d'explorer divers scénarios d'évolution du système énergétique à long terme, d'anticiper les impacts potentiels des fluctuations des prix de l'énergie sur le moyen et long terme, ainsi que d'estimer les émissions de polluants[5][6]. Ces outils, bien qu'ils ne prédisent pas l'avenir avec certitude, offrent une vision prospective essentielle pour orienter les décisions stratégiques en matière d'énergie[7][8].

Dans ce contexte, on représente les piliers essentiels de la conversion d'énergie, ou les convertisseurs à Z source et les onduleurs multiniveaux émergent comme des solutions solides pour répondre à ces défis.

Les convertisseurs à source Z, quant à eux, représentent une avancée significative dans le domaine de la conversion d'énergie électrique. Leur capacité à fournir un couplage d'impédance flexible et leur efficacité dans la manipulation des tensions de source en font des candidats idéaux pour une variété d'applications, allant des systèmes photovoltaïques aux véhicules électriques.

Les onduleurs multiniveaux sont des dispositifs de conversion d'énergie électrique qui permettent de générer des tensions de sortie de qualité supérieure en combinant plusieurs niveaux de tension continue. Cette approche, basée sur la modulation de largeur d'impulsion (PWM), offre des avantages significatifs par rapport aux onduleurs conventionnels, tels qu'une meilleure qualité de l'onde de sortie, une réduction des pertes d'énergie et une meilleure compatibilité avec les réseaux électriques à haute tension[9][10].

Cette thèse vise l'intégration des convertisseurs à Z source et des onduleurs multiniveaux dans les chaînes de conversion d'énergie. En combinant les avantages de ces deux technologies, il est possible de concevoir des systèmes de conversion d'énergie plus efficaces, plus compacts et plus robustes[11].

Dans ce contexte, le contenu de cette thèse est articulé en quatre chapitres de la manière suivante :

Le premier chapitre offre un aperçu de la croissance continue à l'échelle mondiale des énergies renouvelables (ER), tout en explorant les différents types d'énergies renouvelables ainsi que leur conversion et leur intégration efficace dans les réseaux électriques.

Le deuxième chapitre se concentre sur l'étude des convertisseurs à source Z, en examinant en profondeur leurs principes de fonctionnement ainsi que ceux des onduleurs multiniveaux, accompagnés de techniques de contrôle associées.

Le troisième chapitre analyse en détail la contribution des convertisseurs à source Z aux onduleurs multiniveaux, en mettant particulièrement en avant l'intégration de la technique SHEPWM (Selective Harmonic Elimination Pulse Width Modulation).

Enfin, le dernier chapitre est dédié à la conversion d'énergie photovoltaïque. Il présente l'étude des MPPT ainsi qu'un système autonome PV-batterie, incluant un onduleur à source Z

La thèse se conclut par une synthèse générale et des perspectives futures pour la recherche dans ce domaine.

Chapitre I

Fondamentaux
Des Sources d'Énergie,
Du Stockage
Et des Chaînes de Conversion

Chapitre I. Fondamentaux des Sources d'Énergie, du Stockage et des Chaînes de Conversion

I.1 Introduction :

Dans un contexte de transition énergétique mondiale, ce chapitre approfondit les concepts clés relatifs aux sources d'énergie, aux dispositifs de stockage et aux chaînes de conversion, éléments fondamentaux pour développer des systèmes énergétiques durables et performants. Qu'elles soient renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) ou conventionnelles (fossiles, nucléaire), les sources d'énergie diffèrent par leur disponibilité, leur coût et leur impact environnemental[1][2]. Pour maximiser leur potentiel, il est crucial de maîtriser les technologies de stockage, telles que les batteries, les supercondensateurs et les volants d'inertie, qui compensent l'intermittence des énergies renouvelables et stabilisent l'approvisionnement énergétique. Les chaînes de conversion, comprenant des convertisseurs DC-DC, des onduleurs et des transformateurs, jouent également un rôle fondamental en adaptant et conditionnant l'énergie depuis la source jusqu'aux charges. Ce chapitre met ainsi en lumière les contributions de ces éléments à la création de systèmes énergétiques modernes et durables. Comme on va examiner le potentiel énergétique en Algérie et les orientations stratégiques envisagées pour l'avenir, dans le but d'introduire la problématique de cette thèse.

I.2 Tendances et Défis Actuels du Secteur Énergétique Mondial.

L'expansion continue des infrastructures industrielles et des équipements domestiques a engendré une demande croissante en production d'énergie électrique. Cependant, répondre à cette demande constitue l'un des défis les plus urgents de notre époque, nécessitant une priorisation de l'efficacité énergétique au niveau international. Cette approche vise à concilier les impératifs énergétiques avec la protection de l'environnement, la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la promotion du développement économique, la lutte contre les inégalités et la responsabilisation de tous les acteurs impliqués. Cette problématique a catalysé l'essor des énergies renouvelables, considérées comme une alternative viable aux énergies fossiles dont la disponibilité future est incertaine. En effet, ces sources d'énergie renouvelables ont attiré une attention croissante ces dernières années en tant que solution pour pallier l'épuisement des ressources fossiles, atténuer les effets des changements climatiques et répondre à la demande énergétique croissante à l'échelle mondiale.

On appelle << énergies renouvelables » les énergies dont le renouvellement s'effectue naturellement et assez rapidement pour qu'on les considère comme "inépuisables".

Tendances :

- Transition énergétique : on note que Les énergies fossiles ont dominé la production

Mondiale d'énergie primaire tout au long de cette période. En 1970, elles représentaient 93,35 % de l'approvisionnement énergétique, mais cette proportion a progressivement diminué pour atteindre 81,80 % en 2022.

Parallèlement, les sources d'énergie renouvelables ont vu leur part augmenter de manière constante. Partant de 6,26 % en 1970, elles ont plus que doublé pour atteindre 14,21 % en 2022.

- Développement technologique : Les avancées technologiques dans le domaine des Énergies renouvelables, du stockage d'énergie et de l'efficacité énergétique ouvrent de nouvelles perspectives pour un système énergétique plus résilient et décarboné.
- Électrification : L'électrification croissante des secteurs de l'industrie, des transports et de la chaleur entraîne une demande accrue en électricité et souligne l'importance de promouvoir des sources d'énergie bas-carbone.

Problématiques :

- Changement climatique : Le changement climatique est l'un des défis les plus pressants de notre époque, stimulant la recherche de solutions pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et limiter le réchauffement climatique.
- Sécurité énergétique : La dépendance aux combustibles fossiles et les risques associés à leur extraction et à leur transport soulignent la nécessité de diversifier les sources d'approvisionnement énergétique et de renforcer la résilience des infrastructures.
- Accessibilité et équité : L'accès à une énergie propre, abordable et fiable reste un défi pour de nombreuses communautés dans le monde, soulignant l'importance de garantir une transition énergétique inclusive et équitable.

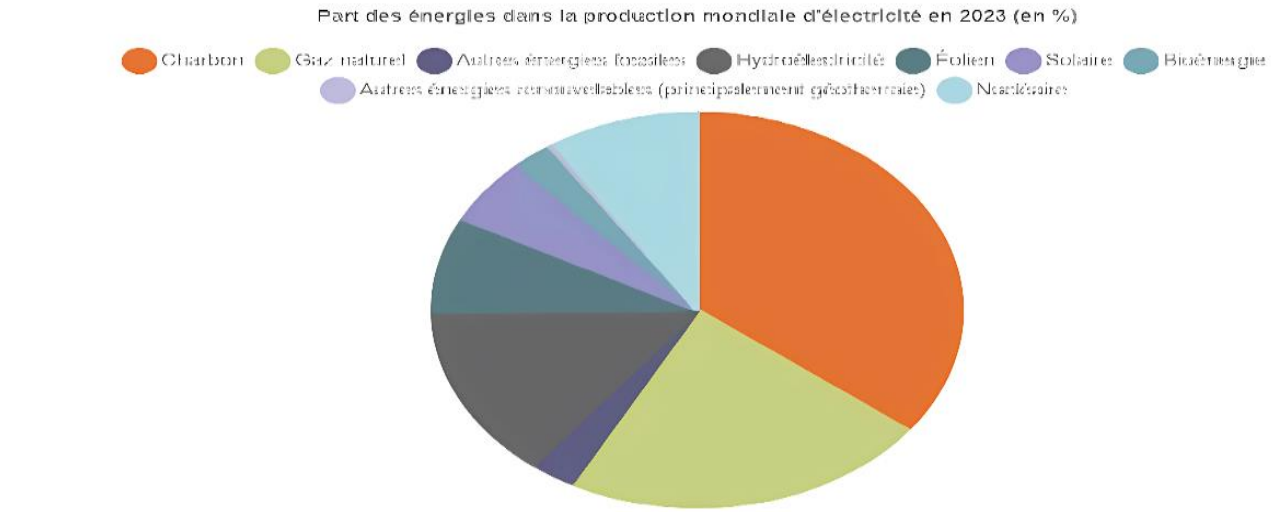
Le développement des énergies renouvelables est suivi par les plus grandes puissances du monde. Toutefois, chaque pays mise sur certains secteurs plus que d'autres en raison de leur climat, de leur géographie, etc.

L'objectif mondial est d'arriver à une part de 95% de renouvelable dans l'augmentation de la capacité de production énergétique globale. Pour atteindre cela, les experts misent sur une baisse des coûts de production de 36% pour le solaire et 15% pour l'éolien.

Ces deux secteurs devraient doubler leur capacité (GW). Les projections du New Energy Outlook prévoient que le mix énergétique mondial atteindra 64% de renouvelable en 2050.La figure I.1 explore selon (global electricity review 2024, EMBER) la part des énergies dans la production mondiale d'électricité en 2023(en%).

Production mondiale d'électricité en 2023

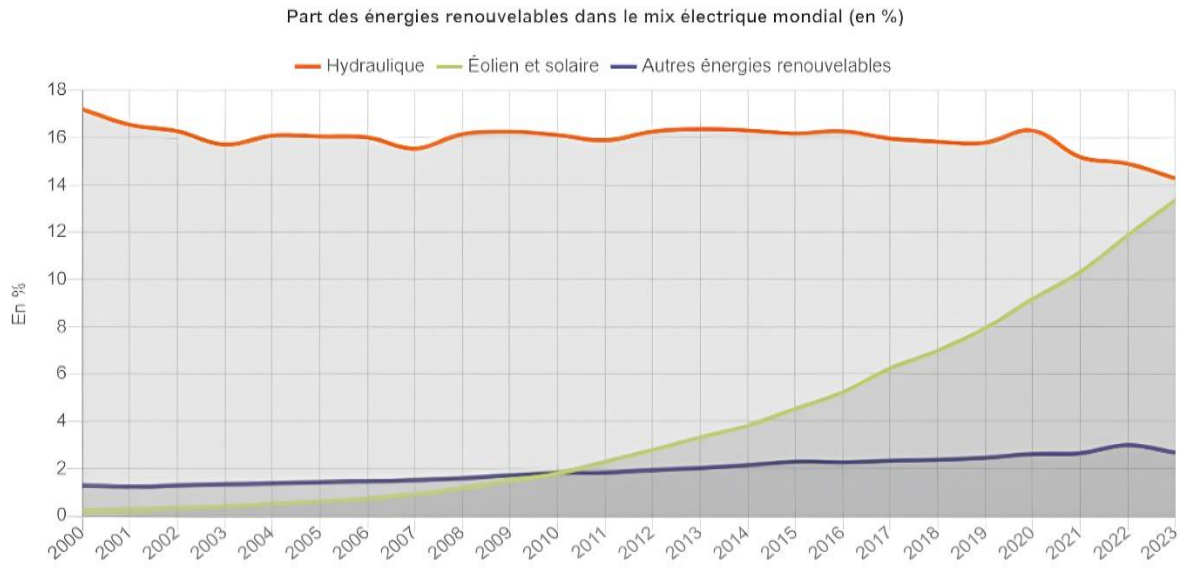
Source	Pourcentage du Mix Électrique	Production (TWh)
Charbon	35,4%	10 434
Gaz Naturel	22,5%	6 634
Hydroélectricité	14,3%	4 210
Nucléaire	9,1%	2 686
Éolien	7,8%	2 304
Solaire	5,5%	1 631
Bioénergie	2,4%	786



Source : Global Electricity Review 2024, EMBER - Graphique : Selectra

Figure I.1: Part des énergies dans la production mondiale d'électricité en 2023(en%)[12].

La figure I.2 montre également la part des énergies renouvelables dans le mix électrique mondial, ainsi que l'évolution notable des deux principales sources, à savoir l'éolien et le solaire, dont la croissance est particulièrement remarquable.



Source : Global Electricity Review 2024, EMBER - Graphique : Selectra

Figure I.2: Part des énergies renouvelables dans le mix électrique mondiale (en%)[12]

I.3. Sources des énergies renouvelables

Plusieurs types d'énergies renouvelables sont largement utilisées à travers le monde, parmi lesquels on peut citer :

I.3.1. Énergie hydraulique :

L'énergie hydraulique est l'une des sources d'énergie renouvelable les plus Anciennes et les plus largement utilisées. Actuellement est la première source renouvelable d'électricité, elle représente environ 14 % de la production mondiale d'électricité.

La production d'électricité hydraulique exploite l'énergie mécanique (cinétique et potentielle) de l'eau. Le principe utilisé pour produire de l'électricité avec la force de l'eau est le même que pour les moulins à eau de l'Antiquité. Au lieu d'activer une roue, la force de l'eau active une turbine qui entraine un alternateur et produit de l'électricité. La figure I.3 représente le principe de fonctionnement d'une centrale gravitaire pour la production de l'électricité. Ou la puissance électrique produite mette à profit le débit d'eau et la dénivelé (la hauteur de chute d'eau).

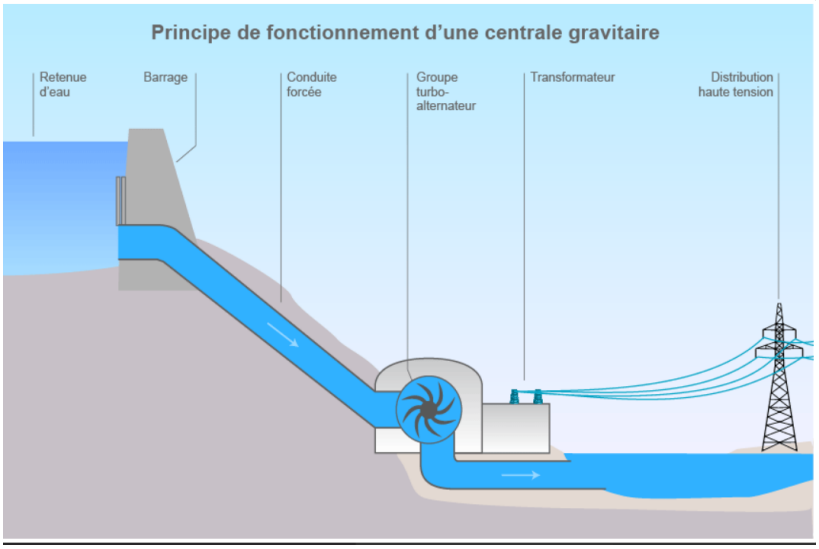


Figure I.3: le principe de fonctionnement d'une centrale gravitaire pour la production de l'électricité [13].

I.3.2 Énergie biomasse :

La biomasse est un matériau organique issu de plantes et d'animaux récemment morts. Elle se divise en quatre grandes catégories :

- Biomasse sèche : Inclut le bois et les résidus agricoles.
- Biogaz : Produit par la décomposition de la biomasse grâce aux bactéries.
- Déchets solides renouvelables : Déchets municipaux solides pouvant être réutilisés.
- Biomasse humide : Comprend des biocarburants tels que le bioéthanol, le biodiesel, et les huiles végétales.

Le processus de conversion de la biomasse en électricité repose principalement sur la combustion. Ce procédé permet de chauffer de l'eau dans un réservoir, générant de la vapeur à haute pression. La vapeur fait alors tourner une turbine reliée à un alternateur, produisant de l'électricité.

Les centrales à biomasse se distinguent par leur capacité à utiliser des matériaux organiques qui, autrement, seraient considérés comme des déchets, pour produire de l'énergie. Cela inclut des éléments comme les résidus agricoles, les déchets forestiers, les déchets alimentaires, les boues d'épuration ou encore les déchets solides municipaux.

I.3.3 Énergie géothermique :

L'énergie géothermique est dérivée de la chaleur interne de la Terre et est utilisée à des fins de production d'électricité ainsi que pour le chauffage. Actuellement, elle représente environ 0,4 % de la production mondiale d'électricité. Cette technologie est exploitée dans des pays tels que l'Italie, les États-Unis, l'Indonésie, le Japon et la Nouvelle-Zélande.

Pour exploiter cette ressource, de l'eau froide est injectée sous la surface terrestre, où elle est chauffée par les roches souterraines. L'eau chaude ainsi obtenue est ensuite pompée à la surface et, en fonction du niveau de température disponible, peut être utilisée soit pour produire de l'électricité dans une centrale géothermique, soit directement pour le chauffage des bâtiments (radiateurs, douches, etc.).

Parmi les différents types de centrales géothermiques, on trouve notamment la centrale géothermique à vapeur sèche. La Figure I.4 présente les principaux composants de ce type de centrale.

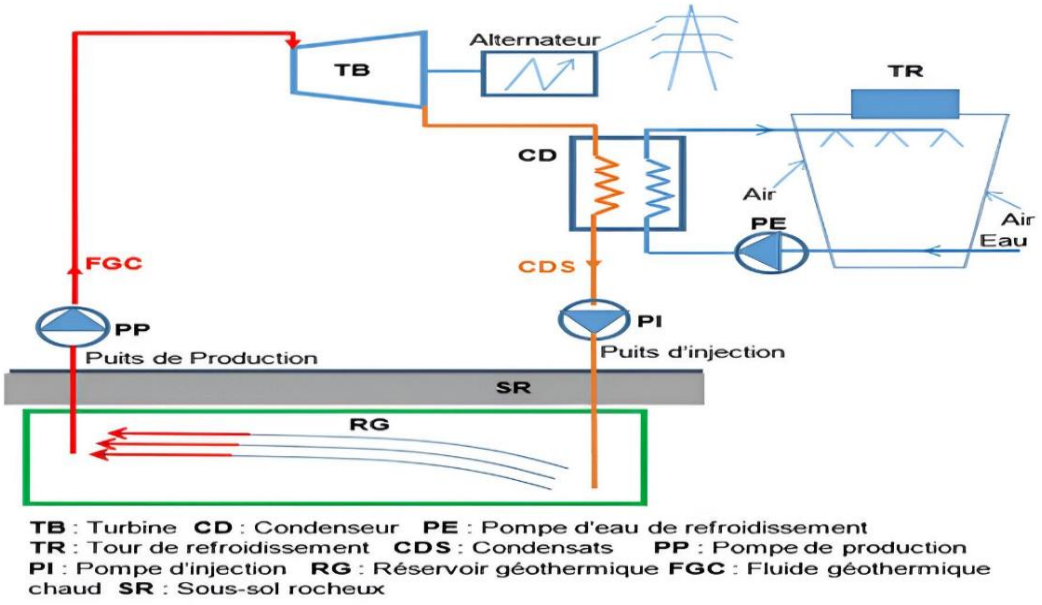


Figure I.4 : Principaux composants de la centrale géothermique à vapeur sèche[14].

I.3.4 Énergie solaire :

Historique : En 1839, Edmond Becquerel découvre l'effet photoélectrique, le principe physique à la base de la production d'énergie solaire photovoltaïque. En 1953, le physicien Gerald Pearson et le chimiste Calvin Fuller, des laboratoires Bell, arrivent à réaliser la première cellule solaire à base de silicium.

L'énergie solaire est dérivée du rayonnement du soleil et peut être convertie en électricité ou en chaleur. Actuellement, elle représente environ 5 % de la production mondiale d'électricité. Le soleil constitue une source d'énergie pratiquement illimitée, émettant chaque année sur la surface terrestre un rayonnement équivalent à environ 8400 fois la consommation énergétique de l'humanité. Ce rayonnement, d'une puissance moyenne de 1 kilowatt crête par mètre carré (kWc/m2), couvre tout le spectre électromagnétique, de l'ultraviolet à l'infrarouge. Les déserts terrestres reçoivent en seulement six heures plus d'énergie solaire que l'humanité n'en consomme sur une année entière[15]. Bien que cet apport soit significativement atténué lors de sa traversée de l'atmosphère, une quantité considérable atteint néanmoins la surface du sol. En moyenne, on estime à environ 1000 W/m2 dans les régions tempérées et jusqu'à 1400 W/m2 dans les régions où l'atmosphère est peu polluée en particules ou en humidité.

I.3.4.1 le système photovoltaïque : Le photovoltaïque est une technologie qui transforme directement la lumière du soleil en électricité à l'aide de cellules photovoltaïques[16].

I.3.4.2 Association des cellules photovoltaïques : La cellule photovoltaïque, unité élémentaire d'un système photovoltaïque, génère une faible puissance électrique, généralement entre 1 et 3 W avec une tension d'environ 0,6 V. Pour obtenir une puissance accrue, plusieurs cellules sont regroupées en un module, plusieurs modules forment un panneau, et plusieurs panneaux constituent un champ photovoltaïque, comme illustré en Figure I.5.

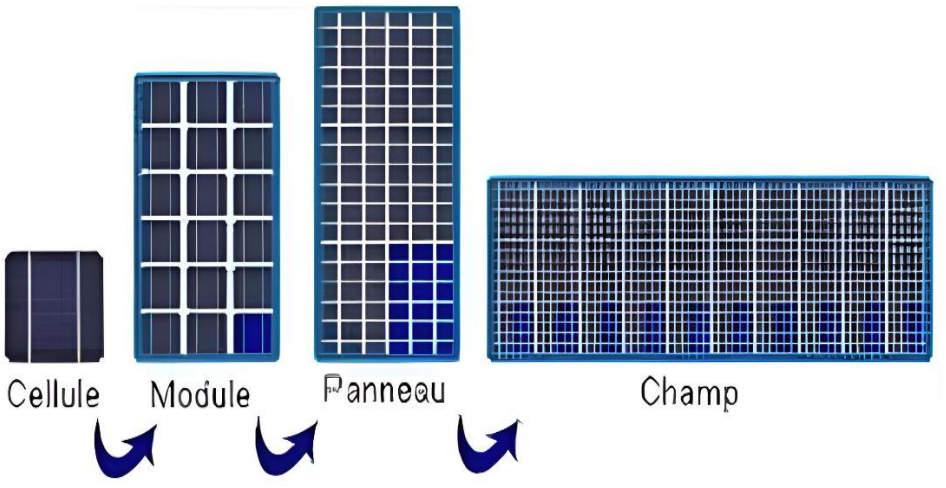


Figure I.5: Les composants photovoltaïques : cellule, panneau, module et champ.

I.3.4.3 Différents types de cellules photovoltaïques

Les avancées technologiques continuent d'améliorer l'efficacité des cellules photovoltaïques et de réduire les coûts, rendant le photovoltaïque de plus en plus compétitif en tant que source d'énergie renouvelable ou on trouve :

- Les cellules solaires à pérovskite sont des matériaux semi-conducteurs qui ont montré un potentiel élevé en termes d'efficacité de conversion de la lumière en électricité.
- Les Cellules solaires multi-jonctions, également appelées cellules solaires à Concentration, sont conçues pour capturer différentes longueurs d'onde de la lumière solaire en utilisant plusieurs couches de matériaux semi-conducteurs. Ces cellules sont principalement utilisées dans les applications spatiales et les centrales solaires à concentration. Les dernières avancées ont permis d'atteindre des rendements très élevés, dépassant souvent 40 %, en utilisant des matériaux tels que le gallium indium phosphure (GaInP), le gallium arsenide (GaAs) et le germanium (Ge).
- Les cellules solaires à couche mince qui utilisent des matériaux semi-conducteurs en Couches minces, ce qui permet de réduire la quantité de matériau nécessaire et de simplifier la fabrication. Ces technologies comprennent le silicium amorphe (a-Si), le tellurure de cadmium (CdTe) et le sulfure de cuivre indium gallium (CIGS) et offrent des avantages tels qu'un coût de production potentiellement inférieur et une meilleure performance à faible luminosité.
- Les modules solaires bifaciaux sont conçus pour capter la lumière solaire à la fois par la face avant et par la face arrière du panneau solaire. Cela permet d'augmenter la production d'électricité en capturant la lumière réfléchie par le sol ou d'autres surfaces réfléchissantes.

I.3.4.4 Avantages et inconvénients des énergies solaires photovoltaïques :

Les avantages des énergies solaires photovoltaïques sont les suivants :

- La durabilité et la disponibilité du soleil en tant que ressource renouvelable Inépuisable garantissent une source d'énergie constante.
- La production d'électricité solaire entraîne des émissions réduites de CO2, contribuant ainsi à la lutte contre le changement climatique.
- Les coûts de production des panneaux solaires ont considérablement diminué, ce qui rend l'énergie solaire de plus en plus compétitive par rapport aux sources conventionnelles.
- Les systèmes solaires photovoltaïques nécessitent peu d'entretien après leur Installation initiale.
- L'énergie solaire offre une certaine indépendance énergétique en réduisant la

dépendance vis-à-vis des sources d'énergie non renouvelables.

Cependant, les inconvénients des énergies solaires photovoltaïques sont les suivants :

- L'installation initiale d'un système solaire photovoltaïque peut être coûteuse, bien que les coûts aient tendance à diminuer sur le long terme.
- La production d'électricité solaire dépend de la disponibilité de la lumière solaire, ce qui peut varier en fonction des conditions météorologiques et de la localisation géographique.
- Des solutions de stockage d'énergie, telles que des batteries, sont nécessaires pour assurer une utilisation continue de l'électricité, ce qui entraîne des coûts supplémentaires.
- La fabrication des panneaux solaires peut entraîner des émissions de gaz à effet de Serre.

I.3.5 Énergie éolienne :

L'énergie éolienne tire son origine du mouvement des masses d'air, résultant indirectement du rayonnement solaire sur la surface terrestre. Les disparités de température engendrées par le réchauffement de certaines régions et le refroidissement d'autres créent une variation de pression atmosphérique, entraînant ainsi le déplacement continu des masses d'air. Les éoliennes captent ce mouvement en faisant tourner leurs pales à des vitesses variant entre 10 et 25 tours par minute, une vitesse qui dépend de leur taille. Plus les pales sont grandes, moins elles tournent rapidement. Cette rotation convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Actuellement, l'énergie éolienne contribue à environ 5 % de la production mondiale d'électricité.

I.3.5.1 Système éolien :

Les éoliennes [L’énergie éolienne (du mot grec Eole, le Dieu du vent)] est l’énergie produite par le vent] sont des dispositifs utilisés pour capturer l'énergie cinétique du vent et la convertir en énergie mécanique puis électrique. Elles sont l'une des technologies les plus couramment utilisées pour la production d'énergie éolienne.

La structure de base d'une éolienne typique figure I.6. Comprend plusieurs composants essentiels

- Mât : Le mât est une structure verticale solide qui supporte l'ensemble de l'éolienne. Il peut atteindre plusieurs dizaines de mètres de hauteur, en fonction de la taille de l'éolienne.

- Nacelle : La nacelle est située au sommet du mât et abrite les composants clés de L'éolienne. Elle contient le générateur, le système de contrôle, les équipements de transmission et les mécanismes de direction.
- Rotor : Le rotor est composé de trois pales reliées à un moyeu central.

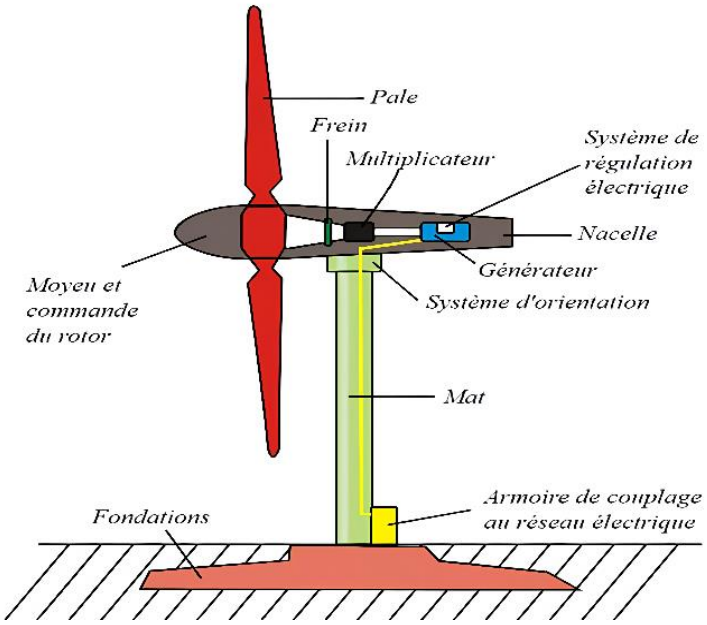


Figure I.6 : Composants essentiels d'une éolienne typique[17].

- Les Pales : La conception des pales est optimisée pour capturer efficacement l'énergie cinétique du vent.
- Générateur : Le générateur est situé à l'intérieur de la nacelle et est connecté au rotor. Il convertit l'énergie mécanique générée par la rotation du rotor en énergie électrique.
- Système de contrôle : Le système de contrôle permet d'optimiser l'angle d'attaque des pales.

I.3.5.2 Types d'éoliennes : Il existe plusieurs types d'éoliennes, chacun ayant ses propres caractéristiques et applications spécifiques. Les principaux types d'éoliennes sont :

- Eolienne à axe horizontal (HAWT - Horizontal Axis Wind Turbine) : C'est le type d'éolienne le plus couramment utilisé. Dans une éolienne à axe horizontal, le rotor (les pales) est positionné horizontalement par rapport au sol et perpendiculairement à la direction du vent. Les HAWT sont efficaces pour capturer le vent provenant de n'importe quelle direction. Ils sont utilisés à la fois pour les installations terrestres et offshore.
- Éolienne à axe vertical (VAWT - Vertical Axis Wind Turbine) : Contrairement aux

éoliennes à axe horizontal, les éoliennes à axe vertical ont leur rotor positionné verticalement par rapport au sol. Les pales sont disposées autour d'un axe central vertical. Ce type d'éolienne a l'avantage d'être capable de capturer le vent provenant de n'importe quelle direction, ce qui élimine la nécessité d'un système d'orientation. Les VAWT sont souvent utilisées dans des applications de petite échelle ou expérimentales.

- Éolienne à vitesse constante : Ces éoliennes sont conçues pour fonctionner à une vitesse de rotation constante, indépendamment de la vitesse du vent. Elles utilisent souvent des générateurs asynchrones à induction et nécessitent un système de contrôle complexe pour ajuster l'angle d'attaque des pales afin de maintenir une vitesse de rotation constante.
- Éolienne à vitesse variable : Les éoliennes à vitesse variable sont capables de faire varier leur vitesse de rotation en fonction de la vitesse du vent. Elles utilisent généralement des générateurs synchrones à aimants permanents et peuvent ajuster automatiquement l'angle d'attaque des pales pour optimiser la production d'électricité à différentes vitesses du vent.
- Éolienne offshore : Les éoliennes offshore sont spécifiquement conçues pour être installées en mer, généralement sur des structures fixes ou flottantes. Elles sont souvent de plus grande taille que les éoliennes terrestres et peuvent bénéficier de vitesses de vent plus élevées et plus constantes en mer. Les éoliennes offshores nécessitent des conceptions spéciales pour résister aux conditions marines et aux contraintes environnementales.

I.3.5.3 Fonctionnement du système éolien : Le fonctionnement d'une éolienne peut être décrit en plusieurs étapes :

- ✓ Capture du vent : L'éolienne est positionnée de manière à capturer le vent [du a une différence de pression][18]. Lorsque le vent souffle, il exerce une force sur les pales du rotor.
- ✓ Rotation du rotor : La force du vent fait tourner les pales du rotor. Le rotor est connecté à un moyeu central qui transmet cette rotation au générateur situé dans la nacelle.
- ✓ Conversion de l'énergie mécanique : À mesure que les pales tournent, l'énergie cinétique du vent est convertie en énergie mécanique de rotation du rotor.
- ✓ Génération d'électricité : Le générateur, situé à l'intérieur de la nacelle, convertit

l'énergie mécanique en énergie électrique. Dans les éoliennes modernes, le générateur est généralement un générateur synchrone à aimants permanents ou un générateur asynchrone à induction[19].

- ✓ Le transformateur : le transformateur convertir la tension électrique produite par le générateur de l'éolienne en une tension plus élevée (en cas de connexion au réseau électrique), plus adaptée au transport à longue distance à travers le réseau électrique.
- ✓ Contrôle et régulation : Un système de contrôle surveille en permanence les conditions de fonctionnement de l'éolienne. Il ajuste l'orientation des pales et la vitesse de rotation du rotor pour optimiser la production d'électricité et assurer la stabilité de l'éolienne.

I.3.5.4 Facteurs d'efficacité :

Les parcs éoliens sont souvent constitués de plusieurs éoliennes afin de maximiser la production d'énergie éolienne à grande échelle. Plusieurs paramètres influent sur l'efficacité de ces éoliennes, parmi lesquels la vitesse du vent joue un rôle crucial. La régulation de la vitesse des éoliennes revêt ainsi une importance capitale, assurant à la fois leur sécurité face aux conditions météorologiques extrêmes telles que les rafales, tout en optimisant la conversion de la puissance éolienne. Chaque éolienne est conçue pour fonctionner à une vitesse nominale spécifique du vent (Vn), à partir de laquelle elle produit une puissance nominale (Pn). Lorsque la vitesse du vent dépasse cette valeur nominale, l'éolienne doit ajuster son fonctionnement pour éviter tout dommage mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante. A côté de la vitesse nominale (Vn), d'autres spécifications telles que :

- La vitesse de démarrage (Vd) indique le seuil à partir duquel l'éolienne commence à générer de l'énergie.
- La vitesse maximale du vent (Vm) représente le point au-delà duquel l'éolienne cesse de convertir l'énergie éolienne pour des raisons de sécurité opérationnelle.

Les vitesses (Vn, Vd, Vm) délimitent quatre zones distinctes, comme illustré dans la figure I.7.

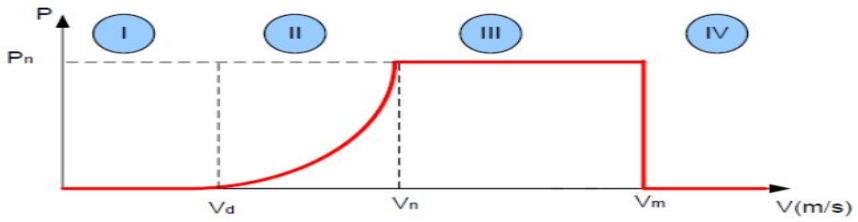


Figure I.7: Zones de fonctionnement d'une éolienne[20][21].

1. Dans la Zone I, les vents sont si faibles que l'éolienne reste immobile, ne produisant aucune puissance (P=0) en raison d'un manque d'entraînement suffisant.

2. La Zone II est caractérisée par une dépendance de la puissance fournie à la vitesse du vent V. Pour maximiser cette puissance, un algorithme de suivi du point de puissance maximale (MPPT - Maximum Power Point Tracking) est utilisé.
3. La Zone IV est atteinte lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse nominale, maintenant une vitesse de rotation constante et une puissance P fournie égale à Pn. Le contrôle de l'orientation des pales (Pitch control) est employé pour réguler la vitesse de la turbine dans cette zone.
4. Dans la Zone IV, les vents sont excessivement forts, dépassant la limite admissible de Vm pour l'éolienne. Les pales de la turbine sont alors placées en drapeau (à 90°) pour éviter tout dommage au système turbine-générateur. Dans ce cas, l'éolienne s'arrête et aucune puissance n'est générée pour prévenir les risques d'endommagement.

I.4 Usages et applications des éoliennes et de l'énergie photovoltaïque

Un système éolien et photovoltaïque peut être utilisé dans trois types d'applications distinctes :

- Systèmes isolés :

L'énergie éolienne sont exploitée pour approvisionner en électricité des sites isolés, tels que les îles, les champs nécessitant le pompage d'eau ou même pour alimenter en énergie les voiliers. Les systèmes isolés recourent généralement à différentes formes de stockage d'énergie. Parmi celles-ci, les batteries sont fréquemment utilisées, nécessitant ainsi un dispositif de gestion de la charge et de la décharge pour leur fonctionnement optimal.

- Systèmes hybrides **:** Les systèmes hybrides intègrent plusieurs sources d'énergie telles que les turbines éoliennes, les générateurs Diesel et les modules photovoltaïques. Cette diversité de sources entraîne une complexité accrue du système, nécessitant une optimisation de l'utilisation de chacune d'entre elles. Ainsi, un contrôle de toutes les sources est indispensable dans ces systèmes afin de maximiser la fourniture d'énergie à l'utilisateur.
- Systèmes liés au réseau **:** Les systèmes liés au réseau n'ont pas besoin de systèmes de stockage d'énergie, par conséquent, toute la génération est livrée directement au réseau électrique. Ces systèmes nécessitent un convertisseur statique.

I.5 Stockage de l'énergie renouvelable

Les énergies renouvelables telles que le solaire et l'éolien présentent l'inconvénient majeur de leur caractère intermittent. Afin de garantir une alimentation continue, le stockage de l'énergie produite est indispensable[22]. Pour ce faire, diverses méthodes sont disponibles, notamment le stockage sous forme d'eau, d'hydrogène, dans des volants d'inertie, des batteries

électrochimiques (plomb, lithium) ou des supercondensateurs[23]. Ces dispositifs de stockage jouent un rôle crucial dans les systèmes en site isolé, assurant l'autonomie en accumulant l'excès d'énergie lors des périodes de production excédentaire et en la restituant lorsque la production est insuffisante[23]. Le stockage contribue également à stabiliser l'offre et la demande, à améliorer l'utilisation des réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'à accroître le rendement des unités de production à pleine puissance, tout en réduisant les émissions polluantes[6].

I.5.1 Les batteries :

Les batteries sont des dispositifs essentiels pour le stockage d'énergie électrique à petite échelle, utilisant des réactions d'oxydation et de réduction. Composées d'anodes et de cathodes immergées dans des solutions ioniques, séparées par un électrolyte (voir figure I.8), elles permettent de stocker l'énergie pendant la charge et de la restituer lors de la décharge. Plusieurs technologies ont été développées, incluant les accumulateurs au plomb, nickel-cadmium, nickel-hydrure métallique et lithium.

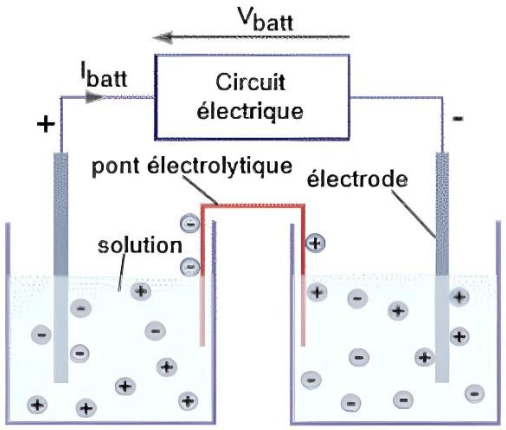


Figure I.8: Principe de la batterie[23].

I.5.1.1 Caractéristiques Clés des Batteries

- Capacité Nominale (Ah ou Wh) : Indique la quantité d'énergie que la batterie peut stocker, déterminant ainsi la durée d'alimentation d'une charge avant rechargement. Exprimée en ampères-heures (Ah) ou en watt-heure (Wh).
- Tension Nominale (V) : Représente la tension électrique délivrée par la batterie en fonctionnement normal, variant selon le type (ex. : 12 V pour plomb-acide, 3,6 V pour lithium-ion).
- Courant de Charge et de Décharge (A) : Indique la quantité de courant que la batterie peut accepter ou fournir sans dommage. Le courant de charge est la vitesse de recharge,

et le courant de décharge est la vitesse de restitution d'énergie, crucial pour les applications à forte demande.

- SOC : L'état de charge (State of Charge, ou SOC) est un paramètre clé qui mesure le niveau de charge d'une batterie à un moment donné[24]. Le SOC peut être défini comme le rapport entre l'énergie restante dans la batterie et la capacité totale de la batterie, selon la formule suivante :

$$SOC = (\frac{\text{Qrestante}}{\text{Qtotale}}) \times 100 \text{.....(1.1)}$$

Qrestante : La charge (capacité) restante dans la batterie (en Ah ou Wh).

Qtotale : La capacité totale de la batterie (en Ah ou Wh).

Le SOC est crucial pour une gestion optimale de l'énergie, en particulier dans les systèmes photovoltaïques où la production d'énergie est intermittente. Permet de savoir combien de temps la batterie pourra encore alimenter un appareil avant de devoir être rechargée.

I.5.2 Les supercondensateurs :

Les supercondensateurs, aussi connus sous le nom d'ultra-condensateurs, sont des dispositifs de stockage d'énergie qui se distinguent par leur capacité à libérer rapidement de grandes quantités d'énergie, Contrairement aux batteries, ils stockent l'énergie de façon électrostatique[25].

I.5.2.1 Structure et fonctionnement (figure I.9):

- Un supercondensateur est composé de deux électrodes immergées dans un électrolyte, séparées par un isolant poreux appelé séparateur.
- Contrairement aux condensateurs conventionnels qui stockent l'énergie dans un champ électrique, les super-condensateurs stockent l'énergie à l'interface entre l'électrode et l'électrolyte, en formant une double couche électrochimique.
- Cela leur permet de stocker plus d'énergie que les condensateurs traditionnels tout en conservant une capacité de décharge rapide.

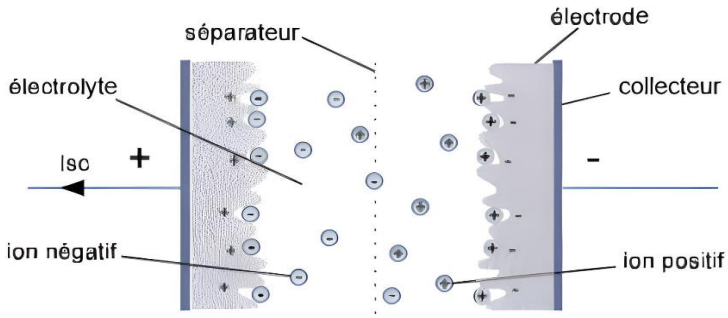


Figure I.9 : Principe des supercondensateurs[23].

Avantages :

- Temps de charge très rapide.
- Longue durée de vie, avec une grande résistance aux cycles de charge-décharge.
- Capacité à fournir des pics d'énergie instantanés.

Inconvénients :

- Faible densité d'énergie comparée aux batteries, ils stockent moins d'énergie par unité de volume ou de poids.
- Autodécharge rapide, entraînant une perte d'énergie lorsqu'ils ne sont pas utilisés.

I.5.3 Les piles à combustible :

Les piles à combustible sont des dispositifs électrochimiques qui convertissent directement l'énergie chimique d'un carburant (souvent l'hydrogène) en électricité, avec de la chaleur et de l'eau comme sous-produits. Contrairement aux batteries, elles n'ont pas besoin d'être rechargées, tant qu'un apport de carburant et d'oxygène est fourni[25].

I.5.3.1 Principe de fonctionnement (figure I.10) :

Les piles à combustible fonctionnent en faisant réagir l'hydrogène avec l'oxygène dans une réaction électrochimique qui génère de l'électricité, de l'eau et de la chaleur. Le processus se déroule au sein de deux électrodes : l'anode (où l'hydrogène est oxydé) et la cathode (où l'oxygène est réduit), séparées par un électrolyte.

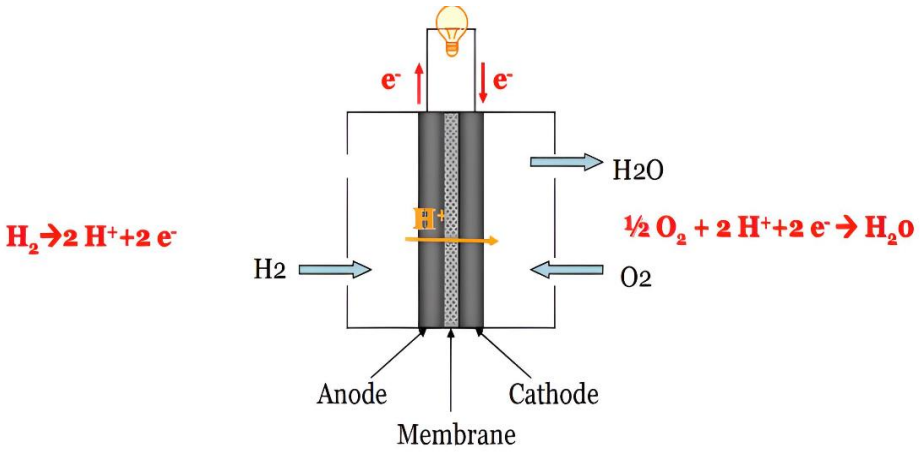


Figure I.10 : Principe de la pile à combustible[26].

I.5.3.2 Types de piles à combustible :

Il existe plusieurs types de piles à combustible, notamment :

- Piles à combustible à membrane échangeuse de protons (PEM).
- Piles à combustible à oxyde solide (SOFC).
- Piles à combustible à acide phosphorique (PAFC) et piles à combustible alcalines (AFC).

Avantages :

- Efficacité élevée
- Faible impact environnemental : L'hydrogène, le carburant principal, ne produit que de l'eau comme émission.
- Fonctionnement continu : Tant que le carburant est disponible, elles peuvent fonctionner sans interruption.

Inconvénients :

- Coût élevé : Les piles à combustible, et notamment celles utilisant des matériaux comme le platine, restent coûteuses à produire.
- Production d'hydrogène : La plupart de l'hydrogène provient actuellement de sources fossiles, ce qui limite les bénéfices environnementaux, bien que des efforts soient faits pour produire de l'hydrogène vert à partir de sources renouvelables.

I.5.4 Stockage mécanique de l'énergie

Le stockage mécanique de l'énergie est une méthode de stockage qui utilise des systèmes physiques pour conserver l'énergie sous forme cinétique ou potentielle. Ce type de stockage est particulièrement utile pour équilibrer la production et la demande d'énergie, notamment dans le contexte des énergies renouvelables intermittentes.

I.5.4.1 Méthodes de Stockage Mécanique :

- **Stockage hydraulique par pompe : voir** figure I.11.

Il consiste à pomper l'eau en amont, à la conserver dans un réservoir et à la libérer à l'aide de turbines. Selon le rapport de l'IEA sur les énergies renouvelables[27], plus de 50 % de la nouvelle capacité hydroélectrique en Europe en 2025 sera issue du stockage par pompe, en particulier en Suisse, au Portugal et en Autriche. Il en sera de même pour la Chine.

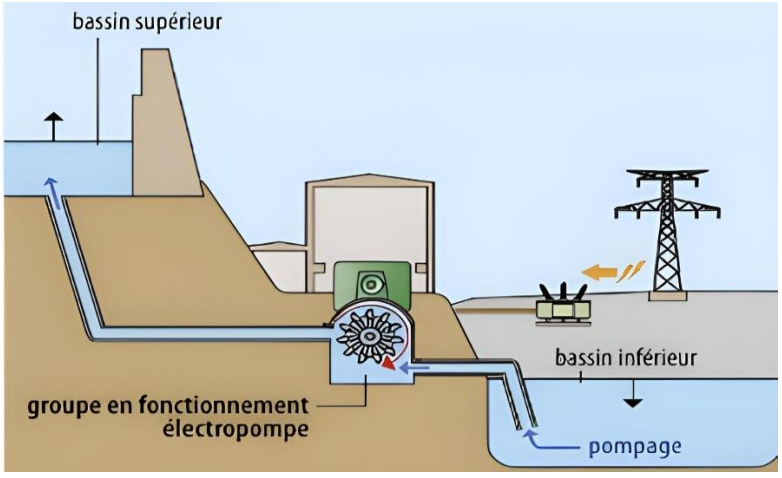


Figure I.11: Station de transfert d'énergie par pompage[28].

Ce système utilise de l'énergie excédentaire pour pomper de l'eau vers un réservoir situé en hauteur. Lorsqu'il y a une demande d'énergie, l'eau est libérée et fait tourner des turbines pour générer de l'électricité. Ce système est très efficace et peut stocker de grandes quantités d'énergie sur de longues périodes.

- **Stockage par volants d'inertie :** Le volant d'inertie, un ancien principe de stockage d'énergie, consiste en un cylindre massif monté sur une machine tournante. Lorsque de l'énergie doit être stockée, la machine fait tourner le volant, le stockant sous forme d'énergie cinétique. En mode de restitution, la machine agit en tant que générateur, produisant un courant en freinant le volant. Cette solution, avec un rendement d'environ 80%, offre une puissance spécifique de plusieurs kW/kg mais une énergie spécifique relativement faible de quelques dizaines de Wh/kg. Cependant, sa dangerosité et son encombrement en limitent l'applicabilité dans les systèmes de puissance pour les particuliers.

1.6 Le Potentiel solaire en Algérie :

Une meilleure connaissance du potentiel national en énergies renouvelables, et suite à la baisse des coûts des filières photovoltaïque et éolienne qui s'affirment de plus en plus sur le marché pour constituer des filières viables à considérer (voir La figure I.12) la consistance du programme de développement des énergies renouvelables à réaliser sur la période 2015-2030 est de 22.000MW, repartie par filière.

