

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

**UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET**  
FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES  
DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



# MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Électrotechnique

Spécialité : Commandes électriques

## THÈME

**Amélioration de l'algorithme MPPT pour un système PV par des stratégies de configuration dans des conditions d'ombrage partiel**

Préparés par :

*CHEDDAD Bochra*

*CHEBAB Cherifa*

Devant le Jury :

Nom et prénom	Grade	Qualité
TOUMI Djilali	MCA	Président
CHEHDA Rabeh	MCB	Examineur
BELFEDAL Seifedine	MCB	Examineur
MIHOUB Youcef	MCA	Encadrants
HASSAINE Said	Pr	

PROMOTION 2024 /2025

## REMERCIEMENTS

*Avant tout, nous tenons à exprimer notre gratitude profonde envers Allah tout-Puissant qui nous a donné la patience, la force et la volonté pour mener à bien ce travail.*

*Nous remercions sincèrement nos encadrants Mr HASSAINE Said et Mr MIHOUB Youcef pour leur accompagnement, leurs conseils précieux, leur disponibilité et leur encadrement rigoureux tout au long de ce projet. Leur expertise et leur implication ont grandement contribué à l'élaboration de ce mémoire. Nous n'oublions pas de remercier également Mr CHAIB Housseyn et MIMOUN Ilyas pour leur aide et leur contribution dans l'élaboration de ce travail*

*Nous remercions sincèrement les membres de jury d'avoir accepté d'examiner ce travail et d'avoir consacré leur temps précieux afin d'enrichir la discussion de ce mémoire.*

*Nous tenons également à exprimer notre reconnaissance à l'ensemble du corps enseignant du département de Génie électrique, pour la qualité de la formation reçue durant toutes ces années universitaires.*

*Nos remerciements s'adressent aussi à nos camarades et amis, pour leur soutien moral, leur aide et les échanges enrichissants que nous avons partagés.*

*Enfin, nous dédions ce travail à nos familles, en particulier à nos parents, pour leur amour inconditionnel, leur encouragement permanent et leurs sacrifices. Sans leur soutien moral et matériel, ce travail n'aurait jamais vu le jour.*

## Table des matières

Introduction générale .....	1
Chapitre I : <b>Généralités sur les systèmes photovoltaïques.</b>	
I. 1. Introduction .....	4
I. 2. Energie solaire .....	4
I.2.1Energie solaire en Algérie.....	4
I.2.2Rayonnement solaire.....	5
I.2.3. L'énergie photovoltaïque.....	6
I. 3. L'effet photovoltaïque .....	7
I. 4. La cellule photovoltaïque.....	8
I.4.1. Structure de la cellule photovoltaïque.....	8
I. 5. Les différents types de la cellule photovoltaïque.....	9
I.5.1.1 Cellule en silicium monocristallin .....	9
I.5.1.2 Cellule en silicium polycristallin .....	9
I.5.1.3 Cellule en silicium amorphe .....	10
I. 6. Influence de l'éclairement et la température.....	11
I.6.1. Influence de l'éclairement.....	11
I.6.2. Influence de température.....	11
I. 7. Association des modules PV.....	13
I.7.1.Association en série .....	13
I.7.2. Association en parallèle .....	14
I.7.3.Association mixte (série/parallèle) .....	15
I. 8. Conclusion .....	15
Chapitre II : <b>Etude et modélisation des systèmes photovoltaïques.</b>	
II.1. Introduction .....	16
II.2. Modélisation du GPV .....	16
II.3. Caractéristique électrique du cellule PV .....	18
II.3.1 Courant de court-circuit <b><math>I_{cc}</math></b> .....	18
II.3.2. Tension en circuit ouvert <b><math>V_{co}</math></b> .....	18
II.3.3 Facteur de forme FF .....	18
II.3.4. Rendement énergétique .....	19
II.4. Paramètre électrique de PV utilisé .....	19
II.5. Simulation d'un panneau PV sous MATLAB-Simulink.....	20
II.5.1. Modèle schémas bloc détaillé.....	20
II.5.2 Modèle (PV Array).....	20
II.6. Résultats de simulation .....	21
II.7. Influence des paramètres externes sur un module PV : .....	22
II.7.1. Influence de l'éclairement .....	22
II.7.2 Influence de température .....	23
II.8. Modélisation d'un Hacheur Boost .....	24

II.8.1 Convertisseur DC/DC (hacheur).....	24
II.8.2 Convertisseur élévateur (Boost) .....	24
II.8.3. Principe de fonctionnement .....	25
II.9. Détermination des paramètres d'Hacheur Boost.....	28
II.9.1. Calcul de l'inductance L.....	28
II.9.2. Calcul du condensateur C .....	29
II.10. Modèle Simulink du Hacheur Boost.....	30
II.11. Avantages et inconvénients d'une installation PV .....	32
II.11.1 Avantages .....	32
II.11.2 Inconvénients.....	32
II.12. Conclusion .....	32
<b>Chapitre III : L'effet d'ombrage partiel sur les différentes configurations</b> .....	<b>33</b>
III.1. Introduction .....	33
III.2. Effet de l'ombrage partiel sur le système photovoltaïque.....	33
III.3. Protection standard d'un module solaire photovoltaïque .....	34
III.3.1 Diode By-pass .....	34
III.3.2 Diode anti-retour .....	35
III.4. Différentes Configuration d'un champ photovoltaïque .....	35
III.4.1 Configuration PV série-parallèle « SP » .....	35
III.4.2 Configuration PV bridge-linked « BL ».....	36
III.4.3 Configuration PV honey-comb « HC ».....	36
III.4.4 Configuration PV Totale-Cross-Tied « TCT ».....	37
III.5. Analyse des paramètres de performance.....	37
III.6. Simulation des différentes configurations avec scénarios d'ombrage.....	38
III.6.1 Sans ombrage .....	38
III.6.2. Avec scénarios d'ombrages partial étudiant.....	40
III.7. Résultats de simulation et discussion.....	40
III.7.1. Sans ombrage .....	40
III.8. Conclusion .....	45
<b>Chapitre IV : Commandes MPPT appliquées.</b>	
IV.1 Introduction .....	46
IV.2 La commande MPPT .....	46
IV.3 Principe de MPPT.....	47
IV.4 Les différents types de la commande MPPT.....	47
IV.4.1 La méthode Perturbation et observation P&O classique.....	47
IV.4.1.1 Organigramme P&O classique.....	48
IV.4.1.2 Résultats de simulation et interprétation .....	49
IV.4.1.3 Etude la commande P&O simple avec l'ombrage partiel.....	51
IV.4.1.4 Avantages et inconvénients de la méthode P&O classique .....	53
IV.4.2 La méthode Perturbation et observation P&O adaptative.....	55
IV.4.2.1 Organigramme P&O adaptative .....	55

IV.4.2.2	Résultats de simulation et interprétation .....	55
IV.4.2.3	Etude la commande P&O adaptative avec l'ombrage partiel .....	57
IV.4.2.4	Avantages et inconvénients de la méthode P&O adaptative .....	60
IV.4.3	MPPT basée sur la logique floue .....	60
IV.4.3.1	Principe de la logique floue.....	60
IV.4.3.2	MPPT floue proposée.....	61
IV.4.3.3	Résultats de simulation et interprétation .....	62
IV.4.3.4	Etude la commande floue avec l'ombrage partiel .....	64
IV.4.3.6	Avantages et inconvénient de la méthode floue .....	67
IV.4.4	La commande PSO .....	67
IV.4.4.1	Procédure de base de la PSO.....	68
IV.4.4.2	Organigramme PSO .....	69
IV.4.4.3	Résultats de simulation et interprétation .....	69
IV.4.4.4	Etude la commande PSO sur l'ombrage partiel .....	70
IV.4.4.5	Avantages et inconvénient de la méthode PSO .....	73
IV.5	Comparaison entre les quatre commandes.....	73
IV.6	Conclusion .....	74
	Conclusion générale .....	76
	<b>Annexes</b> .....	77
	<b>Références Bibliographiques</b> .....	81

<b>Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques.</b>	
Figure I. 1 : Rayonnement solaire global reçu sur un plan incliné par rapport à la latitude du lieu .	5
Figure I. 2: Analyse spectrale du rayonnement solaire.	6
Figure I. 3: Composants du rayonnement solaire.	6
Figure I. 4: Schéma de fonctionnement de l'énergie photovoltaïque	7
Figure I. 5 : L'effet Photovoltaïque.	7
Figure I. 6 : Schéma d'une cellule photovoltaïque .	8
Figure I. 7 : Structure basique d'une cellule solaire	8
Figure I. 8 : Différents types de cellule PV. (a) Silicium monocristallin, (b) silicium polycristallin, (c) silicium amorphe	9
Figure I. 9 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$ .	11
Figure I. 10: Influence de l'éclairement sur la caractéristique $P=f(V)$ .	11
Figure I. 11 : Influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$ .	12
Figure I. 12: Influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$ .	12
Figure I. 13: Association en série des cellules PV.	13
Figure I. 14: Caractéristique courant tension de $N_s$ cellule en série .	14
Figure I. 15: Association en parallèle des cellules PV.	14
Figure I. 16 Caractéristique courant tension de $N_p$ cellule en parallèles.	15
Figure I. 17: Association mixte des cellules PV	15
<b>Chapitre II : Etude et modélisation des systèmes photovoltaïques.</b>	
Figure II. 1. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.	16
Figure II. 2 Schéma bloc Simulink d'un générateur PV sou Matlab-Simulink.	20
Figure II. 3. Modèle de générateur PV dans MATLAB/Simulink.	20
Figure II. 4. Caractéristique puissance-tension du GPV avec les conditions standards.	21
Figure II. 5. Caractéristique courant-tension du GPV avec les conditions standards.	21
Figure II. 6 Influence de variation de l'éclairement sur les caractéristiques I-V du GPV pour $T= 25\text{ }^\circ\text{C}$ .	22
Figure II. 7. Influence de variation de l'éclairement sur les caractéristiques P-V du GPV pour $T= 25\text{ }^\circ\text{C}$ .	22
Figure II. 8. Influence de la variation de température sur la caractéristique I-V de GPV pour $E=1000\text{ W/m}^2$ .	23
Figure II. 9. Influence de la variation de température sur la caractéristique P-V de GPV pour $E=1000\text{ W/m}^2$ .	23
Figure II. 10. Convertisseur DC/DC	24
Figure II. 11. Schéma de base d'un convertisseur Boost.	24
Figure II. 12 Circuit équivalent du Boost quand l'interrupteur est fermé.	25
Figure II. 13. Circuit équivalent du Boost quand l'interrupteur est ouvert.	26
Figure II. 14 Formes d'ondes des courants et tensions du convertisseur Boost.	28
Figure II. 15 Ondulation du courant	28
Figure II. 16 Ondulation de tension	29
Figure II. 17 Schéma block Simulink du Hacheur Boost.	30
Figure II. 18 Courant dans l'inductance.	31
Figure II. 19 Courant de sortie du hacheur Boost.	31
Figure II. 20 Tension d'entrée et de sortie du Boost.	31
<b>Chapitre III : L'effet d'ombrage partiel sur les différentes configurations</b>	
Figure III. 1. Uniforme et condition d'ombrage partiel.	34
Figure III. 2. Utilisation de la diode by-pass	34
Figure III. 3. Association sécurisée des modules PV en série parallèle avec leurs diodes de protection (By-pass et anti-retour).	35
Figure III. 4. Configuration d'un champ photovoltaïque en SP.	35
Figure III. 5. Configuration d'un champ photovoltaïque en BL.	36
Figure III. 6. Configuration d'un champ photovoltaïque en HC.	36
Figure III. 7. Configuration d'un champ photovoltaïque en TCT.	37
Figure III. 8. Schéma de la simulation de la configuration PV série-parallèle sans ombrage.	38
Figure III. 9. Schéma de simulation de la configuration HC.	39
Figure III. 10. Schéma de la simulation de la configuration BL.	39
Figure III. 11. Schéma de la simulation de la configuration TCT.	39

Figure III. 12. Présentation de différents scénarios d'ombrage partiel appliqués au Générateur PV composé de 16 modules pour les quatre configurations (SP, TCT, BL, HC). .....	40
Figure III. 13. Caractéristique (P-V) par des 4 configurations sans ombrage. ....	40
Figure III. 14. Caractéristique (I-V) par des 4 configurations sans ombrage. ....	40
Figure III. 15. Caractéristique (P-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « a »). ....	41
Figure III. 16. Caractéristique (I-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « a »). ....	41
Figure III. 17. Caractéristique (P-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « b »). ....	42
Figure III. 18. Caractéristique (I-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « b »). ....	42
Figure III. 19. Caractéristique (P-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « c »). ....	42
Figure III. 20. Caractéristique (I-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « c »). ....	43
Figure III. 21. Caractéristique (P-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « d »). ....	43
Figure III. 22. Caractéristique (I-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « d »). ....	43

Chapitre IV : **Commandes MPPT appliquées.**

Figure IV. 1. Schéma de principe du convertisseur MPPT. ....	46
Figure IV. 2. Principe de la commande MPPT. ....	47
Figure IV. 3. Principe de la méthode P&O . ....	48
Figure IV. 4. Organigramme de la méthode Perturbation et Observation simple . ....	49
Figure IV. 5. Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O simple. ....	50
Figure IV. 6. Puissance de sortie du GPV MPPT P&O simple. ....	50
Figure IV. 7 Rapport cyclique de commande P&O simple. ....	50
Figure IV. 8 Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O simple en 16 modules sans ombrage. ....	51
Figure IV. 9 Puissance de sortie du GPV avec commande P&O simple en 16 modules sans ombrage. ....	51
Figure IV. 10. Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O adaptative en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».....	52
Figure IV. 11. Puissance de sortie de GPV avec commande P&O simple en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».....	52
Figure IV. 12. Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O simple en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».....	53
Figure IV. 13. Puissance de sortie de GPV avec commande P&O simple en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».....	53
Figure IV. 14. Organigramme de la méthode Perturbation et Observation adaptative. ....	55
Figure IV. 15. Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O adaptative. ....	55
Figure IV. 16. Puissance de sortie du GPV avec commande P&O adaptative. ....	56
Figure IV. 17. Rapport cyclique de commande P&O adaptative. ....	56
Figure IV. 18. Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O adaptative en 16 modules sans ombrage. ....	57
Figure IV. 19. Puissance de sortie du GPV avec commande P&O adaptative en 16 modules sans ombrage. ....	57
Figure IV. 20. Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O adaptative en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».....	58
Figure IV. 21. Puissance de sortie du GPV avec commande P&O adaptative en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».....	58
Figure IV. 22. Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O adaptative en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».....	59
Figure IV. 23 Puissance de sortie du GPV avec commande P&O adaptative en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».....	59
Figure IV. 24. Structure générale d'un système floue . ....	60
Figure IV. 25. Fonctions d'appartenances des entrée et de sortie. ....	62
Figure IV. 26. Schéma bloc Simulink de la commande floue. ....	62
Figure IV. 27 Puissance de sortie du GPV de la commande floue. ....	63
Figure IV. 28. Rapport cyclique de commande floue. ....	63
Figure IV. 29. Schéma bloc Simulink de la commande floue en 16 modules sans ombrage. ....	64
Figure IV. 30. Puissance de sortie du GPV de la commande floue en 16 modules sans ombrage. ....	64
Figure IV. 31 Schéma bloc Simulink de la commande floue en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».....	65
Figure IV. 32. Puissance de sortie du GPV de la commande floue en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».....	65
Figure IV. 33. Schéma bloc Simulink de la commande floue en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».....	66
Figure IV. 34. Puissance de sortie du GPV de la commande floue en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».....	66
Figure IV. 35..Déplacement d'une particule .....	67
Figure IV. 36. Organigramme général de la méthode PSO .....	69
Figure IV. 37. Schéma bloc Simulink de la commande PSO.....	69
Figure IV. 38. Puissance de sortie du GPV de la commande PSO.....	70

## Liste des figures et des tableaux

Figure IV. 39. Schéma bloc Simulink de la commande PSO en 16 modules sans ombrage.....	70
Figure IV. 40. Puissance de sortie du GPV avec la tension de sortie de Boost de la commande PSO en 16 modules sans ombrage.....	71
Figure IV. 41. Schéma bloc Simulink de la commande floue en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».....	71
Figure IV. 42 Puissance de sortie du GPV et la tension de sortie de Boost de la commande PSO en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».....	72
Figure IV. 43. Schéma bloc Simulink de la commande floue en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».....	72
Figure IV. 44. Puissance de sortie du GPV et la tension de sortie de Boost de la commande PSO en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».....	72

## Liste des tableaux

<b>Tableau I. 1</b> : Comparatif des différentes technologies cellule.	10
<b>Tableau I. 2</b> Caractéristiques électriques du panneau photovoltaïque dans les conditions standard "CST".	19
<b>Tableau III.1</b> : Evaluation comparative des configuration SP, BL, HC, TCT dans différents scénarios de fonctionnement d'un système photovoltaïque	44
<b>Tableau IV. 1</b> : Les règles utilisées pour déterminer la sortie $\Delta D$ .	62
<b>Tableau IV. 2 et IV3</b> Comparaison entre les quatre commandes en 16 modules avec ombrage.	71

Liste des symboles

Symbole	Signification	Unité
$G_{ref}$	L'ensoleillement de référence en condition nominal (1000).	[W/m <sup>2</sup> ]
$I_D$	Courant de diode.	[A]
$I_L$	Le courant aux bornes d'inductance du « Boost ».	[A]
$I_{cc}$	Le courant de court-circuit.	[A]
$I_{mpp}$	Le courant de point maximal.	[A]
$I_{ph}$	Courant photonique.	[A]
$I_{pv}$	Le courant délivrée par le module PV.	[A]
$I_s$	Le courant de sortie du « boost ».	[A]
$I_0$	Courant de saturation.	[A]
$K_i$	Coefficient de la température en court-circuit.	[A/°C]
$K_v$	Coefficient de la température en circuit ouvert.	[V/°C]
$P_{max}$	La puissance maximal	[W]
$R_s$	La résistance série de la cellule PV.	[Ω]
$R_{sh}$	La résistance shunt/parallèle de la cellule PV.	[Ω]
$T_{ref}$	La température de référence en condition nominal.	[K]
$V_{co}$	La tension en circuit ouvert.	[V]
$V_e$	La tension d'entrée du « Boost ».	[V]
$V_{mpp}$	La tension de point maximal.	[V]
$V_{pv}$	La tension délivrée par le module PV.	[V]
$V_s$	La tension de sortie du « Boost ».	[V]
$V_t$	La tension thermique.	[V]
$f$	Fréquence de coupure de convertisseur.	[Hz]
$i_e$	Le courant d'entrée du « Hacheur Boost ».	[A]

Liste des symboles

Symbole	Signification	Unité
$\Delta I$	L'ondulation de courant.	[A]
$\Delta T$	Déférence entre la température de cellule et température nominal.	[K]
$\Delta V$	L'ondulation de la tension de sortie.	[V]
$G$	L'ensoleillement du module PV.	[W/m <sup>2</sup> ]
$K$	La constante Boltzmann ( $1.381 \cdot 10^{-23}$ )	Joule/Kelvin
$T$	La température du module PV.	[K]
$\alpha$	Le facteur d'idéalité de diode.	---
$q$	La charge d'électron ( $1.602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$ ).	[C]
D	Rapport cyclique de convertisseur [0 ; 1].	---
$\eta$	Le rendement énergétique.	---
$\lambda$	La longueur d'onde.	[m]

## Liste abrégations

---

<b>Acronyme</b>	<b>Signification</b>
<b>DC</b>	Courant Continu
<b>FF</b>	Facteur de Forme
<b>FLC</b>	Fuzzy Logic Controller ou Contrôleur à base de Logique Floue.
<b>GPV</b>	Générateur Photovoltaïque
<b>PSO</b>	Particle Swarm Optimization ou Optimisation par essaim de particules
<b>MLI</b>	Modulation de Largeur d'Impulsion
<b>MPPT</b>	Maximum Power Point Tracking ou Poursuite du Point de Puissance Maximale.
<b>P&amp;O</b>	Perturber et Observer
<b>PV</b>	Photovoltaïque

# **Introduction**

## **Générale**

## Introduction générale

L'épuisement inévitable des ressources fossiles telles que le pétrole et le gaz est désormais une réalité largement reconnue. Face aux besoins énergétiques croissants, les énergies renouvelables et durables apparaissent comme des alternatives incontournables de demain. Parmi elles, l'énergie solaire occupe une place centrale en raison de son abondance et de sa fiabilité exceptionnelle [1]. On peut produire de l'énergie propre facilement grâce aux panneaux solaires photovoltaïques [2]. En effet, les systèmes solaires produisent encore peu d'énergie et restent chers [3]. C'est pourquoi de nombreuses recherches ont été faites pour rendre les convertisseurs solaires plus performants, plus efficaces et moins coûteux à fabriquer [4][5]. De plus, le fonctionnement irrégulier des panneaux solaires et leur sensibilité au climat et à la charge rendent l'optimisation de l'énergie solaire très difficile [6],[7]. Une solution souvent proposée est de faire marcher le panneau solaire au point où il donne le plus d'énergie. Pour cela, plusieurs méthodes de suivi appelées MPPT ont été développées [8],[9],[6],[7]. Le meilleur moyen pour vérifier si un algorithme MPPT fonctionne bien est de le tester dans un climat instable. Mais comme le climat change souvent, cette opération n'est pas facile. On utilise par ailleurs des émulateurs PV au lieu de panneaux solaires [10],[11],[12]. Cependant, les émulateurs PV sont souvent indisponibles et trop chers, surtout dans les pays en voie de développement [13]. Les chercheurs ont présenté différents algorithmes MPPT dans les travaux de recherche [14]. Pour choisir un bon algorithme, il faut prendre en compte certains critères comme le temps de réponse, la stabilité (peu d'oscillations), la simplicité de mise en œuvre et le nombre de capteurs nécessaires. Pour développer au mieux le secteur de l'énergie solaire, il est important de bien comprendre comment les systèmes photovoltaïques produisent de l'électricité dans différents environnements, tout en évaluant leur rentabilité économique. Parmi les principaux obstacles, on trouve l'ombrage, les pannes et les déséquilibres, qui réduisent fortement la quantité d'énergie produite par les panneaux solaires [15].

L'ombrage partiel représente l'un des principaux défis techniques affectant la performance des systèmes photovoltaïques (PV), en particulier dans les environnements urbains ou semi-ouverts. Dans les zones résidentielles, surtout en ville, il est souvent difficile d'éviter l'ombre causée par les bâtiments, les cheminées, les antennes, les arbres ou encore les nuages. D'autres éléments comme la saleté, les fientes d'oiseaux, les feuilles ou les dépôts dus à la météo peuvent aussi causer des pertes de performance et abîmer les panneaux plus rapidement.

Il est donc important de trouver des solutions pour limiter ces effets négatifs et améliorer le rendement des installations solaires. En étudiant bien ces problèmes, on peut mieux concevoir et installer les systèmes pour qu'ils produisent un maximum d'énergie, même en présence de contraintes extérieures. Plusieurs approches ont été proposées, telles que l'intégration de diodes de dérivation (by-pass), l'optimisation des algorithmes de suivi du MPP, ou encore la reconfiguration électrique des modules au sein du champ PV.

Par ailleurs, la technologie photovoltaïque est une bonne opportunité pour utiliser l'énergie gratuite du soleil. Les panneaux solaires, faits de matériaux semi-conducteurs, peuvent transformer directement cette énergie en électricité. Ils sont fiables, durables, demandent peu d'entretien et offrent une source d'énergie propre et sûre pendant de longues années. Ces systèmes sont aujourd'hui utilisés partout dans le monde, aussi bien dans les maisons que dans de grands projets. Ils sont rentables, surtout dans les zones éloignées où il n'y a pas de réseau électrique.

Pour l'extraction de maximum de puissance, beaucoup de méthodes sont utilisées. On note en particulier la méthode de Perturbation et Observation (P&O), la Conduction Incrémentale (IC), ainsi que la commande basée sur la logique floue (FL), la commande de Optimisation par Essaim de Particules (PSO) inspirée du comportement collectif des essaims. Les méthodes basées sur l'intelligence artificielle et en particulier les méthodes méta-heuristique demandent beaucoup de mémoire pour stocker les règles ou les calculs, Qui sont coûteuses et augmentent le prix total du système photovoltaïque [7]. La méthode P&O est l'une des plus utilisées dans les systèmes photovoltaïques autonomes, car elle est simple et facile à mettre en œuvre [16][17][18][19]. La méthode P&O peut manquer de précision, ce qui fait que le système oscille autour du point de puissance maximale (MPP) et entraîne ainsi une perte d'énergie [20][21][22].

Dans ce contexte, cette étude vise à améliorer les performances de l'algorithme MPPT en explorant différentes stratégies de configuration des modules photovoltaïques. L'objectif est de réduire l'impact de l'ombrage partiel sur la production d'énergie et d'assurer un fonctionnement plus stable et plus performant du système.

Pour cela, le travail présenté est structuré comme suit :

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur l'énergie solaire, aux principes de fonctionnement des cellules photovoltaïques, la conversion photovoltaïque ainsi que les structures d'association : série, parallèles et mixtes.

Le deuxième chapitre traite la modélisation des systèmes PV afin de comprendre leur fonctionnement. L'étude et le dimensionnement du convertisseur ( Boost) ainsi que les paramètres du filtre sont détaillés.

Le troisième chapitre traite de l'effet de l'ombrage partiel sur les différentes configurations de champs photovoltaïques (série/parallèle, TCT, BL, HC), ainsi que leurs comportements électriques.

Le dernier chapitre aborde les différentes techniques de commande MPPT, allant des méthodes classiques aux méthodes intelligentes, en mettant l'accent sur leurs performances sous des conditions d'ensoleillement variables.

À travers cette recherche, nous espérons apporter une contribution utile à l'optimisation des systèmes PV en améliorant leur adaptabilité aux conditions réelles d'exploitation, notamment en présence d'ombrage partiel.

**Chapitre I :**  
**Généralités sur les systèmes**  
**photovoltaïques**

## I. 1. Introduction

L'énergie solaire est la source d'énergie la plus abondante parmi les énergies renouvelables. L'électricité photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière.

Nous nous intéressons dans ce chapitre à la conversion photovoltaïque ; dans un premier temps, nous décrirons brièvement la structure et le fonctionnement des cellules et des générateurs photovoltaïques (GPV). Ainsi, nous étudierons l'influence des paramètres météorologiques (Température et Eclairement) sur le comportement électrique d'une cellule solaire.

## I. 2. Energie solaire

L'énergie provient du soleil et traverse l'atmosphère pour arriver jusqu'à la terre. Une partie de cette énergie est absorbée par l'atmosphère. Comme il n'y a pas de soleil la nuit, c'est une d'énergie qui n'est pas toujours disponible.

### I.2.1Energie solaire en Algérie

L'étude du potentiel solaire est le point de départ pour comprendre l'énergie solaire. Ce potentiel correspond aux données qui montrent comment l'énergie du soleil varie dans un endroit donné, sur une certaine période. On peut l'estimer grâce aux mesures de l'irradiation solaire. Ces données servent à prévoir le fonctionnement d'un système solaire et à bien le concevoir pour qu'il réponde aux besoins en énergie.

Grace à sa position géographique, l'Algérie possède l'un des plus grands potentiels solaires plus grands potentiels solaires au monde. Le pays reçoit en moyenne plus de 3000 heures de soleil par an, et cela peut atteindre 3900 heures dans les hauts plateaux et le Sahara. L'énergie solaire reçue chaque jour sur une surface inclinée selon la latitude est d'environ 7 KWh/m<sup>2</sup>/jour. Elle est répartie comme suit :

Nord de l'Algérie : 5.6 KWh/m<sup>2</sup>/jour.

Sud de l'Algérie : 7.2 KWh/m<sup>2</sup>/jour.

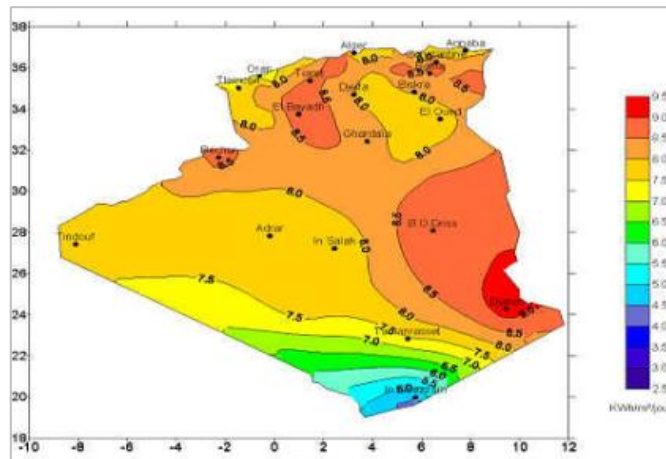


Figure I. 1 : Rayonnement solaire global reçu sur un plan incliné par rapport à la latitude du lieu [23].

### I.2.2 Rayonnement solaire

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de  $0,22 \mu\text{m}$  à  $10 \mu\text{m}$ . La figure (I.2) représente la variation de la répartition spectrale énergétique [24]. L'énergie provenant du rayonnement solaire se répartit approximativement comme suit :

- 9% dans la bande de ultraviolets (longueurs d'onde  $< 0,4 \mu\text{m}$ ).
- 47% dans la bande visible (entre  $0,4$  et  $0,8 \mu\text{m}$ ).
- 44% dans la bande des infrarouges (longueurs d'onde  $> 0,8 \mu\text{m}$ ).

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement avec une puissance moyenne de  $1,37$  kilowatt par mètre carré ( $\text{KW}/\text{m}^2$ ), avec une variation d'environ  $\pm 3\%$ , en fonction de la position de la terre dans son orbite autour du soleil. Toutefois, une partie de ce rayonnement est absorbée par l'atmosphère, si bien que l'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement les  $1200 \text{ W}/\text{m}^2$ . Par ailleurs, la rotation de la terre ainsi que son inclinaison influencent la quantité d'énergie disponible à un endroit donné, en fonction de la latitude, de l'heure et de la saison. Enfin, les conditions météorologiques telles que les nuages, le brouillard, ou les particules atmosphériques entraînent des variations dans le rayonnement solaire, qui peut être tantôt augmenté, tantôt atténué et diffusé, comme l'illustre l'analyse spectrale du rayonnement solaire présentée dans la figure.

