الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

Université Ferhat Abbas Sétif 1
Faculté de Technologie

جامعة فرحات عباس، سطيف 1
كلية التكنولوجيا

DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE

N°...../2018

THÈSE

Présentée par :

HADJI Slimane

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT EN SCIENCES

THÈME

Optimisation de la conversion énergétique pour les systèmes à énergie Photovoltaïque

Soutenue publiquement le : **10 octobre 2018**

DEVANT LE JURY :

Président	BENMAHAMED Khier	Pr. UFA Sétif 1
Directeur	KRIM Fateh	Pr. UFA Sétif 1
Examinateurs	BARTIL Laaras	Pr. UFA Sétif 1
	REKIOUA Toufik	Pr. Univ. Bejaia
	MENDIL Boubekeur	Pr. Univ. Bejaia
	LACHOURI Abdelrezak	Pr. Univ. Skikda
Invité	GAUBERT Jean-Paul	Pr. Univ. Poitiers-France

Laboratoire d'Electronique de Puissance et de Commande Industrielle (LEPCI), université de Sétif
Laboratoire d'Informatique et d'Automatique pour les Systèmes (LIAS), université de Poitiers, France

… Pour ma famille.

Remerciement

En premier lieu je tiens à remercier mon directeur de thèse M. KRIM Fateh et mon codirecteur M. GAUBERT Jean-Paul, je vous remercie pour tout le temps et les efforts consacrés pour m'aider tout au long de ce travail.

Je remercie la direction et l'équipe du laboratoire LIAS de Poitiers pour leur accueil et les moyens mis à ma disposition.

Je remercie toutes les personnes qui m'ont soutenu et qui ont cru en moi pendant tout ce temps.

Résumé

L'énergie photovoltaïque (PV) gagne de plus en plus sa place dans les sources alternatives de l'énergie mais les panneaux solaires, malgré le développement dans les technologies de fabrication, souffrent d'un rendement de conversion énergétique assez faible, ce rendement peut être encore plus faible si le générateur photovoltaïque (GPV) ne fonctionne pas autour d'un point dit : point de puissance maximale. La poursuite de ce point, qui change de position avec les conditions climatiques, est une étape très importante dans la conception d'un système PV.

Cette thèse s'inscrit dans le cadre de l'optimisation de la conversion énergétique d'un système PV par le développement d'une technique de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) en utilisant les algorithmes génétiques, ceci dans le but d'améliorer les performances du système notamment la rapidité et la stabilité. L'instabilité est due essentiellement aux oscillations de la puissance autour du point de puissance maximale PPM, engendrées par des techniques MPPT les plus répandues (perturb and observe PO et incremental conductance IC).

Une étude théorique de la méthode proposée est présentée, suivie par une implémentation sur Matlab/Simulink puis une comparaison par la simulation avec les méthodes PO et IC. Ensuite, l'algorithme proposé et les deux algorithmes PO et IC sont implémentés sur une interface à temps réel (dSPACE1005) et la commande ainsi obtenue est insérée dans un système PV.

Les résultats obtenus par la simulation et par les tests expérimentaux ont prouvé une bonne rapidité et une stabilité remarquable de la technique proposée, le problème de l'oscillation de la puissance rencontrée avec les méthodes PO et IC est résolu et le rendement est amélioré.

Mots clé : Poursuite du point de puissance maximale (MPPT) ; rapport cyclique ; Perturbation et Observation (PO); Conductance Incrémentale (IC), Contrôleur Flou (FLC) ; Optimisation par Essaims Particulaires (PSO) ; Algorithmes Génétiques (AG) ; système photovoltaïque (PV) autonome.

Table des matières

RESUME I

TABLE DES MATIERES II

LISTE DES FIGURES V

LISTE DES TABLEAUX X

ABREVIATIONS XI

LISTE DES SYMBOLES XII

INTRODUCTION GENERALE 1

CHAPITRE I : L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE 4

I.1. Introduction 5

I.2. Energie photovoltaïque 5

I.2.1. Effet photovoltaïque 5

I.2.2. Panneau photovoltaïque 7

I.2.2.1. Assemblage des cellules PV 7

I.2.2.2. Protection des modules PV 9

I.3. Architecture des systèmes PV 12

I.3.1. Système connecté au réseau 12

I.3.2. Système autonome 13

I.3.3. Système autonome hybride 13

I.4. Conclusion 14

CHAPITRE II : METHODES D'OPTIMISATION DE L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE 15

II.1. Introduction 16

II.2. Poursuite du Point de Puissance Maximale 17

II.3. Techniques MPPT 20

II.3.1. Perturbation et Observation (PO) 20

II.3.2. Conductance incrémentale (IC) 24

II.3.3. Méthode linéaire 27

II.3.4. Contrôleur Flou (FLC) 27

II.3.4.1. Fuzzification 28

II.3.4.2. Inférence....30
II.3.4.3. Défuzzification....34
II.3.5. MPPT avec l'Optimisation par Essaims Particulaires (PSO)....35
II.3.5.1. Principe....35
II.3.5.2. Utilisation de la PSO pour le MPPT....38
II.4. MPPT avec les Algorithmes Génétiques....41
II.4.1. Principe d'un AG....41
II.4.2. Etapes d'un Algorithme génétique....42
II.4.2.1. Initialisation....44
II.4.2.2. WEvaluation....47
II.4.2.3. Sélection :....48
II.4.2.4. Croisement....50
II.4.2.5. Mutation....51
II.4.2.6. Insertion....51
II.4.2.7. Critère d'arrêt....51
II.4.3. Influence des paramètres de l'AG....52
II.4.4. Exemple....52
II.4.5. Codage réel....56
II.4.6. Application des AGs à la MPPT....59
II.5. Conclusion....59

CHAPITRE III : MODELISATION ET SIMULATION D'UN SYSTEME PV AUTONOME....60
III.1. Introduction....61
III.2. Modélisation d'un système PV autonome....61
III.2.1. Modélisation du générateur PV....62
III.2.1.1. Modèle idéal....62
III.2.1.2. Modèle avec résistance série....65
III.2.1.3. Modèle à deux résistances....69
III.2.1.4. Modèle à deux diodes....73
III.2.1.5. Modèle du GPV....74
III.2.1.6. Modèle du GPV sous Matlab....75
III.2.2. Convertisseur DC/DC (Boost)....79
III.2.2.1. Principe de fonctionnement....79

III.2.2.2. Le signal de commande 82
III.2.2.3. Tests sur le Boost 85
III.3. Algorithme proposé 87
III.3.1. Exemple de déroulement 87
III.3.2. Test de l'algorithme 94
III.3.3. Influence du nombre d'individus 96
III.3.4. Influence du nombre de bits 97
III.3.5. Implémentation sous Matlab/Simulink 98
III.4. Implémentation des méthodes PO et IC 99
III.5. Tests et résultats 101
III.5.1. Comparaison avec PO et IC 102
III.5.1.1. Comparaison avec PO 102
III.5.1.2. Comparaison avec IC 104
III.5.1.3. Changement rapide de lumière [106] 105
III.5.2. Vérification de la méthode linéaire 108
III.6. Conclusion 110
CHAPITRE IV : RESULTATS EXPERIMENTAUX ET DISCUSSION 111
IV.1. Introduction 112
IV.2. Protocole expérimental 112
IV.3. Tests avec un émulateur PV 114
IV.3.1. Comparaison entre la technique proposée et IC 116
IV.3.2. Comparaison entre la technique proposée et PO 119
IV.4. Panneaux réels 121
IV.4.1. Comparaison entre la technique proposée et IC 122
IV.4.2. Comparaison entre la technique proposée et PO 125
IV.5. Conclusion 129
CONCLUSION GENERALE 130
ARTICLES ET COMMUNICATIONS 131
BIBLIOGRAPHIE 132
ANNEXE 141

Liste des Figures

Figure 1. Production énergétique mondiale en 2015 1

Figure I.1. Schéma de principe de la conversion photoélectrique 6

Figure I.2. Caractéristiques I-V d'une cellule photovoltaïque 7

Figure I.3. Evolution du courant en fonction de la tension pour le groupement série 8

Figure I.4. Evolution de la puissance en fonction de la tension pour le groupement série 8

Figure I.5. Evolution du courant en fonction de la tension pour le groupement parallèle 9

Figure I.6. Evolution de la puissance en fonction de la tension pour le groupement parallèle 9

Figure I.7. Rôle de la diode by-pass 11

Figure I.8. Evolution de la puissance dans le cas de l'ensoleillement total et de l'ombrage partiel 11

Figure I.9. Rôle de la diode anti-retour 12

Figure I.10. Système PV connecté au réseau électrique 13

Figure I.11. Système PV autonome 13

Figure I.12. Système PV autonome hybride 14

Figure II.1. Rendement des panneaux PV commercialisés [12] (mars-2018) 16

Figure II.2. Le point de puissance maximale d'un panneau PV 17

Figure II.3. Points de fonctionnement d'un PPV avec une charge résistive 18

Figure II.4. Etage d'adaptation dans un système PV 18

Figure II.5. Evolution de la puissance PV avec le changement de l'ensoleillement 19

Figure II.6. Evolution de la puissance PV avec le changement de la température 19

Figure II.7. Système PV avec commande MPPT 20

Figure II.8. Principe de la MPPT avec la méthode PO 21

Figure II.9. Organigramme de la méthode PO 22

Figure II.10. Changement rapide de température dans le cas de la MPPT avec PO 23

Figure II.11. Principe de la MPPT avec la méthode IC 24

Figure II.12. Organigramme de la méthode IC 26

Figure II.13. Principe du Contrôleur flou....28
Figure II.14. Fonction d'appartenance des variables d'entrée **(a)** et **(b)** et de sortie **(c)**....30
Figure II.15. Principe de la MPPT floue....32
Figure II.16. Exemple d'union de conséquences floues....34
Figure II.17. Organigramme simplifié de FLC....35
Figure II.18. Stratégie de déplacement d'une particule....36
Figure II.19. Organigramme de la MPPT par PSO....39
Figure II.20. Etapes d'un Algorithme Génétique simple....43
Figure II.21. Représentation de la population....44
Figure II.22. Schéma d'un exemple d'une roue de loterie....49
Figure II.23. Exemple de croisement avec un seul site....50
Figure II.24. Exemple de croisement multipoints....50
Figure II.25. Exemple de mutation....51
Figure II.26. Exemple de fonction....53
Figure II.27. Sélection par roue de loterie biaisée....54

Figure III.1. Modèle Matlab/Simulink d'un système PV autonome....61
Figure III.2. Schéma électrique équivalent idéal d'une cellule PV....62
Figure III.3. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV avec résistance série....65
Figure III.4. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV avec résistances....69
Figure III.5. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV avec deux diodes....73
Figure III.6. Modèle du générateur photovoltaïque réalisé avec Matlab/Simulink....75
Figure III.7. Les blocs du GPV réalisé avec Matlab/Simulink....76
Figure III.8. Modèle Matlab/Simulink du GPV conçu par Villalva et al.[88]....76
Figure III.9. Modèle Matlab/Simulink de l'équation (III.65)....77
Figure III.10. Modèle Matlab/Simulink de l'équation (III.67)....77
Figure III.11. Modèle Matlab/Simulink du courant de saturation inverse et le photo-courant....77
Figure III.12. Simulation d'une cellule PV sous PowerSim....78
Figure III.13. Fenêtre des paramètres du modèle de la cellule PV....78

Figure III.14. Fenêtre des paramètres du modèle d'un panneau PV « PV Array »....79
Figure III.15. Schéma de principe d'un boost....79
Figure III.16. Schéma de principe pour K fermé....80
Figure III.17. Schéma de principe pour K ouvert....81
Figure III.18. Signal de commande PWM....83
Figure III.19. Réalisation du signal PWM par la valeur du rapport cyclique....83
Figure III.20. Réalisation d'un signal PWM par la commande à hystérésis....83
Figure III.21. Réalisation d'un signal PWM par la commande PI....84
Figure III.22. Evolution des signaux dans un boost....84
Figure III.23. Modèle pour tester le boost sous Matlab/Simulink....85
Figure III.24. Modèle Boost sous Simulink....85
Figure III.25. Tensions d'entrée et de sortie pour D=0.5....86
Figure III.26. Tensions d'entrée et de sortie pour D=0.2....86
Figure III.27. Bloc Matlab/Simulink du programme développé....94
Figure III.28. Evolution de la puissance avec le nombre de générations....95
Figure III.29. Position du PPM déterminé par les AGs....95
Figure III.30. Evolution de la puissance maximale avec une population de 30 individus ..96
Figure III.31.Evolution de la puissance maximale avec une population de 10 individus ...96
Figure III.32. Evolution de la puissance maximale pour des individus de 8 bits 97
Figure III.33. Evolution de la puissance maximale pour des individus de 32 bits 98
Figure III.34. Système PV avec la commande basée sur les AGs....99
Figure III.35. Implémentation de la méthode PO....99
Figure III.36. Schéma de la méthode IC....100
Figure III.37. Implémentation de la méthode PO....100
Figure III.38. Implémentation de la méthode IC....101
Figure III.39. Profil d'ensoleillement injecté dans le GPV....101
Figure III.40. Evolution de la puissance du GPV commandé par les AGs....102
Figure III.41. Evolution de la puissance du GPV commandé par AG et PO....103
Figure III.42. Rapidité entre AG et PO....103
Figure III.43. Stabilité entre AG et PO....104

Figure III.44. Evolution de la puissance du GPV commandé par AG et IC.....104
Figure III.45. Rapidité entre AG et IC.....105
Figure III.46. Stabilité entre AG et IC 105
Figure III.47. Profil de changement rapide de lumière 106
Figure III.48. Evolution de la puissance pour $\Delta V = 1V$ 107
Figure III.49. Evolution de la puissance pour $\Delta V = 0.5$ 107
Figure III.50. Evolution du courant optimal avec le courant de court-circuit 108
Figure III.51. Evolution de la tension optimale avec la tension de circuit-ouvert 109

Figure IV.1. Architecture expérimentale de la commande.....112
Figure IV.2. Modèle injecté dans la dSPACE de l'algorithme développé 113
Figure IV.3. Capteurs de courant et de tension utilisés 113
Figure IV.4. Le banc expérimental du laboratoire 114
Figure IV.5. L'émulateur PV 115
Figure IV.6. Profil d'ensoleillement injecté dans l''émulateur PV.....115
Figure IV.7. Architecture du système réalisé pour les tests avec l'émulateur.....115
Figure IV.8. Evolution du rapport cyclique pour AGs et IC (émulateur), $\Delta D = 0.01$ 117
Figure IV.9. Evolution du rapport cyclique pour AGs et IC (émulateur), $\Delta D = 0.02$ 117
Figure IV.10. Evolution de la puissance pour AGs et IC (émulateur), $\Delta D = 0.01$ 118
Figure IV.11. Evolution de la puissance pour AGs et IC (émulateur), $\Delta D = 0.02$ 118
Figure IV.12. Evolution du rapport cyclique pour AGs et PO (émulateur), avec $\Delta D = 0.01$.....119
Figure IV.13. Evolution du rapport cyclique pour AGs et PO (émulateur), $\Delta D = 0.02$.....120
Figure IV.14. Evolution de la puissance pour AGs et PO (émulateur), $\Delta D = 0.01$.....120
Figure IV.15. Evolution de la puissance pour AGs et PO (émulateur), $\Delta D = 0.02$.....121
Figure IV.16. Les panneaux PVs utilisé pour les tests pratiques.....122
Figure IV.17. Evolution du rapport cyclique pour AGs et IC (panneaux), $\Delta D = 0.01$.....122
Figure IV.18. Evolution du rapport cyclique pour AGs et IC (panneaux), $\Delta D = 0.02$.....123
Figure IV.19. Evolution du courant PV pour AGs et IC, avec $\Delta D = 0.01$ 123
Figure IV.20. Evolution du courant PV pour AGs et IC, avec $\Delta D = 0.02$ 124

Figure IV.21. Evolution de la puissance pour AGs et IC (panneaux), $\Delta D = 0.01$ 124

Figure IV.22. Evolution de la puissance pour AGs et IC (panneaux), $\Delta D = 0.02$ 125

Figure IV.23. Evolution du rapport cyclique pour AGs et PO (panneaux), $\Delta D = 0.01$.....126

Figure IV.24. Evolution du rapport cyclique pour AGs et PO (panneaux), $\Delta D = 0.02$.....126

Figure IV.25. Evolution du courant PV pour AGs et PO, avec $\Delta D = 0.01$ 127

Figure IV.26. Evolution du courant PV pour AGs et PO, avec $\Delta D = 0.02$ 127

Figure IV.27. Evolution de la puissance pour AGs et PO (panneaux), $\Delta D = 0.01$.....128

Figure IV.28. Evolution de la puissance pour AGs et PO (panneaux), $\Delta D = 0.02$.....128

Liste des tableaux

Tableau II.1. Matrice d'inférences 31

Tableau II.2. Interprétation des opérateurs logiques 33

Tableau II.3. Application d'un exemple sur la table d'inférences 33

Tableau II.4. Tirage et évaluation de la population initiale.....54

Tableau II.5. Opération de sélection 54

Tableau II.6. Opération de croisement 55

Tableau II.7. Opération de mutation 55

Tableau II.8. Evaluation et insersion.....56

Tableau III.1. Facteur d'idéalité de la cellule suivant la technologie de construction 64

Tableau III.2. L'énergie de la bande interdite (Eg) pour certain matériaux semi-conducteurs 67

Tableau III.3. Quelques références d'évaluation.....73

Tableau III.4. Les données du constructeur du panneau Conergy PowerPlus 215P 94

Tableau III.5. Le courant optimal pour différentes valeurs de Isc 108

Tableau III.6. La tension optimale pour différentes valeurs de Voc 109

Abréviations

AC	Courant alternatif « Alternating Current »
AG	Algorithme Génétique
AM	Air Mass
ANN	Réseaux de Neurones Artificiels « Artificial Neural Network »
DC	Courant continu « Direct current »
DC/DC	Convertisseur tension Continu/Continu
FL	Logique Floue «Fuzzy logic »
FLC	Contrôleur avec la logique floue «Fuzzy Logic Controller »
GPV	Générateur photovoltaïque
IC	Conductance Incrémentée « Incremental Conductance »
IEA	L'Agence internationale de l'énergie « International Energy Agency »
MLI ou PWM	Modulation de Largeur d'Impulsions « Pulse Width Modulation »
MPP	Point de puissance maximale « Maximum Power Point »
MPPT	Poursuite du Point de Puissance Maximale « Maximum Power Point Tracking »
Mtoe	Mégatonne d'équivalent pétrole « million tonnes of oil equivalent »
PID	Proportionnel, Intégral, Dérivé
PO	Perturber et Observer « Perturb and Observe » (P&O)
PPPM	Poursuite du Point de Puissance Maximale
PPV	Panneau photovoltaïque
PSO	Optimisation par Essaims Particulaires « Particle Swarm Optimization »
PV	Photovoltaïque
STC	Conditions standards du test « Standard Test Conditions »
TWh	Térawatt heure (109 Wh)
Wc	Watt-crête (la puissance maximale dans des conditions standards)

Liste des Symboles

ΔD	La variation du rapport cyclique
Δe	La variation de l'erreur dans l'algorithme de FLC
ΔI	Variation du courant
ΔP	Variation de la puissance
ΔV	Variation de la tension
A	La forme binaire de l'individu
c_1, c_2	Coefficients d'accélération
D	Le rapport cyclique
e	L'erreur de l'algorithme de FLC (dérivée de la puissance)
E_g	L'énergie de la bande de gap du semi-conducteur
$F(x)$	La fonction Fitness
$f(x)$	Fonction objectif
G	Ensoleillement
G_n	Ensoleillement nominal ($1000\ W/m^2$)
I	Courant photovoltaïque
I_{cell}	Courant de la cellule
I_d	Courant traversant la diode dans le circuit équivalent de la cellule PV
I_{mp}	Courant au PPM (courant optimal)
I_{ph}	Photo courant de la cellule PV
I_{rs}	Courant de saturation inverse de la diode (courant d'obscurité)
I_{sc}	Courant du court-circuit « Short circuit current »
I_{sc_n}	Courant du court-circuit aux conditions nominales (STC)
k	Constante de Boltzmann ($k = 1{,}381\,.\,10^{-23}\ J/K$)
K_C	Facteur de courant
K_i	Coefficient de température du courant au court-circuit
K_V	Facteur de tension
K_v	Coefficient de température de la tension du circuit ouvert
L	L'inductance de la bobine
N	Le nombre d'individus dans la population (taille de la population)
n	Facteur d'idéalité de la diode
N_p	Nombre de modules connectés en parallèle
n_p	Nombre de particules dans l'essaim
N_s	Nombre de cellules connectées en série par module
P	La puissance photovoltaïque
p_c	Probabilité de Croisement
p_m	Probabilité de Mutation
P_{max}	Puissance maximale
P_{op_g}	Meilleure position globale (de toutes les particules de l'essaim)

P_{op_i}	Meilleure position de la particule i
p_s	Probabilité de Sélection
q	Charge de l'électron ($q = 1{,}602.10^{-19}\ C$)
r_1, r_2	Nombres aléatoires tirés uniformément dans [0, 1]
R_p	La résistance parallèle de la cellule
R_s	Résistance série de la cellule
S	Le nombre de bits de chaque individu (longueur de l'individu)
T	Température ($°C - K$)
T_c	La période du signal de commande du convertisseur
T_n	Température nominale ($= 25°C = 298.15°K$)
t_{off}	Temps d'ouverture de l'interrupteur à semi-conducteur dans un convertisseur
t_{on}	Temps de fermeture de l'interrupteur à semi-conducteur dans un convertisseur
V	Tension photovoltaïque
v	Vitesse de la particule
V_{cell}	Tension de la cellule
V_e	Tension d'entrée du convertisseur
V_{mp}	Tension au PPM (tension optimale)
V_{oc}	Tension du circuit ouvert « Open circuit voltage »
V_s	Tension de sortie du convertisseur
V_T	Tension thermique
w	Coefficient d'inertie
x	La valeur réelle de l'individu (ou position de la Particule)
μ	Le degré (fonction) d'appartenance

Introduction générale

Le besoin de l'être humain aux énergies est apparu avec l'apparition de son espèce, à commencer par se chauffer et cuire sa nourriture, ce besoin a explosé avec la révolution industrielle au début du XIX siècle. Depuis, une course derrière les sources d'énergie est lancée !

D'après les chiffres donnés par « International Energy Agency (IEA) » [1], la consommation mondiale de l'énergie a presque doublé en 40 ans (*de 4661 Mtoe[1] en 1973 à 9425 en 2014*).

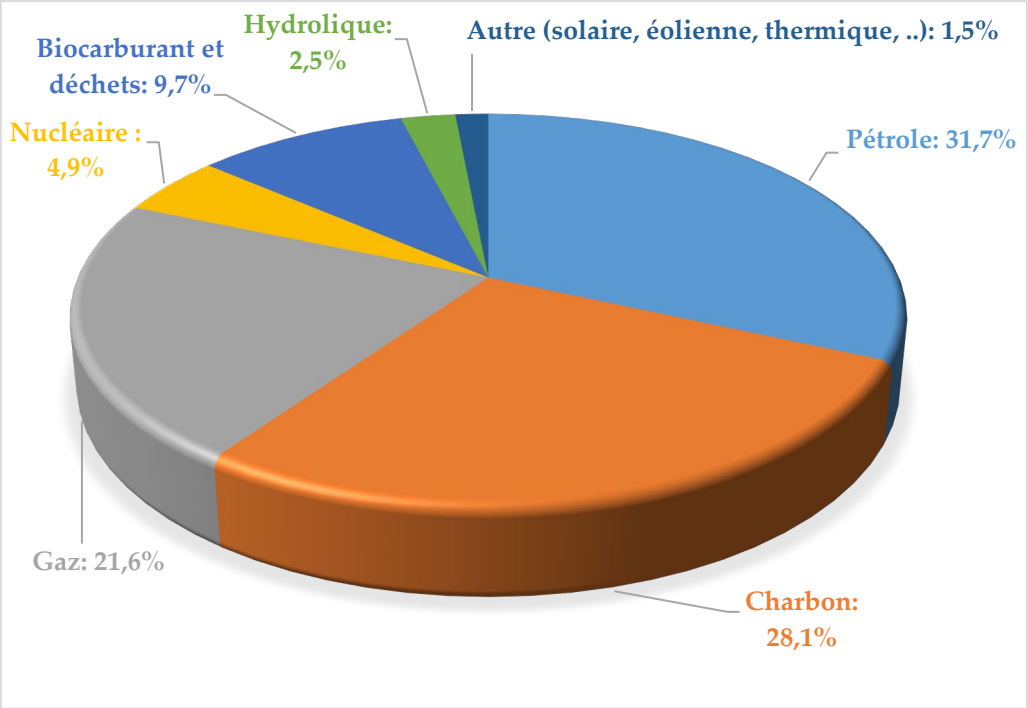

Figure 1. Production énergétique mondiale en 2015

Quand on sait que l'énergie fossile (pétrole, charbon, gaz) représente 81,4% de la production énergétique mondiale (Figure 1) [1], cette croissance de la demande va rapidement conduire à l'épuisement des ressources énergétiques, ces dernières ont été l'objet de plusieurs conflits et même de guerres !

En plus, l'utilisation par l'humanité de quantités considérables de combustibles fossiles est à l'origine d'un déséquilibre important du cycle du carbone, ce qui provoque une

[1] Mégatonne d'équivalent pétrole (Million Tonnes of Oil Equivalent), 1 TWh = 0.086 Mtoe

augmentation de la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère terrestre et, par voie de conséquence, entraîne des changements climatiques destructifs.

Le danger est aussi omniprésent dans les installations nucléaires par le risque d'accidents (ETATS-UNIS-1979, UKRAINE (Tchernobyl)-1986, JAPON-2011, …), et par les déchets toxiques qui en résultent.

La sécurité énergétique et la prévention de la planète sont assurées par les sources d'énergie renouvelable (13,7% de la production énergétique mondiale en 2015). Fournie par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux, les énergies renouvelables n'engendrent pas ou peu de déchets ou d'émissions polluantes. Le solaire (solaire photovoltaïque, solaire thermique), l'hydroélectricité, l'éolien, la biomasse, la géothermie sont des énergies flux inépuisables.

Plusieurs pays ont bien compris ce challenge et malgré les contraintes naturelles et financières de grands efforts sont consacrés au développement de ces ressources, en particulier l'énergie solaire photovoltaïque qui est l'objet de notre travail. Selon les chiffres donnés en 2017 de « *International Energy Agency* » [1] la production de l'énergie photovoltaïque (PV) va tripler en 8 ans seulement (de 300 TWh en 2016 à plus de 900 TWh en 2022).

L'énergie solaire constitue une alternative très intéressante pour un pays aussi ensoleillé que l'Algérie et avec de larges surfaces sahariennes. En effet, selon les statistiques du ministère de l'énergie [2], la durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m^2 est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 $KWh/m2/an$ au Nord et 2263 $kwh/m2/an$ au Sud du pays.

En revanche, ces sources présentent deux inconvénients majeurs : le coût et le rendement. Bien que les prix des panneaux solaires ne cessent de diminuer, des travaux sont menés dans le but d'augmenter le rendement des panneaux solaires (qui est au voisinage de 20%), ce dernier peut baisser encore si le panneau ne fonctionne pas autour de son point de puissance maximale qui lui aussi change de position si les conditions climatiques changent, d'où la nécessité d'une technique de poursuite continue de ce point.

Plusieurs techniques ont été proposées pour la poursuite du point de puissance maximale (MPPT) mais les plus courantes présentent un inconvénient majeur qui est l'oscillation de la puissance autour du point de puissance maximale (PPM).

L'objectif de cette thèse est de développer une nouvelle méthode MPPT rapide et qui assure une stabilité de puissance à la sortie du générateur photovoltaïque (GPV), le manuscrit est organisé comme suit :

- Le premier chapitre donne un petit aperçu du générateur et du système PV.
- Dans le 2ème, une description de la majorité des techniques MPPT est présentée incluant le principe de fonctionnement, l'organigramme et les travaux de recherche consacrés à leur développement. Pour présenter l'algorithme proposé qui est basé sur les Algorithmes Génétiques (AGs), une description de ces derniers est donnée, avec l'explication des différentes étapes et illustrée par un exemple simple.
- Le 3ème chapitre est consacré à une étude par la simulation de l'algorithme proposé. Pour ce faire, une modélisation avec Matlab/Simulink d'un système PV autonome (GPV, boost) est présentée, complétée par l'implémentation des techniques PO (perturb and observe) et IC (incremental conductance). Pour démontrer les performances de l'algorithme développé, une comparaison des résultats de simulation est alors discutée.
- Le 4ème chapitre vient pour confirmer les résultats de simulation par des résultats de tests expérimentaux réalisés au laboratoire LIAS (Laboratoire d'Informatique et d'Automatique pour le Systèmes) de l'université de Poitiers, et ceci par l'utilisation d'un émulateur PV puis avec des panneaux PV réels.

Chapitre I : **L'énergie photovoltaïque**

I.1. Introduction 5
I.2. Energie photovoltaïque 5
I.2.1. Effet photovoltaïque 5
I.2.2. Panneau photovoltaïque 7
I.2.2.1. Assemblage des cellules PV 7
I.2.2.2. Protection des modules PV 9
- Diode By-pass 10
- Diode Anti-retour 12

I.3. Architecture des systèmes PV 12
I.3.1. Système connecté au réseau 12
I.3.2. Système autonome 13
I.3.3. Système autonome hybride 13
I.4. Conclusion 14

I.1. **Introduction**

Ces dernières décennies on s'est largement tourné vers les énergies renouvelables car elles constituent une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres :

- ✓ Elles sont moins polluantes, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets ;
- ✓ elles sont adaptées à la fois aux ressources et aux besoins locaux (en particulier dans les zones isolées) ;
- ✓ ce sont des sources inépuisables, donc sans risque de crise énergétique.

L'exploitation de l'énergie solaire se fait principalement de deux manières :

1. Transformation thermique : Par l'exploitation de la chaleur du rayonnement solaire dans le but d'échauffer un fluide (liquide ou gaz).
2. Transformation photovoltaïque (PV) : C'est la transformation d'une partie de la lumière du rayonnement solaire vers une énergie électrique.

On présente dans ce chapitre des généralités sur le système PV, en commençant par l'élément de base qui est la cellule PV, puis l'architecture du panneau et les techniques de protection (Diode bypass et antiretour), en suite on présentera les principales architectures d'un système PV.

I.2. **Energie photovoltaïque**

On présentera dans cette section le principe de transformation de l'énergie solaire en électricité et l'architecture d'un générateur photovoltaïque.

I.2.1. **Effet photovoltaïque**

Le scientifique français, Edmond Becquerel, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet photoélectrique [3]. Il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière. Par la suite, Albert Einstein a découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons.

Le composant de base de la transformation lumière-électricité est la cellule photovoltaïque, elle est réalisée en associant un matériau semi-conducteur dopé P[2] à un autre semi-conducteur dopé N[3] pour obtenir ainsi une jonction PN (voir Figure I.1). L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraine une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque.

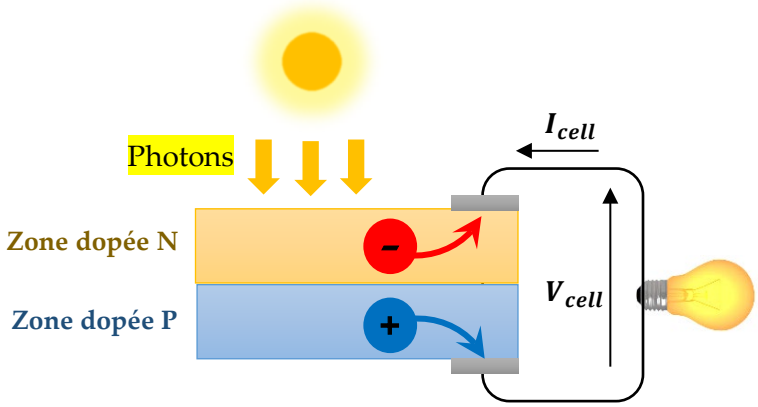

Figure I.1. Schéma de principe de la conversion photoélectrique

La figure suivante (Figure I.2) donne les caractéristiques typiques mesurables (courant de la cellule I_{cell} avec la tension à ses bornes V_{cell}) d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant E_1 et dans l'obscurité $E_2(=0)$, où I_{sc} et V_{oc} sont, respectivement, le courant de court-circuit et la tension de circuit-ouvert.

[2] Le dopage de type P consiste à avoir un excès de trous (un déficit d'électrons) dans le matériau.
[3] Le dopage de type N consiste à avoir un excès d'électrons dans le matériau.

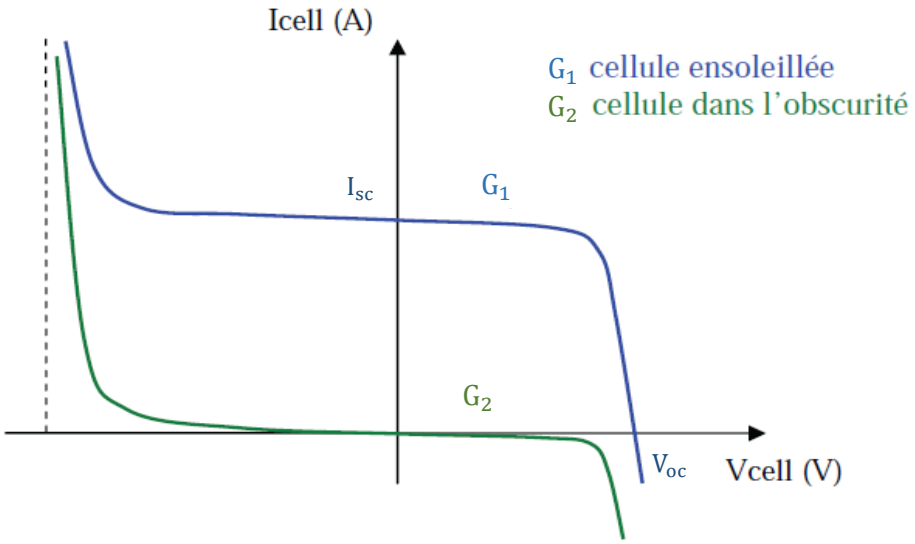

Figure I.2. Caractéristiques I-V d'une cellule photovoltaïque

On peut trouver dans la littérature scientifique une présentation des différentes technologies de réalisation des cellules photovoltaïques et leurs caractéristiques [4], [5].

I.2.2. **Panneau photovoltaïque**

I.2.2.1. **Assemblage des cellules PV**

Le courant et la tension d'une seule cellule étant très faibles pour un usage fiable, des cellules sont donc regroupées en série ou/et en parallèle pour obtenir ainsi un panneau photovoltaïque.

Le groupement en série augmente la tension de fonctionnement et le groupement en parallèle augmente le courant.

La Figure I.3 montre l'évolution du courant en fonction de la tension pour une seule cellule (en rouge) et pour 4 cellules (en bleu) groupées en série.

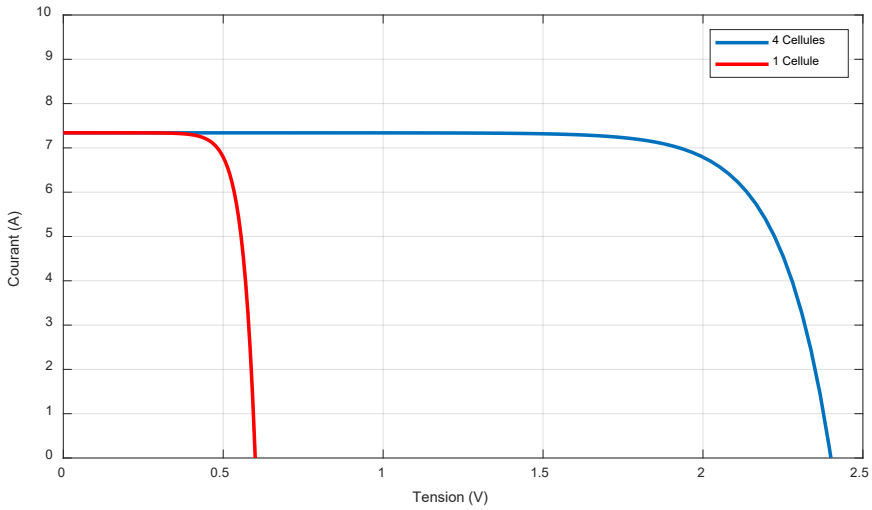

Figure I.3. Evolution du courant en fonction de la tension pour le groupement série

La puissance de 4 cellules montées en série est illustrée par la Figure I.4 (en bleu).

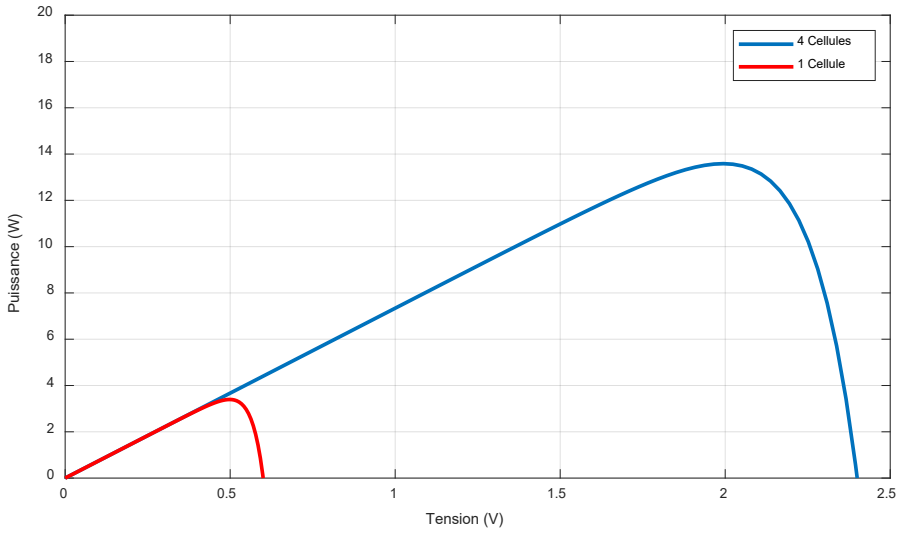

Figure I.4. Evolution de la puissance en fonction de la tension pour le groupement série

L'évolution du courant et la puissance en fonction de la tension, pour une seule cellule (en rouge) et pour 4 cellules (en bleu) groupées en parallèle, est illustrée par la Figure I.5 et la Figure I.6, respectivement.

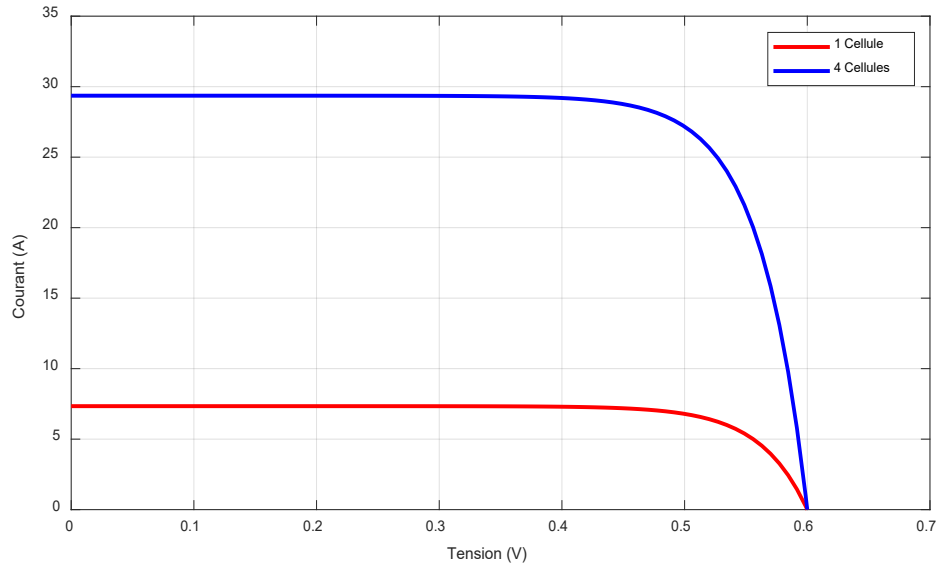

Figure I.5. Evolution du courant en fonction de la tension pour le groupement parallèle

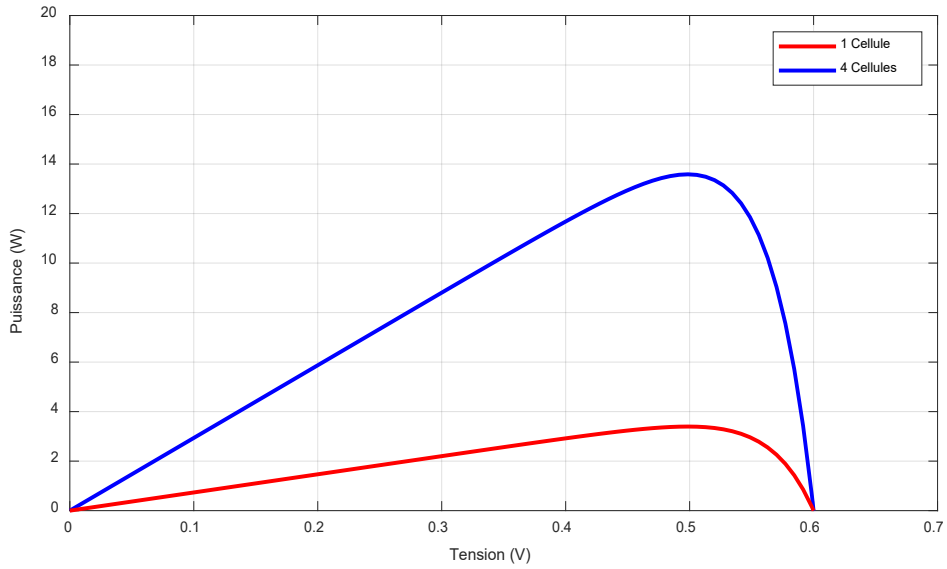

Figure I.6. Evolution de la puissance en fonction de la tension pour le groupement parallèle

On peut remarquer que la puissance obtenue avec le groupement de 4 cellules en parallèle est la même que celle obtenue par un groupement série.

I.2.2.2. **Protection des modules PV**

Pour la protection du module PV on y intègre des diodes dites : « by-pass » et « anti-retour ».

- **Diode By-pass**

Les cellules étant montées en série dans un module photovoltaïque, si une cellule est à l'ombre (masquée) elle voit le courant qui la traverse diminuer. De ce fait, elle bloque la circulation du courant produit par les autres cellules éclairées. La tension aux bornes de cette cellule "masquée" augmente, d'où apparition d'une surchauffe qui peut entraîner sa destruction. Une telle cellule est appelée "point chaud" (Hot spot).

Les diodes bypass servent alors à protéger les cellules ombrées, sans ces diodes le panneau risque de prendre feu à cause de l'échauffement de la cellule ombrée qui n'arrivera pas à dissiper la puissance à ses bornes.

Aux bornes de chaque groupe de cellules en série on place une diode, en cas d'ombrage la puissance se dissipe à travers cette diode (appelée diode bypass) et ce groupe de diodes est alors électriquement éliminé (Figure I.7). On récupère ainsi la puissance des autres groupes de cellules éclairés [6], [7] ; Burn [8] a étudié les défauts relatifs aux diodes bypass dans sa thèse de Doctorat, alors que Martínez-Moreno et al. [9] ont proposé un modèle mathématique pour estimer les pertes de puissance dans le cas d'un ombrage partiel.

L'idéal est de placer une diode bypass pour chaque cellule solaire [10] mais pour des raisons de construction on place une diode bypass pour chaque groupe de cellules, plusieurs configurations sont présentées [11] mais la plus adoptée est de placer 2 à 5 diodes en fonction du nombre de cellules.

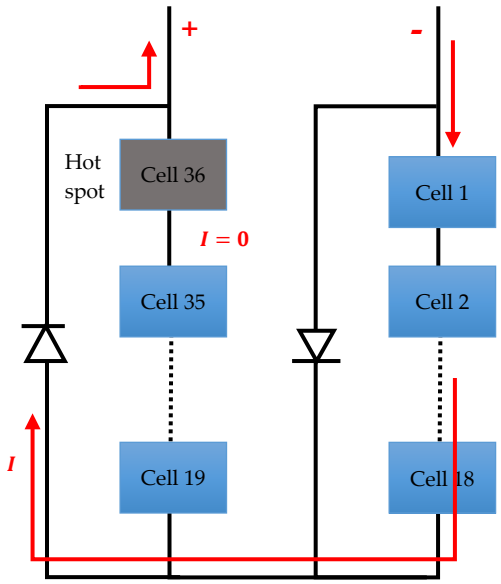

Figure I.7. Rôle de la diode by-pass

La Figure I.8 montre l'évolution de la puissance d'un panneau PV de 60 cellules en série avec une diode bypass pour chaque groupement de 20 cellules. Deux courbes sont présentées, en bleu lorsqu'il est complètement ensoleillé et la courbe en rouge dans le cas d'un ombrage partiel (20 cellules sont éliminées), on peut remarquer la diminution de la puissance dans le cas de l'ombrage partiel mais le panneau continue d'en fournir en toute sécurité.

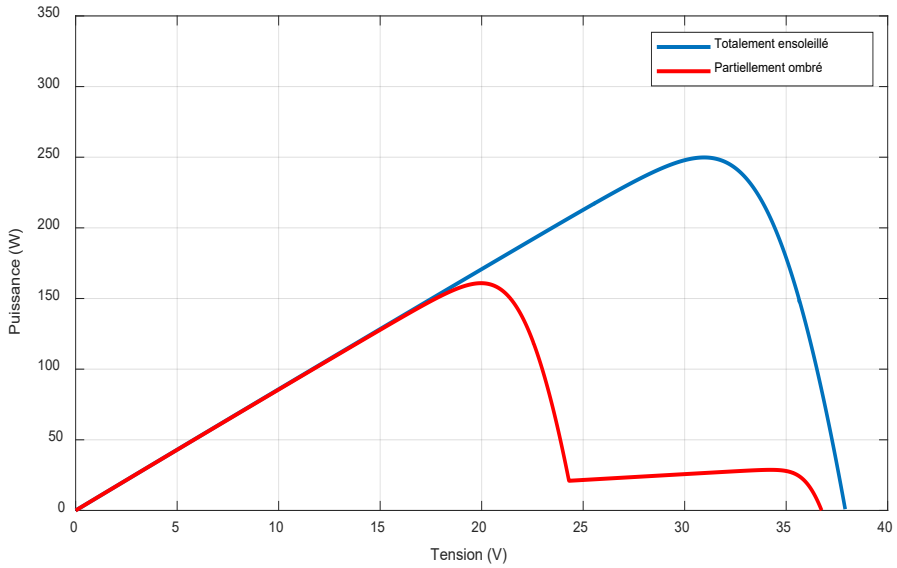

Figure I.8. Evolution de la puissance dans le cas de l'ensoleillement total et de l'ombrage partiel

➢ **Diode Anti-retour**

La diode anti-retour (Figure I.9) évite qu'un panneau devienne un récepteur de puissance, ce phénomène est possible lorsque l'on branche les panneaux entre eux en parallèle (pour éviter que l'un débite sur l'autre), ou qu'une batterie débite sur le panneau (par exemple pendant la nuit).

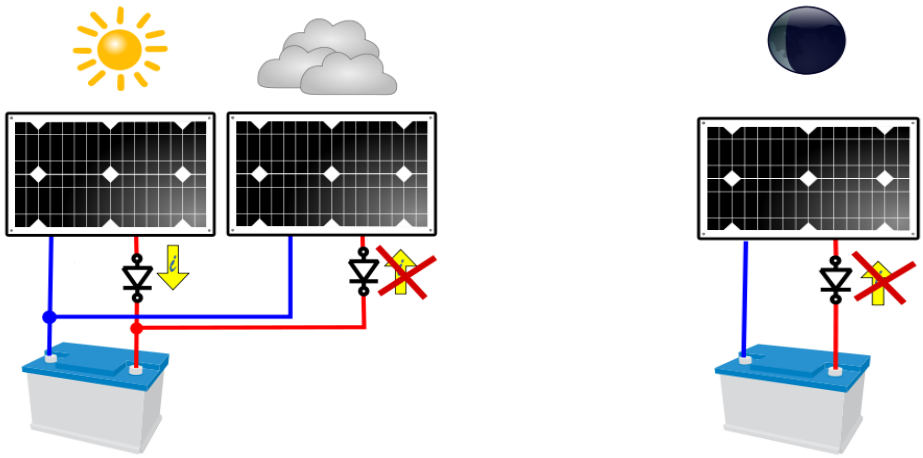

Figure I.9. Rôle de la diode anti-retour

I.3. **Architecture des systèmes PV**

En général, il existe trois types d'installation des systèmes photovoltaïques : système connecté au réseau, système autonome et système hybride. Les deux derniers sont indépendants du service public de distribution d'électricité ; on les retrouve souvent dans les régions éloignées du réseau électrique.

I.3.1. **Système connecté au réseau**

Dans ce système, l'énergie issue des panneaux PVs est injectée dans le réseau local ou national, ce qui permet la décentralisation du réseau électrique. Une telle approche permet de produire sa propre électricité en périodes ensoleillées et d'acheminer son excédent d'énergie vers le réseau, auprès duquel le client s'approvisionne au besoin.

La figure suivante (Figure I.10) illustre une architecture d'un système PV connecté « Grid-Connected PV System ».

