

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITE SETIF1- FERHAT ABBAS

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

THÈSE

Présentée au Département d'électrotechnique

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT

Domaine : Sciences et Technologie

Filière: Automatique

Option: Automatique et systèmes

Par

HADJADJ Kamel

THÈME

**Contribution à l'optimisation du transfert d'énergie
d'un système photovoltaïque par les techniques
intelligentes**

Soutenue le : 06/11/2025 devant le Jury:

LATRECHE Samia	Professeur	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Présidente
ATTOUI Hadjira	MCA	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Directrice de thèse
BOUCHAMA Ziyad	Professeur	Univ. El Bachir El Ibrahimi BBA	Examineur
BEHIIH Khalissa	MCA	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Examinatrice
BOUKHALFA Abdelouaheb	MCA	Univ. Mohamed Boudiaf M'sila	Examineur

Remerciements

Le travail présenté dans cette thèse s'inscrit dans le cadre d'un projet de recherche réalisé en vue de l'obtention du diplôme de doctorat de troisième cycle (LMD), au sein du Département d'Électrotechnique de l'Université Ferhat Abbas de Sétif, sous la direction de Madame **ATTOUI Hadjira**, Maître de Conférences à l'université de Sétif. Je lui exprime toute ma profonde reconnaissance pour la confiance qu'elle m'a accordée, ainsi que pour sa disponibilité, sa patience et la qualité de ses conseils tout au long de ce travail.

J'adresse également mes vifs remerciements à Madame la Présidente du jury pour avoir accepté de présider la soutenance de cette thèse.

Je suis très honoré de la participation de :

- Madame **LATRECHE Samia**, Professeur à l'université de Sétif 1.
- Monsieur **BOUCHAMA Ziyad**, Professeur à l'université de Bordj Bou-Arréridj.
- Madame **BEHIIH Khalissa**, Maître de Conférences à l'université de Sétif 1.
- Monsieur **BOUKHALFA Abdelouaheb**, Maître de Conférences à l'université de M'sila.

Je leur exprime ma gratitude pour avoir accepté d'évaluer ce travail en tant que membres du jury.

Enfin, je remercie sincèrement Monsieur **DJARI Abdelhamid**, ainsi que toutes les personnes qui, de près ou de loin, m'ont soutenu, encouragé et accompagné dans la réalisation de cette recherche.

Dédicace

À la mémoire de mon regretté professeur encadrant,

KHABER Farid – رحمه الله –

Qu'Allah lui fasse miséricorde, l'accueille dans Son vaste paradis, et récompense son engagement, sa sagesse et sa bienveillance.

Son encadrement, ses conseils précieux et son soutien constant ont profondément marqué mon parcours doctoral.

Table des matières

Introduction générale	01
Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques	05
I.1. Introduction	05
I.2. Types d'énergies renouvelables	06
I.2.1. Energie solaire	06
I.2.1.1. Solaire photovoltaïque	06
I.2.1.2. Solaire thermique	06
I.2.2. Energie éolienne	06
I.2.3. Energie hydraulique	06
I.2.4. Energie géothermique	07
I.3. Energie solaire photovoltaïque	07
I.3.1. Différents types de systèmes photovoltaïques	07
I.3.1.1. Systèmes photovoltaïques autonomes	07
I.3.1.2. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau	07
I.3.2. Cellule photovoltaïque	07
I.3.3. Technologie de cellules photovoltaïque	08
I.3.4. Modélisation d'une cellule photovoltaïque	09
I.3.4.1. Configuration électrique équivalente d'une cellule PV	10
I.3.4.2. Mise en équation du modèle d'une cellule photovoltaïque	10
I.4. Paramètres externes d'une cellule photovoltaïque	11
I.4.1. Courant de court-circuit	11
I.4.2. Tension de circuit ouvert.....	12
I.4.3. Facteur de forme	12
I.4.4. Rendement	12
I.5. Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque	13
I.5.1. Caractéristique courant-tension	13
I.5.2. Caractéristique puissance-tension	14
I.6. Modules photovoltaïques	14

I.6.1. Montage en série	14
I.6.2. Montage en parallèle	15
I.6.3. Montage en série-parallèle	15
I.7. Effets des changements climatiques sur les caractéristiques de la cellule photovoltaïque.....	16
I.7.1. Effets liés au changement de l'ensoleillement	16
I.7.2. Effets liés au changement de la température	17
I.7.3. Effets liés à l'ombrage partiel	19
I.8. Types de connexion dans un système photovoltaïque	21
I.8.1. Connexion directe	21
I.8.2. Connexion par l'intermédiaire d'un étage d'adaptation	23
I.9. Convertisseur DC-DC	25
I.9.1. Convertisseur abaisseur (BUCK)	26
I.9.2. Convertisseur élévateur (BOOST)	26
I.9.3. Convertisseur abaisseur-élévateur (BUCK-BOOST)	28
I.10. Conclusion	29

Chapitre II : Techniques de poursuite du point de puissance maximale 30

II.1. Introduction	30
II.2. Principe de poursuite de point de puissance maximale PPM	30
II.2.1. Changement de l'ensoleillement	31
II.2.2. Variation de la température	32
II.2.3. Variation de la charge	32
II.3. Synthèse des lois de commande MPPT	33
II.3.1. Commandes MPPT classiques	33
II.3.1.1. Principe de la commande perturbation et observation (P&O)	33
II.3.1.2. Principe de l'algorithme Hill Climbing (HC)	34
II.3.1.3. Principe de l'algorithme incrémentation de la conductance (INC-COND)	36
II.3.2. Commandes MPPT modernes	38
II.3.2.1. MPPT basée sur la logique floue (FLC)	38
II.3.2.2. MPPT basé sur l'algorithme du mode glissant (SMC)	40

II.3.2.3. MPPT basé sur la commande par intégral backstepping et mode glissant (IBSMC).....	45
II.3.2.4. MPPT basé sur la commande synergétique (SC)	52
II.4. Résultats de simulation	55
II.4.1. Simulation de diverses techniques classiques	55
II.4.1.1. Algorithme perturbation et observation (P&O)	56
II.4.1.2. Algorithme Hill climbing (HC)	62
II.4.1.3. Algorithme incrémentation de la conductance (INC-COND)	66
II.4.2. Simulation de diverses techniques modernes	70
II.4.2.1. Algorithme logique floue (FLC)	70
II.4.2.2. Algorithme mode glissant (SMC)	74
II.4.2.3. Commande par intégral backstepping et mode glissant (IBSMC)	78
II.4.2.4. Commande synergétique (SC)	82
II.5. Etude de l'efficacité des techniques MPPT classiques et modernes	86
II.5.1. Comparaison entre les techniques MPPT classiques	86
II.5.2. Comparaison entre les techniques MPPT modernes	89
II.6. Conclusion	93

Chapitre III : Développement des commandes synergétiques adaptatives optimisées 95

III.1. Introduction	95
III.2. Synthèse d'un contrôleur MPPT basé sur l'approche synergétique adaptative et P&O (SAC+P&O)	95
III.3. Synthèse d'une loi de commande MPPT basée sur l'approche synergétique adaptative (SAC).....	99
III.4. Algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO)	103
III.5. Résultats de simulation	105
III.5.1. Commande synergétique adaptative avec estimateur P&O de courant maximale (SAC+P&O)	106
III.5.2. Commande synergétique adaptative avec un estimateur de tension maximale (SAC).....	111
III.6. Étude de l'efficacité de l'optimisation proposée	117

III.6.1. Comparaison entre l'algorithme synergétique adaptatif avec un estimateur P&O (SAC+P&O) et la commande synergétique (SC)	117
III.6.2. Comparaison entre l'algorithme synergétique adaptatif avec estimateur de tension maximale (SAC) et la commande synergétique classique (SC)	120
III.7. Conclusion	123
Conclusion générale	125
Bibliographie	128

Liste des figures

Figure 1.1 : Différentes techniques de cellules photovoltaïques	08
Figure 1.2: Cellule photovoltaïque	09
Figure 1.3: Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque	10
Figure 1.4 : Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque	13
Figure 1.5 : Caractéristique puissance-tension d'une cellule photovoltaïque	14
Figure 1.6 : Montage de N_s cellules photovoltaïques en série	15
Figure 1.7 : Montage de N_p cellules photovoltaïques en parallèle	15
Figure 1.8 : Montage série-parallèle de (N_s, N_p) cellules	16
Figure 1.9 : Caractéristique courant-tension sous différents niveaux de l'ensoleillement	17
Figure 1.10 : Caractéristique puissance-tension sous différents niveaux de l'ensoleillement.....	17
Figure 1.11 : Caractéristique courant-tension sous différentes températures	18
Figure 1.12 : Caractéristique puissance-tension sous différentes températures	18
Figure 1.13 influence d'une cellule défectueuse sur le fonctionnement des cellules en série.....	19
Figure 1.14: Cellule solaire avec une diode de by-pass avant et après l'effet de l'ombre	20
Figure 1.15 : Caractéristique courant-tension sous l'influence de l'ombrage	20
Figure 1.16: Connexion directe entre le GPV et la charge	21
Figure 1.17 : Courbes courant-tension (I-V) d'un GPV et d'une charge résistive	22
Figure 1.18: Points de fonctionnement pour différents niveaux d'irradiation pour deux charges résistives	23
Figure 1.19 : Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation	24

Figure 1.20 : Chaîne de conversion photovoltaïque avec un convertisseur statique piloté par une commande MPPT	25
Figure 1.21 : Circuit équivalent d'un convertisseur BUCK	26
Figure 1.22 : Circuit équivalent d'un convertisseur BOOST	27
Figure 1.23 : Différents séquences de conversion d'un hacheur BOOST. (A) : interrupteur fermé (S=1). (B) : interrupteur ouvert (S=0)	28
Figure 1.24 : Circuit équivalent d'un convertisseur BUCK-BOOST	29
Figure 2.1 Figure 2.1 Schéma de conversion d'énergie photovoltaïque pilotée par un contrôleur MPPT.....	31
Figure 2.2 Poursuite de PPM pour un changement de l'ensoleillement	31
Figure 2.3 Poursuite de PPM pour une variation de température	32
Figure 2.4 Poursuite de PPM pour une charge variable	32
Figure 2.5 : Courbe PV montrant P&O MPPT	33
Figure 2.6 : Organigramme de la méthode perturbation et observation (P&O)	34
Figure 2.7 : Courbe PV montrant Hill Climbing MPPT	35
Figure 2.8 : Organigramme de la méthode Hill Climbing (HC)	35
Figure 2.9 :Position du points de fonctionnement :(A) Selon le signe de $\frac{dP}{dV}$ en caractéristiques de puissance. (B) Selon le signe de $\frac{\Delta I}{\Delta V}$ sur la caractéristique de courant	36
Figure 2.10 : Organigramme de la méthode incrémentation de la conductance	37
Figure 2.11 : Structure d'un contrôleur flou	38
Figure 2.12 : Fonctions d'appartenance	39
Figure 2.13 : Point de fonctionnement par rapport au signe de la surface de glissement $S(x)$	41
Figure 2.14 : Système de contrôle global proposé en boucle fermée	46

Figure 2.15 : Algorithme P&O	46
Figure 2.16 : Algorithme proposé basé sur l'intégral backstepping et le mode glissant	47
Figure 2.17 : Schéma synoptique d'un PV système avec un contrôleur MPPT sous l'environnement MATLAB/Simulink	56
Figure 2.18 : Grandeurs électriques obtenues par la commande P&O sous des conditions climatiques standards	57
Figure 2.19 : Rapport cyclique obtenu par la commande P&O sous des conditions climatiques standards	57
Figure 2.20 : Variations brusques de l'éclairement	58
Figure 2.21 : Grandeurs électriques obtenues par la commande P&O lors des variations brusques de l'éclairement	58
Figure 2.22 : Rapport cyclique obtenu par la commande P&O lors des variations brusques de l'éclairement	59
Figure 2.23 : Trajectoire du PPM sous une commande P&O lors des variations brusques de l'éclairement	59
Figure 2.24 : Variations brusques de la température	60
Figure 2.25 : Grandeurs électriques obtenues par la commande P&O lors des variations brusques de la température	60
Figure 2.26 : Rapport cyclique obtenu par la commande P&O lors des variations brusques de la température	61
Figure 2.27 : Trajectoire du PPM sous une commande P&O lors des variations brusques de la température	61
Figure 2.28 : Grandeurs électriques obtenues par la commande HC sous des conditions climatiques standards	62

Figure 2.29 : Rapport cyclique obtenu par la commande HC sous des conditions climatiques standards	62
Figure 2.30 : Grandeurs électriques obtenues par la commande HC lors des variations brusques de l'éclairement	63
Figure 2.31 : Rapport cyclique obtenu par la commande HC lors des variations brusques de l'éclairement	63
Figure 2.32 : Trajectoire du PPM sous une commande HC lors des variations brusques de l'éclairement	64
Figure 2.33 : Grandeurs électriques obtenues par la commande HC lors des variations brusques de la température	64
Figure 2.34 : Rapport cyclique obtenu par la commande HC lors des variations brusques de la température	65
Figure 2.35 : Trajectoire du PPM sous une commande HC lors des variations brusques de la température	65
Figure 2.36 : Grandeurs électriques obtenues par la commande INC-COND sous des conditions climatiques standards	66
Figure 2.37 : Rapport cyclique obtenu par la commande INC-COND sous des conditions climatiques standards	66
Figure 2.38 : Grandeurs électriques obtenues par la commande INC-COND lors des variations brusques de l'éclairement	67
Figure 2.39 : Rapport cyclique obtenu par la commande INC-COND lors des variations brusques de l'éclairement	67
Figure 2.40 : Trajectoire du PPM sous une commande INC-COND lors des variations brusques de l'éclairement	68
Figure 2.41 : Grandeurs électriques obtenues par la commande INC-COND lors des variations brusques de la température	68

Figure 2.42 : Rapport cyclique obtenu par la commande INC-COND lors des variations brusques de la température	69
Figure 2.43 : Trajectoire du PPM sous une commande INC-COND lors des variations brusques de la température	69
Figure 2.44 : Grandeurs électriques obtenues par la commande FLC sous des conditions climatiques standards	70
Figure 2.45 : Rapport cyclique obtenu par la commande FLC sous des conditions climatiques standards	71
Figure 2.46 : Grandeurs électriques obtenues par la commande FLC lors des variations brusques de l'éclairement	71
Figure 2.47 : Rapport cyclique obtenu par la commande FLC lors des variations brusques de l'éclairement	72
Figure 2.48 : Trajectoire du PPM sous une commande FLC lors des variations brusques de l'éclairement	72
Figure 2.49 : Grandeurs électriques obtenues par la commande FLC lors des variations brusques de la température	73
Figure 2.50 : Rapport cyclique obtenu par la commande FLC lors des variations brusques de la température	73
Figure 2.51 : Trajectoire du PPM sous une commande FLC lors des variations brusques de la température	74
Figure 2.52 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SMC sous des conditions climatiques standards	74
Figure 2.53 : Rapport cyclique obtenu par la commande SMC sous des conditions climatiques standards	75
Figure 2.54 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SMC lors des variations brusques de l'éclairement	75

Figure 2.55 : Rapport cyclique obtenu par la commande SMC lors des variations brusques de l'éclairement	76
Figure 2.56 : Trajectoire du PPM sous une commande SMC lors des variations brusques de l'éclairement	76
Figure 2.57 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SMC lors des variations brusques de la température	77
Figure 2.58 : Rapport cyclique obtenu par la commande SMC lors des variations brusques de la température	77
Figure 2.59 : Trajectoire du PPM sous une commande SMC lors des variations brusques de la température	78
Figure 2.60 : Grandeurs électriques obtenues par la commande IBSMC sous des conditions climatiques standards	78
Figure 2.61 : Rapport cyclique obtenu par la commande IBSMC sous des conditions climatiques standards	79
Figure 2.62 : Grandeurs électriques obtenues par la commande IBSMC lors des variations brusques de l'éclairement	79
Figure 2.63 : Rapport cyclique obtenu par la commande IBSMC lors des variations brusques de l'éclairement	80
Figure 2.64 : Trajectoire du PPM sous une commande IBSMC lors des variations brusques de l'éclairement	80
Figure 2.65 : Grandeurs électriques obtenues par la commande IBSMC lors des variations brusques de la température	81
Figure 2.66 : Rapport cyclique obtenu par la commande IBSMC lors des variations brusques de la température	81
Figure 2.67 : Trajectoire du PPM sous une commande IBSMC lors des variations brusques de la température	82

Figure 2.68 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SC sous des conditions climatiques standards	82
Figure 2.69 : Rapport cyclique obtenu par la commande SC sous des conditions climatiques standards	83
Figure 2.70 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SC lors des variations brusques de l'éclairement	83
Figure 2.71 : Rapport cyclique obtenu par la commande SC lors des variations brusques de l'éclairement	84
Figure 2.72 : Trajectoire du PPM sous une commande SC lors des variations brusques de l'éclairement	84
Figure 2.73 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SC lors des variations brusques de la température	85
Figure 2.74 : Rapport cyclique obtenu par la commande SC lors des variations brusques de la température	85
Figure 2.75 : Trajectoire du PPM sous une commande SC lors des variations brusques de la température	86
Figure 2.76 : Comparaison des puissances des différentes techniques MPPT classiques (P&O, HC et INC-COND) sous des conditions atmosphériques standards	87
Figure 2.77 : Comparaison des puissances des différentes techniques MPPT classiques (P&O, HC et INC-COND) sous un éclairement variable et une température constante	88
Figure 2.78 : Comparaison des puissances des différentes techniques MPPT classiques (P&O, HC et INC-COND) sous un éclairement constant et température variable	88
Figure 2.79 : Comparaison des puissances des différentes techniques MPPT modernes (FLC, SMC, IBSMC et SC) sous des conditions atmosphériques standards	90
Figure 2.80 : Comparaison des puissances des différentes techniques MPPT modernes (FLC, SMC, IBSMC et SC) lors d'un éclairement variable et température constante	91

Figure 2.81 : Comparaison de puissances des différents techniques MPPT modernes (FLC, SMC, IBSMC et SC) sous un éclairement constant et température variable.....	92
Figure 3.1 : Organigramme de l'algorithme de perturbation et d'observation (P&O)	96
Figure 3.2 : Schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque (PV) avec un contrôleur MPPT basé sur l'approche synergétique adaptative et un estimateur utilisant la méthode P&O	97
Figure 3.3 : structure d'un contrôleur MPPT basé sur l'approche synergétique adaptative (SAC).....	100
Figure 3.4 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC+P&O sous des conditions climatiques standards	106
Figure 3.5 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC+P&O sous des conditions climatiques standards	107
Figure 3.6 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC+P&O lors des variations brusques de l'éclairement	107
Figure 3.7 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC+P&O lors des variations brusques de l'éclairement	108
Figure 3.8 : Trajectoire du PPM sous une commande SAC+P&O lors des variations brusques de l'éclairement	108
Figure 3.9 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC+P&O lors des variations brusques de la température	109
Figure 3.10 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC+P&O lors des variations brusques de la température	109
Figure 3.11 : Trajectoire du PPM sous une commande SAC+P&O lors des variations brusques de la température	110
Figure 3.12 : Profil de la charge	110

Figure 3.13 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC+P&O lors des variations brusques de la charge	111
Figure 3.14 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC+P&O lors des variations brusques de la charge	111
Figure 3.15 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC sous des conditions climatiques standards	112
Figure 3.16 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC sous des conditions climatiques standards	112
Figure 3.17 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC lors des variations brusques de l'éclairage	113
Figure 3.18 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC lors des variations brusques de l'éclairage	113
Figure 3.19 : Trajectoire du PPM sous une commande SAC lors des variations brusques de l'éclairage	114
Figure 3.20 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC lors des variations brusques de la température	114
Figure 3.21 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC lors des variations brusques de la température	115
Figure 3.22 : Trajectoire du PPM sous une commande SAC lors des variations brusques de la température	115
Figure 3.23 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC lors des variations brusques de la charge	116
Figure 3.24 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC lors des variations brusques de la charge	116

Figure 3.25 : Comparaison entre les commandes SAC avec estimateur P&O et SC via la puissance générée par un panneau PV dans des conditions météorologiques standards	118
Figure 3.26 : Comparaison entre les commandes SAC avec estimateur P&O et SC via la puissance générée par le PV sous un éclairement variable et une température constante	119
Figure 3.27 : Comparaison entre les commandes SAC avec estimateur P&O et SC via la puissance générée par le PV sous un éclairement constant et température variable	119
Figure 3.28 : Comparaison entre les commandes SAC et SC via la puissance générée par un panneau PV sous des conditions météorologiques standards	120
Figure 3.29 : Comparaison entre les commandes SAC et SC via la puissance générée par le PV sous un éclairement variable et une température constante	121
Figure 3.30 : Comparaison entre les commandes SAC et SC via la puissance générée par le PV sous un éclairement constant et température variable	122

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Classification de différents types de cellules photovoltaïques au silicium	09
Tableau 1.2 : Spécifications du module solaire ET-M572185	16
Tableau 2.1 : Base des règles	39
Tableau 2.2 : Paramètres du système	55
Tableau 2.3 : Performances des différents contrôleurs MPPT classiques	89
Tableau 2.4 : Performances des différents contrôleurs MPPT modernes	92
Tableau 3.1 : Paramètres optimisés pour les techniques proposées	105
Tableau 3.2 : Performances des différents contrôleurs MPPT proposés et de la commande SC..	122

Liste des abreviations

PPM : point de puissance maximale

PV : photovoltaïque

GPV : generator photovoltaïque

MPPT : Maximum Power Point Tracking ou Recherche du point de puissance maximale

P&O : perturbation et observation.

HC : Hill Climbing.

INC-COND : incrémentation de la conductance.

FLC : commande par logique floue.

SMC : commande par mode glissant

IBSMC : commande par intégral backstepping et mode glissant.

SC : commande synergétique.

PSO : optimisation par essaim de particules.

SAC +P&O : commande synergétique adaptative avec un estimateur P&O.

SAC : commande synergétique adaptative.

DC : Courant contenu.

AC : Courant alternatif.

BUCK : Convertisseur abaisseur.

BOOST : Convertisseur élévateur.

BUCK-BOOST : Convertisseur abaisseur- élévateur.

SSV : systèmes à structure variable.

PWM : Pulse Width Modulation ou Modulation de Largeur d'Impulsion.

Liste des symboles

P_{Max} : Puissance maximale [W].

V_{Max} : Tension à la puissance maximale [V].

I_{Max} : Courant à la puissance maximale [A].

I_{pv} : Courant délivré par la cellule [A].

V_{pv} : Tension produite par la cellule [V].

V_0 : Tension de sortie [V].

I_0 : Courant de sortie [A].

i_L : Courant de la bobine [A].

V_{oc} : Tension de circuit ouvert [V].

I_{cc} : Courant de court-circuit [A].

I_{ccm} : Courant de court-circuit du module photovoltaïque [A].

V_{ocm} : Tension de circuit ouvert du module [V].

R_s : Résistance série [Ω]

R_{sh} : Résistance de shunt [Ω]

I_{ph} : Photo-courant [A]

I_{sh} : Courant à travers la résistance R_{sh} [A]

I_d : Courant à travers la diode [A]

I_s : Intensité de saturation de la diode [A]

A : Paramètre d'idéalité de la diode.

q : Charge de l'électron = $1,602 \times 10^{-19}$ Coulomb.

K : Constante de Boltzmann = $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K.

G : L'irradiation (W/m^2).

T : Température de la cellule [K]

FF : Facteur de forme

P_{in} : Puissance incidente [W].

S : Surface de la cellule (m^2).

N_s : Nombre de cellules photovoltaïques en série.

N_p : : Nombre de cellules photovoltaïques en parallèle.

R_{opt} : Résistance correspondant à PPM [Ω].

C_r : Capacité de filtration [H].

C : Capacité [H].

L : Inductance [F].

R_L : charge résistive [Ω].

u : signal de commande.

T_d : Période de découplage.

f_d : Fréquence de découplage.

D : Rapport cyclique.

$S(x)$: Surface de glissement.

D_{eq} : Commande équivalente.

D_{disc} : Commande discontinue.

V : Fonction quadratique de Lyapunov.

I_{pv-ref} : Courant de référence [A].

u_{ib} : Commande backstepping avec action Intégrale.

ε_1 : Erreur 1 de l'algorithme backstepping.

ζ : Intégrale de l'erreur ε_1 .

k, k_1, k_2, k_3 : Paramètres de l'algorithme IBSMC.

δ : Paramètre de réduction de broutement.

λ : Estimation de tension de référence de la capacité.

ε_2 : Erreur 2 de l'algorithme backstepping.

ψ : Macro-variable.

T_s : Vitesse de convergence du système.

(η) : Efficacité.

P_{out} : Puissance délivrée par le GPV [W].

P_{MPPT} : Puissance correspondre au PPM [W].

$\hat{\theta}$: Vitesse estimée de convergence du système.

θ : Vitesse inconnue de convergence du système.

$\tilde{\theta}$: Erreur entre la vitesse estimée et la vitesse inconnue.

P_1 : Gain d'adaptation pour l'algorithme SAC+P&O.

V_{ref} : Tension de référence [V].

P_2 : Gain d'adaptation pour l'algorithme SAC.

ω : Inertie

p_i : Particule de l'essaim.

c_1, c_2 : Coefficients constants définis par l'utilisateur.

r_1, r_2 : Valeurs aléatoires comprises entre [0 1], générées à chaque itération.

$g(t)$: Meilleure solution optimale trouvée jusqu'à l'instant t .

$x_{p_i}(t)$: Meilleure solution individuelle trouvée par la particule p_i .

Introduction générale

Introduction générale

La croissance de la demande en énergie à l'échelle mondiale s'explique par son rôle croissant dans le dynamisme économique associé à une amélioration du confort des populations. L'énergie est désormais un besoin vital, une nécessité fondamentale à laquelle les gouvernements et les nations s'efforcent de répondre. Actuellement, les énergies fossiles, notamment le pétrole et le gaz naturel, occupent encore une place dominante dans le mix énergétique mondial, en raison de leur efficacité et de leur disponibilité comparativement à d'autres alternatives. Toutefois, ces ressources sont non renouvelables et engendrent d'importants risques environnementaux liés à la pollution qu'elles génèrent. De plus, leur répartition inégale géographique impose un lourd fardeau économique à de nombreux pays dépourvus de réserves locales.

C'est pour cette raison que de nombreuses nations ont entrepris l'exploration d'alternatives aux énergies fossiles, en privilégiant des sources plus propres, moins coûteuses et plus durables. Parmi les principales alternatives en cours de développement figurent les énergies renouvelables telles que le solaire, l'éolien, la géothermie, l'hydroélectricité et la biomasse. Ces sources se distinguent par leur caractère propre, renouvelable et leur accessibilité dans de nombreux pays [1], bien que leur potentiel varie selon les régions. Toutefois, chacune de ces ressources présente des limitations techniques susceptibles d'affecter leur efficacité et leur fiabilité selon les conditions d'exploitation. Dans le cadre de notre étude, nous avons focalisé notre recherche sur le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque.

L'énergie solaire photovoltaïque est une ressource durable exploitée à l'aide de cellules photovoltaïques. Ces cellules absorbent la lumière du soleil et déclenchent un phénomène couramment appelé effet photovoltaïque, permettant de convertir l'énergie solaire en un courant électrique de faible intensité. Afin d'augmenter la production de courant, plusieurs cellules sont connectées en série et en parallèle pour constituer un générateur photovoltaïque. Ce dernier présente des caractéristiques courant-tension ($I-V$) non linéaires, entraînant l'apparition d'un point de puissance maximale (Maximum Power Point, MPP).

Les caractéristiques courant-tension d'un générateur photovoltaïque varient en fonction de l'éclairement et de la température. Par ailleurs, son comportement est également conditionné par

la nature de la charge qu'il alimente. Ainsi, un raccordement direct entre le générateur photovoltaïque et la charge peut engendrer des pertes d'énergie, dues à l'écart entre le point de fonctionnement réel et le point de puissance maximale (PPM), lui-même sensible aux fluctuations des conditions climatiques.

Il est donc indispensable d'intégrer un étage d'adaptation entre le générateur photovoltaïque et la charge afin de minimiser les pertes énergétiques. Néanmoins, maintenir le point de fonctionnement au niveau du point de puissance maximale reste une tâche complexe, sauf si on oriente spécifiquement la puissance maximale vers la charge. Pour cela, il est possible de concevoir un algorithme chargé de suivre en temps réel cette puissance maximale, connu sous le nom de commande MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Au fil des décennies, plusieurs méthodes MPPT (Maximum Power Point Tracking) ont été développées pour assurer le suivi du point de puissance maximale (PPM). Actuellement, ces techniques se classent généralement en deux grandes familles : les approches conventionnelles (ou classiques) et les approches modernes (ou intelligentes).

Les méthodes classiques reposent sur des algorithmes séquentiels simples, tels que la perturbation et observation (P&O) [2,3], le Hill Climbing (HC) [4,5] et l'incrémentation de la conductance (INC-COND) [6,7]. Ces algorithmes sont faciles à implémenter, mais leur capacité à suivre efficacement le PPM reste limitée, notamment en cas de variations rapides des conditions climatiques.

En revanche, les méthodes modernes s'appuient sur des algorithmes plus avancés et précis. Parmi celles-ci, on trouve la méthode basée sur la logique floue (FLC) [8-10], celle basée sur le mode glissant (SMC) [11-13], la méthode intégrale backstepping combinée au mode glissant (IBSMC) [14], ainsi que la commande synergétique (SC) [15,16]. Bien que plus complexes à mettre en œuvre, ces algorithmes offrent de meilleures performances en termes de précision, de rapidité de convergence et de robustesse face aux perturbations.

Par ailleurs, deux nouvelles structures de commande ont été développées en s'appuyant sur l'approche synergétique adaptative. L'efficacité du transfert d'énergie a été optimisée grâce à une méthode intelligente appelée optimisation par essaim de particules (PSO) [17,18].

Cette thèse est structurée en trois chapitres, précédés d'une introduction générale et suivis d'une conclusion globale.

Dans le premier chapitre, nous avons examiné le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque ainsi que son circuit équivalent. Une modélisation détaillée a été réalisée, accompagnée de l'analyse de ses paramètres et de ses caractéristiques électriques. Nous avons ensuite étudié l'assemblage des cellules en vue de constituer un modèle photovoltaïque aboutissant à la conception d'un générateur photovoltaïque.

L'influence des conditions climatiques, telles que l'ensoleillement et la température, sur la production d'énergie a été mise en évidence, de même que les effets d'un ombrage partiel.

Nous avons également analysé la configuration de connexion directe entre le générateur photovoltaïque et la charge, en soulignant les pertes énergétiques engendrées par cette approche.

Afin d'y remédier, une solution par connexion indirecte a été proposée, reposant sur l'ajout d'un étage d'adaptation sous forme de convertisseur statique. Divers types de convertisseurs ont été présentés, accompagnés de leurs caractéristiques en matière de conversion d'énergie, en vue d'assurer un rendement optimal.

Dans le deuxième chapitre, nous avons étudié les principales méthodes utilisées pour le suivi du point de puissance maximale (MPPT), en distinguant les approches classiques et modernes. Les techniques classiques telles que Perturbation et Observation (P&O), Hill Climbing (HC) et Incrémentation de la Conductance (INC-COND) ont été présentées, de même que les méthodes modernes, à savoir la logique floue (FLC), le mode glissant (SMC), la commande intégrale backstepping combinée au mode glissant (IBSMC) et la commande synergétique (SC). Le fonctionnement de chacune de ces méthodes a été expliqué en détail, puis validé à travers des simulations sous l'environnement Matlab/Simulink, en tenant compte de différentes conditions climatiques. Une analyse comparative a été menée, d'abord entre les méthodes classiques, puis entre les approches modernes.

Le troisième chapitre se focalise sur l'élaboration de deux nouvelles structures de commande MPPT. Le premier algorithme est basé sur une commande synergétique adaptative (SAC) couplée à un estimateur de courant maximal basé sur la technique P&O. Le second utilise également la commande synergétique adaptative, mais avec un estimateur de tension de référence.

En complément, l'algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO) est introduit pour améliorer le rendement du transfert d'énergie. L'efficacité de ces algorithmes est évaluée par des simulations sous Matlab/Simulink, dans divers scénarios climatiques incluant des variations d'éclairement et de température. L'étude de la robustesse inclut également des perturbations de la charge. Enfin, une comparaison approfondie est réalisée entre les deux algorithmes proposés et la commande synergétique, afin de mettre en évidence leurs performances respectives et les gains apportés par l'optimisation.

La thèse s'achève par une conclusion générale, qui récapitule les principaux résultats obtenus, met en valeur les contributions de ce travail de recherche, et propose des perspectives d'amélioration pour de futures études.

Chapitre I

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

I.1. Introduction

L'énergie, selon le principe fondamental de conservation, ne peut être ni créée ni détruite; elle ne peut qu'être transformée d'une forme à une autre ou transférée d'un milieu à un autre. Ce principe souligne l'importance de considérer l'énergie comme une ressource durable, dont seule la forme évolue au fil de ses utilisations. Toutefois, pour exploiter efficacement cette ressource, des dispositifs et technologies spécifiques sont nécessaires.

L'énergie durable, également appelée énergie renouvelable, est une source inépuisable. Elle comprend notamment l'énergie solaire photovoltaïque et thermique, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, l'énergie géothermique ainsi que la biomasse. Ces énergies se caractérisent par leur durabilité, leur caractère propre et respectueux de l'environnement, ainsi que par leur faible coût.

Dans le cadre de cette étude, nous nous concentrons spécifiquement sur l'énergie solaire photovoltaïque, qui repose sur la conversion des rayons lumineux du soleil en énergie électrique au moyen de cellules photovoltaïques généralement composées de matériaux semi-conducteurs, tels que le silicium cristallin.

Dans ce chapitre, nous avons présenté le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque, en illustrant sa modélisation ainsi que ses paramètres et caractéristiques électriques. Nous avons ensuite étudié le module photovoltaïque, composé de plusieurs cellules disposées de différentes manières afin de constituer un générateur photovoltaïque.

Nous avons également analysé le comportement de ces cellules dans diverses conditions climatiques, telles que les variations d'éclairement et de température. De plus, nous avons illustré leurs caractéristiques courant-tension (I-V) non linéaires. Nous avons montré qu'un raccordement direct d'un générateur photovoltaïque à une charge peut entraîner une perte significative de puissance en cas de variation des conditions météorologiques.

Pour conclure ce chapitre, nous nous abordons l'intégration d'un convertisseurs statiques agissant comme un étage d'adaptation pour connecter le générateur photovoltaïque à

la charge. Ces convertisseurs sont pilotés par un dispositif MPPT (Maximum Power Point Tracking), optimisant ainsi l'extraction de la puissance maximale disponible.

I.2. Types d'énergies renouvelables

Il existe diverses formes d'énergies renouvelables, parmi lesquelles nous pouvons distinguer les cinq principales suivantes :

I.2.1. Energie solaire

L'exploitation de l'énergie solaire implique la transformation de l'énergie issue de l'irradiation solaire, ce qui est réalisé au moyen de deux techniques :

I.2.1.1. Solaire photovoltaïque

Cette méthode consiste à recueillir les rayons lumineux générés par le soleil dans le but d'exploiter son énergie, cette énergie est récupérée grâce à un composant semi-conducteur connu sous le nom de cellule photovoltaïque [19].

I.2.1.2. Solaire thermique

Elle repose sur la transformation du rayonnement solaire en chaleur, réalisée soit par des panneaux solaires, soit par la production de vapeur qui sera ensuite utilisée pour actionner une turbine à vapeur.

Les panneaux solaires produisent de l'électricité en exploitant la chaleur issue du rayonnement solaire [20].

I.2.2. Energie éolienne

La production d'énergie électrique par l'éolien se fonde sur l'utilisation du mouvement du vent qui génère l'énergie mécanique nécessaire pour faire tourner les turbines et les rotors des alternateurs. Bien que cette source d'énergie soit exempte de pollution, sa principale contrainte réside dans l'irrégularité du vent, ce qui peut compromettre la stabilité de la production énergétique [21].

I.2.3. Energie hydraulique

Les centrales hydrauliques exploitent l'énergie cinétique de l'eau en mouvement pour produire de l'électricité. L'énergie mécanique, générée par la chute de l'eau, est d'abord

convertie en énergie mécanique grâce à une turbine hydraulique, puis convertie en électricité par un alternateur.

La quantité d'électricité générée dépend significativement de l'altitude de la chute et du flux hydraulique, ainsi que de la quantité d'eau s'écoulant [22].

I.2.4. Energie géothermique

Ces installations produisent de l'électricité en exploitant la chaleur terrestre. L'eau chauffée par le sol est portée à ébullition pour générer de la vapeur, qui entraîne par la suite une turbine à vapeur [23].

I.3. Energie solaire photovoltaïque

I.3.1. Différents types de systèmes photovoltaïques

I.3.1.1. Systèmes photovoltaïques autonomes

Il s'agit de systèmes photovoltaïques qui fonctionnent indépendamment de tout réseau électrique, en s'appuyant exclusivement sur un générateur photovoltaïque. Ces systèmes intègrent fréquemment des batteries permettant de stocker l'énergie produite et sont principalement utilisés dans des zones isolées. Ils trouvent leur utilité dans des applications telles que la surveillance et le pompage de l'eau [24].

I.3.1.2. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Ces systèmes photovoltaïques sont intégrés au réseau de distribution électrique et fournissent du courant via un convertisseur DC-AC (courant continu en courant alternatif), après ajustement de diverses caractéristiques électriques telles que la tension, la fréquence et le déphasage [25]. Aucune batterie n'est nécessaire dans ce dispositif, car le réseau électrique fait office d'unité de stockage, à l'exception de situations spécifiques. L'énergie produite est consommée localement, et l'excès est réinjecté dans le réseau pour être utilisé ailleurs.

I.3.2. Cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque constitue un composant à base de matériau semi-conducteur, absorbe le flux lumineux et le convertit en courant continu, grâce à l'effet photovoltaïque découvert par Alexandre Edmond Becquerel en 1839. Ces cellules sont composées de semi-conducteurs, généralement du silicium, et incluent deux types de dopages : le type P au bore et

le type N au phosphore. Lors de leur association, ces deux parties forment une jonction P-N où un champ électrique se développe.

Ce champ provoque le déplacement des électrons vers la zone P positive tandis que les trous s'orientent vers la zone N négative. Suite à l'exposition de ce matériau à un flux lumineux de longueur d'onde adéquate, l'énergie des photons est transférée vers un atome du semi-conducteur au niveau de la jonction P-N, puis vers les électrons. La présence de ce champ électrique entraîne le mouvement des électrons dans une orientation, alors que les trous se déplacent dans la direction contraire. Ce phénomène génère une différence de potentiel, produisant une faible intensité de courant électrique [26].

I.3.3. Technologie de cellules photovoltaïque

La figure 1.1 illustre les diverses technologies utilisées dans les cellules photovoltaïques.

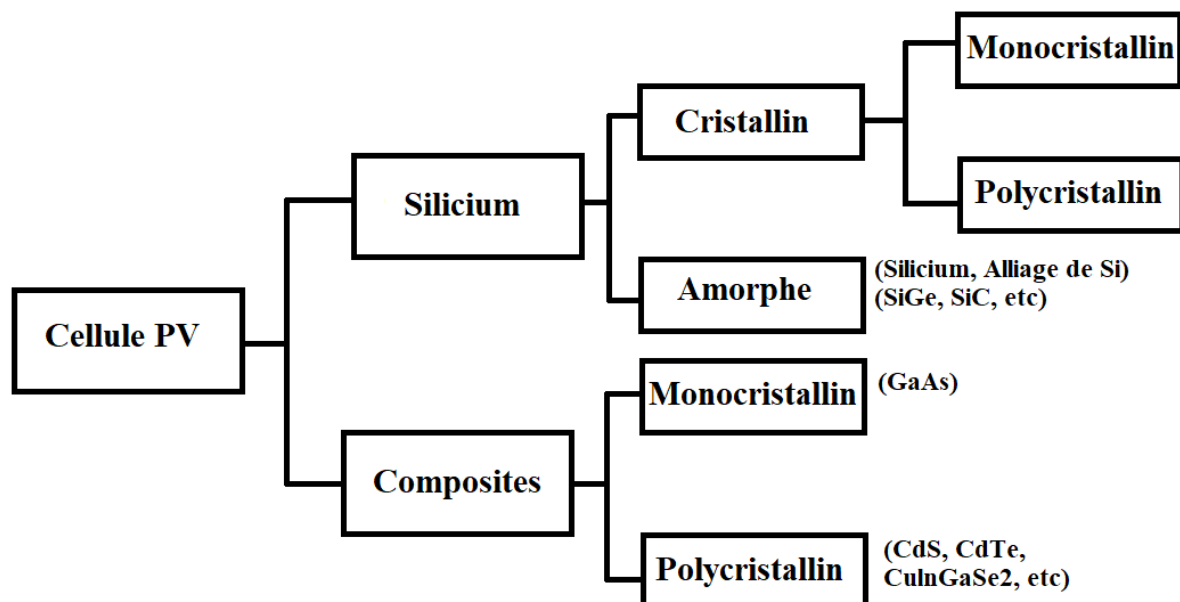


Figure 1.1 : Différentes techniques de cellules photovoltaïques [27]

Les cellules à base de silicium sont les plus répandues dans l'industrie, car elles sont à la fois les plus abordables et les plus accessibles. En termes de production mondiale, les cellules en silicium monocristallin représentent 29 %, tandis que les multicristallines comptent pour 51 % de la production globale.

Nous identifions trois catégories principales en compétition sur le marché, chacune présentant des caractéristiques distinctes, comme illustré dans le Tableau 1.1.

Tableau 1.1 : Classification de différents types de cellules photovoltaïques au silicium [28]

Type	Silicium monocristallin	Silicium polycristallin	Silicium amorphe
Rendement	De 15% à 19%		07% à 10%
Durée de vie	35 ans		< 10 ans
Avantage	Bon rendement en soleil direct	Bon rendement en soleil direct (moins que le monocristallin mais plus que l'amorphe)	Souplesse Prix moins élevé que les cristallins Bon rendement en diffus
Inconvénient	Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux...) Prix élevé		Mauvais rendement en plein soleil.

I.3.4. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque se distingue par ses propriétés courant-tension ($I=f(V)$), comme le montre la figure 1.2. Cette modélisation est couramment utilisée pour approximer les performances de cette cellule (tension et courant) Ceci est conditionné par deux facteurs majeurs : la température et l'exposition à l'éclairement dont il reçoit en surface [29].

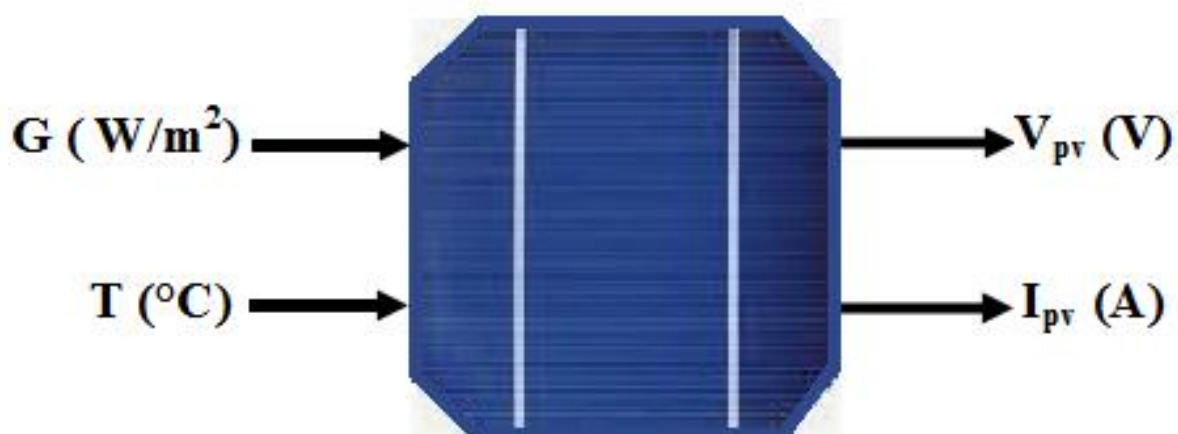


Figure 1.2: Cellule photovoltaïque.

I.3.4.1. Configuration électrique équivalente d'une cellule PV

Dans le domaine scientifique, de nombreux modèles de cellule photovoltaïque (PV) sont proposés. Le modèle développé par Shockley à une diode, est le plus classique pour une cellule unique. La cellule photovoltaïque, dans sa forme idéale, est représentée par une source de courant associée à une diode en parallèle, incluant une résistance série R_s ainsi qu'une résistance de shunt R_{sh} [30], comme illustré par la figure 1.3

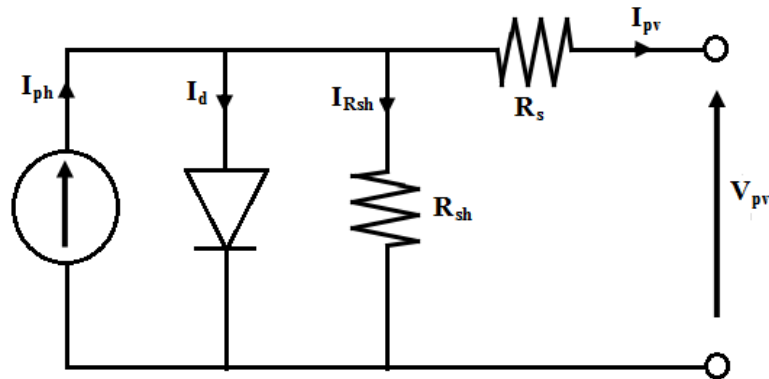


Figure 1.3: Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

Avec :

I_{pv} : Courant délivré par la cellule [A]

V_{pv} : Tension produite par la cellule [V]

I.3.4.2. Mise en équation du modèle d'une cellule photovoltaïque

À partir du circuit décrit en figure 1.3, La loi des nœuds permet d'établir l'expression suivante [31]:

$$I_{ph} = I_d + I_{sh} + I_{pv} \quad (1.1)$$

Tel que :

I_{ph} : représente le Photo-courant [A]

$$I_{ph} = G[I_{sc} + K_i(T - T_r)] \quad (1.2)$$

I_{sh} : Courant à travers la résistance R_{sh} [A]

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + I_{pv}R_s}{R_{sh}} \quad (1.3)$$

I_d : Courant à travers la diode [A]

$$I_d = I_s \left[\exp \left(q \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{AKT} \right) - 1 \right] \quad (1.4)$$

I_s : Intensité de saturation de la diode [A]

$$I_s = I_{sr} \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 \exp \left(\left[\frac{qE_g}{AK} \right] \times \left[\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right] \right) \quad (1.5)$$

D'après l'équation (1.1), l'équation caractéristique peut s'exprime comme suit :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(q \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{AKT} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \quad (1.6)$$

Avec :

A : Paramètre d'idéalité de la diode.

q : Charge de l'électron = $1,602 \times 10^{-19}$ Coulomb.

K : Constante de Boltzmann = $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K

G : L'irradiation (W/m^2).

T : Température de la cellule [K]

I.4. Paramètres externes d'une cellule photovoltaïque

On peut déterminer les paramètres externes d'une cellule photovoltaïque en s'appuyant sur les courbes I-V ou via l'équation caractéristique. les plus courants étant :

I.1. Courant de court-circuit

Le courant de court-circuit I_{cc} apparaît lorsque la cellule ou le générateur photovoltaïque agit comme une source de courant, ce qui entraîne une tension nulle à ses bornes [32]. Dans des conditions idéales (à savoir une résistance série R_s égale à zéro et une résistance parallèle R_{sh} tendant vers l'infini), ce courant correspond au photo-courant I_{ph} . Autrement, en supposant $V_{pv} = 0$ dans (1.6), on obtient :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(q \frac{I_{cc} R_s}{AKT} \right) - 1 \right] - \frac{I_{cc} R_s}{R_{sh}} \quad (1.7)$$

Pour la majorité des photopiles à faible résistance série, le photocourant I_{ph} est nettement supérieur au courant de diode I_d , ce dernier pouvant être considéré comme nul.

On obtient ainsi une approximation du courant de court-circuit exprimée par:

$$I_{cc} = \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right)} \quad (1.8)$$

I.2. Tension de circuit ouvert

La tension de circuit ouvert V_{oc} apparaît lorsque la cellule ou le générateur photovoltaïque agit comme un générateur de tension [33]. Autrement dit, le générateur photovoltaïque ne génère aucun courant..

$$0 = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(q \frac{V_{oc}}{AKT}\right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (1.9)$$

En conditions idéales, sa valeur se situe légèrement en dessous de :

$$V_{oc} = \frac{AKT}{q} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \quad (1.10)$$

I.3. Facteur de forme

Le facteur de forme FF représente le rapport entre la puissance maximale délivrée par la photopile, mesurée dans des conditions standard, et le produit $I_{cc} \times V_{oc}$

$$FF = \frac{P_{Max}}{I_{cc} V_{oc}} = \frac{I_{Max} V_{Max}}{I_{cc} V_{oc}} \quad (1.11)$$

Le facteur de forme d'une cellule produite industriellement se situe généralement autour de 70 % [34].

I.4. Rendement

Le rendement (η) des cellules PV indique l'efficacité de la transformation de puissance [35]. Il s'exprime par le rapport entre la puissance maximale extraite de la cellule photovoltaïque et la puissance d'irradiation incidente P_{in} .

$$\eta = \frac{P_{Max}}{P_{in}} = \frac{FF \cdot I_{cc} V_{oc}}{S \cdot G} \quad (1.12)$$

Avec :

P_{in} : Puissance incidente.

S : Surface de la cellule (m^2).

G : L'irradiation (W/m^2).

Il est possible d'améliorer ce rendement en maximisant le facteur de forme, la tension V_{oc} , et le courant I_{cc} .

I.5. Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

I.5.1. Caractéristique courant-tension

La caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque, observée sous des conditions climatiques stables, est illustrée dans la Figure 1.4. Trois zones distinctes peuvent être identifiées [36], chacune illustrant un comportement spécifique de la cellule photovoltaïque :

Zone 01: Dans cette zone, la cellule photovoltaïque fonctionne en tant que générateur de courant, dénoté I_{cc} , qui est proportionnel à l'intensité de l'éclairement. Cette zone se caractérise par de faibles niveaux de puissance et de tension, mais avec des courants élevés.

Zone 02: Dans cette zone, la cellule photovoltaïque présente un comportement équivalent à celui d'un générateur de tension, noté V_{oc} . Elle se caractérise également par de faibles puissances et courants, accompagnés de tensions élevées.

Zone 03 : Dans cette zone, l'impédance interne de la cellule photovoltaïque varie rapidement. Cette zone est caractérisée par des courants et des tensions modérés, tout en affichant des puissances élevées.

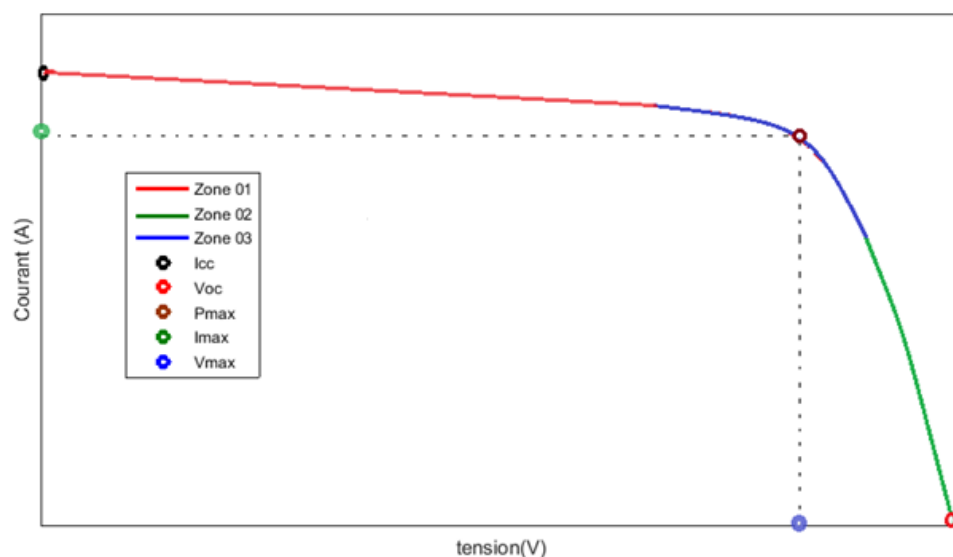


Figure 1.4 : Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque

I.5.2. Caractéristique puissance-tension

Comme le montre la Figure 1.5, la relation entre la puissance et la tension d'une cellule photovoltaïque permet d'identifier le point de puissance maximale, P_{Max} . Exploiter ce point optimal permet une utilisation maximale de l'énergie solaire captée.

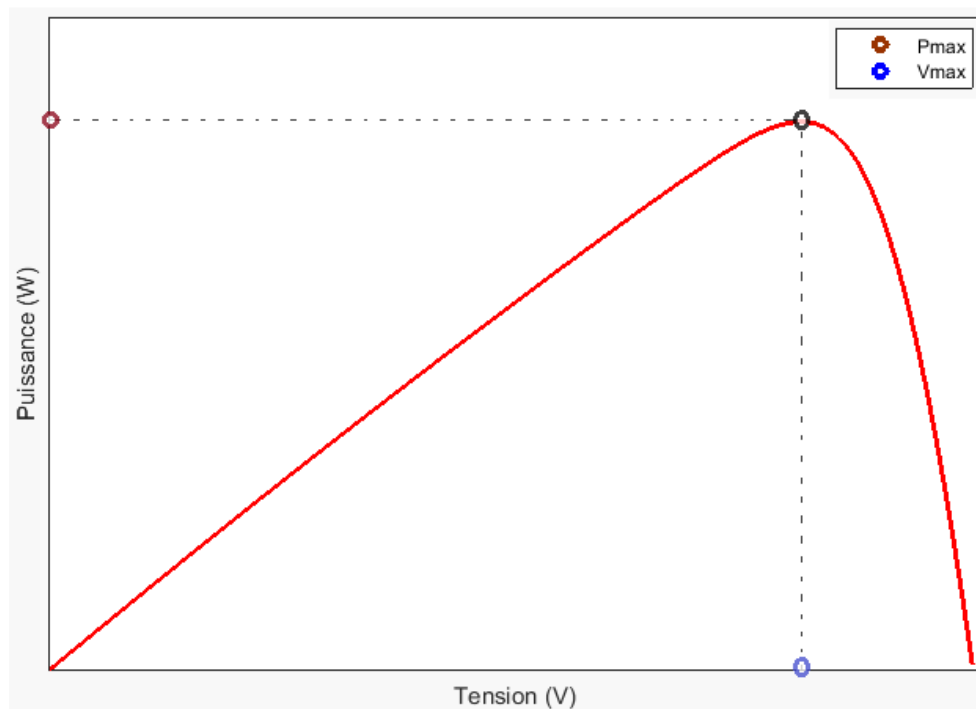


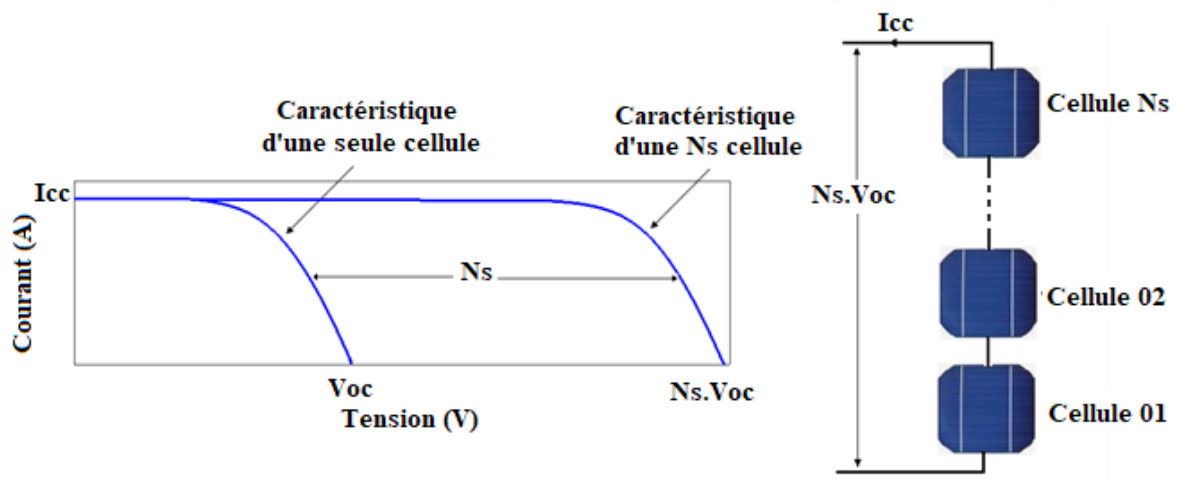
Figure 1.5 : Caractéristique puissance-tension d'une cellule photovoltaïque

I.6. Modules photovoltaïques

Du fait des faibles puissances nominales des cellules photovoltaïques individuelles, ces dernières sont assemblées en configurations série et parallèle au sein d'un module pour atteindre la puissance désirée. Le module est généralement évalué selon sa puissance de sortie dans des conditions standardisées de test [37].

