

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE
MEMOIRE DE FIN D'ETUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU
DIPLÔME
DE MASTER EN ELECTRONIQUE
OPTION : INSTRUMENTATION
THEME

***Modélisation et simulation d'un système
photovoltaïque connecté au réseau***

Proposé et dirigé par :

❖ Dr. DJAZIA Kamel

Présenté par :

❖ BENATTIG ABOUBAKEUR SEDDIK
❖ AIB AYOUB

MEMBRES DE JURY :

❖ Dr. DRIF Mahmoud
❖ Dr. BOUCHELAGHEM Ahmed

Année Universitaire 2024 / 2025

N°d'ordre :

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciements

Nous tenons à remercier tout premièrement Dieu le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années.

Ainsi, nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur DOCTEUR DJAZIA Kamel Maître de Conférence à L'université MOHAMED BOUDIAF - M'SILA pour avoir

D'abord proposé ce thème, pour suivi continué tout le long de la réalisation de ce mémoire et qui n'a pas cessé de nous donner ses conseils.

Nous tenons à remercier vivement toutes personnes qui nous ont Aidés à élaborer et réaliser ce mémoire, ainsi à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin à accomplir ce travail.

Nos remerciements vont aussi à tous les enseignants du département d'Electronique qui ont contribués à notre formation

Nos sincères remerciements à tous les membres du jury qui on Accepté de juger notre travail.

En fin, nous tenons à exprimer notre reconnaissance à tous nos

Amis et collègues pour le soutien moral et matériel...

Dédicaces

*Avant tous, je remercie dieu le tout puissant de
M'avoir donné le courage et la patience pour réaliser ce
Travail malgré toutes les difficultés rencontrées.*

Je dédie ce modeste travail :

A ma mère et mon père

A mes très chers frères et mes sœurs

A toute ma famille

A mes chers amis

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

A tous les amis d'études surtout ceux d'électronique

Promotion 2024/2025

Sommaire

Remerciements	I
Dédicaces.....	II
Sommaire	III
Liste des figures.....	IV
Liste des tableaux.....	V
Liste des notations et symbole	VI
Abréviations.....	VII
Résumé.....	VIII
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques	
I.1. Energie solaire.....	4
I.2. Rayonnement solaire	4
I.2.1. Rayonnement global :.....	4
I.2.2. Rayonnement réfléchi :.....	4
I.3. L'effet photovoltaïque.....	5
I.3.1. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	5
I.4. Les cellules solaires :	6
I.4.1. Première génération : Cellules cristallines	6
I.4.2. Deuxième génération : Couches minces.....	7
I.4.3. Troisième génération : Pérovskites, multi-jonction, concentration.....	8
I.4.4. Rendements des principales technologies de cellules photovoltaïques.....	8
I.5. Les différents types de panneaux solaires	9
I.5.1. Les panneaux solaires thermiques	9
I.5.2. Panneaux solaires photovoltaïques	10
I.5.3. Panneaux solaires thermodynamique	10
I.6. Système photovoltaïque	11
I.7. Type des systèmes photovoltaïque.....	11
I.7.1. Les systèmes autonomes.....	11
I.7.2. Les systèmes PV hybrides	12
I.7.3. Les systèmes raccordés aux réseaux.....	13
I.8. Avantages et Inconvénients d'un système photovoltaïque	13
I.8.1. Avantages d'un système photovoltaïque :	13
I.8.2. Inconvénients d'un système photovoltaïque :	14
I.9. Conclusion.....	14
Chapitre II : Les Convertisseurs DC/DC	
II.1. Introduction :	16
II.2. Fonctions de base et terminologie des convertisseurs statiques :	16
II.3. Type des hacheurs :	17
II.3.1. Convertisseur élévateur « BOOST » :	18

II.3.2.	Convertisseur abaisseur « BUCK » :	21
II.3.3.	Convertisseur inverseur « BUCK - BOOST » :	23
II.4.	Suiveur de point de puissance maximale (MPPT):	24
II.4.1.	Introduction :	24
II.4.2.	Principe de fonctionnement :	24
II.5.	Classification des MPPT :	25
II.5.1.	Classification des commandes MPPT selon le type de recherche :	26
II.5.2.	Classification des commandes MPPT selon les paramètres d'entrée :	26
II.6.	Les algorithmes MPPT :	27
II.6.1.	Méthode de conductance incrémentale (INC) :	27
II.6.2.	Algorithme Perturbation et Observation (P&O) :	28
II.7.	CONCLUSION	30

Chapitre III : Les onduleurs photovoltaïques

III.1.	Introduction	32
III.2.	Principe de fonctionnement des onduleurs	32
III.2.1.	Les onduleurs monophasés en demi-point :	33
III.2.2.	Onduleur en pont (quatre interrupteurs) :	33
III.2.3.	Onduleur de tension triphasé :	36
III.3.	Typologie des onduleurs :	39
III.3.1.	Onduleurs avec transformateur basse fréquence (BF).....	39
III.3.2.	Onduleurs avec transformateur haute fréquence (HF)	40
III.3.3.	Onduleurs sans transformateur	40
III.4.	Les différentes stratégies de commande des onduleurs	41
III.4.1.	Commande symétrique (pleine onde) :	41
III.4.2.	Commande décalée :	42
III.4.3.	Commande MLI (Modulation de largeur d'impulsions) :	42
III.5.	Techniques de modulation de largeur d'impulsions :	43
III.5.1.	MLI simple	43
III.5.2.	MLI Sinusoïdale	43
III.5.3.	MLI Vectorielle	44
III.6.	Avantages de la Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI).....	45
III.7.	Inconvénients de la Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI)	45
III.8.	Couplage et découplage des onduleurs PV au réseau électrique	46
III.8.1.	Conditions de couplage au réseau électrique.....	46
III.8.2.	Conditions de découplage du réseau électrique.....	46
III.9.	Conclusion.....	47

Chapitre IV : Simulation et interprétation des résultats

IV.1.	Introduction :	49
IV.2.	Présentation de La commande Perturbation et Observation	49
IV.3.	Présentation de l'algorithme Incrémentale de Conductance :	51
IV.4.	Contrôle de l'onduleur triphasé.....	52
IV.5.	Description de module photovoltaïque (PV) utilisé.....	52
IV.6.	Comparaison par simulation entre les deux méthodes :	54
IV.7.	Résultats obtenus à partir de la simulation sous MATLAB/Simulink :	54

IV.8. Comparaison entre P&O et INC :	63
Conclusion Générale.....	67
Références bibliographiques.....	68

Liste des figures :

Chapitre I

Figure I. 1 : Composantes du rayonnement global sur un plan horizontal.....	5
Figure I. 2 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	6
Figure I. 3 : Méthode de fabrication des cellules cristallines.....	6
Figure I. 4 : Cellules polycristallines.....	7
Figure I. 5 : Cellule photovoltaïque organiques.....	8
Figure I. 6 : Principe de fonctionnement de panneaux solaires thermiques.....	10
Figure I. 7 : Principe de fonctionnement de panneaux solaires photovoltaïques.....	10
Figure I. 8 : Principe de fonctionnement de panneaux solaires thermodynamique.....	11
Figure I. 9 : Système solaire autonome.....	12
Figure I. 10 : Système solaire hybride.....	12
Figure I. 11 : Système photovoltaïque raccordé aux réseaux.....	13

Chapitre II

Figure II. 1 : Réversibilité (et non réversibilité) des convertisseurs statiques.....	16
Figure II. 2 : Symbole et signaux du convertisseur.....	17
Figure II. 3 : Schéma de convertisseur élévateur « Boost ».....	18
Figure II. 4 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost.....	19
Figure II. 5 : Schéma électrique d'un hacheur boost fermé.....	20
Figure II. 6 : Schéma électrique boost ouvert.....	20
Figure II. 7 : Schéma électrique d'un convertisseur abaisseur.....	21
Figure II. 8 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur abaisseur.....	22
Figure II. 9 : Schéma électrique d'un hacheur Buck fermé.....	22
Figure II. 10 : Schéma électrique d'un hacheur Buck.....	23
Figure II. 11 : Schéma électrique d'un convertisseur Buck-boost.....	24
Figure II. 12 : Courbe caractéristique de puissance d'un GPV.....	25
Figure II. 13 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque.....	25
Figure II. 14 : Algorithme d'incrémentatation de la conductance.....	28
Figure II. 15 : Algorithme Perturbation et Observation (P&O).....	29
Figure II. 16 : Schéma explicatif de MPPT.....	30

Chapitre III

Figure III. 1 : Principe de fonctionnement de l'onduleur PV.....	32
Figure III. 2: Schéma de principe d'un onduleur monophasé en demi-point.....	33
Figure III. 3: L'allure de la tension aux bornes de la charge.....	33
Figure III. 4: Schéma de principe d'un onduleur monophasé de tension en pont.....	34
Figure III. 5 : L'allure de la tension aux bornes de la charge.....	34
Figure III. 6 : Circuit de puissance d'un onduleur triphasé.....	37
Figure III. 7 : Chronogrammes des tensions V_{ao}, V_{bo}, V_{co}	38
Figure III. 8 : Chronogrammes des tensions simples.....	39
Figure III. 9 : Onduleurs avec transformateur BF.....	40
Figure III. 10 : Onduleurs avec transformateur HF.....	40
Figure III. 11 : Onduleurs sans transformateur.....	41
Figure III. 12 : Onduleur monophasé.....	41
Figure III. 13 : Signaux de tension de sortie pour une commande symétrique.....	42
Figure III. 14 : MLI d'une simple impulsion.....	43
Figure III. 15 : Principe de la MLI Sinusoïdale-Triangulaire.....	44
Figure III. 16 : Schéma de synchronisation d'un onduleur avec le réseau.....	46

Chapitre IV

Figure IV. 1 : Structure interne de bloc MPPT de méthode INC	51
Figure IV. 2 : Schéma bloc de la commande de l'onduleur	52
Figure IV. 3 : les courbes I-V et P-V du module PV utilisé	53
Figure IV. 4 : L'effet du rayonnement et de la température sur la puissance	55
Figure IV. 5 : L'effet du rayonnement et de la température sur la tension et le courant (P&O) ..	55
Figure IV. 6 : L'effet du rayonnement et de la température sur la tension et le courant (INC)....	56
Figure IV. 7 : Tension générée par les panneaux V_{pv} et tension après Boost V_{dc} (P&O)	56
Figure IV. 8 : Tension générée par les panneaux V_{pv} et tension après Boost V_{dc} (INC).....	57
Figure IV. 9 : Tension V_{ab} générée par l'onduleur (INC).....	58
Figure IV. 10 : Tension V_{ab} générée par l'onduleur (P&O)	58
Figure IV. 11 : Tension et Courant en sortie du filtre	59
Figure IV. 12 : Courbe ou valeur du THD mesuré (INC)	59
Figure IV. 13 : Courbe ou valeur du THD mesuré (P&O).....	60
Figure IV. 14 : Tension en sortie du transformateur	60
Figure IV. 15 : L'effet du rayonnement et de la température sur la puissance final (INC)	61
Figure IV. 16 : L'effet du rayonnement et de la température sur la puissance final (P&O).....	61
Figure IV. 17 : Schéma bloc de la connexion au réseau électrique	62
Figure IV. 18 : Schéma bloc de la commande (INC).....	63
Figure IV. 19 : Schéma bloc de la commande (P&O)	63

Liste des tableaux

Tableau 1 : Différent types des cellules photovoltaïques.....	9
Tableau 2 : Fonctionnement et les rapports de transformation des convertisseurs DC/DC.....	18
Tableau 3 : Récapitulatif des méthodes utilisées	27
Tableau 4 : les configurations possibles.....	34
Tableau 5: les configurations possibles.....	35
Tableau 6 : Les propriétés physiques et électriques de ce module PV	53

Liste des notations et symbole

- ***ICC*** : courant de court-circuit.
- ***Iopt*** : courant optimal pour le MPP.
- ***Ipv*** : Courant à la sortie du générateur photovoltaïque.
- ***K ; K'*** : Interrupteurs de l'onduleur.
- ***Ppv*** : Puissance à la sortie du générateur photovoltaïque.
- ***Udc*** : Tension continue de la source d'entrée.
- ***Va,b,c*** : Tensions de phase du réseau.
- ***Vab,bc,ca*** : Tensions composées en sortie de l'onduleur.
- ***VCO*** : tension en circuit ouvert.
- ***Vdc*** : Tension continue appliquée à l'onduleur.
- ***Vpv*** : tension à la sortie du générateur photovoltaïque.
- ***Vref,Iref*** : Tensions et courants de référence pour la commande
- **ω** : Pulsation électrique.

Abréviations :

- **AC** : Courant Alternatif.
- **DC** : Courant Continu.
- **GPV** : Générateur Photovoltaïque.
- **INC** : Incrémentation de la conductance.
- **MLI** : Modulation de Largeur d'Impulsion.
- **MPP** : Point de Puissance Maximale.
- **MPPT** : Suivi du point de puissance maximale.
- **PV** : Photovoltaïque.
- **P&O** : Perturbation et Observation.
- **THD** : Total Harmonic Distortion.

Résumé

Ce mémoire vise à étudier et améliorer les performances d'un système photovoltaïque en appliquant des algorithmes de poursuite du point de puissance maximale (MPPT), à savoir Perturbation et Observation (P&O) et Conductance Incrémentale (INC). Un convertisseur DC/DC de type Boost est utilisé pour adapter la tension et maximiser le transfert de puissance, ainsi qu'un onduleur triphasé pour la conversion DC/AC. Un modèle de simulation a été développé sous MATLAB/Simulink afin de comparer les deux techniques dans diverses conditions d'irradiation et de température.

Abstract

This thesis aims to study and improve the performance of a photovoltaic (PV) system by implementing Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithms, namely Perturb and Observe (P&O) and Incremental Conductance (INC). A Boost DC/DC converter is used to optimize voltage adaptation, along with a three-phase inverter for DC to AC conversion. A simulation model was developed in MATLAB/Simulink to compare the performance of both methods under varying irradiance and temperature conditions.

الملخص

تهدف هذه المذكرة إلى دراسة وتحسين أداء نظام طاقة شمسية يعتمد على الخلايا الكهروضوئية، من خلال تطبيق خوارزميات تتبع نقطة القدرة العظمى (MPPT) باستخدام طريقتي "الاضطراب والمراقبة (P&O)" و"التوصيل التزايدية (INC)". تم استخدام محول DC/DC من نوع Boost لرفع الجهد وتحقيق التكيف مع ظروف التشغيل المثلى، بالإضافة إلى استعمال أنظمة تحويل DC/AC باستخدام الأونديليورات ثلاثية الطور. وقد تم بناء نموذج محاكاة في بيئة MATLAB/Simulink لاختبار أداء الطريقتين ومقارنة نتائجهما في ظروف إشعاع وحرارة متغيرة.

Introduction générale

Introduction générale

La demande énergétique mondiale ne cesse de croître sous l'effet du développement industriel rapide et de l'amélioration continue du niveau de vie. Cette consommation accrue exerce une pression importante sur les ressources fossiles, dont les réserves s'amenuisent progressivement. Parallèlement, l'exploitation massive de ces ressources engendre l'émission de gaz à effet de serre (GES), accentuant le phénomène du réchauffement climatique et mettant en péril l'équilibre environnemental de la planète.

Face à cette double problématique épuisement des ressources non renouvelables et dérèglement climatique, la communauté scientifique et les acteurs énergétiques se sont tournés vers des sources d'énergie alternatives, durables et propres. Parmi elles, les énergies renouvelables occupent une place centrale : énergie solaire, éolienne, hydraulique, géothermique ou encore issue de la biomasse.

L'énergie solaire, notamment via la technologie photovoltaïque, se distingue par son abondance, sa propreté, et sa capacité à convertir directement le rayonnement solaire en électricité à l'aide de cellules semi-conductrices, grâce à l'effet photoélectrique. Cette technologie est aujourd'hui au cœur de nombreuses applications, tant pour l'alimentation autonome que pour l'injection dans les réseaux électriques, contribuant ainsi à la transition énergétique mondiale.

Cependant, malgré les progrès notables dans le développement des systèmes photovoltaïques, un défi majeur persiste : comment extraire en permanence la puissance maximale du générateur solaire, en tenant compte des variations rapides de l'irradiation et de la température ? En effet, les conditions environnementales influencent fortement le rendement des panneaux solaires, rendant essentielle l'implémentation de stratégies de commande efficaces.

Ainsi, ce travail s'interroge sur l'efficacité des algorithmes MPPT, notamment Perturbation et Observation (P&O) et Incrémental Conductance (INC), dans l'optimisation des performances d'un système PV, et cherche à déterminer lequel de ces deux algorithmes offre le meilleur compromis entre précision, rapidité de réponse et stabilité. Pour y aboutir nous allons suivre une logique que nous détaillerons dans les chapitres suivants :

Au chapitre I, nous présenterons des généralités sur les systèmes photovoltaïques. Nous commençons par des notions générale sur les rayonnement solaire, l'effet photovoltaïques, les cellules solaires et les panneaux solaires photovoltaïques .

Au chapitre II, nous présenterons des généralités sur les convertisseurs DC/DC ,leur principe de fonctionnement ,et les commandes MPPT utilisées .

Introduction générale

Au chapitre III, nous présenterons des généralités sur les onduleurs photovoltaïques , leur principe de fonctionnement et leurs stratégies de commande.

Au chapitre IV, nous procéderons à la simulation et implémentation, puis nous étalerons les résultats obtenus.

Et nous terminerons ce travail avec une conclusion générale.

Chapitre I
Généralités sur les systèmes
photovoltaïques

I.1. Energie solaire

Il y a 4,6 milliards d'années, le soleil est né d'un énorme nuage interstellaire. Il est à 150 millions de kilomètres de la terre et plus de 100 fois son diamètre.[1] Il est constitué de matière gazeuse constituée majoritairement d'éléments légers : 74 % d'hydrogène et 24 % d'hélium. Ces derniers sont moins abondants sur Terre, qui est composée de matière lourde, ne constituant que 0,1 % de la composition du Soleil.[2] Les rayons du soleil continuent d'atteindre la terre et de chauffer la surface de notre planète et sans cet approvisionnement énergétique, la Terre gèlerait. Le soleil émet un rayonnement électromagnétisme ; il est constitué de particules lumineuses appelées photons. L'énergie de chaque photon E est directement liée à la longueur d'onde λ et à la vitesse de la lumière $[c]$, soit 299 792 458 m/s. [3]

I.2. Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire se compose de plusieurs types de rayons, certains filtrés ou bloqués par l'atmosphère et les nuages, alors que d'autres ne le sont pas.

Rayons du soleil sont aussi connus sous le nom de rayonnement. La Terre est située à 150 millions de km du Soleil et celui-ci émet en permanence 1026 Watt sous forme de rayonnement et la Terre reçoit 178 millions de milliard de Watt sur sa face éclairée, soit 350 Watt par m^2 à l'équateur.

L'atmosphère (via le dioxyde de carbone, l'ozone, la vapeur d'eau...) absorbe en grande partie les IR et les UV et un peu la lumière visible. Ainsi plus l'épaisseur d'atmosphère traversée est importante, plus la quantité d'énergie solaire reçue par le sol est faible.[5] Quand on se rapproche des pôles, les rayons sont plus inclinés : la même quantité d'énergie se répartie sur une plus grande surface. C'est pourquoi le rayonnement solaire par unité de surface reçu diminue de l'équateur vers les pôles.[6] Le flux d'énergie reçu par la terre est-il est appelé irradiance et abrégé en éclairement.

Le rayonnement solaire se devise en deux parties :[4]

I.2.1. Rayonnement global :

C'est la somme de tous les rayonnements reçus (rayonnement direct, diffus et albédo).

A. Rayonnement direct :

C'est le flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque solaire sans avoir été dispersé par l'atmosphère.

B. Rayonnement diffus :

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil ayant subi de multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère.

I.2.2. Rayonnement réfléchi :

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature du lieu appelé Albédo $0 \leq \varepsilon \leq 1$. [7]

- Rayonnement réfléchi c'est la partie inutile des rayonnements solaires qu'il diffuse par les obstacles atmosphériques.

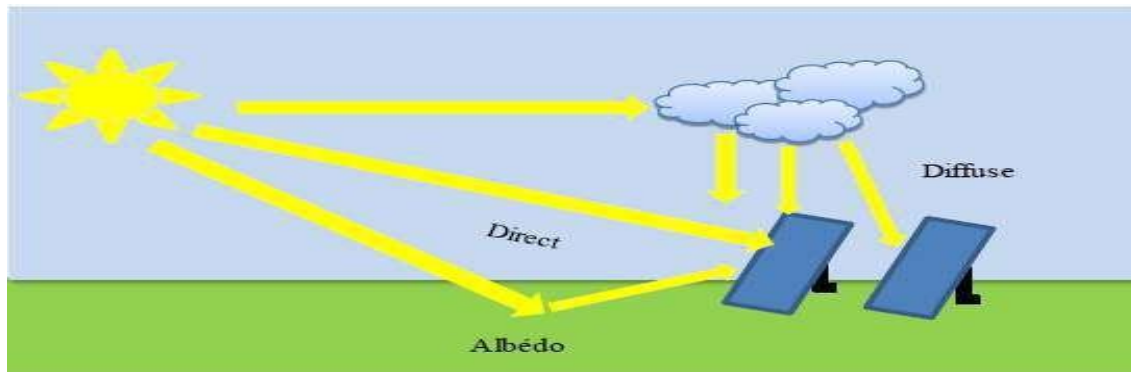


Figure I. 1 : Composantes du rayonnement global sur un plan horizontal

I.3. L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque a été découvert par Alexandre Edmond Becquerel en 1839. L'effet photovoltaïque est obtenu par absorption des photons dans un matériau semi-conducteur qui génère alors une tension électrique. Les cellules photovoltaïques produisent du courant continu à partir du rayonnement solaire, qui peut être utilisé pour alimenter un appareil ou recharger une batterie.

I.3.1. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

- Les photons, souvent appelés grains de lumière, atteignent la surface du matériau semi-conducteur (généralement du silicium) structuré en cellules ou en couches minces.
- Lors de leur impact, ces photons transmettent leur énergie aux électrons présents dans les atomes du matériau. Ce transfert énergétique correspond à l'effet photoélectrique. L'électron ainsi excité quitte son niveau d'énergie initial. Dans la majorité des cas, il retourne à son état d'équilibre en libérant l'énergie absorbée sous forme de chaleur, ce qui explique le réchauffement du matériau exposé au soleil.
- Toutefois, dans une cellule photovoltaïque, il est possible de convertir cette énergie en électricité. Lorsqu'un électron est excité, il laisse derrière lui un trou (charge positive), formant ce qu'on appelle une paire électron-trou. Ces charges de signes opposés sont séparées grâce à la jonction PN, créée par l'association d'un semi-conducteur de type n (ex : silicium dopé au phosphore) et d'un type p (ex : silicium dopé au bore). Le champ électrique interne de cette jonction dirige les électrons et les trous dans des directions opposées, ce qui engendre un courant électrique continu lorsqu'un circuit extérieur est connecté.

- Ce courant est alors capté par une grille de fins fils métalliques situés à la surface de la cellule. Ces fils collectent les électrons en mouvement et les dirigent vers les cellules voisines.
- Le courant électrique généré par chaque cellule s'additionne en série ou en parallèle avec celui des autres cellules, puis est conduit jusqu'aux bornes de sortie du panneau, où il peut être utilisé ou injecté dans un réseau électrique via un onduleur.

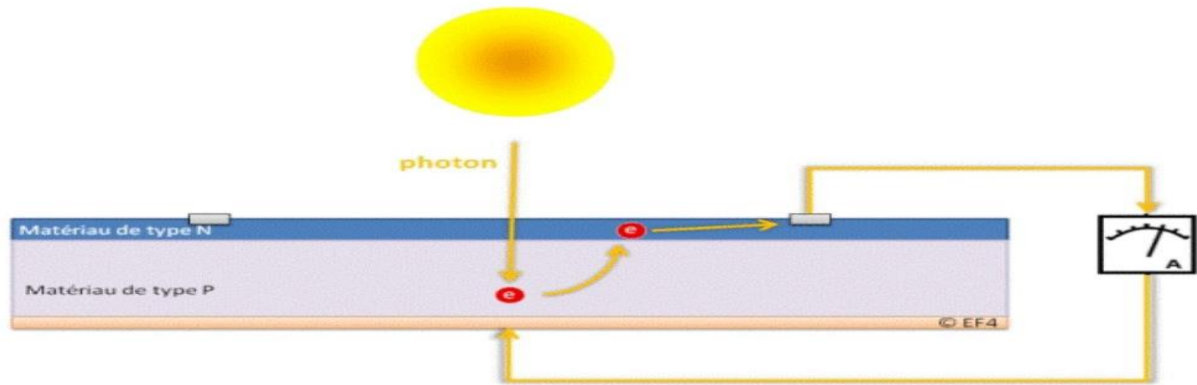


Figure I. 2 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

I.4. Les cellules solaires :

Les cellules photovoltaïques ou les cellules solaires sont des composants électroniques qui produisent de l'électricité grâce à l'effet de l'énergie solaire.