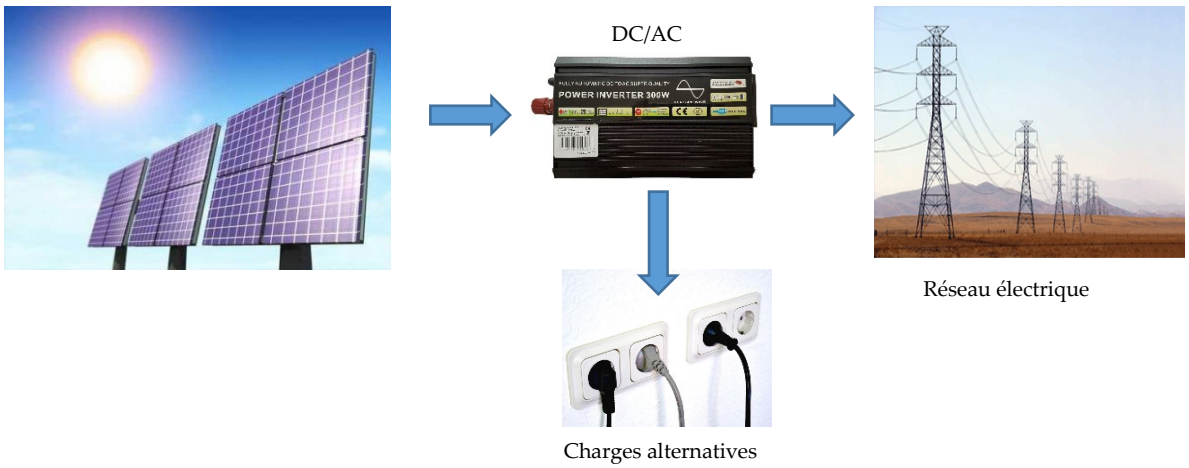

Figure I.10. Système PV connecté au réseau électrique

I.3.2. **Système autonome**

Le système PV autonome « Stand Alone PV system » (Figure I.11) est utilisé en général dans les localités isolées. Dans ce cas, il est souvent nécessaire d'utiliser une batterie pour stoker l'énergie et un onduleur (convertisseur DC/AC) pour faire fonctionner les appareils à courant alternatif.

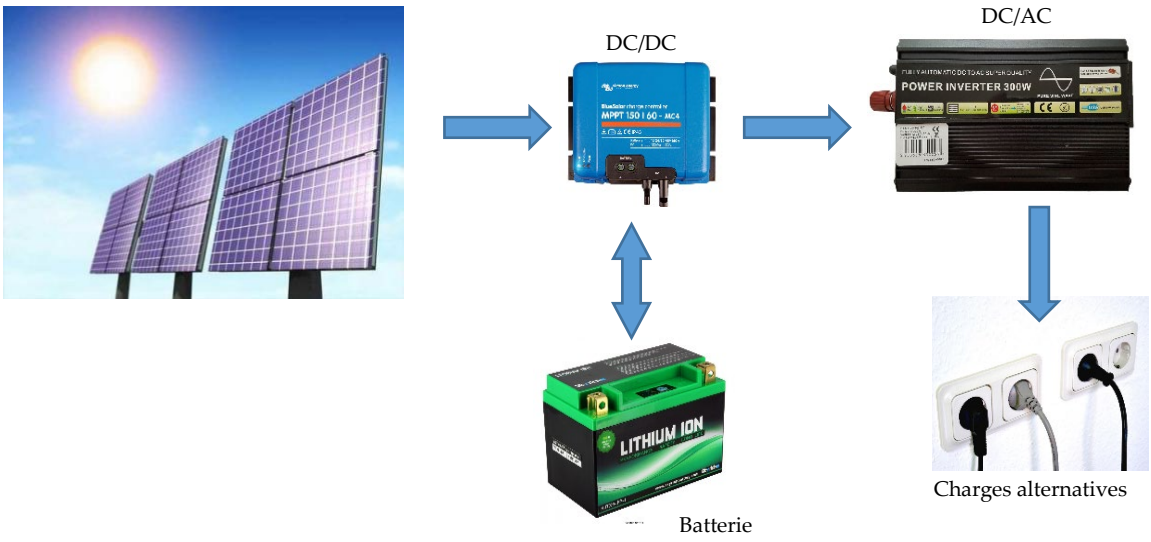

Figure I.11. Système PV autonome

I.3.3. **Système autonome hybride**

Le système PV peut être connecté avec d'autres sources renouvelables (Eolien par exemple) et un groupe électrogène pour former un système hybride pouvant fonctionner

dans toutes les conditions avec une génération optimale d'énergie, la figure suivante (Figure I.12) schématise un système hybride.

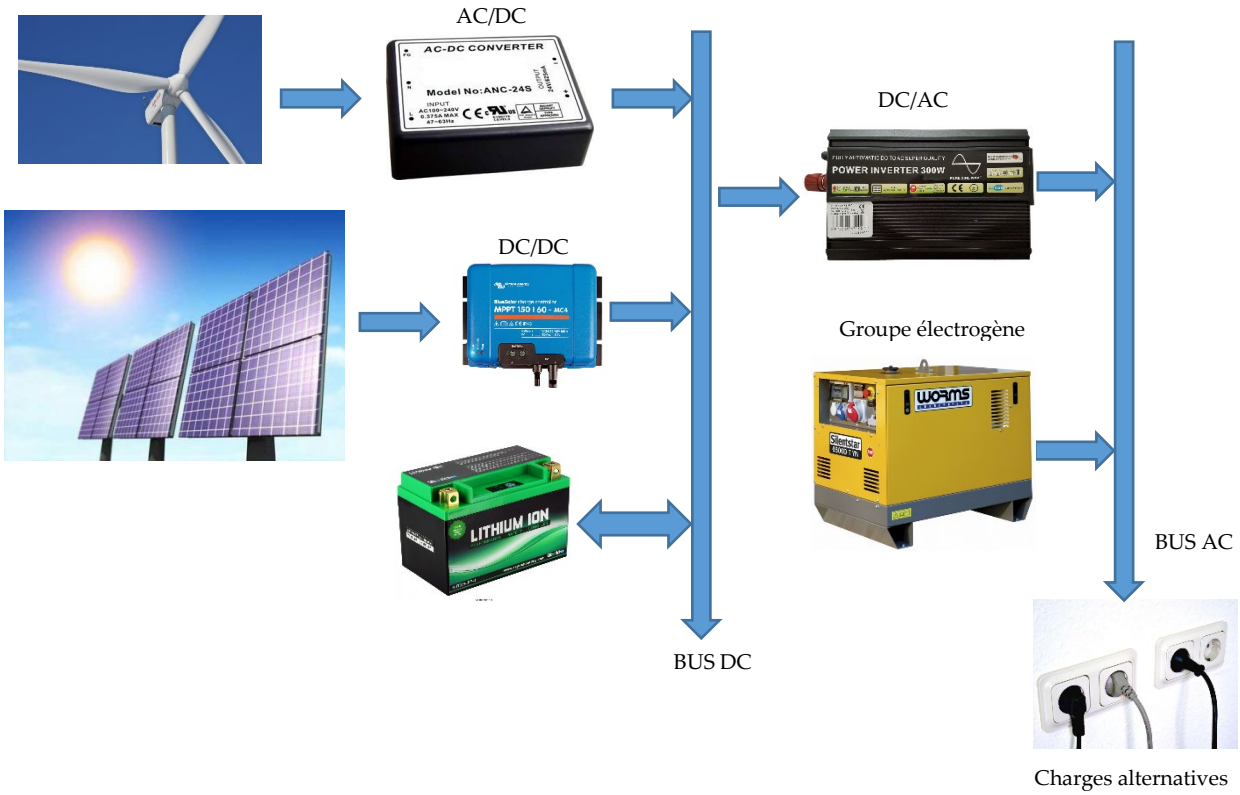

Figure I.12. Système PV autonome hybride

I.4. **Conclusion**

L'importance de l'énergie plonge l'être humain dans une quête infinie à la recherche de nouvelles sources d'énergie plus durables et moins chères. Malgré le faible rendement des panneaux solaires l'énergie PV reste un choix toujours présent par sa formule propre et sa disponibilité mais aussi par son coût qui ne cesse de diminuer.

Pour une utilisation optimale de l'énergie, on opte généralement pour des systèmes hybrides en exploitant plusieurs sources d'énergie.

Chapitre II : **Méthodes d'optimisation de l'énergie photovoltaïque**

II.1. Introduction 16
II.2. Poursuite du Point de Puissance Maximale 17
II.3. Techniques MPPT 20
II.3.1. Perturbation et Observation (PO) 20
II.3.2. Conductance incrémentale (IC) 24
II.3.3. Méthode linéaire 27
II.3.4. Contrôleur Flou (FLC) 27
II.3.4.1. Fuzzification 28
II.3.4.2. Inférence 30
II.3.4.3. Défuzzification 34
II.3.5. MPPT avec l'Optimisation par Essaims Particulaires (PSO) 35
II.3.5.1. Principe 35
II.3.5.2. Utilisation de la PSO pour le MPPT 38
II.4. MPPT avec les Algorithmes Génétiques 41
II.4.1. Principe d'un AG 41
II.4.2. Etapes d'un Algorithme génétique 42
II.4.2.1. Initialisation 44
II.4.2.2. WEvaluation 47
II.4.2.3. Sélection : 48
II.4.2.4. Croisement 50
II.4.2.5. Mutation 51
II.4.2.6. Insertion 51
II.4.2.7. Critère d'arrêt 51
II.4.3. Influence des paramètres de l'AG 52
II.4.4. Exemple 52
II.4.5. Codage réel 56
II.4.6. Application des AGs à la MPPT 59
II.5. Conclusion 59

II.1. **Introduction**

L'inconvénient majeur de l'énergie photovoltaïque est son faible rendement. La Figure II.1 donne les rendements, sous les conditions standards (STC[4]), des panneaux commercialisés dans le monde pour l'année 2018 [12]. On remarque que les meilleurs rendements sont au voisinage des 20% ce qui reste faible par rapport aux autres sources d'énergie fossiles.

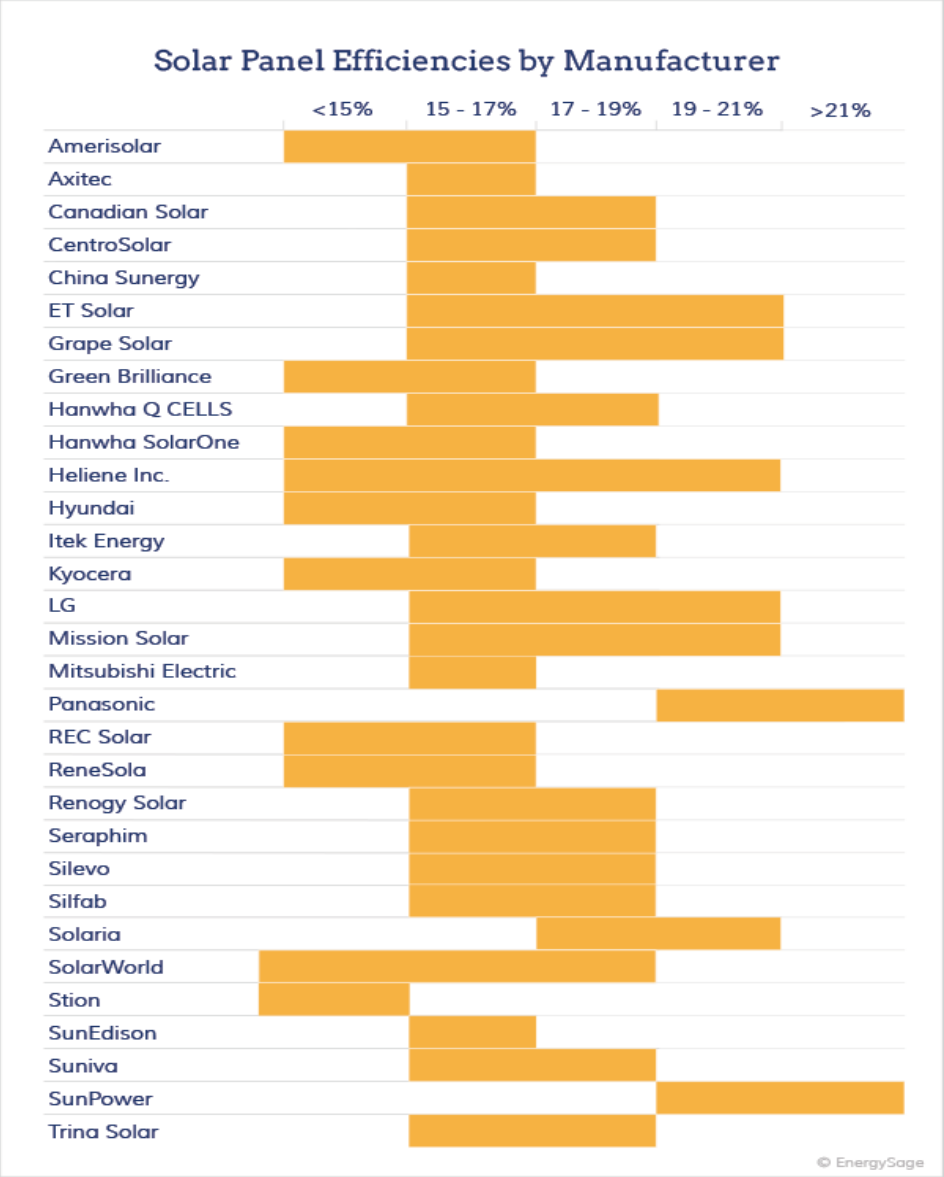

Figure II.1. Rendement des panneaux PV commercialisés [12] (mars-2018)

[4] STC : Conditions standards du test « Standard Test Conditions » (Température de la cellule : 25°C, Ensoleillement : 1000 W/m² (1 soleil) avec une répartition spectrale : AM1.5 « Air Mass Spectrum »)

Ce rendement peut diminuer si le panneau est mal orienté, c'est pour cela que plusieurs travaux de recherche sont consacrés à mettre en place un système de poursuite du soleil pour optimiser l'orientation du panneau solaire [13]–[15].

En plus, 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.2 montre l'évolution de la puissance d'un PPV (Conergy PowerPlus 215P) [16] suivant la tension à ses bornes. On remarque que la puissance est maximale pour un point dans la courbe, c'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.

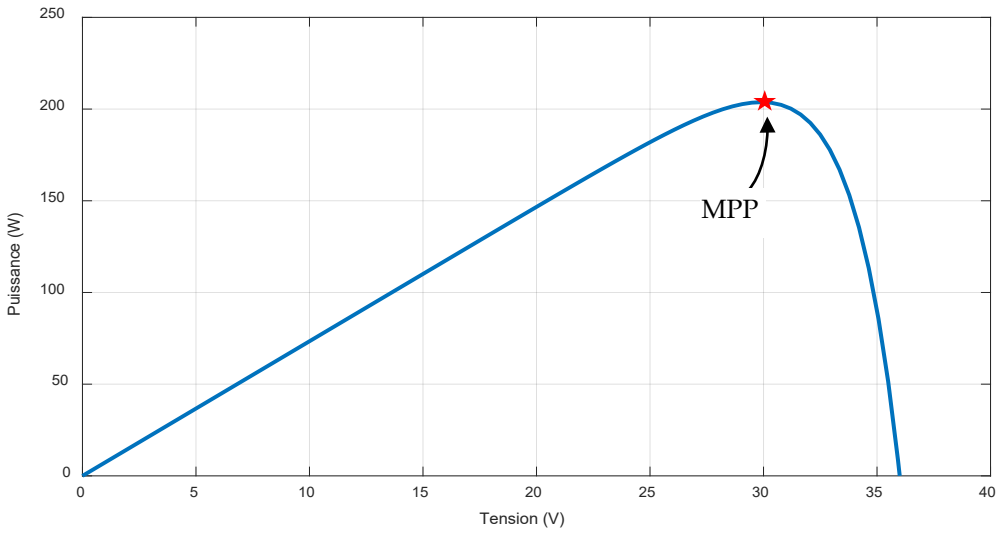

Figure II.2. Le point de puissance maximale d'un panneau PV

II.2. **Poursuite du Point de Puissance Maximale**

Le point de fonctionnement du panneau dépend de la tension appliquée à ses bornes (Figure II.2), on essaie toujours de faire fonctionner le panneau avec sa puissance maximale P_{max} donc au MPP et la tension correspondante est dite optimale ($V_{mp} = 29.7\ V$ pour le panneau dont la caractéristique est représentée par la Figure II.2).

La Figure II.3 illustre la caractéristique I-V et le point de fonctionnement pour différentes charges résistives, donc il faut utiliser une charge qui fonctionne avec la tension optimale du PV donc au MPP pour tirer du maximum de la puissance du générateur

photovoltaïque (GPV) ou dans le cas général utiliser un convertisseur DC/DC (étage d'adaptation) pour forcer la tension photovoltaïque à sa valeur optimale quelle que soit la tension de fonctionnement de la charge DC (Figure II.4).

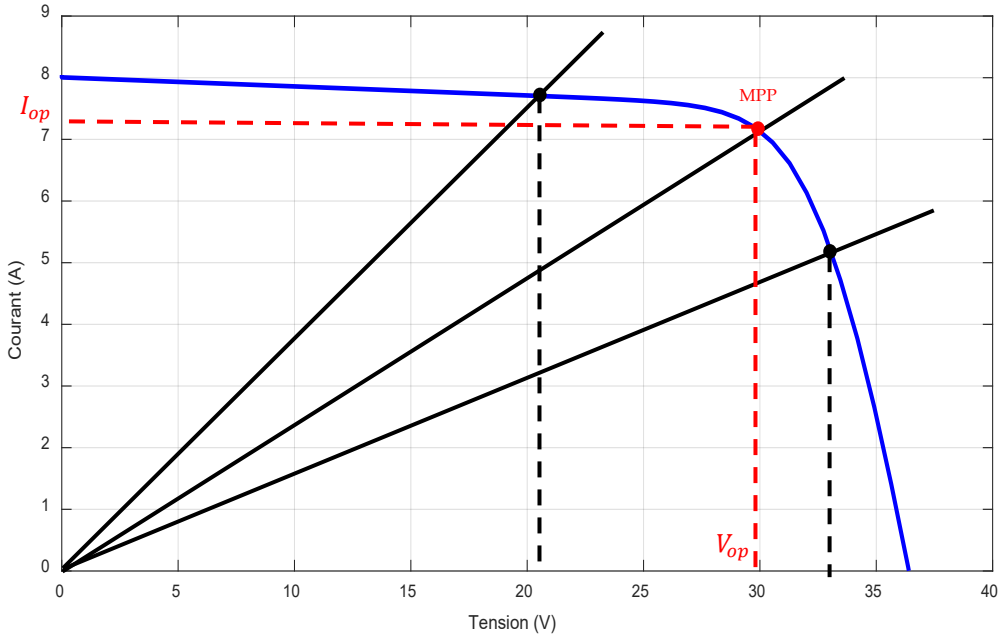

Figure II.3. Points de fonctionnement d'un PPV avec une charge résistive

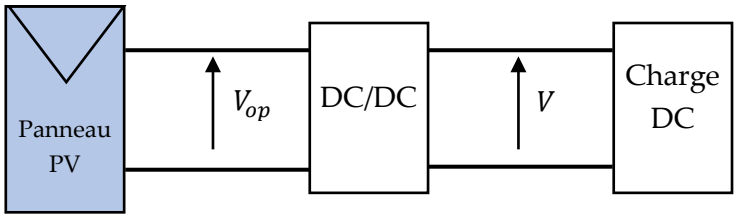

Figure II.4. Etage d'adaptation dans un système PV

La caractéristique P-V change avec l'ensoleillement et la température de la cellule, la Figure II.5 montre l'évolution de la puissance du PV à une température constante ($T = 25°C$) et des ensoleillements différents ($G = 1000\,W/m^2$, $G = 800\,W/m^2$ et $G = 600\,W/m^2$) et la Figure II.6 présente l'évolution de la puissance à un ensoleillement constant ($G = 1000\,W/m^2$) et aux températures différentes ($T = 5°C, T = 25°C, T = 40°C$).

On remarque que le PPM change de position avec le changement d'intensité de lumière ou de la température, et par conséquence la tension optimale change de valeur. Pour travailler au maximum de puissance on doit, continuellement, réguler la tension aux bornes

du panneau à sa valeur optimale, c'est ce qu'on appelle la Poursuite du Point de Puissance Maximale (PPPM) « Maximum Power Point Tracking (MPPT)».

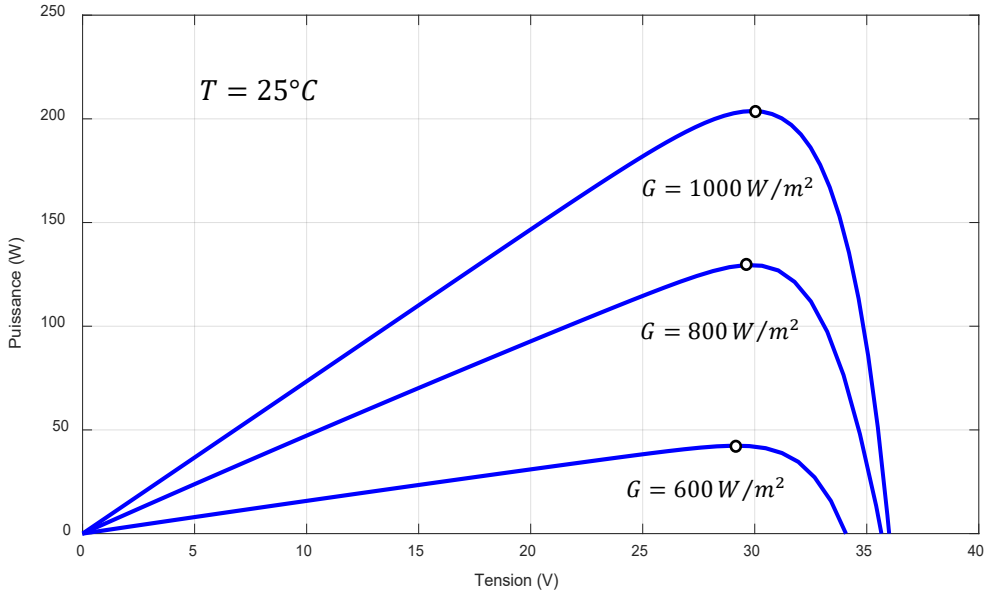

Figure II.5. Evolution de la puissance PV avec le changement de l'ensoleillement

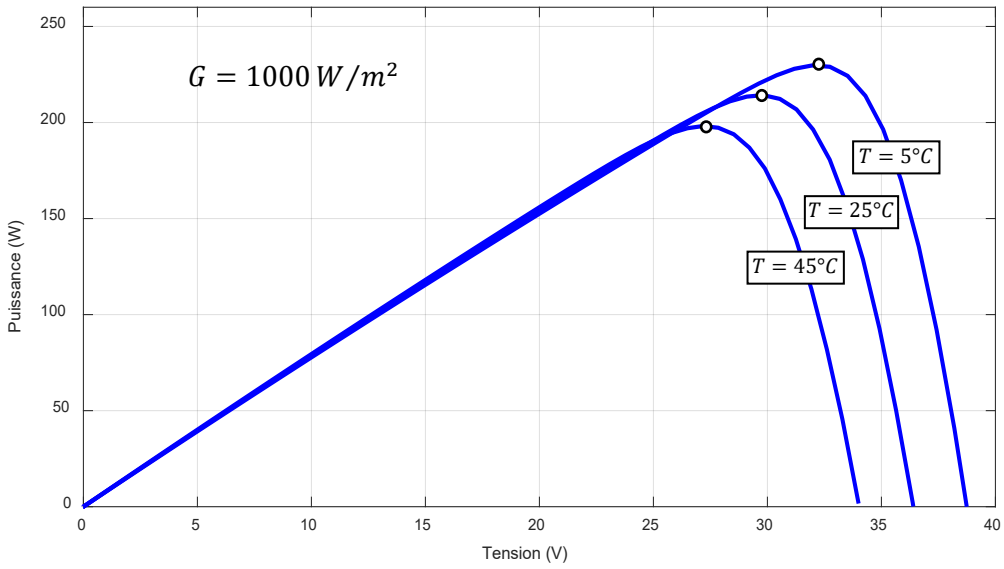

Figure II.6. Evolution de la puissance PV avec le changement de la température

La Figure II.7 montre l'insertion de l'étage de commande MPPT dans un système PV autonome, la commande récupère d'une manière continue les informations de fonctionnement du GPV (parfois les informations climatiques) et actionne le convertisseur

pour ramener le panneau à fonctionner avec sa tension optimale (dans le cas de la régulation de tension), donc avec sa puissance maximale.

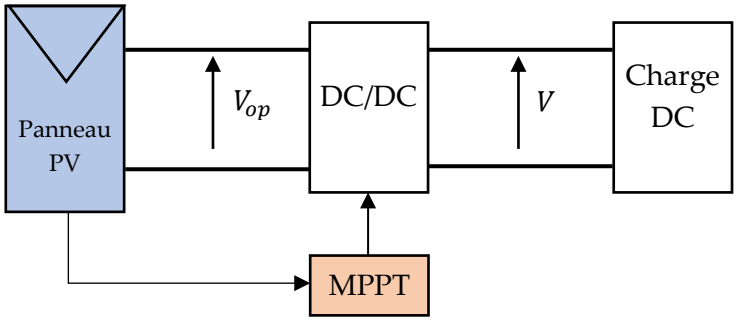

Figure II.7. Système PV avec commande MPPT

On présente, dans ce qui suit, les quelques techniques MPPT les plus utilisées (techniques conventionnelles et non-conventionnelles) puis on détaillera la technique développée dans cette thèse qui est la poursuite du point de puissance maximale à base des Algorithmes Génétiques (AGs).

II.3. **Techniques MPPT**

Les techniques MPPT sont apparues depuis 1968 en commençant par les applications spatiales, on peut trouver actuellement dans la littérature scientifique plus d'une vingtaine de méthodes MPPT. Ces techniques varient dans la complexité, la rapidité, la robustesse, et la stabilité. Dans ce qui suit on présente les méthodes les plus utilisées.

II.3.1. **Perturbation et Observation (PO)**

C'est une méthode largement utilisée [17]–[21] , elle a une structure simple, facile à implémenter et donne des résultats intéressants. Son principe est basé sur la perturbation du point de fonctionnement (en augmentant ou diminuant la tension de fonctionnement) et l'observation de son effet sur la puissance (P). Si la puissance augmente ($\Delta P > 0$), on est donc dans le bon sens, on continue la perturbation dans le même sens sinon ($\Delta P < 0$), donc on s'éloigne du PPM, on inverse la perturbation. La Figure II.8 illustre son principe de fonctionnement.

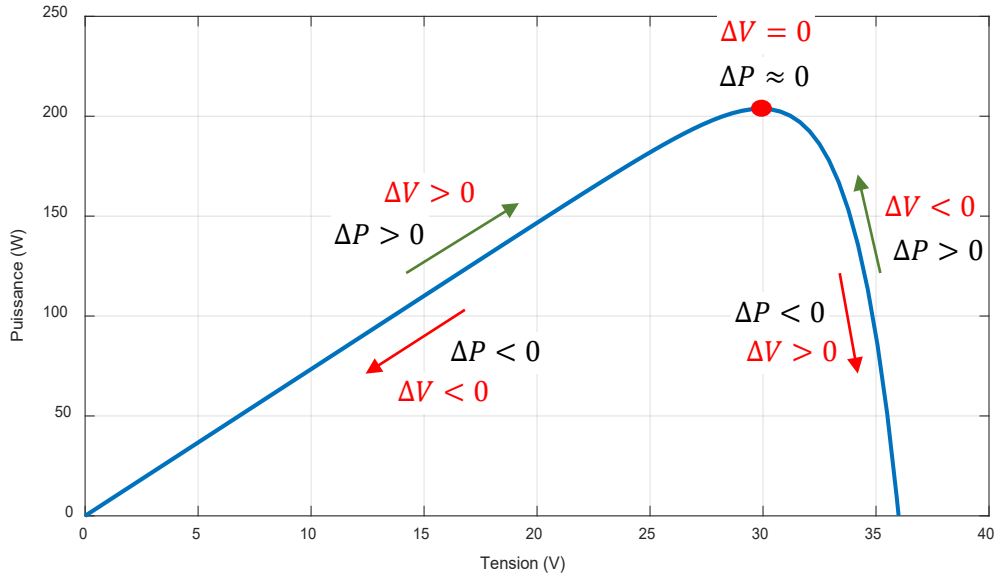

Figure II.8. Principe de la MPPT avec la méthode PO

L'organigramme de cette méthode est donné par la Figure II.9 . On récupère le courant et la tension PV puis on calcule la nouvelle puissance $P(t)$ et la variation de la tension (ΔV), si la puissance a augmenté ($\Delta P > 0$) on est donc dans le bon sens, on continue ainsi d'augmenter V (si $\Delta V > 0$) ou on continue de la diminuer (si $\Delta V < 0$), sinon ($\Delta P < 0$) il faut inverser (augmenter V si $\Delta V < 0$ et diminuer si $\Delta V > 0$).

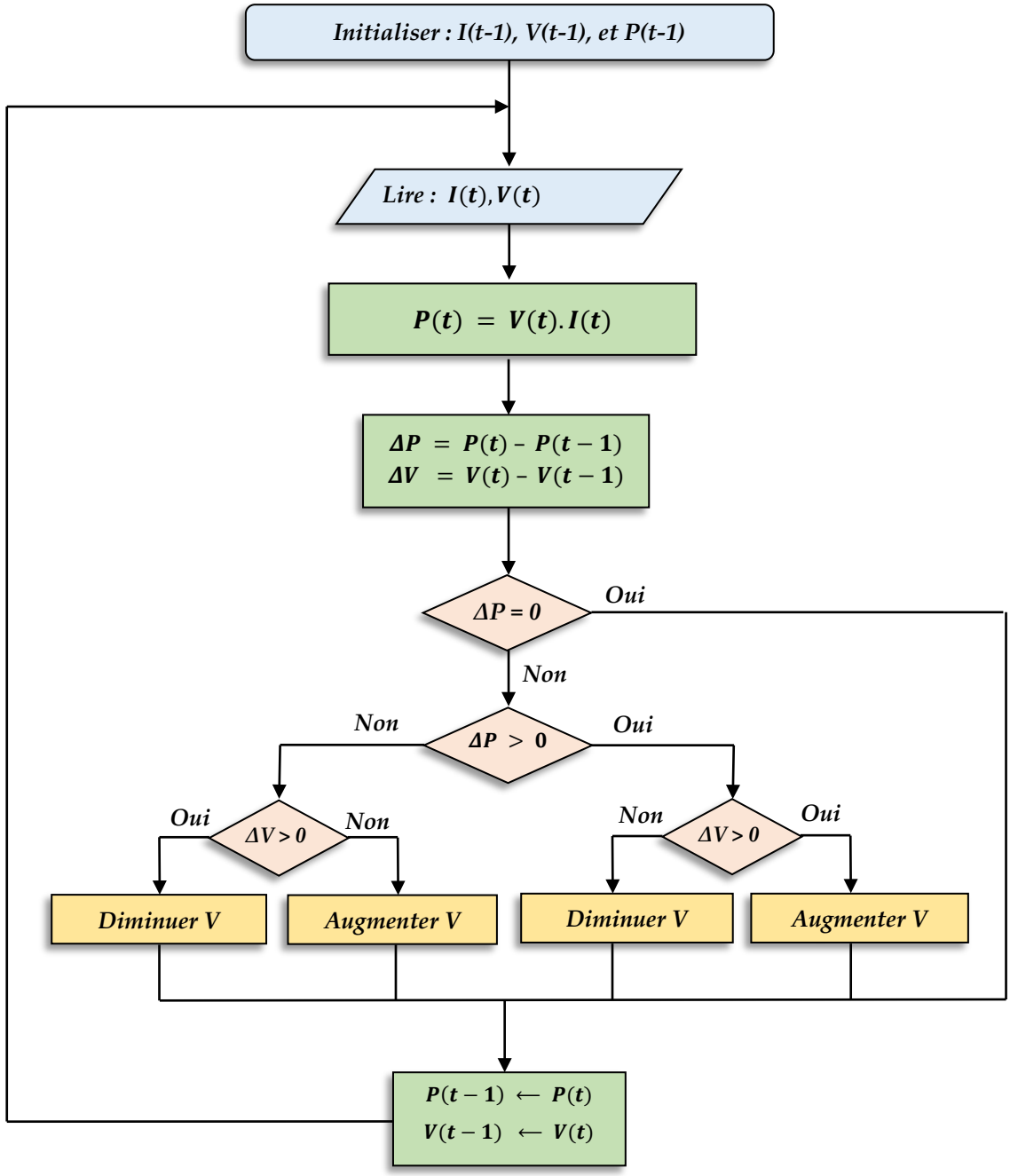

Figure II.9. Organigramme de la méthode PO

Cette méthode présente un inconvénient lors d'un changement rapide de lumière, dans ce cas la puissance du point de recherche sera perturbée par l'ensoleillement et non pas par la perturbation de l'algorithme. Cela peut amener l'algorithme à diverger, par conséquence prendre du temps pour revenir dans le bon sens et plus de temps pour atteindre le PPM (voir section III.5.1.3).

La Figure II.10 illustre ce problème. Supposons qu'on est au point A en allant vers la droite dans le bon sens de recherche ($\Delta V > 0$), si l'on suppose que l'ensoleillement ne change pas (ou change lentement) la prochaine puissance mesurée au point B et supérieure ($\Delta P > 0$) donc on augmente V ce qui nous rapproche du PPM. Mais si un changement brusque de lumière (diminution dans notre exemple) se produit on passe au point C et la puissance dans ce cas est plus faible ($\Delta V > 0$ et $\Delta P < 0$) donc la tension sera diminuée et par conséquence on s'éloigne du PPM !

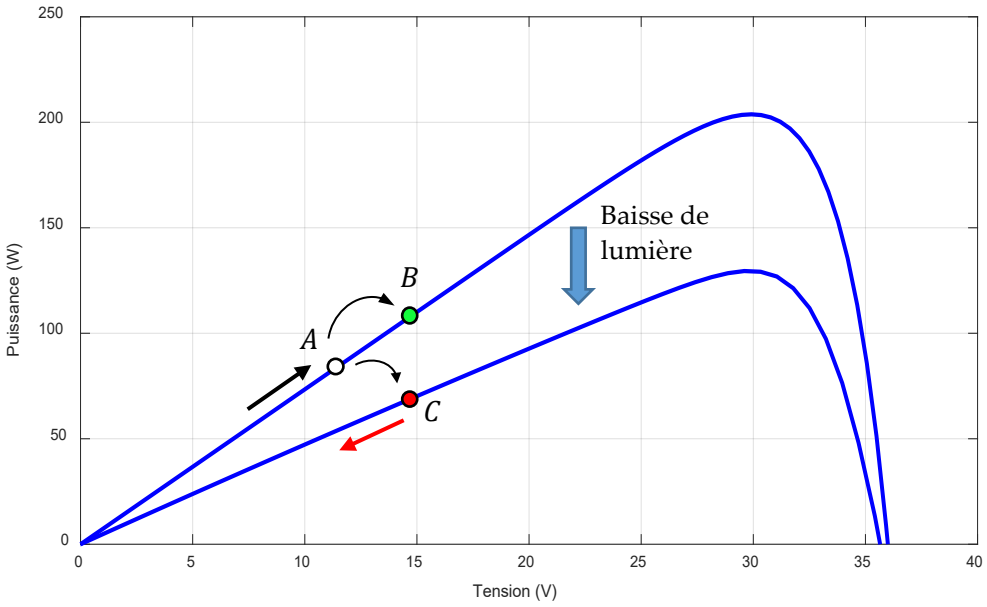

Figure II.10. Changement rapide de température dans le cas de la MPPT avec PO

Le problème dans ce cas est qu'on surveille la variation de la puissance dans la courbe P-V pour savoir si l'on est à gauche ou à droite du PPM, ce problème est réglé avec la méthode la Conductance Incrémentale « Incremental Conductance » (IC) et ceci par la surveillance de la pente de cette courbe (prendre en compte la variation du courant) ce qui donne réellement la position du point de recherche par rapport au PPM. On remarque que même avec un changement brusque de lumière la pente de la courbe reste du même signe ce qui garde la recherche dans la même direction, cette méthode sera détaillée au paragraphe suivant.

Un autre problème avec cette méthode est le « pas » de perturbation de la tension, si le pas est grand la méthode sera plus rapide mais cela engendre de grandes oscillations de la puissance surtout autour du PPM, plusieurs travaux ont été consacrés pour

remédier à ce problème. Femia et al. [22] ont proposé un pas variable (dynamique) qui augmente dans les jours les plus ensoleillés et diminue lors du faible ensoleillement ; D'Souza et al. [23] ont utilisé la Logique Floue «Fuzzy logic » (FL) pour optimiser le pas de perturbation alors que Sahnoun et al. [24] ont utilisé la méthode des Réseaux de Neurones Artificiels « Artificial Neural Network » (ANN).

Un autre problème avec cette méthode est la convergence vers un optimum local (qui n'est pas le PPM) et ceci se produit dans le cas d'un ombrage partiel, pour éviter la convergence de la PO vers un optimum local une combinaison de la méthode PO avec la méthode d'Optimisation par Essaims Particulaires « Particle Swarm Optimization » (PSO) est proposée par Lian et al. [25], alors que El-Helw et al. [26] ont utilisé une combinaison de PO avec Réseaux de Neurones Artificiels (ANN).

II.3.2. **Conductance incrémentale (IC)**

C'est aussi une méthode facile à implémenter et largement utilisée [27]–[30], elle vient remédier au problème de la divergence de la PO dans le cas d'un changement rapide de l'ensoleillement, elle est basée sur la détermination du signe de la dérivée de la puissance (la pente) qui ne change pas au changement de l'ensoleillement (Figure II.11).

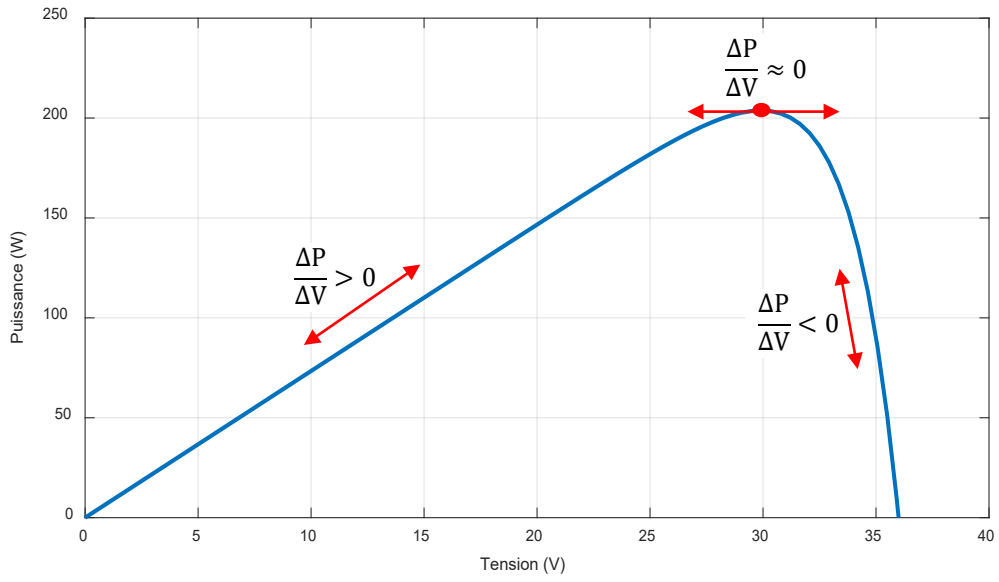

Figure II.11. Principe de la MPPT avec la méthode IC

La variation de la puissance en fonction de la tension est donnée par :

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

Donc :

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = I + V\frac{\Delta I}{\Delta V} \qquad \text{(II.1)}$$

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

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} \qquad \text{(II.2)}$$

On peut remarquer que la vérification du signe de la pente revient à comparer la conductance (I/V) et son incrément ($\Delta I/\Delta V$) :

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} > 0 \Longrightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} \longrightarrow \text{à } gauche\ du\ PPM\ (Pente\ positive) \longrightarrow augmenter\ V$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} < 0 \Longrightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} \longrightarrow \text{à } droite\ du\ PPM \longrightarrow diminuer\ V$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} \approx 0 \Longrightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} \approx -\frac{I}{V} \longrightarrow au\ voisinage\ PPM$$

Ceci est traduit par l'organigramme donné par la Figure II.12Figure II.9 , le dernier cas est théorique car pratiquement on n'obtient pas la valeur 0 ce qui laisse la méthode osciller autour du PPM, l'amplitude de ces oscillations peut diminuer si le pas d'augmentation (ou diminution) de la tension est très petit mais ceci rend la recherche du PPM plus lente. Beaucoup de travaux ont été consacrés à utiliser un pas variable de perturbation de la tension [31]–[36] pour diminuer des oscillations de la puissance au voisinage du PPM.

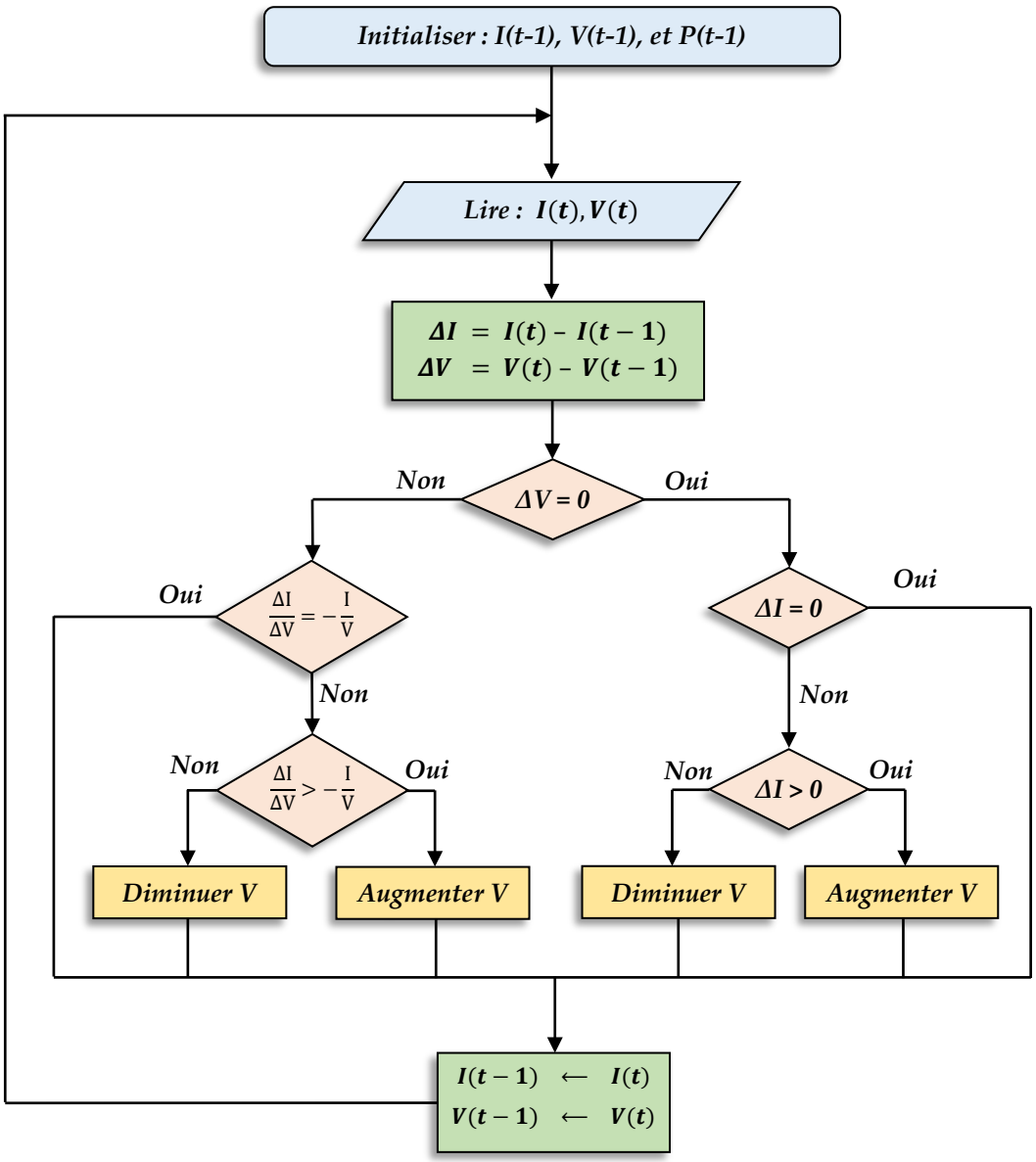

Figure II.12. Organigramme de la méthode IC

Cette méthode continue de poursuivre le PPM dans le bon sens même sous une variation rapide de l'ensoleillement mais le problème est toujours l'oscillation de la puissance autour du PPM, en plus cette méthode peut converger vers un optimum local ($\frac{dP}{dV} = 0$) dans le cas d'un ombrage partiel (plusieurs optimums, Figure I.8), Liu et al. [37] ont proposé une combinaison de la méthode IC et PSO pour la poursuite du PPM global.

Les deux méthodes précédentes (PO et IC) ont été bien traitées dans de nombreux travaux, en particulier de comparaison (théorie et simulation) entre les deux [38]–[43].

II.3.3. **Méthode linéaire**

Cette méthode a été initiée par Matsuo et Kurokawa [44] puis reprise par plusieurs travaux notamment par Noguchi et al. [45], Masoum et al. [46] et Das [47]. C'est une méthode très simple et facile à implémenter et qui donne des résultats acceptables. En partant de quelques approximations sur le modèle de la cellule PV, on peut admettre une relation linéaire entre le courant optimal I_{mp} (le courant à la puissance maximale) du PPV et le courant de court-circuit I_{sc}, on peut donc écrire :

$$I_{mp} = K_C . I_{sc} \tag{II.3}$$

De même, une relation linéaire entre la tension optimale V_{mp} et la tension de circuit-ouvert V_{oc}, donc :

$$V_{mp} = K_V . V_{oc} \tag{II.4}$$

Avec K_C et K_V des constantes (< 1) :

K_C : Facteur de courant ;

K_V : Facteur de tension.

Cette méthode nécessite peu de composants à l'implémentation mais en réalité les coefficients K_C et K_V ne sont pas vraiment constants vue la non-linéarité du modèle de la cellule et aussi ils dépendent légèrement de la température et de l'ensoleillement ce qui nécessite parfois (comme dans les travaux de Noguchi et al. [45]) la détermination des nouvelles valeurs de ces facteurs périodiquement ce qui s'avère un peu compliqué.

Une comparaison entre cette méthode et les précédentes (PO et IC) est présentée par Salas et al. [48], Bhatnagar et Nema [49] et Reza Reisi et al. [50].

II.3.4. **Contrôleur Flou (FLC)**

Ces dernières années, la commande par logique floue a été largement utilisée dans les systèmes de poursuite du point de puissance maximale (MPP) [51]–[56], cette commande ne nécessite pas la connaissance exacte du modèle à réguler. Cependant une bonne connaissance du comportement du système est requise pour le développement d'un tel régulateur.

La mise en place d'un contrôleur flou se réalise en trois étapes : la fuzzification, l'inférence et la défuzzification (Figure II.13).

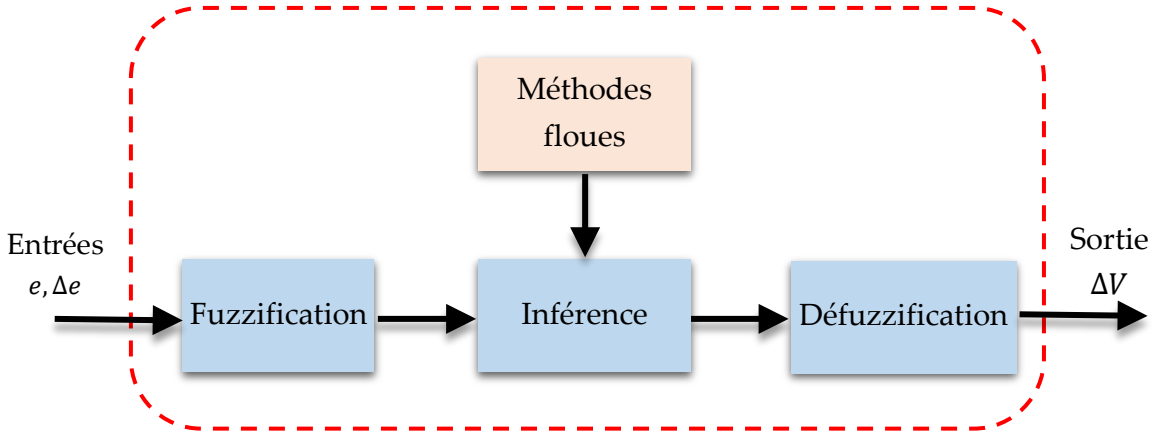

Figure II.13. Principe du Contrôleur flou

II.3.4.1. **Fuzzification**

La fuzzification permet de transformer les variables d'entrée (numériques) en variables floues, elle se déroule généralement en trois étapes :

1. Une étape préliminaire consiste à définir un intervalle de variation maximale autorisée pour les variables d'entrées (univers de discours) ;
2. partitionner en classes floues l'univers de discours ;
3. définir les fonctions d'appartenances des classes floues précédentes.

Partons du principe qu'au point de puissance maximale $\frac{\Delta P}{\Delta V} = 0$ (Figure II.11) et ceci quelques soient les conditions météorologiques. Donc, la première entrée sera la variation de la puissance par rapport à la tension (la pente de la caractéristique P-V) appelée l'erreur e. Comme seconde entrée, une information sur le sens et la vitesse de convergence serait nécessaire, donc comme seconde entrée la variation de l'erreur Δe est utilisée. En sortie on a besoin du pas d'incrément de la tension ΔV pour attaquer le convertisseur DC/DC (Figure II.13).

Les entrées sont données par les équations suivantes :

$$e(t) = \frac{\Delta P}{\Delta V} = \frac{P(t) - P(t-1)}{V(t) - V(t-1)} \qquad \text{(II.5)}$$

$$\Delta e(t) = e(t) - e(t-1) \tag{II.6}$$

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 t actuel (dérivée de la puissance) ;

$e(t-1)$: L'erreur à l'instant précédent (dérivée de la puissance) ;

Δe(t) : La variation de l'erreur.

L'univers de discours de chaque variable $(\Delta e, e, \Delta V)$ est partitionné en plusieurs classes (pour simplifier on a pris trois pour chaque variable), elles sont exprimées par des termes ou étiquettes linguistiques ; l'erreur e peut être : *Négative (N), Zéro (Z)* ou *Positive (P) ;* la variation de l'erreur Δe peut : *Décroître (D), Stable (S), Croître (C) ;* le changement dans la tension ΔV peut être : *Diminué (-), Inchangé (0), Augmenté (+).* On peut donc écrire :

$e \in \{N; Z; P\}$

$\Delta e \in \{D; S; C\}$

$\Delta V \in \{-; 0; +\}$

La Figure II.14 montre le degré (fonction) d'appartenance $\mu(x)$ de chaque variable x d'entrée ou de sortie. Afin de simplifier notre exemple, nous avons pris des fonctions d'appartenance triangulaires et trapézoïdales, elles peuvent prendre d'autres formes : gaussienne, sigmoïdales, ...

