



Réf:.....

**Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:**

MASTER

Filière : Electromécanique

Option : Automatique et informatique industriel

Thème

Commande avancée d'un système photovoltaïque

Présenté par : - *Yahiouche soufiane*

- *Laidani chams eddine*

Devant le jury:

Président : H. TALHAOUI

Université de Bordj Bou Arreridj

Examineur 1 : F. AOUABED

Université de Bordj Bou Arreridj

Examineur 1 : A. KHATIR

Université de Bordj Bou Arreridj

Rapporteur : Z. BOUCHAMA

Université de Bordj Bou Arreridj

Remerciement

Avant tout, el hamdolillah de nos avoir donné courage, patience et force durant toutes ces années d'étude et que grâce à dieu ce travail a pu être réalisé.

nos tiens à exprimer notre remerciement et notre gratitude à notre encadreur Dr. Ziyad bouchama d'avoir accepté de nos encadrer et de nos aider et pour la confiance qu'il nous a prodigué pour la direction de ce travail,

nous remercions aussi tous nos familles et les personnes qui nous aider de près ou de loin à la rédaction de ce travail.

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	IV
<i>Chapitre 01</i>	
LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES.....	1
1.1. Introduction.....	1
1.2. Ressources des énergies renouvelables.....	1
1.3. Rayonnement solaire.....	2
1.4. L'effet photovoltaïque.....	3
1.5. La cellule solaire.....	4
1.5.1. Description générale.....	4
1.5.2. Principe de la conversion photovoltaïque.....	4
1.6. Le générateur photovoltaïque et ses performances.....	5
1.6.1. Modules photovoltaïques.....	6
1.6.2. Panneau photovoltaïque.....	6
1.7. Technologies de fabrication des cellules photovoltaïques.....	7
1.7.1. cellules amorphes.....	7
1.7.2. Cellules monocristallines.....	7
1.7.3. Cellules poly-cristallines	7
1.8. Système photovoltaïque.....	8
1.8.1. Système photovoltaïque autonome.....	8
1.8.2. Système photovoltaïque raccordé au réseau.....	8
1.8.3. Système photovoltaïque hybride.....	9
1.9. Modélisation et simulation d'une cellule photovoltaïque.....	9
1.9.1. Cas d'une cellule idéale.....	10
1.9.2. Cas d'une cellule réelle.....	11
1.9.3. Courbes caractéristiques d'une cellule photovoltaïque.....	12
1.9.4. Association des cellules photovoltaïque.....	13
1.9.4.1. Association de N cellules en série.....	14
1.9.4.2. Association de N_p cellules en parallèle.....	15

1.9.4.3. Association série-parallèle des cellules.....	17
1.9.5. Simulation du générateur photovoltaïque.....	19
1.9.6. L'influence de la température et del'éclairement.....	20
1.9.6.1 L'influence de la température.....	20
1.9.6.2. L'influence de l'éclairement.....	21
1.10. Étage d'adaptation entre un générateur PV et une charge.....	22
1.10.1. Les convertisseurs DC-DC (hacheurs).....	22
1.10.1.1. Convertisseur abaisseur.....	23
1.10.1.2. Convertisseur abaisseur-élevateur.....	25
1.10.1.3. Convertisseur élévateur	26
1.11. Conclusion.....	28

Chapitre 02.....

TECHNIQUES DE RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE

MAXIMAL MPPT..... 29

2.1. Introduction.....	29
2.1. Commande MPPT.....	29
2.2.1. Méthodes indirectes (Méthodes Offline)	30
2.2.1.1. La méthode de la tension de circuit ouvert.....	30
2.2.1.2. La méthode de court-circuit	31
2.2.2. Méthodes directes (méthodes Online)	31
2.3. Les Algorithmes MPPT.....	31
2.3.1. La technique Perturbation & Observation (P&O).....	32
2.3.2. Méthode d'incrémentation de conductance (IncCond).....	33
2.4. Conclusion.....	36

Chapitre 03.....

Conception améliorée des contrôleurs par mode glissant basée sur les exigences des techniques MPPT..... 37

3.1. Introduction	37
3.2 Principe de la commande par mode glissant.....	37
3.3 Conception de la commande par mode de glissement.....	39
3.3.1 Choix de la surface de glissement.....	39
3.3.2. Condition d'attractivité (convergence).....	40
3.3.3. Calcul de la loi de commande : Méthode de la commande équivalente.....	40
3.3.3.1. Commande équivalente u_{eq}	41
3.3.3.2. Commande discontinue u_n	42
3.4. Analyse du contrôleur par mode glissant pour un système photovoltaïque.....	42
3.4.1. Condition d'existence.....	45
3.4.2. Condition de la commande équivalente.....	45
3.4.3. Condition d'attractivité.....	47
3.5. Calcul des paramètres.....	47
3.5.1 Analyse de la fréquence de commutation.....	47
3.5.2 Calcul de K2.....	48
3.5.3 Conception du filtre de référence.....	48
3.6. Résultats de simulation.....	50
3.7. Conclusion.....	63
Conclusions Générales et Perspectives.....	64

INTRODUCTION GENERALE

Les systèmes photovoltaïques (PV) sont l'un des outils appropriés pour produire de l'énergie électrique propre. Ces systèmes assurent une large gamme de puissance électrique qui est utilisée dans des applications autonomes et/ou transmise au réseau électrique [1-2]. Un système photovoltaïque typique est constitué généralement d'un générateur PV composé par une série des modules solaires et d'un convertisseur statique DC-DC pour transformer la puissance fournie par la source PV à la charge. Cette structure est caractérisée par une dynamique non linéaire qui change d'une manière significative avec des conditions de fonctionnement liées par exemple aux conditions climatiques à savoir le niveau d'éclairement, l'ombrage, la température...etc. Ces conditions rendent difficile de prévoir la tension et le courant pour garantir une production maximale de puissance [3-5].

Le point de fonctionnement dans lequel le générateur photovoltaïque fournit sa puissance maximale est appelé MPP (Point de Puissance Maximale) [4-5]. L'objectif principal de la stratégie de commande dans un système PV est d'assurer le fonctionnement du système autour de son MPP (Maximum Power Point Tracking - MPPT) quelles que soient les conditions d'environnement [3,6]. Dans la littérature, les algorithmes de recherche du MPPT les plus couramment utilisés sont la conductance incrémentale (IC) [3] et la perturbation et observation (P&O)[7]. Le P&O est largement adopté en raison de sa simplicité de mise en œuvre[4,8]. Ces deux techniques échouent cependant lors des variations rapides des conditions météorologiques.

D'autres types de contrôleurs ont été proposés dans la littérature pour améliorer le fonctionnement du système PV. Certains sont basés sur des lois adaptatives [3], le bilan énergétique[9] et la théorie des modes glissants [8]. L'approche par mode glissant classique offre en particulier, stabilité et robustesse vis à vis des variations paramétriques, des incertitudes d'entrée et de charge, qui sont courants dans les systèmes photovoltaïques.

Les contrôleurs par mode glissant (SMC) sont plus simples à implémenter par rapport à d'autres types de contrôleurs non linéaires[10]. Par conséquent, certaines solutions basées sur cette approche ont été proposées pour fournir de bonnes performances dans l'atténuation des oscillations de la tension de sortie et pour assurer le suivi de la référence fournie par l'algorithme MPPT[11-12]. Cependant, ces solutions ne garantissent pas l'existence du mode glissant dans toute la plage de fonctionnement.

En plus, la conception rapportée des paramètres SMC n'est pas nécessairement liée aux exigences de l'algorithme MPPT, il est donc difficile de garantir le comportement souhaité du système PV complet [13-14].

L'objectif principal de ce travail réside dans la conception d'une commande SMC avancée qui prend en compte tous les éléments nécessaires pour assurer le fonctionnement souhaité du système PV, c'est-à-dire un contrôleur robuste pour suivre la référence fournie par un algorithme MPPT en présence de perturbations environnementales.

L'approche proposée, en prenant également en compte les effets dans la dynamique du système en boucle fermée d'un filtre de référence, assure un régime de glissement stable dans toute la plage de fonctionnement souhaitée du système, tandis que le temps de convergence et le dépassement de la tension PV requis par un algorithme MPPT est fourni. La surface de glissement et les paramètres du filtre de référence sont obtenus en résolvant numériquement un ensemble d'équations non linéaires.

Les résultats de simulation démontrent l'efficacité du contrôleur par mode glissant en présence de perturbations environnementales.

Le mémoire est organisé comme suit :

Après avoir donné des généralités sur les systèmes photovoltaïques, le chapitre 1 présente les différents types de cellules PV, leur structure de fonctionnement ainsi que leur modélisation. L'influence des conditions météorologiques (la température et l'éclairement) sur le générateur PV (GPV) est également étudiée.

Le chapitre 2 présente les algorithmes classiques de recherche du MPPT les plus utilisées à savoir la conductance incrémentale (IC) et la perturbation et observation (P&O).

L'approche par mode glissant classique est développée dans le troisième chapitre. L'analyse de la commande SMC pour assurer la stabilité du système PV dans la plage de fonctionnement est présentée.

La procédure de conception et de mise en œuvre du contrôleur SMC, basée sur les exigences d'un algorithme P&O, pour suivre le MPP en présence de perturbations est également étudiée.

Les résultats de simulation font l'objet d'une étude comparative avec le contrôleur P&O développé auparavant faisant ressortir la prévalence des techniques suggérées.

Des perspectives sont dégagées dans une conclusion finale qui parachève les travaux de ce mémoire.

LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES

1.1. Introduction

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. Les pays en voie de développement auront par ailleurs, besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée par des 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 anarchique pour les générations futures.

On distingue deux types d'énergie : les énergies non renouvelables et les énergies renouvelables. Les premières sont dérivées à partir du pétrole, du gaz, du charbon, et d'uranium etc. Les secondes de l'hydraulique, la biomasse, les déchets, l'éolien, le solaire, le géothermique, etc.

Le soleil est une source énergétique quasiment illimitée. Il pourrait couvrir plusieurs milliers de fois notre consommation globale d'énergie. C'est pourquoi, l'homme cherche depuis longtemps à mettre à profit cette énergie importante et diffusée sur l'ensemble de la planète.

L'énergie solaire est une alternative intéressante à l'énergie des combustibles fossiles. Elle est durable, propre et sans pollution de l'environnement. La conversion directe du rayonnement solaire en électricité est connue sous le nom d'effet photovoltaïque (PV). Les systèmes PV ne nécessitent aucun apport extérieur de combustible de plus, le générateur lui-même ne contient aucune pièce mobile et ne requiert donc pratiquement pas d'entretien. Par conséquent, les coûts récurrents d'opération et de maintenance sont relativement faibles. Pour ces raisons, cette source d'énergie convient particulièrement bien pour les utilisations en milieu rural où les populations sont réparties dans de petites communautés et où la demande énergétique est relativement faible [14].

1.2. Ressources des énergies renouvelables

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici 20-30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables[15]. Ces

énergies satisfont quant à elles 13 % de la demande, dont 10 % pour l'hydraulique. Comparé aux énergies classiques (fossiles et nucléaires), les énergies renouvelables présentent le double avantage de ne pas être source d'émissions de gaz à effet de serre lors de leur utilisation et de présenter des gisements renouvelables donc inépuisables. Ce sont des énergies de flux, par opposition aux énergies dites de stock (gaz, fioul, charbon, uranium, ...) [15][2]. La production d'électricité décentralisée par sources d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement [16],[17].

1.3. Rayonnement solaire

Malgré la distance considérable qui sépare le soleil de la terre $150.10^6 Km$, la couche terrestre reçoit une quantité d'énergie importante $180.10^6 GW$. Cette énergie quittera la surface du soleil sous forme de rayonnement électromagnétique compris dans une longueur variant de 0.22 à $10 \mu m$ [18]. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement comme suit:

- 9% dans la bande des ultraviolets ($< 0.4 \mu m$).
- 47% dans la bande visible (0.4 à $0.8 \mu m$).
- 44% dans la bande des infrarouges ($> 0.8 \mu m$).

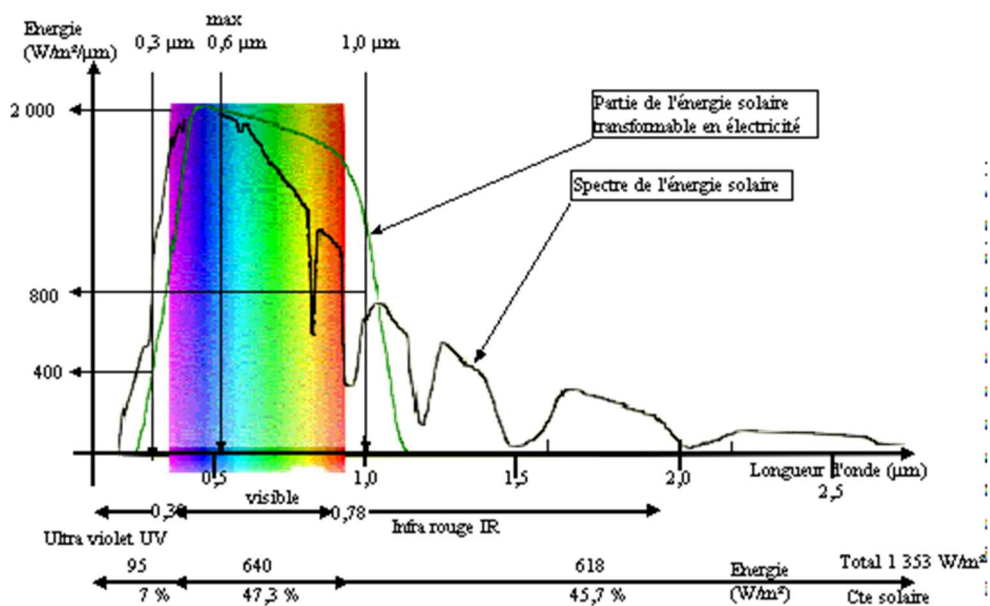


Figure 1.1. Réponse spectrale d'une cellule(PV)

◆ **Le rayonnement direct:** est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ces

rayons sont parallèles entre eux .Il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs. Il peut être mesuré par un Pyranomètre.

♦ **Le rayonnement diffus:** est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. Dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, les gouttelettes d'eau (nuages) et les poussières qui produisent cet(éclatement) des rayons du soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques.

♦ **Le rayonnement solaire réfléchi :** ou l'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

♦ **Le rayonnement global :** est la somme de tous les rayonnements reçus, y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface. Il est mesuré par un pyranomètre ou un Solari mètre sans écran.

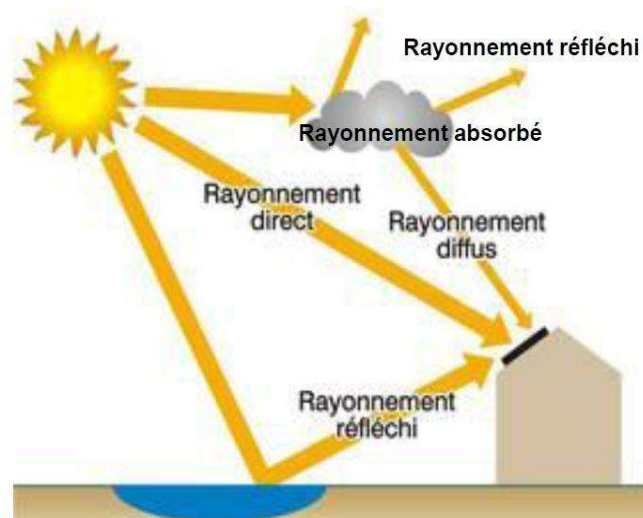


Figure1.2. Types de rayonnement solaire reçus au sol

1.4. L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un processus de transformation de l'énergie émise par le soleil, sous forme de photons, en énergie électrique à l'aide d'un composant semi-conducteur appelé cellule solaire [6].

L'effet photovoltaïque ne peut se produire que s'il existe une barrière de potentiel dans le semi-conducteur avant qu'il ne soit éclairé .Une telle barrière existe, par exemple, à l'interface entre deux volumes dopés différemment c'est à dire où l'on a introduit deux types différents d'impuretés à

concentration différente, par exemple de type P-N. Si ce matériau est éclairé, les charges électriques, rendus mobiles par la lumière (l'effet photoélectrique), seront séparées par la barrière avec d'un côté les charges positives et de l'autre côté les charges négatives [19].

Parmi les matériaux semi-conducteurs les plus utilisés on trouve le silicium, le germanium, le sulfure de Gallium et l'arséniure de Gallium[19].

1.5. La cellule solaire

1.5.1. Description générale

Une cellule photovoltaïque ; appelée aussi photopile est l'unité de base du système de conversion d'énergie solaire en électricité du type continue directement utilisable ou convertie en alternatif. Elle est basée sur le phénomène physique « effet photovoltaïque » qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière.

La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.6 V en fonction du matériau semi-conducteur utilisé ainsi que de sa température. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{CO}) et elle est fortement dépendante de la température. Le courant maximal qui se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées est nommé courant de court-circuit (I_{CC}) et il est fortement dépendant du niveau d'éclairement (S) [20],[21].

Une cellule photovoltaïque 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.

1.5.2. Principe de la conversion photovoltaïque

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type N et dopée de type P.

Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau N diffusent dans le matériau P.

La zone initialement dopée N devient chargée positivement, et la zone initialement dopée P chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons vers la zone N et les trous vers la zone P. Une jonction (dite PN) a été formée [22]. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones N et P, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie

aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi une paire électron - trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone N rejoignent les trous de la zone P via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel : le courant électrique circule.

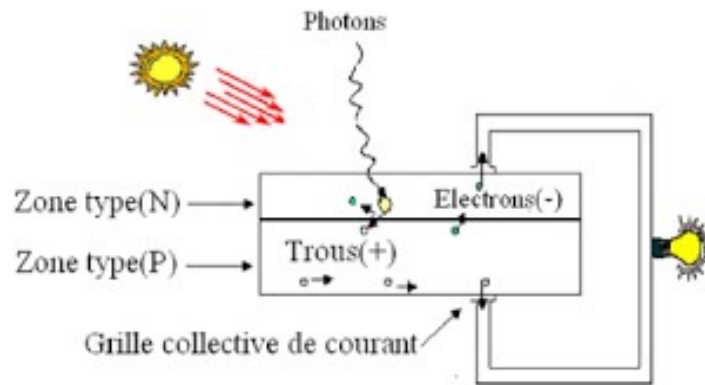


Figure1.3. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

1.6. Le générateur photovoltaïque et ses performances

La cellule solaire, de forme ronde ou carrée est l'élément de base d'un système PV. La cellule individuelle, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un Volt (1V). Un ensemble de cellules forme un module solaire. Plusieurs modules forment un panneau solaire .L'interconnexion de modules entre eux - en série ou en parallèle - pour obtenir une puissance plus grande définit la notion de champ photovoltaïque. Relié au récepteur, 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, auxquels viennent s'ajouter des protections, un régulateur, un système de stockage de l'énergie (batterie), des appareils de contrôle et de mesure, un onduleur[23]

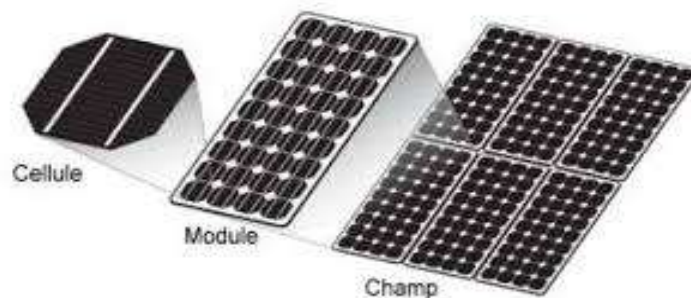


Figure1.4. Cellule, module et panneau photovoltaïque

1.6.1. Modules photovoltaïques

Un module photovoltaïque est un assemblage de cellules élémentaires connectées les unes aux autres pour former des chaînes directement utilisables. Il assure une double fonction :

- La première fonction est l'association des cellules pour l'obtention d'une caractéristique courant-tension intéressante pour l'application. En effet, les modules peuvent être connectés soit en série pour augmenter leur tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter leur courant.
- La deuxième fonction est la protection contre des agents atmosphériques extérieurs afin d'augmenter leur durée de vie. En effet, les chaînes de cellules sont encapsulées dans un plastique E.V.A. (Ethylène Vinyle Acétate) pour les protéger des agressions extérieures (rayons U.V., humidité). L'ensemble est protégé sur la surface avant par un verre trempé à haute transmission et ayant une bonne résistance mécanique, et sur la face arrière par une feuille de Tedlar ou de polyéthylène. Le module est placé dans un cadre métallique rigide qui va lui donner une grande rigidité mécanique.

1.6.2. Panneau photovoltaïque

Le terme générateur photovoltaïque est utilisé pour désigner, selon l'application considérée, un module ou un panneau photovoltaïque. Toutefois, il peut faire allusion au système photovoltaïque tout entier. Pour la suite de ce mémoire, on utilisera le terme générateur photovoltaïque pour désigner un module ou un panneau photovoltaïque.

Le panneau se compose de plusieurs modules PV interconnectés en série et/ou en parallèle, dans le but d'augmenter la puissance. Pour la même température avec un éclairage homogène, l'association des cellules PV en série a pour but l'augmentation de la tension. La tension résultante est la somme des tensions de chaque cellule. Contrairement, le courant augmente, durant l'association en parallèle de plusieurs cellules PV.



Figure 1.5. Panneau photovoltaïque

1.7. Technologies de fabrication des cellules photovoltaïques

Il existe différents types de cellules solaires, qui sont réalisées à base de silicium (c'est principalement le semi-conducteur employé dans la fabrication) [24]. Les cellules sont différenciables par leurs rendements et leurs coûts.

1.7.1. Cellules amorphes

Les cellules amorphes (Figure 1. 6.a) ne possèdent pas de structure cristalline. Leur fabrication et leur efficacité sont inférieures par rapport aux autres types, cependant leur rendement est faible. Elles sont utilisées dans des petits produits de consommation (les calculatrices solaires).

1.7.2. Cellules monocristallines

Les cellules monocristallines au silicium (Figure. 1.6.b), qui représentent le type avec le plus haut pouvoir de conversion sont considérées parmi les cellules ayant le meilleur rendement.

1.7.3. Cellules polycristallines

La conception des cellules polycristallines au silicium (Figure 1.6.c) est plus facile comparé aux autres types de cellules. Leur coût de fabrication est moins élevé, cependant leur rendement est plus faible .



Figure 1.6. Principaux types de cellules

1.8. Système photovoltaïque

Au cours des années 50, les cellules PV alimentaient uniquement le système énergétique des satellites. Les premières applications terrestres ne sont apparues qu'au début des années 70. Aujourd'hui, grâce à sa fiabilité, le PV prend une place prépondérante.

Les systèmes photovoltaïques les plus couramment utilisés selon les exigences sont de trois types : autonome, raccordé au réseau et hybride [25].

1.8.1. Système photovoltaïque autonome

Le système autonome illustré en Figure 1.7, est un site isolé qui n'est pas connecté au réseau, il permet de fournir de l'énergie électrique pour le fonctionnement des sites isolés. Ces systèmes nécessitent l'utilisation de batteries d'accumulateur pour stocker l'énergie durant l'absence du soleil.

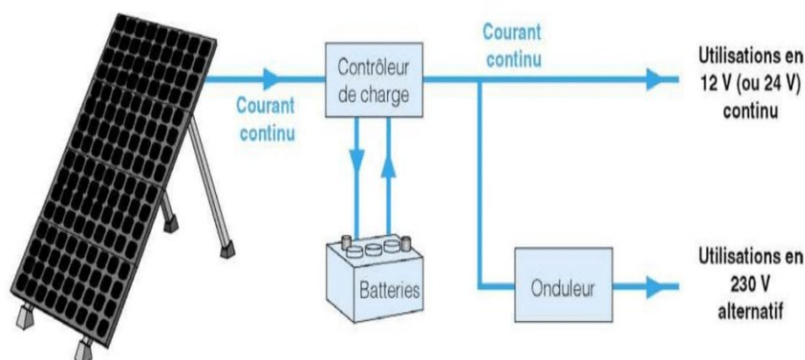


Figure1.7. Système photovoltaïque autonome

On peut citer quelques exemples de systèmes autonomes :

- Les balises en mer.
- Lampadaires urbains.
- Pompage solaire.
- Maison en site isolé.

1.8.2. Système photovoltaïque raccordé au réseau

Le système raccordé au réseau, ou non autonome, est un système qui injecte l'excès d'énergie dans le réseau de distribution électrique.

La figure suivante illustre ce type de système :

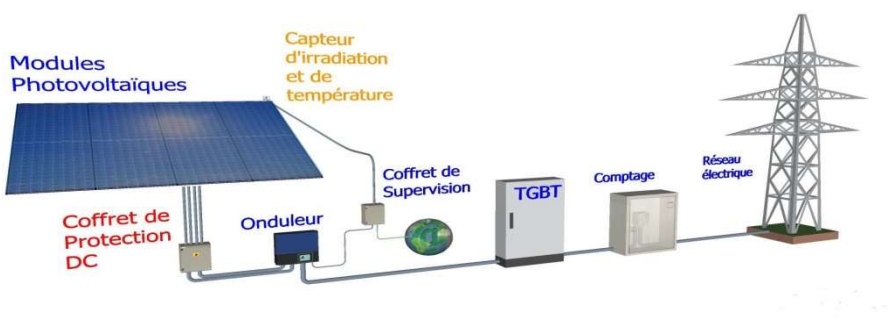


Figure1.8. Système photovoltaïque raccordé au réseau

1.8.3. Système photovoltaïque hybride

Il s'agit de systèmes regroupant des sources d'énergie de nature différente : Eolienne, générateur diesel ou une centrale de cogénération. Ce type d'installation est utilisé lorsque le générateur PV seul ne couvre pas toute l'énergie requise.

La figure suivante représente ce type de système :

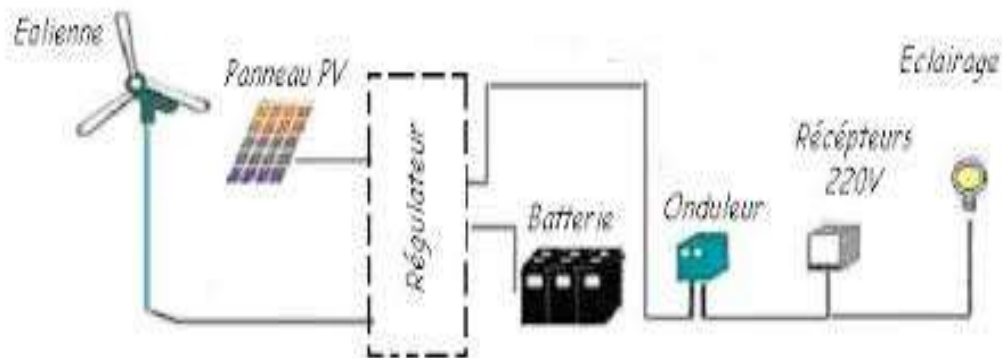


Figure1.9. Système hybride PV-Eolien

1.9. Modélisation et simulation d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est une source de puissance non linéaire. Le courant et la tension de sortie de ce composant dépendent à la fois de l'éclairement solaire S et de la température T . À cet effet, la prédiction des performances d'une cellule photovoltaïque nécessite l'élaboration d'un modèle mathématique permettant l'étude de son fonctionnement pour différentes conditions météorologiques (éclairement, température). De nombreux travaux portent sur le développement des modèles mathématiques pour la simulation de la caractéristique courant-tension ($I-V$) de la cellule photovoltaïque [26], [27].

Dans cette partie, nous allons donner quelques modèles des cellules photovoltaïques existantes dans la littérature. Ensuite, nous expliquerons les modifications apportées aux modèles des cellules afin de décrire la relation courant-tension d'un générateur photovoltaïque.

