



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Frères Mentouri – Constantine 1



Faculté des Sciences de la Technologie
Département d'Electrotechnique

N° Série : 22 /D3C/2022
N° d'ordre :01/ELecth/22

THÈSE

Pour l'obtention du diplôme de
Doctorat 3eme Cycle (LMD)

Spécialité : ELECTROTECHNIQUE
Option : Gestion et Transformation de l'Energie Electrique

Présentée Par

RACHID ABDELKRIM

THÈME

**Étude d'un système de conversion de l'énergie photovoltaïque
à base d'un émulateur photovoltaïque**

Soutenue le : 12 \05 \ 2022

Devant le jury :

Président :	BOUZID Aissa	Prof.	U. F. M. Constantine 1
Rapporteur:	KERROUR Fouad	Prof.	U. F. M. Constantine 1
Co-rapporteur :	CHENNI Rachid	Prof.	U. F. M. Constantine 1
Examineurs :	LABED Djamel	Prof.	U. F. M. Constantine 1
	LAMAMRA Kheireddine	Prof.	U. L. B. M. Oum El Bouaghi
	MEGRI Abderrahim Fayçal	MCA.	U. L. B. M. Oum El Bouaghi

Remerciements

Tout d'abord, je tiens à remercier mes directeurs de thèse :

Monsieur **KERROUR Fouad**, mon encadreur, Professeur au Département d'Électronique, Université Frères Mentouri Constantine 1, et Directeur du Laboratoire MoDERNa, pour ses conseils avisés, leur soutien et aide tout au long de cette recherche. Ses commentaires et suggestions lors de la rédaction de cette thèse sont inestimables et très appréciés.

Feu monsieur **CHENNI Rachid**, mon Co-encadreur (رحمه الله) Professeur au Département d'Electrotechnique, Université Frères Mentouri Constantine 1, qui a été exceptionnellement patient et compréhensif avec moi pendant mes études. Sans ses bons mots d'encouragement et de conseils, ce travail n'aurait pas été possible.

Mes remerciements particuliers au Dr. **DJEGHLOUD Hind** maitre de Conférence de Classe B au Département d'Electrotechnique Université Frères Mentouri Constantine 1, qui être très utile et a partagé beaucoup d'idées pour ce travaille.

Je tiens également à remercier à Monsieur **BOUZID Aissa**, Professeur à l'université des frères Mentouri 1. Pour sa participation à ce jury en tant que président.

Je souhaite aussi remercier les membres du jury de thèse de doctorat ; Messieurs **LABED Djamel**, Professeur Université Frères Mentouri Constantine 1, Messieurs **LAMAMRA Kheireddine**, Professeur à l'Université Larbi Ben M'hidi Oum El **Bouaghi et Megri Abderrahim Fayçal**, Maitre de Conférence de **Classe A** à l'université Larbi Ben M'hidi Oum El Bouaghi d'avoir accepté de participer à mon jury comme examinateurs.

Dédicace

Je voudrais dédier mon travail de thèse à

À mon père (رحمه الله) qui était la raison pour laquelle j'ai terminé mes études

À ma très chère mère

À mes sœurs

À ma femme

À mes frères

À tous les amis et collègues

SOMMAIRE

I.	Chapitre 1. Etat de l'art : Emulateur photovoltaïque.....	5
I.1	Introduction.....	5
I.2	Etat de l'art des émulateurs PV.....	5
I.2.1	Implémentation du module PV	6
I.2.2	Techniques de commande	8
I.2.3	Émulateur PV comprenant l'ombrage partiel	15
	Dans la littérature, il existe deux méthodes pour implémenter L'émulateur PV comprenant l'ombrage partiel. La première méthode est basée seulement sur des circuits électriques sans utilisation des équations mathématiques. La deuxième méthode est basée principalement sur des équations mathématiques complexes pour produire la caractéristique I-V pendant la condition d'ombrage partiel.....	15
I.3	Conclusion	16
II.	Chapitre 2 : Générateur Photovoltaïque	19
II.1	Introduction.....	19
II.2	Énergies solaire	19
II.3	Effet photovoltaïque	19
II.4	Rayonnement solaire (S)	20
II.5	Les cellules photovoltaïques	21
II.5.1	Type des cellules PV	23
II.6	Conditions D'essai Standard	25
II.7	Modélisation des cellules PV	25
II.7.1	Modèle idéal.....	25
	Figure II.9. Modèle idéal.....	25
II.7.2	Modèle à quatre paramètres	26
II.7.3	Modèle à cinq paramètres	27
II.8	Module PV	27
II.9	Caractéristique électrique d'un module photovoltaïque.....	28
II.9.1	Analyse de la caractéristique I-V	29
II.10	Facteur de forme	30
II.11	Rendement D'une cellule photovoltaïque.....	30
II.12	Champ PV	31
II.13	Influence de l'éclairement.....	31
II.14	Influence de la température.....	33
II.15	Influence de résistance série R_s sur la cellule PV.....	33
II.16	Influence de résistance parallèle R_p sur la cellule PV	33
II.17	Protection Des Systèmes Photovoltaïques.....	34
II.17.1	Diode de bypass.....	34

II.17.2	Diode de blocage	35
II.18	Effet d'ombrage sur le module photovoltaïque	36
II.18.1	Types d'ombrage	36
II.18.2	Caractéristique I-V et P-V sous l'ombrage partiel	37
II.18.3	Analyse de la courbe I-V sous ombrage partiel	39
II.19	Configuration de base d'une installation du système solaire photovoltaïque	41
II.20	Unité de contrôle de puissance	41
II.20.1	Concept de convertisseur	41
II.20.2	Modes de fonctionnement	42
II.21	Contrôleur de charge	42
II.21.1	Batterie	42
II.22	Type d'application	43
II.22.1	Systèmes autonomes	43
II.22.2	Systèmes connectés au réseau	43
II.23	Conclusion	44
III.	Chapitre 3 : Réalisation De l'Emulateur PV	46
III.1	Introduction	46
III.2	Modélisation d'un module PV	46
III.3	Convertisseur Buck	48
III.3.1	État de fonctionnement du convertisseur CC / CC de type Buck	49
III.3.2	Modélisation du convertisseur Buck	53
III.3.3	Modèle linéarisé	55
III.3.4	Commande de convertisseur Buck	56
III.4	PI contrôleur	57
III.4.1	Contrôleur proportionnel (P)	57
III.4.2	Contrôleur intégral (I)	58
III.4.3	Contrôleur proportionnel intégral (PI)	58
III.5	Fonction de transfert du convertisseur Buck	59
III.6	Description du système proposé	60
III.6.1	Système proposé dans des conditions d'ombrage partiel	62
III.7	Implémentation du l'émulateur proposée sous « Matlab Simulink »	62
III.7.1	Résultat de simulation	63
III.7.2	Évaluation de la robustesse par rapport à l'ensoleillement	68
III.7.3	Résultats de simulation sous ombrage partiel	70
III.8	Implémentation expérimental	73
III.8.1	Convertisseur DC/DC	73

III.9	Résultats et discussions.....	75
III.9.1	Caractéristiques I-V et P-V sous conditions climatique standard.	79
III.9.2	Caractéristiques I-V et P-V dans les conditions climatique standard.....	82
III.10	Conclusion	84
IV.	Chapitre 4 : Emulateur PV et Algorithmes MPPT	86
IV.1	Introduction.....	86
IV.2	Poursuite du point de puissance maximale d'un système PV.....	86
IV.2.1	Méthodes directes.....	87
IV.2.2	Méthodes indirectes.....	92
IV.3	Convertisseur DC-DC ou élévateur de tension	99
IV.4	Implémentation de la commande proposée sous environnement Matlab / Simulink	104
IV.4.1	Résultats de simulation	104
IV.4.2	Réalisation du banc d'essai expérimental	111
IV.4.3	Implémentation de technique P&O	111
IV.4.4	Résultats expérimentaux.....	112
IV.5	Conclusion	118

Liste des figures

Figure I.1. La construction de l'émulateur	5
Figure I.2. Schéma de principe de la commande en tension	9
Figure I.3. Schéma de principe de la commande en courant	9
Figure I.4. Schéma bloc de méthode HC	10
Figure I.5. Algorithme de contrôle de commande HC.....	11
Figure I.6. Schéma bloc de la méthode (P&O)	11
Figure I.7. Algorithme de contrôle de commande (P&O).....	12
Figure I.8. Méthode comparaison de résistance	13
Figure II.1. Semi-conducteurs dopés de type N (à gauche) et de type P (à droite)	20
Figure II.2. Rayonnement solaire mesuré au sommet de l'atmosphère au niveau de mer [63].....	21
Figure II.3. Normes de mesures du spectre d'énergie émis par le soleil, notion de la convention AM	21
Figure II.4. Schéma illustratif de la zone de déplétion de la cellule photovoltaïque	22
Figure II.5. Schéma de la jonction PN dans une cellule photovoltaïque	22
Figure II.6. Cellule en Silicium monocristallin.....	23
Figure II.7. Cellules de silicium poly cristallin	24
Figure II.8. Silicium amorphe	24
Figure II.9. Modèle idéal.....	25
Figure II.10. Modèle à quatre paramètres	25
Figure II.11. Modèle à quatre paramètres	26
Figure II.12. Modèle à quatre paramètres avec R_p	26
Figure II.13. Modèle à cinq paramètres.....	27
Figure II.14. Composants d'un panneau solaire	28
Figure II.15. Caractéristique d'une cellule photovoltaïque [77].....	29
Figure II.16. Analyse de la courbe I-V	30
Figure II.17. Association série de module PV	31
Figure II.18. Association parallèles de module PV	31
Figure II.19. Dépendance des caractéristiques de la cellule PV de l'éclairement.....	32
Figure II.20. Dépendance des caractéristiques de la cellule PV de la température.....	32
Figure II.21. Influence de la résistance R_{ss} sur les caractéristiques	33
Figure II.22. Influence de la résistance shunt sur les caractéristique PV	34
Figure II.23. Diode bypass	35
Figure II.24. Diode de blocage	35
Figure II.25. Ombrage temporaire.....	36
Figure II.26. Ombrage attribué à l'emplacement	37
Figure II.27. Ombrage du système lui-même	37
Figure II.28. Deux modules PV connectés en série	39
Figure II.29. Caractéristique I-V sous l'ombrage Partiel.....	40
Figure II.30. Configuration d'installation du system PV	41
Figure II.31. Modèle d'utilisation de contrôleur de charge.....	43
Figure III.1. Circuit électrique d'un modèle à quatre paramètres.....	46
Figure III.2. Circuit électrique de convertisseur DC-DC de type Buck	49
Figure III.3. Première opération de convertisseur Buck.....	49
Figure III.4. Deuxième opération de convertisseur Buck	50
Figure III.5. Chronogrammes des signaux du convertisseur Buck.....	51
Figure III.6. Comportement de la fonction de commutation	54

Figure III.7. Schéma synoptique de la commande de convertisseur Buck	56
Figure III.8. Réponse d'un système de contrôle proportionnel.....	57
Figure III.9. Réponse d'un système de contrôle proportionnel $K_p=10$	58
Figure III.10. Schéma fonctionnel du contrôleur PI.....	59
Figure III.11. Schéma de principe du système proposé.....	61
Figure III.12. Organigramme de la commande proposé	61
Figure III.13. Algorithme adaptatif pour obtenir I-V dans des conditions d'ombrage partiel.....	62
Figure III.14. Bloc diagramme de simulation de l'émulateur PV proposé.....	63
Figure III.15. Variation du courant de court-circuit en fonction du temps	64
Figure III.16. Variation du courant optimal en fonction du temps.....	65
Figure III.17. Variation de la tension optimale en fonction du temps	65
Figure III.18. Variation de la Tension de circuit ouvert en fonction du temps.....	66
Figure III.19. Caractéristique I-V sous les conditions standard STC.	67
Figure III.20. Caractéristique P-V sous les conditions standard STC	67
Figure III.21. Variation de l'éclairement solaire en fonction du temps.....	68
Figure III.22. Variations des tensions de référence et obtenue en fonction du temps de l'émulateur PV	68
Figure III.23. Variations des courants de référence et obtenu en fonction du temps de l'émulateur PV	69
Figure III.24. Caractéristiques I-V de l'émulateur PV sous divers éclairagements	70
Figure III.25. Caractéristiques P-V de l'émulateur PV sous divers éclairagements.....	70
Figure III.26. Bloc diagramme de PVE	71
Figure III.27. Caractéristique I-V de deux modules en série sous ombrage partiel	71
Figure III.28. Caractéristique P-V de deux modules en série sous ombrage partiel	72
Figure III.29. Banc d'essai du prototype expérimental PVE	72
Figure III.30. Schéma du convertisseur Buck implémenté	73
Figure III.31. Circuit de commande implémenté.....	74
Figure III.32. Real-Time Workshop de la carte dSPACE.....	75
Figure III.33. Interface graphique de PVE.....	75
Figure III.34. Variation de la tension en fonction du temps de l'émulateur PV	76
Figure III.35. Variation du courant en fonction du temps de l'émulateur PV	76
Figure III.36. Variation du courant de Court –circuit en fonction du temps du PVE.....	77
Figure III.37. Variation de la Tension de circuit ouvert en fonction du temps du PVE	77
Figure III.38. Variation de la Tension optimale en fonction du temps du PVE.....	78
Figure III.39. Variation du courant optimal en fonction du temps du PVE.....	78
Figure III.40. Variation de la puissance optimale en fonction du temps du PVE	79
Figure III.41. Caractéristiques I-V de PVE	80
Figure III.42. Caractéristiques P-V du PVE	80
Figure III.43. Caractéristiques I-V du PVE pour divers éclairagements	81
Figure III.44. Caractéristiques P-V du PVE sous divers éclairagements	81
Figure III.45. Real-Time Workshop de PVE.....	82
Figure III.46. Caractéristiques I-V du PVE sous ombrage partiel.....	83
Figure III.47. Caractéristiques P-V du PVE sous ombrage partiel.....	83
Figure IV.1. Caractéristiques P-V du module PV	86
Figure IV.2. Raccordement du système photovoltaïque	87
Figure IV.3. Organigramme de l'algorithme MPPT (P&O).....	88
Figure IV.4. Divergence de l'algorithme P&O autour de MPP pour la courbe P-V.....	89
Figure IV.5. Caractéristiques P-V	90

Figure IV.6. Organigramme de l'algorithme IC.....	91
Figure IV.7. Caractéristiques P-V.....	91
Figure IV.8. Organigramme de la méthode Hill Climbing (H.C).....	92
Figure IV.9. Caractéristiques I-V.....	93
Figure IV.10. Organigramme de la méthode tension constante.....	94
Figure IV.11. Organigramme de la méthode du courant de court-circuit.....	95
Figure IV.12. Structure de base d'un contrôleur logique flou.....	96
Figure IV.13. Fuzzy logique.....	96
Figure IV.14 Fonctions d'appartenance.....	97
Figure IV.15. Architecture des différentes couches du réseau de neurones.....	98
Figure IV.16. Schéma du MPPT proposé.....	98
Figure IV.17. Circuit convertisseur BOOST.....	99
Figure IV.18. Mode de conduction continue.....	101
Figure IV.19. Comportement du courant dans le condensateur en régime permanent pour $d= 0,5$	103
Figure IV.20. Implémentation de la commande proposée.....	103
Figure IV.21. Schéma bloc de la méthode P&O.....	104
Figure IV.22. Variation en fonction du temps du courant dans les conditions standard STC.....	105
Figure IV.23. Variation en fonction du temps de la tension dans les conditions standard STC.....	105
Figure IV.24. Variation en fonction du temps de la puissance dans les conditions standard STC.....	106
Figure IV.25. Variation en du temps de l'éclairément.....	106
Figure IV.26. Variation du courant de sortie en fonction du temps.....	107
Figure IV.27. Variation de Tension de sortie en fonction du temps.....	107
Figure IV.28. Variation de la puissance de sortie en fonction du temps.....	108
Figure IV.29. Variation en fonction du temps de la température.....	108
Figure IV.30 Variation de la tension de sortie en fonction du temps.....	109
Figure IV.31. Variation du courant de sortie en fonction du temps.....	109
Figure IV.32. Variation de la puissance de sortie en fonction du temps.....	110
Figure IV.33. Banc d'essai.....	110
Figure IV.34. Convertisseur BOOST.....	111
Figure IV.35. Schéma synoptique du système proposé.....	112
Figure IV.36. Courant de sortie en fonction du temps.....	113
Figure IV.37. Tension de sortie en fonction du temps.....	113
Figure IV.38. Puissance de sortie en fonction du temps.....	114
Figure IV.39. Variation du courant de sortie en fonction du temps.....	115
Figure IV.40. Variation de la tension de sortie en fonction du temps.....	115
Figure IV.41. Variation de la puissance de sortie en fonction du temps.....	116
Figure IV.42. Variation du courant de sortie en fonction du temps.....	116
Figure IV.43. Variation de la tension de sortie en fonction du temps.....	117
Figure IV.44. Variation de la puissance de sortie en fonction du temps.....	117

Acronymes et Abréviations

A	Facteur d'idéalité de jonction
ADC	(analogique à numérique).
C	Condensateur (F)
D	Diode
DAC	Numérique à analogique
f_s	Fréquence de commutation
G	Eclairement incidente
$G_c(s)$	La fonction de transfert de contrôleur
G_{stc}	Eclairement aux conditions STC
GUI	Interface graphique de PVE
I_{cell}	Courant de sortie de la cellule PV (A)
I_L	Courant de charge (A)
I_{ph}	Courant photo-généré
I_{sc}	Courant de court-circuit
I_0	Courant de saturation de la diode
K	Coefficient de Boltzmann
L	Inductance du convertisseur abaisseur (H)
N_p	Nombre de cellules en parallèle
N_s	Nombre de cellules en série
PWM	Modulation de largeur d'impulsion
Q	Charge électronique (C)
R_{ch}	Résistance caractéristique (Ω)
R_L	Résistance de charge (Ω)
R_s	Résistance série (Ω)
T	Température ambiante
T_{STC}	Température aux conditions STC
V_{cell}	Tension de sortie de la cellule PV (V)
V_{in}	Tension d'entrée de l'émulateur PV (V)
V_L	Tension de charge (V)
V_{mpp}	Tension à MPP (V)

V_{oc}	Tension en circuit ouvert (V)
V_{ocstc}	Tension en circuit ouvert aux STC conditions (V)
V_{ref}	Tension de référence
V_T	Potentiel thermodynamique
MCC	Mode de conduction continue
MPP	Puissance maximale
MPPT	Suivi de point de puissance maximal
PV	Photovoltaïque

Introduction générale

Introduction générale

De la révolution industrielle à nos jours, la demande d'énergie électrique a augmenté, en raison de la croissance de la population mondiale et du développement du secteur industriel. Cependant 80,5% de la production mondiale de cette énergie repose actuellement sur l'exploitation de combustibles fossiles [1]. Ces dernières années, ce modèle d'obtention d'énergie a été discuté en grande partie en raison du changement climatique mondial provoqué par les émissions de dioxyde de carbone provenant de la combustion de ces combustibles et caractéristiques non renouvelable de sa nature [2]

Dans ce contexte, l'utilisation des énergies alternatives et renouvelables est en augmentation en raison des incitations environnementales et économiques et de la nécessité de réduire d'énergie conventionnelles[3] . Parmi les sources renouvelables alternatives qui peuvent augmenter l'énergie produite, nous pouvons mettre en évidence l'énergie solaire photovoltaïque, à cause de leur propre aspect, silencieux, longs cycles de vie, peu d'entretien et fonctionnement simple et peut produire de l'électricité à partir de bâtiments sans besoin de longues lignes de transmission [4]. Avant l'installation, les performances et l'efficacité des systèmes de conditionnement d'énergie solaire doivent être évaluées. En outre, la validation expérimentale et la vérification des systèmes de conditionnement d'énergie solaire dans une large condition environnementale et de différentes charges doivent être effectuées [5],[6].

Cependant, les modules photovoltaïques ont certaines particularités opérationnelles. Ils sont composés de multiples dispositions de cellules solaires disposés en série et en parallèle pour convertir directement la lumière du soleil en courant continu. Les cellules PV présentent une caractéristique courant-tension de sortie non linéaire. Cette courbe courant-tension (I-V) est caractérisé par un point de puissance maximale (MPP) unique et dépend des conditions environnementales (rayonnement solaire, température de la cellule, vitesse du vent, etc.) et du matériau de fabrication des cellules PV [7]. En conséquence, un algorithme de suivi du point de puissance maximale (MPPT) est requis dans les systèmes de conditionnement d'énergie solaire afin de maximiser la puissance de sortie générée [8],[9]. Deux méthodes existantes sont utilisées pour tester les systèmes de conditionnement d'énergie solaire et leurs algorithmes MPPT. La première méthode consiste à tester en utilisant un panneau PV réel avec un rayonnement solaire direct ou une lumière artificielle [10]. Cette méthode est souvent utilisée pour les systèmes à faible puissance, cependant pour tester une puissance moyenne et élevée avec un panneau photovoltaïque réel est coûteuse, encombrant et dépendant des conditions météorologiques. De plus, l'évaluation et la comparaison de différentes techniques MPPT nécessitent des conditions météorologiques et de charge reproductibles, ce qui n'est pas pratique [11].

La deuxième méthode consiste à utiliser une source de tension programmée, les procédures de testes peuvent être effectuées en utilisant des valeurs constantes de tension et de courant [12]. Mais cela n'est pas entièrement similaire au fonctionnement du panneau, car il ne prend pas en compte les conditions climatiques.

Une autre solution intéressante a été proposée, qui consiste à utiliser un émulateur PV [13]. L'émulateur peut être considéré comme un circuit électrique qui peut générer des différentes caractéristiques I-V et P-V d'un module PV ou un champ PV, de telles sortes que l'utilisateur peut définir les paramètres reflétant les conditions atmosphériques souhaitées et le type de module utilisé. Les principaux avantages de l'utilisation d'émulateurs photovoltaïques sont : [14].

- Remplacement de l'utilisation de vrais modules, qui nécessite beaucoup d'espace et un coût physique élevé. De plus, l'étude des caractéristiques de différentes connexions entre les modules nécessite du temps et beaucoup de ressources.
- Permet de faciliter d'effectuer des tests à tout moment quelles que soient les conditions météorologiques.
- Difficulté de reproduire et de conserver des caractéristiques similaires et répétitives avec un vrai module, un fait qui n'existe pas avec l'utilisation d'émulateurs photovoltaïques.
- Possible de reproduire différents scénarios et caractéristiques à plusieurs reprises et sans frais supplémentaires, en effectuant juste quelques changements dans l'algorithme utilisé dans l'émulateur.
- Évaluer la performance et l'efficacité de différents algorithmes de suivi MPP avec un temps de réponse raisonnable.

L'objectif principal de notre travail consiste à réaliser l'émulateur PV flexible par l'utilisation d'une carte de commande dSPACE, et de l'utiliser pour évaluer la commande MPPT.

Pour cela nous allons nous intéresser aux tâches suivantes :

- (i) Proposer et réaliser un émulateur PV par l'utilisation d'une carte de commande dSPACE pour remplacer les générateurs PV réels.
- (ii) Proposer de nouvelles techniques de commande simples, précises pour générer la caractéristique I-V et P-V dans les différentes conditions climatiques.
- (iii) Adopter la commande proposée pour inclure des effets d'ombrage partiels.
- (iv) Utiliser l'émulateur PV proposé pour évaluer les performances de notre émulateur lorsqu'il est connecté avec un étage d'adaptation de commande par une commande MPPT.

Les travaux de cette thèse sont répartis selon les quatre chapitres suivants :

Dans le **Chapitre 1**, nous présentons un état de l'art de l'émulateur PV. Ce chapitre est scindé en plusieurs parties. Dans la première partie, nous étudions la structure générale de l'émulateur PV. Quant à la deuxième partie, nous abordons les différentes techniques utilisées dans la littérature pour générer le signal de référence, Nous présentons ainsi les différentes techniques de commande pour atteindre l'émulation de la caractéristique I-V et P-V d'un module réel. Finalement, La dernière section de ce chapitre, consiste dans la présentation des diverses topologies de l'étage de puissance de l'émulateur édité dans la littérature.

Le deuxième chapitre aborde les notions de base sur le système photovoltaïque, les types de cellules photovoltaïques, leur modélisation mathématique éditée dans la littérature, leurs caractéristiques. Ainsi que l'influence de la température et de l'éclairement sur ces dernières.

Puis nous nous intéressons particulièrement sur l'effet d'ombrage partiel sur le système photovoltaïque, les types d'ombrage partiel. À la fin de ce chapitre, nous développons les différentes protections utilisées dans ce système.

Le troisième chapitre est dédié à la réalisation de l'émulateur PV proposé. Dans un premier temps, nous décrivons en détail le modèle mathématique et le convertisseur de puissance choisi. Puis nous explicitons notre algorithme de contrôle dans les cas d'un éclairage uniforme et non uniforme (ombrage partiel). Ainsi nous proposons une implémentation, sous environnement MATLAB-Simulink, de notre émulateur et de vérifier notre approche dans des diverses conditions climatiques, surtout dans le cas de l'ombrage partiel. Par ailleurs, nous avons réalisé un banc de mesure expérimental avec une carte dSPACE. La comparaison des résultats simulés et expérimentaux nous permet la validation des modèles établis.

Après la réalisation pratique de notre émulateur **le chapitre IV** est consacré à étudier son comportement lorsqu'il est connecté avec un étage d'adaptation contrôlé par un algorithme MPPT, de type « *Perturb and Observe (P&O)* ». La première section de ce chapitre est consacrée à présenter les différentes techniques de commande de recherche du point de puissance maximale dans littérature. Ensuite, nous avons simulé ce système sous environnement MATLAB-Simulink. Les résultats de simulation sont comparés à ceux obtenus par un banc d'essais contrôlé par une carte dSPACE, ce qui nous permet de valider notre modèle.

Nous terminons notre thèse par une conclusion et des perspectives futures.

Chapitre 1. Etat de l'art : Emulateur photovoltaïque

I. Chapitre 1. Etat de l'art : Emulateur photovoltaïque

I.1 Introduction

L'analyse expérimentale des systèmes PV, en présence de circuit à base d'électronique de puissance, est un défi très difficile. En effet, l'utilisation des panneaux réels nécessite une large surface extérieure et des coûts élevés, de plus, son énergie produite est fortement dépendante des conditions météorologiques incontrôlables. Pour ces raisons, on peut envisager l'utilisation d'autres types d'appareils communément appelé « émulateur PV ».

L'émulateur PV doit présenter les mêmes caractéristiques électriques (puissance, tension, courant) d'un panneau réel, y compris leur dépendance aux conditions climatiques, ce qui permet à l'utilisateur d'étudier de tous les problèmes liés aux contrôles du convertisseur de puissance pilotant le générateur PV, plus rapidement et plus efficacement. Pour cette raison, le développement de ce type d'émulateur a connu un grand développement ces dernières années par une multitude de chercheurs.

Dans ce chapitre Nous allons présenter un état de l'art sur ce domaine.

I.2 Etat de l'art des émulateurs PV

Le système d'émulateur PV comporte trois parties introduites par le chercheur, comme indiqué à la Figure. I1 [15].

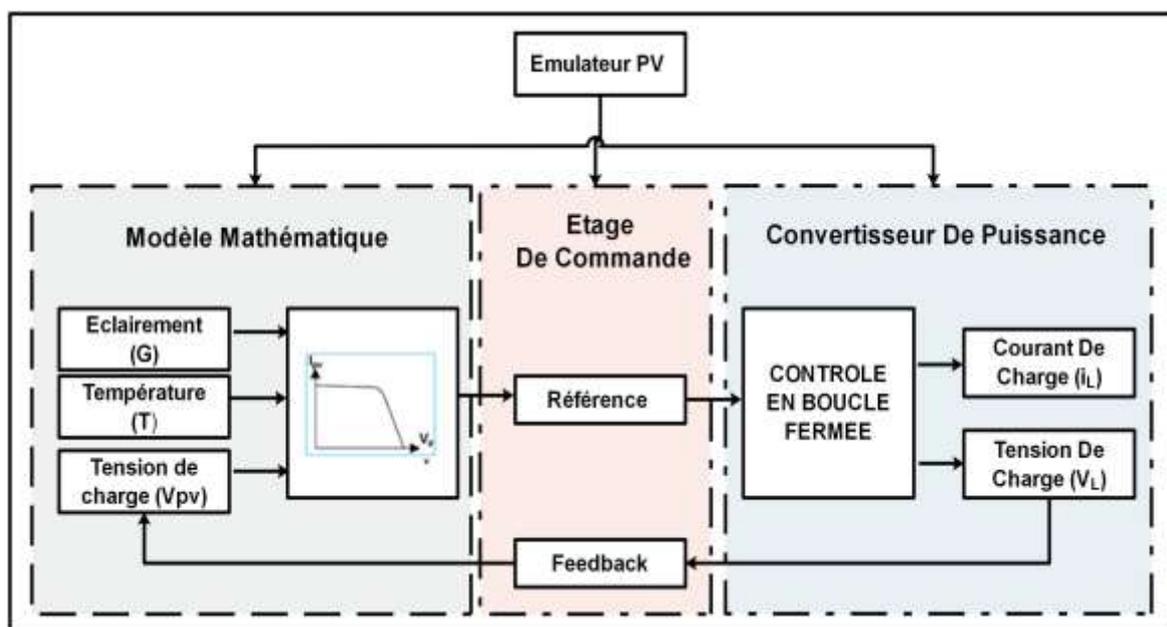


Figure I.1. La construction de l'émulateur

- La première partie du système d'émulateur PV est le modèle PV. La fonction de ce modèle PV est de produire le signal de référence. Ce signal est utilisé pour contrôler le convertisseur de puissance en boucle fermée pour émuler les caractéristiques du module PV. Le modèle mathématique du module PV est fortement responsable de la précision de l'émulateur PV ; cependant, ce dernier, nécessite des calculs en temps réel du modèle PV pour fonctionner correctement. Par conséquent, le modèle mathématique utilisé dans l'application de l'émulateur PV doit rester simple et précis.
- La deuxième partie du système d'émulateur PV est la stratégie de son contrôle. Cette dernière, est la méthode la plus utilisée comme interface entre le module PV et le convertisseur de puissance en boucle fermée pour devenir l'émulateur PV. Le rôle principal de la méthode de contrôle est trouvé son point de fonctionnement.
- La troisième partie du système d'émulateur PV est le convertisseur de puissance, qui peut éventuellement affecter ses performances dynamiques et son efficacité.

Comme nous l'avons décrit précédemment, les émulateurs PV contiennent trois parties fondamentales à travers lesquels les émulateurs PV existant dans la littérature peuvent être classés sur la base de cette partie. Les principales différences entre les recherches dans les littératures résident dans la méthode implémentation du module PV, les méthodes de contrôle, la topologie du convertisseur et le niveau de puissance à émuler.

1.2.1 Implémentation du module PV

Dans les littératures il existe différentes méthodes pour l'implémentation du module PV que nous pouvons classer comme suit :

a. Méthode de calcul direct

Généralement cette méthode de calcul direct génère le signal de référence à partir du modèle mathématique de la cellule PV [16]. Cependant ce modèle contient des équations implicites qui nécessitent des méthodes numériques pour leur résolution. A titre d'exemple, on peut citer la méthode de NEWTON-RAPHSON, qui affecte les performances dynamiques de l'émulateur PV lorsqu'elle est connectée avec un régulateur MPPT. Pour cette raison ce modèle est simplifié dans de nombreuses références par la négligence la résistance R_p du module PV [17],[18]. D'autre part le calcul du modèle PV en temps réel, exige un fort traitement dans le contrôleur qui nécessite d'utiliser un microcontrôleur à haut processeur tels que : DSP[19], dSPACE[20], FPGA [21]

Avantages

- Simple à mettre en œuvre dans l'émulateur PV. Puisque le calcul du modèle PV est fait en temps réel.
- Possibilité de changement des conditions climatiques (température, éclairement) en temps réel.
- Obtention des caractéristiques I-V et P-V linéaires

- Inconvénients

-

- Dépendance de la précision de l'émulateur au modèle mathématique utilisé.
- L'utilisation de la méthode numérique « NEWTON-RAPHSON » pour résoudre les équations implicites du module PV peut introduire un retard pour trouver le point de fonctionnement de l'émulateur PV.
- Prix élevé du microcontrôleur.

b. Méthode Look up table (LUT)

Dans cette méthode les données des caractéristiques I-V du module PV pour diverses conditions climatiques sont obtenues à partir du test expérimental d'un panneau réel puis enregistrées dans LUT. On peut distinguer deux Types de LUT dans la littérature .I-V LUT [22] dans lesquels le courant de charge et la tension sont utilisés comme entrée, sortie de la table respectivement. Par contre, dans le cas de V-I LUT, la tension de charge est utilisé comme entrée de la table et le courant comme sa sortie [23].

Avantages

- Réduction du processus de traitement des données, puisqu'on a plus besoin de résoudre les équations implicites.

-

Inconvénients

- Réduction de la précision du modèle PV, à cause du nombre petit de points d'échantillonnage. En conséquence, la précision de l'émulateur PV est aussi réduite. Cependant, un grand nombre de points d'échantillonnage augmente la précision du module PV, en conséquence un contrôleur avec une grande capacité de mémoire doit être utilisé.

c. Réseau de neurones artificiels

L'utilisation de la méthode de réseau de neurones artificiels dans l'application de l'émulateur PV est rare [16]. En général, les données de la caractéristique I-V sont obtenues par un procédé expérimental, pour différentes paramètres (charges, éclairement et température). Le nombre de neurones est soigneusement choisi. Une fois le processus de formation terminé, le module PV de réseau de neurones sont implémentés à l'intérieur du contrôleur d'émulateur PV [24].

Avantages

- L'utilisateur peut changer les conditions climatiques (température, éclairement) en temps réel.

Inconvénients

- Nécessité d'un nouvel apprentissage lors de l'utilisation d'autre type de module PV.

La comparaison entre ces méthodes décrites précédemment est présentée dans le tableau I .1

Tableau I-1. Comparaison de diverses méthodes de calcul

Paramètre	La méthode de calcul direct	La méthode Look up table (LUT	Réseau de neurones artificiels
Mémoire de contrôleur	Faible	Elevée	Dépend du nombre de neurones utilisés
Précision	Haute précision	Précis (dépend de la nombre de points)	Précise
Adaptabilité	Dépend du modèle Utilisé	Faible	Faible
Changement des conditions atmosphériques	Capable	Sous forme discrète	Capable

1.2.2 Techniques de commande

Le rôle principal de la partie commande est de déterminer le point de fonctionnement de l'émulateur PV correspondant à la charge connectée, sur la caractéristique I-V du module PV. Différentes stratégies de commande ont été proposées dans la littérature, parmi lesquelles on peut citer :

a. Commande en tension

Dans ce type de commande le courant de charge est utilisé comme entrée du module PV $V = f(I)$ avec les deux autres entrées (la température et l'éclairement) pour générer la tension de référence. Cette tension, comparée à la tension de charge permet de générer le signal de commande. Au début le courant de charge I_0 prend une valeur proche de zéro. Dans ce cas le module PV produit un signal de tension de référence V_{ref} égal à la tension ouverte du module PV V_{oc} . Puis quand I_0 augmente, V_{ref} commencera à diminuer en suivant la courbe I-V du module PV. La figure I.2 montre le diagramme de cette commande[25],[26].

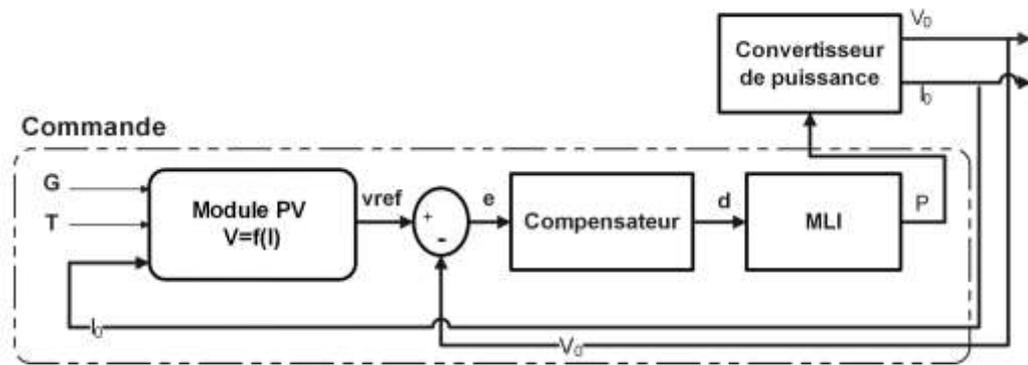


Figure I.2. Schéma de principe de la commande en tension

b. Commande en courant

Le principe de cette commande est similaire à la commande en tension, cependant la tension de charge est utilisée comme entrée du module PV ($I = f(V)$) avec les deux autres entrées (la température et l'éclairement) pour générer le courant de référence qui sera utilisée pour contrôler le convertisseur de puissance en boucle fermée comme présenté dans la figure I.3[27],[28].

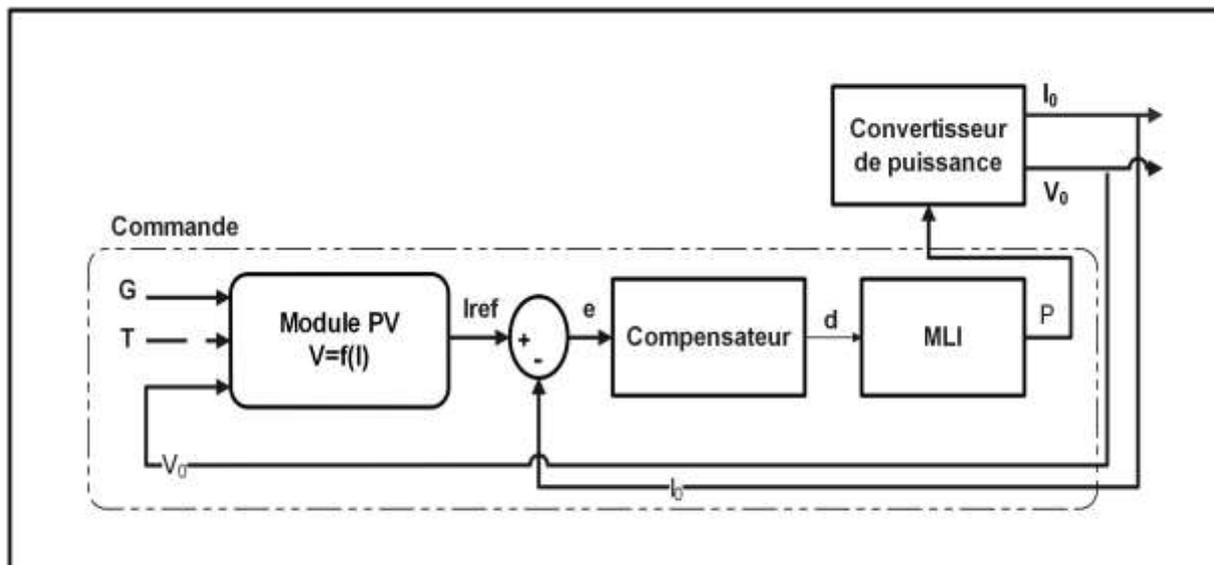


Figure I.3. Schéma de principe de la commande en courant

c. Commande Hybride

La caractéristique I-V de module PV est non linéaire. Lorsque le panneau fonctionne comme une source de tension, le courant de référence varie de manière significative et la tension est pratiquement constante, et vice-versa lorsque le panneau fonctionne comme une source de courant, la tension de référence varie de manière significative et le courant est pratiquement constant. C'est pour cette raison, qu'on utilise une commande hybride. Dans cette commande,

le courant généré par le module PV est utilisé comme référence lorsque le panneau photovoltaïque agit comme une source de courant. Et utiliser la tension générée par le module PV comme référence lorsque le panneau photovoltaïque agit comme une source tension pour stabiliser l'émulateur PV. Deux façons ont été utilisées pour implémenter cette commande. La première consiste dans l'utilisation d'une seule alimentation continue DC [6] tandis que dans la deuxième méthode on utilise deux alimentations continues DC connectées avec deux convertisseurs de puissance[29].

d. Méthode Hill-climbing (HC) et Perturber et observer (P&O)

Les méthodes Hill climbing (HC) et perturber et observer (P&O) sont couramment utilisées dans les techniques du suivi du point de puissance maximale (algorithme MPPT), cependant ces méthodes sont également utilisées pour contrôler l'émulateur PV, comme indiqué sur les figures I.4 et I.6. La méthode HC est plus simple par rapport à la méthode (P&O) car aucun compensateur n'est utilisé dans la stratégie de contrôle [30].

La méthode HC est basée sur un algorithme simple, voir la figure I.5 [31], [32] au début V_0 et I_0 sont mesurés puis I_{PV} est calculé en fonction V_0 , de l'éclairement (G) et de la température (T). Après cela, le courant généré par le module PV I_{PV} et le courant de charge I_0 sont comparés, si I_{PV} est plus grand que I_0 , I_0 et V_0 sont augmentés par l'augmentation du rapport cyclique D à pas fixe (D_{step}). Cependant, si I_{PV} est plus petite que I_0 , alors les valeurs de I_0 et V_0 diminuent, par la réduction du rapport cyclique D à pas fixe (D_{step}).

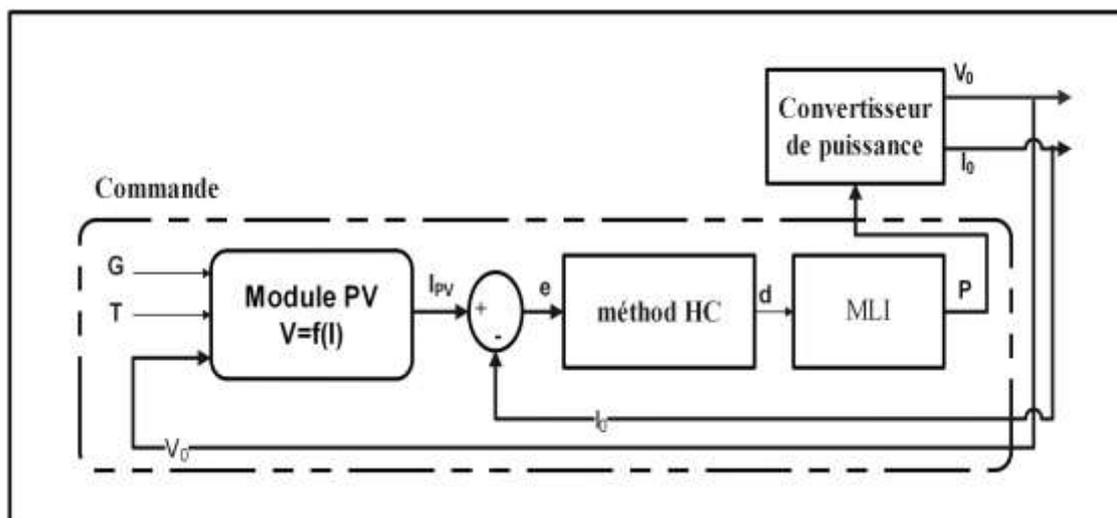


Figure I.4. Schéma bloc de méthode HC

La méthode perturber et observer utilise un contrôleur PI. Au lieu d'augmenter directement le rapport cyclique, comme le montre la figure I.6 [33]. I_{PV} est calculé en fonction V_0 , l'éclairement (G) et la température (T). Puis I_{PV} et I_0 sont comparés, si I_{PV} est plus grand que le courant de référence I_0 , I_{ref} diminue par un pas fixe I_{step} . Cependant, si I_{PV} est plus petit que I_0 , I_{ref} augmente par un pas fixe I_{step} ,

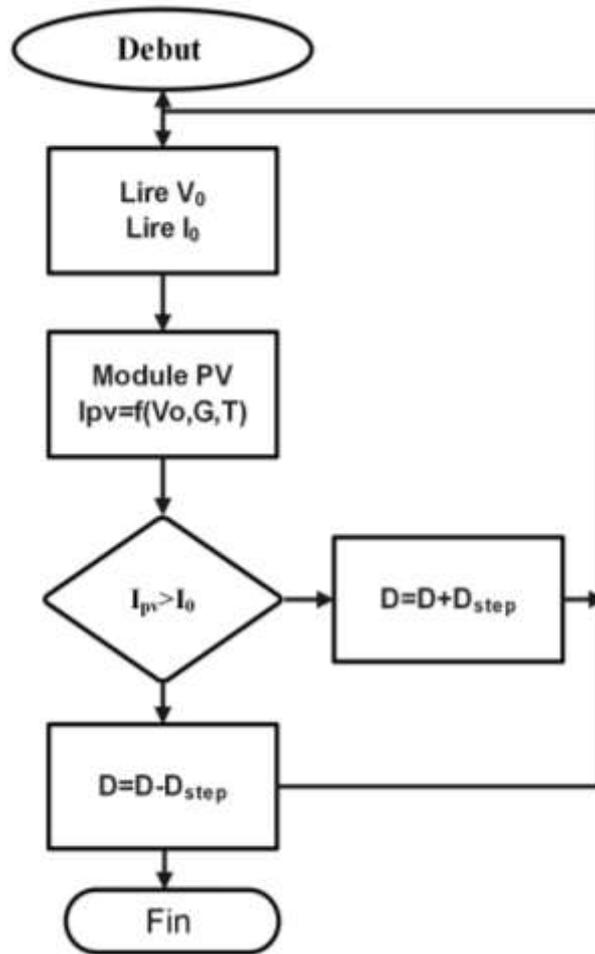


Figure I.5. Algorithme de contrôle de commande HC

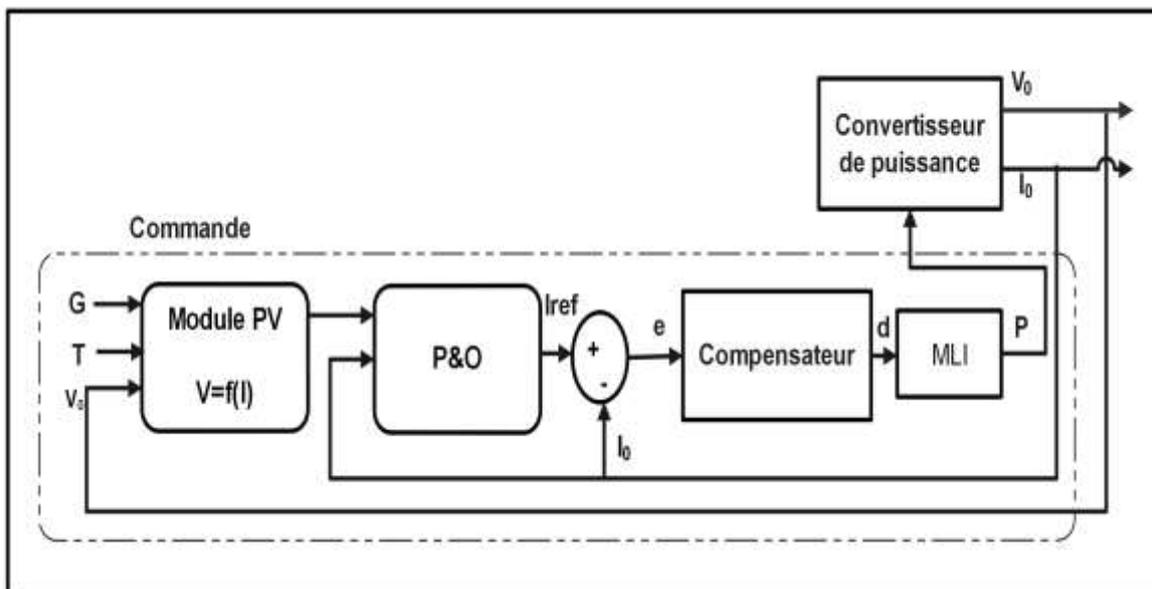


Figure I.6. Schéma bloc de la méthode (P&O)

Noter ici que le changement du rapport cyclique est remplacé par le changement du courant de références comme il est présenté sur la figure I.7

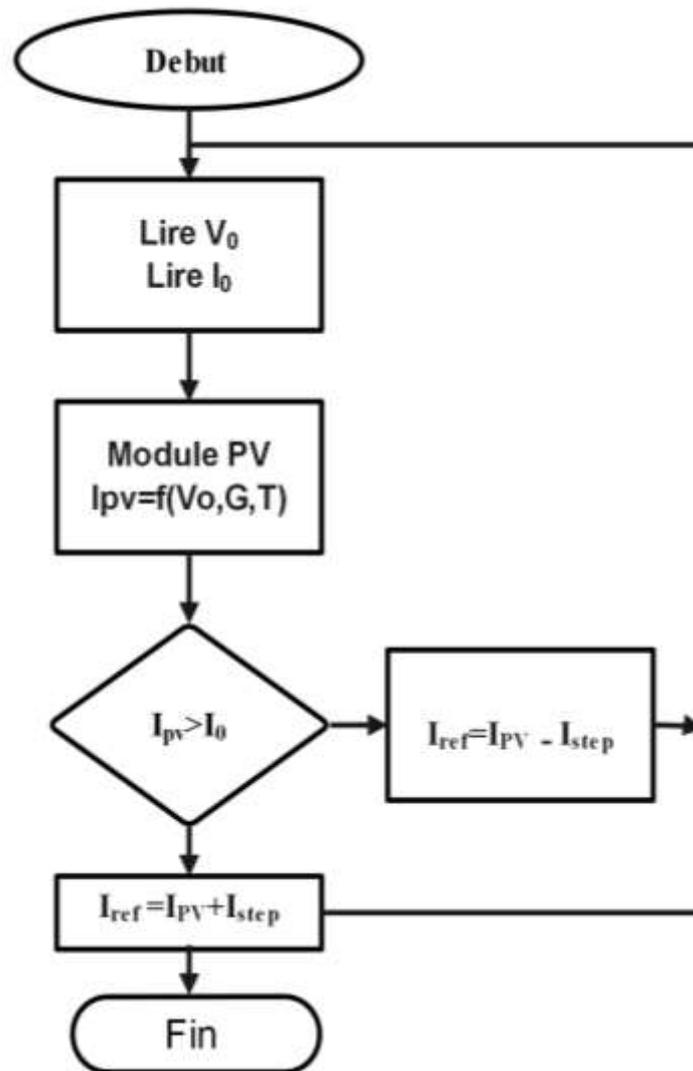


Figure I.7. Algorithme de contrôle de commande (P&O)

e. Méthode de comparaison de résistance

La méthode de comparaison de résistance est un autre type de stratégie de contrôle. Deux façons sont utilisées pour implémenter le module PV dans la première méthode la tension (V) comme entrée et (I) comme sortie ($I = f(V)$) [34]]. Dans la deuxième méthode I comme entrée et (V) comme sortie ($V = f(I)$) [35],[36], Par conséquent, le module PV est modifié afin d'obtenir la résistance (R) comme entrée ($[V, I] = f(R)$) où (R_0) est la résistance de charge produite numériquement à l'intérieur du contrôleur en divisant (V_0) sur (I_0), comme indiqué sur la Figure. I.8. En fonction de la différence des valeurs de R_{charge} et R_{pv} , le contrôleur prend

l'action correcte pour forcer le point de fonctionnement pour rendre la différence entre R_{charge} et R_{PV} , nulle ou négligeable.

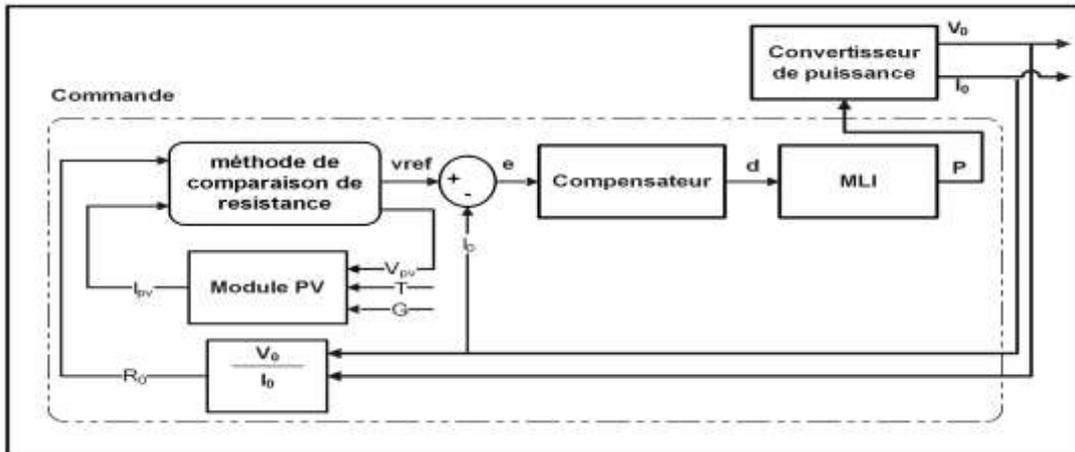


Figure I.8. Méthode comparaison de résistance

Tableaux 1.1 Comparaison des diverses méthodes étudiées.