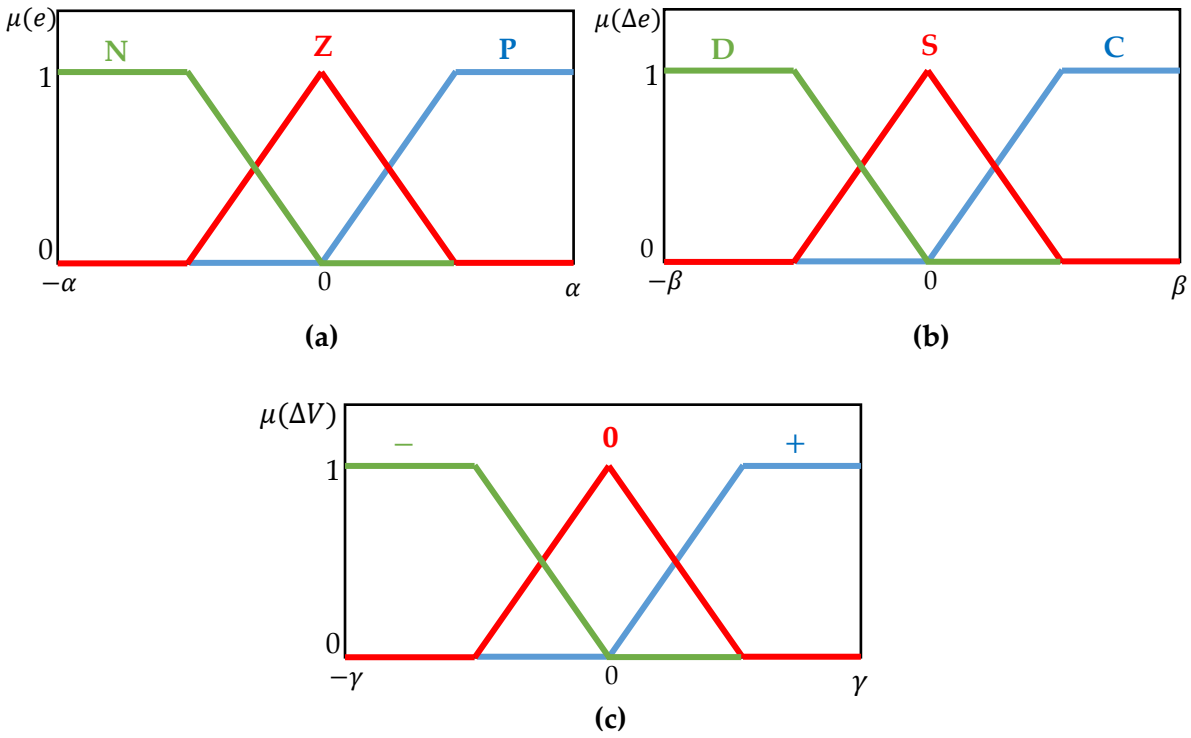

Figure II.14. Fonction d'appartenance des variables d'entrée ***(a)*** *et* ***(b)*** *et de sortie* ***(c)***

Avec,

$[-\alpha, \alpha]$: L'intervalle de variation de la variable e (l'univers de discours) ;

$[-\beta, \beta]$: L'intervalle de variation de Δe ;

$[-\gamma, \gamma]$: L'intervalle de variation de ΔV;

$\mu(e)$: Fonction d'appartenance de la variable e ;

$\mu(\Delta e)$: Fonction d'appartenance de la variable Δe ;

$\mu(\Delta V)$: Fonction d'appartenance de ΔV ;

II.3.4.2. **Inférence**

L'inférence (le raisonnement flou) est une étape qui consiste à définir un rapport logique liant les entrées et la sortie. En effet, les systèmes utilisant la logique floue utilisent des règles du type : SI ... ET … ALORS ...

Grâce à ces règles floues, et en répondant au cahier de charge du système, dans notre cas se positionner sur le point de puissance maximale, une matrice d'inférence (Tableau II.1) donnant la sortie ΔV peut être dressée.

ΔV		Δe		
		D	S	C
e	N	−	−	0
	Z	−	**0**	+
	P	**0**	+	+

Tableau II.1. Matrice d'inférences

La Figure II.15 illustre le principe de la MPPT avec la logique floue ce qui peut aider à remplir la matrice d'inférence, en effet :

- SI $\boldsymbol{e = N}$ (négatif), le point se situe à droite ; **ET** $\boldsymbol{\Delta e = D}$ (décroit), on se déplace vers la droite ; **ALORS** $\boldsymbol{\Delta V = -}$ **,** il faut changer de direction et se déplacer vers la gauche (diminuer V).
- SI $\boldsymbol{e = Z}$ (zéro), on est au PPM ; **ET** $\boldsymbol{\Delta e = D}$ (décroit), on se déplace vers la droite ; **ALORS** $\boldsymbol{\Delta V = -}$ **,** il faut revenir au PPM et se déplacer vers la gauche (diminuer V).
- SI $\boldsymbol{e = P}$ (positif), le point se situe à gauche ; **ET** $\boldsymbol{\Delta e = D}$ (décroit), on se déplace vers la droite ; **ALORS** $\boldsymbol{\Delta V = 0}$ **,** il faut rester dans cette direction (continuer à augmenter V).
- SI $\boldsymbol{e = N}$ (négatif), le point se situe à droite ; **ET** $\boldsymbol{\Delta e = S}$ (Stable), pas de déplacement ; **ALORS** $\boldsymbol{\Delta V = -}$ **,** il faut se déplacer vers la gauche (diminuer V).
- SI $\boldsymbol{e = Z}$ (zéro), on est au PPM ; **ET** $\boldsymbol{\Delta e = S}$ (Stable), pas de déplacement ; **ALORS** $\boldsymbol{\Delta V = 0}$ **,** pas besoin de se déplacer.
- SI $\boldsymbol{e = P}$ (positif), le point se situe à gauche ; **ET** $\boldsymbol{\Delta e = S}$ (Stable), pas de déplacement ; **ALORS** $\boldsymbol{\Delta V = +}$ **,** il faut augmenter V.

- SI $\boldsymbol{e = N}$ (négatif), le point se situe à droite ; **ET** $\boldsymbol{\Delta e = C}$ (Croît), on se déplace vers la gauche ; **ALORS** $\boldsymbol{\Delta V = 0}$ **,** il faut rester dans cette direction (continuer à diminuer V).
- SI $\boldsymbol{e = Z}$ (zéro), on est au PPM ; **ET** $\boldsymbol{\Delta e = C}$ (Croît), on se déplace vers la gauche ; **ALORS** $\boldsymbol{\Delta V = +}$ **,** il faut revenir au PPM et se déplacer vers la droite (augmenter V).
- SI $\boldsymbol{e = P}$ (positif), le point se situe à gauche ; **ET** $\boldsymbol{\Delta e = C}$ (Croît), on se déplace vers la gauche ; **ALORS** $\boldsymbol{\Delta V = +}$ **,** il faut revenir au PPM et se déplacer vers la droite (augmenter V).

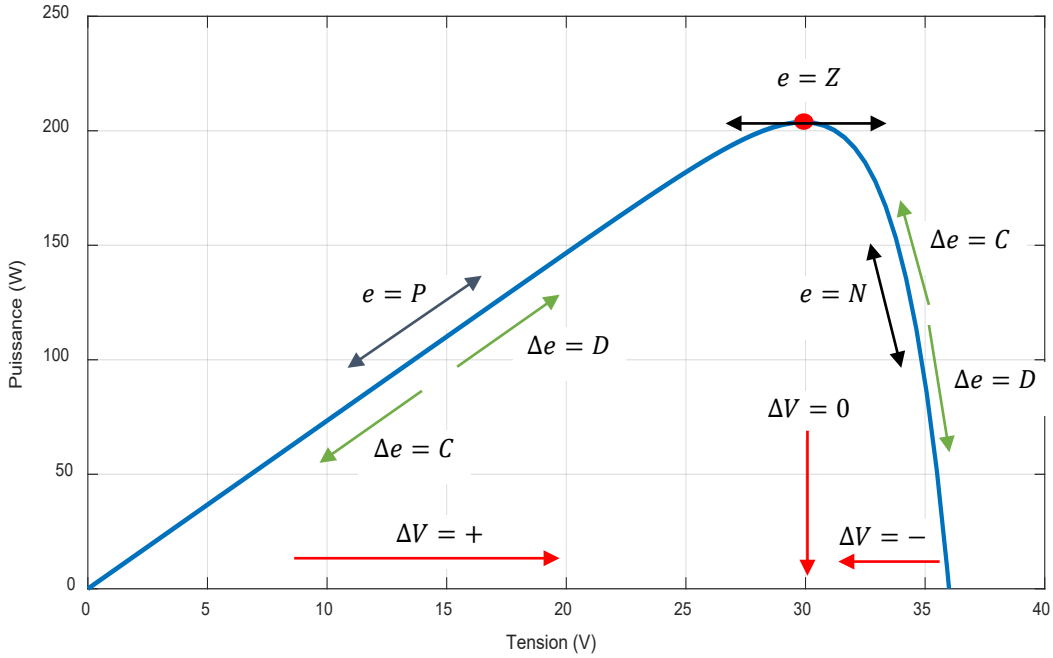

Figure II.15. Principe de la MPPT floue

La prochaine étape consiste à déterminer les règles qui sont activées (dans la matrice d'inférences) et à donner leurs degrés d'appartenance. En effet, en règle générale, une valeur d'entrée est définie par deux fonctions floues avec des degrés différents, ainsi la sortie sera elle aussi définie par plusieurs fonctions, la question étant de savoir avec quels degrés d'appartenance. Plusieurs méthodes peuvent répondre à cette question. La méthode de *Mamdani* [57] est la méthode d'inférence floue la plus utilisée avec la loi de combinaison d'opération floue MAX-MIN.

Les opérateurs logiques sont interprétés comme suit :

Opérateur logique	*Interprétation*
ET	Minimum
OU	Maximum
Implication	Minimum

Tableau II.2. Interprétation des opérateurs logiques

Exemple :

Supposons qu'à l'instant t les valeurs de e et Δe se situent au traits pointillés (Figure II.16), on a donc :

$$\mu(e) = \begin{cases} positive \text{ à } 40\% \\ zéro \text{ à } 60\% \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \mu_P(e) = 0.4 \\ \mu_Z(e) = 0.6 \end{cases}$$

De même : $\mu_S(\Delta e) = 0.2 \quad , \quad \mu_C(\Delta e) = 0.8$

Ce qui donne quatre (4) cases dans la table d'inférences (Tableau II.3) :

ΔV		Δe		
		D	S (0.2)	C (0.8)
e	N	−	−	0
	Z (0.6)	−	**0**	+
	P (0.4)	**0**	+	+

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

- Pour $\mu(\Delta V) = 0$: $\mu_S(\Delta e)$ $\boldsymbol{ET}$ $\mu_Z(e) \Rightarrow 0.2$ $\boldsymbol{ET}$ $0.6 \Longrightarrow \boldsymbol{MIN}(0.2\,;0.6) = 0.2$
- Pour $\mu(\Delta V) = +$:

$\mu_S(\Delta e)$ $\boldsymbol{ET}$ $\mu_P(e) \Longrightarrow 0.2$ $\boldsymbol{ET}$ $0.4 = 0.2$

$\mu_C(\Delta e)$ $\boldsymbol{ET}$ $\mu_Z(e) \Longrightarrow 0.8$ $\boldsymbol{ET}$ $0.6 = 0.6$

$\mu_C(\Delta e)$ $\boldsymbol{ET}$ $\mu_P(e) \Longrightarrow 0.8$ $\boldsymbol{ET}$ $0.4 = 0.4$

Donc : $\mu(\Delta V) = +$:0.2 $\boldsymbol{OU}$ 0.6 $\boldsymbol{OU}$ $0.4 = \boldsymbol{MAX}(0.2\,;0.6\,;0.4) = \mathbf{0.6}$

La figure suivante (Figure II.16) résume les résultats et donne le degré d'appartenance $\mu(\Delta V)$:

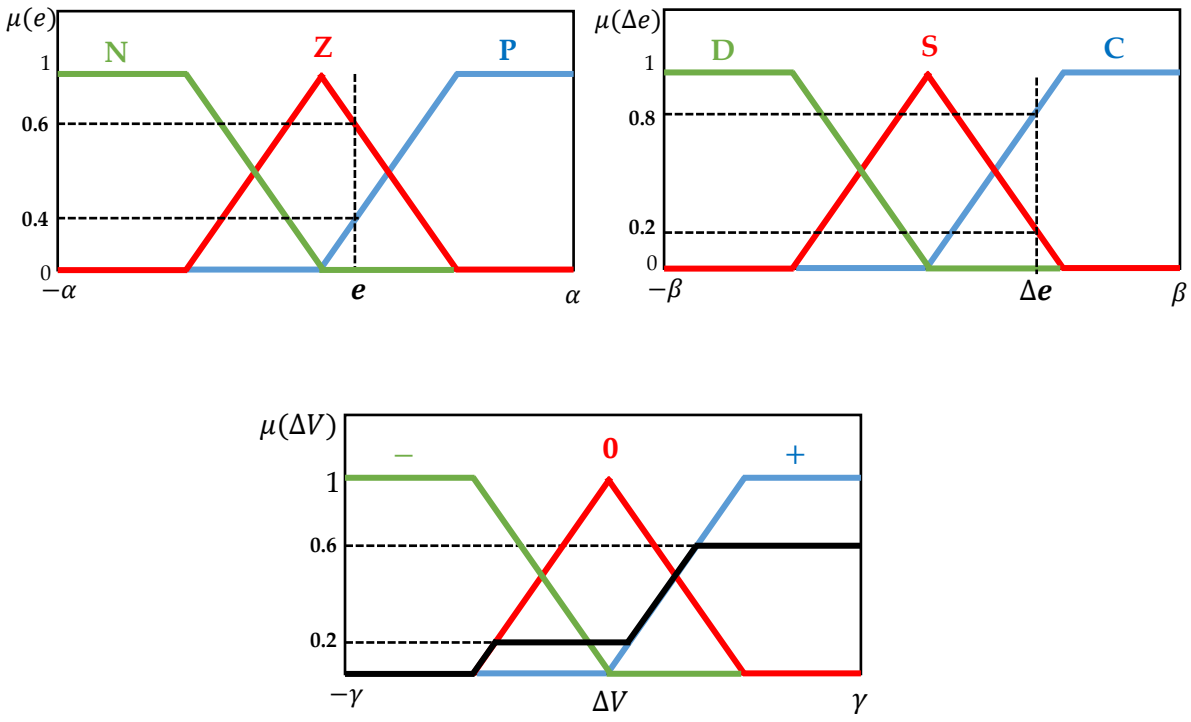

Figure II.16. Exemple d'union de conséquences floues

II.3.4.3. **Défuzzification**

Enfin, il nous faut réaliser l'opération inverse de la fuzzification, ici nous devons calculer une valeur numérique compréhensible par l'environnement extérieur (notre cas ΔV) à partir d'une définition floue, c'est l'objectif de la défuzzification

La méthode de défuzzification la plus utilisée est l'opérateur "centre de gravité", il est donné par l'équation suivante :

$$\Delta V = \frac{\int \mu(\Delta V).\Delta V}{\int \mu(\Delta V)} \qquad \text{(II.7)}$$

Pour connaître l'ensemble des solutions de ΔV il suffit de faire varier e et Δe sur l'univers de discours, nous obtenons une fonction à trois dimensions.

Le logigramme suivant (Figure II.17) donne un aperçu sur le fonctionnement la technique MPPT basée sur le contrôleur flou.

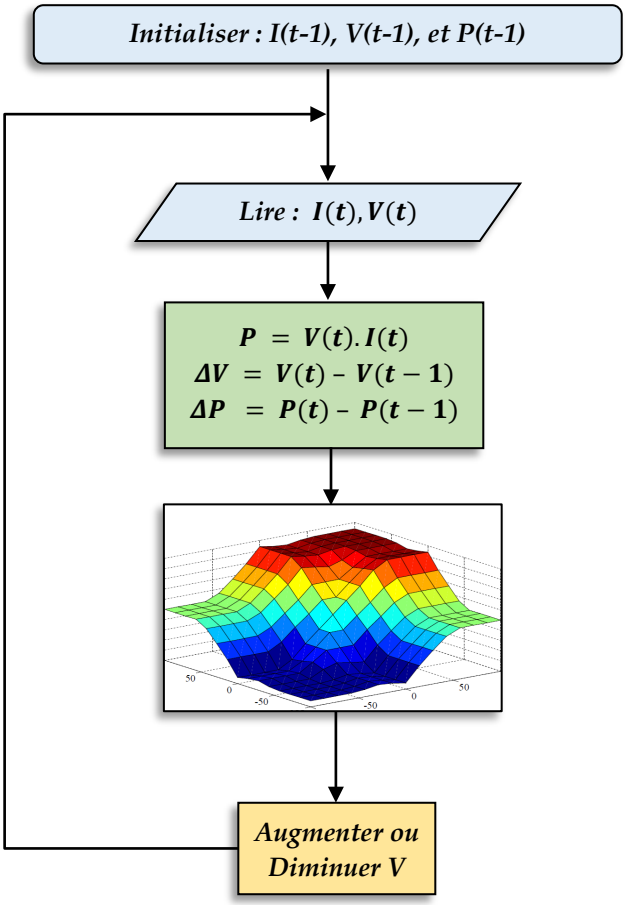

Figure II.17. Organigramme simplifié de FLC

Cette méthode est détaillée dans plusieurs travaux [58]–[62], une comparaison avec les méthodes précédentes (PO, IC et la méthode linéaire) est présentée.

II.3.5. **MPPT avec l'Optimisation par Essaims Particulaires (PSO)**

II.3.5.1. **Principe**

L'optimisation par essaim particulaire (PSO) « Particle Swarm Optimization » est un algorithme proposé par Kennedy et Eberhart en 1995 [63], [64]. Il s'inspire du comportement social des animaux évoluant en essaim (par exemple : les vols groupés d'oiseaux). En effet, on peut observer chez ces animaux des dynamiques de déplacement relativement complexes, alors qu'individuellement chaque individu a une « intelligence » limitée, et ne dispose que d'une connaissance locale de sa situation dans l'essaim.

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_{op_i} (en position et en vitesse) et de la meilleure performance atteinte par les particules de l'essaim p_{op_g} [65].

Le déplacement d'une particule est influencé par les trois composantes suivantes [66] (Figure II.18):

1. **Une composante d'inertie** : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement ;
2. **Une composante cognitive** : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée ;
3. **Une composante sociale** : la particule tend à se fier à l'expérience de ses congénères et, ainsi, à se diriger vers le meilleur site déjà atteint par les autres particules.

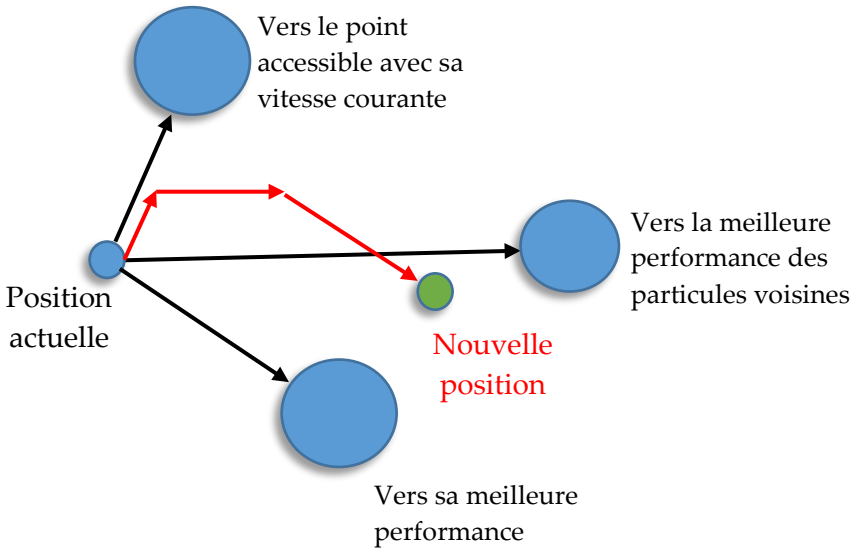

Figure II.18. Stratégie de déplacement d'une particule

La nouvelle position à l'instant (t+1) de la particule est ajustée suivant l'équation suivante :

$$x_i(t+1) = x_i(t) + v_i(t+1) \quad , \quad i \in \{1, \dots, n_p\} \tag{II.8}$$

Avec,

$$v_i(t+1) = wv_i(t) + c_1 r_1\big(p_{op_i} - x_i(t)\big) + c_2 r_2\big(p_{op_g} - x_i(t)\big) \quad \text{(II.9)}$$

Où,

$x_i(t+1)$: La position de la particule i à l'instant $(t+1)$;

$x_i(t)$: La position de la particule i à l'instant (t) ;

$v_i(t+1)$: Vitesse de la particule i à l'instant $(t+1)$ (déplacement) ;

n_p : Nombre de particules dans l'espace de recherche ;

$v_i(t)$: Vitesse de la particule i à l'instant (t) ;

w : Constante, appelée coefficient d'inertie ;

c_1 et c_2 : Constantes, appelées coefficients d'accélération ;

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

p_{op_i} : La meilleure position de la particule i ;

p_{op_g} : La meilleure position globale (de toutes les particules de l'essaim).

L'évaluation de la position de chaque particule est déterminée par une fonction dite « coût » (Fitness) F, cette fonction est à caractère maximal (plus grande pour une position meilleure). 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_{op_i} , et avec les fonctions fitness de la meilleure position de toutes les particules (globale) pour déterminer p_{op_g}.

On peut donc écrire :

$$si\ F\big(x_i(t+1)\big) > F(p_{op_i}) \Rightarrow p_{op_i} = x_i(t+1) \quad \text{(II.10)}$$

De même :

$$si\ F\big(x_i(t+1)\big) > F(p_{op_g}) \Rightarrow p_{op_g} = x_i(t+1) \quad \text{(II.11)}$$

II.3.5.2. **Utilisation de la PSO pour le MPPT**

Dans la recherche du point de puissance maximale on peut prendre le rapport cyclique D (qui définit le signal de commande du convertisseur DC/DC) à la place de la position de la particule x, la variation du rapport cyclique ΔD comme étant la vitesse du déplacement v, et la fonction fitness étant la puissance correspondante à chaque rapport cyclique, en résumé :

$$\begin{cases} D_i \equiv x_i \\ \Delta D_i \equiv v_i \\ p_{op_i} \equiv D_{op_i} \\ p_{op_g} \equiv D_{op_g} \\ F(x) \equiv P(D) \end{cases} \tag{II.12}$$

Les équations (*II.8*) et (*II.9*) deviennent :

$$D_i(t+1) = D_i(t) + \Delta D_i(t+1) \quad , \quad i \in \{1, \dots, n_p\} \tag{II.13}$$

$$\Delta D_i(t+1) = w\Delta D_i(t) + c_1 r_1\big(D_{op_i} - D_i(t)\big) + c_2 r_2\big(D_{op_g} - D_i(t)\big) \tag{II.14}$$

Où,

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

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

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

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

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

D_{op_g} : 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, on définit alors la fonction Objectif «Fitness » qui donne le poids chaque rapport cyclique (position d'une particule), la position est meilleure si la puissance correspondante est supérieure, on peut donc écrire :

$$si\ P\big(D_i(t+1)\big) > P(D_{op_i}) \Rightarrow D_{op_i} = D_i(t+1) \tag{II.15}$$

$$si\ P\big(D_i(t+1)\big) > P(D_{op_g}) \Rightarrow D_{op_g} = D_i(t+1) \tag{II.16}$$

Le logigramme de la Figure II.19 donne les étapes de la poursuite du MPP avec PSO.

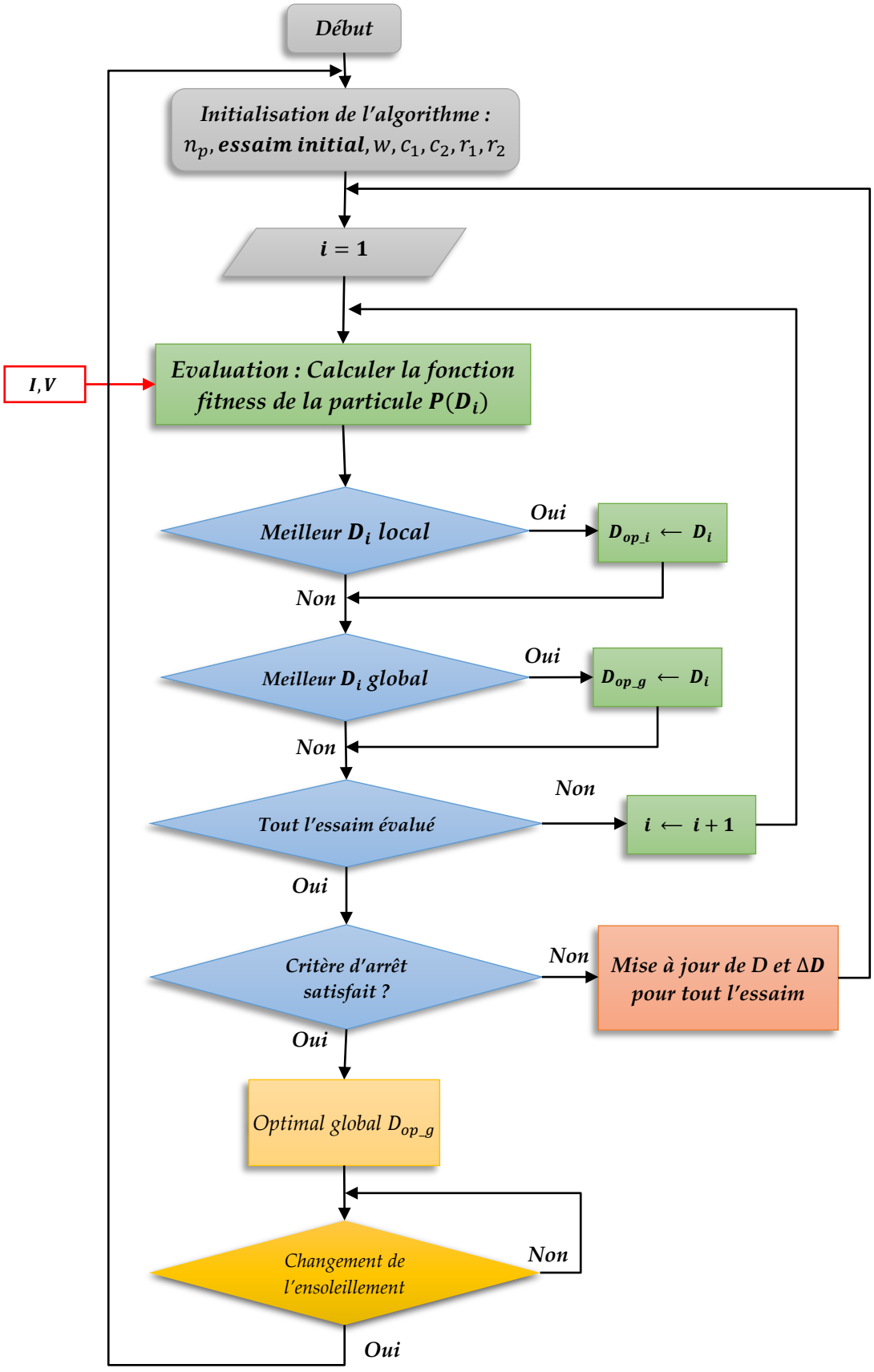

Figure II.19. Organigramme de la MPPT par PSO

Les étapes de l'algorithme se résument en ce qui suit :

- **Etape 1 :** Initialisation de l'algorithme

Les particules (les valeurs initiales de D et ΔD) sont générées d'une façon aléatoire sur l'espace de travail (nombre de particules n_p de l'essaim).

Les constantes d'optimisation (w, c_1, c_2, r_1, r_2) sont aussi définies dans cette étape, ces constantes définissent le comportement de l'évolution de l'algorithme et nécessitent une bonne connaissance du système.

- **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 [67]. Cette puissance est plus grande pour un rapport cyclique optimal.

- **Etape 3 :** Mettre à jour la position optimale locale et globale

Si le rapport cyclique d'une particule donne la meilleure puissance de son parcours alors ce rapport sera enregistré entant que l'optimum local D_{op_i}, et s'il donne la plus grande puissance que celles obtenues par les autres particules alors il devient l'optimum global D_{op_g}, équations (III.15) et (III.16).

- **Etape 4 :** Mettre à jour $\boldsymbol{D}$ et $\Delta\boldsymbol{D}$

Si le critère d'arrêt est satisfait alors le meilleur rapport cyclique D_{op_g} est utilisé sinon une optimisation de D et ΔD, de toutes les particules, est appliquée en utilisant les équations (*II.13*) et (*II.14*). S'il n'y a pas de changement dans l'éclairement le PPM ne change pas, il est donc inutile de perturber le système d'une manière continue à la recherche d'un nouveau PPM, pour cela un étage est inséré dans le logigramme pour tester le changement dans l'ensoleillement.

Beaucoup de travaux sont présentés pour l'amélioration de cet algorithme en particulier optimiser le critère d'arrêt, ainsi que l'essaim initial et les paramètres de l'algorithme [68]–[71]. D'autres sont consacrés à une présentation comparative de la méthode PSO avec les méthodes précédentes (PO, IC, Méthode linéaire et FLC) [72]–[75].

II.4. **MPPT avec les Algorithmes Génétiques**

Dans ce travail, un algorithme est développé pour la poursuite du point de puissance maximale dans le but de suivre ce point d'une manière plus rapide et surtout obtenir un système plus stable. Au début on commence donc par présenter les Algorithmes Génétiques, leur principe, les étapes d'un AG, et on illustrera ceci à l'aide d'un exemple.

II.4.1. **Principe d'un AG**

C'est au début des années 60 que John Holland de l'Université du Michigan a commencé à s'intéresser à ce qui allait devenir les algorithmes génétiques (AGs). Ses travaux ont trouvé un premier aboutissement en 1975 avec la publication de son livre « Adaptation in Natural and Artificial System » [76].

C'est une méthode d'optimisation globale applicable aux systèmes linéaires et non-linéaires, fondée sur les mécanismes de la sélection naturelle et de la génétique.

Leur fonctionnement est assez simple ; on part d'une population d'individus (chromosomes), représentant des solutions initiales, aléatoirement générée, en appliquant les opérations de la génétique sur cette population (les parents) on arrive à engendrer une nouvelle population (descendants) et les individus les plus adaptés (solutions plus proches) seront pris pour former la population suivante, et ainsi de suite jusqu'à l'obtention de la solution optimale.

On distingue 4 principaux points qui font la différence fondamentale entre les AGs et les méthodes numériques classiques :

- On utilise un codage des informations : on représente toutes les caractéristiques d'une solution par un ensemble de gènes, c'est-à-dire un chromosome, sous un certain codage (binaire, réel, code de Gray, etc ...), valeurs qu'on concatène pour obtenir une chaîne de caractères qui est spécifique à une solution bien particulière.
- Les AGs travaillent sur une population de points (d'individus) au lieu d'un point unique, cela introduit donc du parallélisme, ce qui offre l'avantage

d'avoir un espace de recherche plus large et d'éviter la convergence vers un optimum local (dans le cas de plusieurs optimums).

- Les AGs n'utilisent que les valeurs de la fonction étudiée, pas sa dérivée, ou une autre connaissance auxiliaire.
- Ils utilisent des règles de transition probabilistes (inspirées de la nature), c'est l'interaction entre les différentes solutions pour arriver à une meilleure solution et la plus adaptée.

II.4.2. **Etapes d'un Algorithme génétique**

Les étapes d'un AG simple sont présentées dans la Figure II.20, elles sont inspirées de la théorie de la reproduction naturelle. L'idée générale est d'appliquer les transformations génétiques sur une population d'individus pour arriver en fin à un individu plus adapté (optimal) [77].

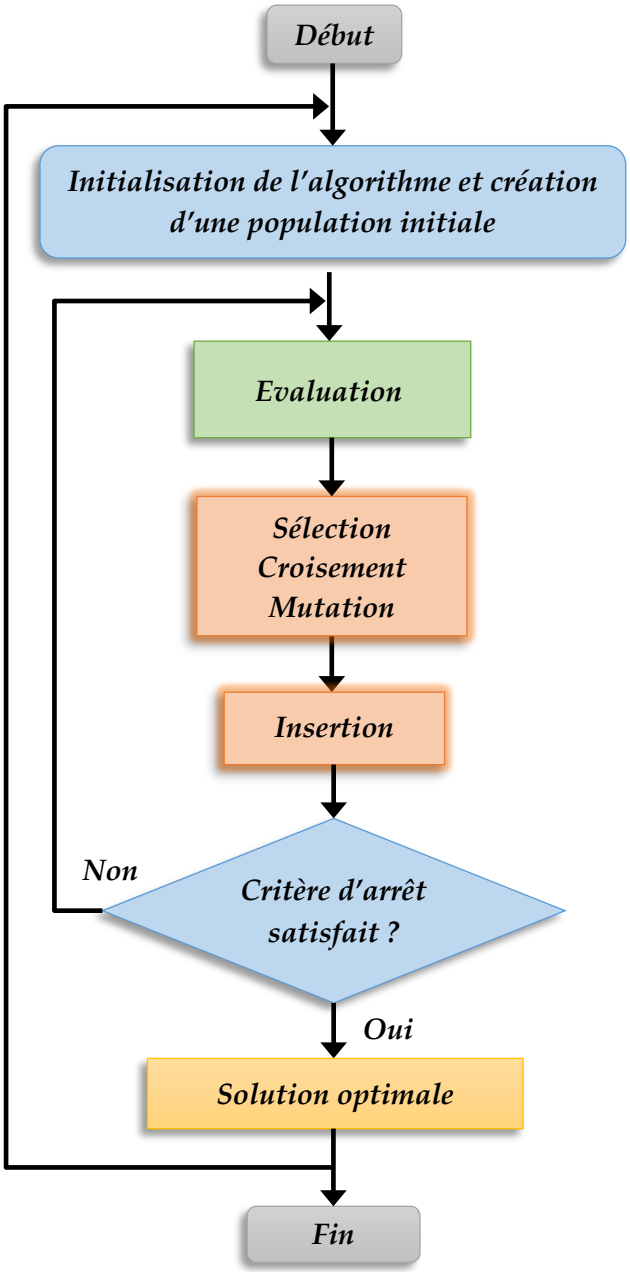

Figure II.20. Etapes d'un Algorithme Génétique simple

Les étapes d'un Algorithme Génétique sont donc les suivantes :

- ***Initialisation*** **:** Une population initiale de ***N*** chromosomes est tirée aléatoirement.
- ***Évaluation*** **:** Chaque chromosome est décodé, puis évalué.
- ***Sélection*** **:** Création d'une nouvelle population par l'utilisation d'une méthode de sélection appropriée.

- ***Reproduction* :** Possibilité de croisement et mutation au sein de la nouvelle population.
- ***Insertion*** de la nouvelle population de descendants où les individus le moins adaptés vont disparaitre.

Voyons maintenant plus en détail ces différentes phases :

II.4.2.1. **Initialisation**

- **Création de la population initiale :**

La procédure est assez simple. Elle consiste en un tirage aléatoire de N individus dans l'espace de recherche permis (la population). Ces individus sont en général codés, il existe trois principaux types de codage : binaire, gray ou réel. On peut facilement passer d'un codage à l'autre.

En codage binaire, qui est le plus utilisé, une chaine binaire représentant l'individu (constituée donc par des 0 et des 1) est générée d'une manière aléatoire avec équiprobabilité, le nombre de bits S est appelé la longueur de l'individu. Bien évidemment, la précision dépend de la longueur du chromosome.

La population donc forme une matrice (Figure II.21), dans laquelle le nombre de ligne représente le nombre d'individus N et le nombre de colonnes est le nombre de bits S de chaque individu (précision).

Un individu peut contenir deux ou plusieurs variables, dans ce cas la longueur de cet individu est donc la somme des précisions de chaque variable.

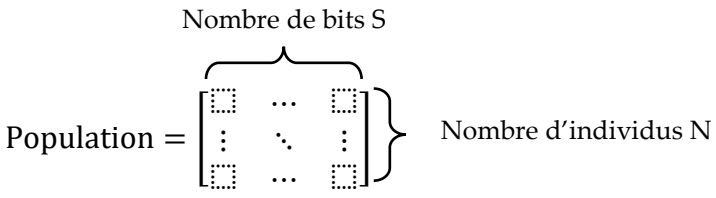

Figure II.21. Représentation de la population

➢ **Décodage/Codage**

On présente ici le codage le plus simple qui est le codage binaire, on appelle *Phénotype* la valeur réelle de l'individu (après décodage), et *Génotype* la représentation binaire d'un individu,

On utilise un vecteur binaire A (chromosome), pour représenter les valeurs réelles de la variable x. Le nombre de bits est la longueur du chromosome, notée :

$$S = l(A) \tag{II.17}$$

Soient :

$$d = [x_{min}, x_{max}] \tag{II.18}$$

$$l_d = x_{max} - x_{min} \tag{II.19}$$

Avec,

x : La forme réelle de l'individu ;

S : Le nombre de bits ;

A : La forme binaire de l'individu ;

$d \subset \mathcal{R}$: L'espace de recherche permis ;

x_{min} , x_{max} : Les bornes inférieures et supérieures de la variable x ;

l_d : La longueur de l'intervalle d.

On doit alors diviser cet intervalle d en n_i sous-intervalles égaux afin de respecter la précision, avec :

$$n_i = l_d . 10^{prec} \tag{II.20}$$

$prec$: représente la précision (chiffre après la virgule) avec laquelle on cherche x.

Avec S l'entier naturel (nombre de bits) tel que :

$$n_i < 2^S \tag{II.21}$$

Ou simplement,

$$S > \frac{ln(n_i)}{ln(2)} \tag{II.22}$$

La transformation d'une chaîne binaire $A = a_0 a_1 \dots a_{S-1}$ en un nombre réel x peut alors s'exécuter en deux étapes [78] :

1. Conversion de la chaîne binaire $\boldsymbol{A}$ de la base 2 à la base 10 :

$$\acute{x} = \sum_{i=0}^{S-1} a_i 2^i \tag{II.23}$$

2. La recherche du nombre réel x correspondant :

$$x = x_{min} + \acute{x} \frac{l_d}{2^S - 1} \tag{II.24}$$

Ou simplement :

$$x = x_{min} + \frac{l_d}{2^S - 1} \sum_{i=0}^{S-1} a_i 2^i \tag{II.25}$$

Exemple :

Soit $d = [-1\,, 2]$, on a donc $l_d = 3$, si l'on veut une précision $prec = 3$, alors il faut diviser cet intervalle en $n_i = l_d . 10^3$ sous-intervalles.

Le nombre de bits S (la longueur de la chaîne binaire A) est donc (équation (*II.22*)) :

$S > 11.55$, donc $S = 12$.

Avec (- 1) la borne inférieure et (3) la longueur du domaine d, la valeur décimale x (phénotype) de cette chaîne binaire est donc donnée par (équation (*II.24*)) :

$$x = -1 + \frac{3}{2^{12} - 1} \sum_{i=0}^{11} a_i 2^i$$

On peut facilement remarquer que les valeurs minimale et maximale de la chaîne binaire correspondent exactement aux bornes minimale et maximale de l'intervalle d.

$000000000000 = -1{,}000$

$111111111111 = 2{,}000$

Si par ex. $A = 110101000111$

$\Rightarrow \acute{x} = (110101000111)_2 = 3399$ Ce qui donne : $x = 1.490$

II.4.2.2. **WEvaluation**

L'évaluation est une opération très importante, elle assure la survie d'un individu optimal, cela se fait par une fonction dite « Fitness ».

- **Fonction de fitness**

Appelée aussi fonction de qualité (ou fonction coût) ; elle donne, en valeur numérique positive (habituellement réelle), la qualité d'un individu. C'est selon cette valeur numérique qu'est calculée la chance de sélection de cet individu.

Les AGs étant une technique d'optimisation, ils cherchent la qualité maximale, donc l'optimisation de la fonction de qualité.

- **Fonction « Objectif »**

Elle donne les performances d'un individu, cette fonction peut être négative, nulle, ou à caractère minimal lorsque l'individu est optimal.

Les AGs recherchent la qualité maximale de la fonction caractérisant le système. La fonction « objectif » nécessite donc, parfois, un transfert en fonction positive qu'on cherche à maximiser (fonction fitness).

Cette transformation est assurée par une fonction g :

$$F(x) = g(f(x)) \tag{II.26}$$

Avec :

f : Fonction objectif.

F : Fonction fitness (coût), positive non nulle.

g : Fonction assurant le passage de la fonction objectif à la fonction fitness.

On peut citer quelques transformations populaires :

Transformation proportionnelle :

$$F(x_i) = \frac{f(x_i)}{\sum_{i=1}^{N} f(x_i)} \tag{II.27}$$

Avec N : Le nombre d'individus dans la population.

$\boldsymbol{x_i}$: La valeur réelle (*phénotype)* de l'individu $\boldsymbol{i}$.

Transformation linéaire :

$$F(x) = a\,f(x) + b \tag{II.28}$$

Avec $\boldsymbol{a}$ et $\boldsymbol{b}$: Des nombres réels assurant le passage à une fonction $\boldsymbol{F}$ (fitness) positive non nulle et maximale lorsque $\boldsymbol{f}$ est optimale.

Transformation en puissance :

$$\mathrm{F(x) = a\,[f(x)]^b} \tag{II.29}$$

Avec $\boldsymbol{a}$ et $\boldsymbol{b}$: Nombres réels non nuls.

Cette transformation donne une convergence rapide, mais déconseillée pour les fonctions à plusieurs maximums car elle peut donner une convergence vers un maximum local.

II.4.2.3. **Sélection :**

Cette opération est peut-être la plus importante puisqu'elle permet aux individus d'une population de survivre (se reproduire) ou de mourir. En règle générale, la probabilité de survie d'un individu sera directement reliée à son efficacité relative au sein de la population.

Il existe plusieurs méthodes pour la reproduction. La méthode la plus connue et utilisée est sans doute, la roue de loterie biaisée (roulette wheel) de Goldberg [77]. Selon cette méthode (Figure II.22), chaque chromosome sera dupliqué dans une nouvelle population proportionnellement à sa valeur d'adaptation. On effectue, en quelque sorte, autant de tirages avec remises qu'il y a d'éléments dans la population.

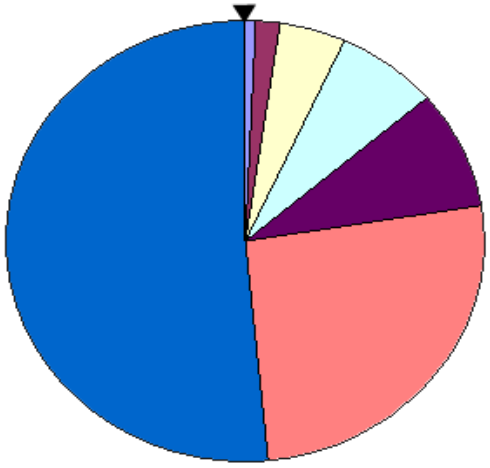

Figure II.22. Schéma d'un exemple d'une roue de loterie

Ainsi, la fitness d'un chromosome particulier étant $F(x_i)$ (x_i est la valeur phénotype de la chaîne), la probabilité avec laquelle il sera réintroduit dans la nouvelle population de taille ***N*** est :

$$p_s = \frac{F(x_i)}{\sum_{j=1}^{N} F(x_j)} \qquad \text{(II.30)}$$

Les individus ayant une grande fitness ont donc plus de chance d'être sélectionnés. On parle alors de sélection proportionnelle.

L'inconvénient majeur de cette méthode repose sur le fait qu'un individu n'étant pas le meilleur peut tout de même dominer la sélection. Elle peut aussi engendrer une perte de diversité par la domination d'un super individu. Un autre inconvénient c'est sa faible performance vers la fin quand l'ensemble des individus se ressemblent. H. David [79] résume très bien tous ces inconvénients.

Il existe d'autres méthodes, la plus connue étant celle du tournoi « tournament selection » : on tire deux individus aléatoirement dans la population et on reproduit le meilleur des deux dans la nouvelle population. On refait cette procédure jusqu'à ce que la nouvelle population soit complète. Cette méthode peut donner de bons résultats, mais elle possède l'inconvénient d'éliminer de bons individus.

La phase de sélection ne crée pas de nouveaux individus dans la population. Ceci est le rôle des opérateurs de croisement et de mutation.

II.4.2.4. **Croisement**

L'opérateur de croisement permet la création de nouveaux individus selon un processus fort simple. Il permet donc l'échange d'information entre les chromosomes (individus). Tout d'abord, deux individus, qui forment alors un couple, sont tirés au sein de la nouvelle population issue de la sélection. Puis un (potentiellement plusieurs) site de croisement est tiré aléatoirement (chiffre entre 1 et S-1).

Enfin, selon une probabilité p_c que le croisement s'effectue, les segments finaux (dans le cas d'un seul site de croisement) des deux parents sont alors échangés autour de ce site (voir Figure II.23).

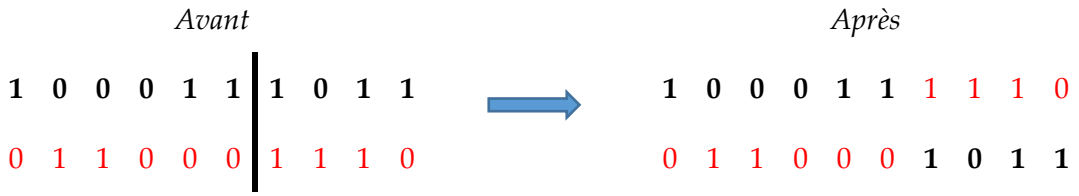

Figure II.23. Exemple de croisement avec un seul site

Cet opérateur permet la création de deux nouveaux individus. Toutefois, un individu sélectionné lors de la reproduction ne subit pas nécessairement l'action d'un croisement. Ce dernier ne s'effectue qu'avec une certaine probabilité. Plus cette probabilité est élevée plus la population subira de changement.

On peut parfois sélectionner deux ou plusieurs sites de croisement, on parle alors de croisement multipoints.

Figure II.24. Exemple de croisement multipoints

II.4.2.5. **Mutation**

Dans cette étape, un composant d'un individu est modifié aléatoirement avec une certaine probabilité très faible p_m (c'est la probabilité qu'un enfant ait des yeux noirs quand ses deux parents ont des yeux bleus).

Dans le cas du codage binaire, chaque bit $a_i \in \{0,1\}$ est remplacé selon une probabilité p_m par son inverse $\bar{a}_i = 1 - a_i$. C'est ce qu'illustre la Figure II.25. Tout comme plusieurs lieux de croisement peuvent être possibles, nous pouvons très bien admettre qu'une même chaîne puisse subir plusieurs mutations.

Figure II.25. Exemple de mutation

II.4.2.6. **Insertion**

La population issue des opérations génétiques sera insérée dans l'ancienne population d'une manière à garder les individus ayant la fonction fitness la plus grande.

II.4.2.7. **Critère d'arrêt**

Les opérations génétiques précédentes seront exécutées autant de fois que nécessaire et à chaque fois on obtient une nouvelle population ayant des individus de plus en plus adaptés.

Le critère d'arrêt peut être choisi par plusieurs façons, soit par le test de la fonction coût, soit par le nombre de générations, soit par le test de changements dans la population.

Si le nombre de générations est fixé on obtient un temps d'exécution fixe mais le programme peut ne pas s'arrêter à précision souhaitée. Si l'on connait la valeur maximale de la fonction fitness, le programme s'arrête une fois il atteint cette valeur, on obtient la précision souhaitée mais cela peut exiger un temps de calcul non contrôlé.

II.4.3. **Influence des paramètres de l'AG**

Les opérations de l'algorithme génétique sont guidées par un certain nombre de paramètres fixés à l'avance. La valeur de ces paramètres influe sur la réussite d'un algorithme génétique. Ces paramètres sont les suivants :

- **La taille de la population N**

  Si N est trop grand le temps de calcul de l'algorithme peut s'avérer très important, et si N est trop petit, il peut converger trop rapidement vers un mauvais chromosome (pas de diversité).

- **La longueur des individus S**

  La longueur de chaque individu représente la précision des solutions. Plus S est grand, plus on gagne de la précision, et on perd dans le temps de calcul et la taille mémoire nécessaire.

- **La probabilité de croisement p_c**

  Plus elle est élevée, plus la population subit de changements importants. Les valeurs généralement admises sont comprises entre 0,5 et 0,9.

- **La probabilité de mutation p_m**

  Ce taux est généralement faible puisqu'un taux élevé risque de conduire à une solution sous optimale.

II.4.4. **Exemple**

Nous reprenons ici l'exemple de Goldberg [77]. Il consiste à trouver le maximum de la fonction $f(x) = x^2$ sur l'intervalle [0,31] où x est un entier.

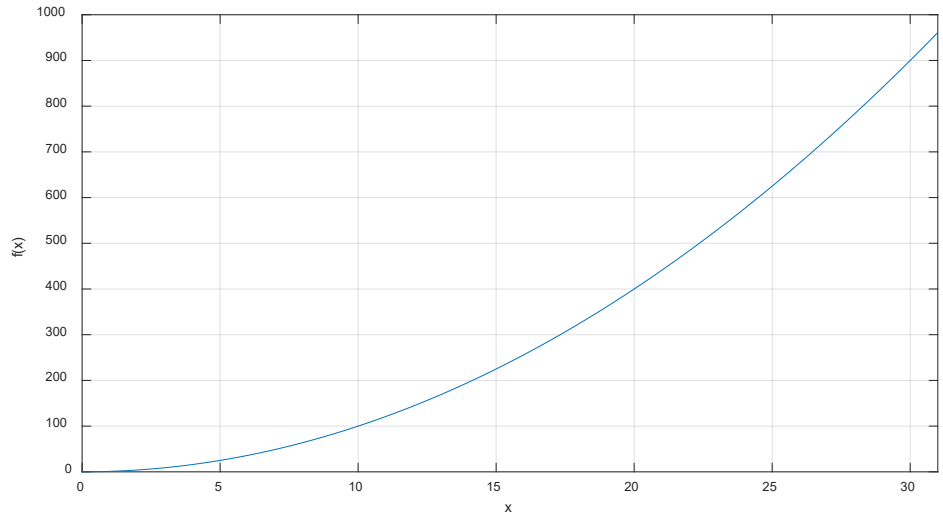

Figure II.26. Exemple de fonction

La première étape consiste à coder la fonction. Par exemple, nous utilisons un codage binaire de x, la séquence (chromosome) contenant au maximum 5 bits. Ainsi, nous avons :

$x = 2 \rightarrow (00010)_2$, de même $x = 31 \rightarrow (11111)_2$

Nous recherchons donc le maximum d'une fonction de fitness dans un espace de 32 valeurs possibles de x.

