

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد – تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

En : Génie Electrique et Electronique en Automatique

Spécialité : Automatique Et Informatique Industrielle

Par : CHEDDAD ZAKARIYA HOUARI
MELLOUK ABDELHAFID

Sujet

Commande d'un convertisseur Boost par mode glissant d'ordre deux appliqué à un système photovoltaïque

Soutenu publiquement, le 24/06/2026 , devant le jury composé de :

Mme BENREZZAK NAWEL
Mme SAIDI FARAH
Mme KELKOUL BAHIA

MAA
MCB
MCB

Université de Tlemcen
Université de Tlemcen
Université de Tlemcen

Présidente
Examinatrice
Encadrante

Remerciements

Avant tout, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à Allah, le Tout-Puissant, pour nous avoir accordé la santé, le courage, la patience et la persévérance nécessaires à l'accomplissement de ce travail.

Nous exprimons notre profonde reconnaissance à nos chers parents et à nos familles respectives pour leur amour, leurs sacrifices, leur soutien indéfectible et leurs encouragements tout au long de notre parcours universitaire. Sans eux, ce travail n'aurait pas pu voir le jour.

Nous adressons nos sincères remerciements à notre encadrante, **Mme KELKOUL Bahia**, pour son accompagnement, sa disponibilité, ses précieux conseils, sa patience et la confiance qu'elle nous a accordée. Ses remarques pertinentes et sa rigueur scientifique ont largement contribué à l'amélioration de ce mémoire.

Nous exprimons également notre profonde gratitude aux membres du jury **Mme BENREZZAK Nawel la Présidente** et **Mme SAIDI Farah la Examinatrice**, pour l'honneur qu'elles nous font en acceptant d'évaluer ce travail. Nous les remercions pour le temps consacré à la lecture de ce mémoire ainsi que pour leurs remarques et leurs conseils constructifs.

Nous souhaitons également remercier nos amis, en particulier **Wail, Adel et Djassim**, ainsi que toutes les personnes qui nous ont accompagnés et encouragés tout au long de notre parcours universitaire. Leur soutien, leur présence et leurs encouragements ont été d'une grande valeur.

Enfin, nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont contribué, directement ou indirectement, à la réalisation de ce travail. Nous espérons que les membres du jury trouveront dans ce mémoire l'expression de notre profonde gratitude pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de l'examiner et de l'évaluer.

Table des matières

Introduction Générale	10
1 Généralités sur les systèmes photovoltaïques	12
1 Introduction	13
2 Principes fondamentaux de la conversion photovoltaïque	13
2.1 L'effet photovoltaïque :	13
2.2 Principe de fonctionnement d'une cellule solaire	13
2.3 Caractéristiques courant-tension (I-V)	14
3 Types de technologies PV :	15
3.1 Cellules solaires en silicium cristallin (c-Si)	15
3.2 Cellules solaires à couches minces:	16
3.3 Technologies PV émergentes	17
4 Classification des systèmes PV :	17
4.1 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau :	18
4.2 Systèmes PV autonomes :	19
4.3 Systèmes PV hybrides :	19
5 Facteurs de performance et d'efficacité:	20
5.1 Irradiance solaire :	20
5.2 Influence de la température:	21
5.3 Orientation et inclinaison des modules :	21
5.4 Conditions d'ombrage	22
6 Avantages et limites :	22
6.1 Avantages des systèmes PV :	22
6.2 Limites des systèmes PV :	23
7 Applications des systèmes PV :	23
7.1 Applications résidentielles et commerciales :	23
7.2 Électrification rurale :	23
7.3 Déploiement industriel et à grande échelle :	24
2 Modélisation du Système PV	25
1 Introduction :	26
2 Rôle de la diode dans un générateur photovoltaïque	26
3 Modélisation d'une cellule PV :	27
3.1 Modèle idéal à une diode :	27
3.2 Modèle électrique réel à deux diodes :	28
3.3 Modèle électrique réel à une diode :	29
4 Courbes caractéristiques d'une cellule photovoltaïque:	29
5 Influence de l'éclairement et la température sur les courbes $I=f(V)$ et $P=f(V)$:	31

5.1	Influence de l'éclairement :	31
5.2	Influence de la température :	32
6	Modélisation du générateur PV:	33
6.1	Association de N_s cellules en série :	34
6.2	Association de N_p cellules en parallèle :	34
6.3	Association série-parallèle des cellules :	35
7	Convertisseurs continu–continu (DC/DC):	36
7.1	Convertisseur boost :	37
7.2	Dimensionnement des composants	39
7.3	Calcul des paramètres du convertisseur Boost	39
3	Commande des systèmes photovoltaïques	42
1	Introduction:	43
2	Définition de la commande MPPT:	43
3	Principe de fonctionnement du MPPT	43
4	Les différentes techniques MPPT	44
5	Principe de la méthode Perturbation et Observation (P&O)	45
5.1	Fondement mathématique :	45
5.2	Algorithme de la méthode(P&O) :	46
6	Principe de la méthode Conductance Incrémentale (INC) :	47
6.1	Fondement mathématique :	47
6.2	Algorithme de la méthode INC :	49
7	Méthode Commande par Mode Glissant :	50
7.1	Principe de la commande par mode glissant :	51
7.2	Synthèse de la loi de commande par mode glissant :	51
7.3	La condition d'existence du Mode Glissant d'ordre 1	59
8	Phénomène de broutement :	59
9	Commande par Mode Glissant d'ordre deux (MGO2) :	60
9.1	Principe de la commande par mode glissant d'ordre deux :	60
10	application de Mode glissant d'ordre deux sur le model	61
10.1	Condition d'existence du Mode glissant d'ordre deux	62
4	Étude comparative entre les différentes commandes MPPT	64
1	Introduction	65
2	Simulations du hacheur Boost dans Simulink	66
3	simulation du système photovoltaïque en boucle ouverte	67
4	Analyse comparative des commandes MPPT sous influence de l'éclairement	68
5	Analyse comparative des commandes MPPT sous influence de la température	70
	Conclusion Générale	75
	Annexes	76
1	Présentation du bloc PV Array	77
1.1	Paramétrage du module PV :	77
2	les simulations du système PV :	79
	Résumé / Abstract / الملخص	87

Liste des figures

1	Principe de fonctionnement d'une cellule solaire [1].	14
2	les caractéristiques (I-V) d'une cellule solaire [2].	15
3	différence entre les cellules en silicium monocristallin et polycristallin [3].	16
4	Systèmes photovoltaïques connectés au réseau [4].	18
5	Systèmes photovoltaïques hybrides [4].	20
6	L'irradiation solaire au cours de l'année [4].	21
1	diode bypass	26
2	diode de blocage	27
3	Modèle idéal à une diode [5].	27
4	Le modèle réel à deux diodes [5].	28
5	Modèle électrique réel à une diode.[6]	29
6	caractéristiques d'une cellule photovoltaïque [7].	30
7	Caractéristiques courant-tension (I-V) d'une cellule photovoltaïque [7]. .	30
8	Caractéristiques puissance-tension (P-V) d'une cellule photovoltaïque. [7]	31
9	Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$	32
10	Influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$ et $I=f(V)$. .	33
11	Configuration de connexion des cellules photovoltaïques [5].	33
12	association série des cellules [5].	34
13	Association parallèle des cellules [5].	35
14	Association série-parallèle [5].	35
15	convertisseur Boost [8].	37
16	convertisseur Boost quand l'interrupteur est fermé [8].	38
17	convertisseur Boost quand l'interrupteur est ouvert [8].	38
1	Principe de la commande MPPT [9].	43
2	fonctionnement de la méthode (P&O)[10]	46
3	Algorithme MPPT utilisant la méthode PO [10]	46
4	Algorithme MPPT utilisant la méthode INC	49
5	principe de la commande par mode de glissement [11]	51
6	principe d'Attractivité de la surface [12]	53
7	la commande équivalente [12]	54
8	la fonction signe [13]	55
9	Phénomène de broutement [14]	60
1	le courant d'entrée	66
2	La tension d'entrée et de sortie	66
3	la puissance en boucle ouverte	67
4	Évolution du courant photovoltaïque sous différentes stratégies de commande et en présence de variations d'irradiance	68

5	Évolution de la tension photovoltaïque sous différentes stratégies de commande et en présence de variations d'irradiance	68
6	Évolution de la puissance photovoltaïque sous différentes stratégies de commande et en présence de variations d'irradiance	69
7	Évolution de courant photovoltaïque sous différentes stratégies de commande et en présence de variations de la température	70
8	Évolution de la tension photovoltaïque sous différentes stratégies de commande et en présence de variations de la température	71
9	Évolution la puissance photovoltaïque sous différentes stratégies de commande et en présence de variations de la température	71
1	PV array Modèle à une diode [15].	77
2	Dimensionnement des composants de convertisseur Boost	78
3	Schéma bloc sous Simulink représentant la méthode PO	79
4	Schéma bloc sous Simulink représentant la méthode INC	79
5	Schéma bloc sous Simulink représentant la Mode Glissant d'ordre 1	79
6	Schéma bloc sous Simulink représentant la Mode glissant d'ordre deux . .	80
7	block simulation MPPT	80
8	simulation du système photovoltaïque en boucle ouverte	80
9	Simulations du hacheur Boost dans Simulink	81

Liste des tableaux

1	comparatif des principales technologies PV	18
1	comparatif des principales méthodes MPPT	45
1	Comparaison des performances des méthodes MPPT	73
2	Comparaison quantitative des performances des méthodes MPPT	73
1	Paramètres du générateur PV	78

Liste de nomenclature

- **PV** : Photovoltaïque
- **GPV** : Générateur photovoltaïque
- **MPP** : Maximum Power Point (Point de Puissance Maximale)
- **MPPT** : Maximum Power Point Tracking (Suivi du Point de Puissance Maximale)
- **P&O** : Perturbation et Observation
- **INC** : Conductance incrémentale
- **MGO2** : mode glissant d'ordre deux.
- **MGO1** : mode glissant d'ordre 1.
- **DC/DC** : Convertisseur continu–continu

Liste des symboles

- I_{ph} : courant photovoltaïque
- I_e : Courant fourni par la cellule (A)
- I_d : Courant traversant la diode (A)
- I_{sat} : Courant de saturation inverse de la diode (A)
- V_e : Tension aux bornes de la cellule (V)
- V_{pv} : Tension délivrée par le module photovoltaïque (V)
- I_{pv} : Courant fourni par le module photovoltaïque (A)
- n : Facteur de non-idéalité de la jonction
- I_{sat1} : Courant de saturation inverse de la diode D1
- I_{sat2} : Courant de saturation inverse de la diode D2
- I_{Rp} : Courant dérivé par la résistance parallèle
- R_s : Résistance série (Ω)
- R_{sh} : Résistance shunt (Ω)
- q : Charge élémentaire de l'électron (1.602×10^{-19} C)
- K : Constante de Boltzmann (1.381×10^{-23} J/K)
- T : Température (K)
- V_t : Tension thermique (V)
- I_{sc} : Courant de court-circuit (A)
- V_{oc} : Tension à circuit ouvert (V)
- P_{max} : Puissance maximale (W)
- N_s : Nombre de cellules en série
- N_p : Nombre de cellules en parallèle
- R_p : Résistance de shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction.
- T : Période de découpage du signal de l'interrupteur, $T = \frac{1}{f}$ en secondes (s).
- α : Rapport cyclique du signal de l'interrupteur.
- I_L : Courant de l'inductance.
- f : Fréquence de découpage.
- L : Valeur de l'inductance de lissage (H).

Introduction Générale

La problématique énergétique mondiale constitue l'un des défis majeurs de ce siècle. La dépendance excessive aux ressources fossiles engendre non seulement une raréfaction progressive de ces dernières, mais également des impacts environnementaux considérables tels que les émissions de gaz à effet de serre et le réchauffement climatique. Dans ce contexte, la transition vers des énergies propres et renouvelables s'impose comme une nécessité incontournable. Parmi les différentes sources renouvelables, l'énergie solaire occupe une place privilégiée grâce à son abondance, sa gratuité et sa facilité de conversion en électricité par effet photovoltaïque.

Les systèmes photovoltaïques (PV) se sont largement répandus au cours des dernières décennies et trouvent aujourd'hui des applications variées allant de l'alimentation en site isolé à l'intégration dans les réseaux électriques intelligents. Cependant, leur rendement reste fortement dépendant des conditions climatiques, notamment de l'irradiance et de la température. Ces variations déplacent continuellement le point de puissance maximale (Maximum Power Point, MPP) d'un générateur photovoltaïque. L'un des principaux enjeux pour améliorer l'efficacité globale des systèmes PV réside donc dans la conception de stratégies de commande capables de suivre ce point de manière rapide, précise et robuste : ce sont les commandes dites de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT).

Les commandes MPPT classiques, telles que *Perturb and Observe* (P&O) et *Incremental Conductance* (INC), présentent l'avantage d'une mise en œuvre simple et d'un coût réduit. Néanmoins, elles souffrent de limites importantes : oscillations permanentes autour du MPP, lenteur en cas de variations rapides de l'éclairement, et parfois instabilité en présence de perturbations. Pour pallier ces insuffisances, plusieurs approches avancées ont été proposées dans la littérature, notamment les commandes robustes et les commandes métaheuristiques.

Dans ce mémoire, nous nous intéressons particulièrement à la commande par mode glissant, une technique de régulation non linéaire réputée pour sa robustesse face aux incertitudes et perturbations. Deux variantes sont étudiées et comparées : **mode glissant d'ordre 1** et **mode glissant d'ordre deux**. L'objectif principal est de démontrer, à travers des simulations sous **MATLAB/Simulink**, la supériorité de mode glissant d'ordre deux. en termes de rapidité de convergence, de stabilité et de précision par rapport aux commandes classiques (P&O et INC) ainsi qu'à mode glissant d'ordre 1. Cette approche vise à offrir une solution performante et fiable pour l'optimisation de la production photovoltaïque, particulièrement dans des conditions réelles où l'ensoleillement et la température varient continuellement.

La structure du présent mémoire est organisée comme suit :

- **Chapitre 1** : il donne une présentation générale des systèmes photovoltaïques, de leur principe de fonctionnement, de leurs caractéristiques ainsi que de leurs différentes applications.

- **Chapitre 2** : il est consacré à la modélisation du générateur photovoltaïque et du convertisseur DC-DC de type Boost, ainsi qu'à l'étude de l'influence de l'irradiance et de la température sur leurs performances.
- **Chapitre 3** : il présente une étude et une description des principales techniques de suivi du point de puissance maximale (MPPT), depuis les approches classiques jusqu'aux commandes avancées, avec un intérêt particulier porté à la commande par mode glissant.
- **Chapitre 4** : il est dédié à la simulation et à l'analyse comparative des différentes commandes MPPT sous MATLAB/Simulink, en considérant divers scénarios de variations de l'irradiance et de la température.
- Enfin, une conclusion générale résume les principaux apports de ce travail et propose des perspectives pour des recherches futures, notamment l'implémentation pratique et l'intégration réseau.

Ainsi, ce mémoire ambitionne de contribuer à l'amélioration des stratégies de suivi du point de puissance maximale pour les systèmes photovoltaïques, en mettant en évidence l'intérêt et l'efficacité de la commande mode glissant d'ordre deux dans des conditions réalistes de fonctionnement.

Chapitre 1

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

1 Introduction

Dans ce chapitre, nous proposons une vue d'ensemble sur les systèmes photovoltaïques en abordant plusieurs aspects fondamentaux. Nous introduirons tout d'abord les notions générales relatives à l'énergie photovoltaïque, puis nous détaillerons les principes physiques de conversion qui régissent le fonctionnement des cellules solaires. Par la suite, nous présenterons les différentes technologies photovoltaïques développées jusqu'à aujourd'hui, ainsi que la classification des systèmes PV selon leurs configurations et domaines d'application. Une attention particulière sera également accordée aux facteurs influençant la performance et l'efficacité des générateurs photovoltaïques. Enfin, nous discuterons les avantages et limites de cette technologie, avant de conclure sur les principales applications qui illustrent son rôle croissant dans divers secteurs énergétiques[16].

2 Principes fondamentaux de la conversion photovoltaïque

2.1 L'effet photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque constitue le mécanisme central de la conversion de la lumière solaire en énergie électrique dans les systèmes photovoltaïques (PV). Lorsque des photons frappent un matériau semi-conducteur tel que le silicium, leur énergie peut exciter des électrons, les libérant ainsi de leurs liaisons atomiques et générant des paires électron-trou. Ces porteurs de charge sont ensuite séparés par un champ électrique interne, généralement établi au niveau d'une jonction p-n, ce qui produit un courant électrique lorsque le circuit est fermé. L'efficacité de ce processus dépend de la capacité du matériau à absorber la lumière et à faciliter la séparation des charges.[17]

2.2 Principe de fonctionnement d'une cellule solaire

Une cellule solaire fonctionne sur la base de l'effet photovoltaïque, mais implique également des mécanismes supplémentaires qui optimisent son rendement. La structure de base d'une cellule solaire est constituée d'une jonction p-n, formée par l'association de deux matériaux semi-conducteurs : l'un dopé avec des éléments fournissant un excès d'électrons (type n) et l'autre dopé avec des éléments créant un déficit d'électrons (type p).

Lorsqu'elle est exposée à la lumière solaire, les photons sont absorbés par le semi-conducteur, excitent les électrons et génèrent des paires électron-trou au niveau de la jonction. Ces porteurs de charge sont ensuite séparés par le champ électrique interne de la jonction p-n : les électrons migrent vers le matériau de type n, tandis que les trous se déplacent vers le matériau de type p.

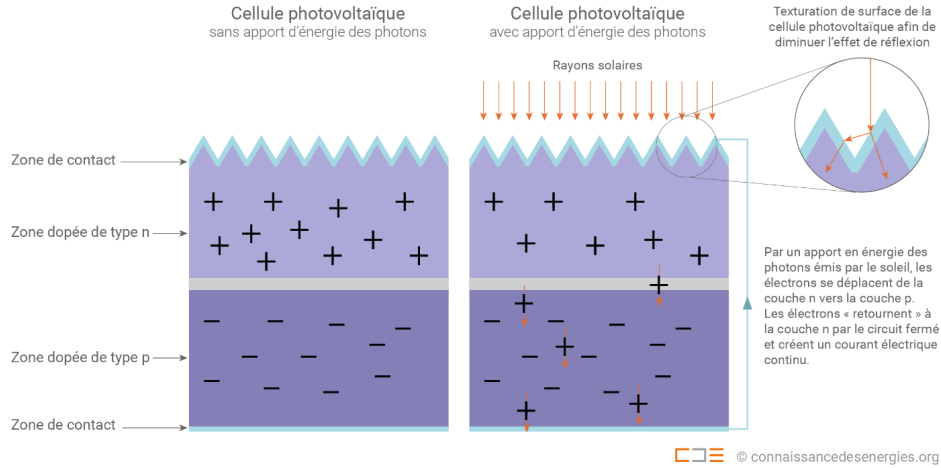


Figure 1: Principe de fonctionnement d'une cellule solaire [1].

Le mouvement des électrons vers la région de type n et des trous vers la région de type p crée une différence de potentiel électrique à travers la jonction. Cette différence de potentiel constitue la force motrice qui provoque l'écoulement des électrons dans un circuit externe, générant ainsi un courant électrique. L'efficacité d'une cellule solaire dépend de sa capacité à capter un spectre large de la lumière solaire et à gérer efficacement la séparation et la collecte des porteurs de charge. De plus, les performances sont influencées par des facteurs tels que la qualité du matériau semi-conducteur, la conception de la jonction et la présence de revêtements antireflets qui favorisent une absorption maximale des photons [18]. Ainsi, les cellules solaires convertissent l'énergie lumineuse en énergie électrique en générant un flux de porteurs de charge, exploitable dans diverses applications, qu'il s'agisse de systèmes solaires de petite ou de grande échelle.

2.3 Caractéristiques courant-tension (I-V)

Les caractéristiques courant-tension (I-V) d'une cellule solaire décrivent la relation entre le courant de sortie et la tension en fonction des conditions d'ensoleillement.

À la tension de circuit ouvert (V_{oc}), aucun courant ne circule, tandis qu'au courant de court-circuit (I_{sc}), la tension est nulle.

Le point de puissance maximale (P_{max}) se situe à une combinaison particulière de tension et de courant, où la puissance de sortie est maximisée.

La courbe I-V permet d'évaluer l'efficacité et les performances des cellules solaires, étant donné que des facteurs tels que l'irradiance, la température et les propriétés du matériau influencent la forme et le sommet de cette cour [19].

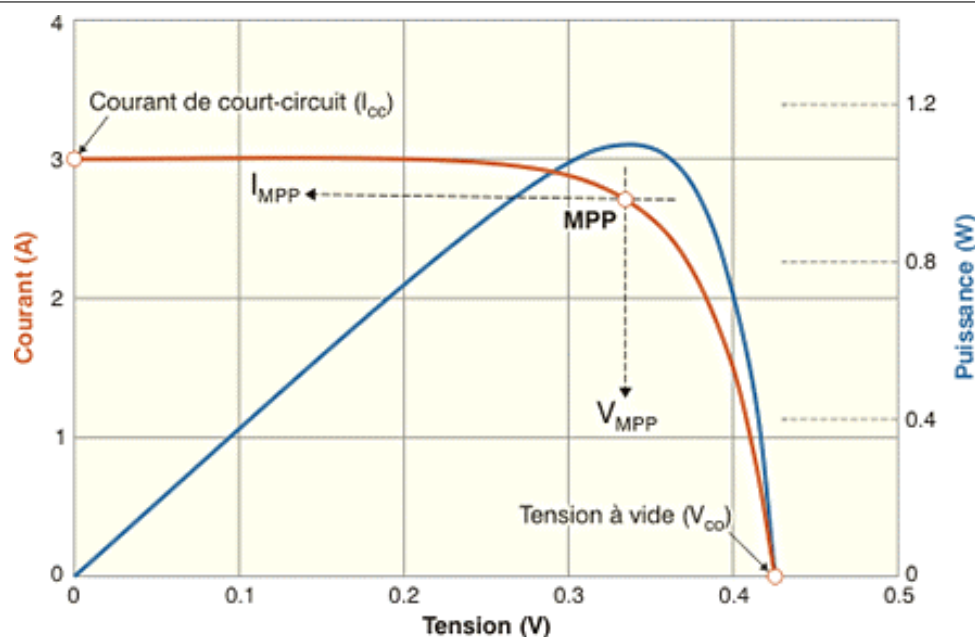


Figure 2: les caractéristiques (I–V) d'une cellule solaire [2].

3 Types de technologies PV :

Les technologies photovoltaïques (PV) sont classées en fonction des matériaux et des méthodes de fabrication utilisés dans la conception des cellules solaires. Chaque type présente des caractéristiques spécifiques en termes d'efficacité, de coût et d'adaptation à diverses applications.

3.1 Cellules solaires en silicium cristallin (c-Si)

Le silicium cristallin constitue la technologie photovoltaïque la plus mature et la plus largement adoptée, représentant plus de 90 % du marché mondial [20]. Ces cellules sont fabriquées à partir de plaquettes de silicium et sont reconnues pour leur rendement élevé ainsi que leur grande durabilité.

On distingue principalement deux types de cellules en silicium cristallin :

- **Silicium monocristallin (mono-Si)** : issu d'un cristal unique de haute pureté, il présente un rendement élevé (souvent compris entre 18 % et 22 %) et une durée de vie supérieure à 25 ans. Son inconvénient principal réside dans son coût de production plus élevé, en raison du procédé de fabrication complexe (méthode Czochralski).
- **Silicium polycristallin (poly-Si)** : constitué de plusieurs cristaux de silicium solidifiés ensemble, il est moins coûteux à produire, mais présente un rendement légèrement inférieur (environ 15 % à 18 %).

Les cellules en silicium cristallin sont largement utilisées dans les installations résidentielles, commerciales et industrielles, grâce à leur fiabilité et leur stabilité à long terme. Elles affichent également une bonne performance dans des conditions variées d'irradiance.

et de température, ce qui en fait la référence dominante dans le domaine du photovoltaïque.

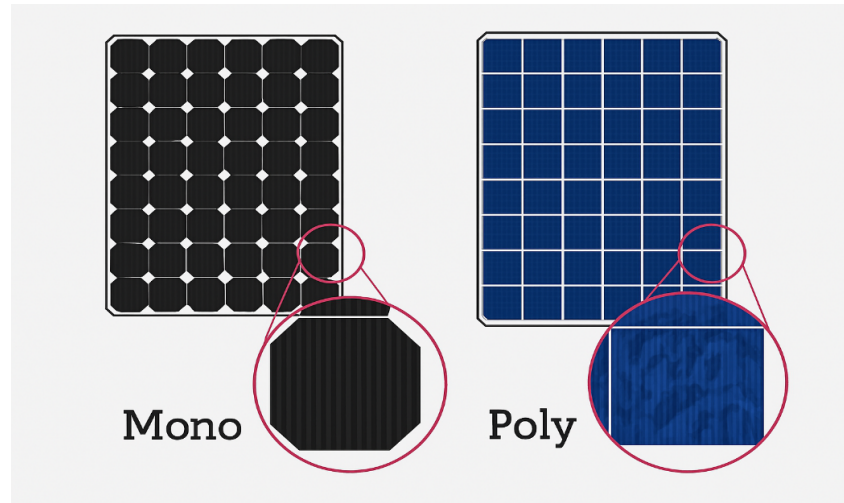


Figure 3: différence entre les cellules en silicium monocristallin et polycristallin [3].

3.2 Cellules solaires à couches minces:

Les technologies photovoltaïques à couches minces consistent à déposer une ou plusieurs couches de matériau photovoltaïque sur des substrats tels que le verre, le plastique ou le métal. Ces cellules sont légères, flexibles et moins coûteuses à produire que les cellules en silicium cristallin. Toutefois, elles présentent en général des rendements plus faibles.

Les principales catégories de cellules à couches minces sont :

- **Tellurure de cadmium (CdTe)** : cette technologie est la plus répandue parmi les couches minces. Elle offre un bon compromis entre coût réduit et rendement (environ 12 % à 18 %) [21]. Cependant, la toxicité du cadmium soulève des préoccupations environnementales.
- **Cuivre–Indium–Gallium–Sélénium (CIGS)** : ces cellules présentent de bons rendements (15 % à 20 % en laboratoire) et peuvent être déposées sur des substrats flexibles, ce qui les rend intéressantes pour des applications portables et intégrées au bâti (BIPV).
- **Silicium amorphe (a-Si)** : utilisé notamment dans les petites applications électroniques (calculatrices, montres, capteurs), il est peu coûteux mais son rendement reste limité (6 % à 9 %) et il souffre d'une dégradation plus rapide.

