

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE

جامعة فرحات عباس سطيف 1  
UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF 1

## Thèse de Doctorat Sciences

présentée au département d'Electrotechnique  
Faculté de Technologie  
pour obtenir le diplôme de

**Doctorat Sciences en Automatique**

Par

*ATTOUI Hadjira*

Thème

Contribution à la synthèse de nouvelles stratégies  
de commande des systèmes d'énergie renouvelable

*Soutenu le 11 /05/ 2017 devant la commission d'examen composée de :*

<i>HARMAS Mohamed Naguib</i>	<i>Prof. à l'Université Ferhat ABBAS de Sétif 1</i>	<i>Président</i>
<i>KHABER Farid</i>	<i>Prof. à l'Université Ferhat ABBAS de Sétif 1</i>	<i>Rapporteur</i>
<i>RAHMANI Lazhar</i>	<i>Prof. à l'Université Ferhat ABBAS de Sétif 1</i>	<i>Examineur</i>
<i>BAHI Tahar</i>	<i>Prof. à l'Université de Annaba</i>	<i>Examineur</i>
<i>SAIGAA Djamel</i>	<i>Prof. à l'Université de M'sila</i>	<i>Examineur</i>
<i>CHERIF Aida</i>	<i>M.C.A à l'Université de Bordj Bou-Arréridj</i>	<i>Examineur</i>

## ***Remerciements***

*Je remercie, en premier lieu, **ALLAH** qui m'a donné la force et la patience pour réaliser ce travail.*

*Le sujet de cette thèse m'a été proposé par **Pr F. KHABER**, que je remercie très sincèrement, pour ses conseils et suivis continuels pendant ces années de réalisation de ce travail.*

*Je tiens à remercier **Pr HARMAS** Mohamed Naguib de l'université de Sétif pour l'honneur qu'il me fait en acceptant de présider le jury.*

*Je remercie aussi vivement **Pr BAH** Tahar de l'université de Annaba, **Pr SAIGAA** Djamel de l'université de M'sila, **Pr RAHMANI** Lazhar de l'université de Sétif et **Dr CHERIF** Aida de l'université de Bordj Bou-Arréridj pour l'honneur qu'ils me font en acceptant de faire partie du jury.*

# *Dédicaces*

*Je dédie cette thèse*

*A mes chers parents,*

*A mon mari et mes enfants*

*«Younes et Yahia »,*

*A mes chers frères et sœurs,*

*A tous mes amis,*

*A tous ceux que j'aime*

*A vous*

*Je dédie cette thèse.*

# Table des matières

<b>Introduction générale</b>	<b>01</b>
<b>Chapitre 1 : Introduction aux systèmes d'énergie renouvelable</b>	<b>05</b>
1.1. Introduction.....	05
1.2. Les types d'énergies renouvelables.....	06
1.2.1. Le solaire thermique et photovoltaïque.....	06
1.2.2. La géothermie.....	06
1.2.3. La biomasse.....	07
1.2.4. L'hydraulique.....	07
1.2.5. L'éolien.....	08
1.3. L'énergie Solaire Photovoltaïque.....	08
1.3.1. Historique de l'énergie photovoltaïque.....	08
1.3.2. Principe de la conversion photovoltaïque.....	08
1.3.3. Technologies des cellules photovoltaïques.....	09
1.3.4. Modélisation et circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	11
1.3.5. Paramètres et caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque .....	12
1.3.5.1. Caractéristique courant-tension.....	12
1.3.5.2. Caractéristique puissance-tension.....	13
1.3.5.3. Les paramètres d'une cellule photovoltaïque.....	14
1.4. Les modules photovoltaïques.....	16
1.4.1. Association en série.....	16
1.4.2. Association en parallèle.....	17
1.4.3. Association en série parallèle – champ photovoltaïque.....	17
1.5. Générateur photovoltaïque et ses performances.....	19
1.5.1. Caractéristiques I(V) et P(V) du module SP75.....	21
1.5.2. Influence de la température et de l'éclairement sur les caractéristiques.....	22
1.5.2.1. Influence de l'éclairement.....	22

1.5.2.2. Influence de la température.....	23
1.6. Les différents types de systèmes photovoltaïques.....	25
1.6.1. Alimentations électriques faibles puissances.....	25
1.6.2. Installations électriques photovoltaïques autonomes.....	25
1.6.3. Installations ou centrales électriques photovoltaïques raccordées au réseau.....	26
1.6.4. Installations ou centrale électriques photovoltaïques hybride.....	27
1.7. Les principes de conversion dans les systèmes PV.....	27
1.7.1. Couplage direct d'un générateur PV et une charge résistive.....	27
1.7.2. Introduction d'un étage d'adaptation entre la source et la charge.....	29
1.8. Les convertisseurs DC-DC pour les systèmes d'énergie solaire.....	31
1.8.1. Convertisseur survolteur (Boost converter).....	33
1.8.2. Modélisation du hacheur survolteur.....	33
1.9. Avantages et inconvénients des systèmes PV.....	35
1.9.1. Avantages.....	35
1.9.2. Inconvénients.....	35
1.10. Conclusion.....	36
<b>Chapitre 2 : Techniques de recherche du point de puissance maximale</b>	<b>37</b>
2.1. Introduction.....	37
2.2. Principe de la recherche du point de puissance maximale.....	37
2.3. Synthèse des différentes commandes MPPT.....	40
2.3.1. Les commandes MPPT classique.....	40
2.3.1.1. Principe de la commande perturbation et observation (P&O).....	40
2.3.1.2. Principe de la commande "Hill Climbing".....	41
2.3.1.3. Principe de la commande "Incrémentation de la conductance"(IncCond).....	43
2.3.1.4. Commandes MPPT basées sur des relations de proportionnalité.....	44
2.3.2. Les Commandes MPPT modernes.....	45
2.3.2.1. MPPT à base de la logique floue.....	45
2.3.2.2. MPPT à base de la commande par mode glissant.....	47
2.4. Résultats de simulation.....	57
2.4.1. Résultats obtenus par les techniques MPPT classiques.....	58

2.4.1.1. Commande MPPT P&O.....	58
2.4.1.2. Commande MPPT Incrémentation de la conductance.....	63
2.4.1.3. Comparaison entre les techniques MPPT classiques (P&O et IncCond).....	68
2.4.2. Résultats obtenus par la techniques MPPT modernes (intelligentes).....	68
2.4.2.1. Commande MPPT par logique floue.....	68
2.4.2.2. Commande MPPT par mode glissant.....	73
2.4.2.3. Comparaison des techniques MPPT modernes.....	78
2.5. Conclusion.....	78
<b>Chapitre 3 : Développement et expérimentation d'une commande MPPT synergétique</b>	<b>80</b>
3.1. Introduction.....	80
3.2. Principe de la commande synergétique.....	80
3.3. Synthèse de la commande synergétique.....	81
3.4. Exemples d'application.....	83
3.4.1. Exemple 1 : Commande d'un pendule inversé.....	83
3.4.2. Exemple 2 : Commande d'un convertisseur DC-DC (Boost).....	87
3.5. Conception d'un contrôleur MPPT à base de la commande synergétique.....	90
3.5.1. Modélisation du système MPPT.....	90
3.5.2. Choix de la macro-variable et loi de commande.....	91
3.5.3. Condition de stabilité .....	93
3.6. Résultats obtenus.....	94
3.6.1. Résultats de simulation .....	94
3.6.2. Résultats expérimentaux.....	103
3.6.2.1. Phase 1 : Validation de la commande.....	104
3.6.2.2. Phase 2 : Performance de la commande.....	108
3.7. Conclusion.....	115
<b>Conclusion générale</b>	<b>117</b>
<b>Bibliographie</b>	<b>119</b>

# Liste des figures

Figure 1.1. Principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque.....	9
Figure 1.2. Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	11
Figure 1.3. Courbe caractéristique $I = f(V)$ d'une cellule PV.....	13
Figure 1.4. Courbe caractéristique $P = f(V)$ d'une cellule PV.....	13
Figure 1.5. Module photovoltaïque.....	16
Figure 1.6. Groupement en série de $n_s$ cellules identiques.....	17
Figure 1.7. Groupement en parallèle de $n_p$ cellules identiques.....	18
Figure 1.8. Cellule, module, panneau, et champ PV.....	19
Figure 1.9. Sous-station photovoltaïque formée d'un groupement de $N_{ms}$ modules série et de $N_{bp}$ branches parallèles.....	19
Figure 1.10. Module solaire SP75.....	21
Figure 1.11. Circuit équivalent pour extraire la caractéristique expérimentale.....	21
Figure 1.12. Caractéristiques théoriques et pratiques (expérimentales): (a)I-V et (b)P-V.....	22
Figure 1.13. Caractéristique P-V pour différents niveaux de rayonnement.....	23
Figure 1.14. Caractéristique I-V pour différents niveaux de rayonnement.....	23
Figure 1.15. Caractéristique P-V pour différentes températures.....	24
Figure 1.16. Caractéristique I-V pour différentes températures.....	24
Figure 1.17. Schéma typique d'une installation photovoltaïque autonome.....	25
Figure 1.18. Installation ou centrale électrique photovoltaïque raccordée au réseau.....	26
Figure 1.19. Couplage direct d'un GPV et une charge résistive.....	27
Figure 1.20. Caractéristique I-V d'un GPV et d'une charge résistive.....	28
Figure 1.21. Points de fonctionnement pour différents niveaux de rayonnement.....	29
Figure 1.22. Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge pour le transfert de $P_{max}$ .....	30
Figure 1.23. Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque d'un transformateur DC contrôlé par une commande MPPT.....	31
Figure 1.24. Configurations principales de convertisseurs DC-DC.....	32
Figure 1.25. Schéma électrique du convertisseur connecté à un GPV et une charge.....	33
Figure 1.26. Circuits équivalents du convertisseur Boost, (A) : S fermé, (B) : S ouvert.....	33
Figure 1.27. Schéma bloc du hacheur.....	34

Figure 2.1. Chaîne de conversion photovoltaïque.....	38
Figure 2.2. Recherche de recouvrement du point de puissance maximale: a) suite à une variation d'ensoleillement. b) suite à une variation de charge. c) suite à une variation de température.....	39
Figure 2.3. Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation.....	41
Figure 2.4. Relation entre $P_{pv}$ et le rapport cyclique D du convertisseur statique.....	42
Figure 2.5. Organigramme de l'Algorithme Hill climbing.....	42
Figure 2.6. Positionnement du PF : (a) suivant le signe de $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}$ sur la caractéristique de puissance, (b) suivant la valeur de $\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}}$ sur la caractéristique de courant.....	43
Figure 2.7. Organigramme de l'algorithme Incrémentation de la conductance.....	44
Figure 2.8. Structure d'un contrôleur flou.....	46
Figure 2.9. Fonctions d'appartenance: (NG : Négatif Grand, NP : Négatif Petit, ZE : Zéro, PP: Positif Petit, PG : Positif Grand).....	46
Figure 2.10. Les différents modes pour la trajectoire dans le plan de phase.....	49
Figure 2.11. Circuit équivalent d'un système PV.....	52
Figure 2.12. Point de fonctionnement selon le signe de $\sigma$ .....	54
Figure 2.13. Grandeurs électriques obtenues en utilisant la technique P&O sous des conditions climatiques standards.....	58
Figure 2.14. Rapport cyclique obtenu dans des conditions climatiques standards.....	59
Figure 2.15. Grandeurs électriques obtenues en utilisant la technique P&O avec un éclairage variable.....	60
Figure 2.16. Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de l'éclairage.....	60
Figure 2.17. Puissance du panneau PV pour un profil de référence d'éclairage trapézoïdal obtenue avec la technique P&O comparée à la puissance théorique du PPM.....	61
Figure 2.18. Allure du rendement pour la méthode P&O.....	61
Figure 2.19. Trajectoire du PPM pour un changement progressif d'éclairage.....	62
Figure 2.20. Grandeurs électriques obtenues par la technique P&O avec une température variable.....	62
Figure 2.21. Puissance du panneau PV obtenue comparée à la puissance théorique du PPM pour un profil de référence de température trapézoïdal.....	63
Figure 2.22. Trajectoire du PPM pour un changement progressif de température.....	63
Figure 2.23. Grandeurs électriques obtenues en utilisant la technique IncCond sous des	

---

conditions climatiques standards.....	64
Figure 2.24. Rapport cyclique obtenu sous des conditions standards.....	64
Figure 2.25. Grandeurs électriques obtenues par la technique IncCond avec un éclairement variable.....	65
Figure 2.26. Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de l'éclairement.....	65
Figure 2.27. Puissance du panneau PV pour un profil de référence d'éclairement trapézoïdal obtenue avec la technique IncCond comparée à la puissance théorique du PPM.	65
Figure 2.28. Trajectoire du PPM pour un changement progressif d'éclairement.....	66
Figure 2.29. Grandeurs électriques obtenues par la technique IncCond avec une température variable.....	66
Figure 2.30. Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de la température....	67
Figure 2.31. Puissance du panneau PV obtenue comparée à la puissance théorique du PPM pour un profil de référence de température trapézoïdal.....	67
Figure 2.32. Trajectoire du PPM pour un changement progressif de température.....	67
Figure 2.33. Grandeurs électriques obtenues en utilisant la commande par logique floue sous des conditions climatiques standards.....	69
Figure 2.34. Rapport cyclique obtenu sous des conditions climatiques standards.....	69
Figure 2.35. Grandeurs électriques obtenues avec un éclairement variable.....	70
Figure 2.36. Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de l'éclairement.....	70
Figure 2.37. Puissance du panneau PV pour un profil de référence d'éclairement trapézoïdal comparée à la puissance théorique du PPM.....	71
Figure 2.38. Trajectoire du PPM pour un changement progressif d'éclairement.....	71
Figure 2.39. Grandeurs électriques obtenues avec une température variable.....	72
Figure 2.40. Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de la température....	72
Figure 2.41. Puissance du panneau PV obtenue comparée à la puissance théorique du PPM pour un profil de référence de température trapézoïdal.....	73
Figure 2.42. Trajectoire du PPM pour un changement progressif de la température.....	73
Figure 2.43. Grandeurs électriques obtenues sous des conditions climatiques standards.....	74
Figure 2.44. Rapport cyclique obtenu sous des conditions standards.....	74
Figure 2.45. Grandeurs électriques obtenues avec un éclairement variable.....	75
Figure 2.46. Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de l'éclairement.....	75
Figure 2.47. Puissance du panneau PV pour un profil de référence d'éclairement trapézoïdal comparée à la puissance théorique du PPM.....	75

Figure 2.48. Trajectoire du PPM pour un changement progressif d'éclairement.....	76
Figure 2.49. Grandeurs électriques obtenues sous une température variable.....	76
Figure 2.50. Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de la température...	77
Figure 2.51. Puissance du panneau PV obtenue comparée à la puissance théorique du PPM pour un profil de référence de température trapézoïdal.....	77
Figure 2.52. Trajectoire du PPM pour un changement progressif de température.....	77
Figure 3.1. Pendule inversé simple.....	84
Figure 3.2. Interprétation géométrique de l'hypersurface dans le portrait de phase.....	85
Figure 3.3. Représentation des signaux $\theta(t)$ et $Y_m(t)$ .....	85
Figure 3.4. Représentation du signal de commande.....	86
Figure 3.5. Représentation de la Macro-variable $\Psi$ .....	86
Figure 3.6. Représentation de l'erreur de position.....	87
Figure 3.7. Convertisseur Boost DC-DC.....	88
Figure 3.8. Représentation de : a) le courant $x_1$ , b) la tension de sortie $x_2$ .....	89
Figure 3.9. Représentation de : a) la Macro-variable $\Psi$ , b) le rapport cyclique D.....	89
Figure 3.10. Représentation de la tension de sortie $x_2$ .....	90
Figure 3.11. Circuit électrique du système MPPT.....	91
Figure 3.12. Schéma bloc du système.....	94
Figure 3.13. Grandeurs électriques obtenues sous des conditions climatiques standards.....	95
Figure 3.14. Rapport cyclique obtenu sous des conditions climatiques standards.....	95
Figure 3.15. Macro-variable obtenue sous des conditions climatiques standards.....	95
Figure 3.16. Grandeurs électriques obtenues avec un éclairement variable.....	96
Figure 3.17. Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de l'éclairement.....	96
Figure 3.18. Puissance du panneau PV pour un profil de référence d'éclairement trapézoïdal comparée à la puissance théorique du PPM.....	97
Figure 3.19. Trajectoire du PPM pour un changement progressif de l'éclairement.....	97
Figure 3.20. Grandeurs électriques obtenues avec une température variable.....	98
Figure 3.21. Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de la température....	98
Figure 3.22. Puissance du panneau PV obtenue comparée à la puissance théorique du PPM pour un profil de référence de température trapézoïdal.....	99
Figure 3.23. Trajectoire du PPM pour un changement progressif de température.....	99
Figure 3.24. Variation de la charge.....	100
Figure 3.25. Puissance $P_{pv}$ et la tension $V_o$ obtenues lors du changement de la charge.....	100

Figure 3.26. Rapport cyclique obtenu lors du changement de la charge.....	100
Figure 3.27. Comparaison des puissances obtenues par la commande synergétique et par la commande par mode glissant par rapport au PPM sous un éclairnement variable.....	101
Figure 3.28. Comparaison des rapports cycliques obtenus par la commande synergétique et la commande par mode glissant.....	102
Figure 3.29. Trajectoires du PPM obtenues par la commande synergétique et la commande par mode glissant.....	102
Figure 3.30. Comparaison des tensions obtenues par la commande synergétique et la commande par mode glissant sous une charge variable.....	103
Figure 3.31. Panneaux photovoltaïques de type SP75, banc d'essai et convertisseur DC/DC Boost.....	104
Figure 3.32. Variation de la puissance en fonction de la macro-variable.....	105
Figure 3.33. Schéma synoptique du système PV équipé par la commande MPPT utilisant le PIC16F877.....	106
Figure 3.34. Représentation des signaux expérimentaux : (A) Puissance, (B) Tension, (C) Courant, du Rapport cyclique (D) et de la Macro-variable (E).....	108
Figure 3.35. Photographie du banc d'essai expérimental.....	109
Figure 3.36. Synoptique d'implémentation de la commande MPPT synergétique.....	110
Figure 3.37. Résultats expérimentaux des grandeurs électriques.....	111
Figure 3.38. Résultat expérimental du rapport cyclique.....	111
Figure 3.39. Résultats expérimentaux des grandeurs électriques avec une charge variable...	112
Figure 3.40. Résultat expérimental du rapport cyclique avec une charge variable.....	112
Figure 3.41. Résultats expérimentaux montrent la puissance et du rapport cyclique avec une charge variable.....	113
Figure 3.42. Puissance obtenue avec une variation moyenne de la charge.....	114
Figure 3.43. Rapport cyclique obtenu avec une variation moyenne de la charge.....	114
Figure 3.44. Puissance obtenue avec une forte variation de la charge.....	115
Figure 3.43. Rapport cyclique obtenu avec une forte variation de la charge.....	115

## Liste des tableaux

Tableau 1.1. Rendement énergétique des différents types de cellules photovoltaïques.....	10
Tableau 1.2. Spécifications du module solaire SP75.....	20
Tableau 2.1. Base de règles.....	47
Tableau 2.2. Les spécifications du système.....	58
Tableau 2.3. Comparaison des Performances de la commande par logique floue et la commande par mode glissant.....	78
Tableau 3.1. Résultats de l'essai de validation de la commande.....	105

# **Introduction générale**

# Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement.

Actuellement, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

Par énergie renouvelable, on entend des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue. La filière étudiée dans cette thèse est l'énergie solaire photovoltaïque.

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donnent lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique courant-tension (I-V) non linéaire présentant un point de puissance maximale.

La caractéristique I-V du GPV dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble. De plus, le point de fonctionnement du GPV dépend directement de la charge qu'il alimente. Afin d'extraire en chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV, un étage d'adaptation est introduit entre le générateur et la charge pour coupler les deux éléments le plus parfaitement possible.

Le problème du couplage parfait entre un générateur photovoltaïque et une charge de type continue n'est pas encore réellement résolu. Un des verrous technologiques qui existe dans ce type de couplage est le problème du transfert de la puissance maximale du générateur photovoltaïque (GPV) à la charge qui souffre souvent d'une mauvaise adaptation. Le point de fonctionnement qui en découle est alors parfois très éloigné du point de puissance maximale (PPM). La littérature propose une grande quantité de solutions sur l'algorithme de contrôle qui effectue une recherche de point de puissance maximale lorsque le GPV est couplé à une charge à travers un convertisseur statique.

Un aperçu de plus de trente de ces techniques MPPT a été abordé dans [1]. Les techniques perturbation et observation (P&O) [2] et incrémentation de conductance (IncCond) [2,3] sont largement utilisées dans la littérature, mais elles échouent sous une variation rapide des conditions météorologiques. C'est pourquoi, de nombreux chercheurs ont apporté des modifications à ces algorithmes afin d'améliorer leurs performances. KOK SOON et al ont proposé une amélioration de l'algorithme IncCond pour atténuer les réponses inexactes lors des changements brusques du niveau d'ensoleillement [4]. Il existe également d'autres techniques telles que la méthode basée sur la mesure du courant de court-circuit [5], la méthode basée sur la mesure de la tension de circuit ouvert [6], la méthode basée sur les réseaux de neurones artificiels [7], la méthode basée sur le mode glissant [8-11] et la méthode basée sur la logique floue [7].

Parmi les techniques citées ci-dessus, la méthode MPPT basée sur le mode de glissement SMC (en anglais, Sliding Mode Control) a une grande importance en raison de ses avantages tels que la stabilité, la robustesse contre la variation des paramètres, la réponse dynamique rapide et enfin la simplicité de mise en œuvre. L'application de cette méthode permet d'adapter la charge aux modules PV et de suivre le PPM quelles que soient les variations des conditions météorologiques.

L'inconvénient principal de la commande par mode glissant réside dans le phénomène de broutement (chattering), due à la composante discontinue de la loi de commande.

Parmi les approches qui sont proposées pour réduire ou éliminer ce phénomène de broutement, on cite la commande synergétique.

Dans ce contexte, l'objectif principal, qu'on s'est proposé dans le cadre de ce travail de thèse, est le développement et la mise en œuvre d'une nouvelle loi de commande MPPT pour un système PV, basée sur l'approche synergétique.

L'ensemble des travaux réalisés dans le cadre de cette thèse est regroupé essentiellement en trois chapitres en plus d'une introduction et d'une conclusion générales.

Dans le premier chapitre, nous rappellerons le principe de la conversion photovoltaïque, les paramètres et les caractéristiques électriques d'une cellule PV et la constitution d'un GPV. Après une modélisation sous l'environnement Matlab-Simulink du GPV, nous présentons les simulations des caractéristiques courant-tension et puissance-tension du GPV en fonction de la variation des paramètres météorologiques (température et ensoleillement). Nous montrons aussi qu'un étage d'adaptation entre le générateur et la charge est nécessaire pour assurer que le transfert d'énergie est toujours possible et qu'il peut s'effectuer dans des conditions de fonctionnement optimales.

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude des différentes techniques de recherche du point de puissance maximale. Il en existe deux classes, la première regroupe les différentes techniques dites classiques (P&O, Hill, IncCond, et Voc), alors que la seconde présente les techniques dénommées modernes ou intelligentes (par logique floue et par mode glissant). La validation par simulation des techniques P&O, IncCond, par logique floue et par mode glissant, en tenant compte des variations des conditions climatiques, a été réalisée sous l'environnement Matlab/Simulink.

Le troisième chapitre, sera dédié au développement et la mise en œuvre d'une nouvelle structure de commande basée sur l'approche synergétique pour un système PV autonome à base d'un convertisseur de type Boost. Ce dernier est piloté par le contrôleur synergétique pour atteindre la puissance maximale de fonctionnement. Pour valider l'approche proposée et mettre en évidence sa robustesse, différentes simulations avec des variations des conditions climatiques et de la charge seront réalisées sous l'environnement Matlab/Simulink.

L'implémentation de la loi de commande développée a été réalisée en deux phases :

Dans la première phase, un contrôleur MPPT à base d'un microcontrôleur PIC (*P16F887*) est synthétisé pour la validation expérimentale.

Lors de la seconde phase, nous avons utilisé le module *DS1104* de dSPACE pour montrer les performances de la commande proposée.

Une conclusion générale sur les travaux présentés dans cette thèse en rappelle les contributions essentielles et propose des perspectives pour la poursuite de ces travaux.

# **Chapitre 1**

## **Introduction aux systèmes d'énergie renouvelable**

# Introduction aux systèmes d'énergie renouvelable

## 1.1. Introduction

Sur notre planète la terre, il existe des sources d'énergie inépuisables, des sources d'énergie naturelle qui ne s'épuisent jamais à l'échelle du temps humain, on les appelle les énergies renouvelables, telles que l'énergie du soleil (photovoltaïque et thermique), du vent, des cours d'eau, de la terre, et de la biomasse. En revanche il y a des sources non renouvelables qui sont les énergies fossiles comme le pétrole, le charbon et le gaz dont les gisements limités peuvent être épuisés.

Les énergies dites renouvelables et propres, constituent une alternative aux énergies fossiles sur plusieurs points :

- Elles respectent l'environnement (sont propres) ne dégagent pas de gaz à effet de serre, ni de déchets toxiques.
- Elles sont comme leurs noms l'indiquent « inépuisables ».
- Elles permettent une production décentralisée adaptée aux besoins locaux.

Dans notre travail nous nous intéresserons aux énergies solaires photovoltaïques qui sont parmi les sources les plus exploitées.

L'énergie photovoltaïque résulte de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique aux moyens des cellules généralement à base de silicium cristallin qui reste la filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel, en effet le silicium est l'un des éléments les plus abondants sur terre sous forme de silice non toxique.

Dans ce chapitre, nous présentons le principe de la conversion photovoltaïque (PV), les paramètres et les caractéristiques électriques d'une cellule PV, ainsi le module PV qui est constitué d'un ensemble de cellules élémentaires montées en série et/ou en parallèle. Ce dernier est utilisé pour construire un générateur photovoltaïque (GPV), qui a une caractéristique courant-tension (I-V) non linéaire et présentant un point de puissance

maximale. Cette caractéristique dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule.

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV, nous introduisons un étage d'adaptation entre le générateur et la charge pour coupler les deux éléments le plus parfaitement possible.

A la fin de ce chapitre les avantages et les inconvénients des systèmes PV sont cités.

## **1.2. Les types d'énergies renouvelables**

Il existe différents types d'énergies renouvelables parmi ces types nous citons :  
Le solaire thermique et photovoltaïque, la géothermie, la biomasse, l'hydraulique et l'éolien.

### **1.2.1. Le solaire thermique et photovoltaïque**

L'énergie solaire est l'une des ressources renouvelables les plus abondantes sur terre. Le flux d'énergie solaire reçu annuellement sur la surface de la terre représente environ 15000 fois la consommation d'énergie [12].

L'énergie solaire est actuellement exploitée selon deux techniques :

➤ La conversion du rayonnement solaire en chaleur par des capteurs thermiques c'est le solaire thermique qui consiste tout simplement à produire de la chaleur grâce à des panneaux sombres. On peut aussi produire de la vapeur à partir de la chaleur du soleil puis convertir la vapeur en électricité.

➤ La conversion directe du rayonnement lumineux en électricité par des capteurs (cellule photovoltaïque), c'est le solaire photovoltaïque qui consiste à produire directement de l'électricité à partir de la lumière à l'aide de panneaux solaires. Cette forme d'énergie est déjà exploitée dans de nombreux pays, surtout dans les pays ou les régions ne disposant pas de ressources énergétiques conventionnelles tels que les hydrocarbures ou le charbon.

### **1.2.2. La géothermie**

Le terme de géothermie est formé à partir des mots grecs Gê (la Terre) et thermos (chaud). Il recouvre l'ensemble des techniques qui permettent de récupérer la chaleur naturellement présente dans le sous-sol terrestre, en particulier dans les aquifères (réservoirs rocheux renfermant des eaux souterraines). Cette énergie calorifique provient en part à peu près égale de la chaleur résiduelle produite par les phénomènes de formation de la planète (il y a 4,5 milliards d'années) et de la radioactivité naturelle.

La température des eaux géothermales augmente avec la profondeur, selon le gradient thermique de chaque région (hausse moyenne de la température en fonction de la profondeur). Le gradient a une valeur mondiale moyenne de 3 °C pour 100 m de profondeur. Il s'échelonne ensuite entre 1 °C pour 100 mètres et 10 °C pour 100 mètres, selon les conditions physiques et géologiques de la région.

Les techniques géothermiques diffèrent selon la température des eaux géothermales, laquelle définit aussi l'usage que l'on fait de ces eaux :

- entre 20 °C et 90 °C, la chaleur et l'eau géothermales sont utilisées pour le chauffage géothermique. C'est la géothermie basse énergie;
- entre 90 °C et 160 °C, l'eau est employée à la surface sous forme liquide. Elle transfère sa chaleur à un autre liquide, qui se vaporise à basse température et actionne une turbine pour la production d'électricité. C'est la géothermie de moyenne énergie;
- au-delà de 160 °C, cette eau se trouve alors sous forme de vapeur quand elle atteint la surface du sol. Elle fait tourner des turbines dont le mouvement génère également de l'électricité. C'est la géothermie de haute énergie.

Les frontières des intervalles de températures ainsi définis sont indicatives, et les usages peuvent varier selon les conditions économiques des lieux considérés [13].

### **1.2.3. La biomasse**

Le terme biomasse désigne au sens large l'ensemble de la matière vivante.

Depuis le premier choc pétrolier, ce concept s'applique aux produits organiques végétaux utilisés à des fins énergétiques.

La biomasse désigne donc l'ensemble des végétaux capables par le biais de diverses transformations, de restituer l'énergie solaire qu'ils ont stockés, cette énergie solaire est convertie en différentes sources énergétiques tel que :

- Chaleur et électricité
- Biocarburant
- Carburants bio gazole

### **1.2.4. L'hydraulique**

L'hydraulique première des énergies renouvelables au monde, se distingue par sa souplesse d'utilisation, ses atouts écologiques et économiques.

Comme les ancestrales roues entraînées par le débit d'un cours d'eau, les turbines des centrales hydrauliques sont activées par la force de l'eau passant d'un niveau supérieur à un

niveau inférieur. Plus la hauteur de la chute d'eau et le débit sont importants plus la puissance électrique développée sera élevée.

### **1.2.5. L'éolien**

L'énergie éolienne est la transformation de l'énergie du vent en énergie électrique ou mécanique avec divers types d'application, dont la production d'électricité et le pompage de l'eau.

Les aérogénérateurs sont principalement utilisés pour la production d'électricité. Selon leur taille, elles peuvent alimenter des sites non reliés au réseau ou devenir de véritables centrales de production d'électricité.

Dans ce qui suit nous nous intéressons à la filière d'énergie solaire photovoltaïque.

## **1.3. L'énergie Solaire Photovoltaïque**

### **1.3.1. Historique de l'énergie photovoltaïque**

Quelques dates importantes dans l'énergie photovoltaïque :

1839 : Le physicien français Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque.

1875 : Werner Von Siemens expose devant l'académie des sciences de Berlin un article sur L'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.

1954 : Trois chercheurs américains Chapin, Peason et Prince fabriquent une cellule Photovoltaïque.

1958 : Une cellule avec un rendement de 9% ; les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

1973 : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'université de Delaware.

1983 : La première voiture alimentée en énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 Km en Australie.

### **1.3.2. Principe de la conversion photovoltaïque**

Une cellule photovoltaïque « PV » est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière (photons). La tension générée peut varier entre 0.3 et 0.7V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule.

La figure 1.1 illustre une cellule PV typique.

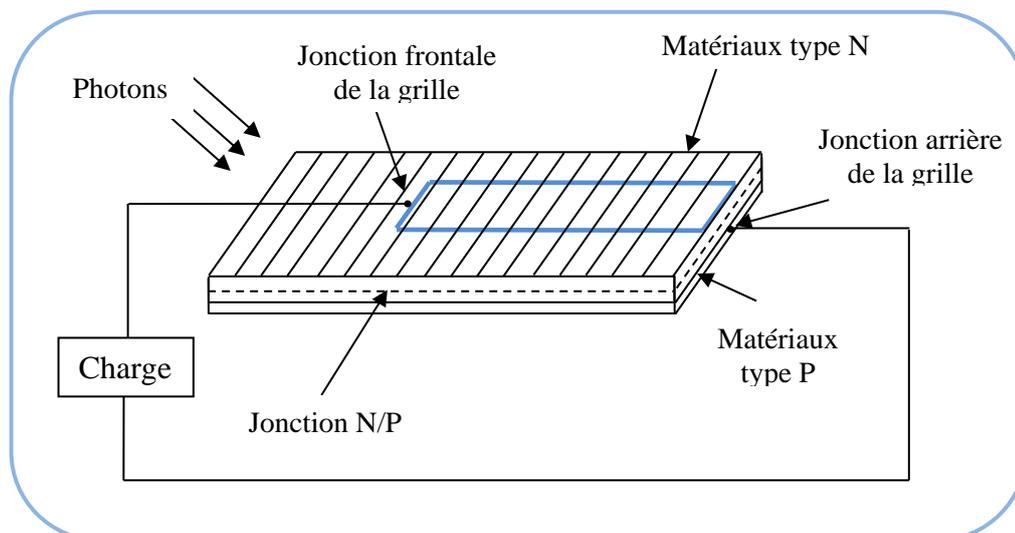


Figure 1. 1 : Principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque.

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au Bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore), créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel.

Lorsque les photons sont absorbés par les semi-conducteurs, ils transmettent leurs énergies aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons (charges N) et des trous (charges P) créent alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connections des bornes positive et négative de la cellule.

### 1.3.3. Technologies des cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité, elles sont réalisées à l'aide des matériaux semi-conducteurs.

L'énergie photovoltaïque fait appel généralement à une des technologies suivantes:

- la première technologie photovoltaïque recourt aux cellules de silicium monocristallin ou poly cristallin ont la meilleure efficacité, qui varie généralement de 13 à 18 %. Leur durée de vie est habituellement de plus de 25 à 30 ans et pour le monocristallin l'efficacité est de 12 à 15 %.
- La deuxième technologie qui fait appel aux cellules de silicium amorphe est la deuxième technologie utilisée. L'efficacité est moindre, variant de 6 à 10 %. Leur durée de vie est généralement inférieure à 20 ans.

- La troisième technologie fait appel à d'autres matériaux semi-conducteurs, tels que le Tellure de Cadmium (*CdTe*), Cuivre Indium Sélénium (*CIS*) et les jonctions à base d'Arséniure de Gallium (*GaAs*), cette technologie des multicouches est en voie de développement car chacune d'entre elles est sensible à des photons d'énergies différentes.

Nous allons récapituler les différents types de technologie dans le tableau 1.1 suivant :

Tableau 1.1 : Rendement énergétique des différents types de cellules photovoltaïques.

Type de cellules	Rendement de cellules(%)			Domaines d'application
	théorique	en labo.	disponible	
silicium monocristallin	27	24.7	14-16	modules de grandes dimensions pour toits et façades, appareils de faibles puissances, espace (satellites)
silicium poly cristallin	27	19.8	12-14	modules de grandes dimensions pour toits et façades, générateurs de toutes tailles (reliés réseau ou sites isolés)
silicium amorphe	25	13	6-8	appareils de faible puissance, production d'énergie embarquée (calculatrice, montre.) modules de grandes dimensions (intégration dans le bâtiment)
d'Arséniure de Gallium ( <i>GaAs</i> )	29	27.5	18-20	systèmes de concentrateur, espace (satellites).
CIS	27.5	18.2	10-12	appareils de faibles puissances, modules de grandes dimensions (intégration dans le bâtiment)
Tellure de Cadmium ( <i>CdTe</i> )	28.5	16	9-11	modules de grandes dimensions (intégrations dans le bâtiment)

D'autres technologies prometteuses comme les matériaux organiques, les matériaux nanocristallins ou les structures multi-jonctions laissent présager d'excellentes performances futures et sont aujourd'hui au stade de la recherche.

### 1.3.4. Modélisation et circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles de cellule photovoltaïque, dont le but est l'obtention de la caractéristique courant-tension I-V pour l'analyse et l'évaluation des performances des modules photovoltaïques. Ces modèles diffèrent entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la paire courant-tension.

Le modèle à une diode est le plus classique [14], il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et deux résistances (série et shunt) pour tenir compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule.

Le modèle d'une cellule est ce lui représenté dans la figure 1.2 suivante :

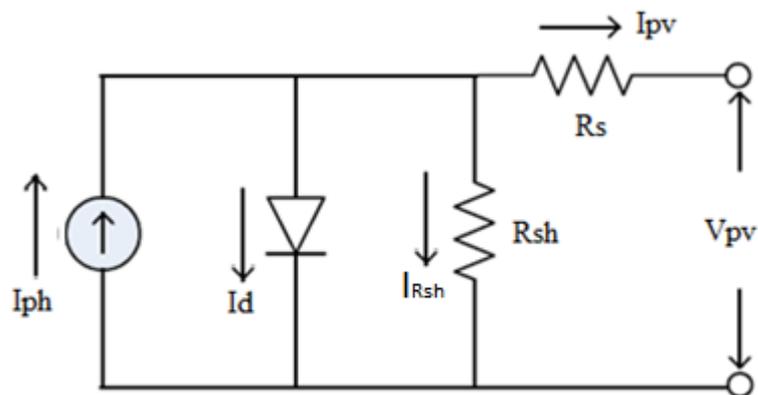


Figure 1.2 : Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque.

La résistance série traduit le phénomène de résistance de contact (métallisation de la grille avant et la face arrière), de la couche de base et de la zone avant de la cellule solaire [15].

La résistance parallèle rend compte d'effets tels que le courant de fuite par les bords de la cellule.

Ce circuit peut être utilisé aussi bien pour une cellule élémentaire, que pour un module ou un panneau constitué de plusieurs modules.

A partir de la figure 1.2, la loi des nœuds nous permet d'écrire la relation suivante :

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

A partir de ce circuit, on tire les équations qui nous permettent d'obtenir la caractéristique I-V de la cellule photovoltaïque.

Le courant de jonction  $I_d$  est donné par :

$$I_d = I_0 \left[ \exp\left(\frac{q(V + I R_s)}{AK_b T}\right) - 1 \right] \quad (1.2)$$

Le courant qui traverse la résistance shunt  $R_{sh}$  est donnée par :

$$I_{R_{sh}} = \frac{V + I R_s}{R_{sh}} \quad (1.3)$$

A partir de l'équation (1.1), on obtient l'expression de la caractéristique I-V du modèle choisi:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q(V + I R_s)}{AK_b T}\right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_{sh}} \quad (1.4)$$

avec

$V$  : tension de sortie de la cellule ( $V=V_{pv}$ ).

$I$  : courant de sortie de la cellule ( $I=I_{pv}$ ).

$I_{ph}$  : courant photo-généré par la cellule PV sous éclairage donné [A].

$I_0$  : Courant de saturation de la diode ou courant à l'obscurité [A].

$R_s$  : Résistance série de la cellule [ $\Omega$ ].

$R_{sh}$  : Résistance parallèle ou shunt [ $\Omega$ ].

$A$  : Facteur d'idéalité de la diode.

$K_b$  : Constante de Boltzmann ( $1,3854 \cdot 10^{-23}$  [J/K]).

$q$  : charge de l'électron ( $1,6 \cdot 10^{-19}$  [C]).

$T$  : Température de la cellule [ $^{\circ}$ K].

### 1.3.5. Paramètres et caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

#### 1.3.5.1. Caractéristique courant-tension

La caractéristique courant-tension, illustrée sur la figure 1.3 décrit le comportement de la cellule photovoltaïque sous l'influence des conditions météorologiques (niveau d'éclairage et température ambiante).

La courbe de la cellule solaire  $I=f(V)$  passe par trois points importants qui sont :

- Le courant de court-circuit  $I_{cc}$  en B ;
- La tension de circuit ouvert  $V_{oc}$  en E ;
- La puissance maximale en A.

La figure 1.3 montre bien qu'une cellule photovoltaïque ne peut être assimilée à aucun générateur classique (générateur de courant ou générateur de tension).

En effet, sa caractéristique se divise en trois parties :

- la zone BC où la cellule se comporte comme un générateur de courant  $I_{cc}$  proportionnel à l'ensoleillement

- la zone DE où la cellule se comporte comme un générateur de tension  $V_{oc}$
- la zone CD où l'impédance interne du générateur varie rapidement.

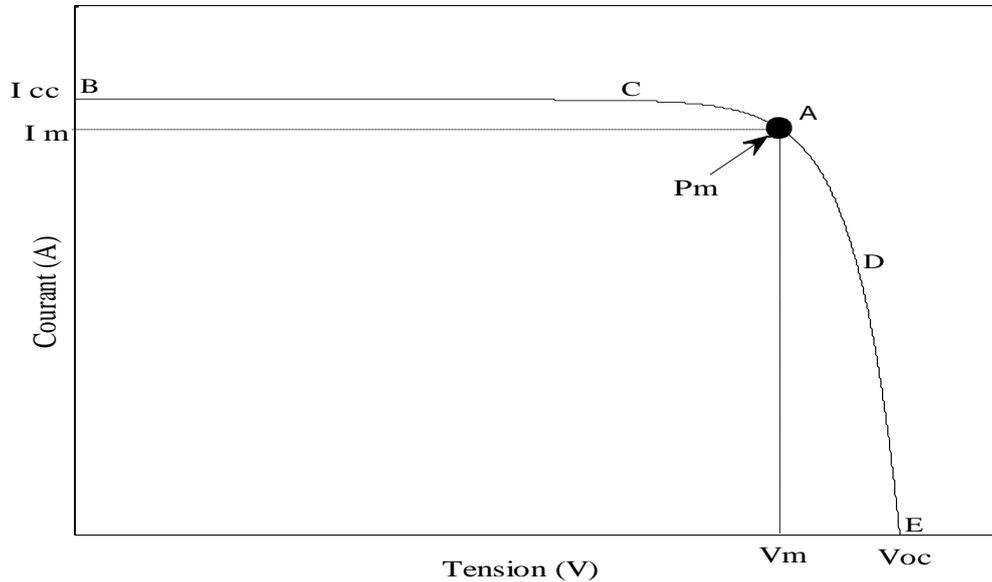


Figure 1.3 : Courbe caractéristique  $I = f(V)$  d'une cellule PV.

### 1.3.5.2. Caractéristique puissance-tension

La puissance délivrée par la cellule a pour expression  $P = VI$ . Pour chaque point de la courbe précédente, on peut calculer la puissance  $P$  et tracer la courbe  $P = f(V)$ .

Cette courbe a l'allure suivante :

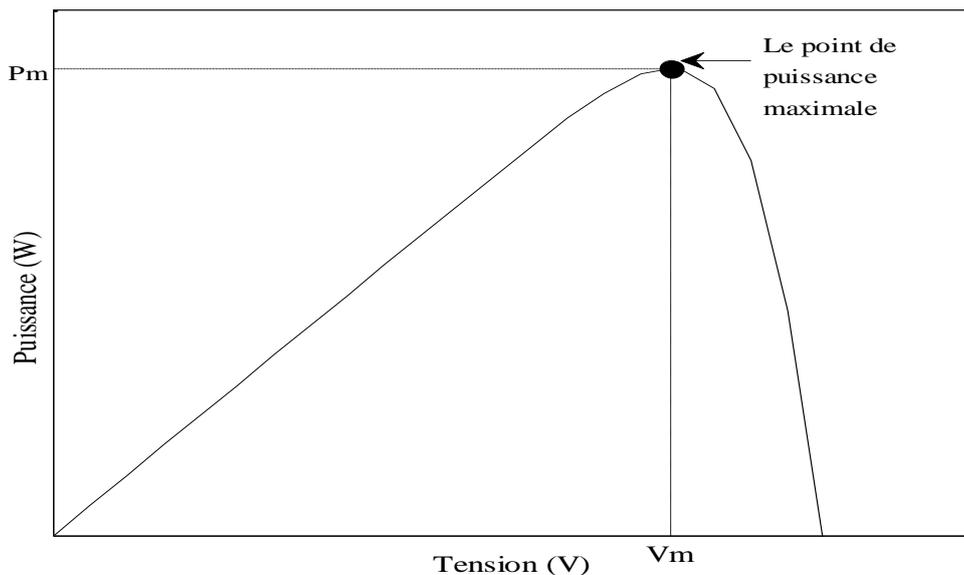


Figure 1.4 : Courbe caractéristique  $P = f(V)$  d'une cellule PV.

Cette courbe passe par un maximum de puissance ( $P_m$ ). A cette puissance correspond, une tension  $V_m$  et un courant  $I_m$  que l'on peut aussi repérer sur la courbe  $I = f(V)$ .

### 1.3.5.3. Les paramètres d'une cellule photovoltaïque

Les paramètres externes d'une cellule photovoltaïque peuvent être déterminés à partir des courbes courant-tension, ou de l'équation caractéristique. Les plus usuels sont les suivantes [16] :

#### - Courant de court-circuit $I_{cc}$

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. Dans le cas idéal ( $R_s$  nulle et  $R_{sh}$  infinie), ce courant se confond avec le photo-courant  $I_{ph}$ , dans le cas contraire, en annulant la tension  $V$  dans l'équation (1.2), on obtient:

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q(I_{cc} R_s)}{AK_b T}\right) - 1 \right] - \frac{I_{cc} R_s}{R_{sh}} \quad (1.5)$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme  $I_0 \left[ \exp\left(\frac{q(I_{cc} R_s)}{AK_b T}\right) - 1 \right]$  devant  $I_{ph}$ .

L'expression approchée du courant de court circuit est alors :

$$I_{cc} = \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right)} \quad (1.6)$$

#### - Tension de circuit ouvert

C'est la tension  $V_{oc}$  pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul (c'est la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur photovoltaïque).

Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.

$$0 = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{qV_{oc}}{AK_b T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (1.7)$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieure à :

$$V_{oc} = \left(\frac{AK_b T}{q}\right) \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) \quad (1.8)$$

#### - Le Point de Puissance Maximale

Est le point de fonctionnement  $P_m$  ( $V_m$ ,  $I_m$ ) sur la figure 1.4, pour lequel la puissance dissipée dans la charge résistive est maximale, elle est donnée par la relation :  $P_m = I_m V_m$

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximale  $P_{m\_idéale}$  correspondrait donc à la tension de circuit ouvert  $V_{oc}$  multipliée par le courant de court-circuit  $I_{cc}$ :  $P_{m\_idéal} = V_{oc} I_{cc}$   
où:

$P_{m\_idéale}$ : Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV idéale [W].

$V_{oc}$ : Tension de circuit ouvert mesurée aux bornes de la cellule PV [V].

$I_{cc}$ : Intensité de court-circuit mesurée aux bornes de la cellule PV [A].

Par simplification, les professionnels caractérisent un module PV par sa puissance nominale aux conditions de fonctionnement standard (STC : en général un ensoleillement de 1000W/m<sup>2</sup> et une température de 25°C).

#### - Facteur de forme

Le facteur de forme FF « en anglais : *Fill Factor* », est défini comme le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite ( $P_{max} = V_m I_m$ ) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées, et le produit  $I_{cc} * V_{oc}$  (c'est à dire la puissance maximale d'une cellule idéale) :

$$FF = \frac{P_m}{I_{cc} V_{oc}} = \frac{I_m V_m}{I_{cc} V_{oc}} \quad (1.9)$$

$FF$ : Facteur de forme.

Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70%.

#### - Rendement énergétique

Le rendement ( $\eta$ ), des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente  $P_{in}$ .

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} = \frac{FF \times I_{cc} \times V_{oc}}{S \times E} \quad (1.10)$$

où :

$P_{in}$ : Puissance incidente.

$S$ : surface de la cellule (m<sup>2</sup>)

$E$ : l'éclairement (W/m<sup>2</sup>)

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court circuit et la tension à circuit ouvert.

## 1.4. Les modules photovoltaïques

Le module photovoltaïque est par définition un ensemble de photopiles (cellules solaires) assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition au rayonnement solaire. En effet, une photopile élémentaire ne produit qu'une très faible puissance électrique moins de 3 W avec une tension de l'ordre d'un volt (1V) : entre 0,5 et 1,5 V selon les technologies. Afin de produire plus de puissance, les cellules sont assemblées en série et en parallèle pour former un module photovoltaïque (figure 1. 5).



Figure 1. 5: Module photovoltaïque [17].

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique.

### 1.4.1. Association en série

La caractéristique courant-tension d'un groupement quelconque de cellules sera homothétique de la courbe  $I(V)$  d'une cellule de base. Il sera de même pour tout le réseau de caractéristiques. En conséquence, tout ce qui a été dit pour une cellule individuelle restera valable – généralisable – pour un groupement de cellules.

Dans un groupement de  $n_s$  cellules ou de modules identiques en série (figure 1.6), le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série.

La caractéristique du groupement est obtenue en multipliant point par point et pour un même courant la tension individuelle par  $n_s$ . En particulier, l'impédance optimale du

groupement sera  $n_s$  fois plus grande que celle de la cellule (module) de base. Les résistances série s'ajoutent et les résistances parallèles s'ajoutent également aussi.