➢ **Tirage et évaluation de la population initiale :**

Nous fixons la taille de la population à $N = 4$. Nous tirons donc de façon aléatoire 4 chromosomes sachant qu'un chromosome est composé de 5 bits, et chaque bit dispose d'une probabilité 1/2 d'avoir une valeur 0 ou 1.

La fonction fitness doit être positive et maximale pour $f(x)$ optimale (dans notre cas : maximale), on peut donc choisir cette fonction comme fonction fitness et l'utiliser dans la procédure d'évaluation.

Le Tableau II.4 montre la population initiale et l'évaluation de chaque individu. Le maximum, 576, est atteint par la deuxième séquence $x = 24$. Voyons comment l'algorithme va tenter d'améliorer ce résultat.

Les individus	*Population initiale*	*Valeur réelle x*	*Fitness* $f(x) = x^2$	*% du total* $\frac{x}{f(x)}$
1	0 1 1 0 1	13	169	14.4
2	1 1 0 0 0	24	576	49.2
3	0 1 0 0 0	8	64	5.5
4	1 0 0 1 1	19	361	30.9
Total			1170	100

Tableau II.4. Tirage et évaluation de la population initiale

➢ **Sélection**

Une nouvelle population va être créée à partir de l'ancienne par le processus de sélection de la roue de loterie biaisée.

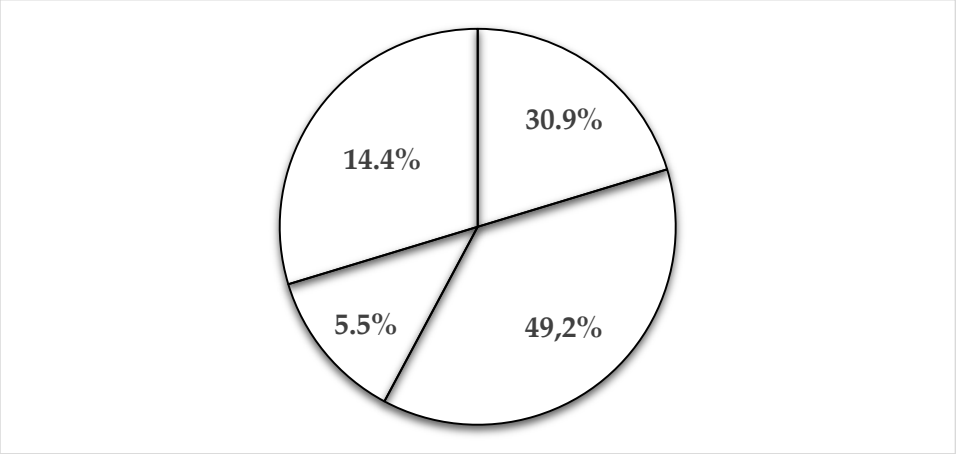

Figure II.27. Sélection par roue de loterie biaisée

Nous tournons cette roue 4 fois et nous obtenons la nouvelle population décrite dans le tableau suivant :

Population avant sélection	*% du total* $\frac{x}{f(x)}$	*Nombre de fois tiré*	*Population après sélection*
0 1 1 0 1	14.4	1	0 1 1 0 1
1 1 0 0 0	49.2	2	1 1 0 0 0
0 1 0 0 0	5.5	0	1 1 0 0 0
1 0 0 1 1	30.9	1	1 0 0 1 1

Tableau II.5. Opération de sélection

➢ **Le croisement (Crossover)**

Les parents sont sélectionnés au hasard. Nous tirons aléatoirement un lieu de croisement (site ou locus) dans la séquence. Le croisement s'opère alors à ce lieu avec une probabilité p_c. Le Tableau II.6 donne les conséquences de cet opérateur en supposant que les chromosomes 2 et 1, puis 4 et 3 sont appariés et qu'à chaque fois le croisement s'opère (par exemple avec p_c = 1).

N°	*avant Crossover*	*Individus appariés*	*Croisement*	*Site du croisement*	*après Crossover*
1	0 1 1 0 1	2	1 1 | 0 0 0	2	1 1 **1 0 1**
2	1 1 0 0 0	1	0 1 | 1 0 1	2	0 1 **0 0 0**
3	1 1 0 0 0	4	1 0 0 1 | 1	4	1 0 0 1 **0**
4	1 0 0 1 1	3	1 1 0 0 | 0	4	1 1 0 0 **1**

Tableau II.6. Opération de croisement

➢ **La mutation**

La mutation est la modification aléatoire occasionnelle (de faible probabilité) de la valeur d'un bit (inversion d'un bit). On tire ainsi pour chaque bit un chiffre aléatoire entre 0 et 1 et si ce chiffre est inférieur à p_m alors la mutation s'opère. Le Tableau II.7, avec $p_m = 0{,}05$, met en évidence ce processus sur la population issue du croisement.

Avant mutation	*Tirage aléatoire (%)*	*Après mutation*
1 1 1 0 1	15 25 36 22 12	1 1 1 0 1
0 1 0 0 0	26 89 13 **04** 59	0 1 0 **0** 0
1 0 0 1 0	32 45 87 09 65	1 0 0 1 0
1 1 0 0 1	47 83 85 62 35	1 1 0 0 1

Tableau II.7. Opération de mutation

Maintenant que la nouvelle population est entièrement créée, on peut de nouveau l'évaluer.

➢ **Insertion**

Après une seule génération, le maximum est maintenant de 841 ($x = 29$), on est donc passé de 576 à 841.

Cette nouvelle population est insérée dans la population des *Parents* où les plus forts remplacent les plus faibles. On obtient ainsi une nouvelle population nous devons recommencer la procédure à partir de l'étape de sélection jusqu'à ce que le maximum global, 31, soit obtenu, ou bien qu'un critère d'arrêt ait été satisfait.

La population	*N°*	*Génotype* A	*Valeur réelle* x	*Fitness* $F(x) = x^2$
Parents	1	0 1 1 0 1	13	169
	2	1 1 0 0 0	24	576
	3	0 1 0 0 0	8	64
	4	1 0 0 1 1	19	361
Descendants	1`	1 1 1 0 1	29	841
	2`	0 1 0 0 0	16	256
	3`	1 0 0 1 0	18	324
	4`	1 1 0 0 1	25	625
Nouvelle population	1`	1 1 1 0 1	29	841
	4`	1 1 0 0 1	25	625
	2	1 1 0 0 0	24	576
	4	1 0 0 1 1	19	361

Tableau II.8. Evaluation et insersion

II.4.5. **Codage réel**

A l'aide du codage binaire, toutes les opérations sont assez simples à mettre en place. Malgré tout, quelques inconvénients existent :

- Il peut être difficile d'adapter ce codage à certains problèmes ;
- la représentation binaire peut créer des problèmes pour l'optimisation de très grandes dimensions à haute précision numérique ;

- suivant le problème, la résolution de l'algorithme peut être coûteuse en temps perdu dans le codage et décodage ;
- le croisement et la mutation peuvent être inadaptés (création d'individus n'appartenant pas à l'espace de recherche).

Avec le codage réel, l'individu n'est plus qu'un chiffre à valeurs réelles dans l'espace des valeurs permises, le génotype $A = a, a \in \mathcal{R}$. L'opérateur de sélection reste identique à celui de la roue de loterie biaisée ou du tournoi. En revanche, il existe d'autres opérateurs de croisement et de mutation :

- **Opérateur de croisement :**

L'opération de croisement simple tel que décrit dans le cas binaire ne peut s'effectuer ici dans le cas de recherche d'un point unique. Toutefois, pour une recherche de plus grande dimension, on peut utiliser de façon analogique cet opérateur.

Ainsi, soient $Y = (y_1, y_2, y_3)$ et $X = (x_1, x_2, x_3)$ deux membres (vecteurs de dimensions trois) de la population initiale. On cherche donc trois points dans un espace de recherche de dimension trois. Pour ce faire, on génère un nombre aléatoire r à partir d'une distribution uniforme sur l'ensemble {1,2,3} et deux nouveaux individus, $\tilde{X}$ et $\tilde{Y}$, sont créés selon la règle suivante :

$$\tilde{x}_i = \begin{cases} x_i \ , & si\ i < r \\ y_i \ , & sinon \end{cases} \quad , \quad \tilde{y}_i = \begin{cases} y_i \ , & si\ i < r \\ x_i \ , & sinon \end{cases} \tag{II.31}$$

Un autre opérateur est le croisement arithmétique (valable même pour une recherche de dimension un). Ce croisement effectue une simple combinaison linéaire entre les parents. Soit, après avoir généré un chiffre aléatoire, $\alpha \in [0,1]$, les nouveaux parents sont :

$$\tilde{X} = \alpha X + (1-\alpha)Y \quad , \quad \tilde{Y} = \alpha Y + (1-\alpha)X \tag{II.32}$$

Enfin, il existe aussi le croisement heuristique. Cet opérateur effectue une extrapolation linéaire des deux individus. Un nouvel individu $\tilde{X}$, est créé selon le processus suivant (sous l'hypothèse que $X > Y$ en terme de fitness, sinon nous inversons X et Y dans les équations) :

$$\tilde{X} = X + r.(X - Y) \quad , \quad \tilde{Y} = X \tag{II.33}$$

Avec :

$$Faisabilité = \begin{cases} 1 \ , & si\ b_1^i < \tilde{x}_i < b_2^i\ \forall i \\ 0 \ , & Sinon. \end{cases} \quad \text{(II.34)}$$

Où,

b_1^i , b_2^i : Les bornes autorisées pour x_i ,

r : Nombre aléatoire tiré dans [0,1].

Nous devons donc avoir tout le temps $x_i \in [b_1^i\ ,\ b_2^i]$. Si $\tilde{X}$ n'est pas faisable (i.e. faisabilité nulle) alors un nombre $\boldsymbol{r}$ est retiré et la procédure est recommencée jusqu'à ce que la solution soit faisable où qu'un certain nombre d'essais soit effectué. Dans le cas où $f\ (X) = f\ (Y)$ (même fitness) on reproduit simplement X et Y.

- **Opérateur de mutation :**

La mutation uniforme est identique à celle du codage binaire. Ainsi, chaque variable $x_i \in X$ est changée selon une certaine probabilité en un nombre aléatoire tiré dans une distribution uniforme sur l'intervalle $[b_1^i\ ,\ b_2^i]$.

Avec : $x_i \in [b_1^i\ ,\ b_2^i]$

La mutation non uniforme revient à changer la variable x_{i^i} en un nombre tiré dans une distribution non uniforme. Cette nouvelle variable $\tilde{x}_i$ est telle que :

$$\tilde{x}_i = \begin{cases} x_i + (b_2^i - x_i).f(G)\ , & si\ \ \alpha < 0.5 \\ x_i + (x_i + b_1^i).f(G)\ , & si\ \ \alpha \geq 0.5 \end{cases} \quad \text{(II.35)}$$

Avec :

$$f(G) = \left[\tilde{\alpha}(1 - \frac{G}{G_{max}})\right]^b \quad \text{(II.36)}$$

$\alpha, \tilde{\alpha}$: Nombres aléatoires $\in$ [0,1],

G : Génération courante,

G_{max} : Nombre maximum de générations (i.e. de création de nouvelle population),

b : Paramètre déterminant le degré de non uniformité.

II.4.6. **Application des AGs à la MPPT**

Dans l'algorithme développé les individus représentent le courant du générateur PV (GPV) et le nombre de bits donne la précision. Pour coder le courant en binaire on doit fixer sa valeur maximale qui est dans notre cas le courant de court-circuit, on peut donc écrire :

$$population(I) = \begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} \qquad avec : \; I_{max} = I_{sc} = \overbrace{111 \ldots 11}^{S\ bits} \tag{II.37}$$

L'évaluation d'un individu se fait par le calcul de sa puissance, un courant est donc optimal si la puissance correspondante est la plus grande.

Le modèle du GPV est utilisé pour le calcul de la puissance de chaque courant (voir section III.3).

Le déroulement du programme détermine le courant optimal (correspondant à la puissance maximale) directement et une commande MLI (Modulation de Largeur d'Impulsions « ou PWM ») conduit le panneau PV à fonctionner avec ce courant, donc à sa puissance maximale.

II.5. **Conclusion**

La poursuite du point de puissance maximale est une stratégie très importante pour tirer le maximum de puissance du panneau PV et ainsi augmenter le rendement de l'installation PV. La recherche d'une technique MPPT performante (plus rapide et plus stable) reste l'objectif des chercheurs et fait l'objet d'un grand nombre de travaux.

Dans ce chapitre les méthodes les plus courantes ont été présentées, elles vont de la plus simple à la plus complexe et chacune ayant ses propres performances.

Une nouvelle technique de poursuite plus rapide et plus stable est proposée dans ce chapitre, elle est basée sur les Algorithmes Génétiques, c'est pourquoi une présentation théorique des AGs est présentée dans ce chapitre, le prochain chapitre fera l'objet d'une étude par la simulation.

Chapitre III : **Modélisation et simulation d'un système PV autonome**

III.1. Introduction 61
III.2. Modélisation d'un système PV autonome 61
III.2.1. Modélisation du générateur PV 62
III.2.1.1. Modèle idéal 62
III.2.1.2. Modèle avec résistance série 65
III.2.1.3. Modèle à deux résistances 69
III.2.1.4. Modèle à deux diodes 73
III.2.1.5. Modèle du GPV 74
III.2.1.6. Modèle du GPV sous Matlab 75
III.2.2. Convertisseur DC/DC (Boost) 79
III.2.2.1. Principe de fonctionnement 79
III.2.2.2. Le signal de commande 82
III.2.2.3. Tests sur le Boost 85
III.3. Algorithme proposé 87
III.3.1. Exemple de déroulement 87
III.3.2. Test de l'algorithme 94
III.3.3. Influence du nombre d'individus 96
III.3.4. Influence du nombre de bits 97
III.3.5. Implémentation sous Matlab/Simulink 98
III.4. Implémentation des méthodes PO et IC 99
III.5. Tests et résultats 101
III.5.1. Comparaison avec PO et IC 102
III.5.1.1. Comparaison avec PO 102
III.5.1.2. Comparaison avec IC 104
III.5.1.3. Changement rapide de lumière [106] 105
III.5.2. Vérification de la méthode linéaire 108
III.6. Conclusion 110

III.1. **Introduction**

L'utilisation de la simulation est une étape très importante dans l'étude des systèmes PVs, elle permet de modifier les paramètres du système très facilement (tel que l'ensoleillement par exemple) et tester les performances des méthodes d'optimisation sous différentes conditions.

Pour effectuer une simulation on doit représenter le fonctionnement des composants du système sous forme d'équations mathématiques compréhensibles par le logiciel de simulation, c'est ce qu'on appelle « le modèle ».

Dans ce chapitre on présentera les différents modèles utilisés pour le panneau PV et les parties d'un système PV autonome, on intègre ensuite la commande basée sur les méthodes PO et IC puis la méthode MPPT proposée (basée sur les AGs). Dans le but de valider l'algorithme proposé, des résultats de simulation seront présentés et une comparaison sera effectuée.

III.2. **Modélisation d'un système PV autonome**

La Figure III.1 représente un modèle sous Matlab/Simulink© [80] d'un système photovoltaïque autonome simple qui est composé d'un générateur PV suivi par un convertisseur DC/DC et débitant sur une charge résistive. Un bloc de commande est inséré dans la chaine dans le but de réguler la tension (ou le courant) du GPV et le ramener à fonctionner autour de son PPM.

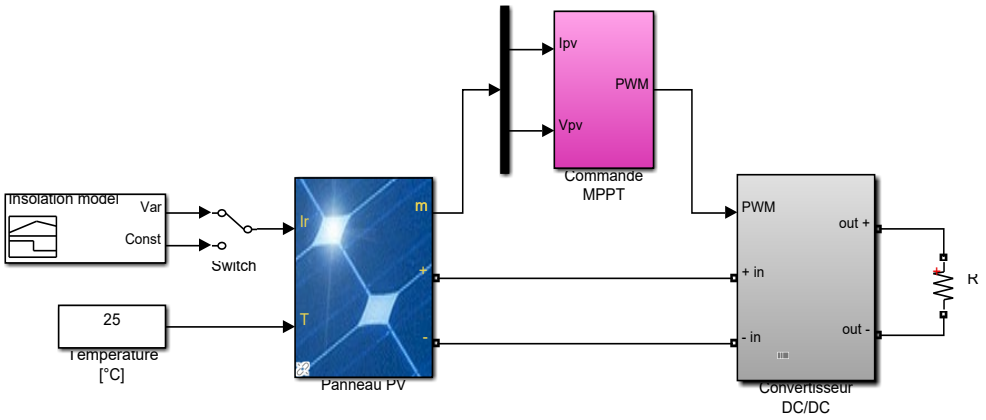

Figure III.1. Modèle Matlab/Simulink d'un système PV autonome

La modélisation d'un système PV (autonome, connecté au réseau, hybride) est traitée par plusieurs travaux [81]. Dans ce qui suit, on présentera les différents modèles de la cellule PV et l'identification des paramètres, ensuite on donnera le modèle du convertisseur DC/DC élévateur.

III.2.1. **Modélisation du générateur PV**

L'élément de base d'un générateur PV est la cellule, donc il faut d'abord passer par la modélisation de la cellule PV ; un grand nombre de travaux sont consacrés à la modélisation du générateur PV et plusieurs modèles ont été présentés [82], [83], ces derniers diffèrent dans le nombre de paramètres à identifier.

Le constructeur ne donne pas tous les paramètres du modèle (qui peuvent changer avec l'installation), ce qui rend la recherche des méthodes déterminant ces paramètres une étape très importante pour implémenter le modèle dans un logiciel de simulation. Plusieurs méthodes d'extraction ont été proposées [82]–[99].

Pour déterminer les paramètres du modèle on doit utiliser les équations relatives au circuit-ouvert, au court-circuit, au point de puissance maximale, des informations de la courbe I-V et d'autres informations utiles.

III.2.1.1. **Modèle idéal**

Le circuit équivalent, le plus simplifié, d'une cellule photovoltaïque est composé d'une source de courant en parallèle avec une diode (Figure III.2).

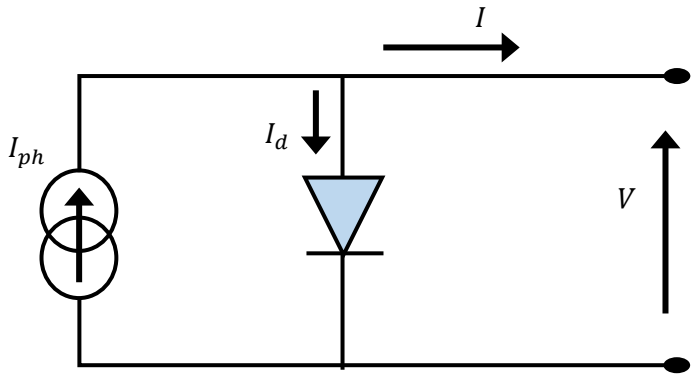

Figure III.2. Schéma électrique équivalent idéal d'une cellule PV

Le courant de sortie de la cellule est donné par l'équation :

$$I = I_{ph} - I_d \qquad \textit{(III.1)}$$

Avec,

$$I_d = I_{rs}\left[e^{\left(\frac{q}{kTn}V\right)} - 1\right] \qquad \textit{(III.2)}$$

On pose :

$$V_T = \frac{kT}{q} \qquad \textit{(III.3)}$$

Donc :

$$I = I_{ph} - I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V}{n.V_T}\right)} - 1\right] \qquad \textit{(III.4)}$$

Où,

I : Courant de sortie [A] ;

V : Tension de sortie [V] ;

V_T : Tension thermique de diode [V] ;

I_d: Courant traversant la diode [A] ;

I_{ph} : Photo courant de la cellule [A] ;

I_{rs}: Courant de saturation inverse de la diode (courant d'obscurité) [A] ;

q : Charge d'électron ($q = 1{,}602.10^{-19}\ C$) ;

k : Constante de Boltzmann ($k = 1{,}381\ .10^{-23}\ J/K$) ;

n : Facteur d'idéalité de la diode (Coefficient dépendant du matériau de la cellule PV, en général : $1 <$ A < 2) ;

T : Température de la cellule [°K].

Le facteur d'idéalité dépend de la technologie de construction utilisée , le Tableau II.1 [86] donne sa valeur pour différentes technologies ($T = 25°C$) :

Technologies	*Facteur d'idéalité*
Si-mono	1.2
Si-poly	1.3
a-Si:H	1.8
a-Si:H tandem	3.3
CdTe	1.5
CIS	1.5
AsGa	1.3

Tableau III.1. Facteur d'idéalité de la cellule suivant la technologie de construction

On peut noter que le photo-courant I_{ph} est équivalent au courant du court-circuit I_{sc}. En effet, au court-circuit la tension est nulle ($V = 0$), on peut donc écrire :

$$V = 0 \; et \; I = I_{sc} \tag{III.5}$$

De l'équation (III.4) on obtient :

$$I_{sc} = I_{ph} \tag{III.6}$$

Cette équation (III.4) devient :

$$I = I_{sc} - I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V}{nV_T}\right)} - 1\right] \tag{III.7}$$

Le courant de saturation peut être déterminé en imposant un circuit ouvert, en effet au circuit-ouvert on peut écrire :

$$I = 0 \; et \; \mathrm{V} = V_{oc} \tag{III.8}$$

Avec, V_{oc} la tension du circuit-ouvert.

De l'équation (III.7) on peut écrire :

$$0 = I_{sc} - I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} - 1\right] \tag{III.9}$$

Ce qui donne :

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} - 1} \qquad (III.10)$$

III.2.1.2. **Modèle avec résistance série**

Pour obtenir une meilleure représentation électrique que le modèle idéale, un deuxième modèle est utilisé, il tient en compte des résistances de contact [87], [100] (dues essentiellement aux résistances de connexion), une résistance série R_s est donc rajoutée au circuit équivalent (l'effet de cette résistance est présenté par plusieurs travaux [101]). Le circuit équivalent est représenté par la Figure III.3

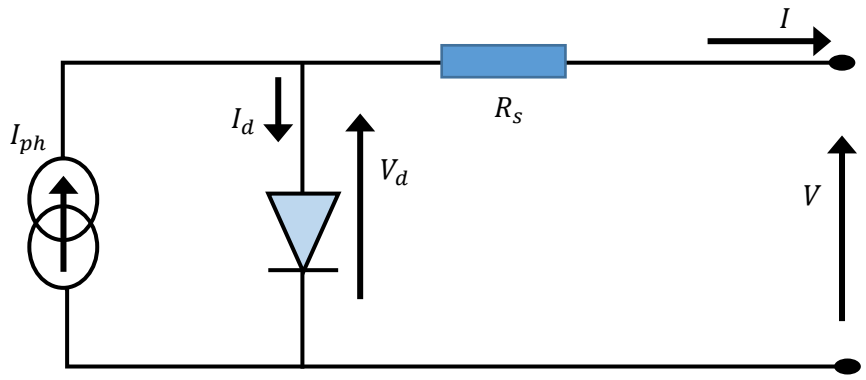

Figure III.3. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV avec résistance série

La loi de Kirchhoff donne :

$$I = I_{ph} - I_d \qquad (III.11)$$

Avec :

$$I_d = I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V_d}{nV_T}\right)} - 1\right] \qquad (III.12)$$

La tension aux bornes de la diode V_d est donnée, en fonction de la tension de sortie V, par l'équation :

$$V_d = V + R_s I \qquad (III.13)$$

Donc on peut donc écrire :

$$I = I_{ph} - I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V+R_s.I}{nV_T}\right)} - 1\right] \quad \textit{(III.14)}$$

C'est une équation (à quatre (4) paramètres) très utilisée dans la pratique.

On peut prendre en considération que la chute de tension due à la résistance R_s est négligeable ce qui donne [82]:

$$I_{ph} \approx I_{sc} \quad \textit{(III.15)}$$

L'équation (III.14) devient :

$$I = I_{sc} - I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V+R_s.I}{nV_T}\right)} - 1\right] \quad \textit{(III.16)}$$

Le courant de court-circuit dépend linéairement de l'ensoleillement G et est influencé par la température suivant les équations suivantes [88] :

- A température constante :

$$I_{sc} = I_{sc_n}\frac{G}{G_n} \quad \textit{(III.17)}$$

- A l'ensoleillement constant :

$$I_{sc} = I_{sc_n} + K_i.\Delta T \quad \textit{(III.18)}$$

Avec,

$$\Delta T = T - T_n \quad \textit{(III.19)}$$

On peut regrouper les équations précédentes (III.17) et (III.18) par l'équation :

$$I_{sc} = \frac{G}{G_n}\left(I_{sc_n} + K_i.\Delta T\right) \quad \textit{(III.20)}$$

Où,

G : Ensoleillement de fonctionnement $[W/m^2]$;

G_n : Ensoleillement nominal ($1000\ W/m^2$) ;

T_n : Température nominale, [°K] ou [°C] ($T_n = 25°C = 298.15°K$) ;

I_{sc_n} : Courant du court-circuit aux conditions nominales (STC)[5] [A] ;

K_i : Coefficient de température du courant au court-circuit, [A/K] ou [A/°C].

Le courant de saturation dépond de la température suivant l'équation suivante [82] (Certaines références prennent $n = 1$ dans cette équation, ex. [89], [102]) :

$$I_{rs} = I_{rs_n}\left(\frac{T}{T_n}\right)^{\frac{3}{n}} . e^{\left[\frac{qE_g}{kn}\left(\frac{1}{T_n}-\frac{1}{T}\right)\right]} \qquad (III.21)$$

Où E_g : L'énergie de la bande de gap (interdite) du semi-conducteur [ev], une valeur propre au matériau du semi-conducteur [92] (Tableau III.2)

Matériau	$E_g(ev)$	
	0°K	*300°K*
Si	1.17	1.11
Ge	0.74	0.66
InSb	0.23	0.17
InAs	0.43	0.36
InP	1.42	0.27
GaP	2.32	2.25
GaAs	1.52	1.43
GaSb	0.81	0.68
CdSe	1.84	1.74
CdTe	1.61	1.44

Tableau III.2. L'énergie de la bande interdite (Eg) pour certain matériaux semi-conducteurs

En circuit ouvert l'équation (III.16) devient :

$$0 = I_{sc} - I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} - 1\right] \qquad (III.22)$$

[5] STC : Conditions standards du test « Standard Test Conditions » (Température de la cellule : 25°C, Ensoleillement : 1000 W/m² (1 soleil) avec une répartition spectrale : AM1.5 « Air Mass Spectrum »)

Ce qui donne :

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} - 1} \qquad \textit{(III.23)}$$

Donc,

$$I_{rs_n} = \frac{I_{sc_n}}{e^{\left(\frac{V_{oc_n}}{nV_{T_n}}\right)} - 1} \qquad \textit{(III.24)}$$

Avec,

$$V_{T_n} = \frac{kT_n}{q} \qquad \textit{(III.25)}$$

Pour exprimer I_{rs}, Villalva et al. [89] ont utilisé les équations relatives à K_i et K_v qui sont données par :

$$I_{sc} = I_{sc_n} + K_i \cdot \Delta T \qquad \textit{(III.26)}$$

$$V_{oc} = V_{oc_n} + K_v \cdot \Delta T \qquad \textit{(III.27)}$$

Où K_v : coefficient de température de la tension du circuit ouvert [V/K]

En utilisant les équations : (III.23), (III.26) et (III.27), l'équation du courant de saturation (III.21) peut être remplacée par la relation :

$$I_{rs} = \frac{I_{sc_n} + K_i \Delta T}{e^{\frac{V_{oc_n} + K_v \Delta T}{nV_T}} - 1} \qquad \textit{(III.28)}$$

En utilisant les équations (III.16), (III.21) et (III.24), la résistance série est définie par l'équation [82]:

$$R_s = -\left[\left.\frac{dV}{dI}\right|_{V=V_{oc}} + \frac{1}{w}\right] \qquad \textit{(III.29)}$$

Avec :

$$w = \frac{I_{sc}}{nV_T} \qquad \textit{(III.30)}$$

III.2.1.3. **Modèle à deux résistances**

Dans ce modèle [27], [97], en plus de la résistance série R_s, une résistance parallèle R_p est prise en compte, qui représente généralement les courants de fuite. Le circuit électrique équivalent est donné par la Figure III.4 .

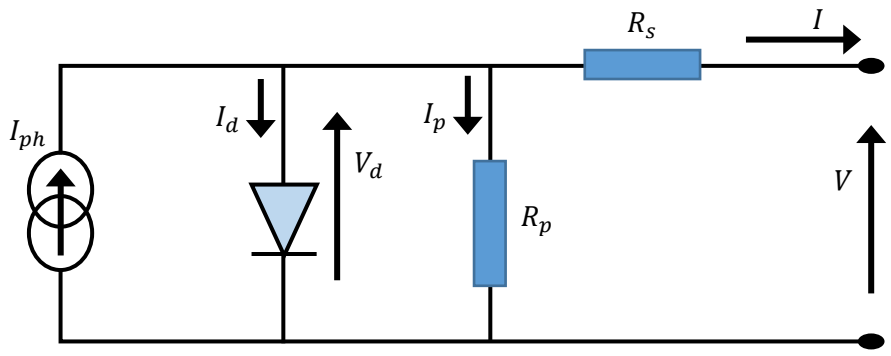

Figure III.4. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV avec résistances

La loi de Kirchhoff donne :

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \qquad (III.31)$$

Avec :

$$I_p = \frac{V_d}{R_p} = \frac{V + R_s I}{R_p} \qquad (III.32)$$

La tension aux bornes de la diode V_d est donnée par l'équation (III.13), donc on peut écrire :

$$I = I_{ph} - I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V+R_s.I}{nV_T}\right)} - 1\right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \qquad (III.33)$$

Les paramètres à identifier sont :

I_{ph} : Photo courant [A] ;

I_{rs}: Courant de saturation inverse [A] ;

n : Facteur d'idéalité ;

R_s : La résistance série [Ω] ;

R_p : La résistance parallèle [Ω].

Pour déterminer ces paramètres on utilise les trois (3) points particuliers sur la courbe I-V : court-circuit, circuit ouvert et le PPM.

- Au court-circuit, l'équation précédente devient :

$$I_{sc} = I_{ph} - I_{rs}\left[e^{\left(\frac{R_s.I_{sc}}{nV_T}\right)} - 1\right] - \frac{R_s}{R_p}I_{sc} \tag{III.34}$$

- En circuit ouvert, on peut écrire :

$$I_{ph} = I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} - 1\right] + \frac{V_{oc}}{R_p} \tag{III.35}$$

La dérivée par rapport au courant de l'équation (III.33) peut être utilisée :

$$\left(\frac{I_{rs}R_s}{nV_T}e^{\left(\frac{V+R_sI}{nV_T}\right)} + \frac{R_s}{R_p} + 1\right)\cdot\frac{dI}{dV} = -\left(\frac{I_{rs}}{nV_T}e^{\left(\frac{V+R_sI}{nV_T}\right)} + \frac{1}{R_p}\right) \tag{III.36}$$

- Au circuit ouvert et au court-circuit, cette équation devient :

$$\left(\frac{I_{rs}R_s}{nV_T}e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} + \frac{R_s}{R_p} + 1\right)\cdot\left(\frac{dI}{dV}\Big|_{I=0}\right) = -\left(\frac{I_{rs}}{nV_T}e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} + \frac{1}{R_p}\right) \tag{III.37}$$

$$\left(\frac{I_{rs}R_s}{nV_T}e^{\left(\frac{R_sI_{sc}}{nV_T}\right)} + \frac{R_s}{R_p} + 1\right)\cdot\left(\frac{dI}{dV}\Big|_{V=0}\right) = -\left(\frac{I_{rs}}{nV_T}e^{\left(\frac{R_sI_{sc}}{nV_T}\right)} + \frac{1}{R_p}\right) \tag{III.38}$$

- Au PPM, l'équation (III.33) devient :

$$I_{mp} = I_{ph} - I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V_{mp}+Rs.I_{mp}}{nV_T}\right)} - 1\right] - \frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{R_p} \tag{III.39}$$

La dérivée de la puissance au MPP est nulle :

$$\frac{d(I.V)}{dV} = 0 \Rightarrow \frac{dI}{dV}V + I = 0 \tag{III.40}$$

Ce qui peut être exprimé par :

$$\frac{dI}{dV}\Big|_{PPM} = -\frac{I_{mp}}{V_{mp}} \tag{III.41}$$

L'équation (*III.36*) devient :

$$\left(\frac{I_{rs}R_s}{nV_T}e^{\left(\frac{V_{mp}+R_sI_{mp}}{nV_T}\right)} + \frac{R_s}{R_p} + 1\right)\cdot\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \left(\frac{I_{rs}}{nV_T}e^{\left(\frac{V_{mp}+R_sI_{mp}}{nV_T}\right)} + \frac{1}{R_p}\right) \tag{III.42}$$

Les valeurs des constantes : $I_{sc}, V_{oc}, I_{mp}, V_{mp}, \left.\frac{dI}{dV}\right|_{I=0} et \left.\frac{dI}{dV}\right|_{I=0}$ peuvent être tirées de la courbe I-V.

Les travaux de Kennerud [98] et Charles et al. [99] ont montré que les équations précédentes : (*III.34*), (*III.35*), (*III.37*), (*III.38*) et (*III.42*) sont indépendantes est suffisent pour déterminer les cinq paramètres du modèle par l'utilisation de la méthode de Newton-Raphson. Cependant, cette méthode nécessite trop de calcul et des conditions initiales strictes, c'est pour cela que beaucoup de travaux sont consacrés à la recherche d'autres méthodes analytiques pour l'identification des paramètres du modèle.

Phang et al. [91] ont utilisé les approximations suivantes :

$$e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} \gg e^{\left(\frac{R_s.I_{sc}}{nV_T}\right)} \tag{III.43}$$

$$R_s \ll R_p \tag{III.44}$$

$$e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} \gg \frac{1}{R_p} \tag{III.45}$$

$$\frac{I_{rs}}{nV_T} e^{\left(\frac{R_s I_{sc}}{nV_T}\right)} \ll \left(\frac{1}{R_p} + \frac{1}{R_s - R_{p0}}\right) \tag{III.46}$$

Les valeurs initiales des résistances série et parallèle initiales R_{s0} et R_{p0}, respectivement, sont définies par [98], [99] :

$$\left(\frac{dV}{dI}\right)_{I=0} = -R_{s0} \tag{III.47}$$

$$\left(\frac{dV}{dI}\right)_{V=0} = -R_{p0} \tag{III.48}$$

Les équations précédentes peuvent être exprimées d'une autre forme.

- On regroupe les équations (*III.34*) et (*III.35*), on obtient :

$$I_{rs}\left(e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} - e^{\left(\frac{R_s.I_{sc}}{nV_T}\right)}\right) - I_{sc}\left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) + \frac{V_{oc}}{R_p} = 0 \tag{III.49}$$

- On remplace (III.47) dans (III.37) :

$$(R_{s0} - R_s) \cdot \left(\frac{I_{rs}}{nV_T} e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} + \frac{1}{R_p}\right) - 1 = 0 \tag{III.50}$$

- On remplace (III.48) dans (III.38) on obtient :

$$\frac{1}{R_p} + \frac{1}{R_s - R_{p0}} + \frac{I_{rs}}{nV_T} e^{\left(\frac{R_s I_{sc}}{nV_T}\right)} = 0 \tag{III.51}$$

- Les équations (III.35) et (III.39) donnent :

$$I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)}\right] - I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V_{mp}+Rs.I_{mp}}{nV_T}\right)}\right] + \frac{V_{oc} - V_{mp}}{R_p} - \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) I_{mp} = 0 \tag{III.52}$$

Avec les approximations des relations (*III.42*) à (*III.46*), les équations précédentes deviennent :

$$I_{rs} e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} - I_{sc} + \frac{V_{oc}}{R_p} = 0 \tag{III.53}$$

$$(R_{s0} - R_s) \cdot \left(\frac{I_{rs}}{nV_T} e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)}\right) - 1 = 0 \tag{III.54}$$

$$R_p = R_{p0} - R_s \tag{III.55}$$

$$I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)}\right] - I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V_{mp}+Rs.I_{mp}}{nV_T}\right)}\right] + \frac{V_{oc} - V_{mp}}{R_p} - I_{mp} = 0 \tag{III.56}$$

A partir de ces équations, une expression du facteur d'idéalité en fonction des paramètres mesurables peut être déterminée [91], [103] :

$$n = \frac{V_{mp} + R_{s0}.I_{mp} - V_{oc}}{V_T\left[\ln\left(I_{sc} - \frac{V_{mp}}{R_{p0}} - I_{mp}\right) - \ln\left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}\right) + \frac{I_{mp}}{I_{sc} - \left(\frac{V_{oc}}{R_p}\right)}\right]} \tag{III.57}$$

La résistance R_p est exprimée par l'équation (*III.55*) et les paramètres I_{rs} , R_s *et* I_{ph} peuvent être donnés par les équations suivantes :

$$I_{rs} = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}\right) e^{-\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} \tag{III.58}$$

$$R_s = R_{s0} - \left(\frac{nV_T}{I_{rs}} e^{-\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)}\right) - 1 = 0 \tag{III.59}$$

$$I_{ph} = \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) I_{sc} + I_{rs}\left[e^{\left(\frac{R_s.I_{sc}}{nV_T}\right)} - 1\right] \tag{III.60}$$

En se basant sur le Tableau III.3 [85], qui donne les valeurs de chaque terme de cette dernière équation (de quelques références), ces données montrent qu'on peut négliger le 1er terme de cette équation et écrire :

$$I_{ph} = \frac{R_p + R_s}{R_p}.I_{sc} \qquad \text{(III.61)}$$

Référence	*Cellule*	I_{sc}	I_{ph}	$I_{rs}\left[e^{\left(\frac{R_s.I}{nV_T}\right)} - 1\right]$	$\frac{R_s}{R_p}.I_{sc}$
Kennerud [98]	CdS	0.8040	0.8050	$1.56 \cdot 10^{-5}$	$1.19 \cdot 10^{-3}$
Charles et al. [99]	BSC	0.1023	0.1023	$2.21 \cdot 10^{-8}$	$7.16 \cdot 10^{-6}$
	GSC	0.5610	0.5625	$1.01 \cdot 10^{-5}$	$1.73 \cdot 10^{-3}$
Lo Brano et al. [104]	Q6LM	7.6650	7.6655	$1.42 \cdot 10^{-9}$	$5.95 \cdot 10^{-5}$

Tableau III.3. Quelques références d'évaluation

On peut identifier les modèles précédents (à une seule résistance ou idéal) en éliminant le paramètres correspondant dans les équations précédentes.

III.2.1.4. **Modèle à deux diodes**

La recombinaison dans la jonction PN (notamment en faible tension) est traduite par une 2ème diode dans le circuit équivalent, la Figure III.5 donne le schéma électrique équivalent de ce modèle [88], [93].

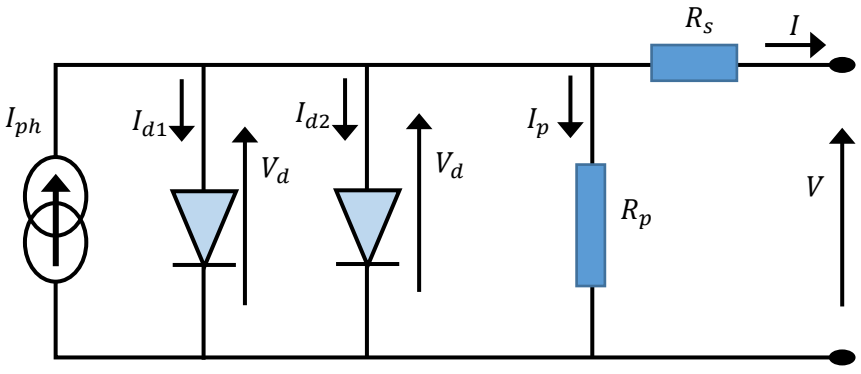

Figure III.5. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV avec deux diodes

Avec :

$$I_{d1} = I_{rs1}\left[e^{\left(\frac{q}{kTn_1}.(V+R_s.I)\right)} - 1\right] \quad (III.62)$$

$$I_{d2} = I_{rs2}\left[e^{\left(\frac{q}{kTn_2}.(V+R_s.I)\right)} - 1\right] \quad (III.63)$$

Où,

I_{rs1}: Courant de saturation inverse de la 1ère diode ;

I_{rs2}: Courant de saturation inverse de la 2ème diode ;

n_1 : Facteur d'idéalité de la 1ère diode ;

n_2 : Facteur d'idéalité de la 2ème diode.

Ce qui donne le courant de sortie sous forme :

$$I = I_{ph} - I_{rs1}\left[e^{\left(\frac{q}{kTn_1}.(V+R_s.I)\right)} - 1\right] - I_{rs2}\left[e^{\left(\frac{q}{kTn_2}.(V+R_s.I)\right)} - 1\right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (III.64)$$

L'identification de ce modèle revient à déterminer sept (7) paramètres différents $(I_{ph}, I_{rs1}, I_{rs2}, n_1, n_2, R_s, R_p)$ [103], Gow et Manning [93] ont utilisé la méthode Levenberg-Marquardt pour déterminer ce faire.

III.2.1.5. **Modèle du GPV**

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 du GPV est donné par :

$$I_{PV} = N_p \cdot \left[I_{ph} - I_{rs}\left(e^{\left(\frac{\frac{V_{PV}}{N_s} + R_s.\frac{I_{PV}}{N_p}}{nV_T}\right)} - 1\right) - \frac{\frac{V_{PV}}{N_s} + R_s\frac{I_{PV}}{N_p}}{R_p}\right] \quad (III.65)$$

Où,

I_{PV} : Courant du GPV [A] ;

V_{PV} : Tension du GPV [V] ;

N_s : Nombre de cellules connectées en série par module ;

N_p : Nombre de modules connectés en parallèle.

III.2.1.6. **Modèle du GPV sous Matlab**

On a réalisé un modèle Matlab/Simulink du GPV basé sur les équations précédentes du modèle réel (Figure III.6).

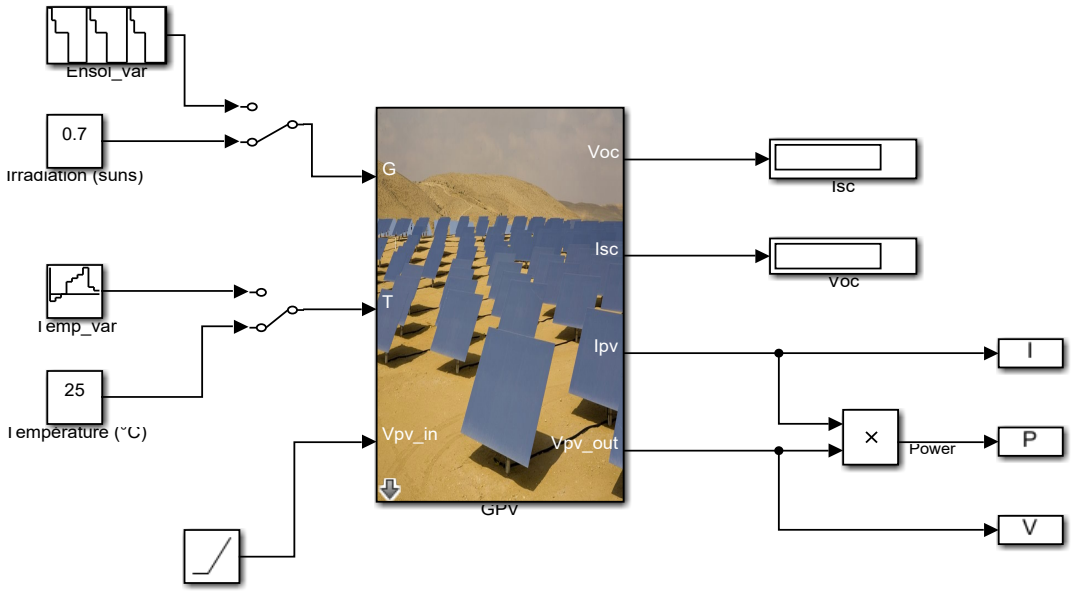

Figure III.6. Modèle du générateur photovoltaïque réalisé avec Matlab/Simulink

Le détail du bloc est représenté par Figure III.7. On remarque l'ajout des sorties I_{sc} et V_{oc} qui seront utilisées pour la commande basée sur les AGs.

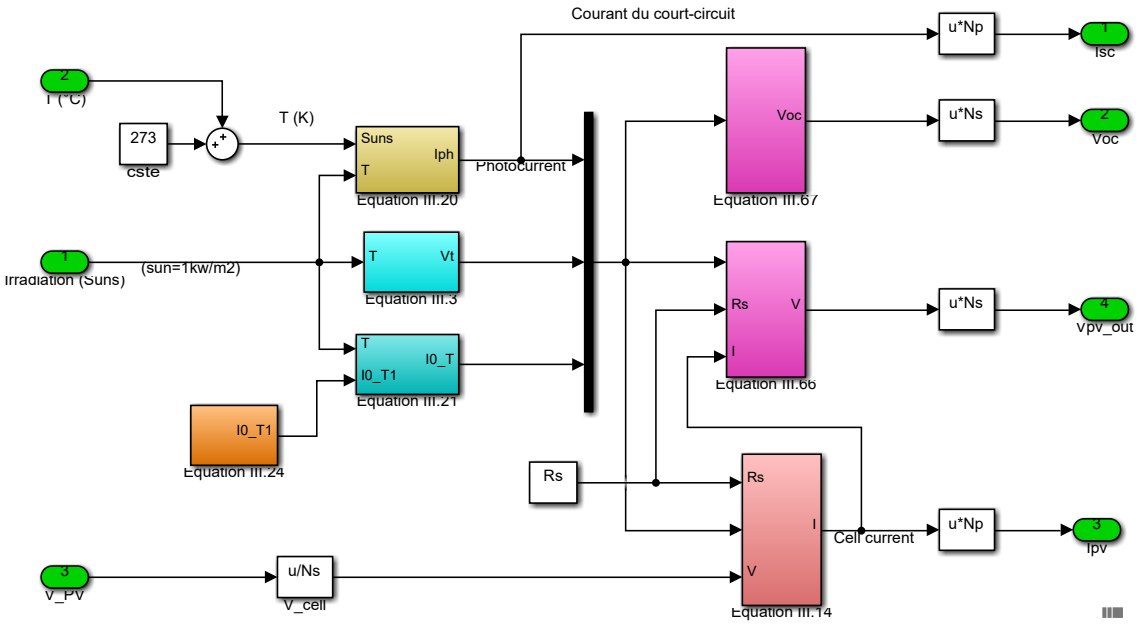

Figure III.7. Les blocs du GPV réalisé avec Matlab/Simulink

L'équation de la tension de sortie est donnée par :

$$V = nV_T \ln\left(1 + \frac{I_{ph} - I}{I_{rs}}\right) - R_s I \qquad (III.66)$$

La tension V_{oc} est donc :

$$V_{oc} = nV_T \ln\left(1 + \frac{I_{ph}}{I_{rs}}\right) \qquad (III.67)$$

On a aussi modifié le modèle Matlab conçu par Villalva et al. [89], en rajoutant les sorties I_{sc} et V_{oc} (Figure III.8, Figure III.9, Figure III.10 et Figure III.11).

