

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique

Université Abderrahmane Mira

Faculté de la Technologie



Département d'Automatique, Télécommunication et d'Electronique

Projet de Fin d'études

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Automatique

Spécialité : Automatique et informatique industrielle

Thème

**Etude, Implémentation et Comparaison des techniques
MPPT sous ensoleillement uniforme et en cas d'ombrage
partiel**

Réalisé par :

KADI Farid

MOUAICI Nabil

Dirigé par :

M. HADJI

Examiné par :

M.BELKAID

M.TIGHZERT

Année universitaire : 2020/2021

Remerciements

Avant tout, Nous rendons nos profondes gratitudee à **ALLAH**, le tout puissant de nous avoir donné la force et le courage de réaliser ce modeste travail.

Nous exprimons nos profondes gratitudee à nos très chères parents pour leurs encouragements leurs soutiens et pour les sacrifices qu'ils ont endurés.

A la suite, nous tenons à remercier vivement **Mr S. HADJI** notre promoteur qui a fourni des efforts énormes, par ses informations, ses conseils et ses encouragements. Ainsi sa disponibilité.

Ainsi nous tenons à remercier les membres du jury d'avoir accepté de lire ce manuscrit, le corriger et d'apporter les critiques nécessaires à l'amélioration de ce mémoire.

Enfin, nos plus chaleureux remerciements pour tous nos amis, proches et à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin à la réalisation de ce projet fin d'études.

Table des matières	
Liste des figures	V
Liste des tableaux	IX
Listes d'abréviations.....	X
Liste des symboles	XI
Introduction générale	1

Chapitre I : Systèmes Photovoltaïques

Introduction	4
I.1 Cellule photovoltaïque	4
I.1.1 Principe de la conversion photovoltaïque.....	4
I.1.2 Description d'une cellule photovoltaïque	4
I.1.3 Types des cellules photovoltaïques	5
I.2 Générateur photovoltaïque	6
I.2.1 panneau photovoltaïque.....	6
I.2.1.1 Paramètres d'un panneau photovoltaïque	7
I.2.1.2 Protection d'un panneau photovoltaïque	8
I.2.1.3 Choix du panneau.....	8
I.2.1.4 Caractéristiques électriques :	9
I.2.2 Influence de l'éclairciment et température sur le comportement du module PV.....	10
I.2.2.1 Influence de l'éclairciment	10
I.2.2.2 Influence de la température	11
I.3 Systèmes photovoltaïques	12
I.3.1 Systèmes autonomes	12
I.3.2 Systèmes hybrides.....	13
I.3.3 Systèmes connectés au réseau.....	13
I.4 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque	14
I.4.1 Avantages	14
I.4.2 Inconvénients.....	14
Conclusion.....	14

Chapitre II : Modélisation du système PV et techniques MPPT

Introduction	16
II.1 Modélisation d'un système photovoltaïque.....	16
II.1.1 Modélisation de générateur photovoltaïque.....	17

II.1.1.1	Modèle d'une cellule photovoltaïque à une diode	17
II.1.1.2	Modèle d'un générateur photovoltaïque.....	20
II.1.2	Convertisseur DC-DC (Boost).....	21
II.2	Signal PWM (MLI)	25
II.3	Poursuite du point de puissance maximale (Commande MPPT).....	26
II.3.1	Techniques MPPT dans le cas d'un éclairage uniforme	27
II.3.1.1	Technique perturbation et observation (P&O)	27
II.3.1.1.1	Inconvénients de la méthode P&O.....	30
II.3.1.2	Technique Conductance Incrémentale (IC)	32
II.3.1.3	Technique à Base de la Logique Floue (FLC)	35
II.3.1.3.1	Fuzzification	35
II.3.1.3.2	Inférence	38
II.3.1.3.3	défuzzification.....	41
II.3.2	Ombrage partiel.....	42
II.3.2.1	Techniques MPPT dans le cas d'un ombrage partiel.....	43
II.3.2.2	Technique d'optimisation d'essaim de particules (PSO) [21]	43
II.3.2.2.1	Application de la technique PSO pour le MPPT.....	45
II.3.2.2.2	Techniques PO et IC modifiées basées sur le découpage d'intervalle de variation du rapport cyclique D.....	47
II.3.2.2.3	Techniques PO et IC modifiées à Pas variable	50
Conclusion.....		54

Chapitre III : Simulations et discussions des résultats

Introduction	56
III.1 Simulation des différents éléments du système PV.....	56
III.1.1 Simulation du panneau photovoltaïque	57
III.1.2 Simulation du convertisseur DC/DC Boost.....	58
III.2 Simulation et comparaison des différentes techniques sous l'irradiation uniforme (sans ombrage)	60
III.2.1 Implémentation de la technique P&O.....	60
III.2.2 Implémentation de la technique IC	66
III.2.3 Implémentation de la technique logique floue (FLC)	68
III.2.4 Comparaison entre les différentes techniques P&O, IC et FLC	70
III.3 Simulation du système PV sous l'ombrage partiel.....	72
III.3.1 Simulation du panneau photovoltaïque sous l'ombrage partiel.....	73
III.3.2 Simulation et comparaison des différentes techniques sous l'ombrage partiel.....	74
III.3.2.1 Simulation des techniques conventionnels et FLC sous l'ombrage partiel	74
III.3.2.2 Implémentation des techniques PO et IC à découpage d'intervalle de recherche	76
III.3.2.3 Implémentation des techniques PO et IC modifiées à Pas variable	79

III.3.2.4 Implémentation de la technique PSO	82
III.3.3 Comparaison entre les différentes techniques présidentes sous l’ombrage partiel	84
Conclusion.....	86
Conclusion générale.....	87
Bibliographie.....	88
Annexes.....	90

Liste des figures

Chapitre I : Systèmes Photovoltaïques

Figure I.1 Cellule photovoltaïque	5
Figure I.2 : Types de cellules photovoltaïques	5
Figure I.3 : Composition d'un système (champ) photovoltaïque	6
Figure I.4 : Protection d'un panneau photovoltaïque	8
Figure I.5 : Caractéristique courant – tension.....	9
Figure I.6 : Caractéristique puissance – tension	10
Figure I.7 : Influence d'éclairement sur la caractéristique puissance-tension d'un module PV	10
Figure I.8 : Influence d'éclairement sur la caractéristique courant-tension d'un module PV	11
Figure I.9 : Influence de la température sur la caractéristique puissance-tension d'un module PV	11
Figure I.10 : Influence de la température sur la caractéristique courant-tension d'un module PV	12
Figure I.11 : Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes	12
Figure I.12 : Configuration du système hybride à bus continu	13
Figure I.13 : Systèmes photovoltaïque connectés au réseau	13

Chapitre II : Modélisation du système PV et techniques MPPT

Figure II. 1 : Eléments d'un système photovoltaïque.....	16
Figure II. 2 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	17
Figure II. 3 : Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque	17
Figure II. 4 : Schéma block du courant I_{ph}	18
Figure II. 5 : Schéma block du courant ID	19
Figure II. 6 : Schéma block du courant IR_{sh}	19
Figure II. 7 : Schéma block du courant I	20
Figure II. 8 : Circuit équivalent d'un générateur photovoltaïque	20
Figure II. 9 : Schéma électrique du convertisseur BOOST	21
Figure II. 10 : Schéma équivalent pour K fermée	22
Figure II. 11 : Schéma équivalent pour K ouvert	23
Figure II. 12 : Modèle Boost sous Simulink	24
Figure II. 13 : Obtention du signal de commande PWM par la valeur du rapport cyclique	25
Figure II. 14 : Signal de commande PWM.....	25
Figure II. 15 : Le point de puissance maximale d'un panneau PV	26
Figure II. 16 : Système PV avec commande MPPT	27
Figure II. 17 : Principe de la technique P&O	28
Figure II. 18 : Organigramme de la technique P&O	30

Figure II. 19: Déviation du point de fonctionnement pour des variations brusques de l'ensoleillement.....	31
Figure II. 20: Principe de la technique IC	32
Figure II. 21: Organigramme de la technique IC	34
Figure II. 22: Structure générale d'un régulateur floue	35
Figure II. 23: Fonctions d'appartenances de la variable d'entrée E	37
Figure II. 24: Fonctions d'appartenances de la variable d'entrée CE	37
Figure II. 25: Fonctions d'appartenances de la variable de la sortie D	37
Figure II. 26: Principe de MPPT à Base de la Logique Floue.....	38
Figure II. 27: Union des conséquences floues pour notre exemple.....	40
Figure II. 28: Evolution de la sortie en fonction des deux entrées	41
Figure II. 29: Le rôle de la diode by-pass.....	42
Figure II. 30: Stratégie de déplacement d'une particule	44
Figure II. 31: L'organigramme de la technique basé sur PSO	47
Figure II. 32: L'influence de D initial sur la recherche de PPM	48
Figure II. 33: Découpage de l'intervalle de variation du rapport cyclique D	48
Figure II. 34: L'organigramme de la technique basé sur le découpage de l'intervalle de variation du rapport cyclique D	49
Figure II. 35: Principe d'utilisation d'un Pas variable sous l'ombrage partiel.....	51
Figure II. 36: Organigramme de P&O modifiée à PAS variable	52
Figure II. 37: Organigramme d'IC modifiée à PAS variable	53

Chapitre III : Simulations et discussions des résultats

Figure III. 1: Modèle d'un système PV sous Matlab/Simulink	56
Figure III. 2: Modèle du panneau photovoltaïque sous Matlab/Simulink	57
Figure III. 3: Courbe de la caractéristique I(V) du panneau	57
Figure III. 4: Courbe du caractéristique P(V) du panneau	58
Figure III. 5: Modèle du convertisseur DC/DC Boost sous Matlab/Simulink.....	58
Figure III. 6: Tension d'entrée et de sortie pour D=0.5	59
Figure III. 7: Tension d'entrée et de sortie pour D=0.3	60
Figure III. 8: Technique P&O sous Matlab/Simulink.....	60
Figure III. 9: Courant du panneau PV avec P&O pour Delta=0.001	61
Figure III. 10: Tension du panneau PV avec P&O pour Delta=0.001	61
Figure III. 11: Puissance du panneau PV avec P&O pour Delta=0.001	61
Figure III. 12: Courant du panneau PV avec P&O pour Delta=0.01	62
Figure III. 13: Tension du panneau PV avec P&O pour Delta=0.01	62
Figure III. 14: Puissance du panneau PV avec P&O pour Delta=0.01	62
Figure III. 15: L'influence du pas de perturbation sur le régime permanent	63
Figure III. 16: L'influence du pas de perturbation sur le temps de réponse	63
Figure III. 17: Profil d'ensoleillement injecté dans le panneau PV.....	64
Figure III. 18: Evolution du courant du panneau PV commandé par P&O lors de changement rapide d'irradiation	64
Figure III. 19: Evolution de la tension du panneau PV commandé par P&O lors de changement rapide d'irradiation	65

Figure III. 20: Evolution de la puissance du panneau PV commandé par P&O lors de changement rapide d'irradiation	65
Figure III. 21: Technique IC sous Matlab/Simulink	66
Figure III. 22: Puissance du panneau PV obtenue avec IC pour Delta=0.001	66
Figure III. 23: Puissance du panneau PV obtenue avec IC pour Delta=0.01	67
Figure III. 24: Evolution de la puissance du panneau PV commandé par IC lors de changement rapide d'irradiation	67
Figure III. 25: Technique FLC sous Matlab/Simulink	68
Figure III. 26: Courant du panneau PV avec FLC	68
Figure III. 27: Tension du panneau PV avec FLC	69
Figure III. 28: Puissance du panneau PV avec FLC	69
Figure III. 29: Evolution de la puissance du panneau PV commandé par FLC lors de changement rapide d'irradiation	69
Figure III. 30: Comparaison des puissances obtenues avec P&O, IC et FLC en cas de changement rapide d'ensoleillement	70
Figure III. 31: Comparaison des puissances obtenues avec les méthodes P&O, IC et FLC	70
Figure III. 32: La différence entre les résultats obtenus avec P&O, IC et FLC	70
Figure III. 33: Modèle d'un système PV sous l'ombrage partiel	72
Figure III. 34: Modèle du panneau photovoltaïque sous l'ombrage partiel	73
Figure III. 35: Courbes des caractéristiques P(V) et I(V) du panneau sous l'ombrage partiel	73
Figure III. 36: Puissance du panneau obtenu avec FLC sous l'ombrage	74
Figure III. 37: Puissance du panneau obtenu avec IC sous l'ombrage	74
Figure III. 38: Puissance du panneau obtenu avec P&O sous l'ombrage.	75
Figure III. 39: Modèle des techniques (P&O et IC) basé sur le découpage de domaine de recherche	76
Figure III. 40: Courant du panneau PV sous l'ombrage partiel avec P&O basé sur le découpage du domaine de variation du rapport cyclique D	76
Figure III. 41: Tension du panneau PV sous l'ombrage partiel avec P&O basé sur le découpage du domaine de variation du rapport cyclique D	77
Figure III. 42: Puissance du panneau PV sous l'ombrage partiel avec P&O basé sur le découpage du domaine de variation du rapport cyclique D	77
Figure III. 43: Courant du panneau PV sous l'ombrage partiel avec IC basé sur le découpage du domaine de variation du rapport cyclique D	77
Figure III. 44: Tension du panneau PV sous l'ombrage partiel avec IC basé sur le découpage du domaine de variation du rapport cyclique D	78
Figure III. 45 : Puissance du panneau PV sous l'ombrage partiel avec IC basé sur le découpage du domaine de variation du rapport cyclique D	78
Figure III. 46: Technique P&O à pas variable	79
Figure III. 47: Technique IC à pas variable	79
Figure III. 48: Courant du panneau PV sous l'ombrage partiel avec P&O à pas variable	80

Figure III. 49: Tension du panneau PV sous l'ombrage partiel avec P&O à pas variable	80
Figure III. 50: Puissance du panneau PV sous l'ombrage partiel avec P&O à pas variable	80
Figure III. 51: Courant du panneau PV sous l'ombrage partiel avec IC à pas variable ..	81
Figure III. 52: Tension du panneau PV sous l'ombrage partiel avec IC à pas variable ..	81
Figure III. 53: Puissance du panneau PV sous l'ombrage partiel avec IC à pas variable	81
Figure III. 54: Modèle de la technique PSO	82
Figure III. 55: Courant du panneau PV sous l'ombrage partiel avec PSO	83
Figure III. 56: Tension du panneau PV sous l'ombrage partiel avec PSO	83
Figure III. 57: Puissance du panneau PV sous l'ombrage partiel avec PSO	83
Figure III. 58: Comparaison des puissances obtenues avec les différentes techniques précédentes	84
Figure III. 59: comparaison du temps de réponse des puissances obtenues avec les différentes techniques précédentes	84
Figure III. 60: comparaison du comportement en régime permanent des puissances obtenues avec les différentes techniques précédentes	85

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Rendement des cellules photovoltaïques

Tableau I.2 : Caractéristiques techniques du panneau Conergy P 215PA dans S.T.C

Tableau II.1 : Principe la technique P&O

Tableau II.2 : Matrice d'inférences

Tableau II.3 : Application d'un exemple sur la table d'inférences

Tableau III.1 : Paramètres du convertisseur DC/DC Boost

Tableau III.2 : Tableau comparatif des techniques MPPT d'un système photovoltaïque

Tableau III.3 : Caractéristiques techniques de **20 cellules** du panneau Conergy P 215PA dans S.T.C

Tableau III.4 : Valeurs des paramètres de la technique PSO

Tableau III.5 : Comparaison entre les performances des différentes techniques sous l'ombrage partiel

Listes d'abréviations

AM	Air Masse
DC-DC	Convertisseur tension continue-continue
FLC	Logique Floue
GMPP	Globale Maximum Power Point
GPV	Générateur photovoltaïque
IC	Conductance Incrémentale
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum power point tracking
OEP	Optimisation par Essaim de particule
PPM	Point de puissance maximum
PPMG	Point de puissance maximum globale
PPV	Puissance délivré par le panneau photovoltaïque
PV	Photovoltaïque
PSO	Particule Swarm Optimization
PWM	Pulse Width Modulation
P&O	Perturb and observe
STC	Standard Test Conditions

Liste des symboles

A	facteur d'idéalité de la diode
A_{pv}	Surface effective des cellules
G	Ensoleillement instantané mesuré pendant la journée
G_{stc}	Ensoleillement dans les conditions standard
I	Courant délivré par la cellule solaire
I_{ph}	Le photo-courant
I_{cc}	Courant de court-circuit
I_{max}	Courant maximum
I_s	Courant de saturation de la diode
I_{Rsh}	Courant parcourue la résistance Rsh
K	Constante de Boltzmann
k	Variation du courant avec la température
η	Rendement
N_s	Nombre de cellules connectées en série
N_p	Nombre de cellules connectés en parallèle
P_{inc}	Puissance de radiation incidente
PV	Photovoltaïque
P_c	Puissance crête
q	Charge d'électron
R_s	Résistance série
R_{sh}	Résistance shunt
T	Température de la cellule
T_{stc}	Température dans les conditions standard
V_{co}	Tension de circuit-ouvert
v_d	Tension aux bornes de la diode
V_{max}	Tension maximale
v_t	Potentiel thermique
P_c	Puissance crête
V_{co}	Tension de circuit-ouvert
P_{max}	Puissance maximale
I_{max}	Courant maximum

FF	Facteur de forme
I_{mpp}	Courant au point de puissance maximum
V_{mpp}	Tension au point de puissance maximum
I_{sc}	Courant de court-circuit de la cellule
I_D	Courant de polarisation d'une diode
I_{PV}	Courant du GPV
V_{PV}	Tension du GPV
C	Condensateur
D	Diode
K	Interrupteur à semi-conducteur contrôlable
α	Rapport cyclique
t_{on}	Temps de la phase de fermeture
L	Inductance de la bobine
V_e	Tension d'entrée
$I_{L,on}$	Courant de la bobine pendant la phase de fermeture
$I_{L,min}$	Courant de la bobine au début de la phase de fermeture
$I_{L,off}$	Courant de la bobine pendant la phase d'ouverture
t_{off}	Temps de la phase d'ouverture
ΔV	Variation de la tension
D	Rapport cyclique
ΔD	Variation de rapport cyclique
ΔI	Variation du courant
$P(t)$	Puissance actuelle
$P(t - 1)$	Puissance précédente
ΔP	Variation de la puissance
$V(t)$	Tension actuelle
$D(t + 1)_i$	Le rapport cyclique de la particule i à l'instant $(t + 1)$
$D(t)_i$	Le rapport cyclique de la particule i à l'instant (t)
$\Delta D(t + 1)_i$	La variation du rapport cyclique de la particule i à l'instant $(t + 1)$
$\Delta D(t)_i$	La variation du rapport cyclique de la particule i à l'instant (t)
D_{best}	Le meilleur rapport cyclique de la particule i
$D_{g,best}$	Le meilleur rapport cyclique global (de toutes les particules de l'essaim).

D_{min}	Rapport cyclique minimum
D_{max}	Rapport cyclique maximum
D_i	Rapport cyclique i
$step$	Pas variable
dP	Variation de puissance
dV	Variation de la tension
$P_{max}(t)$	Puissance maximum actuelle
$P_{max}(t - 1)$	Puissance maximum précédente

Introduction générale

Dans les dernières années, la croissance du besoin en énergie ainsi que la pollution provenant de l'utilisation des énergies fossiles poussent à l'utilisation des énergies renouvelables. Dans ce contexte, l'énergie photovoltaïque est l'une des importantes sources d'énergie renouvelable qui présente un dénouement à nos problèmes de production d'énergie. De plus, cette énergie est non polluante et inépuisable. Néanmoins, le rendement de cette énergie varie en fonction de l'intensité lumineuse et de la température.

Le développement des systèmes photovoltaïques a fait ressortir plusieurs facteurs affectant directement le rendement de cette technologie. Des études ont permis de mettre en évidence d'une part l'influence de l'ombrage partiel et d'autre part l'influence de l'augmentation de la température sur le rendement des systèmes solaires photovoltaïques.

Nous nous intéressons dans ce présent travail aux modules totalement mais aussi partiellement ombragés, ces derniers produisent plusieurs points de puissance maximale qu'on appelle (optimums locaux), ce qui rend le suivi du Point de Puissance Maximale Global (PPMG) une tâche difficile. Pour des résultats satisfaisants, toutes les conditions environnementales doivent être prises en considération dans le processus de conception de l'algorithme MPPT [1].

Notre étude consiste donc à présenter les différentes techniques MPPT (classiques et modernes), les appliquer à un étage d'adaptation et faire la simulation, puis comparer les résultats obtenus. Nous avons réparti notre travail en trois chapitres essentiels :

Dans le premier chapitre, nous présenterons les bases indispensables à la compréhension du sujet. Nous aborderons en premier lieu le principe de la conversion photovoltaïque. Nous décrirons ensuite la constitution et le principe de fonctionnement de ces cellules qu'ils sont l'élément de base des générateurs photovoltaïques. Et nous terminerons ce chapitre par l'influence des conditions météorologiques sur le comportement du système photovoltaïque.

Le deuxième chapitre est consacré à la modélisation et la recherche de modèle mathématique des différents composants d'un système photovoltaïque : cellule, générateur photovoltaïque (module) et convertisseur DC-DC (Boost), par la suite nous allons définir les différentes techniques de poursuite de point de puissance maximale PPM dans le cas standard et sous l'ombrage partiel.

Le chapitre trois est consacré à la simulation des différentes techniques MPPT sous des conditions standard et sous l'ombrage partiel, les résultats de simulations nous permettrons de faire une comparaison sur leurs performances.

Chapitre I
Systèmes photovoltaïques

Introduction

L'énergie solaire est utilisée pour produire de l'électricité par l'intermédiaire de panneaux photovoltaïques. L'électricité 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 (éclairage et la température) sur le comportement d'une cellule solaire.

I.1 Cellule photovoltaïque

I.1.1 Principe de la conversion photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un matériau semi-conducteur qui convertit les photons des rayonnements solaires en énergie électrique par l'effet photovoltaïque. Cette conversion s'effectue en trois étapes :

- L'absorption de la lumière par le matériau
- Le transfert d'énergie des photons aux électrons
- La collecte des charges

Le semi-conducteur en tant que matériau combine les propriétés physiques des isolants et des conducteurs, ce qui le rend capable de convertir le rayonnement solaire en électricité. A l'état pur le semi-conducteur ne conduit pas bien le courant. On lui incorpore donc des atomes d'impuretés afin qu'il conduise mieux, cette manipulation est appelé dopage. [2]

I.1.2 Description d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est constituée de deux couches de silicium pour la plupart. Dans le principe physique, ces deux couches sont dopées différemment : l'une de type **N** par ajout d'atomes de phosphore, ce qui favorise la conduction par des électrons et l'autre de type **P** par ajout d'atomes de bore ce qui provoque une conduction essentiellement par des trous. La zone séparant ces deux régions forme une jonction **PN** avec une barrière de potentiel.

La collecte des charges est réalisée par des électrodes déposées sur les deux couches de semi-conducteur (Figure I.1) [3].

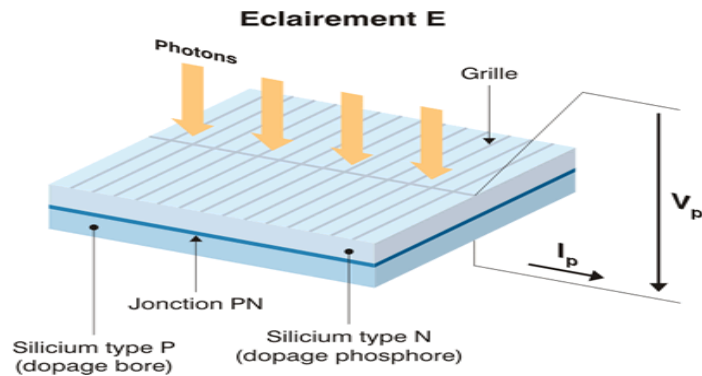


Figure I.1 Cellule photovoltaïque

I.1.3 Types des cellules photovoltaïques

Il existe trois types de cellules PV qui sont réalisées à base de silicium. Chaque type de cellules a un rendement et un coût qui lui est propre. Cependant, quel que soit leur type, leur rendement reste assez faible (figure I.2).

1. **Cellules amorphes** : Elles ont un faible rendement, mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres.
2. **Cellules monocristallines** : Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme. Ce type de cellules photovoltaïques possède un très bon rendement. Son coût est relativement élevé du fait d'une fabrication compliquée.
3. **Cellules poly-cristallines** : Leur conception étant plus facile. Les composants des cristaux de silicium sont bien visibles, le coût de fabrication est moins important cependant leur rendement est plus faible [4].

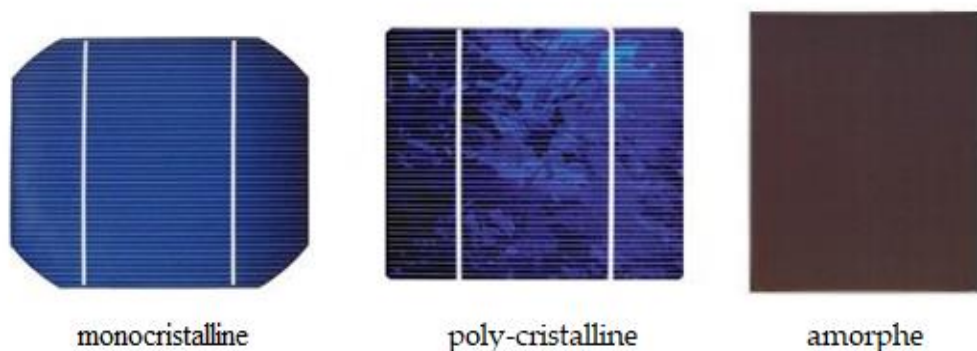


Figure I.2 : Types de cellules photovoltaïques

Le rendement d'une cellule PV est le rapport entre l'énergie électrique produite par cette cellule et l'énergie lumineuse reçue sur la surface correspondante. Le tableau suivant présente les différents types de cellules avec leur rendement (Tableau I.1) :

Type de cellule	Rendement max cellule Labo	Rendement module
Cellule monocristalline	25%	15-20%
Cellule poly-cristalline	20.4%	13-16%
Cellule amorphe	13%	5-9%

Tableau I.1 : Rendement des cellules photovoltaïques

I.2 Générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque est l'association en série et/ou en parallèle de plusieurs cellules photovoltaïques. Dans l'association en série, les cellules sont traversées par le même courant tandis que les tensions de chaque cellule s'additionnent. C'est tout le contraire des cellules photovoltaïques connectées en parallèle ; elles sont soumises à la même tension alors que les courants de chacune des cellules s'ajoutent pour donner le courant total du module. L'association série-parallèle permet donc d'atteindre les courants et les tensions désirées afin d'alimenter des charges de grande puissance.

I.2.1 panneau photovoltaïque

Le panneau photovoltaïque se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec une orientation et un angle d'inclinaison spécifique. Le champ photovoltaïque est l'ensemble des panneaux montés en série et en parallèle pour atteindre une tension et un courant plus grands [5].

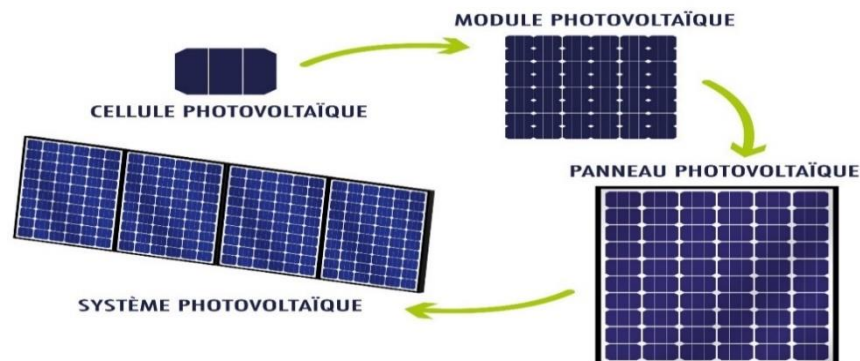


Figure I.3 : Composition d'un système (champ) photovoltaïque

I.2.1.1 Paramètres d'un panneau photovoltaïque

Les conditions normalisées de test des panneaux solaires sont caractérisées par un rayonnement instantané de 100W/m^2 d'une température ambiante de 25°C et d'un spectre AM 1.5 (AM représente l'Air Masse qui est l'épaisseur de l'atmosphère que la lumière doit pénétrer). Ces conditions sont appelées STC (Standard Test Conditions) cela correspond à un ensoleillement assez fort.

Un PV est caractérisé par les paramètres fondamentaux suivants :

- **La puissance crête P_c** : Puissance électrique maximale que peut fournir le module dans les conditions standards STC
- **Tension de circuit-ouvert, V_{co}** : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant.
- **Courant de court-circuit I_{cc}** : C'est la plus grande valeur de courant générée par la cellule sous les conditions de court-circuit où $V = 0$. (Pratiquement $I_{cc} = I_{ph}$).
- **La puissance maximale P_{max}** : C'est la puissance électrique maximale que peut fournir le module, qui est associé à une tension maximale V_{max} et à une intensité maximale I_{max} :

$$P_{max} = V_{max} \cdot I_{max} \quad (I.1)$$

- **Rendement η** : Rapport de la puissance électrique maximale P_{max} à la puissance de radiation incidente P_{inc} :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{inc}} = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{A_{pv} \cdot G} \quad (I.2)$$

Avec :

G : l'irradiation qui représente la puissance lumineuse reçue par unité de surface (W/m^2).

A_{pv} : Surface effective des cellules.

- **Facteur de forme FF** : Rapport de la puissance maximale qui peut être délivré à la charge sur le produit de (I_{cc} , V_{co}) :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (I.3)$$

I.2.1.2 Protection d'un panneau photovoltaïque

Lors de la conception d'une installation photovoltaïque, il faut assurer sa protection électrique afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leurs fonctionnement. Pour cela, deux types de protection sont classiquement utilisés dans les installations photovoltaïques :

- **La diode anti-retour** empêchant un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur.
- **Les diodes by-pass** peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant l'échauffement de la cellule, ce qui est susceptible de la détruire par claquage. Il convient donc de limiter la tension inverse maximale susceptible de se développer aux bornes d'une cellule en plaçant une diode parallèle (by-pass) au niveau de chaque sous-réseau de cellules, la diode parallèle limite la tension inverse par sa tension direct puisqu'elle devient passante.

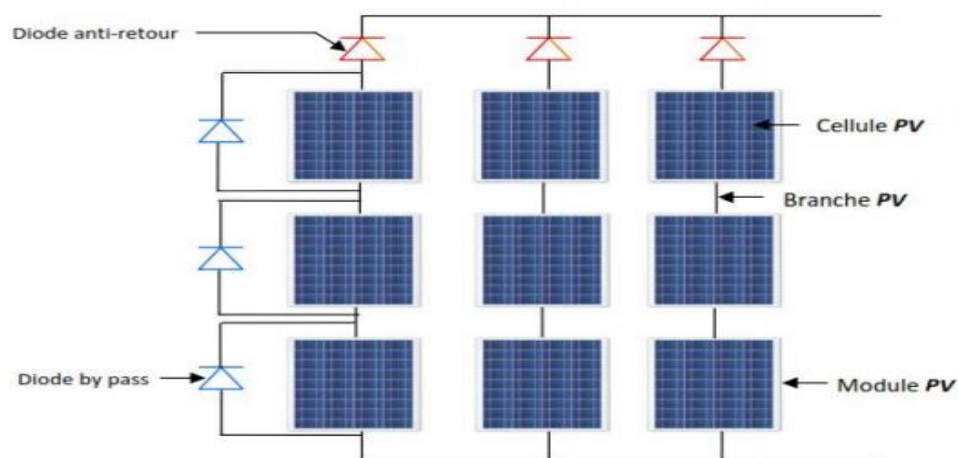


Figure I.4 : Protection d'un panneau photovoltaïque

I.2.1.3 Choix du panneau

Le tableau II.2 montre les paramètres techniques du panneau solaire utilisé, de type Conergy PowerPlus 215PA composé de 60 cellules en Polycristallines connectées en série ayant une puissance maximale de 215.028W considérée dans les conditions standards $G=1000\text{w/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$.

Caractéristiques	Valeurs
Puissance maximale (W)	215.028
La tension au point maximale V_{mpp} (V)	29.7
Courant au point maximal I_{mpp} (A)	7.24
Tension de circuit ouvert V_{oc} (V)	36.4
Courant de court-circuit I_{cc} (A)	7.97
Coefficient de température en V_{oc} (%/deg.C)	-0.325
Coefficient de température en I_{cc} (%/deg.C)	0.055006
Nombre de cellules (Ncell)	60

Tableau I.2 : Caractéristiques techniques du panneau Conergy P 215PA dans S.T.C

I.2.1.4 Caractéristiques électriques :

La caractéristique I-V est une caractéristique non linéaire possède un seul point optimal où la puissance est maximale (MPP). La tension et le courant optimaux correspondants sont I_{MPP} et V_{MPP} .

Le courant du panneau diminue à partir d'une valeur initiale I_{cc} , contrairement la tension augmente jusqu'une valeur V_{oc} . (Figure I.5, Figure I.6).

Les différentes caractéristiques sont obtenues sous les conditions standard ($G=1000w/m^2$, $T=25^{\circ}C$).Les valeurs des points particuliers (I_{cc} , V_{oc} , I_{mpp} , V_{mpp} et MPP) des courbes suivantes sont définies précédemment dans le Tableau I.2.

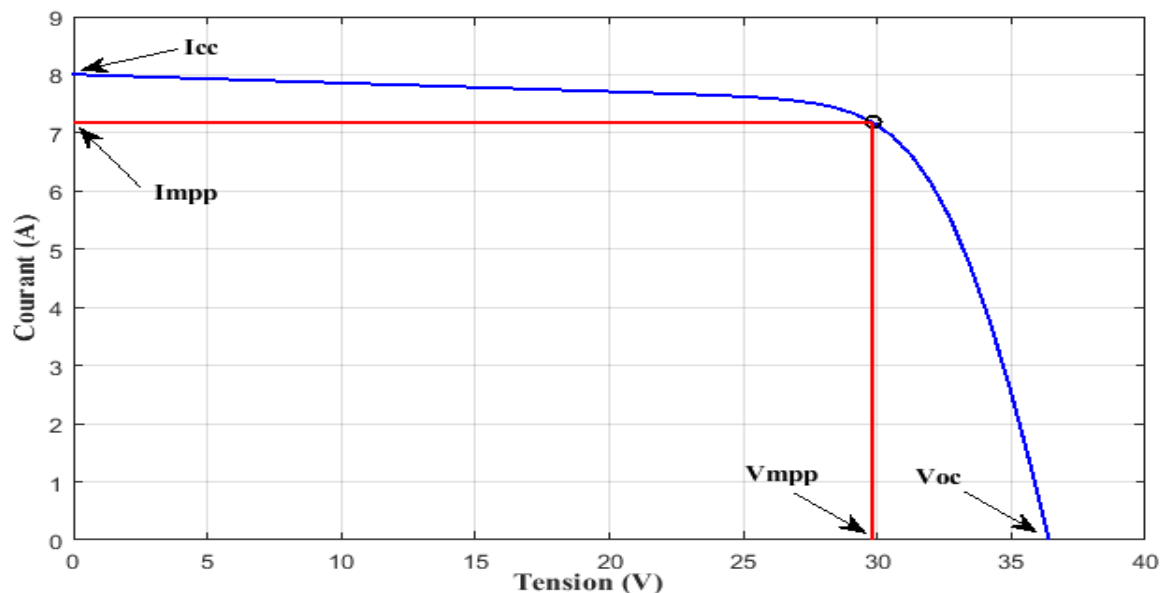


Figure I.5 : Caractéristique courant – tension

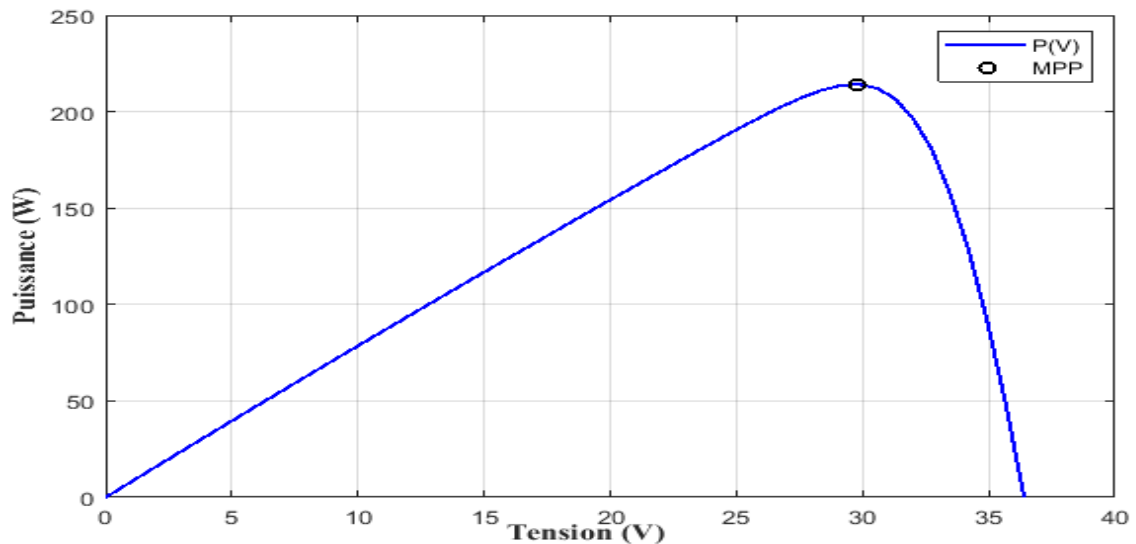


Figure I.6 : Caractéristique puissance – tension

I.2.2 Influence de l'éclairement et température sur le comportement du module PV

Le comportement du module PV est très sensible aux variations de l'éclairement et de la température, car ces variations ont un effet important sur la puissance fournie par le module.

I.2.2.1 Influence de l'éclairement

La figure I.7 et I.8 représentent les caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'un générateur photovoltaïque pour différentes valeurs de l'éclairement, à une température constante ($T=25^{\circ}\text{C}$).

On constate que les fortes variations du niveau d'éclairement provoquant des variations relativement importantes du courant-court-circuit. Contrairement à la tension de circuit ouvert qui varie très peu en fonction de l'éclairement (Figure I.8), par conséquent la variation du point de puissance maximale (PPM) est proportionnelle à l'éclairement (Figure I.7).

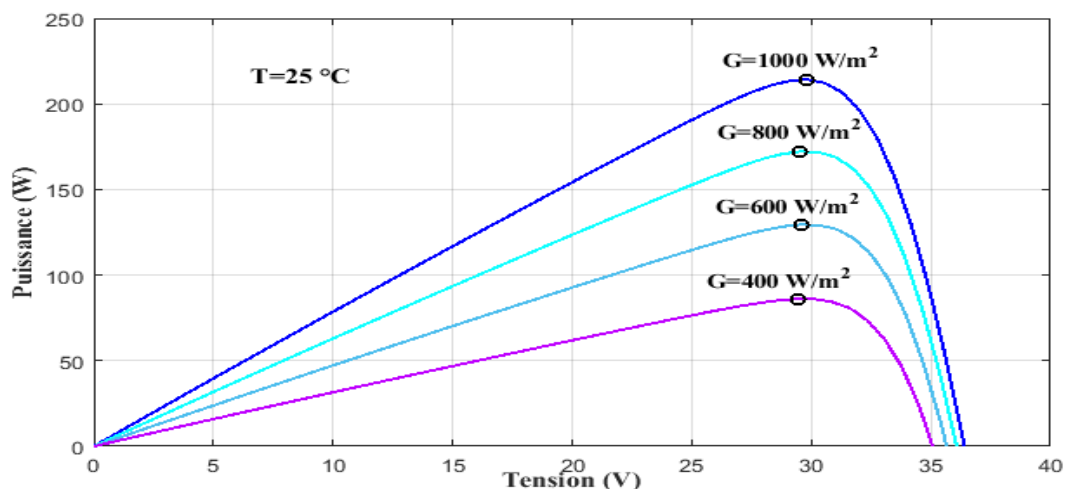


Figure I.7: Influence d'éclairement sur la caractéristique puissance-tension d'un module PV

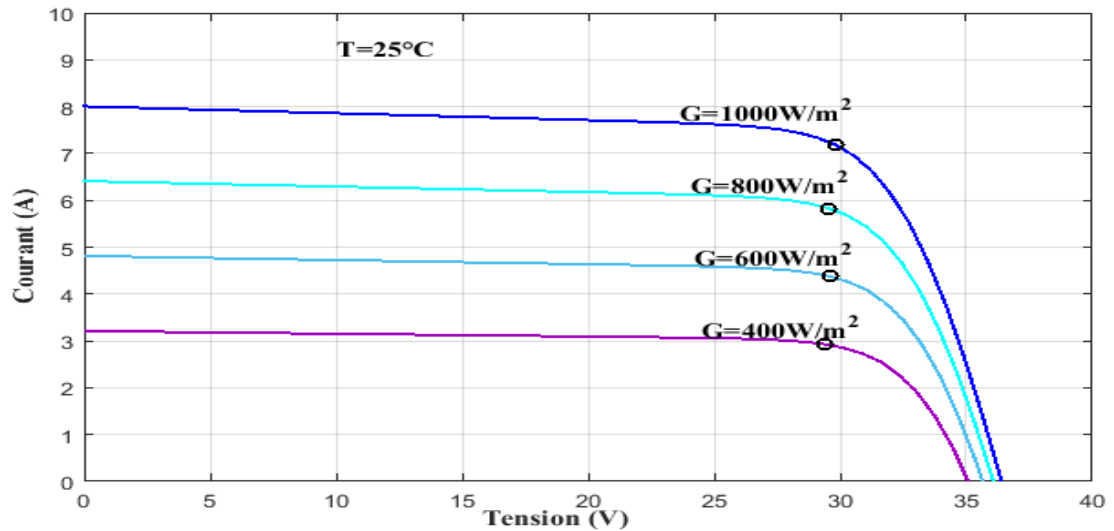


Figure I.8 : Influence d'éclairement sur la caractéristique courant-tension d'un module PV

I.2.2.2 Influence de la température

La température T a un impact direct sur les performances d'un module PV comme illustre la figure I.9 et figure I.10.