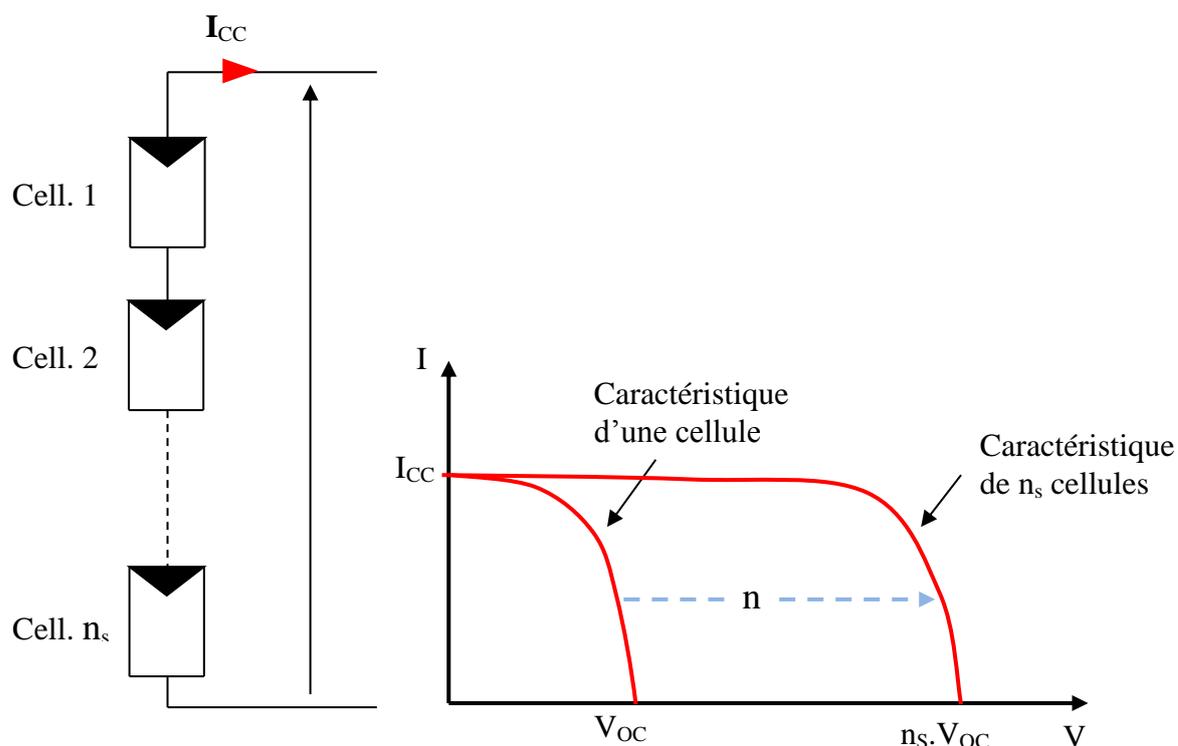


Figure 1. 6 : Groupement en série de  $n_s$  cellules identiques.

### 1.4.2. Association en parallèle

La figure 1.7 présente l'association de  $n_p$  cellules (ou de modules) en parallèle. Cette fois-ci, c'est la tension de chacun des éléments qui doit être identique, les courants s'ajoutant, la nouvelle courbe est obtenue en multipliant point par point et pour chaque valeur de tension, le courant de la cellule élémentaire par  $n_p$ .

L'impédance optimale du groupement sera  $n_p$  fois plus faible que celle de l'élément de base. Ce sont les inverses des résistances série qui s'ajoutent, ainsi que les conductances shunts.

### 1.4.3. Association en série parallèle – champ photovoltaïque

La connexion en série de plusieurs cellules forme une branche de cellules où on a une augmentation de tension pour même courant, un assemblage de plusieurs branches de cellules en parallèle forme un module où on a un accroissement du courant et une conservation de tension.

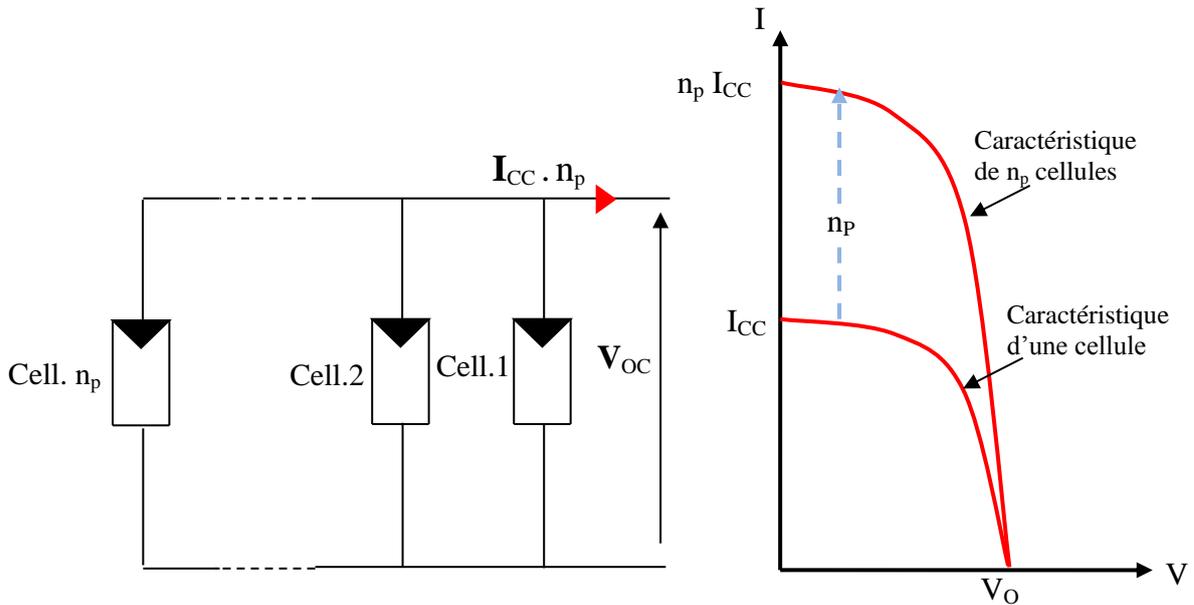


Figure 1. 7 : Groupement en parallèle de  $n_p$  cellules identiques.

Une association de plusieurs modules dans un même plan s'appelle un panneau et le montage de plusieurs panneaux en rangées de panneaux série et parallèle forme un champ photovoltaïque ou ce que l'on appelle parfois une sous-station photovoltaïque comme montré sur la figure 1. 8.

D'ou, le champ photovoltaïque est l'ensemble des panneaux photovoltaïques montés en série et en parallèle pour atteindre une tension et un courant plus grands. Une association série-parallèle de panneaux photovoltaïques aura une caractéristique  $I(V)$  théorique en tout point homothétique à celle des modules de base. Cette caractéristique est obtenue en modifiant les échelles sur les deux axes.

La figure 1.9 présente un tel groupement de  $N_{ms}$  module en série dans une branche et  $N_{bp}$  branches en parallèle. Si  $P_m$ ,  $V_m$ ,  $I_m$  et  $R_m$  sont les caractéristiques du module de base; la puissance crête, la tension du fonctionnement (tension maximale), le courant du fonctionnement (courant maximal) et la résistance de charge optimale respectivement, les caractéristiques correspondantes de la sous-station seront:

- La puissance crête disponible aux bornes de cette sous-station photovoltaïque  $P_{msbp}$

$$P_{msbp} = N_{ms} N_{bp} P_m \quad (1.11)$$

- La tension maximale  $V_{msbp}$

$$V_{msbp} = N_{ms} V_m \quad (1.12)$$

- Le courant maximal  $I_{msbp}$

$$I_{msbp} = N_{bp} I_m \tag{1.13}$$

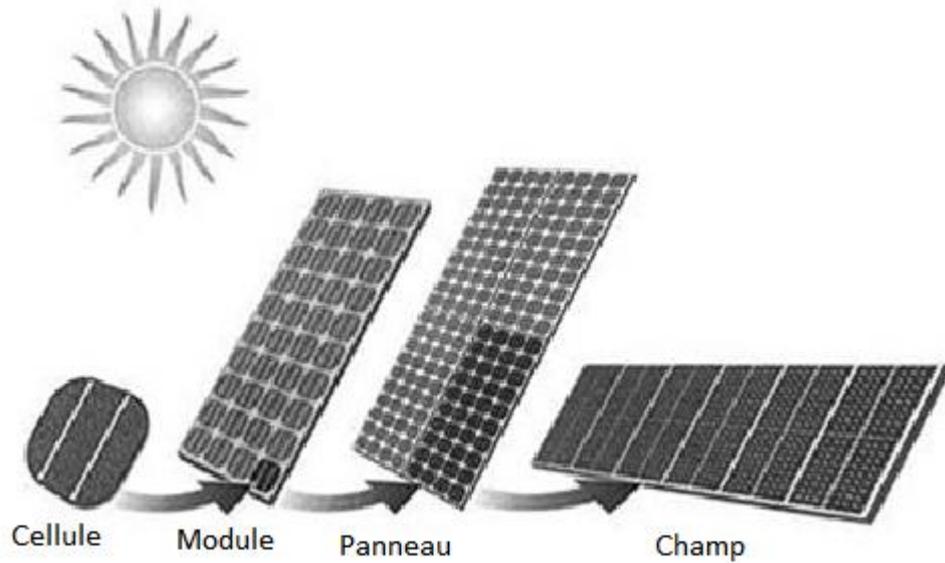


Figure 1. 8 : Cellule, module, panneau, et champ PV.

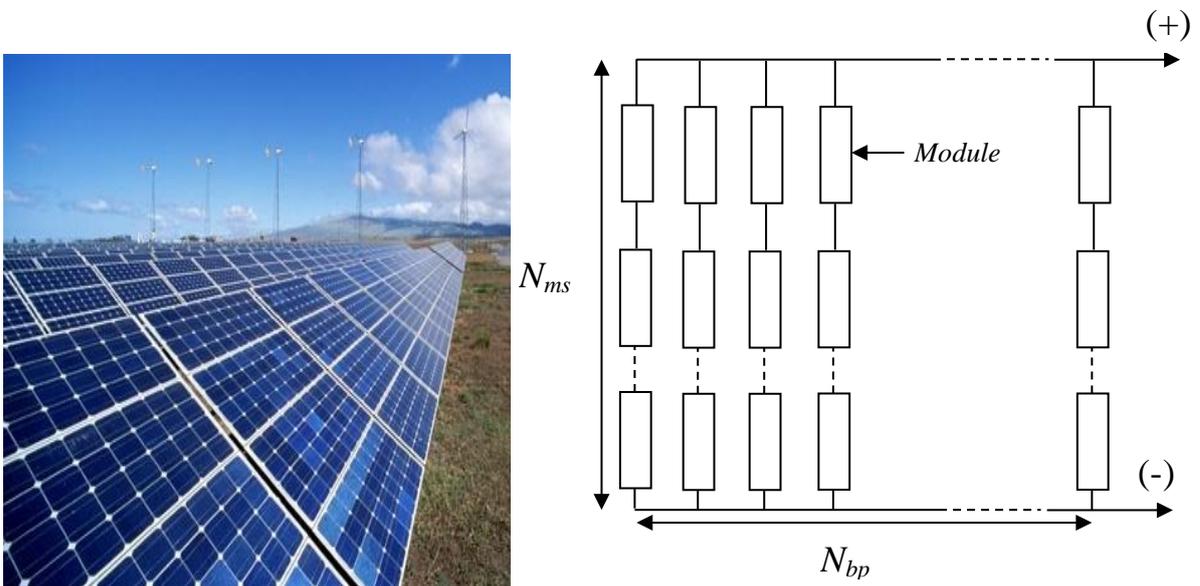


Figure 1. 9 : Sous-station photovoltaïque formée d'un groupement de  $N_{ms}$  modules série et de  $N_{bp}$  branches parallèles.

### 1.5. Générateur photovoltaïque et ses performances

Le générateur photovoltaïque est un ensemble d'équipements mis en place pour exploiter l'énergie photovoltaïque afin de satisfaire les besoins en charge. En fonction de la puissance

désirée, les modules peuvent être assemblés en panneaux pour constituer un "champ photovoltaïque". Relié au récepteur sans autre élément, le panneau solaire fonctionne "au fil du soleil", c'est-à-dire que la puissance électrique fournie au récepteur est fonction de la puissance d'ensoleillement.

Elle est donc à son maximum lorsque le soleil est au zénith et nulle la nuit.

Mais, très souvent, les besoins en électricité ne correspondent pas aux heures d'ensoleillement et nécessitent une intensité régulière (éclairage ou alimentation de réfrigérateurs, par exemple). On équipe alors le système de batteries d'accumulateurs qui permettent de stocker l'électricité et de la restituer en temps voulu.

Pour un certain nombre d'applications, le courant continu produit, par le générateur photovoltaïque, est converti à l'aide d'un onduleur en courant alternatif.

Un module photovoltaïque est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et/ou en parallèle afin d'obtenir des caractéristiques électriques désirées tels que: la puissance, le courant de court-circuit  $I_{cc}$  ou la tension en circuit ouvert  $V_{oc}$ .

Un générateur photovoltaïque est constitué d'un ou plusieurs modules PV en série et / ou en parallèle pour obtenir une puissance, un  $I_{cc}$  et un  $V_{oc}$  désirés.

Pour notre présente étude, on a choisi le module photovoltaïque du type SP75 dont les caractéristiques électriques sont données dans le tableau 1.2 suivant :

Tableau 1.2 : Spécifications du module solaire SP75.

<b>Spécifications du module solaire SP75</b>	
Température ( $T_{ref}$ )	25 °C
Eclairement ( $E_{ref}$ )	1000 W/m <sup>2</sup>
Tension du circuit ouvert ( $V_{oc}$ )	21.7 V
Courant du court circuit ( $I_{sc}$ )	4.8 A
Tension du point de puissance maximale ( $V_m$ )	17 V
Courant du point de puissance maximale ( $I_m$ )	4.4 A
Puissance maximale ( $P_m$ )	75 W

Le module SP75 est un module solaire en silicium monocristallin. Il est constitué de 36 cellules solaires connectées en série (figure 1.10). La surface de chaque cellule solaire est de l'ordre de 125mm x 125mm. Les dimensions de ce module sont:120cm x 52.7cm. Le SP75 peut produire une puissance de 75 Watts à 17 Volts en conditions de fonctionnement standard (STC) [18].

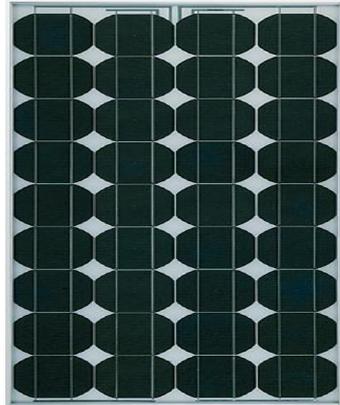


Figure 1. 10 : Module solaire SP75 [19].

### 1.5.1. Caractéristiques I(V) et P(V) du module SP75

Pour montrer les caractéristiques électriques expérimentales (courant-tension et puissance-tension) nous avons réalisé le montage suivant (figure 1.11) :

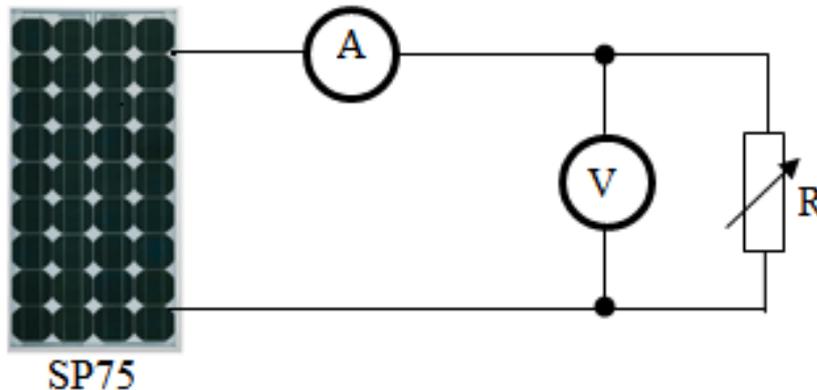
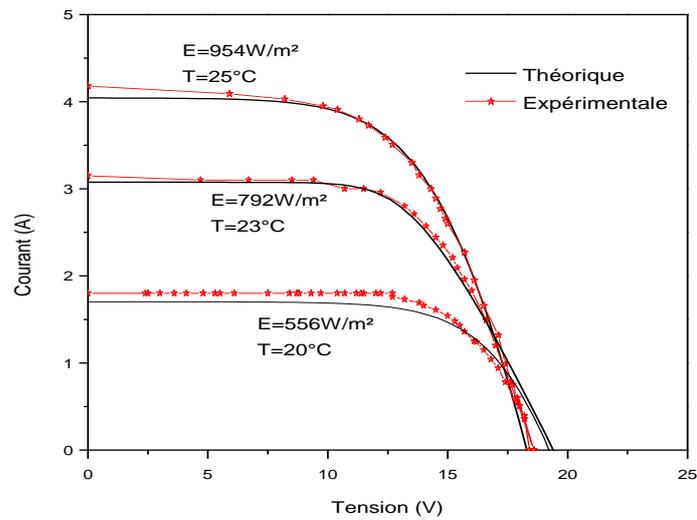
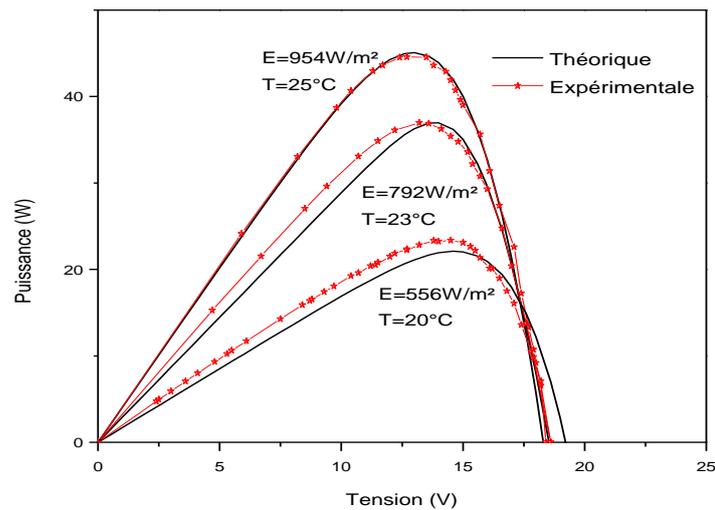


Figure 1. 11 : Circuit équivalent pour extraire la caractéristique expérimentale.

Sur la figure 1.12 nous avons représenté les caractéristiques théorique (simulation) et pratique (expérimentale) du module solaire à différents niveaux d'éclairement (E) et à diverses températures (T).



(a)



(b)

Figure 1.12 : Caractéristiques théoriques et pratiques (expérimentales) : (a) I-V et (b) P-V.

## 1.5.2. Influence de la température et de l'éclairement sur les caractéristiques

### 1.5.2.1. Influence de l'éclairement

L'augmentation d'ensoleillement (flux lumineux) se traduit par un déplacement de la caractéristique  $I = f(V)$  suivant l'axe des courants.

L'augmentation du courant de court-circuit est beaucoup plus importante que celle de la tension à circuit ouvert étant donné que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement, alors que celle de la tension à circuit ouvert est logarithmique [20].

L'influence du flux lumineux, à une température constante  $T= 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , sur la caractéristique de la cellule solaire est représentée sur les figures 1.13 et 1.14.

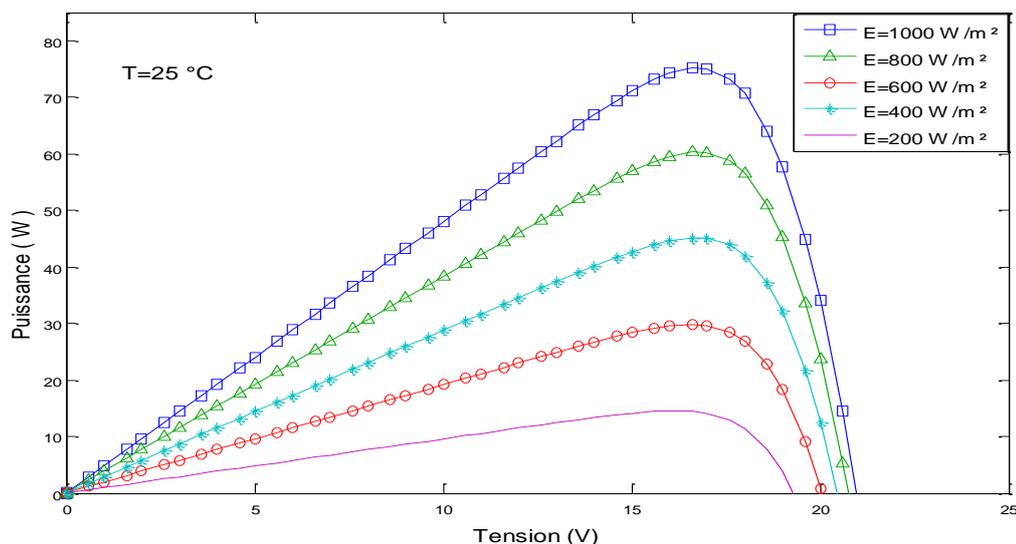


Figure 1. 13 : Caractéristique P-V pour différents niveaux de rayonnement.

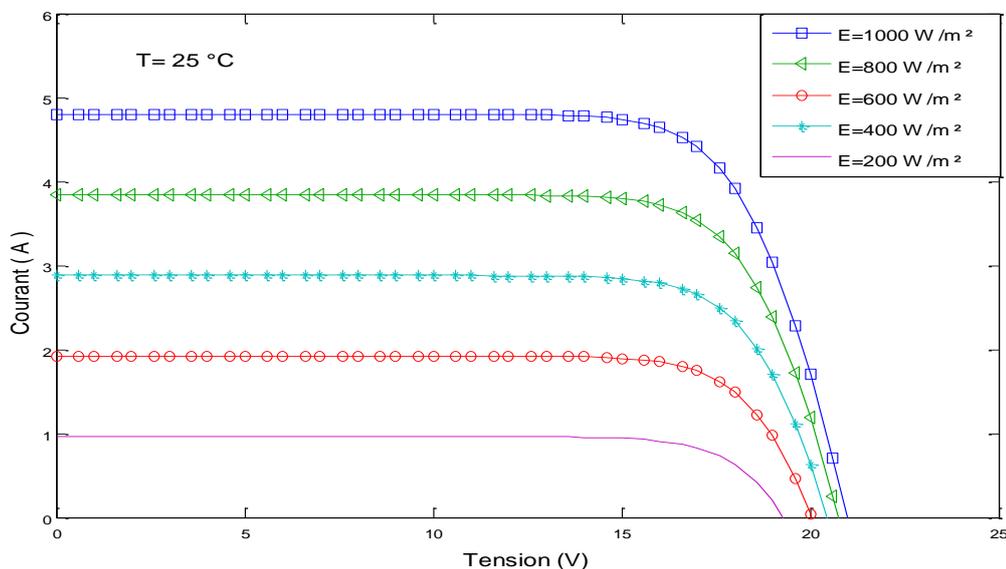


Figure 1. 14 : Caractéristique I-V pour différents niveaux de rayonnement.

### 1.5.2.2. Influence de la température

Si la température de la cellule augmente, le photo-courant  $I_{ph}$  augmente également. Cette augmentation due principalement à la diminution de la largeur de la bande interdite du

matériau et est de l'ordre de 0,1% par degré °C. Le courant direct de la jonction augmente aussi, mais beaucoup plus vite en entraînant une diminution de la tension de circuit ouvert de l'ordre de 2mV par cellule.

La diminution de la puissance fournie est estimée à environ de 0,5% par degré pour un module.

L'influence de la température, pour un éclairement fixe  $E = 1000\text{W/m}^2$ , sur la caractéristique de la cellule solaire est représentée sur les figures 1.15 et 1.16.

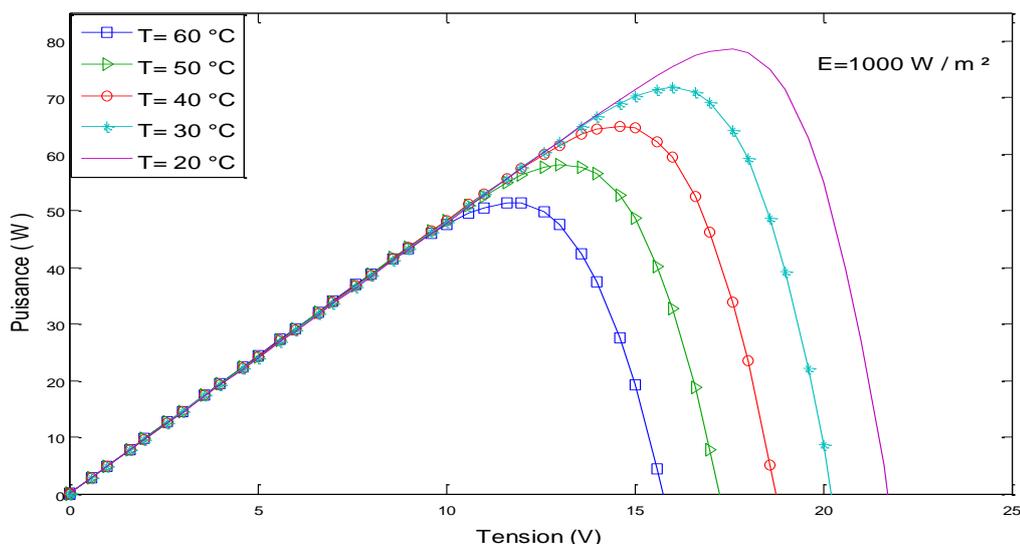


Figure 1.15 : Caractéristique P-V pour différentes températures.

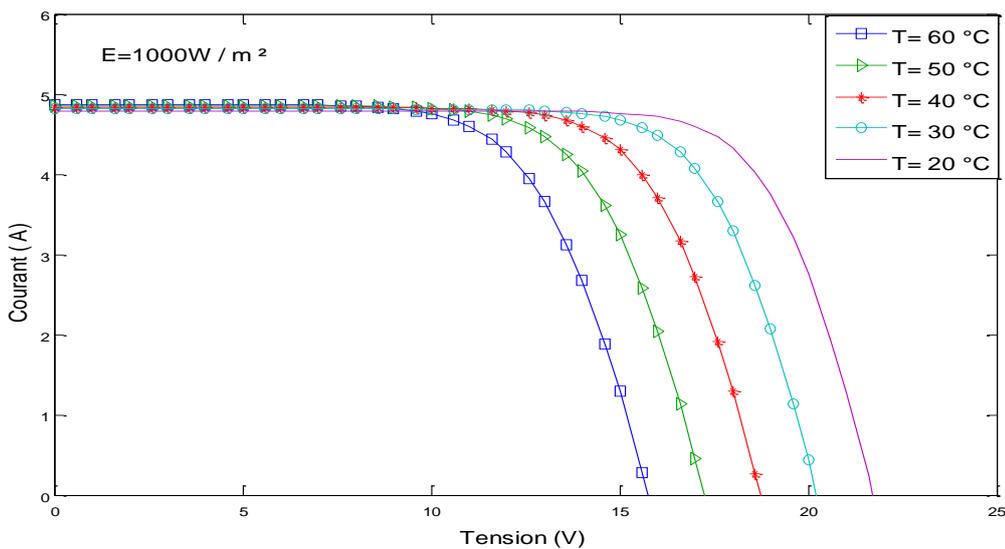


Figure 1.16 : Caractéristique I-V pour différentes températures.

## 1.6. Les différents types de systèmes photovoltaïques

### 1.6.1. Alimentations électriques faibles puissances

Il s'agit des alimentations électriques faibles telles que les caulettes ou les chargeurs de piles. Des modules photovoltaïques (PV) peuvent faire fonctionner n'importe quel appareil alimenté par des piles.

### 1.6.2. Installations électriques photovoltaïques autonomes

En site isolé, le champ photovoltaïque (1) (figure 1.17) peut fournir directement l'énergie électrique nécessaire pour faire fonctionner les récepteurs (éclairage et équipement domestique). Un système de régulation (2) et une batterie d'accumulateurs (3) permettent de stocker l'énergie électrique qui sera ensuite utilisée en l'absence du soleil. Les batteries sont utilisées pour stocker l'énergie électrique sous une forme chimique. Elles restituent l'énergie électrique au besoin selon ses caractéristiques.

Le régulateur de charge (2) a pour fonction principale de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes. Il est un élément essentiel pour la durée de vie de la batterie. En site isolé, on peut aussi utiliser des récepteurs fonctionnant en courant alternatif (6). Dans ce cas, l'installation comprendra un onduleur (4). On peut citer quelques exemples de systèmes autonomes, comme les balises en mer, les lampadaires urbains, le pompage solaire et les maisons en sites isolés.

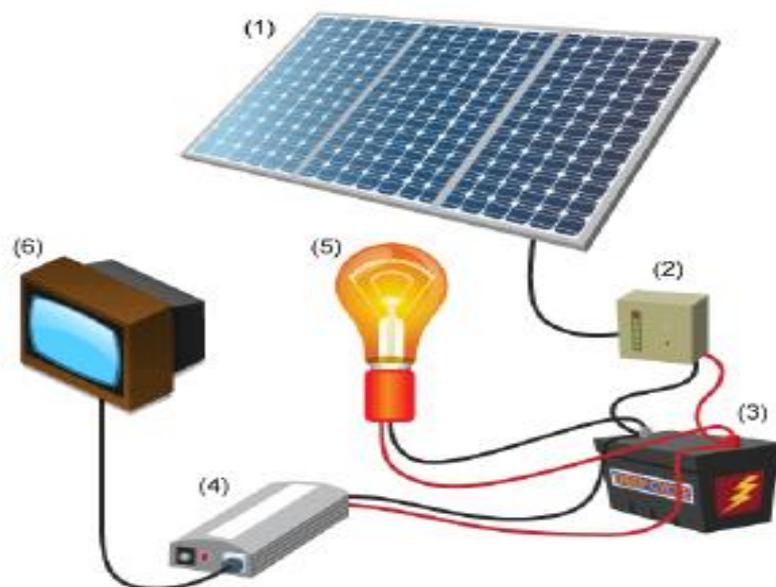


Figure 1. 17 : Schéma typique d'une installation photovoltaïque autonome [21].

La majorité des populations à l'écart des réseaux électriques vit dans des zones rurales, où l'implantation de tels réseaux est difficile, pour des raisons d'accès ou de moyens. Les systèmes photovoltaïques constituent alors une option intéressante. Ils donnent aux populations un accès à l'électricité avec un coût, une maintenance et des difficultés de mise en œuvre réduits.

### 1.6.3. Installations ou centrales électriques photovoltaïques raccordées au réseau

Un générateur photovoltaïque connecté au réseau n'a pas besoin de stockage d'énergie et élimine donc le maillon le plus problématique (et le plus cher) d'une installation autonome. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie.

Deux compteurs d'énergie sont nécessaires : un compteur comptabilise l'énergie achetée au fournisseur d'énergie et un autre compteur mesure l'énergie renvoyée sur le réseau électrique lorsque la production dépasse la consommation.

Un troisième compteur est ajouté dans le cas où l'énergie produite est injectée en intégralité dans le réseau (compteur de non-consommation).

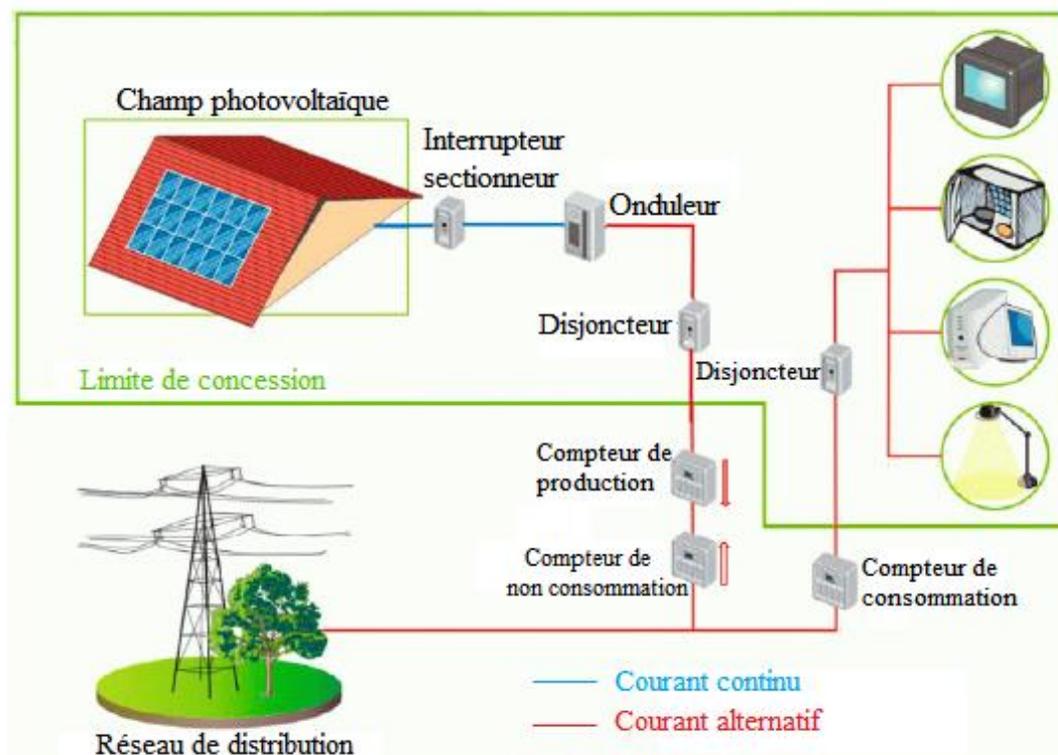


Figure 1. 18 : Installation ou centrale électrique photovoltaïque raccordée au réseau [22].

### 1.6.4. Installations ou centrale électriques photovoltaïques hybride

Il s'agit de systèmes qui regroupent des sources d'énergie de nature différentes tels une installation éolienne, un générateur diesel ou une centrale de cogénération en plus du générateur photovoltaïque.

Ce type d'installation est utilisé lorsque le générateur photovoltaïque seul ne couvre pas toute l'énergie requise.

## 1.7. Les principes de conversion dans les systèmes PV

Le générateur PV est le cœur d'un système PV. Cependant, pour une application pratique, d'autres éléments sont nécessaires, par exemple pour le stockage de l'énergie, pour la régulation de la circulation du flux d'énergie ou pour l'alimentation du réseau alternatif. Ces composants supplémentaires représentent une part considérable du coût, provoquent la réduction du rendement et influencent considérablement le comportement et les performances de tout le système.

### 1.7.1. Couplage direct d'un générateur PV et une charge résistive

Dans le cas où une charge résistive est directement connectée à une source linéaire, les valeurs du courant et de la tension pour chaque point de fonctionnement sont facilement calculées en utilisant la loi d'Ohm. Par contre, lorsque la source est de nature non linéaire, comme c'est le cas pour le GPV, une méthode graphique est nécessaire. Le point de fonctionnement est alors déterminé par l'intersection de la caractéristique I-V du GPV et la courbe de la charge.

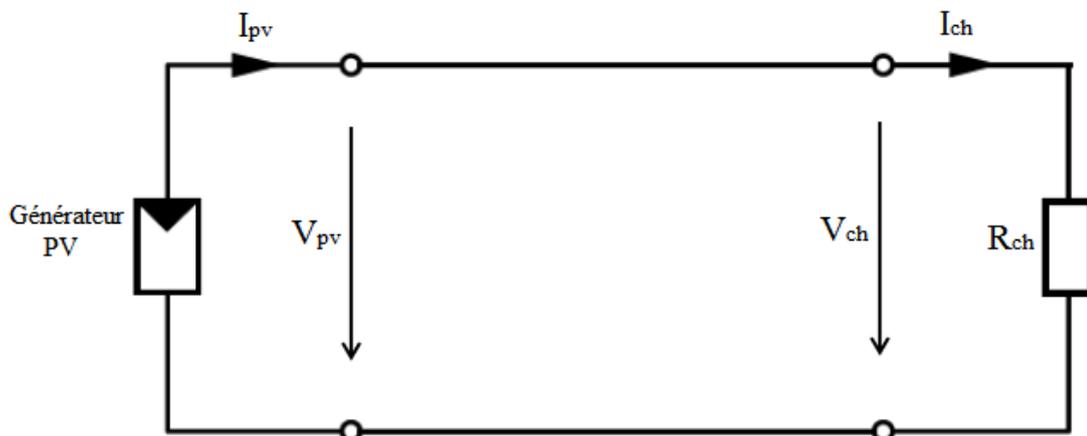


Figure 1. 19 : Couplage direct d'un GPV et une charge résistive.

La figure 1.20 montre les caractéristiques I-V d'un GPV et d'une résistance. Pour une charge résistive, la caractéristique I-V est une droite de pente  $1/R$ . Par conséquent, si la résistance  $R_{ch}$  est petite, le point de fonctionnement est situé dans la région AB de la courbe. Le courant  $I_{pv}$  varie peu en fonction de la tension et est presque égal au courant de court circuit. Le GPV se comporte comme un générateur de courant. D'autres part, si la résistance  $R_{ch}$  est grande, le GPV fonctionne dans la région CD. Dans cette zone, la tension du GPV varie peu en fonction du courant et est presque égale à la tension de circuit ouvert. Le GPV se comporte comme une source de tension. Dans la région BC sur la courbe, le GPV ne peut être caractérisé ni par une source de courant, ni par une source de tension. C'est dans cette zone que se trouve le point de puissance maximale (en anglais Maximum Power Point : MPP) pour des conditions atmosphériques fixées. La valeur de la résistance correspondante à ce point est notée  $R_{opt}$  [23].

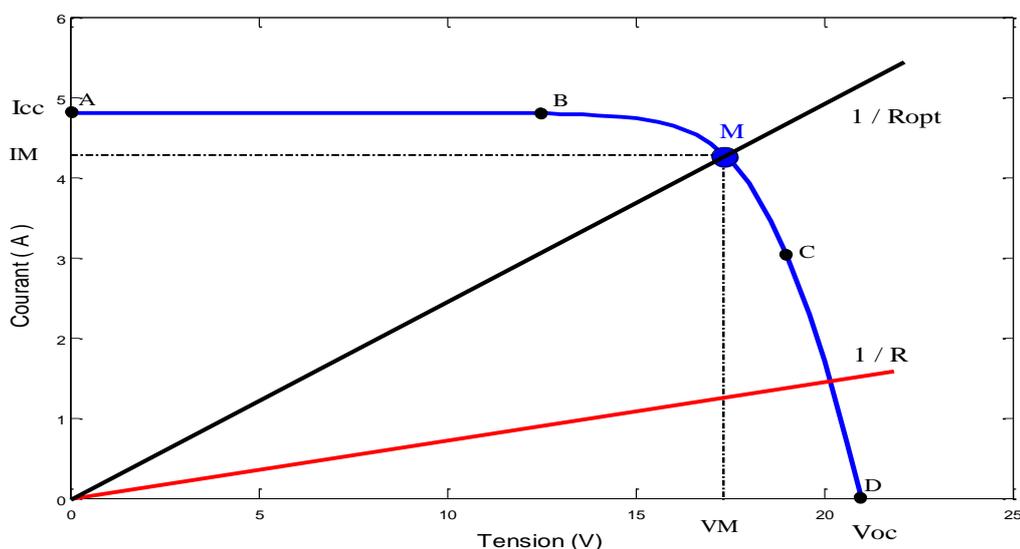


Figure 1. 20 : Caractéristique I-V d'un GPV et d'une charge résistive.

Les courbes caractéristiques d'un GPV pour différents niveaux de rayonnement, ainsi que celles de deux charges résistives sont représentées sur la figure 1.21. L'intersection des courbes indique le point de fonctionnement (la température est supposée constante). Il est clair que l'impédance de la charge impose les conditions de fonctionnement du GPV.

Pour la charge 2, la puissance transmise est optimale pour un niveau de rayonnement de  $1000\text{W/m}^2$ , car le point de fonctionnement dans ce cas est très proche du MPP. À mesure que le niveau de rayonnement baisse, le point de fonctionnement s'éloigne du MPP. La puissance transmise n'est alors plus optimale. La charge 2 est donc plus appropriée pour des niveaux de rayonnement élevés. Par contre, la charge 1 est plus adaptée pour de faibles niveaux de

rayonnement. Dans les deux cas, il y a pertes de puissance lors de la variation de l'irradiation. On peut conclure que lors d'un couplage direct d'un GPV et la charge, le point de fonctionnement coïncide rarement avec le MPP. Pour palier à ce problème, un étage d'adaptation entre la source et la charge s'avère nécessaire.

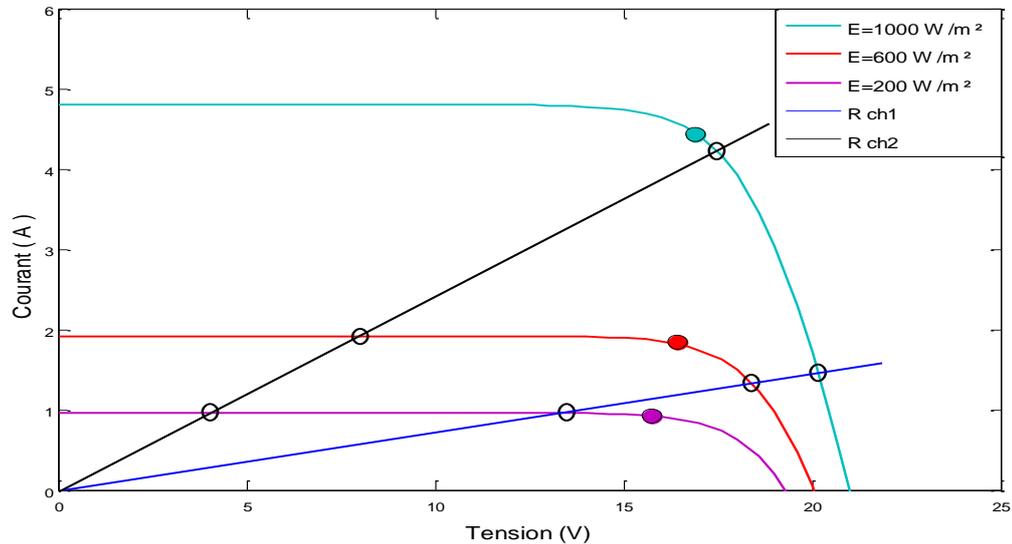


Figure 1.21 : Points de fonctionnement pour différents niveaux de rayonnement.

### 1.7.2. Introduction d'un étage d'adaptation entre la source et la charge

Comme illustré précédemment, le point de fonctionnement peut se trouver plus ou moins éloigné du MPP, voir ne pas exister. Ce dernier cas se produit par exemple, lorsqu'une batterie connectée à un GPV, présente une tension de batterie systématiquement supérieure à la tension de circuit ouvert du générateur photovoltaïque ( $V_{OC}$ ). Alors, aucun transfert de puissance ne peut avoir lieu. Ainsi, l'un des intérêts à introduire un étage d'adaptation comme indiqué sur la figure 1.22, est d'assurer que le transfert d'énergie est toujours possible et qu'il peut s'effectuer dans des conditions de fonctionnement optimales pour la source PV et la charge. Pour cela, il suffit d'effectuer un choix sur l'étage d'adaptation selon ses propriétés de conversion de puissance et la présence d'au moins un degré de liberté lui permettant d'adapter les tensions et les courants autant en valeur qu'en forme entre son port d'entrée et son port de sortie pour respecter au mieux les contraintes d'une part du GPV et d'autre part, de la charge.

L'électronique de puissance largement utilisée dans divers domaines de la conversion d'énergie offre plusieurs solutions potentielles sous forme de convertisseurs statiques (CS).

En résumé, selon l'application et le degré d'optimisation de production souhaités, l'étage d'adaptation entre le GPV et la charge peut être constitué d'un ou plusieurs convertisseurs statiques et permet d'assurer les fonctions suivantes :

- adapter les niveaux de tensions entre la source et la charge dans de grandes proportions si nécessaire (convertisseur Buck, Boost,...),
- introduire une isolation galvanique (convertisseur Flyback, Forward,...),
- connecter une charge avec des besoins d'alimentation de type alternative (onduleur).

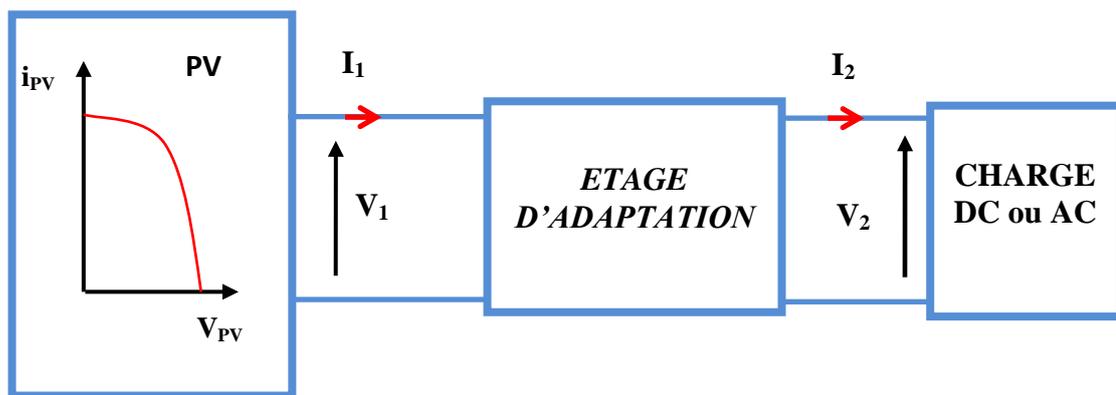


Figure 1. 22 : Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge pour le transfert de  $P_{\max}$ .

L'introduction d'un étage d'adaptation permettant de fixer le point de fonctionnement du GPV indépendamment de celui de la charge, permet l'extraction de la puissance optimale.

L'ensemble peut fonctionner de façon idéale, si diverses boucles de contrôle en entrée et en sortie de l'étage d'adaptation sont prévues. En entrée, elles garantissent l'extraction à chaque instant, du maximum de puissance disponible aux bornes du GPV. En sortie, des boucles de contrôle spécifiques permettent un fonctionnement optimal de chaque application dans son mode le plus approprié. Les techniques utilisées classiquement pour les boucles de contrôle en entrée consistent à associer à l'étage d'adaptation une commande appelée dans la littérature « Recherche du Point de Puissance Maximum » MPPT (en anglais Maximum Power Point Tracking) [24].

L'objectif de ces commandes est d'effectuer une recherche permanente du point de puissance maximale et d'assurer à tout moment une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge, de façon à transférer le maximum de puissance

La figure 1.23 représente une chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque, où la commande MPPT agit sur le rapport cyclique du convertisseur continu-continu (DC-DC) pour extraire le MPP.

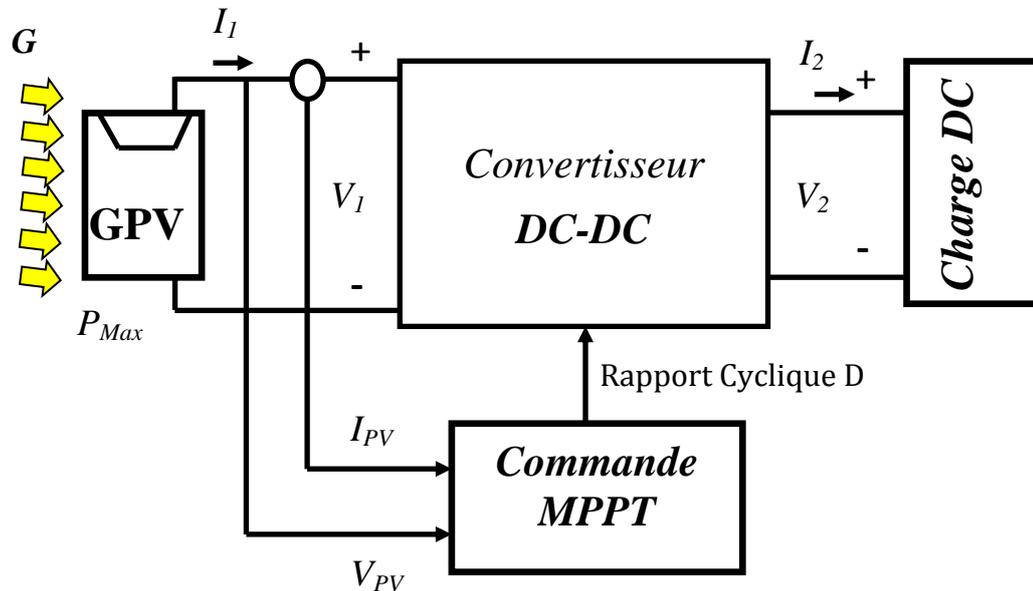


Figure 1. 23 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque d'un transformateur DC contrôlé par une commande MPPT.

Le choix de la structure de conversion va dépendre des caractéristiques électriques du module photovoltaïque et de la charge DC qui est connectée. Par exemple si la tension de la batterie (charge DC) est inférieure à la tension optimale du GPV une structure abaisseur est nécessaire, dans le cas contraire c'est une structure élévatrice qu'il faudra utiliser comme étage d'adaptation.

