

N° Ordre...../FHC/UMBB/2025

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

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

**MASTER**

Présenté par

BENTAALLA Oussama

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie électrique électricité Industrielle

**Thème**

**Commande prédictive d'un onduleur à deux niveaux  
connecté au réseau alimenté par système PV**

**Devant le jury :**

KESRAOUI	Mohamed	Pr	UMBB	Président
KIFOUCHE	Rezki	MAA	UMBB	Examineur
KHELIFI	Fateh	MAA	UMBB	Encadrant

Année Universitaire : 2024/2025



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**  
Département : Automatisation des Procédés et Electrification  
Filière : Hydrocarbures  
Spécialité : Génie électrique électricité Industrielle

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

**MASTER**

***Thème***

**Commande prédictive d'un onduleur à deux niveaux  
connecté au réseau alimenté par système PV**

**Présenté par :**  
Etudiant : BENTAALLA Oussama

**Avis favorable de l'encadrant :**  
Nom et prénom : KHELIFI Fateh

signature :

**Avis favorable du Président du jury**  
Nom et Prénom : KESRAOUI Mohamed

Signature :

**Cachet et signature**

# Remerciements

Avant tout, nous exprimons notre gratitude à Allah, le Tout-Puissant, qui nous a donné la force, la volonté et le courage d'accomplir ce modeste travail.

Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué au succès de mon stage et qui m'ont aidée lors de la rédaction de ce mémoire.

Je voudrais dans un premier temps remercier, mon directeur de mémoire **M. KHELIFI Fateh**, Maître Assistant de classe "A" à l'Université de Boumerdès, faculté des Hydrocarbures et de la Chimie, Département d'Automatisation des Procédés et Electrification , pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter ma réflexion.

Je désire aussi remercier les professeurs et toute l'équipe pédagogique de faculté des Hydrocarbures et de la Chimie, qui m'ont fourni les outils nécessaires à la réussite de mes études universitaires.

Je suis profondément reconnaissant envers mes parents pour leur dévouement inconditionnel. Ils m'ont toujours soutenu et encouragé à donner le meilleur de moi-même. J'exprime également ma gratitude à mes collègues et amis pour leur précieuse présence et leurs encouragements.

## *Dédicaces*

*Au nom d'Allah le tout-puissant, qui est toujours à mes côtés*

*Je dédie ce travail :*

*À Mes chers parents ;*

*Aucune dédicace ne saurait traduire l'ampleur de ma dette envers eux. Pour leur bienveillance, leur amour et leur soutien constant, je leur adresse ici le témoignage sincère de ma profonde affection et de ma gratitude infinie.*

*À mes frères et Ma sœurs ;*

*À ma grande famille ;*

*Et à tous mes amis ;*

*À Tous ceux qui me sont chers.*

***OUSSAMA***

### Résumé

Ce mémoire porte sur l'application de la commande prédictive (MPC) en vue d'optimiser les performances des systèmes photovoltaïques. Face à la croissance continue de la demande en électricité et à l'urgence de réduire les émissions de carbone et de gaz à effet de serre, l'énergie solaire s'impose comme une solution incontournable. Toutefois, ces systèmes restent sensibles à des paramètres externes tels que les conditions météorologiques et les fluctuations de la charge électrique. Cette étude vise ainsi à démontrer comment la commande prédictive peut contribuer à améliorer la qualité de l'énergie injectée dans le réseau tout en maximisant la production du système photovoltaïque.

**Mots clés :** Système Photovoltaïque (PV), Commande Prédictive (MPC)

### Abstract

This thesis focuses on the application of Model Predictive Control (MPC) to optimize the performance of photovoltaic systems. Given the continuous growth in electricity demand and the urgency to reduce carbon and greenhouse gas emissions, solar energy has become an essential solution. However, these systems remain sensitive to external parameters such as weather conditions and fluctuations in electrical load. This study thus aims to demonstrate how predictive control can help improve the quality of the energy injected into the grid while maximizing the production of the photovoltaic system.

**Keywords:** Photovoltaic System (PV), Predictive Control (MPC)

## Tables des métiers

Introduction Générale .....	1
<b>CHAPITRE I Etude théorique et numérique d'un système de conversion photovoltaïque</b>	
I.1 Introduction.....	4
I.2 L'énergie renouvelable.....	4
I.3 Historique du solaire photovoltaïque.....	4
I.4 Principe de la conversion photovoltaïque.....	5
I.5 La cellule PV .....	5
I.5.1 Les différents types de cellules PV.....	6
I.5.2 Fonctionnement .....	7
I.6 Modèle de la cellule photovoltaïque.....	9
I.6.1 Modèle de base de la cellule.....	9
I.6.2 Modèle complet de la cellule.....	10
I.7 Caractéristiques de la cellule photovoltaïque .....	15
I.8. Paramètres des cellules photovoltaïques .....	15
I.8.1 Le courant maximal ( <b>ICC</b> ).....	15
I.8.2 Tension de circuit ouvert ( <b>Vco</b> ).....	16
I.8.3 Point a puissance maximale (MPP).....	16
I.8.4 Facteur de forme .....	16
I.8.5. Rendement de conversion.....	17
I.9. Générateur photovoltaïque.....	17
I.9.1. Association des modules photovoltaïques.....	18
I.9.2. Influence des paramètres externes sur un module photovoltaïque .....	19
I.9.3. Les systèmes photovoltaïques.....	22
I.10. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque .....	24
I.11. La commande prédictive .....	25
I.11.1. Principes de la commande prédictive .....	25
I.11.2. Éléments d'une commande prédictive .....	25
I.11.3. Les différents types de commande prédictive.....	26
I.11.4. Modèle de commande prédictif du système proposé.....	27
Conclusion .....	28

<b>Chapitre II</b>	<b>Électronique de puissance pour la conversion d'énergie photovoltaïque</b>	
II.1.	Introduction .....	30
II.2.	Les composants semi-conducteurs .....	30
II.2.1.	La diode .....	30
II.2.2.	Thyristor .....	31
II.2.3.	Transistor .....	31
II.3.	Les différents types de convertisseurs .....	32
II.3.1.	Convertisseurs DC-DC ou hacheurs.....	33
II.3.2.	Convertisseurs DC/AC (onduleurs).....	35
II.3.3.	Technologies des onduleurs.....	35
II.4.	Installation photovoltaïque raccordé au réseau .....	39
II.4.1.	Les composants fondamentaux .....	39
II.4.2.	Installation PV connectés au réseau sans Stockage.....	40
II.4.3.	Installation PV connectés au réseau avec Batterie de Stockage.....	41
II.4.4.	Typologie des Architectures de Systèmes PV Connectés au Réseau .....	41
II.5.	Modélisation et structuration d'un système photovoltaïque raccordé au réseau .....	44
II.5.1.	Structure d'un système photovoltaïque connecté au réseau .....	44
II.5.2.	Structure des onduleurs triphasé à deux niveaux .....	46
II.5.3.	Commande de l'onduleur triphasé .....	49
II.5.4.	Couplage de l'onduleur au réseau .....	52
II.6.	Régulateurs PI .....	55
II.6.1.	Structure de la commande PI.....	55
II.6.2.	la méthode de placement des pôles [63].....	56
II.6.3.	la méthode de compensation des pôles.....	57
II.7.	La commande de la puissance maximale(MPPT) .....	57
II.7.1.	Principe De La Commande MPPT .....	57
II.7.2.	Techniques de commande MPPT .....	59
II.7.3.	Méthode de perturbation et observation (P&O).....	59
II.7.4.	Méthode d'incrémentation de Conductance .....	62
	Conclusion .....	65
<b>Chapitre III</b>	<b>Simulation numérique d'onduleur à deux niveaux utilisant une commande MPC</b>	
III.1.	Introduction.....	67
III.2.	Commande prédictive d'onduleur DC/AC connecté au réseau .....	67

## Tables des métiers

---

---

III.3. Boucle à verrouillage de phase (P.L.L) .....	68
III.4. Modèle de convertisseur .....	69
III.4.1. Commande MPPT des modules PV en fonction du modèle commande prédictive .....	72
III.5. Application de la commande prédictive sur l'onduleur .....	73
III.5.1. Algorithme de commande prédictive .....	73
III.5.2. Courants injectés .....	74
III.5.3. Fonction de coût.....	75
III.6. simulation de la commande prédictive sur le système connecté au réseau.....	76
III.6.1. Le schéma proposé.....	76
III.6.2. Résultats de simulation et discussion.....	77
Conclusion .....	88
Conclusion Générale .....	89
Références Bibliographiques .....	90

## Liste des figures

<b>Figure I.1</b>	Structure basique d'une cellule photovoltaïque .....	6
<b>Figure I.2</b>	Semi-conducteur de type N .....	7
<b>Figure I.3</b>	Semi-conducteur de type P .....	8
<b>Figure I.4</b>	Représentation d'une jonction PN sous éclairement .....	9
<b>Figure I.5</b>	Schéma équivalent le plus simple de la cellule photovoltaïque à jonction PN .....	9
<b>Figure I.6</b>	Le circuit simple d'une cellule PV auquel s'est rajoutée une résistance parallèle $R_p$ . ....	10
<b>Figure I.7</b>	Le circuit équivalent d'une cellule PV avec prise en charge de la résistance en série. ....	11
<b>Figure I.8</b>	Modèle à une diode d'une cellule PV. ....	11
<b>Figure I.9</b>	Modèle à deux diodes d'une cellule PV. ....	12
<b>Figure I.10</b>	Modèle à trois diodes d'une cellule PV .....	14
<b>Figure I.11</b>	Schéma fonctionnel d'une cellule PV .....	14
<b>Figure I.12</b>	Caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'une cellule photovoltaïque .....	15
<b>Figure I.13</b>	Composants de système des modules photovoltaïques .....	17
<b>Figure I.14</b>	Association de N modules solaires en série [27] .....	18
<b>Figure I.15</b>	Association de N modules solaires en parallèle [27] .....	18
<b>Figure I.16</b>	Association mixte des modules solaires [27] .....	19
<b>Figure I.17</b>	Influence de l'éclairement sur la caractéristique I-V .....	20
<b>Figure I.18</b>	Influence de la température sur la caractéristique I-V .....	21
<b>Figure I.19</b>	L'angle et l'orientation des panneaux[28] .....	21
<b>Figure I.20</b>	Système PV autonome .....	22
<b>Figure I.21</b>	Systèmes PV connectés au réseau .....	23
<b>Figure I.22</b>	Système hybride .....	24
<b>Figure I.23</b>	Structure de base d'une commande prédictive .....	25
<b>Figure II. 1</b>	Le symbole de Diode .....	30
<b>Figure II.2</b>	Caractéristique de la diode réelle .....	30
<b>Figure II.3</b>	Symbole du Thyristor .....	31
<b>Figure II.4</b>	Caractéristique du Thyristor réel .....	31
<b>Figure II.5</b>	Symbole de Transistor .....	32
<b>Figure II.6</b>	Différents types de convertisseurs statiques .....	32
<b>Figure II.7</b>	Schéma électrique du hacheur abaisseur .....	33
<b>Figure II.8</b>	Schéma électrique du convertisseur élévateur .....	34
<b>Figure II.9</b>	Schéma électrique du hacheur abaisseur-élévateur .....	34
<b>Figure II.10</b>	Schéma de principe de fonctionnement d'un onduleur .....	35
<b>Figure II.11</b>	Schémas de principe d'un onduleur central .....	36
<b>Figure II.12</b>	Schémas de principe d'un onduleur string .....	37
<b>Figure II.13</b>	Schémas de principe d'un onduleur intégré .....	38
<b>Figure II.14</b>	Installation photovoltaïque connectés au réseau sans Stockage .....	40
<b>Figure II.15</b>	Installation photovoltaïque connectés au réseau sans Stockage avec batterie .....	41

<b>Figure II.16</b> modules PV en série vers un seul onduleur .....	42
<b>Figure II.17</b> Bus à basse tension alternative [46] .....	43
<b>Figure II.18</b> Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé [46] .....	44
<b>Figure II.19</b> Structure générale d'un système PV connecté au réseau.....	45
<b>Figure II.20</b> Caractéristiques I-V et P-V dans des conditions atmosphériques standard.....	46
<b>Figure II.21</b> schémas de structure d'un Onduleur triphasé .....	46
<b>Figure II.22</b> schéma électrique équivalent d'un Onduleur de tension triphasé à deux niveaux.....	47
<b>Figure II.23</b> Schéma bloc de l'onduleur triphasé à deux niveaux .....	48
<b>Figure II.24</b> Diagramme vectoriel de l'onduleur à deux niveaux .....	49
<b>Figure II.25</b> simulation du bloc de commande MLI.....	50
<b>Figure II.26</b> signale de la commande MLI .....	50
<b>Figure II.27</b> impulsion au niveau des interrupteurs .....	50
<b>Figure II.28</b> Principe de la commande par hystérésis.....	51
<b>Figure II.29</b> couplage tension réseau et tension onduleur .....	53
<b>Figure II.30</b> Schéma du réseau triphasé.....	54
<b>Figure II.31</b> Schéma de commande utilisant la structure PI.....	55
<b>Figure II.32</b> La Commande MPPT dans le système PV .....	58
<b>Figure II.33</b> Caractéristique puissance-tension du panneau PV .....	58
<b>Figure II.34</b> Caractéristique PPV(VPV) [57] .....	60
<b>Figure II.35</b> Organigramme de la méthode P&O .....	60
<b>Figure II.36</b> Modèle Simulink de l'algorithme P&O.....	61
<b>Figure II.37</b> Schéma bloc d'algorithme P&O.....	61
<b>Figure II.38</b> Signe dP/dV de pour différentes zones de fonctionnement.....	63
<b>Figure II.39</b> Modèle Simulink de l'algorithme INC.....	63
<b>Figure II.40</b> Algorithme d'incrémentatation de la conductance .....	64
<b>Figure III.1</b> Schéma de configuration de système étudié .....	68
<b>Figure III.2</b> Diagramme de blocs d'une PLL .....	69
<b>Figure III.3</b> Schéma de commande de la commande prédictive.....	70
<b>Figure III.4</b> Vecteurs de tension dans le plan complexe.....	71
<b>Figure III.5</b> Diagramme de l'algorithme du contrôle prédictif.....	74
<b>Figure III.6</b> Représentation vectorielle des tensions et l'états de commutation.....	76
<b>Figure III.7</b> Schéma de commande du système photovoltaïque avec onduleur à deux niveaux .....	76
<b>Figure III.8</b> shéma simulink de PV avec ondeuleur deux niveaux avec MPC et MPPT.....	78
<b>Figure III.10- a</b> Puissance active et réactive mesurées.....	83
<b>Figure III.10- b</b> Courant et tension du réseau.....	83

## Liste des figures

---

<b>Figure III.10- a</b> Puissance active et réactive mesurées.....	83
<b>Figure III.10- b</b> Courant et tension du réseau.....	83
<b>Figure III.11-a</b> Profil de température variable.....	84
<b>Figure III.11-b</b> Courant PV .....	84
<b>Figure III.11-c</b> Puissance active et réactive mesurées .....	85
<b>Figure III.11-d</b> Courant de sortie de l'onduleur .....	85
<b>Figure III.12-a</b> Profil de l'éclairement variable. ....	86
<b>Figure III.12-b</b> Courant PV .....	86
<b>Figure III.12-c</b> Puissance active et réactive mesurées .....	87
<b>Figure III.12-d</b> Courant de sortie de l'onduleur .....	87

## Liste des tableaux

<b>Tableau II.1</b> Analyse Comparative des différentes Types d'architectures d'onduleurs .....	39
<b>Tableau II.2</b> Paramètres du module photovoltaïque Victron BlueSolar 60W-12V .....	45
<b>Tableau II.3</b> Comparaison entre les différentes techniques de commande. [49] .....	52
<b>Tableau II.4</b> Paramètres de réseau .....	55
<b>Tableau III.1</b> Table d'état d'onduleur .....	72

## Liste des Symboles

$V_{pv}$  : Tension délivrée par la cellule PV [V]

$I_s$  : le courant inverse de saturation [A]

$I_{ph}$  : Photo-courant de la cellule solaire [A]

$I_d$  : Courant traversant la diode [A]

$I_{pv}$  : Courant délivré la diode [A]

$q$  : La charge de l'électron [ $1.602 \times 10^{-16}$  C]

$k$  : la constante de Boltzmann [ $1.381 \times 10^{-23}$  J/K]

$T$  : la température de jonction [K]

$R_p$  : La résistance parallèle ou de court-circuit

$R_s$  : résistance série

$m$  : Le facteur d'idéalité de diode

$C$  : La valeurs des coefficients de température

$E_{gap}$  : Band gap [J ou eV]

$G_{STC}$  : Insolation sous conditions standards [ $1000$  W/m<sup>2</sup>]

$T_{PV,STC}$  : Température du module sous les conditions de test standard [ $25^\circ$ C]

$\alpha_I$  : Coefficient de température généralement très petit et positif (environ 0.03 à 0.04% du courant court-circuit par Kelvin).

$R_{s,cellule}$  : résistance série relative d'une cellule [ $\Omega m^2$ ].

$A_{cellule}$  : surface d'une cellule [ $m^2$ ].

$N_s$  : nombre de cellules reliées en série.

$E$  : ensoleillement dans le plan de la cellule (W/m<sup>2</sup>)

$T$  : température de la cellule (C°)

$I$  : intensité du courant fourni par la cellule

$V$  : tension aux bornes de la cellule

$V_{co}$  : Tension de circuit ouvert

$I_{CC}$  : Le courant maximal

$P_{PPM}$  : la puissance maximale des cellules solaires .

$V_{PPM}$  : la tension maximale des cellules solaires .

$I_{PPM}$  : l'intensité de courant optimal  $I_{PPM}$ .

## Liste des Symboles

---

$R_{opt}$  : L'impédance statique optimale de charge

$FF$  :facteur de forme FF

$\eta$  :Rendement de conversion

$F_{11}, F_{21}, F_{31}$  Fonctions de connexion des interrupteurs

$V_{a0}, V_{b0}, V_{c0}$  Fonction de conversion des interrupteurs

$U_c$  : la tension d'alimentation de l'onduleur par rapport au neutre.

$V_{abc}$  : Tensions de sortie triphasées de l'onduleur.

$e_{abc}$  : Tensions de lignes triphasées du réseau.

$i_{abc}$  : Courants triphasés injectés aux réseaux.

$R$  : Résistance du filtre.

$L$  : Inductance du filtre.

$F(s)$  : La fonction de transfert en boucle fermée

$D$  : rapport cyclique

$e$  : est la tension de source.

$v$  : est la tension de sortie de l'onduleur.

$i$  : le courant injecté

$T_s$  : Temps d'échantillonnage utilisé dans le contrôle MPC

$g$  : Fonction de cout

## Liste des abréviations

<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>GPV</b>	Générateur Photovoltaïque
<b>DC</b>	Courant Continu
<b>AC</b>	Courant Alternatif
<b>MPPT</b>	Maximum Power Point Tracking ou Méthodes de poursuite du point de Puissance maximale
<b>MPP</b>	Maximum Power Point ou Point de Puissance Maximal
<b>MPC</b>	Model Predictive Control ou Commande Prédictive à base de Modèle
<b>FCS</b>	Finite set model predictive control
<b>P&amp;O</b>	Perturber Et Observer
<b>IC</b>	Conductance Incrémentale
<b>THD</b>	Total Harmonic Distorsio

# Introduction Générale

Face à l'augmentation constante de la demande en énergie électrique et aux limites des ressources fossiles, la transition vers des sources d'énergie durables s'impose comme une nécessité mondiale. Cette situation est particulièrement critique dans les régions isolées, telles que les zones désertiques ou montagneuses, qui souffrent d'un accès limité, voire inexistant, à un réseau électrique fiable. Dans ce contexte, l'exploitation des énergies renouvelables constitue une solution prometteuse, tant pour répondre aux besoins croissants en électricité que pour limiter les impacts environnementaux liés aux énergies conventionnelles.

Aujourd'hui, une large part de l'énergie consommée à travers le monde provient encore des combustibles fossiles — pétrole, charbon, gaz naturel — dont l'utilisation intensive engendre de graves conséquences, telles que la pollution atmosphérique, l'épuisement des ressources naturelles, et le réchauffement climatique. Conscient de ces défis, j'ai choisi de concentrer ce travail de recherche sur l'énergie solaire, et plus précisément sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau. L'énergie solaire présente de nombreux avantages : elle est propre, inépuisable, silencieuse et disponible partout. Grâce à la technologie photovoltaïque, il est possible de convertir directement le rayonnement solaire en énergie électrique utilisable.

L'exploitation directe de l'énergie solaire à l'aide de capteurs s'appuie principalement sur deux technologies : le solaire thermique, qui convertit l'énergie en chaleur, et le solaire photovoltaïque, qui la transforme en électricité. Afin d'améliorer la conversion et la gestion de cette électricité, les convertisseurs statiques jouent un rôle fondamental dans les systèmes photovoltaïques modernes.

Ces convertisseurs de puissance ont connu des avancées considérables, portées par le développement des semi-conducteurs et des techniques de commande numériques. Ces progrès ont permis une meilleure intégration des convertisseurs dans les réseaux électriques, avec des performances accrues en matière de contrôle, d'efficacité énergétique et de fiabilité.

Dans le cadre de ce travail, l'accent est mis sur l'onduleur de tension triphasé à deux niveaux, largement utilisé dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Bien que plus simple en architecture que les convertisseurs multiniveaux, l'onduleur à deux niveaux demeure très répandu en raison de sa robustesse, sa commande simplifiée et sa capacité à garantir une qualité d'injection acceptable avec un filtrage approprié. Il permet notamment de réguler efficacement les courants injectés dans le réseau, en assurant la conformité aux normes de qualité de l'énergie et en facilitant le suivi du point de puissance maximale (MPP).

Cette mémoire vise à étudier l'application de la commande prédictive à ensemble fini d'états (FCS-MPC) dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, dans le but d'améliorer la qualité de l'énergie injectée et le rendement global. Cette approche s'appuie sur un modèle dynamique du système permettant de prédire son comportement futur, et sélectionne à chaque instant l'action optimale via une fonction de coût. Malgré un effort de calcul notable, la méthode se distingue par sa simplicité conceptuelle, sa capacité à intégrer les contraintes du système et sa robustesse face aux variations climatiques, ce qui en fait une solution efficace et adaptée aux applications photovoltaïques réseau.

Ce travail s'organise autour de trois chapitres principaux :

Le premier chapitre introduit les fondements de l'énergie solaire photovoltaïque, depuis son fonctionnement et la modélisation des cellules jusqu'aux facteurs influençant leur rendement. Il examine l'effet des conditions environnementales sur les modules PV et la structure des générateurs. Il présente aussi la commande prédictive comme outil d'optimisation des performances du système.

Le deuxième chapitre propose un aperçu des composants de conversion de puissance et des topologies de convertisseurs DC/DC et DC/AC appliqués aux systèmes photovoltaïques. Il approfondit le fonctionnement des onduleurs à deux niveaux et leurs stratégies de commande. L'étude couvre aussi l'intégration au réseau, la modélisation du système PV et les techniques MPPT pour optimiser le rendement.

Le dernier chapitre analyse en détail l'application de la commande prédictive à un onduleur à deux niveaux connectés au réseau. Il présente la structure du système ainsi que le modèle mathématique associé. Les résultats de simulation y sont interprétés pour évaluer les performances de la stratégie de commande.

Et on termine avec une conclusion générale.

# **CHAPITRE I**

## **Etude théorique et numérique d'un système de conversion photovoltaïque**

## I.1 Introduction

Dans ce chapitre, on présentera les notions essentielles liées à l'énergie solaire photovoltaïque, en abordant son historique, le principe de conversion, ainsi que les types et le fonctionnement des cellules photovoltaïques. Une attention particulière sera portée sur la modélisation des cellules PV, leurs caractéristiques, et les principaux paramètres influençant leur rendement. On examinera aussi l'impact de l'éclairement et de la température sur les modules PV, avant d'aborder la structure des générateurs photovoltaïques. Enfin, on introduira la commande prédictive appliquée au système étudié, afin d'enrichir l'analyse et démontrer les perspectives d'optimisation des performances globales.

## I.2 L'énergie renouvelable

Les énergies renouvelables (ENR) sont définies comme des sources d'énergie exploitées par l'homme sans risque d'épuisement, leur régénération étant plus rapide que leur consommation. Parmi les principales formes d'énergies renouvelables, on retrouve

- L'énergie solaire,
- L'énergie photovoltaïque,
- L'énergie éolienne,
- L'énergie hydraulique,
- La biomasse,
- La géothermie [3]

## I.3 Historique du solaire photovoltaïque

L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par Edmond Becquerel, mais ce n'est qu'en 1954 que la première cellule photovoltaïque en silicium à rendement raisonnable fut mise au point par Chapin, Pearson et Prince dans les laboratoires Bell. Cette avancée a marqué le début de l'utilisation pratique de l'énergie solaire, notamment dans le domaine spatial. Dans les décennies suivantes, plusieurs matériaux semi-conducteurs ont été testés (GaAs, CdS/Cu<sub>2</sub>S), chacun avec ses avantages et limites, principalement en termes de rendement et de faisabilité industrielle. Les cellules polycristallines et en silicium amorphe ont ensuite élargi les usages vers des applications terrestres, domestiques ou à faible puissance[2][4].

À partir des années 1970, l'industrie photovoltaïque a connu un développement progressif, malgré des rendements encore modestes et des coûts élevés. Les premières applications terrestres concernaient surtout les zones isolées non raccordées au réseau électrique.

L'évolution des techniques de fabrication, notamment la purification du silicium et l'optimisation des structures de cellules, a permis d'améliorer les performances. Bien que les investissements nécessaires à la recherche restent importants, les efforts se poursuivent pour rendre cette technologie plus efficace et économiquement accessible à plus grande échelle. [5]  
[6]

## I.4 Principe de la conversion photovoltaïque

La conversion photovoltaïque, aujourd'hui largement utilisée, peut-être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique [1][7].

Même si le phénomène électrique est secondaire devant le phénomène thermique (incluant la chauffe du matériau par les rayons solaires), récupérer toute ou une partie de l'énergie électrique est le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou de générateurs. Cela est possible grâce par exemple à des cellules solaires réalisées en associant un matériau semi-conducteur dopé N à un autre semi-conducteur dopé P [8].

L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque [8].

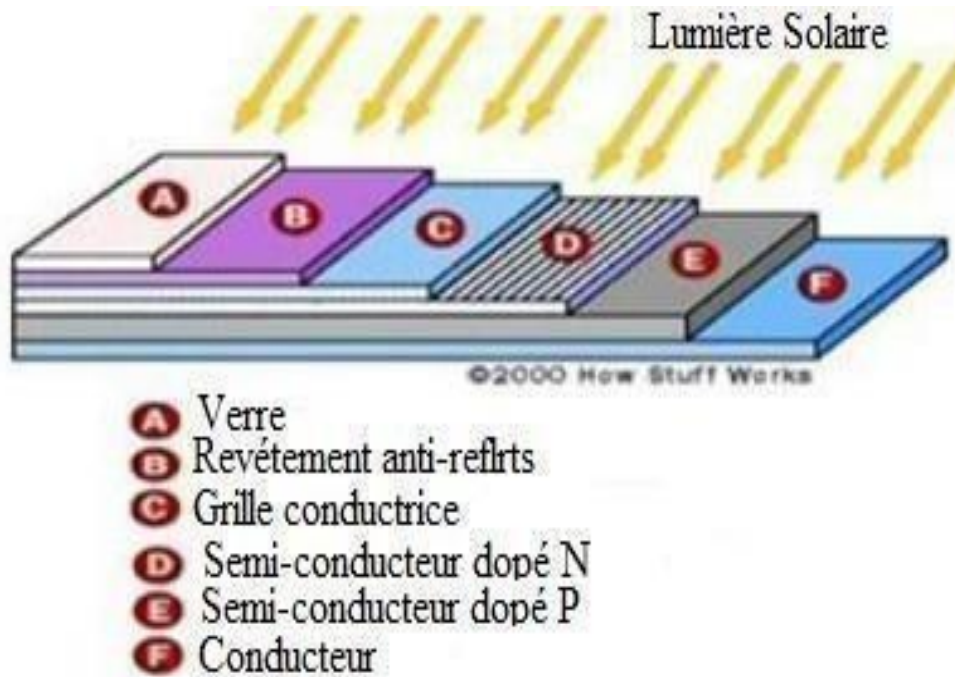
## I.5 La cellule PV

Une cellule photovoltaïque ou cellule solaire est le plus petit élément d'un dispositif photovoltaïque. L'énergie lumineuse est convertie en électricité. Les cellules photovoltaïques comprennent :

➤ Une fine couche semi-conductrice (un matériau avec une bande interdite qui agit comme une barrière énergétique que les électrons ne peuvent pas traverser sans excitation

externe, et dont les propriétés électroniques peuvent être modifiées), comme le silicium, qui est un matériau relativement conducteur.

- D'une couche antireflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.
- D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode, les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissants justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.



**Figure I.1** Structure basique d'une cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont basées sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque, qui produit une force électromotrice lorsque la surface de la cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier de 0,3 V à 0,7 V, selon le matériau et l'agencement utilisés, ainsi que la température et le vieillissement de la cellule [9].

## I.5.1 Les différents types de cellules PV

### I.5.1.1 Le solaire photovoltaïque non concentré

Les technologies à base de silicium constituent plus de 90% du marché photovoltaïque mondial.

#### ▪ Les cellules monocristallines

C'est la filière historique du photovoltaïque. Les cellules monocristallines sont les

photopiles de la première génération. Elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en une seule pièce. Elles ont un bon rendement mais la méthode de production est laborieuse et coûteuse. C'est la cellule des calculatrices et des montres dites « solaires ».

#### ▪ Les cellules poly cristallines

Les cellules poly cristallines sont élaborées à partir d'un bloc de silicium composé de cristaux multiples. Elles ont un rendement plus faible que les cellules monocristallines mais leur coût de production est moindre. Des avancées technologiques permettent aujourd'hui de produire des cellules poly cristallines à couches minces afin d'économiser le silicium. Ces cellules ont une épaisseur de l'ordre de quelques micromètres d'épaisseur.

#### ▪ Les cellules au silicium amorphe

Les cellules solaires amorphes sont constituées de silicium non cristallisé et les coûts de production sont beaucoup plus bas que les autres, mais malheureusement il y a aussi des rendements faibles qui fluctuent entre 8 et 10 %. Cette technologie permet l'utilisation de couches de silicium très fines de 0,3 à 1,0.

### I.5.2 Fonctionnement

Le fonctionnement de la photopile est basé sur les propriétés électroniques acquises par le silicium quand des atomes étrangers en petit nombre (des impuretés) sont substitués dans un réseau cristallin. Cette action est appelée dopage [10].