1.9.1. Cas d'une cellule idéale

Dans le cas idéal, la cellule d'une jonction PN soumise à l'éclairement photovoltaïque et connectée à une charge peut être schématisée par un générateur de courant I_{ph} en parallèle avec une diode délivrant un courant selon la figure (1.10)[28].

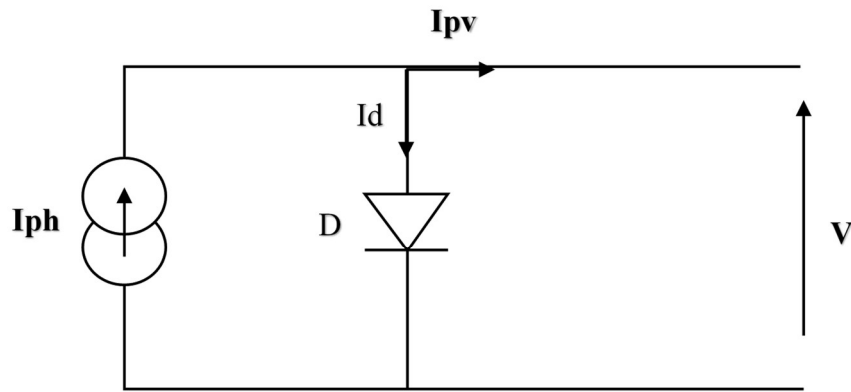


Figure 1.10. Schéma équivalent d'une cellule idéale

Les équations retenues de ce modèle sont:

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

Le courant I_{ph} est assimilé au courant I_{sc} avec $V_{pv} = 0$, courant de court-circuit obtenu en court-circuitant la charge.

$$I_{ph} = I_{sc} = \frac{S}{S_{ref}} \quad (1.2)$$

S : L'éclairement absorbé par la cellule

S_{ref} : L'éclairement de référence (1000 w/m^2)

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \quad (1.3)$$

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode.

$$V_t = \frac{NKT}{q} \quad (1.4)$$

V_t : Tension thermique.

N : Facteur d'idéalité de la photopile.

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

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

1.9.2. Cas d'une cellule réelle

Le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque réelle tenant compte des effets résistifs parasites

dues à la fabrication est représenté sur la figure (1.11). Ce schéma équivalent est constitué d'une diode (D) caractérisant la jonction, une source de courant (I_{ph}) caractérisant le photo-courant, une résistance série (R_s) représentant les pertes par effet Joule, et une résistance shunt (R_p) qui est généralement très supérieure à (R_s), caractérisant un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière [29].

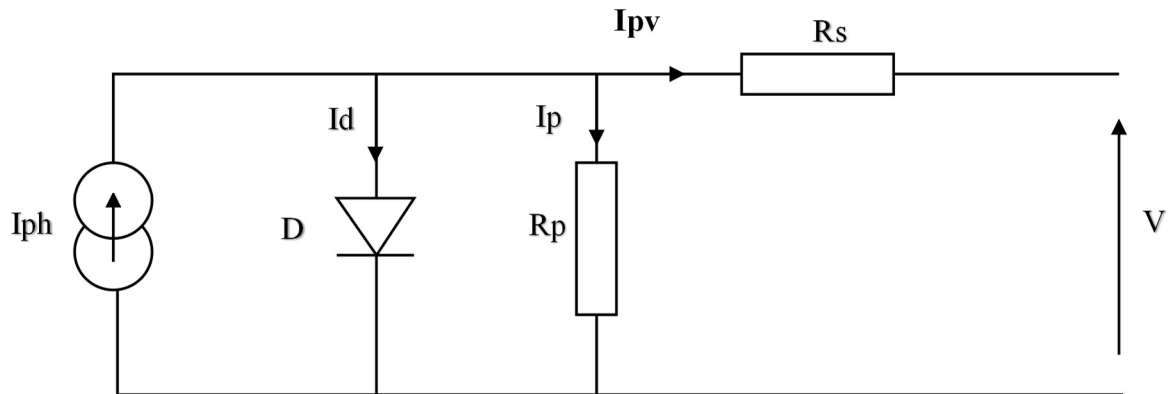


Figure 1.11. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle

Le courant de sortie d'une cellule photovoltaïque se met sous la forme mathématique suivante:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_p \quad (1.5)$$

I_{pv} : Courant généré par la cellule photovoltaïque.

I_{ph} : Photo courant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident).

I_d : Courant circulant dans la diode.

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \quad (1.6)$$

$$I_0 = I_{0r} \left(\left(\frac{T}{T_n} \right)^3 e^{\left(\frac{E_g}{BK} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right)} - 1 \right) \quad (1.7)$$

I_{0r} : est le courant de court-circuit de la cellule à la température de référence T_n et pour un éclairement de référence

T : Température de la jonction des cellules PV [°K]

T_n : Température de référence des cellules PV [°K]

B : Facteur d'idéalité de la jonction

E_g : Energie de gap [ev]

R_s : Résistance série symbolisant la résistance de masse du matériau semi- conducteur, ainsi que les résistances ohmiques et de contact au niveau des connexions des cellules

V_{pv} : Tension de sortie du générateur PV

I_p : Courant circulant dans la résistance R_p

R_p : Résistance shunt représentant les fuites autour de la jonction PN dues aux impuretés et sur les coins de cellule.

En substituant les équations 1.6 et 1.7 dans l'équation (1.5) le courant I_{pv} devient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{V_t} \right) - 1} \right) - \frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_p} \quad (1.8)$$

1.9.3. Courbes caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

Les figures 1.12 et 1.13 illustrent les caractéristiques non linéaires d'une cellule photovoltaïque pour un éclairement et une température donnée.

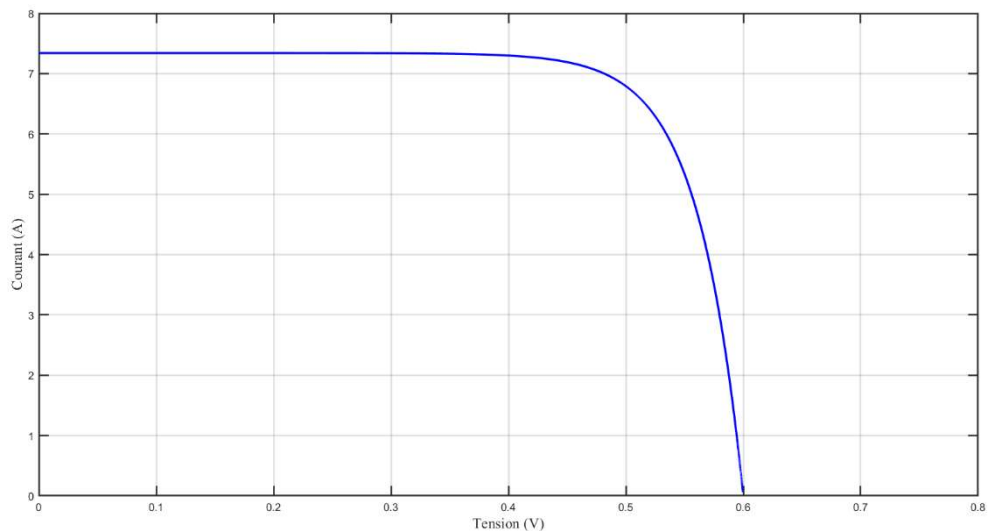


Figure 1.12. Caractéristique I-V d'une cellule PV

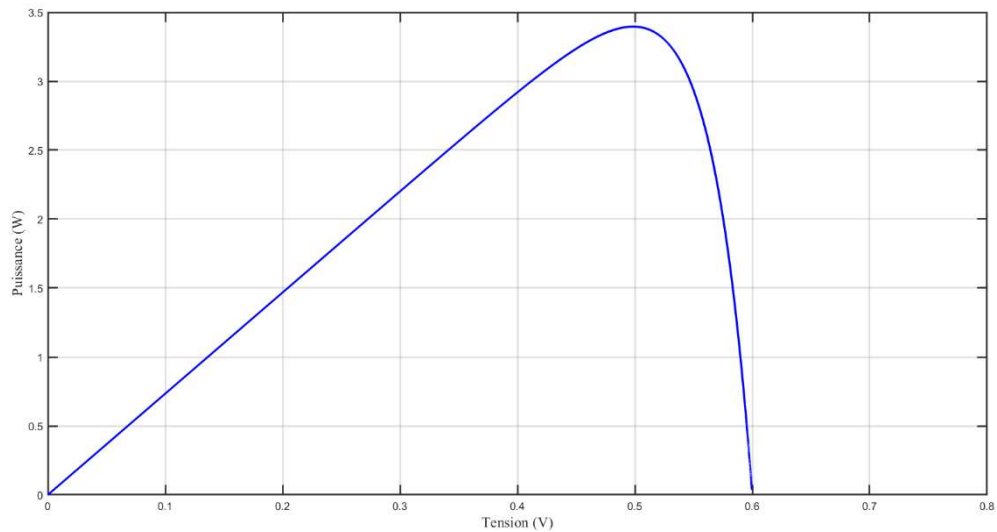


Figure 1.13.Caractéristique P-V d'une cellule PV

1.9.4. Association des cellules photovoltaïques

Un générateur photovoltaïque ou module 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 ou la tension en circuit ouvert [30].

1.9.4.1 Association de N cellules en série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série (indice s) est obtenue par addition des tensions à courant donné.

$$V_{co}(\text{module}) = N_s \cdot V_{co}(\text{cellule})$$

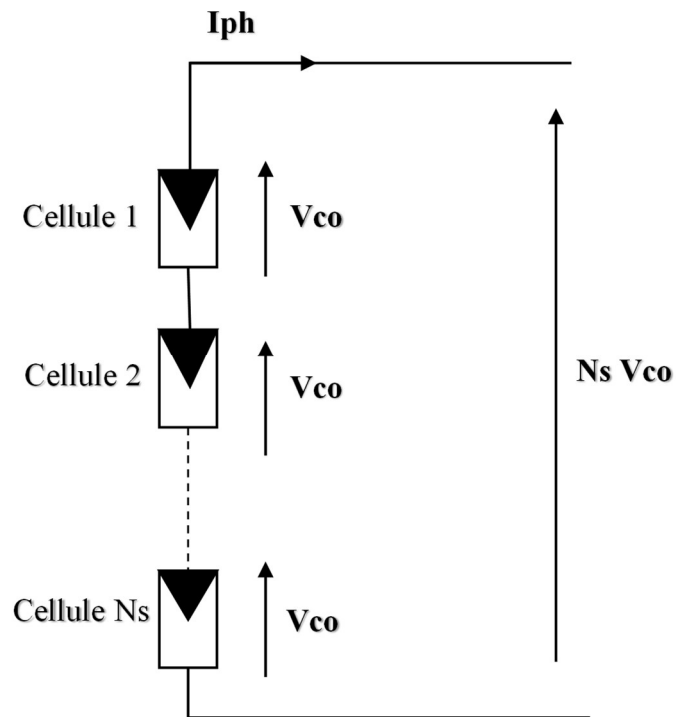


Figure 1.14. Schéma des cellules photovoltaïques associées en série

L'association de N_s cellules en série ($N_s=6$) permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque.

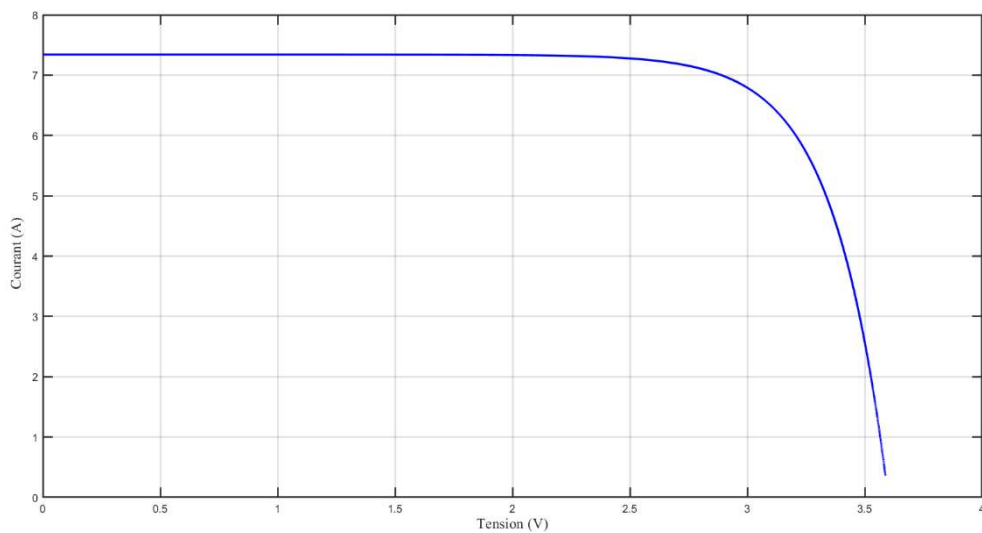


Figure 1.15. Caractéristique I-V de 6 cellules PV raccordées en série

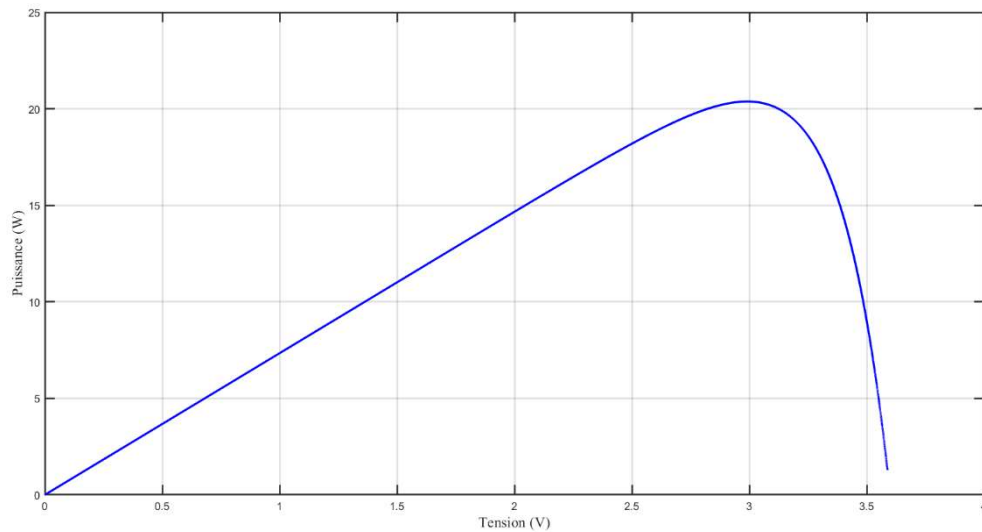


Figure 1.16.Caractéristique P-V de 6 cellules PV raccordées en série

I.9.4.2. Association de N_p cellules en parallèle

L'association parallèle de N_p cellules permet d'accroître le courant du générateur photovoltaïque comme le montre la figure 1.17.

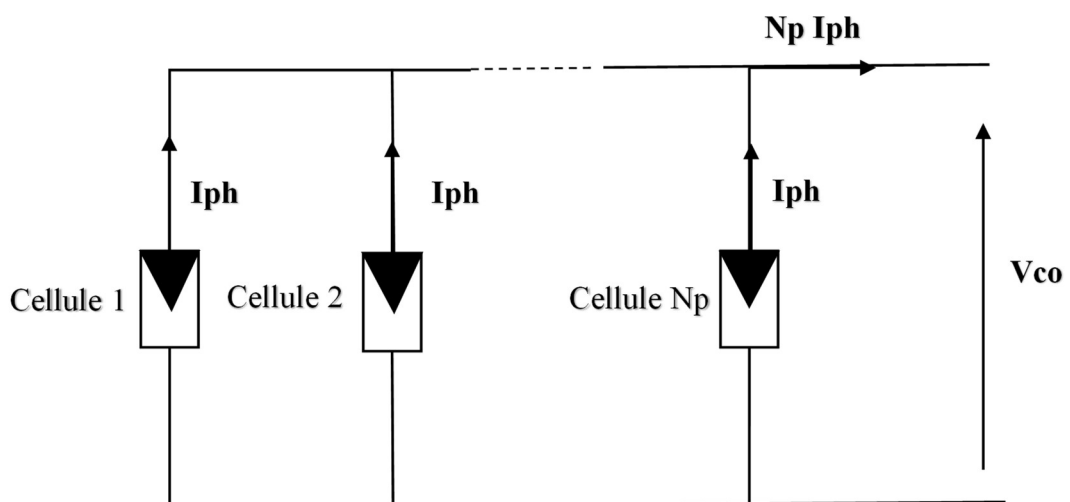


Figure 1.17. Schéma des cellules photovoltaïques associées en parallèles

L'association de N_p cellules en parallèles ($N_p=6$) permet d'augmenter le courant du générateur photovoltaïque.

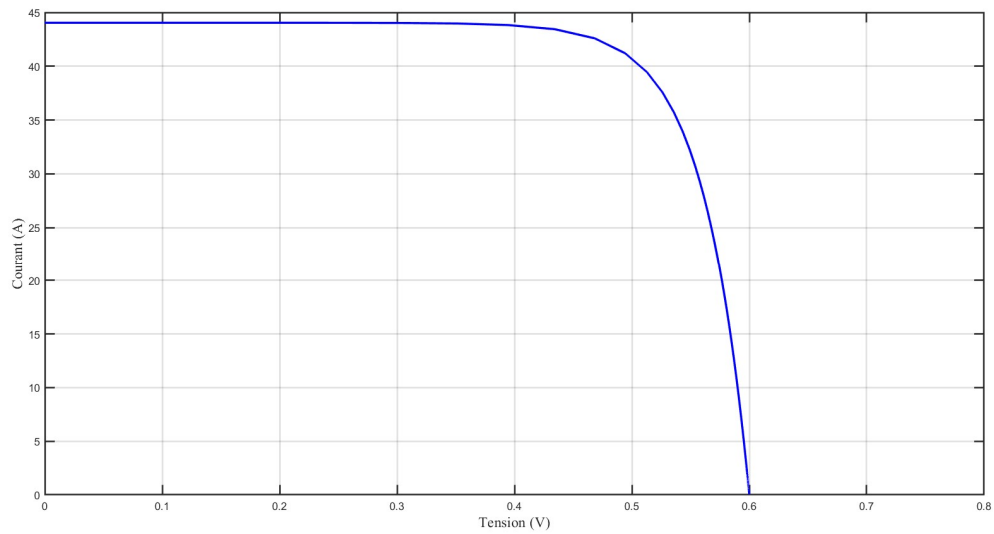


Fig 1.18. Caractéristique I-V de 6 cellules PV raccordées en parallèles

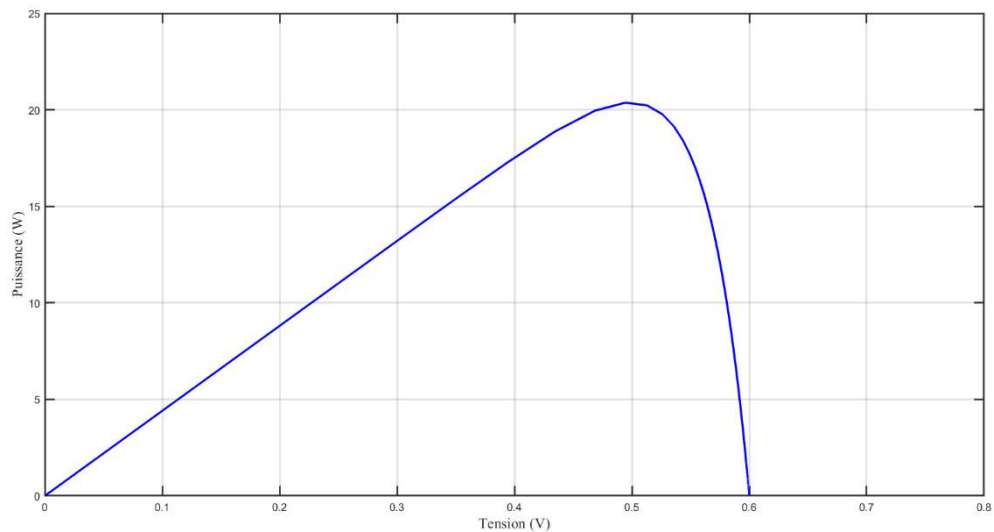


Figure 1.19. Caractéristique P-V de 6 cellules PV raccordées en parallèles

1.9.4.3. Association série-parallèle des cellules

L'association série-parallèle permet d'augmenter la tension et le courant du générateur photovoltaïque.

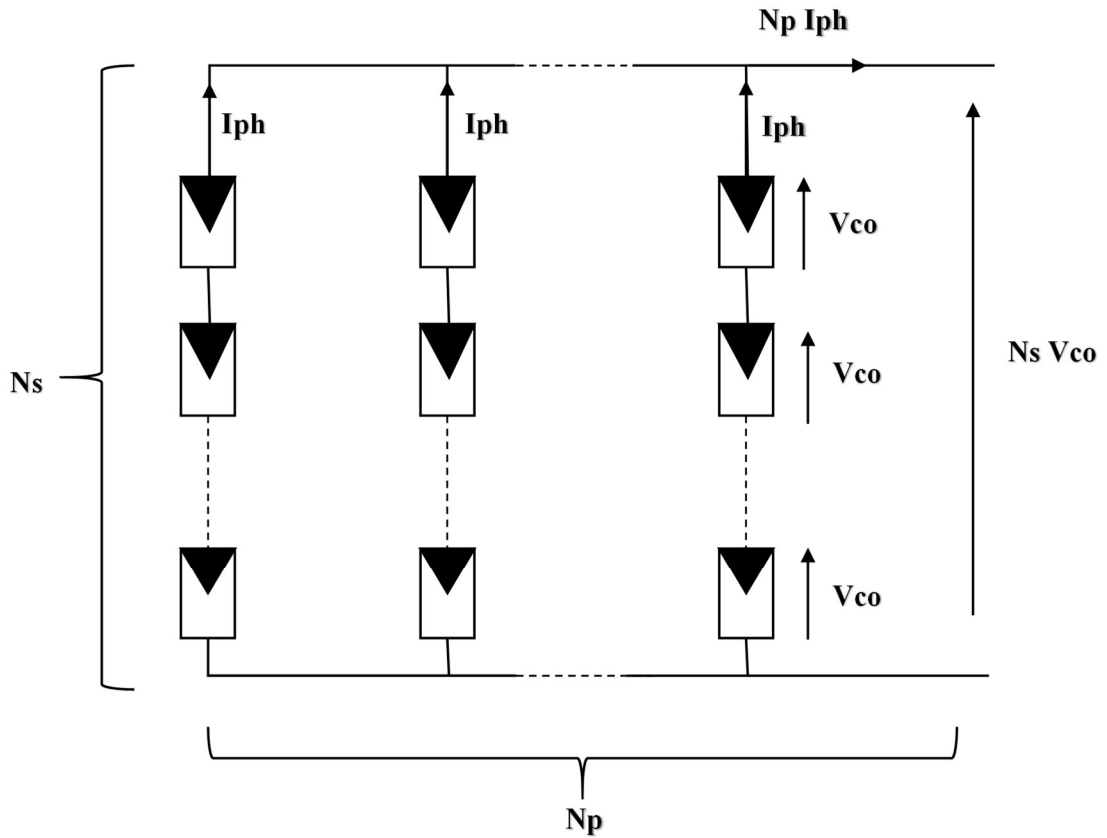


Figure1.20. Association série-parallèle des cellules PV

L'association série-parallèle ($Ns=6$, $Np=2$) permet d'augmenter la tension et le courant du générateur photovoltaïque comme le montre la figure 1.21.

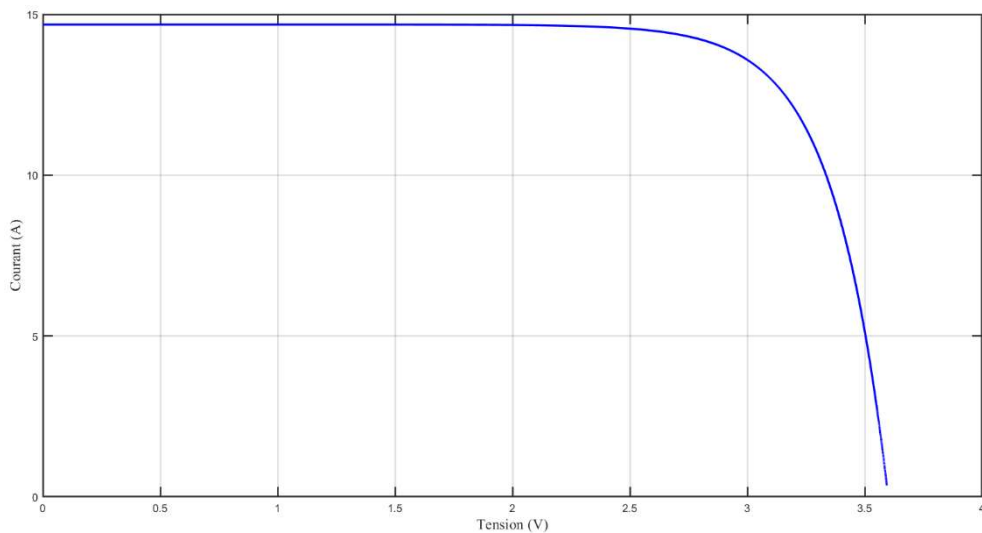


Figure 1.21. Caractéristique I-V des cellules PV raccordées en série – parallèle

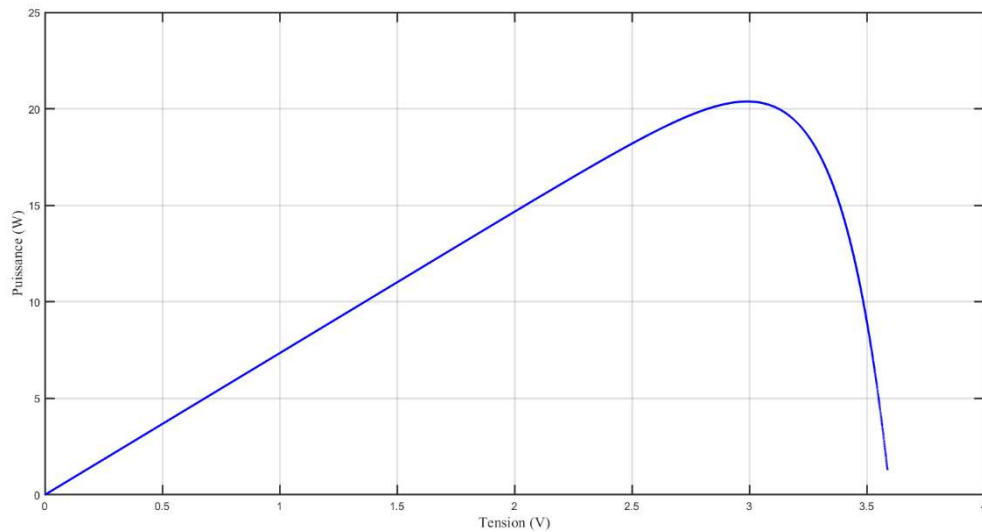


Figure 1.22. Caractéristique P-V des cellules PV raccordées en série- parallèle

1.9.5. Simulation du générateur photovoltaïque

Le générateur PV a une caractéristique courant-tension non linéaire et présente un point de puissance maximale (PPM). Cette caractéristique dépend du niveau d'éclairement et de la température. Le point de fonctionnement du générateur PV peut donc varier entre les points extrêmes correspondants au courant de court-circuit et à la tension en circuit ouvert. Le module est constitué de 72 cellules monocristallines connectées en série ($N_s=72$). On rappelle que ces paramètres sont donnés pour les conditions de référence, à savoir $S_{ref}=1000 \text{ W/m}^2$ et $T_{ref}=25^\circ\text{C}$.