Paramètres	Commande en tension	Commande en courant	Commande Hybride	La Commande HC et P&O	méthode de comparais de résistance
Précision	Précis si le system stable	Précis si le system stable	Précise	Dépend de la valeur de tolérance	Dépend de la valeur de tolérance
Algorithme supplémentaire	Non	Non	Oui	Oui	Oui
Stabilité	Instable dans certaines régions de la courbe I-V	Instable dans certaines régions de la courbe I-V	Stable	Instable si la taille du pas est grande	Stable
Convergence du signal de référence	Affecté par les performances du système en boucle fermée	Affecté par les performances du système en boucle fermée	Affecté par les performances du système en boucle fermée	Dépend de la taille du pas	-
Taille de pas	-	-	Constant	Constant	-

2.1.3 Topologie du convertisseur de puissance

On rappelle que le module PV est utilisé pour fournir seulement le signal de référence transmettant la puissance. Afin de pallier à ce problème, nous utilisons ce modèle pour contrôler des convertisseurs statiques et agir comme émulateur PV

a. Régulateur linéaire

La fonction du régulateur linéaire ou du convertisseur DC-DC linéaire est de réduire la tension d'entrée, V_i , et réguler la sortie. Il y a deux moyens d'implémenter l'émulateur PV à l'aide du régulateur linéaire. La première manière est de mettre en œuvre le régulateur linéaire en utilisant le régulateur linéaire de circuit intégré. Le régulateur de tension linéaire intégré circuit (I_c) est généralement choisi pour l'application d'émulateur PV. Cependant, le régulateur de courant linéaire I_c est également utilisé dans le module PV en application émulateur PV [37]. Ce type de convertisseur de puissance est piloté en utilisant un contrôleur PI ou PID en boucle fermée [38]. Le contrôleur est mis en œuvre soit dans le circuit analogique en utilisant l'amplificateur opérationnel ou le circuit numérique utilisant le microcontrôleur. Le circuit intégré du régulateur linéaire est capable de fournir une petite quantité de courant. Par conséquent, le circuit amplificateur de courant supplémentaire est nécessaire pour augmenter la puissance de l'émulateur PV[39].

La deuxième façon de la mise en œuvre du régulateur linéaire consiste à utiliser un transistor bipolaire à jonction (BJT) [40],[41] ou un transistor MOSFET [42]. Le transistor de puissance est connecté en série avec l'alimentation continue.

b. Convertisseur de puissance

La majorité des émulateurs PV récemment proposés sont basés sur des convertisseurs de puissance DC / DC en raison de la flexibilité et de la grande précision de leurs résultats, ainsi que du petit nombre de composants nécessaires à leur construction. Ce type d'émulateur peut être classé en fonction de la topologie du convertisseur de puissance, le système de contrôle et la méthode d'estimation du signal de référence.

Il existe différentes topologies de convertisseur DC / DC utilisé pour mettre en œuvre l'étage de puissance d'un émulateur PV. Parmi lesquels on peut citer les convertisseurs avec ou sans isolation galvanique. La topologie sans isolation galvanique est couramment utilisée en raison de sa simplicité et du nombre réduits de composants nécessaires à sa mise en œuvre. Le convertisseur abaisseur est plus adapté pour implémenter l'émulateur PV car il couvre une large plage de courbes caractéristiques I-V du module PV [16, 39, 40].

Le Buck-Boost est également utilisé dans l'implémentation de l'émulateur PV à l'aide d'un microcontrôleur permettant ainsi, de réduire le prix de l'émulateur PV [30].

Il existe également l'implémentation de l'émulateur PV utilisant le convertisseur élévateur (boost) pour tester l'onduleur PV connecté au réseau [41, 42]. Un autre type de topologie sans isolation galvanique est le convertisseur Z-Source. Cependant, ce convertisseur est plus difficile à contrôler, est plus coûteux, est moins efficace et couvre moins de caractéristiques I-V par rapport au convertisseur abaisseur [43].

Le convertisseur Flyback avec isolation galvanique est également utilisé [44],[45]. Le rôle de l'isolation galvanique assure une séparation entre la source et la charge. Cela se fait par l'implémentation d'un transformateur dans le système. Cette topologie convient pour une émulation du module PV jusqu'à 150 W [46]. Cependant, ce convertisseur nécessite un filtre supplémentaire qui augmente le coût de l'émulateur PV.

Le convertisseur abaisseur synchrone est également utilisé pour implémenter l'émulateur PV[47]]. Cependant le circuit de commande de ce convertisseur est plus complexe par rapport au convertisseur abaisseur conventionnel puisque les deux transistors MOSFETs sont contrôlés. De plus, le délai entre la commutation (temps mort) est nécessaire pour éviter le court-circuit.

c. Alimentation électrique programmable

L'implémentation de l'émulateur PV utilisant une alimentation électrique programmable est plus simple par rapport aux autres convertisseurs de puissance [23-25]. Cette méthode ne nécessite pas un contrôleur de convertisseur puisque l'alimentation programmable comprend déjà un contrôleur. Cependant le module PV est nécessaire pour produire la caractéristique I-V. Le module PV est implémenté à l'aide de Logiciel LabVIEW. Ce dernier, est un langage de programmation graphique de haut niveau qui a des capacités d'exécution rapide par rapport à d'autres programmes. Le signal produit par ce programme est envoyé à l'alimentation programmable par l'utilisation d'une interface de communication. L'alimentation programmable telle que Philips-Fluke PM2832 nécessite une communication, d'autre part, il y a des alimentations électriques programmables nécessitant un contrôleur externe comme le contrôleur GPIB pour fonctionner.

L'inconvénient major de l'émulateur PV alimentation électrique programmable est le délai de réponse, qui est assez lent par rapport aux autres convertisseurs de puissance.

La comparaison entre les convertisseurs de puissance utilisés dans l'implémentation du d'émulateur PV est présentée dans le tableau I.2

Table I.2: Comparaison entre les divers convertisseurs de puissance

Paramètres	Régulateur linéaire	Convertisseur de puissance	Alimentation électrique programmable
Efficacité	Efficacité très faible	Grande efficacité	Efficace
Ondulation	Non	Oui	Non
Isolation électrique	Non	Dépend de la topologie utilisée	Non
Contrôleur	Nécessaire	Nécessaire	Il n'est pas nécessaire

1.2.3 Émulateur PV comprenant l'ombrage partiel

Dans la littérature, il existe deux méthodes pour implémenter L'émulateur PV comprenant l'ombrage partiel. La première méthode est basée seulement sur des circuits électriques sans utilisation des équations mathématiques. La deuxième méthode est basée principalement sur des équations mathématiques complexes pour produire la caractéristique I-V pendant la condition d'ombrage partiel

a. **Implémentation d'ombrage partiel basé sur le matériel**

La mise en œuvre de l'ombrage partiel basée sur le matériel nécessite un grand nombre de composants et elle est coûteuse, cependant, la résolution des équations complexe est évitée.

Martín-Segura et al [25] ont implémenté ce type d'émulateur PV à l'aide de la connexion en série de deux alimentations électriques programmables. La méthode à base de transistors est également utilisée [26]. Cependant, cette méthode souffre d'un faible rendement en raison de la perte de puissance élevée au niveau du transistor.

b. **Implémentation d'ombrage partiel à base des équations mathématiques**

La mise en œuvre de l'ombrage partiel basée sur le calcul utilise l'équation mathématique pour configurer les cellules PV. Pour la connexion en série le courant total est égal au courant de la cellule, cependant la tension du module PV est égale à la somme des tensions de chaque cellule. Pour une connexion en parallèle, le courant total du module PV est la somme de chaque courant de cellule PV, et la tension de la cellule PV est égale la tension de cellule PV. Cette méthode ne nécessite qu'un seul convertisseur de puissance puisque la configuration de module PV est faite à l'intérieur du contrôleur. Le convertisseur de puissance est soit le Buck convertisseur [48], ou l'alimentation programmable [49].

Le module PV du circuit équivalent électrique se compose des équations complexes dont la résolution nécessite des méthodes numériques. Parmi la plus couramment utilisée est la méthode de Newton Raphson [50]. La mise en œuvre de l'ombrage partiel basée sur le calcul mathématique nécessite l'implémentation de plusieurs modules PV avec différentes valeurs d'éclairement et de températures qui sont calculés en temps réel. En conséquence, un contrôleur avec une grande capacité doit utiliser, plusieurs méthodes proposées dans littérature pour surmonter ce problème [51]. L'une des méthodes consiste à simplifier le modèle PV par l'utilisation de la segmentation de caractéristique I-V de module PV [52]. Une autre méthode utilisée consiste à remplacer les équations mathématiques par une représentation matricielle. La méthode d'interpolation PV est également implémenté pour remplacer le modèle complexe du module PV [53].

I.3 Conclusion

Ce chapitre présente un état de l'art sur les émulateurs PV qui ont été proposés dans la littérature. Dans un premier lieu, nous avons présenté la structure générale de l'émulateur PV. Puis nous avons donné les diverses techniques d'implémentation du module PV dans le contrôleur de l'émulateur PV, les techniques de commande utilisée sont également présentées. Finalement, la dernière section présente les différents circuits utilisés pour implémenter l'étage de puissance dans la littérature.

A partir de cette étude bibliographique, on peut conclure que l'efficacité de l'émulateur PV est affecté par la précision du modèle du module PV et aussi par le circuit de l'étage de puissance utilisé. Les convertisseurs de puissance présentent une haute efficacité mais produisent une ondulation de sortie, tandis que le régulateur linéaire a un faible rendement mais pas d'ondulation de sortie. Les convertisseurs de puissance et les régulateurs linéaires exigent

une conception de système contrôlé en boucle fermée. Cependant, l'alimentation programmable ne nécessite pas la commande en boucle fermée, mais présente à une réponse transitoire lente.

L'émulateur PV est un dispositif utile pour le chercheur et le secteur industriel pour étudier le système photovoltaïque. Par conséquent, on espère que ces travaux pourront aider à améliorer encore les performances de l'émulateur PV.

Chapitre 2 : Générateur Photovoltaïque

II. Chapitre 2 : Générateur Photovoltaïque

II.1 Introduction

Comme on a vu dans le chapitre précédent, l'efficacité de l'émulateur PV est affectée par la précision du modèle mathématique du module PV, qui génère le signal de référence utilisé pour contrôler le convertisseur de puissance et agit comme un émulateur PV. Cela conduit nécessairement à étudier en détail les panneaux solaires et leurs facteurs d'influence. Pour cela, nous allons nous intéresser :

- Au module PV et les principaux éléments pour le construire.
- Aux différents types de modélisation du module PV disponible dans littératures.
- À la caractéristique électrique pour des variations température ou éclairement.
- À l'influence de l'ombrage partiel et son implication sur les caractéristiques.

II.2 Énergies solaire

Chaque jour, le soleil convertit plus de quatre millions de tonnes d'hydrogène en hélium. Cette conversion donne de l'énergie appelée énergie solaire [54]. L'énergie irradiée il y a 5 millions d'années du soleil, dépasse environ un million de fois l'énergie totale dont le monde a besoin chaque année. Cela étant, l'énergie solaire peut devenir une source d'énergie très compétitive par rapport aux sources de productions traditionnelles, telles que celles dites à combustibles fossiles [55]. Pour le moment, les coûts de mise en œuvre des systèmes de La production d'énergie solaire à tendance à diminuer en raison de la demande et de son faible impact sur l'environnement [56]. Ce qui en fait une alternative propre, économique et nécessaire à l'étude, pour pouvoir satisfaire la demande en constante augmentation [57].

II.3 Effet photovoltaïque

Par définition, les semi-conducteurs sont des matériaux solides qui ont une conductivité électrique entre les conducteurs et les isolateurs. Ces matériaux se comportent comme des isolants à basses températures et comme conducteurs aux températures hautes. Le silicium, un bon exemple de semi-conducteur, est très utilisé dans la fabrication de cellules photovoltaïques [58]. L'atome du silicium a quatre électrons dans la dernière couche de valence et lorsqu'il est pur, il n'a pas d'électrons libres, donc il n'est pas d'un bon conducteur électrique. Pour modifier ce paramètre d'autres éléments sont ajoutés au réseau de silicium cristallin pur, ce processus est appelé dopage électronique et les impuretés (au moyen du Phosphore et du Bore) ajoutées dépendent de la nature semi-conductrice [59]. Avec l'ajout de Phosphore, qui a cinq électrons dans la dernière couche de valence, la structure silicium est modifiée, qui ont maintenant un électron libre, ou silicium porteur de charges négatives (silicium de type N). Cet électron dans l'excès ne pourra pas se coupler sur le réseau, attaché de manière lâche au noyau et avec une petite quantité d'énergie, ce qui permet aux porteurs de charge de passer de la bande de valence à la bande de conduction [60]. Dans le cas contraire, en introduisant des atomes avec seulement trois électrons de liaison, comme c'est le cas du Bore, il manquera un électron pour satisfaire

les liaisons avec les atomes de silicium. Ce manque d'électron est appelé trou et il arrive qu'avec peu d'énergie thermique, un électron d'un site voisin puisse se déplacer vers cette position, provoquant le trou. Par conséquent, on dit que le bore est un accepteur d'électrons ou un dopant type P [61]. Figure II.1 présente le silicium de type N et le silicium de type P.

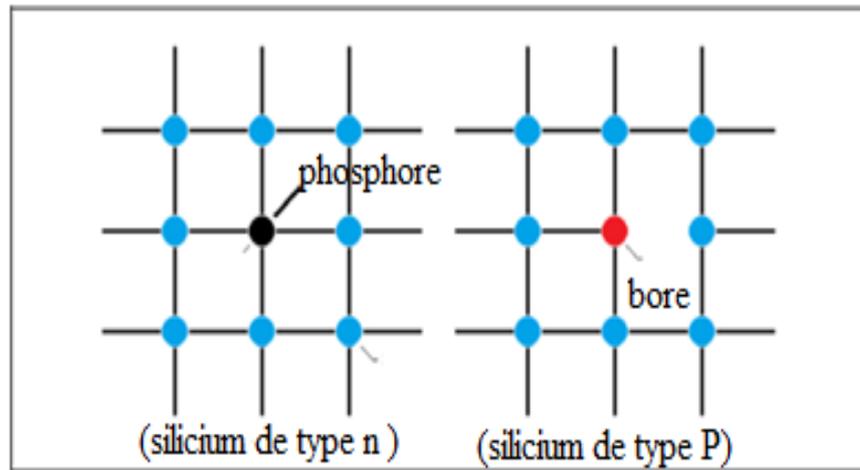


Figure II.1. Semi-conducteurs dopés de type N (à gauche) et de type P (à droite)

II.4 Rayonnement solaire (S)

Le rayonnement solaire est un rayonnement électromagnétique émis par la surface de soleil qui se propage à une vitesse de 3.10^5 km / s. Pour l'analyse du rayonnement à la surface de la terre, il est important de connaître l'intensité du rayonnement et sa composition. Le rayonnement solaire incident subit une série de réflexions, dispersions et absorptions au cours de sa route vers le sol. En raison des fluctuations climatiques son incidence totale est la somme des composants directs, diffus et réfléchis comme présentés dans la figure II.2 [62]. Ils se décomposent comme suit :

Le rayonnement direct : Faisceau direct d'énergie solaire qui est intercepté par la surface sans aucune interaction avec les particules dans l'atmosphère.

Le rayonnement diffus : Rayonnement intercepté qui est diffusé dans l'atmosphère par les gaz et les aérosols.

Le rayonnement réfléchi (ou albédo) : Ce rayonnement est réfléchi par le sol et les surfaces environnantes. De cette manière, l'index masse d'air (AM) a été créé, ce qui correspond à la normalisation du chemin emprunté par la lumière du soleil dans l'atmosphère par rapport au chemin le plus court possible, étant associé à la composition spectrale des rayons solaires qui tombent à la surface de la terre. L'absence de changement de l'ensoleillement solaire serait une masse d'air zéro ou AM 0. La masse d'air AM 0 est prise en compte dans les applications spatiales. La masse d'air AM 1 correspond à la trajectoire perpendiculaire à la surface de la terre. La masse d'air AM 1.5 est considéré comme le spectre de référence pour le test sur panneau photovoltaïque à la surface de la terre.

L'indice AM peut être approximativement calculé par l'équation II.1, et La figure II.3 illustre le spectre du rayonnement solaire reçu pour différentes conditions AM [63].

$$Am = \frac{1}{\cos\theta} \quad (II.1)$$

θ : Est l'angle du soleil depuis le zénith

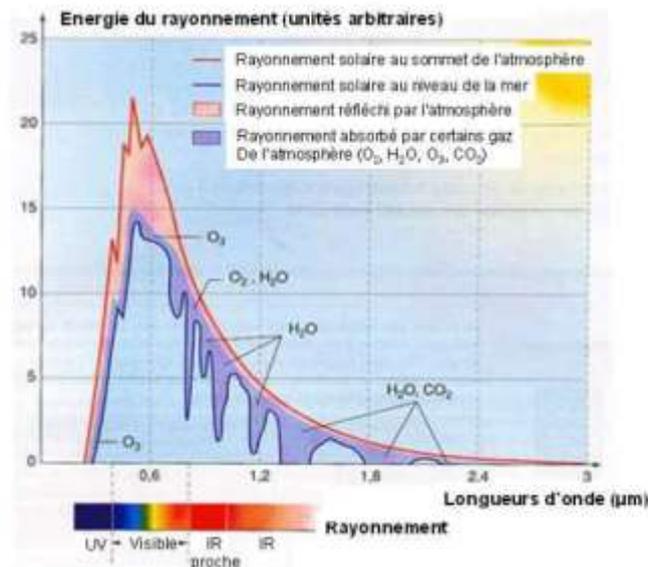


Figure II.2. Rayonnement solaire mesuré au sommet de l'atmosphère au niveau de mer [63]

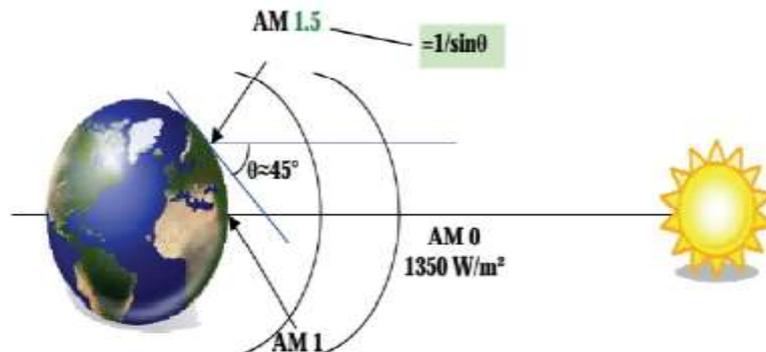


Figure II.3. Normes de mesures du spectre d'énergie émis par le soleil, notion de la convention AM

II.5 Les cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques se composent généralement de deux couches semi-conductrices, chaque couche avec ses éléments dopants. La structure composée de deux régions produisent une interface appelée jonction PN, où un champ électrique interne est établi, ce

dernier provient du passage d'électrons libres de semi-conducteur de type N vers le semi-conducteur de type P, qui lors de la migration sont capturés dans les espaces vides dans la structure, des trous provoquant une accumulation d'électrons et le rendant électriquement négatif [64]. Par conséquent, les électrons du semi-conducteur de type (N) gagnent de l'énergie, et leur déplacement aura lieu dans la direction du type semi-conducteur P [65].

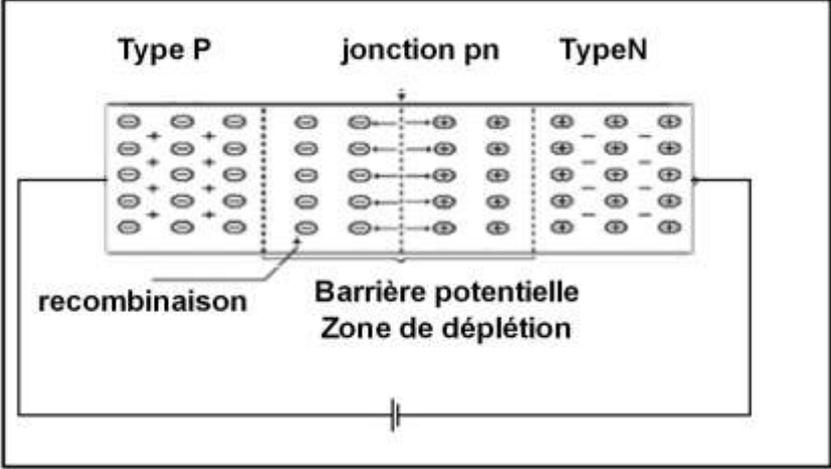


Figure II.4. Schéma illustratif de la zone de déplétion de la cellule photovoltaïque

En atteignant l'état d'équilibre ou d'épuisement à la jonction PN, le collecteur de charge électrique permet le drainage des charges importantes entre les matériaux de type P et N. Le champ électrique créé entre les différents matériaux établit une différence de potentiel et un courant électrique, sous forme continue, et chaque type de matériau à une différence potentielle spécifique, par exemple le silicium fournit une valeur d'environ 0,5 V. Le déplacement de charges provoque une différence de potentiel appelée effet photovoltaïque, qui est l'événement responsable de fonctionnement des cellules photovoltaïques [60].

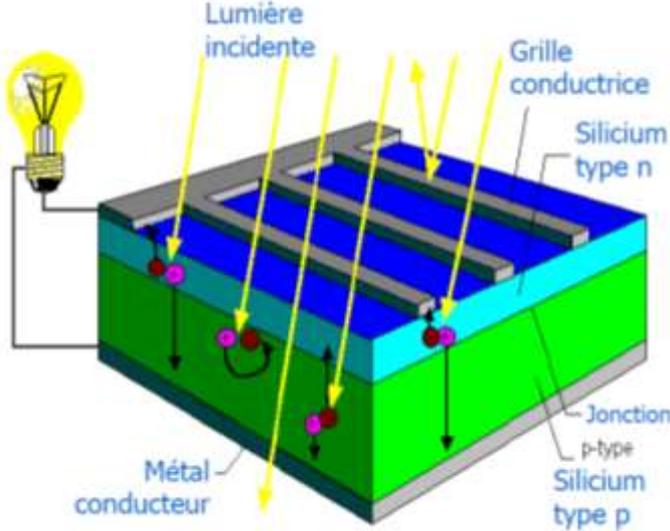


Figure II.5. Schéma de la jonction PN dans une cellule photovoltaïque

Lorsqu' on connecte à chaque extrémité de la cellule un fil, puis à un appareil (lampe, moteur électrique, etc.), il y aura un flux des électrons (courant) tant qu'il y a de la lumière qui éclaire la cellule. De cette manière, une cellule photovoltaïque n'emmagasine pas d'énergie électrique, mais garde juste un flux d'électrons établis dans un circuit électrique tant qu'il y a incidence de la lumière du soleil dessus, comme décrit dans la figure II.5. Le courant résultant de l'effet le photovoltaïque est donc continu dans le cas des moyennes et grandes installations, il est nécessaire d'utiliser des onduleurs pour le transformer en courant alternatif [66].

II.5.1 Type des cellules PV

Il existe différentes technologies pour la fabrication de cellules solaires et chacune d'elles a ses propres caractéristiques. Parmi les plus utilisées, sont ceux à base de silicium (monocristallin, poly cristallin ou amorphe) , mais de nouvelles technologies sont testées chaque jour pour obtenir des rendements plus élevés à moindre coût [58].

a. Cellule de silicium monocristallin

Les cellules de silicium monocristallin comme leur nom l'indique sont basées sur un seul cristal de silicium, c'est un solide homogène sans interruption dont la structure atomique est parfaitement ordonnée. Ce type de cellule se caractérise par son rendement le plus élevé. Son principal avantage est son efficacité, qui est généralement d'environ 15% [67], et son principal inconvénient son coût élevé, et cela est dû au fait que la production de silicium monocristallin est complexe.



Figure II.6. Cellule en Silicium monocristallin

b. Cellules au Silicium poly cristallin

Ce sont des cellules faites de Cellules découpées dans un lingot de silicium fondu qui recristallise (figure II.17). Dans le processus de fabrication, le silicium fondu est coulé en lingots de silicium poly cristallin, où ceux-ci sont ensuite coupés en tranches très minces et assemblés pour créer les cellules. Les cellules en silicium poly cristallin sont moins chères à produire que les cellules monocristallines et c'est parce que leur processus de la fabrication est plus simple. Cependant, ceux-ci ont un inconvénient en termes d'efficacité de l'ordre de 12% [68].



Figure II.7. Cellules de silicium poly cristallin

c. Silicium amorphe (TFS)

Ces cellules sont également en silicium mais il est constitué sans aucune structure cristalline (figure II.8), son efficacité atteint 5% [69]. Ces panneaux sont minces et flexibles et sont couramment utilisés dans les petits appareils électroniques tels que les calculatrices et les montres.



Figure II.8. Silicium amorphe

d. Autres films minces.

Les cellules pour panneaux solaires peuvent être composées d'autres matériaux tels que le tellure de cadmium (CdTe) et le cuivre, l'indium, le dyséléniure (CIS). Le principal attrait de cette technologie est qu'elle peut être fabriquée à partir de processus industriels et à des prix relativement moins chers par rapport aux technologies du silicium cristallin. Cependant, son efficacité ne dépasse que les technologies du silicium amorphe [70].

II.6 Conditions D'essai Standard

Les conditions d'essai standard, appelées STC (Standard test conditions) permet de définir les valeurs standard de rayonnement, de température et de masse d'air à utiliser par les fabricants de modules photovoltaïques. Ce qui permet de réaliser les tests de la caractérisation dans les mêmes conditions standard, des valeurs de 1000 W / m² pour l'ensoleillement (G), la température (T) 25° C et 1,5 de masse d'air (AM), ont été établis [71].

II.7 Modélisation des cellules PV

Pour comprendre le comportement d'une cellule solaire, il est utile d'utiliser un modèle électrique équivalent, basé sur des composants électriques bien connus, le principal avantage d'utiliser ce modèle est la disponibilité du standard électrique dans divers logiciels tels que MATLAB et PSpice. Pour cela, de nombreux modèle mathématiques de cellule PV ont été développés pour présenter le système réel, avec les caractéristiques fournies par les fabricants [72].

II.7.1 Modèle idéal

La figure II.9 représente le circuit électrique du modèle idéal d'une cellule photovoltaïque, qui se compose d'une diode (la jonction PN), et une source de courant connectée en parallèle représentant la puissance solaire incidente [73].

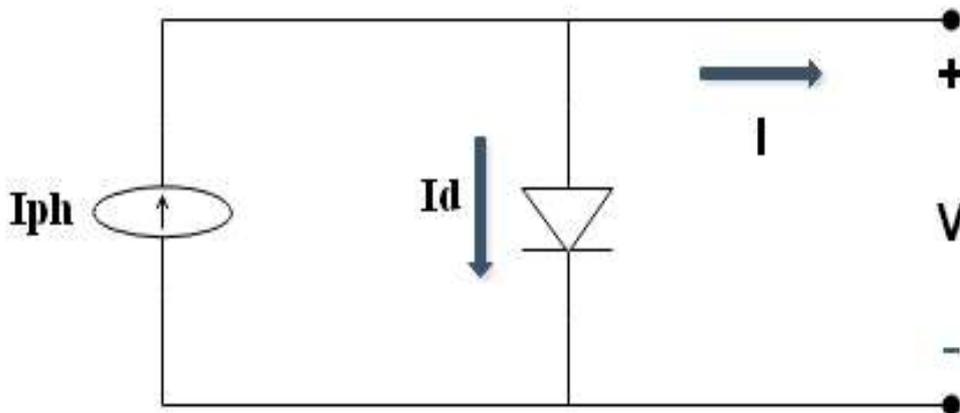


Figure II.9. Modèle idéal

En appliquant la première loi de Kirchhoff (loi des nœuds) dans le circuit de la figure II.9. On extrait l'équation (II.2) montrant l'expression de l'intensité de courant de la cellule en fonction de la tension, où le deuxième terme à droite représente le courant de diode donné par l'équation de Shockley

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{n \cdot V_{th}}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.2})$$

Où

I_0 : Intensité du courant de saturation inverse de la cellule.

n : Facteur d'idéalité de jonction

V_{th} Potentiel thermodynamique décrit par l'équation (II.3).

$$V_{th} = \frac{K \cdot T_c}{q} \quad (II.3)$$

Où

Où : k est la constante de Boltzmann, T_c la température de la cellule et q est la charge élémentaire d'électrons.

II.7.2 Modèle à quatre paramètres

Pour obtenir une meilleure représentation du comportement électrique de la cellule que le modèle l'idéal. Le deuxième modèle tient compte de la résistivité des matériaux et des pertes ohmiques au niveau de contact. Ces pertes sont représentées par une résistance sériée R_s comme présenté dans la figure II.11 [74].

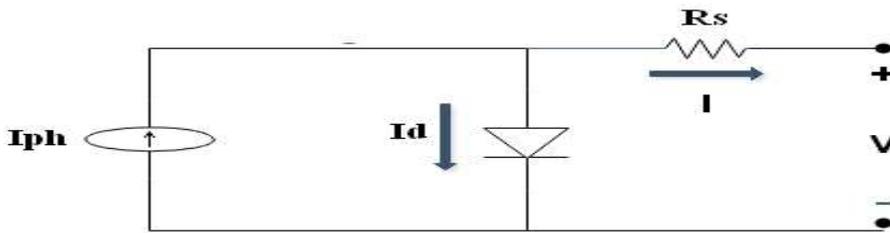


Figure II.11. Modèle à quatre paramètres

Pour représenter les pertes dues aux courants de Foucault, on insère une résistance parallèle (résistance de shunt) dans ce modèle, comme le montre la figure II.12.

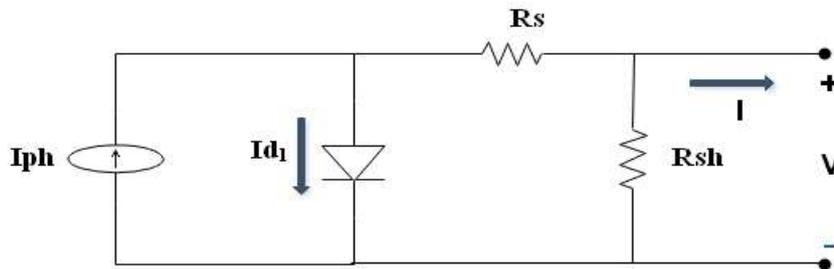


Figure II.12. Modèle à quatre paramètres avec R_p

Dans ce cas, l'expression de l'intensité de courant fournie est décrite selon l'équation II.4.

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + I \cdot R_s}{n \cdot V_{th}}\right) \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (II.4)$$

II.7.3 Modèle à cinq paramètres

Dans le modèle de deux diodes représentées sur la figure II.13, l'une des diodes représente le phénomène de la diffusion et l'autre le phénomène de recombinaison des porteurs minoritaires. L'analyse de ce circuit est exprimée par l'équation II.5, dans lequel la valeur de facteur d'idéalité supplémentaire doit être calculée, cependant l'obtention de ces paramètres n'est pas une tâche facile d'un point de vue expérimentale [75].

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[\exp \left(\frac{V + I.R_s}{n_1.V_{th}} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{V + I.R_s}{n_2.V_{th}} \right) - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_{sh}} \quad (II.5)$$

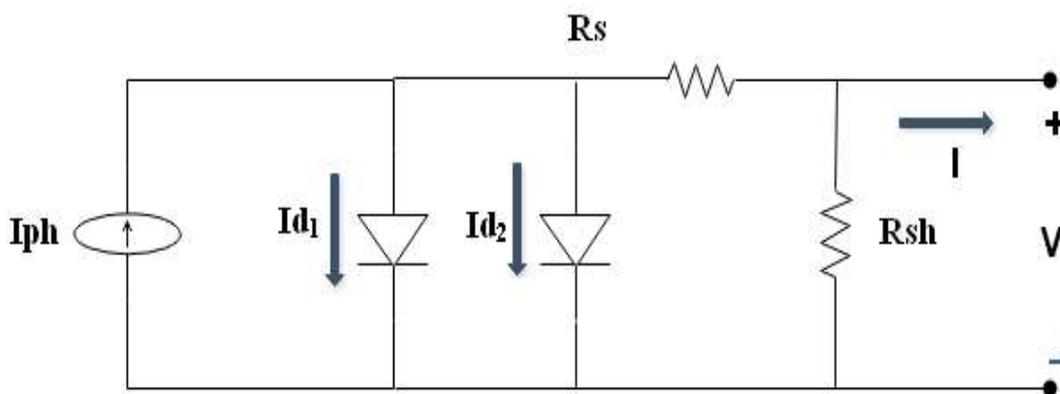


Figure II.13. Modèle à cinq paramètres

II.8 Module PV

En raison de la faible puissance qu'une seule cellule peut fournir, les cellules photovoltaïques sont regroupées en ce que l'on appelle un module ou panneau photovoltaïque. Ce dernier est un ensemble de cellules connectées de manière pratique. Un module est généralement constitué d'un ensemble de 36 à 216 cellules photovoltaïques associé en série et/ou en parallèle. La connexion en série des cellules permet d'augmenter la tension totale du module qui sera la somme des tensions de chacune d'entre elles. En revanche, s'ils sont interconnectés en parallèle sa tension sera la même que celle d'une cellule individuelle, tandis que son intensité sera idéalement la somme des intensités de toutes les cellules connectées ce que permet d'augmenter le courant à sa sortie [75].

En général, on peut dire que les modules sont constitués des composants suivants [76].

Couverture extérieure :- Il est en verre trempé car il est résistant et permet le passage du rayonnement solaire. Sa fonction est de protéger tous les composants du panneau des phénomènes atmosphériques.

Couches d'encapsulation : est un matériau de remplissage à l'intérieur, qui fonctionne comme un encapsulant, à base d'Ethylène Acétate de Vinyle (EVA), qui sert à enrober les cellules photovoltaïques à l'intérieur du module, les protégeant de l'entrée d'air ou d'humidité, et évitant ainsi l'apparition d'oxydation du silicium constituant les cellules.

Protection arrière : Elle est généralement constituée en poly fluorure de vinyle (PVF), qui en plus de ses propriétés d'isolant diélectriques il offre une grande résistance au rayonnement ultraviolet, aidant à agir comme une barrière à l'entrée d'humidité.

Cadre de support : Il est en aluminium anodisé ou en acier inoxydable qui offre une résistance mécanique de l'ensemble du module PV et de liaison mécanique entre les modules.

Contacts électriques : Ce sont des câbles en cuivre qui permettent de collecter l'énergie délivrée par le module et sont situés à l'arrière du module dans un boîtier qui contient également des diodes de protections.

La structure du module PV est montrée par la figure II.4 :

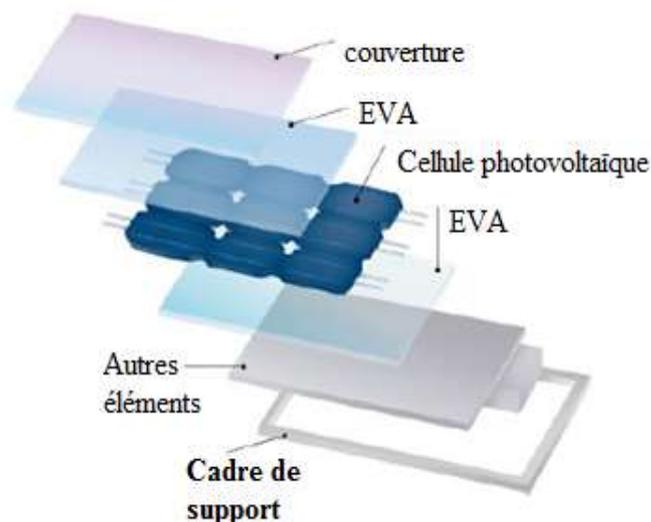


Figure II.14. Composants d'un panneau solaire

II.9 Caractéristique électrique d'un module photovoltaïque

La caractéristique électrique de cellule ou module photovoltaïque peut être représentée par les courbes typiques qui relient le courant et puissance en fonction de la tension générée (courbe I-V et courbe P-V), comme le montre la figure II.15.

À partir de cette figure, on peut constater les points suivants :

Le courant de court-circuit I_{CC} C'est la valeur de courant maximale qui peut traverser la cellule solaire qui se produit lorsque ses bornes sont court-circuitées. Il peut être mesuré directement avec un ampèremètre connecté à la sortie de la cellule solaire. Sa valeur varie en

fonction de la surface et du rayonnement lumineux auquel le module est exposé. Et il est directement proportionnel à l'éclairement et la température ambiante.

La tension du circuit-ouvert V_{oc} C'est la tension maximale qui est obtenue aux extrémités de la cellule solaire, qui se produit lorsqu'elle n'est connectée à aucune charge et représente la tension maximale qu'une cellule peut fournir. Cette tension varie de manière logarithmique avec l'éclairement et baisse avec l'augmentation de la température. Sa mesure se fait simplement en connectant un voltmètre entre les bornes du module PV.

Point de puissance maximale (PPM) : C'est la puissance maximale que le dispositif photovoltaïque est capable de fournir sous certaine condition donnée de l'éclairement et de température, les points de puissance sont obtenus simplement en multipliant chaque valeur de tension maximale par la valeur de courant maximal correspondant.

Courant de puissance maximum (I_{mm}) : Il s'agit de la valeur du courant nominale, au point d'obtention d'une puissance maximale.

Tension de puissance maximale (V_{mm}) : Il s'agit de la valeur de tension nominale de la tension, au point d'obtention d'une puissance maximale.

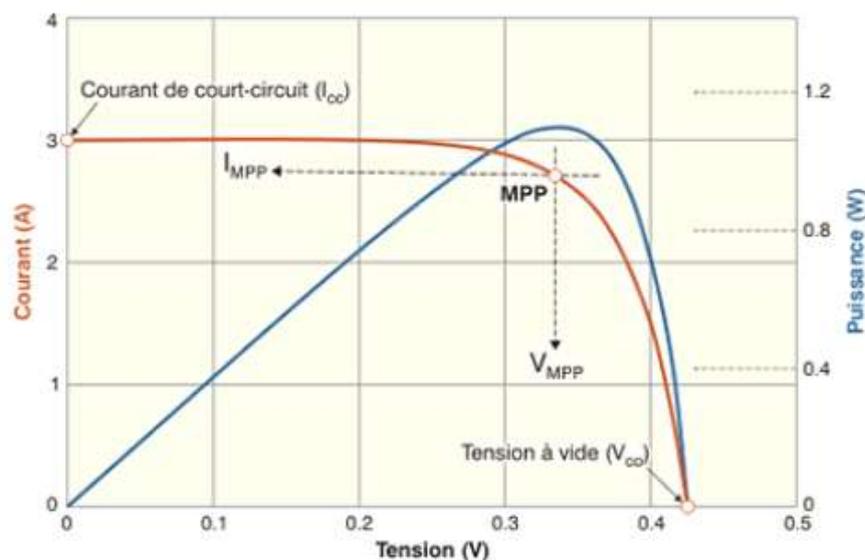


Figure II.15. Caractéristique d'une cellule photovoltaïque [77]

II.9.1 Analyse de la caractéristique I-V

À Partir de la courbe I-V présentée dans la figure II.16. Il est à noter que la résistance caractéristique R_{ch} qui correspond au point MPP divise la courbe I-V en deux régions [78]. Dans la première région à gauche du point MPP, le module PV se comporte comme une source de courant et le point de fonctionnement varie entre I_{sc} et I_{mpp} . Par contre, dans la région de droite du point MPP, le module PV se comporte comme une source de tension, où le point de fonctionnement varie entre V_{mpp} et V_{oc} . Les valeurs de R_{ch} sont déterminées à l'aide de l'équation II.6 [15]

$$R_{ch} = \frac{V_{mpp}(G, T)}{I_{mpp}(G, T)} \quad (II.6)$$

II.10 Facteur de forme

Le facteur de forme ou facteur de remplissage, qui est défini comme le rapport de la puissance maximale pouvant être obtenu de la cellule photovoltaïque au produit de la tension en circuit ouvert et du courant de court-circuit ($V_{oc} \times I_{cc}$) équation II.7. C'est considéré comme un paramètre important dans l'évaluation des performances des cellules photovoltaïques. Le facteur de remplissage détermine l'équerrage de la courbe courant-tension de la cellule PV comme présenté sur la figure II.16 [79].

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \cdot I_{cc}} \quad (II.7)$$

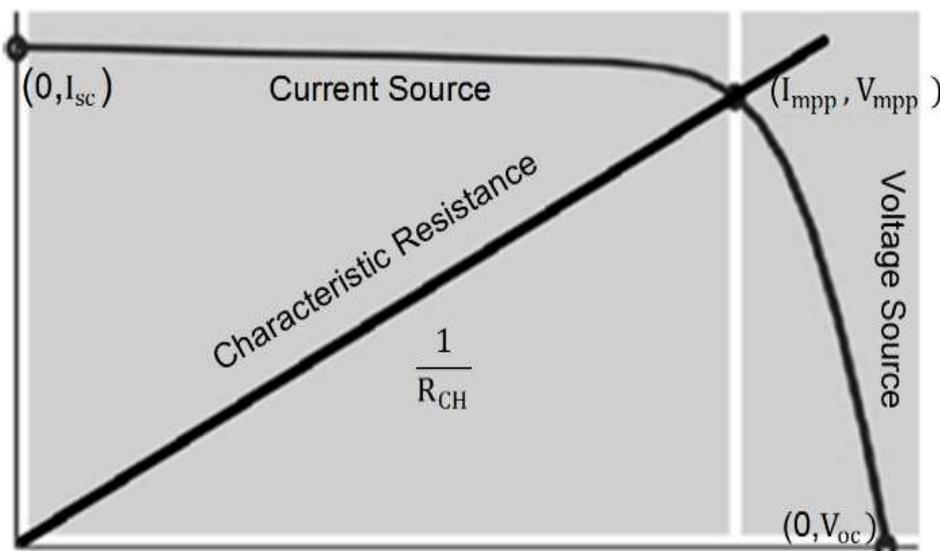


Figure II.16. Analyse de la courbe I-V

II.11 Rendement D'une cellule photovoltaïque

Le rendement d'une cellule photovoltaïque est défini comme le rapport entre la puissance maximale générée par la cellule et la puissance du flux lumineux incident. Il est exprimé par l'équation II.8 [79].

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_i} \quad (II.8)$$

II.12 Champ PV

Un module photovoltaïque peut fournir une puissance limitée et produire une puissance électrique souhaitée. Il est usuel, d'employer un plus grand nombre de modules regroupés en série, ou en parallèle, selon l'application. Ce regroupement de modules photovoltaïques, est appelé un arrangement photovoltaïque (voir les figures II.17 et II.18) [79].

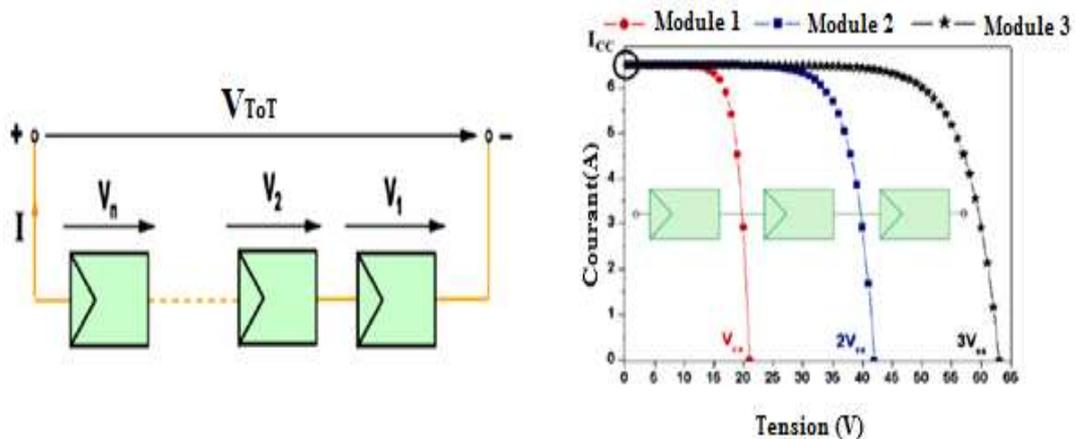


Figure II.17. Association série de module PV

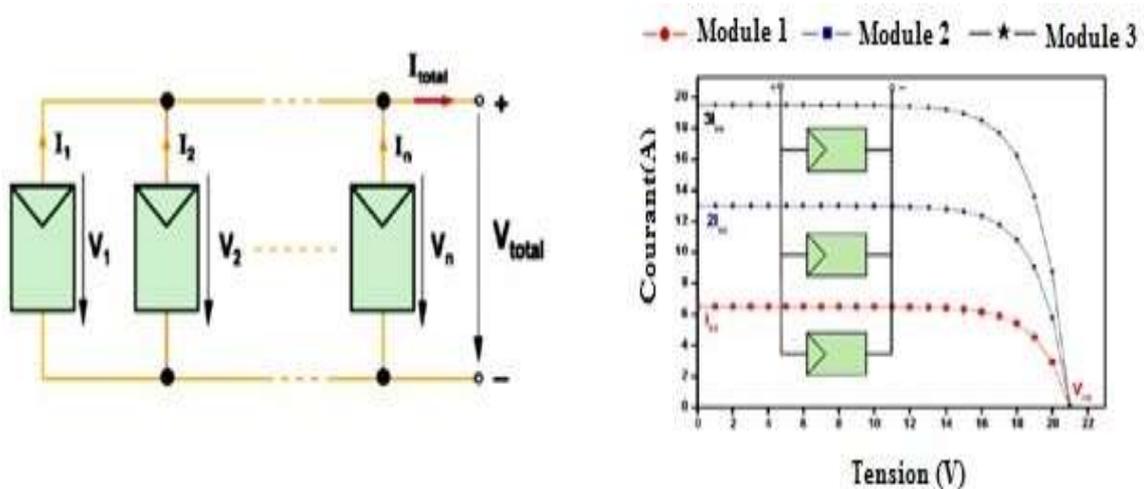


Figure II.18. Association parallèles de module PV

II.13 Influence de l'éclairement

Il existe plusieurs facteurs qui affectent le rayonnement solaire à la surface du module PV photovoltaïque ; parmi les plus observés le mouvement apparent du soleil en fonction de l'heure et des jours nuageux. Alors que les panneaux photovoltaïques sont fixés dans une certaine structure, pour cela il est important de déterminer la meilleure position d'inclinaison du module

PV pour augmenter l'ensoleillement incident, la figure II.19 présente la caractéristique I-V et P-V cellule photovoltaïque lorsqu'elle est excitée par plusieurs niveaux d'éclairement, maintenant une température constante autour de 25° C [30], on remarque que plus le niveau d'éclairement sur les panneaux photovoltaïques est élevé, plus le courant électrique est important à la sortie, ce qui augmente la puissance produite, par contre la tension du circuit ouvert V_{oc} est beaucoup moins altérée par cette variation.

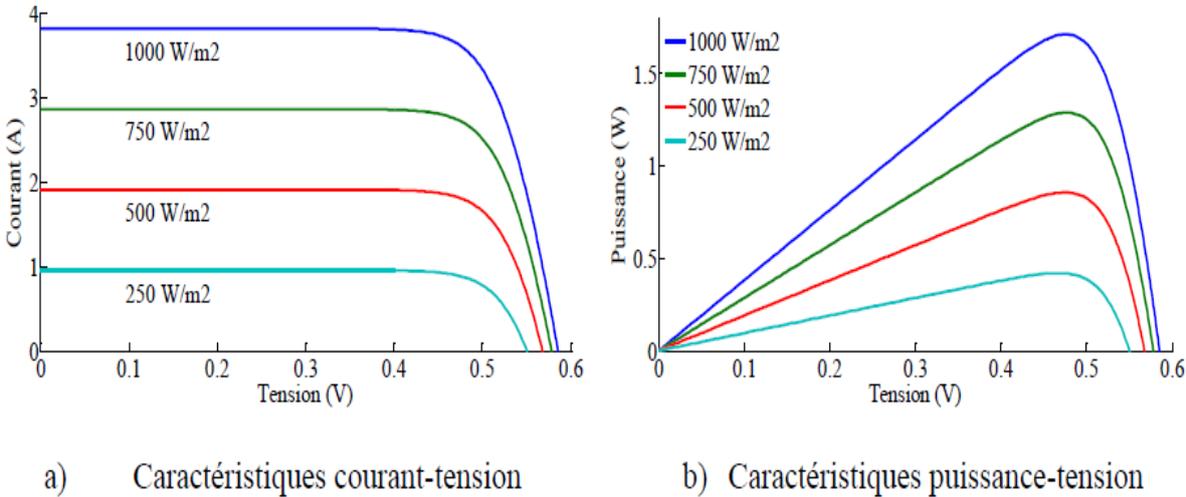


Figure II.19.Dépendance des caractéristiques de la cellule PV de l'éclairement

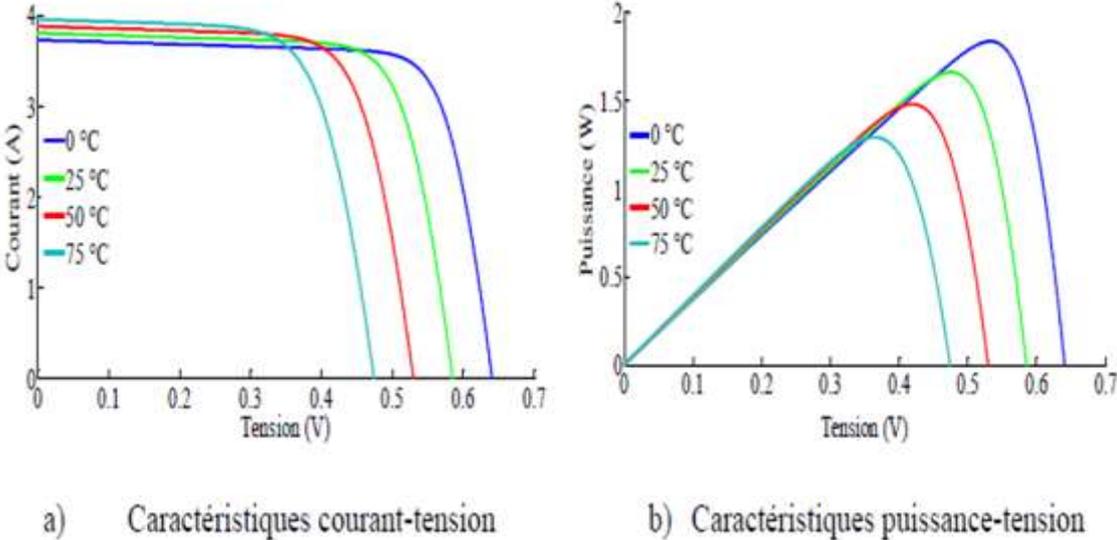


Figure II.20.Dépendance des caractéristiques de la cellule PV de la température

II.14 Influence de la température

La température d'une cellule photovoltaïque est une variable importante à observer lors de son fonctionnement car elle modifie les caractéristiques électriques de la cellule PV. L'augmentation de la température provoque une diminution proportionnelle de la tension de sortie V_{oc} et une petite augmentation du courant de court-circuit I_{cc} , par conséquent, ces facteurs provoquent une diminution du point de puissance maximale MPPT des modules PV [80]. La figure II.20 illustre les caractéristiques I-V et P-V respectivement d'une cellule PV, maintenant un éclairement fixe à 1000 W/m^2 et différentes températures.

II.15 Influence de résistance série R_s sur la cellule PV

La résistance série est un paramètre important lorsque la cellule fonctionne dans des conditions qui s'écartent des valeurs de référence standard STC, la résistance série n'affecte pas les valeurs du courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert, cependant, cela influe sur l'emplacement du point de puissance maximale. Lorsque la résistance série augmente, le point de puissance maximum se déplace vers le bas et vers la gauche de la courbe I-V, ce qui entraîne une diminution de puissance maximum de la cellule PV [81]. La figure II.21 illustre l'effet de la résistance série sur les caractéristiques I-V et P-V respectivement.

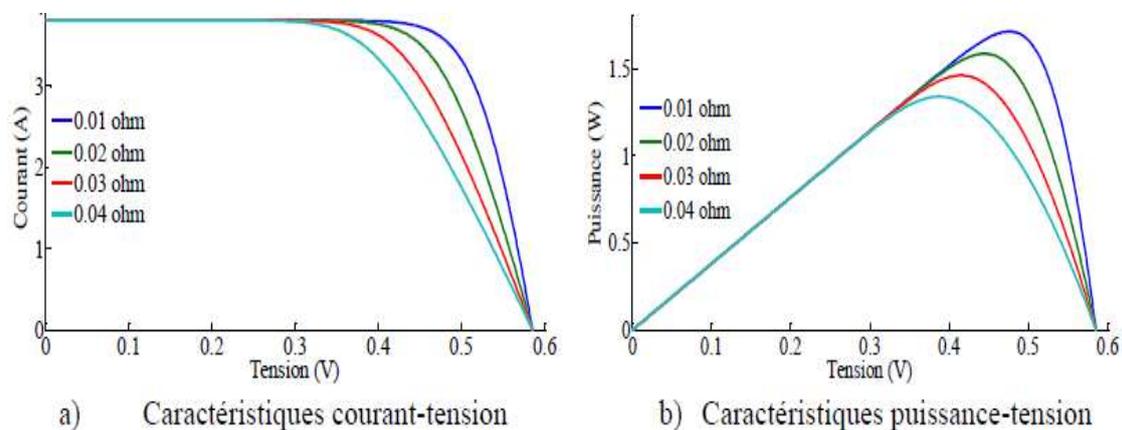


Figure II.21. Influence de la résistance R_s sur les caractéristiques

II.16 Influence de résistance parallèle R_p sur la cellule PV

La résistance parallèle (R_{sh}) représente des courants de fuite de la jonction P-N. Plus la valeur de la résistance parallèle est faible, plus la courbe est inclinée vers le bas. Cependant pour les modèles qui considèrent la résistance parallèle infinie, la pente de la courbe en condition de court-circuit, est égale à zéro. Cela veut dire, que la courbe est horizontale en ce point. En

outre, il n'y a aucun effet sur le courant de court-circuit, alors qu'il affecte la tension de circuit ouvert [82]. La figure II.22 montre l'influence de la résistance parallèle sur la courbe I-V et P-V respectivement.