	1ère Phase 2015-2020	2ème Phase 2021-2030	Total
Photovoltaïque	3 000	10 575	13 575
Eolien	1 010	4 000	5 010
CSP	-	2 000	2 000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1 000
Géothermie	05	10	15
Total	4 525	17 475	22 000

Figure I.12 : programme de développement des énergies renouvelables à réaliser sur la période 2015-2030[29].

Notre pays dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen, où le rayonnement de la région près de la mer est influencé par les saisons. Les régions sahariennes reçoivent une quantité plus grande d'énergie mais sont caractérisées par une température de l'air plus élevée. En tenant compte de cette diversité, Le programme d'efficacité énergétique actualisé vise à réaliser des économies d'énergies à l'horizon 2030 de l'ordre de **63 millions de TEP**[30].

TEP : La tonne d'équivalent pétrole, représente la quantité d'énergie contenue dans une tonne de pétrole brut, soit 41,868 gigajoules.

La figure I.13 montre la carte de l'irradiation solaire en Algérie.

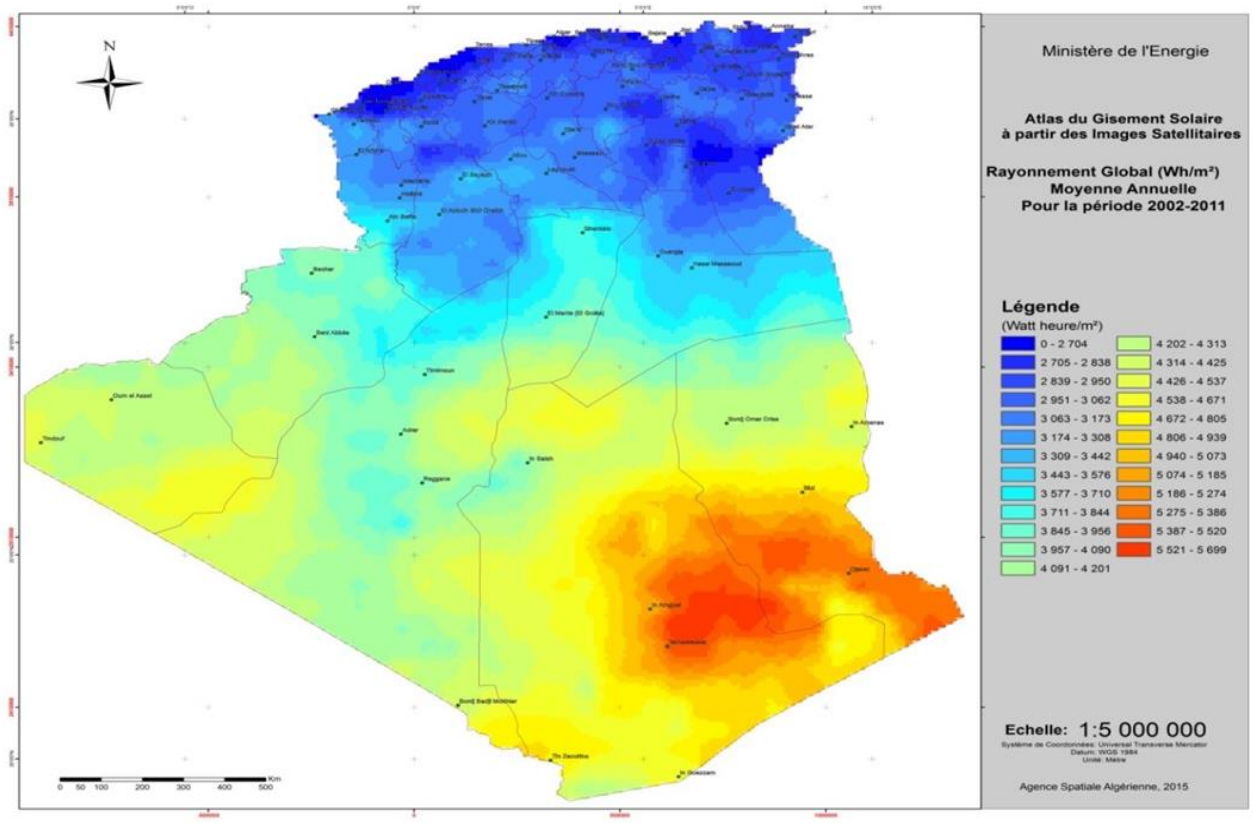


Figure I.13 : carte de l'irradiation solaire en Algérie[31].

I.7 Les systèmes d'énergies

I.7.1 Les systèmes d'énergie hybrides à énergies renouvelables :

Un système hybride figure I.14 combine plusieurs sources d'énergies renouvelables (comme l'éolien et le solaire) et conventionnelles (comme le diesel) pour créer une alimentation énergétique optimisée[32]. Ce type de système est particulièrement utile dans les zones éloignées, où étendre les réseaux électriques traditionnels est souvent trop coûteux.

En intégrant diverses sources[34][35][36][37], le système hybride améliore l'efficacité énergétique et réduit les coûts. Cependant, la diversité des sources entraîne une plus grande

complexité, nécessitant une gestion et un contrôle efficaces pour garantir une fourniture d'énergie stable et maximisée pour l'utilisateur.

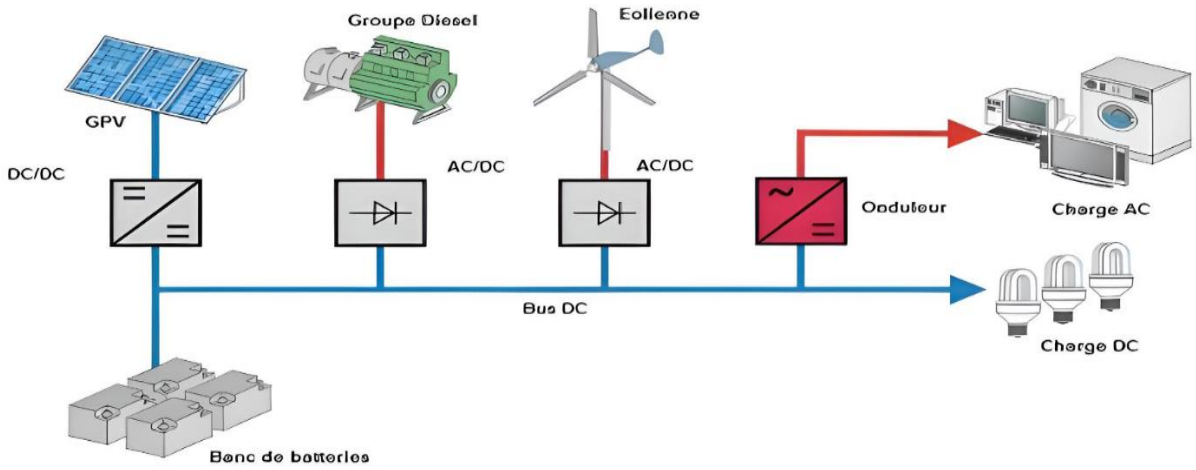


Figure I.14 : Systèmes d'énergie hybrides a énergies renouvelables[33]

1.7.1.1 Classification des systèmes hybrides

Les systèmes hybrides se classent en fonction de deux principaux critères le régime de fonctionnement et le contenu du système[6]. (Figure I.15)

I.7.1.1.a Régime de fonctionnement

On distingue deux types de fonctionnement des systèmes hybrides :

- Systèmes couplés ou connectés au réseau : Ces systèmes, fonctionnant en parallèle avec le réseau électrique, alimentent à la fois les charges locales et le réseau.
- Systèmes en mode autonome : Dans ce mode isolé, les charges sont exclusivement alimentées par le système hybride d'énergie (SHE), sans connexion au réseau électrique.

I.7.1.1.b Contenu du système hybride

Le contenu d'un système hybride peut être déterminé selon trois critères basés sur la structure du système :

- Présence d'une source d'énergie conventionnelle : Intègre ou non une source classique en complément.
- Présence d'un dispositif de stockage : Comprend ou non une solution de stockage d'énergie.
- Types de sources d'énergie renouvelables : Sélection des énergies renouvelables utilisées dans le système.

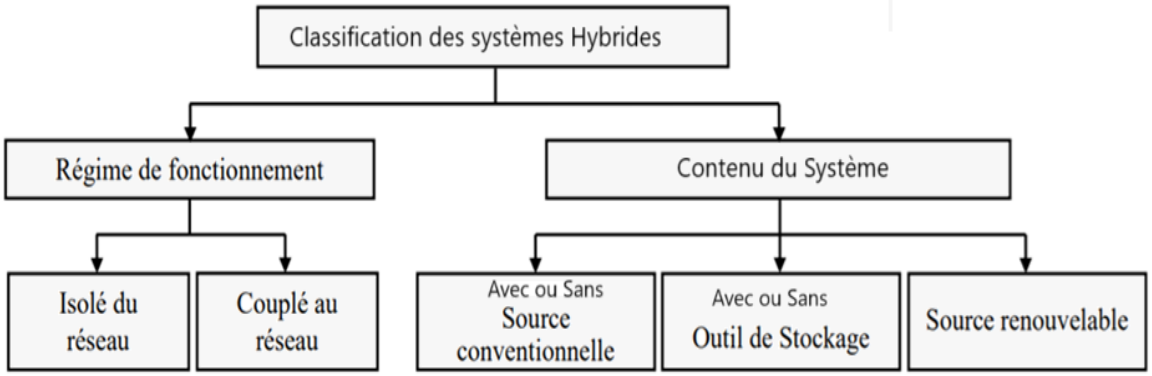


Figure I.15 : Classification des systèmes hybrides[36], [38]

I.7.1.2 Connection des systèmes hybrides :

I.7.1.2-a Connection série (figure I.16) : Dans cette configuration de système hybride, le générateur diesel est connecté au bus à courant continu, soit directement (générateur de courant continu), soit via un redresseur. Le système photovoltaïque et la batterie sont également reliés à ce bus, tandis qu'un onduleur alimente le consommateur. Le générateur diesel peut ainsi fournir de l'énergie aux charges ou recharger la batterie, et l'énergie photovoltaïque peut alimenter les charges directement ou via la batterie. Cette structure facilite le dimensionnement du générateur diesel.

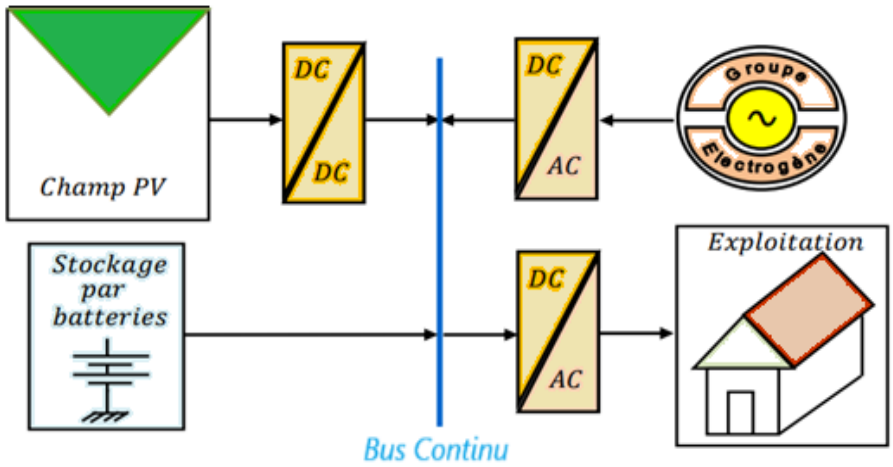


Figure I.16 : Configuration série des systèmes hybrides[39]

Avantages de cette configuration :

- Dimensionnement du générateur diesel simplifié.
- Schéma électrique simplifié, sans commutation entre sources AC.
- Alimentation continue, indépendante du démarrage du générateur diesel.
- Adaptation de la tension, de la fréquence et de la forme d'onde de sortie via l'onduleur pour le consommateur.

Inconvénients de cette configuration :

- L'onduleur ne peut pas fonctionner en parallèle avec le générateur diesel, nécessitant un dimensionnement pour la charge maximale.
- La batterie doit avoir une capacité importante.
- Faible rendement en cas de générateur diesel AC en raison de conversions multiples.
- Une panne de l'onduleur entraîne une coupure totale de l'alimentation.

I.7.1.2-b Connection parallèle : Dans cette configuration parallèle (figure I.17), d'un système hybride photovoltaïque/diesel, le générateur diesel est relié à un bus alternatif, tandis que l'installation photovoltaïque et la batterie sont connectées à un bus continu, les deux étant interconnectés par un convertisseur électronique bidirectionnel. Ce convertisseur agit en tant que redresseur lorsque le générateur diesel alimente la charge et charge la batterie, ou en tant qu'onduleur quand les panneaux photovoltaïques ou la batterie fournissent l'énergie à la charge. Ainsi, la charge peut être alimentée simultanément par les deux sources.

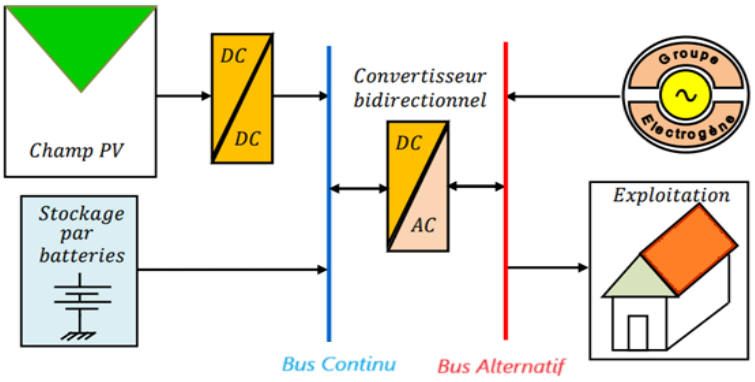


Figure I.17 : Configuration parallèle des systèmes hybrides[39]

Avantages :

- Les composants ne nécessitent pas de dimensionnement pour la charge totale car l'alimentation peut provenir des deux sources en même temps.
- Meilleur rendement, les sources fonctionnant à une puissance proche de leur nominale, avec moins de conversions pour le générateur diesel.
- Réduction du nombre de convertisseurs, ce qui diminue le câblage et les coûts d'investissement.
- Avarie du convertisseur n'entraînant pas d'interruption de l'alimentation.

Inconvénients :

- Nécessité d'un contrôle automatique pour assurer le bon fonctionnement.
- Obligation pour le convertisseur de produire une tension sinusoïdale afin d'assurer la synchronisation avec le générateur diesel.

- Besoin de personnel qualifié pour le contrôle du système.
- Vieillissement rapide des batteries (pas de chargeur dédié).
- Difficulté accrue dans le contrôle du bus continu.

I.7.1.2-c Connection à commutation : Cette configuration, illustrée par le schéma de la (figure I.18) **:** La configuration à commutation est une alternative courante pour les systèmes hybrides, bien qu'elle présente certains inconvénients. Elle permet d'alimenter le consommateur soit par le générateur diesel, soit par le système photovoltaïque associé à la batterie via un onduleur, mais pas les deux simultanément. De plus, le générateur diesel peut recharger la batterie grâce à un redresseur. La complexité de cette structure impose une gestion automatisée pour assurer un fonctionnement efficace.

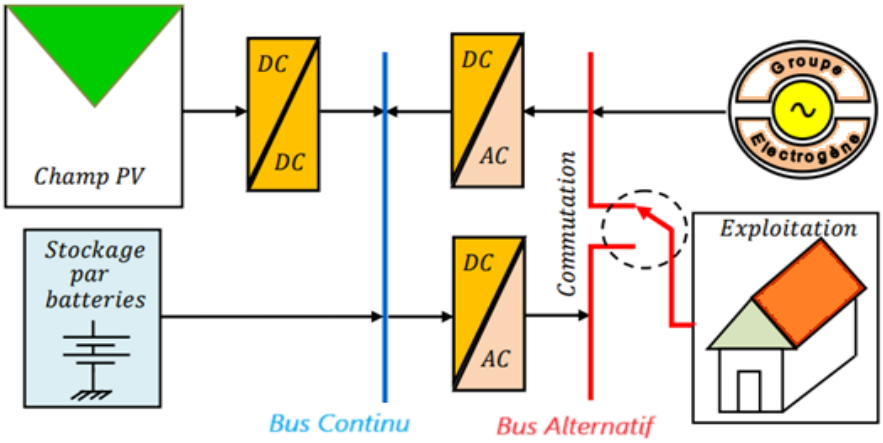


Figure I.18 : Configuration à commutation des systèmes hybrides[39]

Les **avantages** de la configuration à commutation incluent :

- Un rendement énergétique élevé, car le générateur diesel peut alimenter directement la charge, réduisant ainsi la consommation de carburant.
- L'onduleur permet de fournir au consommateur une tension stable et conforme aux exigences.
- En cas de panne de l'onduleur, le système peut continuer à fonctionner puisque le générateur diesel peut prendre le relais.

Inconvénients

- Une interruption momentanée de l'alimentation peut survenir lors de la commutation entre les sources.
- Le générateur et l'onduleur doivent être dimensionnés pour couvrir la consommation maximale, entraînant une efficacité réduite lors des faibles charges.
- La construction du système est relativement complexe, nécessitant une gestion avancée.

1.7.2 Les systèmes d'énergie hybrides connectés aux réseaux électriques

Les systèmes liés au réseau fonctionnent en harmonie avec le réseau électrique voir figure I.19, évitant ainsi le besoin de stockage d'énergie. La production éolienne et solaire est convertie en énergie électrique et acheminée via les lignes vers le réseau. Cependant, dans les réseaux électriques à faible capacité, des unités de stockage peuvent être ajoutées pour renforcer la fiabilité du réseau en cas de défaillance[40], garantissant un fonctionnement continu même pendant les interruptions. Certains systèmes intègrent également des générateurs diesel comme moyen de secours supplémentaire.

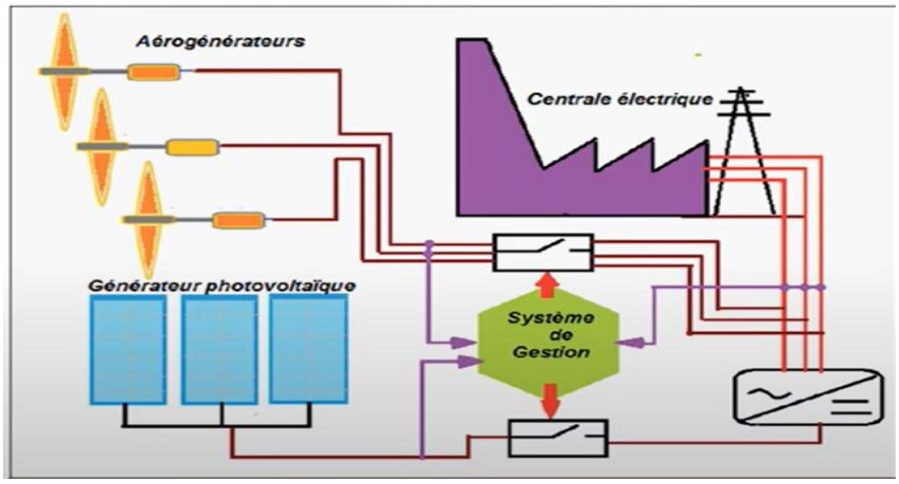


Figure I.19: Installation décentralisée connectée au réseau Électrique[41].

I.7.3 Les systèmes d'énergie hybrides autonomes (en site isolé)

Pour approvisionner en énergie électrique des sites isolés, tels que les îles, les champs nécessitant le pompage d'eau ou même pour alimenter en énergie les voiliers. Les systèmes isolés recourent généralement à différentes formes de stockage d'énergie (Voir figure I.20).

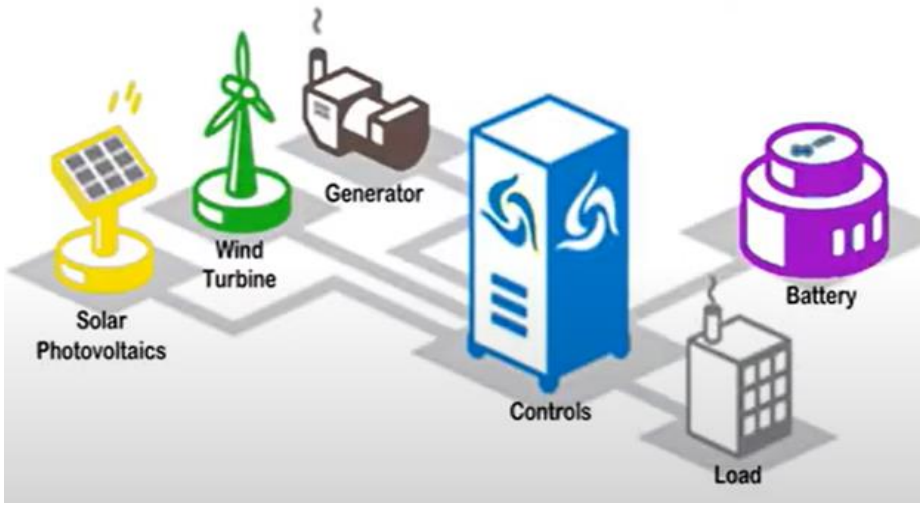


Figure I.20 : Les systèmes d'énergie hybrides autonomes (en site isolé)[42].

Parmi celles-ci, les batteries sont fréquemment utilisées, nécessitant ainsi un dispositif de gestion de la charge et de la décharge pour leur fonctionnement optimal[22].

I.7.3.1 Les systèmes d'énergie photovoltaïque autonomes avec stockage :

Les systèmes d'énergie photovoltaïque autonomes fonctionnent indépendamment du réseau électrique et sont conçus pour alimenter des charges en électricité en utilisant uniquement l'énergie solaire. Ils sont équipés de batteries pour stocker l'énergie excédentaire produite pendant la journée, permettant ainsi un approvisionnement continu, même en l'absence de soleil voire figure 1.21.

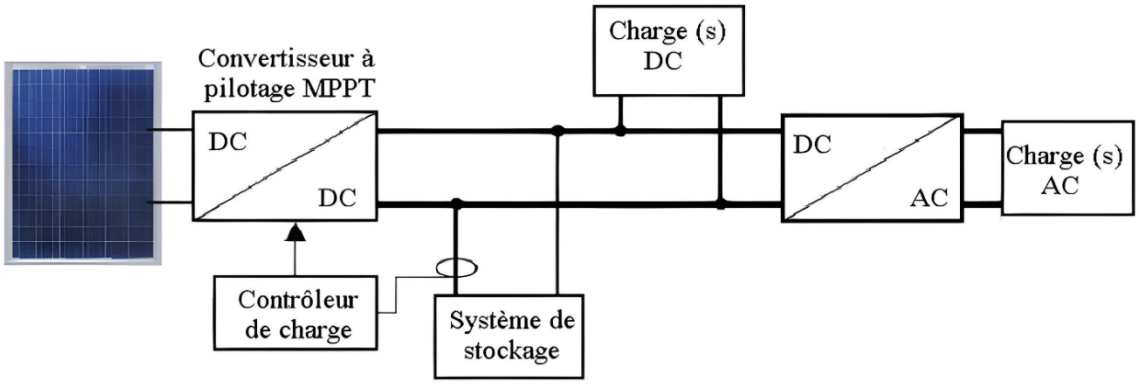


Figure 1.21 : Systèmes d'énergie photovoltaïque autonomes avec système de stockage[43].

I.7.3.2 Les systèmes d'énergie photovoltaïque autonomes sans stockage :

Les systèmes d'énergie photovoltaïque autonomes sans stockage fournissent de l'électricité directement à la charge en temps réel. Ces systèmes sont principalement utilisés pour des applications diurnes ou dans des conditions où une alimentation continue n'est pas essentielle figure I.22.

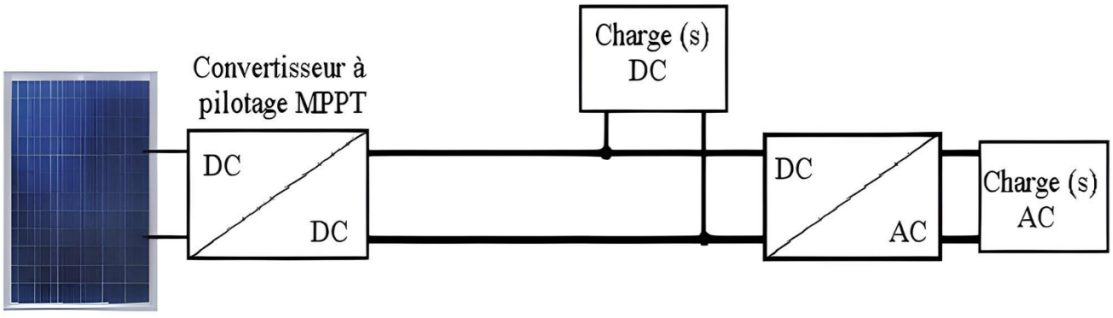


Figure 1.22 : Systèmes d'énergie photovoltaïque autonomes sans système de stockage.

Dans le cas d'une charge en courant continu (DC), le convertisseur DC-AC devient inutile.

I.8 Conclusion :

Ce chapitre a mis en évidence l'importance des énergies renouvelables et des solutions de stockage dans la transition vers un avenir énergétique durable. La diversité des sources d'énergie, en particulier le solaire et l'éolien, joue un rôle fondamental dans la réponse aux besoins énergétiques croissants, tandis que des ressources comme l'hydroélectricité et la biomasse viennent compléter et renforcer cette transition vers des alternatives plus propres et durables.

Nous avons également étudié les systèmes d'énergie hybrides à énergies renouvelables, en détaillant leur classification et leurs modes de connexion. Ces systèmes, combinant plusieurs sources d'énergie renouvelable, sont conçus pour optimiser l'efficacité énergétique et garantir une alimentation stable et continue, en particulier dans les sites isolés. La classification des systèmes hybrides repose sur la combinaison des sources d'énergie, tandis que les modes de connexion permettent une gestion optimale de la production et de la distribution d'énergie.

Une action particulière a été portée sur les systèmes d'énergie photovoltaïque autonomes, avec et sans stockage**.**

Les éléments des blocs, tels que le MPPT, le convertisseur DC-DC et le convertisseur DC-AC, seront abordés dans les prochains chapitres.

Orientation thématique : Compte tenu de l'évolution remarquable des énergies éolienne et solaire présentée dans la figure I.2, ainsi que du potentiel solaire important en Algérie, cette thèse s'inscrit dans les tendances actuelles du Laboratoire de Recherche en Énergies Renouvelables et Matériaux (LERM) de l'Université de Médéa. Elle propose d'étudier, dans les prochains chapitres, les systèmes photovoltaïques intégrant des convertisseurs à Z source avec des onduleurs multiniveaux.

Chapitre II

Intégration des Convertisseurs Multiniveaux H-Bridge dans les Convertisseurs à Source Z

II.1 Introduction :

Ce chapitre examine l'intégration avancée des technologies de conversion d'énergie, en commençant par une analyse introductive qui pose les bases pour une étude approfondie des convertisseurs Z-source. Ces convertisseurs se distinguent par l'utilisation d'un réseau d'impédance particulier, garantissant des conversions de tension optimisées[44].

Nous aborderons ensuite les convertisseurs H-bridge, souvent utilisés en cascade pour améliorer la qualité des conversions. Ces dispositifs permettent de diviser la tension de sortie en plusieurs niveaux, réduisant ainsi les distorsions harmoniques et augmentant le rendement global.

Une attention particulière sera accordée à l'introduction de la modulation de largeur d'impulsion (PWM), disposée verticalement en fonction des niveaux des convertisseurs H-bridge appelé LSPWM (Level Shifted PWM). Cette technique est essentielle pour contrôler avec précision la commutation des semi-conducteurs, minimisant les pertes et maximisant l'efficacité énergétique.

Les techniques de commande SBC (Simple Boost Converter) et MBC (Maximum Boost Converter) seront ensuite examinées en détail, chacune offrant des avantages distincts en termes de performance selon les besoins spécifiques de l'application.

Enfin, dans le but d'alimenter un récepteur avec une tension alternative, ce chapitre s'orientera vers la combinaison de ces technologies (convertisseurs en Z, H-bridge avec PWM, et techniques SBC et MBC) pour offrir une approche capable de répondre aux exigences les plus strictes en matière d'alimentation des charges.

II.2 Principe de fonctionnement de L’onduleur Z-Source :

Les convertisseurs à Z-source offrant la capacité d'augmenter, de réduire ou de stabiliser la tension selon les besoins spécifiques des applications, combine les fonctionnalités d'un hacheur survolteur avec celles d'un onduleur classique en utilisant un réseau d'impédance pour relier l'onduleur à une source de tension continue[45]. Ce réseau d'impédance est constitué d'une structure hybride croisée *L-C*.

Une caractéristique distinctive des convertisseurs à Z-source est l'état "Shoot-Through", qui permet l'activation simultanée des interrupteurs à semi-conducteurs au sein de la même branche de phase. Cette fonctionnalité modifie légèrement la commande de l'onduleur, permettant ainsi d'obtenir une tension alternative plus élevée par rapport à un onduleur classique.

La figure II.1 montre le schéma de base d'un convertisseur à Z source constitué par une source d'énergie V_{dc} et le circuit en Z L_1, L_2 ; C_1, C_2, et un convertisseur *DC-AC*.

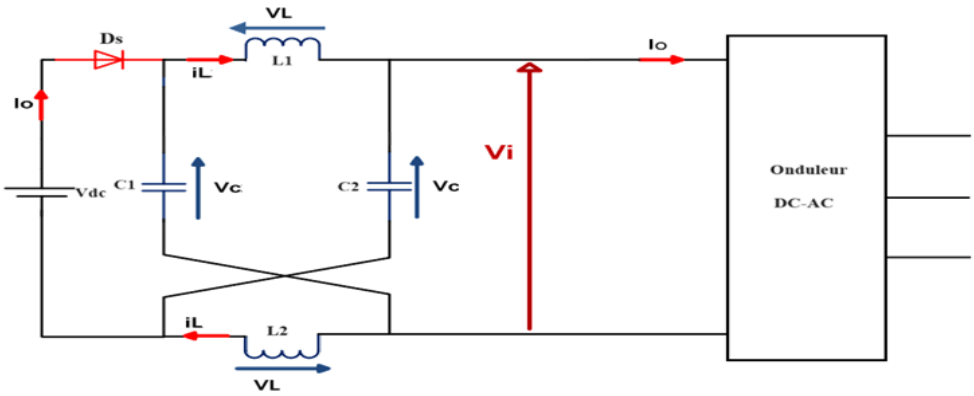


Figure II.1 : Convertisseur Z source.

Le fonctionnement général d'un convertisseur Z Source peut être illustré en considérant la partie *AC* du circuit comme une charge *DC* équivalente (ou source).

Nous définissons

$\hat{v}_m$: *Valeur de crête de l'onde fondamentale de la tension de sortie de l'onduleur par rapport au point neutre.*

$\hat{V}_i$: *Valeur de crête de la tension d'entrée de l'onduleur.*

V_{dc}: *Tension continue d'entrée*

r: *Profondeur de modulation de l'onduleur.*

I0 : courant de bus continu

Vi : tension de bus continu

$$r = \frac{2\hat{v}_m}{\hat{V}_i} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (2.1)$$

On note que : $L_1 = L_2 = L$; $C_1 = C_2 = C$ Ceci implique que $V_{C1} = V_{C2} = V_C$; $V_{L1} = V_{L2} = V_L$.

II.2.1 les modes de fonctionnement :

Le fonctionnement du convertisseur Z-source peut être analysé en fonction de deux états principaux : l'état de conduction de la diode Ds et l'état de court-circuit d'un ou plusieurs bras de l'onduleur. Ces états permettent de définir trois modes de fonctionnement, qui se présentent comme suit[46]:

- **Mode 1 : *Ds* passante et onduleur Actif**

Dans ce mode la diode *Ds* est en conduction, elle permet le passage du courant, assurant ainsi le transfert d'énergie du réseau Z-source vers l'onduleur.

L'onduleur est en mode actif, ce qui signifie que les interrupteurs de l'onduleur sont commutés selon une séquence normale comme une commande *PWM*, pour convertir la tension continue fournie par le réseau Z-source en tension alternative (*AC*).

Durant cet état, l'onduleur peut être représenté comme une source de courant (voir Figure II.2) du point de vue de l'étage continu du Z-source.

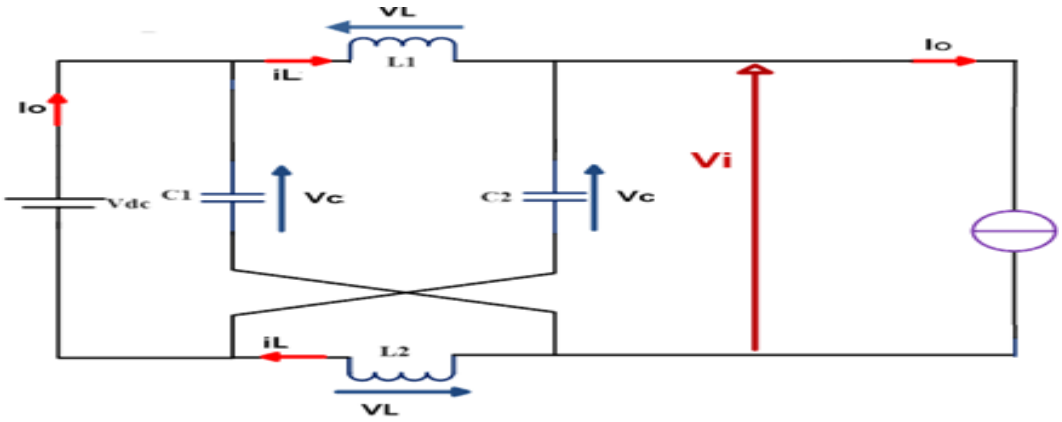


Figure II.2 : Schéma équivalent du convertisseur Z-source en mode 1.

Les tensions V_l , V_c peuvent être déterminées par les équations (2.2) et (2.3) :

$$V_l = V_{dc} - V_c \qquad (2.2)$$

$$V_i = V_c - V_l = 2V_c - V_{dc} \qquad (2.3)$$

- **Mode 2 : *Ds* passante et onduleur en roue libre (sans court-circuit).**

L'onduleur est en mode roue libre, est un cas particulier du mode 1 pour lequel *Io* est nul. Dans cet état, l'onduleur peut être modélisé comme un circuit ouvert (voir Figure II.3).

Dans cet état, les condensateurs C1 et C2 se chargent respectivement à travers les bobines L2 et L1. Les tensions V_c , V_l restent identiques aux équations (2.2) et (2.3).

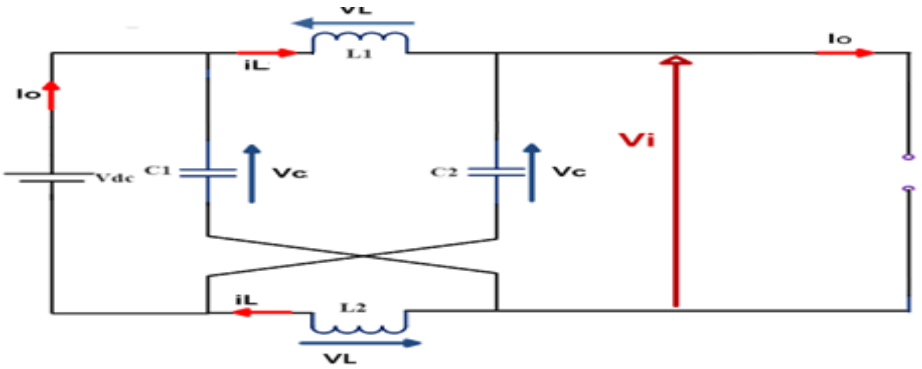


Figure II.3 : Schéma équivalent du convertisseur Z-source en mode 2.

- **Mode 3 : *Ds* bloquée et Z-source court-circuité.**

Dans ce mode, les condensateurs C_1et C_2 sont chargés et placés en série, ce qui entraîne le blocage de la diode *Ds* car (*Vdc* < *2Vc*), ainsi on oblige les condensateurs à se décharger dans les inductances,

Durant cet état au moins un bras de l'onduleur est court-circuité, ce qui impose une tension nulle en sortie de l'étage continu Z-source (figure II.4).

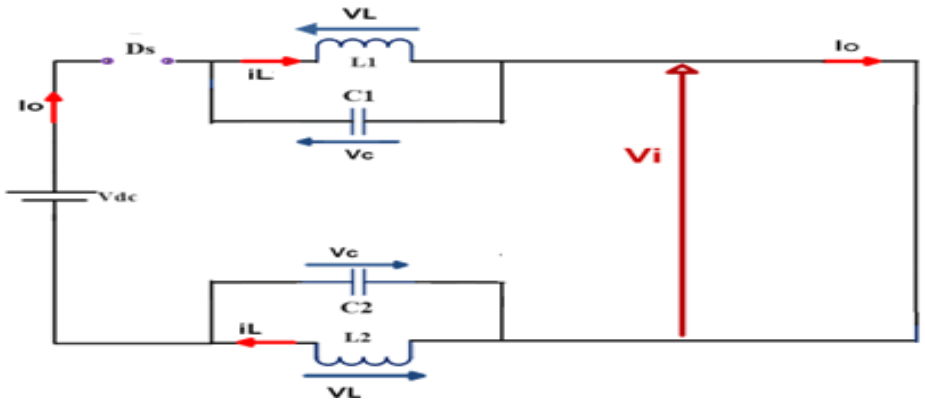


Figure II.4 : Schéma équivalent du convertisseur Z-source en mode 3.

A partir de la figure II.4 nous pouvons déterminer les équations suivantes : (2.4) et (2.5)

$$V_l = V_c \qquad (2.4)$$

$$V_i = 0 \qquad (2.5)$$

II.2.2 Facteur de survoltage B[46] **:**

Le facteur de survoltage B est un paramètre essentiel qui détermine la capacité du convertisseur Z-source à augmenter la tension d'entrée pour obtenir une tension de sortie plus élevée. Ceci dépend principalement du rapport cyclique (l'état de "shoot-through") qui doit être contrôlé avec soin pour assurer la sécurité et l'efficacité du système.

Dans ce qui suit :

T_0 : *Durée de court-circuit dans l'onduleur Z source pendant les vecteurs nuls.*

T_1: *Durée de l'états actif de l'onduleur pendant T.*

T: *Période de commutation de la structure Z source, ou*

$$T = T_0 + T_1 \qquad (2.6)$$

D: *Rapport cyclique(Duty-cycle)* $D = \frac{T_0}{T}$ (2.7)

B : *Amplification de l'etage continu*

G : *Amplification globale du système*

En régime permanent, la valeur moyenne de la tension aux bornes de l'inductance lors d'une période de commutation est conçue pour être nulle, donc

$$< V_L >= \frac{T_0 * Vc + T_1 * (V_{dc} - V_c)}{T} = 0 \qquad (2.8)$$

A partir de l'équation (2.8) en déduit la tension aux bornes du capacité *C*.

$$V_{c1} = V_{c2} = V_c = \frac{1-D}{1-2D} V_{dc} \qquad (2.9)$$

Pour calculer la tension maximale à l'entrée de l'onduleur $\hat{V}_i$ appelé tension de bus continu.

$$\hat{V}_i = 2V_c - V_{dc} = \frac{1}{1-2\frac{T_0}{T}} V_{dc} \qquad (2.10)$$

On remplace $D = \frac{T_0}{T}$ le rapport cyclique de court-circuit dans l'équation (2.10),

On trouve le gain B de l'amplification de l'étage continu qui doit être supérieur ou égale à 1 :

$$B = \frac{\hat{V}_i}{V_{dc}} = \frac{1}{1-2D} \geq 1 \qquad (2.11)$$

Et le gain G : amplification globale du système définie par

$$G = r.B = \frac{2\,\hat{v}_m}{V_{dc}} \qquad (2.12)$$

La figure II.5 est le tracer de gain B en fonction du rapport cyclique D, démontrant ainsi le phénomène d'augmentation de tension $\hat{V}_i$ associé au Z-source.

Pour maintenir une tension continue positive Vi aux bornes de l'onduleur, il est essentiel de maintenir le rapport cyclique D en dessous de 0,5. Cette particularité constitue l'un des avantages du Z-source, puisque l'intégration d'un réseau d'impédance Z à un onduleur conventionnel permet d'augmenter la tension d'entrée continue sans nécessiter l'utilisation d'un hacheur de suralimentation, entraînant ainsi une diminution du nombre de commutateurs.

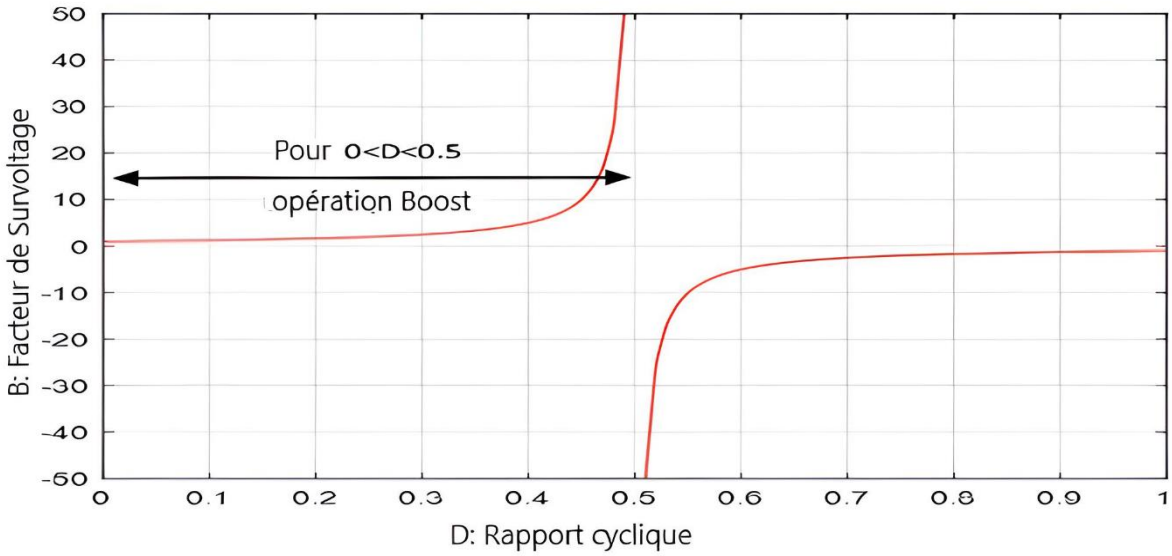


Figure II.5 : le gain B en fonction du rapport cyclique D.

II.2.3 Dimensionnement de l'inductance L et le condensateur C :

Le dimensionnement des éléments L et C dans un convertisseur Z-source (ZSI) dépend du rapport cyclique D et des caractéristiques électriques comme la tension continue Vdc du bus, la fréquence de commutation des interrupteurs f_c, et la puissance de l'onduleur Pond.

- **Dimensionnement de l' inductance L** [47]:

L'inductance L dans un ZSI doit être dimensionnée de manière à prévenir les pics de courant excessifs, tout en assurant le stockage efficace de l'énergie électrique et le lissage du courant, afin de minimiser les ondulations.

$$L \geq \frac{D(1-D)}{\Delta i_L * f_c(1-2D)} Vdc \qquad (2.13)$$

Δi_L: est l'ondulation de courant souhaitée à travers l'inductance L entre un courant maximal et un courant minimal pour une periode de commutation PWM.

- **Dimensionnement du condensateur C** [47]**:**

Le condensateur C est dimensionné pour maintenir une tension stable sur le bus continu et pour minimiser les ondulations de tension.

$$C \geq \frac{D * Pond}{Vdc * f_c * \Delta V_c} \qquad (2.14)$$

ΔV_c: la variation entre la tension maximale et la tension minimale du condensateur C pour une periode de commutation PWM.

On remarque que Le rapport cyclique D influe directement sur les valeurs de L et C. Lorsque D augmente, la variation de courant Δi_L et la variation de tension ΔV_c peuvent augmenter, nécessitant ainsi des valeurs plus élevées de L et C comme marges de sécurité pour maintenir les performances du convertisseur.

II.2.4 Simulation de l'Hacheur Z source :

II.2.4.1 Simulation de Hacheur Z source en boucle ouverte

Pour illustrer l'importance de la durée de court-circuit sur le coefficient d'amplification B où l'onduleur est représenté par un seul transistor (Hacheur en Z source), la figure II.6 présente une simulation MATLAB/Simulink d'un convertisseur à source Z. Ce convertisseur est piloté par un générateur d'impulsions produisant un signal rectangulaire à période fixe, avec la possibilité de contrôler la durée du court-circuit afin d'observer l'impact sur la tension de bus en sortie (avec détecteur de Crète). Dans cette simulation, deux valeurs différentes de *D* ont été utilisée. Les résultats obtenus sont présentés dans les figures II.7 et II.8.

Pour des valeurs :

L1 = L2 = L = 10mH et C1 = C2 = C = 10 mF.

R_Load = 300 Ohm, C_filtre = 2 mF, Vdc=100v.

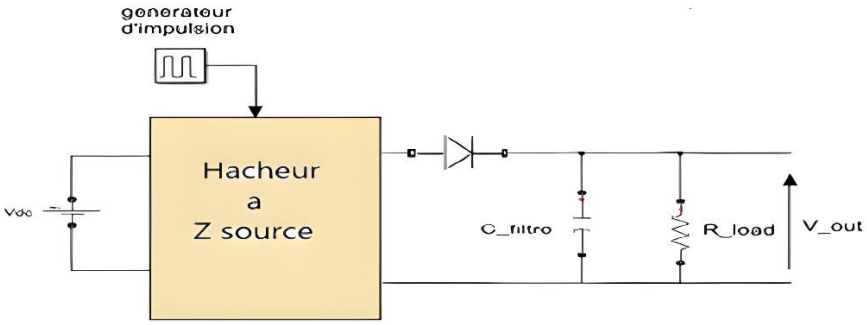


Figure II.6: Hacheur Z source en boucle ouverte sur Matlab Simulink.

Les figures II.7 et II.8 représentent la tension de sortie V_out de l'étage Z-source, avec une valeur de rapport cyclique D = 0.1 et 0.4 respectivement.

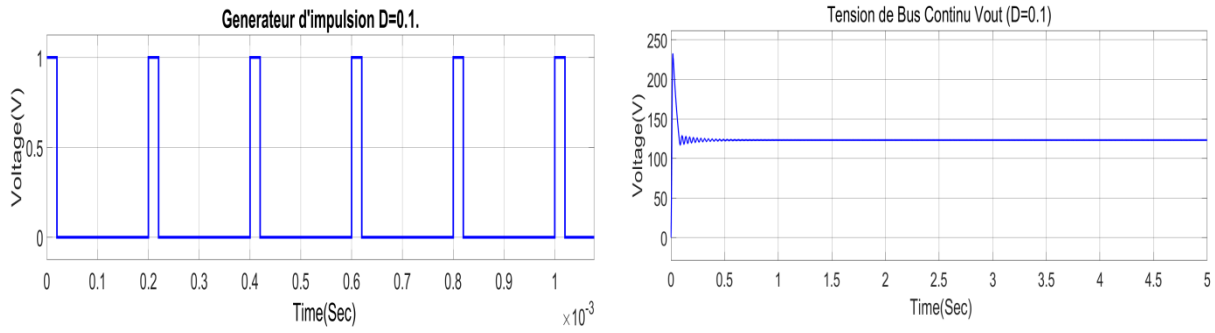


Figure (II.7) : la tension de Bus continu pour D=0.1

On remarque sur les figures (II.7) et (II.8) que pour ces deux valeurs distinctes du rapport cyclique D, la tension de bus continu Vout augmente à mesure que D augmente. Il est

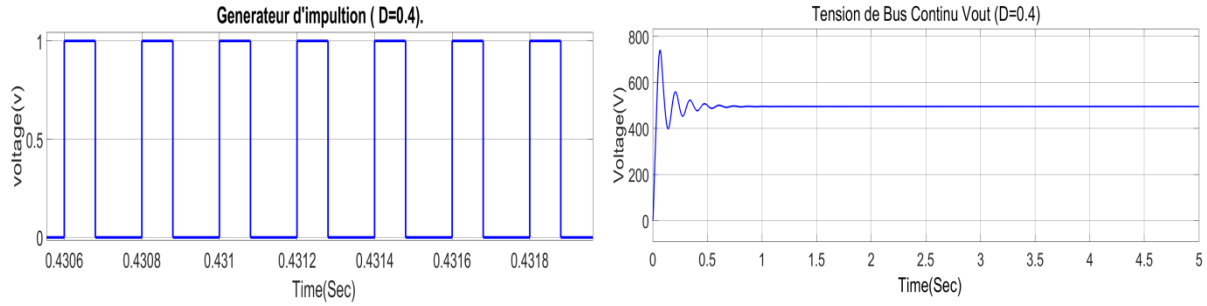


Figure (II.8) :la tension de Bus continu pour D=0.4.

également important de vérifier le facteur de gain B de l'amplification de l'étage continu, défini par la formule (2.11), tant que D reste dans l'intervalle D ∈ [0 0.5[.

II.2.4.2 Simulation de Hacheur Z source en boucle fermé :

L'objectif de la simulation présentée dans la figure II.9 est d'obtenir une tension de bus continue à la sortie du convertisseur Z-source(après un filtre) conforme à une tension de référence choisie, tout en évaluant la robustesse du système en faisant varier la résistance de charge.