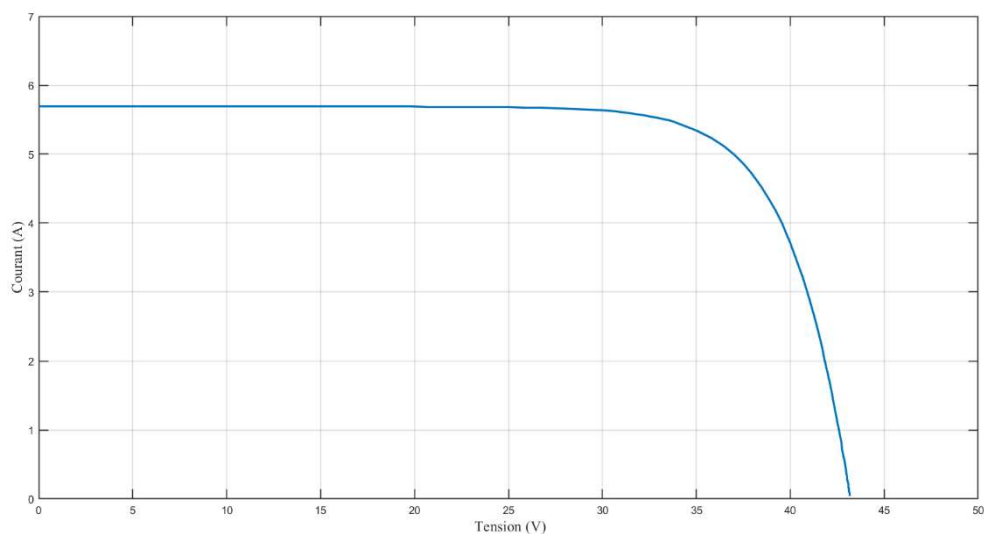


Figure 1.23. Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque

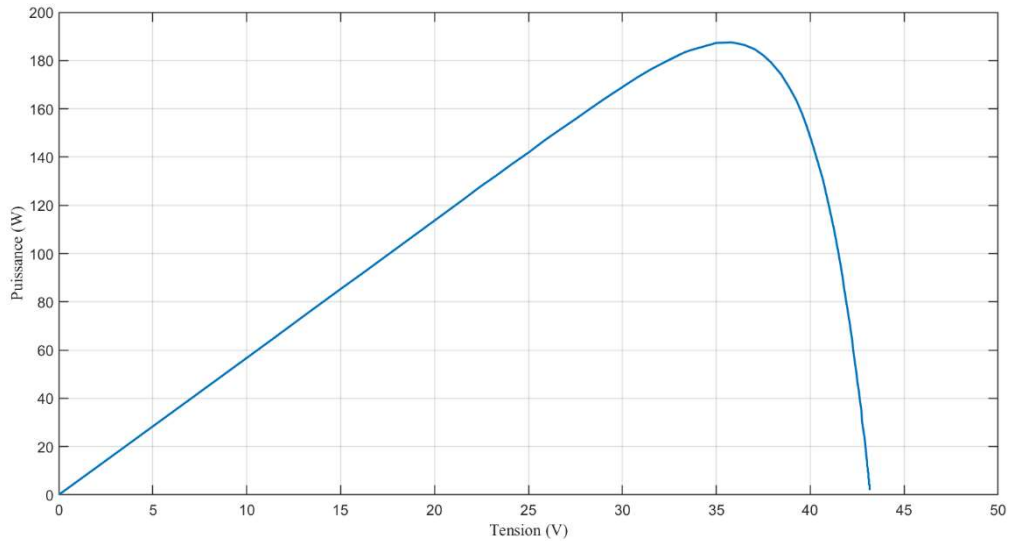


Figure 1.24. Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque

1.9.6. L'influence de la température et de l'éclairement

1.9.6.1 L'influence de la température

Pour d'un panneau solaire puisse fonctionner ,il faut que la cellule PV soit exposée au rayonnement solaire. Ceci provoque un échauffement et la température agit sur les différentes caractéristiques de la cellule [20].

On fixe l'ensoleillement à 1000 W/m^2 et on fait varier la température de 25°C jusqu'à 75°C , les allures obtenues sont présentées ci-dessous :

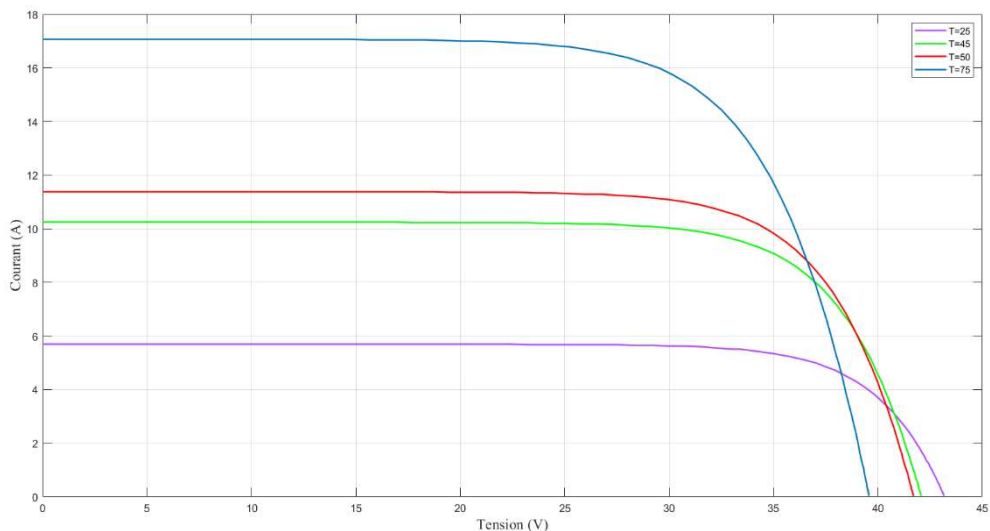


Figure 1.25. Influence de la température sur le courant du GPV

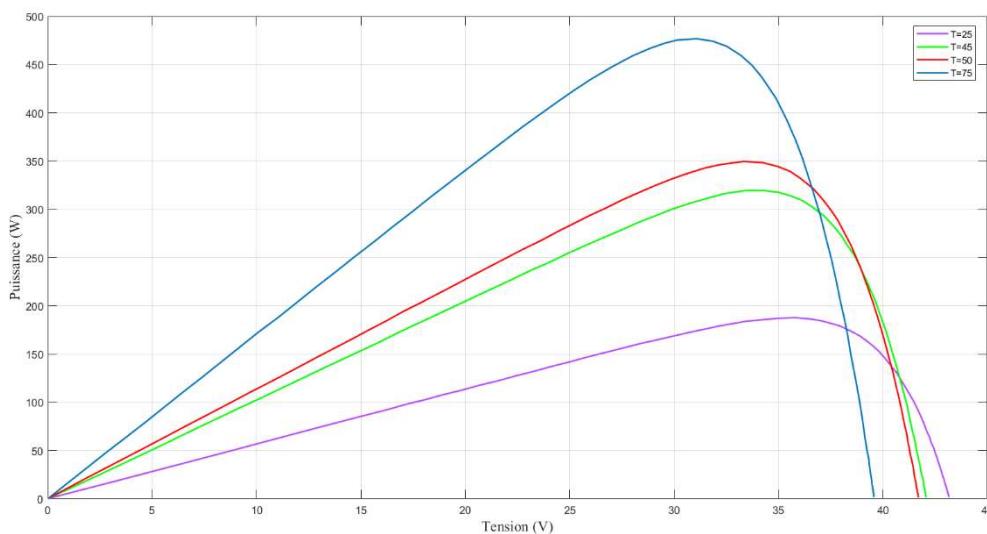


Figure 1.26. Influence de la température sur la puissance du GPV

On remarque que l’augmentation de la température entraîne une diminution de la tension et de la puissance du GPV.

1.9.6.2. L’influence de l’éclairement

On applique une température $T=25^{\circ}\text{C}$ maintenue constante et on fait varier l’éclairement S de 200 W/m^2 jusqu’à 1000 W/m^2 . Les résultats obtenus sont illustrés par les figures suivantes :

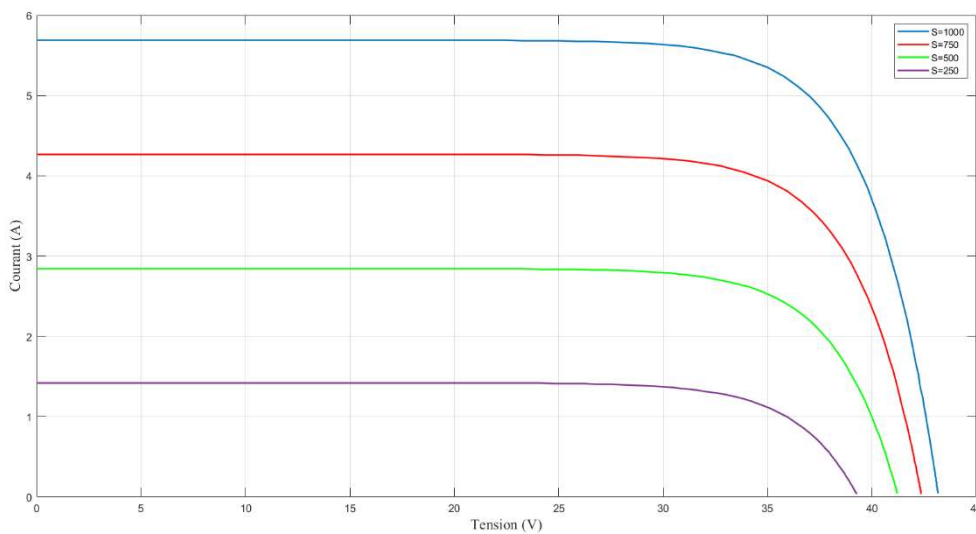


Figure 1.27. Influence de l’éclairement sur le courant du GPV

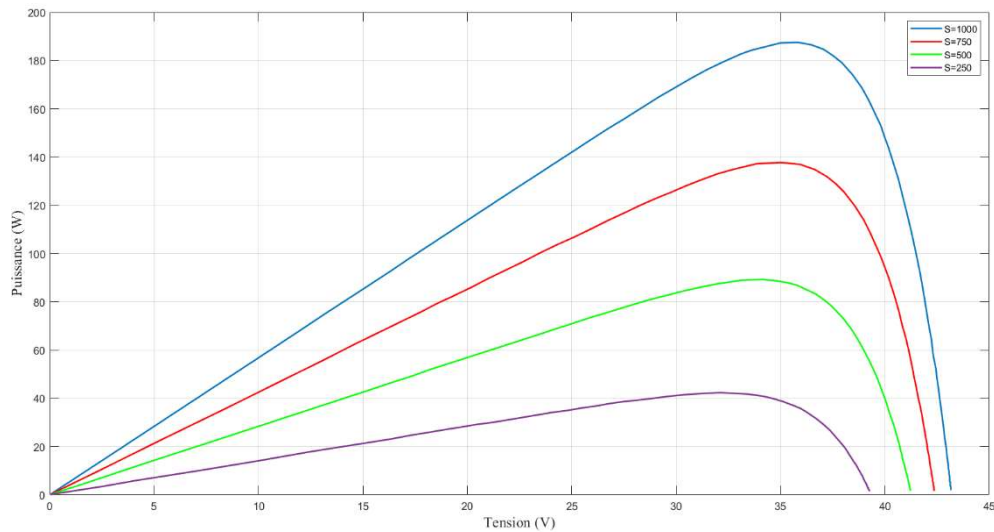


Figure 1.28. Influence de l'éclairement sur la puissance du GPV

1.10. Étage d'adaptation entre un générateur PV et une charge

Un générateur photovoltaïque présente des caractéristiques I-V non linéaires, qui dépendent entre autres du niveau d'éclairement et de la température de la cellule. De plus, selon la charge sur laquelle le GPV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe.

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque et de la transférer à la charge, la technique utilisée classiquement est l'emploi d'un étage d'adaptation entre le générateur photovoltaïque et la charge comme le montre la figure 1.29.

Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur [31].

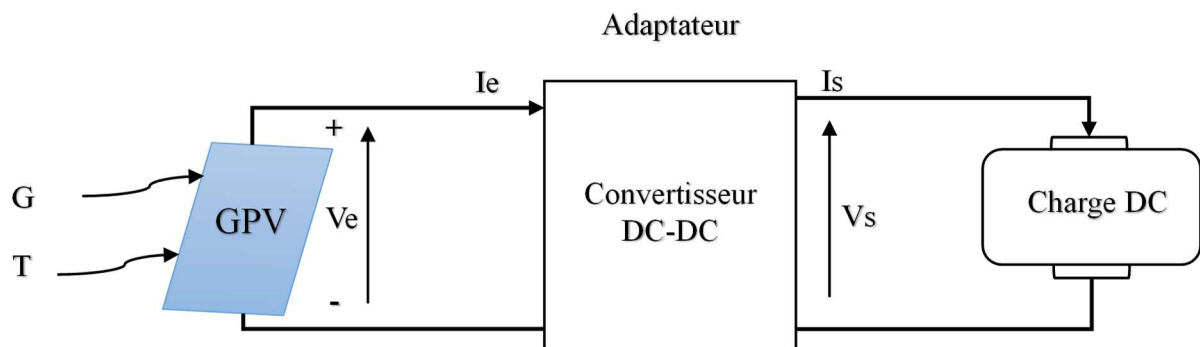


Figure 1.29. Etage d'adaptation entre un GPV et une charge

Ce dernier par le biais d'une commande spécifique est alors susceptible de permettre au générateur de délivrer sa puissance maximale notée P_{\max} ($P_{\max} = V_{opt} * I_{opt}$) où V_{opt} et I_{opt} représentent respectivement les tensions et les courants optimaux du générateur photovoltaïque, pour une courbe I-V donnée, tout en assurant que la tension ou bien le courant de la charge corresponde bien aux caractéristiques de cette dernière. Pour que le générateur PV fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal, la solution communément adoptée est alors d'introduire un convertisseur statique qui joue le rôle d'adaptateur source-charge. Le convertisseur DC-DC fait fonctionner les modules à leur point de puissance optimale, quelques soient l'éclairement et la charge.

1.10.1. Les convertisseurs DC-DC (hacheurs)

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

Selon la position du commutateur et du hacheur, différents types de convertisseurs de tension peuvent être réalisés comme le montre la figure 1.30.[32]:

- Élévateur de tension «boost» ou notamment appelé hacheur survolteur.
- Abaisseur de tension «buck» ou hacheur dévolteur.
- Abaisseur/élévateur de tension «buck-boost»

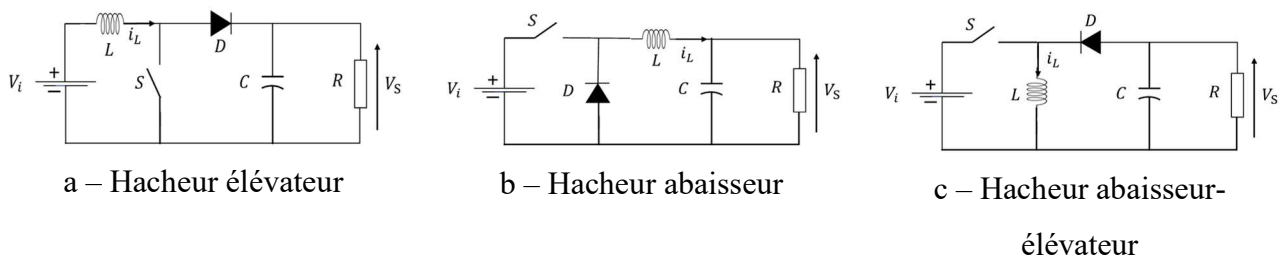


Figure 1.30. Différents types de hacheurs

Le commutateur peut être un transistor MOSFET ou IGBT, qui peut commuter entre deux positions.

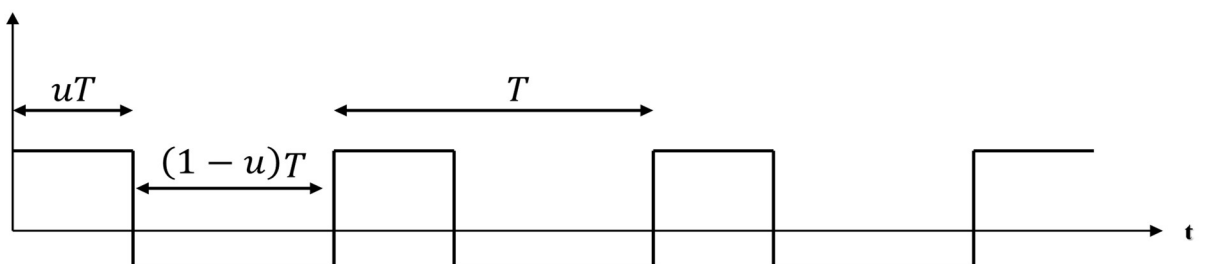


Figure 1.31. Signal de commande du commutateur

1.10.1.1. Convertisseur abaisseur

Un convertisseur abaisseur, ou hacheur série, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible valeur [32].

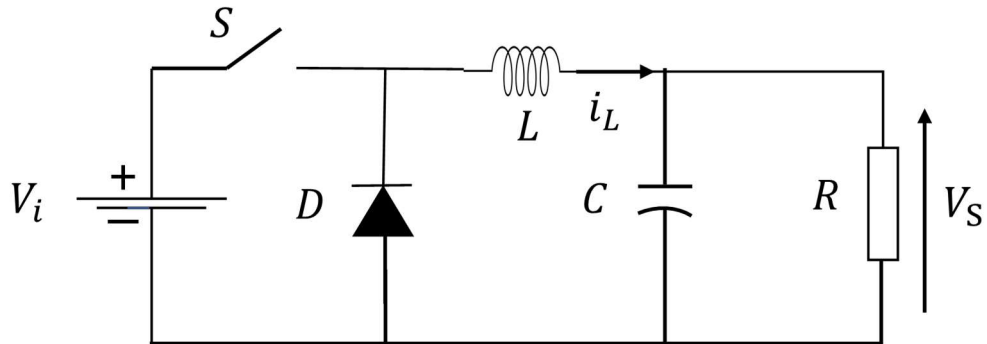


Figure 1.32. Schéma du convertisseur abaisseur

L'équation caractéristique du courant de l'inductance est donnée par :

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{V_i - V_s}{L} \quad (1.9)$$

L : Représente l'inductance [H]

Le processus de commutation est décrit par la position de l'interrupteur. Dans le premier laps de temps (uT), l'inductance se charge. Dans le deuxième laps de temps $(1-u)T$, l'inductance libère l'énergie emmagasinée et la transfère vers la charge.

$$\frac{dI_L}{dt} = -\frac{V_s}{L} \quad (1.10)$$

Les caractéristiques des courants et de la tension représentant le fonctionnement du hacheur dévolteur sont données par la figure suivante :

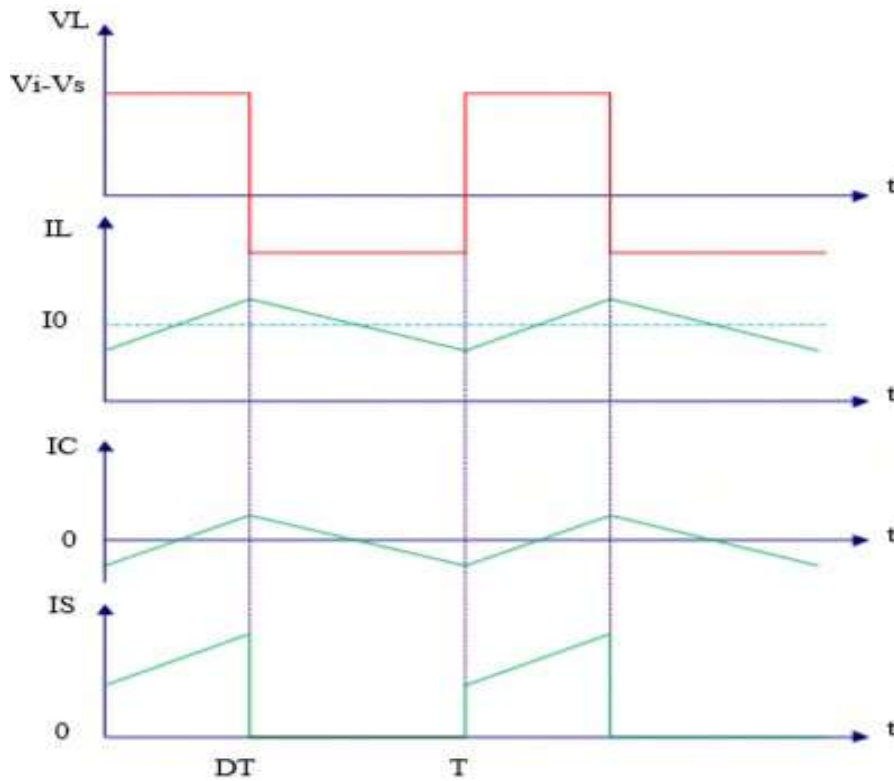


Figure 1.33. Caractéristiques courant-tension d'un hacheur abaisseur

1.10.1.2. Convertisseur abaisseur-élevateur

Un convertisseur abaisseur-élevateur est une alimentation à découpage qui est connu pour son aptitude à fournir une tension plus faible, ou plus élevée que celle appliquée à son entrée .Ceci dépend de la valeur du rapport cyclique.

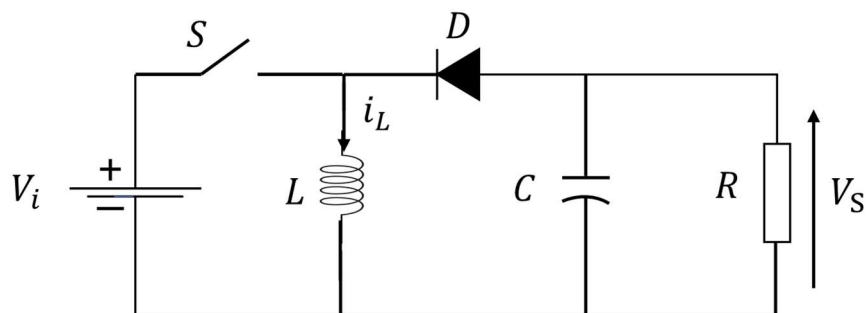


Figure 1.34. Schéma d'un convertisseur abaisseur-élevateur

Dans ce cas, l'équation de la tension aux bornes de la charge décrivant le fonctionnement en conduction continue est donnée comme suit :

$$V_s = \frac{u}{1-u} V_i \tag{1.11}$$

Les caractéristiques courant-tension sont données par la figure ci-dessous :

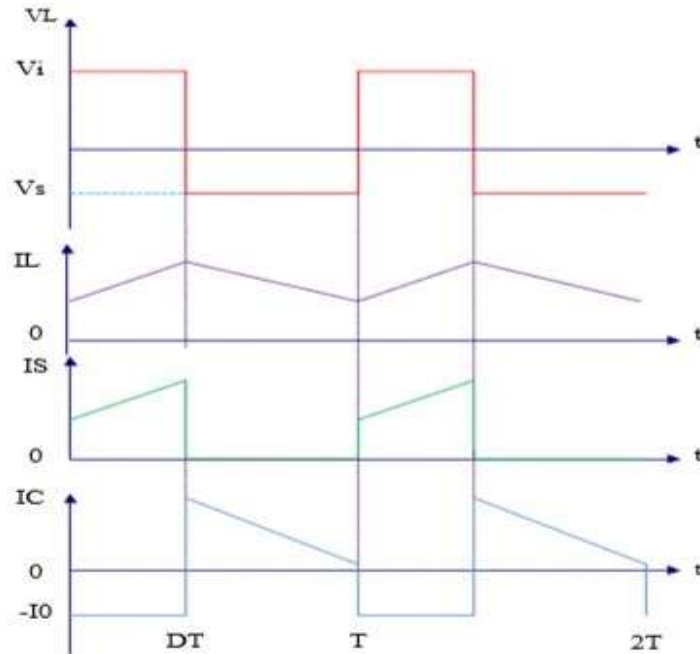


Figure 1.35. Caractéristiques courant-tension du convertisseur abaisseur-élevateur

1.10.1.3. Convertisseur élévateur

Lorsqu'on souhaite augmenter la tension d'une source continue, on peut utiliser le hacheur parallèle de type élévateur, appelé également hacheur survolteur. Ce dispositif de l'électronique de puissance est un convertisseur continu-continu mettant en œuvre un ou plusieurs interrupteurs. Le découpage se fait à une fréquence très élevée ce qui a pour conséquence de créer une tension moyenne.

La figure ci-dessous donne la forme la plus simple d'un hacheur élévateur.

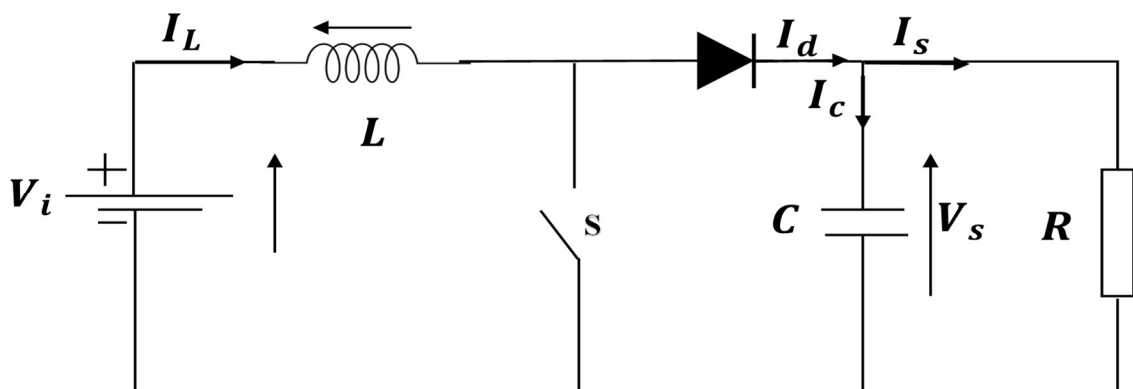


Figure 1.36. Schéma du hacheur survolteur

➤ **Equations régissant le fonctionnement du hacheur survolteur**

le fonctionnement du hacheur survolteur peut être divisé en deux phases distinctes selon l'état de l'interrupteur sur une période T du signal de commande.

• **De 0 à uT : phase d'accumulation d'énergie**

L'interrupteur est fermé (état passant), cela entraîne l'augmentation du courant dans l'inductance, donc le stockage d'une quantité d'énergie sous forme d'énergie magnétique.

La diode D est alors bloquée et la charge est alors déconnectée de l'alimentation.

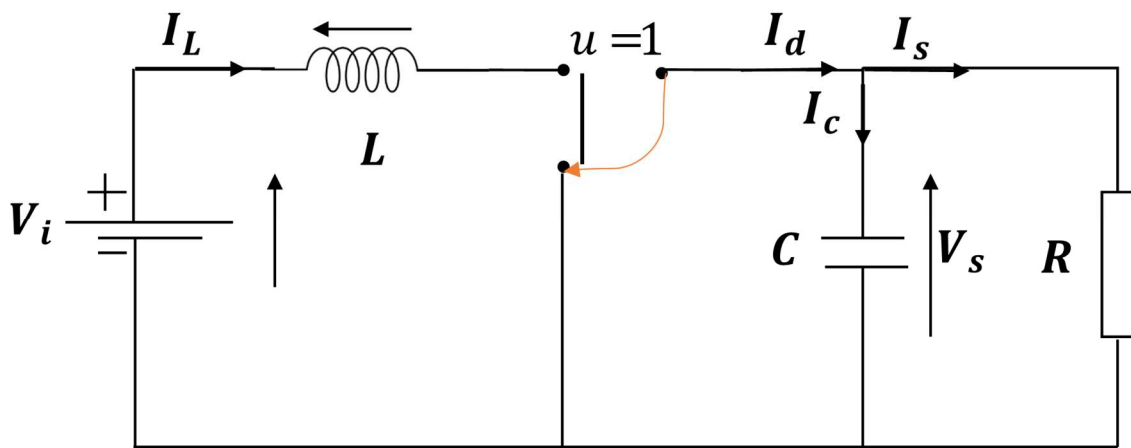


Figure1.37. Schéma équivalent à la phase d'accumulation d'énergie

Les deux équations qui régissent le fonctionnement du hacheur sur l'intervalle $[0, uT]$ sont données par le système d'équations (1-12):

$$\begin{cases} L \frac{dI_L}{dt} = V_i \\ C \frac{dV_s}{dt} = -\frac{V_s}{R} \end{cases} \quad (1.12)$$

• **De uT à T : phase de roue libre.**

L'interrupteur est ouvert, l'inductance se trouve alors en série avec le générateur. Sa f.e.m. s'ajoute à celle du générateur (effet survolteur). Le courant traversant l'inductance traverse ensuite la diode D , le condensateur C et la charge R . Il en résulte un transfert de l'énergie accumulée dans l'inductance vers la charge, qui va fixer la tension de sortie.