Quand la température du module PV augmente pour un éclairement constant (1000W/m^2) la tension de circuit ouvert V_{oc} diminue sensiblement tandis que le courant de court-circuit I_{cc} (c'est à dire pratiquement le photo-courant crée dans le module PV) augmente légèrement, ceci entraîne une diminution de la puissance maximale du générateur.

Alors, on peut remarquer que les panneaux PV ont de meilleures performances dans un environnement froid avec ciel dégagé, que dans un environnement chaud.

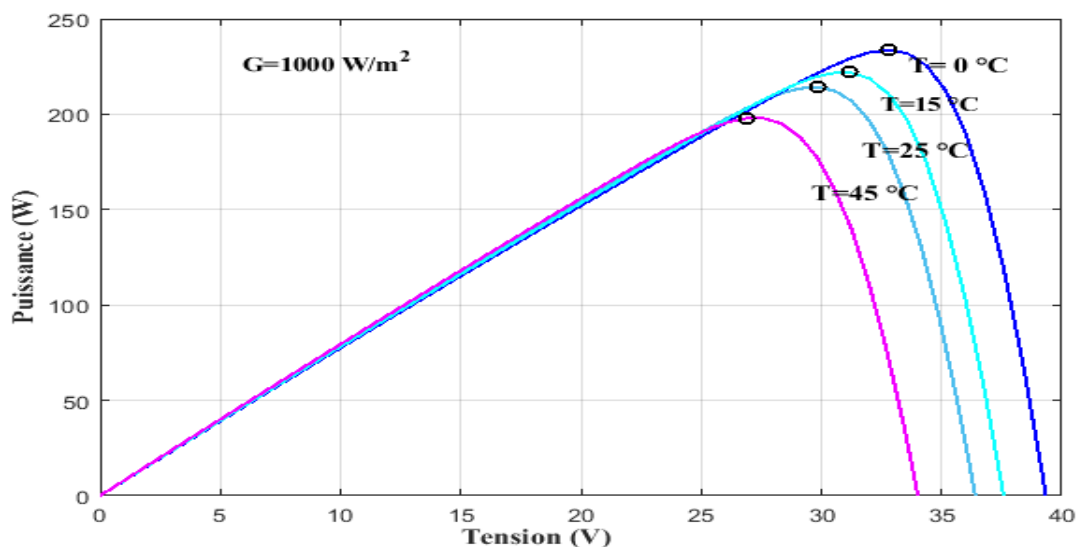


Figure I.9: Influence de la température sur la caractéristique puissance-tension d'un module PV

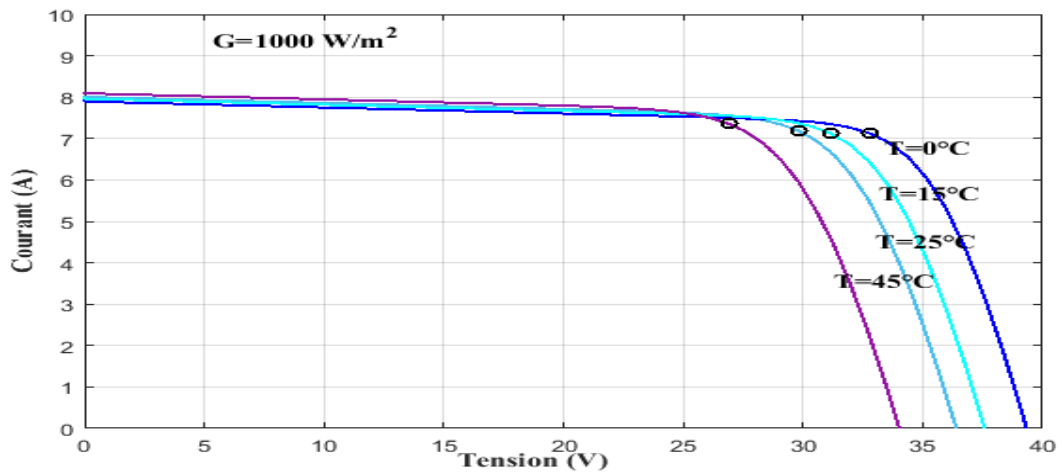


Figure I.10: Influence de la température sur la caractéristique courant-tension d'un module PV

I.3 Systèmes photovoltaïques

On rencontre généralement trois types de systèmes photovoltaïques, les systèmes **autonomes**, les systèmes **hybrides** et les systèmes **connectés à un réseau** [6]. Les deux premiers sont indépendants du système de distribution d'électricité, en les retrouvant souvent dans les régions éloignées.

I.3.1 Systèmes autonomes

Ces systèmes photovoltaïques sont installés pour assurer un fonctionnement autonome sans recours à d'autres sources d'énergie. Généralement, ces systèmes sont utilisés dans les régions isolées et éloignées du réseau électrique. Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes sont décrits sur la figure (I.11) qui traduit les différentes possibilités offertes : couplage direct à une charge adaptée ou couplage avec adaptateur d'impédance MPPT (Maximum Power Point Tracking), fonctionnement au fil du soleil ou avec stockage d'énergie électrique [5].

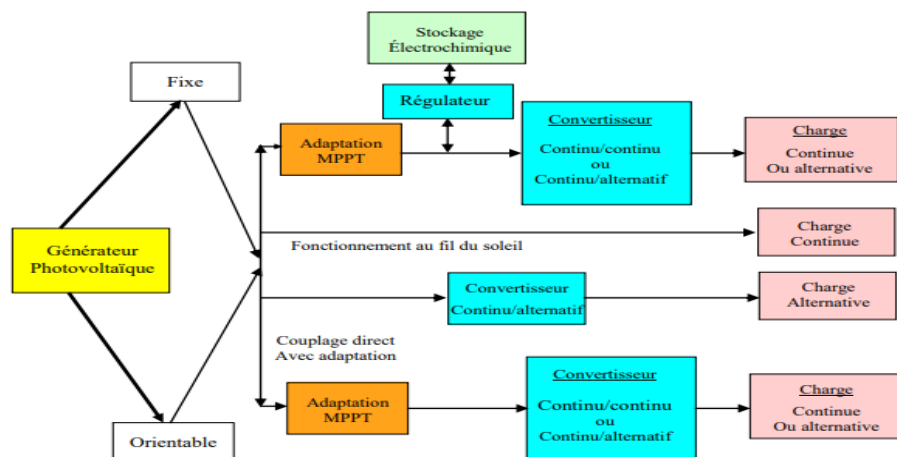


Figure I.11: Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes

I.3.2 Systèmes hybrides

Les systèmes d'énergie hybride associent au moins deux sources d'énergie renouvelable aussi une ou plusieurs sources d'énergie non renouvelable. Les sources d'énergie renouvelable, comme le photovoltaïque et l'éolienne ne délivrent pas une puissance constante, mais vu leurs complémentarités, leur association permet d'obtenir une production électrique continue. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées. Les différentes sources dans un système hybride peuvent être connectées en deux configurations, architecture à bus continu et architecture à bus alternatif [7].

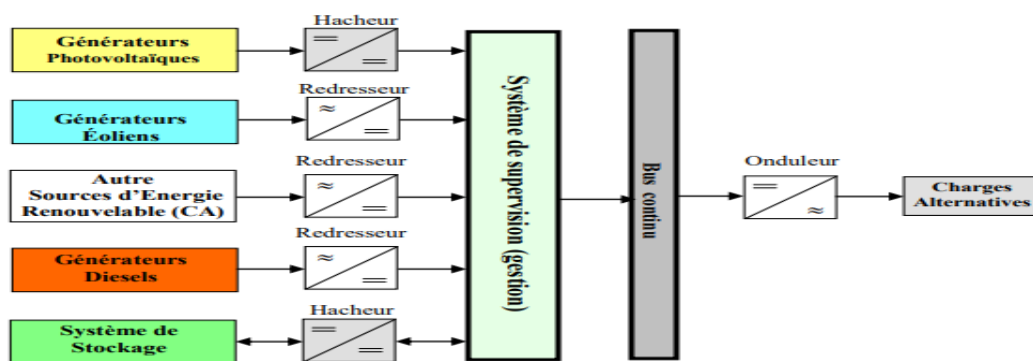


Figure I.12 : Configuration du système hybride à bus continu

I.3.3 Systèmes connectés au réseau

Les systèmes de production d'énergie photovoltaïque connectés à un réseau (figure I.13) sont une résultante de la tendance à la décentralisation du réseau électrique. L'énergie est produite plus près des lieux de consommation. Les systèmes connectés à un réseau réduisent la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution. Ils produisent leur propre électricité et acheminent son excédent vers le réseau, auprès duquel ils s'approvisionnent au besoin, ces transferts éliminent le besoin d'acheter et d'entretenir une batterie. Il est toujours possible d'utiliser ces systèmes pour servir d'alimentation d'appoint lorsque survient une panne de réseau.



Figure I.13: Systèmes photovoltaïque connectés au réseau

I.4 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

Les avantages de l'énergie photovoltaïque les plus importants sont [8]:

I.4.1 Avantages

- L'énergie photovoltaïque peut être installée partout, même en ville
- L'énergie photovoltaïque est renouvelable et gratuite
- Les systèmes photovoltaïques sont fiables : aucune pièce employée n'est en mouvement.
- Les matériaux utilisés (silicium, verre, aluminium), résistent aux conditions météorologiques extrêmes
- L'énergie photovoltaïque est une énergie propre et non-polluante qui ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets.
- Entretien minimal.
- Aucun bruit.

I.4.2 Inconvénients

- La fabrication des panneaux photovoltaïques relève de la haute technologie demandant énormément de recherche et développement et donc des investissements importants.
- Les rendements des panneaux photovoltaïques sont encore faibles.
- Nécessite un système d'appoint (batteries) pour les installations domestiques.
- Le coût d'investissement sur une installation photovoltaïque est cher

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exploré le principe de la conversion photovoltaïque et leurs différentes technologies les plus utilisées, puis nous avons abordé la notion de panneau photovoltaïque et les différentes protections utilisées lors de la liaison entre les cellules, et nous avons conclu par l'influence des conditions météorologiques sur le fonctionnement des panneaux.

Chapitre II

Modélisation du système PV et techniques MPPT

Introduction

Le module solaire est l'élément de base d'un système photovoltaïque, dont le générateur solaire est composé des modules photovoltaïques connectés en série, et /ou en parallèle, cette connexion détermine la puissance du fonctionnement de l'ensemble du système.

Pour exploiter cette puissance maximale, il faut une adaptation permanente de la charge avec le générateur. Cette adaptation pourra être réalisée par l'insertion d'un convertisseur DC-DC contrôlé par un mécanisme de poursuite "Maximum Power Point Tracking" MPPT.

Dans ce chapitre, nous allons modéliser les principaux composants d'un système photovoltaïque et définir leurs modèles mathématiques. Par la suite nous allons citer les différentes techniques de poursuite de la puissance maximale PPM dans le cas standard et à la présence d'un ombrage partiel.

II.1 Modélisation d'un système photovoltaïque

Un système photovoltaïque est constitué de quatre blocs : la source d'énergie (panneau photovoltaïque), un convertisseur DC-DC, la charge et le quatrième bloc représente le système de commande inséré dans la chaîne dans le but de réguler la tension (ou le courant) du GPV et le ramener à fonctionner autour de son PPM.

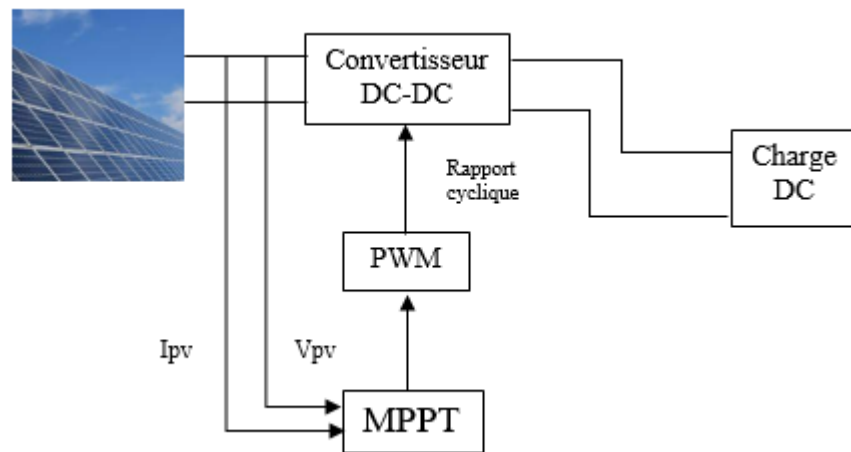


Figure II. 1: Eléments d'un système photovoltaïque

Dans ce qui suit, on présentera le modèle de la cellule PV et l'identification des paramètres, ensuite on donnera le modèle du convertisseur DC/DC élévateur.

II.1.1 Modélisation de générateur photovoltaïque

L'élément de base d'un générateur PV est la cellule, donc il faut d'abord passer par la modélisation de la cellule PV.

II.1.1.1 Modèle d'une cellule photovoltaïque à une diode

Les propriétés de la jonction PN et la réaction du semi-conducteur au rayonnement mènent au schéma du circuit équivalent idéal simplifié d'une cellule photovoltaïque représenté sur la Figure I.2.

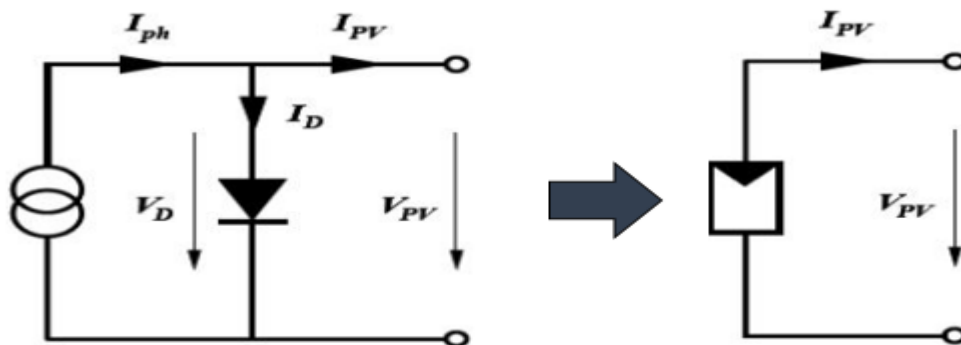


Figure II. 2: Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

Le modèle à une diode est le plus classique et le modèle le plus couramment utilisé. Il fait intervenir un générateur de courant I_{ph} pour la modélisation du flux lumineux incident et une diode D pour les phénomènes de polarisation de la cellule. Pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, le modèle est complété par deux résistances série et shunt R_s et R_{sh} respectivement.

La résistance série R_s est la résistance interne de la cellule, elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles. La résistance shunt R_{sh} est due à un courant de fuite au niveau de la jonction, elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée [9].

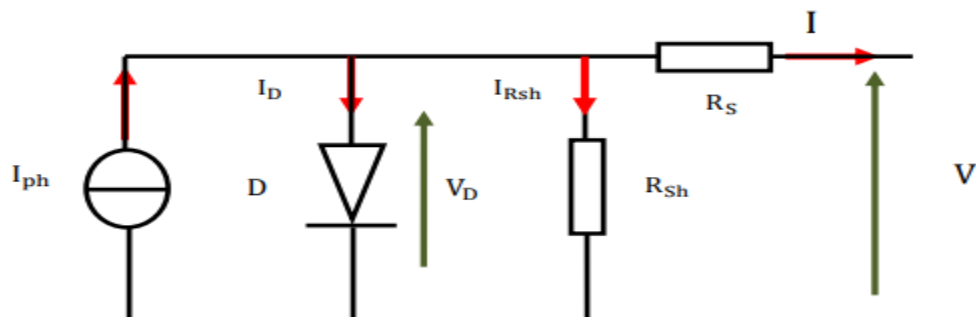


Figure II. 3: Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

Lorsqu'on relie les côtés du circuit à une charge R, un courant I qui parcourt le circuit produit l'apparition d'une différence de potentiel. La loi de Kirchhoff nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I = I_{ph} - I_D - I_{Rsh} \quad (II-1)$$

Ou :

I: courant délivré par la cellule solaire [A]

I_{ph}: Le photo-courant [A], peut être exprimé en fonction de l'ensoleillement comme suit :

$$I_{ph} = [I_{sc} + k_i(T - T_{stc})] \frac{G}{G_{stc}} \quad (II-2)$$

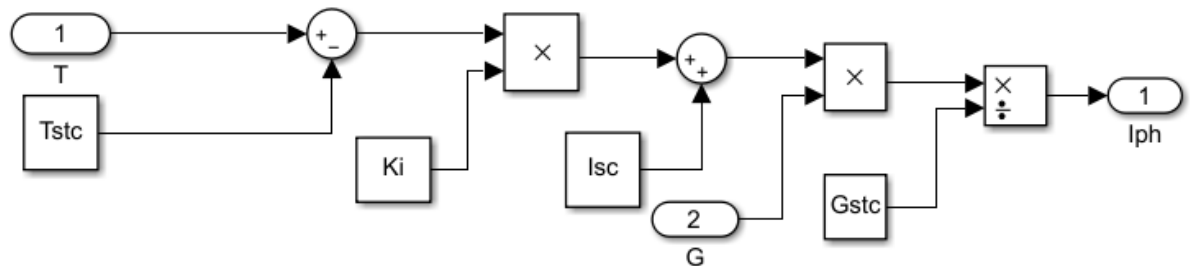


Figure II. 4: Schéma block du courant Iph

Avec:

G: ensoleillement instantané mesuré pendant la journée [w/m^2]

G_{stc} : Ensoleillement dans les conditions standard tel que : $G_{stc}=1000 w/m^2$

T_{stc} : Température dans les conditions standard tel que : $T_{stc}=25C^{\circ}=298K$

T : température instantanée pendant la journée (K)

k : constante représentant la variation du courant avec la température [A/K]

I_{sc} : Le courant de court-circuit de la cellule [A]

I_D: Le courant de polarisation d'une diode [A], il est donné par :

$$I_D = I_s [e^{\frac{vd}{vt}} - 1] \quad (II-3)$$

$$V = V_d - R_S I$$

$$V_d = V + R_S I \quad (II-4)$$

$$V_t = \frac{A.K.T}{q} \quad (II-5)$$

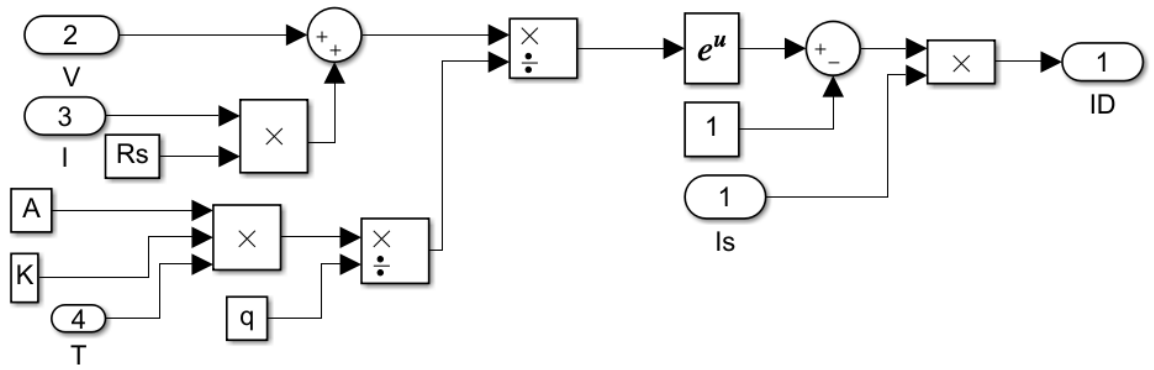


Figure II. 5: Schéma block du courant I_D

Avec:

I_s : Courant de saturation de la diode [A]

v_d : Tension aux bornes de la diode [V]

R_s : La résistance série [Ω]

v_t : Le potentiel thermique [V]

q : charge d'électron tel que $q=1.062.10^{-19}$ [C]

A : facteur d'idéalité de la diode

K : constante de Boltzmann tel que : $k=1.38. 10^{-23}$ [J/K]

T :température de la cellule [k]

I_{Rsh} : Le courant parcourue la résistance R_{sh} , il est donné par :

$$I_{Rsh} = \frac{V_d}{R_{sh}} = \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (II.6)$$

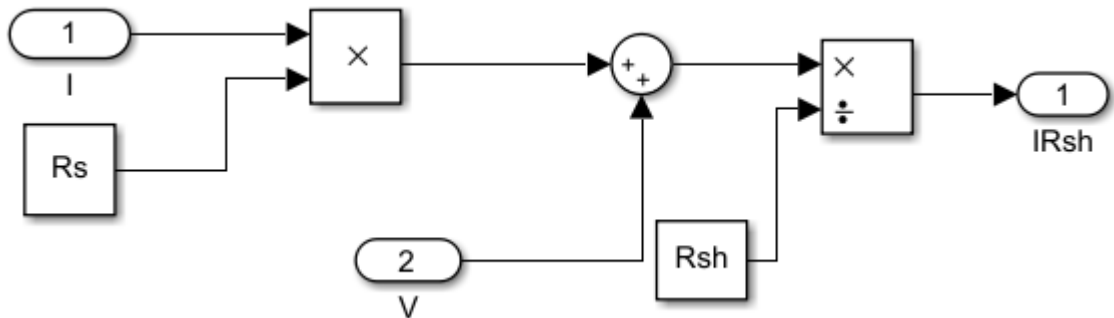


Figure II. 6: Schéma block du courant I_{Rsh}

Avec :

R_{sh} : Résistance shunt [Ω]

Ce qui donne :

$$I = I_{Ph} - I_s \left[e^{\frac{(v+R_s I)q}{AKT}} - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (II-7)$$

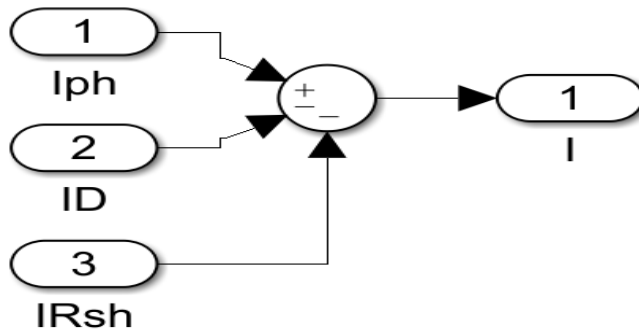


Figure II. 7: Schéma block du courant I

II.1.1.2 Modèle d'un générateur photovoltaïque

Les modèles cités précédemment concernent une seule cellule PV, pour le modèle du GPV il faut intégrer le nombre de cellules en série, formant un module, et le nombre de modules en parallèle/série.

Pour le modèle à cinq paramètres, par exemple, Le courant fourni par le GPV peut s'exprimer par:

$$I_{PV} = N_p \cdot \left[I_{Ph} - I_s \left[e^{\frac{(V_{PV} + R_s \cdot \frac{I_{PV}}{N_p})q}{AKT}} - 1 \right] - \frac{V_{PV} + R_s \cdot \frac{I_{PV}}{N_p}}{R_{Sh}} \right] \quad (II-8)$$

Avec :

I_{PV} : Courant du GPV[A]

V_{PV} : Tension du GPV[V]

N_s : Nombre de cellules connectées en série

N_p : Nombre de cellules connectés en parallèle

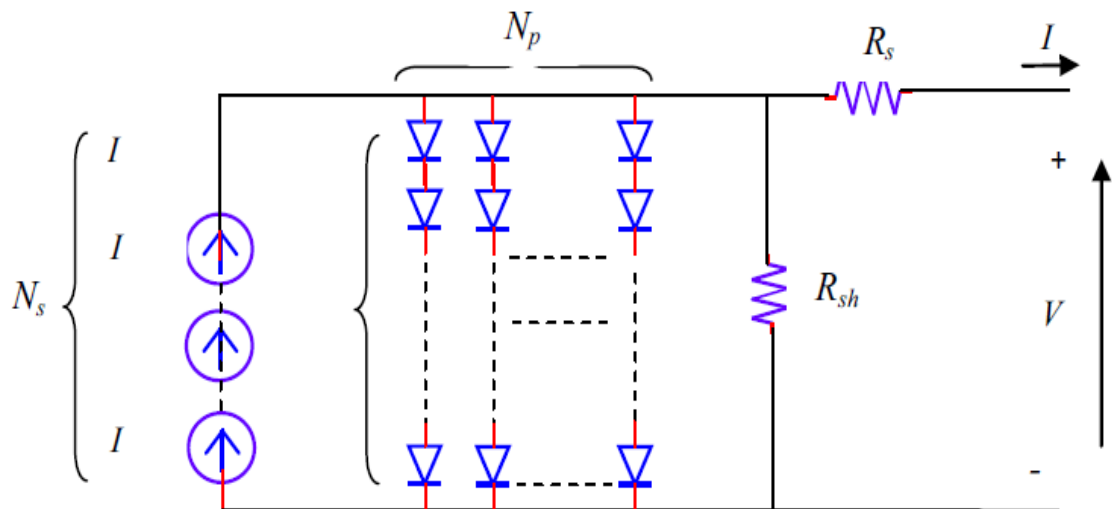


Figure II. 8: Circuit équivalent d'un générateur photovoltaïque

II.1.2 Convertisseur DC-DC (Boost)

Un hacheur est un convertisseur continu-continu qui permet de générer une source de tension continue variable à partir d'une autre source de tension continue constante.

Les hacheurs sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension continue constante. Il permet le contrôle de la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé [10].

Cependant, il existe différents types de convertisseurs DC-DC qui sont utilisés fréquemment dans de telles applications comme :

- hacheur série **Buck** « abaisseur»
- hacheur parallèle **Boost** « élévateur»
- hacheur série-parallèle **Buck-Boost** qui est la combinaison des deux précédents.

Le modèle que nous avons choisi dans notre étude est le hacheur parallèle Boost« élévateur».

Convertisseur DC-DC

Le hacheur parallèle appelé Boost est un convertisseur élévateur (Figure II.9), il a la capacité de fournir une tension plus élevée que celle appliquée à son entrée, il est composé :

- une bobine **L** : permet de lisser le courant appelé sur la source.
- un condensateur **C** : permet de limiter l'ondulation de tension en sortie.
- une diode **D** : protège l'interrupteur **K** en empêchant le retour du courant.
- un interrupteur à semi-conducteur contrôlable **K**.

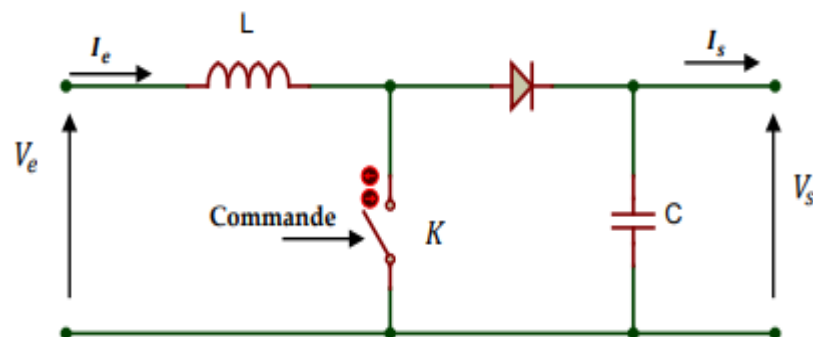


Figure II. 9: Schéma électrique du convertisseur BOOST

Ce convertisseur Boost fonctionne comme suit :

Pendant le temps t_{on} l'interrupteur **K** est fermé et la diode **D** est bloquée (Figure II.10), le courant provenant du module solaire traversant la bobine augmente et une énergie est emmagasinée dans la bobine **L**. Le condensateur **C** assure le courant de sortie et ça durant $t \in [0, \alpha T]$

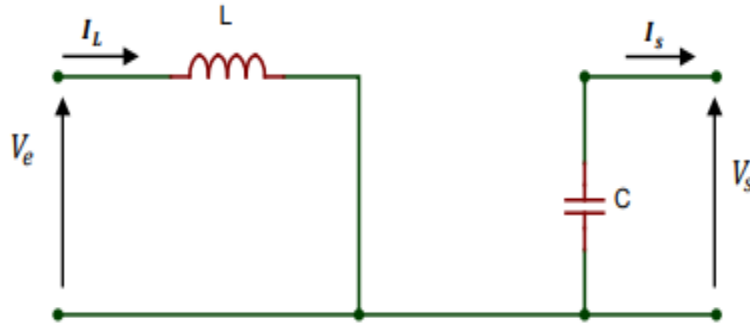


Figure II. 10: Schéma équivalent pour K fermée

Les équations qui régissent le fonctionnement du hacheur sur cet intervalle sont [11] :

$$V_e = L \frac{dI_L}{dt} \quad (II.9)$$

$$I_{L_on} = I_{L_min} + \frac{V_e}{L} t \quad (II.10)$$

A la fin du cycle le courant de la bobine atteint la valeur maximale donnée par :

$$I_{L_max} = I_{L_min} + \frac{V_e}{L} t_{on} \quad (II.11)$$

Avec $t_{on} = \alpha T$

Ou

α : Le rapport cyclique

t_{on} : Le temps de la phase de fermeture [s]

L : l'inductance de la bobine [H]

V_e : La tension d'entrée [V]

I_{L_on} : Le courant de la bobine pendant la phase de fermeture [A]

I_{L_min} : Le courant de la bobine au début de la phase de fermeture [A]

Pendant le temps t_{off} l'interrupteur **K** est ouvert et la diode **D** est passante (Figure II.11), l'énergie emmagasinée dans la bobine est transférée vers le condensateur qui se charge.

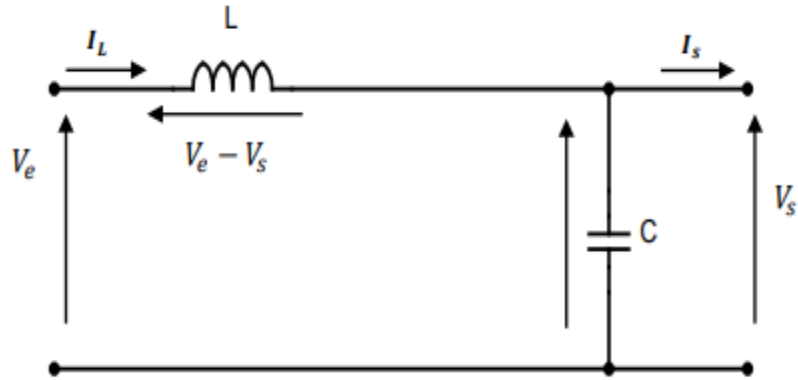


Figure II. 11: Schéma équivalent pour K ouvert

La tension aux bornes de la bobine est alors :

$$L \frac{dI_L}{dt} = V_e - V_s \quad (\text{II.12})$$

En résolvant cette équation différentielle, on obtient la formule suivante qui exprime l'évolution du courant traversant l'inductance :

$$I_{L_off} = I_{L_max} + \frac{V_e - V_s}{L} t \quad (\text{II.13})$$

À la fin de cette période le courant de la bobine reprend sa valeur minimale donnée par :

$$I_{L_min} = I_{L_max} + \frac{V_e - V_s}{L} t_{off} \quad (\text{II.14})$$

Ou :

I_{L_off} : Le courant de la bobine pendant la phase d'ouverture [A]

t_{off} : Le temps de la phase d'ouverture [S]

La période du signal de commande est donnée par :

$$T = t_{on} + t_{off} \quad (\text{II.15})$$

Et le rapport cyclique α est défini par la relation :

$$\alpha = \frac{t_{on}}{T} \quad (\text{II.16})$$

Ce qui donne :

$$t_{off} = (1 - \alpha) T \quad (\text{II.17})$$

Les équations (II.11) et (II.14) deviennent :

$$I_{L_max} - I_{L_min} = \frac{V_e}{L} \alpha T \quad (II.18)$$

$$I_{L_max} - I_{L_min} = \frac{V_s - V_e}{L} (1 - \alpha) T \quad (II.19)$$

On obtient alors :

$$V_s = \frac{V_e}{1 - \alpha} \quad (II.20)$$

On considérant le convertisseur sans pertes, la puissance moyenne délivrée par la source est égale à la puissance moyenne disponible en sortie :

$$P_{source} = V_e I_e = P_{charge} = V_s I_s \quad (II.21)$$

Le courant de sortie I_s et le courant à l'entrée I_e sont liés par l'équation :

$$I_s = (1 - \alpha) I_e \quad (II.22)$$

La figure suivante illustre le modèle Boost sous Matlab/Simulink :

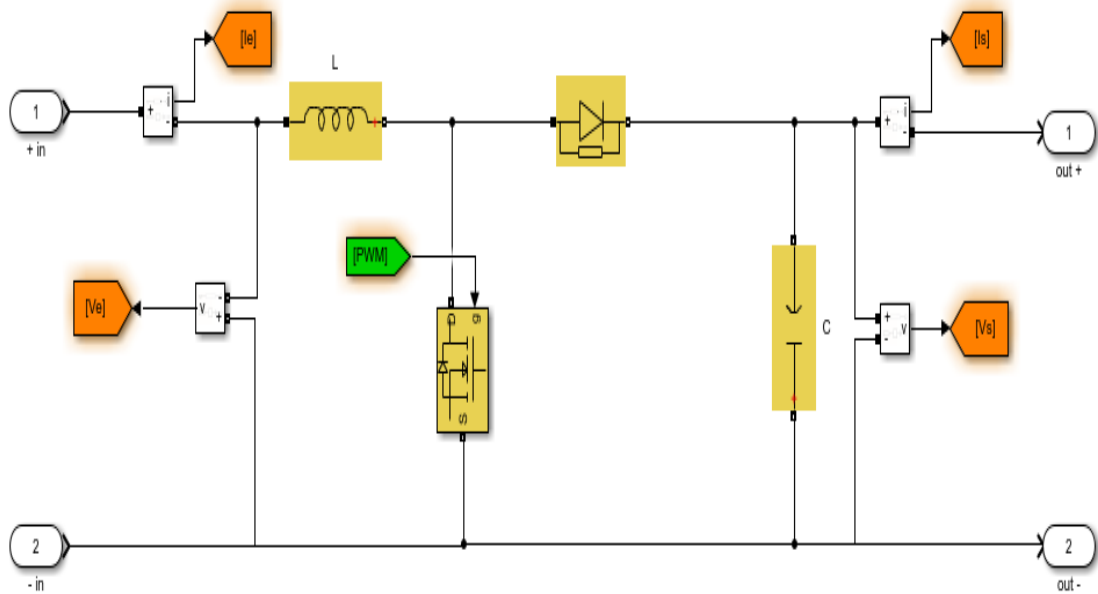


Figure II. 12: Modèle Boost sous Simulink

Il est à noter que pour garder les équations précédentes il faut garantir le fonctionnement du **Boost** en mode continu et éviter le mode discontinu, ce dernier se produit quand le courant demandé par la charge est faible ceci dit que le courant dans l'inductance s'annule avant la prochaine phase de chargement [11].

II.2 Signal PWM (MLI)

L'interrupteur du hacheur est commandé par un signal carré modulé en largeur d'impulsion variable **PWM** (Modulation de Largeur d'Impulsions **MLI** « Pulse Width Modulation »)

Le principe de base de la modulation de largeur d'impulsion **MLI** consiste à générer un signal carré avec un rapport cyclique modulé en fonction d'un signal de commande. La valeur moyenne de la tension commandée dépend du rapport cyclique.

La technique la plus répandue pour la production d'un signal **MLI** ou encore **PWM** est de comparer un signal triangulaire appelé porteuse de haute fréquence à un signal de référence appelé modulatrice et qui constitue l'image du signal recueilli à la sortie du hacheur.

Le signal **PWM** peut être obtenu par comparaison d'un signal triangulaire et la valeur du rapport cyclique α Figure II.13 :

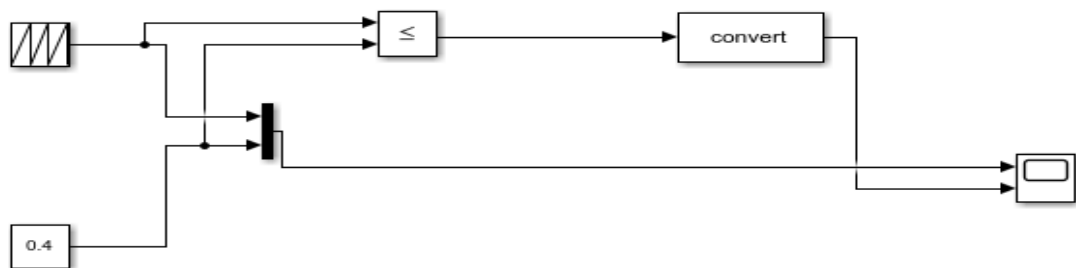


Figure II. 13 : Obtention du signal de commande PWM par la valeur du rapport cyclique

La figure suivante montre l'obtention d'un signal de commande PWM à partir des deux signaux d'entrées : l'un est un signal triangulaire et l'autre définit le rapport cyclique. Ce signal obtenu assure l'ouverture et la fermeture de l'interrupteur aux instants t_{on} , t_{off} .

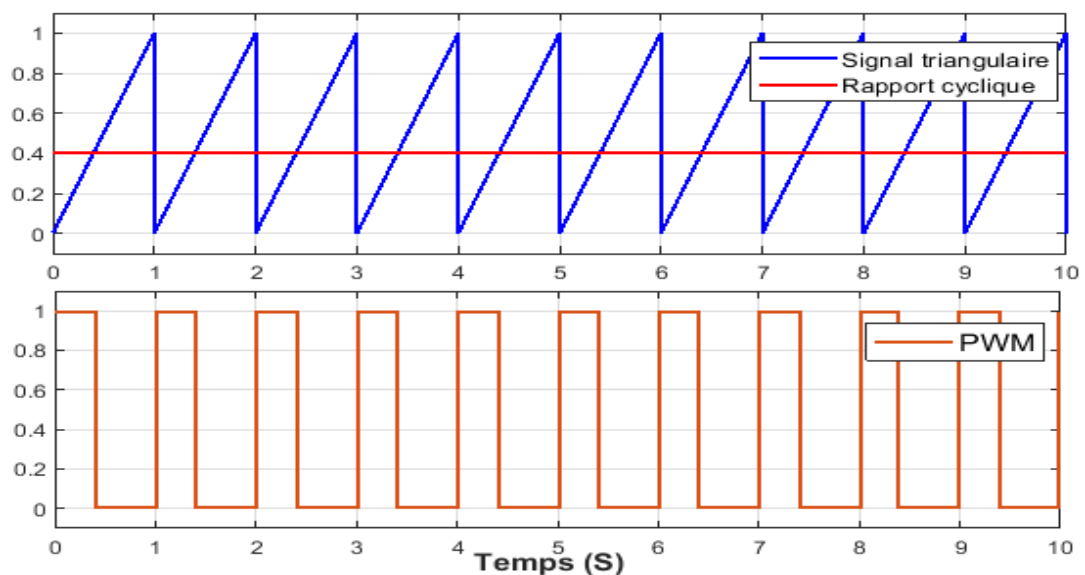


Figure II. 14: Signal de commande PWM

II.3 Poursuite du point de puissance maximale (Commande MPPT)

La puissance délivrée par un PPV dépend fortement du niveau d'ensoleillement et de la température des cellules, de l'ombrage et aussi de la nature de la charge alimentée.