La puissance résultante est proportionnelle à la sortie de lumière incidente [a] et dépend du rendement de la cellule.

Cela fournit une tension continue et le courant circule dès que le circuit est connecté à la charge électrique (généralement les onduleurs, parfois simples batteries électriques).[8]

- Trois technologies principales de cellules existent suivant leur mode de production :

I.4.1. Première génération : Cellules cristallines

Ces cellules, généralement en silicium, ne comprennent qu'une seule. La technique de fabrication de ces cellules, basée sur la production de plaquettes "wafers" à partir d'un silicium très pur, reste très énergivore et coûteuse. La limite théorique de rendement de ce type de cellule est de $\pm 27\%$. Les cellules les plus récentes s'approchent chaque année de plus en plus de cette limite. [9]

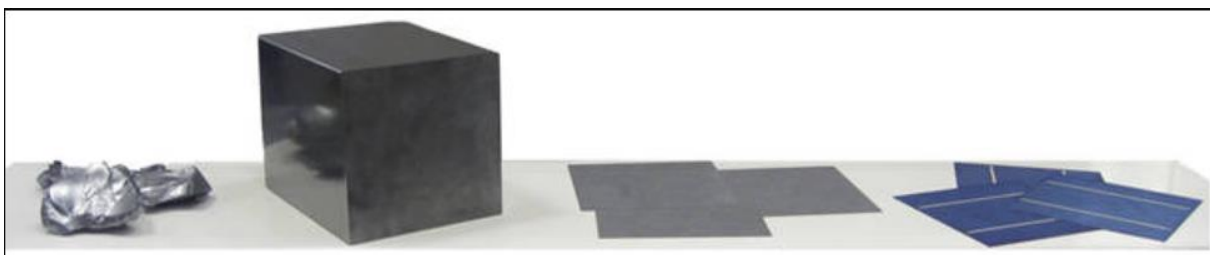


Figure I. 3 : Méthode de fabrication des cellules cristallines

Méthode de fabrication : le cristal formé par refroidissement du silicium en fusion dans des creusets parallélépipédiques est ensuite découpé en fines tranches appelées “wafers”. Les cellules sont alors obtenues après “dopage” et traitement de surface.

➤ On distingue deux types de cellules cristallines :

A. Les cellules polycristallines

Le refroidissement du silicium en fusion se produit dans des creusets imaginaires parallèles sur les planchers plats.

Cette technique est formée de manière irrégulière par des cristaux.

Cela donne l'apparence distinctive de ces cellules bleuâtre avec des motifs produits par les cristaux.

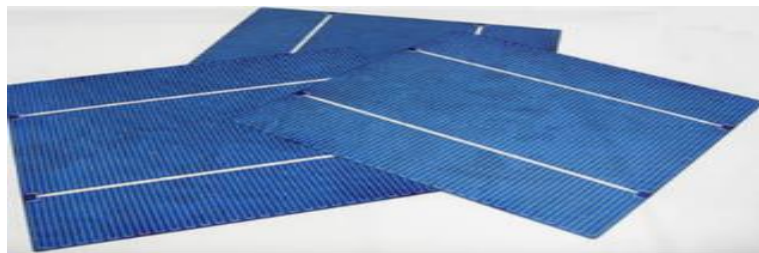


Figure I. 4 : Cellules polycristallines

B. Les cellules monocristallines

Ces cellules sont constituées de cristaux très purs obtenus par un contrôle strict et progressif du refroidissement du silicium.

I.4.2. Deuxième génération : Couches minces

Dans le cas de “couches minces”, le semi-conducteur est directement déposé par vaporisation sur un matériau support (du verre par exemple). Le silicium amorphe (a-Si) (silicium non cristallisé de couleur gris foncé), le tellure de cadmium (Cd Te), le sélénium de cuivre indium (CIS) font notamment partie de cette génération. Ce sont des cellules de cette technologie que l’on retrouve dans les montres, calculatrices...[10]

A. Silicium amorphe

Silicium amorphe a une forme non cristalline de silicium aux atomes désordonnés, connue pour sa forte capacité d'absorption lumineuse.

B. Le tellure de Cadmium, sélénium de cuivre indium (avec ou sans Gallium)

Il existe d’autres types de cellules “couches minces” : tellure de cadmium (Cd Te), le sélénium de cuivre indium (CIS),...

Le (Cd Te) présente de bonnes performances, mais la toxicité du cadmium reste problématique pour sa production.

I.4.3. Troisième génération : Pérovskites, multi-jonction, concentration

Pour améliorer le rendement cellulaire, la recherche se transforme actuellement en plusieurs traces, notamment : [11]

A. Pérovskite :

- Ces cellules se sont produites en 2000 à un rendement de 3,8%.
- Depuis lors, en 2016, il est devenu une alternative prometteuse avec les rendements passant à 22,1
- Les coûts de production sont bas.
- L'inconvénient de ces cellules est leur instabilité et leur faible résistance aux moyennes externes (eau, température,...etc). Cependant, il y a beaucoup de recherches prometteuses en cours et elle doit faire ce type d'intérêt.

B. Cellules à multi-jonction :

- Superposition de plusieurs cellules avec différentes propriétés (en utilisant diverses bandes d'énergie qui permettent un défilement plus large à travers le soleil et le spectre).
- Ce type de cellule est déjà en vente, mais est principalement pour les applications spatiales.
- Les rendements stockés à des concentrations sont extrêmement prometteurs (plus de 30%).

C. Concentration

Ce sont des photos à faible énergie qui ne sont normalement pas absorbées par les cellules peuvent être utilisées.

D. Cellules organiques

Les cellules organiques sont un type de cellule photovoltaïque fabriquée à partir de matériaux organiques (à base de carbone), comme des polymères ou des petites molécules. Elles transforment la lumière du soleil en électricité grâce à des matériaux semi-conducteurs organiques. Leur principal avantage est leur légèreté, leur flexibilité et leur coût de fabrication potentiellement faible, bien qu'elles aient généralement un rendement inférieur aux cellules en silicium.

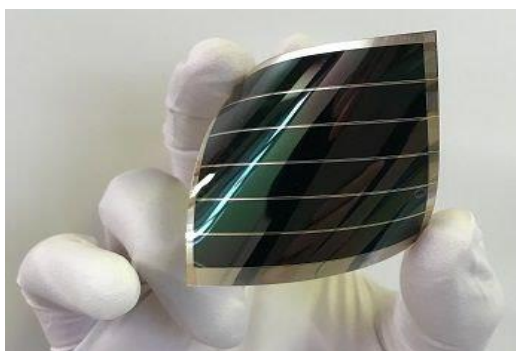


Figure I. 5 : Cellule photovoltaïque organiques

I.4.4. Rendements des principales technologies de cellules photovoltaïques

Tableau 1 : Différent types des cellules photovoltaïques[12]

Technologie de cellule	Rendement typique	Rendement max en laboratoire	Remarques
Silicium monocristalline (c-Si)	18 – 22 %	~26.7 %	Technologie la plus répandue, haut rendement, coût plus élevé.
Silicium polycristalline	15 – 18 %	~24.4 %	Moins coûteux que le monocristallin, rendement légèrement inférieur.
Silicium amorphe (a-Si)	6 – 9 %	~13.6 %	Technologie à couche mince, bon pour faibles luminosités, mais faible rendement.
Tellure de cadmium (Cd Te)	10 – 13 %	~22.1 %	Bonne performance en conditions chaudes, toxicité du cadmium à considérer.
CIGS/CIGSe	12 – 16 %	~23.4 %	Très bon rendement parmi les couches minces, souplesse possible.
Perovskites	15 – 20 %	~26.1 %	Technologie émergente prometteuse, instabilité à long terme à résoudre.
Cellules multi-jonction	>35 % (avec concentration)	~47.1 %	Très coûteuses, utilisées dans l'aérospatial, rendement très élevé.
Cellules à concentration (CPV)	30 – 35 %	~41.4 %	Utilisent des lentilles ou miroirs pour concentrer la lumière, très efficace.
Cellules organiques (OPV)	3 – 6 %	~19.2 %	Flexibles, légères, mais encore en développement avec faible durée de vie.

➤ **Remarques:**

- Les cellules cristallines à jonction simple se rapprochent de leur performance ultime théorique (± 27 %).
- Les TF-PV s'améliorent très rapidement et commencent à concurrencer les cellules cristallines en termes de rendement.
- Les Cellules à Pérovskites sont un nouveau matériau plein de potentiel.
- Les Tandems Silicium-Cristallins semblent être la voie à suivre pour atteindre des rendements supérieurs à 30 % à faible coût.

I.5. Les différents types de panneaux solaires

I.5.1. Les panneaux solaires thermiques

La conduite de chaleur solaire utilise le rayonnement solaire pour transférer la chaleur sur un tuyau contenant le fluide caloporteur. Il permet à l'eau de chauffer pour ses besoins de santé. Le liquide

de transfert de chaleur circule dans un tube absorbant une plaque noire, qui se réchauffe grâce à la chaleur du rayonnement. Son fonctionnement est simple, avec des liquides apparaissant dans le pionnier de l'eau et à travers la serpentine. Si la température du liquide n'est pas suffisante, le système auxiliaire peut chauffer l'eau, en veillant à ce que l'eau chauffée soit envoyée à l'intérieur et prête à l'emploi..[13]

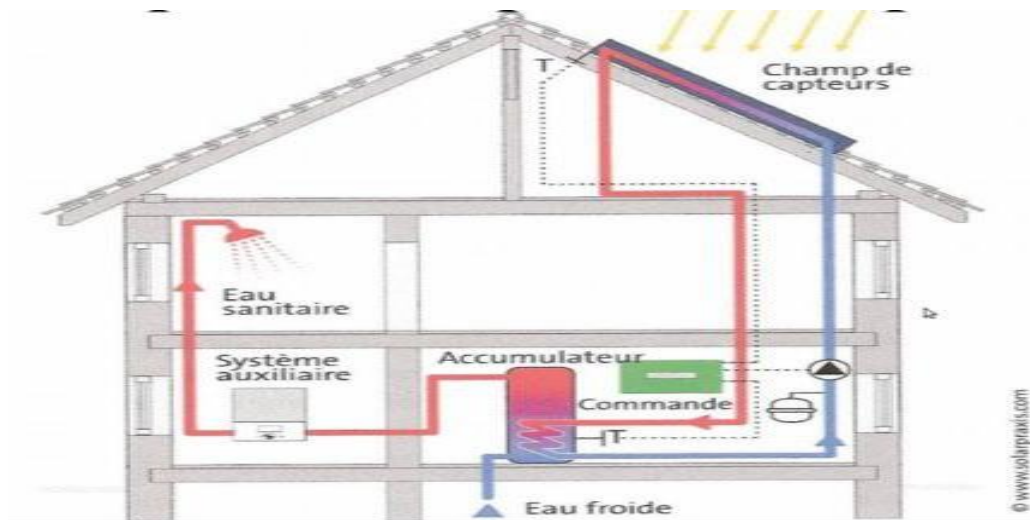


Figure I. 6 : Principe de fonctionnement de panneaux solaires thermiques

I.5.2. Panneaux solaires photovoltaïques

Les panneaux solaires photovoltaïques permettent de transformer l'énergie lumineuse, principalement celle du soleil, en électricité grâce à l'effet photovoltaïque. Les panneaux, le plus souvent installés sur le toit, transforment la lumière issue du rayonnement solaire en électricité, qui est ensuite envoyée vers un onduleur chargé de convertir le courant continu en courant alternatif. L'électricité est alors acheminée vers un compteur de production, puis directement revendue..[14]

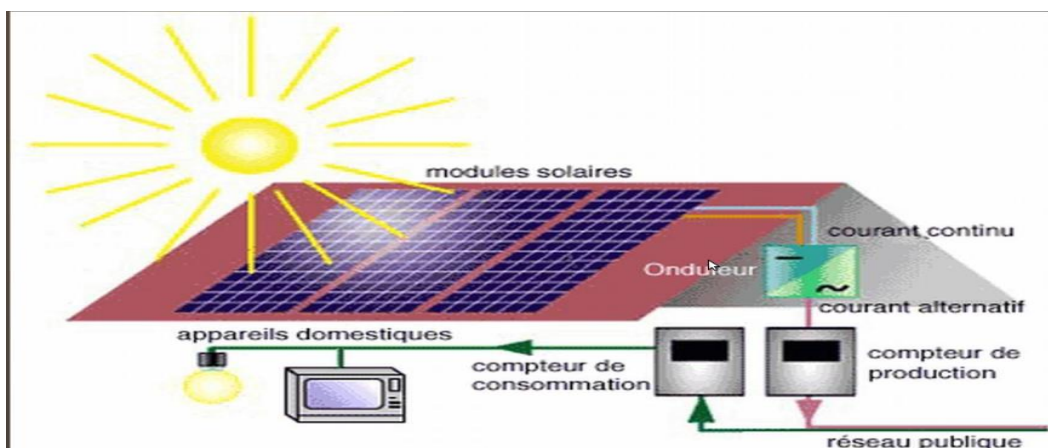


Figure I. 7 : Principe de fonctionnement de panneaux solaires photovoltaïques

I.5.3. Panneaux solaires thermodynamique

Les panneaux solaires thermodynamiques permettent d'utiliser la température ambiante pour faire s'évaporer un liquide réfrigérant. Une fois le gaz comprimé, il émet de la chaleur et permet donc, à la manière d'un chauffe-eau solaire, de chauffer de l'eau pour un usage sanitaire.[15]



Figure I. 8 : Principe de fonctionnement de panneaux solaires thermodynamique

I.6. Système photovoltaïque

Un système photovoltaïque (PV) est un ensemble d'éléments (constituants) de production d'électricité en utilisant une source solaire. Ces constituants sont essentiellement le champ PV, le conditionnement de puissance, le système de stockage (dans un certain cas), et la charge.

Le conditionnement de puissance peut comprendre : un régulateur seul, un régulateur avec un convertisseur (continu/continu (DC/DC) ou continu/alternatif (DC/AC)) ou un convertisseur seul.

I.7. Type des systèmes photovoltaïque

Selon la manière dont l'énergie est utilisée, il existe trois différents types de systèmes PV ; à savoir : les systèmes autonomes, les systèmes hybrides et les systèmes raccordés au réseau.

I.7.1. Les systèmes autonomes

Les systèmes photovoltaïques autonomes sont conçus pour fonctionner de manière totalement indépendante du réseau électrique. Ils sont principalement utilisés dans des zones isolées où l'accès au réseau est difficile, voire inexistant.

Ces installations comprennent généralement :

- Un générateur photovoltaïque,
- Un convertisseur de puissance (souvent un régulateur de charge),
- Un système de stockage d'énergie (batteries),
- Éventuellement un onduleur pour alimenter des charges en courant alternatif.

L'énergie solaire captée est stockée dans des batteries afin de pouvoir alimenter les charges pendant les périodes de faible ensoleillement ou la nuit. Ce type de système est largement utilisé dans les

applications telles que l'éclairage public isolé, les stations de télécommunication rurales, les habitations éloignées, ou encore les stations météorologiques.[16]



Figure I. 9 : Système solaire autonome

I.7.2. Les systèmes PV hybrides

Les systèmes d'énergie hybride combinent l'énergie solaire d'un système photovoltaïque avec un autre générateur : éolienne, groupe électrogène, système hydroélectrique... ou même le réseau public d'électricité. Ils génèrent de l'énergie de la même manière qu'un système solaire commun au réseau, mais utilisent des onduleurs et des batteries hybrides spéciaux en stockage l'énergie pour une utilisation ultérieure. Cette capacité de stockage d'énergie permet à la plupart des systèmes hybrides de fonctionner également comme alimentation de secours pendant une panne de courant, comme une alimentation de secours (onduleur sans interruption – UPS). Traditionnellement, le terme hybride faisait référence à deux sources de production telles que l'éolien et le solaire, mais dans le monde solaire, le terme « hybride » fait référence à une combinaison de stockage solaire et d'autres générateurs comme réseau public d'électricité.[17]

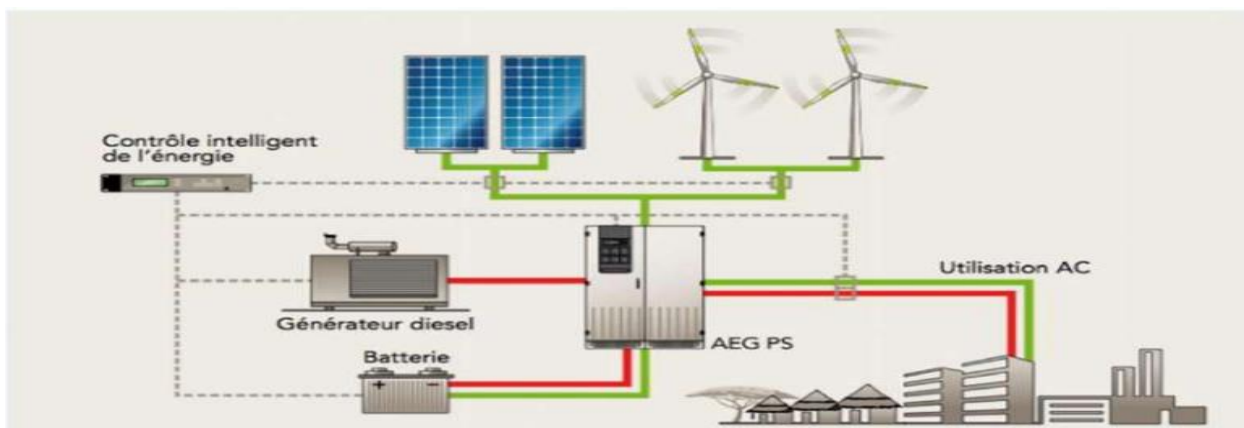


Figure I. 10 : Système solaire hybride

I.7.3. Les systèmes raccordés aux réseaux

Un réseau connecté à un système solaire, qu'il soit associé à une installation existante ou à un nouveau système, désigne un système solaire raccordé au réseau électrique national. Dans ce type d'installation, le réseau joue le rôle d'un réservoir d'énergie « virtuel » illimité : il reçoit l'électricité produite par le système solaire qui n'est pas consommée immédiatement par l'utilisateur, et fournit de l'électricité lorsque la production solaire est insuffisante, notamment la nuit.

Dans ces systèmes photovoltaïques (PV), le générateur PV est directement connecté au réseau électrique. Ils sont équipés d'un convertisseur de puissance qui adapte l'énergie produite par les panneaux.

Ces convertisseurs sont composés d'un hacheur équipé d'un dispositif MPPT (Poursuite du Point de Puissance Maximale), de filtres, d'un onduleur et de l'électronique de commande appropriée.[18]

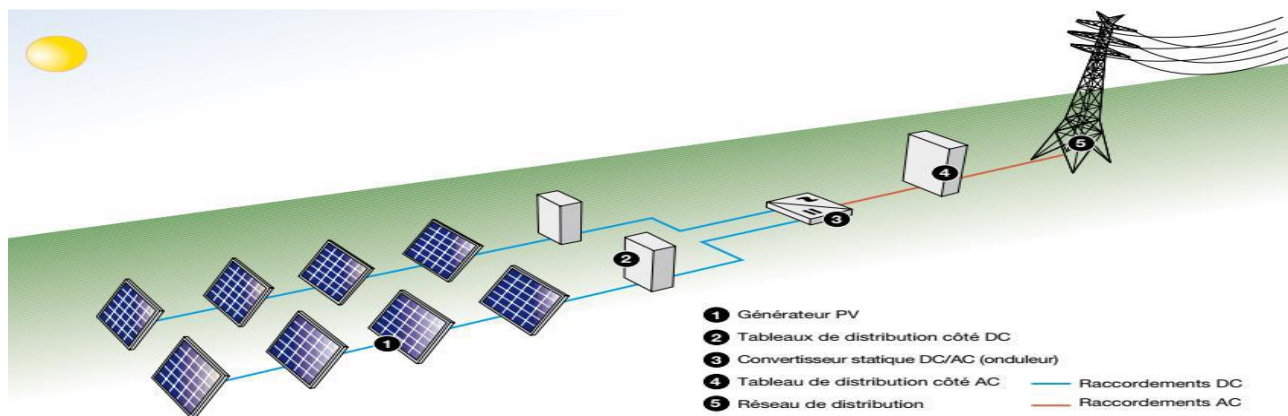


Figure I. 11 : Système photovoltaïque raccordé aux réseaux

I.8. Avantages et Inconvénients d'un système photovoltaïque

I.8.1. Avantages d'un système photovoltaïque :

➤ **Énergie renouvelable :**

Utilise l'énergie solaire, une ressource inépuisable et gratuite. [19,20]

➤ **Respect de l'environnement :**

Pas de gaz à effet de serre ou d'émissions de pollution sonore pendant la production d'électricité.

➤ **Autonomie énergétique :**

Permet de produire sa propre électricité, idéal pour les zones isolées non raccordées au réseau.

➤ **Coûts d'exploitation faibles :**

Peu d'entretien nécessaire et absence de coûts de carburant.

➤ **Durabilité :**

La durée de vie des panneaux peut dépasser 25 ans avec un rendement dégressif modéré.

➤ **Modularité :**

Facile à adapter à différents besoins (habitations, industries, fermes solaires, etc.).

➤ **Intégration au réseau :**

Possibilité d'injecter l'énergie excédentaire dans le réseau et de bénéficier de tarifs de rachat.

I.8.2. Inconvénients d'un système photovoltaïque :

➤ **Coût initial élevé :**

L'investissement de départ (panneaux, onduleur, installation) reste important, malgré la baisse progressive des prix.

➤ **Production intermittente :**

Dépend de l'ensoleillement et de la météo, avec une absence de production la nuit.

➤ **Besoin de surface :**

Nécessite un espace suffisant bien orienté (toit, terrain) pour installer les panneaux

➤ **Rendement limité :**

Le rendement des cellules solaires est encore relativement faible (environ 15 à 22 %).

➤ **Impact environnemental de fabrication :**

La production des panneaux (extraction de silicium, utilisation de certains produits chimiques) peut engendrer des impacts environnementaux.

➤ **Stockage coûteux :**

En site isolé, il faut des batteries pour stocker l'énergie, ce qui augmente le coût et la complexité du système.

I.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les notions fondamentales relatives aux systèmes photovoltaïques. Nous avons d'abord abordé les principes de base de l'énergie solaire et les différents types de rayonnement. Ensuite, nous avons exploré les technologies de cellules photovoltaïques à travers leurs générations successives, en mettant en évidence leurs caractéristiques, rendements et domaines d'application. Enfin, nous avons décrit les différents types de systèmes PV (autonomes, hybrides et raccordés au réseau) ainsi que leurs avantages et inconvénients.

Ce cadre général constitue une base essentielle pour comprendre les choix technologiques et les enjeux liés à la conversion photovoltaïque, avant d'aborder plus en détail les aspects de modélisation et de commande dans les chapitres suivants.

Chapitre II

Les Convertisseurs DC/DC

II.1. Introduction :

Dans un système d'énergie renouvelable, des convertisseurs sont toujours utilisés, que ce soit pour charger des batteries, convertir le courant continu en courant alternatif, ou redresser le courant alternatif en courant continu. [30]

Afin d'assurer un bon transfert de puissance, trois types de convertisseurs sont couramment utilisés dans les systèmes d'énergies renouvelables : les onduleurs, les hacheurs et les redresseurs.

Dans ce chapitre, nous allons rappeler les principaux types de convertisseurs d'électronique de puissance les plus utilisés dans les systèmes photovoltaïques, à savoir :

- les convertisseurs DC/DC (hacheurs),
- les convertisseurs DC/AC (onduleurs).

II.2. Fonctions de base et terminologie des convertisseurs statiques :

L'énergie électrique est disponible soit sous forme alternative (réseau de distribution électrique, alternateurs) soit sous forme continue (batterie d'accumulateurs, génératrice à courant continu, cellules photovoltaïques, pile à combustible, ...).

La charge peut nécessiter une alimentation en courant alternatif ou en courant continu. Il existe donc quatre fonctions de base pour les convertisseurs statiques. Ces convertisseurs, appelés monoétages, assurent une conversion directe de l'énergie électrique sans passer par une étape intermédiaire.

Un convertisseur statique est dit réversible lorsque l'énergie peut circuler — et généralement être contrôlée — de manière bidirectionnelle, c'est-à-dire aussi bien dans un sens que dans l'autre. Dans ce cas, les notions d'entrée et de sortie deviennent moins évidentes. En revanche, un convertisseur non réversible transfère l'énergie uniquement d'une source vers une charge utilisatrice (voir Figure II .1.) [31]

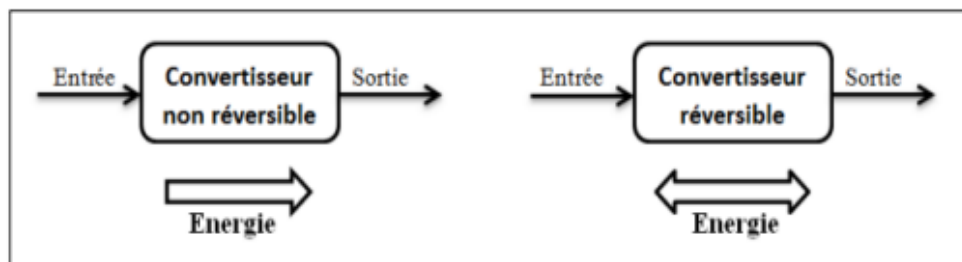


Figure II. 1 : Réversibilité (et non réversibilité) des convertisseurs statiques

II.3. Type des hacheurs :

Le générateur PV fournit une tension faible que nous devons adapter à la tension nominale de la charge, ce qui sera réalisé par le hacheur élévateur. Ceci est la condition sur le choix du convertisseur. En plus, il est essentiel que le rendement soit maintenu élevé pour éviter la dissipation de la puissance et pour éviter les échauffements excessifs dans les composants électroniques.