Les cellules à couches minces présentent l'avantage de consommer moins de matériau semi-conducteur et de permettre la production de modules légers et modulables. Elles sont particulièrement adaptées aux grandes surfaces, aux façades de bâtiments, et aux applications nécessitant de la flexibilité. Néanmoins, leur rendement plus faible et leur stabilité parfois limitée freinent encore leur adoption à grande échelle par rapport au silicium cristallin [22].

3.3 Technologies PV émergentes

Les recherches récentes dans le domaine PV se concentrent sur l'exploration de nouveaux matériaux et concepts afin d'améliorer le rendement, de réduire les coûts de fabrication et d'augmenter la flexibilité d'utilisation des modules solaires. Ces technologies, encore en phase de développement ou de pré-industrialisation, suscitent un grand intérêt pour l'avenir du secteur.

Parmi les principales approches émergentes, on distingue :

- **Cellules solaires à pérovskite** : considérées comme l'une des innovations les plus prometteuses, elles présentent des rendements dépassant 25 % en laboratoire, avec un potentiel de fabrication à faible coût grâce à des procédés de dépôt simples (solution, impression). Leur principal défi réside dans la stabilité chimique et la durabilité en conditions réelles [23].
- **Cellules solaires organiques (OPV)** : fabriquées à partir de matériaux polymères ou de molécules organiques, elles se caractérisent par leur flexibilité, leur transparence et leur légèreté. Bien que leur rendement reste limité (10 % à 15 %), elles offrent des perspectives intéressantes pour des applications intégrées aux bâtiments, aux textiles ou à l'électronique portable.
- **Cellules tandem** : cette approche consiste à superposer plusieurs couches photovoltaïques (par exemple, silicium + pérovskite) afin de capter un spectre solaire plus large et d'atteindre des rendements supérieurs à ceux des technologies conventionnelles.
- **Cellules à points quantiques (Quantum Dots Solar Cells)** : exploitant les propriétés optiques particulières des nanomatériaux, elles permettent un ajustement précis de l'absorption spectrale et pourraient offrir des rendements élevés à faible coût, bien que la technologie soit encore au stade expérimental.

Ces technologies émergentes ouvrent la voie à une nouvelle génération de systèmes photovoltaïques plus performants, modulables et adaptés à des applications variées. Toutefois, leur déploiement à grande échelle dépendra de la résolution de défis liés à la stabilité, la durabilité, le recyclage et l'industrialisation [24].

4 Classification des systèmes PV :

Les systèmes photovoltaïques (PV) peuvent être classés en fonction de leur mode de connexion au réseau électrique et de leurs stratégies de gestion de l'énergie. On distingue principalement trois catégories :

- **Les systèmes connectés au réseau ;**
- **Les systèmes autonomes (off-grid) ;**
- **Les systèmes hybrides.**

Chaque type présente des caractéristiques particulières qui le rendent adapté à des applications spécifiques, selon la disponibilité des infrastructures électriques, le profil de la demande énergétique et les exigences de fiabilité [25].

CHAPITRE 1. GÉNÉRALITÉS SUR LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES

Table 1: comparatif des principales technologies PV

Technologie PV	Rendement (%)	Type de matériau	Coût	Stabilité	Flexibilité	Applications	Remarques
Monocristallin (Mono-Si)	18–22	Silicium cristallin	Élevé	Très élevée	Faible	Résidentiel, commercial, grandes centrales	Très performant mais coûteux à produire.
Polycristallin (Poly-Si)	15–18	Silicium cristallin	Modéré	Très élevée	Faible	Résidentiel, petites installations commerciales	Rendement inférieur au Mono-Si mais plus abordable.
Tellurure de cadmium (CdTe)	17–19	Semi-conducteur couche mince	Faible	Moyenne à élevée	Moyenne	Centrales au sol, climats chauds	Meilleure performance des couches minces ; toxicité du cadmium.
CIGS	14–20	Semi-conducteur couche mince	Modéré à élevé	Moyenne	Élevée	BIPV, systèmes portables, panneaux flexibles	Fort potentiel, mais procédé de fabrication complexe.
Silicium amorphe (a-Si)	6–10	Silicium amorphe couche mince	Faible	Moyenne	Élevée	Petits appareils électroniques, panneaux légers	Peu coûteux mais rendement faible.
Pérovskite	20–25 (lab.)	Hybride organique–inorganique	Très faible (lab.)	Faible (actuellement)	Élevée	Expérimental, cellules tandem	Très prometteuse mais nécessite des avancées en stabilité et en durabilité.
Photovoltaïque organique (OPV)	8–12 (lab.)	Matériaux organiques	Faible	Faible	Très élevée	Technologies portables, surfaces semi-transparentes	Flexible et léger, mais durée de vie limitée.
Cellules à points quantiques	≈ 10 (lab.)	Nanocristaux semi-conducteurs	Expérimental	Très faible	Élevée	Recherche & Développement, applications futures	Bande interdite ajustable, mais encore au stade de recherche.

4.1 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau :

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau représentent la forme la plus courante de production solaire d'électricité, notamment dans les zones urbaines et périurbaines. Dans ce cas, le générateur photovoltaïque est directement relié au réseau électrique par l'intermédiaire d'un onduleur. Ce dernier convertit l'électricité produite en courant continu (DC) par les modules solaires en courant alternatif (AC), compatible avec les normes du réseau

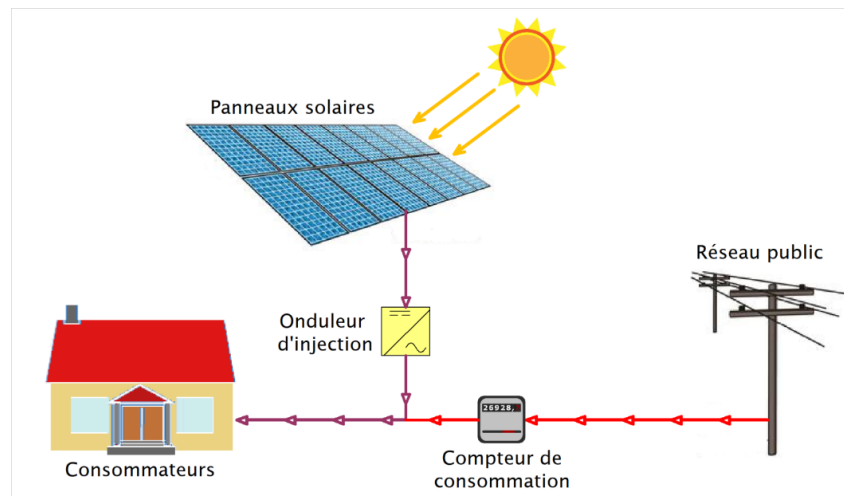


Figure 4: Systèmes photovoltaïques connectés au réseau [4].

CHAPITRE 1. GÉNÉRALITÉS SUR LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES

Ces systèmes ne nécessitent pas de dispositifs de stockage locaux (batteries), car l'excédent de production est injecté dans le réseau, tandis que les déficits sont compensés par l'approvisionnement du réseau. Ils se distinguent par leur simplicité, leur fiabilité et leur faible coût d'exploitation. Cependant, leur fonctionnement dépend fortement de la stabilité et de la disponibilité du réseau électrique. Ils sont principalement utilisés dans les applications résidentielles, commerciales et industrielles, ainsi que pour les centrales solaires de grande échelle [26].

4.2 Systèmes PV autonomes :

Les systèmes photovoltaïques autonomes, ou systèmes hors réseau, fonctionnent indépendamment du réseau électrique. Ils sont généralement équipés de dispositifs de stockage d'énergie (batteries, supercondensateurs) permettant de compenser l'intermittence de la production solaire et d'assurer un approvisionnement continu. Ces systèmes sont particulièrement adaptés aux zones isolées ou rurales où l'accès au réseau électrique est limité ou inexistant. Ils sont utilisés pour des applications telles que l'éclairage public, les stations de pompage d'eau, les systèmes de télécommunication, ainsi que l'alimentation de foyers isolés. Néanmoins, les systèmes autonomes présentent des coûts plus élevés en raison du stockage et nécessitent une gestion rigoureuse de l'énergie. Leur fiabilité dépend largement de la capacité de stockage et des conditions locales d'ensoleillement [27].

4.3 Systèmes PV hybrides :

Les systèmes hybrides combinent l'énergie photovoltaïque avec d'autres sources d'énergie, qu'elles soient renouvelables (éolien, biomasse) ou conventionnelles (groupes électrogènes à diesel). Ils peuvent être connectés ou non au réseau électrique, selon les besoins spécifiques de l'application. L'intégration de plusieurs sources permet de pallier les limites liées à la variabilité du rayonnement solaire et d'améliorer la continuité d'alimentation. Ces systèmes offrent une meilleure fiabilité et sont souvent utilisés dans des environnements où la stabilité de l'approvisionnement est essentielle, tels que les hôpitaux, les sites industriels critiques ou encore les communautés isolées. Cependant, la conception et la gestion des systèmes hybrides sont plus complexes, car elles nécessitent des stratégies de contrôle avancées pour optimiser le partage d'énergie entre les différentes sources et le stockage [28].

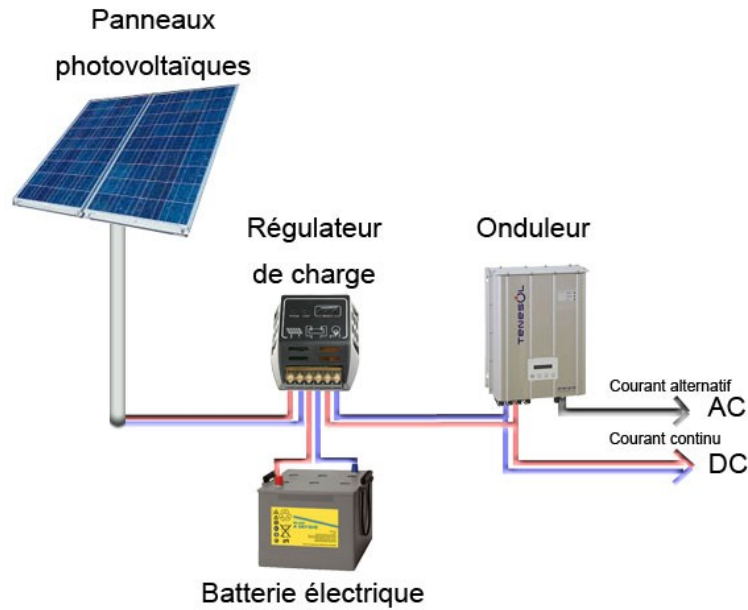


Figure 5: Systèmes photovoltaïques hybrides [4].

5 Facteurs de performance et d'efficacité:

La performance d'un système photovoltaïque (PV) est influencée par plusieurs variables environnementales et physiques qui déterminent l'efficacité de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Parmi les principaux facteurs, on distingue :

- **L'irradiance solaire**
- **La température de fonctionnement**
- **L'orientation des modules**
- **Les conditions d'ombrage**

La compréhension et la maîtrise de ces paramètres sont essentielles pour la conception des systèmes, l'élaboration de stratégies de commande et l'implémentation des méthodes de suivi du point de puissance maximale (MPPT).

5.1 Irradiance solaire :

L'irradiance solaire, exprimée en W/m^2 , représente la densité de puissance du rayonnement solaire reçu sur une surface donnée. C'est le facteur le plus déterminant de la performance d'un système photovoltaïque, car le courant généré par la cellule est proportionnel à l'irradiance. Ainsi, une forte irradiance entraîne une augmentation du courant de court-circuit (I_{sc}) et, par conséquent, de la puissance produite. Cependant, l'irradiance varie selon l'heure de la journée, les saisons et les conditions météorologiques (présence de nuages, poussières, pollution atmosphérique). Pour optimiser le rendement global, il est nécessaire de dimensionner le système en tenant compte des profils d'irradiance locaux

CHAPITRE 1. GÉNÉRALITÉS SUR LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES

et d'utiliser des techniques de MPPT pour suivre en permanence le point de puissance maximale [29].

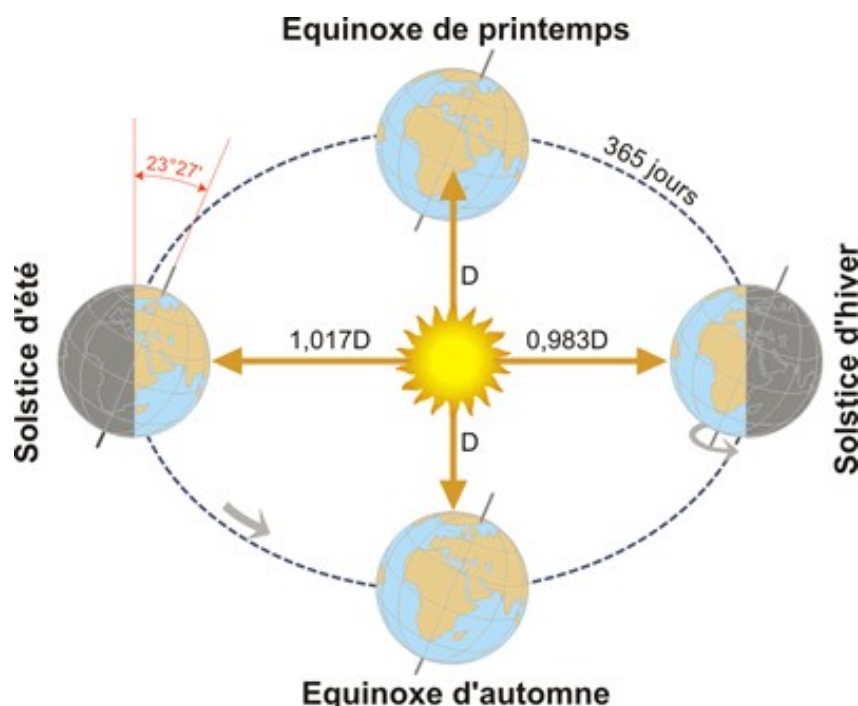


Figure 6: L'irradiation solaire au cours de l'année [4].

5.2 Influence de la température:

Lorsque que l'irradiance solaire augmente la puissance de sortie des modules PV, l'élévation de la température a un effet négatif marqué sur leur rendement, en particulier pour les cellules solaires à base de silicium cristallin. En effet, lorsque la température s'élève, la tension en circuit ouvert (V_{oc}) diminue de manière significative, tandis que le courant de court-circuit (I_{sc}) n'augmente que très légèrement. Il en résulte une réduction de la puissance maximale extraite (P_{max}). Cet effet est généralement quantifié par le coefficient de température, qui varie typiquement entre $-0,4 \%$ et $-0,5 \%/^{\circ}\text{C}$.

Par exemple, un module photovoltaïque de 250 W nominal sous conditions standard (25°C) peut perdre entre 10 et 12 W lorsque sa température de fonctionnement atteint 45°C . Au-delà de la perte de puissance immédiate, des températures élevées accélèrent le vieillissement des matériaux d'encapsulation et de support, ce qui peut réduire la durée de vie du système [30].

Afin de limiter ces effets, diverses stratégies de refroidissement sont mises en œuvre, allant de la ventilation naturelle à l'arrière des panneaux à l'utilisation de matériaux avancés offrant une meilleure tolérance thermique. Parallèlement, la recherche sur des technologies résistantes aux hautes températures, telles que les cellules à pérovskite ou à hétérojonction, constitue une voie prometteuse pour améliorer la performance dans les climats chauds [31].

5.3 Orientation et inclinaison des modules :

L'orientation et l'inclinaison des modules solaires influencent directement la quantité d'énergie solaire captée au cours de la journée et de l'année. Une orientation optimale

(souvent plein sud dans l'hémisphère nord) combinée à un angle d'inclinaison ajusté en fonction de la latitude permet de maximiser la production annuelle d'électricité. Toute déviation par rapport à cette configuration optimale entraîne une diminution de l'irradiance effective reçue et, par conséquent, une réduction de la performance du système.

Les systèmes à inclinaison fixe privilégient une optimisation annuelle, tandis que les systèmes à suivi solaire permettent d'améliorer significativement la production, notamment dans les grandes centrales photovoltaïques [32].

5.4 Conditions d'ombrage

L'ombrage, qu'il soit partiel (causé par des arbres, bâtiments, poussières ou neige) ou total, a un impact très négatif sur les performances des systèmes photovoltaïques. En effet, lorsqu'une cellule est ombragée, elle limite le courant de l'ensemble de la chaîne de cellules connectées en série, ce qui provoque une chute drastique de la puissance produite.

Pour limiter cet effet, les modules sont souvent équipés de diodes de dérivation (*bypass diodes*) qui permettent de court-circuiter les cellules affectées. De plus, des techniques de commande MPPT avancées sont mises en œuvre pour rechercher le point de puissance maximale global (GMPP) en présence d'ombres partielles [33].

6 Avantages et limites :

Les systèmes PV connaissent un essor considérable à travers le monde, car ils contribuent à la production d'une énergie propre et renouvelable. Ils présentent de nombreux avantages sur les plans environnemental et économique, mais comportent également certaines limites, principalement liées à l'intermittence de la production d'énergie.

6.1 Avantages des systèmes PV :

Les systèmes PV présentent de nombreux avantages qui expliquent leur adoption croissante à l'échelle mondiale. Sur le plan environnemental, ils constituent une source d'électricité propre puisqu'ils ne génèrent pas directement de gaz à effet de serre ni de polluants atmosphériques lors de leur fonctionnement. De plus, leur exploitation est silencieuse et contribue à la transition énergétique ainsi qu'à la lutte contre le changement climatique.

Sur le plan économique, l'énergie PV bénéficie d'une réduction progressive de son coût grâce aux avancées technologiques et à la baisse continue du prix des modules. Les systèmes nécessitent peu de maintenance, car ils ne comportent pas de pièces mécaniques en mouvement, ce qui réduit les frais d'exploitation. Par ailleurs, le secteur PV favorise la création d'emplois dans la fabrication, l'installation et la maintenance, ce qui constitue un atout socio-économique majeur.

D'un point de vue technologique et social, le PV offre une grande modularité, permettant une utilisation à différentes échelles, allant des petits dispositifs portables aux grandes centrales solaires. Il peut également être intégré dans les bâtiments (BIPV : Building Integrated Photovoltaics) pour favoriser une production décentralisée. Enfin, il contribue à l'indépendance énergétique des pays et à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité dans les zones isolées [34].

6.2 Limites des systèmes PV :

Malgré ces avantages considérables, les systèmes PV présentent certaines limites qu'il convient de souligner. Sur le plan technique, leur production est intermittente puisqu'elle dépend fortement des conditions météorologiques et du cycle jour/nuit, ce qui rend indispensable l'utilisation de systèmes de stockage ou le recours au réseau électrique pour assurer une alimentation continue. Leur rendement reste également limité et sensible à plusieurs facteurs tels que la température, l'orientation des modules ou encore les phénomènes d'ombrage. De plus, les installations de grande échelle nécessitent des surfaces importantes, ce qui peut poser des contraintes d'aménagement du territoire.

Sur le plan économique et environnemental, l'investissement initial reste élevé en raison du coût des modules, des onduleurs et, dans certains cas, des systèmes de stockage. Par ailleurs, bien que le PV soit considéré comme une énergie propre, la fabrication et le recyclage des panneaux peuvent avoir un impact environnemental non négligeable, notamment en raison de l'utilisation de matériaux rares ou toxiques comme le cadmium. Ces limites soulignent la nécessité de poursuivre les efforts de recherche et d'innovation pour améliorer la performance, réduire les coûts et développer des solutions de recyclage plus durables [35].

7 Applications des systèmes PV :

Les systèmes PV peuvent être utilisés de différentes manières en fonction de la taille du système et des besoins énergétiques. Leur flexibilité, leur faible maintenance et leur production d'énergie propre les rendent utiles dans les habitations, les entreprises, les zones isolées et les centrales électriques à grande échelle.

7.1 Applications résidentielles et commerciales :

Dans les habitations et les entreprises, les systèmes PV sont souvent installés sur les toits afin de produire de l'électricité pour les besoins quotidiens. Ces installations permettent de réduire les factures d'électricité et de diminuer les émissions de carbone. Dans de nombreux pays, les utilisateurs ont la possibilité de revendre l'énergie excédentaire au réseau, ce qui rend l'énergie solaire encore plus attractive.

Les bâtiments commerciaux, tels que les écoles, les hôpitaux, les bureaux et les centres commerciaux, utilisent également des panneaux solaires pour réduire leurs coûts énergétiques et affirmer leur engagement en faveur du développement durable. Ces systèmes intègrent souvent des onduleurs et des outils de surveillance afin de suivre les performances et de garantir la sécurité [36].

7.2 Électrification rurale :

Les systèmes PV constituent une solution efficace pour les zones rurales ou isolées où l'accès au réseau électrique national est inexistant. Dans de nombreux pays en développement, les systèmes solaires autonomes fournissent une électricité propre et abordable aux habitations, aux cliniques et aux écoles. Ces installations permettent d'alimenter l'éclairage, les chargeurs de téléphones portables, les ventilateurs, les pompes à eau et même de petits appareils électroménagers.

CHAPITRE 1. GÉNÉRALITÉS SUR LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES

Comme ils ne dépendent ni du carburant ni de grandes infrastructures, les systèmes PV sont faciles à installer et à entretenir dans les régions disposant de ressources limitées.

7.3 Déploiement industriel et à grande échelle :

À une échelle beaucoup plus vaste, les systèmes PV sont utilisés dans des centrales solaires capables de produire de l'électricité pour des centaines, voire des milliers d'utilisateurs. Ces installations de grande envergure sont généralement implantées sur des terrains dégagés et raccordées au réseau électrique. Elles peuvent fournir une part importante de l'énergie destinée aux villes et aux industries. Certaines installations industrielles exploitent également l'énergie solaire pour alimenter les machines, réduire les coûts énergétiques et atteindre leurs objectifs en matière d'énergie propre. Les systèmes avancés peuvent intégrer des mécanismes de suivi solaire ainsi que des dispositifs de stockage afin d'assurer une alimentation continue même en l'absence d'ensoleillement.

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté une vue générale sur les systèmes photovoltaïques en mettant en évidence leurs principes de fonctionnement, leurs atouts et leurs limites, ainsi que leur rôle croissant dans la production d'énergie durable. Cette étude préliminaire permet de mieux cerner les enjeux liés à l'exploitation de l'énergie solaire et prépare le terrain pour le chapitre suivant, qui sera consacré à la modélisation du système photovoltaïque, étape essentielle pour analyser son comportement et optimiser son rendement.

Chapitre 2

Modélisation du Système PV

1 Introduction :

La cellule PV est une source d'énergie non linéaire dont la tension et le courant de sortie dépendent directement des conditions climatiques, en particulier de l'irradiation solaire G et de la température T . Pour analyser et prédire ses performances, il est indispensable de disposer d'un modèle mathématique capable de reproduire son comportement sous différentes conditions d'éclairement et de température. Les phénomènes physiques internes à la cellule peuvent être représentés par des éléments électriques équivalents des diodes pour modéliser le sens de circulation du courant et des résistances pour représenter les pertes. Sur cette base, plusieurs modèles électriques — du plus simple au plus complexe — permettent de simuler les caractéristiques courant-tension ($I-V$) et puissance-tension ($P-V$) d'une cellule PV. Ce chapitre présente ces différents modèles électriques ainsi que l'effet des facteurs climatiques sur les performances de la cellule. Il aborde également la modélisation mathématique du générateur photovoltaïque, les principales configurations d'association des cellules, et enfin l'intégration de convertisseurs DC-DC, en particulier les topologies d'un hacheur Boost, utilisés pour optimiser l'exploitation de l'énergie produite.

2 Rôle de la diode dans un générateur photovoltaïque

Dans un système PV, l'intégration de diodes joue un rôle essentiel dans la protection et l'optimisation des performances du générateur PV. On distingue principalement deux types de diodes : les diodes de bypass et les diodes de blocage [37].

Les diodes de bypass :

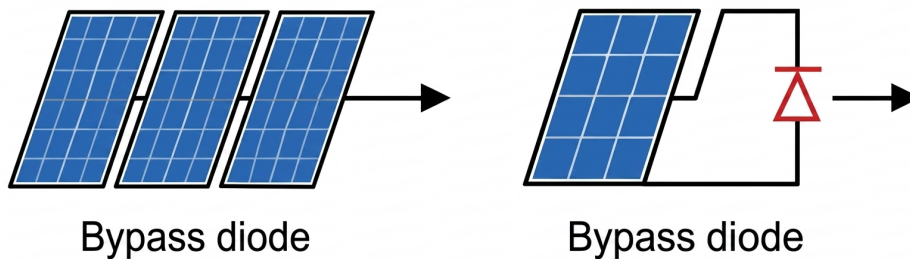


Figure 1: diode bypass

Sont insérées en parallèle avec des sous-groupes de cellules PV. Leur fonction principale est de protéger les modules contre les effets néfastes de l'ombrage partiel ou de défaillances locales. Lorsqu'un groupe de cellules est ombré, il produit moins de courant, ce qui peut entraîner un échauffement localisé (appelé point chaud) si le courant continue à traverser ce segment. La diode de bypass offre alors un chemin alternatif au courant, contournant la partie affectée et évitant ainsi la détérioration thermique des cellules.