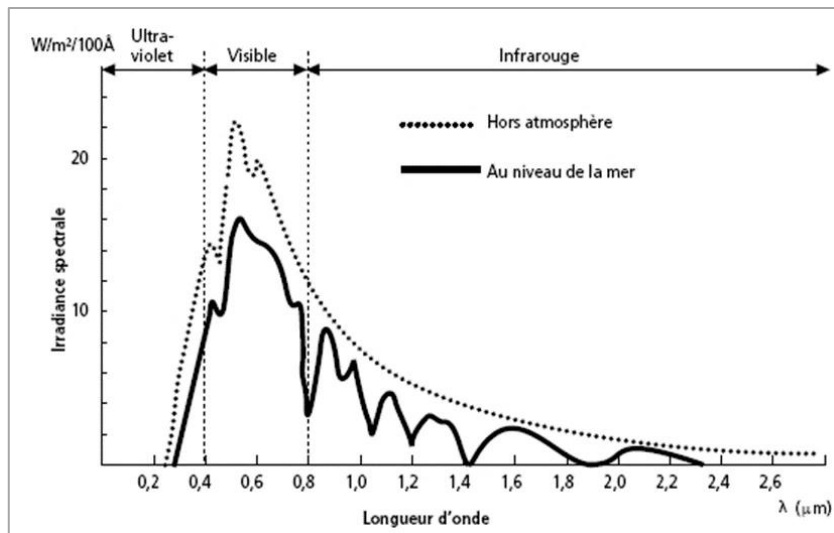


Figure I. 2: Analyse spectrale du rayonnement solaire [25].

Il existe quatre types de rayonnement :

- Rayonnement direct.
- Rayonnement diffus.
- Rayonnement réfléchi (L'albédo).
- Rayonnement global.

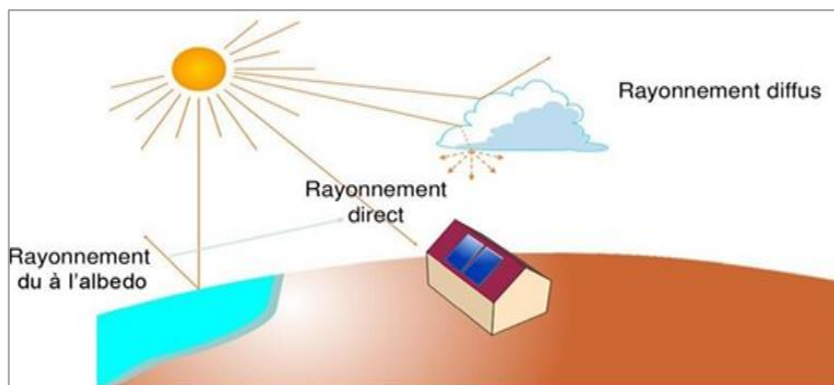


Figure I. 3: Composants du rayonnement solaire [26].

### I.2.3. L'énergie photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque est une forme d'énergie renouvelable qui consiste à transformer directement la lumière du soleil en électricité grâce à des cellules photovoltaïques. Ces cellules, regroupées dans des panneaux solaires, utilisent l'effet photovoltaïque pour produire un courant électrique continu. Cette technologie est propre, silencieuse et respectueuse de l'environnement, car elle n'émet pas de gaz à effet de serre. Schématiquement, un photon de lumière incidente permet sous certaines circonstances de mettre en mouvement un électron, produisant ainsi un courant électrique figure (I.4).

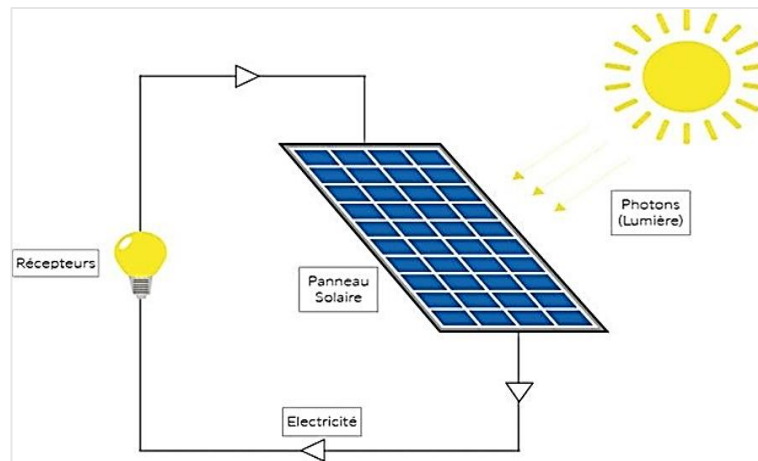


Figure I. 4: Schéma de fonctionnement de l'énergie photovoltaïque [27]

### I. 3. L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque, exploité dans les cellules solaires, permet de transformer directement l'énergie lumineuse du soleil en électricité. Cela se fait grâce à la génération et au déplacement de charges électriques positives et négatives dans un matériau semi-conducteur sous l'effet de la lumière.

Ce matériau est constitué de deux zones : l'une dopée de type n, riche en électrons, et l'autre dopée de type p, présentant ces deux zones sont mises en contact, les électrons excédentaires de la région n migrent vers la région p. Cette diffusion entraîne une charge positive dans la zone n et une charge négative dans la zone p.

Parmi les semi-conducteurs couramment utilisés, on retrouve le silicium, le germanium, le sulfure de gallium et l'arséniure de gallium.

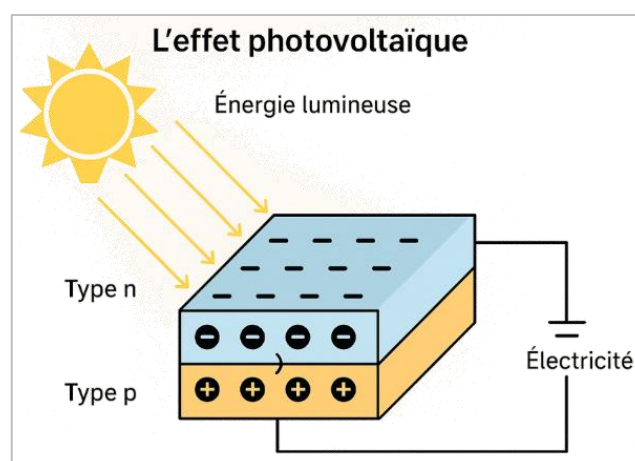


Figure I. 5 : L'effet Photovoltaïque.

## I. 4. La cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants [28] :

- Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif ;
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création de paires électron/trous dans le matériau semi-conducteur ;
- Collecte des particules générées dans le dispositif.

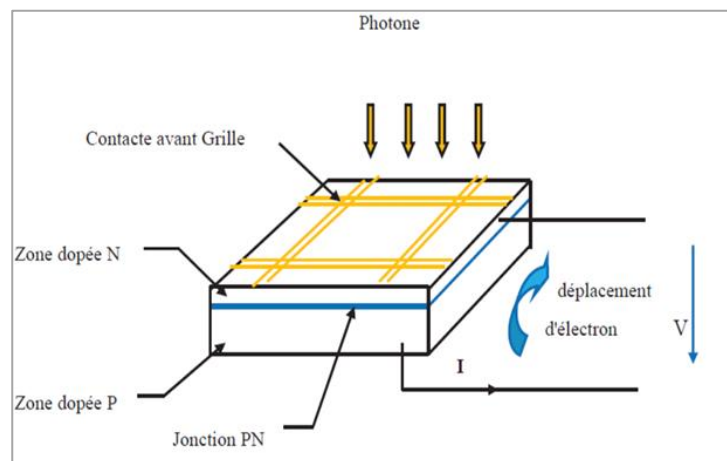


Figure I. 6 : Schéma d'une cellule photovoltaïque [29].

### I.4.1. Structure de la cellule photovoltaïque

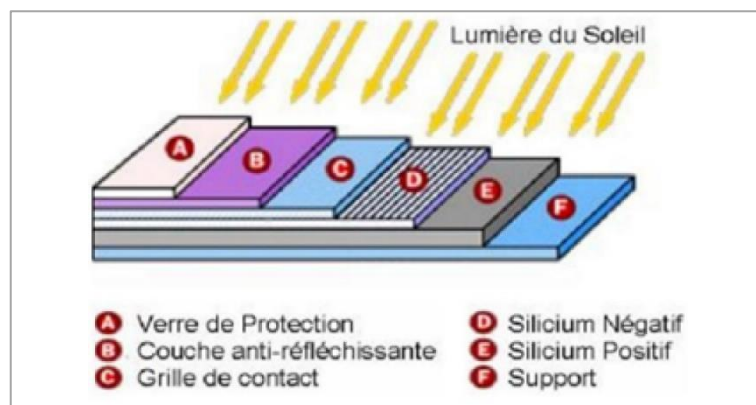


Figure I. 7 : Structure basique d'une cellule solaire [30].

La cellule photovoltaïque est constituée de plusieurs couches superposées qui permettent de convertir la lumière du soleil en électricité. A la surface, une couche de verre protectrice transparente protège la cellule des agressions extérieures comme la poussière ou la pluie. Juste en dessous, une couche antireflet permet de maximiser l'absorption de la lumière en réduisant sa réflexion. Ensuite, on trouve une fine grille

métallique conductrice qui capte les électrons générés. Le cœur de la cellule est composé de deux couches de silicium : une couche de type N, dopée au phosphore, riche en électrons libres, et une couche de types P, dopée au bore, contenant des lacunes appelées « trous ». La jonction entre ces deux couches forme ce qu'on appelle la jonction PN, où se crée un champ électrique essentiel à la séparation des charges. Enfin, une couche conductrice au dos de la cellule permet de récupérer les électrons pour générer un courant électrique. C'est l'ensemble de cette structure qui permet à la cellule photovoltaïque de transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque.

## I. 5. Les différents types de la cellule photovoltaïque

Il existe plusieurs types de cellules en fonction de la structure microscopique du silicium figure (I.8) :

- Cellule en silicium monocristallin,
- Cellule en silicium polycristallin,
- Cellule en silicium amorphe.

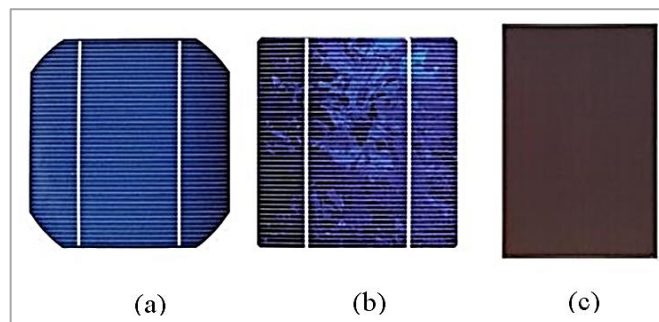


Figure I. 8 : Différents types de cellule PV. (a) Silicium monocristallin, (b) silicium polycristallin, (c) silicium amorphe [31].

### I.5.1.1 Cellule en silicium monocristallin

Le silicium monocristallin est le résultat du refroidissement du silicium fondu. Une fois solidifié, il se transforme en un cristal uniforme qui est découpé en tranches fines afin de former la cellule photovoltaïque. La couleur de ce matériau est bleue, sans trace de cristaux ou autres.

### I.5.1.2 Cellule en silicium polycristallin

Pour obtenir du silicium polycristallin, on fait fondre le silicium dans un moule métallique carré et allongé, appelé lingotière. La couleur de ce type de cellule est bleue et parsemée de motifs laissés par les cristaux. Cette particularité nous permet de reconnaître facilement cette cellule photovoltaïque.

### I.5.1.3 Cellule en silicium amorphe

Le silicium amorphe est obtenu à partir de gaz de silicium. Ce gaz est vaporisé sur un support, en verre, en plastique souple ou en métal, grâce à un procédé de projection sous vide. Ces cellules photovoltaïques sont gris foncé.

Le tableau suivant présente les avantages et les inconvénients pour les technologies les plus utilisées d'une cellule photovoltaïque :

**Tableau I. 3** : Comparatif des différentes technologies cellule.

Technologies	Silicium Monocristallin	Silicium polycristalin	Silicium Amorphe
Rendement	14-17%	12-15%	6-10%
Avantages	Bon rendement Pour une cellule	Bon rendement Pour un module	Facile à fabriquer
Inconvénients	Coût élevé, perte de matière première en cours de fabrication	Coût élevé, perte de matière première en cours de fabrication	Mauvais rendement
Durée de vie	35 ans	35 ans	<10 ans
Puissance	100 à 150 Wc/m <sup>2</sup> 7 M <sup>2</sup> /kWc	100 Wc/m <sup>2</sup> 8 M <sup>2</sup> /kWc	50 Wc/m <sup>2</sup> 16 M <sup>2</sup> /kWc
Part de marche	43%	47%	10%

## I. 6. Influence de l'éclairement et la température

### I.6.1. Influence de l'éclairement

La figure (I.9) et (I.10) représentent les caractéristiques courant–tension et puissance–tension d'un générateur photovoltaïque pour différentes valeurs de l'éclairement, à une température constante 25°C.

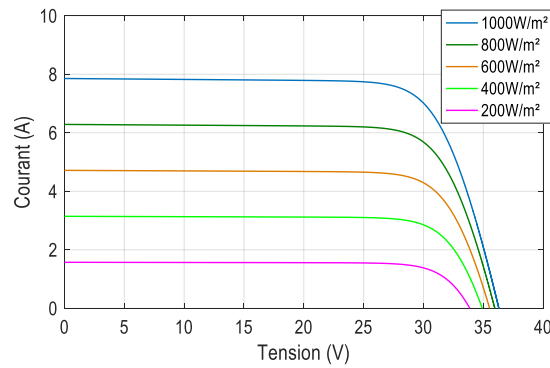


Figure I. 9 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique  $I=f(V)$ .

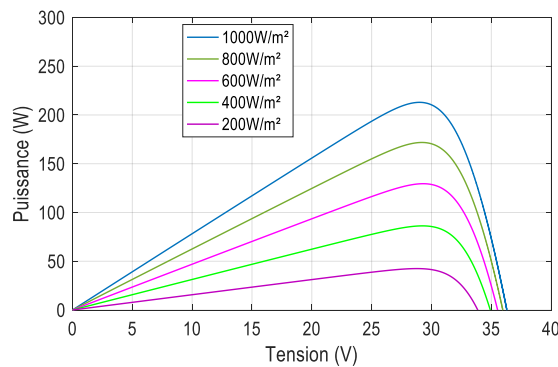
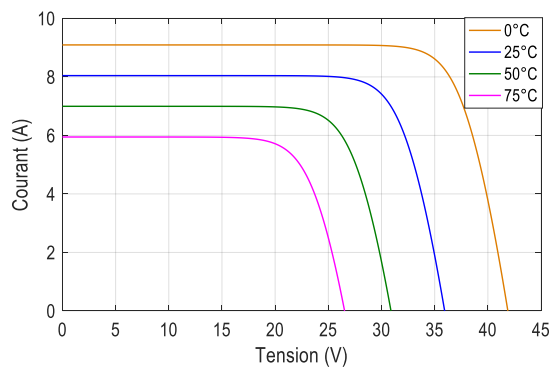


Figure I. 10: Influence de l'éclairement sur la caractéristique  $P=f(V)$ .

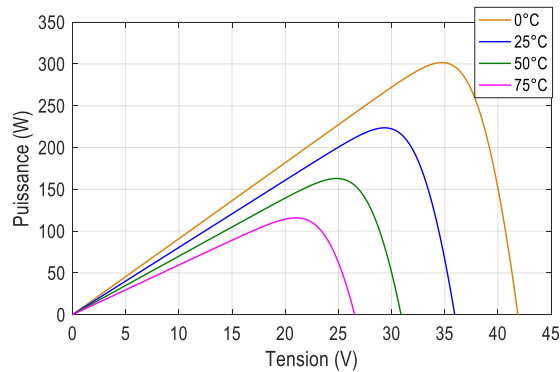
Il est évident que la puissance et le courant augmentent proportionnellement avec l'éclairement. La puissance maximale est atteinte à l'irradiation nominale, tandis que la tension ne varie que légèrement.

### I.6.2. Influence de température



**Figure I. 11** : Influence de la température sur la caractéristique  $I=f(V)$ .

Les figures (I.11) et (I.12) donnent l'allure générale des caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque pour différentes valeurs de températures et un éclairement constant  $1000 \text{ W/m}^2$ .

**Figure I. 12**: Influence de la température sur la caractéristique  $P=f(V)$ .

La figure (I.11) montre l'influence de la température sur la caractéristique  $I = f(V)$ , il est essentiel de comprendre l'effet de changement de la température d'une cellule solaire sur la caractéristique I-V dont le courant dépend de la température puisque le courant augmente légèrement à mesure que la température augmente, mais la température influe négativement sur la tension du circuit ouvert. Quand la température augmente la tension de circuit ouvert diminue. Par conséquent la puissance maximale du générateur subit une diminution [32].

## I. 7. Association des modules PV

Pour augmenter la tension le courant ou la puissance d'un générateur photovoltaïque, on peut connecter plusieurs modules PV entre eux :

- En série : pour augmenter la tension.
- En parallèle : pour augmenter le courant.
- Ou en mixte (série /parallèle) : pour augmenter à la fois la tension et le courant.

### I.7.1. Association en série

L'association en série de  $N_s$  cellules photovoltaïques permet d'augmenter la tension du générateur. Dans ce montage le courant reste identique dans toutes les cellules et la tension totale de sortie est égale à la somme des tensions de chaque cellule individuelle. Autrement dit, la tension en circuit ouvert est multipliée par le nombre de cellules, tandis que le courant de court-circuit reste constant dans tout le circuit. L'équation résume les caractéristiques électriques d'une association série de ( $N_s$ ) cellules.

$$V_{co(ns)} = n_s \times V_{co} \quad (I.1)$$

$$I_{cc(ns)} = I_{cc} \quad (I.2)$$

Où  $n_s$  est le nombre des cellules en série.

$V_{co(ns)}$  Est la somme des tensions en circuit ouvert de  $n_s$  cellules en séries.

$I_{cc(ns)}$  Est le courant de court-circuit de  $n_s$  cellules en séries.

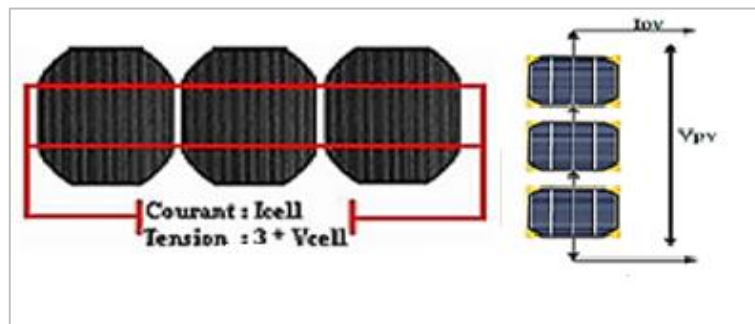


Figure I. 13: Association en série des cellules PV.

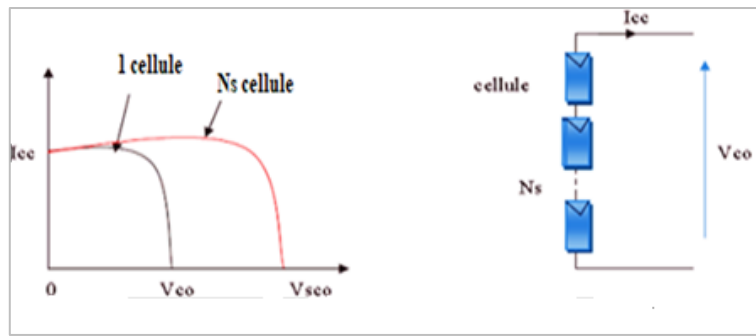


Figure I. 14: Caractéristique courant tension de Ns cellule en série [33].

### I.7.2. Association en parallèle

L'association de NP cellules photovoltaïques en parallèle permet d'augmenter le courant de sortie du générateur, tandis que la tension reste la même que celle d'une seule cellule. Dans ce type de montage, les cellules (ou modules) identiques partagent la même tension, mais leurs courants s'additionnent. Plus on ajoute de cellules en parallèle, plus l'intensité du courant totale augmente.

Avec:

$$I_{CCnp} = n_p \times I_{CC} \tag{I.3}$$

$$V_{CO} = V_{COnp} \tag{I.4}$$

$I_{CCnp}$  : La somme des courants de court-circuit de  $n_p$  cellules en parallèles.

$V_{COnp}$  : Tension du circuit ouvert de  $n_p$  cellules en parallèle.

$n_p$  : Le nombre de cellules connectées en parallèle.

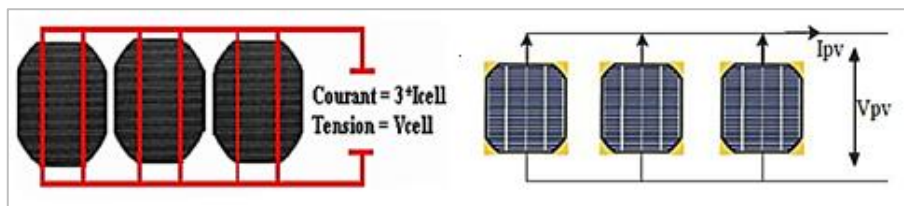


Figure I. 15: Association en parallèle des cellules PV.

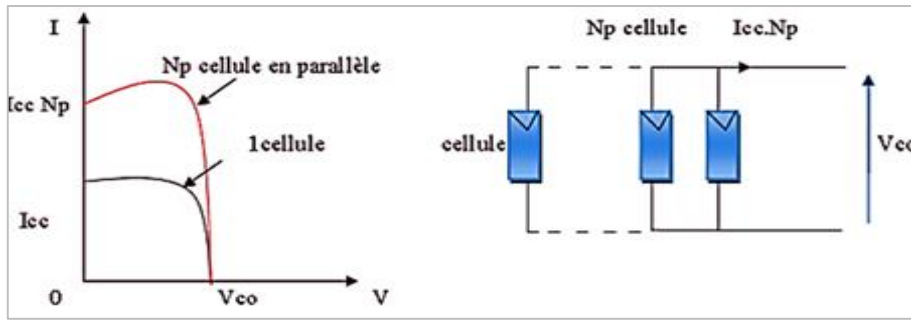


Figure I. 16 Caractéristique courant tension de  $N_p$  cellule en parallèles [34].

### I.7.3. Association mixte (série/parallèle)

Pour répondre à des besoins à la fois en courant et en tension, on utilise souvent une association mixte, c'est-à-dire une combinaison en série et en parallèle. Cela permet d'ajuster la tension et le courant selon les besoins, comme illustré dans la figure (I.17).

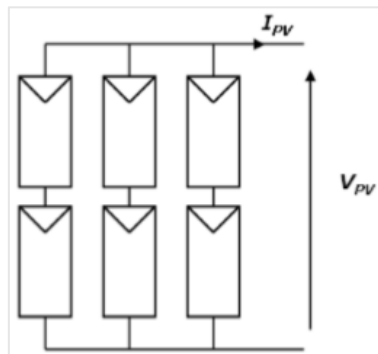


Figure I. 17: Association mixte des cellules PV

## I. 8. Conclusion

Dans ce premier chapitre, nous avons présenté un aperçu global du système photovoltaïque, en mettant en lumière les éléments fondamentaux qui le composent. Nous avons commencé par explorer les principes de base de l'énergie solaire et de l'effet photovoltaïque, avant de détailler les différents types de cellules photovoltaïques (monocristallin, polycristallin, amorphe) ainsi que leurs structures et caractéristiques électriques.

L'étude des courbes courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V), en fonction de l'éclairement et de la température, nous a permis de mieux comprendre le comportement dynamique d'un module PV dans des conditions réelles. Nous avons ensuite abordé les différentes configurations d'association des modules (série, parallèle, mixte). Cette partie est nécessaire pour entamer une seconde étape à savoir la modélisation du système afin de pouvoir le simuler et réaliser sa commande pour l'extraction du maximum de puissance

## **Chapitre II :**

# **Etude et modélisation des systèmes photovoltaïques**

## II.1. Introduction

La modélisation d'un système consiste à sa mise en équation en tenant compte de certaines hypothèses simplificatrices. Cette étape est nécessaire pour comprendre le fonctionnement des systèmes PV et représenter le comportement dynamique pour pouvoir passer à la conception du montage global et enfin réaliser les simulations qui permettront de valider le modèle utilisé. Les différentes parties du système seront présentées avec leurs équations et ensuite simulé sous l'environnement Matlab Simulink.

## II.2. Modélisation du GPV

Le module photovoltaïque est modélisé à l'aide d'un générateur de courant associé à une diode, afin de représenter les phénomènes de polarisation de la cellule. A cela s'ajoutent une résistance série, qui traduit les pertes dues aux connexions et aux contacts, ainsi qu'une résistance parallèle, représentant les courants de fuite liés à la diode et aux effets de bord de la jonction.

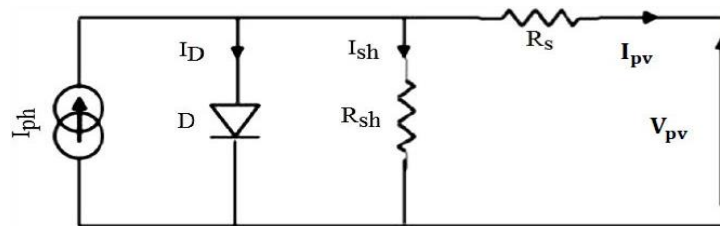


Figure II. 1. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.

La figure (II.1) illustre le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque soumise à un éclairage. Ce schéma comprend un générateur de courant en parallèle avec une diode, une résistance série traduisant les pertes ohmiques, et une résistance shunt représentant les courants de fuite entre la grille supérieure et le courant de fuite inverse, souvent négligeable devant.

A partir de ce circuit équivalent, on peut établir une équation selon la loi de Kirchhoff.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (II.1)$$

$$I_D = I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t \alpha}\right) - 1 \right] \quad (II.2)$$

Le courant dans la résistance shunt est calculé par :

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (II.3)$$

Le courant fourni par une cellule PV :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t \alpha}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (II.4)$$

$$I_0 = \frac{I_{cc} + K_I \Delta_T}{\exp\left(\frac{V_{co} + K_V \Delta_T}{\alpha V_t}\right) - 1} \quad (II.5)$$

Le courant de saturation est calculé par :

Le photon courant est calculé par :

$$I_{ph} = (I_{cc} + K_I \Delta_T) \frac{G}{G_n} \quad (II.6)$$

Où :

$I_{pv}$ : est le courant fournit par le module PV.

$I_{ph} : I_{cc} \left(\frac{G}{1000}\right)$  : est le photo-courant dépendant de l'éclairement (G).

$I_{cc}$  : Est le courant de court-circuit.

$V_{pv}$  : est la tension délivrée par le module PV

$V_{co}$  : est la tension en circuit ouvert

$I_0$  : est le courant de saturation.

$K$  : est la constante de Boltzmann ( $1.381.10^{-23} \text{joule/Kelvin}$ ).

$q$  : est la charge d'électron ( $1.602.10^{-19} \text{c}$ ).

$T$  : est la température du module PV en Kelvin (K).

$T_n$  = Température nominale en Kelvin (K).

$\alpha$  : est le facteur d'idéalité de la jonction ( $1 < \alpha < 3$ ).

$R_{sh}$ : est la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction.

$R_s$ : est la résistance série représentant les diverses résistances de contacts et de connexions.

$K_i$  Coefficient de température du courant de court-circuit.

$K_v$  : Coefficient de température en circuit ouvert.

## II.3. Caractéristique électrique du cellule PV

D'après les courbes courant-tension ou l'équation caractéristique en pouvant être déterminé quatre grandeurs caractéristiques principales du fonctionnement des cellules solaires [35] :

- Le courant de court-circuit  $I_{cc}$ ,
- La tension en circuit ouvert  $V_{co}$
- Le facteur de forme FF,
- Le rendement de conversion d'énergie.

### II.3.1 Courant de court-circuit $I_{cc}$

C'est le courant maximale que peut fournir une cellule photovoltaïque lorsque ses deux bornes sont directement reliées (court-circuit), donc sans charge externe (la tension est nulle,  $V=0$ ).

Il dépend principalement de l'intensité de la lumière reçue : plus l'ensoleillement est fort, plus  $I_{cc}$  est élevé.

### II.3.2. Tension en circuit ouvert $V_{co}$

C'est la tension maximale que la cellule peut produire lorsque aucun courant ne circule (circuit ouvert,  $I=0$ ). Elle dépend de la qualité du matériau et de la température : elle diminue avec la chaleur.

$$V_{co} = \alpha \cdot V_t \cdot \log \left( 1 + \frac{I_{ph}}{I_0} \right) \quad (II.7)$$

### II.3.3 Facteur de forme FF

Facteur de forme  $FF$  c'est le rapport entre la puissance maximale que peut fournir une cellule et le produit du courant de court-circuit  $I_{cc}$  par la tension de circuit ouvert  $V_{co}$ .

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc} V_{co}} = \frac{I_{mpp} V_{mpp}}{I_{cc} V_{co}} \quad (II.8)$$

Le facteur de forme montre à quel point la cellule est efficace pour convertir l'énergie disponible à  $V_{co}$  et  $I_{cc}$  en une varie puissance utile.

### II.3.4. Rendement énergétique

On appelle rendement énergétique le rapport de la puissance maximale fournie par la cellule  $P_{max}$  sur la puissance du rayonnement solaire incident ( $P_i$ )

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_i} = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{\phi \cdot S} \quad (II.9)$$

Où :

$V_{mpp}$  : la tension de point maximal.

$I_{mpp}$  : le courant de point maximal.

$P_{max}$  : puissance maximale.

$S$  : est la surface de la cellule.

$\phi$  : est le flux incident.