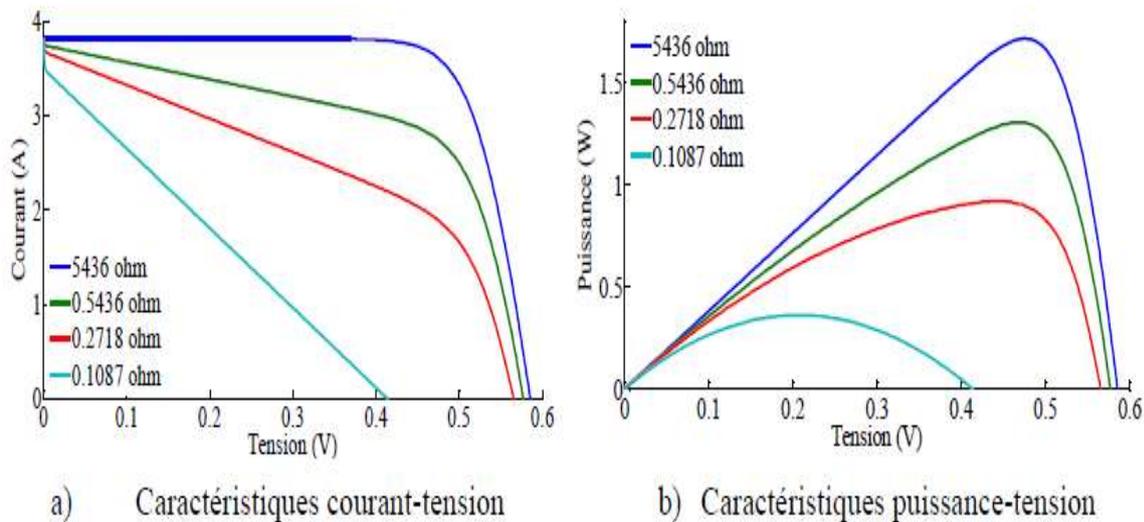


Figure II.22. Influence de la résistance shunt sur les caractéristique PV

II.17 Protection Des Systèmes Photovoltaïques

Lorsqu'on travaille avec des systèmes photovoltaïques de haute puissance, il est nécessaire d'associer des modules en série et en parallèle afin d'obtenir des valeurs de tension et de courant appropriées pour l'application souhaitée. L'ombrage des modules peut endommager le système en raison d'un échauffement excessif de cellules. Pour éviter les problèmes résultant de ces situations indésirables, des dispositifs de protection doivent être ajoutés au système, généralement diodes, qui sont placées à des points stratégiques afin d'éviter l'apparition points chauds dans les modules avec des pertes de puissance conséquente [83].

II.17.1 Diode de bypass.

Dans les associations en série de cellules photovoltaïques modules, elles sont soumises à des fonctions comme une charge pour les autres cellules. Dans ce cas, il y a un risque d'avoir une tension négative appliquée à ses extrémités, qui peut être supérieure à sa tension de claquage. Ce qui provoque une dissipation de puissance exagérée, entraînant ainsi un échauffement pouvant endommager la cellule. Cette situation se produit dans le cas d'un éclairage non uniforme dans les cellules de module PV [80].

La connexion en antiparallèle avec les extrémités des cellules d'une diode appelée diode bypass, qui est directement polarisée et permet donc au courant de la traverser. Ce qui entraîne que la cellule ne produit plus d'électricité, mais ne se comporte pas comme une charge pour les autres cellules. Si la cellule est identique aux autres et ne sera pas ombrée, la diode de dérivation

est polarisée en inversée, bloquant ainsi le courant. Cette diode de dérivation doit être capable de conduire tout le courant généré par l'association série et sa tension de seuil de conduction doit être aussi faible que possible. En pratique, les diodes bypass ne sont pas placées en parallèle avec chaque cellule associée, mais seulement avec certaines d'entre elles. La figure II.23 montre comment les diodes de dérivation sont connectées aux modules photovoltaïques [84].

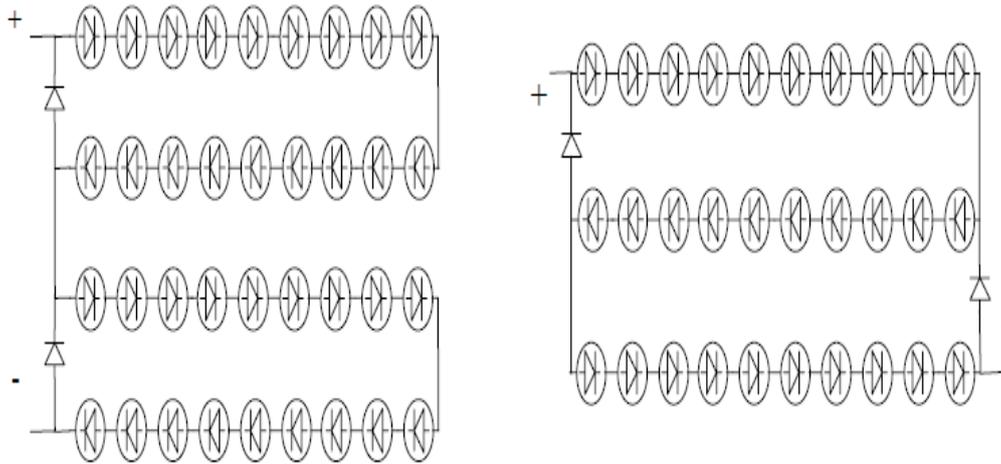


Figure II.23. Diode bypass

II.17.2 Diode de blocage

Le Systèmes photovoltaïques constitués de plusieurs branches en parallèle. Ces branches sont constituées de (N) modules associés en série, et peuvent être protégées contre les courants inverses de l'autre branche via des diodes de blocage connectées en série sur chaque branche (Figure II.24). Ce courant inverse est causé par la différence de tension des branches due aux situations indésirables déjà mentionnées précédemment [83].

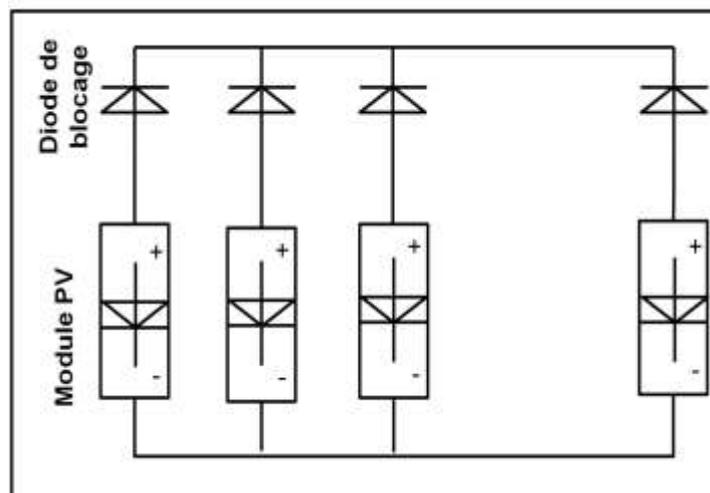


Figure II.24. Diode de blocage

II.18 Effet d'ombrage sur le module photovoltaïque

L'ombrage est un problème critique sur le system photovoltaïque. Comme les performances d'un générateur PV dépendent directement du rayonnement solaire, qui sont optimales lorsqu'il est éclairé de manière homogène sur toute sa surface. L'ombrage partiel, causé par une antenne ou un arbre, par exemple, peut réduire considérablement les performances de l'ensemble du système. En effet, la cellule avec le moins d'éclairage déterminera le courant et la puissance de fonctionnement de toutes les cellules en série [85].

Les pertes de production d'énergie dues à l'ombrage peuvent être minimisées en utilisant des modules qui ont des diodes de dérivation intégrées dans les cellules. Cet appareil offre un chemin alternatif au courant, lui permettant de maintenir les niveaux des autres cellules correctement éclairées.

II.18.1 Types d'ombrage

La réduction du rayonnement causé par l'ombrage partiel d'un module PV affecte considérablement son fonctionnement et doit toujours être évitée. L'idéal est quand le système photovoltaïque soit installé dans une zone exempte d'interférences externes. Cependant, lorsqu'il s'agit de systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique dans les centres urbains, le facteur d'ombrage est souvent inévitable. Pour cela, l'environnement de la zone d'installation du système doit être préalablement analysé afin d'éviter ou de minimiser les effets causés par les différents types d'ombrage, qui peuvent être classés comme suit :

a. Ombrage temporaire

Il est causé par la chute des feuilles, les déjections d'oiseaux, la pollution dans certains pays, et la neige (Figure II.25). Si le système est gravement affecté par ces facteurs, le nettoyage des modules doit être effectué plus fréquemment. Dans la plupart des cas, la perte de rayonnement due à l'ombrage temporaire est acceptable [85].



Figure II.25. Ombrage temporaire

b. Ombrage attribué à l'emplacement

C'est celui attribué aux bâtiments et à la végétation autour d'un system photovoltaïque figure II.26. Il faut tenir compte du fait que les arbres et la végétation ont tendance à pousser au fil des ans, ce qui peut provoquer des ombres à l'avenir. Des bâtiments encore plus éloignés peuvent assombrir l'horizon, affectant le système. Les systèmes de câblage du réseau électrique ont également un effet négatif, car ce sont de petites ombres qui se déplacent selon le trajet solaire tout au long de la journée [86].



Figure II.26. Ombrage attribué à l'emplacement

c. Ombrage du système lui-même

C'est lorsque l'ombre d'un module chevauche un autre module figure II.27. Cela se produit souvent dans des systèmes PV mal planifiés, avec des modules inclinés et des structures indépendantes. Il existe des recommandations d'espacement entre les modules pour éviter ce type d'ombrage [86].



Figure II.27. Ombrage du système lui-même

II.18.2 Caractéristique I-V et P-V sous l'ombrage partiel

On peut rappeler que le courant électrique d'une cellule photovoltaïque est directement proportionnel à l'intensité de la lumière incidente sur elle. S'il y a une sorte d'obstruction de la

lumière du soleil dans un ou plusieurs modules sur le champ PV, le courant généré par le module ombré sera inférieur à celui des autres. Lorsque les panneaux sont connectés en parallèle, l'effet significatif est la réduction du courant total fournis par le champ PV. Une fois connecté en série, l'ombrage partiel peut apporter des problèmes préjudiciables à l'arrangement. Comme le courant qui passe par les modules doit être le même, le module avec le plus faible éclairement commence à fonctionner comme une charge, tirant de l'énergie du système plutôt que de l'alimenter. De cette façon, les courbes caractéristiques I-V et P-V résultant du champ PV subit quelques changements. Un exemple est montré sur la figure II.28, pour une connexion en série de trois modules, on peut remarquer à partir de la courbe de puissance, que la présence de plus d'un pic de puissance. Une puissance maximale globale et une puissance maximale locale. Cette fonctionnalité peut poser problème pour les méthodes MPPT. traditionnelles [85].

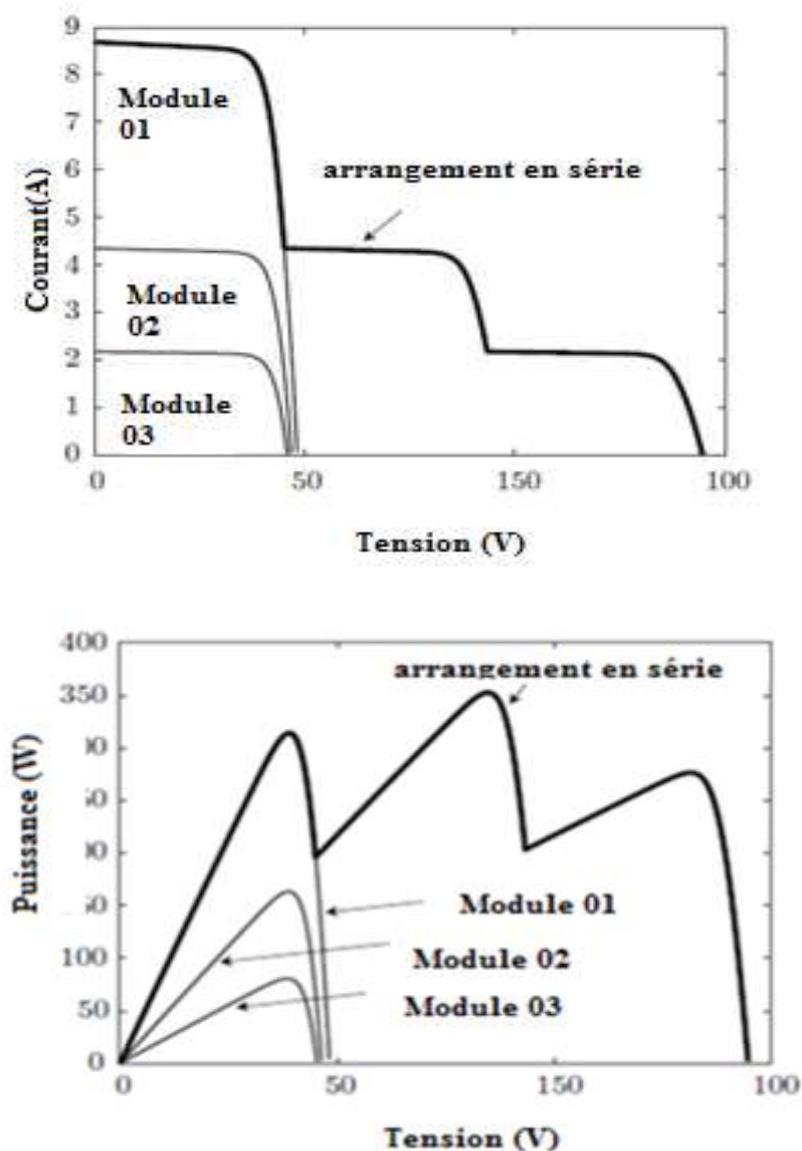


Figure II.28. Caractéristique I-V et P-V sous l'ombrage partiel

II.18.3 Analyse de la courbe I-V sous ombrage partiel

Pour analyser la courbe I-V du générateur photovoltaïque sous ombrage partiel, on a considéré deux modules connectés en série, comme le montre la figure II.29. Le module 2 a été supposé recevoir un éclairage moins que celui du module 1. Par conséquent, le courant généré par le module 2 I_{pv2} est inférieur à celui du module 1 et la tension de sortie du module 2 V_{pv2} peut devenir négative à cause de l'ombrage partiel.

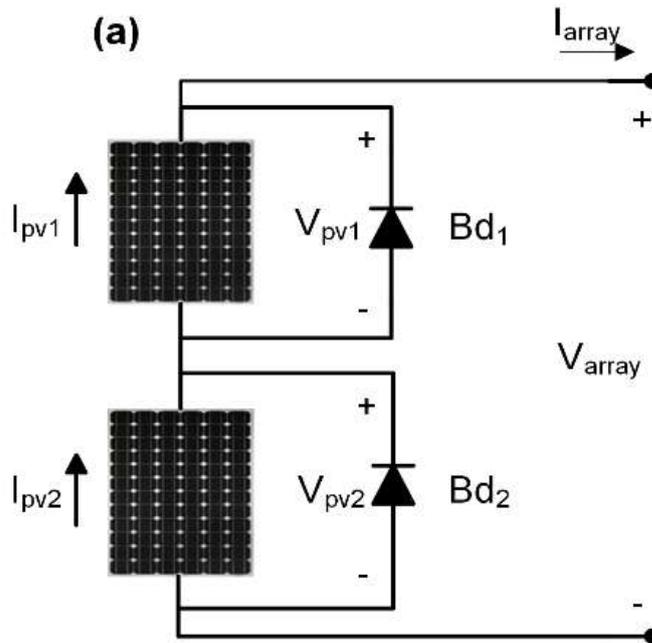


Figure II.28. Deux modules PV connectés en série

Cette anomalie est empêchée par l'installation de la diode de dérivation sur chaque module comme mentionné précédemment. Ces diodes offrent un moyen alternatif pour le que le courant les traversant, lorsque le module est ombragé et empêche la formation de tensions négatives [87]. En fonctionnement normal, ces diodes sont polarisées en inverse, donc elles sont bloquées. Cependant, lorsqu'un module PV est ombragé, ces diodes sont polarisées en direct, comme le montre la figure II.30. Cette caractéristique I-V peut être divisée en deux intervalles en fonction de la tension de sortie V_{array} , comme suit :

Pendant l'intervalle A $[0, V_B]$, la diode de dérivation du module 2 est conductrice jusqu'à ce que le courant du module 1 I_{array} dépasse le courant de court-circuit du module (2) I_{sc2} . Pendant ce temps, le courant de sortie I_{array} et la tension de sortie V_{array} sont déterminés comme suit :

$$I_{array} = I_{pv1} \quad (II.10)$$

$$V_{array} = V_{pv1} + V_{Bd2} \quad (\text{II.11})$$

Où V_{pv1} est la tension de sortie du module 1 et V_{Bd2} est la tension aux bornes de la diode de dérivation

Pendant l'intervalle B [V_B , V_{array}], la diode de dérivation du module 2 est bloquée, et les valeurs V_{array} et I_{array} peuvent être déterminés comme suit :

$$I_{array} = I_{pv2} \quad (\text{II.12})$$

$$V_{array} = V_{pv1} + V_{pv2} \quad (\text{II.13})$$

D'autre part, la courbe globale des modules connectés peut être divisée en quatre zones, en utilisant une ligne de charge. Dans la zone 1 et 3, le module PV agit comme une source de courant et dans les zones 2 et 4, le champ PV agit comme une source de tension. Cependant, la résistance de charge R_L aux points A, B et C peut être déterminée à l'aide des équations II.14, II.15 et II.16:

$$R_{LA} = \frac{V_{mpp1}(G, T)}{I_{mpp2}(G, T)} \quad (\text{II.14})$$

$$R_{LB} = \frac{V_{oc1}(G, T) + V_{Bd}}{I_{sc2}} \quad (\text{II.15})$$

$$R_{LC} = \frac{V_{oc1}(G, T) + V_{Vd} + V_{mpp2}(G, T)}{I_{mpp2}(G, T)} \quad (\text{II.16})$$

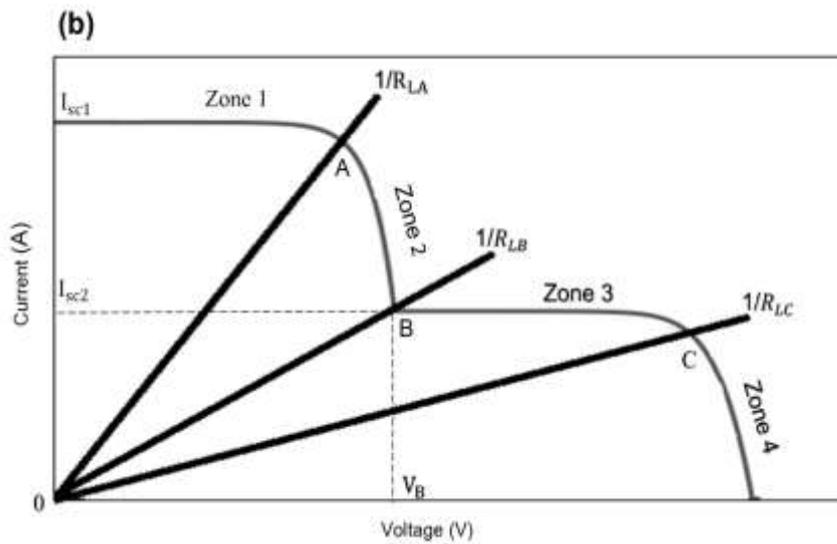


Figure II.29. Caractéristique I-V sous l'ombrage Partiel

II.19 Configuration de base d'une installation du système solaire photovoltaïque

Un système photovoltaïque est composé non seulement de l'arrangement photovoltaïque, mais d'autres composants qui permettent de fournir l'énergie électrique générée à la charge. La figure II.31 montre un schéma de configuration de base pour un système photovoltaïque

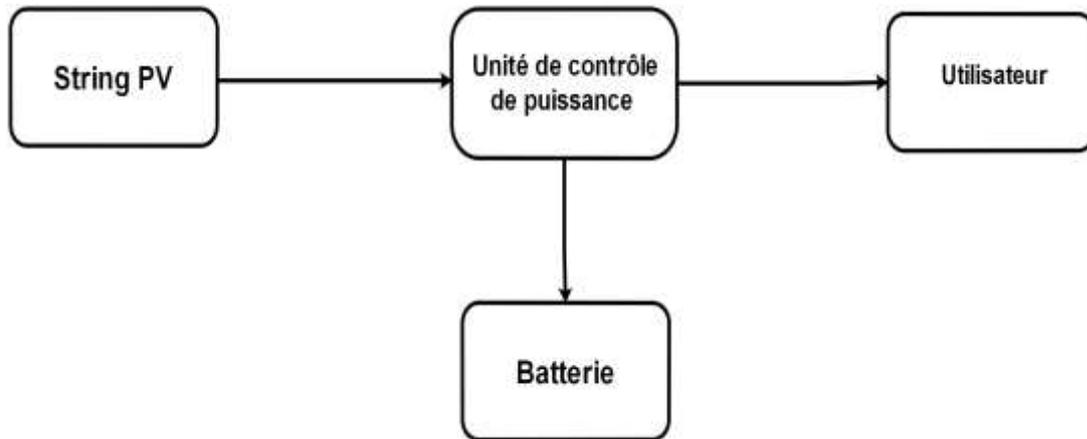


Figure II.30. Configuration d'installation du system PV

II.20 Unité de contrôle de puissance

Cette unité est composée généralement des convertisseurs de puissance et de contrôleur de charge.

II.20.1 Concept de convertisseur

Un convertisseur d'énergie est un système (ou un équipement) formé par des composants électroniques dont l'objectif est la conversion d'énergie électrique entre deux formats différents. Par exemple, obtention du courant continu à partir de courant alternatif.

Les convertisseurs peuvent être classés selon différents critères. L'un des plus courants, est de les regrouper selon le format des énergies d'entrée et de sortie. Fondamentalement et selon ce critère quatre groupes peut être établi [31].

Redresseurs AC / DC. Ce type de convertisseur transforme la tension alternative monophasée ou triphasée en tension continue. Ils présentent une importance fondamentale car ils sont généralement utilisés dans la machine à courant continu et la Machine asynchrone.

Convertisseurs DC / AC. Ce type de convertisseur est également appelé onduleur. Fondamentalement, ils effectuent une conversion de la tension continue en tension alternative, avec la possibilité de pouvoir contrôler à la fois la fréquence et la valeur efficace du courant ou de la tension de sortie.

Convertisseurs DC / DC. Ce type de convertisseur transforme une tension continue en une autre tension continue supérieure ou inférieure selon l'application à utiliser, les convertisseurs DC-DC peuvent avoir différentes topologies, soit de base, à deux éléments de stockage d'énergie (une bobine et un condensateur), ou d'ordre élevé, avec un plus grand nombre de ces éléments. Les convertisseurs peuvent être abaisseurs de tension (convertisseur abaisseur), éleveurs de tension (convertisseur éleveur) et abaisseur-éleveur de tension (convertisseur buck-boost).

Convertisseurs AC / AC. Ce type de convertisseur transforme une tension alternative en une autre tension alternative avec une fréquence et amplitude et de phase différente de celle présente à l'entrée. Ils peuvent être du type monophasé ou triphasé, D'un point de vue pratique, ce type de convertisseur est utilisé dans la construction de démarreurs progressifs pour moteurs asynchrones, variateurs, régulateurs de température de chaudière et de chauffage et d'autres applications industrielles.

II.20.2 Modes de fonctionnement

En fonction de la forme d'onde du courant traversant l'inductance, on distingue généralement deux modes de fonctionnement différents [32].

-Mode de conduction continue (MCC), dans lequel le courant est toujours supérieur à zéro.

-Mode de conduction discontinue (MCD), dans lequel le courant prend une valeur égale à zéro pendant une certaine durée dans la période de commutation.

II.21 Contrôleur de charge

Les installations photovoltaïques avec batteries doivent obligatoirement utiliser un contrôleur de charge. Le contrôleur de charge est l'appareil qui établit la connexion correcte entre le panneau photovoltaïque et la batterie, évitant une surcharge ou une décharge excessive de la batterie. Cet accessoire surveille la charge de la batterie et l'empêche de décharger complètement, prolongeant sa durée de vie utile. Déjà en période de grand ensoleillement et faible consommation d'énergie, la batterie a tendance à surcharger, augmentant sa tension et diminuant sa durée de vie utile. Donc les composants du système doivent être connectés au contrôleur de charge. Et le module ne doit jamais être connecté directement à la batterie. La figure II.32 montre le schéma de câblage d'un système contenant la batterie.

II.21.1 Batterie

Les batteries sont un moyen pratique et efficace de stocker l'énergie. Lorsqu'une batterie est connectée à un circuit électrique, il y a un flux de courant dû à une transformation électrochimique interne, c'est-à-dire qu'il y a une conversion d'énergie chimique en énergie électrique [88]. Selon [89], ce sont des appareils responsables du stockage de l'énergie générée par les modules, afin de répondre à la demande en l'absence d'énergie solaire. En outre, ils sont considérés comme d'une extrême importance, puisque le rayonnement solaire ne se produit pas la nuit et a des valeurs très faibles les jours nuageux.

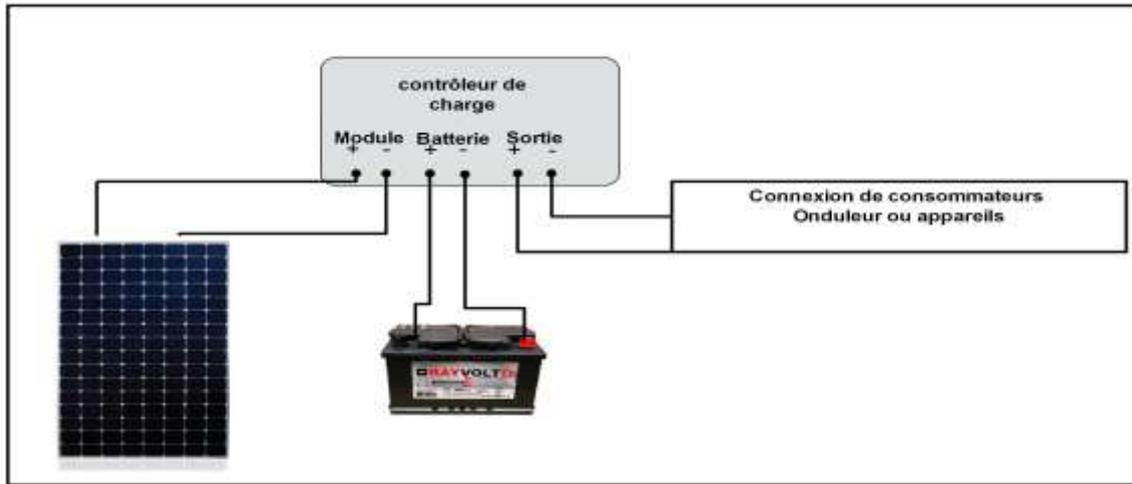


Figure II.31 . Modèle d'utilisation de contrôleur de charge

Les batteries plomb-acide sont toujours les plus utilisées en raison de leur moindre coût et de leur maturité. Les batteries nickel-cadmium ont également augmenté leur participation aux applications photovoltaïques qui nécessitent des batteries des types scellés capables de fonctionner dans n'importe quelle position et avec une densité d'énergie élevée. Son principal inconvénient par rapport au plomb acide est le coût, qui est beaucoup plus élevé. Des technologies telles que le nickel-fer, le sodium-soufre et le nickel-hydrogène ont été considérées comme prometteuses.

II.22 Type d'application

Les applications d'un système photovoltaïque peuvent être divisées en deux : Systèmes autonomes isolés et systèmes connectés au réseau.

II.22.1 Systèmes autonomes

Les systèmes photovoltaïques isolés se caractérisent par le fait qu'ils ont comme source principale uniquement l'énergie générée par les panneaux photovoltaïques. Ainsi, un système de stockage de l'énergie captée est nécessaire, pour assurer l'alimentation électrique dans la nuit. En général, un système d'énergie photovoltaïque isolé est essentiellement composé d'un arrangement de modules photovoltaïques, un régulateur de charge, une ou plusieurs batteries et, s'il y a des charges qui fonctionnent avec une tension alternative, un convertisseur élévateur et un onduleur sont rajoutés.

II.22.2 Systèmes connectés au réseau

Dans ce système le champ PV représente une source complémentaire au grand système électrique auquel il est connecté. Ce sont des systèmes qui n'utilisent pas de stockage d'énergie, car toute la puissance générée est livrée instantanément au réseau. Les puissances installées vont de quelques kW dans les installations résidentielles à quelques MW dans les grands

systèmes exploités par les entreprises. Ces systèmes diffèrent par la forme de connexion au réseau.

II.23 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à l'étude du module photovoltaïque, que nous jugeons, nécessaire pour la suite de notre travail. Dans le premier temps, le principe de fonctionnement de la cellule PV est présenté. Par la suite, nous avons présenté les différents modèles mathématiques de modélisation de cellule PV dans Littérature. Puis nous avons abordé La caractéristique électrique d'un module photovoltaïque sous diverses conditions climatiques dont l'ombrage partiel.

Dans le chapitre suivant, les modèles mathématiques à quatre paramètres présentés précédemment seront détaillés pour implémenter le module PV qui génère le signal de référence de notre émulateur.

Chapitre 3 : Réalisation de l'émulateur PV

III. Chapitre 3 : Réalisation De l'Emulateur PV

III.1 Introduction

Après avoir étudié les différents types d'émulateur PV établis dans la littérature, dans ce chapitre, nous proposons notre émulateur à base d'un convertisseur DC-DC du type Buck, piloté par une commande hybride. Dans une première étape, une simulation du système a été réalisée sous Matlab Simulink, puis les résultats ont été comparés à ceux obtenus expérimentalement par un banc d'essai contrôlé par une carte de commande dSPACE 1104. Cette comparaison nous a permis de valider les modèles établis.

Nous avons choisi d'émuler un module de puissance de 55 W du fabricant « Canadian Solar ». Cette émulation de la caractéristique I-V et PV est effectuée dans les cas d'éclairement homogène et non homogène (l'ombrage partiel). Pour le deuxième cas, nous avons arrangé deux modules en séries. En outre nous décrivons la procédure de conception de l'émulateur PV en détail, la configuration matérielle. Enfin, nous présentons les résultats expérimentaux que nous discutons pour vérifier le concept de la conception.

III.2 Modélisation d'un module PV

La figure III.1 présente le modèle mathématique utilisé dans ce travail, que nous avons déjà décrit succinctement dans le chapitre 1. Pour une meilleure compréhension, nous allons l'explicitier de manière plus approfondie pour générer le signal de référence de notre commande.

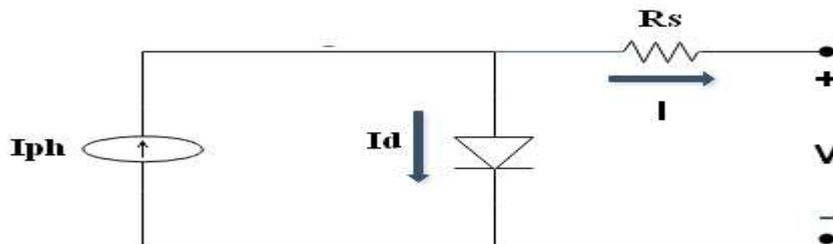


Figure III.1. Circuit électrique d'un modèle à quatre paramètres

Nous rappelons que l'expression du courant de la cellule est exprimé par [74]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{cell} \cdot R_s}{V_t}\right) - 1 \right] \quad (\text{III.1})$$

Cette équation contient 3 paramètres

- **Photocourant I_{ph}** : il représente le courant généré dans le module PV directement proportionnel à l'éclairement reçu par le panneau solaire et la température ambiante, et est donné par l'équation III.2.

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{stc}} (I_{ssstc} + K_{ipv}(T - T_{stc})) \quad (\text{III.2})$$

Avec :

G : La valeur d'éclairement dans des conditions données [W / m^2]

G_{stc} : La valeur d'éclairement dans des conditions standard [W / m^2]

K_{pv} : Le coefficient de température du courant de court-circuit de la cellule.

T : La température dans des conditions données [$^{\circ} \text{C}$]

T_{stc} : La température dans des conditions standard [$^{\circ} \text{C}$]

I_{ssstc} : Le courant de court-circuit de la cellule dans des conditions standard [A]

Le courant inverse de la diode I_0 : il dépend de plusieurs paramètres physiques, tels que le coefficient de diffusion des électrons à l'intérieur de la jonction, la durée de vie des porteurs minoritaires, la surface effective des cellules photovoltaïques. De plus, il dépend fortement de la température de module. Sa valeur peut être approximée par [90].

$$I_0 = \frac{I_{scstc} + K_{ipv}(T - T_{stc})}{\exp\left(\frac{V_{ostc} + K_V(T - T_{stc})}{AV_t}\right) - 1} \quad (\text{III.3})$$

Avec

K_V : Coefficient de variation de la tension en circuit ouvert avec la température [V/K]

V_{ostc} : Tension en circuit ouvert dans des conditions standard [V], déterminée à partir de l'équation III.4.

$$V_{oc}(G, T) = V_{ocstc} + K_v(T - T_{stc}) \quad (\text{III.4})$$

Cependant, la tension aux bornes de la cellule PV peut être obtenue par la résolution analytique de l'équation III.1, et est donnée par [91]:

$$V_{cell} = V_t A \log\left(\frac{I_{pv} + I_0 - I}{I_0}\right) - R_s I \quad (\text{III.5})$$

La résistance série (R_s), l'un des paramètres importants qui influence les performances du module PV, Il est supposé être nul dans une cellule idéale, alors qu'elle a une valeur finie dans une cellule PV pratique. Le principal impact de la résistance série est de réduire le facteur de remplissage, bien que des valeurs trop élevées puissent également réduire le courant de court-circuit. Par conséquent, une méthode précise est très nécessaire pour analyser la performance et la dégradation des modules PV. Un certain nombre de méthodes sont disponibles dans la littérature pour déterminer sa valeur. En général classées en quatre groupes sur la base de

différentes approches c'est-à-dire numérique ; graphique ; une combinaison de numérique et graphique ; et méthodes avancées [92].

Dans cette étude nous avons utilisé le modèle où son expression est donnée par l'équation III.6 [93].

$$R_s = \frac{V_t \cdot \log \left[\left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{ph}} \right) \cdot \exp \left(\frac{V_{oc}}{V_t} \right) + \frac{I_{mpp}}{I_{ph}} \right] - V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (\text{III.6})$$

Où

I_{mpp} Et V_{mpp} sont le courant et la tension au point de puissance maximale (MPP).

Afin de tenir en compte des effets de l'éclairement et de la température dans l'équation III.6, nous utilisons les expressions de I_{mpp} , V_{mpp} déterminées par les équations III.7 et III.8 [93] :

$$I_{mpp}(G, T) = I_{mppstc} \cdot \frac{G}{G_{stc}} [1 + K_v(T - T_{stc})] \quad (\text{III.7})$$

$$V_{mpp}(G, T) = I_{mppstc} \cdot \frac{G}{G_{stc}} + K_v(T - T_{stc}) \quad (\text{III.8})$$

On tient à rappeler que le module PV est formé par l'association de plusieurs cellules solaires connectées en série ou en parallèle. Par conséquent, le courant généré par le module I_{mod} serait égal à I_{cell} multiplié par le nombre de cellules en parallèle N_p (l'équation III.9), et la tension du module PV V_{mod} serait égale à V_{cell} multiplié par le nombre de cellules de la série N_s , (équation III.10). Par la suite, la résistance équivalente du module R_{mod} peut être déterminée à l'aide de l'équation III.11 :

$$I_{mod} = N_p \times I_{cell} \quad (\text{III.9})$$

$$V_{mod} = N_s \times V_{cell} \quad (\text{III.10})$$

$$R_{mod} = R_s \times \frac{N_s}{N_p} \quad (\text{III.11})$$

III.3 Convertisseur Buck

Le convertisseur Buck est un type de convertisseur DC-DC également connu par le nom de convertisseur abaisseur. Son rôle est de maintenir une tension de sortie réglable et inférieure avec celle de l'alimentation du système et qui est définie par l'équation III.12 [33].

$$V_o = D_{buck} \cdot V_{in} \quad (\text{III.12})$$

Avec

D_{buck} : est le rapport cyclique du circuit est donné par l'équation III.13

$$D = \frac{V_0}{V_{in}} \quad (III.13)$$

Ce convertisseur est composé :

- D'une alimentation en tension continu (V_{dc}).
- D'un interrupteur S qui peut-être un transistor bipolaire, un transistor MOSFET ou d'un transistor IGBT.
- D'une diode de lissage.
- D'un filtre de sortie (LC).

Ce convertisseur fait partie de la famille des convertisseurs du second ordre, car qu'il contient deux éléments de stockage d'énergie comme le montre la figure III.2.

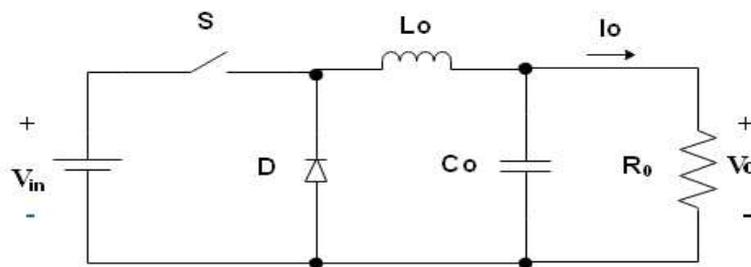


Figure III.2.Circuit électrique de convertisseur DC-DC de type Buck

III.3.1 État de fonctionnement du convertisseur CC / CC de type Buck

Il existe deux états de fonctionnement des convertisseurs du type Buck, selon l'état d'ouverture ou de fermeture de l'interrupteur S, qui dans ce cas est modélisé par un IGBT [34]

a. État de fonctionnement 1 (état ON) :

Il commence lorsque (S) est fermé à $t = 0$, la tension source est appliquée directement à la diode D en polarisation inverse, le courant d'entrée augmente linéairement en traversant l'inductance L, à travers le condensateur C qui constitue le filtre et la résistance de charge R. La figure III.3 montre le circuit équivalent pour ce mode de fonctionnement. [10],[11].

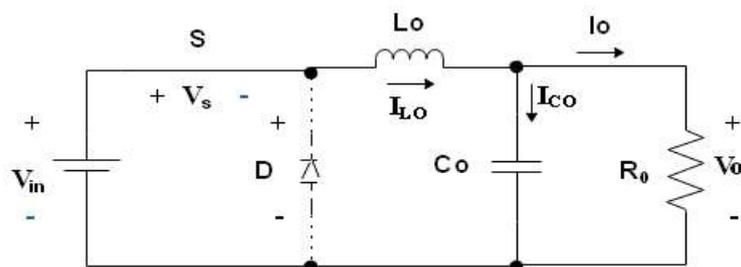


Figure III.3.Première opération de convertisseur Buck

Les principales équations de cette étape sont décrites dans l'équation (III.14).

$$\begin{cases} V_s = 0 \\ V_D = V_{in} \\ V_{Lo} = V_{in} - V_o \\ i_{in} = i_{Lo} = i_{Co} + I_o \end{cases} \quad (III.14)$$

b. État de fonctionnement 2 (état OFF) :

Il commence lorsque (S) est ouverte à $t = t1$, la tension source est déconnectée, la charge R est alimentée par l'inductance L, qui a emmagasiné l'énergie permettant à la diode D d'être polarisée en directe. Ce qui génère un courant qui parcourt le circuit. La figure III.4, illustre bien le circuit équivalent pour ce mode de fonctionnement. [10], [11].

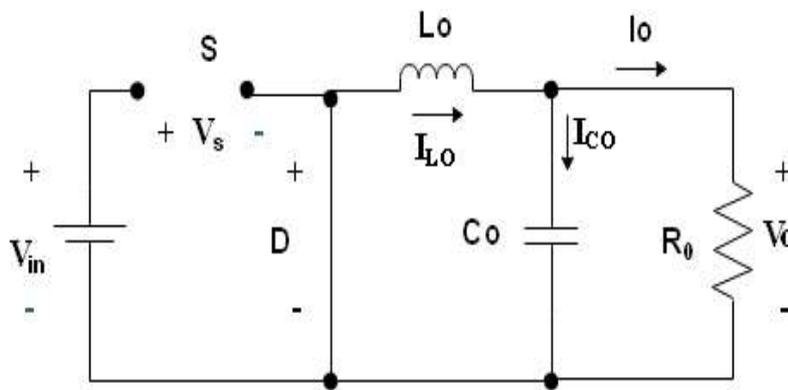


Figure III.4. Deuxième opération de convertisseur Buck

Les principales équations de cette étape sont décrites dans l'équation III.15.

$$\begin{cases} V_s = V_{in} \\ V_D = 0 \\ V_{Lo} = -V_o \\ i_o = i_{Lo} = -i_{Co} \end{cases} \quad (III.15)$$

Les chronogrammes des signaux du convertisseur DC / DC du type Buck sont illustrées sur la figure III.5, où le comportement des courants à travers les éléments de stockage (inductance et condensateur) peut être vu en plus de la tension dans l'inductance, dans les deux modes de fonctionnement susmentionnés.

c. Calcul de la valeur de l'inductance

Pour déterminer l'expression d'ondulation du courant dans l'inductance, on peut considérer la première étape de fonctionnement décrite par III.14, où la tension aux bornes de l'inductance est exprimée par [94] :

$$V_{Lo} = L_o \frac{di_{Lo}}{dt} \quad (III.16)$$

Dans la première étape de fonctionnement, en supposant que la dérivée peut être décrite comme une variation dans une petite plage de temps, on peut considérer que

$$\frac{di_{L0}}{dt} = \frac{2\Delta I_{L0}}{DT_s} \quad (\text{III.17})$$

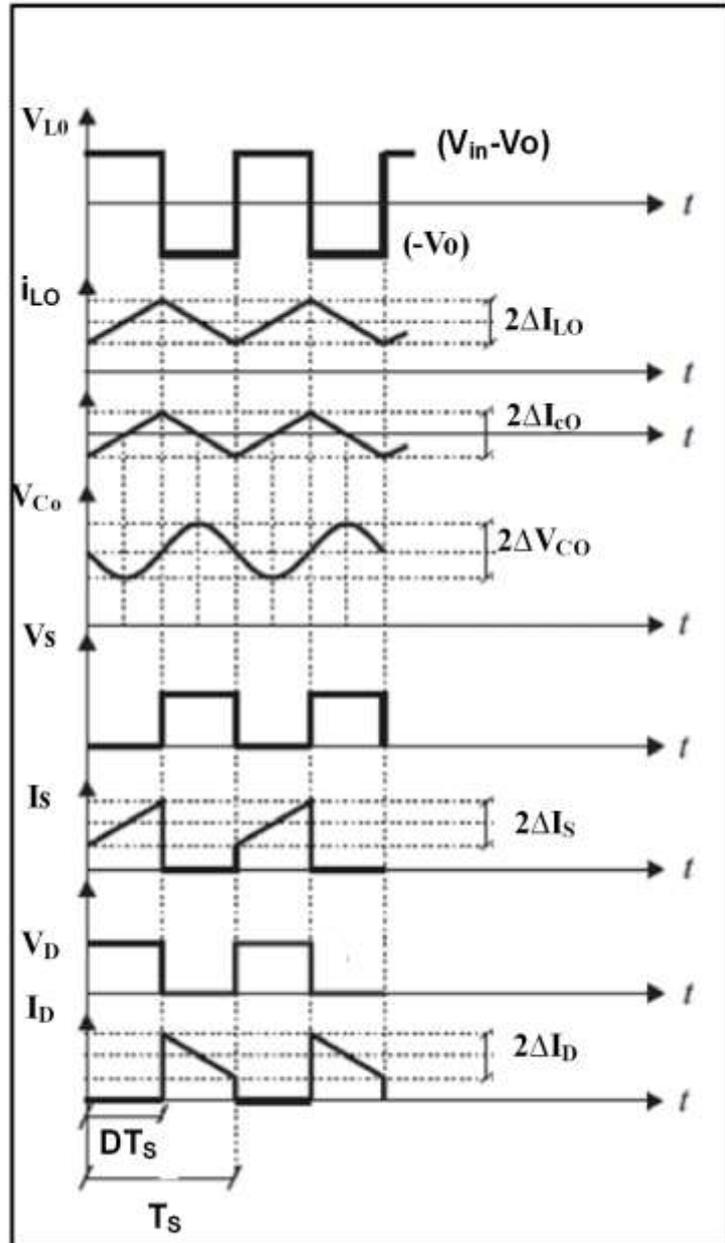


Figure III.5. Chronogrammes des signaux du convertisseur Buck

Où

ΔI_{L0} représente l'ondulation de courant dans l'inductance (différence entre la valeur de crête et la valeur de courant moyenne). Son expression (équation III.18) est obtenue en substituant les équations III.14 et III.17 dans III.16.

$$\Delta I_{Lo} = \frac{(V_{in} - V_o)D}{2L_0f_s} \quad (III.18)$$

Où

f_s Fréquence de commutation du convertisseur, définie comme l'inverse de la période de commutation ($\frac{1}{T_s}$).

Sachant que $V_o = D.V_{in}$, et en la remplaçant dans l'équation III.19, l'expression de ΔI_{Lo} devient.

$$\Delta I_{Lo} = \frac{V_o(1-D).D}{2L_0f_s} \quad (III.19)$$

L'ondulation de courant donnée par l'équation III.19 est maximale lorsque $D = 0.5$. Par conséquent, la valeur de l'inductance de sortie peut être déterminée en fonction de l'ondulation de courant souhaitée, donnée par l'équation III.20.

$$L_0 = \frac{V_{bus}}{8 \Delta I_{Lo} f_s} \quad (III.20)$$

d. Calcul de la valeur du condensateur

L'ondulation de tension du condensateur de sortie peut être déterminée par l'équation III.21, en considérant $D_{V_{Co}}$ comme la moitié de la valeur de tension crête à crête et D_q est la variation de charge du condensateur [95].

$$\Delta q = C_0 \cdot 2 \Delta V_{Co} \quad (III.21)$$

Sachant qu'à l'équilibre, la valeur moyenne de courant en condensateur est nulle, de sorte que la valeur de tension moyenne reste constante. Ainsi, on considère que toute ondulation de tension peut être donnée par l'équation III.22 [87].

$$\Delta V_{Co} = \frac{\Delta I_{Lo}}{8C_0f_s} \quad (III.22)$$

À partir l'équation III.22, l'expression du condensateur de sortie est déterminée en fonction de l'ondulation de la tension souhaitée, et elle donnée par :

$$C_0 = \frac{\Delta I_{Lo}}{8\Delta V_{Co}f_s} \quad (III.23)$$

Le tableau III.1 regroupe tous les paramètres de notre convertisseur

Tableau III-1. Paramètres du convertisseur Buck

Tension d'entrée (V_{in})	120	V
Inductance (L)	1.5	mH
Condensateur (C)	47	μF
Fréquence de commutation (f_s)	12	kHz

III.3.2 Modélisation du convertisseur Buck

Pour simplifier l'étude de notre convertisseur, les conditions suivantes seront adoptées [96]:

1. La résistance interne d'un interrupteur statique S et de la diode D est nulle en conduction et infinie en blocage.
2. Le convertisseur fonctionne en mode de conduite continue (MCC).
3. Les paramètres intrinsèques tels que la résistance interne de l'inductance et du condensateur, ne sont pas pris en compte.
4. Les variables d'état choisies sont liées aux éléments de stockage d'énergie et seront le courant dans l'inductance $I_L(t)$ et la tension dans le condensateur V_c .

a. Étape 1 : interrupteur S est fermé.

Pour la figure III.3, en appliquant les lois de Kirchhoff des tensions et des courants, nous avons : $V_L(t) = V_{in}(t) - V_c(t)$. Cependant, $V_L(t) = L \cdot \frac{di_L}{dt}$. En combinant ces relations, nous avons [97].

$$\frac{di_L(t)}{dt} = \frac{1}{L} (V_{in}(t) - V_c(t)) \quad (\text{III.24})$$

Aussi

$$\left[\begin{array}{l} i_c(t) = i_L(t) - I_o(t) \\ i_c(t) = C \frac{dV_c(t)}{dt} \\ I_o = \frac{V_c(t)}{R} \end{array} \right. \quad (\text{III.25})$$

En combinant ces équations, nous obtenons :

$$\frac{dV_c(t)}{dt} = \frac{1}{C} (I_L(t) - \frac{1}{R} V_c(t)) \quad (\text{III.26})$$

b. Étape 2 Interrupteur S est ouvert.

De manière analogue, en considérant la figure III.4 et en utilisant les lois de Kirchhoff, des tensions et des courants, on obtient.[97].

$$V_L(t) + V_c(t) = 0 \quad (\text{III.27})$$

Cependant

$$V_L(t) = L \frac{di_L}{dt} \quad (\text{III.28})$$

La combinaison de ces deux équations, nous donne :

$$\frac{di_L(t)}{dt} = \frac{1}{L} (-V_c(t)) \quad (\text{III.29})$$

Sachant que

$$\begin{cases} i_c(t) = i_L(t) - I_o(t) \\ i_c(t) = C \frac{dV_c}{dt} \\ i_o = \frac{V_c(R)}{R} \end{cases} \quad (\text{III.30})$$

En combinant ces équations, nous avons :

$$\frac{dV_c(t)}{dt} = \frac{1}{C} (i_L(t) - \frac{1}{R} V_c(t)) \quad (\text{III.31})$$

D'autre part nous avons, la fonction de commutation $q(t)$ qui prend des valeurs d'un ou de zéro comme le montre la figure III.6.

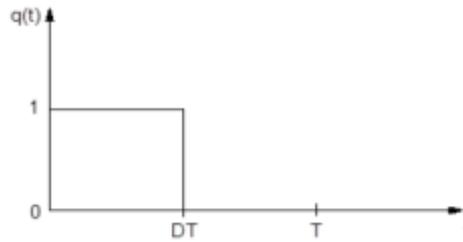


Figure III.6. Comportement de la fonction de commutation

Ainsi, lorsque $q(t) = 1$, le commutateur S est fermé et lorsque $q(t) = 0$, le commutateur S est ouvert.

En utilisant la fonction de commutation $q(t)$ dans les équations III.24 et III.31, nous avons

$$\frac{di_L(t)}{dt} = \frac{1}{L} (V_e(t)q(t) - V_c(t)) \quad (\text{III.32})$$

$$\frac{dV_c(t)}{dt} = \frac{1}{C} (i_L(t) - \frac{1}{R} V_c(t)) \quad (\text{III.33})$$

Ainsi, lorsque $q(t) = 1$ (interrupteur S est fermé), dans les équations III.32 et III.33, on a exactement les équations différentielles III.24 et III.31 qui représentent la dynamique du système pendant l'étape 1. En faisant $q(t) = 0$ (clé S bloquée), on obtient les équations différentielles III.29 et III.31 qui représentent le système dans les l'étape 2.

Afin de générer le modèle moyen de ce convertisseur nous avons l'expression reliant les variables de contrôle et la fonction de commutation $q(t)$, et qui est donnée par :

$$d(t) = q(t)mod = \frac{1}{T} \int_0^T q(t)dt \quad (\text{III.34})$$

Où, le rapport cyclique $d(t)$ est la variable de contrôle.