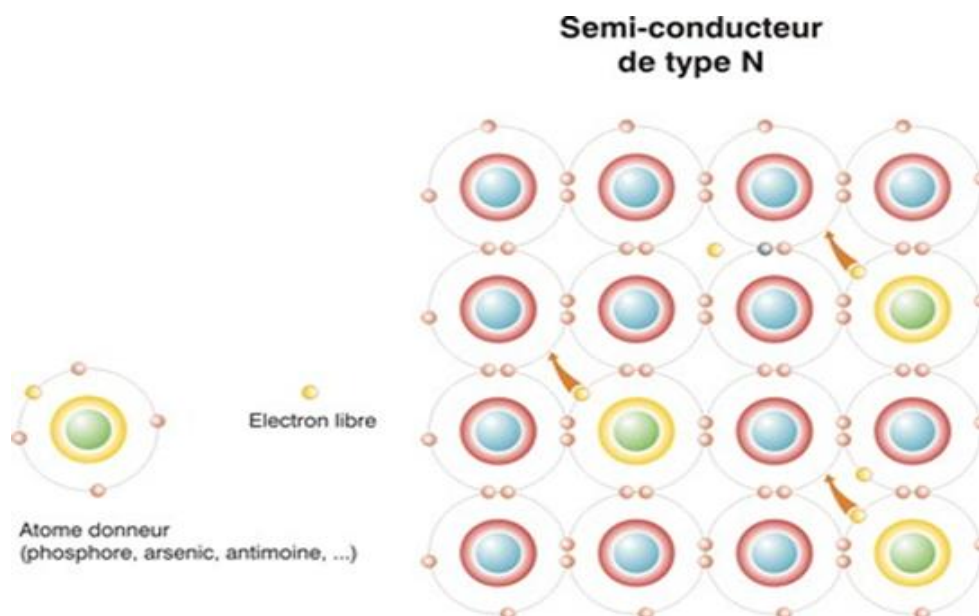
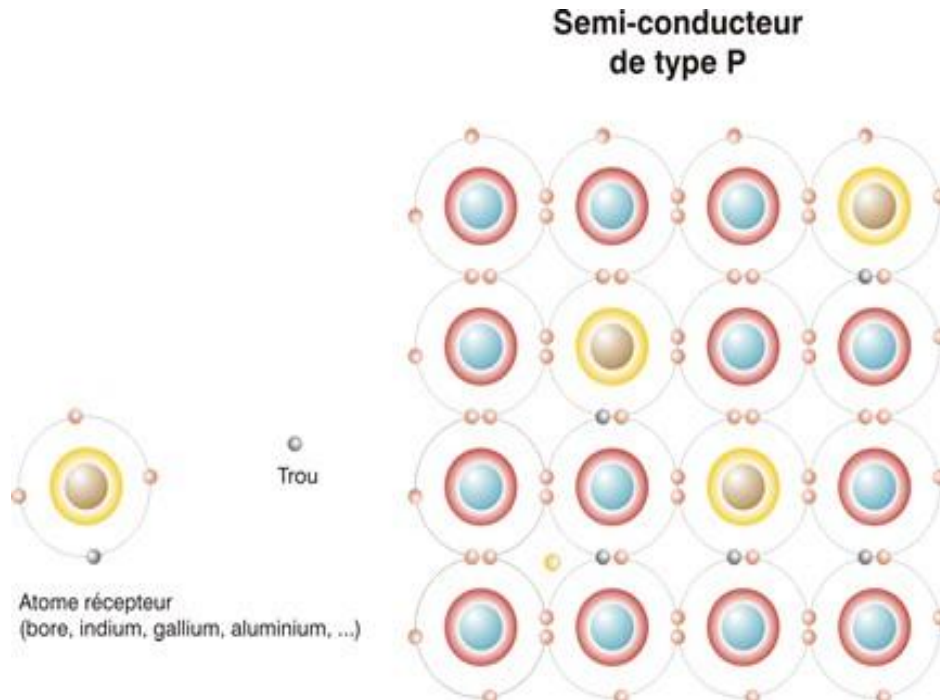


Figure I.2 Semi-conducteur de type N

- Si l'atome d'impureté contient plus d'électrons que le silicium, le matériau est le siège d'électrons libres en excès : il est de type N (exemple : silicium dopé au phosphore)(Figure 1.2).
- Si l'atome d'impureté contient moins d'électrons que le silicium, le matériau sera déficitaire en électrons : il est de type P (exemple : silicium dopé au bore).(Figure 1.3)

La fabrication des cellules s'effectue à partir de lingots de silicium. Ces lingots sont découpés en fines couches de type P ou N en y diffusant du bore ou du phosphore. La cellule solaire est obtenue en constituant une jonction de deux zones de types opposés (jonction PN). Au voisinage de la jonction apparaît un champ électrique qui maintient la séparation des charges positives et négatives. Des contacts métalliques en formes de grille, contacts avant et arrière, y sont déposés [11] . La cellule photovoltaïque est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants [12] :

- Absorption des photons par le matériau constituant le dispositif ;
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création des paires électrons/trous dans le matériau semi-conducteur ;



**Figure I.3** Semi-conducteur de type P

- Collecte des particules générées dans le dispositif.

Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit posséder deux niveaux d'énergie et être suffisamment conducteur pour permettre l'écoulement du courant : d'où l'intérêt des semi-conducteurs.

Pour collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier les paires électrons / trous créés est nécessaire, une jonction PN est utilisée le plus souvent (Figure 1.4).

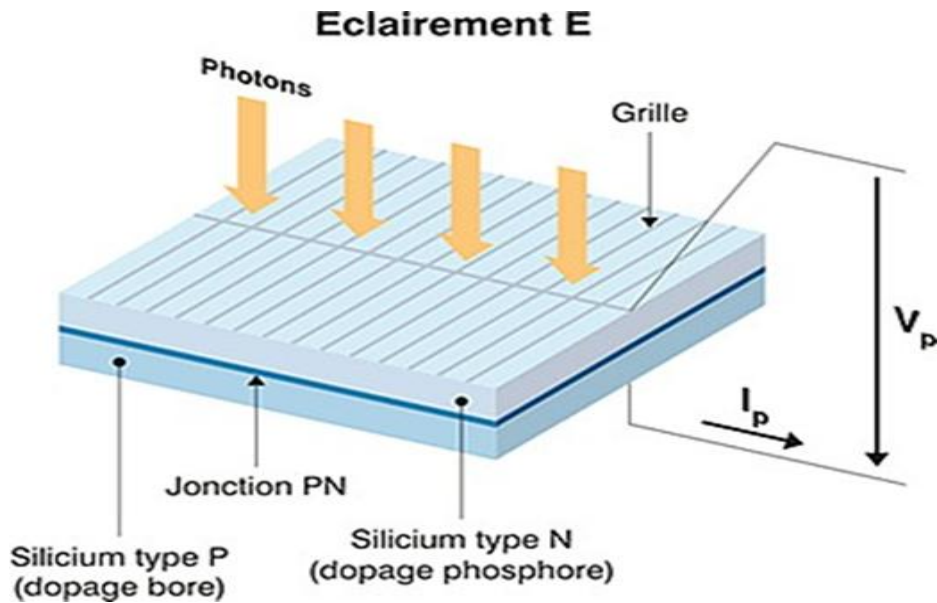


Figure I.4 Représentation d'une jonction PN sous éclairment

## I.6 Modèle de la cellule photovoltaïque

### I.6.1 Modèle de base de la cellule

Le schéma équivalent basique de la cellule photovoltaïque à jonction PN idéale est composé d'une source idéale de courant associée à une diode réelle en parallèle. La diode représente la jonction PN dont la polarisation détermine la tension (Figure 1.5)[13] [14] [15].

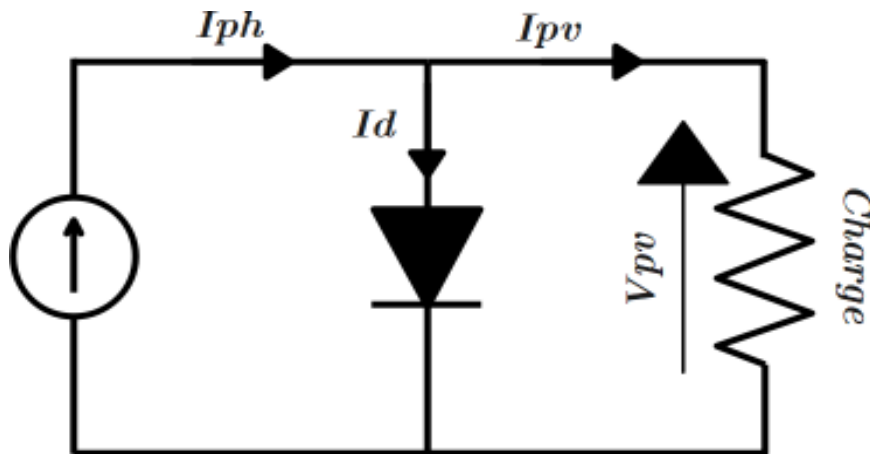


Figure I.5 Schéma équivalent le plus simple de la cellule photovoltaïque à jonction PN

L'équation du courant est :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (I.1)$$

Où :

$$I_d = I_s \left( e^{\frac{qV_{pv}}{kT}} - 1 \right) \quad (I.2)$$

Où :

$V_{pv}$  : Tension délivrée par la cellule PV [V]

$I_s$  : le courant inverse de saturation [A]

$I_{ph}$  : Photo-courant de la cellule solaire [A]

$I_d$  : Courant traversant la diode [A]

$I_{pv}$  : Courant délivré la diode [A]

$q$  : La charge de l'électron [ $1.602 \times 10^{-16}$  C]

$k$  : la constante de Boltzmann [ $1.381 \times 10^{-23}$  J/K]

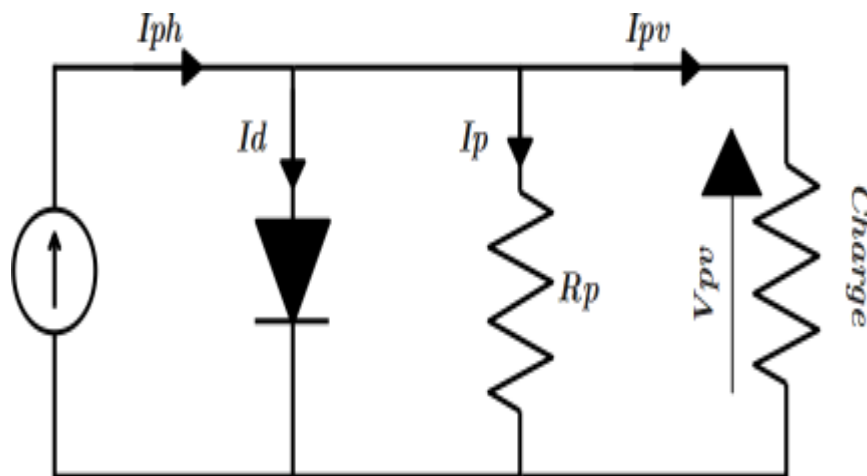
$T$  : la température de jonction [K]

## I.6.2 Modèle complet de la cellule

### I.6.2.1 modèle à une diode

Le générateur PV est très sensible au problème de l'ombre qui peut survenir sur une ou plusieurs cellules. Il sera alors nécessaire d'ajouter au modèle une résistance parallèle  $R_p$  (Figure 1.6) [16] [17].

La résistance parallèle ou de court-circuit  $R_p$  traduit la présence d'un courant de fuite à travers l'émetteur causé par un défaut. C'est le cas lorsque la diffusion des contacts métalliques à haute température perce l'émetteur. Elle peut être aussi due à un court-circuit sur les bords de la cellule. Sa valeur devra être la plus élevée possible [18] [19].



**Figure I.6** Le circuit simple d'une cellule PV auquel s'est rajoutée une résistance parallèle  $R_p$ .

La relation tension – courant peut avoir la forme suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - \frac{V_{pv}}{R_p} \tag{I.3}$$

Le modèle PV peut inclure une résistance série  $R_s$  (Figure 1.8). La résistance série  $R_s$  représente la résistivité des différentes couches de la cellule. Sa valeur doit idéalement être la plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule. Ceci peut être réalisé en optimisant le contact métal/semi-conducteur, et en diminuant la résistivité du matériau utilisé. Cependant, un dopage trop élevé entraîne une augmentation de la recombinaison des porteurs [18] [19].

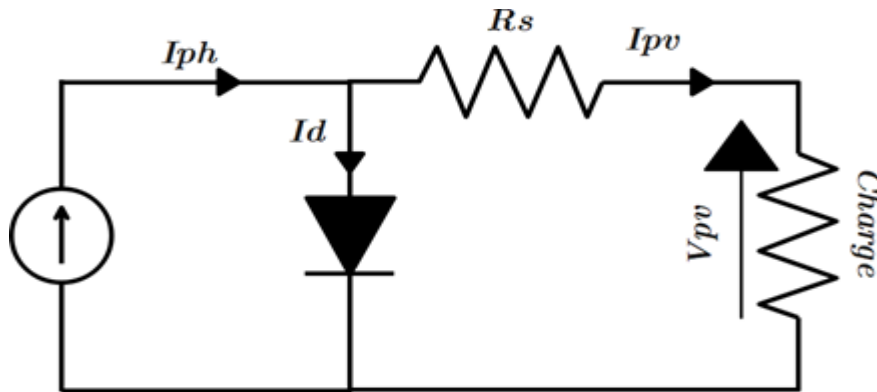


Figure I.7 Le circuit équivalent d'une cellule PV avec prise en charge de la résistance en série.

La relation tension – courant peut avoir la forme suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_S \left( e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{KT}} - 1 \right) \tag{I.4}$$

Finalement, le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque est composé de deux résistances (Figure 1.8), l'une en série et l'autre en parallèle. Dans ce cas, le courant de la source  $I_{ph}$  alimente à la diode, la résistance parallèle, la résistance séries et à la charge.

L'équation devient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_S \left( e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{KT}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + I_{pv}R_s}{R_p} \tag{I.5}$$

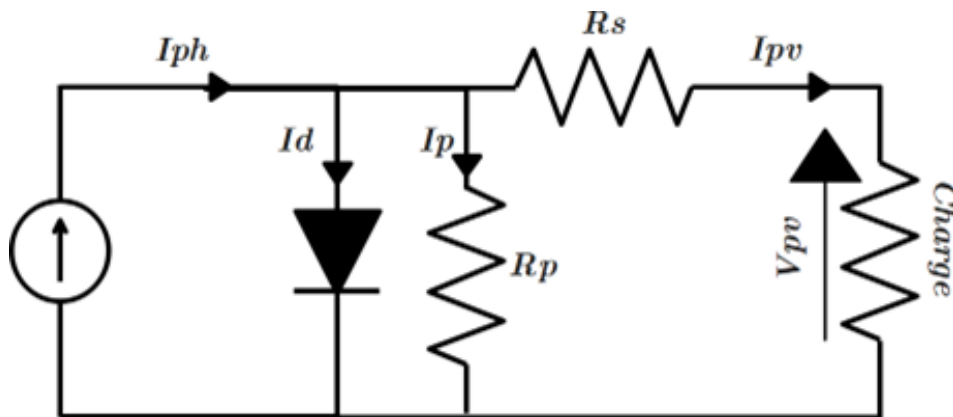


Figure I.8 Modèle à une diode d'une cellule PV.

### I.6.2.2 Modèle à deux diodes

Un meilleur modèle, généralement à deux diodes, représentant la caractéristique courant-tension mesurées d'une cellule solaire, est obtenu à partir de la description mathématique d'un schéma de circuit, caractérisé par le raccordement parallèle de deux diodes, dont les courants de saturation respectives sont  $I_{s1}$  et  $I_{s2}$ , et les facteurs de diode sont  $m_1$  et  $m_2$  (Figure 1.9) [20].

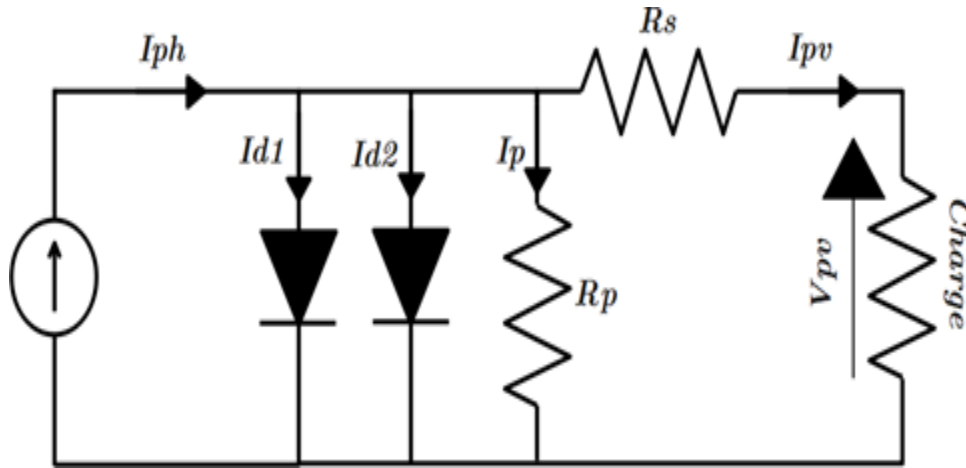


Figure I.9 Modèle à deux diodes d'une cellule PV.

Ce modèle peut être décrit par une équation implicite qui ne peut être résolue qu'itérativement par méthode numérique :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left( e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{m_1KT}} - 1 \right) - I_{s2} \left( e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{m_2KT}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + I_{pv}R_s}{R_p} \quad (I.6)$$

Où,

$m_1 m_2$  : Facteurs d'idealite des diodes

$I_{s1}$  : Courant de saturation de la première diode [A]

$I_{s2}$  : Courant de saturation de la deuxième diode [A]

$R_s$  : Résistance série [ $\Omega$ ]

$R_p$  : Résistance parallèle [ $\Omega$ ]

$k$  : la constante de Boltzmann [ $1.381 \times 10^{-23}$  J/K]

$T$  : la température de jonction [K]

$q$  : charge élémentaire [ $1.602 \times 10^{-16}$  C]

La première diode est habituellement une diode idéale ( $m_1 = 1$ ). Le facteur d'idéalité de la deuxième diode est  $m_2 = 2$ .

Les courants de saturations sont donnés, respectivement, par :

$$I_{S1} = C_{01} T^3 e^{\left(-\frac{E_{gap}}{KT}\right)} \quad (I.7)$$

$$I_{S2} = C_{02} T^{\frac{5}{2}} e^{\left(-\frac{E_{gap}}{2KT}\right)} \quad (I.8)$$

Les valeurs des coefficients de température  $C_{01}$  et  $C_{02}$  sont obtenues par l'ajustement des paramètres par rapport aux caractéristiques courant-tension.

La plage des valeurs pour une cellule de surface  $100 \text{ cm}^2$  est : pour  $C_{01}$  entre  $150-180 \text{ AK}^{-3}$ , pour  $C_{02}$  entre  $1.3 - 1.7 \times 10^{-2} \text{ AK}^{-5/2}$ .

$$E_{gap} : \text{Band gap [J ou eV], ex. silicium cristallin : } 1.124 \text{ eV} = 1.6 \times 10^{-19} \times 1.124 \text{ J} = 1.8 \times 10^{-19} \text{ J}.$$

$I_{ph}$ : Le photo-courant d'une cellule solaire dépend non seulement des coefficients d'absorption mais également des caractéristiques de diffusion et de recombinaison du matériau. Avec une précision assez suffisante, le photo-courant peut être représenté par une équation dépendante linéairement de la température et de l'insolation.

$$I_{ph} = I_{ph,STC} \frac{G}{G_{STC}} (1 + \alpha_1 (T_{pv} - T_{pv,STC})) \quad (I.9)$$

$G_{STC}$  : Insolation sous conditions standards [ $1000 \text{ W/m}^2$ ]

$T_{PV,STC}$  : Température du module sous les conditions de test standard [ $25^\circ \text{C}$ ]

$\alpha_1$  : Coefficient de température généralement très petit et positif (environ 0.03 à 0.04% du courant court-circuit par Kelvin).

La résistance série  $R_s$  représente la résistance interne de la cellule solaire et la résistance des contacts. La résistance série d'un module solaire est le produit de la résistance relative d'une cellule [ $\Omega \text{m}^2$ ] par le nombre de cellules reliées en série  $n_s$ . Alors la résistance série totale  $R_{s,totale}$ , est donnée par :

$$I_{S,Totale} = \frac{R_{s,cellule} N_s}{A_{cellule}} [\Omega] \quad (I.10)$$

Avec,

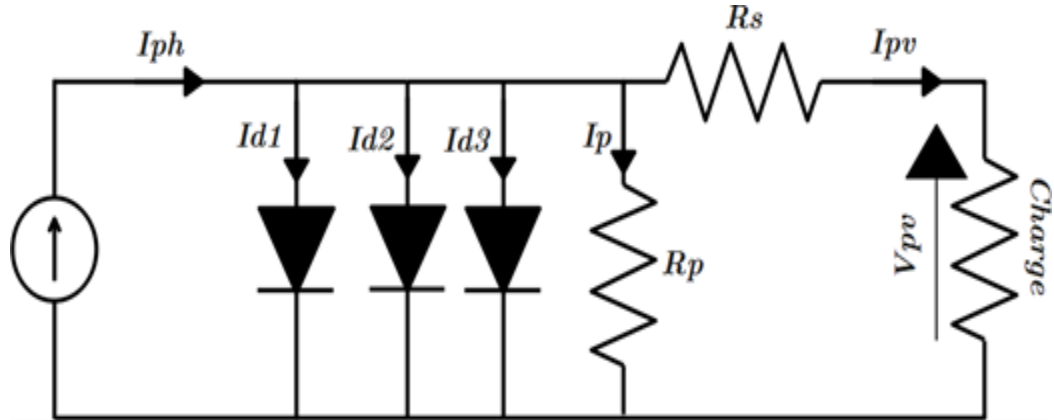
$R_{s,cellule}$  : résistance série relative d'une cellule [ $\Omega \text{m}^2$ ].

$A_{cellule}$  : surface d'une cellule [ $\text{m}^2$ ].

$N_s$  : nombre de cellules reliées en série.

**I.6.2.3 Modèle à trois diodes**

Dans les modèles à une et deux diodes mis en évidence ci-dessus, les pertes internes et les chutes de tension causée par le passage du courant dans la cellule PV sont représentés par une résistance série, tandis que la résistance shunt représente le courant de fuite à la terre dans les cellules photovoltaïques réelles. La figure 1.10 représente l'ajout d'une troisième diode en parallèle. Ainsi, un modèle plus rigoureux et représentatif de la cellule photovoltaïque [21] [22].

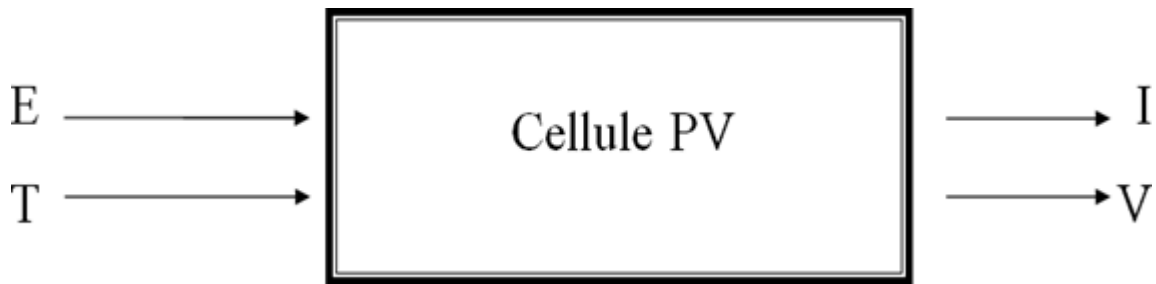


**Figure I.10** Modèle à trois diodes d'une cellule PV

L'équation du courant prendra alors la forme :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{S1} \left( e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{m_1KT}} - 1 \right) - I_{S2} \left( e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{m_2KT}} - 1 \right) - I_{S3} \left( e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{m_3KT}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + I_{pv}R_s}{R_p} \quad \text{(I.11)}$$

En général, le circuit électrique correspondant d'une cellule solaire peut être mis dans un schéma fonctionnel composé de quatre paramètres.



**Figure I.11** Schéma fonctionnel d'une cellule PV

Avec deux variables d'entrée :

E : ensoleillement dans le plan de la cellule (W/m<sup>2</sup>)

T : température de la cellule (C°)

Et deux variables de sortie :

I : intensité du courant fourni par la cellule

V : tension aux bornes de la cellule

## I.7 Caractéristiques de la cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est caractérisée par ses courbes électriques, illustrant la relation entre le courant et la tension (I-V) ainsi que la puissance et la tension (P-V). Ces courbes permettent d'analyser l'évolution du courant et de la puissance produite en fonction de la tension appliquée aux bornes de la cellule, allant d'une condition de court-circuit à un circuit ouvert, comme représenté sur la figure (I.12). Les principaux paramètres électriques déduits de ces courbes incluent le courant de court-circuit, la tension de claquage, la puissance maximale et le facteur de forme.

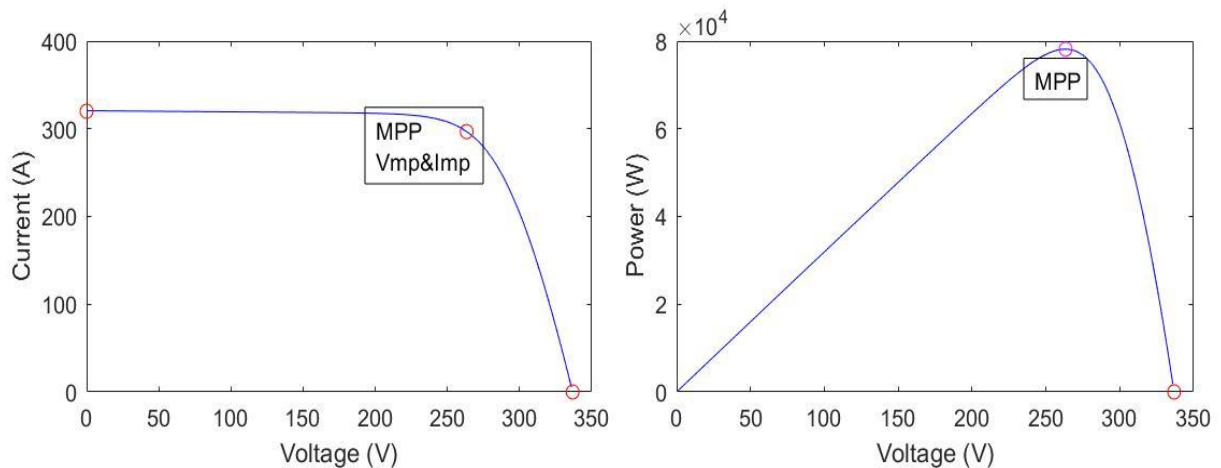


Figure I.12 Caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule photovoltaïque

Cette caractéristique peut être divisée en trois intervalles différents [23] :

- **Intervalle I** : la cellule solaire est considérée comme une source de courant. Par conséquent, le courant est constant et la tension est variable.
- **Intervalle II** : le coude correspondant à la caractéristique, la zone médiane entre les deux zones suivantes, représentant la zone d'opération préférée. Le générateur peut déterminer le meilleur point (caractérisé par une puissance maximale).
- **Intervalle III** : l'intervalle de temps où la cellule solaire est considérée comme la source de tension, car la tension est constante et le courant est variable.

## I.8. Paramètres des cellules photovoltaïques

Cependant d'autres grandeurs décrivent le fonctionnement de la cellule photovoltaïque [24] :

### I.8.1 Le courant maximal ( $I_{CC}$ )

C'est le courant maximum possible du circuit à tension nulle (les bornes de la cellule en court-circuit). Il est proportionnel à l'intensité lumineuse disponible et lié à la surface éclairée, au spectre de rayonnement solaire et à la température.

### I.8.2 Tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ )

Lorsqu'il n'y a pas de courant dans le circuit externe, la tension de circuit ouvert  $V_{co}$  est la tension générée par l'ensoleillement, par accumulation de charge.

### I.8.3 Point a puissance maximale (MPP)

L'objectif poursuivi par tout utilisateur d'un générateur photovoltaïque est que l'énergie produite soit la plus optimale possible. Le point  $P_{PPM}$  représente le point où la puissance des cellules solaires est à son maximum. Ce point de puissance maximale, est lié à la tension maximale  $V_{PPM}$  et à l'intensité de courant optimal  $I_{PPM}$ .

$$P_{PPM} = V_{PPM} \times I_{PPM} \quad (I.12)$$

Le point fonctionnement du générateur est défini par l'intersection de sa caractéristique électrique avec celle de la charge. Seule une charge dont la caractéristique passe par ce point permet d'en extraire la puissance optimale disponible dans les conditions considérées. L'impédance statique optimale de charge est donnée par la relation :

$$R_{opt} = \frac{V_{PPM}}{I_{PPM}} \quad (I.13)$$

Etant donné que la puissance dépend totalement de l'éclairement et de la température, il en est de même de l'impédance de charge maximale.

L'utilisation optimale du générateur consiste à ce que l'impédance de charge conserve à chaque instant les valeurs optimales  $R_{opt}$ , lorsque les conditions varient. [24]

### I.8.4 Facteur de forme

On appelle facteur de forme FF, dit aussi facteur de courbe ou facteur de remplissage (fill factor), le rapport entre la puissance maximum fournie par la cellule  $P_{ppm}$  ( $I_{opt}$ ,  $V_{opt}$ ) et le produit du courant de court-circuit  $I_{cc}$  par la tension de circuit-ouvert  $V_{co}$  (c'est-à-dire la puissance maximale d'une cellule idéale). Le facteur de forme indique la qualité de la cellule, plus il s'approche de l'unité plus la cellule est performante, Il est de l'ordre de 0.7 pour les cellules performantes ; et diminue avec la température. Il traduit l'influence des pertes par les deux résistances parasites  $R_{ser}$  et  $R_{shu}$ . il est défini par : [22]

$$FF = \frac{P_{PPM}}{V_{CC}I_{CC}} \quad (I.14)$$

### I.8.5. Rendement de conversion

Le rendement de conversion constitue un paramètre essentiel d'une cellule solaire, reflétant son aptitude à transformer efficacement les photons de la lumière incidente en énergie électrique. Il est déterminé par le rapport entre la puissance électrique générée  $P_{out}$  et la puissance lumineuse incidente  $P_{in}$ , correspondant à l'éclairement solaire reçu par la cellule.