## II.4. Paramètre électrique de PV utilisé

Le module PV utilisé dans ce travail est un modèle STP050 D-12/MEA de la société SUNTECH, dont les caractéristiques techniques données par le constructeur sous les conditions standard ( $G=1000 \text{ W/m}^2$ ,  $T=25^\circ\text{C}$ , AM1.5). Elles sont résumées dans le tableau suivant

**Tableau I. 4** Caractéristiques électriques du panneau photovoltaïque dans les conditions standard "CST".

<b>Module : STP050 D-12/MEA</b>	
Puissance maximale (Pmax)	50.982 W
Tension à circuit ouvert (Voc)	21.8 V
Courant de court-circuit de référence (Isc)	3.13 A
Tension à Pmax	17.4 V
Courant à Pmax	2.93 A
Nombre des cellules par module	36
Eclairement standard, G	1000 W/m <sup>2</sup>
Température standard, T	25°C

## II.5. Simulation d'un panneau PV sous MATLAB-Simulink

Le modèle du GPV sous l'environnement de Matlab Simulink représenté dans la figure (II.2) comporte les blocs de circuit équivalent de panneau PV, le bloc de visualisation des résultats, et à partir des équations. Le modèle du générateur PV array est conçu par le logiciel MATLAB/Simulink illustré à la figure (II.3)

Les outils MATABL/Simulink ont été utilisée par simuler les courbes I-V et P-V du générateur PV sous un éclairement de 1000 W/m<sup>2</sup> et une température de 25°C.

### II.5.1. Modèle schémas bloc détaillé

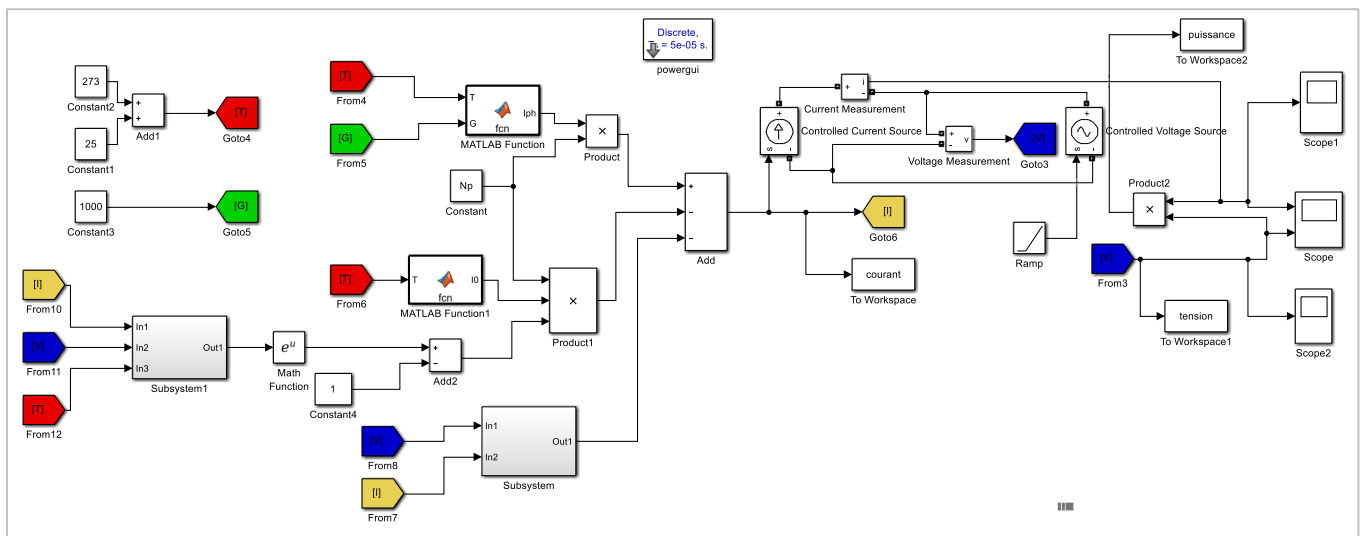


Figure II. 2 Schéma bloc Simulink d'un générateur PV sou Matlab-Simulink.

### II.5.2 Modèle (PV Array)

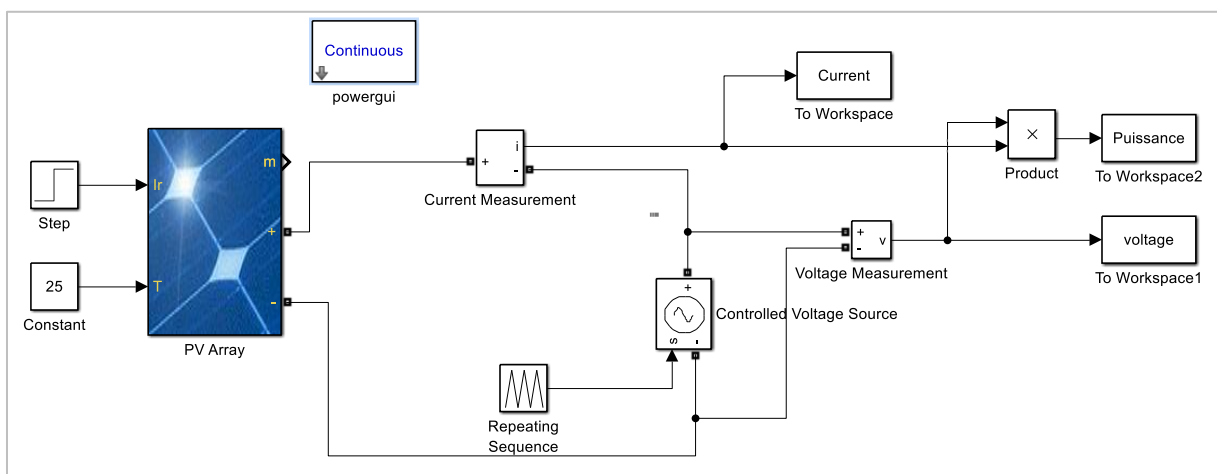


Figure II. 3. Modèle de générateur PV dans MATLAB/Simulink.

## II.6. Résultats de simulation

Les résultats obtenus de la simulation (en utilisant le logiciel MATLAB) des caractéristiques courant – tension I(V) et puissance -tension P(V) de la cellule photovoltaïque Dans les conditions standards ( $T=25^{\circ}\text{C}$ ,  $E=1000 \text{ W/m}^2$ ) sont représentés dans les figures suivant :

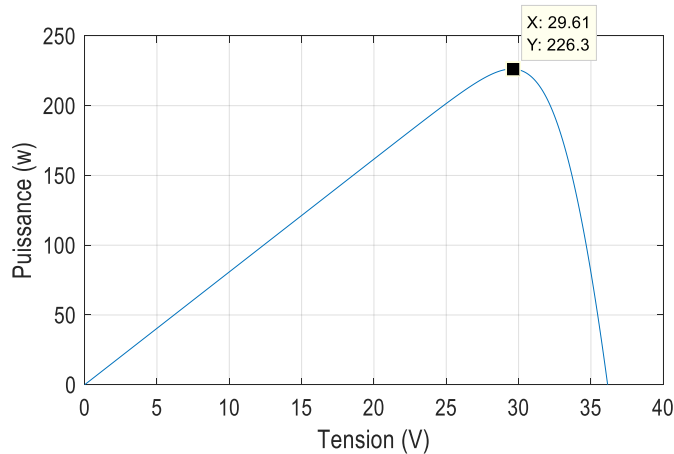


Figure II. 4. Caractéristique puissance-tension du GPV avec les conditions standards.

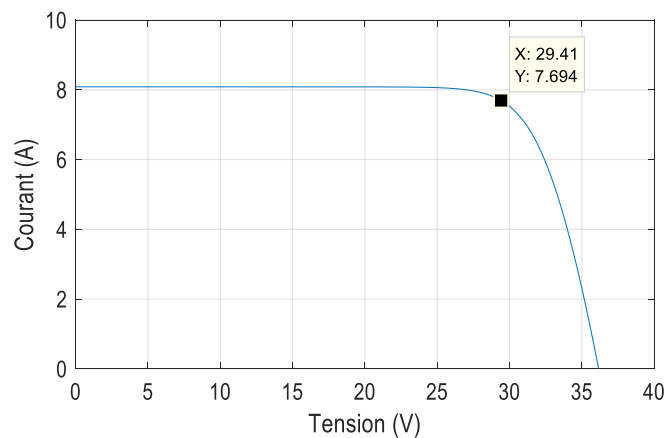


Figure II. 5. Caractéristique courant-tension du GPV avec les conditions standards.

On observe que le courbe courant-tension (I-V) présente un courant maximale appelé courant de court-circuit  $I_{cc}$ , et une tension maximale, appelé tension de circuit ouvert  $V_{co}$ . De la même manière, la courbe puissance-tension (P-V) montre un point de puissance maximale du générateur, correspondant à une tension  $V_{mpp}$ , inférieure à  $V_{co}$ . Ce point, très important, constitue le cœur de l'analyse de tout système photovoltaïque, car c'est à ce niveau que le générateur PV délivre sa puissance maximale.

## II.7. Influence des paramètres externes sur un module PV :

### II.7.1. Influence de l'éclairement

La figure (II.6) illustre les courbes courant-tension d'un générateur photovoltaïque soumise à différents niveaux d'éclairement, tout en maintenant une température constante ( $T=25^{\circ}\text{C}$ ).

On observe que le courant de court-circuit  $I_{cc}$  augmente de manière proportionnelle à l'éclairement. En revanche, la tension en circuit ouvert  $V_{co}$  varie très peu en fonction de l'intensité lumineuse, et peut donc être considérée comme quasiment constante pour une installation donnée.

Par ailleurs, la figure (II.7) présente également la caractéristique puissance-tension. On constate que la puissance générée est directement proportionnelle au niveau d'éclairement.

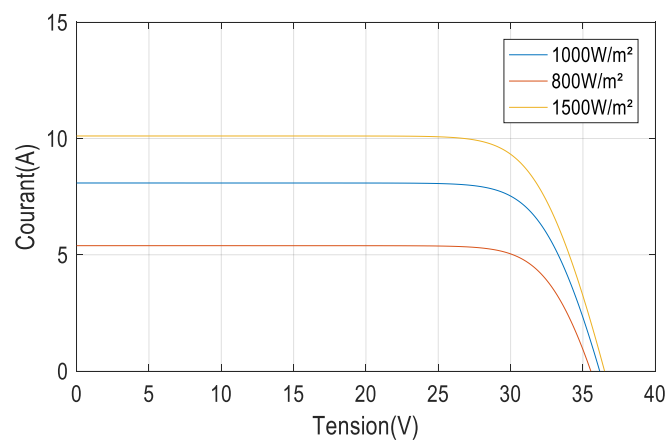


Figure II. 6 Influence de variation de l'éclairement sur les caractéristiques I-V du GPV pour  $T= 25^{\circ}\text{C}$ .

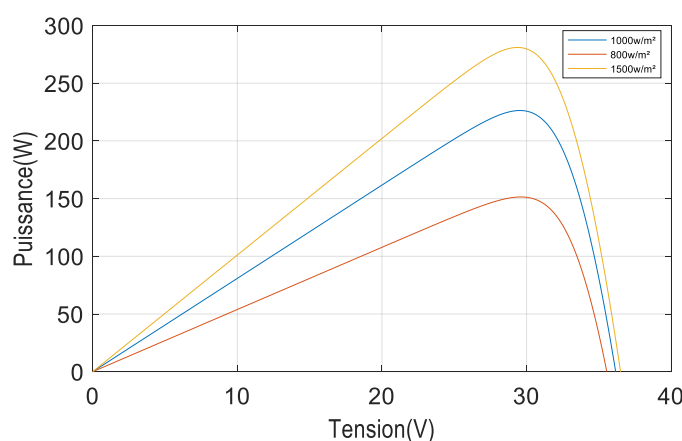


Figure II. 7. Influence de variation de l'éclairement sur les caractéristiques P-V du GPV pour  $T= 25^{\circ}\text{C}$ .

### II.7.2 Influence de température

On fixe l'éclairement à  $1000 \text{ W/m}^2$  et on fait varier la température de  $25^\circ\text{C}$  jusqu'à  $75^\circ\text{C}$ , les allures des caractéristiques courant-tension et puissance-tension obtenues sont présentées ci dessous :

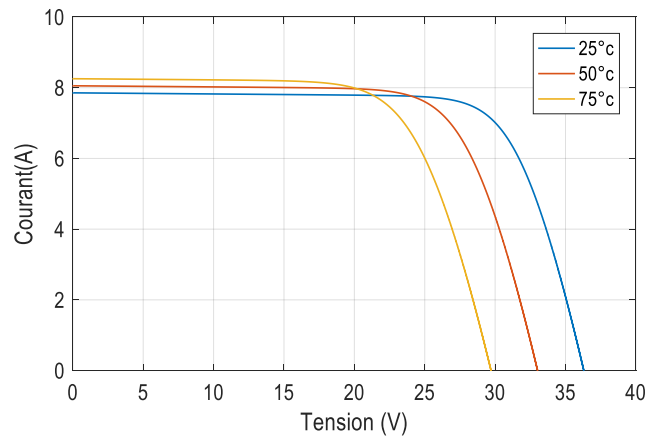


Figure II. 8. Influence de la variation de température sur la caractéristique I-V de GPV pour  $E=1000 \text{ W/m}^2$ .

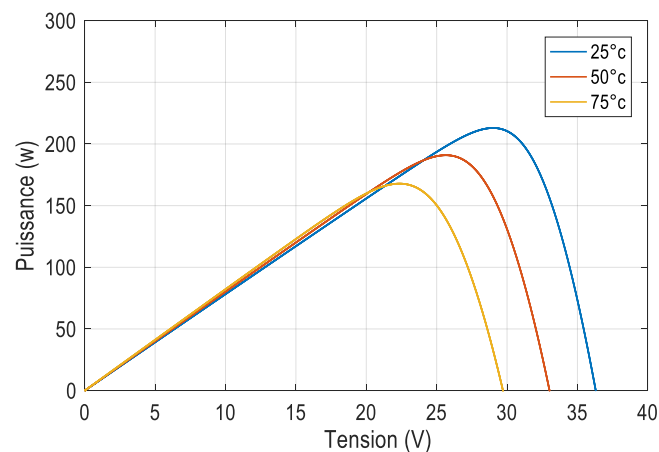


Figure II. 9. Influence de la variation de température sur la caractéristique P-V de GPV pour  $E=1000 \text{ W/m}^2$

Il est observé que la tension en circuit ouvert diminue avec l'élévation de la température. En revanche, le courant de court-circuit augmente légèrement avec l'augmentation de la température, tandis que la puissance maximale tend à décroître.

En conclusion, les cellules photovoltaïques présentent un meilleur rendement dans un environnement froid et sous un ciel dégagé.

## II.8. Modélisation d'un Hacheur Boost

### II.8.1 Convertisseur DC/DC (hacheur)

Un hacheur est un convertisseur continu-continu qui permet d'adapter la tension continue selon les besoins d'un système, de manière efficace et contrôlée.

Les hacheurs sont utilisés comme interface de puissance à contrôler par le régulateur MPPT, afin d'adapter la tension de sortie de l'hacheur à la tension requise par la charge. A partir de cette règle et selon le type de contrôleur, on peut raisonner sur plusieurs et différentes méthodes, afin d'extraire le maximum de puissance d'un panneau solaire [36].

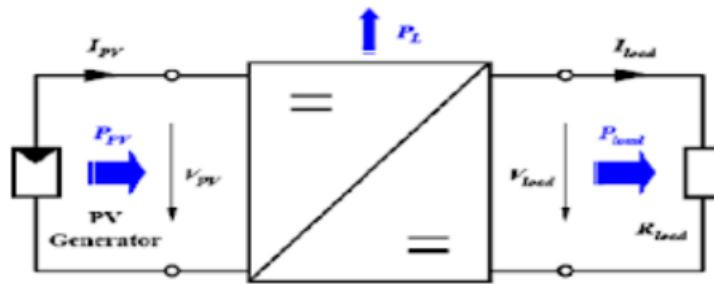


Figure II. 10. Convertisseur DC/DC [37].

### II.8.2 Convertisseur élévateur (Boost)

Un convertisseur élévateur BOOST est un type de convertisseur DC/DC utilisé pour augmenter la tension d'entrée à un niveau supérieur à la tension de sortie.

Lorsqu'on souhaite augmenter la tension d'une source continue, on peut utiliser le hacheur parallèle de type BOOST, appelé également hacheur survolteur. Le schéma de la figure (II.11) représente le circuit Boost. Il est couramment employé dans les systèmes alimentés par batterie nécessitant des tensions d'alimentation élevées [38].

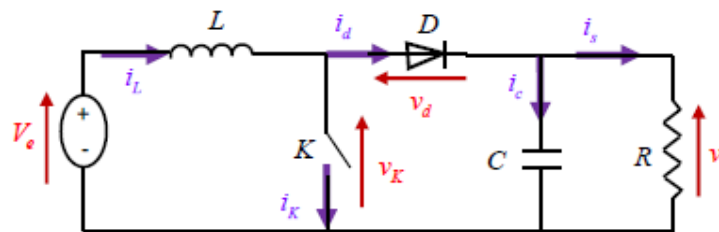


Figure II. 11. Schéma de base d'un convertisseur Boost.

### II.8.3. Principe de fonctionnement

Lorsque le circuit est alimenté par une source de tension  $V_e$ , le fonctionnement du convertisseur Boost peut être décrit en deux phases distinctes selon l'état de l'interrupteur  $K$ .

Lorsque l'interrupteur  $K$  est fermé durant une fraction  $\alpha T$  de la période de découpage  $T$  ( $0 < t < \alpha T$ ), le courant traversant  $L$  augmente linéairement, et l'énergie est alors stockée dans  $L$  voir la figure (II.12) .

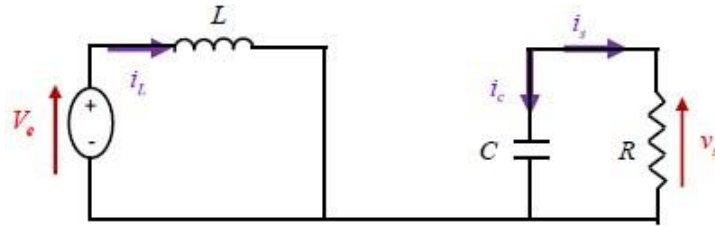


Figure II. 12 Circuit équivalent du Boost quand l'interrupteur est fermé.

$$L \frac{di_L}{dt} = V_e \quad (\text{II.10})$$

$$i_L = I_{min} + \frac{V_e}{L} t \quad (\text{II.11})$$

Avec : ***I<sub>min</sub>*** la valeur minimale du courant dans l'inductance à l'instant  $t = 0$ .

A l'instant :  $t = \alpha T$ , le courant dans l'inductance atteint sa valeur maximale ***I<sub>max</sub>***.

$$I_{max} = I_{min} + \frac{V_e}{L} \alpha T \quad (\text{II.12})$$

Soit  $\Delta i_L = I_{max} - I_{min}$  l'ondulation du courant dans la l'inductance. De l'expression (I.14) on exprime l'ondulation de courant dans l'inductance.

$$\Delta i_L = \frac{\alpha V_e}{L} T = \frac{\alpha V_e}{Lf} \quad (\text{II.13})$$

Avec :

$f$  : la fréquence de découpage,

$L$  : Valeur de l'inductance de lissage (H),

$V_e$  : Tension aux bornes du générateur(V),

$T$  : Période de découpage du signal de l'interrupteur  $T = \frac{1}{f}$  en secondes (s),

$\alpha$  : Rapport cyclique du signal de l'interrupteur  $\alpha = \frac{t_{on}}{T}$

$i_L$  : Courant de l'inductance.

Pour tracer les formes d'ondes, dans l'instant ( $0 < t < \alpha T$ ) on a :

$$\begin{cases} V_K(t) = 0 \\ i_d(t) = 0 \\ V_L(t) = V_e \end{cases} \quad \text{(II.13)}$$

Lorsque le transistor est bloqué ( $\alpha T < t < T$ ), la diode D permet au courant de continuer à circuler dans l'inductance. L'énergie stockée dans cette dernière est alors transférée vers le condensateur et la résistance de la charge. Le circuit du convertisseur sera comme montré dans la figure (II.13).

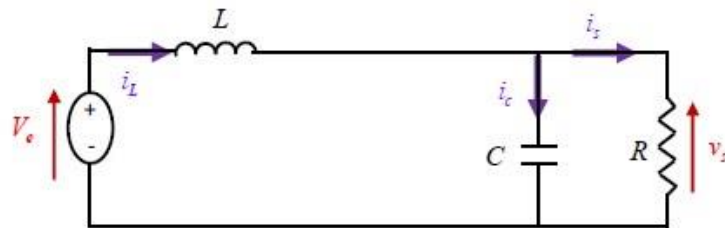


Figure II. 13. Circuit équivalent du Boost quand l'interrupteur est ouvert.

$$L \frac{di_L}{dt} = V_e - V_s \quad \text{(II.14)}$$

$$i_L = I_{max} + \frac{V_e - V_s}{L} (t - \alpha T) \quad \text{(II.15)}$$

En faisant l'égalité des valeurs de l'ondulation du courant tirées des équations (II.11) et (II.15), on peut déduire la valeur moyenne de la tension de sortie  $V_s$  :

$$V_s = \frac{1}{1 - \alpha} V_e \quad \text{(II.16)}$$

On constate que la tension de sortie du convertisseur peut être réglée soit en modifiant la tension d'entrée, soit en ajustant le rapport cyclique. Ce dernier toujours compris entre 0 et 1, fait en sorte que le convertisseur opère en mode élévateur de tension.

En appliquant le principe de conservation de puissance entre l'entrée et la sortie du convertisseur, on peut établir la valeur moyenne du courant dans l'inductance en fonction du courant moyen dans la charge et du rapport cyclique :

$$I_L = \frac{1}{1 - \alpha} I_s \quad (\text{II.17})$$

Pendant la première séquence de fonctionnement ( $0 < t < \alpha T$ ), seul le condensateur donne de l'énergie à la charge, on peut écrire :

$$C \frac{dv_s}{dt} = -i_s \quad (\text{II.18})$$

Dans la fraction ( $\alpha T < t < T$ ), on a :

$$\begin{cases} V_K(t) = V_s \\ i_K(t) = 0 \\ V_L(t) = V_e - V_s \end{cases} \quad (\text{II.19})$$

Avec :

$V_s$  Tension de sortie du convertisseur (V),

$i_s$  Courant de sortie du convertisseur (A).

Les formes d'ondes en conduction continue sont représentées à la figure (II.14), en régime permanent, la valeur moyenne de la tension aux bornes de l'inductance est nulle.

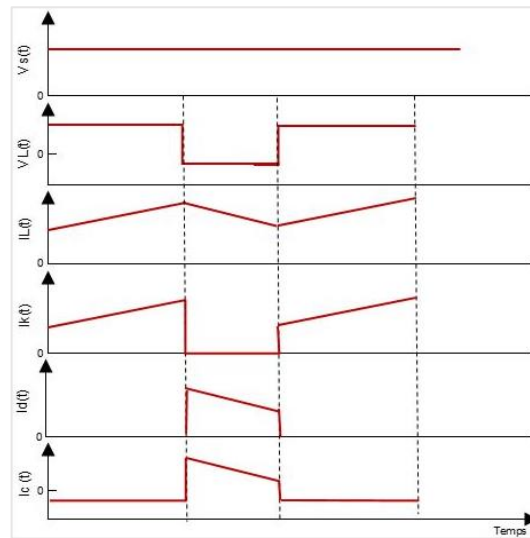


Figure II. 14 Formes d’ondes des courants et tensions du convertisseur Boost.

## II.9. Détermination des paramètres d’Hacheur Boost

L’inductance de lissage  $L$  est utilisée pour limiter l’ondulation du courant dans le convertisseur et dans la source  $V_e$ . Le condensateur de filtrage permet de limiter les ondulations de tension dues au découpage en sortie du convertisseur.

### II.9.1. Calcul de l’inductance $L$

L’ondulation de courant dans l’inductance est calculée en considérant la tension de sortie continue, c’est-à-dire en négligeant l’ondulation de tension vis-à-vis de la valeur moyenne figure (II.15).

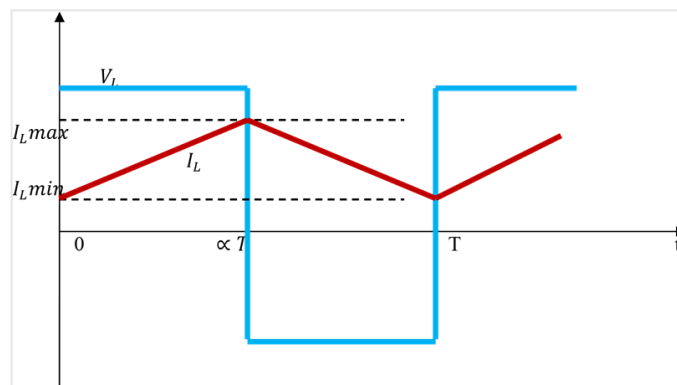


Figure II. 15 Ondulation du courant

Calculons l’ondulation du courant pour  $0 \leq t \leq \alpha T$

$$V_L(t) = \frac{V_e}{L} + I_{L\min} \tag{II.20}$$

En  $t = \alpha T$

$$I_L(\alpha T) = \frac{V_e}{L} \alpha T + I_{L \min} \quad (\text{II.21})$$

$$I_L(\alpha T) = I_{L \max} \quad (\text{II.22})$$

D'où :

$$\Delta I_L = I_{L \max} - I_{L \min} \quad (\text{II.23})$$

$$\Delta I_L = \frac{V_e}{L \cdot f} \alpha \quad (\text{II.24})$$

A partir de (I.22 et I.29) nous pouvons écrire :

$$\Delta I_L = \frac{\alpha(1 - \alpha)}{L \cdot f} V_s \quad (\text{II.25})$$

Où :

$I_{L \min}$  Courant minimum dans l'inductance(A),

$I_{L \max}$  Courant maximum dans l'inductance(A).

### II.9.2. Calcul du condensateur C

Ce condensateur doit pouvoir tenir le courant à fournir lors des pics de puissance, l'ondulation de tension en sortie résulte du courant alternatif dans le condensateur voir la figure (II.16).

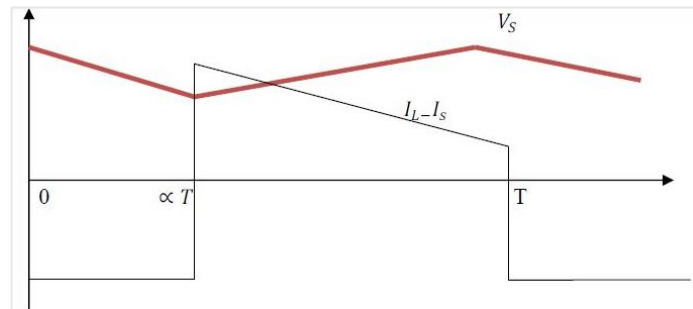


Figure II. 16 Ondulation de tension

Calculons l'ondulation de la tension pour  $0 \leq t \leq \alpha T$

$$V_s(t) = V_{s \max} - \frac{i_s}{c} t \quad (\text{II.26})$$

En  $t = \alpha T$

$$V_s(\alpha T) = V_{s \max} - \frac{i_s}{c} \alpha T \quad (\text{II.27})$$

D'où :

$$\Delta V_s = V_{smax} - V_{smin} = \frac{i_s}{cf} \alpha \quad (\text{II.28})$$

A partir de I.23 et I.33 nous pouvons écrire :

$$\Delta V_s = \frac{\alpha(1 - \alpha)}{c.f} \quad (\text{II.29})$$

Où :

C : valeur du condensateur de filtrage (F).

$V_{smin}$  : Tension minimum aux bornes de condensateur(V).

$V_{smax}$  : Tension maximum aux bornes de condensateur(V).

$\Delta V_s$  : Ondulation de tension aux bornes de condensateur(V).

La capacité du condensateur est calculée en fonction de l'ondulation maximale de la tension souhaitée

## II.10. Modèle Simulink du Hacheur Boost

Dans l'environnement Simulink de Matlab nous avons vérifié que le hacheur Boost permet d'élever la tension (figure II.17), pour les paramètres suivantes ( $V_e=100V$ ,  $L=0.0186H$ ,  $R=15$ ,  $C=0.000143F$ ,  $\alpha=50\%$ )

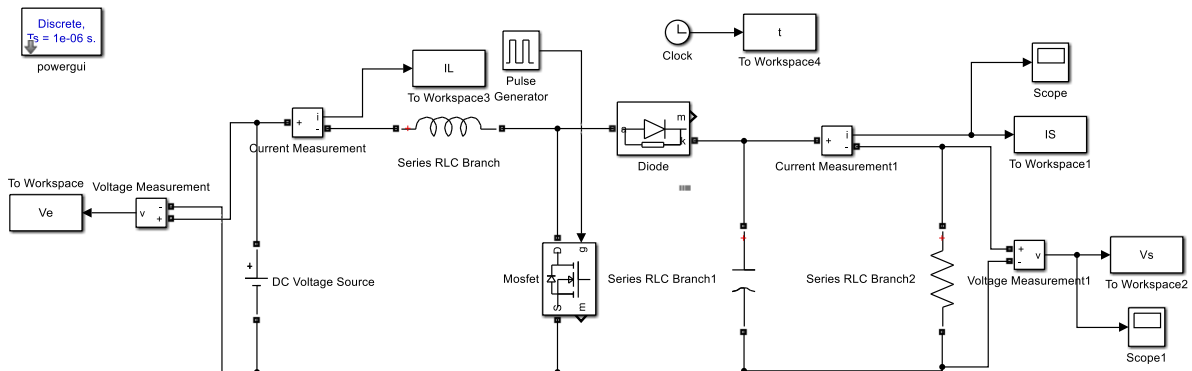


Figure II. 17 Schéma block Simulink du Hacheur Boost.

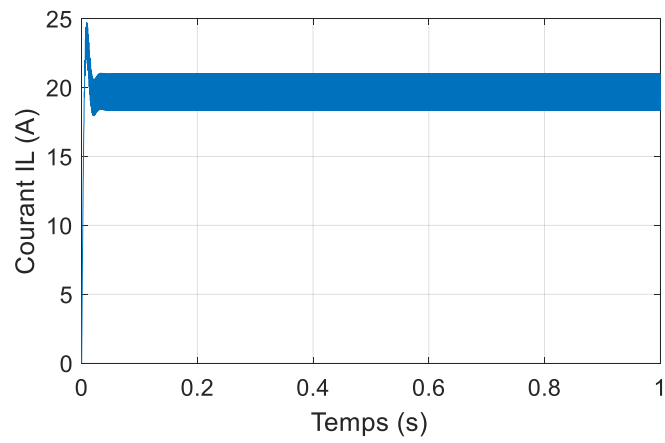


Figure II. 18 Courant dans l'inductance.