Ainsi, nous pouvons arriver au modèle moyen en remplaçant $q(t)$ par $d(t)$ dans les équations III.32 et III.33 :

$$\frac{di_L(t)}{dt} = \frac{1}{L} (V_e(t)d(t) - V_c(t)) \quad (\text{III.35})$$

$$\frac{dV_c(t)}{dt} = \frac{1}{c} (i_L(t) - \frac{1}{R} V_c(t)) \quad (\text{III.36})$$

III.3.3 Modèle linéarisé

Pour la linéarisation de ce convertisseur on a Renommé les variables d'état $I_L(t)$ et $I_C(t)$ (équation III.37) [98] .

$$\begin{cases} i_L(t) \rightarrow x_1 \\ V_c(t) \rightarrow x_2 \end{cases} \quad (\text{III.37})$$

Et les dérivées d'ordre x_1 et x_2 par rapport au temps sont notées comme suit :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = \frac{di_L(t)}{dt} \\ \dot{x}_2 = \frac{dV_c(t)}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.38})$$

On peut alors substituer les équations III.38 dans les équations différentielles III.35 et III.36 et renommer $I_L(t)$ et $V_c(t)$, pour obtenir l'équation III.39:

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = -\frac{1}{L} x_2 + \frac{d(t)}{L} V_e(t) \\ \dot{x}_2 = \frac{1}{c} x_1 - \frac{1}{RC} x_2 \\ y = x_2 \end{cases} \quad (\text{III.39})$$

Cette dernière équation peut être réécrite sous forme matricielle (équation III.40).

$$\begin{pmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{c} & -\frac{1}{RC} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{d(t)}{L} \\ 0 \end{pmatrix} v_e(t) \quad (\text{III.40})$$

$$y = (0 \quad 1) \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix}$$

Pour mettre en évidence que $d(t)$ est la variable de contrôle, l'équation (III.40) peut-être réécrite de la manière suivante :

$$\begin{pmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{c} & -\frac{1}{RC} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{d(t)}{L} \\ 0 \end{pmatrix} d(t) \quad (\text{III.41})$$

$$Y = (0 \quad 1) \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix}$$

III.3.4 Commande de convertisseur Buck

Pour obtenir une tension de sortie constante $V_0(t) = V_0$ lorsqu'il y a des variations de $V_s(t)$, $I_L(t)$ et des valeurs des éléments passifs du circuit. En plus, de la réponse naturelle du convertisseur aux variations de la charge et de la tension d'entrée, on peut avoir une survaleur inacceptable pour l'application, ou un temps de stabilisation très lent. Pour contrôler les caractéristiques transitoires de la réponse du convertisseur et garantir une tension sortie constante à l'état stable, il est nécessaire de concevoir un contrôleur de boucle fermée pouvant répondre au cahier des charges du projet [96].

La figure III.7 montre le schéma synoptique de la commande du convertisseur Buck. Le contrôleur reçoit le signal de $y(t)$ est comparé avec le signal de référence V_{ref} , produisant ainsi un signal de commande $V_c(t)$. Cette dernière modulera le rapport cyclique $d(t)$ afin de contrôler le signal de sortie. Il existe plusieurs façons de concevoir le contrôleur. Il est courant dans la littérature d'utiliser de techniques de contrôle linéaire pour concevoir un PI ou un PID qui contrôle la tension de sortie ou courant dans l'inductance du convertisseur. Cependant, les convertisseurs DC/ DC sont intrinsèquement des circuits non linéaires, et donc l'analyse utilisant des techniques de contrôle linéaire nécessite une linéarisation du convertisseur. Dans ce qui suit nous allons décrire la manière d'obtention de la fonction de transfert du convertisseur en boucle ouverte.

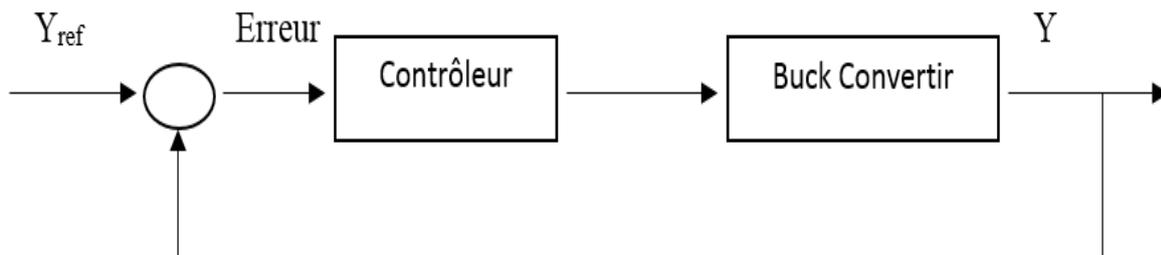


Figure III.7. Schéma synoptique de la commande de convertisseur Buck

La fonction de transfert du convertisseur Buck en boucle fermée se présente sous la forme de l'équation III.42.

$$G_{sys}(s) = \frac{G_p(s) \cdot G_c(s)}{1 + G_p(s) \cdot G_c(s)} \quad (\text{III.42})$$

Où

$G_p(s)$: Fonction transfert du system

$G_c(s)$: Fonction transfert du contrôleur

III.4 PI contrôleur

III.4.1 Contrôleur proportionnel (P)

Le contrôleur proportionnel est le contrôleur le plus simple et est décrit par l'équation III.43 [97].

$$u(t) = K_p \cdot e(t) \quad (\text{III.43})$$

Où :

$U(t)$: sortie du contrôleur, $e(t)$: erreur système, K_p est appelé le gain proportionnel.

L'application de la transformée de Laplace à l'équation III.43 amène la fonction de transfert au contrôleur proportionnel.

$$G(s) = \frac{U(s)}{E(s)} = K_p \quad (\text{III.44})$$

L'objectif du contrôle proportionnel est d'approcher l'erreur en régime permanent à zéro, en modifiant la valeur du gain k_p . Si k_p est réglé sur une valeur élevée, il peut générer des valeurs supérieures à la valeur de consigne, provoquant une oscillation du signal de sortie (over shoot) jusqu'à atteindre la consigne (Figure III.8), dans le cas de la fixation d'une valeur très faible, une réponse lente sera obtenue (Figure III.9).

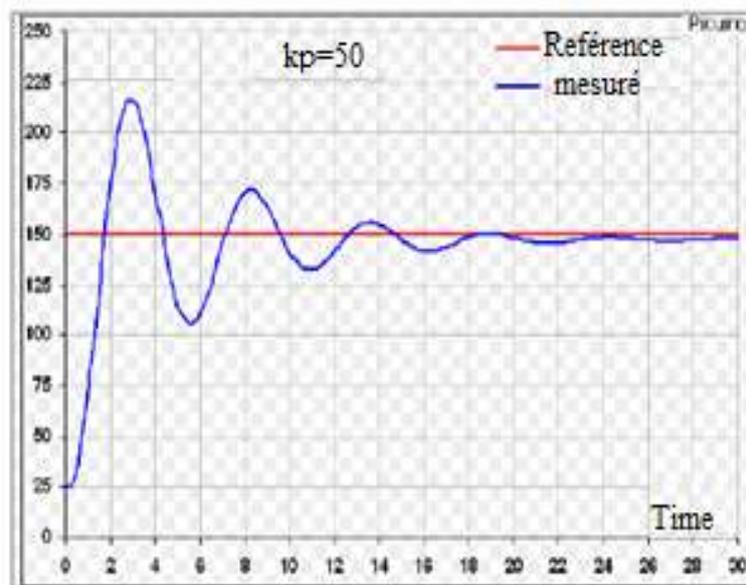


Figure III.8. Réponse d'un système de contrôle proportionnel

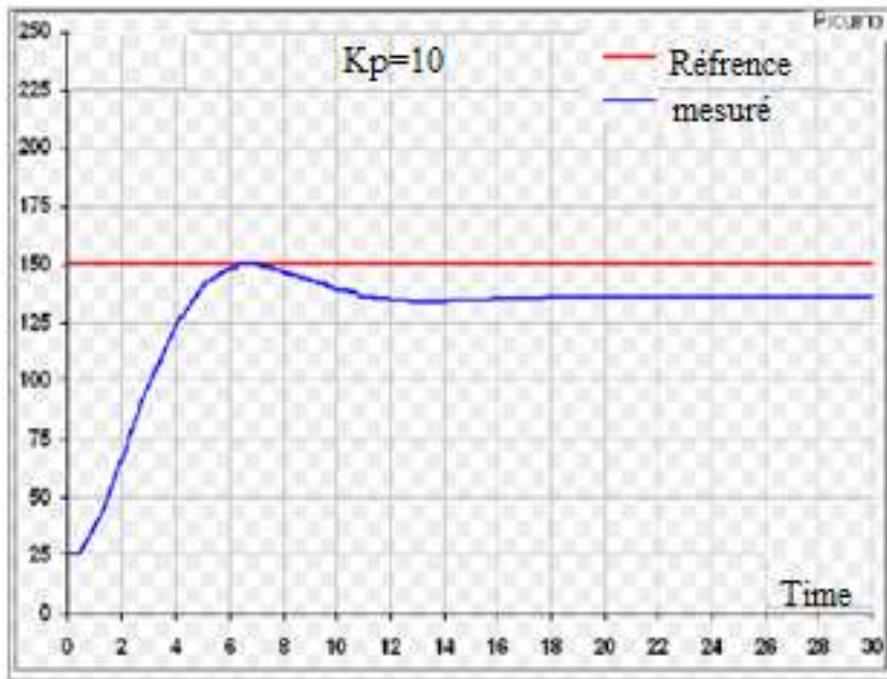


Figure III.9. Réponse d'un système de contrôle proportionnel $K_p=10$

III.4.2 Contrôleur intégral (I)

L'action de contrôle intégral est utilisée lorsque le contrôleur doit corriger l'erreur de régime permanent. Son expression est : [97].

$$u(t) = k_i \int_0^t e(t)dt \quad (\text{III.45})$$

Où K_i est le gain intégral.

L'application de la transformée de Laplace à l'équation III.45, nous donne l'expression de la fonction de transfert au contrôleur intégral :

$$G_c(s) = \frac{K_i}{s} \quad (\text{III.46})$$

L'un des inconvénients du contrôleur intégral est que la réponse initiale est très lente et que le contrôleur ne devient efficace qu'après un certain temps.

III.4.3 Contrôleur proportionnel intégral (PI).

Le régulateur PI est obtenu en connectant en parallèle un régulateur proportionnel et un régulateur intégral, L'avantage de ce type de contrôleur est qu'il combine les avantages des deux types de contrôleurs et permet un contrôle stable et rapide, sans erreur en régime permanent. La sortie de cette contrôleur est défini par l'équation III.47 [97] .

$$V_i(t) = K_p e(t) + K_i \int_0^t e(t) dt \quad (\text{III.47})$$

Écriture de l'expression ci-dessus dans le domaine de Laplace

$$V_i(s) = K_p E(s) + \frac{K_i}{s} E(s) \quad (\text{III.48})$$

La fonction de transfert peut être exprimée, dans le domaine s, par :

$$G(s) = \frac{V_i(s)}{E(s)} = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (\text{III.49})$$

Le schéma fonctionnel correspondant est illustré à la figure III.10

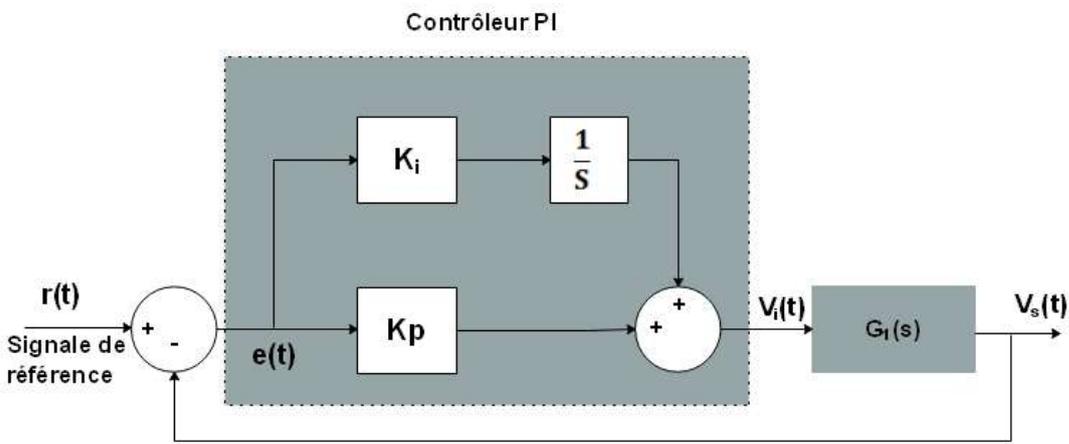


Figure III.10. Schéma fonctionnel du contrôleur PI

III.5 Fonction de transfert du convertisseur Buck

Pour trouver la fonction de transfert à partir de ces équations d'état, nous devons utiliser la transformée de Laplace.

Si on utilise la transformée de Laplace dans l'équation III.39, est on permute X_2 en y on obtient :

$$sX_1 = -\frac{1}{L} y + \frac{V_i}{L} U \quad (\text{III.50})$$

$$sY = \frac{1}{c} X_1 - \frac{1}{RC} Y \quad (\text{III.51})$$

A partir l'équation III.51 on a :

$$X_1 = C Y (s + \frac{1}{RC}) \quad (\text{III.52})$$

Si on remplace l'équation II.52 dans II.51 on trouve

$$Y = \left(S^2 + \frac{1}{RC} S + \frac{1}{LC} \right) = \frac{V_i}{C} \quad (III.53)$$

Finalement

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{\frac{V_i}{LC}}{S^2 + \frac{1}{RC} S + \frac{1}{LC}} \quad (III.54)$$

De manière analogue on peut trouver la fonction de transfert en fonction du courant [17] et qui est donnée par :

$$\frac{I(s)}{U(s)} = \frac{V_{in}}{R} \cdot \frac{1}{LC S^2 + \frac{L}{R} S + 1} \quad (III.55)$$

III.6 Description du système proposé.

La figure III.11 présente le schéma de principe du système proposé, qui consiste en un convertisseur abaisseur CC / CC contrôlé par le signal PWM mis en œuvre dans le contrôleur dSPACE. Trois étapes fondamentales sont nécessaires pour générer le signal PWM afin de contrôler le commutateur de convertisseur et d'obtenir la courbe I-V du module sélectionné.

Dans la première étape, un modèle mathématique du module PV est construit sous environnement MATLAB / Simulink à l'aide des équations mathématiques décrites dans la section précédente. Tous les paramètres requis sont disponibles dans la fiche technique du fabricant. Quatre paramètres sont utilisés comme entrées. T, G définis par l'utilisateur, le courant de sortie I_L et la tension de sortie V_L détectés respectivement par les capteurs de courant et de tension, puis ils sont envoyés via le port ADC (analogique à numérique).

Ce bloc permet de calculer trois paramètres en sortie : le premier paramètre est le courant de référence en fonction de T, G et V_L . $I_{ref} = F(G, T, V_L)$, qui est déterminé d'après la solution numérique de l'équation III.1 utilisant la méthode de NEWTON-RAPHSON. Le deuxième paramètre, la tension de références V_{ref} en fonction de T, G et I_L . $V_{ref} = F(G, T, I_L)$, est quant à lui déterminé à l'aide de l'équation III.5. Et le troisième paramètre est la résistance caractéristique R_{ch} , en fonction de G et T. $R_{ch} = F(G, T)$, obtenu à partir de l'équation II.7.

Au cours de la seconde étape, les valeurs du courant et de la tension de référence sont comparées avec ceux de la charge puis les erreurs générées à chaque boucle sont compensées par le contrôleur PI classique.

Enfin, à la troisième étape, les valeurs de correction servent à intégrer le block de « MATLAB fonction », afin de charger la transition entre les modes du contrôleur en fonction du point de fonctionnement. Si la résistance de charge $R_L = \frac{V_L}{I_L}$ est inférieure ou égale à R_{ch} , le point de fonctionnement est situé dans la région dans laquelle le module agit comme une source de courant, donc le commande en courant a été utilisé, Si non, le point de fonctionnement est situé dans la région dans laquelle le module agit comme une source de tension, le commande

en tension a été utilisé . Puis, la sortie de ce bloc est comparée avec un signal triangulaire allant de 0 à 1 avec une fréquence fixe afin de produire un rapport cyclique approprié du PWM et envoyer via un port DAC (numérique-analogique).

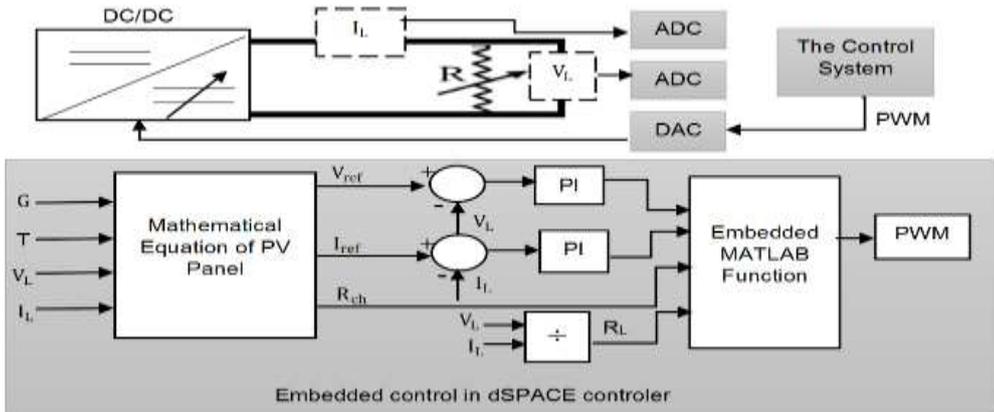


Figure III.11. Schéma de principe du système proposé

L'organigramme implémenté est représenté par la figure III.12

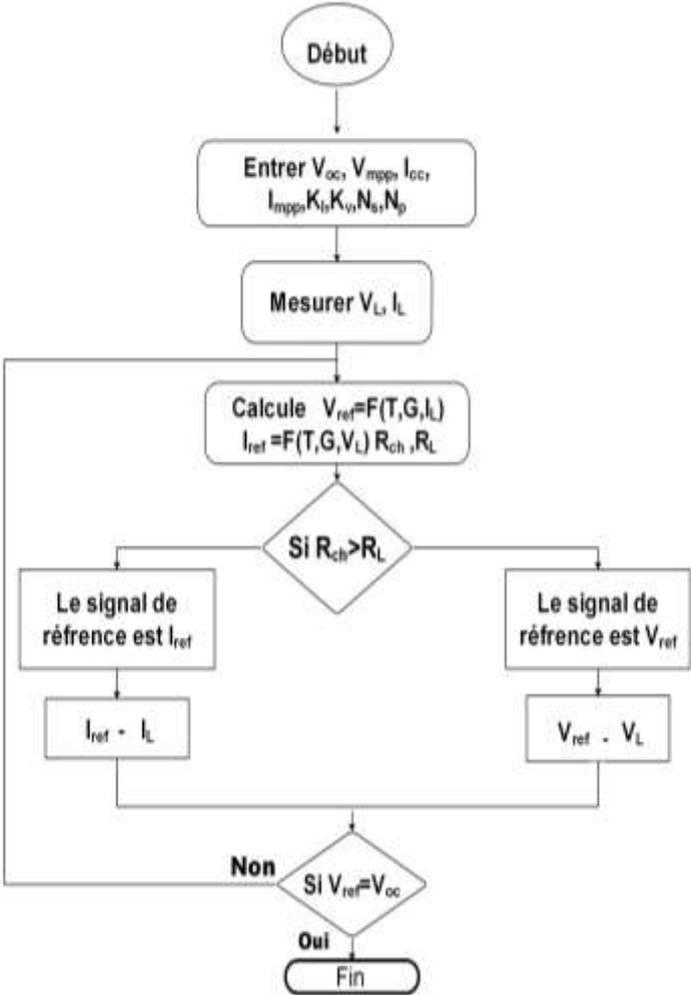


Figure III.12. Organigramme de la commande proposé

III.6.1 Système proposé dans des conditions d'ombrage partiel

Pour réaliser l'émulation de la courbe I-V dans des conditions d'ombrage partiel, en utilisant la description de la stratégie de contrôle hybride. Tout d'abord, chaque module est considéré avec sa propre condition T et G, pour générer les signaux des références correspondant I_L et V_L . Cependant, la référence de tension de chaque module V_{refn} doit être mise à jour est mise égale à la tension V_{Bd} dans le cas où le module est ombré. Avant de l'ajouter aux autres signaux de référence générés par chaque module PV pour déterminer la référence de tension du module connecté $V_{ref-array}$. Par ailleurs, l'état du module PV ombré ou non, pourrait être déterminé par la comparaison de I_L et I_{ccn} de chaque module, Si I_L supérieur à I_{ccn} le module PV reçoit un éclairage homogène, si non le module est ombré

Deuxièmement, la sélection du mode du contrôleur utilisé, en fonction de la zone d'opération. Où, le contrôleur en courant est utilisé dans la zone 1 et 3, et le contrôleur de tension est utilisé dans les zones 2 et 4. Alors que, la détection de la zone d'opération est réalisée par comparaison de la valeur de R_L et R_{La} , R_{Lb} , R_{Lc} respectivement calculée dans le chapitre .2 La figure III.13 résume ces étapes.

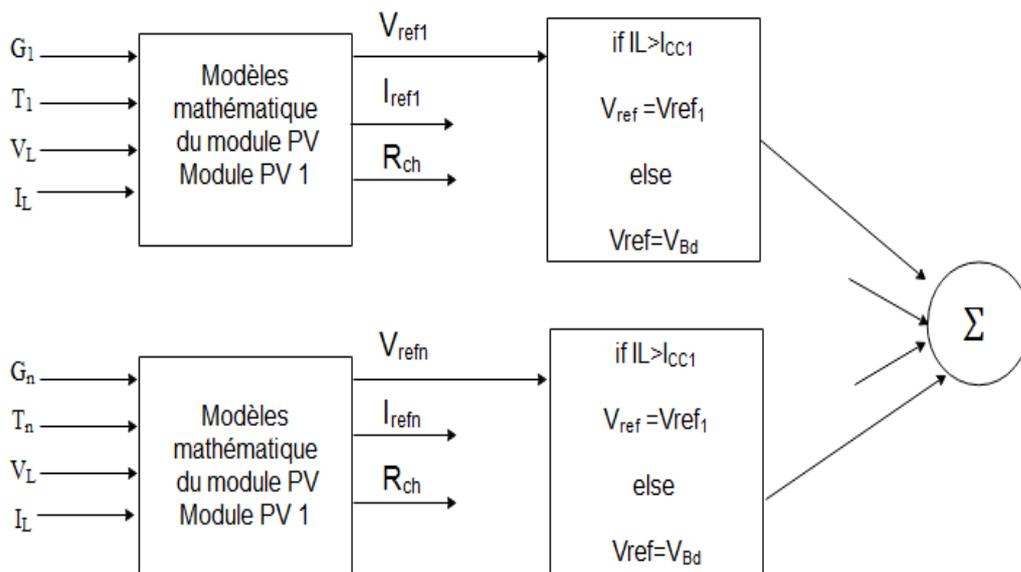


Figure III.13. Algorithme adaptatif pour obtenir I-V dans des conditions d'ombrage partiel

III.7 Implémentation du l'émulateur proposée sous « Matlab Simulink »

La mise en œuvre de l'émulateur PV proposée se fait sous Matlab Simulink pour émuler un module de Canadian Solar INC type CS4-55, les paramètres de ce module sont résumés dans le tableau III.2.

Tableau III-2 : Les spécifications techniques du module dans les conditions STC

Paramètre	Symbole	Valeur
Tension du circuit ouvert	V_{oc}	21.6 V
Courant de court-circuit	I_{CC}	3.48 A
Tension au point de puissance maximale	V_{mpp}	17.2 A
Courant au point de puissance maximum	I_{mpp}	3.2 A
Coefficient de température du courant	K_i	0.02 (%/K)
Coefficient de température de la Tension (V/K)	K_V	-0.34 (%/K)

Le système est divisé en trois sous-systèmes : la modélisation du panneau solaire, les paramètres d'entrée de l'émulateur et la commande proposée comme le montre la figure III.14.

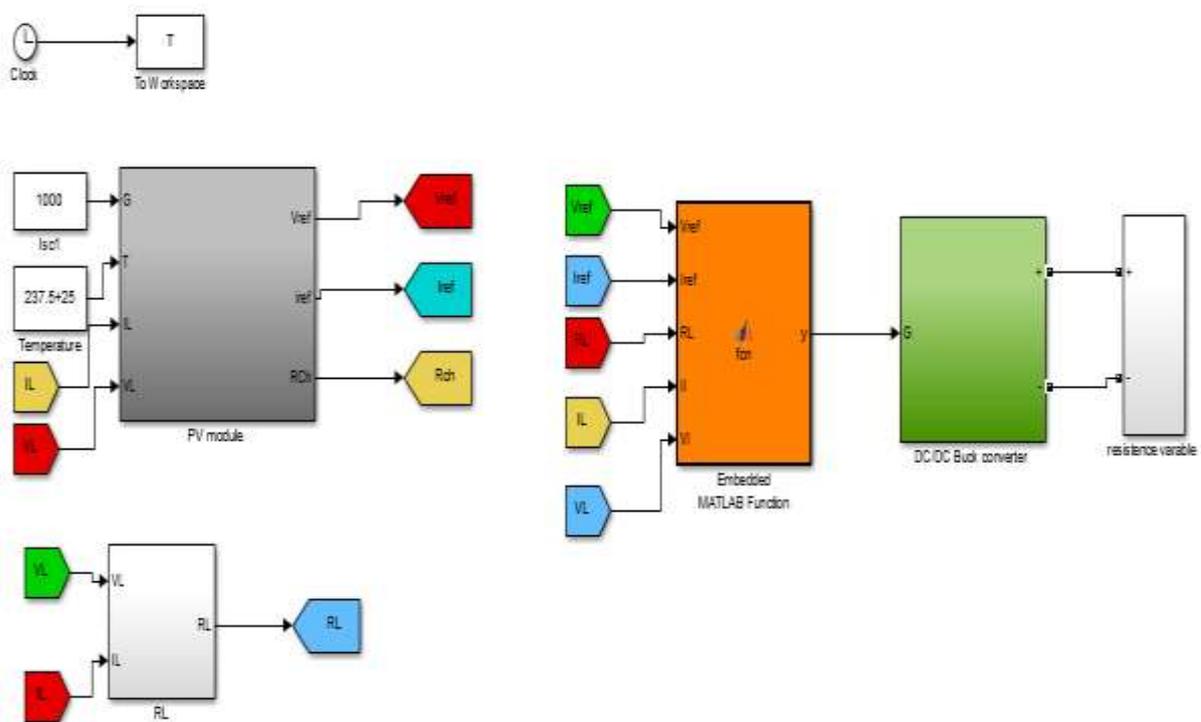


Figure III.14. Bloc diagramme de simulation de l'émulateur PV proposé

III.7.1 Résultat de simulation

Nous avons réalisé des simulations de notre émulateur dans les conditions d'éclairement suivantes : ($E=1000 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$). La première étape vise à vérifier les valeurs V_{oc} , V_{mpp} , I_{cc} , I_{mpp} pour une charge résistive constante. La deuxième étape c'est obtenir les courbes I-V et P-V dans les mêmes conditions que pour une charge résistive variable.

a. Charge constante

Les valeurs des résistances sont : $R=2 \Omega$ pour vérifier I_{cc} et $R_{ch}=5.3 \Omega$ pour vérifier V_{mpp} , I_{mpp} , PM, puis $R=75 \Omega$ pour obtenir V_{oc} , Les résultats obtenus sont représentés sur les figures III.15, III.16, III.17 et III.18.

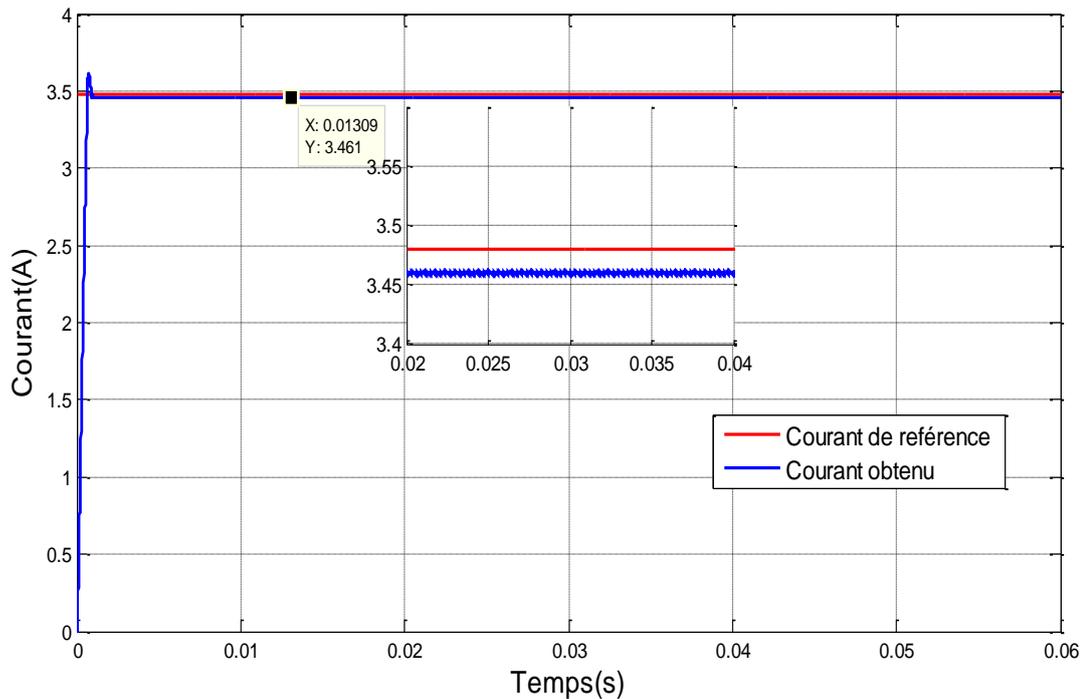


Figure III.15. Variation du courant de court-circuit en fonction du temps de l'émulateur PV avec $R=2 \Omega$

La figure III.15 représente les variations en fonction du temps du courant de sortie de l'émulateur PV pour une résistance de charge très petite : $R=2 \Omega$. On voit bien que notre émulateur prend une valeur similaire à celle du module PV en court-circuit, avec un temps de réponse très court.

Ce résultat montre également que la méthode proposée donne des résultats très satisfaisants lorsque le module PV agit comme une source de courant.

Les figures III.16 et III.17 représentent les variations en fonction du temps du courant et de la tension de l'émulateur lorsqu'il est connecté avec une résistance égale à la valeur de résistance optimale. Ces résultats montrent que le courant et la tension de sortie sont très proches aux valeurs optimales du module PV.

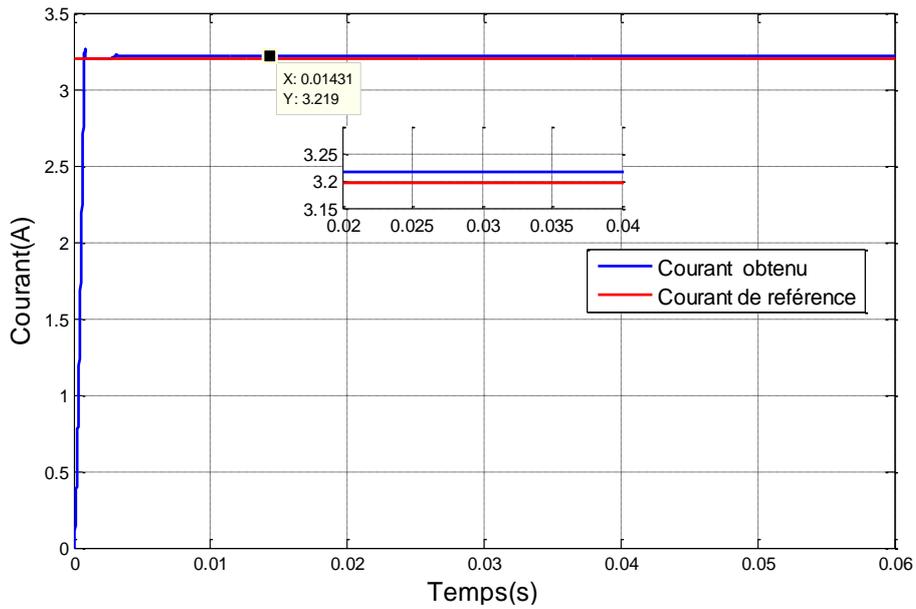


Figure III.16. Variation du courant optimal en fonction du temps de l'émulateur PV avec $R=5.35 \Omega$

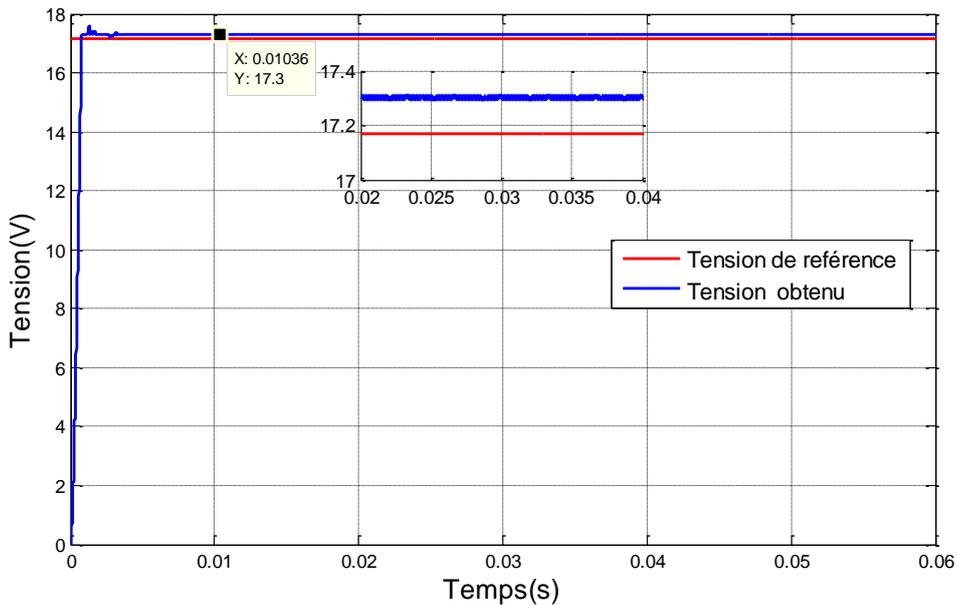


Figure III.17. Variation de la tension optimale en fonction du temps de l'émulateur PV avec $R=5.35 \Omega$

Afin d'assurer l'efficacité de notre emluateur dans la region ou le module PV acte comme une source de tension. Nous avons utilisé une résiatnce de charge supérieur à R_{ch} , les variations de la tension en fonction du temps pour $R_{ch}= 75 \Omega$ sont représentées sur la figure III.18 .

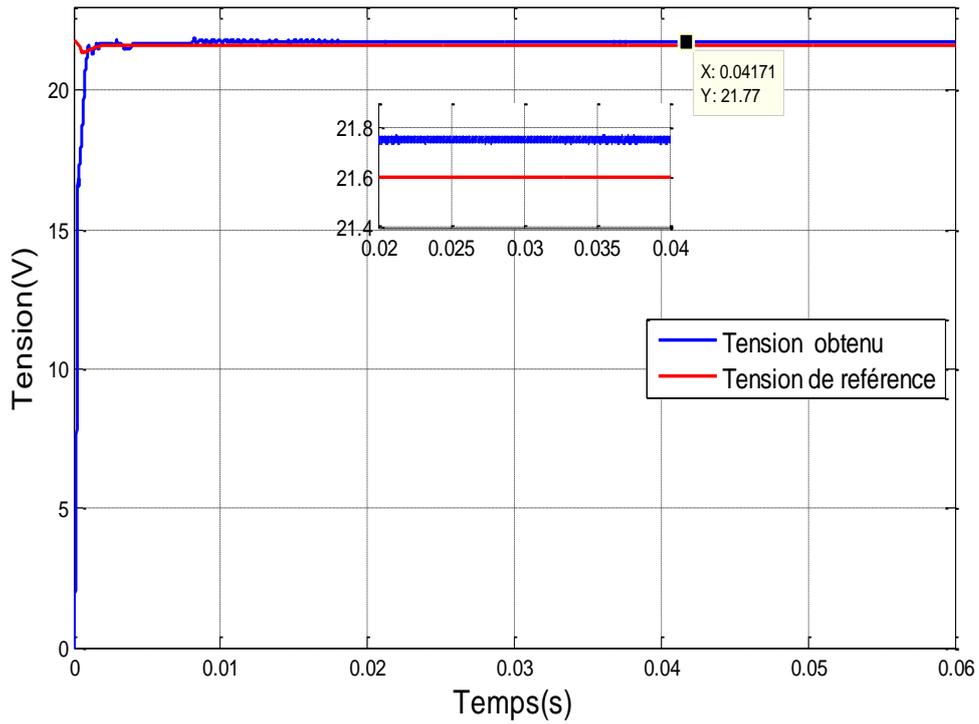


Figure III.18. Variation de la Tension de circuit ouvert en fonction du temps
de l'émulateur PV avec $R=75 \Omega$

Nous remarquons que la tension de circuit ouvert de l'émulateur PV est similaire à celle du module PV sélectionné.

D'après ces résultats nous constatons que les valeurs obtenues de notre émulateur sont très proches de celles données par le constructeur dans les conditions climatiques standard, l'erreur relative pour chaque paramètre et résumée dans le tableau III.1.

Table III.1: Comparaison entre les valeurs obtenues et données par le constructeur

	les valeurs de constructeur	les valeurs obtenues	Erreur relative
Courant de court-circuit (A)	3.480	3.461	0.55%
Courant maximale I_m (A)	3.2	3.219	0.59%
Tension maximale V_m	17.2	17.3	0.58%
Puissance optimale P_m (W)	55	55.71	1.2%
Tension du circuit ouvert (V)	21.6	21.77	0.79%

b. Charge variable

Dans cette partie, nous avons simulé les caractéristiques I-V et P-V dans les conditions standard STC, on a utilisé une résistance variable les résultats obtenus sont représentés sur les figures III.20 et III.21 respectivement.

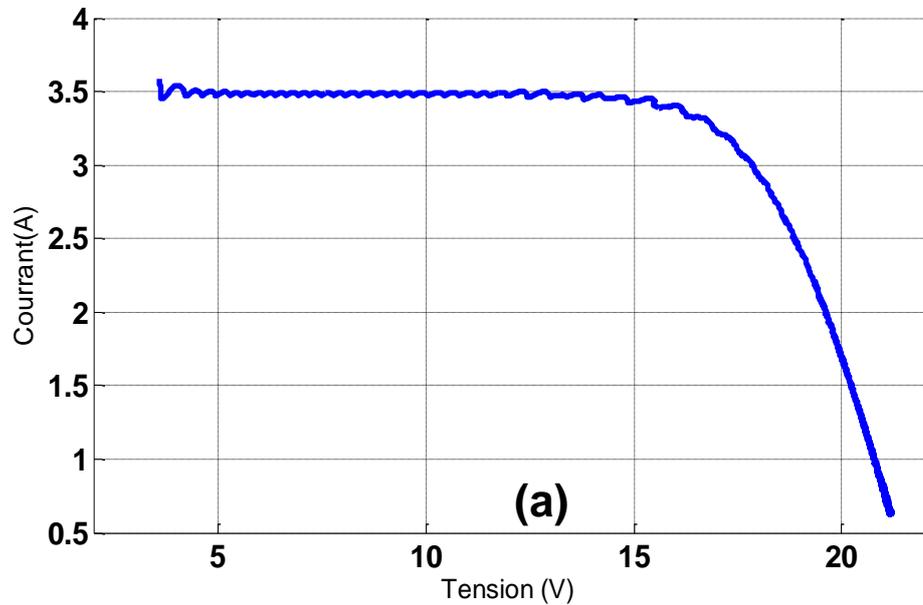


Figure III.19. Caractéristique I-V sous les conditions standard STC.

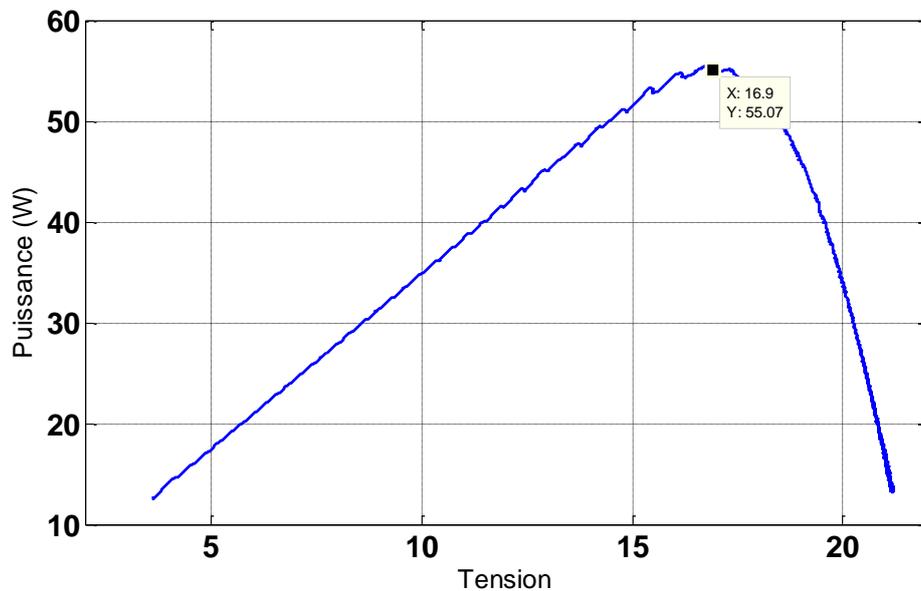


Figure III.20. Caractéristique P-V sous les conditions standard STC

Nous remarquons que l'allure de ces courbes est identique à celle d'un module PV réel. Ainsi que les valeurs des points remarquables (I_{sc} , I_{mpp} , V_{mpp} , V_{oc}) sont similaires à celles fournies par le constructeur.

III.7.2 Évaluation de la robustesse par rapport à l'ensoleillement

Dans cette partie, nous faisons varier brusquement l'ensoleillement à une température de 25° C, le résultat obtenu est représenté sur la figure III.21°.

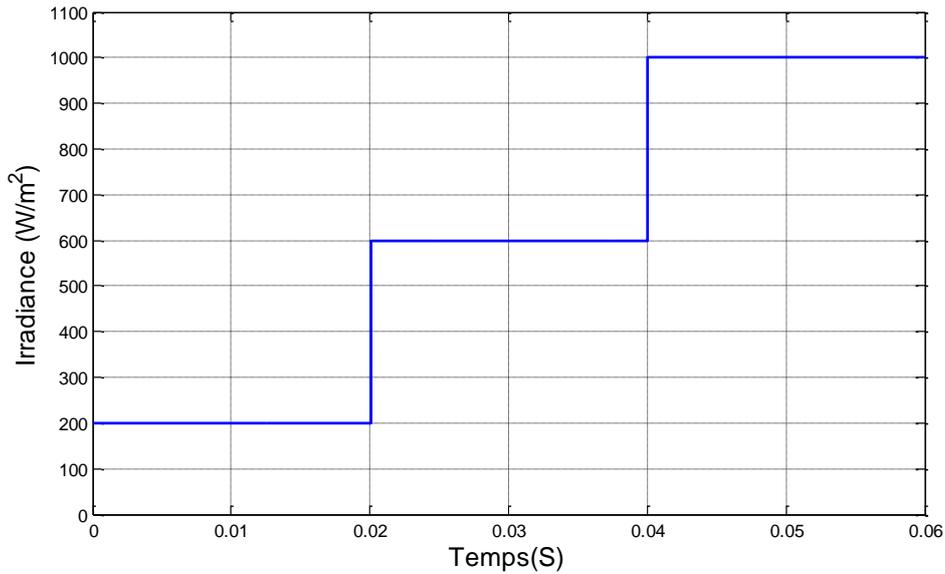


Figure III.21. Variation de l'éclairement solaire en fonction du temps

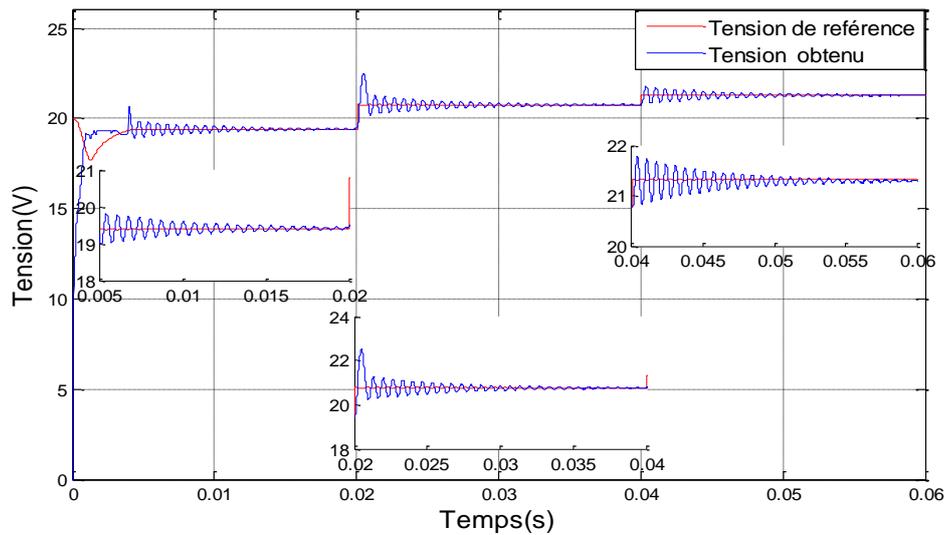


Figure III.22. Variations des tensions de référence et obtenue en fonction du temps de l'émulateur PV

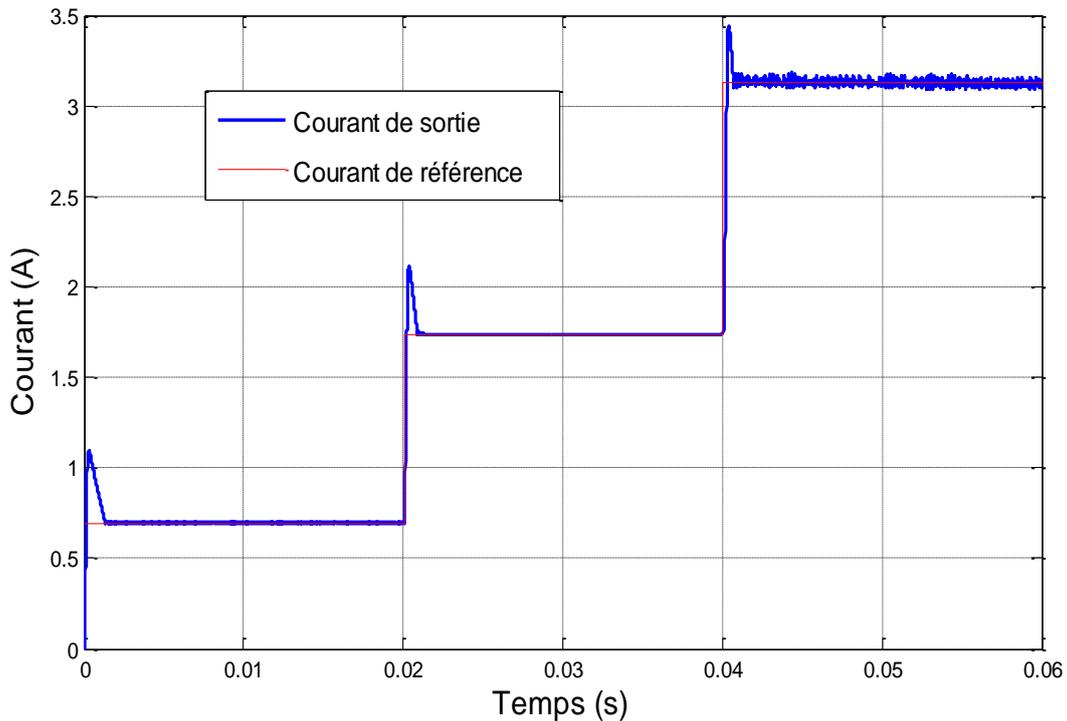


Figure III.23. Variations des courants de référence et obtenu en fonction du temps de l'émulateur PV

Les figures III.22 et III.23, représentent les variations de la tension et du courant en fonction du temps obtenues respectivement superposées à ceux du signal de référence.

Les changements brusques de l'éclairage sont effectués pour observer le comportement de l'algorithme et le temps de réponse du système en présence des modifications brusques de l'éclairage.

D'après les résultats illustrés par les figures III.22 et III.23, nous remarquons que le courant de sortie varie considérablement avec les changements brusques de l'éclairage, tandis que la tension en circuit ouvert change légèrement. Cela confirme que notre émulateur a les mêmes caractéristiques que le module PV lorsqu'il subit un changement brusque d'éclairage. On peut également remarquer que la tension et le courant obtenu suivent parfaitement leur signal de référence qui confirme la performance de notre commande.

Les figures III.24 et III.25 représentent les caractéristiques I-V et P-V respectivement. Ces figures montrent bien que notre approche nous a permis d'obtenir les courbes caractéristiques I-V et P-V pour divers niveaux d'éclairage.

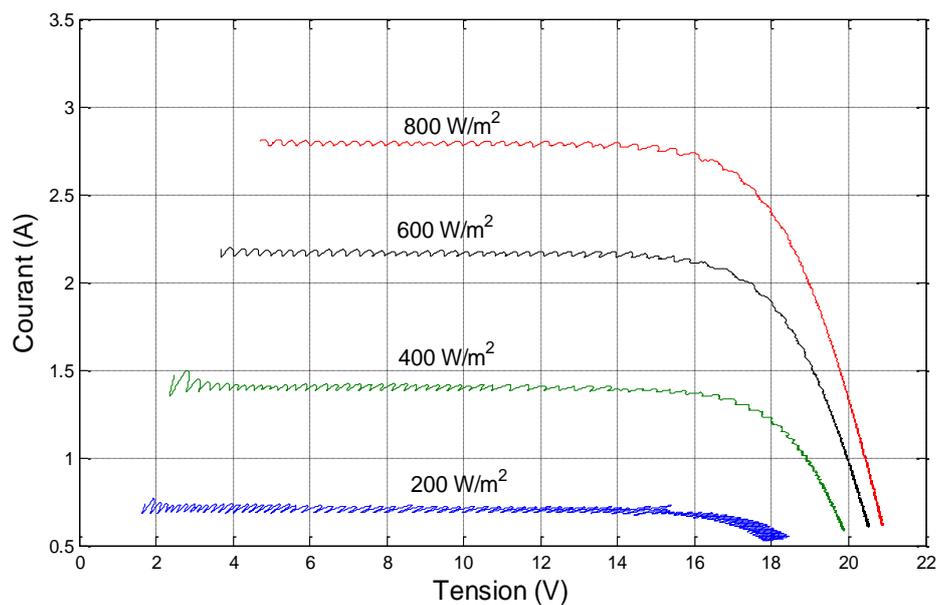


Figure III.24. Caractéristiques I-V de l'émulateur PV sous divers éclairnements

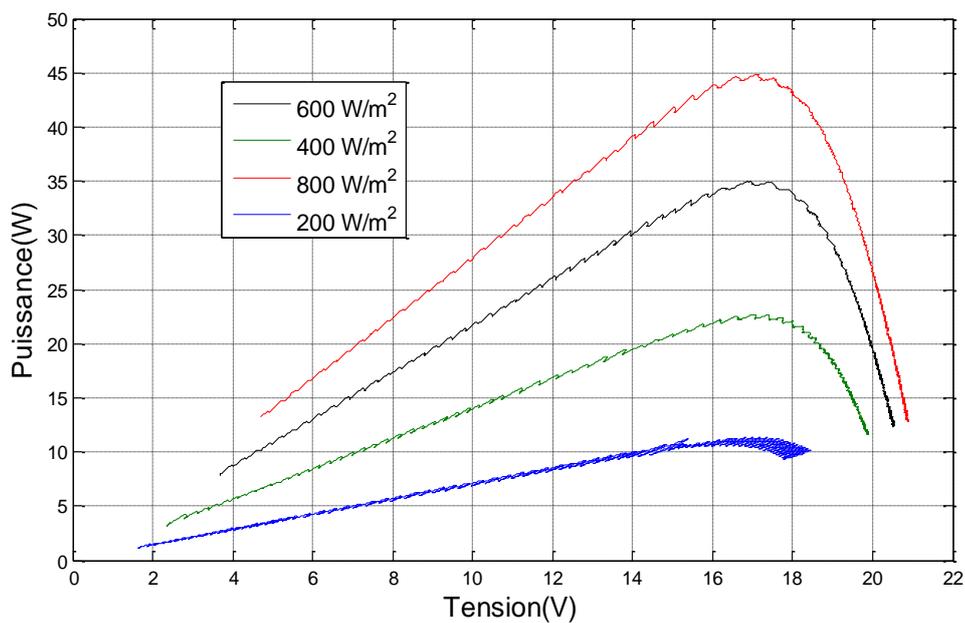


Figure III.25. Caractéristiques P-V de l'émulateur PV sous divers éclairnements

III.7.3 Résultats de simulation sous ombrage partiel

Pour tester notre émulateur sous ombrage partiel, nous avons choisi d'émuler deux modules en série. Le schéma de simulation de cette approche est illustré sur la Figure III.26.