## 1.8. Les convertisseurs DC-DC pour les systèmes d'énergie solaire

Un hacheur peut être réalisé à l'aide d'un interrupteur électronique commandable à l'ouverture et à la fermeture tels que les thyristors GTO ou les transistors bipolaire ou à effet de champ à grille isolée fonctionnant en régime de commutation (tout ou rien). Le principe du hacheur consiste à établir puis interrompre périodiquement la liaison source-charge à l'aide de l'interrupteur électronique. Celui ci doit pouvoir être fermé ou ouvert à volonté afin d'avoir une tension de sortie continue réglable (figure 1.24).

Les convertisseurs DC-DC (ou hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source DC variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante.

Les convertisseurs DC-DC sont classés en deux types : les convertisseurs non isolés et les convertisseurs isolés de la source.

**a) Non isolés de la source :**

Quatre configurations de base sont :

- Convertisseur abaisseur « BUCK »
- Convertisseur élévateur « BOOST ».
- Convertisseur abaisseur-élévateur « BUCK-BOOST ».
- Convertisseur «SEPIC».

**b) Isolés de la source :** Comme le convertisseur Flyback

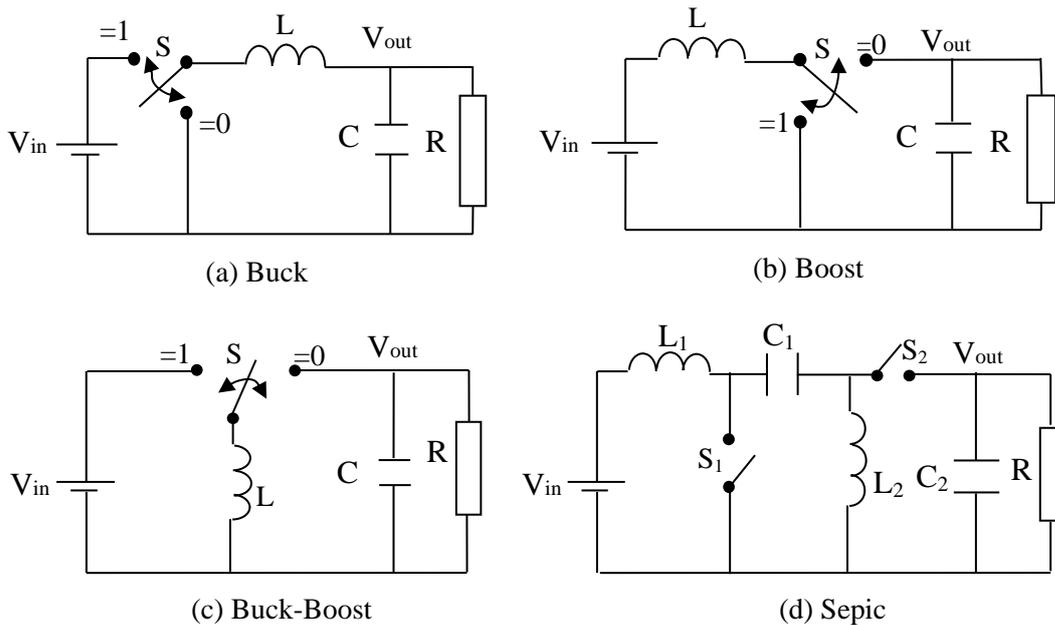


Figure 1. 24 : Configurations principales de convertisseurs DC-DC.

Dans ce travail, nous avons utilisé un convertisseur DC-DC de type Boost.

### 1.8.1. Convertisseur survolteur (Boost convertter)

Un convertisseur Boost, ou hacheur parallèle, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur. Ce type de convertisseur peut être utilisé comme adaptateur source-charge, lorsque le point de fonctionnement en couplage direct est à droite du MPP.

Le schéma de principe de l'hacheur survolteur est montré sur la figure 1. 25. Il est utilisé premièrement pour adopté le niveau de tension et deuxièmement pour faire fonctionner le générateur photovoltaïque au point de puissance maximale.

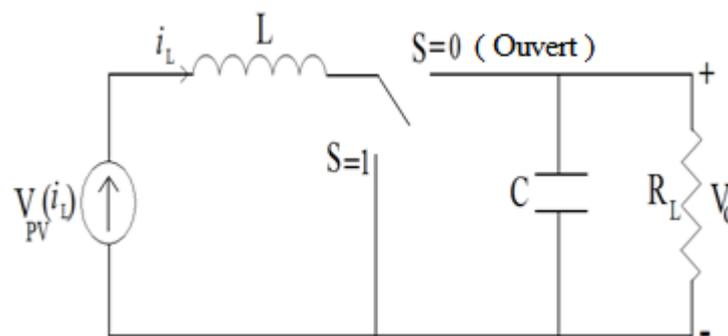


Figure 1. 25 : Schéma électrique du convertisseur connecté à un GPV et une charge.

### 1.8.2. Modélisation du hacheur survolteur

La modélisation de ce convertisseur passe par l'analyse des différentes séquences de fonctionnement que nous supposons de durées fixées par la commande  $u$ . Il apparaît deux séquences de fonctionnement selon l'état de l'interrupteur  $S$  (voir figure 1.26), que nous pouvons représenter chacune par une équation différentielle.

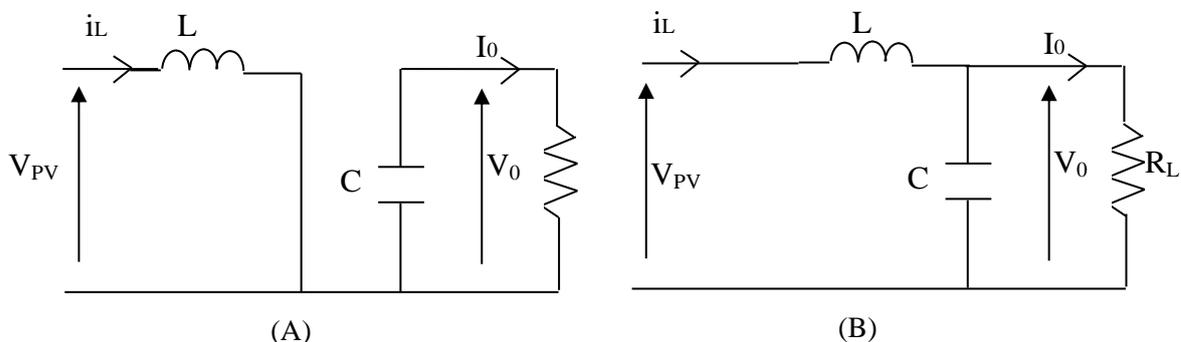


Figure 1.26 : Circuits équivalents du convertisseur Boost, (A) : S fermé, (B) : S ouvert.

- Lorsque l'interrupteur est en position  $S=1$ , les équations différentielles peuvent être écrites comme suit:

$$V_{pv} = L \frac{di_L}{dt} \tag{1.24}$$

$$0 = C \frac{dV_O}{dt} + \frac{V_O}{R_L} \tag{1.25}$$

- Si le commutateur est en position  $S = 0$ , les équations différentielles peuvent être exprimées comme:

$$V_{pv} = L \frac{di_L}{dt} + V_O \tag{1.26}$$

$$i_L = C \frac{dV_O}{dt} + \frac{V_O}{R_L} \tag{1.27}$$

En posant  $u = 1$  lorsque l'interrupteur  $S$  est fermé ( $S=1$ ) et  $u=0$  pour  $S$  ouvert ( $S=0$ ), nous pouvons représenter le convertisseur par un système d'équations unique, que nous qualifions de modèle instantané. Nous considérons ici les interrupteurs parfaits.

$$V_{pv} = L \frac{di_L}{dt} + V_O(1 - u) \tag{1.28}$$

$$(1 - u)i_L = C \frac{dV_O}{dt} + \frac{V_O}{R_L} \tag{1.29}$$

Ce modèle est directement utilisable pour réaliser une simulation du convertisseur, dans un environnement de type *MATLAB/SIMULINK*.

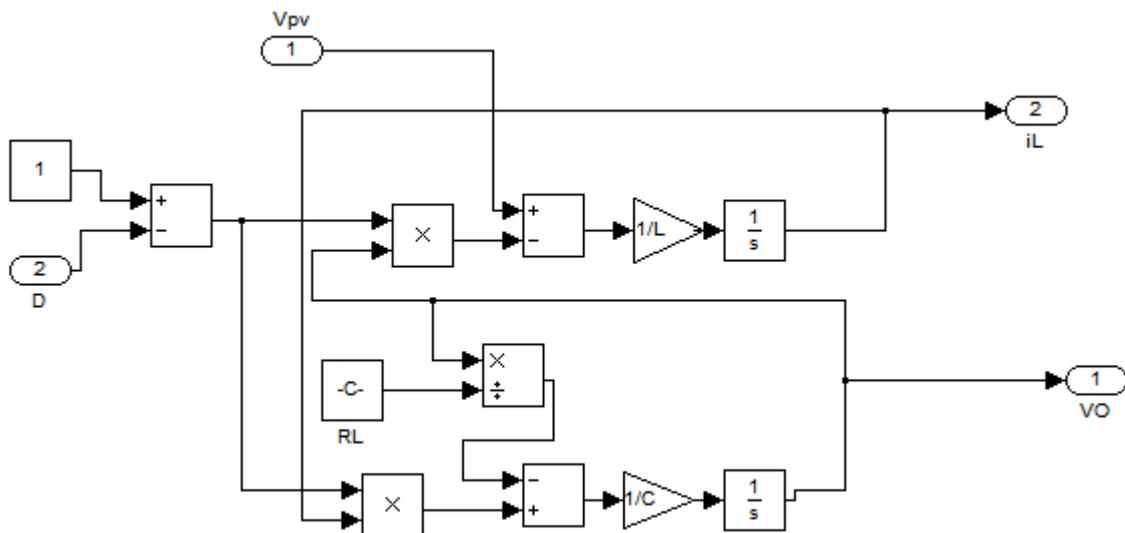


Figure 1.27 : Schéma bloc du hacheur.

Le modèle instantané fait apparaître un comportement non linéaire du convertisseur par l'existence de produits entre la commande  $u$  et les variables d'état  $V_o$  et  $i_L$ . Par ailleurs il convient de signaler qu'en remplaçant la variable  $u$  par sa valeur moyenne sur une période de

découpage  $T_d = 1/f_d$ , c'est-à-dire le rapport cyclique  $D$  ( $D = T_{on} / T_d$ ) nous pouvons obtenir le modèle aux valeurs moyennes. Soit :

$$\frac{di_L}{dt} = -(1 - D) \frac{V_O}{L} + \frac{V_{pv}}{L} \quad (1.30)$$

$$\frac{dV_O}{dt} = (1 - D) \frac{i_L}{C} - \frac{V_O}{R_L C} \quad (1.31)$$

## 1.9. Avantages et inconvénients des systèmes PV

### 1.9.1. Avantages

Les systèmes photovoltaïques présentent les avantages suivants:

- D'abord une haute fiabilité. Le système PV ne comporte pas de pièces mobiles qui le rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Ensuite le caractère modulaire des panneaux solaires permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au Mégawatt.
- Leurs coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et ils ne nécessitent ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.
- Enfin, la technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

Malgré tous ces avantages il y a aussi des inconvénients.

### 1.9.2. Inconvénients

Les systèmes PV présente les inconvénients suivants

- La fabrication du module PV relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de l'ordre de 28%.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.

- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.
- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs Diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.

## **1.10. Conclusion**

Ce chapitre a été consacré à la présentation du principe de la conversion photovoltaïque, la modélisation, les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque PV ainsi que les différents types de systèmes PV.

Une étude détaillée du principe de conversion d'énergie entre le GPV et la charge a montré la nécessité d'insérer un étage d'adaptation afin d'optimiser le transfert de puissance.

Les différentes techniques de recherche du point de puissance maximale dont l'objet est d'effectuer une recherche permanente du point de puissance maximale feront l'objet du chapitre suivant.

# **Chapitre 2**

## **Techniques de recherche du point de puissance maximale**

# Techniques de recherche du point de puissance maximale

## 2.1. Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons vu qu'on pouvait faire assurer toujours le transfert d'énergie à l'aide d'un étage d'adaptation inséré entre la charge et le GPV.

Dans la plupart des cas, cet étage d'adaptation est doté d'une commande MPPT jouant sur la valeur du rapport cyclique pour maximiser la puissance produite par le générateur.

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un GPV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quelque soient les conditions météorologiques (température et irradiation), la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum ( $V_{mpp}, I_{mpp}$ ).

Ce type de commande est souvent nommé dans la littérature « Recherche du Point de Puissance Maximale » ou bien « Maximum Power Point Tracking » en anglais (MPPT). Donc la MPPT est une recherche du point de puissance maximale (PPM) tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance.

Dans ce chapitre, nous exposons le principe de la recherche du PPM et présentons deux classes de commande MPPT, la première détaille les différentes techniques classique, alors que la deuxième montre les techniques modernes ou intelligentes.

## 2.2. Principe de la recherche du point de puissance maximale

Le principe de la commande MPPT consiste à effectuer une recherche du point de puissance maximale (PPM) tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance.

La figure 2.1 représente une chaîne de conversion photovoltaïque associée à une commande MPPT.

Pour faire fonctionner simplement cette commande, une charge DC est choisie. La commande MPPT est nécessairement associée à un quadripôle qui dans le cas de la conversion solaire peut être réalisé à l'aide d'un convertisseur DC-DC de telle sorte que la puissance fournie par le GPV corresponde à la puissance maximale ( $P_{MAX}$ ).

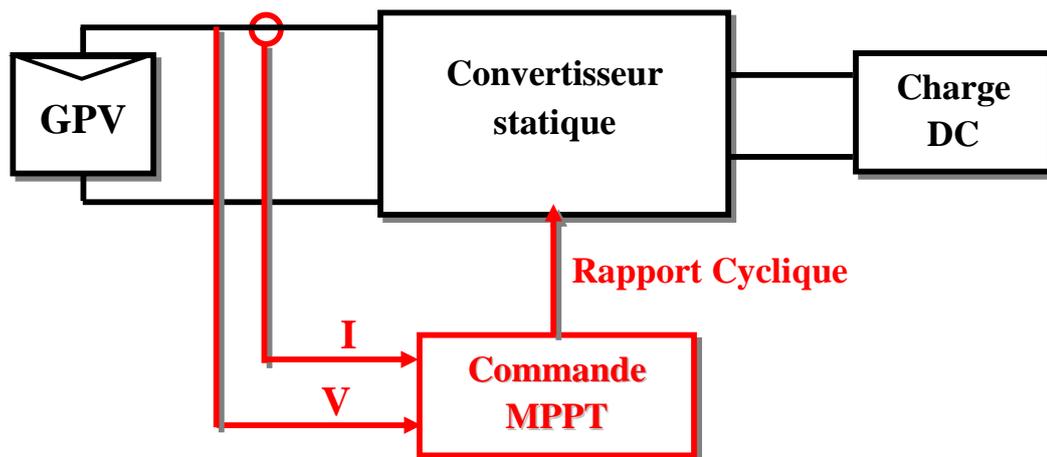


Figure 2. 1 : Chaîne de conversion photovoltaïque.

Pour contrôler le système PV, on agit sur le rapport cyclique de manière à amener le générateur à sa valeur optimale de fonctionnement qu'elles que soient les conditions météorologiques ou variations de charges.

Pour les 3 cas de variation de l'ensoleillement (cas : a), de la charge (cas : b) et de la température (cas : c), il suffit de réajuster la valeur du rapport cyclique pour converger vers le nouveau point de puissance maximum PPM2 (figure 2.2).

Donc pour poursuivre et atteindre le PPM dans diverses situations de fonctionnement du GPV, il faut agir sur le rapport cyclique du convertisseur statique (CS).

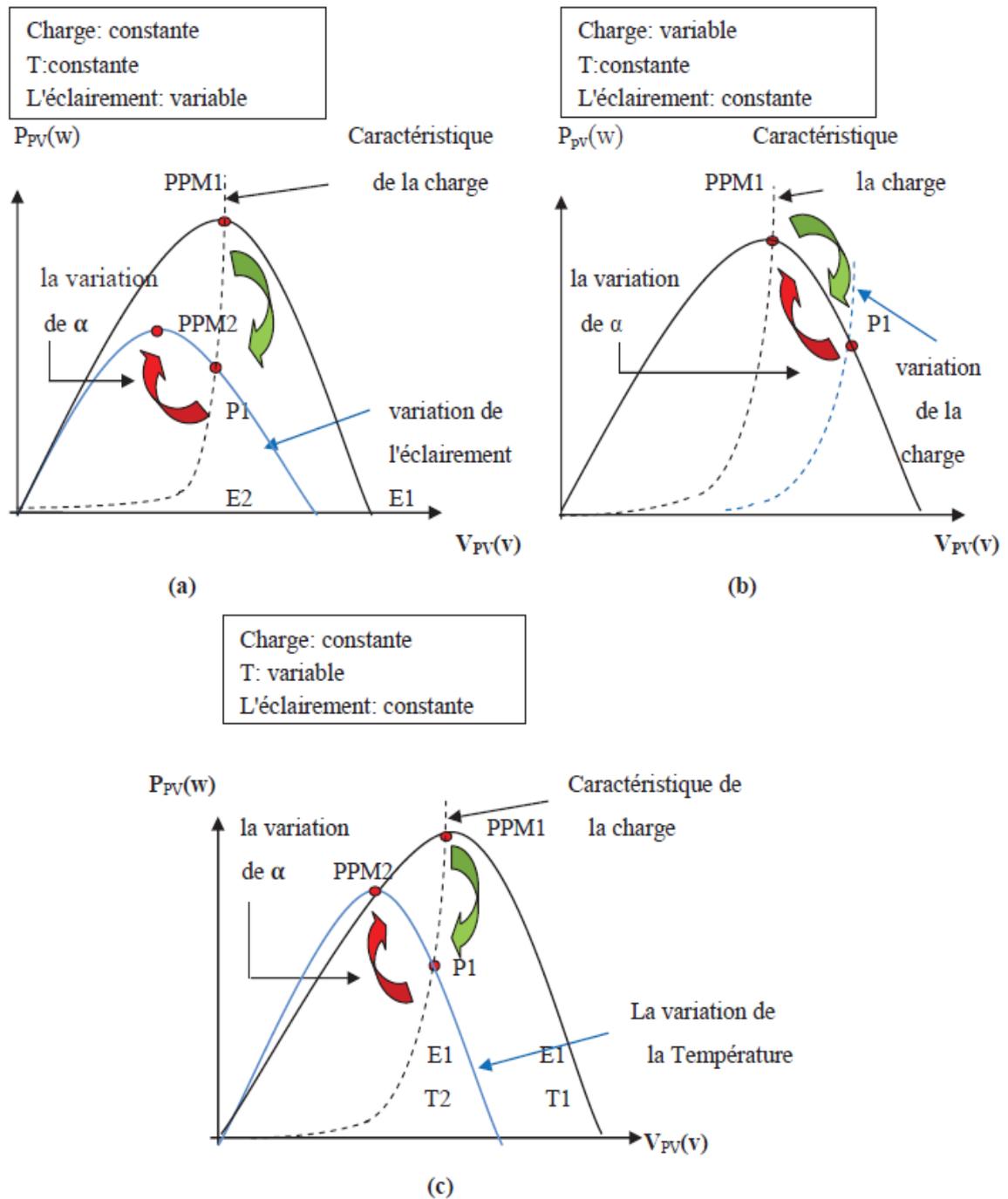


Figure 2. 2 : Recherche de recouvrement du point de puissance maximale [25]

a) suite à une variation d'ensoleillement. b) suite à une variation de charge. c) suite à une variation de température.

## 2.3. Synthèse des différentes commandes MPPT

Dans ce qui suit deux classes de commande MPPT sont présentées, les commandes MPPT classiques pour lesquelles on présente quelques algorithmes les plus utilisés, et les commandes MPPT intelligentes telles que la commande par la logique floue et la commande par mode glissant.

### 2.3.1. Les commandes MPPT classique

Actuellement, il existe différents types d'algorithmes effectuant la recherche du point de puissance maximale [26,27]. Les plus utilisés sont :

- Perturbation et Observation (Perturb and Observe : P&O).
- Hill Climbing (monté de pente).
- Incrémentation de la Conductance (Incremental Conductance : IncCond).
- Algorithme de la Tension Constante (Constant Voltage : CV).

Pour une meilleure compréhension des performances de ces commandes, nous expliquons dans les paragraphes suivants leurs différents principes.

#### 2.3.1.1. Principe de la commande perturbation et observation (P&O)

L'algorithme **P&O** consiste à perturber la tension du panneau PV ( $V_{PV}$ ) d'une faible valeur  $\Delta V$  et d'observer la variation de la puissance  $P_{PV}$  [28-30] comme l'illustre sur l'organigramme de la figure 2.3, on peut déduire que si la puissance augmente ( $\Delta P > 0$ ), on s'approche du PPM et la variation du rapport cyclique ( $D$ ) est maintenue dans le même sens. Au contraire, si la puissance diminue ( $\Delta P < 0$ ), on s'éloigne du PPM, et dans ce cas on doit inverser le sens de la variation du rapport cyclique pour revenir au PPM.

L'avantage principale de la méthode P&O est sa facilité d'implémentation. Cependant, elle présente l'inconvénient des oscillations autour du PPM en régime permanent.

Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de l'incrément. Mais cette diminution augmente le temps de recherche du PPM.

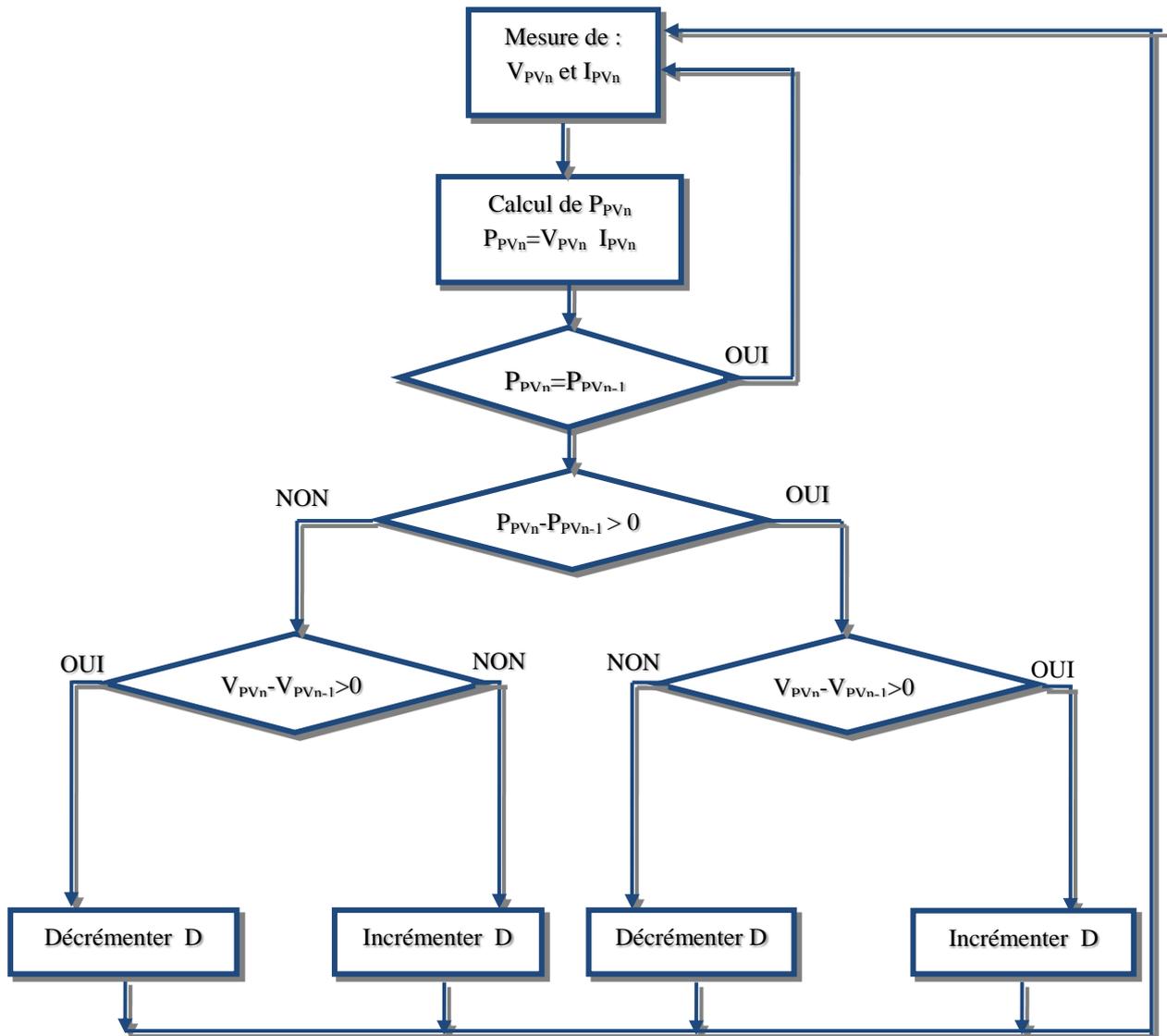


Figure 2. 3 : Organigramme de l’algorithme Perturbation et Observation.

### 2.3.1.2. Principe de la commande “Hill Climbing”

Le principe de cette technique de contrôle nommée Hill Climbing [31-34] est le même que celui de la technique précédente sauf qu’on fait varier la puissance du panneau par rapport à la valeur du rapport cyclique appliqué au convertisseur statique.

Le PPM est atteint lorsque la commande forc  $dP_{pv}/dD$  à zéro, comme le montre la figure 2.4 [25].

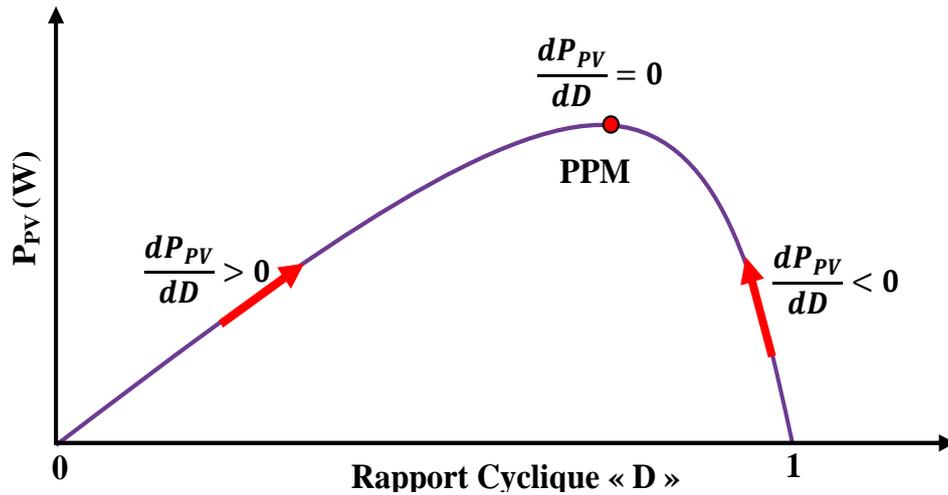


Figure 2. 4: Relation entre  $P_{pv}$  et le rapport cyclique  $D$  du convertisseur statique.

L'algorithme de cette technique est illustré sur la figure 2.5.

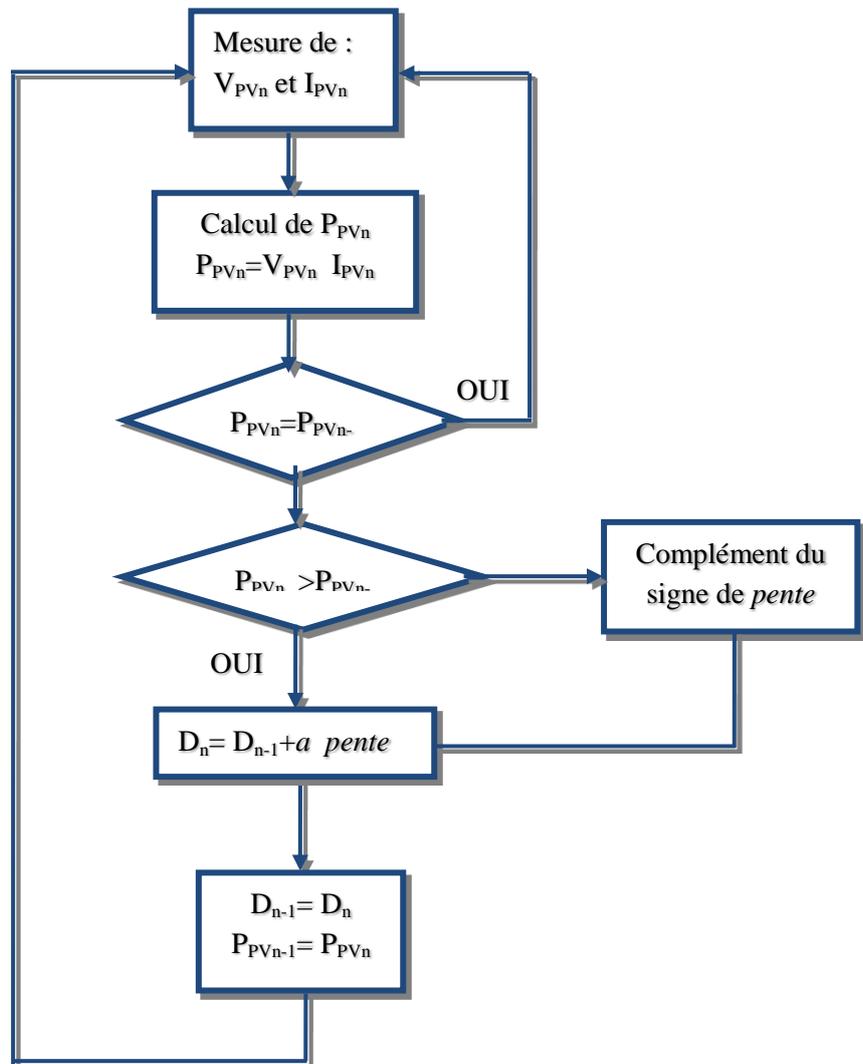


Figure 2. 5 : Organigramme de l'Algorithme Hill climbing.

La puissance  $P_{PVn}$  est comparée périodiquement à la valeur précédente  $P_{PVn-1}$ . Suivant le résultat de la comparaison, le signe de *pente* change ou reste identique. Ce qui a pour conséquence l'incrément ou la décrémentation du rapport cyclique.

La variable *pente* prend la valeur « 1 » ou « -1 » suivant la direction de la recherche pour augmenter la puissance, et  $a$  représente l'incrément du rapport cyclique.

**2.3.1.3. Principe de la commande “Incrément de la conductance” (IncCond)**

Le principe de cet algorithme est basé sur la connaissance de la valeur de la conductance  $G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}}$  et l'incrément de la conductance ( $\Delta G = \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}}$ ) pour en déduire la position du point de fonctionnement par rapport au PPM [35-37].

La figure 2.6 permet d'écrire l'équation suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} > 0 \quad \text{à gauche du PPM} \\ \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0 \quad \text{au PPM} \\ \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} < 0 \quad \text{à droite du PPM} \end{array} \right. \quad (2.1)$$

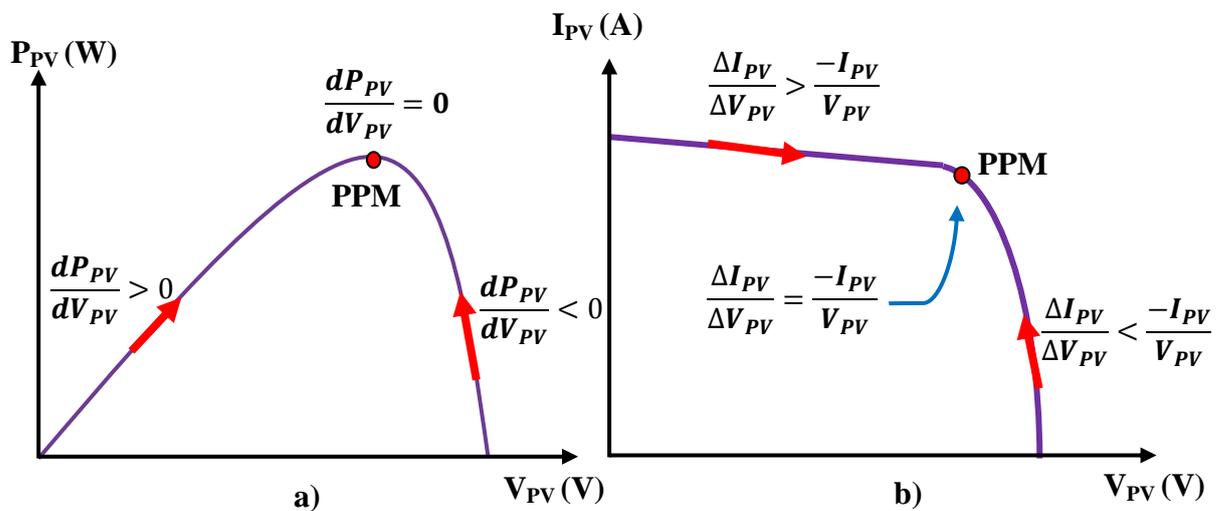


Figure 2.6: Positionnement du PF : (a) suivant le signe de  $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}$  sur la caractéristique de puissance, (b) suivant la valeur de  $\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}}$  sur la caractéristique de courant.

Comme

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d(I_{PV} \cdot V_{PV})}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \cdot \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \cong I_{PV} + V_{PV} \cdot \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} \quad (2.2)$$

L'équation (2.1) peut être écrite comme suit:

$$\begin{cases} \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} > \frac{-I_{PV}}{V_{PV}} & \text{à gauche du PPM} \\ \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} = \frac{-I_{PV}}{V_{PV}} & \text{au PPM} \\ \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} < \frac{-I_{PV}}{V_{PV}} & \text{à droite du PPM} \end{cases} \quad (2.3)$$

Si l'incrément de conductance ( $\Delta G$ ) est supérieur à l'opposé de la conductance ( $-G$ ), on augmente le rapport cyclique. Par contre, si l'incrément de conductance est inférieur à l'opposé de la conductance, on diminue le rapport cyclique comme l'illustre l'organigramme de la figure 2.7. Ce processus est répété jusqu'à atteindre le PPM [38, 39].

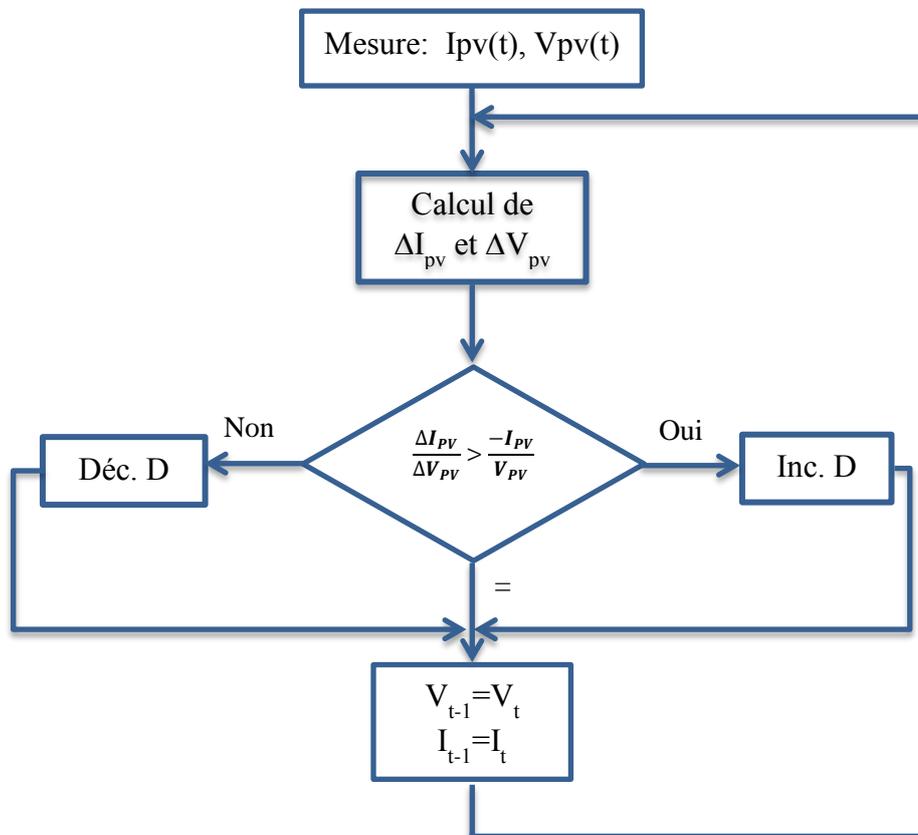


Figure 2.7 : Organigramme de l'algorithme d'incrément de la conductance.

#### 2.3.1.4. Commandes MPPT basées sur des relations de proportionnalité

Le principe de ces commandes est basé sur des relations de proportionnalité entre les paramètres caractéristiques du module PV ( $V_{OC}$  et  $I_{CC}$ ) et les paramètres optimaux caractérisant le point de puissance maximal ( $V_{OPT}$  et  $I_{OPT}$ ). Suivant le paramètre contrôlé, on parle alors de commande en régulation de courant ou de tension.

- **Mesure de la tension en circuit ouvert  $V_{OC}$  (Fraction de  $V_{OC}$ ).**

Le principe de cette technique de recherche du PPM est de comparer la tension du panneau ( $V_{PV}$ ) avec une tension de référence qui correspond à la tension optimale ( $V_{OPT}$ ) [40-42].

La tension de référence est obtenue à partir de la connaissance de la relation linéaire existante entre  $V_{OPT}$  et  $V_{OC}$  d'un module PV :

$$V_{OPT} = k_V \cdot V_{OC} \quad (2.4)$$

avec  $V_{OPT}$  la tension correspondante au PPM

$k_V$  est un facteur de tension dépendant des caractéristiques de la cellule PV et qui varie entre 0.73 et 0.8.

L'inconvénient majeur de cette technique réside dans la nécessité d'effectuer la mesure de  $V_{OC}$  de temps en temps et l'obligation de déconnecter la charge du PV durant cette mesure impliquant une perte de transfert de puissance à chaque mesure.

Remarque : la même procédure peut être suivie dans le cas d'une mesure du courant.

### 2.3.2. Les Commandes MPPT modernes

Actuellement les techniques intelligentes sont de plus en plus utilisées, que ce soit pour la modélisation, l'identification ou la commande des systèmes; ceci pour leurs facilité de mise en œuvre et leurs robustesses.

Beaucoup de travaux qui traitent de l'optimisation des systèmes photovoltaïques qui sont fortement non linéaires, et dépendent des conditions climatiques qui sont changeantes en utilisant des techniques intelligentes [43-45].

#### 2.3.2.1. MPPT à base de la logique floue

Récemment, la commande à base de la logique floue (Fuzzy Logic Control) a été utilisée dans les systèmes de poursuite du point de puissance maximale. Cette commande offre l'avantage d'être une commande robuste qui ne nécessite pas la connaissance exacte du modèle mathématique du système.

En général, la structure de base d'un contrôleur flou se compose principalement de trois blocs, qui sont : la fuzzification, l'inférence et la défuzzification comme représenté sur la figure 2.8.

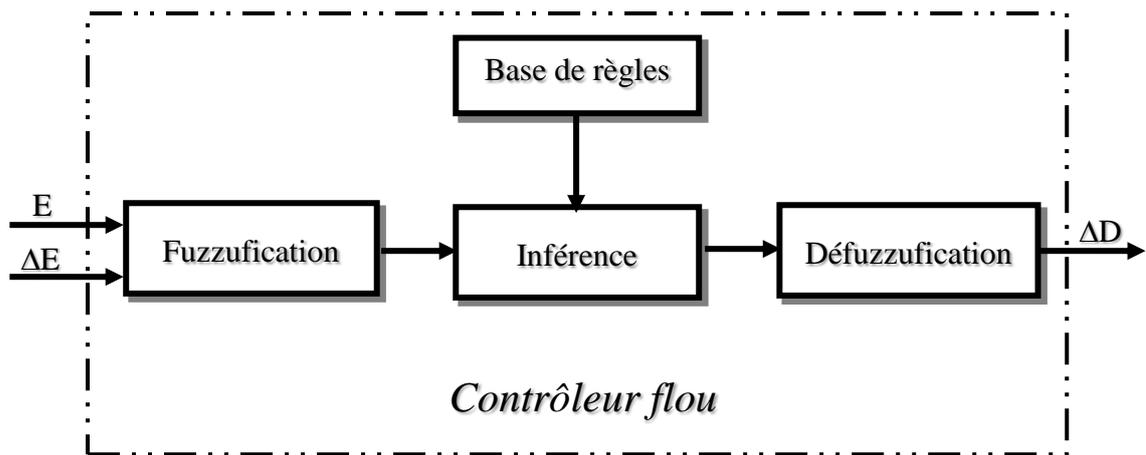


Figure 2. 8 : Structure d'un contrôleur flou.

Les variables d'entrées sont généralement l'erreur  $E$  et le changement d'erreur  $\Delta E$  qui peuvent être définies comme suit:

$$E(k) = \frac{P(k) - P(k-1)}{V(k) - V(k-1)} \quad (2.5)$$

$$\Delta E = E(k) - E(k-1) \quad (2.6)$$

Et la variable de sortie est la variation du rapport cyclique  $\Delta D$ .

Durant la fuzzification, les variables numériques d'entrée sont transformées en variables linguistiques sur la base de cinq fonctions d'appartenance (figure 2.9).

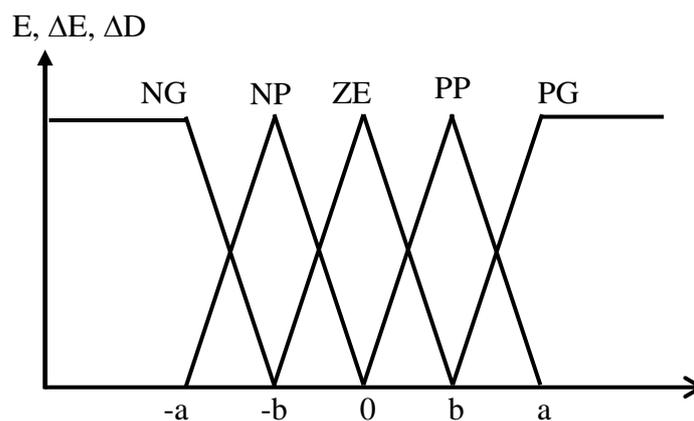


Figure 2.9 : Fonctions d'appartenance : (NG : Négatif Grand, NP : Négatif Petit, ZE : Zéro, PP: Positif Petit, PG : Positif Grand).

En fonction de leurs évolutions et d'une table de vérité comme indiquée dans le tableau 2.1, une valeur est attribuée au paramètre de sortie  $\Delta D$ .

Tableau 2.1 : Base de règles.

$\Delta D$		$\Delta E$				
		<b>NG</b>	<b>NP</b>	<b>ZE</b>	<b>PP</b>	<b>PG</b>
$E$	<b>NG</b>	ZE	ZE	NG	NG	NG
	<b>NP</b>	ZE	ZE	NP	NP	NP
	<b>ZE</b>	NP	ZE	ZE	ZE	PP
	<b>PP</b>	PP	PP	PP	ZE	ZE
	<b>PG</b>	PG	PG	PG	ZE	ZE

La variable linguistique assignée à  $\Delta D$ , dépend des différentes combinaisons entre  $E$  et  $\Delta E$ . Par exemple, si les variables d'entrée ( $E$  et  $\Delta E$ ), ont comme valeur PG et ZE correspondant à un point de fonctionnement très éloigné du PPM, d'après la table de vérité la valeur donnée à la variable de sortie  $\Delta D$  est PG, ce qui implique une forte variation positive du rapport cyclique pour atteindre le PPM. En résumé, les variations du rapport cyclique dépendent de la différence de position entre le point de fonctionnement et un PPM. Ainsi, dès que ce dernier s'approche du PPM, les incréments appliqués à  $\Delta D$  s'affinent jusqu'à atteindre le PPM.

La défuzzification, consiste à convertir la variable linguistique de sortie  $\Delta D$  en une variable numérique.

### 2.3.2.2. MPPT à base de la commande par mode glissant

La commande par mode glissant est une commande de type non linéaire. Elle a été introduite initialement pour le contrôle des systèmes à structure variable (SSV). Elle est caractérisée par la discontinuité de la commande aux passages par une surface de commutation appelée : surface de glissement. L'avantage principal de la commande à structure variable avec le mode glissant est la robustesse vis-à-vis du changement des paramètres ou des perturbations. De plus, la commande par mode glissant est relativement facile à mettre en oeuvre par rapport à d'autres types de commandes non linéaires. Ces propriétés font que cette loi de commande soit adaptée à de nombreuses applications industrielles, comme dans les domaines de l'automobile ou de l'aéronautique.

Généralement la commande par mode glissant est utilisée pour la commande des convertisseurs d'électronique de puissance qui constituent des SSV [46, 47].

Récemment cette commande a été utilisée dans les systèmes PV pour l'extraction de la puissance maximale.

Dans la suite nous présentons le principe de la commande par mode glissant, et nous détaillons également son application sur le système PV pour une structure basée sur un convertisseur Boost.

### **a) Principe de la commande par mode de glissement des systèmes à structure variable**

Un système à structure variable est un système dont la structure change pendant son fonctionnement. Il est caractérisé par le choix d'une fonction et d'une logique de commutation. Ce choix permet au système de commuter d'une structure à une autre à tout instant. De plus, un tel système peut avoir de nouvelles propriétés qui n'existent pas dans chaque structure.

Dans la commande des systèmes à structure variable par mode de glissement, la trajectoire d'état est amenée vers une surface. Puis à l'aide de la loi de commutation, elle est obligée de rester au voisinage de cette surface. Cette dernière est appelée surface de glissement et le mouvement le long de laquelle se produit est appelé mouvement de glissement.

La trajectoire dans le plan de phase est constituée de trois parties distinctes :

- **Le mode de convergence (MC)** : c'est le mode durant lequel la variable à régler se déplace à partir de n'importe quel point du plan de phase vers la surface de commutation  $S(x)=0$  et l'atteint dans un temps fini. Ce mode est caractérisé par la loi de commande et le critère de convergence.
- **Le mode de glissement (MG)** : c'est le mode durant lequel la variable d'état a atteint la surface glissante et tend vers l'origine du plan de phase. La dynamique dans ce mode est caractérisée par le choix de la surface de glissement  $S(x)=0$ .
- **Le mode de régime permanent (MRP)** : ce mode est ajouté pour l'étude de la réponse du système autour de son point d'équilibre (origine du plan de phase). Il caractérise la qualité et la performance de la commande.

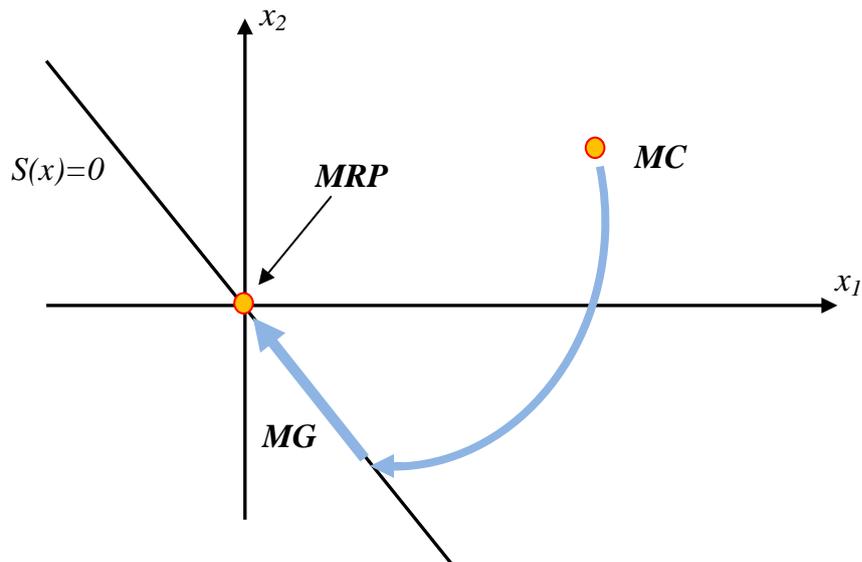


Figure 2. 10 : Les différents modes pour la trajectoire dans le plan de phase.

### b) Conception de la commande par mode de glissement

Les avantages de la commande par mode de glissement sont importants et multiples, comme la haute précision, la stabilité, la simplicité, un temps de réponse très faible et notamment la robustesse. Ceci lui permet d'être particulièrement adapté pour traiter les systèmes à modèle imprécis, dû soit à un problème d'identification soit à un problème de modélisation.

Souvent, il est préférable de spécifier la dynamique du système durant le mode de convergence.

Dans ce cas, la structure du contrôleur comporte deux parties. Une partie continue représentant la dynamique du système durant le mode de glissement et une autre discontinue représentant la dynamique du système durant le mode de convergence. Cette deuxième est importante dans la commande non linéaire, car elle a pour rôle d'éliminer les effets d'imprécision et de perturbation sur le modèle.

La conception de cette commande peut être effectuée en trois étapes principales très dépendantes l'une de l'autre. Ces étapes concernent:

- Le choix de la surface.
- L'établissement des conditions d'existence et de convergence
- La détermination de la loi de commande.