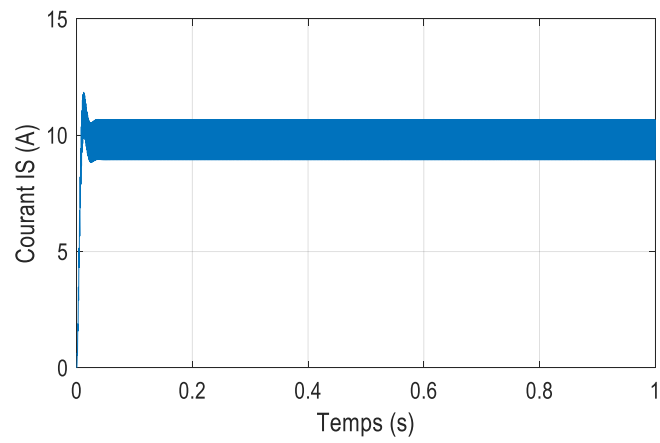


Figure II. 19 Courant de sortie du hacheur Boost.

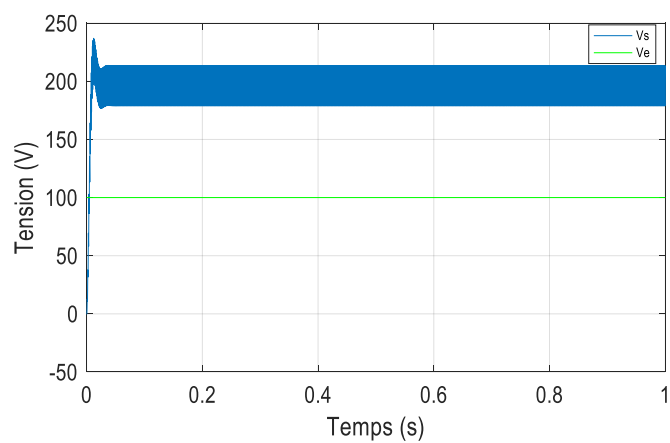


Figure II. 20 Tension d'entrée et de sortie du Boost.

Les résultats de simulation montrent que convertisseur Boost a effectué son rôle correctement par l'augmentation de la tension de sortie par rapport la tension d'entrée, par contre le courant de sortie est inférieur de l'entrée.

## **II.11. Avantages et inconvénients d'une installation PV**

### **II.11.1 Avantages**

- Gratuit
- Structure fixe
- Cette énergie est propre, non polluante et non émettrice de gaz à effet de serre et ne produisant pas de déchets.
- Cette énergie utilise des composants fiables à très longue durée de vie nécessitant peu d'entretien.

### **II.11.2 Inconvénients**

- La production d'électricité ne se fait que le jour alors que la plus forte demande se fait la nuit.
- La durée de vie des installations photovoltaïques n'est que de 20 à 30 ans. Mais, l'efficacité des cellules photovoltaïques diminue avec le temps passé et les conditions d'exploitation.
- Besoin de beaucoup d'espace.

## **II.12. Conclusion**

Une attention particulière a été portée à la modélisation mathématique du générateur photovoltaïque et du convertisseur DC-DC (type Boost), éléments essentiels pour l'optimisation du transfert d'énergie. La modélisation sous environnement MATLAB/Simulink.

Dans le chapitre suivant, nous nous intéressons à l'effet d'ombrage partiel sur les différentes configurations de GPV.

# **Chapitre III :**

## **L'effet d'ombrage partiel sur le système photovoltaïque**

### III.1. Introduction

L'ombrage partiel représente l'un des principaux défis techniques affectant la performance des systèmes photovoltaïques (PV), en particulier dans les environnements urbains ou semi-ouverts où des obstacles comme les bâtiments, les arbres, les nuages ou l'accumulation de poussière peuvent obstruer partiellement le rayonnement solaire. Contrairement à un ensoleillement uniforme, l'ombrage partiel induit une distribution hétérogène de l'irradiation sur les cellules photovoltaïques, provoquant une baisse significative de la production d'énergie et une dégradation du rendement global du champ PV.

Cette condition entraîne des déséquilibres de courant entre les modules, modifie le profil des courbes caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V), et engendre l'apparition de plusieurs points de puissance maximale (MPPs), rendant les techniques classiques de suivi du MPP moins efficaces. Les types d'ombrage peuvent être classés en différentes catégories, notamment l'ombrage fixe (permanent), dynamique (variable dans le temps) et aléatoire. Chacun de ces types présente des impacts distincts sur le comportement électrique des modules.

Pour atténuer ces effets, plusieurs approches ont été proposées, telles que l'intégration de diodes de dérivation (by-pass), l'optimisation des algorithmes de suivi du MPP, ou encore la reconfiguration électrique des modules au sein du champ PV. Dans ce contexte, ce chapitre s'attache à étudier l'influence de diverses configurations de câblage du champ photovoltaïque — notamment les structures série/parallèle (SP), Bridge-Link (BL), Honey-Comb (HC) et Total Cross-Tied (TCT) — sur le comportement du système sous différentes conditions d'ombrage partiel.

À travers des simulations numériques et des analyses comparatives, l'objectif est d'identifier les topologies les plus résilientes et les plus performantes en conditions d'éclairement non uniforme, afin d'optimiser le rendement énergétique global des systèmes PV.

### III.2. Effet de l'ombrage partiel sur le système photovoltaïque

Les champs photovoltaïques (PV) fonctionnent généralement sous deux conditions distinctes : la condition d'irradiance uniforme (UIC) et la condition d'ombrage partiel (PSC). Sous UIC, tous les modules PV de l'ensemble reçoivent une irradiance égale, ce qui permet à chaque module de produire la même puissance maximale, améliorant ainsi les performances globales du champ. Les courbes I-V et P-V correspondantes en conditions uniformes sont illustrées respectivement dans figure (III.3(a), (b)). Cependant, lorsqu'une partie du champ PV est ombragée par des obstacles tels que des arbres, des bâtiments ou des nuages de passage, un ombrage partiel se produit. En PSC, l'irradiance reçue par les modules ombragés est inférieure à celle des modules non ombragés, ce qui entraîne des problèmes de points chauds (hot-spots) au sein du champ PV. Ces points chauds peuvent endommager les cellules ou les modules PV, comme indiqué par [39]. Pour atténuer ce phénomène, des diodes de dérivation (bypass) sont généralement

connectées en parallèle à chaque module PV afin d'offrir un chemin alternatif au courant en cas d'ombrage partiel. Dans ces conditions, chaque module PV présente des caractéristiques I-V distinctes, ce qui entraîne des pertes par désaccord (mismatch) dans le système PV. Ces pertes sont classées en deux catégories : internes et externes. Les pertes internes proviennent de facteurs tels que des caractéristiques non uniformes des cellules solaires, des défauts de fabrication, des cellules défectueuses, un dysfonctionnement des modules, et des effets physiques liés au dopage [40]. Les pertes externes sont dues à la dégradation des matériaux des cellules, à l'accumulation de saleté sur la surface des cellules, ainsi qu'aux variations de température et d'irradiance [41]. L'ensemble de ces facteurs contribue à la diminution des performances des modules PV dans le champ. En conditions d'ombrage partiel, la puissance maximale produite est significativement inférieure à celle obtenue en conditions uniformes. Bien que ces pertes ne puissent être totalement évitées, elles peuvent être réduites par l'application de techniques d'atténuation efficaces.

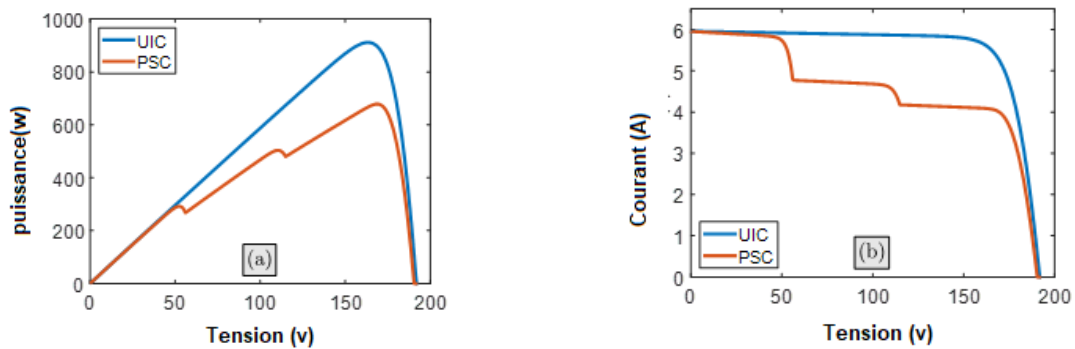


Figure III. 1. Uniforme et condition d'ombrage partiel.

### III.3. Protection standard d'un module solaire photovoltaïque

#### III.3.1 Diode By-pass

La diode de by-pass est connectée en antiparallèle avec un groupe de cellules pour protéger les cellules les plus faibles contre la polarisation inverse, cette diode sera conductrice. Dans le cas de l'ombrage d'une ou plusieurs cellules dans une branche et bloquée dans le cas normal, et permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne (diode by-pass) et éviter les points chauds [42].

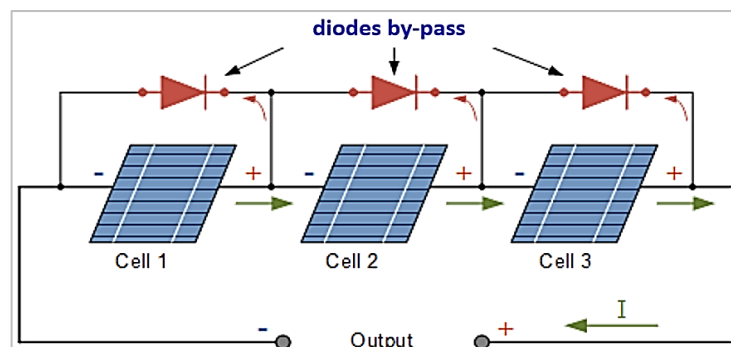


Figure III. 2. Utilisation de la diode by-pass [43].

### III.3.2 Diode anti-retour

La tension produite par chaque string peut être différente. Lors de la mise en parallèle de ces strings pour former un champ, le string avec la tension la plus faible peut absorber un courant inverse provenant des autres strings. Cela conduit à une baisse de production et les modules du string traversés par le courant inverse pourraient être également susceptibles de la défaillance. Pour éviter ces courants inverses, une diode anti-retour est placée au bout de chaque string afin d'éviter qu'un courant négatif ne circule dans les chaînes de cellules ombragées, il leur est adjoint une diode antiretour [44].

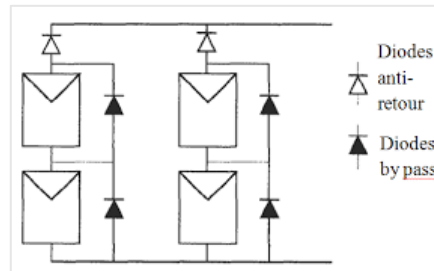


Figure III. 3. Association sécurisée des modules PV en série parallèle avec leurs diodes de protection (By-pass et anti-retour).

## III.4. Différentes Configuration d'un champ photovoltaïque

Les quatre configurations on va étudier sont : Série-Parallèle (SP), Bridge-Linked (BL), Honey-Comb (HC) et Totale-Cross-Tied (TCT).

### III.4.1 Configuration PV série-parallèle « SP »

La configuration série-parallèle des panneaux photovoltaïques est représentée dans la figure (III.6). Ce modèle comprend quatre branches disposées en parallèle, chacune étant formée de quatre modules connectés en série. Dans ce schéma, le courant total du générateur photovoltaïque correspond à la somme des courants circulant dans chaque branche, tandis que la tension de sortie est égale à la somme des tensions des modules d'une seule branche. Il est à noter que la tension reste identique pour toutes les branches.

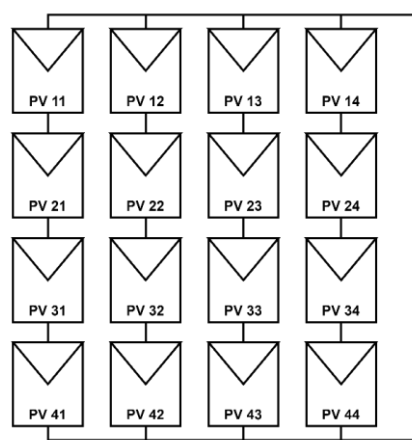


Figure III. 4. Configuration d'un champ photovoltaïque en SP.

### III.4.2 Configuration PV bridge-linked « BL »

Dans cette configuration appelée BL, les modules photovoltaïques sont organisés selon une topologie en pont redresseur, comme illustré à la figure (III.5). Chaque pont est composé de quatre modules PV : deux modules sont reliés en série, puis cette paire est connectée en parallèle avec une autre paire de modules également connectés en série.

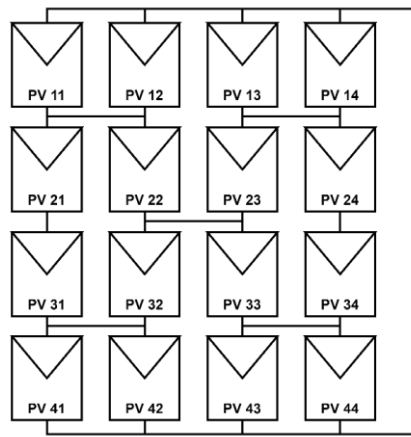


Figure III. 5. Configuration d'un champ photovoltaïque en BL.

### III.4.3 Configuration PV honey-comb « HC »

La figure (III.6) illustre la configuration en nid d'abeille (Honey-Comb). Dans cette architecture, les modules sont agencés selon une structure hexagonale semblable à celle d'un nid d'abeille. L'architecture HC comprend six modules photovoltaïques : trois modules connectés en série, reliés en parallèle avec trois autres modules également connectés en série.

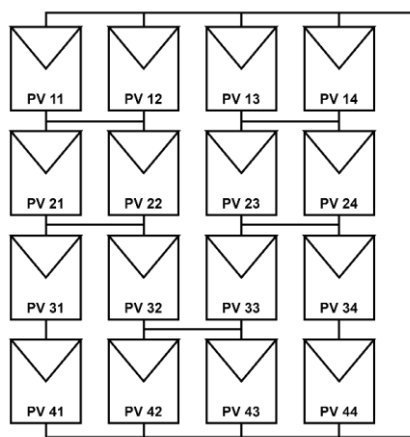


Figure III. 6. Configuration d'un champ photovoltaïque en HC.

### III.4.4 Configuration PV Totale-Cross-Tied « TCT »

La figure (III.7) illustre la configuration TCT. Dans laquelle tous les modules sont connectés en série et en parallèle à travers un circuit d'interconnexion complet, chaque panneau étant relié à son voisin.

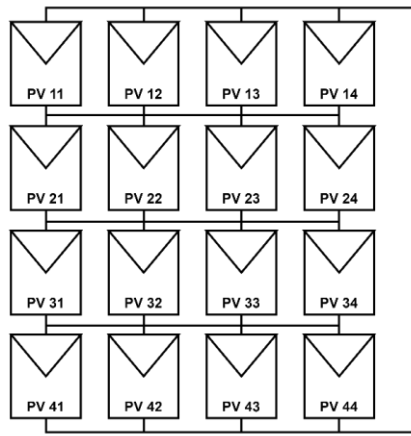


Figure III. 7. Configuration d'un champ photovoltaïque en TCT.

### III.5. Analyse des paramètres de performance

Les indicateurs de performance des configurations photovoltaïques (PV) sont des éléments critiques pour évaluer leur efficacité opérationnelle en conditions d'ombrage partiel (PSC). Ces configurations sont analysées selon plusieurs paramètres clés, notamment le facteur de forme (FF), la perte de décalage (ML), la perte de puissance (PL), le taux d'exécution (ER) et le rendement de production (PE). Les explications détaillées de ces paramètres sont données dans les sous-sections suivantes :

1. **Perte de puissance PL (W) :** Les caractéristiques P-V GMPP et LMPP sont le résultat de l'ombrage partiel.

$$ML = MP \text{ at STC} - MP \text{ at PSC} \quad (\text{III.1})$$

2. **Le pourcentage de perte (%) :** La puissance maximale au STC divisée par la différence de puissance maximale au PSC.

$$PL = \frac{MP \text{ at STC} - MP \text{ at PSC}}{MP \text{ at PSC}} \times 100 \quad (\text{III.2})$$

3. **Facteur de forme FF (%) :** Une mesure clé utilisée pour quantifier la surface d'un module ou d'un champ PV. Il peut être déterminé à l'aide de l'expression suivante :

$$FF = \frac{V_{MPP} I_{MPP}}{V_{OC} I_{SC}} \times 100 \quad (\text{III.3})$$

4. **Taux d'exécution ER (%) :** La relation entre le GMPP au PSC et le GMPP au STC.

$$ER = \frac{V_{MPP} I_{MPP} (at PSC)}{V_{MPP} I_{MPP} (at STC)} \times 100 \quad (\text{III.4})$$

## III.6. Simulation des différentes configurations avec scénarios d'ombrage

Dans ce cadre, nous étudions les caractéristiques I-V et P-V pour différentes configurations et sous divers scénarios d'irradiance, qu'elle soit uniforme (STC) ou non uniforme (ombrage partiel), afin d'identifier la configuration offrant la puissance maximale. Nous analysons 4 configurations : série-parallèle (SP), Bridge-Linked (BL), Honey-Comb (HC) et Totale-Cross-Tied (TCT), soumises à 4 scénarios d'ombrage partiel. Chaque configuration comprend 16 modules photovoltaïques du type STP050 D-12/MEA. Tous les modules sont protégés par des diodes de contournement (by-pass) connectées en parallèle pour éviter les effets de hot-spot (point chaudes) dû à l'ombrage partiel. De plus, les branches sont munies de diodes de blocage (anti-retour) connectées en série empêchant l'inversion du courant d'une branche vers une autre en raison de la différence de potentiel. Ces modules PV, soumis à différents scénarios d'irradiance, fonctionnent à une température constante de 25°C.

### III.6.1 Sans ombrage

Dans cette simulation, nous avons étudié les performances de 16 panneaux solaires répartis selon les 4 configurations (SP, TCT, HC, BL) afin d'évaluer l'impact de leur agencement sur la production d'énergie. Les conditions environnementales ont été maintenues constantes tout au long de l'analyse : l'irradiance solaire a été fixée à 1000 W/m<sup>2</sup>, ce qui correspond à un ensoleillement standard selon les conditions STC, et la température ambiante a été maintenue à 25°C.

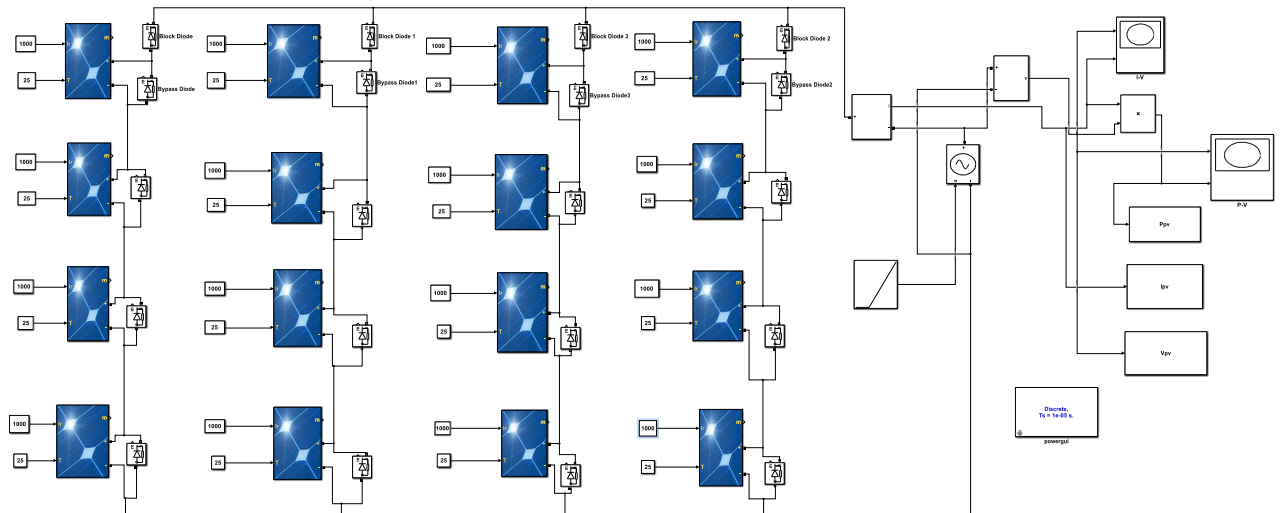


Figure III. 8. Schéma de la simulation de la configuration PV série-parallèle sans ombrage.

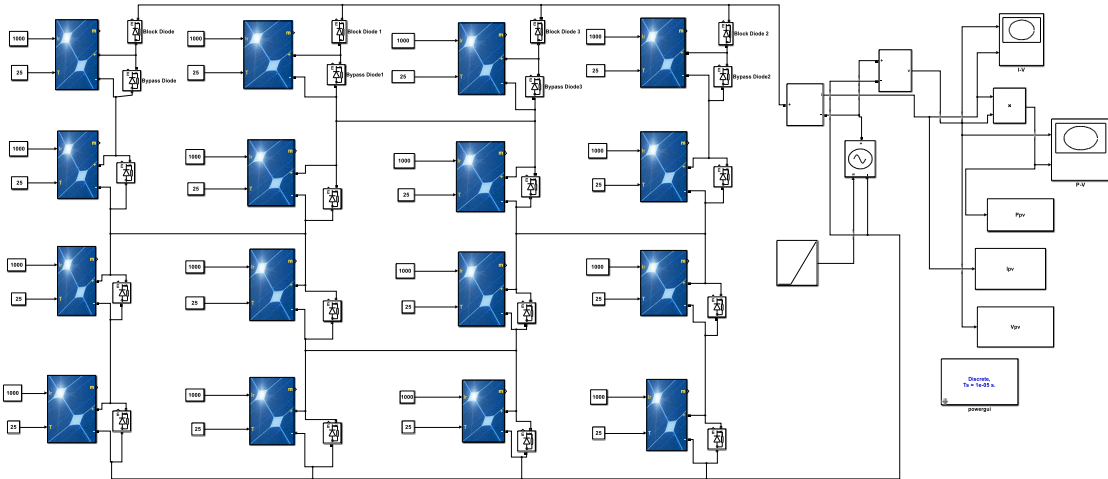


Figure III. 9. Schéma de simulation de la configuration HC.

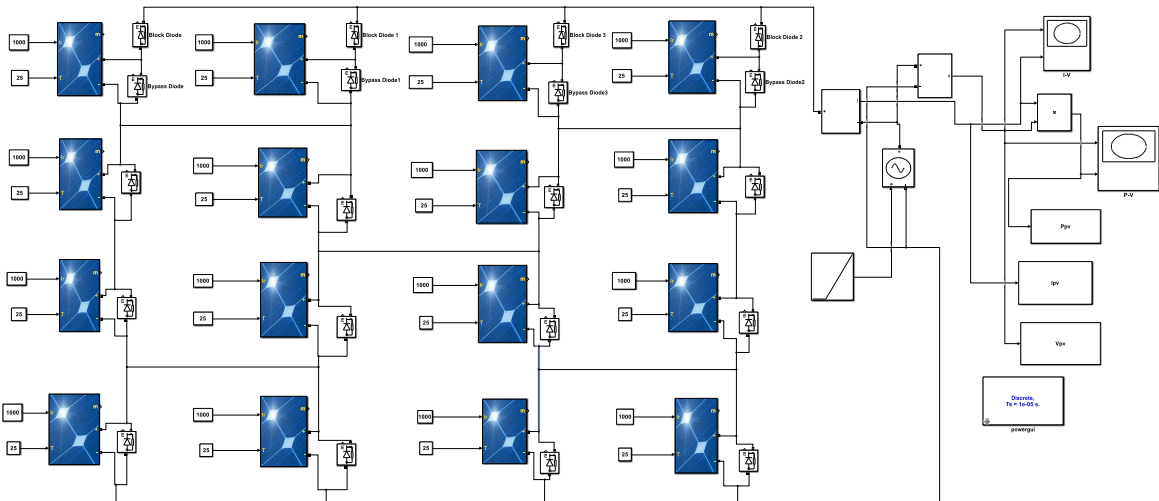


Figure III. 10. Schéma de la simulation de la configuration BL.

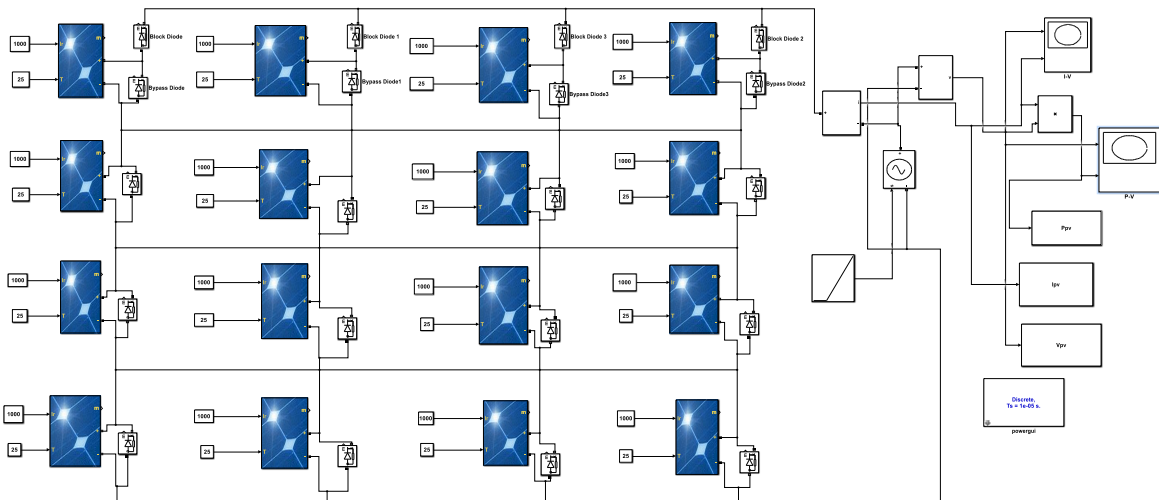


Figure III. 11. Schéma de la simulation de la configuration TCT.

### III.6.2. Avec scénarios d'ombrages partiel étudier

Les différents scénarios d'ombrage partiel étudiés pour différentes configurations associant 16 modules PV (SP, BL, HC et TCT) sont illustrés dans la figure (III.14).

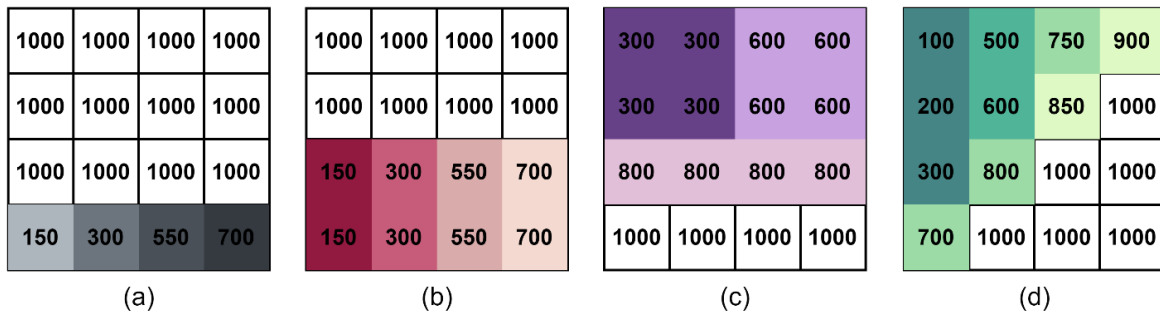


Figure III. 12. Présentation de différents scénarios d'ombrage partiel appliqués au Générateur PV composé de 16 modules pour les quatre configurations (SP, TCT, BL, HC).

## III.7. Résultats de simulation et discussion

### III.7.1. Sans ombrage

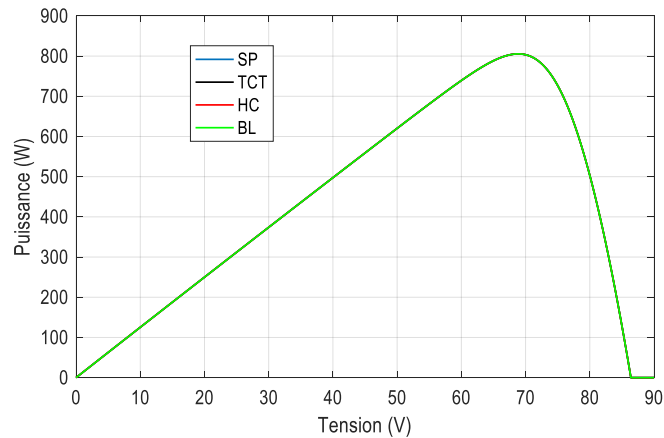


Figure III. 13. Caractéristique (P-V) par des 4 configurations sans ombrage.

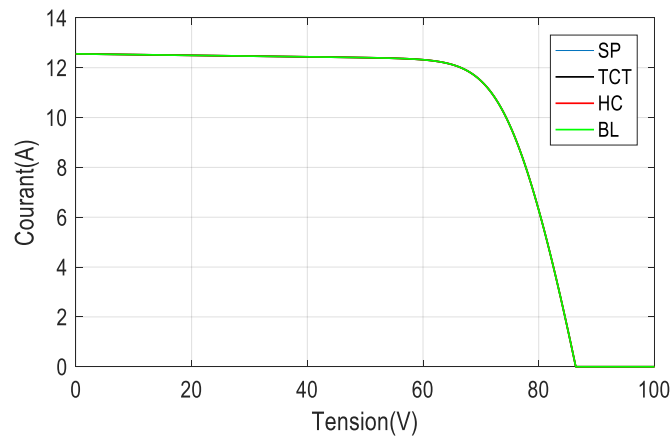


Figure III. 14. Caractéristique (I-V) par des 4 configurations sans ombrage.