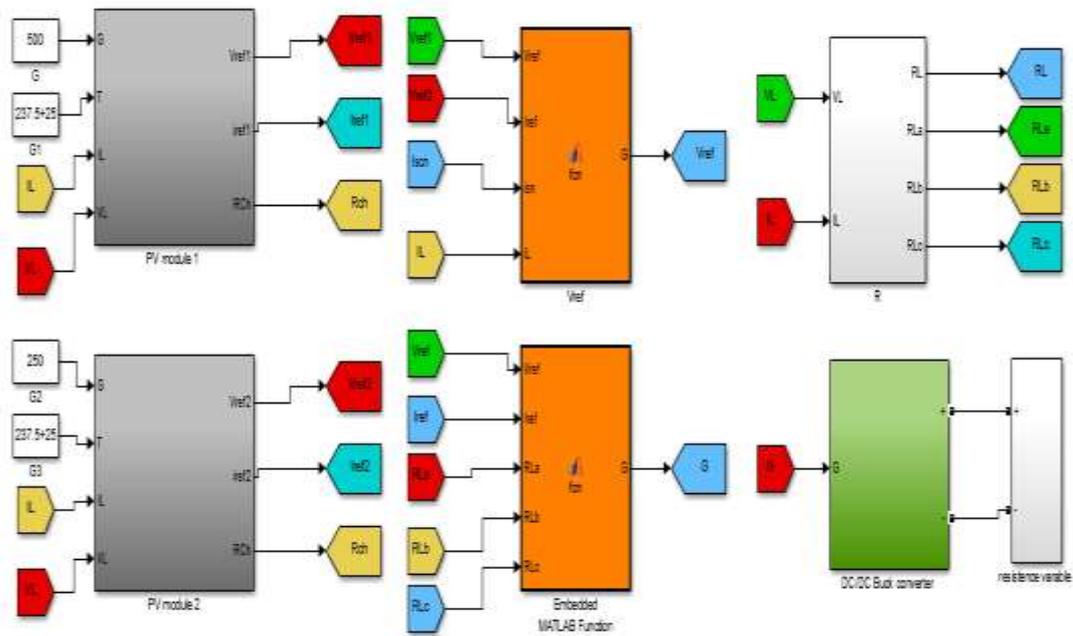


Figure III.26.Bloc diagramme de PVE

Les figures III.27 et III.28 représentent les caractéristiques I-V et P-V pour les valeurs d'ensoleillement 1000 W/m² et 500 W/m² respectivement.

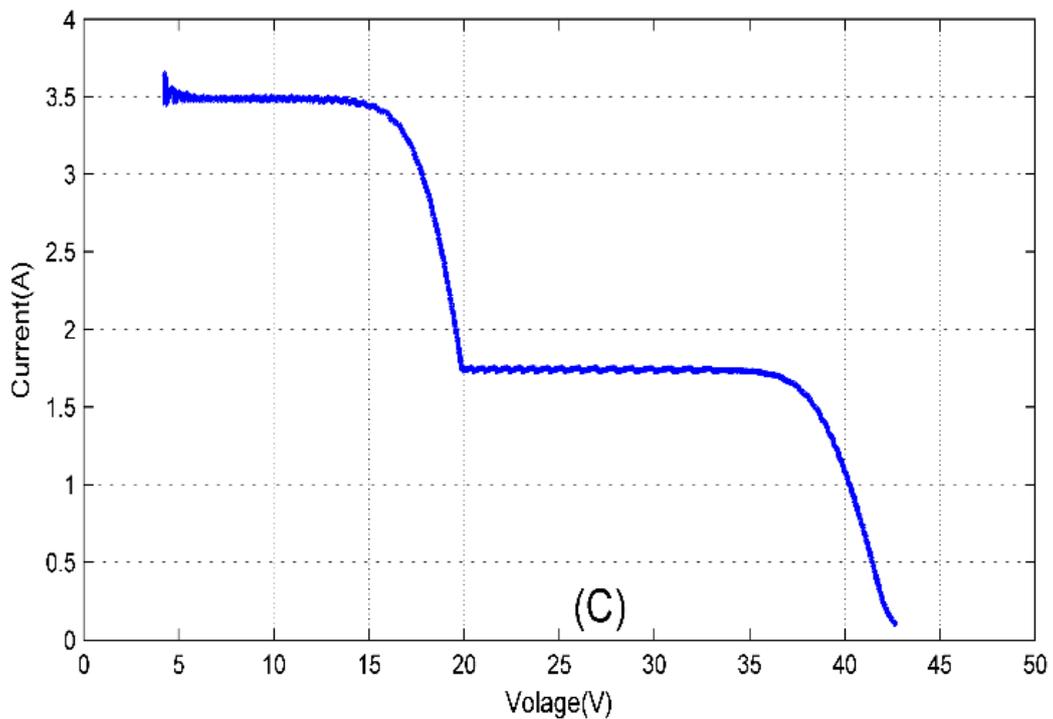


Figure III.27. Caractéristique I-V de deux modules en série sous ombrage partiel

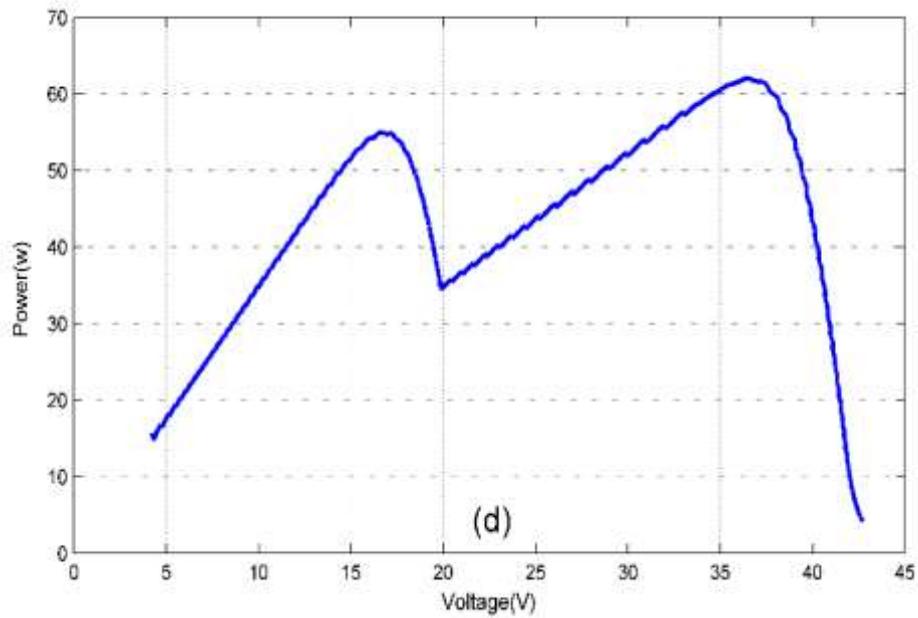


Figure III.28. Caractéristique P-V de deux modules en série sous ombrage partiel

On peut conclure que notre approche est capable de simuler parfaitement la caractéristique du module lorsque le module PV est ombré partialement.

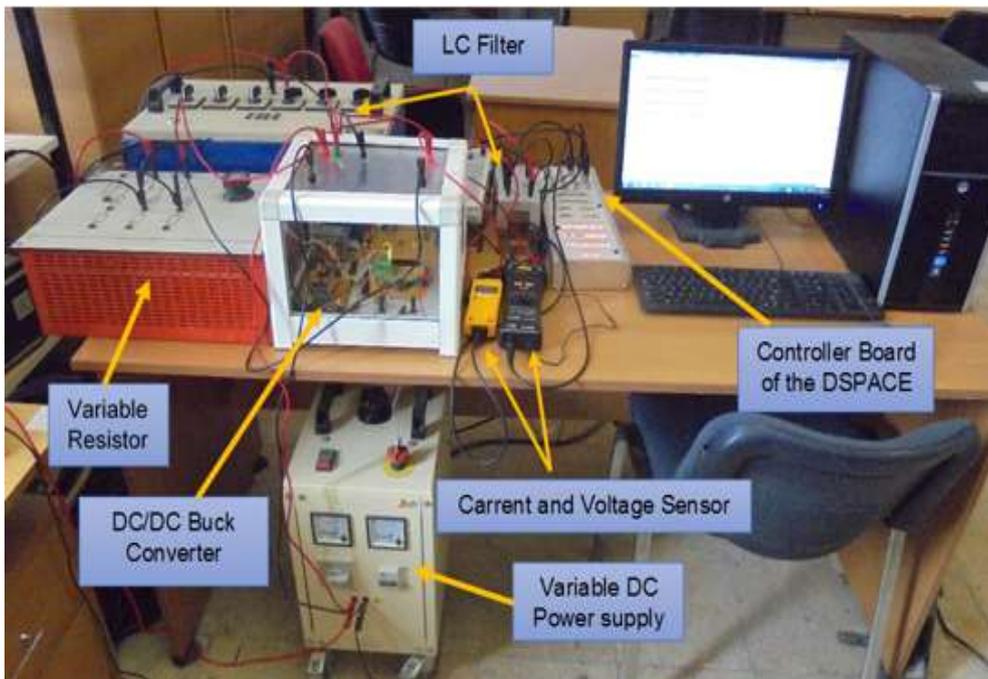


Figure III.29. Banc d'essai du prototype expérimental PVE

III.8 Implémentation expérimental

La figure III.29 illustre le prototype expérimental, composé d'un convertisseur de DC/DC du type Buck connecté à résistance variable, d'une carte dSPACE 1004, de capteurs de tension (GOD-050 ratio 1/1000) et de capteurs de courant (310s ratio 1/100).

III.8.1 Convertisseur DC/DC

- Le convertisseur réalisé se compose principalement d'un étage de puissance et d'un étage de commande.

a. Etage de puissance

La figure III.30 montre le convertisseur DC/DC implémenté. Il contient une entrée pour alimenter le convertisseur avec une tension continue, un interrupteur électronique du type IGPT (GT25J101), une diode de roue libre (BYW29) et deux bornes de l'inductance, et de la capacité de filtrage. Les valeurs de l'inductance et de la capacité sont celles utilisées pour réaliser la simulation.

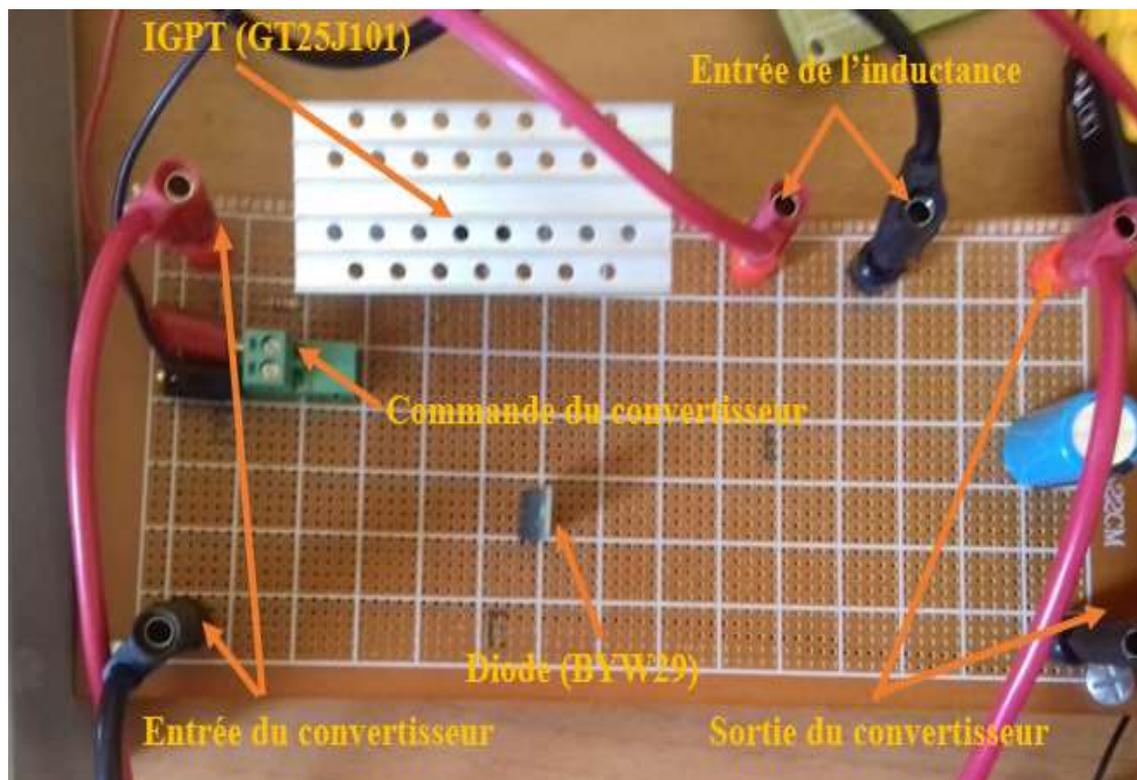


Figure III.30. Schéma du convertisseur Buck implémenté

b. Etage de commande

Cette étage de commande est à base d'un transistor (PN2222), un Optocoupleur (HCPL 3101) et un driver (IR2113), comme le montre la Figure III.32. Le rôle principal de ce circuit est de protéger le contrôleur de tout dommage qui pourrait être causé par l'étage de puissance.

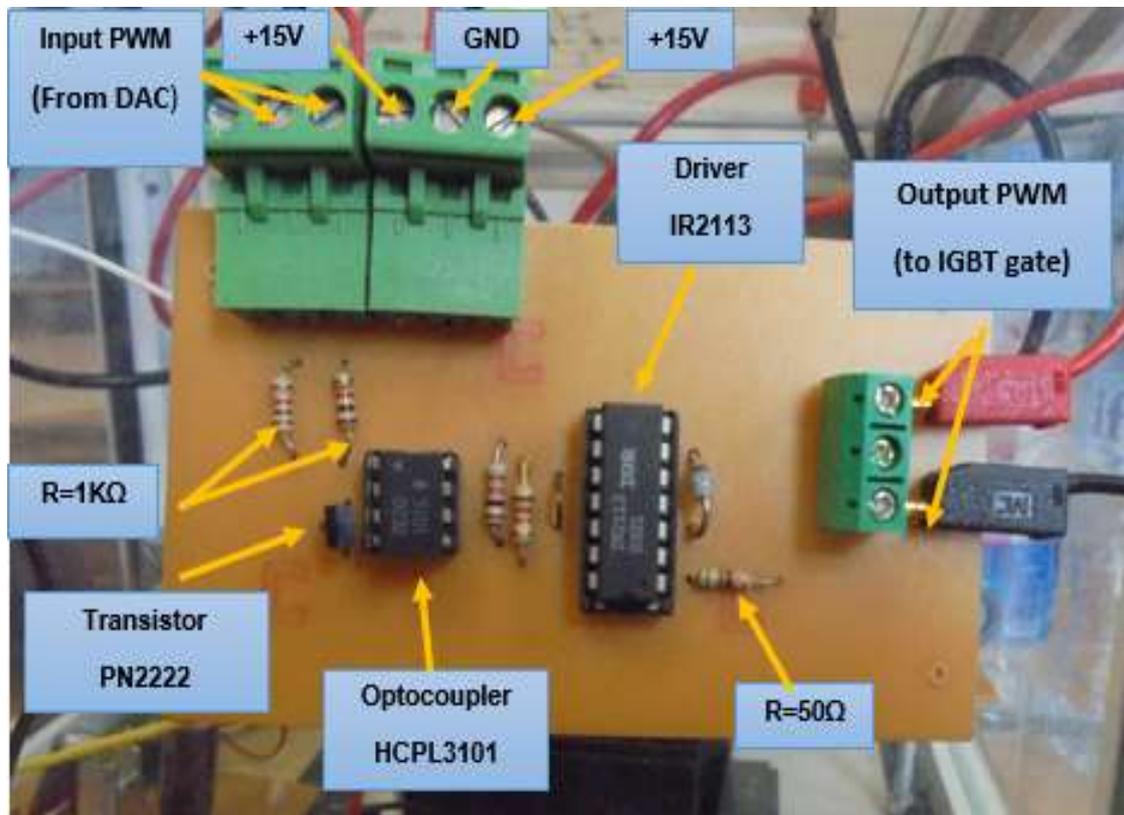


Figure III.31. Circuit de commande implémenté

c. La commande de l'émulateur

Pour Contrôler le hacheur abaisseur qui agit comme un émulateur PV, nous avons utilisé Deux canaux ADC pour interfacer la tension et le courant du convertisseur abaisseur. Les signaux détectés après les ports ADC ont été multipliés par un gain constant (1000×10 pour la tension détectée et 100×10 pour le courant détecté) pour annuler le gain des capteurs utilisés et le gain de la carte dSPACE, puis transmis au bloc module PV construit sous MATLAB/Simulink dans Real-Time Workshop comme illustré sur la figure III.32. D'autre part, le signal PWM généré par le contrôleur dSPACE est piloté par l'interrupteur IGPT à travers le convertisseur numérique analogique (DAC) de la carte dSPACE.

Pour faciliter la commande de notre émulateur nous avons utilisé une interface graphique qui permet de changer le paramètre du module émulé et les conditions atmosphériques en temps réel comme le montre la figure III.33.

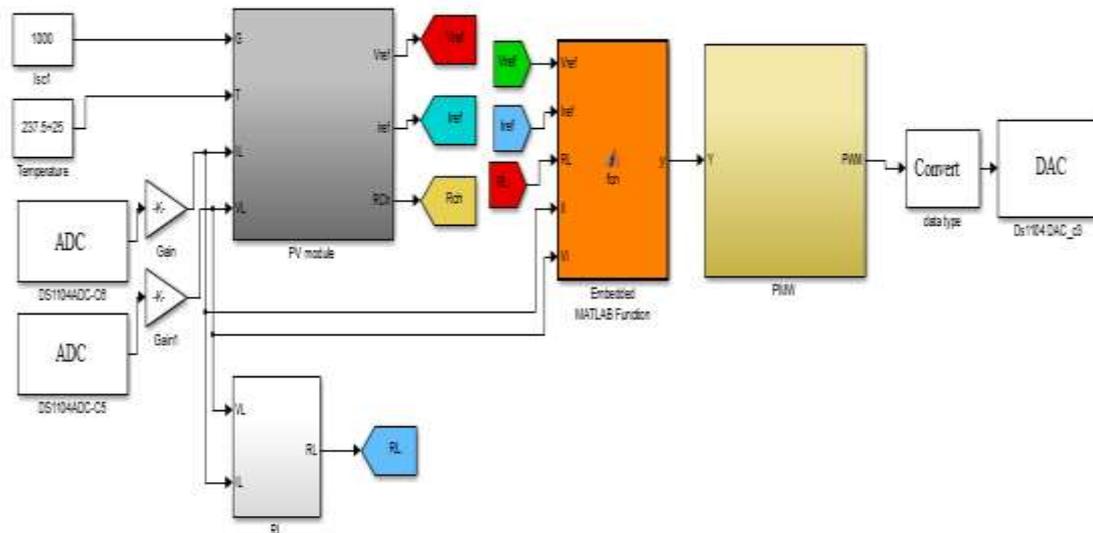


Figure III.32.Real-Time Workshop de la carte dSPACE

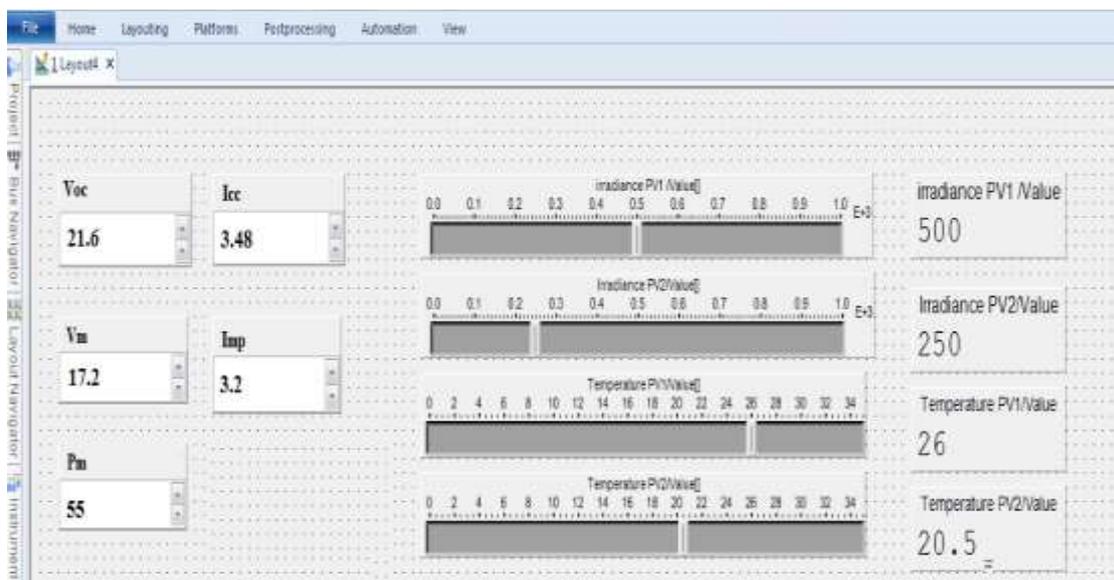


Figure III.33.Interface graphique de PVE

III.9 Résultats et discussions

Test 01

Nous avons commencé le test par l'étude la réponse de notre émulateur. Les figures. III.35 et III.36 illustrent la réponse en fonction du temps de l'émulateur PV proposé avec et sans contrôleur PI dans la région dans laquelle le module PV agit comme une source de tension avec $G=700 \text{ W/m}^2$ et $R=50 \Omega$. Cependant la figure III.37 représente la réponse en fonction du temps lorsque le module PV agit comme une source de courant avec $G=700 \text{ W/m}^2$ et $R=4 \Omega$.

Ces résultats montrent que les variations mesurées de tension et de courant suivent parfaitement leurs références avec un temps de réponse égal à 0,06 s lors de l'utilisation du contrôleur PI. Cependant l'absence du contrôleur PI affecte le temps de réponse et devient plus lent (0,08 s et 0,09 pour les boucles de courant et de tension respectivement).

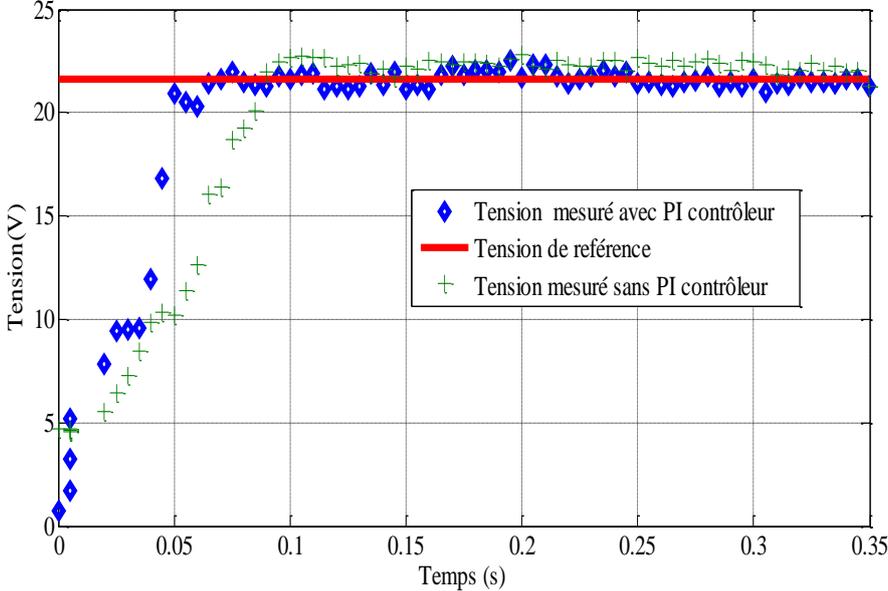


Figure III.34. Variation de la tension en fonction du temps de l'émulateur PV

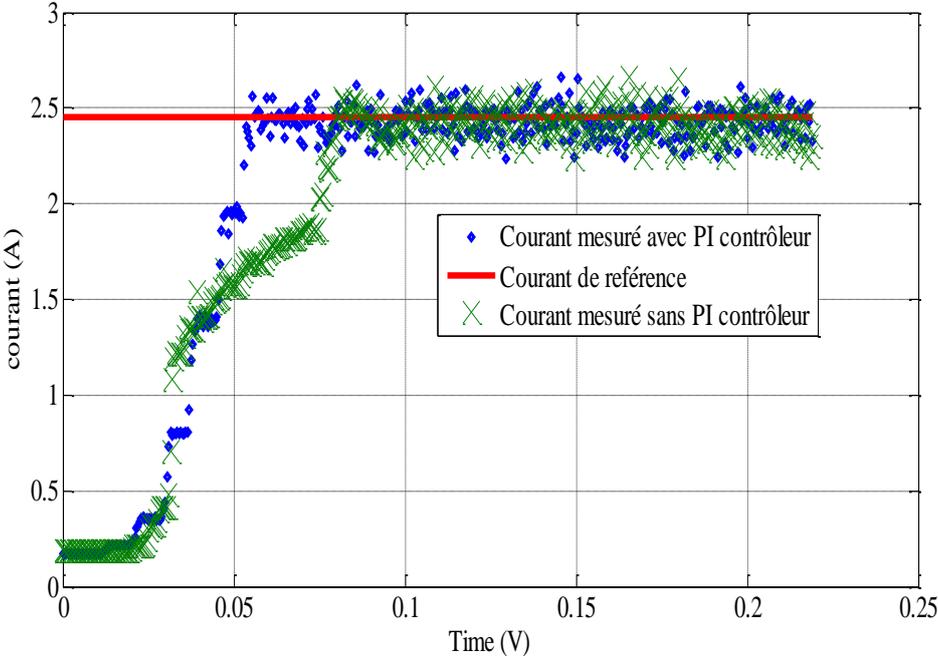


Figure III.35. Variation du courant en fonction du temps de l'émulateur PV

Test 02

Dans cette partie on a fixé la valeur de la résistance à une valeur inférieure à celle de R_{max} , telle que : $R_{ch}=2 \Omega$ pour obtenir un courant de court-circuit de notre émulateur. Par ailleurs, nous avons fixé la valeur de la résistance à une valeur supérieure à celle de R_{max} , telle que $R_{ch} = 36 \Omega$ pour obtenir une tension de circuit ouvert V_{oc} de l'émulateur. Afin de valider les modèles établis nous avons effectué une étude comparative entre les résultats obtenus et théoriques (figures III.36 et III.37).

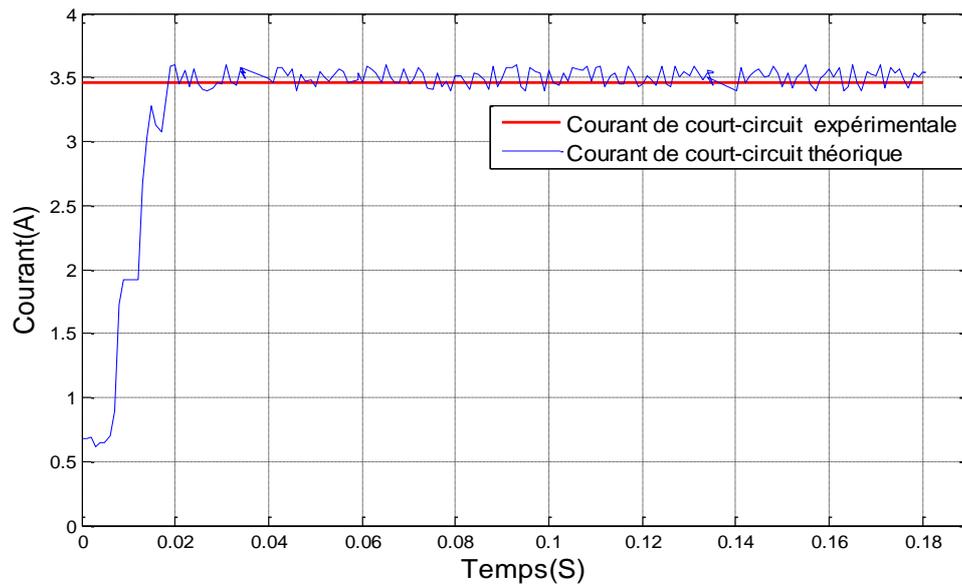


Figure III.36. Variation du courant de Court –circuit en fonction du temps du PVE

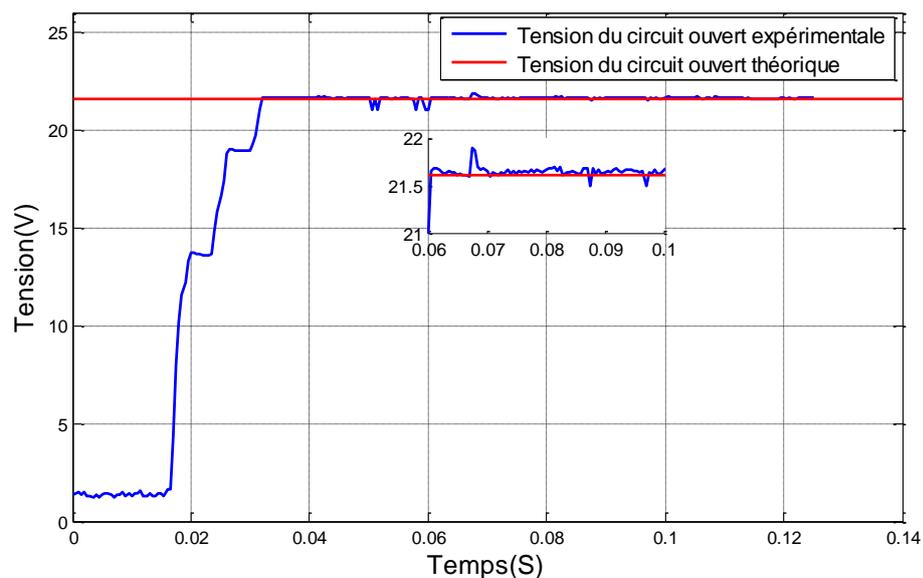


Figure III.37. Variation de la Tension de circuit ouvert en fonction du temps du PVE

Cette étude montre que les valeurs du courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert sont identiques à celles données par le constructeur, avec un temps de réponse de 0,02 s et de 0,037s pour les boucles de courant et de tension respectivement.

Test 03

Dans ce test on a $R_{ch} = R_{max} = 5,3 \Omega$, ce qui permet d'obtenir les valeurs de I_m , V_m , P_m . Par la suite ces valeurs seront comparées à celles données par le constructeur. Les résultats obtenus sont représentés sur les figures III.38. III.39 et III.40.

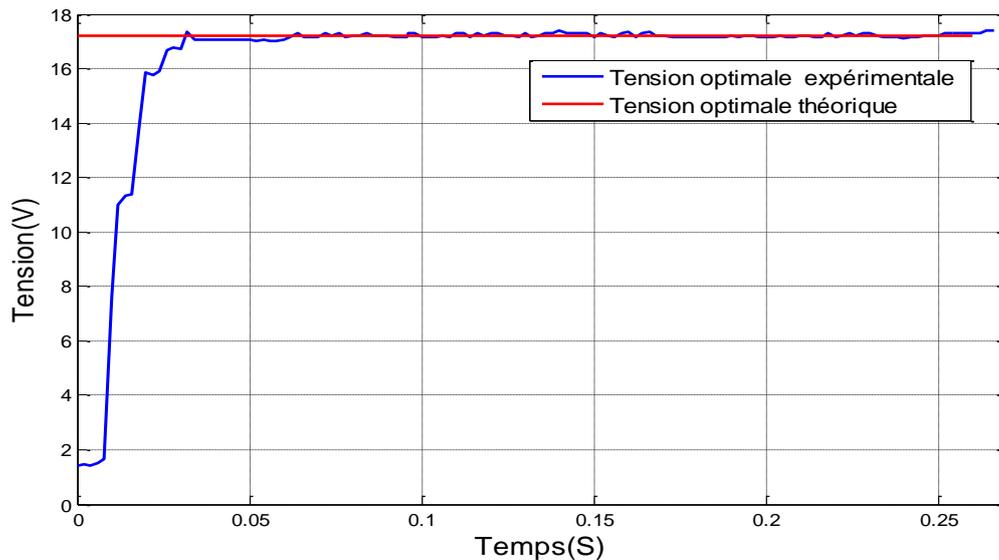


Figure III.38. Variation due la Tension optimale en fonction du temps du PVE

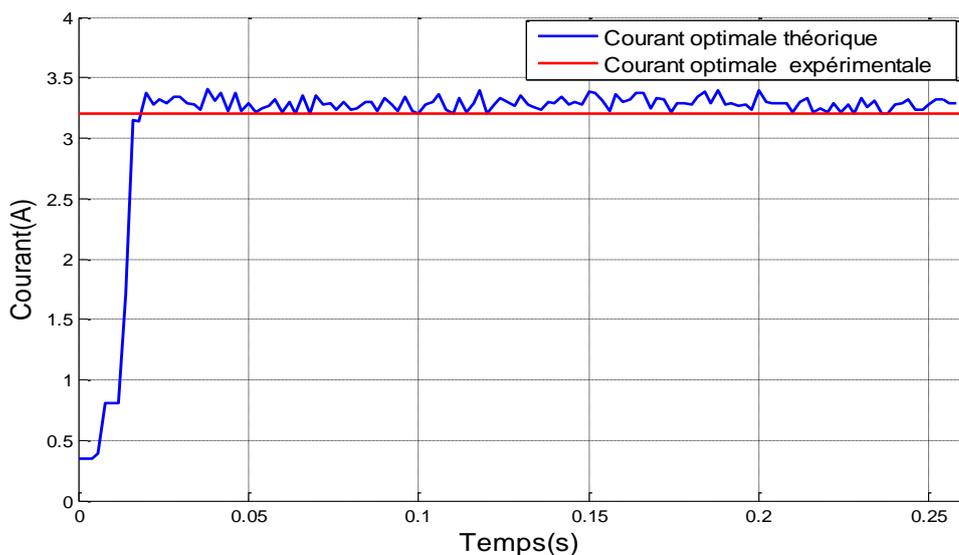


Figure III.39. Variation du courant optimal en fonction du temps du PVE

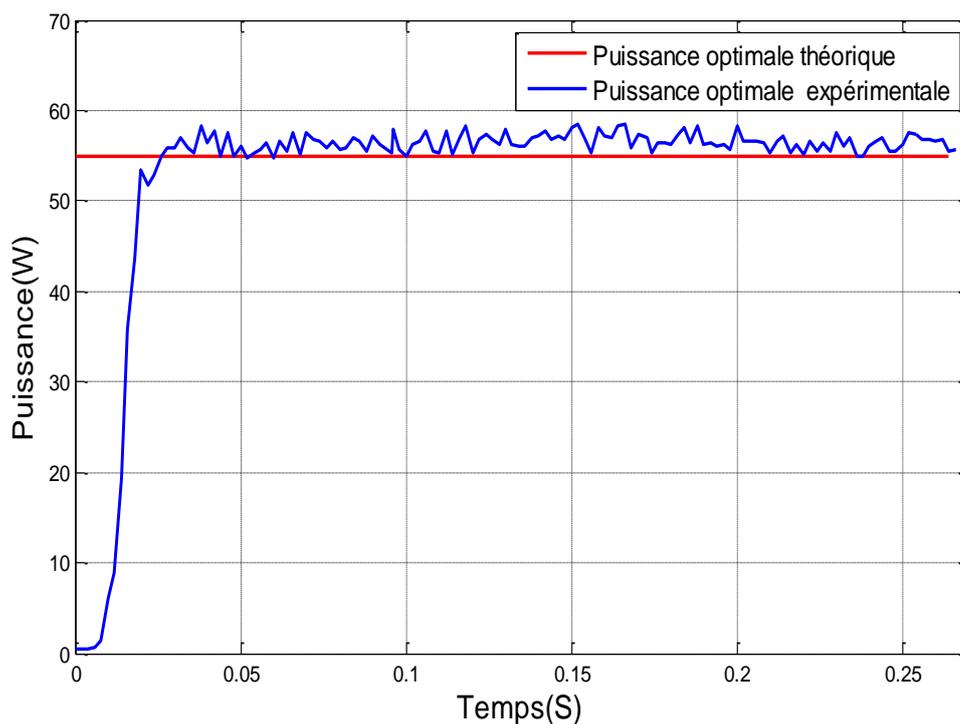


Figure III.40. Variation de la puissance optimale en fonction du temps du PVE

D'après les résultats obtenus on peut conclure que notre courant et tension sortie de notre émulateur lorsque la valeur de résistance de charge égale la R_{ch} est similaire a le courant et tension optimale donner par le constructeur. On peut également que la puissance de notre dans ces conditions émulateur similaire à la puissance maxille sous les conditions climatique standard.

III.9.1 Caractéristiques I-V et P-V sous conditions climatique standard.

Pour permettre de tracer les caractéristiques I-V et P-V de l'émulateur on a utilisé une résistance variable. Les figure III.41 et III.42 représentent ces caractéristiques I-V et P-V de l'émulateur avec et sans contrôleur PI. Les résultats obtenus sont comparés à ceux obtenus par la simulation.

A partir de ces courbes on voit bien l'importance de la présence du contrôleur PI. En effet on constate que son absence affecte les résultats de l'émulateur PV dans les deux régions lorsque l'émulateur acte comme une source de tension et source de courant. Nous remarquons aussi que son absence est néfaste, en particulier, dans la région MPP, ce qui minimise les performances de l'émulateur PV lors de l'évaluation de l'efficacité de l'algorithme MPPT.

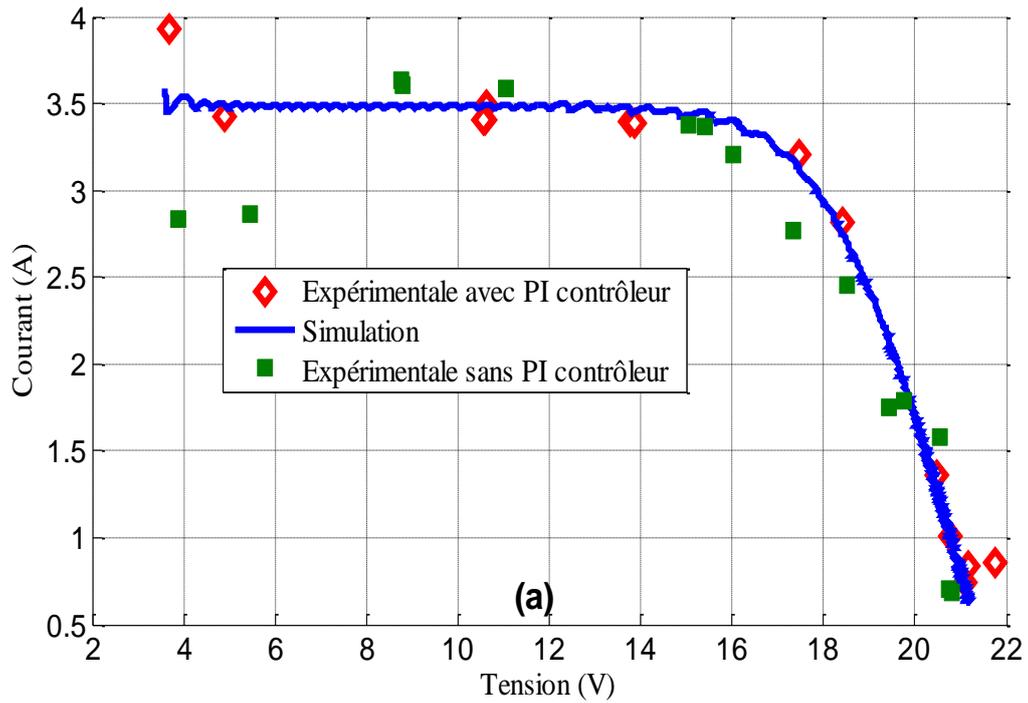


Figure III.41. Caractéristiques I-V de PVE

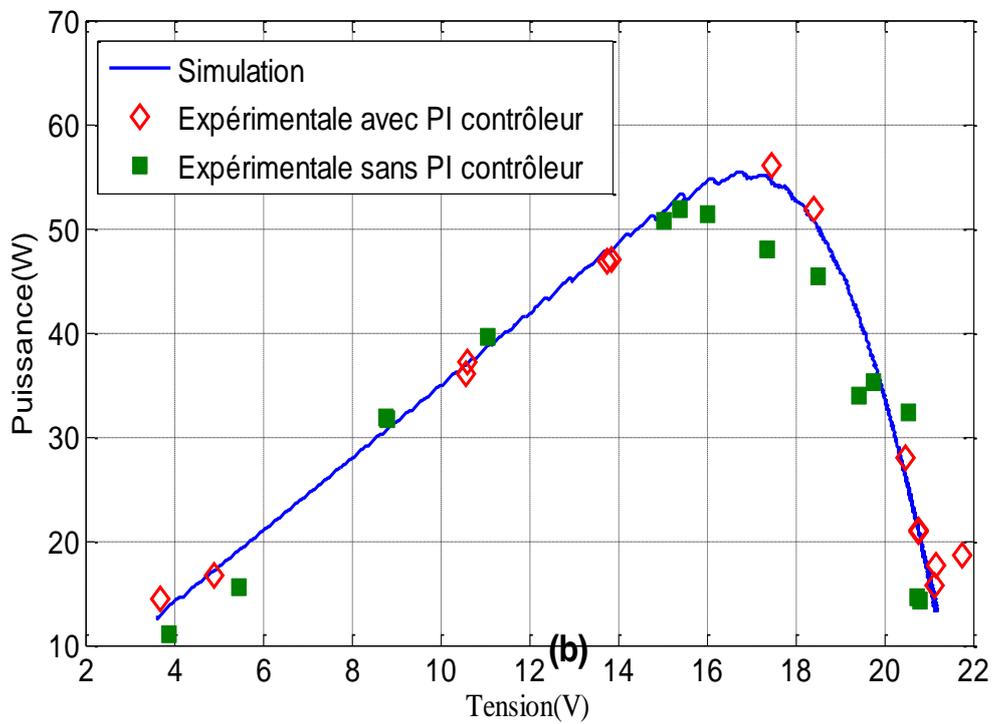


Figure III.42. Caractéristiques P-V du PVE

Test 04

Dans ce test, la valeur de la température est fixée à 25° et puis nous varions la valeur de l'éclairement G . Les figures III.43 et III.44 représentent les caractéristiques I-V et P-V expérimentales et de simulation.

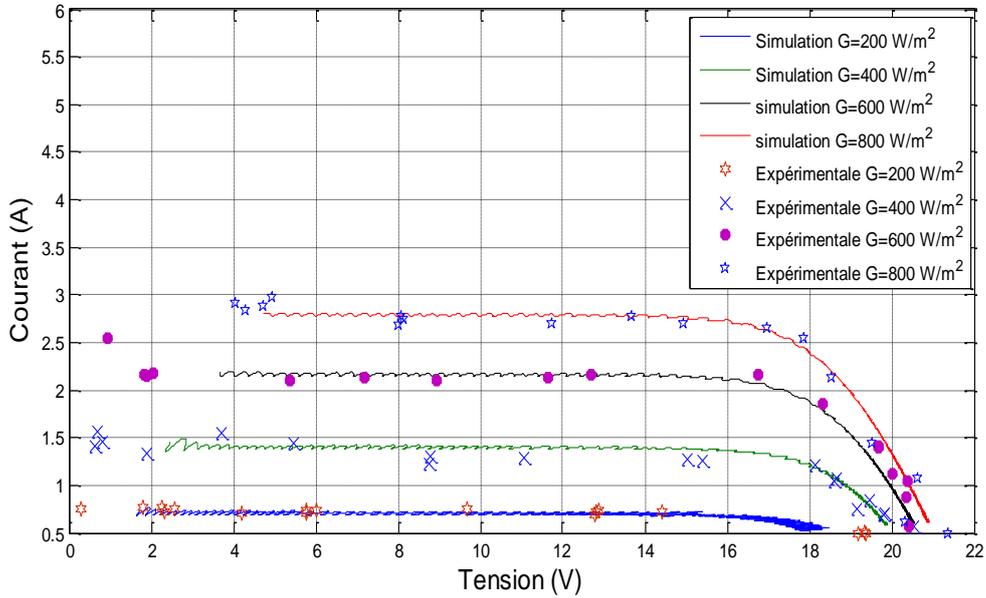


Figure III.43. Caractéristiques I-V du PVE pour divers éclairements

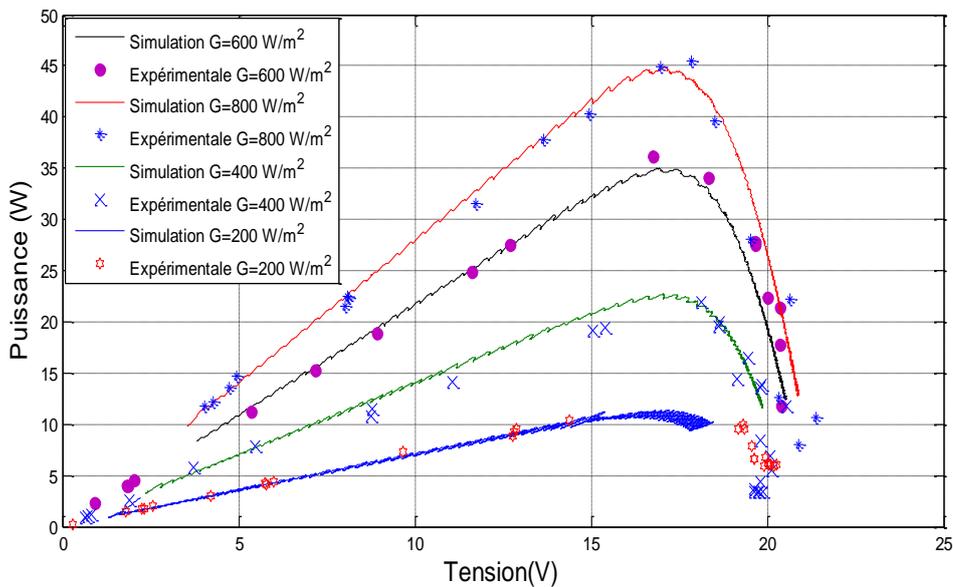


Figure III.44. Caractéristiques P-V du PVE sous divers éclairements

Ces résultats démontrent le succès de l'émulateur PV de générer la courbe I-V et P-V sous différents niveaux d'éclairage similaire obtenu par la simulation

III.9.2 Caractéristiques I-V et P-V dans les conditions climatique standard.

La figure III.45 représente la commande de l'émulateur PV implémenté sous MATLAB/Simulink dans Real-Time Workshop pour émuler les caractéristiques I-V et P-V sous ombrage partiel. Les valeurs de la température et d'éclairage de chaque module sont données par l'utilisateur.

Les signaux détectés après les ports ADC ont été multipliés par un gain constant (1000×10 pour la tension détectée et 100×10 pour le courant détecté) pour annuler le gain des capteurs utilisés et le gain de la carte dSPACE, puis transmis au bloc module PV construit sous MATLAB/Simulink dans Real-Time Workshop

Les figures III.46 et III.47 représentent les résultats obtenus pour un éclairage $E = 500 \text{ W/m}^2$ et $E = 250 \text{ W/m}^2$ respectivement et une température fixe $T = 25^\circ\text{C}$, avec ou sans contrôleur PI. Les résultats obtenus sont comparés avec ceux de la simulation.

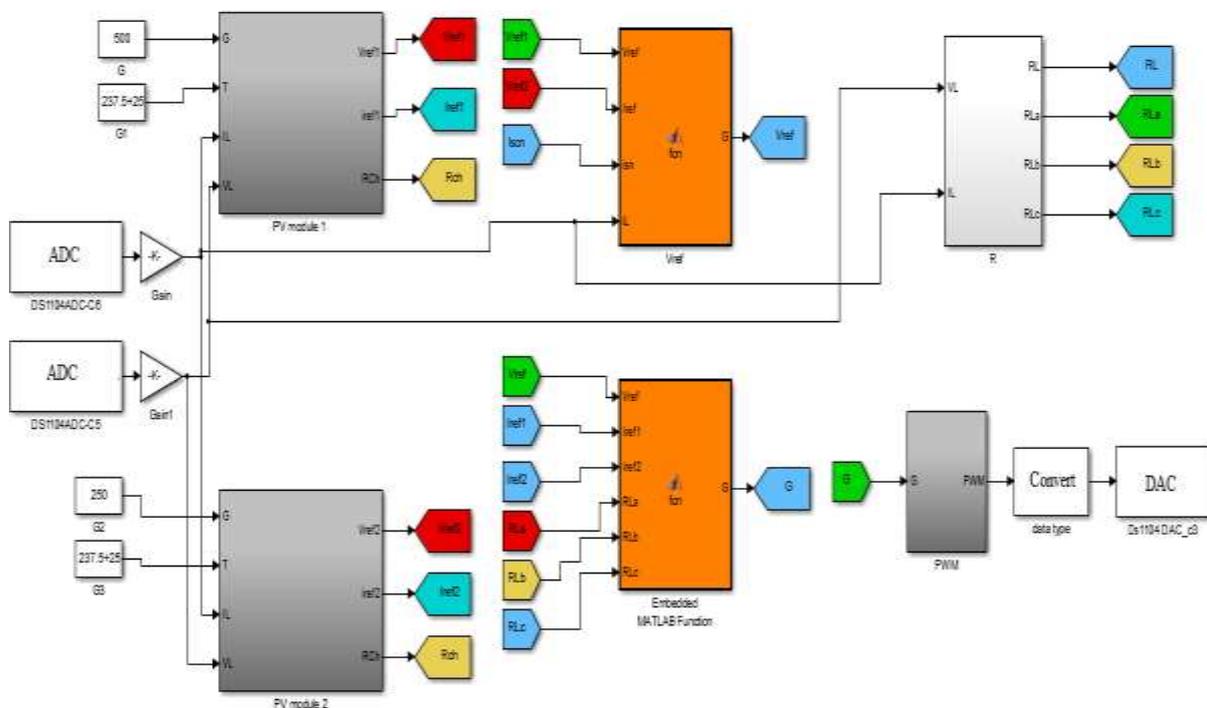


Figure III.45. Real-Time Workshop de PVE

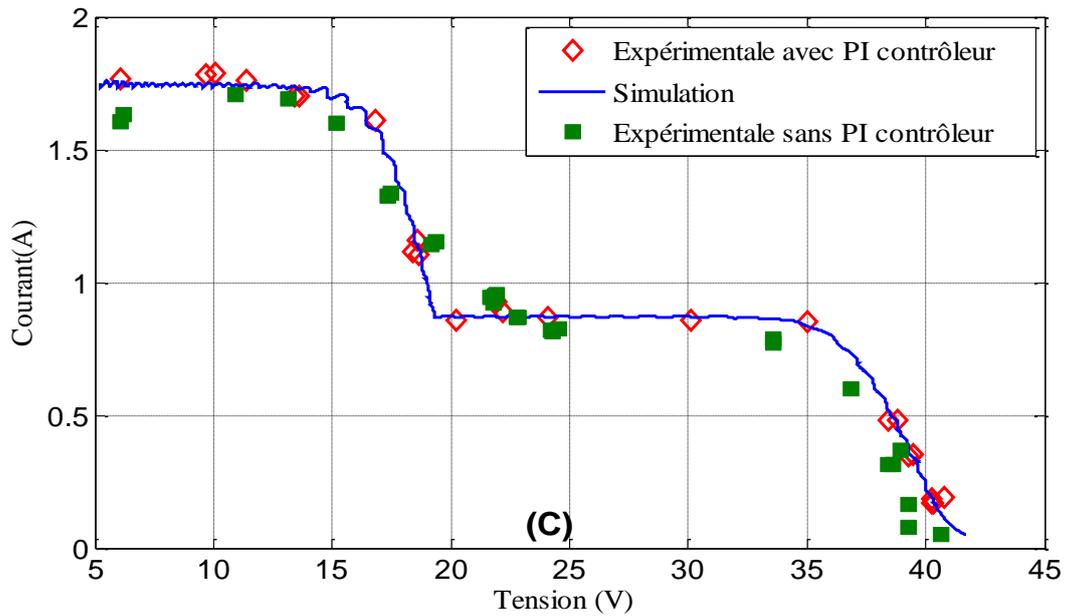


Figure III.46. Caractéristiques I-V du PVE sous ombrage partiel

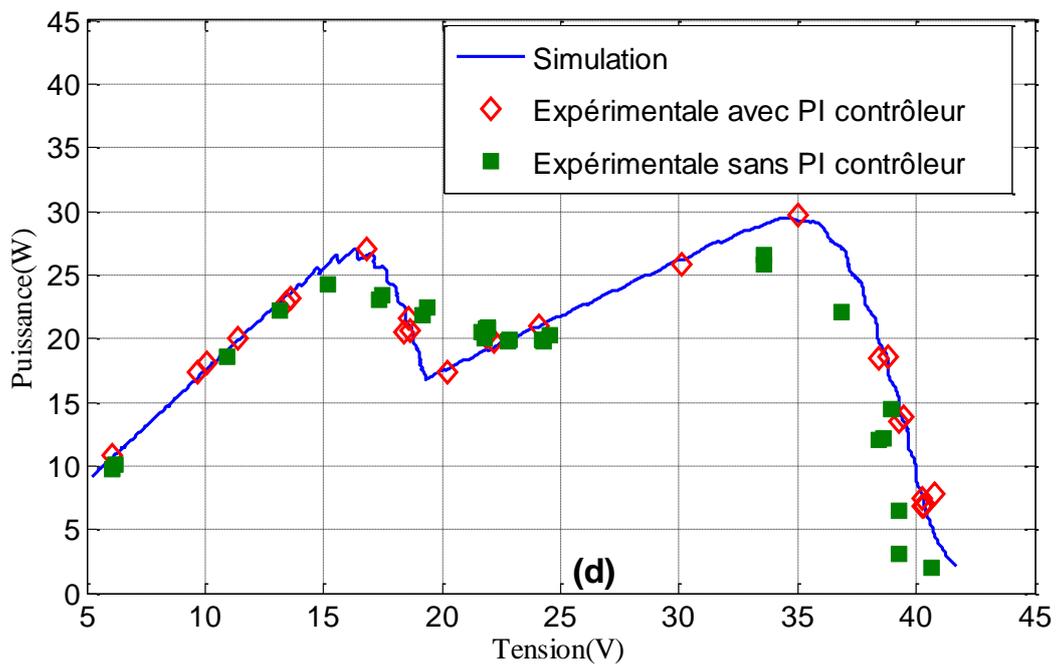


Figure III.47. Caractéristiques P-V du PVE sous ombrage partiel

Ces figures montrent bien que l'algorithme proposé nous permet d'obtenir la caractéristique I-V et P-V sous ombrage partiel des deux modules en série. Elles mettent aussi, en évidence l'importance d'utiliser le contrôleur PI pour améliorer les résultats obtenus.