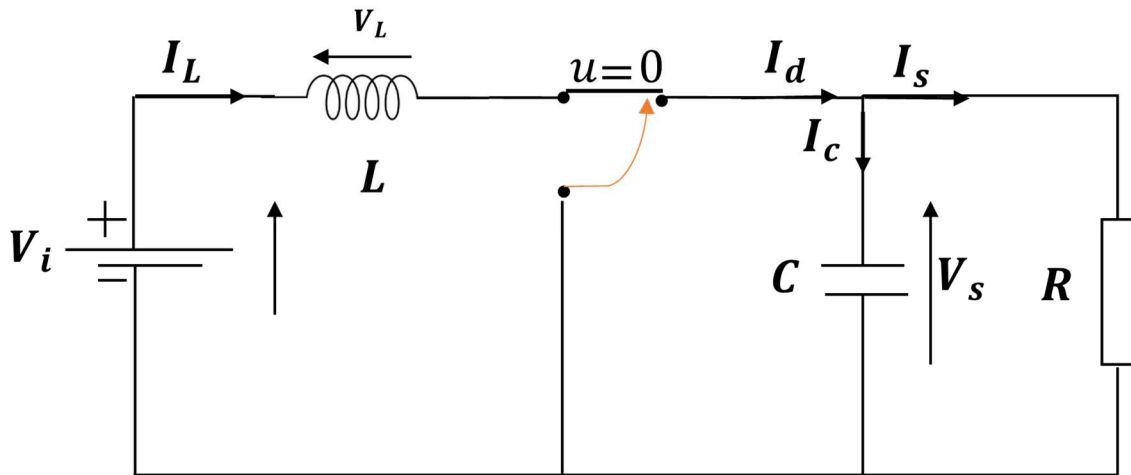


Figure1.38. Schéma équivalent à la phase de roue libre

Dans ce cas, le fonctionnement peut être décrit par le système d'équation (1.13)

$$\begin{cases} L \frac{dI_L}{dt} = V_i - V_s \\ C \frac{dV_s}{dt} = -\frac{V_s}{R} + I_L \end{cases} \quad (1.13)$$

Ainsi, il est possible de caractériser le fonctionnement du hacheur sur une période $[0 \ T]$ en combinant les deux systèmes d'équations (1.12) et (1.13) sous forme condensé :

$$\begin{cases} L \frac{dI_L}{dt} = V_i - (1-u)V_s \\ C \frac{dV_s}{dt} = -\frac{V_s}{R} + (1-u)I_L \end{cases} \quad (1.14)$$

1.11. Conclusion

Dans ce chapitre, on a commencé par donner des généralités sur la conversion photovoltaïque. Cette conversion, qui s'effectue au niveau de la cellule PV, consiste à transformer l'énergie solaire en une énergie électrique via l'effet photoélectrique. On a présenté ensuite la structure de la cellule PV et ses différents types d'association. Le modèle mathématique du générateur photovoltaïque est élaboré à travers le modèle de la cellule PV. Enfin, on a simulé un générateur constitué d'un seul module PV et étudié l'influence des variations de l'irradiation et de la température sur son fonctionnement.

Les techniques MPPT (Maximum Power Point Tracking) sont utilisées dans les systèmes photovoltaïques pour maximiser la puissance délivrée par le panneau photovoltaïques en poursuivant continuellement le point de puissance maximale, ce qui n'est pas évident à atteindre. En effet, ce problème de poursuite fait jusqu'à nos jours l'objet de plusieurs recherches. C'est pourquoi nous allons présenter les méthodes conventionnelles de recherche du MPPT.

CHAPITRE02**TECHNIQUES DE RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMAL MPPT**

2.1. Introduction

Un système photovoltaïque est principalement constitué d'un GPV connecté à une charge. Cette connexion peut être réalisée d'une manière directe ou indirecte à travers un étage d'adaptation. Le rôle de l'étage d'adaptation est d'assurer un transfert du maximum de puissance fournie par le GPV vers la charge à l'aide d'un système de contrôle utilisé à cet effet. Lorsque la charge est alimentée par un courant continu, l'étage d'adaptation est un convertisseur DC-DC (ou hacheur) et la commande utilisée est une commande MPPT.

Pour que le système photovoltaïque fonctionne à des points de puissance maximale de leurs caractéristiques, il existe des lois de commande spécifiques qui répondent à ce besoin. Ces commandes sont nommées « Recherche du Point de Puissance Maximum » ou « Maximum Power Point Tracking ». Le principe de ces commandes est de chercher le point de puissance maximale (PPM) en gardant une bonne adaptation entre le générateur et sa charge pour assurer un transfert maximal de la puissance[33],[34].

Dans ce chapitre, on va détailler les techniques de commandes MPPT les plus utilisées. Trois méthodes vont être présentées : la méthode « Perturb and Observe » (P&O), la méthode « Incrément de Conductance » (IncCond) et la méthode de logique floue (FL).

2.2. Commande MPPT

La commande MPPT permet de chercher le point de fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque suite à des variations climatiques et de charge. Son principe est basé sur la variation automatique du rapport cyclique du convertisseur statique (CS) pour maximiser continuellement la puissance du générateur photovoltaïque (GPV). Cette action de contrôle correspond à une variation de la tension de sortie du GPV pour l'amener vers sa valeur optimale [35].

La figure2.1 représente le schéma synoptique d'une charge continue alimentée par un GPV à travers un convertisseur statique (CS) commandé par une commande MPPT.

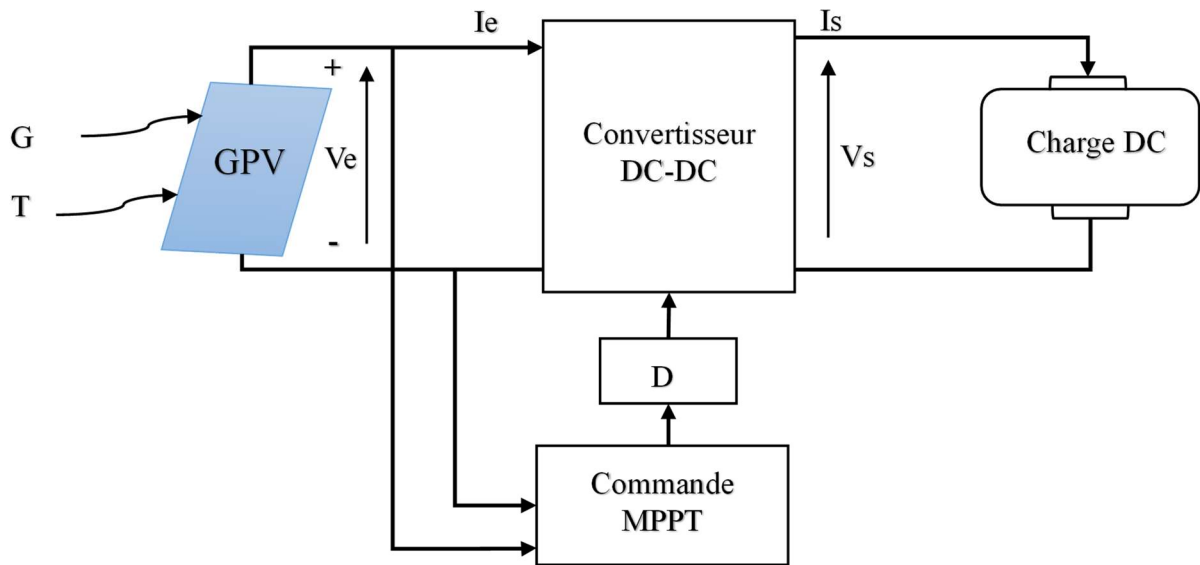


Figure 2.1. Schéma synoptique d'un système PV utilisant la commande MPPT

Plusieurs méthodes ont été développées ces dernières années pour réaliser la commande MPPT. Ces méthodes sont classées en deux variantes : directes et indirectes.

2.2.1. Méthodes indirectes (Méthodes Offline)

Les méthodes indirectes sont basées sur la connaissance préalable de la caractéristique non linéaire du générateur photovoltaïque, qui n'est pas disponible avec précision. Ces méthodes nécessitent aussi de mesurer l'éclairement et la température du générateur photovoltaïque, puis consulter la courbe de puissance pour avoir le courant (ou la tension) de fonctionnement optimal(e) correspondant(e). Le courant (ou la tension) mesuré(e) du générateur, est ensuite comparé(e) aux valeurs optimales stockées dans le système de commande selon des conditions atmosphériques mesurées. La commande est alors appliquée pour atteindre la valeur optimale de la puissance [36].

Parmi ces méthodes, on peut citer :

- La méthode de la tension de circuit ouvert du générateur.
- La méthode de court-circuit.

2.2.1.1. La méthode de la tension de circuit ouvert

Sous différents niveaux d'ensoleillement et de température, la tension du générateur PV au point de puissance maximale V_{MPP} peut être considérée comme une fraction constante de sa tension en circuit ouvert V_{oc} [37].

$$V_{MPP} \approx k_1 V_{oc} \quad (2.1)$$

Où k_1 est un facteur de proportionnalité.

Vu que k_1 est fonction des paramètres du module PV utilisé, il doit être généralement calculé préalablement en déterminant empiriquement V_{MPP} et V_{oc} pour un module PV spécifique sous différentes valeurs d'éclairement et de température. Il est constaté que la valeur de k_1 varie entre 0,71 et 0,92 [38].

Une fois k_1 connu, la tension V_{MPP} est calculée en utilisant l'équation (2.1), avec V_{oc} mesuré périodiquement en déconnectant le convertisseur DC-DC pour une fraction de secondes[38].

Cette méthode souffre donc d'inexactitude mais présente l'avantage d'être simple et non couteuse.

2.2.1.2. La méthode de court-circuit

Cette méthode est similaire à la méthode précédente ; mais elle fonctionne avec le courant au lieu de la tension. Dans ce cas, le courant optimal I_{MPP} du générateur PV est un pourcentage fixe du courant de court-circuit I_{sc} [39].

$$I_{MPP} = k_2 I_{sc} \quad (2.2)$$

où k_2 est une constante de proportionnalité qui varie entre 0,78 et 0,92[40].

La mesure du courant I_{sc} pendant le fonctionnement pose des problèmes. Un commutateur supplémentaire doit généralement être ajouté au convertisseur de puissance pour court-circuiter périodiquement le générateur PV de telle sorte que I_{sc} puisse être mesuré en utilisant un capteur de courant [40]. Cela augmente le nombre de composants et le coût.

2.2.2. Méthodes directes (méthodes Online)

Les méthodes directes sont des algorithmes itératifs effectuant la recherche de la valeur optimale de la tension V_{pv} du GPV pour que ce dernier puisse fournir sa puissance maximale. L'avantage de ces algorithmes est qu'ils ne nécessitent pas la connaissance préalable des caractéristiques des panneaux PV. Dans la littérature, Il existe beaucoup d'algorithmes MPPT tels que : la méthode de perturbation et observation (P&O), l'incrémentation de l'inductance (Inc-Cond), ... etc.

2.3. Les Algorithmes MPPT

Dans cette partie, on présentera l'aspect théorique de quelques méthodes (classiques et modernes) du suivi du point de fonctionnement à puissance maximale du système photovoltaïque et qui sont :

- Méthode de perturbation et observation (P&O).
- Méthode de conductance Incrémentale (IC).

- Méthode de logique floue (FL).

2.3.1. La technique Perturbation & Observation (P&O)

L'algorithme de perturbation et observation (P&O) est l'algorithme le plus utilisé dans la littérature et surtout dans la pratique en raison de sa facilité de mise en œuvre. Le principe de cette technique consiste à perturber (diminuer ou augmenter) la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte. La figure II.2 montre que si la tension de fonctionnement est perturbée dans une direction donnée et que la puissance augmente ($dP/dV > 0$), alors il est clair que la perturbation a déplacé le point de fonctionnement vers le MPP. L'algorithme P&O continuera à perturber la tension dans la même direction. Par contre, si la puissance diminue ($dP/dV < 0$), alors la perturbation a éloigné le point de fonctionnement du MPP. L'algorithme inversera la direction de la perturbation suivante[35].

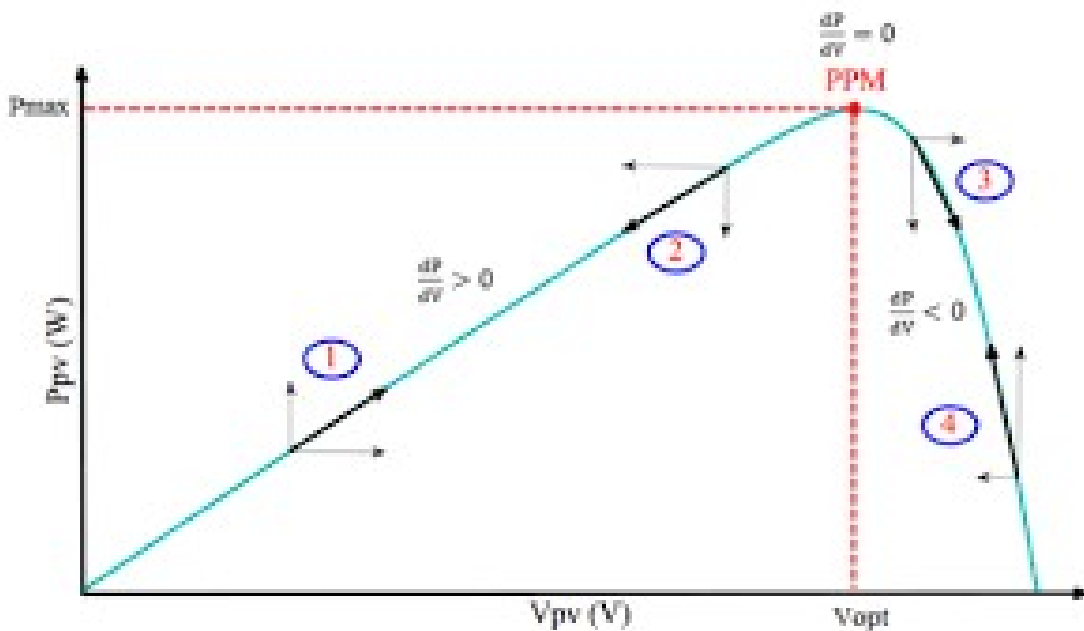


Figure 2.2. Schéma de la convergence par la méthode P&O

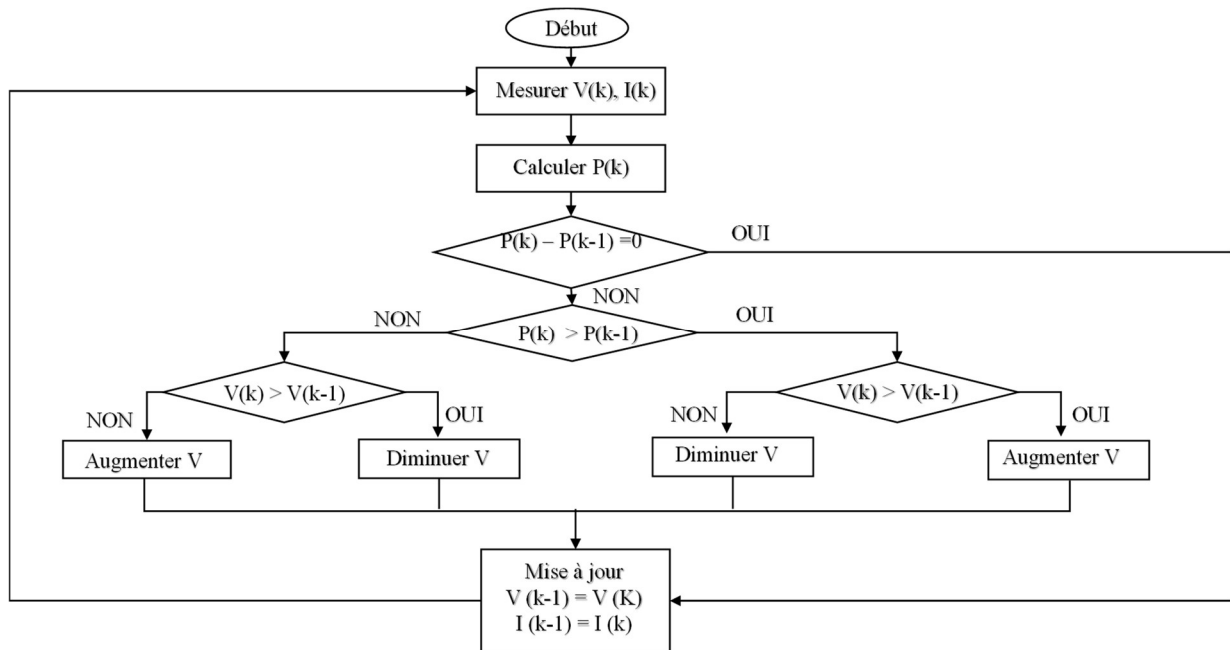


Figure 2.3. Algorithme du MPPT à base de la méthode P&O

➤ Inconvénients de la méthode P&O

L'algorithme P&O possède les deux inconvénients suivants :

- Lors d'un changement brusque d'irradiation, L'algorithme s'éloigne momentanément du PPM et peut perdre le contrôle de façon permanente.
- Les oscillations autour du PPM représentent un autre inconvénient de l'algorithme P&O. La minimisation du pas d'incrément (ΔV) peut être prise comme une solution pour diminuer ces oscillations. Mais cette solution ralentit la poursuite du PPM. Alors, un compromis doit être fait entre la précision et la rapidité.

2.3.2. Méthode d'incrément de conductance (IncCond)

La méthode d'incrément de conductance a été introduite pour pallier aux inconvénients de la méthode P&O (variation brusque des conditions climatiques). Son principe est basé sur l'annulation de la dérivée de la puissance par rapport à la tension.

Cette méthode est basée sur le fait que la pente de la courbe caractéristique de puissance du GPV est nulle au MPP, positive à gauche du MPP et négative à droite du MPP (Figure 2.4).

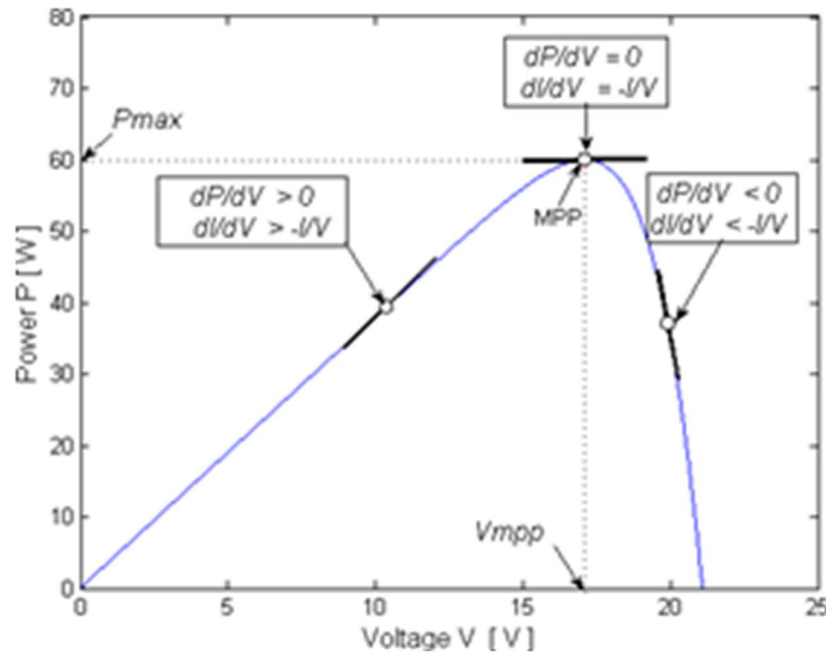


Figure 2.4. Principe de fonctionnement de l'algorithme IncCond

La caractéristique puissance-tension du GPV, permet de déduire les conditions suivantes:

- Si $\frac{dP}{dV} > 0$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM
- Si $\frac{dP}{dV} = 0$, le point de fonctionnement est sur le PPM
- Si $\frac{dP}{dV} < 0$, le point de fonctionnement est à droite du PPM

La puissance du GPV est donnée par :

$$P = V \times I \quad (2.3)$$

Et sa dérivée partielle est donnée par :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (2.4)$$

$$P_{pv} = P_{\max} \Rightarrow I + V \frac{dI}{dV} = 0 \Rightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (2.5)$$

Donc, l'équation (2.5) peut être écrite comme suit :

- $\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$ alors le point de fonctionnement est sur le PPM.

- $\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}$ alors le point de fonctionnement est à gauche du PPM.
- $\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}$ alors le point de fonctionnement est à droite du PPM.

La conductance et l'incrément de la conductance sont notées respectivement G et ΔG et sont données par :

$$G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (2.6)$$

$$\Delta G = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (2.7)$$

Le PPM peut être atteint en comparant à chaque instant la valeur de G avec celle de ΔG . Si $\Delta G > -G$, on diminue le rapport cyclique. Par contre, si $\Delta G < -G$, on augmente le rapport cyclique [41]. Ce processus est répété jusqu'à atteindre le PPM. La figure 2.5 montre l'algorithme de cette méthode.

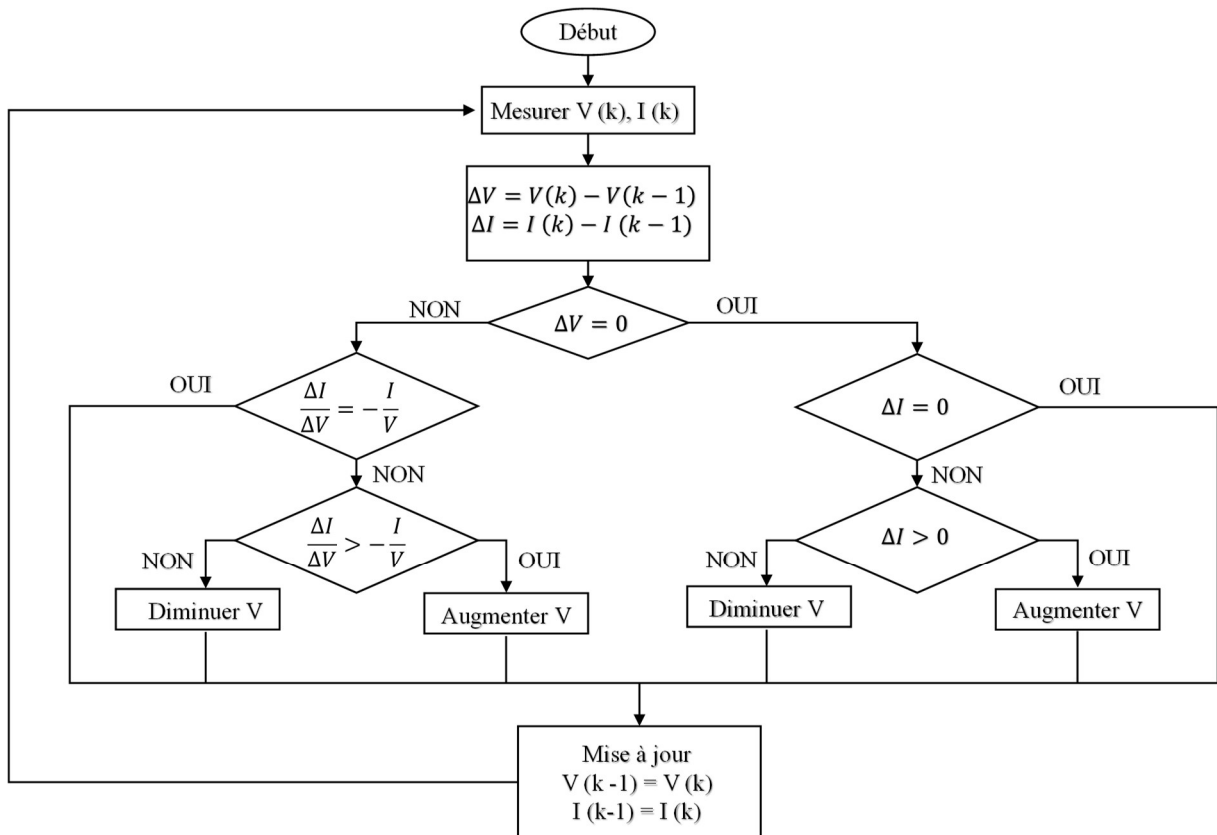


Figure 2.5. Organigramme de l'algorithme IncCond

➤ Inconvénients de la méthode IncCond

Cet algorithme trouve des difficultés de mise en œuvre dues à la complexité du circuit de commande. En outre, le calcul en temps réel de la dérivée nécessite un processeur de calcul rapide. Comme la méthode P&O, cette technique présente pratiquement des oscillations autour du PPM car il est difficile de remplir la condition $dP_{PV} / dV_{PV} = 0$, ce qui fait que le système reste toujours en train de la chercher. L'algorithme IncCond est plus complexe que celui du P&O, ce qui engendre un temps d'exécution plus long.

2.4. Conclusion

Le deuxième chapitre, présente le principe de la recherche du point de puissance maximal, les classifications de la commande MPPT et des études théoriques de quelques-unes de ces méthodes. Dans ce chapitre, nous avons rappelé le principe de trois algorithmes MPPT les plus populaires.

Chapitre03

Conception améliorée des contrôleurs par mode glissant basée sur les exigences des techniques MPPT

1.1. Introduction

Ce chapitre présente une procédure améliorée de la conception d'un contrôleur par mode glissant pour un système PV, qui force la tension PV à suivre une référence fournie par un algorithme MPPT externe et atténue les perturbations causées par les changements climatiques.

Le contrôleur proposé présente des avantages par rapport aux solutions existantes qui reposent sur la linéarisation de la dynamique de la boucle interne de courant, vu que la surface de glissement choisie est une combinaison linéaire du courant du condensateur d'entrée et de l'erreur de la tension PV.

3.2 Principe de la commande par mode glissant

La technique de la commande par modes glissant consiste à ramener la trajectoire d'état d'un système vers la surface de glissement et de la faire commuter à l'aide d'une logique de commutation appropriée jusqu'au point d'équilibre. Cette trajectoire est constituée de trois parties distinctes (Figure 3.1)

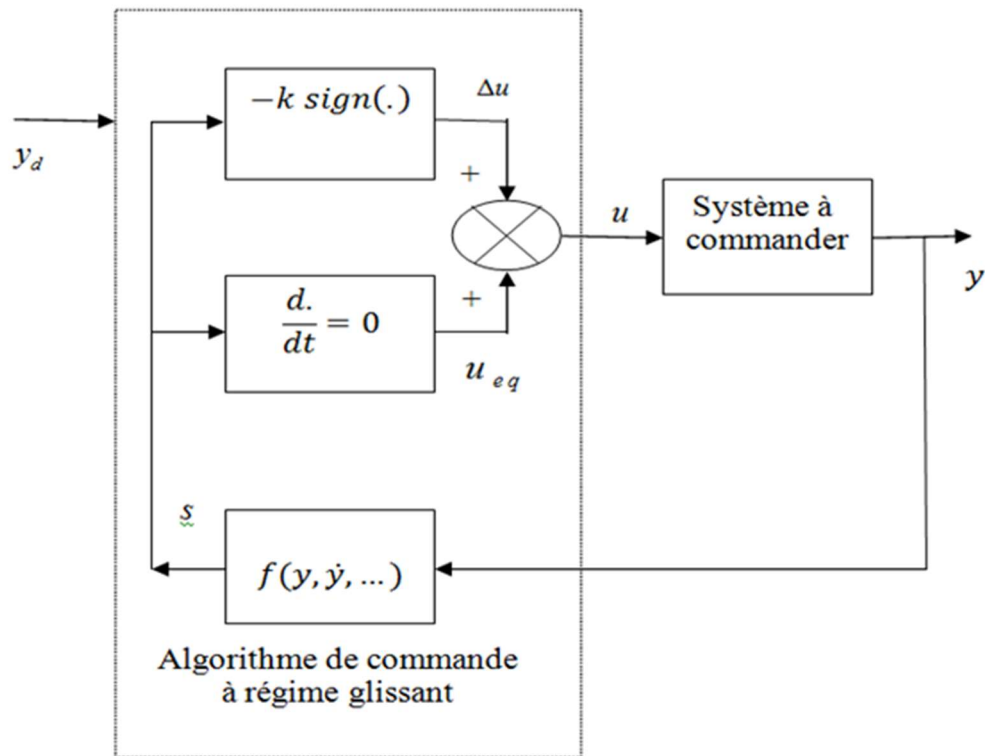


Figure.3.1. Schéma de principe d'un système mono-variable commandé par mode glissant.