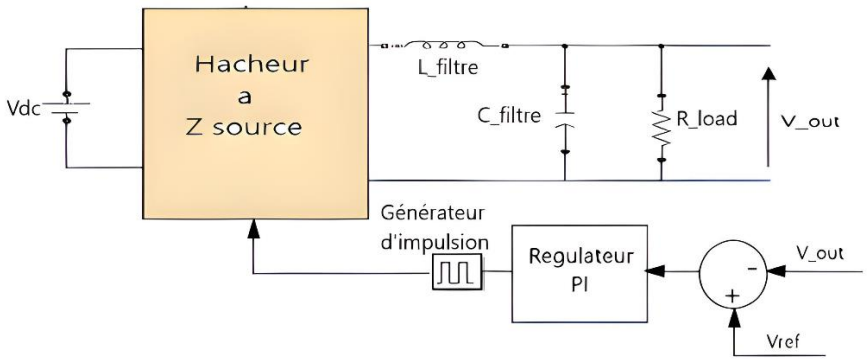


Figure II.9 : schéma block de Z source en boucle fermée.

Pour les valeurs :

L1 = L2 = L = 10mH et C1 = C2 = C = 40 e-6 F.

R_Load1 = R_Load2 = 1 kΩ, L_filtre = 10e-3 Henry, C_filtre = 200e-6 F, Vdc=100v.

La boucle fermé (BF) de convertisseur Z source est réalisée par un contrôleur PI et les résultats obtenus sont présentés sur la figure II.10.

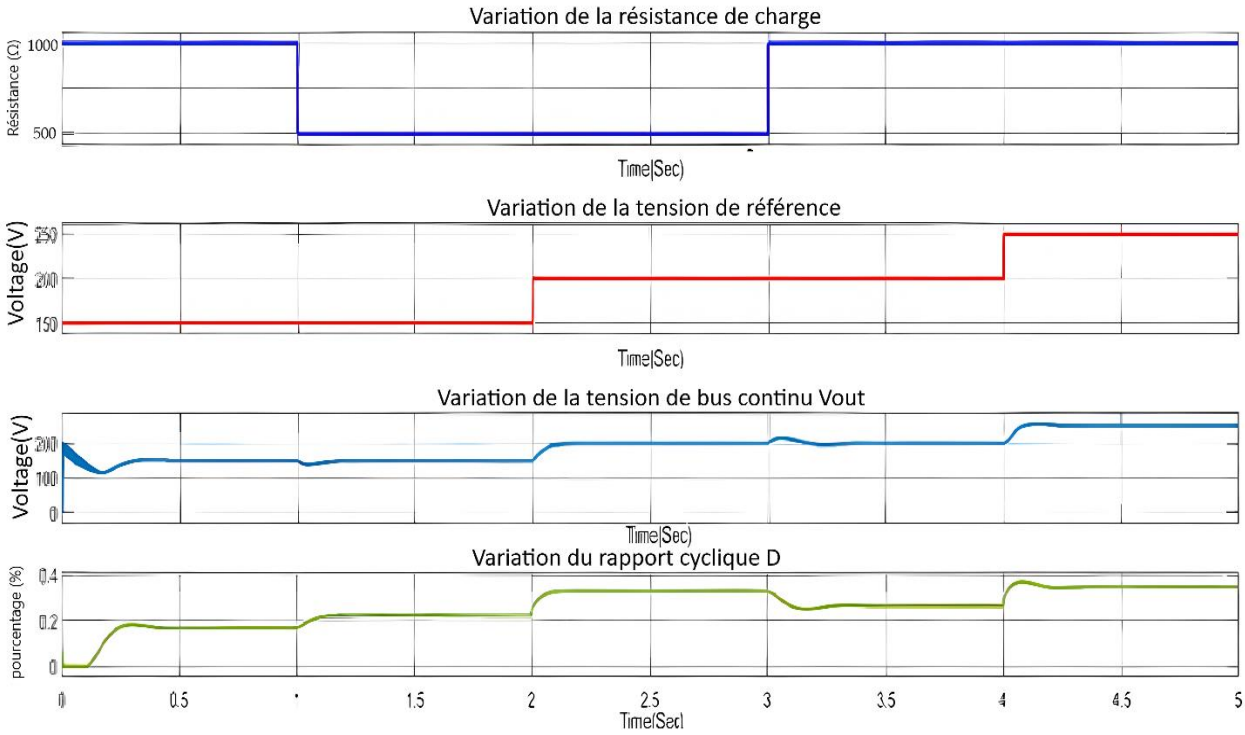


Figure II.10: Variation de la tension de bus continu en fonction de la tension de référence et R_load.

On constate que les valeurs de référence sont atteintes rapidement, en seulement 0,3s, lors de variations de la tension de référence ou de la résistance de charge, ce qui démontre la commandabilité et la robustesse du contrôleur. De plus, le rapport cyclique reste toujours compris entre 0 et 0,5.

II.3 Les convertisseur DC-AC (onduleur) :

Les onduleurs, ou convertisseurs DC-AC, sont des dispositifs d'électroniques de puissance indispensables dans de nombreux systèmes, permettant de convertir une tension continue (DC) en une tension alternative (AC). La figure II.11 illustre leur symbole.

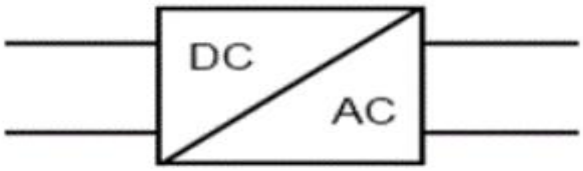


Figure II.11 : Symbole des convertisseurs DC-AC.

La technologie des onduleurs a évolué pour répondre aux exigences croissantes en termes de qualité de l'onde de sortie et de gestion de charges complexes. Parmi les avancées majeures, on peut citer les onduleurs multiniveaux, qui utilisent plusieurs niveaux de tension pour générer une forme d'onde AC, Cela permet ainsi de réduire les distorsions harmoniques et les pertes de commutation, en éliminant les harmoniques de bas ordre dans la forme d'onde de sortie sans entraîner une augmentation des harmoniques de haut ordre[48][49]. Cette technologie est particulièrement avantageuse pour les applications à haute puissance. Il existe différents types d'onduleurs multiniveaux, tels que les onduleurs à diodes clampées (NPC), à condensateurs flottants (FC) et les onduleurs en cascade à H-bridge[50].

II.3.1 Principe des convertisseurs multiniveaux

La Figure II.12 simplifie la compréhension des convertisseurs multiniveaux en montrant, de gauche à droite, un convertisseur à deux niveaux, un onduleur à trois niveaux, et un onduleur de N niveaux.

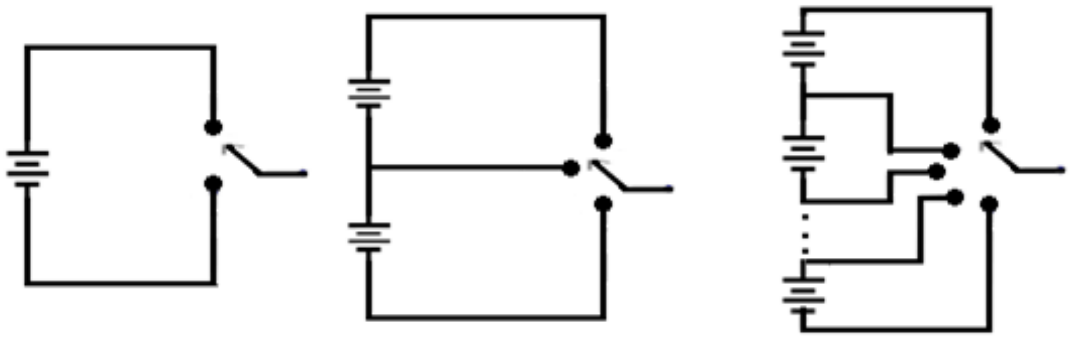


Figure II.12 : schéma de principe des convertisseurs multiniveaux

Les Onduleurs à H-Bridge : Au sein de la catégorie des onduleurs multiniveaux, les onduleurs en cascade H-bridge (CHB) occupent une place importante. Un onduleur H-bridge est une

configuration qui utilise quatre interrupteurs disposés en forme de "H" pour inverser la polarité de la tension appliquée à une charge, générant ainsi une tension AC à partir d'une source DC.
Dans un onduleur multiniveau en cascade H-bridge, plusieurs cellules H-bridge sont connectées en série, chaque cellule contribuant à un niveau de tension supplémentaire[51]. Cela permet de synthétiser des formes d'onde AC avec un nombre accru de niveaux, ce qui réduit encore davantage la distorsion harmonique et améliore la qualité de la sortie.
Les onduleurs en cascade H-bridge sont particulièrement appréciés dans les applications nécessitant une grande fiabilité et une haute qualité d'onde, telles que les systèmes de distribution d'énergie renouvelable.

II.3.2 Topologies des Convertisseurs Multiniveaux à Pont H en Cascade :

Le premier modèle d'onduleur, appelé onduleur en pont H (H-bridge en anglais), est apparu en 1975[49]. Dans un convertisseur multiniveau, les ponts H sont configurés en cascade pour générer un plus grand nombre de niveaux de tension de sortie, améliorant ainsi la qualité de l'énergie produite[52]. La topologie en cascade des ponts H consiste à connecter plusieurs onduleurs en série, comme illustré à la figure II.13.

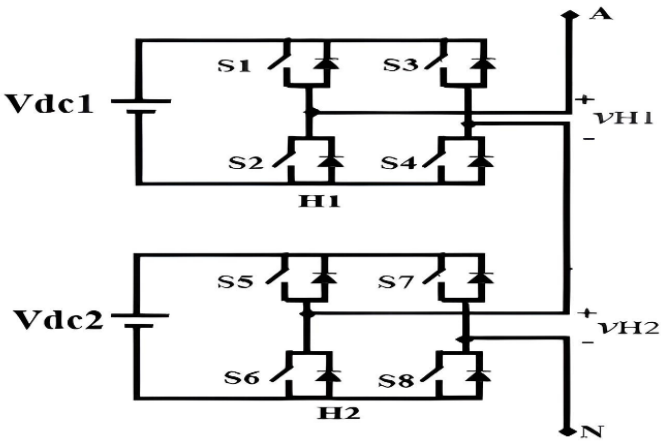


Figure II.13: Configuration d'onduleur multiniveau avec 2 ponts H connectés en série.

Cette configuration permet de générer des tensions de sortie avec un plus grand nombre de niveaux[53]. Chaque onduleur en pont H génère une tension de sortie, et ces tensions individuelles sont additionnées pour obtenir une tension de sortie composite. Mais l'inconvénient Majeur de cette topologie est le grand nombre de tensions continues isolées exigées pour chaque pont[54].
Pour un H-Bridge multiniveau avec N niveaux, le nombre total de sources de tension d'alimentation des H-Bridges K requises est donné par la formule (2.15).

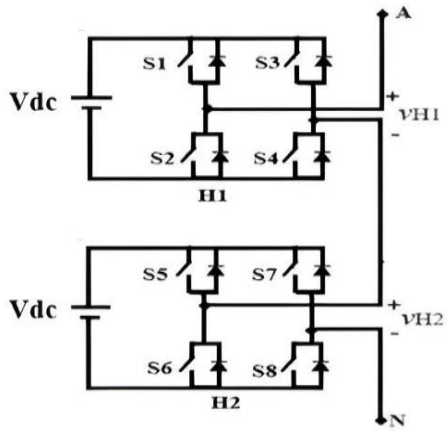
$$K = \frac{(N-1)}{2} \quad \text{.....(2.15)}$$

Ainsi, les pertes ne sont pas uniformes dans chaque cellule pour la forme d'onde illustrée. Il est donc nécessaire d'optimiser leur distribution entre les différentes cellules, ce que les techniques de commande, telles que la PWM (Modulation de Largeur d'Impulsion), visent précisément à accomplir.

Il est possible d'utiliser deux H-bridge pour obtenir des tensions de sortie V_{AN} de 5,7,9 niveaux, en alimentant Vdc1 et Vdc2 de la figure II.13 de manière différente, selon les configurations définies dans les tableaux (II.1) et (II.2) correspondants.

Le tableau II.1 montre qu'à l'aide de deux H-Bridge, tous deux alimentés par la même tension Vdc, les cinq niveaux de la tension de sortie V_{AN}.

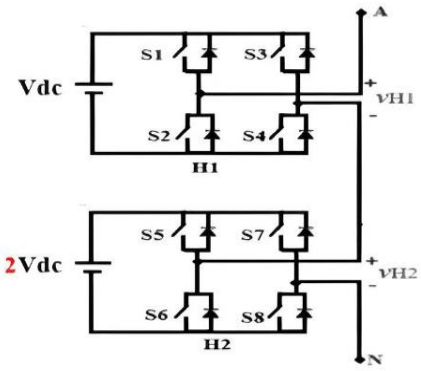
Tableau II.1: Configuration d'un onduleurs 5 niveaux avec 2 H-bridges (Vdc1= Vdc2= Vdc).



Van	Etat des Switch s_1 s_3 s_5 s_7				V_{H1}	V_{H2}
+2Vdc	1	0	1	0	+Vdc	+Vdc
+Vdc	1	0	1	1	+Vdc	0
	1	0	0	0	+Vdc	0
	1	1	1	0	0	+Vdc
	0	0	1	0	0	+Vdc
0	0	0	0	0	0	0
	0	0	1	1	0	0
	1	1	0	0	0	0
	1	1	1	1	0	0
	1	0	0	1	+Vdc	-Vdc
	0	1	1	0	-Vdc	+Vdc
-Vdc	0	1	1	1	-Vdc	0
	0	1	0	0	-Vdc	0
	1	1	0	1	0	-Vdc
	0	0	0	1	0	-Vdc
-2Vdc	0	1	0	1	-Vdc	-Vdc

De même, sur le tableau II.2 montre la configuration d'un onduleur à 7 niveaux conçu à l'aide de deux H-Bridge, le premier HB1 alimenté par une tension Vdc et le second HB2 par une tension 2Vdc.

Tableau II.2: Configuration d'un onduleurs 7 niveaux avec 2 H-bridges (Vdc1=Vdc et Vdc2= 2Vdc).



Van	Etat des Switch				V H1	VH2
	S_1	S_3	S_5	S_7		
3Vdc	1	0	1	0	Vdc	2Vdc
2Vdc	1	1	1	0	0	2Vdc
	0	0	1	0	0	2Vdc
Vdc	1	0	1	1	Vdc	0
	1	0	0	0	Vdc	0
	0	1	1	0	-Vdc	2Vdc
0	0	0	0	0	0	0
	0	0	1	1	0	0
	1	1	0	0	0	0
	1	1	1	1	0	0
-Vdc	1	0	0	1	Vdc	-2Vdc
	0	1	1	1	-Vdc	0
	0	1	0	1	-Vdc	0
-2Vdc	1	1	0	1	0	-2Vdc
	0	0	0	1	0	-2Vdc
-3Vdc	0	1	0	1	-Vdc	-2Vdc

De la même manière, on obtient un onduleur à 9 niveaux à l'aide de deux H-Bridge, si HB1 est alimenté par Vdc et HB2 par 3Vdc.

NB : D'autres configurations existent de 17 et 25 niveaux, réduisant même le nombre d'interrupteurs[55][56].

II.4 Techniques de Modulation de Largeur d'Impulsion (PWM) appliqué aux onduleurs H- Bridge 5 niveaux

La modulation de largeur d'impulsion (PWM) permet un contrôle précis de la tension de sortie et améliore sa qualité[57]; pour commuter les cellules dans un convertisseur H-Bridge, plusieurs variantes de PWM sont couramment utilisées, telles que la PSPWM (Phase Shifted PWM), qui déphase les signaux PWM pour réduire les harmoniques, et la (Level Shifted PWM), qui ajuste la modulation en fonction de la variation verticale des niveaux de tension. Cette dernière sera utilisée dans le reste de cette étude.

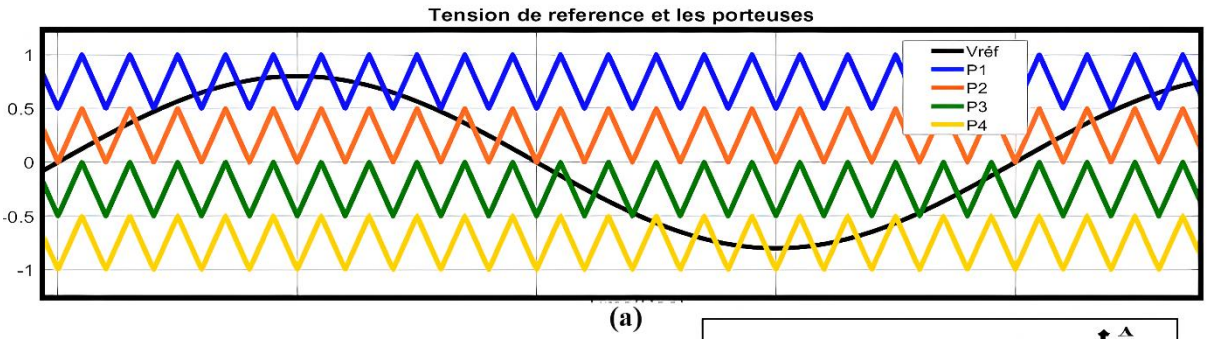
II.4 .1 Commande LSPWM appliqué à un convertisseur 5 niveaux à deux H-Bridge[58][59][49][52] :

L'objectif de l'utilisation de la modulation LSPWM (Level Shifted PWM) est d'optimiser les performances d'un convertisseur en cascade à H-Bridge à cinq niveaux du point de vue suivant :

- Distribution des pertes de commutation : La LSPWM permet de répartir plus efficacement les pertes de commutation entre les interrupteurs.
- Réduction des harmoniques **:** Cette modulation permet de diminuer les harmoniques à basse fréquence, ce qui améliore la qualité de l'onde de sortie.

II.4.1.1 Principe de la LSPWM : Cette technique permet de contrôler indépendamment chaque niveau de tension en introduisant des décalages spécifiques[60]. Les signaux PWM sont décalés verticalement de manière régulière et symétrique.

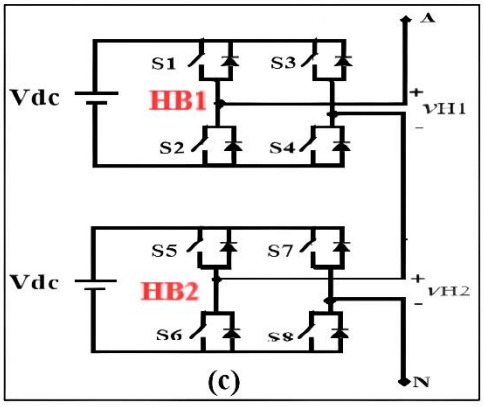
Chaque niveau de tension du convertisseur reçoit un signal PWM déphasé par rapport aux autres, créant ainsi des intervalles de commutation distincts pour chaque cellule. La Figure II.14 (a) illustre la distribution verticale des porteuses P1, P2, P3 et P4 par rapport à la tension de référence. Dans cette technique, on observe que les porteuses de chaque cellule sont identiques mais décalées verticalement.



(a)

Logique de fonctionnement des Switch	
HB1	
Si Vref > P2	S1 ON - S2 OFF
Si Vref > P3	S4 ON - S3 OFF
HB2	
Si Vref > P1	S5 ON - S6 OFF
Si Vref > P4	S8 ON - S7 OFF

(b)



(c)

Figure II.14: (a)- Commande LSPWM et la distribution verticale des signaux modulants par rapport a la modulante. **(b)-** Tableau de la Logique de fonctionnement des Switch. **(c)-** Convertisseur Cinq niveaux.

Pour un convertisseur à cinq niveaux (N = 5), le nombre de porteuses modulantes utilisées est de (N - 1) = 4. Si l'amplitude totale de l'onde de référence (modulante) atteint 1 à l'indice de

modulation maximal, chaque porteuse aura une hauteur de 1/4, permettant de couvrir l'intégralité de l'onde de référence.

La Figure II.14(c) présente un convertisseur à cinq niveaux composés de deux H-bridges, HB1 et HB2, avec leurs interrupteurs correspondants. La logique de génération des signaux de commande pour ces interrupteurs est détaillée dans le tableau de la Figure II.14(b)
On observe que les porteuses P2 et P3 génèrent les signaux de commande des interrupteurs de HB1, tandis que P1 et P4 sont utilisées pour HB2.
La Figure II.15 illustre les différentes dispositions possibles des porteuses P1, P2, P3 et P4 en fonction de leur déphasage.

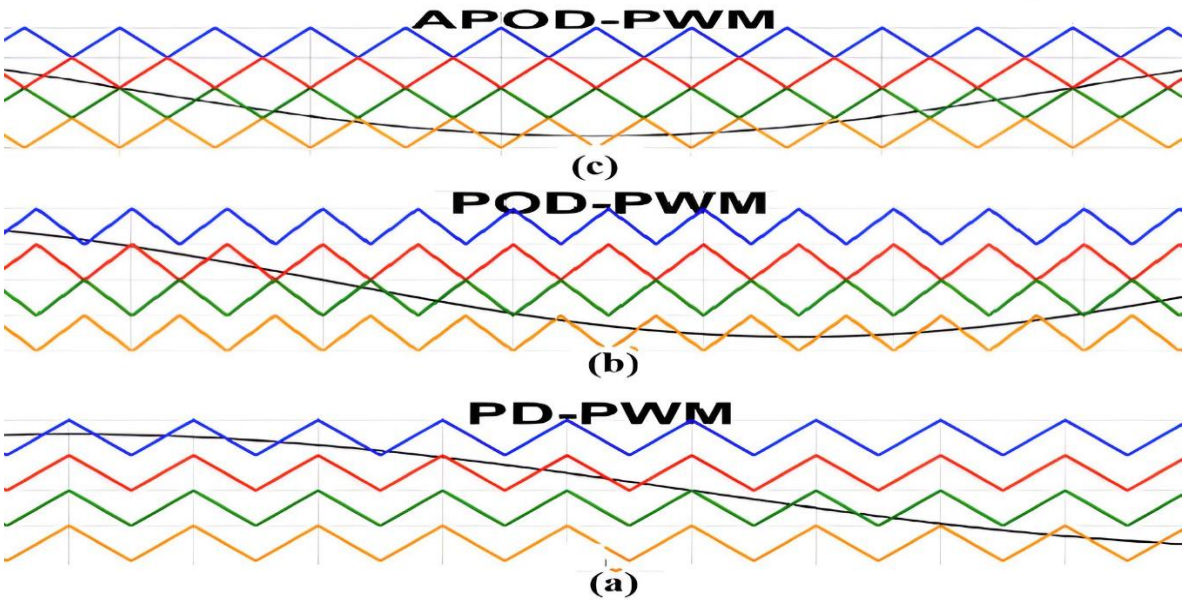


Figure II .15 : Les dispositions possibles des porteuses en fonction de leur déphasage.

✓ La PD-PWM (Phase Disposition Pulse Width Modulation), illustrée à la figure II.15(a), est une technique de modulation de largeur d'impulsion où toutes les porteuses sont en phase mais décalées verticalement.

✓ La POD-PWM (Phase Opposition Disposition Pulse Width Modulation), illustrée à la figure II.15(b), est une variante de la modulation de largeur d'impulsion utilisée principalement dans les convertisseurs multiniveaux. Contrairement à la PD-PWM, où toutes les porteuses sont en phase, la POD-PWM dispose certaines porteuses en opposition de phase, c'est-à-dire déphasées de 180 degrés par rapport aux autres.

✓ L'APOD-PWM (Alternate Phase Opposition Disposition Pulse Width Modulation), Illustrée à la figure II.15(c), est une autre technique de modulation de largeur d'impulsion utilisée dans les convertisseurs multiniveaux, notamment pour les systèmes H-Bridge. Dans cette méthode, les porteuses sont non seulement disposées en opposition de phase, mais elles

sont également alternées, ce qui signifie que chaque porteuse successive est déphasée de 180 degrés par rapport à la précédente.

Dans cette étude, nous avons choisi la technique PD-PWM car elle augmente les possibilités de court-circuit par rapport aux autres techniques lorsqu'elle est utilisée avec des convertisseurs à source Z.

II.4.1.2 Simulation d'un bras à cinq niveaux comportant deux H-Bridge et utilisant la technique PD-PWM :

La figure II.16 illustre l'application de la commande **PD-PWM** à un seul bras d'un onduleur triphasé à cinq niveaux composés de deux H-Bridges. Pour valider son efficacité dans un convertisseur multiniveau, une simulation a été réalisée à l'aide de **Matlab/Simulink**, en se basant sur cette configuration.

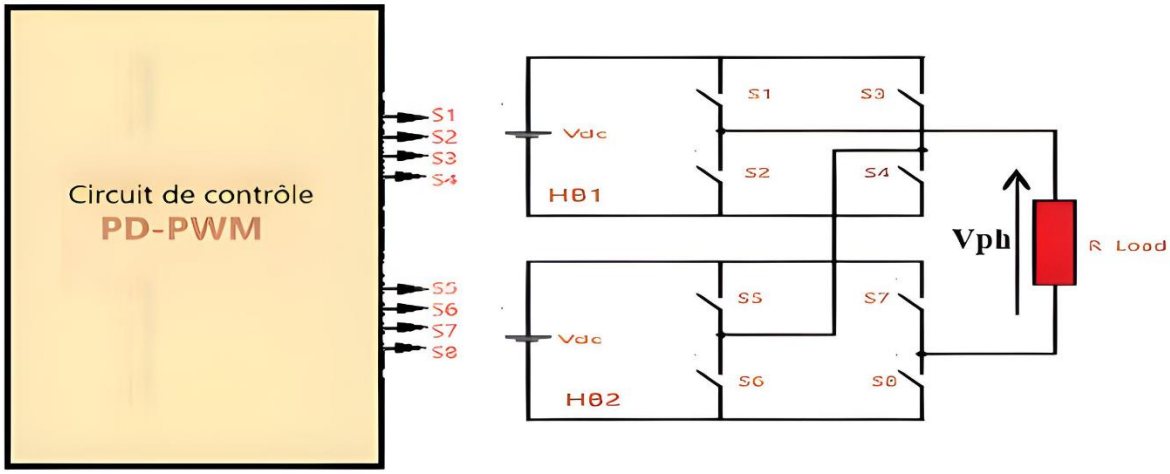


Figure II.16: Commande PD-PWM appliqué à un bras à cinq niveaux avec deux H-Bridges[61].

Résultats de la simulation :

Le tableau II.3 donne les valeurs des paramètres de simulation.

Tableau II.3: Valeurs des paramètres de simulation.

Paramètre	Valeurs des paramètres
L1 = L2 = L3 = L4 = L	1e-3 Henry
C1 = C 2 = C3 = C4 = C	1e-3 F
Rload1 Rload2	1000 Ohm 1000 Ohm
Vdc1 = Vdc2 = Vdc	100V
Fréquence des porteuses f	2000Hz
Indice de modulation r	0.9

Note : Les valeurs des paramètres mentionnées dans le tableau II.3 resteront les mêmes tout au long du chapitre II.

La Figure II.17 illustre les tensions de sortie HB1 et HB2 et la sortie composite Vph.

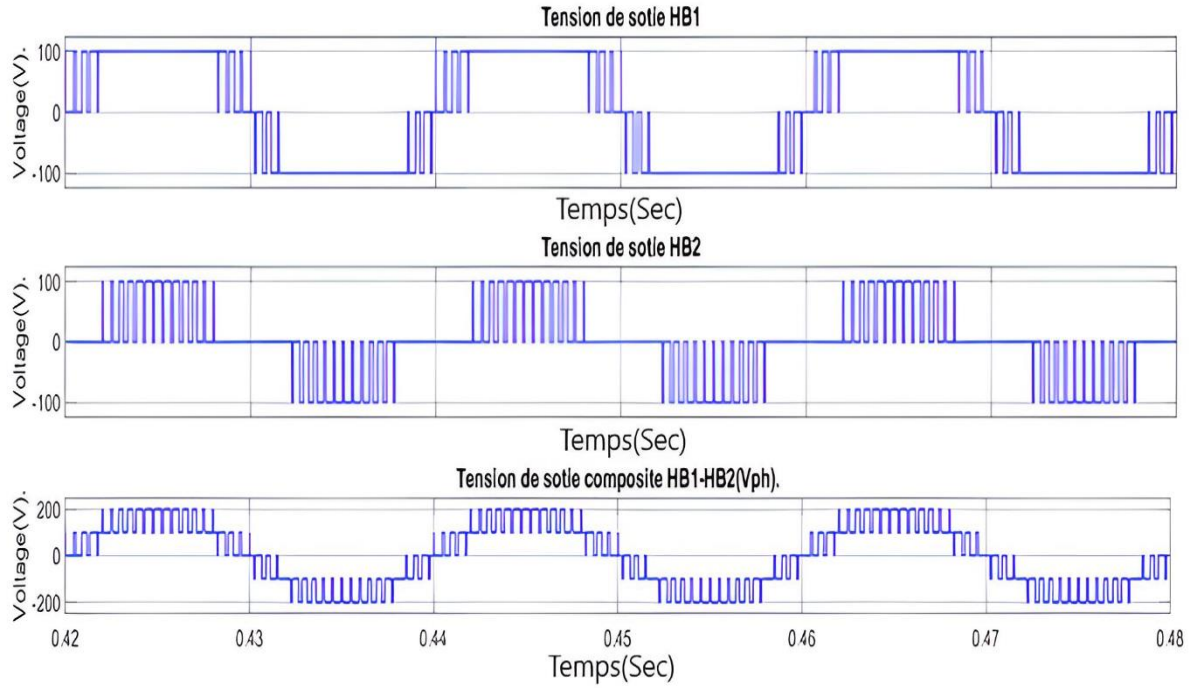


Figure II.17: Les tensions de sortie HB1 et HB2 et la sortie composite Vph.

Ces résultats fournissent une évaluation précise de la répartition des pertes de commutation dans le convertisseur, On observe :

- ✓ Les tensions des sorties des cellules HB1et HB2 qui s'additionnent, permettant ainsi de générer une forme d'onde de sortie Vph de cinq niveaux.
- ✓ La distribution des pertes qui diffère entre les cellules HB1 et HB2, rendant nécessaire la rotation du modèle de commutation pour équilibrer ces pertes.

Remarque : Il est remarquable que la durée pendant laquelle la tension de sortie de HB2 est nulle soit supérieure à celle de la tension de HB1.

Ainsi l'analyse spectrale de la figure II.18 montre que :

- ✓ Le THD (Total Harmonic Distortion) de la tension composite montre que les harmoniques sont répartis à des fréquences éloignées.
- ✓ De plus, l'amplitude de la tension de sortie fondamentale est donnée par (r×2Vdc =180V), où r est l'indice de modulation.
- ✓ Les amplitudes des harmoniques, tant paires qu'impaires, sont très faibles, ce qui signifie que les distorsions dans le signal de sortie le sont également.

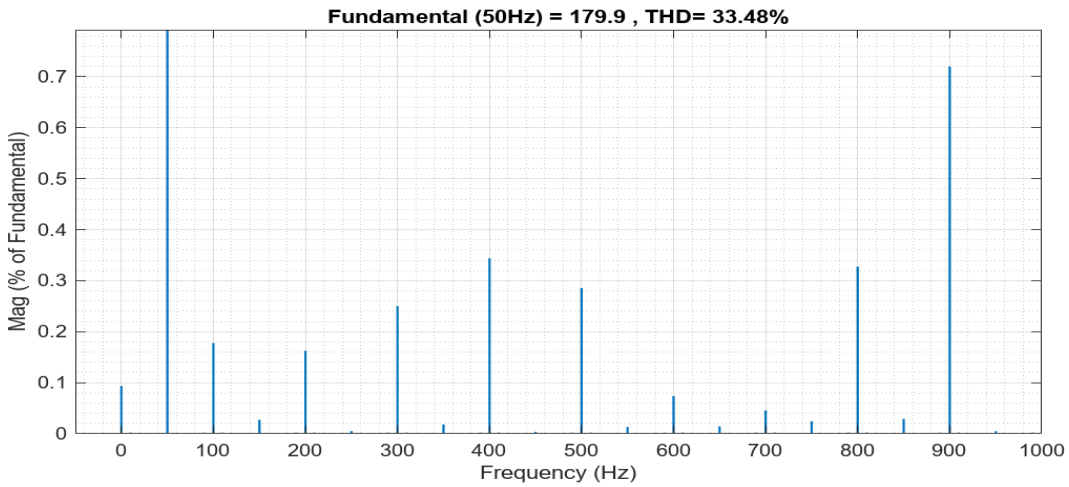


Figure II.18: Analyse spectrale de la tension composite Vph.

II.5 Commandes d'un convertisseur a source Z d'un bras avec deux H-Bridges :

Dans cette partie, nous allons introduire l'étage Z-source sur l'étage précédemment étudié (L'étude porte toujours sur une seule phase). Le défi réside dans le fait de booster la tension de l'étage continu sans altérer le fonctionnement de l'onduleur. Pour ce faire, plusieurs techniques ont été conçues pour commander un onduleur à source Z, parmi lesquelles la commande SBC (Simple Boost Converter) et MBC (Maximum Boost Converter). Par conséquent, le choix de la technique PD-PWM (Phase Disposition Pulse Width Modulation) est crucial, car elle permettra d'introduire un plus grand nombre d'états de court-circuit sur les bras de l'onduleur.

II.5.1 Commande SBC

II.5.1.1 Principe de la commande SBC (Simple Boost Control):

Dans cette section, la commande SBC est adaptée à un onduleur multiniveau à Z-source avec deux ponts H cascade, en utilisant la technique PD-PWM Figure II.19.

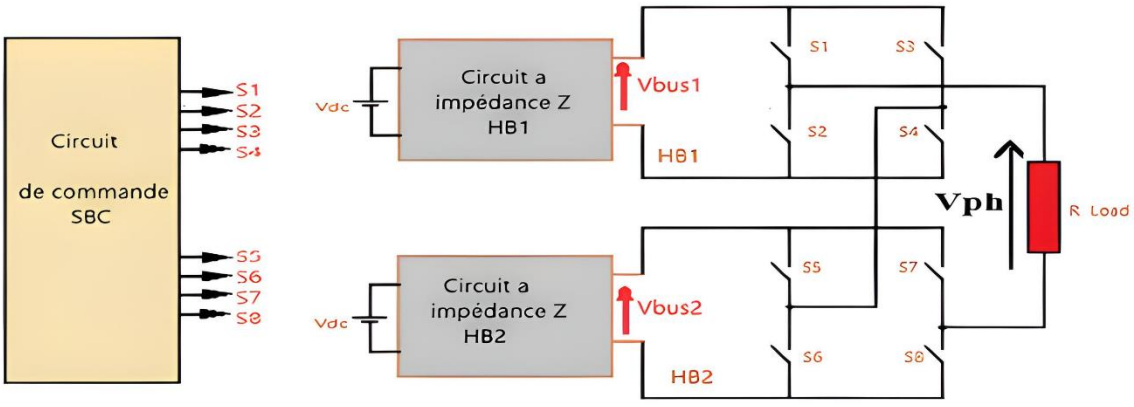


Figure II.19: Commande SBC appliqué à un onduleur cinq niveaux à 2 H-Bridges.

Le Simple Boost Control (SBC) est une technique de commande utilisée pour augmenter la tension de bus dans les convertisseurs à source Z. Il se distingue par sa simplicité et sa facilité d'implémentation. Le SBC fonctionne en insérant des états de court-circuit dans le cycle de modulation PWM.

Cette stratégie repose sur des transitions partielles d'états zéro à des états de court-circuit figure II.20. Il ajoute deux références supplémentaires sur la base de la commande PWM sinusoïdale traditionnelle, Vup (valeur positive est ≥ r) et Vlow (valeur négative ≤ -r), avec (|Vup|=|Vlow|). Les états de courts-circuits sont générés en se référant aux valeurs Vup, Vlow et les Porteuse P1 et P4 respectivement. Cet état se produit lorsque les deux porteuses P1 et P4 sont respectivement au-dessus ou en dessous des consignes positive Vup et négative Vlow.

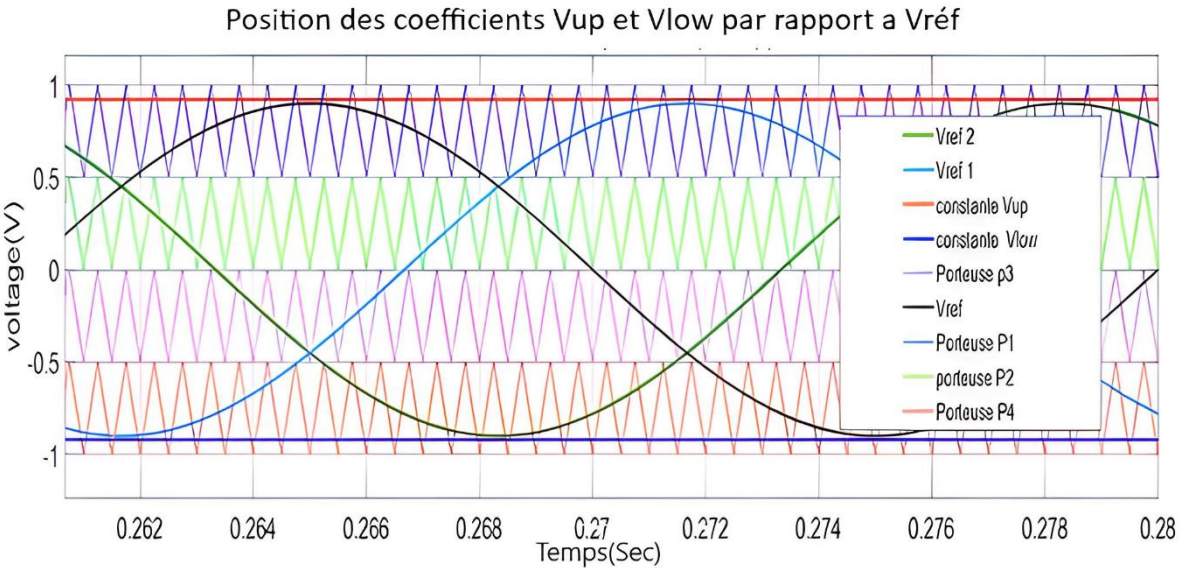


Figure II.20: Position des coefficients Vup et Vlow par rapport à P1 et P4.

Pour effectuer la comparaison, deux comparateurs distincts sont employés :

- ✓ Vup avec la porteuse P1 (P1 ≥ Vup).
- ✓ Vlow avec la porteuse P4 (P4 ≤ Vlow).

En combinant ces deux conditions par une logique "OU" (le système réagit si l'une des deux conditions est remplie), on détermine l'ensemble des états de court-circuit (voir Figure II.21).

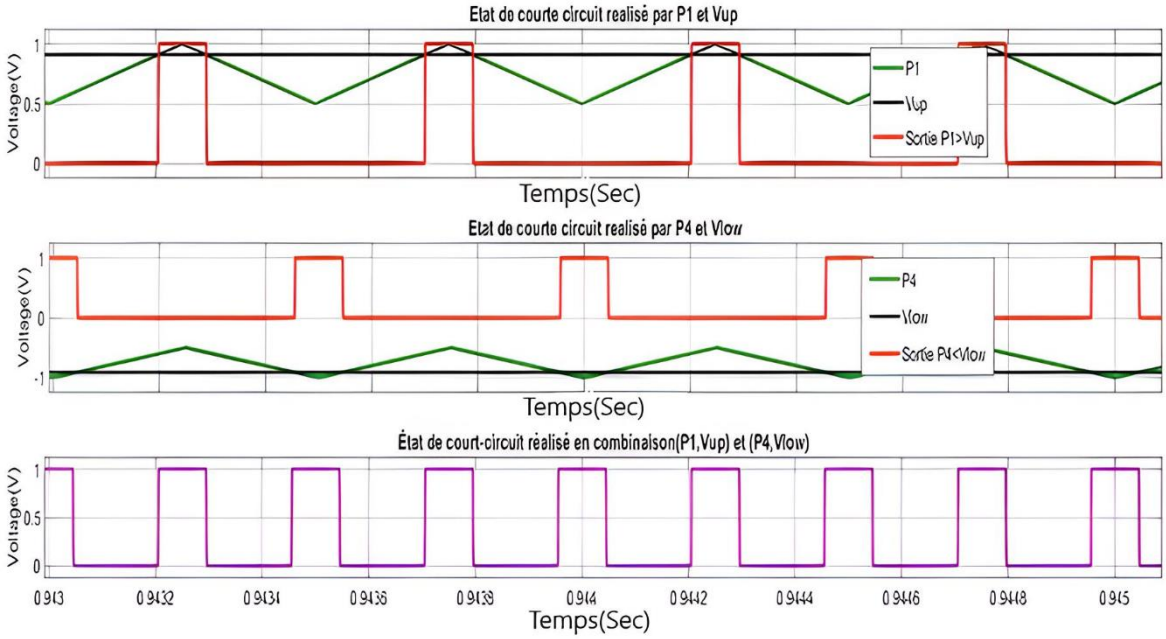


Figure II.21: Etat de court-circuit supérieur et inférieur et leur combinaison.

L'état de court-circuit doit être appliqué simultanément aux deux H-Bridge lorsque leurs tensions de sortie sont nulles, afin de ne pas perturber leur fonctionnement. Cependant, comme mentionné dans la remarque lors de l'interprétation de la figure II.17 (page 48), un déséquilibre apparaît à la sortie des bus continus des deux H-bridge. Ce déséquilibre est causé par le fait que la durée pendant laquelle la tension de sortie de HB1 est nulle est inférieure à celle de HB2. Pour rétablir cet équilibre, une rotation entre HB1 et HB2 à chaque demi-période a été adoptée (voir Figure II.22).

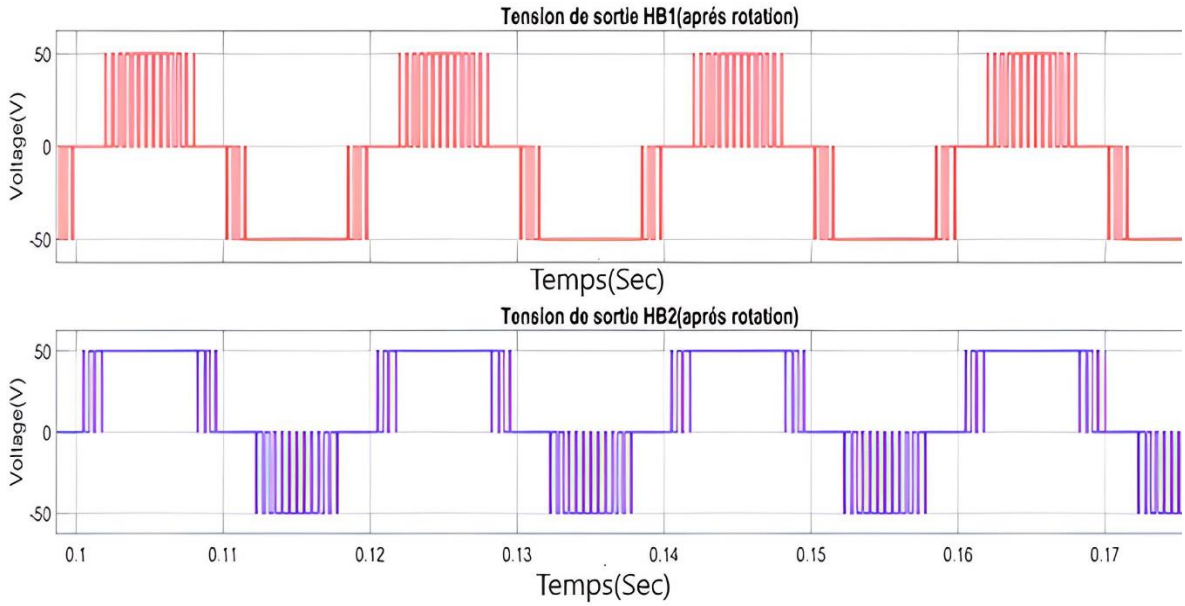


Figure II.22: Équilibrage des durées nulles des tensions de sortie HB1 et HB2.

II.5.1.2 Simulation de la commande SBC :

La figure II.23 illustre une stratégie de commande combinant la modulation par largeur d'impulsion (PWM) avec la commande SBC pour deux convertisseurs Z-source, chacun couplé à un H-Bridge, formant ensemble un bras de cinq niveaux.

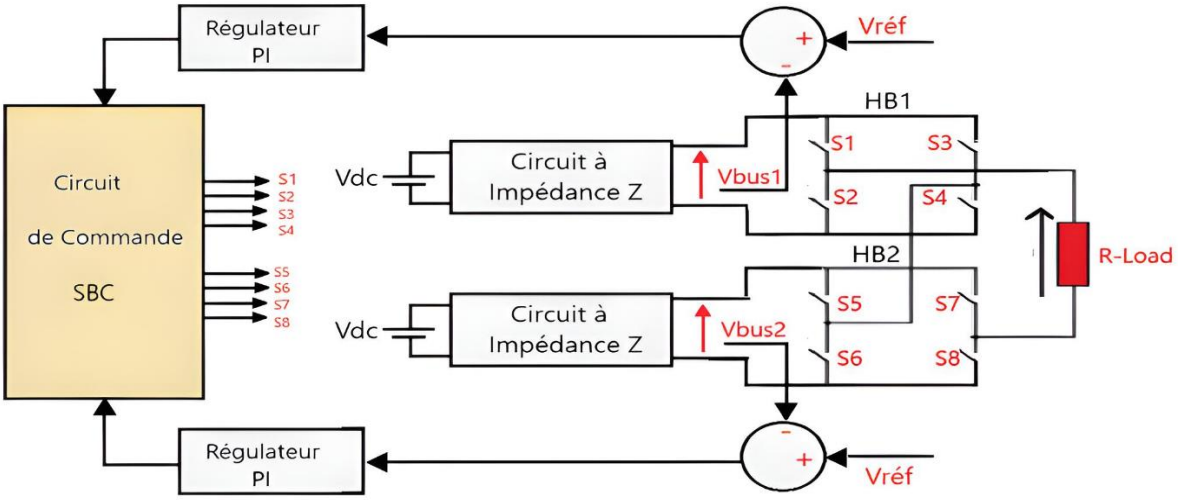


Figure II.23: Commande SBC appliqué à un onduleur cinq niveaux à 2 H-Bridges.

Dans ce système, deux régulateurs PI sont utilisés pour stabiliser les tensions de bus Vbus1 et Vbus2 en réponse aux variations de la tension de référence. Les régulateurs agissent en ajustant les coefficients Vup et Vlow, garantissant ainsi un suivi précis de la tension cible.

Fonctionnement du système :

- Régulation des tensions Vbus1 et Vbus2 : Les régulateurs PI ajustent les tensions de bus des deux H-bridges, Vbus1 et Vbus2, en suivant les références définies. Chaque régulateur PI génère une sortie proportionnelle à l'erreur entre la tension mesurée et la tension de référence, permettant ainsi une correction précise de la tension de bus continu Vbus.
- Coefficients de commande SBC : La sortie des régulateurs PI ajuste les coefficients Vup et Vlow. Ces coefficients définissant les intervalles de fonctionnement des états de court-circuit, à travers les interrupteurs des H-bridges ces états de court-circuit permettent d'ajuster le Boost factor du système, en assurant une adaptation dynamique des tensions de bus.

II.5.1.3 Stratégies de Contrôle de la Tension Vbus : Pour établir la régulation de la tension Vbus, on peut effectivement utiliser deux méthodes principales :

1. **Méthode indirecte :** Cette méthode consiste à commander la tension du bus continue via la tension du condensateur du reseau impedances Z selon la relation (2.10).

- La première étape consiste à mesurer la tension aux bornes du condensateur VC. Cette

mesure est plus stable que la tension de bus, car le condensateur filtre les variations rapides et contribue à la régulation de l'énergie dans le circuit.

- À partir de la mesure de VC et de la tension d'entrée Vdc, la tension Vbus peut être déduite en utilisant l'équation (2.10).
- Ensuite, on compare la valeur calculée de la tension Vbus avec une valeur de la tension de référence Vbus_ref, qui représente la tension de bus souhaitée. Si la tension Vbus est différente de Vbus_ref, il est nécessaire d'ajuster la commande.

2. **Méthode Directe:** Cette méthode est basée sur la mesure directe de la tension Vbus (à l'entrée de l'onduleur) afin de la maintenir constante. Elle nécessite l'ajout d'un circuit de détection de pic (Peak Détection Circuit) en raison de la nature pulsative de la tension Vbus.

NB : Dans la suite de ce chapitre, nous opterons pour l'adoption de la méthode indirecte.

II.5.1.4 Déroulement de la simulation : Pour le déroulement de la simulation, le système est soumis à une série de variations avec Vdc=100V, r= 0.9

- Variation de la tension de référence (figure II.24. a) : Une séquence de variations de la tension de consigne est appliquée, ce qui oblige les régulateurs PI à s'adapter rapidement pour maintenir Vbus1 et Vbus2 conformes aux nouvelles valeurs.

  Trois tensions de référence sont choisies : 200 V, 300 V et 400 V, réparties sur les intervalles de temps suivants : [0, 3] sec, [3, 6] sec et [6, 12] sec, respectivement.
- Variation de la charge **(**figure II.24. b) : Une modification de la charge est introduite pour observer comment le système réagit à la consommation de puissance.

  Une charge résistive correspondant à Rload1=1000 Ω est permanente, et Rload2=1000 Ω est ajoutée dans l'intervalle [9, 11] sec.