III.10 Conclusion

Dans ce chapitre un émulateur PV à base d'une commande hybride est présenté. Pour générer le signal de référence, nous avons utilisé un modèle mathématique de quatre paramètres. Ce signal de référence est utilisé pour contrôler le convertisseur du type Buck en boucle fermée pour agir comme un émulateur PV.

Le choix de la stratégie de commande hybride a été motivé par la non-linéarité de la caractéristique I-V du module PV. Tandis que, dans la région où le module PV est considéré comme une source de courant, V_{pv} varie considérablement et I_{pv} est presque constant ; et vice versa dans la région de la tension constante. La variation du signal référence affecte la stabilité de la boucle fermée du système du convertisseur, par la suite, la stabilité de l'émulateur PV.

Cette dernière est améliorée en implémentant deux boucles de commande, (boucle en courant et boucle en tension), lorsque le fonctionnement de l'émulateur PV est dans la région où le module PV agit comme une source de courant. Le module PV génère ainsi un courant de référence, le contrôle se fait par la boucle de courant. Si le fonctionnement du l'émulateur PV est dans la région où le module PV agit comme une source de tension, le module PV génère une tension de références et le contrôle se fait par la boucle de tension. Il est à noter que cette stratégie de commande est également adaptée pour considérer l'effet de l'ombrage partiel sur la caractéristique I-V.

Afin de tester l'efficacité de notre commande Nous avons effectué quelques tests sous environnement Matlab dans des conditions climatiques différentes, y compris l'ombrage partiel. Puis les résultats obtenus ont été validé par une étude comparative des résultats simulés et ceux obtenus par un banc expérimental. Nous avons utilisé une carte de commande dSPACE 1104 dans laquelle nous avons implémenté notre commande. Les résultats obtenus ont montré l'efficacité de notre émulateur dans différentes conditions climatiques. Ce qui nous permet de remplacer le module PV réel par notre émulateur. Afin de tester les performances de ce système quand il est connecté avec l'étage d'adaptation de commande par l'algorithme (P&O), que nous allons traiter dans le prochain chapitre.

Chapitre 4

Emulateur PV Et Algorithmes MPPT

IV. Chapitre 4 : Emulateur PV et Algorithmes MPPT

IV.1 Introduction

La recherche de l'extraction de puissance maximale dans les systèmes de génération photovoltaïques a fait l'objet de plusieurs études depuis sa création, vu qu'il est un critère important pour l'évaluation de l'efficacité d'un système.

On rappelle que, l'un des principaux objectifs de l'émulateur PV est d'évaluer l'efficacité de l'algorithme MPPT. Et que l'utilisation d'un module PV réel s'avère difficile, du fait de sa dépendance aux conditions atmosphériques. Pour cela nous avons consacré ce chapitre à l'étude des performances de l'émulateur PV proposé, quand il est raccordé au convertisseur élévateur DC-DC pour tester l'efficacité de l'algorithme MPPT du type Perturbe et observe (P &O).

Au début, nous présentons les différents algorithmes existant dans littérature, puis nous présentons une simulation du système proposé sous environnement Matlab/Simulink et enfin la validation des modèles établis par leur comparaison aux résultats expérimentaux.

IV.2 Poursuite du point de puissance maximale d'un système PV

Sur la figure IV.1, la courbe P-V qui représente la puissance de sortie du module PV, en fonction de la tension aux bornes du module PV, il y a une tension spécifique où le module PV fournit une puissance maximale. Cette tension est appelée tension de puissance maximale V_{mp} .

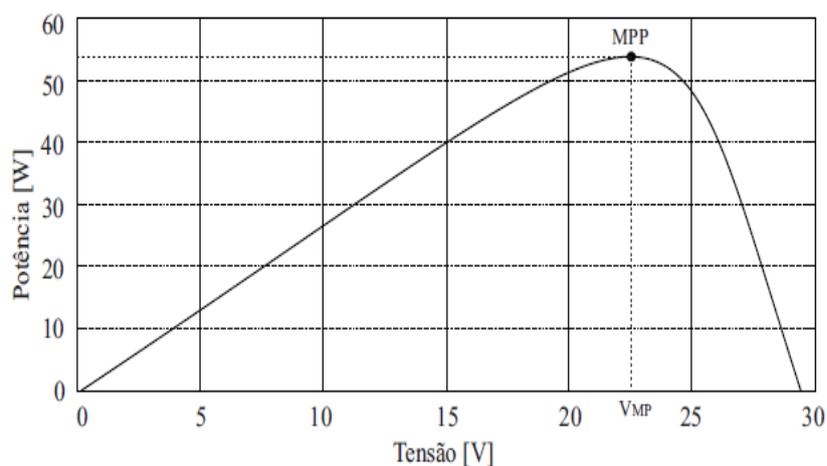


Figure IV.1. Caractéristiques P-V du module PV

Cette tension n'est pas fixe et sa valeur peut varier en fonction de l'éclairement et de la température auxquels le module est soumis. Par conséquent, un petit changement de rayonnement, et/ ou de température du module PV, peut faire dévier le point de fonctionnement du MPP, entraînant ainsi une perte de performances du système. D'autre part les modules PV

sont issues de diverses technologies, soumis dans les mêmes conditions de fonctionnement, ils peuvent avoir des V_{mpp} différents, car au fait cette caractéristique est liée au matériau utilisé dans la construction de la cellule photovoltaïque [99].

Le contrôle du point de fonctionnement du module peut être rendu possible de deux manières :

- (i) Par l'utilisation d'un convertisseur CC-CC connecté aux bornes du panneau, tel qu'illustré sur la figure IV.2. (a).
- (ii) Au moyen d'un convertisseur CC-CA (figure IV 2 (b)). Les Systèmes photovoltaïques utilisant deux convertisseurs pour connecter le panneau au réseau sont appelés systèmes à deux étages. Dans ce cas, le convertisseur CC-CC est responsable de réaliser le MPPT, et le convertisseur CC-CA injecte l'énergie générée dans le réseau électrique. Lorsque le système photovoltaïque utilise uniquement un convertisseur CC-CA, on parle de système photovoltaïque à un étage, le convertisseur est chargé d'effectuer le MPPT et d'injecter de l'énergie produite sur le réseau [100].

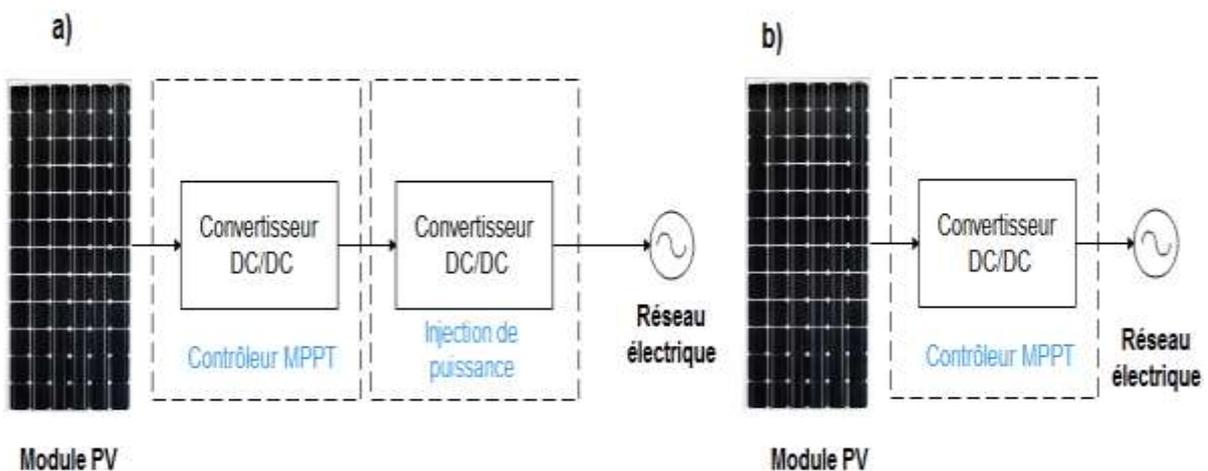


Figure IV.2. Raccordement du système photovoltaïque

a) à deux étages

b) à un seul étage

La plage de points de fonctionnement du module pour le système à deux étages est directement liée au changement de rapport cyclique du convertisseur CC-CC, tandis que le passage du point de fonctionnement du module au système à un étage dépend de la variation de la valeur du bus DC.

Dans la littérature, les techniques MPPT sont classées en deux groupes, les méthodes directes et indirectes selon le type d'implémentation.

IV.2.1 Méthodes directes

Les méthodes directes sont basées sur la mesure de grandeurs électriques (courant, tension) pour mesurer la puissance instantanée sans qu'il soit nécessaire de connaître les caractéristiques physiques du module. Dans cette approche, le point de fonctionnement devient

optimal quelles que soient les conditions de fonctionnement du système photovoltaïque. C'est pour cette raison que ces méthodes sont plus efficaces et permettent une meilleure approximation du rendement maximum du module photovoltaïque. Parmi ces méthodes on peut citer :

- (i) Perturbe et Observe (P&O).
- (ii) Conductance incrémentale (I.C).
- (iii) Hill Climbing (H.C) [106].

a. **Méthode de perturbation et observation (P&O)**

La méthode de perturbation et observation (P&O) est l'une des méthodes de suivi de la puissance maximale la plus courante et la plus simple à mettre en œuvre [90]. Son fonctionnement consiste à perturber périodiquement (augmenter ou diminuer) la tension V_{pv} (ou le courant I_{pv}) de la sortie du panneau système photovoltaïque par le contrôleur du convertisseur de puissance, comme l'indiqué le schéma d'organigramme de la figure IV.3

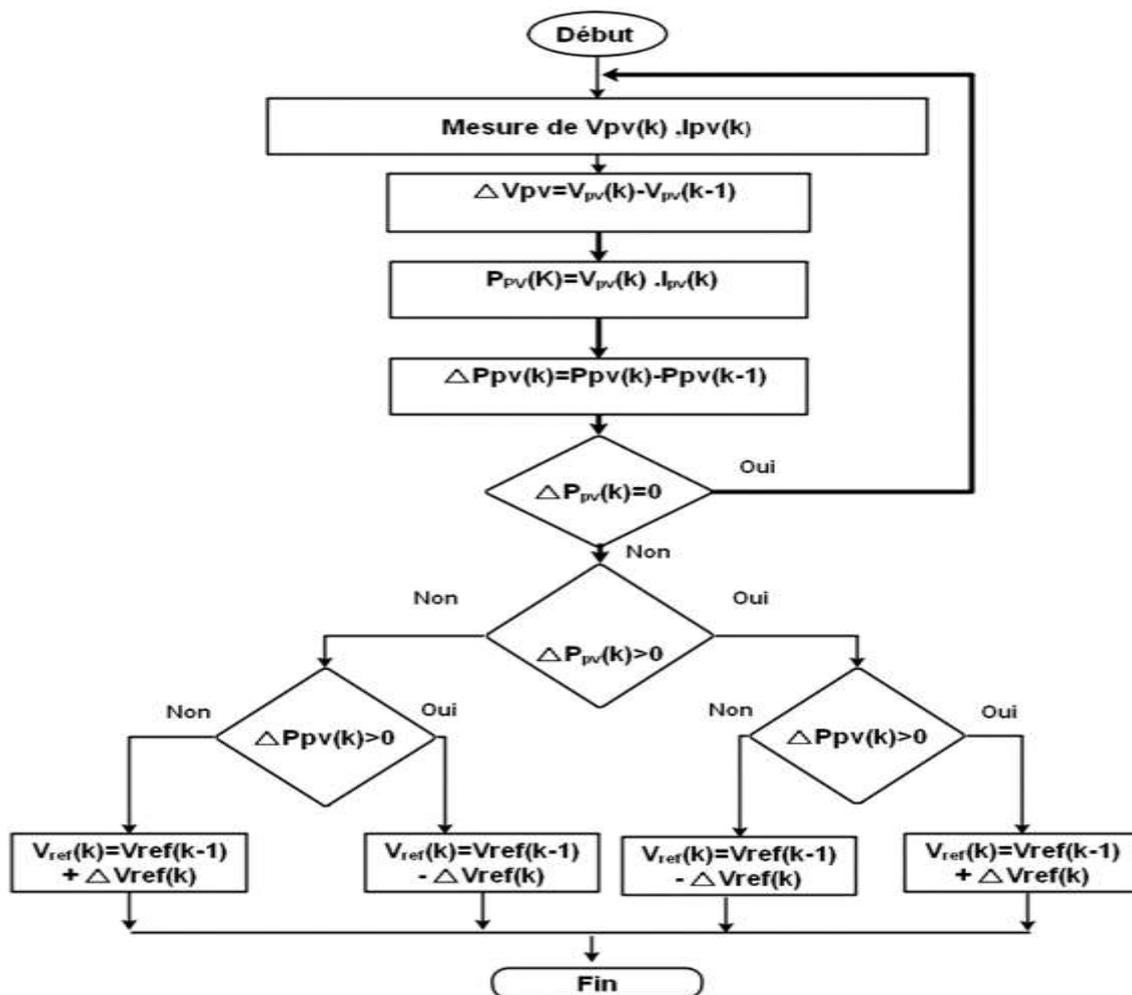


Figure IV.3. Organigramme de l'algorithme MPPT (P&O)

Chaque fois que la commande est modifiée, la nouvelle valeur de puissance $P_{PV}(k)$ est calculée et comparée aux valeurs $P_{PV}(k - 1)$ précédente. Si dans la nouvelle valeur de tension il y a une augmentation de la puissance produite ($dP / dV_{pv} > 0$), le contrôleur déplace le point MPP dans cette direction, la prochaine perturbation dans le même sens, si P_{PV} diminue, dans le cycle suivant la perturbation se produit dans la direction opposée.

La valeur des perturbations introduites (en tension ou en courant) provoque une oscillation en autour de ce point, c'est-à-dire que la tension V_{pv} est toujours variable, ce qui implique des pertes de puissance. Cette situation est particulièrement visible lorsque les conditions de rayonnement solaire varient considérablement. En revanche, en cas de variations brusques de conditions atmosphériques, le système peut perdre cette valeur de puissance maximale sur la courbe P-V.

Un exemple de cette possibilité peut être vu dans la figure I.V.4. En supposant que le système est fonctionnel au point A, une perturbation (ΔV) amènera le système au point B dans le cycle suivant, la perturbation se produit dans la direction opposée, comme $P_{pv}(k + 1) < P_{pv}(k)$. Si la courbe de puissance change de P1 à P2, cela provoque la variation de B en C. Le contrôleur voit cette augmentation de puissance, due à la nouvelle courbe P2, comme une indication de l'orientation correcte de la perturbation ΔV . Et si la situation persiste nous aurons une nouvelle courbe P3, ce qui amène le système à diverger de son MPP [101].

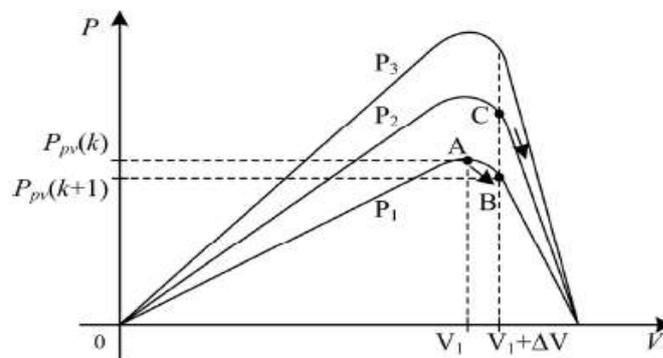


Figure IV.4. Divergence de l'algorithme P&O autour de MPP pour la courbe P-V

b. Méthode de conductance incrémentale (I.C)

Cette méthode a été développée pour surmonter certaines limitations de la méthode P&O, et son algorithme a été proposée [102]. Elle est caractérisée par une facilité de mise en œuvre, de bonnes performances et d'une réactivité lors de variations rapides du rayonnement solaire. Cette méthode est basée sur l'observation de la dérivée dP / dV , lorsque le système est au point de puissance maximale, la dérivée sera nulle [103], et ceci est représenté par l'ensemble d'équations IV.1 et IV.2 .

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I \frac{dV}{dV} + V \frac{dI}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (\text{IV.1})$$

$$\frac{dP}{dt} = 0 \leftrightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (\text{IV.2})$$

En analysant la figure IV.5, nous nous rendons compte que lorsque la dérivée est positive, nous sommes à gauche du MPP et lorsque la dérivée est négative, nous sommes à droite du MPP, donc, en utilisant l'équation IV.1, nous obtenons le système d'équation IV.3

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} \text{ point de puissance maximale} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} \text{ à gauche du MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} \text{ à droite du MPP} \end{array} \right. \quad (\text{IV.3})$$

À partir de l'équation IV.3, il est possible de déterminer l'algorithme en obtenant les valeurs actuelles et précédentes du courant et de la tension du panneau, et de les comparer aux valeurs instantanées du courant et de la tension. Une fois cela fait, il est possible de déterminer si la tension du panneau doit être augmentée ou diminuée. La figure IV.6, montre l'algorithme de la conductance incrémentale.

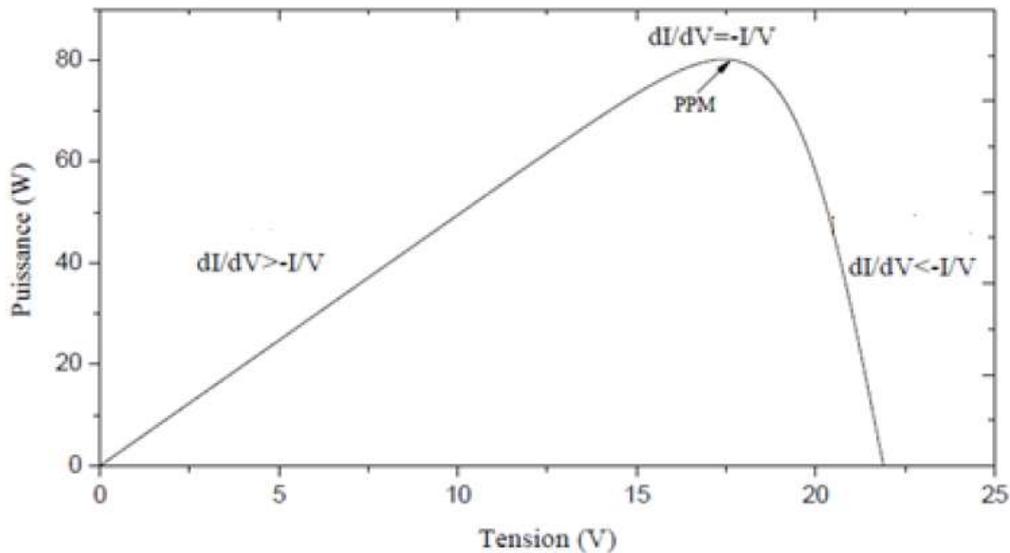


Figure IV.5. Caractéristiques P-V

a. Méthode Hill Climbing (H.C)

Cette méthode est basée sur la relation entre le rapport cyclique du convertisseur statique et la puissance du panneau photovoltaïque. Mathématiquement le point de puissance maximale peut être obtenu en forçant la dérivée de la puissance par rapport au rapport cyclique dP/dD à être nulle comme le montre la figure IV.7. Ceci est obtenu en comparant périodiquement le niveau de puissance actuel avec la puissance précédente, en augmentant ou en diminuant le

rapport cyclique du convertisseur, comme le montre l'organigramme de la figure IV.8. De cette façon, le rapport cyclique est modifié jusqu'à ce que le MPP soit atteint. Cette méthode est assez simple, cependant, elle peut ne pas converger vers le MPP s'il y a des changements soudains des conditions météorologiques [104],[105].

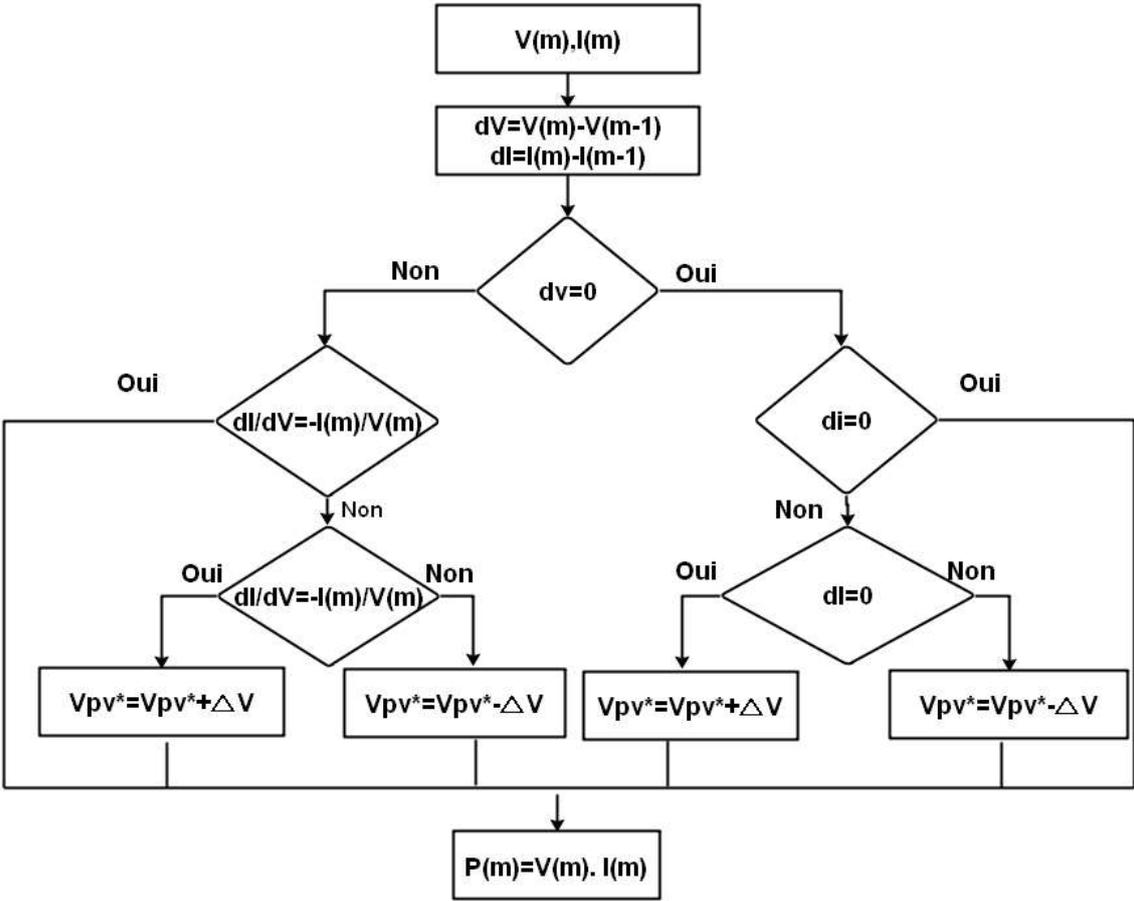


Figure IV.6. Organigramme de l'algorithme IC

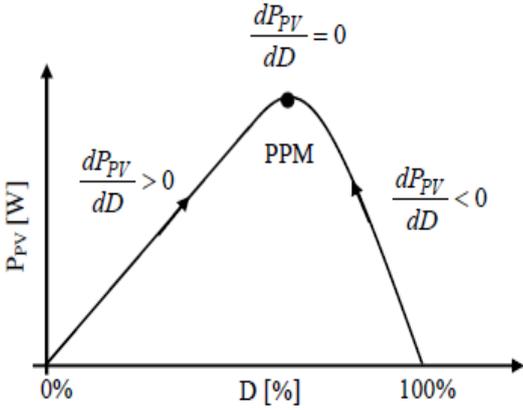


Figure IV.7. Caractéristiques P-V

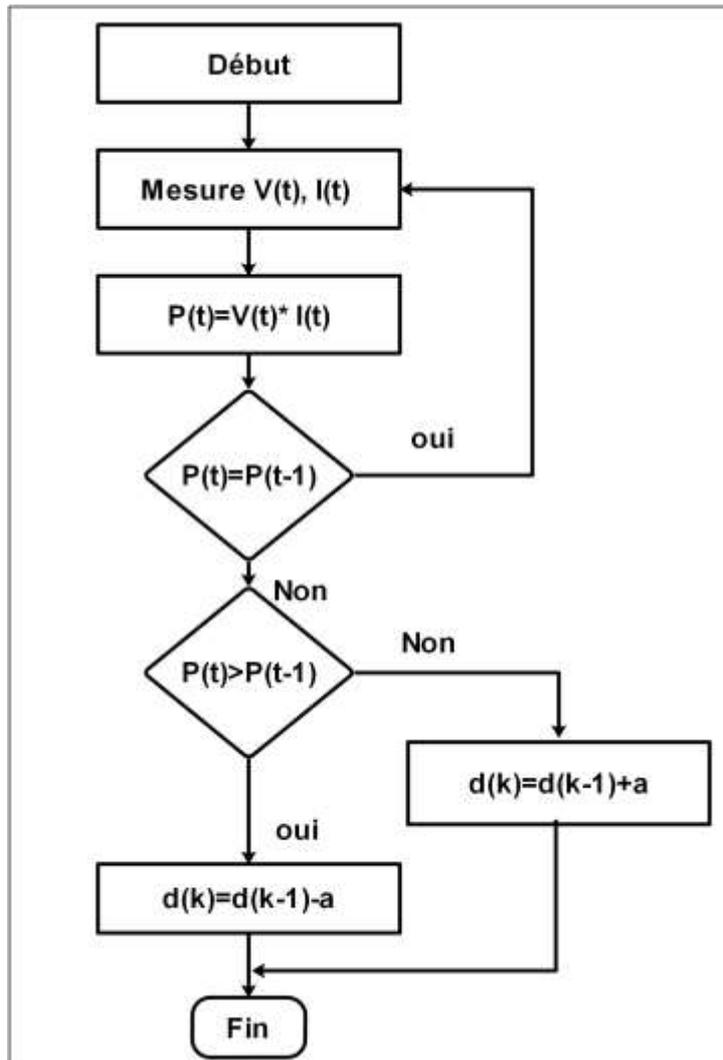


Figure IV.8. Organigramme de la méthode Hill Climbing (H.C)

IV.2.2 Méthodes indirectes

Dans ces méthodes, le suivi de la puissance maximale disponible n'est possible que s'il existe une connaissance préalable de certaines des caractéristiques physiques du module. Pour cette raison, elles sont appelées méthodes indirectes. Dans certaines méthodes indirectes, les caractéristiques physiques nécessaires sont déjà renseignées par le fabricant, dans d'autres il y a la nécessité d'effectuer un test pour obtenir les constantes et les caractéristiques des courbes PV, non renseignés par le constructeur. Les principales méthodes indirectes sont : (i) méthode de tension constante , (ii) Méthode du courant de court-circuit, (iii) logique floue [77].

a. Méthode de tension constante (CV)

La méthode à tension constante est également connue dans la littérature sous le nom de méthode du rapport de tension en circuit ouvert [106]. Cette méthode est basée sur le fait que la tension de puissance maximale (V_{mp}) et la tension en circuit ouvert (V_{oc}) ont une relation

approximativement linéaire indépendante du rayonnement solaire ou de la température, comme le montre la figure IV.9 [107].

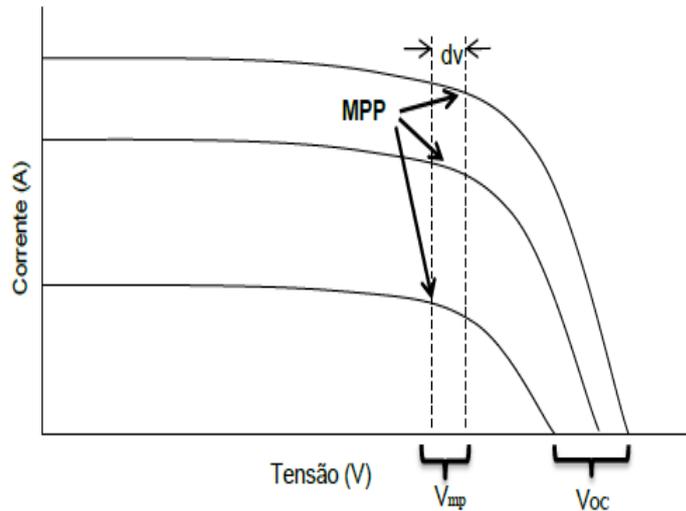


Figure IV.9. Caractéristiques I-V

Cette relation entre les deux tensions (V_{mp} , V_{oc}) peut être régit par l'équation IV.4

$$V_{mp} = K_1 \times V_{oc} \quad (IV.4)$$

Où

k_1 est la constante de proportionnalité appelée facteur de tension, qui dépend des caractéristiques de la cellule PV utilisée. La valeur de K_1 est calculée à l'avance, empiriquement, à travers le V_{mp} et V_{oc} , d'un générateur photovoltaïque spécifique, avec différents niveaux d'éclairement et de température. Sa valeur est toujours inférieure à 1 et varie entre 0,73 et 0,8. La figure IV.10 illustre l'organigramme de base de la méthode à tension constante, auquel la valeur de 75 % de la tension en circuit ouvert a été choisie arbitrairement.

L'un des problèmes de cette technique consiste à modifier les valeurs de la tension en circuit ouvert, du générateur photovoltaïque, avec la variation de la température. Ce qui se traduit par une faible précision dans le sens d'atteindre le point de puissance maximale. Un autre inconvénient est l'obligation de déconnecter le module PV du convertisseur de puissance pour effectuer des mesures de V_{oc} , ce qui entraîne une perte momentanée d'énergie et une diminution de son efficacité. Par ailleurs, le principal inconvénient de cette technique est centré sur la relation non constante entre V_{oc} et V_{mp} , qui provoque une erreur en régime permanent. Ainsi, le générateur photovoltaïque ne fonctionne jamais au point de puissance maximum, mais autour du MPP.

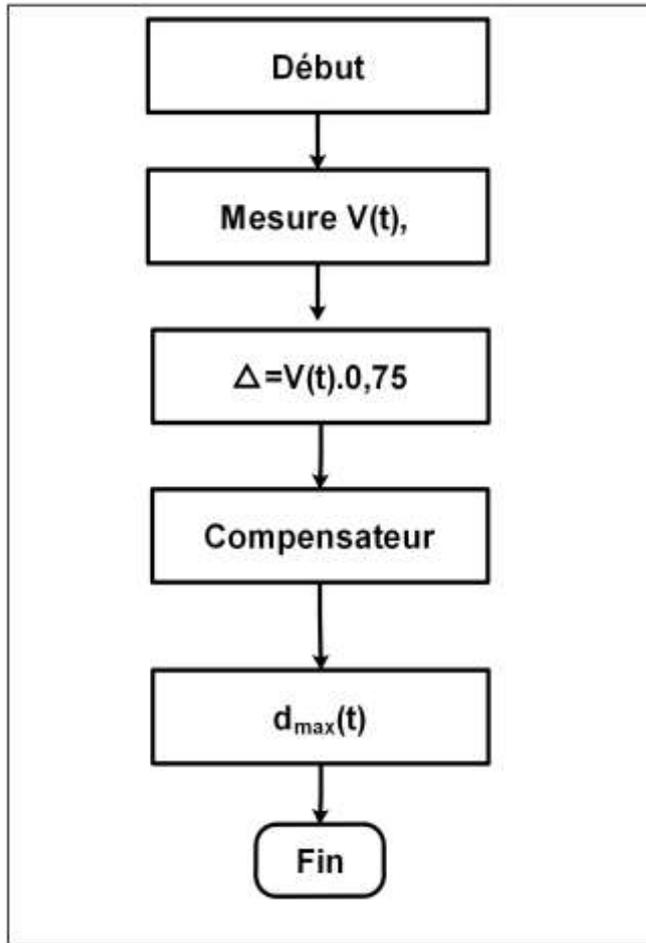


Figure IV.10. Organigramme de la méthode tension constante

b. Méthode du courant de court-circuit (CC - Court-circuit)

Dans la littérature, cette méthode est connue sous le nom de méthode du courant de court-circuit. Le principe de fonctionnement de cette méthode est identique à la méthode à tension constante, car il résulte du fait que le courant de court-circuit (I_{sc}) et le courant de puissance maximale (I_{mp}) sont liés linéairement dans des conditions atmosphériques différentes. Cette relation est représentée par l'équation IV.5 [108].

$$I_{mp} = K_2 \times I_{sc} \quad (IV.5)$$

Le facteur k_2 est la constante de proportionnalité, déterminée empiriquement selon le module PV utilisée. Sa valeur ne dépasse jamais 1, comprenant ses valeurs comprises entre 0,78 et 0,92 [109]. L'organigramme de cette méthode est présenté sur la figure IV.11.

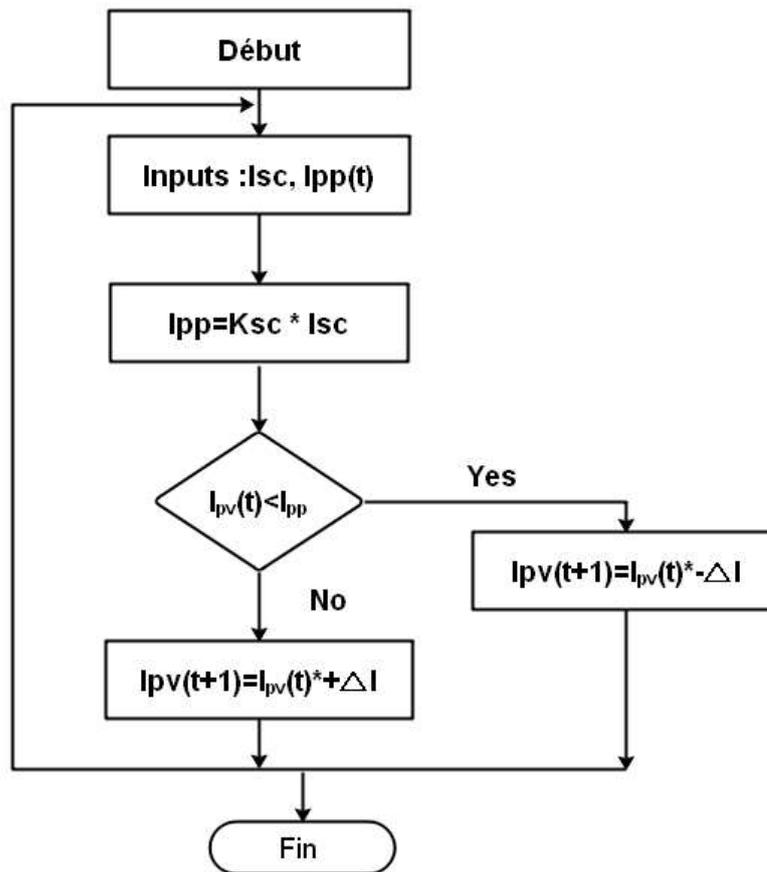


Figure IV.11. Organigramme de la méthode du courant de court-circuit

Pour que le générateur photovoltaïque fonctionne à puissance maximale, il est nécessaire de calculer la valeur I_{mp} . Pour cela, il est nécessaire de mesurer la valeur de I_{cc} lorsque le générateur photovoltaïque est opérationnel devient problématique. L'une des options possibles est l'utilisation d'un interrupteur supplémentaire dans le convertisseur de puissance, de sorte que le courant de court-circuit soit mesuré périodiquement. Ce qui augmente le nombre de composants et par conséquent le coût.

L'erreur introduite par le facteur K_2 et la variation de la valeur I_{cc} avec des facteurs tels que la température et l'irradiance incidente influencent le résultat de cet algorithme et la valeur maximale du point de puissance ne sera jamais effectivement atteinte, comme suggérée dans l'équation IV.5.

c. Contrôleur MPPT basé sur la logique floue

L'avancée technologique associée au développement des processeurs numériques des signaux ont permis l'utilisation de méthodes d'intelligence artificielle pour appliquer des algorithmes MPPT dans les systèmes PV [110]. Ainsi, l'utilisation d'algorithmes MPPT basé sur la logique floue pour contrôler les systèmes non linéaires a augmenté considérablement.

Le contrôleur Fuzzy est composé de trois blocs :

- Premier bloc c'est la fuzzification qui consiste à transformer les variables du domaine réelles en un domaine flou [111];
- Deuxième bloc c'est les règles d'inférence.
- Troisième bloc c'est la défuzzification, Ce dernier bloc est chargé de convertir les informations du langage flou pour une variable numérique. Ce processus fournit un signal analogique qui contrôle le rapport cyclique du convertisseur PWM, puis fait varier le point de puissance maximale du panneau photovoltaïque [112]. La figure IV.12 illustre la structure de base d'un contrôleur Fuzzy [113].

Pour le contrôle, deux variables d'entrée sont adoptées, l'erreur (E_k) [W/V] et la variation de l'erreur (dE).

Ces variables peuvent être réglées de différentes manières, selon le système ou le résultat que l'on souhaite atteindre. On suppose alors que les variables ($E(k)$) et (dE) sont définies selon l'équation IV.6.

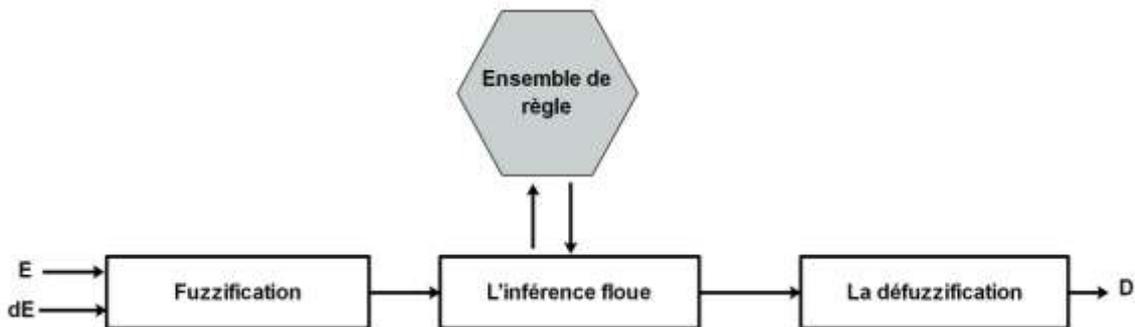


Figure IV.12. Structure de base d'un contrôleur logique flou

$$\begin{cases} E(k) = \frac{P(k) - P(k-1)}{V(k) - V(k-1)} \\ dE(k) = E(k) - E(k-1) \end{cases} \quad (IV.6)$$

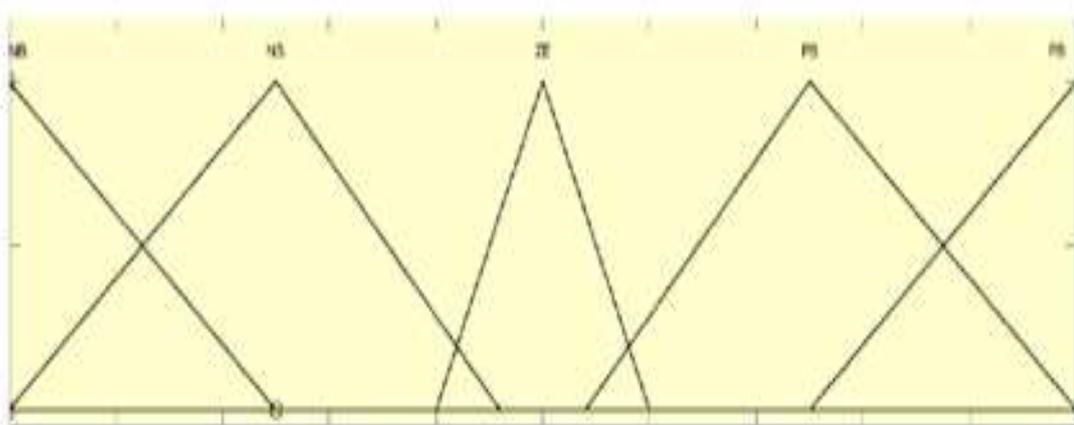


Figure IV.13.Fuzzy logique

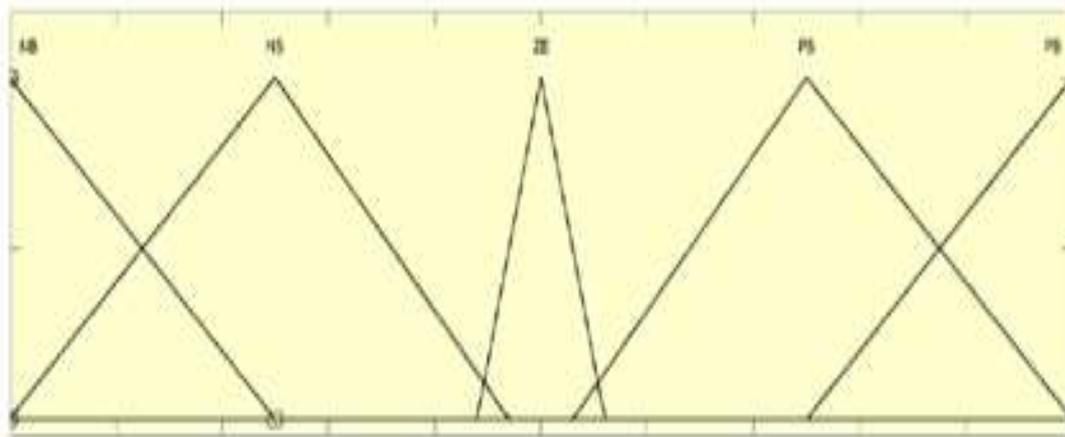


Figure IV.14 Fonctions d'appartenance

Les variables d'entrée et de sortie sont représentées en termes linguistiques comme : NB (négatif grand - négatif grand), NS (petit négatif - petit négatif), ZE (zéro), PS (petit positif - petit positif), PB (grand positif - positif génial). La figure IV13 illustre les fonctions d'appartenance de la variable E. La figure IV14 illustre les fonctions d'appartenance de la variable dE.

Le principal avantage de cette méthode est qu'il n'est pas nécessaire de connaître les équations qui régissent le système, seulement son comportement. Cependant, la définition des règles de base peut être complexe et le système peut devenir lent lorsque les calculs sont effectués en temps réel.

d. **MPPT à base des réseaux neurones**

C'est aussi une technique d'intelligence artificielle, les réseaux de neurones artificiels sont des modèles basés sur une structure neuronale du cerveau. Cette modélisation du cerveau promet de résoudre des problèmes complexes. Tous les réseaux de neurones ont une structure similaire à celle illustrée à la figure IV.15. Dans cette structure, certains neurones communiquent avec le monde réel de réception, composant la couche d'entrée. D'autres neurones fournissent des paramètres de sortie au monde réel, composant la couche de sortie. Tous les autres neurones se retrouvent dans la couche cachée [114]. Le processus de l'entraînement consiste à ajuster les poids qui relient les neurones, effectuer l'apprentissage et améliorer la performance.

Un réseau de neurones artificiels (ANN) a été développé et formé pour simuler le fonctionnement d'un MPPT afin d'optimiser la production d'énergie maximale d'un module photovoltaïque [115]. Les variables d'entrée pour un réseau de neurones artificiels utilisé comme MPPT varient considérablement dans la littérature [116]. Les plus couramment utilisés sont le rayonnement solaire S et la température ambiante T , et les valeurs suivantes peuvent également être utilisées V_{oc} , I_{sc} , V_{mpp} , I_{mpp} .

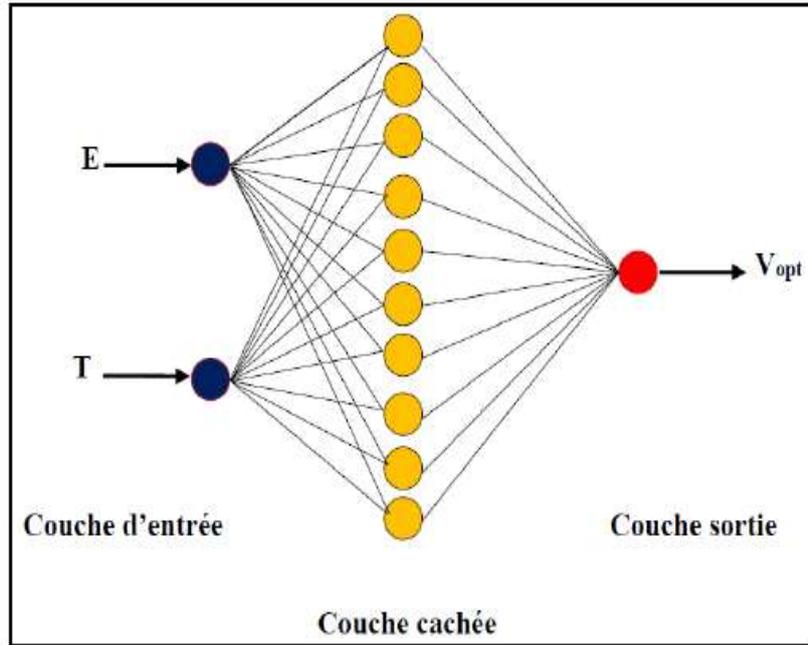


Figure IV.15. Architecture des différentes couches du réseau de neurones

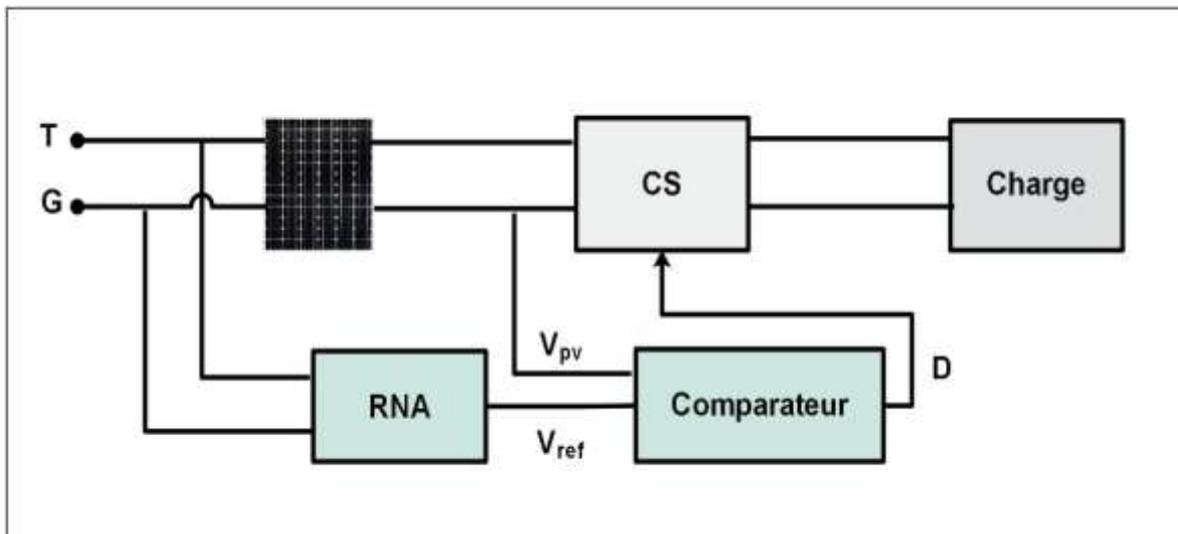


Figure IV.16. Schéma du MPPT proposé

La Figure IV.16 présente le schéma du MPPT utilisé (ANN) [117]. Dans ce travail les auteurs utilisent la température et l'irradiation comme des entrées de ANN et la tension optimale comme sortie, la tension de référence optimale, en compare avec la tension générée par le module PV pour générer le signal du rapport cyclique qui pilote le convertisseur statique.

Les réseaux de neurones artificiels peuvent reproduire un bon comportement de sortie dans la recherche de MPP même dans de grandes variations climatiques. Cependant le principal inconvénient de cette technique MPPT est le fait que les données nécessaires au processus de l'apprentissage doivent être spécifiquement acquises pour chaque générateur photovoltaïque et son emplacement. Car les caractéristiques du générateur photovoltaïque varient selon le modèle

et les conditions atmosphériques qui dépendent de l'emplacement. Ses caractéristiques changent également avec le temps, de sorte que le réseau de neurones doit être périodiquement entraîné [118].

IV.3 Convertisseur DC-DC ou éleveur de tension

Dans le cadre des applications liées à la production d'énergie photovoltaïque, le convertisseur adapté à ce type de système est le convertisseur éleveur. L'utilisation de ce type de convertisseur est due aux caractéristiques inhérentes du panneau photovoltaïque, car la tension produite est faible pour la plupart des applications [119].

Le convertisseur éleveur de tension, également connu sous le nom de convertisseur BOOST. Il est capable d'ajuster l'amplitude de la tension de sortie à une tension égale ou supérieure à la tension d'entrée. La valeur moyenne de la tension de sortie peut être contrôlée par le rapport cyclique du signal PWM appliqué au commutateur.

La figure IV.17 montre le circuit typique d'un convertisseur éleveur, qui se compose essentiellement d'un élément semi-conducteur pour la commutation (S), d'une bobine (L), d'un condensateur (C) et une charge représentée ici par la résistance (R).

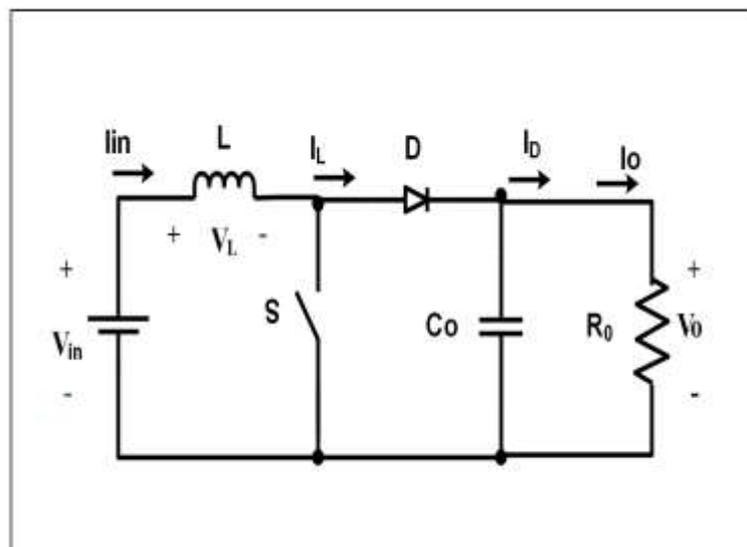


Figure IV.17. Circuit convertisseur BOOST

Le rapport cyclique du signal PWM appliqué au semi-conducteur détermine l'intervalle de temps pendant lequel l'élément de commutation (S) est en conduction (t_{on}) et en non conduction (t_{off}).

Lorsque le semi-conducteur (S) est en conduction, l'énergie fournie par la source d'entrée s'accumule dans l'inductance (L), la diode (D) étant inversement polarisée ($V_o > V_a$), cependant, lorsque l'élément de commutation (S) entre dans un état non conducteur, la diode

(D) sera directement polarisée. Ce fait permet la transmission de l'énergie, de la source et de l'inductance (L), au condensateur de sortie (C) et simultanément à la charge (R).

Le courant circulant dans l'inductance (L) détermine le mode de conduction du circuit convertisseur élévateur. Si le courant circulant dans la bobine n'atteint jamais le zéro, le convertisseur fonctionne en conduction continue, sinon il fonctionne en conduction discontinue.

La figure IV.18(a) montre la forme de tension et de courant, dans l'inductance. En mode de conduction continue, le courant qui traverse l'inductance ne s'annule jamais ($i_L > 0$), fournissant un courant continu à travers l'inductance. Pour chaque période de commutation (T_s), le convertisseur CC-CC a deux modes de fonctionnement :

- Dans le 1^{er} mode (t_{on}), l'interrupteur (S) est fermé et la diode D ouverte, figure IV.18(b), est en conduction, l'inductance (L) étant parcourue par le courant i_d et par conséquent chargée.
- Dans le 2^{ème} mode (t_{off}) l'interrupteur (S) est ouvert, de la figure IV.18 (c), dans cette mode l'énergie, accumulée par l'inductance et fournie par la source, transmise au condensateur (C) et à la charge (R).