### Etape 1 : choix de la surface de glissement

Le système à régler peut être défini par l'équation suivante:

$$\dot{x} = f(x, t) + g(x, t)u \quad (2.7)$$

La surface  $(x)$  représente le comportement dynamique désiré du système. Dans [48, 49], il est proposé une forme d'équation générale pour déterminer la surface de glissement qui assure la convergence d'une variable vers sa valeur désirée:

$$S(x) = \left( \frac{d}{dt} + \lambda \right)^{r-1} e(x) \quad (2.8)$$

où:

$e(x)$  : représente l'écart de la variable à régler,  $e(t) = x_{ref} - x$

$\lambda$  : est une constante positive qui interprète la bande passante du contrôle désiré.

$r$  : est le degré relatif du système, qui est égal au nombre de fois qu'il faut dériver la sortie pour faire apparaître la commande.

$S(x) = 0$  : est une équation différentielle linéaire dont l'unique solution est  $e(x) = 0$ .

### Etape 2 : Condition de convergence et d'existence

Les conditions d'existence et de convergence sont les critères qui permettent aux différentes dynamiques du système de converger vers la surface de glissement et d'y rester indépendamment des paramètres du système. Il existe deux considérations pour assurer le mode de convergence [48].

- **La fonction discrète de commutation**

C'est la première condition de convergence, elle est proposée et étudiée par EMILYANOV et UTKIN. Il s'agit de donner à la surface une dynamique convergente vers zéro. Elle est donnée par:

$$\begin{cases} \dot{S}(x) > 0 & \text{si } S(x) < 0 \\ \dot{S}(x) < 0 & \text{si } S(x) > 0 \end{cases} \quad (2.9)$$

cette condition peut être formulée comme suit:

$$\dot{S}(x) S(x) < 0 \quad (2.10)$$

- **La fonction de Lyapunov**

La fonction de Lyapunov est une fonction scalaire positive des variables d'état du système ( $V(x) > 0$ ).

La loi de commande doit faire décroître la dérivée temporelle de  $V(x) > (\dot{V}(x) < 0)$ .

L'idée est de choisir une fonction scalaire  $S(x)$  pour garantir l'attraction de la variable à contrôler vers sa valeur de référence.

Nous définissons la fonction de Lyapunov comme suit:

$$V(x) = \frac{1}{2} S^2(x) \quad (2.11)$$

La dérivée de cette fonction est:

$$\dot{V}(x) = S(x) \dot{S}(x) \quad (2.12)$$

L'équation (2.11) exprime que le carré de la distance entre un point donné du plan de phase et la surface de glissement, exprimé par  $S^2(x)$ , diminue, contraignant la trajectoire du système à se diriger vers la surface. Cette condition suppose un régime glissant idéal ou la fréquence de commutation est infinie [50].

### Etape 3 : Calcul de la commande

La loi de commande par mode glissant comprend en général deux termes, la commande équivalente et la commande discontinue de commutation.

#### 1. Commande équivalente :

La commande équivalente permettant le glissement sur la surface (satisfaire la condition:  $\dot{S}(x) = 0$ ).

La loi de commande est constituée par une composante équivalente  $u_{eq}$  et une autre composante appelée commande discontinue  $u_{disc}$  :

$$u = u_{eq} + u_{disc} \quad (2.13)$$

La première étape, consiste à définir une entrée  $u_{eq}$ , de telle façon que la trajectoire d'état reste sur la surface de commutation  $S(x) = 0$ .

La dérivée de la surface  $S(x)$  est donnée par:

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial x} f(x) + \frac{\partial S}{\partial x} g(x) u_{eq} + \frac{\partial S}{\partial x} g(x) u_{disc} \quad (2.14)$$

La commande équivalente est déterminée durant les phases de glissement et du régime permanent en identifiant  $S(x) = 0$ , et par conséquent  $\dot{S}(x) = 0$ , et  $u_{disc} = 0$ .

Dans ces conditions la solution de l'équation (2.14) est alors :

$$u_{eq} = - \left( \frac{\partial S}{\partial x} g(x) \right)^{-1} \frac{\partial S}{\partial x} f(x) \quad (2.15)$$

Avec la condition que :

$$\frac{\partial S}{\partial x} g(x) \neq 0$$

Une fois  $u_{eq}$  défini par (2.15), elle est substituée dans le système (2.14), pour avoir la nouvelle expression de la dérivée de la surface :

$$\dot{S}(x, t) = \frac{\partial S}{\partial x} g(x, t) u_{disc} \quad (2.16)$$

La commande  $u_{eq}$  peut être interprétée comme étant la valeur moyenne que prend la commande  $u$  lors des commutations rapides entre sa valeur maximale ( $u_{max}$ ) et sa valeur minimale ( $u_{min}$ ).

## 2. Commande de commutation

La commande discontinue ou de commutation permettant de garantir la condition d'attractivité. La forme la plus simple qu'elle peut prendre est celle d'un relais représenté par la fonction signe :

$$u_{disc} = K \cdot \text{sign}(S(x)) \quad (2.17)$$

$K$  : est une constante positive qui représente le gain de la commande discontinue.

### c) Commande MPPT basée sur le mode glissant pour un système PV

Pour développer un contrôleur MPPT basé sur la commande par mode glissant, il est nécessaire de modéliser le système et de choisir une surface, de telle façon que si cette dernière est nulle le point de puissance maximale PPM est atteint, puis on calcule la loi de commande pour commander le convertisseur.

Le système à commander est constitué d'un GPV, un convertisseur Boost et une charge résistive (figure 2.11) :

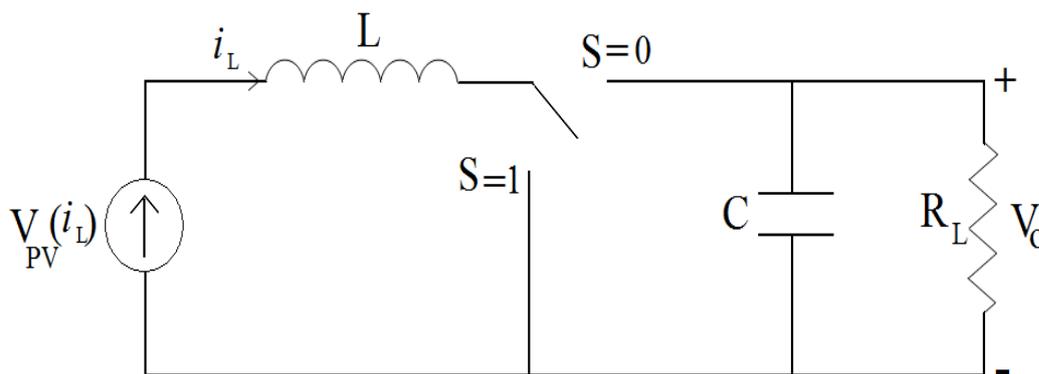


Figure 2. 11 : Circuit équivalent d'un système PV.

La modélisation de ce système est représentée dans le premier chapitre dans la section 1.9.

Les équations sont les suivantes :

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = -(1-D)\frac{V_o}{L} + \frac{V_{pv}}{L} \\ \frac{dV_o}{dt} = (1-D)\frac{i_L}{C} - \frac{V_o}{R_L C} \end{cases} \quad (2.18)$$

où  $C$  est la capacité,  $L$  l'inductance,  $R_L$  la charge,  $D \in [0, 1]$  le rapport cyclique du convertisseur Boost.  $V_o$  la tension de sortie du convertisseur et  $i_L$  le courant de la bobine.

La résistance équivalente du câblage est négligée dans ce cas le courant  $i_L$  de la bobine  $L$  est égal au courant de GPV ( $I_{pv}$ ).

Alors l'ensemble des équations (2.18) peut se mettre sous la forme d'un système invariant dans le temps:

$$\dot{x} = f(x) + g(x)D \quad (2.19)$$

où  $x = [i_L \ V_o]$  est le vecteur d'état, et  $D = D_{eq} + D_{disc}$ .

- **Choix de la surface**

La condition d'atteinte du point de puissance maximale PPM est donnée par [9] :

$$\frac{dP_{pv}}{dI_{pv}} = 0 \quad (2.20)$$

La première étape dans la conception de la commande est le choix de la surface de commutation, qui peut être sélectionnée de la façon suivante:

$$\sigma = \frac{dP_{pv}}{dI_{pv}} = \frac{dR_{pv} I^2}{dI_{pv}} = I_{pv} \left( 2R_{pv} + I_{pv} \frac{dR_{pv}}{dI_{pv}} \right) = 0 \quad (2.21)$$

$$R_{pv} = V_{pv} / I_{pv} \quad (2.22)$$

$R_{pv}$  est la charge équivalente connectée au GPV.

avec  $I_{pv} = i_L$

Ce qui implique que la solution de l'équation (2.21) est :

$$2R_{pv} + I_{pv} \frac{dR_{pv}}{dI_{pv}} = 0 \quad (2.23)$$

Donc la surface  $\sigma$  est définie par :

$$\sigma = 2R_{pv} + I_{pv} \frac{dR_{pv}}{dI_{pv}} \quad (2.24)$$

D'après la figure 2.12 [51] qui représente le signe de la surface et la valeur du rapport cyclique pour différentes zones de fonctionnements du GPV, le choix de la commande se fait comme suit.

$$D = \begin{cases} D + \Delta D & \text{pour } \sigma > 0 \\ D - \Delta D & \text{pour } \sigma < 0 \end{cases} \quad (3.15)$$

Si  $\sigma > 0$ , donc  $\frac{\partial P_{pv}}{\partial I_{pv}} > 0$  qui signifie que le point de fonctionnement est à droite du MPP.

Si  $\sigma < 0$ , donc  $\frac{\partial P_{pv}}{\partial I_{pv}} < 0$  qui signifie que le point de fonctionnement est à gauche du MPP.

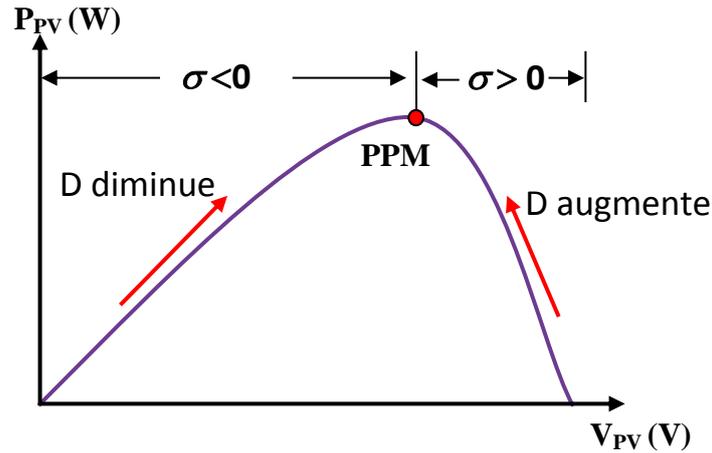


Figure 2. 12 : Point de fonctionnement selon le signe de  $\sigma$ .

- **Conception de la commande**

La commande par mode glissant comprend de deux termes, la commande équivalente et la commande discontinue. Le premier met le système dans la surface de glissement et la deuxième garantie qu'il reste dans cette surface ( $u_{eq}=D_{eq}$ , et  $u_{disc}=D_{disc}$ ).

- **Commande équivalente**

La commande équivalente est déterminée à partir de la condition suivante  $\dot{\sigma} = 0$ .

$$\dot{\sigma} = \left[ \frac{d\sigma}{dx} \right]^T \dot{x} = 0 \quad (2.25)$$

$$\left[ \frac{\partial \sigma}{\partial x} \right]^T (f(x) + g(x)D_{eq}) = 0 \quad (2.26)$$

Donc la commande  $D_{eq}$  devient:

$$D_{eq} = - \frac{\left[ \frac{\partial \sigma}{\partial x} \right]^T f(x)}{\left[ \frac{\partial \sigma}{\partial x} \right]^T g(x)} = 1 - \frac{V_{pv}(i_L)}{V_0} \quad (2.27)$$

### - Commande discontinue

La commande discontinue est définie comme suit :

$$D_{disc} = k_c \sigma \quad (2.28)$$

où  $k_c$  est une constante positive.

Puisque le rapport cyclique  $D$  doit se trouver dans l'intervalle  $0 \leq D_{eq} \leq 1$ , le signal de commande réel  $D$  est proposé comme [9]:

$$D = \begin{cases} 1 & \text{Si } D_{eq} + k_c \sigma > 1 \\ D_{eq} + k_c \sigma & \text{Si } 0 \leq D_{eq} + k_c \sigma \leq 1 \\ 0 & \text{Si } D_{eq} + k_c \sigma < 0 \end{cases} \quad (2.29)$$

#### • Vérification de l'existence du mode glissant

Soit la fonction de Lyapunov quadratique définie positive  $V_L = \frac{1}{2} \sigma^2$ . Pour que la surface  $\sigma = 0$  soit attractive sur tout le domaine de fonctionnement, il suffit que la dérivée par rapport au temps de  $V_L$  soit négative (condition suffisante appelée : condition d'attractivité ou d'atteignabilité):

$$\dot{V}_L = \dot{\sigma} \sigma < 0 \quad \forall \sigma \neq 0 \quad (2.30)$$

La dérivée de la surface est donnée par :

$$\dot{\sigma} = \left[ \frac{\partial \sigma}{\partial x} \right]^T \dot{x} \quad (2.31)$$

D'après l'équation (2.24) ; on a :

$$\dot{\sigma} = \left( 3 \frac{R_{pv}}{\partial i_L} + i_L \frac{\partial^2 R_{pv}}{\partial i_L^2} \right) \left( -\frac{V_0}{L} (1 - D) + \frac{V_{pv}(i_L)}{L} \right) \quad (2.32)$$

En remplaçant  $R_{pv}$  par l'équation (2.22), on trouve

$$\frac{\partial R_{pv}}{\partial i_L} = \frac{\partial}{\partial i_L} \left[ \frac{V_{pv}}{i_L} \right] = \frac{1}{i_L} \frac{\partial V_{pv}}{\partial i_L} - \frac{V_{pv}}{i_L^2} \quad (2.33)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 R_{pv}}{\partial i_L^2} &= \frac{1}{i_L} \left( \frac{\partial^2 V_{pv}}{\partial i_L^2} \right) - \left( \frac{\partial V_{pv}}{\partial i_L} \right) \left( \frac{1}{i_L^2} \right) - \left( \frac{\partial V_{pv}}{\partial i_L} \right) \\ &= \frac{1}{i_L} \left[ \frac{\partial^2 V_{pv}}{\partial i_L^2} \right] - \frac{2}{i_L^2} \frac{\partial V_{pv}}{\partial i_L} + \frac{2V_{pv}}{i_L^3} \end{aligned} \quad (2.34)$$

En considérant le modèle idéal, la résistance  $R_s$  est supposée négligeable, la résistance  $R_{sh}$  est supposée de grande valeur [9]

Donc l'équation (1.4), donnée dans le premier chapitre, devient :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V + I R_s)}{AK_b T} \right) - 1 \right] \quad (2.35)$$

D'après l'équation (2.35) on peut tirer la relation de la tension ( $V = V_{pv}$ ) en fonction du courant ( $I = I_{pv}$ ) comme suit :

$$V_{pv} = \left( \frac{K_b T A}{q} \right) \ln \left( \frac{I_{ph} + I_0 - I_{pv}}{I_0} \right) \quad (2.36)$$

D'après l'équation (2.36) la dérivée de la tension donnée par :

$$\frac{\partial V_{pv}}{\partial I_{pv}} = \left( -\frac{K_b T A}{q} \right) \left( \frac{1}{I_{ph} + I_0 - I_{pv}} \right) < 0 \quad (2.37)$$

$$\frac{\partial^2 V_{pv}}{\partial I_{pv}^2} = \left( -\frac{K_b T A}{q} \right) \left( \frac{1}{(I_{ph} + I_0 - I_{pv})^2} \right) < 0 \quad (2.38)$$

En substituant les équations (2.33) et (2.34) dans (2.21), on trouve

$$\left[ \frac{\partial \sigma}{\partial x} \right]^T = 3 \frac{\partial R_{pv}}{\partial i_L} + i_L \frac{\partial^2 R_{pv}}{\partial i_L^2} = \frac{1}{i_L} \frac{\partial V_{pv}}{\partial i_L} - \frac{V_{pv}}{i_L^2} + \frac{\partial^2 V_{pv}}{\partial i_L^2} < 0 \quad (2.39)$$

Selon le résultat de (2.37), (2.38) et  $\frac{V_{pv}}{i_L^2} > 0$ , le signe de (2.39) est définie négative.

$\sigma = 0$  est obtenu lorsque  $\dot{\sigma} < 0$  pour tous les cas de la commande  $D$  suivants :

**a)  $0 < D < 1$**

$$\begin{aligned} \dot{x} &= -\frac{V_0}{L} (1 - D) + \frac{V_{pv}(i_L)}{L} \\ &= -\frac{V_0}{L} (1 - D_{eq} - k_c \sigma) + \frac{V_{pv}(i_L)}{L} \\ &= -\frac{V_0}{L} \left( 1 - \left( 1 - \frac{V_{pv}(i_L)}{V_0} \right) - k_c \sigma \right) + \frac{V_{pv}(i_L)}{L} \\ &= \frac{V_0}{L} k_c \sigma \end{aligned} \quad (2.40)$$

D'après les résultats de (2.39) et (2.40) la dérivée de la surface  $\dot{\sigma}$  est toujours de signe opposé de la surface  $\sigma$ . Donc  $\sigma \dot{\sigma} < 0$  est satisfaite pour  $0 < D < 1$ .

**b)  $D = 1$**

Pour  $D = 1$ , l'équation (2.40) devienne

$$\dot{x} = \frac{V_{pv}(i_L)}{L} > 0 \quad (2.41)$$

D'après (2.39) et (2.41) on a  $\dot{\sigma} < 0$ . Avec  $D = 1$  on a deux cas à tester pour prouver que  $\sigma\dot{\sigma} < 0$ .

1) Cas 1 :  $D_{eq} = 1$

Si  $D_{eq} = 1$ , d'après (2.27)  $V_{pv}(i_L) = 0$  ce qui signifie que le système fonctionne au coin gauche de la figure (2.15), et dans ce cas  $\sigma < 0$ ,  $D_{eq} + k_c\sigma < 1$ , ce qui contredit la supposition de  $D=1$ .

2) Cas 2 :  $D_{eq} < 1$  et  $D_{eq} + k_c\sigma \geq 1$

Si  $D_{eq} < 1$ , mais  $D_{eq} + k_c\sigma \geq 1$ , donc  $\sigma > 0$  et  $\dot{\sigma} < 0$

Donc  $\dot{\sigma}\sigma < 0$  pour  $D = 1$ .

c)  $D = 0$

L'équation (2.40) devient

$$\dot{x} = -\frac{V_0}{L} + \frac{V_{pv}(i_L)}{L} < 0 \quad (2.42)$$

Dans ce cas  $V_0 > V_{pv}$ . À partir de (2.42) et (2.31) on a  $\dot{\sigma} > 0$ , donc on a deux cas à tester pour  $D = 0$ .

1)  $D_{eq} = 0$ , implique que  $V_0 = V_{pv}$ , donc GPV est fonctionne dans la région  $\sigma > 0$  (figure (2.15)). Comme le résultat  $D > 0$  et cela contredit l'hypothèse de  $D = 0$ .

2)  $D_{eq} > 0$  et  $D_{eq} + k_c\sigma \leq 1$ . Dans ce cas  $\sigma < 0$  et  $\dot{\sigma} < 0$

On conclut que  $\sigma\dot{\sigma} < 0$  pour  $D = 0$ .

On conclut que le mode de glissement existe et que le système est asymptotiquement stable, quel que soit la localisation du point de fonctionnement. La loi de commande appliquée oblige la trajectoire du système à se déplacer à partir de n'importe quel état initial de la surface de glissement en un temps fini, et par la suite, de rester sur elle.

## 2.4. Résultats de simulation

Afin d'évaluer et comparer les performances des techniques MPPT classiques (P&O et IncCond) et les techniques modernes (mode glissant et logique floue), une étude comparative avec des paramètres de simulation strictement identiques est menée.

Plusieurs simulations ont été réalisées sous l'environnement Matlab/Simulink en tenant compte des variations des conditions climatiques comme l'éclairement et la température.

Les simulations ont été réalisées en utilisant un panneau solaire SP75 (chapitre 1). Les spécifications du système qui sont montrées sur le tableau 2.2 suivant:

Tableau 2.2 : Spécifications du système

Paramètre	Valeur	Paramètre	Value
$C$	220 ( $\mu F$ )	$q$	$1.6 \times 10^{-19}$ (C)
$L$	1.1 (mH)	$E_g$	1.12 (eV)
$T_r$	298 ( $^{\circ}K$ )	$k_b$	$1.38 \times 10^{-23}$ (J/K)
$R_L$	40 ( $\Omega$ )		

### 2.4.1. Résultats obtenus par les techniques MPPT classiques

Ces résultats sont obtenus pour différentes conditions climatiques : Cas des conditions standards ( $E=1000W/m^2$  et  $T=25^{\circ}C$ ), cas de changement de l'éclairement et cas de changement de la température.

#### 2.4.1.1. Commande MPPT P&O

##### ➤ Cas 1 : Conditions climatiques standards

Dans ce cas les paramètres de simulation (la température  $T$  et l'éclairement  $E$ ) sont maintenus constants  $T=25^{\circ}C$  et  $E=1000 W/m^2$ . La figure 2.13 montre les résultats de simulation de la puissance PV, du courant  $I_{pv}$ , de la tension  $V_{pv}$  et de la tension de sortie  $V_o$  du convertisseur obtenus avec l'algorithme de la technique P&O. La figure 2.14 illustre le signal de commande (rapport cyclique).

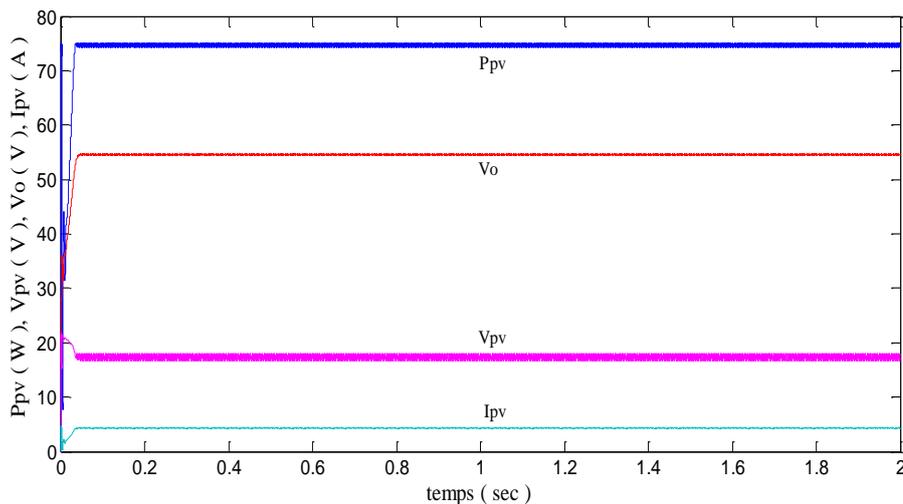


Figure 2.13 : Grandeurs électriques obtenues en utilisant la technique P&O sous des conditions climatiques standards.

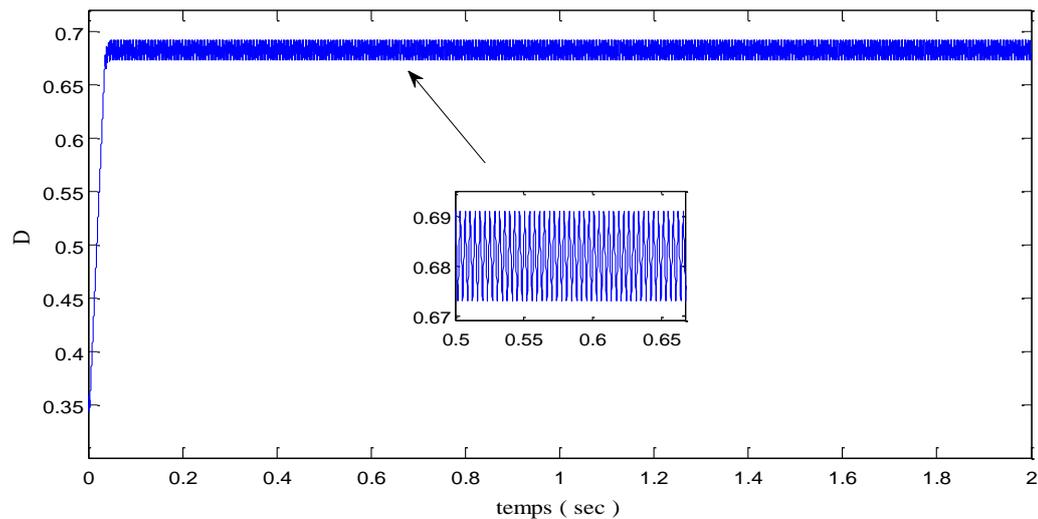


Figure 2.14 : Rapport cyclique obtenu dans des conditions climatiques standards.

D'après ces résultats, on remarque que les grandeurs électriques oscillent autour de leurs valeurs optimales correspondantes au PPM.

Les oscillations obtenues dépendent fortement du pas de perturbation. En effet lorsque ce dernier diminue (augmente), le système devient lent (rapide) et l'amplitude des oscillations diminue (augmente).

➤ **Cas 2 : Eclairage variable**

Afin de vérifier l'effet d'une variation de l'éclairage, un profil de référence trapézoïdal est appliqué. Le temps de croissance ou de décroissance de l'éclairage est établi à **0.4s** pour une excursion de **600 W/m<sup>2</sup>**, la valeur de départ est fixée à **400 W/m<sup>2</sup>** et la valeur d'arrêt à **1000 W/m<sup>2</sup>** lors de la montée et inversement pour la descente. Il est à noter que le temps durant le pallier stable est **0.4s**. Sur la durée de simulation (**2s**) la température ambiante est considérée constante **25°C**.

Les figures 2.15, 2.16 présentent les résultats de la simulation lors d'un changement progressif de l'éclairage.

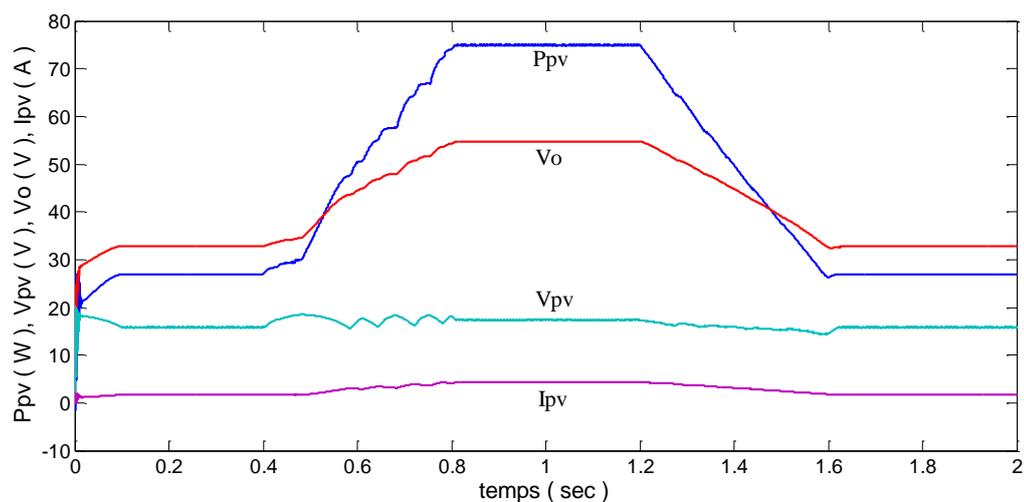


Figure 2. 15: Grandeurs électriques obtenues en utilisant la technique P&O avec un éclairage variable.

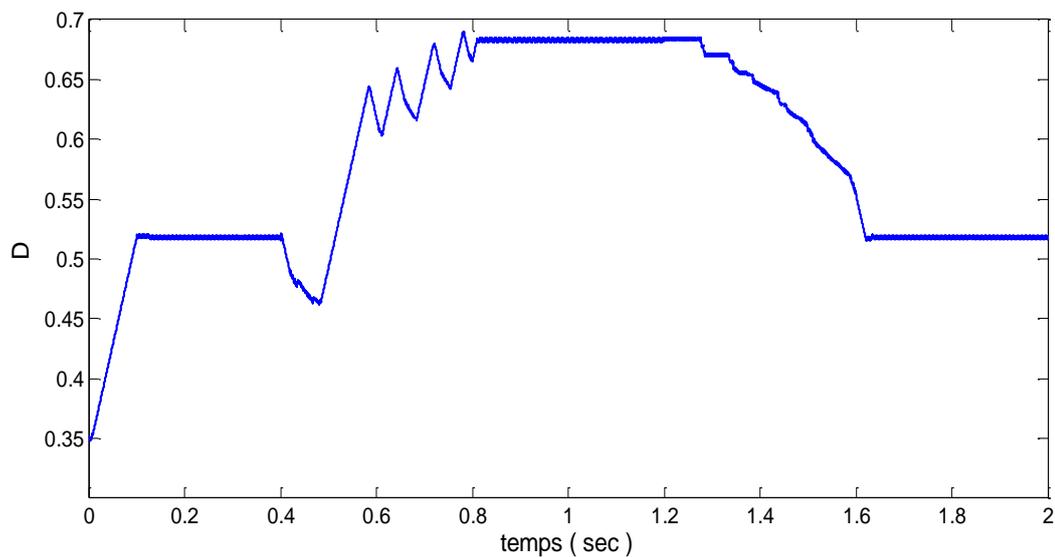


Figure 2. 16: Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de l'éclairage

La figure 2.17 montre la poursuite du PPM en utilisant la méthode P&O par rapport à l'évolution de la puissance théorique.

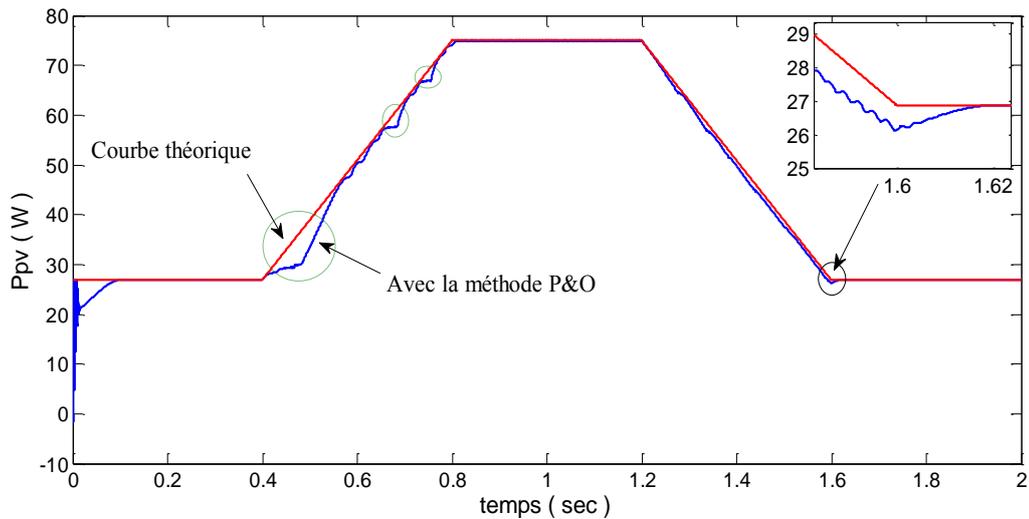


Figure 2. 17: Puissance du panneau PV pour un profil de référence d'éclairement trapézoïdal obtenue avec la technique P&O comparée à la puissance théorique du PPM.

D'après les figures 2.17 et 2.18, on remarque que l'augmentation progressive de l'éclairement mène l'algorithme à une mauvaise interprétation. En effet, à mesure que l'éclairement augmente, le point de fonctionnement s'éloigne du PPM. Vu que le MPPT est assez rapide, il arrive à un certain moment à reprendre dans la bonne direction. L'algorithme atteint alors le PPM, malheureusement il continue à perturber le système dans cette même direction, ce qui éloigne encore une fois le point de fonctionnement du PPM. Ce phénomène se reproduit tant que le niveau de rayonnement augmente et ne s'arrête qu'une fois que ce dernier devient stable, comme le prouve la caractéristique du rendement en fonction du temps sur la figure 2.18 et la trajectoire du PPM sur la figure 2.19.

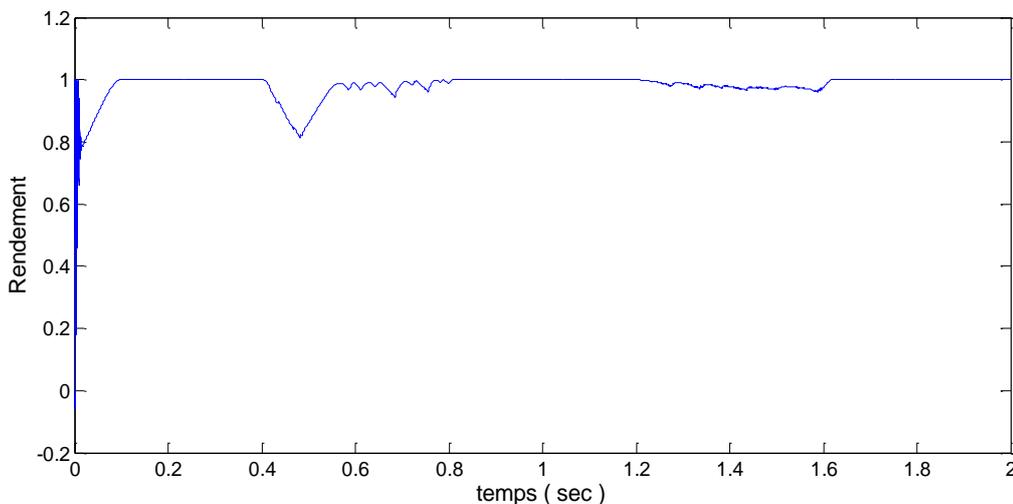


Figure 2. 18: Allure du rendement pour la méthode P&O.

Nous avons aussi mené plusieurs simulations pour un changement rapide d'éclairement. Les résultats obtenus montrent que la méthode classique P&O présente une divergence du PPM lors d'un changement rapide des niveaux d'éclairement.

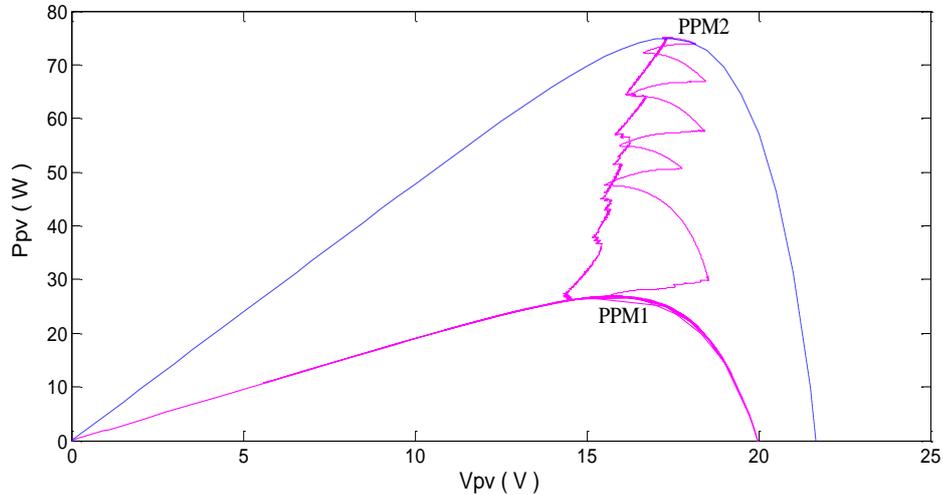


Figure 2.19: Trajectoire du PPM pour un changement progressif d'éclairement.

➤ **Cas 3 : Température variable**

En plus du niveau de l'éclairement  $E$ , un autre facteur qui influence la caractéristique du GPV est la température  $T$ . Dans ce cas, on fait varier la température selon un profil trapézoïdal tout en maintenant le niveau de l'éclairement constant ( $1000 \text{ W/m}^2$ ) et en variant la.

Les résultats de simulation sont représentés sur les figures 2.20, 2.21 et 2.22.

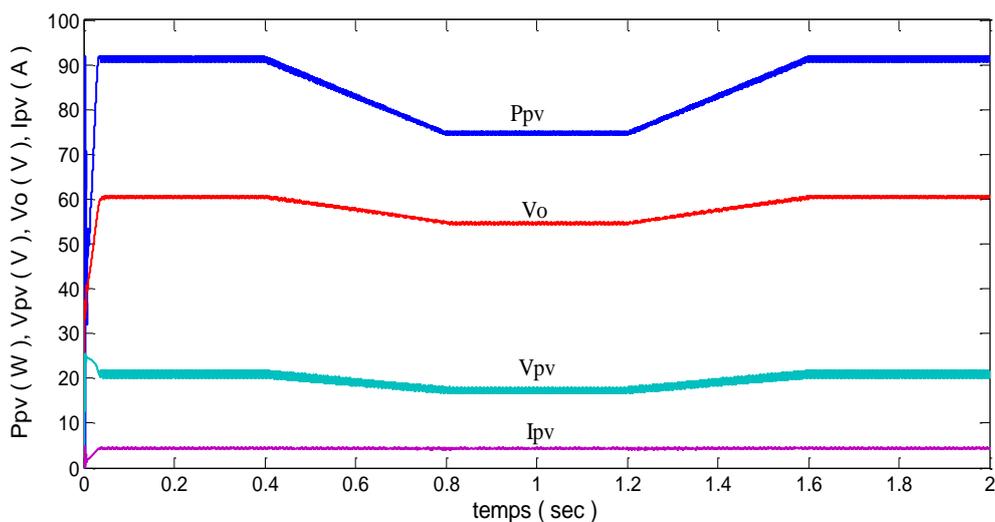


Figure 2.20: Grandeurs électriques obtenues par la technique P&O avec une température variable.

La figure 2.21 illustre la puissance du panneau PV obtenue comparée à la puissance théorique du PPM.

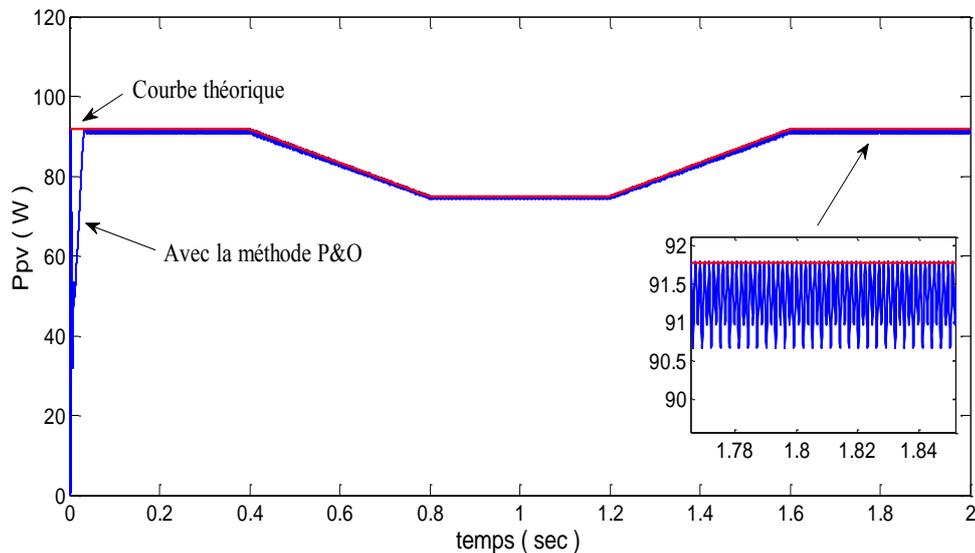


Figure 2. 21: Puissance du panneau PV obtenue comparée à la puissance théorique du PPM pour un profil de référence de température trapézoïdal.

Les figures 2.21 et 2.22 attestent que pendant les variations de la température, la méthode P&O classique conserve un niveau de rendement stable, identique à celui du régime statique.

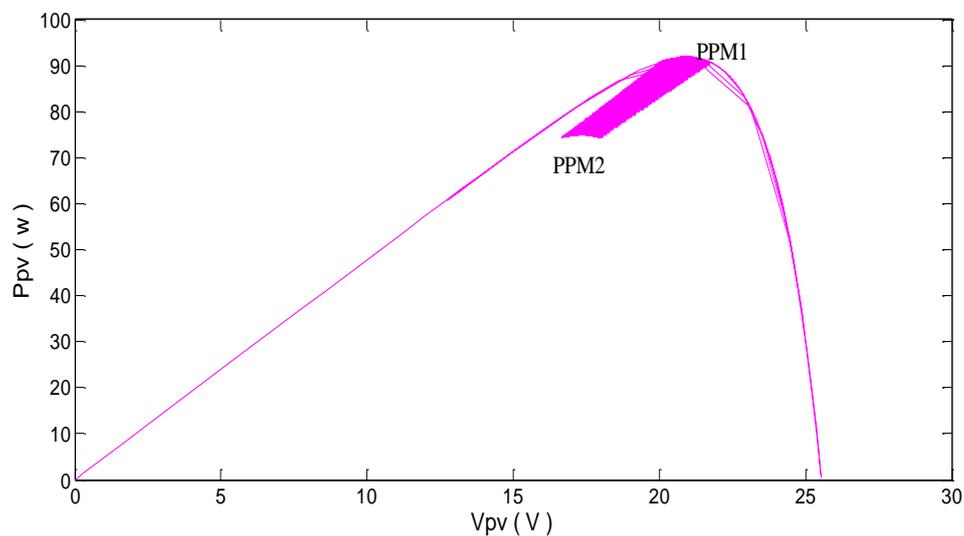


Figure 2. 22: Trajectoire du PPM pour un changement progressif de température.

#### 2.4.1.2. Commande MPPT Incrémentation de la conductance

De manière similaire à la commande précédente (P&O) les simulations sont reproduites sous les mêmes conditions climatiques en appliquant la technique MPPT IncCond.

➤ **Cas 1 : Conditions climatiques standards**

Les grandeurs électriques et le rapport cyclique sont montrés sur les figures 2.23 et 2.24 respectivement.

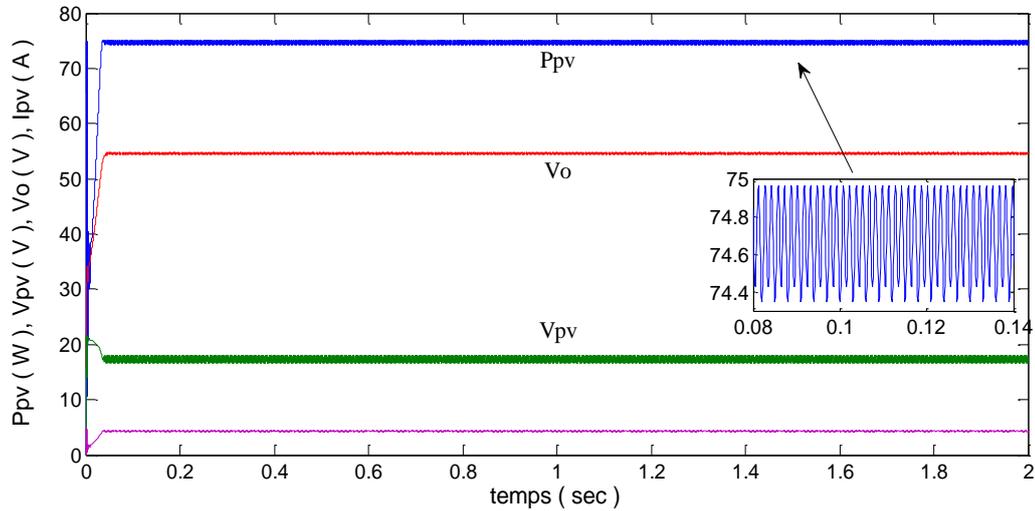


Figure 2. 23 : Grandeurs électriques obtenues en utilisant la technique IncCond sous des conditions climatiques standards.

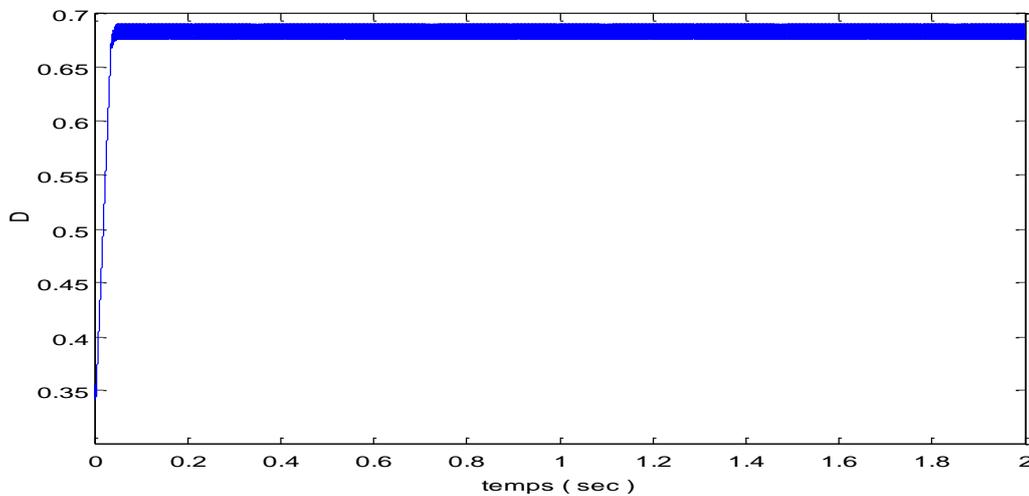


Figure 2. 24 : Rapport cyclique obtenu sous des conditions standards.

D'après ces résultats, on remarque que le point de fonctionnement oscille autour du PPM.

➤ **Cas 2 : Eclairage variable**

Pour le même changement progressif d'éclairage précédent, les figures 2.25, 2.26, 2.27 et 2.28 montrent les grandeurs électriques, le rapport cyclique, une comparaison de la poursuite du PPM avec la puissance théorique et la trajectoire du PPM respectivement.

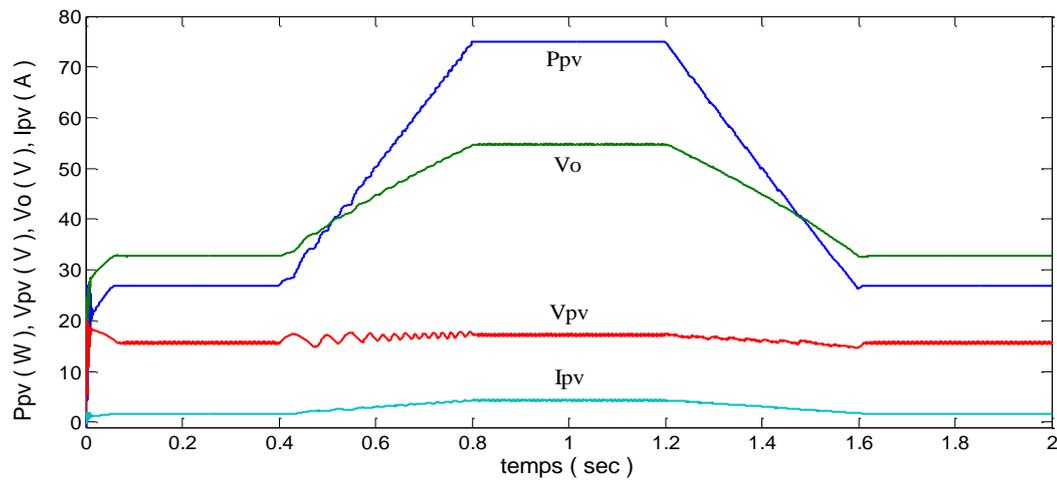


Figure 2. 25: Grandeurs électriques obtenues par la technique IncCond avec un éclairement variable.

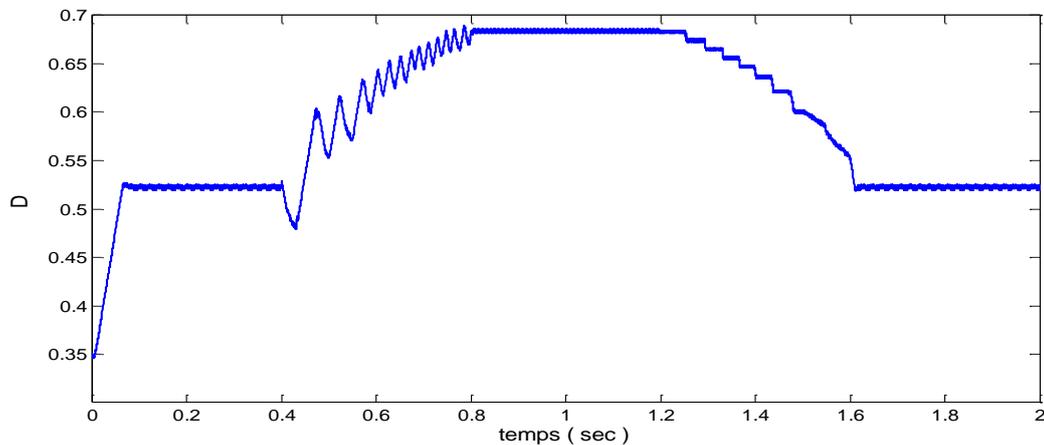


Figure 2. 26: Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de l'éclairement.