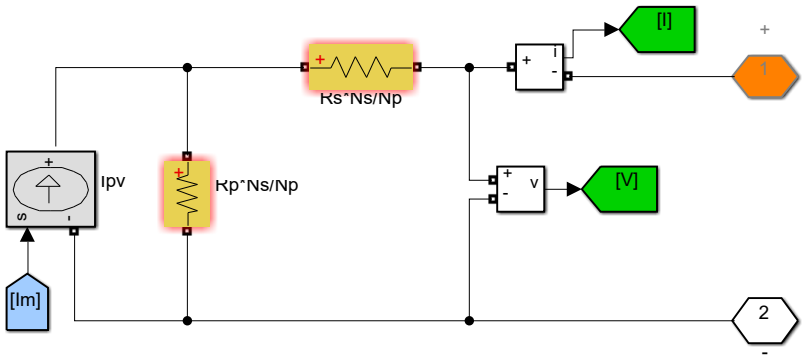

Figure III.8. Modèle Matlab/Simulink du GPV conçu par Villalva et al.[89]

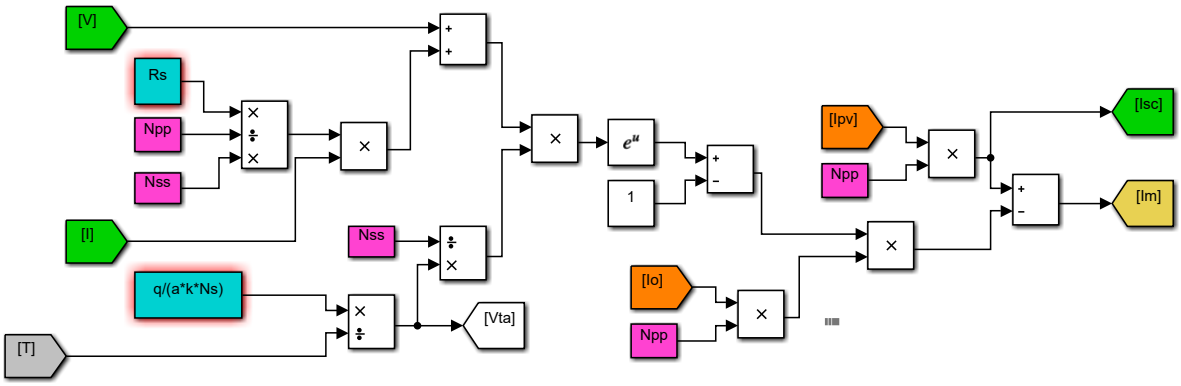

Figure III.9. Modèle Matlab/Simulink de l'équation (III.65)

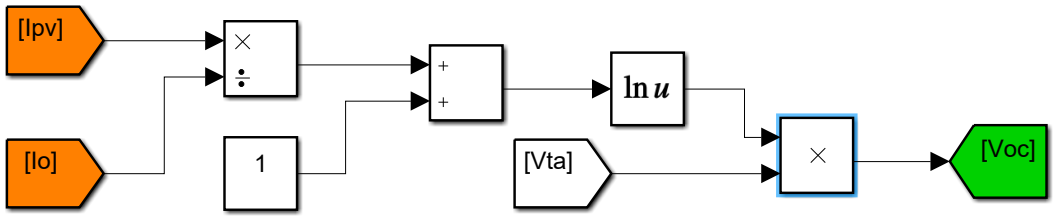

Figure III.10. Modèle Matlab/Simulink de l'équation (III.67)

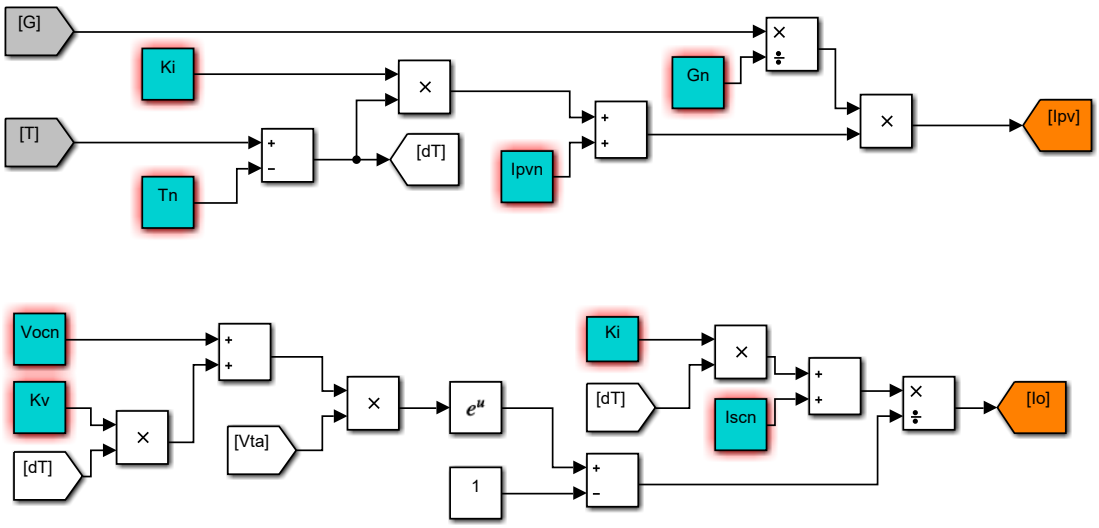

Figure III.11. Modèle Matlab/Simulink du courant de saturation inverse et le photo-courant

Les concepteurs du logiciel Matlab ont intégré le modèle de la cellule PV dans « *PowerSim* » (Figure III.12) basé sur les travaux de Gow et Manning [88], [93], l'avantage de travailler avec PowerSim et de pouvoir manipuler directement les

composants des circuits électriques (câblage, polarisation, etc.) avec des symboles connus dans la schématisation de l'électronique de puissance.

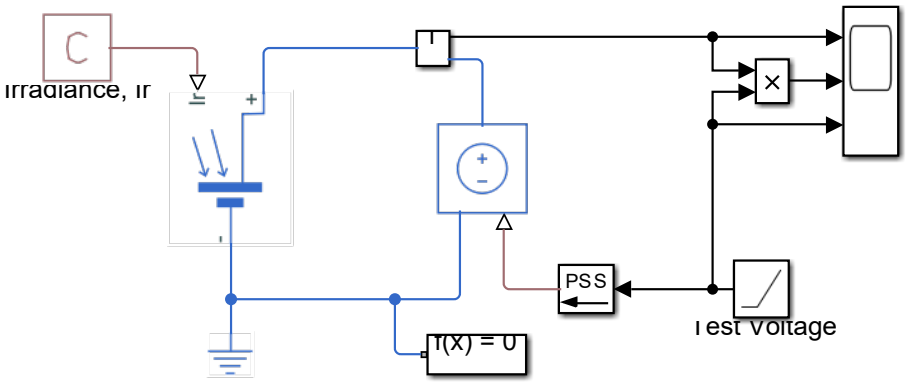

Figure III.12. Simulation d'une cellule PV sous PowerSim

Le modèle de la cellule fonctionne avec une entrée de l'ensoleillement avec la possibilité de modification des paramètres (Figure III.13).

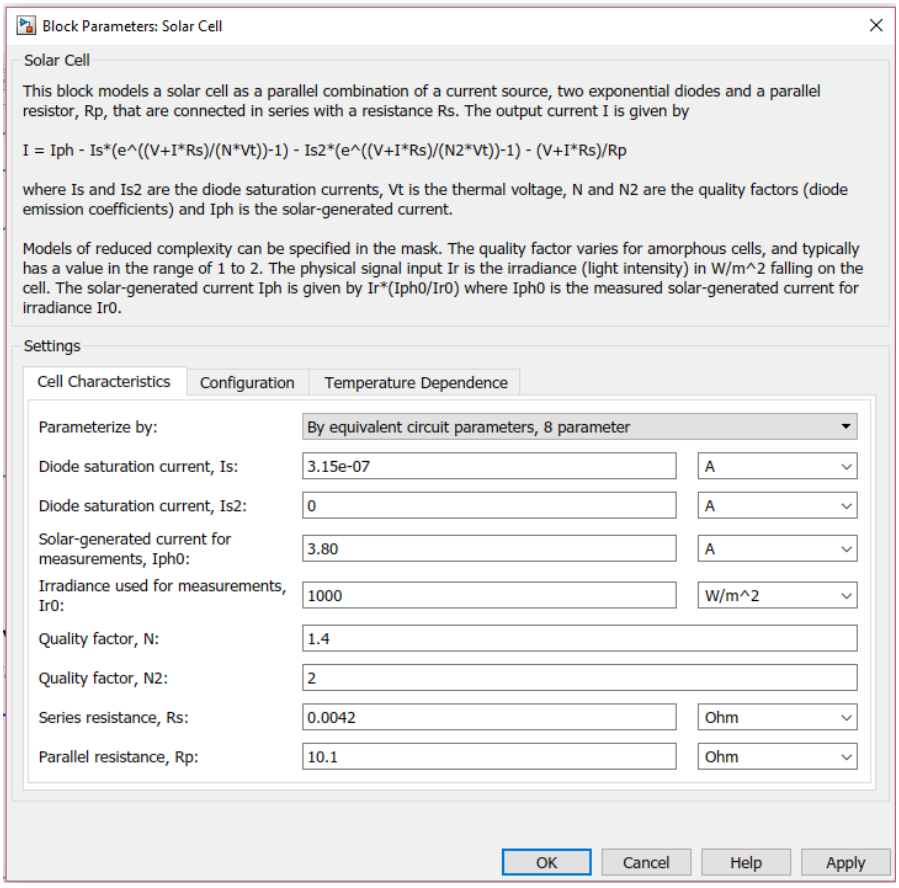

Figure III.13. Fenêtre des paramètres du modèle de la cellule PV

Dans les dernières versions de Matlab/Simulink, un modèle de panneau PV « *PV Array* » est rajouté dans la bibliothèque de Simulink, l'avantage principal de ce modèle est qu'il contient dans sa bibliothèque les références d'une large gamme de panneaux PVs commercialisés sur le marché, ce qui donne la possibilité d'adaptation des tests de simulation avec les tests pratiques (Figure III.14).

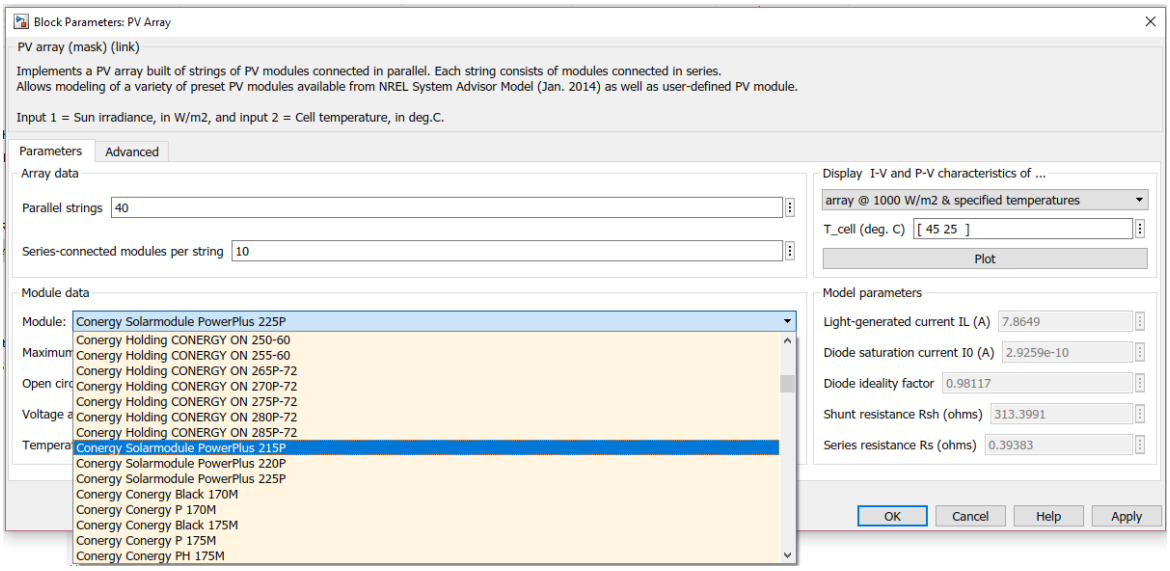

Figure III.14. Fenêtre des paramètres du modèle d'un panneau PV « PV Array »

III.2.2. **Convertisseur DC/DC (Boost)**

III.2.2.1. **Principe de fonctionnement**

Le convertisseur généralement utilisé dans les systèmes PV est le convertisseur élévateur de tension (Boost), le schéma de principe d'un Boost en fonctionnement est représenté par la Figure III.15 [105], il est composé d'une bobine L, une diode D, un condensateur C et d'un interrupteur à semi-conducteur contrôlable K.

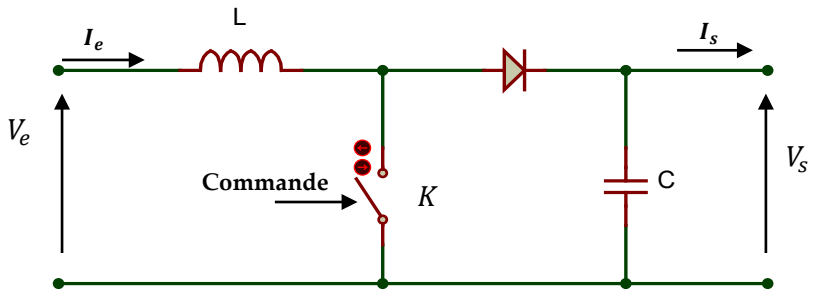

Figure III.15. Schéma de principe d'un boost

➢ **L'interrupteur K fermé :**

Pendant le temps t_{on} l'interrupteur K est fermé (Figure III.16), le courant traversant la bobine augmente et une énergie est emmagasinée dans la bobine. Le condensateur assure le courant de sortie.

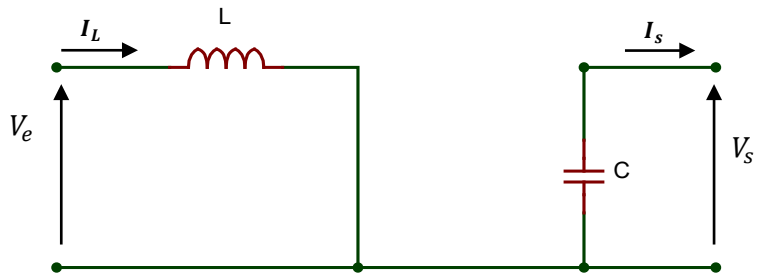

Figure III.16. Schéma de principe pour K fermé

Les deux équations qui régissent le fonctionnement du hacheur sur cet intervalle sont :

$$L\frac{dI_L}{dt} = V_e \qquad (III.68)$$

$$I_{L_on} = I_{L_min} + \frac{V_e}{L}t \qquad (III.69)$$

A la fin du cycle le courant de la bobine atteint la valeur maximale I_{L_max} donnée par :

$$I_{L_max} = I_{L_min} + \frac{V_e}{L}.t_{on} \qquad (III.70)$$

Où,

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] .

➢ **L'interrupteur K ouvert :**

L'énergie emmagasinée dans la bobine est transférée vers le condensateur qui se charge, le schéma de principe de cette phase est donné par la Figure III.17.

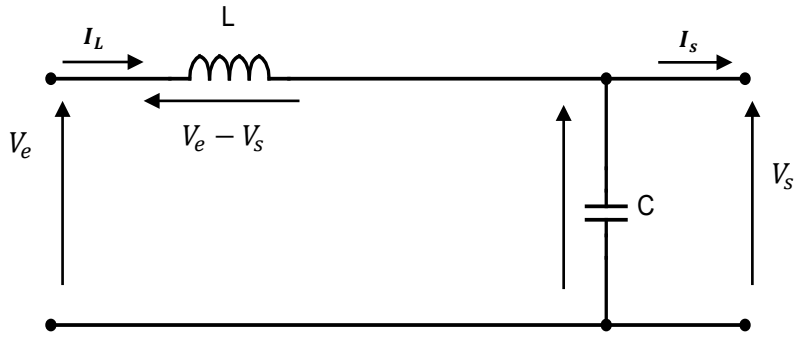

Figure III.17. Schéma de principe pour K ouvert

Le courant de la bobine est donné par :

$$L\frac{dI_L}{dt} = V_e - V_s \qquad (III.71)$$

$$I_{L_off} = I_{L_max} + \frac{V_e - V_s}{L}t \qquad (III.72)$$

La bobine se décharge ($V_e - V_s < 0$) et à la fin de cette phase (donc la fin de la période), le courant de la bobine reprend sa valeur minimale donnée par :

$$I_{L_min} = I_{L_max} + \frac{V_e - V_s}{L}t_{off} \qquad (III.73)$$

Où,

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 :

$$T_c = t_{on} + t_{off} \qquad (III.74)$$

Et le rapport cyclique D est défini par la relation :

$$D = \frac{t_{on}}{T} \qquad (III.75)$$

Ce qui donne :

$$t_{off} = (1 - D).T_c \qquad (III.76)$$

Les équations (III.70) et (III.73) deviennent :

$$I_{L_max} - I_{L_min} = \frac{V_e}{L}.DT_c \qquad (III.77)$$

$$I_{L_max} - I_{L_min} = \frac{V_s - V_e}{L}.(1 - D)T_c \qquad (III.78)$$

On obtient alors :

$$V_s = \frac{V_e}{1 - D} \qquad (III.79)$$

Si l'on admet que la puissance de sortie est égale à celle de l'entrée (convertisseur sans pertes), le courant de sortie I_s et le courant à l'entrée I_e sont liés par l'équation :

$$I_s = (1 - D)I_e \qquad (III.80)$$

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.

III.2.2.2. **Le signal de commande**

L'interrupteur est commandé par un signal carré modulé en largeur d'impulsion variable PWM (Modulation de Largeur d'Impulsions « Pulse Width Modulation »), C'est un signal d'un niveau suffisant pour fermer l'interrupteur pendant la phase t_{on} et nul durant la phase t_{off} (Figure III.18).

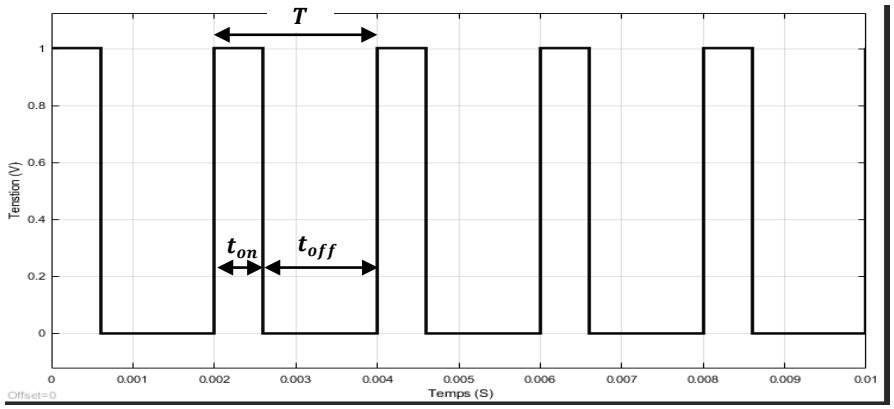

Figure III.18. Signal de commande PWM

Le signal PWM peut être obtenu par comparaison d'un signal triangulaire et la valeur du rapport cyclique *D* Figure III.19.

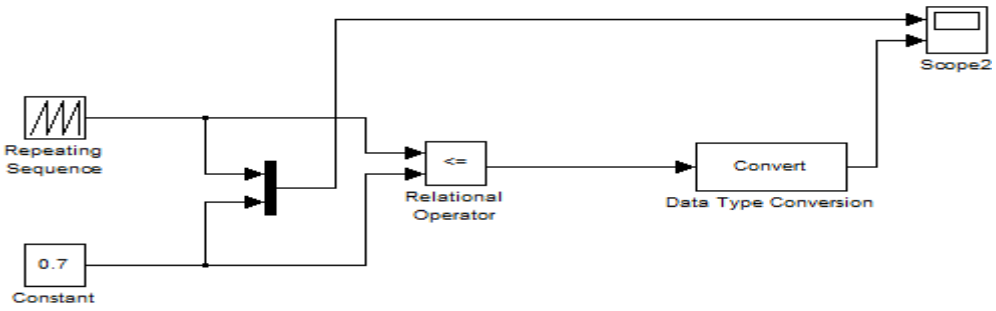

Figure III.19. Réalisation du signal PWM par la valeur du rapport cyclique

Il peut aussi être obtenu par Hystérésis (Figure III.20) qui consiste à comparer la valeur d'un signal avec une référence (dans notre cas comparer le courant du GPV avec le courant optimal).

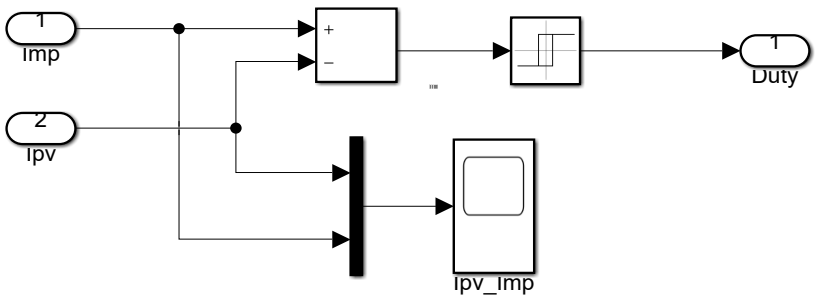

Figure III.20. Réalisation d'un signal PWM par la commande à hystérésis

Comme on peut obtenir le signal PWM par l'utilisation du régulateur PI (proportionnel, intégral), Figure III.21.

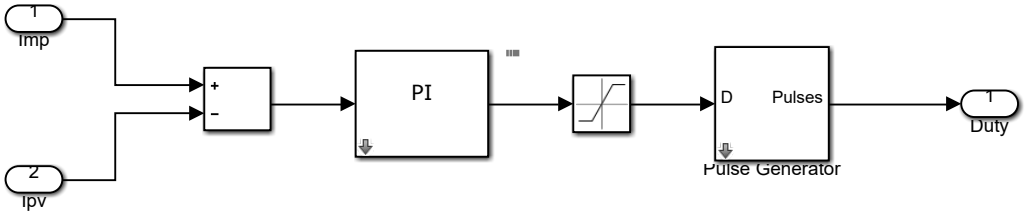

Figure III.21. Réalisation d'un signal PWM par la commande PI

La Figure III.22 donne les évolutions (en mode continu) avec le temps des différents courants du boost en appliquant un signal de commande qui ouvre l'interrupteur quand il s'annule (pendant le temps t_{off}) et le ferme pendant le temps t_{on}.

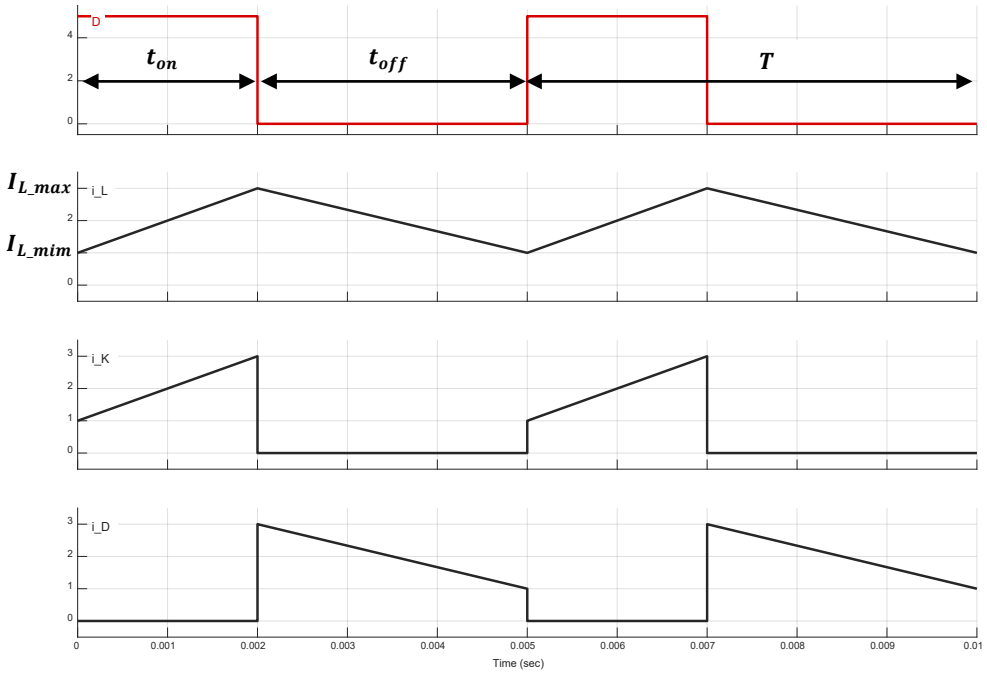

Figure III.22. Evolution des signaux dans un boost

III.2.2.3. **Tests sur le Boost**

Le boost est testé sous Matlab/Simulink avec le modèle de la Figure III.23, l'intérieur du bloc Simulink est représenté par la Figure III.24.

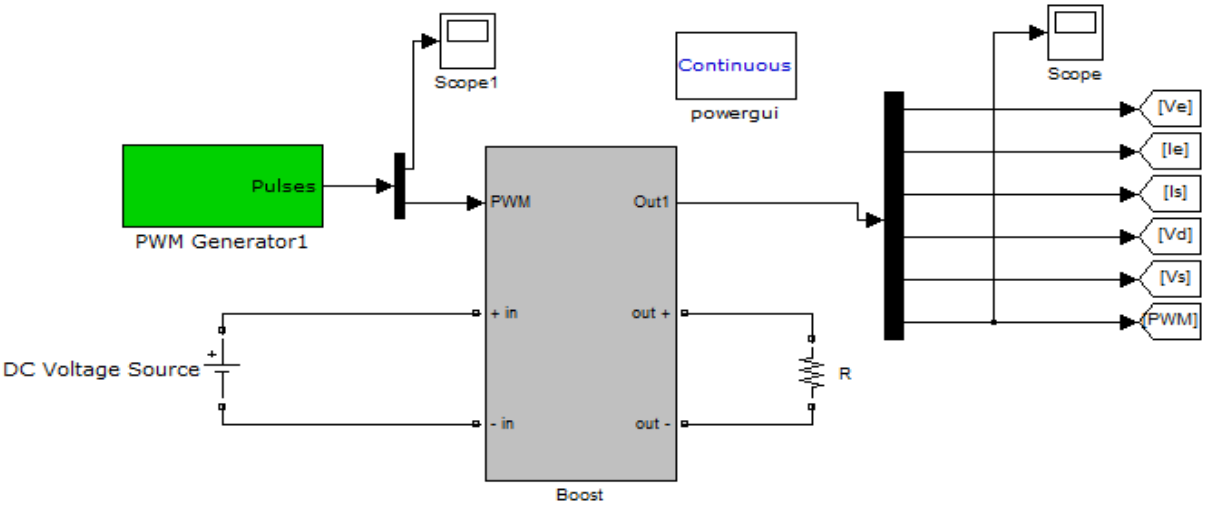

Figure III.23. Modèle pour tester le boost sous Matlab/Simulink

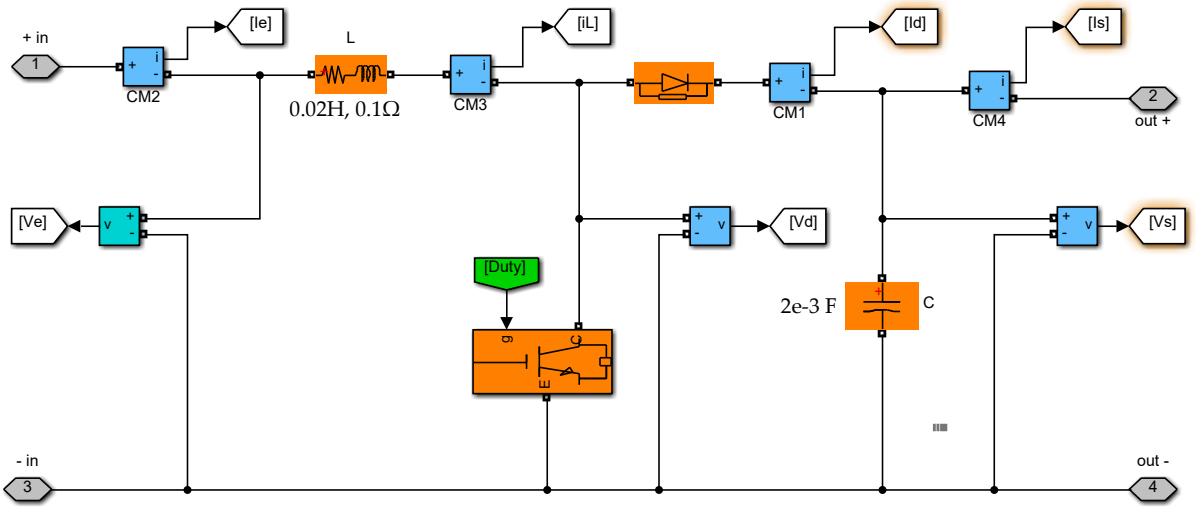

Figure III.24. Modèle Boost sous Simulink

Des tests ont été effectués sur le Boost pour une tension d'entrée $V_e = 10V$ et avec un rapport cyclique $D = 0.5$ (Figure III.25) et $D = 0.2$ (Figure III.26). On peut voir que la tension de sortie vérifie l'équation (III.79) dans les deux cas, on remarque qu'une

petite chute de tension est enregistrée et celle-ci est à cause de la petite chute de tension due à la résistance interne de la bobine et la tension aux bornes de la diode.

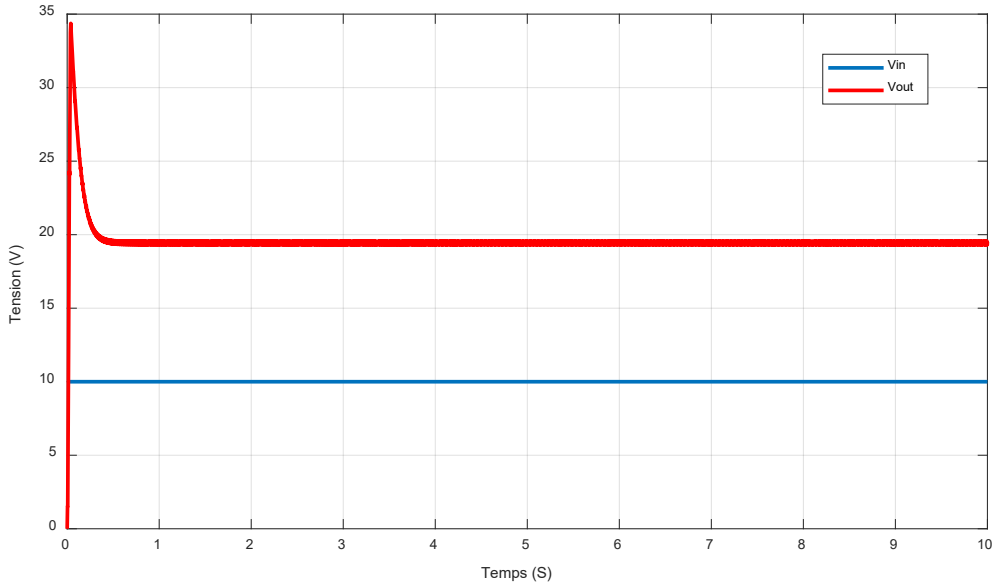

Figure III.25. Tensions d'entrée et de sortie pour D=0.5

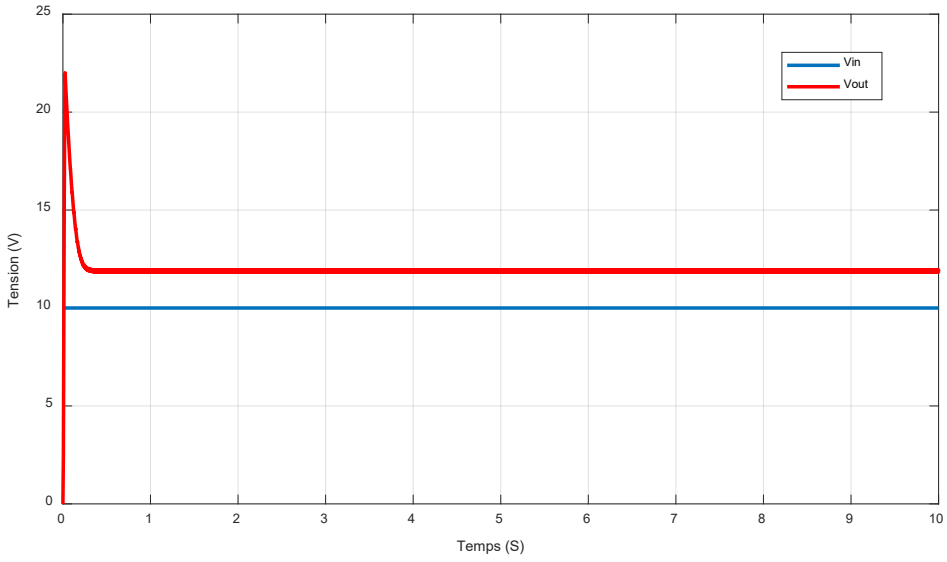

Figure III.26. Tensions d'entrée et de sortie pour D=0.2

III.3. **Algorithme proposé**

Dans la méthode proposée on utilise l'optimisation par AG pour déterminer le courant correspondant à la puissance maximale et ainsi ramener le GPV à travailler avec ce courant donc à sa puissance maximale.

L'individu dans notre cas est le courant du GPV et l'évaluation des individus est basée sur le modèle du GPV (Equation *(III.16)*) :

$$I = I_{sc} - I_{rs}\left[e^{\left(\frac{V+R_sI}{nV_T}\right)} - 1\right]$$

En court-circuit, cette équation donne :

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} - 1} \qquad (III.81)$$

Avec les deux équations précédentes, on peut exprimer la tension photovoltaïque avec l'équation suivante :

$$V = nV_T\, Ln\left[\left(1 - \frac{I}{I_{sc}}\right)\left(e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} - 1\right) + 1\right] - R_sI \qquad (III.82)$$

et la puissance sous la forme :

$$P = \left(nV_T\, Ln\left[\left(1 - \frac{I}{I_{sc}}\right)\left(e^{\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right)} - 1\right) + 1\right] - R_sI\right) \cdot I \qquad (III.83)$$

Cette équation est utilisée comme fonction fitness pour évaluer la puissance de chaque courant (la capacité d'adaptation de chaque individu), pour évaluer cette fonction on a besoin de deux paramètres qui sont le courant du court-circuit I_{sc} et la tension du circuit ouvert V_{oc}, ceci évite d'utiliser des capteurs de température et d'ensoleillement et permet de suivre la variation des conditions climatiques.

III.3.1. **Exemple de déroulement**

On donne, dans ce qui suit un exemple d'application pour suivre l'évolution de l'algorithme. La fonction fitness est simplement la puissance correspondant à chaque courant.

Les paramètres utilisés pour cet exemple sont :

- Une population de 10 individus $N = 10$, qui représentent des valeurs du courant photovoltaïque, ce courant appartient à l'intervalle $[0, I_{sc}]$;
- $I_{sc} = 3A$, le courant de court-circuit (traduit l'ensoleillement) ;
- Le nombre de bits de chaque individu est de ***16*** ce qui donne, au minimum, une précision de quatre chiffres après la virgule ($\pm 10^{-4}\ A$) ;
- Le taux de sélection étant $P_s = 0.8$;
- Le taux de recombinaison $P_c = 0.8$;
- La probabilité de mutation $P_m = 0.01$.

➢ **Population initiale :**

La population initiale est générée aléatoirement :

1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1
0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	0
0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	0	0	1	1
0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0	1
0	1	0	1	0	1	0	0	1	0	1	1	0	0	1	0
0	1	0	1	1	1	1	0	1	0	0	0	1	0	1	1
0	0	1	0	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	0	0
0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0	0

Le nombre d'individus

La précision de chaque individu

Chaque fois le nombre d'individus augmente, la chance de trouver rapidement une solution optimale augmente en plus cela donne au programme une diversité dans la recherche d'une solution, car le travail du programme s'effectue sur un nombre plus

élevé d'éléments. Par contre, une précision élevée entraîne une convergence lente mais un résultat plus précis.

De l'autre côté, l'espace mémoire augmente avec l'augmentation des dimensions de la matrice.

- **Décodage et Evaluation :**

Le codage est fait en binaire et la matrice phénotype qui contient les valeurs réelles des individus binaires précédents est la suivante :

2.4261
0.9863
2.2434
1.4701
1.0430
2.3109
0.9925
1.1079
0.5491
0.6663

La puissance correspondant chaque valeur des courants précédents, en utilisant l'équation *(III.83)*, est donnée par la matrice suivante :

34.1895
17.5071
33.1197
4.6698
18.4020
33.5789
17.6060
19.4093
10.1780
12.2142

On remarque qu'on possède, déjà, un individu $I = 2.4261\,A$ qui donne une puissance : 34,1895 W.

➢ **Première itération :**

1- Sélection :

1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0	1
1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0	1
1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1
0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	0	0	1	1
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	1
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	0
0	0	1	0	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	0	0
0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	0	0	1	1
0	1	0	1	1	1	1	0	1	0	0	0	1	0	1	1

On remarque dans la nouvelle population l'individu le plus fort est sélectionné deux fois car la sélection se fait en référence à la fonction coût.

2- Recombinaison :

La recombinaison, avec un taux $P_c = 0.8$, a donné la matrice suivante :

1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0	1
1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	1	1
1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1	1	0	0	0	1
0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	0	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	1
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	1
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	0
0	0	1	0	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	0	0
0	1	1	1	1	1	0	0	1	0	0	0	1	0	1	1
0	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	1

L'analyse de cette matrice montre une recombinaison entre les lignes (2-3), (4-5) et (9-10) respectivement aux positions 10, 11, et 7.

3- Mutation :

L'application de cette opération a donné la population suivante :

1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0	1
1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	1	1
1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1	1	0	0	0	1
0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	0	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	1
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	1
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	0
0	0	1	0	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	0	0
0	1	1	1	1	1	0	0	1	0	0	0	1	0	1	1
0	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	1

La valeur très petite de la probabilité de mutation $P_m = 0.01$ a donné une population sans changement, ceci est dû aussi à la petite dimension de la population.

4- Insertion :

L'insertion se fait sur la base de la plus grande fonction fitness, il faut donc décoder et évaluer chaque individu ce qui donne les vecteurs phénotypes et fitness suivants :

Vecteur phénotype (courant) :

2.4261

2.3089

2.4281

1.4699

2.2436

2.2436

2.2434

0.5491

1.4595

1.1186

Vecteur fitness (puissance) :

34.1895

33.5667

34.1975

24.6667

33.1214

33.1214

33.1197

10.1780

24.5249

19.5723

On obtient ainsi une nouvelle valeur maximale de la puissance égale à 34,1975 W qui correspond à un courant de 2,4281 A.

L'opération de l'insertion conduit au remplacement des individus parents à valeurs minimales de la fonction fitness par des individus descendants à valeurs maximales de la fonction fitness.

La nouvelle population devient alors :

1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	1
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	0
0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	0	0	1	1
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	1
1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0	1
1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	0
1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0	1
1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1	1	0	0	0	1
1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	1	1

Les valeurs de la fonction fitness correspondantes sont respectivement :

34.1895

33.1214

33.1197

24.6698

33.1214

33.5789

33.1197

34.1895

34.1975

33.5667

En comparant les vecteurs de la fonction fitness et les matrices de la population (parents et descendants), on peut remarquer que les parents en lignes : 2, 5, 7, 8, 9, 10

sont remplacés respectivement par les descendants en lignes : 4, 3, 5, 7, 2, 1 car ils possèdent de meilleures fonctions fitness.

III.3.2. **Test de l'algorithme**

Le bloc de l'algorithme développé sous Matlab/Simulink est représenté dans la Figure III.27. Le programme (voir l'annexe) est écrit sous forme d'une fonction intégrée respectant l'algorithme donné par la Figure II.20 et utilisant les données du constructeur du panneau PV utilisé dans les tests pratiques (*Conergy PowerPlus 215P* [16]), le Tableau III.4 présente les données du constructeur (aux STC).

N_s	N_p	*Rendement*	P_{max}	V_{mp}	I_{mp}	V_{oc}	I_{sc}	K_i	K_v
60	1	13.21 %	215 W	28.80 V	7.54 A	36.00 V	8.04 A	4.0 mA/K	− 0.122 V/K

Tableau III.4. Les données du constructeur du panneau Conergy PowerPlus 215P

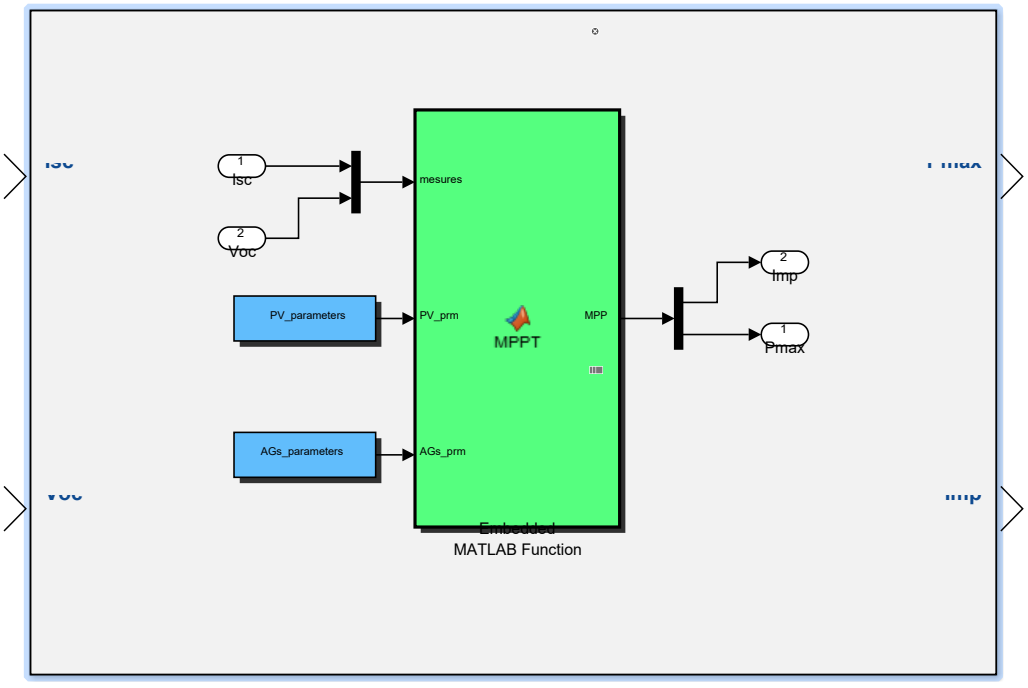

Figure III.27. Bloc Matlab/Simulink du programme développé

L'algorithme est testé avec probabilité de sélection $p_s = 0.8$, probabilité de mutation $p_c = 0.8$ et probabilité de mutation $p_m = 0.01$.

Le déroulement de l'algorithme donne réellement la puissance maximale, on peut voir sur la Figure III.28 l'évolution de la puissance avec le nombre de générations ; la puissance maximale (217.1W) est déterminée dans la 10ème génération.

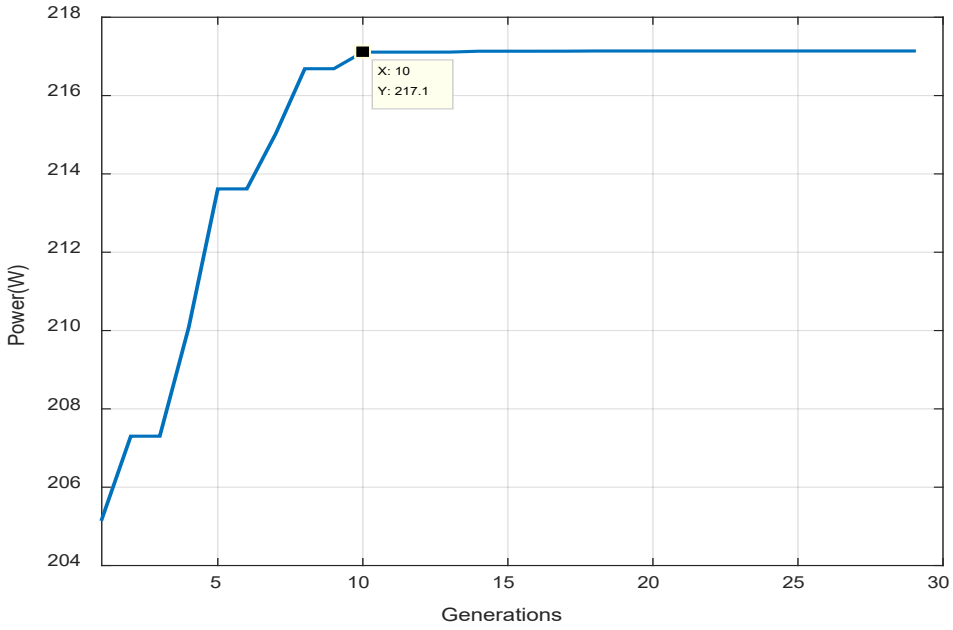

Figure III.28. Evolution de la puissance avec le nombre de générations

La Figure III.29 donne la position du PPM déterminé par les AGs sur la caractéristique P-V, on peut voir que c'est réellement le vrai PPM.

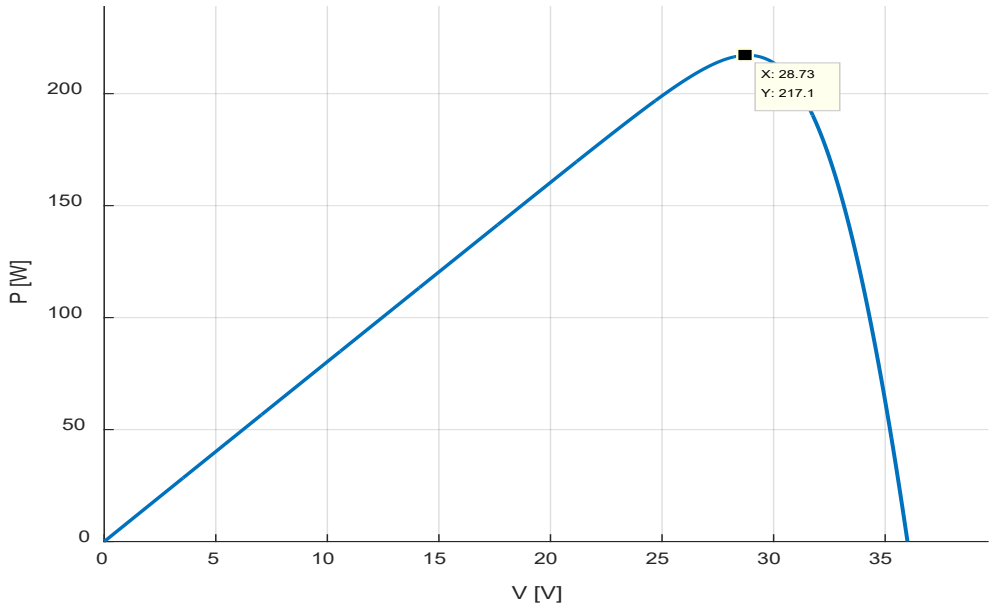

Figure III.29. Position du PPM déterminé par les AGs

III.3.3. **Influence du nombre d'individus**

La Figure III.30 et Figure III.31 donnent l'évolution de la puissance avec des populations de 30 et 10 individus, respectivement.

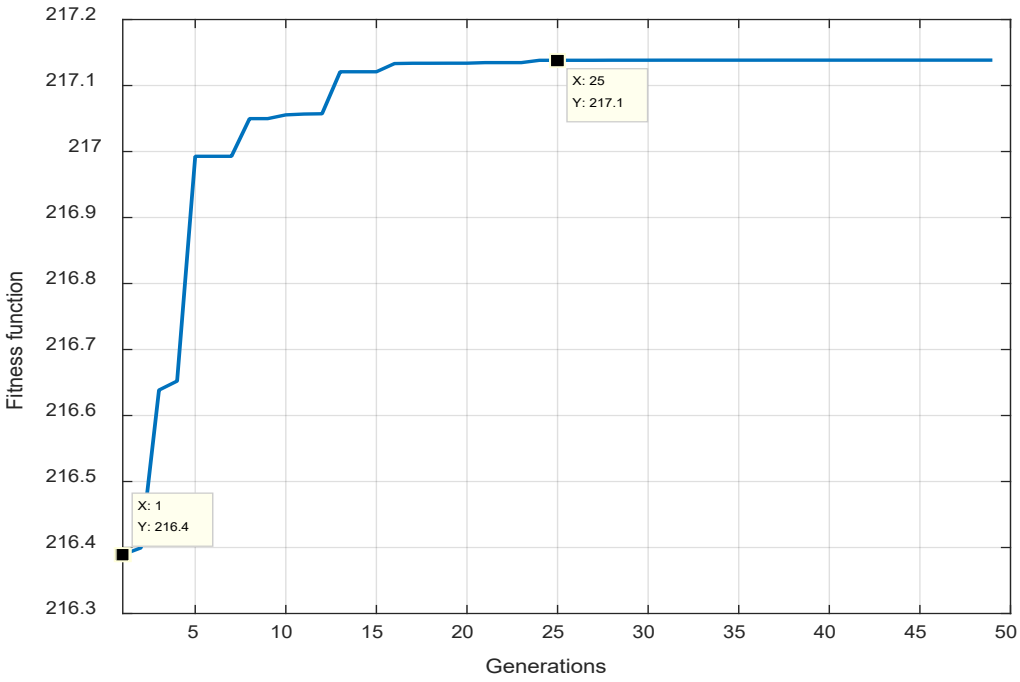

Figure III.30. Evolution de la puissance maximale avec une population de 30 individus

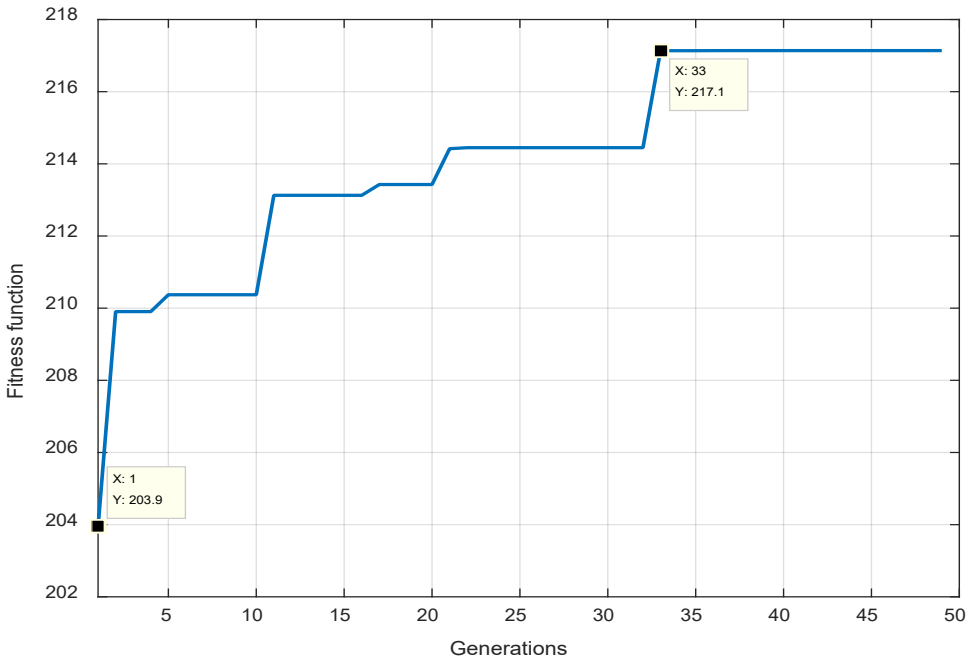

Figure III.31.Evolution de la puissance maximale avec une population de 10 individus

On peut voir qu'avec 30 individus le PPM (217.1 W) est obtenu à la 25ème génération, alors qu'il apparait dans la 33ème génération en utilisant une population de 10 individus. Ceci montre l'effet d'utiliser un grand nombre d'individus qui peut booster rapidement vers la solution optimale, mais par contre il augmente le temps de calcule et nécessite un matériel puissant pour l'implémentation pratique.

III.3.4. **Influence du nombre de bits**

En Figure III.32 on voit l'évolution de la fonction fitness (puissance maximale) en utilisant des individus de 8 bits, alors que la Figure III.33 donne l'évolution pour des individus de 16 bits. Des changements plus actifs sont remarqués avec un nombre plus grand de bits car une précision meilleure est recherchée. La précision choisie doit répondre à la tolérance et la capacité du matériel utilisé en pratique.