Les diodes de blocage :

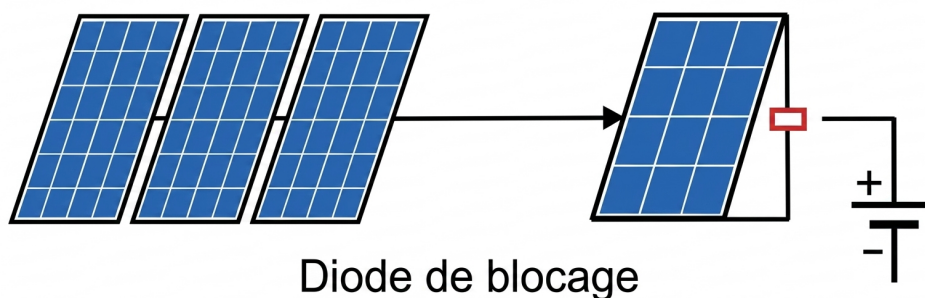


Figure 2: diode de blocage

Quant à elles, sont connectées en série à la sortie du générateur PV. Elles empêchent le courant inverse de circuler depuis la batterie ou la charge vers le générateur PV pendant les périodes de faible irradiation ou la nuit. Cette diode agit donc comme une barrière unidirectionnelle, assurant que le courant ne s'écoule que du panneau vers la charge, préservant ainsi l'énergie stockée

3 Modélisation d'une cellule PV :

La simulation du comportement d'un module PV repose généralement sur l'analyse de sa caractéristique courant-tension (I - V). Pour ce faire, différents modèles mathématiques ont été développés dans la littérature afin de relier la tension et le courant produits aux conditions d'éclairement et de température. Parmi eux, trois approches principales sont couramment utilisées : le modèle idéal à une diode, le modèle réel à une diode et le modèle réel à deux diodes. Dans cette étude, ces trois modèles seront présentés, puis le modèle retenu sera utilisé pour l'analyse et la simulation.

3.1 Modèle idéal à une diode :

Le modèle idéal à une diode représente une cellule PV par une source de courant associée à une diode idéale, traduisant le comportement de la jonction p-n. Il néglige les pertes ohmiques et les courants de fuite, offrant ainsi une modélisation simple mais moins précise du fonctionnement réel de la cellule.

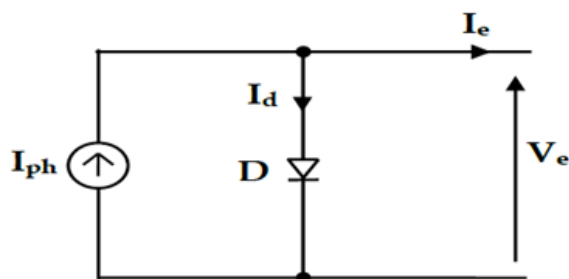


Figure 3: Modèle idéal à une diode [5].

Le courant de sortie I_e est obtenu à partir du circuit équivalent.

$$I_e = I_{ph} - I_d \quad (2.1)$$

$$I_d = I_{sat} \left(\exp \left(\frac{V_e}{nV_t} \right) - 1 \right) \quad (2.2)$$

$$V_T = \frac{KT}{q} \quad (2.3)$$

3.2 Modèle électrique réel à deux diodes :

Le modèle réel à deux diodes se compose de deux diodes parallèles D1 et D2, caractérisées respectivement par leurs courants de saturation I_{sat1} et I_{sat2} , ainsi que par leurs facteurs d'idéalité n_1 et n_2 . Il intègre également une source de courant générant le courant photo-généré I_{ph} , lequel dépend directement de l'éclairement solaire G . Une résistance série R_s est ajoutée afin de modéliser les pertes ohmiques dues à la résistivité du matériau et aux contacts (jonction semi-conducteur-métal). La valeur de R_s peut être estimée à partir de l'inverse de la pente de la caractéristique I-V au voisinage de la tension à circuit ouvert V_{co} . Enfin, une résistance parallèle R_p est incluse pour représenter l'admittance parallèle du générateur PV, traduisant les courants de fuite internes.

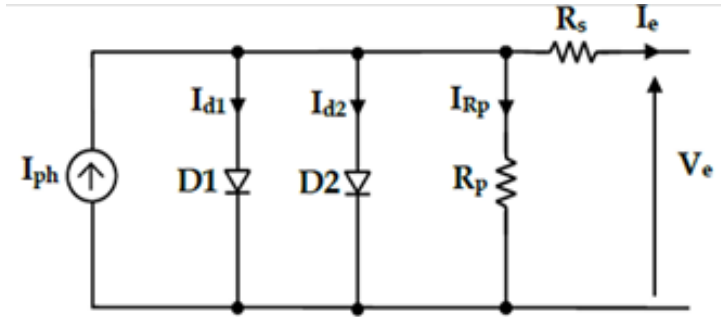


Figure 4: Le modèle réel à deux diodes [5].

le courant généré par la cellule pourra être présenté par l'équation suivante.[38]

$$I_e = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{Rp} \quad (2.4)$$

Avec :

$$I_{d1} = I_{sat1} \left(\exp \left(\frac{V_e + R_s I_e}{n_1 V_T} \right) - 1 \right) \quad (2.5)$$

$$I_{d2} = I_{sat2} \left(\exp \left(\frac{V_e + R_s I_e}{n_2 V_T} \right) - 1 \right) \quad (2.6)$$

$$I_{Rp} = \frac{V_e + R_s I_e}{R_p} \quad (2.7)$$

Et la tension thermique V_T est donnée par l'équation précédente.

Ainsi, le courant fourni par une cellule est donné par la relation suivante.

$$I_e = I_{ph} - I_{sat1} \left(\exp \left(\frac{V_e + R_s I_e}{n_1 V_T} \right) - 1 \right) - I_{sat2} \left(\exp \left(\frac{V_e + R_s I_e}{n_2 V_T} \right) - 1 \right) - \frac{V_e + R_s I_e}{R_p} \quad (2.8)$$

3.3 Modèle électrique réel à une diode :

Le modèle électrique réel à une diode est une amélioration du modèle idéal, intégrant une résistance série R_s pour représenter les pertes ohmiques et une résistance shunt R_{sh} pour modéliser les courants de fuite internes. Il se compose ainsi d'une source de courant photo-généré I_{ph} , d'une diode unique traduisant la jonction p-n, ainsi que des résistances R_s et R_{sh} permettant de mieux reproduire le comportement réel de la cellule photovoltaïque, notamment sous des conditions variables d'irradiation et de température

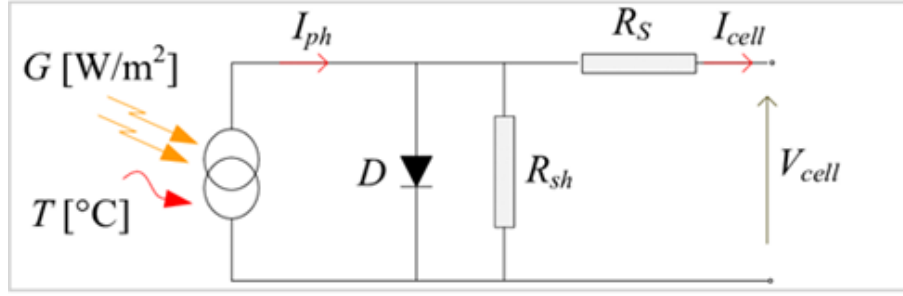


Figure 5: Modèle électrique réel à une diode.[6]

Ainsi, et à partir des équations données précédemment, le courant fourni par une cellule est donné par la relation suivante [39].

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2.9)$$

$$I_d = I_{sat} \left(e^{\frac{v_D}{n \cdot V_t}} - 1 \right) \quad (2.10)$$

$$V_t = \frac{K \cdot T}{q} \quad (2.11)$$

Donc, la relation sera.

$$I_d = I_{sat} \left(e^{\frac{q(V_{pv} + R_s \cdot I_{pv})}{n \cdot K \cdot T}} - 1 \right) \quad (2.12)$$

Le courant dans la résistance shunt est calculé par.

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{R_{sh}} \quad (2.13)$$

Et on déduit l'expression du court fourni par une cellule PV

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{n k T} \right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (2.14)$$

4 Courbes caractéristiques d'une cellule photovoltaïque:

Les courbes caractéristiques d'une cellule photovoltaïque représentent la relation entre la tension (V) et le courant (I) qu'elle délivre sous des conditions données d'irradiation et de température. Elles permettent d'analyser ses performances, d'identifier des points de

fonctionnement clés tels que la tension à circuit ouvert (V_{oc}), le courant de court-circuit (I_{sc}) et le point de puissance maximale (Pmax), et servent de base à la conception et à l'optimisation des systèmes PV [40].

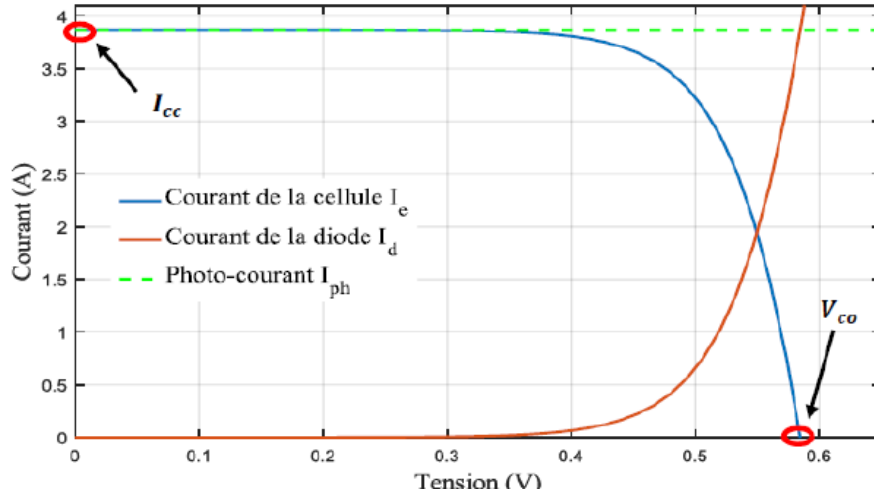


Figure 6: caractéristiques d'une cellule photovoltaïque [7].

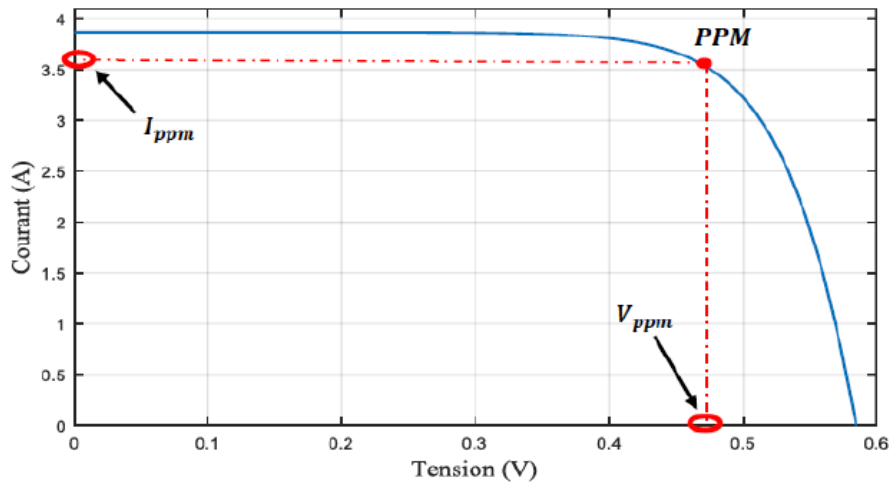


Figure 7: Caractéristiques courant-tension (I-V) d'une cellule photovoltaïque [7].

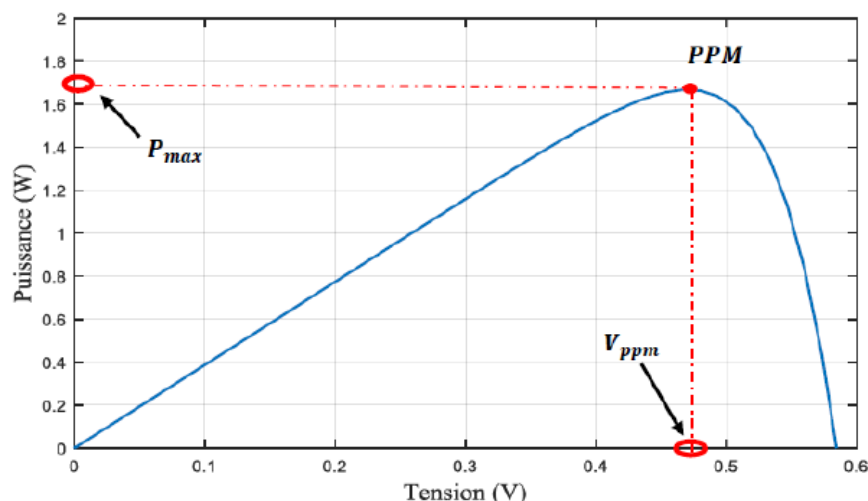


Figure 8: Caractéristiques puissance-tension (P-V) d'une cellule photovoltaïque.
[7]

Lorsque la tension de la cellule photovoltaïque est inférieure à 0.4 V : celle-ci se comporte comme un générateur de courant I_{cc} proportionnel à l'irradiation G . Dans cette zone, la cellule délivre des puissances faibles, avec des courants élevés et des tensions réduites.

Lorsque le courant est inférieur à 3 A : la cellule agit comme un générateur de tension V_{oc} proportionnelle à la température T . Dans cette zone, elle fournit des puissances limitées, avec des courants faibles et des tensions élevées.

Entre ces deux régimes : la cellule fonctionne à son point de puissance maximale (PPM), générant alors une puissance élevée pour des valeurs modérées de courant et de tension, ce qui permet d'exploiter au mieux le gisement solaire disponible [11].

5 Influence de l'éclairement et la température sur les courbes $I=f(V)$ et $P=f(V)$:

5.1 Influence de l'éclairement :

la figure 9 illustre L'augmentation de l'éclairement provoque une hausse quasi linéaire du courant de court-circuit (I_{sc}), qui passe de 0,5 A à 5 A, alors que la tension de circuit ouvert (V_{oc}) reste stable autour de 22 V. Sur la courbe de puissance, cela se traduit par une montée verticale du point de puissance maximale (MPP), qui atteint 80 W sous un soleil optimal (1 kW/m^2). On observe que la tension optimale ($V_{mp} \approx 17,5 \text{ V}$) ne varie presque pas : le générateur gagne donc en performance uniquement par l'augmentation de l'intensité du courant capté.

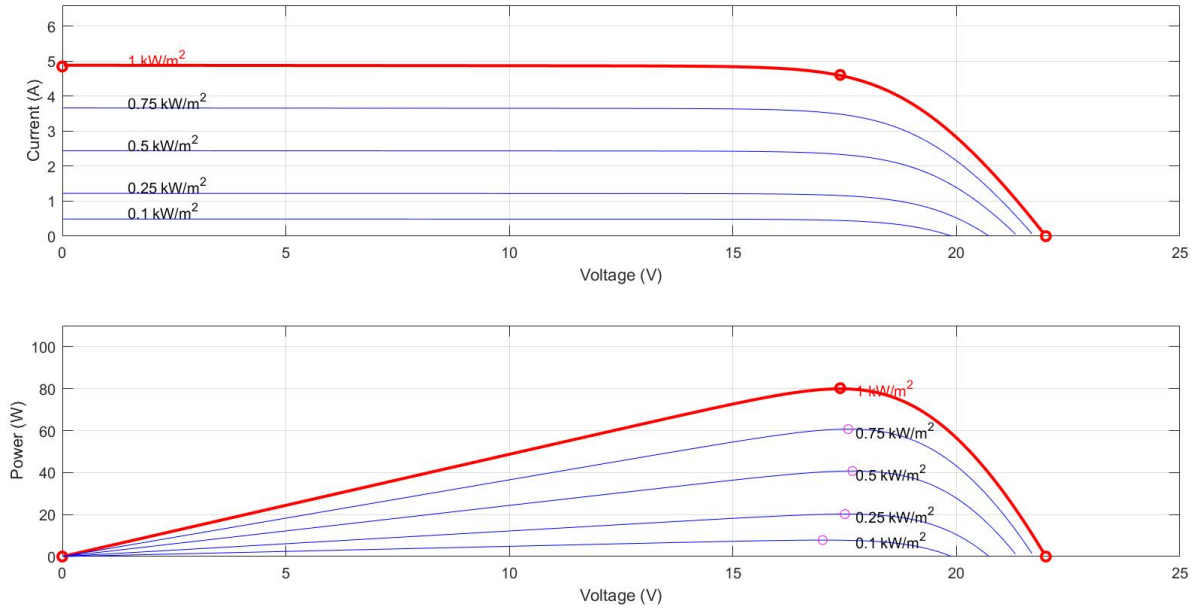


Figure 9: Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$

L'analyse des caractéristiques du générateur photovoltaïque met en évidence les comportements suivants :

- Le courant de sortie augmente proportionnellement avec l'irradiance ;
- La tension au point de puissance maximale (MPP) demeure globalement constante, sauf en cas d'irradiance très faible où une légère diminution est observée ;
- La puissance maximale augmente avec l'augmentation de l'irradiance.

5.2 Influence de la température :

Les propriétés électriques d'une cellule photovoltaïque sont directement affectées par la température de jonction sur sa surface exposée. Les schémas et 10 illustrent l'évolution des caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque pour différentes températures, sous éclairement constant. met en évidence que l'augmentation de la température entraîne une légère hausse du courant, tandis que la tension de circuit ouvert diminue de manière significative. En conséquence, la puissance maximale du générateur photovoltaïque décroît lorsque la température augmente.

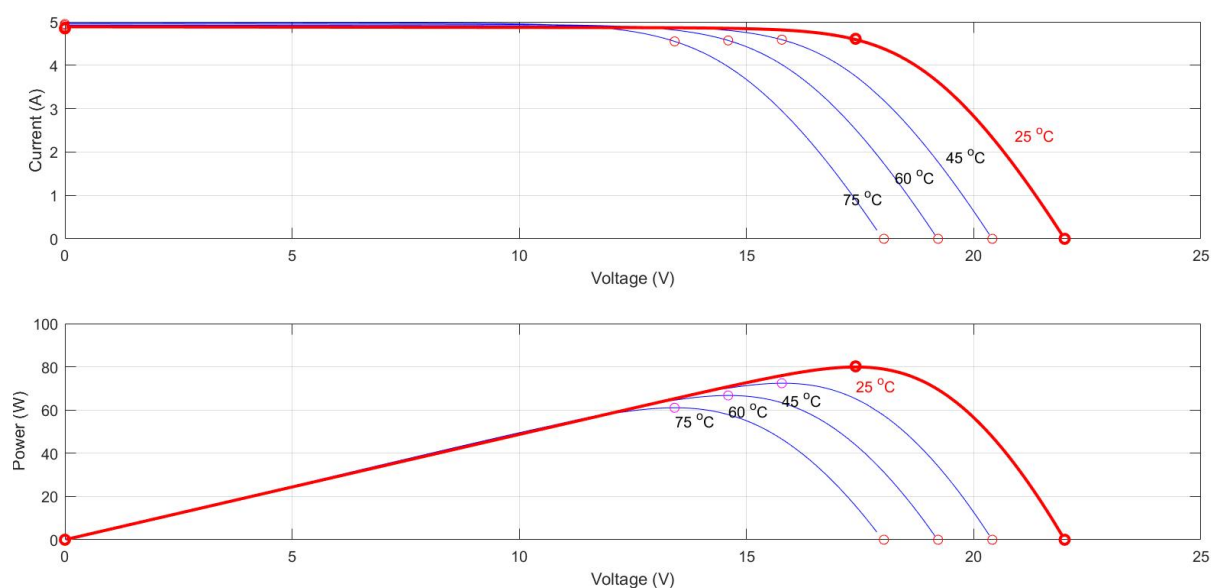


Figure 10: Influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$ et $I=f(V)$

L'analyse de l'influence de la température sur le générateur photovoltaïque permet de dégager les observations suivantes :

- Une élévation de la température réduit sensiblement la tension générée par cellule ;
- La puissance maximale diminue lorsque la température augmente ;
- Le courant reste pratiquement constant malgré l'augmentation de la température.

6 Modélisation du générateur PV:

L'équation de base 3.16 d'une cellule photovoltaïque élémentaire ne reproduit pas directement la caractéristique $I-V$ d'un générateur photovoltaïque. Ce dernier est constitué d'un ensemble de cellules connectées suivant différentes topologies : série-parallèle, *Total Cross Tied* (TCT) et *Bridge Linked* (BL). La figure 11 illustre ces configurations pour un module photovoltaïque 2×6 . [41]

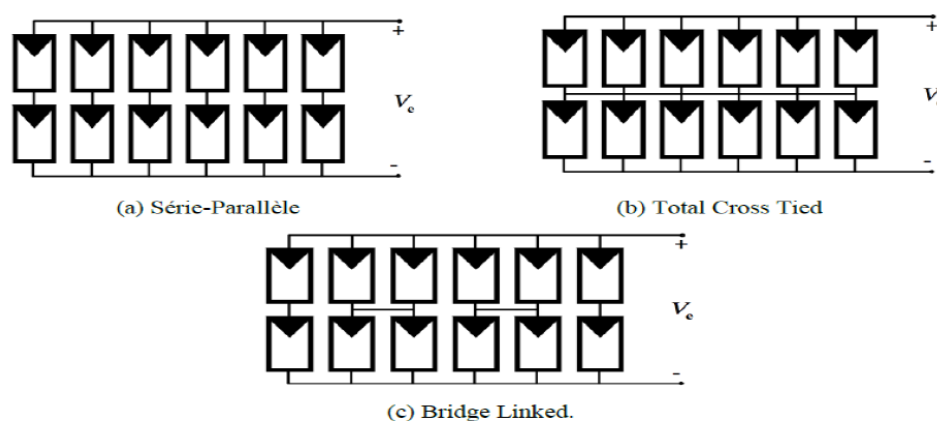


Figure 11: Configuration de connexion des cellules photovoltaïques [5].

- a) **Série-Parallèle** : Dans cette configuration, les cellules PV sont d'abord connectées

en série afin de former des chaînes. Plusieurs de ces chaînes sont ensuite connectées en parallèle, constituant ainsi l'ensemble du générateur photovoltaïque.

- b) **Entrelacé totalement croisé** : Dans cette configuration, chaque cellule d'une ligne est reliée à la cellule correspondante de la ligne suivante par des connexions croisées. Ce maillage permet une meilleure répartition des courants entre les cellules et réduit l'impact des ombrages partiels.
- c) **série-parallèle** : Cette structure combine les principes de la configuration série-parallèle et du TCT. Les cellules sont connectées en série pour former des chaînes, tandis que des connexions transversales (ponts) relient certaines chaînes entre elles, améliorant ainsi la tolérance aux déséquilibres [42].

Dans le cadre de ce mémoire, l'étude portera principalement sur la configuration série-parallèle.

6.1 Association de N_s cellules en série :

la figure 12 illustre L'association en série de N_s cellules PV permet d'augmenter la tension totale du générateur photovoltaïque. Chaque cellule contribue à la somme des tensions.

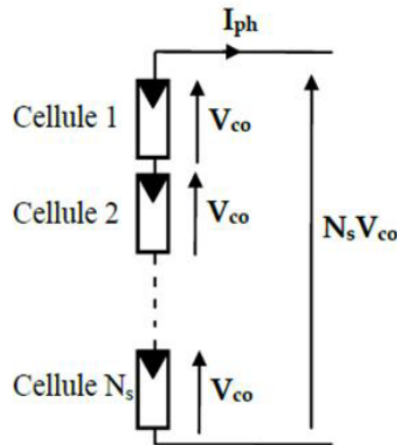


Figure 12: association série des cellules [5].

6.2 Association de N_p cellules en parallèle :

la figure 13 illustre L'association en parallèle de N_p cellules PV permet d'augmenter le courant total du générateur PV . Chaque cellule contribue à la somme des courants

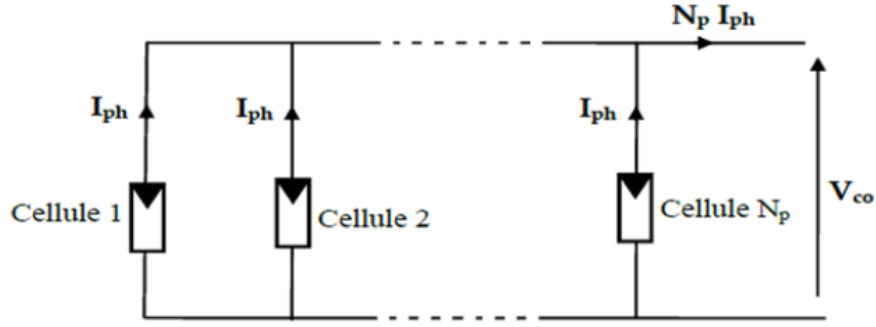


Figure 13: Association parallèle des cellules [5].

6.3 Association série-parallèle des cellules :

la figure 14 illustre L'association série-parallèle combine les avantages des connexions en série et en parallèle, permettant ainsi d'augmenter simultanément la tension et le courant du générateur PV

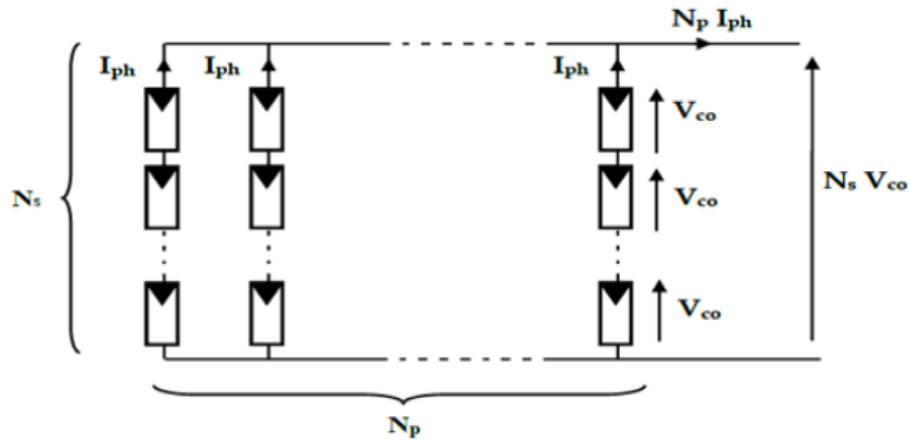


Figure 14: Association série-parallèle [5].