La caractéristique de la puissance d'un panneau photovoltaïque (PPV) n'est pas linéaire en fonction de la tension à ses bornes, la Figure II.15 montre l'évolution de la puissance d'un PPV (Conergy PowerPlus 215PA) suivant la tension à ses bornes.

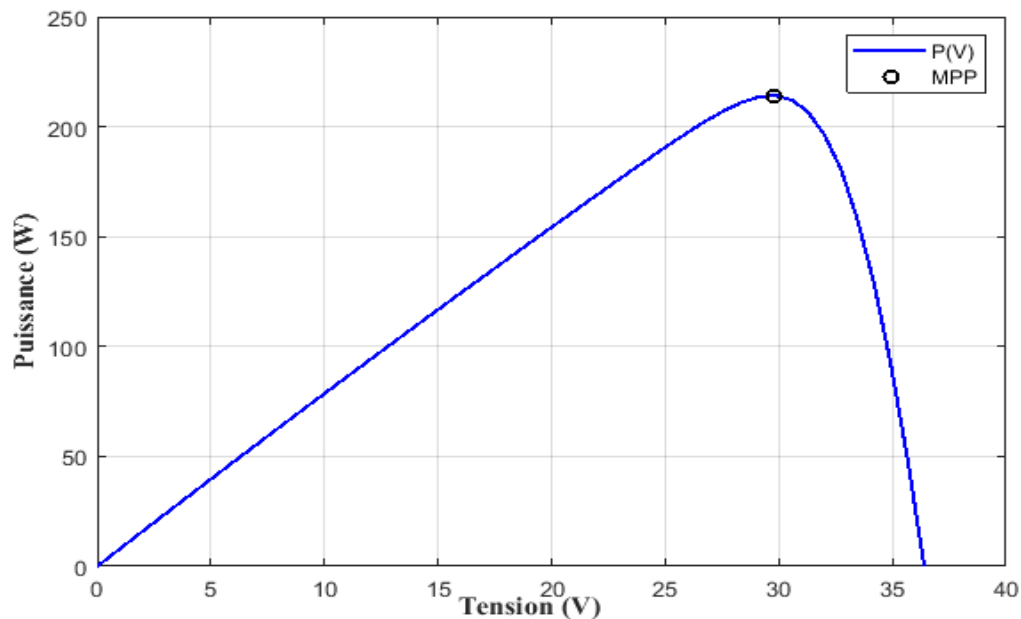


Figure II. 15: Le point de puissance maximale d'un panneau PV

On remarque que la puissance est maximale pour un point dans la courbe, ce point est le point de puissance maximale (MPP) « Maximum Power Point », il est donc très important de faire fonctionner le panneau PV autour du MPP pour profiter du maximum de la conversion énergétique.

La puissance de fonctionnement des panneaux solaires est facile à calculer. Elle vaut le produit tension courant. Mais, la détermination de la puissance de référence est plus délicate vue que cette dernière est en fonction des paramètres météorologiques (température et éclairage). Cette référence variable, caractérisée par une fonction non linéaire, rend le fonctionnement à puissance maximale plus difficile à réaliser. Alors, une commande pour la poursuite du PPM s'impose. Cette commande, dite algorithme MPPT, peut être plus ou moins compliquée. Elle est basée généralement sur l'ajustement du rapport cyclique du convertisseur statique jusqu'à se placer sur le PPM.

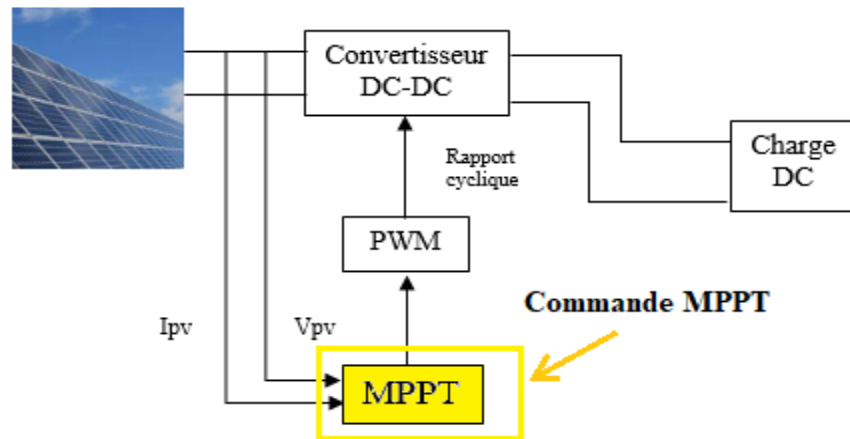


Figure II. 16: Système PV avec commande MPPT

Nous présenterons, dans ce qui suit quelques techniques MPPT les plus utilisées dans le cas d'éclairement total et d'ombrage partiel (techniques classiques et évoluées).

II.3.1 Techniques MPPT dans le cas d'un éclairement uniforme

Dans le but de maximiser la puissance délivrée par un PPV plusieurs techniques ont été développées afin d'avoir une bonne adaptation et un rendement élevé. Ces techniques se distinguent les unes des autres dans la complexité, la rapidité, la robustesse, et la stabilité. Dans ce qui suit, on présente les méthodes les plus utilisées.

II.3.1.1 Technique perturbation et observation (P&O)

C'est une méthode largement utilisée en raison de sa simplicité et de sa facilité d'implémentation. Elle consiste à perturber le point de fonctionnement, par l'augmentation ou la diminution de la tension de fonctionnement, et l'observation de son effet sur la puissance [12].

Si la variation de la puissance augmente ($\Delta P > 0$), cela signifie qu'on est dans la bonne direction, on maintient alors le même sens de perturbation (ΔV).

Au contraire si ($\Delta P < 0$), donc le point de fonctionnement s'éloigne du PPM, cela signifie qu'on est dans la mauvaise direction alors on inverse le sens de perturbation (ΔV).

Selon l'équation (II.20), la variation du rapport cyclique ($D=\alpha$) est inversement proportionnelle à la variation de la tension de fonctionnement V_e (si ΔV augmente le rapport cyclique D diminue, sinon).

La Figure II.17 et le Tableau II.1 illustre son principe de fonctionnement et tous les cas possibles.

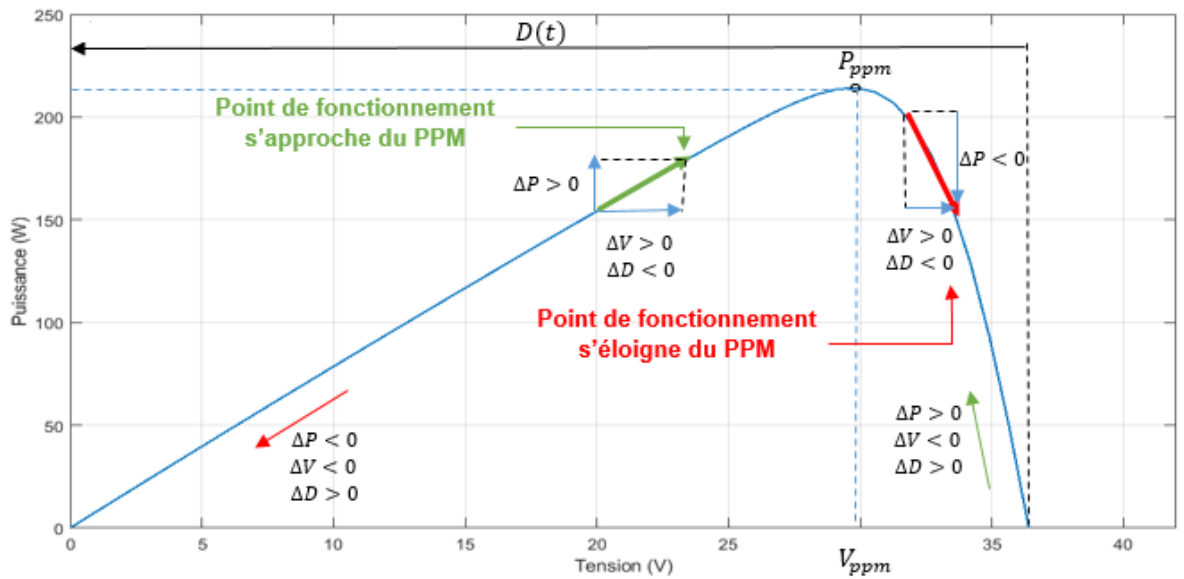


Figure II. 17: Principe de la technique P&O

Variation de la tension ΔV	Variation du rapport cyclique D	Evolution de la variation de la puissance ΔP	Décision à prendre pour atteindre PPM
+	-	+	Diminuer D / Augmenter V $D(t) = D(t - 1) - \Delta$ Ou $V(t) = V(t - 1) + dV$
+	-	-	Augmenter D / Diminuer V $D(t) = D(t - 1) + \Delta$ Ou $V(t) = V(t - 1) - dV$
-	+	+	Augmenter D / Diminuer V $D(t) = D(t - 1) + \Delta$ Ou $V(t) = V(t - 1) - dV$
-	+	-	Diminuer D / Augmenter V $D(t) = D(t - 1) - \Delta$ Ou $V(t) = V(t - 1) + dV$

Tableau II.1 : Principe la technique P&O

L'analyse de la courbe de la puissance en fonction de la tension d'un GPV (Figure II.17) montre qu'il existe deux zones de fonctionnement ; la première à gauche du PPM et la deuxième à droite du PPM. Lorsqu'on perturbe le point de fonctionnement quatre cas peuvent se présenter :

Premier cas $\Delta P > 0$ et $\Delta V > 0$: on est donc dans la bonne direction, pour la prochaine itération, on continue à augmenter la tension du GPV, contrairement la valeur de rapport cyclique D sera diminuée.

Deuxième cas $\Delta P > 0$ et $\Delta V < 0$: on est dans le bon sens, pour la prochaine itération, continuer la diminution de la valeur de la tension du GPV, contrairement la valeur de rapport cyclique D sera augmentée.

Troisième cas $\Delta P < 0$ et $\Delta V < 0$: on est dans la mauvaise direction, la prochaine itération doit corriger le sens de recherche c.-à-d augmenter la valeur de la tension, contrairement la valeur de rapport cyclique D sera diminuée.

Quatrième cas $\Delta P < 0$ et $\Delta V > 0$: on est dans la mauvaise direction, pour la prochaine itération on va diminuer la valeur de la tension, contrairement la valeur de rapport cyclique D sera augmentée, la Figure II.18 illustre l'organigramme de cette technique.

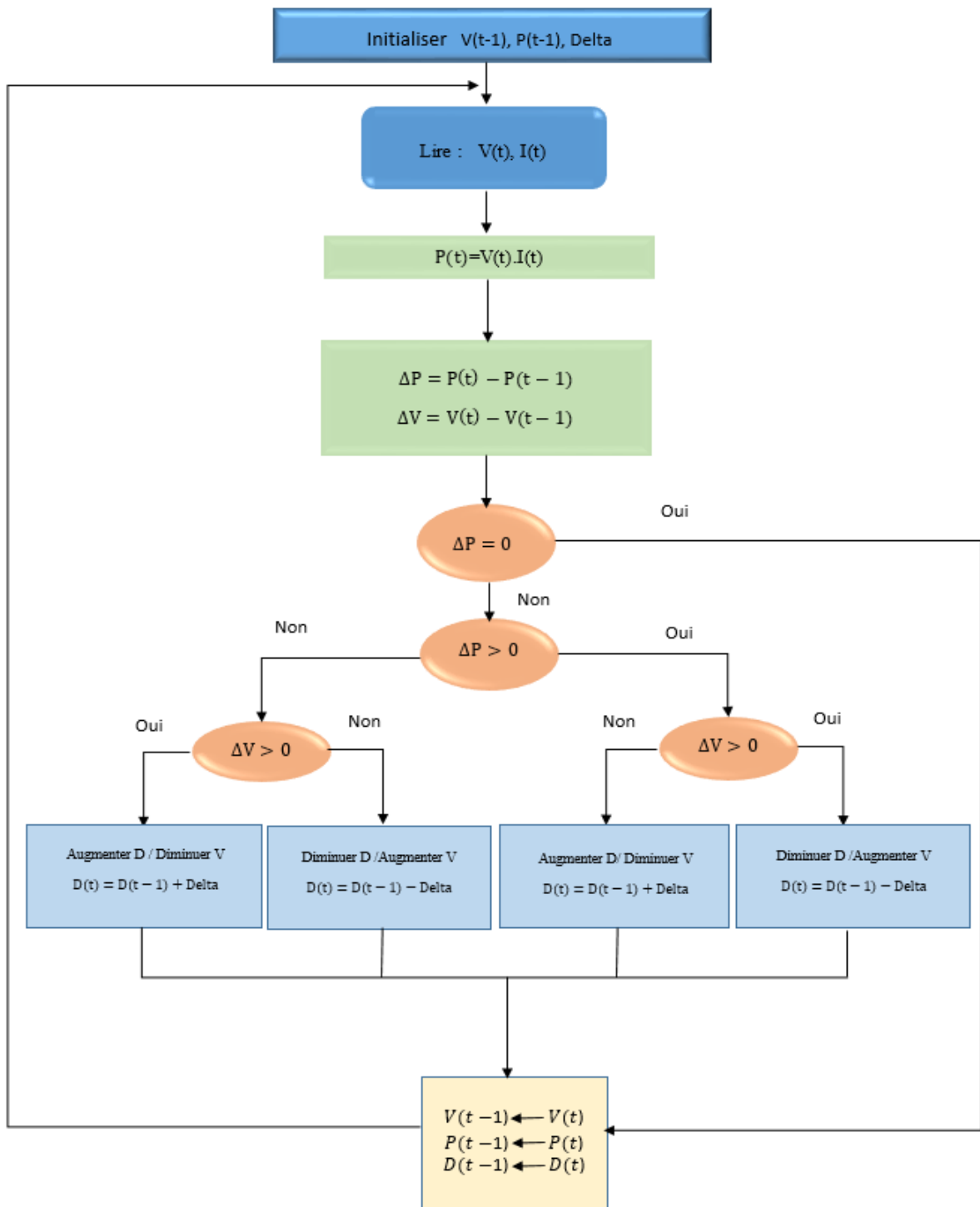


Figure II. 18: Organigramme de la technique P&O

II.3.1.1.1 Inconvénients de la méthode P&O

Le premier inconvénient dont souffre la méthode P&O est le fait que le point de fonctionnement du GPV est perturbé à chaque cycle, même lorsque le PPM est atteint. Si le rapport cyclique D est perturbé par un petit **Pas** la méthode sera plus rapide (un faible temps de réponse) mais cela engendre de grandes oscillations de la puissance surtout autour du PPM [13].

Par ailleurs une perturbation de D par un grand **Pas** augmente le temps de réponse et démultiplie les oscillations au régime permanent [13]. Alors, un compromis doit être fait entre précision et rapidité lors du choix de ce **Pas** de perturbation, cet inconvénient peut être réduit par l'utilisation d'un Pas variable.

Le deuxième inconvénient de la méthode P&O apparaît lorsque le système subit un changement brusque de l'ensoleillement, dans ce cas la puissance du point de fonctionnement sera perturbée par l'ensoleillement et non pas par la perturbation de l'algorithme. Cela peut amener l'algorithme à diverger, par conséquent prendre du temps pour revenir dans le bon sens et plus de temps pour atteindre le PPM [14].

Pour comprendre ce phénomène considérons l'exemple de la Figure suivante.

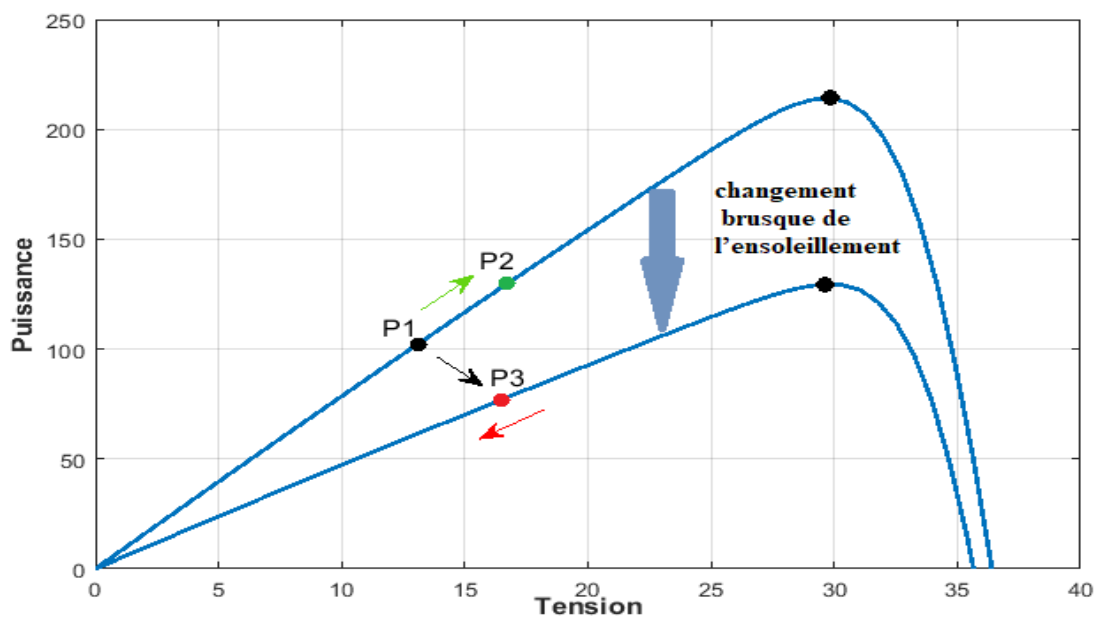


Figure II. 19: Déviation du point de fonctionnement pour des variations brusques de l'ensoleillement

Si on suppose que l'ensoleillement ne change pas, le point de fonctionnement varie de P1 vers P2 dans le bon sens de recherche, donc on augmente V ce qui nous rapproche du PPM. Au moment d'une diminution brusque de l'ensoleillement, le point de fonctionnement dévie vers le point P3 et la puissance dans ce cas est plus faible, par conséquent on s'éloigne du PPM.

Pour résoudre ce problème nous devons surveiller la variation de la pente au lieu de la variation de la puissance dans la courbe P-V. pour cela la solution la plus convenable est d'utiliser la méthode de la Conductance Incrémentale « Incremental Conductance » (IC) ce qui donne réellement la position du point de recherche par rapport au PPM.

Le troisième inconvénient de cette méthode réside dans son incapacité de différencier le point de puissance maximale globale parmi plusieurs maximums dans le cas d'un ombrage partiel, afin d'éviter la convergence de cette méthode vers un point de puissance local, nous avons proposé la méthode PO a **Pas** variable, qui sera bien détailler dans la section suivante.

II.3.1.2 Technique Conductance Incrémentale (IC)

La méthode conductance incrémentale a été proposée pour éviter le problème de la divergence de la PO dans le cas d'un changement brusque de l'ensoleillement.

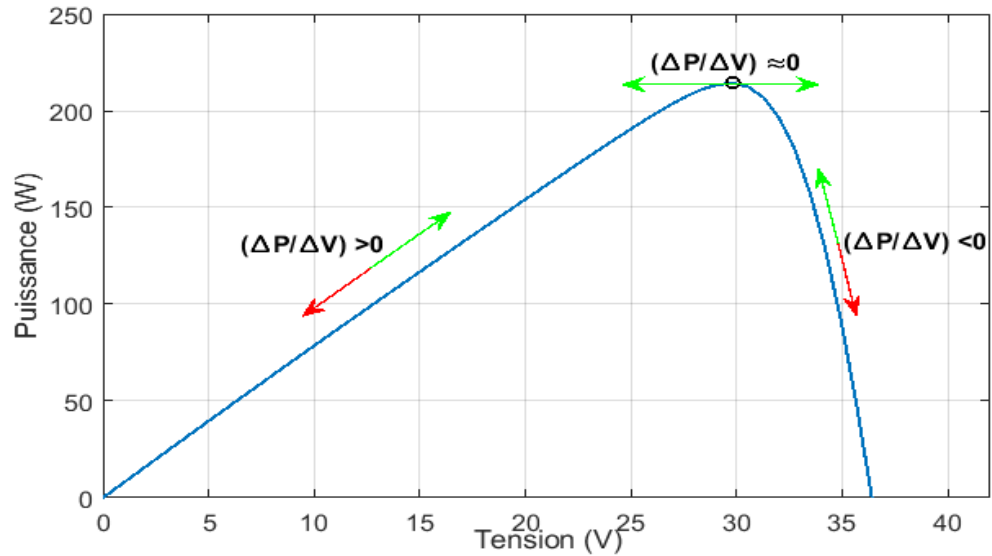


Figure II. 20: Principe de la technique IC

Elle est basée sur la détermination du signe de la pente de la caractéristique $P(V)$ du panneau photovoltaïque, qui s'annule au point de puissance maximale, positive à gauche et négative à droite [15], tel que :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\Delta P}{\Delta V} > 0 \quad \text{à gauche du PPM} \\ \frac{\Delta P}{\Delta V} = 0 \quad \text{au PPM} \\ \frac{\Delta P}{\Delta V} < 0 \quad \text{à droite du PPM} \end{array} \right. \quad (II.23)$$

Avec :

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = \frac{\Delta(I.V)}{\Delta V} = I \cdot \frac{\Delta V}{\Delta V} + V \frac{\Delta I}{\Delta V}$$

Donc :

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (II.24)$$

Au point de puissance maximale la dérivée de la puissance s'annule ($\frac{\Delta P}{\Delta V} = 0$), ce qui donne :

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} \quad (II.25)$$

On peut remarquer que la vérification du signe de la pente revient à comparer la conductance $\frac{I}{V}$ et son incrément $\frac{\Delta I}{\Delta V}$:

$$\begin{array}{lll} \frac{\Delta P}{\Delta V} > 0 & \longrightarrow & \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} \quad \text{à gauche du PPM (diminuer D)} \\ \frac{\Delta P}{\Delta V} \approx 0 & \longrightarrow & \frac{\Delta I}{\Delta V} \approx -\frac{I}{V} \quad \text{au voisinage PPM} \\ \frac{\Delta P}{\Delta V} < 0 & \longrightarrow & \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} \quad \text{à droite du PPM (augmenter D)} \end{array}$$

Théoriquement pour éviter une division par zéro, l'algorithme teste si ΔV est nul (le système fonctionnait au MPP pendant le cycle précédent [16]), dans ce cas on ne peut pas comparer les conductances, le rapport cyclique n'a pas été modifié et la tension V reste constante ($\Delta V = 0$). La conductance incrémentale n'est pas définie il suffit d'observer les variations de I . On déduit ainsi les variations à provoquer :

$$\begin{array}{ll} \Delta I = 0 & \longrightarrow \quad \text{On ne modifie pas D (au PPM)} \\ \Delta I > 0 & \longrightarrow \quad \text{On diminue D} \\ \Delta I < 0 & \longrightarrow \quad \text{On augmente D} \end{array}$$

La figure II.21 représente l'organigramme de la méthode conductance incrémentale.

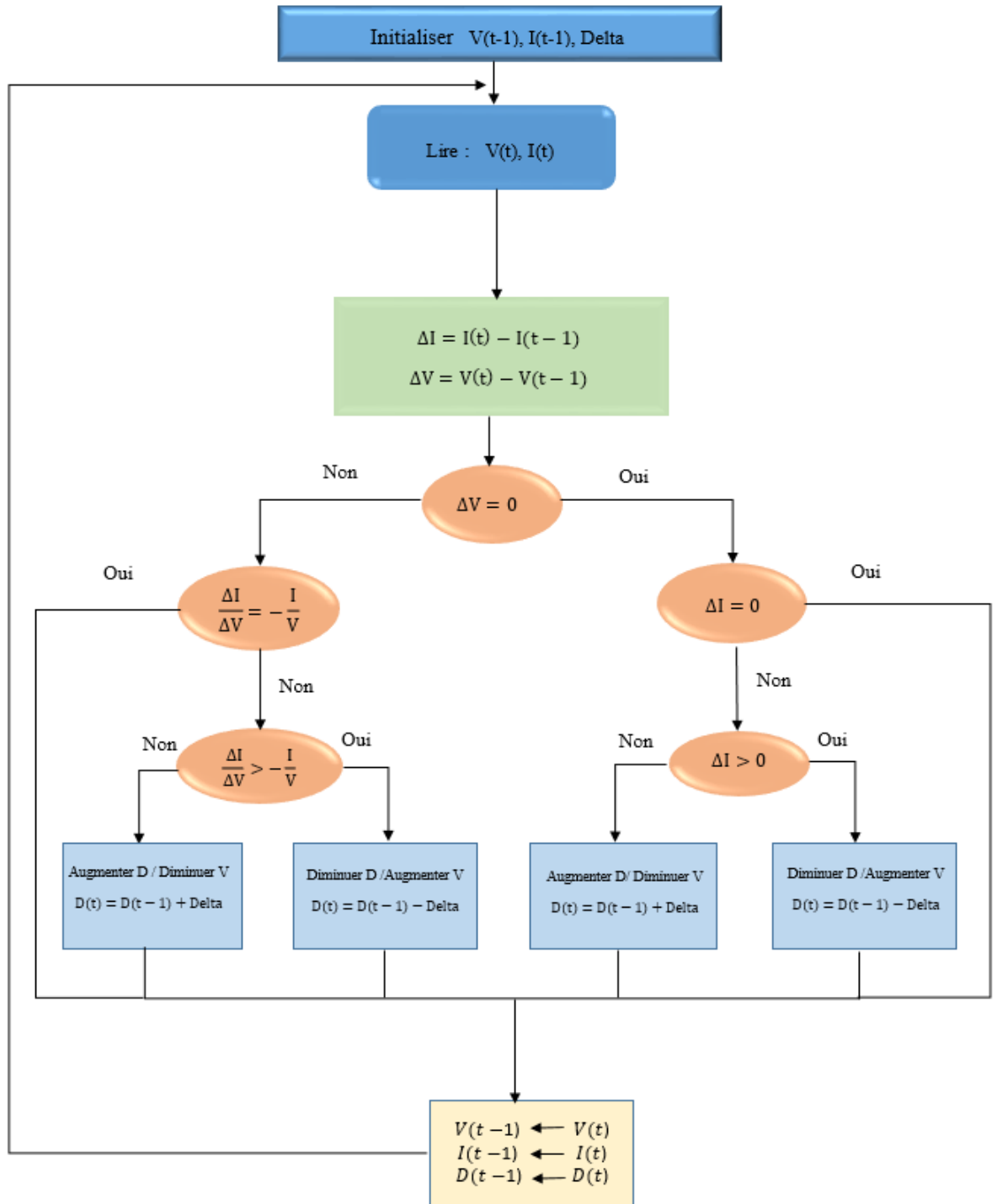


Figure II. 21: Organigramme de la technique IC

Pour résumer, cette technique résout l'inconvénient du changement brusque de l'ensoleillement dans la méthode PO, mais garde les deux autres inconvénients, le **Pas** de perturbation et la convergence vers un optimum local dans le cas d'un ombrage partiel. Pour ce dernier, nous avons proposé la méthode IC à **Pas** variable, ceci sera bien détaillé dans la section suivante.

II.3.1.3 Technique à Base de la Logique Floue (FLC)

Les méthodes de poursuite du PPM, abordées jusqu'à présent, présentent un inconvénient majeur, la perturbation du rapport cyclique par un grand **Pas** réduira les oscillations, mais augment le temps de réponse du système. L'utilisation de la théorie de la logique floue dispose d'un dispositif de poursuite du PPM rapide et qui réduit ces oscillations, de plus simple à concevoir car elle n'exige pas la connaissance du modèle mathématique du système [17].

Le régulateur Flou généralement utilisé possède deux variables d'entrées, l'erreur E et le changement d'erreur CE et une variable de sortie D (variation du rapport cyclique).

Généralement, une commande par logique floue est constituée de trois blocs : Fuzzification, bloc d'inférences et finalement la Défuzzification (Figure II.22).

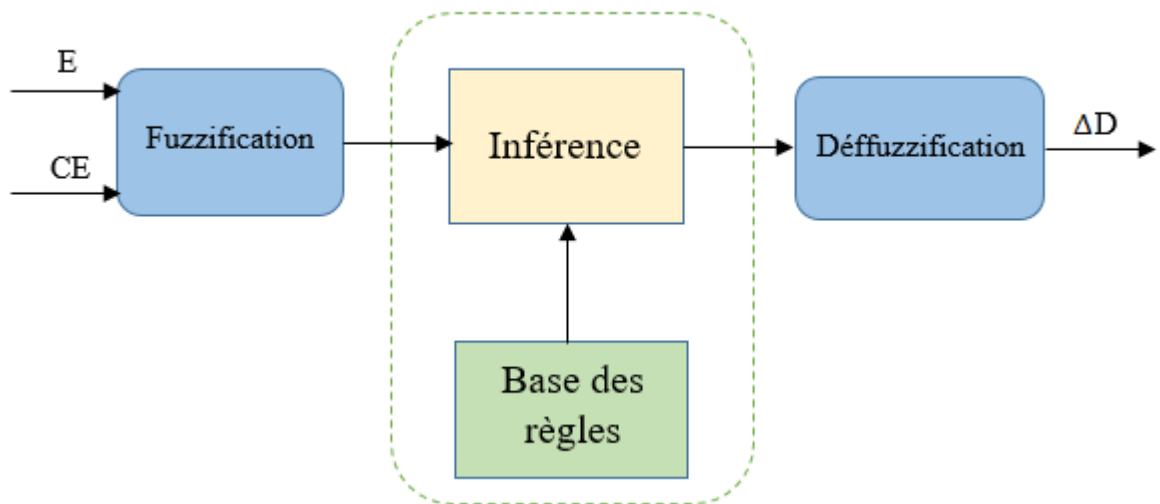


Figure II. 22: Structure générale d'un régulateur floue

II.3.1.3.1 Fuzzification

La fuzzification permet la conversion des variables physiques d'entrée en ensembles flous, elle se déroule généralement en trois étapes :

- Une étape préliminaire consiste à définir la plage de variations possibles des entrées (univers de discours).
- partitionner en classes floues l'univers de discours.
- définir les fonctions d'appartenances des classes floues précédentes.

Dans notre cas, on a deux entrées, la première sera l'erreur E qui est la variation de la puissance par rapport à la tension (la pente de la caractéristique P-V) et la seconde entrée définie la variation de l'erreur CE qui donne une information sur le sens de la pente. La sortie du régulateur flou est la variation du rapport cyclique D du convertisseur statique DC/DC.

Les entrées E et CE sont exprimées comme suit :

$$E(t) = \frac{\Delta P}{\Delta V} = \frac{P(t) - P(t-1)}{V(t) - V(t-1)} \quad (\text{II.26})$$

$$CE(t) = E(t) - E(t-1) \quad (\text{II.27})$$

Avec :

$P(t)$: Puissance actuelle [W]

$P(t-1)$: Puissance précédente [W]

ΔP : Variation de la puissance [W]

$V(t)$: Tension actuelle [V]

$V(t-1)$: Tension précédente [V]

ΔV : Variation de la tension [V]

$E(t)$: L'erreur à l'instant actuel

$E(t-1)$: L'erreur à l'instant précédent

$CE(t)$: La variation de l'erreur

A chaque variable, on associe un univers de discours, entre -8 et 8 pour E, CE et de -1 à 1 pour la variable de sortie D.

En partitionne chaque univers de discours en trois sous-ensembles flous :

La variable d'entrée E : est défini par les termes linguistiques : Négative (N), Zéro (Z) et Positive (P). $E \in \{N; Z; P\}$

La variable d'entrée CE : est défini par les termes linguistiques : Décroître (D), Stable (S), Croître (C). $CE \in \{D; S; C\}$

La variable de sortie D : est définie par les termes linguistiques: Diminué (-), Inchangé (0), Augmenté (+). $D \in \{-; 0; +\}$

Les fonctions d'appartenance que nous avons utilisées sont schématisées sur les figures II.23, II.24 et II.25. Afin de simplifier notre exemple, nous avons pris des fonctions d'appartenance triangulaires et trapézoïdales.

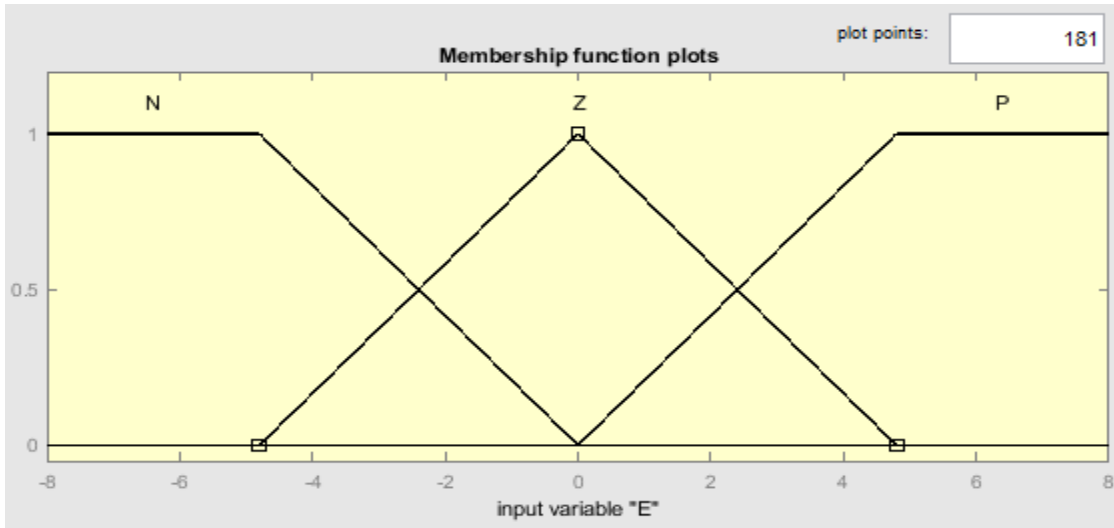


Figure II. 23: Fonctions d'appartenance de la variable d'entrée E

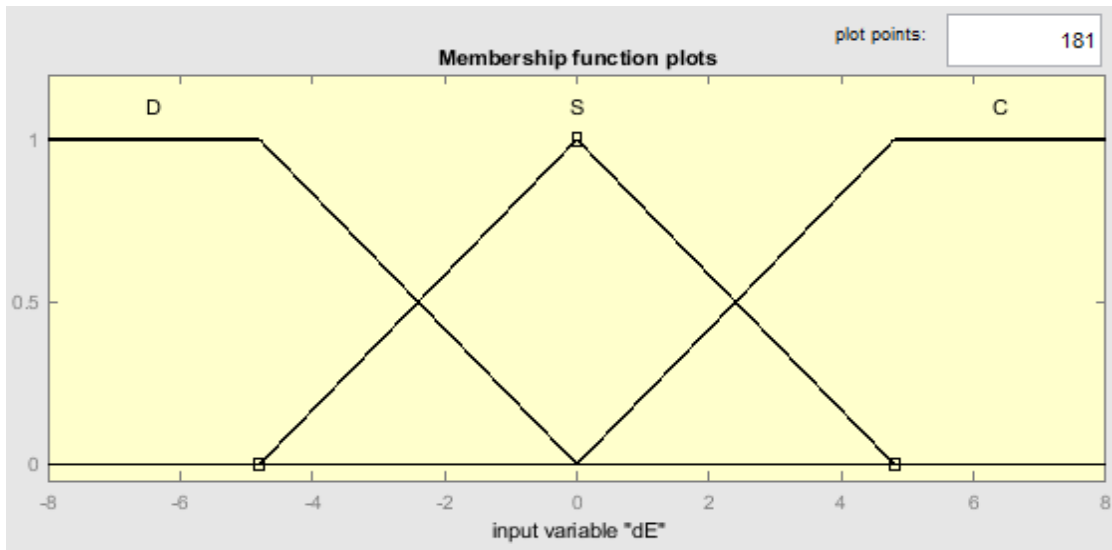


Figure II. 24: Fonctions d'appartenance de la variable d'entrée CE

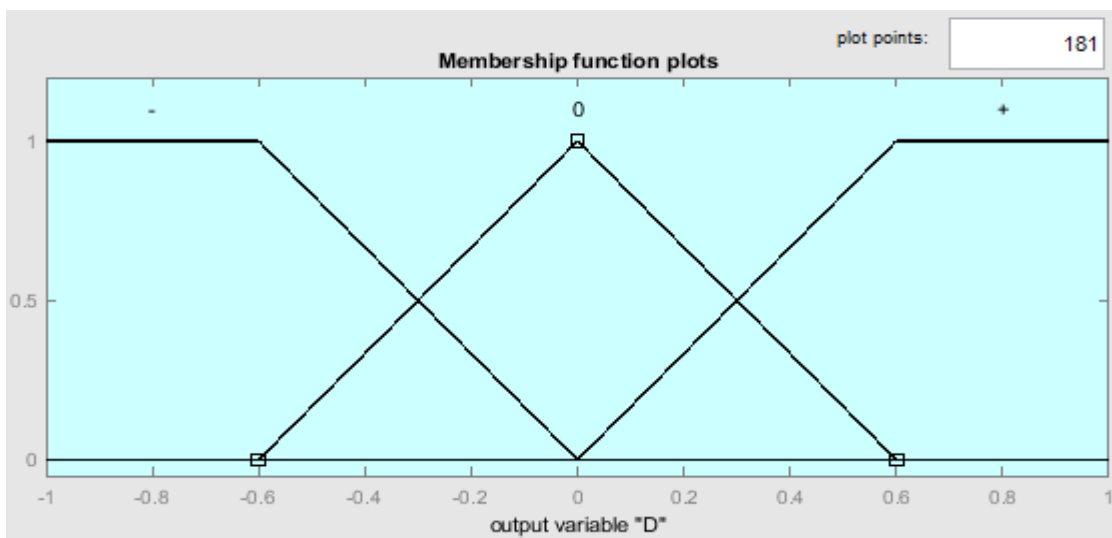


Figure II. 25: Fonctions d'appartenance de la variable de la sortie D

II.3.1.3.2 Inférence

Cette étape consiste à prendre des décisions et établir des relations logiques entre les entrées et la sortie tout en définissant les règles d'appartenance du type : **Si ... ET... Alors.**

Rappelons que le choix de ces réglages consiste à modifier le rapport cyclique du convertisseur statique de telle sorte à atteindre le PPM et annuler l'erreur E, trois cas sont envisagés :

Premier cas : E est positive, c'est-à-dire, on se trouve à gauche du PPM. Si la variation de la pente CE décrémente, donc le point de fonctionnement converge vers le PPM, alors on maintien la même direction (continue à diminuer le rapport cyclique D). Si la variation de CE est croissante, il faut revenir au PPM et se déplacer vers la droite (diminuer D). Si CE est stable le point de fonctionnement ne se déplace pas, donc il faut diminuer le rapport cyclique D.

Deuxième cas : E est négative, c'est-à-dire, on se trouve à droite du PPM. Si la variation de la pente CE est croissante, donc le point de fonctionnement converge vers le PPM, alors on maintien la même direction (continue à augmenter le rapport cyclique D). Si la variation de CE est décroissante, il faut revenir au PPM et se déplacer vers la gauche (augmenter D). Si CE est stable, pas de déplacement, donc il faut augmenter le rapport cyclique D.

Troisième cas : Si E est nulle, c'est-à-dire on est au PPM. Si la variation de la pente CE est croissante, donc on se déplace vers la gauche et le point de fonctionnement diverge de PPM, alors il faut revenir au PPM (diminuer le rapport cyclique D). Si la variation de CE est décroissante, il faut revenir au PPM et se déplacer vers la gauche (augmenter D). Si CE est stable, pas de déplacement, donc on n'a pas besoin de varier le rapport cyclique D.