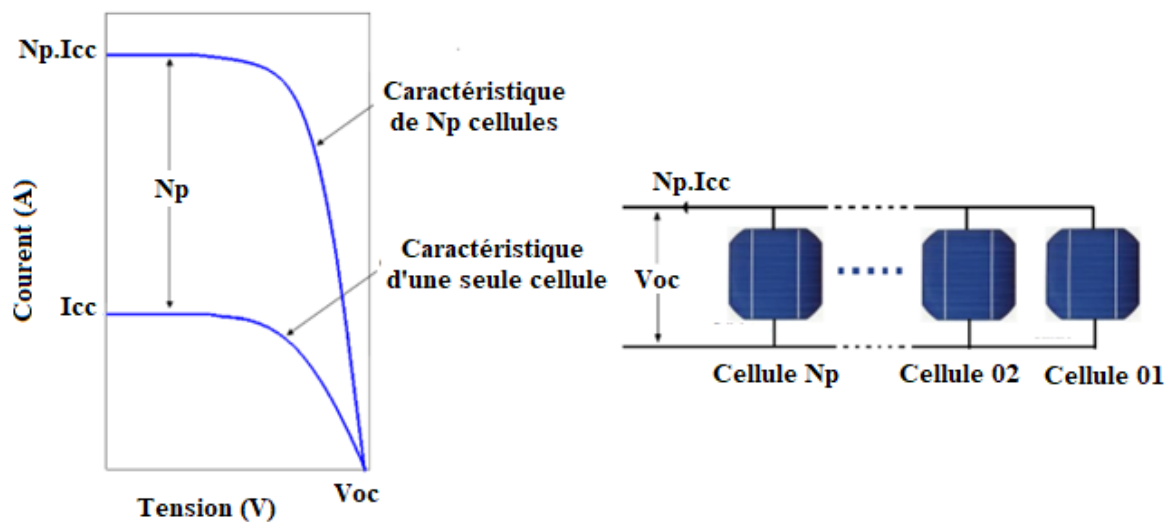
I.6.1. Montage en série

La mise en série des cellules photovoltaïques permet de multiplier la tension par le nombre de cellules reliées, comme illustré sur la figure 1.6, tandis que le courant demeure constant.

Figure 1.6 : Montage de N_s cellules photovoltaïques en série

I.6.2. Montage en parallèle

En configuration parallèle, le courant total s'accroît avec le nombre de cellules connectées, alors que la tension reste identique à celle d'une seule cellule.

Figure 1.7 : Montage de N_p cellules photovoltaïques en parallèle

I.6.3. Montage en série-parallèle

Le montage en série-parallèle (Figure 1.8) permet de multiplier le courant de court-circuit du module photovoltaïque I_{ccm} , proportionnellement au nombre de cellules en série N_s , par rapport au courant de court-circuit, I_{cc} d'une seule cellule. De même, la tension de circuit ouvert du module, V_{ocm} est multipliée par le nombre N_p de cellules en parallèle par rapport à la tension de circuit ouvert, V_{oc} d'une cellule individuelle.

$$I_{ccm} = N_s \cdot I_{cc} \quad (1.13)$$

$$V_{ocm} = N_p \cdot V_{oc} \quad (1.14)$$

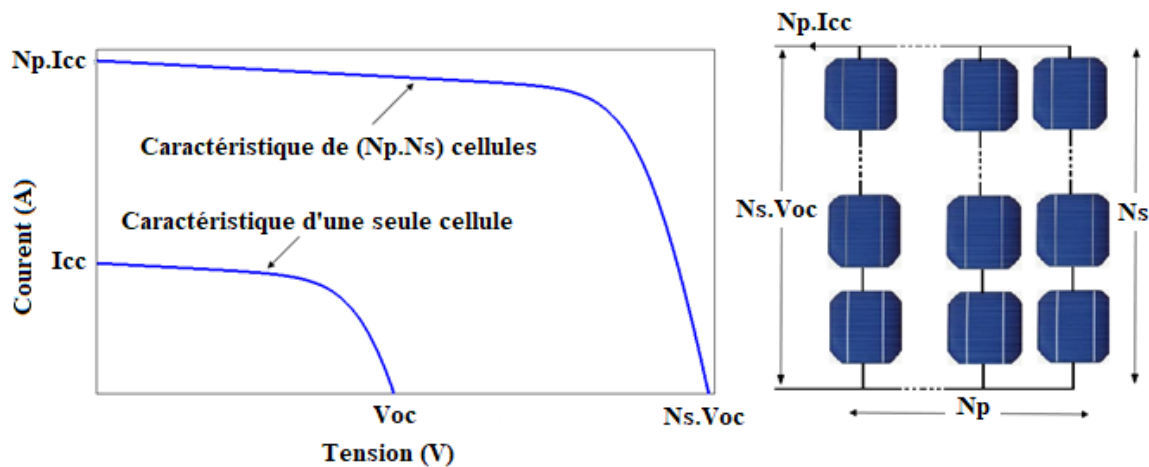


Figure 1.8 : Montage série-parallèle de $(N_s \cdot N_p)$ cellules

Pour notre simulation, nous avons sélectionné le module photovoltaïque de type ET-M572185, ses principales caractéristiques électriques sont présentées dans le tableau 1.2 ci-dessous :

Tableau 1.2 : Spécifications du module solaire ET-M572185

Puissance maximale P_{Max}	184.767 (W)
Tension du circuit ouvert V_{co}	44.6 (V)
Courant du court-circuit I_{sc}	5.8 (A)
Tension à la puissance maximale V_{Max}	36.3 (V)
Courant à la puissance maximale I_{Max}	5.09 (A)

I.7. Effets des changements climatiques sur les caractéristiques de la cellule photovoltaïque

I.7.1. Effets liés au changement de l'ensoleillement

Les variations de l'ensoleillement influencent significativement le courant de court-circuit des cellules photovoltaïques, alors que leur impact sur la tension à circuit ouvert est moindre. Cela indique que le flux lumineux est proportionnel au courant généré par la cellule photovoltaïque [38].

L'effet du flux lumineux sur les caractéristiques de la cellule photovoltaïque à une température constante est détaillé dans les Figures 1.9 et 1.10.

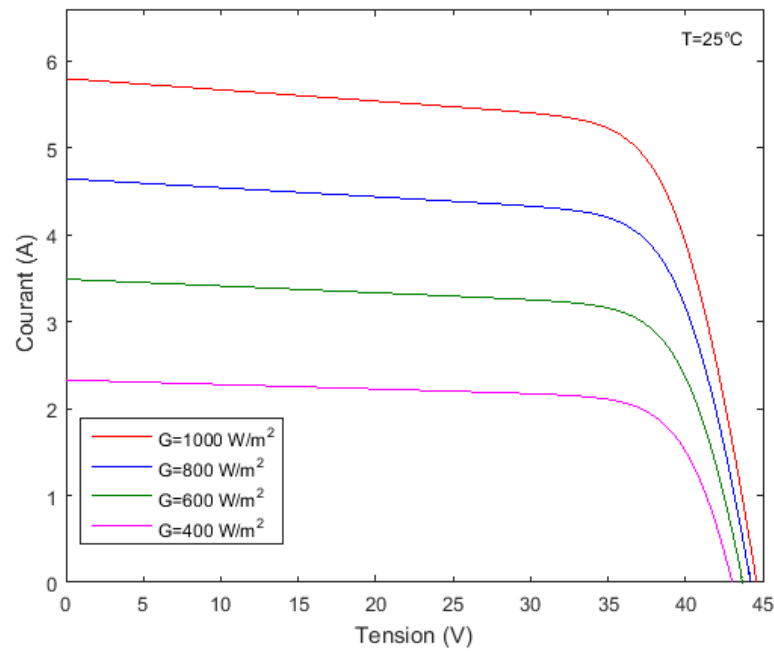


Figure 1.9 : Caractéristique courant-tension sous différents niveaux de l'insolation

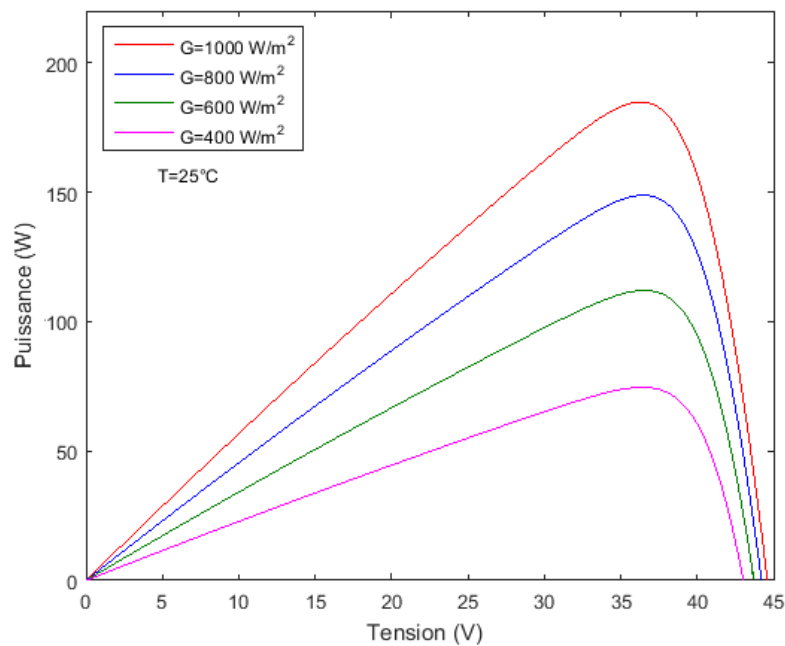


Figure 1.10 : Caractéristique puissance-tension sous différents niveaux de l'insolation

I.7.2. Effets liés au changement de la température

Dans une cellule photovoltaïque, l'influence de la température est prépondérante sur la tension en circuit ouvert tout en étant minime sur le courant de court-circuit. Cette situation résulte de la diminution de l'énergie de la bande interdite provoquée par une élévation de la température, permettant aux photons de posséder l'énergie requise pour générer des paires

électron-trou. Ce phénomène provoque une augmentation faible du courant de court-circuit, entraînant par conséquent une réduction modeste de la puissance. Cet effet doit être impérativement considéré lors de la conception et du dimensionnement des générateurs photovoltaïques [39].

Cette relation est démontrée de manière visuelle sur les figures 1.11 et 1.12, où l'influence de la température sur les caractéristiques de la cellule photovoltaïque à une irradiation constante est illustré.

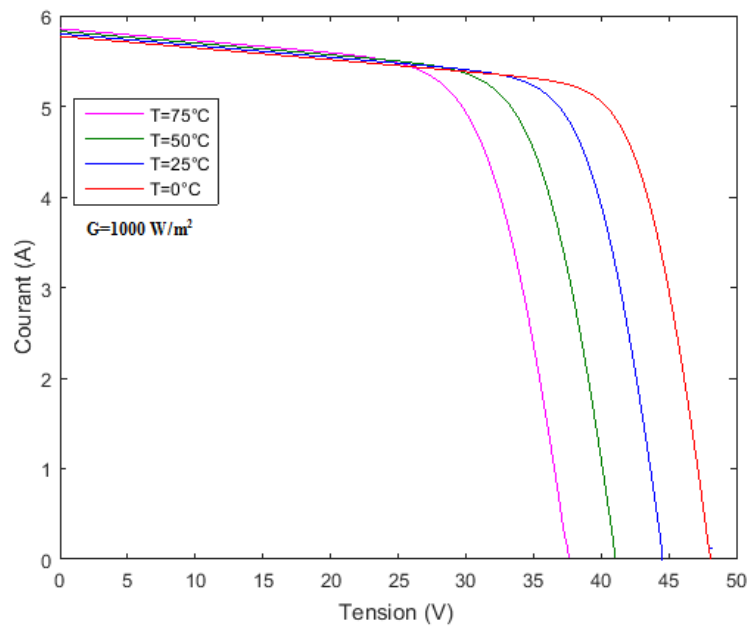


Figure 1.11 : Caractéristique courant-tension sous différentes températures

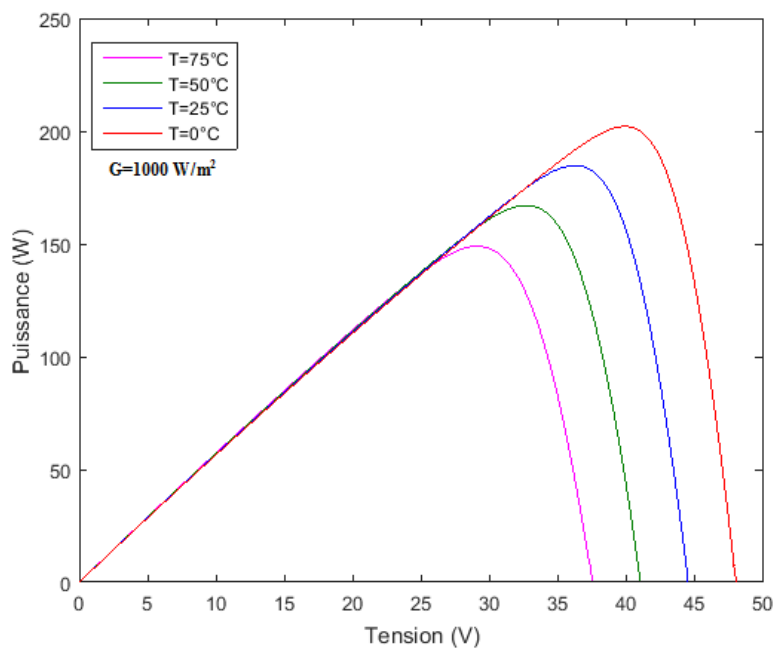


Figure 1.12 : Caractéristique puissance-tension sous différentes températures

I.7.3. Effets liés à l'ombrage partiel

Comme évoqué précédemment, les caractéristiques d'un module photovoltaïque sont conditionnées par le nombre de cellules et les facteurs climatiques externes. Toutefois, des défis majeurs tels que l'ombrage partiel, le vieillissement des cellules et l'inhomogénéité de l'éclairement peuvent impacter de manière significative les caractéristiques et le fonctionnement général du module. La présence de l'un de ces problèmes peut entraîner une réduction considérable du courant de sortie [28].

Selon la Figure 1.13, il est observable que la cellule N_s , positionnée en haut, est ombragée, ce qui entraîne une réduction de son courant de court-circuit I_{sc} à zéro. I_s . Par conséquent, le courant total du module est contraint de traverser les résistances R_{sh} et R_s de la cellule défectueuse, causant ainsi une baisse notable de la tension de sortie.

L'énergie absorbée par la cellule partiellement ombragée est convertie en chaleur, pouvant entraîner l'apparition d'un point chaud (hot spot) [40], susceptible de provoquer des dégradations irréversibles de la cellule.

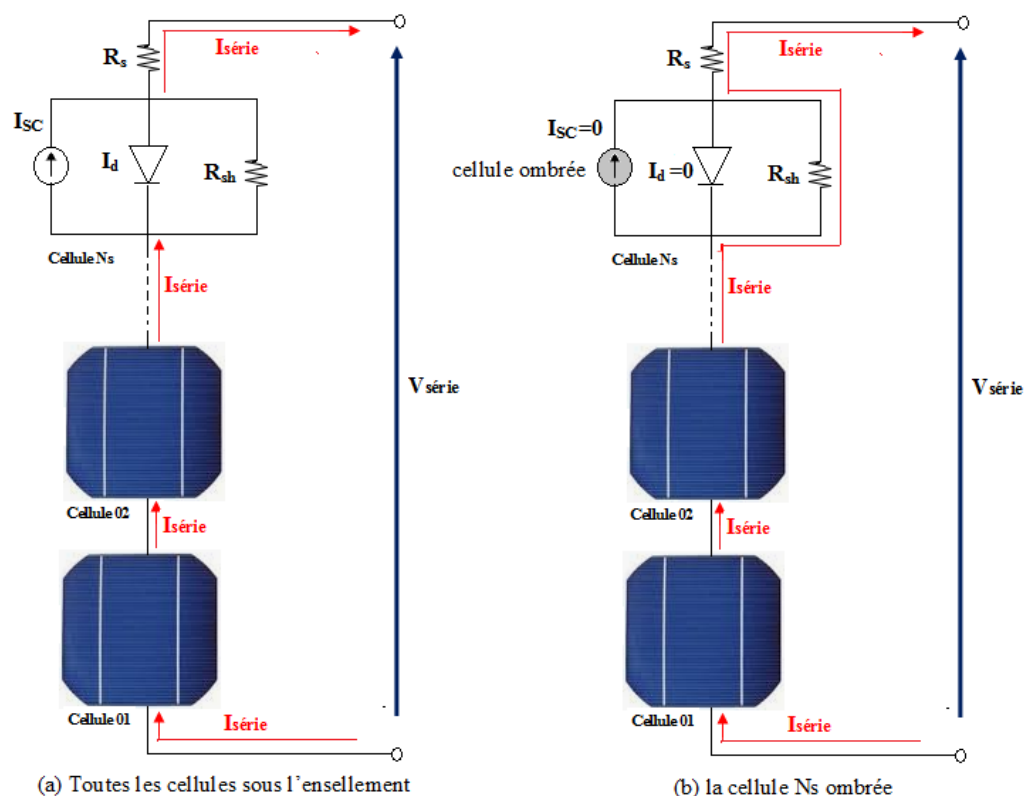


Figure 1.13 : Influence d'une cellule défectueuse sur le fonctionnement des cellules en série

Pour pallier ce problème, les cellules photovoltaïques sont équipées de diodes de by-pass montées en parallèle [41]. Ces dispositifs permettent de dévier le courant autour de la cellule affectée, minimisant ainsi les risques de dommages dus à l'effet de l'ombre.

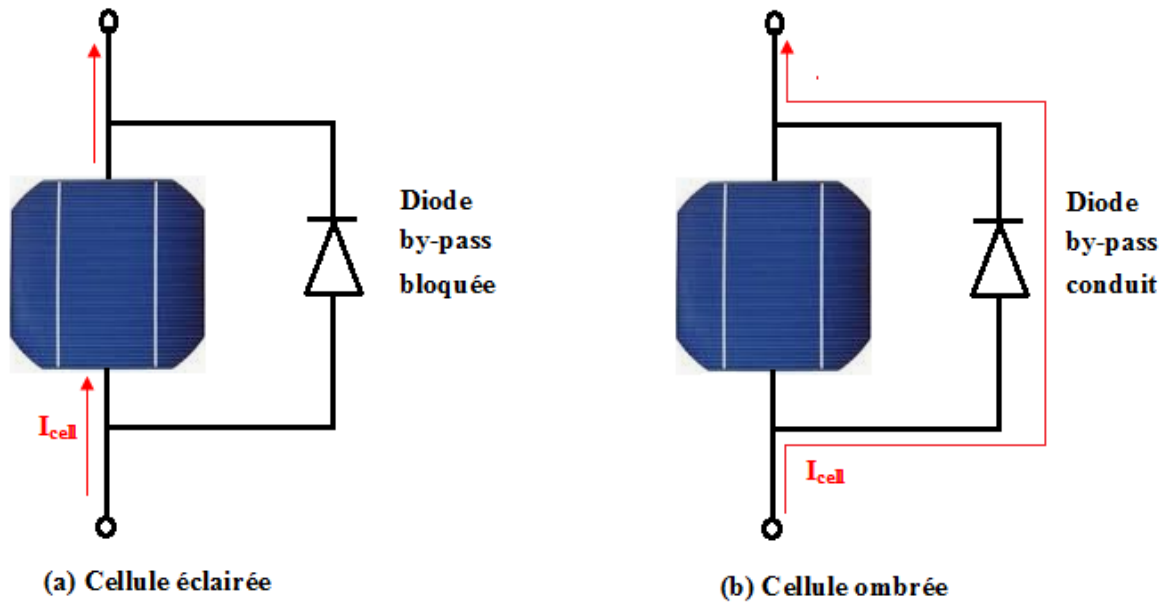


Figure 1.14 : Cellule solaire avec une diode de by-pass avant et après l'effet de l'ombre.

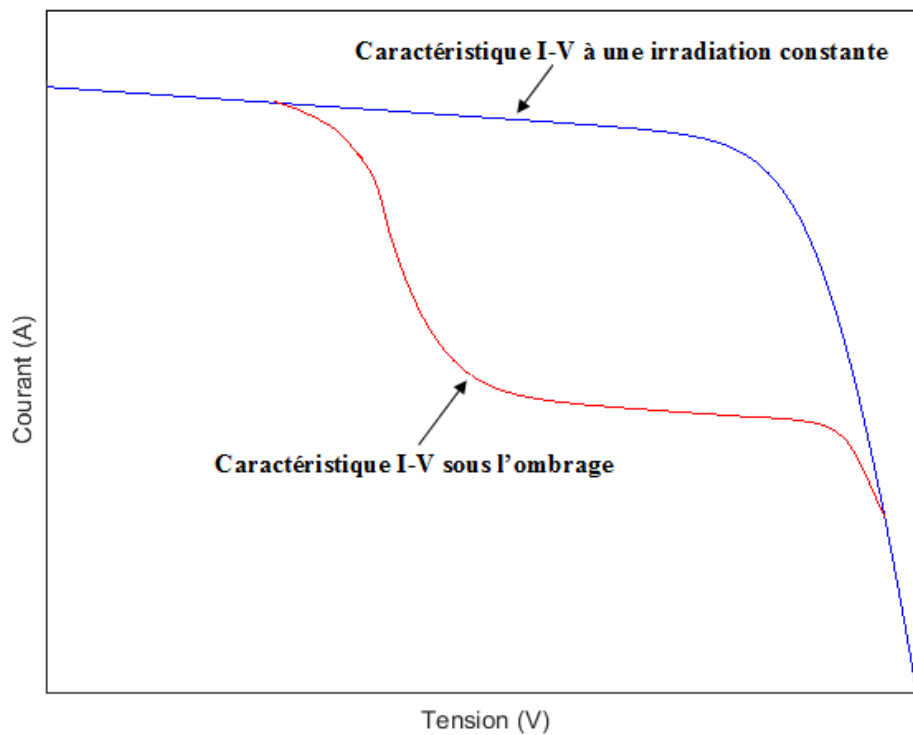


Figure 1.15 : Caractéristique courant-tension sous l'influence de l'ombrage

I.8. Types de connexion dans un système photovoltaïque

L'exploitation de la puissance générée par un générateur photovoltaïque (GPV) présente plusieurs défis liés à la variabilité constante de l'ensoleillement, de la température des cellules, ainsi qu'à la nature du récepteur. De ce fait, le transfert de l'énergie d'un GPV vers un récepteur requiert un mécanisme spécifique afin d'assurer que le point de fonctionnement du GPV, demeure proche du maximum de puissance générée dans des conditions climatiques variables.

I.8.1. Connexion directe

Dans le scénario d'un raccordement direct, où le générateur photovoltaïque est directement relié à la charge sans l'intervention d'autres circuits, le point de fonctionnement du GPV est influencé par l'impédance de la charge à laquelle il est connecté.

Cette configuration révèle le caractère non linéaire du générateur photovoltaïque, où le point de fonctionnement est obtenu graphiquement par l'intersection des courbes caractéristiques (I-V) du GPV et de la charge.

L'ajout d'une diode anti-retour est crucial pour prévenir le flux de courant négatif vers le générateur [42].

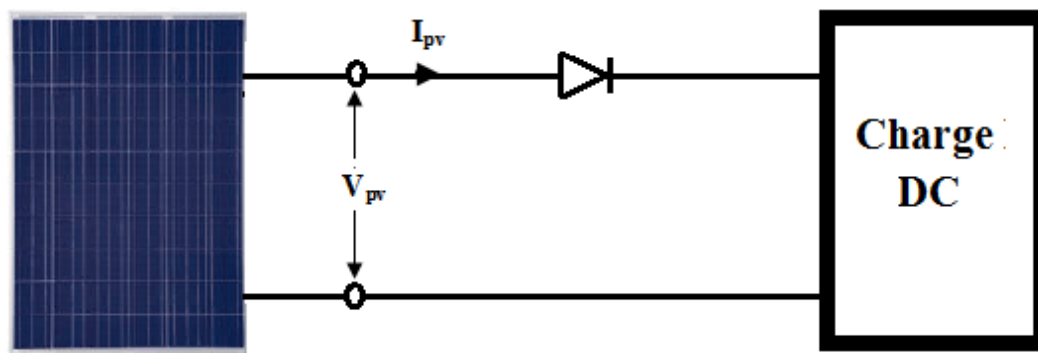


Figure 1.16: Connexion directe entre le GPV et la charge

La figure 1.17 illustre les courbes I-V d'un GPV ainsi que celles d'une charge résistive. La courbe de la charge se traduit par une droite dont la pente est définie par $1/R$.

Selon la valeur de la résistance R , trois scénarios distincts peuvent être observés :

- Pour des faibles valeurs de la résistance R , le point de fonctionnement se positionne dans la zone 1. Dans ce cas, la variation du courant par rapport à la tension est proche

du courant I_{cc} , caractérisant ainsi le générateur photovoltaïque (GPV) comme une source de courant.

- Lorsque la résistance R prend des valeurs élevées, on remarque que le point de fonctionnement se déplace vers la zone 2, entraînant une tension proche de la tension V_{oc} . Ainsi, le GPV agit comme un générateur de tension.
- Cependant, lorsque le point de fonctionnement se situe dans la zone 3, le GPV ne se comporte ni comme une source de courant, ni comme une source de tension. Cette zone coïncide avec le point de puissance maximale. La résistance correspondant à ce point, dans des conditions atmosphériques stables, est désignée par R_{opt} [31].

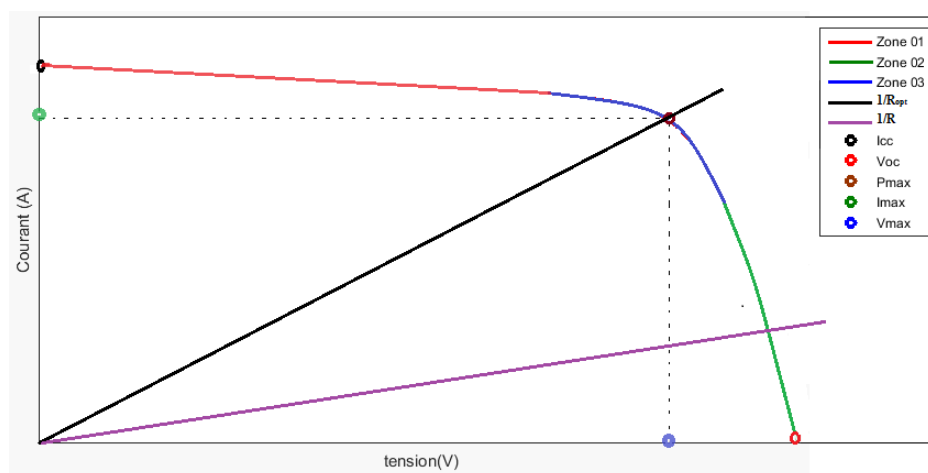


Figure 1.17 : Courbes courant-tension (I-V) d'un GPV et d'une charge résistive

Comme abordé précédemment, il existe des situations où le point de fonctionnement et le point de puissance maximale (PPM) peuvent coïncider, notamment dans des scénarios spécifiques. Cependant, dans le cas d'un raccordement direct entre un GPV et une batterie, si la tension de la batterie est toujours plus élevée que la tension en circuit ouvert du GPV, aucune conversion de puissance n'est possible. Il devient nécessaire d'intégrer un étage d'adaptation afin de garantir un transfert de puissance efficace dans toutes les conditions, en adaptant le point de fonctionnement au PPM pour un fonctionnement optimal.

Cette configuration permet d'ajuster dynamiquement les paramètres du système pour maximiser l'efficacité de la conversion énergétique, quelles que soient les variations de l'environnement telles que l'irradiation solaire ou la température des cellules photovoltaïques.

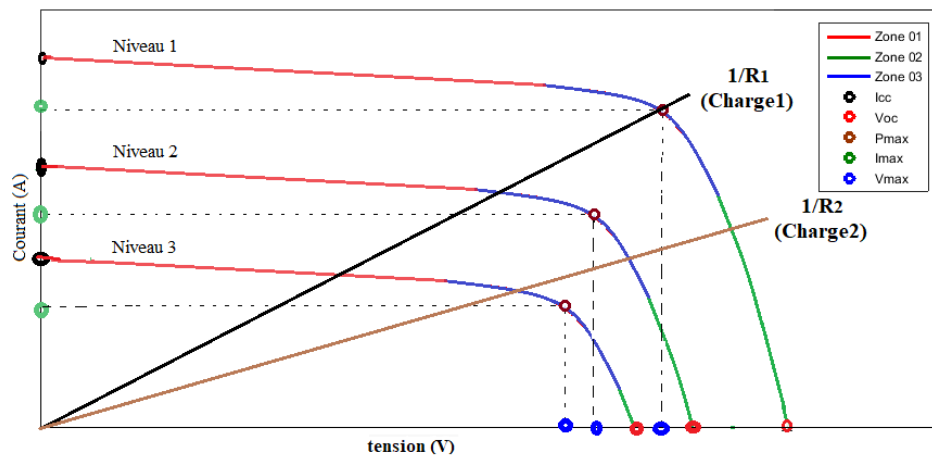


Figure 1.18: Points de fonctionnement pour différents niveaux d'irradiation pour deux charges résistives

I.8.2. Connexion par l'intermédiaire d'un étage d'adaptation

Comme mentionné précédemment, le point de fonctionnement et le point de puissance maximale (PPM) peuvent coïncider dans des cas particuliers. Dans certaines configurations, notamment lors d'une connexion directe entre un générateur photovoltaïque (GPV) et une batterie, il est possible que la tension de la batterie soit systématiquement supérieure à la tension en circuit ouvert du GPV. Dans ces conditions, aucune conversion de puissance n'est possible. L'utilisation d'un étage d'adaptation est donc cruciale pour garantir un transfert de puissance optimal sous toutes les conditions, par l'ajustement adéquat du point de fonctionnement et du PPM, ou ce que l'on pourrait décrire comme un fonctionnement optimal [43].

Pour parvenir à cet objectif, il convient de choisir un étage d'adaptation en fonction de ses capacités à convertir la puissance. Cela implique également la flexibilité d'ajuster les courants et les tensions, tant en termes de valeur que de forme, en prenant en considération les contraintes spécifiques du générateur ainsi que celles de la charge.

Dans le domaine de la conversion d'énergie, l'électronique de puissance occupe une place centrale, offrant une gamme de solutions à travers différents convertisseurs statiques. Selon l'application visée, l'étage d'adaptation situé entre le générateur PV et le récepteur, intègre un ou plusieurs convertisseurs, assurant ainsi différentes tâches essentielles :

- Harmoniser au maximum les niveaux de tension générée et de tension délivrée, utilisant des technologies telles que les convertisseurs Buck, Boost, etc..

- Assurer une isolation galvanique à travers des dispositifs comme les convertisseurs Flyback, Forward, et autres.
- Fournir de l'énergie à une charge fonctionnant à partir d'une source alternative, via un onduleur.

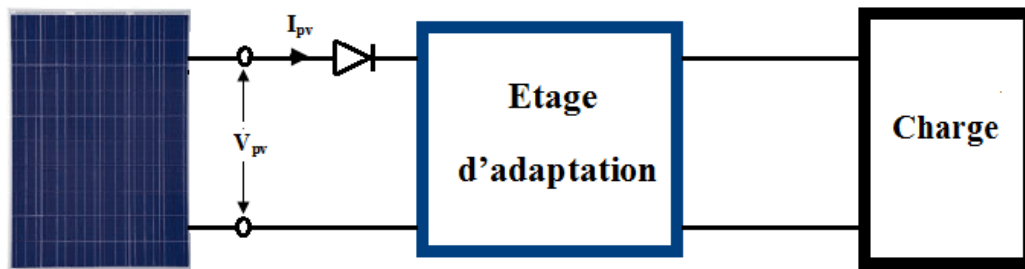


Figure 1.19 : Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation

Le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque (GPV) est déterminé de manière indépendante par rapport à la charge grâce à l'utilisation d'un étage d'adaptation. Cette configuration permet l'extraction optimale de la puissance par le biais de boucles de contrôle déployées aux entrées et aux sorties de l'appareillage. Ces boucles assurent un fonctionnement idéal, facilitant l'extraction maximale de la puissance du GPV sous toutes les conditions du côté de l'entrée.

Concernant les sorties, elles ajustent la délivrance de la puissance en fonction des propriétés spécifiques de la charge. Les techniques de contrôle utilisées sont basées sur des méthodes éprouvées qui influencent l'étage d'adaptation par une procédure spécifique nommée « Recherche du Point de Puissance Maximale » ou MPPT (Maximum Power Point Tracking, en anglais) [44].

Ces mécanismes de contrôle sont conçus afin d'optimiser l'extraction de la puissance du générateur photovoltaïque, quelle que soit la condition opérationnelle. Ils assurent également une correspondance électrique optimale entre le générateur et le récepteur, permettant ainsi le transfert de l'énergie maximale possible.

La figure 1.20 montre un schéma fonctionnel du système photovoltaïque. Dans ce schéma, le convertisseur DC-DC est régulé par un contrôle MPPT qui ajuste le rapport cyclique pour optimiser la conversion de la puissance disponible.

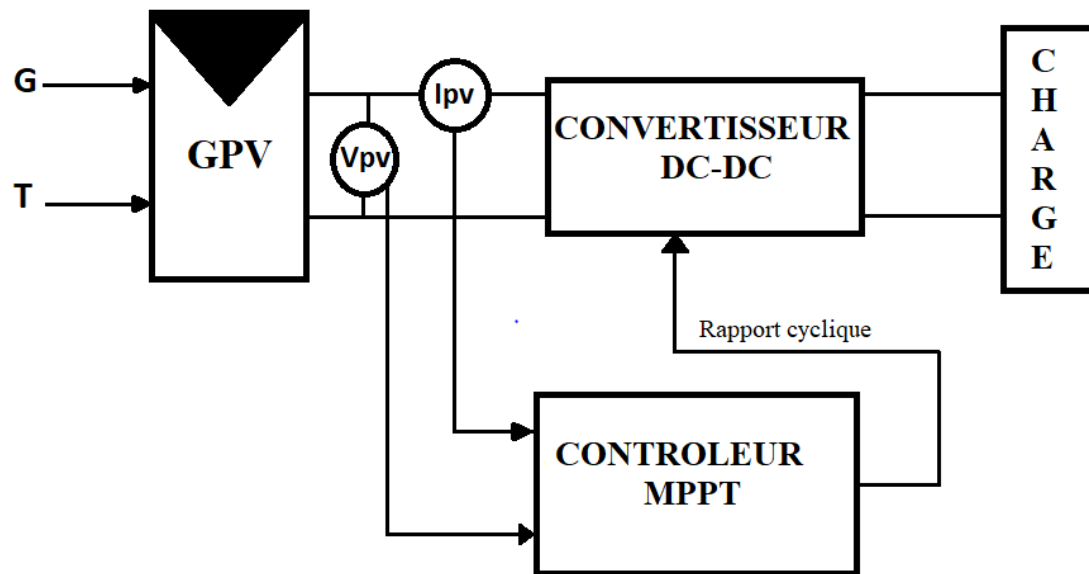


Figure 1.20 : Chaîne de conversion photovoltaïque avec un convertisseur statique piloté par une commande MPPT

Le choix de l'installation des composants de conversion est déterminé par les caractéristiques électriques du GPV et de la charge. Par exemple, un convertisseur élévateur est utilisé si la tension de la batterie est supérieure à la tension optimale du générateur [45].

Inversement, un convertisseur abaisseur est requis si la tension de la batterie est inférieure à celle du GPV.

I.9. Convertisseur DC-DC

Le convertisseur DC-DC constitue un composant central assurant l'interface entre le (GPV) et le récepteur. Sa principale fonction est de réguler la tension générée qui est délivrée vers le récepteur. Le contrôle MPPT ajuste la tension d'entrée selon des algorithmes définis pour optimiser la conversion de puissance, en fonction des conditions spécifiques de chaque installation [46].

Ce convertisseur opère par la connexion et la déconnexion périodique du générateur et de la charge, au moyen d'un interrupteur électronique à haute vitesse de commutation. Cette méthode permet de fournir une tension qui est non seulement stable mais également réglable, adaptée aux besoins précis de la charge [47].

Les trois types principaux de convertisseurs DC-DC sont :

- Convertisseur abaisseur (BUCK)
- Convertisseur élévateur (BOOST)
- Convertisseur abaisseur- élévateur (BUCK-BOOST)

Le transformateur dans un convertisseur DC-DC est composé de trois éléments de base :

- Une capacité (C),
- Une inductance (L),
- Un interrupteur de commutation.

I.9.1. Convertisseur abaisseur (BUCK)

La figure 1.21 illustre un convertisseur de type BUCK, Ce type de convertisseur abaisse la tension continue V_{pv} pour fournir une tension continue V_0 de de valeur inférieure. Il se caractérise par son utilisation comme interface entre le GPV et le récepteur lorsque le point de fonctionnement en connexion direct se situe à gauche du PPM.

Dans cette configuration, S représente un interrupteur qui opère en régime de commutation binaire (tout ou rien), facilitant ainsi la régulation précise de la tension [48].

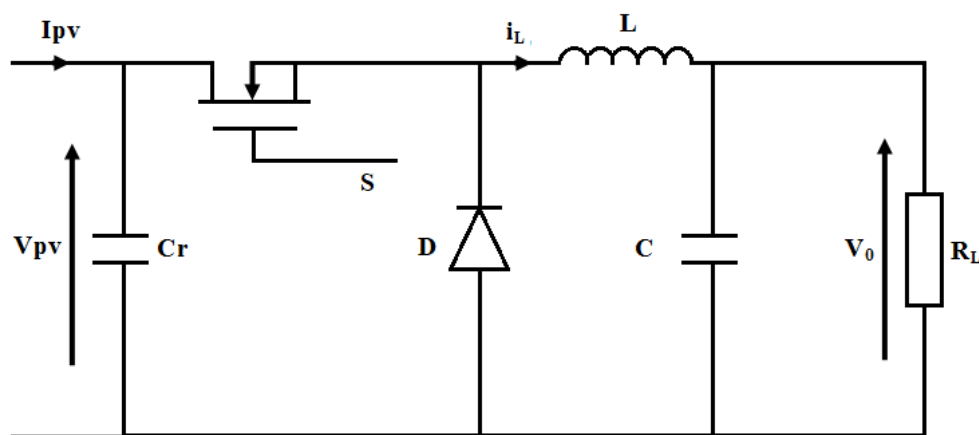


Figure 1.21 : Circuit équivalent d'un convertisseur BUCK

I.9.2. Convertisseur élévateur (BOOST)

La figure 1.22 illustre un convertisseur de type BOOST, Il transforme une tension continue V_{pv} pour obtenir une tension continue V_0 d'amplitude supérieure. Il agit comme interface entre le GPV et la charge lorsque le point de fonctionnement en couplage direct se situe à droite du PPM. Dans le cadre de cette étude, le convertisseur retenu est DC-DC BOOST pour son

efficacité et sa fiabilité. Par ailleurs, nous avons opté pour un panneau PV dont la tension doit être augmentée.

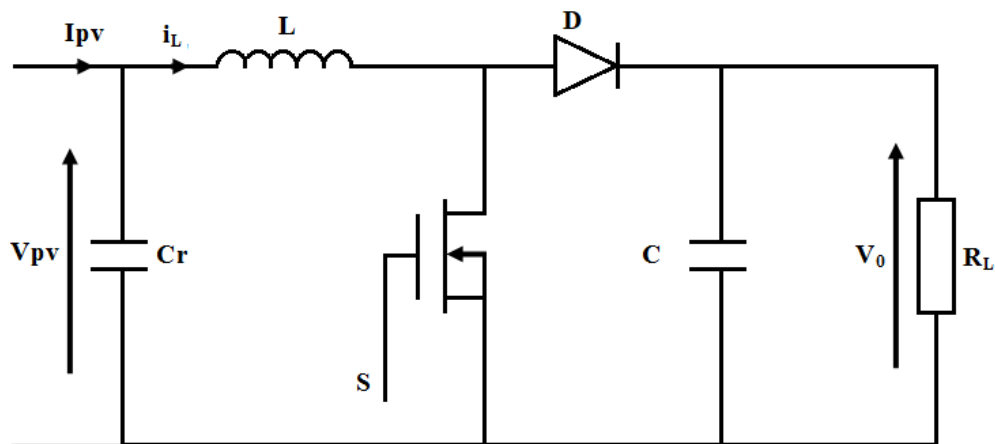


Figure 1.22 : Circuit équivalent d'un convertisseur BOOST

Modélisation d'un convertisseur BOOST

La modélisation de ce circuit électrique permet de comprendre les variations dynamiques d'un convertisseur BOOST lors des différentes phases de conversion, en utilisant un signal de commande u de durée fixée. Cette modélisation révèle deux états principaux, dépendant de la position de l'interrupteur S , soit ouvert ($S=0$), soit fermé ($S=1$). Les équations différentielles pertinentes pour chaque état sont les suivantes [31] :

$$C_r \frac{dV_{pv}}{dt} = I_{pv} - i_L \quad (1.15)$$

$$V_{pv} = L \frac{di_L}{dt} \quad (1.16)$$

$$C \frac{dV_0}{dt} + \frac{V_0}{R_L} = 0 \quad (1.17)$$

Dans le cas où l'interrupteur S est positionné sur $S=0$ (cas B), le comportement dynamique du système est décrit par les équations suivantes :

$$V_{pv} = L \frac{di_L}{dt} + V_0 \quad (1.18)$$

$$i_L = C \frac{dV_0}{dt} + \frac{V_0}{R_L} \quad (1.19)$$

Pour simplifier l'analyse, nous fusionnons les états ouvert et fermé de l'interrupteur S dans un unique signal de commande u , où $u=1$ indique que l'interrupteur S est fermé ($S=1$), et $u=0$

lorsque l'interrupteur S est ouvert ($S=0$). Ainsi, le convertisseur peut être représenté par un système d'équations unifié, considéré comme un modèle instantané.

$$C_r \frac{dV_{pv}}{dt} = I_{pv} - i_L \quad (1.20)$$

$$V_{pv} = L \frac{di_L}{dt} + V_0(1 - u) \quad (1.21)$$

$$(1 - u)i_L = C \frac{dV_0}{dt} + \frac{V_0}{R_L} \quad (1.22)$$

Ce modèle révèle la nature non linéaire du convertisseur, qui est manifestée par l'interaction entre le signal de commande u et les variables d'état V_0 et i_L . En substituant le signal de commande u par la moyenne de sa valeur sur la période de découplage $T_d = 1/f_d$, ou f_d est la fréquence de découplage, et par le rapport cyclique exprimé par la formule : D ($D = T_{ON}/T_d$), on peut dériver un modèle aux valeurs moyennes, qui s'exprime comme suit:

$$\frac{dV_{pv}}{dt} = \frac{I_{pv}}{C_r} - \frac{i_L}{C_r} \quad (1.23)$$

$$\frac{di_L}{dt} = -(1 - D) \frac{V_0}{L} + \frac{V_{pv}}{L} \quad (1.24)$$

$$\frac{dV_0}{dt} = (1 - D) \frac{i_L}{C} - \frac{V_0}{R_L C} \quad (1.25)$$

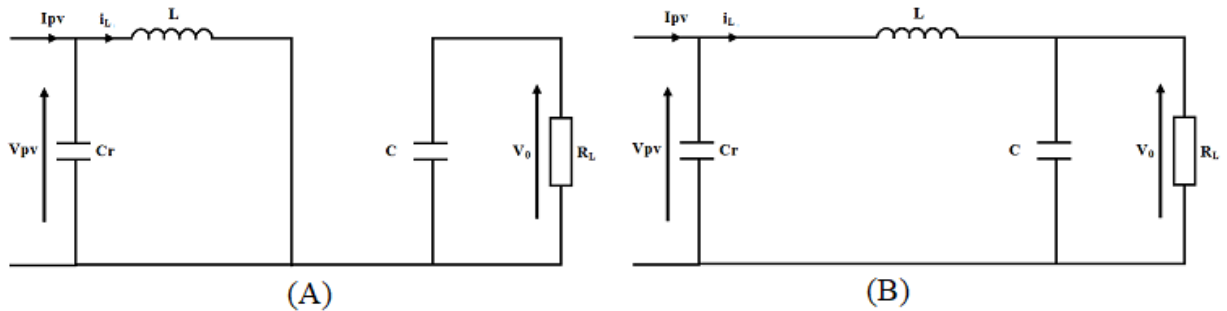


Figure 1.23 : Différents séquences de conversion d'un hacheur BOOST. (A) : interrupteur fermé ($S=1$). (B) : interrupteur ouvert ($S=0$).

I.9.3. Convertisseur abaisseur-élevateur (BUCK-BOOST)

Ce type d'hacheur, illustré dans la figure 1.24, Intègre les fonctionnalités des deux convertisseurs précédents. Il convertit une tension continue V_{pv} en une tension continue V_0 , de valeur soit inférieure soit supérieure, avec une polarité inversée [49].

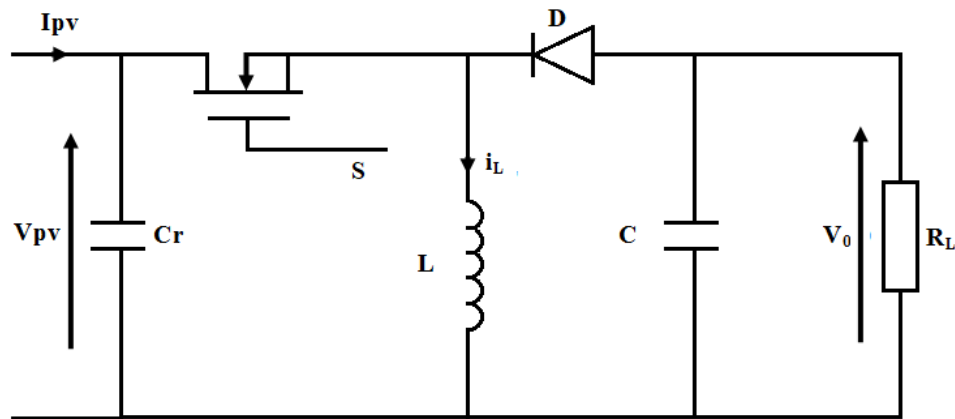


Figure 1.24 : Circuit équivalent d'un convertisseur BUCK-BOOST

I.10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les concepts fondamentaux régissant la cellule photovoltaïque, incluant sa modélisation, ainsi que ses paramètres et caractéristiques électriques essentiels. Nous avons mis en lumière les défis liés à l'exploitation optimale du GPV et à la conversion efficace de la puissance vers le récepteur. Ces enjeux nécessitent la mise en place d'un étage d'adaptation, servant d'interface entre le générateur photovoltaïque et le récepteur. Cet étage d'adaptation, représenté par l'un des convertisseurs statiques discutés précédemment, est régulé par un contrôleur MPPT qui vise à extraire la puissance maximale. L'approfondissement de ce contrôleur MPPT et de ses applications sera le sujet principal du prochain chapitre.

Chapitre II

Techniques de poursuite du point de puissance maximale

Techniques de poursuite du point de puissance maximale

II.1. Introduction

Précédemment, nous avons abordé le problème du générateur photovoltaïque et de ses caractéristiques. Nous avons démontré que ces derniers sont de nature non linéaires, ce qui nous contraint à recourir à un étage entre le générateur photovoltaïque et le récepteur, nommé étage d'adaptation. Ce dernier dispose d'une commande MPPT permettant d'ajuster dynamiquement le rapport cyclique pour optimiser la puissance extraite, en fonction des changements climatiques tels que la température et l'éclairement.

Dans la littérature, on désigne fréquemment cette commande par MPPT, ce qui signifie « Maximum Power Point Tracking » en anglais, ou bien « Recherche du point de puissance maximale », c'est ici qu'apparaît l'objectif du recours à celui-ci, qui consiste à transférer le maximum d'énergie générée par le GPV vers la charge via un étage d'adaptation, tout cela pour la poursuite du PPM.

Dans ce chapitre, nous examinons le concept de recherche du point de puissance maximale et les diverses méthodes appliquées dans la commande MPPT. Elles sont généralement réparties en deux catégories : le premier type inclut des méthodes classiques, tandis que le second contient des techniques modernes.

II.2. Principe de poursuite de point de puissance maximale

L'exploitation optimale de l'énergie photovoltaïque est obtenue grâce à une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque illustrée dans la figure 2.1, composée d'un générateur photovoltaïque, d'une charge et d'un étage d'adaptation. Ce dernier est contrôlé par l'algorithme MPPT via un signal électrique appelé rapport cyclique pour suivre le PPM.

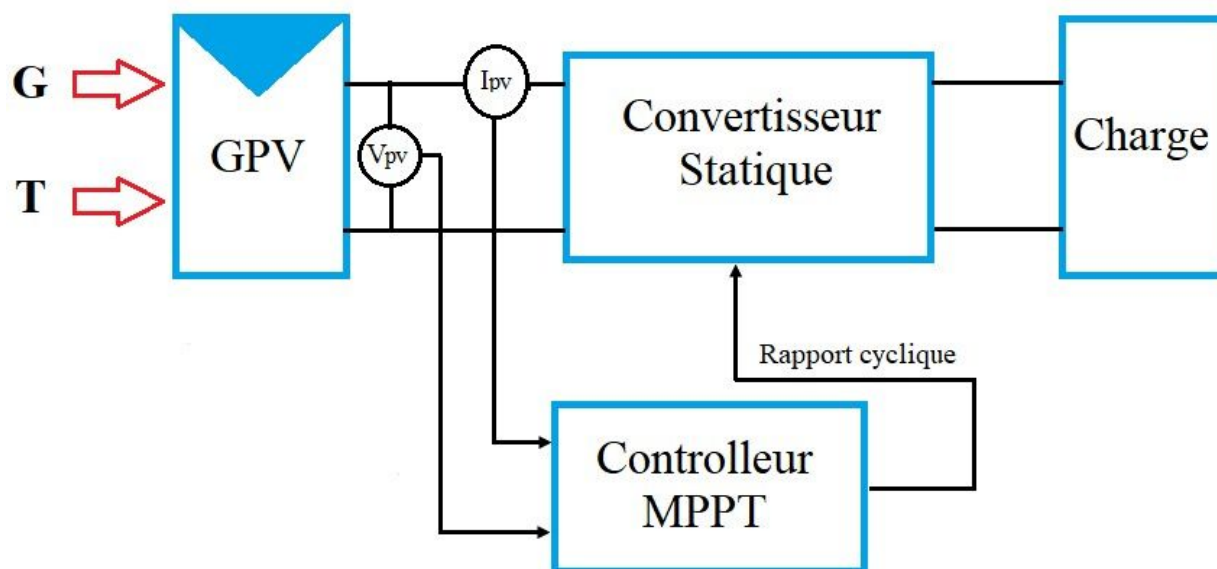


Figure 2.1 Schéma de conversion d'énergie photovoltaïque pilotée par un contrôleur MPPT

Le principe de fonctionnement d'un contrôleur MPPT est d'essayer d'estimer la valeur du rapport cyclique. Ce dernier affecte le convertisseur en essayant de s'adapter entre le générateur et la charge. Il réagit également lorsque les conditions météorologiques changent, notamment l'ensoleillement et la température, pour suivre la valeur maximale de l'énergie.

Nous distinguons trois cas différents qui provoquent un fonctionnement loin du point optimal [50].

II.2.1. Changement de l'ensoleillement

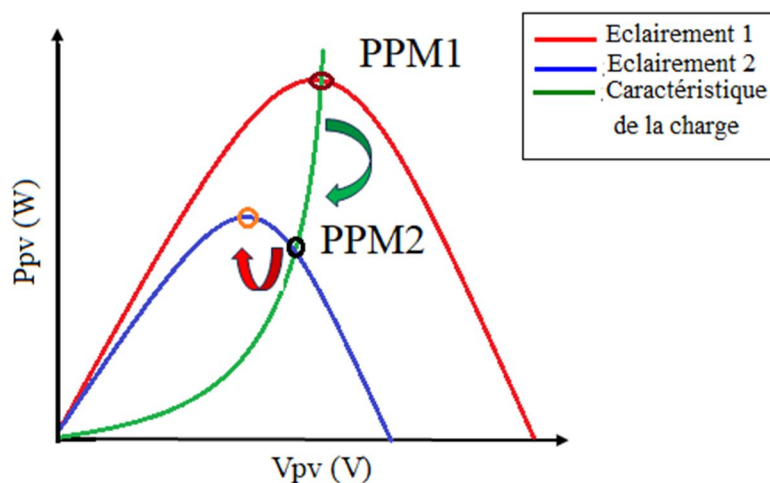


Figure 2.2 Poursuite de PPM pour un changement de l'ensoleillement

Un changement au niveau de l'éclairement entraîne une modification de la valeur de puissance comme indiqué sur la figure 2.2. Par conséquent, la commande MPPT s'efforce de surmonter ce changement en pilotant le convertisseur pour retrouver le nouveau PPM.

II.2.2. Variation de la température

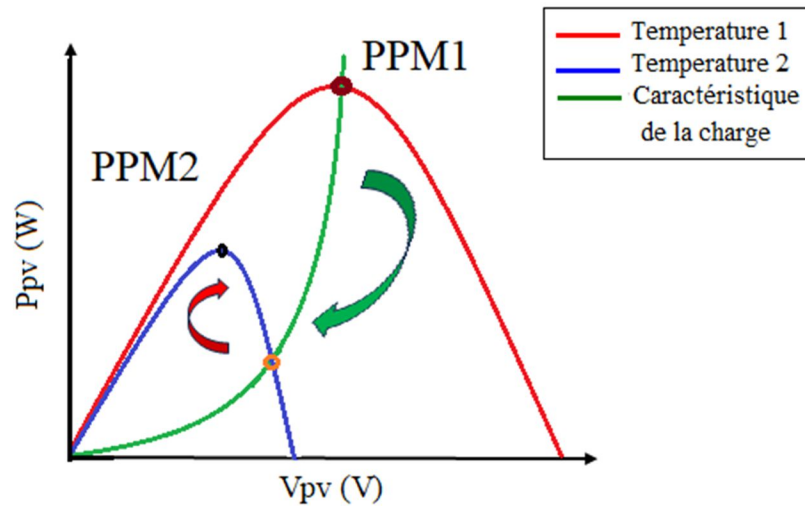


Figure 2.3 Poursuite de PPM pour une variation de température

Comme le montre la figure 2.3. Toute augmentation ou diminution de la température provoque un éloignement du PPM. Le contrôle MPPT détecte ce changement, ce qui l'amène à modifier le rapport cyclique proportionnellement à l'atteinte du point optimal.