- On remarque que dans les conditions de test standard « STC » ( $1000 \text{ w/m}^2$  ;  $25 \text{ C}^\circ$ ) :

La courbe P-V présente une forme de cloche renversée avec un seul point maximal de valeur 805.5 W pour les différentes configurations (SP, BL, HC, TCT).

On remarque que la tension et le courant ( $68.73 \text{ V}$ ,  $11.72 \text{ A}$ ) correspondants au PPMG sont être les mêmes pour configurations (SP, BL, HC, TCT).

On constate aussi que les valeurs de la tension  $V_{oc}$  ( $86.40 \text{ V}$ ) et le courant  $I_{sc}$  ( $12.57 \text{ A}$ ) sont presque identiques pour les configurations (SP, BL, HC, TCT)

### III.7.2. Avec scénarios d'ombrage partiel étudié

- **Scénarios (a)**

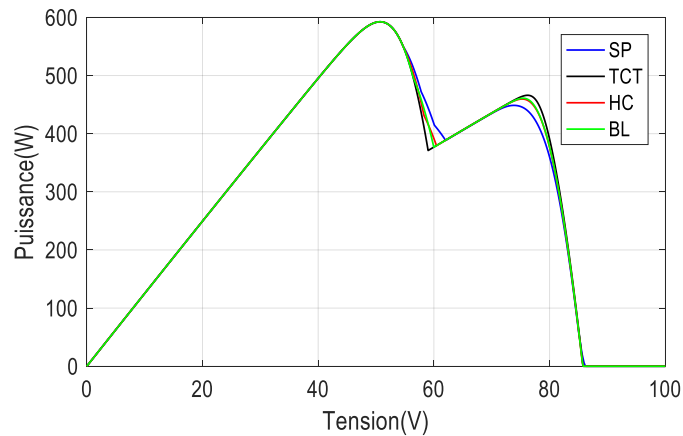


Figure III. 15. Caractéristique (P-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « a »).

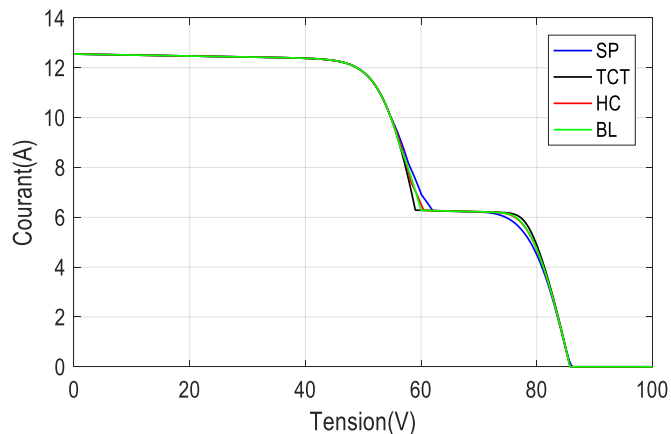


Figure III. 16. Caractéristique (I-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « a »).

• Scénarios (b)

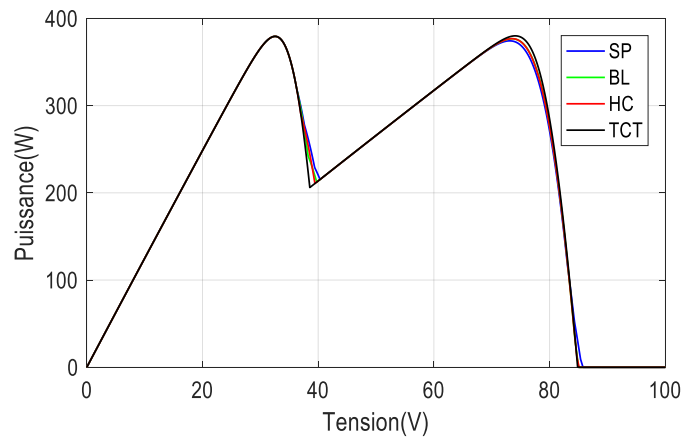


Figure III. 17. Caractéristique (P-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « b »).

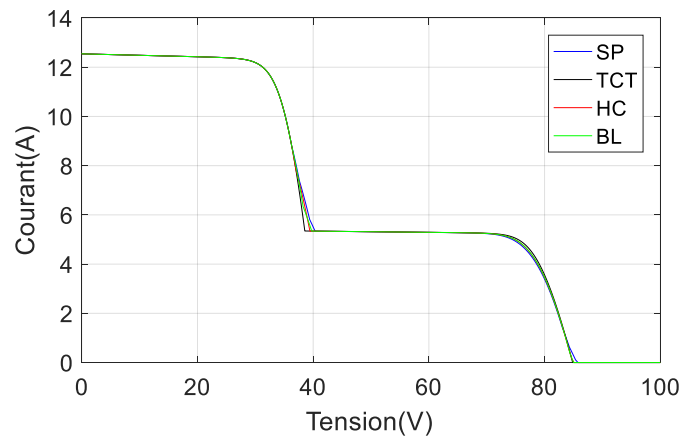


Figure III. 18. Caractéristique (I-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « b »).

• Scénarios (c)

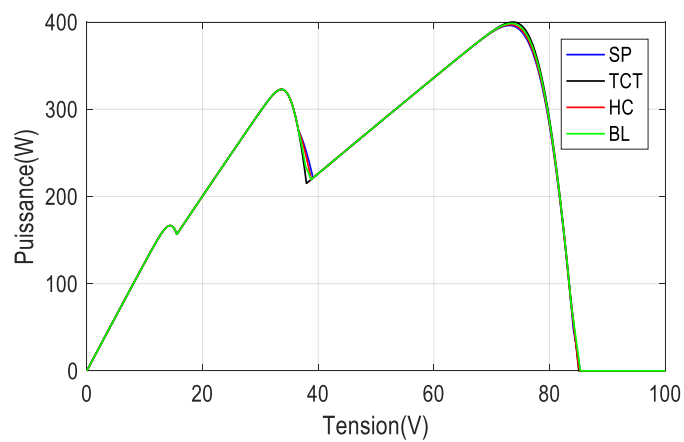


Figure III. 19. Caractéristique (P-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « c »).

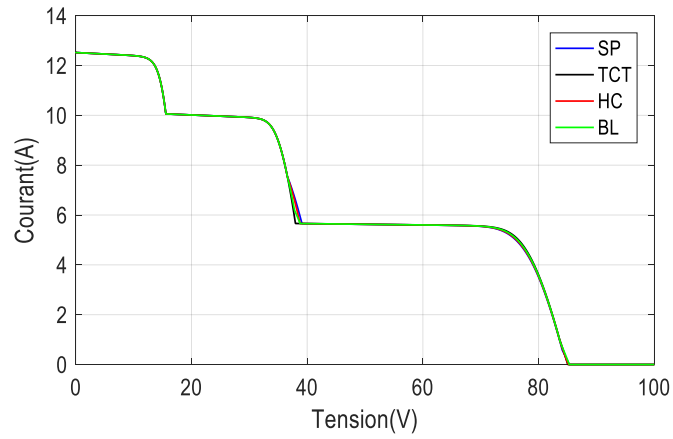


Figure III. 20. Caractéristique (I-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « c »).

- **Scénarios (d)**

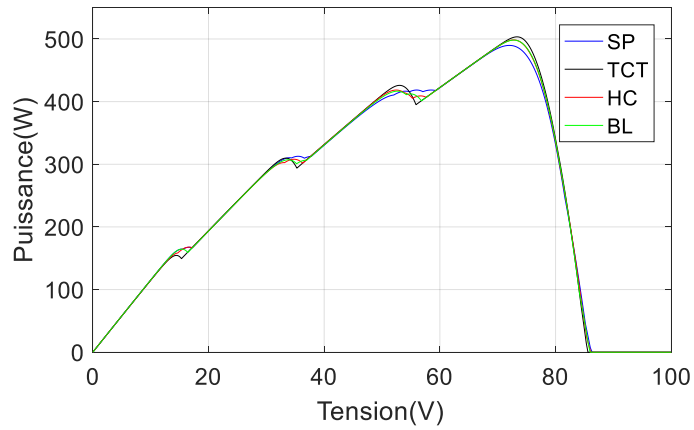


Figure III. 21. Caractéristique (P-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « d »).

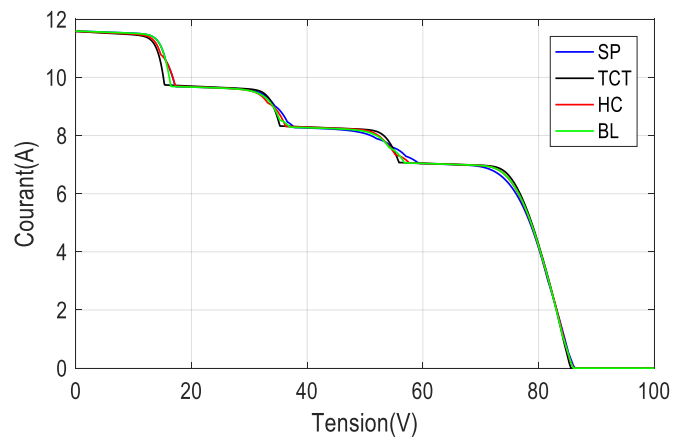


Figure III. 22. Caractéristique (I-V) par des 4 configurations avec ombrage (scénarios « d »).

- On remarque que dans les conditions d'ombrage partiel :

Les courbes P-V et I-V sont déformé et mettre plusieurs points de puissance maximale avec un seul point maximale globale PPMG et plusieurs points de puissance maximale locale PPMLs, ces points maximaux varies selon le type d'ombrage et selon le type de la configuration.

Le tableau (III.1) présente une comparaison des performances de quatre configurations différentes (SP, BL, HC, TCT) dans quatre cas distincts (scénarios) d'un système PV. Chaque configuration est évaluée selon plusieurs critères essentiels : la puissance au point de puissance maximale globale (GMPP), la tension à ce point, la tension en circuit-ouvert ( $V_{oc}$ ), le courant en court-circuit ( $I_{sc}$ ), la perte de puissance (PL), le pourcentage de perte (%), le facteur de forme (FF) et le taux d'exécution (ER).

**Tableau III.1 :** Evaluation comparative des configuration SP, BL, HC, TCT dans différents scénarios de fonctionnement d'un système photovoltaïque.

Shading Pattern	Configuration	$P_{GMPP}$ (W)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (V)	ML (W)	PL (%)	FF (%)	ER (%)	Best Configuration
Case 1	SP	592.4	86.20	12.57	213.1	35.97	54.68	73.60	SP BL HC TCT
	BL	592.4	85.81	12.57	213.1	35.97	54.93	73.60	
	HC	592.4	85.83	12.57	213.1	35.97	54.92	73.60	
	TCT	592.4	85.77	12.57	213.1	35.97	54.96	73.60	
Case 2	SP	379.4	85.77	12.54	426.1	112.30	35.27	47.13	TCT
	BL	379.4	85	12.54	426.1	112.30	35.59	47.13	
	HC	379.4	85.09	12.54	426.1	112.30	35.56	47.13	
	TCT	380	84.85	12.54	425.5	111.97	35.71	47.20	
Case 3	SP	396	85.31	12.54	409.5	103.4	37.01	49.19	TCT
	BL	398.3	85.31	12.54	407.2	102.23	37.23	49.47	
	HC	397	85.21	12.54	408.5	102.89	37.15	49.31	
	TCT	399.9	85.04	12.54	405.6	101.42	37.49	49.67	
Case 4	SP	498.8	86.97	11.61	306.7	61.48	49.40	61.96	TCT
	BL	498.2	86.97	11.61	307.3	61.68	49.91	61.88	
	HC	498.5	86.07	11.60	307	61.58	49.92	61.91	
	TCT	503.4	85.59	11.60	302.1	60.01	50.70	62.96	

- Dans le cas 1, toutes les configurations donnent les mêmes résultats, avec une puissance de 592.4W, et la remarque indique que la meilleure configuration est identique pour toutes.
- En revanche, dans le cas 2, les performances chutent considérablement, avec une puissance réduite à 379.4W et une perte de puissance élevée, la configuration TCT est identifiée comme la meilleure.
- La même tendance est observée dans le cas 3, où TCT continue d'afficher les meilleures performances avec une puissance plus élevée et des pertes moindres.
- Enfin, dans le cas 4, toutes les configurations montrent une amélioration générale des performances, mais TCT reste la meilleure configuration avec la plus haute puissance 503.4W et les pertes les plus faibles.
- Globalement, le tableau met en évidence que la configuration TCT offre les meilleures performances dans la majorité de cas.

### III.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié en profondeur le phénomène de l'ombrage partiel, ses causes ainsi que son impact significatif sur le rendement des systèmes photovoltaïques. Nous avons démontré que la présence d'ombres, même partielles, entraîne une diminution considérable de la puissance produite, en raison de la non-linéarité des caractéristiques électriques des cellules PV connectées en série ou en parallèle.

À travers la modélisation et la simulation de différentes configurations de champs photovoltaïques (série/parallèle, TCT, BL, HC), il a été possible d'observer les comportements distincts de chaque structure face à l'ombrage. Les résultats ont montré que les configurations simples (série/parallèle) sont les plus sensibles à l'ombrage, tandis que des structures plus avancées comme le TCT (Total Cross Tied) ou le HC (Honey-comb) permettent de limiter les pertes en répartissant plus efficacement les effets de l'ombrage.

L'utilisation des logiciels de simulation tels que MATLAB/Simulink a permis de visualiser les courbes I-V et P-V dans des conditions normales et perturbées, mettant en évidence les déformations caractéristiques causées par les zones ombragées. Nous avons également évalué l'intérêt d'utiliser des composants supplémentaires, tels que les diodes by-pass, pour minimiser les effets de l'ombrage partiel.

Ces analyses confirment l'importance du choix de la configuration du champ PV dans les environnements où l'ensoleillement est variable. Elles soulignent également la nécessité d'intégrer des stratégies de reconfiguration ou des techniques de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) adaptées aux conditions d'irradiation inégales.

Dans le chapitre suivant, nous allons approfondir l'étude des techniques MPPT, à la fois classiques et intelligentes, afin d'optimiser l'extraction de la puissance dans les différentes situations d'ombrage analysées dans ce chapitre.

# **Chapitre IV**

## **Commandes MPPT appliquées**

## IV.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'étude des différentes techniques de poursuite du point de puissance maximale. Nous commencerons par présenter le principe général du MPPT et son importance dans les systèmes PV. Ensuite, nous détaillerons plusieurs méthodes de commande, en distinguant les approches classiques et les approches intelligentes. Parmi les techniques classiques, la méthode de Perturbation et Observation (P&O) sera expliquée à travers son organigramme, ses avantages tels que la simplicité et ses inconvénients comme l'oscillation autour du point MPP. Nous introduirons ensuite sa version améliorée, la méthode P&O adaptative, conçue pour mieux réagir aux variations rapides des conditions météorologiques.

Dans un second temps, nous aborderons les commandes dites intelligentes. La commande par logique floue (Fuzzy Logic Control – FLC) sera analysée selon son principe de fonctionnement basé sur la théorie des ensembles flous, avec une attention particulière portée à la table des règles floues. Nous présenterons également la méthode PSO (Particle Swarm Optimization), inspirée du comportement collectif des essaims, avec son organigramme, ses atouts en termes de précision, et ses limitations. Cette analyse comparative vise à identifier les stratégies les plus adaptées pour améliorer la performance des systèmes PV, notamment en conditions dynamiques ou d'ombrage partiel.

## IV.2 La commande MPPT

La commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) joue un rôle fondamental dans les systèmes photovoltaïques. Elle permet de faire fonctionner le générateur PV au point de puissance maximale (PPM), même si les conditions climatiques comme l'ensoleillement et la température changent tout au long de la journée. Le principe de cette commande repose sur l'ajustement du rapport cyclique du convertisseur DC/DC (souvent de type Boost), afin de modifier la tension du panneau et atteindre le point où la puissance est maximale. Cela permet d'améliorer considérablement le rendement du système du système PV.

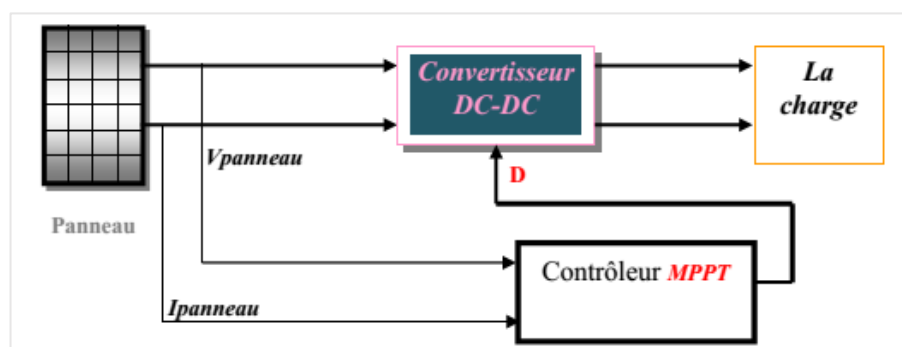


Figure IV. 1. Schéma de principe du convertisseur MPPT [45].

### IV.3 Principe de MPPT

Le principe de la commande MPPT repose sur l'ajustement automatique de rapport cyclique  $\alpha$  afin d'atteindre sa valeur optimale, ce qui permet de maximiser la puissance fournie par le panneau photovoltaïque. Dans ce système, le générateur photovoltaïque alimente une charge en courant continu à travers un convertisseur de type Boost, dont le fonctionnement est contrôlé par un algorithme MPPT pour assurer une adaptation efficace et un rendement énergétique élevé.

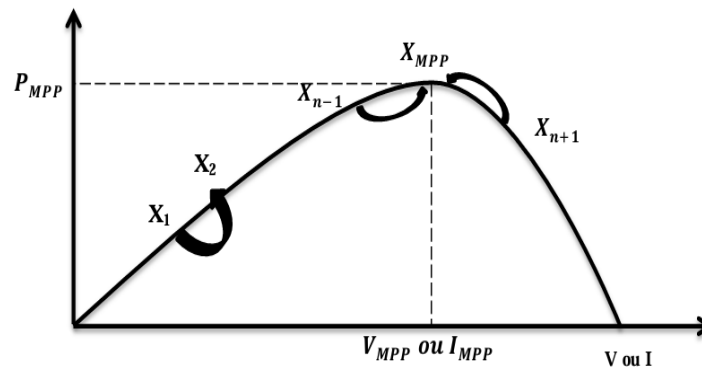


Figure IV. 2. Principe de la commande MPPT.

### IV.4 Les différents types de la commande MPPT

Il existe plusieurs méthodes de commande MPPT, classées généralement en deux grandes catégories :

- Les méthodes classiques comme Perturb and Observe (P&O), Conductance Incrémentale (IC). Elles sont simples à mettre en œuvre, peu coûteuses et bien adaptées pour un ensoleillement homogène.
- Les méthodes avancées, aussi appelées intelligentes comme la logique floue, les réseaux de neurones artificiels (ANN) ou des algorithmes évolutifs (PSO, etc..). Ces approches offrent de meilleures performances, surtout en présence d'ombrage partiel ou de conditions variables.

#### IV.4.1 La méthode Perturbation et observation P&O classique

La méthode Perturbation et Observation est l'une des techniques de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) les plus répandues dans le système photovoltaïque en raison de sa simplicité et de sa facilité d'implémentation. Son principe consiste à perturber légèrement la tension du panneau PV et à observer la variation de la puissance délivrée. Si cette perturbation entraîne une augmentation de la puissance, cela signifie que le système se rapproche du point de puissance maximale (PPM), donc on continue dans la même direction. En revanche, si la puissance diminue, on en conclut qu'on s'éloigne du PPM, et il faut inverser le sens de la variation.

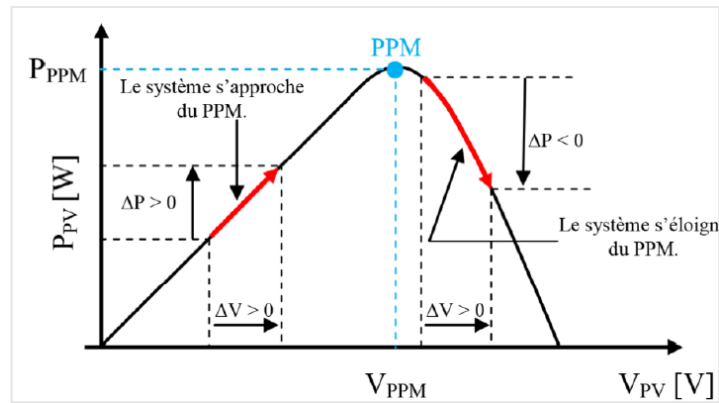


Figure IV. 3. Principe de la méthode P&O [46].

La puissance du PV doit être déterminée à chaque instant dans ce type de commande. La P&O est aujourd'hui largement utilisée de par sa facilité d'implémentation. Ce type de commande permet d'obtenir un rendement plus important durant une journée relativement ensoleillée, où le PPM évolue lentement et proportionnellement avec le soleil. Par contre, pour une journée avec de forts et fréquents changements d'irradiations, cette commande présente beaucoup plus de pertes, en raison du temps de réponse de la commande pour atteindre le nouveau PPM [47].

#### IV.4.1.1 Organigramme P&O classique

La figure (IV.4) montre l'organigramme de l'algorithme P&O, cette méthode consiste à mesurer la tension  $V_{pv}$  et le courant  $I_{pv}$  pour calculer la puissance du générateur photovoltaïque  $P_{pv}(k)$ . Cette puissance est comparée à la valeur précédent  $P_{pv}(k-1)$ . Si la puissance augmente, la perturbation continue dans le même sens, si elle diminue, la direction de la perturbation est inversée. En plus, selon les variations  $\Delta P = P(k) - P(k-1)$  et  $\Delta V = V(k) - V(k-1)$  le rapport cyclique est ajusté :

Si  $\Delta P > 0$  et  $\Delta V > 0$ , on diminue le rapport cyclique  $D(k)$  ;

Si  $\Delta P < 0$  et  $\Delta V > 0$ , on augmente le rapport cyclique  $D(k)$  ; et ainsi de suite. L'algorithme fonctionne de manière cyclique sur un calculateur pour assurer un suivi en temps réel du point de puissance maximale.

Cet algorithme fonctionne avec un calculateur. A chaque cycle, il mesure la tension  $V_{pv}$  et le courant  $I_{pv}$  pour calculer la puissance actuelle  $P_{pv}(k)$ . Ensuite, il compare cette puissance avec la puissance précédente  $P(k-1)$  : si la puissance a augmenté, cela veut dire qu'on va dans la bonne direction. Donc, la tension continue d'être modifiée dans le même sens que lors du cycle précédent. Si la puissance a diminué, cela veut dire qu'on s'éloigne du point optimal. Alors, la tension est modifiée dans l'autre sens, c'est-à-dire l'opposé de la perturbation précédente.

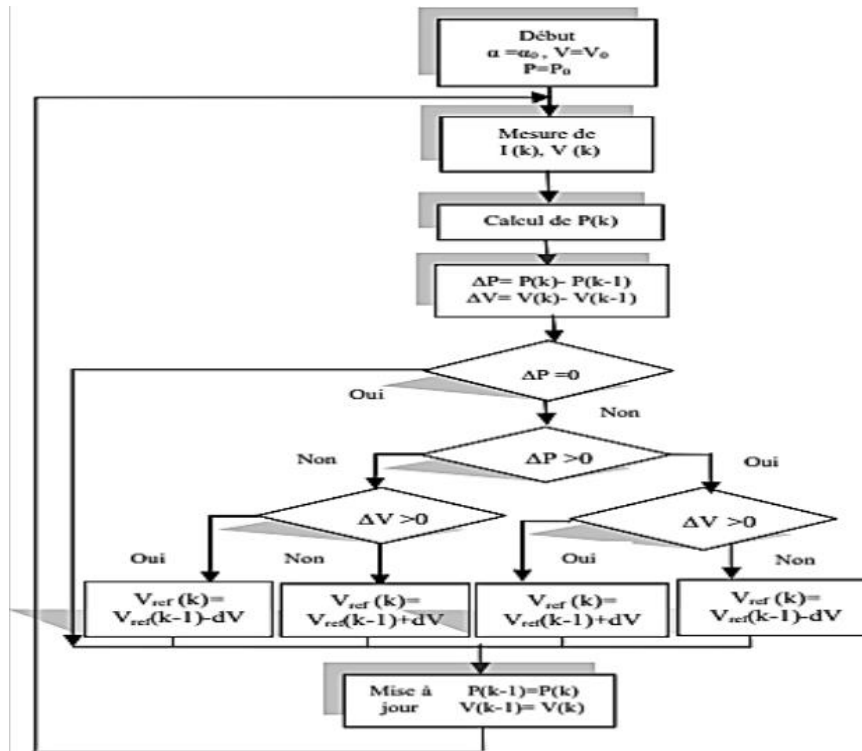
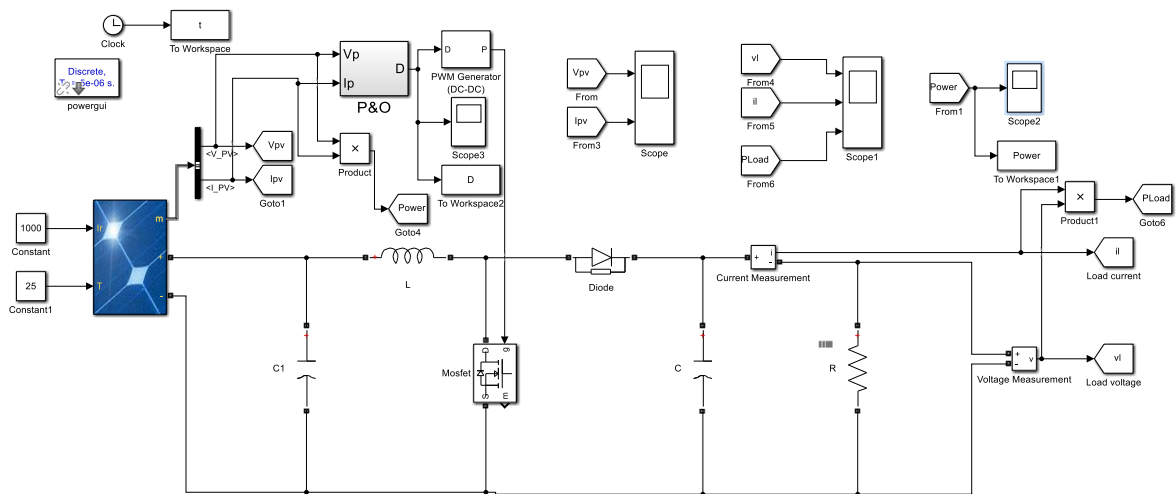


Figure IV. 4. Organigramme de la méthode Perturbation et Observation simple [48,49].

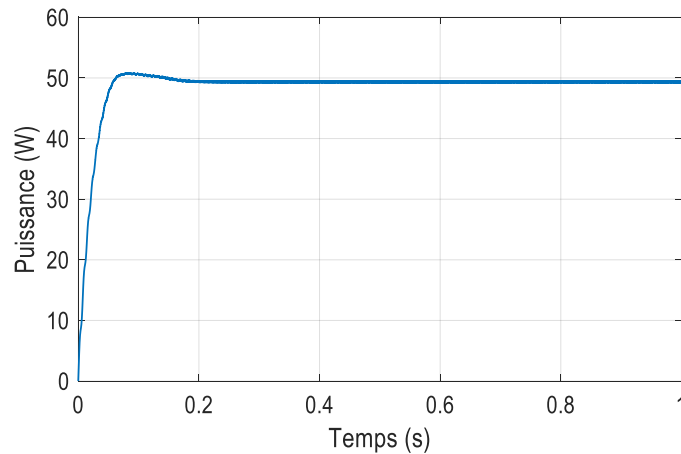
#### IV.4.1.2 Résultats de simulation et interprétation

Nous avons réalisé une simulation du système illustré ci-dessous, en adoptant les conditions standard (température de 25°C et irradiation de 1000 W/m<sup>2</sup>). Nous avons choisi d'utiliser le courant  $I_{pv}$  et la tension  $V_{pv}$  du panneau photovoltaïque comme entrées du bloc de commande P&O, tandis que le rapport cyclique  $D$  constitue la sortie. La figure (IV.5) présente le schéma bloc Simulink du générateur PV avec la commande P&O adaptative relié à une charge résistive via un convertisseur Boost. Les paramètres dans l'annexe A.

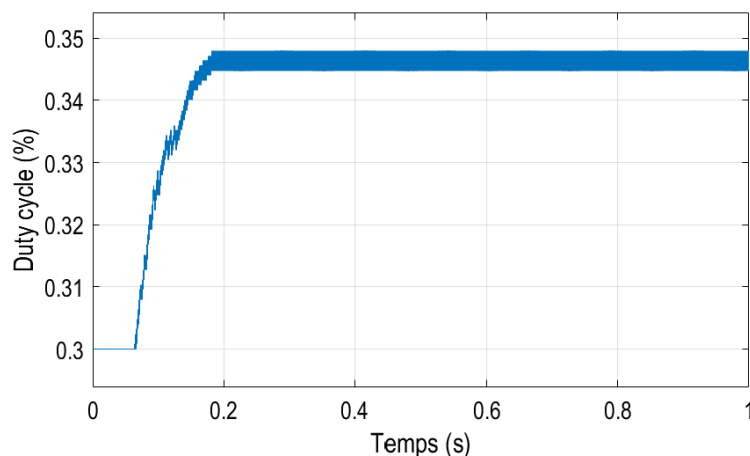


**Figure IV. 5.** Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O simple.

Les résultats de simulation du fonctionnement du système photovoltaïque avec la commande MPPT « perturbation et observation simple » sont représentés par les figures suivantes :

**Figure IV. 6.** Puissance de sortie du GPV MPPT P&O simple.

On remarque que la puissance augmente rapidement au début, atteignent une valeur maximale aux alentours de 50W. Ensuite, une légère diminution est visible, suivie d'une stabilisation autour de 47-48W. Cela montre que l'algorithme P&O simple parvient à atteindre rapidement le point de puissance maximale mais présente une légère oscillation autour de ce point, ce qui est typique de ce point.