- **Mode de convergence (MC)**

Dans le mode de convergence (reaching mode), la variable à régler se déplace à partir de n'importe quel point initial x_0 dans le plan de phase et tend vers la surface de commutation $\Psi = 0$. Ce mode est caractérisé par la loi de commande et le critère de convergence.

- **Mode de glissement (MG)**

Pour le mode de glissement (sliding mode), la variable d'état atteint la surface de glissement et tend vers l'origine du plan de phase. La dynamique dans ce mode est caractérisée par le choix de la surface de glissement $\Psi(x)$.

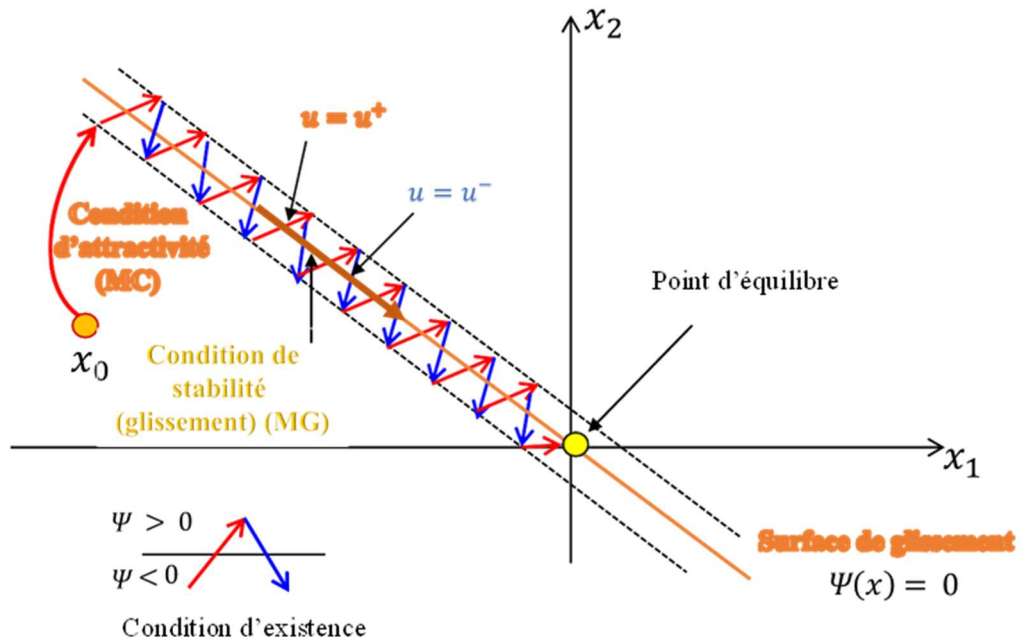


Figure 3.2. Principe de la commande par mode glissant

Théorème 1[47]: Soit $V(x)$ une fonction dite fonction de Lyapunov qui vérifie les conditions suivantes :

$$\begin{cases} V(0) = 0 \\ V(x) > 0 \quad \forall x \neq 0 \\ \dot{V}(x) < 0 \quad \forall x \neq 0 \end{cases} \quad (3.1)$$

Si ces trois conditions sont satisfaites, $x=0$ est un point d'équilibre stable. Si de plus $\dot{V}(x) < 0$ (strictement négative) pour $\forall x \neq 0$, le point $x=0$ est asymptotiquement stable.

La fonction de Lyapunov est généralement utilisée pour garantir la stabilité des systèmes non linéaires. Elle peut prendre la forme suivante :

$$V(x) = \frac{1}{2} \Psi^2(x) \quad (3.2)$$

Ainsi, sa dérivée vérifie l'équation suivante :

$$\dot{V}(x) = \Psi(x) \dot{\Psi}(x) \quad (3.3)$$

3.3 Conception de la commande par mode de glissement

3.3.1 Choix de la surface de glissement

Le choix de la surface de glissement concerne le nombre et la forme nécessaires. Ces deux facteurs sont en fonction de l'application et de l'objectif visé. En général, pour un système défini par l'équation d'état suivante :

$$\dot{x} = f(x, t) + g(x, t) \quad (3.4)$$

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

$$\Psi(x) = \left(\frac{d}{dt} + \beta \right)^{r-1} e(x) \quad (3.5)$$

Avec :

- $e(x)$: écart de la variable à régler $e(x) = x_{ref} - x$,
- β : Constante positive,
- r : degré relatif, égale au nombre de fois qu'il faut dériver la sortie pour faire apparaître la commande.

Pour $r = 1$, $\Psi(x) = e(x)$

Pour $r = 2$, $\Psi(x) = \beta e(x) + \dot{e}(x)$

- $\Psi(x) = 0$ est une équation différentielle linéaire dont l'unique solution est $e(x) = 0$.

3.3.2. Condition d'attractivité (convergence)

Cette condition représente le critère permettant à la dynamique du système de converger vers la surface de glissement et d'y rester même face aux perturbations. Cela est assuré quand la fonction de Lyapunov est décroissante. Ainsi, il suffit d'assurer que sa dérivée est négative ce qui est équivalent à :

$$\Psi(x)\dot{\Psi}(x) < 0 \quad (3.6)$$

3.3.3. Calcul de la loi de commande : Méthode de la commande équivalente

Après le choix de la surface de glissement et du critère de convergence, il faut déterminer la commande qui a pour but de ramener la variable à contrôler vers la surface de glissement et ensuite vers son point d'équilibre.

Une des hypothèses essentielles dans la conception des systèmes à structure variable contrôlés par les modes glissants, est que la commande doit commuter entre une valeur maximale u^+ et une valeur minimale u^- en fonction du signe de la surface de glissement (figure 3.2). Dans ce cas, des oscillations de très haute fréquence appelées 'broutement' ou 'Chattering' apparaissent dans le mode de glissement.

La structure d'un contrôleur par mode glissant comporte deux parties :

- Une commande discontinue en fonction du signe de la surface de glissement u_n ;
- Une commande dite équivalente u_{eq} caractérisant la dynamique du système sur la surface de glissement.

$$u = u_{eq} + u_n \quad (3.7)$$

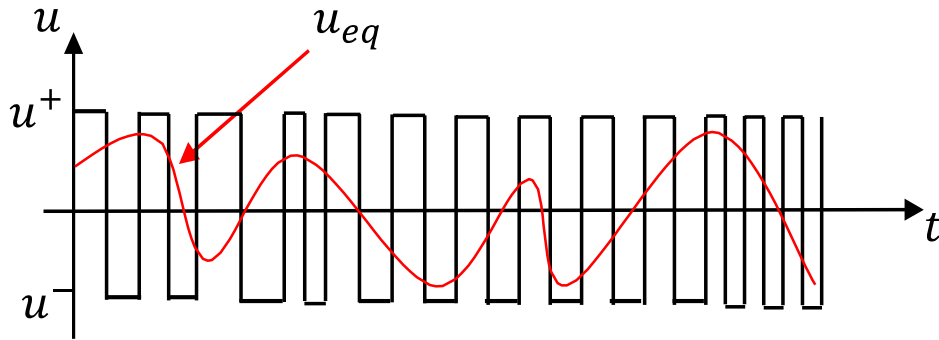


Figure 3.3. Commande équivalente

3.3.3.1. Commande équivalente u_{eq}

La commande équivalente u_{eq} peut être interprétée comme la valeur moyenne que prend la commande lors de la commutation rapide entre u^+ et u^- .

À partir de (3.4), (3.7), nous avons :

$$\dot{\Psi}(x) = \frac{d\Psi}{dt} = \frac{\partial\Psi}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial t} = \frac{\partial\Psi}{\partial x} (f(x,t) + g(x,t)u_{eq}) + \frac{\partial\Psi}{\partial x} g(x,t)u_n \quad (3.8)$$

En mode de glissement et en régime permanent, la dérivée de la surface est nulle ($\dot{\Psi}(x) = 0$ car la surface est égale à zéro). Cette condition permet de déterminer la commande équivalente :

$$u_{eq} = -\left(\frac{\partial\Psi}{\partial x} g(x,t)\right)^{-1} \left(\frac{\partial\Psi}{\partial x} f(x,t)\right), \quad u_n = 0 \quad (3.9)$$

Durant le mode de convergence, en remplaçant le terme u_{eq} par sa valeur tirée de l'équation (3.13) dans l'équation (3.8), nous obtenons une nouvelle expression de la dérivée de la surface, soit :

$$\dot{\Psi}(x) = \frac{\partial \Psi}{\partial x} g(x,t) u_n \quad (3.10)$$

3.3.3.2. Commande discontinue u_n

La commande u_n est la composante non linéaire qui permet de garantir l'attractivité de la variable à contrôler vers la surface de glissement et satisfaire la condition de convergence donnée par l'équation (3.10) ($\Psi(x)\dot{\Psi}(x) < 0$). Ainsi, à partir de l'équation (3.10), le problème revient à trouver u_n tel que :

$$\Psi(x)\dot{\Psi}(x) = \Psi(x) \frac{\partial \Psi}{\partial x} g(x,t) u_n < 0 \quad (3.11)$$

La solution la plus simple vérifiant cette condition est donnée par la fonction signe illustrée sur figure 3.3.

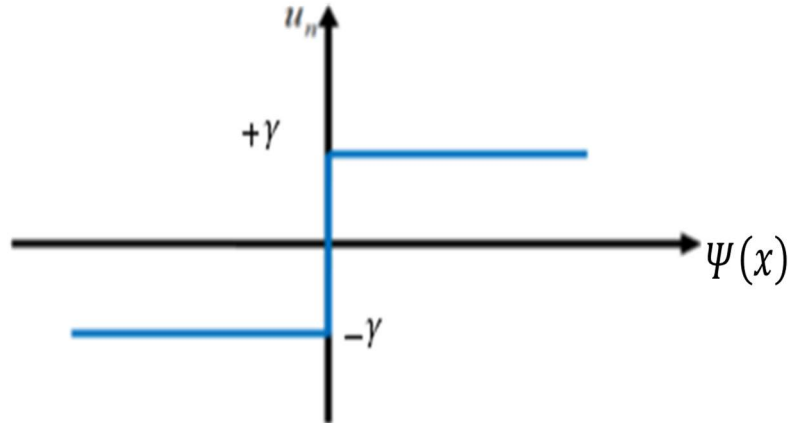


Figure 3.4. Représentation de la fonction " sign "

Dans ce cas, la commande u_n s'écrit comme suit :

$$u_n = \gamma \cdot \text{sign}(\Psi(x)) \quad (3.12)$$

En remplaçant l'expression (3.12) dans (3.11), on obtient :

$$\Psi(x)\dot{\Psi}(x) = \Psi(x) \frac{\partial \Psi}{\partial x} g(x,t) \cdot \gamma \cdot \text{sign}(\Psi(x)) < 0 \quad (3.13)$$

Afin de satisfaire la condition d'attractivité (3.13), le signe du gain γ doit être opposé au signe du facteur $\frac{\partial \Psi}{\partial x} g(x,t)$.

3. 4. Analyse du contrôleur par mode glissant pour un système photovoltaïque

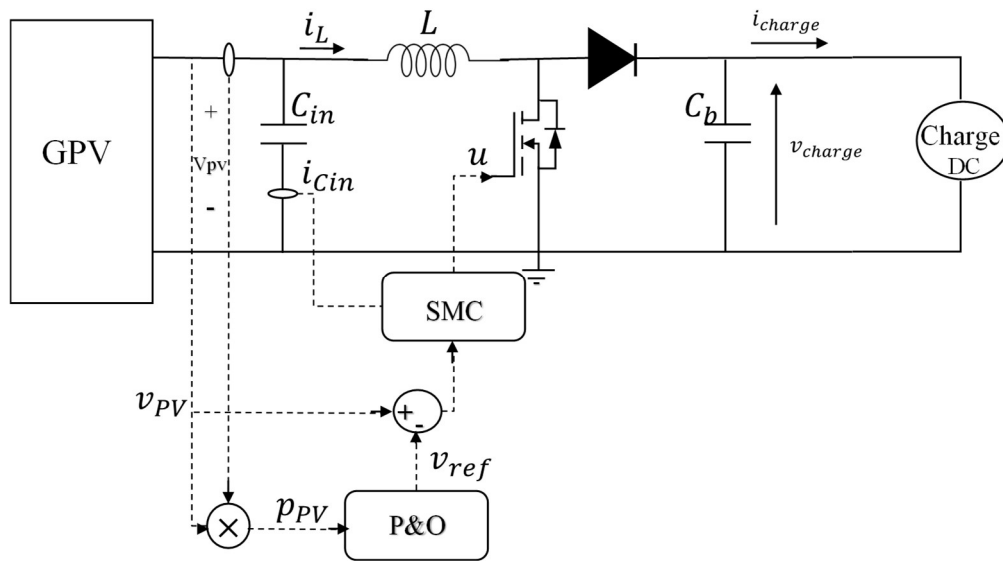
La solution proposée dans ce mémoire réside dans l'application d'une approche avancée de la technique par mode glissant pour stabiliser le système PV tout en atténuant les oscillations provoquées au niveau de la tension de sortie [12,50].

Le principal avantage de cette approche concerne la régulation de la tension v_{PV} sans régulateurs supplémentaires basés sur des modèles linéarisés. Une bonne alternative pour définir le comportement de la tension v_{PV} est d'inclure à la fois l'erreur par rapport à la tension de référence et sa dérivée dans l'expression de la surface de glissement. Cette dérivée peut être obtenue en mesurant le courant du condensateur d'entrée $i_{C_{in}}$.

Ce travail est basé sur la fonction de commutation Ψ et

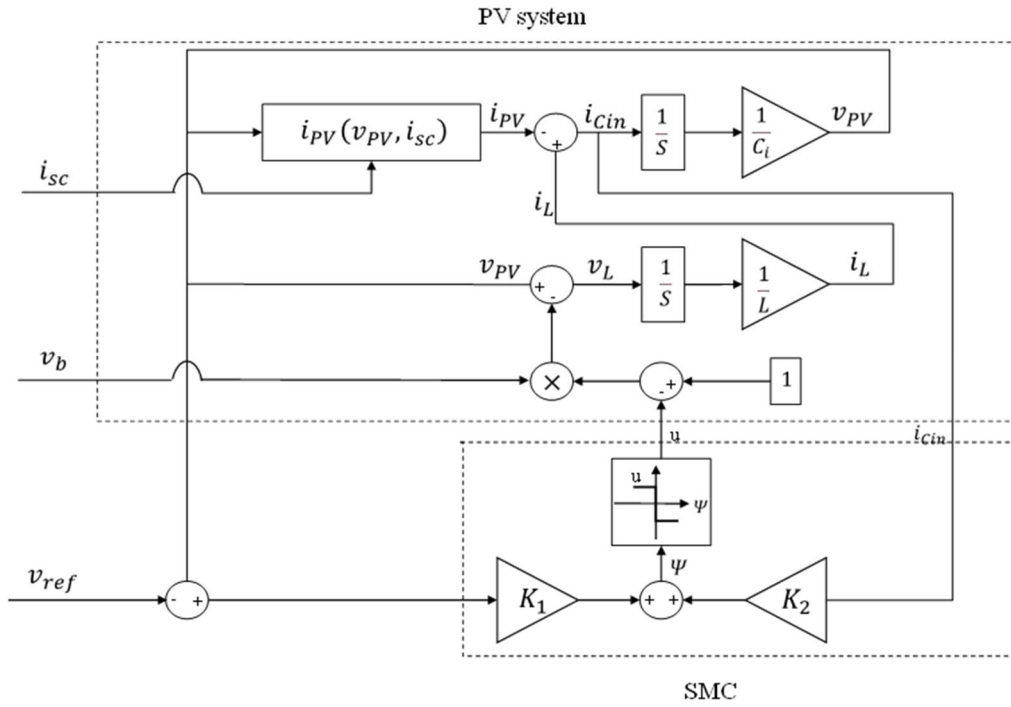
La surface de glissement Ψ données en (3.14), permet d'analyser la stabilité de la tension v_{PV} en présence de changement climatique.

$$\Psi = K_1 \cdot (v_{PV} - v_{ref}) + K_2 \cdot i_{C_{in}} \wedge \Phi = \{\Psi = 0\} \tag{3.14}$$



(a).Schéma de circuit.

Le schéma présenté sur la figure 4 (a) est utilisé pour mettre en œuvre la surface de glissement Ψ , où la tension de référence v_{ref} est fournie par un contrôleur P&O.



(b).Diagramme.

Figure 3.5. Contrôle du mode glissant basé sur l'erreur de tension et courant du condensateur d'entrée.

La figure 4 (b) présente le schéma de principe du système de commande comprenant le modèle du système PV et la structure SMC.

Le comportement dynamique du convertisseur DC-DC est modélisé par (3.15) et (3.16). i_{PV} et v_b représentent respectivement le courant PV et la tension de sortie, tandis que la variable u correspond au signal de commande.

$$i_{C_{in}} = C_{in} \cdot \frac{dv_{PV}}{dt} = i_{PV} - i_L \quad (3.15)$$

$$v_L = L \cdot \frac{di_L}{dt} = v_{PV} - v_b (1 - u) \quad (3.16)$$

Le courant i_{PV} peut être modélisé par le modèle simplifié à diode unique donné par l'équation (3.17) [21], [52]. Le courant i_{SC} représente le courant de court-circuit, I_R est le courant de saturation de la diode et α représente la tension thermique qui dépend de la température du panneau [51], sachant que le courant de court-circuit est approximativement proportionnel à l'éclairement S ($i_{SC} = K_S \cdot S$ [53]).

$$i_{PV} = i_{SC} - I_R \cdot (e^{\alpha \cdot v_{PV}} - 1) \quad (3.17)$$

La conception des régulateurs par mode glissant prend en charge les performances désirées d'une façon systématique, la mise en œuvre de cette méthode de commande nécessite de remplir trois conditions : existence, attractivité et convergence [54].

3.5.1. Condition d'existence

La condition d'existence (3.18) garantit que le signal de commande u soit présent dans la dérivée de la fonction de commutation [11].

$$\frac{d}{du} \frac{d\Psi}{dt} \neq 0 \quad (3.18)$$

Les dérivées de la fonction Ψ et du courant i_{PV} par rapport au temps sont données par les équations (3.19) et (3.20), où $Y = -I_R \cdot \alpha \cdot e^{\alpha \cdot v_{PV}}$

$$\frac{d\Psi}{dt} = K_1 \cdot \left(\frac{dv_{PV}}{dt} - \frac{dv_{ref}}{dt} \right) + K_2 \cdot \left(\frac{di_{PV}}{dt} - \frac{di_L}{dt} \right) \quad (3.19)$$

$$\frac{di_{PV}}{dt} = \frac{di_{SC}}{dt} + Y \cdot \frac{dv_{PV}}{dt} \quad (3.20)$$

En remplaçant (3.16) et (3.20) dans (3.19), on obtient :

$$\frac{d\Psi}{dt} = \frac{dv_{PV}}{dt} \cdot \left(K_1 + K_2 \cdot \frac{di_{PV}}{dv_{PV}} \right) - K_1 \cdot \frac{dv_{ref}}{dt} + K_2 \cdot \frac{di_{sc}}{dt} - K_2 \cdot \left(\frac{v_{PV} - v_b \cdot (1-u)}{L} \right) \quad (3.21)$$

En dérivant (3.21) par rapport à u , on a :

$$\frac{d}{du} \frac{d\Psi}{dt} = -\frac{K_2 \cdot v_b}{L} \neq 0 \quad (3.22)$$

Alors, la condition d'existence est assurée si le paramètre $K_2 \neq 0$ puisque v_b et L sont tous les deux positifs.

3.4.2. Condition de la commande équivalente

La commande équivalente u_{eq} est une fonction continue qui sert à maintenir la variable à contrôler sur la surface de glissement. Elle est obtenue grâce aux conditions d'invariance de la surface de glissement. Pour un convertisseur DC-DC, la plage correcte est donnée par : $0 < u_{eq} < 1$.

$$\frac{d\Psi}{dt} = 0 \rightarrow 0 < u_{eq} < 1 \quad (3.23)$$

En remplaçant u par u_{eq} dans (13), tout en respectant l'inégalité donnée dans (15), on obtient :

$$0 < u_{eq} = \frac{L}{v_b} \left[\left(\frac{K_1}{K_2} + Y \right) \frac{dv_{PV}}{dt} - \frac{K_1}{K_2} \frac{dv_{ref}}{dt} \right] + \frac{L}{v_b} \frac{di_{SC}}{dt} - \frac{v_{PV}}{v_b} + 1 < 1 \quad (3.24)$$

En considérant que le système est maintenu sur la surface de glissement $\Psi = 0$, L'équation (3.25) obtenue à partir de (3.14) et (3.15) décrit la dynamique du mode glissant, qui peut être analysée dans le domaine de Laplace comme l'indique l'expression (3.26).

$$i_{C_{in}} = C_{in} \frac{dv_{PV}}{dt} = -\frac{K_1}{K_2} (v_{PV} - v_{ref}) \quad (3.25)$$

$$\frac{V_{PV}(s)}{V_{ref}(s)} = \frac{1}{\frac{K_2 \cdot C_{in}}{K_1} s + 1} \quad (3.26)$$

Eq. (3.26) montre l'existence d'un pôle équivalent : $-\frac{K_1}{K_2 \cdot C_{in}}$. Par conséquent, K_1 et K_2 doivent

être de même signe pour assurer la stabilité du système.

Les inégalités (3.27) et (3.28) qui définissent les limites dynamiques des dérivées de la tension de référence et du courant de court-circuit sont obtenues en substituant (3.25) dans (3.24).

$$\left(\frac{v_{PV} - v_b}{L} \right) + \frac{K_1}{K_2 \cdot C_{in}} \cdot \left(\frac{K_1}{K_2} + Y \right) \cdot \Delta v_{MPPT} < -\frac{K_1}{K_2} \frac{dv_{ref}}{dt} + \frac{di_{SC}}{dt} \quad (3.27)$$

$$-\frac{K_1}{K_2} \frac{dv_{ref}}{dt} + \frac{di_{SC}}{dt} < \left(\frac{v_{PV}}{L} \right) + \frac{K_1}{K_2 \cdot C_{in}} \cdot \left(\frac{K_1}{K_2} + Y \right) \cdot \Delta v_{MPPT} \quad (3.28)$$

Les valeurs minimales et maximales de $\frac{dv_{ref}}{dt}$ supposées remplir la condition sur la commande

équivalente sont données par les équations (3.29) et (3.30) :

$$\frac{dv_{ref}}{dt} < \frac{K_2}{K_1} \cdot \left[K_s \cdot \frac{dS}{dt} - \left(\frac{v_{PV} - v_b}{L} \right) - \frac{K_1}{K_2 \cdot C_{in}} \cdot \left(\frac{K_1}{K_2} + Y \right) \cdot \Delta v_{MPPT} \right] \quad (3.29)$$

$$\frac{dv_{ref}}{dt} > \frac{K_2}{K_1} \cdot \left[K_s \cdot \frac{dS}{dt} - \left(\frac{v_{PV}}{L} \right) - \frac{K_1}{K_2 \cdot C_{in}} \cdot \left(\frac{K_1}{K_2} + Y \right) \cdot \Delta v_{MPPT} \right] \quad (3.30)$$

Etant donné que le contrôleur P&O produit des changements échelonnés au niveau du signal de sortie, il est nécessaire d'introduire un filtre passe-bas entre ce dernier et le bloc SMC pour satisfaire

les équations (3.29) et (3.30) et afin d'atténuer cet inconvénient. La figure 5 présente le système PV complet comprenant un tel filtre de référence.

3.5.3. Condition d'attractivité

Cette condition permet de donner à la surface de glissement une dynamique de convergence vers zéro $\Psi = 0$. La conception SMCA proposée nécessite une valeur négative pour le paramètre K_2 comme discuté dans la section précédente, par conséquent, la condition d'existence dans (3.22) est positive, ce qui impose les conditions d'attractivité (3.31) et (3.32). La valeur de u est imposée pour chaque condition : $u = 1$ pour $\Psi < 0$ et $u = 0$ pour $\Psi > 0$ [54].

$$\lim_{\Psi \rightarrow 0^-} \left. \frac{d\Psi}{dt} \right|_{u=1} = \left. \frac{d\Psi}{dt} \right|_{u=1, \Psi=0} > 0 \quad (3.31)$$

$$\lim_{\Psi \rightarrow 0^+} \left. \frac{d\Psi}{dt} \right|_{u=0} = \left. \frac{d\Psi}{dt} \right|_{u=0, \Psi=0} < 0 \quad (3.32)$$

En remplaçant l'équation (3.21) dans (3.31) et (3.32), on obtient les équations (3.33) et (3.34) qui confirment que la condition d'attractivité $\Psi\dot{\Psi} < 0$ est vérifiée.

$$\lim_{\Psi \rightarrow 0^-} \frac{d\Psi}{dt} = \frac{v_{PV}}{dt} (K_1 + K_2 Y) - K_1 \frac{dv_{ref}}{dt} + K_2 \frac{di_{sc}}{dt} - K_2 \left(\frac{v_{PV}}{L} \right) > 0 \quad (3.33)$$

$$\lim_{\Psi \rightarrow 0^+} \frac{d\Psi}{dt} = \frac{v_{PV}}{dt} (K_1 + K_2 Y) - K_1 \frac{dv_{ref}}{dt} + K_2 \frac{di_{sc}}{dt} - K_2 \left(\frac{v_{PV} - v_b}{L} \right) < 0 \quad (3.34)$$

3.5. Calcul des paramètres

L'utilisation des comparateurs à hystérésis pour implémenter la commande SMCA est une pratique courante dans les applications utilisant des convertisseurs DC-DC. Une bande à hystérésis H doit être ajoutée à la surface de glissement pour limiter la fréquence de commutation [10]. Les limites de la surface de glissement seront donc :

$$-\frac{H}{2} \leq \Psi \leq \frac{H}{2}.$$

Cette limitation est montrée dans l'équation (3.35) qui est extraite des inégalités (3.31) et (3.32).

$$\Psi \leq -\frac{H}{2} \rightarrow u = 1 \wedge \Psi \geq \frac{H}{2} \rightarrow u = 0 \quad (3.35)$$

3.5.1 Analyse de la fréquence de commutation

L'approche SMCA basée sur des comparateurs à hystérésis impose une fréquence de commutation variable f_{sw} . Tenant compte du fait que le condensateur d'entrée et l'inductance du schéma de la figure 3.6 forment un filtre de second ordre [55], et en raison de la faible ondulation de la tension

PV, l'amplitude des ondulations du courant d'inductance Δi_L et du condensateur $\Delta i_{C_{in}}$ est la même [55], c'est-à-dire $\Delta i_{C_{in}} = \Delta i_L$. La fréquence f_{sw} imposée par le SMCA est calculée comme en (3.36).

$$f_{sw} = \frac{v_{PV} \cdot (v_b - v_{PV})}{\Delta i_{C_{in}} \cdot L \cdot v_b} \quad (3.36)$$

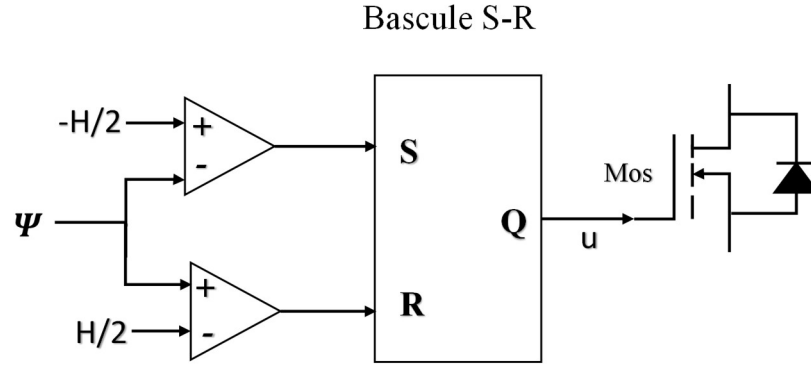


Figure 3.6. Schéma de mise en œuvre de l'action de contrôle.