Pour cette raison toute la conversion de puissance échangée doit être réalisée autour des composants de stockage d'énergie (inductance et condensateurs) et les commutateurs. Les commutateurs de puissance utilisés dépendent du niveau de la puissance à convertir ou à commander.

On distingue généralement trois familles de convertisseurs statiques (hacheurs) :

- Hacheur abaisseur (Buck).
- Hacheur élévateur (boost).
- Hacheur abaisseur-élévateur (Buck-boost).

Parmi les types de convertisseurs DC-DC, nous pouvons citer le PUSH PULL, le FLYBACK, SEPIC et le CUK. Le tableau suivant donne une idée sur le rapport de transformation de chaque type de convertisseurs en fonction du rapport cyclique.[31]

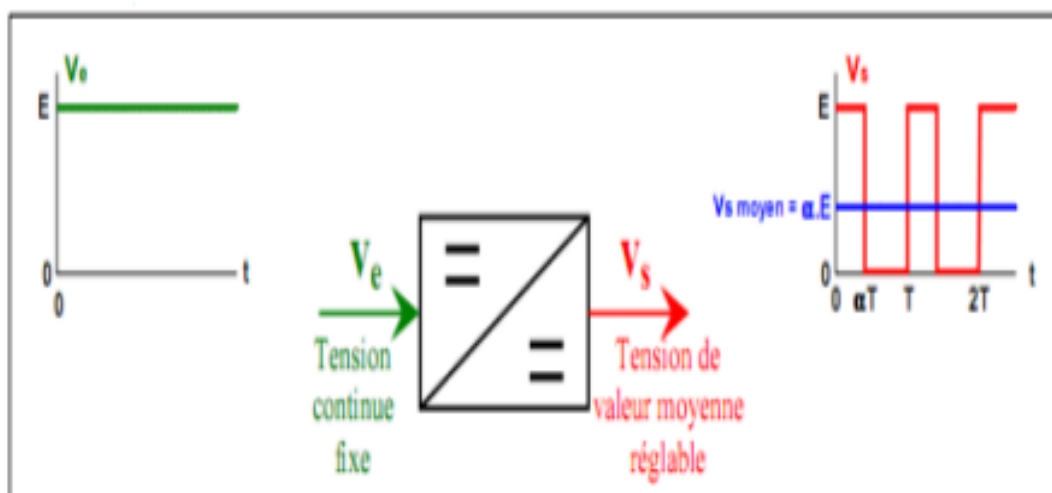


Figure II. 2 : Symbole et signaux du convertisseur

Tableau 2 : Fonctionnement et les rapports de transformation des convertisseurs DC/DC.

Topologie du convertisseur	Rapport de transformation en fonction de D	Fonction
Buck	D	Abaisseur
Boost	$\frac{1}{1-D}$	Élévateur
Buck-Boost	$\frac{-D}{1-D}$	Abaisseur/ Elévateur
Sepic	$\frac{-D}{1-D}$	Abaisseur/ Elévateur
Cuk	$\frac{-D}{1-D}$	Abaisseur/ Elévateur
Flyback	$K \frac{D}{1-D}$	Abaisseur/ Elévateur
Push Pull	KD	Abaisseur/ Elévateur

II.3.1. Convertisseur élévateur « BOOST » :

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type courant-continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage). Connu aussi sous le nom de « boost » (convertisseur survolteur) ou hacheur parallèle. [32]

Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure

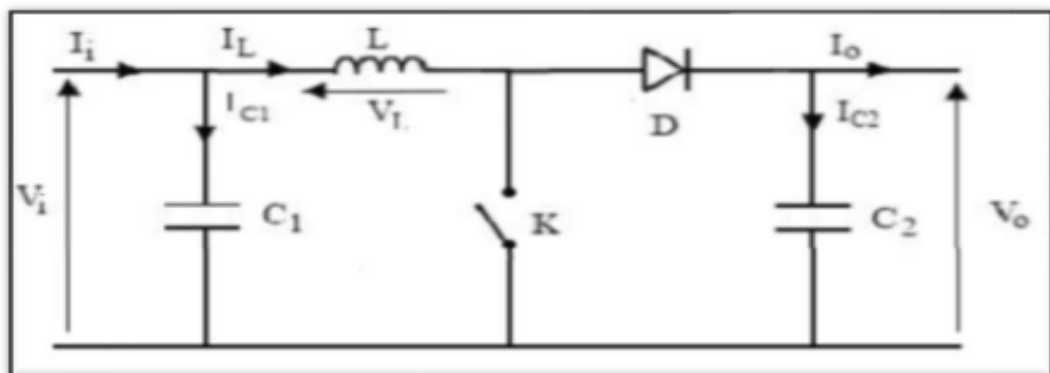


Figure II. 3 : Schéma de convertisseur élévateur « Boost »

A. Principe de fonctionnement :

Lorsque l'interrupteur 'K' est fermé, l'inductance se charge et le courant $i(t)$, provenant du module solaire, augmente progressivement et ce durant $t \in [0, d T_s]$. Quand 'K' s'ouvre, la rupture du courant provoque une surtension d'où l'utilité de la diode qui protège K en empêchant le retour du courant. Le condensateur sert à lisser la tension de sortie. L'inductance L libère une énergie qui s'ajoute à celle de la source pour alimenter la charge via la diode D durant $t \in [d T_s, T_s]$. Le rapport de conversion $M(d)$ est donc écrit sous la forme suivante : [33]

$$M(d) = \frac{v_o}{v_i} = \frac{1}{1-d} \quad (\text{II.1})$$

En écrivant que la tension aux bornes de l'inductance est nulle, on arrive à :

$$v_o (1 - d) = v_i \quad (\text{II.2})$$

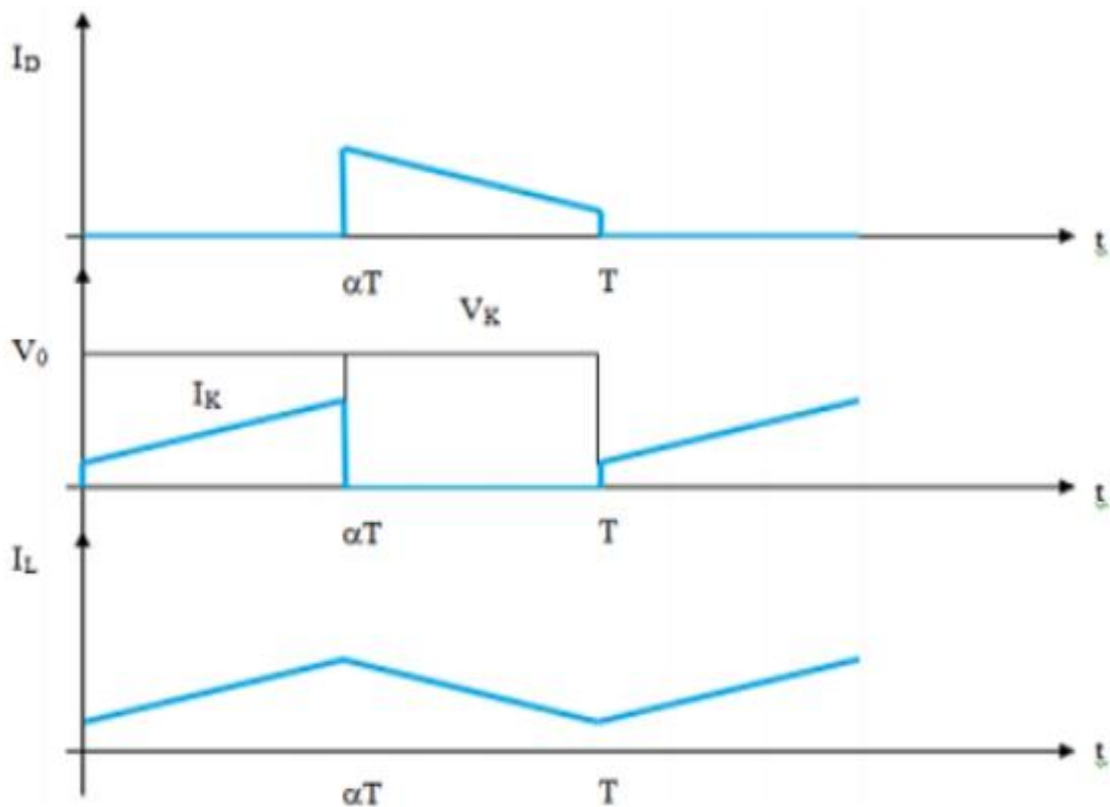


Figure II. 4 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost

B. Modèle mathématique équivalent :

Afin de pouvoir synthétiser les fonctions de l'hacheur survolteur à l'état d'équilibre, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur K. celui de la Figure II.5 présente le circuit équivalent du boost lorsque K est fermé c-à-d d'entre $[0, \alpha T_e]$.

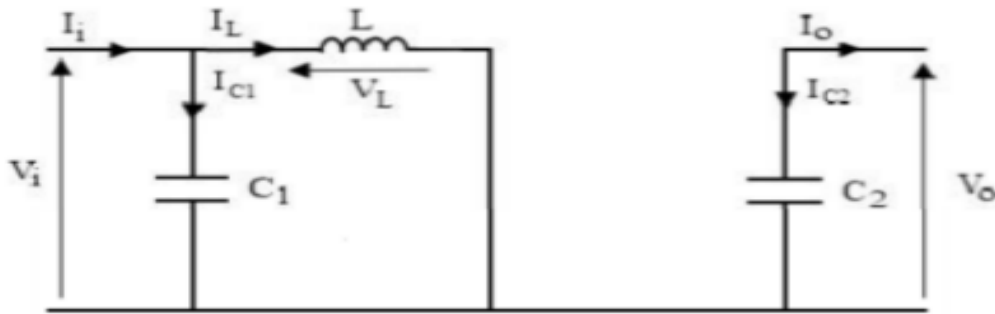


Figure II. 5: Schéma électrique d'un hacheur boost fermé

L'application des lois de Kirchoff sur les circuits équivalents des deux phases de fonctionnement donnent les équations suivantes :

$$I_{C1}(t) = c1 \frac{dv_1(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad (II.3)$$

$$I_{C2}(t) = c2 \frac{dv_0(t)}{dt} = -I_i(t) \quad (II.4)$$

$$v_l = \frac{dIL(t)}{dt} = v_i \quad (II.5)$$

L'état ouvert de l'interrupteur K, le circuit équivalent au fonctionnement du Boost est le suivant :

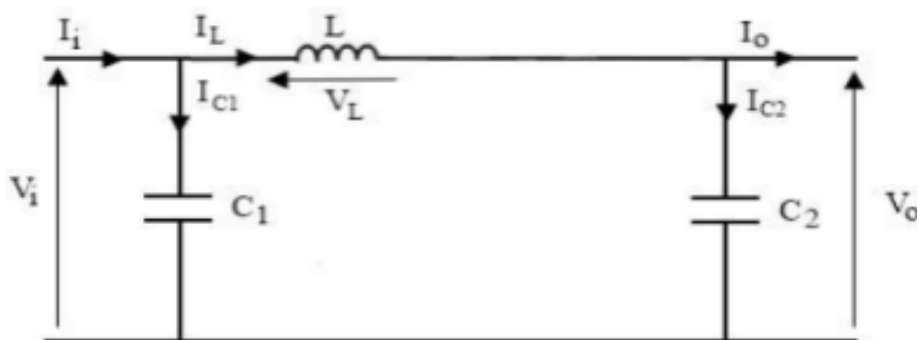


Figure II. 6: Schéma électrique boost ouvert

D'après la loi de Kirchhoff :

$$I_{C1}(t) = C1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad (II.6)$$

$$I_{C2}(t) = C2 \frac{dv_0(t)}{dt} = I_L(t) - I_0(t) \quad (II.7)$$

$$I_L(t) = C1 \frac{dv_{iL}(t)}{dt} = v_i(t) - v_0(t) \quad (II.8)$$

II.3.2. Convertisseur abaisseur « BUCK » :

C'est un convertisseur direct DC-DC. Le convertisseur abaisseur dévolteur peut être souvent trouvé dans la littérature sous le nom d'hacheur dévolteur ou hacheur série. La source d'entrée est de type tension continue et la charge de sortie continue de type source de courant. L'interrupteur K (voire Figure II.7) peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage).

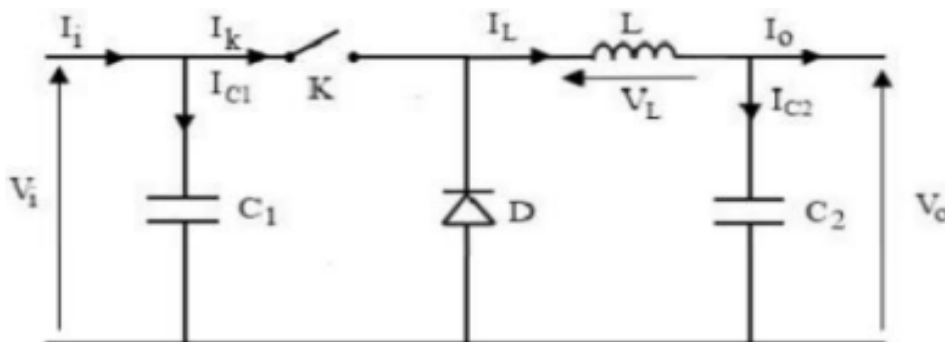


Figure II. 7 : Schéma électrique d'un convertisseur abaisseur

A. Principe de fonctionnement :

Lorsque l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , une tension est appliquée aux bornes de la diode. L'interrupteur est commandé à la fréquence de découpage. La source V_i fournit de l'énergie à la charge et à l'inductance. Pendant le temps t_e [$\alpha T_e, T_e$] l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. La tension à ses bornes est donc nulle.

Les chronogrammes (tracés dans le cas idéal) de la Figure II.6 sont tracés dans le cas d'une conduction continue, c'est-à-dire que le courant ne repasse jamais par zéro. Pour calculer

la relation entre la tension d'entrée et celle de sortie, on exprime que la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle [34] : $V_0 = \alpha \cdot V$

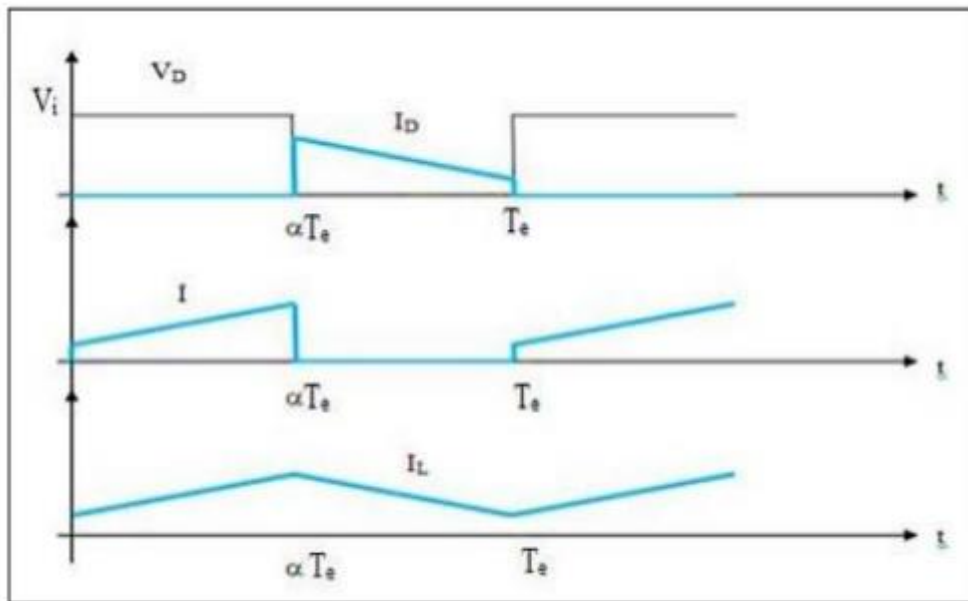


Figure II. 8 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur abaisseur

B. Modèle mathématique équivalent :

Comme pour le hacheur boost, il convient de représenter le circuit équivalent correspondant aux deux états du commutateur, puis d'en déduire le modèle mathématique reliant les variables d'entrée et de sortie. La figure II .9 montre le schéma du circuit équivalent d'un convertisseur dévolteur avec le commutateur fermé, tandis que Figure II .10 représente le convertisseur dévolteur avec le commutateur ouvert pendant $(1-\alpha) T_e$ [35].

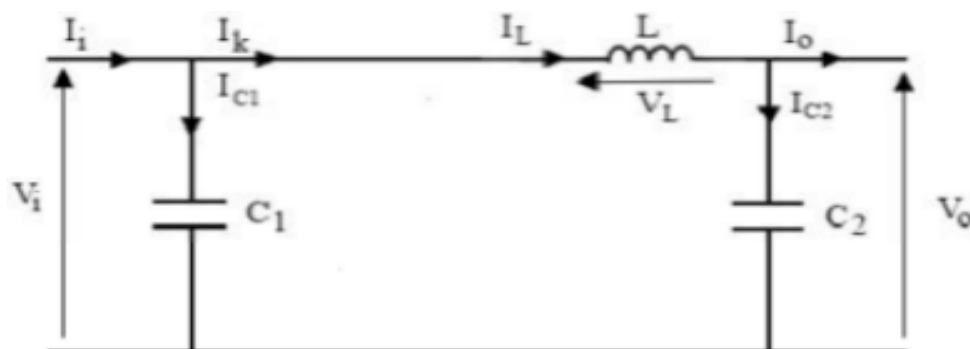


Figure II. 9 : Schéma électrique d'un hacheur Buck fermé

Lorsqu'on applique la loi de Kirchhoff sur le circuit ci-dessus on aura les équations suivantes :

$$I_{C1}(t) = c1 \frac{dvi(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad (\text{II.9})$$

$$I_{C2}(t) = c2 \frac{dv0(t)}{dt} = I_i(t) - I_0(t) \quad (\text{II.10})$$

$$V_L(t) = L \frac{dIL(t)}{dt} = V_i(t) - V_0(t) \quad (\text{II.11})$$

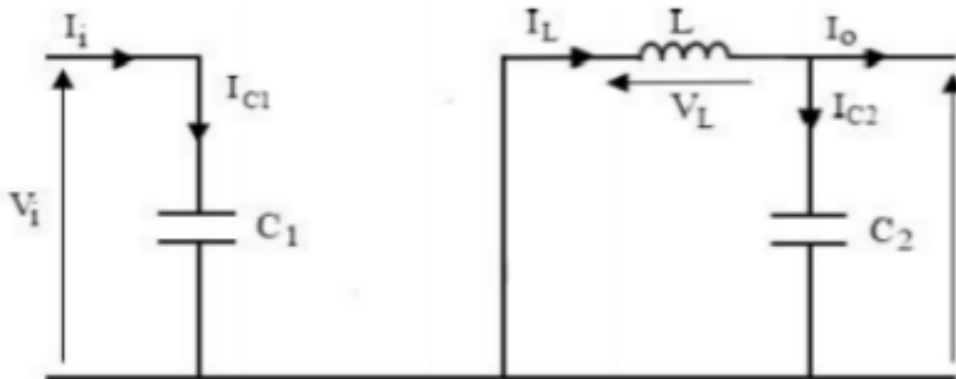


Figure II. 10 : Schéma électrique d'un hacheur Buck

$$I_{C1}(t) = \frac{dvi(t)}{dt} = I_i(t) \quad (\text{II.12})$$

$$I_{C2}(t) = c2 \frac{dv0(t)}{dt} = I_L(t) - I_0(t) \quad (\text{II.13})$$

$$v_l = L \frac{dIL(t)}{dt} = -v_i(t) \quad (\text{II.14})$$

II.3.3. Convertisseur inverseur « BUCK - BOOST » :

La troisième topologie de base de ce convertisseur est donnée par la Figure II .11. Dans ce dispositif, la tension peut être augmentée ou diminuée selon le mode de commutation. Cependant, La tension de sortie est de signe opposé à la tension d'entrée. Tandis que, lorsque le transistor est sur la position (on) le courant dans l'inductance augmente, l'énergie est stockée et quand le commutateur tourne sur la position (off), la tension à travers l'inductance est renversée et l'énergie stockée se transfère vers la charge via la diode. Dans ce cas, l'équation de la tension aux bornes de la charge décrivant le fonctionnement en conduction continue est donné comme suit :

$$V_S = \frac{a}{1-a} v_i \quad (\text{II.15})$$

Le circuit électrique de base du hacheur dévolteur-survolteur, et les caractéristiques du courant et de la tension de charge sont données par la Figure II.11.

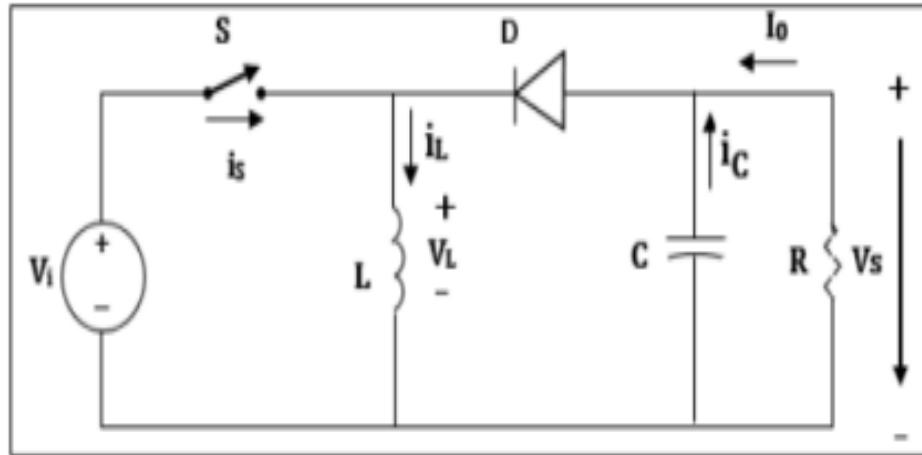


Figure II. 11 : Schéma électrique d'un convertisseur Buck-boost

II.4. Suiveur de point de puissance maximale (MPPT):

II.4.1. Introduction :

Pour la meilleure exploitation de diverses ressources des énergies renouvelables, il est important d'améliorer l'efficacité et la fiabilité des systèmes photovoltaïques GPV. Le suivi de point de puissance maximale (MPPT) a un rôle important dans la performance des systèmes d'énergie photovoltaïque. Les systèmes photovoltaïques GPV peuvent produire une puissance maximale à un point de fonctionnement particulier appelé Point de puissance maximale (MPP).

II.4.2. Principe de fonctionnement :

Le suiveur de point de puissance maximale (MPPT) permet au module photovoltaïque de fonctionner à son point de puissance maximale. Le principe des commandes de (MPPT) est d'effectuer une recherche du point de puissance maximale (PPM) tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance. Il est généralement conçu avec un convertisseur qui régule la puissance prélevée sur le panneau Solaire. Le point de puissance maximale (MPP) est généralement contrôlé par deux variables

de contrôle. La tension ou la puissance, mesurée à chaque fois est utilisée à nouveau dans une boucle pour déterminer si le module solaire est au point de puissance maximale

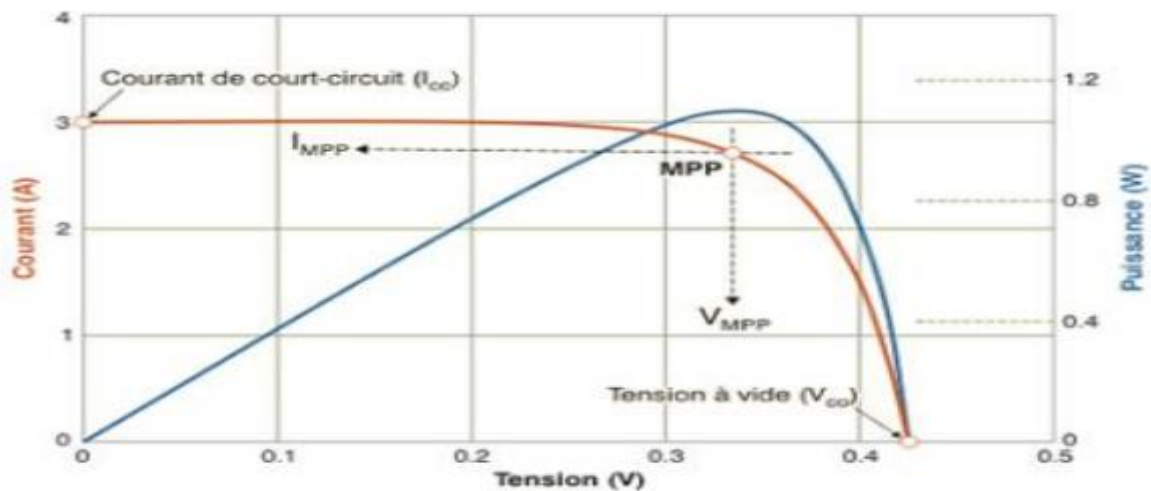


Figure II. 12 : Courbe caractéristique de puissance d'un GPV

L'association d'un convertisseur statique DC / DC, modifie le point de fonctionnement du panneau à l'aide d'une commande externe afin de maximiser l'énergie transférée de manière permanente. L'algorithme de recherche MPPT peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisi et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associé.