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{I_{cc} \times V_{co} \times FF}{P_{in}} \quad (I.15)$$

### I.9. Générateur photovoltaïque

Les cellules solaires sont généralement connectées en série et en parallèle, puis encapsulées sous verre afin de constituer un module photovoltaïque. Un générateur photovoltaïque (PV) est formé par l'interconnexion de plusieurs modules, créant ainsi une unité capable de produire une puissance continue élevée, compatible avec les équipements électriques standards (voir figure I.15). Pour augmenter à la fois la tension et le courant en sortie, les modules sont souvent associés selon une configuration série-parallèle. Ces modules interconnectés sont ensuite fixés sur des structures métalliques inclinées selon un angle optimal, déterminé en fonction de la localisation géographique. L'ensemble ainsi formé est couramment appelé un champ de modules. [26]

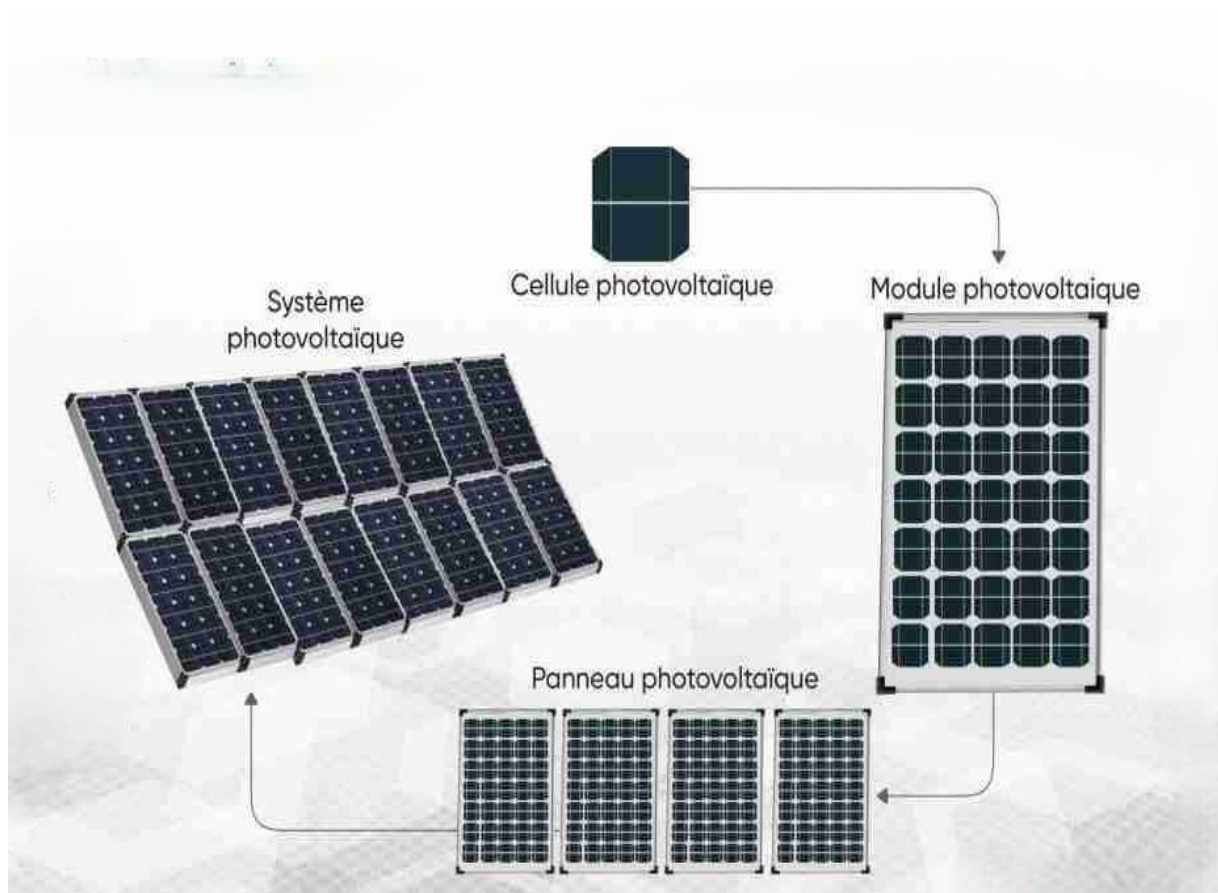


Figure I.13 Composants de système des modules photovoltaïques

### I.9.1. Association des modules photovoltaïques

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et le courant disponibles à la sortie. Cependant, certaines précautions doivent être prises, car la présence de cellules moins performantes ou l'occultation partielle de certaines d'entre elles (causée, par exemple, par de l'ombrage ou l'accumulation de poussière) peut entraîner une dégradation permanente des cellules concernées.

#### I.9.1.1 En série

La cellule photovoltaïque, élément de base d'un système solaire, génère une puissance électrique relativement faible, généralement de l'ordre de 0,5 W, avec une tension inférieure à un volt. Pour augmenter la puissance produite, plusieurs cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau) photovoltaïque [27]. Lorsque les cellules sont connectées en série, la tension totale correspond à la somme des tensions de chaque cellule, tandis que le courant reste identique à celui d'une seule cellule.

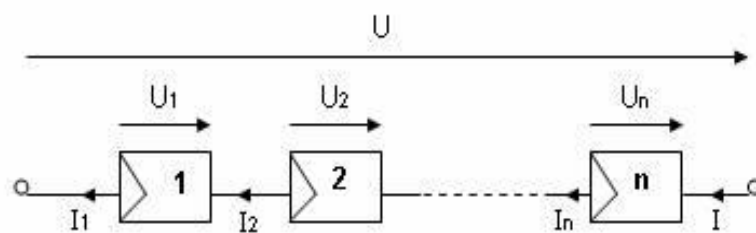


Figure I.14 Association de N modules solaires en série [27]

#### I.9.1.2 en parallèle

Lorsque des modules identiques sont connectés en parallèle, la tension de la branche reste égale à celle d'un seul module, tandis que l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules associés en parallèle. [27]

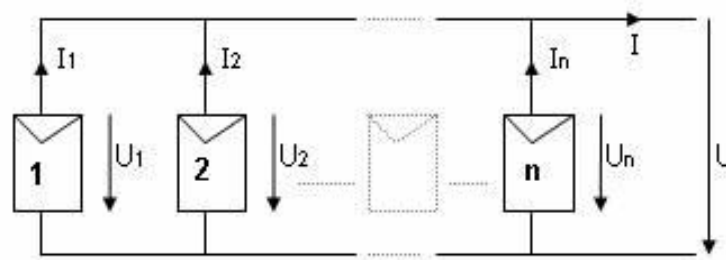


Figure I.15 Association de N modules solaires en parallèle [27]

### I.9.1.3 Association mixte (série-parallèle)

Une table mixte, c'est-à-dire. Réseau série-parallèle, doit être utilisé pour assurer la satisfaction du courant et de la tension

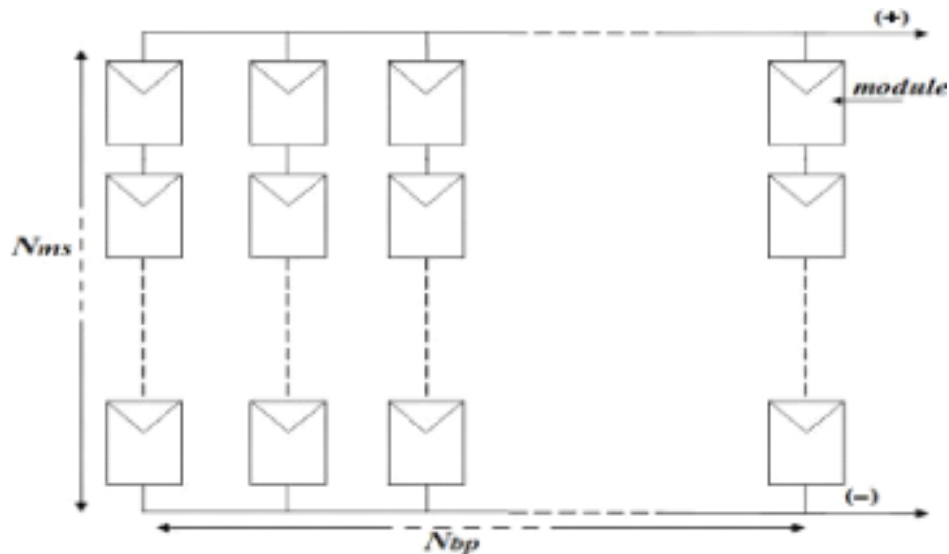


Figure I.16 Association mixte des modules solaires [27]

## I.9.2. Influence des paramètres externes sur un module photovoltaïque

Les caractéristiques des cellules PV (ou des générateurs PV) dépendent directement de l'éclairement et de la température.

### I.9.2.1 Influence de l'éclairement

Sur la figure (I.17) on remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement. L'irradiation standard, internationalement acceptée, pour mesurer la réponse des panneaux photovoltaïques est une intensité rayonnante de  $1000 \text{ W/m}^2$  et une température de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Pour avoir plus de détails on peut jouer sur plusieurs paramètres dont le nombre de module en série et en parallèle, résistance en série et le regroupement de cellule dans une module.

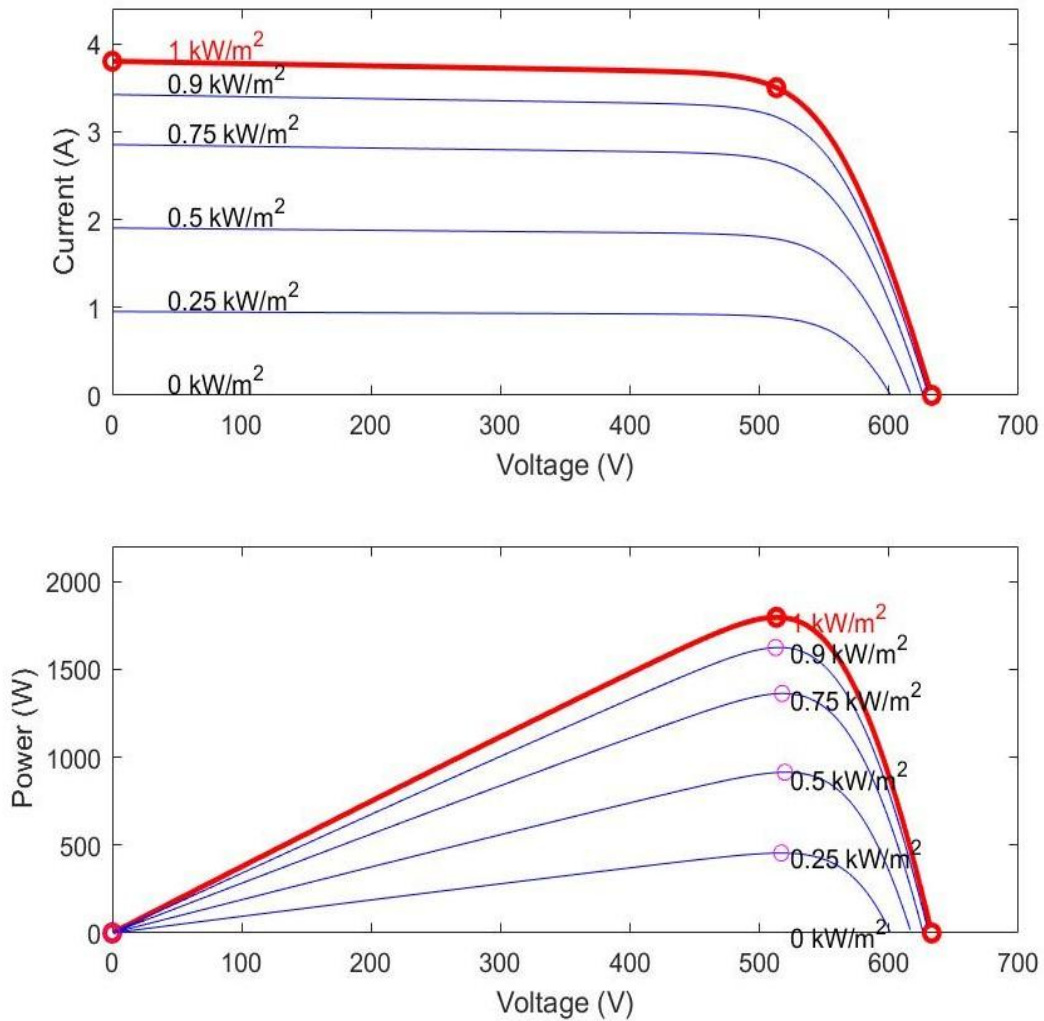
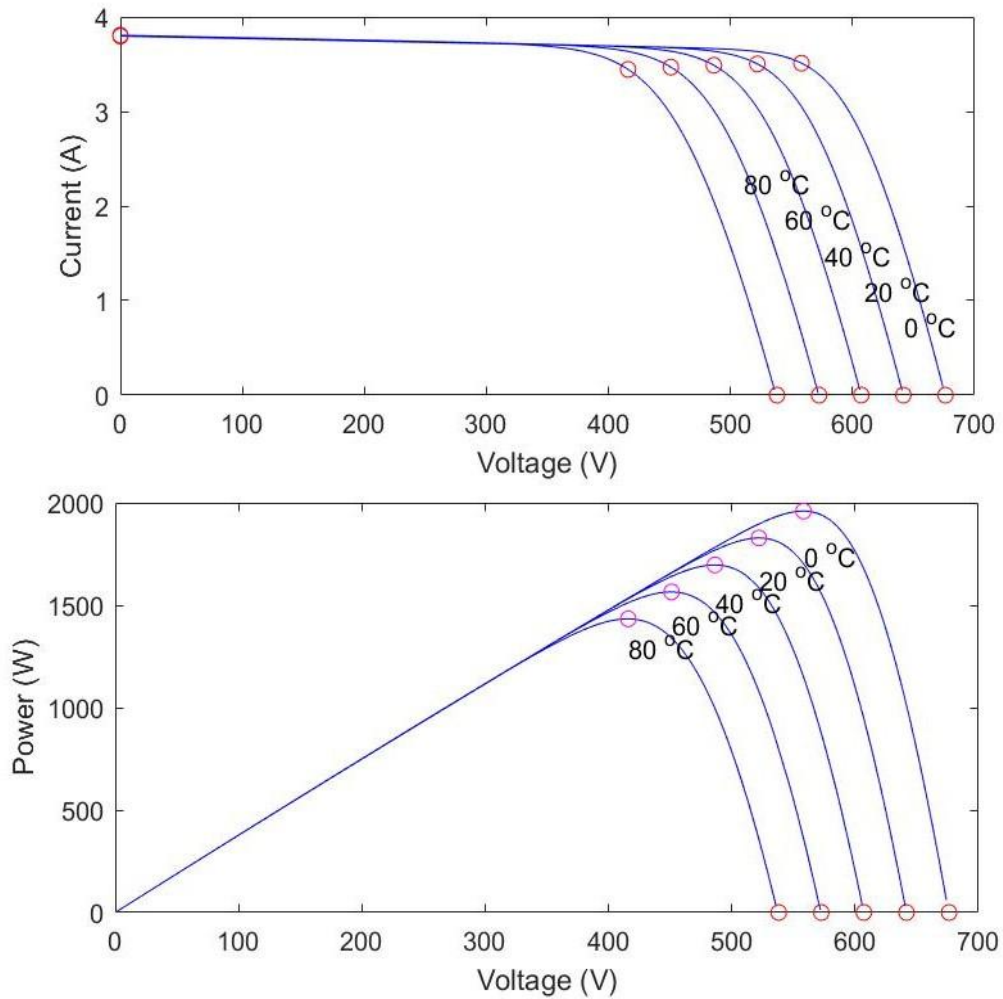


Figure I.17 Influence de l'éclairement sur la caractéristique I-V

### I.9.2.2 Influence de la température

La figure (I.18) montre les caractéristiques courant-tension et puissance-tension du module électrique solaire en fonction de la température sous un éclairage continu. On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte.



**Figure I.18** Influence de la température sur la caractéristique I-V

En réalité, le panneau solaire est idéalement orienté vers le sud. Ainsi, lorsque le soleil atteint son point culminant dans le ciel (à midi, heure solaire), il éclaire le panneau de manière optimale. Cela est dû à la rotation de la Terre et à sa trajectoire autour du soleil. L'angle d'inclinaison de 30° correspond, quant à lui, à la latitude du lieu d'installation

ORIENTATION \ INCLINAISON	0°	30°	60°	90°
	EST	93%	90%	78%
SUD - EST	93%	96%	88%	66%
SUD	93%	100%	91%	68%
SUD - OUEST	93%	90%	88%	66%
OUEST	93%	90%	78%	55%

**Figure I.19** L'angle et l'orientation des panneaux[28]

### I.9.3. Les systèmes photovoltaïques

Outre le générateur photovoltaïque, qui constitue l'élément principal et représente plus de 50% du coût total du système, une installation PV intègre également des composants secondaires essentiels, tels que le système de stockage et l'étage d'adaptation de puissance.

Le stockage repose généralement sur une ou plusieurs batteries rechargeables, dont le choix doit être effectué avec soin en raison de leur coût élevé. Par ailleurs, l'étage d'adaptation fait appel à un convertisseur statique, de type DC/DC ou DC/AC, afin d'assurer la compatibilité entre les différentes parties du système.

En termes de durée de vie, les batteries ont une longévité moyenne de 8 à 10 ans, tandis que les modules photovoltaïques peuvent fonctionner de manière optimale pendant 20 à 30 ans [29].

Les systèmes photovoltaïques se répartissent en trois grandes catégories, définies selon leur mode d'utilisation de l'énergie :

#### I.9.3.1 Systèmes photovoltaïques isolés (autonomes)

Les systèmes PV autonomes sont conçus pour alimenter un ou plusieurs consommateurs dans des zones non raccordées au réseau électrique., un tel système intègre :

- Un générateur solaire pour la production d'énergie,
- Un dispositif de stockage (généralement des batteries) assurant une alimentation continue, même en cas d'interruption de production,
- Des convertisseurs statiques (DC/DC ou DC/AC) pour l'adaptation de puissance entre le générateur et les charges [30].

Ces systèmes se subdivisent en deux catégories principales :

1. **Systèmes au fil du soleil** : L'énergie est consommée directement sans stockage intermédiaire.
2. **Systèmes avec stockage** : L'électricité excédentaire est stockée dans des batteries pour une utilisation ultérieure.

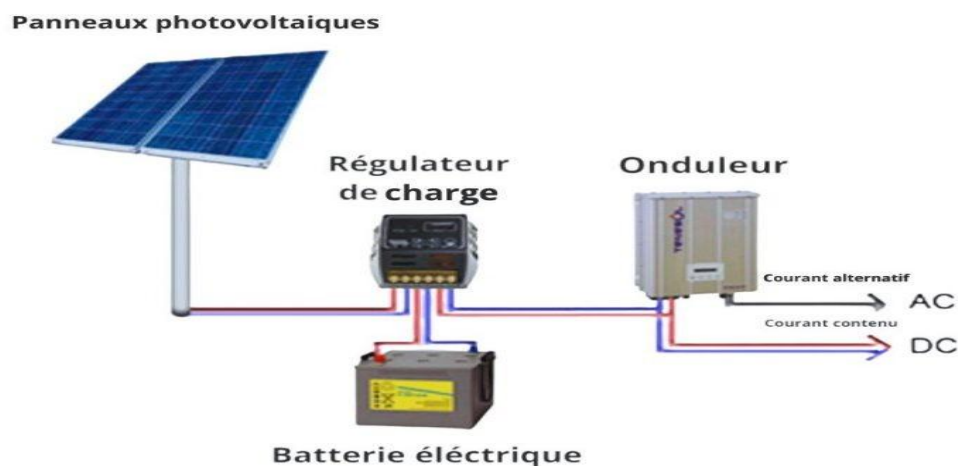


Figure I.20 Système PV autonome

### I.9.3.2 Systèmes PV connectés au réseau

Ce système d'énergie solaire est connecté directement au réseau électrique via un onduleur Courant continu-courant alternatif (DC-AC) car l'énergie est généralement injectée dans le réseau lui-même. Il existe deux types d'installation pour la production d'énergie solaire [31] :

- Alimenter la totalité de la production : L'énergie produite par les modules est envoyée directement sur le réseau électrique. Les périodes d'injection dans le réseau correspondent aux périodes de production d'électricité solaire.
- Apport de surplus de production : L'énergie produite par les modules est consommée directement par les charges sur site. Éventuel surplus de production lié la consommation instantanée est détecté en ligne .

Cependant, Les systèmes d'énergie solaire connectés au réseau présentent deux inconvénients principaux :

- L'interruption de la production solaire ne permet pas le contrôle des cycles injections.
- Le changement de phase entre la production et la consommation réduit la notion d'autonomie énergie personnelle.

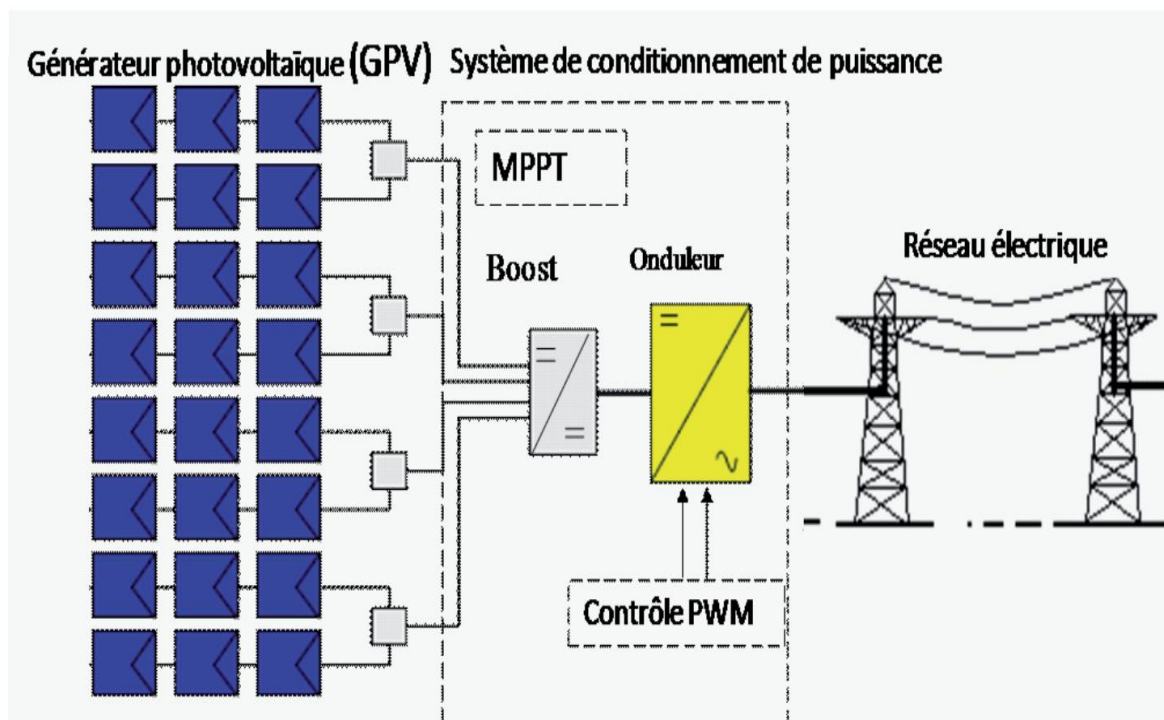


Figure I.21 Systèmes PV connectés au réseau

### I.9.3.3 Système PV hybride :

Les systèmes hybrides se constituent d'un générateur photovoltaïque associé à une ou plusieurs sources d'énergie renouvelable ou à un groupe électrogène, ou aux deux simultanément. En cas

de décharge, ces systèmes peuvent également avoir des batteries qui peuvent être rechargées par l'autre source [32].

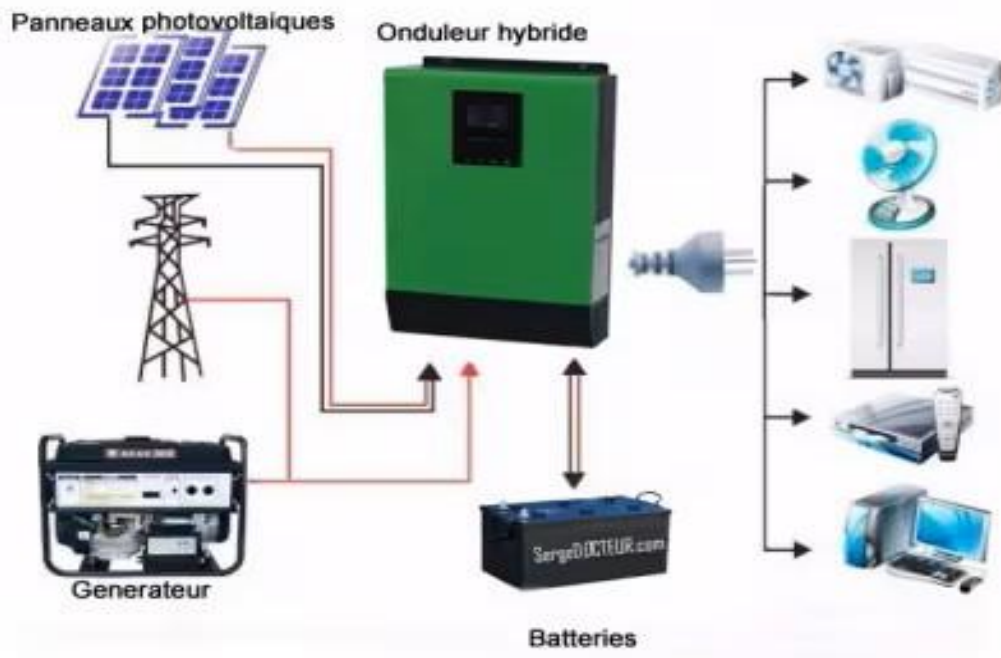


Figure I.22 Système hybride

## I.10. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque présente plusieurs avantages :

- ❖ Elle est propre, respectueuse de l'environnement, n'émet pas de gaz à effet de serre et ne génère aucun déchet polluant.
- ❖ Elle repose sur des composants fiables, dotés d'une longue durée de vie et nécessitant peu d'entretien.
- ❖ Les coûts d'exploitation sont faibles, grâce à une maintenance réduite et à l'utilisation d'un personnel peu nombreux et ne requérant pas de qualifications techniques élevées.

Cependant, cette source d'énergie comporte également certains inconvénients :

- ❖ La fabrication des panneaux solaires repose sur des technologies avancées, nécessitant des investissements importants en équipements ainsi qu'en recherche et développement.
- ❖ Il s'agit d'une énergie intermittente, dont la production dépend fortement de l'ensoleillement, ce qui la rend variable et difficile à prévoir.
- ❖ La durée de vie des installations photovoltaïques est limitée à environ 20 à 30 ans, et le rendement des cellules diminue progressivement avec le temps et les conditions d'exploitation.

## I.11. La commande prédictive

### I.11.1. Principes de la commande prédictive

La commande prédictive, ou Model Predictive Control (MPC), est une stratégie de régulation avancée qui repose sur l'utilisation d'un modèle dynamique du système pour anticiper son comportement futur et optimiser la commande en conséquence. Son principe fondamental consiste à prédire l'évolution future des variables du système sur un horizon temporel défini, en tenant compte des contraintes imposées sur les entrées, les états et les sorties.

À chaque instant, la commande prédictive effectue les étapes suivantes :

- Elle utilise le modèle pour simuler le comportement futur du système à partir de l'état actuel.
- Elle résout un problème d'optimisation visant à minimiser un critère de performance (par exemple, l'erreur entre la sortie prévue et la référence, ou la consommation énergétique).
- Elle applique uniquement la première valeur de la séquence de commande optimisée.
- Le processus est ensuite répété à chaque instant d'échantillonnage selon une stratégie en boucle fermée (recalcul continu de la commande).

Cette méthode se distingue par sa capacité à gérer des systèmes multivariables avec contraintes explicites, ce qui en fait une solution puissante pour de nombreuses applications industrielles, y compris dans les systèmes photovoltaïques.

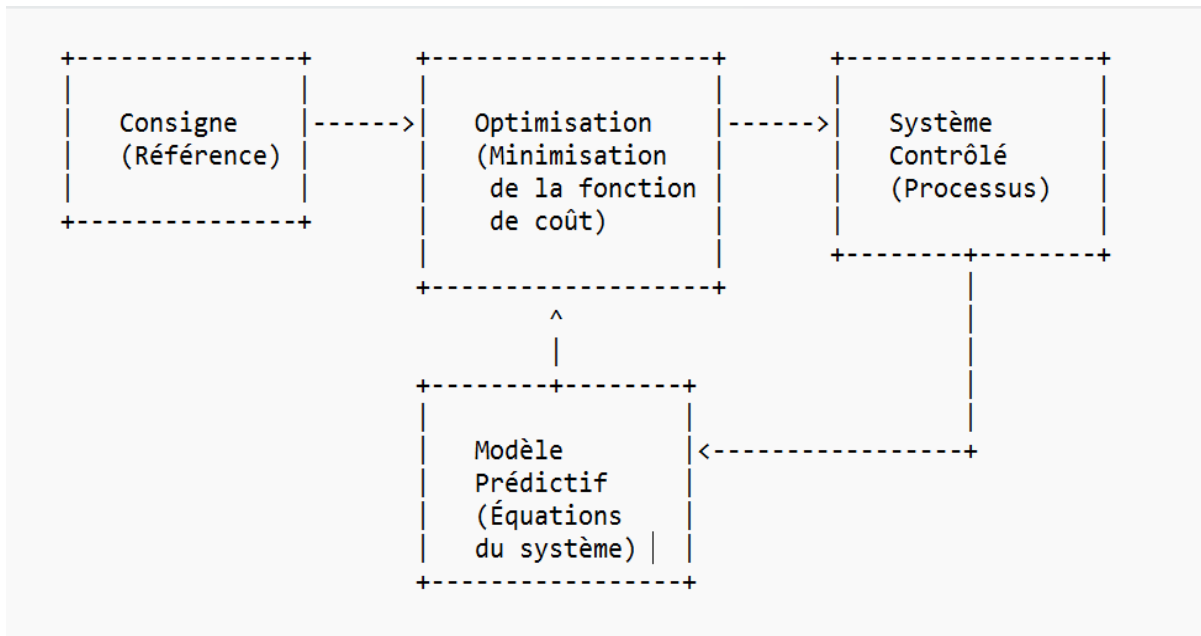


Figure I.23 Structure de base d'une commande prédictive

### I.11.2. Éléments d'une commande prédictive

Un schéma de commande prédictive repose sur les éléments essentiels suivants :

- **Modèle du système** : Il s'agit d'un modèle mathématique (linéaire ou non linéaire) décrivant la dynamique du système. Ce modèle peut être basé sur des équations différentielles, des modèles d'état, ou encore des modèles à base de données.
- **Horizon de prédiction** : Il définit la durée future sur laquelle le système est prédit. Un horizon trop court peut limiter les performances, tandis qu'un horizon trop long augmente la complexité de calcul.
- **Horizon de commande** : Il s'agit de la période durant laquelle la commande est optimisée. En général, l'horizon de commande est inférieur ou égal à l'horizon de prédiction.
- **Fonction objectif** : Il s'agit d'un critère mathématique à minimiser (souvent sous forme de coût quadratique) qui reflète les objectifs de performance (ex. : suivre une référence, minimiser l'effort de commande).
- **Contraintes** : Ce sont les limites imposées au système, comme les saturations sur les actionneurs ou les plages de fonctionnement des variables d'état. La prise en compte de ces contraintes est l'un des avantages clés du MPC.
- **Résolution de l'optimisation** : À chaque échantillonnage, un algorithme d'optimisation (souvent convexe dans les cas linéaires) est utilisé pour calculer la commande optimale.

### I.11.3. Les différents types de commande prédictive

La commande prédictive a évolué pour répondre à diverses exigences industrielles, ce qui a conduit à l'émergence de plusieurs variantes. Les plus courantes sont :

- **Commande prédictive linéaire (Linear MPC)** : Utilise un modèle linéaire du système. C'est la forme la plus répandue en raison de sa simplicité et de sa solvabilité rapide.
- **Commande prédictive non linéaire (Nonlinear MPC - NMPC)** : Intègre un modèle non linéaire du système. Elle est adaptée aux systèmes fortement non linéaires, mais requiert une puissance de calcul plus importante.
- **Commande prédictive robuste (Robust MPC)** : Tient compte des incertitudes du modèle et des perturbations externes. Elle garantit la stabilité du système même en présence de variations de paramètres ou de bruits.
- **Commande prédictive adaptative (Adaptive MPC)** : Met à jour le modèle du système en ligne pour suivre les changements dynamiques du processus, ce qui améliore la précision et la robustesse.
- **Commande prédictive basée sur des modèles à état (State-space MPC)** : Utilise une représentation dans l'espace d'état du système, adaptée pour les systèmes multivariables.

### **I.11.4. Modèle de commande prédictif du système proposé**

#### **I.12.4.1. Objectifs de contrôle**

Le système de commande doit assurer :

1. Optimisation de la production :

Extraction de la puissance maximale (MPPT) du générateur photovoltaïque.