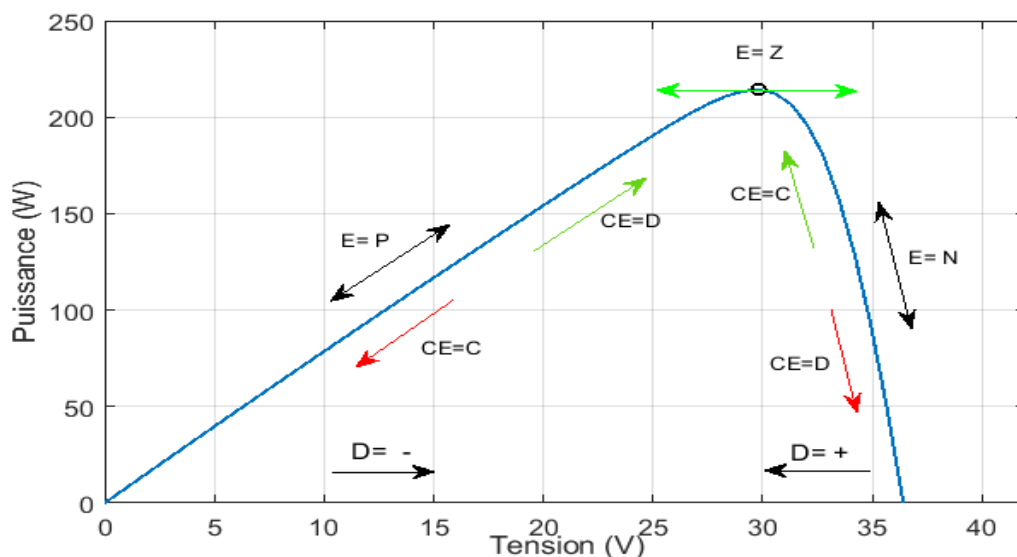


Figure II. 26: Principe de MPPT à Base de la Logique Floue

A partir de la figure II.26 on peut extraire les règles suivantes :

- Si (E est N) **ET** (CE est D) ALORS (D est '+'), **OU** (R1)
- Si (E est N) **ET** (CE est S) ALORS (D est '+'), **OU** (R2)
- Si (E est N) **ET** (CE est C) ALORS (D est '0'), **OU** (R3)
- Si (E est Z) **ET** (CE est D) ALORS (D est '+'), **OU** (R4)
- Si (E est Z) **ET** (CE est S) ALORS (D est '0'), **OU** (R5)
- Si (E est Z) **ET** (CE est C) ALORS (D est '-'), **OU** (R6)
- Si (E est P) **ET** (CE est D) ALORS (D est '0'), **OU** (R7)
- Si (E est P) **ET** (CE est S) ALORS (D est '-'), **OU** (R8)
- Si (E est P) **ET** (CE est C) ALORS (D est '-'). (R9)

Ces dernières peuvent s'écrire sous forme d'une matrice appelée "matrice d'inférence"

ΔD		CE		
		D	S	C
E	N	+	+	0
	Z	+	0	-
	P	0	-	-

Tableau II.2 : Matrice d'inférences

L'étape suivante consiste à déterminer les règles qui sont activées (dans la matrice d'inférences) et à donner leurs degrés d'appartenance. La méthode d'inférence adoptée est la méthode Mamdani (max-min), c'est-à-dire que l'opérateur ET, correspondant à l'intersection de deux fonctions d'appartenance, est réalisé par la formation du minimum appliquée aux deux fonctions d'appartenance. Alors que l'opérateur OU, correspondant à l'union de deux fonctions d'appartenance, est réalisé par la formation du maximum appliquée aux deux fonctions d'appartenance.

Exemple : Supposons qu'à l'instant t les valeurs de E et CE sont données par :

- E est "positive" à un degré de 30% et "nulle" à un degré de 70%,
- CE est "stable" à un degré de 40% et "croissante" à un degré de 60%.

En observant le Tableau II.2, les quatre règles activées sont donc : R5, R6, R8 et R9. Ce qui donne quatre (4) cas dans la table d'inférences (Tableau II.3) :

ΔD		CE		
		D	S (0.4)	C (0.6)
E	N	+	+	0
	Z (0.7)	+	0	-
	P (0.3)	0	-	-

Tableau II.3 : Application d'un exemple sur la table d'inférences

Pour $\mu(D) = 0$: $\mu_Z(E) = 0.7$ ET $\mu_S(CE) = 0.4 \Rightarrow \text{MIN}(0.7, 0.4) = 0.4$

Pour $\mu(D) = -$:

$\mu_Z(E) = 0.7$ ET $\mu_C(CE) = 0.6 \Rightarrow \text{MIN}(0.7, 0.6) = 0.6$

$\mu_P(E) = 0.3$ ET $\mu_S(CE) = 0.4 \Rightarrow \text{MIN}(0.3, 0.4) = 0.3$

$\mu_P(E) = 0.3$ ET $\mu_C(CE) = 0.6 \Rightarrow \text{MIN}(0.3, 0.6) = 0.3$

Donc $\mu(D) = -$: 0.6 OU 0.3 OU $0.3 \Rightarrow \text{MAX}(0.6, 0.3, 0.3) = 0.6$

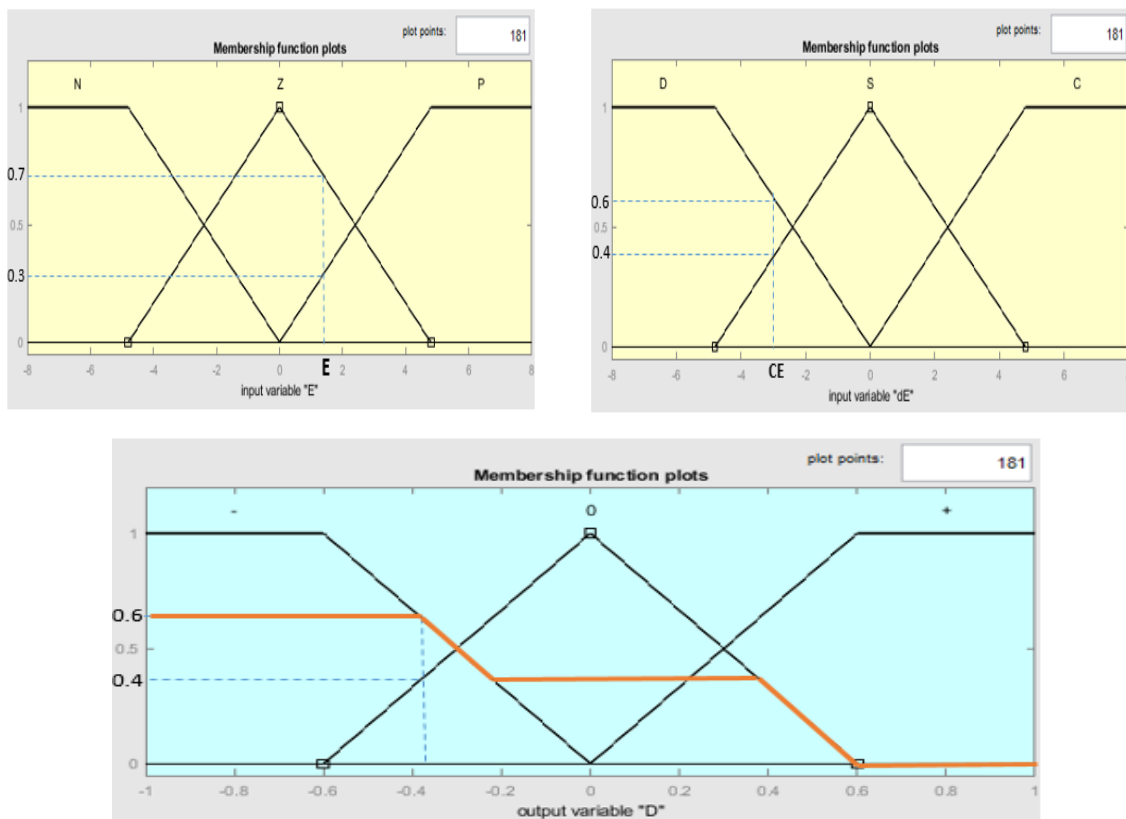


Figure II. 27: Union des conséquences floues pour notre exemple

II.3.1.3.3 défuzzification

Cette étape est l'opération inverse de la fuzzification, consiste à transformer les résultats flous obtenus dans l'étape précédente (inférence), en une valeur numérique précise (valeur interprétable par l'utilisateur, qui sera dans notre cas ΔD)

La méthode de défuzzification que nous avons utilisée est l'opérateur "centre de gravité", il est donné par l'équation suivante :

$$\Delta D = \frac{\int \mu(D_i) D_i}{\int \mu(D_i)} = \frac{\sum_i \mu(D_i) \cdot D_i}{\sum_i \mu(D_i)} \quad (\text{II.28})$$

Revenant à l'exemple précédent et en appliquant l'équation (II.20) la variation de rapport cyclique D dans ce cas vaut à :

$$\Delta D = \frac{0.6(-1-0.8-0.6-0.4)+0.4(-0.2+0+0.2+0.4)}{0.6 \times 4 + 0.4 \times 4} = -0.38$$

Pour connaître l'ensemble des solutions de ΔD il suffit de faire varier E et CE sur l'univers de discours, nous obtenons la fonction en trois dimensions suivante :

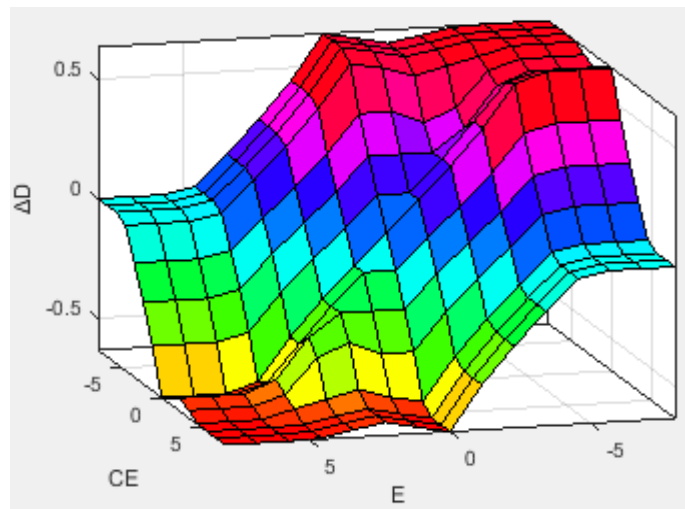


Figure II. 28: Evolution de la sortie en fonction des deux entrées

Malgré de nombreuses avantages que cette technique présente, en revanche elle fait appelle à une conception spéciale, qui demande une plateforme d'exécution performante couteuse et non familiarisé avec tous sujets spécifiques telle que la recherche du PPM dans le cas d'un ombrage partiale (le point de fonctionnement dans notre cas converge vers un optimum locale), par ailleurs, plusieurs études ont montré que la combinaison des autres techniques avec FLC peuvent suivre le PPMG [18].

II.3.2 Ombrage partiel

Le phénomène d'ombrage partiel sur les panneaux solaires est généralement provoqué par des obstacles proches des installations photovoltaïques tels que des arbres, des hautes cheminées ...etc. Ces obstacles pour la plupart sont permanents, prévisibles et détectés à des périodes de l'année dus à la trajectoire du soleil. On remarque également des ombrages partiels éphémères et imprévisibles dus au passage nuageux, la neigeetc.

L'ombrage partiel est une répartition non uniforme de l'éclairement sur les capteurs photovoltaïques qui entraîne une perte de production d'énergie. Cette perte de production varie en fonction de la taille et de la densité de l'obstacle. Mieux vaut quantifier l'importance de la perte avant d'entreprendre de poser ses panneaux photovoltaïques.

Un générateur photovoltaïque est l'association en série et en parallèle de plusieurs cellules photovoltaïques. Dans l'association en série le courant est le même dans toutes les cellules .Si le courant de la rangée est plus grand que le photo-courant de la cellule ombragée (courant de court-circuit), ce qui se produit dans la plupart des cas, cette cellule ombragée se met à fonctionner en mode inversé et dissipe de la puissance sous forme de chaleur. Cela a pour conséquence de créer un point chaud (hot spot) capable d'endommager les cellules solaires photovoltaïques ombragées [19].

Pour résoudre ce problème on utilise une diode by-pass connectée en parallèle sur chaque connexion série des multiple cellules PV .Si une telle diode by-pass était connectée dans chaque cellule alors le problème induit par l'ombrage serait fortement réduit .Cependant, ce n'est pas une solution envisageable d'un point de vue commercial. On utilise généralement une diode by-pass pour 18 cellules, ainsi deux diodes by-pass par module de 12V sont montées dans la boîte de jonction [20].

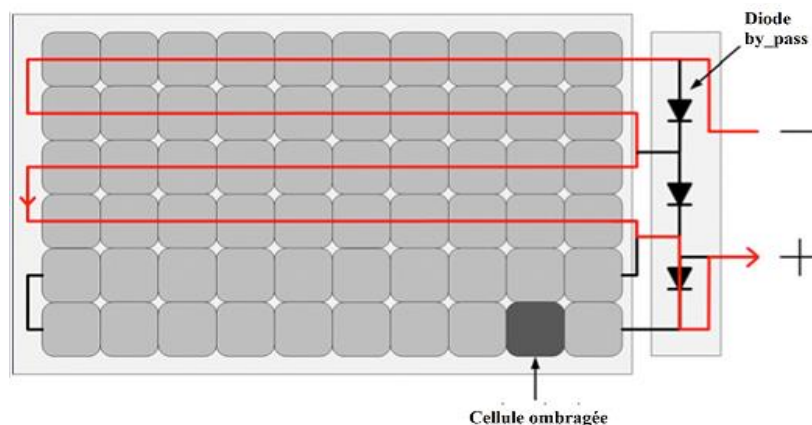


Figure II. 29: Le rôle de la diode by-pass

II.3.2.1 Techniques MPPT dans le cas d'un ombrage partiel

Il est connu que sous des conditions d'ensoleillement sous l'ombrage partiel, les techniques de maximisation conventionnelles des systèmes solaires photovoltaïques sont incapables de différencier le point de puissance maximale globale parmi plusieurs maximums. Ainsi les techniques habituellement utilisées comme perturb and observe et incremental conductance, sous des conditions d'ensoleillement non uniforme démontrent leur inefficacité à trouver le maximum global. Pour faire face au problème de plusieurs maximum, nous envisageons dans cette section à présenter une nouvelle technique d'optimisation PSO, et introduire des nouvelles structures pour les techniques conventionnelles ,P&O et IC l'une basée sur le découpage de l'intervalle de variation du rapport cyclique D et l'autre à Pas variable.

II.3.2.2 Technique d'optimisation d'essaim de particules (PSO) [21]

L'optimisation par Essaim de particule (OEP) ou bien (PSO Particle swarm optimization), a été inventée par Russel Eberhart (ingénieur en électricité) et James Kennedy (socio-psychologue) en 1995 [22]. Au départ J. Kennedy et R. Eberhart cherchaient à simuler la capacité des oiseaux à voler de façon synchrone et leur aptitude à changer brusquement de direction tout en restant en une formation optimale. Le modèle qu'ils ont proposé à ensuite été étendu en un algorithme simple et efficace d'optimisation.

L'essaim de particules correspond à une population d'agents simples, appelés particules. Chaque particule est considérée comme une solution du problème, où elle possède une position x_i et une vitesse v_i (déplacement). De plus, chaque particule possède une mémoire lui permettant de se souvenir de sa meilleure performance p_{best} (en position et en vitesse) et de la meilleure performance atteinte par les particules de l'essaim p_{g_best} [23].

Dans PSO le comportement social est modélisé par une équation mathématique permettant de guider les particules durant leur processus de déplacement [22]. Le déplacement d'une particule est influencé par trois composantes : la composante d'inertie, la composante cognitive et la composante sociale. Chacune de ces composantes reflète une partie de l'équation [24] :

- **La composante d'inertie** : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement ;

- **La composante cognitive** : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée ;
- **La composante sociale** : la particule tend à se diriger vers le meilleur site atteint par ses voisines.

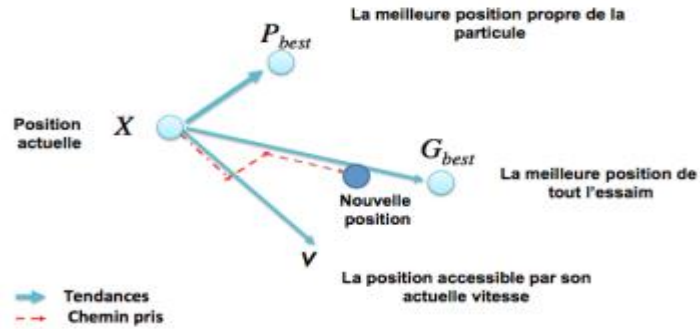


Figure II. 30: Stratégie de déplacement d'une particule

Le déplacement de la particule i entre les itérations t et $t+1$ se fait selon les équations suivantes :

$$x(t+1)_i = x(t)_i + v(t+1)_i, \quad i \in \{1, \dots, n_p\} \quad (\text{II.29})$$

$$v(t+1)_i = w \cdot v(t)_i + c_1 r_1 (P_{best} - x(t)_i) + c_2 r_2 (P_{g_best} - x(t)_i) \quad (\text{II.30})$$

Avec:

$x(t+1)_i$: Position de la particule i à l'instant $(t+1)$

$x(t)_i$: Position de la particule i à l'instant (t)

$v(t+1)_i$: Vitesse de la particule i à l'instant $(t+1)$

$v(t)_i$: Vitesse de la particule i à l'instant (t)

w : Coefficient d'inertie

c_1, c_2 : Coefficients d'accélération

r_1, r_2 : Deux nombres aléatoires tirés uniformément dans $[0,1]$

P_{best} : La meilleure position locale de la particule i

P_{g_best} : La meilleure position globale (de toutes les particules de l'essaim)

n_p : Nombre de particule dans l'espace de recherche.

L'évaluation de la position de chaque particule est déterminée par une fonction dite «Fitness» F . Donc une comparaison de la fonction fitness de chaque position de la particule i à l'instant t est faite, avec la fonction fitness de sa meilleure position (locale) pour déterminer p_{best} , et avec les fonctions fitness de la meilleure position de toutes les particules (globale) pour déterminer p_{g_best} [11].

Donc on peut écrire :

$$\text{Si } F(x(t+1)_i) > F(P_{best}) \rightarrow P_{best} = x(t+1)_i \quad (\text{II.31})$$

Et :

$$\text{Si } F(x(t+1)_i) > F(P_{g_best}) \rightarrow P_{g_best} = x(t+1)_i \quad (\text{II.32})$$

II.3.2.2.1 Application de la technique PSO pour le MPPT

Lors de l'application de la technique du PSO pour suivre le point de puissance maximale MPP, chaque paramètre de l'algorithme PSO aura son équivalent dans les paramètres de la technique MPPT, et cela peut être exprimé comme suit :

$$\begin{aligned} D_i &\leftarrow x_i \\ \Delta D_i &\leftarrow v_i \\ D_{best} &\leftarrow P_{best} \\ D_{g_best} &\leftarrow P_{g_best} \\ P(D) &\leftarrow F(x) \end{aligned} \quad (\text{II.33})$$

Pour mieux comprendre, on réécrit les équations (II.29) et (II.30) en utilisant les paramètres de MPPT :

$$D(t+1)_i = D(t)_i + \Delta D(t+1)_i, \quad i \in \{1, \dots, n_p\} \quad (\text{II.34})$$

$$\Delta D(t+1)_i = w \cdot \Delta D(t)_i + c_1 r_1 (D_{best} - D(t)_i) + c_2 r_2 (D_{g_best} - D(t)_i) \quad (\text{II.35})$$

Tel que :

$D(t+1)_i$: Le rapport cyclique de la particule i à l'instant $(t+1)$

$D(t)_i$: Le rapport cyclique de la particule i à l'instant (t)

$\Delta D(t+1)_i$: La variation du rapport cyclique de la particule i à l'instant $(t+1)$

$\Delta D(t)_i$: La variation du rapport cyclique de la particule i à l'instant (t)

D_{best} : Le meilleur rapport cyclique de la particule i

D_{g_best} : Le meilleur rapport cyclique global (de toutes les particules de l'essaim).

A chaque itération on détermine la puissance correspondante à la position de chaque particule de l'essaim, la position est meilleure si la puissance correspondante est supérieure, on peut donc écrire :

$$\text{Si } P(D(t+1)_i) > P(D_{best}) \rightarrow D_{best} = D(t+1)_i \quad (\text{II.36})$$

$$\text{Si } P(D(t+1)_i) > P(D_{g_best}) \rightarrow D_{g_best} = D(t+1)_i \quad (\text{II.37})$$

Les étapes principales de l'algorithme de cette technique sont décrites comme suit :

Etape 1 : Initialisation de l'algorithme

Initialisation des coefficients c_1 , c_2 et le coefficient d'inertie w . Les particules peuvent être placées sur des positions fixes ou être placées dans l'espace de manière aléatoire. Fondamentalement, s'il y a des informations disponibles concernant la localisation du point de puissance maximale global PPMG dans l'espace de recherche, il est plus logique d'initialiser les particules autour de ce point. Les particules sont initialisées sur des positions fixes qui couvrent l'espace de recherche $[D_{min}, D_{max}]$. D_{min} et D_{max} représentent le rapport cyclique maximal et le rapport cyclique minimal du signal PWM à appliquer sur le convertisseur DC-DC utilisé, respectivement.

Etape 2 : Evaluation des particules

Chaque rapport cyclique est appliqué au convertisseur, la tension et le courant correspondants seront récupérés et la puissance de chaque particule est calculée. Cette puissance est plus grande pour un rapport cyclique optimal.

Etape 3 : Mettre à jour les meilleures données individuelles (local) et globales

Si le rapport cyclique d'une particule donne la meilleure puissance de son parcours alors ce rapport sera enregistré en tant que l'optimum local D_{best} , et s'il donne la plus grande puissance que celles obtenues par les autres particules alors il devient l'optimum global D_{g_best} , équations fitness (II.36) et (II.37).

Etape 4 : Mettre à jour du rapport cyclique D et de la variation du rapport cyclique ΔD

Si le critère d'arrêt est satisfait alors le meilleur rapport cyclique D_{g_best} est utilisé, sinon une optimisation de D , ΔD et toutes les particules, est appliquée en utilisant les équations (II.34) et (II.35).

Ces étapes sont résumées dans l'organigramme suivant, Figure II.31 :

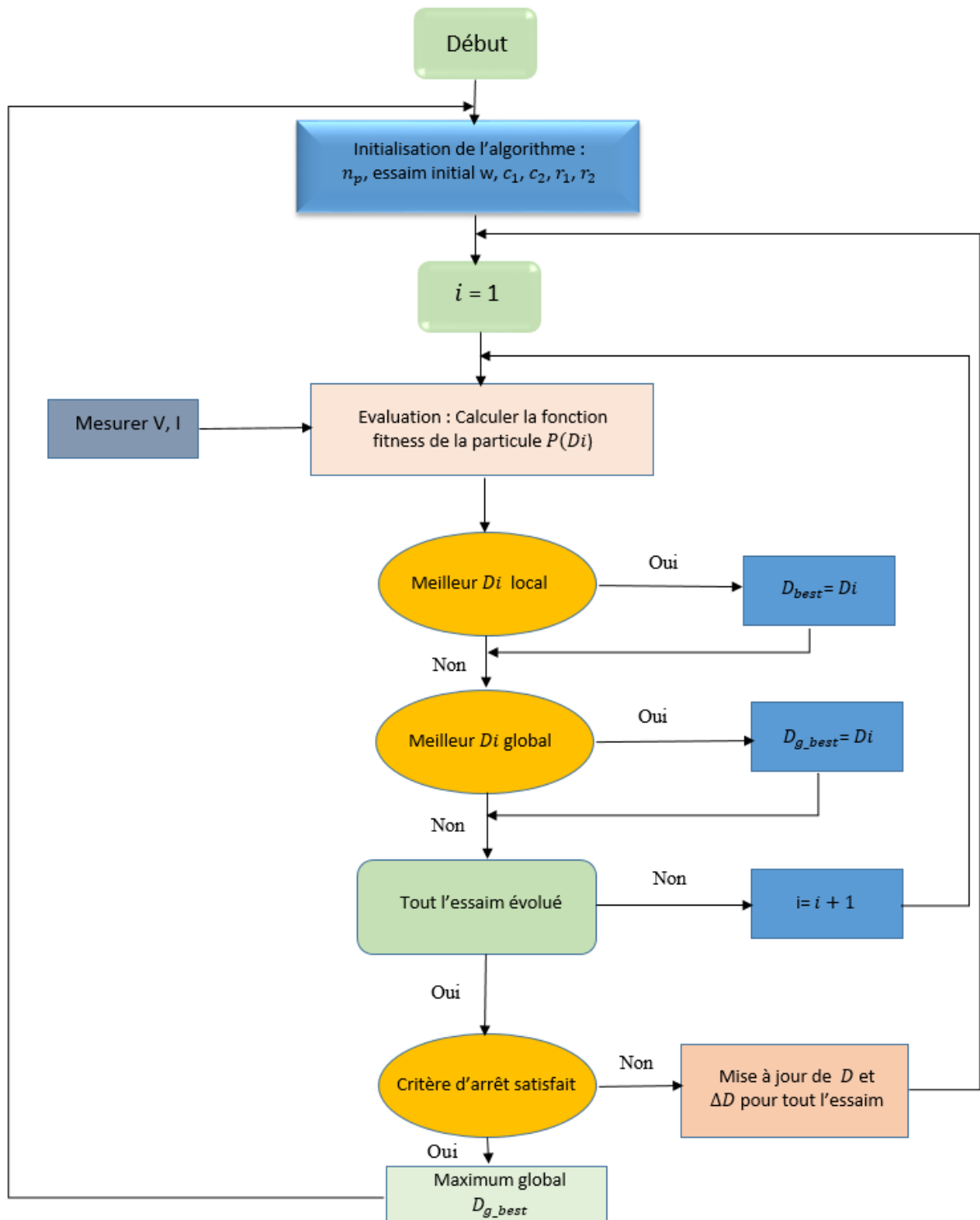


Figure II. 31: L'organigramme de la technique basé sur PSO

II.3.2.2.2 Techniques PO et IC modifiées basées sur le découpage d'intervalle de variation du rapport cyclique D

Les deux techniques conventionnelles P&O et IC étudié auparavant sont incapables de différencier le point de puissance maximale globale parmi plusieurs maximums. En partant de

principe de ces deux techniques qui consistent à faire varier le rapport cyclique initial D_i sur un intervalle de recherche $[D_{min}, D_{max}]$ (D_{min} et D_{max} représentent respectivement le rapport cyclique maximal et minimal) et récupère le point de puissance maximale le plus proche que ce soit locale ou globale.

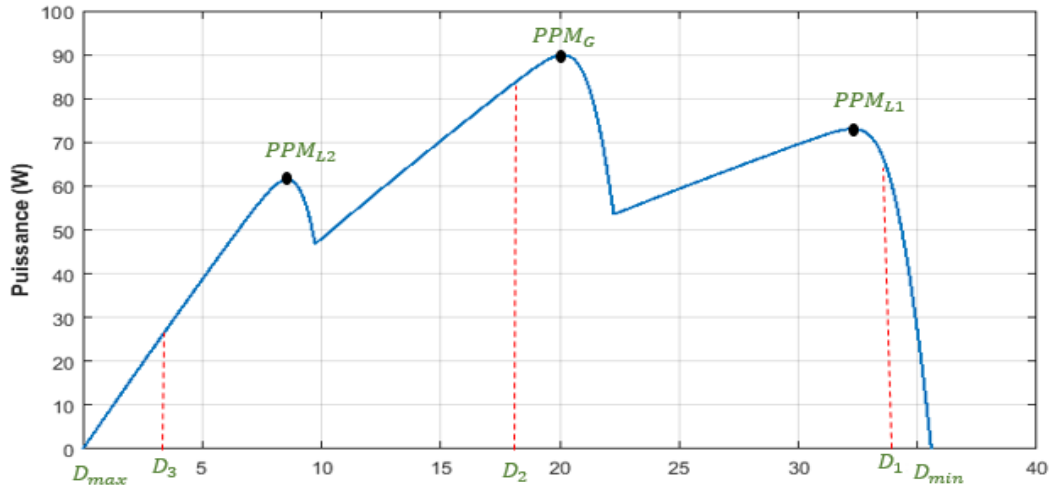


Figure II. 32: L'influence de D initial sur la recherche de PPM

Le choix du rapport cyclique initial D_i a une influence sur la recherche de PPM, selon la figure II.31, pour assurer une convergence vers PPM_G il est nécessaire de choisir un D_i initiale au voisinage de D_2 pour avoir une meilleur convergence de point de fonctionnement vers ce dernier

En partant de cette idée la structure proposée consiste à découper le domaine de variation de rapport cyclique $[D_{min}, D_{max}]$ sur trois sous-ensembles, Figure II.32 :

$$[D_{min_i}, D_{max_i}] \text{ Avec } i \in \{1,2,3\}$$

On associe à chaque sous ensemble son propre rapport cyclique initial

$$D_i \in [D_{min_i}, D_{max_i}] \text{ Avec } i \in \{1,2,3\}$$

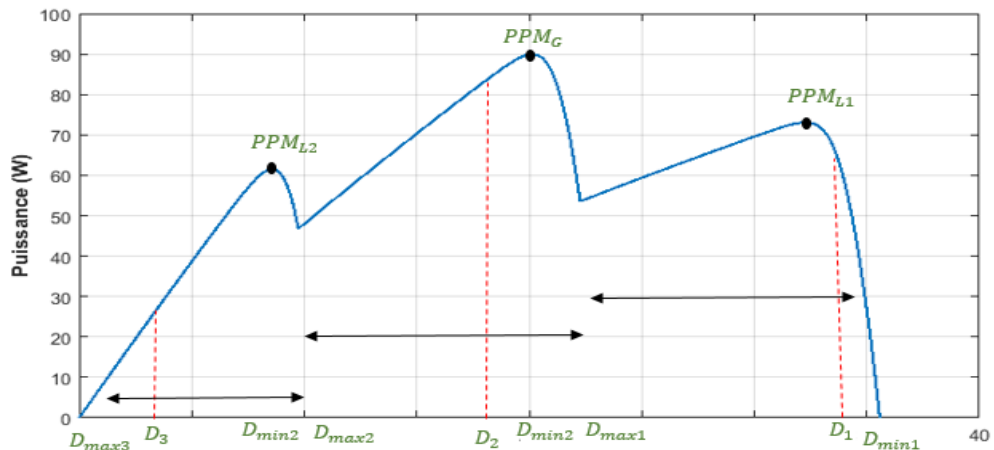


Figure II. 33: Découpage de l'intervalle de variation du rapport cyclique D

Par la suite on applique les unes des deux méthodes P&O, IC sur chaque sous intervalle et récupérer les rapports cycliques correspond à chaque point de puissance maximum possible, une sélection sera faite pour tirer le rapport cyclique correspond au PPMG, toutes ces étapes ont été résumé dans l'organigramme suivant :

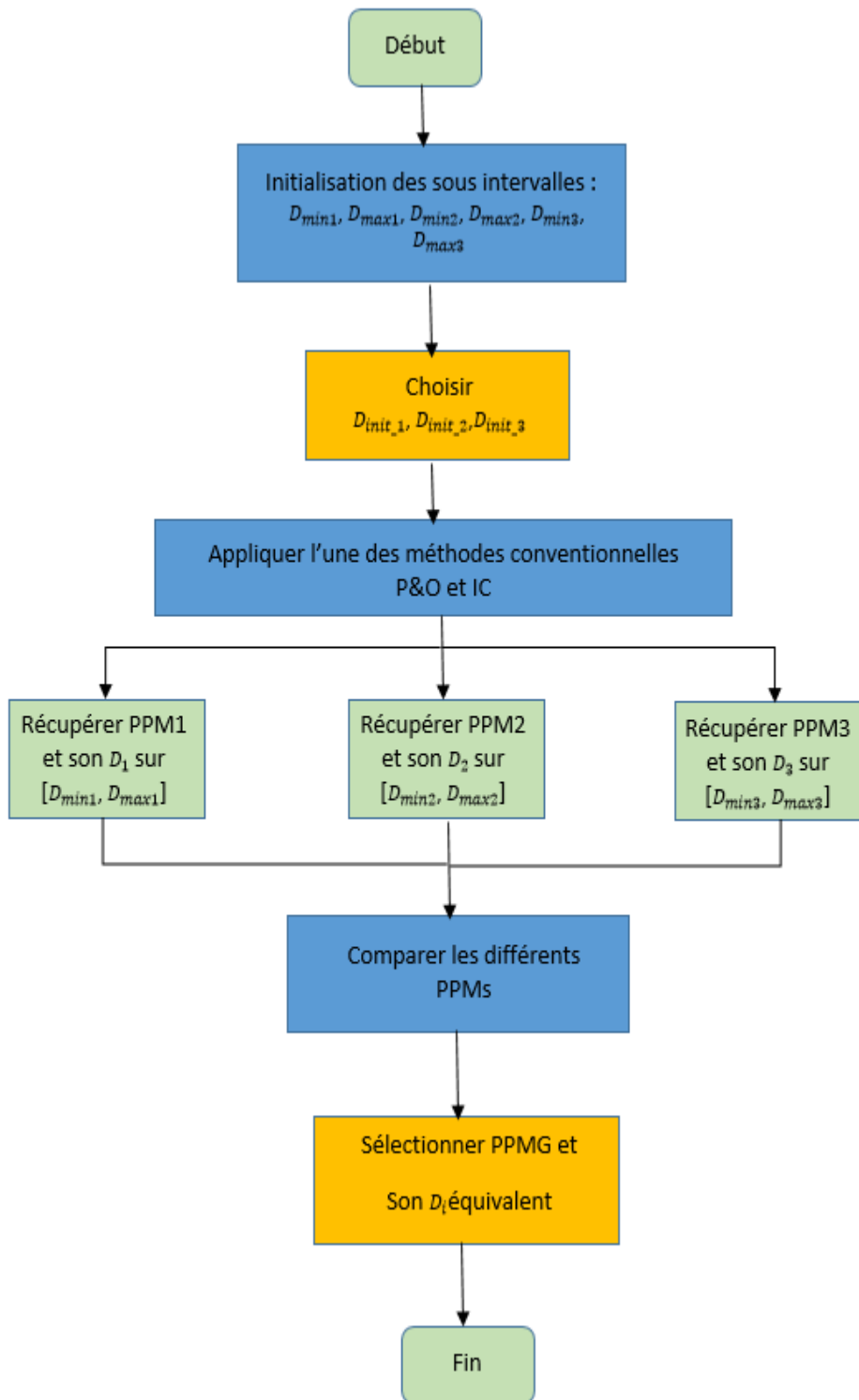


Figure II. 34: L'organigramme de la technique basé sur le découpage de l'intervalle de variation du rapport cyclique D

II.3.2.2.3 Techniques PO et IC modifiées à Pas variable

Les deux méthodes P&O et IC ordinaires ont un avantage d'une simple implémentation, l'utilisation d'un grand **Pas** de rapport cyclique génère un temps de réponse rapide avec des oscillations importantes au régime permanent, par contre l'usage d'un petit **Pas** augmente le temps de réponse et réduit les oscillations.

Pour bénéficier d'un temps de réponse rapide et moins d'oscillations, une auto ajustement de Pas de perturbation (Pas variable) a été faite au lieu d'un **Pas** fixe.

Cette méthode est basé sur une comparaison systématique des séquences spécifier qui amène à une poursuite de point de puissance maximale globale GMPP avec un processus assez simple basé sur l'adaptation de **Pas** de variation dans les deux méthodes P&O et IC ,cette méthode modifier comprend trois démarche à suivre :

La première étape consiste à mettre à zéro V_{max}, P_{max} et initialiser le processus de poursuite par la mesure de V_{pv} , I_{pv} et la puissance P_{pv} correspondante obtenue à chaque instant t .

La deuxième démarche est de réaliser un auto ajustement sur le **Pas** de perturbation ,afin d'améliorer le temps de réponse et réduire les oscillations autour de PPM, par l'utilisation d'un **Pas** variable au lieu d'un **Pas** fixe .Cette démarche est impliquée pour la recherche de point de puissance maximale sous l'ombrage partielle, basée sur une estimation de distance entre la valeur de la puissance actuelle et le PPM, cette distance peut être calculée par plusieurs méthodes , telle que le théorème de Pythagore qui est une relation essentiel pour une géométrie donné formés par les trois côtés d'un triangle à angle droit, les paramètres de ce triangle dans ce cas sont formé par le voltage ,la puissance et l'hypoténuse dont la valeur de ce dernier indique la distance entre la puissance et le MPP ,cela signifie qu'une meilleurs estimation de **Pas** peut être calculer en utilisant la formule suivante [25]:

$$step = abs(\sqrt{dP^2 + dV^2}) \quad (II.38)$$

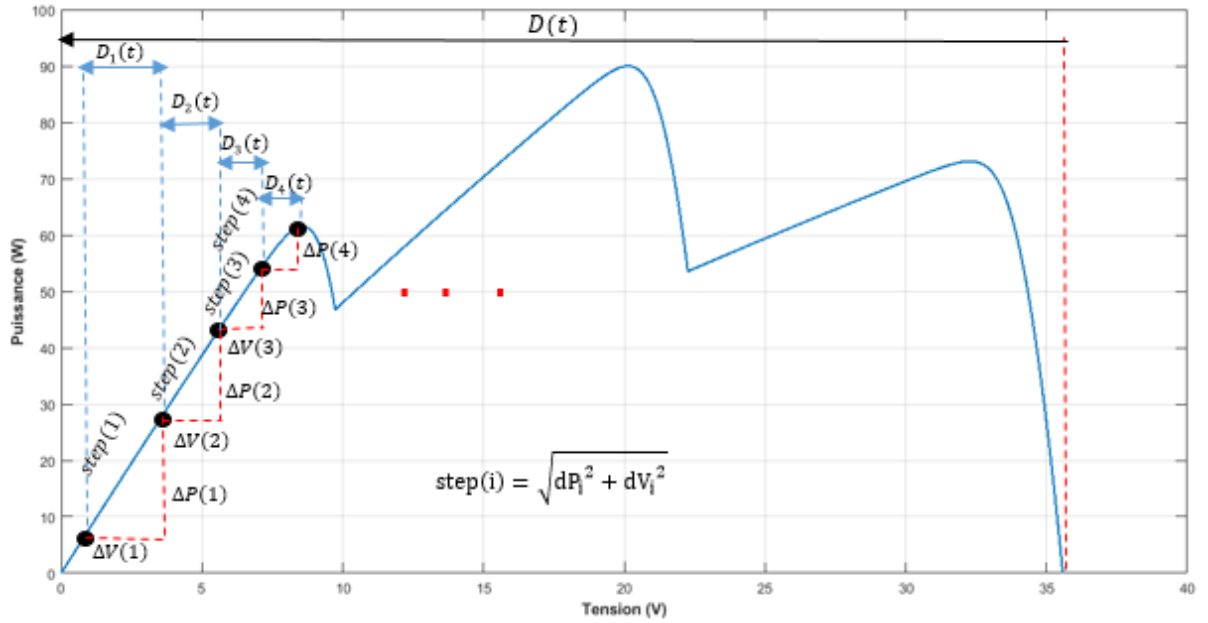


Figure II. 35: Principe d'utilisation d'un Pas variable sous l'ombrage partiel

En conséquence, le rapport cyclique dans ces deux méthodes modifiées devient très dynamique basé sur la valeur de la puissance et la tension. Ce concept est appliqué durant le processus de la comparaison de la puissance actuelle $P_{pv}(t)$ et la valeur de point de puissance maximum précédent $P_{max}(t-1)$ afin de trouver le nouveau PPM et ce qui lui correspond en tension.

Si la valeur de la puissance $P_{pv}(t)$ est plus grande que $P_{max}(t-1)$ dans ce cas

$$P_{max}(t) = P_{pv}(t) \quad (\text{II.39})$$

Sinon la puissance maximale actuelle $P_{max}(t)$ maintient sa valeur précédente

$$P_{max}(t) = P_{max}(t-1) \quad (\text{II.40})$$

A la fin la valeur de V_{max} correspondante au PPM trouvé sera actualisé pour une nouvelle comparaison entre $V_{pv}(t)$ et $V_{max}(t)$ pour atteindre le GMPP, l'actualisation de rapport cyclique $D(t)$ se fait par une perturbation de sa valeur antérieure $D(t-1)$ avec la valeur **step** calculé.

Cette méthode proposée permet d'atteindre le PPMG quel que soit le nombre des points de puissance maximale présentée sous des conditions atmosphériques variantes (ombrage partiale).