La période (T_s) représentée sur la figure IV.18 (b) est donnée par la somme des temps pendant lesquels le convertisseur est à l'état passant et à l'état bloqué. Cette relation peut être vérifiée par l'équation IV.7.

$$T_s = T_{on} + T_{off} \quad (IV.7)$$

En analysant le graphique de la figure IV.18 (a), une relation entre la tension d'entrée (V_d) et la tension de sortie (V_0) est établie, comme le montre l'équation IV.8 [21].

$$v_d \times t_{on} + (V_d - V_0) \times t_{off} = 0 \quad (IV.8)$$

La relation entre les tensions de convertisseur V_d et V_0 , décrite par l'équation IV.8, dépend de la valeur du rapport cyclique (d). Ceci peut être obtenu en fonction de l'un des deux modes de fonctionnement, T_{on} et T_{off} , du convertisseur, comme le montrent respectivement les équations IV.9 et IV.10.

$$d = \frac{t_{on}}{T_s} \quad (IV.9)$$

$$d = 1 - \frac{t_{off}}{T_s} \quad (IV.10)$$

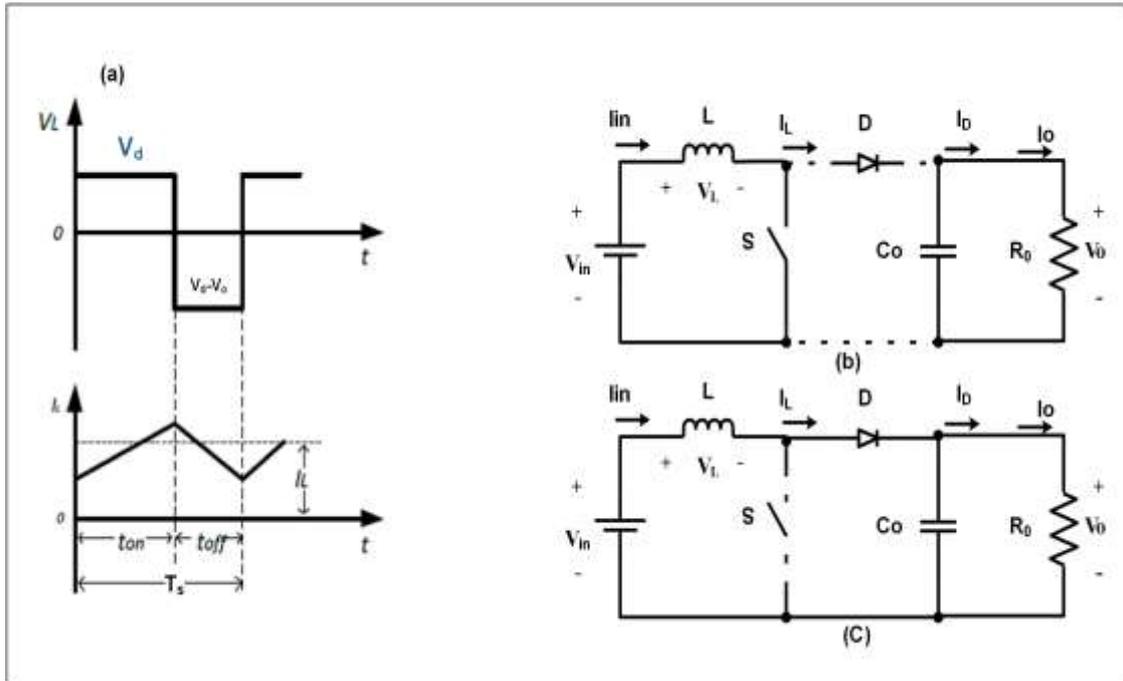


Figure IV.18. Mode de conduction continue

a) formes d'onde de tension et de courant dans la bobine

(b) configuration du convertisseur avec S à l'état activé

(c) fonctionnement du convertisseur avec convertisseur avec S à l'état désactivé

a. Calcul de l'inductance.

Sachant que l'ondulation de courant à l'entrée du convertisseur I_{in} dépend de la valeur de l'inductance de filtrage [46]. La variation du courant qui traverse l'inducteur, décrit mathématiquement par (IV.11), est proportionnelle à la tension à ces bornes.

$$V_L = L \cdot \frac{di_L(t)}{dt} \quad (IV.11)$$

Si la commutation à haute fréquence, l'équation (IV.11) Peut être réécrite comme suit :

$$V_L = L \cdot \frac{\Delta I_L}{\Delta t} \quad (IV.12)$$

En observant la tension dans l'inducteur, à travers la figure IV.18(a), pendant la période pendant laquelle l'interrupteur est en conduction, nous pouvons réécrire l'équation IV.13 sous la forme.

$$V_L = V_{in} = L \cdot \frac{\Delta I_L}{T_{on}} \quad (IV.13)$$

On sait que $T_{on} = d.T_s$ et $T_s = \frac{1}{f_s}$, où f_s est la fréquence de commutation du convertisseur. Ainsi, l'inductance (L) est calculée comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} L = V_{in} \cdot \frac{dT_s}{\Delta I_L} \\ L = d \cdot \frac{V_{in}}{\Delta I_L \cdot f_s} \end{array} \right. \quad (IV.14)$$

L'ondulation du courant d'entrée est donnée dans les équations IV.15 et IV.16 avec l'interrupteur (S) fermée T_{ON}

$$\Delta I_L = d \cdot \frac{V_{in}}{L \cdot f_s} \quad (IV.15)$$

Avec l'interrupteur (S) ouverte

$$T_{OFF} = T_s(1 - d) \quad (IV.16)$$

$$\Delta I_L = (1 - d) \cdot \frac{V_0 - V_{in}}{L \cdot f_s} \quad (IV.17)$$

e. Calcul de capacité

L'ondulation de la tension à la sortie du convertisseur V_o est dérivée de la capacité de filtrage. Le courant dans le condensateur est décrit mathématiquement par IV.18 [120]:

$$i_c = C_0 \cdot \frac{dV_0(t)}{dt} \quad (IV.18)$$

Pour les fréquences de commutation élevées, l'équation (IV.18) devient IV.19.

$$i_c = C_0 \cdot \frac{\Delta V_0}{\Delta t} \quad (IV.19)$$

En observant le courant dans le condensateur de la figure IV.19, pendant la période T_{ON} , on peut réécrire l'équation IV.19 sous la forme :

$$I_0 = C_0 \cdot \frac{\Delta V_0}{T_{on}} \quad (IV.20)$$

Pendant $T_{on} = dT_s$, le condensateur C_0 est calculé comme suit :

$$I_0 = C_0 \cdot \frac{\Delta V_0}{d \cdot T_s} = \frac{C_0 \cdot \Delta V_0}{d} f_s \quad (IV.21)$$

$$c = d \cdot \frac{I_0}{\Delta V_0 \cdot f_s} \quad (IV.22)$$

Le courant de charge est donné par l'équation IV.21 :

$$I_0 = \frac{P_0}{V_0} \quad (IV.1)$$

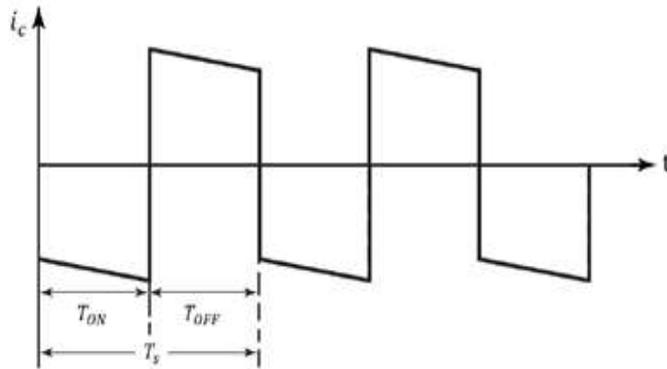


Figure IV.19. Comportement du courant dans le condensateur en régime permanent pour $d=0,5$

Dans la suite de ce chapitre nous présentons une simulation de la connexion de l'émulateur PV avec l'étage d'adaptation sous environnement **MATLAB/Simulink**, ainsi que le banc d'essai réalisé.

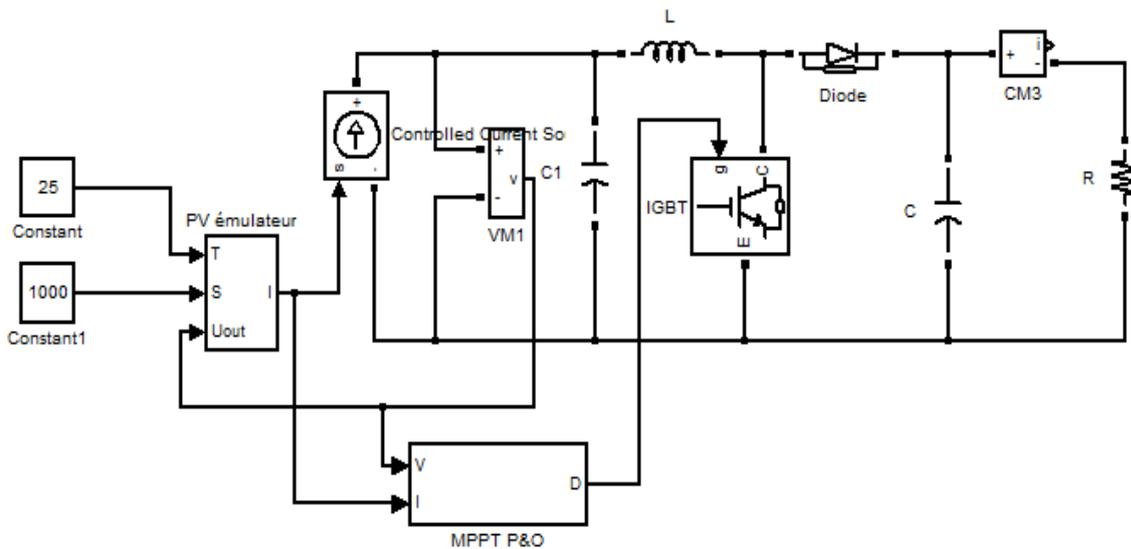


Figure IV.20. Implémentation de la commande proposée

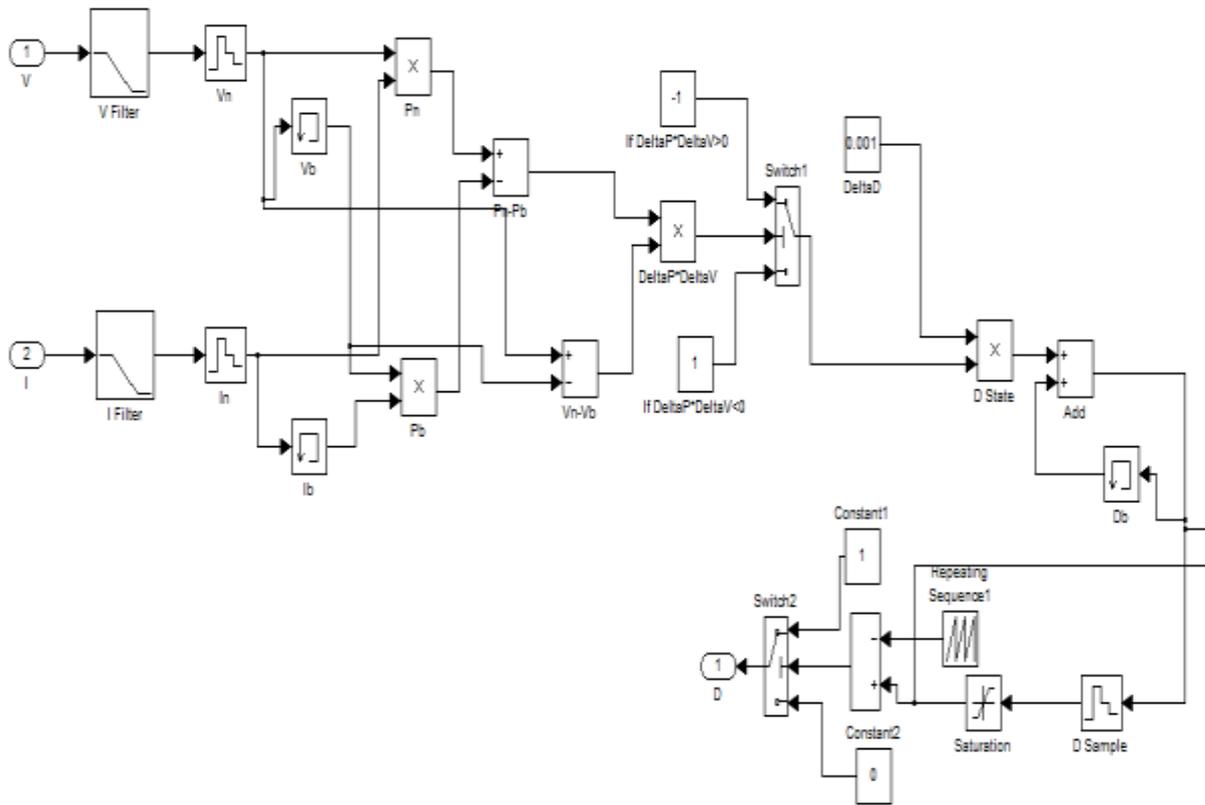


Figure IV.21. Schéma bloc de la méthode P&O

IV.4 Implémentation de la commande proposée sous environnement Matlab / Simulink

La figure IV.20 représente le bloc diagramme de la méthode proposée sous environnement Matlab / Simulink, où l'émulateur PV est connecté avec l'étage adaptation commande par un algorithme du type P&O.

IV.4.1 Résultats de simulation

Dans la première étape de cette simulation, nous avons fixé les conditions climatiques standard de température et d'éclairement. Les figures IV.22, IV.23 et IV.24 représentent les variations en fonction du temps du courant, de la tension, et de la puissance de la sortie de convertisseur boost commandé par MPPT de type P&O respectivement.

À partir de ces courbes, on constate que les résultats obtenus sont similaires à ceux souhaités. On peut noter aussi, que la valeur de la puissance, oscille autour du point de puissance maximum qui correspond à la puissance du MPP sous conditions standard STC (1000W/m², 25°C),

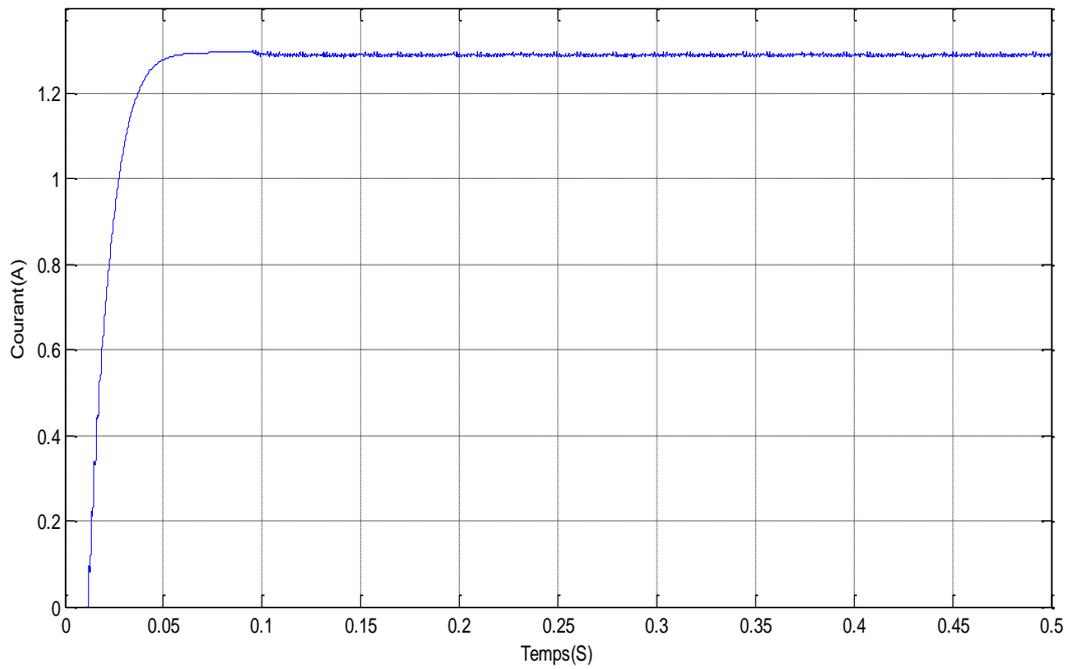


Figure IV.22. Variation en fonction du temps du courant dans les conditions standard STC.

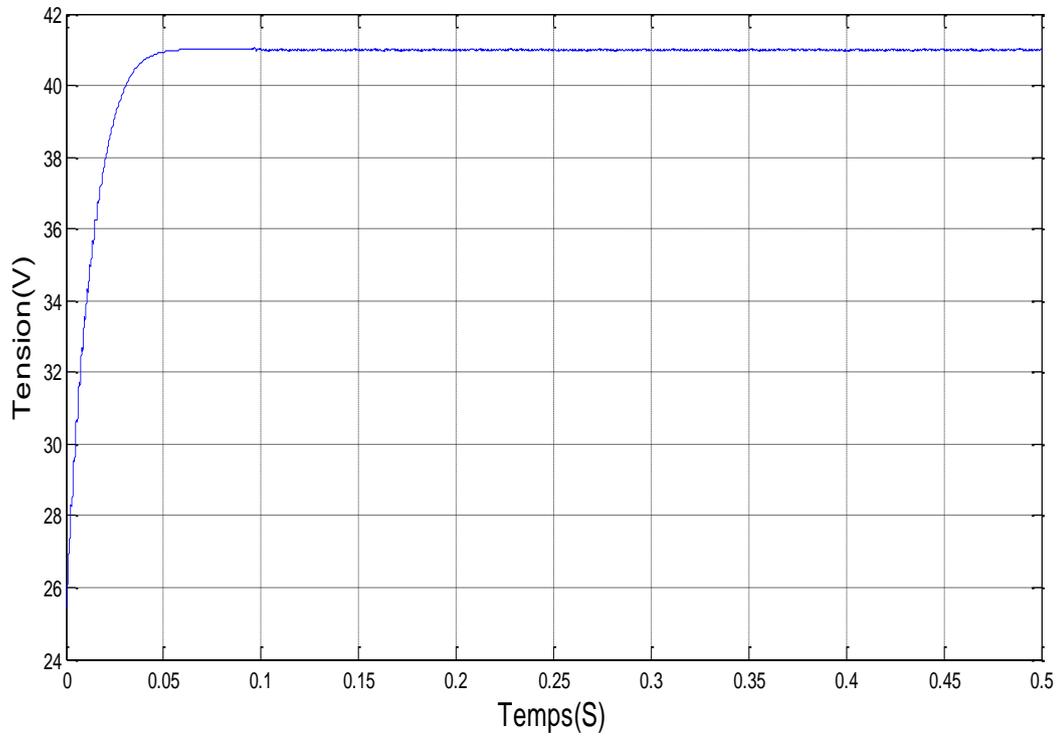


Figure IV.23. Variation en fonction du temps de la tension dans les conditions standard STC

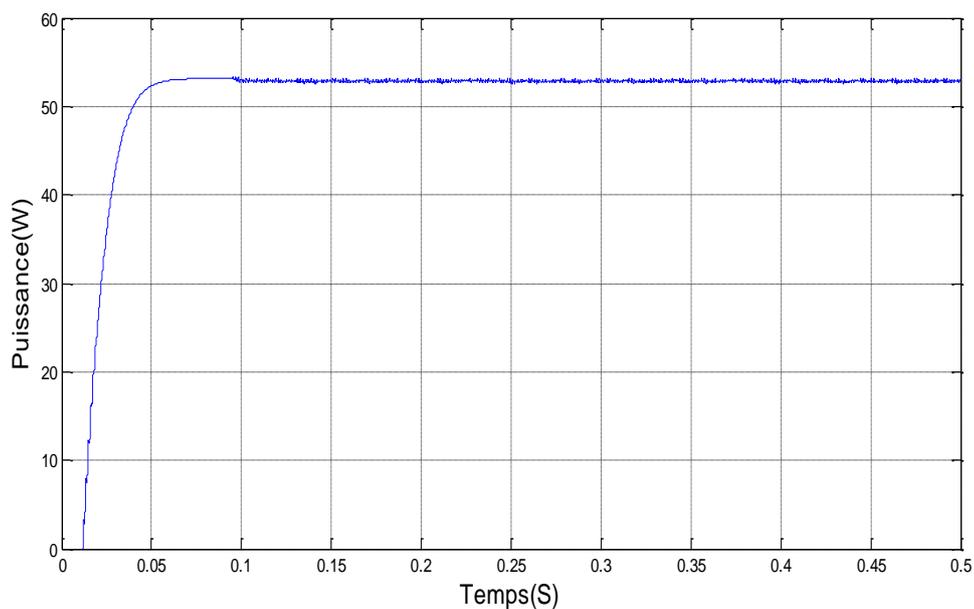


Figure IV.24. Variation en fonction du temps de la puissance dans les conditions standard STC

a. Variation de l'éclairement

Dans cette partie nous avons fixé la température à 25 °C, et nous changeons brusquement l'éclairement de 400W/m² à 800 W/m² à t=0,15s et de 800W/m² à 500W/m² à t=0.3s avec une charge fixe de 50 Ω comme le montre la figure IV.25.

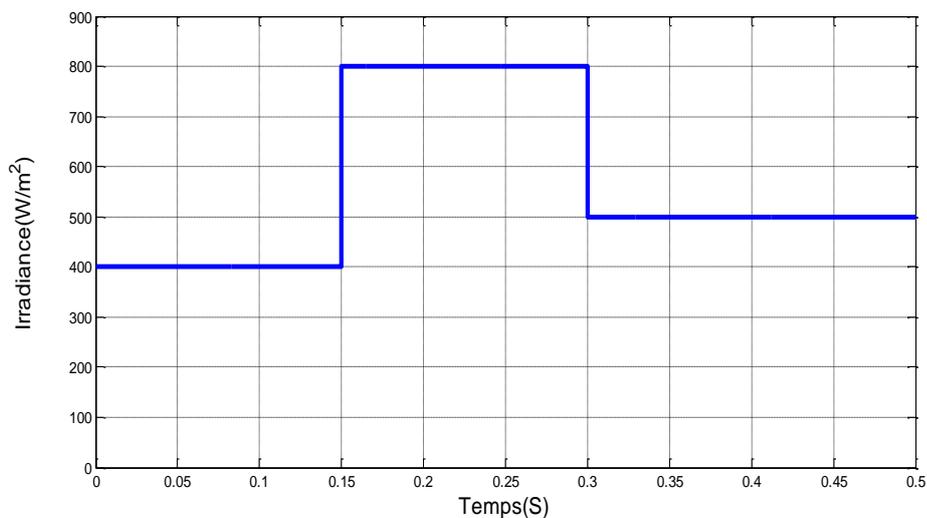


Figure IV.25. Variation en du temps de l'éclairement

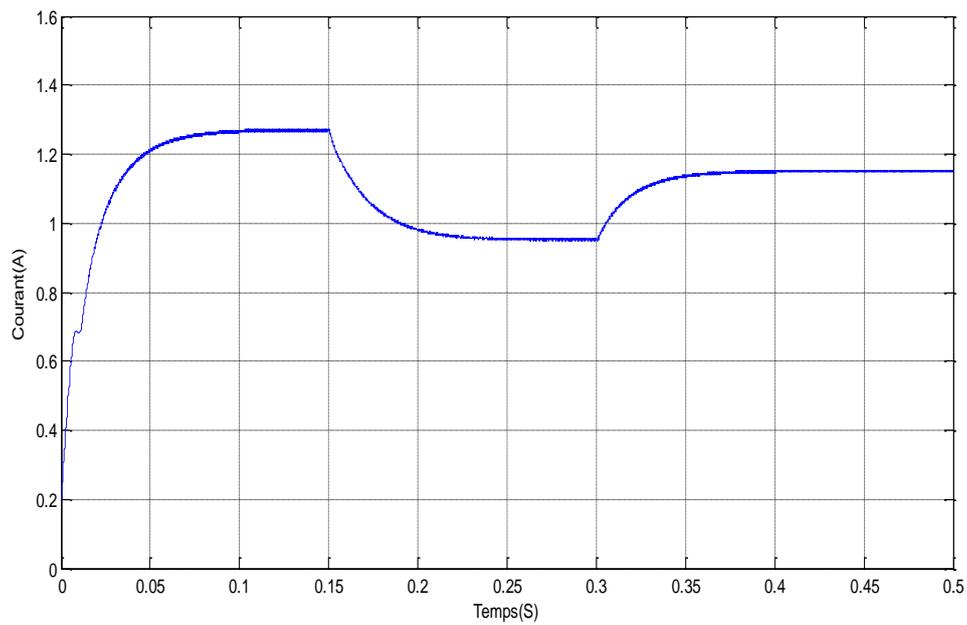


Figure IV.26. Variation du courant de sortie en fonction du temps

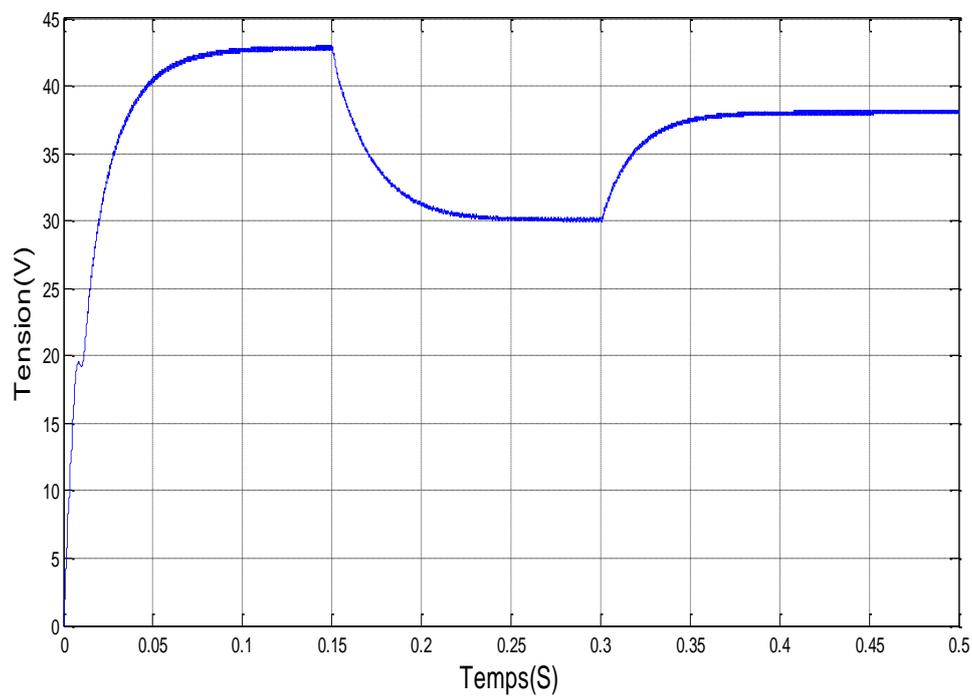


Figure IV.27. Variation de Tension de sortie en fonction du temps

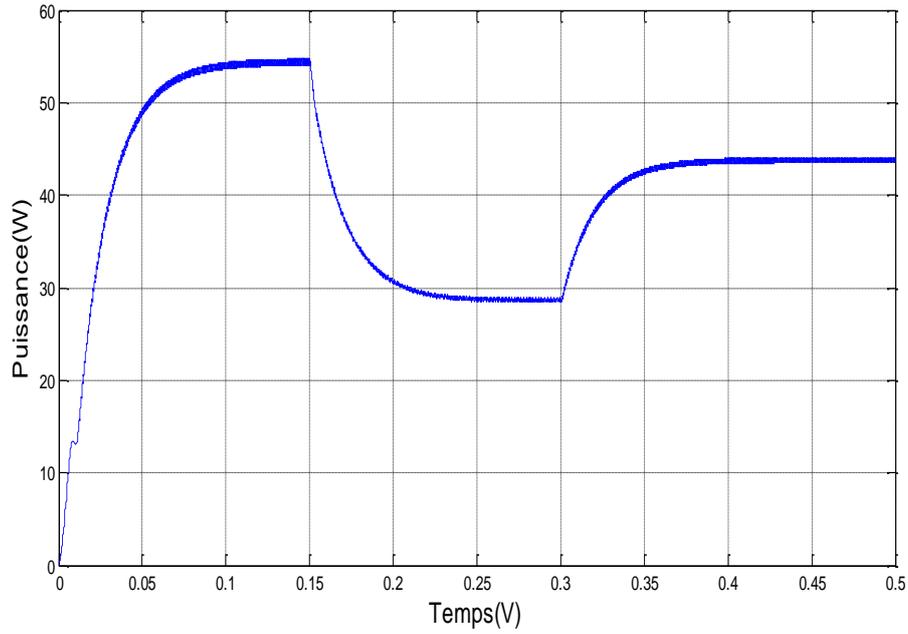


Figure IV.28. Variation de la puissance de sortie en fonction du temps

À partir de ces courbes, on constate que les résultats obtenus sont similaires à ceux souhaités. On peut noter aussi, que la valeur de la puissance, oscille autour du point de puissance maximum qui correspond à la puissance du MPP dans les conditions standard STC (1000W/m², 25°C),

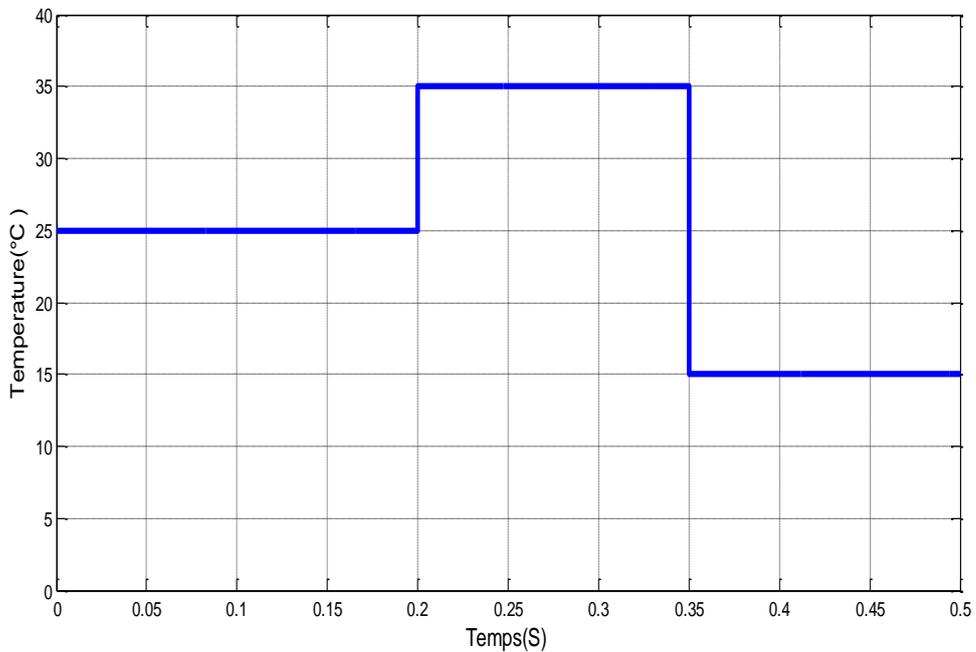


Figure IV.29. Variation en fonction du temps de la température

b. Variation de la température

Dans cette parité nous fixons la valeur de l'éclairement à 1000 W/m et nous faisons varier la valeur de la température de 25°C à 35°C à $t=0.2$ et de 25°C à 15°C à $t=0.35$ avec une charge fixe de 50Ω , La figure IV.29 illustre les variations de la température dans ces conditions.

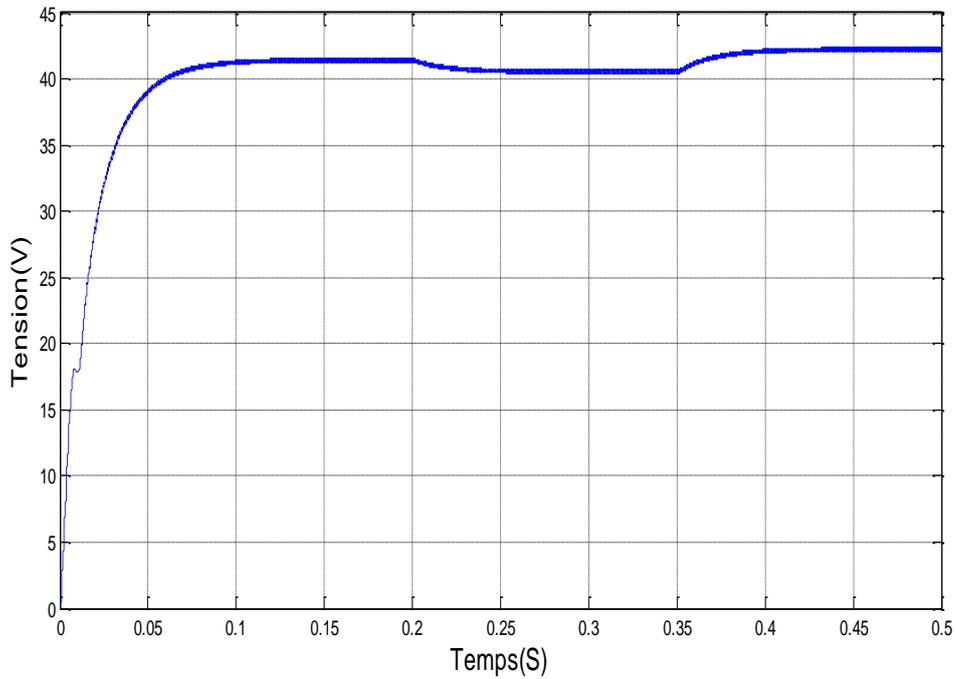


Figure IV.30 Variation de la tension de sortie en fonction du temps

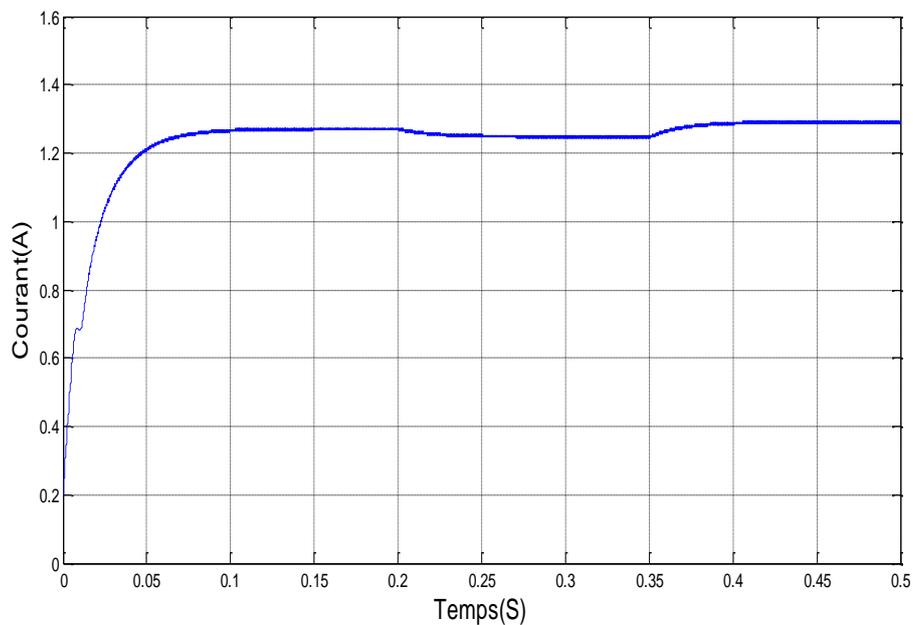


Figure IV.31. Variation du courant de sortie en fonction du temps

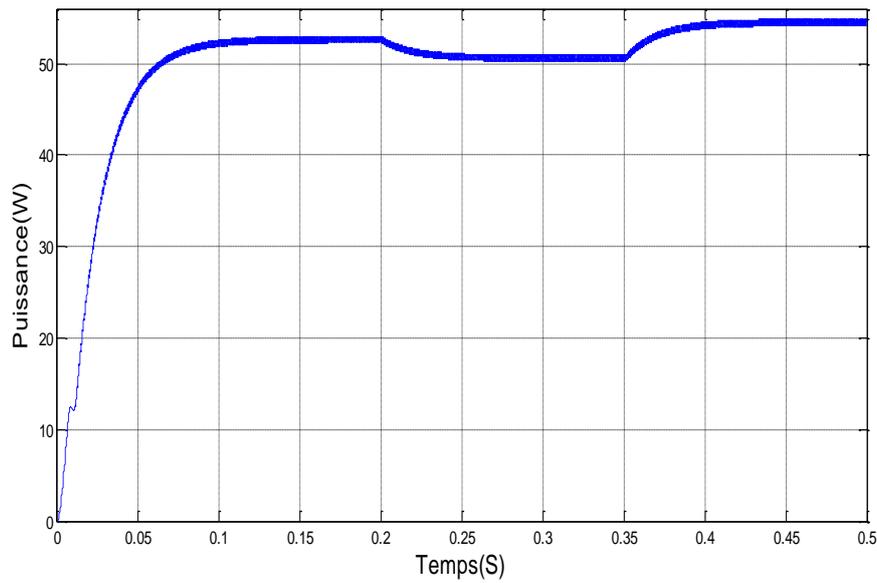


Figure IV.32. Variation de la puissance de sortie en fonction du temps

Les figures IV.30, IV.31 et IV.32 représentent les variations en fonction du temps du courant, de la tension et de la puissance respectivement. On voit bien que la variation de température provoque une petite variation du courant et de tension. Quant à la puissance résultante, représentée sur la figure IV.32, elle varie autour d'autour des valeurs du PPM comme indiqué dans le chapitre précédent. Cela confirme que la conception de l'émulateur PV fonctionne de manière satisfaisante en fonction des variations brusques de température.

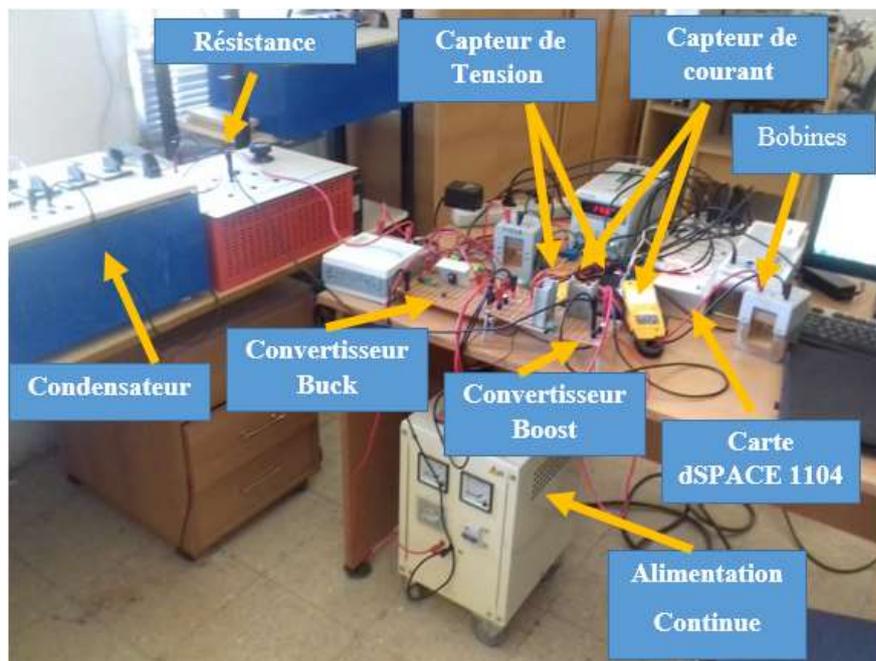


Figure IV.33. Banc d'essai

IV.4.2 Réalisation du banc d'essai expérimental

La figure IV.34 représente le banc d'essai pour tester les performances de l'émulateur proposé, lorsqu'il est connecté à un convertisseur BOOST commandée par un algorithme MPPT du type P&O pilotée par une carte dSPACE DS1104.

Le convertisseur BOOST est construit avec les mêmes composants utilisés dans le convertisseur Buck, la seule différence réside dans le positionnement de ces composants dans le circuit de puissance comme illustré sur la figure IV.34. Avec $L = 11\text{mH}$, $C = 45\ \mu\text{F}$ et $f_s = 12\ \text{kHz}$.

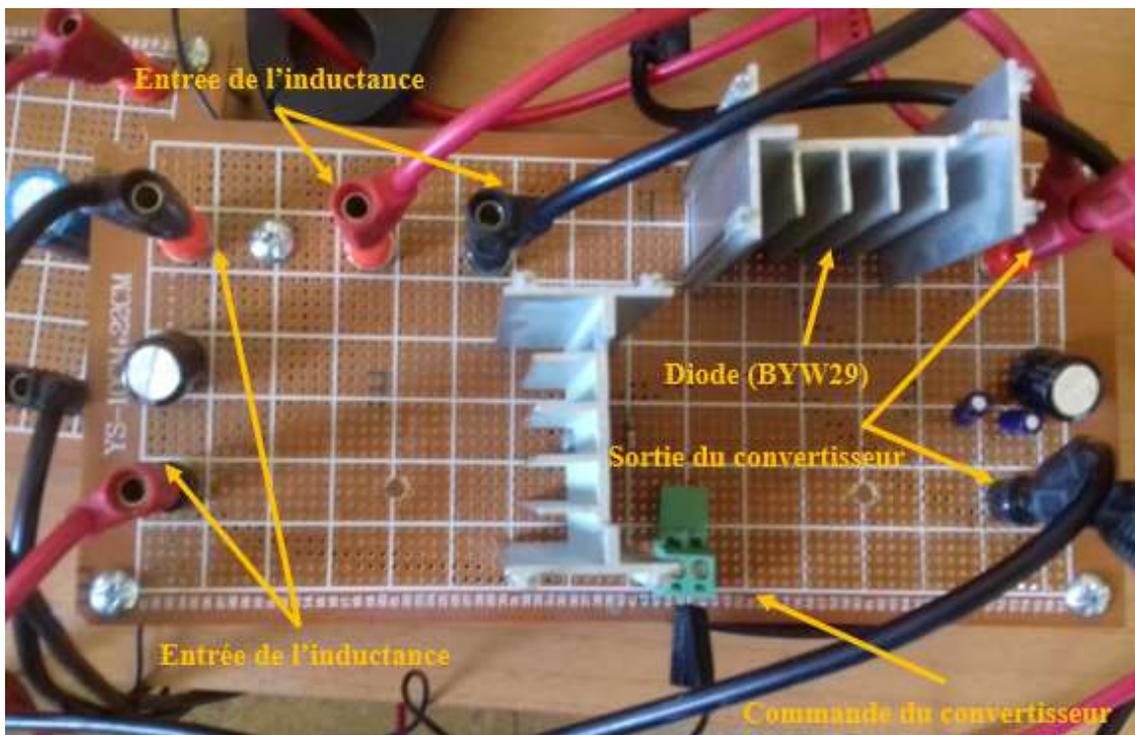


Figure IV.34. Convertisseur BOOST

IV.4.3 Implémentation de technique P&O

La figure IV.35 représente le schéma synoptique du système proposé, le courant et la tension de sortie de l'émulateur sont mesurés à travers deux capteurs un capteur de courant de type (310s ratio 1/100) et de tension de type (GOD-050 ratio 1/1000). Ces signaux mesurés sont interfacés à la commande P&O implémenté sous environnement Matlab/Simulink™, À l'aide de deux ports de type ADC. On peut noter, que tous les signaux détectés après les ports ADC ont été multipliés par un gain constant correspondant à leur capteur pour compenser les gains des capteurs utilisés et de la carte dSPACE. Puis le signal PWM généré actionne la gâchette de L'IGBT de BOOST à travers la porte DAC et la carte de commande.

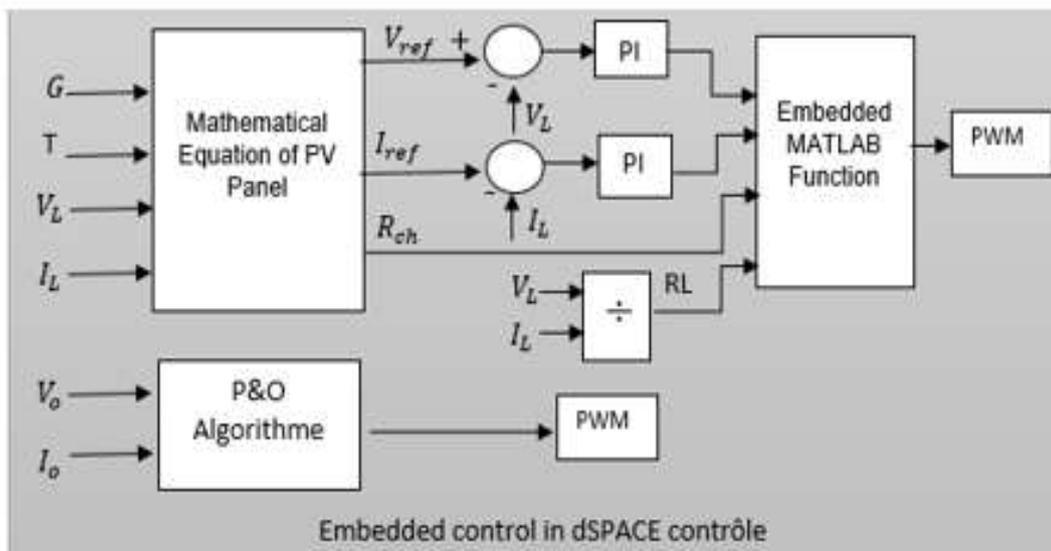
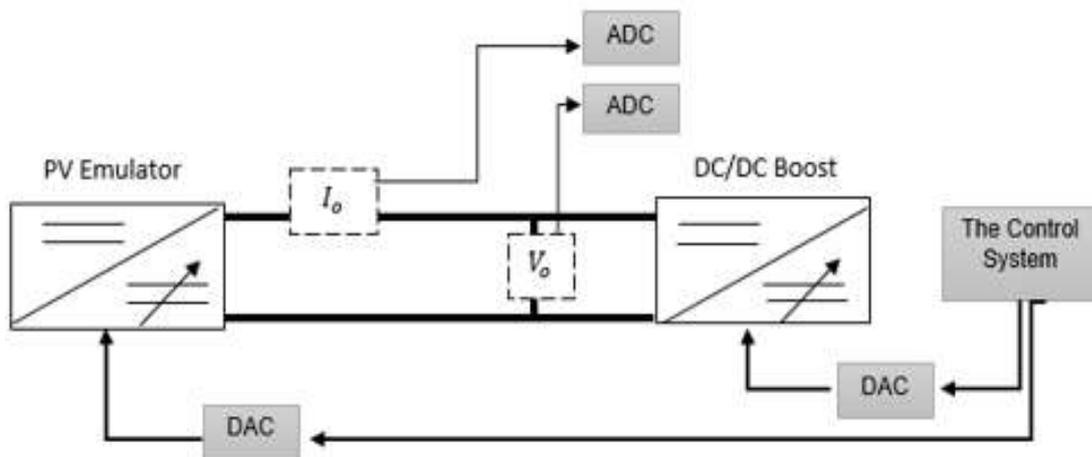


Figure IV.35. Schéma synoptique du système proposé

IV.4.4 Résultats expérimentaux

Afin de valider les résultats de simulation, nous faisons divers tests que nous allons présenter dans la section suivante.

Test 01 :

Dans le périmètre parité nous avons testé le comportement de notre émulateur dans la condition standard STC avec une charge fixe de 50 Ω . Les résultats obtenus représentent les variations en fonction du temps du courant, de la tension et de la puissance, illustrées sur les figures IV.36, 37 et 38 respectivement.

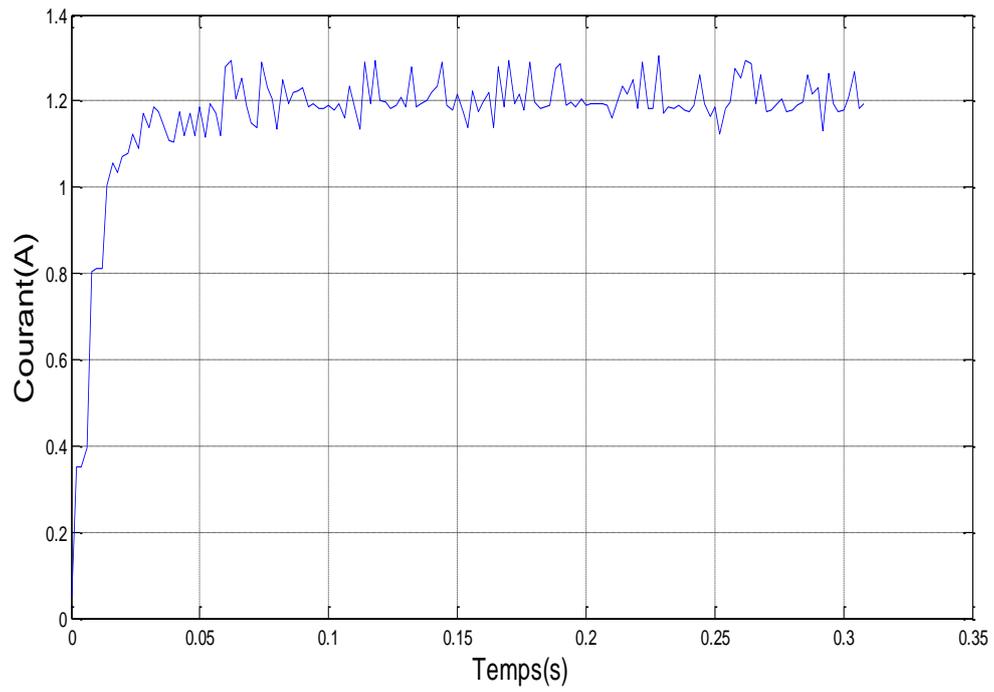


Figure IV.36. Courant de sortie en fonction du temps

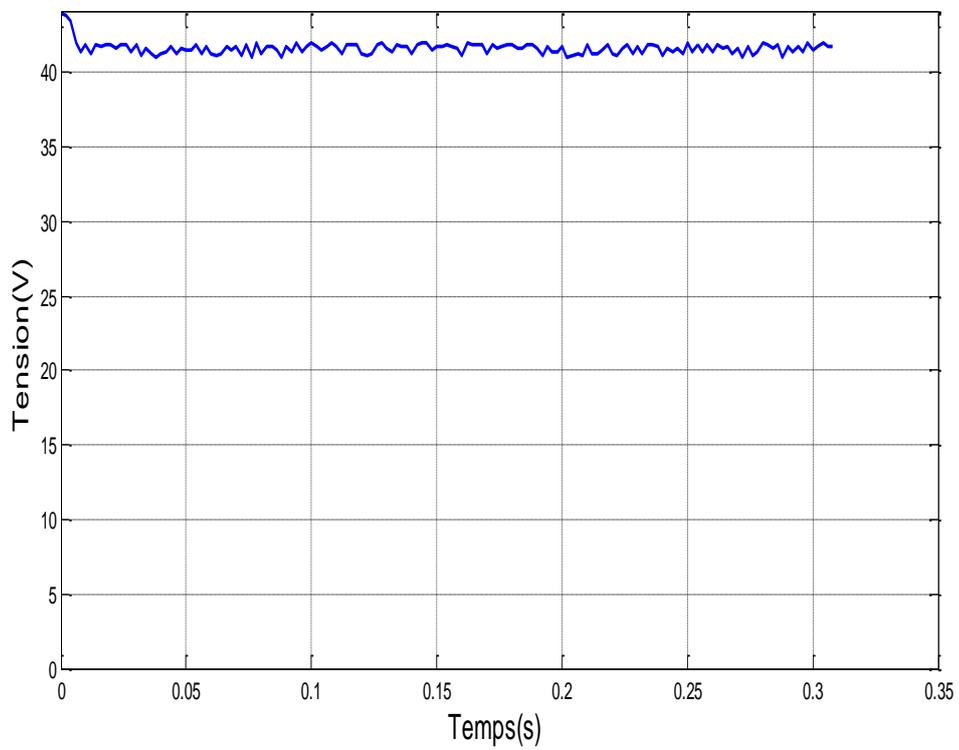


Figure IV.37 . Tension de sortie en fonction du temps

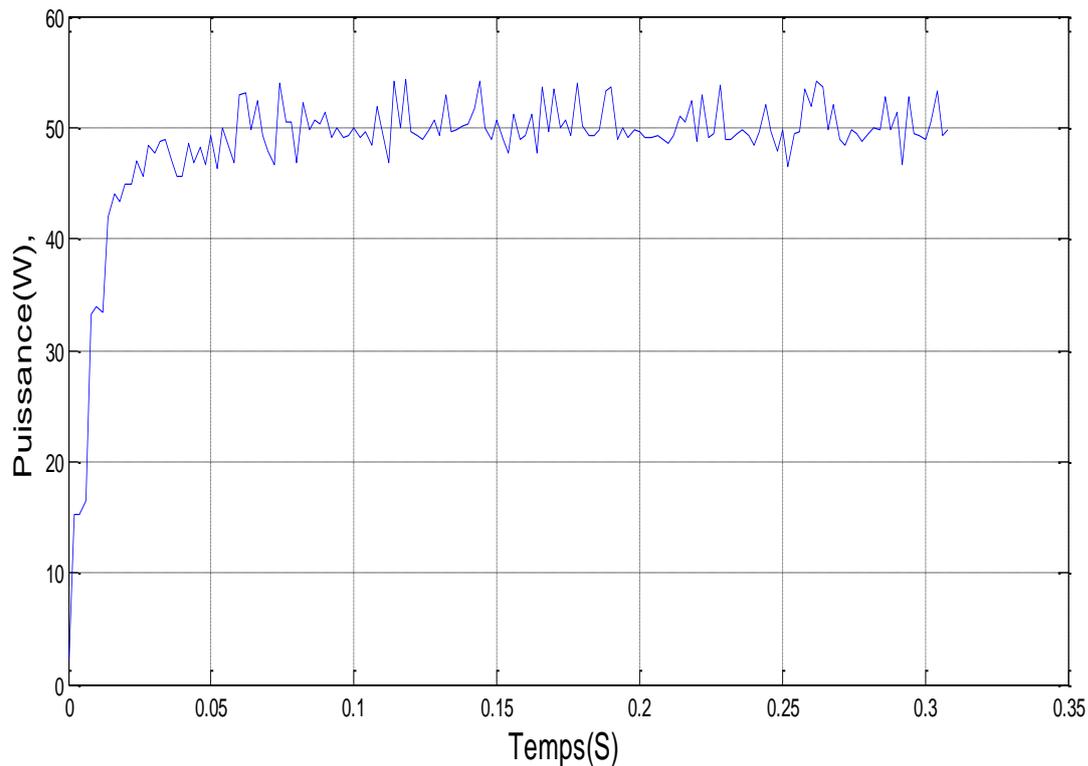


Figure IV.38. Puissance de sortie en fonction du temps

Ces courbes montrent que la connexion de l'émulateur PV avec l'étage d'adaptation donne des résultats similaires à ceux souhaités avec un temps de réponse raisonnable, On peut voir aussi, que la valeur de la puissance, oscille autour du point de puissance maximum qui correspond à la puissance du MPP dans les conditions standard STC ($1000\text{W}/\text{m}^2$, 25°C). L'oscillation autour du point de puissance maximale était l'un des principaux inconvénients du contrôle P&O conventionnel.