3.5.2 Calcul de K2

Le comportement en mode glissant, décrit en (3.14) et (3.26), garantit qu'en régime permanent

$$v_{PV} = v_{ref}, \text{ donc la condition } -\frac{H}{2} \leq \Psi \leq \frac{H}{2} \text{ devient } -\frac{H}{2} \leq i_{C_{in}} K_2 \leq \frac{H}{2}.$$

K_2 peut être calculée à partir de (3.37).

$$|K_2| = \frac{H}{\Delta i_{C_{in}}} \quad (3.37)$$

Où $\Delta i_{C_{in}}$ doit être conçu pour garantir un mode de conduction continu et éviter de fortes ondulations de la tension PV.

3.5.3 Conception du filtre de référence

La première étape pour concevoir le filtre passe-bas ajouté à la figure 3.7 pour la référence de tension consiste à définir l'ordre du filtre. En utilisant un filtre du second ordre, il est possible d'obtenir les mêmes performances qu'un filtre du 1^{er} ordre avec un temps de réponse plus court, ce qui est souhaitable pour permettre des valeurs plus faibles pour T_a afin d'améliorer la vitesse de suivi du MPPT.

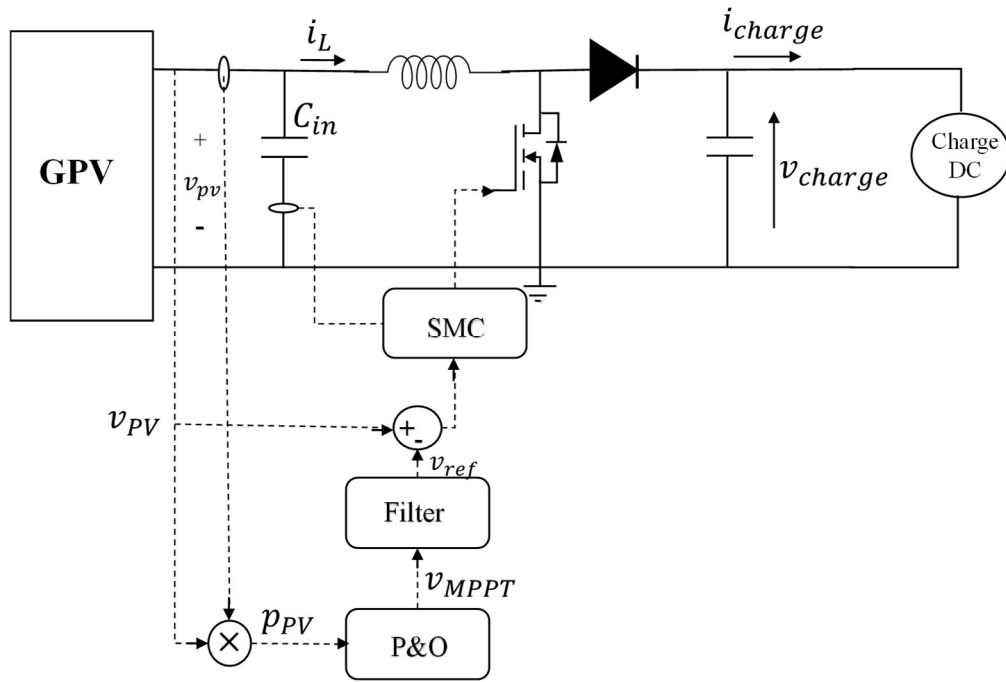


Figure 3.7. Système PV complet incluant le filtre de référence.

Le filtre du second ordre donné en (3.38), qui considère un rapport d'amortissement $\zeta = 1$ pour éviter les dépassements dans la référence du SMCA est utilisé.

Ce filtre présente un temps de réponse égal à $t_{s,2nd} = \frac{5.8339}{\omega_n}$.

$$\frac{v_{ref}(s)}{v_{MPPT}(s)} = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2.\omega_n.s + \omega_n^2} \quad (3.38)$$

La réponse temporelle $Y_{Fil}(t)$ du filtre du second ordre à une entrée échelon de grandeur Δv_{MPPT} est présentée en (3.39), où ω_n doit être conçu pour garantir que la référence SMC v_{ref} remplit les contraintes de (3.29) et (3.30). Une telle conception nécessite d'évaluer à la fois les limites supérieures et inférieures dans la plage de fonctionnement du système PV, par ex. tensions PV

minimale et maximale, pour obtenir la limite la plus restrictive pour $\frac{dv_{ref}}{dt}$ c'est-à-dire $\max\left(\frac{dv_{ref}}{dt}\right)$.

$$Y_{Fil}(t) = \Delta v_{MPPT} \cdot (1 - e^{-\omega_n t} \cdot (1 + \omega_n t)) \quad (3.39)$$

Ensuite, la valeur maximale de la dérivée de tension filtrée (3.40) doit être égale à $\max\left(\frac{dv_{ref}}{dt}\right)$. La valeur de t à laquelle (3.40) présente le maximum global est $t = \frac{1}{\omega_n}$ alors le paramètre de filtre ω_n doit être calculé comme dans (34).

$$\frac{dY_{Fil}}{dt} = \Delta v_{MPPT} \cdot (\omega_n^2 \cdot t \cdot e^{-\omega_n \cdot t}) = \max\left(\frac{dv_{ref}}{dt}\right) \quad (3.40)$$

$$\omega_n = \frac{\max\left(\frac{dv_{ref}}{dt}\right) \cdot e^1}{\Delta v_{MPPT}} \quad (3.41)$$

Pour illustrer l'amélioration des performances du système en utilisant le filtre du second ordre, le filtre du premier ordre dans (3.38) a été conçu comme proposé dans [51][21]: $\tau_f = \frac{\Delta v_{MPPT}}{\max\left(\frac{dv_{ref}}{dt}\right)}$

Ensuite, pour obtenir la même limitation $\max\left(\frac{dv_{ref}}{dt}\right)$ dans le comportement dynamique de la référence SMC, le filtre du second ordre offre un temps de réponse 54% plus court que l'option du premier ordre. Ainsi, en tenant compte du fait que $T_a \geq t_s$ [20], le filtre du second ordre permet de mettre en œuvre un algorithme P&O plus rapide.

3.6. Résultats de simulation

Le système photovoltaïque PV est modélisé et mis en œuvre dans le logiciel Matlab/Simulink (Figure 3.8) afin d'évaluer et de comparer les performances de l'algorithme proposé SMCA par rapport à l'algorithme conventionnel P&O.

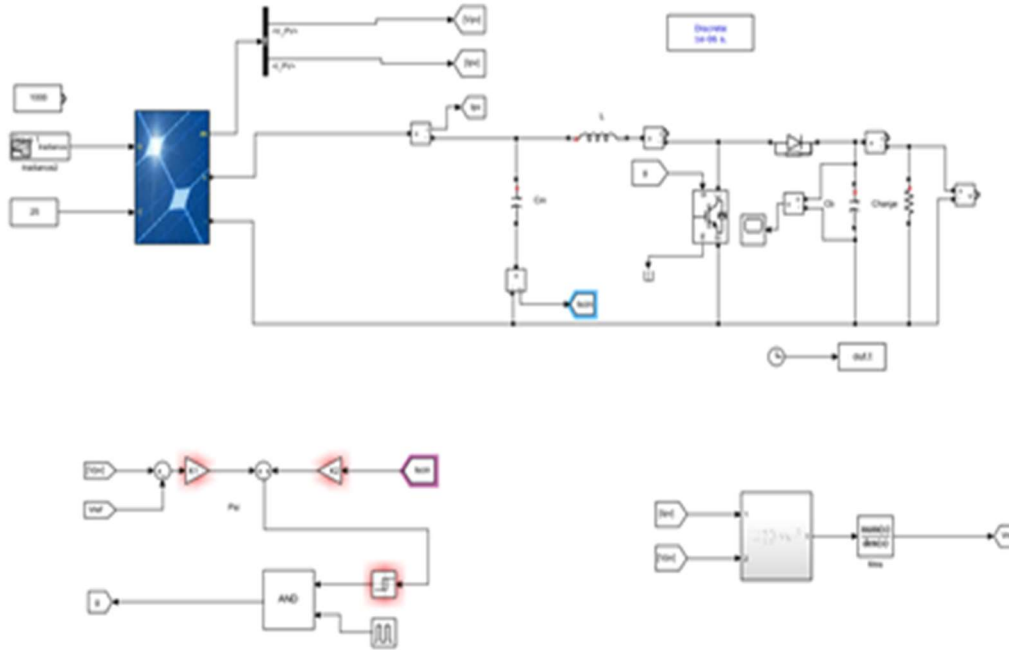


Figure 3. 8. Schéma sous Simulink du système global

Une étude comparative avec des paramètres de simulation strictement identiques est menée. Le système PV est constitué d'un générateur PV de type *BP585*, d'un convertisseur élévateur DC-DC, d'une charge et du bloc de contrôle MPPT. Les paramètres du module PV *BP585* sont présentés dans le tableau 3.1. La tension d'entrée du convertisseur DC-DC est réglée sur 18V, la valeur de l'inductance est égale à 22.5mH, le condensateur d'entrée à 132 μF, le condensateur de sortie à 66 μF et la charge résistive de sortie à 12Ω.

Tableau 3. 1.Spécifications du système

Paramètres	Valeurs numériques
Puissance maximale P_{max} (W)	84.96
Tension à la puissance maximale V_{MPP} (V)	18
Courant à la puissance maximale I_{MPP} (A)	4.72
Tension du circuit ouvert V_{CO} (V)	22.1
Courant de court-circuit I_{SC} (A)	5
Coefficient de température de V_{CO} (% / deg.C)	-0.8
Coefficient de température de I_{CC} (% / deg.C)	0.00065

Plusieurs simulations ont été réalisées en tenant compte des variations des conditions climatiques à savoir l'éclairement et la température. Les résultats obtenus sont présentés pour une durée de 1 seconde. Chaque figure présente une comparaison des caractéristiques du système PV régit par les

approches SMCA et P&O. Un zoom est fait dans deux endroits, le premier au démarrage du profil pour illustrer le temps de réponse et le deuxième pour montrer les oscillations autour du MPP.

Cas 1 : Conditions climatiques standards

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

Les figures 3.9-3.14 montrent les résultats de simulation de la puissance P_{PV} , du courant I_{PV} , de la tension V_{PV} , de la tension de sortie V_0 du convertisseur, du rapport cyclique (signal de commande) de la commande P&O ainsi que de la surface de glissement de la commande SMCA.

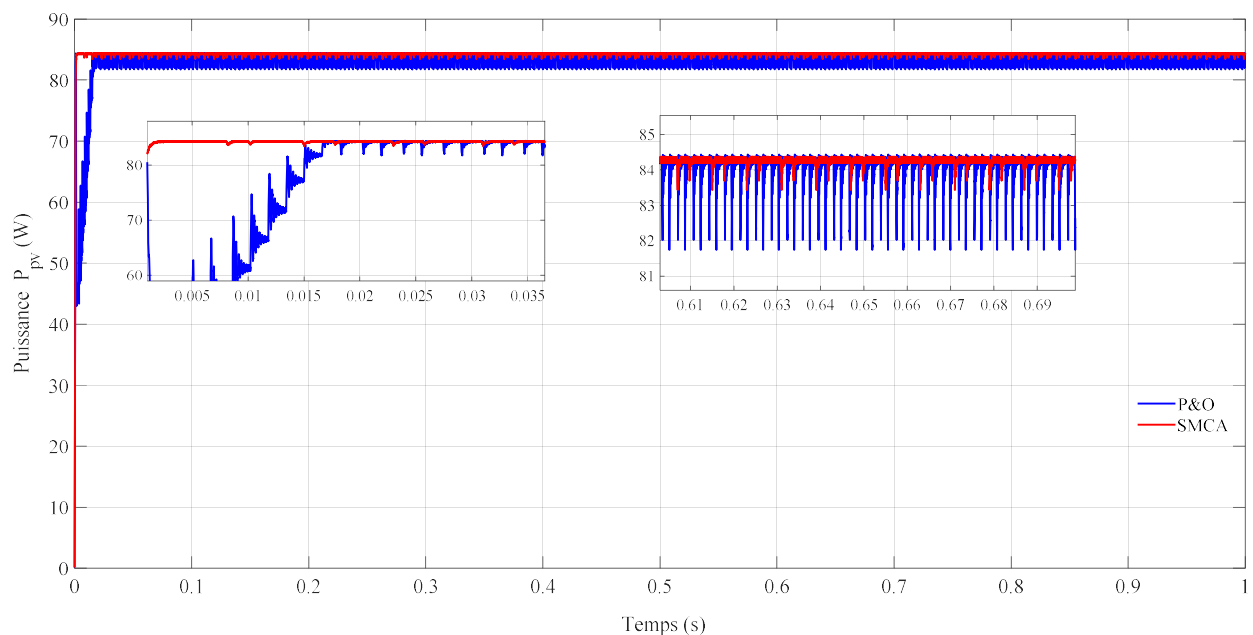


Figure 3.9. Evolution de la puissance P_{PV} du panneau

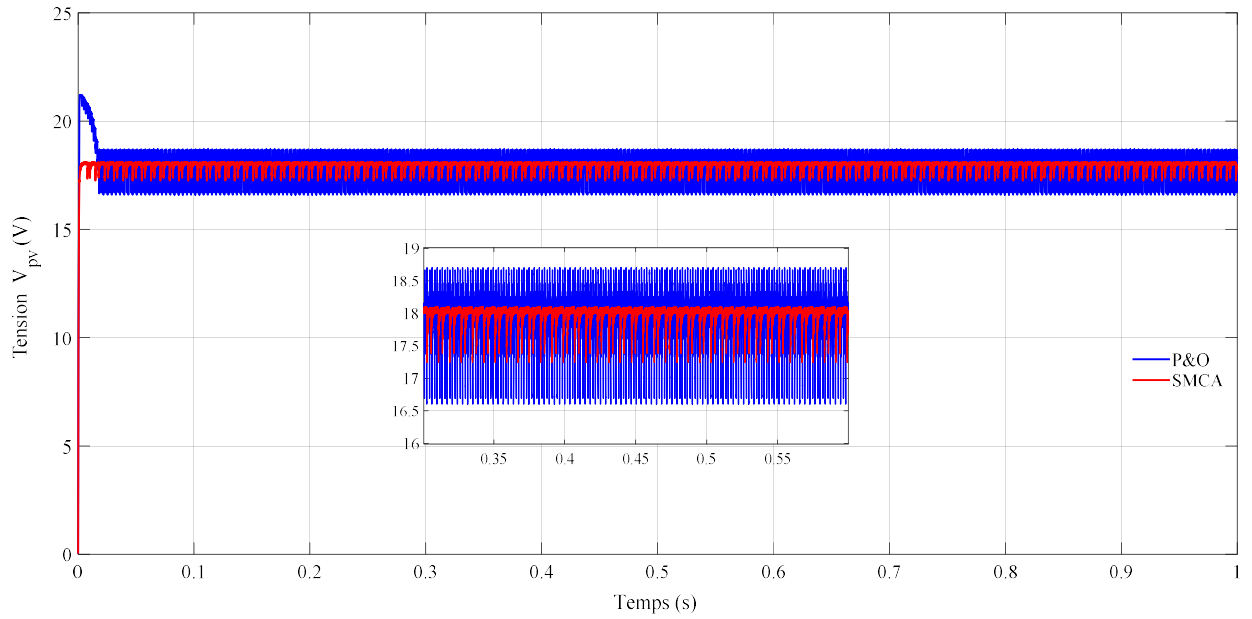


Figure 3.10. Evolution de la tension V_{pv} du panneau

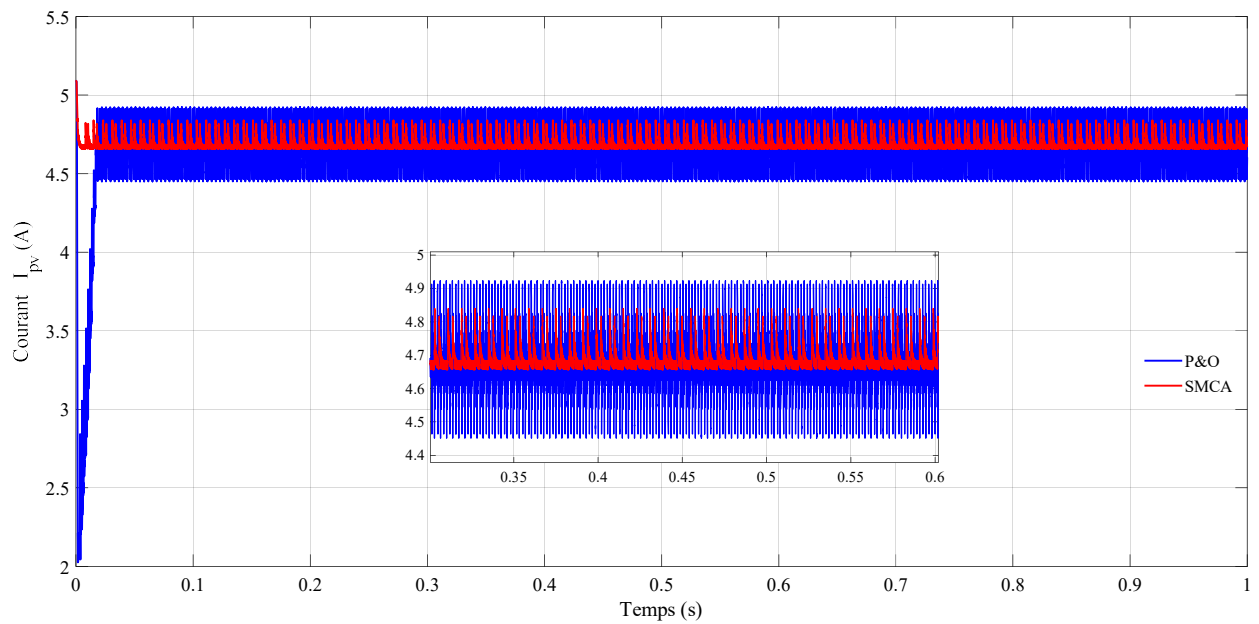


Figure 3.11. Evolution du courant I_{pv} du panneau

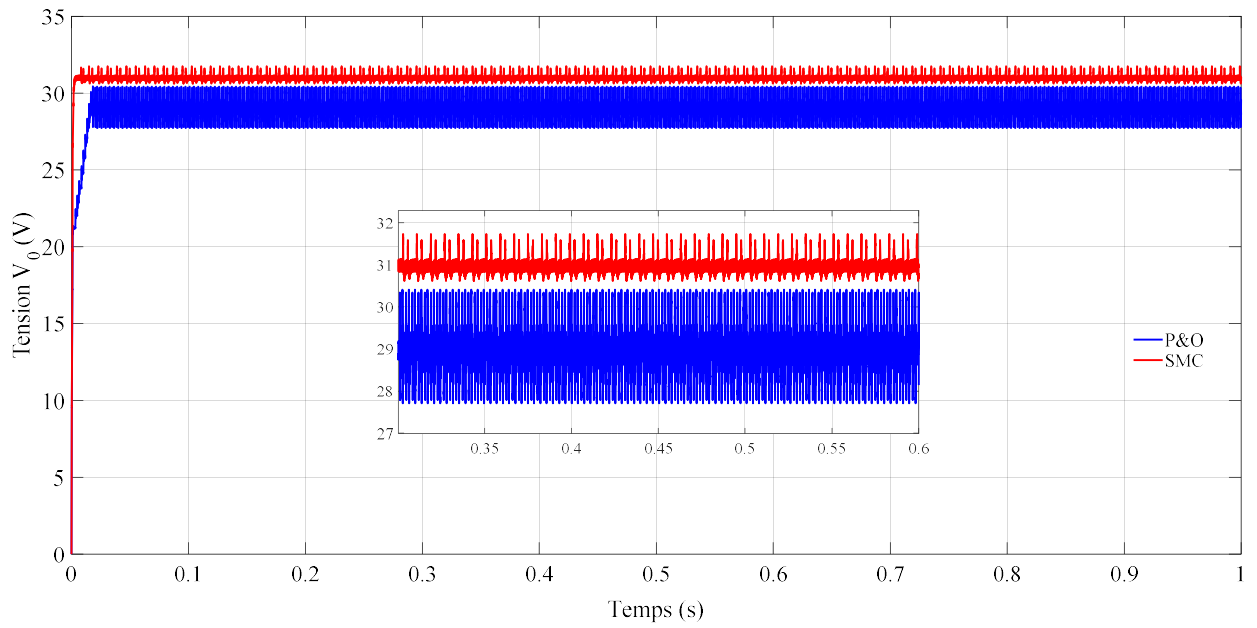


Figure 3.12. Evolution de la tension de sortie V_0

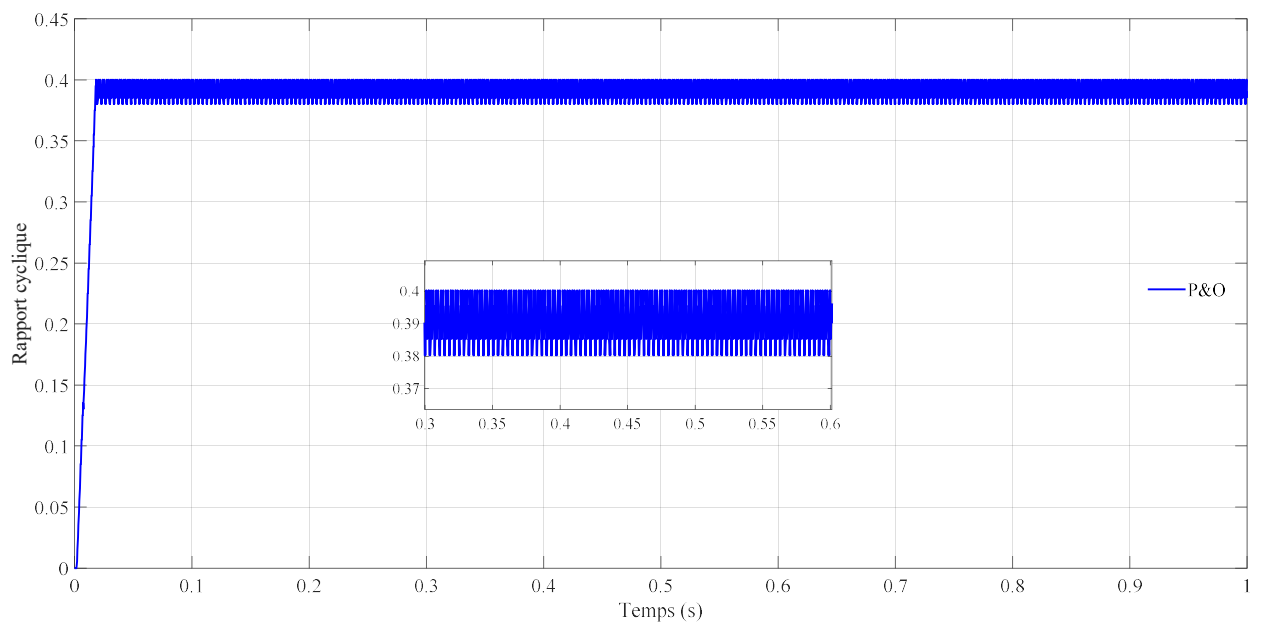


Figure 3.13. Evolution du rapport cyclique du convertisseur.

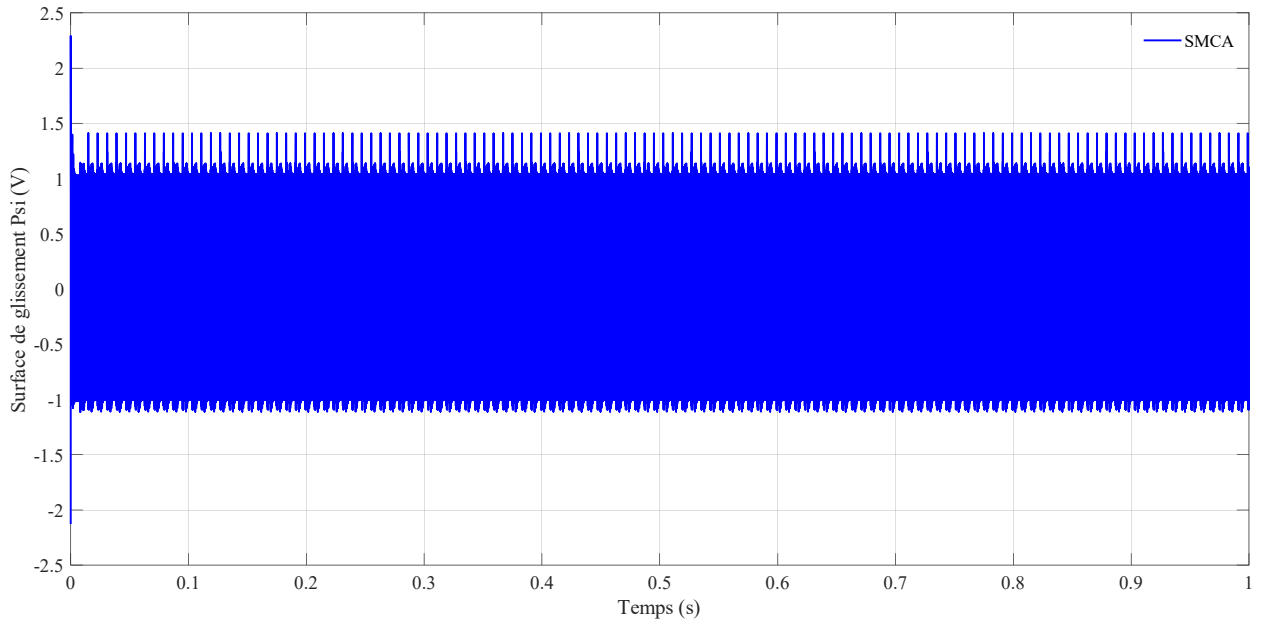


Figure 3.14. Evolution de la surface de glissement

D'après ces résultats, on constate que les deux approches utilisées (P&O et SMCA) sont en mesure de suivre correctement le MPP. En plus, le SMCA fournit un temps de réponse le plus court (2 ms).

La technique P&O présente cependant un comportement dynamique caractérisé par d'importantes oscillations qui ont un effet négatif sur le fonctionnement du système PV (qui se traduit physiquement par une perte de puissance). Ces oscillations dépendent fortement du pas de perturbation. En effet lorsque ce dernier diminue (augmente), le système PV devient lent (rapide) et l'amplitude des oscillations diminue (augmente).

Tableau 3. 2.