Les deux techniques P&O et IC modifiées sont illustrées dans les organigrammes ci-dessous :

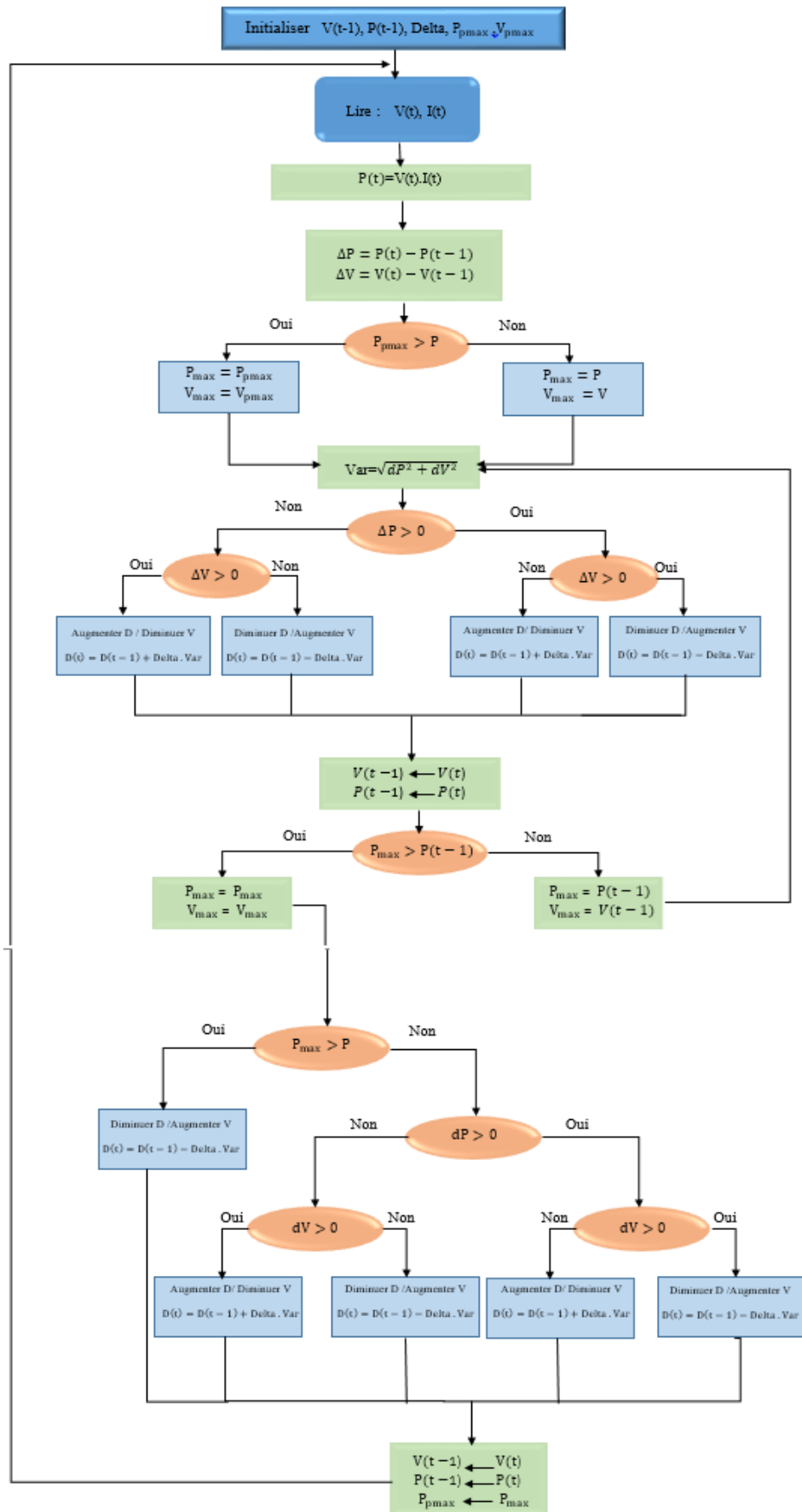


Figure II. 36: Organigramme de P&O modifiée à PAS variable

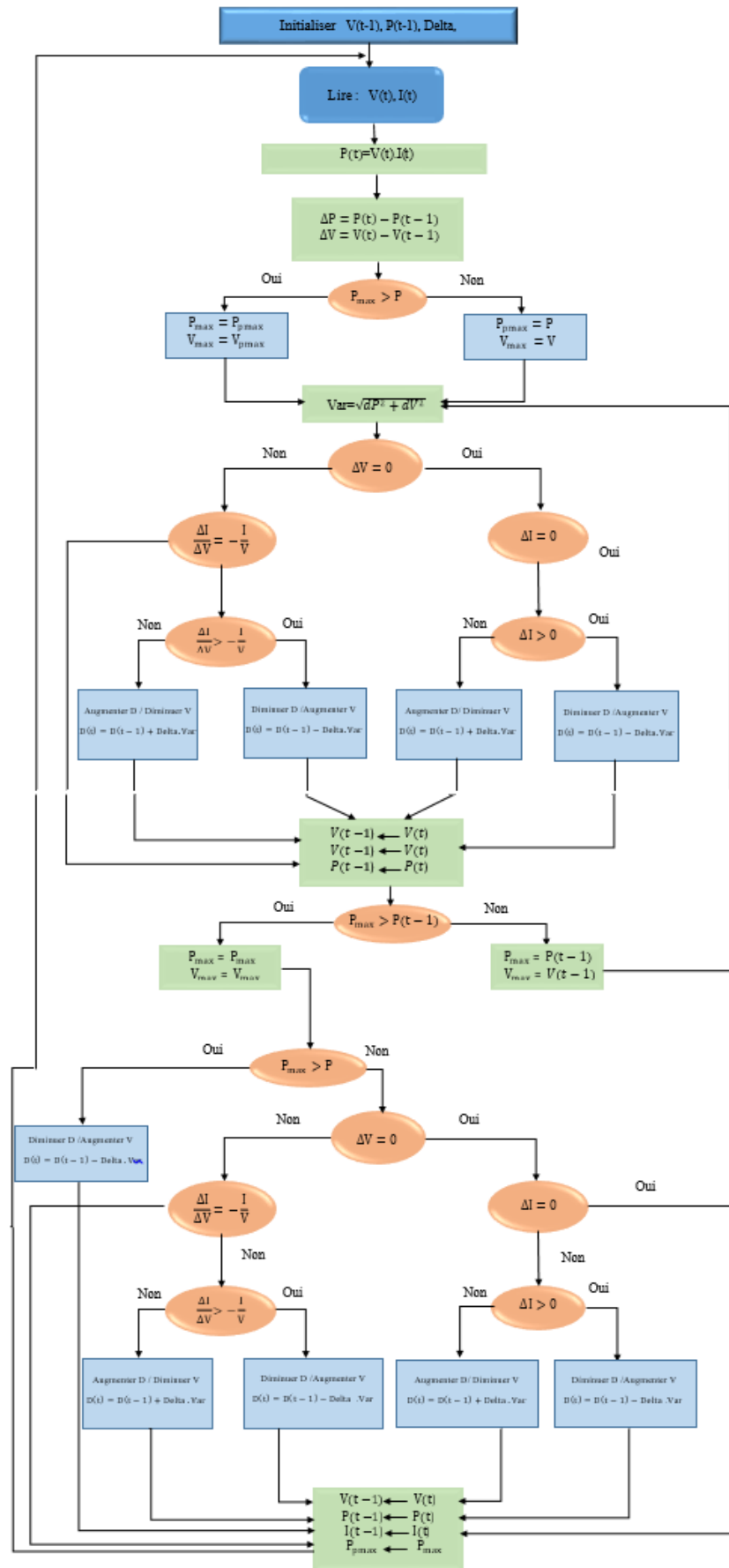


Figure II. 37: Organigramme d'IC modifié à PAS variable

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons procédé à la modélisation des éléments d'un système photovoltaïque (cellule, générateur photovoltaïque et convertisseur (DC/DC Boost)).

Par la suite nous avons présenté les techniques les plus couramment utilisées sous des conditions climatiques standards. Elles vont de la plus simple à la plus complexe selon leurs principes de fonctionnement et chacune ayant ses propres performances.

Ces techniques ne sont pas convenables pour un fonctionnement sous un ombrage partiel [26], pour cela nous avons fait appel à une technique avancée (PSO) et adapté les deux méthodes P&O et IC pour assurer un fonctionnement de telles conditions.

Chapitre III

Simulations et discussion des résultats

Introduction

La simulation est un outil qui permet l'évaluation des performances théoriques d'un système. En effet, cette partie nous permettons d'effectuer des simulations d'un panneau photovoltaïque suivi par un convertisseur DC/DC et de tester les commandes MPPT. Ceci nous permettons aussi de modifier les paramètres du système facilement telles que les conditions météorologiques, et de visualiser l'apport de la commande sur le panneau photovoltaïque.

Dans le cadre de cette étude, la simulation est réalisée à l'aide du logiciel Matlab/Simulink.

III.1 Simulation des différents éléments du système PV

Nous avons mentionné précédemment qu'un système PV autonome est composé d'un panneau photovoltaïque, convertisseur DC/DC relié dans notre cas à une charge résistive R, un bloc de commande MPPT est inséré dans la chaîne dans le but de réguler la tension (ou le courant) du GPV et le ramener à fonctionner autour de son PPM, la figure III.1 illustre le modèle réalisé sous Matlab/Simulink :

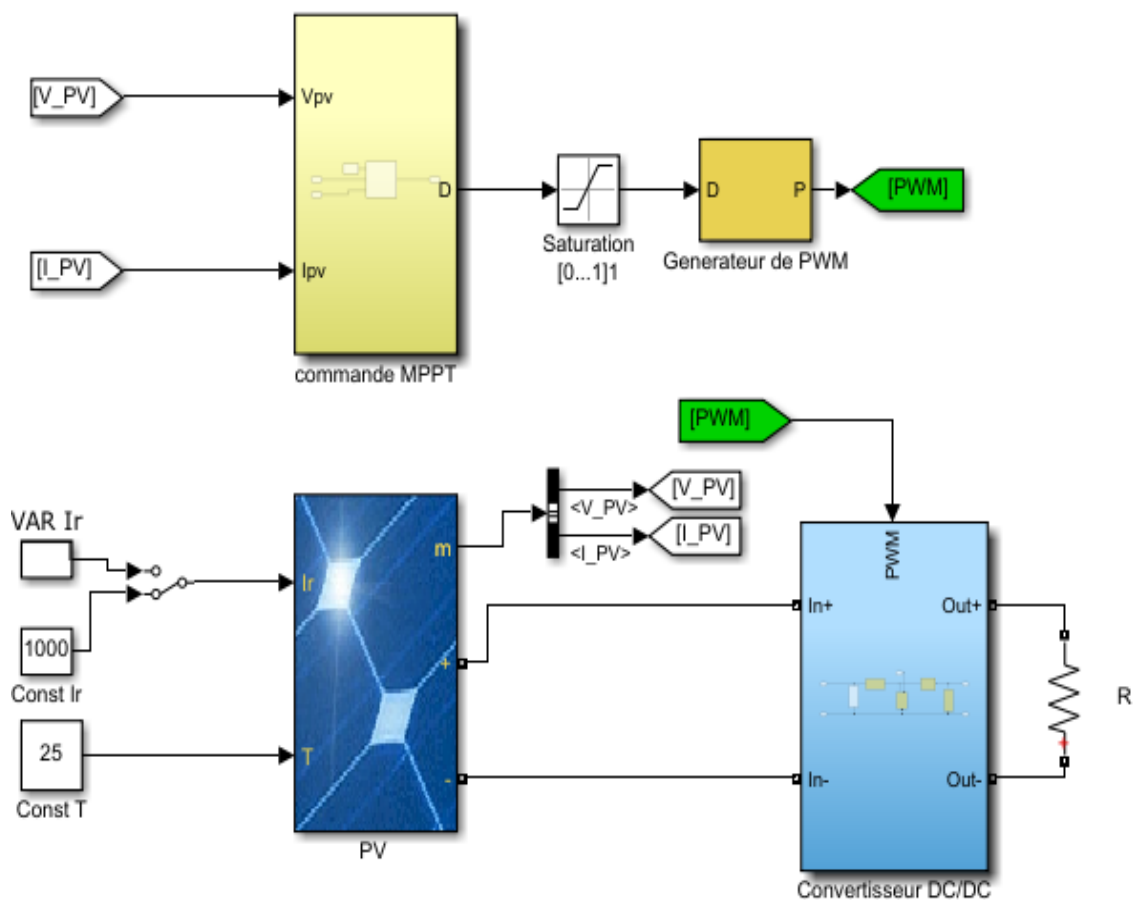


Figure III. 1: Modèle d'un système PV sous Matlab/Simulink

III.1.1 Simulation du panneau photovoltaïque

Le panneau utilisé dans notre étude est Conergy PowerPlus 215PA, son modèle sous Simulink / Matlab est représenté dans la figure suivante :

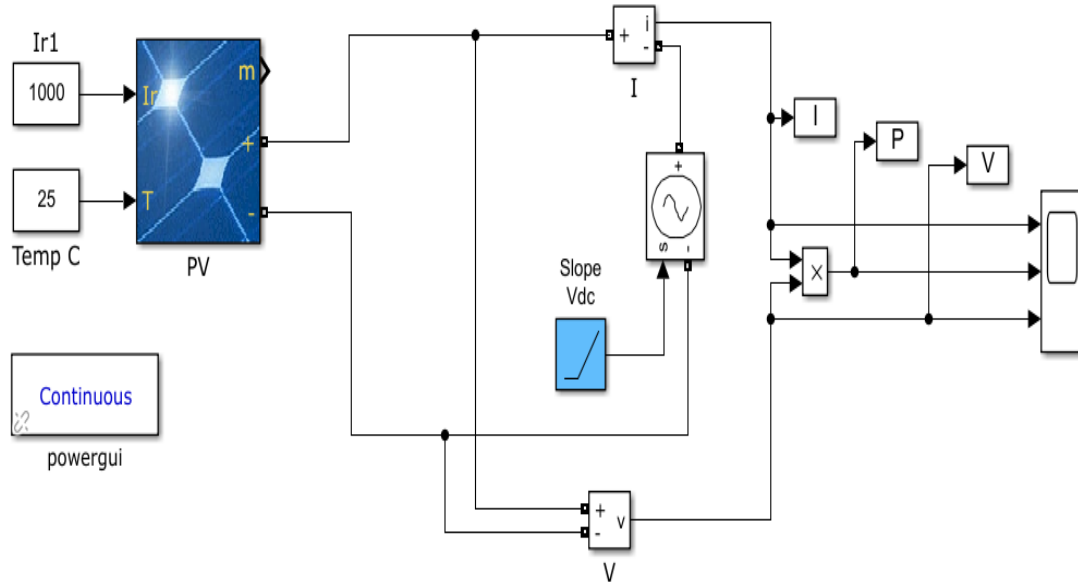


Figure III. 2: Modèle du panneau photovoltaïque sous Matlab/Simulink

Ce modèle nous permettons de visualiser sous des conditions standard ($G=1000\text{w/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$) les différentes caractéristiques du panneau utilisé, $P(V)$ et $I(V)$, le tracer de ces caractéristiques est assuré par un générateur de tension commandé par une rampe, pour balayer toutes les tensions du panneau.

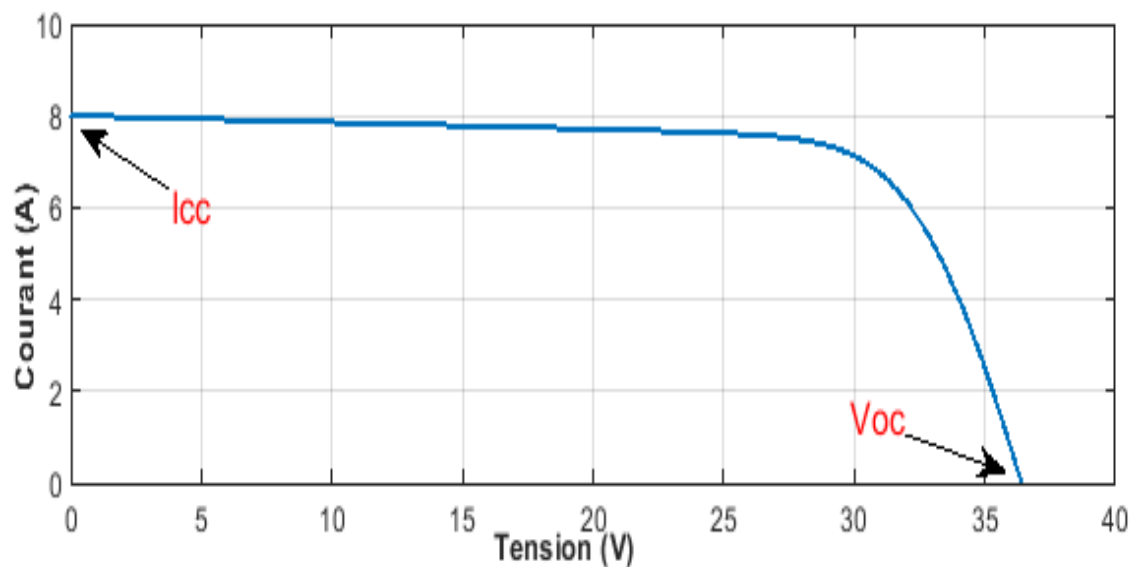


Figure III. 3: Courbe de la caractéristique $I(V)$ du panneau

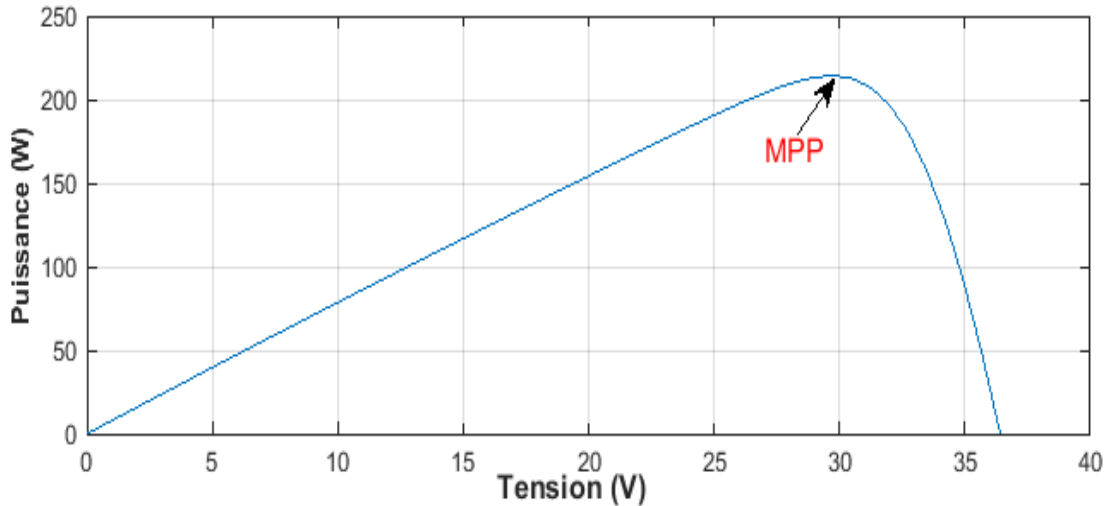


Figure III. 4: Courbe du caractéristique P(V) du panneau

III.1.2 Simulation du convertisseur DC/DC Boost

La figure III.5 montre la structure de convertisseur BOOST utilisé le long de cette étude, relié à une charge résistive alimentée par tension d'entrée $V_e = 30V$ et commandé par un signal PWM.

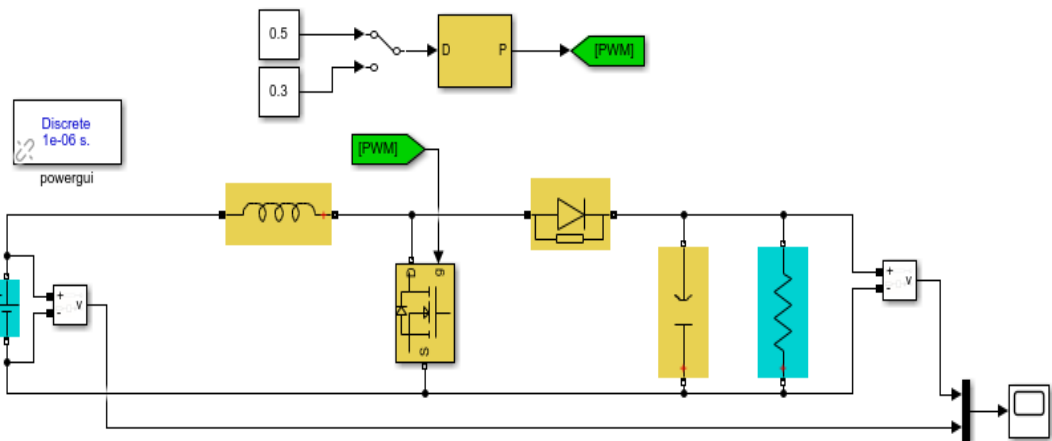


Figure III. 5: Modèle du convertisseur DC/DC Boost sous Matlab/Simulink

Selon l'équation (II.20), on peut extraire la valeur du rapport cyclique au point de puissance maximale D_{mpp} :

$$D_{mpp} = 1 - \frac{V_{mpp}}{V_o} = 1 - \frac{29.7}{64} = 0.54 \quad (III.1)$$

Le convertisseur Boost fonctionne en mode conduction continu pour $L > L_B$ d'où [27] :

$$L_B = \frac{(1-D_{mpp})^2 \cdot D_{mpp} \cdot R}{2 \cdot f} \quad (III.2)$$

Avec : $D_{mpp} = 0.54$, $R=20 \Omega$ et $f=10^4 Hz$

Donc
$$L_B = \frac{(1-0.54)^2 \cdot 0.54 \cdot 20}{2 \cdot 10^4} = 1.4 \cdot 10^{-4} \text{ H}$$

En prend $L = 1 \times 10^{-3} \text{ H}$

La valeur minimale de la capacité (filtre), qui entraine l'ondulation de la tension (Voltage ripple), V_r donnée par [27] :

$$C_{\min} = \frac{D_{mpp} \cdot V_o}{V_r \cdot R \cdot f} \quad (III.3)$$

Avec $D_{mpp} = 0.54$, $\frac{V_r}{V_o} = 1\% \Rightarrow V_r = 1\% V_o$, $R = 20 \Omega$ et $f = 10^4 \text{ Hz}$

$$C_{\min} = \frac{0.54 \cdot 64}{0.64 \cdot 20 \cdot 10^4} = 2.7 \cdot 10^{-4} \text{ F}$$

En prend $C = 3.3 \times 10^{-4} \text{ H}$ (une capacité à valeur normalisé)

Composant	Valeur
Bobine L (H)	10^{-3}
Conductance C(F)	3.3×10^{-4}
La charge résistive R(Ω)	20
Fréquence du générateur PWM F(HZ)	10^4

Tableau III.1 : Paramètres du convertisseur DC/DC

Selon l'équation (II.12) La tension de sortie V_s aux bornes de la charge dépend de la tension d'entrée V_e et varie en fonction de la valeur de rapport cyclique D . Les figures III.6 et III.7 montre l'influence du rapport cyclique D sur la tension de sortie, les tests ont été faite pour $D=0.5$ et $D=0.3$ respectivement :

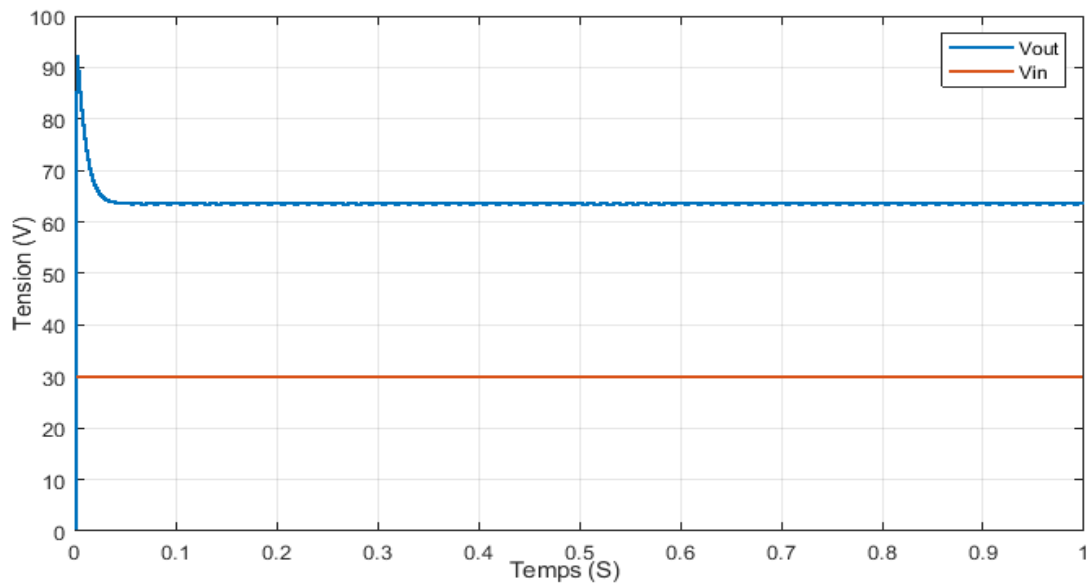


Figure III. 6: Tension d'entrée et de sortie pour $D=0.5$

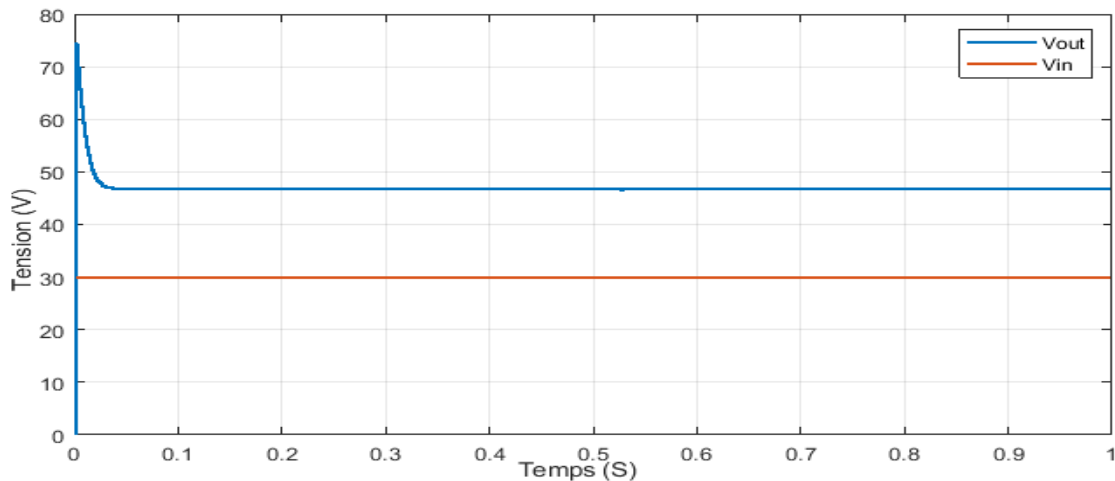


Figure III. 7: Tension d'entrée et de sortie pour D=0.3

III.2 Simulation et comparaison des différentes techniques sous l'irradiation uniforme (sans ombrage)

Pour tester les performances des différentes techniques citées précédemment, on a inséré un bloc de commande MPPT dans un système PV (Figure III.I). Les entrées de la commande sont le courant et la tension du panneau, un rapport cyclique D sera récupéré à la sortie de ce block et injecté dans un générateur PWM pour générer un signal de commande (PWM) qui attaquera un BOOST et ramener le GPV à fonctionner autour de sa puissance maximale.

III.2.1 Implémentation de la technique P&O

L'objectif de cette simulation est d'extraire les performances du système PV commandé par la technique P&O, la figure III.8 montre le modèle de la technique sous Matlab/Simulink :

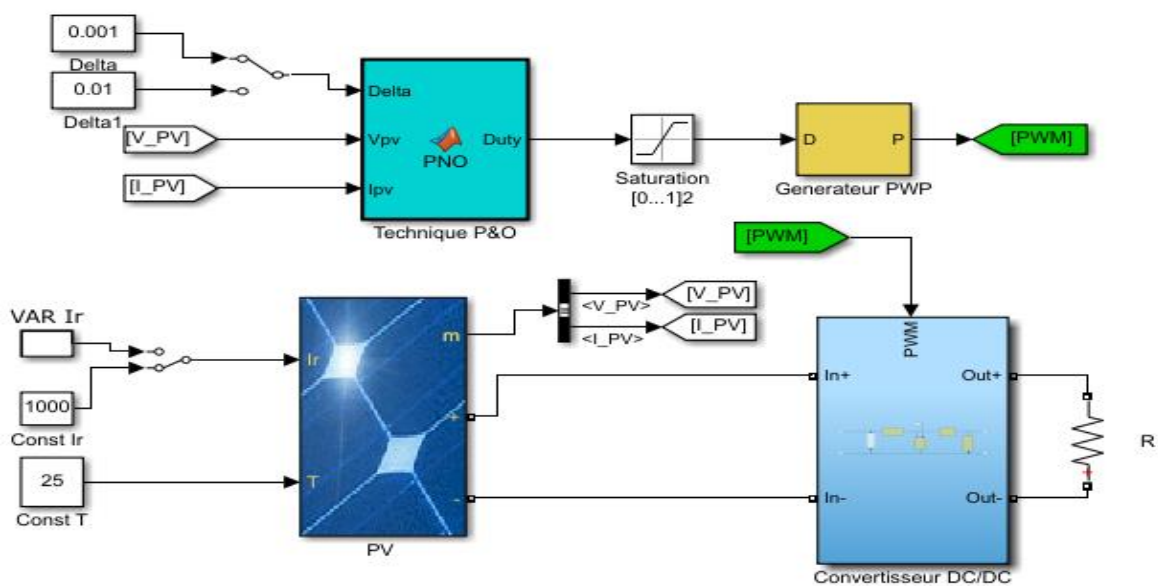


Figure III. 8: Technique P&O sous Matlab/Simulink

Premièrement les simulations ont été faite sous des conditions standards (STC) ($G=1000\text{w/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$) et pour un pas de perturbation variable, les figures III.9, III.10 III.11 et III.12, III.13, III.14 représentes respectivement les résultats(les courbes de puissance, tension et courant du panneau) pour $\Delta=0.001$ et $\Delta=0.01$ (La puissance désirer du panneau sous STC est 215 W) :

- **Pour $\Delta=0.001$**

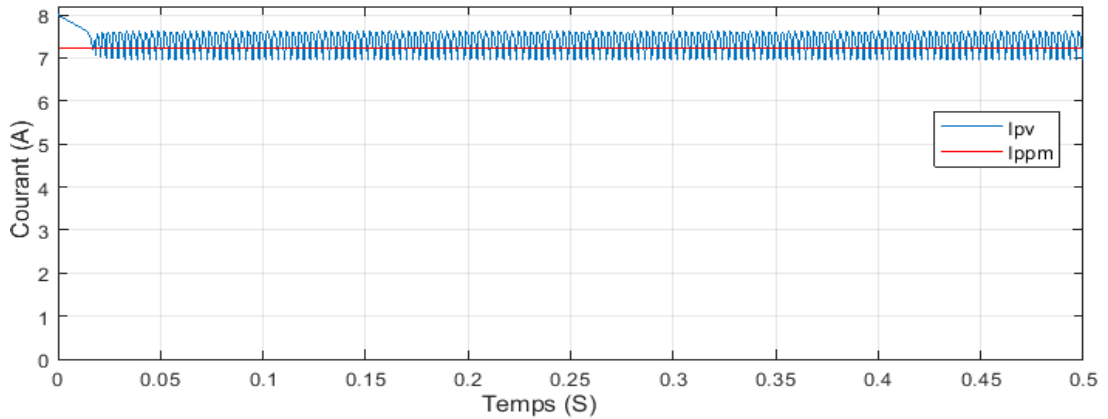


Figure III. 9: Courant du panneau PV avec P&O pour $\Delta=0.001$

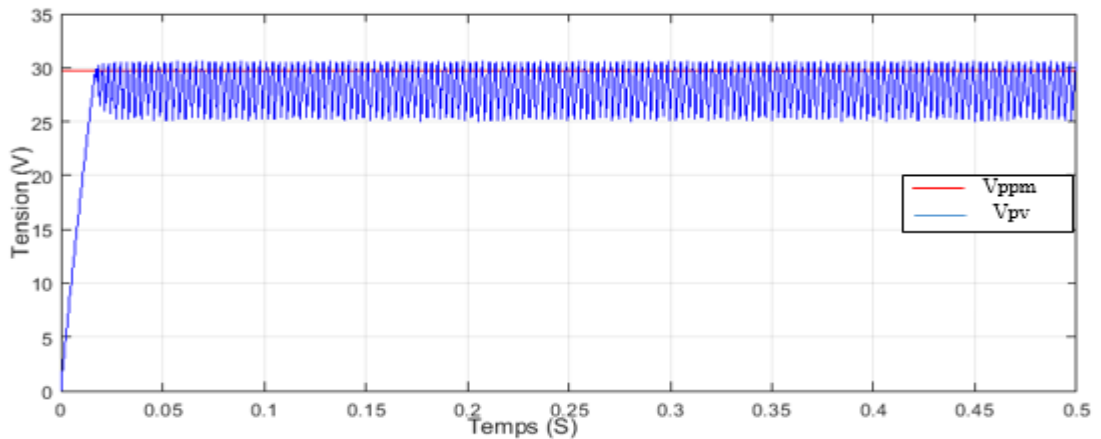


Figure III. 10: Tension du panneau PV avec P&O pour $\Delta=0.001$

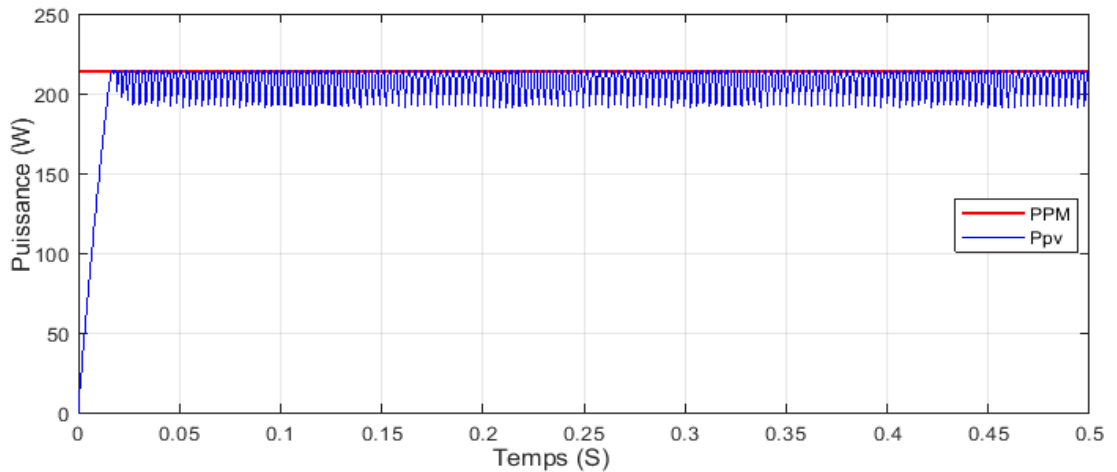


Figure III. 11: Puissance du panneau PV avec P&O pour $\Delta=0.001$

• Pour Delta=0.01

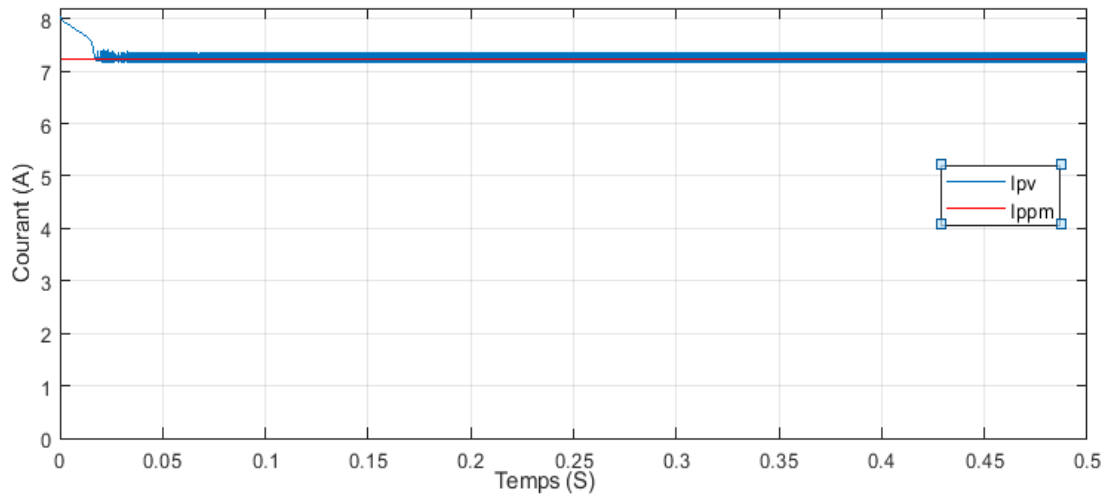


Figure III. 12: Courant du panneau PV avec P&O pour Delta=0.01

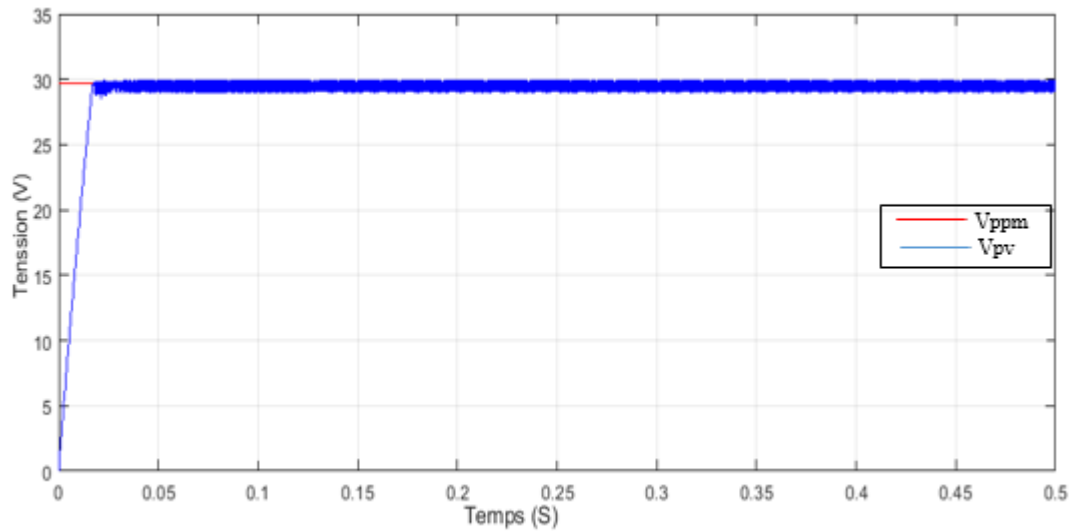


Figure III. 13: Tension du panneau PV avec P&O pour Delta=0.01

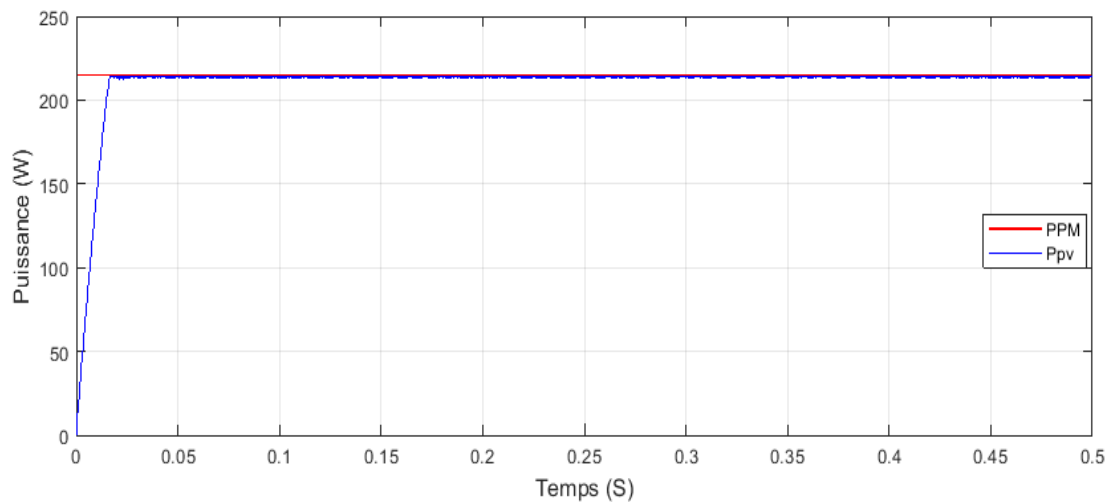


Figure III. 14: Puissance du panneau PV avec P&O pour Delta=0.01

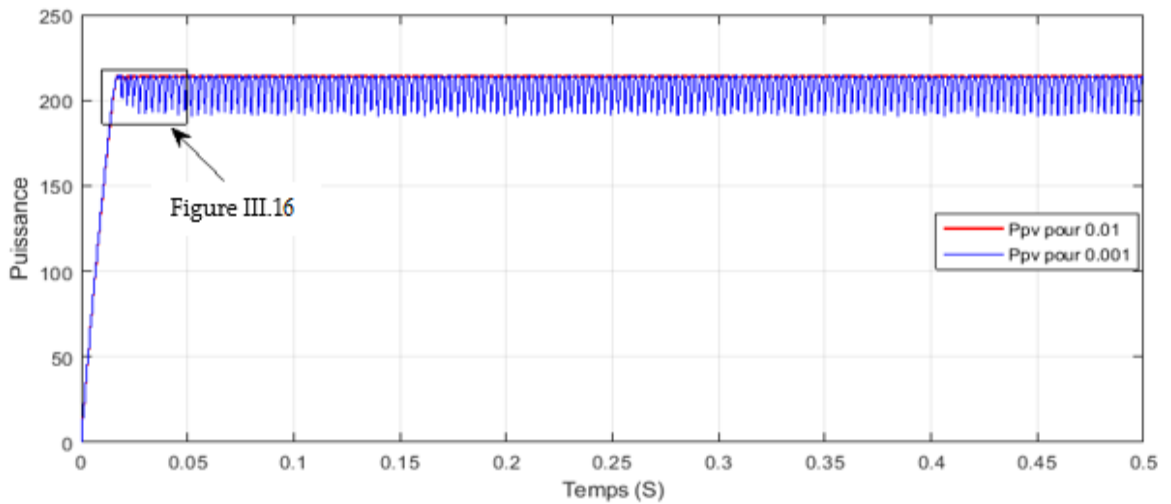


Figure III. 15: L'influence du pas de perturbation sur le régime permanent

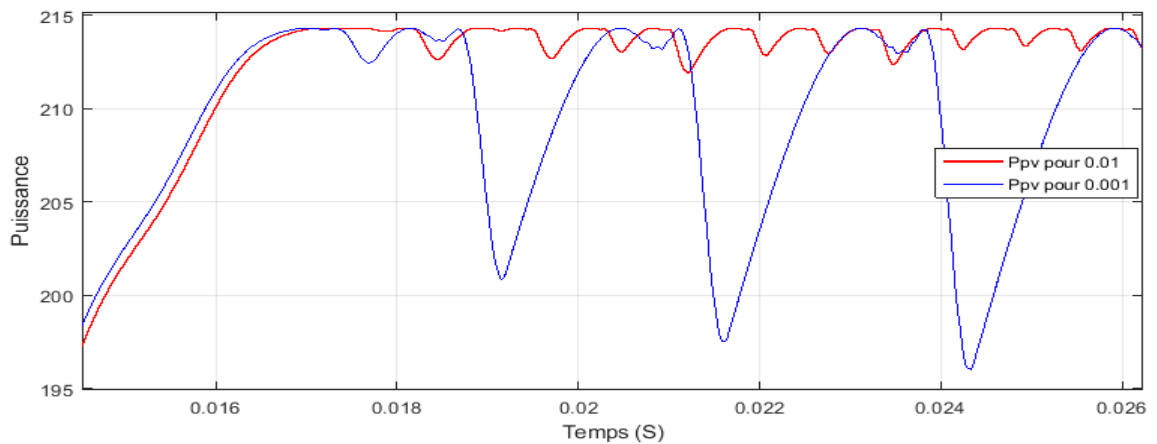


Figure III. 16: L'influence du pas de perturbation sur le temps de réponse

Les figures précédentes montrent que le **Pas** initial de perturbation a une influence sur le temps de réponse, et les oscillations, autour de PPM.