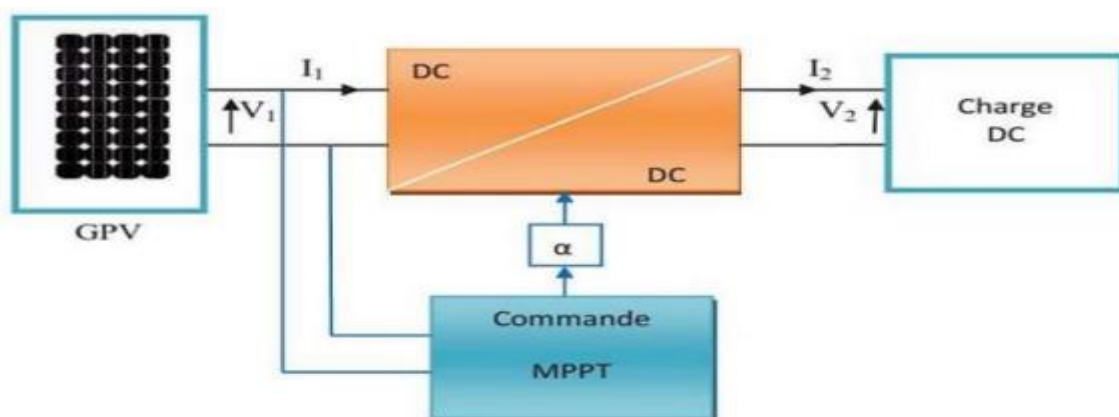


Figure II. 13 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque

II.5. Classification des MPPT :

Il est possible de classifier d'une manière générale les commandes MPPT selon le type d'implémentation électronique : analogique, numérique ou mixte. Il est cependant plus intéressant de les classifier selon le type de recherche qu'elles exécutent et selon les paramètres d'entrée de la commande MPPT [36].

II.5.1. Classification des commandes MPPT selon le type de recherche :

A. Méthodes indirectes :

Dans les méthodes indirectes, les bases de données regroupant les valeurs physiques du panneau PV sont généralement utilisées pour générer les signaux de contrôle dans différentes conditions climatiques (température, ensoleillement). Ces méthodes, utilisées uniquement pour les systèmes PV sont la méthode de tension en circuit ouvert (*VCO*), la méthode du courant de court-circuit (*ICC*), ainsi que la méthode MPPT basée sur l'intelligence artificielle (*IA*). Ces commandes ont l'avantage d'être simples à réaliser. Elles sont plutôt destinées à des systèmes peu coûteux et peu précis, devant fonctionner dans des zones géographiques où il y a peu de changements climatiques [36].

B. Méthode directe :

Les valeurs instantanées de la tension ou du courant de sortie PV sont généralement utilisées pour générer les signaux de commande et dont l'algorithme est basé sur la variation de ces mesures. L'avantage de ces algorithmes est qu'ils ne nécessitent pas une connaissance préalable des caractéristiques des panneaux PV. Il peut donc réagir à des changements imprévisibles du fonctionnement du PV. Pour cela, la tension du point de fonctionnement est incrémentée dans des Intervalles réguliers. Si la puissance de sortie est plus grande, alors la direction de recherche est maintenue pour l'étape suivante, sinon elle sera inversée.

II.5.2. Classification des commandes MPPT selon les paramètres d'entrée :

A. Commandes MPPT fonctionnantes à partir des paramètres d'entrée du CS :

Ce type de commandes MPPT exécute une recherche du MPP selon l'évolution de la puissance fournie par le GPV. La commande nécessite alors la mesure du courant et de la tension en entrée du convertisseur [20]. D'autres types de commandes MPPT sont basées sur la régulation du courant du GPV, supposant que ce dernier soit une image proportionnelle à la puissance. Ceci permet de s'approcher le plus proche possible du courant optimal *I_{opt}*. Ce type de commande ayant besoin d'un seul capteur est plus facile à mettre en œuvre et a un coût bas.

B. Commandes MPPT fonctionnantes à partir des paramètres de sortie du convertisseur :

Dans la littérature, il existe des algorithmes basés sur les paramètres de sortie du CS. En effet, ce type utilise la tension et le courant de sortie du CS ou alors uniquement l'un des deux. Les commandes MPPT basées sur la maximisation du courant de sortie sont principalement utilisées quand la charge est une batterie. Dans tous les systèmes utilisant les paramètres de sortie, une approximation de P_{max} est faite à travers le rendement du convertisseur. Plus l'étage de conversion est bon, plus cette approximation est valable. Par contre, tous les systèmes avec un seul capteur sont imprécis. La plupart de ces systèmes ont été conçus à l'origine pour le spatial. On peut voir dans le tableau II.2 les méthodes les plus utilisées [37]

Tableau 3 : Récapitulatif des méthodes utilisées

Méthode MPPT	Méthode MPPT	Complexité	Analogique/numérique	Vitesse de convergence	Paramètres détectés	Efficacité
Tension de circuit ouvert	Indirect	Faible	Mixte	Moyenne	Tension	Faible (=86%)
Courant de court-circuit	Indirect	Moyenne	Mixte	Moyenne	Courant	Faible (=89%)
P&O	Direct	Moyenne	Numérique	Rapide	Tension & Courant	Haute (=96%)
ESC	Direct	Moyenne	Numérique	Rapide	Tension & Courant	Haute (=97%)
INC	Direct	Moyenne	Mixte	Dépond	Tension & Courant	Haute

II.6. Les algorithmes MPPT :

II.6.1. Méthode de conductance incrémentale (INC) :

La méthode de la conductance incrémentielle (INC) utilise la pente des caractéristiques de puissance du générateur PV pour suivre le MPP. Cette méthode est basée sur le fait que la pente de la courbe de puissance du générateur photovoltaïque est nulle sur le point MPP, positive pour les valeurs de puissance de sortie inférieure à MPP et négative pour les valeurs de puissance supérieure à MPP.

Ceci peut être décrit par les équations suivantes :

$$\frac{dp}{dv} == I + V \frac{dI}{dv} \quad (\text{II.16})$$

$$\frac{dp}{dv} = - \frac{I}{v} \quad (\text{II.17})$$

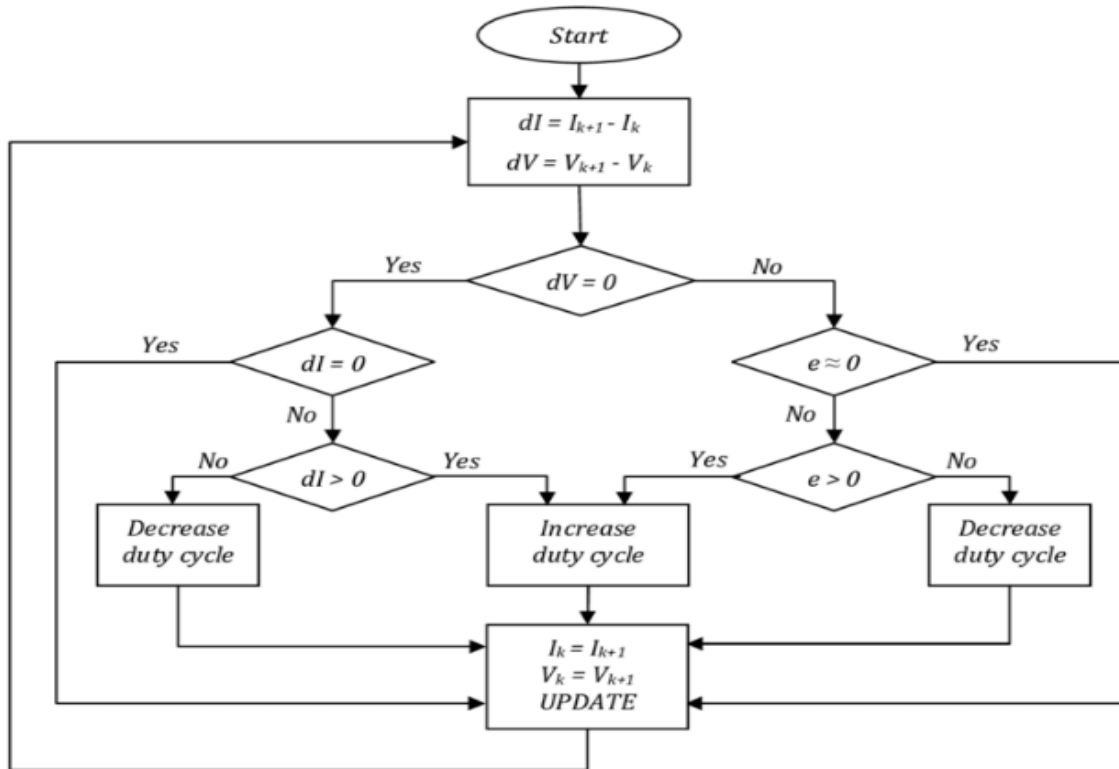


Figure II. 14 : Algorithme d'incrémentation de la conductance

II.6.2. Algorithme Perturbation et Observation (P&O) :

Cet algorithme a été considéré par un certain nombre de chercheurs. L'algorithme P&O peut être mise en œuvre en appliquant des perturbations à la tension de référence ou au signal de courant de référence du panneau solaire. L'algorithme P&O est basé sur le calcul de la puissance de sortie PV et de la variation de puissance en échantillonnant à la fois le courant et la tension du PV. Le suiveur fonctionne en incrémentant ou décrémentant périodiquement la tension du générateur photovoltaïque. Si une perturbation donnée entraîne une augmentation (diminution) de la puissance de sortie du PV, la perturbation ultérieure est générée dans la même direction (Opposée). Le rapport cyclique d'hacheur est varié et le processus est répété jusqu'à ce que le point de puissance maximum soit atteint.

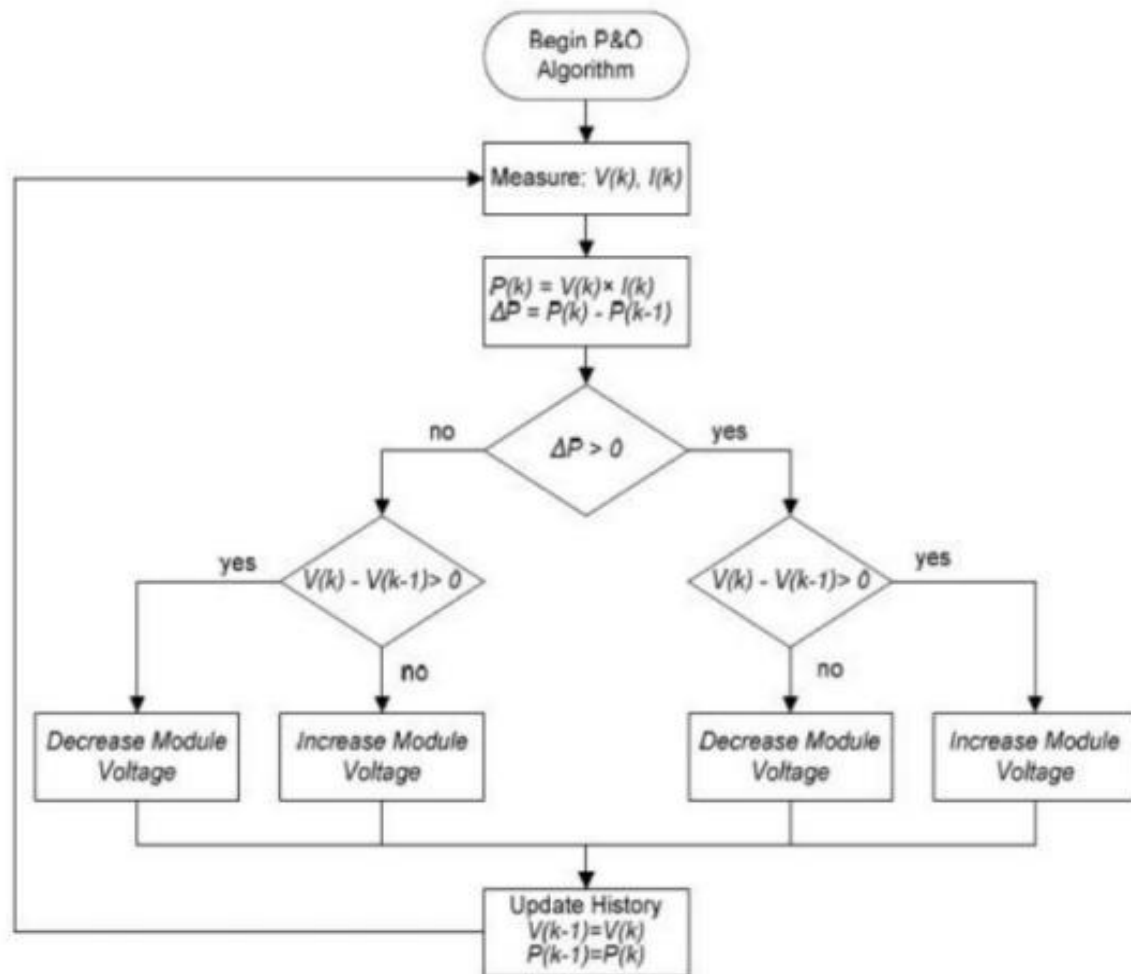


Figure II. 15 : Algorithme Perturbation et Observation (P&O)

D'après la Figure II.15, la tension et le courant (V et I) sont mesurés pour calculer la puissance de sortie courante $P(k)$ de la rangée (k). Cette valeur $P(k)$ est comparée à la valeur $P(k-1)$ de la dernière mesure. Si la puissance de sortie a augmenté, la perturbation continuera dans la même direction. Si la puissance a diminué depuis la dernière mesure, la perturbation de la tension de sortie sera renversée en direction opposée du dernier cycle.

➤ Avec cet algorithme, la tension de fonctionnement V est perturbée à chaque cycle du MPPT. Dès que le MPP sera atteint, V oscillera autour de la tension idéale V_{MP} de fonctionnement. Ceci cause une perte de puissance qui dépend de la largeur du pas d'une perturbation simple C_p .

➤ Si C_p est grande, l'algorithme du MPPT répondra rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement, mais les pertes seront accrues dans les conditions stables ou légèrement changeantes.

➤ Si C_p est très petite, les pertes dans les conditions stables ou lentement changeantes seront réduites, mais le système ne pourra plus suivre les changements rapides de la température ou de l'insolation. La valeur C_p idéale dépend du système. Elle doit être déterminée expérimentalement.

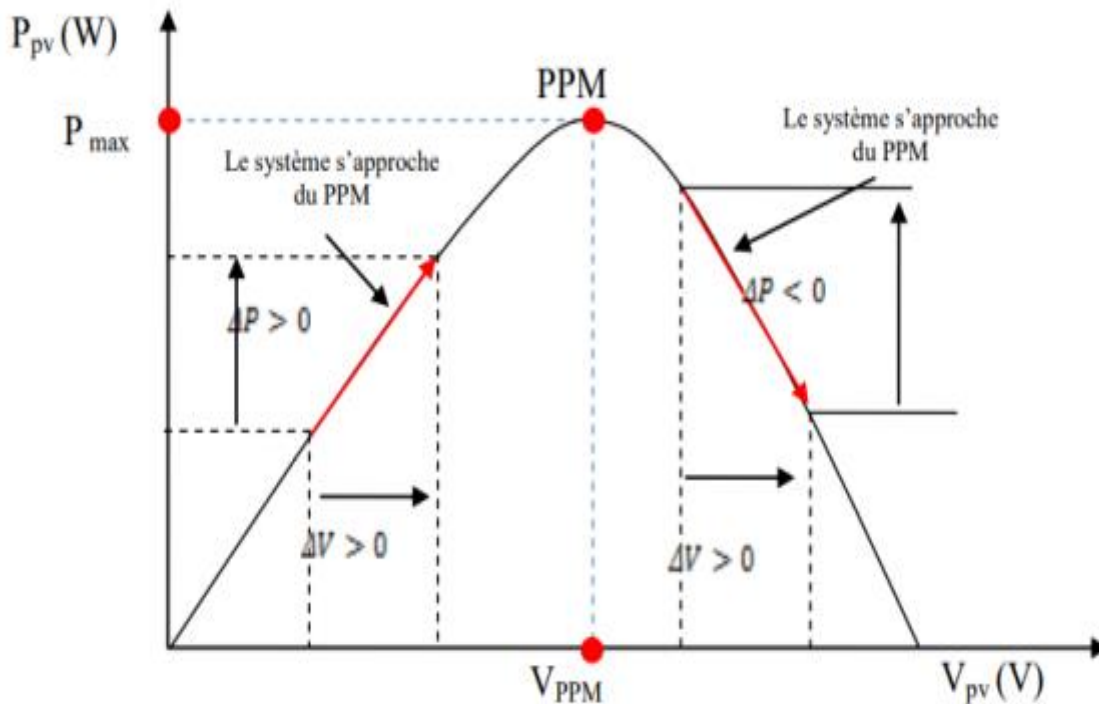


Figure II. 16 : Schéma explicatif de MPPT

II.7. CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons présenté les caractéristiques électriques des convertisseurs statiques (convertisseur DC-DC). Nous avons montré théoriquement que la valeur moyenne de la tension de sortie peut être ajustée en jouant sur la valeur du rapport cyclique. Pour produire une puissance maximale et obtenir une efficacité maximale, l'ensemble du panneau photovoltaïque doit fonctionner à ce point particulier. Le point de puissance maximum du panneau PV continue de changer en fonction des conditions environnementales changeantes telles que l'irradiance solaire et la température de la cellule. Ainsi, pour extraire la puissance maximale disponible d'un module PV, des algorithmes MPPT sont mis en œuvre.

Chapitre III

Les onduleurs photovoltaïques

III.1. Introduction

Les onduleurs sont des dispositifs électroniques de puissance utilisés pour convertir une tension continue (DC), généralement produite par des panneaux photovoltaïques, en une tension alternative (AC) compatible avec le réseau électrique ou les équipements domestiques. Ils jouent un rôle essentiel dans de nombreux domaines tels que les systèmes d'alimentation sans interruption (UPS), les installations photovoltaïques, les moteurs électriques et les véhicules électriques. [21]

Dans les systèmes photovoltaïques, les onduleurs constituent le cœur de la chaîne de conversion d'énergie. Leur fonction dépasse largement la simple conversion DC/AC. En effet, ils assurent également : Le suivi du point de puissance maximale (MPPT), la gestion de l'injection d'énergie dans le réseau avec synchronisation en fréquence, en tension et en phase et le contrôle de la sécurité du système à travers des dispositifs de protection.

Le choix de l'onduleur, sa typologie et ses caractéristiques techniques influencent directement le rendement global du système photovoltaïque, sa fiabilité et sa flexibilité. Le présent chapitre aborde donc sur les principes de fonctionnement des onduleurs, leurs différentes architectures, ainsi que leur interaction avec le réseau.

III.2. Principe de fonctionnement des onduleurs

L'onduleur photovoltaïque est l'interface entre le champ PV et le réseau électrique, il fonctionne uniquement en journée et seulement si la tension réseau est présente et il a des caractéristiques différentes d'un onduleur photovoltaïque autonome. [22]

L'onduleur convertit le courant continu du champ PV en courant alternatif compatible avec le réseau électrique.

Le courant produit est injecté sur le réseau au fil du soleil.

L'onduleur intègre 3 fonctions principales :

- Suivi de P max du champ PV en fonction de l'irradiation et de la température
- Conversion du courant continu en courant alternatif
- Couplage/découplage du réseau électrique

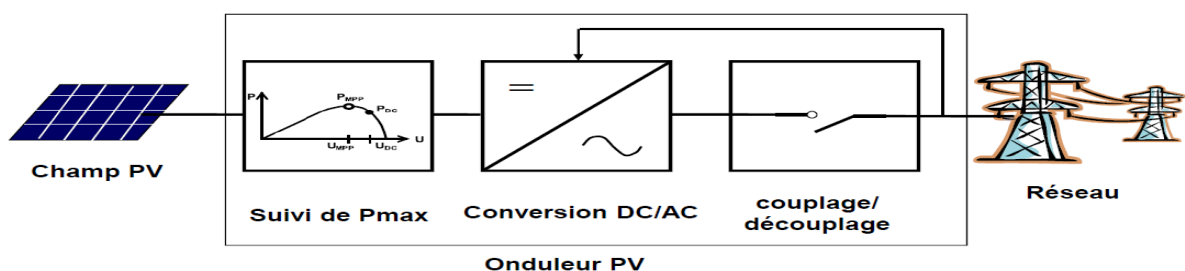


Figure III. 1 : Principe de fonctionnement de l'onduleur PV

III.2.1. Les onduleurs monophasés en demi-point :

Ce type d'onduleur est utilisé généralement pour les alimentations de secours. Il délivre dans la sortie une tension alternative monophasée. A cet effet, on distingue deux classes d'onduleurs monophasés suivant leurs topologies :

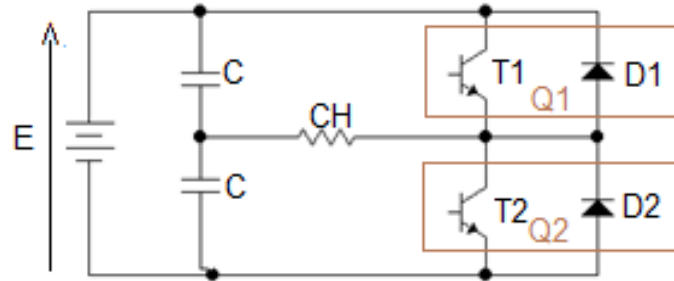


Figure III. 2: Schéma de principe d'un onduleur monophasé en demi-point

A. Principe de fonctionnement :

Le montage d'un onduleur en demi-point utilise deux "interrupteurs" notés Q1 et Q2 à commande complémentaire bidirectionnels en courant unidirectionnel en tension. Le plus souvent on utilise une seule source de tension continue et un diviseur capacitif [25]

- Pour $0 < t < T/2$: L'interrupteur Q1 est fermé et Q2 est ouvert

$$U_{ch} = R \times i(t) = +\frac{E}{2} \tag{III.1}$$

- Pour $T/2 < t < T$: L'interrupteur Q2 est fermé et Q1 est ouvert

$$U_{ch} = R \times i(t) = -\frac{E}{2} \tag{III.2}$$

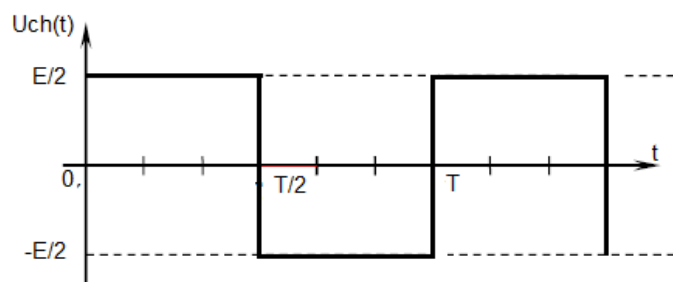


Figure III. 3: L'allure de la tension aux bornes de la charge

Les interrupteurs Q1 et Q2 sont formés par la mise en parallèle d'un semi-conducteur T_i commandé à l'ouverture et à la fermeture et d'une diode D_i . Cette dernière assure la conduction d'un courant négatif en cas de déphasage de ce dernier par rapport à la tension aux bornes de la charge

III.2.2. Onduleur en pont (quatre interrupteurs) :

La structure de base de l'onduleur de tension en pont se présente à la figure III.4

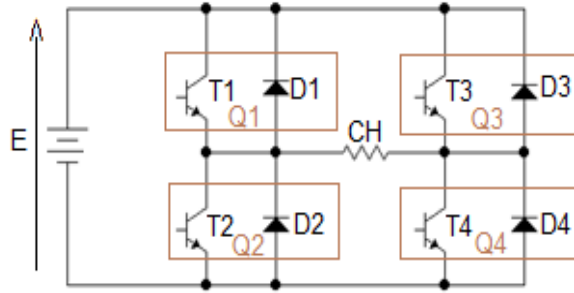


Figure III. 4: Schéma de principe d'un onduleur monophasé de tension en pont

A. Principe de fonctionnement :

Le montage d'un onduleur en pont complet se compose de quatre interrupteurs semi-conducteurs avec des diodes en antiparallèle. La charge est branchée entre les deux bras de l'onduleur. Le principe de fonctionnement de cet onduleur est montré dans le tableau [25]

Tableau 4 : les configurations possibles

	Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄	Tension U _c
Cas 1	Passent	Bloqué	Passent	Bloqué	U _c =0
Cas 2	Passent	Bloqué	Bloqué	Passent	U _c =E
Cas 3	Bloqué	Passent	Passent	Bloqué	U _c =-E
Cas 4	Bloqué	Passent	Bloqué	Passent	U _c =0

- Pour $0 < t < T/2$: Les interrupteurs Q₁, Q₄ sont fermés et Q₂, Q₃ sont ouverts.

$$U_{ch} = R \times i(t) = +E \tag{III.3}$$

- Pour $T/2 < t < T$: Les interrupteurs Q₂, Q₃ sont fermés et Q₁, Q₄ sont ouverts.

$$U_{ch} = R \times i(t) = -E \tag{III.4}$$

La figure (5) montre les intervalles de conductions des interrupteurs dans un onduleur à pont.