II.2.3. Variation de la charge

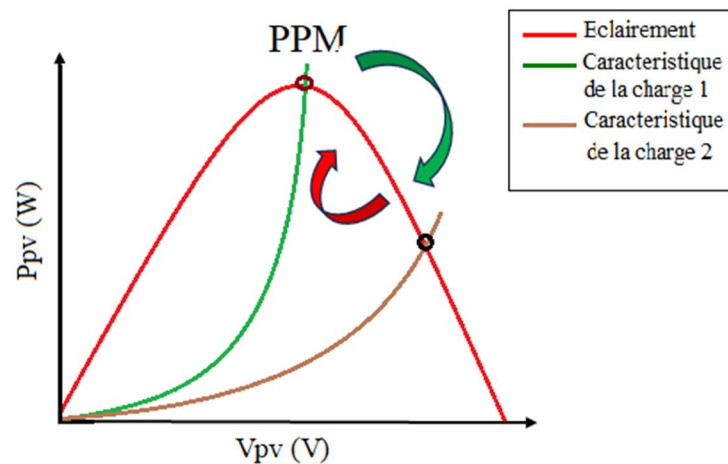


Figure 2.4 Poursuite de PPM pour une charge variable

La variation de la charge entraîne un éloignement du point optimal, illustré à la figure 2.4.

Par conséquent, cela est suivi d'un changement de rapport cyclique dans une tentative de se repositionner pour atteindre le nouveau point optimal.

II.3. Synthèse des lois de commande MPPT

Les algorithmes de contrôle MPPT ont connu un développement remarquable au fil des décennies, conduisant à leur regroupement en deux grandes catégories : les techniques classiques qui se caractérisent par leur simplicité et les techniques modernes qui se distinguent par leur précision et leur efficacité.

II.2.1. Les commandes MPPT classiques

Des techniques classiques sont adoptées pour suivre le point de puissance maximal. Ce type de contrôle est connu pour de nombreuses techniques au contenu différent. Nous distinguons trois techniques qui ont été expérimentées dans cette étude : perturbation et observation (P&O), Hill climbing (HC : montée de pente) et incrémentation de la conductance (INC-COND).

II.3.1.1. Principe de la commande perturbation et observation (P&O)

Le principe de fonctionnement d'un algorithme P&O est simple. Elle établit sur la création d'une perturbation de la tension du générateur photovoltaïque avec une faible tension ΔV et l'observation du comportement de la puissance [51-53] (Figure 2.5).

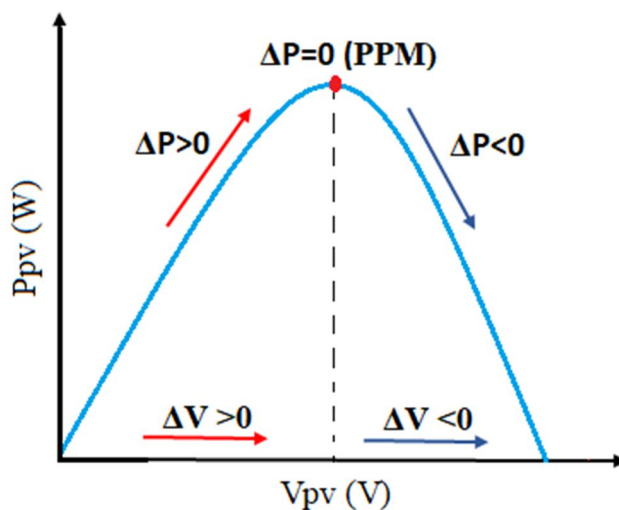


Figure 2.5 : Courbe PV montrant P&O MPPT

S'il y a une augmentation de puissance, cela signifie que l'on se rapproche du PPM, tout en maintenant la même direction du rapport cyclique. Et s'il y a une diminution de puissance, cela indique un éloignement de PPM, par conséquent, la direction du rapport cyclique doit être modifiée pour atteindre le PPM [31].

L'organigramme de la figure 2.5 illustre le fonctionnement de cette méthode.

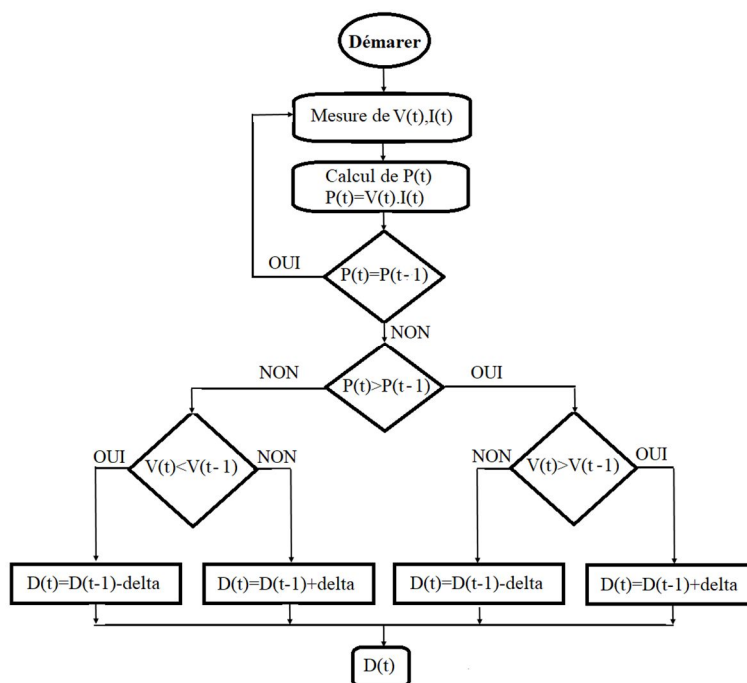


Figure 2.6 : Organigramme de la méthode perturbation et observation (P&O)

Cette technique se distingue par sa simplicité et sa facilité d'implémentation. Son inconvénient est la présence d'oscillations en régime permanent autour du PPM.

Il est possible de réduire ces oscillations en réduisant le pas fixe (delta), Cependant, cela engendre un allongement du temps de réponse.

Afin d'optimiser l'efficacité de cette méthode tout en prévenant les inconvénients passés, nous mettons en place une modification pour cet algorithme. Dans ce cas, un processus d'adaptation est mis au point plutôt que le pas fixe (delta).

II.3.1.2. Principe de l'algorithme Hill Climbing (HC)

Le fonctionnement de cet algorithme repose sur le même principe que celui de la méthode P&O, cette méthode se distingue par le fait qu'elle s'appuie sur la variation de la puissance en fonction du rapport cyclique, plutôt que de la tension [31].

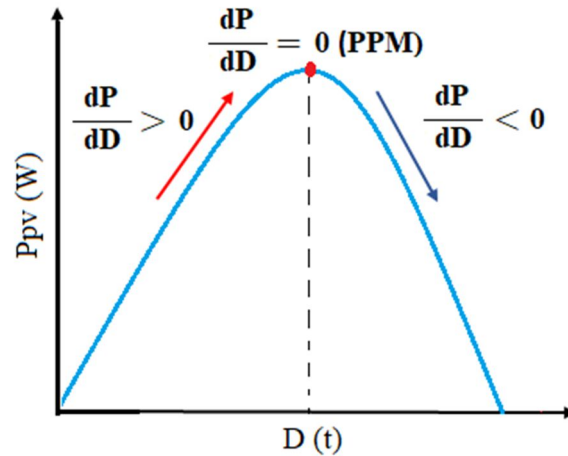


Figure 2.7 : Courbe PV montrant Hill Climbing MPPT

Après avoir confirmé qu'il y a un changement de puissance en comparant sa valeur avec la valeur précédente. Le signe de pente dépend de l'état du changement. Il est positif en incrémentation et négatif en décrémentation. Cela s'applique à l'état de rapport cyclique. Où α représente un pas fixe qui représente la valeur du changement dans le rapport cyclique à chaque cycle [54,55].

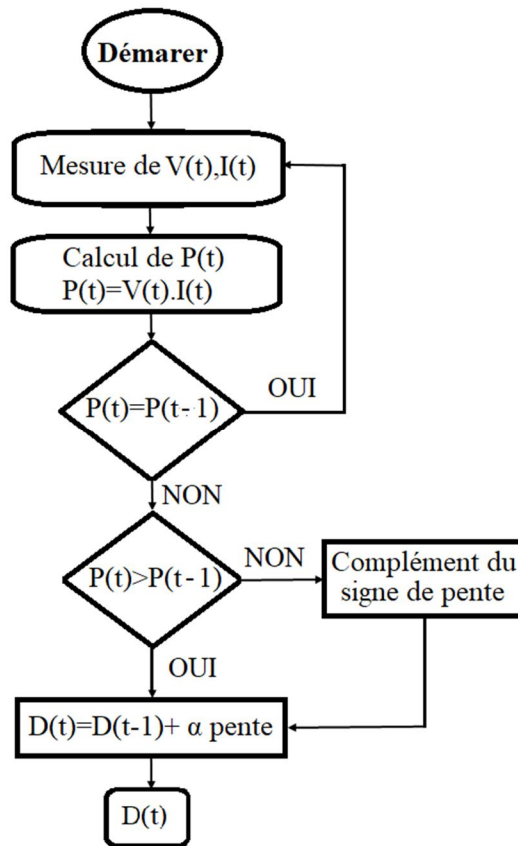


Figure 2.8 : Organigramme de la méthode Hill Climbing (HC)

Cette technique présente les mêmes inconvénients que l'algorithme P&O en termes d'oscillation à proximité du PPM, Ce dernier réagit lentement lors des changements climatiques.

II.3.1.3. Principe de l'algorithme incrémentation de la conductance (INC-COND)

Le principe de cette technique a été créé pour déterminer les variations de conductance du GPV, ainsi que la localisation du point de fonctionnement par rapport au PPM, où les variations de la conductance sont déterminées par le rapport entre les variations de courant et les variations de la tension d'un GPV [56-57], tel que :

$$G = \frac{dI}{dV} \quad (2.1)$$

On peut également déterminer la localisation du point de fonctionnement par rapport au PPM en analysant la variation de la puissance par rapport à la variation de la tension. Si l'on le trouve nulle, cela signifie que le point de fonctionnement est le PPM. Si le résultat est positif, cela signifie qu'il se trouve sur la partie gauche de PPM, tandis que si le résultat est négatif. Ce qui implique qu'il se trouve à droite de PPM.

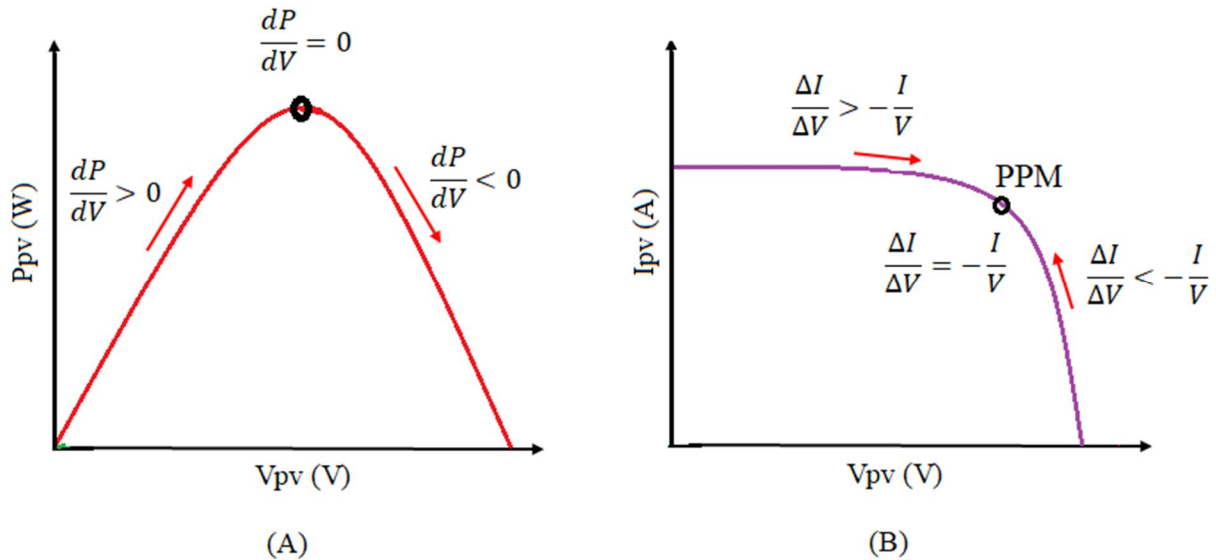


Figure 2.9 :Position du points de fonctionnement :(A) Selon le signe de $\frac{dP}{dV}$ en caractéristiques de puissance. (B) Selon le signe de $\frac{\Delta I}{\Delta V}$ sur la caractéristique de courant

$\frac{dP}{dV} > 0$; le point de fonctionnement se trouve a gauche du PPM.

$\frac{dP}{dV} < 0$; le point de fonctionnement se trouve a droite du PPM.

$\frac{dP}{dV} = 0$; le point de fonctionnement correspond au PPM.

Tel que :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(I \times V)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (2.2)$$

A partir de la conductance G et de la variation de puissance par rapport à la tension $\frac{dP}{dV}$, nous pouvons conclure :

$\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}$; le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM.

$\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}$; le point de fonctionnement se trouve à droite du PPM.

$\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$; le point de fonctionnement correspond au PPM.

Par conséquent, si le point de fonctionnement est à gauche du PPM, nous augmentons le rapport cyclique pour atteindre la puissance maximale. Cependant, si le point de fonctionnement est à droite du PPM, nous devons réduire le rapport cyclique.

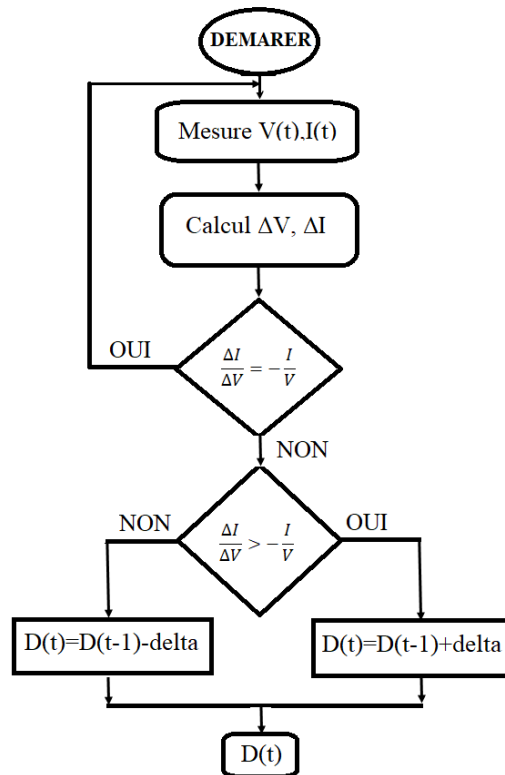


Figure 2.10 : Organigramme de la méthode incrémentation de la conductance

II.3.2. Les commandes MPPT modernes

Après l'introduction de nombreux commandes classiques en vue d'assurer la poursuite de PPM et malgré leurs différents avantages et inconvénients. Cependant, de nombreuses techniques modernes ont été adoptées dans le but de pallier le problème du suivi du PPM afin de réduire les défauts et d'optimiser la conversion d'énergie dans un système photovoltaïque.

II.3.2.1. MPPT basée sur la logique floue (FLC)

Diverses techniques d'intelligence artificielle ont été adoptées en vue d'assurer la poursuite de PPM. L'une de ces techniques est la logique floue. Ses divers avantages ont conduit à son utilisation fréquente dans les travaux de recherche, dont le plus important est qu'il ne dépend pas d'un modèle mathématique du système, en plus de sa précision et de sa robustesse [58,59],[16].

Nous pouvons distinguer trois parties principales dans la structure du contrôleur flou : la fuzzification, l'inférence et la défuzzification, qui sont présentées dans la Figure 2.11

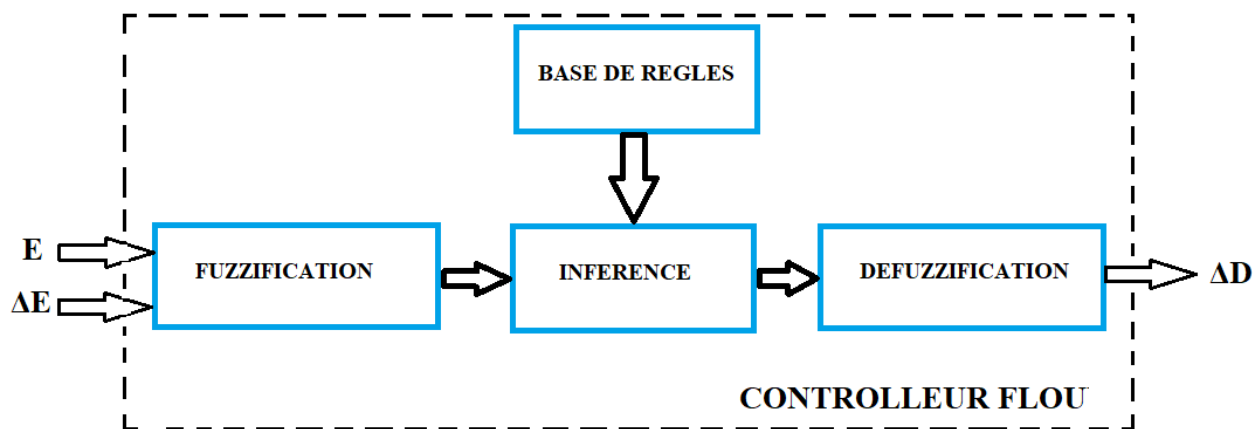


Figure 2.11 : Structure d'un contrôleur flou

Dans le contrôleur flou, les entrées sont typiquement constituées de l'erreur E et sa dérivée ΔE définie comme suit :

$$E = \frac{P(k) - P(k-1)}{V(k) - V(k-1)} \quad (2.3)$$

$$\Delta E = E(k) - E(k-1) \quad (2.4)$$

La sortie du contrôleur correspond à la variation du rapport cyclique ΔD .

Lors de la phase de fuzzification, les valeurs numériques des variables d'entrée sont transformées en termes linguistiques, selon le nombre des fonctions d'appartenance.

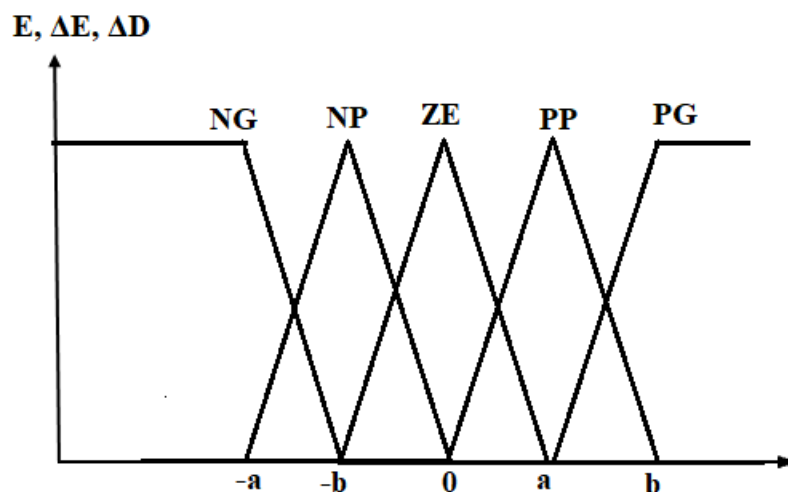


Figure 2.12 : Fonctions d'appartenance [31]

La valeur du paramètre de sortie ΔD est calculée sur la base de la table de vérité selon les données du tableau 2.1 suivant :

Tableau 2.1 : Base des règles [31]

ΔD		ΔE				
		NG	NP	ZE	PP	PG
E	NG	ZE	ZE	NG	NG	NG
	NP	ZE	ZE	NP	NP	NP
	ZE	NP	ZE	ZE	ZE	PP
	PP	PP	PP	PP	ZE	ZE
	PG	PG	PG	PG	ZE	ZE

La variable exprimée sous forme linguistique du ΔD est définie à partir d'une combinaison des variables linguistiques dépendant de E et ΔE . Alors, Si l'on considère que les variables E et ΔE sont associées aux valeurs linguistiques PG et NG respectivement, on peut en déduire que le système opère loin du PPM. En nous référant à la table de vérité, nous constatons que la variable de sortie ΔD correspond à la valeur PG, ce qui indique qu'un changement positif important se produira dans le rapport cyclique ΔD pour atteindre le point de puissance maximale. Par conséquent, si la différence entre le point de fonctionnement et le point de puissance maximale persiste, cela entraîne une modification du rapport cyclique jusqu'à ce qu'ils se rapprochent l'un de l'autre. Les incréments du rapport cyclique sont lissés lorsque le point de puissance maximale est atteint.

La défuzzification consiste à traduire la variable linguistique ΔD en une valeur numérique exploitable.

II.3.2.2. MPPT basé sur l'algorithme du mode glissant (SMC)

Cette méthode est une technique de commande non linéaire, initialement développée pour le pilotage des systèmes stationnaire. Elle se distingue par l'interruption de la commande aux passages via une surface de glissement. Le principal avantage de la commande en mode glissant réside dans sa robustesse face aux variations paramétriques et aux perturbations. Par ailleurs, la mise en place de la commande par mode glissant est relativement simple comparée à plusieurs méthodes de commandes non linéaires. Ces caractéristiques rendent la loi de commande appropriée pour diverses applications industrielles, notamment dans les secteurs automobiles ou aéronautiques.

Au cours des dernières années, le mode glissant a été utilisé dans les techniques MPPT afin d'extraire la puissance maximale d'un système photovoltaïque [60,61].

Pour suivre le PPM. Nous soumettons le système photovoltaïque qui comprend un générateur photovoltaïque, un convertisseur boost et d'une charge à un contrôleur de type mode glissant. La modélisation du système a été réalisée dans les équations (1.24) et (1.25) du premier chapitre qui est exprimée comme suit :

$$\frac{di_L}{dt} = -(1-D)\frac{V_0}{L} + \frac{V_{pv}}{L} \quad (2.5)$$

$$\frac{dV_0}{dt} = (1-D)\frac{i_L}{C} - \frac{V_0}{R_L C} \quad (2.6)$$

Nous supposons que la résistance des fils est négligeable. Par conséquent, le courant du générateur photovoltaïque I_{pv} est considéré comme égal au courant de la bobine i_L [62].

On peut donc écrire les équations dynamiques pour un système non linéaire stationnaire :

$$\dot{x} = f(x) + g(x)D \quad (2.7)$$

$$\text{Avec : } x = [i_L, V_0], \quad f(x) = \left[-\frac{V_0}{L} + \frac{V_{pv}}{L} ; \frac{i_L}{C} - \frac{V_0}{R_L C} \right]; \quad g(x) = \left[\frac{V_0}{L} ; -\frac{i_L}{C} \right].$$

$$D = D_{eq} + D_{disc} \quad (2.8)$$

Nous définissons une surface de glissement approprié qui nous permet d'atteindre le point de puissance maximale (PPM) donc :

$$S(x) = \frac{dP_{pv}}{dI_{pv}} = 0 \quad (2.9)$$

Alors :

$$S(x) = \frac{dP_{pv}}{dI_{pv}} = \frac{d(V_{pv} + I_{pv})}{dI_{pv}} = I_{pv} \frac{dV_{pv}}{dI_{pv}} + V_{pv} = 0 \quad (2.10)$$

A travers la figure 2.13, on distingue deux zones de fonctionnement du GPV, où le signe de la surface de glissement $S(x)$ affecte l'état de rapport cyclique.

$$\begin{cases} D = D + \Delta D & \text{pour } S(x) > 0 \\ D = D - \Delta D & \text{pour } S(x) < 0 \end{cases} \quad (2.11)$$

pour $S(x) > 0$, alors $\frac{dP_{pv}}{dI_{pv}} > 0$, Ce qui indique que le point de fonctionnement est à droite de PPM.

pour $S(x) < 0$, alors $\frac{dP_{pv}}{dI_{pv}} < 0$, Ce qui indique que le point de fonctionnement est à gauche de PPM.

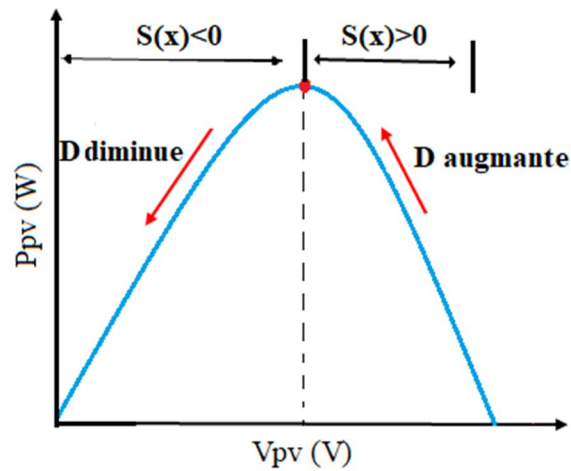


Figure 2.13 : Point de fonctionnement par rapport au signe de la surface de glissement $S(x)$

La commande par mode glissant est divisée en deux parties : la première est appelée commande équivalente D_{eq} , a pour rôle de placer le système sur la surface de glissement. La seconde, appelée commande discontinue D_{disc} , a pour fonction de maintenir le système sur cette surface.

La commande équivalente

La commande équivalente est définie en fonction de la condition suivante $\dot{S}(x) = 0$ alors :

$$\dot{S}(x) = \left[\frac{dS}{dx} \right]^T \dot{x} = 0 \quad (2.12)$$

$$\left[\frac{dS}{dx} \right]^T (f(x) + g(x)D_{eq}) = 0 \quad (2.13)$$

Alors la commande équivalente D_{eq} sera :

$$D_{eq} = \frac{\left[\frac{dS}{dx} \right]^T f(x)}{\left[\frac{dS}{dx} \right]^T g(x)} = 1 - \frac{V_{pv}}{V_0} \quad (2.14)$$

La commande discontinue

La commande discontinue est donnée par:

$$D_{disc} = k S \quad (2.15)$$

Avec k constante positive.

Puisque le rapport cyclique D est limité entre 0 et 1, le signal de commande est donné comme suit :

$$\begin{cases} 1 & si \ D_{eq} + k S \geq 1 \\ D_{eq} + k S & si \ 0 < D_{eq} + k S < 1 \\ 0 & si \ D_{eq} + k S \leq 0 \end{cases} \quad (2.16)$$

Vérification de l'existence du mode glissant

Basée sur la fonction quadratique de Lyapunov définie comme positive $V = \frac{1}{2}S^2$, sa dérivée par rapport au temps doit être négative pour permettre à la surface de glissement d'être attractive lors de la dynamique de fonctionnement.

$$\dot{V} = S\dot{S} < 0 \quad \forall S \neq 0 \quad (2.17)$$

La dérivée de la surface peut être exprimée comme suit :

$$\dot{S} = \left[\frac{dS}{dx} \right]^T \dot{x} \quad (2.18)$$

En remplaçant l'équation (2.18) par (2.10) et (2.5), on trouve :

$$\dot{S} = \left(2 \frac{dV_{pv}}{dI_{pv}} + I \frac{d^2V_{pv}}{dI_{pv}^2} \right) \left(-\frac{V_0}{L} (1 - D) + \frac{V_{pv}}{L} \right) \quad (2.19)$$

Nous supposons que le modèle est idéal, que la résistance série R_s est négligeable, tandis que la résistance parallèle R_{sh} est supposée très élevée.

L'équation (1.6) du premier chapitre conduit alors à :

$$\frac{V_{pv} + I_{pv}R_s}{R_{sh}} = 0 \quad (2.20)$$

L'équation (1.6) devient donc :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(q \frac{V_{pv} + I_{pv}R_s}{AKT} \right) - 1 \right] \quad (2.21)$$

A partir de l'équation (2.21), L'expression de la tension V_{pv} peut être obtenue en fonction du courant I_{pv} :

$$V_{pv} = \left(\frac{AKT}{q} \right) \ln \left(\frac{I_{ph} + I_s - I_{pv}}{I_s} \right) \quad (2.22)$$

La dérivé de V_{pv} par rapport au courant I_{pv} , selon l'équation (2.22) est donnée par :

$$\frac{dV_{pv}}{dI_{pv}} = \left(-\frac{q}{AKT} \right) \left(\frac{1}{I_{ph} + I_s - I_{pv}} \right) < 0 \quad (2.23)$$

Et sa dérivée seconde:

$$\frac{d^2V_{pv}}{dI_{pv}^2} = \left(-\frac{q}{AKT} \right) \left(\frac{1}{(I_{ph} + I_s - I_{pv})^2} \right) < 0 \quad (2.24)$$

Le gradient de la surface de glissement s'écrit donc :

$$\left[\frac{dS}{dx} \right]^T = 2 \frac{dV_{pv}}{dI_{pv}} + I \frac{d^2V_{pv}}{dI_{pv}^2} < 0 \quad (2.25)$$

D'après les résultats de (2.23) et (2.24), on conclut que l'expression (2.25) est toujours négative.

La surface soit attractive lorsque $\dot{V} = S\dot{S} < 0$ pour les cas suivantes :

➤ **Cas 01 : $0 < D < 1$**

$$\dot{x} = -\frac{V_0}{L} (1 - D) + \frac{V_{pv}}{L}$$

$$\begin{aligned}
&= -\frac{V_0}{L}(1 - D_{eq} - D_{disc}) + \frac{V_{pv}}{L} \\
&= -\frac{V_0}{L}\left(1 - \left(1 - \frac{V_{pv}}{V_0}\right) - kS\right) + \frac{V_{pv}}{L} \\
\dot{x} &= \frac{V_0}{L}kS
\end{aligned} \tag{2.26}$$

A partir des résultats (2.25) et (2.26), S et \dot{S} ont toujours des signes opposés, donc $\dot{V} = S\dot{S} < 0$ est toujours négatif pour $0 < D < 1$.

➤ **Cas 02 : $D = 1$**

$$\begin{aligned}
\dot{x} &= -\frac{V_0}{L}(1 - D) + \frac{V_{pv}}{L} \\
\text{Pour } D &= 1 \\
\dot{x} &= \frac{V_{pv}}{L} > 0
\end{aligned} \tag{2.27}$$

A partir des résultats (2.27) et (2.25), on trouve que : $\dot{S} < 0$, Nous obtenons deux cas pour atteindre la condition $S\dot{S} < 0$.

1^{ère} cas : Si $D_{eq} = 1$

Alors d'après (2.14), on a $V_{pv} = 0$. Le point de fonctionnement du système se trouve donc à gauche dans la Figure 2.13, ce qui implique que $S < 0$ et $D_{eq} + kS < 1$, Ceci n'est pas cohérent avec l'hypothèse initiale $D_{eq} = 1$.

2^{ème} cas : Si $D_{eq} < 1$ et $D_{eq} + kS \geq 1$

Pour $D_{eq} < 1$ et $D_{eq} + kS \geq 1$ alors $S > 0$ et $S\dot{S} < 0$

Donc la condition de stabilité $S\dot{S} < 0$ est bien satisfaite pour $D = 1$.

➤ **Cas 03 : $D = 0$**

$$\begin{aligned}
\dot{x} &= -\frac{V_0}{L}(1 - D) + \frac{V_{pv}}{L} \\
\text{Pour } D &= 0, \text{ on obtient :} \\
\dot{x} &= -\frac{V_0}{L} + \frac{V_{pv}}{L} < 0
\end{aligned} \tag{2.28}$$

Ce qui explique que $V_0 < V_{pv}$,

Après le retour au résultats (2.28) et (2.18), on trouve que : $\dot{S} > 0$, Nous obtenons deux cas pour atteindre la condition $S\dot{S} < 0$. donc il'y a deux cas pour vérifier pour $D = 0$.

1^{ère} cas :

Si $D_{eq} = 0$, alors $V_0 = V_{pv}$. Le point de fonctionnement du système se trouve à droite dans la figure 2.13, ce qui implique que $S > 0$, Cela infirme l'hypothèse de $D = 0$.

2^{ème} cas :

$D_{eq} > 0$ et $D_{eq} + k S \leq 1$, alors $S < 0$, ce qui implique que $S\dot{S} < 0$.

Donc $S\dot{S} < 0$ pour $D = 0$.

Après avoir vérifié tous les cas possibles, nous pouvons confirmer l'existence de mode glissant et garantir la stabilité asymptotique du système, indépendamment de la position du point de fonctionnement.

II.3.2.3. MPPT basé sur la commande par intégral backstepping et mode glissant (IBSMC)

Une structure de commande MPPT non linéaire est proposée, basée sur l'algorithme backstepping, pour développer cette structure, en introduisant une action intégrale et un terme de mode de glissement discontinu. Cela permet de réduire l'erreur entre le courant réel issu du GPV et le courant de référence I_{pv-ref} , tout en réduisant les oscillations de broutement. Le contrôleur IBSMC a pour objectif principal de générer une valeur de commande de rapport cyclique lisse et précise pour le convertisseur élévateur, en utilisant la valeur de référence de courant (I_{pv-ref}). Cela permet de forcer le système photovoltaïque à atteindre le PPM avec une erreur d'état minimale et une réduction significative du broutement. La configuration du dispositif de contrôle comprend le courant de référence (I_{pv-ref}) produit par la méthode classique (P&O) comme illustré dans la figure 2.15. Par la suite, selon l'erreur entre le courant réel PV et sa courant de référence, l'algorithme IBSMC produit le rapport cyclique nécessaire U_{IBSMC} illustré dans la figure 2.14. Cette commande est proposée de deux termes : le terme intégral de retour d'état équivalent u_{ib} et le terme discontinu de mode glissant u_{dis} , comme définis dans l'équation (2.31) [14].

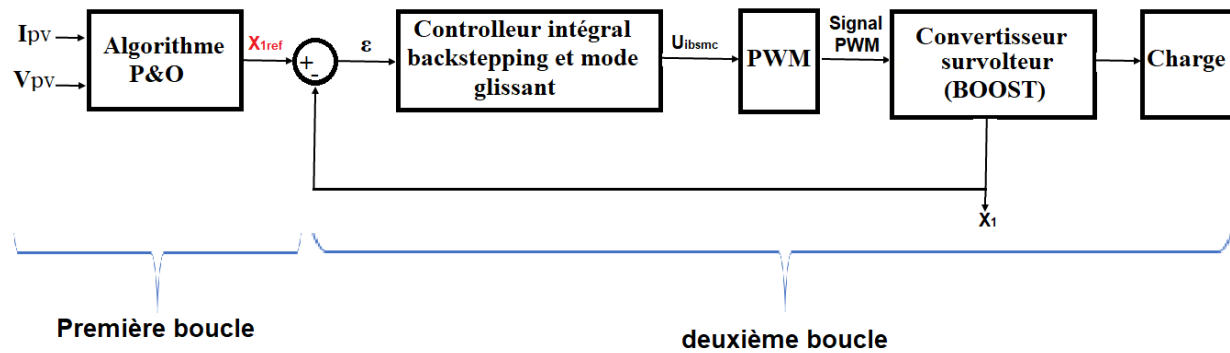


Figure 2.14 : Système de contrôle global proposé en boucle fermée

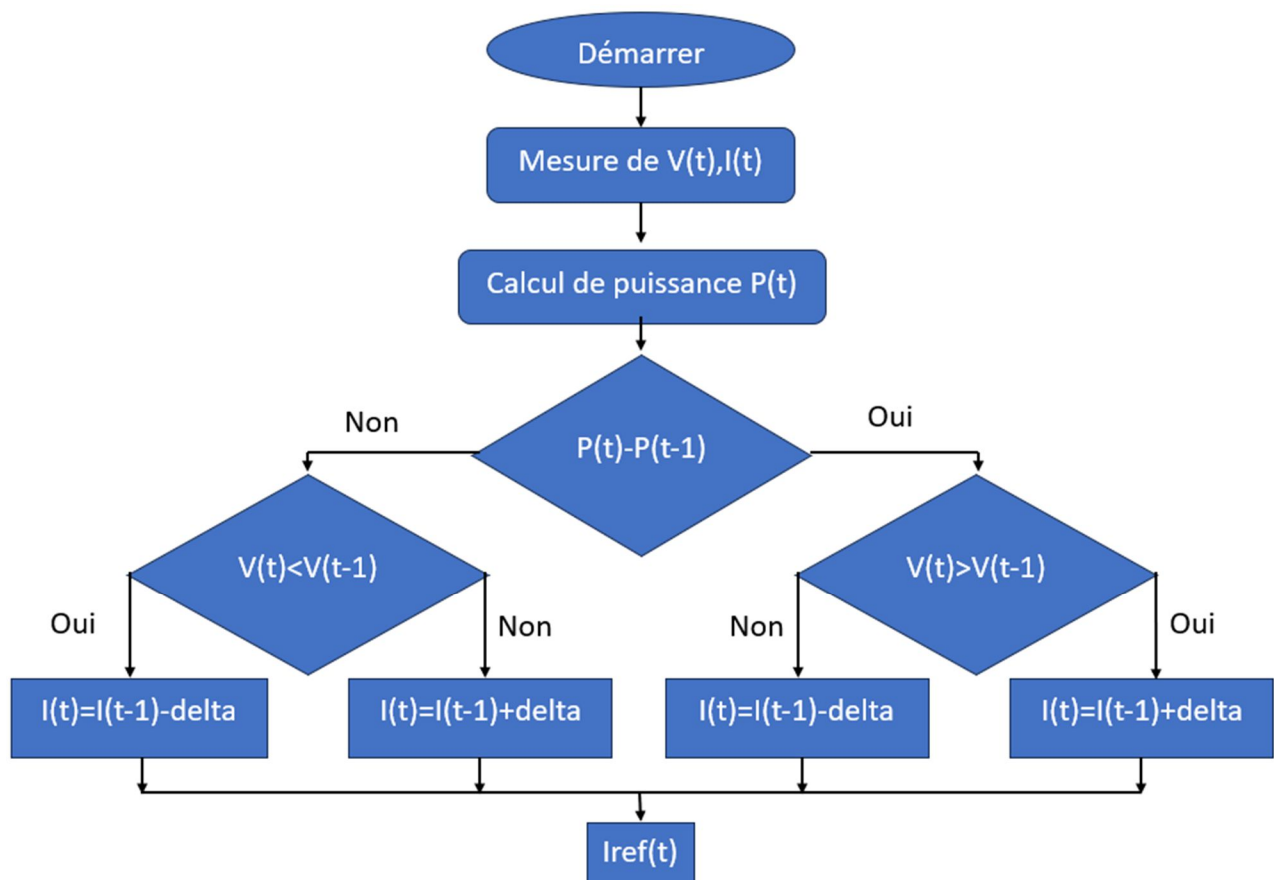


Figure 2.15 : Algorithme P&O

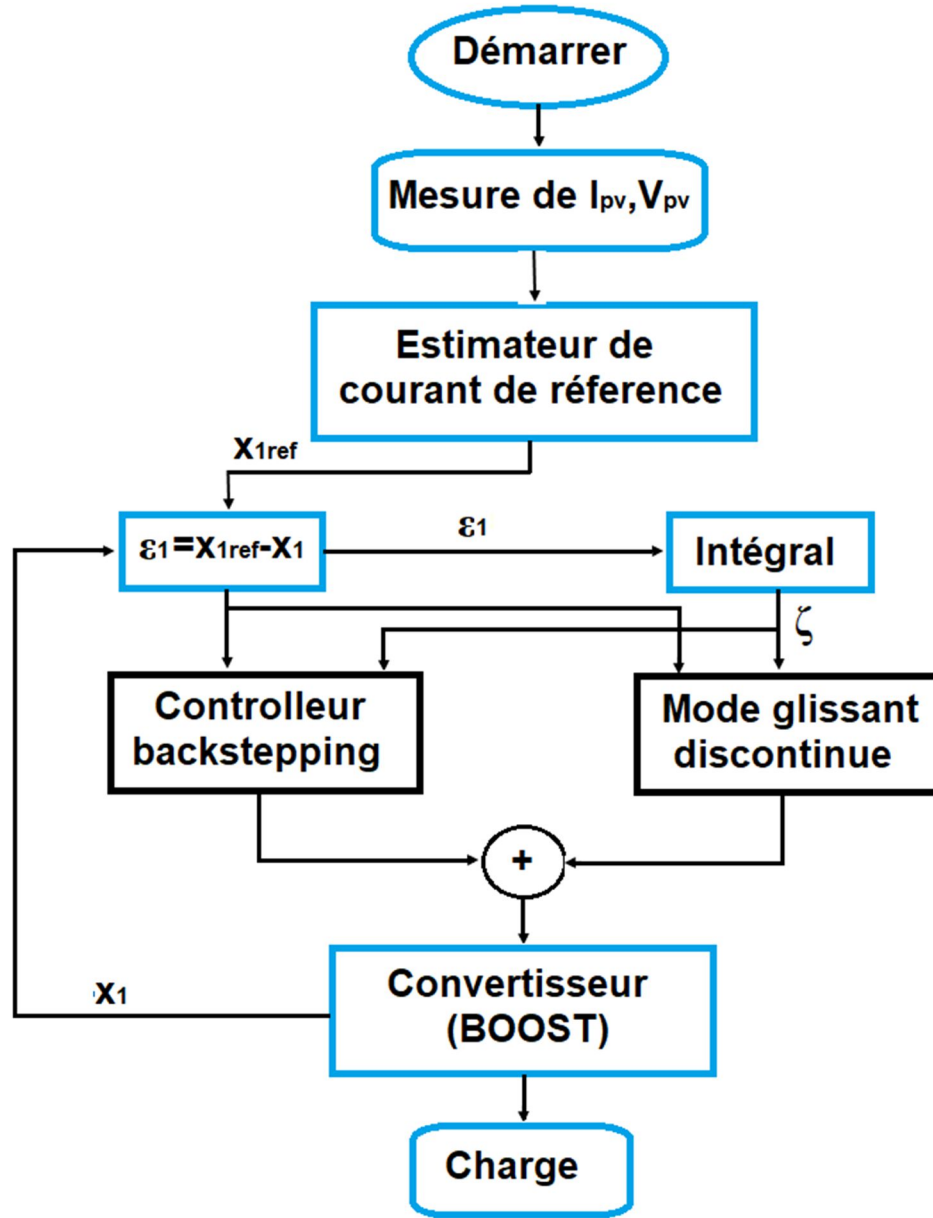


Figure 2.16 : Algorithme proposé basé sur l'intégral backstepping et le mode glissant

Les équations de convertisseur boost sont données comme suit (voir 1.24 et 1.25) :

$$\dot{x}_1 = -(1-u)\frac{x_2}{L} + \frac{V_{pv}}{L} \quad (2.29)$$

$$\dot{x}_2 = (1-u)\frac{x_1}{C} - \frac{x_2}{R_L C} \quad (2.30)$$

Avec: $x = [i_L, V_0]$, $u = D$.

Le contrôleur proposé est constitué de deux algorithmes, l'intégral backstepping u_{ib} et le mode glissant discontinu u_{dis} , qui s'expriment par la relation suivante :

$$U_{IBSMC} = u_{ib} + u_{dis} \quad (2.31)$$

➤ **Commande backstepping avec action Intégrale u_{ib}**

A partir de la figure 2.16, l'erreur entre le courant généré ($x_1 = i_L$), et le courant de référence estimé ($x_{1ref} = I_{pv-ref}$) s'écrit comme suit :

$$\varepsilon_1 = x_1 - x_{1ref} \quad (2.32)$$

Le but est de forcer l'erreur à tendre vers zéro, donc la dérivée de l'équation (2.32) sera :

$$\dot{\varepsilon}_1 = \dot{x}_1 - \dot{x}_{1ref} = -(1-u)\frac{x_2}{L} + \frac{V_{pv}}{L} - \dot{x}_{1ref} \quad (2.33)$$

L'ajout de l'action intégral de l'erreur ε_1 donné par :

$$e_1 = \varepsilon_1 + \zeta \quad (2.34)$$

ou l'action intégrale ζ exprimée par :

$$\zeta = \int_0^t (x_1 - x_{1ref}) dt \quad (2.35)$$

Pour garantir la convergence de l'erreur e_1 vers zéro, on choisit une fonction de Lyapunov comme suit :

$$V_1 = \frac{1}{2} \varepsilon_1^2 + \frac{1}{2} k \zeta^2 \quad (2.36)$$

Où : $k > 0$.

La dérivée de la fonction de Lyapunov (équation (2.36)) est donné par :

$$\dot{V}_1 = \varepsilon_1 \dot{\varepsilon}_1 + k \zeta \dot{\zeta} \quad (2.37)$$

En remplaçant (2.37) par (2.33) et (2.35), on trouve :

$$\dot{V}_1 = \varepsilon_1 \left(-(1-u) \frac{x_2}{L} + \frac{V_{pv}}{L} - \dot{x}_{1ref} \right) + k\zeta(x_1 - x_{1ref}) \quad (2.38)$$

En utilisant (2.32) :

$$\dot{V}_1 = \varepsilon_1 \left(-(1-u) \frac{x_2}{L} + \frac{V_{pv}}{L} - \dot{x}_{1ref} + k\zeta \right) \quad (2.39)$$

Pour garantir la stabilité asymptotique du système, il faut que \dot{V}_1 doit être négatif, donc à partir de l'équation (2.39) on conclure :

$$-(1-u) \frac{x_2}{L} + \frac{V_{pv}}{L} - \dot{x}_{1ref} + k\zeta = -k_1 \varepsilon_1 \quad (2.40)$$

Avec $k_1 > 0$. En remplaçant (2.40) dans (2.39), on trouve :

$$\dot{V}_1 = -k_1 \varepsilon_1^2 \quad (2.41)$$

L'équation (2.40) peut être réécrite sous la forme :

$$x_2 = \frac{L}{(1-u)} \left(\frac{V_{pv}}{L} - \dot{x}_{1ref} + k\zeta + k_1 \varepsilon_1 \right) \quad (2.42)$$

Cette équation (2.42) représente la tension de référence de la capacité, on peut réécrire comme suit :

$$\lambda = \frac{L}{(1-u)} \left(\frac{V_{pv}}{L} - \dot{x}_{1ref} + k\zeta + k_1 \varepsilon_1 \right) \quad (2.43)$$

Pour assurer la convergence de la tension actuelle de la capacité x_2 , vers la tension de référence λ , une erreur ε_2 est définie comme suit :

$$\varepsilon_2 = x_2 - \lambda \quad (2.44)$$

Nous substituons (2.44) dans l'équation (2.33), ce qui donne :

$$\dot{\varepsilon}_1 = -\frac{(1-u)}{L} (\varepsilon_2 + \lambda) + \frac{V_{pv}}{L} - \dot{x}_{1ref} \quad (2.45)$$

En remplaçant λ dans l'équation (2.45) par son expression issue de l'équation (2.43), on obtient :

$$\dot{\varepsilon}_1 = -\frac{(1-u)}{L} \varepsilon_2 - k\zeta - k_1 \varepsilon_1 \quad (2.46)$$

On remplaçant l'expression de $\dot{\varepsilon}_1$ de l'équation (2.46) dans l'équation (2.37), on trouve :

$$\dot{V}_1 = \varepsilon_1 \dot{\varepsilon}_1 + k\zeta \dot{\zeta} = -k_1 \varepsilon_1^2 - \frac{(1-u)}{L} \varepsilon_1 \varepsilon_2 \quad (2.47)$$

Le premier terme de l'équation (2.47) est toujours négatif, mais on ne peut pas connaître le signe du deuxième terme. Passons donc à la dérivation des équations (2.43) et (2.44), on a :

$$\dot{\varepsilon}_2 = \dot{x}_2 - \dot{\lambda} \quad (2.48)$$

La dérivée de λ est donnée par :

$$\dot{\lambda} = \frac{L}{(1-u)} \left(\frac{\dot{V}_{pv}}{L} - \ddot{x}_{1ref} + k\dot{\zeta} + k_1 \dot{\varepsilon}_1 \right) + \frac{L}{(1-u)^2} \dot{u} \left(\frac{V_{pv}}{L} - \dot{x}_{1ref} + k\zeta + k_1 \varepsilon_1 \right) \quad (2.49)$$

En utilisant les équations (2.32), (2.35) et (2.43), l'équation (2.34) devient :

$$\dot{\lambda} = \frac{L}{(1-u)} \left(k_1 \left(-\frac{(1-u)}{L} \varepsilon_2 - k\zeta - k_1 \varepsilon_1 \right) + \frac{\dot{V}_{pv}}{L} - \ddot{x}_{1ref} + k\varepsilon_1 \right) + \frac{\dot{u}}{(1-u)} \lambda \quad (2.50)$$

En remplaçant $\dot{\lambda}$ dans l'équation (2.48) par l'équation (2.50), on obtient :

$$\begin{aligned} \dot{\varepsilon}_2 = \dot{x}_2 - & \left(\frac{L}{(1-u)} \left(k_1 \left(-\frac{(1-u)}{L} \varepsilon_2 - k\zeta - k_1 \varepsilon_1 \right) + \frac{\dot{V}_{pv}}{L} - \ddot{x}_{1ref} + k\varepsilon_1 \right) \right. \\ & \left. + \frac{\dot{u}}{(1-u)} \lambda \right) \end{aligned} \quad (2.51)$$

Pour assurer la convergence des différents erreurs ε_1 et ε_2 vers le zéro, on définit une nouvelle fonction de Lyapunov de sorte que sa dérivée par rapport au temps soit toujours négative, donc :

$$V_2 = V_1 + \frac{1}{2} \varepsilon_2^2 \quad (2.52)$$

On dérivant V_2 et en remplaçant V_1 dans l'équation (2.47), on a :

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_1 + \varepsilon_2 \dot{\varepsilon}_2 = -k_1 \varepsilon_1^2 - \frac{(1-u)}{L} \varepsilon_1 \varepsilon_2 + \varepsilon_2 \dot{\varepsilon}_2 \quad (2.53)$$

Ce qui peut être réécrit :

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_1 + \varepsilon_2 \dot{\varepsilon}_2 = -k_1 \varepsilon_1^2 - \left(\frac{(1-u)}{L} \varepsilon_1 + \dot{\varepsilon}_2 \right) \varepsilon_2 \quad (2.54)$$

Le premier terme de l'équation est toujours négatif, donc on remplace le deuxième terme par :

$$\frac{(1-u)}{L} \varepsilon_1 + \dot{\varepsilon}_2 = -k_2 \varepsilon_2 \quad (2.55)$$

Avec $k_2 > 0$, alors l'équation (2.54) sera :

$$\dot{V}_2 = -k_1 \varepsilon_1^2 - k_2 \varepsilon_2^2 \quad (2.56)$$

En substituant les équations (2.30) et (2.51) dans l'équation (2.55), on obtient :

$$\begin{aligned} (1-u) \frac{x_1}{C} - \frac{x_2}{R_L C} + k_1 \varepsilon_2 + \frac{Lk_1 k \zeta}{(1-u)} + \frac{Lk_1^2 \varepsilon_1}{(1-u)} - \frac{\dot{V}_{pv}}{(1-u)} + \frac{L\ddot{x}_{1ref}}{(1-u)} - \frac{Lk\varepsilon_1}{(1-u)} - \frac{\dot{u}}{(1-u)} \lambda \\ + \frac{(1-u)}{L} \varepsilon_1 = -k_2 \varepsilon_2 \end{aligned} \quad (2.57)$$

A partir de l'équation (2.57), le dérivé de la loi de commande s'écrit :

$$\begin{aligned} \dot{u} = \frac{(1-u)}{\lambda} \left(\frac{Lk_1 k \zeta}{(1-u)} + \frac{Lk_1^2 \varepsilon_1}{(1-u)} - \frac{Lk\varepsilon_1}{(1-u)} + \frac{L\ddot{x}_{1ref}}{(1-u)} \right) + \frac{(1-u)}{\lambda} \left(\frac{(1-u)}{L} \varepsilon_1 - \frac{\dot{V}_{pv}}{(1-u)} \right) \\ + \frac{(1-u)}{\lambda} \left(k_2 \varepsilon_2 + (1-u) \frac{x_1}{C} - \frac{x_2}{R_L C} + k_1 \varepsilon_2 \right) \end{aligned} \quad (2.58)$$

Avec $\lambda \neq 0$ et $u \in [0,1]$.

L'intégration de l'équation (2.58) nous donne la loi de commande intégrale backstepping.

Noté u_{ib} , exprimé en équation (2.31), permettant la poursuite du PPM. Donc :

$$u_{ib} = \int_0^t \dot{u} dt \quad (2.59)$$

Ainsi, le système est asymptotiquement stable selon le critère de Lyapunov.

➤ Commande par mode glissant discontinue u_{dis}

L'utilisation de la commande par mode glissant discontinue u_{dis} vise principalement à diminuer le broutement, en particulier lors des perturbations externes.

Maintenant, la loi de commande par mode glissant discontinue u_{dis} , est déterminée, et la surface de glissement est donnée de la manière suivante :

$$S = e_1 = \varepsilon_1 + \zeta \quad (2.60)$$

La loi de commande par mode glissant discontinue peut donner par l'expression :

$$u_{dis} = -k_3 \frac{S}{|S| + \delta} \quad (2.61)$$

Le constant k_3 est choisi pour garantir la stabilité du système, tandis que δ est un constant de faible valeur introduit pour réduire le phénomène de broutement.

Et avec cela, à partir des équations (2.59) et (2.61). On peut déduire la loi de commande en utilisant l'approche proposé par l'équation (2.31).

$$U_{IBSMC} = u_{ib} + u_{dis} \quad (2.62)$$

II.3.2.4. MPPT basé sur la commande synergétique (SC)

L'équipe du professeur Anatoly Klesnikov a élaboré la théorie de la commande synergétique. Il s'agit d'une nouvelle approche qui repose sur les principes d'auto-organisation orientée et l'exploitation des caractéristiques dynamiques des systèmes variés. L'approche synergétique est une méthode de contrôle qui ressemble assez à la méthode de mode glissant, car elle oblige le système à évoluer selon une dynamique prédéfinie par le concepteur. Toutefois, elle s'en distingue par l'introduction d'une macro-variable, construite à partir de deux ou plusieurs variables d'état du système, afin de guider son évolution [15,16],[63].

A partir des équations (2.5) et (2.6), le modèle non linéaire du convertisseur boost est définie comme suit :

$$\frac{di_L}{dt} = -(1-D)\frac{V_0}{L} + \frac{V_{pv}}{L} \quad (2.63)$$

$$\frac{dV_0}{dt} = (1-D)\frac{i_L}{C} - \frac{V_0}{R_L C} \quad (2.64)$$

On détermine la puissance du générateur photovoltaïque en se basant sur la tension et le courant du GPV. Tel que : $P_{pv} = V_{pv} \times I_{pv}$.