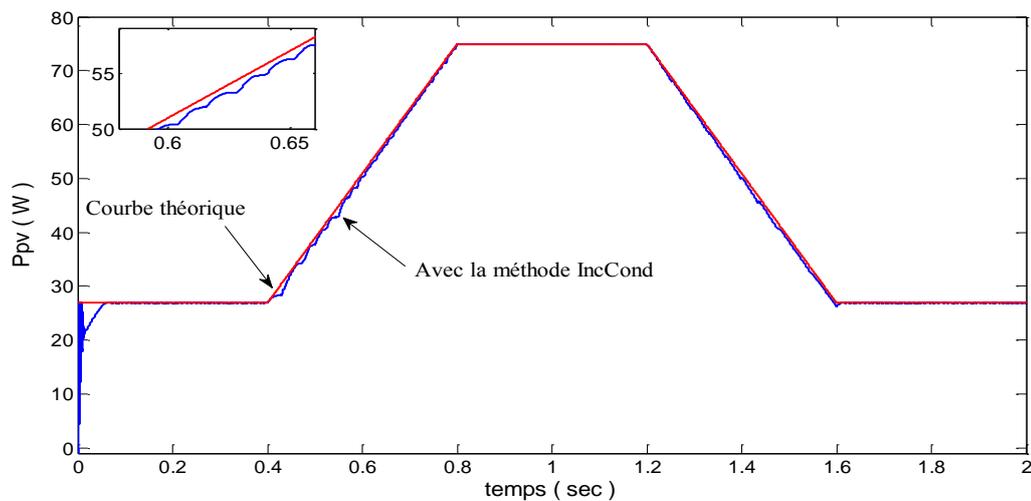


Figure 2. 27: Puissance du panneau PV pour un profil de référence d'éclairement trapézoïdal obtenue avec la technique IncCond comparée à la puissance théorique du PPM.

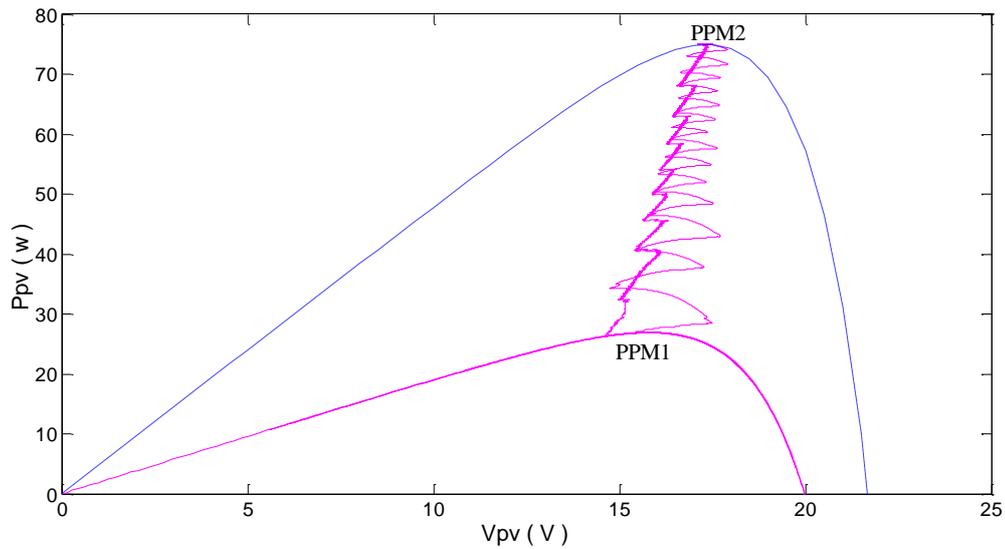


Figure 2. 28: Trajectoire du PPM pour un changement progressif d'éclairement.

Les résultats obtenus ci-dessus montrent que la convergence du point de fonctionnement vers le PPM est meilleure que celle obtenue par la technique P&O.

➤ **Cas 3 : Température variable**

Les figures 2.29, 2.30, 2.31 et 2.32 montrent les résultats de simulation pour un changement des niveaux de température. L'éclairement reste constant est égal à  $1000\text{W/m}^2$ .

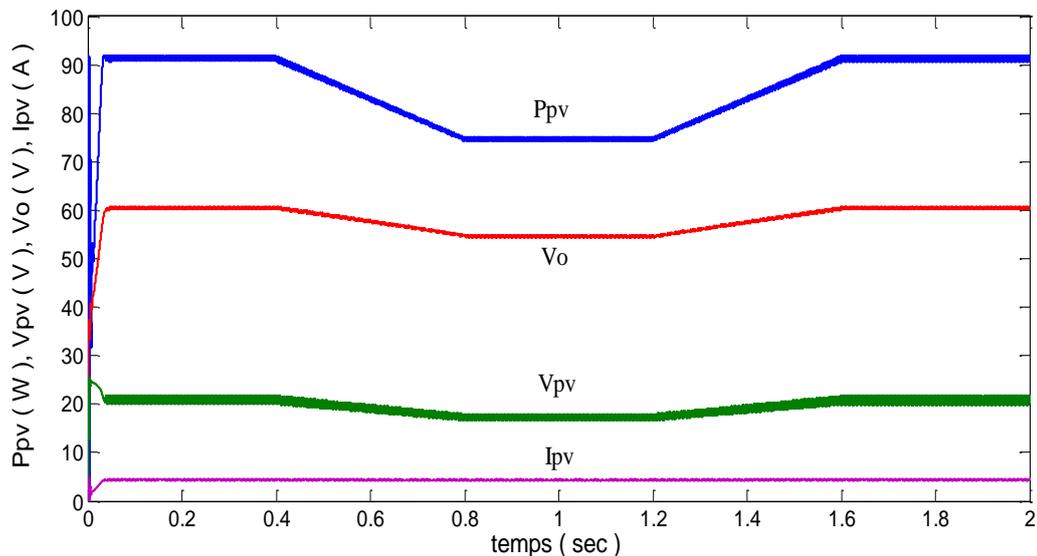


Figure 2. 29: Grandeurs électriques obtenues par la technique IncCond avec une température variable.

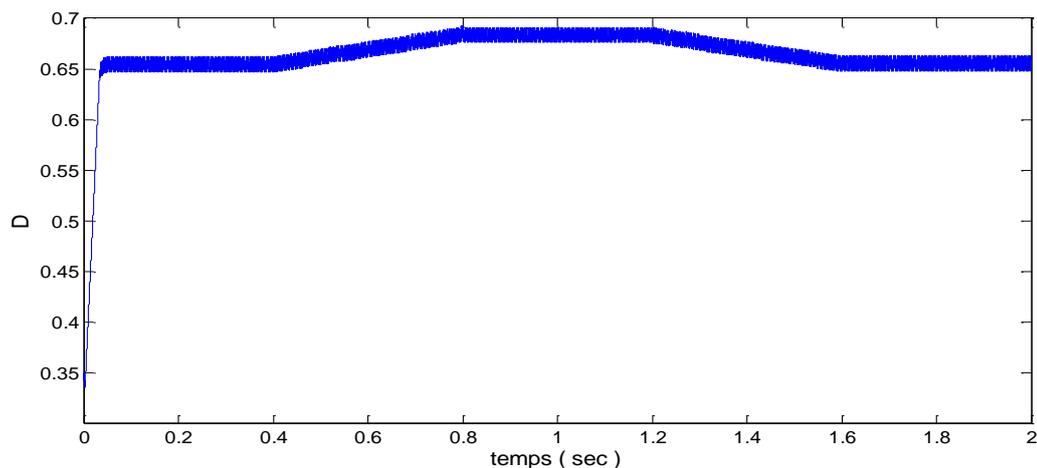


Figure 2. 30: Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de la température.

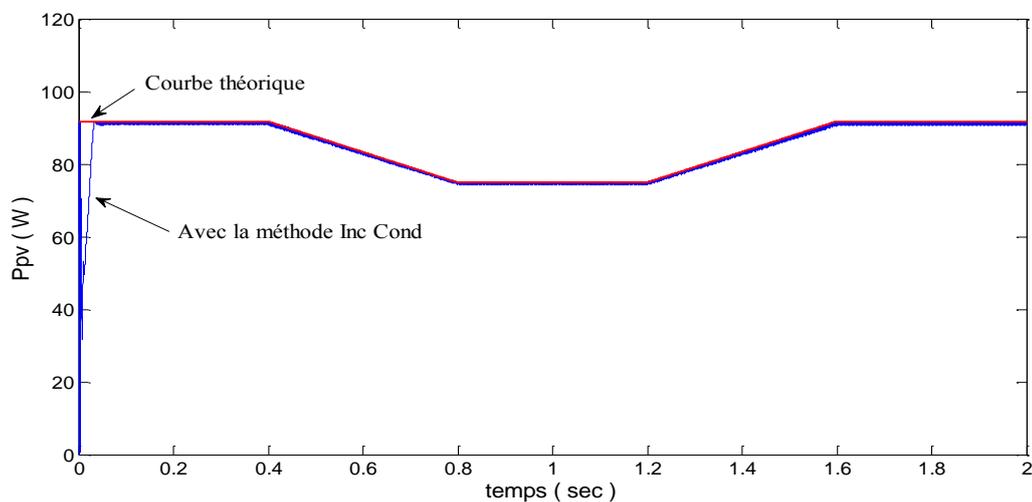


Figure 2. 31: Puissance du panneau PV obtenue comparée à la puissance théorique du PPM pour un profil de référence de température trapézoïdal.

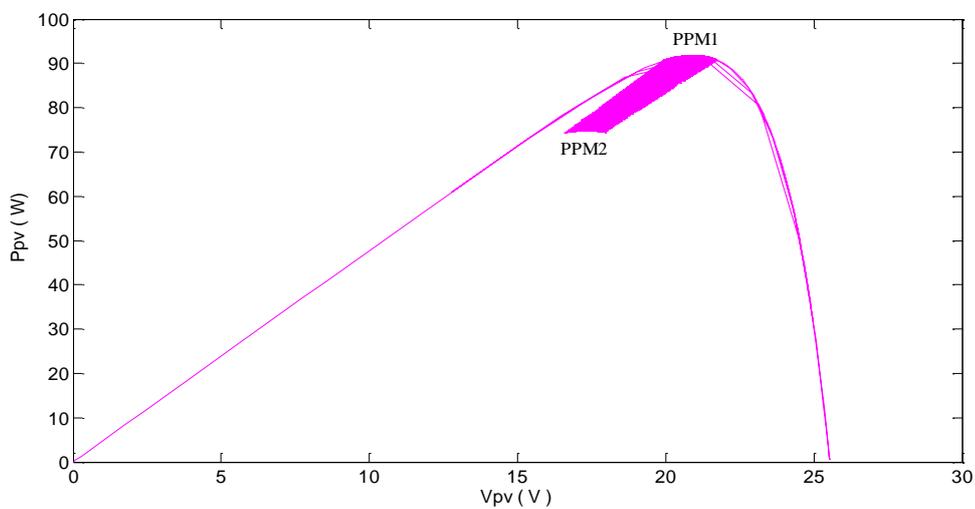


Figure 2. 32: Trajectoire du PPM pour un changement progressif de température.

D'après les résultats obtenus, on constate que malgré la variation de la température, le système converge vers le PPM. Dans ce cas la technique IncCond classique conserve un niveau de rendement stable, identique à celui du régime statique

#### 2.4.1.3. Comparaison entre les techniques MPPT classiques (P&O et IncCond)

L'ensemble des résultats obtenus montre que :

- Pour un ensoleillement de  $1000\text{W/m}^2$  et une température de  $25^\circ\text{C}$ , les deux techniques MPPT (P&O et IncCond) permettent d'atteindre le PPM qui est de l'ordre de  $74.965\text{W}$ .
- La technique MPPT IncCond est plus efficace que la technique P&O dans le cas d'une variation continue de l'éclairement.

Les performances obtenues par les techniques MPPT classiques (P&O et IncCond) sous les conditions climatiques standards sont comparable (temps de réponse de l'ordre  $0.04\text{s}$  et rendement de l'ordre de  $99.6$  ( $\text{Rend} = P_{\text{Obtenu}} / P_{\text{Théorique}}$ ).

Alors que dans le cas d'une variation de l'éclairement, les résultats obtenus par la technique IncCond sont meilleures (rendement= $93\%$ ) que celles obtenus par la technique P&O (rendement= $81.44\%$ ).

#### 2.4.2. Résultats obtenus par la techniques MPPT modernes (intelligentes)

Dans cette section, nous montrons par simulation que les techniques MPPT modernes présentées (par logique floue et par mode glissant) permettent au système de converger vers le PPM sous différentes conditions climatiques; cas des conditions standards ( $E=1000\text{W/m}^2$  et  $T=25^\circ\text{C}$ ), cas de changement de l'éclairement, et cas de changement de la température.

Les simulations utilisant les commandes MPPT par logique floue et par mode glissant sont réalisées similairement à celles utilisant les techniques classiques.

##### 2.4.2.1. Commande MPPT par logique floue

###### ➤ Cas 1 : Conditions climatiques standards

Dans ce cas de simulation la température  $T$  et l'éclairement  $E$  sont maintenus constants ( $T=25^\circ\text{C}$  et  $E=1000\text{W/m}^2$ ).

Les figures 2.33 et 2.34 montrent les grandeurs électriques et le rapport cyclique respectivement.

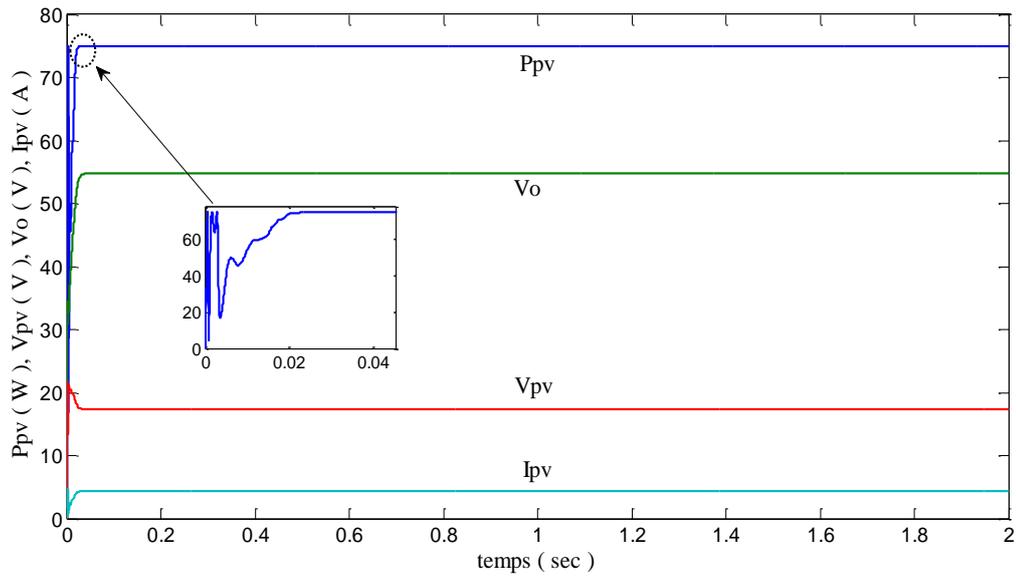


Figure 2.33 : Grandeurs électriques obtenues en utilisant la commande par logique floue sous des conditions climatiques standards.

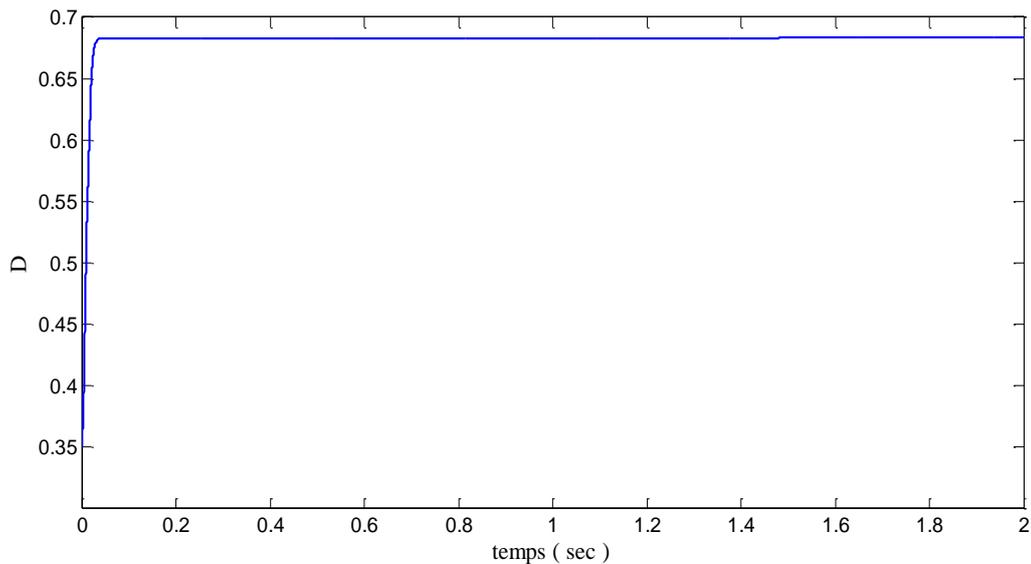


Figure 2.34 : Rapport cyclique obtenu sous des conditions climatiques standards.

Après un régime transitoire qui dure environ 20 ms, il apparaît que le système converge vers la valeur optimale et y reste sans osciller.

### ➤ Cas 2 : Eclairage variable

Les figures 2.35, 2.36, 2.37 et 2.38 montrent les résultats de simulation lors d'un changement du niveau de l'éclairage. La température ambiante considérée constante et est égale 25°C:

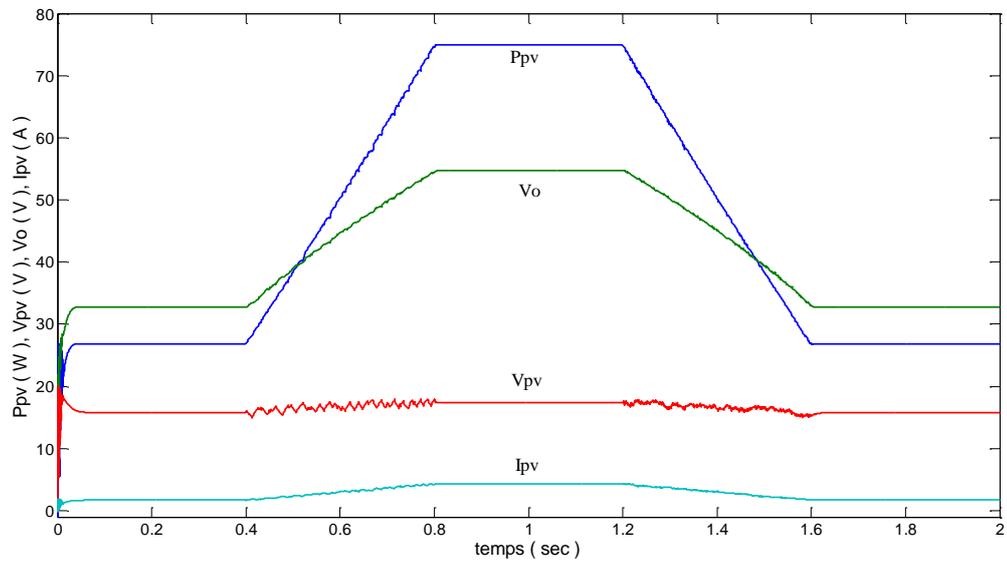


Figure 2. 35: Grandeurs électriques obtenues avec un éclairement variable.

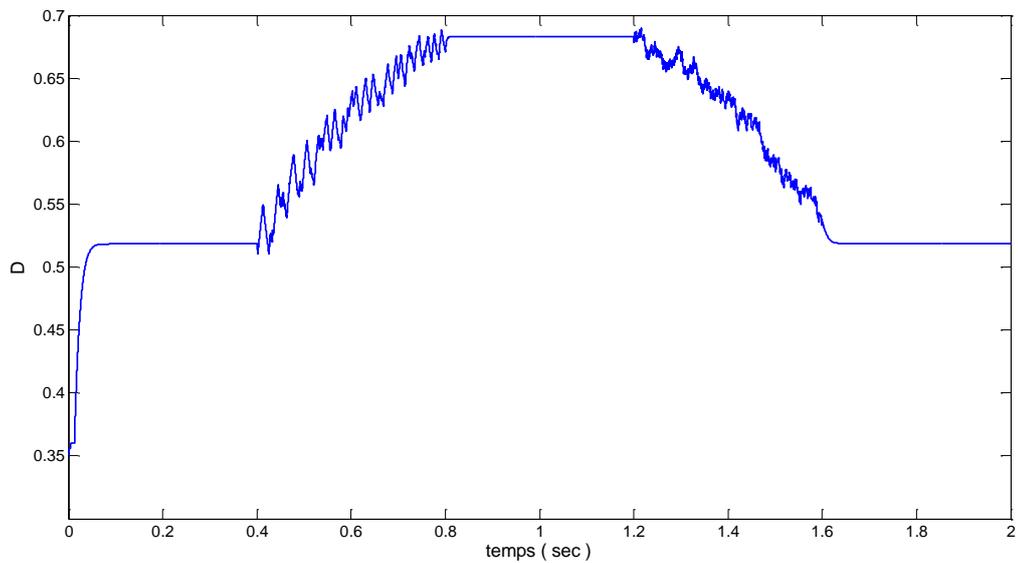


Figure 2. 36: Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de l'éclairement.

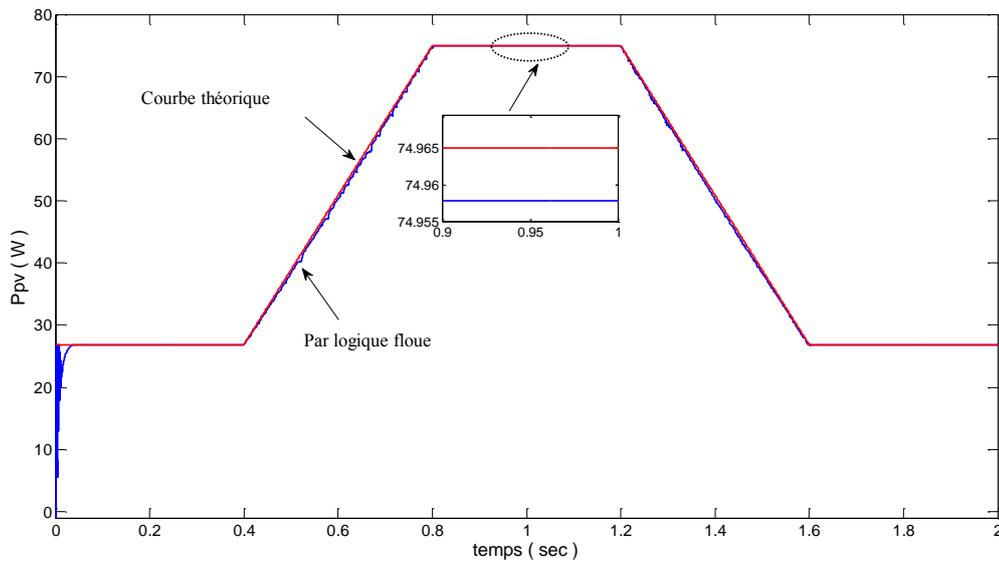


Figure 2. 37: Puissance du panneau PV pour un profil de référence d'éclaircement trapézoïdal comparée à la puissance théorique du PPM.

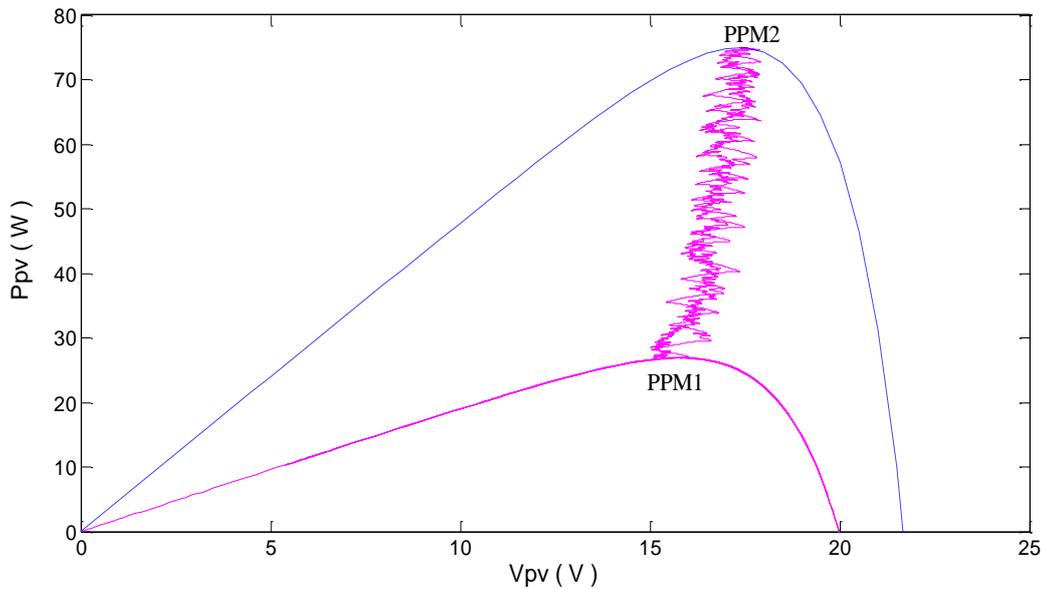


Figure 2. 38: Trajectoire du PPM pour un changement progressif d'éclaircement.

D'après les résultats obtenus, on remarque que le PPM est parfaitement poursuivi, sans oscillations et sans retard dans le régime permanent. Ce qui montre que la commande par logique floue est meilleure par rapport aux autres techniques classiques en termes de rapidité et de stabilité.

➤ **Cas 3 : Température variable**

Les figures 2.39, 2.40, 2.41 et 2.42 montrent les résultats de simulation pour un changement des niveaux de température. L'éclairement reste constant est égal à  $1000\text{W/m}^2$ .

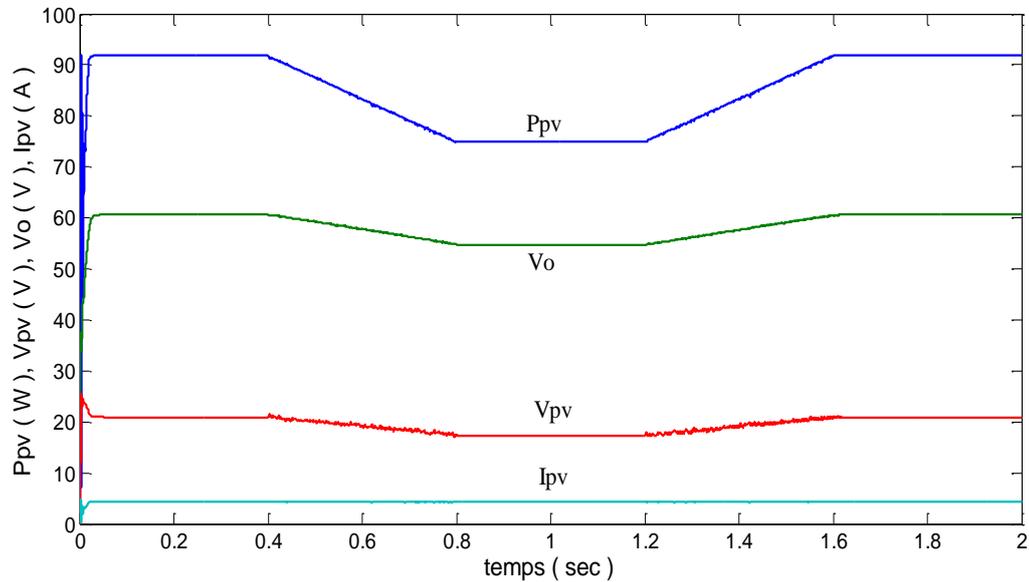


Figure 2.39: Grandeurs électriques obtenues avec une température variable.

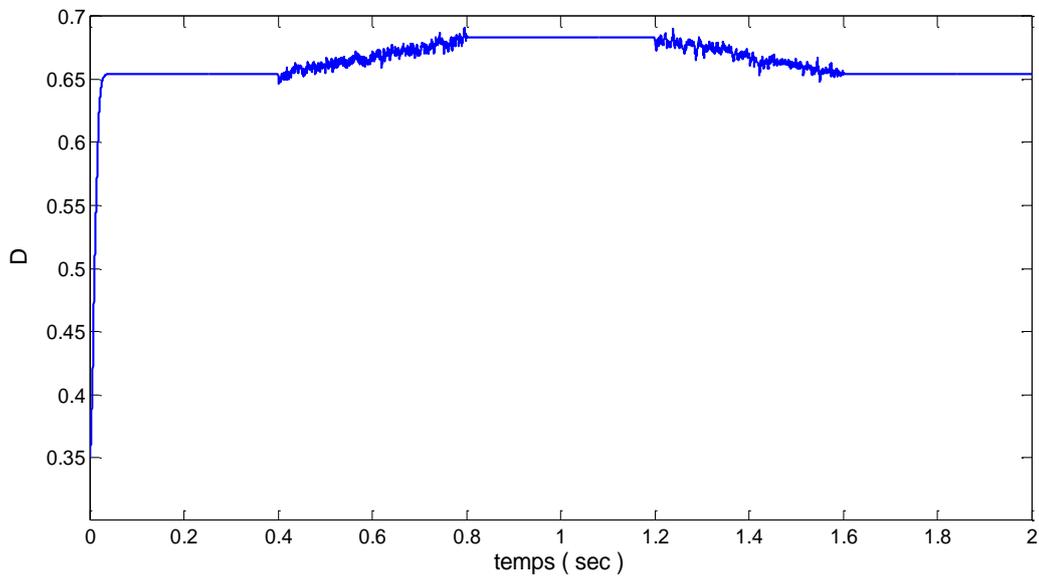


Figure 2.40: Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de la température.

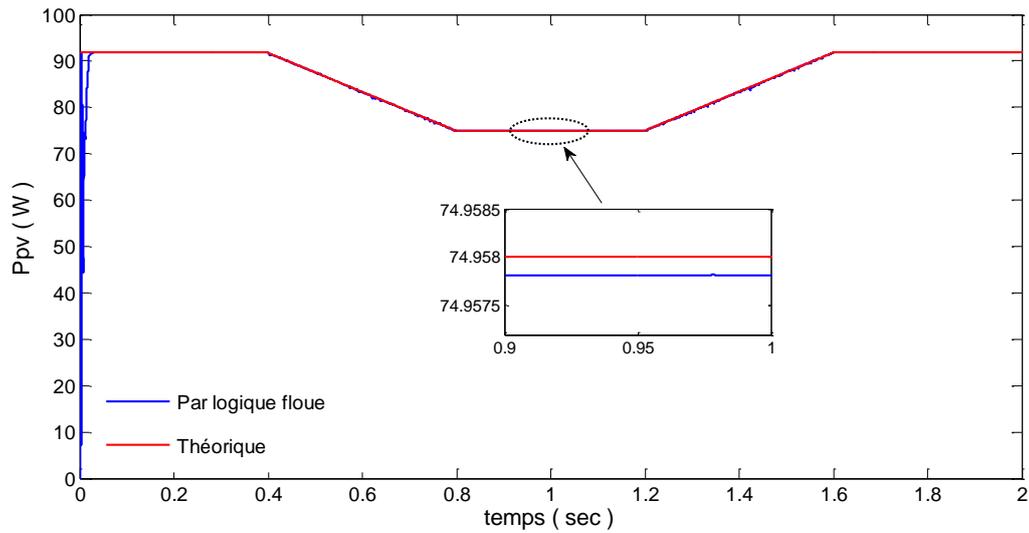


Figure 2. 41: Puissance du panneau PV obtenue comparée à la puissance théorique du PPM pour un profil de référence de température trapézoïdal.

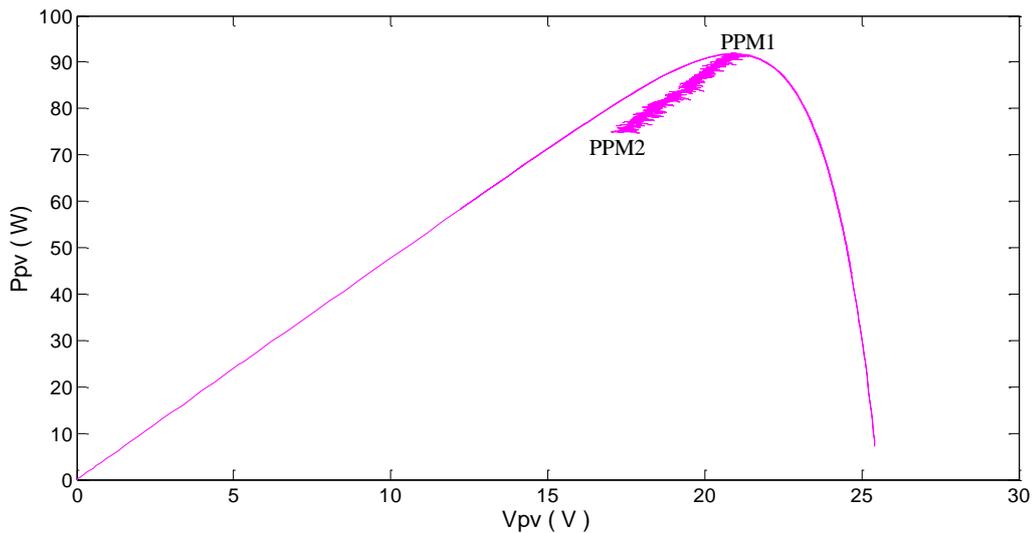


Figure 2. 42: Trajectoire du PPM pour un changement progressif de la température.

D’après les résultats obtenus, on constate que malgré la variation de la température, le système converge vers le PPM sans oscillations dans le régime permanent.

#### 2.4.2.2. Commande MPPT par mode glissant

##### ➤ Cas 1 : Conditions climatiques standards

Les grandeurs électriques et le rapport cyclique sont montrés sur les figures 2.43 et 2.44 respectivement.

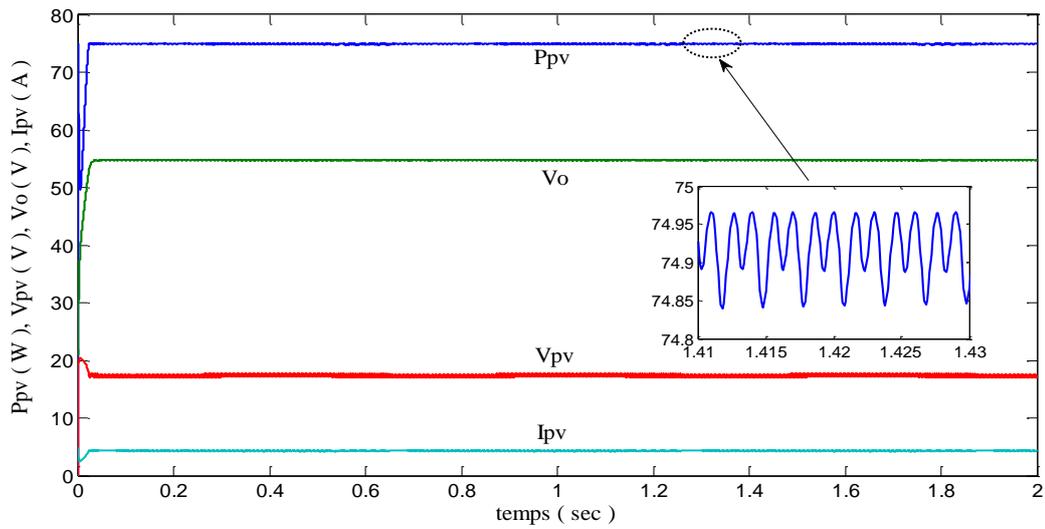


Figure 2.43 : Grandeurs électriques obtenues sous des conditions climatiques standards.

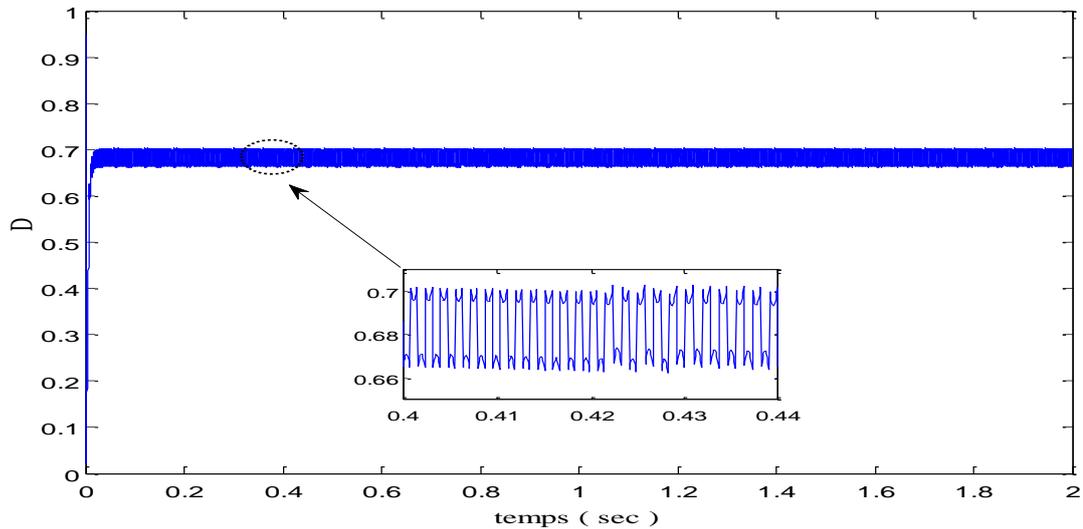


Figure 2.44 : Rapport cyclique obtenu sous des conditions standards.

Les résultats obtenus ci-dessus montrent que le point de fonctionnement converge rapidement vers le PPM en un temps de réponse égal à 0.008s, mais en présence des oscillations dues à la commande discontinue (phénomène de broutement).

➤ **Cas 2 : Eclairage variable**

Les figures 2.45, 2.46, 2.47 et 2.48 présentent les résultats de la simulation lors d'un changement progressif de l'éclairage.

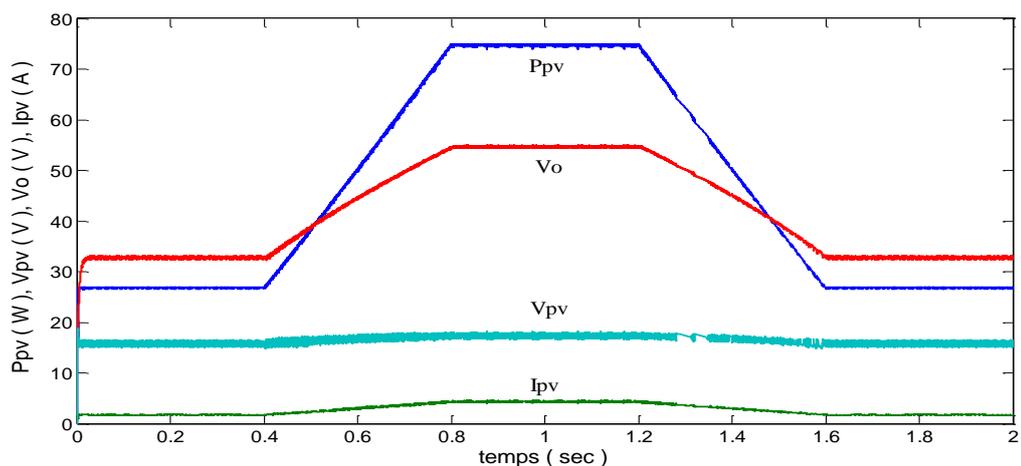


Figure 2. 45: Grandeurs électriques obtenues avec un éclairage variable.

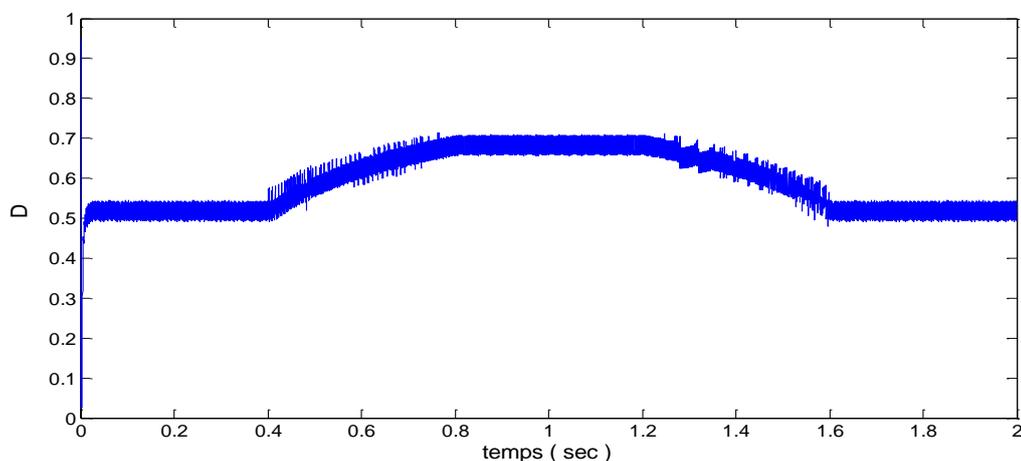


Figure 2. 46: Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de l'éclairage

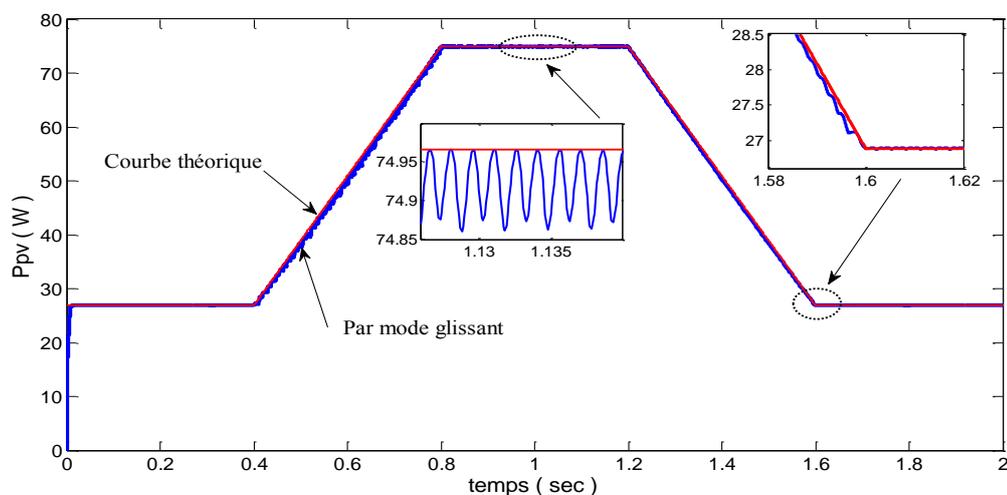


Figure 2. 47: Puissance du panneau PV pour un profil de référence d'éclairage trapézoïdal comparée à la puissance théorique du PPM.

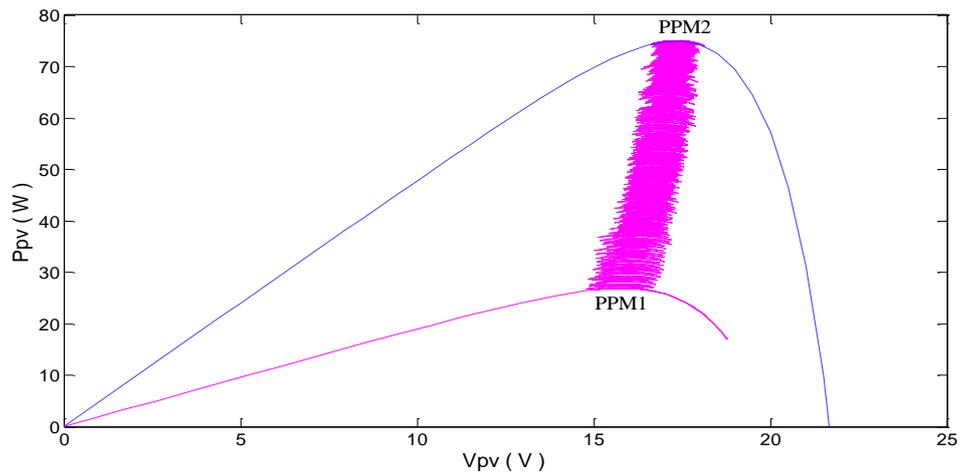


Figure 2. 48: Trajectoire du PPM pour un changement progressif d'éclairement.

D'après les résultats obtenus, on peut dire que la commande par mode de glissant permet au système de converger vers le PPM plus rapidement que les autres techniques MPPT précédentes (P&O, IncCond et logique floue). Cependant, l'inconvénient principal de cette technique est la présence du phénomène de broutement due à la commande discontinu.

➤ **Cas 3 : Température variable**

Les figures 2.49, 2.50, 2.51 et 2.52 montrent les résultats de simulation pour un changement des niveaux de température. L'éclairement reste constant est égale  $1000\text{W}/\text{m}^2$ .

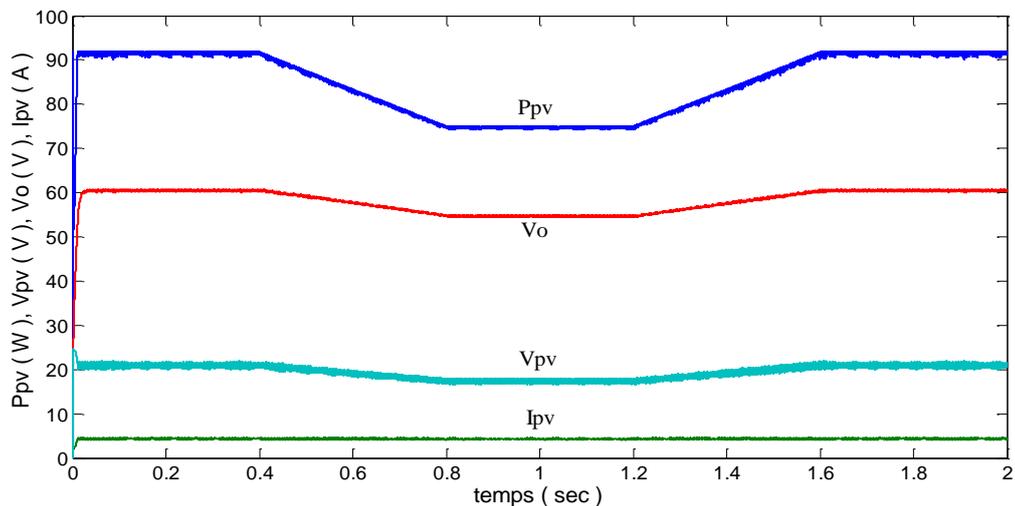


Figure 2. 49: Grandeurs électriques obtenues sous une température variable.

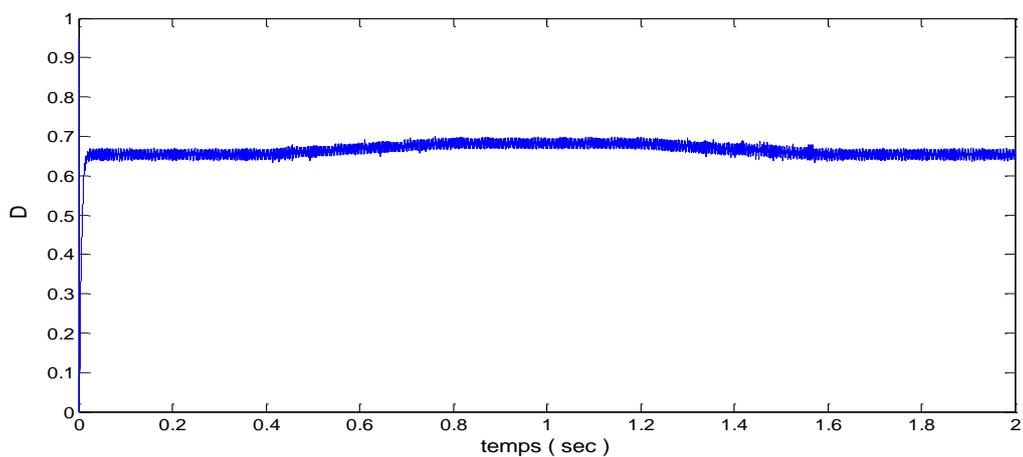


Figure 2. 50: Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de la température.

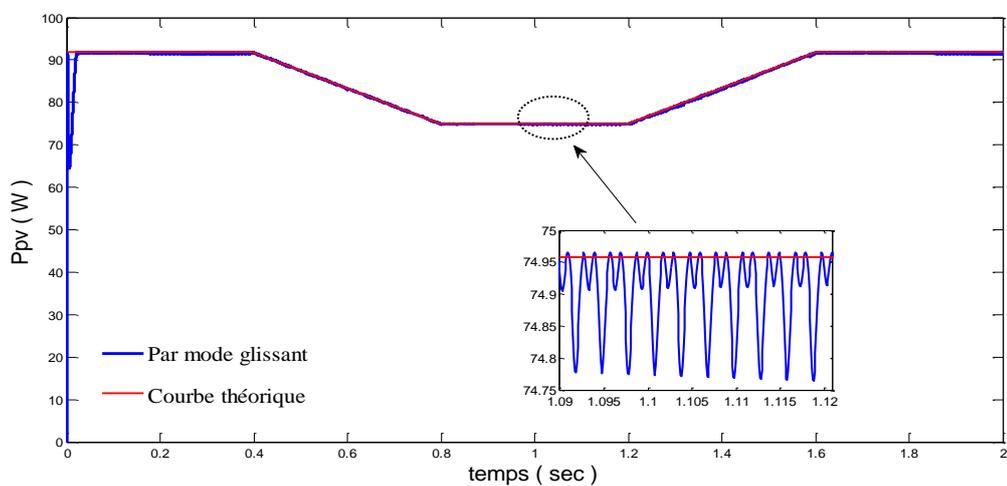


Figure 2. 51: Puissance du panneau PV obtenue comparée à la puissance théorique du PPM pour un profil de référence de température trapézoïdal.