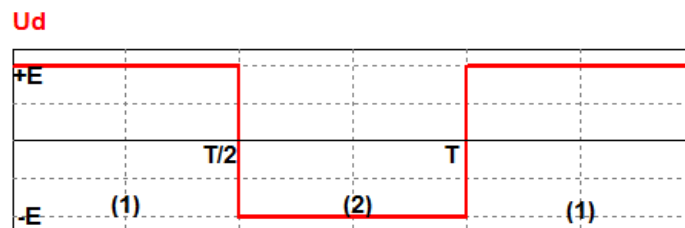


Figure III. 5 : L'allure de la tension aux bornes de la charge

➤ Le tableau 5, montres les interrupteurs ouverts et les interrupteurs fermes pour chaque intervalle du temps de la Figure III.5

Tableau 5: les configurations possibles

$0 < t < T/2$	$T/2 < t < T$	$T < t < 3T/2$	
Q1 et Q4	Q2 et Q3	Q1 et Q4	Interrupteurs fermés
Q2 et Q3	Q1 et Q4	Q2 et Q3	Interrupteurs ouverts

➤ **Charge résistive :**

- Pour $0 < t < T/2$: Les interrupteurs Q1, Q4 sont fermés et Q2, Q3 sont ouverts.

$$i(t) = \frac{U_c}{R} = \frac{+E}{R} \tag{III.5}$$

- Pour $T/2 < t < T$: Les interrupteurs Q2, Q3 sont fermés et Q1, Q4 sont ouverts.

$$i(t) = \frac{U_c}{R} = \frac{-E}{R} \tag{III.6}$$

On constate que l’allure du courant suit l’allure de la tension car ils sont liés par la loi d’Ohm. Il faut noter que le courant dans les interrupteurs est toujours positif.

➤ **Charge inductive :**

La charge inductive simule un moteur alternatif et contrairement à la charge résistive l’allure de courant change.

- Pour $0 < t < T$: T1 et T4 sont commandés à la fermeture tandis que T2 et T3 sont ouverts donc

$$U_c = \frac{L di}{dt} + Ri = +E \tag{III.7}$$

On trouve que le courant dans cet intervalle est négatif. Ce sont les diodes D1 et D4 qui conduisent.

$$i(t) = \frac{E}{R} (1 - e^{-t/\tau}) - I_M e^{-t/\tau} \tag{III.8}$$

Dans cet intervalle la charge fournit l’énergie vers la source « phase de restitution alternance ».

- Pour $0 < t < T/2$: A l’instant t_1 le courant devient positif, ce qui impose la conduction des transistors T1 et T4 or les diodes D1 et D4 sont bloquées. Les équations de $U_c(t)$ et $i(t)$ restent les mêmes que (III.7) et (III.8) car on est toujours dans la même maille. A cet effet, on est dans la « phase d’accumulation alternance » ou la charge reçoit l’énergie.

- Pour $T/2 < t < T/2 + t_1$: T2 et T3 sont commandés à la fermeture donc :

$$U_c = \frac{L di}{dt} + Ri = -E \quad (\text{III.9})$$

D'après (III.9) on trouve cette expression de courant :

$$i(t) = \frac{E}{R} \left(-1 + e^{-\frac{t}{\tau}} \right) + IM e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (\text{III.10})$$

Le courant est positif donc les diodes D2 et D3 conduisent le courant. Dans cet intervalle de temps la charge fournit l'énergie vers la source.

- Pour $T/2 + t_1 < t < T$: A l'instant $T/2 + t_1$ le courant devient négatif ce qui impose la conduction des transistors T2 et T3 or les diodes D2 et D3 sont bloquées. Dans ce cas la charge reçoit l'énergie. Les équations de $U_c(t)$ et $i(t)$ restent les mêmes que (III.9) et (III.10) c'est la même maille.

III.2.3. Onduleur de tension triphasé :

Pour réaliser un onduleur triphasé, il est possible d'associer trois onduleurs monophasés en parallèle, en commandant les interrupteurs de manière à obtenir trois tensions de sortie déphasées de 120° . Ce regroupement aboutit à un onduleur triphasé à six interrupteurs, soit deux interrupteurs par bras, comme illustré dans la Figure III.6. [26]

Afin d'éviter le court-circuit de la source de tension continue U_{dc} et de garantir la continuité des courants de phase i_a , i_b et i_c il est impératif que les deux interrupteurs d'un même bras ne commutent jamais simultanément. Cela impose l'utilisation de signaux de commande complémentaires.

Les interrupteurs doivent également être bidirectionnels en courant, pour permettre l'imposition des tensions de sortie quelle que soit la direction du courant traversant la charge. Cette bidirectionnalité est généralement obtenue en associant une diode en antiparallèle avec un composant semi-conducteur commandé à l'ouverture et à la fermeture.

Le choix du type de composant (MOSFET, transistor bipolaire, IGBT ou GTO) dépend de la puissance en jeu. Ces composants sont systématiquement associés à une diode afin d'assurer la réversibilité en courant.

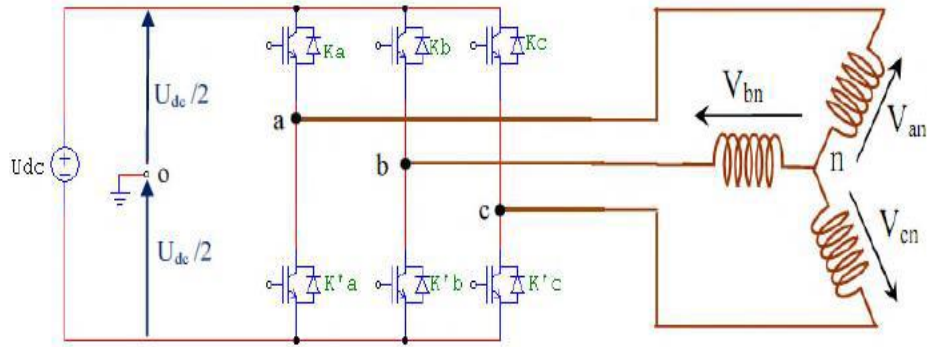


Figure III. 6 : Circuit de puissance d'un onduleur triphasé

A. Fonctionnement des onduleurs triphasés :

Les tensions V_{ao} , V_{bo} et V_{co} mesurées entre les points a, b, c et le point o sont exprimées comme suit :

$$V_{ao} = V_a - V_o = \begin{cases} \frac{+U}{2} \text{ SI } K_a \text{ fermé} \\ \frac{-U}{2} \text{ SI } K'_a \text{ fermé} \end{cases} \quad \text{(III.11)}$$

$$V_{bo} = V_b - V_o = \begin{cases} \frac{+U}{2} \text{ SI } K_b \text{ fermé} \\ \frac{-U}{2} \text{ SI } K'_b \text{ fermé} \end{cases} \quad \text{(III.12)}$$

$$V_{co} = V_c - V_o = \begin{cases} \frac{+U}{2} \text{ SI } K_c \text{ fermé} \\ \frac{-U}{2} \text{ SI } K'_c \text{ fermé} \end{cases} \quad \text{(III.13)}$$

La charge est équilibrée. A cet effet on peut écrire la relation :

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad \text{(III.14)}$$

Au niveau de la charge on peut déduire les relations suivantes :

$$\begin{aligned} V_{ab} &= V_{an} - V_{bn} \\ V_{bc} &= V_{bn} - V_{cn} \\ V_{ca} &= V_{cn} - V_{an} \end{aligned} \quad \text{(III.15)}$$

Ainsi :

$$V_{ab} - V_{ca} = V_{an} - V_{bn} - (V_{cn} - V_{an}) = 3V_{an}$$

$$V_{bc}-V_{ab}=V_{bn}-V_{cn}- (V_{an}-V_{bn}) =3V_{bn} \quad (III.16)$$

$$V_{ca}-V_{bc}=V_{an}-V_{cn}- (V_{bn}-V_{cn}) =3V_{cn}$$

En effectuant la différence entre les membres, on obtient:

$$V_{ab}-V_{ca}=V_{ao}-V_{bo}- (V_{co}-V_{ao}) =2V_{ao}-V_{bo}-V_{co}$$

$$V_{bc}-V_{ab}=V_{bo}-V_{co}- (V_{ao}-V_{bo}) =2V_{bo}-V_{ao}-V_{co} \quad (III.17)$$

$$V_{ca}-V_{bc}=V_{co}-V_{ao}- (V_{bo}-V_{co}) =2V_{co}-V_{ao}-V_{bo}$$

D' après ces équations on tire les tensions :

$$V_{an}= (2V_{ao}-V_{bo}-V_{co})$$

$$V_{bn}= (2V_{bo}-V_{ao}-V_{co}) \quad (III.18)$$

$$V_{cn}= (2V_{co}-V_{ao}-V_{bo})$$

La figure III.7 montre les chronogrammes des tensions V_{ao}, V_{bo}, V_{co} .

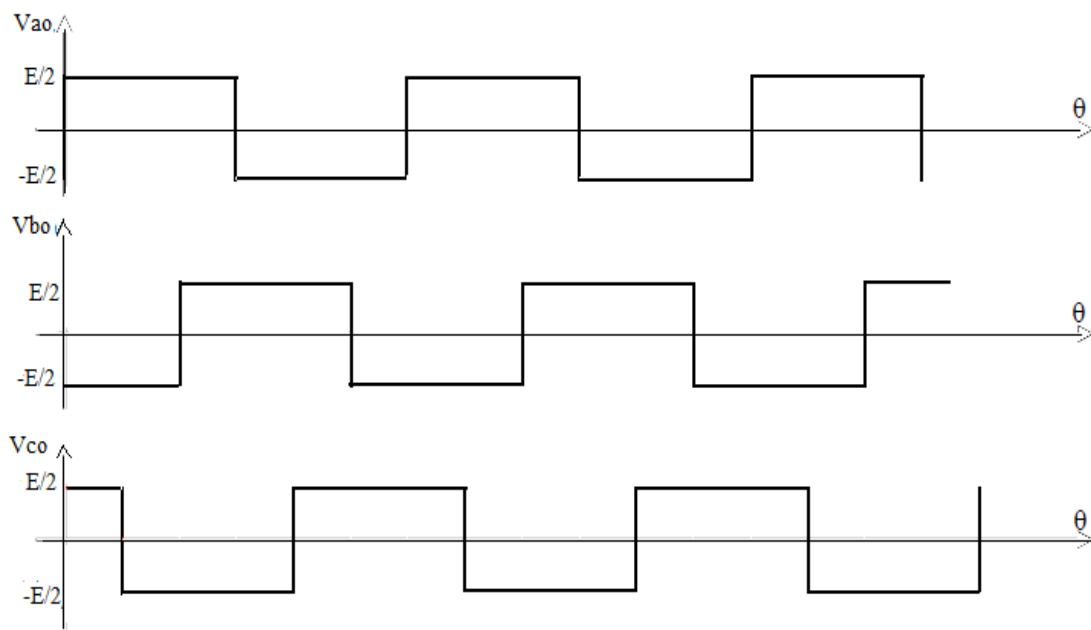


Figure III. 7 : Chronogrammes des tensions V_{ao}, V_{bo}, V_{co}

La figure III.8 montre les chronogrammes des tensions simples V_{an}, V_{bn}, V_{cn} .

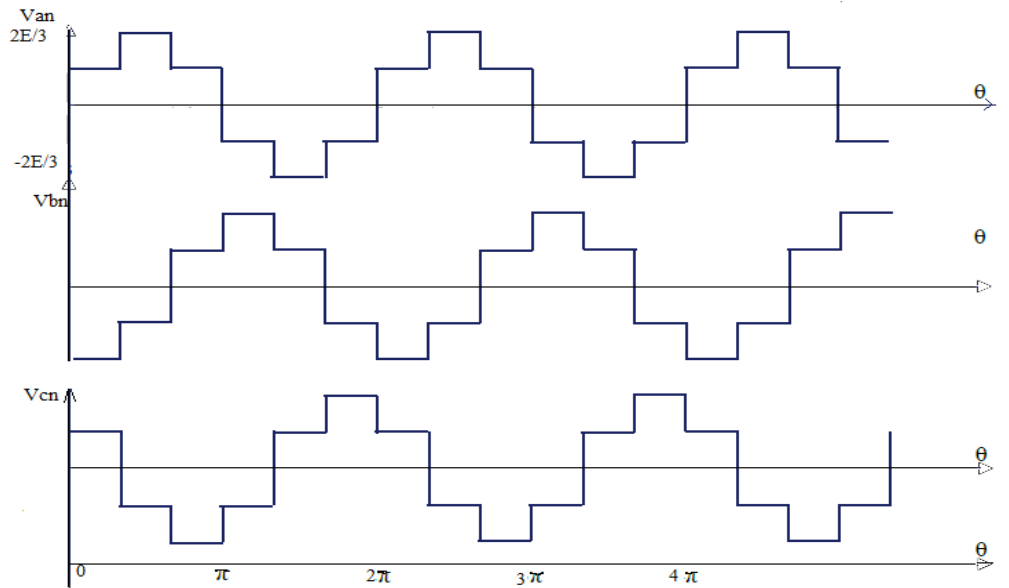


Figure III. 8 : Chronogrammes des tensions simples

III.3. Typologie des onduleurs :

Les onduleurs photovoltaïques peuvent être classés selon la présence ou non d'un transformateur, ainsi que la fréquence à laquelle celui-ci opère. Cette typologie a une incidence directe sur la performance énergétique, la sécurité, la taille et le coût de l'équipement. [23]

III.3.1. Onduleurs avec transformateur basse fréquence (BF)

Ils utilisent un transformateur fonctionnant à la fréquence du réseau (50/60 Hz) placé en sortie de l'onduleur. Il s'agit d'un transformateur de puissance classique, souvent placé après la conversion DC/AC.

A. Avantages :

- ❖ Fournit une isolation galvanique entre le circuit photovoltaïque (DC) et le réseau (AC), ce qui améliore la sécurité électrique.
- ❖ Compatible avec tous types de panneaux, y compris les technologies à couche mince nécessitant une isolation stricte.
- ❖ Fiable, robuste, bon pour les environnements sensibles.

B. Inconvénients :

- ❖ Lourd et encombrant (à cause du transformateur BF volumineux).
- ❖ Moins efficace (rendement inférieur, en général 90–94 %).
- ❖ Bruyant (peut générer des vibrations).

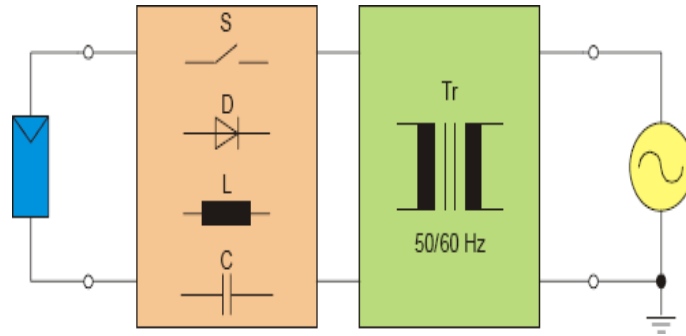


Figure III. 9 : Onduleurs avec transformateur BF

III.3.2. Onduleurs avec transformateur haute fréquence (HF)

Il utilise une conversion intermédiaire DC/DC avec un transformateur haute fréquence pour effectuer l'isolation, puis une conversion DC/AC en sortie.

A. Caractéristiques :

- ❖ Transformateur plus petit et léger grâce à la haute fréquence (20 kHz à plusieurs centaines de kHz).
- ❖ Maintient l'isolation galvanique, tout en étant plus compact qu'un transformateur BF.
- ❖ Généralement utilisé dans les systèmes résidentiels où la taille et le poids comptent.

B. Avantages :

- ❖ Meilleur rendement que BF (souvent 94–96 %).
- ❖ Réduction du poids, du volume et du bruit

C. Inconvénients :

- ❖ Un peu plus complexe (étages de conversion supplémentaires).
- ❖ Coût potentiellement plus élevé que les systèmes sans transformateur.

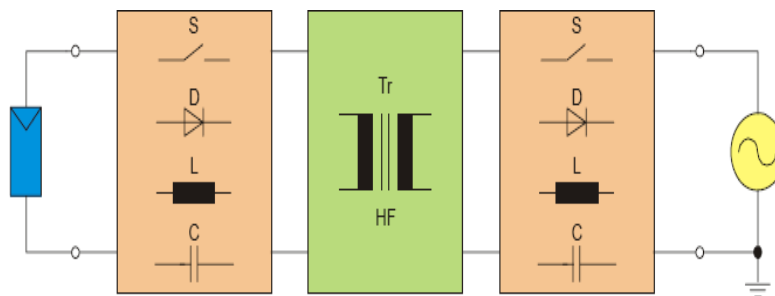


Figure III. 10 : Onduleurs avec transformateur HF

III.3.3. Onduleurs sans transformateur

Il n'y a pas de transformateur pour assurer l'isolation galvanique. La conversion DC/AC se fait directement, avec des composants de sécurité intégrés.

A. Caractéristiques :

- ❖ Haute efficacité (jusqu'à 98 %), car il y a moins de pertes.
- ❖ Plus légers, compacts et moins coûteux.

❖ Très courants dans les installations résidentielles modernes et connectées au réseau.

B. Risques et contraintes :

- Pas d'isolation galvanique : il faut intégrer des dispositifs de sécurité comme la détection de courant de fuite à la terre (RCD ou GFDI).
- Non compatibles avec certaines technologies de modules (ex. : certains panneaux à couche mince qui requièrent une isolation stricte).
- Moins adaptés aux environnements humides ou à forte contrainte électrique sans précautions supplémentaires.

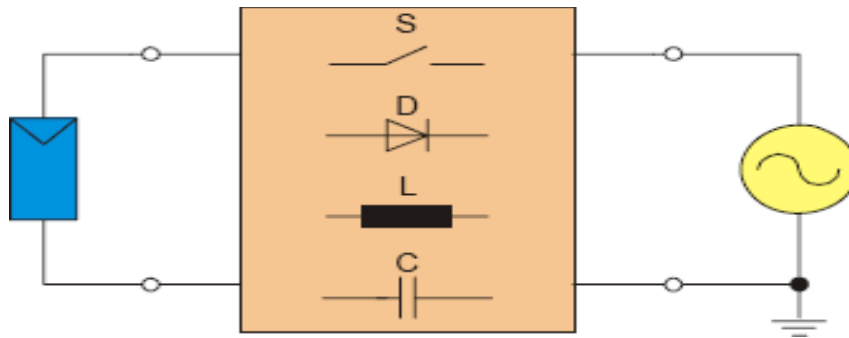


Figure III. 11 : Onduleurs sans transformateur

III.4. Les différentes stratégies de commande des onduleurs

III.4.1. Commande symétrique (pleine onde) :

Cette commande à générer deux signaux carrés de rapport cyclique égale (0.5) pour la commande alternée des deux interrupteurs simultanément $k_1.K_4$ et $K_2. K_3$. [27]

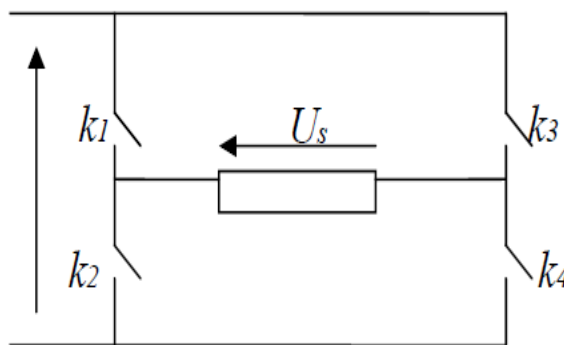


Figure III. 12 : Onduleur monophasé

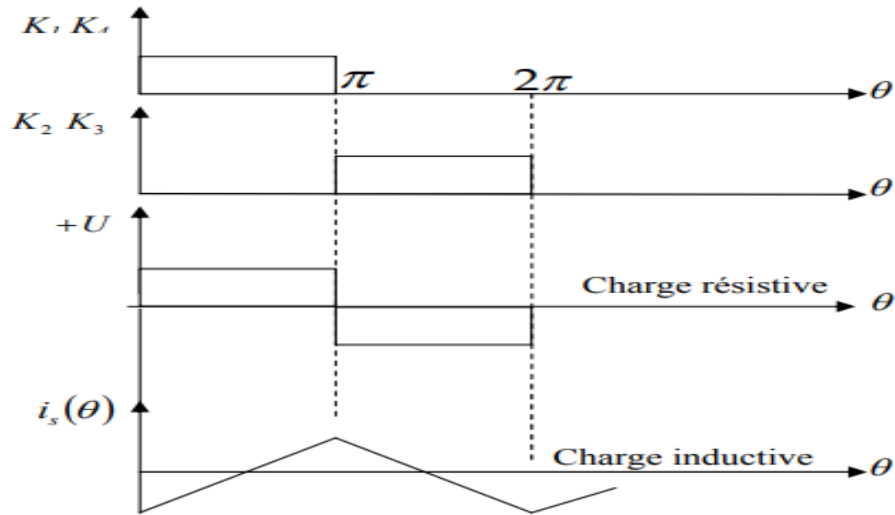


Figure III. 13 : Signaux de tension de sortie pour une commande symétrique

La forme de la tension de sortie de cette technique pour les deux types de charge est donnée par Figure (13) Pour une charge inductive, la tension de sortie est donnée par le système suivant

$$U_s = \begin{cases} U & \text{si } 0 \leq \theta \leq \pi \\ -U & \text{si } \pi \leq \theta \leq 2\pi \end{cases} \quad III.19$$

Avec $\theta = \omega.t$

Cette technique ne permet pas d’agir sur la valeur efficace et l’amplitude de terme fondamental de la tension de sortie. La présence des harmoniques d’ordre inférieur influent sur la tension de sortie.

III.4.2. Commande décalée :

Le but de cette commande est de fermer ou d’ouvrir les interrupteurs (k1, k4) et (k2, k3), simultanément mais avec un certain temps de décalage Td. Donc elle permet d’agir sur la valeur efficace et sur l’amplitude fondamentale de la tension de sortie. [27]

III.4.3. Commande MLI (Modulation de largeur d’impulsions) :

La commande MLI consiste à découper la tension ou le courant de sortie en plusieurs créneaux de largeurs différentes par action sur les commutateurs de l’onduleur. Ces commutations sont déterminées par l’intersection entre deux signaux ; le premier est l’onde de référence ou modulante représentant la tension de sortie désirée de fréquence f et le deuxième qui est un signal de haute fréquence par rapport au signal de référence est l’onde de modulation (porteuse) qui définit la cadence de la commutation des interrupteurs statiques de l’onduleur. Plusieurs techniques de commande MLI ont été développées. [28]

III.5. Techniques de modulation de largeur d’impulsions :

Plusieurs techniques de contrôle à MLI ont été développées. Les plus utilisées sont les suivantes :

III.5.1. MLI simple

Dans la technique de modulation MLI simple, une seule impulsion est générée par demi-cycle. La largeur de cette impulsion détermine directement l’amplitude de la tension délivrée en sortie de l’onduleur. Cette méthode repose sur la comparaison d’un signal de référence (d’amplitude A_r) avec une porteuse triangulaire (d’amplitude A_p). [28]

La figure ci-après illustre le processus de génération des signaux de commande et de la tension de sortie d’un onduleur monophasé à pont complet utilisant cette modulation. La fréquence du signal de référence correspond à celle de la composante fondamentale de la tension de sortie.

En faisant varier A_r entre 0 et A_p , la largeur d’impulsion δ peut être modulée de 0° à 180°. Le rapport A_r/A_p constitue la variable de commande principale, connue sous le nom d’indice de modulation d’amplitude, et influence directement l’amplitude de la tension alternative générée.