2. Gestion des flux d'énergie :

- Contrôle précis des puissances active et réactive injectées dans le réseau.
- Régulation et stabilisation de la tension du bus continu.

3. Qualité de l'énergie : Minimisation du taux de distorsion harmonique (THD) pour la tension de sortie et le courant injecté.

#### **I.12.4.2. Principe de la commande prédictive appliquée**

La méthodologie de contrôle repose sur trois étapes clés :

1. Modélisation du système :

- Développement d'un modèle prédictif basé sur les états de l'onduleur.
- Prise en compte des dynamiques du système photovoltaïque complet.

2. Définition de la fonction de coût :

- Formalisation mathématique des objectifs de performance.
- Intégration des contraintes opérationnelles.

3. Optimisation en temps réel :

- Résolution du problème d'optimisation à chaque période d'échantillonnage.
- Application de la configuration d'état de l'onduleur minimisant la fonction de coût.

#### **I.12.4.3. Avantages de l'approche**

- Prise en compte simultanée des multiples objectifs de contrôle.
- Capacité à gérer les contraintes du système de manière proactive.
- Adaptation dynamique aux variations des conditions de fonctionnement.

Cette méthode permet un contrôle global et optimisé du système photovoltaïque, garantissant à la fois l'efficacité énergétique et la qualité de l'énergie fournie au réseau. [33]

## Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté les différents éléments qui interviennent dans la constitution d'un système photovoltaïque. On a abordé la cellule photovoltaïque ainsi que le module photovoltaïque et avons brièvement décrit les cellules solaires les plus couramment utilisées. On a ensuite présenté les trois catégories de systèmes photovoltaïques, à savoir les systèmes autonomes, hybrides et les systèmes connectés au réseau.

Et en faisant un rappel sur les généralités, concept, types et le principe de fonctionnement de la commande prédictive.

**Chapitre II**  
**Électronique de puissance pour**  
**la conversion d'énergie**  
**photovoltaïque**

## II.1. Introduction

Dans ce chapitre On propose un aperçu des composants de conversion de puissance et des topologies de convertisseurs DC/DC et DC/AC appliqués aux systèmes photovoltaïques. Il approfondit le fonctionnement des onduleurs à deux niveaux et leurs stratégies de commande. L'étude couvre aussi l'intégration au réseau, la modélisation du système PV et les techniques MPPT pour optimiser le rendement.

## II.2. Les composants semi-conducteurs

### II.2.1. La diode

La diode (Figure I.1) est un composant non commandable (ni à la fermeture ni à l'ouverture). Elle n'est pas réversible en tension et ne supporte qu'une tension anode-cathode négative ( $V_{AK} < 0$ ) à l'état bloqué. Elle n'est pas réversible en courant et ne supporte qu'un courant dans le sens anode-cathode positif à l'état passant ( $i_{AK} > 0$ ). [35]

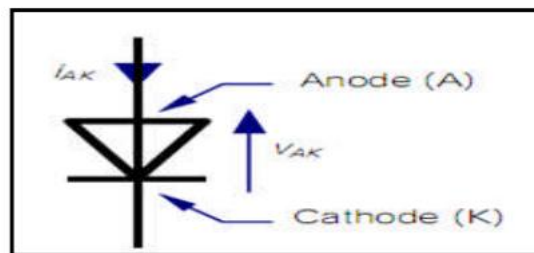


Figure II. 1 Le symbole de Diode

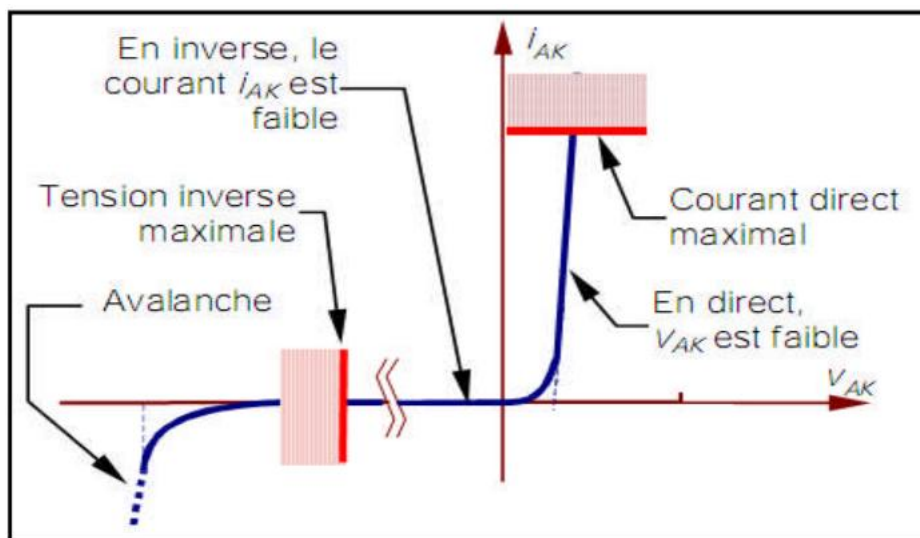


Figure II.2 Caractéristique de la diode réelle

## II.2.2. Thyristor

Le thyristor est un composant commandé à la fermeture, mais pas à l'ouverture (Figure I.3). Il est réversible en tension et supporte des tensions  $V_{AK}$  aussi bien positives que négatives. Il n'est pas réversible en courant et ne permet que des courants  $i_{AK}$  positifs, c'est à dire dans le sens anodecathode, à l'état passant [35][36].

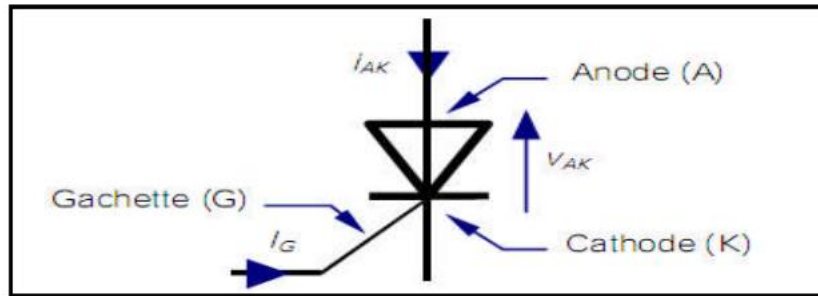


Figure II.3 Symbole du Thyristor

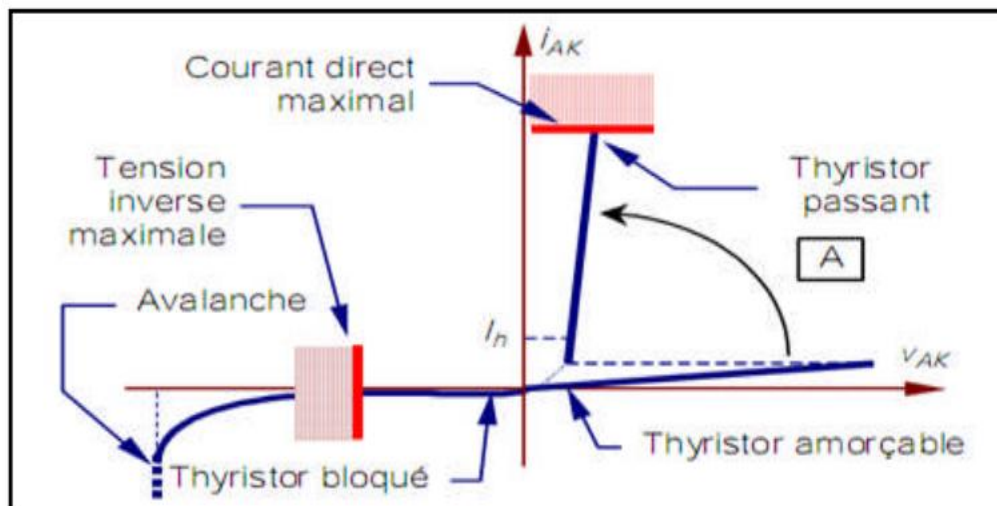


Figure II.4 Caractéristique du Thyristor réel

## II.2.3. Transistor

Parmi les deux types, NPN et PNP, le transistor de puissance existe essentiellement dans la première catégorie (Figure II.5). Le transistor est un composant totalement commandé : à la fermeture et à l'ouverture. Il n'est pas réversible en courant, ne laissant passer que des courants de collecteur  $i_c$  positifs. Il n'est pas réversible en tension, n'acceptant que des tensions  $V_{CE}$  positives lorsqu'il est bloqué [37][38].

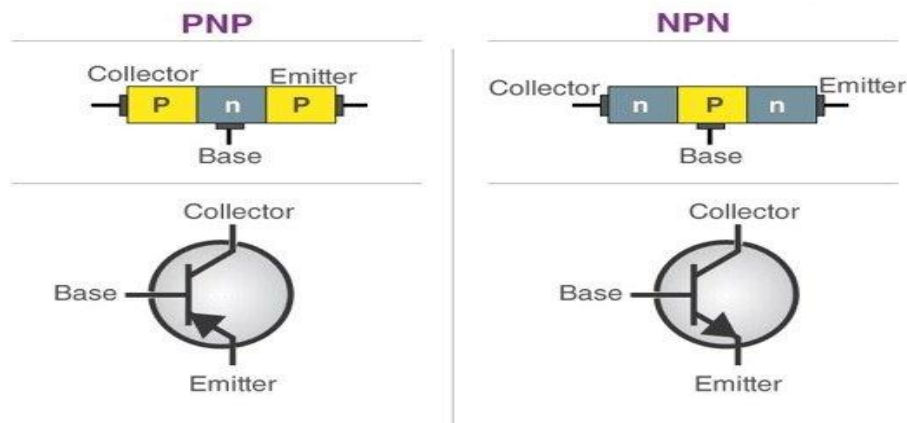


Figure II.5 Symbole de Transistor

### II.3. Les différents types de convertisseurs

Les convertisseurs statiques permettent de transformer le spectre du signal (amplitudes, fréquences, phases). Cette transformation s'effectue par des systèmes complexes, réalisés à partir des composants électroniques utilisés comme interrupteurs [7].

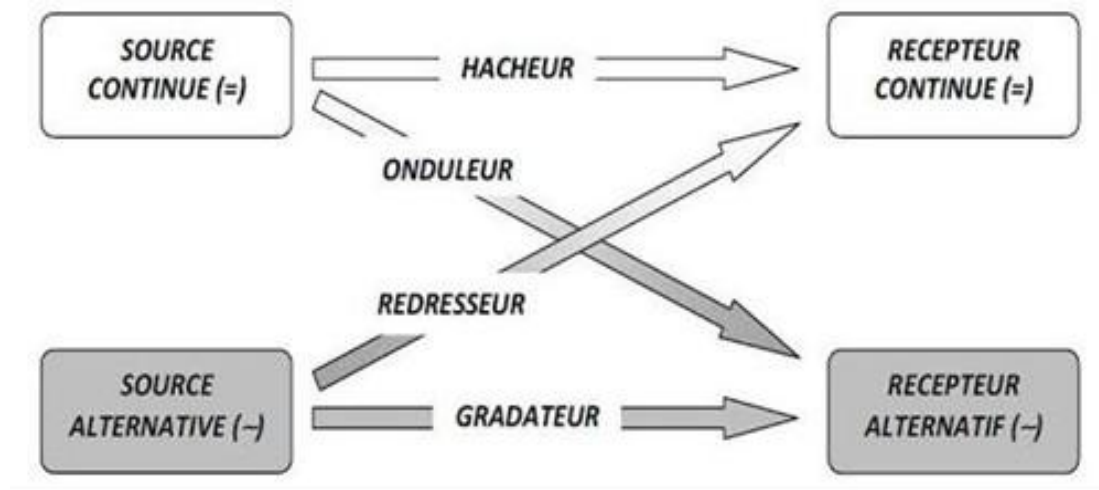


Figure II.6 Différents types de convertisseurs statiques

➤ **Redresseurs** : Le convertisseur alternatif-continu est un convertisseur destiné à alimenter une charge de type continu. Celui-ci est à base de diodes et thyristors. Par exemple il est utilisé pour l'alimentation du moteur à courant continu, chargeur de batterie d'accumulateur, variateur de vitesse d'un moteur à courant continu, etc.

➤ **Hacheurs** : le convertisseur continu-continu permet de modifier la valeur de la tension d'une source tension continue avec un rendement élevé. Il existe des hacheurs boost, des hacheurs back, des hacheurs back-boost et des hacheurs séries. Celui-ci est utilisé dans la variation de vitesse des moteurs à courant continu.

➤ **Gradateurs** : le convertisseur alternatif-alternatif est un dispositif de l'électronique de puissance destiné à modifier un signal électrique dans le but de faire varier sa tension efficace de sortie et de modifier ainsi la puissance dans la charge tout en conservant la fréquence. Il est souvent utilisé dans l'éclairagisme, l'électrothermie, démarrage des moteurs asynchrones, etc.

➤ **Onduleurs** : le convertisseur continu-alternatif est un dispositif de l'électronique de puissance permettant de délivrer des tensions et courants alternatifs à partir d'une source d'énergie continue. C'est la fonction inverse d'un redresseur. Il est souvent utilisé dans les entraînements à vitesse variable.

### II.3.1. Convertisseurs DC-DC ou hacheurs

Les convertisseurs DC/DC sont utilisés, dans le cadre d'un système photovoltaïque pour générer les tensions et les courants souhaités ainsi que pour l'adaptation des panneaux PV (source continue) avec différentes charges pour effectuer le transfert de la puissance maximale.

La source et la charge peuvent être soit de nature capacitive (source de tension), soit de nature inductive (source de courant).

Leur rôle dans ce cas, consiste à maintenir le point de fonctionnement sur ou assez proche du MPP pour n'importe quelles conditions de fonctionnement (rayonnement, température, caractéristique de charge, etc.).

On distingue 3 types de convertisseurs non-isolés les plus répandus :

- Hacheur abaisseur (ou Buck),
- Hacheur élévateur (ou Boost),
- Hacheur abaisseur-élévateur (Buck-Boost).

Le convertisseur est choisi en fonction de la charge à alimenter.

#### II.3.1.1 Hacheur Buck abaisseur (Buck)

Ce hacheur commande le débit d'une source de tension dans une charge de courant. Il permet de convertir la tension d'entrée en une tension de sortie inférieure

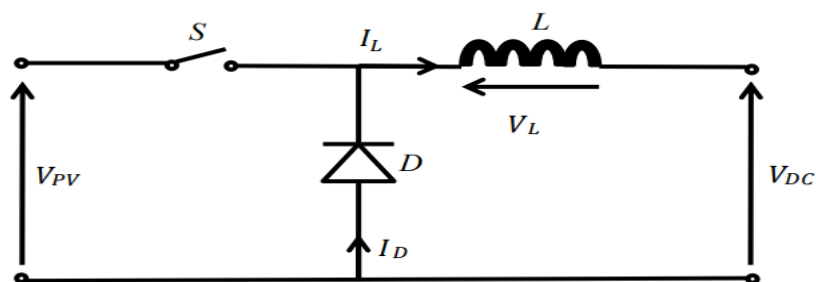


Figure II.7 Schéma électrique du hacheur abaisseur

Pour un rapport cyclique «  $\alpha$  » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par :

$$V_s = \alpha \cdot V_i$$

### II.3.1.1 Convertisseurs élévateur (Boost) :

Le convertisseur Boost est également connu sous le nom de convertisseur step-up. Il est généralement utilisé dans la conversion d'une tension d'entrée basse en une tension de sortie haute. Il se compose d'une source de tension d'entrée continue  $V_e$ , d'une inductance  $L$ , d'un interrupteur  $S$ , d'une diode, et deux condensateurs  $C_1$  et  $C_2$ .

La Figure 2 montre le schéma électrique du convertisseur Boost .

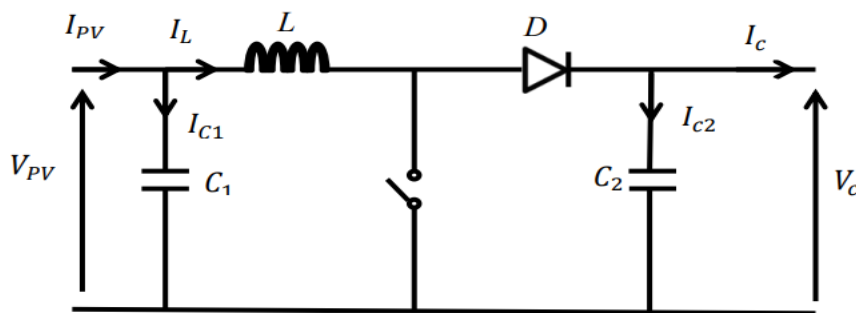


Figure II.8 Schéma électrique du convertisseur élévateur

Pour un rapport cyclique «  $\alpha$  » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par :

$$V_s = \frac{1}{1 - \alpha} V_i$$

### II.3.1.1 Hacheur abaisseur-élévateur (buck-boost)

Ce convertisseur statique permet d'avoir une tension continue variable supérieure ou inférieure à la tension d'entrée qui est fixe.

Pour un rapport cyclique «  $\alpha$  » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par :

$$V_s = \frac{\alpha}{1 - \alpha} V_i$$

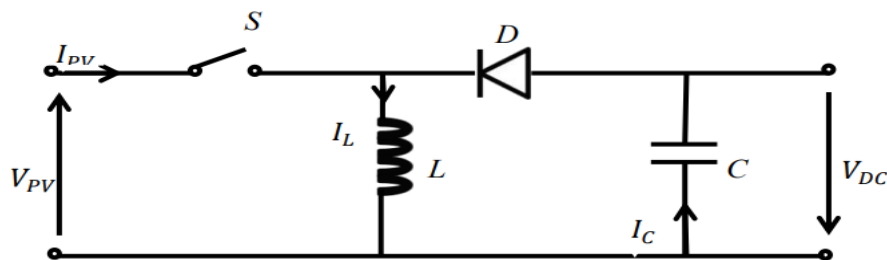


Figure II.9 Schéma électrique du hacheur abaisseur-élévateur

### II.3.2. Convertisseurs DC/AC (onduleurs)

L'onduleur est un dispositif de l'électronique de puissance qui est le constituant principal de la plupart des variateurs de vitesse pour moteur à courant alternatif. Il modifie le spectre du signal (amplitudes, fréquences, phases). Interface constituée de commutateurs qui relie un générateur fonctionnant en régime continu et un récepteur fonctionnant en régime alternatif. La forme de la tension de la sortie de l'onduleur doit être plus proche d'une sinusoïde (l'allure sinusoïdale), c'est que le taux d'harmonique soit très faible, et ça dépend essentiellement de la technique de commande utilisée.



Figure II.10 Schéma de principe de fonctionnement d'un onduleur

L'onduleur est l'interface principale entre le champ PV et le réseau électrique. Il convertit le courant/tension continu du champ PV en courant/tension alternatif compatible avec le réseau électrique. On distingue les onduleurs de tension et les onduleurs de courant, en fonction de la source d'entrée continue : source de tension ou source de courant. La technologie des onduleurs de tension est la plus maîtrisée et est présente dans la plupart des systèmes industriels, dans toutes les gammes de puissance (quelques Watts à plusieurs MW). Ainsi l'onduleur intègre deux (2) fonctions principales essentielles au raccordement :

Conversion du courant continu en courant Alternatif .

Couplage/découplage du réseau électrique.

### II.3.3. Technologies des onduleurs

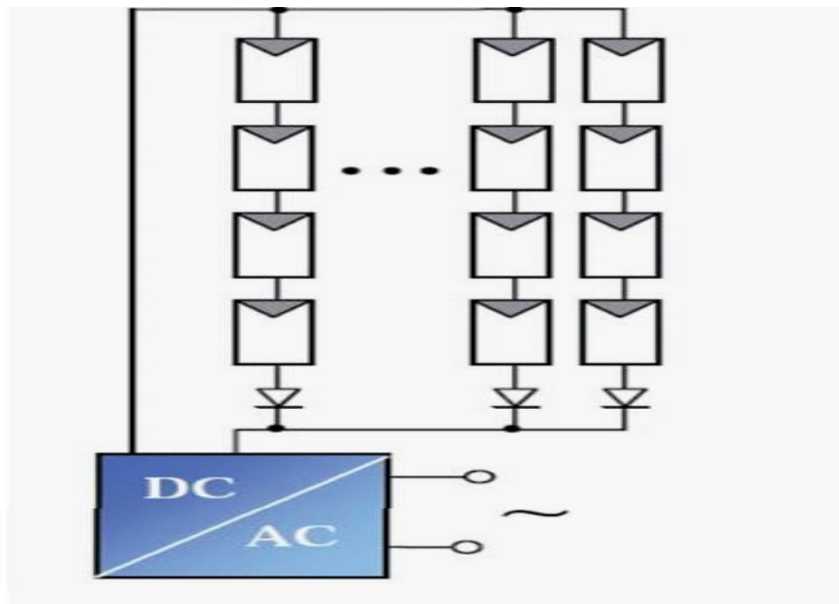
Il existe différentes topologies de gestion de ces systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Néanmoins, toutes ces approches reposent sur un générateur photovoltaïque 'GPV' raccordé au réseau par le biais d'onduleurs qui transfèrent et mettent en forme l'énergie solaire électrique. Les progrès réalisés dans le développement des onduleurs dédiés au photovoltaïque ont permis de faire évoluer grandement ces systèmes de gestion.

Les onduleurs ne se limitent plus seulement à transformer la puissance continue (DC) générée par les modules solaires en puissance alternative sous forme d'une tension sinusoïdale de fréquence souhaitée (230 V/400V – 50Hz), mais ils exploitent également la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque en le forçant à fonctionner à son point de puissance maximum.

De plus, ils assurent une surveillance fiable du réseau pour protéger ce dernier contre les pannes et interrompre, l'alimentation en cas de problèmes survenant, soit du réseau, soit de l'installation. Actuellement, il existe principalement trois architectures d'onduleurs donnant de bonnes solutions techniques: l'onduleur central, les onduleurs strings et les onduleurs intégrés aux modules [41] [42].

### II.3.3.1. Onduleur centralisé

L'onduleur central est une architecture couramment utilisée dans les installations photovoltaïques de grande puissance (supérieures à 10 kW). Dans ce cas, les modules photovoltaïques sont regroupés en chaînes de panneaux (strings), connectées en parallèle à l'aide de diodes anti-retour. Ces chaînes forment un générateur DC à haute puissance, raccordé à un seul onduleur central.



**Figure II.11** Schémas de principe d'un onduleur central

pour autoriser ou interdire l'injection d'énergie. Il intègre un système de suivi du point de puissance maximale (MPPT) qui permet de maintenir le fonctionnement des panneaux à leur rendement optimal. Cette configuration est très efficace lorsque les modules sont homogènes et exposés à un ensoleillement uniforme.

Cependant, en cas d'ombrage partiel, de salissure, de vieillissement différencié des panneaux ou de conditions non uniformes, la performance du système MPPT est dégradée. De plus, cette architecture présente une faible redondance : une défaillance de l'onduleur central entraîne l'arrêt complet de l'installation, ce qui nuit à la fiabilité globale du système. [43]

### II.3.3.2 Onduleurs de chaîne (string inverters)

L'architecture à onduleurs de chaîne constitue une alternative plus flexible. Chaque string ou chaîne de panneaux est raccordé à un onduleur indépendant, ce qui permet une gestion individualisée du MPPT. Ainsi, chaque chaîne peut opérer à son propre point de puissance maximale, ce qui réduit significativement les pertes dues à l'ombrage partiel, aux disparités entre modules et aux longueurs de câblage côté DC.

Ce type d'installation améliore la fiabilité et la résilience du système global, car une panne sur un onduleur n'affecte qu'une seule chaîne. Toutefois, cette solution implique l'utilisation de plusieurs onduleurs de puissance moyenne (rendement entre 92 % et 96 %), ce qui peut engendrer un coût plus élevé comparé à une architecture centralisée.

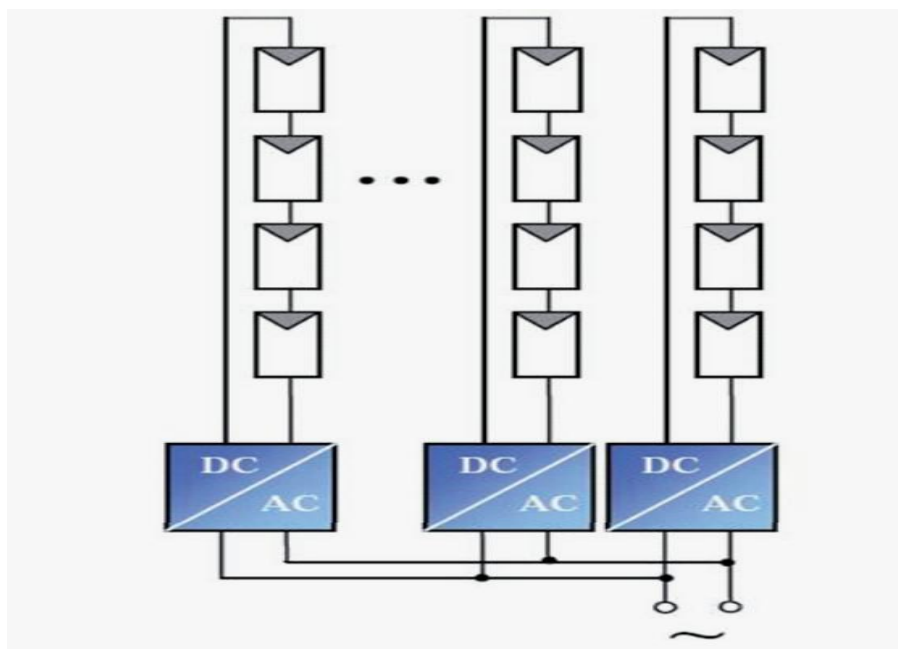


Figure II.12 Schémas de principe d'un onduleur string

Une limitation subsiste néanmoins : lorsque la caractéristique puissance-tension d'une chaîne présente plusieurs maxima locaux, notamment en cas d'irradiation inhomogène, l'algorithme MPPT peut converger vers un faux maximum, compromettant la performance énergétique. Ce phénomène peut survenir si certains panneaux sont ombragés, encrassés, ou mal orientés. Pour y remédier, des solutions d'adaptation locale, comme l'intégration de convertisseurs DC/DC individuels par chaîne ou par module, peuvent être envisagées. [43]

### II.3.3.3. Micro-onduleurs (ou onduleurs intégrés aux panneaux)

Dans cette architecture, chaque panneau photovoltaïque est équipé de son propre onduleur, ce qu'on appelle un micro-onduleur. Cette configuration permet un suivi MPPT individuel, supprimant ainsi les pertes liées aux disparités entre modules. Elle est particulièrement avantageuse dans les environnements où l'ensoleillement est variable d'un panneau à l'autre (ombrage, inclinaison différente, etc.).

Toutefois, les micro-onduleurs présentent généralement un rendement inférieur à celui des onduleurs de chaîne, principalement à cause des faibles puissances traitées et de la grande différence de tension entre les modules PV et la charge. De plus, le câblage côté AC est plus complexe et coûteux, car chaque module doit être connecté séparément au réseau 230V.

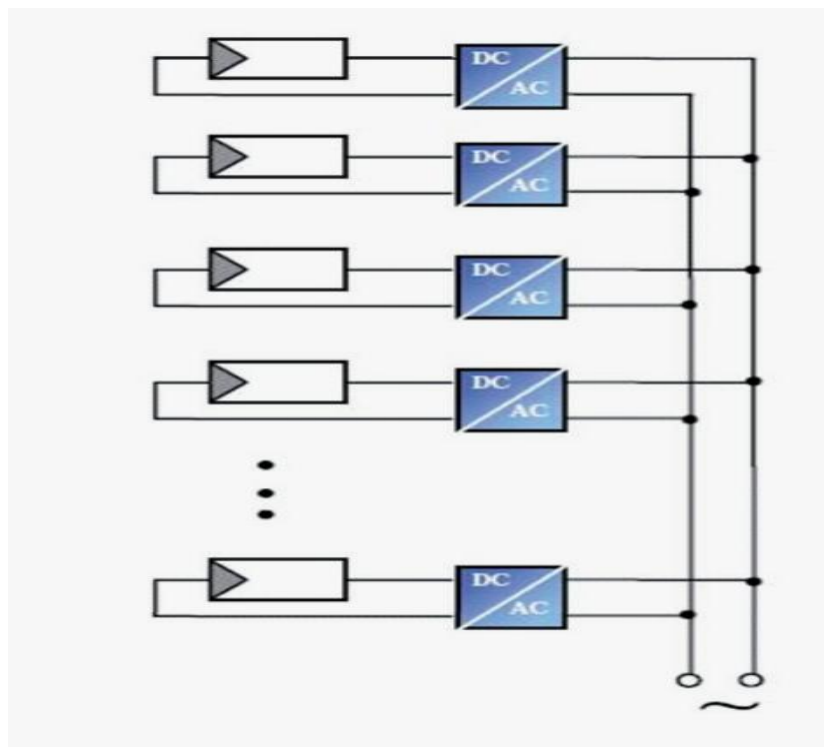


Figure II.13 Schémas de principe d'un onduleur intégré

En raison du nombre élevé d'onduleurs nécessaires, cette architecture est souvent limitée aux installations de petite puissance (entre 50 W et 400 W), comme les applications résidentielles ou les systèmes mobiles. Le coût d'installation, la complexité de mise en œuvre et les contraintes de maintenance en limitent l'usage pour les grandes installations. [43]

Paramètre	Onduleur Central	Onduleurs String	Micro-Onduleurs
Plage de Puissance	>50 kW	1-50 kW	0.05-0.4 kW
Coût Relatif	1x	1.2-1.5x	2-3x
Efficacité	98-99%	95-97%	92-95%
Tolérance Ombrage	Faible	Moyenne	Excellente
Maintenance	Centralisée	Semi-décentralisée	Distribuée
Durée de Vie	15-25 ans	10-15 ans	8-12 ans

**Tableau II.1** Analyse Comparative des différentes Types d'architectures d'onduleurs

## II.4. Installation photovoltaïque raccordé au réseau

Un système photovoltaïque connecté au réseau permet de convertir l'énergie solaire en électricité pour l'injecter directement dans le réseau public. Ce type d'installation est en plein essor grâce à la transition énergétique, à l'amélioration des performances des modules PV et aux politiques de soutien à l'autoproduction. Une fois les paramètres électriques correctement réglés, le système peut fonctionner en autoconsommation, avec injection de l'excédent, ou en injection totale vers le réseau. Il peut être conçu avec ou sans stockage : les systèmes sans batteries sont plus simples et économiques, tandis que ceux avec stockage offrent une plus grande autonomie et flexibilité, notamment pour gérer les pics de consommation ou renforcer la stabilité du réseau.

### II.4.1. Les composants fondamentaux

Un système PV connecté au réseau se compose des éléments suivants :

#### a) Panneaux Solaires (Photovoltaïques)

- Convertissent la lumière du soleil en électricité (courant continu - CC).
- Technologies courantes : Monocristallin (rendement élevé), Polycristallin (coût réduit), Couche mince (flexibilité).

#### b) Onduleur (Grid-Tie Inverter)

- Convertit le courant continu (CC) des panneaux en courant alternatif (CA) compatible avec le réseau.
- Doit respecter les normes de synchronisation (fréquence, tension, harmoniques).
- Types : Onduleur central (pour grandes installations), Micro-onduleurs (optimisation par panneau).

**c) Compteur Bidirectionnel (ou Compteur de Production)**

- Mesure l'électricité injectée dans le réseau et celle consommée.
- Permet les mécanismes de compensation (net metering) ou de vente du surplus.