**Figure IV. 7** Rapport cyclique de commande P&O simple.

On observe une phase initiale où la valeur de rapport cyclique est relativement constante avec de légères fluctuations, suivie d'une descente brusque vers une valeur plus basse et stable. Cette forme est typique d'un système de régulation utilisant un algorithme MPPT comme P&O pour ajuster dynamiquement le rapport cyclique afin de maximiser la puissance extraite.

### IV.4.1.3 Etude la commande P&O simple avec l'ombrage partiel

- **Sans ombrage**

On a simulé 16 modules en utilisant la configuration TCT avec la commande P&O simple dans les conditions standard de la température et de l'irradiation représentée sur la figure (IV.8).

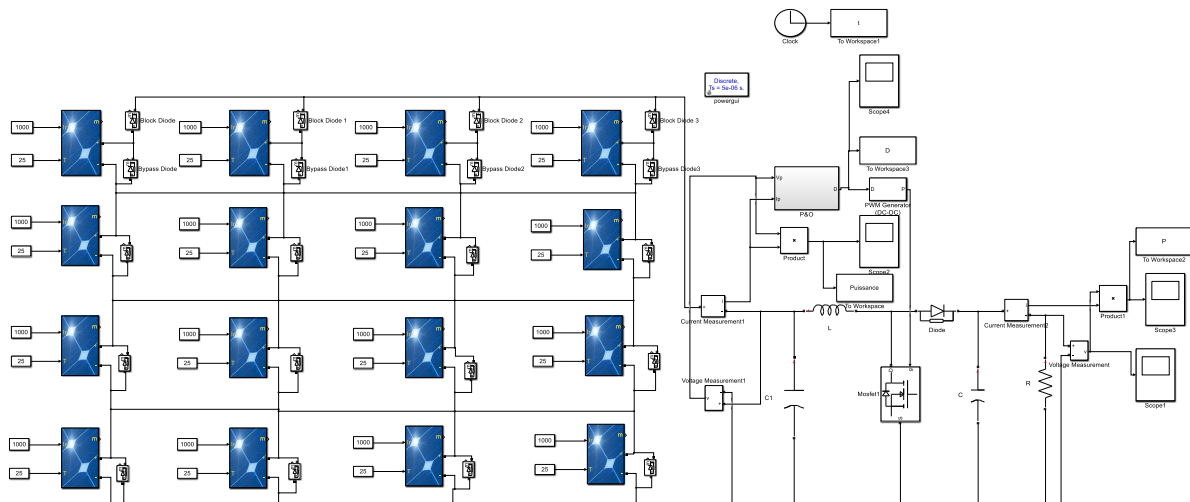


Figure IV. 8 Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O simple en 16 modules sans ombrage.

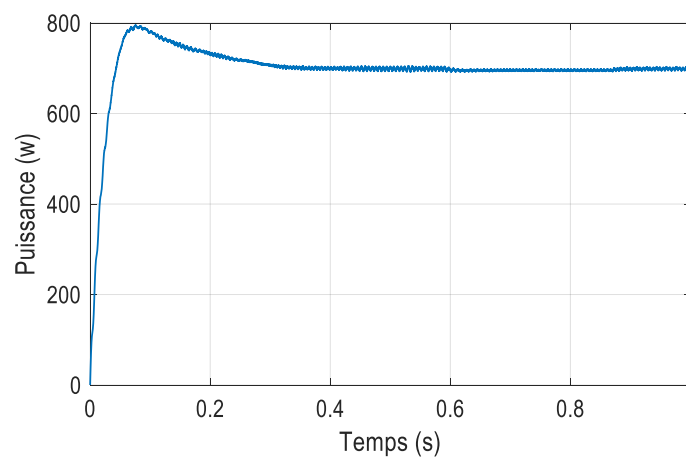


Figure IV. 9 Puissance de sortie du GPV avec commande P&O simple en 16 modules sans ombrage.

On observe une montée rapide de la puissance à partir de 0, atteignant un pic légèrement supérieur à 800W autour de 0.1 s, suivie d'une légère diminution, puis d'une stabilisation. Le système présente une bonne dynamique de réponse avec un temps de réponse court et une stabilisation rapide. Cela suggère que le système de contrôle est bien conçu, avec une capacité efficace à suivre le point de puissance maximale malgré une petite surtension transitoire.

- **Avec ombrage (scénarios « c »)**



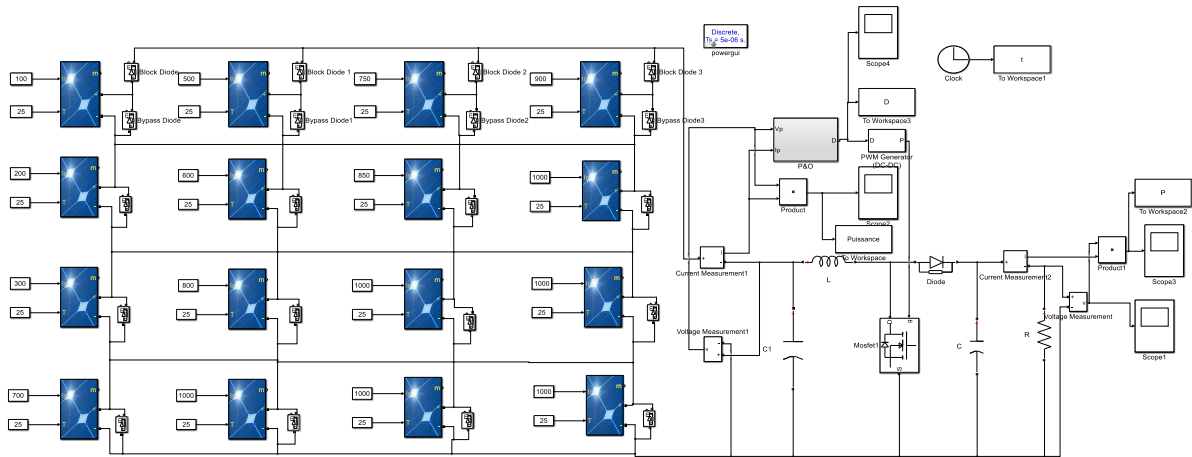


Figure IV. 12. Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O simple en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».

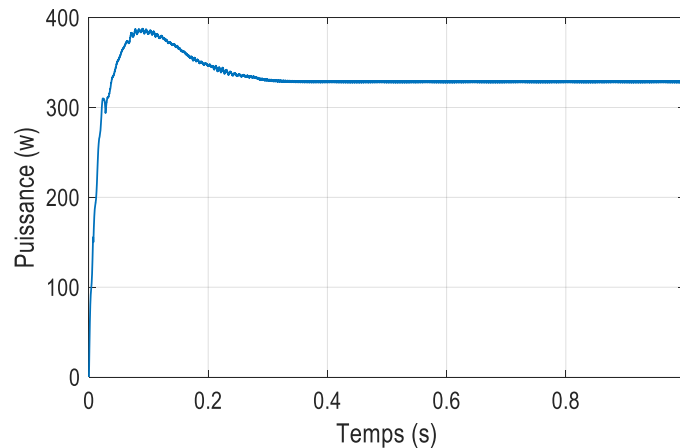


Figure IV. 13. Puissance de sortie de GPV avec commande P&O simple en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».

On observe que la puissance augmente rapidement au début, atteignant un pic d'environ 370 W aux alentours de 0.12 secondes. Cette phase reflète la recherche du point de puissance maximale (MPP) par l'algorithme. Par la suite, une légère décroissance est visible, suivie d'une stabilisation progressive vers une valeur quasi constante proche de 330 W.

Cette courbe met en évidence la capacité de la commande P&O simple à suivre le MPP, bien que de manière imparfaite, en raison de la baisse de puissance après le pic initial, ce qui peut être attribué aux effets de l'ombrage partiel ou aux oscillations inhérentes à la méthode P&O classique.

#### IV.4.1.4 Avantages et inconvénients de la méthode P&O classique

- Avantages

- Simplicité de mise en œuvre.
- Coût réduit.
- Peu de ressources de calcul.
- Bonne performance en conditions stables.
- **Inconvénients**
  - Oscillations autour de point de puissance maximale (MPP)
  - Moins performant en conditions variables.
  - Risque de mauvaise décision.
  - Sensibilité au choix de la perturbation.

### IV.4.2 La méthode Perturbation et observation P&O adaptative

La méthode P&O adaptative est une amélioration de la méthode classique P&O, visant à corriger ses principaux défauts, notamment les oscillations autour du point maximale (MPP) et la réactivité insuffisante en cas de variations rapides. Contrairement à la méthode classique où la perturbation est fixe (même variation de tension à chaque cycle), la méthode adaptative ajuste dynamiquement l'amplitude de la perturbation en fonction de la variation de puissance détectée. Si la variation de puissance est importante donc on utilise une grande perturbation pour suivre rapidement le MPP, si la variation est faible donc on utilise une petite perturbation pour réduire les oscillations.

#### IV.4.2.1 Organigramme P&O adaptative

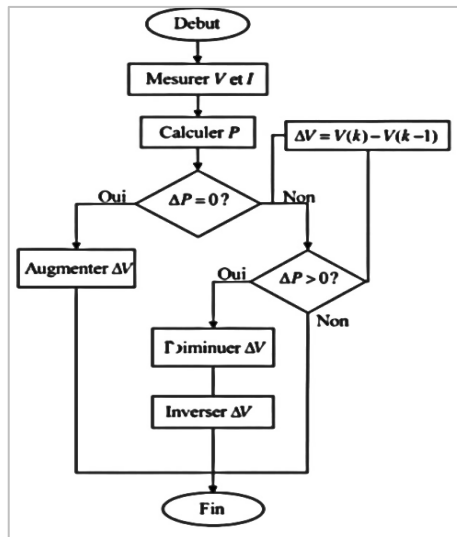


Figure IV. 14. Organigramme de la méthode Perturbation et Observation adaptative.

#### IV.4.2.2 Résultats de simulation et interprétation

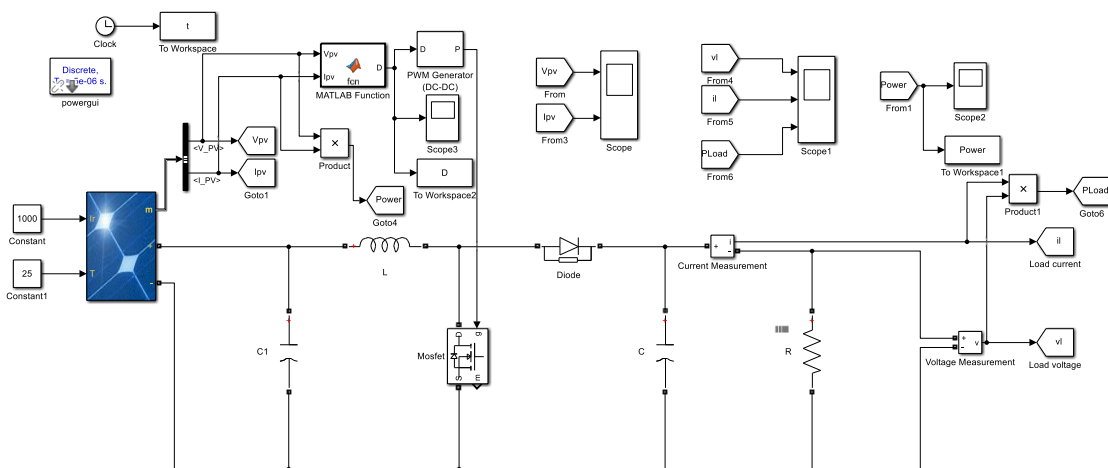


Figure IV. 15. Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O adaptative.

Les résultats de simulation du fonctionnement du système photovoltaïque avec la commande MPPT « perturbation et observation adaptative » sont représentés par les figures suivantes :

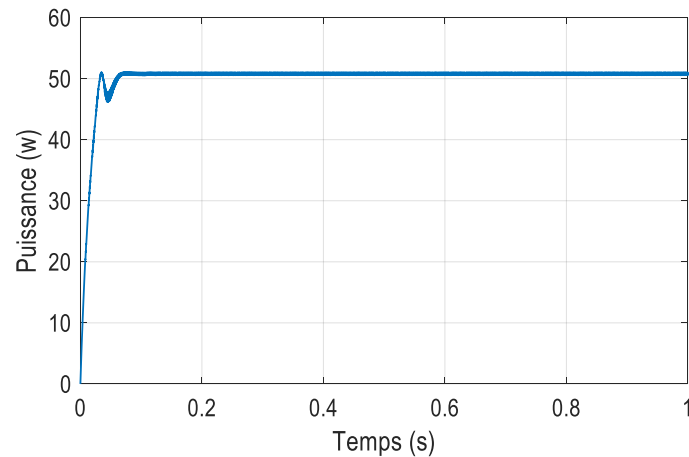


Figure IV. 16. Puissance de sortie du GPV avec commande P&O adaptative.

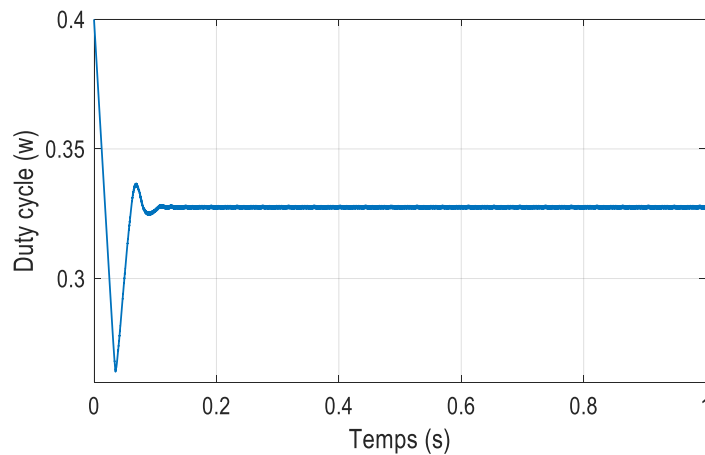


Figure IV. 17. Rapport cyclique de commande P&O adaptative.

On observe que la puissance augmente rapidement au début, atteignant une valeur stable autour de 48 W. Cela montre que l'algorithme adaptative parvient à atteindre le point de puissance maximale (MPP) et à le maintenir de manière stable avec très peu d'oscillations.

On constate une augmentation rapide du rapport cyclique jusqu'à environ 0,5 où il se stabilise. Cette stabilité indique que l'algorithme P&O adaptative ajuste efficacement le rapport cyclique pour atteindre le point de puissance maximale sans fluctuations importantes, ce qui améliore la performance du système photovoltaïque.

### IV.4.2.3 Etude la commande P&O adaptative avec l'ombrage partiel

- Sans ombrage

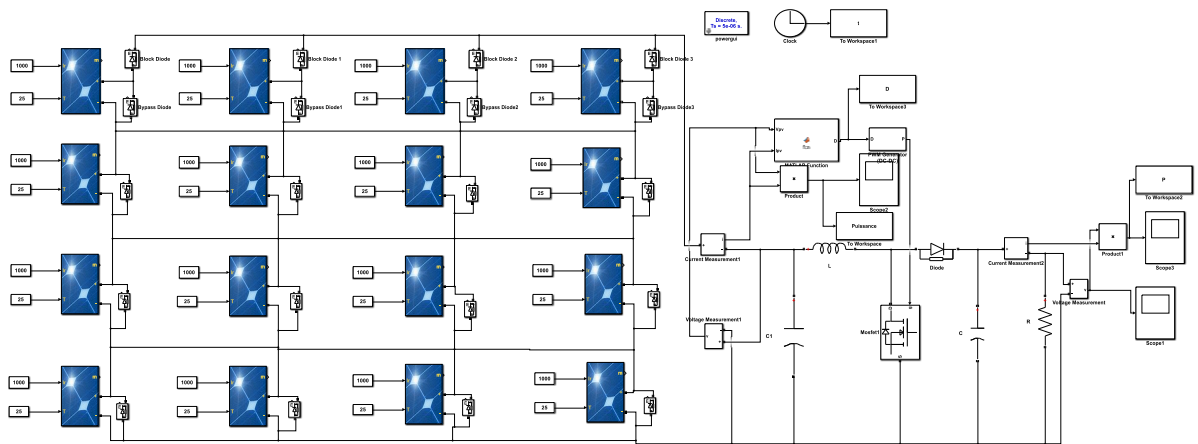


Figure IV. 18. Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O adaptative en 16 modules sans ombrage.

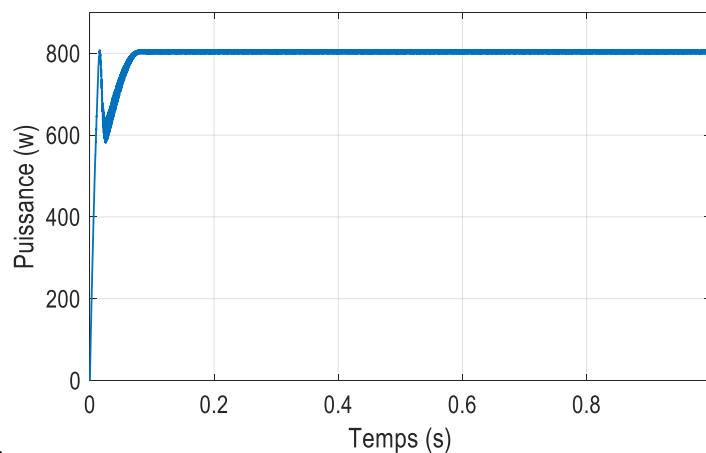


Figure IV. 19. Puissance de sortie du GPV avec commande P&O adaptative en 16 modules sans ombrage.

On remarque que la puissance commence par osciller légèrement au début, ce qui est typique de la phase de recherche du point de puissance maximale (MPPT). Ensuite, vers 0.1 seconde, la puissance se stabilise rapidement autour de 800 W, ce qui montre que l'algorithme a atteint le MPP avec efficacité et rapidité.

Cette réponse dynamique indique que le P&O adaptatif est réactif et performant en conditions uniformes, sans variations d'irradiation ni ombrage.

- Avec ombrage (scénarios « c »)

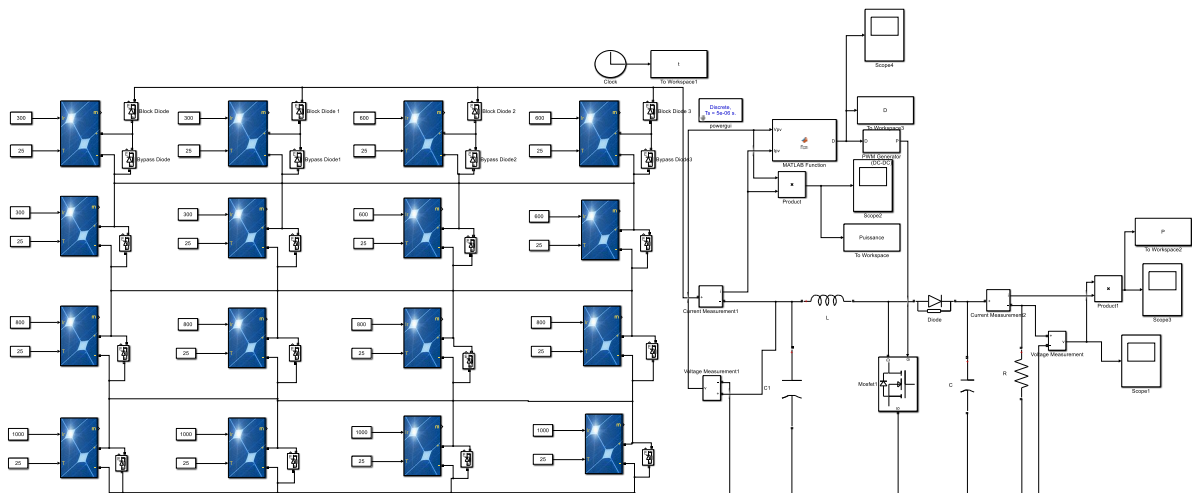


Figure IV. 20. Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O adaptative en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».

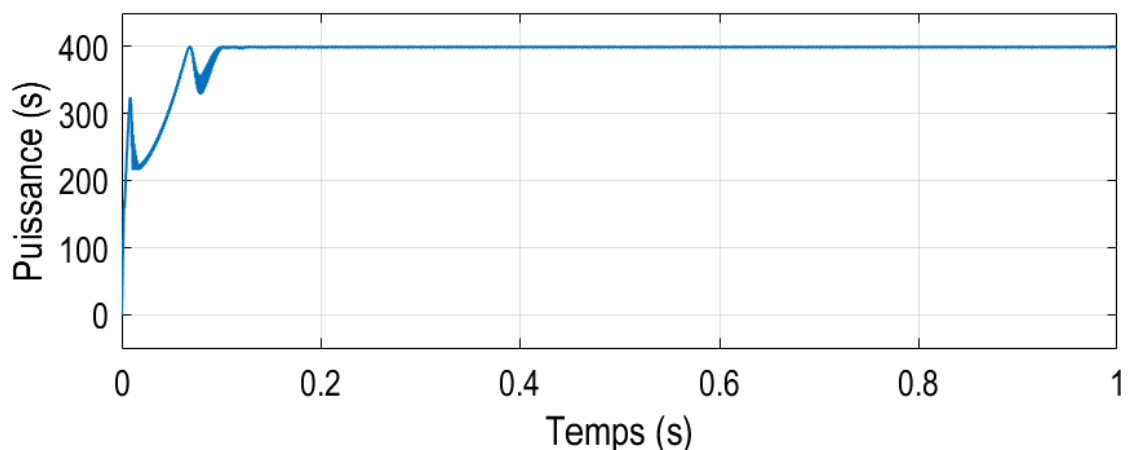


Figure IV. 21. Puissance de sortie du GPV avec commande P&O adaptative en 16 modules avec ombrage scénarios « C ».

On observe une forte variation initiale avec des oscillations marquées dues à la recherche du point de puissance maximale.

La puissance se stabilise autour de 400 W, mais on remarque qu'elle passe par plusieurs pics et creux avant de se fixer.

Cela montre que l'ombrage rend la convergence plus lente et instable, et que l'algorithme peut facilement tomber dans un optimum local.

• Avec ombrage (scénarios « d »)

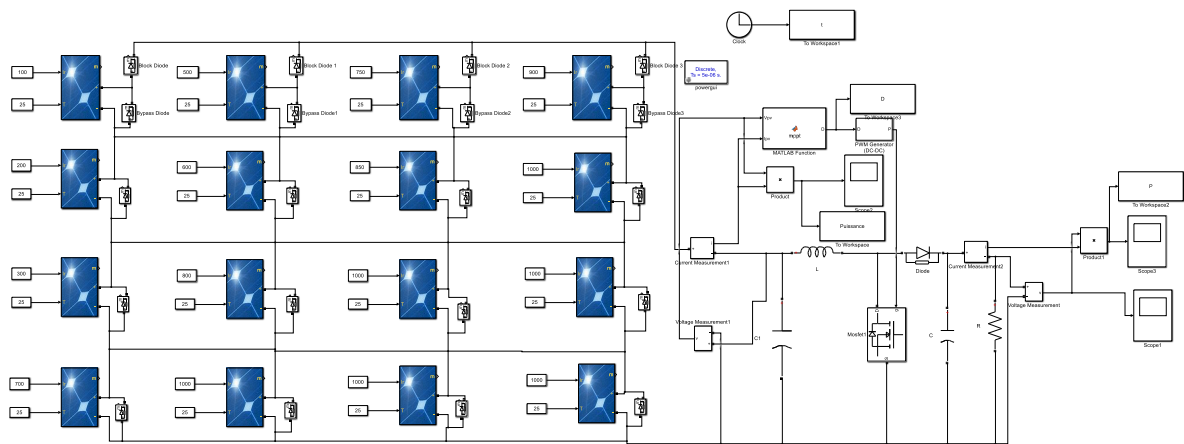


Figure IV. 22. Schéma bloc Simulink de la technique MPPT P&O adaptative en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».

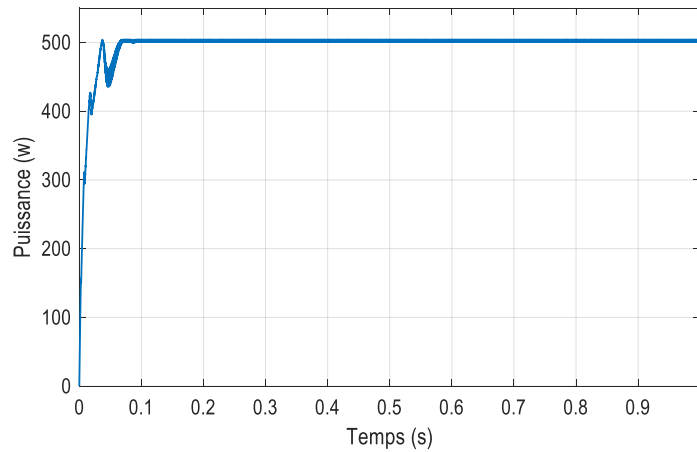


Figure IV. 23 Puissance de sortie du GPV avec commande P&O adaptative en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».

La montée en puissance est plus progressive et plus stable que la première courbe.

La puissance maximale atteinte est légèrement inférieure à 500 W, et une légère baisse est visible après stabilisation. Ce comportement reflète la diminution d'efficacité causée par l'ombrage, mais aussi la capacité du P&O à s'adapter, bien que de façon limitée.

Alors, la commande P&O adaptative est converge vers le PPM.

#### IV.4.2.4 Avantages et inconvénients de la méthode P&O adaptative

- **Avantages**
  - Réduction des oscillations autour du MPP
  - Convergence plus rapide vers le MPP en cas de changement brusque
  - Meilleure efficacité énergétique, surtout dans des conditions variables
  - Adaptabilité aux variations climatique et à l'irradiance
- **Inconvénients**
  - Algorithme plus complexe à programmer que la version classique
  - Nécessite plus de ressource de calcul, ce qui peut ne pas convenir aux microcontrôleurs très simples

#### IV.4.3 MPPT basée sur la logique floue

La logique floue est une méthode de commande apparue en 1965 grâce aux travaux de L. Zadeh. Elle est particulièrement efficace pour contrôler des systèmes non linéaires, comme les systèmes de poursuite du point de puissance maximale dans le photovoltaïque. Cette approche ne nécessite pas la connaissance exacte du modèle mathématique du système, ce qui la rend robuste et flexible. Le principe consiste à transformer les données d'entrée numériques en valeurs floues (fuzzification), à appliquer des règles logiques pour en déduire une réponse (inférence), puis à convertir cette réponse en valeur claire (défuzzification). Ce traitement s'effectue généralement en trois étapes à l'aide de fonctions triangulaires ou trapézoïdales. Grâce à cette structure, le système flou peut offrir une régulation efficace même dans des conditions variables.

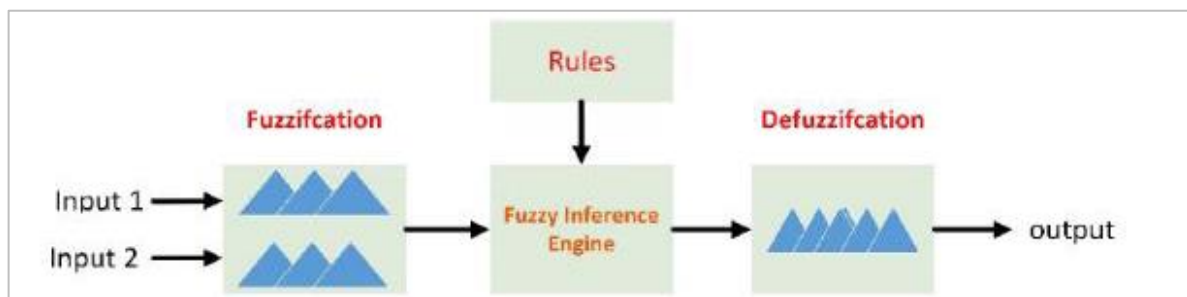


Figure IV. 24. Structure générale d'un système flou [50].

##### IV.4.3.1 Principe de la logique floue

La logique floue permet de décrire des phénomènes avec des termes imprécis comme : chaud, froid, rapide, lent, grand, petit, etc. Elle repose sur deux éléments essentiels : les variables linguistiques (des mots utilisés pour décrire une valeur) et les ensembles flous (qui indiquent dans quelle mesure une valeur appartient à une catégorie).

Un contrôleur flou remplace souvent un contrôleur classique dans un système de régulation. Il fonctionne comme un système expert et se compose de quatre parties principales :

- Le fuzzificateur : qui transforme les données précises en valeurs floues,
- La base de connaissances : qui contient les règles floues,
- Le moteur d'inférence : qui applique les règles pour prendre une décision,
- Le défuzzificateur : qui convertit la réponse floue en une valeur claire utilisable par le système.

#### IV.4.3.2 MPPT floue proposée

Dans notre travail, la MPPT floue proposée est basée sur un système flou avec deux d'entrées et une sortie, les variables d'entrée du contrôleur flou sont l'erreur  $e(k)$  et la variation de l'erreur  $\Delta e(k)$  c'est deux variables sont données par les équations (IV.1) et (IV.2) tandis que la variable de sortie du contrôleur Fuzzy est la variation du pas ( $\Delta D$ ) pour ajuster le rapport cyclique

$$e(k) = \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)} \quad (\text{III.1})$$

$$\Delta e(k) = e(k) - e(k-1) \quad (\text{III.2})$$

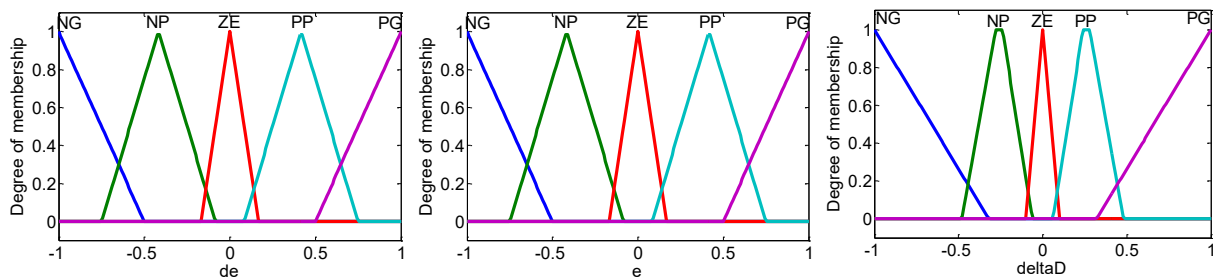
Les fonctions d'appartenance des variables d'entrée et de sortie utilisées dans ce modèle sont représentées dans les figures (IV.25) et (IV.26). Elles ont toutes une forme triangulaire et comprennent cinq ensembles flous : NG (Négative Grande), NP (Négative Petite), ZE (Zéro), PP (Positive Petite) et PG (Positive Grande). La base de règles floues repose sur des règles de type « si-alors », en utilisant toutes les informations disponibles pour contrôler les paramètres.