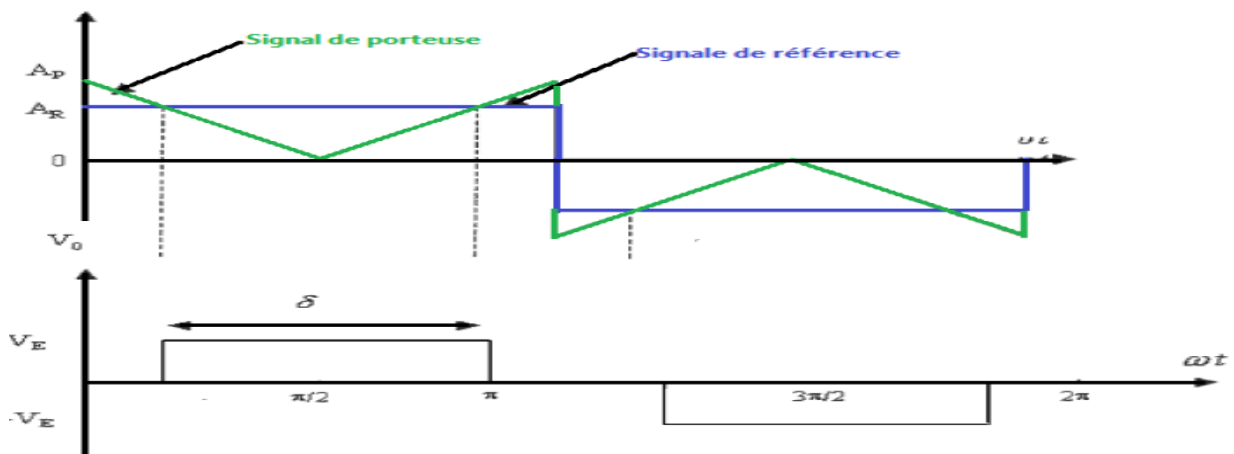


Figure III. 14 : MLI d’une simple impulsion

La tension de sortie efficace est déterminée comme suit :

$$V_0 = \left[\frac{2}{2\pi} \int_{(\pi-\delta)/2}^{(\pi+\delta)/2} V_E^2 d(\omega t) \right]^{\frac{1}{2}} = V_E \sqrt{\frac{\delta}{\pi}} \tag{III.20}$$

III.5.2. MLI Sinusoïdale

Dans cette méthode, le signal de référence utilisé est une onde sinusoïdale, tandis que la porteuse est une onde triangulaire de fréquence plus élevée. L'intersection entre ces deux signaux détermine les instants de commutation des interrupteurs de l'onduleur.

En sortie, on obtient une onde composée d'un train d'impulsions à largeur variable, reproduisant approximativement une sinusoïde. Le nombre d'impulsions par demi-cycle dépend directement de la fréquence de la porteuse.

Cette technique, connue sous le nom de SPWM (Sinusoidal Pulse Width Modulation), est largement utilisée dans les applications industrielles. Elle est particulièrement efficace pour réduire le contenu harmonique de la tension de sortie, ce qui en fait une solution privilégiée pour obtenir une onde de bonne qualité électrique. [28]

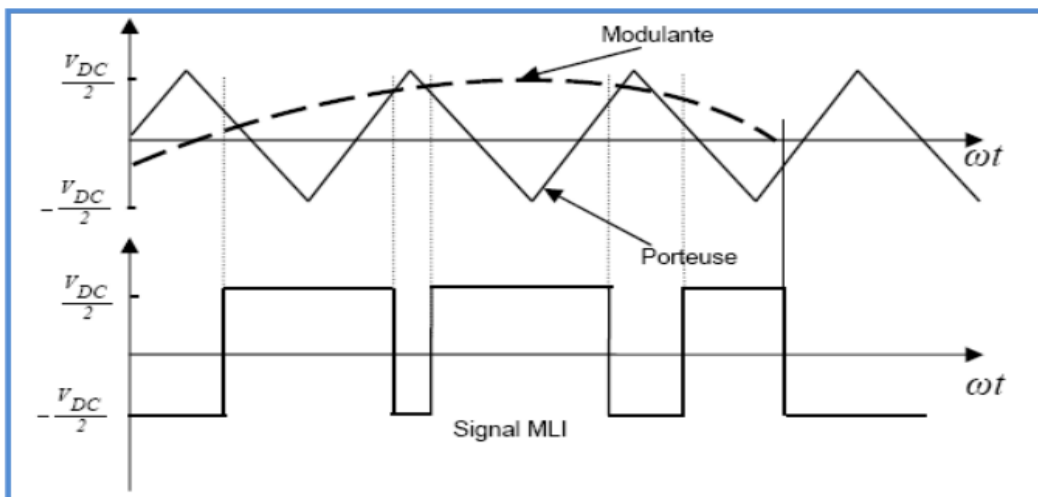


Figure III. 15 : Principe de la MLI Sinusoïdale-Triangulaire

La tension efficace V_0 de sortie est donnée par :

$$V_0 = V_E \left(\sum_{m=1}^p \frac{\delta_m}{\pi} \right)^{\frac{1}{2}} \tag{III.21}$$

III.5.3. MLI Vectorielle

La modulation vectorielle est une technique avancée de commande des onduleurs, particulièrement adaptée aux systèmes triphasés. Contrairement aux méthodes classiques basées sur la comparaison entre signaux, elle s'appuie sur une représentation vectorielle de la tension dans le plan complexe. [28]

Le principe repose sur la projection de la tension de référence (souhaitée en sortie) dans un hexagone formé par les vecteurs d'espace disponibles de l'onduleur. À chaque instant, l'algorithme sélectionne les vecteurs adjacents les plus proches de la tension de référence, puis détermine la durée de commutation optimale de chaque vecteur pour reproduire cette tension moyenne pendant une période d'échantillonnage.

En raison de ces performances supérieures, elle est couramment utilisée dans les applications hautes performances, notamment les entraînements de moteurs triphasés, les convertisseurs pour véhicules électriques, ou les systèmes PV connectés au réseau nécessitant un contrôle vectoriel précis.

III.6. Avantages de la Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI)

- **Réduction efficace des harmoniques** : la MLI permet une meilleure suppression des composantes harmoniques comparée à d'autres techniques de commande, ce qui améliore la qualité de la tension de sortie. [29]
- **Utilisation centralisée d'une source continue** : une même alimentation DC peut servir à commander plusieurs onduleurs ou moteurs asynchrones via MLI, ce qui optimise l'architecture du système.
- **Contrôle de l'amplitude fondamentale** : en ajustant le rapport cyclique, la MLI permet de moduler la valeur de la composante fondamentale de la tension de sortie, ce qui facilite le contrôle de la puissance transmise.
- **Déplacement des harmoniques vers les hautes fréquences** : la MLI concentre les harmoniques dans des plages de fréquences élevées, ce qui simplifie leur élimination par filtrage passif.

III.7. Inconvénients de la Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI)

- **Présence de contenu harmonique résiduel** : bien que la MLI améliore le spectre de la tension de sortie, elle génère tout de même des harmoniques qui provoquent des pertes supplémentaires dans le réseau électrique, notamment : [29]
 - Des pertes fer dans les transformateurs,
 - Des pertes Joule dans les conducteurs,
 - Des pertes par courants de Foucault dans les parties métalliques.

- **Bruits acoustiques et effets mécaniques indésirables** : les impulsions rapides de la MLI peuvent entraîner l'apparition de bruits acoustiques gênants et provoquer des résonances électromécaniques dans les machines tournantes, accompagnées parfois d'oscillations de couple.
- **Risque de déstabilisation du système** : les hautes fréquences de commutation peuvent injecter du bruit dans les boucles de commande, affectant la stabilité globale du système, surtout dans les applications sensibles ou mal filtrées.

III.8. Couplage et découplage des onduleurs PV au réseau électrique

Pour que l'énergie produite par un système photovoltaïque soit injectée de manière sûre et efficace dans le réseau électrique, plusieurs conditions techniques doivent être réunies. Les onduleurs sont conçus pour détecter ces conditions et gérer automatiquement le couplage (connexion) ou le découplage (déconnexion) du réseau. [24]

III.8.1. Conditions de couplage au réseau électrique

- ❖ Puissance et tension suffisantes en entrée d'onduleur (début de journée)
- ❖ Présence de tension du réseau électrique
- ❖ Absence de défaut d'isolement au niveau du champ PV
- ❖ L'onduleur se synchronise sur le réseau électrique :
 - En tension
 - En fréquence
 - En phase
- Le couplage s'effectue lorsque la synchronisation est effective.

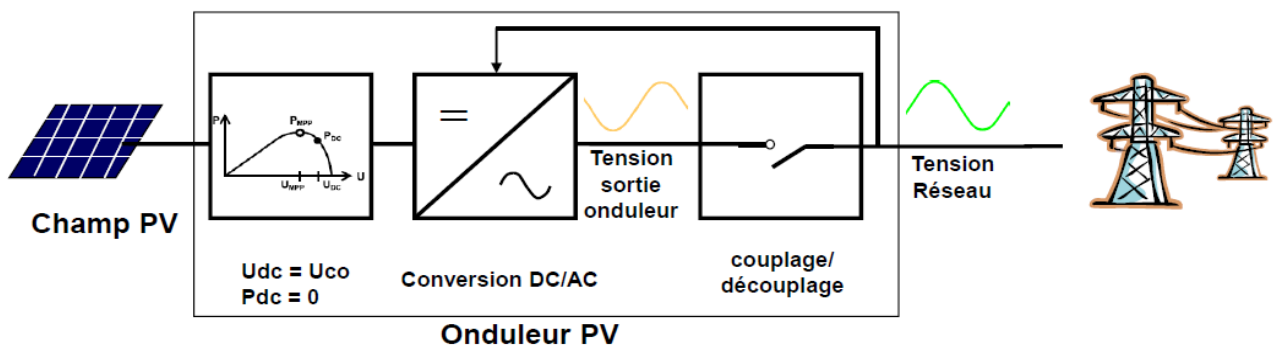


Figure III. 16 : Schéma de synchronisation d'un onduleur avec le réseau

III.8.2. Conditions de découplage du réseau électrique

- ❖ Puissance et tension insuffisantes en entrée d'onduleur (fin de journée)
- ❖ Absence de tension du réseau électrique (ou hors tolérance en tension et fréquence)
- ❖ Défaut d'isolement au niveau du champ PV (pour onduleur avec transfo)

III.9. Conclusion

Les onduleurs photovoltaïques jouent un rôle essentiel dans la conversion et la gestion de l'énergie solaire. En plus de transformer le courant continu en alternatif, ils assurent le suivi du point de puissance maximale (MPPT), la synchronisation avec le réseau, ainsi que la protection du système.

À travers ce chapitre, nous avons présenté leurs différentes structures, typologies, et méthodes de commande telles que la modulation de largeur d'impulsions (PWM), qui permet une régulation efficace de la tension de sortie.

Chapitre IV

Simulation et interprétation des résultats

IV.1. Introduction :

Ce chapitre propose une étude comparative, fondée sur des simulations, entre deux techniques couramment utilisées pour le suivi du point de puissance maximale (MPPT) dans les systèmes photovoltaïques : la méthode Perturbation et Observation (P&O) et la méthode de Conductance Incrémentale (INC). Les performances de ces deux approches sont évaluées à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink, en tenant compte de différentes conditions climatiques afin d'analyser leur efficacité et leur réactivité.

IV.2. Présentation de La commande Perturbation et Observation

L'algorithme Perturbation et Observation (P&O) est l'une des techniques MPPT les plus utilisées grâce à sa simplicité de mise en œuvre et sa compatibilité avec différents types de panneaux solaires. Son principe repose sur une observation périodique de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque ($P = V \times I$) et sur une perturbation volontaire de la tension ou du courant afin d'observer l'effet sur la puissance.

Lorsque la puissance augmente suite à une perturbation, le contrôleur continue dans la même direction ; en revanche, si la puissance diminue, la direction de la perturbation est inversée. Ce processus permet de converger vers le point de puissance maximale (MPP), bien que des oscillations autour de ce point puissent subsister à l'état stable.

Le code présenté ci-dessous implémente la méthode P&O dans un environnement MATLAB/Simulink sous forme de fonction :

```
function D = PandO(Param, Enabled, V, I)
Dinit = Param(1); %Initial value for D output
Dmax = Param(2); %Maximum value for D
Dmin = Param(3); %Minimum value for D
deltaD = Param(4); %Increment value used to increase/decrease the duty cycle D
% ( increasing D = decreasing Vref )
persistent Vold Pold Dold;
dataType = 'double';
if isempty(Vold)
    Vold=0;
    Pold=0;
    Dold=Dinit;
end
P= V*I;
dV= V - Vold;
dP= P - Pold;
if dP ~= 0 & Enabled ~=0
    if dP < 0
        if dV < 0
            D = Dold - deltaD;
        else
```

```
        D = Dold + deltaD;
    end
else
    if dV < 0
        D = Dold + deltaD;
    else
        D = Dold - deltaD;
    end
end
else D=Dold;
end
if D >= Dmax | D<= Dmin
    D=Dold;
end
Dold=D;
Vold=V;
Pold=P;
```

➤ **Entrées :**

- **Param** : vecteur contenant les paramètres de l'algorithme :
 - **Dinit** : valeur initiale du rapport cyclique DD
 - **Dmax / Dmin** : bornes maximales et minimales de DD
 - **deltaD** : pas d'incrémentación pour ajuster DD
- **Enabled** : active ou désactive le contrôle MPPT
- **V, I** : tension et courant du générateur PV

➤ **Variables persistantes :**

Le code utilise des variables persistantes (**Vold**, **Pold**, **Dold**) pour stocker les valeurs des itérations précédentes. Cela permet à l'algorithme de comparer les valeurs actuelles avec les anciennes pour déterminer l'évolution de la puissance.

➤ **Logique de décision :**

- Calcul de la puissance actuelle $P=V \times I$
- Calcul des variations :
 - $dV = V - Vold$
 - $dP = P - Pold$

- En fonction des signes de dP et dV , l'algorithme décide d'augmenter ou de diminuer le rapport cyclique D :
 - Si $dP > 0$, on continue dans la même direction.
 - Si $dP < 0$, on inverse la direction.
- Des bornes sont imposées à D pour éviter des valeurs non physiques.
- Les variables sont mises à jour pour l'itération suivante.

➤ **Sortie :**

- La sortie de la fonction est le rapport cyclique D qui sera utilisé pour commander le convertisseur DC/DC (type Boost), afin d'ajuster la tension à l'entrée du système.

IV.3. Présentation de l'algorithme Incrémentale de Conductance :

Parmi les techniques les plus répandues pour le suivi du point de puissance maximale (MPPT) dans les systèmes photovoltaïques, l'algorithme Incrémental de Conductance (INC) se distingue par sa rapidité de réponse et sa précision, notamment face aux variations brusques de l'ensoleillement et de la température.

Le principe de l'algorithme INC repose sur la comparaison entre la conductance instantanée et la conductance incrémentale. Lorsque ces deux valeurs sont égales, le système fonctionne au point de puissance maximale (MPP). Sinon, l'algorithme ajuste la tension du générateur PV en conséquence.

La Figure IV.1 illustre clairement la logique de décision de cet algorithme, à travers un organigramme structuré où chaque condition permet de corriger la tension afin de converger vers le MPP.

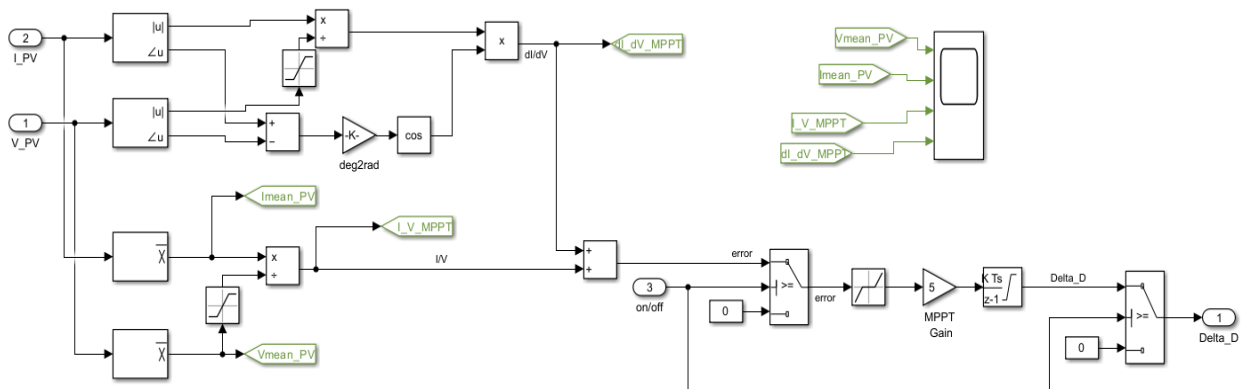


Figure IV. 1 : Structure interne de bloc MPPT de méthode INC

IV.4. Contrôle de l'onduleur triphasé

Le rôle de l'onduleur dans un système photovoltaïque connecté au réseau est de convertir la tension continue produite par le générateur photovoltaïque PV en une tension alternative synchrone avec le réseau électrique. Le schéma de commande représenté dans la Figure IV.2 met en évidence une stratégie de contrôle vectoriel (ou commande en repère dq), couramment utilisée pour réguler la tension de sortie et assurer un transfert optimal de l'énergie vers le réseau.

Ce type de commande se base sur la transformation de Park ($abc \rightarrow dq$), qui permet de simplifier la régulation des courants triphasés en les transformant en deux composantes continues : I_d et I_q . Généralement, la composante I_d est utilisée pour contrôler la puissance active, tandis que I_q est maintenue à zéro afin de minimiser la circulation de puissance réactive. Un régulateur PI (Proportionnel-Intégral) est souvent utilisé dans chaque boucle de contrôle pour garantir une réponse dynamique rapide et une stabilité du système.

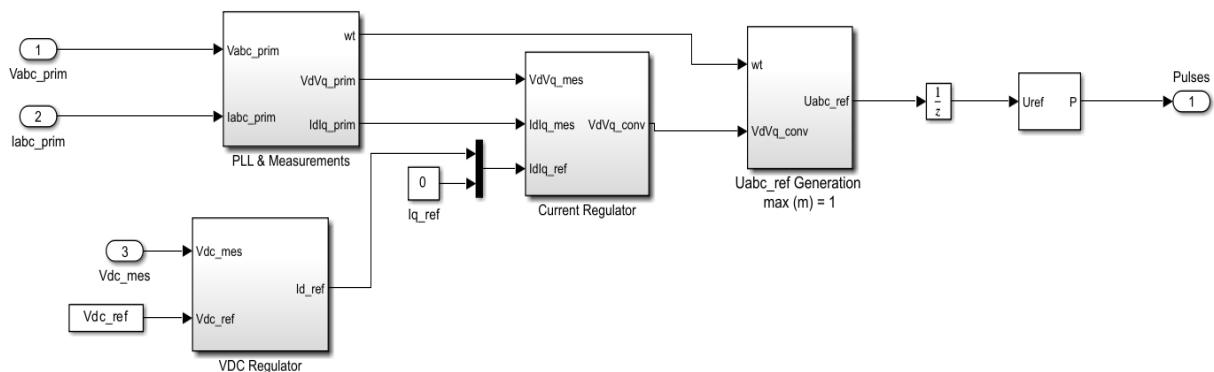


Figure IV. 2 : Schéma bloc de la commande de l'onduleur

IV.5. Description de module photovoltaïque (PV) utilisé

Un module PV de type « Sun-power SPR-305-WHT-D », comme générateur PV, fournit une puissance maximale 305.226 W sous éclairement 1000W/m² et température de 25°C. Ce module PV sélectionné pour la simulation contient 96 cellules PV polycristalline en silicium. Il fournit une puissance nominale maximale de 305.226W sous une tension de 54,7V et un courant de 5,58A.

Tableau 6 : Les propriétés physiques et électriques de ce module PV

Caractéristiques électriques	Valeurs
Puissance maximale	305.226 W
Tension à puissance maximale	54.7 V
Courant à puissance maximale	5.58 A
Tension en circuit ouvert	64.2 V
Courant de court-circuit	5.96 A
Nombre total de cellules en série	96

Afin d’atteindre une puissance de 100 kW, le champ photovoltaïque est constitué de 66 branches en parallèle, contenant chacune 5 modules montés en série.

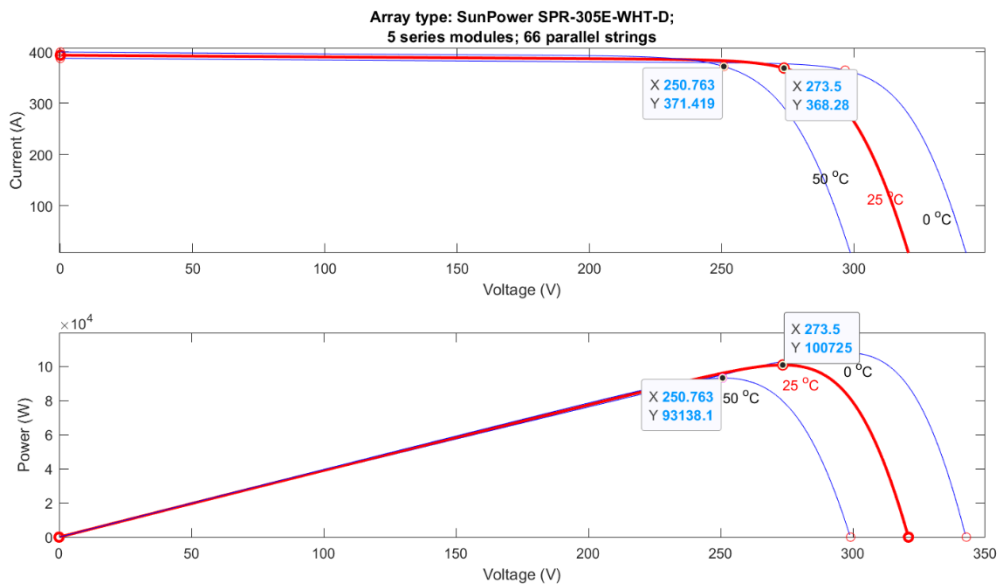


Figure IV. 3 : les courbes I-V et P-V du module PV utilisé

Cette figure présente les courbes caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) du champ photovoltaïque utilisé. On observe que :

- La courbe I-V montre que le courant reste quasiment constant pour une large plage de tension, puis chute brusquement à partir d’un certain seuil c’est la tension en circuit ouvert (Voc).
- La courbe P-V atteint un maximum à un point précis appelé « point de puissance maximale » (MPP), où le produit $I \times V$ est le plus élevé.
- Ce point MPP est la cible des algorithmes MPPT (comme P&O et INC), car il représente la condition optimale d’exploitation du module PV.

- La forme de ces courbes dépend des conditions d'irradiation et de température, ce qui justifie la nécessité d'un suivi dynamique via un algorithme MPPT.

IV.6. Comparaison par simulation entre les deux méthodes :

L'objectif de cette section est d'évaluer les performances comparatives des deux techniques MPPT, à savoir la méthode (P&O) et la méthode (INC), à travers des simulations numériques réalisées sous MATLAB/Simulink.

Pour faire une comparaison entre les performances des deux méthodes présentées précédemment, nous avons utilisé le logiciel MATLAB/SIMULINK. Le schéma bloc construit, utilisé pour toutes les simulations.

IV.7. Résultats obtenus à partir de la simulation sous MATLAB/Simulink :

Les résultats des simulations effectuées sous MATLAB/Simulink permettent d'évaluer le comportement des deux algorithmes MPPT (P&O et INC) dans différentes conditions climatiques. Les courbes de puissance, de tension et de courant ont été analysées pour comparer les performances.

IV.7.1. Effet des conditions climatiques

Les variations d'irradiation et de température représentent des facteurs environnementaux critiques qui influencent directement la tension, le courant, et donc la puissance générée par un module photovoltaïque. Dans cette étude, une séquence dynamique d'irradiation croissante suivie d'une élévation de température a été simulée afin d'évaluer la robustesse des deux algorithmes MPPT face à ces fluctuations.

Comme illustré dans les Figures 4,5 et 6, une augmentation de l'irradiation entraîne une élévation quasi linéaire de la puissance, ce qui est physiquement attendu. Cependant, une élévation de température agit inversement : elle diminue la tension en circuit ouvert du module, réduisant ainsi le point de puissance maximale (MPP).

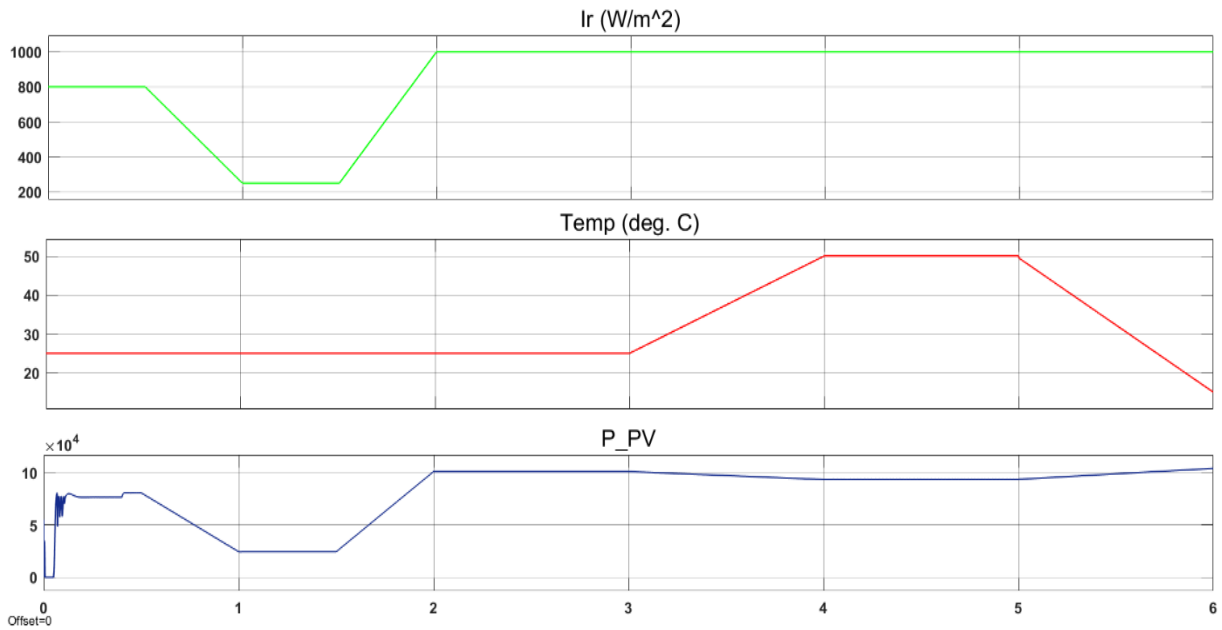


Figure IV. 4 : L'effet du rayonnement et de la température sur la puissance

- ✓ **Résultats de la Méthode P&O** : Présente un retard perceptible dans l'adaptation au nouveau MPP. En cas de changements rapides, la méthode continue de perturber la tension dans une direction erronée pendant un court instant, ce qui génère une dérive transitoire de la puissance.