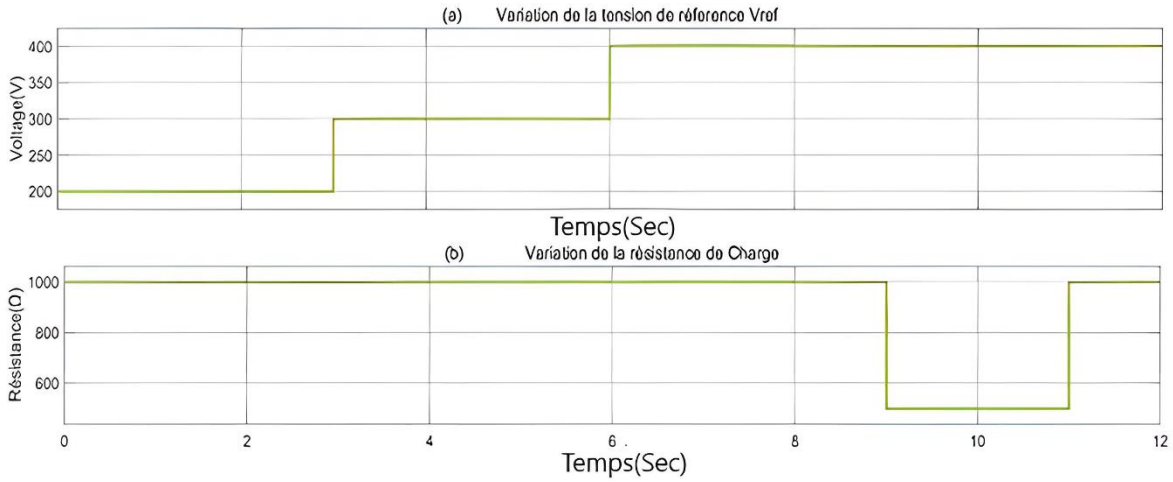


Figure II.24: Séquence de variation : (a)de la tension de référence, (b)Variation de la charge.

II.5.1.5 Résultats Obtenus et Interprétation :

- Sur les deux figures II.25 que la régulation des tensions des bus continus Vbus1 et Vbus2 de HB1 et HB2, respectivement, respecte la référence donnée, même lors de l'augmentation ou de la diminution de la charge. Le système réagit rapidement (en moins de 0,6 s) et reste stable en maintenant la valeur de consigne, ce qui démontre la robustesse du contrôleur PI.

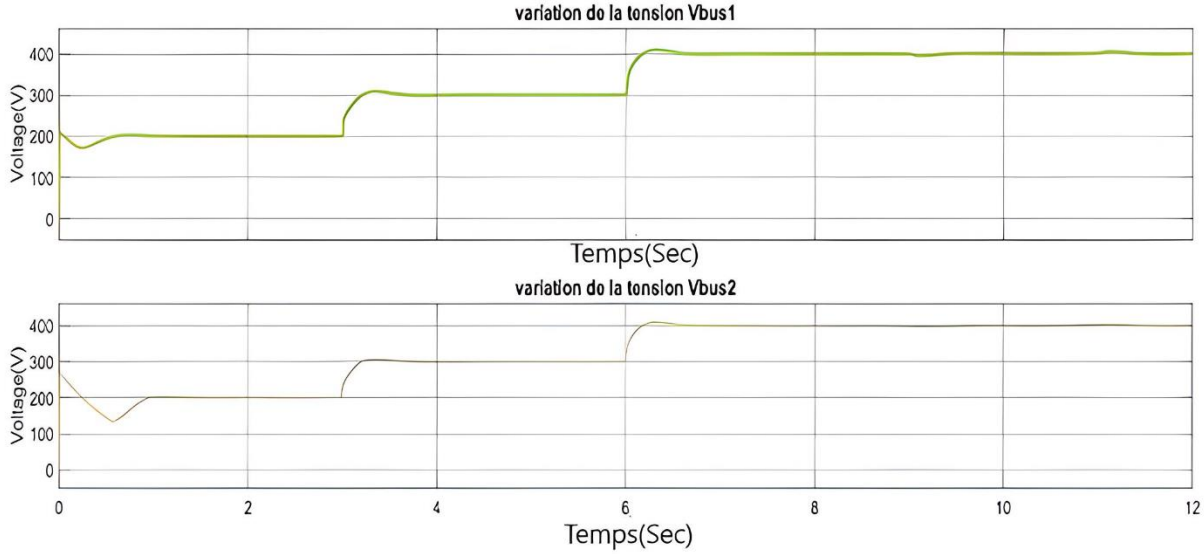


Figure II.25: V**ariation des tensions Vbus1 et Vbus2(avec détecteur de pic).**

La Figure II.26 illustre la variation des tensions Vbus1 et Vbus2 (en l'absence de détecteur de pic). Mettant en évidence leur discontinuité.

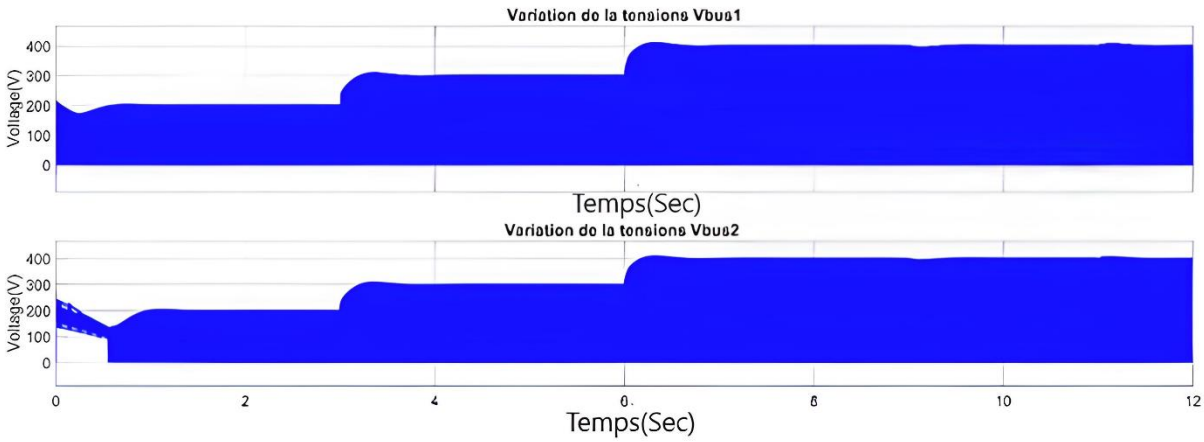


Figure II.26: Variation des tensions Vbus1 et Vbus2(sans détecteur de pic).

- Sur la figure II.27, il est observé que Vup diminue lorsque la tension de référence ou la charge augmente, tout en respectant la valeur maximale de Vup=r qui correspond au rapport cyclique maximal Dmax. Cette dynamique permet d'augmenter le temps de court-circuit, ce qui entraîne une hausse des tensions des bus Vbus1 et Vbus2 des deux H-Bridge.

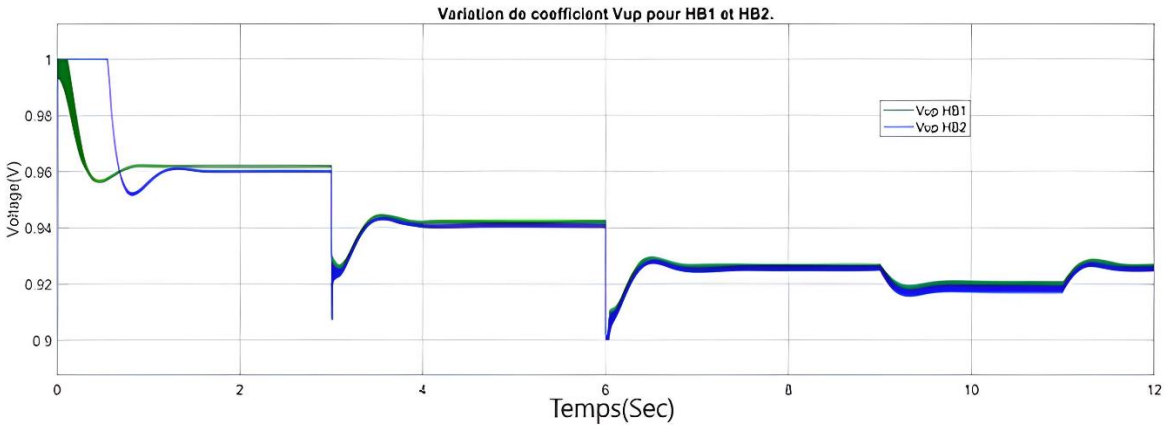


Figure II.27: Variation des coefficients de la commande (SBC) Vup de HB1 et HB2.

- Sur la figure II.28 qui présente la tension de sortie Vph, où l'on observe que l'amplitude varie en fonction de la tension de référence (même lors de variation de la charge).

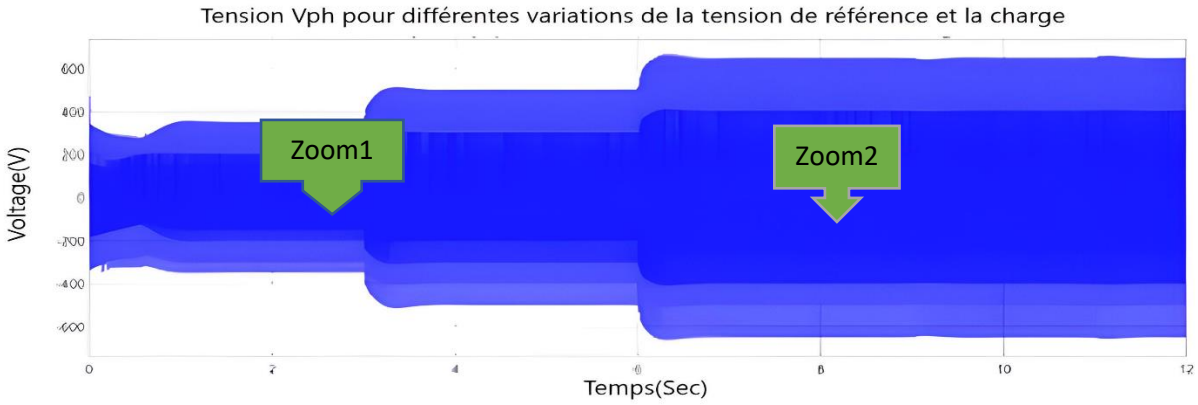


Figure II.28: Tension composite Vph

- Sur la figure II.29 un zoom est effectué autour de l'instant t=2,6 sec correspond à la tension de référence de 200 V. Cela montre que la rotation de commutation n'a pas influé sur la forme de la tension de sortie, qui conserve une structure à cinq niveaux.

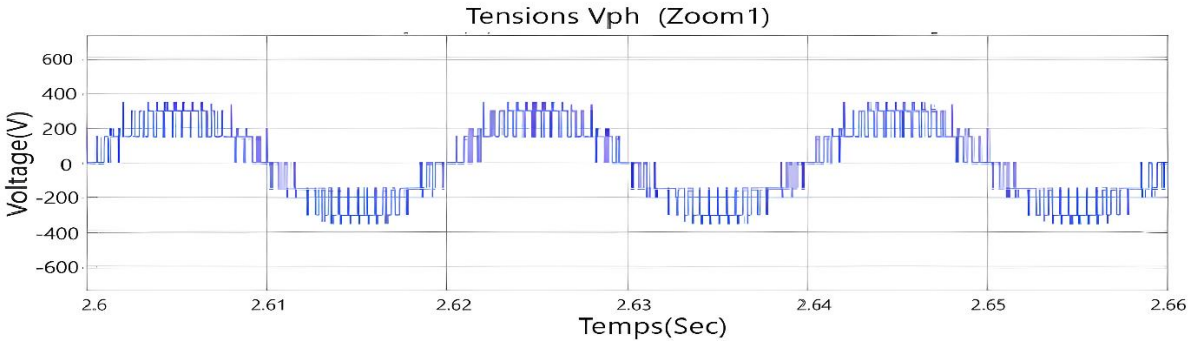


Figure II.29: (zoom1) Tension composite Vph.

- La figure II.30 présente une analyse spectrale a été effectuée dans la zone (Zoom1), montrant de bonne valeur de THD, de l'ordre de 34,31. Toutes les harmoniques, y compris

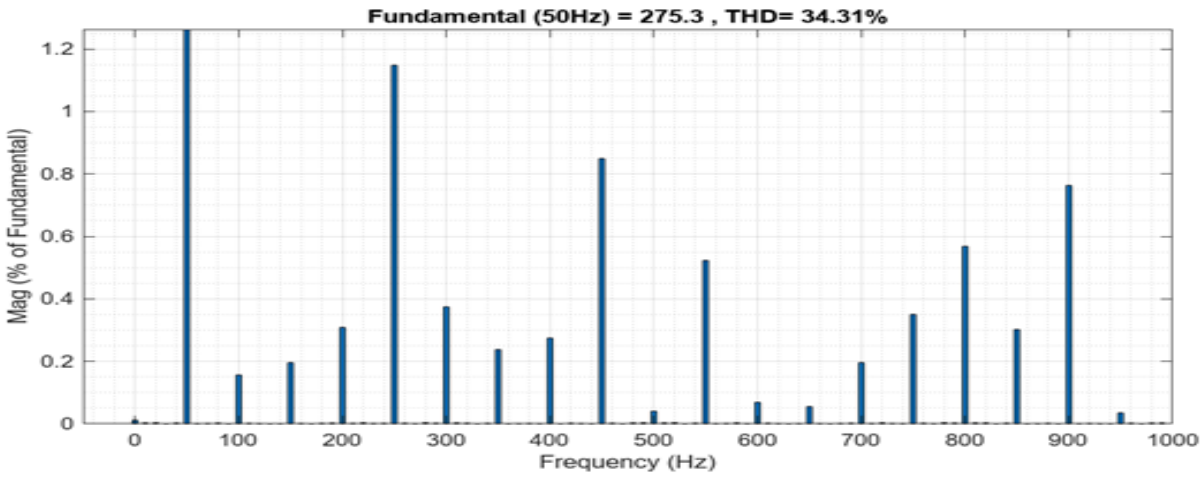


Figure II.30: THD Tension composite Vph autour de t= 2.6s(zoom1).

la cinquième, sont pratiquement négligeables, bien que la cinquième harmonique présente un pourcentage faible de l'ordre de 1,1 % par rapport à la fondamentale.

La Figure II.31 présente un zoom autour de l'instant t=8,6 sec, correspondant à une tension de référence de 400 V. Les mêmes observations que celles de la Figure II.29 y sont relevées.

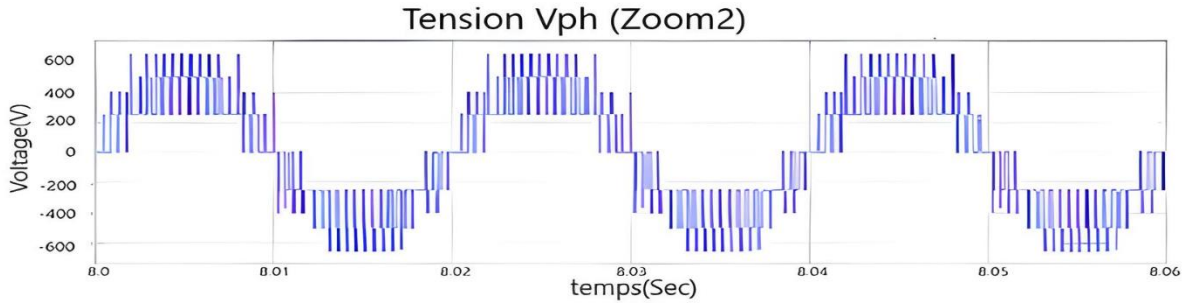


Figure II.31: (zoom2) Tension composite Vph.

- La figures II.32 présente une analyse spectrale a été effectuée dans la zone (Zoom2), montrant de bonne valeur de THD, de l'ordre de 37,1.

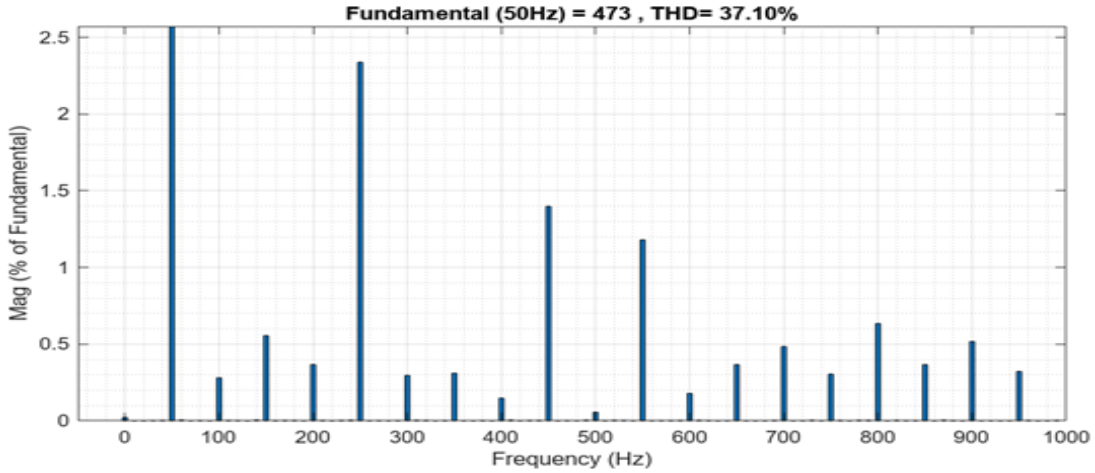


Figure II.32: THD Tension composite Vph autour de t= 8.6s(zoom2)

Toutes les harmoniques, y compris la cinquième, sont pratiquement négligeables, bien que la cinquième harmonique présente un pourcentage faible de l'ordre de 2,3 % par rapport à la fondamentale.

Calcul De amplification B(SBC) **:** Pour Vdc=100V, r= 0.9

Tableau II.4 Calcul De amplification B (Commande SBC)

Zone	Valeur du fondamental	Valeurs des THD	Valeur de B
Zoom1	275.3V,	34.31	B1=B2=1.52
Zoom2	473.0V	37.10	B1=B2=2.62

B1 et B2 sont les amplifications globales de ZSI (HB1) et de ZSI (HB2) respectivement.

Sur les résultats obtenus on observe que les tensions fondamentales de sortie de l'onduleur Vph montrent un gain d'amplification B (pour chaque Vbus) de 1,52 pour une tension de référence Vref=200V et de 2,62 pour Vref=400V.

II.5.2 Commande MBC

Le Maximum Boost Control (MBC) est une technique de commande avancée, conçue pour maximiser la tension de sortie des convertisseurs à source Z. Contrairement au Simple Boost Control (SBC), le MBC exploite pleinement le potentiel du réseau Z pour atteindre le facteur de surélévation maximal[62]. Cette étude a pour objectif d'appliquer cette technique à un convertisseur multiniveau à deux ponts H en cascade avec une source Z.

II.5.2.1 Principe de la commande MBC (Maximum Boost Control) : La figure II.33 présente le synoptique de la stratégie de commande combinant la modulation par largeur d'impulsion (PWM) avec la commande MBC, similaire à celle utilisée pour la commande SBC. Toutefois, dans ce cas, les régulateurs ajustent les porteuses P1 et P4.

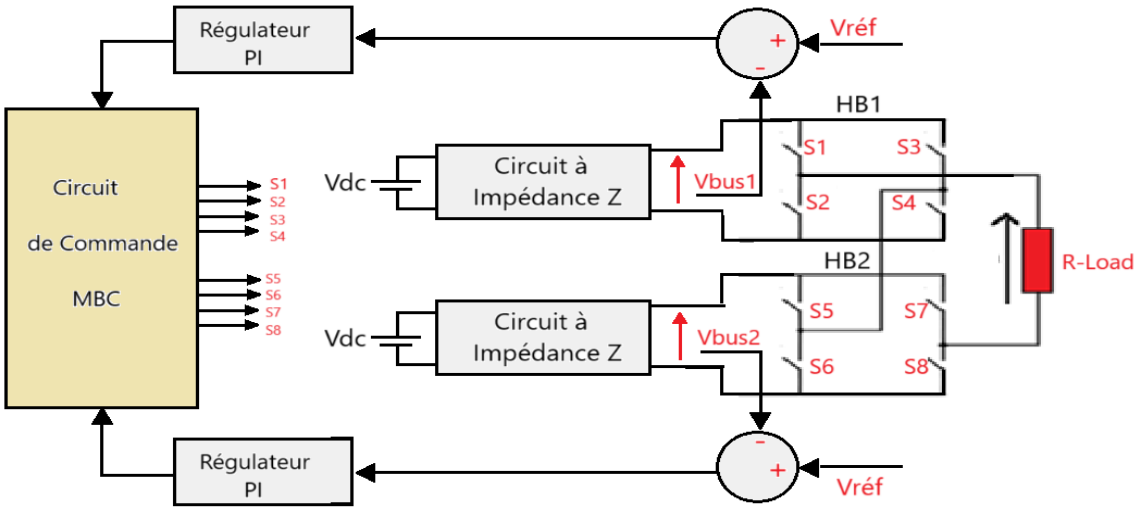


Figure II.33: Commande MBC appliqué a un onduleur cinq niveaux à 2 H-Bridges.

Sur la figure II.34, les signaux de tension Vsup (valeur maximale) et Vinf (valeur minimale) sont déduits à partir des trois tensions de référence représentant les trois phases. Cette méthode consiste à comparer les signaux Vsup et Vinf avec les porteuses triangulaires P1 et P4 respectivement. Si Vsup < P1 ou Vinf > P4, alors des états de court-circuit peuvent être appliqués sur le ZSI.

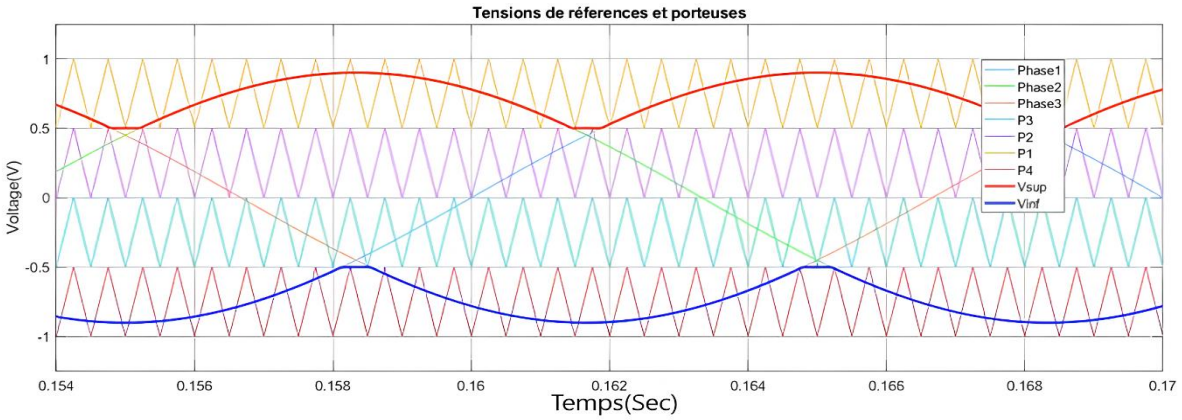


Figure II.34: Tensions de références et porteuses pour r=0.9.

Comme la porteuse P1 varie entre 0,5V et 1V, la comparaison entre celle-ci et le signal Vsup doit être conditionnée par la valeur minimale de P1, soit 0,5V. En dessous de cette valeur, on entre dans la zone de la porteuse P2.

La Figure II.35 montre le signal de commande des états de court-circuit lorsque r = 0,9. Cette commande est nulle lorsque le signal Vsup atteint 0,5V. Le même raisonnement s'applique au signal Vinf pour générer les courts-circuits avec P4.

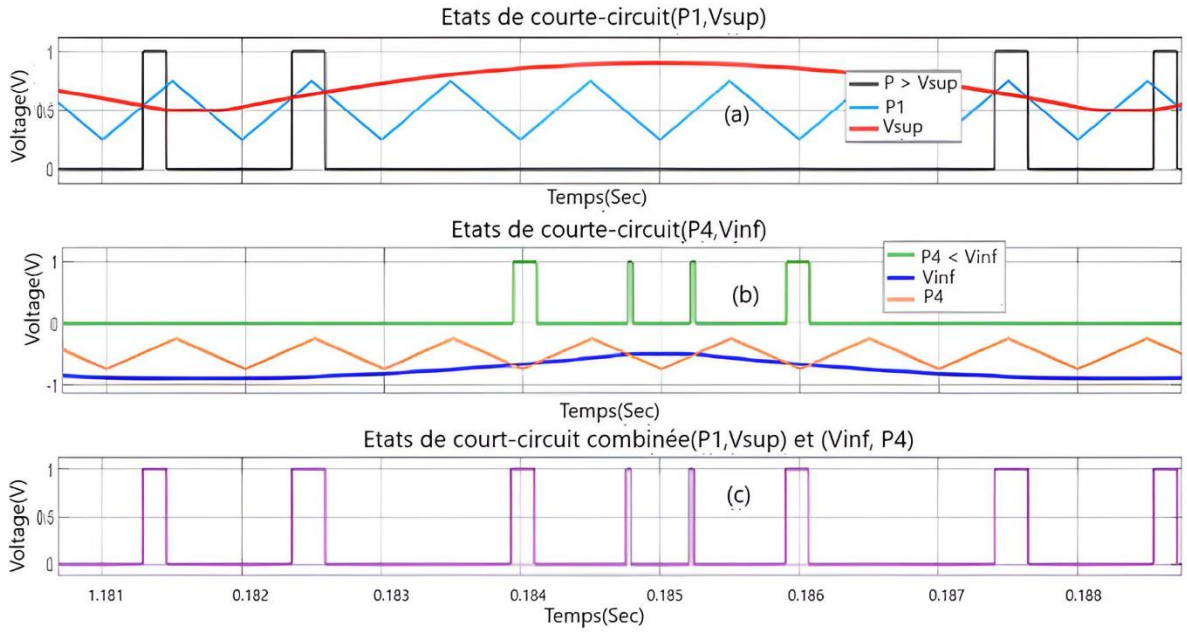


Figure II.35: Signal de commande des états de court-circuit

La Figure II.35(a): montre l'état de court-circuit entre P1 et Vsup

La Figure II.35(b) : montre l'état de court-circuit entre P4 et Vinf

La Figure II.35(c) : montre l'état de court-circuit combiné entre les figures II.35(a) et 35(b).

II.5.2.2 Simulation de la Commande MBC.

La figure II.36 illustre la technique appliquée de la commande MBC (pour HB1) ou le régulateur PI destiné à la régulation de la tension Vbus.

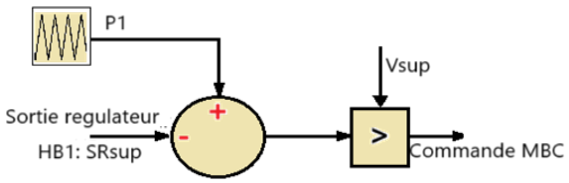


Figure II.36: Technique appliqué de la commande MBC

II.5.1.3 Interprétation des résultats Obtenus

La simulation est réalisée pour une seule phase en utilisant le logiciel MATLAB/Simulink. Le reste du système de commande reste similaire à la stratégie précédente avec la commande SBC. Nous répétons la même procédure que pour la commande SBC, en utilisant un régulateur PI et en faisant varier les tensions des bus continus des deux H-bridges selon les variations des valeurs de tension de consigne et de la charge de la Figure II.24(page 54).

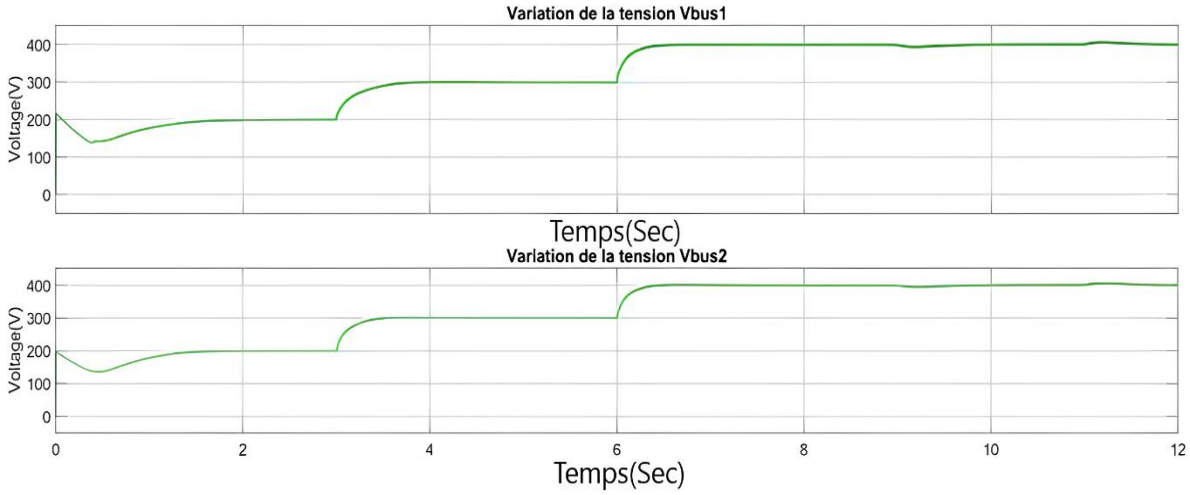


Figure II.37: Variation des tensions Vbus1 et Vbus2(avec détecteur de pic)

La figure II.37 montre un retour rapide à la stabilité des tensions des bus continus Vbus1 et Vbus2 (au bout de 0,8 s), en suivant précisément les consignes définies pour les deux régulateurs. Cette stabilité est maintenue, lors des variations de la charge, ce qui confirme la robustesse des deux régulateurs.

La figure II.38 montre la sortie du régulateur supérieur SRsup de HB1 et du régulateur inférieur

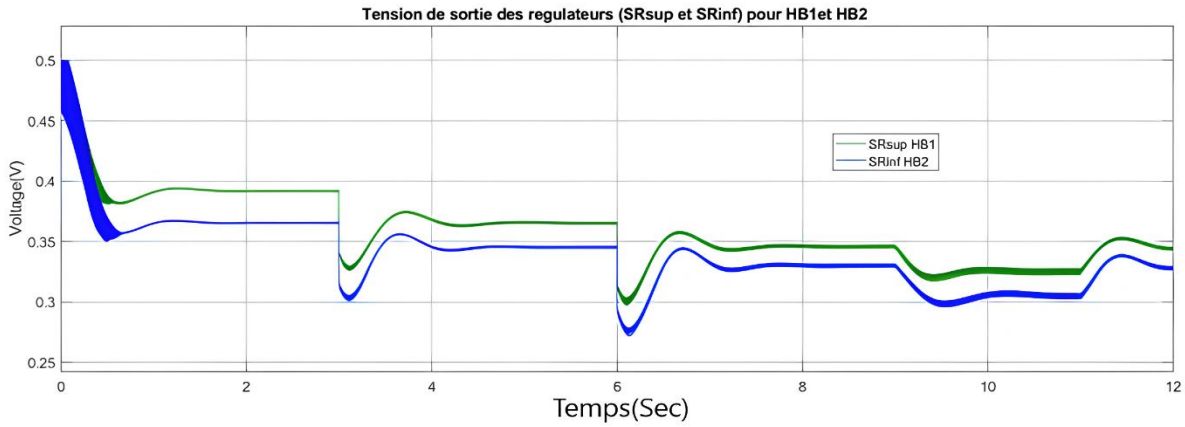


Figure II.38: Variation des sorties SRsup et SRinf des régulateurs HB1 et HB2.

SRinf de HB2 dans la commande MBC. On observe que lorsque la tension de référence augmente, SRsup et SRinf diminuent afin d'augmenter le coefficient d'amplification B (en augmentant l'état de court-circuit).

La figure II.39 illustre la tension Vph de sortie composite des H-Bridge HB1 et HB2 pour différentes valeurs de consigne et de charge.

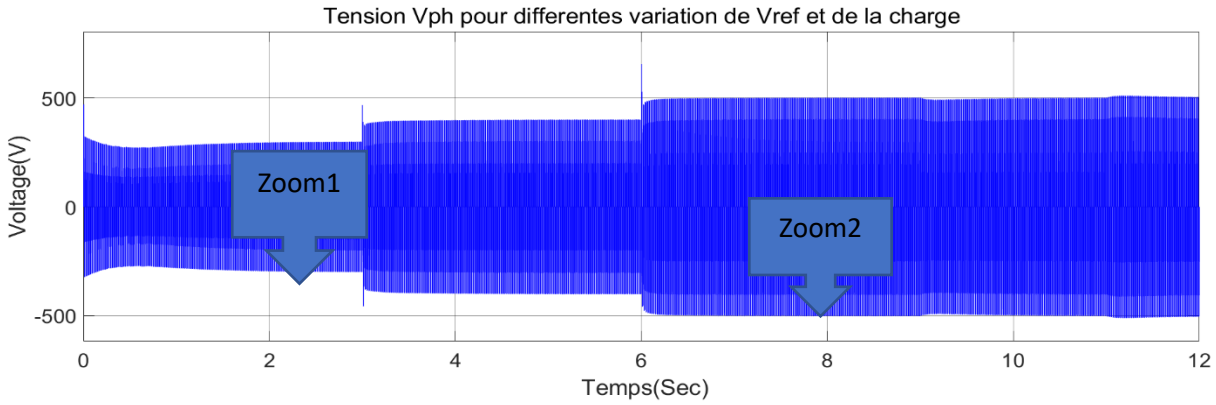


Figure II.39: Tension composite Vph

La figure II.40 illustre un zoom (Zoom1) effectué autour de t=2.6s de la tension composite Vph(figure II.39), ou on observe que le signal de sortie de l'onduleur Vph est à cinq niveaux.

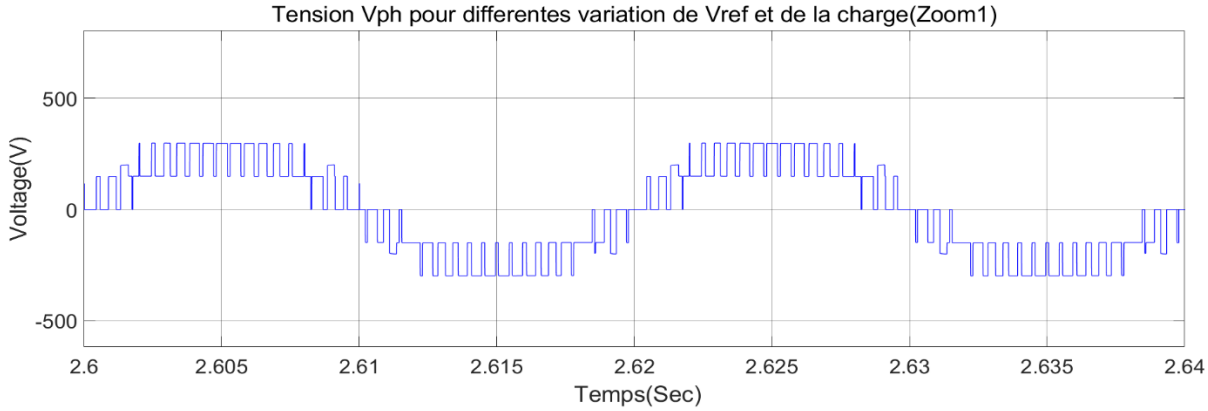


Figure II.40: (zoom1) Tension composite Vph

L'analyse spectrale figure II.41 réalisée autour t=2.6s donne un THD de 34.22 % qui est mieux que la commande SBC.

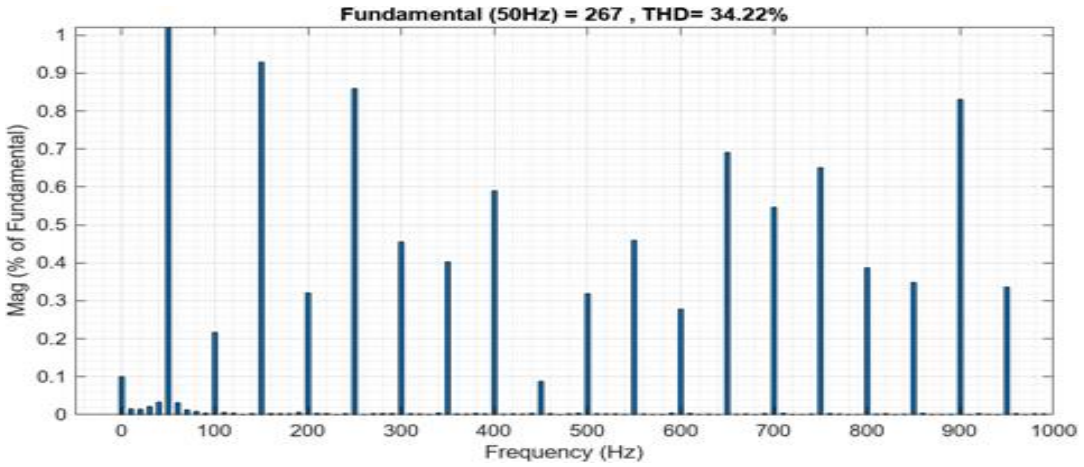


Figure II.41: THD Tension composite Vph autour de t= 2.6s.

La Figure II.42 illustre un deuxième zoom (Zoom2) effectué autour de t=8,6 s sur la tension composite Vph (Figure II.39), où l'on observe les mêmes remarques que celles de la figure II.40.

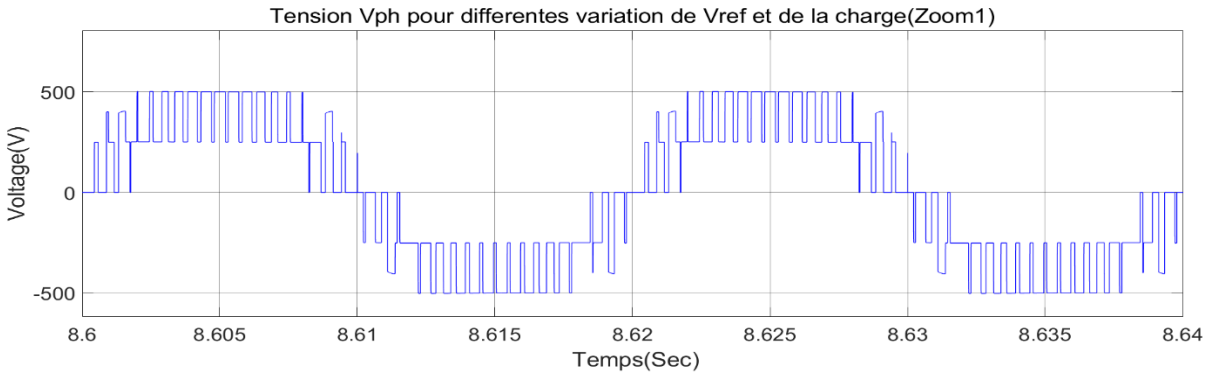


Figure II.42: (zoom2) Tension composite Vph

L'analyse spectrale présentée dans la figure II.43, effectuée autour de t=8,6s, révèle un THDde 36,0 %, ce qui est également inférieur à celui obtenu avec la commande SBC.

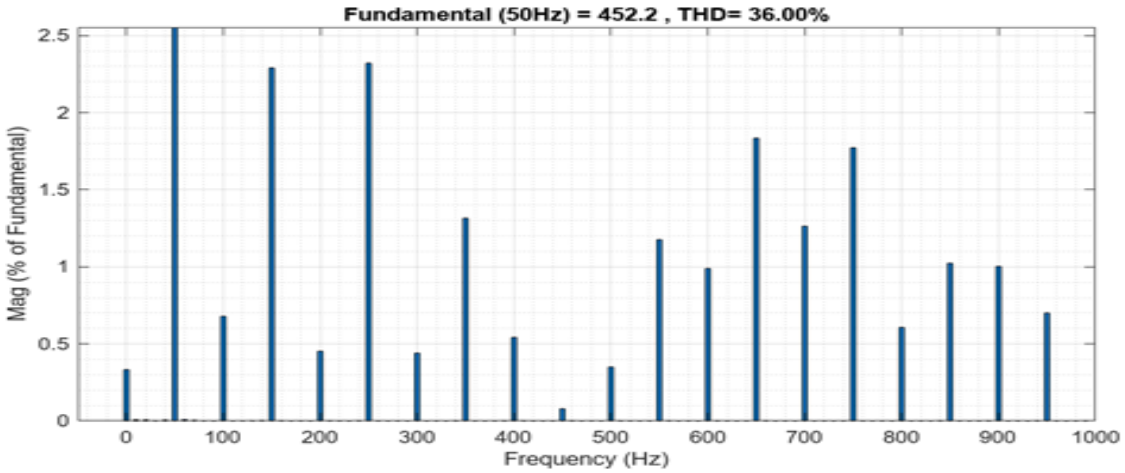


Figure II.43: THD Tension composite Vph autour de t= 8.6s.

Calcul De amplification B (MBC) :

Tableau II.5 : Calcul De amplification B (Commande MBC)

Zone	Valeur du fondamental	Valeurs de THD	Valeur de B
Zoom1	267.0V	34.22	B1=B2=1.48
Zoom2	452.2V	36.00	B1=B2=2.51

B1 et B2 sont les amplifications globales de ZSI (HB1) et de ZSI (HB2) respectivement.
Les coefficients d'amplifications obtenus, B=1.18 et B=2.51 pour des tensions de consigne de 200 V et 400 V respectivement, montrent qu'une augmentation de gain d'amplification de bus continu B entraîne une augmentation des harmoniques de rang 3 et 5

II.6 Conclusion :

Ce chapitre a permis de détailler les principes de fonctionnement et les performances des convertisseurs en Z-source, ainsi que l'impact des convertisseurs multiniveaux et de la modulation PWM sur la qualité de conversion. Ces études ont conduit à examiner la configuration H-Bridge à cinq niveaux et à choisir la technique PD-PWM, dans l'objectif de maximiser les états de court-circuit.

Ces concepts ont été combinés aux techniques SBC (Simple Boost Control) et MBC (Maximum Boost Control). Les simulations et analyses montrent qu'en appliquant les consignes définies, le système conserve une stabilité exemplaire, même en présence de fluctuations de la charge, confirmant ainsi l'efficacité des régulateurs choisis. En particulier, la commande MBC permet d'atteindre des coefficients d'amplification B élevés, assurant une robustesse face aux variations de charge et de consigne (figure II.37), bien qu'elle soit limitée par la porteuse P1 à 0,5. Toutefois, l'augmentation de B entraîne une croissance des harmoniques de rang 3 et 5, ce qui peut affecter la qualité de l'énergie convertie.

Afin de trouver une solution à ces harmoniques, une topologie utilisant la technique de sélection d'harmoniques sera réalisée dans le prochain chapitre, en intégrant des convertisseurs multiniveaux H-Bridge utilisant la configuration Z-source.

Chapitre III

Topologie de z source

Avec la technique SHEPWM

Mixé avec les convertisseurs H-Bridge multiniveaux cascade.

III.1Introduction

Ce chapitre présente une stratégie de commande améliorée pour les onduleurs Z-source multiniveaux triphasés en cascade, avec un accent particulier sur l'implémentation de techniques de modulation de largeur d'impulsion et l'élimination sélective d'harmoniques (SHEPWM) afin d'améliorer l'efficacité. Cependant, atteindre un contrôle optimal dans les configurations multiniveaux en cascade présente des défis que cette étude s'efforce de relever. La stratégie de commande proposée optimise les sequences de commutation de l'onduleur, améliorant ainsi ses performances globales en permettant un contrôle précis de la tension de sortie et en réduisant la distorsion harmonique. La méthodologie de ce chapitre comprend une analyse approfondie de la technique proposée, avec une modélisation mathématique et une simulation utilisant des outils logiciels avancés[90]. Des métriques de performance telles que la distorsion harmonique totale, l'efficacité et la réponse transitoire sont évaluées pour quantifier les améliorations obtenues.

III.2 topologie proposée d'un onduleur z-source multiniveaux en cascade triphasé.

La topologie du système d'onduleur triphasé en cascade est illustrée à la Figure III.1, avec la Figure III.1.a fournissant un détail approfondi de la configuration de la Phase A. Cette phase est composée de deux étages identiques, chacun équipé d'un pont en H, désignés respectivement HB1 et HB2. Chaque étage est précédé d'un circuit en impédance Z et alimenté par une source de tension continue Vdc.

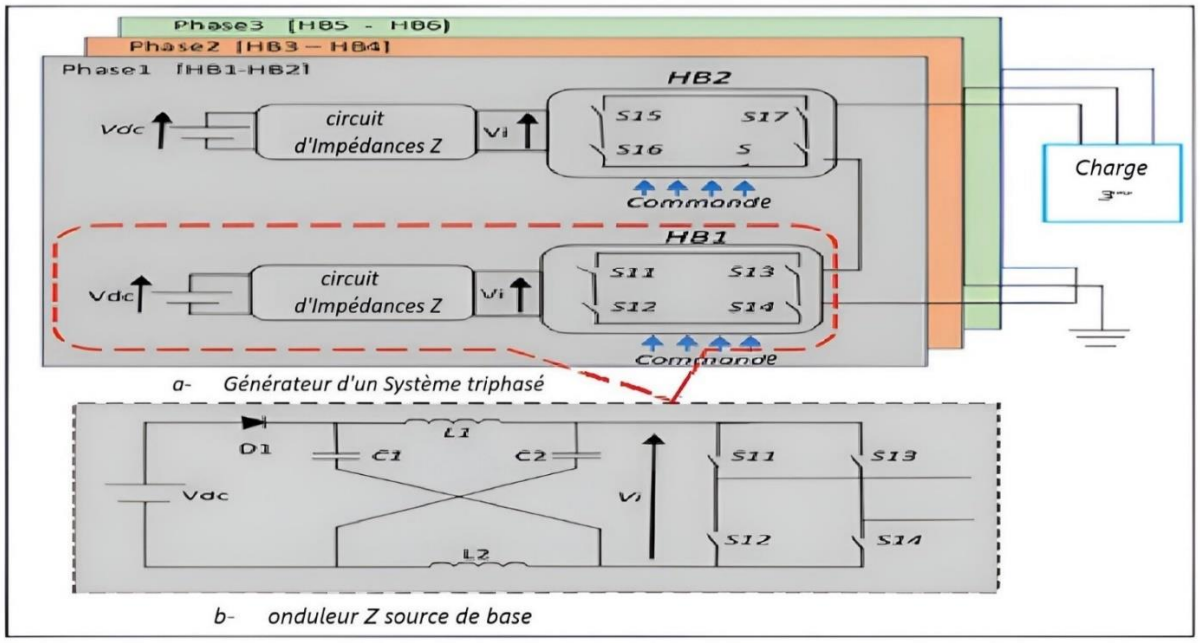


Figure III.1 : Topologie proposée de l'onduleur en cascade en source Z triphasé.

Les phases B et C reproduisent la structure de la Phase A, avec l'inclusion des ponts en H [HB3-HB4] et [HB5-HB6] respectivement. L'ensemble du système comprend six circuits équivalents et indépendants.

Sur la Figure 1-b, l'accent est mis sur HB1, onduleur à deux niveaux comportant les interrupteur (s11, s12, s13, s14), sa sortie est représentée par Vi, qui devient le point focal de notre étude. Ce composant fondamental comportant un circuit Z (L1, L2, C1, C2), et une source de tension continu Vdc.

III.3 Technique de modulation de largeur d'impulsion avec élimination sélective d'harmoniques (shepwm) :

L'objectif principal de la SHEPWM est d'éliminer sélectivement des harmoniques spécifiques dans la forme d'onde de tension de sortie d'un onduleur, en veillant à ce que seuls les composants harmoniques désirés soient présents[59][91]. Cela est réalisé en déterminant stratégiquement les instants de commutation des interrupteurs de l'onduleur, ce qui donne une forme d'onde répondant à certaines exigences de contenu harmonique. En sélectionnant soigneusement ces angles de commutation, il est possible de supprimer les harmoniques ciblés, produisant une sortie presque sinusoïdale[92].

Considérons un exemple d'application de la méthode de modulation de largeur d'impulsion avec élimination harmonique sélective (SHEPWM) pour un onduleur triphasé avec l'objectif d'éliminer les harmoniques n=3, 5, 7, 11 et 13 de la forme d'onde de la tension de sortie. La Figure III.2 représente une période du signal proposé caractérisé par une forme d'onde quart de période, six fronts montants et descendants, et plusieurs niveaux. Plus précisément, E représente ici la tension d'alimentation de l'onduleur en pont en H (dans notre cas, ce sera la tension de sortie Vi du circuit d'impédance Z).

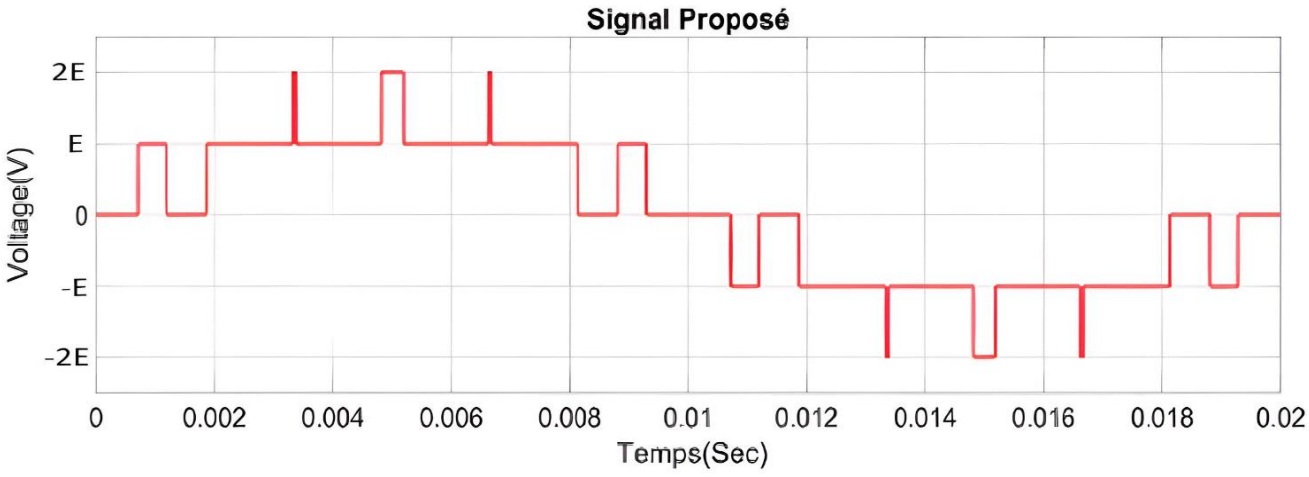


Figure III.2: Illustration de la Forme d'une Période du Signal Proposé.