Étant donné que chaque variable d'entrée possède 5 fonctions d'appartenance, le système d'inférence floue (FLC) est basé sur 25 règles, comme indiqué dans le tableau (IV.1). Ces règles servent à déterminer la sortie du contrôleur afin de suivre le point de puissance maximale.

La méthode de Mamdani est utilisée comme méthode d'inférence floue dans ce travail, en combinant l'opération max-min avec la loi floue. La sortie du contrôleur floue est ensuite défuzzifiée pour calculer la variation  $\Delta D$ .

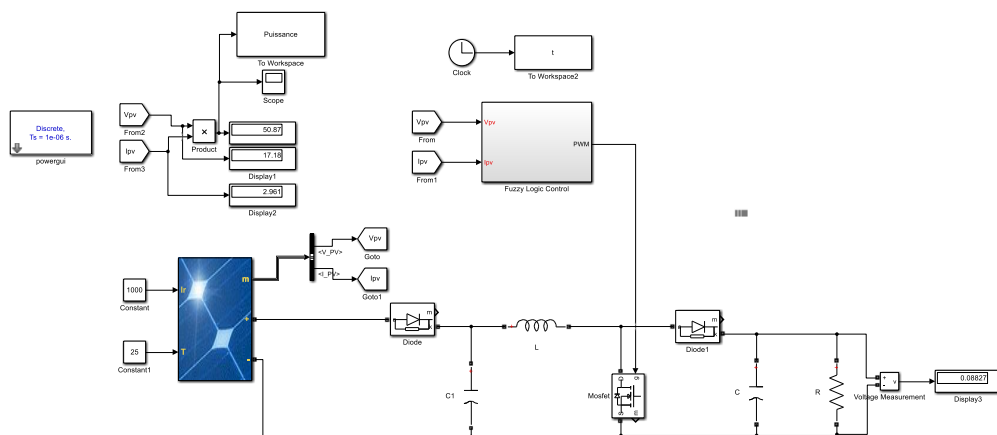
**Tableau IV. 1 :** Les règles utilisées pour déterminer la sortie  $\Delta D$  [51].

e \ $\Delta e$	NG	NP	ZE	PP	PG
NG	ZE	PG	PG	PG	PG
NP	PG	PP	PP	ZE	ZE
ZE	PP	ZE	ZE	ZE	NP
PP	ZE	ZE	NP	NP	NG
PG	PG	ZE	NP	NG	ZE



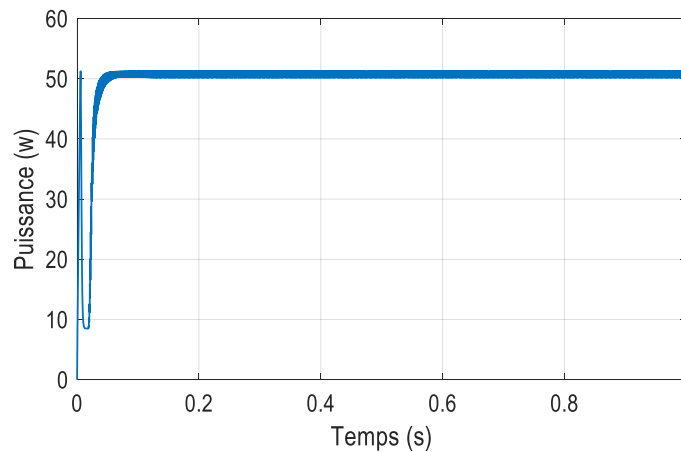
**Figure IV. 25.** Fonctions d'appartenances des entrées et de sortie.

**IV.4.3.3 Résultats de simulation et interprétation**



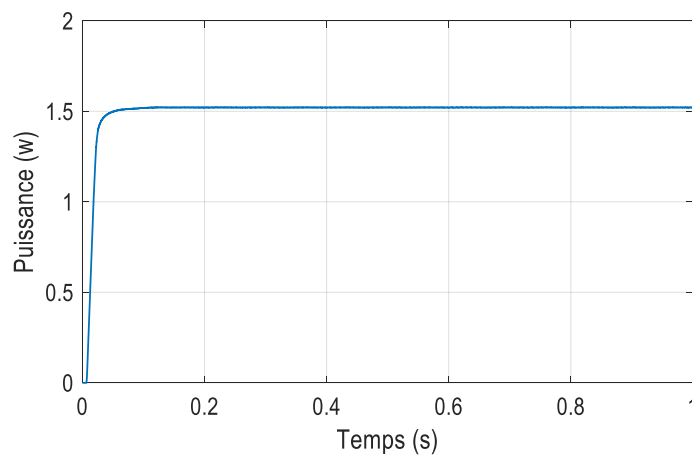
**Figure IV. 26.** Schéma bloc Simulink de la commande floue.

Les résultats de simulation du fonctionnement du système photovoltaïque avec la commande MPPT « Logique floue » sont représentés par les figures suivantes :



**Figure IV. 27** Puissance de sortie du GPV de la commande floue.

Ce graphique illustre l'évolution de la puissance de sortie du générateur photovoltaïque (GPV) sous l'effet de la commande MPPT utilisant la logique floue. On observe que la puissance augmente rapidement dès le début (autour de 0,02s), atteignant sa valeur maximale stable d'environ 50W. Cette réponse rapide démontre l'efficacité de la commande floue à atteindre le point de puissance maximale (MPPT) en un temps très court. De plus, le régime établi est stable sans oscillations notables, ce qui traduit une bonne performance dynamique et une stabilité du système.



**Figure IV. 28.** Rapport cyclique de commande floue.

Ce graphique prouve que la commande floue est efficace et rapide : elle permet d'atteindre rapidement un Duty cycle optimal pour extraire la puissance maximale du panneau photovoltaïque, même sans conditions de perturbation (comme l'ombrage). Cette performance est essentielle pour les systèmes PV, où la rapidité et la précision du suivi du MPP déterminent le rendement énergétique global.

### IV.4.3.4 Etude la commande floue avec l'ombrage partiel

- Sans ombrage

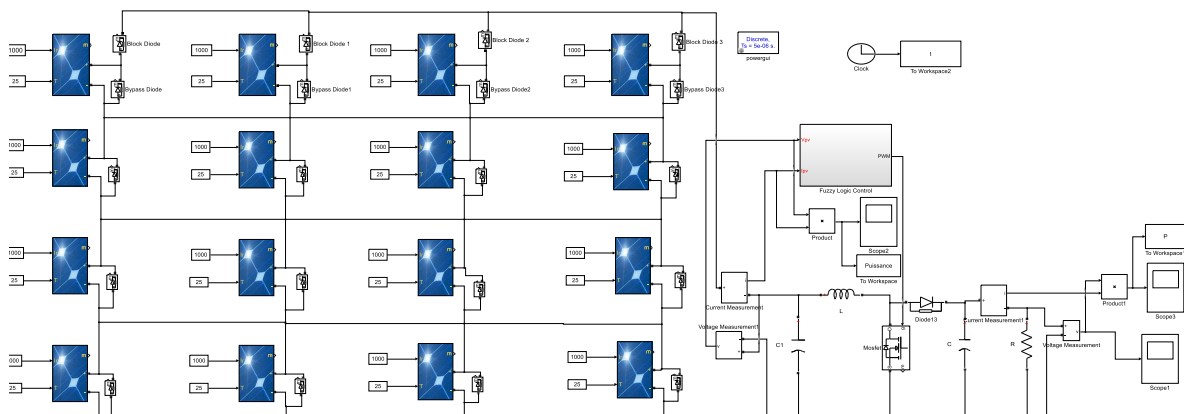


Figure IV. 29. Schéma bloc Simulink de la commande floue en 16 modules sans ombrage.

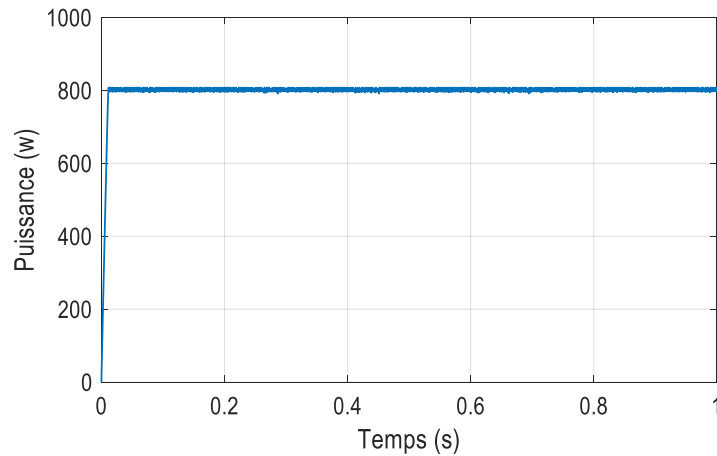


Figure IV. 30. Puissance de sortie du GPV de la commande floue en 16 modules sans ombrage.

On remarque que la puissance atteint rapidement une valeur stable avoisinant les 800W, avec une courbe très lisse et sans oscillations significatives. Cette stabilité indique que la logique floue permet de suivre efficacement le point de puissance maximale lorsque les conditions d'ensoleillement sont uniformes.

- Avec ombrage (scénarios « c »)

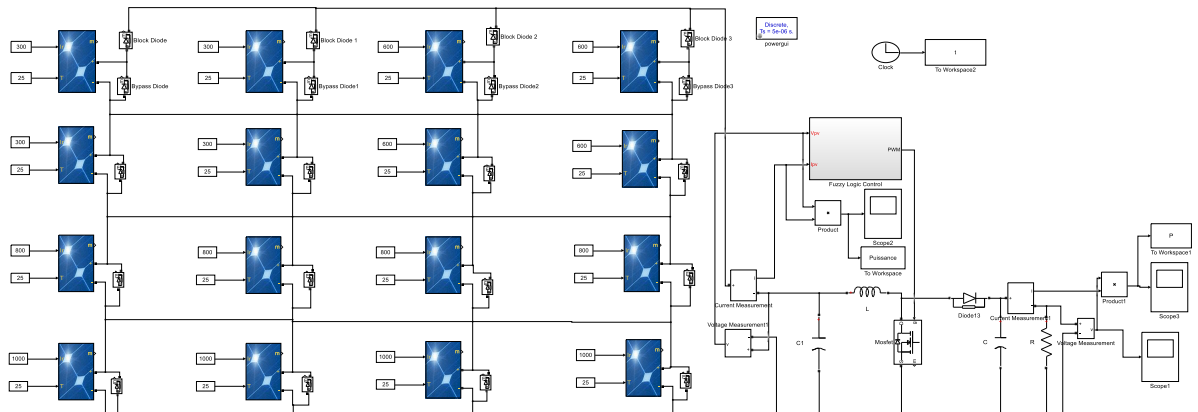


Figure IV. 31 Schéma bloc Simulink de la commande floue en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».

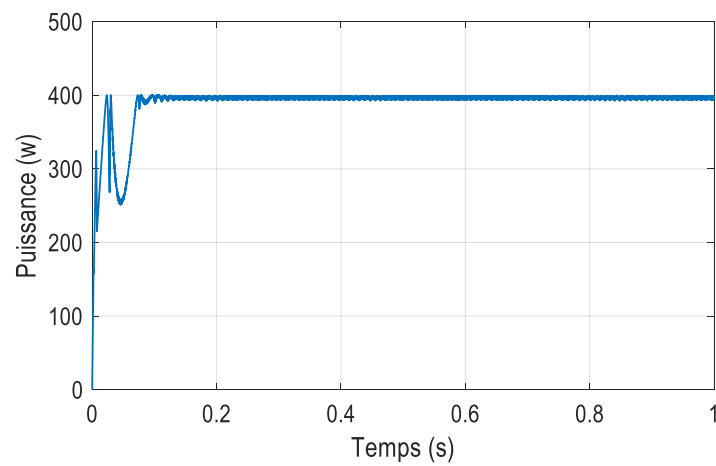


Figure IV. 32. Puissance de sortie du GPV de la commande floue en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».

On remarque que la puissance connaît au début des oscillations important, ce qui montre que la commande floue parvient à stabiliser la puissance autour d'une valeur quasi constante en moins de 0.1 s. Cela témoigne d'une bonne rapidité de réponse et d'une stabilité satisfaisante malgré la présence d'ombrage.

- Avec ombrage (scénarios « d »)

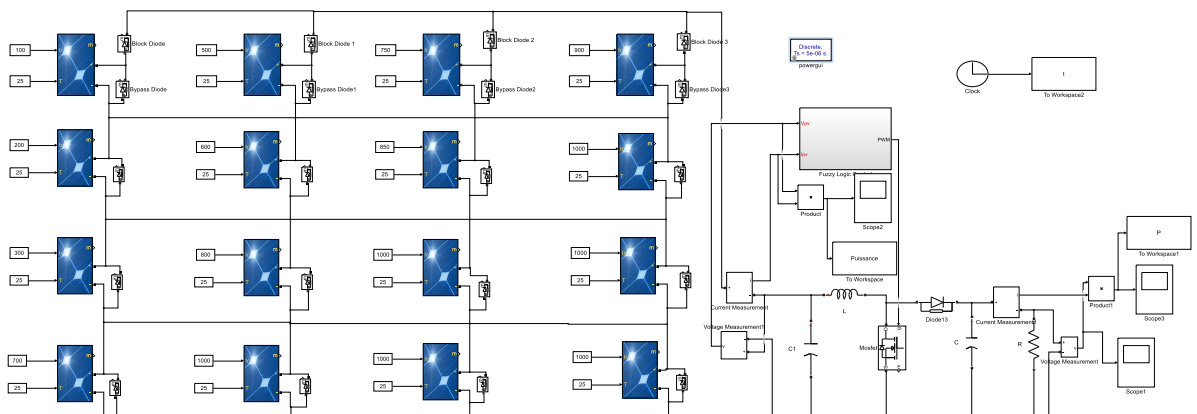


Figure IV. 33. Schéma bloc Simulink de la commande floue en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».

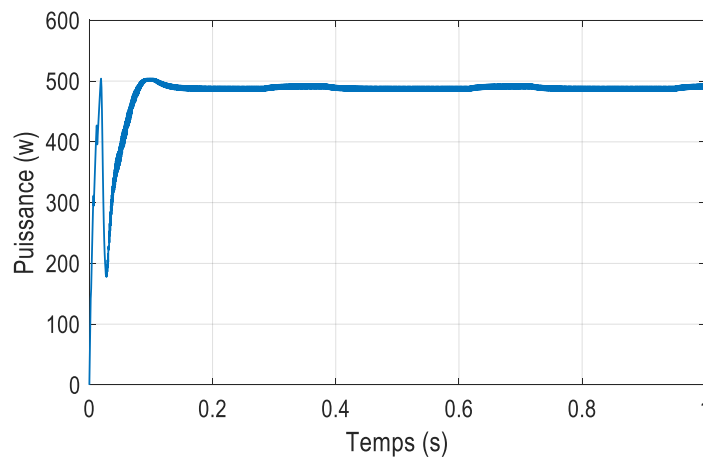


Figure IV. 34. Puissance de sortie du GPV de la commande floue en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».

On remarque qu'au début (entre 0 et 0,1 s), la puissance subit des oscillations rapides, probablement dues à la phase de démarrage ou à l'adaptation du point de fonctionnement du système. Ensuite, la courbe se stabilise autour de 500 W, indiquant que le système atteint rapidement un régime permanent. Cette réponse dynamique traduit une bonne performance du système de suivi du point de puissance maximale, avec un temps de réponse court et une stabilité satisfaisante.

Alors, la commande floue est permise de suivre efficacement le point de puissance maximale (MPP)

#### IV.4.3.6 Avantages et inconvénient de la méthode floue

- **Avantages**
  - Souplesse
  - Pas de besoin de modèle mathématique précis
  - Facile à intégrer l'expertise humaine
  - Adaptée aux systèmes non linéaires
- **Inconvénients**
  - Conception des règles peut être complexe
  - Dépendance à l'expertise
  - Pas de méthode standard de conception
  - Peut être difficile à optimiser
  - Précision parfois limitée

#### IV.4.4 La commande PSO

Pour résoudre des problèmes d'optimisation complexes avec de nombreuses solutions non idéales, on utilise souvent des métaheuristiques puissantes, notamment celles basées sur une population. Parmi elles, l'optimisation par essaim particulaire (PSO), introduite en 1995, s'est largement répandue. PSO s'inspire du comportement collectif des animaux comme les oiseaux ou les poissons. Chaque particule représente une solution possible et se déplace dans l'espace de recherche en fonction de : son propre mouvement précédent (inertie), sa meilleure expérience passée, et la meilleure expérience de ses voisins.

Ainsi, l'ensemble des particules collabore pour trouver la solution optimale globale au problème.

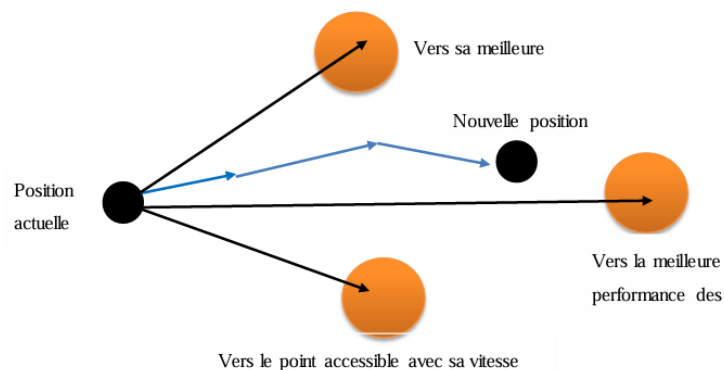


Figure IV. 35..Déplacement d'une particule

L'algorithme PSO (Particle Swarm Optimization), proposé en 1995 par Kennedy et Eberhart, s'inspire du comportement collectif des oiseaux et poissons. C'est une méthode méta-heuristique utilisée pour trouver la meilleure solution à un problème complexe.

Chaque particule représente une solution et adapte sa position selon son expérience ( $P_{best}$ ) et celle du groupe ( $G_{best}$ ). Sa position est mise à jour grâce à une formule tenant compte de sa vitesse, influencée par trois facteurs : inertie, apprentissage personnel et social.

Dans les systèmes photovoltaïques (PV), PSO est utilisé pour suivre le point de puissance maximale (MPPT). L'algorithme commence par une initialisation des particules, puis évalue les performances, met à jour les meilleures positions, et ajuste les vitesses et positions à chaque itération jusqu'à trouver la puissance optimale.

#### IV.4.4.1 Procédure de base de la PSO

La procédure de la norme PSO se résume comme suit [52] , [53] :

- Étape 1 : Initialiser une population de particules à des positions aléatoires et des vitesses, où chaque particule contient D variables.
- Étape 2 : chaque particule et sa valeur objective égal à son courant la position et la valeur objective, et soit g Évaluer les valeurs objectives de toutes les particules. Soit p et sa valeur objective être égale à la position et l'objectif valeur de la meilleure particule initiale.
- Étape 3 : Mise à jour de la vitesse et de la position de chaque particule.
- Étape 4 : Évaluer les valeurs objectives de toutes les particules.
- Étape 5 : Pour chaque particule, de comparer sa valeur actuelle objectif. Si la valeur Actuelle vaut mieux, puis mettre à jour p avec la valeur objective de ses p meilleur et sa valeur objective avec la position actuelle et la valeur objective.
- Étape 6 : Déterminer la meilleure particule de l'essaim en cours avec la meilleure valeur Objective. Si la valeur objective est meilleure que la valeur objective. Poursuite du point de puissance maximale du système PV par la méthode PSO Mise à jour g et son objective valeur de la position et de la valeur objective de la courante meilleure particule.
- Étape 7 : Si un critère d'arrêt est rempli, veuillez indiquer g de sortie et ses valeur objective.

### IV.4.4.2 Organigramme PSO

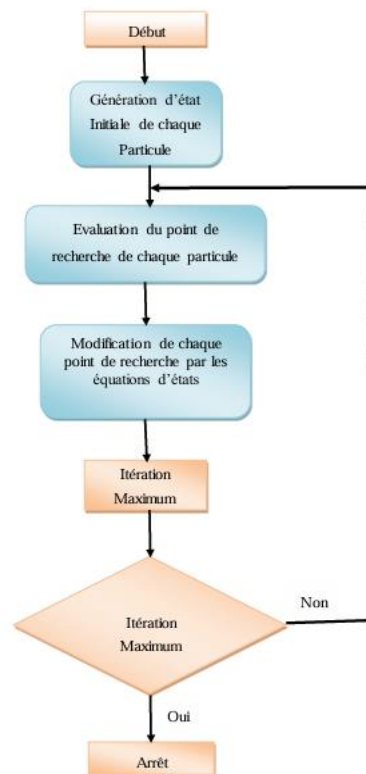


Figure IV. 36. Organigramme général de la méthode PSO [54],[55].

### IV.4.4.3 Résultats de simulation et interprétation

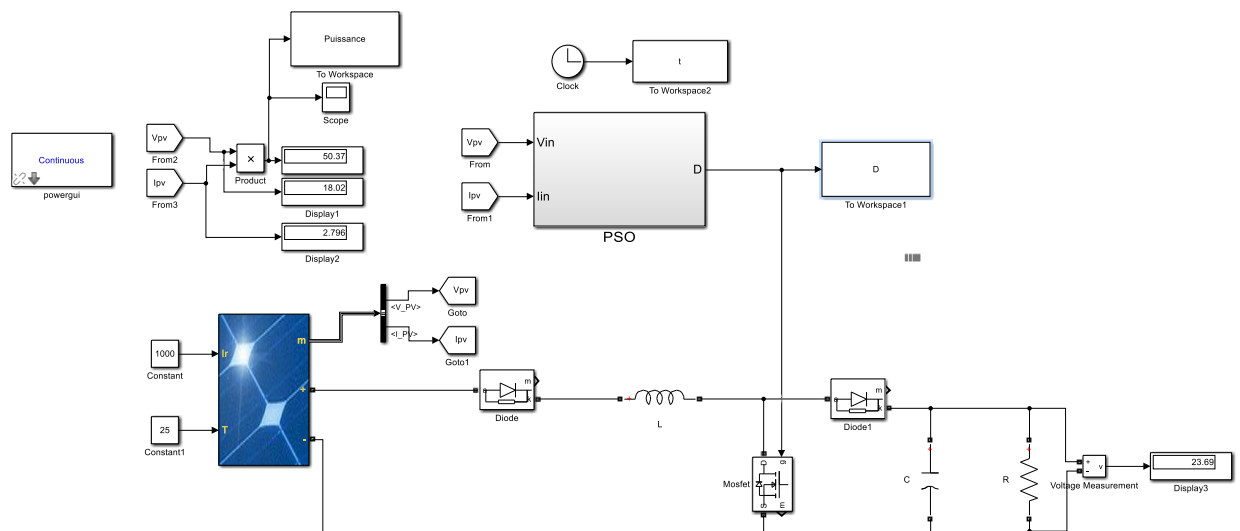


Figure IV. 37. Schéma bloc Simulink de la commande PSO.

Les résultats de simulation du fonctionnement du système photovoltaïque avec la commande MPPT « PSO » sont représentés par la figure suivante :

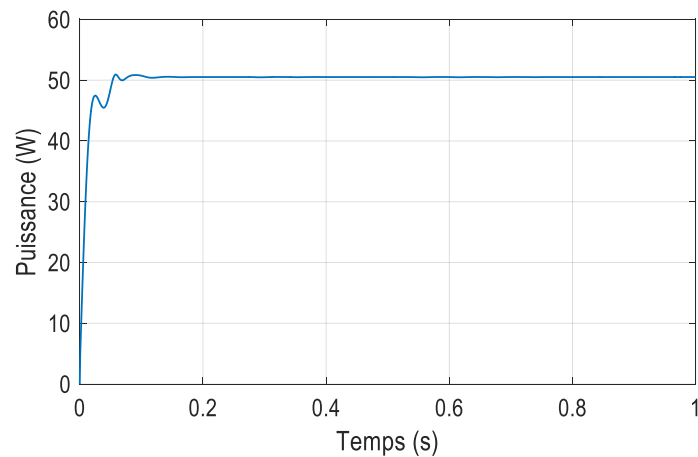


Figure IV. 38. Puissance de sortie du GPV de la commande PSO.

On remarque que la puissance atteint rapidement sa valeur maximale d'environ 50 W après quelques oscillations initiales. La convergence vers le point de puissance maximale se fait de manière rapide et stable, avec très peu d'ondulations une fois la valeur cible atteinte.

Ce comportement traduit l'efficacité de l'algorithme PSO dans la recherche du MPP, même en présence de variations initiales. Cela démontre que le PSO est une méthode performante et adaptée aux conditions de fonctionnement dynamiques des systèmes photovoltaïques.

#### IV.4.4.4 Etude la commande PSO sur l'ombrage partiel

- Sans ombrage

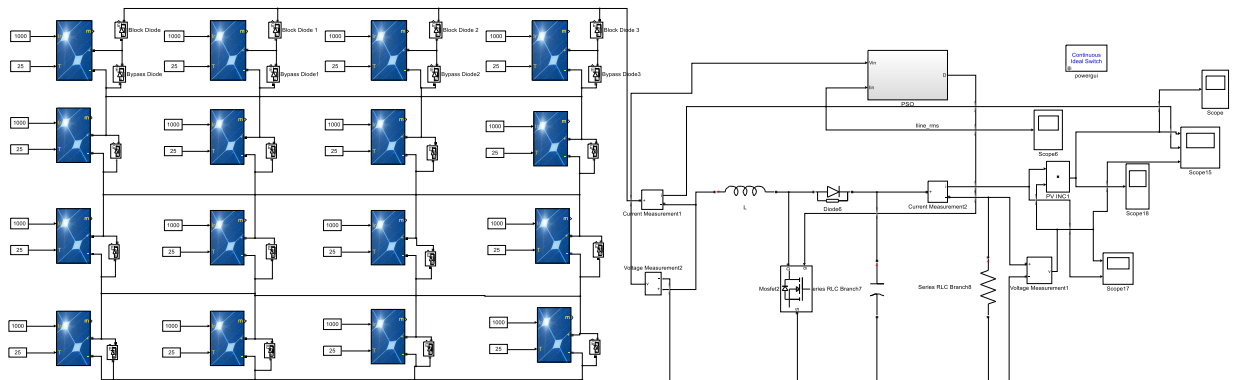


Figure IV. 39. Schéma bloc Simulink de la commande PSO en 16 modules sans ombrage.

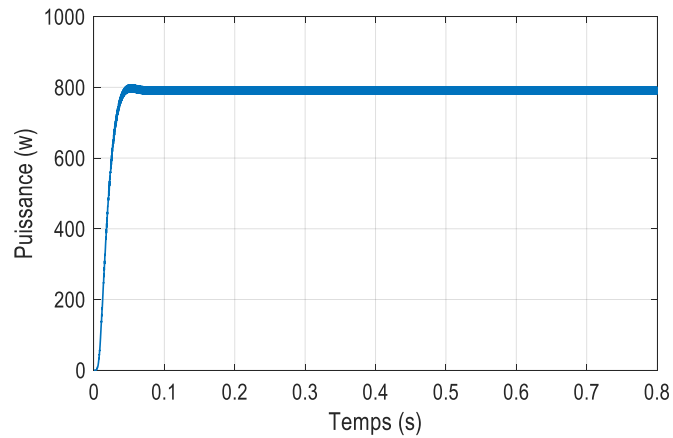


Figure IV. 40. Puissance de sortie du GPV de la commande PSO en 16 modules sans ombrage.

On remarque que la puissance PV augmente avec l'irradiation, ce qui est attendu car plus l'irradiation solaire est élevée, plus la production d'énergie photovoltaïque est importante. La puissance maximale atteinte est d'environ 800 unités pour une irradiation de 0.8, tandis qu'à faible irradiation (0.1), la puissance est proche de 200 unités.

- Avec ombrage scénarios « c »

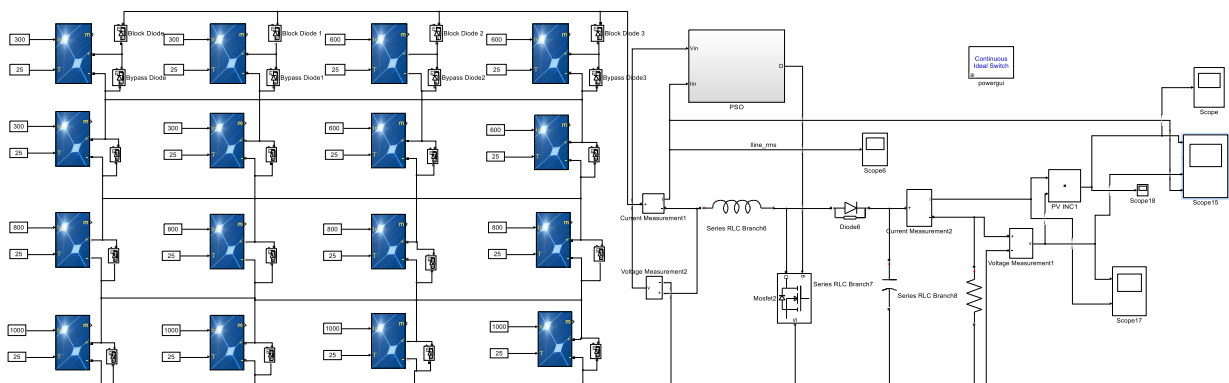


Figure IV. 41. Schéma bloc Simulink de la commande floue en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».