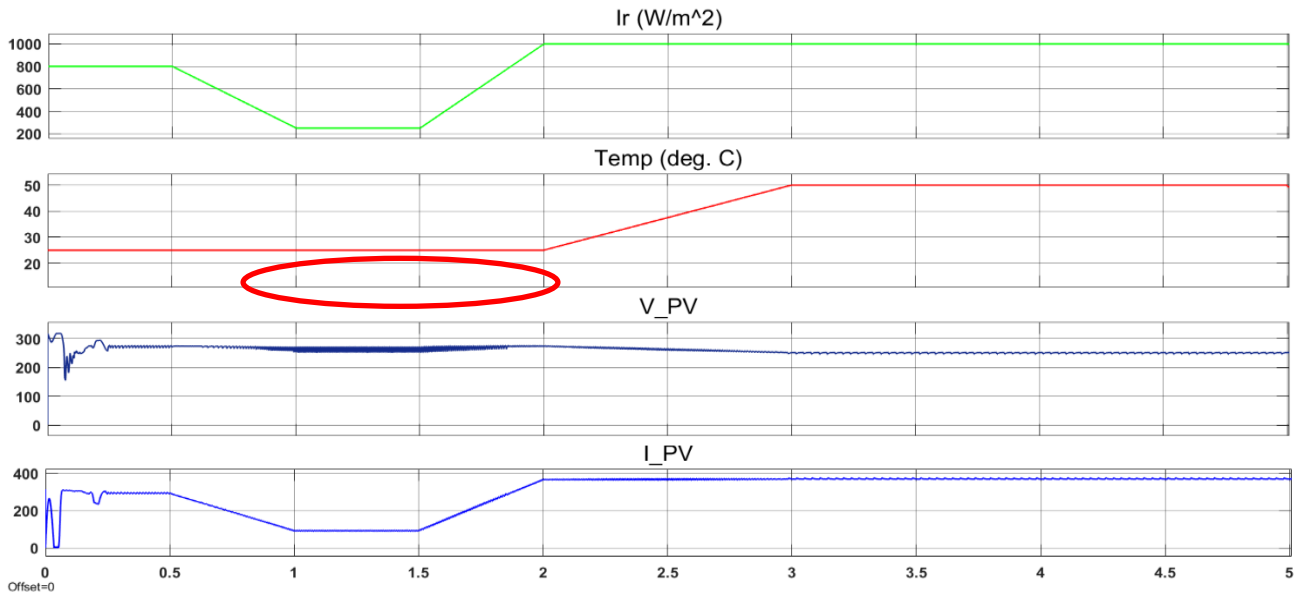


Figure IV. 5 : L'effet du rayonnement et de la température sur la tension et le courant (P&O)

- ✓ **Résultats de la Méthode INC** : détecte avec plus de précision la dérivée dP/dV , ce qui lui permet d'ajuster la tension de manière plus ciblée et stable, sans dépasser inutilement le MPP. Elle suit mieux la dynamique du module.

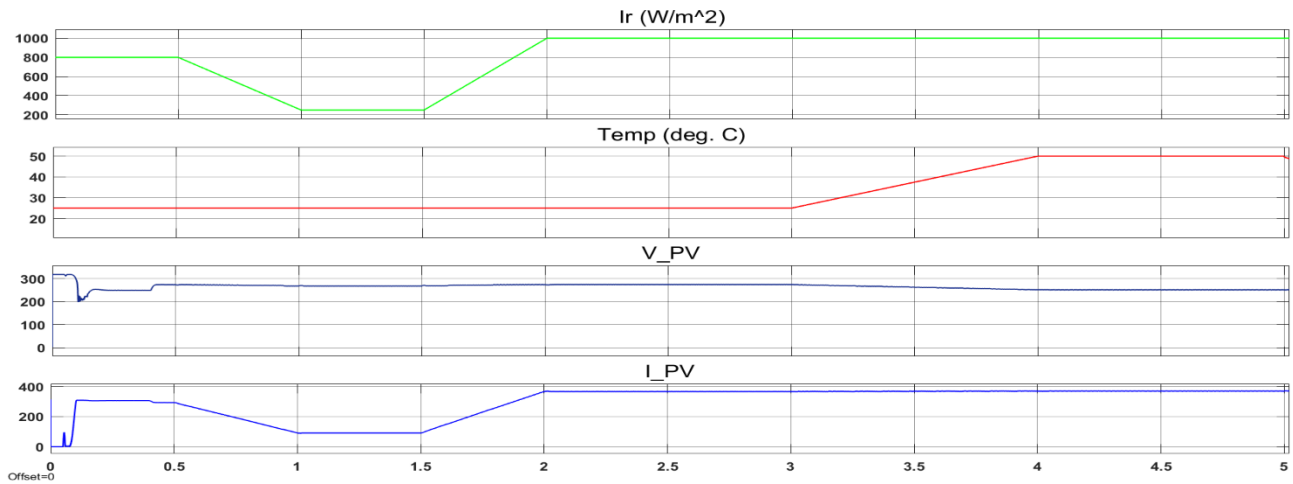


Figure IV. 6 : L’effet du rayonnement et de la température sur la tension et le courant (INC)

➤ **Conclusion** : La stabilité de l’algorithme INC devient particulièrement visible lorsque les variations d’irradiation et de température sont combinées : il parvient à maintenir une proximité constante au MPP, contrairement à P&O qui oscille davantage.

IV.7.2. L’effet du convertisseur Boost sur la tension générée

Dans un système photovoltaïque, la tension en sortie du panneau est intrinsèquement liée à la position du point de fonctionnement par rapport au MPP. Le convertisseur Boost, commandé via le rapport cyclique D, ajuste cette tension pour l’amener à un niveau souhaité en entrée de l’onduleur. Les Figures 7 et 8 présentent l’évolution de la tension PV avant et après le convertisseur Boost pour chaque algorithme MPPT :

✓ **Résultats de la Méthode P&O** : On observe que la tension à la sortie du Boost atteint bien une valeur supérieure à la tension PV d’entrée, ce qui démontre la fonctionnalité correcte du convertisseur. Cependant, la tension en entrée (côté PV) présente des variations plus marquées autour de son point optimal, ce qui reflète les oscillations classiques de la méthode P&O dues à ses perturbations continues.

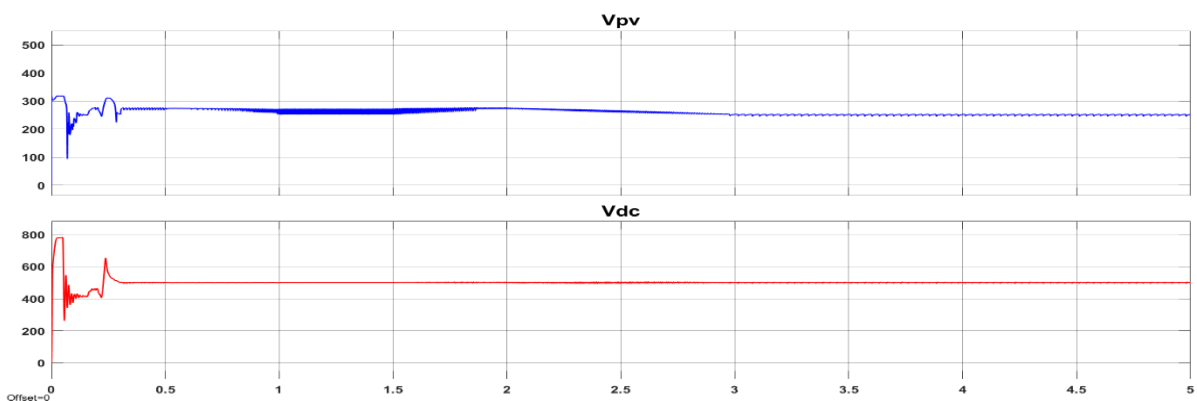


Figure IV. 7 : Tension générée par les panneaux Vpv et tension après Boost Vdc (P&O)

- ✓ **Résultats de la Méthode INC** : Ici, la transition est plus fluide. La tension PV converge plus rapidement vers sa valeur optimale et reste plus stable, même après les perturbations climatiques. L'élévation de tension via le Boost est aussi assurée, mais avec des variations réduites en amplitude, preuve de la stabilité de commande apportée par INC.

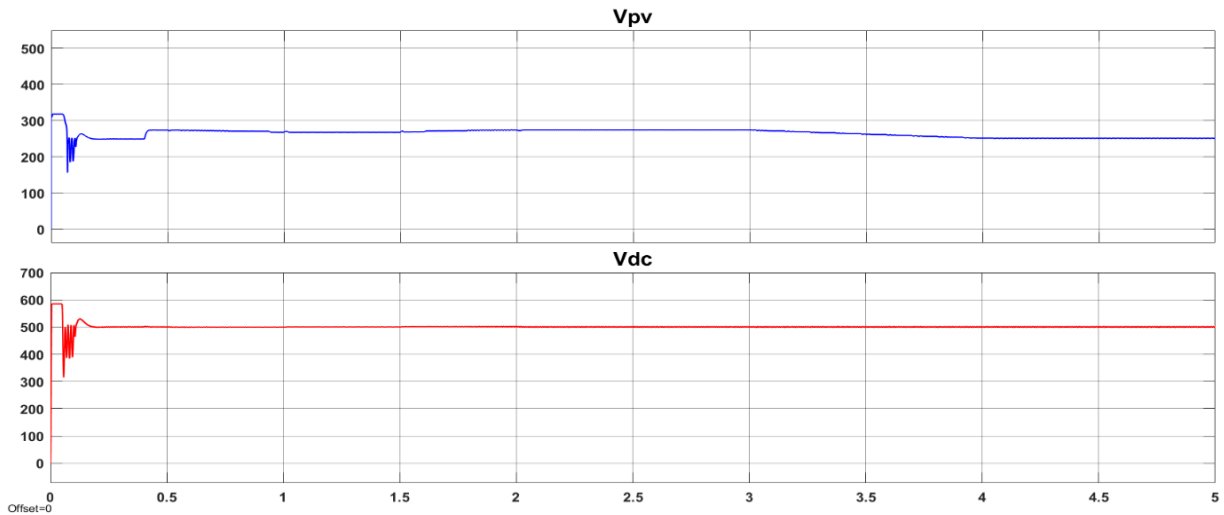


Figure IV. 8 : Tension générée par les panneaux V_{pv} et tension après Boost V_{dc} (INC)

- **Conclusion** : Les deux algorithmes atteignent le MPP, INC parvient à y rester avec moins d'effort, réduisant les pertes énergétiques liées aux micro-oscillations. Cela se traduit par une sortie de tension plus lisse, ce qui est favorable pour l'électronique de puissance aval.

IV.7.3. Tension de sortie de l'onduleur

Après la conversion DC/DC assurée par le Boost, la tension continue est injectée dans l'onduleur afin de la convertir en une tension alternative triphasée, synchrone avec le réseau. L'efficacité de cette conversion dépend fortement de la stabilité et de la précision de la tension en amont, contrôlée par le MPPT.

Les Figures 9 et 10 illustrent la tension de sortie V_{ab} générée par l'onduleur pour les deux algorithmes :

- ✓ **Résultats de la Méthode INC** : On remarque une tension sinusoïdale très propre, bien centrée autour de la fréquence réseau, avec peu de distorsions visibles. La montée en régime est rapide : la tension atteint un état stable en 0.16 seconde, preuve de la réactivité de la commande.

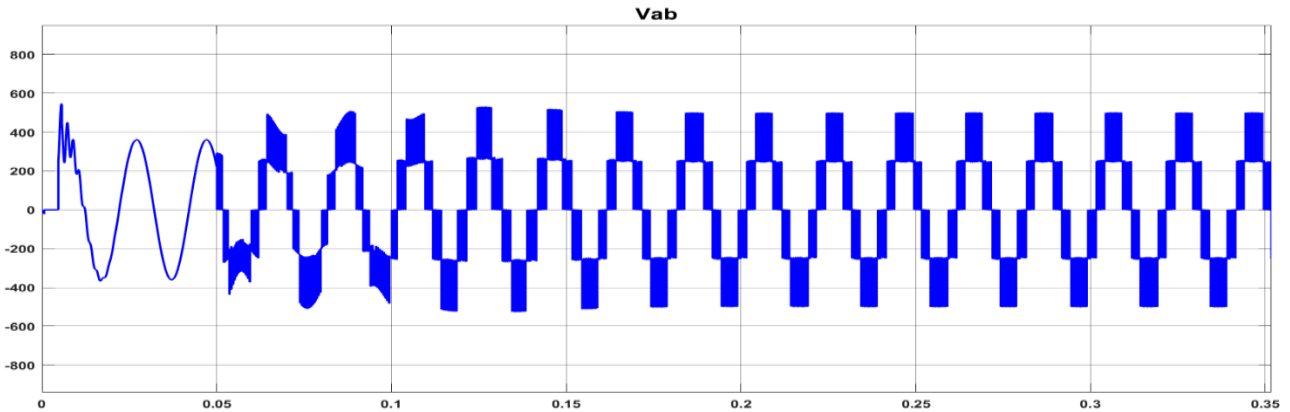


Figure IV. 9 : Tension V_{ab} générée par l'onduleur (INC)

- ✓ **Résultats de la Méthode P&O** : Bien que la forme d'onde soit également sinusoïdale, on note une montée légèrement plus lente vers la stabilité, atteignant l'état stable en 0.24 seconde. Ceci est dû à l'oscillation naturelle de l'algorithme P&O autour du MPP, qui perturbe légèrement la stabilité initiale du VSC.

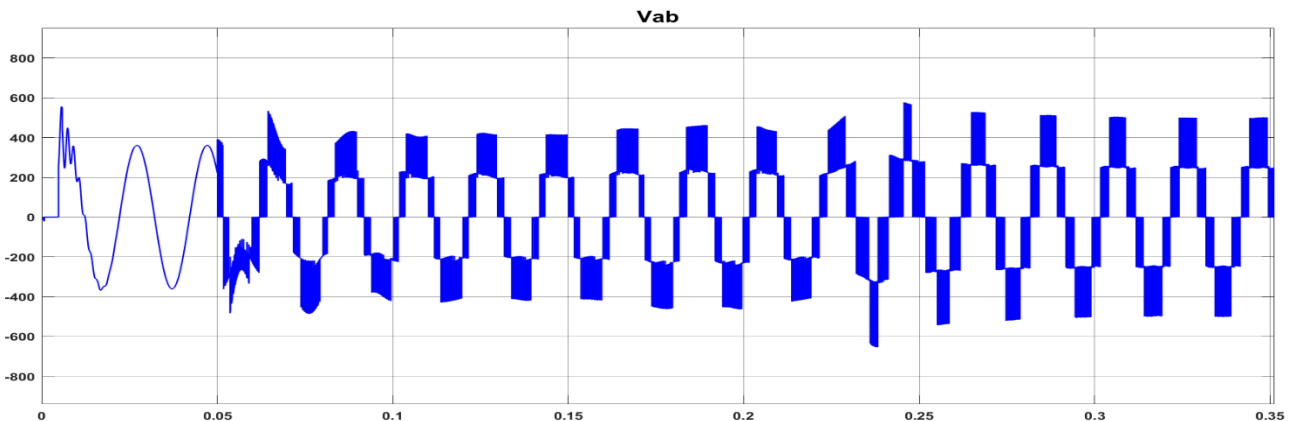


Figure IV. 10 : Tension V_{ab} générée par l'onduleur (P&O)

- **Conclusion** : les deux méthodes permettent une génération correcte de la tension alternative, mais INC assure une synchronisation plus rapide et plus propre, ce qui est crucial dans les systèmes où la stabilité de fréquence et de phase est une exigence critique.

IV.7.4. Courants et tensions après filtrage

Après le passage par l'onduleur, la tension de sortie contient encore des harmoniques, car la modulation produit une forme d'onde approchée du sinus. C'est pourquoi un filtre LC est placé à la sortie pour éliminer les harmoniques de haute fréquence et produire une tension et un courant proches d'une sinusoïde parfaite.

La Figure 11 présente les formes d'onde de la tension et du courant en sortie du filtre, respectivement pour les algorithmes INC et P&O.

✓ La tension et le courant sont très bien filtrés, avec des formes sinusoïdales stables. Cela vient du fait que IncCond maintient une tension continue stable à l'entrée de l'onduleur.

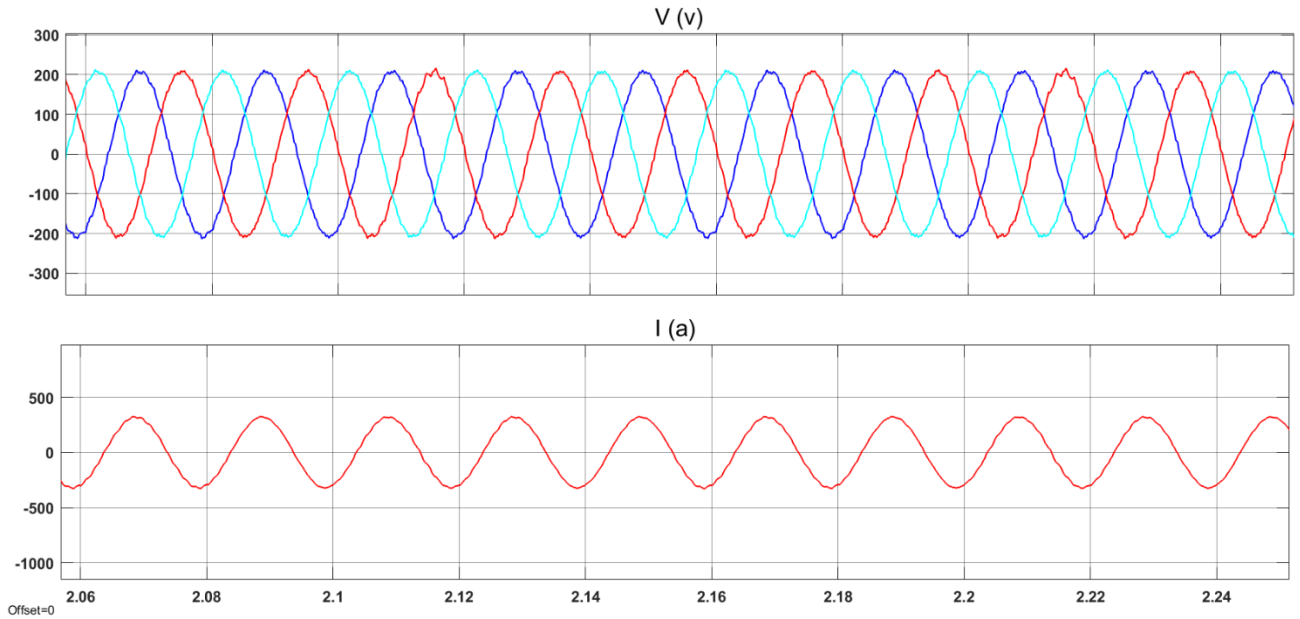


Figure IV. 11 : Tension et Courant en sortie du filtre

IV.7.5. Analyse du Taux de Distorsion Harmonique (THD)

Le taux de distorsion harmonique (THD) mesure le pourcentage de distorsions dans la tension par rapport à une onde sinusoïdale parfaite. Moins il est élevé, meilleure est la qualité du signal.

➤ Avec INC, le THD est très faible(1.85%) car la tension continue d'entrée reste stable, ce qui permet à l'onduleur de produire une onde très proche de l'idéal.

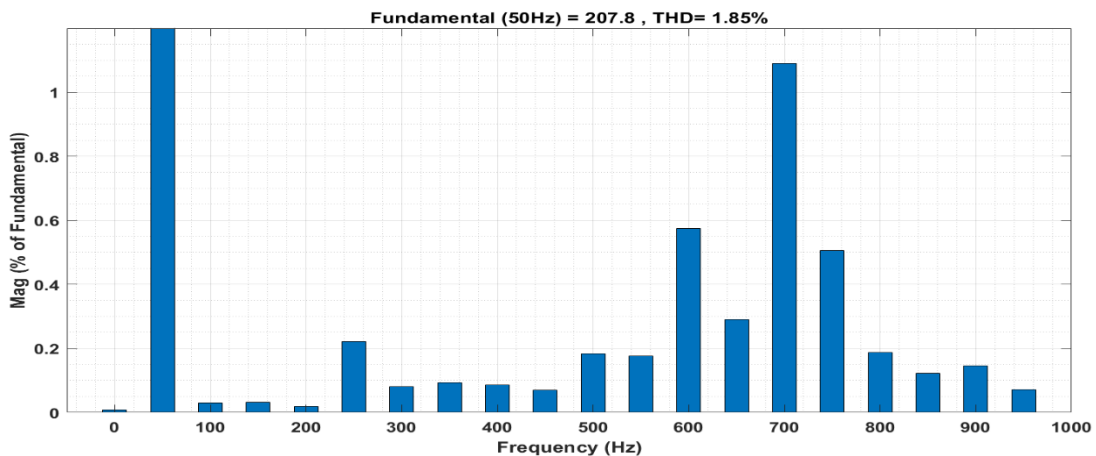


Figure IV. 12 : Courbe ou valeur du THD mesuré (INC)

➤ Avec P&O , le THD est très faible (1.99%) car la tension continue d'entrée reste stable, ce qui permet à l'onduleur de produire une onde très proche de l'idéal.

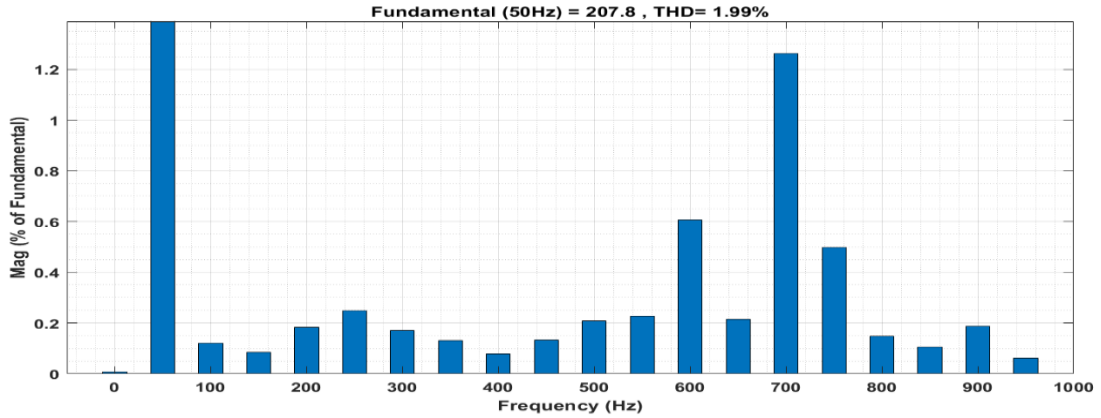


Figure IV. 13 : Courbe ou valeur du THD mesuré (P&O)

- Les deux méthodes donnent un THD conforme, mais INC offre un signal un peu plus propre, ce qui est avantageux pour des applications sensibles.

IV.7.6. Performance du transformateur

Le transformateur joue un rôle double :

- Adapter la tension de sortie du convertisseur à celle requise par le réseau électrique.
- Isoler électriquement le système PV du réseau pour plus de sécurité.

Le Figure 14 montre les formes d’onde de la tension et du courant en sortie du transformateur :

- ✓ La tension est très stables, avec des formes sinusoïdales régulières et synchronisées. Il n’y a pas de signes de saturation ni de perturbations, ce qui indique un transfert d’énergie fluide et une bonne compatibilité avec le réseau.