Algorithme	SMCA	P&O
Temps de réponse (s)	0.002	0.0175
Rendement (%)	99.14	98.53
Oscillation (W)	0.943	2.703

L'objectif de la section suivante est de faire varier les deux paramètres influant sur les chaînes de conversion PV, à savoir les conditions climatiques S et T . Pour chaque test, on garde constant un paramètre et on varie le deuxième par un changement brusque.

Cas 2 : Eclairage variable

Afin de voir l'effet d'une variation de l'éclairage, un profil de référence est appliqué tout en fixant la température à 25°C. Ce profil est illustré sur la figure suivante :

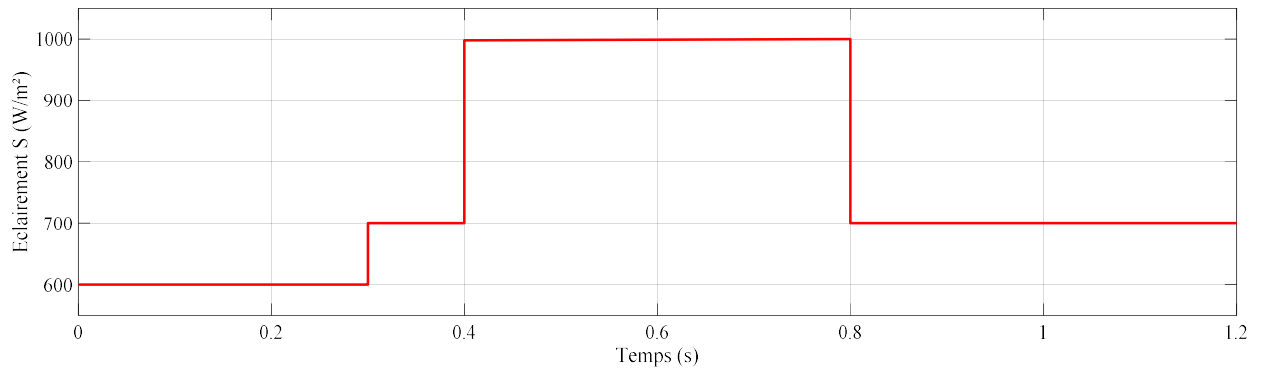


Figure 3.15. Variation de l'éclairement en fonction du temps

Dans ces conditions, les caractéristiques du système PV sont montrées sur la figure suivante :

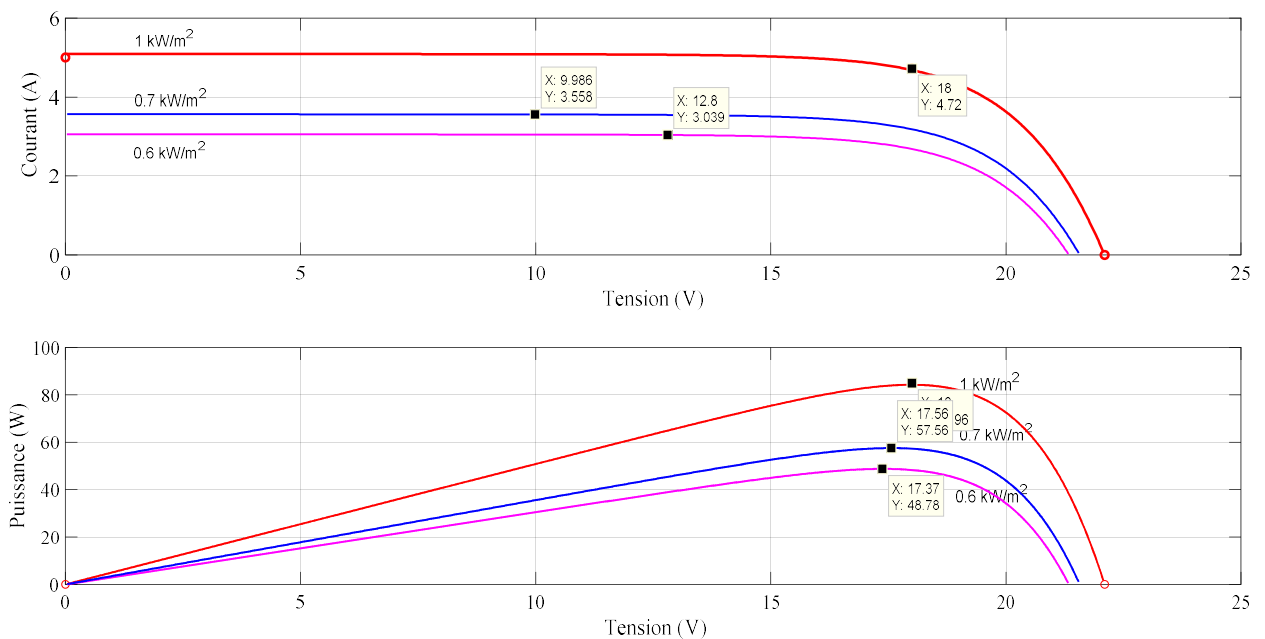


Figure 3.16. Caractéristiques du panneau PV

Les résultats de simulation correspondants sont illustrés sur les figures 3.17-3.22. On constate qu'au démarrage du profil, le SMCA traque le PPM avant le P&O d'une durée d'environ 12 ms. De plus, à chaque variation, l'approche P&O présente une perte d'énergie par rapport au SMCA et en régime établi, oscille autour du PPM entre 74.5W et 84W.

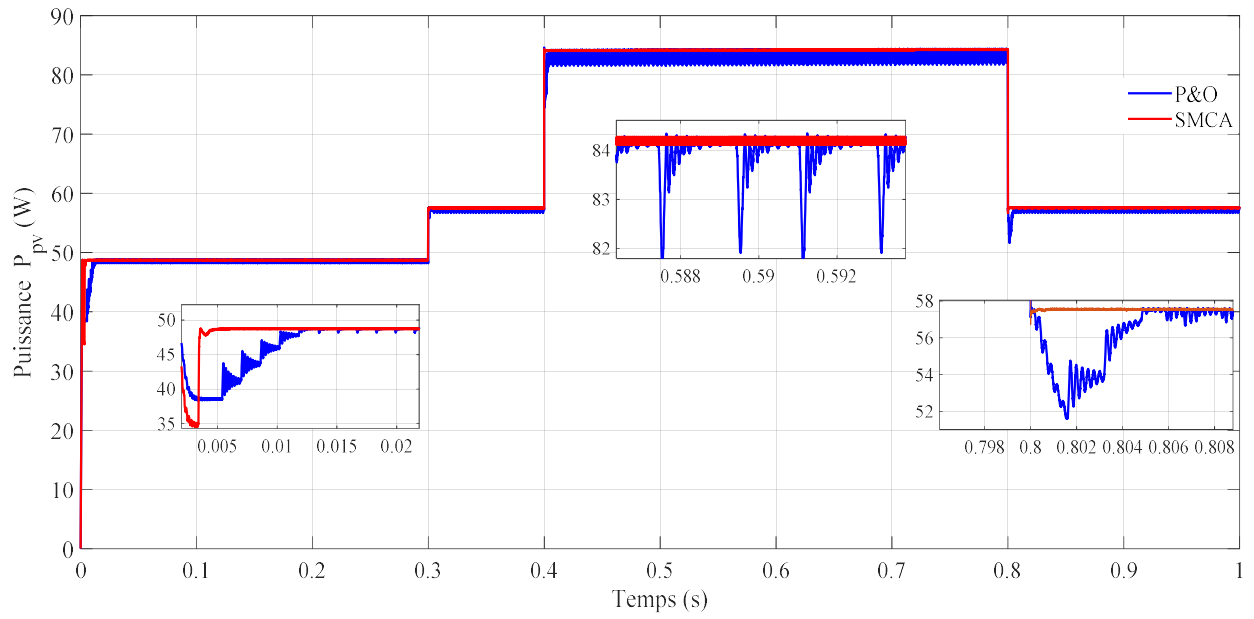


Figure 3.17. Evolution de la puissance P_{PV} du panneau

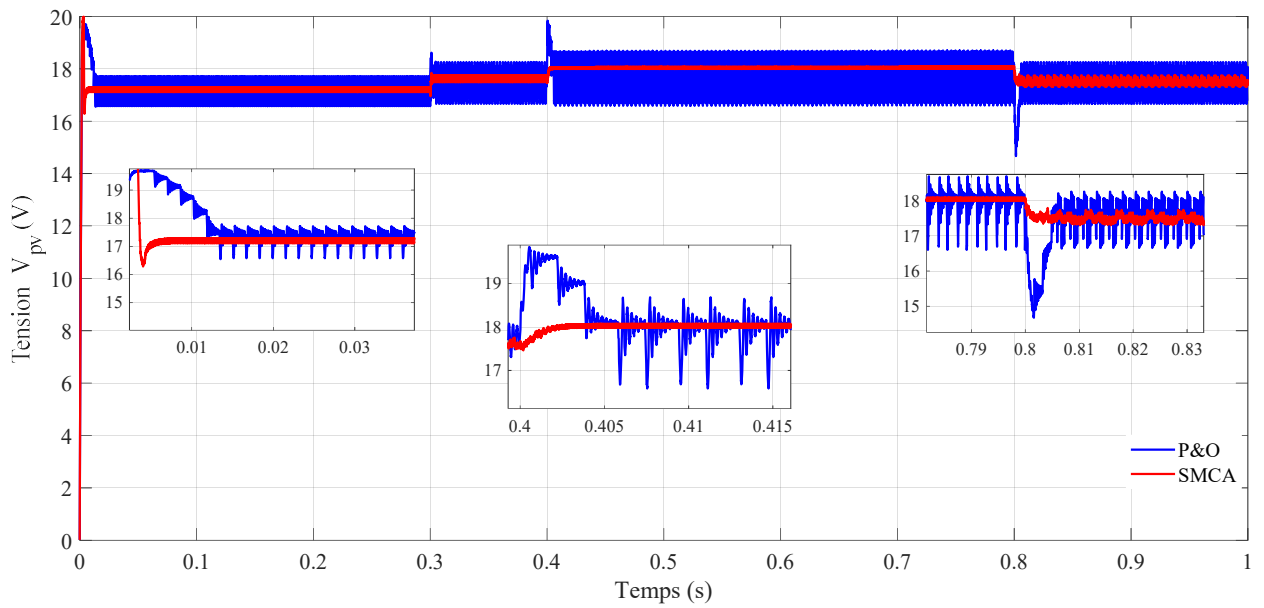


Figure 3.18. Evolution de la tension V_{PV} du panneau

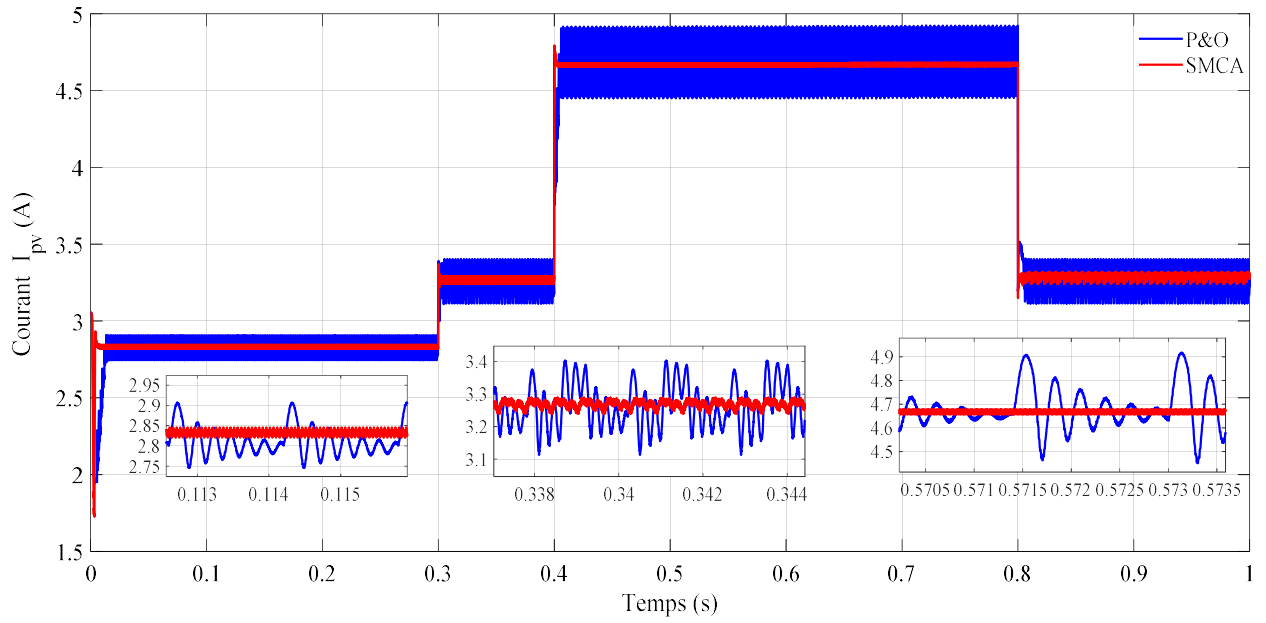


Figure 3.19. Evolution du courant I_{pv} du panneau

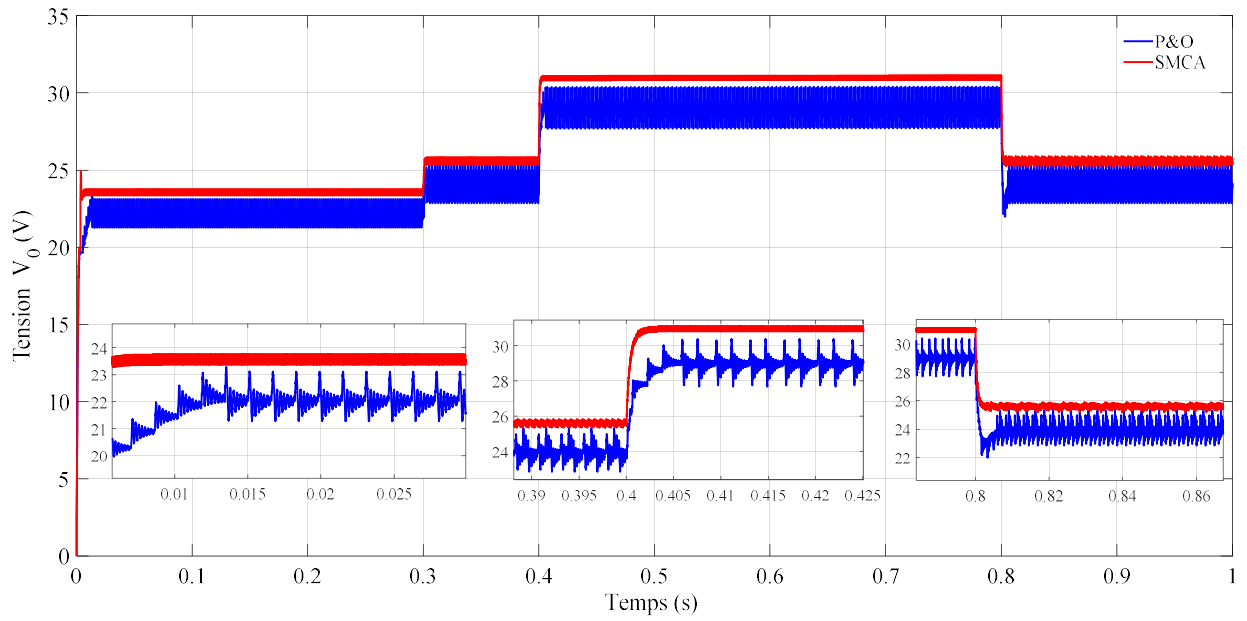


Figure 3.20. Evolution de la tension de sortie V_0

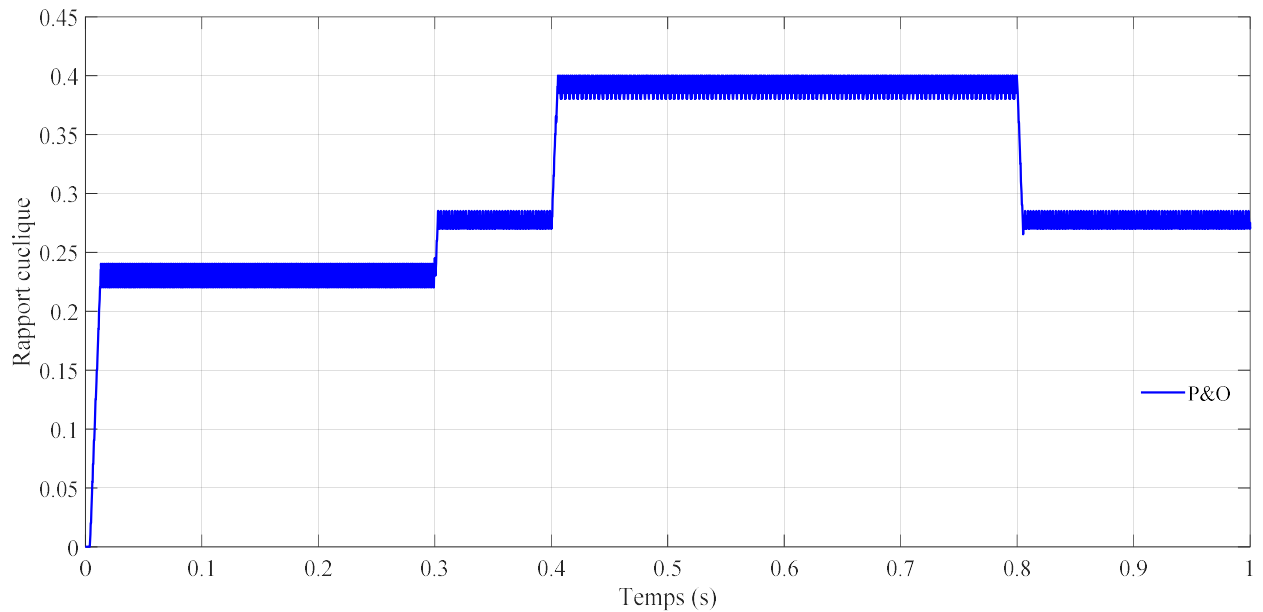


Figure 3.21. Evolution du rapport cyclique du convertisseur

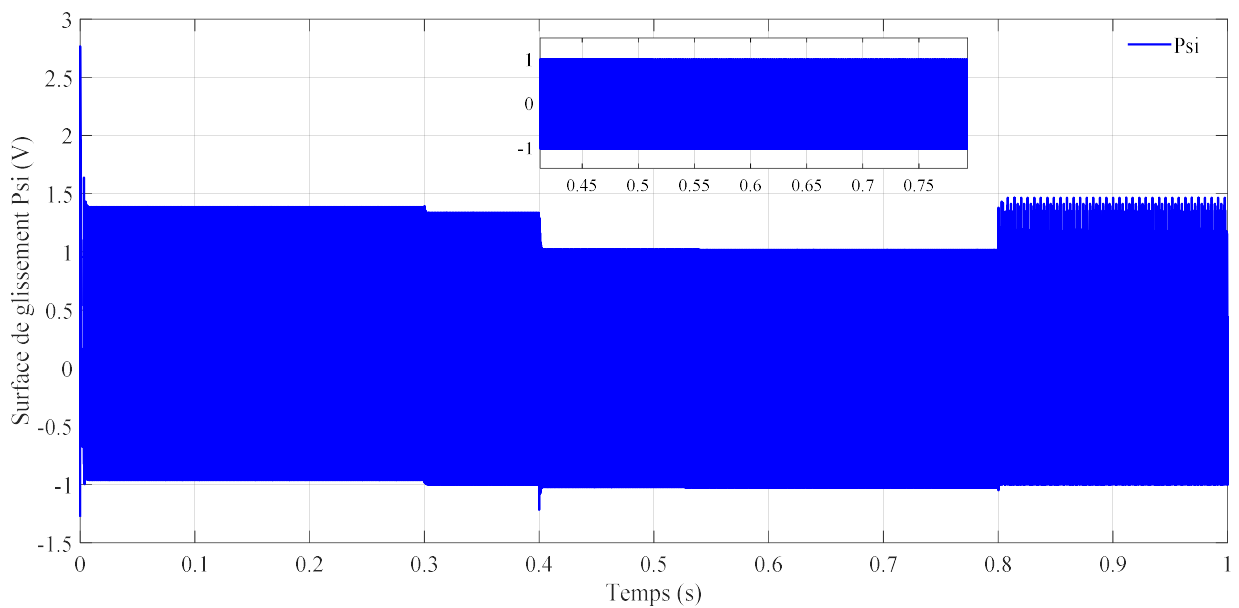


Figure 3.22. Evolution de la surface de glissement

Cas 3 : Température variable

Un autre facteur qui influence la caractéristique du générateur PV est la température T . On maintient le niveau de l'éclairement à une valeur constante (1000 W/m^2) et on fait varier la température selon la figure suivante :

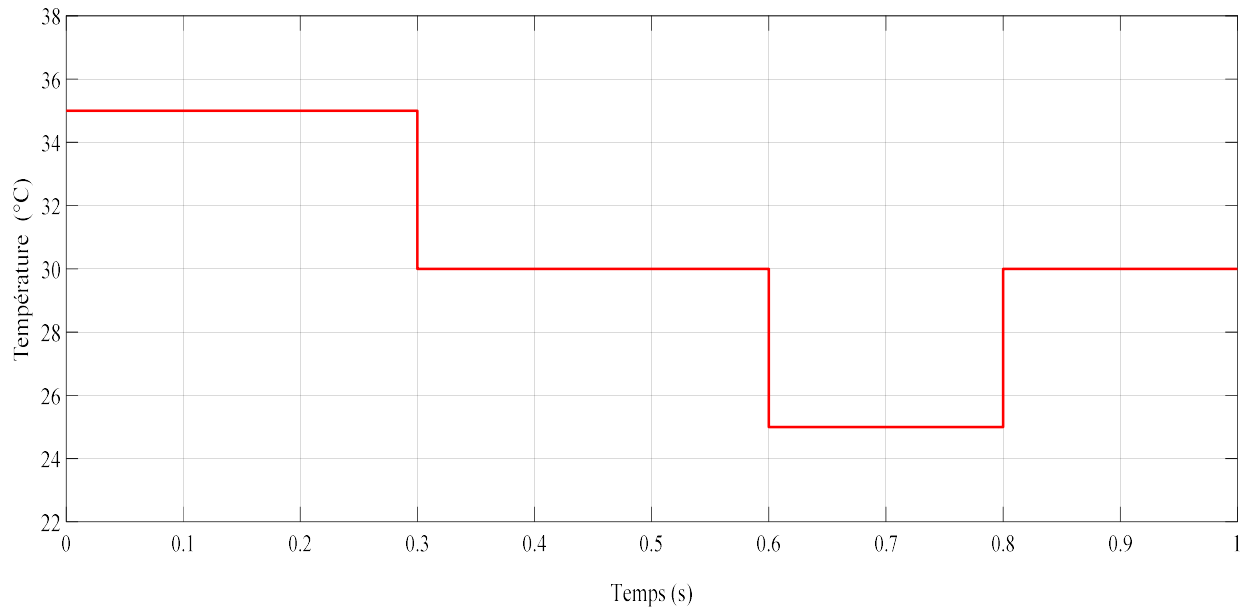


Figure 3.23. Variation de la température en fonction du temps

Les caractéristiques du système PV dans ces conditions sont montrées sur la figure suivante :

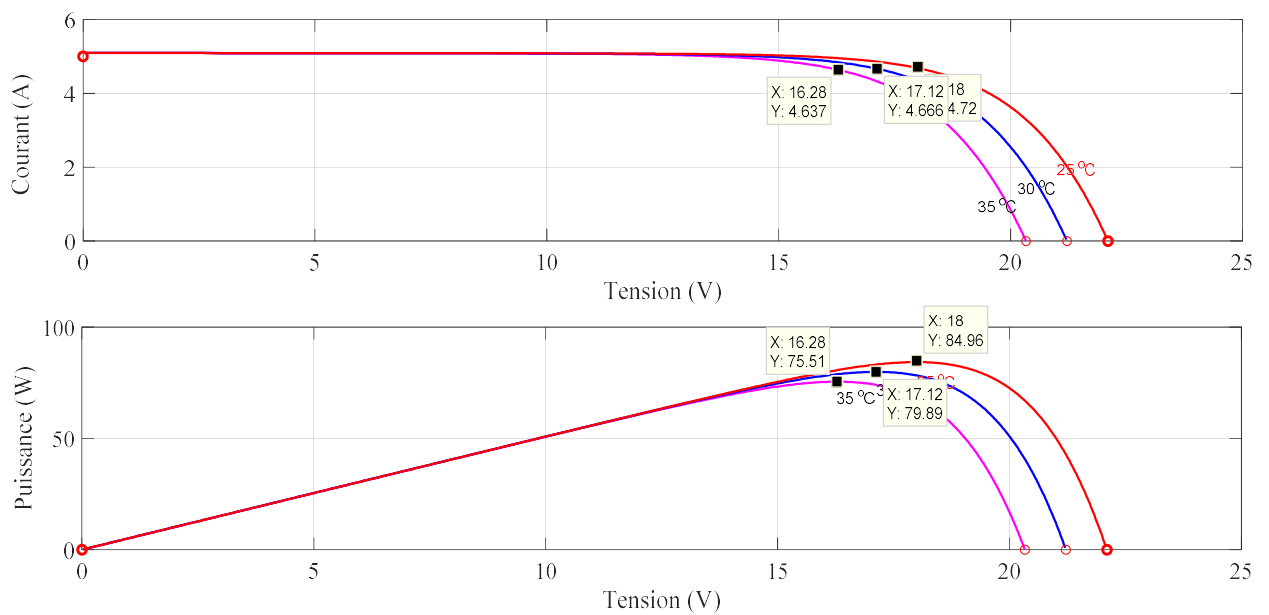


Figure 3.24. Caractéristiques du panneau PV

Les résultats de simulation sont représentés sur les figures 3.25- 3.29.