À partir de l'équation 2.1 et de la figure 14, la relation entre le courant et la tension dans un générateur photovoltaïque, constitué de N_s cellules connectées en série et de N_p cellules connectées en parallèle est donnée par l'équation suivante :

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left(\exp \left[\frac{\frac{V_{pv}}{N_s} + \left(\frac{I_{pv}}{N_p} \right) R_s}{n V_T} \right] - 1 \right) - \frac{\frac{V_{pv}}{N_s} + \left(\frac{I_{pv}}{N_p} \right) R_s}{R_{sh}/N_p} \quad (2.15)$$

Démonstration de 2.15 Le courant de la cellule photovoltaïque est donné par

$$I_e = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2.16)$$

Le courant de la diode est

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V + I_e R_s}{n V_T}} - 1 \right) \quad (2.17)$$

Le courant de dérivation (shunt) est

$$I_{sh} = \frac{V + IeR_s}{R_{sh}} \quad (2.18)$$

En remplaçant I_d et I_{sh} dans l'équation principale, on obtient

$$Ie = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V + IeR_s}{nV_T}} - 1 \right) - \frac{V + IeR_s}{R_{sh}} \quad (2.19)$$

Pour un module photovoltaïque composé de N_p cellules en parallèle et N_s cellules en série :

$$I_{pv} = N_p Ie \quad (2.20)$$

$$I_{ph,tot} = N_p I_{ph} \quad (2.21)$$

$$I_{0,tot} = N_p I_0 \quad (2.22)$$

La tension d'une cellule est

$$V_{cell} = \frac{V_{pv}}{N_s} \quad (2.23)$$

et le courant par cellule est

$$Ie = \frac{I_{pv}}{N_p} \quad (2.24)$$

En remplaçant ces relations dans l'équation du courant :

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left(e^{\frac{\frac{V_{pv}}{N_s} + \frac{I_{pv}}{N_p} R_s}{nV_T}} - 1 \right) - \frac{\frac{V_{pv}}{N_s} + \frac{I_{pv}}{N_p} R_s}{\frac{R_{sh}}{N_p}} \quad (2.25)$$

7 Convertisseurs continu–continu (DC/DC):

Les convertisseurs de type continu–continu, également appelés hacheurs, permettent de réguler la puissance électrique dans des circuits en courant continu avec une grande flexibilité et un rendement élevé.

Le principe consiste à convertir une tension continue d'un certain niveau en une tension continue d'un autre niveau, adaptée soit au stockage de l'énergie PV dans des batteries, soit à l'alimentation d'une charge en courant continu. Un hacheur est généralement composé de condensateurs, d'inductances et de dispositifs de commutation.

Leur principal atout réside dans leur haut rendement, qui réduit les pertes énergétiques et maximise l'utilisation de l'énergie produite par les panneaux solaires. En ajustant certains paramètres, notamment le **rapport cyclique** (rapport entre le temps de conduction et le temps de blocage du commutateur), il est possible d'optimiser la puissance délivrée. Dans le cas idéal, ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, ce qui explique leurs performances élevées.[38]

Il existe plusieurs configurations de convertisseurs DC/DC, parmi lesquelles :

- Convertisseur **BUCK** (hacheur série),

- Convertisseur **BOOST** (hacheur parallèle),
- Convertisseur **BUCK–BOOST** (hacheur série–parallèle).

Dans le cadre du présent travail, l'étude portera spécifiquement sur le convertisseur **BOOST**.

7.1 Convertisseur boost :

Le convertisseur boost, également appelé élévateur de tension, est un convertisseur DC–DC direct permettant de transformer une tension continue d'entrée en une tension continue de sortie plus élevée. Son schéma de principe est illustré à la figure 15

La structure typique du convertisseur hacheur série comprend :

- **Une source de courant continu** : à l'entrée, associée à une inductance en série.
- **Une source de sortie** : constituée d'un condensateur en parallèle avec une charge résistive.

Ce type de convertisseur est largement utilisé dans les systèmes photovoltaïques, car il permet d'adapter la tension délivrée par les panneaux solaires aux exigences de la charge ou du système de stockage. Grâce à sa capacité à élever la tension, le hacheur série est particulièrement adapté aux générateurs PV dont la tension en sortie est souvent inférieure à la tension nécessaire pour alimenter certaines charges ou pour charger des batteries.

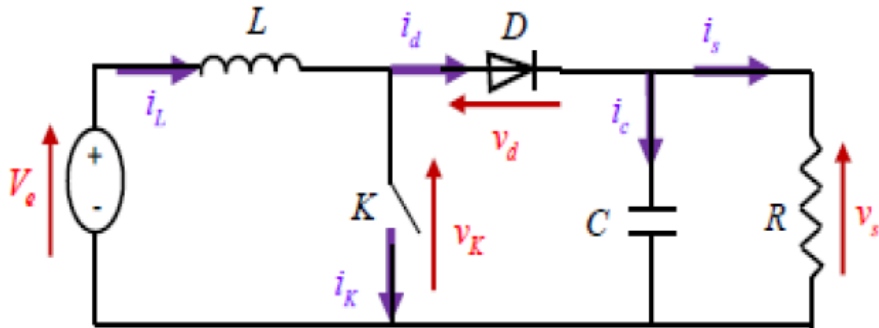


Figure 15: convertisseur Boost [8].

7.1.1 Principe de fonctionnement d'un convertisseur Boost:

Le fonctionnement d'un convertisseur BOOST peut être décomposé en deux phases distinctes, déterminées par l'état de l'interrupteur K , tandis que le circuit est alimenté par une source de tension continue V_e .

Phase 1 : interrupteur fermé ($0 < t < \alpha T$):

Lorsque l'interrupteur K est fermé durant la fraction αT de la période de découpage T , le courant circulant dans l'inductance L augmente linéairement.

Cette variation entraîne le stockage d'énergie sous forme d'énergie magnétique dans L , sans que la charge soit directement alimentée par la source.

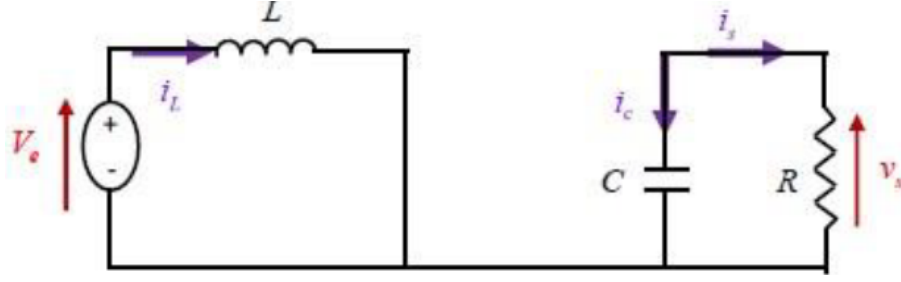


Figure 16: convertisseur Boost quand l'interrupteur est fermé [8].

$$L \frac{di_L}{dt} = V_e \quad (2.26)$$

$$i_L = I_{min} + \frac{V_e}{L}t \quad (2.27)$$

Avec : I_{min} la valeur minimale du courant dans l'inductance à l'instant $t = 0$.

À l'instant $t = \alpha T$, le courant dans l'inductance atteint sa valeur maximale I_{max} .

$$I_{max} = I_{min} + \frac{V_e}{L}\alpha T \quad (2.28)$$

Soit $\Delta i_L = I_{max} - I_{min}$ l'ondulation du courant dans l'inductance. De l'expression 2.26, on exprime l'ondulation de courant dans l'inductance :

$$\Delta i_L = \frac{\alpha V_e}{L}T = \frac{\alpha V_e}{Lf} \quad (2.29)$$

Phase 2 : interrupteur ouvert ($\alpha T < t < T$):

Lors du blocage du transistor, la diode D assure la continuité du courant dans l'inductance L . L'énergie stockée dans l'inductance est alors transférée vers le condensateur C et la résistance de charge R . Le circuit du convertisseur, dans cette phase, permet donc d'alimenter la charge tout en maintenant la tension de sortie supérieure à la tension d'entrée.

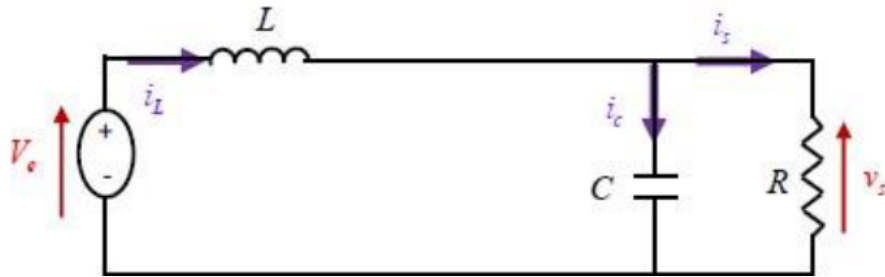


Figure 17: convertisseur Boost quand l'interrupteur est ouvert [8].

$$L \frac{di_L}{dt} = v_e - v_s \quad (2.30)$$

$$i_L = I_{max} + \frac{V_e - V_s}{L}(t - \alpha T) \quad (2.31)$$

En faisant l'égalité des valeurs de l'ondulation du courant tirées des équations 2.27 et 2.30, on peut déduire la valeur moyenne de la tension de sortie V_s .

$$v_s = \frac{1}{1 - \alpha} V_e \quad (2.32)$$

En ajustant soit la tension d'entrée, soit le rapport cyclique, dont la valeur reste strictement comprise entre 0 et 1, le convertisseur opère en mode d'élévation de tension.

En se basant sur le principe de conservation de l'énergie entre les bornes d'entrée et de sortie, il est possible d'exprimer le courant moyen traversant l'inductance en fonction du courant moyen débité vers la charge et du rapport cyclique :

$$I_L = \frac{1}{1 - \alpha} I_s \quad (2.33)$$

Pendant la première séquence de fonctionnement ($0 < t < \alpha T$), seul le condensateur donne de l'énergie à la charge, on peut écrire :

$$C \frac{dv_s}{dt} = -i_s \quad (2.34)$$

7.2 Dimensionnement des composants

Le fonctionnement optimal du convertisseur Boost repose principalement sur un dimensionnement adéquat des composants passifs, notamment l'inductance L et le condensateur de filtrage C .

Dans cette étude, le convertisseur est conçu à partir des caractéristiques électriques suivantes :

- Tension d'entrée : $V_e = 17.4$ V
- Tension de sortie : $V_s = 28$ V
- Puissance : $P = 80$ W.

Ces paramètres servent de base pour le calcul des valeurs de l'inductance et du condensateur afin d'assurer un fonctionnement stable du convertisseur, de limiter les ondulations du courant et de la tension, et de garantir un transfert efficace de la puissance vers la charge.

7.3 Calcul des paramètres du convertisseur Boost

À partir des données suivantes :

- $P = 80$ W
- $V_e = 17.4$ V
- $V_s = 28$ V
- $f = 40\,000$ Hz

Résultats numériques du dimensionnement du convertisseur Boost

Courants :

$$I_s = \frac{P}{V_s} = \frac{80}{28} = 2.86 \text{ A} \quad (2.35)$$

$$I_e = \frac{P}{V_e} = \frac{80}{17.4} = 4.60 \text{ A} \quad (2.36)$$

Résistance de charge :

$$R = \frac{V_s}{I_s} = \frac{28}{2.86} = 9.8 \text{ } \Omega \quad (2.37)$$

Rapport cyclique :

$$D = 1 - \frac{V_e}{V_s} = 1 - \frac{17.4}{28} = 0.3786 \quad (2.38)$$

Ondulations admissibles :

$$\Delta V = 0.01 \times V_s = 0.28 \text{ V} \quad (2.39)$$

$$\Delta I_L = 0.1 \times I_e = 0.46 \text{ A} \quad (2.40)$$

Calcul du condensateur :

Le condensateur filtre la tension de sortie . Il absorbe les fluctuations de charge et les effets de la commutation

$$C = \frac{V_s \cdot D}{R \cdot f \cdot \Delta V} \quad (2.41)$$

$$C = \frac{28 \times 0.3786}{9.8 \times 40000 \times 0.28} \quad (2.42)$$

$$C = 9.65 \times 10^{-5} \text{ F} = 96.5 \text{ } \mu\text{F} \quad (2.43)$$

Calcul de l'inductance :

Elle va déterminer le niveau de lissage du courant d entre

$$L = \frac{V_e \cdot D}{f \cdot \Delta I_L} \quad (2.44)$$

$$L = \frac{17.4 \times 0.3786}{40000 \times 0.46} \quad (2.45)$$

$$L = 3.58 \times 10^{-4} \text{ H} = 358 \text{ } \mu\text{H} \quad (2.46)$$

Résumé des résultats :

- $C \approx 96.5 \text{ } \mu\text{F}$
- $L \approx 358 \text{ } \mu\text{H}$

Remarque :

Les valeurs calculées pour l'inductance et le condensateur représentent les minimums requis pour garantir un fonctionnement correct

Conclusion :

Ce chapitre a permis de mettre en évidence les aspects essentiels liés à la représentation et à l'analyse d'un système photovoltaïque. La mise en place de modèles appropriés a montré l'importance des paramètres physiques et climatiques dans le comportement électrique d'un générateur solaire, tout en soulignant la nécessité d'un conditionnement adapté de l'énergie à l'aide de convertisseurs statiques. Cette étape de modélisation constitue un support fondamental pour la suite de ce travail, qui portera sur la commande des systèmes photovoltaïques, et plus particulièrement sur les stratégies de suivi du point de puissance maximale destinées à améliorer l'efficacité énergétique globale.

Chapitre 3

Commande des systèmes photovoltaïques

1 Introduction:

Dans ce chapitre, nous présentons dans un premier temps la définition et le principe général de la commande MPPT, suivis par une description détaillée des méthodes classiques P&O et INC, ainsi que leurs algorithmes associés. Par la suite, une attention particulière sera portée aux méthodes avancées basées sur la commande par mode glissant (SMC et SOSMC). Enfin, nous étudierons l'application de ces différentes stratégies de MPPT à un convertisseur de type boost, en mettant en évidence les spécificités et les performances de chaque approche.

2 Définition de la commande MPPT:

Le *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), ou suivi du point de puissance maximale, est une technique de commande utilisée dans les systèmes PV afin d'extraire en permanence la puissance optimale que peut fournir un générateur solaire. En effet, les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module PV sont fortement non linéaires et dépendent principalement de l'irradiation solaire et de la température de fonctionnement. Ainsi, le point de fonctionnement du système varie continuellement, et sans une stratégie de suivi du MPP, une partie importante de l'énergie disponible serait perdue.

Le rôle du MPPT est donc d'adapter dynamiquement le rapport cyclique du convertisseur DC-DC associé au générateur PV, afin de maintenir le système au voisinage du point de puissance maximale (MPP) quelles que soient les conditions environnementales[43].

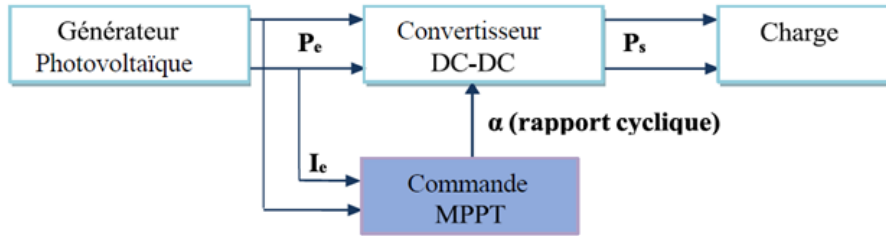


Figure 1: Principe de la commande MPPT [9].

3 Principe de fonctionnement du MPPT

Le principe fondamental du MPPT repose sur la recherche en temps réel du point de fonctionnement où la puissance délivrée par le panneau photovoltaïque est maximale.

Mathématiquement, ce point est atteint lorsque :

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad \Rightarrow \quad \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (3.1)$$

où

$$P = V \times I_P \quad (3.2)$$

est la puissance instantanée, V la tension aux bornes du module, et I le courant généré.

Le contrôleur MPPT agit donc en modifiant le rapport cyclique D du convertisseur DC-DC pour ajuster la tension de sortie du générateur PV jusqu'à atteindre le MPP. Ce

processus se répète en continu afin de compenser les variations rapides de l'ensoleillement ou de la température.

4 Les différentes techniques MPPT

Il existe plusieurs approches de commande permettant la mise en œuvre du suivi du point de puissance maximale (MPPT). Les plus répandues sont présentées ci-dessous :

- **Méthode Perturbation et Observation (P&O) :** Cette méthode est largement utilisée en raison de sa simplicité de mise en œuvre. Elle consiste à perturber la tension de fonctionnement du générateur photovoltaïque et à observer la variation de la puissance en résultant. Lorsque le générateur est associé à un convertisseur de puissance, cette perturbation agit sur le rapport cyclique du convertisseur, ce qui entraîne une modification de la tension de sortie. L'algorithme ajuste alors le point de fonctionnement en fonction de l'évolution de la puissance[44][45].
- **Méthode de la Conductance Incrémentale (INC) :** La stratégie de conductance incrémentale fait partie des algorithmes les plus utilisés grâce à sa capacité à suivre rapidement et précisément le point de puissance maximale (PPM). Contrairement à la méthode P&O, elle exploite simultanément les caractéristiques des courbes $P - V$ et $I - V$ du générateur photovoltaïque. Cette approche permet de détecter plus efficacement le MPPT en utilisant la relation différentielle :

$$\frac{dP}{dV} = 0 \implies \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (3.3)$$

Ainsi, elle présente une meilleure précision et une rapidité de poursuite accrue .

- **Commande par Mode Glissant (MGO1) :** Le contrôle par mode glissant appartient à la classe des techniques de commande à structure variable, largement utilisées pour les systèmes non linéaires. Cette méthode est reconnue pour sa simplicité conceptuelle, sa rapidité de réponse dynamique et surtout sa robustesse face aux incertitudes internes (variations des paramètres du système) et aux perturbations externes. Le principe de base consiste à concevoir une surface de glissement, puis à définir une loi de commande qui force les trajectoires du système à atteindre cette surface et à y rester, garantissant ainsi un fonctionnement robuste et insensible aux variations[44][46].
- **Commande par Mode Glissant d'Ordre 2 (MGO2) :** Le contrôle par mode glissant d'ordre 2 est une extension de la commande par mode glissant classique, visant à améliorer les performances et à réduire les inconvénients liés au phénomène de chattering. Alors que la commande par mode glissant d'ordre 1 agit directement sur la variable de commutation $s(x)$ pour contraindre le système à évoluer sur une surface de glissement prédéfinie, le SOSMC considère simultanément la surface de glissement et sa dérivée.[44][46]

Table 1: comparatif des principales méthodes MPPT

Méthode	Principe	Avantages	Inconvénients
Perturbation et Observation (P&O)	Perturber la tension (ou courant) du générateur PV et observer la variation de la puissance.	- Simple à implémenter - Faible coût de calcul	- Oscillations autour du MPP - Sensible aux variations rapides d'ensoleillement
Conductance Incrémentale (INC)	Utilise la relation $dI/dV = -I/V$ pour détecter le MPP.	- Plus précis que P&O - Bonne réponse aux changements rapides	- Plus complexe que P&O - Besoin de capteurs supplémentaires (tension + courant)
Mode Glissant (SMC)	Force les états du système à atteindre et rester sur une surface de glissement définie.	- Très robuste - Bonne dynamique - Insensible aux perturbations	- Présence de chattering - Peut engendrer des pertes énergétiques
Mode Glissant d'Ordre 2 (SOSMC – Super-Twisting)	Prend en compte la surface et sa dérivée ; commande continue pour réduire le chattering.	- Réduit fortement le chattering - Convergence en temps fini - Haute robustesse	- Plus complexe à concevoir - Nécessite une bonne connaissance des bornes d'incertitudes

5 Principe de la méthode Perturbation et Observation (P&O)

5.1 Fondement mathématique :

Le générateur PV (GPV) présente une courbe puissance–tension $P(V)$ caractéristique, non linéaire, qui atteint un maximum unique (hors cas d'ombrage partiel) appelé point de puissance maximale (MPP). La puissance instantanée est donnée par :

$$P(V) = V \cdot I(V) \quad (3.4)$$

Pour identifier la condition de fonctionnement optimale, on $P(V)$ par rapport à V :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (3.5)$$

Trois cas se présentent :

- Si $\frac{dP}{dV} > 0$: la pente est positive, on est avant le MPP (zone gauche de la courbe).
- Si $\frac{dP}{dV} < 0$: la pente est négative, on est après le MPP (zone droite).
- Si $\frac{dP}{dV} = 0$: le système est exactement au point de puissance maximale.

comme l'illustre la figure 2

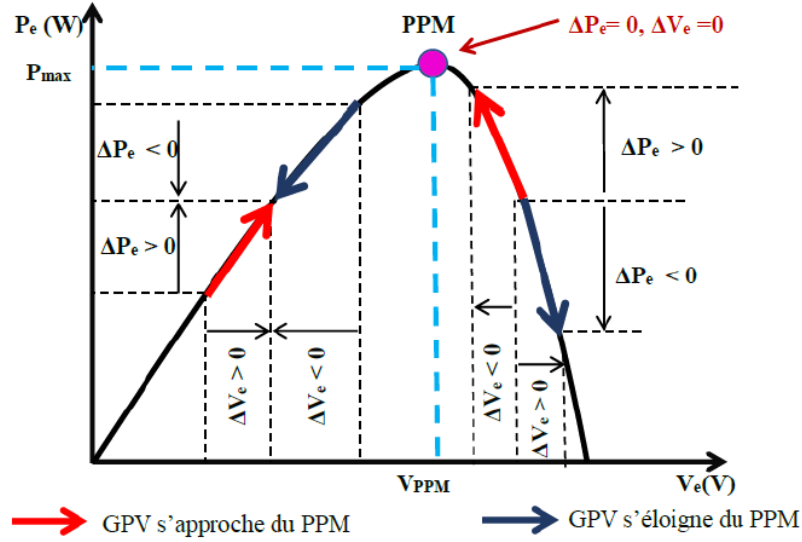


Figure 2: fonctionnement de la méthode (P&O)[10]

5.2 Algorithme de la méthode(P&O) :

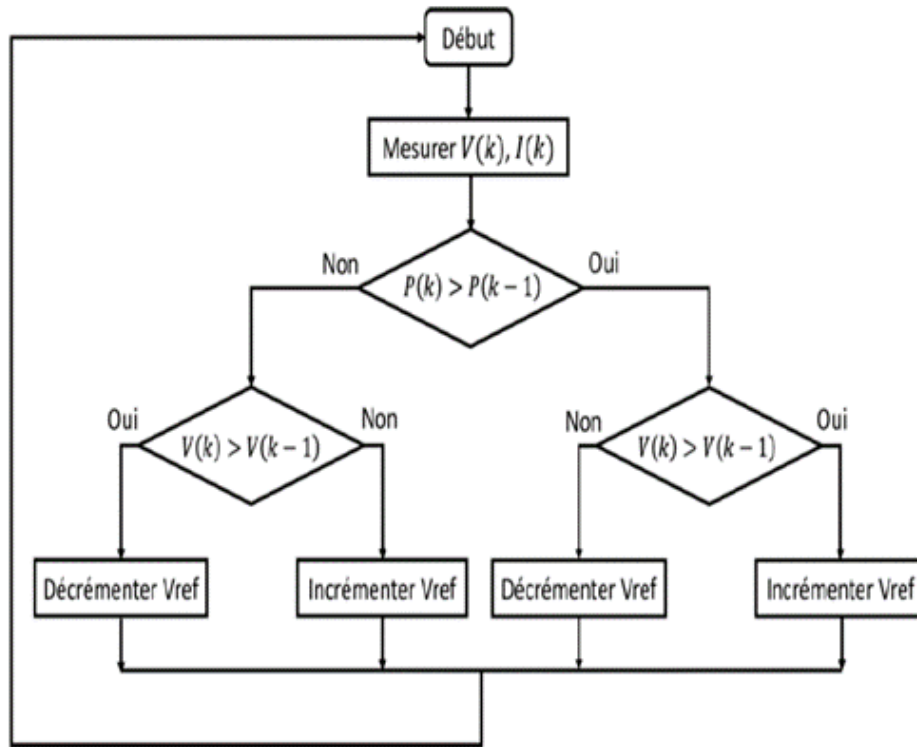


Figure 3: Algorithme MPPT utilisant la méthode PO [10]

Dans la stratégie de commande P&O (Perturb and Observe) implémentée sous Simulink, le rapport cyclique α est continuellement ajusté en fonction de l'évolution de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque. Le principe de cette méthode consiste

à perturber périodiquement le système puis à observer l'effet de cette perturbation sur la puissance afin de converger vers le point de puissance maximale (MPP). L'algorithme s'articule autour de quatre étapes principales comme l'illustre la figure 3

1. Évaluation des variations :

La tension V et le courant I du panneau photovoltaïque sont mesurés afin de déterminer la puissance instantanée :

$$P = VI \quad (3.6)$$

Les valeurs précédentes de la puissance $P_{\text{préc}}$ et de la tension $V_{\text{préc}}$ sont mémorisées à l'aide du bloc (Memory), ce qui permet de calculer les variations :

$$\Delta P = P(k) - P(k-1), \quad \Delta V = V(k) - V(k-1) \quad (3.7)$$

2. Prise de décision

L'algorithme analyse le signe du produit $\Delta P \times \Delta V$:

$$\Delta P \cdot \Delta V \quad (3.8)$$

- Si $\Delta P \cdot \Delta V > 0$, la perturbation améliore la puissance et le sens de variation du rapport cyclique est conservé.
- Si $\Delta P \cdot \Delta V < 0$, la perturbation éloigne du MPP et le sens est inversé.

Cette logique est réalisée à l'aide des blocs Product, Compare to Zero et Switch, générant un coefficient de direction d tel que :

$$d \in \{+1, -1\} \quad (3.9)$$

3. Détermination du pas de correction

Le pas de variation $\Delta\alpha$ est calculé par :

$$\Delta\alpha = d \cdot \delta \quad (3.10)$$

où δ représente le pas de perturbation.

4. Actualisation du rapport cyclique

Le nouveau rapport cyclique est donné par :

$$\alpha(k) = \alpha(k-1) + \Delta\alpha \quad (3.11)$$

La valeur obtenue est mémorisée à l'aide d'un bloc *Memory* puis transmise au générateur PWM afin de commander le convertisseur Boost.

6 Principe de la méthode Conductance Incrémentale (INC) :

6.1 Fondement mathématique :

Le processus de fonctionnement de l'algorithme InC est guidé par la conductance incrémentale ($\Delta I / \Delta V$) des caractéristiques photovoltaïques, qui permet de détecter la pente

de la courbe caractéristique $P - V$ [47]. Au point de puissance maximale (MPP), cette pente est nulle, supérieure à zéro si l'on se situe à gauche du MPP, et inférieure à zéro si l'on se situe à droite.