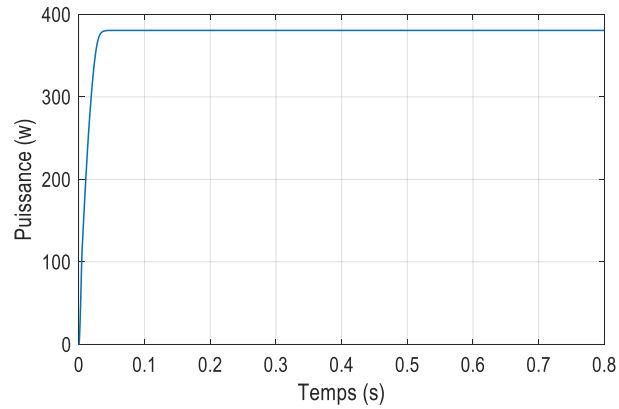


Figure IV. 42 Puissance de sortie du GPV de la commande PSO en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».

La puissance de sortie du champ photovoltaïque augmente rapidement pour atteindre une valeur maximale d'environ 280 W à 0,05 seconde. Ensuite, elle se stabilise, montrant ainsi une bonne convergence du contrôle MPPT par PSO vers le point de puissance maximale (MPP) sans oscillations notables.

- Avec ombrage scénarios « d »

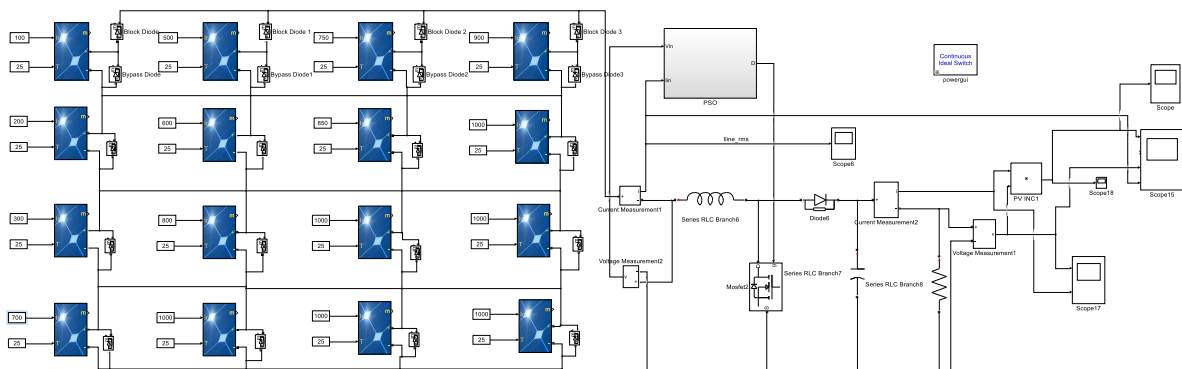


Figure IV. 43. Schéma bloc Simulink de la commande floue en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».

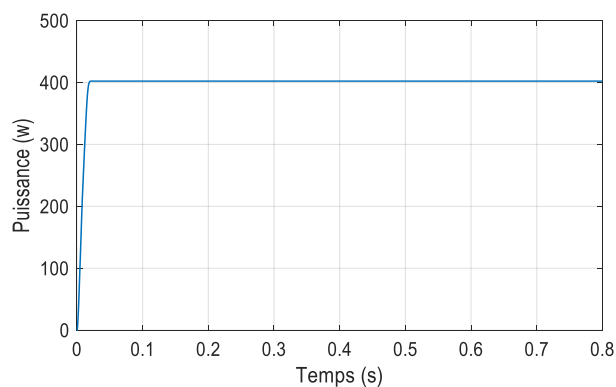


Figure IV. 44. Puissance de sortie du GPV de la commande PSO en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».

La puissance de sortie du GPV augmente rapidement pour atteindre un point de stabilité, indiquant que l'algorithme parvient efficacement à suivre le point maximal. La stabilisation rapide montre une bonne réactivité de la commande.

#### IV.4.4.5 Avantages et inconvénient de la méthode PSO

- **Avantages**
  - Fonctionne bien pour différents types de problèmes.
  - Facile à programmer et à mettre en œuvre.
  - Adapté aux espaces de recherche continus.
- **Inconvénients**
  - Risque de sortir de la zone de recherche si la vitesse est trop élevée.
  - Peut rester bloqué dans une solution non optimale à cause de l'initialisation aléatoire.
  - Sensible à la manière dont les voisins sont définis.
  - Moins de diversité que certains autres algorithmes comme les algorithmes génétiques.

### IV.5 Comparaison entre les quatre commandes

Les tableaux suivants illustrent les caractéristiques des différentes MPPT relatives aux scénarios c et d

**Tableau IV. 2 :** Comparaison entre les quatre commandes en 16 modules avec ombrage scénarios « c ».

Commandes MPPT	Temps de réponse[s]	Dépassement [%]	Oscillations
P&O Simple	0.85	0	Oui
P&O adaptative	0.40	0	Oui
Logique floue	0.70	0	Oui
<b>PSO</b>	<b>0.30</b>	<b>0</b>	<b>Non</b>

**Tableau IV. 3 :** Comparaison entre les quatre commandes en 16 modules avec ombrage scénarios « d ».

Commandes MPPT	Temps de réponse[s]	Dépassement [%]	Oscillations
P&O Simple	0.25	17.51	Oui
P&O adaptative	0.30	0	Oui
Logique floue	0.50	2.04	Oui
<b>PSO</b>	<b>0.15</b>	<b>0</b>	<b>Non</b>

## IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié en détail les différentes techniques de poursuite du point de puissance maximale (MPPT), essentielles pour améliorer le rendement des systèmes photovoltaïques soumis à des conditions climatiques variables. Nous avons commencé par présenter le principe général du MPPT, puis nous avons classé les techniques en deux grandes catégories : les méthodes classiques et les méthodes intelligentes.

Parmi les approches classiques, nous avons décrit la méthode de Perturbation et Observation (P&O) ainsi que sa version adaptative, en mettant en évidence leurs avantages comme la simplicité de mise en œuvre, et leurs inconvénients tels que les oscillations autour du point de fonctionnement optimal.

Ensuite, nous avons abordé les méthodes de commande intelligentes, notamment la logique floue, qui permet une prise de décision souple basée sur des règles linguistiques, et l'algorithme PSO (Particle Swarm Optimization), inspiré du comportement collectif des oiseaux. Chaque méthode a été analysée en termes de principe, de schéma de fonctionnement, d'avantages et de limites.

Les comparaisons effectuées montrent que les méthodes intelligentes offrent de meilleures performances, notamment en conditions dynamiques ou d'ombrage partiel. La MPPT PSO en particulier a donné les meilleures performances. Ces techniques constituent donc une voie prometteuse pour optimiser la gestion énergétique des systèmes PV.

# Conclusion

## Générale

## Conclusion générale

Dans un contexte mondial marqué par la transition énergétique, les systèmes photovoltaïques représentent une alternative prometteuse et durable pour répondre aux besoins croissants en électricité. Cependant, leur efficacité reste fortement influencée par les conditions environnementales, notamment le phénomène d'ombrage partiel, qui constitue un défi majeur pour l'exploitation optimale de l'énergie solaire.

Ce travail a permis d'explorer en profondeur le fonctionnement, la modélisation et les caractéristiques des systèmes photovoltaïques, en mettant particulièrement l'accent sur les effets de l'ombrage partiel et les solutions pour en limiter l'impact. Nous avons étudié différentes configurations de champs PV (série, parallèle, TCT, BL, HC), montrant que certaines topologies offrent une meilleure résilience face à l'ombrage.

Quatre scénarios ont été proposés. Les résultats ont montré que les configurations simples (série/parallèle) sont les plus sensibles à l'ombrage, tandis que des structures plus avancées comme le TCT (Total Cross Tied) ou le HC (Honey-comb) permettent de limiter les pertes en répartissant plus efficacement les effets de l'ombrage. Nous avons également évalué l'intérêt d'utiliser des composants supplémentaires, tels que les diodes by-pass, pour minimiser les effets de l'ombrage partiel.

Ces analyses confirment l'importance du choix de la configuration du champ PV dans les environnements où l'ensoleillement est variable. Elles soulignent également la nécessité d'intégrer des stratégies de reconfiguration ou des techniques (MPPT) adaptées aux conditions d'irradiation inégales.

Par ailleurs, nous avons comparé plusieurs techniques de commande MPPT, classiques et intelligentes, telles que Perturb & Observe, la logique floue et l'optimisation par essaim particulière (PSO), en mettant en évidence leurs avantages, limites et performances sous diverses conditions de fonctionnement. L'association entre une configuration adaptée des modules PV et une stratégie de commande MPPT bien choisie s'est révélée être une approche efficace pour maximiser la puissance extraite, même en présence d'irradiation non uniforme.

En conclusion, cette étude montre qu'une amélioration significative du rendement global d'un système PV est possible en agissant simultanément sur la structure du champ photovoltaïque et sur l'algorithme de commande. Les comparaisons effectuées montrent que les méthodes intelligentes offrent de meilleures performances, notamment en conditions dynamiques ou d'ombrage partiel. La MPPT PSO en particulier a donné les meilleures performances. Ces techniques constituent donc une voie prometteuse pour optimiser la gestion énergétique des systèmes PV

Ces résultats ouvrent la voie à de futures recherches, notamment sur l'implémentation en temps réel de ces stratégies sur des plateformes embarquées, et leur validation expérimentale à plus grande échelle.

# **Annexes**

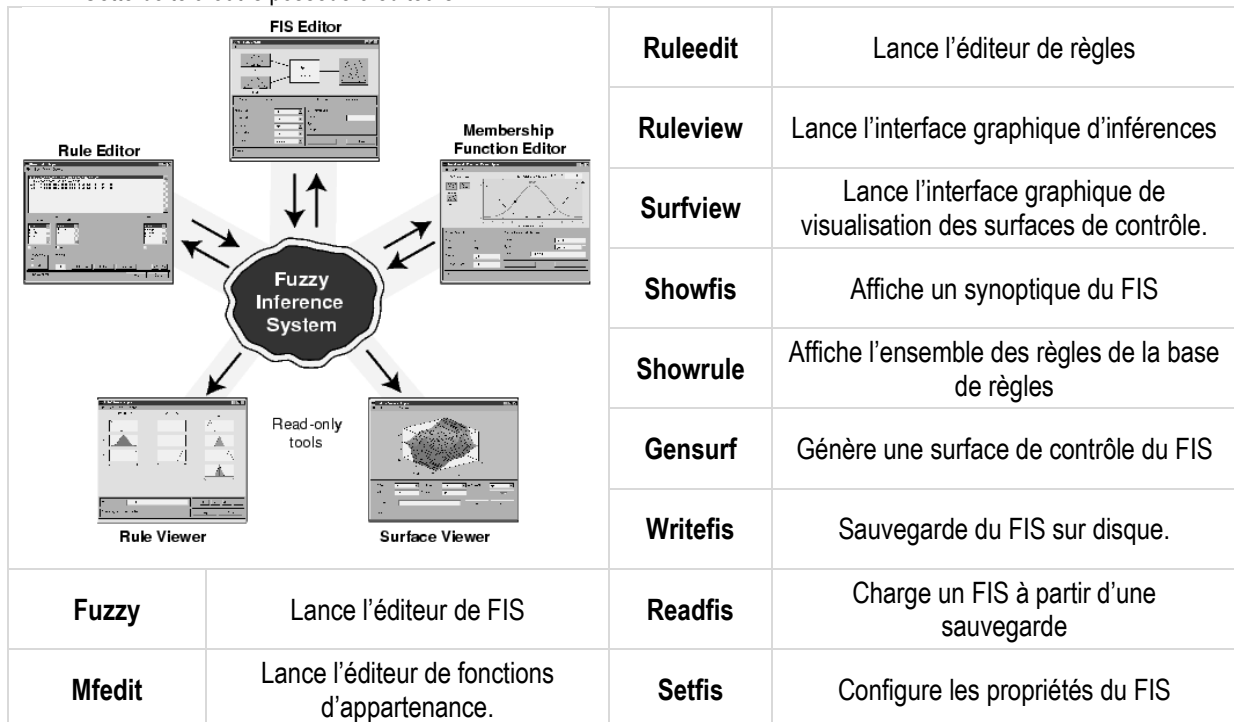
### Hacheur Boost utilisé

Nous avons utilisé les paramètres du hacheur Boost suivantes dans le modèle Simulink :

Paramètres	Valeurs
Fréquence de commutation $f$	2 KHz
Capacité à l'entrée du Hacheur Boost $C1$	3 mF
Capacité $C$	1 mF
Inductance $L$	1 mH
Resistance $R$	12 $\Omega$

- Les principales commandes utilisées pour générer ces éditeurs et ces interfaces graphiques

Cette boîte à outils possède 3 éditeurs



- **FIS Editor** l'éditeur des systèmes d'inférence flou qui l'éditeur principal pour définir le nombre d'entrées et de sorties, leur nom ainsi que le type : Mamdani ou sugeno
- **Membership Function Editor** : éditeur de fonctions d'appartenance qui donne la main pour insérer, supprimer et paramétrer les fonctions d'appartenance. C'est là aussi qu'on peut définir l'univers de discours
- **Rule Editor** : éditeur de règles et de fonctions d'appartenance qui permettent de saisir l'ensemble des règle reliant les entrées et les sorties du FIS. On peut ajouter supprimer et modifier une règle changer de connecteur et /ou et encore plus modifier le poids
- **Rule viewer** et **surface viewer** : interfaces graphiques qui permettent de visualiser les inférences directement sur la base de règles, ainsi que des surfaces de contrôle. Dans la fenêtre du Rule viewer, on peut vérifier le fonctionnement du système en appliquant des entrées nettes (valeurs numériques pour voire le fonctionnement du systèmes et obtenir la sortie nette).

**Choix des gains de normalisation** :  $K_{e\ initial} = \frac{1}{|2 \times e_{max}|}$  et  $K_{de\ initial} = \frac{1}{|\Delta e_{max}|}$

# **Références Bibliographiques**

## Bibliographie

- [1] Bayrak, F., Ertürk, G., Oztop, H.F., 2017. Effects of partial shading on energy and exergy efficiencies for photovoltaic panels. *J. Clean. Prod.* 164, 58–69.  
<https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2017.06.108>
- [2] Koofigar, H.R., 2016. Adaptive robust maximum power point tracking control for perturbed photovoltaic systems with output voltage estimation. *ISA Trans.* 60, 285–293.  
<https://doi.org/10.1016/J.ISATRA.2015.11.003>
- [3] Li, Q., Zhao, S., Wang, M., Zou, Z., Wang, B., Chen, Q., 2017. An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm based on a PV module four-parameter model for higher efficiency. *Appl. Energy* 195, 523–537.  
<https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.03.062>
- [4] Marinić-Kragić, I., Nižetić, S., Grubišić-Čabo, F., Papadopoulos, A.M., 2018. Analysis of flow separation effect in the case of the free-standing photovoltaic panel exposed to various operating conditions. *J. Clean. Prod.* 174, 53–64.  
<https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2017.10.310>
- [5] Nižetić, S., Arıcı, M., Bilgin, F., Grubišić-Čabo, F., 2018. Investigation of pork fat as potential novel phase change material for passive cooling applications in photovoltaics. *J. Clean. Prod.* 170, 1006–1016. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2017.09.164>
- [6] Gupta, A., Chauhan, Y.K., Pachauri, R.K., 2016. A comparative investigation of maximum power point tracking methods for solar PV system, *Solar Energy*. Pergamon.
- [7] Rezk, H., Eltamaly, A.M., 2015. A comprehensive comparison of different MPPT techniques for photovoltaic systems. *Sol. Energy* 112, 1–11.  
<https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2014.11.010>
- [8] Ahmed, J., Salam, Z., 2016. A Modified P and O Maximum Power Point Tracking Method with Reduced Steady-State Oscillation and Improved Tracking Efficiency. *IEEE Trans. Sustain. Energy*. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2568043>
- [9] Faramarz, Amiri, M., Zarchi, H.A., 2017. Two-switch flyback inverter employing a current sensorless MPPT and scalar control for low cost solar powered pumps. *IET Renew. Power Gener.* 11, 669–677.
- [10] Kadri, R., Gaubert, J.-P., Ivanovici, T., Champenois, G., Andrei, P., 2012. Modeling of the photovoltaic cell circuit parameters for optimum connection model and real-time emulator with partial shadow conditions. *Energy* 42, 57–67.  
<https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2011.10.018>
- [11] Zakzouk, N.E., Abdelsalam, A.K., Helal, A.A., Williams, B.W., 2013. Modified variable-step incremental conductance maximum power point tracking technique for photovoltaic systems, in: *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*.  
<https://doi.org/10.1109/IECON.2013.6699395>

- [12] Zhou, Z., Holland, P.M., Iqbal, P., 2014. MPPT algorithm test on a photovoltaic emulating system constructed by a DC power supply and an indoor solar panel. *Energy Convers. Manag.* 85, 460–469. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2014.06.007>
- [13] Ram, J.P., Manghani, H., Pillai, D.S., Babu, T.S., Miyatake, M., Rajasekar, N., 2018. Analysis on solar PV emulators: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 81, 149–160. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.07.039>
- [14] Verma, D., Nema, S., Shandilya, A.M., Dash, S.K., 2016. Maximum power point tracking (MPPT) techniques: Recapitulation in solar photovoltaic systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 54, 1018–1034. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.10.068>
- [15] Fraisse, G., & Ramousse, J. (2017). *Énergie solaire photovoltaïque : production, stockage et autoconsommation*. Techniques de l'Ingénieur. Retrieved from <https://www.techniques-ingenieur.fr/>
- [16] Husain, M.A., Tariq, A., Hameed, S., Arif, M.S. Bin, Jain, A., 2017. Comparative assessment of maximum power point tracking procedures for photovoltaic systems. *Green Energy Environ.* 2, 5–17. <https://doi.org/10.1016/J.GEE.2016.11.001> INA1x9 Datasheet [WWW Document], 2017. URL [www.ti.com](http://www.ti.com) (accessed 8.1.18).
- [17] Elgendy, M.A., Zahawi, B., Atkinson, D.J., 2012. Assessment of perturb and observe MPPT algorithm implementation techniques for PV pumping applications. *IEEE Trans. Sustain. Energy*.  
<https://doi.org/10.1109/TSTE.2011.2168245>
- [18] Kamran, M., Mudassar, M., Fazal, M.R., Asghar, M.U., Bilal, M., Asghar, R., 2018. Implementation of improved Perturb & Observe MPPT technique with confined search space for standalone photovoltaic system. *J. King Saud Univ. - Eng. Sci.* ACCEPTED MANUSCRIPT.  
<https://doi.org/10.1016/J.JKSUES.2018.04.006>
- [19] Samanta, S, Killi, M, 2015. Modified perturb and observe MPPT algorithm for drift avoidance in photovoltaic systems. *IEEE Trans. Ind. Electron.*  
<https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2407854>
- [20] Abdelsalam, A.K., Massoud, A.M., Ahmed, S., Enjeti, P.N., 2011. High-performance adaptive Perturb and observe MPPT technique for photovoltaic-based microgrids. *IEEE Trans. Power Electron.*  
<https://doi.org/10.1109/TPEL.2011.2106221>
- [21] Femia, N., Granozio, D., Petrone, G., Spagnuolo, G., Vitelli, M., 2007. Predictive & adaptive MPPT perturb and observe method. *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*  
<https://doi.org/10.1109/TAES.2007.4383584>
- [22] Piegari, L., Rizzo, R., 2010. Adaptive perturb and observe algorithm for photovoltaic maximum power point tracking. *IET Renew. Power Gener.*  
<https://doi.org/10.1049/ietrpg.2009.0006>

- [23] Benhamou, A., & Malek, A. (2011). Etude du potentiel solaire en Algérie. Revue des Energies Renouvelables, Vol. 14, N°1, pp. 137-146.  
<https://images.app.goo.gl/TZ8r2dFKSGqWpuqZ6>
- [24] M. I. Krim et H. E. Debbah, « Etude par simulation d'un générateur photovoltaïque », Mémoire de Master, Université Badji Mokhtar Annaba, 2018.
- [25] A. Luque, S. Hegedus, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Wiley, 2003.  
<https://images.app.goo.gl/m8aKH8GgZ2quDBYQA>
- [26] Benghanem, M. (2011). "Measurement of meteorological data based on PV system for site selection." Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(9), 4988–4995.  
<https://images.app.goo.gl/QDgojqWgPFcrrVa9>
- [27] A. Mellit, Introduction aux systèmes photovoltaïques, Cours Université de Jijel, 2020.  
<https://images.app.goo.gl/3peYNn4jJksHzUGR7>
- [28] V. M. Puri and F. Costello, "Domestic solar energy systems for delaware," tech. rep., Delaware Univ., Newark (USA). Dept. of Biological Sciences, 1973.
- [29] Green, M. A. (1982). Solar Cells: Operating Principles, Technology and System Applications. Prentice-Hall Inc.  
<https://images.app.goo.gl/P5Tb8aZTMQ4rNnHU6>
- [30] Mazhari, B. (2015). Solar Cell Structure and Operation. In Solar Cells - Research and Application Perspectives. InTech.[DOI : 10.5772/61300]  
<https://images.app.goo.gl/yfZUWADEGUEAympS6>
- [31] M. A. Green, "Solar Cells: Operating Principles, Technology, and System Applications," Prentice-Hall, 1982.  
<https://images.app.goo.gl/fw8FBqCUzhBCzX9q6>
- [32] Z. Bendjellouli, « Contribution à la modélisation d'une cellule solaire », Mémoire de Magister, Université de Bechar, 2009.
- [33] T. Maamar, Systèmes photovoltaïques : principes et applications, Cours ENP Alger, 2019.  
<https://images.app.goo.gl/AXQuSCLCbar69z4P8>
- [34] <https://images.app.goo.gl/mqzY97HahJn2tZDL7>
- [35] Z. Bendjellouli, « Contribution à la modélisation d'une cellule solaire », Mémoire de Magister, Université de Bechar, 2009.
- [36] A. e. M. A. GUELLAL, « La Commande MPPT Basée sur les Algorithmes Intelligents Destinée aux Applications Photovoltaïques : Etude comparative et implémentation sur FPGA, Le 4ème Séminaire International sur les Energies Nouvelles et renouvelable, » 2016.
- [37] B. Erickson and D. Maksimovic, Fundamentals of Power Electronics, 2nd ed., Springer, 2001.  
<https://images.app.goo.gl/yhn8XRwRK9dD5kPc8>
- [38] S. R. Rex and D. M. S. R. Praba, "Design of pwm with four transistor comparators for dc-dc boost converters," Microprocessors and Microsystems, vol. 72, p. 102844, 2020

- [39] N. A. Kamarzaman and C. W. Tan, "A comprehensive review of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 37, pp. 585–598, Sep. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.05.045.
- [40] C. A. Ramos-Paja, J. D. Bastidas, A. J. Saavedra-Montes, F. Guinjoan-Gispert, and M. Goetz, "Mathematical model of total cross-tied photovoltaic arrays in mismatching conditions," in *2012 IEEE 4th Colombian Workshop on Circuits and Systems (CWCAS)*, Barranquilla, Colombia: IEEE, Nov. 2012, pp. 1–6. doi: 10.1109/CWCAS.2012.6404068.
- [41] Y. Zhao, L. Yang, B. Lehman, J.-F. De Palma, J. Mosesian, and R. Lyons, "Decision tree based fault detection and classification in solar photovoltaic arrays," in *2012 Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, Orlando, FL, USA: IEEE, Feb. 2012, pp. 93–99. doi: 10.1109/APEC.2012.6165803.
- [42] C. Djendi et D. Deffaf, «Etude de l'effet de la tension directe de la diode by-pass sur la puissance maximale d'un système photovoltaïque en présence d'ombrage partiel,» Mémoire de master de l'Université Mohamed El-Bachir El-Ibrahimi Bordj Bou Arreridj, Bordj Bou Arreridj, 2021.
- [43] <https://images.app.goo.gl/n1C5S4aHEr6FbtUf6>
- [44] G. TAPSOBA, « Maximisation du transfert de l'énergie d'un champ photovoltaïque tenant compte du phénomène d'ombrage partiel : connexion réseau électrique,» Mémoire présenté à l'Ecole de technologie supérieure de l'Université de QUEBEC, MONTRÉAL, 2019
- [45] L. Croci, « Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs », thèse de doctorat, université de Ppoitiers, France, 2014.
- [46] S. Bendouiem, T. Djaafar, D. Benattous, K. Ali, et G. Abdelmalek, « Maximum power point tracking for stand-alone PV system based on artificial intelligence techniques », déc. 2023.
- [47] Z. Ali, S. Abbas, A. Mahmood, S. Ali, S. Javed, et C.-L. Su, « A Study of a Generalized Photovoltaic System with MPPT Using Perturb and Observer Algorithms under Varying Conditions », *Energies*, vol. 16, no 9, p. 3638, avr. 2023, doi: 10.3390/en16093638.
- [48] R. Faranda, S. Leva, P. Milano, and P. Leonardo, "Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems Department of Energy," *Wseas Trans. on Power Systems*, vol.3, no.6, pp.446–455, 2008.
- [49] S. D. Al-Majidi, M. F. Abbod, and H. S. Al-Raweshidy. "Design of an Intelligent ANN-MPPT Controller using Real Photovoltaic System Data" *54rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Bucharest, Romania, 2019.
- [50] L. Bhukya and S. Nandiraju, "A novel photovoltaic maximum power point tracking technique based on grasshopper optimized fuzzy logic approach" *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 16, pp. 9416-9427, 2020.

- [51] P. Anwasha et C. B. Kanhu, «Fuzzy Logic Based Maximum Power Point Tracking Algorithm for Photovoltaic Power Generation System », Journal of Green Engineering, Vol. 6 4, 403–426., 2017.
  
- [52] BERKANI Abdelhakim ‘‘ Métaheuristique Hybride Réseaux de Neurones Artificiels-PSO du Recuit Simulé pour la Commande d’un Procédé Industriel Non-linéaire’’ Mémoire de Fin d’étude En vue de l’obtention du diplôme de Master Université de Batna, 2012/2013.
  
- [53] Ali M. Eltamaly et M. S. Al-Saud et A. G. Abo-Khalil ‘‘ Performance Improvement of PV Systems’ Maximum Power Point Tracker Based on a Scanning PSO Particle Strategy’’ 2020
  
- [54] Youcef Bekakra, « Contribution à l’Etude et à la Commande Robuste d’un Aérogénérateur Asynchrone à Double Alimentation », thèse de Doctorat en sciences, université de Biskra,2014.
  
- [55] Pablo García-Triviño, Francisco Llorens-Iborra, Carlos A. García-Vázquez, Antonio J. Gil Mena, Luis M. Fernández-Ramírez, Francisco Jurado, « Long-term optimization based on PSO of a grid-connected renewable energy/battery/ hydrogen hybrid system », i n t e r n’a

## ملخص

يتناول هذا العمل استخدام الطاقة الكهروضوئية في ظل ظروف التظليل الجزئي وتأثيره على إنتاج الطاقة الكهروضوئية. يقلل التظليل الجزئي بشكل كبير من الطاقة المولدة بواسطة المولد الكهروضوئي (PVG). الهدف هو تحسين كفاءة استخراج الحد الأقصى للطاقة باستخدام استراتيجيات التكوين المناسبة وتقنيات التحكم الذكية في MPPT. تم تقديم التكوينات التالية: التسلسل، والتوازي، وTCT، وBL، وHC. تم اقتراح أربعة سيناريوهات. MPPT الكلاسيكية والمتقدمة مثل P&O الكلاسيكية والتكيفية، وMPPT القائمة على المنطق الضبابي وخاصة MPPT مع PSO. تم تفصيل النمذجة لكل جزء من النظام. تم استخدام Matlab Simulink لمحاكاة الهياكل المختلفة التي تمت دراستها. تم تطبيق الاختبارات على السيناريوهين الأخيرين. أكدت نتائج المحاكاة فعالية الطرق المقترحة مقارنة بـ P&O الكلاسيكية وخاصة MPPT PSO التي أعطت أفضل النتائج. من المنظور، سيؤكد التنفيذ العملي جدوى الحلول المقترحة.

**الكلمات المفتاحية:** النظام الكهروضوئي، التظليل، اضطراب وملاحظ، المنطق الضبابي، Boost, PSO,

## Résumé

Ce travail est concerné par l'utilisation de l'énergie photovoltaïque dans les conditions de l'ombrage partiel et son impact la production de l'énergie photovoltaïque. L'ombrage partiel réduit considérablement la puissance générée par le générateur photovoltaïque (GPV). L'objectif consiste à améliorer l'efficacité de l'extraction de la puissance maximale en utilisant des stratégies de configuration appropriées et des techniques de commande MPPT intelligentes. Les configurations suivantes ont été présentées : série, parallèle, TCT, BL, HC. Quatre scénarios ont été proposés. Les MPPT classiques et avancées telles que P&O classique et adaptatives, MPPT basée sur la logique floue et en particulier MPPT avec la PSO. La modélisation a été détaillée pour chaque partie du système. Matlab Simulink a été utilisé pour la simulation des différentes structures étudiées. Les essais ont été appliqués aux deux derniers scénarios. Les résultats de simulations ont confirmé l'efficacité des méthodes proposées par rapport à la P&O classique et en particulier la MPPT PSO qui a donné les meilleurs résultats. En perspective, une réalisation pratique va confirmer la faisabilité des solution proposées.

**Mots clés :** Système PV, Ombrage partiel, P&O, MPPT floue,,PSO, Boost,

## Abstract

This work is concerned with the use of photovoltaic energy under partial shading conditions and its impact on photovoltaic energy production. Partial shading significantly reduces the power generated by the photovoltaic generator (PVG). The objective is to improve the efficiency of maximum power extraction by using appropriate configuration strategies and intelligent MPPT control techniques. The following configurations were presented: series, parallel, TCT, BL, HC. Four scenarios were proposed. Classical and advanced MPPT such as classic and adaptive P&O, fuzzy logic-based MPPT and in particular MPPT with PSO. The modeling was detailed for each part of the system. Matlab Simulink was used for the simulation of the different structures studied. The tests were applied to the last two scenarios. The simulation results confirmed the effectiveness of the proposed methods compared to classic P&O and in particular MPPT PSO which gave the best results. In perspective, a practical implementation will confirm the feasibility of the proposed solutions.

**Keywords:** PV System, Partial Shading, P&O, Fuzzy MPPT, PSO,Boost.