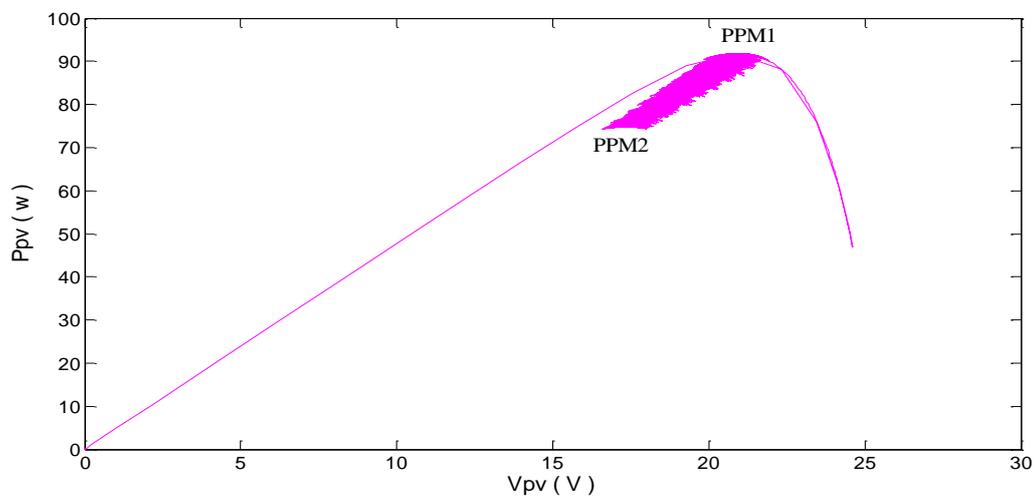


Figure 2. 52: Trajectoire du PPM pour un changement progressif de température.

Les résultats obtenus avec une variation de la température montrent que le système converge rapidement vers le PPM avec des oscillations autour du PPM qui exprime le phénomène de broutement.

D'après les résultats obtenus dans les deux derniers cas (variation de l'éclairement et de la température), on constate que la commande par mode glissant est capable de maintenir le système au PPM malgré la variation des conditions climatiques, ce qui montre la robustesse de cette commande.

### 2.4.2.3. Comparaison des techniques MPPT modernes

Le tableau 2.3 dresse un état comparatif des performances obtenues par l'application des techniques MPPT par logique floue et par mode glissant. Il en ressort que d'un côté la commande par logique floue est plus stable que celle par mode glissant. Alors que d'un autre côté, la commande par mode glissant est plus rapide de celle par logique floue.

Tableau 2.3 : Comparaison des performances de la commande par logique floue et la commande par mode glissant.

Technique MPPT classique	1000W/m <sup>2</sup> , 25°C	
	Temps de réponse (s)	Amplitude des oscillations de la commande
<b>Floue</b>	0.02	Sans oscillations
<b>Mode glissant</b>	0.008	0.04

## 2.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté et expliqué le principe de la technique de recherche du point de puissance maximale pour un système PV. Ensuite nous avons explicité les techniques MPPT les plus utilisées qui peuvent être classées en deux catégories : les techniques dites classiques (P&O, Hill, IncCond, et Voc), et celles dénommées modernes (par logique floue et par mode glissant).

Plusieurs simulations ont été réalisées sous l'environnement Matlab/Simulink pour valider deux techniques classiques et deux techniques modernes (P&O, IncCond, Floue et mode glissant), en tenant compte des variations des conditions climatiques comme l'éclairement et la température.

Les résultats de simulation obtenus par les deux techniques classiques (P&O et IncCond) sous des conditions climatiques standards montrent que les performances obtenues sont comparables. Cependant dans le cas de variation de l'éclairement la technique IncCond est plus efficace que la technique P&O.

Pour les commandes modernes, les résultats obtenus montrent d'une part, que la commande par logique floue est plus stable que la commande par mode glissant et que la commande par mode glissant est plus rapide que la commande par logique floue d'autre part.

L'inconvénient principal de la commande par mode glissant réside dans la présence du phénomène de broutement (chattering), due à la composante discontinue de la loi de commande.

Afin d'éliminer ou de minimiser l'effet de ce phénomène, nous avons proposé une structure de commande basée sur l'approche synergétique qui sera développée et mise en œuvre dans le chapitre suivant.

# **Chapitre 3**

## **Développement et expérimentation d'une commande MPPT synergétique**

# Développement et expérimentation d'une commande MPPT synergétique

## 3.1. Introduction

La commande synergétique qui est similaire dans son approche conceptuelle à la commande par mode glissant, est vue comme une méthodologie puissante de conception de commande robuste.

L'avantage principal de cette commande par rapport à la commande par mode glissant est d'élimination du phénomène de broutement.

Dans ce chapitre, nous avons proposé et développé une loi de commande MPPT basée sur l'approche synergétique. Cette loi de commande est appliquée au système PV pour extraire le point de puissance maximale. Ce système est principalement composé d'un panneau solaire, d'un convertisseur DC- DC élévateur, un contrôleur MPPT et une charge résistive de sortie.

Le contrôleur Synergétique est utilisé pour commander le convertisseur élévateur pour atteindre la puissance maximale de fonctionnement.

Différentes simulations dans des conditions climatiques variables sont réalisées sous l'environnement Matlab/Simulink, pour mettre en évidence la validité et la robustesse de l'approche proposée.

L'expérimentation de l'approche synergétique proposée a été réalisée en deux phases.

Dans la première phase, nous avons utilisé la commande MPPT à base d'un microcontrôleur PIC (P16F887), pour valider la loi de commande développée.

Lors de la seconde phase, nous avons utilisé le module DS1104 de dSPACE pour montrer les performances de la commande proposée.

## 3.2. Principe de la commande synergétique

La théorie de la commande synergétique a été développée par le Prof. Anatoly Klesnikov et son équipe. Celle-ci est une nouvelle tendance dans le domaine du contrôle, basée sur les principes d'auto-organisation orientée et l'utilisation des propriétés dynamiques des systèmes

non linéaires. La commande synergétique est une technique de contrôle assez proche de la commande par mode glissant dans le sens où l'on force le système considéré à évoluer avec une dynamique pré-choisie par le concepteur. Elle en diffère dans le fait que la commande  $y$  est toujours continue et utilise une macro-variable qui peut être fonction de deux ou plusieurs variables d'état du système.

Récemment cette théorie a été appliquée avec succès dans le domaine de la commande de l'électronique de puissance. Son application à un convertisseur élévateur a été présentée dans [52]. Quelques aspects pratiques concernant la simulation et l'implémentation ont été discutés en [53, 54].

Cette nouvelle approche ne requiert pas la linéarisation du modèle et emploie explicitement un modèle non linéaire pour la synthèse de la commande.

La synthèse de la commande synergétique dans le cas général est passée en revue dans la section suivante.

### 3.3. Synthèse de la commande synergétique

Considérons le système dynamique non-linéaire SISO de dimension  $n$  qui peut être décrit par l'équation non linéaire suivante :

$$\dot{x} = dx/dt = f(x, u, t) \quad (3.1)$$

où  $x$  représente le vecteur d'état du système et  $u$  représente la commande.

Dans le cas simple, la première étape dans la conception d'une commande synergétique réside dans la formation d'une macro-variable définie en fonction des variables d'état du système sous forme de relations algébriques entre ces variables qui reflètent les caractéristiques des exigences de la conception. Cette macro-variable peut être définie sous forme d'une combinaison linéaire des variables d'état du système. Elle détermine les propriétés de transition du système (3.1) à partir d'un état initial quelconque vers un état d'équilibre désiré. Le nombre de macro-variables n'excédant pas le nombre de variables à contrôler [52, 54].

Soit :

$$\Psi = \psi(x, t) \quad (3.2)$$

où  $\Psi$  est la macro-variable et  $\psi(x, t)$  une fonction définie par l'utilisateur. Chaque macro-variable  $\Psi$ , présente une nouvelle contrainte sur le système dans l'espace d'état, ainsi son ordre réduit d'une unité, en le forçant à évoluer vers une stabilité globale à l'état désiré  $\Psi = 0$ .

L'objectif de la commande synergétique est de forcer le système à évoluer sur le domaine choisi au préalable par le concepteur  $\Psi = 0$  d'où:

$$\psi(x, t) = 0 \quad (3.3)$$

Les caractéristiques de la macro-variable peuvent être choisies par le concepteur, selon les paramètres de commande, le temps de réponse, limitations de la commande, etc....

La macro-variable peut être une combinaison linéaire simple des variables d'état, et elle est forcée d'évoluer d'une façon désirée exprimée par une contrainte appelée dans la littérature de la théorie de la commande synergétique, une forme simple de l'équation fonctionnelle est donnée par [52, 54]:

$$T_s \dot{\psi} + \psi = 0 \quad , \quad T_s > 0 \quad (3.4)$$

La solution de l'équation (3.4) est :

$$\psi(t) = \psi_0 e^{-t/T_s} \quad (3.5)$$

D'après cette solution, la macro-variable  $\psi(t)$  converge vers l'attracteur ou le collecteur (manifold)  $\psi = 0$  pour différentes conditions initiales  $\psi_0$ , où  $t$  représente le temps et  $T_s$  un paramètre de contrôle qui indique la vitesse de convergence du système en boucle fermée vers le domaine indiqué [55-57].

En tenant compte de la chaîne de la différentiation qui est donnée par :

$$\frac{d\psi(x, t)}{dt} = \frac{d\psi(x, t)}{dx} \frac{dx}{dt} \quad (3.6)$$

La substitution de (3.1) et de (3.2) dans (3.3) permet d'écrire :

$$T_s \frac{d\psi(x, t)}{dx} f(x, u, t) + \psi(x, t) = 0 \quad (3.7)$$

En résolvant l'équation (3.1) pour  $u$ , la loi de commande est alors exprimée comme suit:

$$u = g(x, \psi(x, t), T_s, t) \quad (3.8)$$

À partir de l'équation (3.8), on s'aperçoit que la commande dépend non seulement des variables d'état du système, mais également de la macro-variable et du paramètre de contrôle  $T_s$ . En d'autres termes, le concepteur peut choisir les caractéristiques du contrôleur en choisissant une macro-variable appropriée et un paramètre de contrôle spécifique  $T_s$ . Dans la synthèse du contrôleur synergétique montré ci-dessus, il est clair que celui-ci agit sur le système non linéaire et une linéarisation ou une simplification du modèle n'est pas nécessaire comme c'est souvent le cas pour les approches de commande traditionnelle.

Par un choix approprié des macro-variables, le concepteur peut obtenir les caractéristiques intéressantes suivantes pour le système final :

- Stabilité globale
- Insensibilité vis-à-vis des paramètres

Il est intéressant de noter que la loi de la commande synergétique garantit la stabilité globale sur le domaine choisi. Il est à noter qu'une fois la contrainte (3.4) satisfaite le système  $y$  est assujéti et le restera malgré la variation éventuelle des paramètres du système. Cette propriété d'invariance par rapport aux perturbations est partagée par la technique de commande par mode glissant lors du glissement des trajectoires sur la surface.

### 3.4. Exemples d'application

Pour mieux illustrer l'efficacité de la commande synergétique deux exemples de simulation sont présentés. Le premier exemple consiste à commander un pendule inversé alors que le deuxième montre la commande d'un convertisseur DC-DC Boost, qui sera exploité dans le système PV.

#### 3.4.1. Exemple 1 : Commande d'un pendule inversé

Il s'agit d'appliquer la commande synergétique à un pendule inversé afin d'apprécier les performances que permet ce type de commande tant en régulation qu'en poursuite. Le pendule est représenté sous sa forme simplifiée comme présenté sur la figure 3.1. Il est commandé par une force  $F$  appliquée au chariot, la grandeur à régler étant la position angulaire

L'équation dynamique du pendule inversé est donnée par :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = x_2 \\ \dot{x}_2 = f(x_1, x_2) + g(x_1, x_2) u \end{cases} \quad (3.9)$$

avec

$$f(x_1, x_2) = \frac{g \sin(x_1) - \frac{mlx_2^2 \cos(x_1) \sin(x_1)}{M+m}}{l \left( \frac{4}{3} - \frac{m \cos^2(x_1)}{M+m} \right)} \quad \text{et} \quad g(x_1, x_2) = \frac{\frac{\cos(x_1)}{M+m}}{l \left( \frac{4}{3} - \frac{m \cos^2(x_1)}{M+m} \right)}$$

où :

$y = x_1 = \theta$  est l'angle du pendule.

$x_2 = \dot{\theta}$  est la vitesse angulaire.

$g = 9.81m/s^2$  est la gravité universelle,  $M=1kg$  est la masse du chariot,  $m=0.1kg$  est la masse du pendule,  $2l$  est longueur du pendule ( $l=0.5m$ ),  $y$  est la sortie du système, et  $U$  est la commande.

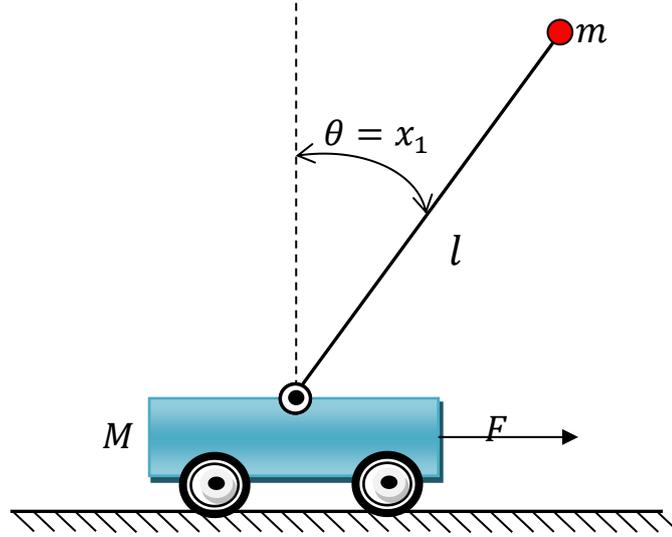


Figure 3.1 : Pendule inversé simple.

La synthèse de commande synergétique commence par le choix d'une macro-variable.

On choisit la macro-variable comme suit:

$$\psi = ke_1 + e_2, \quad k > 0 \quad (3.10)$$

Tel que :

$$\begin{cases} e_1 = e = Y_m - x_1 \\ e_2 = \dot{e} = \dot{Y}_m - \dot{x}_1 \Rightarrow e_2 = \dot{Y}_m - \dot{x}_2 \end{cases} \quad (3.11)$$

où,  $k$  est une constante positive,  $Y_m$  est le signal de référence. L'objectif de la commande synergétique est de forcer le système à suivre un signal de référence, de telle sorte que  $\Psi = 0$ , c'est-à-dire que le système  $y$  est confiné et que l'on tend vers l'origine du plan de phase.

En substituant (3.10) dans (3.4) on obtient :

$$\begin{cases} k\dot{e}_1 + \dot{e}_2 = -\frac{1}{T_s} \cdot \Psi \Rightarrow \dot{e}_2 = -\frac{1}{T_s} \cdot \Psi - k\dot{e}_1 \\ \dot{e}_2 = \ddot{Y}_m - \ddot{x}_2 \end{cases} \quad (3.12)$$

A partir des équations (3.9) et (3.12), la loi de commande est écrite comme suit :

$$u = \frac{1}{g(x)} \left( -f(x) + \ddot{Y}_m + ke_2 + \frac{1}{T_s} \cdot \Psi \right) \quad (3.13)$$

La loi de commande (3.13) force la trajectoire d'état du système à satisfaire l'équation (3.4), et donc converge vers l'attracteur  $\Psi = 0$  avec une constante de temps  $T_s$  et  $y$  demeure.

Ce faisant la trajectoire d'état en satisfaisant cette condition (3.3) établit une dépendance linéaire entre  $e$  et  $\dot{e}$ .

Une interprétation géométrique de l'attracteur dans le portrait de phase est donnée sur la figure 3.2.

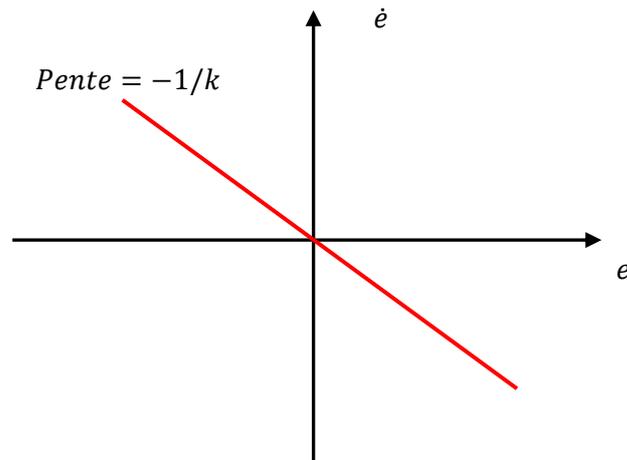


Figure 3.2: Interprétation géométrique de l'attracteur dans le portrait de phase.

### ➤ Résultats de simulation

On considère le signal de référence  $Y_m(t) = \frac{\pi}{30} \sin(t)$  et les conditions initiales

$$x_0 = \left( \frac{\pi}{60}, 0 \right)^T$$

Les valeurs des paramètres  $k$  et  $T_s$  sont ajustées par simulation en tenant compte des critères suivants :

- Rapidité de la réponse sans dépassement important.
- Réduction de l'amplitude des oscillations.
- Minimisation de l'erreur statique.

**Cas de poursuite**  $Y_m(t) = \frac{\pi}{30} \sin(t)$

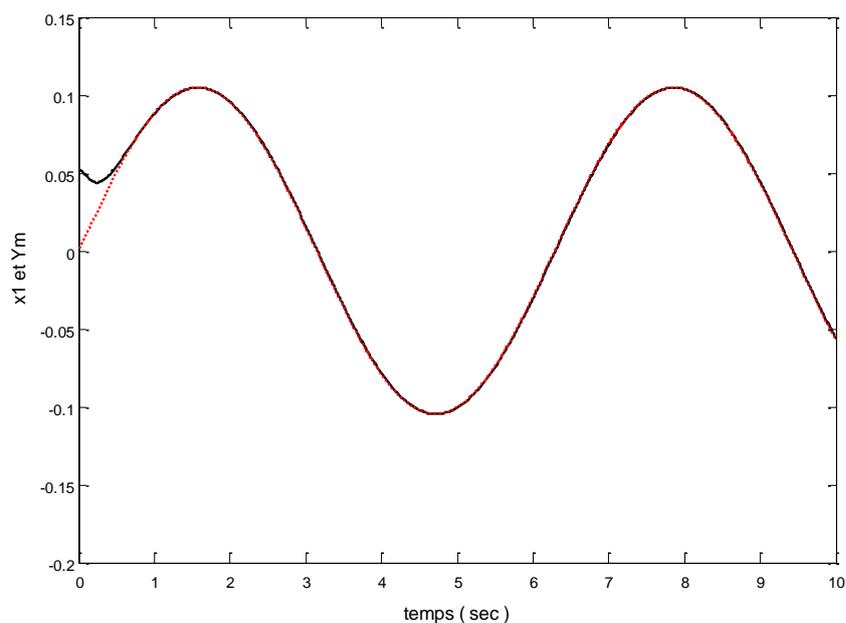


Figure 3.3 : Représentation des signaux  $(t)$  et  $Y_m(t)$  .

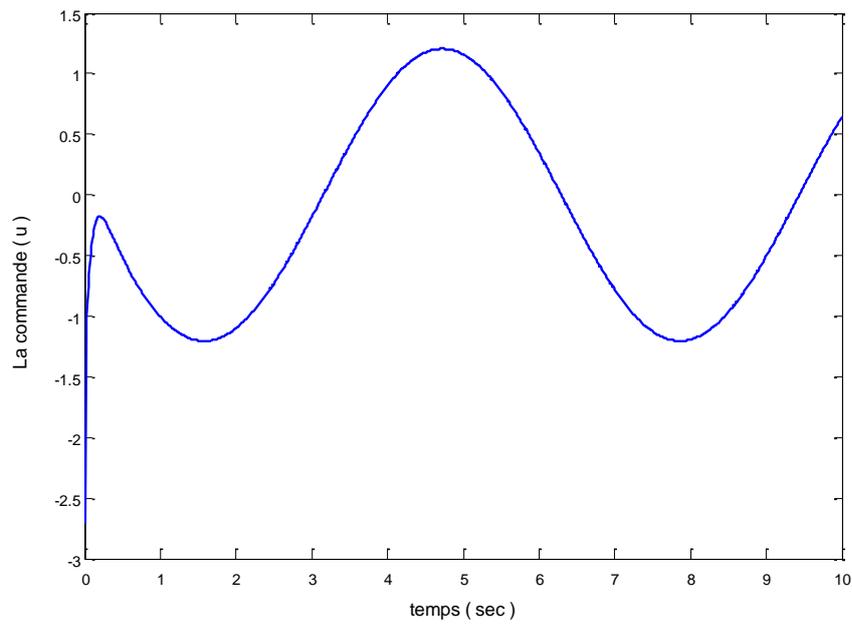
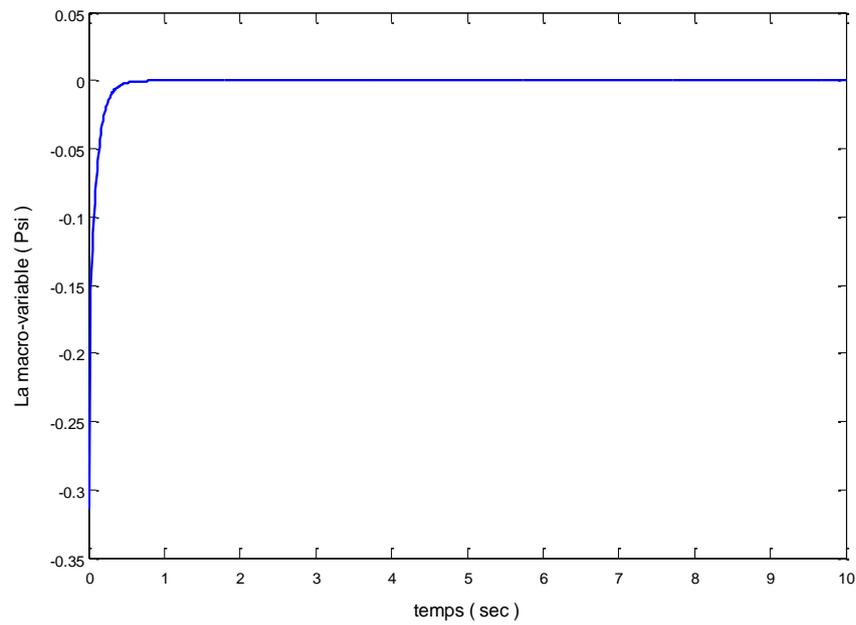


Figure 3.4 : Représentation du signal de commande.

Figure 3.5 : Représentation de la Macro-variable  $\Psi$ .

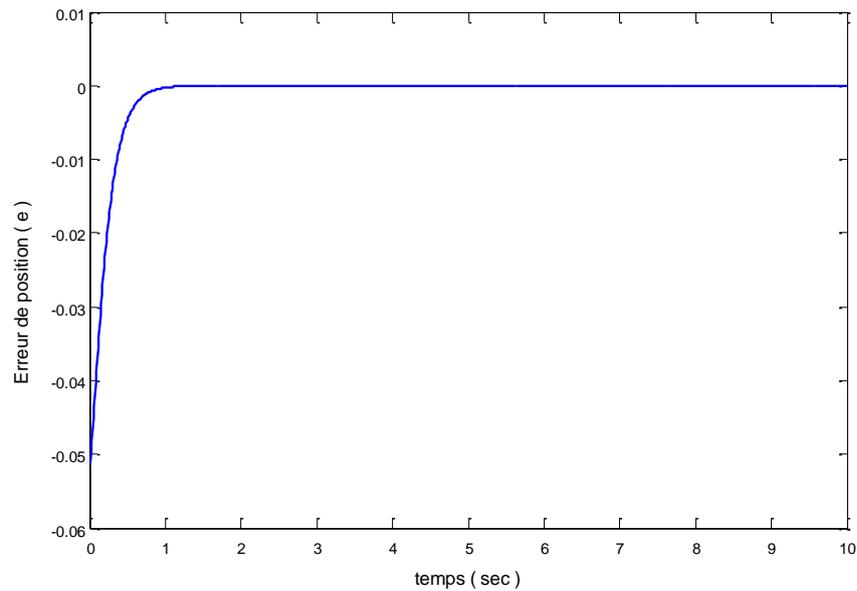


Figure 3.6 : Représentation de l'erreur de position.

D'après les résultats de simulation, on constate que la loi de commande synergétique permet d'obtenir de bonnes performances de poursuite et garanti la stabilité asymptotique du système en boucle fermée.

### 3.4.2. Exemple 2 : Commande d'un convertisseur DC-DC (Boost)

Le deuxième exemple consiste à commander un convertisseur DC- DC élévateur (Fig.3.7), qui est largement utilisé dans les systèmes d'énergie renouvelable pour la recherche du point de puissance maximale.

#### ➤ Synthèse de l'algorithme de commande

Comme nous avons vu précédemment, les équations du convertisseur DC-DC Boost sont données par:

$$\begin{cases} \dot{x}_1(t) = -(1-D) \frac{x_2}{L} + \frac{V_{in}}{L} \\ \dot{x}_2(t) = (1-D) \frac{x_1}{C} - \frac{x_2}{R_L C} \end{cases} \quad 0 \leq D \leq 1 \quad (3.14)$$

où

$V_{in}$  est la tension d'entrée,  $x_1$  le courant de la bobine ( $i_L$ ),  $x_2$  la tension de sortie ( $V_o$ ) et  $D$  le rapport cyclique du convertisseur.

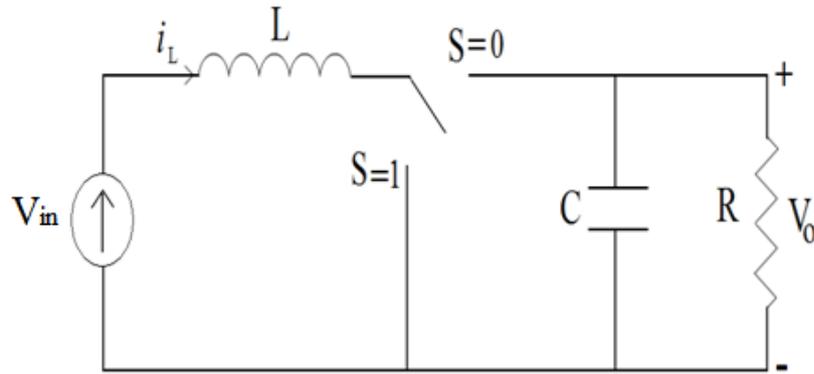


Figure 3.7 : Convertisseur Boost DC-DC.

La synthèse de commande synergétique du système (3.14) commence par définir la macro-variable comme suit : [58]

$$\Psi = e_2 + k e_1 = (x_2 - x_{2ref}) + k (x_1 - x_{1ref}) \quad (3.15)$$

L'objectif de la commande synergétique est de forcer le système à évoluer sur le domaine choisi au préalable par le concepteur :  $\Psi = 0$

La substitution de (3.15) dans (3.4) donne :

$$T_s(\dot{x}_2 + k\dot{x}_1) + (x_2 - x_{2ref}) + k(x_1 - x_{1ref}) = 0 \quad (3.16)$$

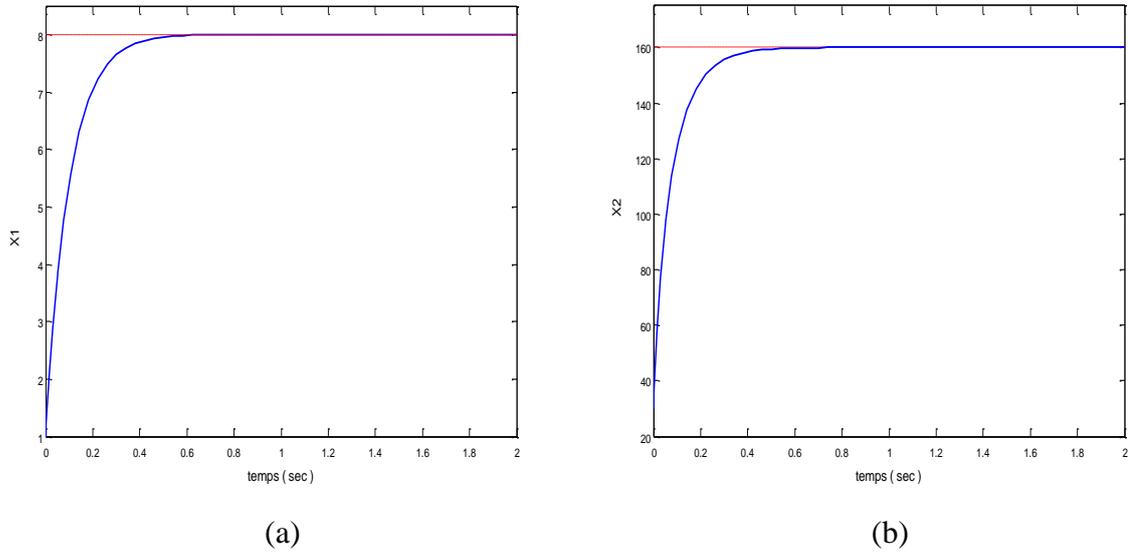
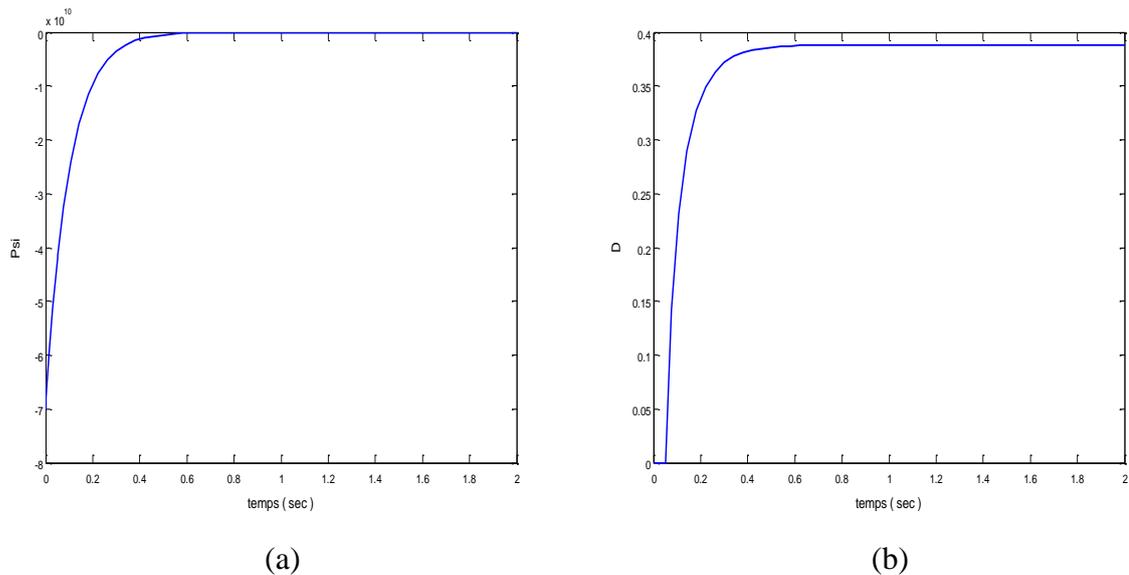
En remplaçant les dérivées  $\dot{x}_1(t)$  et  $\dot{x}_2(t)$  de l'équation (3.14), on obtient la loi de commande suivante :

$$D = 1 - \left[ \frac{k}{L} V_{in} - \frac{x_2}{RC} + \frac{1}{T_s} \Psi \right] / \left[ \frac{k}{L} x_2 - \frac{x_1}{C} \right] \quad (3.17)$$

### ➤ Résultats de simulation

Les paramètres du convertisseur élévateur DC-DC utilisés sont les suivants:  $V_{in}=100V$ ,  $C=1100\mu F$ ,  $L = 15mH$ , et  $R = 32\Omega$ . Les valeurs initiales du courant de l'inductance et de la tension de sortie sont 1A et 30V respectivement. Le courant d'inducteur souhaité et la tension de sortie sont 8A et 160V respectivement ( $I_{ref} = \frac{V_o^2}{R V_{in}}$  [59]).

Pour montrer l'influence du paramètre  $T_s$  sur la convergence, on considère deux cas :  $T_s=0.1$  et  $T_s=0.001$ .

➤ **Cas 1 :  $T_s=0.1$** Figure 3.8 : Représentation de : a) le courant  $x_1$ , b) la tension de sortie  $x_2$ .Figure 3.9 : Représentation de : a) la Macro-variable  $\Psi$ , b) le rapport cyclique  $D$ .➤ **Cas 2 :  $T_s=0.001$** 

D'après ces résultats, on constate que plus le paramètre  $T_s$  est petit et sans être nul, plus la réponse est rapide et inversement.

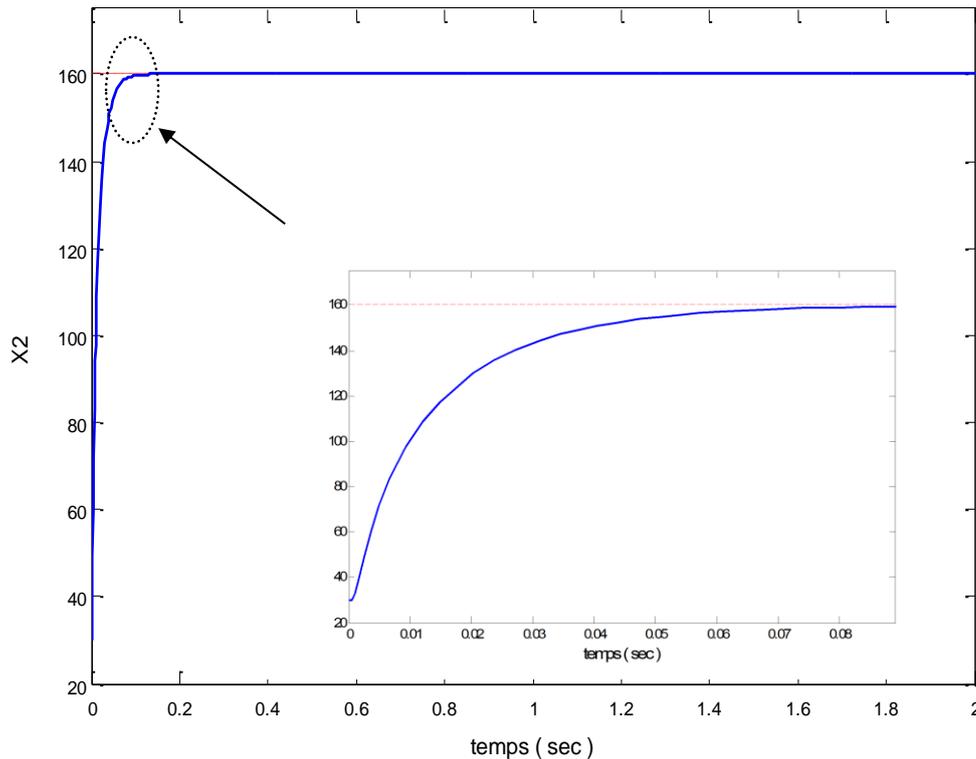


Figure 3.10: Représentation de la tension de sortie  $x_2$ .

### 3.5. Conception d'un contrôleur MPPT à base de la commande synergétique

Dans cette section nous introduisons le concept de la commande synergétique pour la recherche du PPM dans un système photovoltaïque.

Pour construire un contrôleur MPPT basé sur la commande synergétique on a besoin de modéliser le système à commander puis choisir la macro-variable de telle façon que si cette dernière est nulle le PPM est atteint, puis on calcule la loi de commande pour piloter le convertisseur.

#### 3.5.1. Modélisation du système MPPT

On considère un convertisseur de type Boost connecté à un générateur PV et une charge résistive comme illustré sur la figure suivante :

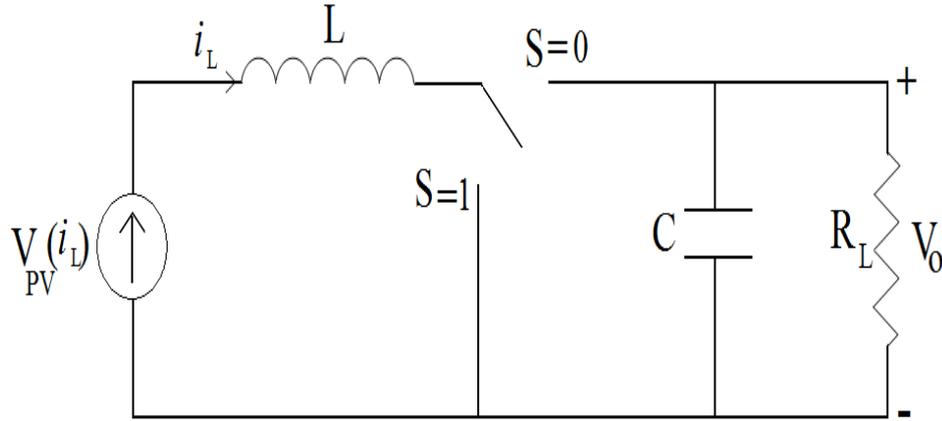


Figure 3.11: Circuit électrique du système MPPT.

Les équations différentielles de ce système sont développées dans la section 9.2 du premier chapitre.

On peut écrire l'équation dynamique du système comme suit :

$$\frac{di_L}{dt} = -(1-D) \frac{V_o}{L} + \frac{V_{pv}}{L} \quad (3.18 - a)$$

$$\frac{dV_o}{dt} = (1-D) \frac{i_L}{C} - \frac{V_o}{R_L C} \quad (3.18 - b)$$

où  $C$  est la capacité,  $L$  l'inductance,  $R_L$  la charge,  $D \in [0, 1]$  le rapport cyclique du convertisseur Boost,  $V_o$  la tension de sortie du convertisseur et  $i_L$  le courant de la bobine. La résistance équivalente du câblage est négligée dans ce cas, ainsi le courant  $i_L$  de la bobine  $L$  est égal au courant de GPV ( $I_{PV}$ ).

L'équation (3.18) peut être écrite sous la forme générale d'un système non linéaire invariant dans le temps comme suit:

$$\dot{x} = f(x) + g(x)D \quad (3.19)$$

### 3.5.2. Choix de la macro-variable et loi de commande

La puissance du générateur PV est calculée à partir de la tension et le courant du GPV  $P_{pv} = I_{pv} V_{pv}$ , la macro-variable  $\Psi$  est choisie lorsque le point maximale MPP est atteint  $\partial P_{pv} / \partial I_{pv} = 0$ , ce qui garantit que le système produit un rendement de puissance maximal.

$$\frac{\partial P_{pv}}{\partial I_{pv}} = \frac{\partial^2 P_{pv}}{\partial I_{pv}^2} = 2 I_{pv} R_{pv} + I_{pv}^2 \frac{\partial R_{pv}}{\partial I_{pv}} = I_{pv} \left( 2R_{pv} + I_{pv} \frac{\partial R_{pv}}{\partial I_{pv}} \right) = 0 \quad (3.20)$$

où

$R_{pv} = V_{pv} / I_{pv}$ , est la charge équivalente reliée à la sortie du GPV.

Ce qui implique que la solution de l'équation (3.20) est :

$$2R_{pv} + I_{pv} \frac{\partial R_{pv}}{\partial I_{pv}} = 0 \quad (3.21)$$

Donc la macro-variable  $\Psi$  est définie par :

$$\Psi = 2R_{pv} + I_{pv} \frac{\partial R_{pv}}{\partial I_{pv}} \quad (3.22)$$

Alors, l'évolution dynamique désirée de la macro- variable peut être exprimée comme suit:

$$T_s \left( \frac{d\Psi}{dx} \right) + \Psi = 0; \quad T_s > 0 \quad (3.23)$$

où

$$\frac{d\Psi}{dt} = \left( \frac{d\Psi}{dx} \right) \left( \frac{dx}{dt} \right) \quad (3.24)$$

Pour le convertisseur Boost, il y a deux états  $x_1$  et  $x_2$ , le courant  $i_L$  de la bobine et la tension de sortie  $V_o$ , alors :

$$\dot{\Psi} = \frac{d\Psi}{dx} \dot{x} = \frac{d\Psi}{dx_1} \dot{x}_1 + \frac{d\Psi}{dx_2} \dot{x}_2 \quad (3.25)$$

Puisque  $\Psi$  est une fonction de  $x_1$  seulement, qui est le courant  $i_L$  dans ce cas, l'équation (3.25) devient :

$$\dot{\Psi} = \frac{d\Psi}{dx_1} \dot{x}_1 \quad (3.26)$$

La substitution de  $\dot{\Psi}$  de l'équation (3.24) dans l'équation fonctionnelle (3.23) donne :

$$T_s \{ (d\Psi/dx_1) (f(x) + g(x) D(t)) \} + \Psi = 0 \quad (3.27)$$

$$\left( \partial\Psi / \partial x_1 \right) \left( (V_{pv} - V_0) / L + (V_0 / L) D(t) \right) = -\Psi / T_s \quad (3.28)$$

$$D(t) = 1 - \left( \frac{\Psi L}{\left( V_0 T_s \frac{\partial\Psi}{\partial x_1} \right)} \right) - \left( \frac{V_{pv}}{V_0} \right) \quad (3.29)$$

la dérivée de  $\Psi$  peut être écrite comme suit :

$$\frac{\partial\Psi}{\partial x_1} = 2 \frac{\partial R_{pv}}{\partial \tilde{\alpha}_L} + \frac{\partial R_{pv}}{\partial \tilde{\alpha}_L} + i_L \frac{\partial^2 R_{pv}}{\partial i_L^2} = 3 \frac{\partial R_{pv}}{\partial \tilde{\alpha}_L} + i_L \frac{\partial^2 R_{pv}}{\partial i_L^2} \quad (3.30)$$

En remplaçant  $R_{pv}$  par sa définition  $R_{pv} = V_{pv} / I_{pv}$

$$\frac{\partial R_{pv}}{\partial \tilde{\alpha}_L} = \frac{\partial}{\partial \tilde{\alpha}_L} \left[ \frac{V_{pv}}{i_L} \right] = \frac{1}{i_L} \left( \frac{\partial V_{pv}}{\partial \tilde{\alpha}_L} \right) - \frac{V_{pv}}{i_L^2} \quad (3.31)$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial^2 R_{pv}}{\partial \alpha_L^2} &= \frac{1}{i_L} \left( \frac{\partial^2 V_{pv}}{\partial \alpha_L^2} \right) - \left( \frac{\partial V_{pv}}{\partial \alpha_L} \right) \left( \frac{1}{i_L^2} \right) - \left( \frac{\partial V_{pv}}{\partial \alpha_L} \right) \\ &= \frac{1}{i_L} \left( \frac{\partial^2 V_{pv}}{\partial i_L^2} \right) - \left( \frac{2}{i_L^2} \right) \left( \frac{\partial V_{pv}}{\partial i_L} \right) + \frac{2V_{pv}}{i_L^3}\end{aligned}\quad (3.32)$$

En utilisant l'équation (1.4), la tension  $V_{pv}$  peut être réécrite en fonction du courant  $I_{pv}$

$$V_{pv} = \left( \frac{K_b T A}{q} \right) \ln \left( \frac{I_{ph} + I_0 - I_{pv}}{I_0} \right) \quad (3.33)$$

$$\frac{\partial V_{pv}}{\partial i_L} = \left( \frac{K_b T A}{q} \right) \left( - \frac{1}{I_{ph} + I_0 - I_{pv}} \right) \quad (3.34)$$

$$\frac{\partial^2 V_{pv}}{\partial i_L^2} = \left( - \frac{K_b T A}{q} \right) \left( \frac{1}{(I_{ph} + I_0 - I_{pv})^2} \right) \quad (3.35)$$

En substituant l'équation (3.30) dans l'équation (3.29), la loi de commande synergétique est définie comme suit [60,61] :

$$D(t) = 1 - \frac{\Psi L}{V_o T_s \left( \frac{3 \partial R_{pv}}{\partial \alpha_L} + i_L \frac{\partial^2 R_{pv}}{\partial \alpha_L^2} \right)} - \frac{V_{pv}}{V_o} \quad (3.36)$$

### 3.5.3. Condition de stabilité

La stabilité de système est assurée en utilisant la méthode de Lyapunov.

Considérons la fonction de Lyapunov suivante :

$$V_L = \frac{1}{2} \Psi^2 \quad (3.37)$$

On dit que le système est stable si la dérivée de la fonction de Lyapunov est inférieure à zéro

La dérivée de  $V_L$  est donnée par :

$$\frac{dV_L}{dt} = \Psi \left( \frac{d\Psi}{dt} \right) = \Psi \left[ \left( - \frac{1}{T_s} \right) \Psi \right] \quad (3.38)$$

$$\frac{dV_L}{dt} = \left( - \frac{1}{T_s} \right) \Psi^2 \leq 0 \quad (3.39)$$

D'après l'équation (3.39) la dérivée de la fonction de Lyapunov est toujours négative, ce qui assure la stabilité au sens de Lyapunov.

### 3.6. Résultats obtenus

La validation de la loi de commande synergétique proposée conformément au schéma bloc de commande donné par la figure 3.12, a été réalisée par simulation, sous l'environnement Matlab/Simulink dans une première étape, et expérimentalement en utilisant deux bancs d'essai dans une seconde étape.

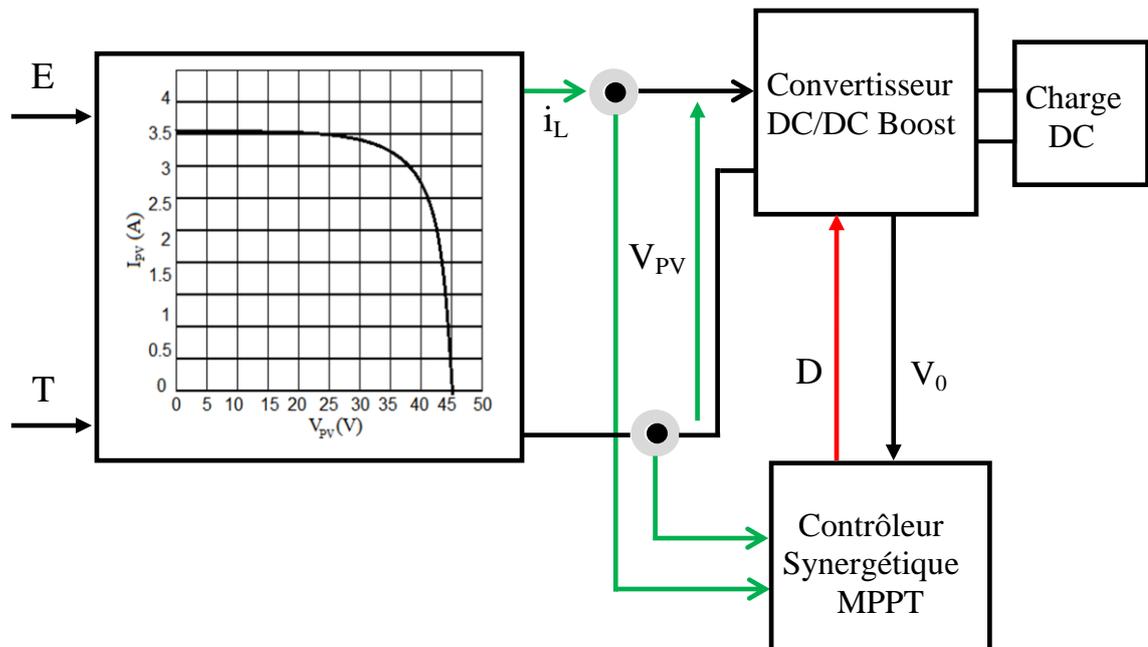


Figure 3.12 : Schéma bloc du système.

#### 3.6.1. Résultats de simulation

Les simulations du fonctionnement du système ont été réalisées en utilisant un module solaire SP75 (chapitre 1) et les spécifications techniques du système données par le tableau 2.2 (chapitre 2).

Ces résultats sont obtenus pour différentes conditions climatiques; cas des conditions standards ( $E=1000\text{W/m}^2$  et  $T=25^\circ\text{C}$ ), cas de changement de l'éclairement, et cas de changement de la température.

##### ➤ Cas 1 : Conditions climatiques standards

Dans ce cas la température et l'éclairement sont maintenus constants ( $T=25^\circ\text{C}$  et  $E=1000\text{W/m}^2$ ).

Les figures 3.13, 3.14 et 3.15 montrent l'évolution des grandeurs électriques, du rapport cyclique et de la macro-variable respectivement.