La transformée de Fourier de ce signal est donnée par (3) :

$f(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty}(a_n \cos nwt + b_n \sin nwt)$ …… (4.1)

Les coefficients a_n et b_n sont données par les relations (4) et (5).

$a_n = \frac{1}{T}\int_0^T f(t)\cos nwt\, d(wt)$…… (4.2)

$b_n = \frac{1}{T}\int_0^T f(t)\sin nwt\, d(wt)$ …… (4.3)

T : est la période du signal proposé.

$f(t)$: Dans notre cas, il s'agit du signal proposé , qui donne:

$a_0 = 0$, $a_n = 0$ et les b_n (donné par la relation (4.4)) existent pour les harmonies impairs[93][94].

$b_n = \frac{4E}{\pi n}[\cos n\alpha_1 - \cos n\alpha_2 + \cos n\alpha_3 + \cos n\alpha_4 - \cos n\alpha_5 + \cos n\alpha_6]$ …… (4.4).

Six angles de commutation peuvent éliminer cinq composantes harmoniques spécifiques, ou un angle est utilisé pour contrôler l'amplitude de la tension fondamentale. Si des angles de commutation supplémentaires sont incorporés dans la forme d'onde illustrée, davantage de composantes harmoniques peuvent être éliminées.

Pour éliminer les harmoniques n=3,5,7,11 et 13, la méthode SHEPWM consiste à résoudre un système d'équations non linéaires (4.5) afin de déterminer les angles de commutation optimaux.

$$\left\{\begin{array}{l} \cos\alpha_1 - \cos\alpha_2 + \cos\alpha_3 + \cos\alpha_4 - \cos\alpha_5 + \cos\alpha_6 = \frac{r\pi}{4} \\ \cos 3\alpha_1 - \cos 3\alpha_2 + \cos 3\alpha_3 + \cos 3\alpha_{\alpha_4} - \cos 3\alpha_5 + \cos 3\alpha_6 = 0 \\ \cos 5\alpha_1 - \cos 5\alpha_2 + \cos 5\alpha_3 + \cos 5\alpha_4 - \cos 5\alpha_5 + \cos 5\alpha_6 = 0 \\ \cos 7\alpha_1 - \cos 7\alpha_2 + \cos 7\alpha_3 + \cos 7\alpha_4 - \cos 7\alpha_5 + \cos 7\alpha_6 = 0 \\ \cos 11\alpha_1 - \cos 11\alpha_2 + \cos 11\alpha_3 + \cos 11\alpha_4 - \cos 11\alpha_5 + \cos 11\alpha_6 = 0 \\ \cos 13\alpha_1 - \cos 13\alpha_2 + \cos 13\alpha_3 + \cos 13\alpha_4 - \cos 13\alpha_5 + \cos 13\alpha_6 = 0 \end{array}\right\} \quad \text{…..(4.5)}$$

r: coefficient de réglage.

Les angles de commutation optimaux α_i (où i varie de 1 à 6) peuvent être déterminés par plusieurs techniques [95][96][93] telles que Newton-Raphson, l'algorithme des abeilles, algorithme PSO, etc...

Les résultats obtenus sont calculés (voir équation (4.6)) à l'aide d'un algorithme génétique.

Pour r = 0.83: $\alpha_1 = 12.8288°; \alpha_2 = 21.4745°; \alpha_3 = 33.5524°; \alpha_4 = 59.9027°; \alpha_5 = 60.8137°; \alpha_6 = 86.6198°$…..… (4.6).

Ces angles représentent les instants d'activation et de désactivation des interrupteurs du convertisseur. Ce processus permet de générer une forme d'onde de tension de sortie correspondant exactement au signal sélectionné., avec des eliminations harmoniques pré-calculées.

III.4 Modes de fonctionnement de l'onduleur en H a Z source:

La distribution des états des switches sur les trois modes de fonctionnement du pont en H (exemple HB1) sera :

- **Mode 1:** Diode passante et onduleur active

$$\boldsymbol{s_{11}s_{12}s_{13}s_{14}} = 1\ 0\ 0\ 1\ \textit{or}\ 0\ 1\ 1\ 0.$$

- **Mode 2:** Diode passante et Onduleur en Roue Libre (sans court-circuit)

$$\boldsymbol{s_{11}s_{12}s_{13}s_{14}} = 1\ 0\ 1\ 0 \text{ or } 0\ 1\ 0\ 1 \text{ or } 0\ 0\ 0\ 0.$$

- **Mode 3:** Diode bloqué et Z source en court-circuit.

$$\boldsymbol{s_{11}s_{12}s_{13}s_{14}} = 1\ 1\ 0\ 0 \text{ or } \textit{0}\ 0\ 1\ 1 \text{ or } 1\ 1\ 1\ 1.$$

III.4.1 Mode de fonctionnement proposé pour l'onduleur z source en cascade

Le tableau III.1 présente l'état de la tension de sortie Vout en fonction de toutes les combinaisons possibles des interrupteurs dans HB1 et HB2 (voir le diagramme de la Phase 1 dans la Figure 1-a). L'alimentation des deux ponts en H est identique et égale V_{dc}. Les cases grises représentent les états nuls du pont en H, où le convertisseur à impédance Z (ZSI) peut être contrôlé en mode 3.

Tableau III.1: L'état de Vout avec les différentes combinaisons de commutateurs HB1 et HB2.

Vout=Van	État de commutation HB1				État de commutation HB2				V HB1	V HB2
	S_{11}	S_{12}	S_{13}	S_{14}	S_{15}	S_{16}	S_{17}	S_{18}		
+2Vdc	1	0	0	1	1	0	0	1	+Vdc	+Vdc
+Vdc	1	0	0	1	1	0	1	0	+Vdc	0
	1	0	0	1	0	1	0	1	+Vdc	0
	1	0	1	0	1	0	0	1	0	+Vdc
	0	1	0	1	1	0	0	1	0	+Vdc
0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0
	0	1	0	1	1	0	1	0	0	0
	1	0	1	0	0	1	0	1	0	0
	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0
	1	0	0	1	0	1	1	0	+Vdc	-Vdc
	0	1	1	0	1	0	0	1	-Vdc	+Vdc
-Vdc	0	1	1	0	1	0	1	0	-Vdc	0
	0	1	1	0	0	1	0	1	-Vdc	0
	1	0	1	0	0	1	1	0	0	-Vdc
	0	1	0	1	0	1	1	0	0	-Vdc
-2Vdc	0	1	1	0	0	1	1	0	-Vdc	-Vdc

III.4.2 Repartition proposée des états de court-circuit entre les deux ponts.

L'objectif est de retrouver en sortie de la Phase A le signal représenté sur la Figure III.2 selon le tableau III.1.

La tension Vout = Van (monophasé) à la sortie de la phase A est une combinaison des modes 1 (l'état actif) et 2 (l'état libre) des deux Ponts en H (sans introduire l'état de court-circuit). Cela génère le signal de contrôlePA1[$s_{11}s_{12}s_{13}s_{14}$] pour HB1 (de manière similaire PA2[$s_{15}s_{16}s_{17}s_{18}$] pour HB2(PA1 et PA2 seront mentioné prochainement dans la figure

III.5).Le mode 3 représente l'état de court-circuit (cases grises du tableau III.1), qui est introduit pendant les États libres. Pour ne pas perturber le fonctionnement de l'onduleur.

Ce dernier mode est utilisé en alternance avec le mode 2, selon la nécessité d'augmenter la tension de bus continu Vi(tension entrée du Pont en H).

On sait que la tension de bus Vi de chaque pont en H varie en fonction de la durée de court-circuit, ce qui permet d'assurer une répartition équitable des états de court-circuit entre les deux ponts en H d'une même phase. Le tableau III.2 explore la répartition optimale choisie des états de court-circuit dans les zones libres et les états actifs des onduleurs HB1 et HB2. Les intervalles sont hétérogènes en termes de durée et de position.

Tableau III.2: Répartition des états de court-circuit entre HB1 et HB2.

Interval Te	cc HB1	cc HB2	Te=durée de l'interval	Te/T
$[0 ; \alpha_1]$ = T01			0.00071s	7.1%
$[\alpha_1 ; \alpha_2]$ = T02			0.00048s	4.8%
$[\alpha_2 ; \alpha_3]$ =T03			0.00067s	6.7%
$[\alpha_3 ; \alpha_4]$ =T04			0.00146s	14.6%
$[\alpha_4 ; \alpha_5]$ =T05			0.00005s	0.5%
$[\alpha_5 ; \alpha_6]$=T06			0.00143s	14.3%
$[\alpha_6 ; \pi - \alpha_6]$=T07			0.00037s	3.7%
$[\pi - \alpha_6, \pi - \alpha_5]$=T08			0.00143s	14.3%
$[\pi - \alpha_5, \pi - \alpha_4]$=T09			0.00005s	0.5%
$[\pi - \alpha_4, \pi - \alpha_3]$= T010			0.00146s	14.6%
$[\pi - \alpha_3, \pi - \alpha_2]$ =T011			0.00067s	6.7%
$[\pi - \alpha_2, \pi - \alpha_1]$=T012			0.00048s	4.8%
$[\pi - \alpha_1, \pi]$ = T013/2			0.00071s	7.1%

cc : court-circuit

Tccmax : temps de court-circuit maximum

- Tccmax1 pour HB1.
- Tccmax2 pour HB2

T= Demi periode de signal proposé

:Zone libre de l'onduleur(zone d'application de courte circuit).

: Zone Active de l'onduleur.

- T08 =T06
- T09=T05
- T010 =T04
- T011=T03
- T012=T02
- T013/2 = T01

- **Calcul d'Amplification B:**

Ici, T représente la période de contrôle de la structure source Z, où T = T0 + T1 ;

T0 est la durée des courts-circuits dans l'onduleur Z source pendant les vecteurs nuls, et T1 est la durée des états actives de l'onduleur pendant T. Pendant une demi-période, de fonctionnement de HB1: (Remarque: De même pour HB2). Voir le tableau III.2.

T1=$T_{02} + T_{05} + T_{06}+T_{07} + T_{09} + T_{010}$ ……..… (4.7)

T=$T_{01} + T_{02} + T_{03} + T_{04} + T_{05} + T_{06} + T_{07} + T_{08} + T_{09} + T_{010}+T_{011} + T_{012}+(T_{013})/2$ …….....….(4.8)

T0 = T-T1 …….....(4.9)

$\langle v_L \rangle = \frac{2}{T}[v_c.T_{01} + v_c.T_{03} + v_c.T_{04} + v_c.T_{08} + v_c.T_{011} + v_c.T_{012} + v_c.T_{013}/2 + (V_{dc} - v_c)(T_{02} + T_{05} + T_{06}+T_{07} + T_{09} + T_{010})] = 0$……..(4.10)

Une application numérique sur le tableau III.2 donne le calcul d'équilibrage du temps cc (court-circuit) entre les deux ponts HB1 et HB2 sur la 1/2 période.

Pour T=0.01 ; Dmax =Tccmax/T= 50.51%

Le calcul obtenu donne un rapport cyclique D=Tcc/T variant dans l'intervalle [0 – 0,505], cela est largement suffisant pour le fonctionnement boost de l'onduleur Z source en fainant varier ce dernier dans l'intervalle [0 ; 0,5]

Ces résultats permettent également d'utiliser un PWM avec un régulateur PI (proportionnel intégral) pour assurer le contrôle de la conversion de la tension DC-DC à entrée de l'onduleur.

III.4.2.1. Méthode de contrôle proposée

La figure III.3 montre le schéma synoptique de HB1 (le même synoptique est appliqué au reste des H-Bridges).

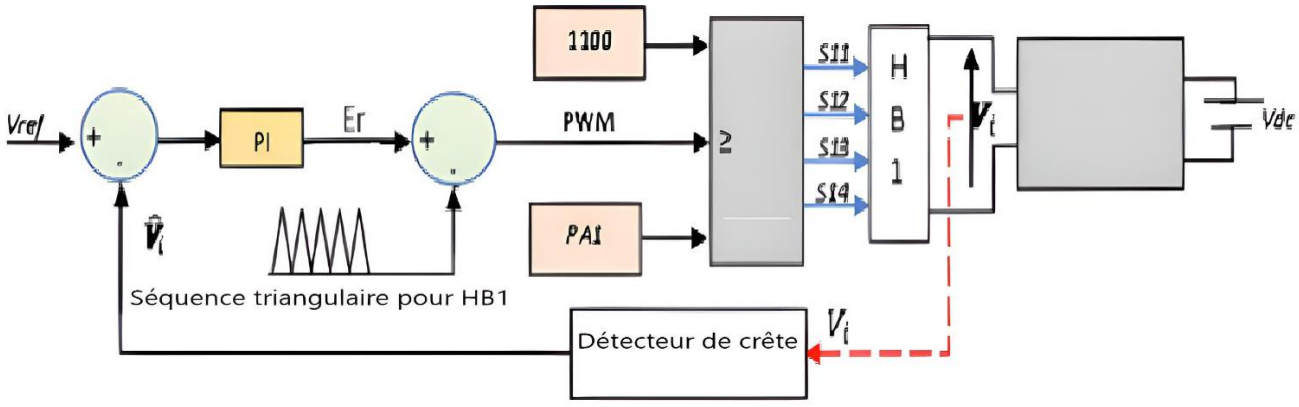


Figure III.3: Diagramme Fonctionnel du Système de Contrôle pour l'Onduleur H-Bridge 1 (HB1).

La tension de référence a un lien direct avec le coefficient d'amplification B. Le système de contrôle est conventionnel, basé sur un contrôleur proportionnel-intégral (PI). Une sortie Er du contrôleur PI sera comparée avec la séquence triangulaire qui apparaît exclusivement au

moment de l'application du court-circuit. Cela déclenche l'impulsion PWM qui met l'onduleur en mode 3, comme le montre la figure III.4. Un sélecteur de contrôle alterne entre les états de court-circuit provoqués par le PWM dans HB1 ($s_{11}s_{12}s_{13}s_{14}$ = 1 1 0 0) et PA1, qui génère la forme d'onde de sortie (modes 1 et 2 sans court-circuit).

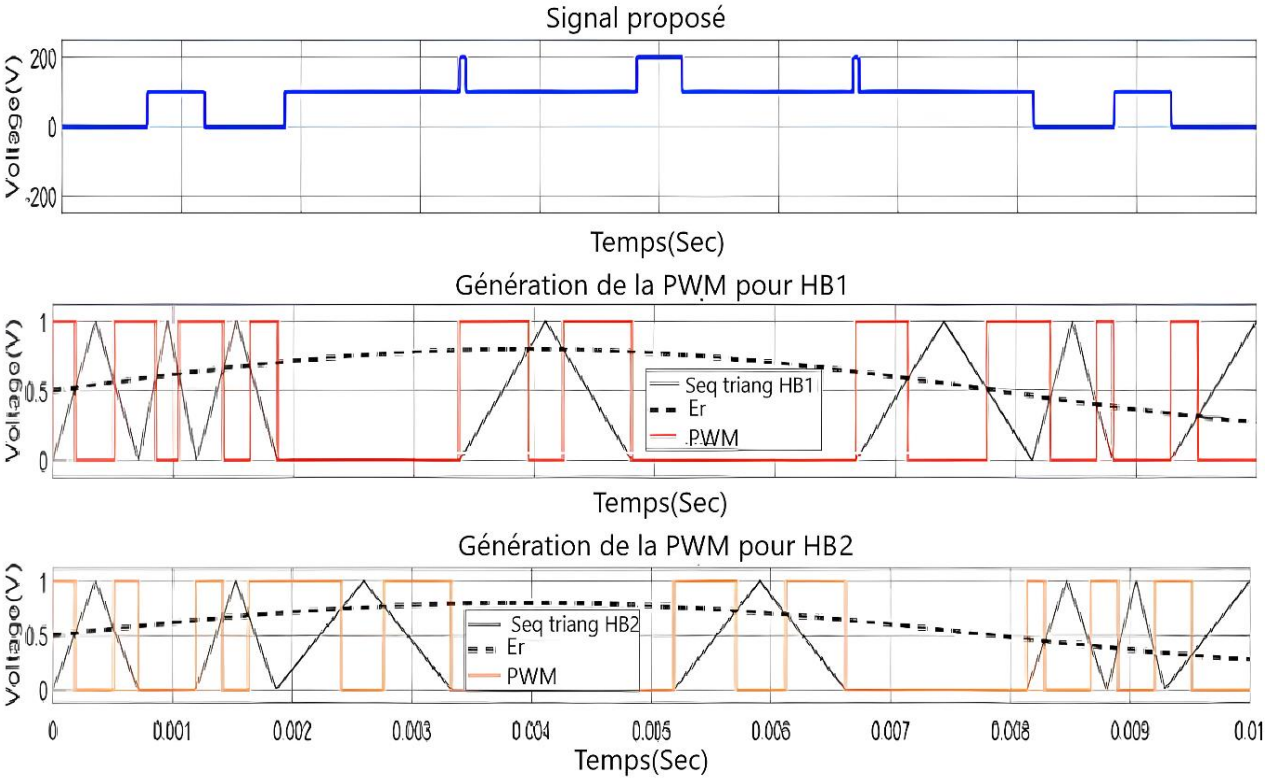


Figure III.4: PWM Appliquée à HB1 et HB2 en Fonction du Signal de Contrôle Er

On remarque (sur la Figure III.4) que les signaux triangulaires sont appliqués pendant les temps libres de chaque H-Bridge, pour la Phase 1, tout en maintenant la symétrie imposée par le Tableau III.2.

Un signal triangulaire est utilisé à la place d'une forme d'onde en dents de scie pour augmenter la fréquence appliquée aux IGBT, dans le but de réduire les valeurs de L et C dans le circuit d'impédance Z (voir le dimensionnement de L et C dans le chapitre II).

La Figure III.5 montre que les signaux PA1 et PA2 pour la Phase 1 génèrent les impulsions nécessaires pour les interrupteurs des ponts HB1 et HB2

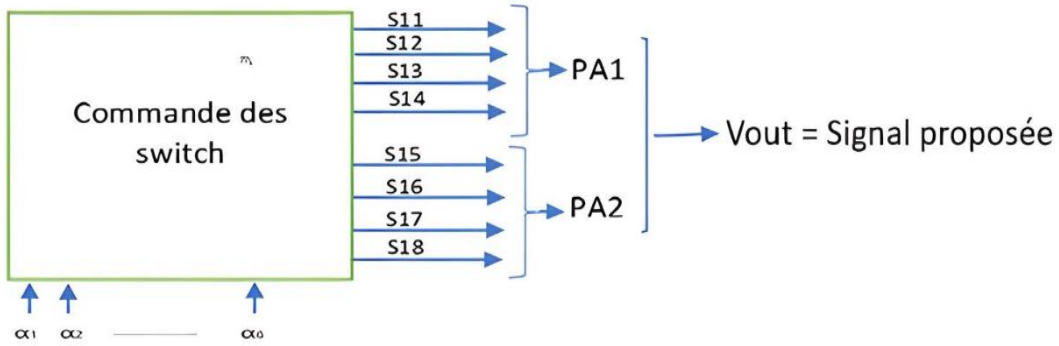


Figure III.5: Schéma Synoptique de Génération des Signaux PA1 et PA2.

De la même manière, les signaux de commande (PB1, PB2) et (PC1, PC2) sont générés pour les Phases 2 et 3, respectivement, de façon similaire aux signaux PA1 et PA2 de la Phase 1.

III.4.2.2 Analyse des résultats

La Figure III.6 présente le synoptique à simuler dans la fenêtre Matlab/Simulink de la technique adoptée. Elle commence par l'injection des angles calculés et la vérification du signal choisi, ceci avec l'application de la stratégie d'équilibrage (répartition équitable des courts-circuits entre les deux ponts en H de chaque phase). Le contrôleur PI est également intégré, garantissant l'équilibre du système lors de l'accès à la tension de référence.

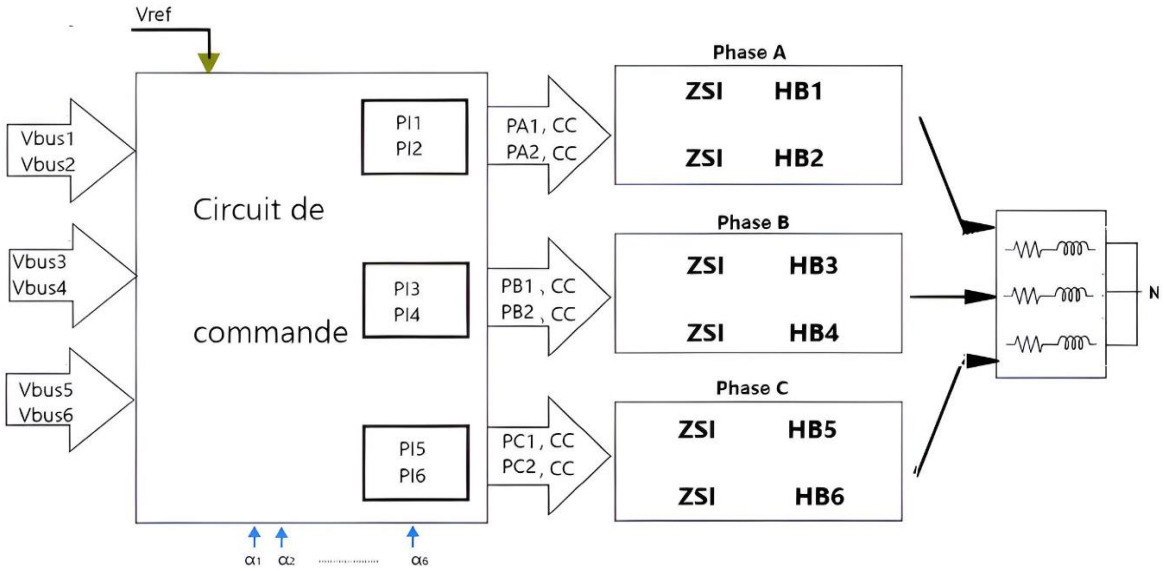


Figure III.6: Vue de la Technique Adoptée pour la Commande du ZSI Triphasé avec Onduleur H-Bridge

Conditions de test: charge (R=4ohm, l =5 mH), C=10 mF; L = 10 mH, r = 0,826.

Test 1: Le principe de ce test consiste à alimenter les onduleurs à source Z triphasés avec différentes tensions d'alimentation Vdc (voir Tableau III.3), tout en conservant toutes les tensions de référence fixées à $Vref$ = 280v.

Tableau III. 3: Tensions de bus DC variables et tensions de reference fixe.

Phase 1	Phase 2	Phase 3
FigureIII.7-a: HB1 V_{dc}=90v, $\hat{V}_i$==280v. B1 = $\frac{\hat{V}_i}{V_{dc}}$ =3.11	FigureIII.7-c : HB3 V_{dc}=95v,$\hat{V}_i$=280v B3 = $\frac{\hat{V}_i}{V_{dc}} = 2.94$	Figure III.7-e : HB5 V_{dc} =95v, $\hat{V}_i$=280v B5 = $\frac{\hat{V}_i}{V_{dc}} = 2.94$
Figure III.7-b : HB2 V_{dc} =100v, $\hat{V}_i$=280v B2 = $\frac{\hat{V}_i}{V_{dc}}$ =2.8	Figure III.7-d : HB4 V_{dc} =105v,$\hat{V}_i$=280v, B4 = $\frac{\hat{V}_i}{V_{dc}} = 2.66$	Figure III.7-f : HB6 V_{dc} =98v, $\hat{V}_i$==280v, B6 = $\frac{\hat{V}_i}{V_{dc}} = 2.85$

✓ Les résultats obtenus sur la Figure III.7 montrent que toutes les tensions de sortie des onduleurs de base à source Z pour les trois phases atteignent la tension de référence après 1,5 s. Il convient de noter que, puisque les tensions du bus DC pour chaque étage sont différentes, cela implique que chaque étage possède son propre gain B (voir Tableau III.3).

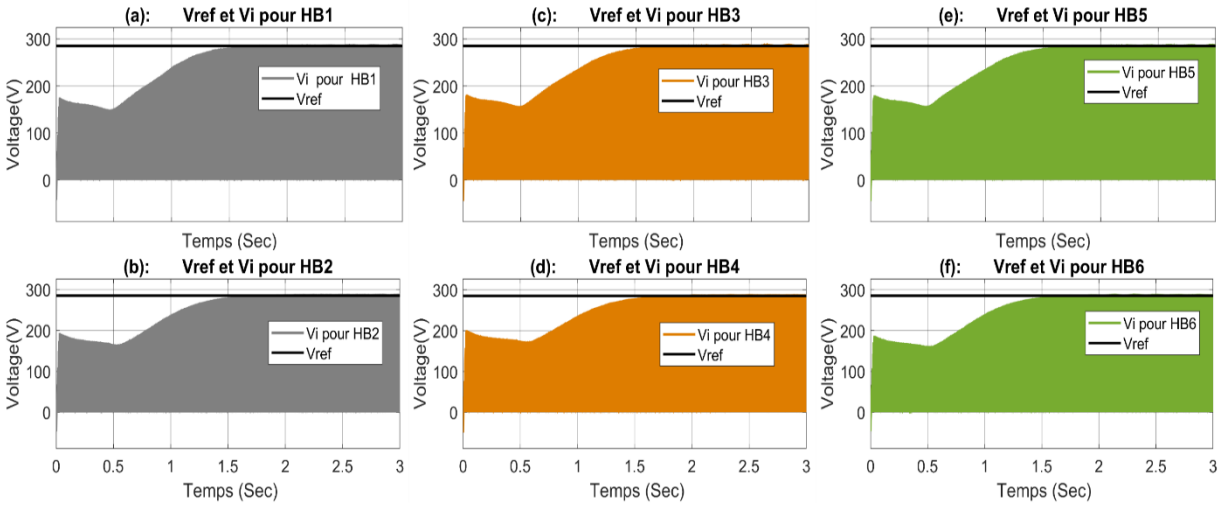


Figure III.7: Tensions V_{ref} et V_i pour chaque ZSI de base avec la tension V_{dc} variable.

- ✓ Avec ce test, nous concluons que le gain global G du système est fixe pour toutes les phases, ceci demontre la robustesse et la décentralisation du système.

Test 2: (voir Figure III. 8)

Principe de test : une tension d'alimentation fixée à Vdc=100V est appliquée aux H-bridges de l'onduleur à base de source Z des trois phases, avec une variation de la tension de référence Vref=[285;295;280]V aux instants de temps [0; 3,5; 5,5]s, respectivement, appliquée à tous les étages.

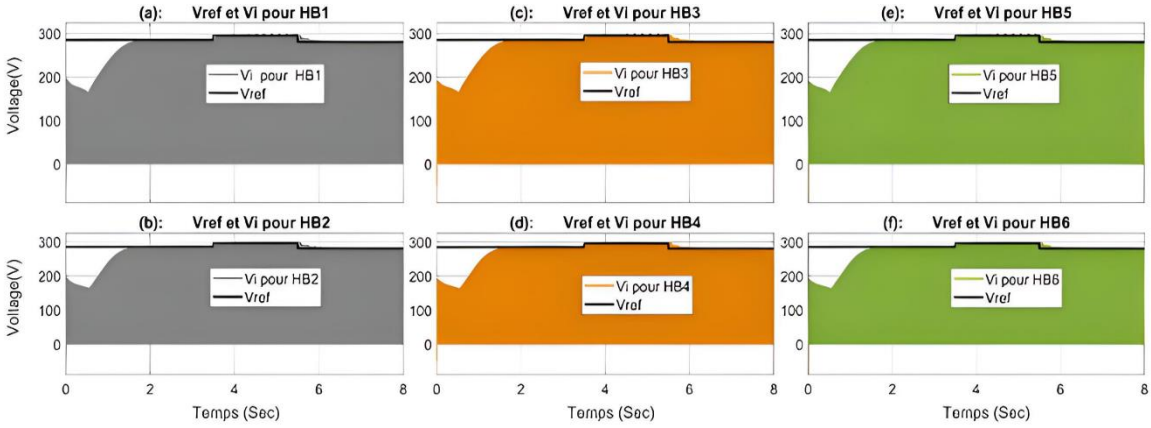


Figure III.8: Tensions V_{ref} et V_i pour chaque ZSI avec la tension Vref variable

- ✓ Une première observation est que le système revient rapidement à la position de consigne, même après avoir été perturbé par une augmentation et une diminution soudaines (en échelon) de la tension Vref.
- ✓ Une deuxième observation est que le système atteint toujours la nouvelle valeur de consigne (au bout de 0,5 s). Ainsi, le système a une fois de plus démontré sa robustesse en recalculant la valeur du gain B en réponse à tout changement de la valeur de référence à différents intervalles de temps. Dans chaque intervalle de temps, les gains du bus continu pour les six ZSI de base dans les différentes phases sont égaux (B1=B2=B3=B4=B5=B6 =B)

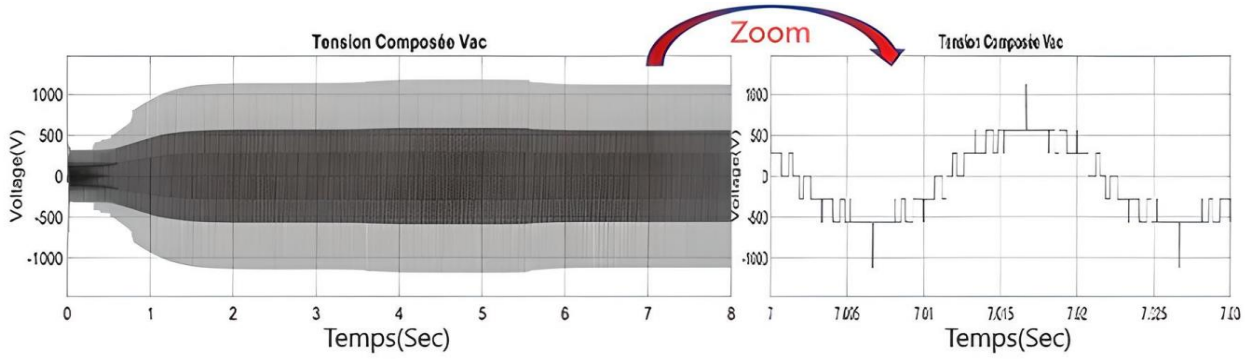
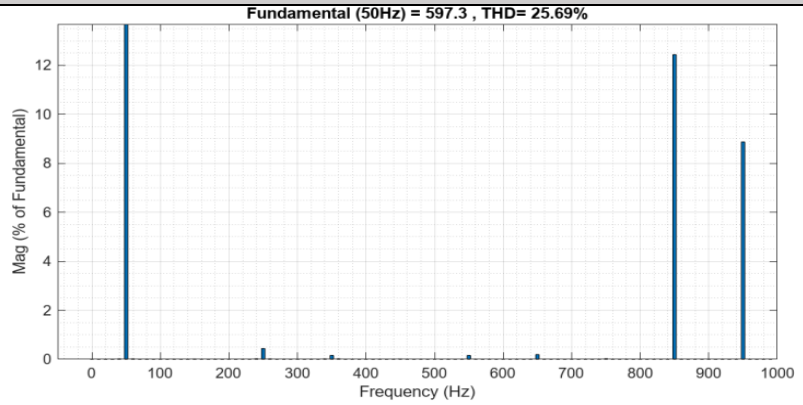
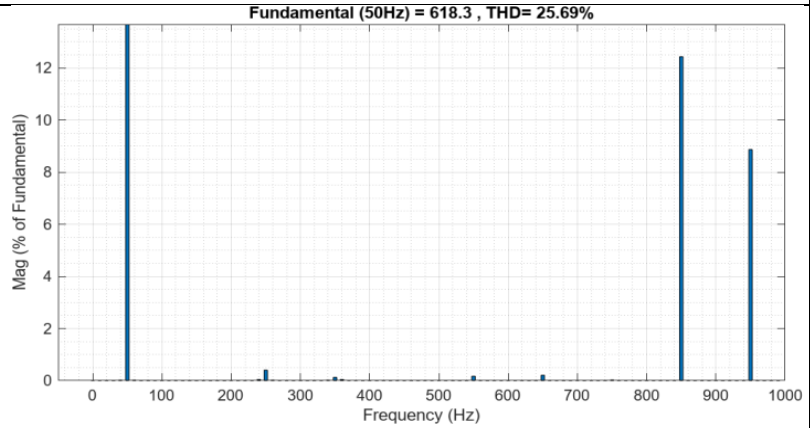
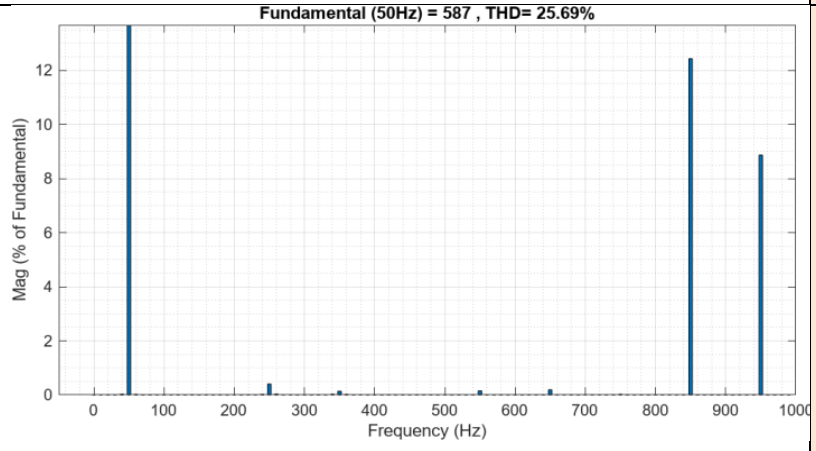


Figure III.9: Tension composée v_{ac}

L'analyse spectrale de la tension composée figure III.9, réalisée sur 5 cycles à des instants de 3 , 5 et 7 secondes (voir tableau III.4), a révélé un THD de 25,69 %. L'absence totale des harmoniques d'ordres 3, 5, 7, 11 et 13 indique que ces harmoniques sont éliminées par la stratégie SHE (Sélective Harmonic Elimination) choisie.

Table III.4: Calcul du gain *B* des bus continus du ZSI de base.

Interval de temps	**Analyse Spectral de la tension v_{ac}**	**Gain B pour chaque ZSI de base.**
[0 - 3.5] (s)		***B*=2.85**
[3.5 - 5.5] (s)		***B*=2.95**
[5.5 - 8](s)		***B*=2.8**

III.5 Conclusion

La stratégie de contrôle proposée combine les techniques SHE (Selective Harmonic Elimination) et PWM avec un onduleur multiniveau à H-bridge en cascade, utilisant des convertisseurs à Z-source. L'application de la SHEPWM a permis un contrôle précis de la tension de sortie et une réduction significative de la distorsion harmonique.

Les mesures montrent que le THD de la tension composée *vac* à la sortie de l'onduleur à Z-source est identique à celui du signal choisi après le calcul des angles, indiquant l'absence de perturbations dues au Z-source. De plus, la décentralisation du contrôle contribue à éliminer le déséquilibre entre les H-bridges de la même phase.

Un premier test de robustesse, perturbant la tension d'alimentation tout en maintenant fixe la tension de référence, a démontré que ce système s'adapte facilement à un générateur photovoltaïque (GPV) lors des variations météorologiques. Cette adaptabilité est attribuée à l'efficacité du contrôleur PI conventionnel utilisé dans le système.

Le prochain chapitre approfondira l'intégration d'une source d'énergie renouvelable, en particulier un système photovoltaïque (PV) couplé à des batteries, dans le but de concevoir un système énergétique autonome.

Chapitre IV

Analyse des Algorithmes MPPT Avec Convertisseur Z Source Dans les Chaînes de Conversion Photovoltaïques.

IV.1 Introduction :

L'expansion de l'énergie solaire photovoltaïque est essentielle pour répondre aux défis énergétiques actuels. L'intégration des systèmes photovoltaïques, qu'ils fonctionnent de manière autonome ou soient raccordés au réseau, revêt une importance capitale. Ce chapitre traite le principe de la conversion photovoltaïque en couvrant, depuis les notions fondamentales du rayonnement solaire et des cellules photovoltaïques, ainsi que l'impact des paramètres météorologiques. Maximiser l'efficacité de ces systèmes nécessite l'utilisation d'algorithmes MPPT, dont l'objectif est d'optimiser la production d'énergie. Ce chapitre s'intéresse également à l'introduction des convertisseurs Z-source dans le cadre des algorithmes MPPT. Cela complète les résultats du chapitre II en permettant le contrôle d'un système autonome intégrant un système photovoltaïque avec stockage sur batterie.

IV.2 Principe de la conversion photovoltaïque

IV.2.1 Cellule photovoltaïque

Effet photovoltaïque : L'effet photovoltaïque est la capacité de certains matériaux à transformer la lumière en électricité. Ce phénomène physique se produit lorsqu'un matériau libère des électrons sous l'influence de la lumière. Tous les semi-conducteurs manifestent cet effet avec un degré d'efficacité variable. Lorsqu'un photon (particule de lumière) pénètre dans le matériau, il cède son énergie et génère des paires électron-trou. Cette génération induit une charge négative avec les électrons et une charge positive avec les trous.

La structure d'une cellule photovoltaïque, présentée dans la Figure IV.1, est un composant électronique capable de générer une tension électrique lorsqu'il est exposé à la lumière (photons), grâce à l'effet photovoltaïque. Ces cellules tirent parti des propriétés des semi-conducteurs, en particulier des jonctions P-N en silicium, pour convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique.

Pour convertir directement les rayons solaires en courant continu, une charge est appliquée aux bornes de la cellule photovoltaïque, ce qui initie un déplacement des électrons de la zone N vers les trous de la zone P via une connexion externe. Ce mouvement génère une différence de potentiel (ddp) et permet ainsi la circulation d'un courant électrique[63]. La tension produite, généralement comprise entre 0,3 V et 0,7 V, dépend du matériau utilisé, de la conception de la cellule, ainsi que de facteurs tels que sa température et son vieillissement.

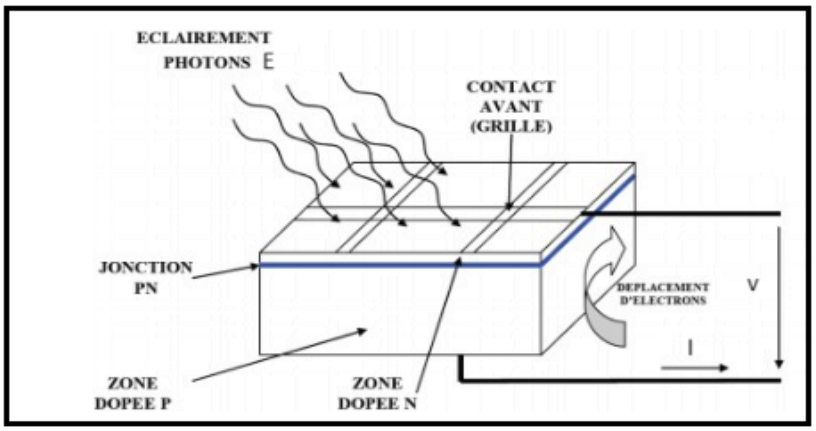


Figure IV.1 Cellule élémentaire photovoltaïque[64].

IV.2.2. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

IV.2.2.1 Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

La figure IV.2 représente le schéma bloc d'une cellule photovoltaïque qui comporte essentiellement quatre variables. Deux variables d'entrées sont ensoleillement **E** (la quantité d'énergie solaire reçue par unité de surface) dans le plan des modules en (**W/m²**) et la température **T** de la jonction de la cellule en (**°C**). Deux variables de sorties sont : le courant **I** fourni par le groupe de modules en (A) et la tension **V** aux bornes du groupe de modules en volt (V).



Figure IV.2 : Schéma Bloc d'une Cellule Photovoltaïque.

La cellule photovoltaïque est modélisée électriquement comme un générateur de courant shunté par une diode figure IV.3(il existe des modelés a deux et trois diodes)[65]. Pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, le modèle est complété par deux résistances série et shunt.

La résistance série résulte de la somme des résistances de base, de la jonction, ainsi que des contacts avant et arrière de la cellule. Quant à la résistance shunt, elle provient des imperfections de surface situées à la périphérie de la cellule. Cette résistance shunt peut être réduite par l'infiltration d'impuretés métalliques dans la jonction lors du dépôt de la grille métallique ou lors de la mise en place des contacts sur la face diffusée de la cellule.

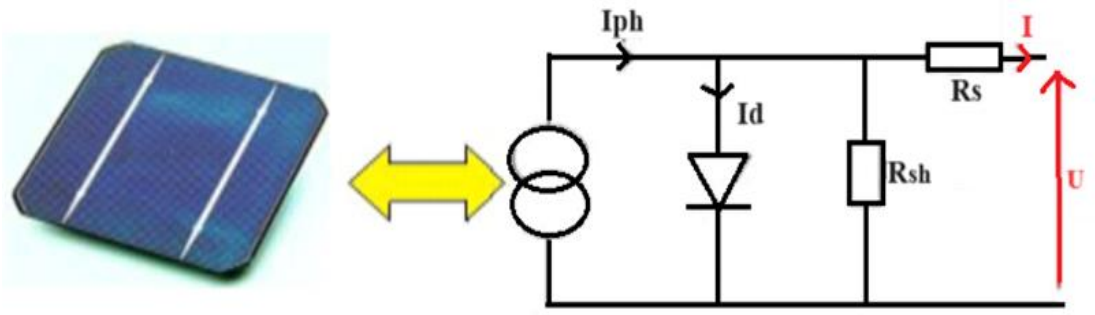


Figure IV.3: Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque[66].

IV.2.2.2 Modèle mathématique de la cellule photovoltaïque :

En se basant sur le schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque présenté dans la Figure IV.3, l'équation (3.1) illustre le modèle mathématique correspondant à cette cellule photovoltaïque[66][67][68].

$$I = [Iph] - \left[I_{sat}\left(e^{\frac{V+R_S*I}{k_0}} - 1\right)\right] - \left[\frac{V+R_S*I}{R_{sh}}\right] \quad \text{.....(3.1).}$$

Où $k_0 = \frac{AKT}{q}$.

I : $Courant\ de\ sortie\ de\ la\ cellule\ photovoltaique.$

V : $Tension\ de\ sortie\ de\ la\ cellule\ photovoltaique.$

I_{ph} : $courant\ généré\ par\ la\ Photopile, ce\ courant\ est\ proportionnel\ au\ flux\ lumineux$

I_{sat} : $courant\ de\ saturation\ inverse\ de\ la\ cellule.$

A : $facteur\ d'idéalité\ (=1).$

k : $constante\ de\ boltzmann (\ k = 1.3805 * 10^{-23}\ \ N.\frac{m}{K})$.

T : $Température\ de\ cellule\ (°C)$.

q : $Charge\ d'électron (q = 1.6 * 10^{-19}\ C)$.

R_s : $Résistance\ serie\ (\Omega)$.

R_{sh} : $Résistance\ shunt\ (\Omega)$.

IV.2.2.3 Caractéristique d'une cellule photovoltaïque :

Sous un éclairage et une température donnée, chaque cellule ou module photovoltaïque présente des caractéristiques de fonctionnement spécifiques. La puissance électrique fournie par une cellule photovoltaïque est le produit de la tension et du courant qu'elle génère. Ces deux grandeurs, courant et tension, dépendent à la fois des propriétés électriques de la cellule et de la charge électrique à ses bornes[69]. Les propriétés électriques de la cellule sont représentées par les courbes caractéristiques non linéaires courant-tension I(V) et puissance-tension P(V),

comme illustré à la figure IV.4.

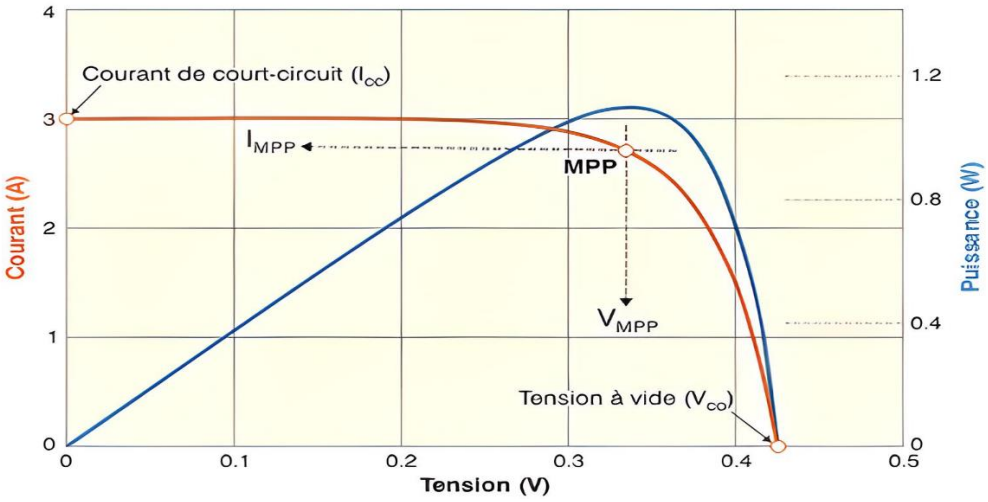


Figure IV.4: Caractéristique d'une cellule photovoltaïque[70].

Paramètres caractérisant la cellule photovoltaïque :

✓ **Le courant de court-circuit I_{cc}** :

Il correspond au courant maximal généré par la cellule. Il s'agit du courant qui traverse la cellule photovoltaïque lorsque celle-ci est on court-circuit, c'est à-dire la tension à ses bornes est alors nulle. Ceci conduit que la puissance fournie par la cellule (équation (3.2)) est nulle[2].

$$P = U \times I \qquad (3.2)$$

I_{cc} est directement proportionnel à l'éclairement et à la température ambiante, ainsi la surface de la cellule.

✓ **La tension à vide V_{co}** :

C'est la tension aux bornes de la cellule lorsque celle-ci est en circuit ouvert, c'est-à-dire le courant est nul. Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule $P = U \times I$ est nulle[2] . Elle correspond à la tension maximale générée par la cellule.

La tension en circuit-ouvert d'une cellule photovoltaïque varie de manière logarithmique avec l'éclairement et baisse avec l'augmentation de la température[2].

✓ **Point de puissance maximale (PPM)** :

Le Point de Puissance Maximale (PPM), également connu sous l'acronyme MPP pour Maximum Power Point. Pour l'utilisateur, La partie intéressante de la caractéristique I(V) est celle qui génère de l'énergie. Le point de puissance qu'on cherche est le point de fonctionnement M (VPPM, IPPM) pour lequel la puissance dissipée dans la charge résistive est maximale.

IV.2.3 Facteurs influençant le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

L'éclairement et la température sont les deux principaux paramètres qui vont modifier les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque, et en particulier la puissance fournie par lacellule photovoltaïque[71]. Pour mieux comprendre le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque, on trace ses caractéristiques I(V) et P(V) pour plusieurs valeurs d'ensoleillement et de températures.

IV.2.3.1 Influence de l'éclairement E (W/m^2)

Au cours d'une journée, le niveau d'éclairement d'une cellule peut varier entre E=0 W/m^2 et E=1000 W/m^2 dans certaine zone géographique. Il est donc important de connaître l'évolution des caractéristiques courant- tension en fonction du niveau d'éclairement[72][67], [73].

Sur la Figure IV.5, les caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule photovoltaïque varient avec l'éclairement solaire (irradiance). On remarque que quand l'éclairement augmente :

- L'intensité du courant photovoltaïque croit.
- La valeur de courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'éclairement.
- La tension est peu sensible aux variations des niveaux d'éclairement.
- Les courbes I(V) se décalent vers les valeurs croissantes permettant au module de produire une puissance électrique plus importante.
- La puissance optimale de la cellule photovoltaïque est pratiquement proportionnelle à l'ensoleillement. Les points de puissance maximales se situent à peu près à la même tension.

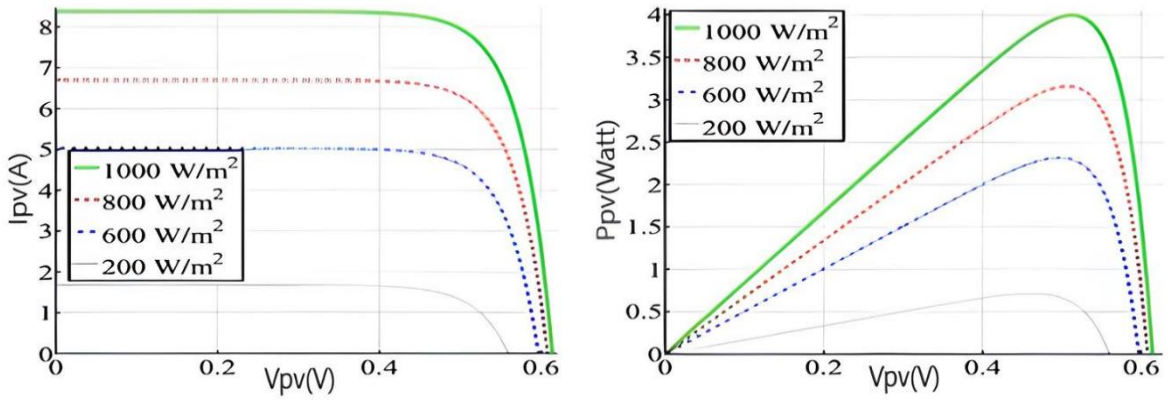


Figure IV.5 : Influence de l'éclairement sur les caractéristiques d'une Cellule photovoltaïque I(V) et P(V) à T=25°C.