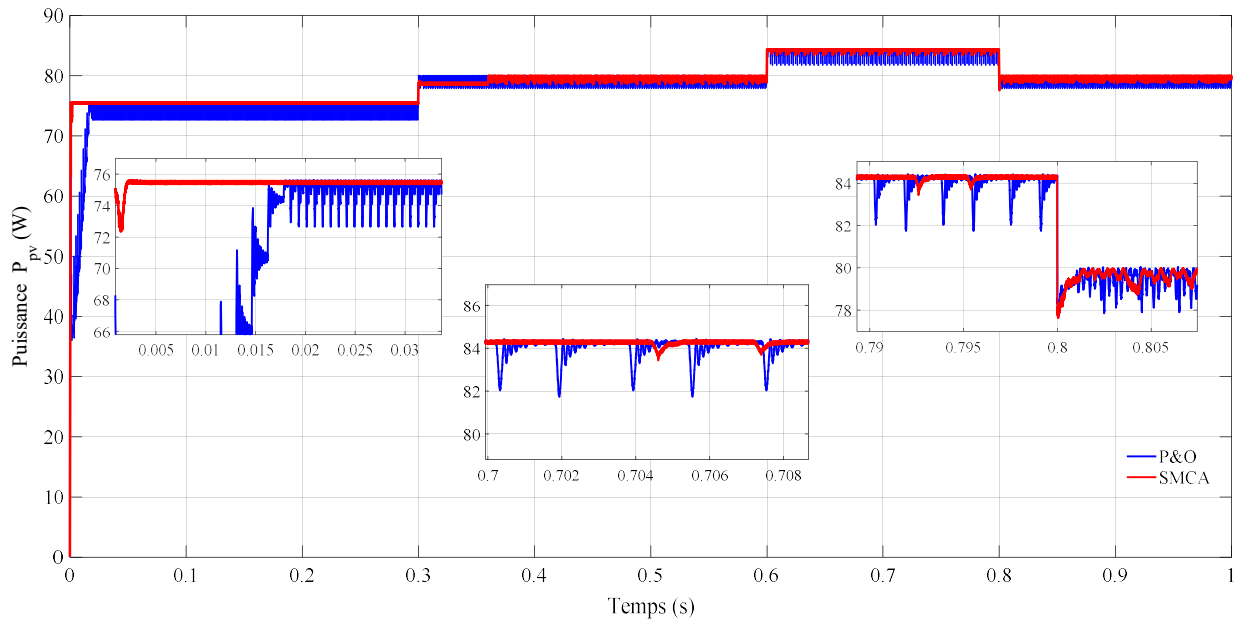


Figure 3.25. Evolution de la puissance P_{pv} du panneau

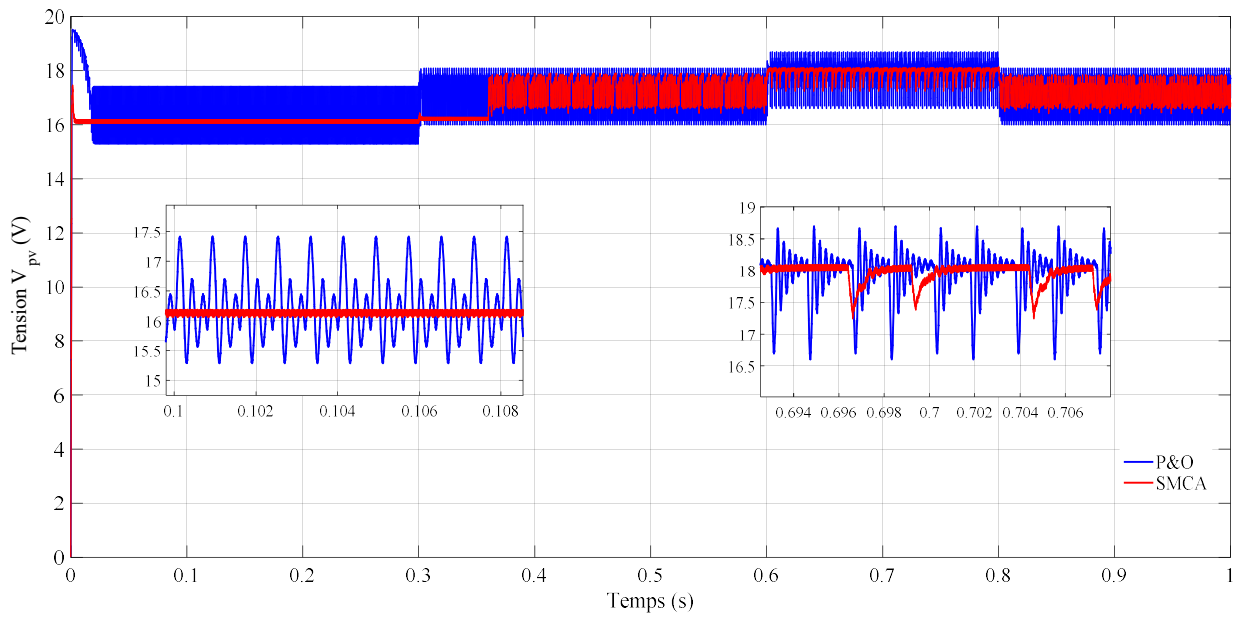


Figure 3.26. Evolution de la tension V_{pv} du panneau

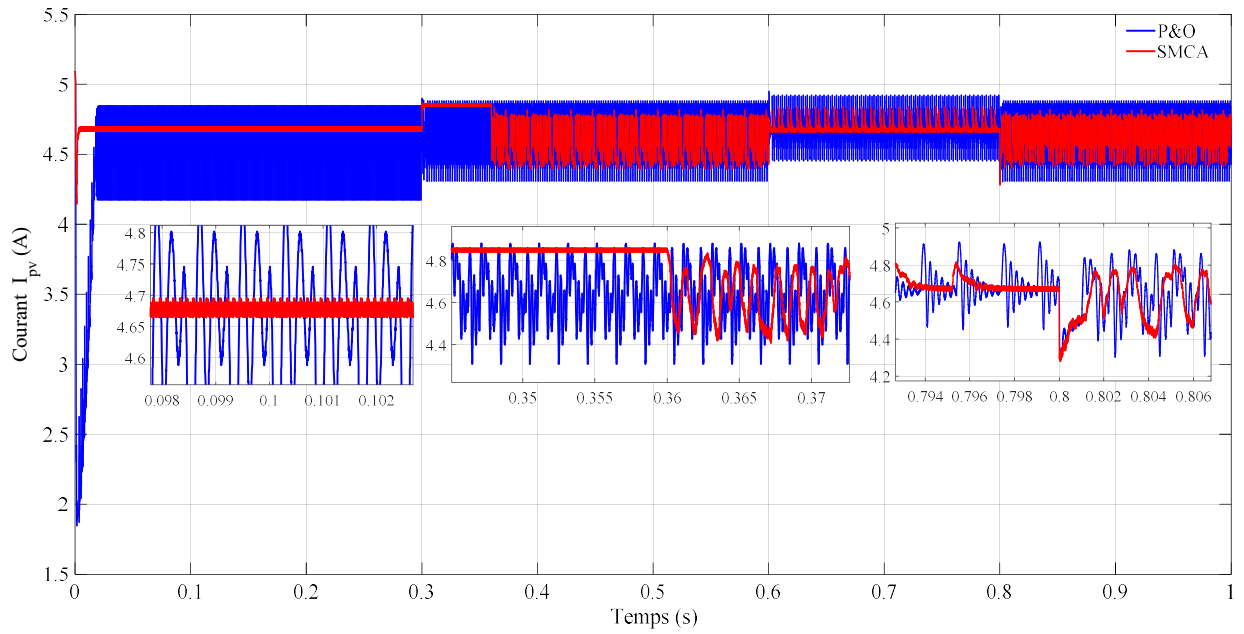


Figure 3.27. Evolution du courant I_{pv} du panneau

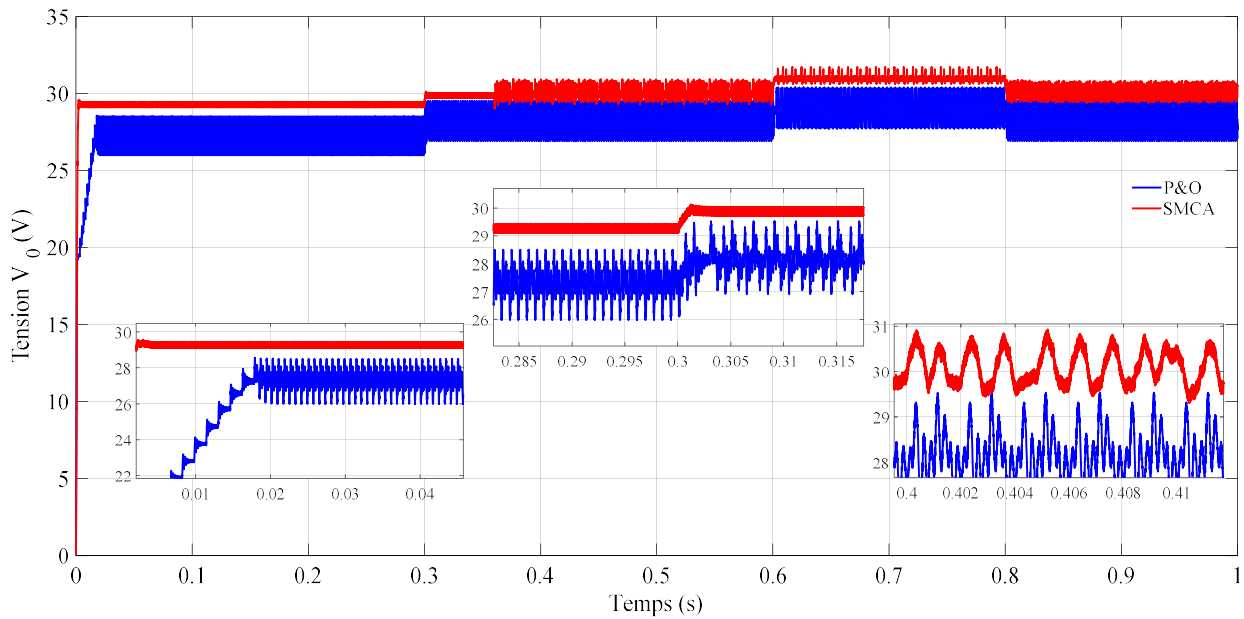


Figure 3.28. Evolution de la tension de sortie V_0

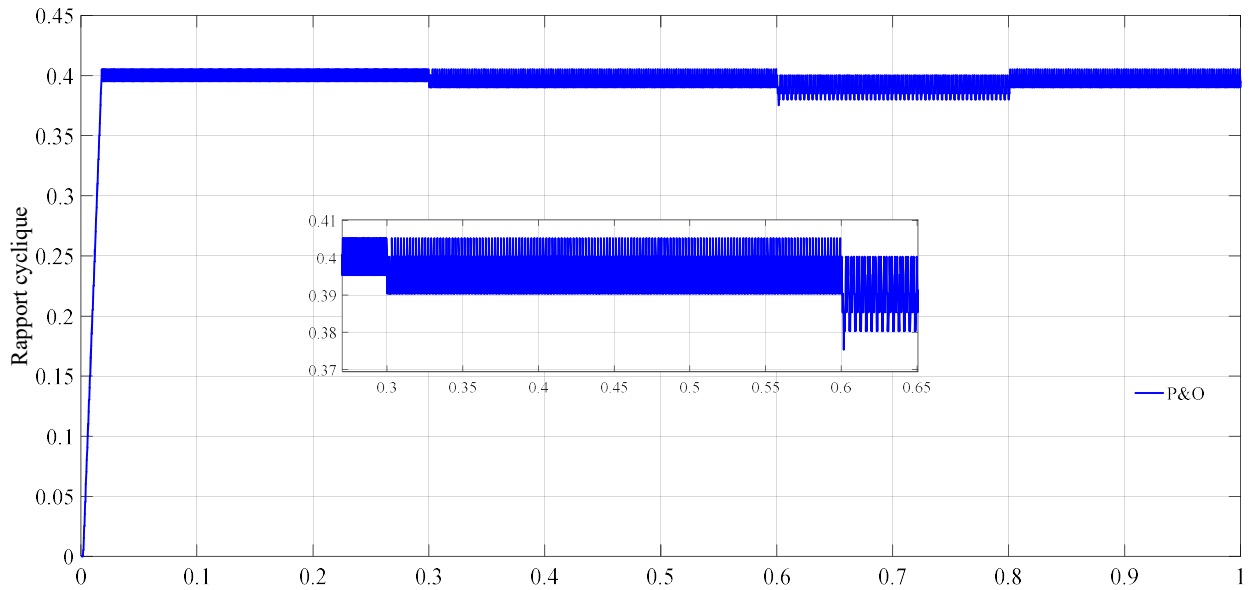


Figure 3.29. Evolution du rapport cyclique du convertisseur

On peut noter que les temps de réponses sont presque les mêmes que ceux de la simulation précédente pour les deux approches. Ils sont d'environ 2 ms et 17.5 ms. Lors du régime transitoire, on remarque que la trajectoire du PPM obtenue en appliquant la commande SMCA est meilleure que celle obtenue avec le P&O. En régime permanent, le P&O oscille autour du PPM entre 81.75W et 84.45W.

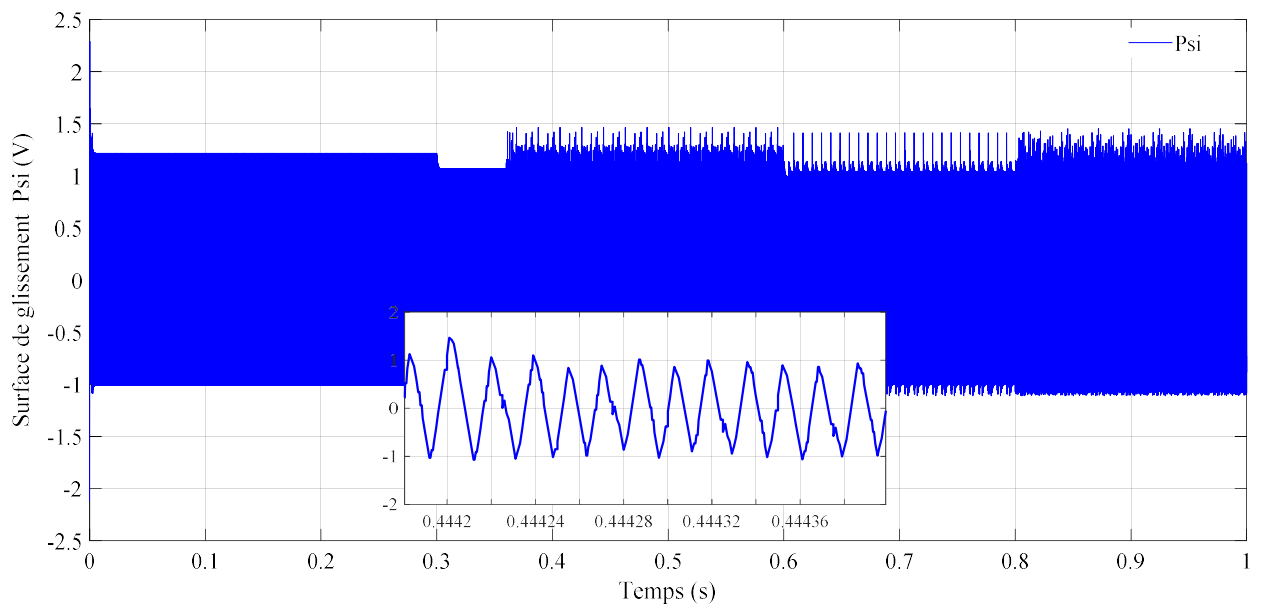


Figure 3.30. Evolution de la surface de glissement.

3.7. Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons présenté l'application de la commande MPPT basée sur le mode glissant sur le système photovoltaïque que nous étudions. Comparant avec la méthode P&O, cette commande est très robuste et permet au système de rejoindre son PPM rapidement même face aux changements rapides de l'éclairement.

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

Le travail présenté dans ce mémoire a porté sur la modélisation et la commande d'un système photovoltaïque qui est utilisé pour fournir une puissance électrique propre à travers un convertisseur DC-DC élévateur.

La synthèse du modèle mathématique de chaque organe constituant le système photovoltaïque, à savoir le générateur photovoltaïque et le convertisseur a été élaborée dans le chapitre 1.

Dans le deuxième chapitre, un bref rappel des techniques de poursuite du point de puissance maximale MPPT permettant d'assurer le fonctionnement du système photovoltaïque au PPM est présenté. Deux méthodes conventionnelles ont été d'abord introduites, à savoir : la conduction incrémentale (IncCond) et perturber et observer (P&O). Le problème essentiel de la technique P&O est la déviation du vrai point de puissance maximale lors d'une variation brusque de l'éclairement. Tandis que l'algorithme IncCond est plus complexe que celui du P&O, ce qui engendre un temps d'exécution plus long. Ces deux techniques présentent en plus des oscillations autour du PPM, ce qui fait que le système reste toujours en train de le chercher. D'où l'éventualité de l'utilisation de versions avancées d'une commande robuste à savoir l'approche par mode glissant pour pallier aux problèmes engendrés par les méthodes conventionnelles citées auparavant.

Dans le troisième chapitre, on a proposé une procédure avancée pour la désignation d'une commande MPPT basée sur le mode glissant destinée aux systèmes photovoltaïques. Cette commande permet d'assurer un fonctionnement au PPM et une robustesse vis-à-vis des variations de l'éclairement et de la température et pour atténuer les oscillations provoquées au niveau de la tension de sortie du convertisseur.

Les paramètres du contrôleur ont été calculés en résolvant un ensemble non linéaire d'équations obtenues en combinant les équations de conception du filtre avec les restrictions nécessaires pour que le régime glissant se maintienne dans tous les points de fonctionnement du module PV et du convertisseur. Les résultats de simulation ont permis de mettre en évidence les performances et la robustesse de la loi de commande proposée.

Comme perspectives, nous souhaitons valider les commandes utilisées par une implémentation expérimentale tout en essayant de les appliquer aux autres types de convertisseurs DC-DC.

Références Bibliographiques

- [1] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, and N. Voulgaris, "Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 16, no. 1, 2001.S.
- [2] B. Yang, W. Li, Y. Zhao, and X. He, "Design and analysis of a grid-connected photovoltaic power system," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 4, 2010.
- [3] R. Khanna, Q. Zhang, W. Stanchina, G. Reed, and Z.-H. Mao, "Maximum power point tracking using model reference adaptive control," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 3, pp. 1490–1499, 2014.
- [4] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 20, no. 4, pp. 963–973, 2005.
- [5] C. Konstantopoulos and E. KOUTROULIS, "Global maximum power point tracking of flexible photovoltaic modules," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 6, pp. 2817–2828, 2014.
- [6] T. ESRAM, J. Kimball, P. Krein, P. Chapman, and P. Midya, "Dynamic maximum power point tracking of photovoltaic arrays using ripple correlation control," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 21, no. 5, 200
- [7] R. Mastromauro, M. Liserre, and A. Dell'Aquila, "Control issues in single-stage photovoltaic systems: Mppt, current and voltage control," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 8, no. 2, pp. 241–254, 2012.
- [8] T. ESRAM and P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, 2007.
- [9] J. Chavarria, D. Biel, F. Guinjoan, C. Meza, and J. Negroni, "Energy-balance control of pv cascaded multilevel grid-connected inverters under level-shifted and phase-shifted pwms," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 1, pp. 98–111, 2013.
- [10] S.-C. Tan, Y. Lai, and C. Tse, "General design issues of slidingmode controllers in dc-dc converters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 3, pp. 1160–1174, 2008.
- [11] S. . Tan, Y. M. Lai, and C. K. Tse, "General design issues of sliding-mode controllers in dc-dc converters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 3, pp. 1160–1174, 2008.
- [12] Y. Levron and D. Shmilovitz, "Maximum power point tracking employing sliding mode control," *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, vol. 60, no. 3, 2013.
- [13] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "A technique for improving p&omppt performances of double-stage gridconnected photovoltaic systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 11, pp. 4473–4482, 2009.
- [14] Ait-cheikh, « Étude, investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques », Thèse de Doctorat, École Nationale Polytechnique, Alger 2007.
- [15] baroud kendo li, « état de l'art et modélisation des microcentrales », magister en électrotechnique de l'université mentouri de Constantine 2007.
- [16] Olivier Giraud, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de doctorat en Electrotechnique de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2002.
- [17] Belhadj Mohammed, « Modélisation d'un Système de captage photovoltaïque autonome », Mémoire de Magister en Microélectronique –Photovoltaïque, centre universitaire de Bechar, 2008.
- [18] B. Equer « Le Pompage Photovoltaïque Manuel de cours », énergie solaire photovoltaïque ellipses 1993

- [19] BENDJOUDI Faouzi, LAKHDARI Farid, «Étude et Conception D'un Système de Pompage Photovoltaïque Avec Stockage Electrochimique», mémoire de master, UNIVERSITE ABDERAHMANE MIRA DE BEJAÏA, 2014
- [20] C. Cabal, « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque », Thèse de doctorat, Université de Toulouse III, 2008.
- [21] R. Faranda and S. Leva, « Energy Comparison of MPPT Techniques for PV Systems ». WSEAS Transactions on Power Systems, 3, 446-455, 2008.
- [22] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, N. C. Voulgaris « Development of a microcontrollerbased, photovoltaic maximum power point tracking control system », IEEE Transaction on Power Electronics, 16(1): 46-54, 2001
- [23] O. Boukli-Hacene, « Conception et réalisation d'un générateur photovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleure gestion énergétique » ; Mémoire de magistère en Automatique productive informatique, Université Abou Bakr Belkaid, Tlemcen 2011.
- [24] M. Bouafia, & L. Deblaoui, Modélisation et simulation d'une cellule solaire en couche mince à base de diséléniure de Cuivre, d'Indium et de Gallium (CIGS), Université Kasdi Merbah. Ouargla, 2012
- [25] Hua, C., Lin, J., & Shen, C. (1998). Implementation of a DSP-controlled photovoltaic system with peak power tracking. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 45(1), 99-107.
- [26] BOUALEM, DENDIB, "Technique conventionnelles et avancée de poursuite MPPT pour des applications photovoltaïque: étude comparative.", Université Ferhat Abbas-Sétif Mémoire de Magister, Département d'électronique, 2007.
- [27] S. Diaf « Intégration des systèmes à sources renouvelables d'énergie pour la production décentralisée d'électricité en site isolé », Thèse de Doctorat, École Nationale Polytechnique, Alger 2009.
- [28] S. Abouda, « Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques : application aux systèmes de pompage », Thèse de doctorat, École Nationale d'Ingénieurs de Sfax, 2015.
- [29] M. Z. F.Z. Zerhoun, "Optimisation d'un système à énergie verte avec validation pratique," revue des énergies renouvelables, vol. 11, no. N°1, p. 41-49, 2008.
- [30] A. Saadi, "Etude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque," Université de Biskra Mémoire de Magister, 2000.
- [31] N. AIT KHELIFA « Modélisation d'un système de pompage photovoltaïque utilisant un moteur synchrone à commutation naturelle », Mémoire de Maste2, Université de Bejaïa, 2011.
- [32] A. Luque, S. Hegedus: Handbook of Photovoltaic Science and Engineering Ltd, 2003.
- [33] F. Chekirad, « Étude et implémentation d'une commande MPPT neuro-floue sur FPGA », Mémoire de Magister, École Nationale Polytechnique, Alger, 2008
- [34] G. Obeidi, « Commande des hacheurs MPPT par la logique floue », Mémoire de Magister, École Nationale Polytechnique, Alger 2006.
- [35] F. Cheddadi, I. Boumhidi, S. Sefriti « Comparaison entre la Commande MPPT par mode glissant et la Perturbation et Observation pour les systèmes Photovoltaïques » IMAT3E'18 International Meeting on Advanced Technologies in Energy and Electrical Engineering
- [36] R. Shubhobrata, B. Ranjit Kumar et M. Maitra, Singapore, Block Backstepping Design of Nonlinear State Feedback Control Law for Underactuated Mechanical systems, Springer, 2016.
- [37] T. Esumi and P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, pp. 439-449, 2007.
- [38] B. Subudhi and R. Pradhan, "A comparative study on maximum power point tracking techniques for

- photovoltaic power systems," *IEEE transactions on sustainable energy*, vol. 4, pp. 89-98, 2013.
- [39] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, and A. Lazaro, "Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems," *Solar energy materials and solar cells*, vol. 90, pp. 1555-1578, 2006.
- [40] D. Sera, "Real-time modelling, diagnostics and optimised MPPT for residential PV systems," PhD Thesis, Aalborg University, Denmark, 2009.
- [41] T. Noguchi, S. Togashi, and R. Nakamoto, "Short-current pulse-based maximum-power-point tracking method for multiple photovoltaic-and-converter module system," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 49, pp. 217-223, 2002.
- [42] B. Bendib, F. Krim, H. Belmili, M. Almi, and S. Boulouma, "Advanced Fuzzy MPPT Controller for a stand-alone PV system," *Energy Procedia*, vol. 50, pp. 383-392, 2014.
- [43] A. Messai, A. Mellit, A. Guessoum, and S. Kalogirou, "Maximum power point tracking using a GA optimized fuzzy logic controller and its FPGA implementation," *Solar Energy*, vol. 85, pp. 265-277, 2011.
- [44] A. E.-S. Nafeh, F. H. Fahmy, and E. M. Abou El-Zahab, "Maximum-power operation of a stand-alone PV system using fuzzy logic control," *International Journal of Numerical Modelling: Electronic Networks, Devices and Fields*, vol. 15, pp. 385-398, 2002.
- [45] M. Veerachary, T. Senjyuan, K. Uezato, "feedforward maximum power point tracking of pv systems using fuzzy controller", *IEEE trans. On aerospace and electronicsystems*, vol 38, no. 3, july 2002.
- [46] [Lop 06]
- [47] M. Loucif, « Synthèse de lois de commande non-linéaires pour le contrôle d'une machine asynchrone à double alimentation dédiée à un système aérogénérateur », Thèse de doctorat, université ABOU-BAKR BELKAID de Tlemcen, 2016. [48] A. Belkaid, « Conception et implémentation d'une commande MPPT de haute performance pour une chaine de conversion photovoltaïque autonome », Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas - Setif 1, 2015.
- [49] A. Trejos, D. Gonzalez, and C. A. Ramos-Paja, "Modeling of stepup grid-connected photovoltaic systems for control purposes," *Energies*, vol. 5, no. 6, pp. 1900–1926, 2012.
- [50] Q. Li and P. Wolfs, "A review of the singlephase photovoltaic module integrated converter topologies with three different dc link configurations," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, no. 3, 2008.
- [51] E. Bianconi, J. Calvente, R. Giral, E. Mamarelis, G. Petrone, C. A. Ramos-Paja, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "A fast currentbasedmppt technique employing sliding mode control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 3, pp. 1168–1178, 2013.
- [52] G. Petrone and C. Ramos-Paja, "Modeling of photovoltaic fields in mismatched conditions for energy yield evaluations," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 4, pp. 1003–1013, 2011.
- [53] U. Eicker, *Solar Technologies for Buildings*. Wiley, 2003.
- [54] H. Sira-Ramirez, "Sliding motions in bilinear switched networks.," *IEEE transactions on circuits and systems*, vol. CAS-34, no. 8, pp. 919–933, 1987.
- [55] R. Erickson and D. Maksimovic, *Fundamentals of Power Electronics*. New York: Kluwer Academic Publishers, 2004

Résumé :

Dans ce mémoire, une commande par mode glissant avancée (SMCA) est présentée pour l'extraction et le suivi de la puissance maximale fournie par un système photovoltaïque PV. Cette approche atténue les perturbations causées par les changements climatiques, les variations et les incertitudes paramétriques du système PV. Le contrôleur proposé présente des avantages par rapport aux solutions existantes qui reposent sur la linéarisation de la dynamique du système PV. Cette approche prenant en compte les effets dans la dynamique du système en boucle fermée d'un filtre de référence, assure un régime de glissement stable dans toute la plage de fonctionnement souhaitée du système, tandis que la tension de référence PV est fournie par un algorithme P&O. Les paramètres du contrôleur SMCA sont obtenus en résolvant numériquement un ensemble d'équations non linéaires. Les résultats de simulation démontrent l'efficacité de l'approche proposée en présence de perturbations environnementales.

Mots Clés : système photovoltaïque (pv), générateur photovoltaïque GPV, perturber et observer (P&O) , contrôleurs par mode glissant (SMC) , MPPT (Maximum Power Point Tracking) .

ملخص:

في هذه المذكرة يتم عرض التحكم في نمط الانزلاق المتقدم (SMCA) و لاستخراج ومراقبة الطاقة القصوى التي يوفرها النظام الكهروضوئي، ويخفف هذا النهج من الاختلالات الناجمة عن تغير المناخ، والتباينات وأوجه عدم التيقن في اعدادات النظام الكهروضوئي . ويعرض المراقب المقترح بمزايا على الحلول القائمة التي تعتمد على ربط ديناميكيات النظام الكهروضوئي ، وهذا النهج الذي يأخذ في الاعتبار التأثيرات في ديناميكية نظام الحلقة المغلقة لمرشح مرجعي، يضمن وجود نظام انزلاق مستقر في جميع أنحاء نطاق التشغيل المرغوب في النظام ، في حين أن الجهد المرجعي PV يتم توفيره بواسطة خوارزمية P&O ويتم الحصول على معايير المتحكم SMCA عن طريق حل مجموعة من المعادلات غير خطية عدديا، وتبين نتائج المحاكاة فعالية النهج المقترح في وجود اضطرابات بيئية.

الكلمات المفتاحية: النظام الكهروضوئي (pv)، (GPV) المولدات الكهروضوئية ، تعطيل ومراقبة (P&O)، التحكم بأسلوب الانزلاق (SMC)، (MPPT) تعقب نقطة الطاقة القصوى.