Si la pente rencontrée est négative, le contrôleur déplace alors le point de fonctionnement vers la gauche en réduisant la valeur de la tension du générateur photovoltaïque, et inversement. Ce processus se poursuit jusqu'à ce que la pente devienne nulle, moment auquel l'ajustement de la tension s'arrête, indiquant que le MPP a été atteint [48]. Mathématiquement, cela peut être représenté par les équations suivant .

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = 0 \quad \text{au MPP} \quad (3.12)$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} > 0 \quad \text{à gauche du MPP} \quad (3.13)$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} < 0 \quad \text{à droite du MPP} \quad (3.14)$$

À partir de l'équation 3.10, on peut la réécrire sous la forme des équations 3.13 à 3.16 :

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = \frac{\Delta(V \times I)}{\Delta V} = I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} = 0 \quad (3.15)$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} \quad \text{au MPP} \quad (3.16)$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} \quad \text{à gauche du MPP} \quad (3.17)$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} \quad \text{à droite du MPP} \quad (3.18)$$

6.2 Algorithme de la méthode INC :

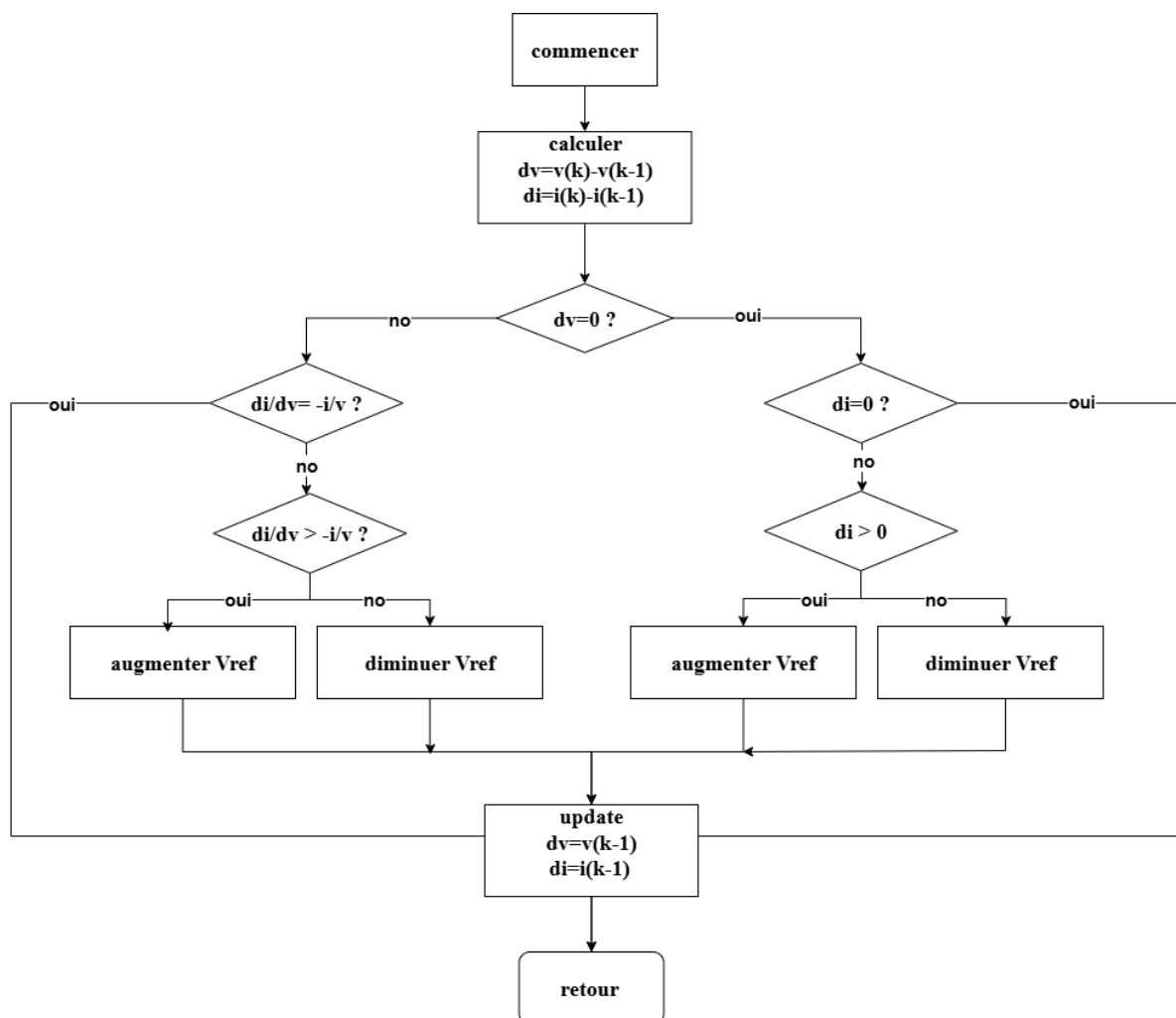


Figure 4: Algorithme MPPT utilisant la méthode INC

Dans la stratégie de commande **INC (Incremental Conductance)** implémentée sous Simulink, le rapport cyclique α est ajusté dynamiquement en fonction de l'évolution de la conductance incrémentale du générateur photovoltaïque. Cette méthode permet de localiser avec précision le point de puissance maximale (MPP) en exploitant la condition mathématique liée à la dérivée de la puissance par rapport à la tension comme l'illustre la figure 4 .

Condition au point de puissance maximale :

La puissance du générateur photovoltaïque est donnée par :

$$P = V \cdot I \quad (3.19)$$

Au point de puissance maximale, la dérivée de la puissance par rapport à la tension est nulle :

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (3.20)$$

Ce qui donne :

$$\frac{d(VI)}{dV} = 0 \Rightarrow I + V \frac{dI}{dV} = 0 \quad (3.21)$$

Donc :

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (3.22)$$

Principe de l'algorithme :

Le principe de fonctionnement de l'algorithme repose sur les étapes suivantes :

1. Acquisition des grandeurs instantanées

La tension V et le courant I du panneau photovoltaïque sont mesurés en temps réel. Les valeurs précédentes $V_{\text{préc}}$ et $I_{\text{préc}}$, mémorisées à l'aide de blocs *Memory*, permettent de calculer les variations :

$$\begin{aligned} \Delta V &= V - V_{\text{préc}}, \\ \Delta I &= I - I_{\text{préc}}. \end{aligned} \quad (3.23)$$

2. Évaluation de la condition du MPP

Au voisinage du point de puissance maximale :

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} \approx -\frac{I}{V} \quad (3.24)$$

Cas particuliers :

- Si $\Delta V = 0$ et $\Delta I = 0$, alors le système fonctionne au MPP et aucune action n'est nécessaire.

Sinon, l'algorithme compare :

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} \quad \text{et} \quad -\frac{I}{V} \quad (3.25)$$

Cette comparaison permet de déterminer la position du point de fonctionnement par rapport au MPP.

3. Prise de décision et ajustement du rapport cyclique

Selon le résultat de la comparaison, le rapport cyclique α est ajusté comme suit :

- Si le point de fonctionnement est à gauche du MPP : α est augmenté.
- Si le point de fonctionnement est à droite du MPP : α est diminué.

Cette procédure est répétée à chaque cycle d'échantillonnage afin d'assurer un suivi continu et précis du point de puissance maximale malgré les variations climatiques.

7 Méthode Commande par Mode Glissant :

La commande par mode de glissement (CMG), connue en anglais sous le terme *Sliding Mode Control* (SMC), constitue un mode de fonctionnement particulier des systèmes à structure variable (SSV) . Elle est aujourd'hui considérée comme l'une des approches de commande les plus attractives et performantes, notamment pour une large classe de systèmes non linéaires ainsi que pour ceux dont le modèle est incertain ou imprécis.

Les premiers travaux sur cette théorie remontent aux années 1950, avec les recherches pionnières du professeur Emelyanov, qui a étudié les équations différentielles comportant un second membre discontinu. Ces travaux ont ensuite été poursuivis et développés dans plusieurs pays : aux États-Unis par Slotine, au Japon par Tong Harashima et Hashimoto, et en Union soviétique par Utkin, s'appuyant sur les résultats fondamentaux du mathématicien Filippov concernant les équations différentielles à droite discontinue.

Au cours des années 1980, la théorie de la commande par mode de glissement a connu un essor considérable et ses applications se sont multipliées dans divers domaines. Elle s'est ainsi imposée comme l'une des techniques les plus robustes et les plus efficaces pour la commande des systèmes non linéaires et des systèmes soumis à des incertitudes[49].

7.1 Principe de la commande par mode glissant :

Le principe de la commande repose sur l'idée de contraindre le système à évoluer vers une surface particulière, dite surface de glissement, définie en fonction des objectifs de commande. Une fois cette surface atteinte, la dynamique en boucle fermée se réorganise de manière à ce que le système évolue le long de cette surface jusqu'à atteindre le point d'équilibre souhaité,[11, 50, 12].

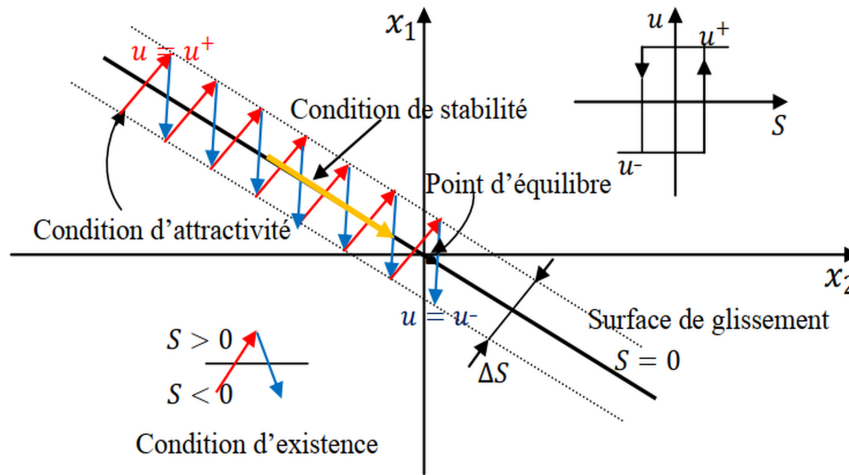


Figure 5: principe de la commande par mode de glissement [11]

7.2 Synthèse de la loi de commande par mode glissant :

Il y a trois étapes pour synthétiser la commande par mode glissant :

- **Choix de la surface de glissement**
- **Établir la condition de convergence**
- **Déterminer la loi de commande**

7.2.1 Choix de la surface de glissement :

Pour un système défini par l'équation d'état suivante :

$$\begin{cases} \dot{x}^n = f(x, t) + g(x, t)u + d(t) \\ y = x \end{cases} \quad (3.26)$$

Où

$$x = [x_1, x_2, \dots, x_n]^t = [x, \dot{x}, \dots, x^{(n-1)}]^t \in \mathbb{R}^n$$

est le vecteur d'état du système supposé mesurable. f et g sont deux fonctions non linéaires. $d(t)$ est une perturbation externe bornée, c.-à-d. $|d(t)| \leq D$. u et y sont respectivement l'entrée et la sortie du système [11].

Pour garantir la commandabilité du système, la fonction g doit être inversible, c.-à-d.

$$g(x, t) \neq 0, \quad \forall t \in \mathbb{R}, x \in \mathbb{R}^n.$$

Soit $x_d(t)$ la consigne désirée et $e(t)$ l'erreur de poursuite définie par :

$$e = x - x_d(t) \tag{3.27}$$

La formule générale de la surface de glissement est définie en fonction de l'ordre du système comme suit :

$$s(x) = \left(\frac{d}{dt} + \lambda \right)^{n-1} e(t) \tag{3.28}$$

où λ désigne une constante strictement positive. Le paramètre n correspond au degré relatif du système par rapport à la sortie $y(t)$. Autrement dit, il représente le nombre minimal de dérivations temporelles de la sortie qu'il faut effectuer pour voir apparaître explicitement l'entrée u dans l'équation dynamique [51].

7.2.2 Établissement de la condition de convergence :

Les conditions d'existence et de convergence assurent que la dynamique du système se rapproche de la surface de glissement et reste sur cette surface quelles que soient les perturbations. Pour analyser le mode de convergence de l'état du système, deux éléments sont à considérer :

- La fonction de Lyapunov :

$$V = \frac{1}{2}s^2 \tag{3.29}$$

- Afin de garantir l'attractivité de la surface $s(x, t) = 0$, il est nécessaire que la dérivée temporelle de cette fonction $\dot{V}$ soit strictement négative. Cette exigence peut être traduite mathématiquement par la condition :

$$\dot{V} = s\dot{s} < 0 \tag{3.30}$$

Cette condition signifie que les trajectoires du système convergent asymptotiquement vers la surface de glissement $s(t, x) = 0$ puis restent dans un voisinage de cette surface [12].

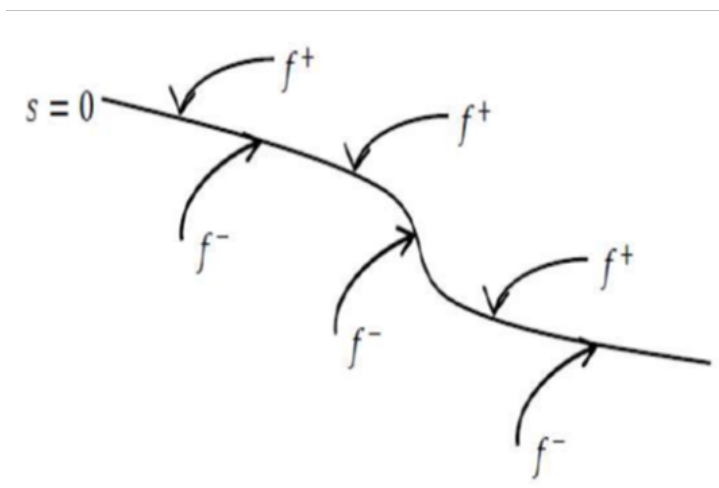


Figure 6: principe d'Attractivité de la surface [12]

7.2.3 Détermination de la loi de commande :

Après avoir défini la surface de glissement et vérifié la condition de convergence, il convient d'établir une loi de commande garantissant l'attraction des trajectoires d'état vers la surface $S(x) = 0$.

Cette loi de commande en mode glissant se compose de deux parties complémentaires:

- **Commande équivalente**, qui assure le maintien du régime de glissement une fois que la surface est atteinte.
- **Commande discontinue**, qui force les états du système à converger vers la surface et joue un rôle essentiel dans la compensation des incertitudes du modèle ainsi que dans le rejet des perturbations.

La loi de commande s'exprime alors par la relation suivante :

$$u = u_{eq} + u_n \quad (3.31)$$

Avec :

u_{eq} : la commande équivalente,

u_n : la commande discontinue

En régime glissant la dynamique du système est indépendante de la loi de commande qui n'a pour but que de maintenir les conditions de glissement.[11]

7.2.4 Commande équivalente :

La commande équivalente est une fonction continue linéaire, pouvant être interprétée comme la valeur moyenne que peut prendre u lors des commutations successives entre U^+ et U^- .

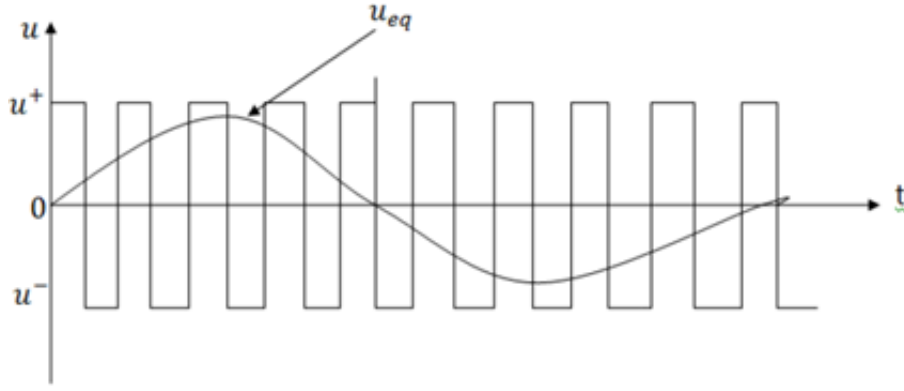


Figure 7: la commande équivalente [12]

Elle est déterminée en résolvant l'équation du comportement dynamique du système durant le mode de glissement :

$$\dot{S}(x) = 0 \quad (3.32)$$

$$\dot{s} = \frac{\partial s}{\partial x} \cdot \frac{\partial x}{\partial t} = 0 \quad (3.33)$$

Alors $\dot{s}$ s'écrit par :

$$\dot{s}(x) = \frac{\partial s}{\partial x} (f(x) + g(x)u) = 0 \quad (3.34)$$

De l'équation (on tire l'expression de u) :

$$u = u_{eq} = - \left(\frac{\partial s}{\partial x} g(x) \right)^{-1} \frac{\partial s}{\partial x} f(x) \quad (3.35)$$

Pour que la commande équivalente existe il faut que :

$$\frac{\partial s}{\partial x} g(x) \neq 0 \quad (3.36)$$

On exprime la dynamique du système sur la surface de glissement par :

$$\dot{x} = f(x) - g(x) \left(\frac{\partial s}{\partial x} g(x) \right)^{-1} \frac{\partial s}{\partial x} f(x) \quad (3.37)$$

On considère le système en régime de glissement idéal, où la commande équivalente permet de maintenir les trajectoires d'état sur la surface de glissement. Toutefois, dans la pratique, les imprécisions liées au modèle ainsi que les perturbations extérieures peuvent provoquer un écart et entraîner la sortie de ces trajectoires de la surface. Pour cette raison, il est indispensable d'introduire une commande discontinue, appliquée à haute fréquence, afin de compenser ces incertitudes et d'assurer la robustesse du système [13, 52].

7.2.5 Commande discontinue :

Pour maintenir la trajectoire d'état sur la surface de commutation et satisfaire la condition de convergence : en remplaçant l'expression de u_{eq} dans 3.29, on obtient :

$$u = - \left(\frac{\partial s}{\partial x} g(x) \right)^{-1} \frac{\partial s}{\partial x} f(x) + u_n \quad (3.38)$$

On remplace l'expression de u dans l'expression de $\dot{s}(x)$ on obtient :

$$\dot{s}(x) = \frac{\partial s}{\partial x} \left(f(x) + g(x) \left(- \left(\frac{\partial s}{\partial x} g(x) \right)^{-1} \frac{\partial s}{\partial x} f(x) + u_n \right) \right) \quad (3.39)$$

Après un bref calcul on aura :

$$\dot{s}(x) = \frac{\partial s}{\partial x} g(x) u_n \quad (3.40)$$

On a :

$$\frac{d\dot{s}}{du_n} = \frac{\partial s}{\partial x} g(x) \neq 0 \quad (3.41)$$

Condition bien définie dans le choix de la surface de glissement pour assurer la commandabilité afin d'assurer la condition de l'attractivité

$$\dot{s}(x) \cdot s(x) < 0 \Rightarrow s(x) \frac{\partial s}{\partial x} g(x) u_n < 0 \quad (3.42)$$

Il suffit que u_n soit de signe opposé à $s(x) \frac{\partial s}{\partial x} g(x)$

La solution la plus simple vérifiant cette condition est de la forme :

$$u_n = -K \text{sign}(s(x)) \quad (3.43)$$

K : Gain positif

$\text{sign}(\cdot)$: la fonction signe

$$k \text{sign}(s(x)) = \begin{cases} +K & \text{si } s(x) > 0 \\ 0 & \text{si } s(x) = 0 \\ -K & \text{si } s(x) < 0 \end{cases} \quad (3.44)$$

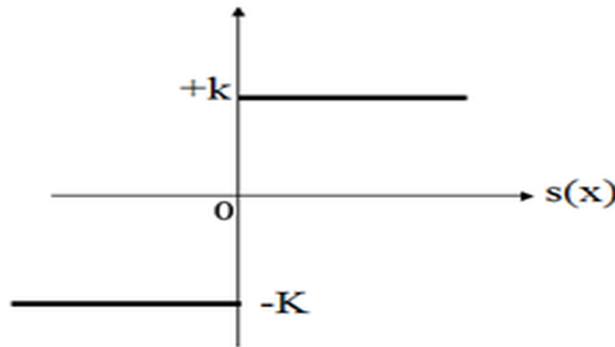


Figure 8: la fonction signe [13]

La loi de commande par modes de glissement est donnée par la relation Suivante :

$$u = - \left(\frac{\partial s}{\partial x} g(x) \right)^{-1} \left(\frac{\partial s}{\partial t} + \frac{\partial s}{\partial x} f(x) \right) - K \text{sign}(s(x)) \quad (3.45)$$

D'autres expressions de la commande discontinue ont été proposées :

$$u_n = a \cdot \dot{e} + \gamma \cdot \text{sign}(s) \quad (3.46)$$

$$u_n = (a \cdot |e| + \beta \cdot |\dot{e}| + \gamma) \cdot \text{sign}(s) \quad (3.47)$$

Cette démarche pour la détermination de la loi de commande est applicable aussi bien aux systèmes monovariabiles qu'aux systèmes multivariabiles. Pour ce dernier cas, le calcul de u_{eq} , solution de $\dot{s}(x) = 0$, nécessite une partie de découplage afin d'obtenir m sous-systèmes tels que [51, 50] :

$$\dot{s}(x_i) = u_n \quad \text{avec } i = 1, \dots, m$$

Application de Mode Glissant d'ordre 1 sur le model

Depuis le schéma de convertisseur Boost on a les équations d'espace d'état lorsque le MOSFET est en état ON est représentées par

$$\begin{cases} \dot{i}_L = \frac{1}{L} (V_e) \\ \dot{V}_s = -\frac{1}{C} \left(\frac{V_s}{R} \right) \end{cases} \quad (3.48)$$

Et, lorsque MOSFET est en état OFF :

$$\begin{cases} \dot{i}_L = \frac{1}{L} (V_e - V_s) \\ \dot{V}_s = \frac{1}{C} \left(i_L - \frac{V_s}{R} \right) \end{cases} \quad (3.49)$$

Le choix de la tension de sortie (V_s) et du courant de l'inducteur (I_L) comme variables d'état du système, telles que :

$$x_1 = i_L, \quad x_2 = V_s \quad (3.50)$$

Conduit à un modèle d'espace d'état décrivant le système comme suit :

$$\dot{X}_1 = \frac{V_e - (1-d)X_2}{L} \quad (3.51)$$

$$\dot{X}_2 = \frac{(1-d)X_1 - \frac{X_2}{R}}{C} \quad (3.52)$$

On commence par la relation entre la dérivée de la puissance et la tension :

$$\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} = \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} V_{pv} + I_{pv} > 0 \quad (3.53)$$

Cette équation montre que la variation de la puissance par rapport à la tension dépend à la fois de la dérivée du courant photovoltaïque et du courant lui-même.

On définit ensuite la fonction S :

$$S = \frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} \quad (3.54)$$

et La fonction de Lyapunov :

$$V = \frac{1}{2}S^2 \quad (3.55)$$

La condition de stabilité s'écrit :

$$S \cdot \dot{S} < 0 \quad (3.56)$$

On peut réécrire S sous la forme :

$$S = \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} V_{pv} + I_{pv} \quad (3.57)$$

Cette équation relie directement S au courant photovoltaïque I_{pv} et à sa dérivée par rapport à V_{pv} .

En utilisant le modèle du générateur photovoltaïque :

$$S = - \left(\frac{I_{sc}}{N_s V_{th}} V_{pv} + I_{sc} \right) \exp \left(\frac{V_{pv} - V_{oc}}{N_s V_{th}} \right) \quad (3.58)$$

On exprime S en fonction de la tension V_{pv} , du courant de court-circuit I_{sc} , du nombre de cellules en série N_s et de la tension thermique V_{th} .

La dérivée de S par rapport aux variables d'état x est donnée par :

$$\dot{S} = \frac{\partial S}{\partial x} \cdot \dot{x} = \frac{\partial S}{\partial x_1} \dot{x}_1 + \frac{\partial S}{\partial x_2} \dot{x}_2 \quad (3.59)$$

Cela montre que $S(x)$ dépend des variables d'état x_1 et x_2 .

L'expression 3.56 met donc en évidence que $S(x)$ est fonction de la tension V_{pv} et du courant I_L .

Enfin, dans le cas particulier où seule x_1 varie :

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial x_1} \dot{x}_1 = 0 \quad (3.60)$$

Donc :

$$\dot{x}_1 = 0 \quad (3.61)$$

La relation entre la tension V_e et la tension V_s est :

$$\dot{x}_1 = \frac{V_e - (1-d)x_2}{L} \quad (3.62)$$

$$\frac{V_e - (1-d)x_2}{L} = 0 \quad (3.63)$$

$$x_2 = V_s \quad (3.64)$$

$$V_e = (1 - d_{eq})V_s \quad (3.65)$$

On peut aussi écrire :

$$V_e = V_s - d_{eq}V_s \quad (3.66)$$

D'où la différence de tension :

$$d_{eq}V_s = V_s - V_e \quad (3.67)$$

Le rapport d'équilibre d_{eq} est alors :

$$d_{eq} = 1 - \frac{V_e}{V_s} \quad (3.68)$$

La loi de commande en mode glissant est donnée par :
On considère la définition suivante :

$$\dot{s}(x) = \frac{\partial s}{\partial x_1} \dot{x}_1 \quad (3.69)$$

La dynamique de la variable d'état x_1 est donnée par :

$$\dot{x}_1 = \frac{V_e - (1 - d)x_2}{L} \quad (3.70)$$

En substituant dans l'expression de $\dot{s}(x)$, on obtient :

$$\dot{s}(x) = \frac{\partial s}{\partial x_1} \cdot \frac{V_e - (1 - d)x_2}{L} \quad (3.71)$$

Le rapport cyclique d est décomposé comme suit :

$$d = d_{eq} + d_n \quad (3.72)$$

avec :

$$d_{eq} = 1 - \frac{V_e}{V_s} \quad (3.73)$$

En remplaçant d dans l'expression précédente :

$$\dot{s}(x) = \frac{\partial s}{\partial x_1} \cdot \frac{V_e - (1 - d_{eq} - d_n)x_2}{L} \quad (3.74)$$

Après simplification :

$$\dot{s}(x) = \frac{\partial s}{\partial x_1} \cdot \frac{V_e - \left(\frac{V_e}{V_s}x_2 - d_n x_2\right)}{L} \quad (3.75)$$

ce qui donne :

$$\dot{s}(x) = \frac{\partial s}{\partial x_1} \cdot \frac{V_e - \frac{V_e}{V_s}x_2 + d_n x_2}{L} \quad (3.76)$$

En utilisant la relation $x_2 = V_s$, on obtient :

$$\dot{s}(x) = \frac{\partial s}{\partial x_1} \cdot \frac{x_2}{L} d_n \quad (3.77)$$

On peut alors écrire :

$$\dot{s}(x) = \frac{\partial s}{\partial x_1} g(x) u_n \quad (3.78)$$

où la loi de commande est définie par :

$$u_n = -K \operatorname{sign}(s) \quad (3.79)$$

Finalement, la loi de commande devient :

$$d = d_{eq} - k \operatorname{sign}(s) \quad (3.80)$$

7.3 La condition d'existence du Mode Glissant d'ordre 1

On définit la fonction de Lyapunov :

$$V = \frac{1}{2}S^2 \quad (3.81)$$

Sa dérivée est donnée par :

$$\dot{V} = S \cdot \dot{S} \leq 0 \quad (3.82)$$

Pour le cas $S(x) > 0$, on a :

$$\frac{\partial P}{\partial V} > 0 \quad (3.83)$$

Ainsi :

$$\dot{S}(x) < 0 \quad (3.84)$$

et donc :

$$S(x) \cdot \dot{S}(x) < 0 \quad (3.85)$$

Pour le cas $S(x) < 0$, on obtient :

$$\frac{\partial P}{\partial V} < 0 \quad (3.86)$$

Cela signifie que la tension V_{pv} est décroissante. Ainsi :

$$\dot{S}(x) > 0 \quad (3.87)$$

et donc encore :

$$S(x) \cdot \dot{S}(x) < 0 \quad (3.88)$$

Il en résulte que le système est stable.