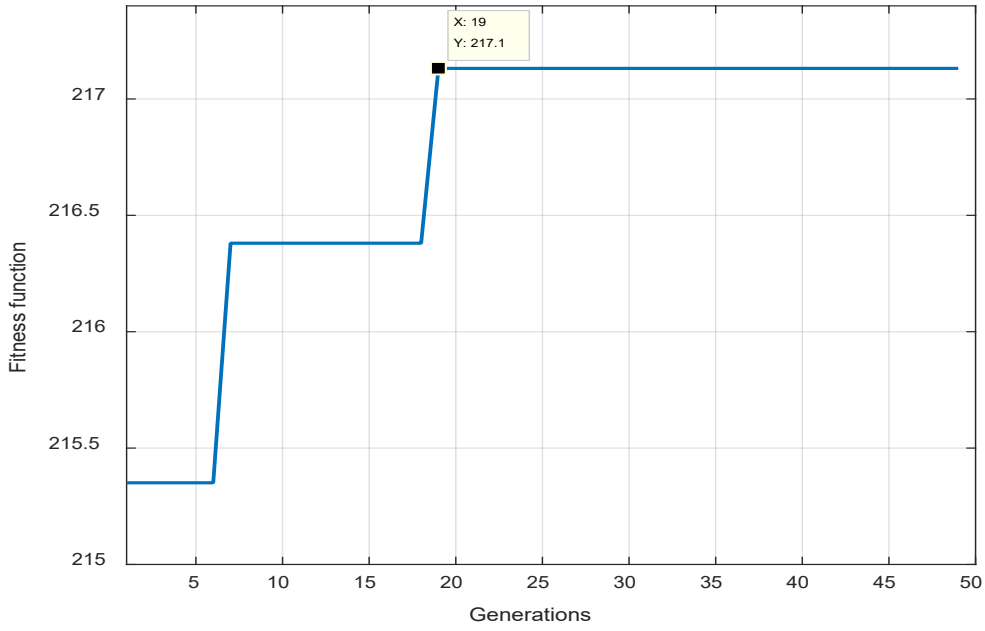

Figure III.32. Evolution de la puissance maximale pour des individus de 8 bits

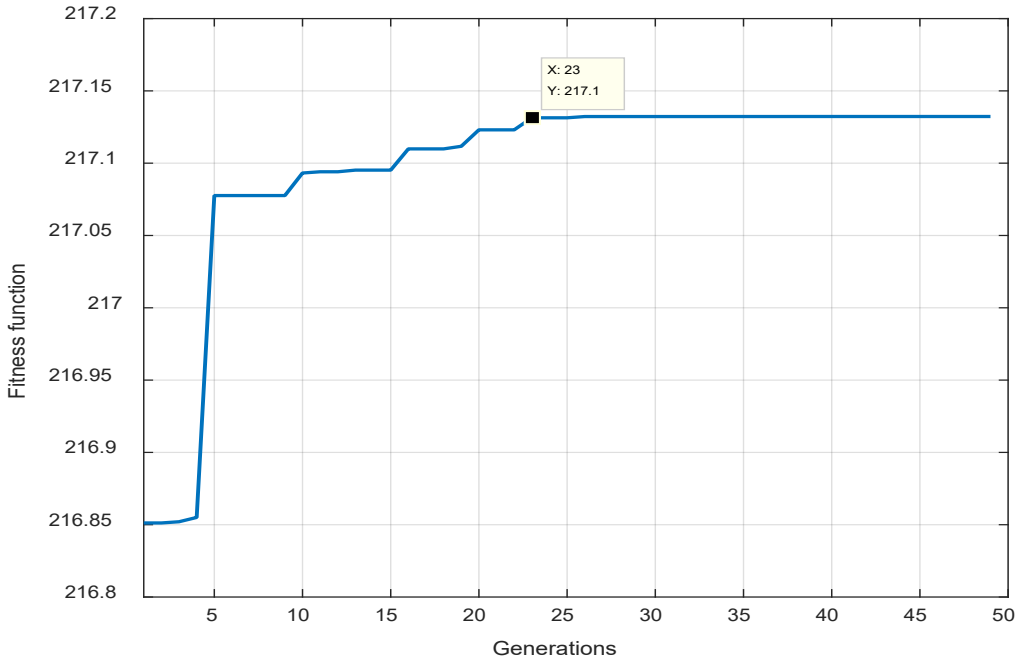

Figure III.33. Evolution de la puissance maximale pour des individus de 32 bits

III.3.5. **Implémentation sous Matlab/Simulink**

Pour tester les performances de l'algorithme, on a inséré la commande MPPT développée du bloc de la Figure III.27 dans un système PV autonome (Figure III.34). Les entrées de la commande sont, comme expliqué précédemment, le courant du court-circuit et la tension du circuit-ouvert, le programme donne directement le courant optimal et ce dernier sera utilisé par une commande PID (Figure III.21) ou à hystérésis (Figure III.20) pour générer le signal de commande PWM qui attaquera un boost et ramener le GPV à travailler autour de sa puissance maximale.

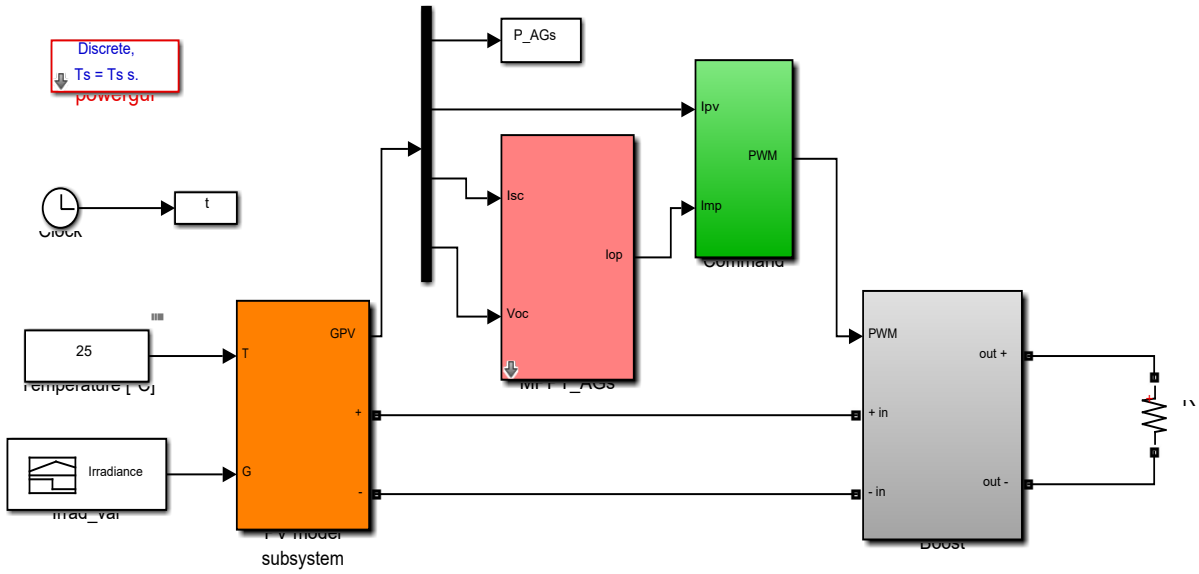

Figure III.34. Système PV avec la commande basée sur les AGs

III.4. **Implémentation des méthodes PO et IC**

Les deux methodes MPPT les plus utilisées PO et IC sont implémentées, Figure III.35 et Figure III.36, dans Matlab/Simulink dans le but de les tester et les comparer avec la méthode proposée, ensuite insérées dans un système PV identique, Figure III.37 et Figure III.38.

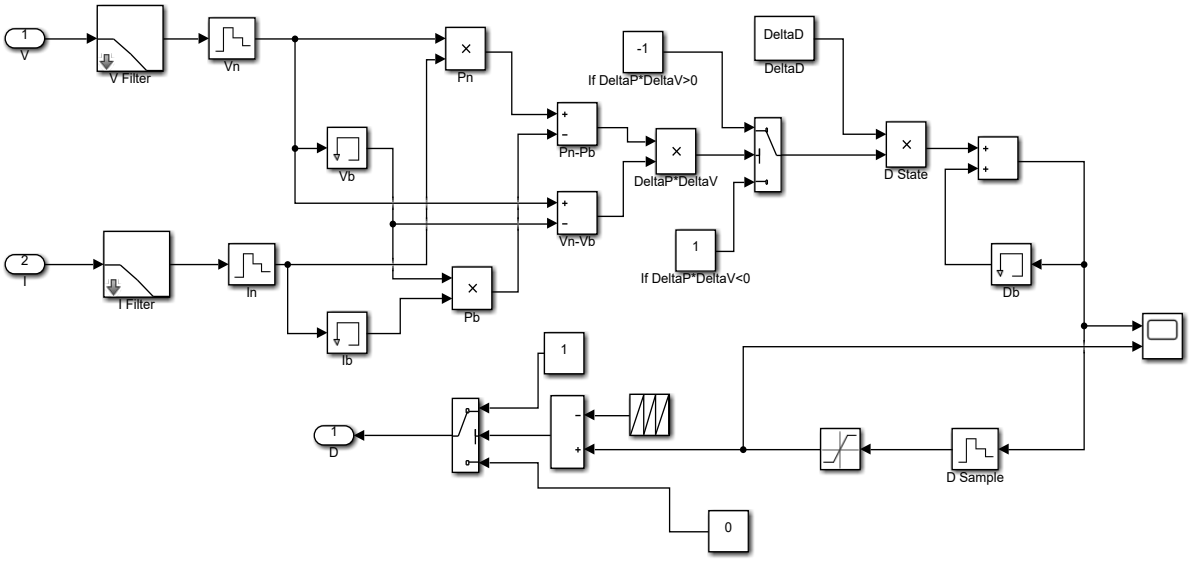

Figure III.35. Implémentation de la méthode PO

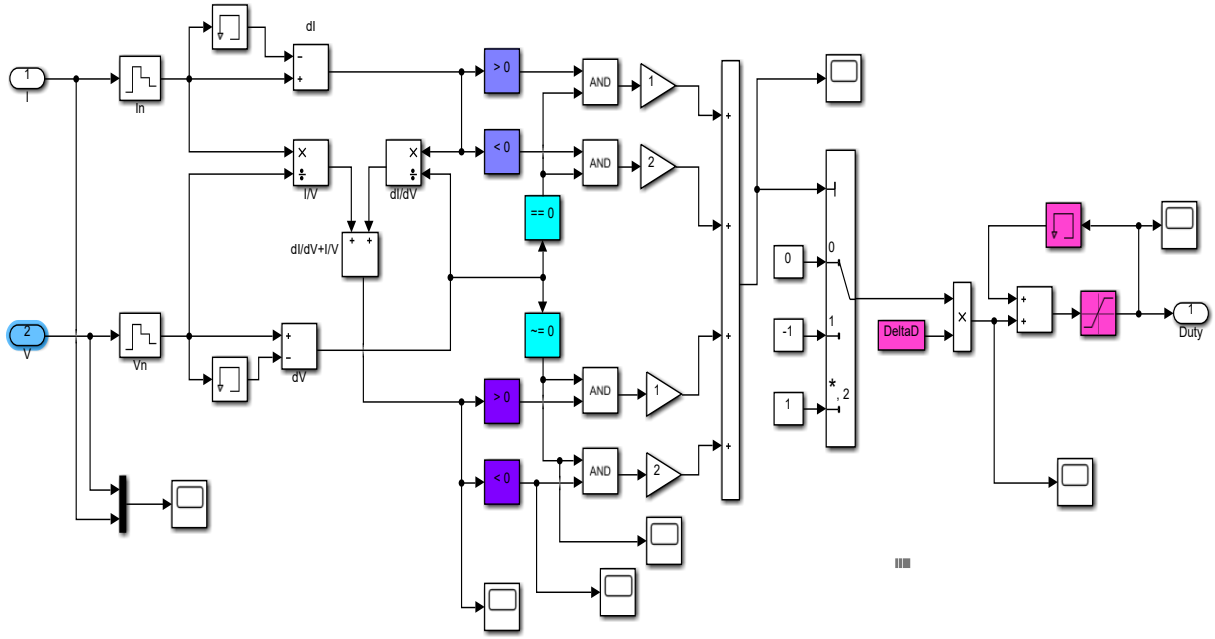

Figure III.36. Schéma de la méthode IC

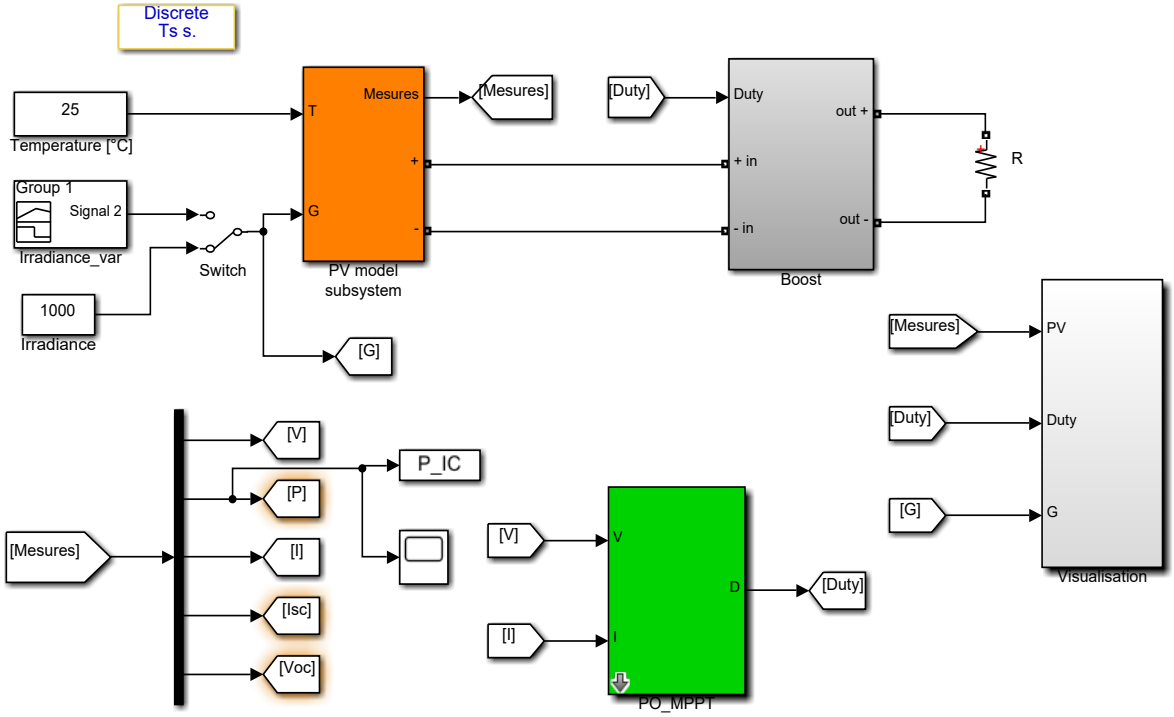

Figure III.37. Implémentation de la méthode PO

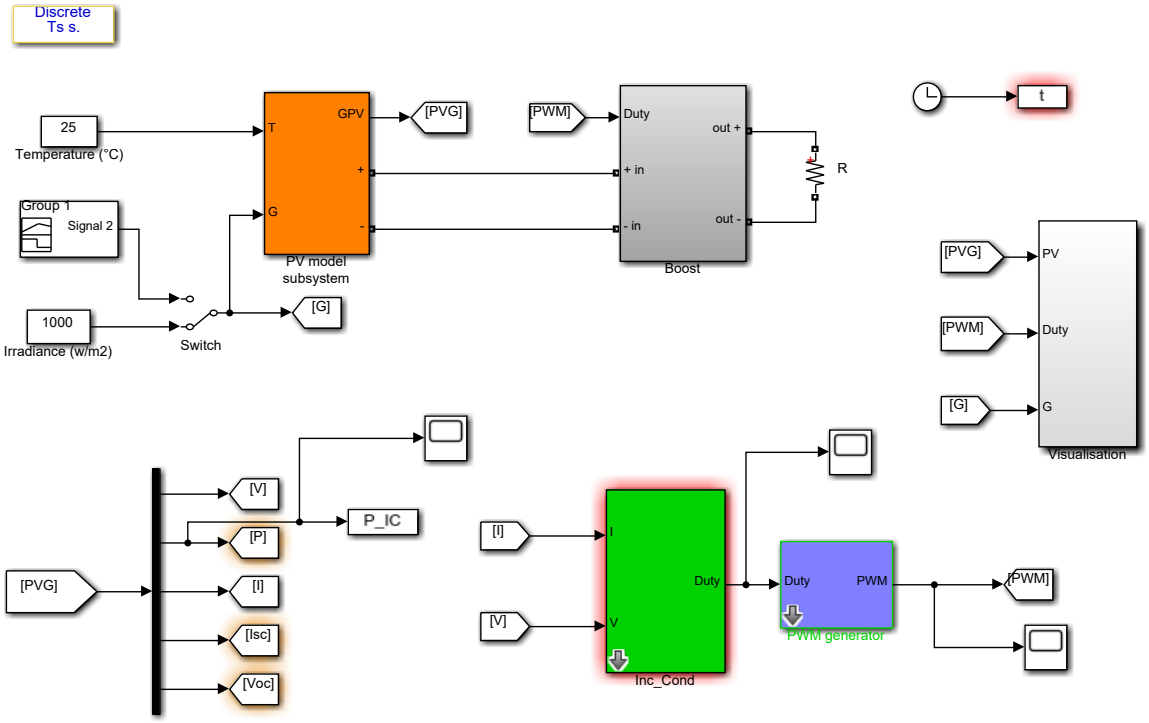

Figure III.38. Implémentation de la méthode IC

III.5. **Tests et résultats**

Pour tester la technique proposée un profil d'ensoleillement (Figure III.39) est injecté dans le GPV. L'évolution de la puissance du GPV commandé par la méthode proposée est présentée par la Figure III.40, On peut voir le changement rapide de la puissance suivant le changement de l'ensoleillement.

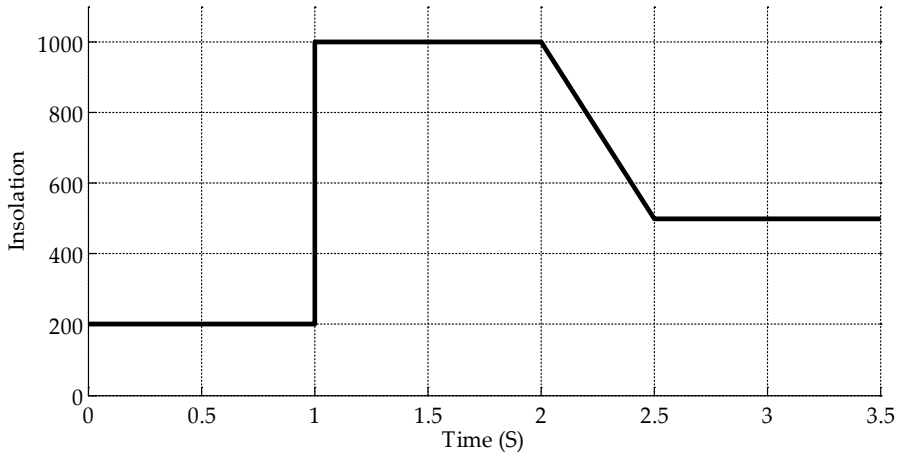

Figure III.39. Profil d'ensoleillement injecté dans le GPV

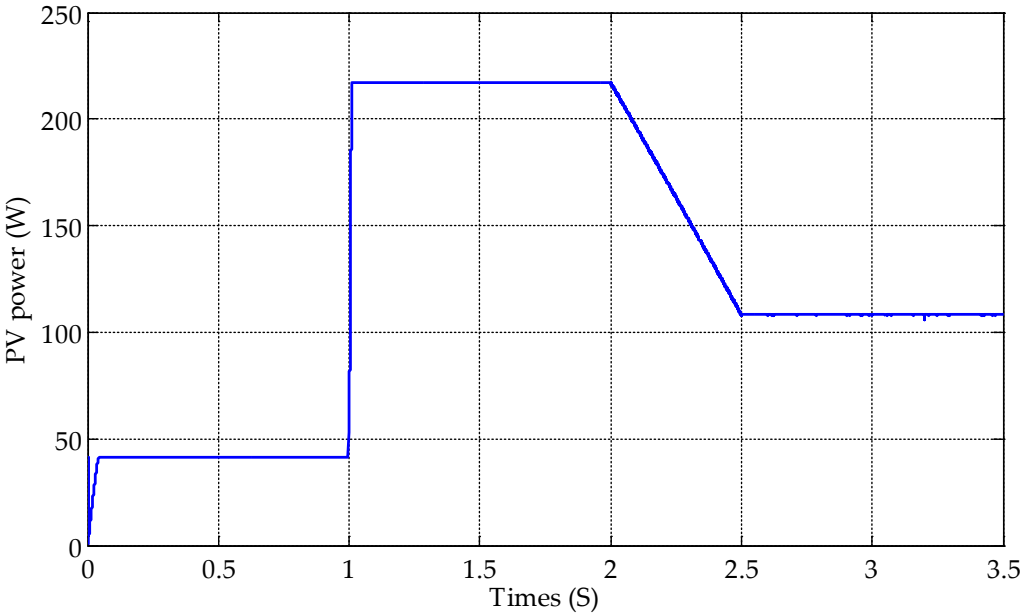

Figure III.40. Evolution de la puissance du GPV commandé par les AGs

III.5.1. **Comparaison avec PO et IC**

Dans le but de comparer la technique proposée et les techniques PO et IC, un même profil d'ensoleillement est injecté dans le GPV d'un système commandé par chacune des deux méthodes.

III.5.1.1. **Comparaison avec PO**

La Figure III.41 montre l'évolution de la puissance du GPV en utilisant les techniques AG et PO, on peut voir que les deux techniques poursuivent le PPM. Pour voir mieux un zoom est effectué sur les deux courbes.

La Figure III.42 s'accentue sur la rapidité des deux méthodes, on peut voir que la commande basée sur les AGs garantit un temps de réponse plus petit et donc une rapidité meilleure, donc la 1ère amélioration est la rapidité de la poursuite.

La Figure III.43 montre une caractéristique très importante qui est la stabilité, avec la technique proposée la puissance est parfaitement stable en comparaison avec la méthode PO qui présente des oscillations qui dépassent **3%** alors qu'avec l'algorithme développé elle est d'ordre de **0.1%** !

Le résultat avec la méthode PO est obtenu en utilisant un petit pas d'incrémentation du rapport cyclique $\Delta D = 0.02$, on peut diminuer encore ce pas mais la poursuite sera beaucoup plus lente.

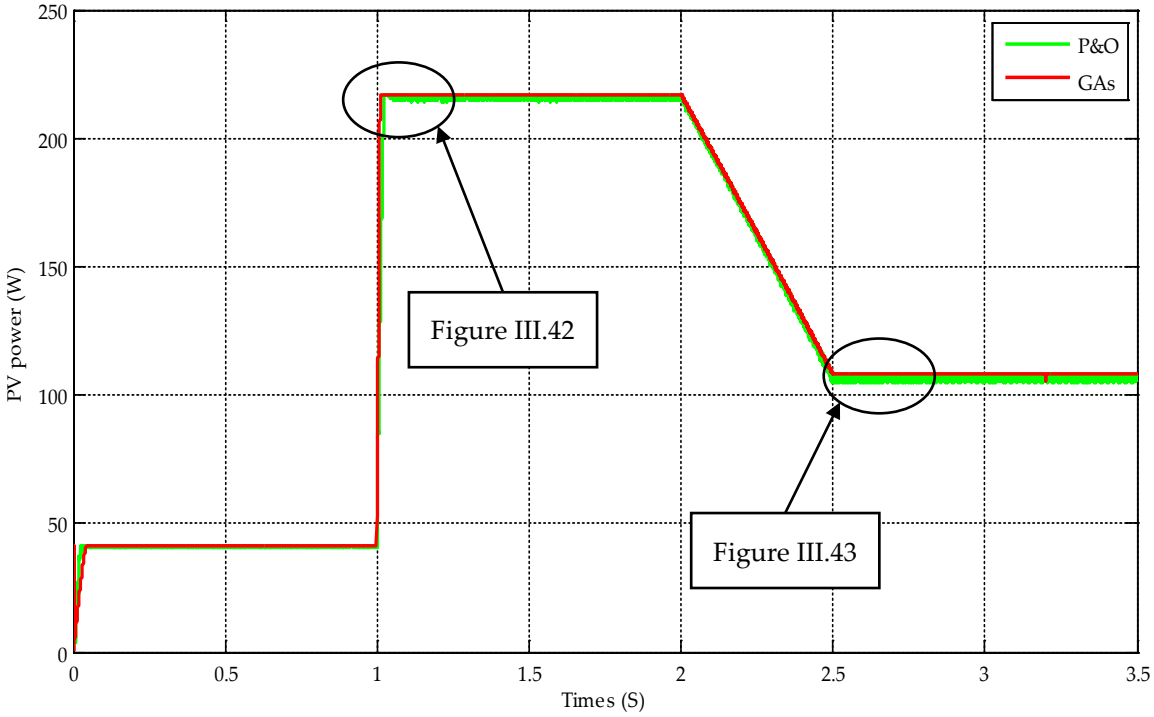

Figure III.41. Evolution de la puissance du GPV commandé par AG et PO

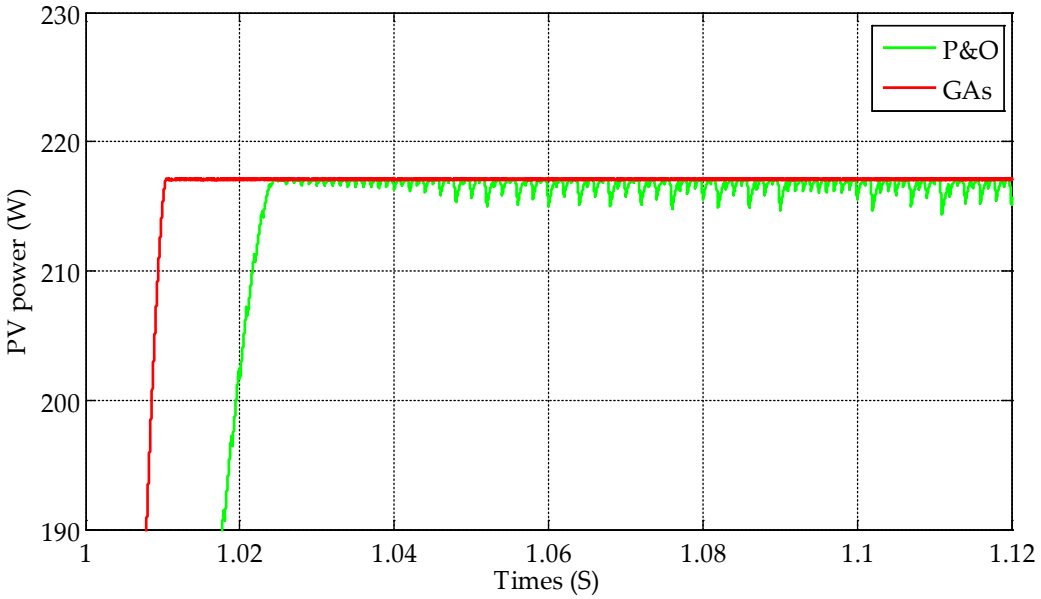

Figure III.42. Rapidité entre AG et PO

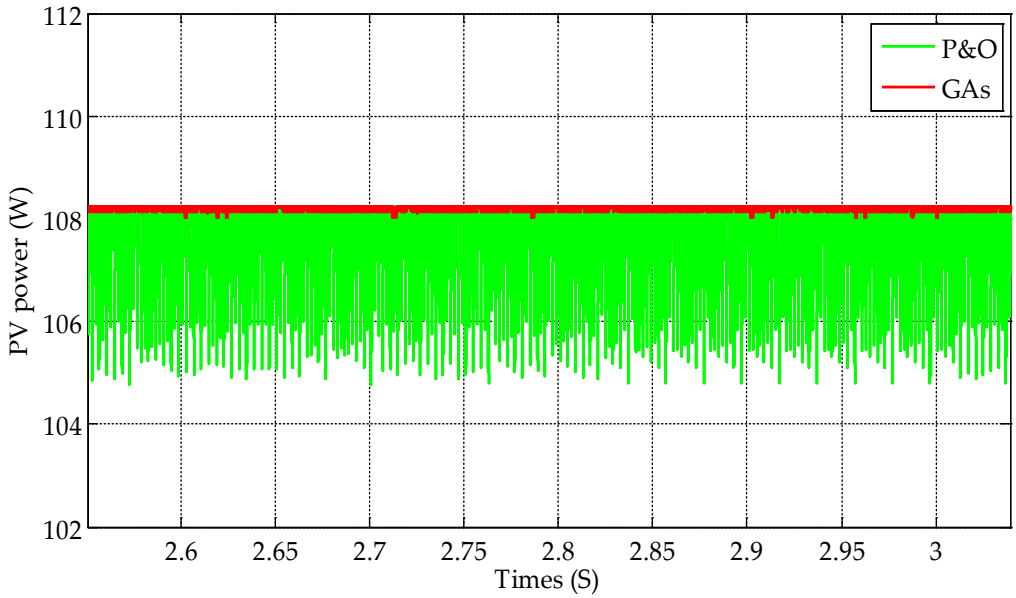

Figure III.43. Stabilité entre AG et PO

III.5.1.2. **Comparaison avec IC**

Les mêmes conditions sont appliquées avec la méthode IC, l'évolution de la puissance est représentée par la Figure III.44, des zooms sont aussi prélevés et représentés par la Figure III.45 et la Figure III.46. Là aussi on remarque l'amélioration de la rapidité et la stabilité du système avec la commande développée.

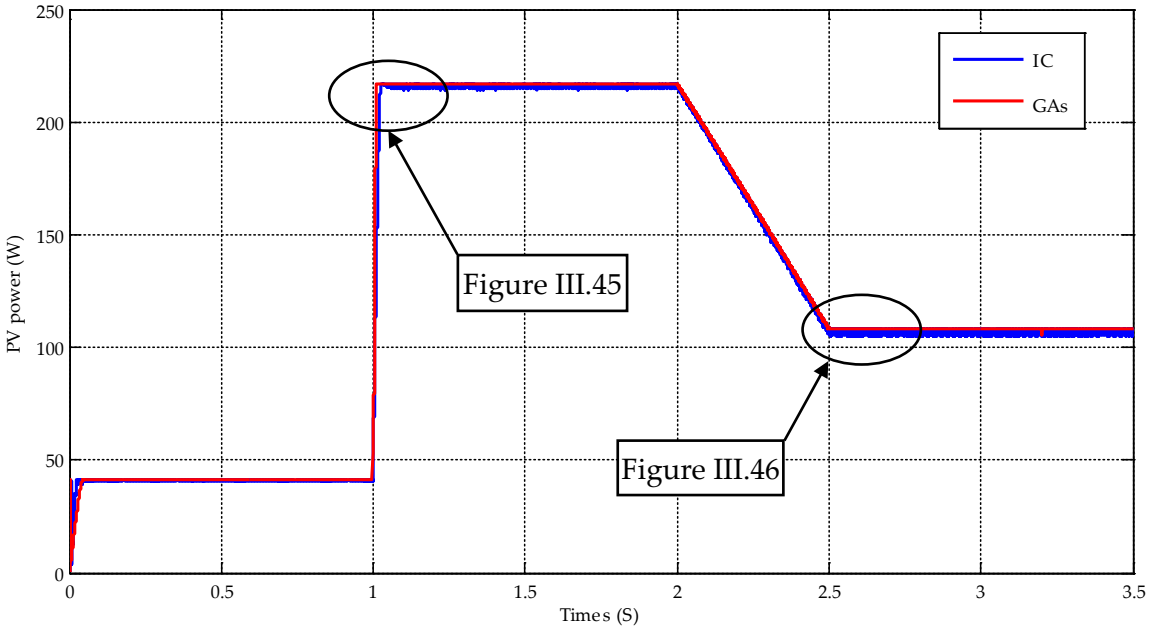

Figure III.44. Evolution de la puissance du GPV commandé par AG et IC

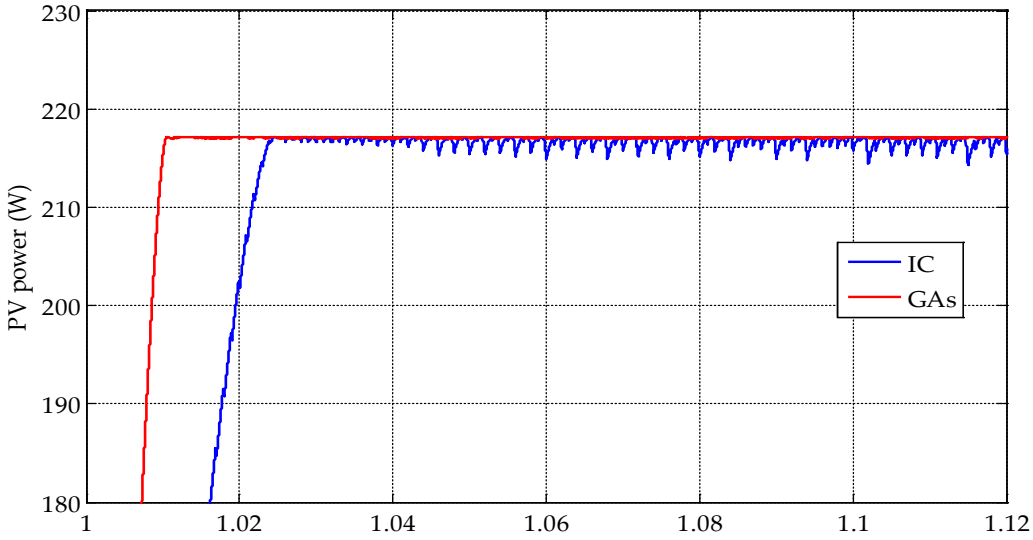

Figure III.45. Rapidité entre AG et IC

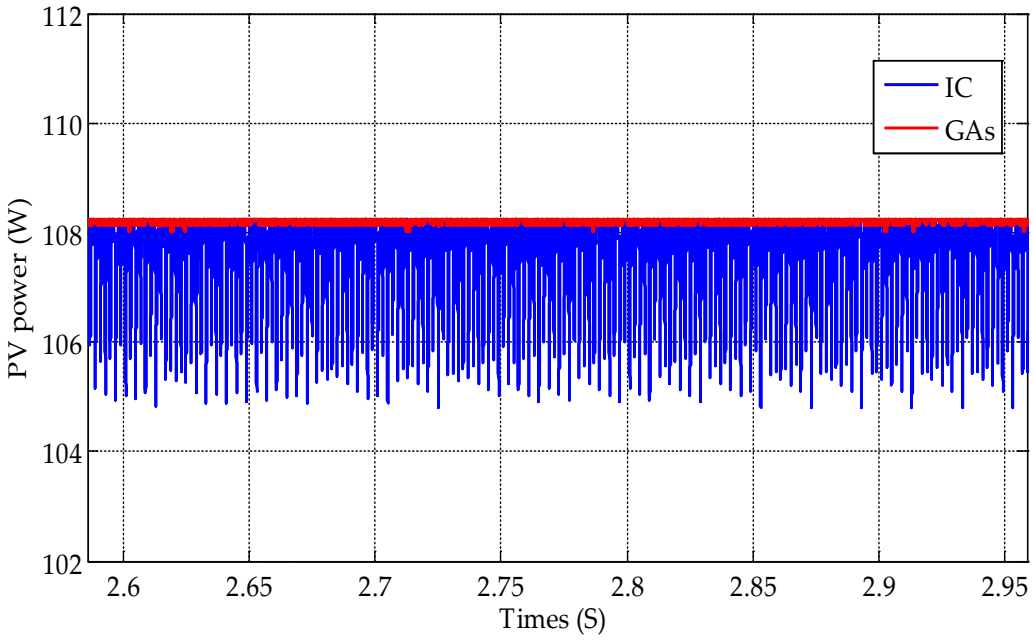

Figure III.46. Stabilité entre AG et IC

III.5.1.3. **Changement rapide de lumière [106]**

Dans le but de tester le comportement de la technique MPPT développée sous une variation rapide de lumière, un autre profil est injecté (Figure III.47) dans le GPV.

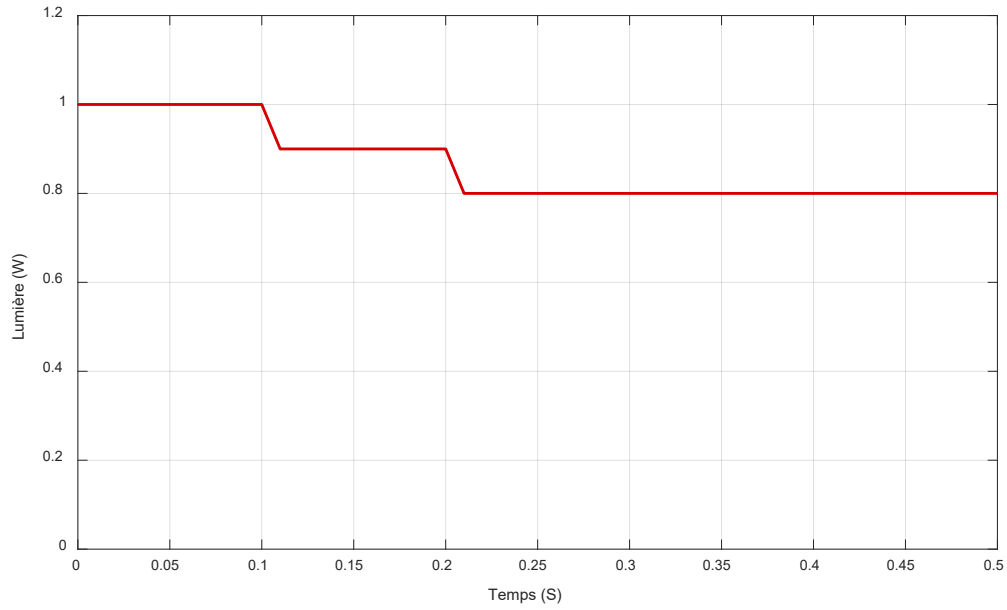

Figure III.47. Profil de changement rapide de lumière

Avec un pas de variation de la tension $\Delta V = 1V$, la Figure III.48 donne l'évolution de la puissance avec la commande développée et la méthode PO.

Avec la commande développée, la puissance du GPV suit fidèlement le changement de la lumière et d'une manière très rapide (courbe rouge), alors que la méthode PO prend plus de temps pour rattraper le point de puissance maximale.

En plus, On peut remarquer deux zones particulières :

- **Zone 1 :** On peut clairement remarquer l'oscillation de la puissance avec la commande PO alors qu'avec la commande basée sur les AGs la puissance est parfaitement stable.
- **Zone 2 :** Le changement rapide de la lumière peut causer la divergence de la méthode PO (discuté en section II.3.1), au lieu de continuer l'augmentation de la tension pour atteindre la puissance maximale la recherche change de sens.

On peut diminuer les oscillations par la diminution du pas de perturbation $\Delta V = 0.5\ V$ (Figure III.49) mais cela augmente encore le temps de réponse.

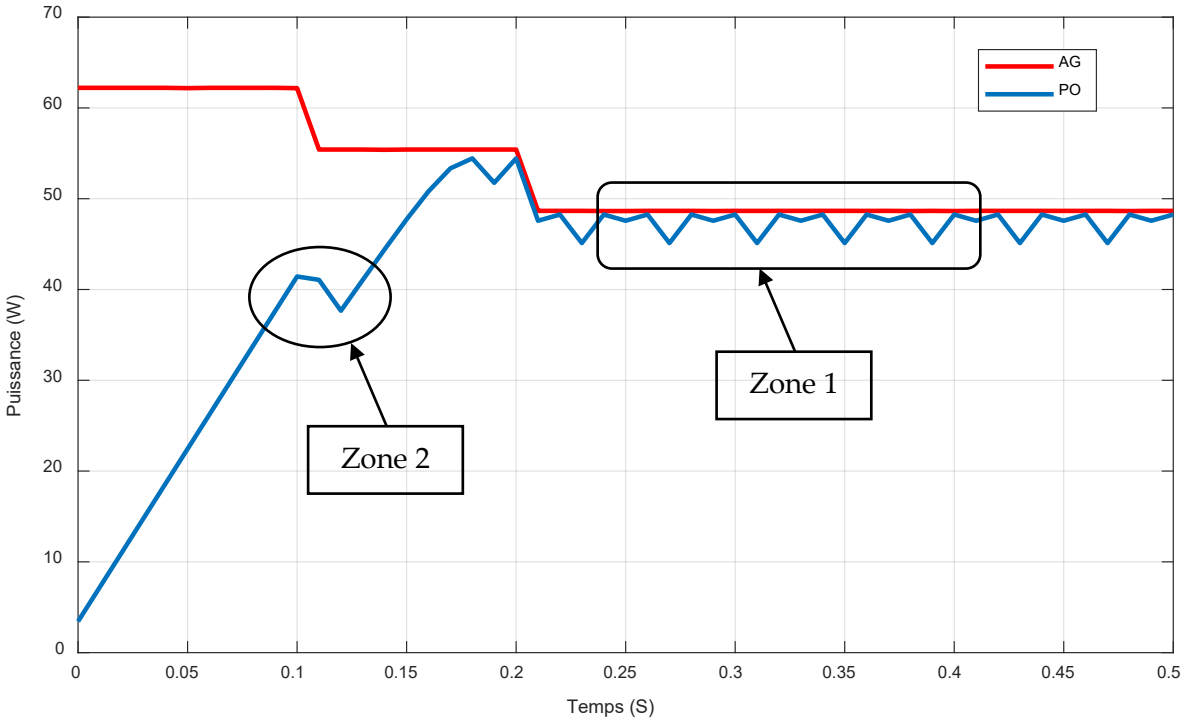

Figure III.48. Evolution de la puissance pour $\Delta V = 1V$

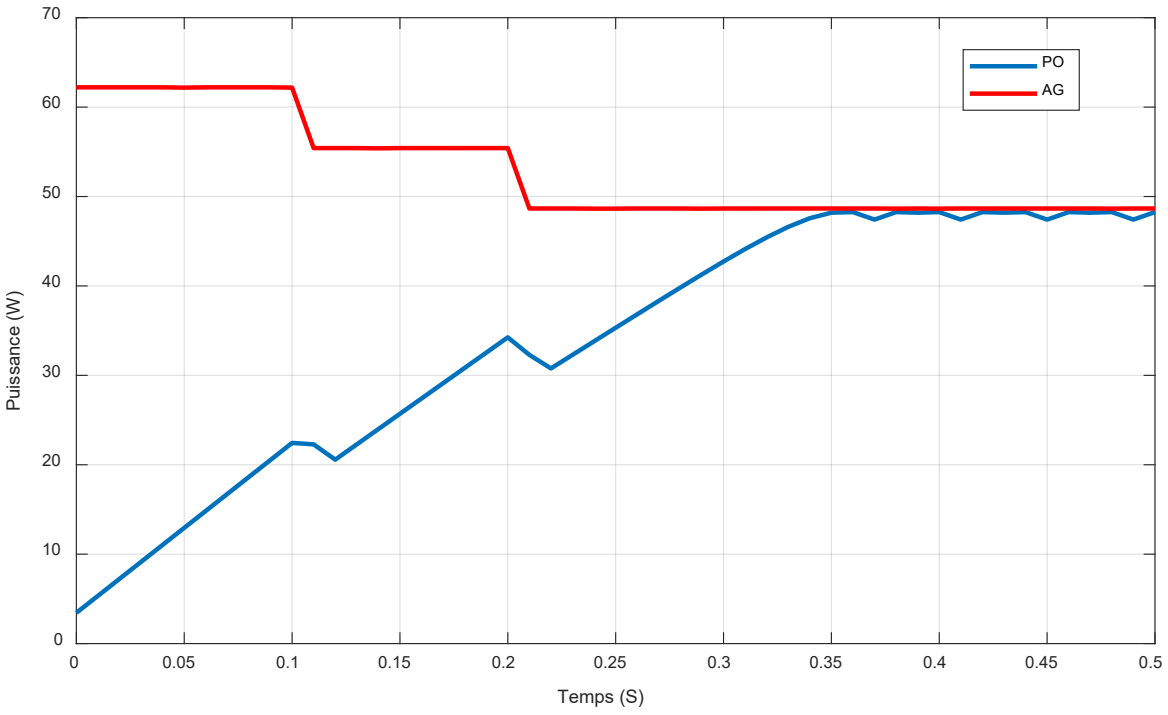

Figure III.49. Evolution de la puissance pour $\Delta V = 0.5$

III.5.2. **Vérification de la méthode linéaire**

L'algorithme est utilisé pour obtenir le courant à la puissance maximale pour différentes valeurs du courant du court-circuit, ceci permet de remplir le Tableau III.5. On peut voir que le facteur de courant peut être considéré comme constant ($K_C \approx 0.94$), ce qui valide la méthode linéaire et l'algorithme développé peut être utilisé pour déterminer ce facteur.

I_{sc} (A)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I_{mp} (A)	0.944	1.875	2.812	3.781	4.687	5.650	6.590	7.500	8.442	9.365
$K_C = \frac{I_{mp}}{I_{sc}}$	0.944	0.937	0.937	0.945	0.937	0.942	0.941	0.937	0.938	0.936

Tableau III.5. Le courant optimal pour différentes valeurs de Isc

Cette linéarité est illustrée par la Figure III.50, on voit que les valeurs obtenues par l'algorithme basé sur les AGs sont alignées sur une droite de pente presque constante.

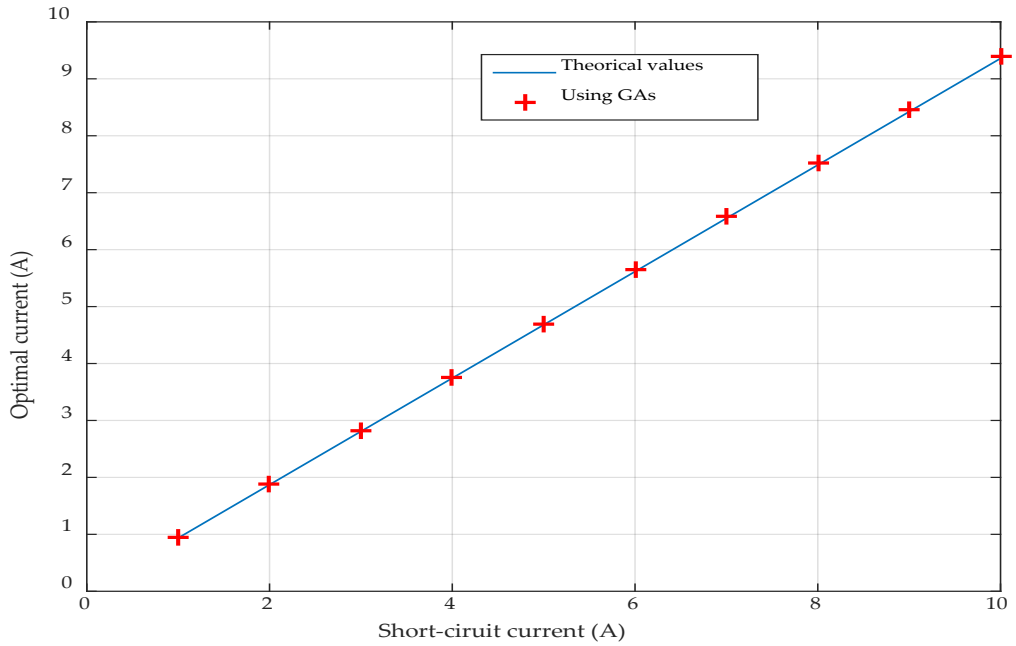

Figure III.50. Evolution du courant optimal avec le courant de court-circuit

De même, un test de l'algorithme est effectué pour différentes valeurs de la tension du circuit ouvert et les valeurs correspondantes de la tension optimale sont portées dans le Tableau III.6. Là par contre la relation n'est pas aussi linéaire que la relation

précédente, ceci confirme les travaux de Noguchi et al. [45] sur l'influence de la température sur ces facteurs, cette influence qui est plus significative dans cas de la tension du circuit ouvert car cette dernière est fortement influencée par la température (voir : Figure II.6).

V_{oc} (A)	6	12	18	24	30	36	42	48
V_{mp} (A)	3.30	7.51	12.35	17.70	22.79	28.75	34.44	40.14
$K_V = \frac{Vmp}{Voc}$	0.55	0.63	0.69	0.74	0.76	0.80	0.82	0.84

Tableau III.6. La tension optimale pour différentes valeurs de Voc

La Figure III.51 montre clairement cette pseudo-linéarité entre la tension optimale et la tension du circuit ouvert.

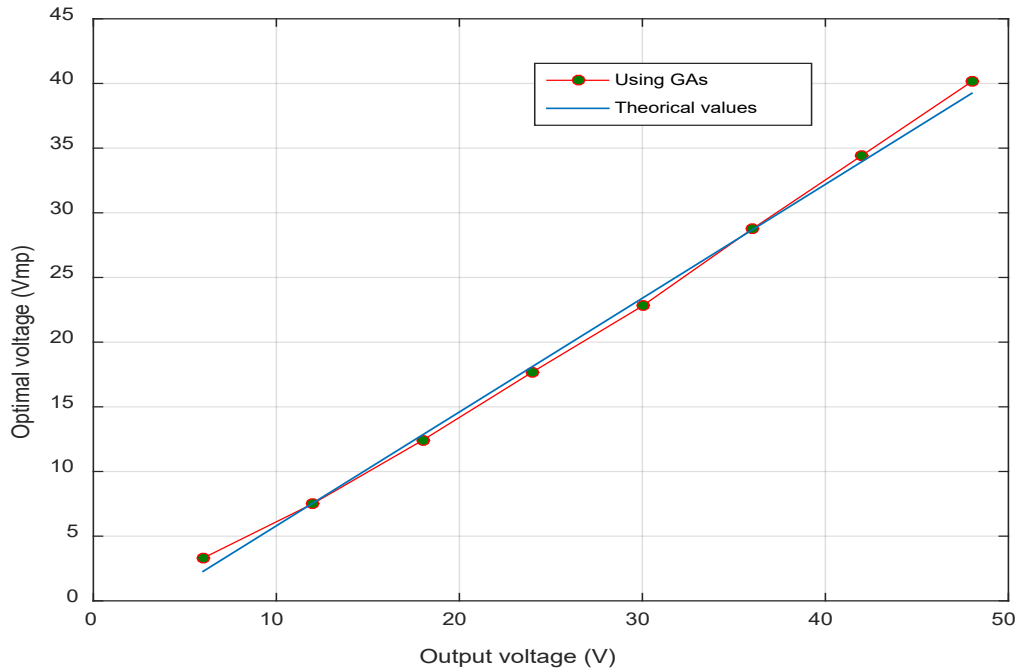

Figure III.51. Evolution de la tension optimale avec la tension de circuit-ouvert

III.6. **Conclusion**

Dans ce chapitre une modélisation des composantes d'un système PV autonome est présentée suivie par simulation de l'algorithme développé. Pour prouver les performances de la méthode proposée, une étude comparative avec les méthodes conventionnelles PO et IC est effectuée.