**d) Dispositifs de protection**

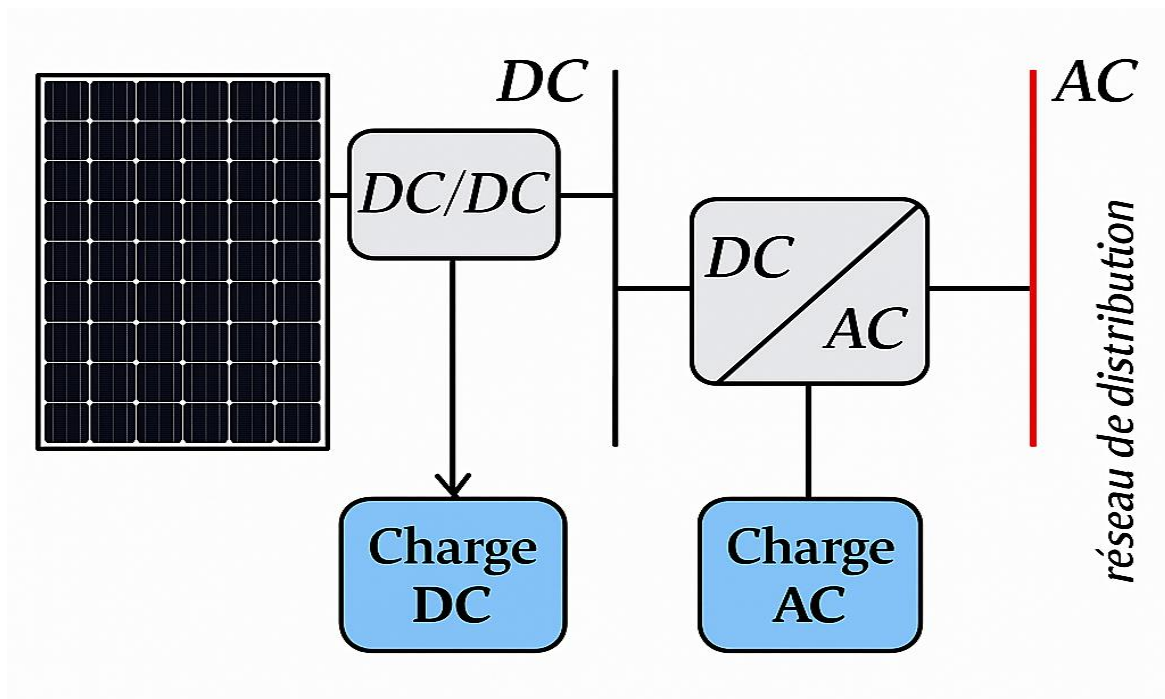
- Parafoudres : Protègent contre les surtensions.
- Disjoncteurs et sectionneurs : Assurent la sécurité électrique.
- Découplage automatique (anti-islanding) : Coupe l'alimentation en cas de panne du réseau pour éviter les risques.

**e) Système de Montage et Câblage**

- Structures fixes ou orientables (trackers).
- Câbles solaires résistants aux UV et aux intempéries. [39] [40]

**II.4.2. Installation PV connectés au réseau sans Stockage**

Dans sa forme la plus simple, un système PV connecté au réseau fonctionne sans stockage d'énergie. L'énergie produite est soit autoconsommée en temps réel, soit injectée dans le réseau si elle excède la demande locale. Ce type de configuration, dit "grid-tied", est favorisé pour sa simplicité, sa faible maintenance et son coût réduit. Il repose cependant sur la disponibilité permanente du réseau électrique, ce qui le rend inadapté aux sites isolés. L'absence de stockage implique également que l'excès de production n'est pas récupérable pour une utilisation différée, ce qui peut poser problème lors de faibles périodes d'ensoleillement.



**Figure II.14** Installation photovoltaïque connectés au réseau sans Stockage

### II.4.3. Installation PV connectés au réseau avec Batterie de Stockage

L'ajout d'un système de stockage par batterie permet d'améliorer la flexibilité et l'autonomie de l'installation. Dans cette configuration dite "hybride", une partie de l'énergie produite peut être stockée pour être utilisée lorsque la production solaire est insuffisante ou inexistante (nuit, temps couvert). Cela permet également de lisser les pointes de charge ou de répondre aux stratégies de gestion énergétique telles que le peak shaving ou l'auto-consommation maximale. Toutefois, l'intégration de batteries, qu'elles soient au plomb-acide, lithium-ion ou autres technologies avancées, entraîne une augmentation significative du coût d'investissement et de la complexité du système (gestion de la batterie, régulateurs de charge, sécurité, recyclage).

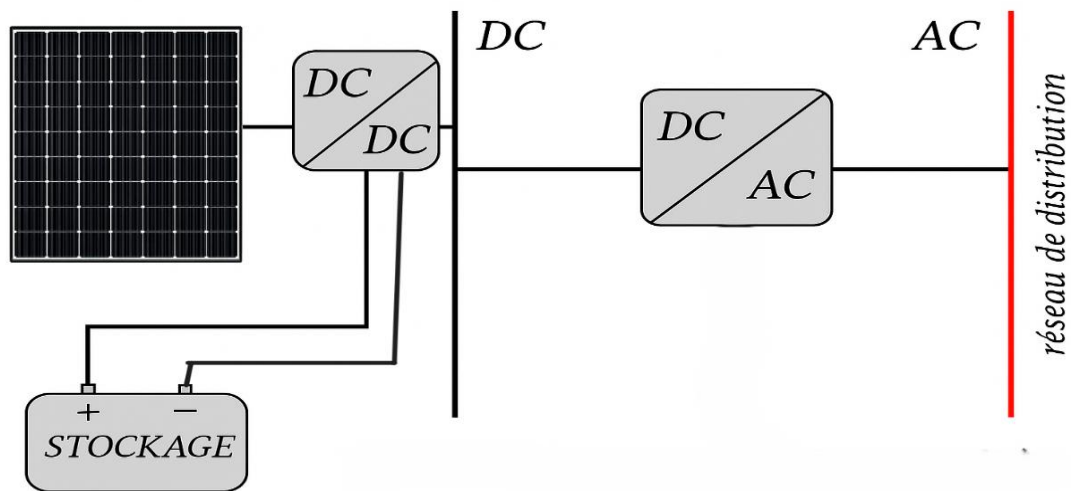


Figure II.15 Installation photovoltaïque connectés au réseau sans Stockage avec batterie

### II.4.4. Typologie des Architectures de Systèmes PV Connectés au Réseau

Les installations photovoltaïques raccordées au réseau électrique se classent principalement en deux catégories structurelles distinctes, chacune présentant des caractéristiques techniques spécifiques :

- ❖ **Les systèmes à connexion directe au réseau** : cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque connecté directement, à l'aide d'un onduleur au réseau électrique. Son rôle est de faire fonctionner les modules à leurs points de puissance maximum et de convertir le courant continu photovoltaïque en courant alternatif synchronisé avec le réseau. L'énergie produite par les modules photovoltaïques doit pouvoir alimenter les charges, le surplus est injecté sur le réseau. [44]

Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système PV du réseau. L'inconvénient majeur de cette architecture est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus le contrôle du point de fonctionnement maximum est approximatif car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences de structure interne et d'ensoleillement. [44]

- ❖ **Le système à bus continu intermédiaire** : Le générateur photovoltaïque est connecté par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulée, celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique, on obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau.

Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue du générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable

#### II.4.4.1. Systèmes PV connectés directement au réseau

##### a. Structure à convertisseur unique

Le dispositif présenté par la Figure II.10 est le plus simple, car il comporte le moins de composants possibles. On associe plusieurs modules photovoltaïques en série pour obtenir une tension continue suffisamment grande. Cette solution est une alternative à un hacheur élévateur de tension. La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée (230 V). Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau. L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus, le contrôle du point de puissance maximum de la puissance est voisin, car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences de structure interne et d'ensoleillement [45].

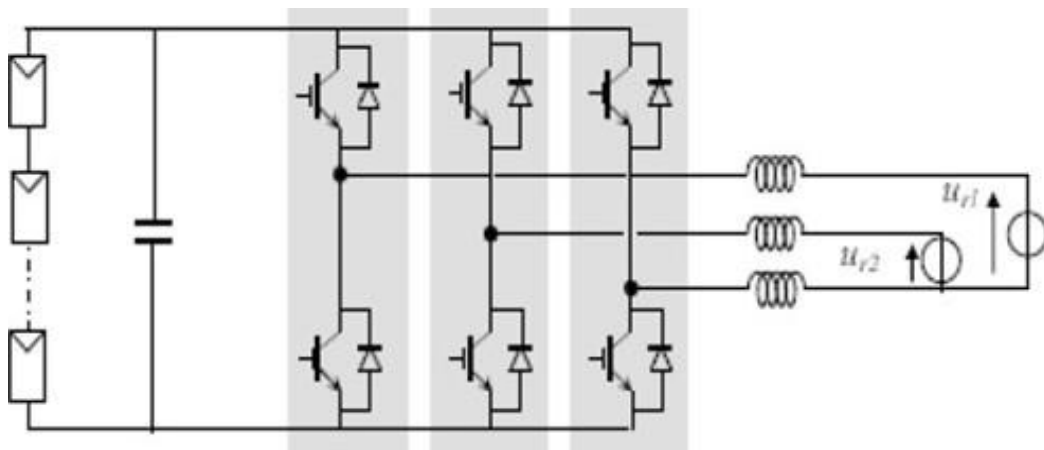


Figure II.16 modules PV en série vers un seul onduleur

### b. Structure avec bus à basse tension alternative

La figure II.11 montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est directement connecté au module photovoltaïque. La tension en sortie de ce dernier est transformée en une tension alternative de fréquence 50 Hz. Cette tension est transportée grâce à un bus alternatif (220 V – 50 Hz, exemple du schéma) vers un transformateur central qui l'élève au niveau désiré.

Le faible niveau de tension dans le bus est l'avantage majeur de ce type de montage, puisqu'il assure la sécurité des personnels. Cependant, la distance entre le transformateur et le module doit être faible à cause du courant important qui traverse les câbles et qui génère des pertes joules. Il y a un compromis à faire au niveau de la tension du bus alternatif. D'une part, il faut que sa valeur crête soit inférieure à celle délivrée par les modules (même avec un faible ensoleillement). D'autre part, une tension faible dans ce bus diminue le rendement [46].

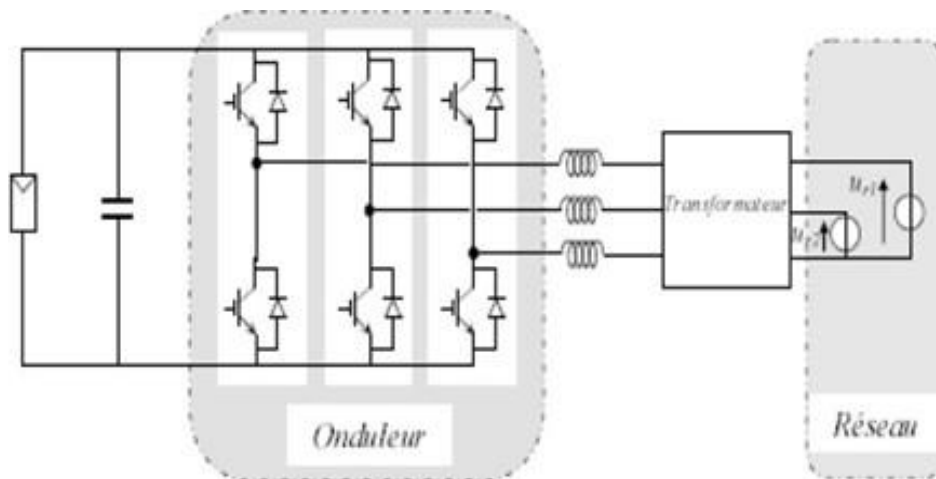


Figure II.17 Bus à basse tension alternative [46]

#### II.4.4.2. Système à bus continu intermédiaire

Pour ce système on peut citer les structures suivantes :

- ❖ Structure avec convertisseur forward : présentant un convertisseur à l'avant qui est capable d'augmenter la tension en série du module photovoltaïque jusqu'à 350 V (tension souvent désirée).

- ❖ Structure avec convertisseur de type Fly-back : une structure à base d'un convertisseur de type Fly-back qui élève la tension sortie du module photovoltaïque au niveau de tension désirée. La caractéristique principale du Fly-back se situe au niveau du transformateur qui agit comme l'inducteur principal et qui assure l'isolation galvanique. Le hacheur est contrôlé pour obtenir un maximum d'énergie du module photovoltaïque et l'onduleur assure une tension constante et le transfert de puissance vers le réseau. L'inconvénient du transformateur est qu'il génère des pertes et qui augmente le coût de l'installation .

❖ Structure avec hacheur et onduleur : elle comporte hacheur qui élève la tension en sortie du module photovoltaïque en une tension de (100 V) délivrée sur le bus continu. Avec le hacheur, il est difficile d'élever la tension en sortie des modules plus de 4 à 5 fois pour obtenir une tension continue suffisamment grande, en raison de la résistance de l'inductance. On adjoint un onduleur pour avoir une sortie sinusoïdale, puis un transformateur pour élever cette tension au niveau désiré (selon le réseau) et pour assurer l'isolation entre la partie " production " et la partie " utilisation ". L'avantage de ce système est que des batteries peuvent être facilement connectées au bus continu pour obtenir un système autonome. Le courant d'entrée est relativement lisse, c'est pour cela que la capacité peut être faible [46]. On peut voir sur la figure II-10 un exemple de ce type de système.

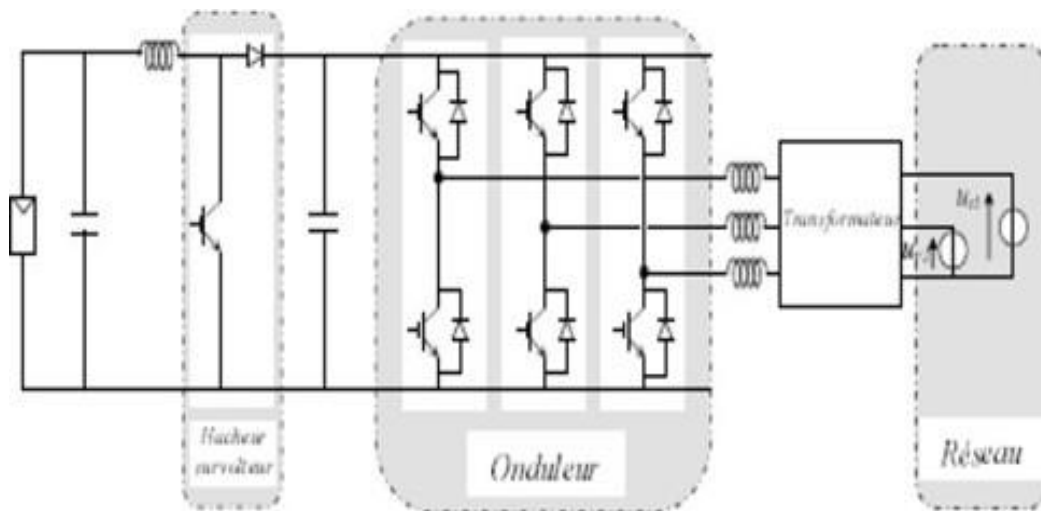


Figure II.18 Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé [46]

## II.5. Modélisation et structuration d'un système photovoltaïque raccordé au réseau

### II.5.1. Structure d'un système photovoltaïque connecté au réseau

La figure (II.8) représente l'architecture d'un système photovoltaïque raccordé au réseau de distribution électrique. Le générateur photovoltaïque est connecté à un convertisseur DC/DC, accompagné d'une capacité en entrée afin d'optimiser le suivi du point de fonctionnement maximal (MPPT). L'énergie ainsi régulée est ensuite injectée dans le réseau via un onduleur (convertisseur DC/AC), piloté par une stratégie permettant la synchronisation entre la source photovoltaïque et le réseau électrique.

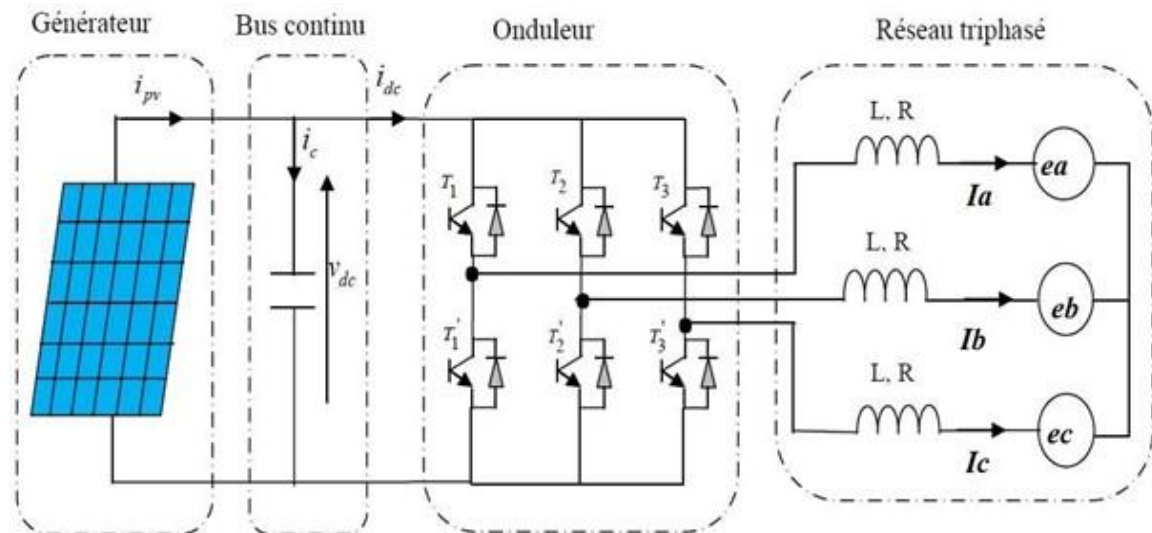


Figure II.19 Structure générale d'un système PV connecté au réseau

### II.5.1.2. Modélisation du générateur photovoltaïque (GPV)

La simulation du système complet est réalisée à l'aide de l'outil Matlab/Simulink dans différentes conditions de fonctionnement. Les paramètres et les données spécifiques au module PV Solar Victron BlueSolar 60W-12V utilisé dans ces simulations sont répertoriés dans le tableau (II.2).

Caractéristiques	Valeurs
Puissance maximale aux conditions STC $P_{max}$	60 W
Tension de circuit ouvert $V_{co}$	23.1 V
Courant de court-circuit $I_{cc}$	3.37 A
Tension au point de puissance maximal $V_{ppm}$	19.3 V
Courant au point de puissance maximale $I_{ppm}$	3.12 A
Coefficient de la température ( $V_{co}$ )	-0.27269 %V/°C
Coefficient de température pour ( $I_{co}$ )	0.003 %V/°C

Tableau II.2 Paramètres du module photovoltaïque Victron BlueSolar 60W-12V

La figure (II.9) représente Caractéristiques (courant-tension) et (puissance-tension) du champ PV dans des conditions atmosphériques standard de 1 kW/m<sup>2</sup> et 25 °C.

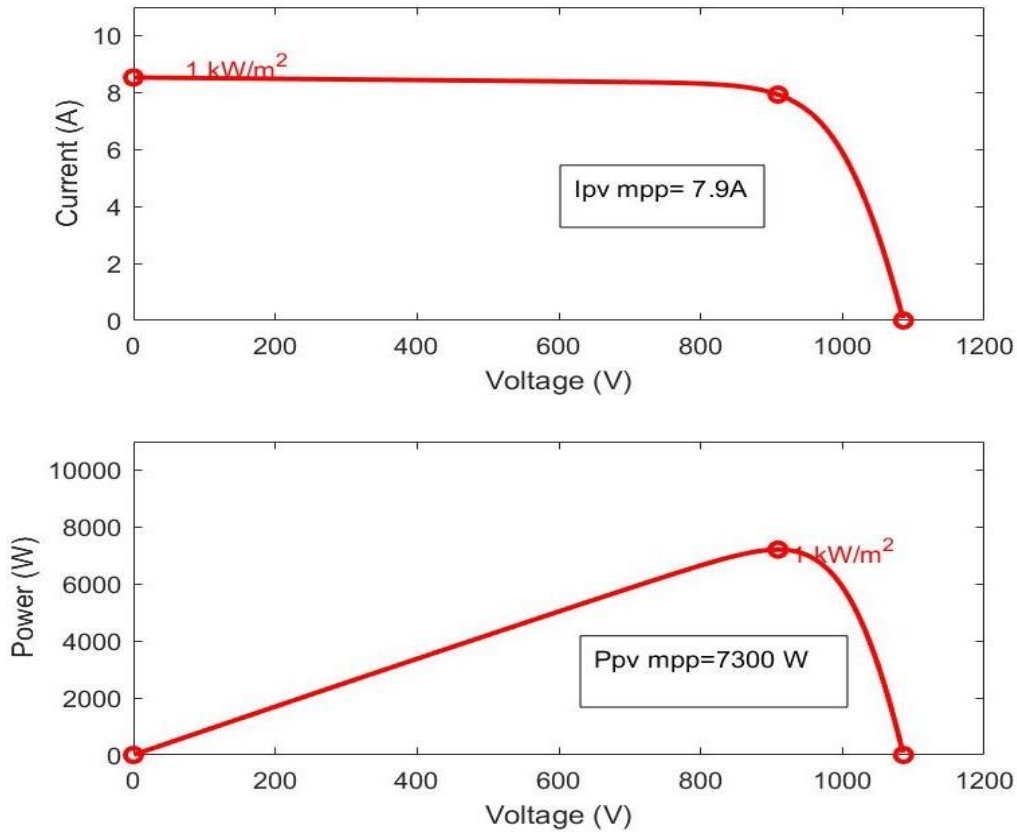


Figure II.20 Caractéristiques I-V et P-V dans des conditions atmosphériques standard

### II.5.2. Structure des onduleurs triphasé à deux niveaux

La Figure II.6 présente un onduleur triphasé à deux niveaux à structure de tension. Il se compose de trois bras à interrupteurs réversibles en courant, commandés à la fermeture et à l'ouverture, réalisés à partir d'un transistor (GTO ou IGBT) et d'une diode en antiparallèle. Le stockage de l'énergie du côté continu se fait par l'intermédiaire d'un condensateur  $C_{dc}$  de tension  $U_{dc}$ , ou à deux condensateurs avec un point milieu ( $C_{dc1}$ ,  $C_{dc2}$ ), [4]. Les deux interrupteurs qui sont sur la même cellule sont commandés d'une façon complémentaire. Le filtre de sortie est un filtre passif habituellement du premier ordre ( $L_r$ ,  $R_r$ ) employé pour connecter l'onduleur de tension au réseau.

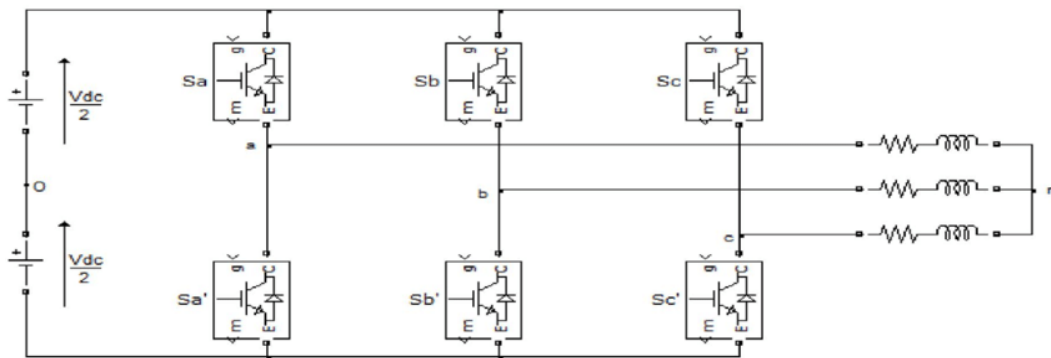


Figure II.21 schémas de structure d'un Onduleur triphasé

En pratique, nous commandons les deux semi-conducteurs d'un même bras de façon complémentaire : la conduction de l'un entraîne le blocage de l'autre. En réalité, le mode, où les semi-conducteurs d'un même bras sont tous les deux fermés, n'existe que durant les commutations. Afin d'éviter un court-circuit à cause du délai de blocage des interrupteurs, il faut insérer sur un même bras, un temps d'attente, également appelé temps mort, entre la commande de blocage d'un interrupteur et la commande d'amorçage de l'autre. Avec l'hypothèse des commutations instantanées, ce mode de fonctionnement ne sera pas pris en compte et par conséquent, aucun risque de court-circuiter le condensateur n'est à craindre.

Pour des besoins de modélisation, nous présentons le schéma de la figure II.5 où les semiconducteurs sont remplacés par des interrupteurs mécaniques. [20]

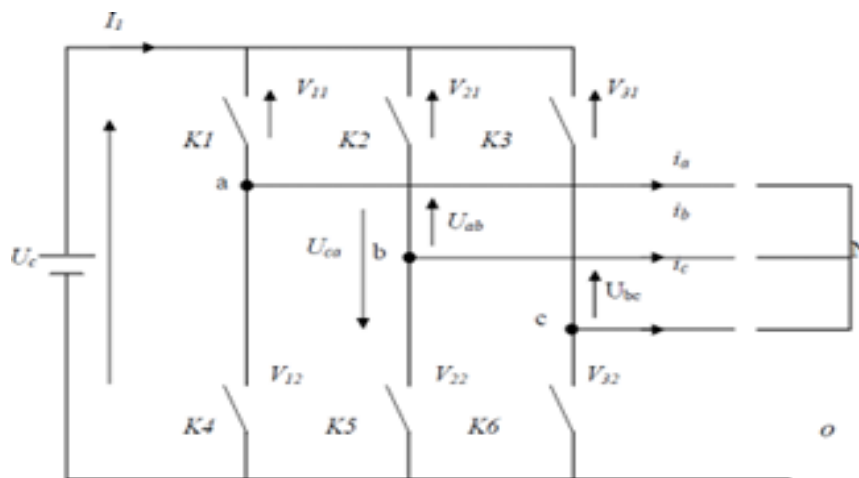


Figure II.22 schéma électrique équivalent d'un Onduleur de tension triphasé à deux niveaux

### II.5.2.1. Fonction de connexion des interrupteurs

Chaque interrupteur  $K_i$  (avec  $i = 1, 2, \dots, 6$ ) idéal introduit une fonction de connexion  $F_{kl}$  qui vaut:

$F_{kl} = 1$  si  $K_{kl}$  est fermé.  
 $F_{kl} = 0$  si  $K_{kl}$  est ouvert.

Avec :

$k = 1, 2, 3$   
 $l = 1, 2$

### II.5.2.2. Fonction de conversion des interrupteurs

Les deux interrupteurs d'un même bras seront commandés d'une manière complémentaire.

Quand l'un est conducteur, l'autre est impérativement bloqué.

$$\begin{cases} V_{a0} = F_{11} \cdot U_c \\ V_{b0} = F_{21} \cdot U_c \\ V_{c0} = F_{31} \cdot U_c \end{cases} \quad (II.1)$$

$U_c$  : la tension d'alimentation de l'onduleur par rapport au neutre.

$$\begin{cases} U_{ab} = V_{a0} - V_{b0} = (F_{11} - F_{21}) \cdot U_c \\ U_{bc} = V_{b0} - V_{c0} = (F_{21} - F_{31}) \cdot U_c \\ U_{ac} = V_{b0} - V_{c0} = (F_{11} - F_{3A}) \cdot U_c \end{cases} \quad (II.2)$$

Sous la forme matricielle on aura ainsi :

$$\begin{pmatrix} U_{ab} \\ U_{bc} \\ U_{ac} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_{11} \\ F_{21} \\ F_{31} \end{pmatrix} U_c \quad (II.3)$$

Il reste à déterminer les fonctions logiques Fkl, celles-ci dépendent de la stratégie de modulation de largeur d'impulsion appliquée à l'onduleur.

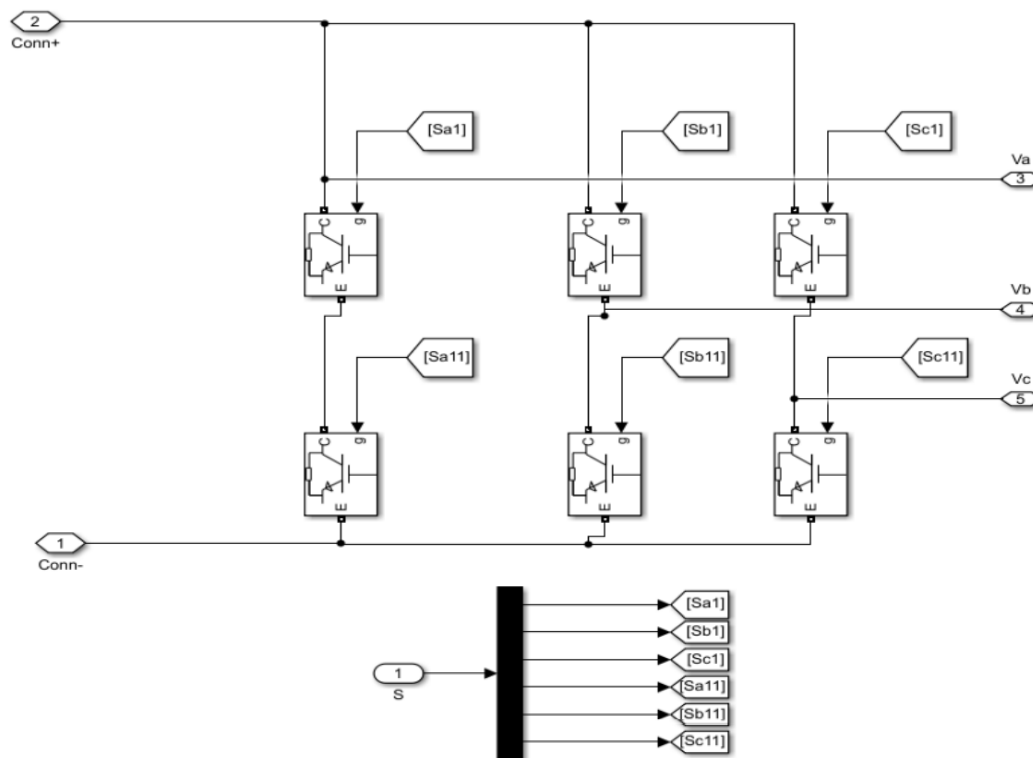


Figure II.23 Schéma bloc de l'onduleur triphasé à deux niveaux

**Etats d'un bras et états de l'onduleur :** Chaque bras de l'onduleur a deux états possibles :

**Etat P :** L'interrupteur du haut est fermé, tandis que l'interrupteur du bas est ouvert. La tension de sortie par rapport au neutre de la source est donc égale à Vdc.

**Etat N :** L'interrupteur du haut est ouvert, tandis que l'interrupteur du bas est fermé. La tension de sortie par rapport au neutre de la source est donc égale à 0V.

Etant donné que chaque bras peut avoir deux états, l'onduleur entier possède  $2^3 = 8$  états : PPP, PPN, PNN, PNP, NNN, NNP, NPP et NPN.

Ils sont identifiés en indiquant les états des trois bras de l'onduleur (état P ou état N).

L'état PNN indique que le premier bras est à l'état P, le deuxième est à l'état N et le troisième est à l'état N [27].