8 Phénomène de broutement :

Dans le cas des systèmes photovoltaïques, l'utilisation de la commande par mode glissant pour le suivi du point de puissance maximale (MPPT) engendre souvent le *broutement* (*chattering*), c'est-à-dire des oscillations de haute fréquence autour de la surface de glissement, causées par la commutation discontinue et les dynamiques parasites du convertisseur. Ce phénomène réduit l'efficacité énergétique et peut endommager les composants de puissance.

Plusieurs approches existent pour l'atténuer : la couche limite qui réduit le broutement au prix d'une perte de robustesse, les méthodes adaptatives et observateurs qui adoucissent la commande, et surtout les modes de glissement d'ordre supérieur, en particulier l'algorithme *Super-Twisting*, considéré comme la solution la plus performante car il élimine le broutement tout en maintenant la robustesse et l'efficacité du suivi MPPT [14].

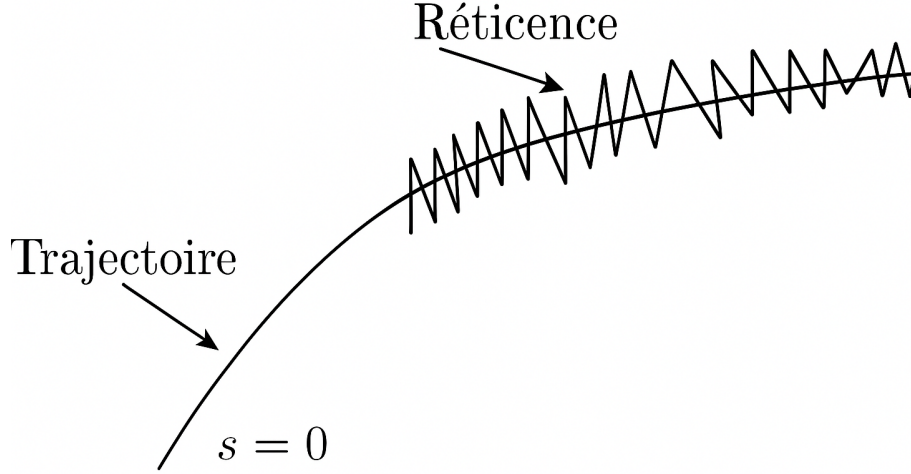


Figure 9: Phénomène de broutement [14]

9 Commande par Mode Glissant d'ordre deux (MGO2) :

Comme l'énergie fournie par le PV dépend des conditions extérieures, un aspect essentiel dans la conception des systèmes PV performants est d'extraire correctement le point de puissance maximale (MPP). L'objectif du MPPT est de maintenir la puissance de sortie proche du MPP sous des conditions extérieures variables. Le mode glissant d'ordre deux est conçu pour les systèmes de degré relatif deux ($r = 2$) et ne souffre pas du phénomène de broutement tout en conservant la robustesse de l'approche. Plusieurs algorithmes de mise en œuvre du MGO2 existent dans la littérature, tels que l'algorithme sous-optimal, l'algorithme par surface terminale, l'algorithme de torsion (Twisting), et l'algorithme de super-torsion (Super-Twisting). Ainsi, l'algorithme STA est actuellement préféré au mode glissant classique.

9.1 Principe de la commande par mode glissant d'ordre deux :

La commande par mode glissant (MGO1) se compose de deux phases : tout d'abord, on définit une surface de glissement $S(X)$ sur laquelle les objectifs de commande sont réalisés. Ensuite, on détermine une loi de commande permettant d'amener la trajectoire des états vers cette surface et de la maintenir en permanence [53].

La difficulté réside dans la génération d'un mode glissant d'ordre deux (MGO2) sur une surface de glissement convenablement choisie, contraignant ainsi les trajectoires du système à évoluer en temps fini sur

$$S = \{X : S = \dot{S} = 0\} \quad (3.89)$$

Cependant, l'augmentation des besoins en information, notamment en ce qui concerne la dérivée première de la surface de glissement, constitue la principale difficulté dans la mise en œuvre du MGO2.

Le schéma de commande par mode glissant *Super Twisting* est une version modifiée du MGO2 qui ne nécessite aucune connaissance de la dérivée de la variable de glissement $\dot{S}$.

Considérons un système dont la dynamique est donnée par :

$$\dot{X} = f(X, t) + g(X, t)u \quad (3.90)$$

$$y = g(X, t) \quad (3.91)$$

où : $X \in \mathbb{R}^n$ est la variable d'état du système, $u \in \mathbb{R}$ est la commande, f et g sont des champs de vecteurs suffisamment réguliers, $S = S(X, t) \in \mathbb{R}$ est la fonction de sortie, appelée variable de glissement.

En différentiant S par rapport au temps t , on obtient :

$$\dot{S} = \varphi_A(t, S, \dot{S}) + \phi(t, S, \dot{S})u \quad (3.92)$$

La commande u est une fonction bornée, telle que $|u| \leq U_{\max}$. La dynamique donnée en fonction précédente est supposée satisfaire les conditions de bornes suivantes [54].

$$0 < k_m \leq |\phi(t, S, \dot{S})| \leq k_M \quad (3.93)$$

$$|\varphi(X, t)| \leq \beta_{ost} \quad (3.94)$$

L'ensemble

$$\{ t, X, u : |S(t, X)| < S_0 \} \quad (3.95)$$

représente la région linéaire, où k_m , k_M et β_{ost} sont des constantes positives. L'algorithme comprend deux termes continus qui, de plus, ne dépendent pas de la dérivée première de la variable de glissement. L'algorithme peut être défini par la loi de commande suivante:

$$u_{st} = u_1 + u_2 \quad (3.96)$$

Où:

$$u_1 = -k_1 \text{sign}(S) \quad (3.97)$$

$$u_2 = -k_2 |S|^\rho \text{sign}(S) \quad (3.98)$$

Avec : α_1 , α_2 et ρ vérifiant l'inégalité suivante [55, 56].

Le choix $\rho = 0.5$ garantit que le mode glissant d'ordre deux (MGO2) est réalisé avec l'ordre de glissement réel maximal possible. L'utilisation du MGO2 assure une convergence en temps fini.

10 application de Mode glissant d'ordre deux sur le model

On considère que la commande u est composée de deux parties :

$$u = u_1 + u_2 \quad (3.99)$$

On définit les dérivées correspondantes comme suit :

$$\begin{aligned} \dot{u}_1 &= -k_2 \text{sign}(s), \\ u_2 &= -k_1 |s|^{\frac{1}{2}} \text{sign}(s). \end{aligned} \quad (3.100)$$

On en déduit la commande de type super twist (u_{st}) :

$$u_{st} = -k_1 |s|^{\frac{1}{2}} \text{sign}(s) - k_2 \text{sign}(s) \quad (3.101)$$

La commande totale est alors la somme de la commande équivalente u_{eq} et de la commande super twist :

$$u = u_{eq} + u_{st} \quad (3.102)$$

Ce qui donne finalement :

$$u = 1 - \frac{V_{in}}{V_c} - \left(k_1 |s|^{\frac{1}{2}} \text{sign}(s) + k_2 \text{sign}(s) \right) \quad (3.103)$$

10.1 Condition d'existence du Mode glissant d'ordre deux

Analyse de la Stabilité par l'Approche de Lyapunov

L'étude de la convergence de l'algorithme repose sur la définition d'une fonction de Lyapunov candidate. Considérons la dynamique de la surface de glissement s et les paramètres du système définis comme suit :

1. Définitions et Hypothèses

La dynamique du système est régie par l'équation :

$$\dot{s} = -k_1 |s|^{1/2} \text{sign}(s) - k_2 \phi \quad (3.104)$$

On choisit une fonction de Lyapunov candidate V de la forme :

$$V = a |s| + \frac{1}{2} \phi^2 \quad (3.105)$$

où $V > 0$ pour tout $(s, \phi) \neq (0, 0)$. On rappelle la propriété de dérivation suivante :

$$\frac{d}{dt} |s| = \text{sign}(s) \dot{s} \quad (3.106)$$

2. Dérivation de la fonction de Lyapunov

En supposant la dynamique auxiliaire $\dot{\phi} = \text{sign}(s)$, la dérivée temporelle de V s'écrit :

$$\dot{V} = a \text{sign}(s) \dot{s} + \phi \dot{\phi} \quad (3.107)$$

En substituant l'expression de $\dot{s}$ (Eq. 1) :

$$\dot{V} = a \text{sign}(s) [-k_1 |s|^{1/2} \text{sign}(s) - k_2 \phi] + \phi \text{sign}(s) \quad (3.108)$$

3. Simplification et Condition de Paramétrage

Sachant que $\text{sign}(s)^2 = 1$, l'expression devient :

$$\dot{V} = -a k_1 |s|^{1/2} - a k_2 \phi \text{sign}(s) + \phi \text{sign}(s) \quad (3.109)$$

$$\dot{V} = -a k_1 |s|^{1/2} + \phi \text{sign}(s) \underbrace{(1 - a k_2)} \quad (3.110)$$

Pour annuler le terme dépendant de ϕ , nous fixons le paramètre a tel que :

$$a = \frac{1}{k_2} \quad (3.111)$$

4. Conclusion sur la Stabilité

Sous cette condition, la dérivée se simplifie en :

$$\dot{V} = -\frac{k_1}{k_2}|s|^{1/2} \quad (3.112)$$

Considérant que $\frac{k_1}{k_2} > 0$ et $|s|^{1/2} > 0$ pour $s \neq 0$, nous obtenons :

$$\dot{V} < 0 \quad \text{et par conséquent} \quad V \cdot \dot{V} < 0 \quad (3.113)$$

Cette condition garantit la stabilité asymptotique du système et la convergence de la surface de glissement vers l'origine en temps fini.

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté différentes méthodes de MPPT, allant des approches classiques (P&O, INC) aux commandes avancées basées sur le mode glissant. Si les méthodes classiques restent simples et efficaces, elles montrent leurs limites face aux variations rapides des conditions climatiques. En revanche, la commande par mode glissant (MGO1) et sa version d'ordre supérieur (MGO2) se sont révélées plus performantes, grâce à leur robustesse et leur rapidité de suivi du PPM. Leur application au convertisseur Boost a permis de démontrer leur capacité à optimiser l'extraction d'énergie photovoltaïque tout en réduisant le phénomène de broutement.

Chapitre 4

Étude comparative entre les différentes commandes MPPT

1 Introduction

Dans cette étude, un système PV alimentant un convertisseur Boost a été modélisé et simulé sous MATLAB/Simulink afin d'évaluer les performances de différentes stratégies MPPT. Les méthodes étudiées sont les commandes classiques P&O et INC, ainsi que les commandes avancées MGO1 et MGO2 basées sur le mode glissant.

L'objectif principal est d'analyser la capacité de chaque méthode à assurer une poursuite efficace du point de puissance maximale (MPP) tout en garantissant une bonne stabilité de la tension, du courant et de la puissance photovoltaïque.

Les performances des différentes architectures ont été comparées en régime permanent ainsi qu'en présence de variations d'irradiance et de température. Les résultats obtenus permettent d'évaluer la rapidité de convergence, la robustesse dynamique et le rendement énergétique global du système photovoltaïque.

Les paramètres utilisés dans cette étude sont les suivants :

- Tension d'entrée : $V_e = 17.4 \text{ V}$
- Tension de sortie : $V_s = 28 \text{ V}$
- Puissance nominale : $P = 80 \text{ W}$
- Fréquence de découpage : $f = 40 \text{ kHz}$
- Capacité du condensateur : $C \approx 96.5 \mu\text{F}$
- Inductance : $L \approx 358 \mu\text{H}$
- Rapport cyclique : $\alpha = 0.37$
- Charge : $R = 9.8 \Omega$

Pour les commandes en mode glissant :

- Gain de la commande MGO1 : $K_1 = 2$
- Gains de la commande MGO2 : $K_1 = 2.9$, $K_2 = 1$

Les gains des commandes en mode glissant ont été choisis par la méthode d'essai-erreur afin d'obtenir le meilleur compromis entre rapidité de réponse, stabilité et réduction des oscillations.

2 Simulations du hacheur Boost dans Simulink

Dans cette étude, le hacheur utilisé de type Boost classique à diode

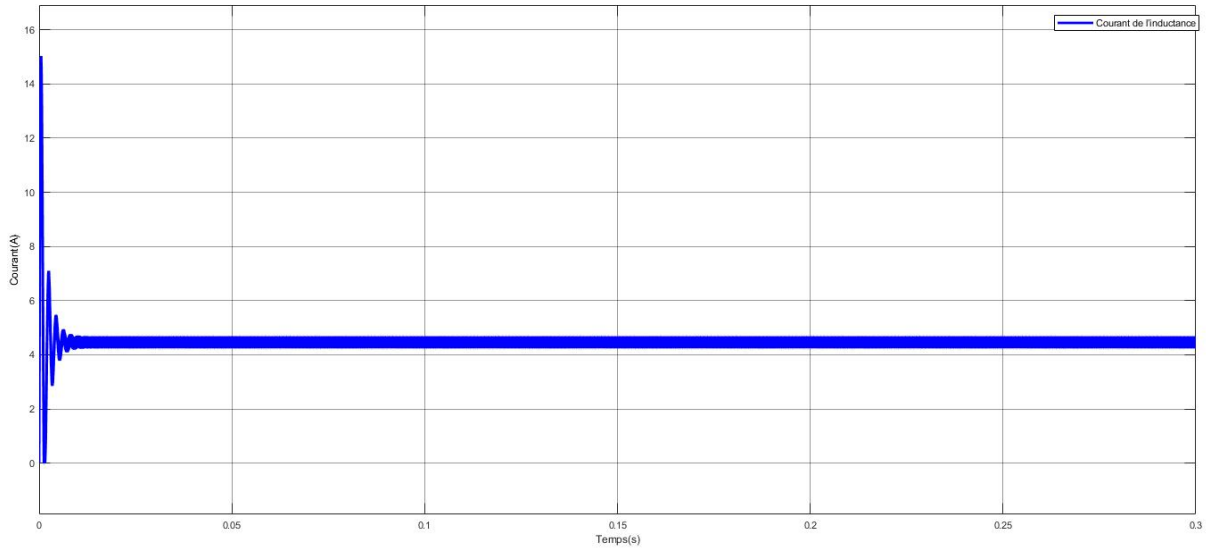


Figure 1: le courant d'entrée

Le courant présente une phase transitoire brève (0–0,01 s) avant de se stabiliser autour de 4.7 A. L'ondulation observée, liée à la fréquence de commutation (40 kHz) et à l'inductance, est faible (± 0.1 A). Cela représente environ 2 à 3 % du courant moyen, indiquant un bon dimensionnement du système.

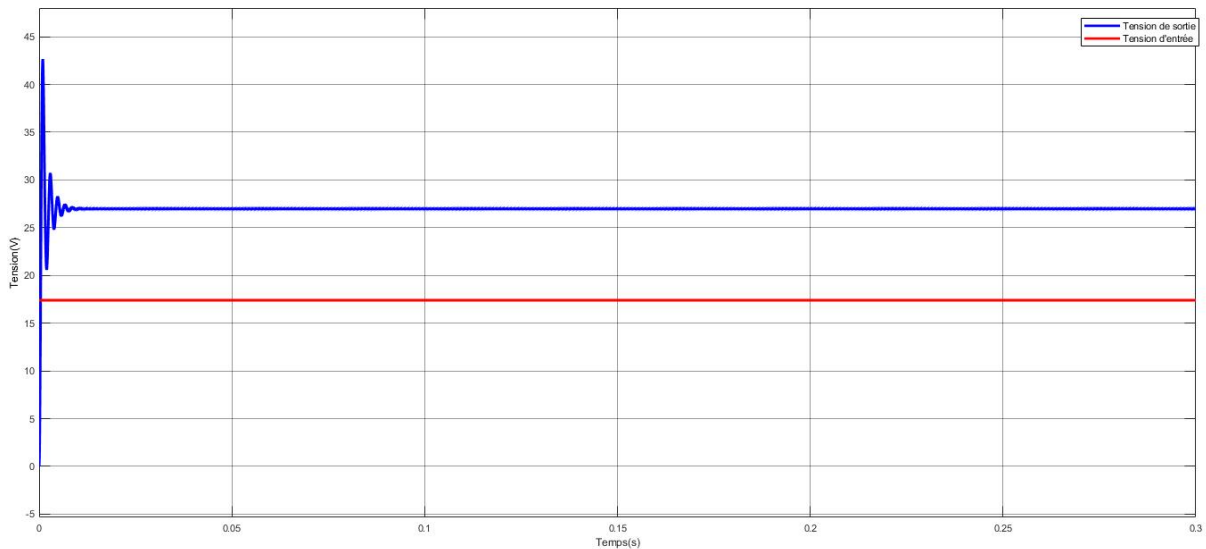


Figure 2: La tension d'entrée et de sortie

La tension d'entrée (en rouge) reste constante à 17.4 V, correspondant à la source photovoltaïque. La tension de sortie (en bleu) s'établit autour de 28.5 V, ce qui est conforme à l'élévation attendue pour un rapport cyclique d'environ $\alpha = 0.37$.

Une ondulation de faible amplitude (≈ 0.3 V) est observée sur la tension de sortie, soit moins de 1 %, signe d'un filtrage efficace. Cela confirme le bon choix du condensateur de sortie, assurant une tension lissée et adaptée.

3 simulation du système photovoltaïque en boucle ouverte

Dans cette configuration, l'algorithme MPPT est désactivé. Le point de fonctionnement sur la courbe P-V est imposé uniquement par la charge et le rapport cyclique fixe dimensionnement du système.

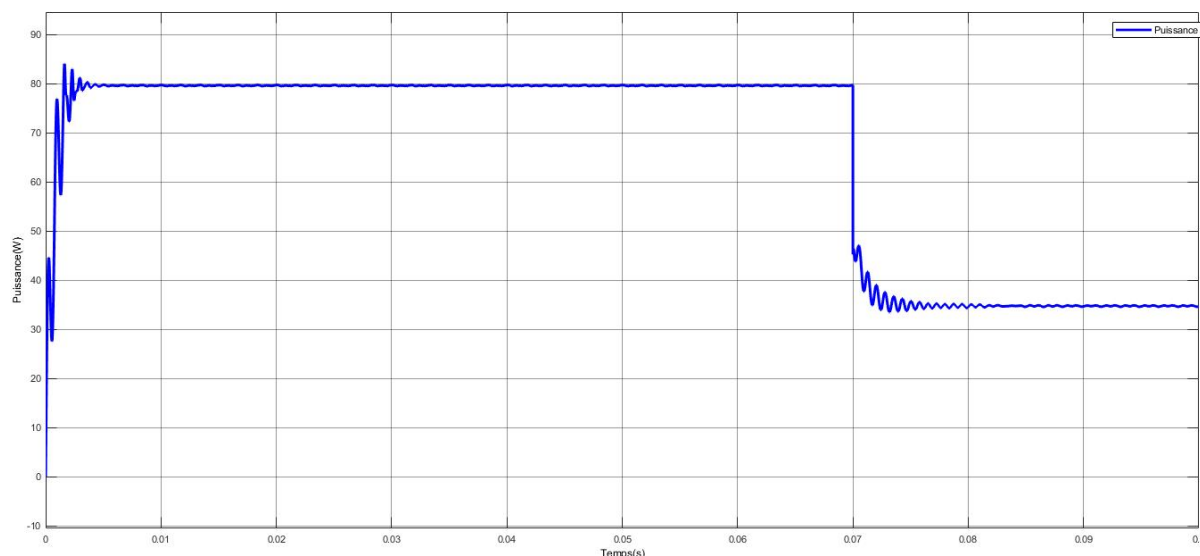


Figure 3: la puissance en boucle ouverte

Avant l'intégration des algorithmes MPPT, une simulation du système photovoltaïque en boucle ouverte a été réalisée. Dans cette configuration, le rapport cyclique α du convertisseur Boost est fixé à une valeur constante, sans utilisation de boucle de régulation du rapport cyclique α .

L'analyse des résultats montre plusieurs limitations importantes. Tout d'abord, le système ne possède aucune capacité d'adaptation aux variations des conditions climatiques. Lorsque l'irradiance change brusquement à $t = 0.07$ s, la puissance photovoltaïque chute directement sans mécanisme de correction. Le point de fonctionnement reste imposé par le rapport cyclique fixe et s'éloigne alors du point de puissance maximale (MPP).

De plus, le fonctionnement en boucle ouverte dépend fortement des conditions d'irradiance et de température choisies au départ. Le transfert optimal de puissance n'est obtenu que pour une condition spécifique de fonctionnement. Dès qu'une variation climatique apparaît, le rendement du système diminue de manière importante.

Enfin, contrairement aux méthodes MPPT comme P&O, INC ou MGO1 et MGO2, le système en boucle ouverte ne peut pas ajuster automatiquement le rapport cyclique afin de suivre le sommet de la courbe $P(V)$. L'absence de poursuite dynamique du MPP limite donc fortement les performances énergétiques du générateur photovoltaïque.

4 Analyse comparative des commandes MPPT sous influence de l'éclairement

$$G = 1000 \text{ W/m}^2, \quad t \in [0, 0.08]$$

$$G = 500 \text{ W/m}^2, \quad t \in [0.08, 0.14]$$

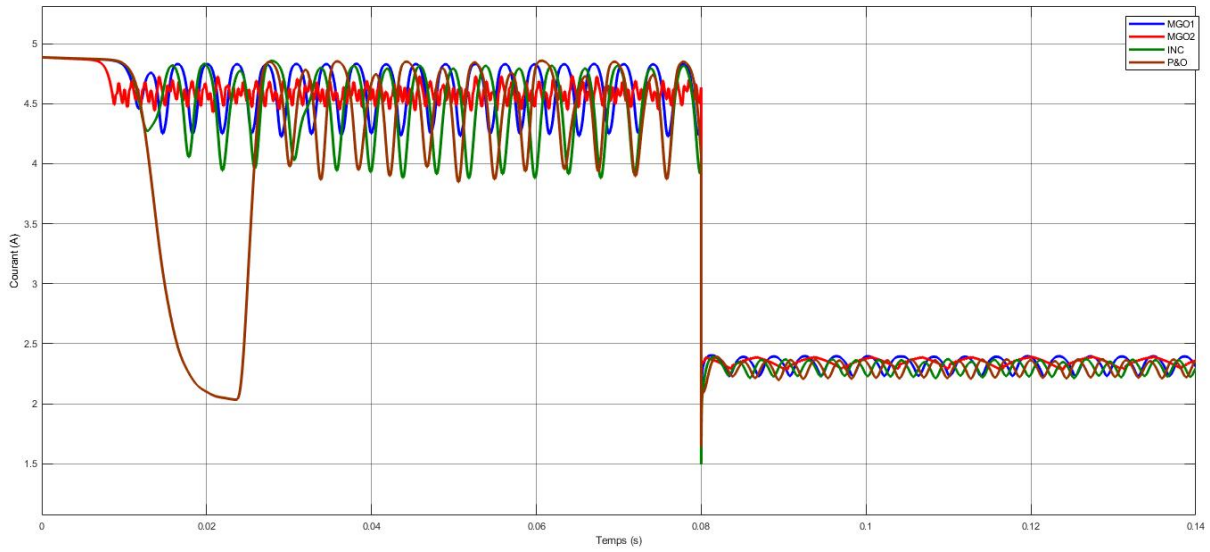


Figure 4: Évolution du courant photovoltaïque sous différentes stratégies de commande et en présence de variations d'irradiance

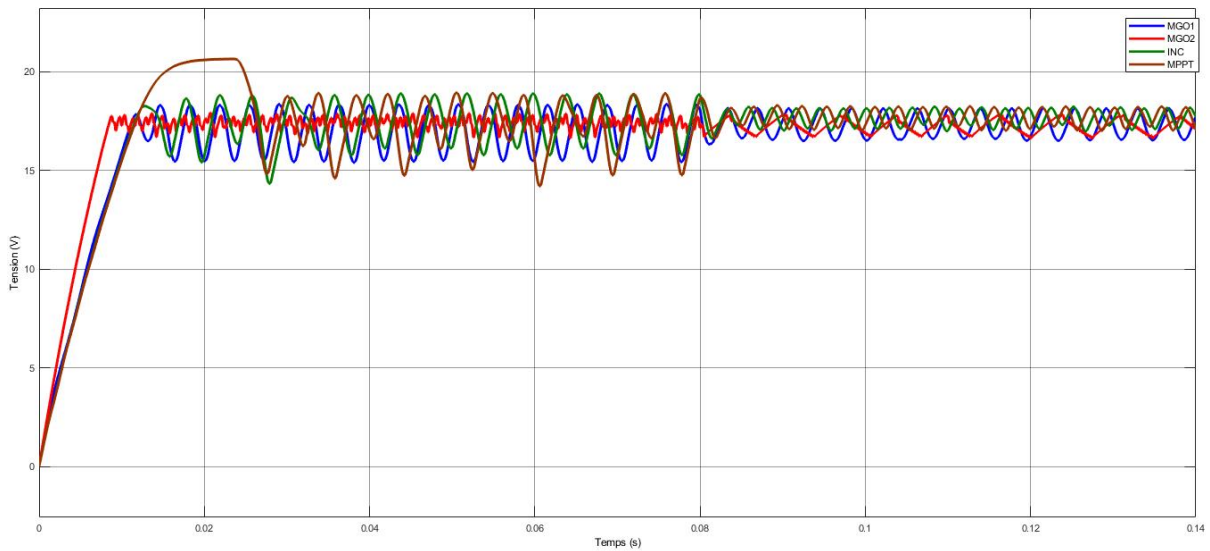


Figure 5: Évolution de la tension photovoltaïque sous différentes stratégies de commande et en présence de variations d'irradiance

CHAPITRE 4. ÉTUDE COMPARATIVE ENTRE LES DIFFÉRENTES COMMANDES MPPT

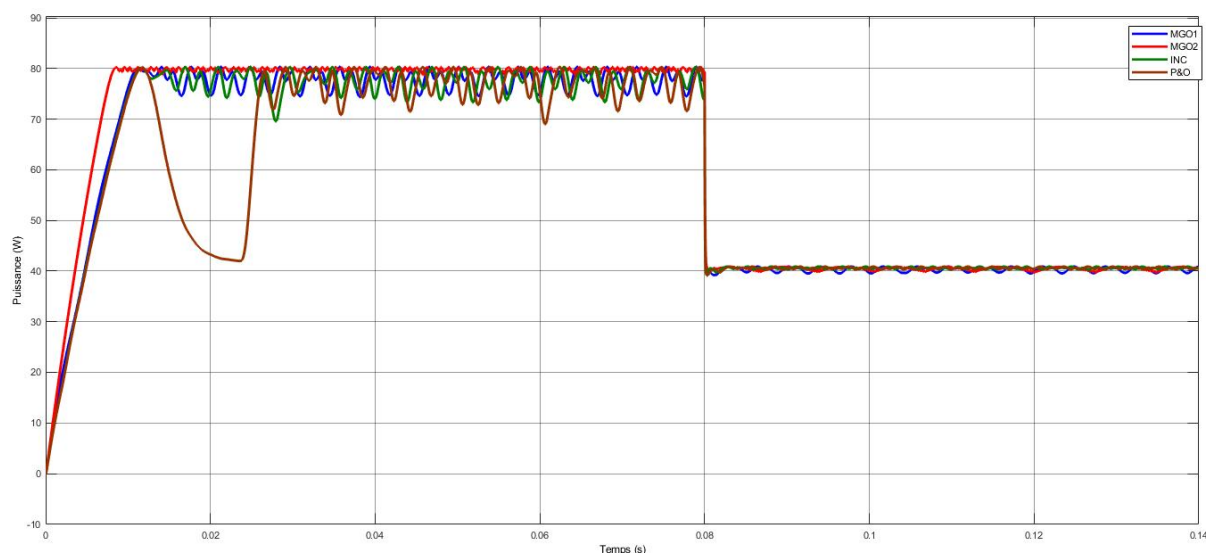


Figure 6: Évolution de la puissance photovoltaïque sous différentes stratégies de commande et en présence de variations d'irradiance

- **P&O:**

La méthode P&O présente les performances les plus faibles parmi les stratégies étudiées. La recherche du point de puissance maximale (MPP) est relativement lente. En régime permanent, la puissance, la tension V_{pv} et le courant I_{pv} présentent de fortes oscillations autour du point optimal. Ces variations réduisent le rendement énergétique et augmentent les pertes dans le système.