Les résultats de simulation ont démontré les avantages de l'algorithme développé, que ce soit dans le temps de réponse ou dans la stabilité.

La linéarité, entre la tension optimale et la tension du circuit ouvert et entre le courant optimal et le courant au court-circuit, a été testée, l'algorithme développé peut ainsi être utilisé pour déterminer les coefficients de linéarité qui était jusque-là une étape délicate.

Dans le chapitre suivant, une implémentation pratique de l'algorithme sera présentée suivie par des résultats de comparaison avec les méthodes PO et IC.

Chapitre IV : **Résultats expérimentaux et discussion**

IV.1. Introduction 112
IV.2. Protocole expérimental.....112
IV.3. Tests avec un émulateur PV 114
IV.3.1. Comparaison entre la technique proposée et IC.....116
IV.3.2. Comparaison entre la technique proposée et PO 119
IV.4. Panneaux réels.....121
IV.4.1. Comparaison entre la technique proposée et IC.....122
IV.4.2. Comparaison entre la technique proposée et PO 125
IV.5. Conclusion 129

IV.1. **Introduction**

Pour valider les résultats théoriques et de simulation des tests pratiques ont été effectués sur des panneaux PV réels et sur un émulateur PV, ces manipulations ont été réalisées au laboratoire LIAS (Laboratoire d'Informatique et d'Automatique pour le Systèmes, ENSIP, Université de Poitiers, France).

L'émulateur est utilisé pour tester la rapidité et la stabilité car il offre la possibilité de faire fonctionner le GPV sous un profil d'ensoleillement défini et suivre ainsi le comportement du système, les panneaux PV réels viennent confirmer la stabilité du système par la technique proposée.

IV.2. **Protocole expérimental**

Les techniques PO, IC et la technique proposée ont été implémentées dans une interface à temps réel (dSPACE1005 [107]) en vue de générer un signal de commande du boost, le logiciel d'expérimentation et de visualisation ControlDesk® et utilisé pour varier les paramètres (fréquence de commande, pas du rapport cyclique, …), la collecte des mesures et la visualisation des signaux (Figure IV.1) ; le pas des mesures est de $5.10^{-5}s$ ce qui offre une continuité aux courbes des résultats expérimentaux.

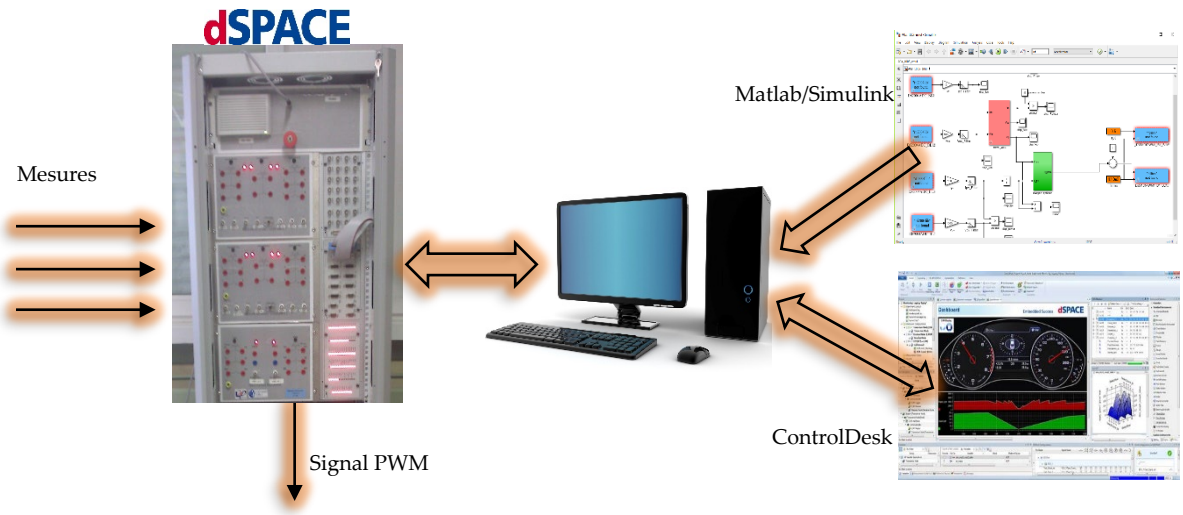

Figure IV.1. Architecture expérimentale de la commande

Les trois algorithmes (PO, IC et basé-AGs) sont implémentés sous Matlab/Simulink et injectés dans la dSPACE 1005. La Figure IV.2 montre le modèle implémenté de la technique développée.

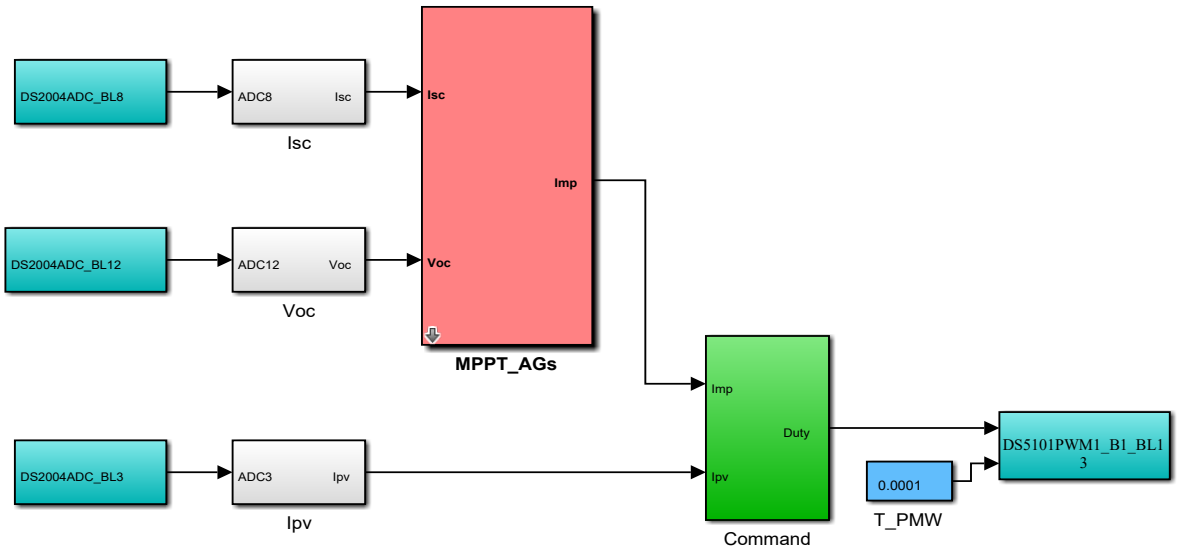

Figure IV.2. Modèle injecté dans la dSPACE de l'algorithme développé

Des sondes différentielles de type ST 1000-2 ont été utilisées pour mesurer la tension PV et la tension du circuit ouvert (bande de fréquence : 20 MHz, précision : $\pm 2\%$, tension maximale : 1 KV en continue, l'impédance d'entrée : 4 $M\Omega//2.5\ pF$) ; les sondes de courant (pinces PR30) ont été utilisées pour la capture du courant PV et le courant du court-circuit (bande de fréquence : 100 KHz, courant mesuré : $[-30, +30]$ A, résolution : ± 1 mA).

Figure IV.3. Capteurs de courant et de tension utilisés

Le banc expérimental du laboratoire est donné par la Figure IV.4.

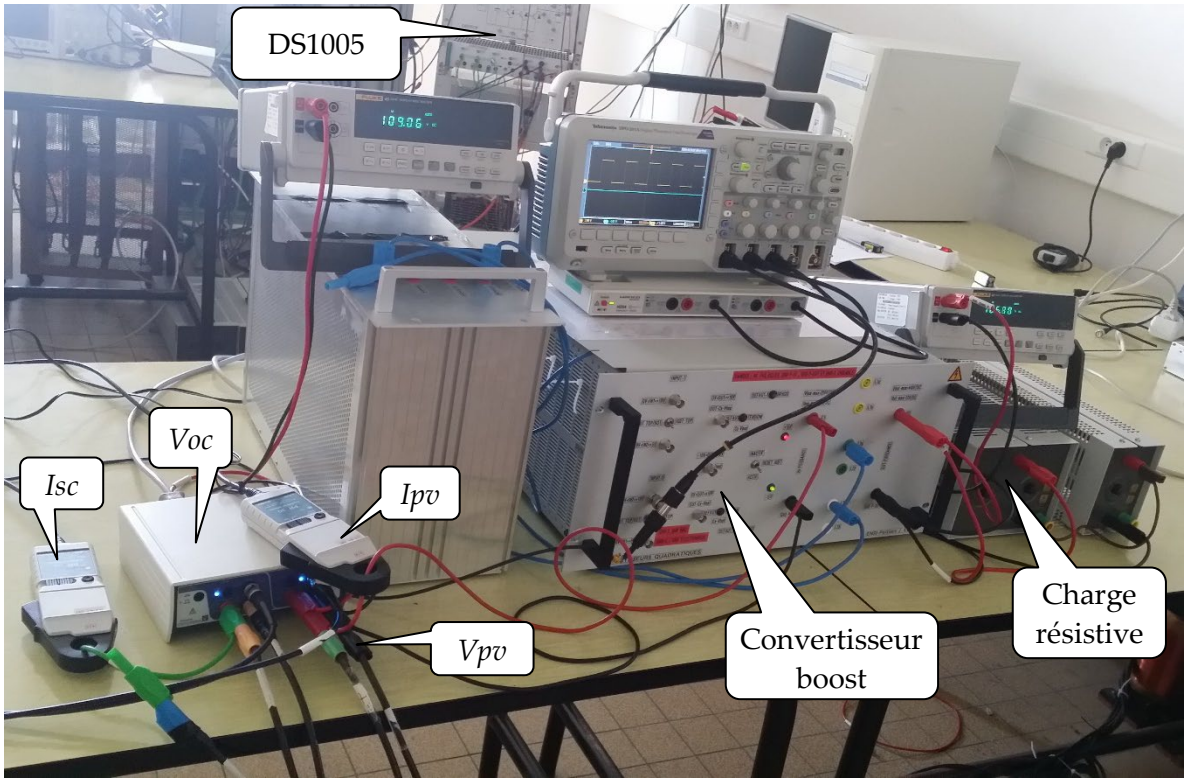

Figure IV.4. Le banc expérimental du laboratoire

On présente dans ce qui suit une comparaison des résultats obtenus avec les trois méthodes en utilisant l'émulateur PV puis des panneaux PVs réel.

IV.3. **Tests avec un émulateur PV**

Un émulateur PV est réalisé par Kadri et al. [108] au laboratoire LIAS (Figure IV.5), il est basé sur une source de tension programmable GEN300-11 (bande de tension : 0–300 V, bande de courant : 0–11 A, puissance de sortie maximale : 3300 W), permettant de remplacer un GPV avec l'avantage de pouvoir lui injecter un profil d'ensoleillement prédéfini (Figure IV.6).

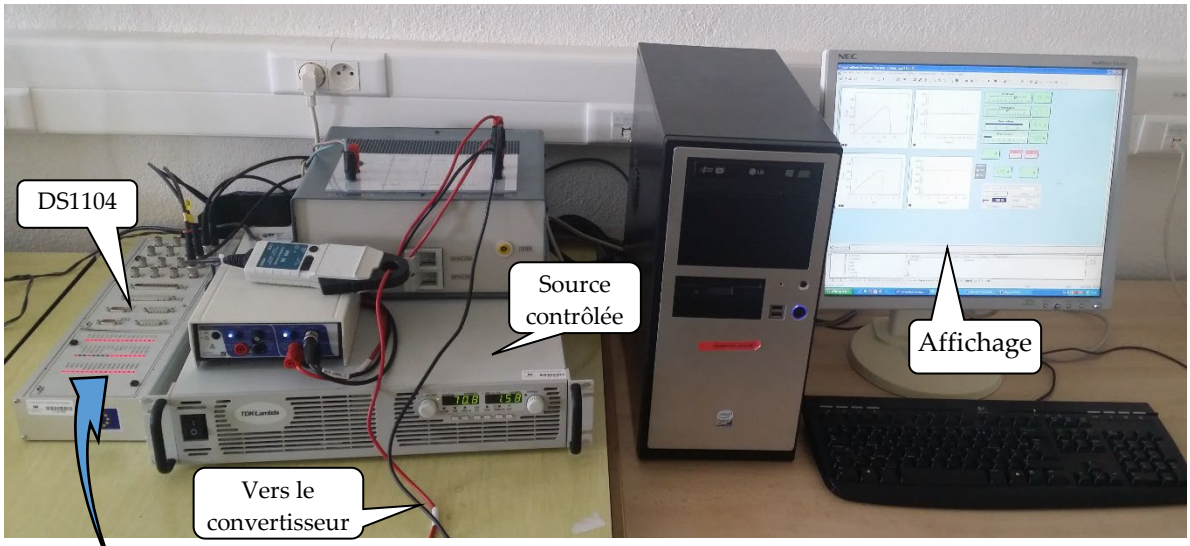

Figure IV.5. L'émulateur PV

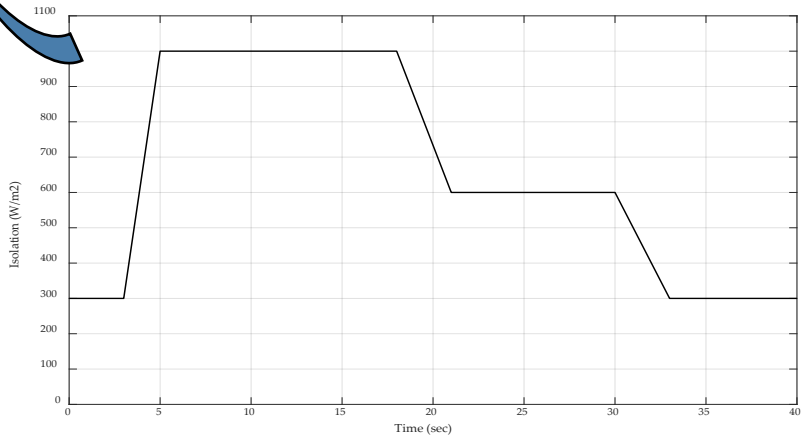

Figure IV.6. Profil d'ensoleillement injecté dans l''émulateur PV

L'architecture du système utilisé pour les tests avec l'émulateur est représentée sur la Figure IV.7.

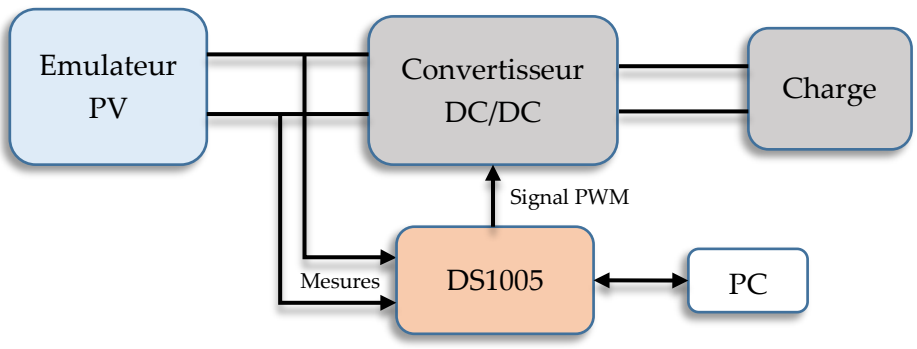

Figure IV.7. Architecture du système réalisé pour les tests avec l'émulateur

IV.3.1. **Comparaison entre la technique proposée et IC**

Avec le profil d'ensoleillement défini précédemment (Figure IV.6), les figures suivantes montrent l'évolution du rapport cyclique (Figure IV.8 et Figure IV.9) et de la puissance (Figure IV.10 et Figure IV.11) de la technique PO et la technique proposée.

Deux valeurs du pas du rapport cyclique sont utilisées, $\Delta D = 0.01$ pour la Figure IV.8 et la Figure IV.10, et $\Delta D = 0.02$ pour la Figure IV.9 et la Figure IV.11.

On peut remarquer, pour la méthode IC, que le PPM est poursuivi d'une manière plus rapide avec une valeur plus grande de ΔD mais ceci donne naissance à des oscillations de plus importante de puissance. Par exemple, l'ensoleillement atteint la valeur maximale $G = 100\,W/m^2$ à $t = 5.0$ s (Figure IV.6) ; avec $\Delta D = 0.02$ le PPM est atteint pour $t = 7.3$ s (Figure IV.11) alors qu'avec $\Delta D = 0.01$ on l'obtient pour $t = 8.7$ s (Figure IV.10). Avec l'algorithme proposé le PPM est obtenu après seulement $t = 5.4$ s (courbe en rouge) ce qui preuve l'amélioration de la rapidité du système.

De plus, le problème d'un bon choix du pas du rapport cyclique n'est pas rencontré car l'algorithme proposé donne directement la valeur optimale du rapport cyclique sans forcer le système à fonctionner sous différentes valeurs avant d'osciller dans un intervalle.

Pour la stabilité, on voit clairement que les oscillations de puissance (Figure IV.10 et Figure IV.11) sont vraiment insignifiantes avec la technique proposée en comparaison avec la technique IC, ceci est un avantage très important car il permet un gain de puissance et une espérance de vie plus grande du GPV.

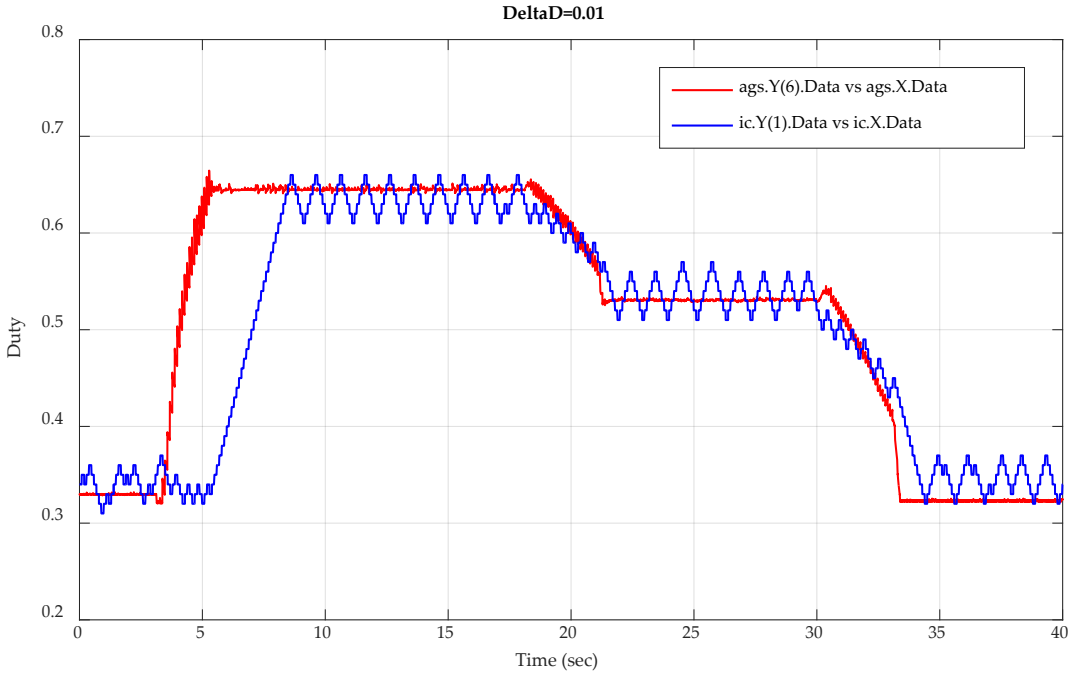

Figure IV.8. Evolution du rapport cyclique pour AGs et IC (émulateur), $\Delta D = 0.01$

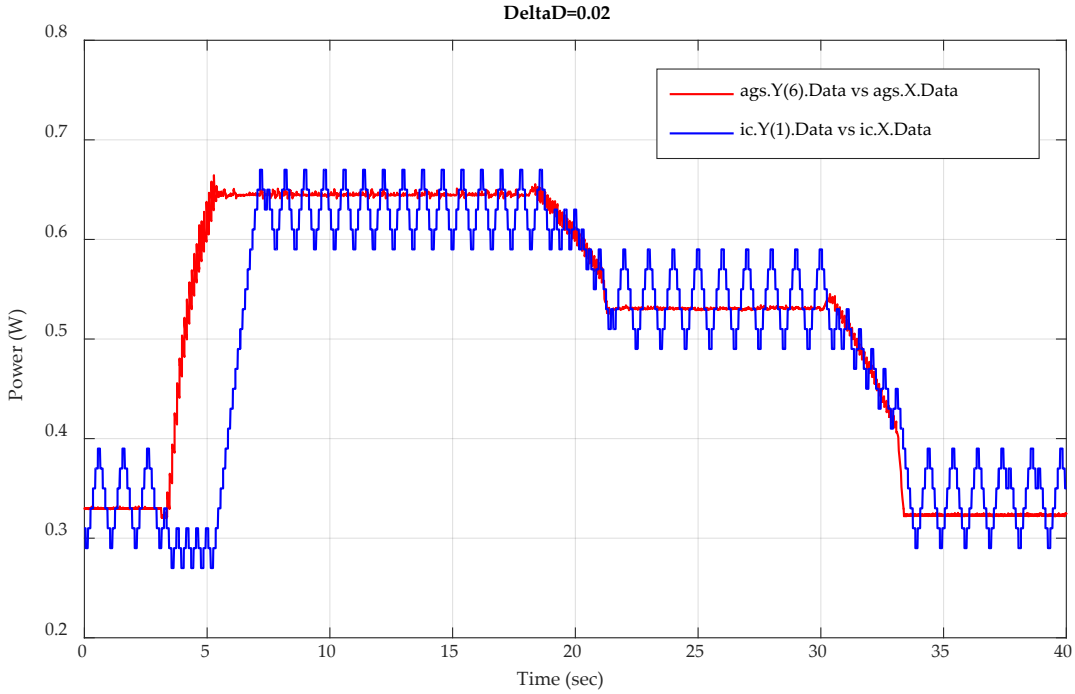

Figure IV.9. Evolution du rapport cyclique pour AGs et IC (émulateur), $\Delta D = 0.02$

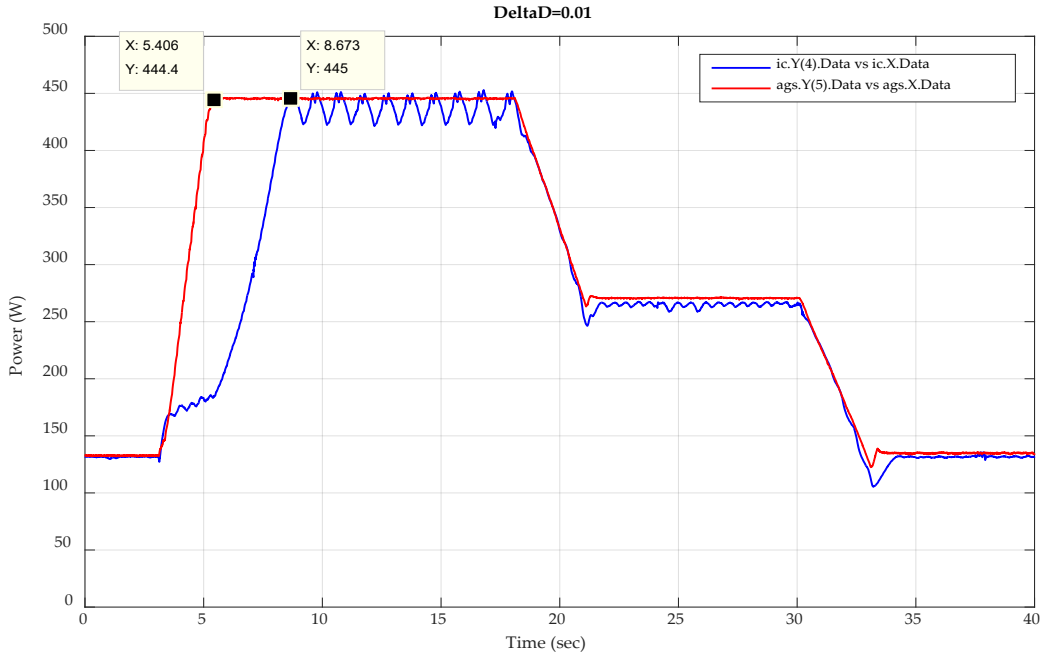

Figure IV.10. Evolution de la puissance pour AGs et IC (émulateur), $\Delta D = 0.01$

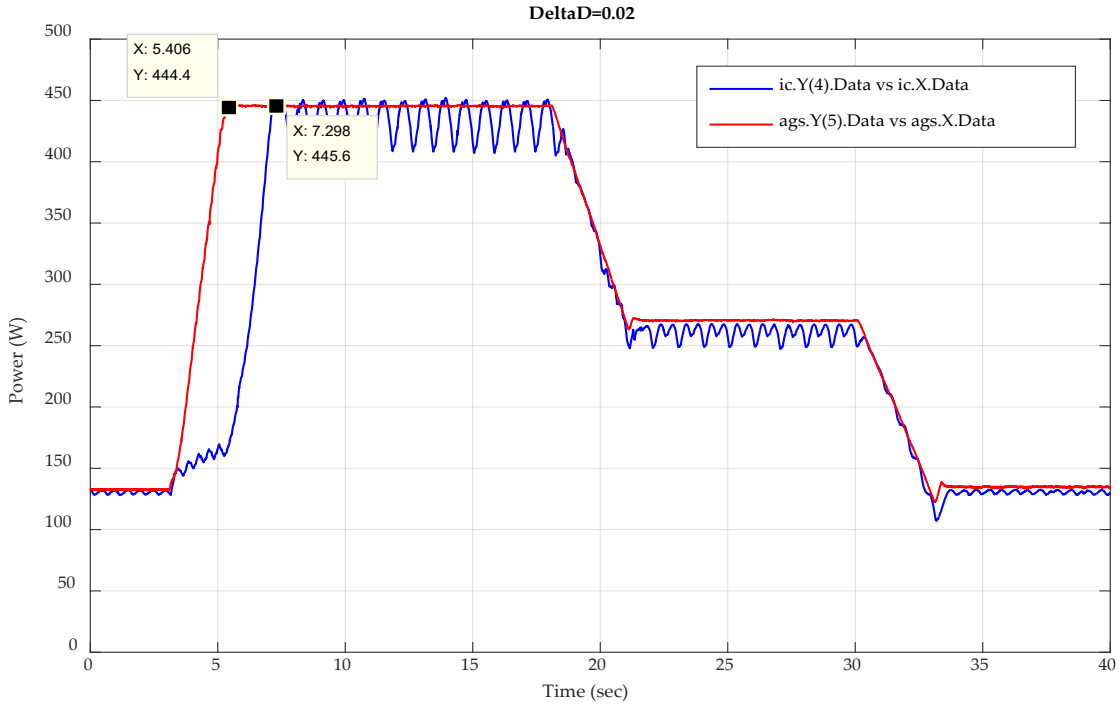

Figure IV.11. Evolution de la puissance pour AGs et IC (émulateur), $\Delta D = 0.02$

IV.3.2. **Comparaison entre la technique proposée et PO**

Sous les mêmes conditions, des tests sont effectués avec la méthode PO ; les courbes d'évolution du rapport cyclique sont données par la Figure IV.12 (pour PO, $\Delta D = 0.01$) et la Figure IV.13 (pour PO, $\Delta D = 0.02$), et l'évolution de la puissance par la Figure IV.14 ($\Delta D = 0.01$) et la Figure IV.15 ($\Delta D = 0.02$).

Là aussi, la technique proposée garantit une meilleure rapidité et une stabilité remarquable car l'oscillation de la puissance est négligeable en comparaison avec la méthode PO.

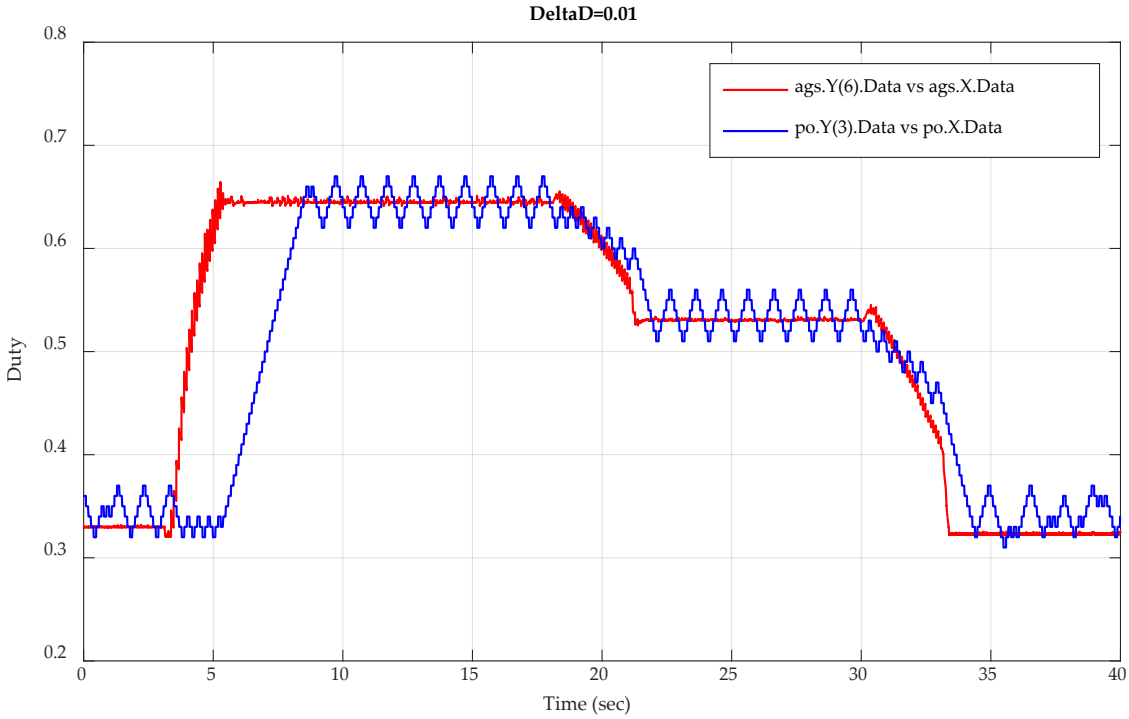

Figure IV.12. Evolution du rapport cyclique pour AGs et PO (émulateur), avec $\Delta D = 0.01$

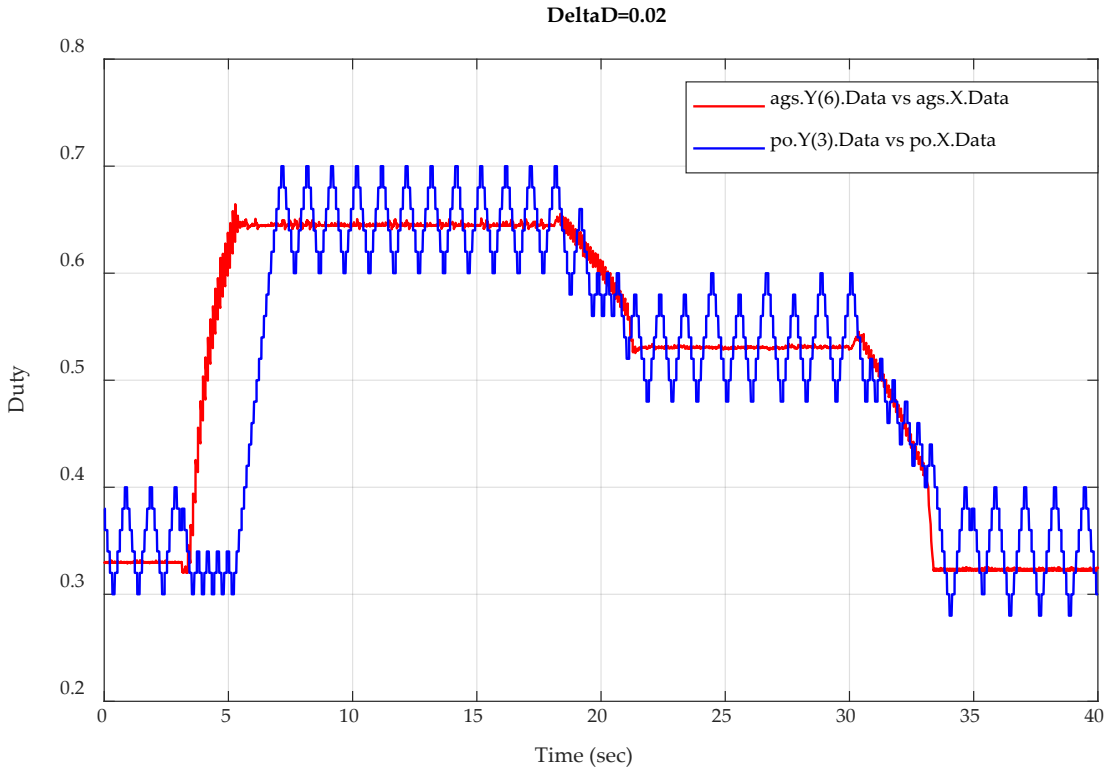

Figure IV.13. Evolution du rapport cyclique pour AGs et PO (émulateur), $\Delta D = 0.02$

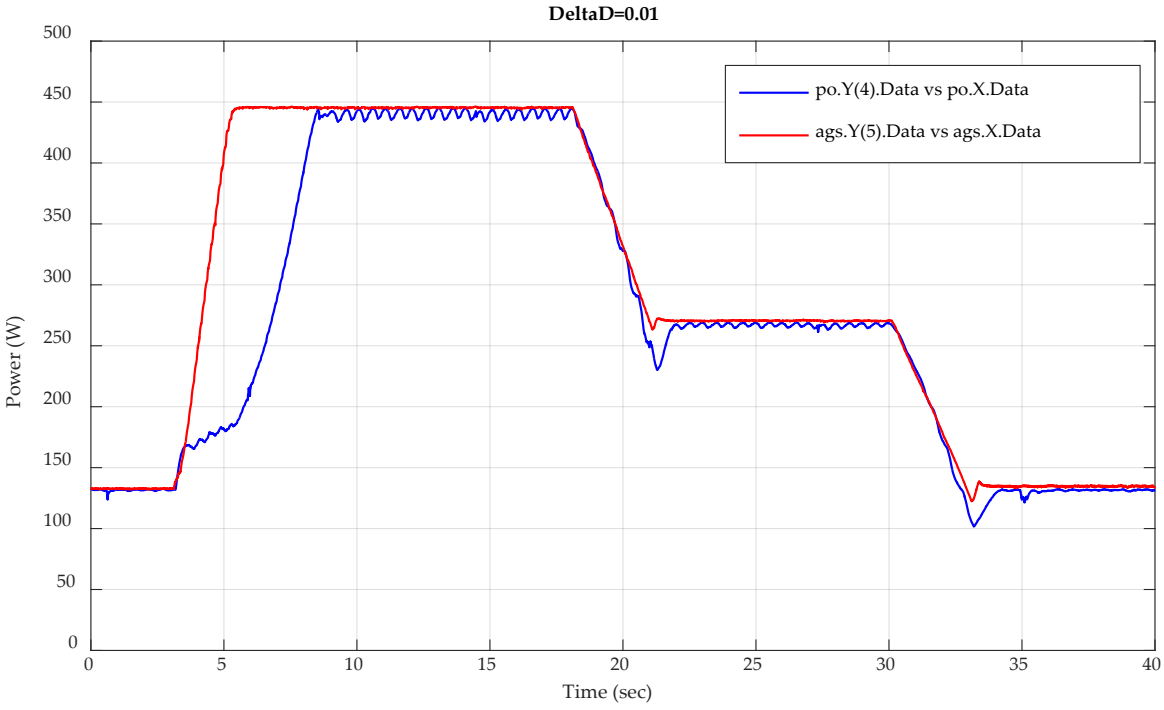

Figure IV.14. Evolution de la puissance pour AGs et PO (émulateur), $\Delta D = 0.01$

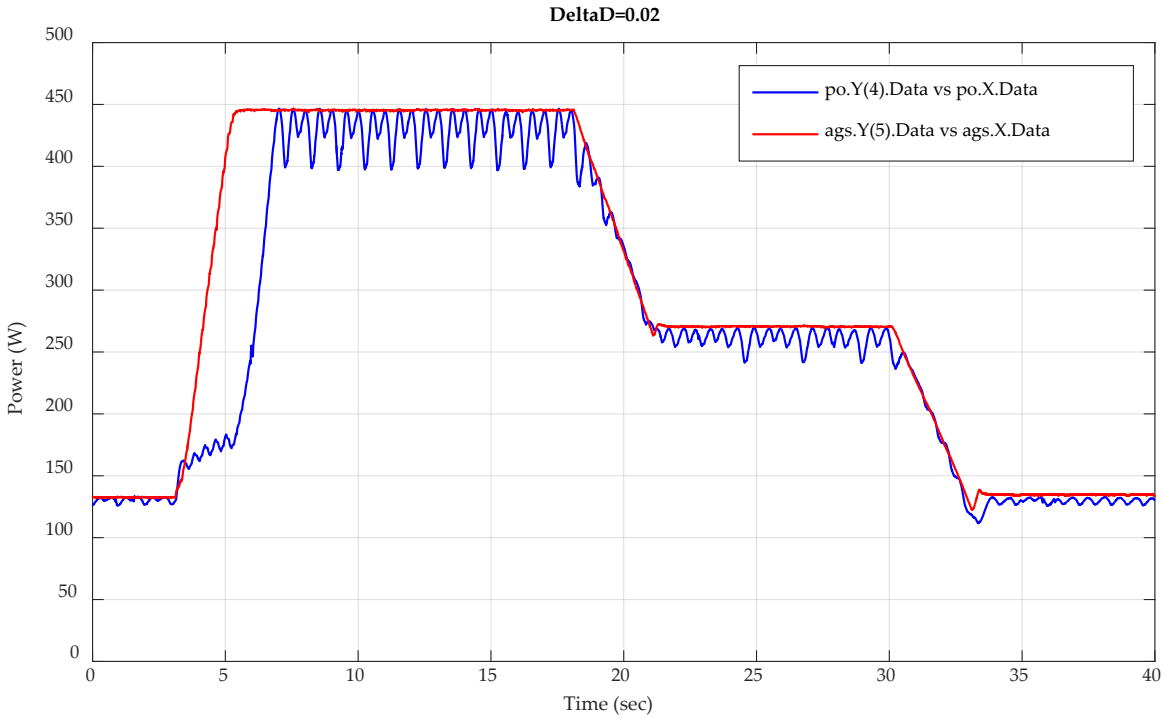

Figure IV.15. Evolution de la puissance pour AGs et PO (émulateur), $\Delta D = 0.02$

IV.4. **Panneaux réels**

L'émulateur PV est remplacé par des panneaux à cellules polycristallines de la marque allemande *Conergy* et de type *PowerPlus 215P* (Tableau III.4)[16]. Six (6) panneaux ont été placés sur le toit du laboratoire LIAS[6]. A cause de la non disponibilité de cellules PV pilotes, deux panneaux ont été utilisés pour mesurer V_{oc} et I_{sc} et les quatre qui restent représentent le GPV (Figure IV.16).

[6] Laboratoire d'Informatique et d'Automatique pour le Systèmes, ENSIP, Université de Poitiers, France

Figure IV.16. Les panneaux PVs utilisé pour les tests pratiques

IV.4.1. **Comparaison entre la technique proposée et IC**

L'évolution expérimentale du rapport cyclique avec la technique proposée est représentée conjointement sur les mêmes figures que son évolution avec la technique IC pour $\Delta D = 0.01$ (Figure IV.17) et pour $\Delta D = 0.02$ (Figure IV.18)

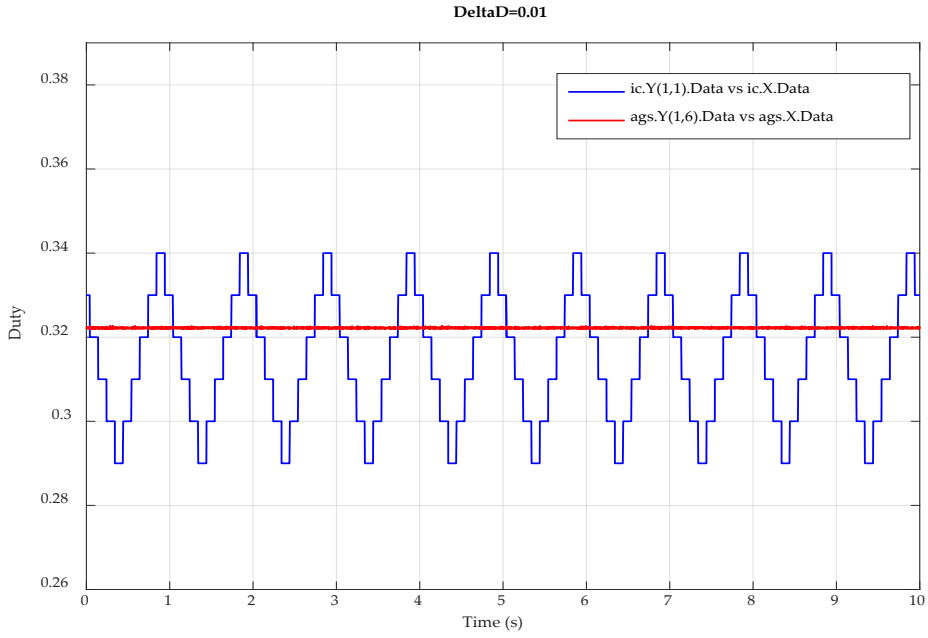

Figure IV.17. Evolution du rapport cyclique pour AGs et IC (panneaux), $\Delta D = 0.01$

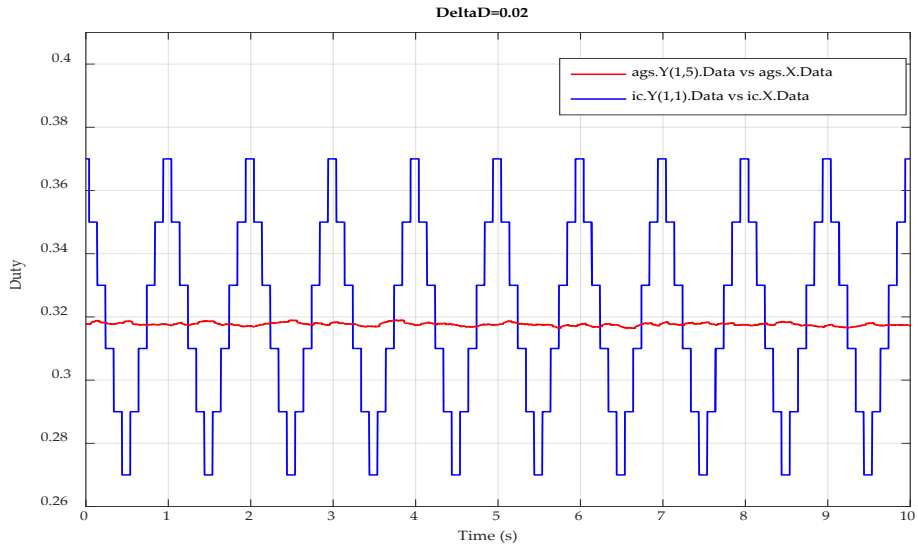

Figure IV.18. Evolution du rapport cyclique pour AGs et IC (panneaux), $\Delta D = 0.02$

On voit bien que le rapport cyclique est presque constant avec l'algorithme développé alors qu'il oscille entre 0.29 et 0.34 avec $\Delta D = 0.01$, et entre 0.27 et 0.37 avec $\Delta D = 0.02$, par conséquence des oscillations de la puissance sont remarquables avec la méthode IC et une stabilité est observée avec la technique proposée ce qui résout le problème d'oscillation de la puissance autour du PPM.

La stabilité dans le rapport cyclique conduit à une stabilité du courant (la Figure IV.19 pour $\Delta D = 0.01$ et la Figure IV.20 pour $\Delta D = 0.02$) et de la puissance (la Figure IV.21 pour $\Delta D = 0.01$ et la Figure IV.22 pour $\Delta D = 0.02$).

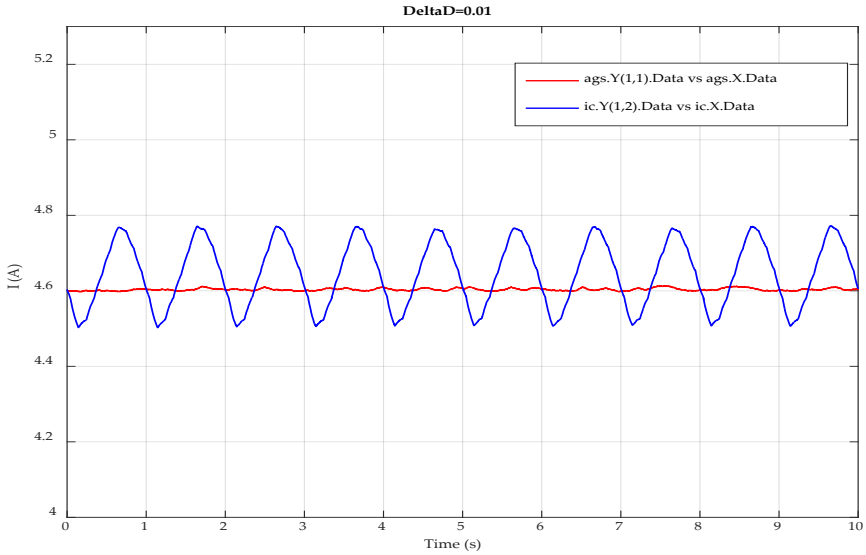

Figure IV.19. Evolution du courant PV pour AGs et IC, avec $\Delta D = 0.01$

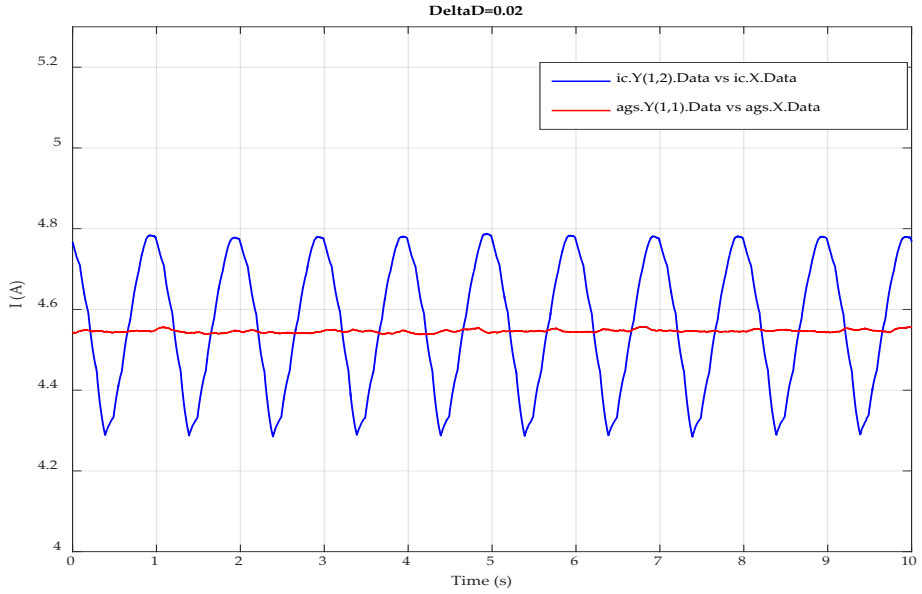

Figure IV.20. Evolution du courant PV pour AGs et IC, avec $\Delta D = 0.02$

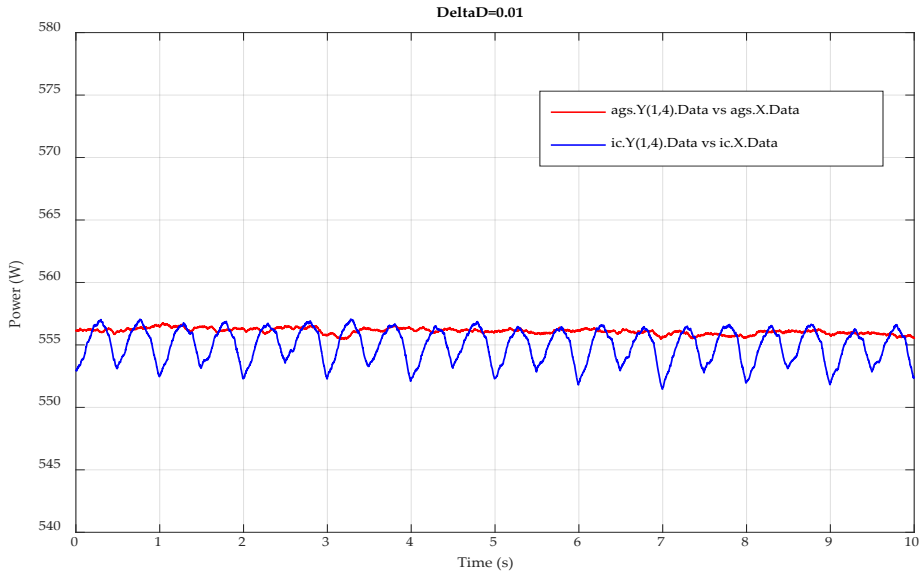

Figure IV.21. Evolution de la puissance pour AGs et IC (panneaux), $\Delta D = 0.01$

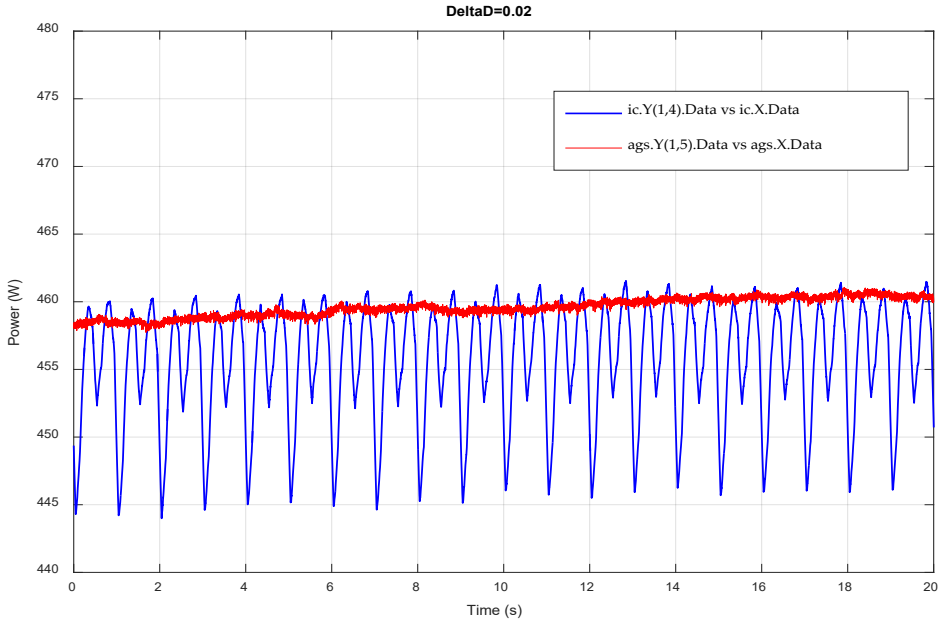

Figure IV.22. Evolution de la puissance pour AGs et IC (panneaux), $\Delta D = 0.02$

Avec l'algorithme proposé, un taux de 1.1% de puissance a été gagné pour $\Delta D = 0.01$ (Figure IV.21) et de 3.3% pour $\Delta D = 0.02$ (Figure IV.22), ce qui est important surtout pour les grandes installations.