La macro-variable est sélectionnée lorsqu'on atteint le point de puissance maximal PPM, $\frac{dP_{pv}}{dI_{pv}} = 0$, ce qui assure que le système transfère de la puissance optimale. Alors :

$$\psi = \frac{dP_{pv}}{dI_{pv}} = \frac{d(V_{pv} + I_{pv})}{dI_{pv}} = I_{pv} \frac{dV_{pv}}{dI_{pv}} + V_{pv} = 0 \quad (2.65)$$

L'évolution dynamique souhaitée de cette macro-variable est exprimée par :

$$\Psi + T_s \frac{d\Psi}{dt} = 0 ; T_s > 0 \quad (2.66)$$

Avec:

$$\frac{d\Psi}{dt} = \frac{d\Psi}{dx} \frac{dx}{dt} \quad (2.67)$$

Le convertisseur Boost possède deux variables d'états sont : x_1 et x_2 respectivement, le courant i_L et la tension V_0 . Par conséquent, l'équation (2.67) devient :

$$\dot{\Psi} = \frac{d\Psi}{dx} \dot{x} = \frac{d\Psi}{dx_1} \dot{x}_1 + \frac{d\Psi}{dx_2} \dot{x}_2 \quad (2.68)$$

Comme x est une fonction de x_1 uniquement, qui correspond au courant i_L dans cette situation, l'équation (2.68) se transforme en :

$$\dot{\Psi} = \frac{d\Psi}{dx_1} \dot{x}_1 \quad (2.69)$$

En substituant l'équation (2.69) dans l'équation (2.66), on obtient :

$$T_s \frac{d\Psi}{dx_1} [f(x) + g(x)D(t)] + \Psi = 0 \quad (2.69)$$

$$\frac{d\Psi}{dx_1} \left[\frac{V_{pv} - V_0}{L} + \frac{V_0}{L} D(t) \right] = -\frac{\Psi}{T_s} \quad (2.70)$$

A partir de l'équation (2.70), la loi de commande est alors écrite comme suit :

$$D(t) = 1 - \frac{\Psi L}{T_s V_0 \frac{d\Psi}{dx_1}} - \frac{V_{pv}}{V_0} \quad (2.71)$$

En supposant que les pertes ohmiques sont négligeable. On considère que $I_{pv} = i_L$.

Ainsi, la dérivée de la macro variable s'écrit :

$$\frac{d\Psi}{dx_1} = \frac{d}{di_L} \left(i_L \frac{dV_{pv}}{di_L} + V_{pv} \right) = 2 \frac{dV_{pv}}{di_L} + i_L \frac{d^2 V_{pv}}{di_L^2} \quad (2.72)$$

En substituant de l'équation (2.72) dans l'équation (2.71), on obtient la loi de commande synergetique finale :

$$D(t) = 1 - \frac{\Psi L}{T_s V_0 \left(2 \frac{dV_{pv}}{di_L} + i_L \frac{d^2 V_{pv}}{di_L^2} \right)} - \frac{V_{pv}}{V_0} \quad (2.73)$$

Condition de stabilité

Selon la théorie de Lyapunov, on définit la fonction candidate suivante :

$$V = \frac{1}{2} \psi^2 \quad (2.74)$$

Pour assurer que le système est asymptotiquement stable, il faut que la dérivée de la fonction de Lyapunov soit négative.

On dérive l'équation (2.74), on trouve :

$$\dot{V} = \Psi \dot{\Psi} = \Psi \frac{d\Psi}{dx_1} (f(x) + g(x)D(t)) \quad (2.75)$$

En remplaçant $[f(x) + g(x)D(t)]$ par son expression, on obtient :

$$\dot{V} = \Psi \frac{d\Psi}{dx_1} \left[\frac{V_{pv} - V_0}{L} + \frac{V_0}{L} D(t) \right] \quad (2.76)$$

En substituant les équations (2.72) et (2.73) dans l'équation (2.76), on a :

$$\dot{V} = \Psi \frac{d\Psi}{dx_1} \left[\frac{V_{pv} - V_0}{L} + \frac{V_0}{L} \left(1 - \frac{\Psi L}{T_s V_0 \left(2 \frac{dV_{pv}}{di_L} + i_L \frac{d^2 V_{pv}}{di_L^2} \right)} - \frac{V_{pv}}{V_0} \right) \right] \quad (2.77)$$

Cela conduit à :

$$\dot{V} = \psi \left(2 \frac{dV_{pv}}{di_L} + i_L \frac{d^2 V_{pv}}{di_L^2} \right) \left(- \frac{\psi}{T_s \left(2 \frac{dV_{pv}}{di_L} + i_L \frac{d^2 V_{pv}}{di_L^2} \right)} \right) \quad (2.78)$$

Ce qui se simplifie en:

$$\dot{V} = - \frac{\psi^2}{T_s} \quad (2.79)$$

Alors, $\dot{V} < 0$, ce qui démontre que le système est asymptotiquement stable selon la méthode de Lyapunov.

II.4. Résultats de simulation

Après avoir présenté les différentes techniques de contrôle du MPPT, qu'elles soient classiques ou modernes. Nous effectuons actuellement une simulation pour chaque technique sous l'environnement MATLAB/Simulink. Les simulations sont réalisées dans les conditions météorologiques standard d'ensoleillement et de température, ainsi que sous des conditions variables.

Différentes simulations pour chaque techniques sont effectuées sur un seul système photovoltaïque composé : d'un module solaire ET-M572185 (voir tableau 1.2), d'un convertisseur boost et d'une charge, selon les spécifications du tableau 2.2.

Tableau 2.2 : Paramètres du système

Paramètre	Valeur
C_r	0.1 mH
L	225 μ F
C	0.1 mH
R_L	40 Ω

II.4.1. Simulation de diverses techniques classiques

la simulation a été réalisée selon trois scénarios distincts :

Scénario 01 : Conditions météorologiques standard, avec un éclairage constant de $G = 1000$ W/m² et une température $T = 25$ °C.

Scénario 02 : Eclairement variable et une température constante $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Scénario 03 : la température variable tandis que l'éclairement reste constant $G = 1000\text{ W/m}^2$.

La figure 2.17 illustre le schéma d'un système photovoltaïque autonome intégré à un contrôleur MPPT modélisé sous l'environnement MATLAB/Simulink.

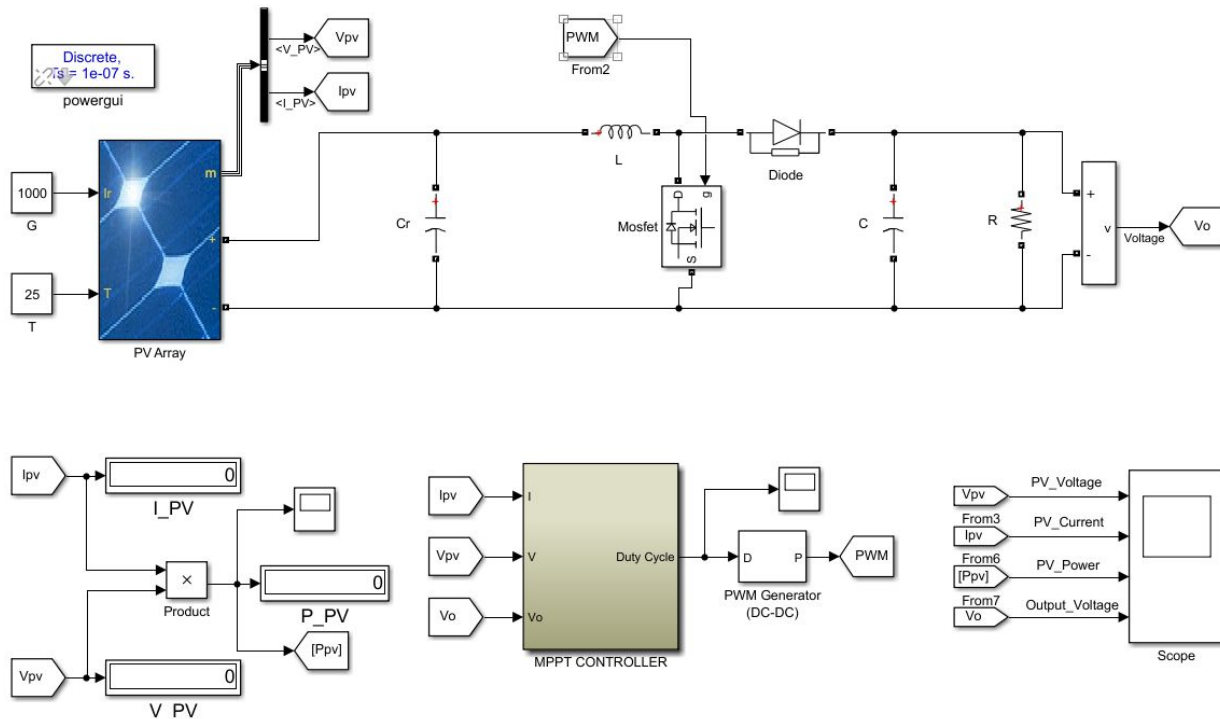


Figure 2.17 : Schéma synoptique d'un PV système avec un contrôleur MPPT sous l'environnement MATLAB/Simulink.

II.4.1.1. Algorithme perturbation et observation (P&O)

Premier scénario : Conditions climatiques standards

Dans ce scénario, la simulation est effectuée en supposant que l'éclairement et la température restent constants. La figure 2.18 présente les principales grandeurs électriques obtenues par la commande P&O, la puissance produite P_{pv} , la tension générée V_{pv} , le courant produit I_{pv} et la tension de sortie V_o appliquée à la charge.

La figure 2.19 montre l'évolution du rapport cyclique.

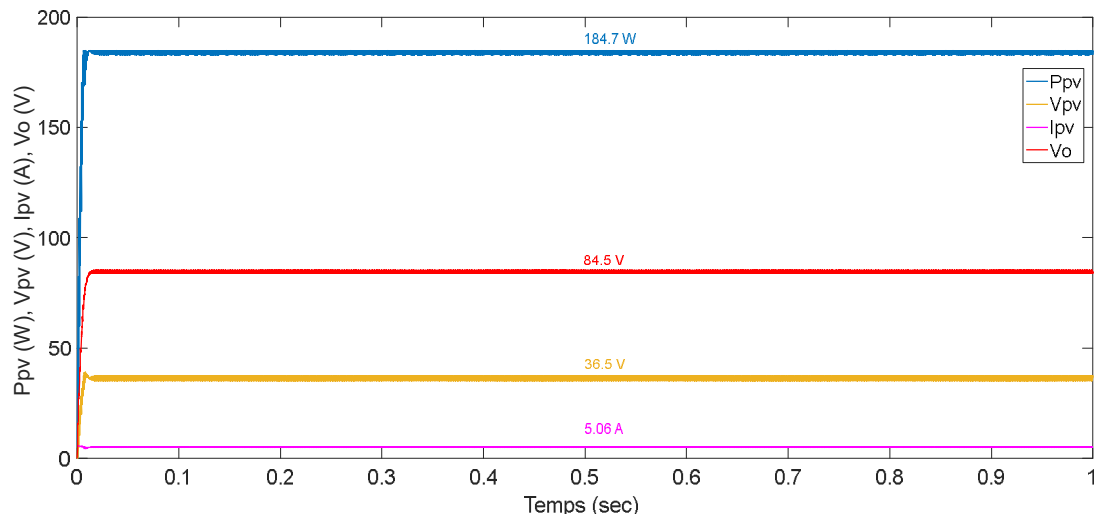


Figure 2.18 : Grandeurs électriques obtenues par la commande P&O sous des conditions climatiques standards.

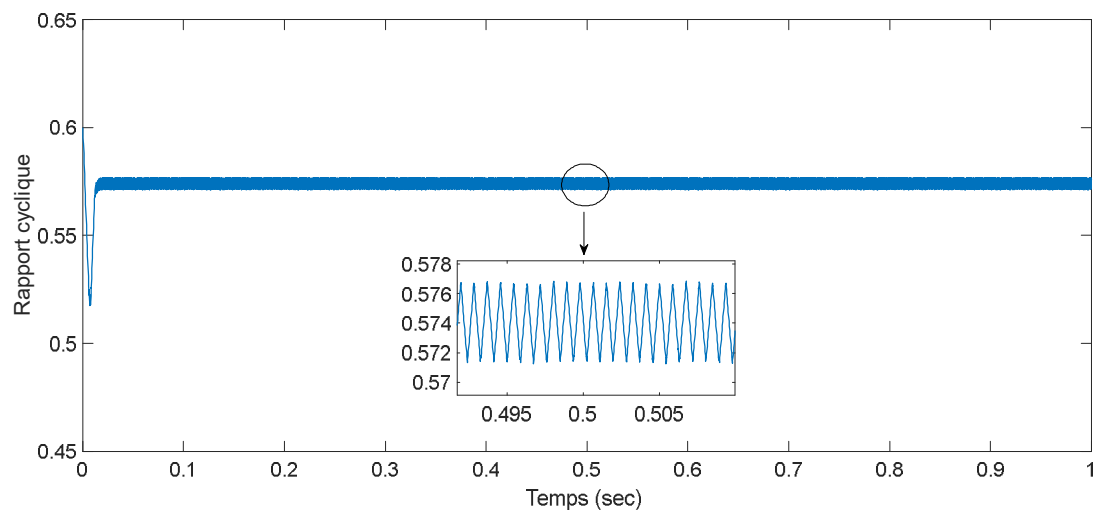
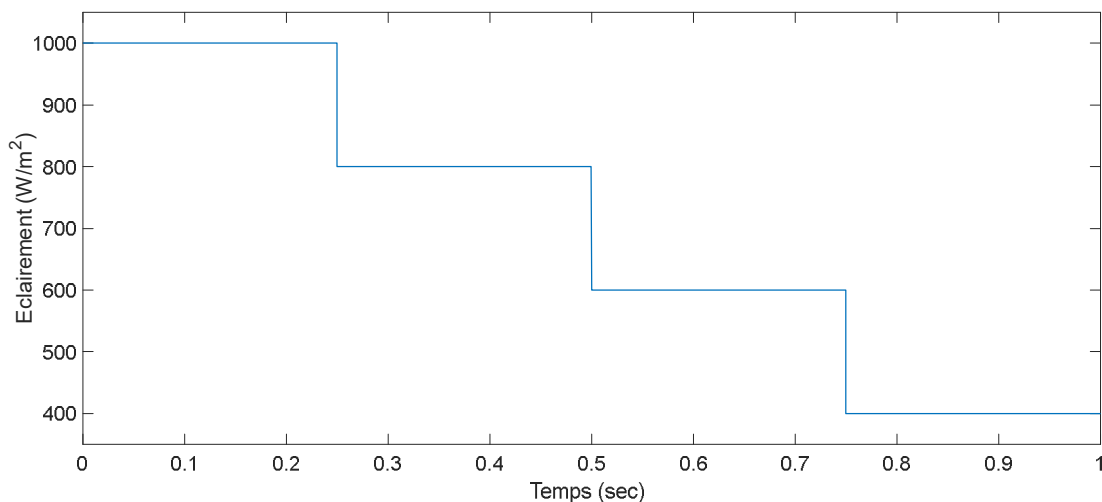


Figure 2.19 : Rapport cyclique obtenu par la commande P&O sous des conditions climatiques standards.

Suite aux résultats obtenus, on constate des oscillations dans les réponses du système autour du PPM. L'amplitude de ces oscillations est compatible avec le pas de perturbation. Lorsque le pas est faible, la réponse devient plus lente et les oscillations sont réduites. En revanche, si le pas est élevé, la durée de réaction est plus courte, tandis que les oscillations deviennent plus importantes.

Deuxième scénario : Variation de l'éclairement

la simulation a été soumise à un changement des conditions climatiques, où la température reste constante, tandis que l'éclairement varie brusquement toutes les 0.25 secondes. Initialement, l'éclairement atteint 1000 W/m^2 , puis il commence à baisser successivement à 800 W/m^2 , 600 W/m^2 et en fin 400 W/m^2 , comme illustré dans la figure 2.20.



. Figure 2.20 : Variations brusques de l'éclairement

Les figures 2.21 et 2.22 montrent respectivement les réponses du système sous forme des mesures électriques et de rapport cyclique respectivement

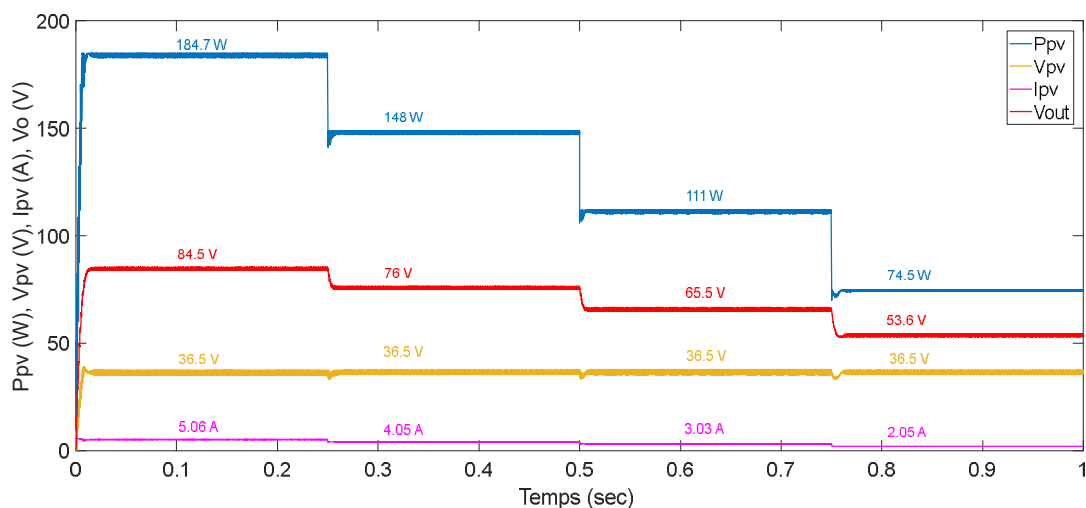


Figure 2.21 : Grandeurs électriques obtenues par la commande P&O lors des variations brusques de l'éclairement

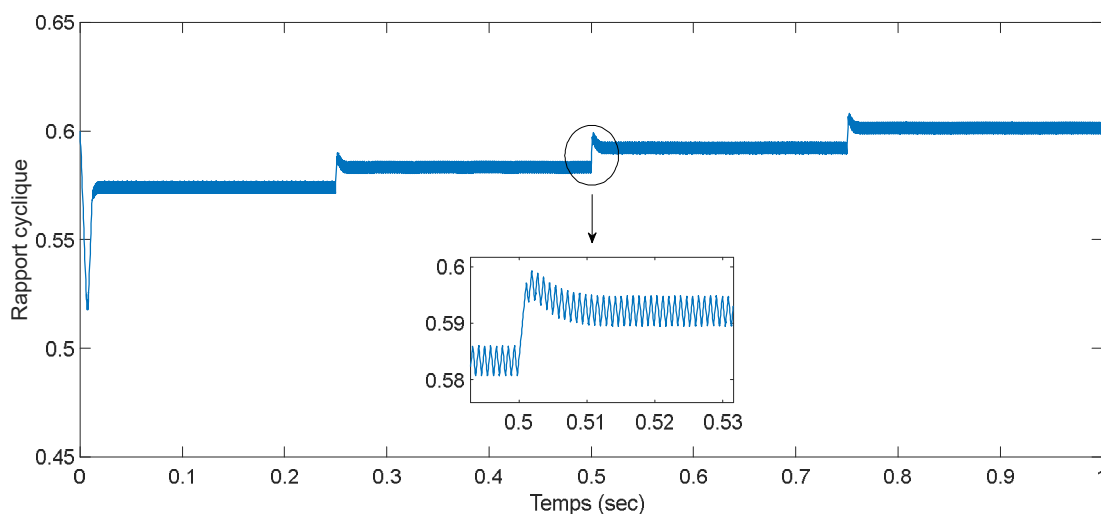


Figure 2.22 : Rapport cyclique obtenu par la commande P&O lors des variations brusques de l'éclairement

Lorsque l'éclairement diminue, cela provoque une réduction de l'énergie produite par le panneau photovoltaïque. La simulation montre la réaction de l'algorithme P&O face à une modification brusque du niveau de l'éclairement. Au fur et à mesure de sa baisse, le point de fonctionnement s'éloigne du PPM. L'algorithme répond en diminuant le rapport cyclique afin d'atteindre le nouveau PPM.

La trajectoire de poursuite de PPM est illustrée à la figure 2.23.

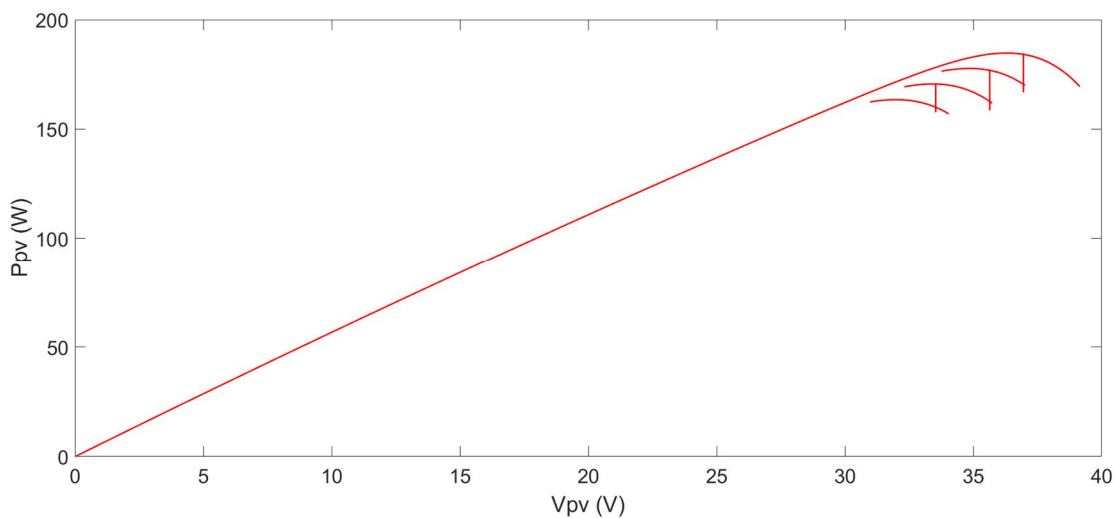


Figure 2.23 : Trajectoire du PPM sous une commande P&O lors des variations brusques de l'éclairement.

Troisième scénario : Température variable

Dans ce nouveau scénario, nous suivons le point de puissance maximale dans des conditions météorologiques changeantes. Contrairement aux cas précédents, l'éclairement est maintenu constant à 1000 W/m^2 , tandis que la température varie toutes les 0,25 seconde. La simulation débute à 25°C . puis la température augmente brusquement à 35°C , 45°C et enfin 55°C , Comme illustré dans la figure 2.24.

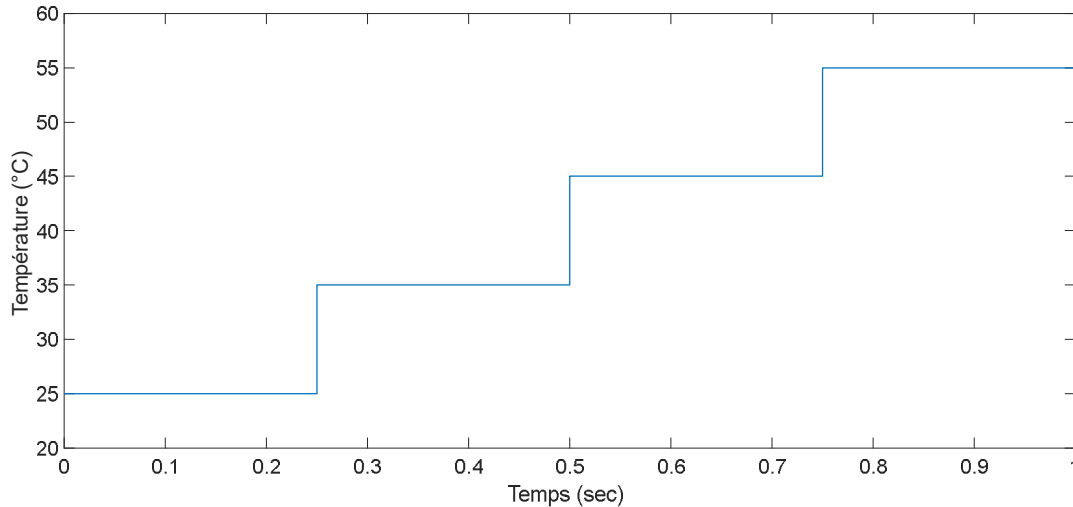


Figure 2.24 : Variations brusques de la température

Les figures 2.25 et 2.26 illustrent respectivement les réactions du système sous forme de grandeurs électriques et de rapport cyclique.

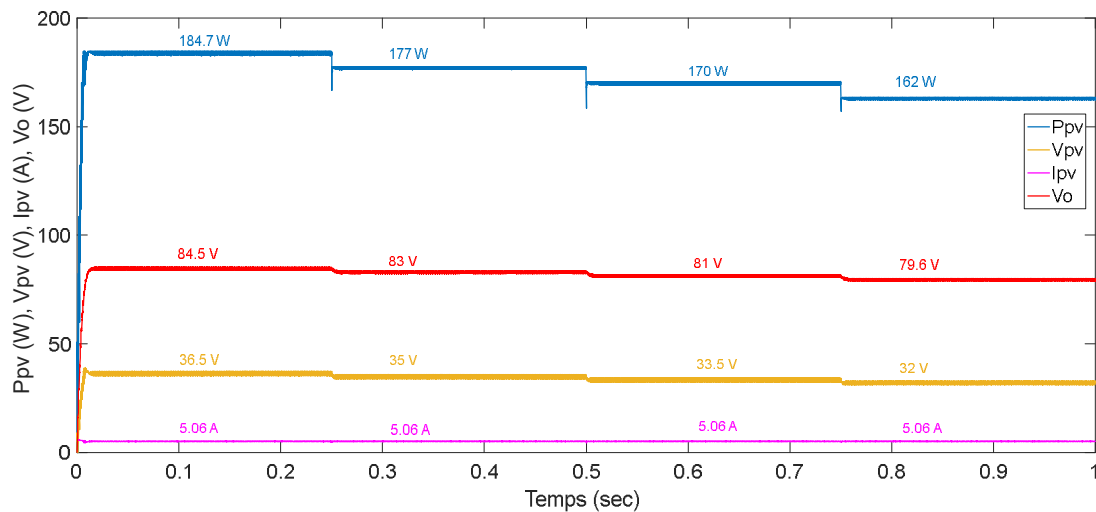


Figure 2.25 : Grandeurs électriques obtenues par la commande P&O lors des variations brusques de la température

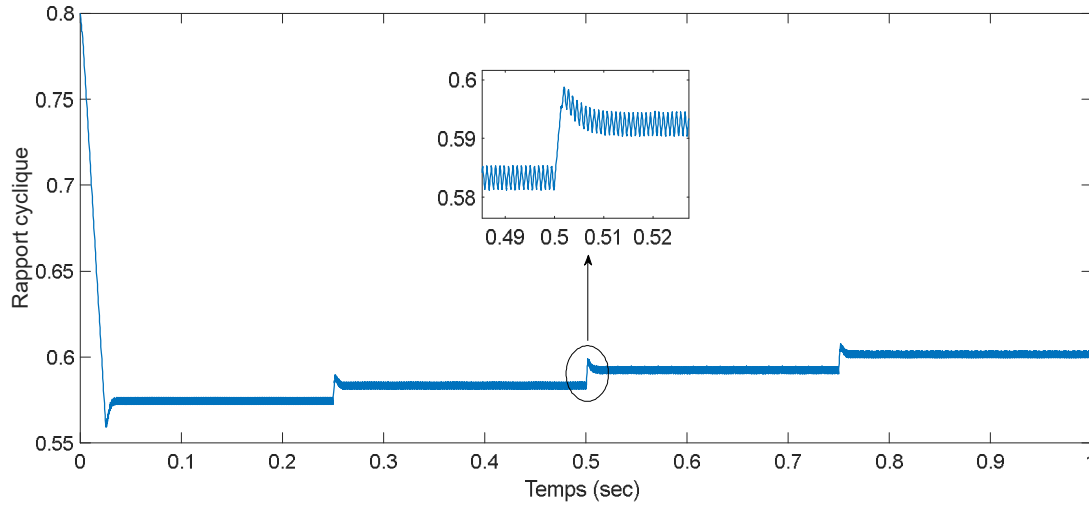


Figure 2.26 : Rapport cyclique obtenu par la commande P&O lors des variations brusques de la température

Les simulations illustrent comment l'algorithme réagit au suivi du PPM avec les variations de température. Au fur et à mesure de l'élévation de la température, le rapport cyclique augmente également pour atteindre le nouveau PPM. Nous remarquons aussi que malgré l'atteinte de ce dernier. Cependant, le rapport cyclique continue d'augmenter avant de se rétablir. (Le même phénomène que le changement de l'éclairement précédemment)

la figure 2.27 illustre la trajectoire de poursuite du point de puissance maximale.

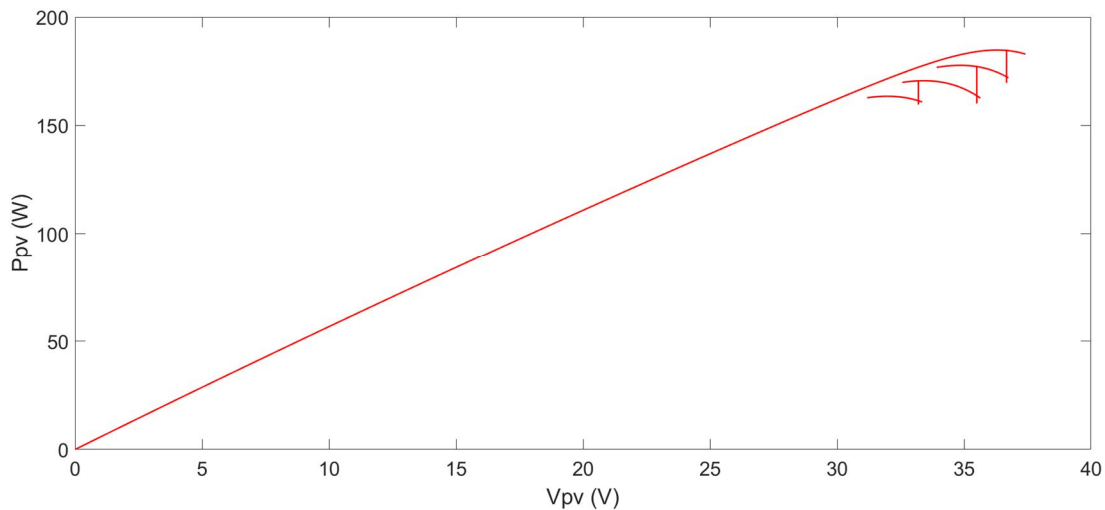


Figure 2.27 : Trajectoire du PPM sous une commande P&O lors des variations brusques de la température

II.4.1.2. Algorithme Hill climbing HC

Après avoir simulé et contrôlé le système photovoltaïque à l'aide de la méthode P&O. Nous reproduisons les mêmes scénarios dans des conditions identiques en utilisant l'algorithme HC.

Premier scénario : Conditions climatiques standards

La figure 2.28 présente les résultats de simulation du système photovoltaïque utilisant la méthode HC dans des conditions atmosphériques standards, à travers différentes grandeurs électriques.

La figure 2.29 illustre le rapport cyclique.

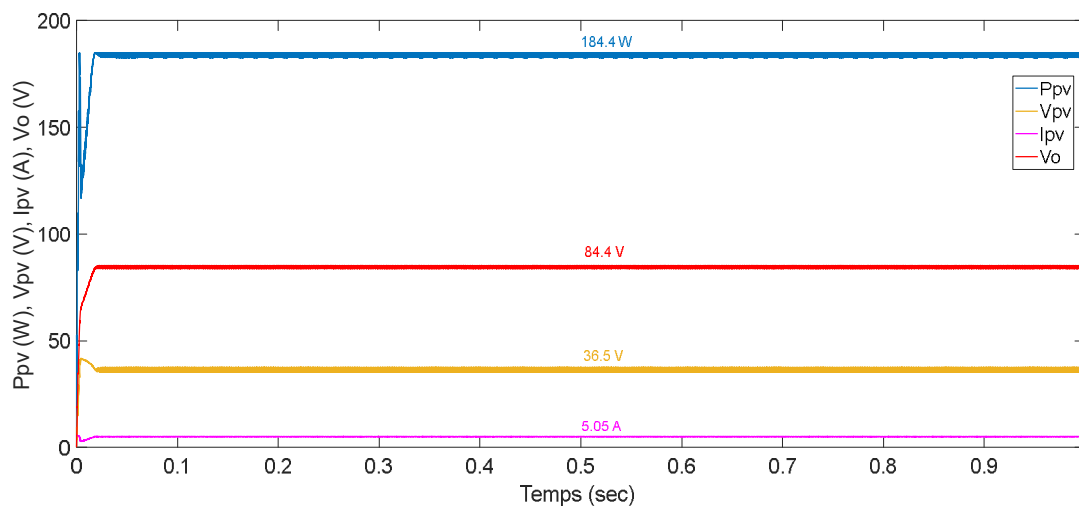


Figure 2.28 : Grandeurs électriques obtenues par la commande HC sous des conditions climatiques standards

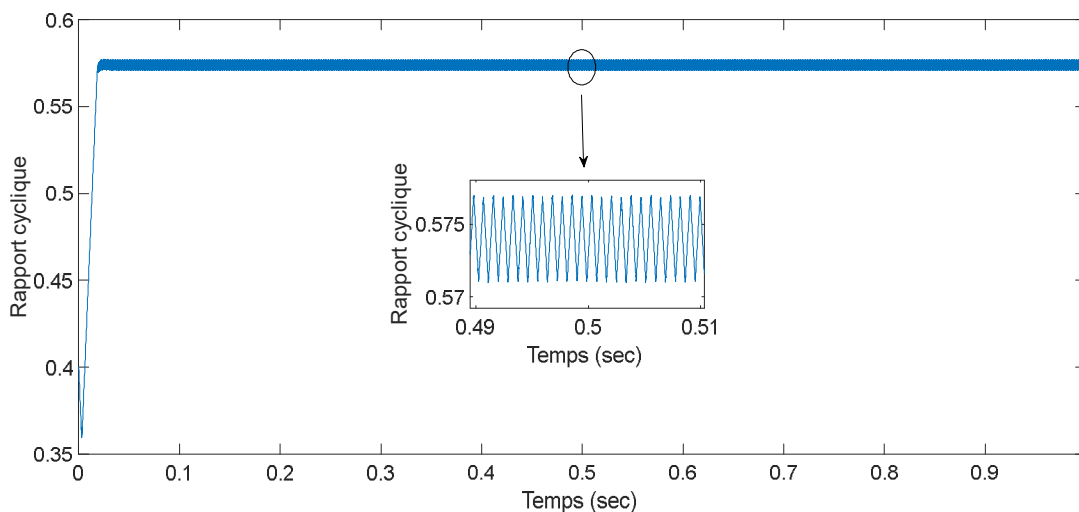


Figure 2.29 : Rapport cyclique obtenu par la commande HC sous des conditions climatiques standards

On observe des oscillations dans les différentes réponses, cela signifie que le point de fonctionnement oscille autour du PPM.

Deuxième scénario : Variation de l'éclairement

le système est soumis à une variation de l'éclairement (figure 2.20) . Comme présenté précédemment. Les figures 2.30 et 2.31 illustrent les réponses du système (grandeurs électriques) et l'évolution du rapport cyclique.

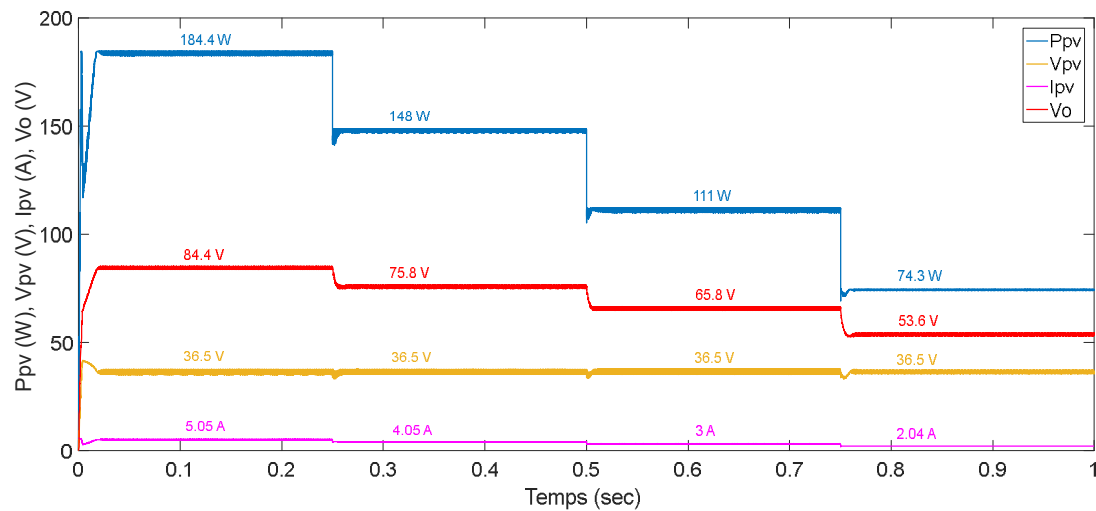


Figure 2.30 : Grandeurs électriques obtenues par la commande HC lors des variations brusques de l'éclairement

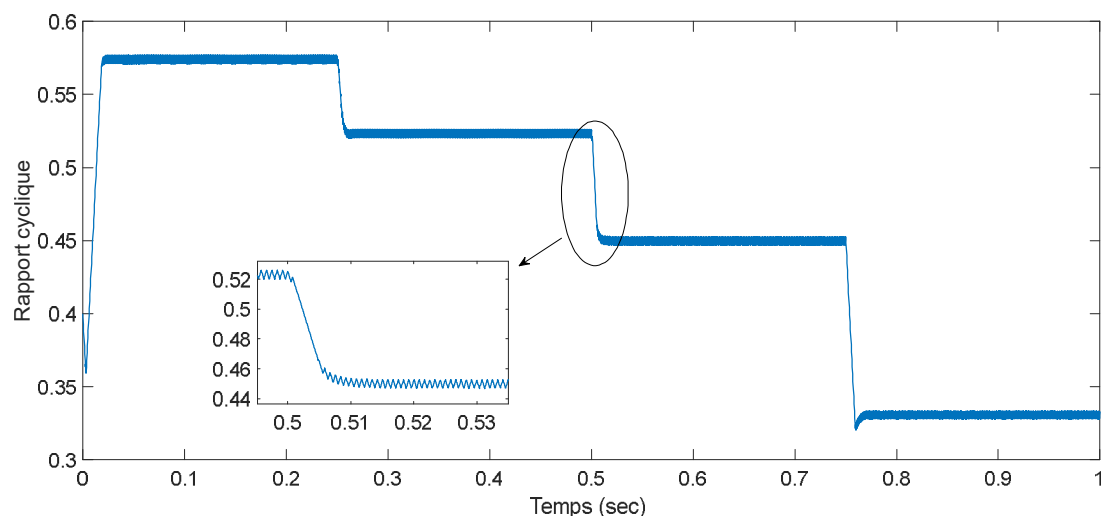


Figure 2.31 : Rapport cyclique obtenu par la commande HC lors des variations brusques de l'éclairement

Suite aux variations brusques de l'éclairement, les oscillations sont significatives au début avant de baisser progressivement.

La trajectoire de suivi du PPM est présentée dans la figure 2.32.

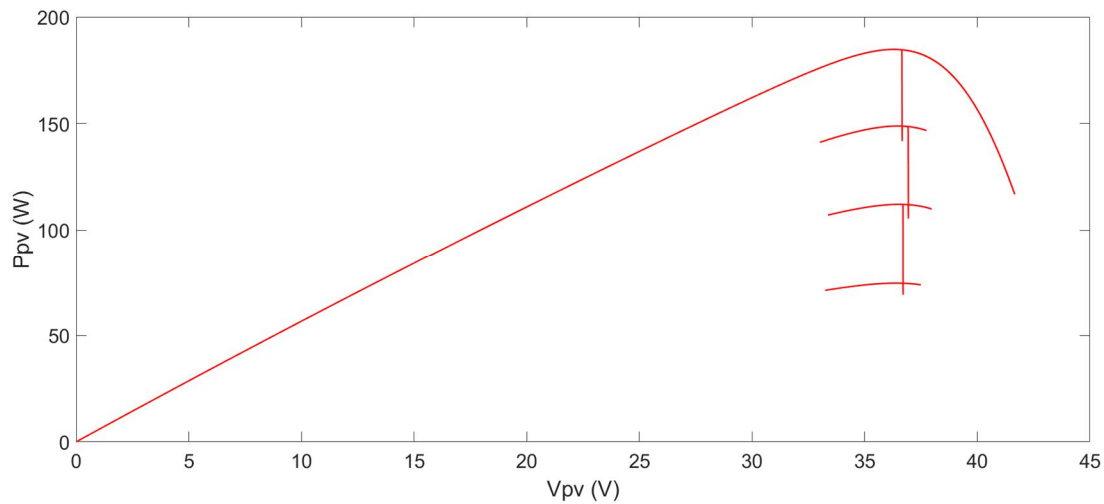


Figure 2.32 : Trajectoire du PPM sous une commande HC lors des variations brusques de l'éclairement

Troisième scénario : Température variable

La Figure 2.33 présente les réponses du système face à des variations de température selon la figure 2.24, sous l'effet de la commande HC, tandis que la figure 2.34 illustre le rapport cyclique.

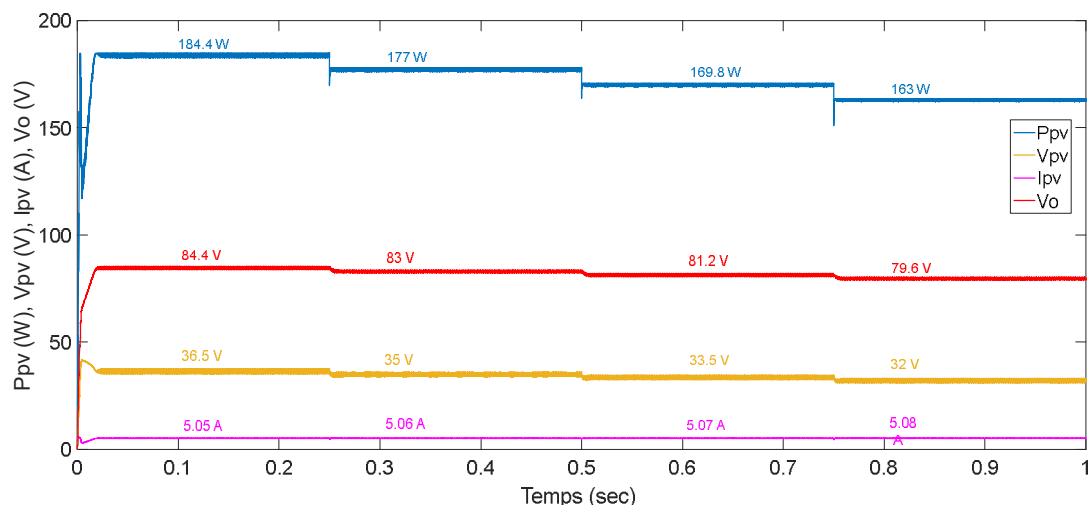


Figure 2.33 : Grandeurs électriques obtenues par la commande HC lors des variations brusques de la température

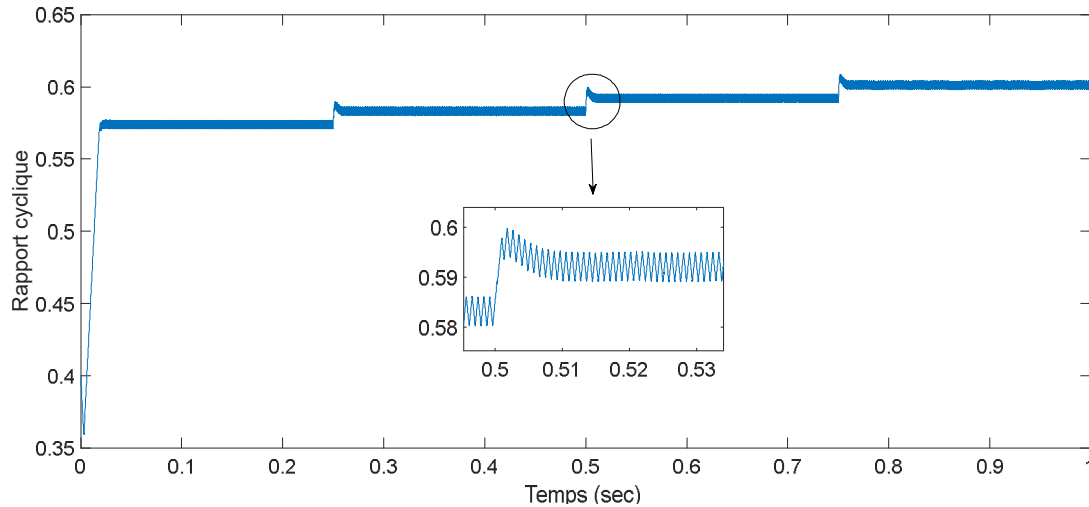


Figure 2.34 : Rapport cyclique obtenu par la commande HC lors des variations brusques de la température

Les résultats indiquent que, lors d'un changement brusque de température, le point de fonctionnement se rapproche du PPM actuel, puis le dépasse avant d'y revenir, par la suite, il maintient des oscillations autour de ce point.

La figure 2.35 présente la trajectoire de poursuite de PPM lors des changements de température

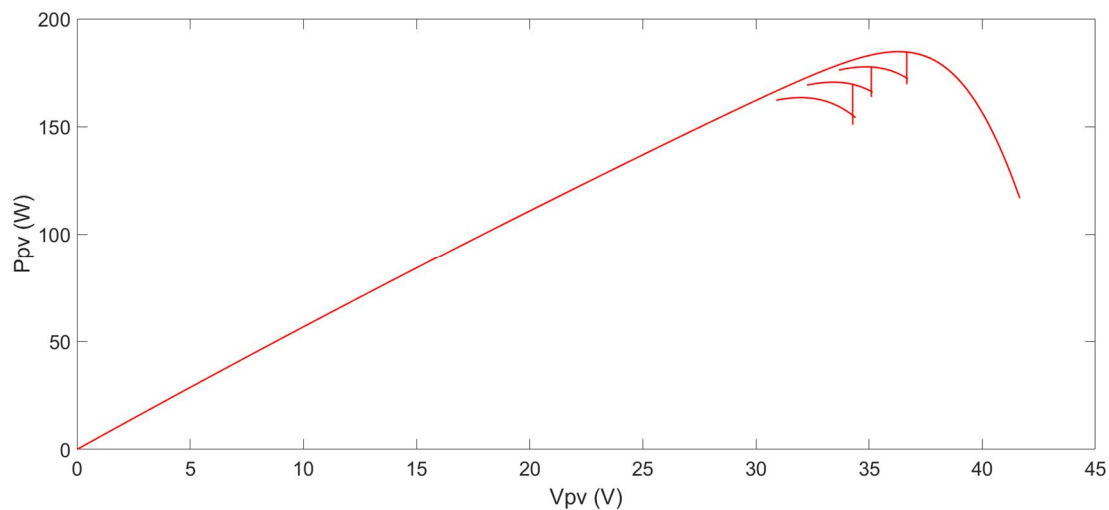


Figure 2.35 : Trajectoire du PPM sous une commande HC lors des variations brusques de la température

II.4.1.3. Algorithme incrémentation de la conductance (INC-COND)

Dans différentes situations et conditions, la méthode INC-COND est utilisée pour commander le système photovoltaïque, tout comme les deux méthodes précédentes (P&O et HC).

Premier scénario : Conditions climatiques standards

La figure 2.36 montre les différentes grandeurs électriques résultant de la réponse du système sous des conditions atmosphériques standards, en utilisant la méthode INC-COND.

La figure 2.37 illustre le rapport cyclique.

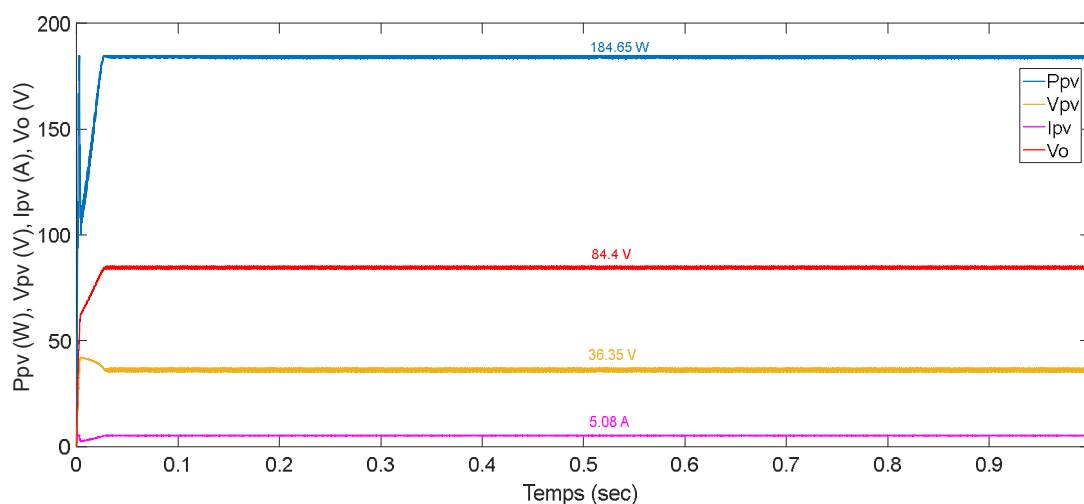


Figure 2.36 : Grandeurs électriques obtenues par la commande INC-COND sous des conditions climatiques standards

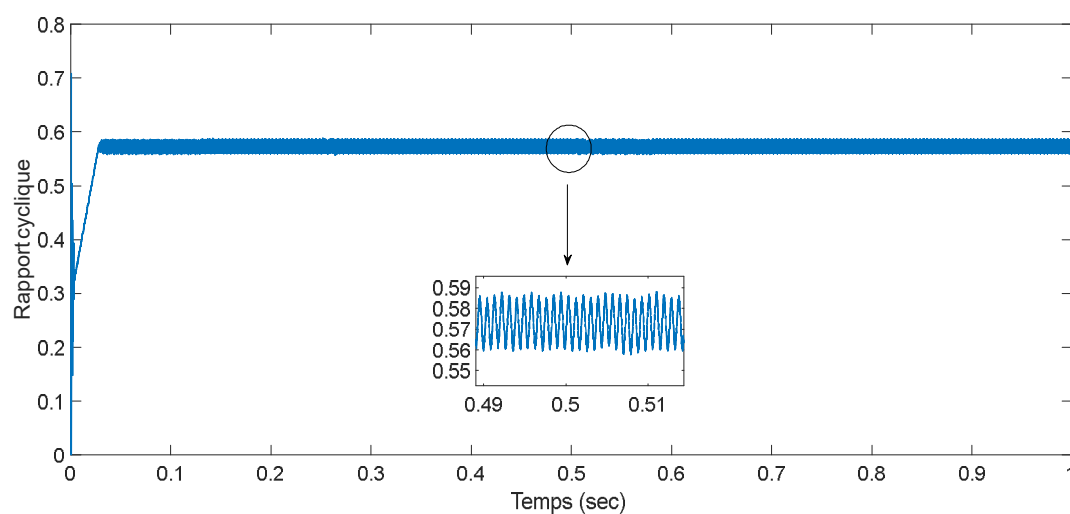


Figure 2.37 : Rapport cyclique obtenu par la commande INC-COND sous des conditions climatiques standards

Les résultats indiquent que le point de fonctionnement oscille autour du PPM, engendrant des oscillations.

Deuxième scénario : Variation de l'éclairement

Le système photovoltaïque est soumis à une variation de l'éclairement, (comme illustré à la figure 2.20), ce système est contrôlé par l'algorithme INC-COND. Les résultats des grandeurs électriques sont présentés à la figure 2.38, tandis que le rapport cyclique est illustré à la figure 2.39.

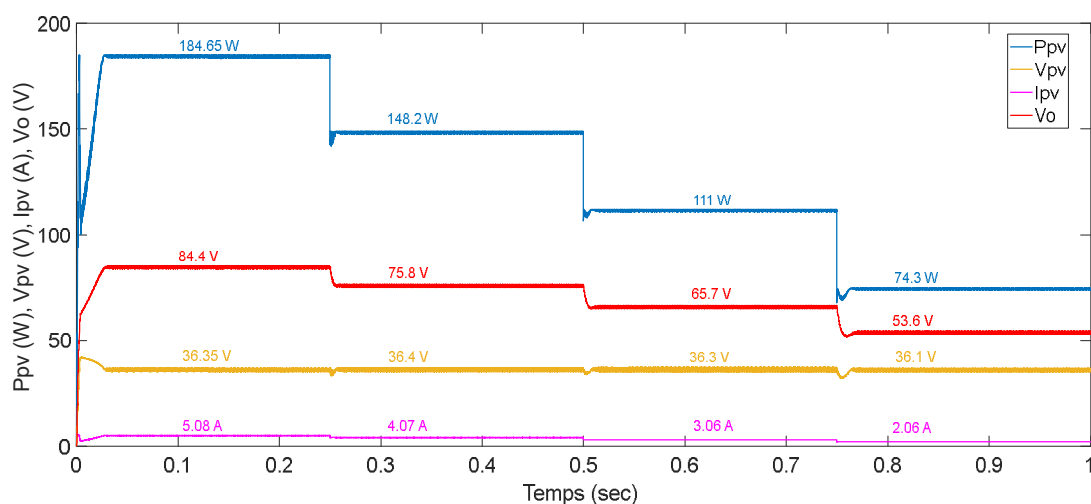


Figure 2.38 : Grandeurs électriques obtenues par la commande INC-COND lors des variations brusques de l'éclairement.

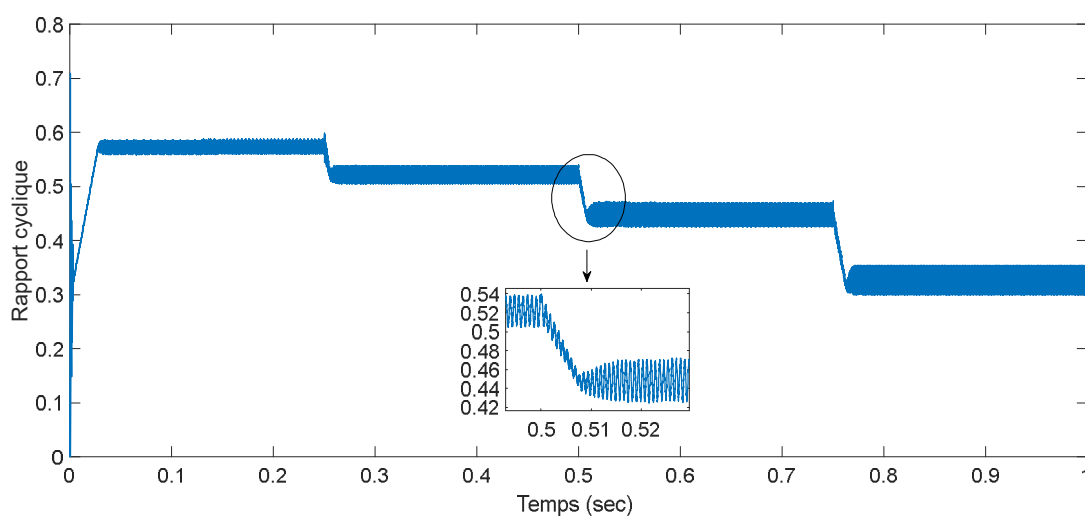


Figure 2.39 : Rapport cyclique obtenu par la commande INC-COND lors des variations brusques de l'éclairement

Les résultats montrent qu'après un changement brusque de l'éclairement. La méthode INC-COND suit rapidement le nouveau PPM, et dépasse celui-ci avant de pouvoir revenir.