Si on applique la transformation de Clarke on obtient :

$V_s = V_\alpha + jV_\beta$  Ce vecteur peut prendre huit (8) positions discrètes dans le plan ( $\alpha$ - $\beta$ ) correspondantes aux états de l'onduleur (figure II.16).

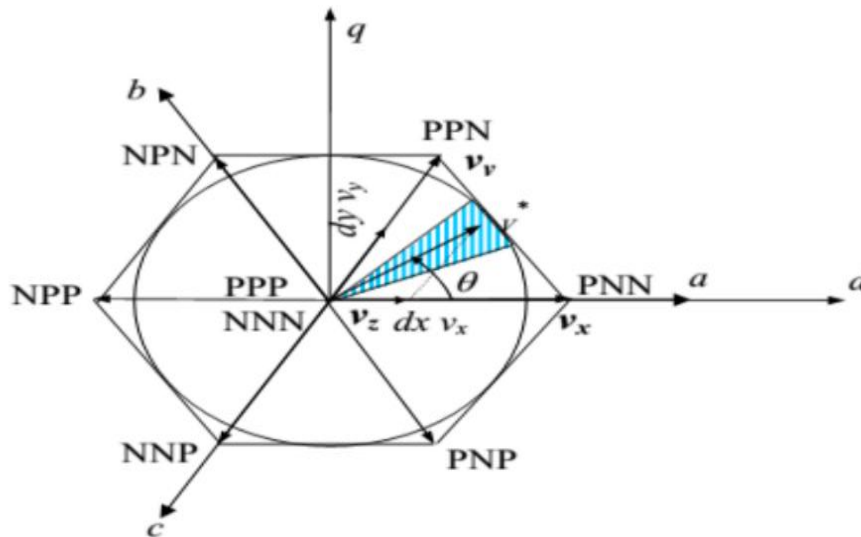


Figure II.24 Diagramme vectoriel de l'onduleur à deux niveaux

### II.5.3. Commande de l'onduleur triphasé

L'objectif de la commande est de générer les ordres d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sorte que la tension créée par l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence. Plusieurs méthodes de commande peuvent être utilisées [47] :

- ✓ Commande par hystérésis.
- ✓ Commande par MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion).
- ✓ La commande symétrique (Pleine onde) ;
- ✓ La commande décalée (à 120°) ;

#### II.5.3.1. Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI)

La MLI permet de former à la sortie d'un onduleur chaque alternance de la tension à l'aide d'une succession de créneaux rectangulaires, dont la largeur varie suivant une loi de commande qui a pour but de :

- Repousser les harmoniques à des fréquences élevées pour faciliter leur filtrage ;
- Faire varier la valeur efficace du fondamental de la tension de sortie ;
- Faire varier la fréquence du fondamental de la tension de sortie

La modulation MLI est fortement inspirée des techniques utilisées dans la transmission de l'information. Elle consiste à moduler une onde porteuse triangulaire (issue d'un découpage à

fréquence) par une onde modulante sinusoïdale (fréquence) à fréquence beaucoup plus basse.

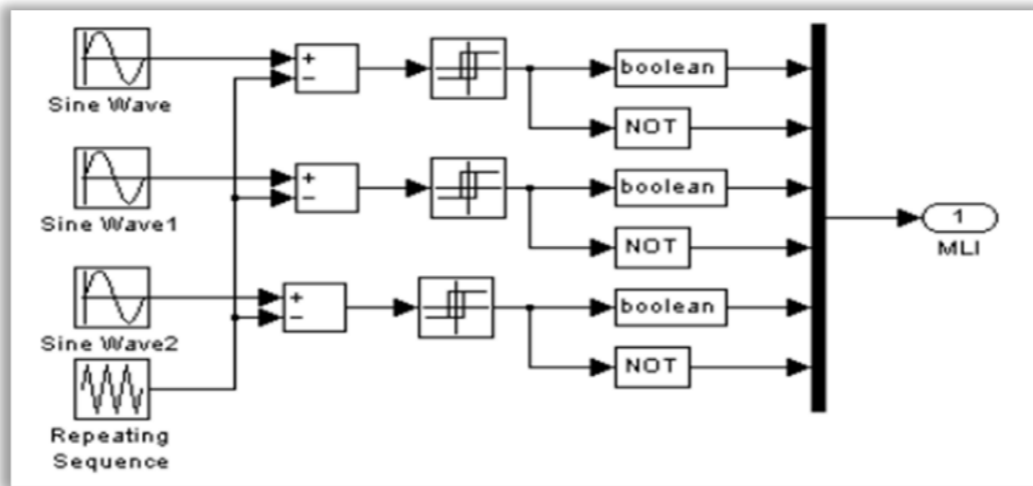


Figure II.25 simulation du bloc de commande MLI

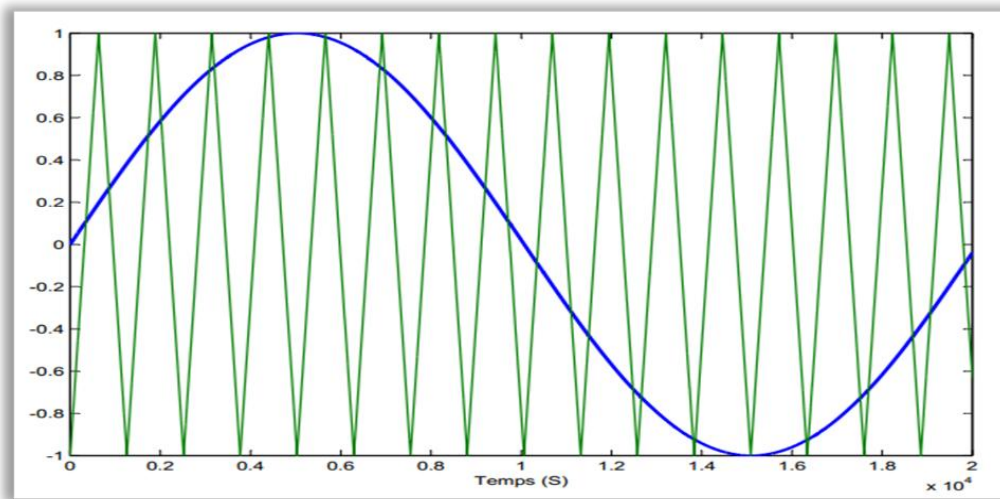


Figure II.26 signale de la commande MLI

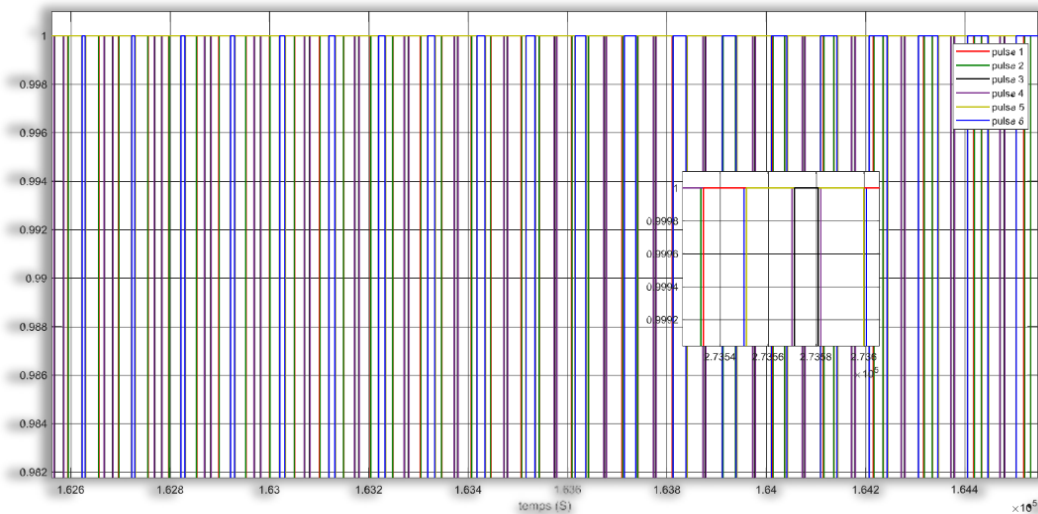


Figure II.27 impulsion au niveau des interrupteurs

### II.5.3.2. Commande par hystérésis

Cette stratégie de commande est appelée aussi commande en tout ou rien, elle est très utilisée à cause de sa simplicité et sa robustesse. [De plus elle assure un contrôle satisfaisant du courant sans exiger une connaissance poussée du modèle du système à contrôler ou de ces paramètres. Son principe (voir figure II.20) consiste à établir l'erreur existant entre le courant de référence et le courant produit par l'onduleur. Cette erreur est ensuite comparée à un gabarit appelé bande d'hystérésis, dès que l'erreur atteint la bande inférieure ou supérieure, un ordre de commande est envoyé de manière à rester à l'intérieur de la bande. [49]

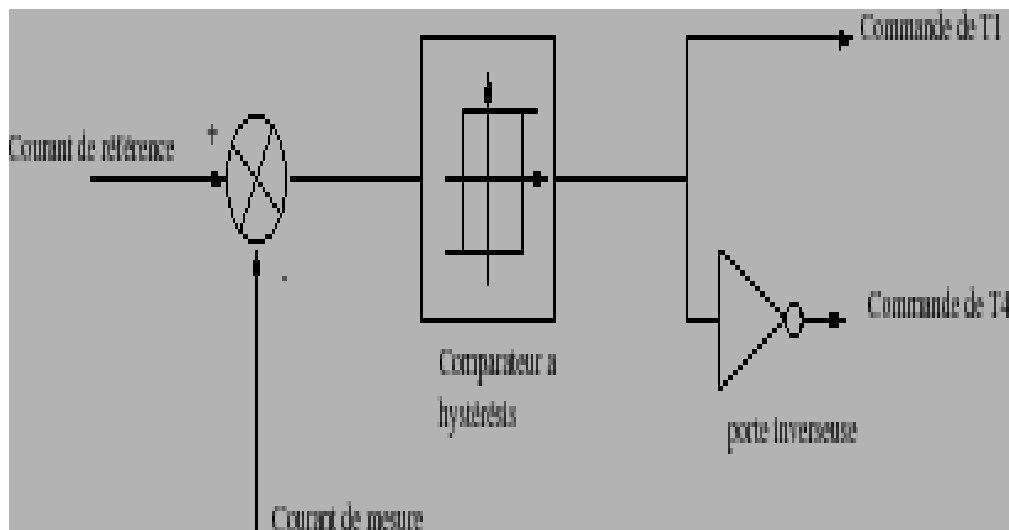


Figure II.28 Principe de la commande par hystérésis

Bien que cette méthode présente plusieurs avantages, elle comporte un inconvénient majeur : l'impossibilité de contrôler la fréquence de commutation des semi-conducteurs. Cette limitation entraîne une forte présence d'harmoniques dans les courants générés.

Le tableau ci-dessous propose une étude comparative des différentes techniques de commande des onduleurs.

Technique de commande	Principe	Avantages	Inconvénients
Commande symétrique	Utilise une modulation symétrique pour générer une tension alternative.	_C'est la stratégie de commande la simple à mettre en œuvre.	Tension de sortie très riche en harmoniques de rang faible. _Le filtrage est difficile qui requiert un calcul du filtre et son coût peut être important.
Commande décalée	Décale les impulsions de commutation de $120^\circ$ pour équilibrer la tension de sortie.	Elle permet d'éliminer les harmoniques de rang 3 pour minimiser la valeur du THD. _Plus sophistiquée que la commande symétrique en termes d'élimination des harmoniques.	_Il est nécessaire de bien évaluer la valeur de l'angle de décalage $\beta$ selon l'application pour obtenir une bonne qualité du signal.
Commande MLI	Génère une tension alternative en modulant la largeur des impulsions de commutation.	_Elle permet une bonne neutralisation des harmoniques par rapports aux onduleurs en onde carré ou en un seul créneau _Elle permet de repousser à des fréquences élevées les harmoniques de la tension de sortie. _Un grand nombre d'angle de commutation.	_Elle ne supprime pas les harmoniques mais les repousse juste des fréquences élevées. _Efficacité limitée due aux pertes de commutation.
Commande par hystérésis	Régule le courant en maintenant une bande de tolérance autour d'une valeur de référence.	_Un moyen simple pour réaliser la commande d'un onduleur de tension. _En termes de taux de distorsion harmonique, ses performances sont légèrement meilleures à celles du MLI	_Période de commutation variable et inconnue si la bande est fixe.

Tableau II.3 Comparaison entre les différentes techniques de commande. [49]

#### II.5.4. Couplage de l'onduleur au réseau

Dans les installations d'habitation, le courant solaire produit est d'abord utilisé par l'habitation elle-même, si le courant produit pour l'habitation est excédentaire, l'excédent est injecté dans le réseau. L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de d'énergie électrique. Pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre

immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau. Certaines conditions doivent être respectées pour assurer le couplage :

- La tension et la puissance produite par le PV doivent être suffisantes à l'entrée de l'onduleur .
- Une présence de la tension du réseau électrique .
- Absence de défaut d'isolement au niveau du champ PV .
- L'onduleur doit se synchroniser en tension, fréquence et phase .
- Le couplage s'effectue lorsque la synchronisation est effective .
- Si l'une de ces trois (3) conditions n'est pas respectée il y'a alors découplage. [49]

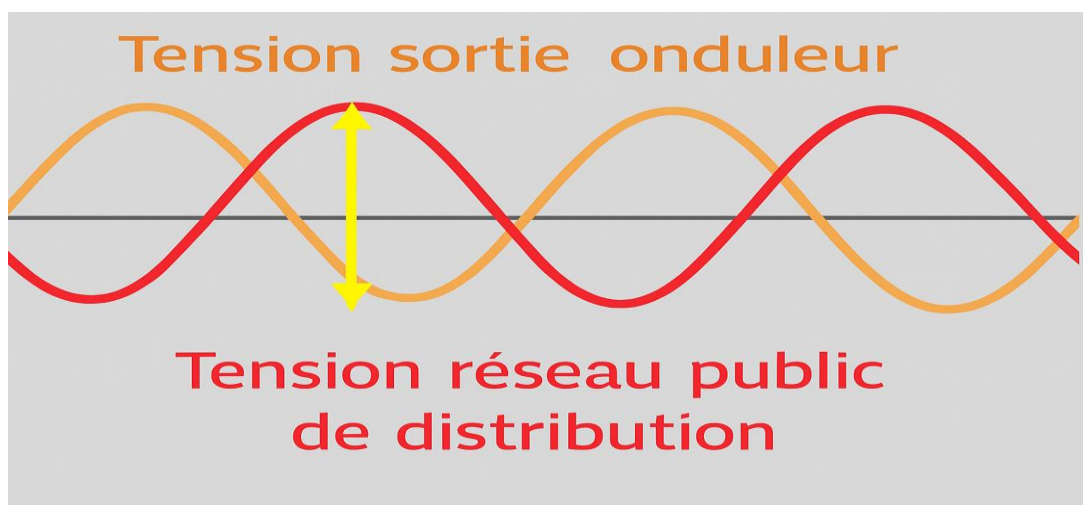


Figure II.29 couplage tension réseau et tension onduleur

Ainsi comme critère de compatibilité d'un onduleur dans un couplage du PV avec le réseau on peut citer :

- Temps de réponse
- Facteur de puissance
- Commande de fréquence
- Rendement harmonique
- Synchronisation
- Contribution de courant de défaut
- Injection de courant continu
- Protection.

II.5.4.1. Modélisation du réseau triphasé

Les équations de phase de réseaux peuvent être écrites comme suit :

$$\begin{cases} V_a = R_{ia} + L \frac{d i_a}{dt} + e_a \\ V_b = R_{ib} + L \frac{d i_b}{dt} + e_b \\ V_c = R_{ic} + L \frac{d i_c}{dt} + e_c \end{cases} \quad (II.4)$$

Où :

$V_{abc}$  : Tensions de sortie triphasées de l'onduleur.

$e_{abc}$  : Tensions de lignes triphasées du réseau.

$i_{abc}$  : Courants triphasés injectés aux réseaux.

R : Résistance du filtre.

L : Inductance du filtre.

La figure (II.13) représente le schéma bloc du réseau électrique triphasé dans l'environnement Matlab Simulink.

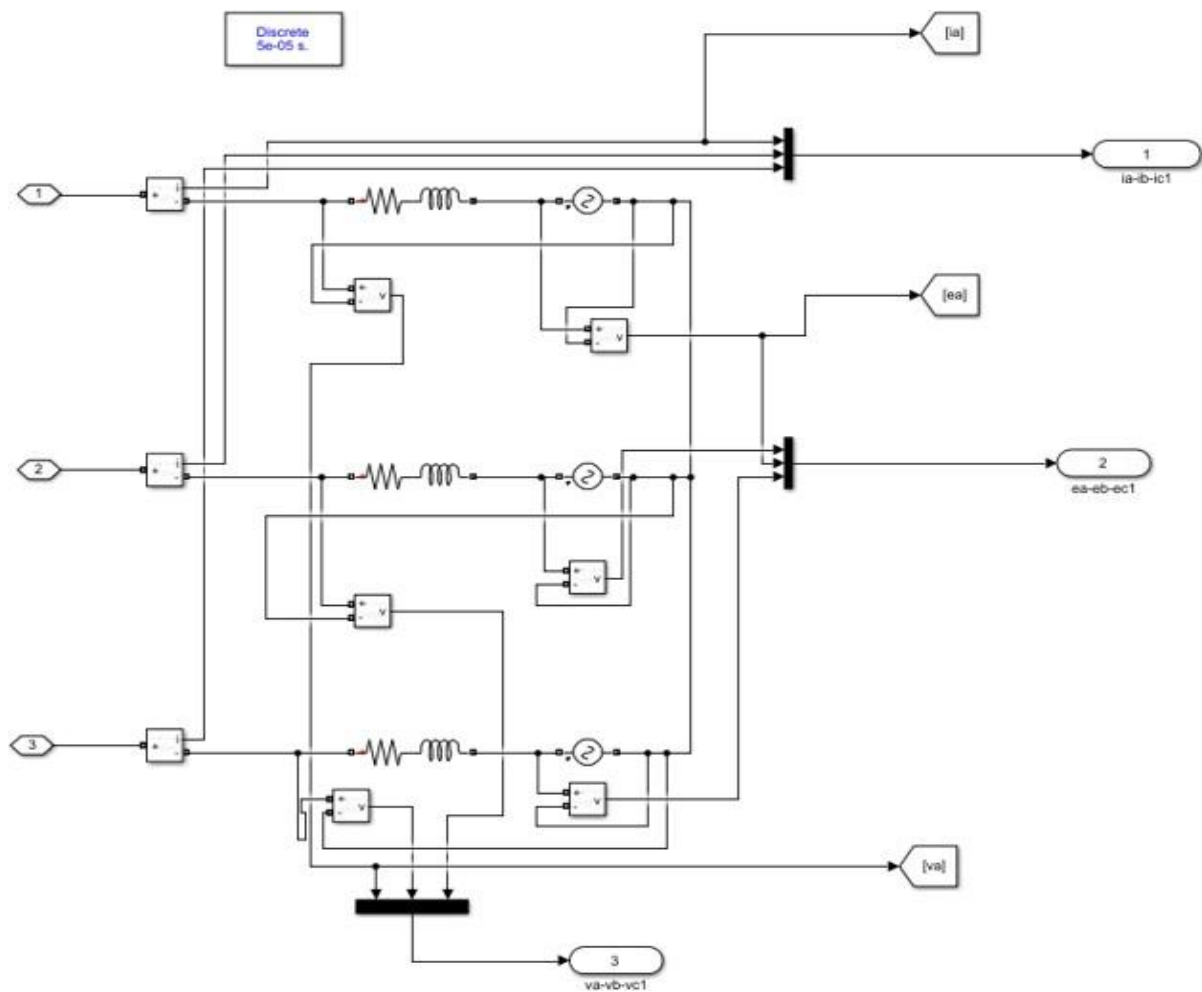


Figure II.30 Schéma du réseau triphasé

Les paramètres du réseau électrique et résumés dans le tableau (II.4)

Parameters	Valeurs
Tension réseau V	$55\sqrt{2}$ V
Fréquence du réseau f	50 Hz
Inductance du filtre L	4 mH
Résistance du filtre R	0.5 $\Omega$
Capacité du bus continu C	100 $\mu\text{F}$

Tableau II.4 Paramètres de réseau

## II.6. Régulateurs PI

### II.6.1. Structure de la commande PI

Chaque boucle de régulation est dotée d'un régulateur proportionnel intégral PI classique, présenté sur la figure (II.23 ), il comporte une action proportionnelle qui sert à régler la rapidité avec laquelle la régulation doit avoir lieu et une action intégrale qui sert à éliminer l'erreur statique entre la grandeur régulée et sa propre consigne [50].

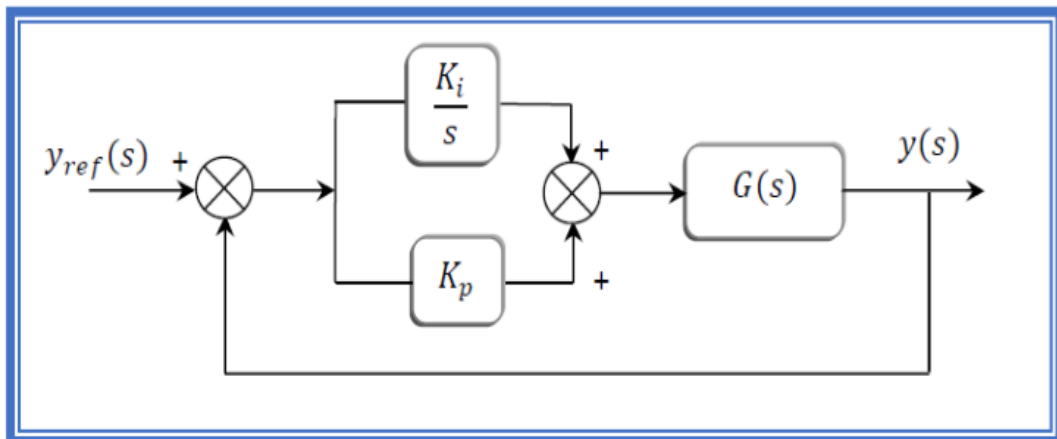


Figure II.31 Schéma de commande utilisant la structure PI

Soit  $G(s)$  un système de premier ordre peut être donné par une des fonctions suivant :

$$\begin{cases} G(s) = \frac{G_1}{s+\tau_1} \\ G(s) = \frac{G_0}{1+\tau s} \end{cases} \quad (\text{II.5})$$

Avec :

$$\tau_1 = 1/\tau$$

On considère deux méthodes pour déterminer les paramètres  $K_p$  et  $K_i$  du régulateurs PI :

### II.6.2. la méthode de placement des pôles [63]

La fonction de transfert en boucle fermée est :

$$F(s) = \frac{G_1 K_p s + G_0 K_i}{s^2 + (\tau_1 + G_1 K_p) s + G_1 K_i} \quad (\text{II.6})$$

Le calcul des paramètres  $K_p$  et  $k_i$  ne peut être fait que par la méthode de placement des pôles.

La fonction de transfert en boucle fermée, peut être mise sous la forme de celle d'un modèle de second ordre standard de l'équation suivante :

$$H(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\varepsilon\omega_n s + \omega_n^2} \quad (\text{II.7})$$

A partir de l'équation caractéristique, on impose les pôles du système en boucle fermée de sorte que le système soit sous-amorti ( $0.7 \leq \varepsilon < 1$ ),

Les pôles de  $H(s)$  sont :

$$\begin{cases} s_1 = \omega_n(-\varepsilon + j\sqrt{1-\varepsilon^2}) = -\frac{1}{\tau_p} + j\omega_a \\ s_2 = \omega_n(-\varepsilon - j\sqrt{1-\varepsilon^2}) = -\frac{1}{\tau_p} - j\omega_a \end{cases} \quad (\text{II.8})$$

Ou :

$$\tau_p = \frac{1}{\omega_n} \text{ et } \omega_a = \omega_n \sqrt{1-\varepsilon^2} \quad (\text{II.9})$$

La réponse transitoire est alors donnée par l'oscillation de pseudo-période  $\frac{2\pi}{\omega_a}$  amortie par une exponentielle de constante de temps.

$$\begin{cases} \tau_1 + G_1 K_p = 2\varepsilon\omega_n \\ G_1 K_i = \omega_n^2 \end{cases} \quad (\text{II.10})$$

Les paramètres du régulateur sont alors donnés par :

$$\begin{cases} K_p = \frac{2\varepsilon\omega_n - \tau_1}{G_1} \\ K_i = \frac{\omega_n^2}{G_1} \end{cases} \quad (\text{II.11})$$

### II.6.3. la méthode de compensation des pôles

L'apport d'un zéro par le régulateur PI dans la fonction de transfert en boucle fermée peut modifier le régime transitoire du système. Pour remédier à ce problème, la méthode de compensation des pôles et plus adaptée pour le calcul des paramètres  $K_p$  et  $K_i$ . Elle consiste à imposer le zéro du régulateur égal à un pôle de la fonction de transfert du système à commander et une constante du temps  $\tau_{bf}$  répondant aux objectifs fixés.

La fonction de transfert en boucle fermée est :

$$F(s) = \frac{G_0 K_i \left( \frac{K_p}{K_i} s + 1 \right)}{(\tau s + 1) \left( s + \left( K_p s + K_i \right) \frac{G_0}{\tau s + 1} \right)} \quad (\text{II.12})$$

D'où,

$$\left\{ \begin{array}{l} \left( \frac{K_p}{K_i} s + 1 \right) = (\tau s + 1) \rightarrow \tau = \frac{K_p}{K_i} \\ F(s) = \frac{G_0 K_i}{s + G_0 K_i} \rightarrow \tau_{bf} = \frac{1}{G_0 K_i} \end{array} \right. \quad (\text{II.13})$$

Les paramètres du régulateur sont alors donnés par :

$$\left\{ \begin{array}{l} K_p = \frac{1}{G_0 \tau_{bf}} \\ K_i = \frac{\tau}{G_0 \tau_{bf}} \end{array} \right. \quad (\text{II.14})$$

## II.7. La commande de la puissance maximale(MPPT)

### II.7.1. Principe De La Commande MPPT

Le principe de cette commande est basé sur la modification automatique du rapport cyclique  $\alpha$  en l'amenant à la valeur optimale pour maximiser la puissance délivrée par le panneau solaire. Pour cette raison, nous présenterons et analyserons ensuite l'algorithme de contrôle de la méthode "perturbation et observation".

La figure (II.24) montre le diagramme synoptique d'un système photovoltaïque, avec un module MPPT qui a pour entrées la tension et le courant de sortie du module [50]. Dans la plupart des cas, on fait une maximisation de la puissance fournie par le module solaire.

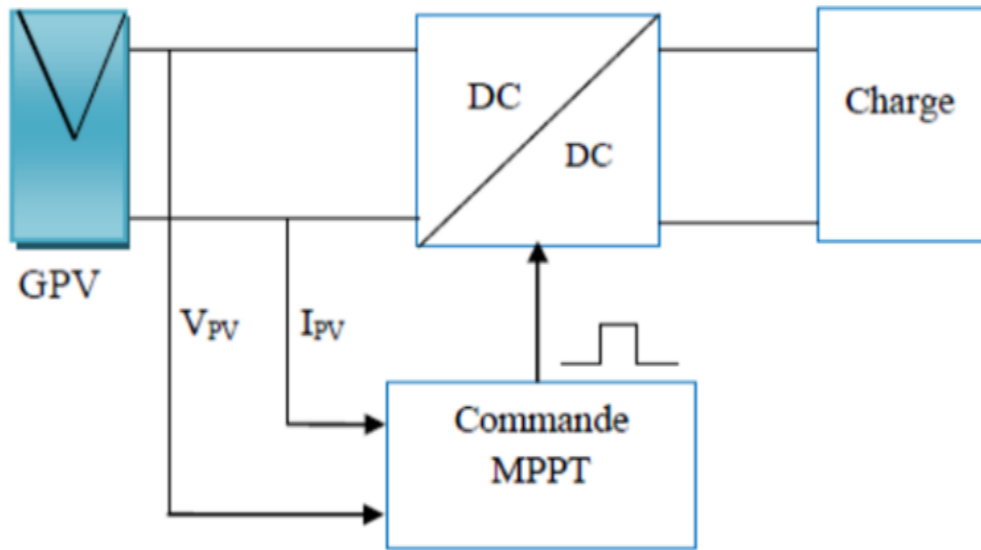


Figure II.32 La Commande MPPT dans le système PV

La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique (CS), à l'aide d'un signal électrique approprié, pour tirer le maximum de puissance que le GPV peut fournir. L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le MPP. En général, il est basé sur la variation du rapport cyclique du convertisseur statique en fonction de l'évolution des paramètres d'entrée de ce dernier (I et V et par conséquent de la puissance du GPV) jusqu'à se placer sur le MPP [51].

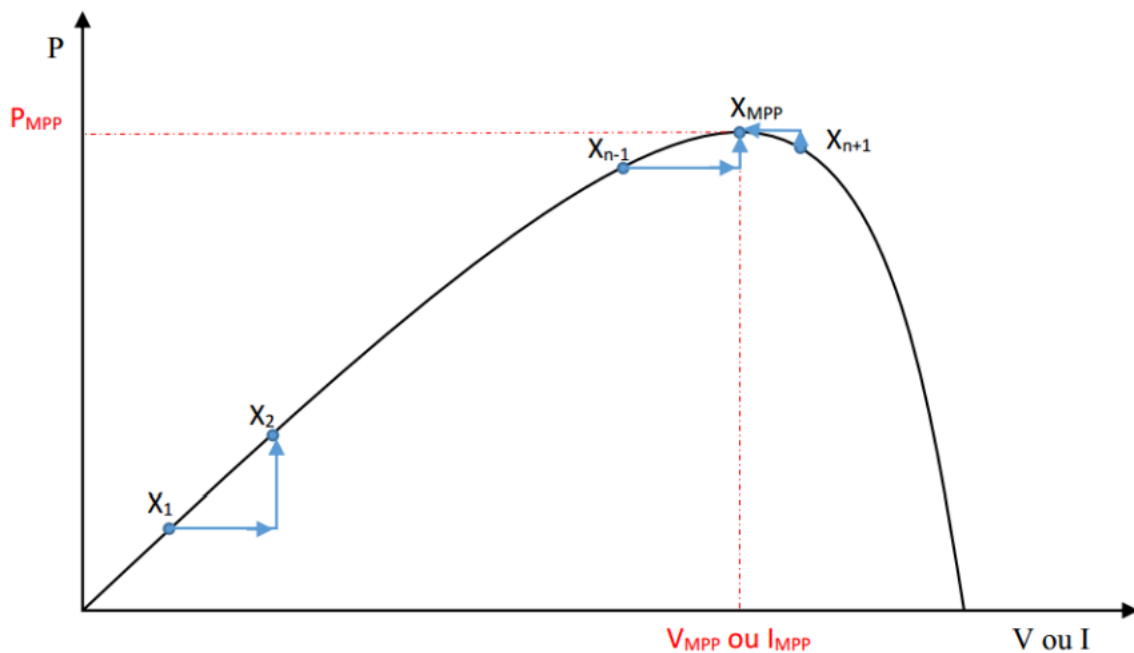


Figure II.33 Caractéristique puissance-tension du panneau PV

## II.7.2. Techniques de commande MPPT

La classification des algorithmes suiveurs peut être basée sur la fonction des techniques ou stratégies de contrôle utilisées. Ainsi, deux catégories peuvent être présentées: méthodes directes et indirectes.