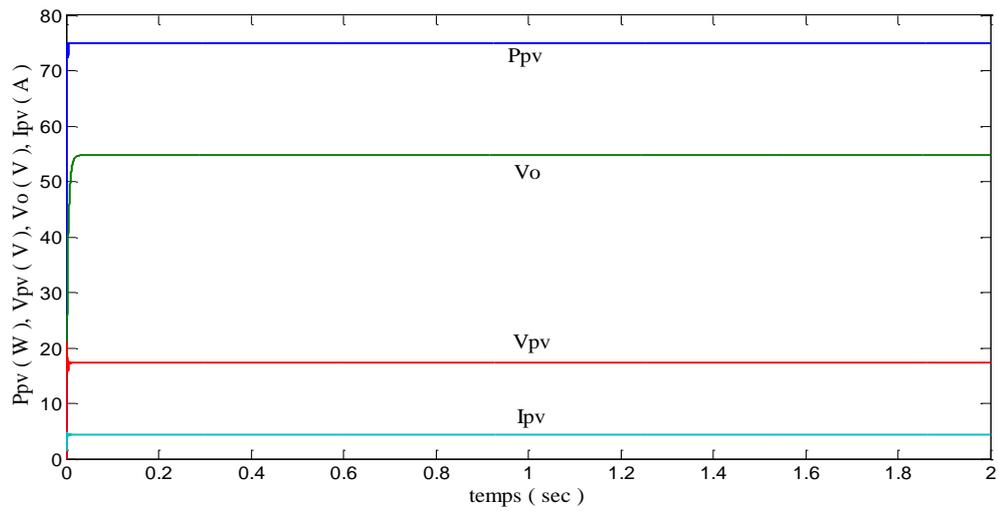


Figure 3.13 : Grandeurs électriques obtenues sous des conditions climatiques standards.

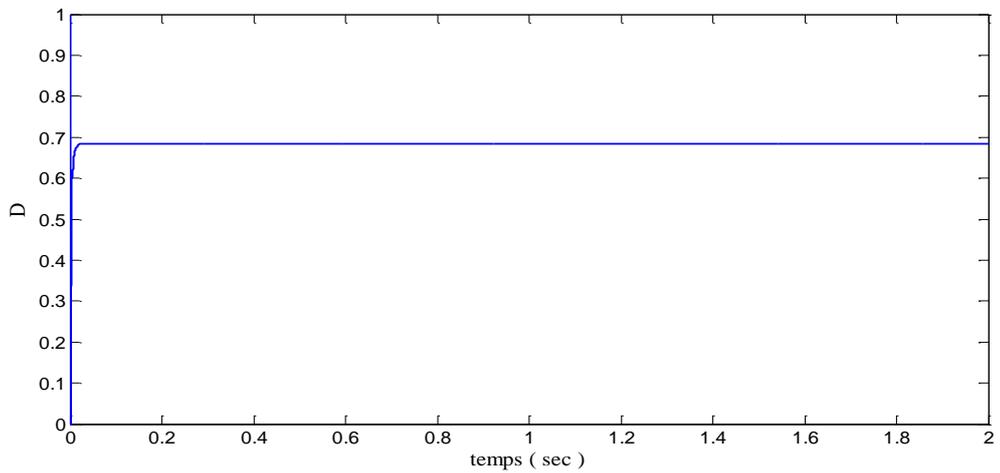


Figure 3.14 : Rapport cyclique obtenu sous des conditions climatiques standards.

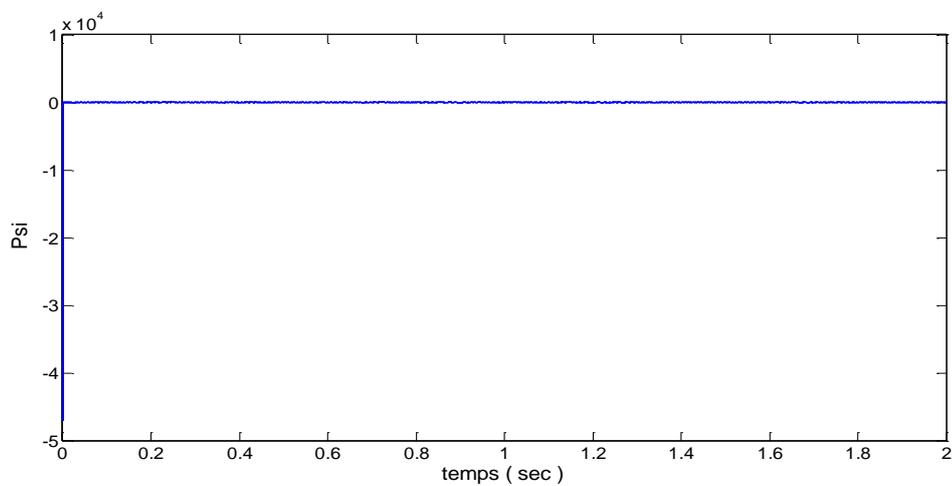


Figure 3.15 : Macro-variable obtenue sous des conditions climatiques standards.

Après un régime transitoire qui dure environ 5ms, il apparaît que le système converge rapidement vers le PPM et y reste sans osciller, ce qui montre la rapidité et la précision de la commande développée.

➤ **Cas 2 : Eclairage variable**

Pour mieux illustrer les performances de la commande proposée dans les deux régime statique et dynamique, on adopte un profil d'éclairage de variation trapézoïdal. Ce profil prend la valeur de 400 W/m<sup>2</sup> de 0 à 0,4s, et commence à augmenter progressivement pour atteindre 1000 W/m<sup>2</sup> à 0,8s, se poursuit à ce niveau jusqu'à 1.2s, il descend avec la même pente pour atteindre le premier niveau à 1.6s, puis il est maintenu constant durant 0,4s. La température ambiante est considérée constante égale à 25°C.

Les résultats de simulations sont représentés sur les figures 3.16, 3.17, 3.18 et 3.19.

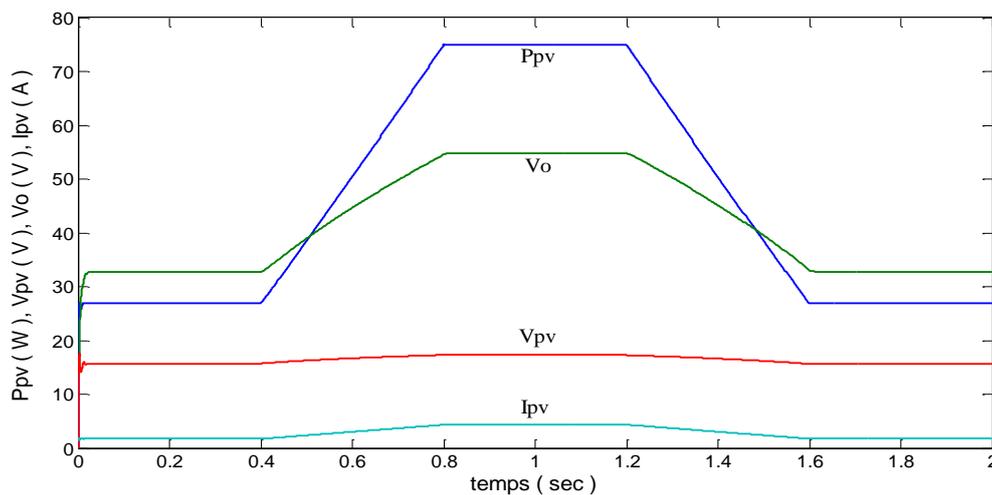


Figure 3.16: Grandeurs électriques obtenues avec un éclairage variable.

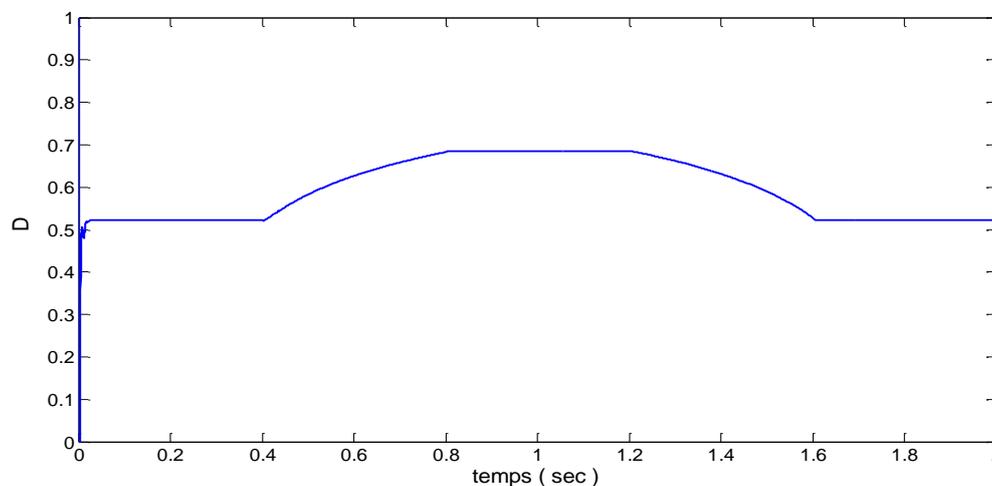


Figure 3.17: Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de l'éclairage.

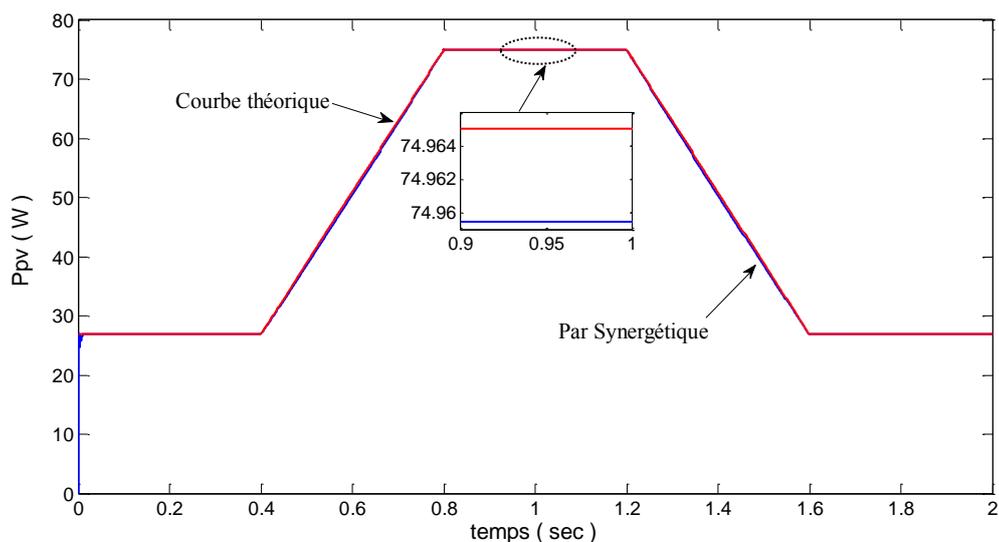


Figure 3.18: Puissance du panneau PV pour un profil de référence d'éclairement trapézoïdal comparée à la puissance théorique du PPM.

D'après les résultats obtenus, on constate que malgré la variation de l'éclairement, le point de fonctionnement converge rapidement vers le PPM sans pertes de puissance.

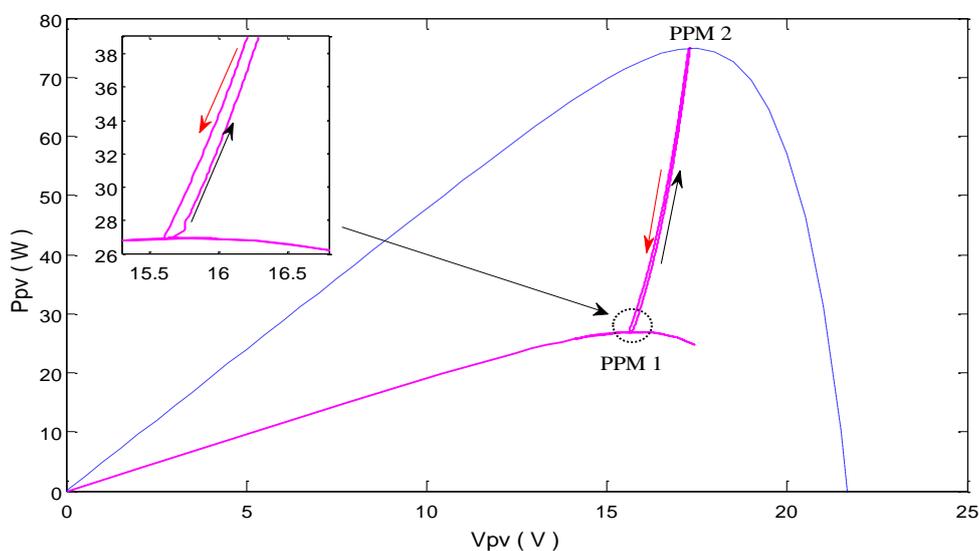


Figure 3.19: Trajectoire du PPM pour un changement progressif de l'éclairement.

### ➤ Cas 3 : Température variable

Dans ce cas, on fait varier la température selon un profil trapézoïdal tout en maintenant le niveau d'éclairement constant ( $1000\text{W}/\text{m}^2$ ).

Les figures 3.20 et 3.21 montrent les grandeurs électriques et le rapport cyclique respectivement.

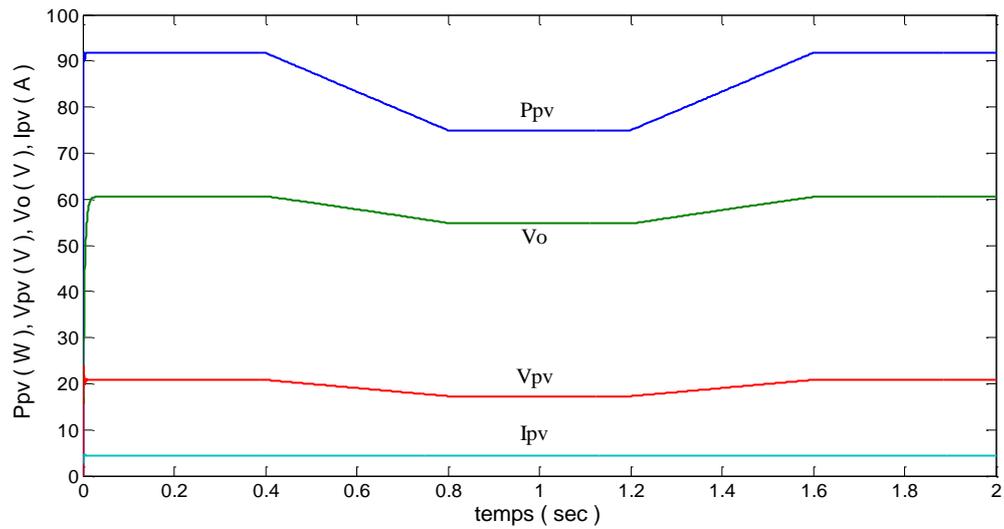


Figure 3.20: Grandeurs électriques obtenues avec une température variable.

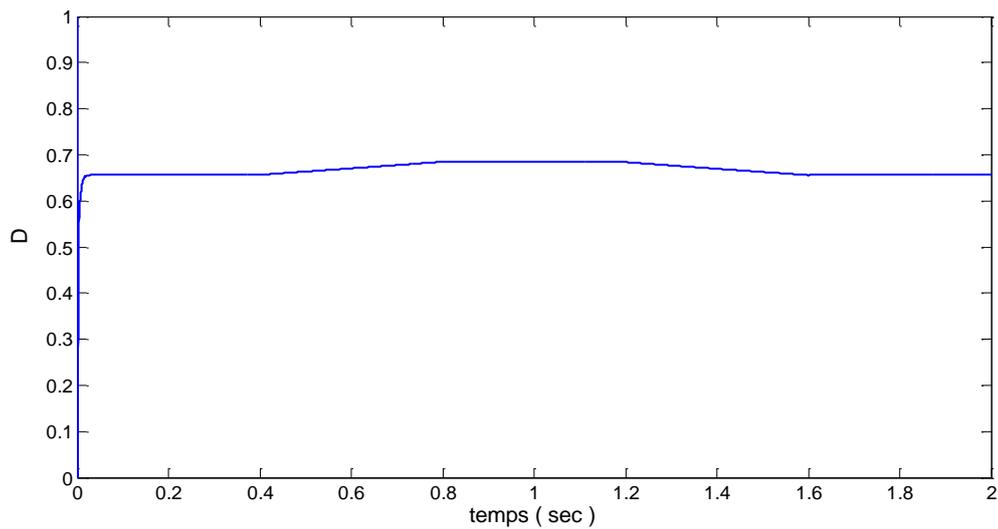


Figure 3.21: Rapport cyclique obtenu lors d'un changement progressif de la température.

Les figures 3.22 et 3.23 suivantes montrent la poursuite du PPM par rapport à l'évolution de la puissance et la trajectoire du PPM respectivement.

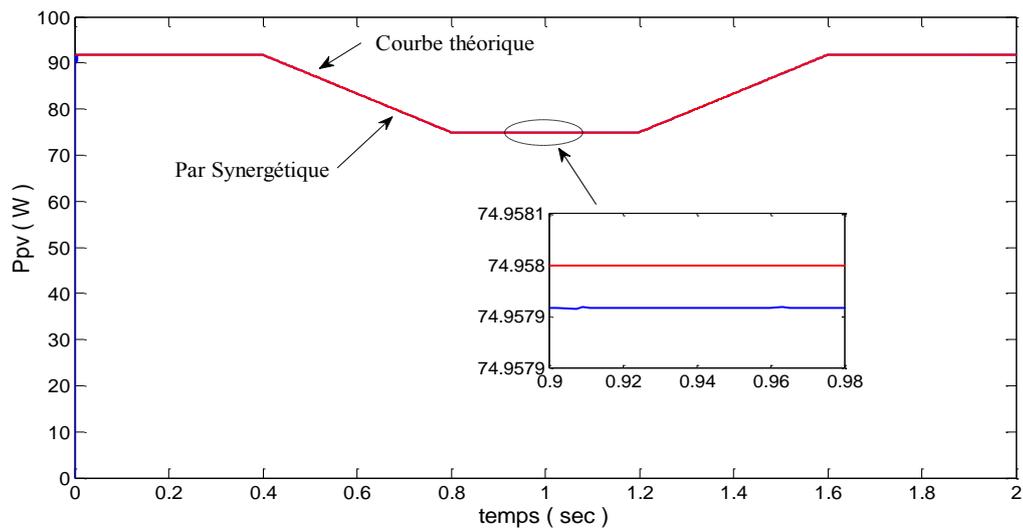


Figure 3.22: Puissance du panneau PV obtenue comparée à la puissance théorique du PPM pour un profil de référence de température trapézoïdal.

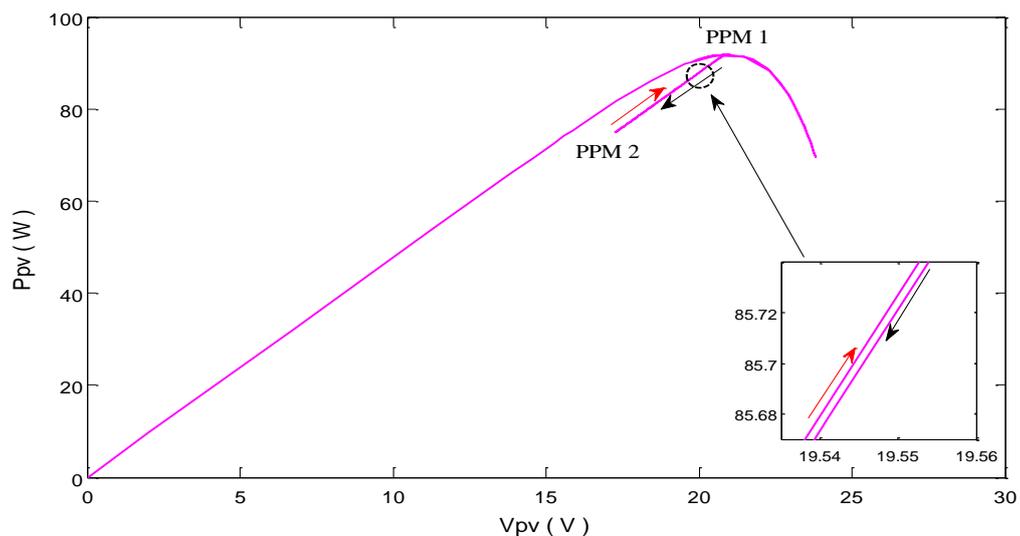


Figure 3.23: Trajectoire du PPM pour un changement progressif de température.

D'après les résultats obtenus, on constate que la commande développée permet la convergence continue du point de fonctionnement vers le PPM malgré la variation de la température.

#### - Test de robustesse de la commande synergétique

Pour montrer la robustesse de la nouvelle commande proposée, nous avons testé le comportement du système en tenant compte des changements de la charge (figure 4.24).

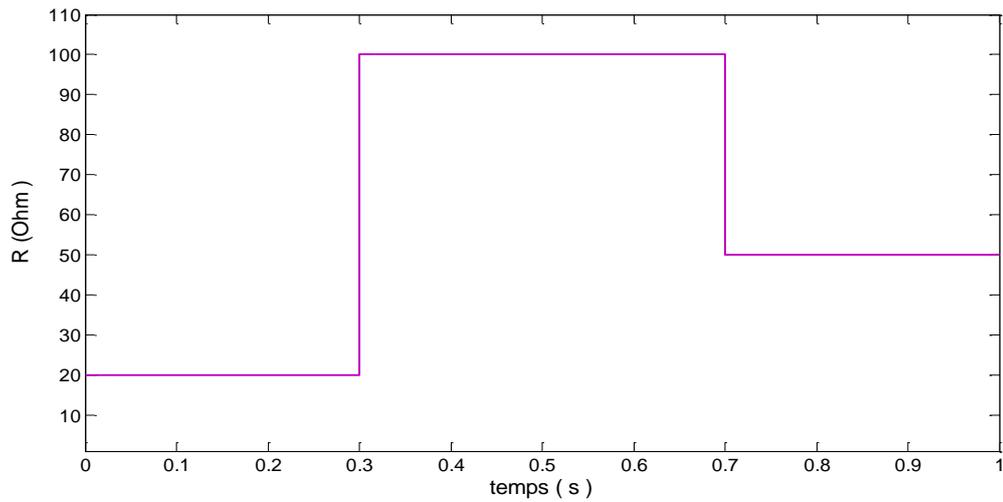


Figure 3.24. Variation de la charge.

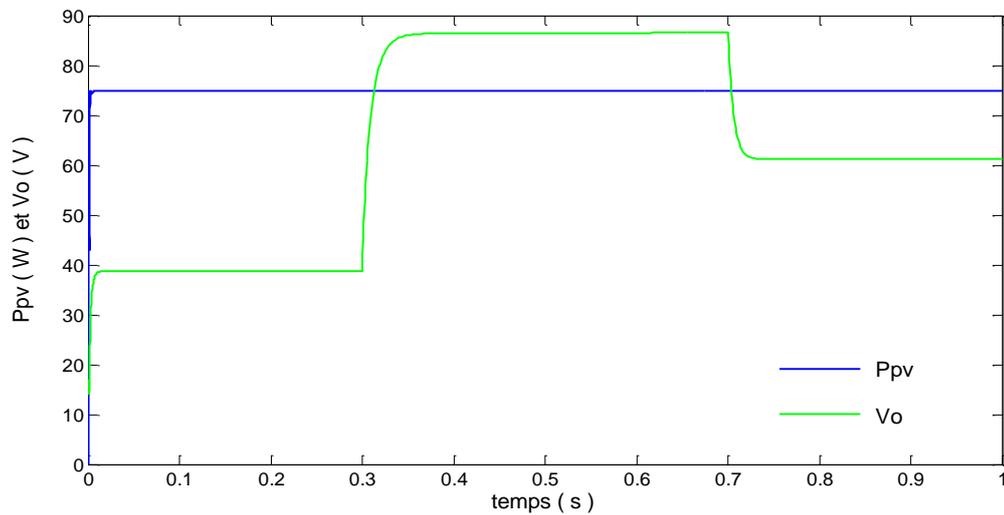
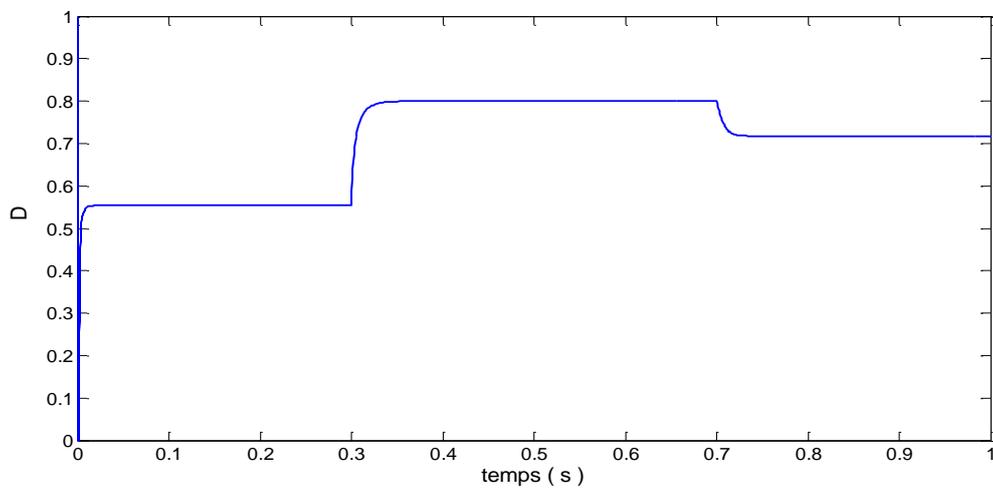
Figure 3.25 : Puissance  $P_{pv}$  et la tension  $V_o$  obtenues lors du changement de la charge.

Figure 3.26 : Rapport cyclique obtenu lors du changement de la charge.

Les tests réalisés avec une variation de la charge ont montré la robustesse de la commande MPPT proposée.

#### - Comparaison entre la commande synergétique et la commande par mode glissant

Sur la figure 3. 27, le comportement de la commande synergétique et la commande par mode glissant sous un profil trapézoïdal de l'éclairement sont comparées avec la puissance idéale du PPM.

Un zoom dans le régime statique montre que le PPM obtenu par la nouvelle commande est constant et presque égale à la valeur théorique. Par contre, le PPM trouvé utilisant la commande par mode glissant oscille autour de la valeur moyenne 74.88W, ce qui prouve que l'approche synergétique développée permet d'éliminer les pertes de puissance.

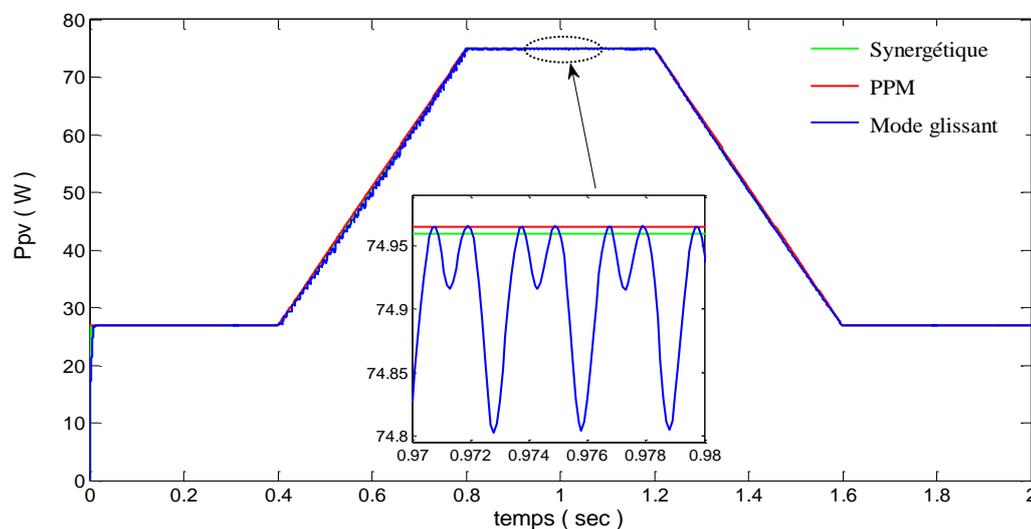


Figure 3. 27: Comparaison des puissances obtenues par la commande synergétique et par la commande par mode glissant par rapport au PPM sous un éclairement variable.

Les figures 3.28, 3.29, et 3.30 montrent les rapports cycliques, les trajectoires du PPM, et les tensions obtenues par les commandes proposée et par mode glissant respectivement.

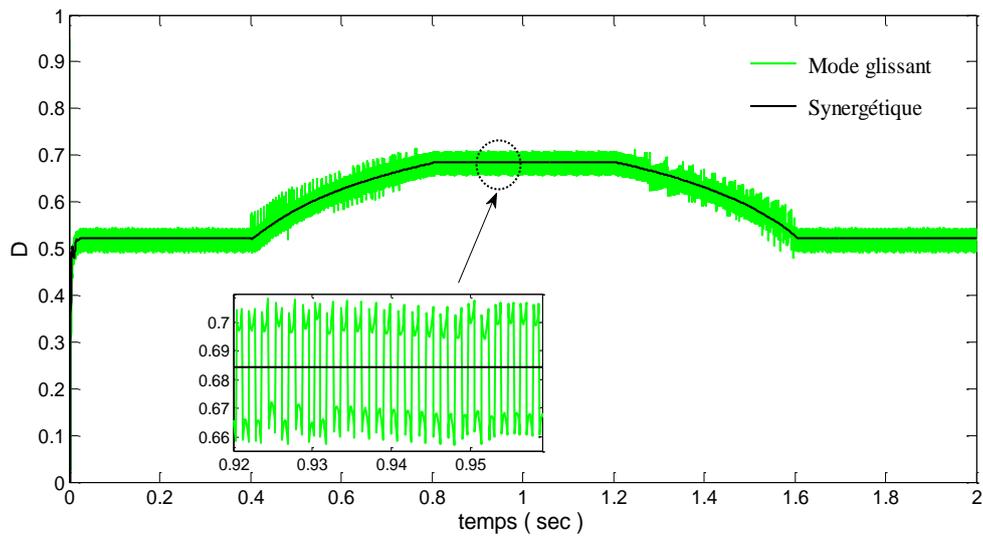


Figure 3. 28: Comparaison des rapports cycliques obtenus par la commande synergétique et la commande par mode glissant.

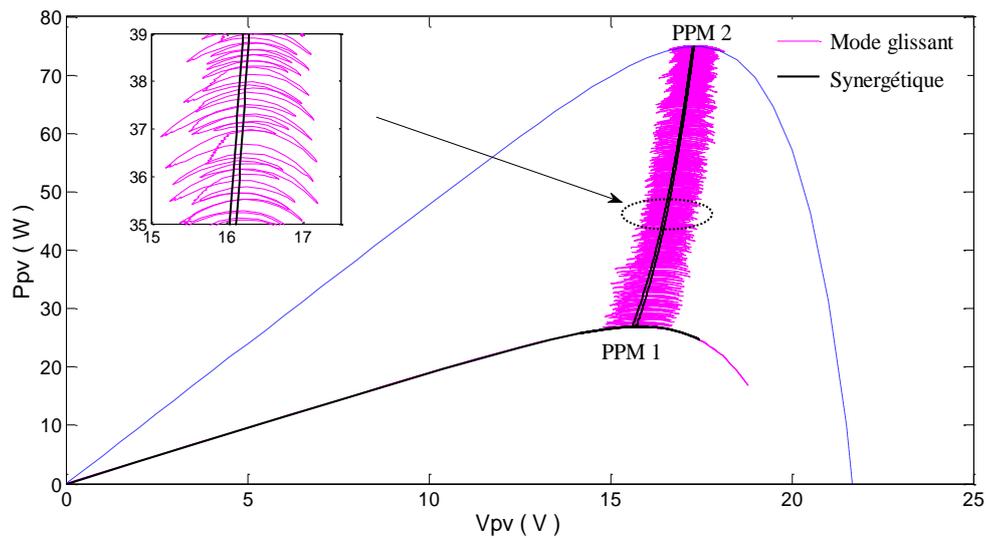


Figure 3. 29: Trajectoires du PPM obtenues par la commande synergétique et la commande par mode glissant.

Cette étude comparative illustre la capacité de la commande synergétique proposée quant à l'élimination du phénomène de broutement.

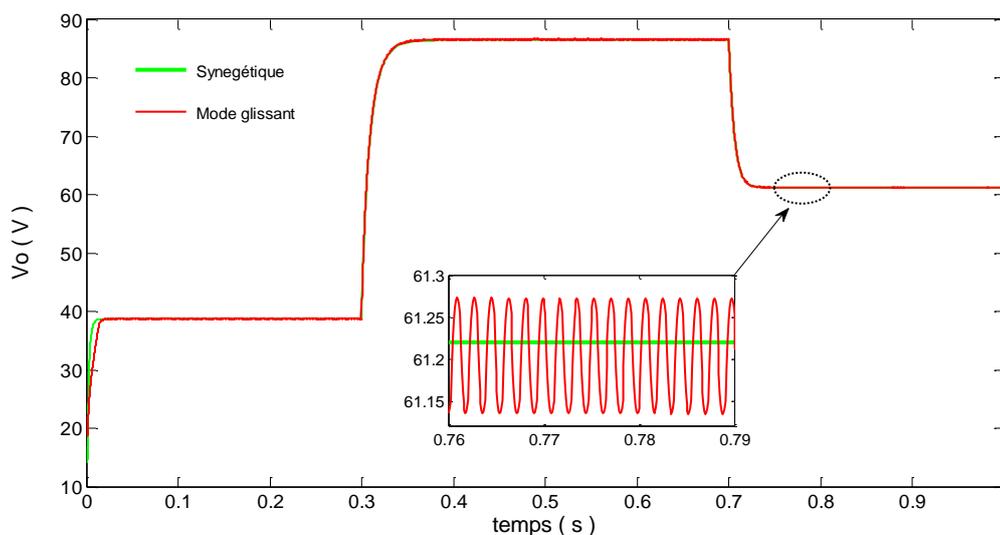


Figure 3. 30: Comparaison des tensions obtenues par la commande synergétique et la commande par mode glissant sous une charge variable.

### 3.6.2. Résultats expérimentaux

La mise en œuvre de la commande proposée a été réalisée en deux phases sur deux banc d'essai différents. Pour le premier banc d'essai, nous avons implémenté la loi de commande développée sur un microcontrôleur PIC (P16F887). Alors que pour le second, nous avons utilisé le module DS1104 R&D de dSPACE.

La première expérience nous a permis juste de valider la loi de commande proposée en utilisant un microcontrôleur PIC (P16F887) sans pouvoir tester les performances, à cause des contraintes suivantes :

- Une faible erreur d'acquisition provoque la divergence du système.
- la mesure du courant  $I_{pv}$  n'est pas très précise, ce qui influe sur le calcul de la macro-variable et donc sur la commande MPPT.

L'utilisation de circuits plus précis avec des temps de calcul nettement plus faible (Capteurs de courant précis et utilisation de DSP qui sont nettement plus rapide pour les calculs), permettent de surmonter ce problème.

Dans la seconde expérience, il s'agit de mettre en évidence les performances de la structure de commande proposée en utilisant le module DS1104 R&D de dSPACE.

### 3.6.2.1. Phase 1 : Validation de la commande

Dans cette phase, il s'agit essentiellement de valider la loi de commande développée sur le premier banc d'essai qui est disponible au laboratoire LETAS (Laboratoire d'Electromagnétisme, Traitement de Signal et Analyse des Systèmes), Faculté des Sciences, Université Mohammed 1<sup>er</sup>, Oujda - Maroc.

#### ➤ *Descriptif du banc d'essai*

Le banc d'essai ainsi que le panneau PV, objet de notre étude, sont illustrés sur la figure 3.31. Ce système est composé de :

- Panneau PV qui fournit une puissance électrique de 300 W. Chaque module est constitué par 36 cellules PV et peut fournir dans les conditions standards de test (CST) une puissance de 60 W, un courant de 4.4A sous une tension optimale de 13.2 V [62, 63]. Du moment que le fonctionnement de notre algorithme est basé sur les caractéristiques électriques des panneaux photovoltaïques (tension, courant et puissance), nous avons modélisé finement ces caractéristiques suivant les conditions climatiques (éclairage et température) et les données du fabricant.
- Convertisseur DC/DC Boost, dont le rôle est d'adapter le transfert de puissance entre le GPV et charge en utilisant une commande MPPT. Ces convertisseurs ont été conçus pour travailler en régime continu, avec une fréquence de hachage de 10 kHz et dimensionnés pour une puissance de l'ordre de 200 W [64,65].
- Une commande MPPT numérique mise en œuvre dans un circuit en utilisant un microcontrôleur. Il génère un signal PWM à la fréquence de 10 kHz avec un rapport cyclique variable, selon l'algorithme MPPT, permettant au système photovoltaïque de converger vers le point de puissance maximale.



Figure 3. 31: Panneaux photovoltaïques de type SP75, banc d'essai et convertisseur DC/DC Boost.

➤ Essai de validation

Pour montrer que notre loi de commande développée est opérationnelle on fait varier le rapport cyclique de 0.88 jusqu'à 0.1, puis on mesure la puissance et on calcule la valeur de la macro-variable comme indiqué sur le tableau 3.1 suivant :

Tableau 3.1 : Résultats de l'essai de validation de la commande.

<b>D * 100</b>	<b>E (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>P (W)</b>	<b>Psi</b>
88	750,00	13,761	-38
84	750,00	20,4	23
80	750,00	26,72	-18
78	750,00	29,45	-13
76	740,00	30,4	-8
74	730,00	34,8	-5
71	740,00	37,576	-1,24
<b>70</b>	<b>743,00</b>	<b>38,637</b>	<b>-0,87</b>
67	740,00	37,775	2,43
64	730,00	33,957	4,52
60	730,00	28,849	7,5
50	723,00	21,648	11
30	700,00	13,251	21
10	695,00	7,6	37

La représentation de la variation de la puissance en fonction de la macro-variable est montrée sur la figure 3.32 suivante :

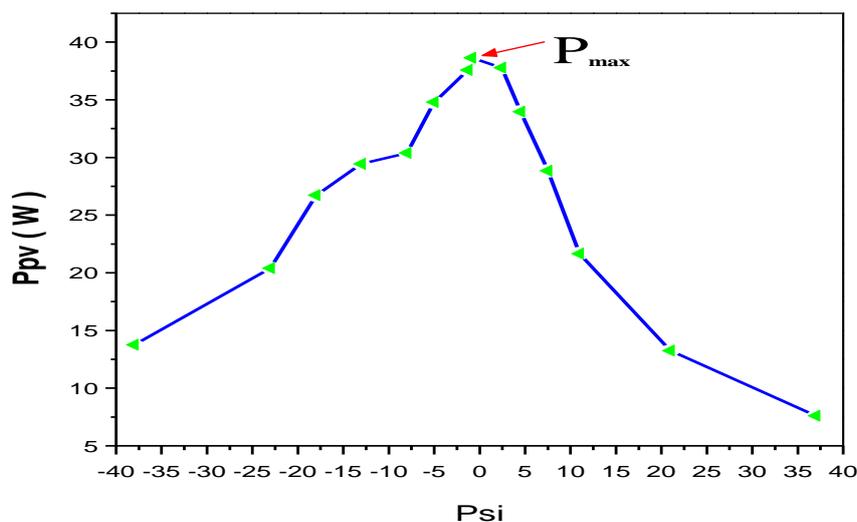


Figure 3.32 : Variation de la puissance en fonction de la macro-variable.

D'après les résultats précédents, on peut constater que lorsqu'on se rapproche du point de puissance maximale, la macro-variable  $\Psi$  est proche de zéro.

Ce constat est conforme à la théorie qui exige que la valeur de la macro-variable soit nulle, pour atteindre le point de puissance maximale, il est nécessaire que la valeur de macro-variable vaut zéro.

### ➤ *Commande MPPT*

Le système PV équipé de la commande MPPT est représenté sur la figure 3.30. Le bloc de la commande permet de commander l'interrupteur du convertisseur DC-DC par génération d'un signal à modulation de largeur d'impulsion (MLI) dont le rapport cyclique est fixé par le microcontrôleur.

La figure 3.33 montre le schéma synoptique du système PV équipé par la commande MPPT utilisant le PIC16F877 dont l'algorithme est programmé en utilisant le logiciel **MicroC for PIC**.

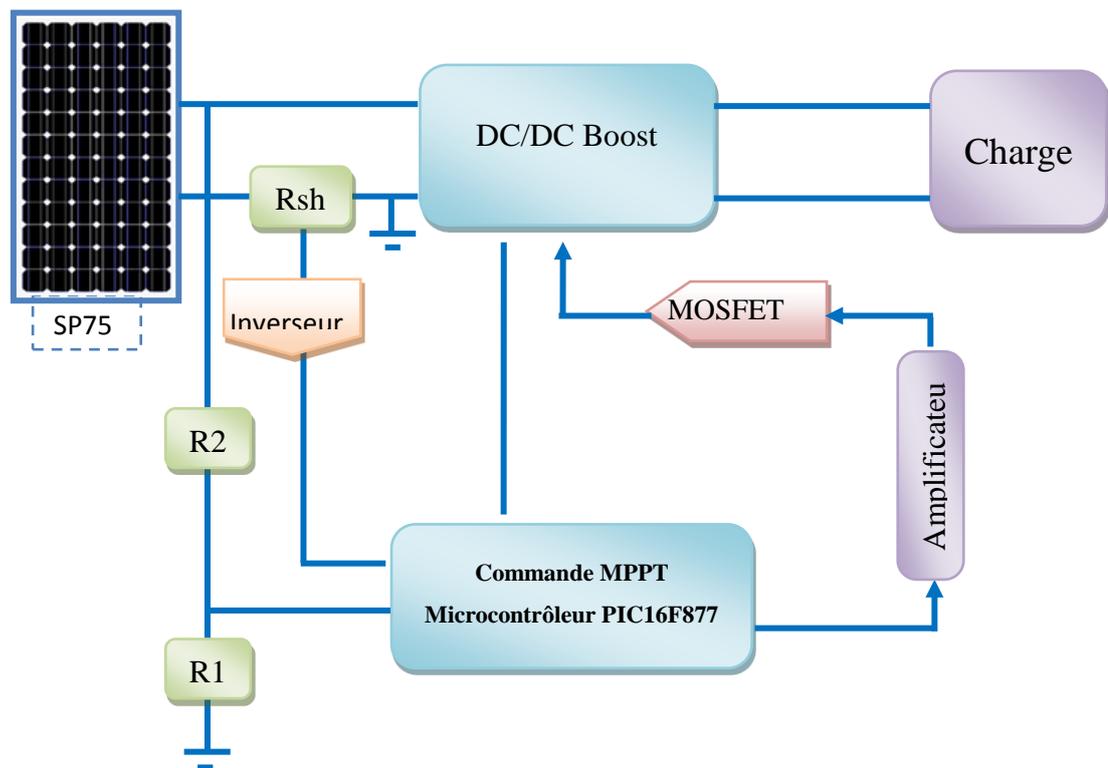


Figure 3.33 : Schéma synoptique du système PV équipé par la commande MPPT utilisant le PIC16F877.

### ➤ Résultats expérimentaux

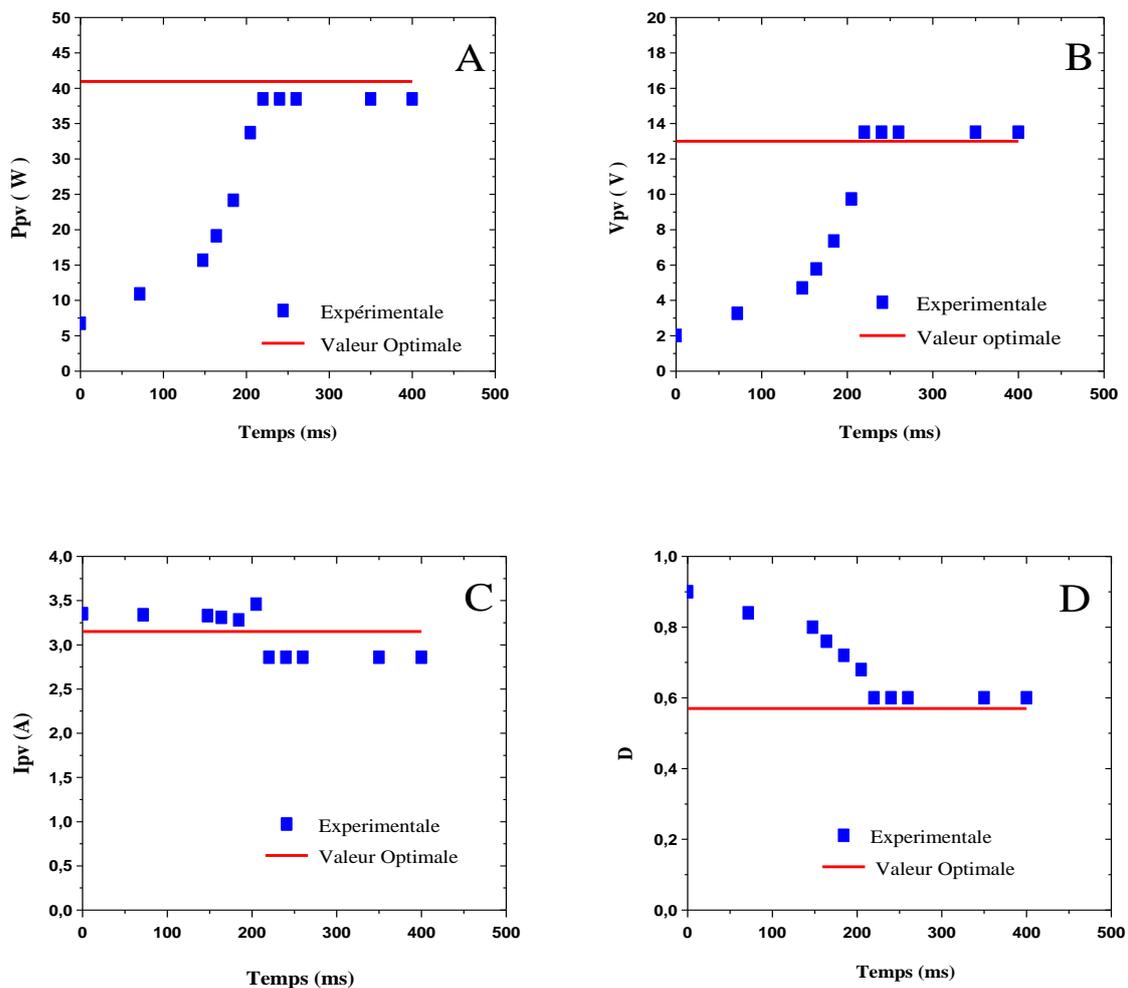
Pour valider la nouvelle approche proposée, le système PV est exposé à l'intensité du rayonnement solaire variant de  $730 \text{ W/m}^2$  à  $765 \text{ W/m}^2$  à  $34 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Les paramètres du convertisseur élévateur sont  $L = 440\mu\text{H}$ ,  $C = 220\mu\text{F}$ . La charge qui est résistive a pour valeur  $23\Omega$ .

Les grandeurs électriques expérimentales (puissance, tension, courant) du panneau PV et les valeurs simulées correspondantes au point de puissance maximale ainsi que le rapport cyclique et la macro-variable sont représentées sur la figure 3.34.

Les résultats expérimentaux obtenus montrent que le contrôleur synergétique conduit le système PV vers une puissance maximale de  $40.95\text{W}$  au bout de  $200 \text{ ms}$  (figure 3.34. (A)). La valeur de rapport cyclique correspondante est de  $0,57$  (figure 3.34. (D)). et la macro-variable est pratiquement nulle (figure 3.34. (E)).

En conclusion, cette première expérience nous a permis de valider l'approche proposée.



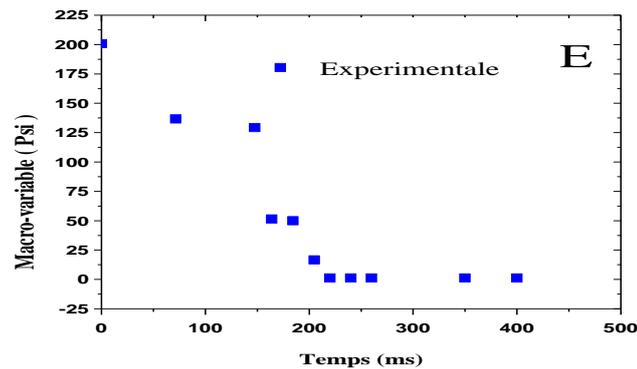


Figure 3. 34: Représentation des signaux expérimentaux : (A) Puissance, (B) Tension, (C) Courant, du Rapport cyclique (D) et de la Macro-variable (E).

### 3.6.2.2. Phase 2 : Performance de la commande

Après avoir validé la structure de commande proposée, il s'agit dans cette phase de montrer ses performances à travers le second banc d'essai utilisant le module DS1104 de dSPACE disponible au niveau du département d'électrotechnique, université Sétif-1. Ce banc d'essai, constitué essentiellement de trois parties, est montré sur la figure 3.35 suivante :

#### a. Partie puissance

- Un convertisseur DC-DC boost (SEMIKRON) :
- Un transistor IGBT de haute fréquence de découpage (20Khz).
- Une alimentation (15V) Pour alimenter le convertisseur.
- Une source de tension 220V pour l'alimentation du ventilateur (Boost).
- Une charge résistive.