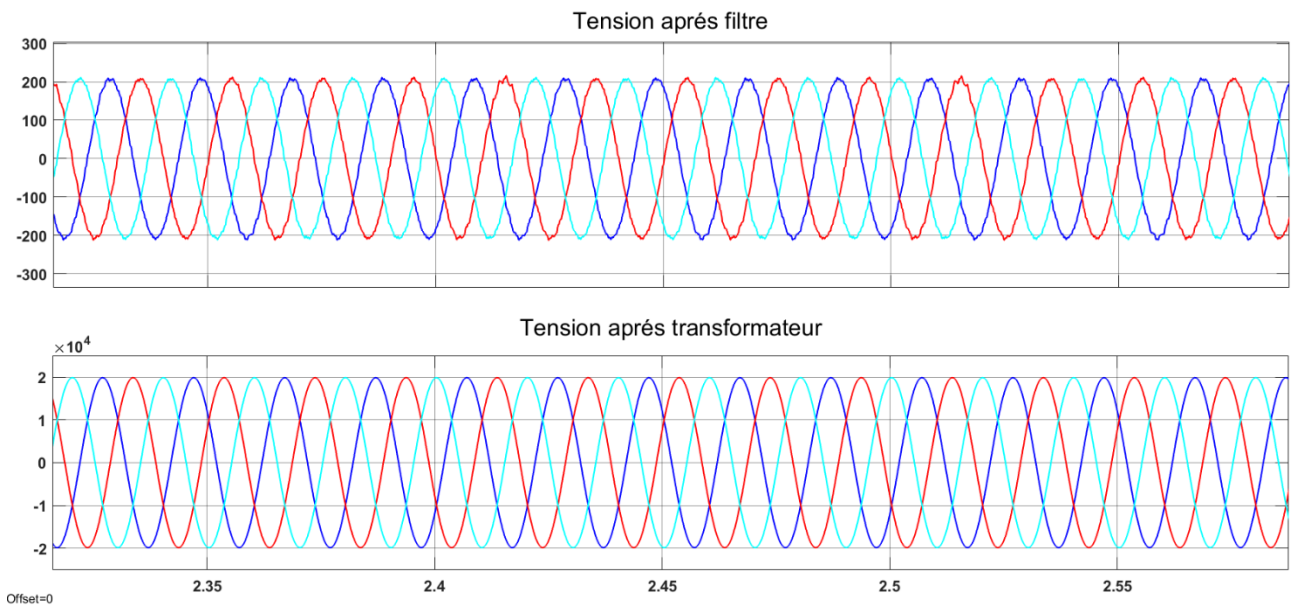


Figure IV. 14 : Tension en sortie du transformateur

IV.7.7. Puissance injecté dans le reseau :

Dans un système photovoltaïque connecté au réseau, l’injection efficace de la puissance disponible est l’un des objectifs essentiels. Cela dépend fortement de la capacité du MPPT à maintenir le système au MPP malgré les variations climatiques.

Les Figures 15 et 16 illustrent la puissance active injectée dans le réseau pour chaque méthode.

- ✓ **Résultats de la Méthode INC :** La puissance injectée est stable, continue et maximale pendant toute la période de production. La méthode réagit rapidement aux changements d’ensoleillement, ce qui permet de suivre précisément les variations du MPP.

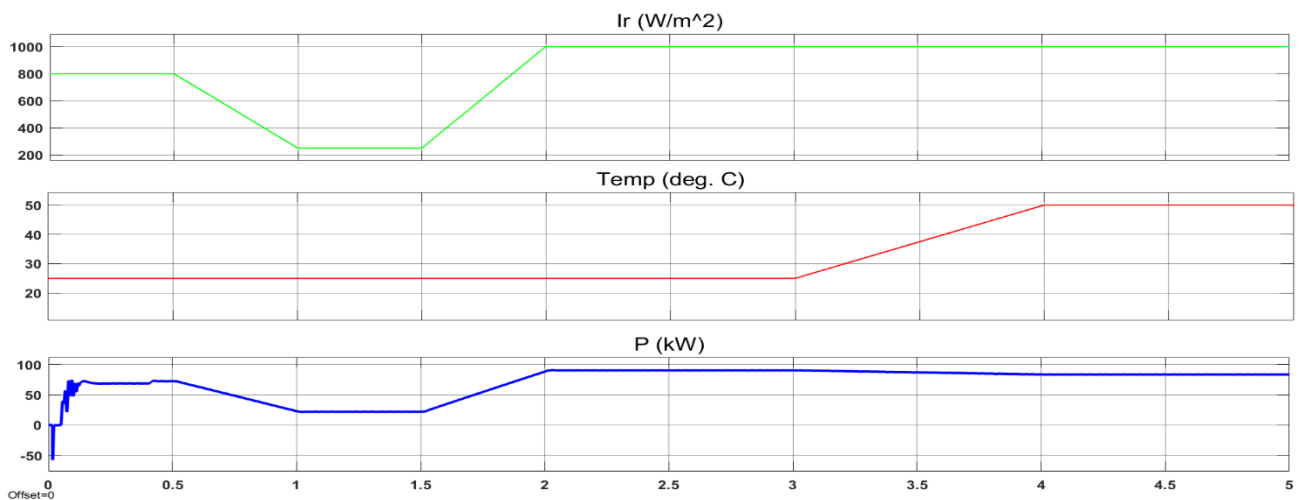


Figure IV. 15 : L’effet du rayonnement et de la température sur la puissance final (INC)

- ✓ **Résultats de la Méthode P&O :** Bien que la puissance atteigne un bon niveau, on observe des oscillations autour de la valeur maximale. Ces fluctuations sont dues à la logique perturbative de l’algorithme, qui ne s’arrête jamais complètement, même en régime stable.

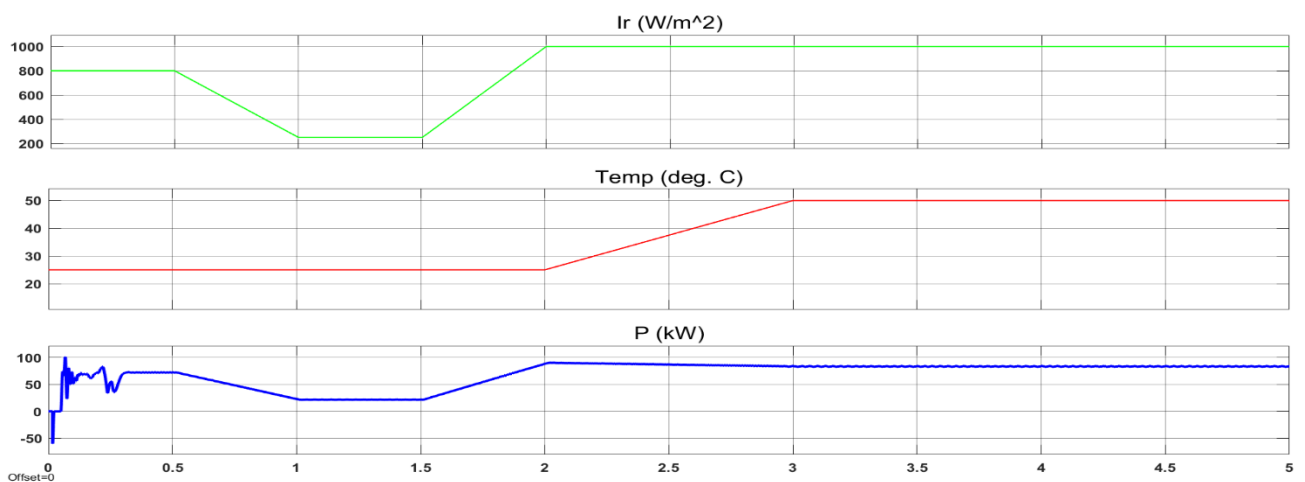


Figure IV. 16 : L’effet du rayonnement et de la température sur la puissance final (P&O)

➤ **Résultat**

- Avec IncCond, la puissance injectée est plus lisse et mieux optimisée.
- Avec P&O, il y a des pertes minimales mais continues dues aux oscillations autour du point optimal.
- IncCond maximise mieux l'énergie injectée, ce qui est un avantage net dans les installations où chaque watt compte.

IV.7.8. Analyse du Réseau de Raccordement (Grid)

Le réseau électrique joue un rôle crucial : il agit à la fois comme source (si la production est insuffisante) et comme puits (en cas de surplus d'énergie). Pour une intégration réussie, il faut assurer:

- ❖ Une tension bien synchronisée,
- ❖ Une fréquence stable,
- ❖ Une injection propre (faible THD, bonne phase, etc.).

➤ La Figure 17 montre le schéma global de connexion au réseau.

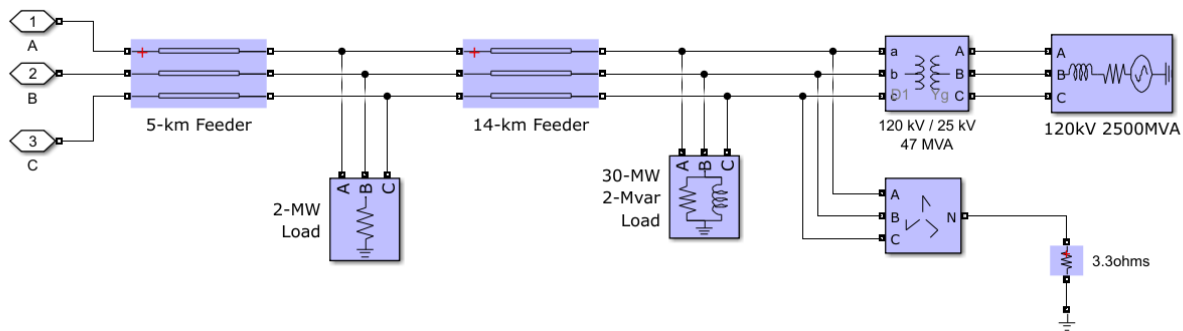


Figure IV. 17 : Schéma bloc de la connexion au réseau électrique

➤ **Impact des deux méthodes MPPT :**

- En régulant précisément la tension continue DC et en suivant fidèlement le MPP, (INC) permet une injection plus fluide et mieux synchronisée avec le réseau. La stabilité de la tension alternative produite par l'onduleur facilite l'interfaçage, même lors des changements de climat ou de charge.
- Le système reste stable globalement, mais la méthode (P&O) introduit de petites perturbations dans la tension injectée à cause de ses oscillations naturelles. Ces variations peuvent créer de légers décalages de phase ou d'amplitude lors de l'injection.

IV.7.9. Le schéma global utilisé dans la simulation :

A. Méthode de Incrémentale de Conductance :

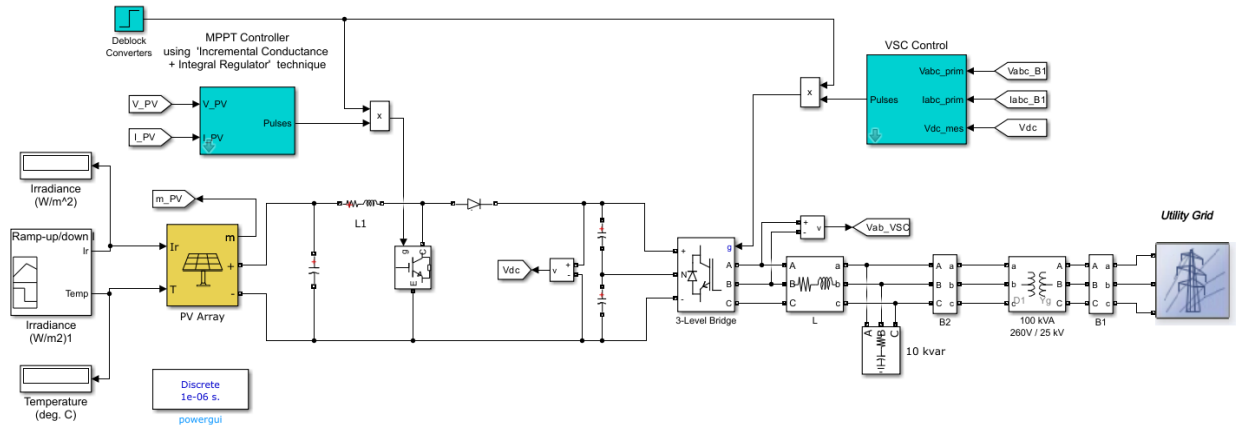


Figure IV. 18 : Schéma bloc de la commande (INC)

B. Méthode de Perturbation et Observation :

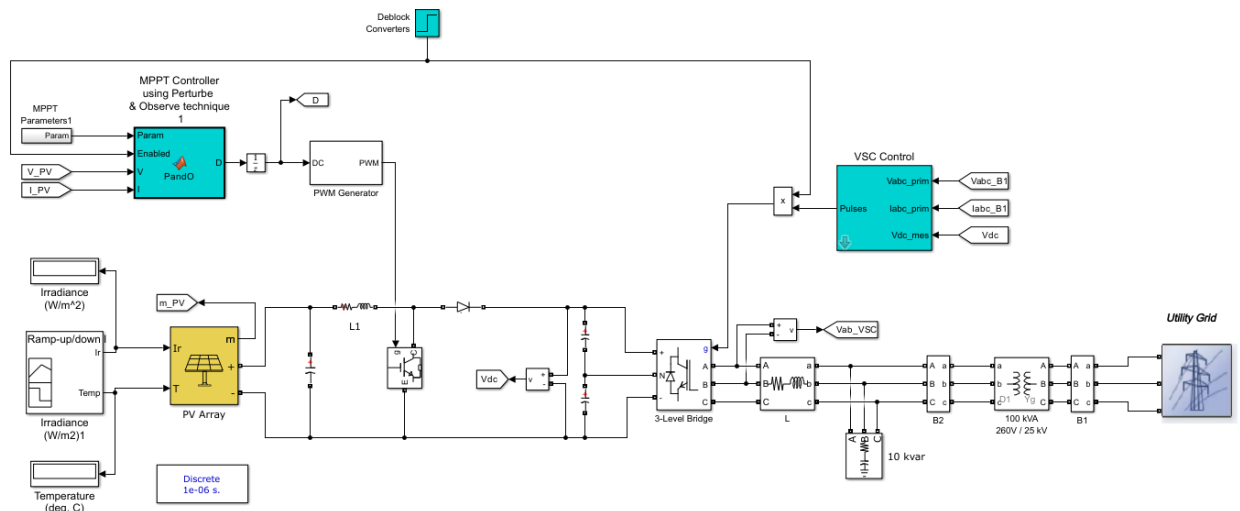


Figure IV. 19 : Schéma bloc de la commande (P&O)

IV.8. Comparaison entre P&O et INC :

À travers l'ensemble des simulations réalisées, il est apparu clairement que les deux algorithmes MPPT — P&O et INC — ont chacun leurs avantages et leurs limites, mais se distinguent surtout par leur comportement face aux dynamiques du système photovoltaïque et aux conditions environnementales.

IV.8.1. Réactivité et précision

- **INC** se montre plus réactif et précis dans l'ajustement de la tension au MPP, même lorsque l'irradiation ou la température changent rapidement. Il adapte finement la commande sans dépasser la cible.

- **P&O**, bien que simple, présente un temps de réponse plus lent. En cas de changement rapide, il continue parfois à perturber dans la mauvaise direction, ce qui génère des pertes temporaires.

IV.8.2. Stabilité autour du MPP :

- **INC** stabilise rapidement la tension autour du point optimal, limitant les oscillations résiduelles.
- **P&O** continue à osciller même en régime permanent, ce qui engendre de légères pertes cumulées.

IV.8.3. Influence sur les étages aval (Boost, VSC, filtre) :

- Avec une tension d'entrée plus stable, **INC** permet au convertisseur Boost de fonctionner avec moins de stress, à des fréquences de commutation mieux contrôlées.
- Cela se traduit aussi par une meilleure qualité de la tension alternative en sortie de l'onduleur et après filtrage (forme d'onde sinusoïdale plus pure, THD plus faible).

IV.8.4. Intégration réseau et injection d'énergie :

- La méthode **INC** assure une injection plus stable et plus propre dans le réseau, avec un THD de 0.09 %, contre 0.23 % pour **P&O**.

Cela améliore l'efficacité globale et réduit les risques de désynchronisation, surtout en présence d'un réseau sensible.

IV.8.5. Complexité d'implémentation :

- **P&O** reste très simple, facile à programmer, et suffisant pour les systèmes à environnement stable.
- **INC** exige plus de ressources (calculs de dérivées et divisions), mais ce coût est compensé par une meilleure performance énergétique.

IV.8.6. Conclusion comparative :

- Pour les applications exigeantes, avec fluctuations climatiques ou couplage au réseau rigoureux, **INC** est fortement recommandé.
- Pour les systèmes simples, à coût réduit et environnement stable, **P&O** peut suffire, à condition de tolérer une perte énergétique minimale.

Conclusion générale

CONCLUSION

Dans ce mémoire, nous avons étudié, modélisé et simulé un système photovoltaïque connecté au réseau, intégrant un convertisseur Boost, un onduleur triphasé commandé en VSC, ainsi que des techniques avancées de commande énergétique. L'objectif principal a été d'évaluer, à travers une approche comparative, les performances de deux algorithmes de suivi du point de puissance maximale (MPPT) : Perturbation et Observation (P&O) et Incrémentation de la Conductance (INC).

La première partie du travail a permis d'établir un cadre théorique solide sur les systèmes photovoltaïques, en mettant en lumière les enjeux liés à l'optimisation énergétique et à la conversion efficace de l'énergie solaire. La seconde partie a été consacrée à la modélisation complète du système étudié sous MATLAB/Simulink, incluant les blocs de conversion, les techniques de commande et le couplage réseau.

Les simulations réalisées ont permis d'observer le comportement dynamique du système sous différentes conditions climatiques (irradiation et température). Les résultats ont montré que :

- L'algorithme INC se distingue par sa capacité à maintenir une tension stable autour du MPP, limitant les oscillations et améliorant la qualité de l'énergie injectée dans le réseau (THD réduit, onde sinusoïdale propre).
- L'algorithme P&O, bien que plus simple à implémenter, souffre de pertes énergétiques dues à ses perturbations continues, surtout en présence de variations rapides.

Cette étude met donc en évidence l'importance du choix de la stratégie MPPT selon l'application visée. Pour des systèmes autonomes simples, le P&O peut s'avérer suffisant. En revanche, pour des installations raccordées au réseau avec des exigences strictes de stabilité et d'efficacité, l'algorithme INC est vivement recommandé.

Enfin, ce travail ouvre des perspectives intéressantes, notamment l'intégration de techniques d'intelligence artificielle (logique floue, réseaux de neurones) pour améliorer davantage la robustesse du suivi MPPT dans des environnements complexes.

Références bibliographiques

- [1]. Boss, A. P. (1997). "Giant planet formation by gravitational instability." *Science*, 276(5320), 1836-1839.
- [2]. Standish, E. M. (1995). "Report of the IAU WGAS Sub-Group on Numerical Standards." *Highlights of Astronomy*, 10, 180.
- [3]. Planck, M. (1901). "On the law of distribution of energy in the normal spectrum." *Annalen der Physik*, 4(553), 1.
- [4]. Unver, T., & Goren, A. (2019). Development of seasonal solar radiation estimation models for Dokuz Eylul University campus area for controller of a two-axis solar tracker. *International Journal of Global Warming*, 19(1/2), 193.
- [5]. Kondratyev, K. Y. (1969). *Radiation in the atmosphere*. Academic Press.
- [6]. Iqbal, M. (1983). *An introduction to solar radiation*. Academic Press.
- [7]. Liou, K. N. (2002). *An introduction to atmospheric radiation*. Academic Press.
- [8]. Al-Ezzi A. S., & Ansari, M. N. M. (2022). Photovoltaic Solar Cells: A Review. *Applied System Innovation*, 5(4), 67.
- [9]. Green, M. A. (2000). Photovoltaics: technology overview. *Energy Policy*, 28(14), 989–998.
- [10]. Razykov, T. M., Ferekides, C. S., Morel, D., Stefanakos, E., Ullal, H. S., & Upadhyaya, H. M. (2011). Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. *Solar Energy*, 85(8), 1580–1608.
- [11]. Kojima, A., Teshima, K., Shirai, Y., & Miyasaka, T. (2009). Organometal halide perovskites as visible-light sensitizers for photovoltaic cells. *Journal of the American Chemical Society*, 131(17), 6050–6051.
- [12]. M. A. Green et al., "Solar cell efficiency tables (version 60)," *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 30, no. 1, pp. 3–12, Jan. 2022.
- [13]. Sobhan Sarbandi, S., & Pawar, V. R. (2023). Heat transfer enhancement of a PCM-porous metal based heat pipe evacuated tube solar collector: An experimental study. *Solar Energy*, 251, 106-118.
- [14]. Debnath, D., & Chatterjee, K. (2015). A two stage solar photovoltaic based stand alone scheme having battery as energy storage element for rural deployment. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(7), 4148-4157.
- [15]. Pardiñas, Á. Á., Selvnes, H., & Banasiak, K. (2023). Next generation of ejector-supported R744 booster systems for commercial refrigeration at all climates. *International Journal of Refrigeration*, 148, 168-178.

- [16]. A douane, M., Haddadi, M., Benamrane, N., & Malek, A. (2014). Évaluation de l'influence de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur la production d'énergie d'un système hybride. *Revue des Energies Renouvelables*, 17(1), 123-130.
- [17]. A douane, M., Haddadi, M., & Malek, A. (2015). Étude de la fiabilité des systèmes solaires hybrides dans le sud algérien. *Revue des Energies Renouvelables*, 18(2), 343-350.
- [18]. A douane, M., & Haddadi, M. (2013). Étude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique. *Revue des Energies Renouvelables*, 16(2), 289-296.
- [19]. Peng, J., Lu, L., & Yang, H. (2013). Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 255–274.
- [20]. Mbungu, N. T., Naidoo, R. M., Bansal, R. C., Siti, M. W., & Tungadio, D. H. (2021). A systematic review of grid-connected photovoltaic and photovoltaic/thermal systems: Benefits, challenges and mitigation. *Science of The Total Environment*, 794, 148539.
- [21]. Kumar, R., & Singh, B. (2018). A review on power electronics applications in renewable energy systems. *International Journal of Engineering Research and Technology*, 11(1), 1–10
- [22]. Gholami, E., Eradat, A., & Fotoohabadi, H. (2017). Grid-Connected Photovoltaic System for Active and Reactive Power Management. arXiv preprint arXiv:1706.09133.
- [23]. Sharma, R., & Jain, S. (2018). A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid-connected photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 361–379.
- [24]. Long, Y., Elliott, R. T., & Kirschen, D. S. (2021). Adaptive Coalition Formation-Based Coordinated Voltage Regulation in Distribution Networks.
- [25]. Morales-Caporal, R., Pérez-Cuapio, J. F., Martínez-Hernández, H. P., & Cortés-Maldonado, R. (2021). Design and Hardware Implementation of an IGBT-Based Half-Bridge Cell for Modular Voltage Source Inverters. *Electronics*, 10(20), 2549.
- [26]. Nurhaida, A. S., Ahmad Firdaus, A. Z., Kamarudin, K., Azmi, S. A., Ridzuan, M. J. M., & Hafis, S. M. (2019). Design and Development of Three-Phase Voltage Source Inverter for Variable Frequency Drive. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 705(1), 012016.
- [27]. Louis, J.-P., & Bergmann, C. (1996). Commande en pleine onde d'un onduleur de tension. *Techniques de l'Ingénieur*.
- [28]. Tyagi, S., & Mayergoyz, I. (2019). Optimal Time-Domain Pulse Width Modulation for Three-Phase Inverters. arXiv preprint arXiv:1905.03287.
- [29]. Vyas, D. R., Patel, M. A., & Patel, A. R. (2009). Analysis of PWM techniques for inverters driving AC motors. *International Journal of Recent Trends in Engineering*, 1(4), 99–103.

[30]. K. Sobaihi " étude et réalisation d'un hacheur de Tracking du point de puissance Maximale (MPPT) a contre réaction " Mémoire de Magister Ecole Nationale polytechnique 10, Avenue Hassen Badi El -Harrach Alger.

[31]. A. Courteix, Y. Cheron, H. Foch, M. Metz. Application à un convertisseur continu-alternatif complexe d'une méthode systématique de synthèse. Revue de Physique Appliquée, 1986, 21 (6), pp.357-364.

[32]. Alain Bilbao Ibarreta " Réalisation de commandes MPPT Numériques " Rapport de stage Projet Fin d'Etudes Universtat Rovira Virgili 2006.

[33]. B. Multon, "Production d'énergie électrique par sources renouvelables", Techniques de l'Ingénieur Traité, D 4005.

[34]. Hussein KH, Muta I, Hoshino T, Osakada M (1995) Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. IEE Proc Gener Trans Distrib 142 (1) :59

[35]. S. Lhlah " Etude comparative des techniques MPPT Perturbation and Observation (P&O), Incremental Conductance (Inc.CoN) et Hill climbing (H.C)" Mémoire Magister université El hadj Lakhdar Batna 2007.

[36]. M. Moulay-Amar et M. Loghouini, « Etude et réalisation d'un système de poursuite de point de puissance maximale à base de microcontrôleur destiné à une installation photovoltaïque », Mémoire d'ingénieur, université de Ouargla, Algérie, 2005.

[37]. K. Sobaihi " étude et réalisation d'un hacheur de Tracking du point de puissance Maximale (MPPT) a contre réaction " Mémoire de Magister Ecole Nationale polytechnique 10, Avenue Hassen Badi El -Harrach Alger.