IV.2.3.2 Influence de la température

La température est aussi un paramètre important dans le comportement des cellules photovoltaïque ceci du au propriétés électriques d'un semi-conducteur qui sont sensibles à la température[72][73][67]. La Figure IV.6 montre l'influence de la température sur les caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule photovoltaïque.

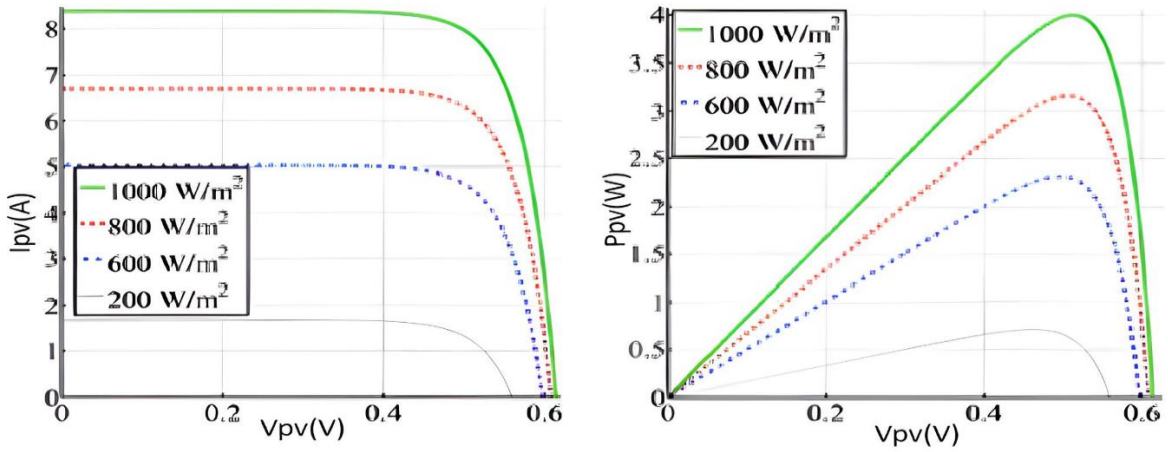


Figure IV.6: Influence de la température sur les caractéristique I(V) et P(V) d'une cellule photovoltaïque à E=1000W/m^2

On observe que la température de la cellule photovoltaïque induit un effet notable sur la tension de celle-ci. Cependant, l'effet de la température sur le courant de la cellule photovoltaïque est négligeable (Lorsque la température de la cellule augmente, la tension à vide et la puissance de la cellule diminuent).

IV.3 Conception de module photovoltaïque

La puissance maximale produite par une cellule est très faible pour les applications électriques. Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module. La connexion en série des cellules permet d'augmenter la tension de l'ensemble, tandis que la mise en parallèle permet d'accroître le courant. Le câblage série/parallèle est donc utilisé pour obtenir globalement un module ou générateur photovoltaïque (GPV) aux caractéristiques souhaitées.

IV.3.1 Association des cellules :

IV.3.1.1 Association série : (appelé « strings ») Figure IV.7: les cellules sont traversées par le même courant et la tension résultante correspond à la somme des tensions générées par chacune des cellules.

Les équations (3.3) et (3.4) donnent la tension de circuit ouvert et le courant de court-circuit de l'association série de ns cellules respectivement.

$$Vco_{ns} = ns * Vco \quad (3.3)$$

$$I_{cc_{ns}} = I_{cc} \quad (3.4)$$

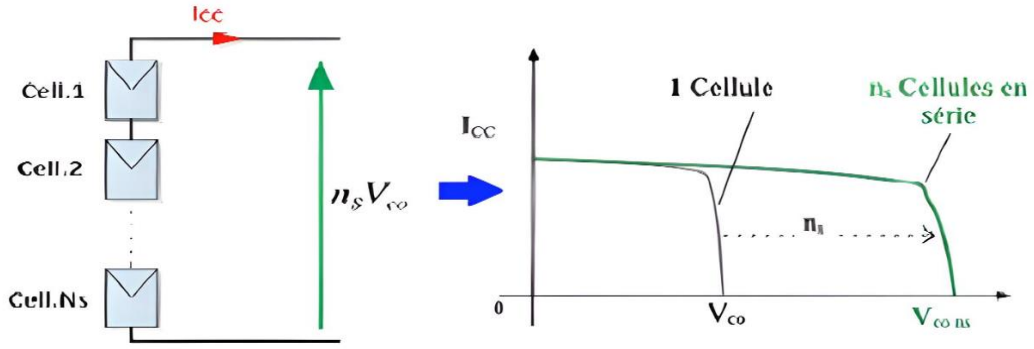


Figure IV.7: l'association des cellules en série et la caractéristique I(V) d'un module Photovoltaïque[74][70].

IV.3.1.2 Association en parallèle : (Figure IV.8), les cellules sont soumises à la même Tension et le courant résultant correspond à la somme des courants générés par chacune des cellules. Les équations (3.5) et (3.6) résument les caractéristiques électriques d'une association en parallèle de nP cellules :

$$Vco_{np} = Vco \quad (3.5)$$

$$I_{cc_{n_P}} = n_P * I_{cc} \quad (3.6)$$

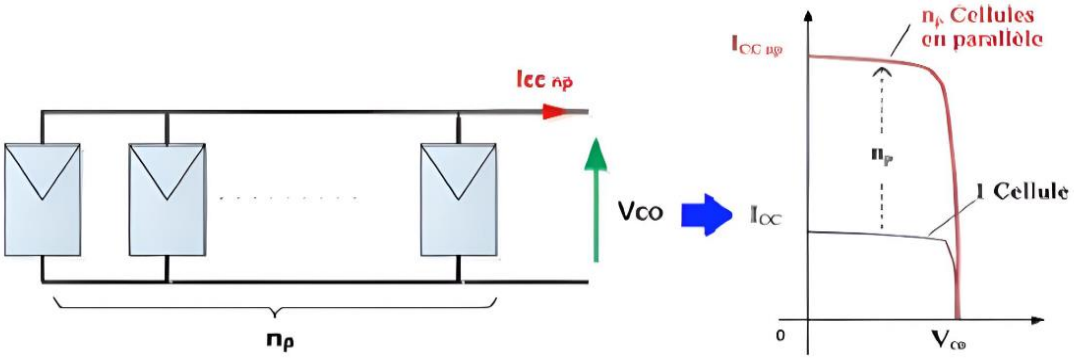


Figure IV.8 : l'association des cellules en parallèle et la caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque[70].

IV.3.1.3 Association mixte (série- parallèle) :

La caractéristique I(V) d'un générateur constitué de plusieurs cellules (n_s cellules * n_p cellules) (voir figure IV.9) a une allure générale assimilable à la cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule et que l'ensoleillement et la température soient uniformes[3].

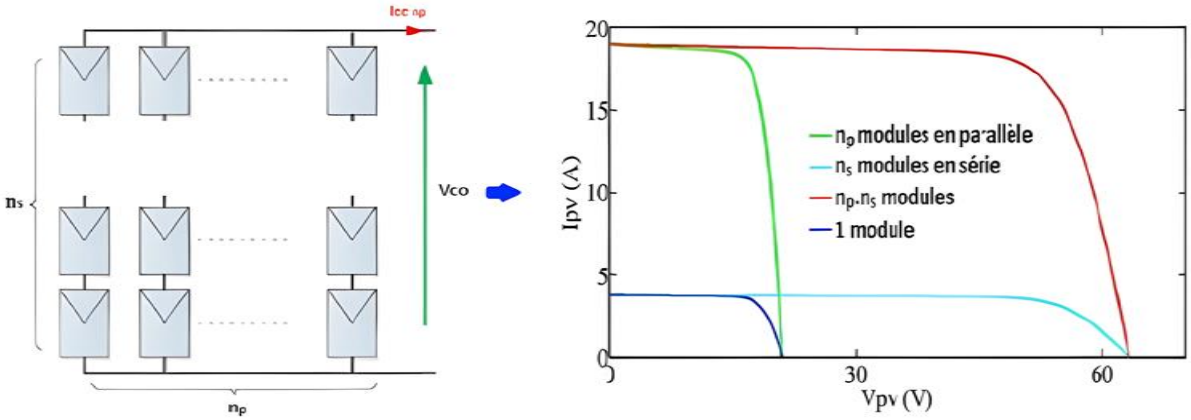


Figure IV.9 : caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque a association mixte des cellules[70].

Les équations (3.7) et (3.8) résument les caractéristiques électriques d'une association $(n_S{*}n_p)$ cellules élémentaires.

$$Vco_{ns} = ns * Vco \qquad (3.7)$$

$$I_{cc_{n_P}} = n_P * I_{cc} \qquad (3.8)$$

IV.3.2 Protection des cellules :

Pour assurer la longévité d'une installation photovoltaïque, il est nécessaire d'ajouter des protections électriques aux modules afin de prévenir les pannes causées par l'association de cellules en série et de panneaux en parallèle. Pour ce faire, deux types de protections traditionnelles sont employées.

IV.3.2.1 Diode by-pass : En effet, comme les cellules sont connectées en série, elles doivent toutes transporter le même courant. Quand il y a une cellule "masquée", l'intensité diminue, la tension aux bornes de cette cellule augmente, d'où l'apparition d'une surcharge qui peut entraîner leur destruction. Une telle cellule est appelée « Hot-spots ». Pour éviter ce problème, on utilise des diodes « by-pass » figure IV.10. Ils peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène (effet d'ombrage) évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées[75].

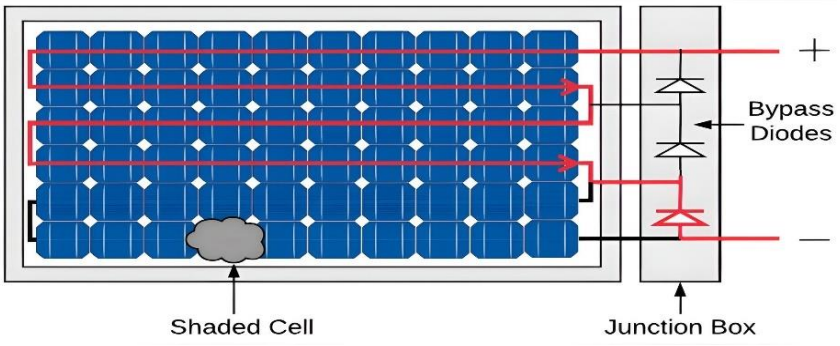


Figure IV.10 Diodes by-pass[76]

IV.3.2.2 Diode anti-retour : cette diode est mise en série avec chaque branche d'un générateur photovoltaïque figure IV.11. Elle empêche un courant négatif dans les cellules photovoltaïques. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.

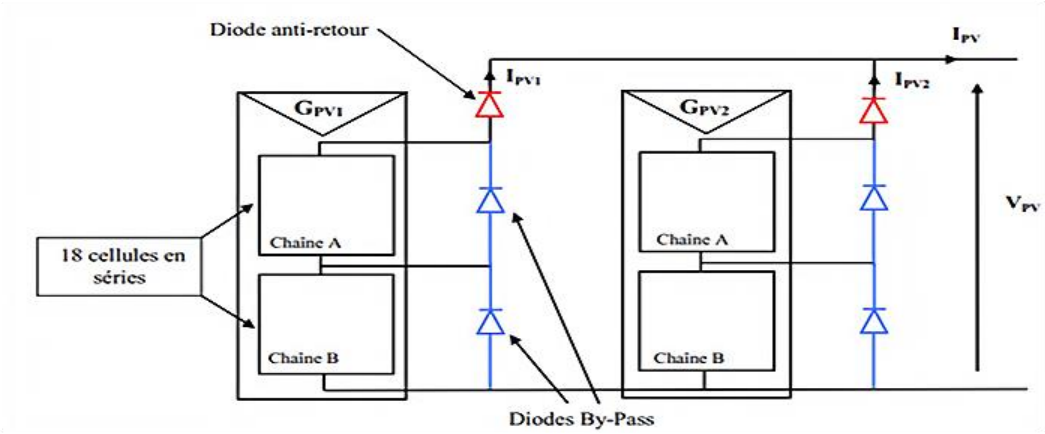


Figure IV.11 : Association des diodes de sécurité by-pass et antiretour pour deux modules photovoltaïques[68].

IV.4 Zone de fonctionnement du module solaire :

La Figure IV.12 présente la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque (GPV) pour un éclairement et une température fixée. Le courant et la tension de fonctionnement du GPV sont imposés seulement par la valeur de la charge aux bornes du générateur, qui détermine le point de fonctionnement du système photovoltaïque, lequel sera situé dans l'une des trois zones.

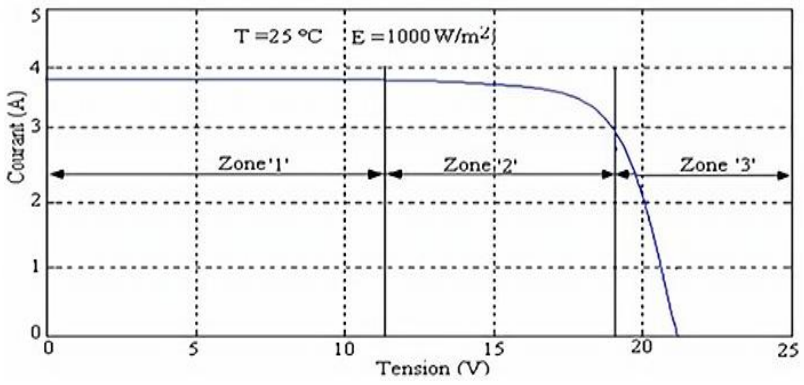


Figure IV.12 : Les différentes zones de fonctionnement dans la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque[77].

- La zone (1) : dans cette zone le courant est presque constant quelle que soit la tension. Le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.

- La zone (2) : Cette zone est la région privilégiée pour le fonctionnement du générateur, où se situe le point de puissance optimale.
- La zone (3) : Dans cette zone, le générateur peut être assimilé à un générateur de tension, car la tension y reste presque constante.

IV.4.1 Connexion directe :

Le système le plus simple pour exploiter l'énergie solaire consiste en un générateur photovoltaïque (GPV) directement relié à une charge, permettant l'utilisation de l'énergie produite sans intermédiaire[78][68]. Cette configuration, illustrée par la figure IV.13, est souvent choisie pour sa simplicité et son faible coût, lié à l'absence de composants électroniques. Cependant, l'énergie fournie dépend fortement de l'éclairement, de la température et des caractéristiques de la charge. Son principal inconvénient réside dans l'absence de régulation, limitant ainsi les possibilités d'optimisation des performances du système.

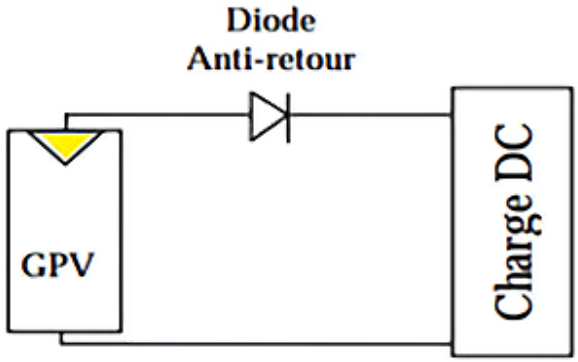


Figure IV.13 : Connexion directe Générateur photovoltaïque - Charge[78].

Avant de connecter directement une charge à un générateur photovoltaïque (GPV), il est important de vérifier que la charge est compatible avec cette connexion directe, ce qui relève du dimensionnement. Une précaution supplémentaire consiste à installer une diode anti-retour entre la source et la charge pour éviter tout risque de retour de courant qui pourrait endommager le générateur. Le point de fonctionnement du système dépend de plusieurs facteurs clés, tels que la charge, les conditions de fonctionnement (éclairement et température), ainsi que le type de connexion des modules photovoltaïques (parallèle, série ou mixte).

La figure IV.14 montre les caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque en connexion directe avec la charge.

Nous supposons que la nature de la charge est de type continu (DC) (une charge de type alternative n’est pas du tout compatible avec la connexion directe, car le GPV fournit un courant continu). En effet, Trois types de charges DC typiques existent : une charge de type source de

tension, une charge de type source de courant, et une charge purement résistive. Nous avons représenté les caractéristiques courant-tension I(V) d'un GPV, ainsi que les caractéristiques I(V) des trois types de charges.

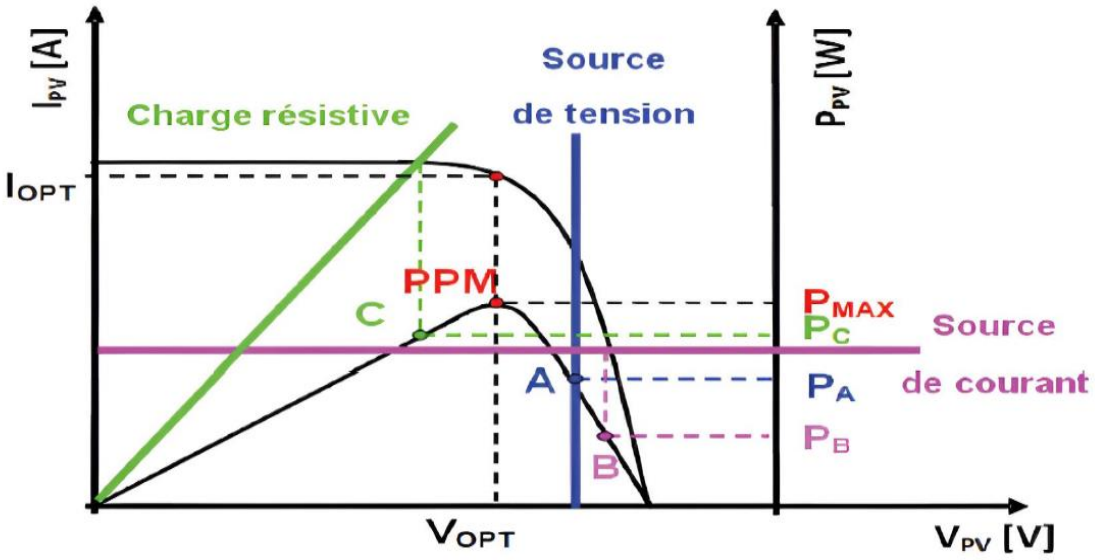


Figure IV.14 : Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque en connexion directe avec la charge[68].

Nous pouvons identifier le point de fonctionnement où la puissance fournie par le générateur est maximale point PPM, ceci donne un courant optimal (Iopt) et une tension optimale (Vopt). Ensuite, nous pouvons trouver le point d'intersection entre les caractéristiques I(V) du générateur et celles des trois types de charges : Point A pour une charge de type source de tension et le Point B pour une charge en source de courant, enfin le Point C pour une charge résistive correspondant à des valeurs de puissance inférieures à la puissance maximale disponible Popt (MPP). Donc, une perte d'une partie de la puissance délivrable aux bornes du générateur PV peut se produire, ce qui implique à la longue des pertes de production énergétiques importantes.

Donc un module PV peut être directement connecté à une charge de type continu. Cependant, dans certains cas de connexion directe, le module n'est exploité au mieux qu'au point de fonctionnement pour lequel la tension nominale de la charge est égale à la tension optimale du générateur.

Pour remédier à ce problème, il est nécessaire d'intégrer des convertisseurs statiques (DC-DC) intermédiaires, visant à optimiser le transfert de puissance. Dans ce travail nous visons à introduire un étage d'adaptation continu-continu à Z source.

IV.4.2 Étage d'adaptation continu-continu à Z source :

Comme mentionné précédemment, le point de fonctionnement peut s'éloigner du point de puissance maximale avec une simple connexion directe. Il est crucial d'ajouter une interface à base de convertisseurs DC-DC entre la source photovoltaïque et la charge pour exploiter au mieux la puissance disponible. Cette interface est souvent composée de convertisseurs de puissance. Cet étage d'adaptation peut inclure un convertisseur DC-DC (Buck, Boost, Buck-Boost ou Boost à multiniveaux …etc.) en fonction des applications. Notre étude se base sur les convertisseurs à source Z.

La Figure IV.15 présente le synoptique d'une chaîne de conversion photovoltaïque à base de Z source. l'étage d'adaptation dispose d'une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) (poursuite du point de puissance maximale) qui lui permet de suivre le point de puissance maximale que peut fournir un générateur photovoltaïque.

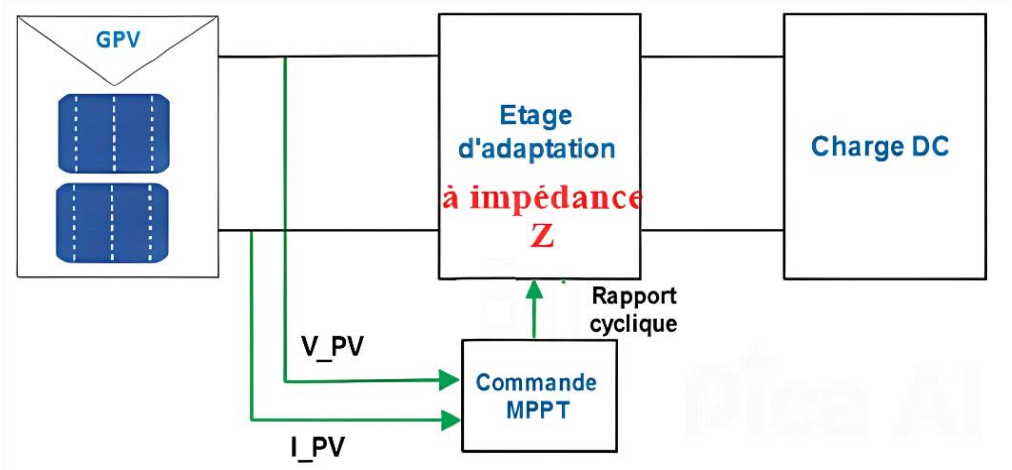


Figure IV.15: Chaîne de conversion photovoltaïque a impédance Z[79].

IV.4.3 Critères d'évaluation d'une commande MPPT

L'efficacité de la commande MPPT se juge par la capacité du système à maintenir son point de fonctionnement proche du Point de Puissance Maximale (PPM).

L'efficacité du point de fonctionnement obtenu (ηMPPT) sert à évaluer la performance de la commande du convertisseur[80]. Le ηMPPT indique le pourcentage de pertes de puissance du module PV par rapport à la puissance maximale théorique qu'il pourrait générer selon l'équation (3.10).

$$\eta MPPT = \frac{Pe\,f\,f}{Pmax} \qquad (3.10).$$

Ou:

ηMPPT: Le rendement du point de fonctionnement.

Pe f f : La puissance réellement fournie par le GPV.

Pmax : La puissance maximale potentiellement accessible à la sortie d'un panneau photovoltaïque. Il existe d'autres critères tout aussi essentiels :

- Réponse dynamique: La commande MPPT doit présenter des performances dynamiques optimales afin de réguler l'étage d'adaptation et garantir que, face aux variations d'éclairement ou de température, un nouveau Point de Puissance Maximale (PPM) soit atteint dans les plus brefs délais.
- Coût et Simplicité: La commande MPPT doit être conçue de manière simple, avec une faible consommation d'énergie et des coûts d'exploitation modérés.
- Flexibilité: La commande MPPT doit assurer la précision et stabilité quelles que soient les conditions d'utilisation.

IV.4.4 Les méthodes de poursuite de MPP :

De nombreux algorithmes de recherche de MPP sont proposés dans la littérature, dont plusieurs ont été conçus il y a plusieurs décennies.

La commande MPPT est indispensable pour optimiser les systèmes photovoltaïques, permettant un ajustement automatique du rapport cyclique D pour maximiser la puissance extraite du panneau solaire. En intégrant un convertisseur DC-DC entre le module PV et la charge, cette technique garantit un transfert efficace de la puissance maximale. Les méthodes de suivi du point de puissance maximale ajustent en temps réel les conditions de fonctionnement pour maintenir des niveaux de tension et de courant optimaux. La puissance extraite du module photovoltaïque Ppv est calculée à partir des mesures de courant et de tension V du module Ppv =Ipv *Vpv.

Diverse méthodes directes et indirectes ont été développées pour atteindre cet objectif, chacune présentant ses propres avantages et limitations. Quelques-unes de ces méthodes sont étudiées ci-dessous en utilisant un convertisseur DC-DC à source Z.

IV.4.4.1 Technique de la tension fixe pour un système photovoltaïque solaire :

a méthode de tension fixe maintient la tension du panneau photovoltaïque à un niveau constant, proche du point de puissance maximale (Vmpp). Contrairement aux techniques MPPT, elle ne suit pas activement ce point optimal, offrant une efficacité modérée dans des conditions stables[81].

Principe de la Méthode de Tension Fixe

Un panneau solaire a une courbe caractéristique courant-tension I(V) qui varie en fonction de l'irradiance et de la température. Le point de puissance maximale (MPP) sur cette courbe correspond à une tension Vmpp et un courant Impp.

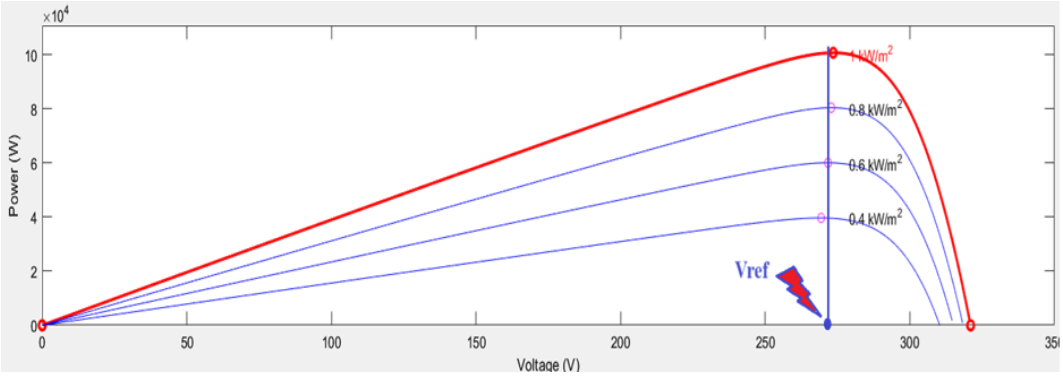


Figure IV.16: choix de la tension de référence (Vréf)[82].

Le choix de la Tension Fixe consiste à choisir une tension notée Vref proche de toutes les Vmpp d'un panneau PV lors de changement des conditions d'irradiance et de température figure IV.16. Cette technique porte les avantages de simplicité, facile à implémenter, elle ne nécessite pas de capteurs ou de calculs complexes, ceci le rend moins coûteuse. Malheureusement, a une efficacité réduite car elle n'optimise pas la puissance extraite du panneau sous des conditions changeantes. La figure IV.17 illustre l'organigramme de l'algorithme utilisé dans la technique de la tension fixe. Cet algorithme maintient la tension du panneau photovoltaïque à une valeur prédéfinie, proche de la tension au point de puissance maximale (Vmpp), sans ajuster activement cette tension en fonction des variations environnementales.

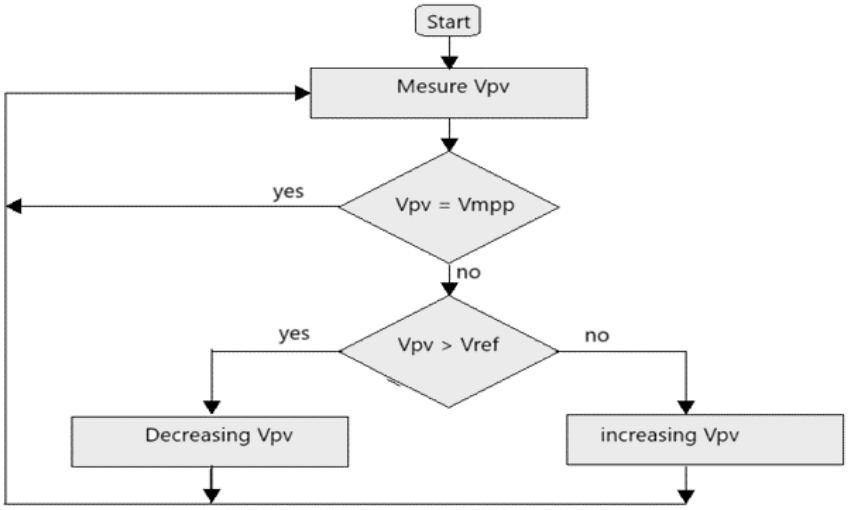


Figure IV.17: Organigramme de l'algorithme de la technique de la tension fixe[83].

Le synoptique de la figure IV.18 illustre les éléments principaux utilisés pour la simulation de la technique à tension fixe.

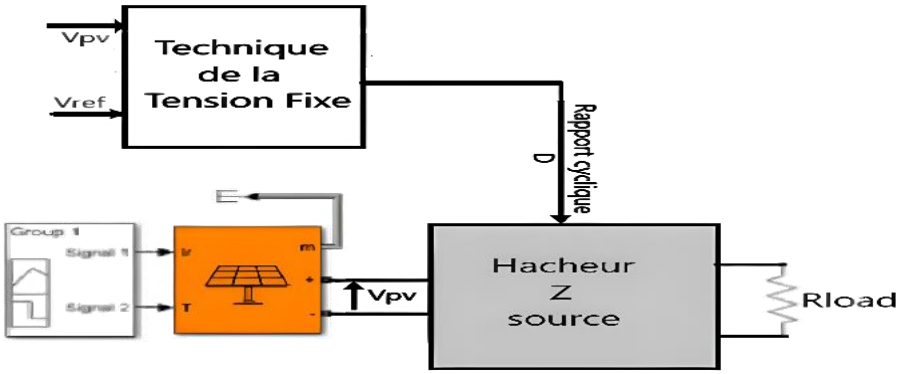


Figure IV.18: Synoptique de la technique de la tension fixe

L'élément central est un hacheur à source Z, connecté à un panneau photovoltaïque et à une charge résistive Rload. Ce dispositif reçoit un signal PWM avec un rapport cyclique D déterminé par l'algorithme de la technique.

IV.4.4.2 Ttechnique de Perturbation et Observation (P&O) :

L'algorithme *Perturb and Observe* (P&O) est l'une des techniques les plus couramment utilisées pour le suivi du point de puissance maximale (*Maximum Power Point Tracking* ou MPPT) dans les systèmes photovoltaïques PV. Son principe consiste à perturber la tension Vpv d'une faible valeur autour de sa valeur initiale, puis à analyser la variation de puissance Ppv qui en résulte. Comme illustré dans la figure IV.19[82][84], on peut en déduire que si une augmentation de la tension Vpv entraîne un accroissement de la puissance Ppv, cela signifie que le point de fonctionnement se situe à gauche du point de puissance maximale (PPM). En revanche, si la puissance décroît, cela indique que le système a dépassé le PPM.

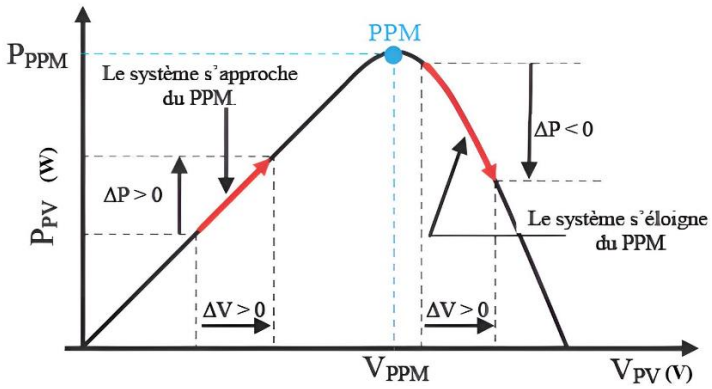


Figure IV.19 : Schéma du principe de la méthode P&O[85].

La perturbation du système est réalisée par une augmentation ou une diminution de la tension de Vpv, tout en modifiant le rapport cyclique D du convertisseur (DC-DC). Cela permet d'observer l'effet de ces variations sur la puissance de sortie, afin d'ajuster le rapport cyclique

D pour optimiser les performances du système. Le principe de fonctionnement de cette méthode (PandO) est exploré dans l'organigramme de la Figure IV.20.

Fonctionnement de l'organigramme :

L'organigramme passe par trois étapes principales, mesure, comparaison et décision. Le système démarre par une mesure initiale de la puissance, de la tension et du courant à partir du générateur PV. Cette étape initialise les variables P(k−1) (puissance précédente) et V(k−1) (tension précédente). A chaque cycle, la puissance actuelle P(k) et la tension V(k) du générateur photovoltaïque sont mesurées. On compare la puissance actuelle P(k) avec la puissance précédente P(k−1) pour déterminer si la puissance a augmenté ou diminué par rapport à l'itération précédente, la décision est basée sur la variation de puissance.

Si la puissance actuelle P(k) a augmenté par rapport à la précédente P(k−1), le système conclut que le dernier (augmentation ou diminution du rapport cyclique D) changement appliqué à la tension a permis de se rapprocher du point de puissance maximale (MPP). Le système continue donc de perturber dans la même direction (soit augmenter soit diminuer la tension) pour tenter d'atteindre le MPP.

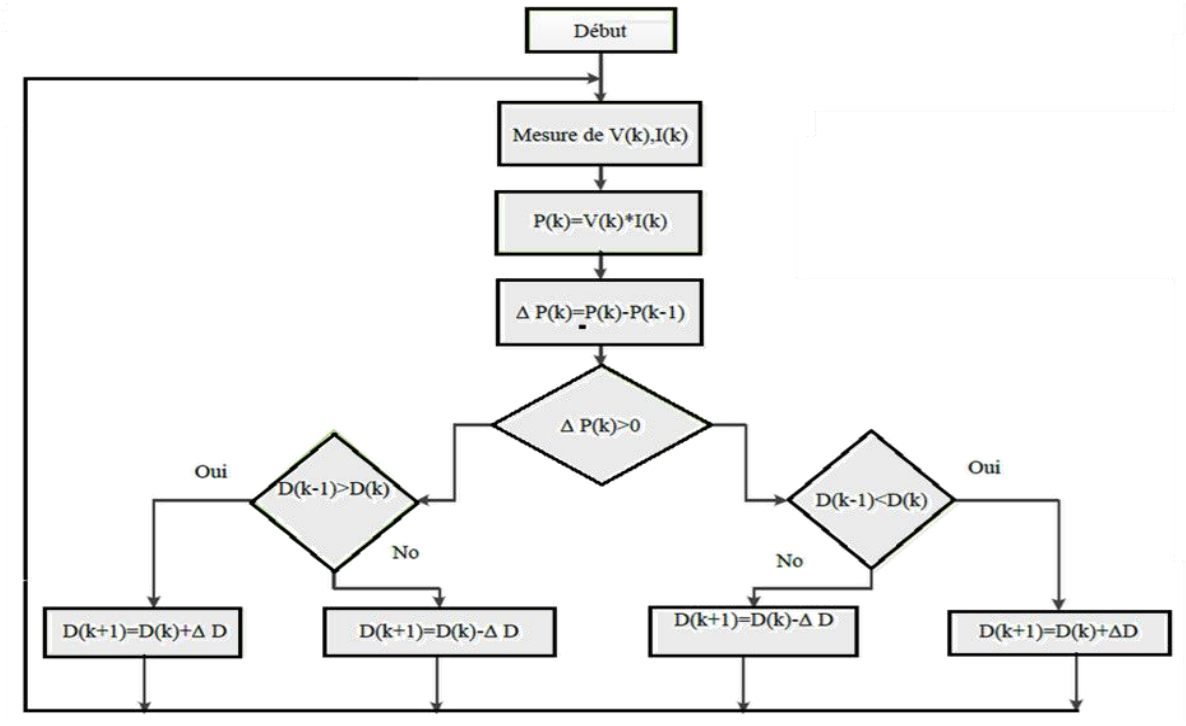


Figure IV.20: Organigramme de perturbation et d'observation (P and O)[86].

Si la puissance a diminué, cela signifie que le changement de tension s'éloigne du MPP. Dans ce cas, la direction de la perturbation est inversée pour se rapprocher du MPP.

Les nouvelles valeurs de puissance P(k) et de tension V(k) deviennent les références pour l'itération suivante (elles sont stockées comme P(k−1) et V(k−1) pour la prochaine

comparaison). Le processus continue de se répéter jusqu'à ce que le système atteigne et se maintienne autour du MPP[87].

L'algorithme perturbe constamment la tension, et observe l'impact sur la puissance, ajustant les paramètres en conséquence.

Le synoptique de la figure III.21 est similaire à celui de la technique à tension fixe, à la différence que l'algorithme utilisé ici est celui de la méthode P&O.

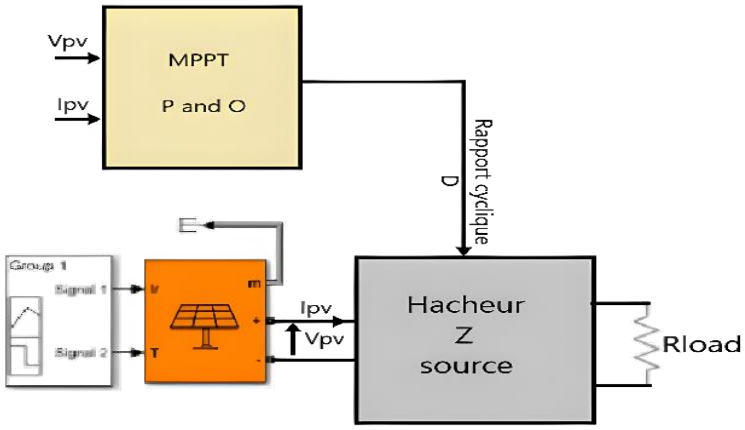


Figure IV.21: Synoptique de la technique (P and O) avec un convertisseur Z source

IV.4.4.3 La technique de l'Incrémental Conductance (INC) :

La technique de l'Incrémental Conductance (INC) est une méthode avancée de suivi du point de puissance maximale (MPPT) dans les systèmes photovoltaïques (PV). Elle repose sur l'analyse directe des dérivées de la puissance par rapport à la tension [78] (voir figure IV.28[82].

Cette méthode exploite la relation mathématique entre le courant et la tension du générateur PV pour déterminer précisément si le système fonctionne au point de puissance maximale (MPP)

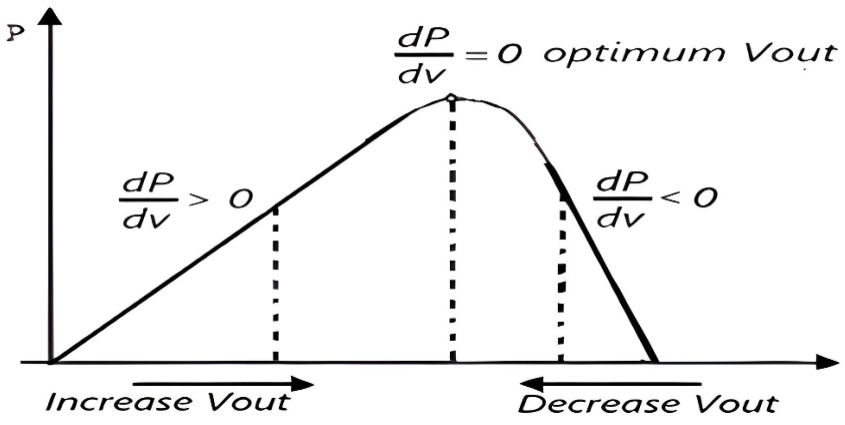


Figure IV.22: Principe de la technique Incrémental conductance[88].

ou s'il doit ajuster ses paramètres pour l'atteindre[87]. Le MPP est atteint lorsque la dérivée de la puissance par rapport à la tension est nulle.

- Le MPP est atteint si $\frac{dP}{dV}=0$.....3.9
- La tension doit être augmentée pour atteindre le MPP si $\frac{dP}{dV}>0$.....3.10
- La tension doit être réduite pour atteindre le MPP si $\frac{dP}{dV}<0$.....3.11

À partir de la relation $P = VI$, on peut décomposer $\frac{dP}{dV}$ en fonction du courant et de la tension

$$\frac{dP}{dV}=\frac{d(VI)}{dV}=I+V\frac{dI}{dV} \quad \text{.....3.12}$$

L'algorithme repose sur l'analyse de l'équation 3.12, qui conduit à la comparaison entre la conductance instantanée ($\frac{I}{V}$) et la conductance incrémentale ($\frac{dI}{dV}$). Les équations (3.9),(3.10) et (3.11) devient respectivement

- ✓ Le système est au MPP, aucune modification n'est nécessaire s**i**

$$\frac{dI}{dV}=-\frac{I}{V} \quad \text{.....3.13}$$

- ✓ Le système est à gauche du MPP, il faut augmenter la tension pour se rapprocher du MPP si **:**

$$\frac{dI}{dV}>-\frac{I}{V} \quad \text{.....3.14}$$

- ✓ Le système est à droite du MPP, il faut diminuer la tension pour se rapprocher du MPP s**i**

$$\frac{dI}{dV}<-\frac{I}{V} \quad \text{.....3.15}$$

À partir de cette comparaison, l'algorithme peut ajuster la tension du générateur PV pour maximiser la puissance.

La figure IV.23 montre l'organigramme de l'algorithme de la technique Incrémental Conductance, qui inclut successivement une étape de mesure, une comparaison, puis une prise de décision.

On note :

ΔD : la valeur du rapport cyclique qu'on doit ajouter ou diminuer à chaque itération.

ΔV : l'erreur de la tension, ΔI : l'erreur du courant

D(k+1) : rapport cyclique actuel D(k) : est le rapport cyclique précédent.

V(k+1) : Tension actuelle, V(k) : est la tension précédente.

I(k+1) : Courant actuel, I(k) : est le Courant précédent.

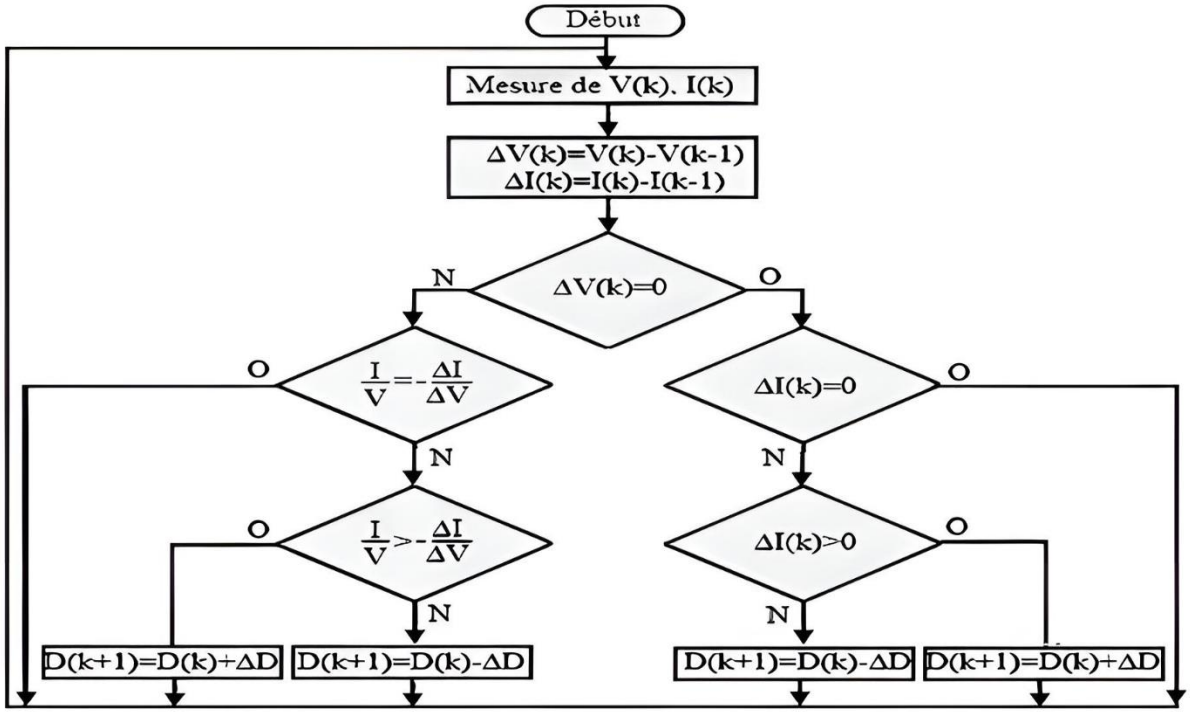


Figure IV.23 : Algorithme de la technique de l'incrémental conductance[89].

Le synoptique de la figure IV.24 est similaire à celui de la technique à tension fixe et de la

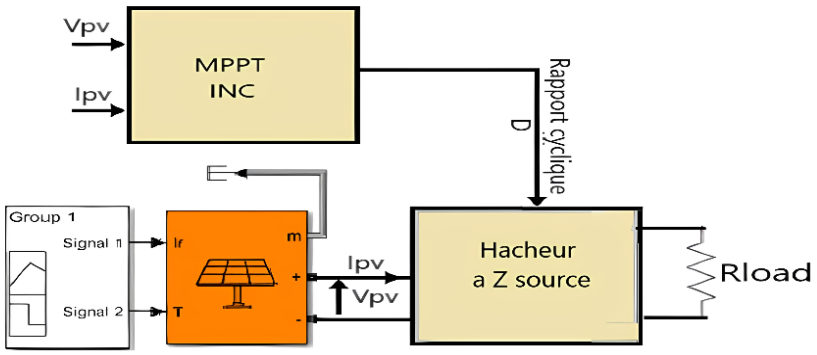


Figure IV.24: Synoptique de la technique Incremental inductance.

technique P&O, à la différence que l'algorithme utilisé ici est celui de la méthode d'Incrémental Conductance.

IV.5 Simulation des techniques MPPT étudiés :

Pour effectuer une simulation efficace d'un système photovoltaïque intégré avec un convertisseur Z-source, il est essentiel de définir les caractéristiques du panneau photovoltaïque, ainsi que les valeurs des composants du convertisseur (inductance L, capacité C), ainsi la résistance de charge Rload. De plus, il est important de considérer les variations métrologiques qui peuvent affecter le fonctionnement du système.

IV.5.1 Caractéristiques du Panneau Photovoltaïque

Module : SunPower SPR-305E-WHT-D

Maximum Power : (W) 305.226. Cells per module (Ncell): 96.

Open circuit voltage Voc (V): 64.2. Voltage at maximum power point Vmp (V) :54.7.

Short-circuit current Icc (A) :5.96. Current at maximum power point Imp (A) : 5.58.

Température coefficient of Voc (%/deg.C) : -0.2727.

Pour assurer une puissance de 100 kW, la configuration du générateur photovoltaïque (GPV) sera composée de 5 modules en série et 66 modules en parallèle.

On note :

Vpv : Tension à la sortie du générateur PV.

Vout : Tension aux bornes de la charge Rload.

Ipv : Courant délivré par le générateur PV

Iout : Courant dans la charge Rload.

Ppv : Puissance délivré par le générateur PV

Pout : Puissance dissipée dans la charge Rload.

La figure IV.25 présente les caractéristiques courant-tension Ipv(Vpv) et puissance-tension Ppv(Vpv), ainsi que le courant de court-circuit Icc et la tension en circuit ouvert Voc du GPV choisi sous divers niveaux d'ensoleillement à une température de 25°C

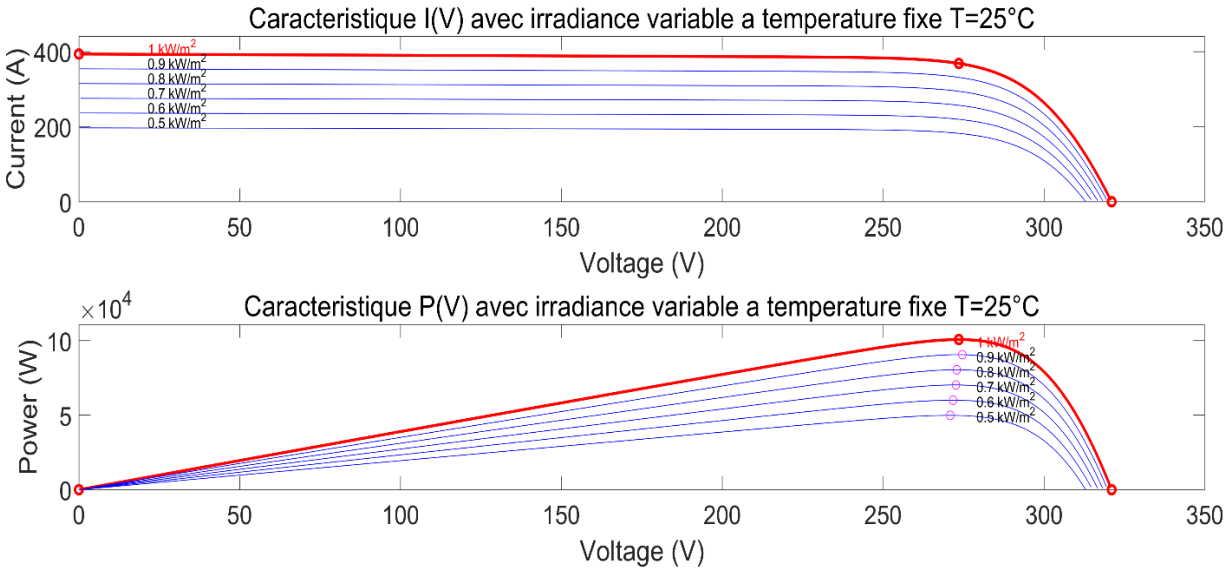


Figure IV.25: les caractéristiques Ipv (Vpv) et Ppv (Vpv) à irradiance Variable et T=25°C.