Si le rapport cyclique D est perturbé par un petit **Pas** ($\Delta=0.001$) la méthode sera plus rapide (un faible temps de réponse) mais cela engendre de grandes oscillations de la puissance surtout autour du PPM. Par ailleurs une perturbation de D par un grand **Pas** ($\Delta=0.01$) augmente le temps de réponse et diminue les oscillations au régime permanent.

Alors, un compromis doit être fait entre précision et rapidité lors du choix de ce **Pas** de perturbation.

Les deux figures III.9 et III.12 montrent que le courant diminue à partir d'une valeur initiale qui correspond au courant de court-circuit $I_{cc} = 7.97$ A, pour osciller autour d'une valeur correspondant au courant de point de puissance maximale $I_{ppm} = 7.24$ A.

Selon les figures III.10 et III.13 nous constatons que l'évolution de la tension a le même comportement que la puissance, au régime permanent elle oscille autour d'une valeur correspondant à la tension du point de puissance maximale $V_{ppm} = 29.7 \text{ V}$.

Le Pas de perturbation a une influence sur les oscillations et le temps de réponse pour atteindre la tension et le courant au point de puissance maximale (V_{ppm} , I_{ppm}).

Cette fois-ci nous allons simuler le même système PV précédent, pour une température et un Pas de perturbation fixe ($T=25^\circ\text{C}$, $\Delta t=0.01$) et sous un changement rapide d'ensoleillement ($200\text{w/m}^2, 1000\text{w/m}^2, 500\text{w/m}^2$) :

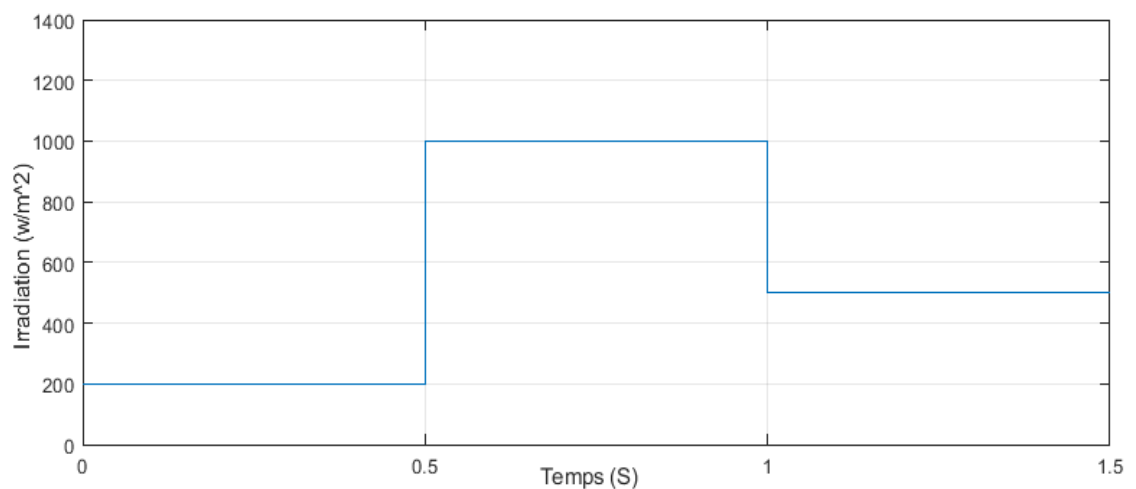


Figure III. 17: Profil d'ensoleillement injecté dans le panneau PV

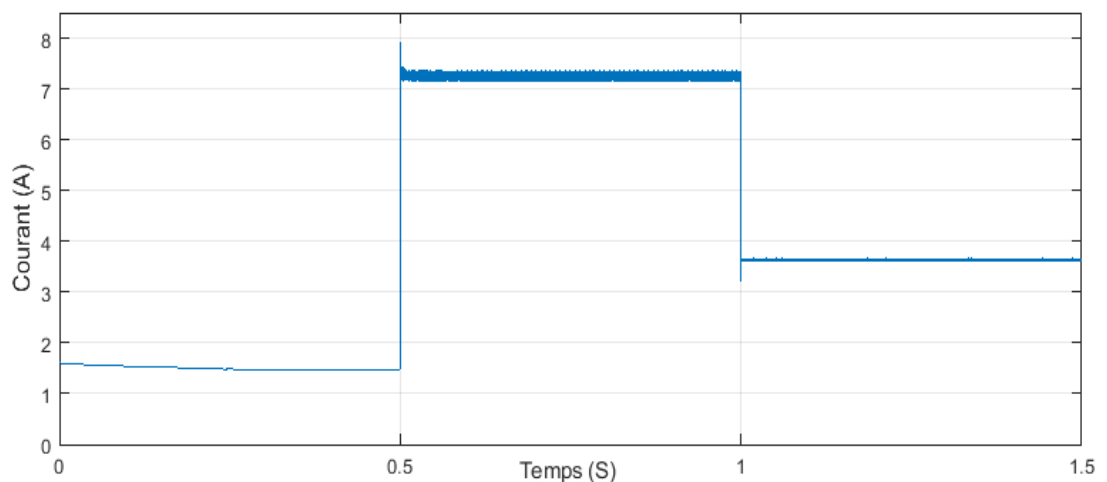


Figure III. 18 : Evolution du courant du panneau PV commandé par P&O lors de changement rapide d'irradiation

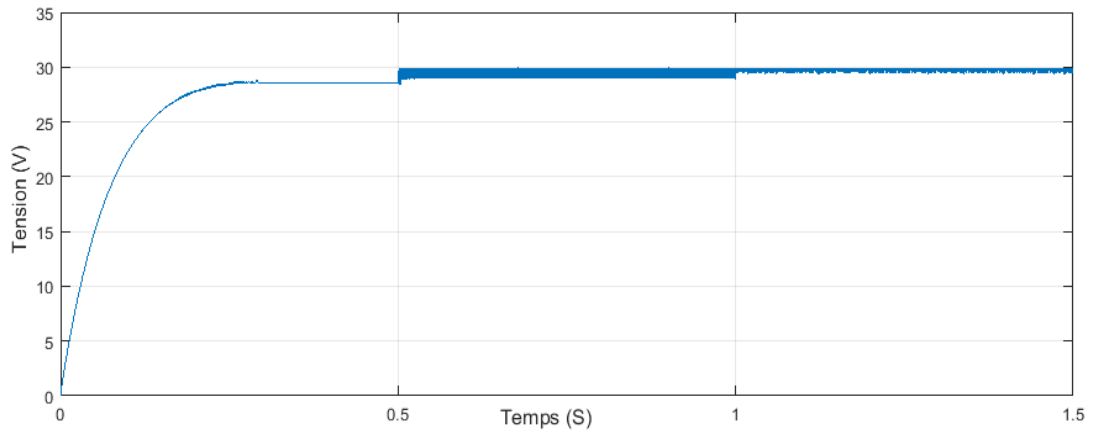


Figure III. 19: Evolution de la tension du panneau PV commandé par P&O lors de changement rapide d'irradiation

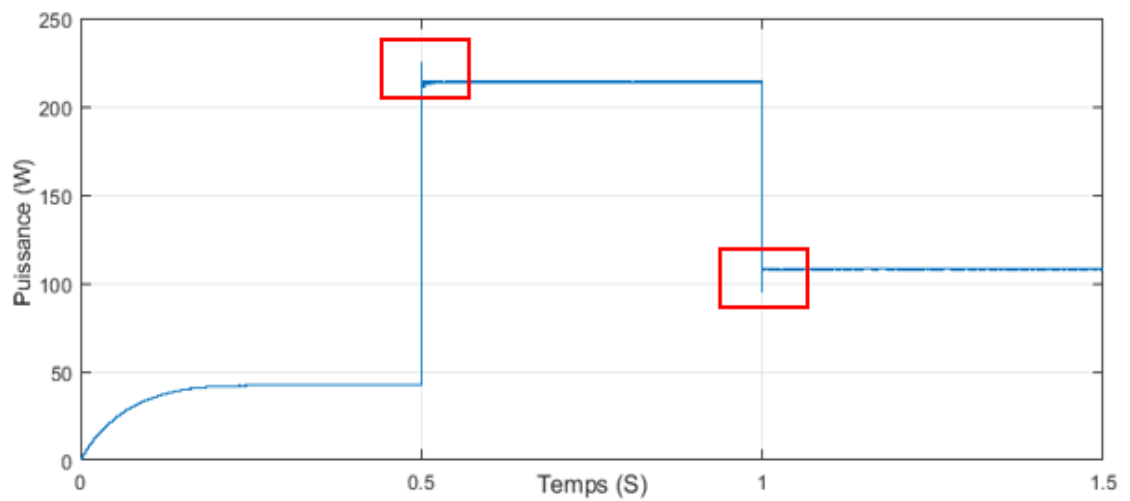


Figure III. 20: Evolution de la puissance du panneau PV commandé par P&O lors de changement rapide d'irradiation

Pour les séries de tests effectués nous constatons que l'algorithme P&O varie le rapport cyclique D dans le but de poursuivre le PPM, ce dernier suit la variation d'irradiation.

La Figure III.20 montre qu'au moment où l'ensoleillement change (augmente ou diminue) brusquement, l'algorithme P&O perd le point de puissance maximale. Le point de fonctionnement s'écarte de sa valeur optimale. Dès que la valeur de l'ensoleillement se stabilise, l'algorithme reprend le contrôle et le point de fonctionnement converge rapidement vers sa position optimale.

Pour résumer l'algorithme P&O est un algorithme classique et simple. En général, cet algorithme dépend fortement des conditions initiales et il présente des oscillations autour de la valeur optimale. L'inconvénient majeur de cet algorithme est son mauvais comportement suite à un changement brusque de l'éclairement.

III.2.2 Implémentation de la technique IC

L'objectif de cette simulation est d'extraire les performances du système PV commandé par la technique IC, la figure III.21 montre le modèle de la technique sous Matlab/Simulink :

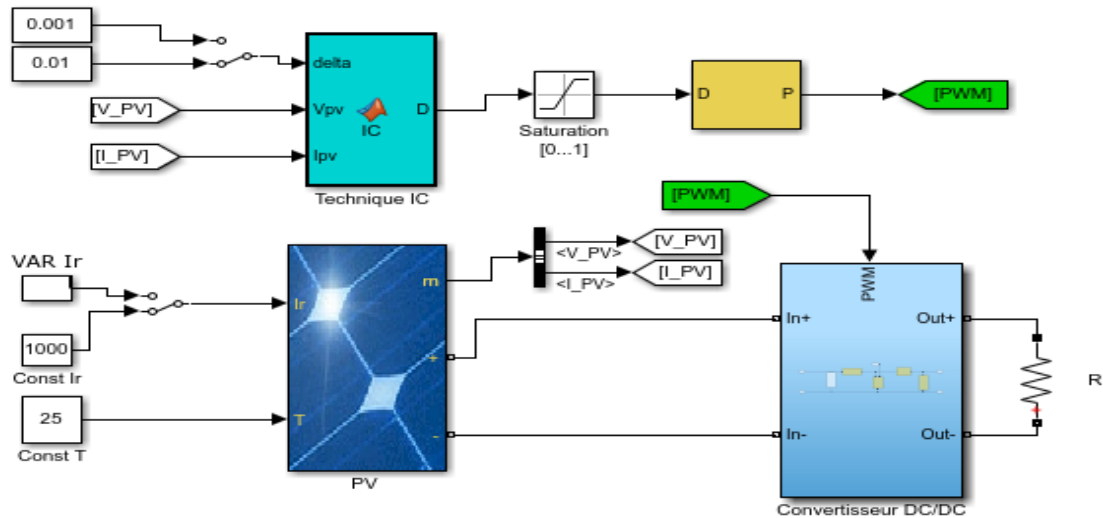


Figure III. 21: Technique IC sous Matlab/Simulink

Cette méthode ne diffère pas vraiment de la précédente (P&O), pour cela on s'est limité seulement sur les simulations essentielles telles que l'influence de variation de Pas de perturbation et le changement brusque d'ensoleillement sur la puissance de panneau.

En suivant les mêmes démarches des simulations faites précédemment qui ont été réalisées sur deux parties :

En faisant varier le Pas de perturbation Delta sous des conditions standard STC ($G=1000\text{w/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$)

- Pour Delta=0.001

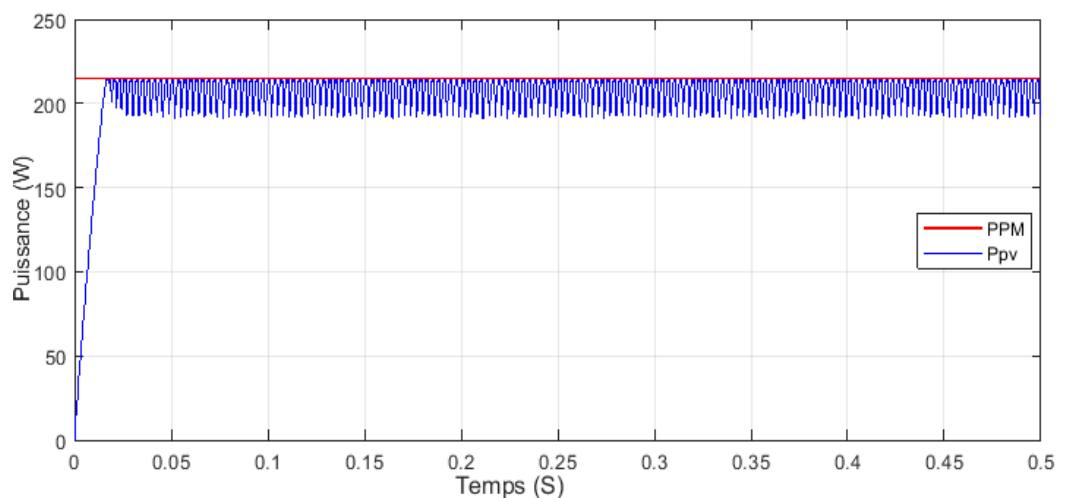


Figure III. 22: Puissance du panneau PV obtenue avec IC pour Delta=0.001

• Pour Delta=0.01

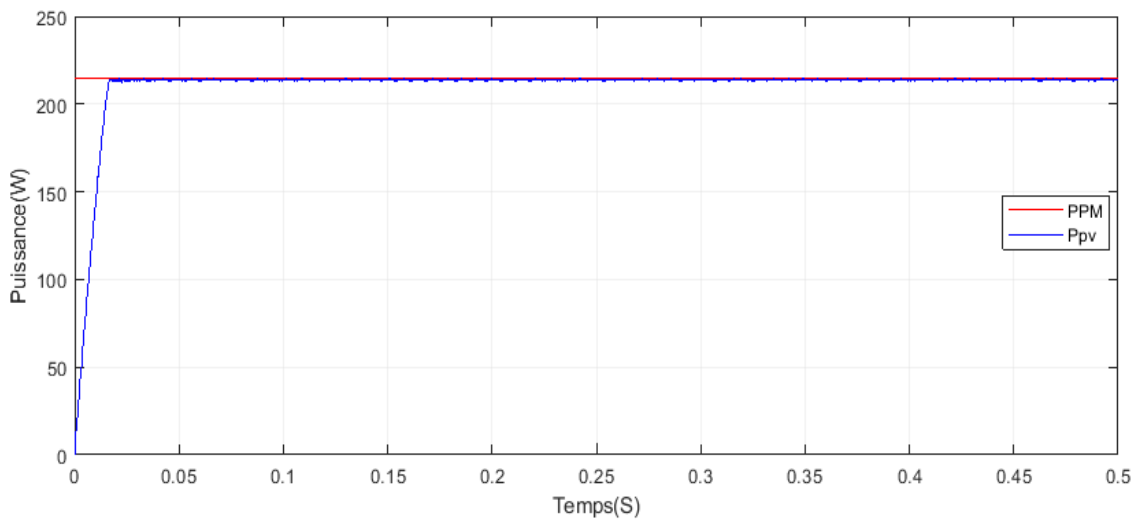


Figure III. 23: Puissance du panneau PV obtenue avec IC pour Delta=0.01

Les figures précédentes montrent que le **Pas** initial de perturbation a une influence, telle qu'il est précisé précédemment dans la technique P&O, sur le temps de réponse et les oscillations autour de PPM. Un compromis doit être fait entre précision et rapidité lors du choix de ce **Pas**.

Cette fois-ci, nous allons fixer le Pas de perturbation (Delta=0.01) et extraire le changement de la puissance sous un ensoleillement variable (200 w/m^2 , 1000 w/m^2 , 500 w/m^2) :

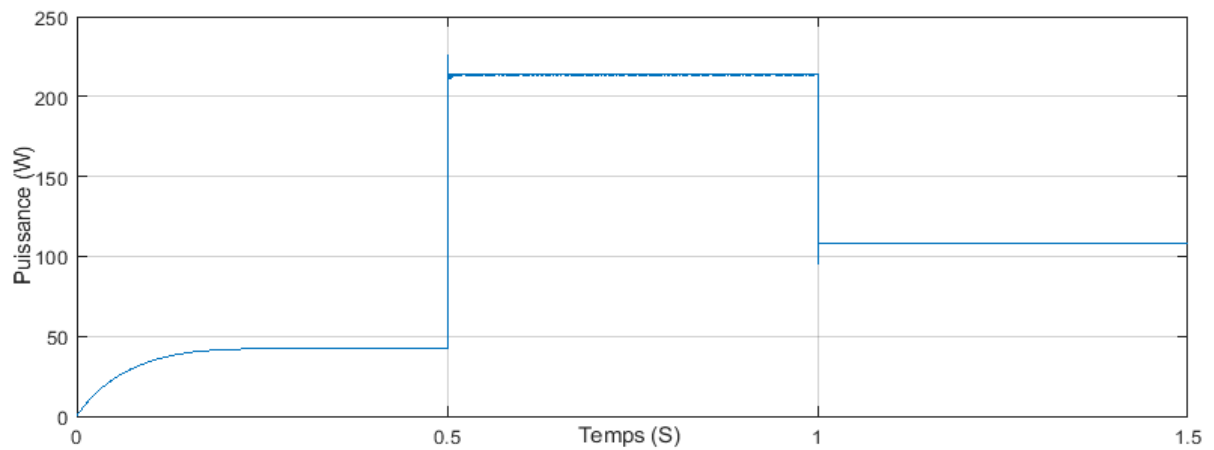


Figure III. 24: Evolution de la puissance du panneau PV commandé par IC lors de changement rapide d'irradiation

L'algorithme IC varie le rapport cyclique D dans le but de poursuivre le PPM, ce dernier suit la variation d'irradiation.

Cette technique résout l'inconvénient du changement brusque de l'ensoleillement dans la méthode PO mais présente des oscillations autour de la valeur optimale.

III.2.3 Implémentation de la technique logique floue (FLC)

L'objectif de cette simulation est d'extraire les performances du système PV commandé par la technique FLC, la figure III.25 montre le modèle de la technique sous Matlab/Simulink :

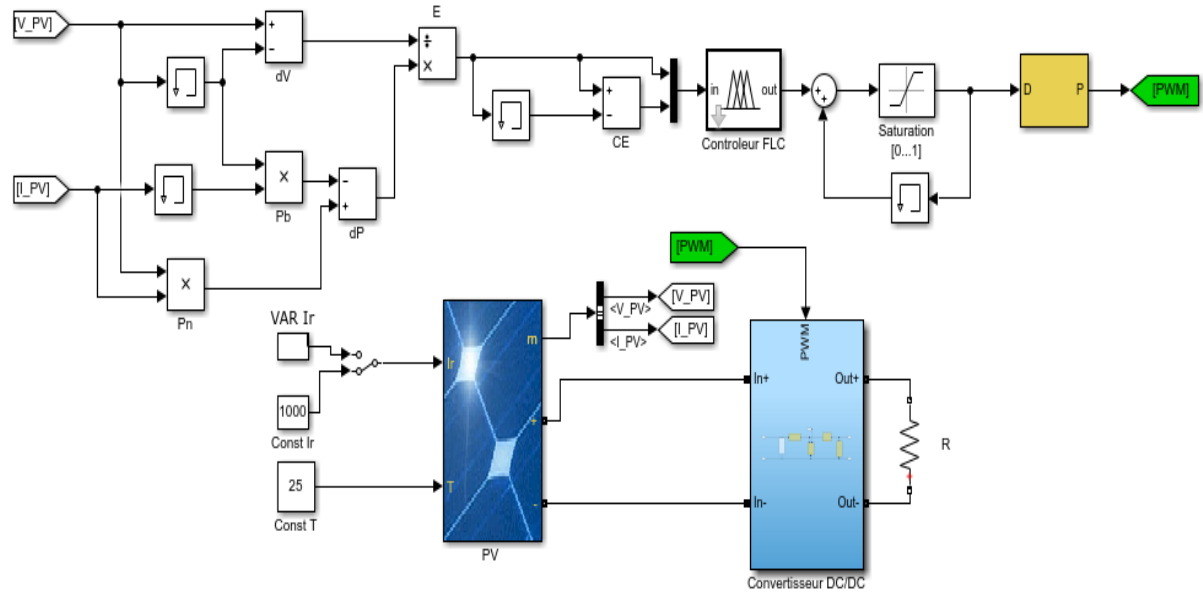


Figure III. 25: Technique FLC sous Matlab/Simulink

Les figures suivantes (III.26, III.27 et III.28) représentent les caractéristiques du panneau (courant, tension et puissance) sous des conditions STC ($G=1000\text{w/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$) obtenues par l'utilisation de la technique FLC :

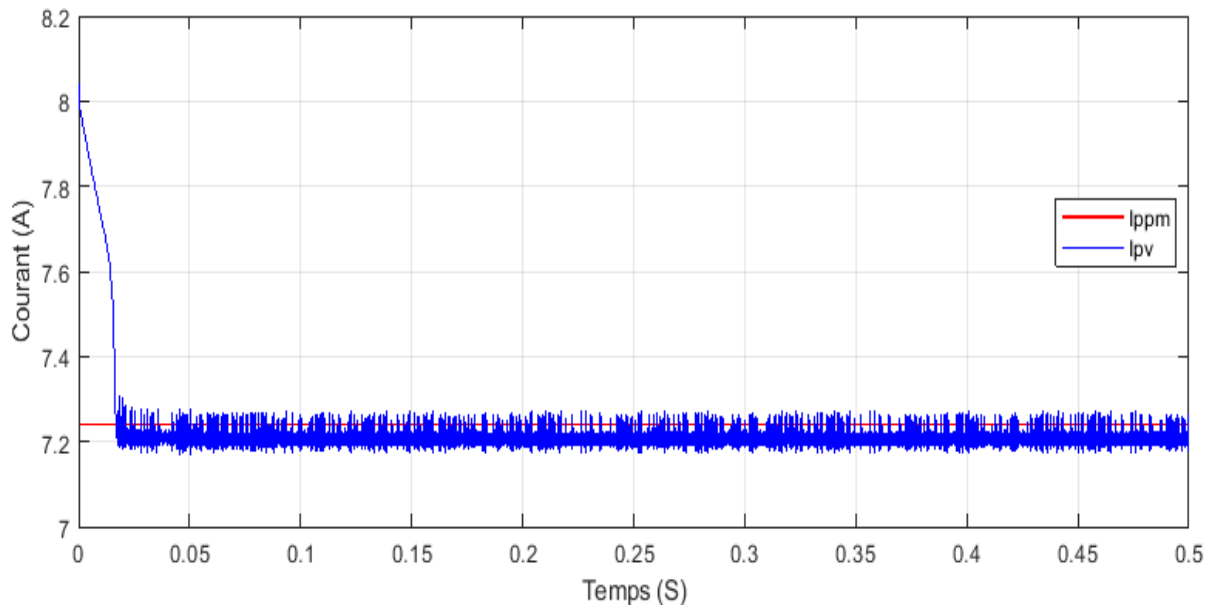


Figure III. 26: Courant du panneau PV avec FLC

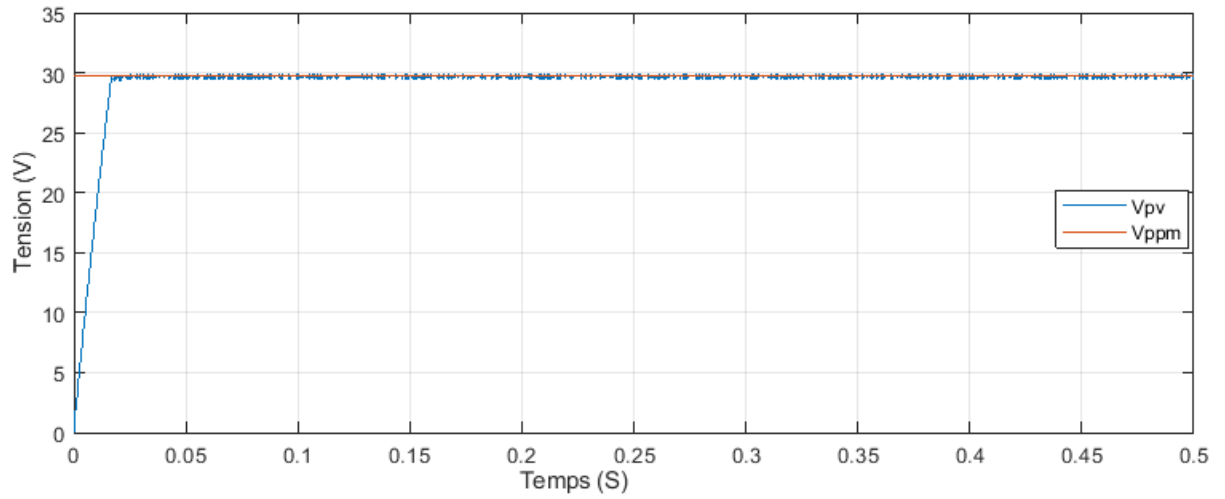


Figure III. 27: Tension du panneau PV avec FLC

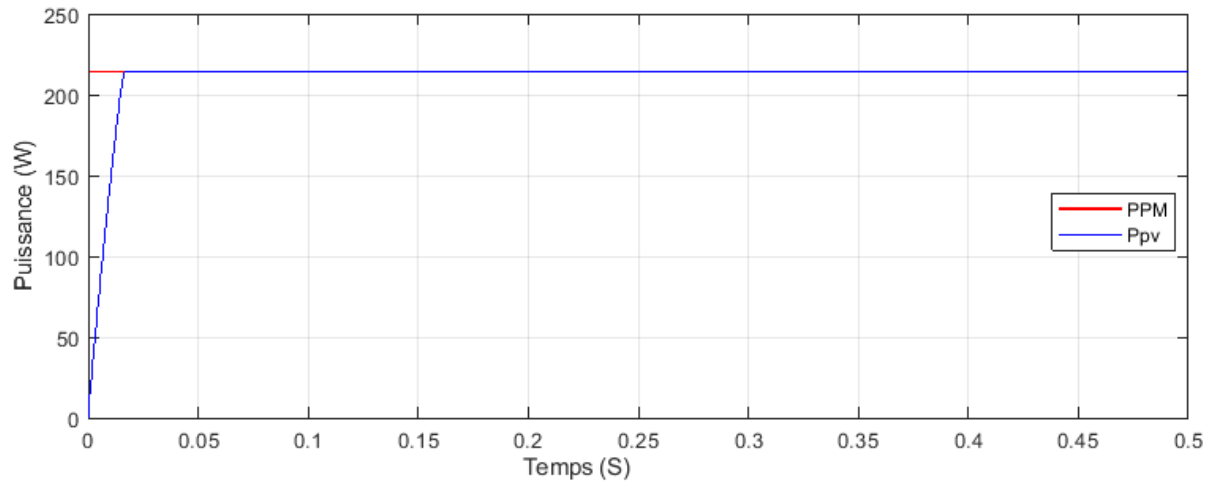


Figure III. 28: Puissance du panneau PV avec FLC

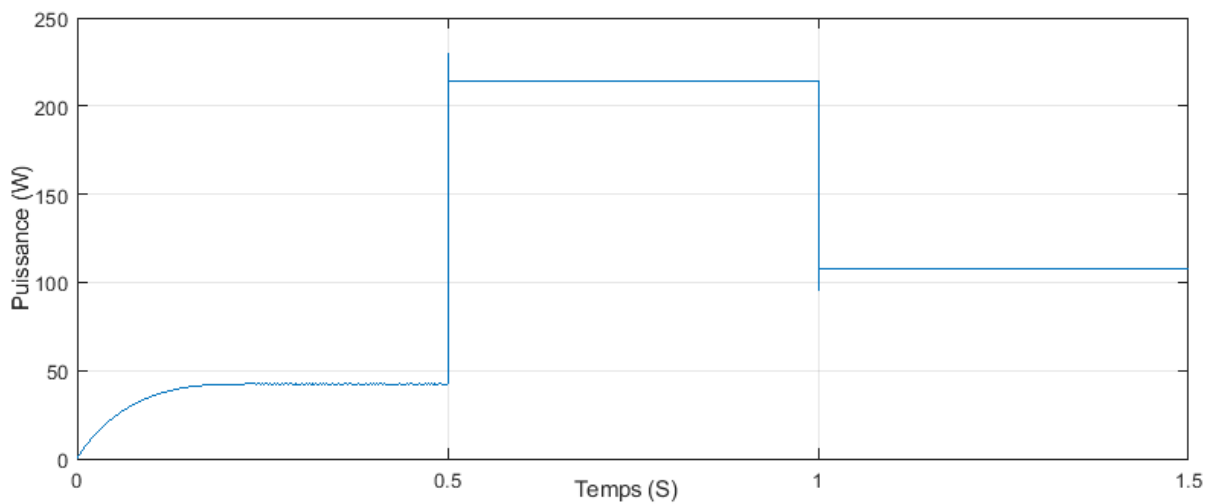


Figure III. 29: Evolution de la puissance du panneau PV commandé par FLC lors de changement rapide d'irradiation

Contrairement aux techniques simulées auparavant (P&O, IC) celle-ci est indépendante de choix de Pas de perturbation initiale, mais se base sur un principe complexe qui a réduit le temps de réponse et minimiser les oscillations autour de point puissance maximale PPM.

III.2.4 Comparaison entre les différentes techniques P&O, IC et FLC

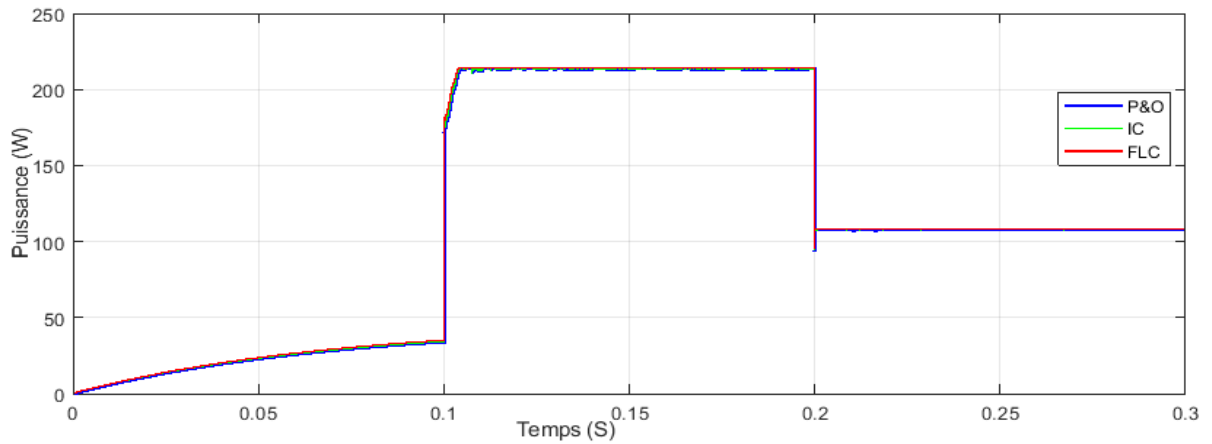


Figure III. 30: Comparaison des puissances obtenues avec P&O, IC et FLC en cas de changement rapide d'ensoleillement

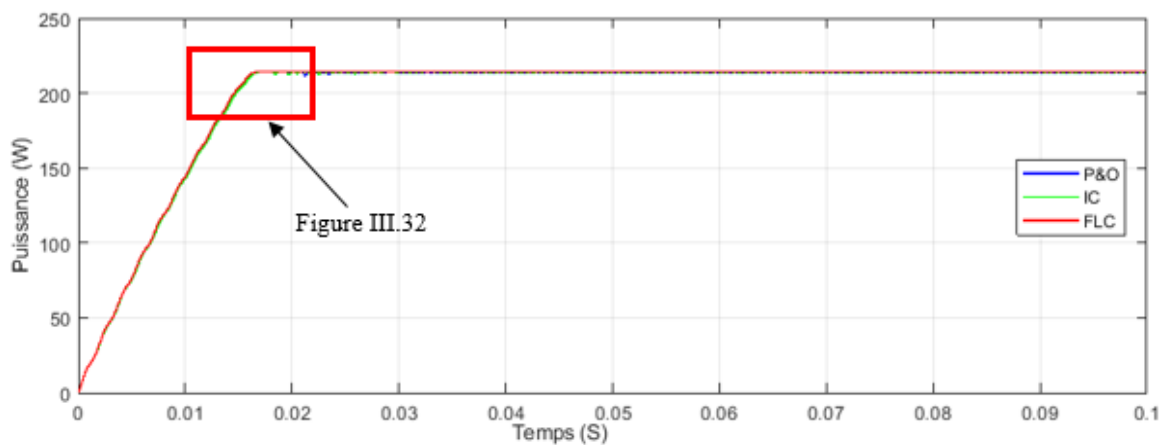


Figure III. 31: Comparaison des puissances obtenues avec les méthodes P&O, IC et FLC

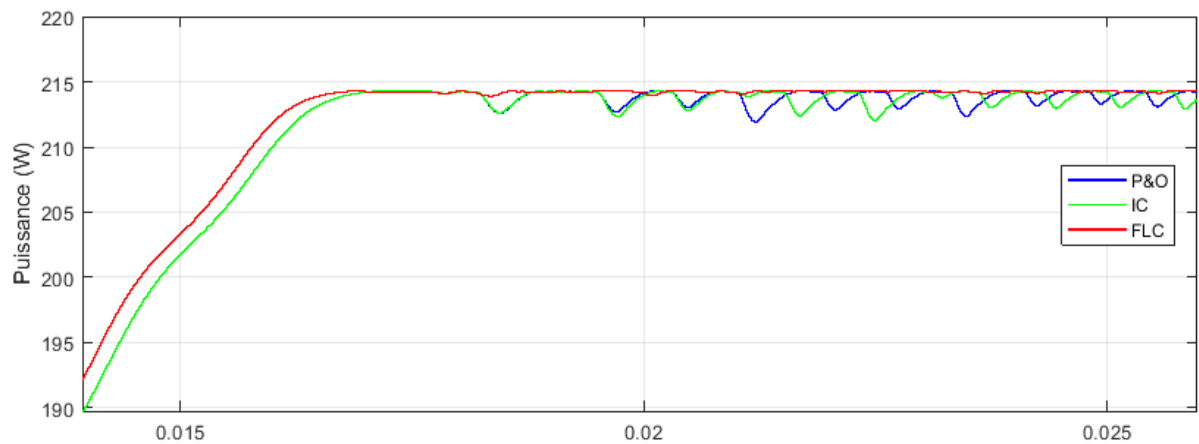


Figure III. 32: La différence entre les résultats obtenus avec P&O, IC et FLC

Les résultats obtenus avec un Contrôleur flou (technique FLC) sont meilleurs que ceux obtenus avec des algorithmes conventionnels (P&O et IC).

Algorithmes MPPT	P&O	IC	FLC
Grandeurs à mesures	Courant / Tension		
Complexité d'implémentation	Faible	Moyenne	Importante
Vitesse de convergence	Variable (dépend du Pas initial)	Variable (dépend du Pas initial)	Rapide

Tableau III.2 : Tableau comparatif des techniques MPPT d'un système photovoltaïque

L'algorithme IC offre une amélioration de l'algorithme P&O. En effet, il se comporte mieux lors d'un changement rapide des conditions météorologiques.

L'algorithme basé sur la logique floue est un algorithme robuste et efficace. Car, cet algorithme fonctionne au point optimal sans oscillations. En outre, il est caractérisé par un bon comportement en état transitoire. Cependant, l'implémentation de ce type d'algorithme est plus complexe que les algorithmes classiques.

III.3 Simulation du système PV sous l'ombrage partiel

Sous des conditions standards, nous avons utilisé un panneau Conergy PowerPlus 215PA de 60 cellules qui délivre une puissance de 215 (W) ayant les caractéristiques citées dans le tableau (I.2).

Pour assurer le fonctionnement de ce panneau sous un ombrage partiel, nous avons soumis chaque tiers ($\frac{1}{3}$) de panneau à des ensoleillements différents.

Pour cela nous avons choisis trois panneaux de même type que celui utilisé sous des conditions uniformes, reliés en série avec une protection des diodes by-pass et limités à 20 cellules chacun.