### II.7.2.1. Les méthodes indirectes

Les méthodes indirectes s'appuient sur des bases de données répertoriant les caractéristiques des panneaux photovoltaïques (PV) sous diverses conditions climatiques, telles que la température et l'ensoleillement. Elles intègrent également des équations mathématiques empiriques permettant d'identifier le point de puissance maximale. Parmi ces approches, on distingue notamment la méthode de la tension de circuit ouvert du générateur ainsi que la méthode du court-circuit.[52]

### II.7.2.2. Les méthodes directes

Les méthodes directes reposent sur l'analyse des variations de tension et de courant des panneaux photovoltaïques. Les algorithmes associés exploitent ces mesures sans nécessiter de connaissance préalable des caractéristiques des panneaux. Cette approche présente l'avantage d'être adaptable à différentes conditions de fonctionnement. Parmi les principales techniques, on retrouve la méthode de différenciation, la méthode Perturbe & Observe (P&O) ainsi que l'incrément de conductance.

## II.7.3. Méthode de perturbation et observation (P&O)

Dans la littérature, la méthode **Perturbe et Observe (P&O)** suscite un grand intérêt en raison de son approche itérative pour atteindre le point de puissance maximal. Son principe repose sur une perturbation volontaire de la tension de charge par une faible variation, suivie de l'analyse de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque. Cette valeur est ensuite comparée à celle du cycle de perturbation précédent (figure III.3).

L'évolution de la puissance permet de déterminer la direction de la prochaine perturbation :

- Si la puissance augmente, la tension continue à varier dans le même sens jusqu'à atteindre le point de puissance maximal.
- Si la puissance diminue, la perturbation est inversée afin de retrouver la direction optimale.[53][54][55][56].

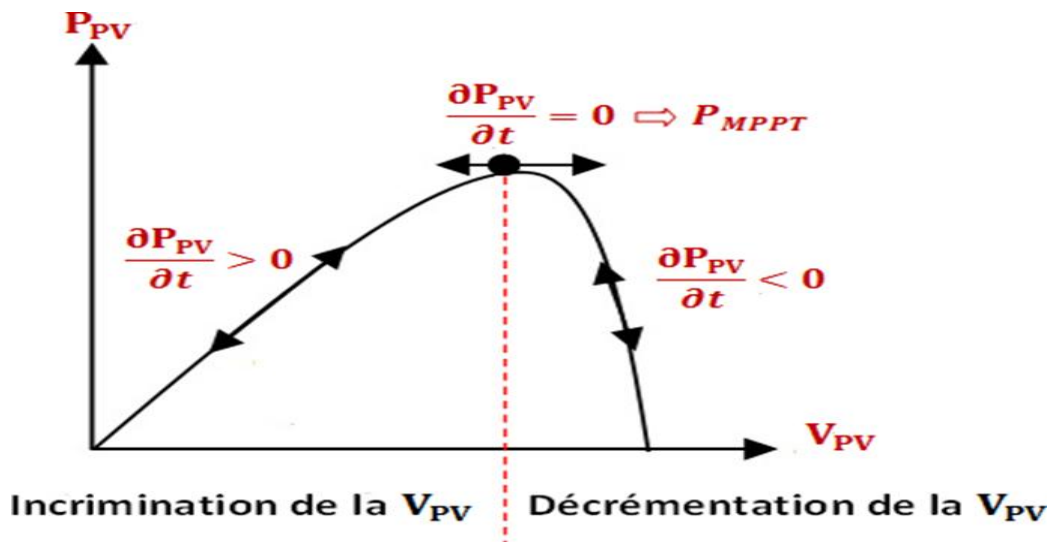


Figure II.34 Caractéristique PPV(VPV) [57]

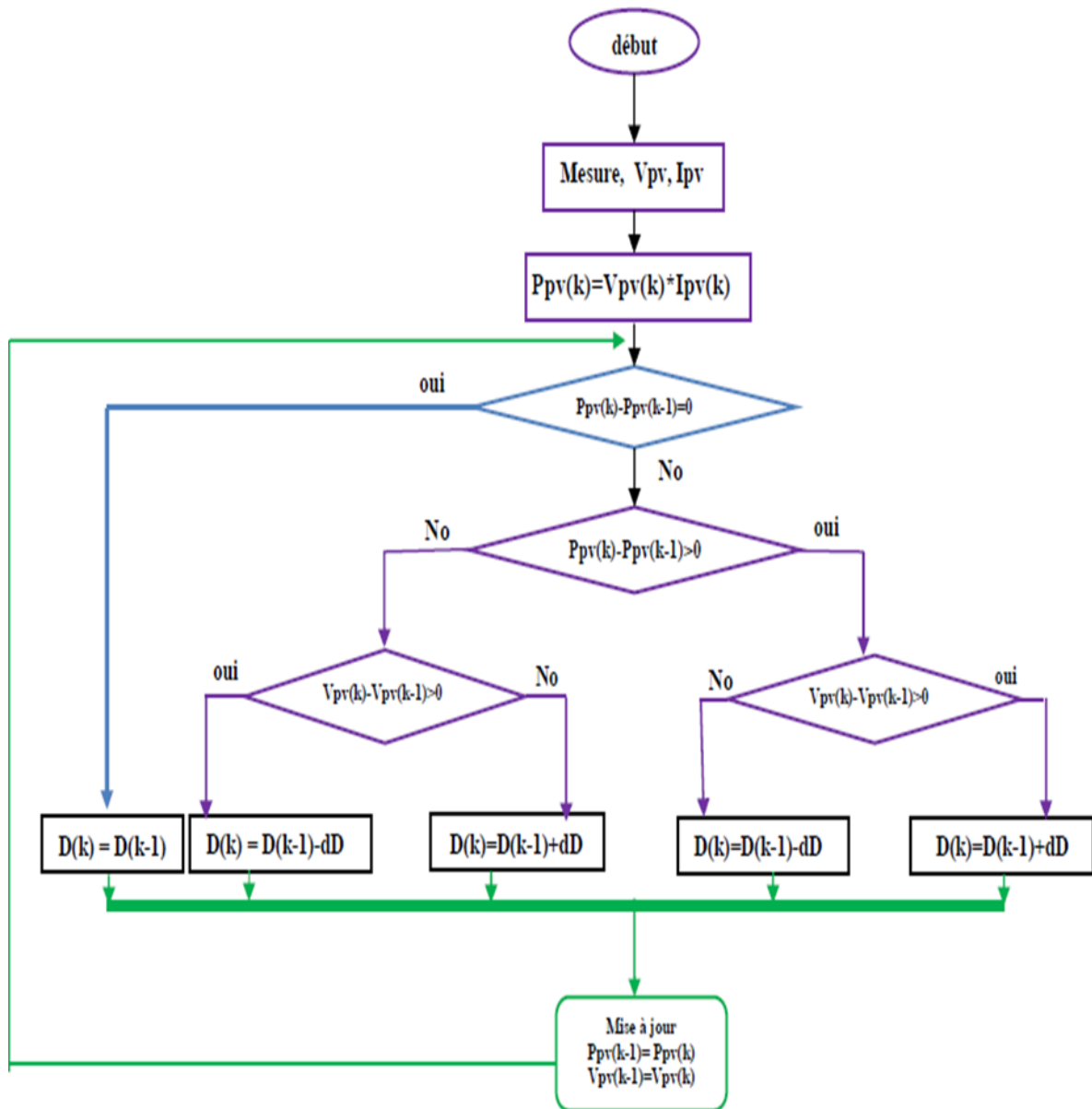


Figure II.35 Organigramme de la méthode P&O

Dans l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension, pour ce type de commande, deux capteurs sont habituellement nécessaire (mesurant le courant et la tension des panneaux PV) pour calculer la puissance à chaque instant . Dans la référence le courant est estimé à partir de la tension photovoltaïque, ceci utile pour éviter la nécessité d'un capteur de courant. son modèle Simulink est donné par la figure ci-dessous [58][59][60]:

D : rapport cyclique

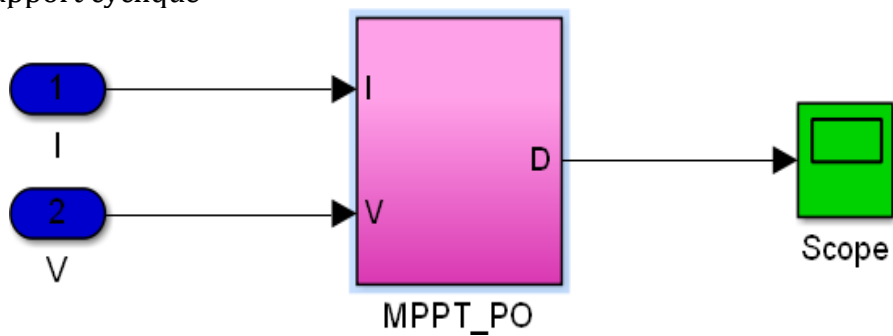


Figure II.36 Modèle Simulink de l'algorithme P&O

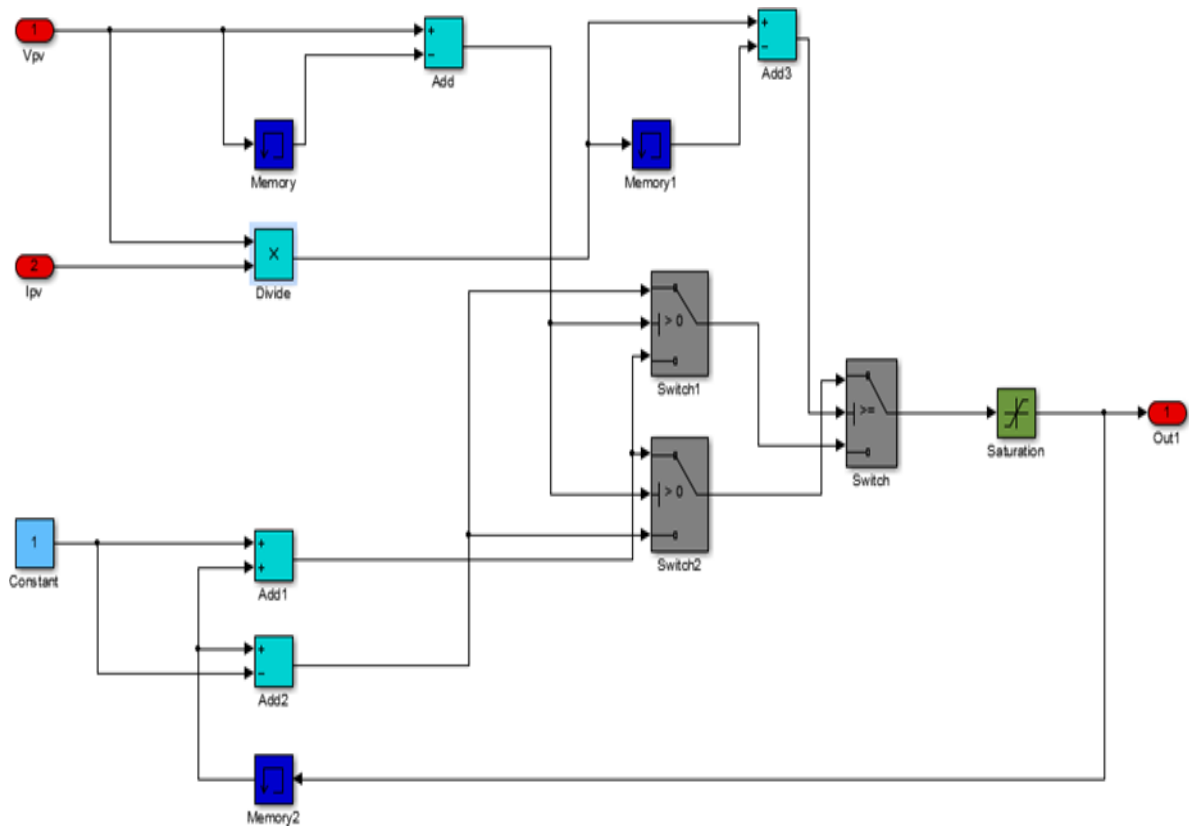


Figure II.37 Schéma bloc d'algorithme P&O

### II.7.3.1 Avantages et inconvénients de P&O

#### Avantages

- Structure de régulation simple
- Nombre des paramètres mesures réduit

#### Inconvénients

- Dépassement du point maximum optimal en cas de changement rapide des conditions atmosphériques [61].

### II.7.4. Méthode d'incrémentation de Conductance

Dans cet algorithme la dérivée de la puissance de sortie du panneau est calculée d'une autre manière. Elle est calculée en fonction de la tension  $V$  et sa différence  $dV$  et du courant  $I$  et sa différence  $dI$ .

Cette dérivée est nulle au point de puissance maximale, positive à gauche du point MPP et négative à droite [25][62].

La puissance du panneau solaire est donnée par :

$$P = IV \quad (\text{II.15})$$

La dérivé partielle  $\frac{dP}{dV}$  est donnée par

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

$$\frac{1}{V} \frac{dP}{dV} = \frac{1}{V} + \frac{dI}{dV} \quad (\text{II.17})$$

On définit la conductance de la source  $G = \frac{1}{V}$  et l'incrémentale conductance  $\Delta G = \frac{dI}{dV}$

Puisque la tension  $V$  du panneau est toujours positive, les relations (III.4) expliquent que le point de puissance maximale MPPT est atteint si la conductance de la source  $G$  égale l'incrémentale conductance  $\Delta G$  de la source avec un signe négatif, et qu'elle est à gauche de ce point lorsque la conductance  $G$  est supérieure à l'incrémentale conductance  $\Delta G$ .

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} > 0 & \text{si } \frac{1}{V} > -\frac{dI}{dV} \\ \frac{dP}{dV} = 0 & \text{si } \frac{1}{V} = -\frac{dI}{dV} \\ \frac{dP}{dV} < 0 & \text{si } \frac{1}{V} < -\frac{dI}{dV} \end{cases} \quad (\text{II.18})$$

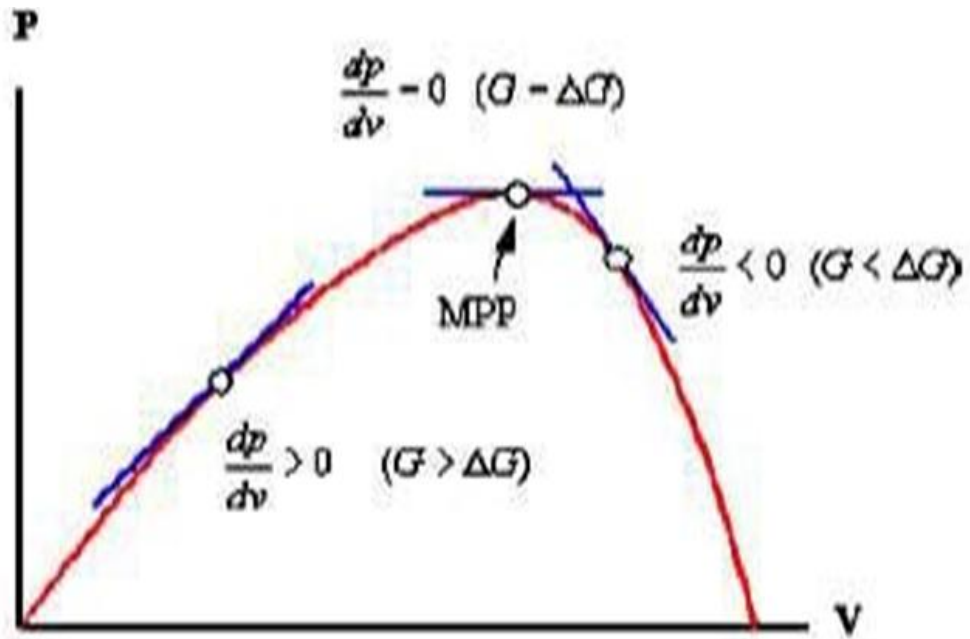


Figure II.38 Signe  $dP/dV$  de pour différentes zones de fonctionnement

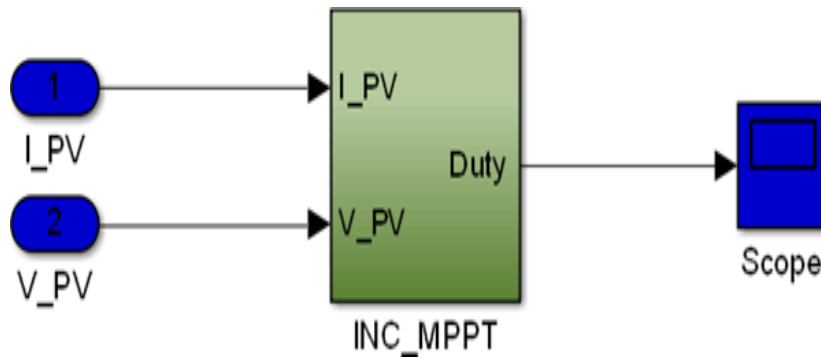


Figure II.39 Modèle Simulink de l'algorithme INC

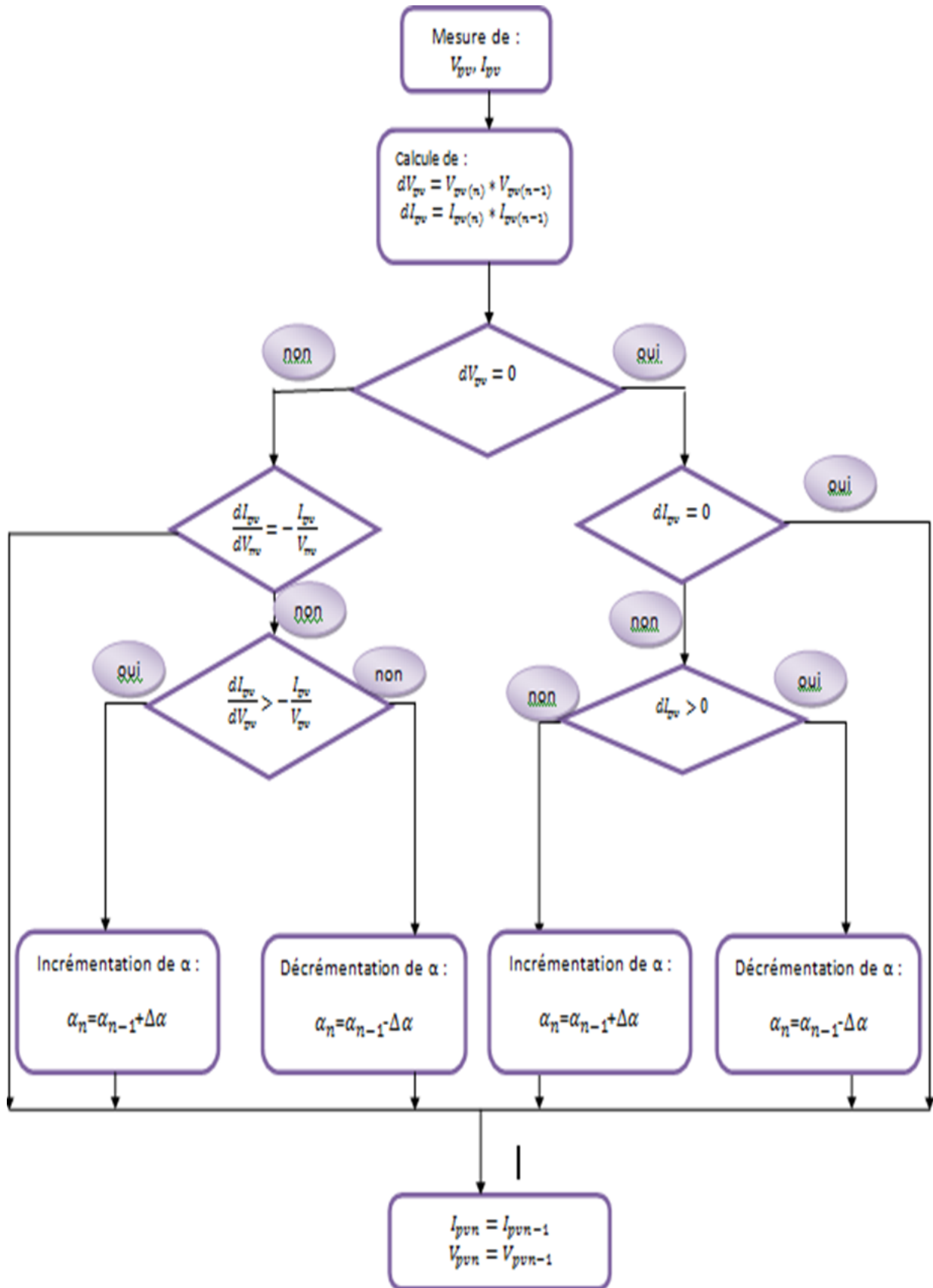


Figure II.40 Algorithme d'incrément de la conductance

## **Conclusion**

Dans ce chapitre, on propose une vue d'ensemble des composants de puissance essentiels à l'électronique de conversion, ainsi qu'une présentation des principales topologies de convertisseurs DC/DC et DC/AC utilisés dans les systèmes photovoltaïques. On a élaboré une étude détaillée sur les onduleurs à deux niveaux et leurs stratégies de commande. L'étude s'étend également à l'intégration au réseau, à la modélisation des systèmes PV, ainsi qu'aux régulateurs et techniques MPPT contribuant à optimiser les performances globales.

**Chapitre III**  
**Simulation numérique**  
**d'onduleur à deux niveaux**  
**utilisant une commande MPC**

### III.1. Introduction

Ce chapitre propose une analyse approfondie de l'application de la commande prédictive pour un onduleur à deux niveaux raccordé au réseau. Nous examinons les résultats de simulation obtenus et décrivons la structure globale du système. De plus, nous détaillons le modèle mathématique utilisé pour implémenter cette technique de commande.

### III.2. Commande prédictive d'onduleur DC/AC connecté au réseau

La commande FCS-MPC est employée dans cette section pour la régulation du courant de l'onduleur. Cette approche de commande prédictive repose sur le principe que l'onduleur peut générer un nombre limité d'états de commutation possibles. Le modèle du système est alors utilisé pour prédire l'évolution des variables en fonction de chaque état de commutation.

Afin de sélectionner l'état de commutation le plus approprié, un critère de choix doit être défini. Ce critère prend généralement la forme d'une fonction de coût, évaluée à partir des valeurs prédites des variables à contrôler. Pour chaque état de commutation, les valeurs futures des variables sont estimées, et l'état qui minimise la fonction de coût est retenu. Cette approche permet ainsi d'identifier l'état optimal pour garantir une commande efficace et atteindre les objectifs de régulation souhaités.

La Commande Prédictive à États Finis (FCS-MPC) est une forme simplifiée et très rapide de MPC, particulièrement adaptée aux systèmes à commutation (ex. : convertisseurs de puissance, onduleurs triphasés, hacheurs, moteurs synchrones, etc.). Contrairement à la MPC classique qui génère une commande continue optimisée à chaque pas, la FCS-MPC travaille directement avec un nombre fini de configurations d'interrupteurs, c'est-à-dire un ensemble fini de commandes discrètes.

La stratégie de commande prédictive à états finis peut être résumée selon les étapes suivantes :

- **Définition d'une fonction de coût** permettant d'évaluer la performance de chaque état de commutation possible en fonction des objectifs du système (minimisation de l'erreur de courant, régulation de la tension continue, etc.)
- **Modélisation du convertisseur de puissance**, incluant l'ensemble des états de commutation réalisables, permettant de prédire l'évolution du système pour chaque configuration.
- **Élaboration d'un modèle de la charge** (par exemple, un moteur ou un réseau) afin de prévoir la réponse du système pour chaque action de commande envisagée.

Un temps discret de la charge est nécessaire pour prédire le comportement de la variable évaluée par la fonction de coût, c'est-à-dire les courants de charge.

### Pourquoi “états finis” ?

Dans un convertisseur triphasé à deux niveaux (2-level inverter), il existe 8 états de commutation possibles (chacun correspondant à un vecteur de tension distinct). FCS-MPC évalue donc toutes ces possibilités à chaque instant, et sélectionne la meilleure.

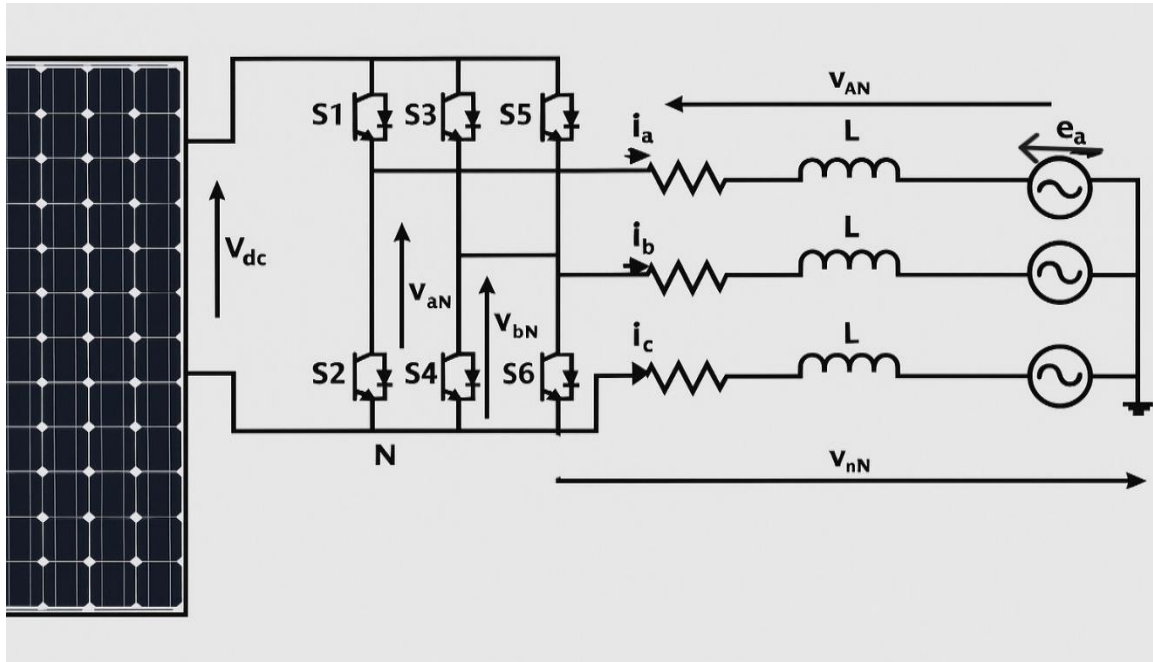


Figure III.1 Schéma de configuration de système étudié

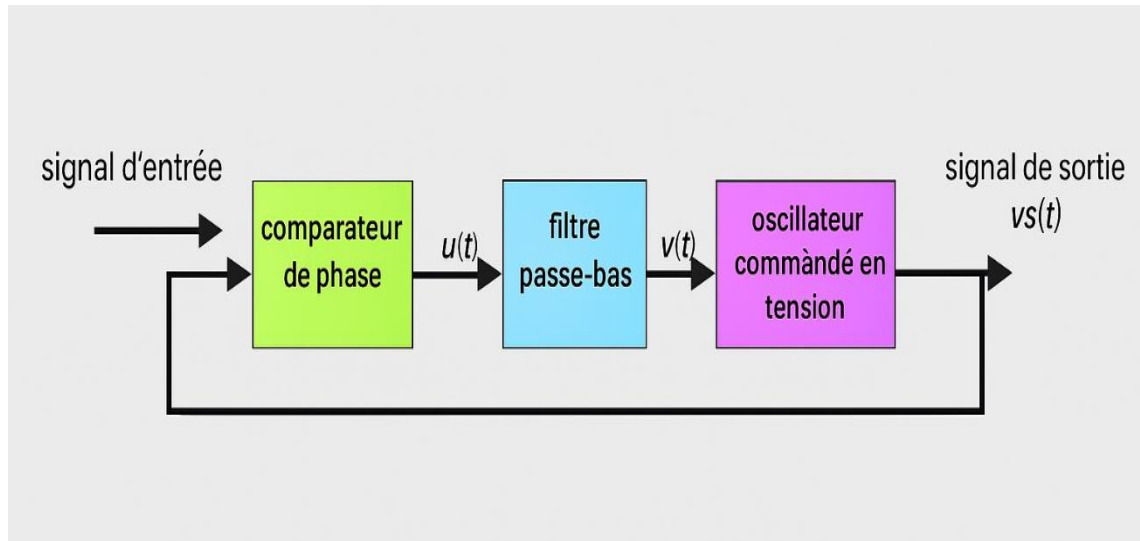
### III.3. Boucle à verrouillage de phase (P.L.L)

Une boucle à verrouillage de phase (PLL) permet de générer un signal unitaire en sortie, parfaitement synchronisé en phase et en fréquence avec le signal d'entrée. Son objectif principal est de minimiser l'erreur de phase entre ces deux signaux tout en préservant leur fréquence identique.

Le circuit de base d'un PLL repose sur trois composants essentiels :

1. Un détecteur de phase, chargé de comparer les signaux et d'extraire l'écart de phase.
2. Un filtre de boucle, qui lisse les variations et améliore la stabilité du système.
3. Un oscillateur commandé en tension, ajustant dynamiquement la fréquence pour assurer une synchronisation optimale[64][65].

Ces éléments fonctionnent ensemble pour garantir une synchronisation précise et stable entre les signaux d'entrée et de sortie. Une représentation schématique de ce circuit est illustrée à la Figure (III.2).



**Figure III.2** Diagramme de blocs d'une PLL

Le système photovoltaïque connecté au réseau électrique comprend plusieurs blocs de commande qui exploitent les informations issues de la boucle à verrouillage de phase (PLL) pour ajuster les signaux de commande. La PLL permet d'extraire les trois tensions du réseau et de générer les sinusoïdes unitaires correspondantes. Il est impératif que ces signaux de tension soient équilibrés et parfaitement sinusoïdaux, afin de garantir la stabilité, la fiabilité et l'efficacité de la stratégie de commande adoptée [66].

### III.4. Modèle de convertisseur

Le circuit de puissance d'un onduleur triphasé assure la conversion du courant continu en courant alternatif, conformément au schéma électrique présenté à la Figure (III.1). Dans ce schéma, chaque phase de l'onduleur est équipée de deux interrupteurs fonctionnant en mode complémentaire, garantissant ainsi la prévention des courts-circuits et un fonctionnement sécurisé et efficace du système.

L'état de commutation des interrupteurs de puissance  $S_x$ , avec  $x = 1, \dots, 6$ , peut être représenté par les signaux de commutation  $S_a$ ,  $S_b$  et  $S_c$  défini comme suit :

$$s_a = \begin{cases} 1 & \text{si } S1 \text{ on et } S2 \text{ off} \\ 0 & \text{si } S1 \text{ off et } S2 \text{ on} \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

$$s_b = \begin{cases} 1 & \text{si } S3 \text{ on et } S4 \text{ off} \\ 0 & \text{si } S3 \text{ off et } S4 \text{ on} \end{cases} \quad (\text{III.2})$$

$$s_c = \begin{cases} 1 & \text{si } S5 \text{ on et } S6 \text{ off} \\ 0 & \text{si } S5 \text{ off et } S6 \text{ on} \end{cases} \quad (\text{III.3})$$

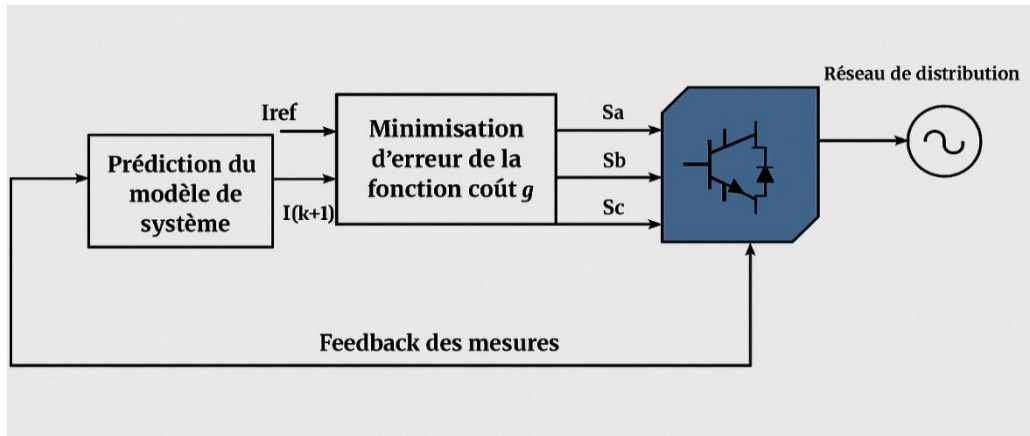


Figure III.3 Schéma de commande de la commande prédictive

Les signaux de commutation définissent la valeur de la tension de sortie :

$$V_{an} = S_a V_{dc} \quad (\text{III.4})$$

$$V_{bn} = S_b V_{dc} \quad (\text{III.5})$$

$$V_{cn} = S_c V_{dc} \quad (\text{III.6})$$

$V_{dc}$ : est la tension d'alimentation.