La figure IV.26 montre les mêmes caractéristiques sous différentes températures avec un ensoleillement de 1 kW/m².

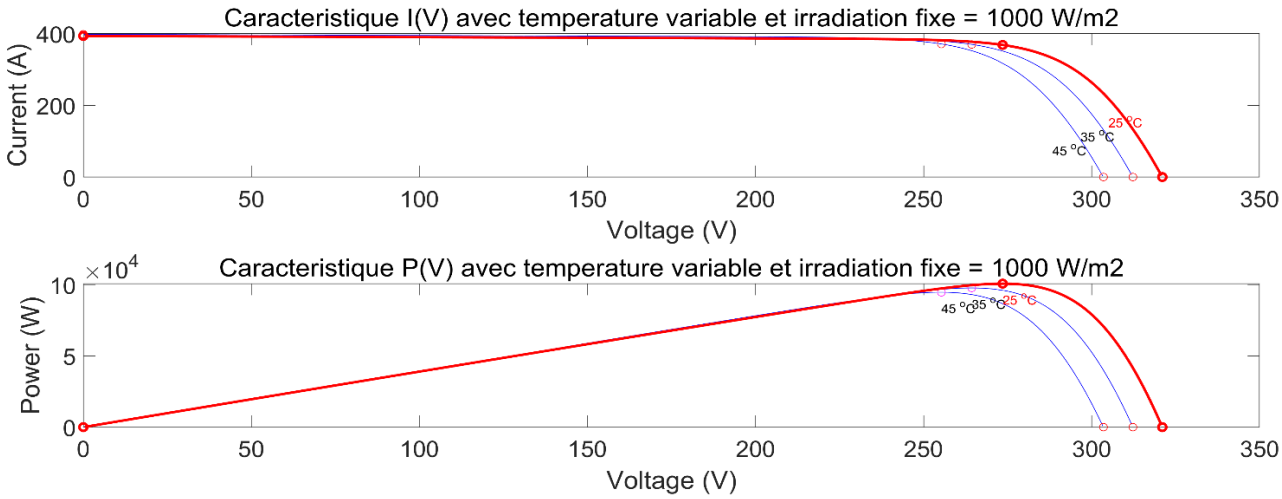


Figure IV.26: les caractéristiques Ipv (Vpv) et Ppv (Vpv) à T variable et irradiance=1kW/m²

Le tableau IV.1 résume les principaux paramètres présentés dans les figures IV.25 et IV.26. Il indique les valeurs des puissances Pmpp, des tensions Vmpp et des courants Impp, qui sont essentiels pour l'analyse MPPT à l'aide des différentes techniques, en fonction des variations météorologiques.

Tableau IV.1: Valeurs Pmpp et Vmpp, Impp en fonction d'Irradiation et la température.

Irradiation(W/m²)	**500**	**600**	**800**	**1000**	**1000**	**1000**
Température(°C)	**25**	**25**	**25**	**25**	**35**	**45**
Pmpp(W)	**49870.4**	**60072.6**	**80445.2**	**100725**	**97721.5**	**96204.6**
Vmpp(V)	**270.839**	**271.717**	**272.836**	**273.5**	**264.292**	**259.781**
Impp(A)	**184.133**	**221.085**	**294.848**	**368.28**	**369.748**	**370.748**

IV.5.2 Choix des Composants du Convertisseur Z-source

RLaod = 2.5 Ohm ;

L1=L2=L=0.005 Henry ;

C1=C2=C=1e-3 F ;

La Figure IV.27 illustre les variations météorologiques appliquées aux différentes techniques. Ces variations sont choisies pour couvrir une large gamme d'irradiance et de température. Elles sont présentées sous forme d'échelons, afin de tester la réactivité du système.

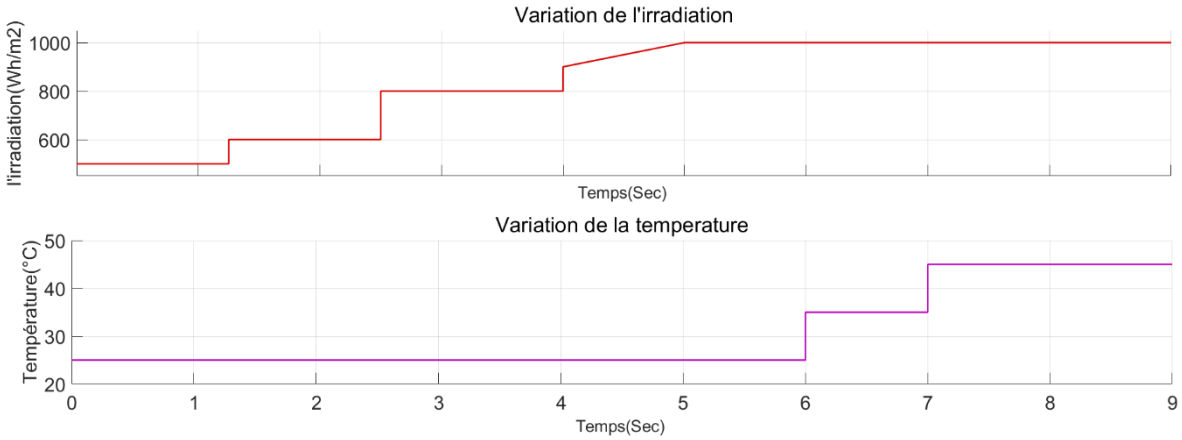


Figure IV.27: Variation météorologique de l'irradiation et de la température.

IV.5.3 Résultats de la simulation de la technique de la tension fixe :

IV.5.3.1 Interprétation des résultats :

- Les résultats obtenus sur la figure IV.28(a) donne une tension Vpv fixe selon la valeur de la tension de référence préalablement choisie, Vref=273,5V (voir figure IV.16), tandis que la tension Vout varie en fonction de la puissance générée par le générateur PV.
- Sur la figure IV.28(b), on observe que le courant Ipv est variable et s'ajuste à la puissance fournie par le générateur PV en fonction des variations métrologiques. Le courant Iout varie quant à lui selon la tension de sortie, afin que la puissance consommée par la charge soit égale à la puissance générée par le générateur PV.

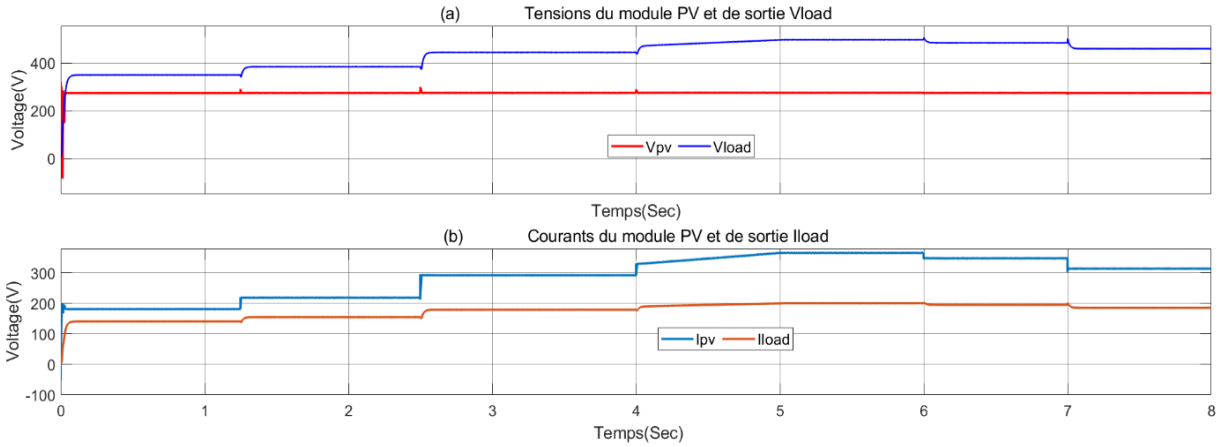


Figure IV.28: Variation des tensions et des courants à l'entrée PV et à la sortie RLoad.

- La figure IV.29 montre que la puissance d'entrée réagit aux variations des variables métrologiques, et que la puissance de sortie est en concordance avec celle de la puissance d'entrée, avec un écart observé minime. Cela met en évidence l'efficacité de la méthode employant l'adaptateur à source Z.

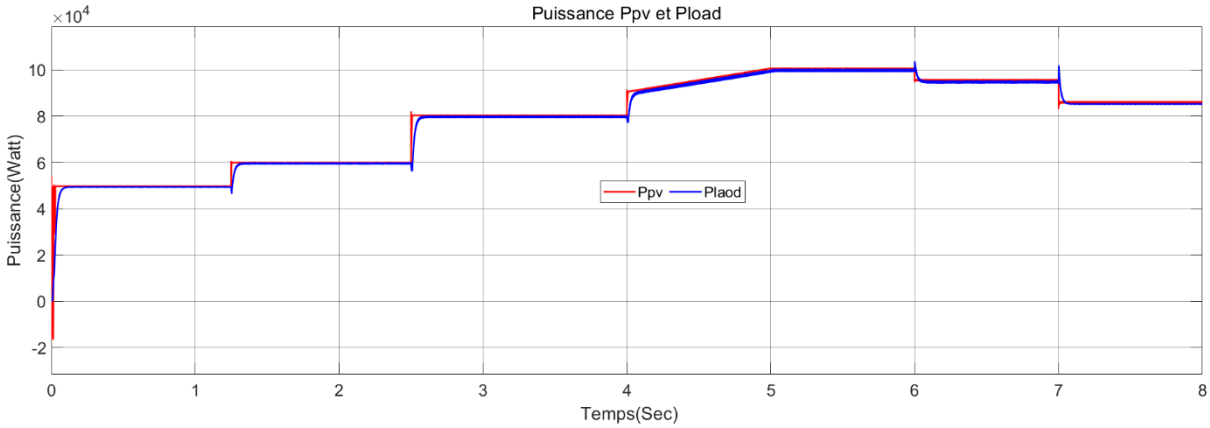


Figure IV.29: Variation des Puissance Ppv et Pout

La Figure IV.30 illustre la variation du rapport cyclique D, limité entre 0 et 0,5.

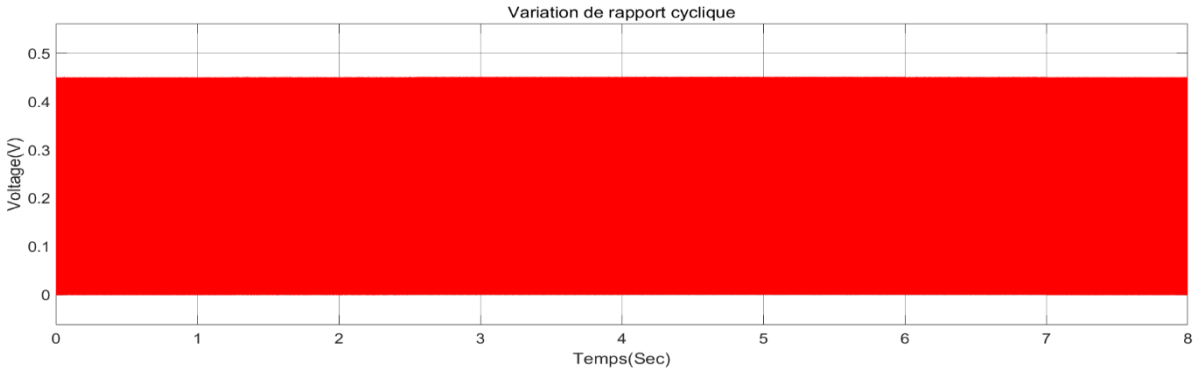


Figure IV.30: Variation du rapport cyclique D.

Pour une meilleure visualisation de cette variation du rapport cyclique D, la Figure IV.31 présente un zoom sur D. Toutefois, avant d'attaquer l'IGBT, le signal D sera instantanément transformé en un signal PWM, où l'état "1" correspondra à l'état de court-circuit.

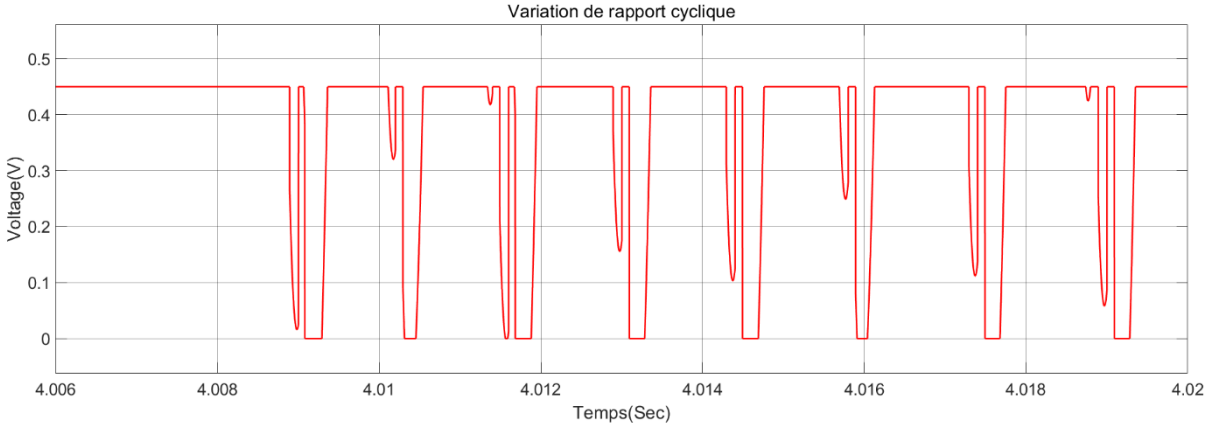


Figure IV.31: Zoom du rapport cyclique.

IV.5.4 Résultats de simulation des deux techniques : P&O et Incrémental Conductance

Les figures IV.32-a et IV.32-b montrent respectivement les tensions (Vpv et Vout) ainsi que les courants (Ipv et Iout) pour les techniques P&O et Incrémental Conductance (INC). Une analyse comparative de leurs performances donne :

- **Temps de Réponse** :

Les deux techniques affichent un retour rapide vers un point stable (MPP) des paramètres Vpv, Ipv, Vout et Iout chaque fois qu'il y a une variation météorologique.

- **Stabilité :**

Le système se stabilise une fois qu'il atteint le V_{MPP} et le I_{MPP} dans les deux techniques. assurant une production d'énergie optimisée.

- **Oscillations** :

On observe de légères oscillations autour du point MPP dans les deux techniques,

- **Adaptation Courant-Tension :**

Le courant Ipv s'adapte à la tension Vpv pour optimiser la puissance photovoltaïque Ppv. La tension Vout s'ajuste selon le gain B du convertisseur Z-source (relation 2.11), et le courant Iout s'aligne sur Vout pour atteindre la puissance de sortie Pout.

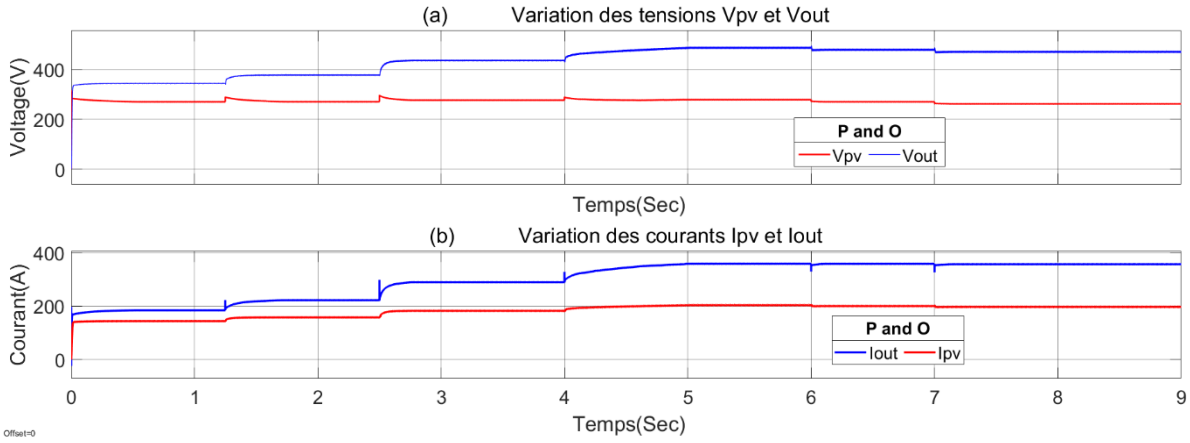


Figure IV.32-a: Les tensions Vpv, Vout, Ipv, Iout pour la technique P and O.

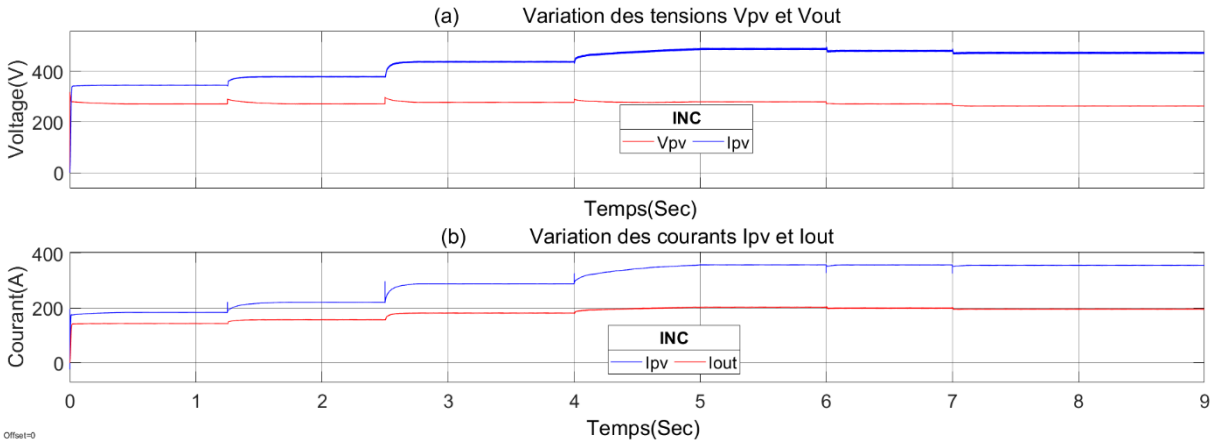


Figure IV.32-b: Les tensions Vpv, Vout, Ipv, Iout pour la technique INC.

Les figures IV.33 et IV.34 présentent un zoom appliqué à la tension Vpv autour de l'instant t=1 s pour les techniques P&O et INC respectivement, Il est observé que la valeur Vmpp se

situe dans la zone d'oscillation pour les deux techniques. L'intervalle de cette zone d'oscillation est quasiment identique pour les deux méthodes.

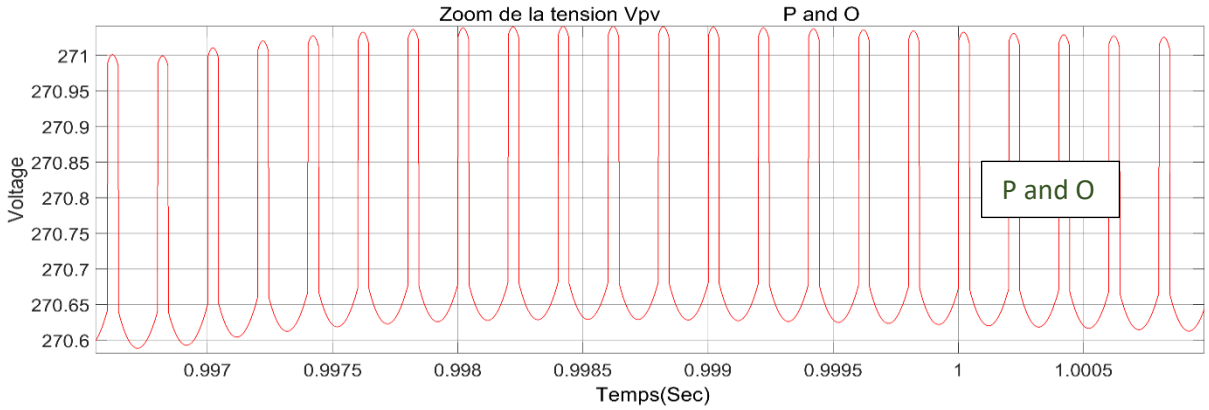


Figure IV.33 : Zoom de la tension Vpv pour la technique P and O.

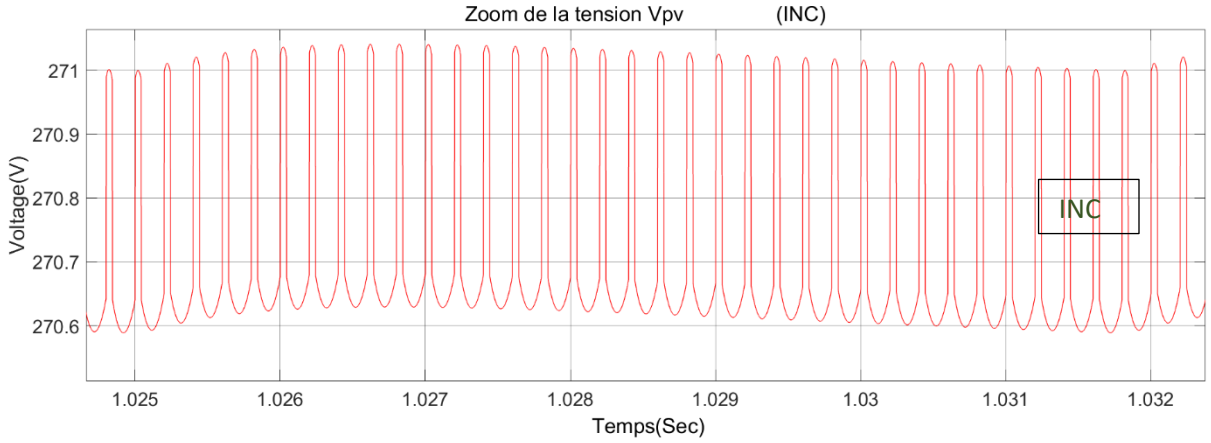


Figure IV.34 : Zoom de la tension Vpv pour la technique INC**.**

Les figures IV.35 et IV.36 montrent les puissances Ppv et Pout pour les deux techniques P&O et INC. Ou on observe pour les deux techniques, la puissance de sortie Pout est légèrement inférieure à la puissance fournie par le générateur Ppv. Par ailleurs, les remarques concernant le temps de réponse et la stabilité restent cohérentes avec celles notées pour les figures IV.32.

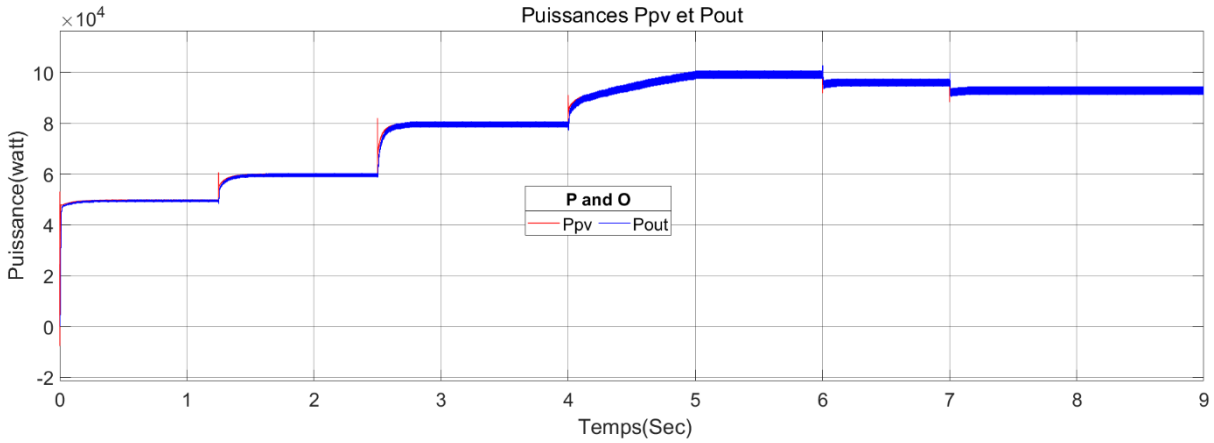


Figure IV.35: Les puissances Ppv et Pout de la technique P and O.

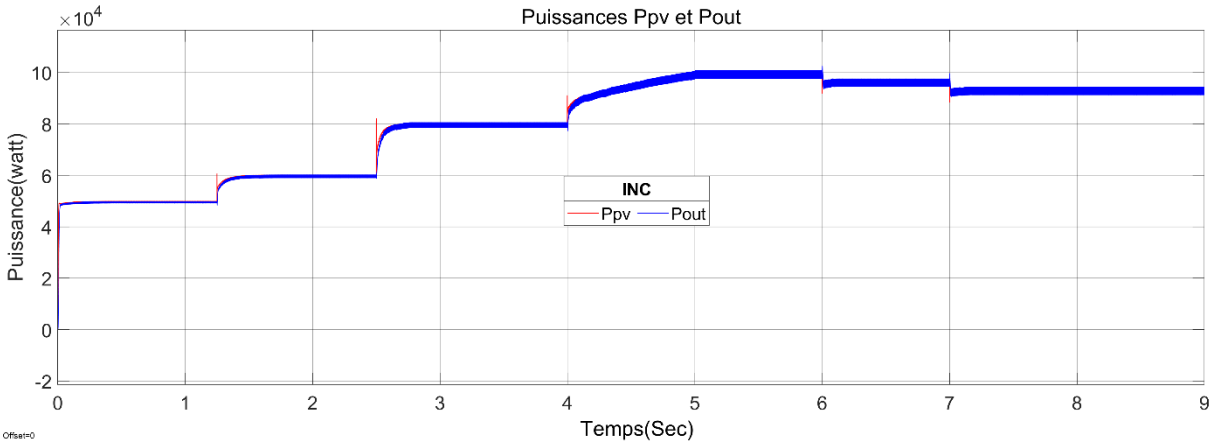


Figure IV.36: Les puissances Ppv et Pout de la technique INC.

Les figures IV.37 et IV.38 montrent les rapports cycliques pour les techniques P&O et INC, ou D est toujours inferieur a 0.5.

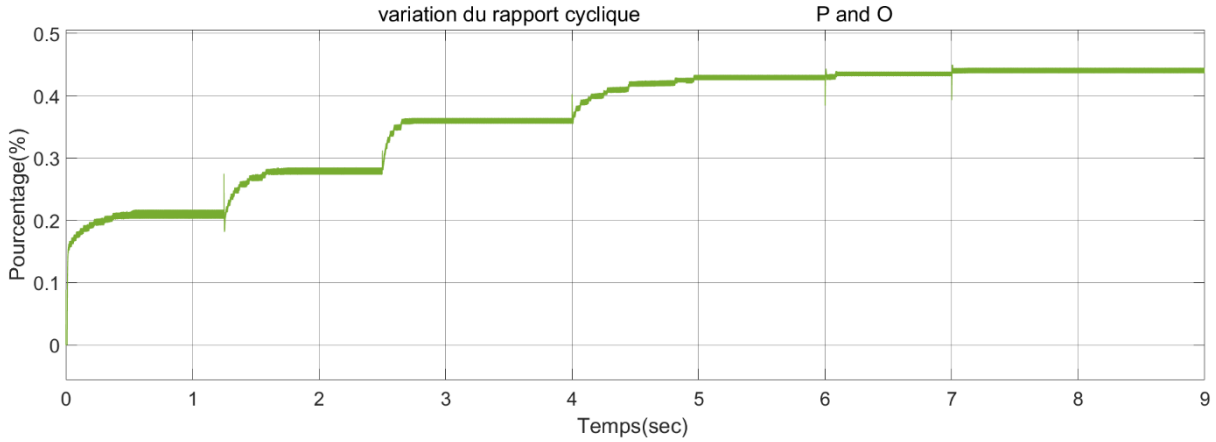


Figure IV.37: Rapport cyclique de la technique P and O.

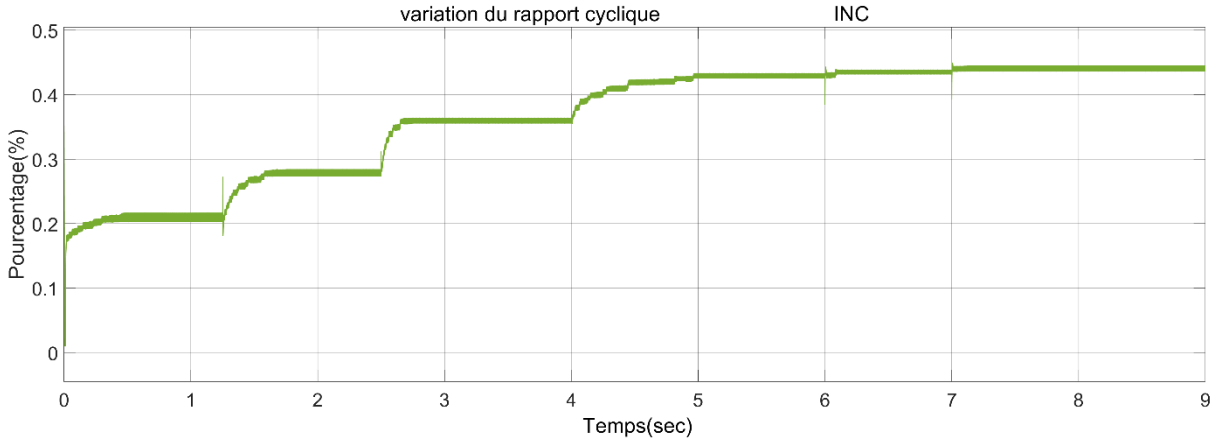


Figure IV.38: Rapport cyclique de la technique INC.

IV.5.4.1 Analyse comparative entre les deux techniques P and O et INC :

Afin de mener une analyse comparative, le tableau IV.1 présente les puissances Pmpp et les tensions Vmpp, en fonction des variations météorologiques, extraites du tableau IV.1. Le système PV, pour les deux techniques, subit une légère perturbation lors des variations

météorologiques, mais continue sa recherche du point MPP et se stabilise (variation minime autour du MPP) jusqu'à la prochaine variation. Le tableau IV.2 examine, durant cette période de stabilité, les valeurs moyennes relatives au générateur (Ppv, Vpv, Ipv) ainsi que celles concernant la charge (Pout, Vout, Iout) pour les deux techniques.

Tableau IV.2: Relevé des valeurs (Ppv, Vpv, Ipv, Pout, Vout, Iout) tout au long des variations météorologiques.

Instant t(sec)		1.2	2.25	3.75	5.75	6.8	8
Pmpp		**49870.4**	**60072.6**	**80445.2**	**100725**	**97721.5**	**96204.6**
Ppv	PandO	4.986e+04	5.986e+04	8.031e+04	1.007e+05	9.769e+04	9.411e+04
	INC	4.98e+04	6.007e+04	8.042e+04	9.996e+04	9.761e+04	9.465e+04
Vmpp		**270.839**	**271.717**	**272.836**	**273.5**	**264.292**	**259.781**
Vpv	PandO	271.1	270.5	272.1	273.7	265.5	260.8
	INC	270.8	271.7	271.3	273.7	265.4	257.3
Impp		**184.133**	**220.085**	**294.848**	**368.28**	**369.748**	**370.748**
Ipv	PandO	183.7	222	295.4	367.8	368	360.8
	INC	183.9	221.09	296.4	365.2	367.8	367.8
Pout	PandO	4.943e+04	5.96e+04	7.971e+04	1.00e+05	9.726e+04	9.396e+04
	INC	4.959e+04	5.967e+04	7.924e+04	9.956e+04	9.595e+4	9.259e+04
Vout	PandO	298.3	327.5	378.8	424.3	418.4	411.3
	INC	298.8	327.7	377.7	423.3	415.6	408.2
Iout	PandO	165.7	182	209.7	235.7	232.4	228.5
	INC	166	182.1	209.8	235.2	230.9	226.8

Le tableau IV.3 présente les pourcentages d'efficacités du point de fonctionnement ηMPPT selon la relation (3.10) extraite du tableau IV.2 en fonction des différentes valeurs météorologiques, pour les deux techniques.

Tableau IV.3: Valeurs du rendement du point de fonctionnement ηMPPT

Instant t(sec)		**1.2**	**2.25**	**3.75**	**5.75**	**6.8**	**8**
ηMPPT en %	~~PandO~~	99.97	99.64	99.83	99.97	99.96	98.13
	INC	99.85	99.81	99.90	99.97	99.88	98.38

Les pourcentages obtenus montrent la bonne efficacité des deux techniques.

IV.6 Chaîne de Conversion d'un Système PV-Batterie avec Onduleur à Source Z à Cinq Niveaux en H-Bridge.

C'est un système non connecté au réseau, conçu pour fournir une alimentation autonome et stable en optimisant la gestion de l'énergie photovoltaïque (PV) et des batteries.

La figure IV.39 illustre le synoptique du système PV-Batterie avec onduleur Z-source à cinq niveaux H-Bridge, Ce système comprend :

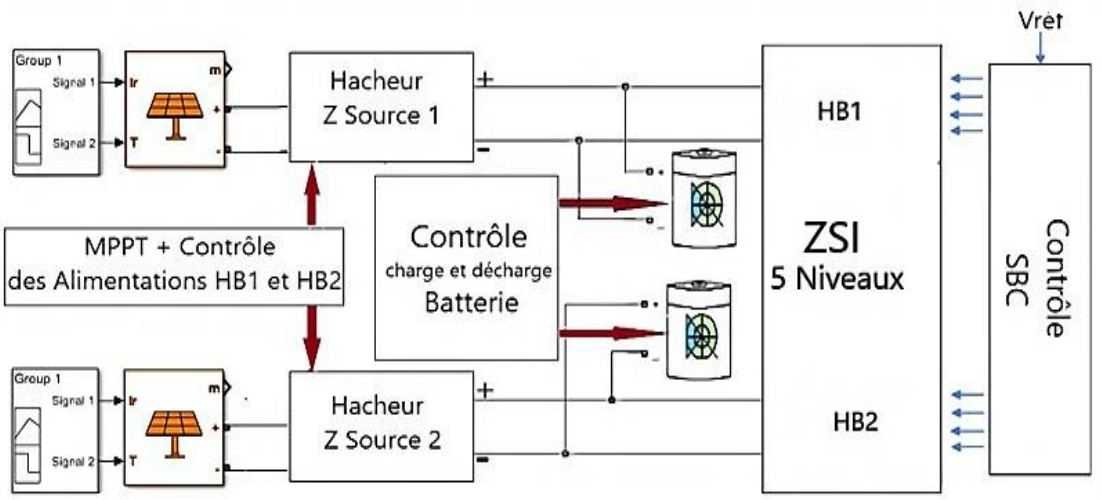


Figure IV.39: Synoptique du Système Non connecté PV-Batterie avec onduleur cinq niveaux à H-Bridge.

- Deux hacheurs Z-source décentralisés, chacun optimisant indépendamment la puissance des générateurs PV.
- Deux batteries avec contrôleurs de charge et décharge individuels.
- Un onduleur Z-source à cinq niveaux H-Bridge
- Un système de commande.

IV.6.1 Système de commande :

Quatre commandes interagissent de manière harmonieuse pour garantir un fonctionnement optimal et autonome du système, permettant d'exploiter efficacement l'énergie solaire.

i. Commande MPPT : Cette commande ajuste indépendamment les hacheurs Z-source 1 et 2 pour contrôler les points de puissance maximale (MPP) des générateurs photovoltaïques.

ii. Commande SBC ou MBC : Cette commande délivre des séquences de fonctionnement aux interrupteurs des deux H-bridges de l'onduleur Z-source. Elle contrôle le niveau d'amplitude de sortie selon la tension de référence en ajustant les états de court-circuit. Elle utilise un contrôleur PI pour chaque Bras

iii. Commande du Convertisseur Bidirectionnel : Cette commande permet de charger la batterie lorsque l'énergie produite dépasse la demande ou de décharger lorsque la production est insuffisante, assurant ainsi une alimentation continue.

iv. Commande de Tension Fixe : Cette commande est appliquée aux hacheurs Z-source pour réguler leurs sorties et fournir des tensions fixes aux H-bridges HB1 et HB2, qui forment l'onduleur Z-source à cinq niveaux.

L'objectif consiste à stabiliser la tension de sortie Vbus de l'hacheur Z-source en la comparant à une tension de référence prédéfinie, destinée à alimenter le H-bridge de l'onduleur, et à contrôler le système via un courant de référence IBref défini pour réguler la consommation, comme illustré dans la Figure IV.40.

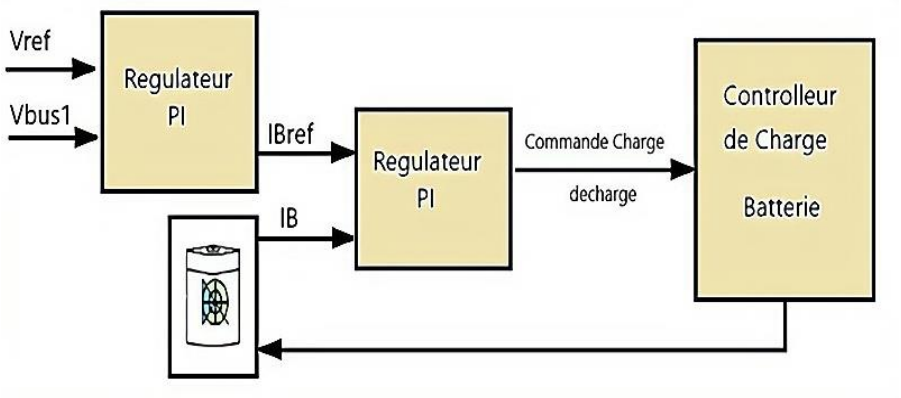


Figure IV.40 : Synoptique de la gestion de la tension Vbus et contrôle de la consommation du système.

En complément, un contrôleur PI est intégré pour gérer efficacement la charge et la décharge de la batterie. Ce contrôleur ajuste l'alimentation en fonction de la puissance délivrée et de celle consommée par la charge.

IV.6.2 Choix des Composants

- ✓ Caractéristique de la batterie :Voltage Nominal : 24V, Capacité :50Ah, Soc initial : 45%
- ✓ Caractéristique de la charge : Rload= 200Ω ; Rload1=400Ω ;Vréf=50V
- ✓ Caractéristique du panneaux PV: Figure IV.41

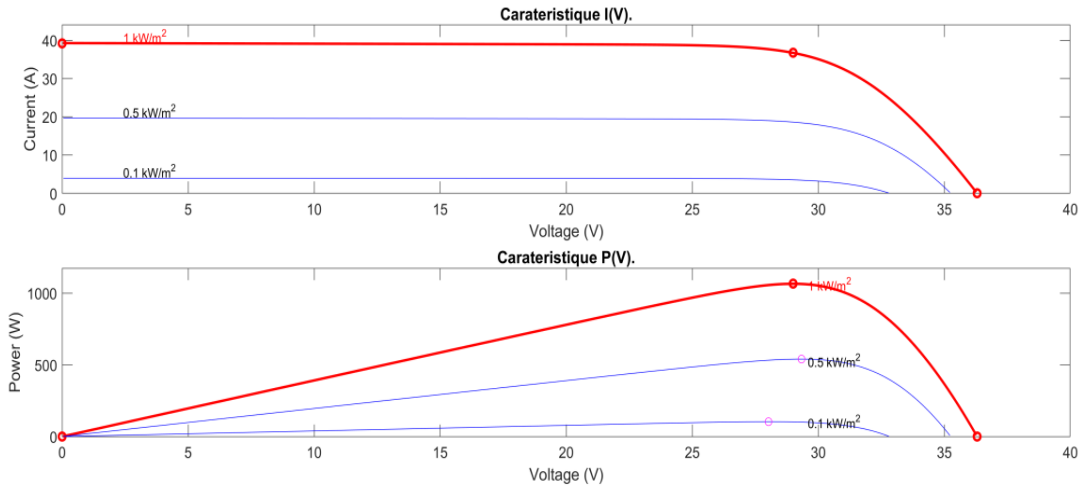


Figure IV.41 : Caractéristique du panneaux PV.

IV.6.3 Résultats de simulation :

La commande de l'onduleur repose sur la tension Vc. Les figures sont regroupées comme suit:

- ✓ gestion de la batterie
- ✓ Suivi du point de puissance maximale (MPPT)
- ✓ Commande de l'onduleur Z-source
- ✓ Analyse de la sortie de cet onduleur.

IV.6.3.1 Résultats de simulation Avec la commande SBC :

Gestion de la batterie et le suivi du point de puissance maximale (MPPT), ainsi que la tension fixe à la sortie des hacheurs (figure IV.42).

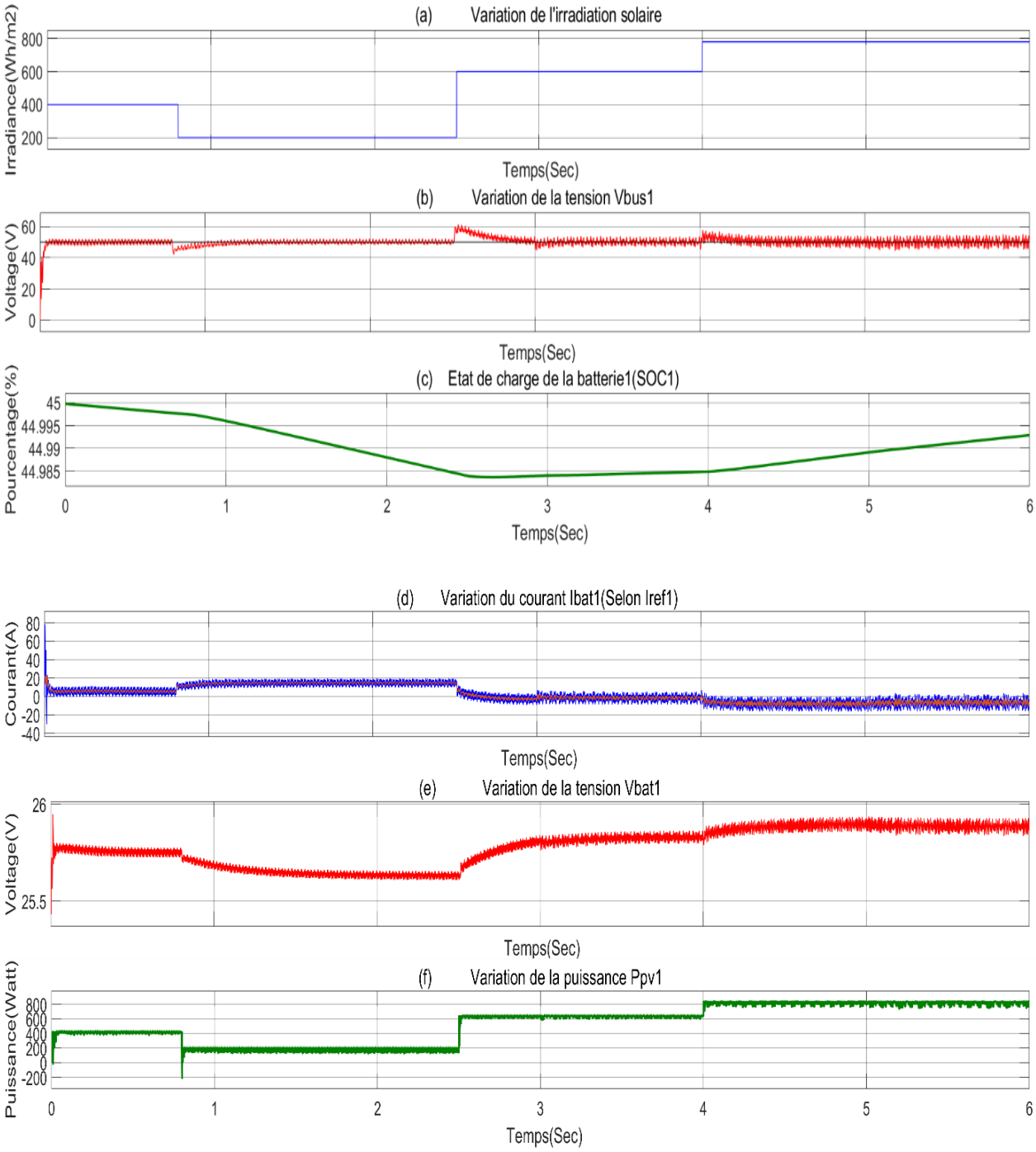


Figure IV.42: Gestion de batterie et la MPPT.

- Figure IV.42(a): Montre la variation de l'irradiation avec la température fixée à 25 °C.
- Figure IV.42(b) : Indique que la tension Vbus suit la tension Vréf choisie, même avec les variations de l'irradiation, ce qui témoigne de la robustesse du MPPT.
- Figure IV42(c) : Illustre que l'état de charge (SOC) de la batterie varie en fonction de l'irradiation, ce qui indique un bon contrôle de la charge et de la décharge via le convertisseur bidirectionnel. Cela souligne également la robustesse du contrôleur PI, qui délivre la commande à ce dernier en fonction du courant de référence déduit.
- Figure IV.42(d) : Montre le bon suivi, en sens et en valeur, du courant IB en fonction de la variation du courant de référence par rapport à la puissance délivrée et consommée ; un courant positif signifie que la batterie se décharge.
- Figure IV.42(e) : Présente le niveau de la tension de la batterie.
- Figure IV.42(f) : Démontre que la puissance extraite du module PV est maximale et suit les variations de l'irradiation, concluant ainsi à une meilleure performance du MPPT.

✓ **Commande de l'onduleur Z source avec la commande SBC** (figure IV.43)

- Figure IV.43(a) : Variation de la résistance de charge.
- Figure IV.43(b) : Variation de la tension de référence de l'onduleur.

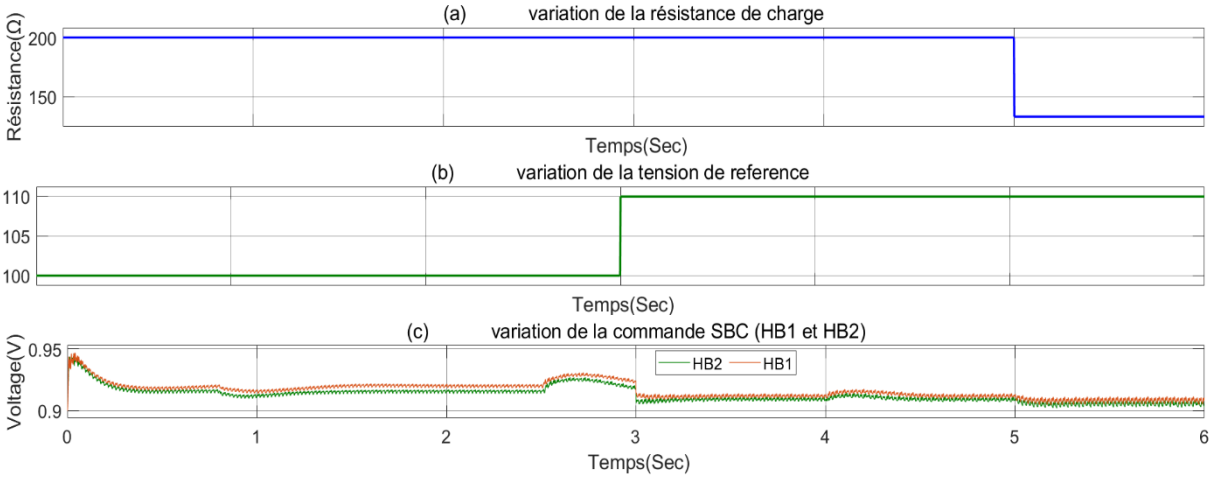


Figure IV.43: Gestion de la commande ZSI.

- Figure IV.43(c) : Les tensions appliquées à la commande SBC permettent de déterminer les tensions Vbus des bus continus de HB1 et HB2 de l'onduleur à source Z, en fonction des variations de la tension de référence illustrées dans la Figure IV.43(b). Ces tensions se situent dans l'intervalle de commande [0,9 ;1] car on a choisi r=0.9.

✓ **Commande de l'onduleur Z-source, et analyse de la sortie de cet onduleur.**

L'étude des résultats obtenus sur la Figure IV.44(a,b,c,d,e,f), qui représente l'analyse de la tension de sortie composite Vph de l'onduleur, se révèle similaire à celle réalisée pour la commande SBC ou MBC de l'onduleur ZSI au chapitre II.