La trajectoire de poursuite du PPM est illustrée dans la figure 2.40

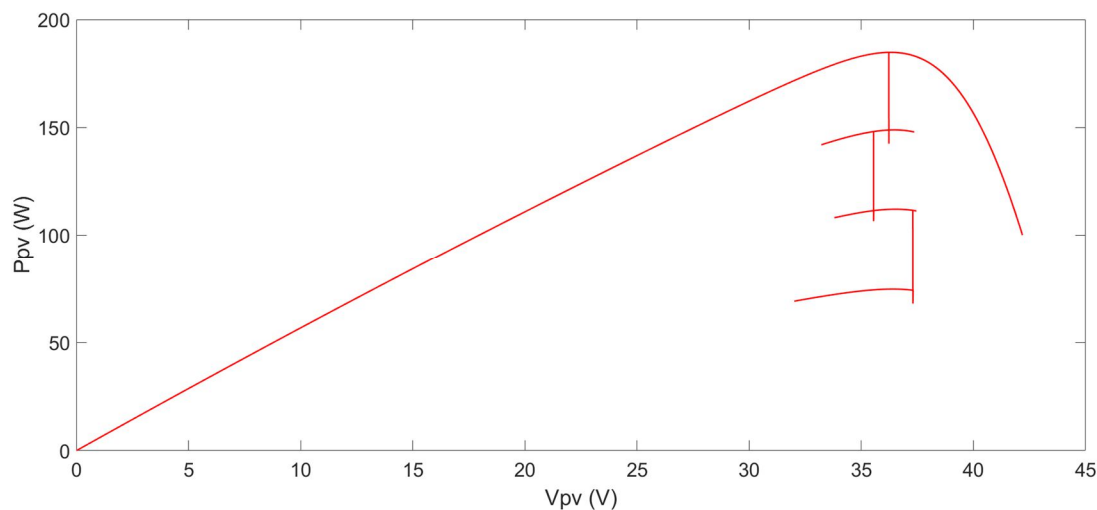


Figure 2.40 : Trajectoire du PPM sous une commande INC-COND lors des variations brusques de l'éclairement

Troisième scénario : Température variable

Dans ce scénario, nous analysons l'influence d'une variation brusque de la température (voir la figure 2.24) sur les réponses du système, notamment les mesures électriques comme illustrées dans la Figure 2.41.

Le rapport cyclique correspondant est illustré dans la figure 2.42.

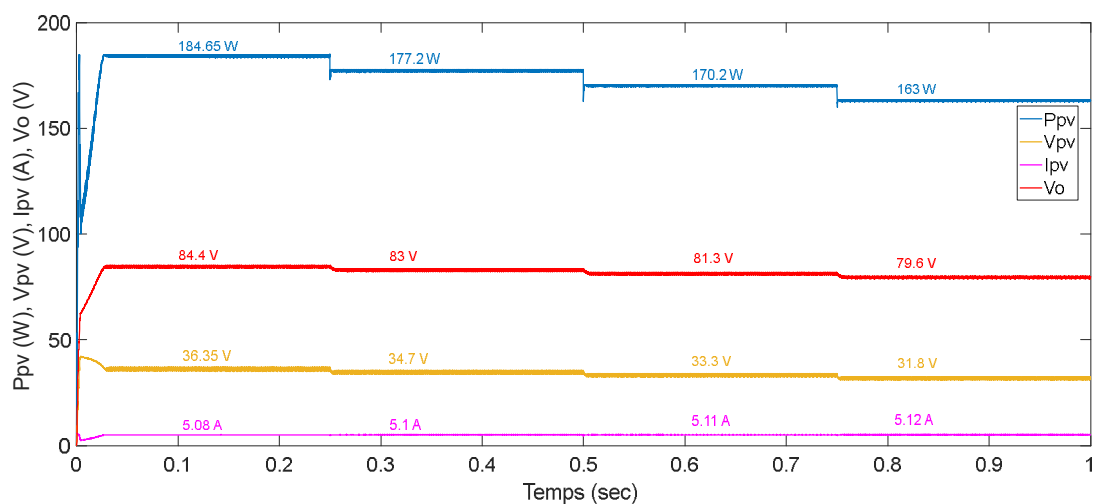


Figure 2.41 : Grandeurs électriques obtenues par la commande INC-COND lors des variations brusques de la température

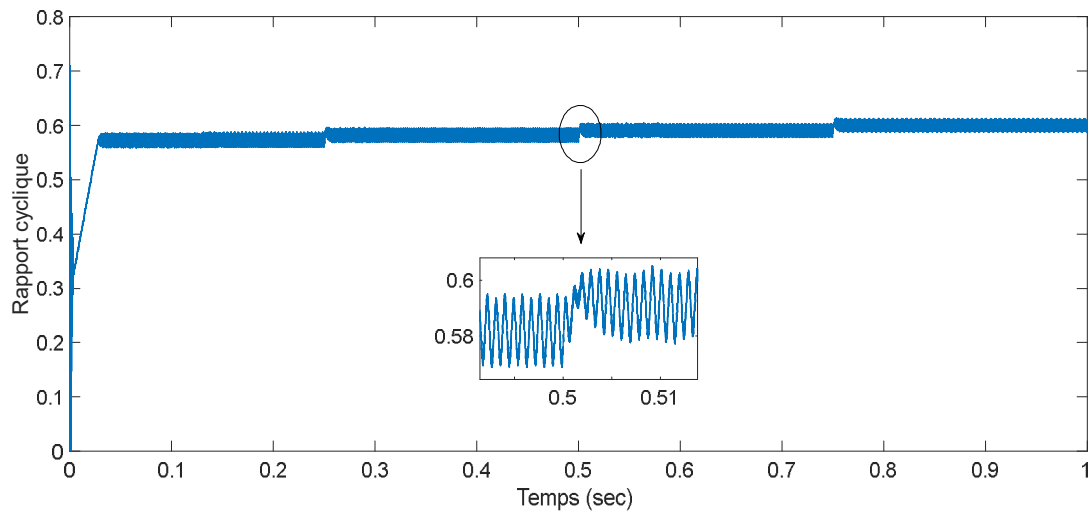


Figure 2.42 : Rapport cyclique obtenu par la commande INC-COND lors des variations brusques de la température

Nous constatons que le point de fonctionnement reste proche du PPM, même en présence d'un changement brutal de température. Il est toujours observé que le PPM est dépassé après la variation, avant que le système ne s'y stabilise à nouveau.

La figure 2.43 illustre la trajectoire de suivi du PPM.

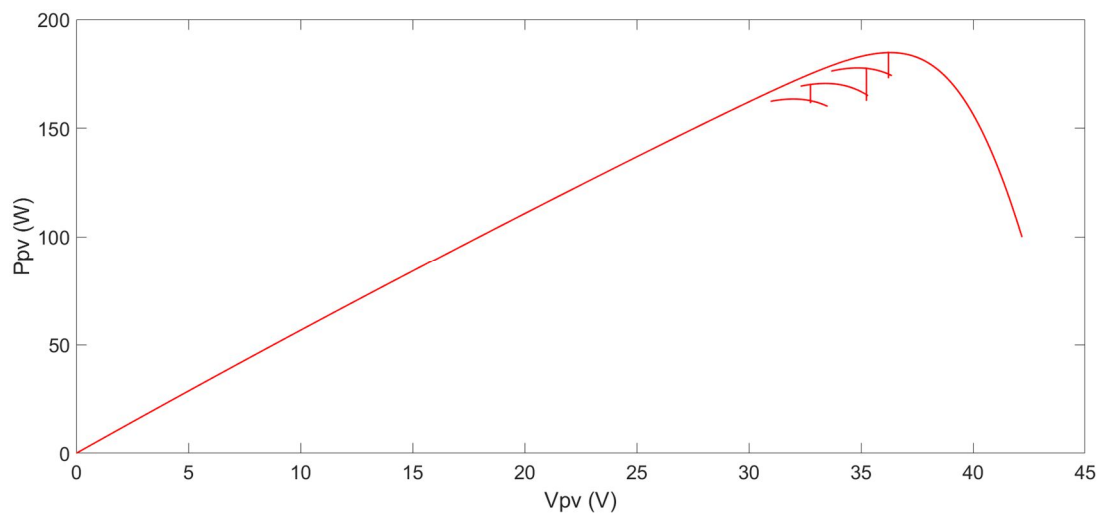


Figure 2.43 : Trajectoire du PPM sous une commande INC-COND lors des variations brusques de la température

II.4.2. Simulation de diverses techniques modernes

Nous utilisons désormais des techniques modernes pour simuler le système photovoltaïque. Comme précédemment, chaque méthode est évaluée à travers trois scénarios météorologiques distinctes :

Le premier scénario : Correspond à des conditions météorologiques standard ($G=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25 \text{ °C}$).

Le deuxième scénario : Considère une température constante ($T=25 \text{ °C}$) tandis que l'éclairement varie (voir figure 2.20).

Le troisième scénario : Maintient un éclairement constant ($G=1000 \text{ W/m}^2$), alors que la température varie (voir figure 2.24).

II.4.2.1. Algorithme logique floue (FLC)

Dans le cadre du système photovoltaïque, nous appliquons un algorithme à base de la logique floue pour assurer le suivi du PPM dans chacun des trois scénarios météorologiques.

Premier scénario : Conditions climatiques standards

Le système est simulé dans des conditions météorologiques constantes ($G=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25 \text{ °C}$). La figure 2.44 montre les différentes grandeurs électriques, tandis que la figure 2.45 illustre le rapport cyclique.

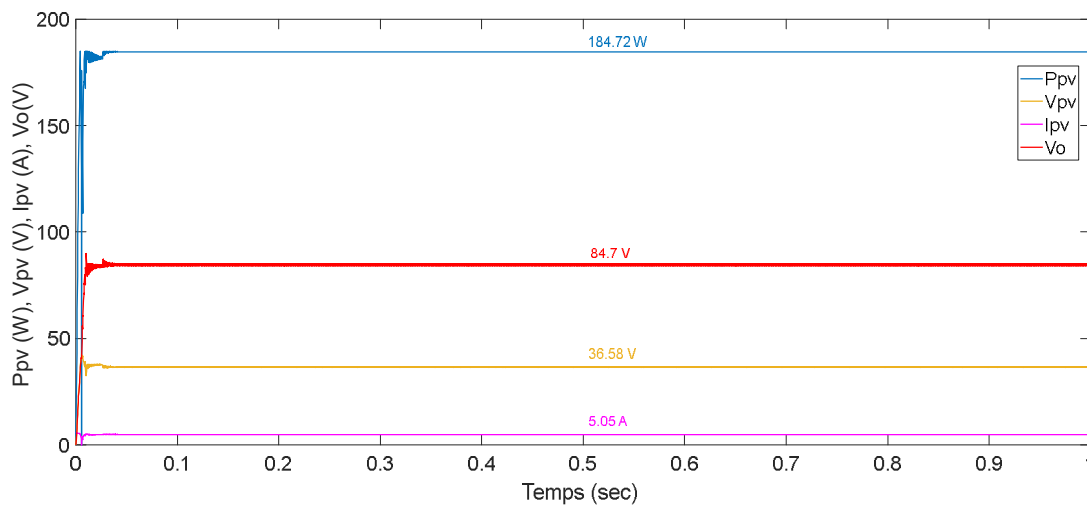


Figure 2.44 : Grandeurs électriques obtenues par la commande FLC sous des conditions climatiques standards

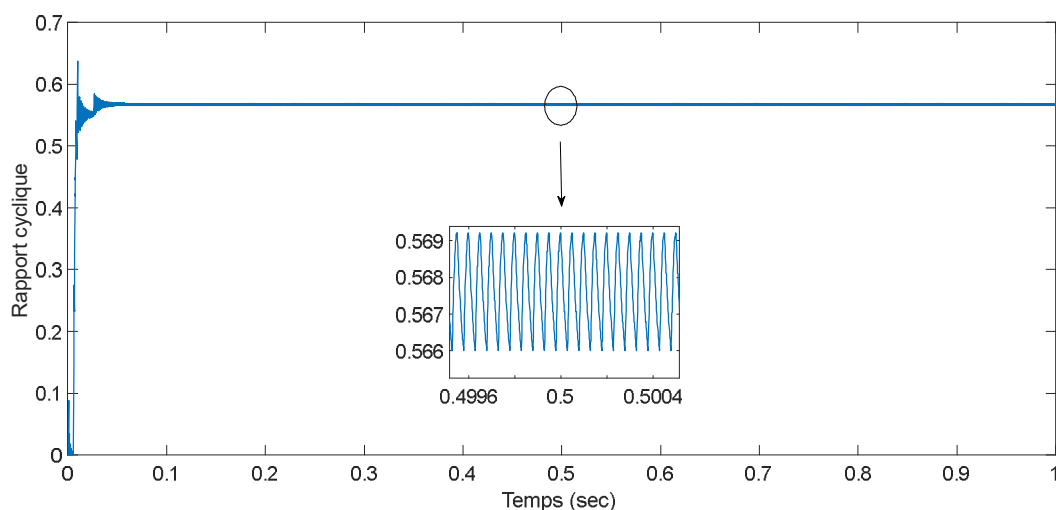


Figure 2.45 : Rapport cyclique obtenu par la commande FLC sous des conditions climatiques standards

On remarque que le temps de réponse est bref et on observe l'absence d'oscillations, ce qui indique que le point de fonctionnement coïncide avec le PPM.

Deuxième scénario : Variation de l'éclairement

Dans ce scénario, la température est maintenue constante à 25 °C, tandis que l'éclairement change brusquement (voir figure 2.20).

La figure 2.46 illustre les différentes grandeurs électriques, tandis que la figure 2.47 montre le rapport cyclique.

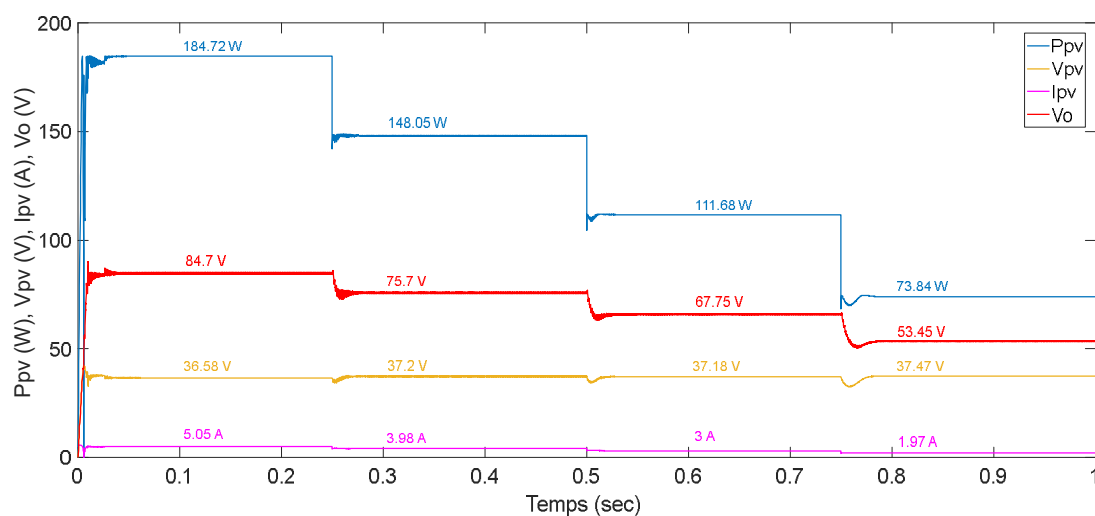


Figure 2.46 : Grandeurs électriques obtenues par la commande FLC lors des variations brusques de l'éclairement

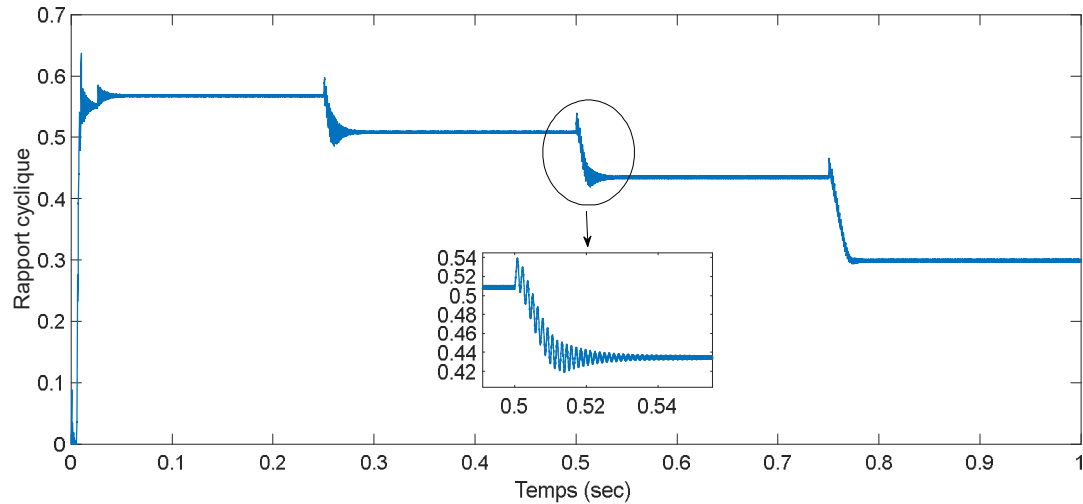


Figure 2.47 : Rapport cyclique obtenu par la commande FLC lors des variations brusques de l'éclairement

D'après les résultats, nous remarquons l'absence d'oscillations, ce qui témoigne de la grande précision du poursuite du PPM. On constate également quelques dépassement au moment des changements du PPM.

La figure 2.48 illustre la trajectoire de poursuite de point de puissance maximale.

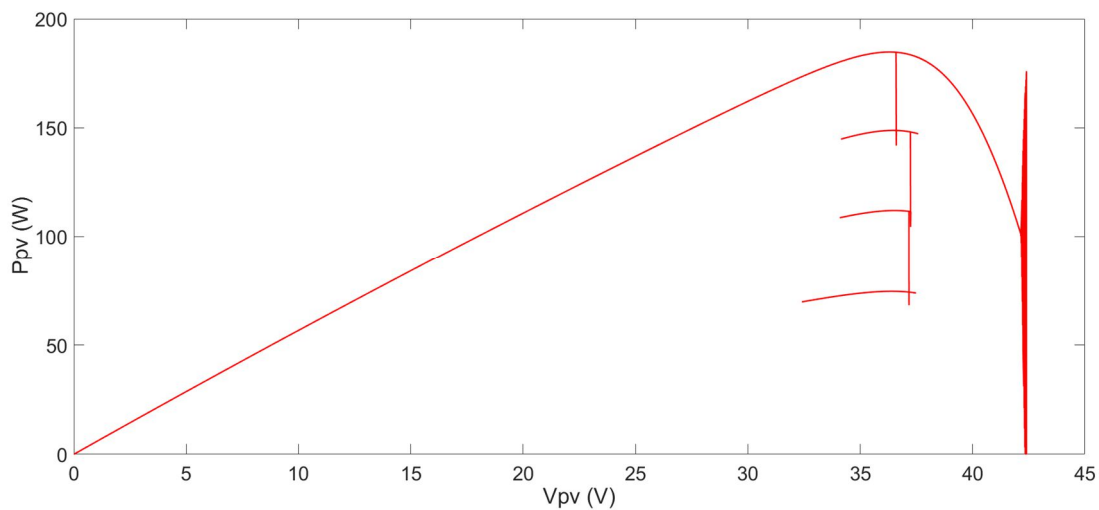


Figure 2.48 : Trajectoire du PPM sous une commande FLC lors des variations brusques de l'éclairement

Troisième scénario : Température variable

Maintenant, nous fixons l'éclairement à 1000 W/m^2 , avec une variation de la température selon la figure 2.24.

La figure 2.49 présente les différentes grandeurs électriques, tandis que la figure 2.50 illustre le rapport cyclique.

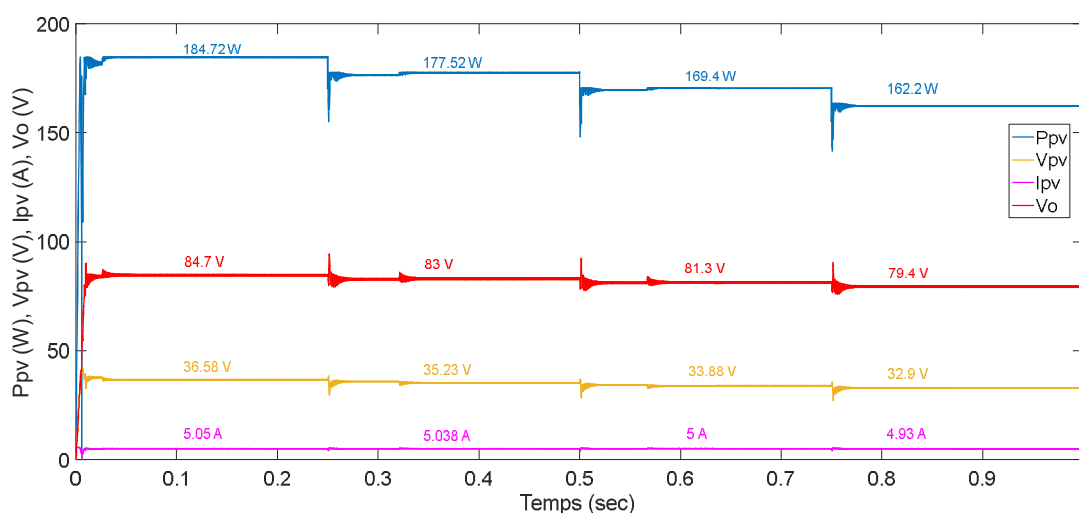


Figure 2.49 : Grandeurs électriques obtenues par la commande FLC lors des variations brusques de la température

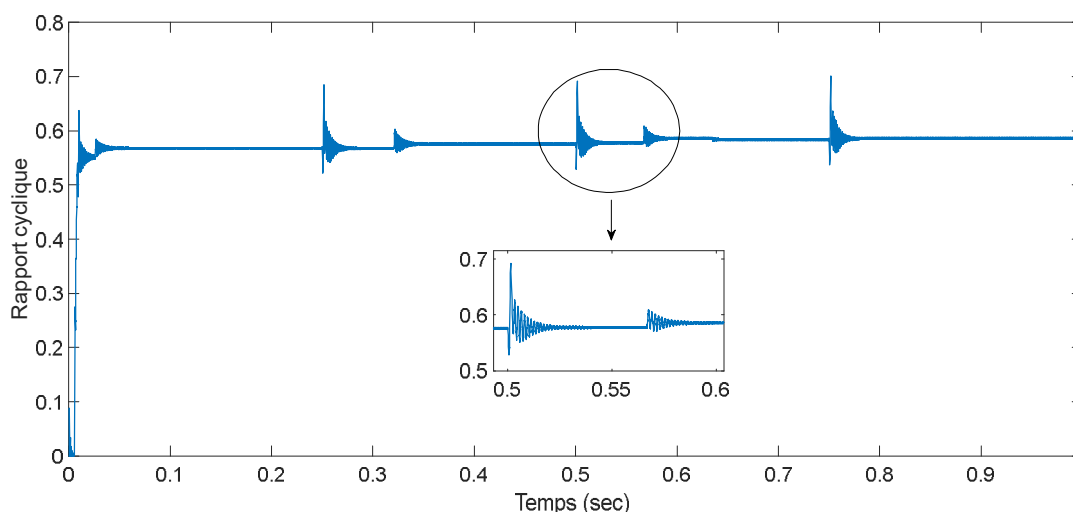


Figure 2.50 : Rapport cyclique obtenu par la commande FLC lors des variations brusques de la température

Nous observons une précision dans le suivi du point de puissance maximale, particulièrement en régime permanent. Néanmoins, quelques dépassements sont observés lors du changement de PPM.

La trajectoire de poursuite de point de puissance maximale est illustrée dans la figure 2.51.

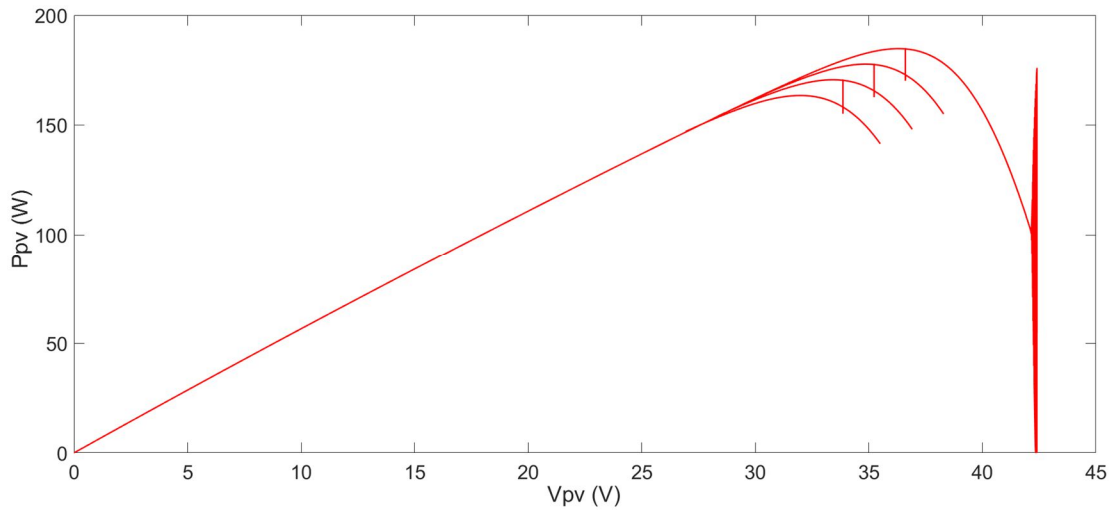


Figure 2.51 : Trajectoire du PPM sous une commande FLC lors des variations brusques de la température

II.4.2.2. Algorithme mode glissant (SMC)

Nous examinons maintenant le suivi du PPM dans un système photovoltaïque par la commande mode glissant pour les trois scénarios météorologiques.

Premier scénario : Conditions climatiques standards

Nous appliquons la méthode de commande par mode glissant dans des conditions climatiques standards ($G=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$), la figure 2.52 qui présente différentes grandeurs électriques, tandis que la figure 2.53 présente le rapport cyclique.

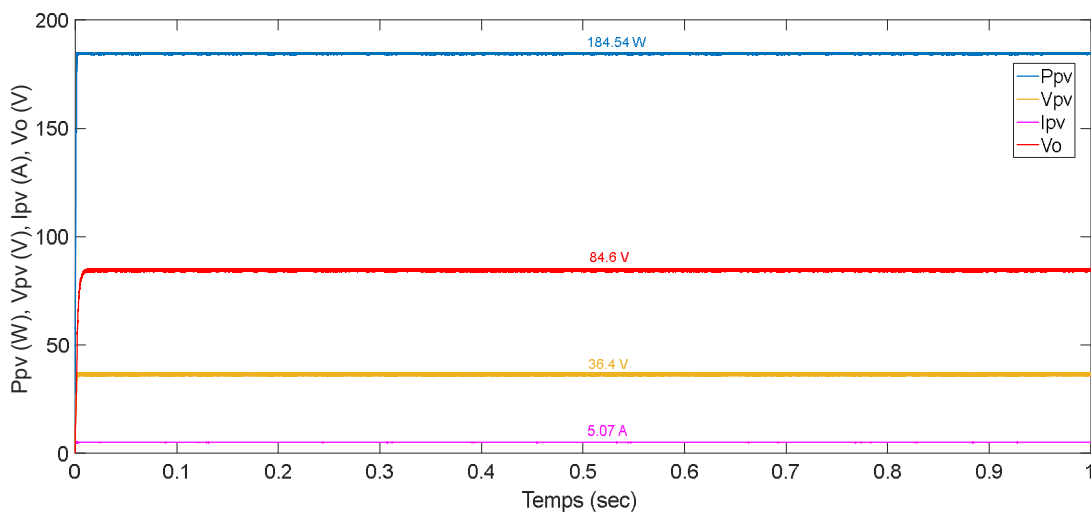


Figure 2.52 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SMC sous des conditions climatiques standards

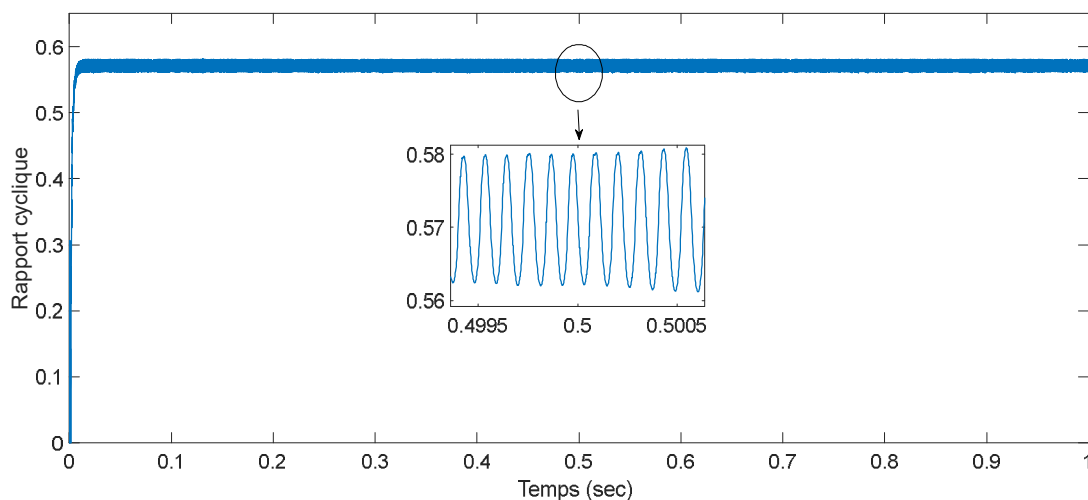


Figure 2.53 : Rapport cyclique obtenu par la commande SMC sous des conditions climatiques standards

On constate que le point de fonctionnement se rapproche du PPM dans un temps de réponse extrêmement bref. On observe également quelques oscillations dues au commande discontinue, connues sous le nom de phénomène de broutement.

Deuxième scénario : Variation de l'éclairement

Dans ce scénario, l'éclairement varie comme illustré dans la figure 2.20, tandis que la température est maintenue constante à 25 °C.

La figure 2.54 illustre les réponses du système en terme de grandeurs électriques, tandis que la figure 2.55 illustre le rapport cyclique.

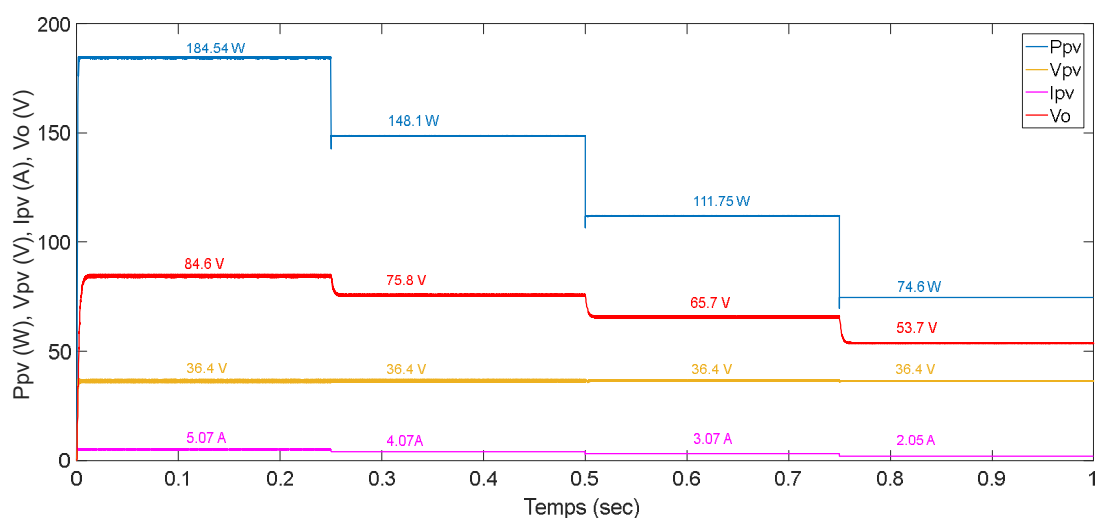


Figure 2.54 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SMC lors des variations brusques de l'éclairement

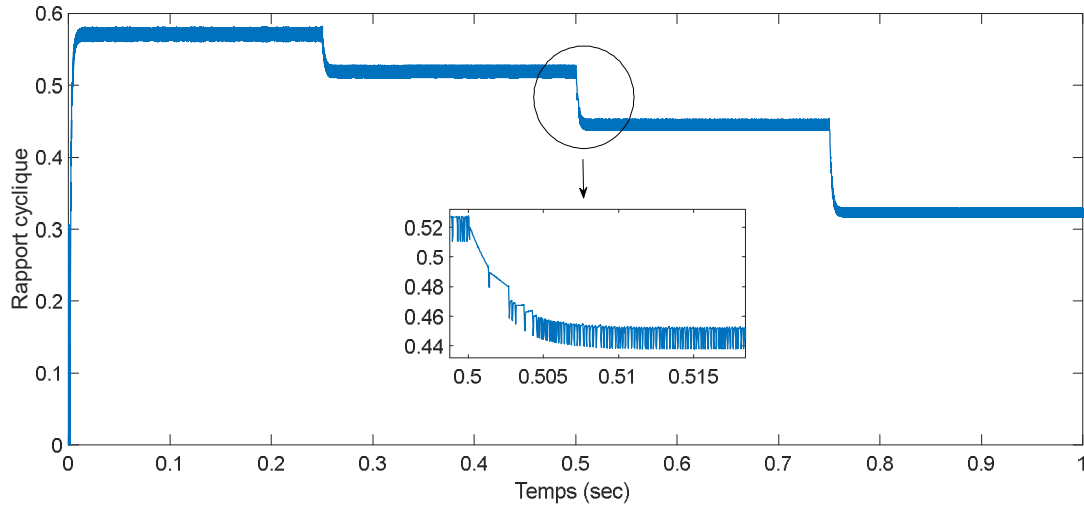


Figure 2.55 : Rapport cyclique obtenu par la commande SMC lors des variations brusques de l'éclairement

Il est à noter que le temps de réponse est extrêmement bref. De plus, le point de fonctionnement atteint rapidement le PPM après un changement de l'éclairement. Cependant, quelques oscillations ont été observées, due au phénomène de broutement.

La trajectoire de poursuite de PPM est donnée par la figure 2.56.

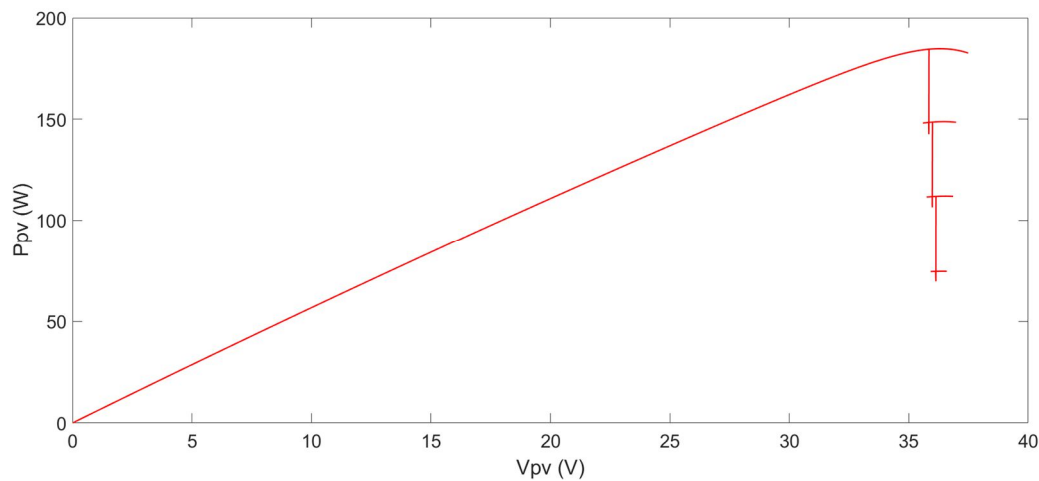


Figure 2.56 : Trajectoire du PPM sous une commande SMC lors des variations brusques de l'éclairement

Troisième scénario : Température variable

La simulation est effectuée avec une température variable, comme le montre la figure 2.24, tandis que l'éclairement maintenu constant.

La figure 2.57 et 2.58 présentent respectivement les réponses du système et le rapport cyclique.

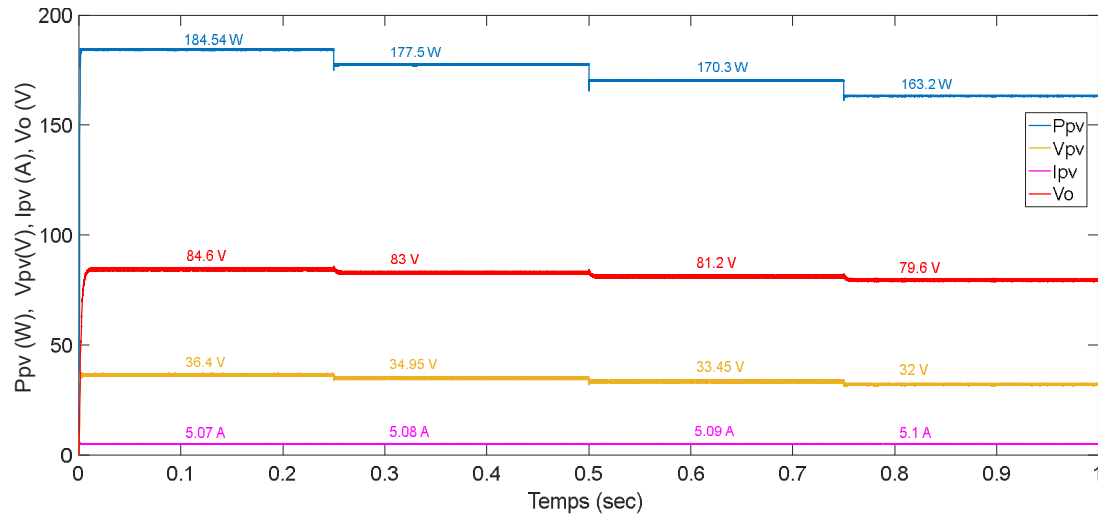


Figure 2.57 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SMC lors des variations brusques de la température

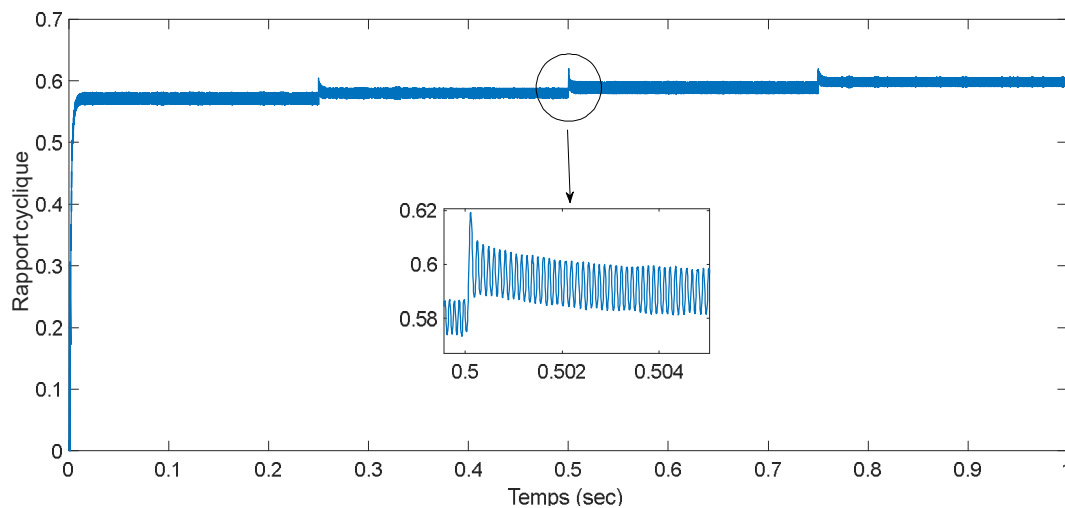


Figure 2.58 : Rapport cyclique obtenu par la commande SMC lors des variations brusques de la température

Les résultats montrent que la commande par mode glissant est capable de maintenir le point de puissance maximale dans un laps de temps très court, malgré les variations de température, ce qui témoigne de sa robustesse. Le problème majeur de cette méthode réside dans le phénomène de broutement.

La trajectoire de suivi du PPM est présentée dans la figure 2.59.

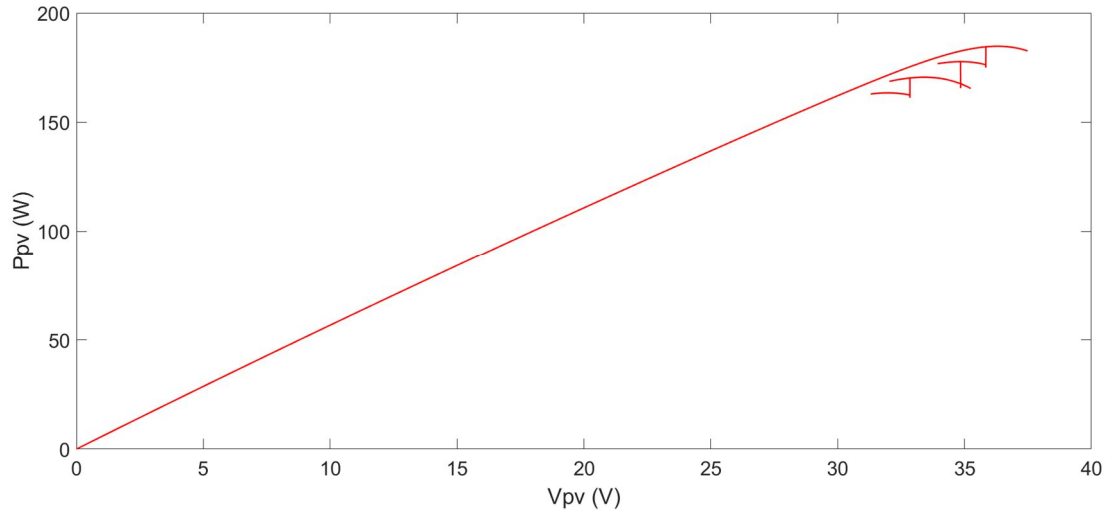


Figure 2.59 : Trajectoire du PPM sous une commande SMC lors des variations brusques de la température

II.4.2.3. Commande par intégral backstepping et mode glissant (IBSMC)

L'objectif est d'assurer du PPM d'un système photovoltaïque à l'aide d'un contrôleur intégral backstepping combinée au mode glissant, appliqué aux trois scénarios météorologiques précédemment évoqués.

Premier scénario : Conditions climatiques standards

Le suivi du point de puissance maximale d'un système photovoltaïque soumis à des conditions atmosphériques standard ($G=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25 \text{ °C}$), permet d'obtenir les réponses de grandeurs électriques illustrées dans la Figure 2.60, accompagnées du signal de rapport cyclique présentée dans la figure 2.61.

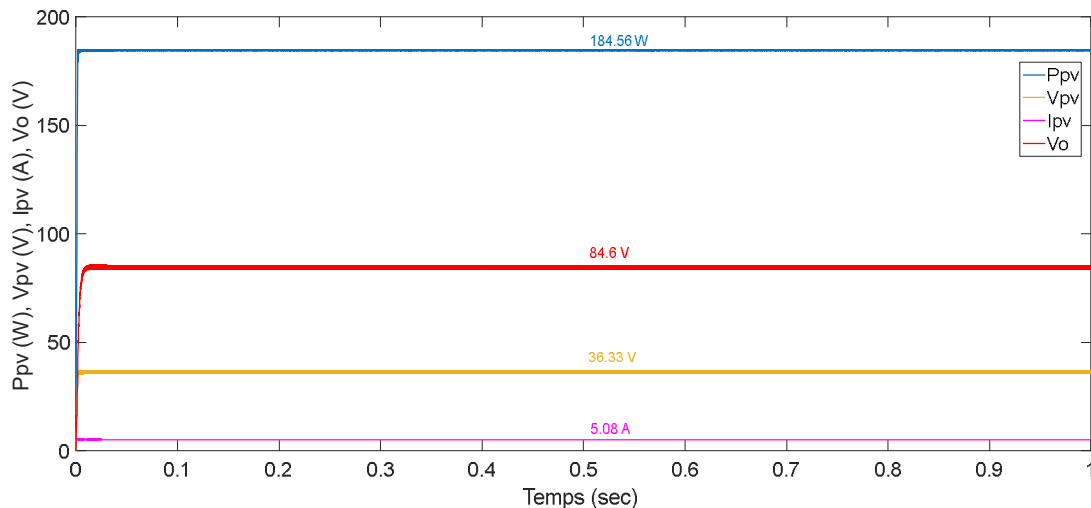


Figure 2.60 : Grandeurs électriques obtenues par la commande IBSMC sous des conditions climatiques standards

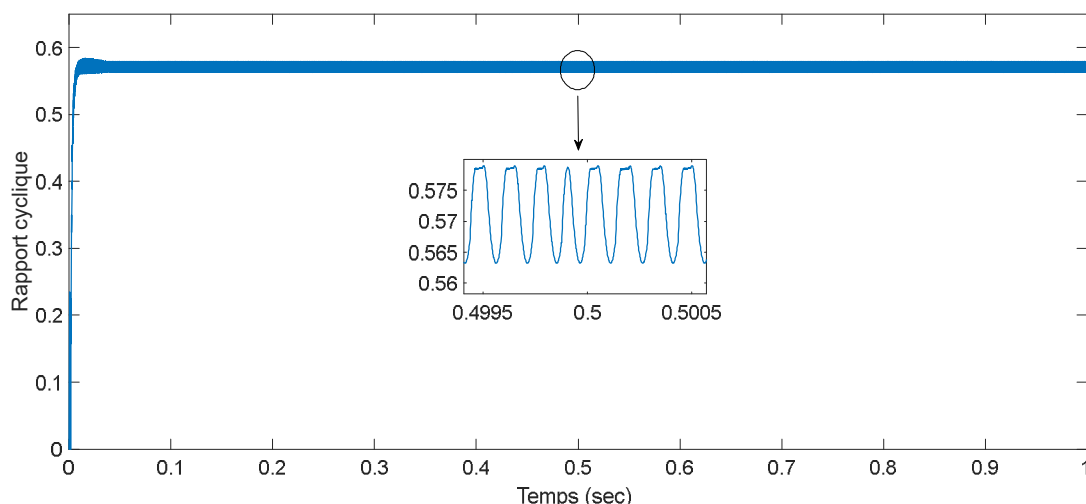


Figure 2.61 : Rapport cyclique obtenu par la commande IBSMC sous des conditions climatiques standards

Nous observons une réponse rapide des différentes grandeurs électriques, avec une grande précision dans le suivi du PPM, démontrant ainsi sa concordance avec le point de fonctionnement. Cela confirme que le phénomène de broutement a été éliminé dans l'algorithme SMC.

Deuxième scénario : Variation de l'éclairement

Le système est maintenant soumis à une variation de l'éclairement comme indiqué dans la figure 2.20, tandis que la température est maintenue constante à 25 °C. Les réponses des grandeurs électriques correspondant à ces variations sont présentées dans la figure 2.62. Le signal de rapport cyclique correspondant est illustré dans la figure 2.63.

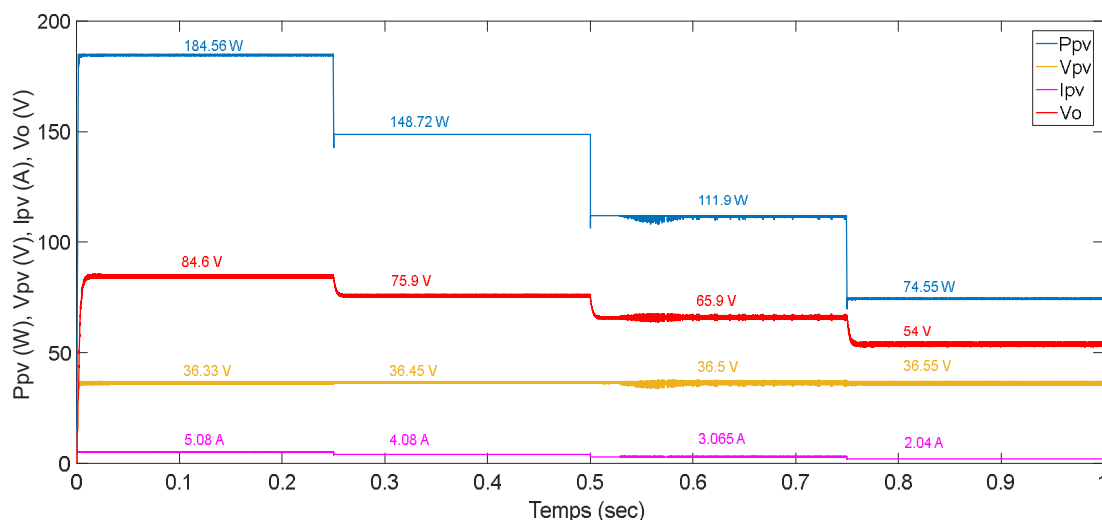


Figure 2.62 : Grandeurs électriques obtenues par la commande IBSMC lors des variations brusques de l'éclairement

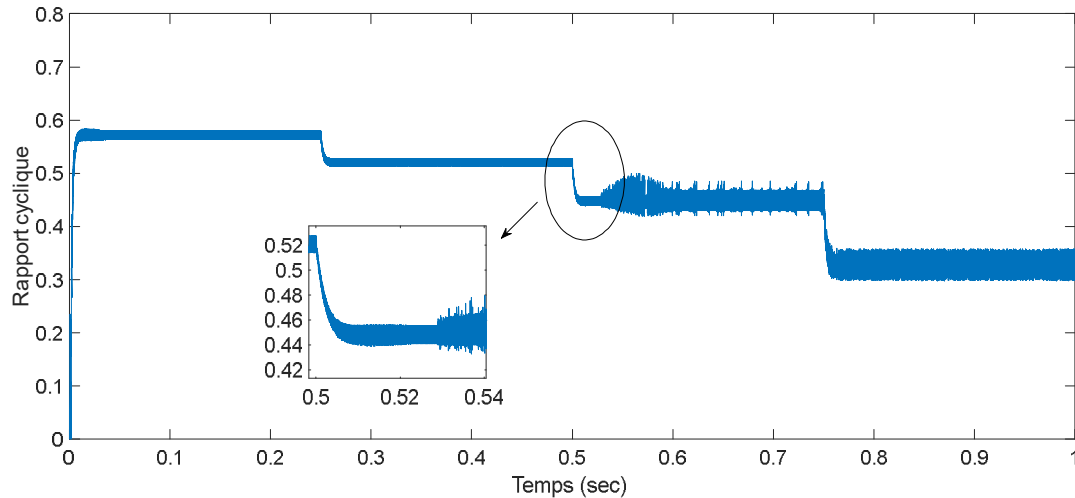


Figure 2.63 : Rapport cyclique obtenu par la commande IBSMC lors des variations brusques de l'éclairement

Les résultats montrent que l'algorithme IBSMC est capable de suivre le PPM, même après une variation brusque de l'éclairement. Toutefois, on observe quelques fluctuations dans les réponses lorsque l'éclairement à 600 W/m^2 .

La figure 2.64 présente la trajectoire de poursuite du point de puissance maximale.

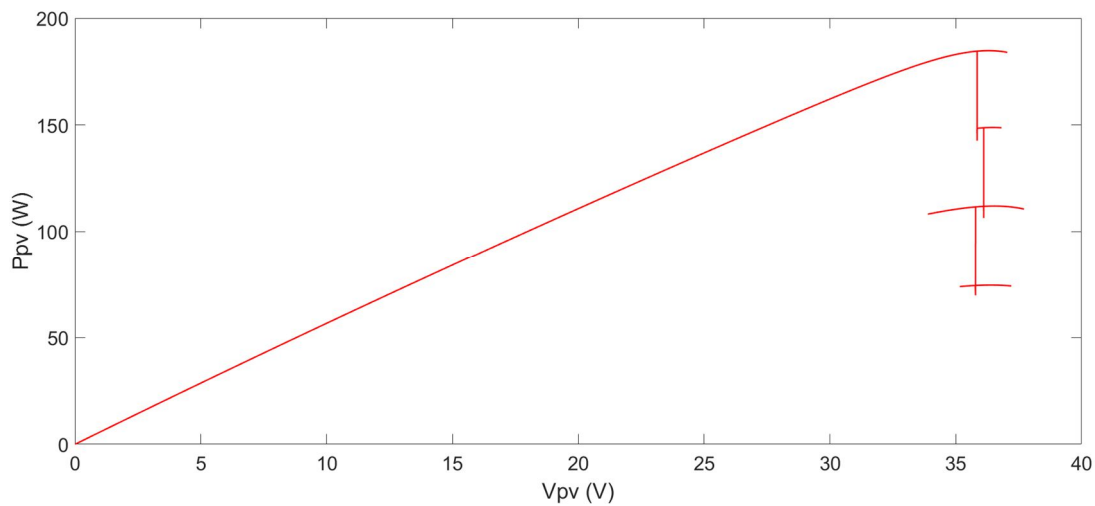


Figure 2.64 : Trajectoire du PPM sous une commande IBSMC lors des variations brusques de l'éclairement

Troisième scénario : Température variable

Dans ce scénario, la simulation est effectuée en fixant l'éclairement à 1000 W/m^2 , tandis que la température varie conformément à la figure 2.24.

La réponse des différentes grandeurs électriques est présentée dans la figure 2.65, tandis que la figure 2.66 illustre le signal du rapport cyclique.