Test 02,

Dans ce test, on fixe la température à 25°C , et on applique diverses valeurs d'éclairement comme suit : de $400\text{W}/\text{m}^2$ à $800\text{W}/\text{m}^2$ à $t=0,15\text{s}$ et de $800\text{W}/\text{m}^2$ à $500\text{W}/\text{m}^2$ à $t=0.3\text{s}$ avec une charge fixe de $50\ \Omega$. Les variations en fonction du temps du courant, de la tension et de la puissance de sortie sont représentées sur les figures IV.3, IV.39 et IV.40.

Les résultats obtenus montrent que les variations en fonction du temps de la tension et du courant sortie de l'étage d'adaptation sont celles escomptées en cas de changement brusque d'éclairement. On peut relever aussi, à partir de la figure IV.41 que la puissance aux niveaux de l'étage d'adaptation oscille autour du point de puissance maximum.

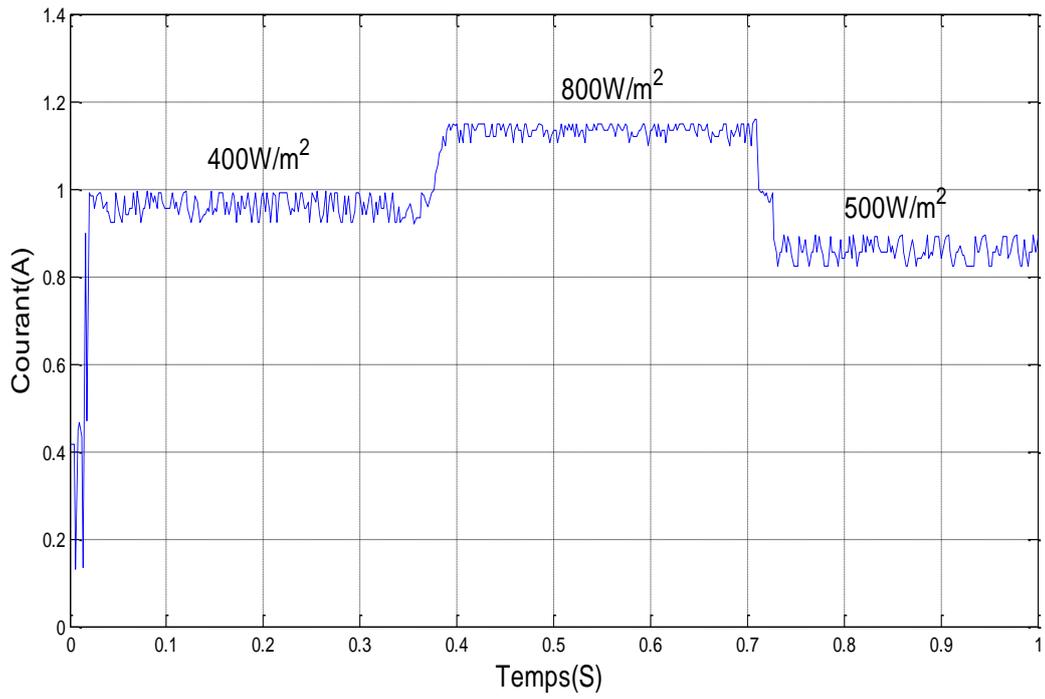


Figure IV.39. Variation du courant de sortie en fonction du temps

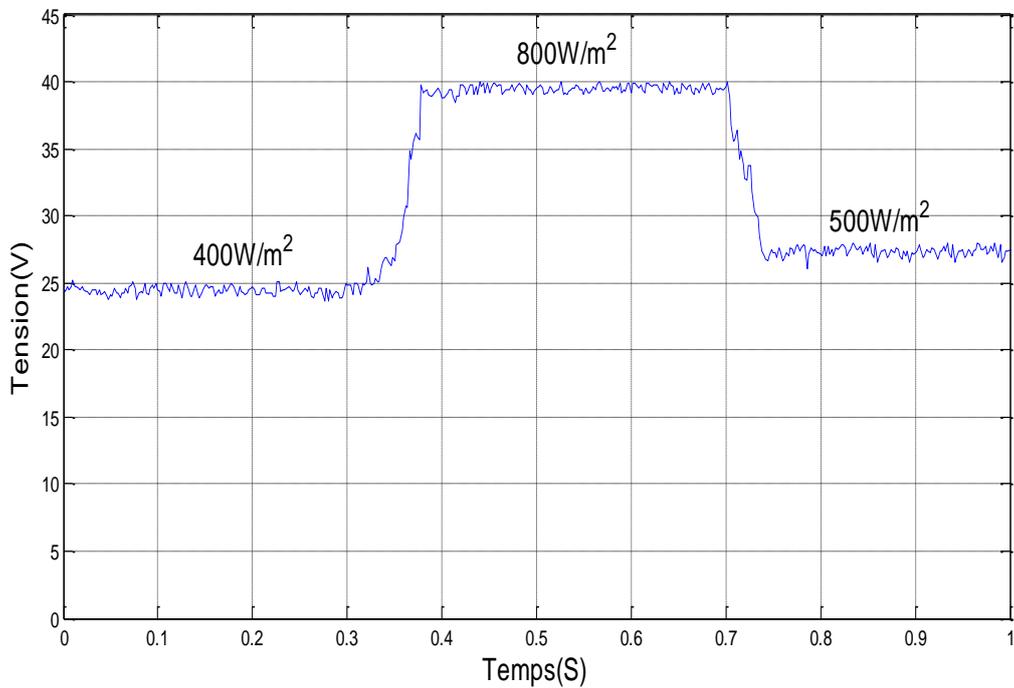


Figure IV.40. Variation de la tension de sortie en fonction du temps

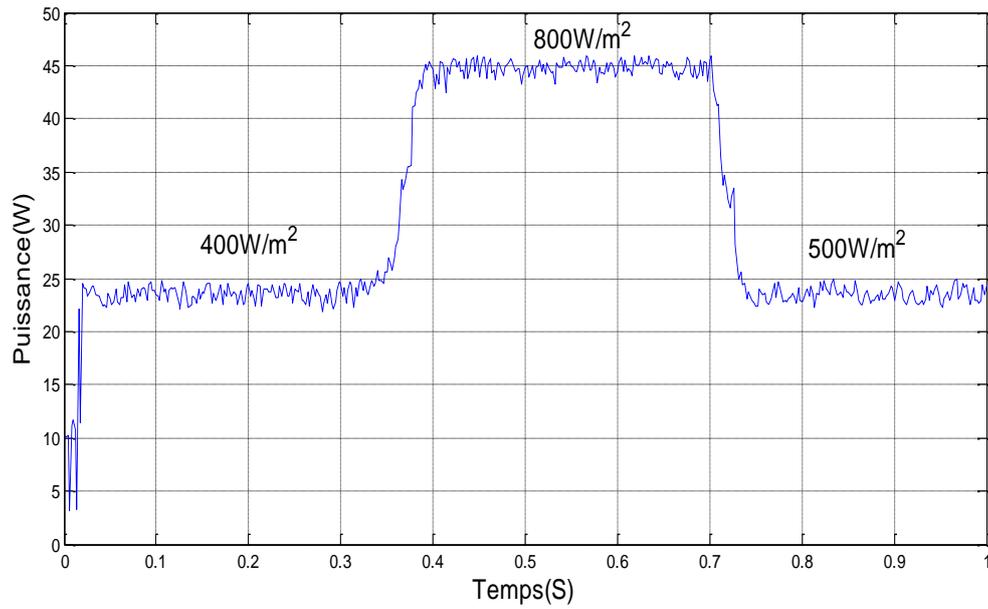


Figure IV.41. Variation de la puissance de sortie en fonction du temps

Test 03

Dans ce test, nous gardons la valeur d'un éclairage fixe à 1000 W/m^2 , cependant la température change comme suit : de 25°C à 35°C à $t=0, 3\text{s}$ et de 35°C à 15°C à $t=0.7\text{s}$ avec une charge fixe de 50Ω . Les variations en fonction du temps du courant, de la tension et de la puissance de sortie sont représentées sur les figures IV.42, IV.43 et IV.44.

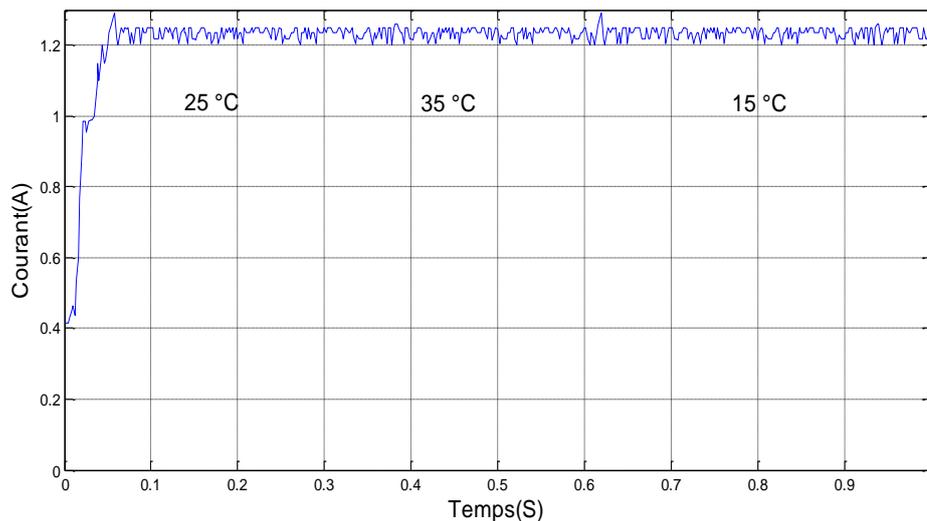


Figure IV.42. Variation du courant de sortie en fonction du temps

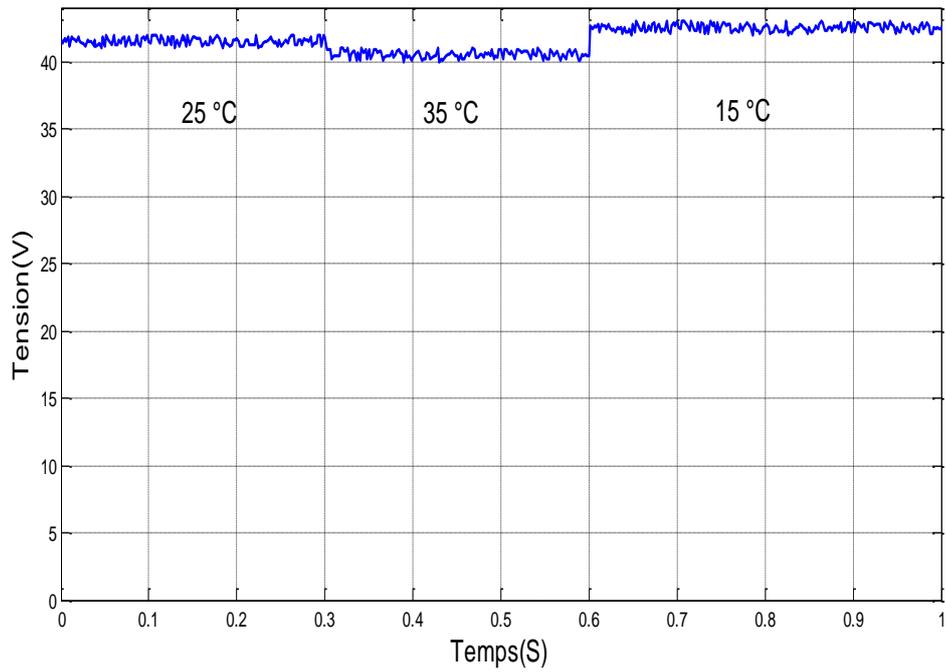


Figure IV.43. Variation de la tension de sortie en fonction du temps

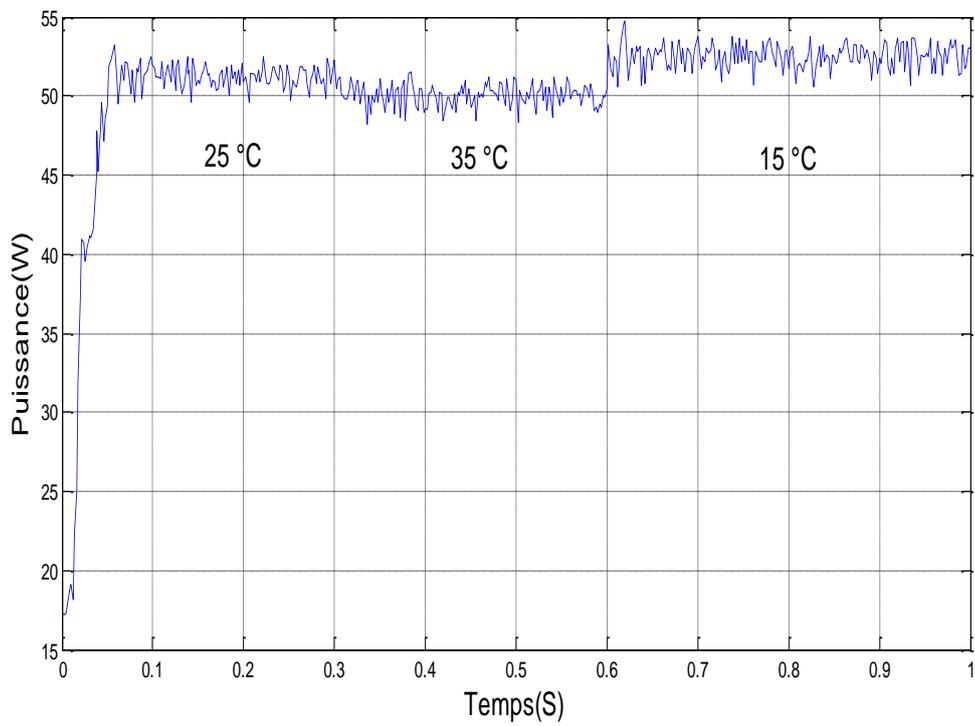


Figure IV.44. Variation de la puissance de sortie en fonction du temps

Les résultats expérimentaux montrent bien que le système proposé est stable avec un temps de réponse très court pour les variations de la température. Ce qui assure l'utilisation de l'émulateur proposé pour évaluer n'importe quel MPPT algorithme.

IV.5 Conclusion

Dans ce chapitre, L'émulateur solaire photovoltaïque réalisé dans le chapitre précédent est interfacé avec le convertisseur élévateur DC-DC commandé par la méthode P&O. Divers tests de performance ont été menés sur la configuration proposée pour examiner le comportement dynamique, la rapidité et la viabilité du système. Basé sur la simulation et l'expérimentation, l'émulateur proposé est un émulateur solaire photovoltaïque rapide et précis avec un interfaçage facile et un contrôle en temps réel simple. Il a également une réponse dynamique rapide et une sortie très stable. En outre, le système est également capable d'émuler n'importe quel point de fonctionnement de la courbe solaire PV en modifiant les paramètres de la cellule solaire.

Conclusions Générales et Perspectives

En raison de la complexité de la conception des systèmes photovoltaïques dus la variabilité des conditions météorologiques. Un simulateur de source photovoltaïque est un outil pratique pour l'évaluation dynamique et statique des systèmes de conditionnement d'énergie solaire et de leurs techniques MPPT associées. L'objectif principal de ce travail a été de développer un émulateur photovoltaïque capable de reproduire la caractéristique d'un panneau réels dans toutes les conditions climatiques en tenant en compte de l'effet de l'ombrage partiel. De plus cet émulateur doit être capable d'utiliser et d'évaluer des algorithmes MPPT dans des conditions proches du réel.

L'essentiels de nos résultats sont résumés dans cette thèse, qui est répartie en quatre chapitres. **Le premier chapitre**, est dédié à un état de l'art de l'émulateur PV. Cette étude bibliographique nous a permis de comparer entre les différents types d'émulateurs et de commande. Ce qui nous amène à conclure que, l'utilisation du convertisseur Buck comme un étage de puissance de l'émulateur est intéressante par leur simplicité et leur robustesse. Par ailleurs, du point de vue du contrôle, l'utilisation d'une commande hybride permet une meilleure stabilité du système en tous points de fonctionnement. C'est ce qui nous a conduit à utiliser ce type de commande pour le contrôle de l'émulateur proposé.

Le deuxième chapitre, est consacré à une étude approfondie du générateur photovoltaïque, de la modélisation mathématique, de l'analyse de leurs caractéristiques $I(V)$ et de l'influence des conditions climatiques et de l'ombrage partiel. Il est à noter que la précision de l'émulateur PV dépend de celle du modèle choisi.

Dans le troisième chapitre, nous effectuons un développement de l'émulateur proposé. Dans un premier temps, nous présentons une modélisation bien détaillée sur le modèle mathématique utilisé du module PV, et celle du convertisseur Buck. Dans la deuxième partie, nous avons décrit l'émulateur proposé avec une commande hybride, sous éclairage homogène et non homogène (ombrage partiel). L'objectif d'utiliser ce type de commande est l'amélioration de la stabilité du système. En effet, comme le module PV présente des caractéristiques non linéaires, dans la région où le module PV agit comme une source de courant V_{pv} varie considérablement et vice-versa dans la région où le module PV agit comme une source de Tension I_{pv} varie considérablement.

Nous utilisons le courant I_{pv} comme un signal de référence en boucle fermée. Néanmoins la grande variation de ce signal de référence affecte la stabilité du système. Ce qui entraîne l'oscillation de l'émulateur PV oscille. Pour pallier à ce problème une commande hybride a été proposée, où, le courant I_{pv} est utilisé lorsque le module PV agit comme source de courant, est l'inverse lorsque le module PV agit comme une source de tension, V_{pv} est utilisé comme un signal de référence.

Une simulation sous environnement MATLAB /Simulink a été validée par un banc d'essais expérimental avec une carte dSPACE 1104. L'avantage principal de cette carte est que la commande se fait à travers MATLAB /Simulink. Ce qui nous permet l'exécution et la manipulation de tous les paramètres d'influence du modèle en temps réel. Les résultats obtenus

sont comparés à ceux obtenus par la simulation et aux valeurs données par le constructeur. L'analyse de ses résultats montre que l'émulateur PV proposé correspond aux caractéristiques statiques et dynamiques des générateurs PV réels.

Le quatrième chapitre, se focalise sur la connexion entre l'émulateur proposé et l'étage d'adaptation commandé par une commande MPPT. Nous avons choisi d'utiliser un algorithme MPPT du type P&O classique. L'objectif visé dans ce cas, est l'évaluation de la dynamique du système, car le couplage avec le convertisseur MPPT peut conduire à son instabilité. Les résultats obtenus des simulations et expérimentaux montrent que le système est stable dans les différentes conditions climatiques. Ce qui mène à la conclusion que le système proposé est capable d'évaluer n'importe quel algorithmes MPPT.

En conclusion, l'émulateur de source PV proposée peut être revendiqué comme un substitut aux générateurs PV réels afin d'aider à l'étude et la mise en œuvre des algorithmes de MPPT.

Perspectives :

À titre de propositions pour la continuité de ce travail, on peut citer :

- Réalisation de tests sur d'autres topologies de convertisseurs et avec des valeurs de puissance plus élevées.
- Réduction du coût de l'émulateur PV par l'utilisation d'une autre carte de commande
- Adaptation de l'algorithme proposé pour la représentation d'ombrage partiel en incluant différents scénarios.
- Amélioration de l'estimation des paramètres de module PV.

Communications ET Publications

Revues

Abdelkrim Rachid, Rachid Chenni, Fouad Kerrou, 'An Accurate Photovoltaic Emulator Based on Two Closed-Loop Control Systems Including Partial Shading Conditions' International Journal on energy conversion (IRECOM).

Conférences internationales

Rachid, H. Djehloud, F. Kerrou; R. chenni "PV Emulator Based buck converter using Dspace Controller" 16th IEEE International conference on Environment and Electrical Engineering and Electrical Engineering Florence, Italy 2016.

Rachid, A, Chenni, R, Kerrou, F. "A hybrid control strategy for photovoltaic emulator in partial shadow conditions using dspace controller system. 6th eur. conf. ren. energy sys. 25-27 june 2018, istanbul, Turkey .

Résumer

Les travaux réalisés dans le cadre de cette thèse ont porté sur la réalisation pratique d'un émulateur photovoltaïque basé sur un convertisseur dc-cc de type Buck piloté par une carte dSPACE 1104, Le contrôle est mis en œuvre à travers deux systèmes de contrôle en boucle fermée, un contrôle en boucle fermée de tension et un contrôle en boucle fermée de courant (contrôle hybride), chaque boucle est utilisée pour contrôler l'étage de puissance dans une région spécifique en fonction du point de fonctionnement. Cependant, les signaux de référence de chaque boucle sont générés à partir de l'équation mathématique d'une cellule PV, tandis que les signaux d'erreur sont composés par un contrôleur PI. Ces techniques permettent d'augmenter la stabilité du système en réduisant la variation du signal de référence. De plus, la stratégie de contrôle proposée est adaptée pour inclure des effets d'ombrage partiels de deux panneaux connectés en série. Puis nous avons testé la stabilité de notre émulateur proposé par un étage d'adaptation contrôlé par un algorithme MPPT du type P&O. La simulation du système proposé est réalisée sous MATLAB-Simulink et les résultats obtenus sont comparés aux résultats expérimentaux. Les résultats obtenus montrent que notre émulateur est capable de générer les différentes caractéristiques (I-V) et (P-V) dans les différentes conditions météorologiques, y compris les conditions d'ombrage partiel, d'autre part il est capable d'évaluer tous les algorithmes MPPT.

Mots clés : photovoltaïque, PV émulateur, Convertisseur buck, dSPACE, Ombrage partielle, MPPT

Abstract

The work of this thesis focused on the practical realization of a photovoltaic emulator based on a Buck type dc-dc converter driven by a dSPACE 1104 card. The control is implemented through two closed-loop control systems, a voltage closed-loop control and a current closed-loop control (hybrid control), each loop is used to control the power stage in a specific region depending on the operating point. However, the reference signals of each loop are generated from the mathematical equation of a PV cell, whereas errors signals are composed by a PI controller. These techniques allow us to increase the stability of the system by reducing the variation of the reference signal. In addition, the proposed control strategy is adapted to include partial shading effects of two panels connected in series. Then we tested the stability of our emulator proposed by an adaptation stage controlled by an MPPT algorithm type P&O. The simulation of the proposed system is carried out under MATLAB-Simulink and the results obtained are compared with the experimental results. The results obtained show that our emulator is able to generate the different characteristics (I-V) and (P-V) in the different weather conditions, including the partial shading conditions, on the other hand it is able to evaluate any MPPT algorithms.

Keywords: photovoltaic, PV emulator, Buck Converter, dSPACE, Shadow Condition

ملخص

تتدرج هذه الأطروحة في إطار انجاز محاكي الخلايا الكهروضوئية من خلال حلقتين مغلقتين (التحكم الهجين) حيث يتم استخدام كل حلقة من أجل التحكم في المحاكي في مناطق معينة اعتمادا على نقطة التشغيل، يتم انشاء الاشارات المرجعية لكل حلقة من خلال النموذج الرياضي للخلية الشمسية، بينما يتم تصحيح الخطأ الناتج بواسطة وهدم التحكم PI، هذه الطريقة سمحت لنا من زيادة استقرار النظام من خلال التقليل في تغير الاشارات المرجعية، كما تم تكيف طريقة التحكم المستعملة من اجل محاكات ظاهرة التظليل الجزئي للوحتين PV متصلتين على التسلسل، كما قمنا باختبار استقرار النظام من خلال ربط المحاكي مع محول رافع مزود بتحكم تتبع الطاقة القصوى من نوع P&O. تم تنفيذ محاكاة النظام المقترح باستخدام-MATLAB Simulink ومقارنة النتائج التي تم الحصول عليها مع النتائج التجريبية. تظهر النتائج التي تم الحصول عليها أن المحاكي الخاص بنا قادر على توليد الخصائص المختلفة (IV) و (PV) في الظروف المناخية المختلفة بما في ذلك تأثير التظليل الجزئي، ومن ناحية أخرى فهو قادر على تقييم أي خوارزميات MPPT.

الكلمات المفتاحية: الكهروضوئية، محاكي كهروضوئي، محول خافض.

Références Bibliographiques

- [1] P. Komarnicki, P. Lombardi, et Z. Styczynski, « Electric Energy Storage System », in *Electric Energy Storage Systems: Flexibility Options for Smart Grids*, P. Komarnicki, P. Lombardi, et Z. Styczynski, Éd. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017, p. 37-95. doi: 10.1007/978-3-662-53275-1_2.
- [2] E. E. (Stathis) Michaelides, « Energy Demand and Supply », in *Alternative Energy Sources*, E. E. (Stathis) Michaelides, Éd. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012, p. 1-32. doi: 10.1007/978-3-642-20951-2_1.
- [3] M. Lysack, « Economic and Political Foundations of Effective Transition to Renewable Energy: Ordoliberalism, Polanyi, and Cities as Hubs for Climate Leadership and Innovation », in *Renewable Energy: International Perspectives on Sustainability*, D. Kurochkin, E. V. Shabliy, et E. Shittu, Éd. Cham: Springer International Publishing, 2019, p. 3-37. doi: 10.1007/978-3-030-14207-0_1.
- [4] Y. Bo, Y. Xu, et L. Donghao, « Application of power compensating concept for high efficiency maximum power point tracking in grid-connected photovoltaic system », in *The 2010 International Power Electronics Conference - ECCE ASIA -*, juin 2010, p. 938-941. doi: 10.1109/IPEC.2010.5543652.
- [5] A. Koran, T. LaBella, et J. Lai, « High Efficiency Photovoltaic Source Simulator with Fast Response Time for Solar Power Conditioning Systems Evaluation », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, n° 3, p. 1285-1297, mars 2014, doi: 10.1109/TPEL.2013.2262297.
- [6] Y. Kim, W. Lee, M. Pedram, et N. Chang, « Dual-mode power regulator for photovoltaic module emulation », *Sustain. Dev. Energy Water Environ. Syst.*, vol. 101, p. 730-739, janv. 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.07.025.
- [7] R. Divyasharon, R. Narmatha Banu, et D. Devaraj, « Artificial Neural Network based MPPT with CUK Converter Topology for PV Systems Under Varying Climatic Conditions », in *2019 IEEE International Conference on Intelligent Techniques in Control, Optimization and Signal Processing (INCOS)*, avr. 2019, p. 1-6. doi: 10.1109/INCOS45849.2019.8951321.
- [8] R. Bhukya et N. Shanmugasundaram, « Performance investigation on novel MPPT controller in solar photovoltaic system », *Mater. Today Proc.*, juill. 2021, doi: 10.1016/j.matpr.2021.07.286.
- [9] E. Kabalci, « Maximum Power Point Tracking (MPPT) Algorithms for Photovoltaic Systems », in *Energy Harvesting and Energy Efficiency: Technology, Methods, and Applications*, N. Bizon, N. Mahdavi Tabatabaei, F. Blaabjerg, et E. Kurt, Éd. Cham: Springer International Publishing, 2017, p. 205-234. doi: 10.1007/978-3-319-49875-1_8.
- [10] R. Lamoureux, « Électronique de puissance pour les systèmes autonomes éoliens ou photovoltaïques », thèse de doctorat à l'Université Paris VI, 2000.
- [11] A. Vijayakumari, A. T. Devarajan, et N. Devarajan, « Design and development of a model-based hardware simulator for photovoltaic array », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 43, n° 1, p. 40-46, déc. 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.04.049.
- [12] A. F. Ebrahim, S. M. W. Ahmed, S. E. Elmasry, et O. A. Mohammed, « Implementation of a PV emulator using programmable DC power supply », in *SoutheastCon 2015*, avr. 2015, p. 1-7. doi: 10.1109/SECON.2015.7133048.

- [13] U. K. Shinde, S. G. Kadwane, S. P. Gawande, et R. Keshri, « Solar PV emulator for realizing PV characteristics under rapidly varying environmental conditions », in *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, déc. 2016, p. 1-5. doi: 10.1109/PEDES.2016.7914286.
- [14] A. M. Koran, « Photovoltaic source simulators for solar power conditioning systems: design optimization, modeling, and control », thèse de doctorat à l'Université de Virginia, 2013.
- [15] R. Ayop et C. W. Tan, « A comprehensive review on photovoltaic emulator », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, p. 430-452, déc. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.217.
- [16] M. C. Di Piazza, M. Pucci, A. Ragusa, et G. Vitale, « Analytical Versus Neural Real-Time Simulation of a Photovoltaic Generator Based on a DC–DC Converter », *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 46, n° 6, p. 2501-2510, déc. 2010, doi: 10.1109/TIA.2010.2072975.
- [17] D. Ickilli, H. Can, et K. S. Parlak, « Development of a FPGA-based photovoltaic panel emulator based on a DC/DC converter », in *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, juin 2012, p. 001417-001421. doi: 10.1109/PVSC.2012.6317863.
- [18] B. D. Patel et A. Rana, « A pole-placement approach for buck converter based PV array Emulator », in *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, juill. 2016, p. 1-5. doi: 10.1109/ICPEICES.2016.7853397.
- [19] W. Zhang et J. W. Kimball, « DC–DC converter based photovoltaic simulator with a double current mode controller », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, n° 7, p. 5860-5868, 2017.
- [20] S. M. Azharuddin *et al.*, « A Near Accurate Solar PV Emulator Using dSPACE Controller for Real-time Control », *Int. Conf. Appl. Energy ICAE2014*, vol. 61, p. 2640-2648, janv. 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.12.266.
- [21] S. Jin et D. Zhang, « A simple control method of open-circuit voltage for the FPGA-based solar array simulator », in *2016 IEEE International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE)*, March 2016 p. 209-216. doi: 10.1109/ICPRE.2016.7871202
- [22] W. De Soto, S. A. Klein, et W. A. Beckman, « Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance », *Sol. Energy*, vol. 80, n° 1, p. 78-88, 2006.
- [23] A. Zegaoui, M. Aillerie, P. Petit, et J.-P. Charles, « Universal Transistor-based hardware SIMulator for real time simulation of photovoltaic generators », *Sol. Energy*, vol. 134, p. 193-201, sept. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.05.005.
- [24] Z. Ziming, Z. Jianwen, S. Haimeng, W. Gang, H. Xiwen, et Z. Shi, « Research on photovolta array emulator system based on A novel zero-voltage zero-current switching converter », présenté à 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2010.
- [25] G. Martín-Segura, J. López-Mestre, M. Teixidó-Casas, et A. Sudrià-Andreu, « Development of a photovoltaic array emulator system based on a full-bridge structure », 2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, 2007, pp. 1-6, doi: 10.1109/EPQU.2007.4424165.
- [26] D. Abbes, A. Martinez, G. Champenois, et B. Robyns, « Real time supervision for a hybrid renewable power system emulator », *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 42, p. 53-72, mars 2014, doi: 10.1016/j.simpat.2013.12.003.

- [27] J. Agrawal et M. Aware, « Photovoltaic system emulator », in *2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, déc. 2012, p. 1-6. doi: 10.1109/PEDES.2012.6484360.
- [28] Y. Li, T. Lee, F. Z. Peng, et D. Liu, « A Hybrid Control Strategy for Photovoltaic Simulator », in *2009 Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, févr. 2009, p. 899-903. doi: 10.1109/APEC.2009.4802769.
- [29] Ö. Özden, Y. Duru, S. Zengin, et M. Boztepe, « Design and implementation of programmable PV simulator », in *2016 International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE)*, juill. 2016, p. 1-5. doi: 10.1109/ISFEE.2016.7803229.
- [30] C. Balakishan et S. N, *Development of a Microcontroller Based PV Emulator with Current Controlled DC-DC Buck Convertir*, International journal of Renewable Energy Research vol. 4. 2014, p. 1055.
- [31] A. V. Rana et H. H. Patel, « Current controlled buck converter based photovoltaic emulator », *Journal of Industrial and Intelligent Information. Vol*, vol. 1, n° 2, 2013.
- [32] Qingrong Zeng, Pinggang Song, et Liuchen Chang, « A photovoltaic simulator based on DC chopper », in *IEEE CCECE2002. Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37373)*, 2002, vol. 1, p. 257-261 vol.1. doi: 10.1109/CCECE.2002.1015221.
- [33] J. Agrawal and M. Aware, "Photovoltaic system emulator," 2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), 2012, pp. 1-6, doi: 10.1109/PEDES.2012.6484360.
- [34] P. J. Binduhewa et M. Barnes, « Photovoltaic emulator », in *2013 IEEE 8th International Conference on Industrial and Information Systems*, déc. 2013, p. 519-524. doi: 10.1109/ICIInfS.2013.6732038.
- [35] D. Schofield, M. Foster, et D. Stone, « Low-cost solar emulator for evaluation of maximum power point tracking methods », *Electron. Lett.*, vol. 47, n° 3, p. 208-209, 2011.
- [36] K.-H. Tang, K.-H. Chao, Y.-W. Chao, et J.-P. Chen, « Design and implementation of a simulator for photovoltaic modules », *Int. J. Photoenergy*, vol. 2012, 2012.
- [37] A. Koran, K. Sano, R. Y. Kim, et J. S. Lai, « Design of a Photovoltaic Simulator With a Novel Reference Signal Generator and Two-Stage LC Output Filter », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, n° 5, p. 1331-1338, mai 2010, doi: 10.1109/TPEL.2009.2037501.
- [38] T. D. Mai, S. De Breucker, K. Baert, et J. Driesen, « Reconfigurable emulator for photovoltaic modules under static partial shading conditions », *Sol. Energy*, vol. 141, p. 256-265, janv. 2017, doi: 10.1016/j.solener.2016.11.050.
- [39] J. Chavarría, D. Biel, F. Guinjoan, A. Poveda, F. Masana, et E. Alarcón, « FPGA-based design of a step-up photovoltaic array emulator for the test of PV grid-connected inverters », in *2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, juin 2014, p. 485-490. doi: 10.1109/ISIE.2014.6864661.
- [40] J. Chavarria, D. Biel, F. Guinjoan, A. Poveda, F. Masana, et E. Alarcon, « Low cost photovoltaic array emulator design for the test of PV grid-connected inverters », in *2014 IEEE 11th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD14)*, 2014, p. 1-6.

- [41] M. T. Iqbal, M. Tariq, M. K. Ahmad, et M. S. B. Arif, « Modeling, analysis and control of buck converter and Z-source converter for photo voltaic emulator », *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICPEICES.2016.7853605.
- [42] R. G. Wandhare et V. Agarwal, « A low cost, light weight and accurate photovoltaic emulator », in *2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, juin 2011, p. 001887-001892. doi: 10.1109/PVSC.2011.6186320.
- [43] L. M. Barrera, R. A. Osorio, et C. L. Trujillo, « Design and implementation of electronic equipment that emulates photovoltaic panels », in *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, juin 2015, p. 1-5. doi: 10.1109/PVSC.2015.7356291.
- [44] N. Mohan, T. M. Undeland, et W. P. Robbins, *Power electronics: converters, applications, and design*. John wiley & sons, 2003.
- [45] J. Gonzalez-Llorente, A. Rambal-Vecino, L. A. Garcia-Rodriguez, J. C. Balda, et E. I. Ortiz-Rivera, « Simple and efficient low power photovoltaic emulator for evaluation of power conditioning systems », in *2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, mars 2016, p. 3712-3716. doi: 10.1109/APEC.2016.7468404.
- [46] K. Nguyen-Duy, A. Knott, et M. A. Andersen, « High dynamic performance nonlinear source emulator », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, n° 3, p. 2562-2574, 2015.
- [47] J. Zhao et J. W. Kimball, « A digitally implemented photovoltaic simulator with a double current mode Controller », *2012 Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2012, pp. 53-58, doi: 10.1109/APEC.2012.6165798..
- [48] D. S. L. Dolan, J. Durago, et Taufik, « Development of a photovoltaic panel emulator using Labview », in *2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, juin 2011, p. 001795-001800. doi: 10.1109/PVSC.2011.6186302.
- [49] M. C. Di Piazza et G. Vitale, « Photovoltaic field emulation including dynamic and partial shadow conditions », *Appl. Energy*, vol. 87, n° 3, p. 814-823, mars 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.09.036.
- [50] Xue, S. Lefei, H. Wei, et J. Cong, « Solar cells parameter extraction using a hybrid genetic algorithm », in *2011 Third International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation*, 2011, vol. 3, p. 306-309.
- [51] R. Kadri, H. Andrei, J.-P. Gaubert, T. Ivanovici, G. Champenois, et P. Andrei, « Modeling of the photovoltaic cell circuit parameters for optimum connection model and real-time emulator with partial shadow conditions », *8th World Energy Syst. Conf. WESC 2010*, vol. 42, n° 1, p. 57-67, juin 2012, doi: 10.1016/j.energy.2011.10.018.
- [52] A. C. Atoche, J. V. Castillo, J. Ortegon-Aguilar, R. Carrasco-Alvarez, J. S. Gío, et A. Colli-Menchi, « A high-accuracy photovoltaic emulator system using ARM processors », *Sol. Energy*, vol. 120, p. 389-398, 2015.
- [53] K. Bhise, N. Pragallapati, S. Thale, et V. Agarwal, « LabVIEW based emulation of Photovoltaic array to study maximum power point tracking algorithms », in *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, juin 2012, p. 002961-002966. doi: 10.1109/PVSC.2012.6318206.

- [54] N. Aouchiche, « Conception d'une commande MPPT optimale à base d'intelligence artificielle d'un système photovoltaïque. », thèse de doctorat à l'Université Bourgogne Franche-Comté, 2020. Français. NNT : 2020UBFCA001.
- [55] I. Dincer, A. Midilli, et H. Kucuk, Éd., *Progress in Sustainable Energy Technologies: Generating Renewable Energy*. Cham: Springer International Publishing, 2014. doi: 10.1007/978-3-319-07896-0.
- [56] X. L. Dang, « Contribution à l'étude des systèmes PV/Stockage distribués : impact de leur intégration à un réseau fragile », thèse de doctorat École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2014. Français. NNT : 2014DENS0017 .
- [57] Y. Yang, K. A. Kim, F. Blaabjerg, et A. Sangwongwanich, « Introduction », in *Advances in Grid-Connected Photovoltaic Power Conversion Systems*, Elsevier, 2019, p. 1-13. doi: 10.1016/B978-0-08-102339-6.00001-4.
- [58] V. Barth, « Dipyrrométhènes métallés (Co,Ni,Cu) et dipyrannilidènes: de nouveaux matériaux organiques pour la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire », thèse de doctorat à l'Université Pierre et Marie Curie - Paris VI, 2014. Français. NNT : 2014PA066405.
- [59] V. Guiheneuf, « Approche multi-physique du vieillissement des matériaux pour application photovoltaïque », thèse de doctorat à l'Université Paris-Est, 2017. Français. NNT : 2017PESC1091.
- [60] G. Mailys, « Réalisation de nouvelles structures de cellules solaires photovoltaïques à partir de couches minces de silicium cristallin sur substrat de silicium préparé par frittage de poudres », thèse de doctorat à INSA de Lyon, 2012. Français. NNT : 2012ISAL0037
- [61] M. P. Paranthaman, W. Wong-Ng, et R. N. Bhattacharya, Éd., *Semiconductor Materials for Solar Photovoltaic Cells*, vol. 218. Cham: Springer International Publishing, 2016. doi: 10.1007/978-3-319-20331-7.
- [62] M. A. Hamzaoui, « Améliorations d'une chaîne de conversion de l'énergie solaire en électricité autonome en vue d'application dans les pays en voie de développement », thèse de doctorat à l'Université de Reims Champagne-Ardenne, 2019. Français.
- [63] Salim ABOUDA, « CONTRIBUTION A LA COMMANDE DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES: APPLICATION AUX SYSTEMES DE POMPAGE », thèse de doctorat à l'Université de REIMS CHAMPAGNE
- [64] A. Ghamrawi, « Optimisation et gestion des flux énergétiques d'un générateur solaire photovoltaïque », thèse de doctorat à l'Université de Poitiers, 2018. Français. NNT : 2018POIT2304
- [65] M. A. Camara, « Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs » thèse de doctorat à l'Université Paris-Est, 2011. Français. NNT : 2011PEST1071.
- [66] C. Romain, « Etude du comportement thermique et électrique des cellules photovoltaïques en silicium cristallin sous concentration » thèse de doctorat à INSA de Lyon, 2015. Français. NNT : 2015ISAL0054 .
- [67] L. Crampette, « Contribution à la réalisation de cellules photovoltaïques à concentration à base de silicium monocristallin » thèse de doctorat à Université de Montpellier 2, 2014.
- [68] S. Varlamov *et al.*, « Polycrystalline silicon on glass thin-film solar cells: A transition from solid-phase to liquid-phase crystallised silicon », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 119, p. 246-255, déc. 2013, doi: 10.1016/j.solmat.2013.08.001.

- [69] A. S. Togonal, « Silicon nanowires for photovoltaics : from the material to the device », thèse de doctorat à Université Nanyang Technological, 2018. doi: 10.32657/10356/73270.
- [70] Y. E. Azhari, « Le Tellure de Cadmium amorphe oxygéné a - CdTe:O Synthèse et étude de quelques propriétés physico-chimiques » thèse de doctorat à Université de Cadi Ayyad, 2003. Français.
- [71] C. A. Nour, « Modélisation d'une installation photovoltaïque avec réflecteurs en vue de l'intégration dans un réseau intelligent », thèse de doctorat à Université de Paris-Saclay, 2020. Français. NNT : 2020UPASS146 p. 227.
- [72] I. Vechiu, « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome », thèse de doctorat à Université de Havre , 2005.
- [73] C. Miron, «Advanced controle for renewable energy system », thèse de doctorat à Université de Lille , 2018.
- [74] R. Merahi, R. Chenni, et M. Houbes, « Modélisation et Simulation d'un Module PV par MatLab », *J. Sci. Res. N O Vol*, vol. 1, 2010.
- [75] K. Riad, « Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques » thèse de doctorat à Université de Sétif, 2018.
- [76] T. Mambrini, « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies » thèse de doctorat à Université de Paris Sud - Paris XI, 2014. Français. NNT : 2014PA112380 2014.
- [77] C. hung Tran, « Améliorations d'une chaîne de conversion de l'énergie solaire en électricité autonome en vue d'application dans les pays en voie de développement », thèse de doctorat à Université de Reims Champagne-Ardenne, 2019. Français.
- [78] S. Kumar, S. Yadav, N. Singh, et P. Tiwari, « Evaluation & Analysis of MPPT Controller for PV Systems », 2018 International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON), 2018, pp. 1161-1165, doi: 10.1109/GUCON.2018.8674965.
- [79] M. Telidjane, « Modélisation des panneaux photovoltaïques et adaptation de la cyclostationnarité pour le diagnostic », thèse de doctorat à Université de Université de Lyon, 2017. Français. NNT : 2017LYSES023f
- [80] J.-F. Reynaud, « Recherches d'optimums d'énergie pour charge/décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques », thèse de doctorat à Université de Université de Paul Sabatier - Toulouse III, 2011. Français.
- [81] I. Houssamo, « Contribution à l'étude théorique, à la modélisation et à la mise en oeuvre d'un système multisource appartenant à un micro-réseau électrique: considération sur la qualité de l'énergie », thèse de doctorat à Université de Université de Lille 2012.
- [82] V. d'Alessandro, P. Guerriero, S. Daliento, et M. Gargiulo, « A straightforward method to extract the shunt resistance of photovoltaic cells from current-voltage characteristics of mounted arrays », *Solid-State Electron.*, vol. 63, n° 1, p. 130-136, 2011.
- [83] R. Khenfer, « Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques », thèse de doctorat à Université de Université de Sétif 2018.

- [84] R. G. Vieira, F. M. de Araújo, M. Dhimish, et M. I. Guerra, « A comprehensive review on bypass diode application on photovoltaic modules », *Energies*, vol. 13, n° 10, p. 2472, 2020.
- [85] L. A. García-Gutiérrez, « Développement d'un contrôle actif tolérant aux défaillances appliqué aux systèmes PV », thèse de doctorat à Université de *Toulouse 3 Paul Sabatier* 2019.
- [86] I. Mehedi *et al.*, « Critical evaluation and review of partial shading mitigation methods for grid-connected PV system using hardware solutions: The module-level and array-level approaches », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 146, p. 111138, 2021.
- [87] F. Gómez-Castañeda, G. M. Tornez-Xavier, L. M. Flores-Nava, O. Arellano-Cárdenas, et J. A. Moreno-Cadenas, « Photovoltaic panel emulator in FPGA technology using ANFIS approach », 2014 11th International Conference on Electrical Engineering, Computing Science and Automatic Control (CCE), 2014, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICEEE.2014.6978289.
- [88] L. T. C. Lana, « CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO AO DELTA E ANÁLISE DA EFICÁCIA DA LIMPEZA DOS MÓDULOS », thèse de doctorat à Université de Universidade Federal do Paraná 2015.
- [89] R. G. Dazcal et A. Júnior, « Estudo da implementação de um sistema de energia solar fotovoltaica em um edifício da universidade presbiteriana mackenzie », *Abenge–Associação Bras. Educ. Eng. Fortaleza*, 2008.
- [90] S. Motahhir, A. El Ghzizal, et A. Derouich, « Modélisation et commande d'un panneau photovoltaïque dans l'environnement PSIM (Modeling and Control of a Photovoltaic Panel in the PSIM Environment) » Congrès International de Génie Industriel et Management des Systèmes, May 2015, fès, Maroc.
- [91] N. Oleksiy, « Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités », *Inst. Natl. Sci. Appliquée Lyon*, 2005.
- [92] D. Sera, R. Teodorescu, et P. Rodriguez, « PV panel model based on datasheet values », 2007 *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2007, pp. 2392-2396, doi: 10.1109/ISIE.2007.4374981.
- [93] W. Xiao, W. G. Dunford, et A. Capel, « A novel modeling method for photovoltaic cells », 2004 *IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551)*, 2004, pp. 1950-1956 Vol.3, doi: 10.1109/PESC.2004.1355416.
- [94] M. S. Rahman, « Buck converter design issues », thèse de doctorat à Linköping Institute of Technology 2007.
- [95] A. Soetedjo, Y. I. Nakhoda, A. Lomi and G. E. Hendroyono, "Development of PV simulator by integrating software and hardware for laboratory testing," 2015 International Conference on Automation, Cognitive Science, Optics, Micro Electro-Mechanical System, and Information Technology (ICACOMIT), 2015, pp. 96-100, doi: 10.1109/ICACOMIT.2015.7440183.
- [96] N. ZERROUG, « Contribution au contrôle robuste des convertisseurs DC-DC », thèse de doctorat à Université de Batna 2, 2018.
- [97] A. Rufer et P. Barrade, « Cours d'électronique de puissance-Conversion DC/DC », *Ecole Polytech. Fédérale Lausanne EPFL Lausanne Suisse*, 2001.
- [98] H. A. HADRI, « Contribution à l'Analyse et à la Commande des Convertisseurs DC-DC Parallèles à PWM », thèse de doctorat à Université de MOHAMED KHIDER BISKRA. 2011.

- [99] T. RADJAI, « Commandes Avancées des Convertisseurs Utilisés dans les Systèmes Photovoltaïques », thèse de doctorat à Université de Sétif 2017.
- [100] M. Hammami, « *Level Doubling Network and Ripple Correlation Control MPPT Algorithm for Grid-Connected Photovoltaic Systems* ». Springer, 2019.
- [101] A. Mohapatra, B. Nayak, P. Das, et K. B. Mohanty, « A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, p. 854-867, 2017.
- [102] K. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, et M. Osakada, « Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions », *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 142, n° 1, p. 59-64, 1995.
- [103] Y. Abdelaziz, « Contribution à l'Optimisation des Performances d'un Générateur Photovoltaïque en Présence d'Ombrage Partiel », thèse de doctorat à Université de Sétif, 2017.
- [104] R. Faranda, S. Leva, et V. Maugeri, « MPPT techniques for PV systems: Energetic and cost comparison », 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2008.4596156.
- [105] M. A. G. De Brito, L. Galotto, L. P. Sampaio, G. de A. e Melo, et C. A. Canesin, « Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, n° 3, p. 1156-1167, 2012.
- [106] K. A. Aganah et A. W. Leedy, « A constant voltage maximum power point tracking method for solar powered systems », 2011 IEEE 43rd Southeastern Symposium on System Theory, 2011, pp. 125-130, doi: 10.1109/SSST.2011.5753790.
- [107] M. Lasheen, A. K. A. Rahman, M. Abdel-Salam, et S. Ookawara, « Performance enhancement of constant voltage based MPPT for photovoltaic applications using genetic algorithm », *Energy Procedia*, vol. 100, p. 217-222, 2016.
- [108] A. Sandali, T. Oukhoya, et A. Cheriti, « Modeling and design of PV grid connected system using a modified fractional short-circuit current MPPT », 2014 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2014, pp. 224-229, doi: 10.1109/IRSEC.2014.7059859.
- [109] B. Ankaiah et J. Nageswararao, « Enhancement of solar photovoltaic cell by using short-circuit current MPPT method », *Int. J. Eng. Sci. Invent.*, vol. 2, n° 2, p. 45-50, 2013.
- [110] U. Yilmaz, A. Kircay, et S. Borekci, « PV system fuzzy logic MPPT method and PI control as a charge controller », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, p. 994-1001, 2018.
- [111] F. A. C. Gomide et R. R. Gudwin, « Modelagem, controle, sistemas e lógica fuzzy », *SBA Controle Autom.*, vol. 4, n° 3, p. 97-115, 1994.
- [112] T. Esum et P. L. Chapman, « Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques », *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, n° 2, p. 439-449, 2007.
- [113] J.-K. Shiao, Y.-C. Wei, et B.-C. Chen, « A study on the fuzzy-logic-based solar power MPPT algorithms using different fuzzy input variables », *Algorithms*, vol. 8, n° 2, p. 100-127, 2015. doi.org/10.3390/a8020100.
- [114] L. P. Jyothy et M. Sindhu, « An artificial neural network based MPPT algorithm for solar PV system », 2018 4th International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES), 2018, pp. 375-380, doi: 10.1109/ICEES.2018.8443277.

- [115] C. Touzet, *les réseaux de neurones artificiels, introduction au connexionnisme*. : COURS, EXERCICES ET TRAVAUX PRATIQUES. EC2, 1992, Collection de l'EERIE, N. Giambiasi. hal-01338010.
- [116] S. ISSAADI, « Commande d'une poursuite du point de puissance maximum (MPPT) par les réseaux de neurones », thèse de doctorat à Université de Msila 2006.
- [117] M. L. Louazene, « Contribution à l'optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'irrigation dans les zones sahariennes–Application zone de Ouargla », thèse de doctorat à Université de Batna 2 2015.
- [118] S. Messalti, A. Harrag, et A. Loukriz, « A new variable step size neural networks MPPT controller: Review, simulation and hardware implementation », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 68, p. 221-233, 2017.
- [119] F. Bouchafaa, I. Hamzaoui, A. Hadjammar, « Fuzzy Logic Control for the tracking of maximum power point of a PV system. », *Energy Procedia*, Volume 6, 2011, Pages 633-642, doi.org/10.1016/j.egypro.2011.05.073.
- [120] M. C. Di Piazza et G. Vitale, *Photovoltaic sources: modeling and emulation*. Springer, 2013.