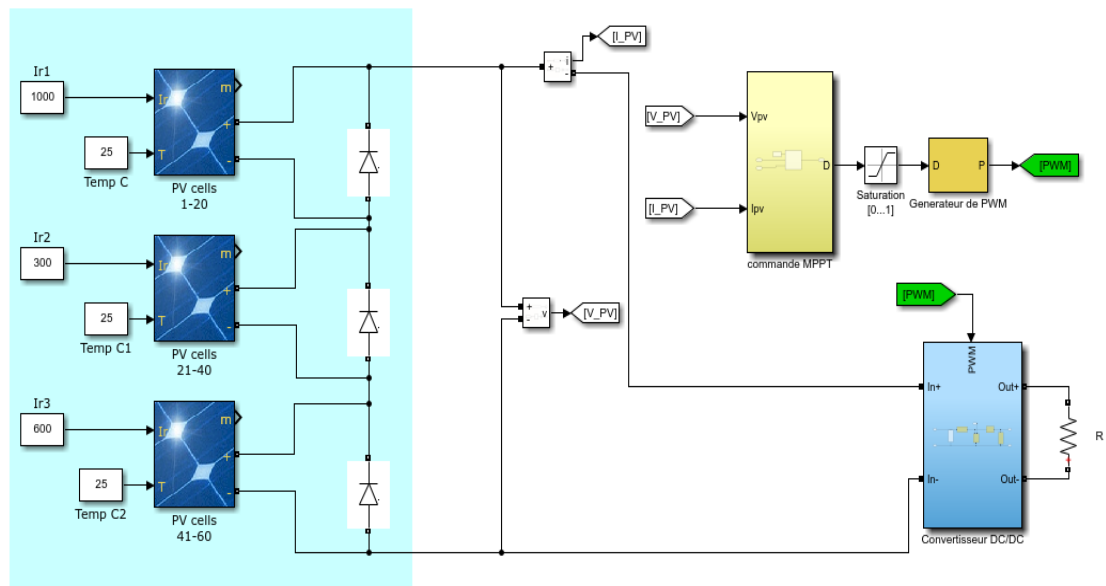


Figure III. 33: Modèle d'un système PV sous l'ombrage partiel

Chaque sous panneau (20 cellules) est caractérisé par les paramètres illustrés dans le tableau suivant :

Caractéristiques	Valeurs
Puissance maximale (W)	71.676 (215.028 / 3)
La tension au point maximale Vmp (V)	9.9 (29.7/3)
Courant au point maximal Imp (A)	7.24
Tension de circuit ouvert Voc (V)	12.13 (36.4/3)
Courant de court-circuit Icc (A)	7.97
Coefficient de température en Voc (%/deg.C)	-0.325
Coefficient de température en Icc (%/deg.C)	0.055006
Nombre de cellules (Ncell)	20 (60/3)

Tableau III.3 : Caractéristiques techniques de 20 cellules du panneau Conergy P 215PA dans S.T.C

III.3.1 Simulation du panneau photovoltaïque sous l'ombrage partiel

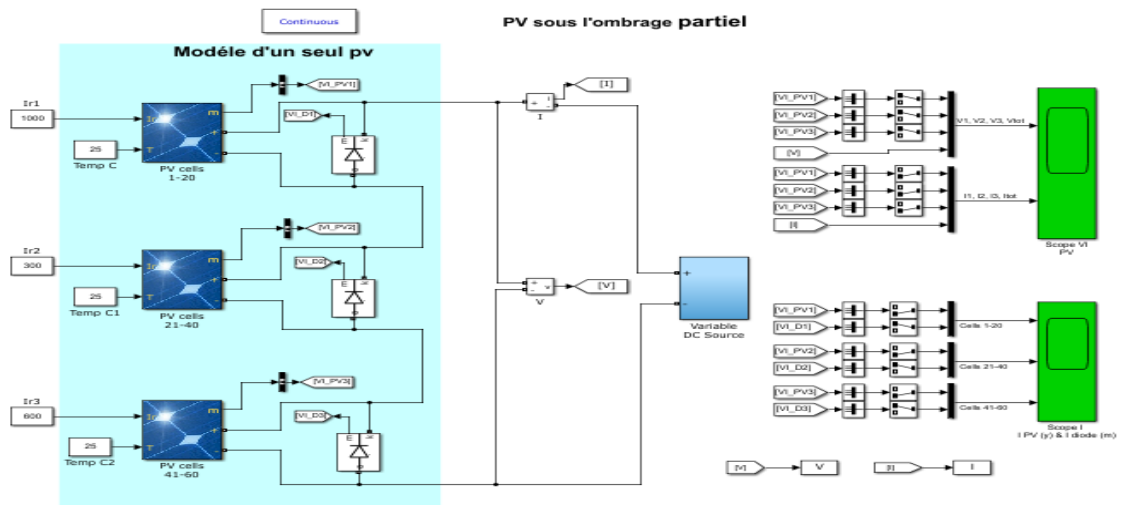


Figure III. 34: Modèle du panneau photovoltaïque sous l'ombrage partiel

Nous avons effectué une simulation avec l'ensemble des trois sous panneaux photovoltaïques soumis à différents ensoleillements (1000w/m^2 , 300w/m^2 et 600w/m^2 respectivement), et une température fixée à $T=25^\circ\text{C}$, cela nous a permis de visualiser, les différentes caractéristiques $P(V)$ et $I(V)$, des sous panneaux utilisés, figure III.35.

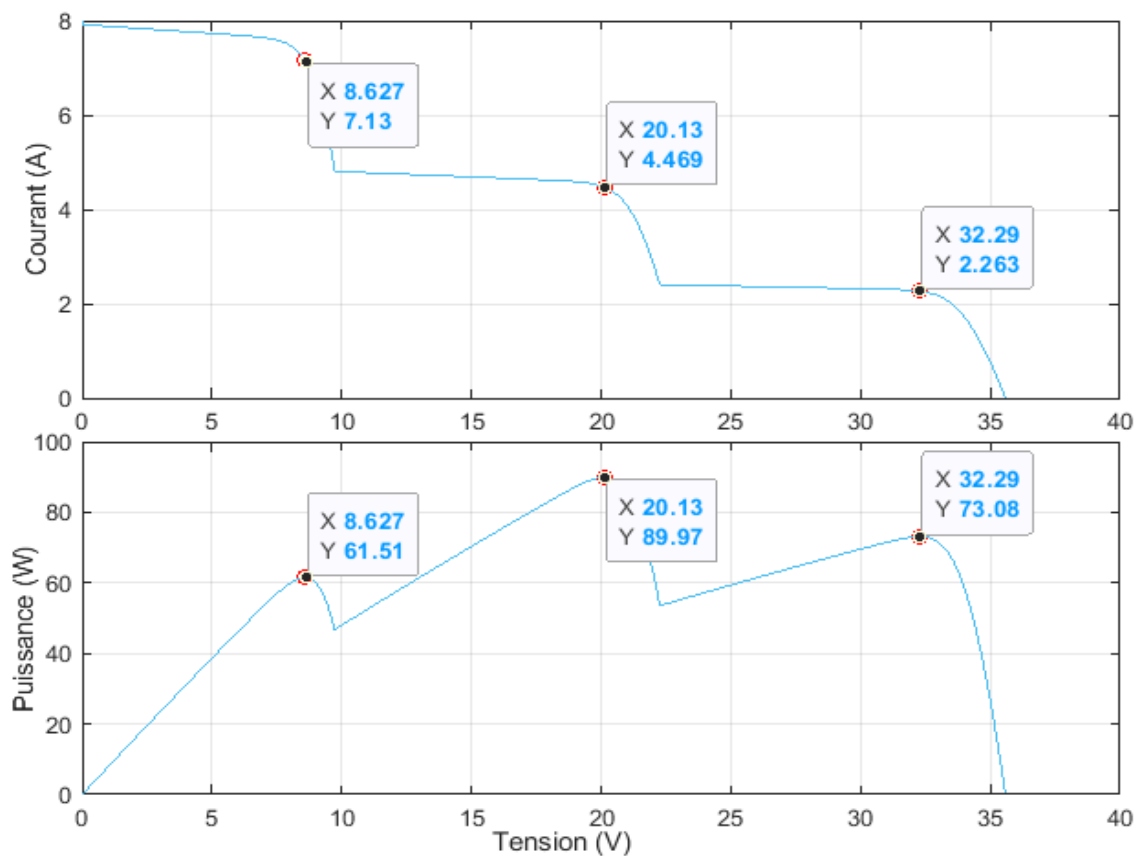


Figure III. 35: Courbes des caractéristiques $P(V)$ et $I(V)$ du panneau sous l'ombrage partiel

Si on analyse les caractéristiques $P(V)$, données dans la figure III. 35, on remarque qu'il existe deux optimums locaux et un seul maximum global. Le problème de poursuite de point de puissance devient alors compliqué.

III.3.2 Simulation et comparaison des différentes techniques sous l'ombrage partiel

III.3.2.1 Simulation des techniques conventionnels et FLC sous l'ombrage partiel

Les figures III.36, III.37 et III.38 représentent les simulations des puissances de différentes techniques (FLC, IC et P&O) sous l'ombrage partiel.

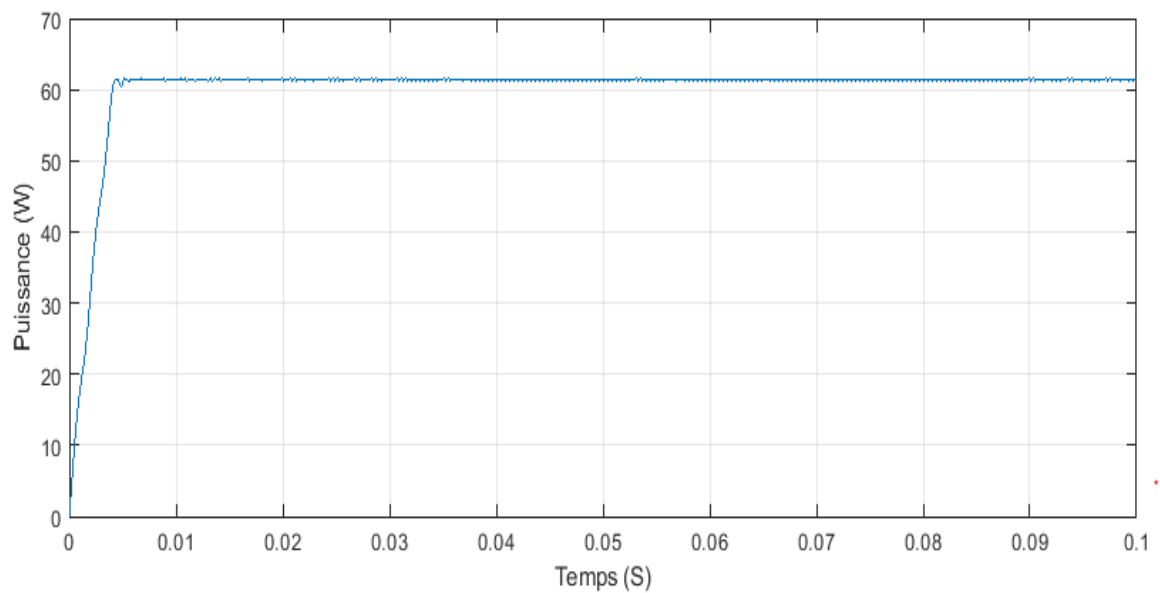


Figure III. 36: Puissance du panneau obtenu avec FLC sous l'ombrage

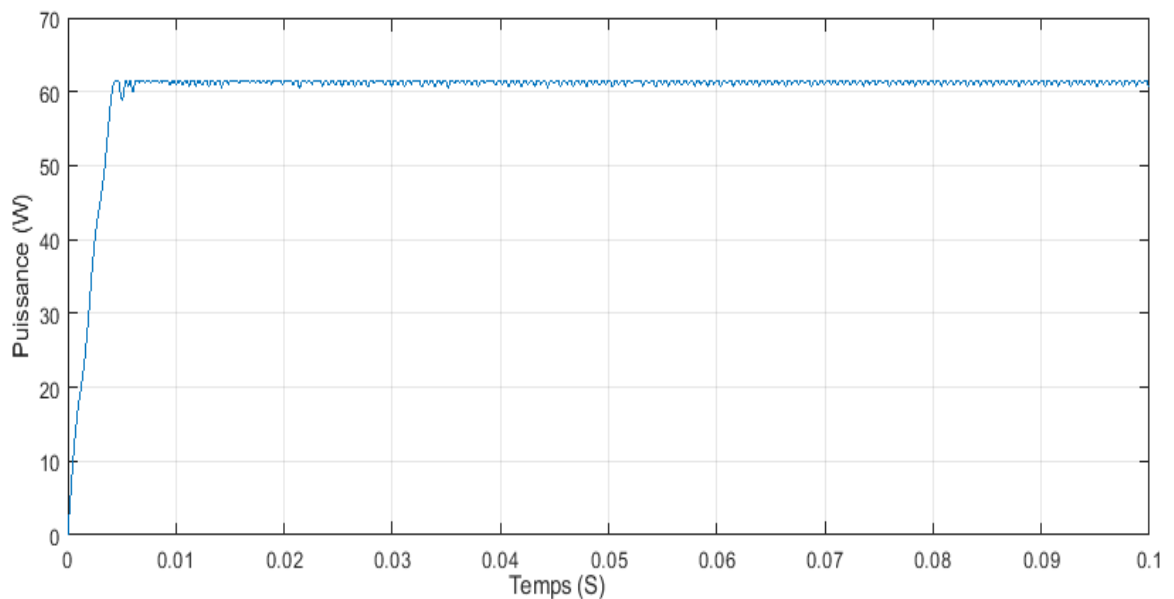


Figure III. 37: Puissance du panneau obtenu avec IC sous l'ombrage

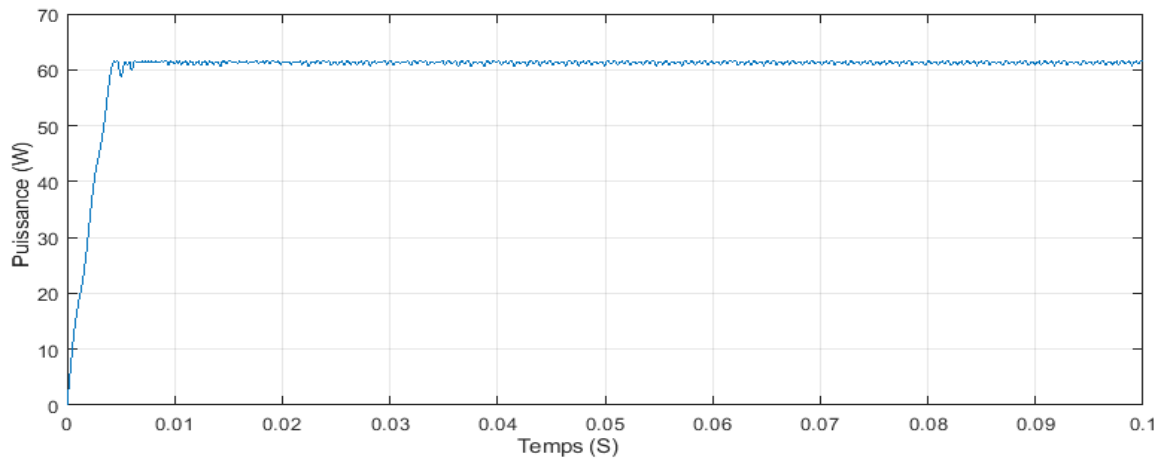


Figure III. 38: Puissance du panneau obtenu avec P&O sous l'ombrage.

Selon les résultats des simulations obtenus dans les figures III.36, III.37 et III.38, nous observons que les algorithmes s'arrêtent lorsqu'il détecte le premier optimum local représenté dans la figure III.35. Cependant dans la même figure, on remarque sur l'allure complète de la courbe caractéristique puissance-tension ($P(V)$) que le maximum global se trouve ailleurs.

De ce constat, nous déduisons que les techniques P&O et IC n'ont pas permis dans les conditions d'ombrages partiels, de poursuivre le maximum global, par ailleurs plusieurs études ont montré que la combinaison des autres techniques avec FLC peuvent suivre le PPMG [18].

III.3.2.2 Implémentation des techniques PO et IC à découpage d'intervalle de recherche

Le but de cette simulation est d'extraire les performances du système PV sous l'ombrage partiel commandé par les techniques P&O et IC modifiées basées sur le découpage de domaine de variation du rapport cyclique D , la figure III.39 montre le modèle implémenter :

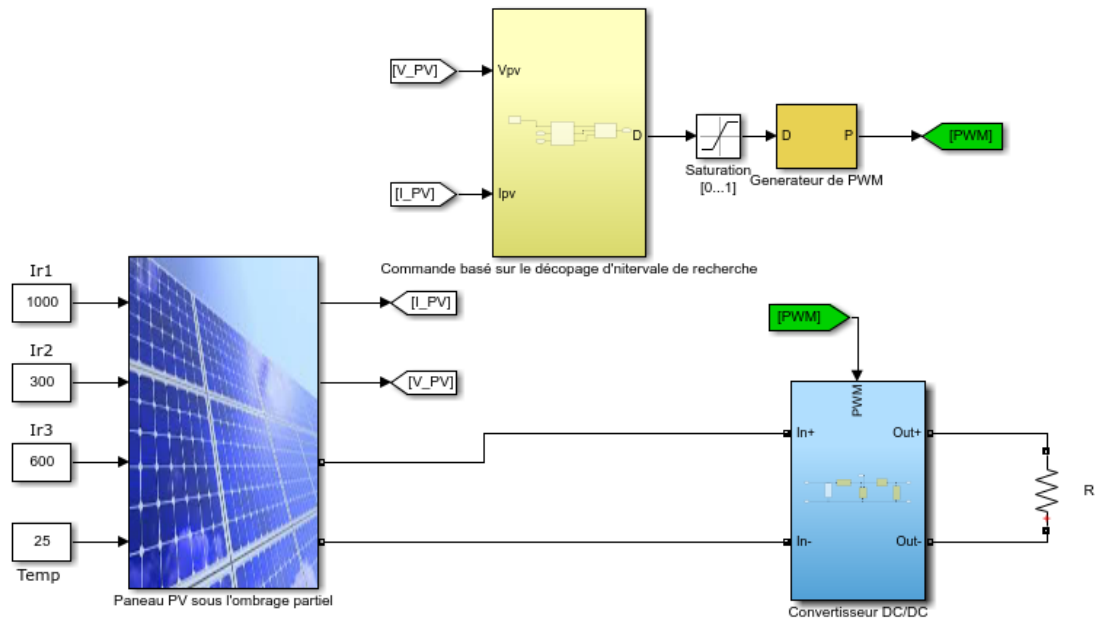


Figure III. 39: Modèle des techniques (P&O et IC) basé sur le découpage de domaine de recherche

- Les résultats de la technique P&O à découpage d'intervalle de recherche

Les figures suivantes (III.40, III.41 et III.42) représentent les caractéristiques du panneau (courant, tension et puissance) sous l'ombrage partiel obtenu par l'utilisation de la technique P&O modifiée :

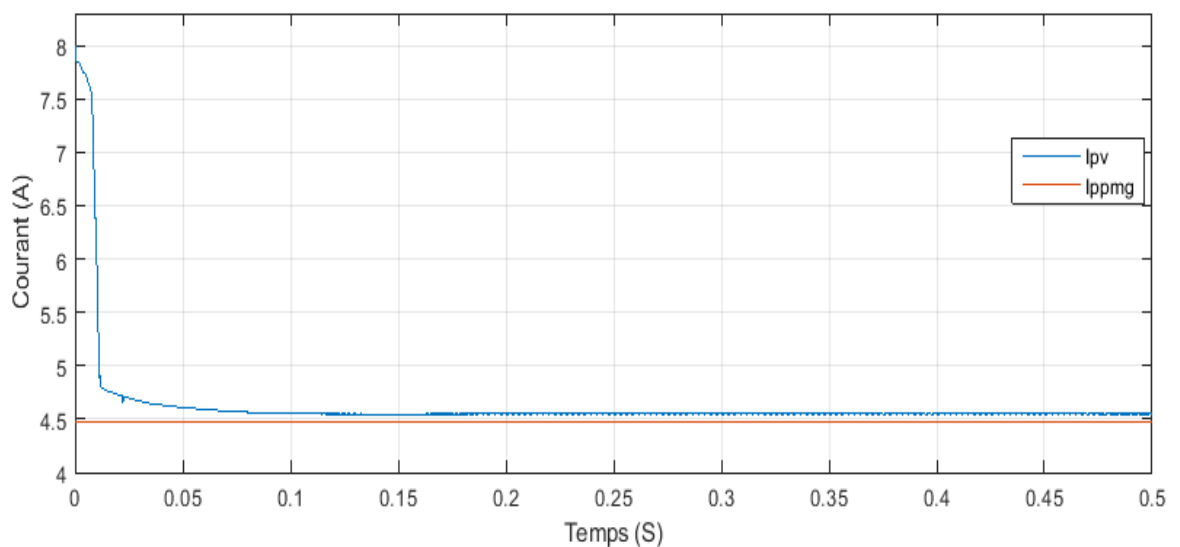


Figure III. 40: Courant du panneau PV sous l'ombrage partiel avec P&O basé sur le découpage du domaine de variation du rapport cyclique D

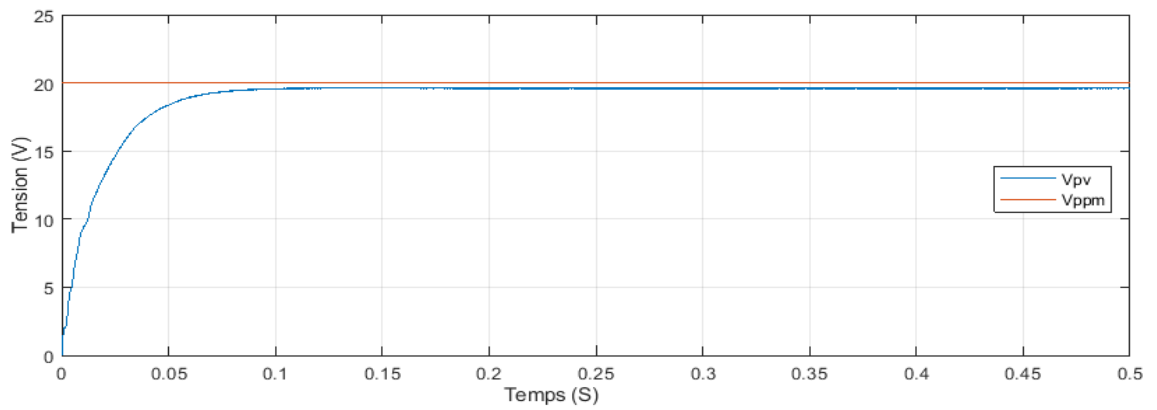


Figure III. 41: Tension du panneau PV sous l'ombrage partiel avec P&O basé sur le découpage du domaine de variation du rapport cyclique D

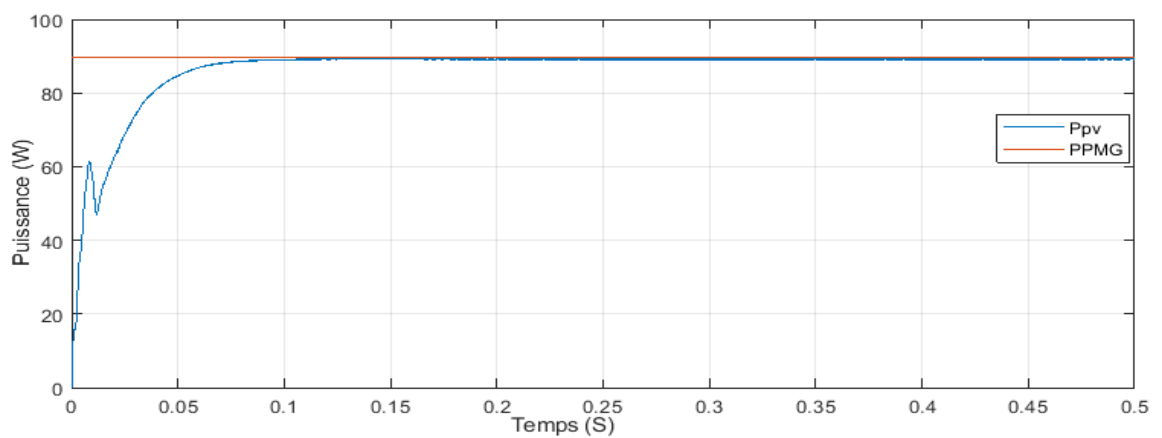


Figure III. 42: Puissance du panneau PV sous l'ombrage partiel avec P&O basé sur le découpage du domaine de variation du rapport cyclique D

- **Les résultats de la technique IC à découpage d'intervalle de recherche**

Les figures suivantes (III.43, III.44 et III.45) représentent les caractéristiques du panneau (courant, tension et puissance) sous l'ombrage partiel obtenu par l'utilisation de la technique IC modifiée :

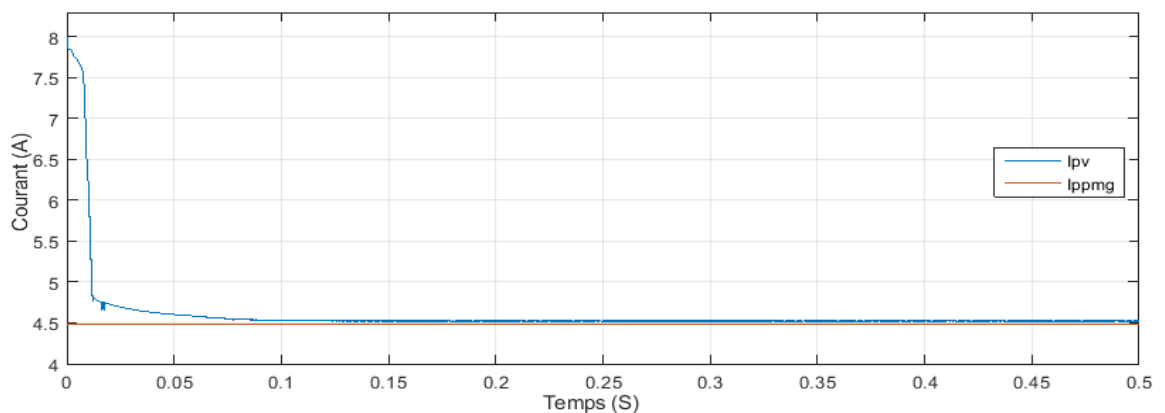


Figure III. 43: Courant du panneau PV sous l'ombrage partiel avec IC basé sur le découpage du domaine de variation du rapport cyclique D

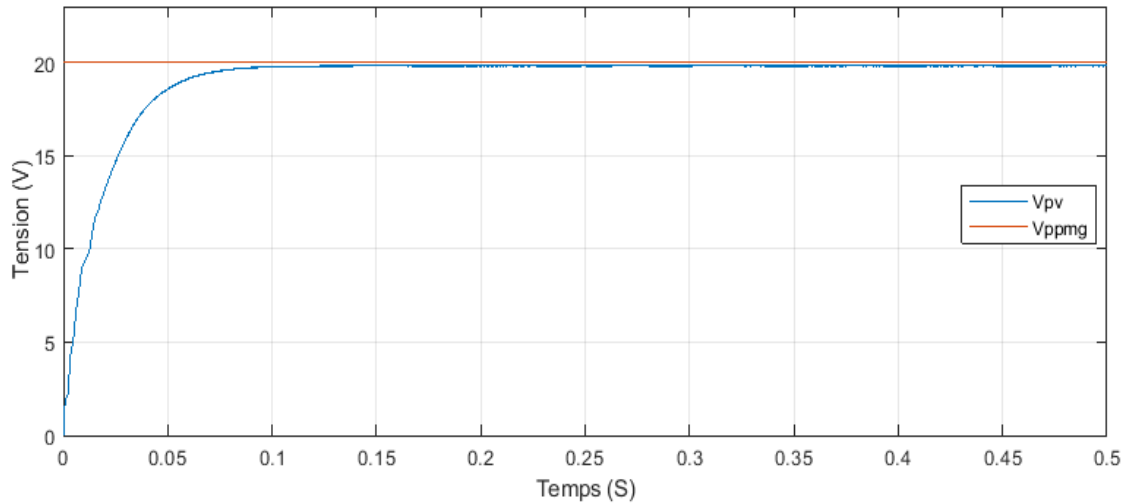


Figure III. 44: Tension du panneau PV sous l’ombrage partiel avec IC basé sur le découpage du domaine de variation du rapport cyclique D

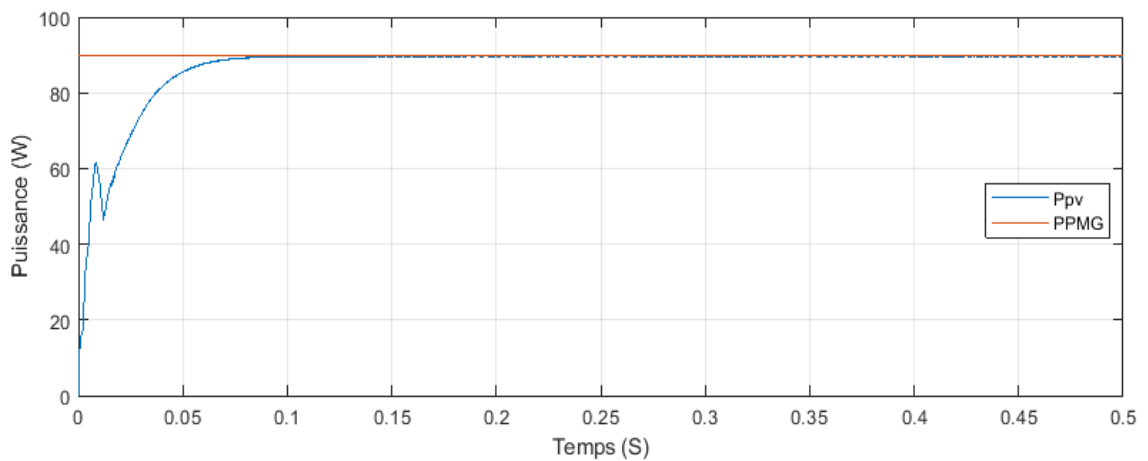


Figure III. 45 : Puissance du panneau PV sous l’ombrage partiel avec IC basé sur le découpage du domaine de variation du rapport cyclique D

Les deux figures III.40 et III.43 montrent que le courant diminue à partir d’une valeur initiale correspondant au courant de court-circuit $I_{cc} = 7.97 \text{ A}$, pour osciller autour d’une valeur correspondant au courant de point de puissance maximale global $I_{ppmg} = 4.47 \text{ A}$.

Selon les figures III.41 et III.44 nous constatons que l’évolution de la tension a le même comportement que la puissance, au régime permanent elle oscille autour d’une valeur correspondant à la tension de point de puissance maximale global $V_{ppmg} = 20 \text{ V}$.

Ces deux techniques modifiées permettent de poursuivre le point de puissance global toute en passant par un maximum local, mais elles préservent les mêmes inconvénients présentées dans les méthodes précédentes en termes de temps de réponse lent et les oscillations au régime permanents.

III.3.2.3 Implémentation des techniques PO et IC modifiées à pas variable

Pour améliorer les performances de système photovoltaïque en fonctionnement sous un ombrage partiel, ces techniques proposées utilisent un auto ajustement basé sur un Pas variable de perturbation de rapport cyclique D.

Nous avons élaboré une autre manière de programmation fondée sur l'organigramme « chart » (voir l'Annexe).

L'organigramme « chart » est une représentation graphique sous Matlab / Simulink constitué d'un ensemble d'état limité par des transitions avec des données accordées à chaque transition, cette représentation sert à définir la réaction externe de modèle sur un signal, d'entrée, évènements et des conditions temporelles.

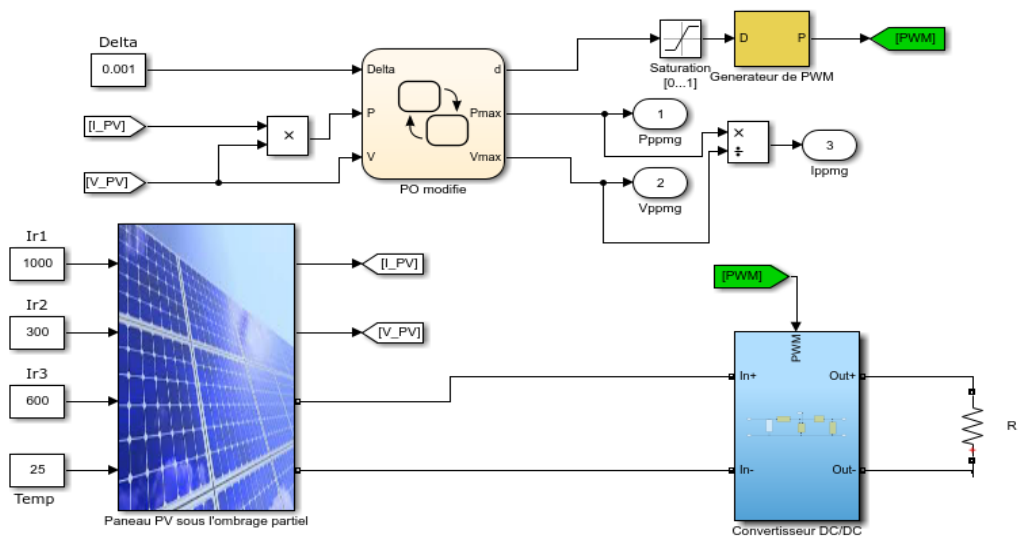


Figure III. 46: Technique P&O à pas variable

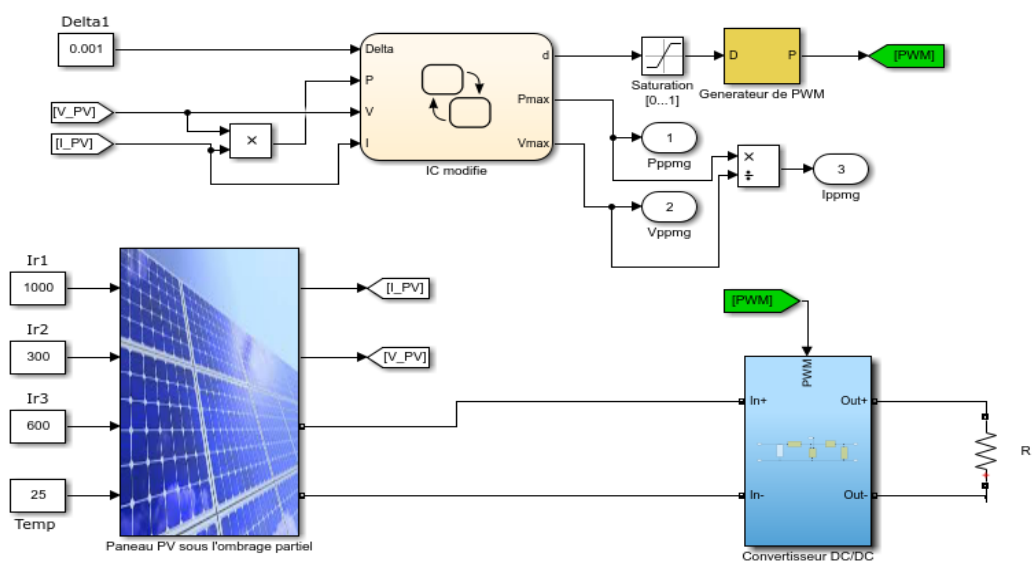


Figure III. 47: Technique IC à pas variable

- Les résultats de la technique P&O à pas variable

Les figures suivantes (III.48, III.49 et III.50) représentent les caractéristiques du panneau (courant, tension et puissance) sous l'ombrage partiel obtenu par l'utilisation de la technique P&O à pas variable :

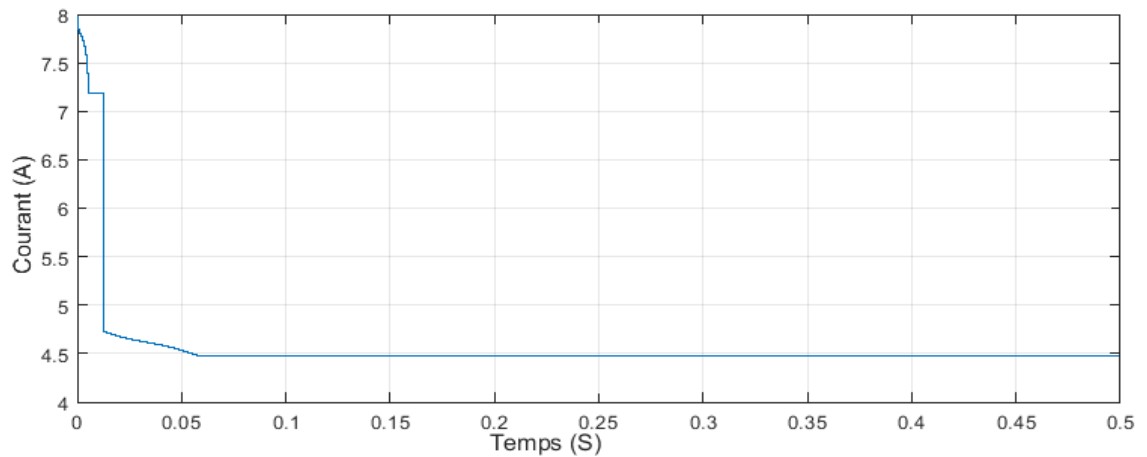


Figure III. 48: Courant du panneau PV sous l'ombrage partiel avec P&O à pas variable

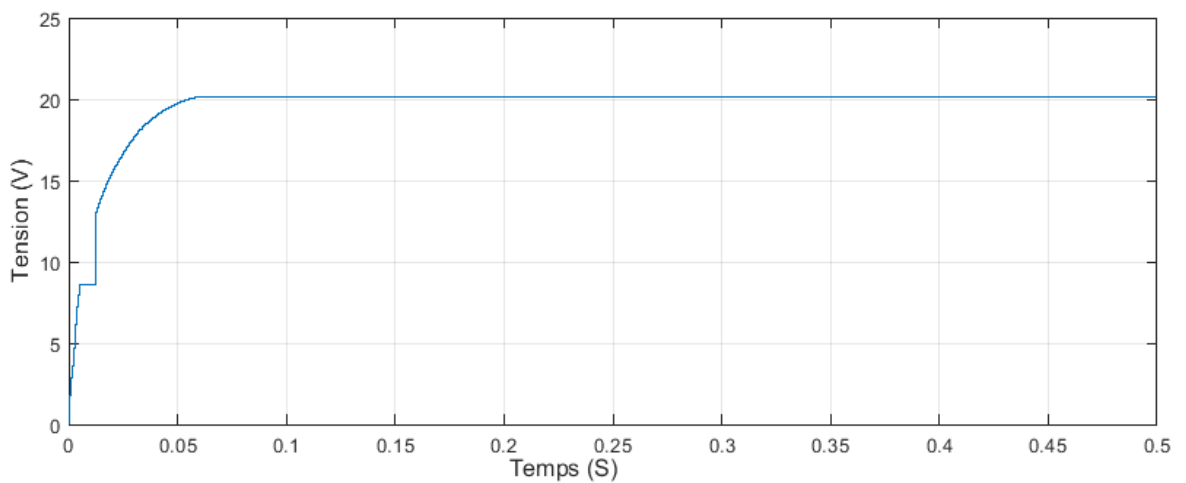


Figure III. 49: Tension du panneau PV sous l'ombrage partiel avec P&O à pas variable

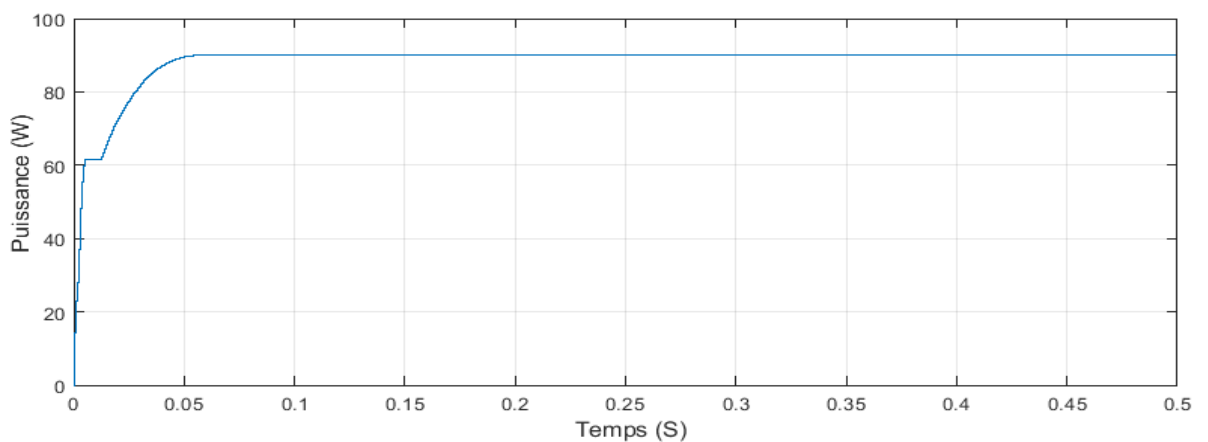


Figure III. 50: Puissance du panneau PV sous l'ombrage partiel avec P&O à pas variable

- Les résultats de la technique IC à variable

Les figures suivantes (III.51, III.52 et III.53) représentent les caractéristiques du panneau (courant, tension et puissance) sous l'ombrage partiel obtenu par l'utilisation de la technique IC à pas variable :

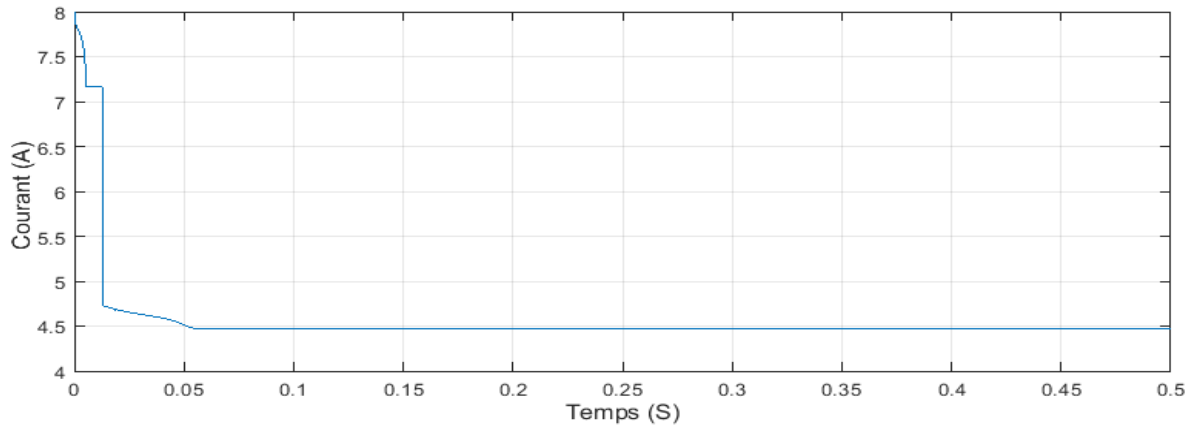


Figure III. 51: Courant du panneau PV sous l'ombrage partiel avec IC à pas variable

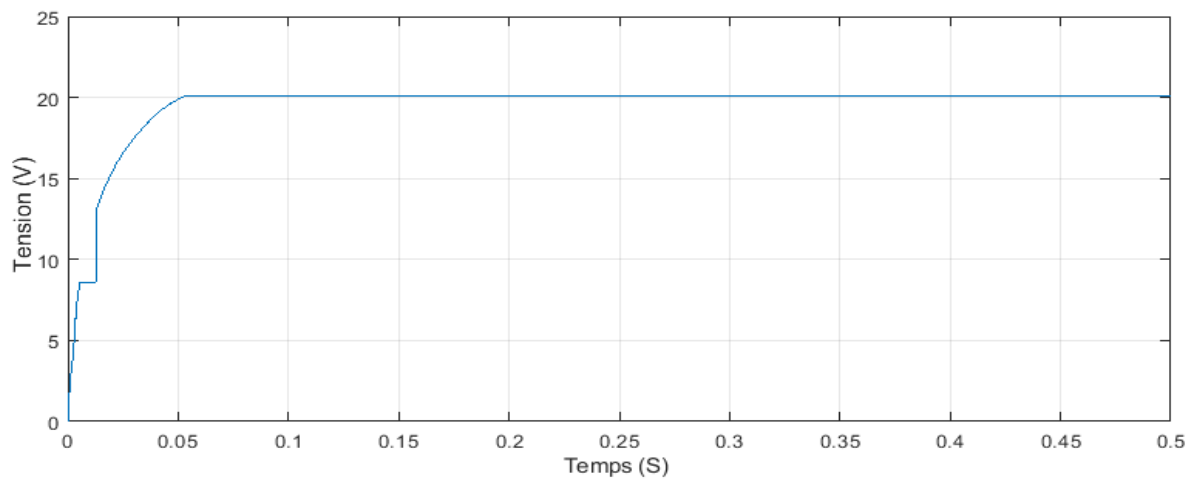


Figure III. 52: Tension du panneau PV sous l'ombrage partiel avec IC à pas variable

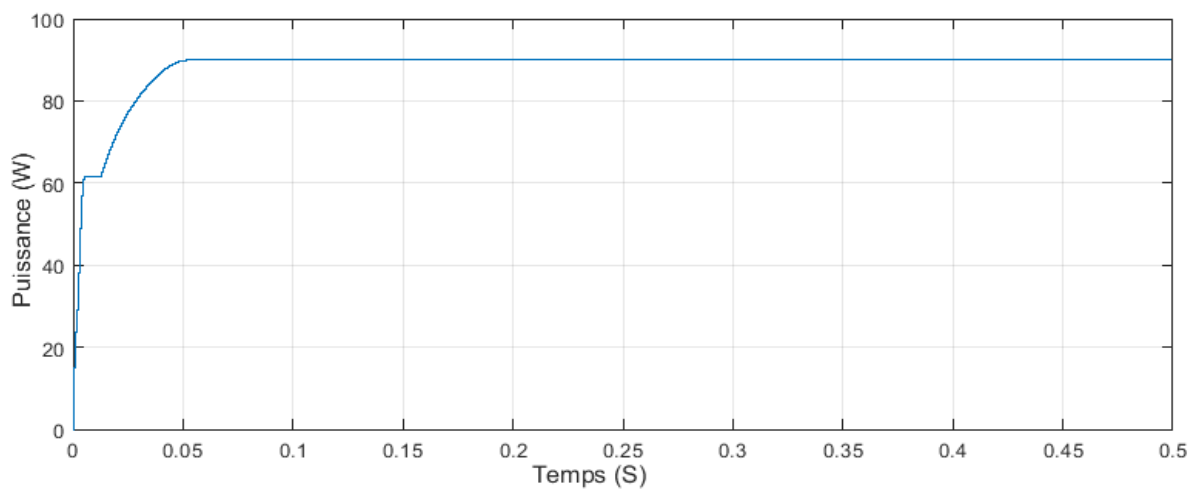


Figure III. 53: Puissance du panneau PV sous l'ombrage partiel avec IC à pas variable

Les deux méthodes proposées permettent de poursuivre le point de puissance maximale globale PPMG, avec des améliorations remarquables concernant l'élimination des oscillations au régime permanent, et une convergence rapide dû au temps de réponse réduit.