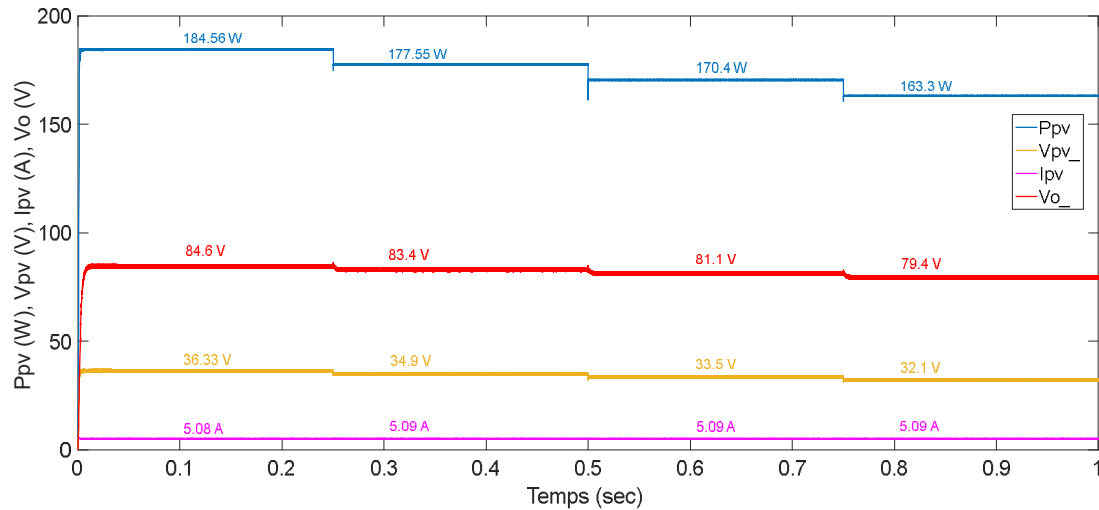


Figure 2.65 : Grandeurs électriques obtenues par la commande IBSCM lors des variations brusques de la température

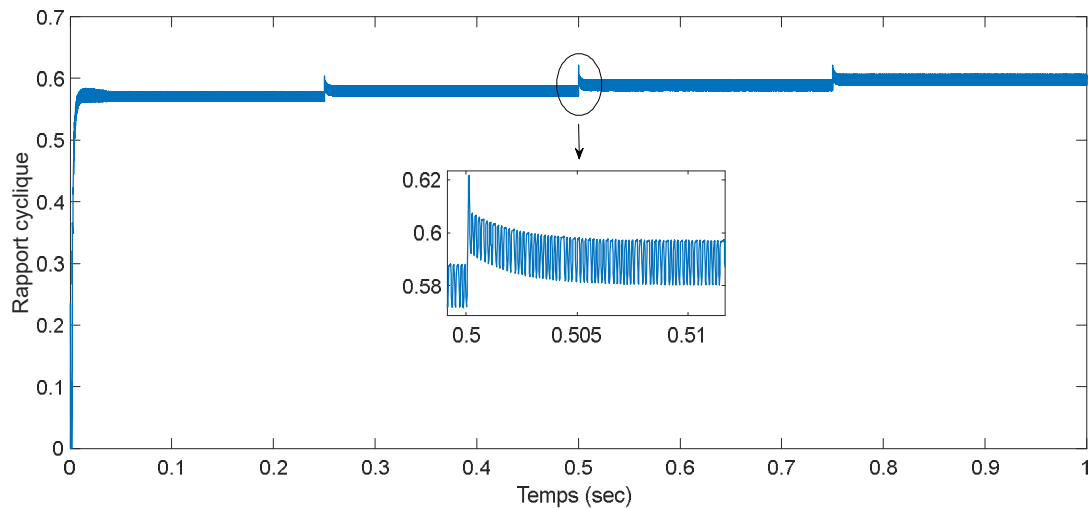


Figure 2.66 : Rapport cyclique obtenu par la commande IBSCM lors des variations brusques de la température

Il est observable que le point de fonctionnement reste proche du PPM, Nous notons la précision de l'algorithme dans sa capacité à répondre rapidement au nouveau point de puissance maximale, même après une variation brusque de température.

La trajectoire de suivi de PPM est présentée dans la figure 2.67.

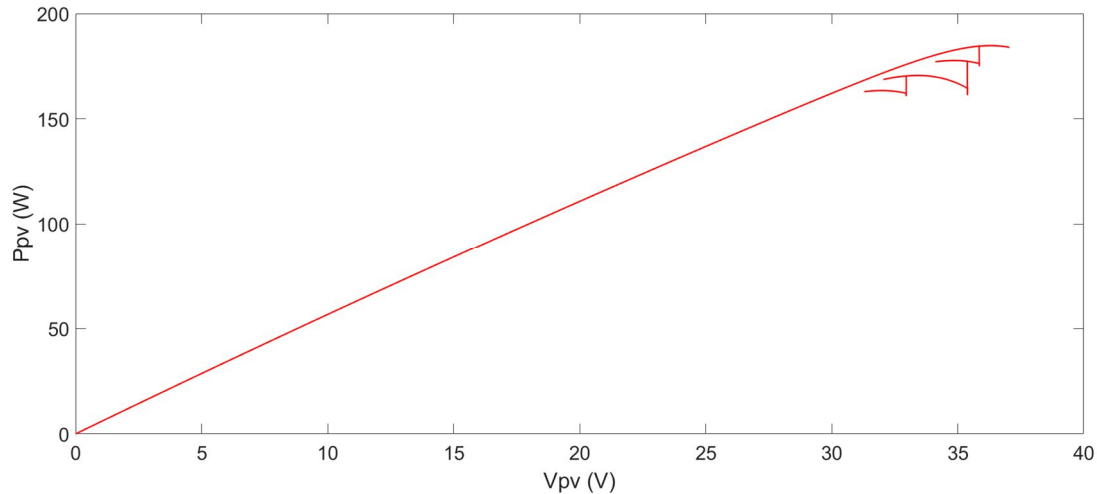


Figure 2.67 : Trajectoire du PPM sous une commande IBSMC lors des variations brusques de la température

II.4.2.4. Commande synergétique (SC)

Ces simulations permettent d'examiner le suivi du PPM en utilisant la méthode synergétique dans trois scénarios climatiques différents.

Premier scénario : Conditions climatiques standards

Dans ce cas, le système photovoltaïque est simulé sous des conditions climatiques standards ($G=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25 \text{ °C}$).

Les figures 2.68 et 2.69 illustrent respectivement les grandeurs électriques et le rapport cyclique.

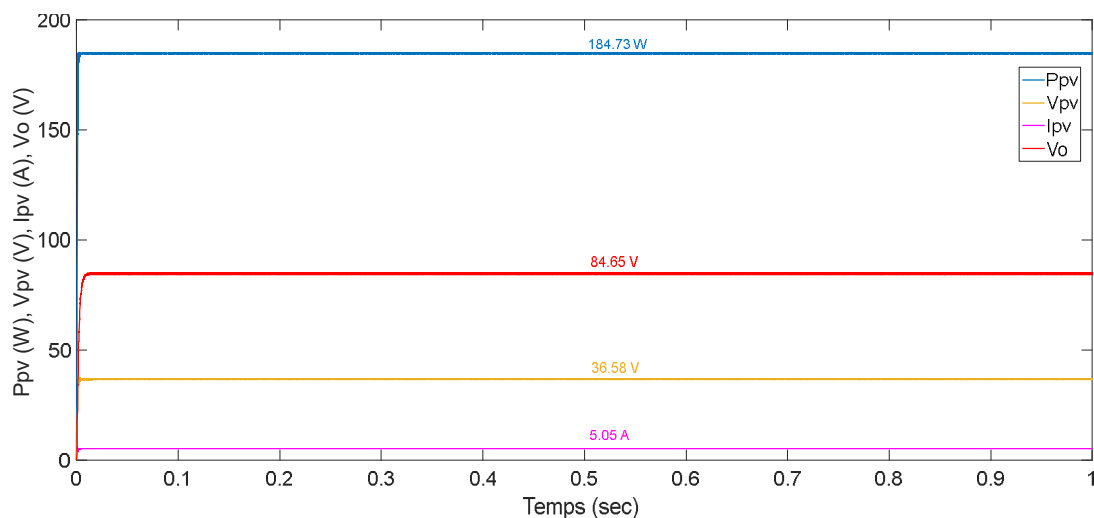


Figure 2.68 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SC sous des conditions climatiques standards

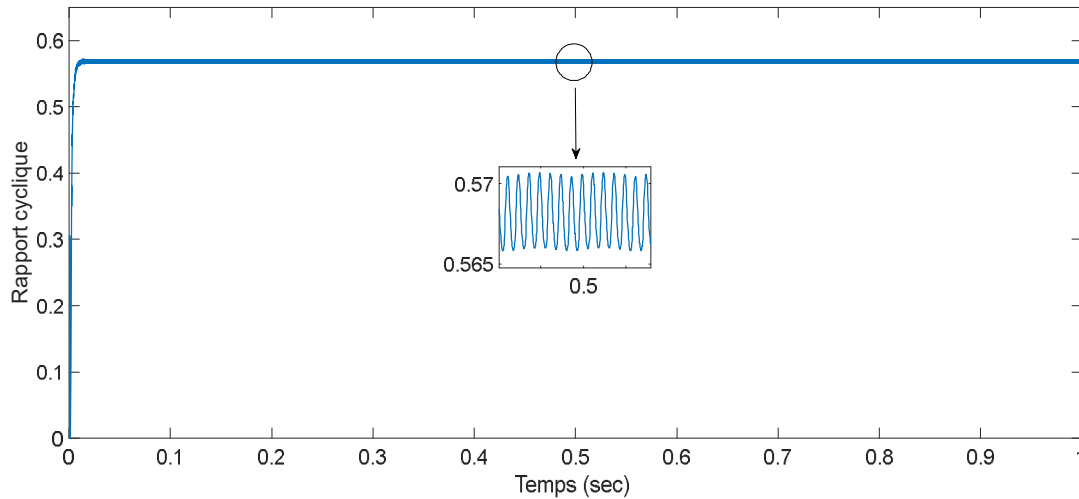


Figure 2.69 : Rapport cyclique obtenu par la commande SC sous des conditions climatiques standards

Les résultats démontrent que l'approche SC est capable de suivre le PPM avec un temps de réponse extrêmement court, tout en assurant une grande précision dans la concordance entre le point de fonctionnement et le PPM.

Deuxième scénario : Variation de l'éclairement

Dans ce scénario, la température est maintenue constante à 25 °C, le système est soumis à une variation de l'éclairement, comme illustré dans la figure 2.20. Les figures 2.70 et 2.71 illustrent respectivement les réponses du système et le signal de rapport cyclique.

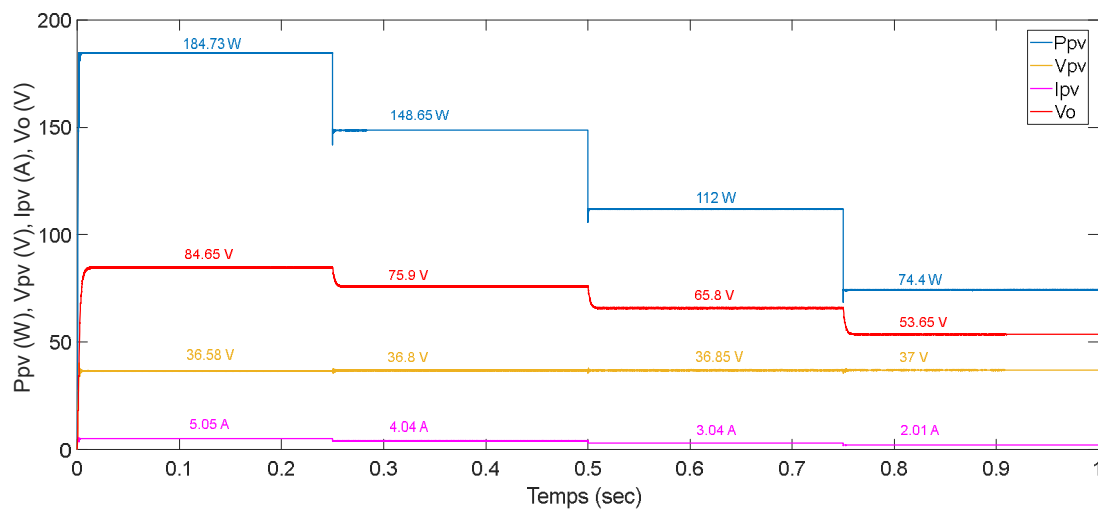


Figure 2.70 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SC lors des variations brusques de l'éclairement

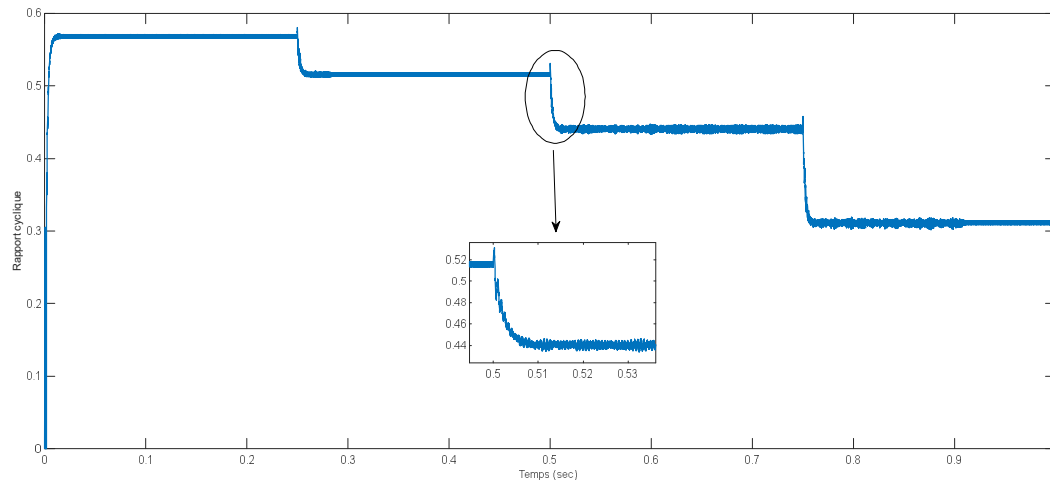


Figure 2.71 : Rapport cyclique obtenu par la commande SC lors des variations brusques de l'éclairement

Nous constatons que le point de fonctionnement se rapproche rapidement du PPM sans aucune oscillations, même pendant les changements de l'éclairement.

La trajectoire de suivi de PPM est présentée dans la figure 2.72.

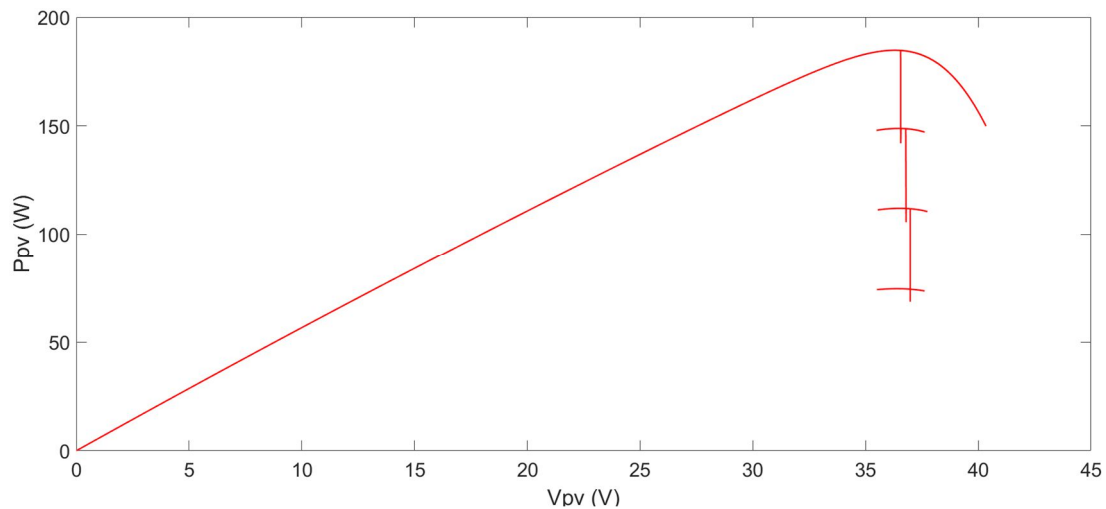


Figure 2.72 : Trajectoire du PPM sous une commande SC lors des variations brusques de l'éclairement

Troisième scénario : Température variable

Nous passons maintenant à une situation où l'éclairement est maintenu constant à 1000 W/m², tandis que la température varie selon la figure 2.24.

Les figures 2.73 et 2.74 présentent respectivement les résultats de la réponse du système et du rapport cyclique.

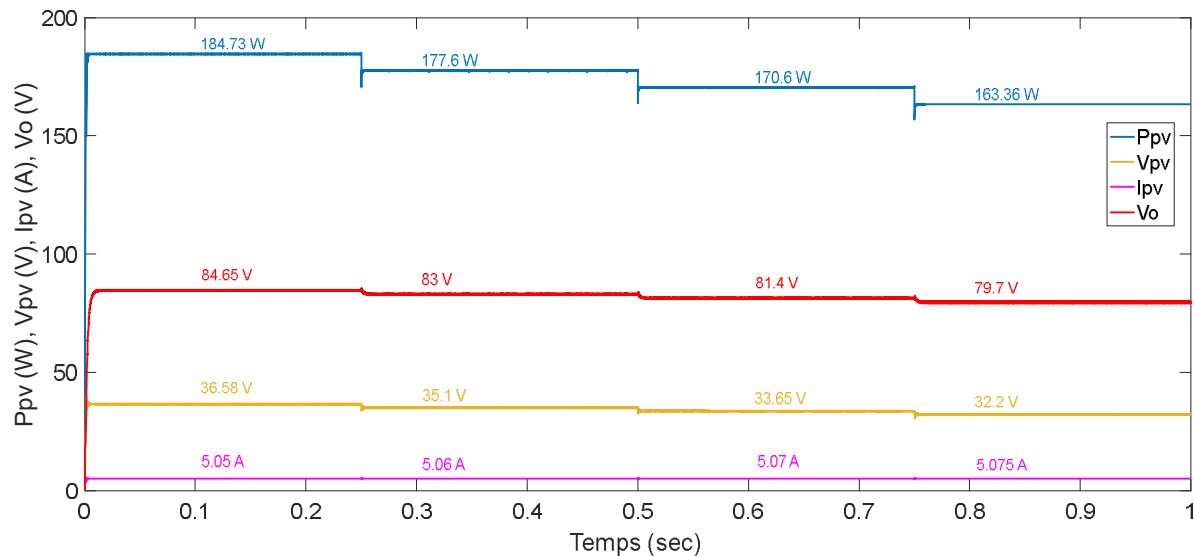


Figure 2.73 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SC lors des variations brusques de la température

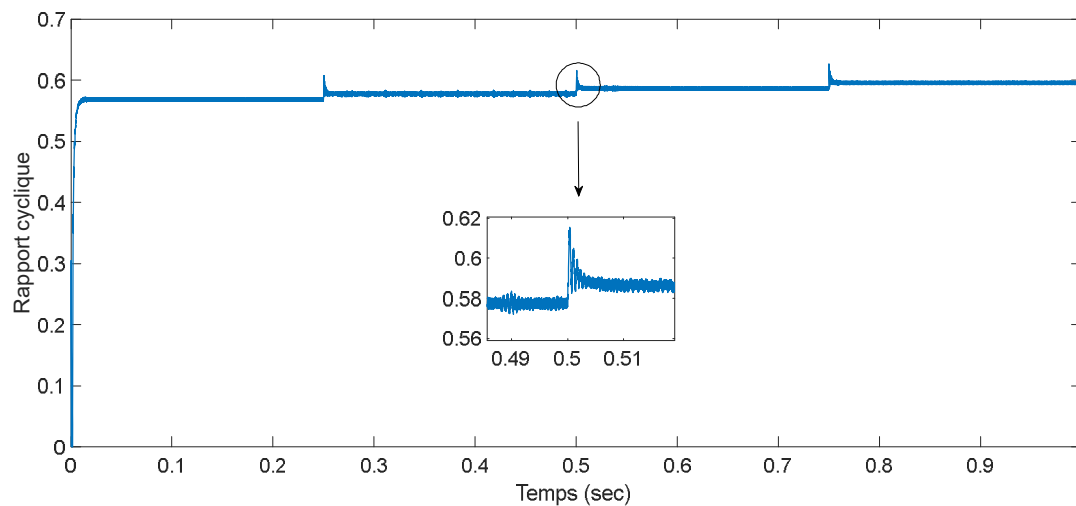


Figure 2.74 : Rapport cyclique obtenu par la commande SC lors des variations brusques de la température

Les données montrent que le point de fonctionnement coïncide avec le PPM, malgré des variations soudaines de température, sans apparition d'oscillation et avec un temps de réponse très court.

La figure 2.75 illustre la trajectoire de poursuite de point de puissance maximale.

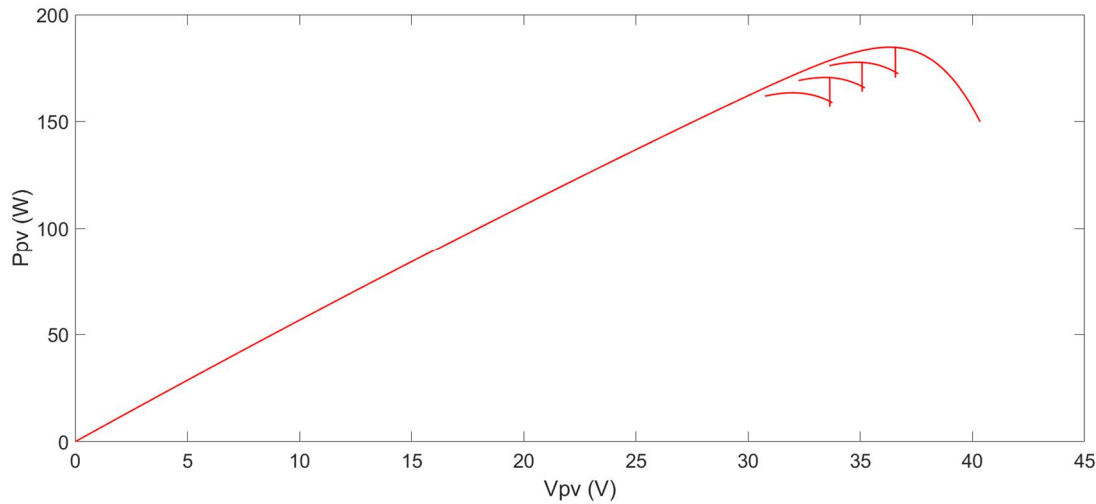


Figure 2.75 : Trajectoire du PPM sous une commande SC lors des variations brusques de la température

II.5. Etude de l'efficacité des techniques MPPT classiques et modernes

Dans le but d'évaluer la performance énergétique de chaque méthode MPPT dans le suivi du PPM, une analyse comparative a été réalisée entre diverses approches. Les méthodes classiques ont été comparées entre elles d'un côté, et les techniques modernes entre elles d'un autre côté. Cette étude repose sur trois critères principaux : le temps de réponse, l'oscillation de puissance et le taux d'efficacité. Ce dernier est exprimé par l'équation suivante [64] :

$$\text{Efficacité } (\eta) = \frac{P_{out}}{P_{MPPT}} \times 100 \quad (2.80)$$

II.5.1. Comparaison entre les techniques MPPT classiques

Cette analyse porte sur les méthodes classiques suivantes : Perturbation et observation (P&O), hill climbing (HC) et incrémentation de la conductance (INC-COND). Nous analysons la réponse de ses puissances sous les trois conditions climatiques étudiées, avant de procéder à une comparaison selon les trois critères définis.

Premier scénario : Conditions climatiques standards

Nous réalisons des simulations permettant de visualiser les réponses en puissance des méthodes classiques (P&O, HC et INC-COND) dans des conditions atmosphériques standards,

avec un éclairement de 1000 W/m^2 et une température constante à 25°C . La figure 2.76 illustre les réponses en puissance des méthodes classiques sous des conditions climatiques standards.

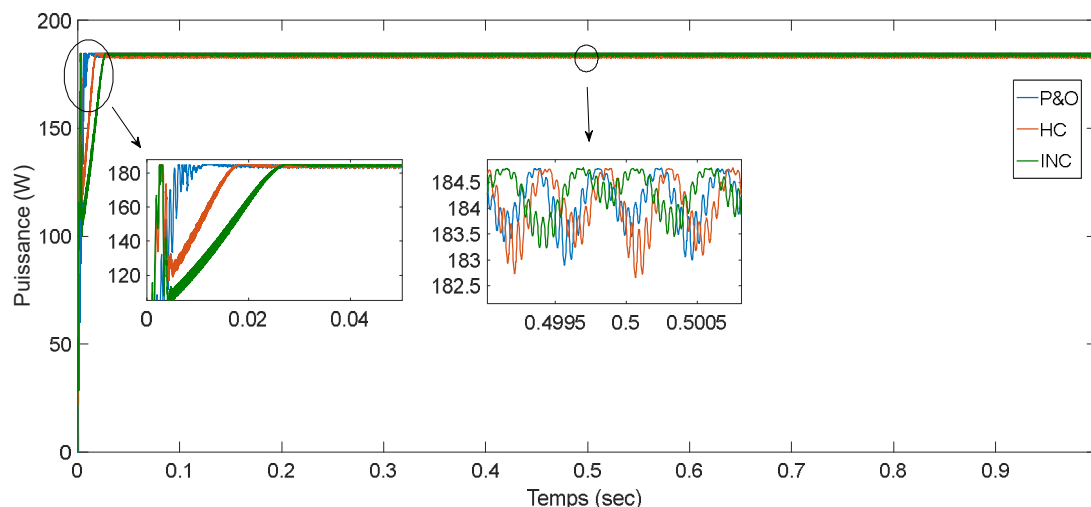


Figure 2.76 : Comparaison des puissances des différentes techniques MPPT classiques (P&O, HC et INC-COND) sous des conditions atmosphériques standards.

À partir des réponses de puissance illustrées dans la figure 2.76, nous observons que la méthode P&O offre la réponse la plus rapide avec 11.8 ms . La technique HC se positionne en deuxième position avec 18.5 ms , suivie par la méthode INC-COND avec 27.5 ms , les trois présentant des performances globalement proches.

On ce qui concerne les oscillations de puissance, la méthode INC-COND présente la plus faible oscillation avec 1.46 W , suivie de la méthode P&O avec 1.87 W , tandis que la technique HC affiche la plus grande fluctuation de 2.06 W , bien que les écarts restent modérés entre les méthodes.

Deuxième scénario : Variation de l'éclairement

Dans ce scénario, on compare les performances des méthodes classiques (P&O, HC et INC-COND) dans des conditions climatiques changeantes, où l'éclairement varie selon la figure 2.20, tandis que la température est maintenue constante à 25°C .

La figure 2.77 présente les réponses de puissance des techniques classiques face à une variation de l'éclairement.

Selon les réponses de puissance illustrées dans la figure 2.77, on observe que le délai de reprise du nouveau PPM après une variation rapide de l'éclairement est globalement similaire entre

les trois algorithmes. Toutefois, la méthode INC-COND présente une meilleure réactivité, suivie de la technique HC. Puis de l'algorithme P&O.

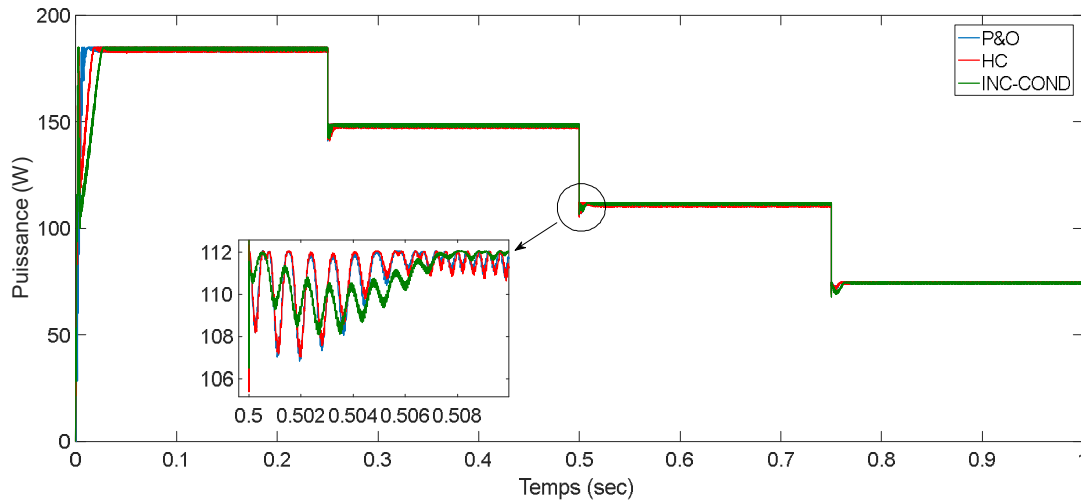


Figure 2.77 : Comparaison des puissances des différentes techniques MPPT classiques (P&O, HC et INC-COND) sous un éclairement variable et une température constante.

Troisième scénario : Température variable

Dans ce scénario, nous recueillons les puissances des méthodes conventionnelles (P&O, HC et INC-COND) sous des conditions climatiques changeantes. où l'éclairement est maintenu constant à 1000 W/m^2 , tandis que la température varie comme illustré dans la figure 2.24. La figure 2.78 illustre les réponses de puissance pour les méthodes classiques sous une température variable.

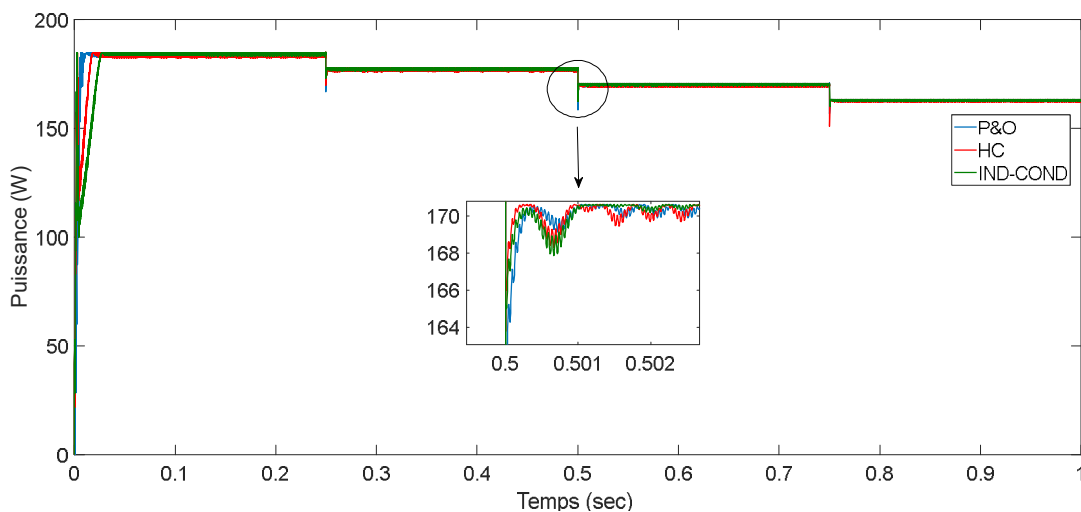


Figure 2.78 : Comparaison des puissances des différentes techniques MPPT classiques (P&O, HC et INC-COND) sous un éclairement constant et température variable.

Selon la figure 2.78, qui illustre les réponses de puissance, on remarque que la méthode INC-COND est la plus rapide à retrouver le PPM suite à une variation brusque de température. De plus, elle se distingue par les plus faibles oscillations parmi l'ensemble des techniques classiques. Elle est suivie par la méthode HC, puis par la méthode P&O, avec des différences modérées entre elles.

En se basant sur les résultats obtenus, et en se référant à l'équation 2.80, nous avons résumé les performances de chaque méthode MPPT classique dans le tableau 2.3 ci-dessous :

Tableau 2.3 : Performances des différents contrôleurs MPPT classiques

La méthode de commande MPPT	Temps de réponse (ms)	Oscillations de puissance (W)	Efficacité maximale η (%)
Commande perturbation et observation (P&O)	11.8	1.87	99.11
Commande Hill Climbing (HC)	18.5	2.06	98.96
Commande incrémentation de la conductance (INC-COND)	27.5	1.46	99.24

À partir des données présentées dans ce tableau, ainsi que des résultats obtenus précédemment, nous pouvons conclure que :

- **Temps de réponse** : la technique P&O est la plus rapide (11.8 ms), suivie de HC (18.5 ms), puis INC-COND (27.5 ms).
- **Réactivité au changement climatique** : INC-COND s'avère la plus performante, suivie de HC, puis P&O.
- **Oscillations de puissance** : INC-COND génère les plus faibles oscillations (1.46 W), suivie de P&O (1.87 W), et HC (2.06 W).
- **Efficacité** : l'algorithme INC-COND atteint la meilleure efficacité (99.24 %), suivi de P&O (99.11 %), puis de HC (98.96 %).

II.5.2. Comparaison entre les techniques MPPT modernes

Dans cette étape, nous réalisons une analyse comparative entre les méthodes modernes : commande par la logique floue (FLC), commande par mode glissant (SMC), commande intégral backstepping et mode glissant (IBSMC) et la commande synergétique (SC). Les performances de

ces algorithmes sont évaluées dans les trois conditions météorologiques, en tenant compte les mêmes critères que ceux appliqués aux méthodes classiques.

Premier scénario : Conditions climatiques standards

Des simulations ont été effectuées pour les quatre algorithmes modernes (FLC, SMC, IBSMC et SC) dans des conditions atmosphériques standards, où l'éclairement est de 1000 W/m^2 et la température est maintenue à 25°C . La figure 2.79 illustre les puissances obtenues par chaque méthode moderne sous des conditions météorologiques standards.

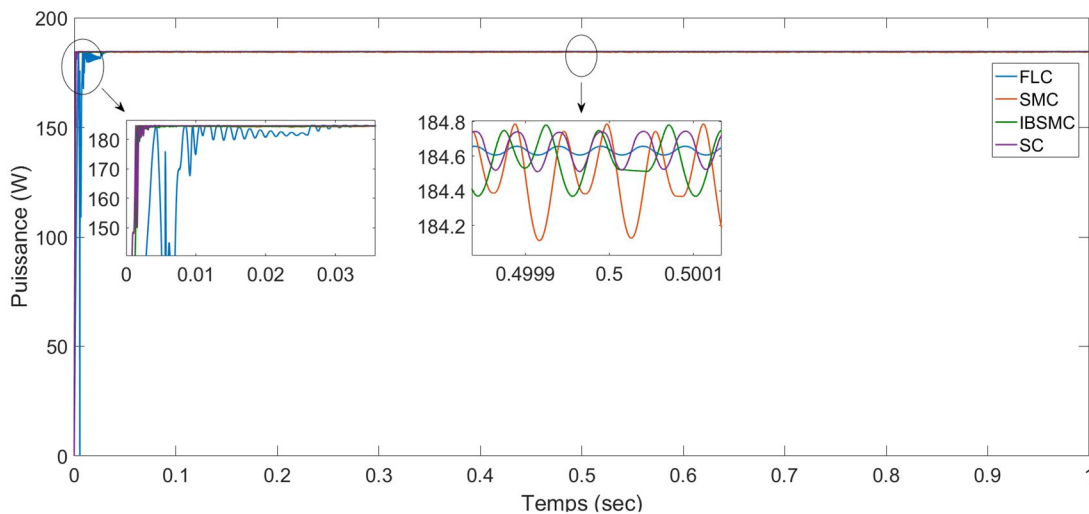


Figure 2.79 : Comparaison des puissances des différentes techniques MPPT modernes (FLC, SMC, IBSMC et SC) sous des conditions atmosphériques standards.

D'après la figure 2.79, on constate que la commande par mode glissant (SMC) présente le temps de réponse le plus court avec 1.7 ms, suivie par la commande synergetique (SC) avec 1.85 ms, puis la méthode IBSMC avec 2.2 ms. La commande par logique floue (FLC), bien que plus lente, présente un temps de réponse de 11 ms.

Concernant la précision et la stabilité du suivi de puissance, la technique FLC présente la plus faible oscillation de puissance, estimé à 0.05 W, suivie par la technique SC avec 0.22 W, puis par la méthode IBSMC avec 0.42 W. La méthode SMC bien que très rapide, présente la plus grande oscillation (0.7 W) à cause du phénomène de broutement.

Deuxième scénario : Variation de l'éclairement

Dans ce scénario, les simulations ont été effectuées pour les quatre techniques modernes (FLC, SMC, IBSMC et SC) sous des conditions climatiques changeantes où l'éclairement varie conformément à la figure 2.20, tandis que la température est maintenue constante à 25°C. L'ensemble des réponses de puissance pour les techniques modernes pendant un éclairement changeant est présenté dans la figure 2.80.

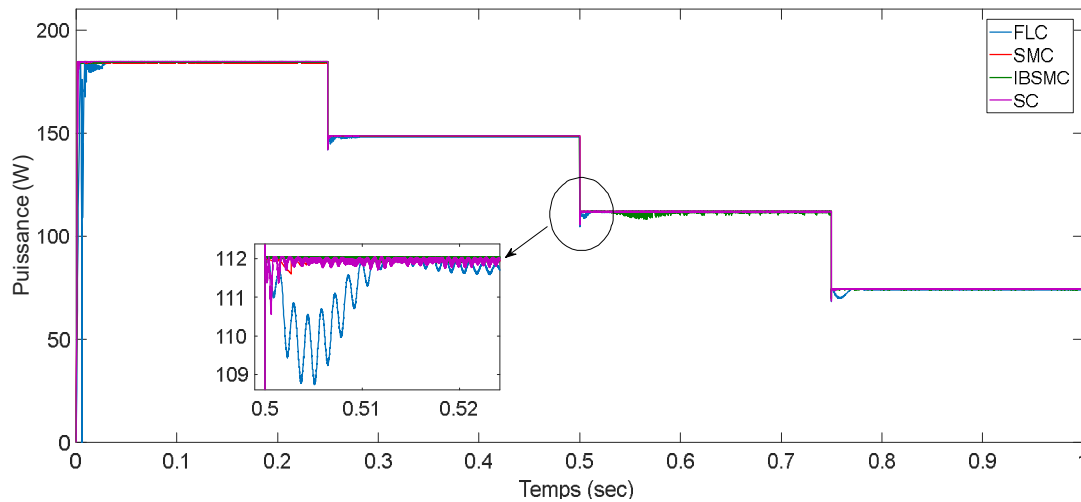


Figure 2.80 : Comparaison des puissances des différentes techniques MPPT modernes (FLC, SMC, IBSMC et SC) lors d'un éclairement variable et température constante

D'après la figure 2.80, nous pouvons observer que : La technique SC présente le temps de retour le plus rapide vers le nouveau PPM, suivie par la méthode SMC, puis par la méthode IBSMC, cette dernière présente quelques oscillations. Enfin, l'algorithme FLC, bien que stable, affiche un retard de réponse plus important par rapport aux autres techniques.

Troisième scénario : Température variable

Dans ce scénario, l'éclairement est maintenu constant à 1000 W/m², tandis que la température varie selon la figure 2.24. La figure 2.81 illustre les diverses réponses de puissance des méthodes modernes sous des différentes températures.

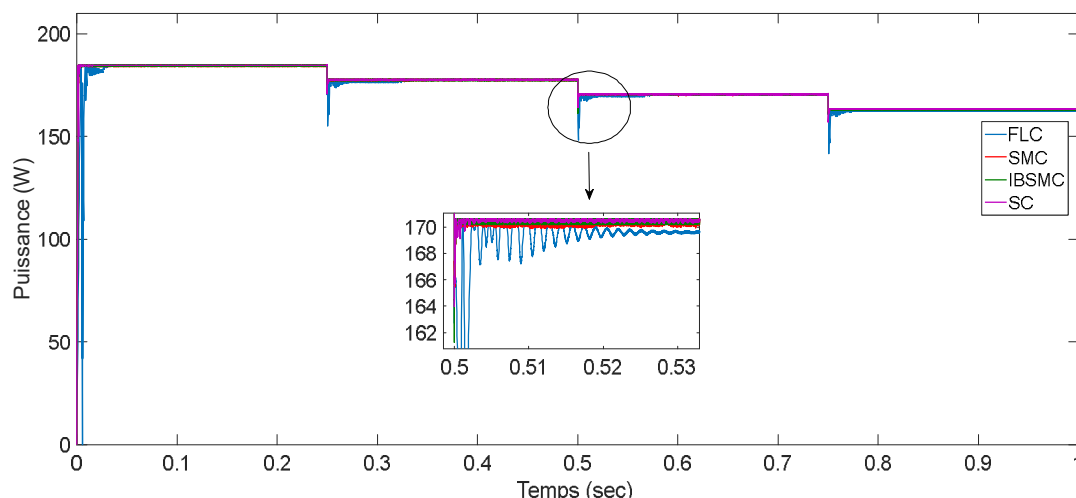


Figure 2.81 : Comparaison de puissances des différents techniques MPPT modernes (FLC, SMC, IBSMC et SC) sous un éclairement constant et température variable

D'après la figure 2.81, on constate que la commande synergetique (SC) présente le temps de retour au point de puissance maximale (PPM) le plus court. Elle est suivie par la technique SMC, puis par la commande IBSMC. Ces trois techniques présentent des performances similaires en termes de réactivité. Enfin, la commande FLC présente une réponse plus lente que les autres, bien qu'elle reste globalement stable.

À partir des résultats obtenus et conformément à l'équation (2.80), nous avons synthétisé les performances des différentes techniques MPPT modernes dans le tableau 2.4 ci-dessous.

Tableau 2.4 : Performances des différents contrôleurs MPPT modernes

La méthode de commande MPPT	Temps de réponse (ms)	Oscillations de puissance (W)	Efficacité maximale η (%)
Commande par logique floue (FLC)	11	0.05	99.59
Commande par mode glissant (SMC)	1.7	0.7	99.62
Commande par intégral backstepping et mode glissant (IBSMC)	2.2	0.42	99.65
Commande synergetique (SC)	1.85	0.22	99.72

D'après les données du tableau 2.4 et les résultats précédemment analysés, les conclusions suivantes peuvent être établies :

- **Temps de réponse** : parmi les techniques modernes, La méthode SMC est la plus rapide avec 1.7 ms, suivie de SC (1.85 ms), puis de IBSC (2.2 ms). La FLC est la moins rapide avec un temps de réponse de 11 ms.
- **Suivi du PPM en cas de variations climatiques** : La SC s'est révélée la plus performante, suivie de SMC et IBSC, tandis que FLC reste la plus lente.
- **Oscillations de puissance** : La FLC présente la meilleure stabilité (0.05 W), suivie de SC (0.22 W), puis IBSC (0.42 W). La SMC, bien qu'extrêmement rapide, souffre du phénomène de broutement, causant une oscillation notable (0.70 W).
- **Efficacité énergétique** : L'analyse comparative des rendements montre que la méthode SC se distingue par la meilleure efficacité énergétique, atteignant 99,72 %, suivie de près par IBSC (99,65 %), puis SMC (99,62 %). Bien qu'efficace, l'algorithme FLC se place légèrement en retrait avec un rendement de 99,59 %.
- **Efficacité globale** : L'analyse comparative des rendements montre que la méthode SC offre la meilleure efficacité énergétique, atteignant 99,72 %, suivie de près par l'algorithme IBSC avec un rendement de 99,65 %. La méthode SMC suit avec un rendement de 99,62 % et FLC (99.59 %).

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le concept de la recherche du point de puissance maximale (MPPT) ainsi que les principales méthodes utilisées dans ce domaine.

Ces techniques ont été regroupées en deux grandes catégories : les méthodes classiques, telles que P&O, HC et INC-COND, et les méthodes modernes dites intelligentes, incluant FLC, SMC, IBSC et SC.

Des simulations ont été réalisées sous l'environnement MATLAB/Simulink pour chacune de ces méthodes, dans le but d'évaluer leur comportement dynamique face aux variations d'éclairement et de température dans différents scénarios climatiques.

Concernant les techniques classiques, les résultats ont montré que le choix du pas de perturbation influence fortement les performances. Un pas trop élevé engendre d'importantes oscillations autour du point de puissance maximale (PPM), tandis qu'un pas réduit améliore la stabilité mais allonge le temps de réponse. Ainsi, l'efficacité de ces méthodes reste fortement dépendante de ce paramètre.

Afin de pallier les limitations des méthodes classiques précédemment abordées, des techniques modernes ont été mises en œuvre dans le but d'optimiser le transfert d'énergie. L'algorithme FLC a démontré une grande précision dans le suivi du point de puissance maximale (PPM), tandis que la méthode SMC s'est distinguée par sa rapidité. Toutefois, cette dernière souffre du phénomène de broutement, à l'origine d'oscillations indésirables. L'intégration de la commande backstepping dans la stratégie IBSC a permis d'améliorer les performances dynamiques et d'éliminer ce phénomène de broutement. Par ailleurs, la méthode SC a montré une capacité à la fois rapide et précise pour le suivi du PPM.

L'analyse comparative a montré que, parmi les approches classiques, la méthode INC-COND offre les meilleures performances, suivie de P&O, tandis que la méthode HC arrive en dernière position. Concernant les techniques modernes, l'algorithme SC se distingue par l'efficacité énergétique la plus élevée, suivi par IBSC, SMC, puis FLC.

Au vu des résultats particulièrement satisfaisants obtenus avec la méthode synergétique (SC), cette dernière a été retenue pour être intégrée dans deux nouvelles structures visant à optimiser davantage le transfert d'énergie. Ces développements feront l'objet du chapitre suivant.

Chapitre III

Développement des commandes synergétiques adaptatives optimisées

Développement des commandes synergétiques adaptatives optimisées

III.1. Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons étudié diverses méthodes classiques et modernes dédiées au suivi du point de puissance maximale (MPPT) dans les systèmes photovoltaïques. Une analyse comparative a permis de mettre en évidence l'efficacité relative de ces approches dans l'optimisation du transfert d'énergie.

Dans ce chapitre, nous proposons le développement de méthodes plus performantes visant à améliorer la conversion énergétique par le biais de techniques intelligentes.

La première méthode proposée repose sur une commande synergétique adaptative combinée à la technique P&O (SAC + P&O), intégrant un estimateur du courant maximal basé sur cette dernière. L'objectif principal est d'optimiser l'efficacité de la conversion énergétique, en s'appuyant sur une étude d'optimisation paramétrique conduite à l'aide de l'algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO).

La seconde méthode repose également sur la commande synergétique adaptative (SAC), mais intègre cette fois un estimateur de la tension de référence. Les paramètres de cette approche ont eux aussi été déterminés à l'aide d'une optimisation basée sur l'algorithme PSO.

Les deux algorithmes ont fait l'objet de simulations sous l'environnement Matlab/Simulink, testés dans des conditions climatiques variées. Par ailleurs, une analyse comparative a été menée entre ces nouvelles méthodes et la commande synergétique classique (SC), laquelle avait déjà démontré une supériorité notable sur les techniques modernes étudiées dans le chapitre précédent.

III.2. Synthèse d'un contrôleur MPPT basé sur l'approche synergétique adaptative et la méthode P&O (SAC+P&O)

Dans l'approche que nous proposons [65], le contrôleur développé repose sur deux parties principales :

- **La première section** est dédiée à l'estimation du courant correspondant au point de puissance maximale, basée sur la méthode P&O. L'algorithme P&O est utilisé pour déterminer la valeur du courant de référence, notée I_{ref} , comme illustré dans la Figure 3.1. Dans notre boucle de commande, la valeur de I_{ref} joue un rôle fondamental puisqu'elle constitue la consigne à suivre pour la seconde partie du contrôleur, permettant ainsi d'atteindre le PPM.
- **La seconde section** met en œuvre un contrôleur synergétique adaptatif, dont le fonctionnement repose sur la réduction de l'écart entre le courant de référence I_{ref} (calculé dans la première partie) et le courant de l'inducteur I_L . Cette régulation est assurée à l'aide des lois de la commande synergétique adaptative.

La structure fonctionnelle et la conception de ce contrôleur sont illustrées dans la Figure 3.2.

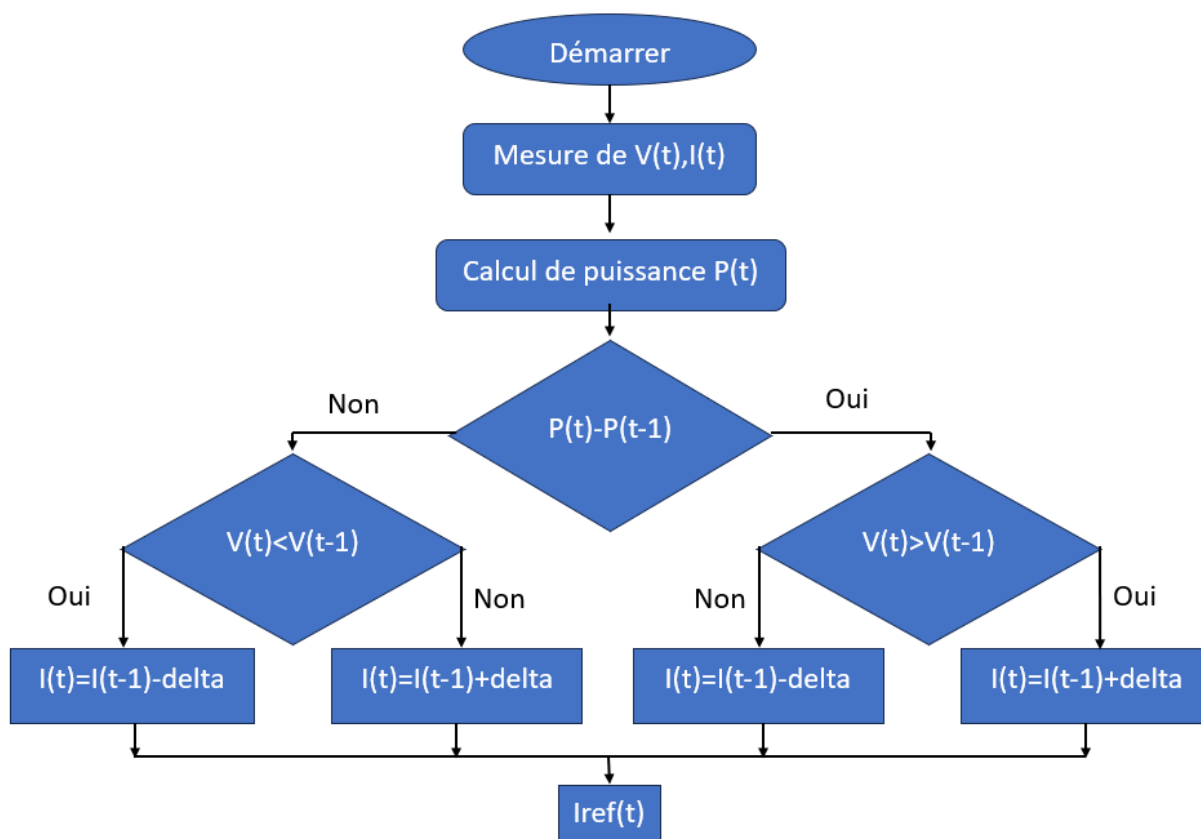


Figure 3.1 : Organigramme de l'algorithme de Perturbation et Observation (P&O)

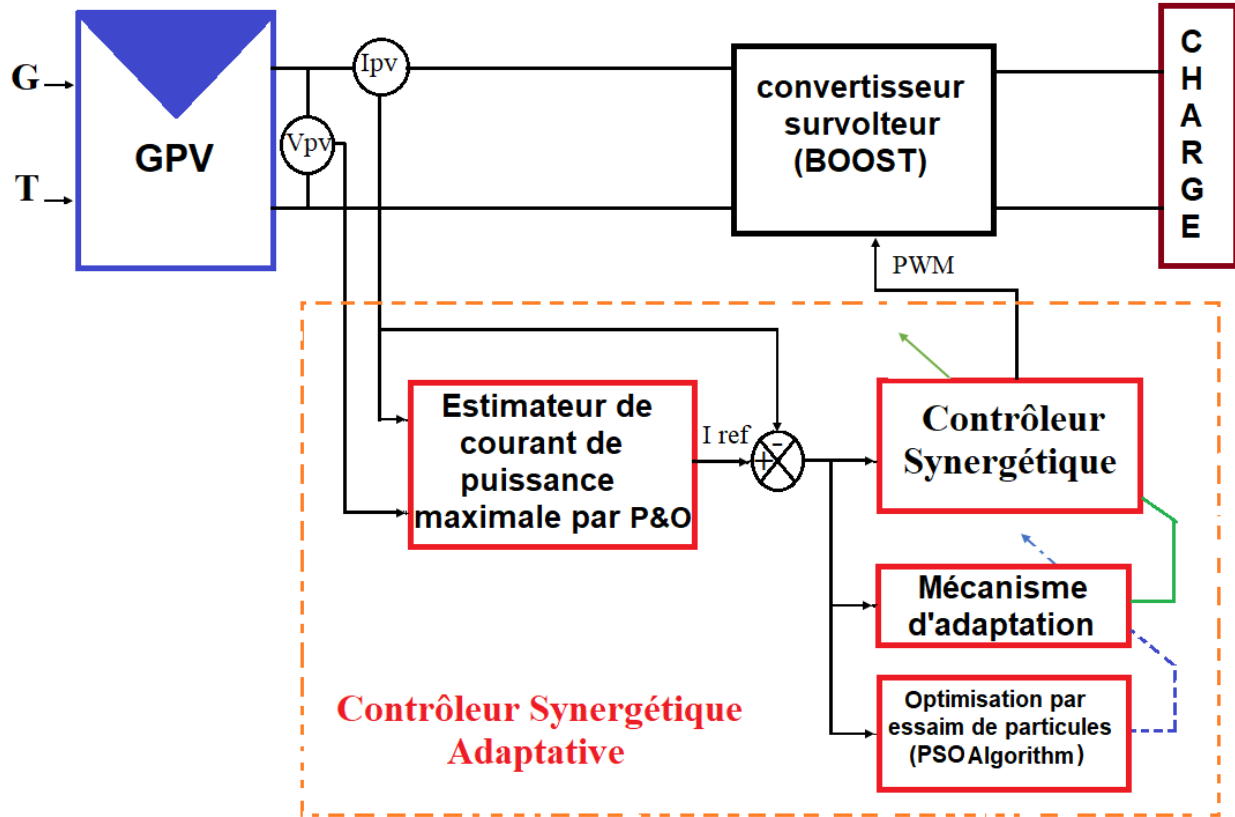


Figure 3.2 : Schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque (PV) avec un contrôleur MPPT basé sur l'approche synergétique adaptative et un estimateur utilisant la méthode P&O.

Les équations de convertisseur survolteur sont donnés comme suit (voir 1.24 et 1.25) :

$$\dot{x}_1 = -(1-u)\frac{x_2}{L} + \frac{V_{pv}}{L} \quad (3.1)$$

$$\dot{x}_2 = (1-u)\frac{x_1}{C} - \frac{x_2}{R_L C} \quad (3.2)$$

Avec: $x = [i_L, V_0]$, $u = D$.

Le principe de commande proposé repose sur la minimisation de l'écart entre le courant de référence (I_{ref}) et le courant effectivement produit (i_L). Par conséquent, la sélection de la macro-variable utilisée dans la commande synergétique sera effectuée en fonction de cette erreur.

$$\Psi = e = i_{ref} - i_L \quad (3.3)$$

En tenant compte que la dynamique des macro-variables est donnée comme suit :

$$\Psi + T_s \frac{d\Psi}{dt} = 0 ; T_s > 0 \quad (3.4)$$

On peut exprimer la dérivée de la macro-variable Ψ (équation 3.3) de la manière suivante :

$$\frac{d\Psi}{dt} = \frac{de}{dt} = \frac{d(i_{ref} - i_L)}{dt} = \frac{d i_{ref}}{dt} - \frac{d i_L}{dt} \quad (3.5)$$

En remplaçons $\frac{d i_L}{dt}$ par son expression issue de l'équation (3.1) dans l'équation (3.5), on obtient :

$$\frac{d\Psi}{dt} = \frac{d i_{ref}}{dt} + \frac{V_0}{L} - \frac{V_0}{L}d - \frac{V_{pv}}{L} \quad (3.6)$$

En substituant l'équation (3.6) dans l'équation (3.4), on obtient :

$$\Psi + T_s \left(\frac{d i_{ref}}{dt} + \frac{V_0}{L} - \frac{V_0}{L}d - \frac{V_{pv}}{L} \right) = 0 \quad (3.7)$$

La loi du rapport cyclique d peut alors s'écrire :

$$d = \frac{L}{T_s V_0} \Psi + \frac{L}{V_0} \frac{d i_{ref}}{dt} + 1 - \frac{V_{pv}}{V_0} \quad (3.8)$$

Afin d'améliorer l'efficacité de l'algorithme proposé et de réduire le temps de réponse face aux variations imprévues, nous avons proposé de rendre la constante de temps T_s adaptative, c'est-à-dire dépendante de l'erreur. Dans ce cadre, l'équation (3.8) devient :

$$d = \frac{\hat{\theta} L}{V_0} \Psi + \frac{L}{V_0} \frac{d i_{ref}}{dt} + 1 - \frac{V_{pv}}{V_0} \quad (3.9)$$

Avec :

$$\theta = \frac{1}{T_s} > 0 \quad (3.10)$$

Et :

$$\tilde{\theta} = \theta - \hat{\theta} \quad (3.11)$$

Analyse de la stabilité et la loi d'adaptation

On choisit une fonction de Lyapunov candidate de la forme :

$$V = \frac{1}{2} \Psi^2 + \frac{1}{2} P_1^{-1} \tilde{\theta}^2 \quad (3.12)$$

où P_1 correspond au gain d'adaptation, considéré comme une constante toujours strictement positive.