Lors de la variation d'irradiance à $t = 0.08$, s, la méthode montre une faible robustesse avec des chutes importantes de puissance et de courant ainsi qu'un temps de stabilisation assez long avant le retour vers le nouveau MPP.

- **INC :**

La méthode INC offre de meilleures performances que P&O grâce à l'utilisation de la conductance incrémentale pour localiser le MPP. La réponse du système est plus stable et les oscillations de la puissance, de la tension et du courant sont plus régulières. Cependant, des ondulations restent présentes en régime permanent, ce qui limite encore la précision de poursuite du MPP.

Après une variation d'irradiance, le système présente une phase transitoire visible avant la stabilisation complète. Les performances restent donc moyennes avec une robustesse acceptable mais encore sensible aux perturbations.

- **MGO1 :**

La stratégie MGO1 améliore clairement les performances dynamiques et statiques du système photovoltaïque. La puissance atteint rapidement le MPP avec un temps de réponse plus court que les méthodes classiques. La tension V_{pv} et le courant I_{pv} deviennent plus stables et les oscillations sont fortement réduites.

Cette amélioration permet de réduire les pertes dans le convertisseur *Boost* et d'augmenter le rendement énergétique. Lors des variations d'irradiance, la commande présente une bonne robustesse avec une transition rapide et stable vers le nouveau point de fonctionnement. Toutefois, quelques faibles oscillations restent encore visibles en régime permanent.

- **MGO2 :**

La méthode MGO2 présente les meilleures performances parmi toutes les stratégies

étudiées. La convergence vers le MPP est très rapide avec un temps de réponse très faible. En régime permanent, la puissance, la tension et le courant restent presque constants avec des oscillations très faibles.

Cette stabilité améliore le rendement énergétique du système photovoltaïque et réduit les pertes électriques. Lors des variations d'irradiance, la commande réagit rapidement sans fortes oscillations ni dépassement important. La méthode MGO2 assure ainsi la meilleure stabilité, la meilleure robustesse et la meilleure précision de poursuite du MPP.

5 Analyse comparative des commandes MPPT sous influence de la température

$$T = 25^{\circ}\text{C}, \quad t \in [0, 0.08]$$

$$T = 45^{\circ}\text{C}, \quad t \in [0.08, 0.14]$$

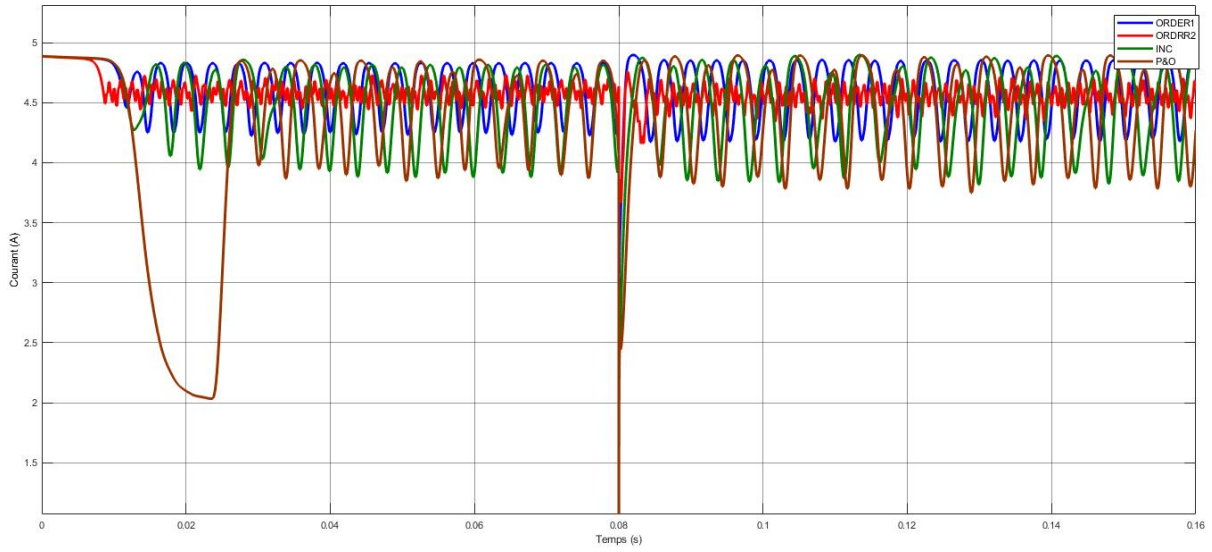


Figure 7: Évolution de courant photovoltaïque sous différentes stratégies de commande et en présence de variations de la température

CHAPITRE 4. ÉTUDE COMPARATIVE ENTRE LES DIFFÉRENTES COMMANDES MPPT

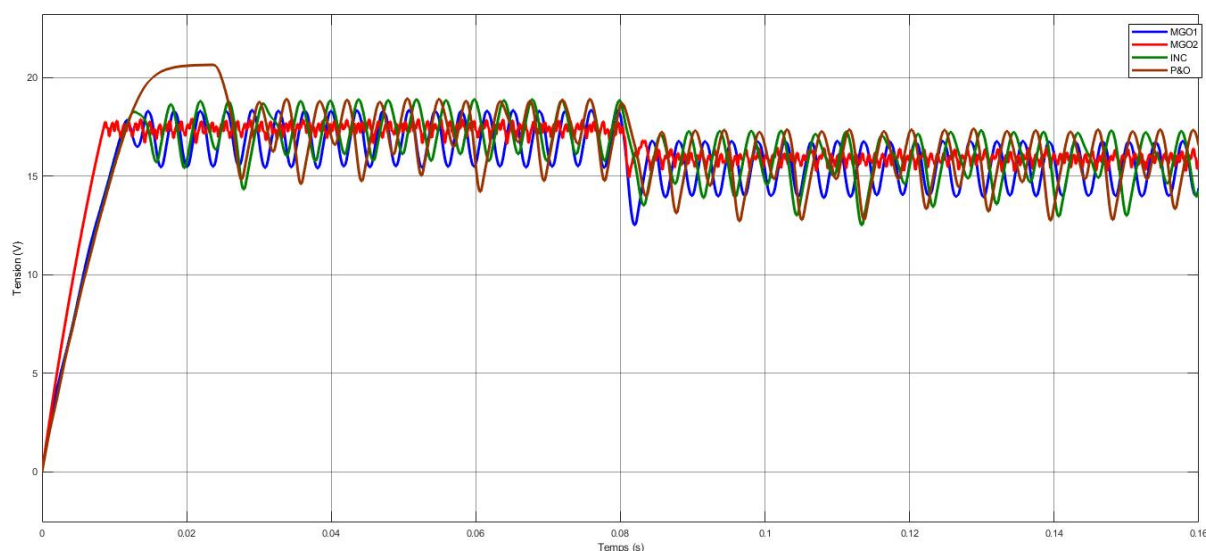


Figure 8: Évolution de la tension photovoltaïque sous différentes stratégies de commande et en présence de variations de la température

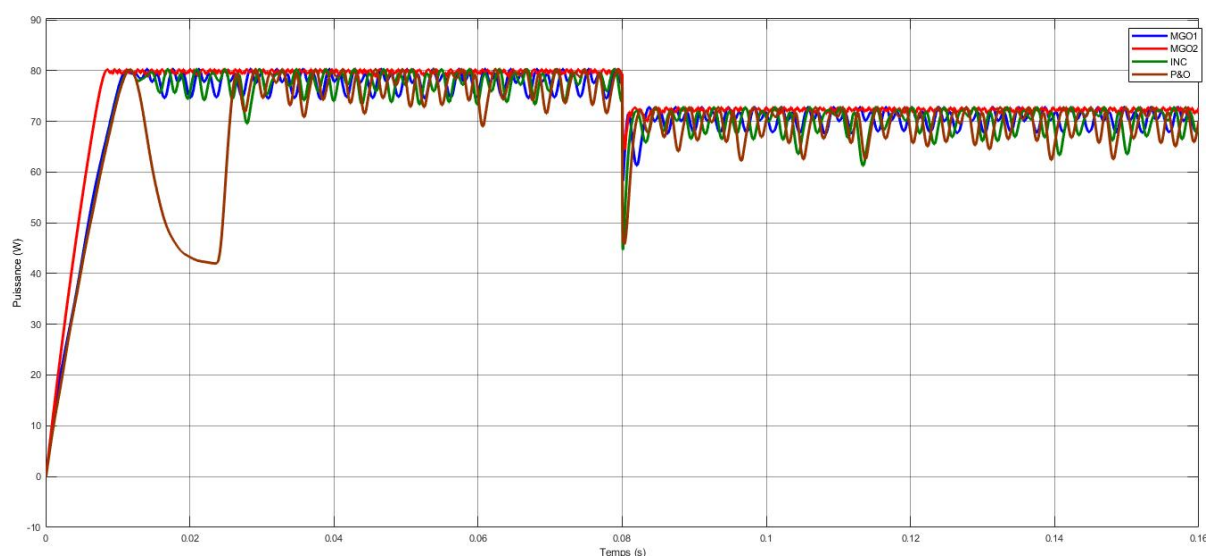


Figure 9: Évolution la puissance photovoltaïque sous différentes stratégies de commande et en présence de variations de la température

- **P&O:**

La méthode P&O présente les performances les plus faibles parmi les stratégies étudiées. La recherche du point de puissance maximale (MPP) est relativement lente. En régime permanent, la puissance P_{pv} , la tension V_{pv} et le courant I_{pv} présentent de fortes oscillations autour du point optimal. Ces variations réduisent le rendement énergétique et augmentent les pertes dans le système. Lors de l'augmentation de la température à $t = 0,08s$, la méthode montre une faible robustesse avec une chute importante de la puissance et du courant ainsi qu'un temps de stabilisation relativement long avant d'atteindre le nouveau MPP.

- **INC:**

La méthode INC offre de meilleures performances que P&O grâce à l'utilisation de la conductance incrémentale pour localiser le MPP. La réponse du système est

plus stable et les oscillations de la puissance, de la tension et du courant sont plus régulières. Cependant, des ondulations restent présentes en régime permanent, ce qui limite encore la précision de poursuite du MPP. Après la variation de température, le système présente une phase transitoire visible avant la stabilisation complète. Les performances restent donc intermédiaires avec une robustesse acceptable mais encore sensible aux perturbations thermiques.

- **MGO1:**

La stratégie MGO1 améliore clairement les performances dynamiques et statiques du système photovoltaïque. La puissance atteint rapidement le MPP avec un temps de réponse plus court que les méthodes classiques. La tension V_{pv} et le courant I_{pv} deviennent plus stables et les oscillations sont fortement réduites. Cette amélioration permet de diminuer les pertes dans le convertisseur Boost et d'augmenter le rendement énergétique. Lors de l'augmentation de la température, la commande présente une bonne robustesse avec une transition rapide et stable vers le nouveau point de fonctionnement. Toutefois, quelques faibles oscillations restent encore visibles en régime permanent.

- **MGO2:**

La méthode MGO2 présente les meilleures performances parmi toutes les stratégies étudiées. La convergence vers le MPP est très rapide avec un temps de réponse très faible. En régime permanent, la puissance P_{pv} , la tension V_{pv} et le courant I_{pv} restent presque constants avec des oscillations très faibles. Cette stabilité améliore le rendement énergétique du système photovoltaïque et réduit les pertes électriques. Lors de l'augmentation de la température à $t = 0,08$ s, la commande réagit rapidement sans fortes oscillations ni dépassement important. La méthode MGO2 assure ainsi la meilleure stabilité, la meilleure robustesse et la meilleure précision de poursuite du MPP face aux variations thermiques.

CHAPITRE 4. ÉTUDE COMPARATIVE ENTRE LES DIFFÉRENTES COMMANDES MPPT

Table 1: Comparaison des performances des méthodes MPPT

Critères de Performance	P&O	INC	MGO1	MGO2
Rapidité de convergence	Faible et lente	Intermédiaire	Rapide	Très rapide / Instantanée
Stabilité (V_{pv})	Fortes oscillations et dérive thermique	Réponse structurée mais périodique	Mieux régulée, transition fluide	Pratiquement constante, sans dépassement
Qualité du courant (I_{pv})	Forte instabilité et décrochage au démarrage	Stable en moyenne, mais bruit de haute fréquence	Stable, bien amorti et réponse rapide	Parfaitement amorti, sans aucune oscillation
Précision de la puissance (P_{pv})	Faible (pertes par <i>chattering</i>)	Améliorée mais fluctuations persistantes	Proche du MPP avec pertes limitées	Optimale, courbe quasiment exempte de <i>chattering</i>
Robustesse aux perturbations	Faible (temps de stabilisation élevé)	Acceptable mais sensible aux changements	Bonne robustesse, transition bien amortie	Excellente / Meilleure robustesse globale
Rendement énergétique	Limité par les fluctuations permanentes	Intermédiaire	Élevé (qualité énergétique supérieure)	Maximum (pertes électriques réduites)

Table 2: Comparaison quantitative des performances des méthodes MPPT

Critères	P&O	INC	MGO1	MGO2
Temps de convergence (s)	0.022	0.018	0.013	0.009
Oscillations de P_{pv} (%)	3.6	2.0	0.8	0.2
Oscillations de V_{pv} (%)	2.8	1.6	0.6	0.1
Oscillations de I_{pv} (%)	3.1	1.8	0.7	0.2
Temps de stabilisation après perturbation (s)	0.020	0.016	0.011	0.007
Rendement MPPT (%)	97.9	98.8	99.5	99.9

Conclusion

L'analyse comparative des différentes stratégies MPPT montre clairement que les performances du système photovoltaïque dépendent fortement de la qualité de la loi de commande utilisée pour piloter le convertisseur Boost. Les méthodes classiques P&O et INC présentent des limitations importantes en termes de stabilité, de rapidité de convergence et de robustesse face aux variations d'irradiance et de température. Les oscillations permanentes observées sur la tension V_{pv} , le courant I_{pv} et la puissance P_{pv} entraînent des pertes énergétiques et réduisent le rendement global du système.

La méthode INC améliore légèrement les performances par rapport au P&O grâce à une meilleure détection du point de puissance maximale, mais elle reste sensible aux perturbations et conserve des ondulations importantes en régime permanent.

Les stratégies MGO1 et surtout MGO2 offrent des performances nettement supérieures. Elles assurent une convergence rapide vers le MPP, une réduction significative des oscillations et une meilleure stabilité dynamique du système photovoltaïque. La commande MGO2 se distingue particulièrement par sa capacité à maintenir la tension, le courant et la puissance très proches de leurs valeurs optimales même sous variations rapides des conditions climatiques.

Ainsi, les résultats obtenus confirment que la stratégie MGO2 représente la solution la plus performante pour l'optimisation énergétique des systèmes photovoltaïques alimentant un convertisseur Boost, grâce à sa rapidité, sa robustesse et sa haute précision de poursuite du MPP.

Conclusion Générale

Dans ce mémoire, nous avons étudié, modélisé et simulé un système photovoltaïque afin d'évaluer différentes commandes de suivi du point de puissance maximale (MPPT). L'objectif principal était de comparer les performances des commandes classiques (*Perturb and Observe* et *Incremental Conductance*) avec celles des commandes basées sur le mode glissant (Mode glissant d'ordre 1 et Mode glissant d'ordre deux), en mettant en évidence leurs avantages et limites.

Les résultats obtenus sous **MATLAB/Simulink** montrent que les commandes classiques, bien que simples à implémenter et rapides dans certains cas, souffrent de limites importantes : dépassements, oscillations persistantes et manque de robustesse face aux variations d'éclairement et de température. La commande Mode glissant d'ordre 1 a démontré une meilleure stabilité, mais au prix d'un temps de réponse plus long.

La commande **Mode glissant d'ordre deux**, en revanche, s'est distinguée par sa capacité à atteindre rapidement le point de puissance maximale, à éliminer presque totalement les oscillations et à maintenir une stabilité remarquable même en présence de perturbations climatiques. Elle constitue ainsi la stratégie MPPT la plus performante parmi celles étudiées, et offre une solution prometteuse pour améliorer l'efficacité des systèmes photovoltaïques.

Ce travail ouvre plusieurs perspectives intéressantes :

- la validation expérimentale des résultats par des tests en temps réel sur une plateforme matérielle,
- l'extension de la commande Mode glissant d'ordre deux à des systèmes connectés au réseau ou à des micro-réseaux hybrides,
- l'intégration de techniques d'optimisation multi-objectifs pour prendre en compte à la fois le rendement, la durée de vie des composants et la qualité de l'énergie injectée.

En conclusion, ce mémoire a permis de démontrer la pertinence et l'efficacité de la commande Mode glissant d'ordre deux dans le domaine du suivi du point de puissance maximale. Cette contribution constitue une étape vers des systèmes photovoltaïques plus robustes, plus efficaces et mieux adaptés aux conditions réelles d'exploitation.

Annexes

1 Présentation du bloc PV Array

Le bloc PV Array, disponible dans la bibliothèque SimPower Systems, est utilisé pour modéliser et simuler le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque constitué d'un ensemble de cellules solaires associées en série et/ou en parallèle.

Ce bloc permet notamment d'intégrer automatiquement :

- les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) du générateur photovoltaïque
- la réponse dynamique du système face aux variations des conditions climatiques
- la configuration du nombre de modules connectés en série et en parallèle selon les exigences de l'application.

L'utilisateur peut choisir un module prédéfini parmi une base de données ou bien saisir manuellement les paramètres techniques d'un panneau photovoltaïque spécifique. L'ensemble est entièrement compatible avec les autres blocs de conversion d'énergie.

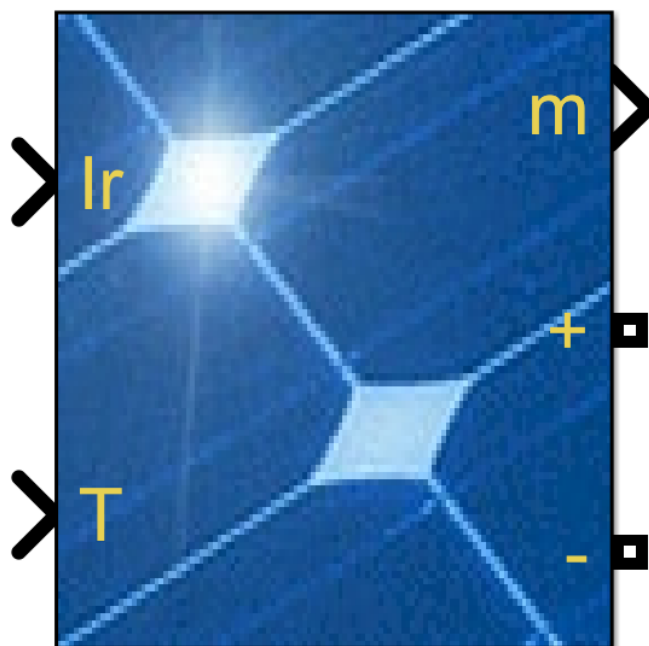


Figure 1: PV array Modèle à une diode [15].

1.1 Paramétrage du module PV :

Dans cette étude, le bloc PV Array a été configuré en mode (User-defined), permettant ainsi l'introduction manuelle des paramètres électriques du module photovoltaïque. Cette méthode offre une grande flexibilité de modélisation, notamment lorsqu'un panneau spécifique n'est pas disponible dans la bibliothèque intégrée de Simulink.

Les paramètres adoptés pour cette simulation sont les suivants :

Table 1: Paramètres du générateur PV

Paramètre	Valeur
Configuration générale	
Nombre de branches en parallèle	1
Nombre de modules en série par branche	1
Caractéristiques électriques du module	
Puissance maximale P_{max}	80.214 W
Nombre de cellules N_{cel}	36
Tension à vide V_{oc}	22 V
Courant de court-circuit I_{sc}	4.85 A
Tension au MPP V_{mp}	17.4 V
Courant au MPP I_{mp}	4.61 A

En raison de l'absence de certaines données détaillées dans la fiche technique du panneau photovoltaïque utilisé, les coefficients thermiques ont été fixés à des valeurs standards généralement admises dans la littérature afin d'assurer une modélisation réaliste du comportement du système.

Les coefficients retenus sont les suivants :

- Coefficient de température de la tension à vide V_{oc} : $-0.3616 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$
- Coefficient de température du courant de court-circuit I_{sc} : $0.041507 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$.