Selon les résultats obtenus ces techniques ont le même comportement que les techniques précédentes basé sur le découpage de domaine de variation du rapport cyclique D, telle que le passage par un maximum locale avant d'atteindre le PPMG.

III.3.2.4 Implémentation de la technique PSO

Cette méthode est fondée par l'utilisation d'un ensemble de paramètres, coefficient d'inertie w , coefficients d'accélération c_1, c_2 et nombres de particules n_p , le choix de ces paramètres influe sur la réponse du système, pour cela un compromis doit être fait pour satisfaire une meilleure convergence vers le PPMG.

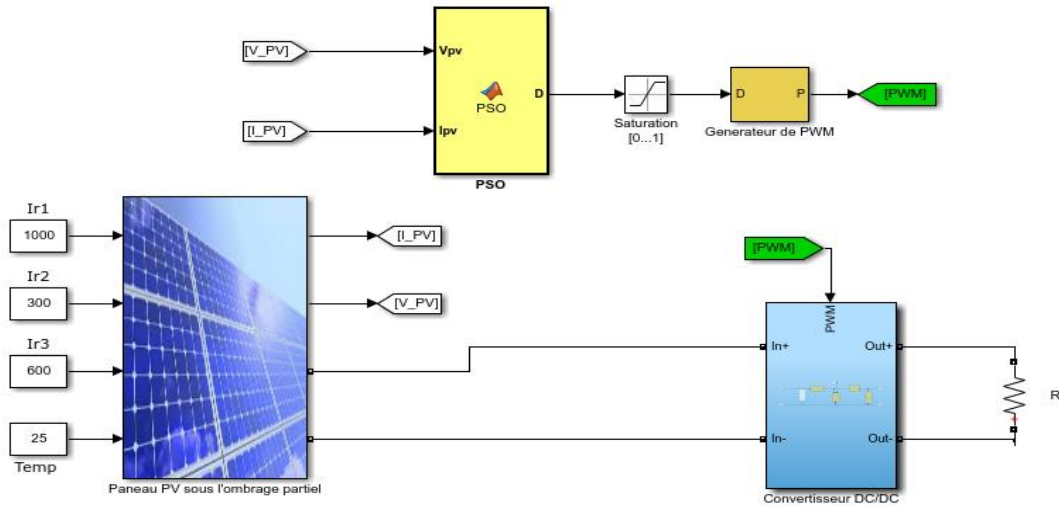


Figure III. 54: Modèle de la technique PSO

Pour cela et après plusieurs essais nous avons choisi à utiliser les paramètres de réglage qui sont listés dans le Tableau III.4 [28].

Paramètres	Valeurs
w	0.4
c_1	1.2
c_2	2
n_p	3

Tableau III.4 : Valeurs des paramètres de la technique PSO

Les figures suivantes (III.55, III.56 et III.57) représentent les caractéristiques du panneau (courant, tension et puissance) sous l'ombrage partiel obtenu par l'utilisation de la technique PSO :

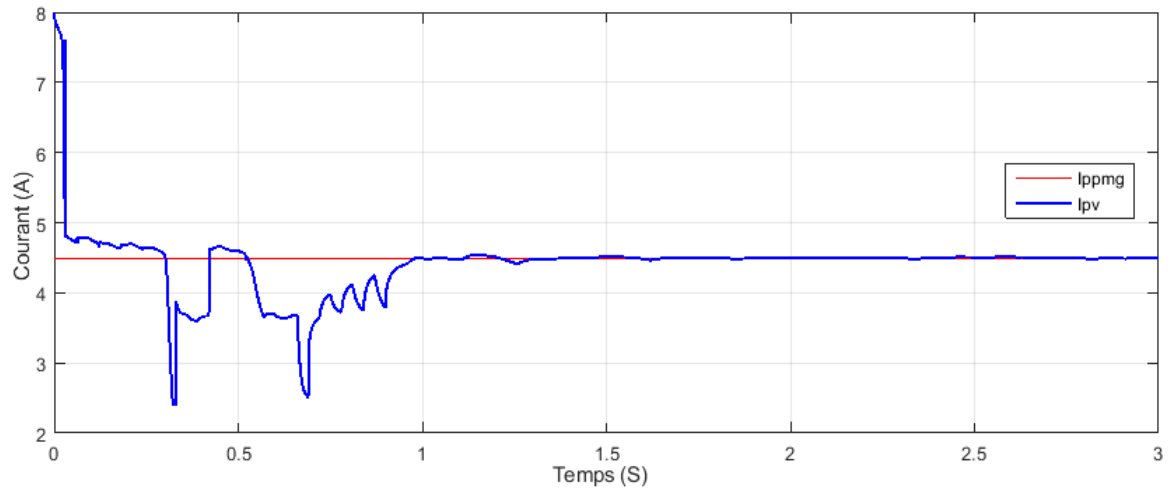


Figure III. 55: Courant du panneau PV sous l'ombrage partiel avec PSO

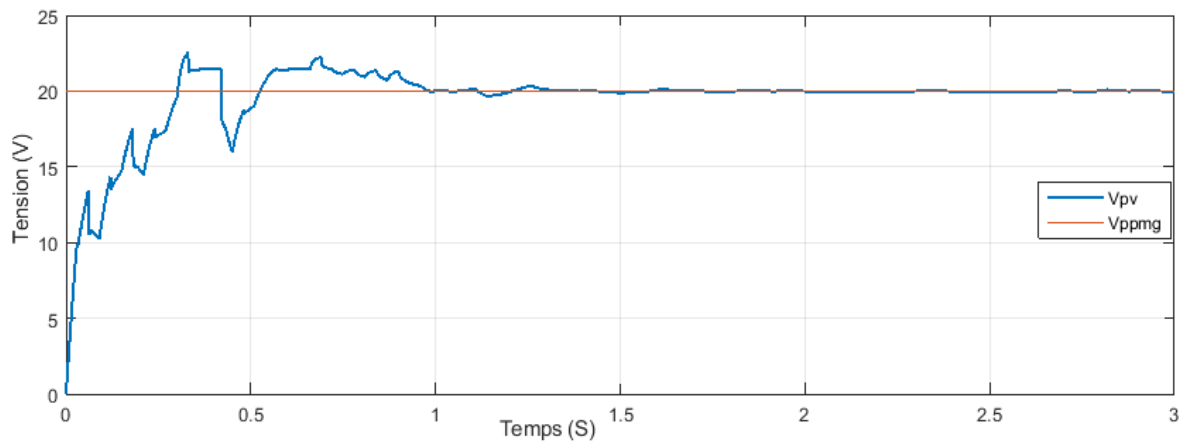


Figure III. 56: Tension du panneau PV sous l'ombrage partiel avec PSO

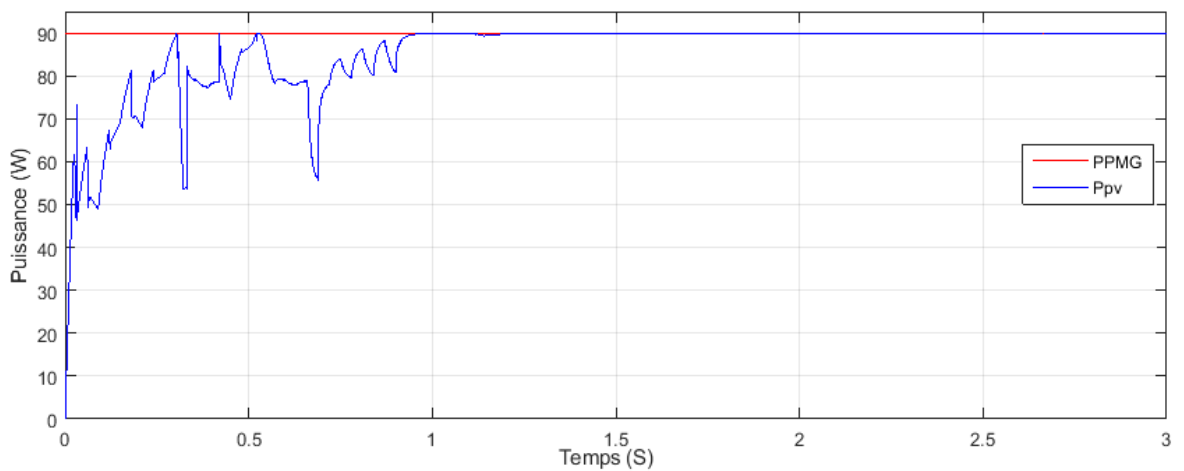


Figure III. 57: Puissance du panneau PV sous l'ombrage partiel avec PSO

Nous observons à partir des simulations obtenues que cette méthode génère des oscillations réparties le long de son régime transitoire et ça est dû au déplacement des différentes particules afin d'extraire le PPMG, ce qui provoque un temps de réponse lent.

Au régime permanent l'algorithme de commande PSO a bien convergé à une valeur très proche au point de puissance maximum global.

III.3.3 Comparaison entre les différentes techniques présentes sous l'ombrage partiel

Les figures (III.58, III.59 et III.60) représentent les puissances obtenues lors des simulations des différentes techniques sous l'ombrage partiel.

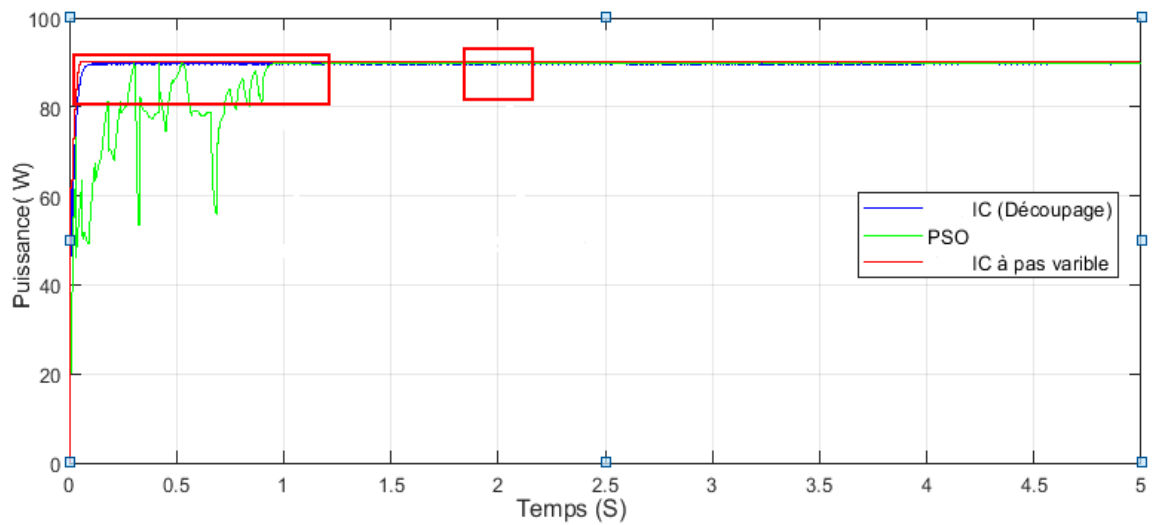


Figure III. 58: Comparaison des puissances obtenues avec les différentes techniques précédentes

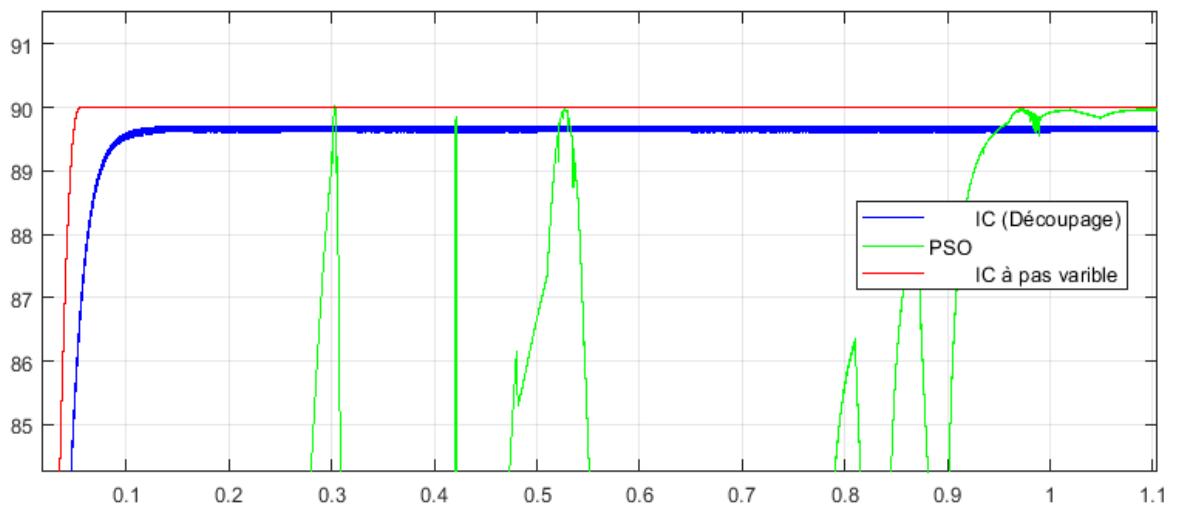


Figure III. 59: comparaison du temps de réponse des puissances obtenues avec les différentes techniques précédentes

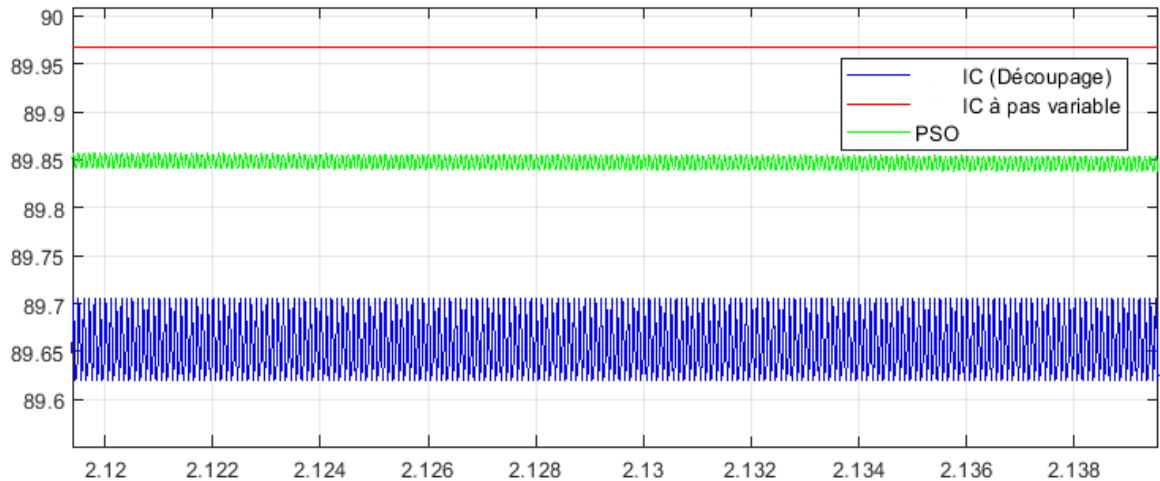


Figure III. 60: comparaison du comportement en régime permanent des puissances obtenues avec les différentes techniques précédentes

Cette comparaison a été faite sur les courbes de puissances, IC à découpage, IC à pas variable et PSO, le choix de comparer IC seulement au lieu des deux à la fois (IC, P&O) revient au même comportement des deux méthodes.

Selon la figure III.60 nous constatons que la méthode IC (ou P&O) à pas variable présente un meilleur temps de réponse que les autres méthodes.

A partir de la figure III.61 la méthode PSO a bien convergé à une valeur proche (89.85) au point de puissance maximale global (89.97) avec des oscillations observable autour de cette valeur. Cependant les techniques basées sur le découpage d'intervalle de recherche oscillent autour d'une valeur (89.66) moins proche de PPMG (89.97).

Contrairement la technique basée sur le pas variable, converge sans oscillations à une valeur (89.96) très proche de PPMG.

Pour résumer toutes ces techniques convergent vers le point de puissance maximale globale, mais celles fondées sur le pas variable restent un meilleur choix dans notre cas, dû à leurs performances sur le fonctionnement de système photovoltaïque.

Techniques	Précision %	Temps de réponse (S)
Techniques basé sur le découpage de domaine de recherche	99.65	Rapide (0.135)
Techniques à Pas variable	99.98	Très rapide (0.055)
PSO	99.86	Lent (1.056)

Tableau III.5 : Comparaison entre les performances des différentes techniques sous l'ombrage partiel

Conclusion

Ce chapitre présente les résultats obtenus des différentes techniques de commande MPPT appliquées à un panneau PV. Le travail a été réalisé sous des conditions standards STC ($T=25^{\circ}\text{C}$ et $G=1000\text{ w/m}^2$) et d'ombrage partiel.

Nous avons effectué une étude comparative entre trois méthodes MPPT, P&O, INC et FLC sous des conditions atmosphériques standards. Les résultats obtenus lors de cette étude montrent que la méthode FLC donne de meilleures performances par rapport aux deux autres.

En cas d'ombrage partiel les deux techniques P&O et IC ne peuvent pas suivre le point de puissance maximale globale. Par ailleurs, plusieurs études ont montré que la combinaison des autres techniques avec FLC peuvent suivre le point de puissance maximale global PPMG [18].

Pour cela nous avons proposé des méthodes plus performantes et aptes à résoudre cet inconvénient, tels que les méthodes P&O et IC basées sur le découpage de domaine de recherche, P&O et IC fondées sur un Pas variable de perturbation, et une méthode d'optimisation PSO. Selon les comparaisons effectuées, toutes ces techniques convergent vers le point de puissance maximale globale PPMG, mais celles basées sur le pas variable présentent des meilleures performances en termes de temps de réponses et la stabilité en régime permanent.

Conclusion générale

Le travail effectué dans ce mémoire porte sur l'étude, implémentation et comparaison des techniques MPPT sous ensoleillement uniforme et en cas d'ombrage partiel.

Pour atteindre un tel objectif, nous avons commencé par la modélisation mathématique des différents éléments d'un système photovoltaïque, cellules, panneau photovoltaïque, convertisseur DC/DC Boost. Ces modèles ont permis de réaliser un schéma sous Matlab/Simulink de notre système photovoltaïque, et de tester ces performances sous des conditions standard STC ($T=25^{\circ}\text{C}$, $G=1000\text{ w/m}^2$.) et dans le cas d'un ombrage partiel.

Ensuite, nous sommes intéressés au problème de maximisation de la puissance délivrée par le panneau PV. Pour ce faire, nous avons testé et comparé plusieurs méthodes MPPT, P&O, IC et FLC. Les résultats montrent que toutes les méthodes testées sous les conditions atmosphériques standards atteignent le point MPP avec succès. Cependant, nous avons constaté que les deux méthodes P&O et IC présentent des oscillations autour du MPP tandis que la commande FLC donne des meilleures performances (temps de réponse et stabilité au régime permanent).

Par contre, en cas d'ombrage partiel, ces méthodes convergent vers le point de puissance maximale locale. Pour cela nous avons proposées d'autres méthodes fondées sur les techniques conventionnelles modifiées, P&O et IC basé sur le découpage de l'intervalle de variation de rapport cyclique ,P&O et IC à pas variable ,et une autre méthode PSO. Les résultats de simulation nous ont montré que ces techniques convergent vers le point de puissance maximale globale, avec de meilleures performances de rapidité et de stabilité en régime permanent sont assurées dans les deux méthodes P&O, IC à pas variable.

Comme perspective, il serait intéressant de développer d'autres types de commandes MPPT et de procéder à l'implémentation matérielle des techniques MPPT simulées, sur des systèmes embarqués, afin de valider les résultats de simulation et confirmer les performances obtenues.

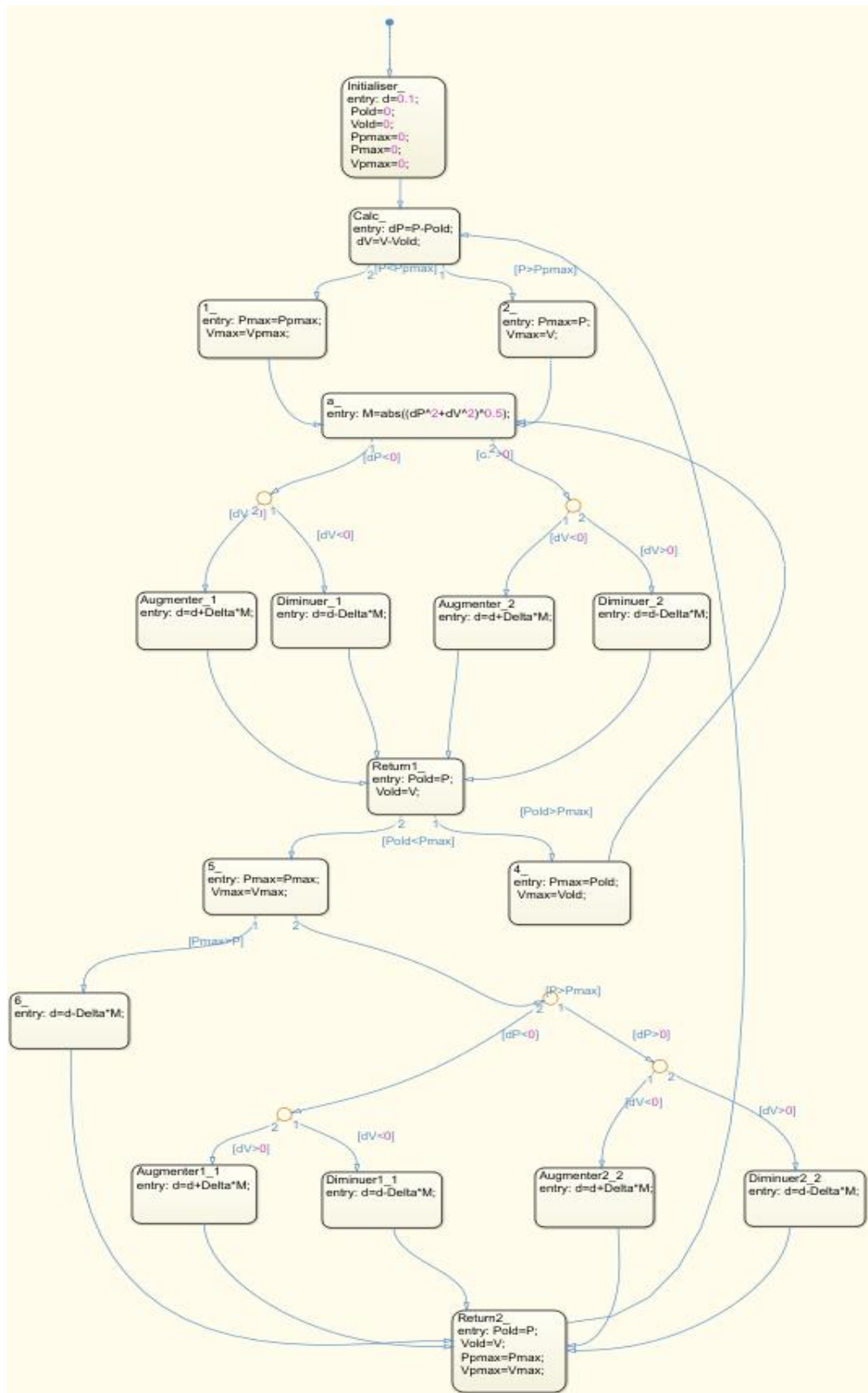
Bibliographie

- [1]: Hecktheuer, L. A., Krenzinger, A., & Prieb, C. W. M. (2002). Methodology for photovoltaic modules characterization and shading effects analysis. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences*, 24(1), 26-32.
- [2]: Tapsoba, G. R. (2019). Maximisation du transfert de l'énergie d'un champ photovoltaïque tenant compte du phénomène d'ombrage partiel: connexion réseau électrique (Doctoral dissertation, École de technologie supérieure).
- [3]: Tapsoba, G. R. (2019). Maximisation du transfert de l'énergie d'un champ photovoltaïque tenant compte du phénomène d'ombrage partiel: connexion réseau électrique (Doctoral dissertation, École de technologie supérieure).
- [4]: Hua, C., Lin, J., & Shen, C. (1998). Implementation of a DSP-controlled photovoltaic system with peak power tracking. *IEEE transactions on industrial electronics*, 45(1), 99-107.
- [5]: Sofia, B. L. (2015). Cours Energie Solaire Photovoltaïque. Université A. MIRA de BEJAIA, Année universitaire 2014.
- [6]: Labouret, A., & Viloz, M. Energie solaire photovoltaïque (Le manuel du professionnel), édition DUNOD, août 2003. Paris (France).
- [7]: Vechiu, I. (2005). Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome (Doctoral dissertation, Université du Havre).
- [8]: Lalouni, S. (2005). Optimisation de la qualité d'énergie électrique dans le cas d'un chargeur de batteries (Doctoral dissertation, Béjaia, Université Abderrahmane Mira. Faculté des Sciences et des Sciences de L'ingénieur).
- [9]: Ameziane, S. (2009). Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien (Doctoral dissertation, Université de Batna 2).
- [10]: Aouchiche, N., Cheikh, M. A., & Malek, A. (2013). Poursuite du point de puissance maximale d'un système photovoltaïque par les méthodes de l'incrémentation de conductance et la perturbation & observation. *Revue des Energies Renouvelables*, 16(3), 485-498.
- [11]: Hadji, S. (2018). Optimisation de la conversion énergétique pour les systèmes à énergie Photovoltaïque (Doctoral dissertation).
- [12]: Kivimäki, J., Kolesnik, S., Sitbon, M., Suntio, T., & Kuperman, A. (2017). Design guidelines for multiloop perturbative maximum power point tracking algorithms. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33(2), 1284-1293
- [13]: Qin, S., Wang, M., Chen, T., & Yao, X. (2011, September). Comparative analysis of incremental conductance and perturb-and-observation methods to implement MPPT in photovoltaic system. In 2011 International Conference on Electrical and Control Engineering (pp. 5792-5795). IEEE.
- [14]: Ghassami, A. A., Sadeghzadeh, S. M., & Soleimani, A. (2013). A high performance maximum power point tracker for PV systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 53, 237-243.

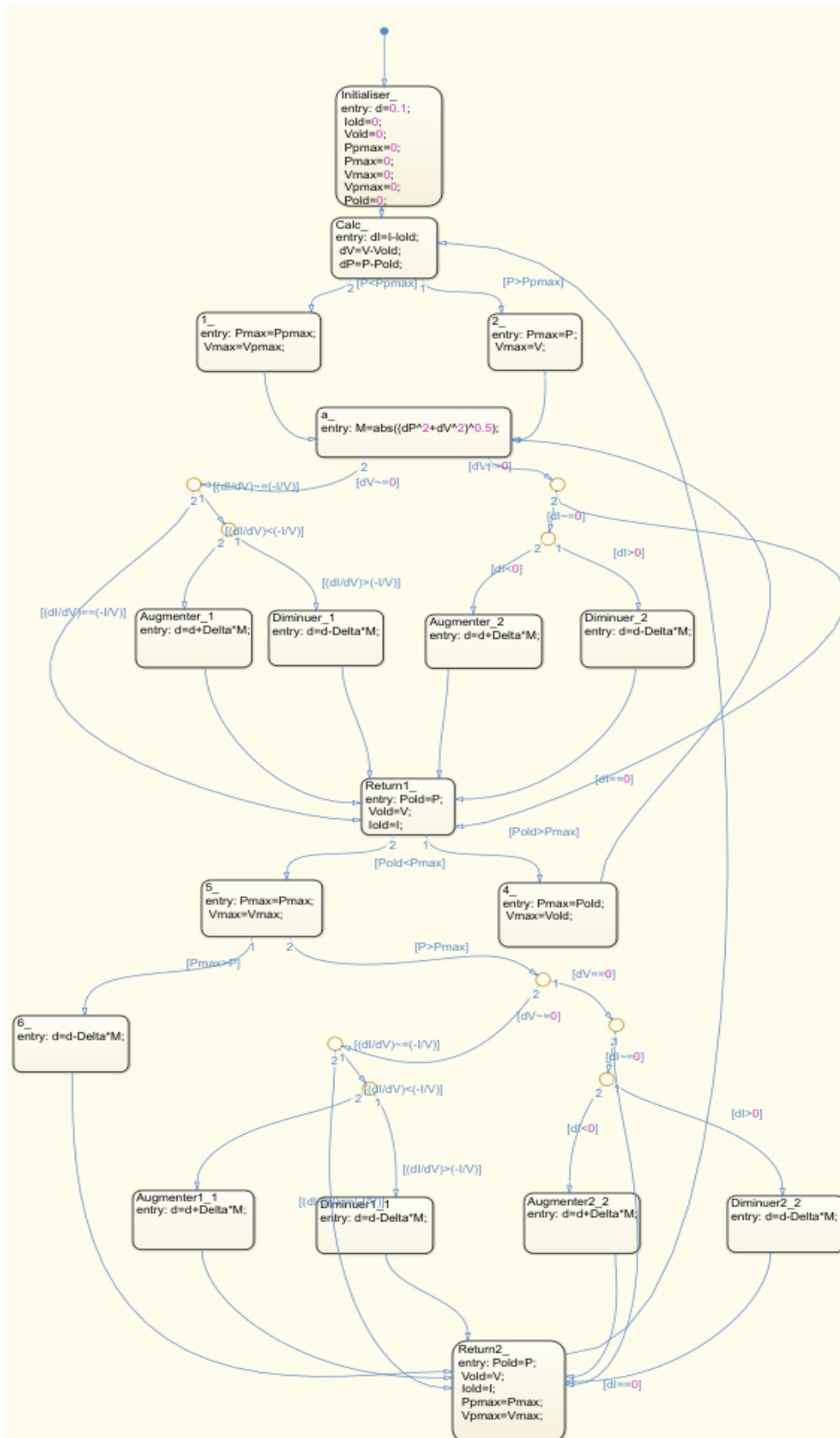
- [15] : Esum, T., & Chapman, P. L. (2007). Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on energy conversion*, 22(2), 439-449.
- [16] : Aouchiche, N., Cheikh, M. A., & Malek, A. (2013). Poursuite du point de puissance maximale d'un système photovoltaïque par les méthodes de l'incrémentation de conductance et la perturbation & observation. *Revue des Energies Renouvelables*, 16(3), 485-498.
- [17]: Abbes, H., Abid, H., Loukil, K., Toumi, A., & Abid, M. (2014). Etude comparative de cinq algorithmes de commande MPPT pour un système photovoltaïque. *Journal of Renewable Energies*, 17(3), 435-445.
- [18]: Chin, C. S., Neelakantan, P., Yoong, H. P., Yang, S. S., & Teo, K. T. K. (2011, July). Maximum power point tracking for PV array under partially shaded conditions. In *2011 Third International Conference on Computational Intelligence, Communication Systems and Networks* (pp. 72-77). IEEE.
- [19]: Woyte, A., Nijs, J., & Belmans, R. (2003). Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results. *Solar energy*, 74(3), 217-233.
- [20]: Notton, G., Caluianu, I., Colda, I., & Caluianu, S. (2010). Influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin. *Revue des énergies renouvelables*, 13(1), 49-62.
- [21]: Liu, Y. H., Huang, S. C., Huang, J. W., & Liang, W. C. (2012). A particle swarm optimization-based maximum power point tracking algorithm for PV systems operating under partially shaded conditions. *IEEE transactions on energy conversion*, 27(4), 1027-1035.
- [22] : Kennedy, J., & Eberhart, R. (1995, November). Particle swarm optimization. In *Proceedings of ICNN'95-international conference on neural networks* (Vol. 4, pp. 1942-1948). IEEE.
- [23] : Parsopoulos, K. E., & Vrahatis, M. N. (Eds.). (2010). Particle swarm optimization and intelligence: advances and applications: advances and applications. IGI global.
- [24] : Cooren, Y. (2008). Perfectionnement d'un algorithme adaptatif d'Optimisation par Essaim Particulaire: application en génie médical et en électronique (Doctoral dissertation, Université Paris-Est).
- [25]: Loukriz, A., Messalti, S., & Harrag, A. (2019). Design, simulation, and hardware implementation of novel optimum operating point tracker of PV system using adaptive step size. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 101(5), 1671-1680.
- [26] : Ji, Y. H., Jung, D. Y., Kim, J. G., Kim, J. H., Lee, T. W., & Won, C. Y. (2010). A real maximum power point tracking method for mismatching compensation in PV array under partially shaded conditions. *IEEE Transactions on power electronics*, 26(4), 1001-1009.
- [27]: Rashid, M. H. (Ed.). (2017). *Power electronics handbook*. Butterworth-Heinemann.
- [28]: Motamarri, R., & Nagu, B. (2020). GMPPT by using PSO based on Lévy flight for photovoltaic system under partial shading conditions. *IET Renewable Power Generation*, 14(7), 1143-1155.

Annexes

Organigramme Chart de la technique IC à Pas variable



Organigramme Chart de la technique IC à Pas variable



ملخص

تتبع الإستطاعة الأعظمية للألواح الشمسية تحت تأثير التظليل الجزئي في معظم الأحيان ليس ممكنا باستعمال التقنيات التقليدية كطريقة الإضطراب و المراقبة وطريقة المواصلة المتزايد .

للحد من هذه الظاهرة قمنا بإقتراح طرق تساعد على إستخراج نقطة الإستطاعة الأ عظمية القصوى من بين العديد من نقاط الإستطاعة، طريقة IC و P&O ذات خطوة متغيرة، ذات مجال بحث مقطع وطريقة أخرى تدعى خوارزمية حركة الجزيئات.

إستنادا إلى النتائج المتحصل عليها عن طريق Matlab /Simulink لاحظنا أن الطرق المقترحة أعطت نتائج أفضل .

كلمات المفتاحية: طريقة الإضطراب والمراقبة طريقة المواصلة المتزايدة خوارزمية حركة الجزيئات

Résumé

Dans ce travail nous avons fait l'étude et la modélisation d'un système photovoltaïque qui se compose d'un générateur photovoltaïque, un étage d'adaptation, une charge résistive et un étage de commande inséré dans la chaîne dans le but de réguler la tension du générateur photovoltaïque et le ramener à fonctionner autour de son PPM.

La poursuite du point de puissance maximale du panneau PV sous l'effet d'un ombrage partiel n'est pas souvent assurée par les techniques conventionnelles telles que P&O, IC.

Pour faire face à genre de phénomène nous avons introduit des nouvelles techniques qui permet d'extraire la valeur maximale de puissance parmi plusieurs points , P&O ,IC a Pas variable ,à découpage d'intervalle de recherche , et l'autre d'optimisation PSO.

Ces dernières ont présentées de meilleures performances selon les résultats obtenus sous Matlab/Simulink.

Mots clé : PV, MPPT, P&O, IC, PSO.

Abstract

In this paper we have done the study and modeling of a photovoltaic system that consists of a photovoltaic generator, an adaptation stage, a resistive charge and a control stage.

The pursuit of maximum PV panel power point under the effect of partial shading is not often ensured by conventional techniques such as P&O, IC.

To deal with kind of phenomenons we have introduced new techniques that allow to extract the maximum value of power among several points, P&O, IC with variable Step, P&O, IC with cutting interval of research, and the other optimization PSO.

The latter showed better performances according to the results obtained under Matlab/Simulink.

Keywords: PV, MPPT, P&O, IC, PSO.