La dérivée temporelle de la fonction de Lyapunov est donnée par :

$$\dot{V} = \Psi \dot{\Psi} + \tilde{\theta} P_1^{-1} \dot{\tilde{\theta}} \quad (3.13)$$

On rappelle que $\dot{\tilde{\theta}} = -\dot{\hat{\theta}}$, Par conséquent, l'équation (3.13) se reformule comme suit :

$$\dot{V} = \Psi \left(\frac{d i_{ref}}{dt} - \frac{d i_L}{dt} \right) - \dot{\hat{\theta}} P_1^{-1} \tilde{\theta} \quad (3.14)$$

En remplaçant $\frac{d i_L}{dt}$ de (3.1) dans (3.14), alors :

$$\dot{V} = \Psi \left(\frac{d i_{ref}}{dt} + (1-d) \frac{V_0}{L} - \frac{V_{pv}}{L} \right) - \dot{\hat{\theta}} P_1^{-1} \tilde{\theta} \quad (3.15)$$

Ensuite:

$$\dot{V} = \Psi \left(\frac{d i_{ref}}{dt} + \frac{V_0}{L} - \frac{V_0}{L} d - \frac{V_{pv}}{L} \right) - \dot{\hat{\theta}} P_1^{-1} \tilde{\theta} \quad (3.16)$$

En remplaçant (3.9) dans l'équation (3.16) :

$$\dot{V} = \Psi \left[\frac{d i_{ref}}{dt} + \frac{V_0}{L} - \frac{V_0}{L} \left(\frac{\hat{\theta} L}{V_0} \Psi + \frac{L}{V_0} \frac{d i_{ref}}{dt} + 1 - \frac{V_{pv}}{V_0} \right) - \frac{V_{pv}}{L} \right] - \dot{\hat{\theta}} P_1^{-1} \tilde{\theta} \quad (3.17)$$

$$\dot{V} = \Psi(-\Psi \hat{\theta}) - \dot{\hat{\theta}} P_1^{-1} \tilde{\theta} \quad (3.18)$$

En substituant (3.11) dans (3.18), \dot{V} sera:

$$\dot{V} = -\Psi^2(\theta - \tilde{\theta}) - \dot{\hat{\theta}} P_1^{-1} \tilde{\theta} \quad (3.19)$$

Ce qui implique que:

$$\dot{V} = -\Psi^2 \theta + (\Psi^2 - \dot{\hat{\theta}} P_1^{-1}) \tilde{\theta} \quad (3.20)$$

Si on choisit la fonction :

$$\Psi^2 - \dot{\hat{\theta}} P_1^{-1} = 0 \quad (3.21)$$

De là, nous déduisons que:

$$\dot{V} = -\Psi^2 \theta \quad (3.22)$$

A partir de l'équation (3.21), la loi d'adaptation peut s'écrire comme suit :

$$\dot{\hat{\theta}} = P_1 \Psi^2 \quad (3.23)$$

Avec $\theta = \frac{1}{T_s} > 0$

Donc pour $\dot{V} < 0$, le système est asymptotiquement stable selon le critère de Lyapunov.

III.3. Synthèse d'une loi de commande MPPT basée sur l'approche synergétique adaptative (SAC)

L'algorithme de commande proposé a pour objectif de maximiser la puissance transférée à la charge en assurant que le système opère à la tension optimale entre les deux extrémités du générateur photovoltaïque (GPV) [66].

Pour cela, il se compose de deux blocs principaux : un estimateur de la tension de référence et un contrôleur synergétique adaptatif (SAC). La structure générale de cette commande est illustrée dans la Figure 3.3.

➤ **Estimateur de la tension de référence**

La première partie de l'algorithme est chargée d'estimer la tension de référence V_{ref} , correspondant au point de puissance maximale (PPM), où le système doit demeurer stable afin d'estimer la valeur réelle de cette dernière. C'est ce qu'a assurée par la seconde partie de l'algorithme.

➤ **Contrôleur synergétique adaptatif (SAC)**

La seconde partie est constituée d'un contrôleur SAC chargé de réguler le système autour de V_{ref} . Ce contrôleur agit en retour d'état afin de minimiser l'erreur entre la tension estimée V_{ref} et la tension réellement appliquée à la charge V_0 . Il assure également la stabilité du système tout en adaptant dynamiquement les paramètres de commande en fonction des variations de l'environnement (ensoleillement, température, charge...).

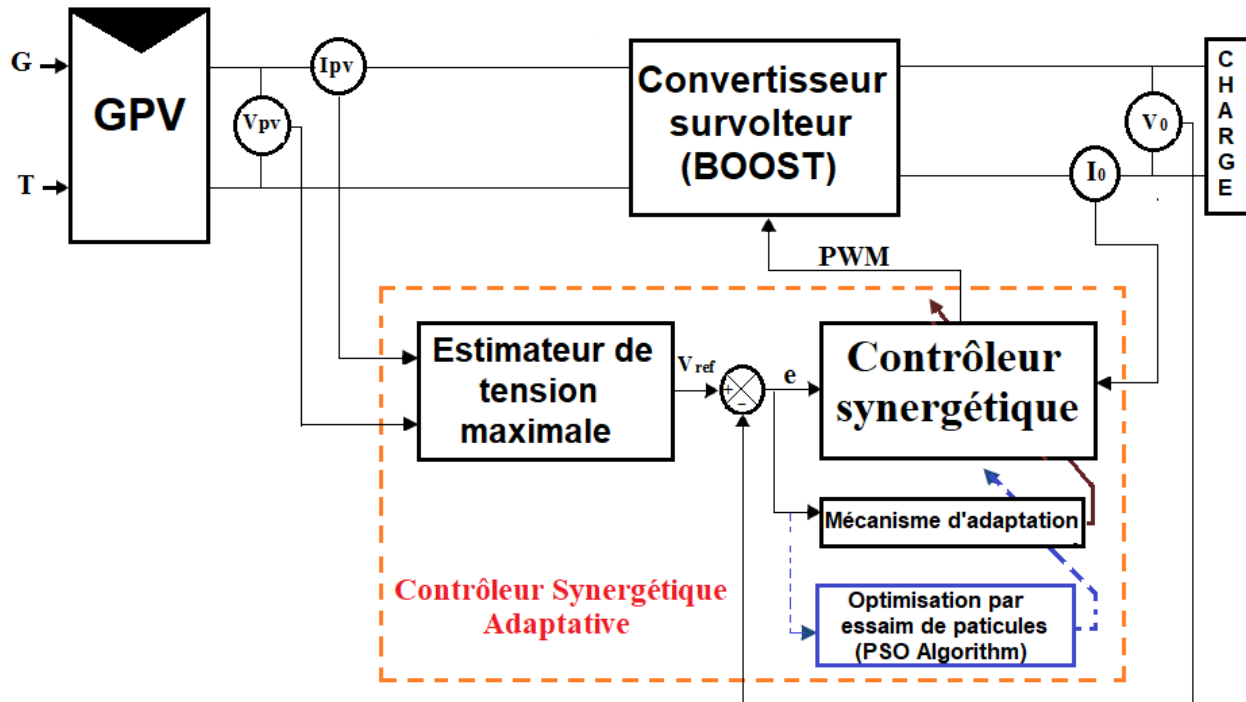


Figure 3.3 : structure d'un contrôleur MPPT basé sur l'approche synergétique adaptative (SAC)

Dans cette section, le contrôleur synergétique adaptatif a été conçu pour suivre le PPM. Le choix de la macro-variable Ψ a été effectué comme suit :

$$\Psi = e = V_{ref} - V_0 = \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad (3.24)$$

Nous avons choisi la macro-variable définie dans cette équation afin de garantir que, lorsque le système atteint la stabilité, l'erreur tende vers zéro, ce qui implique que la variation de la puissance par rapport à la variation de la tension s'annule. Autrement dit, la puissance atteint son maximum (PPM) lorsque le système est stable.

Sachant que $P_{pv} = V_{pv} \cdot I_{pv}$, le macro-variable est définie comme suit:

$$\Psi = e = V_{ref} - V_0 = \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(V_{pv} \cdot I_{pv})}{dV_{pv}} = V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} + I_{pv} \quad (3.25)$$

Alors, la tension correspondante à la puissance maximale est définie par :

$$V_{ref} = V_0 + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} + I_{pv} \quad (3.26)$$

L'évolution dynamique de la macro-variable est définie par :

$$\Psi + T_s \frac{d\Psi}{dt} = 0 ; T_s > 0 \quad (3.27)$$

La projection de cette dynamique sur un système non linéaire s'écrit :

$$\frac{d\Psi}{dt} = \frac{de}{dt} = \frac{d(V_{ref} - V_0)}{dt} = \dot{V}_{ref} - \dot{V}_0 \quad (3.28)$$

A partir de (3.2), l'équation (3.28) devient :

$$\frac{d\Psi}{dt} = \dot{V}_{ref} - \frac{i_l}{C} + \frac{V_0}{R_L C} + \frac{i_l}{C} d \quad (3.29)$$

En remplaçant $\frac{d\Psi}{dt}$ de (3.29) dans (3.27), on obtient:

$$e + T_s \left(\dot{V}_{ref} - \frac{i_l}{C} + \frac{V_0}{R_L C} + \frac{i_l}{C} d \right) = 0 \quad (3.30)$$

La loi de commande basé sur l'approche synergétique s'écrit alors:

$$d = 1 - \frac{\dot{V}_{ref} \cdot C}{i_l} - \frac{e \cdot C}{T_s \cdot i_l} - \frac{V_0}{R_L i_l} \quad (3.31)$$

On remarque que la loi de commande dépend de la valeur de la charge R_L , qui peut varier selon les conditions de fonctionnement. Pour résoudre ce problème, on remplace R_L par : $R_L = \frac{V_0}{I_0}$, ce qui permet de réécrire (3.31) comme suit :

$$d = 1 - \frac{\dot{V}_{ref} \cdot C}{i_l} - \frac{e \cdot C}{T_s \cdot i_l} - \frac{I_0}{i_l} \quad (3.32)$$

Dans le but d'améliorer l'efficacité de la technique proposée, une fonction d'ajustement a été insérée. Cette adaptation permet à T_s de s'ajuster automatiquement en fonction des variations

de l'erreur (équation (3.24)), ce qui facilite une réaction immédiate face aux dynamiques changeantes, telle que les variations rapides des conditions météorologiques. La loi de commande devient alors :

$$d = 1 - \frac{\dot{V}ref.C}{i_l} - \frac{\hat{\theta}.e.C}{i_l} - \frac{I_0}{i_l} \quad (3.33)$$

Avec :

$$\theta = \frac{1}{T_s} > 0 \quad (3.34)$$

Et l'erreur d'estimation :

$$\tilde{\theta} = \theta - \hat{\theta} \quad (3.35)$$

Analyse de la stabilité et la loi d'adaptation

La fonction de Lyapunov est choisie comme suit :

$$V = \frac{1}{2}\psi^2 + \frac{1}{2}P_2^{-1}\tilde{\theta}^2 \quad (3.36)$$

où P_2 représente le gain d'adaptation, défini comme une constante strictement positive.

La dérivée temporelle de la fonction de Lyapunov est donnée par :

$$\dot{V} = \psi\dot{\psi} + \dot{\tilde{\theta}}P_2^{-1}\tilde{\theta} \quad (3.37)$$

Sachant que $\dot{\tilde{\theta}} = -\dot{\hat{\theta}}$, on a donc :

$$\dot{V} = e(\dot{V}ref - \dot{V}_0) - \dot{\hat{\theta}}P_2^{-1}\tilde{\theta} \quad (3.38)$$

$$\dot{V} = e\left[\dot{V}ref - \left(\frac{i_l}{C} - \frac{V_0}{R_L C} - \frac{i_l}{C}d\right)\right] - \dot{\hat{\theta}}P_2^{-1}\tilde{\theta} \quad (3.39)$$

En substituant d par son expression dans (3.33), nous obtenons :

$$\dot{V} = e\left(\dot{V}ref - \frac{i_l}{C} + \frac{I_0}{C} + \frac{i_l}{C} - \dot{V}ref - e\hat{\theta} - \frac{I_0}{C}\right) - \dot{\hat{\theta}}P_2^{-1}\tilde{\theta} \quad (3.40)$$

Ce qui donne :

$$\dot{V} = e(-e\hat{\theta}) - \dot{\hat{\theta}}P_2^{-1}\tilde{\theta} \quad (3.41)$$

En remplaçant (3.35) dans (3.41)

$$\dot{V} = -e^2(\theta - \tilde{\theta}) - \dot{\hat{\theta}}P_2^{-1}\tilde{\theta} \quad (3.42)$$

$$\dot{V} = -e^2\theta + (e^2 - \dot{\hat{\theta}}P_2^{-1})\tilde{\theta} \quad (3.43)$$

Pour assurer que $\dot{V} < 0$, il faut annuler le second terme :

$$e^2 - \dot{\hat{\theta}} P_2^{-1} = 0 \quad (3.44)$$

Ce qui conduit à la loi d'adaptation suivante :

$$\dot{\hat{\theta}} = P_2 e^2 \quad (3.45)$$

Par conséquent, le système est asymptotiquement stable selon la fonction de Lyapunov.

Dans notre démarche visant à la nécessité d'un capteur de courant pour mesurer la valeur du courant i_l , celle-ci peut être estimée à partir du courant I_{pv} , en utilisant l'équation (1.23) du convertisseur boost :

$$i_l = I_{pv} - C_r \frac{dV_{pv}}{dt} \quad (3.46)$$

III.4. Algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO)

La méthode métaheuristique de l'optimisation par essaim de particules (Particle Swarm Optimization PSO en anglais) est une technique inspirée de l'intelligence collective, notamment du comportement des oiseaux ou des poissons lors de leur quête alimentaire.

Lorsqu'un groupe d'oiseaux recherche de la nourriture, il se déplace de lieu en lieu jusqu'à ce que l'un d'eux détecte une source alimentaire et localise son emplacement. Grâce à un échange constant d'informations entre les membres du groupe, l'ensemble des oiseaux finit par converger vers cette zone. Dans cette analogie, une information pertinente représente une solution optimale, et la source de nourriture correspond à la meilleure solution identifiée tout au long du processus de recherche [67].

L'approche proposée par Kennedy et Eberhart vise à reproduire ce comportement social en s'appuyant sur l'observation de l'environnement et du voisinage, constituant ainsi une technique d'optimisation inspirée des dynamiques collectives. Chaque particule cherche à améliorer sa position en suivant une trajectoire influencée à la fois par ses propres expériences et par celles de ses voisins [68]. Un algorithme d'optimisation simple et efficace a ensuite été développé à partir du modèle comportemental qu'ils ont proposé.

L'essaim de particules est constitué de n particules, chacune représentant une solution potentielle dans l'espace de recherche. La position de chaque particule évolue au fil du temps selon trois principes fondamentaux :

- Maintenir son inertie,

- Se rapprocher de sa propre position la plus favorable (expérience individuelle),
- Se rapprocher de la meilleure position atteinte par l'ensemble du groupe (expérience collective).

Chaque particule est influencée à la fois par sa propre position la plus optimisée lors de son déplacement (expérience individuelle) et par la position la plus optimisée parmi les particules environnantes (expérience globale). Les équations (3.20) et (3.21) décrivent respectivement la mise à jour de la position $x_i(t)$ et de la vitesse $v_i(t)$ d'une particule p_i [69,70].

$$v_i(t+1) = \omega v_i(t) + c_1 r_1 [xp_i(t) - x_i(t)] + c_2 r_2 [g(t) - x_i(t)] \quad (3.47)$$

$$x_i(t+1) = x_i(t) + v_i(t+1) \quad (3.48)$$

où ω représente l'inertie, c_1 et c_2 sont des coefficients constants définis par l'utilisateur, r_1 et r_2 représentent des valeurs aléatoires comprises entre [0 1], générées à chaque itération. $g(t)$ désigne la meilleure solution optimale trouvée jusqu'à l'instant t, tandis que $xp_i(t)$ représente la meilleure solution individuelle trouvée par la particule p_i . Considérons $f(x)$ comme la fonction objectif à optimiser (fitness) et n le nombre total de particules constituant l'essaim.

Ci-dessous, un résumé synthétique des étapes de l'algorithme PSO (Particle Swarm Optimization) appliqué à l'optimisation du paramètre P_2 dans le cadre d'une commande synergétique adaptative (SAC). L'objectif est de minimiser le critère $g = \int |V_{Ref} - V_0|$, où V_{Ref} représente la tension de référence et V_0 la tension de sortie du convertisseur boost, utilisé pour le suivi du PPM.

1. **Définition de la fonction objectif** : Le critère g représente l'intégrale de la valeur absolue de l'erreur entre la tension de référence V_{Ref} et la tension de sortie V_0 . L'objectif est de minimiser cette erreur pour améliorer les performances du système PV.
2. **Initialisation du PSO** : Une population de particules est générée aléatoirement, chaque particule représentant une valeur possible du paramètre P_2 . Chaque particule possède une position (valeur de P_2) et une vitesse initiales.
3. **Évaluation de la performance** : Pour chaque particule, la commande synergétique est simulée, utilisant la valeur de P_2 correspondante. Le critère g est calculé pour évaluer les performances de cette configuration.

4. **Mise à jour des positions et vitesses** : Les particules ajustent leurs positions et vitesses en fonction de leur meilleure performance individuelle et de la meilleure performance globale observée dans la population. Cela permet aux particules de converger vers une solution optimale.
5. **Convergence vers la solution optimale** : Ce processus est répété sur plusieurs itérations jusqu'à ce que le critère g atteigne une valeur minimale acceptable, ou que le nombre maximal d'itérations soit atteint. La valeur optimale de P_2 correspond à celle qui minimise g , assurant ainsi une performance optimale du système PV.

Cette approche permet d'optimiser efficacement le paramètre P_2 pour améliorer la stabilité et la performance du système de commande synergétique dans le contexte du suivi du PPM.

Dans la technique SAC+P&O, le paramètre P_2 est remplacé par les paramètres (P_1 et delta), et le critère de performance devient $g = \int |i_{ref} - i_L|$, où i_{ref} est le courant de référence et i_L le courant de l'inductance.

Les valeurs des paramètres optimisés par l'algorithme PSO pour les deux méthodes proposées sont présentées dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1 : Paramètres optimisés pour les techniques proposées

Algorithme proposé	Paramètres	Valeurs
SAC+P&O	Delta	0.0006
	P_1	0.0013
SAC	P_2	1.05×10^{-4}

III.5. Résultats de simulation

Dans cette section, Diverses simulations du système photovoltaïque sont réalisées grâce aux contrôleurs proposés sous l'environnement MATLAB/Simulink, les tests sont effectués dans des conditions météorologiques standards et variables.

III.5.1. Commande synergétique adaptative avec estimateur P&O de courant maximal (SAC+P&O)

Nous testons ici le premier algorithme proposé, combinons un contrôleur synergétique adaptatif avec un estimateur de courant basé sur la méthode P&O comme présenté au chapitre 2, trois scénarios sont examinés

- Scénario 01 : Conditions atmosphériques standards, avec un éclairement constant de 1000 W/m² et une température maintenue à 25 °C.
- Scénario 02 : L'éclairement varie au cours du temps (voir figure 2.20), tandis que la température reste constante à 25 °C.
- Scénario 03 : La température varie selon le profil de la figure 2.24, tandis que l'éclairement est maintenu fixe à 1000 W/m².

Premier scénario : Conditions climatiques standards

Dans ce cas, les conditions météorologiques sont standard, avec un éclairement constant à 1000 W/m² et une température fixe à 25°C.

La figure 3.4 illustre les diverses grandeurs électriques tandis que la figure 3.5 présente le rapport cyclique.

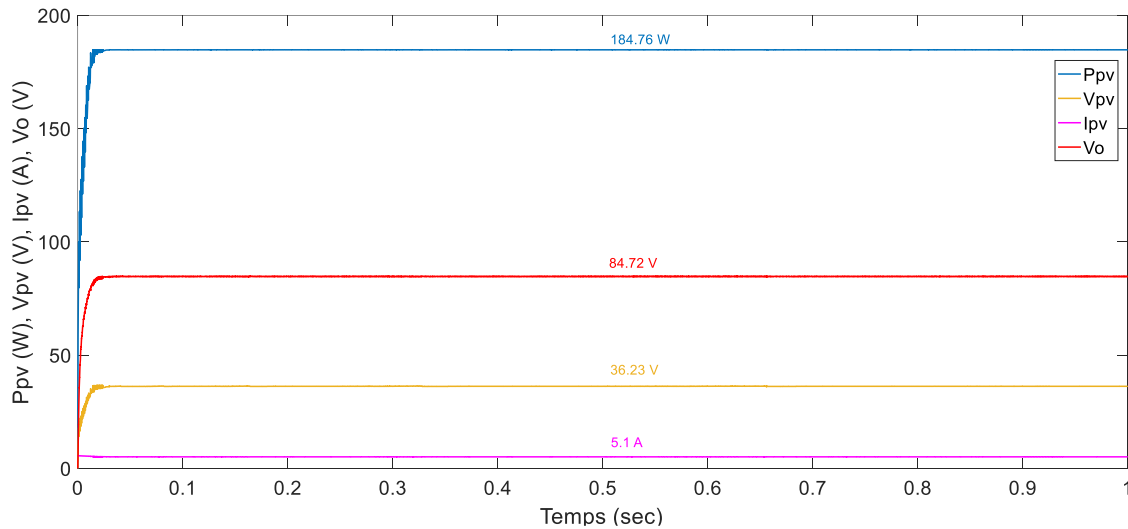


Figure 3.4 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC+P&O sous des conditions climatiques standards

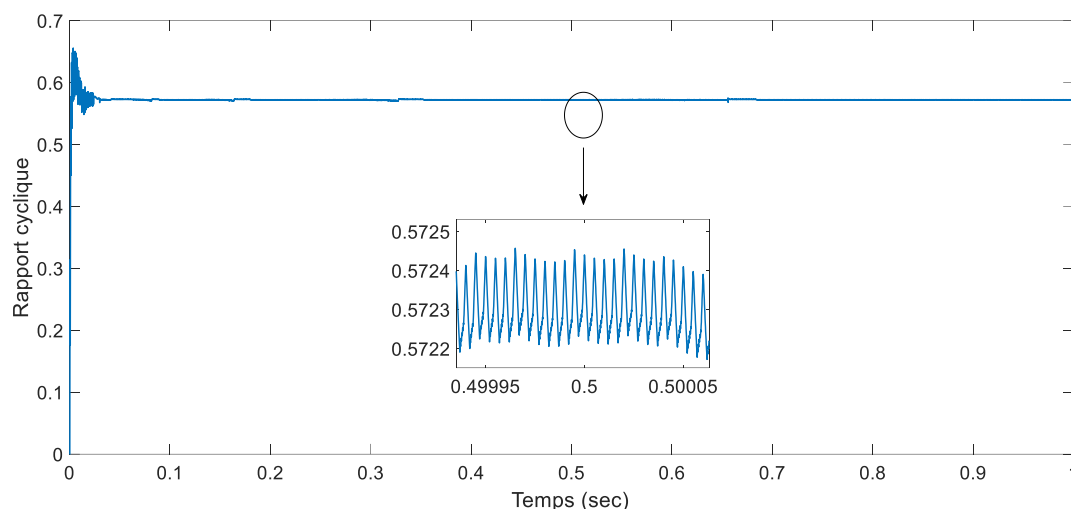


Figure 3.5 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC+P&O sous des conditions climatiques standards

Les résultats obtenus montrent que l'algorithme SAC avec estimateur P&O parvient à suivre efficacement le point de puissance maximale dans des conditions atmosphériques standards. On constate que le point de fonctionnement correspond au PPM en régime permanent, sans oscillations observables.

Deuxième scénario : Variation de l'éclairement

Dans ce scénario, l'éclairement est modifié selon profil présenté dans la figure 2.20, tandis que la température est maintenue constante à 25 °C. La figure 3.6 illustre les réponses de différentes grandeurs électriques, tandis que la figure 3.7 présente l'évolution du rapport cyclique

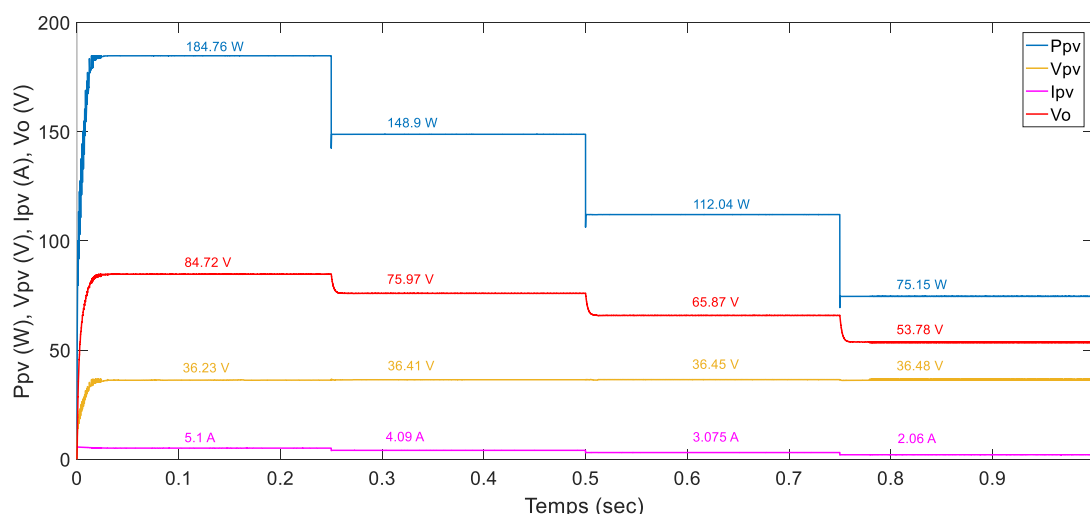


Figure 3.6 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC+P&O lors des variations brusques de l'éclairement

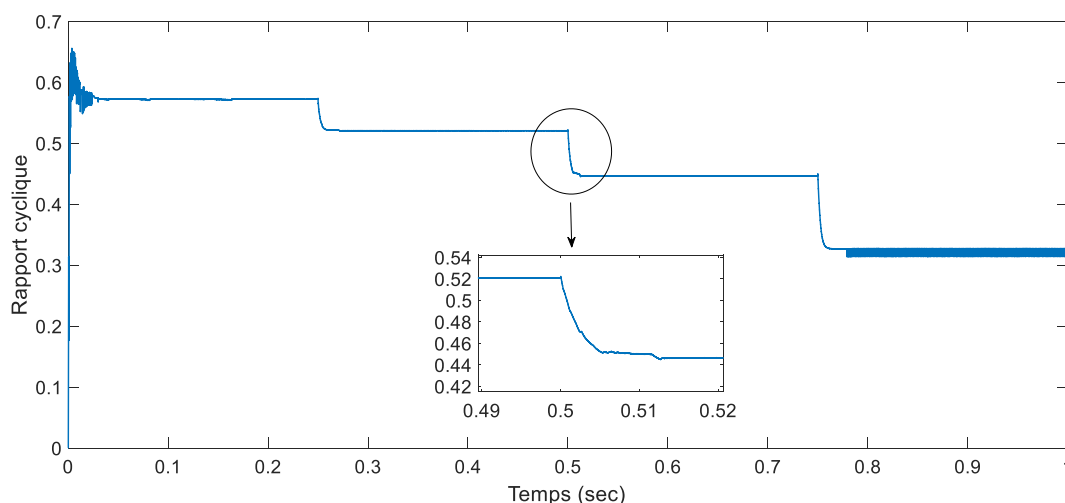


Figure 3.7 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC+P&O lors des variations brusques de l'éclairement

Les résultats de la simulation montrent que les variations d'éclairement n'ont pas affecté la capacité du système à suivre le PPM.

La trajectoire de poursuite de PPM est illustrée dans la figure 3.8.

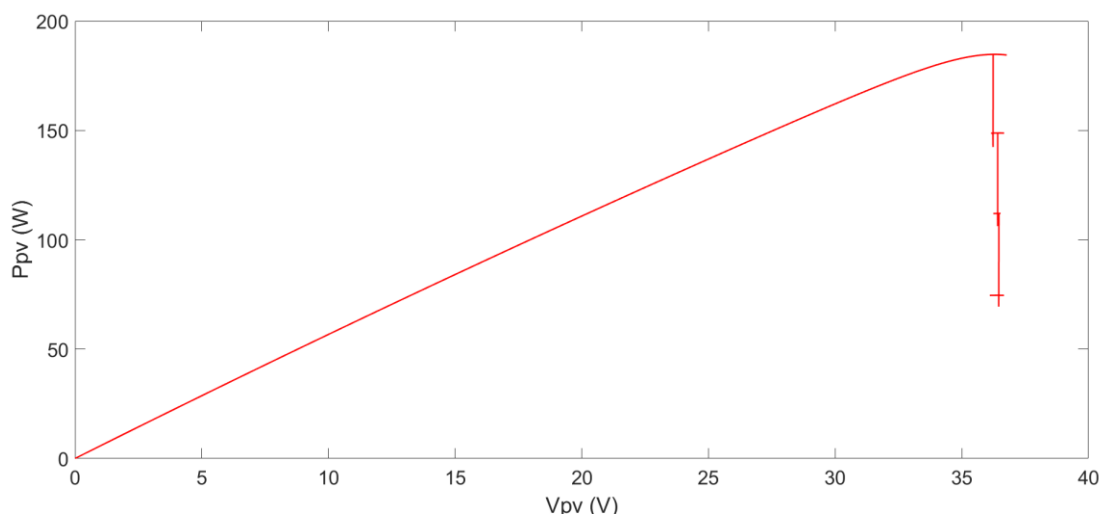


Figure 3.8 : Trajectoire du PPM sous une commande SAC+P&O lors des variations brusques de l'éclairement.

Troisième scénario : Température variable

Dans ce scénario, la température est modifiée conformément à la figure 2.24, tandis que l'éclairement est maintenu constant à 1000 W/m².

La figure 3.9 illustre les différentes grandeurs électriques, tandis que la figure 3.10 présente le rapport cyclique.

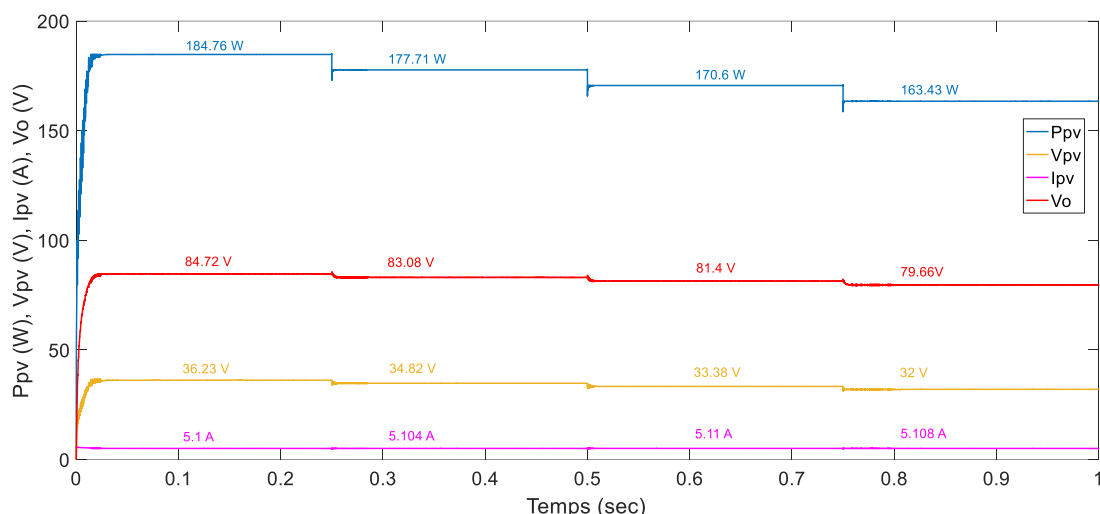


Figure 3.9 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC+P&O lors des variations brusques de la température

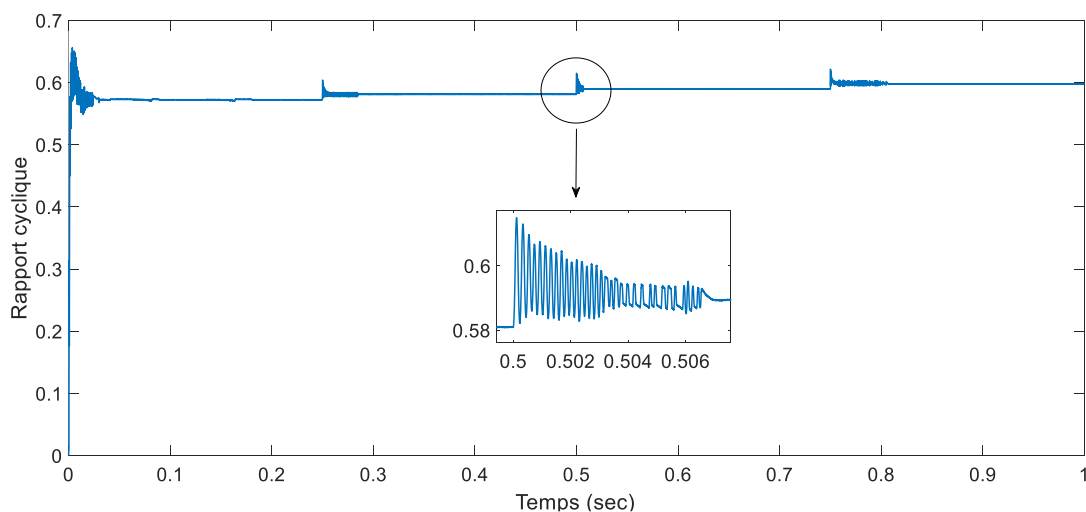


Figure 3.10 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC+P&O lors des variations brusques de la température

En réponse aux changements brusques de température, l'algorithme réagit efficacement en ajustant dynamiquement le rapport cyclique afin de suivre le point de puissance maximale et atteindre un nouveau maximum de puissance.

La figure 3.11 illustre la trajectoire de poursuite du PPM.

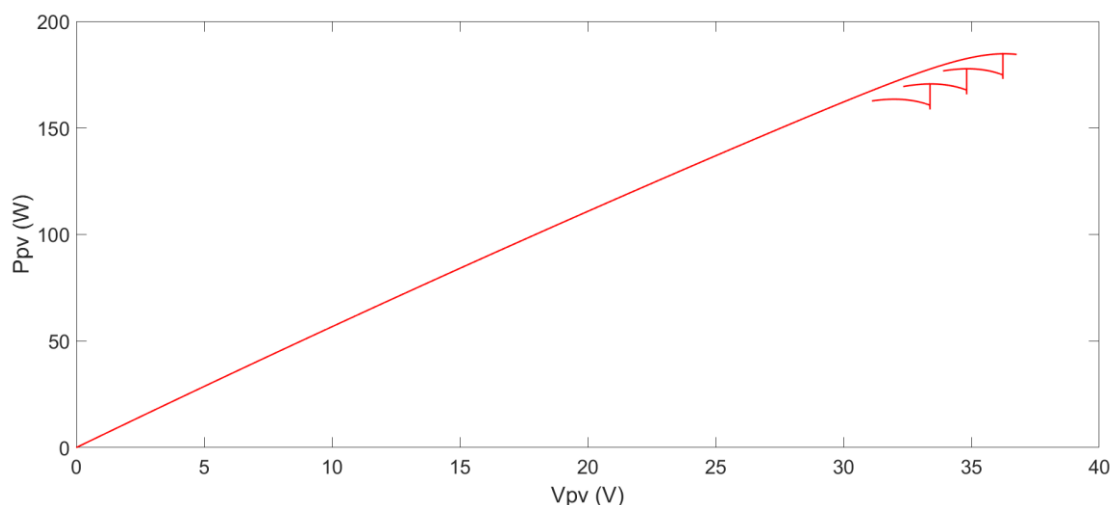


Figure 3.11 : Trajectoire du PPM sous une commande SAC+P&O lors des variations brusques de la température

Test de la robustesse

Dans cette section, nous évaluons la robustesse et la complexité de l'algorithme SAC+P&O face à des perturbations de charge.

A cet effet, une variation brusque de la charge est introduite, la résistance passe de 30 Ω à 60 Ω , puis redescend à 40 Ω après un certain intervalle de temps, comme illustré dans la figure 3.12.

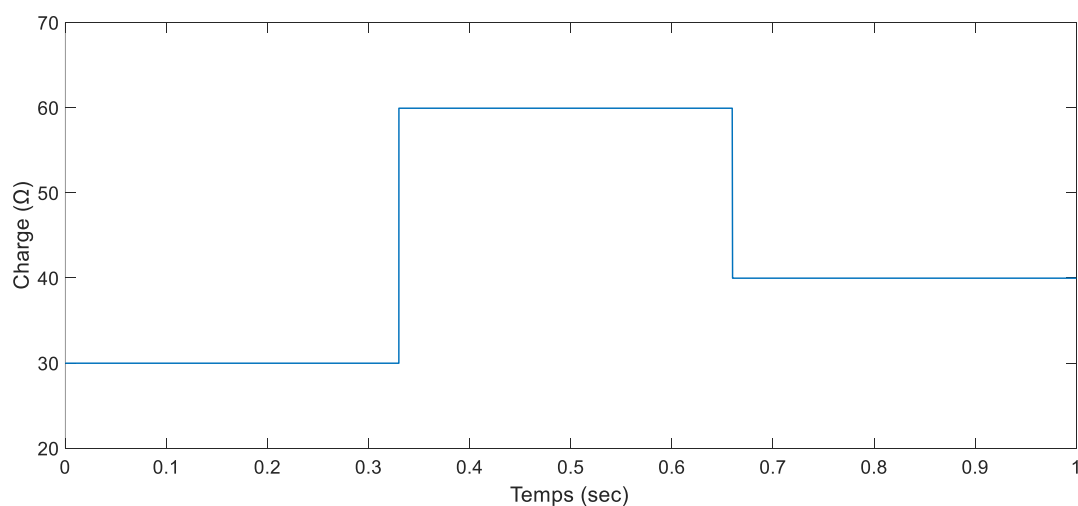


Figure 3.12 : Profil de la charge

Ce test est réalisé dans des conditions atmosphériques standards, avec un éclairage de 1 000 W/m^2 et une température constante de 25 $^{\circ}\text{C}$. La figure 3.13 montre les réponses de différentes grandeurs électriques la variation de la charge. La figure 3.14 présente l'évolution du rapport cyclique durant cette phase.

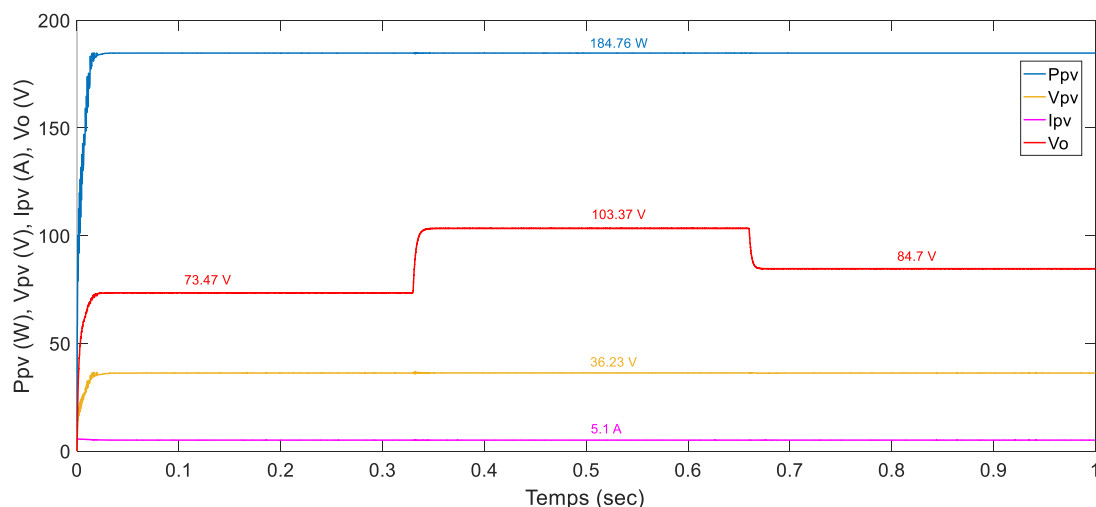


Figure 3.13 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC+P&O lors des variations brusques de la charge

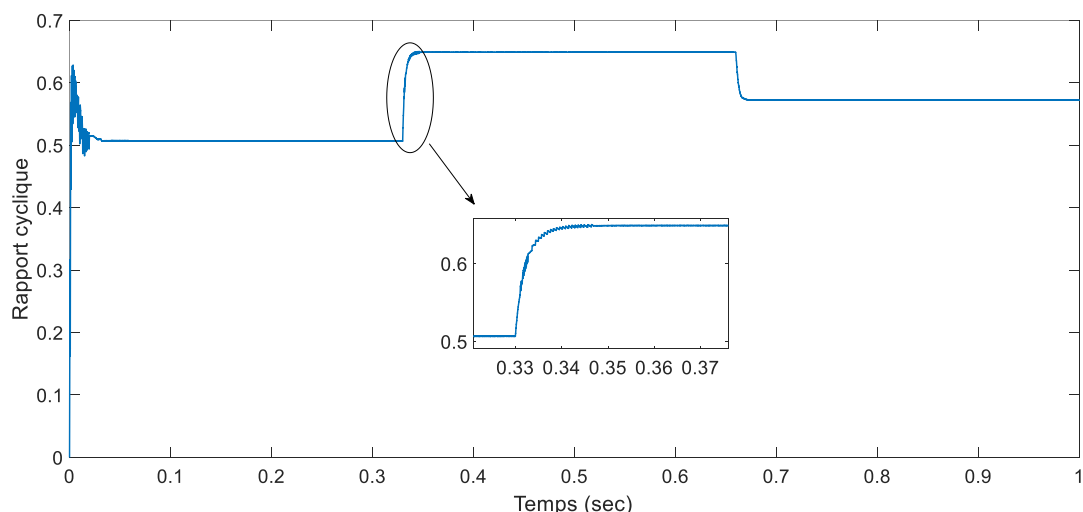


Figure 3.14 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC+P&O lors des variations brusques de la charge

L'algorithme SAC+P&O a démontré une solide robustesse selon les résultats. Les variations de charge n'ont pas eu d'impact sur le poursuite du PPM, étant donné que nous avons noté une stabilité en matière de puissance, de courant et de la tension.

III.5.2. Commande synergétique adaptative avec un estimateur de tension maximale (SAC)

Pour analyser la dynamique de l'algorithme synergétique adaptatif basé sur l'estimation de la tension maximale, nous effectuons une série de simulation du système photovoltaïque selon trois scénarios distincts, similaire à ceux testés précédemment.

Premier scénario : Conditions climatiques standards

La simulation est réalisée dans des conditions atmosphériques standards, avec un éclairement constant de 1000 W/m^2 , et une température ambiante de 25°C .

La figure 3.15 illustre différentes grandeurs électriques obtenues, tandis que la figure 3.16 présente le rapport cyclique.

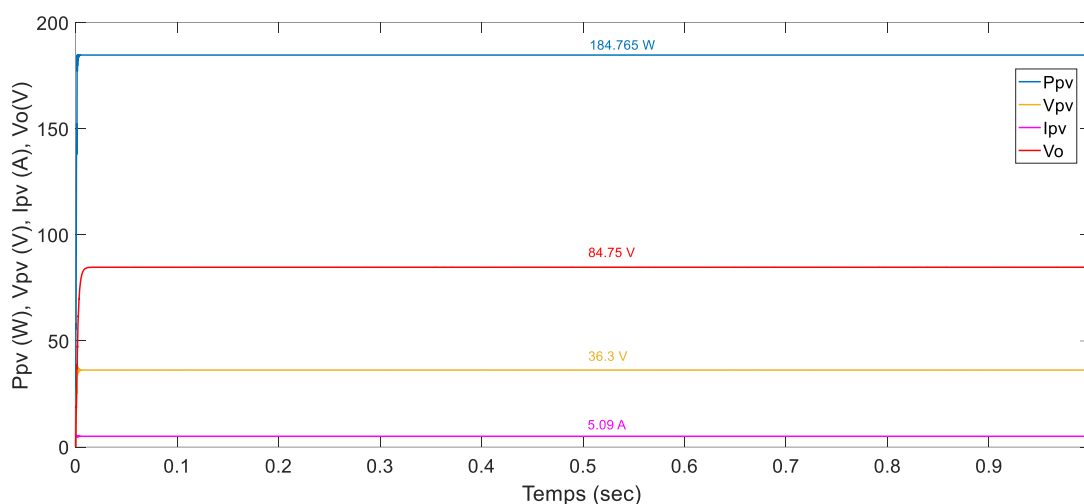


Figure 3.15 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC sous des conditions climatiques standards

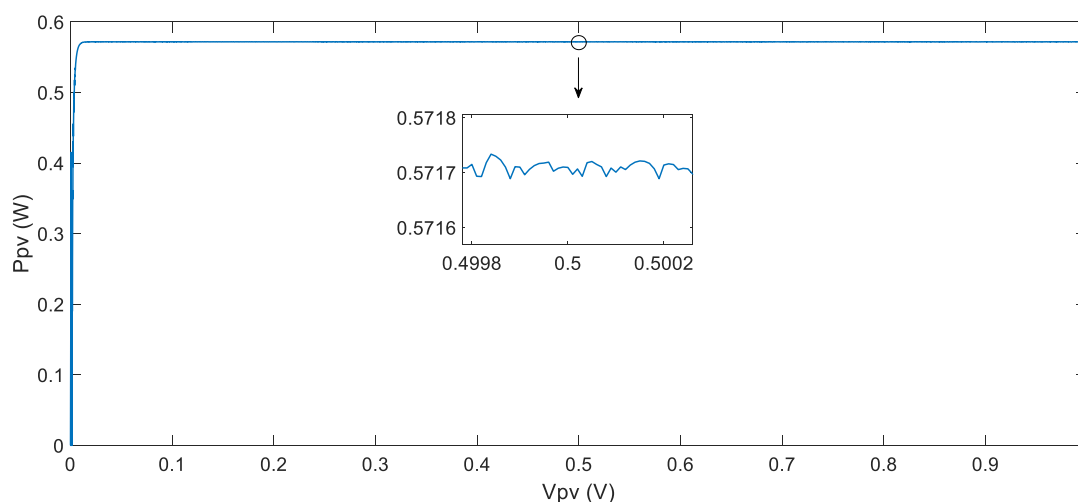


Figure 3.16 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC sous des conditions climatiques standards

L'analyse des réponses du système, à travers différentes grandeurs électriques, montre que dans des conditions atmosphériques standard, le point de fonctionnement converge parfaitement

vers le point de puissance maximale. Cette convergence se fait sans oscillations notables, démontrant la précision et la stabilité de la commande SAC.

Deuxième scénario : Variation de l'éclairement

Dans ce second scénario, une variation progressive du niveau d'éclairement est imposée selon la figure 2.20, tandis que la température est maintenue constante à 25 °C.

Les différentes mesures électriques sont illustrées dans la Figure 3.17, ainsi que le rapport cyclique montré dans la Figure 3.18.

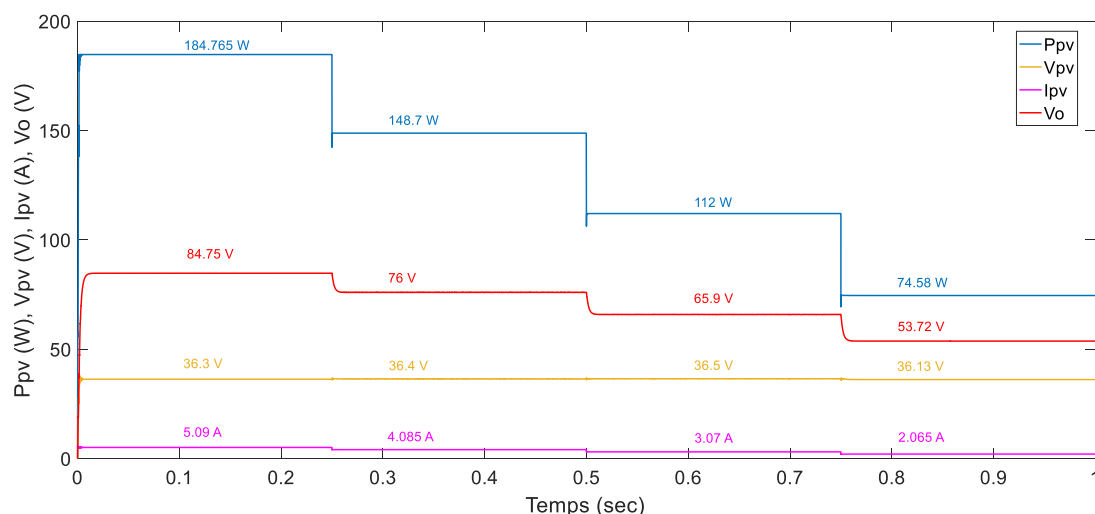


Figure 3.17 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC lors des variations brusques de l'éclairement

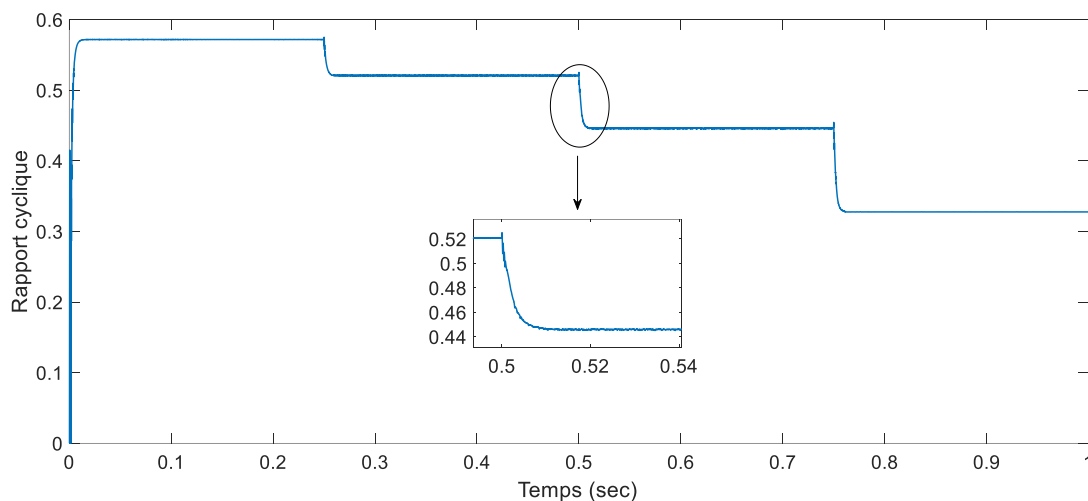


Figure 3.18 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC lors des variations brusques de l'éclairement

A la suite des changements brusques de l'éclairement, il a été constaté que le point de fonctionnement est resté conforme au suivi du PPM.

La trajectoire de suivi du PPM est présentée dans la figure 3.19.

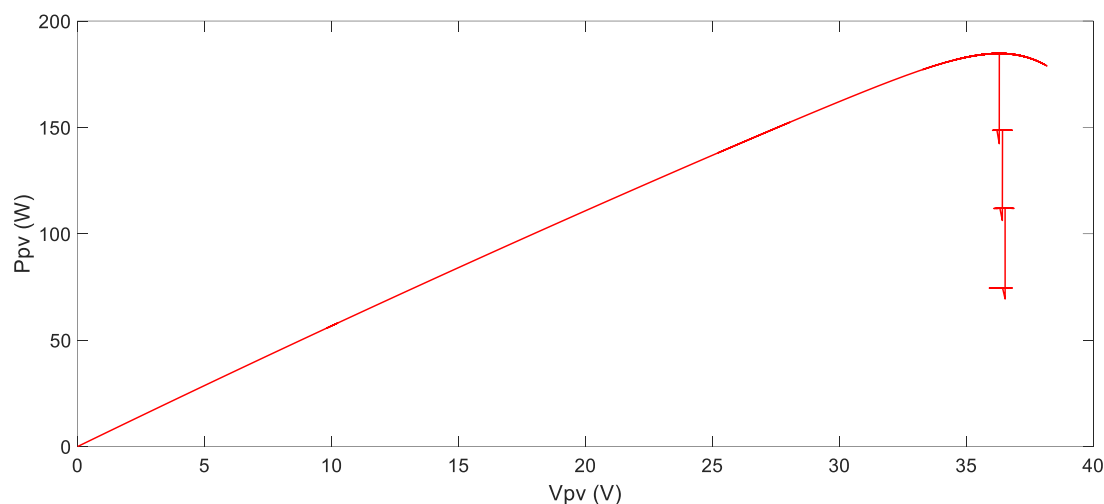


Figure 3.19 : Trajectoire du PPM sous une commande SAC lors des variations brusques de l'éclairement

Troisième scénario : Température variable

Dans ce scénario, l'éclairement est maintenu constant à 1000 W/m², tandis que la température est soumise à des variations, comme illustré dans la figure 2.24.

La figure 3.20 illustre les différentes grandeurs électriques mesurées, tandis que la figure 3.21 présente le rapport cyclique.