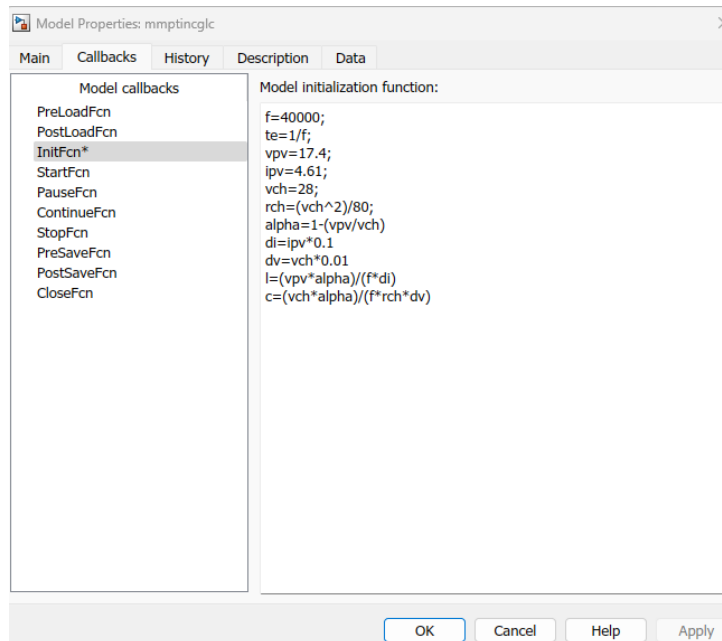


Figure 2: Dimensionnement des composants de convertisseur Boost

2 les simulations du système PV :

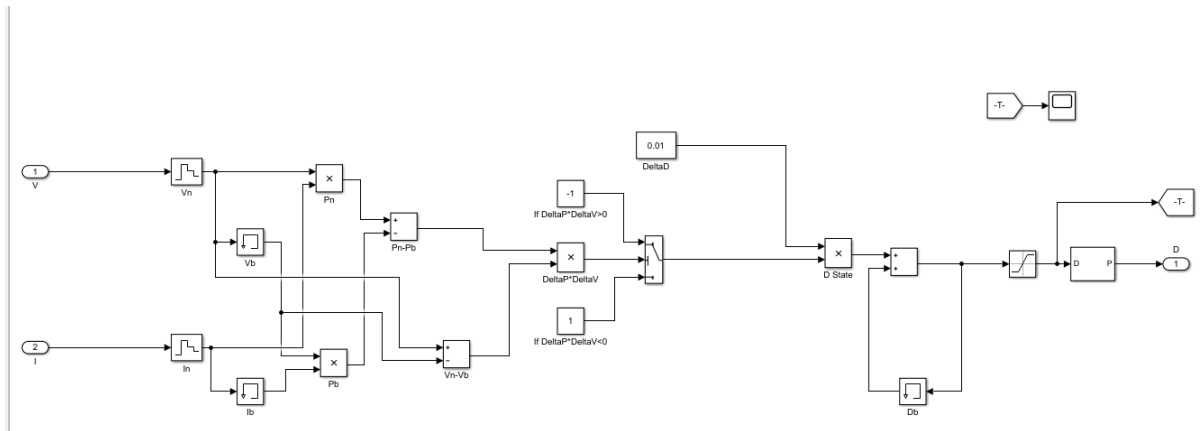


Figure 3: Schéma bloc sous Simulink représentant la méthode PO

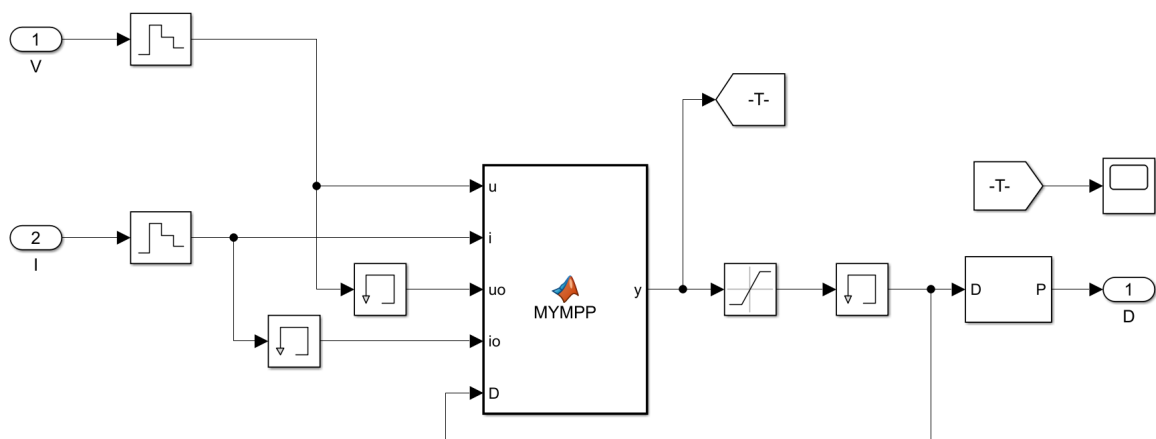


Figure 4: Schéma bloc sous Simulink représentant la méthode INC

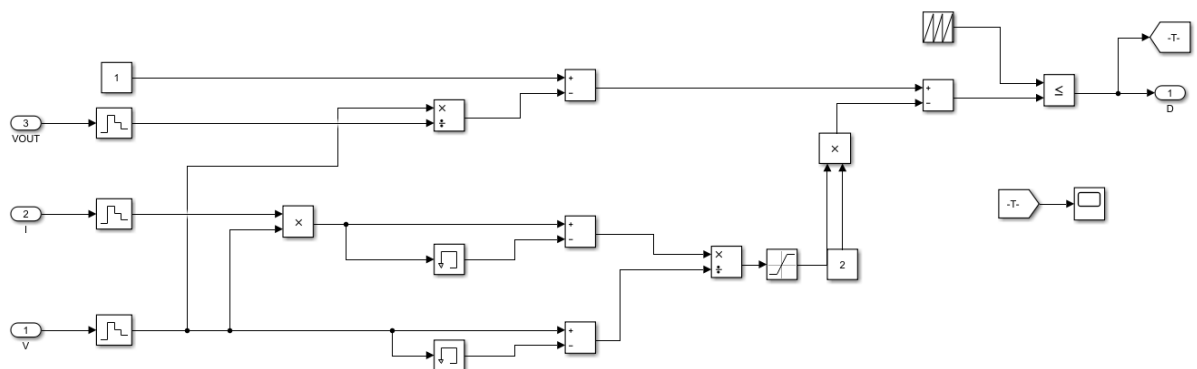


Figure 5: Schéma bloc sous Simulink représentant la Mode Glissant d'ordre 1

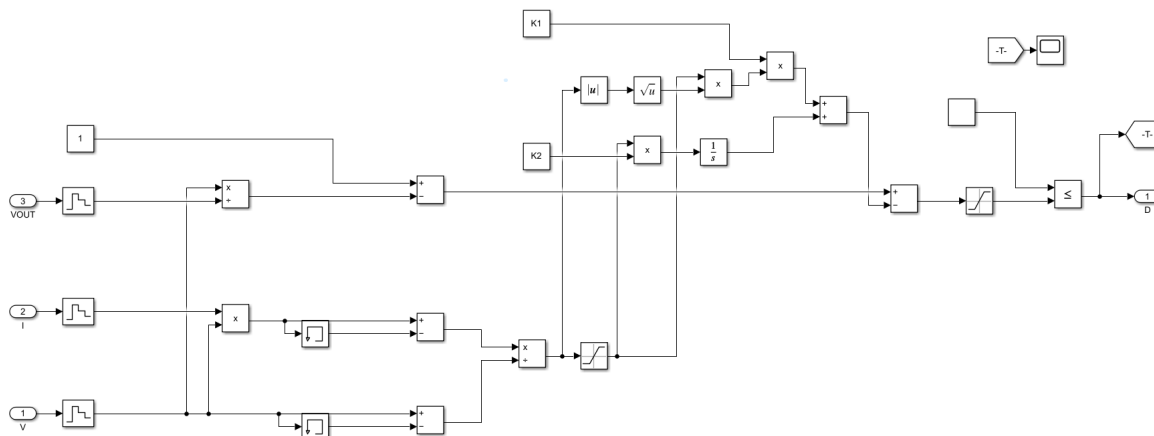


Figure 6: Schéma bloc sous Simulink représentant la Mode glissant d'ordre deux

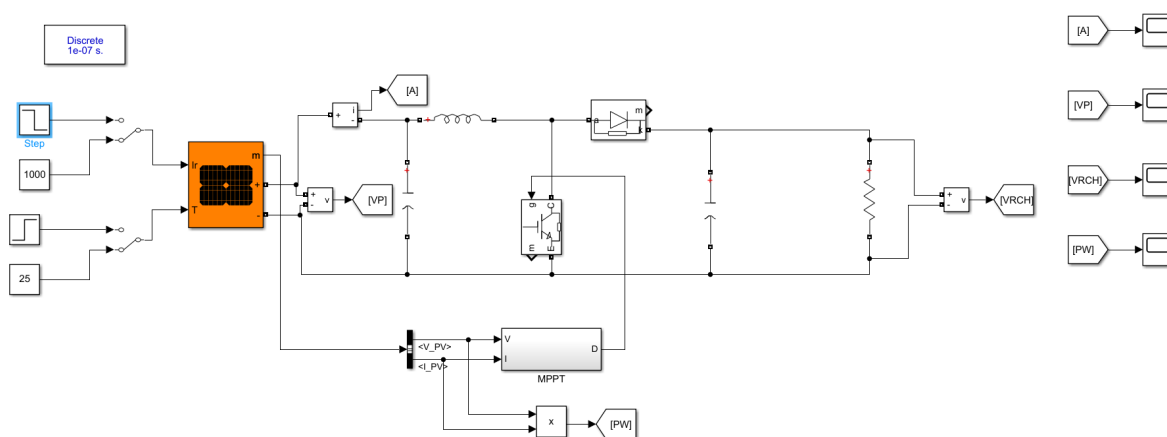


Figure 7: block simulation MPPT

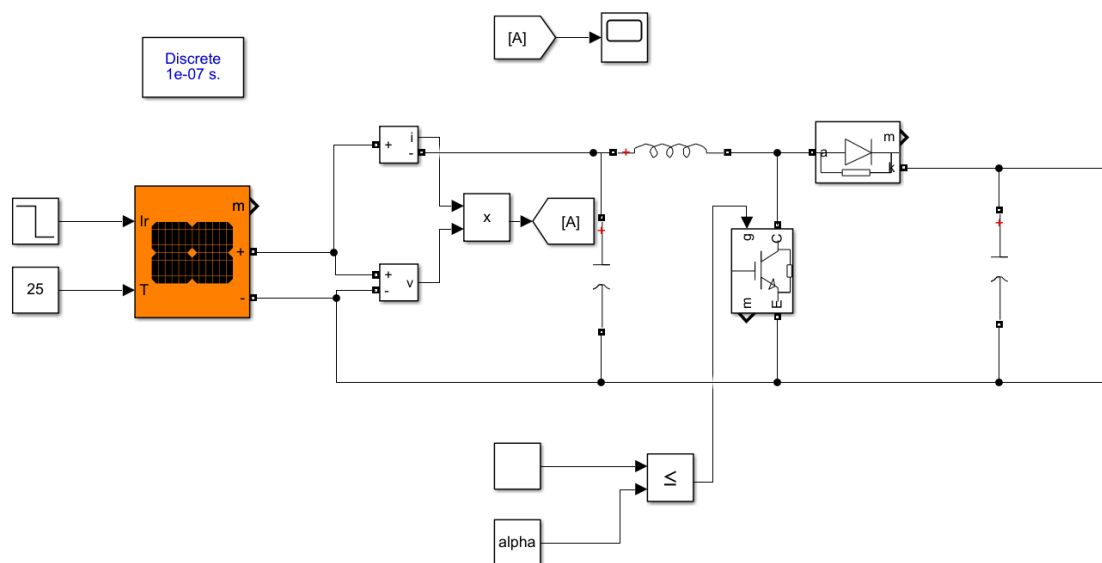


Figure 8: simulation du système photovoltaïque en boucle ouverte

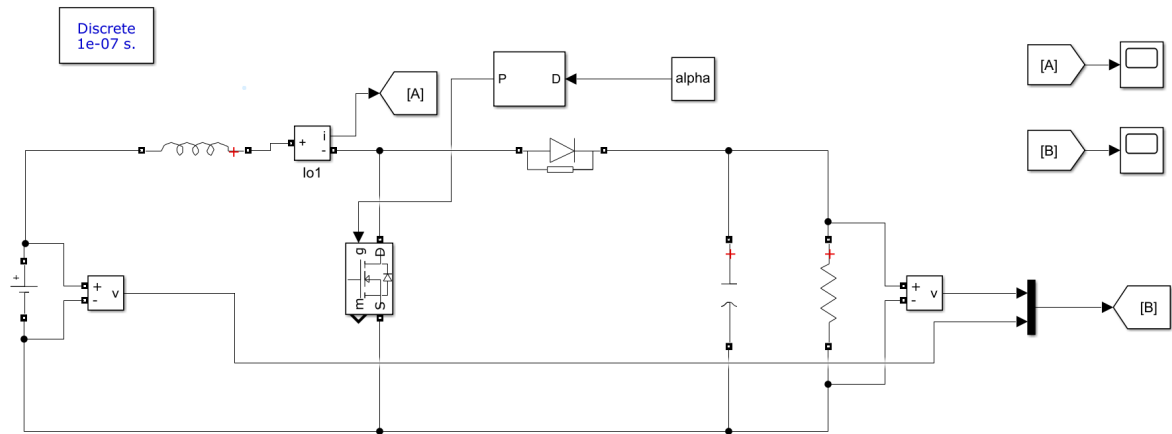


Figure 9: Simulations du hacheur Boost dans Simulink

References

- [1] Connaissance des Énergies. (2025) Solaire photovoltaïque. Updated January 24, 2025. Accessed June 29, 2026. [Online]. Available: <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/solaire-photovoltaique>
- [2] C. Faury. (2024) Cellule photovoltaïque. Sciences de l'Ingénieur. Publié le 1 mai 2020, mis à jour le 14 mai 2024. Consulté le 29 juin 2026. [Online]. Available: <https://si.blaisepascal.fr/1t-cellule-photovoltaique/>
- [3] Batterie Au Top. (2024) Comprendre l'énergie solaire et les panneaux solaires. Consulté le 29 juin 2026. [Online]. Available: <https://batterie-au-top.com/blog/comprendre-energie-solaire-et-panneau-solaire/>
- [4] Thephsol. (2024) Système photovoltaïque raccordé au réseau (on grid, all in one grid). Consulté le 29 juin 2026. [Online]. Available: <https://thephsol.com/service/systeme-photovoltaique-raccorde-au-reseau-on-grid-all-in-one-grid/>
- [5] C. Larbes *et al.*, “Modélisation et simulation d'un générateur photovoltaïque dans l'environnement matlab/simulink,” *Revue des Énergies Renouvelables*, 2018, figure reproduite depuis ResearchGate. Consulté le 29 juin 2026. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Schema-electrique-equivalent-de-la-cellule-photovoltaique-Modele-a-deux-diodes_fig9_327270268
- [6] (2024) Modèle électrique équivalent | download scientific diagram. Consulté le: 11 juin 2024. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Modele-electriqueequivalent-2_fig3_363474843
- [7] B. Messaoud and L. M. Islam, “Commande par mode glissant des systèmes photovoltaïques,” 2024.
- [8] R. Mohanraj *et al.*, “Design and development of a dc-dc boost converter for photovoltaic application,” 2018, figure reproduced from ResearchGate. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/DC-DC-converter-a-Schematic-diagram-of-a-boost-converter-b-Its-switching-sequence_fig2_328991295
- [9] H. Bouzeria, “Modélisation et commande d'une chaîne de conversion photovoltaïque,” Thèse de doctorat, Université de Batna 2, 2016. [Online]. Available: <https://dspace.univ-batna2.dz/handle/123456789/1315>

REFERENCES

- [10] H. Chaieb and A. Sakly, “Comparison between p&o and p.s.o methods based mppt algorithm for photovoltaic systems,” in *2015 16th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA)*, Dec. 2015, pp. 694–699.
- [11] M. Bouchama and M. I. Laouar, “Commande par mode glissant des systèmes photovoltaïques,” Mémoire de Fin d’Études pour l’obtention du diplôme Master en Automatique, Université Mohammed Seddik Benyahia – Jijel, 2018.
- [12] N. Kahil and T. Chekari, “Commande par modes glissants d’ordre fractionnaire d’un convertisseur dc/dc,” Thèse pour obtenir le grade de Master en automatique, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2011.
- [13] H. Saib and D. Kassouri, “Commande par mode glissant d’ordre fractionnaire d’un réseau électrique,” Thèse pour obtenir le grade de Master, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2018.
- [14] X. Liu, S. Rehman, S. M. Mueen, and A. Al-Durra, “High-order sliding mode control for photovoltaic systems: Addressing chattering issues in mppt applications,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 2, pp. 1230–1241, 2021.
- [15] H. Assia and M. B. Fatima, “Detailed modeling of two diode photovoltaic module using matlab simulink,” *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, vol. 10, no. 3, pp. 1603–1612, 2019.
- [16] F. ISE, “Photovoltaics report,” 2022. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de>
- [17] J. Nelson, *The Physics of Solar Cells*. Imperial College Press, 2003.
- [18] S. Sze and K. K. Ng, *Physics of Semiconductor Devices*, 3rd ed. Wiley-Interscience, 2006.
- [19] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, “Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.
- [20] M. A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, and X. Hao, “Solar cell efficiency tables (version 59),” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 30, no. 1, pp. 3–12, 2022.
- [21] T. Razykov, C. Ferekides, D. Morel, E. Stefanakos, H. Ullal, and H. Upadhyaya, “Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects,” *Solar Energy*, vol. 85, no. 8, pp. 1580–1608, 2011.
- [22] M. A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, and A. W. Ho-Baillie, “Solar cell efficiency tables (version 54),” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 27, no. 7, pp. 565–575, 2019.
- [23] M. Green, E. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, and X. Hao, “Solar cell efficiency tables (version 60),” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 30, no. 7, pp. 687–701, 2022.

-
- [24] A. Kojima, K. Teshima, Y. Shirai, and T. Miyasaka, "Organometal halide perovskites as visible-light sensitizers for photovoltaic cells," *Journal of the American Chemical Society*, vol. 131, no. 17, pp. 6050–6051, 2009.
- [25] J. Kaldellis and D. Zafirakis, "Stand-alone and hybrid wind energy systems: A critical review of operating and optimum sizing models," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 2, pp. 511–529, 2010.
- [26] J. Tonui and Y. Tripanagnostopoulos, "Air-cooled pv/t solar collectors with low cost performance improvements," *Solar Energy*, vol. 82, no. 1, pp. 1–12, 2008.
- [27] J. Seward and al., "Sizing, economic, and reliability analysis of photovoltaics and energy storage for an off-grid power system in jordan," *IET Energy Systems Integration*, vol. 5, no. 4, pp. 301–315, 2023.
- [28] T. Kamal, M. Al-Dhaifallah, B. Alamri *et al.*, "Design and performance analysis of hybrid solar pv–diesel–battery system for remote areas," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 53, p. 102500, 2022.
- [29] S. A. Kalogirou, R. Agathokleous, and G. Panayiotou, "On the effect of solar irradiance and temperature on the performance of photovoltaic panels," *Renewable Energy*, vol. 150, pp. 633–641, 2020.
- [30] R. A. Messenger and J. Ventre, *Photovoltaic Systems Engineering*, 4th ed. CRC Press, 2020.
- [31] A. Sahu, R. Sharma, S. Dhundhara *et al.*, "Temperature impact on crystalline silicon photovoltaic module performance: A comprehensive review," *Solar Energy*, vol. 239, pp. 236–252, 2022.
- [32] N. Sharma and G. N. Tiwari, "Techno-economic performance of a grid interactive building integrated photovoltaic system with different orientations in composite climate of india," *Solar Energy*, vol. 207, pp. 1133–1147, 2020.
- [33] F. Belhachat and C. Larbes, "Modeling, analysis and comparison of solar photovoltaic array configurations under partial shading conditions," *Solar Energy*, vol. 163, pp. 347–366, 2019.
- [34] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Renewable power generation costs in 2022," *IRENA Report*, pp. 1–120, 2022. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2023/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- [35] D. Nugent and B. K. Sovacool, "Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar pv and wind energy: A critical meta-survey," *Energy Policy*, vol. 65, pp. 229–244, 2014.
- [36] B. K. Sahu, "A study on global solar pv energy developments and policies with special focus on the top ten solar pv power producing countries," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 621–634, 2015.
- [37] A. Hussein *et al.*, "Role of bypass and blocking diodes in photovoltaic systems performance and protection," *Renewable Energy*, vol. 135, pp. 1026–1036, 2019.

REFERENCES

- [38] K. Helali, “Modélisation d’une cellule photovoltaïque. Étude comparative,” Mémoire de Magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2012.
- [39] C. Cabal, “Optimisation énergétique de l’étage d’adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque,” Thèse de doctorat, Université de Toulouse III, 2008.
- [40] A. Belkaid, “Conception et implémentation d’une commande mppt de haute performance pour une chaîne de conversion photovoltaïque autonome,” Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas – Sétif 1, Algérie, 2015.
- [41] M. Abdelmoula, “Phénomènes non linéaires et chaos dans les systèmes d’énergie renouvelable – application à une installation photovoltaïque,” Thèse de doctorat, Université de Reims Champagne-Ardenne, 2017.
- [42] B. Guemouni and R. Messahli, “Application des différentes techniques de reconfiguration d’un générateur photovoltaïque sous un ombrage partiel,” 2022.
- [43] A. Belkaid, “Conception et implémentation d’une commande mppt de haute performance pour une chaîne de conversion photovoltaïque autonome,” Thèse, 2018, consulté le: 8 juin 2024.
- [44] M. Ouari and Y. Zine, “Étude des commandes mppt d’un système photovoltaïque,” Mémoire pour l’obtention du diplôme d’ingénieur d’état en Automatique, École nationale polytechnique, 2020.
- [45] N. Khaehintung, T. Wiangtong, and P. Sirisuk, “Fpga implementation of mppt using variable step-size p&o algorithm for pv applications,” in *2006 International Symposium on Communications and Information Technologies*. IEEE, 2006, pp. 212–215.
- [46] M. Al-Dhaifallah, A. M. Nassef, H. Rezk, and K. S. Nisar, “Optimal parameter design of fractional order control based inc-mppt for pv system,” *Solar Energy*, vol. 159, pp. 650–664, 2018.
- [47] S. Motahhir, A. Chalh, A. El Ghzizal, and A. Derouich, “Development of a low-cost pv system using an improved inc algorithm and a pv panel proteus model,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 204, pp. 355–365, 2018.
- [48] M. A. A. Ismail, A. Z. Muhammed, A. M. Sayed, A. Almalaq, A. Farah, and A. M. Mohamed, “An efficient mppt technique-based single-stage incremental conductance for integrated pv systems considering flyback central-type pv inverter,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 14, pp. 1–15, 2022.
- [49] F. F. Ahmad, C. Ghenai, A. K. Hamid, and M. Bettayeb, “Application of sliding mode control for maximum power point tracking of solar photovoltaic systems: A comprehensive review,” *Annual Reviews in Control*, vol. 49, pp. 173–196, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.arcontrol.2020.04.011>
- [50] H. Malek, “Control of grid-connected photovoltaic systems using fractional control of grid-connected photovoltaic systems using fractional order operators,” Ph.D. dissertation, Utah State University, 2014.

- [51] N. Frédéric, “Lois de commande par mode glissant d’un moteur pas à pas,” Thèse pour obtenir le grade de Docteur, spécialité automatique et informatique industrielle, Université de Science et Technologie de Lille, 2006.
- [52] F. Belarbi, “Régulation par mode glissant d’un variateur de vitesse mcc hacheur,” Thèse pour obtenir le grade de Master, Université Aboubakr Belkaïd Tlemcen, 2022.
- [53] M. Djemai, K. Bosawon, Benmonsour, and A. Marouf, “High-order sliding mode control of a dc drive via a switched controller multicellular converter,” *International Journal of Systems Science*, vol. 42, no. 11, pp. 1869–1888, 2011.
- [54] G. Bartolini, A. Ferrara, A. Levant, and E. Usai, “On second order sliding mode controllers,” in *Variable Structure Systems, Sliding Mode and Nonlinear Control*, 2007, vol. 247, pp. 329–350.
- [55] A. Levant, “Sliding order and sliding accuracy in sliding mode control,” *International Journal of Control*, vol. 58, no. 6, pp. 1247–1263, 1993.
- [56] S. V. Emelyanov, S. K. Korovin, and L. V. Levantovsky, “Higher order sliding regimes in the binary control systems,” *Soviet Physics Doklady*, vol. 31, pp. 291–293, 1986.

الملخص / Abstract / Résumé

Résumé :

Ce mémoire présente la **commande d'un convertisseur Boost par mode glissant d'ordre deux (Mode glissant d'ordre deux) appliqué à un système photovoltaïque**. Après une introduction sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques, la cellule et le générateur PV sont modélisés, puis couplés à un convertisseur DC/DC de type Boost.

L'objectif principal est le **suivi du point de puissance maximale (MPPT)**. Les méthodes classiques (Perturb & Observe, Conductance Incrémentale) sont comparées aux approches par mode glissant (Mode glissant d'ordre 1 et Mode glissant d'ordre deux). Les simulations réalisées sous **MATLAB/Simulink** démontrent que la commande MGO2 est plus robuste et précise, offrant une meilleure stabilité et une réponse plus rapide face aux variations d'ensoleillement et de température.

En conclusion, la Mode glissant d'ordre deux constitue une stratégie efficace pour optimiser la production énergétique des systèmes photovoltaïques dans des conditions réelles.

Mots-clés : Énergie solaire, système photovoltaïque, convertisseur Boost, suivi du point de puissance maximale (MPPT), commande par mode glissant d'ordre 1 (MGO1), commande par mode glissant d'ordre 2 (MGO2), MATLAB/Simulink.

الملخص :

يقدم هذا البحث دراسة حول التحكم في محول الرفع باستخدام التحكم بالانزلاق من الدرجة الثانية المطبق على نظام كهروضوئي.

بعد تقديم نظرة عامة عن الطاقة الشمسية والأنظمة الكهروضوئية، تمت نمذجة الخلية الشمسية والمولد الكهروضوئي مع دمج محول تيار مستمر إلى تيار مستمر من نوع الرفع.

الهدف الأساسي هو تتبع نقطة الاستطاعة العظمى، حيث تمت مقارنة الطرق التقليدية (الاضطراب والملاحظة، والموصلية التزايدية) مع استراتيجيات التحكم بالانزلاق (التحكم بالانزلاق من الدرجة الأولى والتحكم بالانزلاق من الدرجة الثانية).

أظهرت نتائج المحاكاة باستخدام ماتلاب/سيمولينك أن التحكم بالانزلاق من الدرجة الثانية أكثر دقة واستقراراً، ويوفر سرعة استجابة أفضل ومقاومة أعلى للاضطرابات الناتجة عن تغير الإشعاع الشمسي ودرجة الحرارة.

خلصت الدراسة إلى أن التحكم بالانزلاق من الدرجة الثانية يمثل حلاً فعالاً لتحسين كفاءة الأنظمة الكهروضوئية في الظروف التشغيلية الواقعية.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الشمسية، النظام الكهروضوئي، محول الرفع، تتبع نقطة القدرة العظمى، التحكم بالانزلاق من الدرجة الأولى، التحكم بالانزلاق من الدرجة الثانية،

Abstract :

This thesis investigates the **control of a Boost converter using second-order sliding mode control (Mode glissant d'ordre deux) applied to a photovoltaic (PV) system**. After an overview of solar energy and photovoltaic systems, the solar cell and photovoltaic generator are modeled and coupled with a DC/DC Boost converter.

The main objective is **Maximum Power Point Tracking (MPPT)**. Classical methods such as Perturb & Observe (P&O) and Incremental Conductance (INC) are compared with sliding mode strategies (Mode glissant d'ordre 1 and Mode glissant d'ordre deux). The simulation results using **MATLAB/Simulink** show that Mode glissant d'ordre deux achieves higher accuracy, faster response, and better stability under varying irradiance and temperature conditions.

The study concludes that **Mode glissant d'ordre deux is a robust and efficient solution** to enhance the performance and efficiency of photovoltaic systems in real-world scenarios.

Keywords: Solar energy, photovoltaic system, Boost converter, Maximum Power Point Tracking (MPPT), First-Order Sliding Mode Control (FOSMC), Second-Order Sliding Mode Control (SOSMC), MATLAB/Simulink.