- La Figure IV.44-a montre la tension Vbus(résultats obtenus au borne du condensateur Vc) de l'onduleur ZSI qui suit rapidement les variations de référence (illustrées dans la Figure IV.43(b)) et atteint une stabilité en 0,25 s. Comme on observe une légère fluctuation due aux variations métrologiques et de la charge, Cela démontre la robustesse des contrôleurs PI

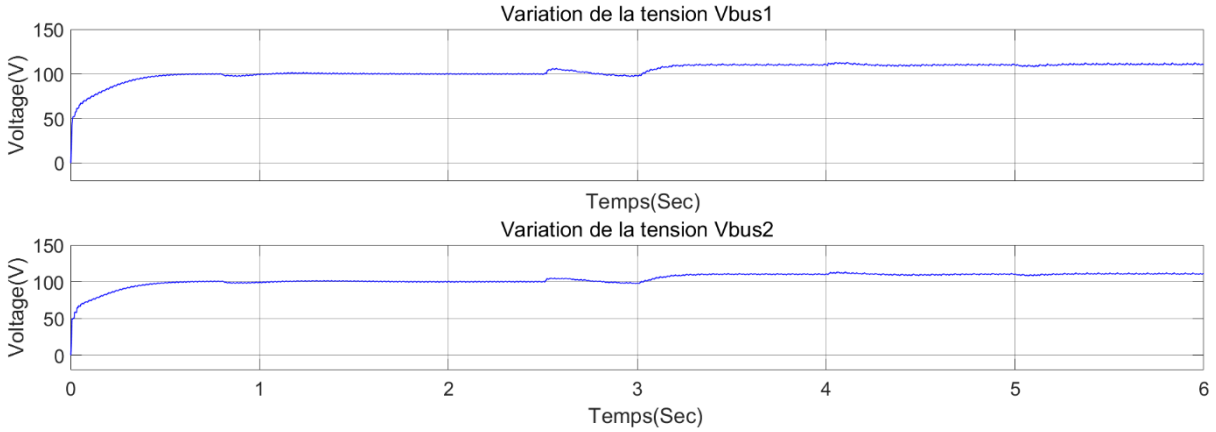


Figure IV.44-a: Variation des tensions de bus HB1et HB2 de l'onduleur ZSI.

- La Figures IV.44-b montre la forme du signal de sortie Vph. On observe une légère variation due aux variations métrologiques et de charge.

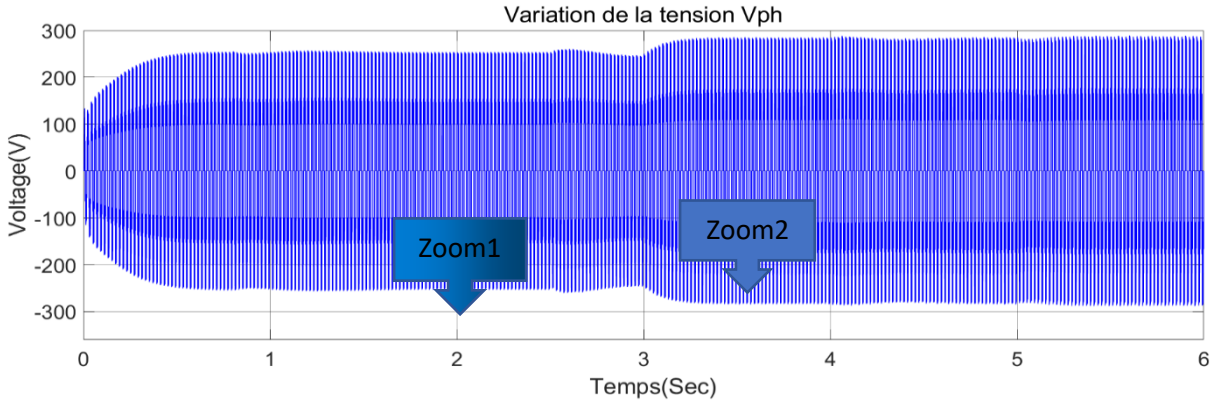


Figure IV.44-b: Variation de la tension de sortie composite Vph.

- La figure IV.44-c présente un zoom appliqué à la tension Vph autour de l'instant t=2 s. Il est observé que Vph est un signal à cinq niveaux, caractéristique du fonctionnement de l'onduleur multiniveaux en H-Bridge étudié.

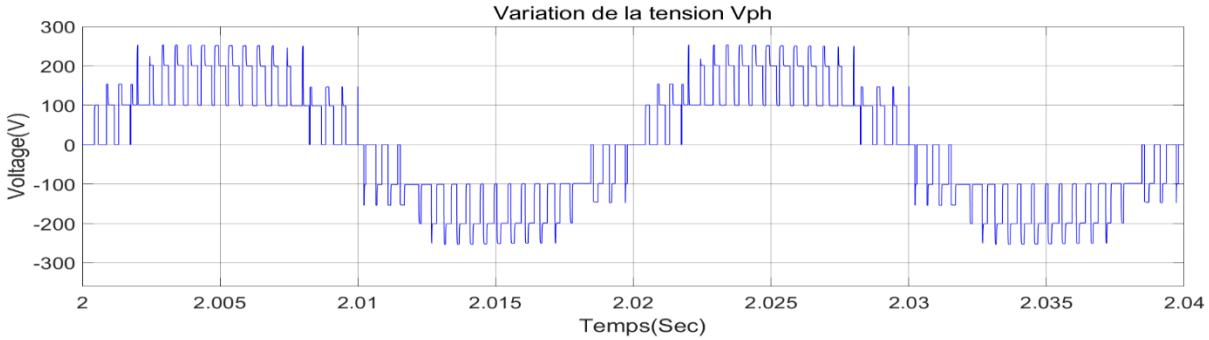


Figure IV.44-c : Variation de la tension de sortie composite Vph (zoom1).

- La figure IV.44-d présente l'analyse spectrale de la tension de sortie composite Vph dans la zone zoom1.

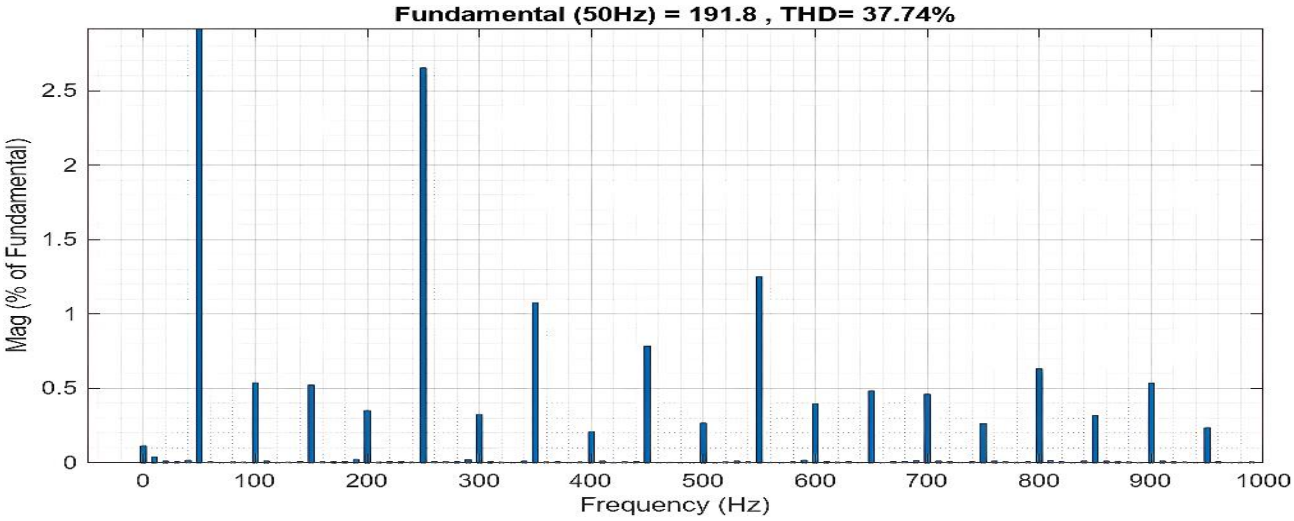


Figure IV.44-d: THD de la tension de sortie composite Vph (zoom1)

- La figure IV.44-e illustre la variation de la tension de sortie composite Vph dans la zone zoom2. Les mêmes observations que celles relevées dans la figure IV.44-c peuvent être faites.

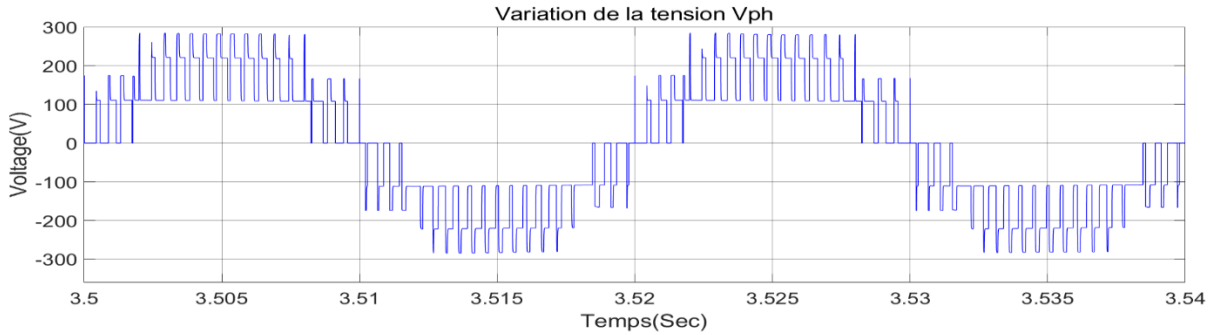


Figure IV.44-e : Variation de la tension de sortie composite Vph (zoom2)

Similairement à la figure IV.44-d, la figure IV.44-f présente une analyse spectrale dans la zone zoom2.

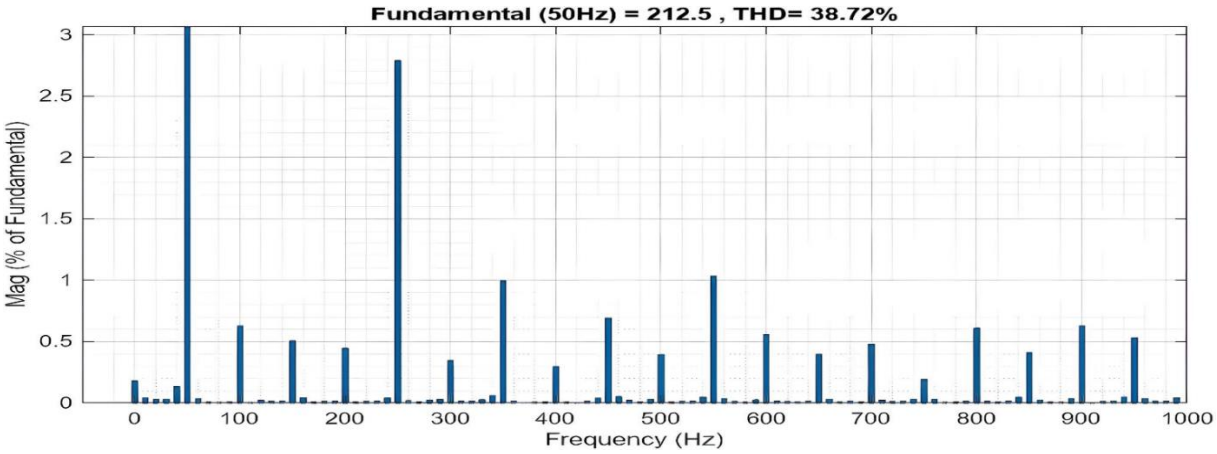


Figure IV.44-f : THD de la tension de sortie composite Vph (zoom2).

Calcul du Gain B : le tableau IV.4 illustre les gains dans les deux zones ou les valeurs de référence vaux respectivement 100V et 110V.

Tableau IV.4 : le gain B dans les deux zones (Zoom 1 et2)(r=0.9, Vdc=50V)

Zone	Tension du fondamental	Valeurs de THD	B=B1=B2
Zoom1	191.8 V	37.74	2.3
Zoom2	215.5 V	38.72	2.34

Enfin, l'analyse spectrale (THD) de la tension Vph aux Figures IV.44-d et IV.44-f, réalisée aux instants t=2 s et t=3,5 s avec des amplitudes différentes (où B=2,3 et 2,34 respectivement), a donné des résultats conformes, malgré l'apparition légère de l'harmonique de rang cinq.

IV.6.3.2 Résultats de simulation avec la commande MBC

À l'exception du remplacement du contrôleur SBC par un contrôleur MBC dans la figure IV.39. Les résultats obtenus sont similaires, bien que certains aspects ressortent particulièrement au niveau de l'étage de sortie, en raison de la commande MBC avec Z-source (comme abordé dans le chapitre II).

NB : Les mêmes démarches sont suivies lors de l'analyse de la tension Vph au niveau de l'étage de sortie.

- La Figure IV.45 illustre la commande MBC appliquée aux H-bridges HB1 et HB2, qui présentent de petites oscillations en raison des coefficients des régulateurs PI et de l'alimentation de l'H-bridge de l'onduleur. Les commandes se situent dans l'intervalle [0, 0.5]

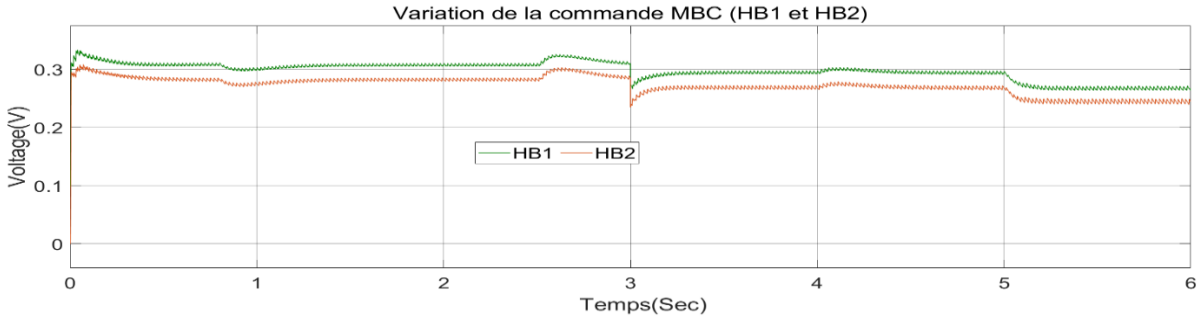


Figure IV.45 : Commande MBC appliquée aux H-bridges HB1 et HB2

- La figure IV.46 montre que les variations des tensions Vbus1 et Vbus2 suit la tension de référence donné par la figure IV.43(b), même lors des variations métrologiques ou de la

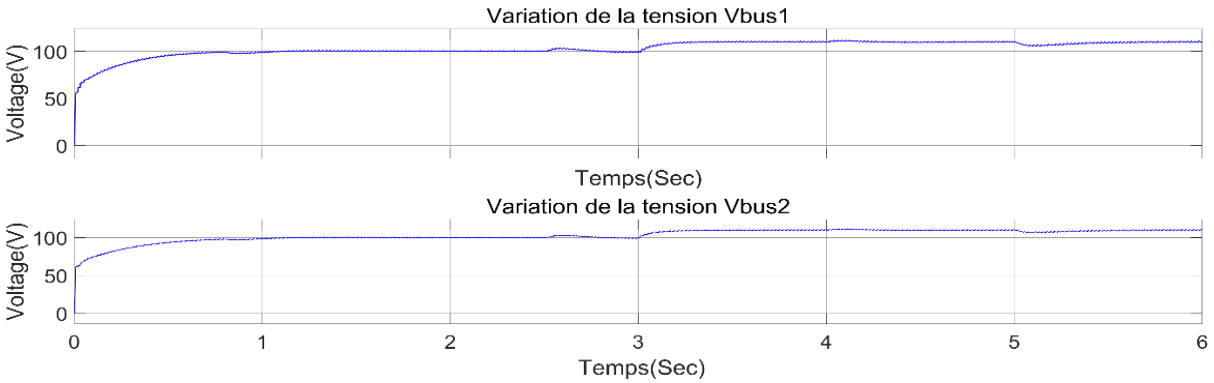


Figure IV.46: Variation de la tension Vbus1 et Vbus2 (HB1 et HB2) de l'onduleur ZSI (aux bornes du condensateur).

charge qui influe légèrement avec un retour rapide à la stabilité en environ 0,25 s met en évidence la robustesse du contrôleur PI.

- La figure IV.47 présente la tension de sortie composite Vph de l'onduleur ZSI.

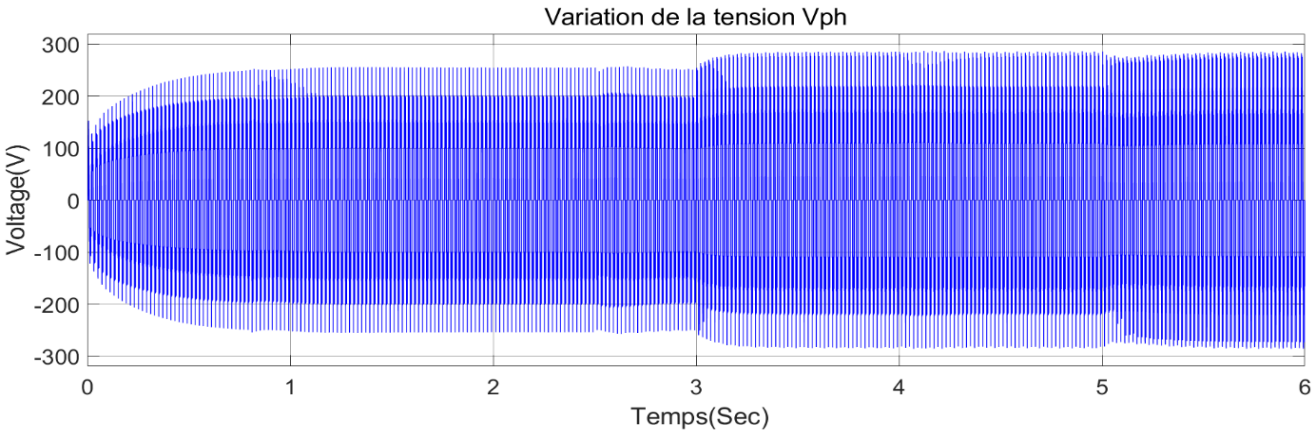


Figure IV.47: La tension de sortie composite Vph de l'onduleur ZSI.

Une analyse spectrale effectué au instants t=2s et t=3.5s figure IV.48 et IV.49 respectivement. On constate l'apparition des harmoniques de rang 3 et 5 avec des faibles taux de 3,4 % et 3 % respectivement. Ces taux restent inférieurs à 5 % (comme la norme IEEE 1547).

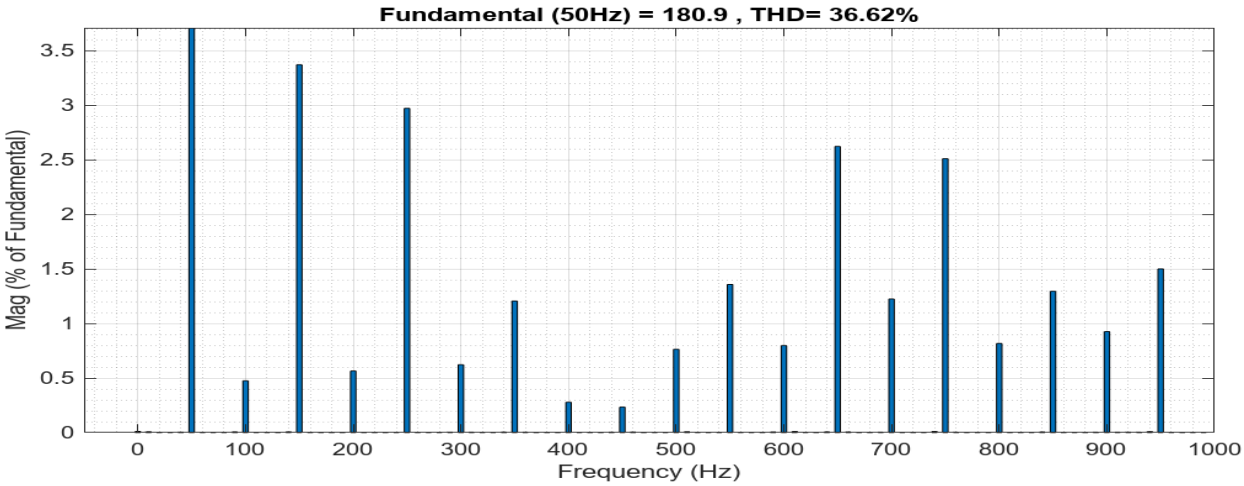


Figure IV.48: THD de la tension Vph a t=2s.

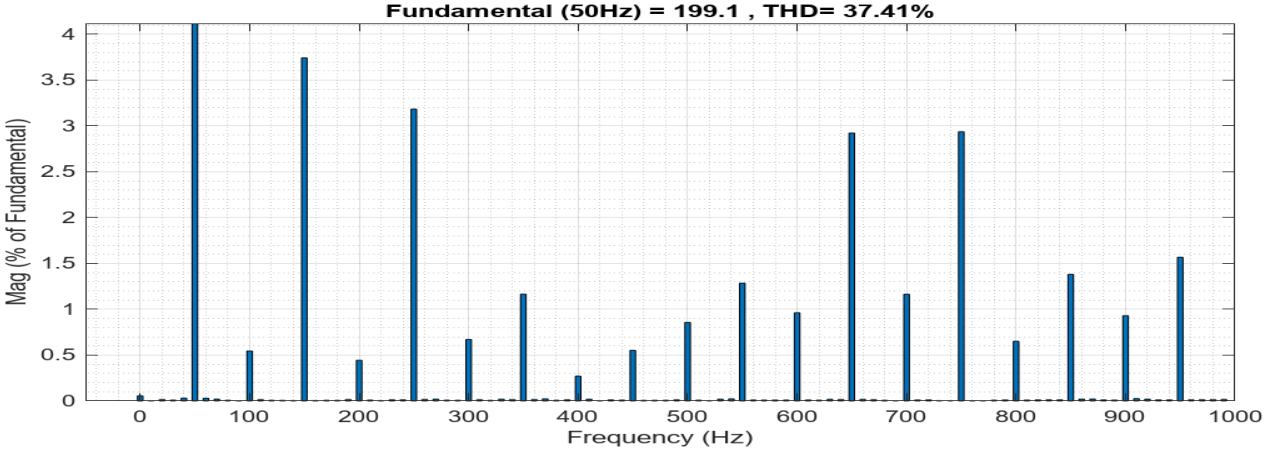


Figure IV.49: THD de la tension Vph a t=3.5s.

Calcul du Gain B : le tableau IV.5 illustre les gains dans les deux zones ou les valeurs de référence vaux respectivement 100V et 110V

Tableau IV.5 : le gain B dans les deux zones (Zoom 1 et 2), (r=0.9 et Vdc=50V)

Zone	Tension du fondamental	Les valeurs de THD	B=B1=B2
Zoom1	180.9 V	36.62	2.01
Zoom2	199.9 V	37.41	2.2

Il ressort que la chaîne de conversion d'un système autonome PV-Batterie, équipée d'un onduleur à source Z à cinq niveaux en H-Bridge et utilisant la commande MBC, offre des performances supérieures à celles de la commande SBC, comme l'a révélé l'analyse spectrale. Toutefois, la commande SBC a permis d'obtenir des coefficients d'amplification B plus élevés que ceux obtenus avec la commande MBC.

IV.7 Conclusion

Dans ce chapitre, une étude approfondie de la source d'énergie photovoltaïque a été réalisée, en analysant les grandeurs influentes et en introduisant les algorithmes MPPT via un hacheur à Z-source (P&O, méthode de tension fixe et Incrémental Conductance). Les résultats obtenus avec les deux techniques, P&O et INC, sont bons et très proches, ce qui a permis de démontrer l'efficacité de la gestion de l'énergie sous diverses conditions. Ces résultats ont facilité l'intégration d'un onduleur Z-source dans un système PV-batterie. Combinée aux commandes SBC et MBC du chapitre II et aux techniques MPPT étudiées ici, cette configuration assure une gestion optimale de l'énergie. Enfin, l'ajout d'un convertisseur bidirectionnel DC-DC, permettant de contrôler la charge et la décharge de la batterie, renforce l'autonomie du système.

CONCLUSION GENERALE

L’analyse des fondamentaux des sources d'énergie, du stockage et des chaînes de conversion dans le premier chapitre met en évidence le rôle central des énergies renouvelables dans la transition énergétique. Elles répondent aux défis climatiques tout en atténuant l’épuisement progressif des ressources fossiles. Parmi ces sources, l’énergie solaire se distingue par sa popularité croissante, soutenue par des avancées technologiques significatives et une réduction continue des coûts.

Ce constat nous a conduits à contribuer à ce domaine en introduisant un système photovoltaïque intégrant des convertisseurs à source Z. Leur introduction permet d’identifier et d’exploiter des états libres dans la commande des onduleurs, facilitant ainsi la mise en œuvre d’états de court-circuit. De plus, ces convertisseurs réduisent le nombre de composants, ce qui favorise une conception plus compacte et fiable tout en optimisant les coûts. Ils assurent également une amplification efficace du bus continu à des valeurs élevées, renforçant ainsi les performances du système.

Le deuxième chapitre a approfondi cette topologie, qui repose sur des inductances et des condensateurs pour introduire des états de court-circuit contrôlés. Cette approche confère aux convertisseurs une capacité d’amplification et une adaptabilité aux variations de charge, les rendant particulièrement efficaces pour les applications d’énergie renouvelable.

Dans ce cadre, nous avons associé les convertisseurs à source Z aux onduleurs multiniveaux H-Bridge et exploré deux techniques de contrôle : le Simple Boost Control (SBC) et le Maximum Boost Control (MBC). Ces techniques ont été mises en œuvre afin de stabiliser la tension de sortie de l’onduleur. Les résultats obtenus ont montré un bon taux de distorsion harmonique total (THD), confirmant ainsi la robustesse des régulateurs adoptés, le choix optimisé de la modulation de largeur d'impulsion (PWM) et l'équilibrage efficace des commutations, tout en assurant une gestion contrôlée des états de court-circuit.

Notre contribution dans le troisième chapitre s’est focalisée sur l’introduction de la technique SHEPWM (Selective Harmonic Elimination Pulse Width Modulation) afin d’éliminer les harmoniques de rang pair et impair. Les résultats obtenus avec cette technique ont été particulièrement prometteurs, renforçant l’efficacité du système.

Le quatrième chapitre a abordé l’optimisation des systèmes photovoltaïques, en particulier à travers l’implémentation d’algorithmes de suivi du point de puissance maximal (MPPT), tels

que P&O et la conductance incrémentale, en relation avec les convertisseurs à source Z. L'optimisation de l'extraction d'énergie a permis de développer un système photovoltaïque autonome intégrant un ensemble combiné de panneaux solaires, de batteries, de convertisseurs à source Z et d'onduleurs multiniveaux. Les performances de ce système se sont révélées satisfaisantes, avec une amélioration du THD et du facteur d'amplification. Toutefois, des harmoniques de rang 3 et 5, bien que de faible amplitude (inférieure à 3,4 %), apparaissent lorsque le facteur d'amplification (B) augmente. Cela suggère qu'une optimisation supplémentaire des régulateurs PI ou l'exploration d'autres stratégies de régulation pourraient encore améliorer ces performances.

Enfin, l'application de la commande décentralisée s'est révélée particulièrement efficace pour la gestion des systèmes complexes. Elle permet un contrôle indépendant des sous-systèmes tout en assurant une coordination globale, évitant ainsi le recours aux commandes d'équilibrage de tension et simplifiant la gestion des systèmes autonomes. De plus, elle facilite la maintenance et autorise un fonctionnement à basse fréquence. Par ailleurs, les régulateurs PI ont démontré leur robustesse en garantissant la stabilité du système et en s'adaptant efficacement aux variations de charge et de référence.

Perspectives

Les résultats obtenus dans ce travail ouvrent plusieurs axes d'approfondissement :

1. Amélioration des régulateurs : Bien que les régulateurs PI aient prouvé leur robustesse, une optimisation supplémentaire pourrait améliorer la stabilité et la réponse dynamique aux variations de charge et de référence. L'exploration de régulateurs plus avancés, tels que les PID optimisés, les contrôleurs prédictifs ou les techniques basées sur l'intelligence artificielle, constitue une voie prometteuse.

2. Chaînes de conversion hybrides : L'extension des systèmes photovoltaïques autonomes à des solutions hybrides, combinant par exemple photovoltaïque et éolien, permettrait une meilleure exploitation des ressources renouvelables. De plus, l'ajout d'un niveau supplémentaire d'onduleur, avec un équilibrage optimisé des états de court-circuit, pourrait renforcer les performances globales.

3. Réduction des harmoniques : L'optimisation de la mise en œuvre pratique pourrait être réalisée en augmentant le nombre de niveaux de l'onduleur tout en réduisant le nombre

d’interrupteurs, ce qui contribuerait à minimiser davantage les harmoniques de rang 3 et 5 et à améliorer le taux de distorsion harmonique total (THD).

4. Implémentation expérimentale : Une validation expérimentale du système autonome complet (PV, Batterie, Convertisseur H-Bridge multiniveau), notamment avec la commande SHEPWM, permettrait de confirmer les performances obtenues en simulation et d’ouvrir la voie à des applications industrielles.

Références Bibliographies

[1] A. Tabanjat, *"Modelling, control and supervision of multi-source system connected to the network with a buffer storage of electrical energy via hydrogen vector"*, thèse de doctorat, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, France, 2015.

[2] N. Derbel and Q. Zhu, *Modeling, Identification and Control Methods in Renewable Energy Systems*, Green Energy and Technology, Springer, 2018, pp. 1–53, ISBN: 978-981-13-1944-0, ISBN: 978-981-13-1945-7 (eBook). DOI: 10.1007/978-981-13-1945-7.

[3] B. E. B. Bi, P. Gbaha, K. B. Koua, and M. P. E. Koffi, "Dimensionnement et Gestion de l'Energie au Sein d'un Système Hybride de Production d'Energie," *European Scientific Journal ESJ*, vol. 14, no. 36, 2018, doi: 10.19044/esj.2018.v14n36p260.

[4] S. Saib, *"Contribution à l'optimisation d'un système hybride (PV/éolien) avec stockage d'énergie connecté au réseau électrique"*, thèse de doctorat, Université de Sétif, Algérie, 2018

[5] B. E. B. Bi, K. B. Koua, P. Gbaha, and E. P. M. Koffi, "Étude d'un système hybride de production d'énergie," *Afrique SCIENCE*, vol. 16, no. 5, pp. 203–217, 2020.

[6] B. TOUAL, *"Contribution à la Commande et la Gestion des Sources Hybrides d'Énergie Électrique"*, thèse de doctorat, Université de Batna 2, Algérie, 2019.

[7] M. Haddad, *"Sizing and management of hybrid renewable energy system for data center supply"*, thèse de doctorat, Université Bourgogne Franche-Comté, France, 2019.

[8] B. Kim, *"Contribution to the design and control of a hybrid renewable energy generation system based on reuse of electrical and electronics components for rural electrification in developing countries"*, thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse (INPT), France, 2019.

[9] A. Bughneda, M. Salem, A. Richelli, D. Ishak, and S. Alatai, "Review of multilevel inverters for PV energy system applications," *Energies*, vol. 14, no. 6, p. 1585, 2021.

[10] S. Yilmaz and F. Dincer, "Impact of inverter capacity on the performance in large-scale photovoltaic power plants–A case study for Gainesville, Florida," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 15–23, 2017.

[11] S. Yilmaz and F. Dincer, "Impact of inverter capacity on the performance in large-scale photovoltaic power plants–A case study for Gainesville, Florida," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 15–23, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2017.04.121.

[12] https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2024/. Consulté le 1er mai 2024

[13] "https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydroelectricite Consulté le 1er mai 2024

[14] "' J. M. Zinsalo and L. Lamarche, *"Produire de l'électricité par géothermie profonde"*, *Substance ÉTS*, 2017, Canada.

[15] S. Petibon, *"Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques"*, thèse de doctorat, Université Paul Sabatier, Toulouse 3, France, 2009.

[16] *Effets photoélectrique et électroluminescent*, 9 août 2010. [En ligne]. Disponible sur : https://energiepluslesite.be/theories/photovoltaique6/effets-photoelectrique-etelectroluminescent. [Consulté le 25 avril 2024].

[17] I. A. T. O. U. I., *"Contribution au diagnostic de défaut dans une chaîne de production d'énergie"*, thèse de doctorat, Université Badji Moktar de Annaba, Département d'Électrotechnique, Algérie, 2009.

[18] D. H. Tran, *"Conception Optimale Intégrée d'une chaîne éolienne 'passive' : analyse de robustesse, validation expérimentale"*, thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse (INPT), France, 2010.

[19] N. Laverdure, *"Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires"*, thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG), France, 2005.

[20] A. Mseddi, S. Le Ballois, H. Aloui, and L. Vido, "Robust control of a wind conversion system based on a hybrid excitation synchronous generator: A comparison between H∞ and CRONE controllers," *Math. Comput. Simul.*, vol. 158, pp. 453–476, 2019.

[21] A. Dida, F. Merahi, and S. Mekhilef, "New grid synchronization and power control scheme of doubly-fed induction generator based wind turbine system using fuzzy logic control," *Computers & Electrical Engineering*, vol. 84, p. 106647, 2020.

[22] A. T. Singo, *"Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome"*, thèse de doctorat, Université Henri Poincaré-Nancy 1, France, 2010.

[23] L. Croci, *"Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs"*, thèse de doctorat, Université de Poitiers, France, 2013.

[24] M. Urbain, *"Modélisation électrique et énergétique des accumulateurs Li-Ion. Estimation en ligne de la SOC et de la SOH"*, thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, France, 2009.

[25] M. Zandi, *"Contribution au pilotage des sources hybrides d'énergie électrique"*, thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, France, 2010, ffNNT : 2010INPL071N.

[26] B. Mimi and O. Abdelghani, "Etude des différents étages d'un système hybride (photovoltaïque–éolien–pile à combustible)," *Communication Science et Technologie*, vol. 12, no. 1, pp. 9–24, 2014.

[27] *"*https://www.atlascopco.com/fr-dz/construction-equipment/resources/generators-guide/renewable-energy-storage-to-power-the-future. *"* [Consulté le 25 mars 2024].

[28] *"*https://www.universalis.fr/encyclopedie/stockage-de-l-energie-electrique/2-le-stockage-mecanique-de-l-electricite/.*"*[Consulté le 25 mars 2024].

[29] CEREFE, *"Transition énergétique en Algérie : Leçons, état des lieux et perspectives pour un développement accéléré des énergies renouvelables"*, Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique, Premier Ministre, Alger, 2020. EISSN/ISSN 2716-8654. [En ligne]. Disponible sur : https://www.cerefe.gov.dz/wp-content/uploads/2022/02/Rapport_CEREFE_TE-2020-4.pdf. [Consulté le 25 mars 2024].

[30] "https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie, "[Consulté le 25 mars 2024].

[31] U. Lehr, P. Ulrich, M. Banning, and B. Benmoussa, "Impact régional des énergies renouvelables sur le marché du travail en Algérie : Les études de cas Adrar et Ilizi," *GWS Research Report 2021/01*, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit

(GIZ) GmbH, Sept. 2021. [En ligne]. Disponible sur : https://energypartnership-algeria.org/fileadmin/algeria/Impact_r%C3%A9gional_des_EnR_sur_le_march%C3%A9_du_travail_en_Alg%C3%A9rie.pdf. [Consulté le 25 mars 2024].

[32] D. Rekioua, Z. Roumila, and T. Rekioua, "Etude d'une centrale hybride photovolta\"\ique-éolien-diesel," *Journal of Renewable Energies*, vol. 11, no. 4, pp. 623–633, 2008.

[33] *Technology Compendium 2, "Solar Stand-Alone Power and Backup Power Supply"*, Juwi Solar GmbH, 2009. [En ligne]. Disponible sur : https://files.sma.de/downloads/INSELVERSOR-AEN101410.pdf. [Consulté le 25 avril 2024].

[34] H. Yang, W. Zhou, L. Lu, and Z. Fang, "Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm," *Solar energy*, vol. 82, no. 4, pp. 354–367, 2008.

[35] G. N. Kariniotakis, *"Modélisation dynamique des systèmes électriques insulaires incluant des énergies renouvelables : hydraulique et éolienne"*, *La Houille Blanche*, vol. 85, no 1, pp. 27-34, 1999. DOI: 10.1051/lhb/1999003. [En ligne]. Disponible sur : https://doi.org/10.1051/lhb/1999003

[36] L. Stoyanov, *"Étude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables"*, thèse de doctorat, Université Pascal Paoli, France, 2011.

[37] S. Ashok, "Optimised model for community-based hybrid energy system," *Renew Energy*, vol. 32, no. 7, pp. 1155–1164, 2007.

[38] L. G. M. Moussa, *"Gestion optimale d'énergie électrique à partir des sources d'énergies renouvelables dédiées aux sites isolés"*, thèse de doctorat, Normandie Univ., France, 2019.

[39] B. TOUAL, *"Contribution à la Commande et la Gestion des Sources Hybrides d'Énergie Électrique"*, thèse de doctorat, Université de Batna 2, Algérie, 2019.

[40] G. Robin, O. Gergaud, N. Bernard, H. Ben Ahmed, and B. Multon, *"Problématique du stockage d'énergie situé chez le consommateur connecté au réseau"*, *Electrotechnique du Futur*, Dec. 2003, GIF sur Yvette, France, pp. 1-9. [En ligne]. Disponible sur : ffhal-00674676f.

[41] “S. K. Djohra, Maître de Recherche B. Étude technico-économique et environnementale des systèmes décentralisés connectés au réseau électrique. [Online]. Available: https://www.cder.dz/bulletin/bull23/ber23.pdf. Accessed: May 18, 2024.”

[42] “S. Ravivarman, ‘The Role of Microgrids in Shaping Sustainable Energy Landscapes,’ Sravivarman.com, 15 nov. 2020. [En ligne]. Disponible : https://sravivarman.com/technical-articles/the-role-of-microgrids-in-shaping-sustainable-energy-landscapes/. [Consulté le : 15 mai 2023].”

[43] H. Belmili, M. Ayad, E. M. Berkouk, and M. Haddadi, *“Optimisation de dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes-Exemples d’applications, éclairage et pompage au fil du soleil”*, *Revue des Energies Renouvelables CICME*, vol. 8, pp. 27-39, 2008.

[44] N. Saeed, A. Ibrar, and A. Saeed, “A Review on Industrial Applications of Z-Source Inverter,” *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 05, no. 09, 2017, doi: 10.4236/jpee.2017.59002.

[45] F. Gruson, A. Videt, P. Le Moigne, P. Delarue, P. Baudesson, and J. Ecrabey, *“Intérêt de la structure onduleur Z-source”*, in *European Patients' Forum (EPF)*, Jul. 2008.

[46] F. Z. Peng, “Z-source inverter,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 39, no. 2, pp. 504–510, Mar. 2003, doi: 10.1109/TIA.2003.808920.

[47] S. Noui, *“Étude et Commande d’un Système Hybride à base d’un Convertisseur à Structure Z-source”*, thèse de doctorat, École Militaire Polytechnique (EMP), Algérie, 2022.

[48] N. C. Jaouad, H. Chaikhy, F. Belhora, and A. Hajjaji, “Comparison between two levels and multi-level (NPC and Cascad) inverters,” *Mater. Today Proc.*, vol. 66, pp. 162–180, 2022.

[49] K. A. Tehrani, “Conception, Synthèse et Application d'une Nouvelle Commande Robuste par PID Fractionnaire pour Les Onduleurs Multiniveaux,” *thèse de doctorat*, Institut National Polytechnique de Lorraine, France, 2010.

[50] I. Colak, E. Kabalci, and R. Bayindir, “Review of multilevel voltage source inverter topologies and control schemes,” *Energy Convers Manag*, vol. 52, no. 2, 2011, doi: 10.1016/j.enconman.2010.09.006.

[51] P. Sriramalakshmi and V. T. Sreedevi, “Modified PWM control methods of Z source inverter for drive applications,” *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 10, no. 16, 2015.

[52] Faiz Minai, A., Khan, A. A., Pachauri, R. K., Malik, H., García Márquez, F. P., & Arcos Jiménez, A., "Performance evaluation of solar PV-based Z-source cascaded multilevel inverter with optimized switching scheme," *Electronics*, vol. 11, no. 22, p. 3706, 2022..

[53] Balal, A., Dinkhah, S., Shahabi, F., Herrera, M., & Chuang, Y. L., "A review on multilevel inverter topologies," *Emerging Science Journal*, vol. 6, no. 1, pp. 185-200, 2022.

[54] Mariéthoz, J. S., "Étude formelle pour la synthèse de convertisseurs multiniveaux asymétriques: topologies, modulation et commande," *Thèse de doctorat*, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2005.

[55] V. Ramu, P. S. Kumar, and G. N. Srinivas, “LSPWM, PSPWM and NLCPWM on multilevel inverters with reduced number of switches,” *Mater Today Proc*, vol. 54, pp. 710–727, 2022.

[56] P. Omer, J. Kumar, and B. S. Surjan, “A Review on Reduced Switch Count Multilevel Inverter Topologies,” *IEEE Access*, vol. 8, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2969551.

[57] R. Ramya and T. S. Sivakumaran, “Performance analysis of Z-source fed cascaded multilevel inverter,” *International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering*, vol. 8, no. 11, 2019, doi: 10.35940/ijitee.K1960.0981119.

[58] R. Ramya and T. S. Sivakumaran, "Performance analysis of Z-source fed cascaded multilevel inverter," *International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering (IJITEE)*, vol. 8, no. 11, pp. 1384-1389, Sep. 2019.

[59] S. Urgun and H. Yigit, “Selective harmonic eliminated Pulse Width modulation (SHE-PWM) method using genetic algorithm in single-phase multilevel inverters,” *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 13, no. 1, pp. 191–202, 2021.

[60] R. Sivapriyan and S. Umashankar, “Comparative analysis of PWM controlling techniques of single phase Z-source inverter,” *Indian J Sci Technol*, vol. 9, no. 26, 2016.

[61] K. Vijayalakshmi and C. R. Balamurugan, “Investigations on Z-source based cascaded five level inverter,” *International Journal of Signal Processing*, pp. 37–50, 2016.

[62] F. Z. Peng, M. Shen, and Z. Qian, “Maximum boost control of the Z-source inverter,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 20, no. 4, pp. 833–838, 2005.

[63] I. Vechiu, "Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome," thèse de doctorat, Université du Havre, France, 2005..

[64] F. Maoulida, M. Kassim, and A. Aboudou, "Modélisation d'un module photovoltaïque de type BP SX 150 pour la génération d'énergie électrique," Conférence, juin 2020, 6ème Conférence Internationale des Energies Renouvelables (CIER-2018), Hammamet, Tunisie, Décembre 19-22, 2018.

[65] R. Khezzar, M. Zereg, and A. Khezzar, "Comparaison entre les différents modèles électriques et détermination des paramètres de la caractéristique IV d’un module photovoltaïque," *Journal of Renewable Energies*, vol. 13, no. 3, pp. 379-388, 2010.

[66] El Basri, Y., "Architecture de puissance distribuée reconfigurable dédiée à l'optimisation de l'énergie photovoltaïque," thèse de doctorat, Université Paul Sabatier-Toulouse IV, France, 2013.

[67] B. M. Salih, R. A. Mohmeed, and M. A. Ibrahim, “The environment coefficients effect on IV and PV characteristics curves of photovoltaic cell using Matlab/Simulink,” *International Journal of Engineering & Technology*, vol. 7, no. 4, pp. 2651–2654, 2018.

[68] Cabal, C., "Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque," thèse de doctorat, Université Paul Sabatier-Toulouse IV, France, 2008.

[69] H.-L. Tsai, C.-S. Tu, Y.-J. Su, and others, “Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK,” in *Proceedings of the world congress on Engineering and computer science*, 2008, pp. 1–6.

[70] Energie Plus, "Caractéristiques électriques des cellules et des modules photovoltaïques," [En ligne]. Disponible sur : https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/caracteristiques-electriques-des-cellules-et-des-modules-photovoltaiques/. [Accédé : 15 avril 2024].

[71] N. Aouchiche, M. S. A. Cheikh, and A. Malek, "Poursuite du point de puissance maximale d'un système photovoltaïque par les méthodes de l'incrémentation de conductance et la perturbation & observation," *Journal of Renewable Energies*, vol. 16, no. 3, pp. 485-498, 2013.

[72] F. Z. Zerhouni, "Etude des influences de différents agents sur les caractéristiques d'un générateur photovoltaïque," *Technological and Scientific Review*, vol. 4, pp. 39-44, 2006..

[73] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 1st ed. John Wiley & Sons, 2011.

[74] I. Caluianu, G. Notton, I. Colda, S. Caluianu, and A. Damian, "Photovoltaic energy generation under partially shading conditions," in *2009 8th International Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems & Electric Drives Joint Symposium*, 2009, pp. 1–6.

[75] Kim, K. A., "Hot spot detection and protection methods for photovoltaic systems," thèse de doctorat, University of Illinois at Urbana-Champaign, États-Unis, 2014

[76] R. G. Vieira, F. M. U. de Araújo, M. Dhimish, and M. I. S. Guerra, "A comprehensive review on bypass diode application on photovoltaic modules," *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 10, p. 2472, 2020.

[77] Belatel, M., Benchikh, F., Simohamed, Z., Ferhat, F., & Aissous, F. Z., "Technologie du couplage d'un système hybride de type photovoltaïque-éolien avec la pile à combustible pour la production de l'électricité verte," *Journal of Renewable Energies*, vol. 14, no. 1, pp. 145–162, 2011.

[78] Zerhouni, F. Z., Zegrar, M., & Stambouli, A. B., "Connexion directe source d'énergie renouvelable verte non polluante photovoltaïque à une charge," *Journal of Renewable Energies*, vol. 12, no. 4, pp. 585–595, 2009.

[79] Cheddadi, F., Boumhidi, I., & Sefriti, S., "Comparaison entre la Commande MPPT par mode glissant et la Perturbation et Observation pour les systèmes Photovoltaïques," in *IMAT3E'18 International Meeting on Advanced Technologies in Energy and Electrical Engineering*, Nov. 2018.

[80] V. A. Martinez Lopez, U. Žindžiūtė, H. Ziar, M. Zeman, and O. Isabella, “Study on the effect of irradiance variability on the efficiency of the perturb-and-observe maximum power point tracking algorithm,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 20, p. 7562, 2022.

[81] BENABDA, A., *Contribution à l'étude d'une alimentation à base de panneaux photovoltaïques avec stockage,* thèse de doctorat, Université de Annaba-Badji Mokhtar, Algérie, 2018..

[82] B. Subudhi and R. Pradhan, “A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 89–98, 2012.

[83] D. Verma, S. Nema, A. M. Shandilya, and S. K. Dash, “Comprehensive analysis of maximum power point tracking techniques in solar photovoltaic systems under uniform insolation and partial shaded condition,” *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 7, no. 4, 2015.

[84] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, “Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 20, no. 4, pp. 963–973, 2005.

[85] S. Bouri, O.-A. Mekkaoui, and A. M. Mamem, “Comparative Study of Different MPPT Methods of a Boost Chopper of PV Generator,” *Acta Electrotechnica et Informatica*, vol. 22, no. 3, pp. 24–31, 2022.

[86] S. Singh, L. Mathew, and S. L. Shimi, “Design and simulation of intelligent control MPPT technique for PV module using MATLAB/SIMSCAPE,” *Int. J. Adv. Res. Electr. Electron. Instrum. Eng*, vol. 2, pp. 4554–4566, 2013.

[87] Z. M. S. Elbarbary and M. A. Alranini, “Review of maximum power point tracking algorithms of PV system,” *Frontiers in Engineering and Built Environment*, vol. 1, no. 1, pp. 68–80, 2021.

[88] M. L. Kolhe and M. Rasul, “3-Phase grid-connected building integrated photovoltaic system with reactive power control capability,” *Renew Energy*, vol. 154, pp. 1065–1075, 2020.

[89] A. El Filali, M. Zazi, and others, “PSIM and MATLAB co-simulation of photovoltaic system using ‘P and O’ and ‘Incremental conductance’ MPPT,” *International Journal of Advanced Computer Science and Applications*, vol. 7, no. 8, 2016.

[90] S. Urgun and H. Yigit, “Selective harmonic eliminated Pulse Width modulation (SHE-PWM) method using genetic algorithm in single-phase multilevel inverters,” *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 13, no. 1, pp. 191–202, 2021.

[91] A. Hiendro, I. Yusuf, Junaidi, F. Trias Pontia Wigyarianto, and Y. M. Simanjuntak, “Optimization of SHEPWM cascaded multilevel inverter switching patterns,” *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, vol. 11, no. 3, 2020, doi: 10.11591/ijpeds.v11.i3.pp1570-1578.

[92] M. Salman *et al.*, “Minimization of total harmonic distortions of cascaded H-bridge multilevel inverter by utilizing bio inspired AI algorithm,” *EURASIP J Wirel Commun Netw*, vol. 2020, no. 1, 2020, doi: 10.1186/s13638-020-01686-5.

[93] Y. Li, X. P. Zhang, and N. Li, “An Improved Hybrid PSO-TS Algorithm for Solving Nonlinear Equations of SHEPWM in Multilevel Inverters,” *IEEE Access*, vol. 10, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3170442.

[94] Y. Jiang, X. Li, C. Qin, X. Xing, and Z. Chen, “Improved particle swarm optimization based selective harmonic elimination and neutral point balance control for three-level inverter in low-voltage ride-through operation,” *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 18, no. 1, 2022, doi: 10.1109/TII.2021.3062625.

[95] A. Kavousi, B. Vahidi, R. Salehi, M. K. Bakhshizadeh, N. Farokhnia, and S. H. Fathi, “Application of the bee algorithm for selective harmonic elimination strategy in multilevel inverters,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 27, no. 4, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2011.2166124.

[96] I. S. Bousmaha, S. E. Bechekir, D. O. Abdeslam, M. M. Amine, M. Jbilou, and M. Brahami, “SHEPWM in three-phase voltage source inverters by modified Newton–Raphson,” *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, vol. 14, no. 1, 2023, doi: 10.11591/ijpeds.v14.i1.pp25-40.