Les oscillations de la puissance avec la méthode IC sont plus importantes si l'on essaie d'augmenter la rapidité de la poursuite par l'augmentation de ΔD (voir la section précédente).

IV.4.2. **Comparaison entre la technique proposée et PO**

L'évolution expérimentale avec le temps du rapport cyclique, pour la méthode PO et la méthode proposée, est présentée par la Figure IV.23 (pour $\Delta D = 0.01$) et la Figure IV.24 (pour $\Delta D = 0.02$).

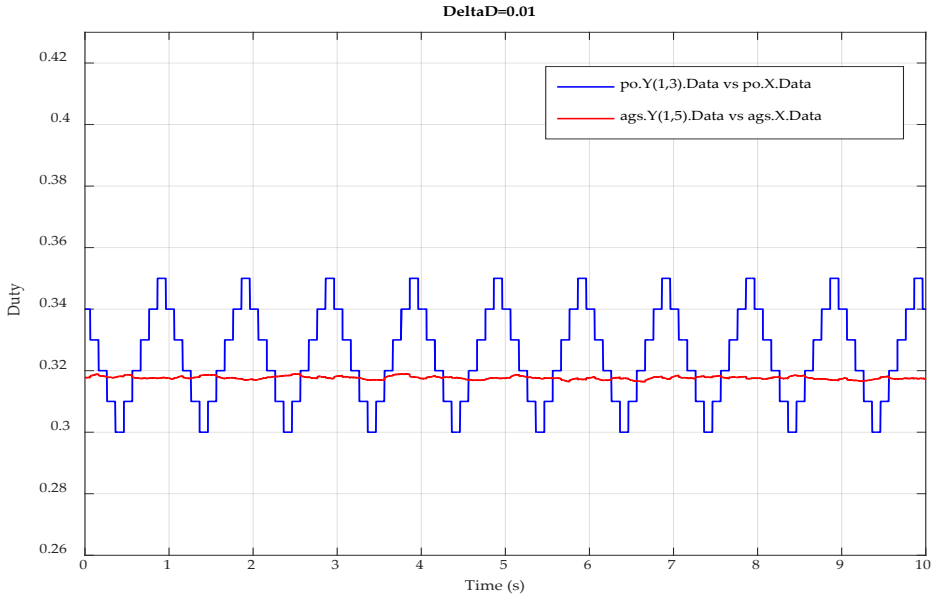

Figure IV.23. Evolution du rapport cyclique pour AGs et PO (panneaux), $\Delta D = 0.01$

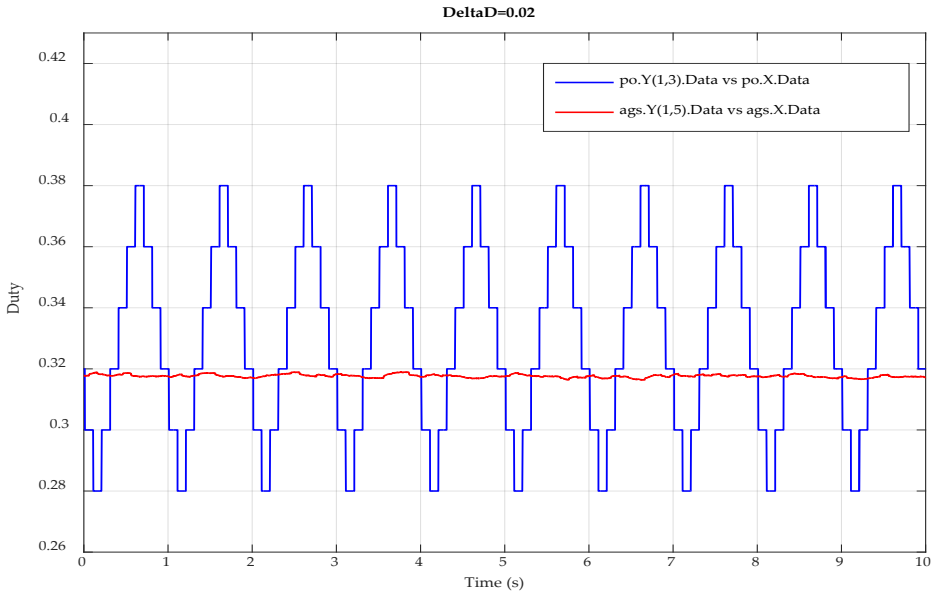

Figure IV.24. Evolution du rapport cyclique pour AGs et PO (panneaux), $\Delta D = 0.02$

On remarque que malgré les conditions climatiques stables (température et ensoleillement pendant les tests) le rapport cyclique oscille d'une manière continue avec la méthode PO, tandis qu'il est stable avec la commande proposée. Cette stabilité peut

être remarquée aussi sur l'évolution du courant PV (Figure IV.25 pour $\Delta D = 0.01$ et Figure IV.26 pour $\Delta D = 0.02$).

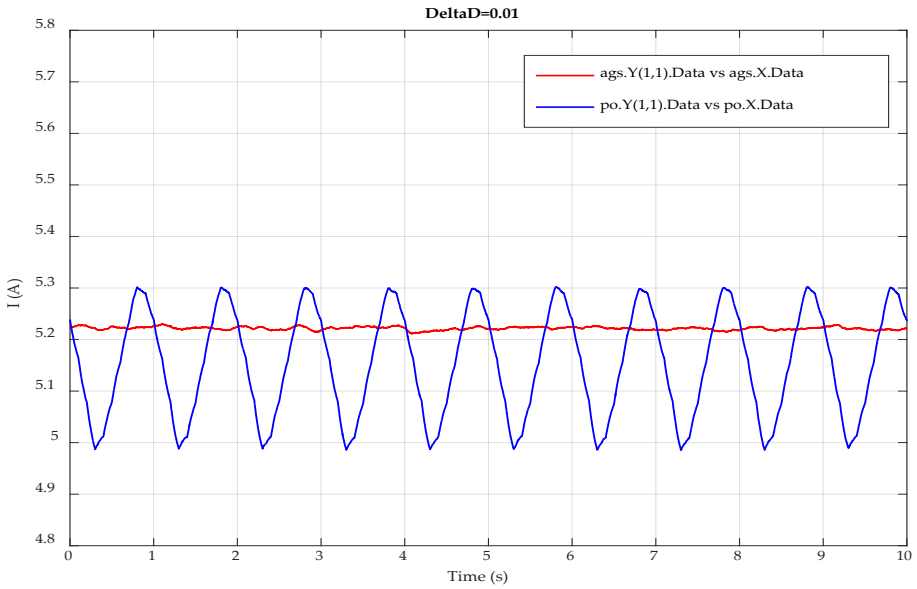

Figure IV.25. Evolution du courant PV pour AGs et PO, avec $\Delta D = 0.01$

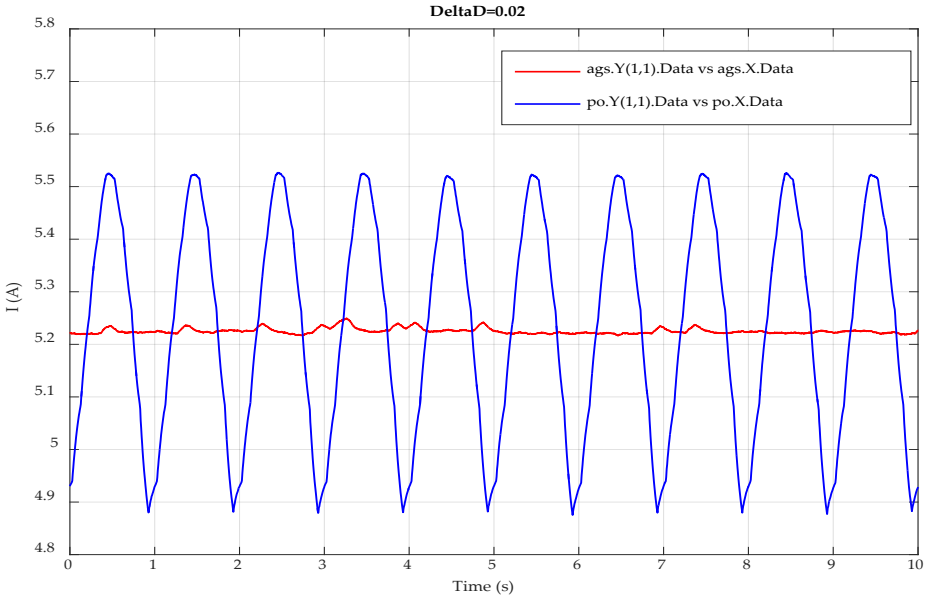

Figure IV.26. Evolution du courant PV pour AGs et PO, avec $\Delta D = 0.02$

L'évolution avec le temps de la puissance PV des deux méthodes et donnée par la Figure IV.27 (pour $\Delta D = 0.01$) et la Figure IV.28 (pour $\Delta D = 0.02$).

On peut dire que l'objectif d'obtenir une stabilité de la puissance est atteint avec la commande développée, un taux d'environ 1.3% et 3.2% de puissance est gagné pour, respectivement, $\Delta D = 0.01$ et $\Delta D = 0.02$.

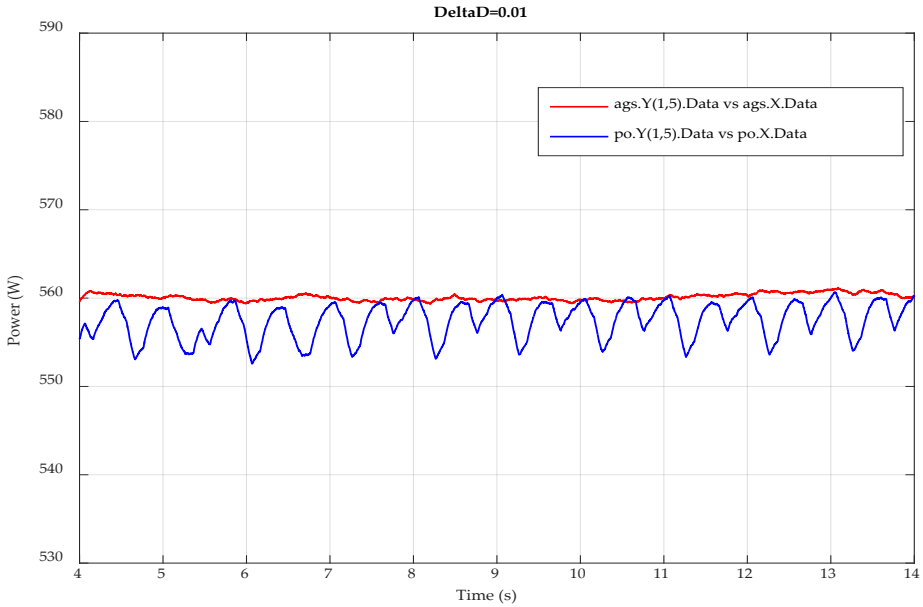

Figure IV.27. Evolution de la puissance pour AGs et PO (panneaux), $\Delta D = 0.01$

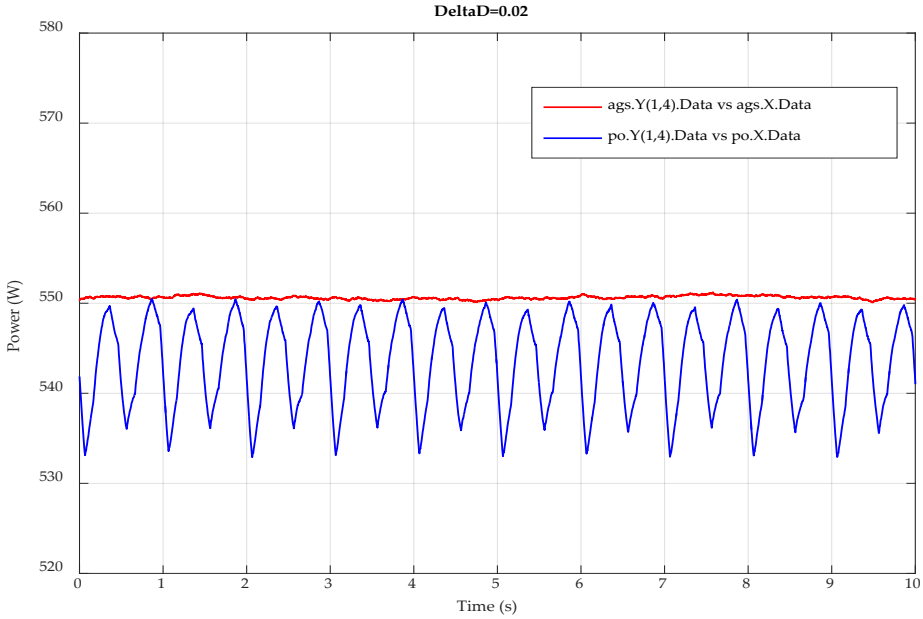

Figure IV.28. Evolution de la puissance pour AGs et PO (panneaux), $\Delta D = 0.02$

IV.5. **Conclusion**

Les résultats expérimentaux (avec l'émulateur ou panneaux réels) confirment les résultats de simulation et démontrent la stabilité de la commande basée sur les AGs en comparaison avec les méthodes les plus répandues (PO et IC), on a pu remarquer des oscillations de puissance amplement atténuées (pour ne pas dire éliminées) et par conséquence un rendement meilleur (plus de 3% de puissance est récupéré).

Cette stabilité est due à la stabilité du rapport cyclique avec la méthode proposée alors qu'avec les méthodes PO et IC, le rapport cyclique oscille malgré les conditions climatiques stables.

Conclusion générale

L'objectif de ce travail est de développer une technique MPPT rapide et stable. Les techniques précédentes souffrent surtout de l'oscillation de la puissance autour du PPM même avec un ensoleillement stable, ceci est dû à la recherche par changement du rapport cyclique ce qui conduit à la perturbation de la puissance du GPV, ces oscillations de puissance sont plus importantes avec un pas de perturbation plus grand mais aussi un système qui risque de fonctionner à un minimum local si le pas est très petit.

La méthode proposée est basée sur les AGs ; en bénéficiant d'une recherche globale (sur une population d'individus) d'un optimum on balaie tout l'intervalle de recherche et on se pointe directement sur PPM. Même avec les méthodes évoluées (FLC et PSO) la poursuite se fait au voisinage du point de recherche.

On a commencé à présenter le système PV puis les techniques MPPT avant de passer à la description théorique de l'algorithme et sa programmation sur Matlab/Simulink et finalement l'implémentation sur une interface à temps réel pour les tests pratiques.

Les résultats de simulation (chapitre 3) et les résultats expérimentaux (chapitre 4) ont démontré une rapidité et surtout une stabilité remarquable de la technique proposée par rapport aux techniques PO et IC. En effet, les oscillations de puissance sont presque éliminées et la stabilité de la commande à base de l'algorithme développé a permis un gain de plus de 3% sur la puissance photovoltaïque ce qui est significatif surtout dans les grandes installations.

Le problème d'un bon choix du pas du rapport cyclique n'est pas rencontré, avec l'algorithme développé, car la valeur optimale du rapport cyclique n'est pas obtenue par son incrémentation mais plutôt par l'optimisation d'une population, par un protocole génétique, et le rapport optimal est obtenu directement par l'algorithme.

En perspective, ce travail sera suivi ultérieurement par l'application de cette méthode pour la recherche globale du PPM dans le cas de l'ombrage partiel.

Articles et communications

1. HADJI, S.; GAUBERT, J.-P.; KRIM, F. « Real-Time Genetic Algorithms-Based MPPT: Study and Comparison (Theoretical an Experimental) with Conventional Methods ». *Energies;* 2018, 11, 459, doi : 10.3390/en11020459. http://www.mdpi.com/1996-1073/11/2/459

2. HADJI, S.; GAUBERT, J.-P.; KRIM, F. « Theoretical and experimental analysis of genetic algorithms based MPPT for PV systems ». *Energy Procedia* 2015, 74, 772–787, doi:10.1016/j.egypro.2015.07.813. http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610215015817

3. HADJI, S.; GAUBERT, J.-P.; KRIM, F.; BELKAID, « A. Model-based maximum power tracking for photovoltaic systems using genetic algorithms ». *International Conference On Theory And Application Of Modeling And Simulation In Electrical Power Engineering Including Electric Machines, Power Electronic Converters And Power Systems* (*ElectrIMACS 2014)*; Valencia, Spain, 19-22 May, 2014; pp. 317–323.

4. HADJI, S.; GAUBERT, J.-P.; KRIM, F. « Experimental analysis of genetic algorithms based MPPT for PV systems ». *International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*; IEEE; Ouarzazate, Morocco, Oct. 17-19, 2014; pp. 7–12. https://ieeexplore.ieee.org/document/7059887/

5. HADJI, S.; GAUBERT, J.-P.; KRIM, F. « Maximum Power Point Tracking (MPPT) for Photovoltaic systems using open circuit voltage and short circuit current ». *The 3rd International Conference on Systems and Control (ICSC 2013)*; IEEE; Algiers, Algeria, 29-31 Oct. 2013; pp. 87–92. https://ieeexplore.ieee.org/document/6750840/

6. HADJI, S.; KRIM, F.; GAUBERT, J. « Development of an algorithm of maximum power point tracking for photovoltaic systems using genetic algorithms ». *International Workshop on Systems, Signal Processing and their Applications, (WOSSPA 2011)*; IEEE; Tipaza, Algeria; 2011. https://ieeexplore.ieee.org/document/5931408/

7. HADJI, S.; GAUBERT, J.-P.; KRIM, F. « Genetic algorithms for maximum power point tracking in photovoltaic systems ». *14th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2011)*; Birmingham, United Kingdom, Aug. 30-Sep. 1, 2011.

8. HADJI, S.; KRIM, F. « Development of an Algorithm of Maximum Power point tracking for photovoltaic systems using Genetic ». *1st International Symposium on Environment Friendly Energies in Electrical Applications (EFEEA'10)*; Ghardaia, ALGERIA, 2-4 November, 2010.

Bibliographie

[1] « International Energy Agency ». [En ligne]. Disponible sur: http://www.iea.org/. [Consulté le: 21-mai-2018].

[2] « Ministère de l'Énergie - Algérie - Potentiels des Energies renouvelables ». [En ligne]. Disponible sur: http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=potentiels. [Consulté le: 25-mars-2018].

[3] A. Becquerel, « Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires », *Comptes Rendus Séances Hebd.*, vol. 9, p. 561-567, 1839.

[4] B. Parida, S. Iniyan, et R. Goic, « A review of solar photovoltaic technologies », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, n° 3, p. 1625-1636, avr. 2011.

[5] K. Ramalingam et C. Indulkar, « Chapter 3 - Solar Energy and Photovoltaic Technology », in *Distributed Generation Systems*, Butterworth-Heinemann, 2017, p. 69-147.

[6] F. Bayrak, G. Ertürk, et H. F. Oztop, « Effects of partial shading on energy and exergy efficiencies for photovoltaic panels », *J. Clean. Prod.*, vol. 164, p. 58-69, oct. 2017.

[7] L. Fialho, R. Melicio, V. M. F. Mendes, J. Figueiredo, et M. Collares-Pereira, « Effect of Shading on Series Solar Modules: Simulation and Experimental Results », *Procedia Technol.*, vol. 17, p. 295-302, janv. 2014.

[8] L. Bun, « Détection et localisation de défauts dans un système photovoltaïque », Thèse de Doctorat, GRENOBLE, 2011.

[9] F. Martínez-Moreno, J. Muñoz, et E. Lorenzo, « Experimental model to estimate shading losses on PV arrays », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 94, n° 12, p. 2298-2303, déc. 2010.

[10] E. Suryanto Hasyim, S. R. Wenham, et M. A. Green, « Shadow tolerance of modules incorporating integral bypass diode solar cells », *Sol. Cells*, vol. 19, n° 2, p. 109-122, déc. 1986.

[11] O. Bingöl et B. Özkaya, « Analysis and comparison of different PV array configurations under partial shading conditions », *Sol. Energy*, vol. 160, p. 336-343, janv. 2018.

[12] « 2018 Most Efficient Solar Panels on the Market | EnergySage », *Solar News*, 13-mars-2018. [En ligne]. Disponible sur: https://news.energysage.com/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market/. [Consulté le: 13-avr-2018].

[13] R. Singh, S. Kumar, A. Gehlot, et R. Pachauri, « An imperative role of sun trackers in photovoltaic technology: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, p. 3263-3278, févr. 2018.

[14] S. Skouri, A. Ben Haj Ali, S. Bouadila, M. Ben Salah, et S. Ben Nasrallah, « Design and construction of sun tracking systems for solar parabolic concentrator displacement », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 60, p. 1419-1429, juill. 2016.

[15] S. Seme, G. Štumberger, et J. Voršič, « Maximum Efficiency Trajectories of a Two-Axis Sun Tracking System Determined Considering Tracking System Consumption », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, nº 4, p. 1280-1290, avr. 2011.

[16] « Conergy Home | CONERGY ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.conergy.com/. [Consulté le: 16-mai-2018].

[17] B. Das, A. Jamatia, A. Chakraborti, P. R. Kasari, et M. Bhowmik, « New Perturb and Observe MPPT algorithm and its validation using data From PV module », *Int. J. Adv. Eng. Technol.*, vol. 4, nº 1, p. 579-591, 2012.

[18] M. A. Elgendy, B. Zahawi, et D. J. Atkinson, « Assessment of Perturb and Observe MPPT Algorithm Implementation Techniques for PV Pumping Applications », *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, nº 1, p. 21-33, janv. 2012.

[19] S. Alsadi et B. Alsayid, « Maximum Power Point Tracking Simulation for Photovoltaic Systems Using Perturb and Observe Algorithm », *Int. J. Eng. Innov. Technol.*, vol. 2, nº 6, p. 80-85, déc. 2012.

[20] J. Kivimaki, S. Kolesnik, M. Sitbon, T. Suntio, et A. Kuperman, « Design Guidelines for Multiloop Perturbative Maximum Power Point Tracking Algorithms », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, nº 2, p. 1284-1293, févr. 2018.

[21] T. C. C. Saibabu et J. S. Kumari, « Modeling and Simulation of PV Array and its Performance Enhancement Using MPPT (P&O) Technique », *Int. J. Comput. Sci. Commun. Netw.*, vol. 1, nº 1, p. 9-16, oct. 2011.

[22] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, et M. Vitelli, « Optimizing sampling rate of P&O MPPT technique », in *35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*, Aachen, Germany, 2004, p. 1945-1949.

[23] N. S. D'Souza, L. A. C. Lopes, et X. Liu, « Comparative study of variable size perturbation and observation maximum power point trackers for PV systems », *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, nº 3, p. 296-305, mars 2010.

[24] M. A. Sahnoun, H. M. R. Ugalde, J.-C. Carmona, et J. Gomand, « Maximum Power point Tracking Using P&O Control Optimized by a Neural Network Approach: A Good Compromise between Accuracy and Complexity », *Energy Procedia*, vol. 42, p. 650-659, 2013.

[25] K. L. Lian, J. H. Jhang, et I. S. Tian, « A Maximum Power Point Tracking Method Based on Perturb-and-Observe Combined With Particle Swarm Optimization », *IEEE J. Photovolt.*, vol. 4, n° 2, p. 626-633, mars 2014.

[26] H. M. El-Helw, A. Magdy, et M. I. Marei, « A Hybrid Maximum Power Point Tracking Technique for Partially Shaded Photovoltaic Arrays », *IEEE Access*, vol. 5, p. 11900-11908, 2017.

[27] K. H. Hussein, « Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions », *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 142, n° 1, p. 59, 1995.

[28] Z. Xuesong, S. Daichun, M. Youjie, et C. Deshu, « The simulation and design for MPPT of PV system Based on Incremental Conductance Method », in *International Conference on Information Engineering (WASE 2010)*, Beidaihe, Hebei, China, 2010, p. 314-317.

[29] J. Kouta, A. El-Ali, N. Moubayed, et R. Outbib, « Improving the incremental conductance control method of a solar energy conversion system », *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, n° 06, p. 273-276, mars 2008.

[30] A. Safari et S. Mekhilef, « Simulation and Hardware Implementation of Incremental Conductance MPPT With Direct Control Method Using Cuk Converter », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, n° 4, p. 1154-1161, avr. 2011.

[31] Fangrui Liu, Shanxu Duan, Fei Liu, Bangyin Liu, et Yong Kang, « A Variable Step Size INC MPPT Method for PV Systems », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, n° 7, p. 2622-2628, juill. 2008.

[32] B. Liu, S. Duan, F. Liu, et P. Xu, « Analysis and Improvement of Maximum Power Point Tracking Algorithm Based on Incremental Conductance Method for Photovoltaic Array », in *PEDS 2007*, Bangkok, Thailand, 2007, p. 637-641.

[33] K. S. Tey et S. Mekhilef, « Modified incremental conductance MPPT algorithm to mitigate inaccurate responses under fast-changing solar irradiation level », *Sol. Energy*, vol. 101, p. 333-342, mars 2014.

[34] D. Menniti, A. Burgio, N. Sorrentino, A. Pinnarelli, et G. Brusco, « An incremental conductance method with variable step size for MPPT: Design and implementation », in *10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation EPQU 2009*, Lodz, Poland, 2009.

[35] H. Kumar et R. K. Tripathi, « Simulation of variable incremental conductance method with direct control method using boost converter », in *Students Conference on Engineering and Systems SCES*, Allahabad, Uttar Pradesh, India, 2012.

[36] N. E. Zakzouk, B. W. Williams, A. A. Helal, M. A. Elsaharty, et A. K. Abdelsalam, « Improved performance low-cost incremental conductance PV MPPT technique », *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, n° 4, p. 561-574, avr. 2016.

[37] J. Liu, J. Li, J. Wu, et W. Zhou, « Global MPPT algorithm with coordinated control of PSO and INC for rooftop PV array », *J. Eng.*, vol. 2017, n° 13, p. 778-782, janv. 2017.

[38] I. V. Banu, R. Beniugă, et M. Istrate, « Comparative analysis of the perturb-and-observe and incremental conductance MPPT methods », in *2013 8th International Symposium On Advanced Topics In Electrical Engineering (ATEE)*, Bucharest, Romania, 2013.

[39] I. Houssamo, F. Locment, et M. Sechilariu, « Maximum power tracking for photovoltaic power system: Development and experimental comparison of two algorithms », *Renew. Energy*, vol. 35, n° 10, p. 2381-2387, oct. 2010.

[40] S. S. Kondawar et U. B. Vaidya, « A Comparison of Two MPPT Techniques for PV System in Matlab Simulink », *Int. J. Eng. Res. Dev.*, vol. 2, n° 7, p. 73-79, 2012.

[41] S. Qin, M. Wang, T. Chen, et X. Yao, « Comparative analysis of incremental conductance and perturb-and-observation methods to implement MPPT in photovoltaic system », présenté à 2011 International Conference on Electrical and Control Engineering, Yichang, China, 2011, p. 5792-5795.

[42] A. Zegaoui *et al.*, « Comparison of Two Common Maximum Power Point Trackers by Simulating of PV Generators », *Energy Procedia*, vol. 6, p. 678-687, 2011.

[43] V. Busa, K. K. Narsingoju, et G. V. Kumar, « Simulation Analyis of Maximum Power Control of Photo Voltaic Power System », *Int. J. Adv. Electr. Electron. Eng. IJAEEE*, vol. 1, n° 1, p. 6, 2012.

[44] H. MATSUO et F. KUROKAWA, « New Solar Cell Power Supply System Using a Boost Type Bidirectinal DC-DC Converter », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, n° 1, p. 5, 1984.

[45] T. Noguchi, « Short-Current Pulse-Based Maximum-Power-Point Tracking Method for Multiple Photovoltaic-and-Converter Module System », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 49, n° 1, p. 7, 2002.

[46] M. A. S. Masoum, H. Dehbonei, et E. F. Fuchs, « Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltageand current-based maximum power-point tracking », *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 17, n° 4, p. 514-522, déc. 2002.

[47] P. Das, « Maximum Power Tracking Based Open Circuit Voltage Method for PV System », *Energy Procedia*, vol. 90, p. 2-13, déc. 2016.

[48] V. Salas, E. Olías, A. Barrado, et A. Lázaro, « Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, n° 11, p. 1555-1578, juill. 2006.

[49] P. Bhatnagar et R. K. Nema, « Maximum power point tracking control techniques: State-of-the-art in photovoltaic applications », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 23, p. 224-241, juill. 2013.

[50] A. Reza Reisi, M. Hassan Moradi, et S. Jamasb, « Classification and comparison of maximum power point tracking techniques for photovoltaic system: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, p. 433-443, mars 2013.

[51] F. Chekired, C. Larbes, D. Rekioua, et F. Haddad, « Implementation of a MPPT fuzzy controller for photovoltaic systems on FPGA circuit », *Energy Procedia*, vol. 6, p. 541-549, 2011.

[52] M. M. Algazar, H. AL-monier, H. A. EL-halim, et M. E. E. K. Salem, « Maximum power point tracking using fuzzy logic control », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 39, n° 1, p. 21-28, juill. 2012.

[53] A. M. Noman, K. E. Addoweesh, et H. M. Mashaly, « DSPACE Real-Time Implementation of MPPT-Based FLC Method », *Int. J. Photoenergy*, vol. 2013, p. 1-11, 2013.

[54] Carlos Robles Algarín, John Taborda Giraldo, et Omar Rodríguez Álvarez, « Fuzzy Logic Based MPPT Controller for a PV System », *Energies*, vol. 10, n° 12, p. 2036, déc. 2017.

[55] A. Mellit, M. Benghanme, A. Hadj Arab, et A. Guessoum, « Control of Stand-alone Photovoltaic System using Fuzzy-Logic Controller », in *Proceedings of the Fourteenth Symposium on Improving Building Systems in Hot and Humid Climates*, Richardson, TX, 2004.

[56] B. N. Alajmi, K. H. Ahmed, S. J. Finney, et B. W. Williams, « A Maximum Power Point Tracking Technique for Partially Shaded Photovoltaic Systems in Microgrids », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, n° 4, p. 1596-1606, avr. 2013.

[57] C.-Y. Won, D.-H. Kim, S.-C. Kim, W.-S. Kim, et H.-S. Kim, « A new maximum power point tracker of photovoltaic arrays using fuzzy controller », in , *25th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC '94 Record*, Taipei, Taiwan, 1994, p. 396-403 vol.1.

[58] M. Sechilariu et F. Locment, « Chapter 2 - Photovoltaic Source Modeling and Control », in *Urban DC Microgrid*, Butterworth-Heinemann, 2016, p. 35-91.

[59] I. HOUSSAMO, « Contribution à l'étude théorique, à la modélisation et à la mise en œuvre d'un système multisource appartenant à un micro-réseau électrique.

Considérations sur la qualité de l'énergie. », Thèse de Doctorat, Université de technologie de Compiègne, France, 2012.

[60] I. Houssamo, F. Locment, et M. Sechilariu, « Experimental analysis of impact of MPPT methods on energy efficiency for photovoltaic power systems », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 46, p. 98-107, mars 2013.

[61] M. AZZOUZI, « Comparaison between MPPT P&O and MPPT Fuzzy Controls in Optimizing the Photovoltaic Generator », *Int. J. Adv. Comput. Sci. Appl.*, vol. 3, n° 12, p. 6, 2012.

[62] L. Gil-Antonio, M. B. Saldivar-Marquez, et O. Portillo-Rodriguez, « Maximum power point tracking techniques in photovoltaic systems: A brief review », in *Power Electronics (CIEP), 2016 13th International Conference on*, 2016, p. 317–322.

[63] J. Kennedy et R. Eberhart, « Particle swarm optimization », in , *IEEE International Conference on Neural Networks, 1995. Proceedings*, 1995, vol. 4, p. 1942-1948 vol.4.

[64] J. Kennedy, R. Poli, et T. Blackwell, « Particle swarm optimization », *Swarm Intell.*, vol. 1, n° 1, p. 33-57, juin 2007.

[65] K. E. Parsopoulos et M. N. Vrahatis, *Particle Swarm Optimization and Intelligence: Advances and Applications*. IGI Global, 2010.

[66] A. El Dor, « Perfectionnement des algorithmes d'optimisation par essaim particulaire: applications en segmentation d'images et en électronique », Thèse de Doctorat, Université Paris-Est, 2012.

[67] Y.-H. Liu, S.-C. Huang, J.-W. Huang, et W.-C. Liang, « A Particle Swarm Optimization-Based Maximum Power Point Tracking Algorithm for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions », *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 27, n° 4, p. 1027-1035, déc. 2012.

[68] M. Miyatake, M. Veerachary, F. Toriumi, N. Fujii, et H. Ko, « Maximum Power Point Tracking of Multiple Photovoltaic Arrays: A PSO Approach », *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, vol. 47, n° 1, p. 367-380, janv. 2011.

[69] R. B. A. Koad, A. F. Zobaa, et A. El-Shahat, « A Novel MPPT Algorithm Based on Particle Swarm Optimization for Photovoltaic Systems », *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, n° 2, p. 468-476, avr. 2017.

[70] K. Ishaque, Z. Salam, M. Amjad, et S. Mekhilef, « An Improved Particle Swarm Optimization (PSO)–Based MPPT for PV With Reduced Steady-State Oscillation », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, n° 8, p. 3627-3638, août 2012.

[71] K.-H. Chao, L.-Y. Chang, et H.-C. Liu, « Maximum Power Point Tracking Method Based on Modified Particle Swarm Optimization for Photovoltaic Systems », *Int. J. Photoenergy*, vol. 2013, p. 1-6, 2013.

[72] K. Ishaque et Z. Salam, « A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, p. 475-488, mars 2013.

[73] R. B. A. Koad et A. F. Zobaa, « Comparison between the Conventional Methods and PSO Based MPPT Algorithm for Photovoltaic Systems », *Int. J. Energy Power Eng.*, vol. 8, n° 4, p. 6, 2014.

[74] O. B. Belghith, L. Sbita, et F. Bettaher, « MPPT Design Using PSO Technique for Photovoltaic System Control Comparing to Fuzzy Logic and P&O Controllers », *Energy Power Eng.*, vol. 08, n° 11, p. 349-366, 2016.

[75] A. M. Eltamaly, « Performance of MPPT Techniques of Photovoltaic Systems Under Normal and Partial Shading Conditions », in *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*, Elsevier, 2018, p. 115-161.

[76] J. H. Holland, *Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence*. MIT Press, 1992.

[77] D. E. Goldberg, *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*, 1st éd. Boston, MA, USA: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1989.

[78] Z. Michalewicz et Z. Michalewicz, *Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs*, 3e éd. Springer Science & Business Media, 1996.

[79] H. Dawid, *Adaptive Learning by Genetic Algorithms: Analytical Results and Applications to Economic Models*, 2e éd. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 1999.

[80] « MathWorks - Makers of MATLAB and Simulink ». [En ligne]. Disponible sur: https://fr.mathworks.com/. [Consulté le: 08-mai-2018].

[81] D. Rekioua et E. Matagne, *Optimization of photovoltaic power systems: modelization, simulation and control*. London ; New York: Springer, 2012.

[82] D. Rekioua et E. Matagne, « Modeling of Solar Irradiance and Cells », in *Optimization of Photovoltaic Power Systems*, London: Springer London, 2012, p. 31-87.

[83] H. S. Rauschenbach, *Solar cell array design handbook: the principles and technology of photovoltaic energy conversion*. New York: Van Nostrand Reinhold Co., 1980.

[84] A. R. Jordehi, « Parameter estimation of solar photovoltaic (PV) cells: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 61, p. 354-371, août 2016.

[85] J. Cubas, S. Pindado, et M. Victoria, « On the analytical approach for modeling photovoltaic systems behavior », *J. Power Sources*, vol. 247, p. 467-474, févr. 2014.

[86] H. Yatimi, E. Aroudam, et M. Louzazni, « Modeling and Simulation of photovoltaic Module using MATLAB/SIMULINK », *MATEC Web Conf.*, vol. 11, p. 03018, 2014.

[87] I. H. Altas et A. M. Sharaf, « A Photovoltaic Array Simulation Model for Matlab-Simulink GUI Environment », in *International Conference on Clean Electrical Power*, Capri, Itlay, 2007, p. 341-345.

[88] J. A. Gow et C. D. Manning, « Development of a model for photovoltaic arrays suitable for use in simulation studies of solar energy conversion systems », in *Sixth International Conference on Power Electronics and Variable Speed Drives*, Nottingham, UK, 1996, vol. 429, p. 69-74.

[89] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, et E. R. Filho, « Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, n° 5, p. 1198-1208, mai 2009.

[90] W. Kim et W. Choi, « A novel parameter extraction method for the one-diode solar cell model », *Sol. Energy*, vol. 84, n° 6, p. 1008-1019, juin 2010.

[91] J. C. H. Phang, D. S. H. Chan, et J. R. Phillips, « Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters », *Electron. Lett.*, vol. 20, n° 10, p. 406, 1984.

[92] C. Kittel, *Introduction to solid state physics*, 8th ed. Hoboken, NJ: Wiley, 1986.

[93] J. A. Gow et C. D. Manning, « Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies », *IEE Proc. - Electr. Power Appl.*, vol. 146, n° 2, p. 193-200, mars 1999.

[94] M. Tivanov, A. Patryn, N. Drozdov, A. Fedotov, et A. Mazanik, « Determination of solar cell parameters from its current–voltage and spectral characteristics », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 87, n° 1-4, p. 457-465, mai 2005.

[95] W. De Soto, S. A. Klein, et W. A. Beckman, « Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance », *Sol. Energy*, vol. 80, n° 1, p. 78-88, janv. 2006.

[96] D. Sera, R. Teodorescu, et P. Rodriguez, « PV panel model based on datasheet values », in *International Symposium on Industrial Electronics*, Vigo, Spain, 2007, p. 2392-2396.

[97] T.-C. Yu et T.-S. Chien, « A Study of the Characteristics for Solar Modules », *J. Univ. Sci. Technol. China*, n° 26, p. 17-25, déc. 2008.

[98] K. L. Kennerud, « Analysis of Performance Degradation in CdS Solar Cells », *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, vol. AES-5, n° 6, p. 912-917, nov. 1969.

[99] J. P. Charles, M. Abdelkrim, Y. H. Muoy, et P. Mialhe, « A practical method of analysis of the current-voltage characteristics of solar cells », *Sol. Cells*, vol. 4, n° 2, p. 169-178, sept. 1981.

[100] G. R. Walker, « Evaluating MPPT converter topologies using a matlab PV model », *J. Electr. Electron. Eng. Aust.*, vol. 21, n° 1, p. 49-55, janv. 2001.

[101] M. Wolf et H. Rauschenbach, « Series resistance effects on solar cell measurements », *Adv. Energy Convers.*, vol. 3, n° 2, p. 455-479, avr. 1963.

[102] R. Pode et B. Diouf, « Solar Photovoltaic Electricity », in *Solar Lighting*, London: Springer London, 2011, p. 19-59.

[103] D. S. H. Chan et J. C. H. Phang, « Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from I-V characteristics », *IEEE Trans. Electron Devices*, vol. 34, n° 2, p. 286-293, févr. 1987.

[104] V. Lo Brano, A. Orioli, G. Ciulla, et A. Di Gangi, « An improved five-parameter model for photovoltaic modules », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 94, n° 8, p. 1358-1370, août 2010.

[105] J.-P. Ferrieux et F. Forest, *Alimentation à découpage, convertisseurs à résonance: principes, modélisation, composants*. Paris New York Barcelone: Masson, 1987.

[106] S. HADJI, J.-P. GAUBERT, et F. KRIM, « Maximum Power Point Tracking (MPPT) for Photovoltaic systems using open circuit voltage and short circuit current », in *3rd International Conference on Systems and Control*, Algiers, Algeria, 2013, p. 87-92.

[107] « Home - dSPACE ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.dspace.com/en/pub/home.cfm. [Consulté le: 19-mai-2018].

[108] R. Kadri, H. Andrei, J.-P. Gaubert, T. Ivanovici, G. Champenois, et P. Andrei, « Modeling of the photovoltaic cell circuit parameters for optimum connection model and real-time emulator with partial shadow conditions », *Energy*, vol. 42, n° 1, p. 57-67, juin 2012.

Annexe

Programme principal de l'AG (Figure III.27)

```
   function mpp = MPPT(mesures,PV,AGs)
%#eml

% Fonction de poursuite du Point de Puissance Maximale (MPPT)
%       utilisant les Algorithmes Génétiques
%
% Les entrées:
%
%     mesures= [Isc;Voc] --> Vecteur de mesures de la cellule PV.
%         Isc  : Courant du court-circuit
%         Voc  : Tension en circuit ouvert
%
%     PV=[Isc1,Voc1,Ki,Rs,A] --> Vecteur de données de la cellule.
%         Voc1 : Tension ciruit-ouvert à 25°C
%         Isc1 : Court-circuit à 25°C
%         Ki   : Coefficient de Température du Isc1
%         Rs   : Résistance Série de la cellule (hom)
%         A    : Facteur d'idéalité
%
%     AGs=[Nind,s,Tsel,Trcm,Pm,Ngen] --> Vecteur des paramètres des AGs.
%         Nind : Nombre d'Individus (Chromosomes)
%         s    : Précision de chaque variable (Nombre de bits)
%         Tsel : Taux de sélection
%         Trcm : Taux de recombinaison
%         Pm   : Probabilité de mutation (très petite)
%         Ngen : Nombre de générations
%
%  Les sorties:
%
%     mpp = [Imp,Vmp,Pm]
%        Imp: Courant optimal, à puissance maximale
%        Vmp: Tension optimale, à puissance maximale
%        Pm : Puissance maximale
%
%
% Copyrith: 2018 ,  S. HADJI
%   slimane.hadji@univ-bejaia.dz
%   Lab. LIAS, Poitiers (France)
%   Lab. LEPCI, Sétif (Algérie)
%

%  ..........................Initialisation du programme
.............
%
**************************************************************************

Isc=mesures(1); Voc= mesures(2);

Voc1=PV(1); Kv=PV(2);
Rs=PV(3); A=PV(4);

q = 1.6e-19;  %Charge de l'électron (C)
k = 1.38e-23; %Constante de Boltzmann (J/K)
```

```
Tr= 25+273.15;% Température ambiante (K)

T=(Voc-Voc1)/Kv + Tr;
Kt = A*k*T/q;% Kt=AkT/q

D=[Isc;Voc;Kt;Rs];


Nind=uint8(AGs(1)); s=uint8(AGs(2));

Tsel=AGs(3); Trcm=AGs(4); Pm=AGs(5);

Ngen=uint8(AGs(6));

%
**************************************************************************

%        .................. INITIALISATION DES AGs .................
%
**************************************************************************

%  .................. Création de la population initiale ..............
%Créer une population initiale aléatoire de (Nind) individus de
longueur(s)
Ind = round(rand(Nind,s));
%  .................. Evaluation de la population initiale ..............
FitnV = ObjFnct(Ind,D);


%
**************************************************************************
%  ***************** DEBUT BOUCLE D'OPTIMISATION PAR AGs
******************

%  ...................... Initialisation ......................
gen = 1; %Initialiser compteur de générations
while  (gen < Ngen);

%***************** SELECTION des individus dans la population
*************
    SelIn = select(Ind, FitnV,Tsel);

%***************** RECOMBINAISON des Individus sélectionnés
**************
    SelIn = recombin(SelIn, Trcm);

%***************** MUTATION discrète de chaque individu
******************
    SelIn = mut(SelIn,Pm);

%********************** EVALUATION des descendants
***********************
    FitnSel = ObjFnct(SelIn,D);

%****************** INSERTION de la nouvelle génération
*******************
    [Ind,FitnV]=rins(Ind, SelIn,FitnV,FitnSel);

 gen = gen + 1;

end
```

```
%  ********************** FIN BOUCLE D'OPTIMISATION PAR AGs
***************
%
*************************************************************************

%......................... Déterminer le PPM
.................................
mpp = ptfd(Ind,D);

%
*************************************************************************
%         ................... FIN DU PROGRAMME.................
%
*************************************************************************
```

ملخص :

تتبع الاستطاعة الأعظمية للألواح الشمسية يكتسي أهمية بالغة للاستغلال الأمثل للطاقة الكهروضوئية، فقد كانت محور العديد من البحوث والدراسات العلمية، لكن تبقى السرعة واستقرار الاستطاعة من بين أهم الأهداف لهذ الأبحاث. هدف هذه الأطروحة هو عرض طريقة جديدة لمتابعة نقطة الاستطاعة الأعظمية للألواح الشمسية بحيث تكون المتابعة أسرع والوصول إلى حل مشكل اهتزاز الاستطاعة حول النقطة الأعظمية.

تم عرض خوارزمية التقنية المقترحة وبعد ذلك تمت مقارنتها بتقنيات مشهورة (طريقة الاضطراب والمراقبة PO؛ طريقة المواصلة المتزايدة IC) عن طريق المحاكاة، لإعطاء قيمة علمية أكبر تم دمج وتجريب هذه التقنيات الثلاث في نظام كهروضوئي مستقل. النتائج المتحصل عليها أظهرت تفوق التقنية المقترحة على التقنيتين PO وIC ليس فقط من حيث السرعة ولكن بالخصوص من حيث استقرار الاستطاعة و بالتالي مردود أكبر للتحول الطاقوي.

كلمات مفتاحية: النظام الكهروضوئي المستقل؛ تتبع نقطة الاستطاعة القصوى؛ طريقة الاضطراب والمراقبة؛ طريقة المواصلة المتزايدة؛ الخوارزمية الجينية.

Résumé :

Cette thèse s'inscrit dans le cadre de l'optimisation de la conversion énergétique d'un système PV par le développement d'une technique de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) en utilisant les algorithmes génétiques, ceci dans le but d'améliorer les performances du système notamment la rapidité et la stabilité. L'instabilité est due essentiellement aux oscillations de la puissance autour du point de puissance maximale PPM, engendrées par des techniques MPPT les plus répandues (perturb and observe PO et incremental conductance IC). Une étude théorique de la méthode proposée est présentée, suivie par une implémentation sur Matlab/Simulink puis une comparaison par la simulation avec les méthodes PO et IC. Ensuite, l'algorithme proposé et les deux algorithmes PO et IC sont implémentés sur une interface à temps réel (dSPACE1005) et la commande ainsi obtenue est insérée dans un système PV. Les résultats obtenus par la simulation et par les tests expérimentaux ont prouvé une bonne rapidité et une stabilité remarquable de la technique proposée, le problème de l'oscillation de la puissance rencontrée avec les méthodes PO et IC est résolu et le rendement est amélioré.

Mots clé : Poursuite du point de puissance maximale (MPPT) ; rapport cyclique ; Perturbation et Observation (PO); Conductance Incrémentale (IC), Contrôleur Flou (FLC) ; Optimisation par Essaims Particulaires (PSO) ; Algorithmes Génétiques (AG) ; système photovoltaïque (PV) autonome.

Abstract:

Maximum Power Point Tracking (MPPT) methods are used in photovoltaic (PV) systems to continually maximize the PV array output power, which strongly depends on both solar radiation and cell temperature. The PV power oscillations around the maximum power point (MPP) resulting from the conventional methods and complexity of the non-conventional ones are convincing reasons to look for novel MPPT methods. This paper deals with simple Genetic Algorithms (GAs) based MPPT method in order to improve the convergence, rapidity, and accuracy of the PV system. The proposed method can also efficiently track the global MPP, which is very useful for partial shading. At first, a review of the algorithm is given, followed with many test examples; then, a comparison by means Matlab/Simulink© (R2009b) is conducted between the proposed MPPT and, the popular Perturb and Observe (PO) and Incremental Conductance (IC) techniques. The results show clearly the superiority of the proposed controller. Indeed, with the proposed algorithm, oscillations around the MPP are dramatically minimized, a better stability is observed and increase in the output power efficiency is obtained. All these results are experimentally validated by a test bench developed at LIAS laboratory (Poitiers university, Poitiers, France) using real PV panels and a PV emulator which allows one to define a profile insolation model. In addition, the proposed method permits one to perform the test of linearity between the optimal current I_{mp} (current at maximum power) and the short-circuit current I_{sc}, and between the optimal voltage V_{mp} and open-circuit voltage V_{oc}, so the current and voltage factors can be easily obtained with our algorithm.

Keywords: genetic algorithms; maximum power point trackers; optimization methods; photovoltaic systems; power system simulation.