#### b. Partie commande

- La partie commande est fondée sur la carte dSPACE DS1104 qui possède son propre processeur : le Motorola PowerPC 603 e (250 Mhz), permettant de gérer l'application, et un DSP : le TMS320F240 de Texas Instruments spécialement conçu pour le contrôle des convertisseurs statiques de puissance en générant les signaux de commande MLI en logique TTL. La carte DS1104 est implantée dans un PC qui sert d'interface Homme-Machine et constitue la partie "*hardware*" de dSPACE. La partie "*software*" se compose, quant à elle, de deux logiciels. Le premier, Matlab/Simulink, permet une programmation aisée de l'application en temps réel sous Simulink par utilisation des blocs spécifiques (appartenant à la "Real Time Interface (RTI) toolbox", permettant de configurer les entrées/sorties de la carte DS1104. Le second logiciel,

*ControlDesk*, possède une GUI interactive, qui permet l'acquisition de données et la modification en temps réel des structures et/ou des paramètres de l'algorithme. Le Real-Time Workshop de Matlab est capable de générer automatiquement un fichier objet à partir du modèle *Simulink*. Ce fichier est ensuite implanté dans la mémoire de la carte

- L'interface du module DS1104 qui reçoit du processus à commander, les informations nécessaires et fournit les signaux de pilotage du convertisseur.

### C. Partie mesure

L'échange d'informations entre les deux parties décrites ci-dessus s'effectue par l'intermédiaire d'un boîtier externe de raccordement (CP1104 : Connector Panel), relié à la carte via un câble blindé. L'environnement de mesures comporte :

- Une pince ampérométrique (FLUKE) pour capter le courant à la sortie du panneau PV.
- Un capteur différentiel ST 1000-2 double voie est utilisé pour mesurer la tension d'entrée ( $V_{pv}$ ) et de sortie du convertisseur ( $V_o$ ).
- Des oscilloscopes (Instek) servent pour la visualisation des différentes grandeurs du système.

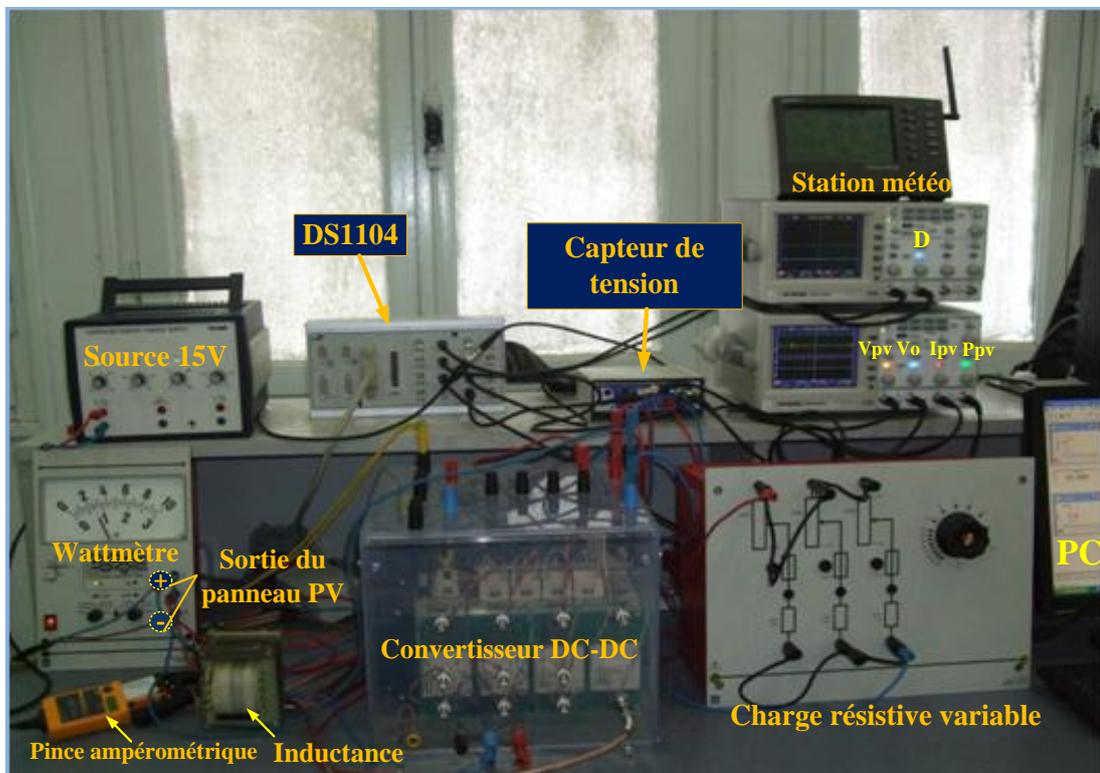


Figure 3. 35: Photographie du banc d'essai expérimental.

### ➤ Implémentation de la commande synergétique

Un synoptique de l'implémentation de la commande proposée est illustré sur la figure 3.36. A l'aide des capteurs, on mesure le courant et la tension aux bornes du panneau PV (STP085B) ainsi que la tension de la charge. Ces mesures sont utilisées par l'algorithme de la commande MPPT synergétique pour générer un signal MLI pour commander le convertisseur.

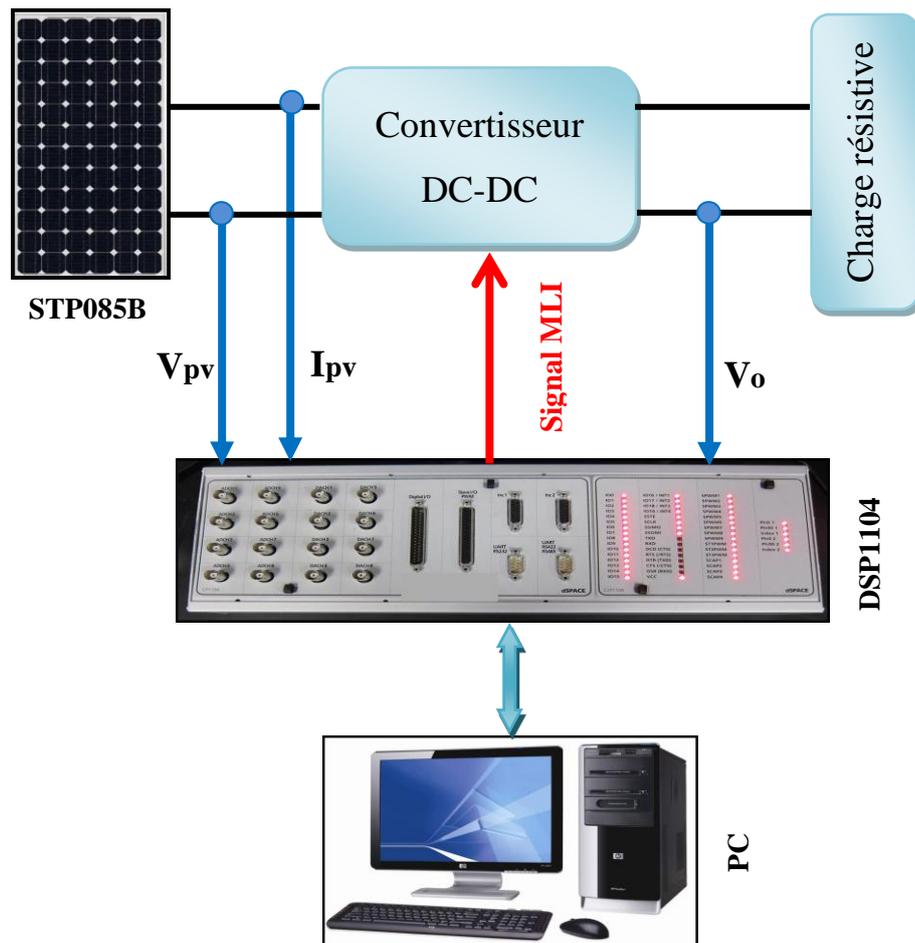


Figure 3. 36: Synoptique d'implémentation de la commande MPPT synergétique.

### ➤ Résultats expérimentaux

Quatre panneaux en série de type STP085B-12 sont utilisés, les paramètres du convertisseur Boost DC-DC sont les suivants : une inductance  $L=10\text{mH}$  et un condensateur  $C=1100\mu\text{F}$ .

Les figures 3.37 et 3.38 montrent les résultats expérimentaux des grandeurs électriques et du rapport cyclique respectivement.

Ces résultats sont obtenus pour un éclairement  $E= 847\text{W/m}^2$ , une température  $T= 29.8^\circ\text{C}$ , et une charge résistive  $R=144\Omega$ .

En l'absence du contrôleur MPPT, la puissance vaut environ  $P=20W$ , mais en présence de la commande synergétique la puissance atteint son point maximum  $P=250W$  avec un rapport cyclique d'environ  $D=0.7$ .

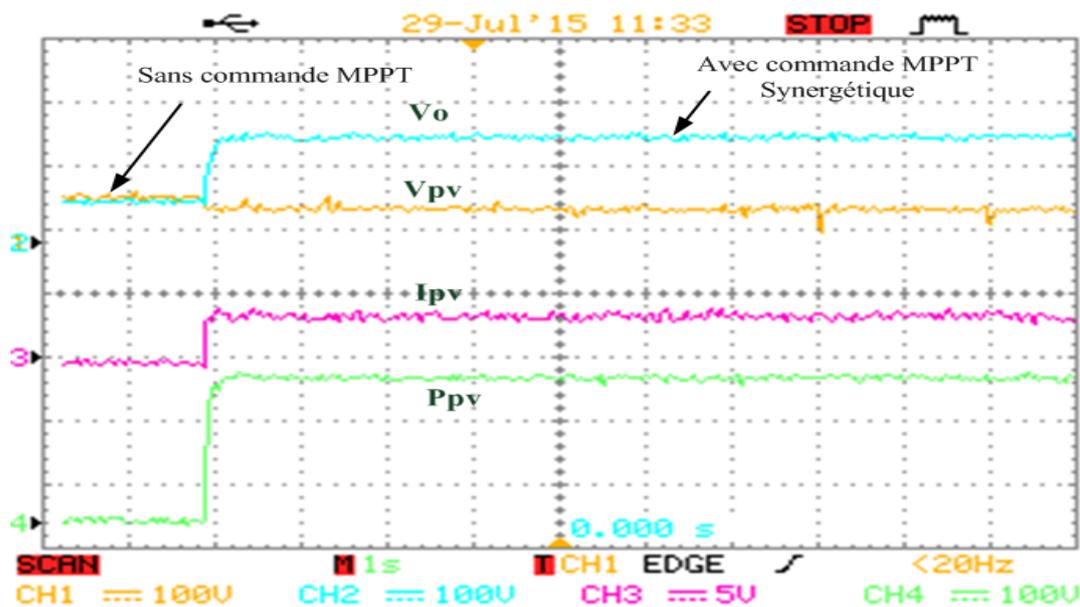


Figure 3. 37: Résultats expérimentaux des grandeurs électriques.

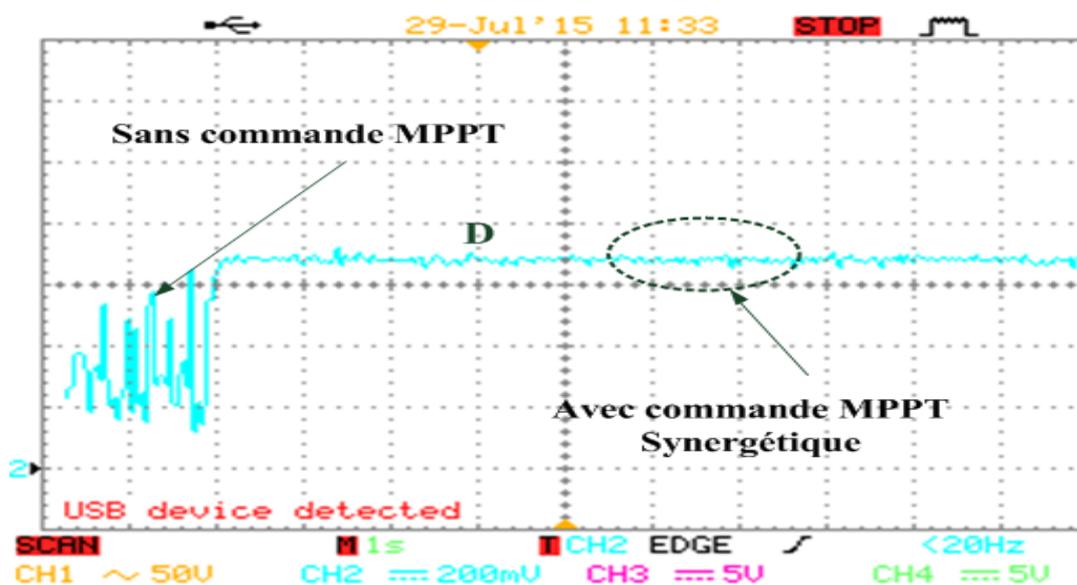


Figure 3. 38: Résultat expérimental du rapport cyclique.

### ➤ Test de robustesse

Pour illustrer la robustesse de la loi de commande proposée, on a procédé à deux variations de la charge, dans le premier cas on fait varier la charge moyennement, alors que dans le deuxième cas, il s'agit de faire varier la charge fortement.

### - Cas 1 : variation moyenne de la charge

Dans ce cas, on fait varier la charge à l'instant  $t_1$  de  $133\Omega$  à  $200\Omega$ , et à l'instant  $t_2$  de  $200\Omega$  à  $133\Omega$ . Avec un éclairement  $E=893\text{W/m}^2$  et une température  $T=35^\circ\text{C}$ . Ces résultats sont illustrés sur les figures 3.39 et 3.40.

Pour une charge de valeur  $R=133\Omega$  (l'intervalle  $[0 t_1]$ ), la puissance maximale  $P=230\text{W}$ ,  $V_o=170\text{V}$  et un rapport cyclique  $D=0.68$ . Alors que dans l'intervalle  $[t_1 t_2]$  ( $R=200\Omega$ ) la tension  $V_o=210\text{V}$  et le rapport cyclique  $D=0.74$ .

D'après ces résultats, on constate que malgré la variation de la charge, le point de fonctionnement converge rapidement vers le PPM.

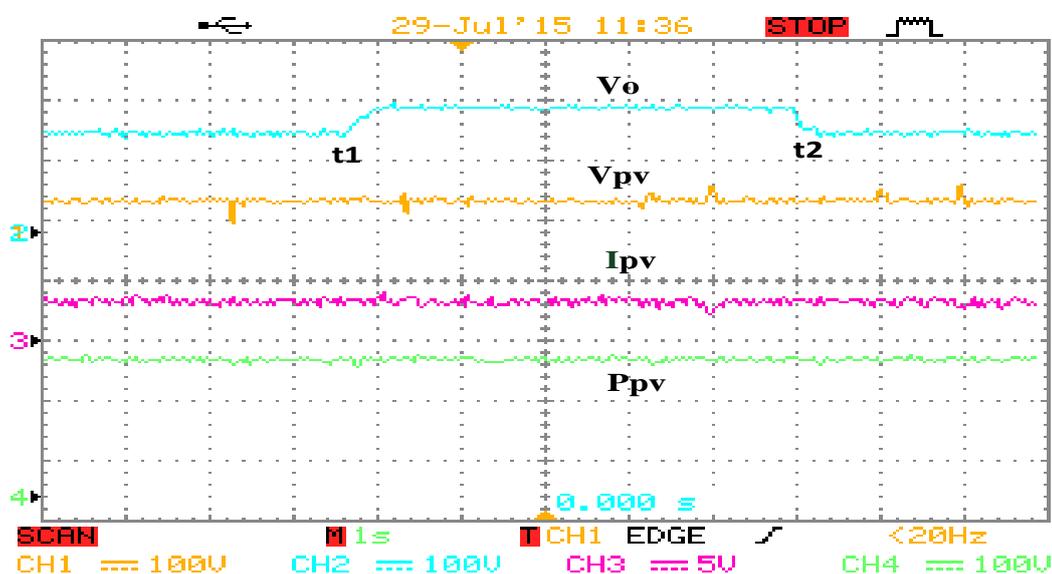


Figure 3.39: Résultats expérimentaux des grandeurs électriques avec une charge variable.

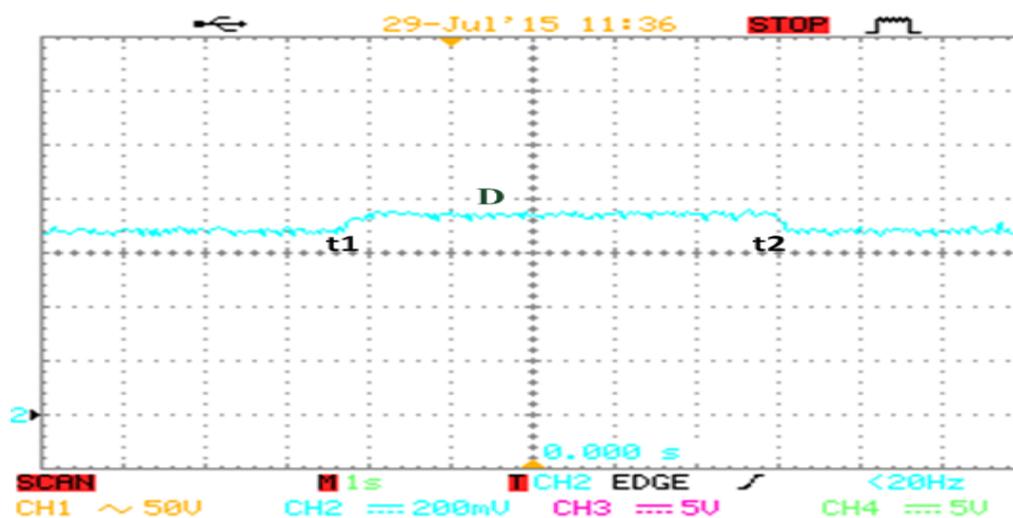


Figure 3. 40: Résultat expérimental du rapport cyclique avec une charge variable.

### - Cas 2 : Grande variation de la charge

Pour mieux tester la robustesse de notre commande, on considère une forte variation de la charge de telle sorte qu'elle passe de  $R=318\Omega$  à  $R=22.8\Omega$  à l'instant  $t_1$ , puis elle reprend sa valeur initiale  $R=318\Omega$  à l'instant  $t_2$ , avec un éclairement  $E=715\text{W/m}^2$  et une température  $T=21^\circ\text{C}$ ,

D'après l'allure de la puissance (figure 3.41), on remarque que sa valeur est de l'ordre de  $P=310\text{W}$ , avec la présence de deux pics correspondants aux instants de la variation de charge. Le premier pic à  $t_1$  est d'amplitude égal à 150, alors que le second est d'amplitude égal à 60.

Pour une charge de valeur  $R=318\Omega$  (l'intervalle  $[0\ t_1]$ ), la puissance maximale est d'environ  $P=310\text{W}$  et le rapport cyclique  $D=0.8$ . Alors que dans l'intervalle  $[t_1\ t_2]$  ( $R=22.8\ \Omega$ ) le rapport cyclique  $D=0.3$  (figure 3.41).

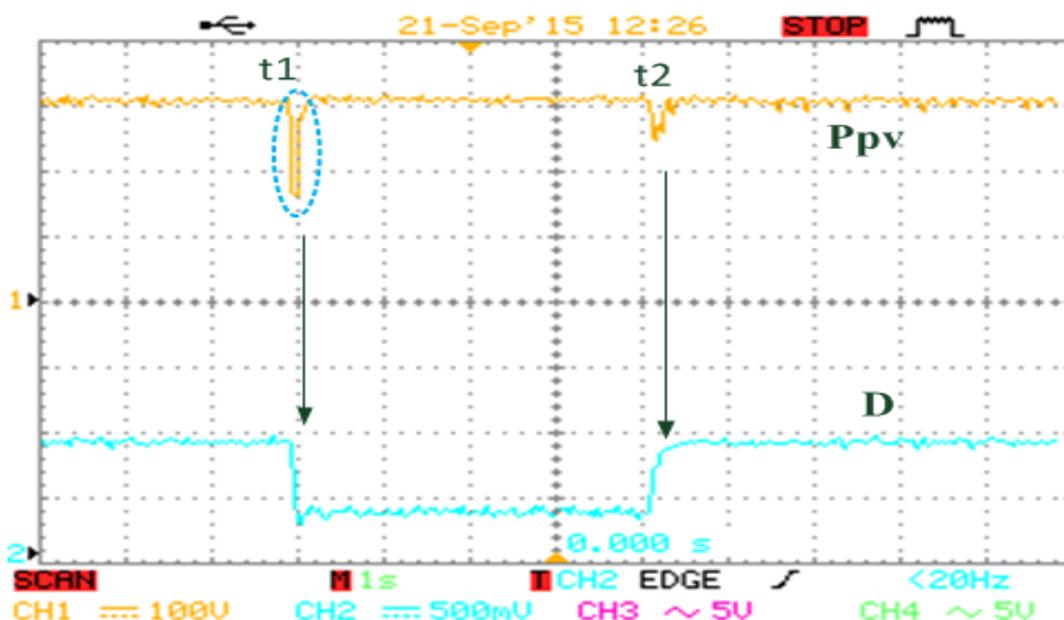


Figure 3. 41: Résultats expérimentaux montrent la puissance et du rapport cyclique avec une charge variable.

D'après ces résultats, on constate que la commande proposée permet au système de converger rapidement vers le PPM après une forte variation de la charge, ce qui montre la robustesse de l'approche proposée.

➤ **Comparaison avec les résultats obtenus par simulation**

Pour situer les résultats expérimentaux obtenus, nous les avons comparés aux résultats obtenus par simulation.

- **Cas 1 : variation moyenne de la charge**

Les figures 3.42 et 3.43 montrent la puissance et le rapport cyclique obtenus par simulation.

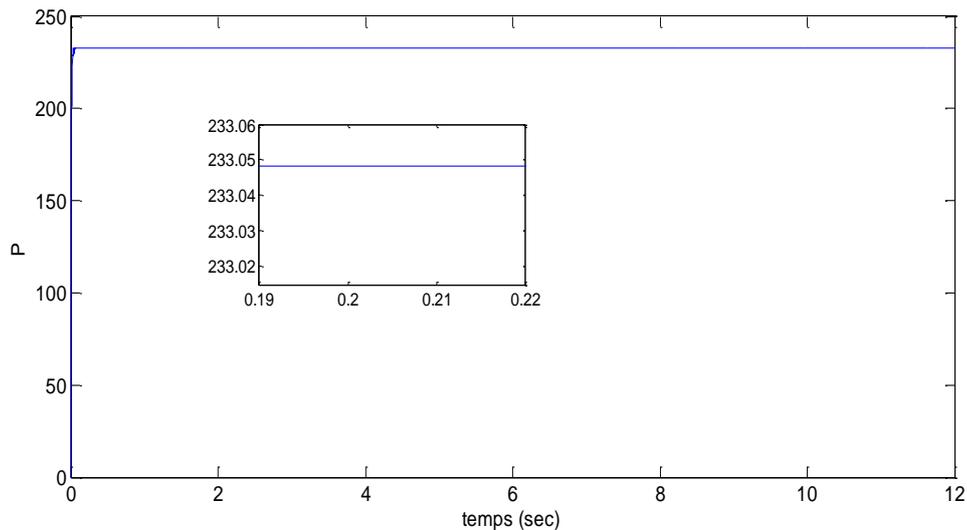


Figure 3. 42: Puissance obtenue avec une variation moyenne de la charge.

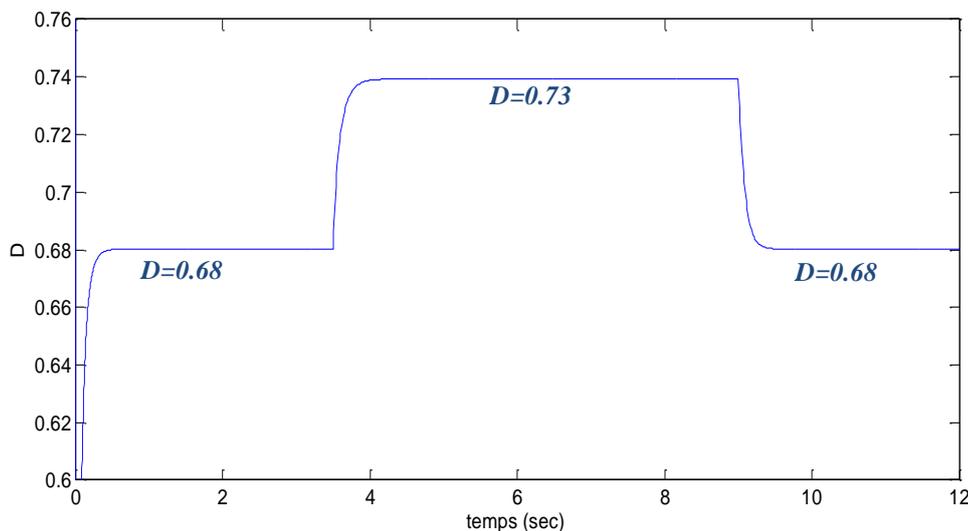


Figure 3. 43: Rapport cyclique obtenu avec une variation moyenne de la charge.

D'après ces figures, on constate que les résultats expérimentaux obtenus lors d'une variation moyenne de la charge (figures 3.39 et 3.40) sont conformes aux résultats obtenus par simulation.

### - Cas 2 : Forte variation de la charge

Les résultats de simulation obtenus pour le cas d'une forte variation de la charge sont représentés sur les figures 3.44 et 3.45 :

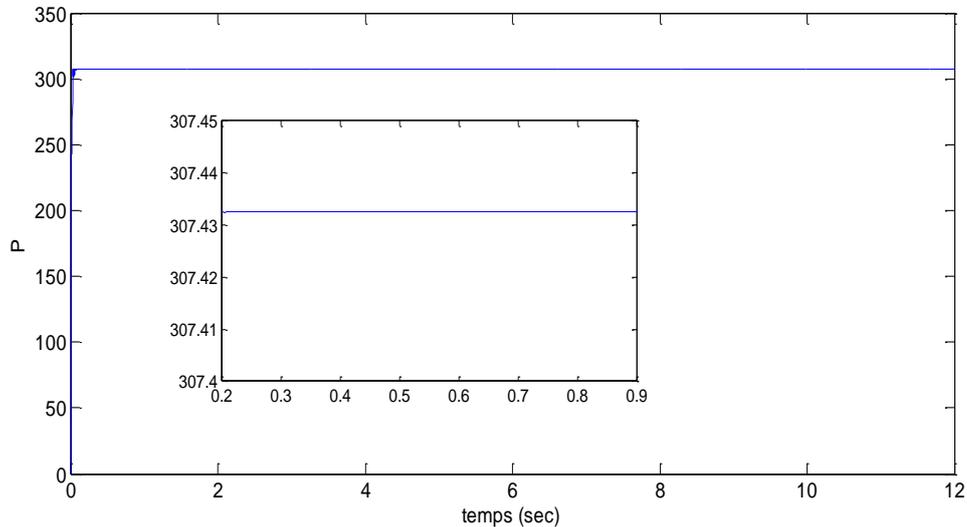


Figure 3. 44: Puissance obtenue avec une forte variation de la charge.

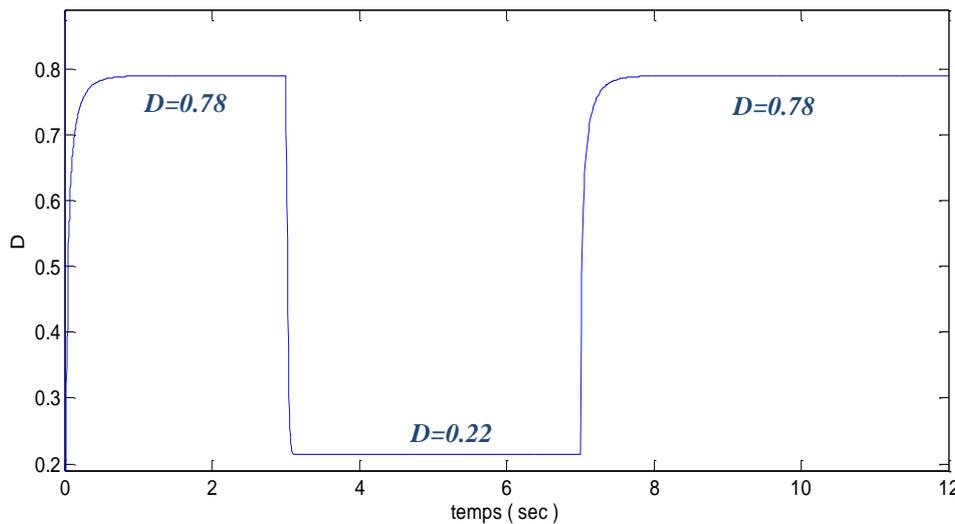


Figure 3. 43: Rapport cyclique obtenu avec une forte variation de la charge.

D'après ces figures, on remarque que les résultats expérimentaux obtenus sont conformes aux résultats obtenus par simulation lors d'une forte variation de la charge.

## 3.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons proposé et développé une commande basée sur l'approche synergétique pour la commande d'un système PV autonome. Cette structure de commande est

capable d'assurer de bonnes performances de poursuite du PPM et de garantir la stabilité du système en boucle fermée.

Les résultats de simulation obtenus, sous l'environnement Matlab/Simulink, dans des conditions climatiques variables montrent la validité de l'approche, sa robustesse et prouve que cette technique développée permet de réduire les erreurs de trajectoire de poursuite du PPM, qui peut se traduire par la minimisation des pertes de puissance engendrées.

La mise en œuvre expérimentale a été réalisée en deux phases. Dans la première phase, nous avons validé l'approche proposée en implémentant la loi de commande développée sur un microcontrôleur PIC (P16F887). Alors que dans la seconde, nous avons mis en évidence les performances de la structure de commande proposée en utilisant le module DS1104 R&D de dSPACE.

Les résultats expérimentaux obtenus lors de la deuxième phase, qui sont conformes à ceux obtenus par simulation, pour une charge de valeur constante, montrent que le contrôleur synergétique permet au système de converger rapidement vers le PPM.

Les résultats obtenus avec des variations moyennes et fortes de la charge ont mis en évidence la robustesse de l'approche proposée.

# **Conclusion générale**

# Conclusion générale

Le travail présenté dans le cadre de cette thèse a pour objectif principal le développement d'une nouvelle structure de commande basée sur l'approche synergétique appliquée à un système photovoltaïque autonome.

Ce système est composé principalement d'un générateur PV, d'un étage d'adaptation qui est le convertisseur DC-DC de type Boost et d'une charge résistive.

Les différentes études dans ce domaine ont montré la nécessité d'installer un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge pour augmenter le rendement et minimiser les pertes de transfère d'énergie. La puissance optimale transférée à la charge ne pourrait être maximale que grâce à des lois de commande appropriées agissant directement sur le rapport cyclique.

Pour parvenir à cet objectif, nous avons proposé et développé une technique pour la recherche du point de puissance maximale permettant de tirer le maximum d'énergie de la source PV quelles que soient les variations des conditions climatiques (ensoleillement et température) et de la charge.

Pour commencer nous avons présenté le principe de la conversion photovoltaïque, la modélisation, les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque PV ainsi que les différents types de systèmes PV. Une étude détaillée du principe de conversion d'énergie entre le GPV et la charge a montré la nécessité d'insérer un étage d'adaptation afin d'optimiser le transfert de puissance.

Par la suite, nous avons présenté et expliqué le principe de la technique de recherche du point de puissance maximale, ainsi que les techniques MPPT classiques et modernes les plus utilisées.

Les résultats de simulation obtenus sous l'environnement Matlab/Simulink par les techniques classiques, sous des conditions climatiques standards, ont conduit à des performances comparables. Cependant dans le cas de variation de l'éclairement, la technique IncCond est plus efficace que la technique P&O. En ce qui concerne les commandes modernes, les résultats obtenus montrent d'une part, que la commande par logique floue est

plus stable que la commande par mode glissant et d'autre part que la commande par mode glissant est plus rapide que la commande par logique floue.

Dans la dernière partie, nous avons développée une nouvelle commande MPPT basée sur l'approche synergétique pour la commande d'un système PV autonome. Cette structure de commande est capable d'assurer de bonnes performances de poursuite du PPM et de garantir la stabilité du système en boucle fermée.

Cette structure de commande est validée, sous l'environnement Matlab/Simulink, par la simulation du fonctionnement du système avec des variations des conditions climatiques et de la charge. Les résultats de simulation obtenus ont permis de valider l'approche proposée et ont mis en évidence la robustesse de cette technique et sa capacité à éliminer les pertes de puissance.

La mise en œuvre expérimentale a été réalisée en deux phases. Dans la première phase, nous avons validé l'approche proposée en implémentant la loi de commande développée sur un microcontrôleur PIC (P16F887). Alors que dans la seconde, nous avons mis en évidence les performances de la structure de commande proposée en utilisant le module DS1104 R&D de dSPACE. Les résultats expérimentaux obtenus lors de la deuxième phase, pour une charge de valeur constante, montrent que le contrôleur synergétique permet au système de converger rapidement vers le PPM. Les résultats obtenus avec des variations moyennes et fortes de la charge ont mis en évidence la robustesse de l'approche proposée.

Les résultats obtenus dans le cadre des travaux de thèse sont très encourageants et nous motivent pour continuer dans ce même axe de recherche.

En perspectives, nous nous proposons à court terme d'étendre le principe de la technique MPPT proposée à d'autres topologies de convertisseurs et de transposer la nouvelle MPPT développée au système éolien où les dynamiques sont bien plus importantes qu'avec le solaire.

A long terme, nous envisageons de combiner l'approche synergétique et la logique floue pour synthétiser une structure de commande synergétique floue.

---

# Bibliographie

- [01] A. P. Bhatnagar, B. R. K. Nema, "Conventional and global maximum power point tracking techniques in photovoltaic applications: A review," *J. Renew. Sustainable Energy* 5, 032701, 2013, pp. 1-23.
- [02] A.A. Ghassami, S.M. Sadeghzadeh, A. Soleimani, "A high performance maximum power point tracker for PV Systems," *Electr. Power Energy Syst.* 53 (2013), pp. 237-243.
- [03] S. Dhar, R. Sridhar, G. Mathew, "Implementation of pv cell based standalone solar power system employing incremental conductance mppt algorithm," *IEEE International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies (ICCPCT)*, 21-23 mars 2013, Nagercoil, India, pp. 356-361.
- [04] K. S. Tey, S. Mekhilef, "Modified incremental conductance MPPT algorithm to mitigate inaccurate responses under fast-changing solar irradiation level," *Solar Energy*, Elsevier, 101 (2014) pp. 333-342.
- [05] S.K. Kollimalla, M.K. Mishra, "A new adaptive P&O MPPT algorithm based on FSCC method for photovoltaic system," *International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies*, Nagercoil, India, 21-23 mars 2013, pp. 406-411.
- [06] A.F. Murtaza, H.A. Sher, M. Chiaberge, D. Boero, M. De Giuseppe, K.E. Addoweesh, "A novel hybrid MPPT technique for solar PV applications using perturb & observe and fractional open circuit voltage techniques," *15th Intern. Symposium on Mechatronika*, Prague, Czech, 5-7 December 2012, pp.1-8.
- [07] C. Ben Salah, M. Ouali, "Comparison of fuzzy logic and neural network in maximum power point tracker for PV systems," *Electr. Power Syst. Res.* 81 (2011), pp. 43-50.
- [08] Y. Levron, D. Shmilovitz, "Maximum power point tracking employing sliding mode control," *IEEE Transactions circuits syst.*, vol.60, n° 3, mars 2013, pp. 724-732.
- [09] C-C. Chu, C-L. Chen, "Robust maximum power point tracking method for photovoltaic cells: A sliding mode control approach," *Sol. Energy* n°.83 (2009), pp.1370-1378.
- [10] E. Bianconi, J. Calvente, R. Giral, E. Mamarelis, G. Petrone, C. Andres Ramos-Paja, G. Spagnuolo, M. Vitelli, "Perturb and observe MPPT algorithm with a current controller based on the sliding mode," *Electr. Power Energy Syst.* 44 (2013), pp. 346-356.
- [11] E. Bianconi, J. Calvente, R. Giral, G. Petrone, C. Andres Ramos-Paja, G. Spagnuolo, M.

- Vitelli, "A fast current-based MPPT technique based on sliding mode control," IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), Gdansk, Poland, 27-30 Juin 2011, pp. 59-64.
- [12] A. Mirecki, "Etude comparative des chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance," Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, France, Avril 2005.
- [13] <http://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/qu-est-ce-que-la-geothermie>.
- [14] O. Gergaud, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couple au réseau et associé à un accumulateur," Thèse de doctorat, Ecole supérieur normale de Cachan, Décembre 2002.
- [15] Y. Pankow, " Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque", Thèse de Doctorat de L'Ecole Doctorale de L'ENSAM ED432, 2004.
- [16] <http://www.topekobat.fr/production-electrique/auto-production/>
- [17] <http://www.solar-kit.com/Kit-solaire-photovoltaique-pour-injection-reseau-460Wc-Panneau-solaire-onduleur>
- [18] <http://www.abcsolar.com/pdf/sp75.pdf>
- [19] [https://www.google.dz/search?q=Module+solaire+SP75&biw=1366&bih=608&source=Inms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjDiOmJlbzNAhVPahoKHSxtAMQQ\\_AUIBigB&dpr=1#imgrc=LrxHptfXau\\_VIM%3A](https://www.google.dz/search?q=Module+solaire+SP75&biw=1366&bih=608&source=Inms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjDiOmJlbzNAhVPahoKHSxtAMQQ_AUIBigB&dpr=1#imgrc=LrxHptfXau_VIM%3A)
- [20] R. Leyva, I. Queinnec, C. Alonso, A. Cid-Pastor, D. Lagrange and L. Martinez-Salamero, "MPPT of photovoltaic systems using extremum seeking control," IEEE Trans. On aerospace and Electronic Systems, Vol. 42, No, 1, Jan. 2006, pp. 249-258.
- [21] [www.arebor-energie.fr](http://www.arebor-energie.fr).
- [22] [climatauto.blogspot.com](http://climatauto.blogspot.com).
- [23] Lionel Vechiu, "Modélisation et Analyse de l'Intégration des Énergies Renouvelables dans un Réseau Autonome", Thèse de doctorat, Université du Havre, 2005, Lien : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00179164>.
- [24] S. Singer and A. Braunstein, "A maximum power transfer from a nonlinear energy source to an arbitrary load," IEEE Proceeding, Pt G, pp. 1-7, 1987.
- [25] C. Cédric, "Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque". Thèse préparée au Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes du CNRS. Université TOULOUSE III, 2008.

- 
- [26] T. Esmar, P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques," *IEEE Transactions On, Energy Conversion*, Vol. 22, Jun. 2007, pp. 439- 449.
- [27] D. P. Hohm, M. E. Ropp, "Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental programmable, maximum power point tracking test bed," *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Anchorage, 2000, pp. 1699-1702.
- [28] 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, 2005, pp. 963 - 973.
- [29] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, F. Bladbjerg, "Improved MPPT Algorithms for rapidly Changing Environmental Conditions," *Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2006. 12th International*, Aug. 2006, pp. 1614-1619.
- [30] K. Noppadol, W. Theerayod, S. Phaophak, "FPGA Implementation of MPPT using variable step-size P&O algorithm for PV applications," *Communication and Information Technologies, ISCIT'06, IEEE International Symposium On*, Sept. 2006, pp. 212-215.
- [31] W. J. A. Teulings, J. C. Marpinard, A. Capel, and D. O'Sullivan, "A new maximum power point tracking system," *IEEE Power Electronics Specialists Conference 1993, PESC'93*, pp. 833-838.
- [32] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, N. C. Voulgaris, "Development of a microcontroller based photovoltaic maximum power point tracking control system," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, Vol. 16, Jan. 2001, pp. 46-54.
- [33] W. Xiao, W. G. Dunford, "A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems," *IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC'04*, Vol. 3, pp. 1957-1963.
- [34] W. Xiao, W. G. Dunford, "Evaluating maximum power point tracking performance by using artificial lights," *Industrial Electronics Society, IEEE IECON'04*, Vol. 3, Nov. 2004, pp. 2883-2887.
- [35] J. H. Lee, H. Bae, Bo. H. Cho, "Advanced incremental conductance MPPT algorithm with a variable step size," *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, EPE-PEMC 2006. 12th International*, pp. 603-607.
- [36] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hshino, and M. Osakada, "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions," *Proc. Inst. Elect. Eng.* Vol. 142, No.1, Jan. 1995, pp. 59-64.

- 
- [37] T. Y. Kim, H. G. Ahn, S. K. Park, Y. K. Le, "A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation," IEEE International Symposium on, Vol. 2, Jun. 2001, pp. 1011-1014.
- [38] M. S. Jamri and T. C. Wei, "Modeling and Control of a Photovoltaic Energy System Using the State-Space Averaging Technique," American Journal of Applied Sciences 7 (5), 2010, pp. 682-691.
- [39] F. M. Ishengoma, L. E. Norum, "design and implementation of a digitally controlled stand-alone photovoltaic power supply," Department of electrical. Power engineering, Norwegian university of science and technology O. S. Bragstads Plass 2e, 7491 Trondheim, Norway.
- [40] D. P. Hohm, M. E. Ropp, "Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental programmable, maximum power point tracking test bed," IEEE Photovoltaic Specialists Conference, PVSC 2000, pp. 1699-1702.
- [41] A. S. Masoum, H. Dehbonei and E. F. Fuchs, "Theoretical and Experimental Analyses of Photovoltaic Systems with voltage and current based maximum power point tracking," IEEE Transactions On Energy Conversion, Vol. 17, No. 4, 2002, pp. 514-522.
- [42] J. Ghaisari, M. Habibi, A. Bakhshai, "An MPPT controller design for photovoltaic (PV) system based on the optimal voltage factor tracking," IEEE Electrical Power Conference, EPC 2007, pp. 359-362.
- [43] A. Mellit, S. A. Kalogirou, "Artificial intelligence techniques for Photovoltaic applications: A review," Progress Energy Combust Progress in Energy and Combustion Science, Volume 34, Issue 5, October 2008, Pages 574-632
- [44] M. Hatti, IEEE Member, "Contrôle Flou pour la Poursuite du Point de Puissance Maximum d'un Système Photovoltaïque," JCGE.08 LYON, 16 et 17 décembre 2008
- [45] H. Boumaaraf, A. Talha, "Modeling of a Photovoltaic Panel and the Search for its Maximum Power Point Tracking," EFEEA.10 International Symposium on Environment Friendly Energies in Electrical Applications, 2010
- [46] H. Guldemir, "Sliding mode control of DC-DC boost converter," Journal of Applied Sciences 5 (3), 2005, pp.588-592.
- [47] H. Komurcugil, "Adaptive terminal sliding-mode control strategy for DC-DC buck converters," ISA Transactions vol.51, 2012, pp.673-681.
- [48] J. J. E. Slotine and J.A. Coetsee: "Adaptative Sliding Controller Synthesis for Nonlinear systems," Int. J. Control, Vol.43, N°.6, 1986, pp.1631-1651.

- 
- [49] J. J. E. Slotine: "Applied Nonlinear Control," Prentice Hall 1991.
- [50] V. Utkin, "Variable structure systems with sliding modes," IEEE Trans. Auto. Control, Vol. AC-22 N°.1, April, 1977, pp. 212-222.
- [51] D. Rekioua, E; Matagne,"Optimisation of photovoltaic power systems: Modelization, Simulation and Control", Springer London Dordrecht Heidelberg New York, 2012.
- [52] A. Kolesnikov, G. Veselov, A. Monti, F. Ponci, E. Santi, and R. A. Dougal, "Synergetic Synthesis of DC-DC Boost Converter Controllers : Theory and Experimental Analysis," Proceedings of 17th Annual IEEE Applied Power Electronics Conference, 1,Dallas, TX, April 2002, pp. 409-415.
- [53] I. Kondratiev, E. Santi, R. A. Dougal and G. Veselov, "Synergetic control for m-parallel connected DC-DC buck converters," Proceedings of IEEE Power Electronics Specialists Conference, 1(2004), pp. 182-188.
- [54] A.Monti, E. Santi, K. Proddatur and R. A. Dougal, "Synergetic control for DC-DC Boost converter: implementation options," IEEE Trans, on Industry Applications, 39(6) (2003), pp.1803-1813.
- [55] J. Bastos, A. Monti and E. Santi, "Design and implementation of a nonlinear speed control for a PM synchronous motor using the synergetic approach to control theory," 351h Annul IEEE Power Electronics Specialists Conference Aachen, Germany, 2004.
- [56] Y. D. Son, T. W. Heo, E. Santi and A. Monti, "Synergetic control approach for induction motor speed control," The 30th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, November 2 - 6, 2004, pp. 883 - 887.
- [57] I. Kondratiev and R. Dougal, "General synergetic control strategies for arbitrary number of paralleled buck converters feeding constant power load: implementation of dynamic current sharing," IEEE ISIE 2006, July 9-12, 2006, Montreal, Quebec, Canada.
- [58] E. Santi, A. Monti, D. Li, K. Proddatur, R.A. Dougal, "Synergetic Control for DC-DC Boost Converter: Implementation Options," IEEE Trans. on Ind. App.,Vol.39( 6), 2003.
- [59] S.C. Tan, Y. M. Lai, Chi K. Tse, "Indirect Sliding Mode Control of Power Converters Via Double Integral Sliding Surface," IEEE Transactions On Power Electronics, Vol. 23, No. 2, March 2008
- [60] H. Attoui, F. Khaber, M. Melhaoui, K. Kassmi, N. Essounbouli, "Development and experimentation of a new MPPT synergetic control for photovoltaic systems," Journal of Optoelectronics and Advanced Materials, Vol.18, 2016, pp. 165-173.
- [61] H. Attoui, F. Khaber, "Synergetic control of maximum power point tracking for

- photovoltaic system,"IECEC'15, May 23-25, 2015, Setif, Algeria.
- [62] T. Mrabti, M. El Ouariachi, K. Kassmi, B. Tidhaf, "Characterization and modeling of the optimal performances of the marketed photovoltaic panels,". Moroccan Journal of Condenser Mater MJCM, Morocco, Vol. 12, N°. 1, July 2010, 7-13.
- [63] T. Mrabti, M. EL Ouariachi, R. Malek, Ka. Kassmi, B. Tidhaf, F. Bagui, F. Olivié, and K. Kassmi, "Design, Realization and Optimization of a Photovoltaic System Equipped with Analog MPPT Command and Detection Circuit of the Dysfunction and Convergence the System (CDCS)," International Journal of Physical Sciences, Vol. 6(35), 23 December, 2011, pp. 7865 - 7888.
- [64] E. Baghaz, M. Melhaoui, M. F. Yaden and K. Kassmi, "Photovoltaic System Equipped with a DC/DC Buck Converter and a MPPT Command Ensuring an Optimal Functioning Independently of System Perturbations. Physical Review & Research International 4(1): 80-99, 2014.
- [65] M. Yaden, M. Melhaoui, R. Gaamouche, K. Hirech, E. Baghaz, K. Kassmi, "Photovoltaic System Equipped with Digital Command Control and Acquisition," Electronics. 2013; 2(3):192-211.

## Résumé

Les travaux entrepris dans le cadre de cette thèse ont pour objectif l'optimisation du transfert d'énergie d'un système photovoltaïque autonome par l'approche synergétique. La structure de commande équipée d'un contrôleur MPPT synergétique permet de piloter le convertisseur Boost DC-DC afin d'atteindre le point de puissance maximale de fonctionnement tout en assurant la stabilité du système en boucle fermée. La validité et l'efficacité de l'approche proposée ont été vérifiées par simulation, sous l'environnement Matlab/Simulink, et par expérimentation, en utilisant deux bancs d'essai, l'un à base d'un microcontrôleur (PIC) et l'autre à base d'un module DSP (DS1104). Les résultats obtenus, sous des conditions climatiques différentes et avec variation de la charge, ont permis de valider l'approche proposée et ont mis en évidence la robustesse de cette technique et sa capacité à éliminer les pertes de puissance.

## Abstract

The works undertaken in this thesis aim to optimize the energy transfer of an standalone photovoltaic system by synergetic approach. The control structure equipped with an MPPT synergetic controller is used to control the converter DC-DC Boost to reach the point of maximum operating power while ensuring the stability of the closed loop system. The validity and effectiveness of the proposed approach has been verified by simulation under the Matlab/Simulink environment, and by experimentation, using two test benches one based on a microcontroller (PIC) and the other based on a DSP module (DS1104). The obtained results under different climatic conditions and with variation of the load have validated the proposed approach and highlighted the robustness of this technique and its ability to eliminate power loss.

## ملخص

الأعمال المسطرة في إطار هذه الأطروحة هو تحقيق أكبر قدر من الطاقة لنظام ضوئي مستقل باستخدام تقنية السينرجيتيك. تستخدم الوحدة القيادية المجهزة بمتحكم MPPT السينرجي لقيادة المحول DC-DC من أجل الوصول إلى أقصى طاقة تشغيل مع ضمان استقرار النظام المغلق. تم التحقق من صحة وفعالية التقنية المقترحة عن طريق المحاكاة في ظل بيئة Matlab/Simulink وتجريبيا باستخدام تجهيزي اختبار احدهما على أساس ميكروكوتترولور (PIC) و الآخر على أساس DSP (DS1104). بينت النتائج التي تم الحصول عليها في ظروف مناخية مختلفة ومع تغيرات في الحمل، صحة التقنية المقترحة وتسلط الضوء على متانة هذه التقنية وقدرتها على القضاء على فقدان الطاقة.