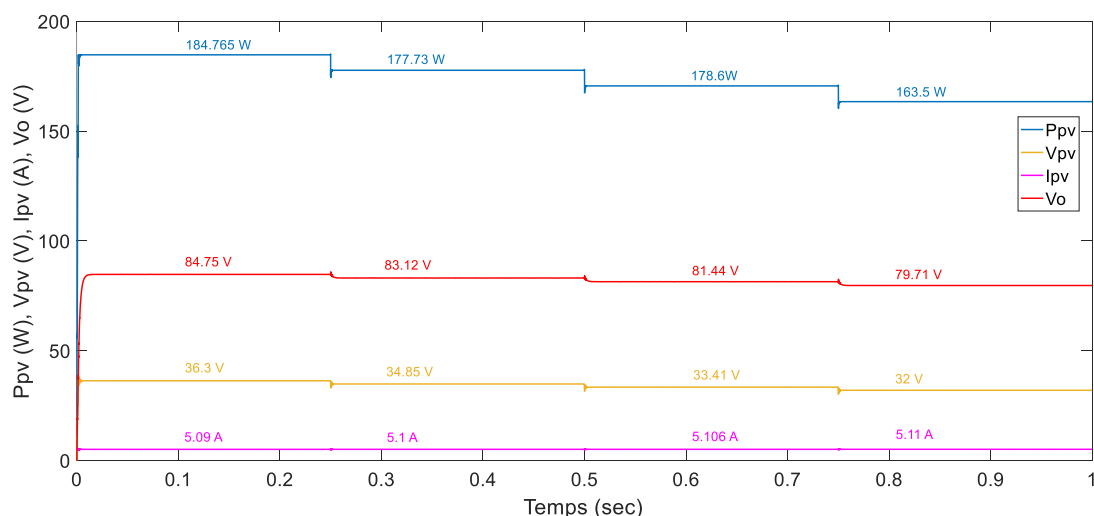


Figure 3.20 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC lors des variations brusques de la température

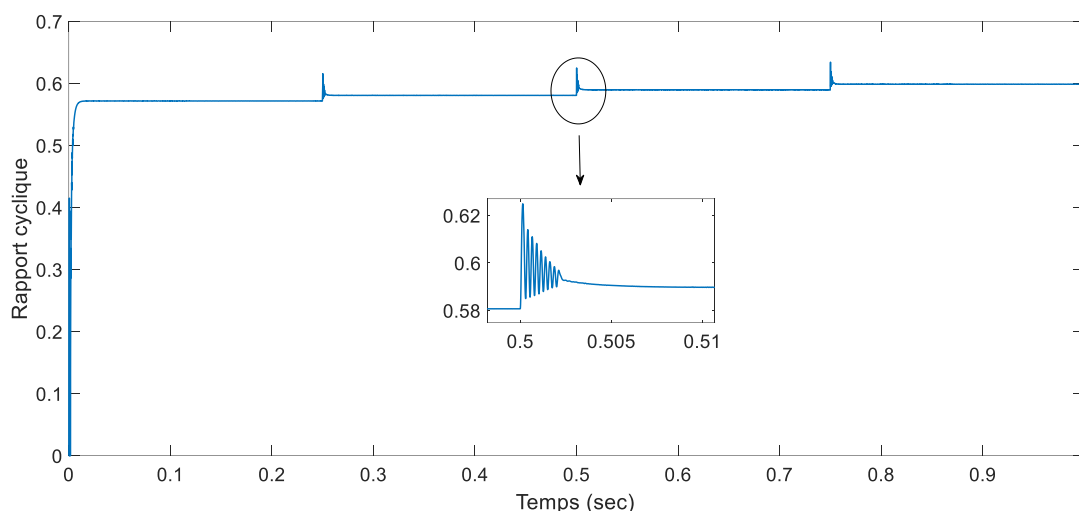


Figure 3.21 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC lors des variations brusques de la température

A la suite d'un changement du PPM dû à une variation brusque de la température, l'algorithme proposé a réagi en ajustant la valeur du rapport cyclique afin de converger vers le nouveau PPM.

La figure 3.22 présente la trajectoire de poursuite de PPM lors des changements de température.

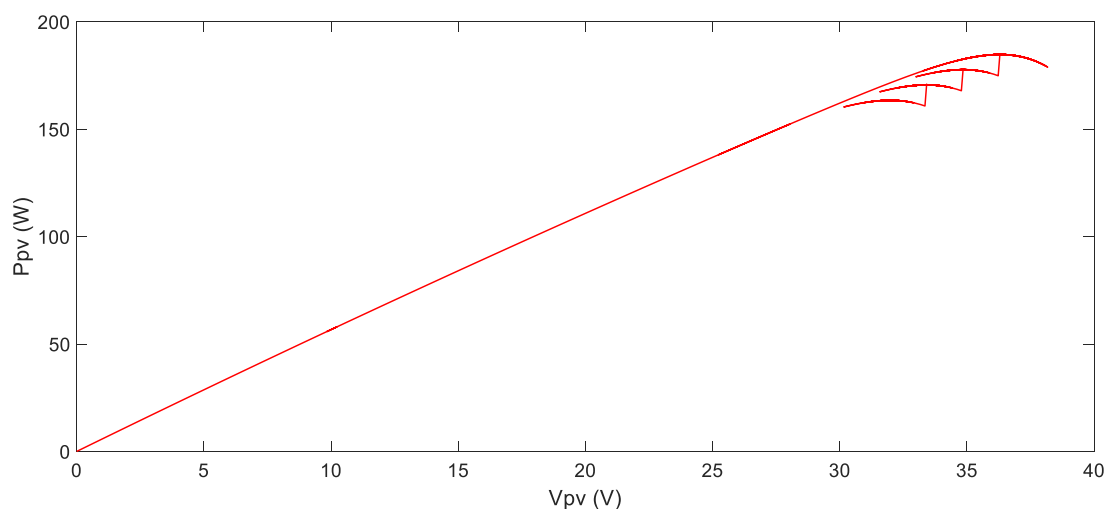


Figure 3.22 : Trajectoire du PPM sous une commande SAC lors des variations brusques de la température

Test de la robustesse

Nous procédons à l'évaluation de la robustesse du système en perturbant la charge, comme indiqué dans la figure 3.12. Cette procédure est réalisée dans des conditions météorologiques standard, avec un niveau d'éclairement de $1\,000\text{ W/m}^2$ et une température de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

La figure 3.23 illustre les différentes grandeurs électriques, tandis que la figure 3.24 montre l'évolution du rapport cyclique.

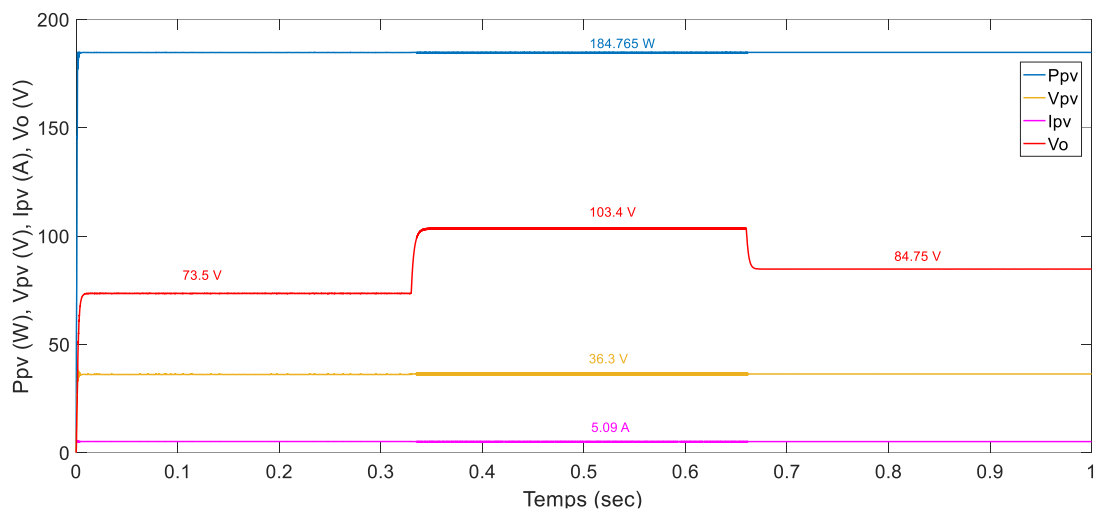


Figure 3.23 : Grandeurs électriques obtenues par la commande SAC lors des variations brusques de la charge

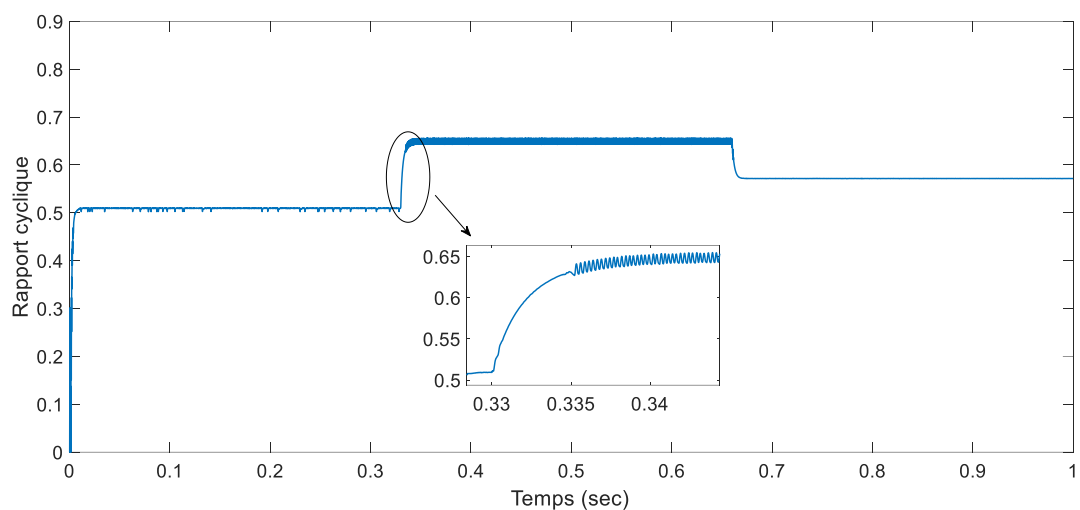


Figure 3.24 : Rapport cyclique obtenu par la commande SAC lors des variations brusques de la charge

après les résultats obtenus, nous remarquons que l'algorithme SAC a continué à suivre le PPM malgré les variations brusques de la charge. Cela se manifeste par une stabilité de la puissance, du courant et de la tension.

III.6. Étude de l'efficacité de l'optimisation proposée

L'objectif est d'évaluer l'efficacité et l'optimisation du transfert d'énergie à travers les algorithmes proposés pour le suivi du PPM. Une analyse comparative est réalisée afin de mesurer la performance des algorithmes proposés par rapport à l'algorithme synergétique dans le but d'évaluer les améliorations apportées grâce à l'optimisation par PSO.

Cette comparaison est établie entre, d'une part, la méthode synergétique adaptative avec estimateur P&O (SAC+P&O) et la technique synergétique (SC), et d'autre part, la méthode synergétique adaptative avec un estimateur de tension maximale (SAC) et la méthode synergétique (SC). Trois critères conditionnent cette analyse : par : Le temps de réponse, les oscillations de puissance et efficacité maximale. Cette dernière est calculée selon l'expression suivante [64] :

$$\text{Efficacité } (\eta) = \frac{P_{out}}{P_{MPPT}} \times 100 \quad (3.49)$$

Par ailleurs, nous examinerons la réponse en puissance de chaque contrôleur afin d'effectuer une comparaison visuelle entre l'algorithme adopté (SAC+P&O ou SAC) et l'algorithme de référence (SC).

III.6.1. Comparaison entre l'algorithme synergétique adaptatif avec un estimateur P&O (SAC+P&O) et la commande synergétique (SC)

Nous réalisons une étude comparative entre la méthode SAC+P&O et la technique synergétique afin d'évaluer l'efficacité de l'algorithme proposé. L'évaluation est réalisée en termes de réponse en puissance pour chacun des deux algorithmes, et ce, sous des trois conditions climatiques, comme cela a déjà présenté précédemment.

Premier scénario : Conditions climatiques standards

Les deux méthodes SAC+P&O et SC sont simulées dans des conditions météorologiques standards, avec un éclairement de 1000W/m^2 et une température de 25°C . La figure 3.25 illustre la réponse de puissance pour les deux algorithmes sous ces conditions.

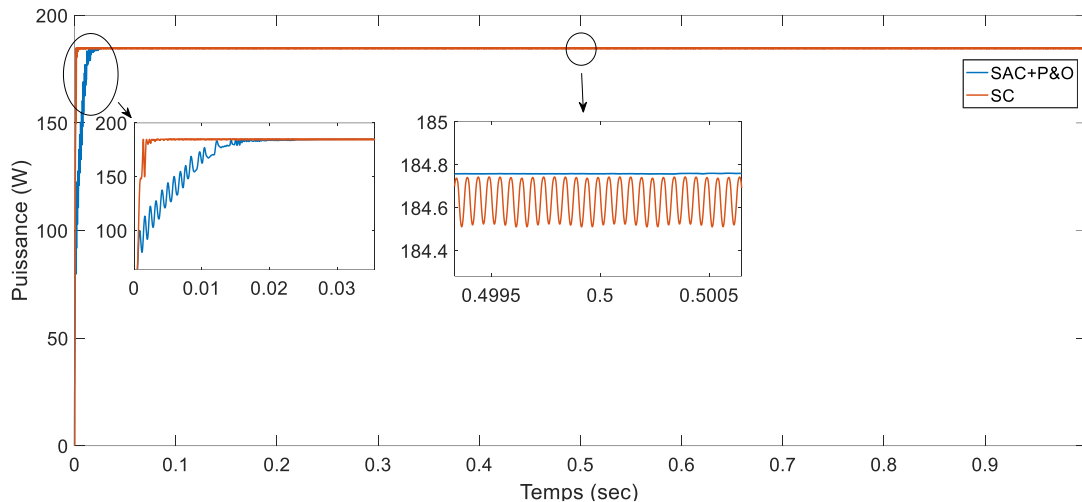


Figure 3.25 : Comparaison entre les commandes SAC avec estimateur P&O et SC via la puissance générée par un panneau PV dans des conditions météorologiques standards

On observe clairement sur la figure 3.25 que la commande synergétique (SC) réagit plus rapidement, avec un temps de réponse de 1,85 ms, tandis que la méthode synergétique adaptative avec estimateur P&O (SAC+P&O) atteint le régime permanent en 12 ms. Ce décalage s'explique par la lenteur relative de l'algorithme P&O dans l'estimation du courant correspondant au PPM.

En revanche, la méthode SAC+P&O se montre plus précise : les oscillations autour du point de fonctionnement sont très faibles, avec une amplitude de seulement 0,0012 W, contre 0,22 W pour la commande SC. Cela met en évidence la capacité du SAC+P&O à stabiliser efficacement la puissance générée.

Deuxième scénario : Variation de l'éclairement

Dans ce scénario, nous évaluons les performances des deux approches face à un changement brusque de l'éclairement, comme illustré dans la figure 2.20. La température est maintenue constante à 25 °C.

La figure 3.26 montre l'évolution de la puissance générée par chaque méthode dans ces conditions météorologiques variables.

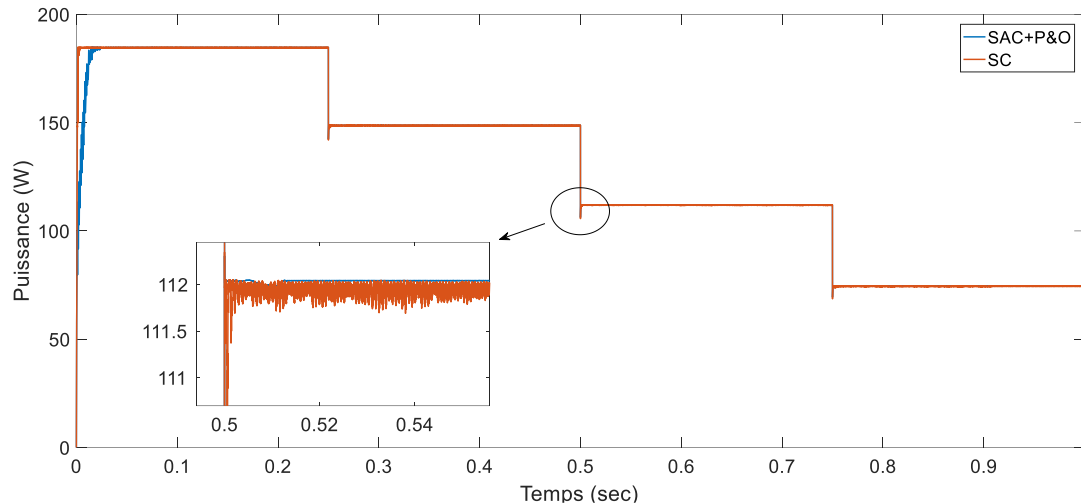


Figure 3.26 : Comparaison entre les commandes SAC avec estimateur P&O et SC via la puissance générée par le PV sous un éclairement variable et une température constante

Comme le montre la figure 3.26, suite à un changement brusque de l'éclairement, la méthode synergétique adaptative avec un estimateur P&O (SAC+P&O) parvient rapidement à se stabiliser autour du nouveau PPM correspondant aux nouvelles conditions atmosphériques. En revanche, la méthode synergétique classique (SC) présente un temps de stabilisation plus long, ce qui reflète une moins bonne réactivité face aux variations de l'environnement.

Troisième scénario : Température variable

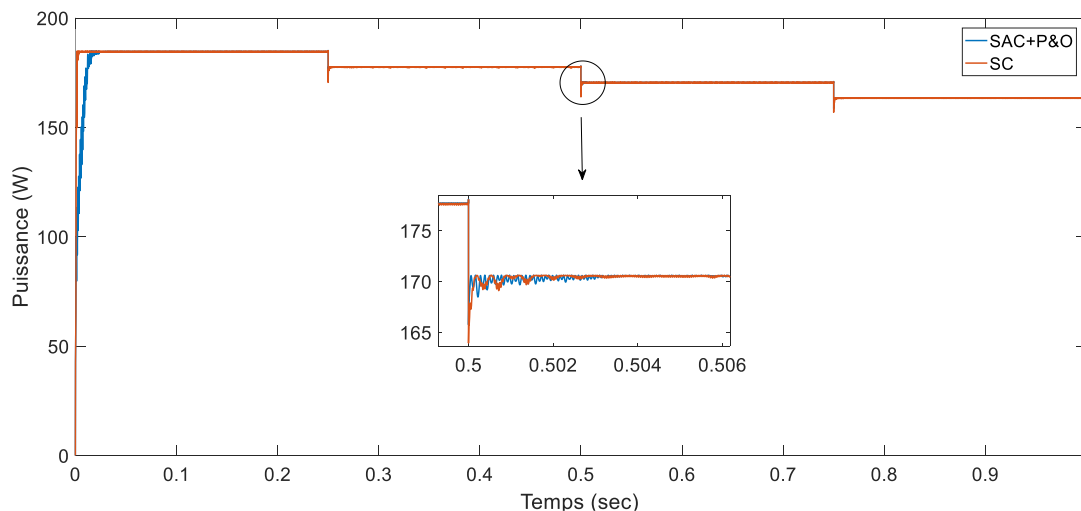


Figure 3.27 : Comparaison entre les commandes SAC avec estimateur P&O et SC via la puissance générée par le PV sous un éclairement constant et température variable.

Jusqu'à ce moment, on compare les réponses des deux algorithmes pendant des variations météorologiques afin de maintenir un éclairement constant à 1000W/m^2 , tout en effectuant une modification brusque de température comme le montre la figure 2.24. la comparaison des réponses des deux algorithmes est présentée dans la figure 3.27.

Selon la figure 3.27, on observe que le (PPM) varie à la suite des changements brusques de la température. La méthode synergétique adaptative avec estimateur P&O (SAC+P&O) parvient à s'ajuster rapidement au nouveau PPM, tandis que la technique synergétique classique (SC) présente quelques oscillations avant d'atteindre la stabilité.

III.6.2. Comparaison entre l'algorithme synergétique adaptatif avec estimateur de tension maximale (SAC) et la commande synergétique classique (SC)

L'étude comparative est désormais étendue aux méthodes SAC et SC. Nous analysons leurs réponses en puissance afin d'évaluer leurs performances respectives dans différentes conditions climatiques.

Premier scénario : Conditions climatiques standards

Dans ce premier scénario, nous comparons les algorithmes SAC et SC en conditions météorologiques standardisées, avec un éclairement de 1000 W/m^2 et une température stable à 25°C .

Les réponses des deux algorithmes dans ce contexte, sont présentées à la figure 3.28.

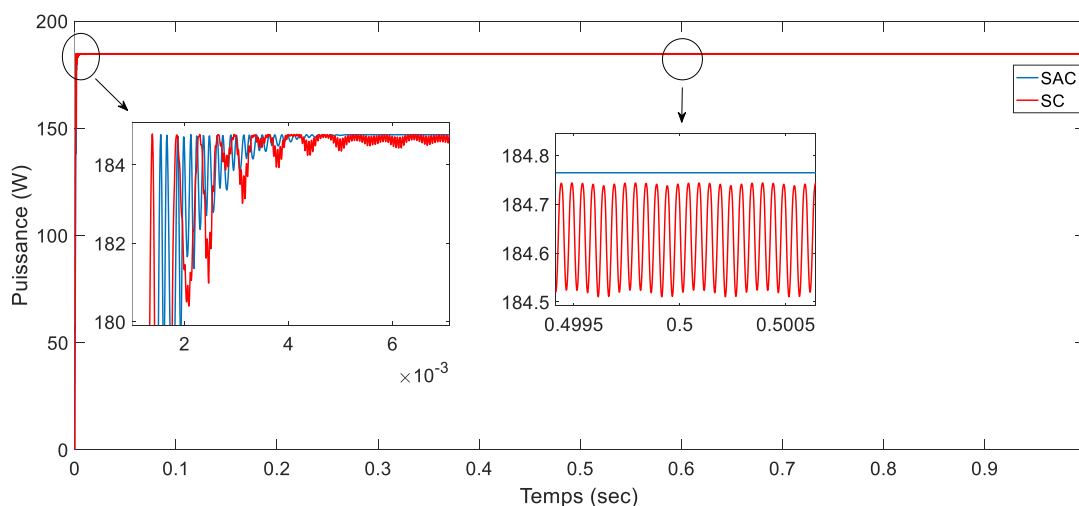


Figure 3.28 : Comparaison entre les commandes SAC et SC via la puissance générée par un panneau PV sous des conditions météorologiques standards

Selon la figure 3.28, la méthode synergétique adaptative avec estimateur de la tension maximale (SAC) présente une réponse plus rapide, avec un temps de réponse de 1,45 ms, comparée à la technique synergétique classique (SC) qui nécessite 1,85 ms.

De plus, la méthode SAC est plus stable, affichant des oscillations d'amplitude très faibles, de l'ordre de 0,0001 W, tandis que la technique SC présente des oscillations plus importantes, d'amplitude 0,22 W.

Deuxième scénario : Variation de l'éclairement

Actuellement, les deux algorithmes sont exposés à une variation brusque de l'éclairement comme le montre la figure 2.20, tout en gardant la température à 25°C. La figure 3.29 illustre les réponses en puissance des deux algorithmes face à des variations de l'ensoleillement.

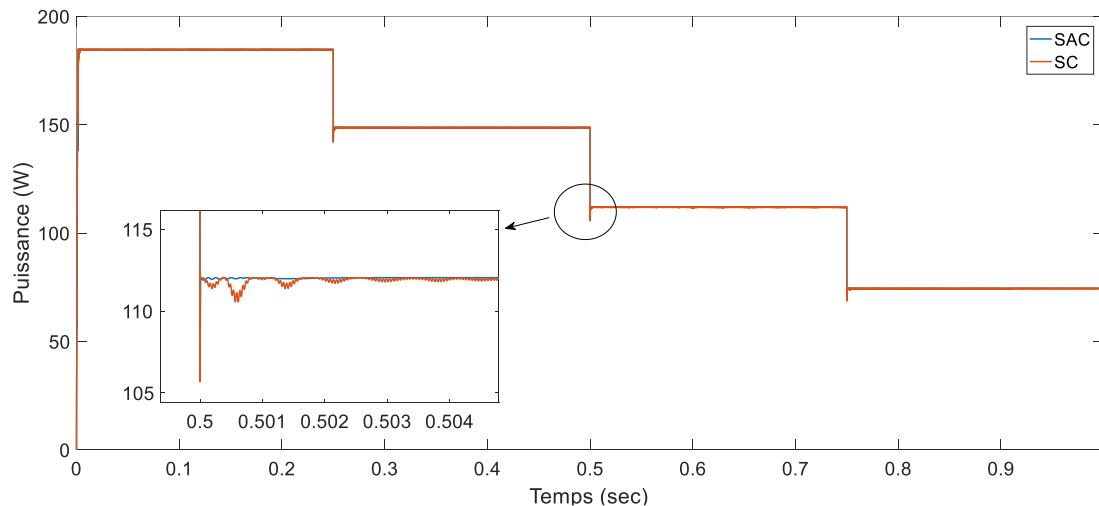


Figure 3.29 : Comparaison entre les commandes SAC et SC via la puissance générée par le PV sous un éclairement variable et une température constante

D'après la figure 3.29, on remarque que la méthode synergétique adaptative avec estimateur de la tension maximale (SAC) se stabilise rapidement après un changement brusque du PPM provoqué par une variation de l'éclairement. En revanche, la technique synergétique classique (SC) présente quelques oscillations avant d'atteindre la stabilité.

Troisième scénario : Température variable

Pour ce scénario, nous abordons une autre hypothèse concernant les conditions météorologiques. L'ensoleillement est maintenu constant à 1000 W/m², tandis que des variations

soudaines de température sont introduites, comme indiqué dans la figure 2.24. La figure 3.30 présente la réponse en puissance des deux algorithmes lors de variations de température.

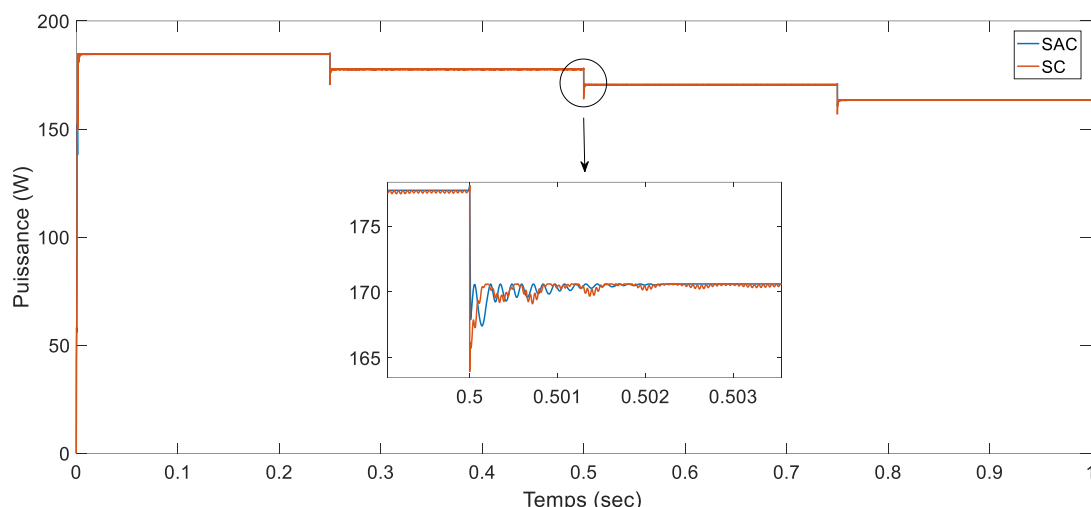


Figure 3.30 : Comparaison entre les commandes SAC et SC via la puissance générée par le PV sous un éclairage constant et température variable

D'après la figure 3.30, il est clair que la méthode SAC a réagi plus rapidement au nouveau PPM, suite à une variation brusque de température. Cette dernière a engendré quelques oscillations avant que le système n'atteigne sa stabilisation.

Tableau 3.2 : Performances des différents contrôleurs MPPT proposés et de la commande SC

La méthode de commande MPPT	Temps de réponse (ms)	Oscillations de puissance (W)	Efficacité maximale η (%)
Commande synergétique (SC)	1.85	0.22	99.72
Commande synergétique adaptative avec estimateur P&O (SAC+P&O)	12	0.0012	99.78
Commande synergétique adaptative avec estimateur de tension maximale (SAC)	1.45	0.0001	99.92

Analyse des résultats présentés dans le tableau 3.1

À partir du tableau 3.1 et des résultats précédemment analysés, nous pouvons tirer les conclusions suivantes :

- En ce qui concerne le temps de réponse, L'algorithme SAC affiche le temps de réponse le plus court, avec 1,45 ms, devant la commande SC (1,85 ms). La méthode SAC+P&O, quant à elle, présente un temps de réponse nettement plus élevé, atteignant 12 ms.
- Pour les oscillations de puissance, la méthode SAC se distingue une fois de plus par sa grande précision, avec une oscillation très faible de 0,0001 W. Elle est suivie par SAC+P&O avec 0,0012 W, tandis que la commande SC enregistre les oscillations les plus remarquables, de l'ordre de 0,22 W.
- En ce qui concerne l'efficacité maximale, l'algorithme SAC obtient la meilleure performance avec une efficacité de 99,92 %, suivi de près par SAC+P&O (99,78 %). La commande SC affiche quant à elle la valeur la plus basse, avec une efficacité de 99,72 %.

III.7. Conclusion

Ce chapitre a présenté deux nouvelles méthodes de suivi du PPM pour les systèmes photovoltaïques, toutes deux basées sur l'approche synergétique.

La première, la commande synergétique adaptative avec estimateur P&O (SAC+P&O), intègre un estimateur de courant maximal reposant sur la technique P&O, optimisé par l'algorithme PSO. La seconde, la commande synergétique adaptative (SAC), utilise un estimateur de la tension de référence, également optimisé par PSO.

Les simulations réalisées sous MATLAB ont démontré que ces deux approches offrent des performances remarquables pour le suivi du PPM, aussi bien dans des conditions météorologiques stables que variables.

Afin d'évaluer leur efficacité, une analyse comparative a été menée avec la commande synergétique classique (SC), identifiée comme la plus performante parmi les techniques modernes examinées au deuxième chapitre.

L'étude a permis de mettre en évidence les performances des deux algorithmes proposés sur plusieurs aspects clés. La méthode SAC a montré un léger avantage en termes de rapidité, de stabilité et d'efficacité, comparée à SAC+P&O.

Par ailleurs, les simulations ont inclus des variations de charge, révélant la robustesse des deux méthodes, capables de maintenir un suivi efficace du PPM malgré ces perturbations.

Conclusion générale

Conclusion générale

Ce travail vise à élaborer deux nouvelles structures de commande, basées sur une approche synergétique adaptative optimisée par un algorithme intelligent, dans le but d'améliorer le transfert d'énergie au sein d'un système photovoltaïque autonome. Le système étudié se compose d'un générateur photovoltaïque, d'un convertisseur survolteur de type BOOST, d'une charge résistive et d'un contrôleur MPPT assurant l'extraction optimale de la puissance disponible.

La connexion directe du générateur photovoltaïque à une charge entraîne une perte d'énergie notable, principalement due au décalage entre les caractéristiques de la charge et la puissance instantanée du générateur, qui fluctue avec les variations de l'ensoleillement et de la température. Pour pallier ce problème, une architecture à connexion indirecte est privilégiée. Elle intègre un étage d'adaptation, généralement un convertisseur statique, commandé par des algorithmes de suivi du point de puissance maximale (MPPT). Ces algorithmes ajustent dynamiquement le rapport cyclique du convertisseur afin d'optimiser le transfert d'énergie vers la charge.

Deux algorithmes ont été développés pour assurer le suivi du PPM, indépendamment des variations d'éclairement et de température. Afin d'optimiser le rendement de conversion énergétique et de minimiser les pertes, une phase d'optimisation basée sur l'algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO) a été intégrée. Celle-ci permet d'ajuster les paramètres de la structure de commande afin d'assurer un transfert d'énergie optimal.

Nous avons commencé par présenter une cellule photovoltaïque et analyser ses caractéristiques ainsi que ses propriétés électriques. Nous avons également réalisé son modèle et analysé l'impact de l'éclairement et de la température sur la puissance générée.

À partir de ces éléments, nous avons constitué un modèle qui a ensuite été transformé en générateur photovoltaïque. Par la suite, nous avons effectué une analyse détaillée du branchement direct, puis incorporé un étage d'adaptation. Nous avons étudié différents types de ces étages ainsi que leurs caractéristiques.

Nous avons commencé par présenter la cellule photovoltaïque, en analysant ses caractéristiques ainsi que ses propriétés électriques. Sa modélisation a ensuite été réalisée, mettant en évidence l'impact de l'éclairement et de la température sur la puissance produite. À partir de ces éléments, un modèle a été constitué et transformé en générateur photovoltaïque. Par la suite, une analyse approfondie de la connexion directe à la charge a été effectuée, avant d'introduire un étage d'adaptation. Différents types de ces étages ont été étudiés, mettant en lumière leurs caractéristiques et leur efficacité en matière de conversion d'énergie.

Par la suite, nous avons présenté le principe de la commande MPPT en détaillant plusieurs méthodes pour suivre le PPM. Après avoir analysé les techniques classiques, nous nous sommes orientés vers des méthodes plus modernes. Ces différentes approches ont été simulées sous Matlab/Simulink dans divers scénarios météorologiques. Les simulations des méthodes classiques : P&O, HC et INC-COND ont montré des oscillations marquées dans les réponses électriques, avec des performances globalement proches, INC-COND étant la plus efficace, suivie de P&O, puis HC.

Les méthodes modernes ont ensuite été étudiées. L'algorithme FLC s'est distingué par sa précision, tandis que la technique SMC a offert une réponse rapide, bien que perturbée par un phénomène de broutement. Ce problème a été résolu grâce à l'intégration de l'algorithme de backstepping, aboutissant à la méthode IBSMC. Par ailleurs, la méthode synergétique a démontré une efficacité supérieure à celle des autres techniques modernes.

Dans la dernière partie de cette thèse, nous avons élaboré deux nouvelles structures. La première est un contrôleur synergétique adaptatif (SAC + P&O) intégrant un estimateur de courant maximal basé sur la technique P&O. La seconde est un contrôleur synergétique adaptatif (SAC) intégrant un estimateur de tension de référence. Une optimisation du transfert d'énergie a été réalisée pour ces deux algorithmes en choisissant leurs paramètres optimaux grâce à l'algorithme PSO.

La vérification de ces deux algorithmes a été réalisée par le biais de simulations sous l'environnement Matlab/Simulink. Ils ont démontré leur efficacité en suivant le point de puissance maximale avec précision et rapidité, même sous différentes conditions météorologiques, incluant des variations d'éclairement et de température. Par ailleurs, une analyse de robustesse a été menée

en faisant varier la charge. Les performances observées ont confirmé la stabilité et l'adaptabilité des deux stratégies de commande.

Afin d'illustrer l'efficacité de l'algorithme PSO dans l'optimisation du transfert de puissance, une analyse comparative a été réalisée entre les deux techniques proposées et la méthode synergétique, considérée comme la plus performante parmi les approches modernes. Les deux algorithmes développés ont démontré une supériorité en termes de performance et de précision par rapport à la commande synergétique classique, avec une légère préférence pour l'approche SAC par rapport à l'algorithme SAC+P&O.

L'ensemble des résultats obtenus dans le cadre de ce travail nous a permis de définir une orientation claire et nous a encouragés à explorer de nouvelles pistes afin d'atteindre des performances encore plus prometteuses à l'avenir.

Les résultats obtenus pour les deux structures proposées ont non seulement renforcé notre motivation, mais ont également facilité leur développement ultérieur.

Cela a été rendu possible grâce à la conception d'un estimateur de courant maximal intégré à l'algorithme SAC+P&O, ainsi que d'un estimateur de tension de référence dans l'approche SAC. Nous estimons qu'à terme, ces deux estimateurs pourront être perfectionnés pour anticiper la position du pic maximal de la courbe puissance-tension, leur conférant ainsi la capacité de suivre efficacement les points de puissance maximale (PPM), y compris en conditions d'ombrage partiel.

Bibliographie

- [1] P. A. Owusu and S. Asumadu-Sarkodie, “A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation,” *Cogent Engineering*, vol. 3, no. 1, p. 1167990, Dec. 2016, doi: 10.1080/23311916.2016.1167990.
- [2] M. Abdel-Salam, M.-T. El-Mohandes, and M. Goda, “An improved perturb-and-observe based MPPT method for PV systems under varying irradiation levels,” *Solar Energy*, vol. 171, pp. 547–561, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.06.080.
- [3] M. Killi and S. Samanta, “Modified Perturb and Observe MPPT Algorithm for Drift Avoidance in Photovoltaic Systems,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 9, pp. 5549–5559, Sep. 2015, doi: 10.1109/TIE.2015.2407854.
- [4] V. Jatelly, B. Azzopardi, J. Joshi, B. Venkateswaran V, A. Sharma, and S. Arora, “Experimental Analysis of hill-climbing MPPT algorithms under low irradiance levels,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 150, p. 111467, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111467.
- [5] F. Liu, S. Duan, F. Liu, B. Liu, and Y. Kang, “A Variable Step Size INC MPPT Method for PV Systems,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 7, pp. 2622–2628, Jul. 2008, doi: 10.1109/TIE.2008.920550.
- [6] A. Chellakhi, S. El Beid, Y. Abouelmahjoub, and H. Doubabi, “An Enhanced Incremental Conductance MPPT Approach for PV Power Optimization: A Simulation and Experimental Study,” *Arab J Sci Eng*, vol. 49, no. 12, pp. 16045–16064, Dec. 2024, doi: 10.1007/s13369-024-08804-1.
- [7] Y. Triki, A. Bechouche, H. Seddiki, and D. O. Abdeslam, “An Improved Incremental Conductance Based MPPT Algorithm for Photovoltaic Systems,” in *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Oct. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/IECON48115.2021.9589956.
- [8] C. R. Algarín, J. T. Giraldo, and O. R. Álvarez, “Fuzzy Logic Based MPPT Controller for a PV System,” *Energies*, vol. 10, no. 12, p. 2036, Dec. 2017, doi: 10.3390/en10122036.

-
- [9] S. S. Kumar and K. Balakrishna, "A novel design and analysis of hybrid fuzzy logic MPPT controller for solar PV system under partial shading conditions," *Sci Rep*, vol. 14, no. 1, p. 10256, May 2024, doi: 10.1038/s41598-024-60870-5.
- [10] U. Yilmaz, A. Kircay, and S. Borekci, "PV system fuzzy logic MPPT method and PI control as a charge controller," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 994–1001, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.048.
- [11] A. Prabhakaran and A. S. Mathew, "Sliding Mode MPPT Based Control For a Solar Photovoltaic system," *International Research Journal of Engineering and Technology*, vol. 03, no. 06, pp. 2600–2604, Jun. 2016.
- [12] W. Xiao, D. Wang, F. Xie, D. Qiu, B. Zhang, and Y. Chen, "Improved global fast terminal sliding mode control-based MPPT method for photovoltaic systems," *J. Power Electron.*, vol. 25, pp. 1605–1614, Mar. 2025, doi: 10.1007/s43236-025-01009-1.
- [13] M. R. Mostafa, N. H. Saad, and A. A. El-sattar, "Tracking the maximum power point of PV array by sliding mode control method," *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 11, no. 1, pp. 119–131, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.asej.2019.09.003.
- [14] B. K. Oubbati, M. Boutoubat, A. Rabhi, and M. Belkheiri, "Experiential Integral Backstepping Sliding Mode Controller to achieve the Maximum Power Point of a PV system," *Control Engineering Practice*, vol. 102, p. 104570, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.conengprac.2020.104570.
- [15] H. Attoui, F. Khaber, M. Melhaoui, K. Kassmi, and N. Essounbouli, "Development and experimentation of a new MPPT synergetic control for photovoltaic systems," *Journal Of Optoelectronics And Advanced Materials*, vol. 18, no. 1–2, pp. 165–173, Jan. 2016.
- [16] K. Hadjadj, H. Attoui, and A. Djari, "Dynamic Performance Study of an MPPT Controller Using Synergetic Controller for a Photovoltaic System," in *2024 2nd International Conference on Electrical Engineering and Automatic Control (ICEEAC)*, Setif, Algeria: IEEE, May 2024, p. 6. doi: 10.1109/ICEEAC61226.2024.10576505.
- [17] A. Laith, "Particle Swarm Optimization: Advances, Applications, and Experimental Insights," *Computers, Materials and Continua*, vol. 82, no. 2, pp. 1539–1592, Feb. 2025, doi: 10.32604/cmc.2025.060765.
- [18] N. Hashim, M. K. A. M. Jamhari, and R. Baharom, "Improved Particle Swarm Optimization MPPT for Standalone PV System Under Varying Environmental Conditions,"

- in *2024 IEEE 4th International Conference in Power Engineering Applications (ICPEA)*, Mar. 2024, pp. 19–24. doi: 10.1109/ICPEA60617.2024.10498281.
- [19] V. Kapsalis, G. Kyriakopoulos, M. Zamparas, and A. Tolis, “Investigation of the Photon to Charge Conversion and Its Implication on Photovoltaic Cell Efficient Operation,” *Energies*, vol. 14, no. 11, p. 3022, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14113022.
- [20] O. Behar, A. Khellaf, and K. Mohammedi, “A review of studies on central receiver solar thermal power plants,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pp. 12–39, Jul. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.02.017.
- [21] J. Wan, K. Yao, G. Ren, K. Han, Q. Wang, and J. Yu, “Spatiotemporal Diurnal Modulation Characteristic of Wind Speed and Power Generation Revealed by Its Measured Data Processing,” *Computational Intelligence and Neuroscience*, vol. 2022, no. 1, pp. 1–15, 2022, doi: 10.1155/2022/5722770.
- [22] Y. Karakoyun, “Determination of Effective Parameters for Hydropower Plants’ Energy Generation: A Case Study,” *Applied Sciences*, vol. 14, no. 5, p. 2069, Jan. 2024, doi: 10.3390/app14052069.
- [23] M. T. Islam *et al.*, “Trends and prospects of geothermal energy as an alternative source of power: A comprehensive review,” *Heliyon*, vol. 8, no. 12, p. e11836, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.heliyon.2022.e11836.
- [24] M. Benzaouia, H. Bekkay, A. Rabhi, A. Mellit, B. Anas, and A. Migan-Dubois, “Energy management strategy for an optimum control of a standalone photovoltaic-batteries water pumping system for agriculture applications,” Aug. 06, 2021, *arXiv*: arXiv:2108.02460. doi: 10.48550/arXiv.2108.02460.
- [25] E. Demirkutlu and I. Iskender, “Grid Connected Three-Phase Boost-Inverter for Solar PV Systems,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 11, no. 2, pp. 776–784, Jun. 2021.
- [26] R. P. Smith, A. A.-C. Hwang, T. Beetz, and E. Helgren, “Introduction to semiconductor processing: Fabrication and characterization of p - n junction silicon solar cells,” *American Journal of Physics*, vol. 86, no. 10, pp. 740–746, Oct. 2018, doi: 10.1119/1.5046424.
- [27] Amal Herez, Hassan Jaber, Hicham El Hage, Thierry Lemenand, Mohamad Ramadan, and Mahmoud Khaled, “A review on the classifications and applications of solar photovoltaic technology,” *AIMSE*, vol. 11, no. 6, pp. 1102–1130, 2023, doi: 10.3934/energy.2023051.

- [28] S. Abada and H. Le-Huy, “Étude et optimisation d’un générateur photovoltaïque pour la recharge d’une batterie avec un convertisseur Sepic,” 2011. Lien: <https://www.semanticscholar.org/paper/%C3%89tude-et-optimisation-d%27ung%C3%A9n%C3%A9rateur-pour-la-d%27une-Abada-LeHuy/570e60e39f3b02b11a8dd423a1fa04d3fd239e37>
- [29] J. A. Gow and C. D. Manning, “Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies,” *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 146, no. 2, pp. 193–200, Mar. 1999, doi: 10.1049/ip-epa:19990116.
- [30] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, “PV panel model based on datasheet values,” in *2007 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, Jun. 2007, pp. 2392–2396. doi: 10.1109/ISIE.2007.4374981.
- [31] H. Attoui, “Contribution à la synthèse de nouvelles stratégies de commande des systèmes d’énergie renouvelable,” Thesis, 2018. Lien : <http://dspace.univ-setif.dz:8888/jspui/handle/123456789/1513>
- [32] H. Patel and V. Agarwal, “MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 1, pp. 302–310, Mar. 2008, doi: 10.1109/TEC.2007.914308.
- [33] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, “Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays,” in *2009 Brazilian Power Electronics Conference*, Sep. 2009, pp. 1244–1254. doi: 10.1109/COBEP.2009.5347680.
- [34] A. Goetzberger, C. Hebling, and H.-W. Schock, “Photovoltaic materials, history, status and outlook,” *Materials Science and Engineering: R: Reports*, vol. 40, no. 1, pp. 1–46, Jan. 2003, doi: 10.1016/S0927-796X(02)00092-X.
- [35] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, and E. Dunlop, “Solar cell efficiency tables (Version 45),” *Progress In Photovoltaics*, vol. 23, pp. 1–9, 2015, doi: 10.1002/pip.2573.
- [36] R. A. Messenger and H. “Amir” Abtahi, *Photovoltaic Systems Engineering*, 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2018. doi: 10.1201/9781315218397.
- [37] V. Quaschnig, *Understanding Renewable Energy Systems*, 2nd ed. London: Routledge, 2016. doi: 10.4324/9781315769431.
- [38] E. Sayed Ward, N. Gad, M. Lotfy Rabeh, and A. Yahia, “Effects of Solar Irradiance and Temperature on Photovoltaic Module Characteristics using a capacitive load method,”

- Menoufia Journal of Electronic Engineering Research*, vol. 32, no. 1, pp. 24–30, Jan. 2023, doi: 10.21608/mjeer.2023.283915.
- [39] J.-F. Reynaud, “Recherches d’optimums d’énergies pour charge/décharge d’une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques,” Thèse de doctorat, Université Toulouse 3 Paul Sabatier, 1969-2024, France, 2011.
- [40] A. M. Salazar and E. Q. B. Macabebe, “Hotspots Detection in Photovoltaic Modules Using Infrared Thermography,” *MATEC Web Conf.*, vol. 70, p. 10015, 2016, doi: 10.1051/mateconf/20167010015.
- [41] S. W. Ko *et al.*, “Electric and thermal characteristics of photovoltaic modules under partial shading and with a damaged bypass diode,” *Energy*, vol. 128, pp. 232–243, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.04.030.
- [42] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, and M. Osakada, “Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions,” *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, no. 1, pp. 59–64, Jan. 1995, doi: 10.1049/ip-gtd:19951577.
- [43] T. Esmar and P. L. Chapman, “Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, Jun. 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.874230.
- [44] G. Petrone, G. Spagnuolo, R. Teodorescu, M. Veerachary, and M. Vitelli, “Reliability Issues in Photovoltaic Power Processing Systems,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 7, pp. 2569–2580, Jul. 2008, doi: 10.1109/TIE.2008.924016.
- [45] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, “A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 5, pp. 1292–1306, Sep. 2005, doi: 10.1109/TIA.2005.853371.
- [46] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, “Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 20, no. 4, pp. 963–973, Jul. 2005, doi: 10.1109/TPEL.2005.850975.
- [47] R. W. Erickson and D. Maksimović, *Fundamentals of Power Electronics*. Cham: Springer International Publishing, 2020. doi: 10.1007/978-3-030-43881-4.
- [48] A. Wiesner, R. Diez, and G. Perilla, “Design and implementation of a Buck converter with MPPT for battery charge from solar module,” in *2013 Workshop on Power Electronics and*

- Power Quality Applications (PEPQA)*, Jul. 2013, pp. 1–6. doi: 10.1109/PEPQA.2013.6614938.
- [49] B. Sabir, S. D. Lu, H. D. Liu, C. H. Lin, A. Sarwar, and L. Y. Huang, “A Novel Isolated Intelligent Adjustable Buck-Boost Converter with Hill Climbing MPPT Algorithm for Solar Power Systems,” *Processes*, vol. 11, no. 4, p. 1010, Apr. 2023, doi: 10.3390/pr11041010.
- [50] C. Cabal, “Optimisation énergétique de l’étage d’adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque,” phdthesis, Université Paul Sabatier - Toulouse III, 2008. Accessed: May 15, 2025. Lien: <https://theses.hal.science/tel-00357487>
- [51] A. Zegaoui, M. Aillerie, P. Petit, J. P. Sawicki, J. P. Charles, and A. W. Belarbi, “Dynamic behaviour of PV generator trackers under irradiation and temperature changes,” *Solar Energy*, vol. 85, no. 11, pp. 2953–2964, Nov. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.08.038.
- [52] A. Pallavee Bhatnagar and B. R. K. Nema, “Conventional and global maximum power point tracking techniques in photovoltaic applications: A review,” *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 5, no. 3, p. 032701, May 2013, doi: 10.1063/1.4803524.
- [53] A. Zegaoui *et al.*, “Comparison of Two Common Maximum Power Point Trackers by Simulating of PV Generators,” *Energy Procedia*, vol. 6, pp. 678–687, 2011, doi: 10.1016/j.egypro.2011.05.077.
- [54] W. J. A. Teulings, J. C. Marpinard, A. Capel, and D. O’Sullivan, “A new maximum power point tracking system,” in *Proceedings of IEEE Power Electronics Specialist Conference - PESC '93*, Jun. 1993, pp. 833–838. doi: 10.1109/PESC.1993.472018.
- [55] W. Xiao and W. G. Dunford, “A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems,” in *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference*, Jun. 2004, pp. 1957–1963 Vol.3. doi: 10.1109/PESC.2004.1355417.
- [56] L. Shang, H. Guo, and W. Zhu, “An improved MPPT control strategy based on incremental conductance algorithm,” *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 5, no. 1, p. 14, Jun. 2020, doi: 10.1186/s41601-020-00161-z.
- [57] “J. H. Lee, H. S. Bae and B. H. Cho, ‘Advanced Incremental Conductance MPPT Algorithm with a Variable Step Size,’ Proceedings of the 12th International Power Electronics and Motion Control Conference EPE-PEMC, Portoroz, 30 August-1 September 2006, pp. 603-607. - References - Scientific Research Publishing.” Accessed: May 15, 2025. Lien : <https://www.scirp.org/reference/referencespapers?referenceid=1072184>

-
- [58] K. Ullah, M. Ishaq, F. Tchier, H. Ahmad, and Z. Ahmad, "Fuzzy-based maximum power point tracking (MPPT) control system for photovoltaic power generation system," *Results in Engineering*, vol. 20, p. 101466, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.rineng.2023.101466.
- [59] B. Bendib, F. Krim, H. Belmili, M. F. Almi, and S. Boulouma, "Advanced Fuzzy MPPT Controller for a Stand-alone PV System," *Energy Procedia*, vol. 50, pp. 383–392, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.06.046.
- [60] F. F. Ahmad, C. Ghenai, A. K. Hamid, and M. Bettayeb, "Application of sliding mode control for maximum power point tracking of solar photovoltaic systems: A comprehensive review," *Annual Reviews in Control*, vol. 49, pp. 173–196, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.arcontrol.2020.04.011.
- [61] R. S. Inomoto, J. R. B. de A. Monteiro, and A. J. S. Filho, "Boost Converter Control of PV System Using Sliding Mode Control With Integrative Sliding Surface," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 10, no. 5, pp. 5522–5530, Oct. 2022, doi: 10.1109/JESTPE.2022.3158247.
- [62] C.-C. Chu and C.-L. Chen, "Robust maximum power point tracking method for photovoltaic cells: A sliding mode control approach," *Solar Energy*, vol. 83, no. 8, pp. 1370–1378, Aug. 2009, doi: 10.1016/j.solener.2009.03.005.
- [63] N. Mars, F. Grouz, N. Essounbouli, and L. Sbita, "Synergetic MPPT Controller for Photovoltaic System," *J Electr Electron Syst*, vol. 06, no. 02, 2017, doi: 10.4172/2332-0796.1000232.
- [64] H. Abidi, L. Sidhom, and I. Chihi, "Systematic Literature Review and Benchmarking for Photovoltaic MPPT Techniques," *Energies*, vol. 16, no. 8, p. 3509, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16083509.
- [65] K. Hadjadj and H. Attoui, "Optimizing photovoltaic system performance through MPPT synergetic adaptive control," *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 38, no. 2, Art. no. 2. pp. 808-820, May 2025, doi: 10.11591/ijeecs.v38.i2.pp808-820
- [66] K. Hadjadj and H. Attoui, "Power Performance Evaluation of a New MPPT Control Design Based on Synergetic Adaptive Control Optimized by PSO Algorithm for a Photovoltaic System | International Journal of Intelligent Systems and Applications in Engineering,"

-
- International Journal of Intelligent Systems and Applications in Engineering*, vol. 12, no. 04, pp. 4487–4496, 2024.
- [67] M. Clerc and J. Kennedy, “The particle swarm - explosion, stability, and convergence in a multidimensional complex space,” *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 6, no. 1, pp. 58–73, Feb. 2002, doi: 10.1109/4235.985692.
- [68] J. Kennedy, “Small worlds and mega-minds: effects of neighborhood topology on particle swarm performance,” in *Proceedings of the 1999 Congress on Evolutionary Computation-CEC99 (Cat. No. 99TH8406)*, Jul. 1999, pp. 1931-1938 Vol. 3. doi: 10.1109/CEC.1999.785509.
- [69] Y. E. Moujahid, N. E. Harfaoui, A. Hadjoudja, and A. Benlafkih, “Advanced particle swarm optimization for efficient and fast global maximum power point tracking under partial shading conditions,” *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 14, no. 4, pp. 3570–3579, Aug. 2024, doi: 10.11591/ijece.v14i4.pp3570-3579.
- [70] X. Xu *et al.*, “Application of the MPPT Control Algorithm Based on Hybrid Quantum Particle Swarm Optimization in a Photovoltaic Power Generation System,” *Processes*, vol. 11, no. 5, p. 1456, May 2023, doi: 10.3390/pr11051456.

Résumé

Ce travail vise à développer deux nouveaux algorithmes basés sur l'approche synergétique adaptative afin d'atteindre une puissance maximale dans un système photovoltaïque autonome. Ce système est composé d'un générateur photovoltaïque, d'un convertisseur DC-DC boost, d'une charge résistive et d'un contrôleur MPPT. Chaque algorithme permet de piloter le convertisseur boost à l'aide d'un signal de rapport cyclique pour exploiter pleinement la puissance de sortie du générateur photovoltaïque (PV) qui dépend de l'éclairement et de la température. Le transfert d'énergie pour les deux algorithmes a été optimisé grâce à l'algorithme PSO afin d'augmenter les performances et de réduire les pertes. L'efficacité et la robustesse des deux algorithmes ont été évaluées sous l'environnement MATLAB/Simulink sous différentes conditions climatiques. Une étude comparative a également été menée avec une technique moderne afin de démontrer l'efficacité des deux approches proposées.

Mots clés : Optimisation du transfert d'énergie photovoltaïque, commande MPPT synergétique adaptative, optimisation par PSO, système photovoltaïque.

Abstract

This work aims to develop two new algorithms based on the synergetic adaptive approach to achieve maximum power in a stand-alone photovoltaic system. This system is composed of a photovoltaic generator, a DC-DC boost converter, a resistive load and an MPPT controller. Each algorithm is used to control the boost converter using a duty cycle signal to fully exploit the output power of the photovoltaic (PV) generator which depends on irradiance and temperature. The energy transfer for both algorithms was optimized using the PSO algorithm to improve performance and reduce losses. The efficiency and robustness of both algorithms were evaluated using the MATLAB/Simulink environment under various climatic conditions. A comparative study was also conducted with a modern technique to demonstrate the effectiveness of both proposed approaches.

Keywords : Photovoltaic power transfer optimization, Adaptive synergistic MPPT control, PSO optimization, Photovoltaic system.

ملخص

يهدف هذا العمل إلى تطوير خوارزميتين جديدتين تعتمدان على النهج سينارجيتيك التكيفي لتحقيق أقصى طاقة في نظام كهروضوئي مستقل. يتكون هذا النظام من مولد كهروضوئي، ومحول تعزيز تيار مستمر-تيار مستمر، وحمل مقاوم، ووحدة تحكم MPPT. تتيح كلتا الخوارزميتين التحكم في محول التعزيز باستخدام إشارة دورة العمل، مما يضمن الاستفادة القصوى من الطاقة النابعة من المولد الكهروضوئي، والتي تعتمد على الإشعاع ودرجة الحرارة. تم تحسين نقل الطاقة لكلا الخوارزميتين باستخدام خوارزمية PSO لتعزيز الأداء وتقليل الضياع في الطاقة. تم تقييم كفاءة ومثانة كلتا الخوارزميتين في بيئة MATLAB/Simulink في مختلف الظروف المناخية. كما أجريت دراسة مقارنة باستخدام تقنية حديثة لإثبات فعالية كلا النهجين المقترحين.

كلمات مفتاحية : تحسين نقل الطاقة الكهروضوئية، التحكم سينارجيتيك المتكيف MPPT، التحسين من خلال خوارزمية PSO، النظام الكهروضوئي.