Afin d'obtenir les tensions effectives appliquées à travers chaque phase (c'est-à-dire d'a, b et c au point n), la tension de mode commun  $v_{nN}$  doit être soustraite de la valeur de (III.4.5.6).

La tension en mode commun peut simplement être calculée en tenant compte de la loi de tension de Kirchhoff :

$$V_{nN} = \frac{V_{aN} + V_{bN} + V_{cN}}{3} \quad (\text{III.7})$$

En conséquence, la tension de phase effective est donnée par :

$$\begin{cases} V_{an} = V_{aN} - V_{nN} \\ V_{bn} = V_{bN} - V_{nN} \\ V_{cn} = V_{cN} - V_{nN} \end{cases} \quad (\text{III.8})$$

En considérant le vecteur unitaire  $a = e j \frac{2\pi}{3} = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$ , ce qui représente le déphasage de  $120^\circ$  entre les phases, le vecteur de tension de sortie est défini comme suit :

$$v = \frac{2}{3}(V_{aN} + aV_{bN} + 2aV_{cN}) \quad (\text{III.9})$$

Où  $V_{aN}$ ,  $V_{bN}$  et  $V_{cN}$  sont les tensions phase-neutre de l'onduleur.

De cette façon, l'état de commutation  $(S_a, S_b, S_c) = (0, 0, 0)$  génère un vecteur de tension  $v_0$  défini comme suit :

$$v_0 = \frac{2}{3}(0 + a \times 0 + 2a \times 0) = 0 \quad (\text{III.10})$$

L'état de commutation  $(S_a, S_b, S_c) = (1, 0, 0)$  génère un vecteur de tension défini  $v_1$  comme suit :

$$v_1 = \frac{2}{3}(V_{dc} + a \times 0 + 2a \times 0) = \frac{2}{3}V_{dc} \quad (\text{III.11})$$

Vecteur de tension  $v_2$  généré par l'état de commutation  $(S_a, S_b, S_c) = (1, 1, 0)$  et défini comme suit :

$$v_2 = \frac{2}{3}(V_{dc} + a \times V_{dc} + 2a \times 0) = \frac{2}{3}\left(V_{dc} + \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)V_{dc}\right) = \frac{V_{dc}}{3} + j\sqrt{\frac{3}{3}}V_{dc} \quad (\text{III.12})$$

L'état de commutation  $(S_a, S_b, S_c) = (1, 1, 1)$  génère un vecteur de tension défini  $v_7$  qui est calculé comme :

$$v_7 = \frac{2}{3}(V_{dc} + aV_{dc} + 2aV_{dc}) = \frac{2}{3}V_{dc}(1 + a + 2a) = 0 \quad (\text{III.13})$$

Les différents états de commutation engendrent des configurations variées de la charge triphasée, connectée à la source de courant continu, comme illustré dans la Figure (III.3).

En tenant compte de toutes les combinaisons possibles des signaux de déclenchement  $(S_a, S_b$  et  $S_c)$ , on obtient huit états de commutation et, par conséquent, huit vecteurs de tension, comme indiqué dans le tableau (III.1).

Toutefois, puisque  $v_0 = v_7$ , l'ensemble des vecteurs de tension distincts dans le plan complexe se réduit à sept, comme le montre la Figure (III.4).

L'onduleur est ainsi considéré comme un système non-linéaire discret, dont la sortie est limitée à ces sept états distincts.

Il convient de noter qu'un modèle plus complexe du convertisseur pourrait être utilisé pour des fréquences de commutation plus élevées. Celui-ci pourrait inclure la modélisation du temps mort, la tension de saturation des IGBT, ainsi que la chute de tension vers l'avant des diodes. Dans cette section, cependant, nous nous basons sur un modèle simplifié de l'onduleur.

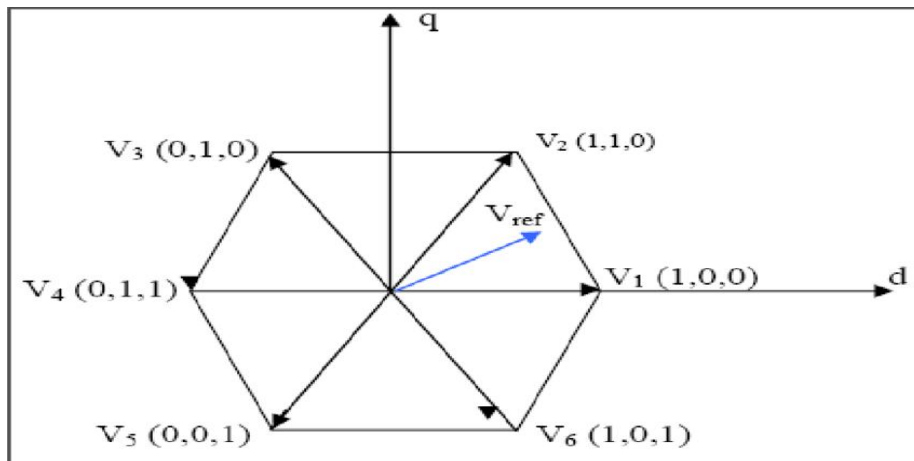


Figure III.4 Vecteurs de tension dans le plan complexe

Le tableau (III.1) résume la correspondance entre les états de l'onduleur, les états de commutation des interrupteurs, les tensions de phase de l'onduleur et le vecteur de sortie de l'onduleur.

Etat	Sa	Sb	Sc	Vecteurs de tension
0	0	0	0	$V_0 = 0$
1	1	0	0	$V_1 = \frac{2}{3}V_{dc}$
2	1	1	0	$V_2 = \frac{V_{dc}}{3} + j\sqrt{\frac{3}{3}}V_{dc}$
3	0	1	0	$V_3 = \frac{-V_{dc}}{3} + j\sqrt{\frac{3}{3}}V_{dc}$
4	0	1	1	$V_4 = -\frac{2}{3}V_{dc}$
5	0	0	1	$V_5 = \frac{-V_{dc}}{3} - j\sqrt{\frac{3}{3}}V_{dc}$
6	1	0	1	$V_6 = \frac{V_{dc}}{3} - j\sqrt{\frac{3}{3}}V_{dc}$
7	1	1	1	$V_7 = 0$

Tableau III.1 Table d'état d'onduleur

### III.4.1. Commande MPPT des modules PV en fonction du modèle commande prédictive

La commande de la puissance maximale (MPPT – Maximum Power Point Tracking) est une stratégie essentielle dans l'exploitation optimale des systèmes photovoltaïques (PV). Elle vise à ajuster le point de fonctionnement du générateur PV afin de maximiser la puissance extraite, malgré les variations d'ensoleillement et de température. Parmi les différentes méthodes existantes, la commande prédictive (Model Predictive Control – MPC) s'impose comme une solution efficace, flexible et robuste.

La commande prédictive repose sur l'utilisation d'un modèle dynamique du système PV pour anticiper son comportement futur sur un horizon de prédiction. Elle permet ainsi de sélectionner, à chaque instant, l'action de commande optimale en minimisant une fonction de coût prédéfinie. Cette fonction de coût est généralement formulée de manière à minimiser l'écart entre la puissance instantanée extraite du générateur PV et la puissance maximale théorique obtenue selon le modèle.

## III.5. Application de la commande prédictive sur l'onduleur

### III.5.1. Algorithme de commande prédictive

La stratégie de commande prédictive proposée repose sur un ensemble fini d'états de commutation générés par le convertisseur statique de puissance. Le fonctionnement du système est modélisé de manière à anticiper l'évolution future des grandeurs à contrôler pour chacun de ces états. Afin d'identifier l'état de commutation optimal, un critère de sélection basé sur une fonction de coût est défini. Cette fonction évalue les écarts entre les valeurs prédites et les références souhaitées. Pour chaque combinaison d'états possibles, les variables de sortie sont prédites, et celle qui minimise la fonction de coût est retenue. Cette méthode de commande se décline selon les étapes suivantes :

- Définir la fonction de coût.
- Construire un modèle du convertisseur statique et ses possibles états de commutation.
- Construire un modèle des courants injectés pour la prédiction.

Pour anticiper l'évolution des variables évaluées par la fonction de coût, il est indispensable de disposer d'un modèle discret du système dans le domaine temporel. La discrétisation du modèle est réalisée à l'aide de la méthode d'Euler avancée, choisie pour sa simplicité de mise en œuvre et sa précision satisfaisante, éléments essentiels pour garantir des performances de commande optimales.

En appliquant cette méthode, le modèle discret du système peut être exprimé par les équations suivantes [64][65] :

$$\frac{dx}{dt} = \frac{x(k+1) - x(k)}{T_s} \quad (\text{III.14})$$

Avec :  $T_s$  : est le temps d'échantillonnage.

$x(k+1)$  et  $x(k)$  : sont la valeur de la variable d'état dans le prochain temps d'échantillonnage et à l'état actuel, respectivement. L'algorithme du contrôle est illustré sur la Figure III.5 et comporte les étapes suivantes [66] [69] :

1. Les courants injectés sont mesurés puis subissent une transformation suivant les coordonnées  $\alpha$ - $\beta$ . Les valeurs des courants de référence sont obtenues par la suite à partir de la grandeur de sortie de la boucle de régulation du bus continu.

2. Le modèle du système est utilisé pour prédire la valeur de courant d'injection dans l'intervalle d'échantillonnage  $(k+1)$ , pour chaque vecteur de tension parmi les huit possibles.

3. La fonction de coût ( $g$ ) minimise l'erreur entre le courant de référence et prédit.

4. Le vecteur de tension qui minimise l'erreur de courant est sélectionné et les signaux.

La figure (III.5) indique le diagramme de l'algorithme de la commande prédictif.

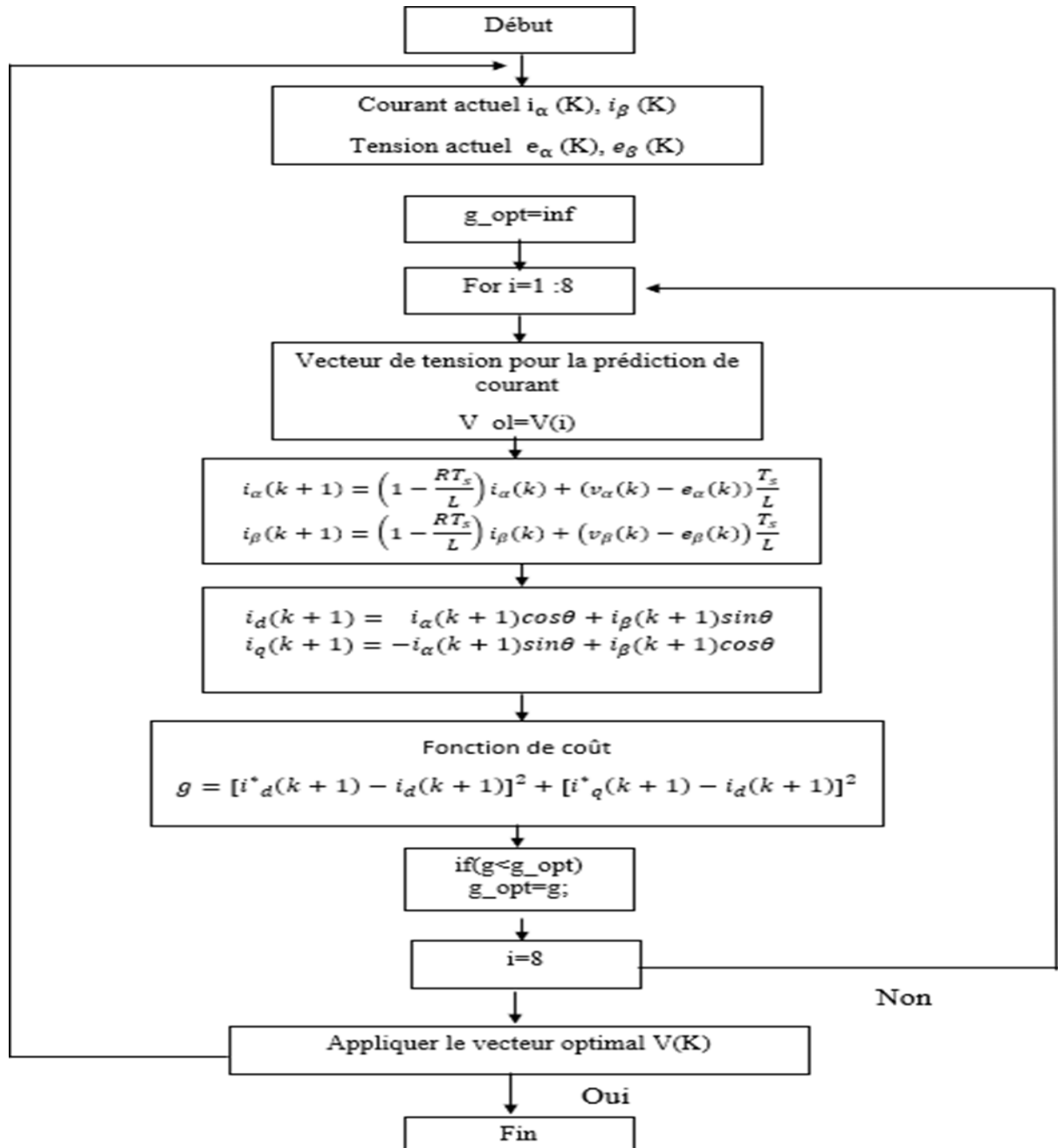


Figure III.5 Diagramme de l'algorithme du contrôle prédictif

### III.5.2. Courants injectés

Le modèle par phase du courant injecté est donné par l'équation ci-après :

$$R_i = L \frac{di}{dt} + e = v \quad (\text{III.15})$$

$$\frac{di}{dt} = -\frac{R}{L} i + \frac{1}{L} (v - e) \quad (\text{III.16})$$

$e$  : est la tension de source.

$v$  : est la tension de sortie de l'onduleur.

$i$  : le courant injecté

Par l'utilisation de la méthode d'Euler, l'équation (III.15) (III.16) est discrétisée afin d'obtenir une expression qui permet de prédire le futur courant à  $(k + 1)$  pour les huit possibles états de commutation appliqués à l'onduleur, cette expression s'écrit sous la forme suivante :

$$\begin{cases} i_{\alpha}(k + 1) = \left(1 - \frac{RT_s}{L}\right) i_{\alpha}(k) + (v_{\alpha}(k) - e_{\alpha}(k)) \frac{T_s}{L} \\ i_{\beta}(k + 1) = \left(1 - \frac{RT_s}{L}\right) i_{\beta}(k) + (v_{\beta}(k) - e_{\beta}(k)) \frac{T_s}{L} \end{cases} \quad (\text{III.17})$$

La figure (III.5) présente le diagramme de la commande prédictive en courant, où  $T_s$  représente la période d'échantillonnage. La transformation de (III.17) en coordonnées  $dq$  donne le modèle discret de prédiction de l'état de l'espace de l'onduleur connecté au réseau, comme suit :

$$\begin{cases} i_d(k + 1) = i_d(k) \cos\varphi + i_q(k) \sin\varphi \\ i_q(k + 1) = -i_d(k) \sin\varphi + i_q(k) \cos\varphi \end{cases} \quad (\text{III.18})$$

Dans cette approche,  $\theta$  représente l'angle entre l'axe  $q$  et l'axe  $d$ , tandis que  $i_d(k+1)$  et  $i_q(k+1)$  correspondent aux composantes du courant prédit dans le repère  $dq$  à l'instant  $k+1$ . La fonction de coût optimale repose sur un indice de performance quadratique pour évaluer l'erreur de prédiction et choisir la meilleure combinaison de variables de commutation parmi les différentes valeurs prédites. Son objectif est de minimiser l'écart entre le courant de sortie et le courant de référence au temps  $k+1$ . Mathématiquement, elle s'exprime comme la différence quadratique entre la valeur prédite et la valeur de référence du courant à cet instant.

### III.5.3. Fonction de coût

En MPC, à chaque instant  $k$ , pour un état donné du système  $x(k)$  (mesuré ou estimé), une fonction de coût est minimisée sur un horizon fini de longueur  $N$ . Cette fonction permet d'évaluer l'écart entre les prédictions du courant de sortie et le courant de référence. Dans cette étude, une fonction de coût  $g$ , formulée en coordonnées orthogonales, est utilisée pour orienter le comportement du système. Son objectif principal est de réduire l'erreur du courant de sortie, conformément à l'équation (III.19) [42-43].

$$g = [i_d^*(k + 1) - i_d(k + 1)]^2 + [i_q^*(k + 1) - i_q(k + 1)]^2 \quad (\text{III.18})$$

Où  $i_d^*(k + 1)$ ,  $i_q^*(k + 1)$  sont les références actuelles de l'axe  $d_q$  à  $k + 1$  temps

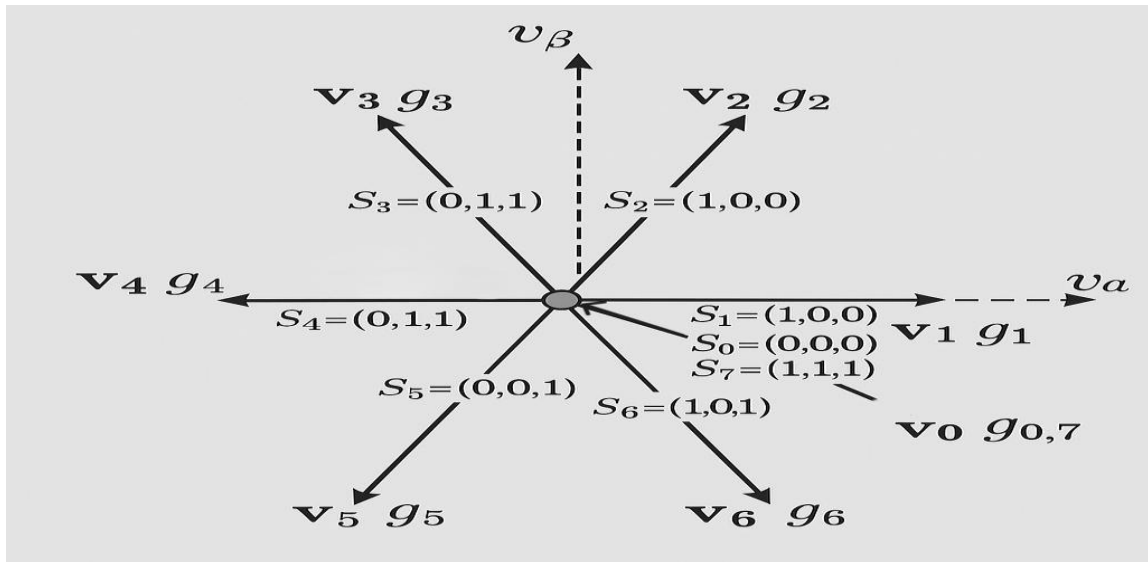


Figure III.6 Représentation vectorielle des tensions et l'états de commutation

### III.6. simulation de la commande prédictive sur le système connecté au réseau

#### III.6.1. Le schéma proposé

La figure (III.7) indique le schéma global de la commande du système photovoltaïque connecté au réseau, ce système composé d'un générateur photovoltaïque, un condensateur a l'entrée d'un onduleur triphasé à deux niveaux.

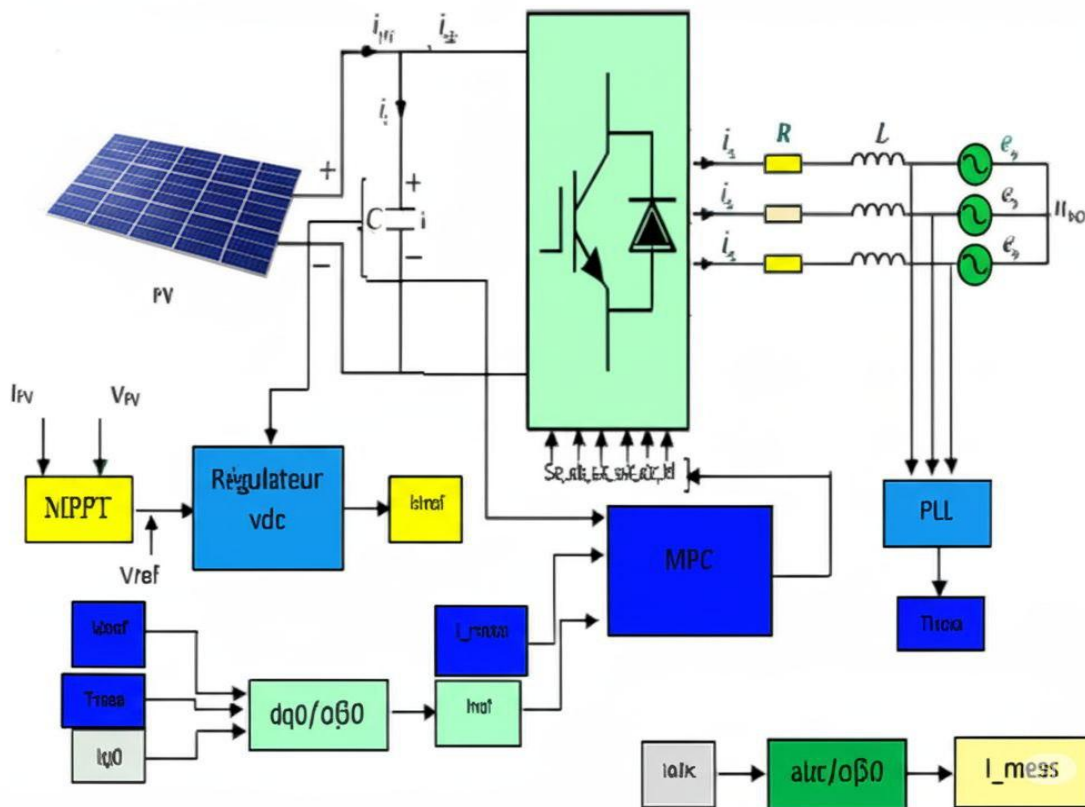


Figure III.7 Schéma de commande du système photovoltaïque avec onduleur à deux niveaux

### III.6.2. Résultats de simulation et discussion

La figure (III.8) indique le schéma de PV avec onduleur deux niveaux avec mpc et mppt avec matlab simulink.

$$T_s = 1e - 6 s$$

$T_s$  : Représente la période d'échantillonnage.

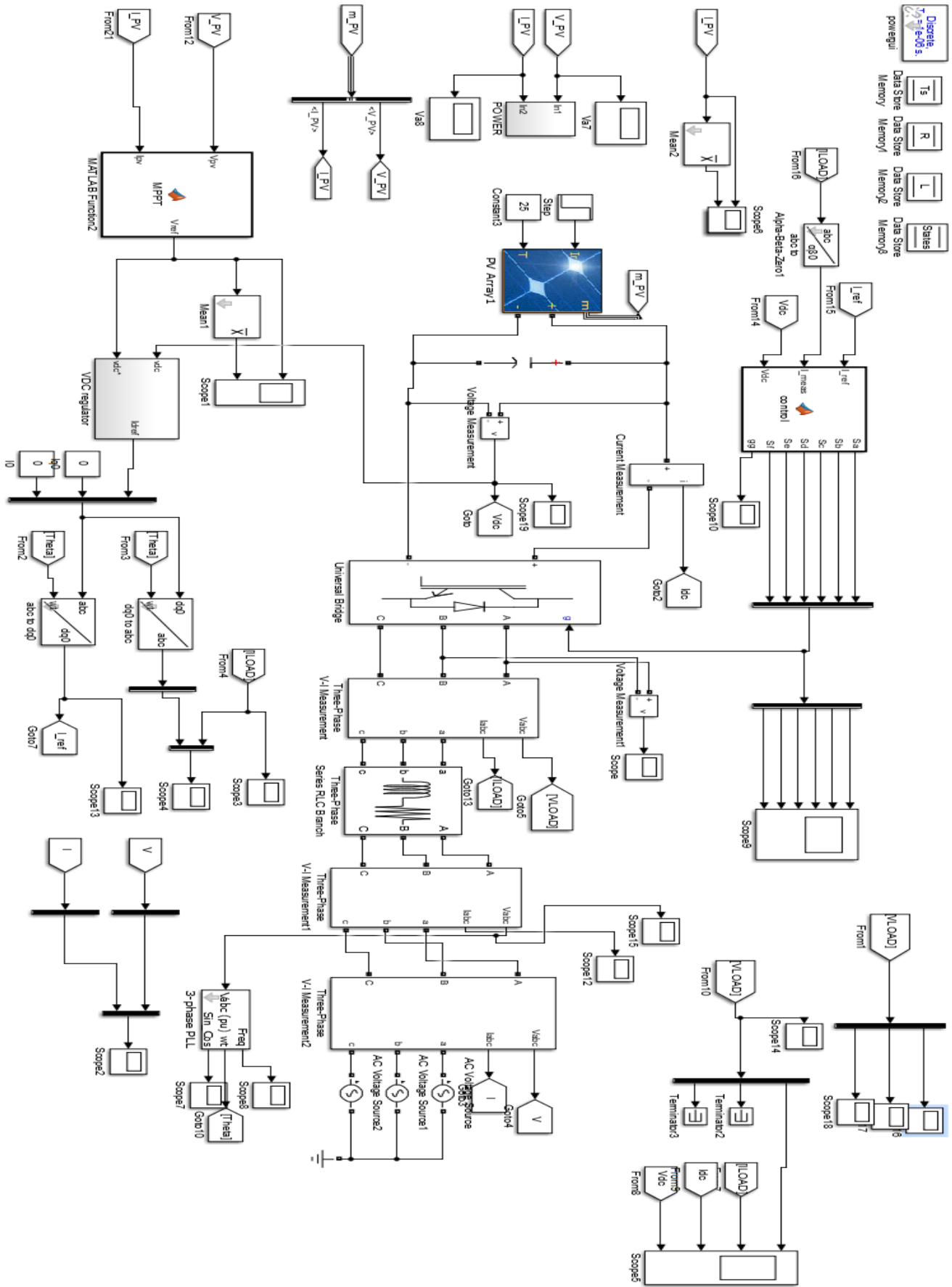


Figure III.8 schéma simulink de PV avec onduleur deux niveaux avec MPC et MPPT

Le système de conversion photovoltaïque a été simulé sous différentes conditions de fonctionnement. Dans un premier temps, les figures (III.9) illustrent les performances du système dans des conditions standards d'éclairement  $E$  et de température  $T$  ( $E=1\text{kW}/\text{m}^2$  et  $T=25^\circ\text{C}$ ) avec un courant réactif nulle injectée dans le réseau ( $I_q = 0\text{A}$ )

Les figures (III.9a–b) illustrent que, quelles que soient les conditions initiales, le courant et la tension du générateur photovoltaïque évoluent vers le point de fonctionnement optimal. Ce point de puissance maximale est atteint pour une puissance de 1795,5 W, une tension continue  $V_{pv}$  de 513 V et un courant  $I_{pv}$  de 3,5 A, conformément aux caractéristiques du champ photovoltaïque.

La figure (III.9-c) montre que le courant de ligne du réseau est en phase avec la tension de ligne, ce qui indique un facteur de puissance unitaire dans le réseau. Les figures (III.9-d) montrent que la puissance active du réseau suit sa mesure, tandis que la puissance réactive tend vers sa référence, qui est zéro dans ce cas.

La figure (III.9-e) illustre les trois courants de sortie d'un onduleur triphasé ( $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$ ), affichant des formes sinusoïdales équilibrées après une phase transitoire. Cela confirme le bon fonctionnement du système de commande, avec un régime établi stable et symétrique. La figure (III.9-f) montre les tensions de réseau triphasées  $V_a$ ,  $V_b$  et  $V_c$ , présentant des formes sinusoïdales équilibrées et parfaitement déphasées. Cela indique un réseau stable et bien synchronisé, conforme aux conditions normales de fonctionnement.

. La figure (III.9-g) illustre que la tension de sortie présente une forme impulsionnelle caractéristique. De manière similaire, la figure (III.9-h) montre que le courant d'entrée continu ( $I_{dc}$ ) de l'onduleur adopte également une structure impulsionnelle. Ces variations traduisent les cycles de charge et de décharge du condensateur.

Il est important de souligner que les amplitudes harmoniques restent très faibles, inférieures à 0,29 % de la composante fondamentale. La distorsion harmonique totale (THD), également évaluée à 0,29 %, témoigne d'une excellente qualité de l'énergie injectée dans le réseau, comme l'illustre la figure (III.9-I). > Par ailleurs, la figure (III.9-j) présente l'évolution de la fonction objective (ou fonction de coût) au cours du temps. Celle-ci reflète l'écart entre la puissance active mesurée et la puissance active de référence.

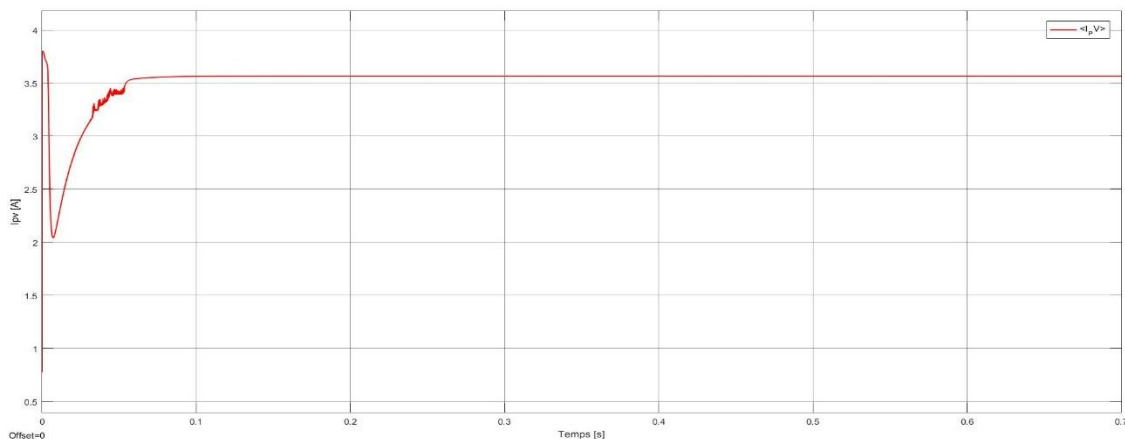


Figure III.9- a Courant PV

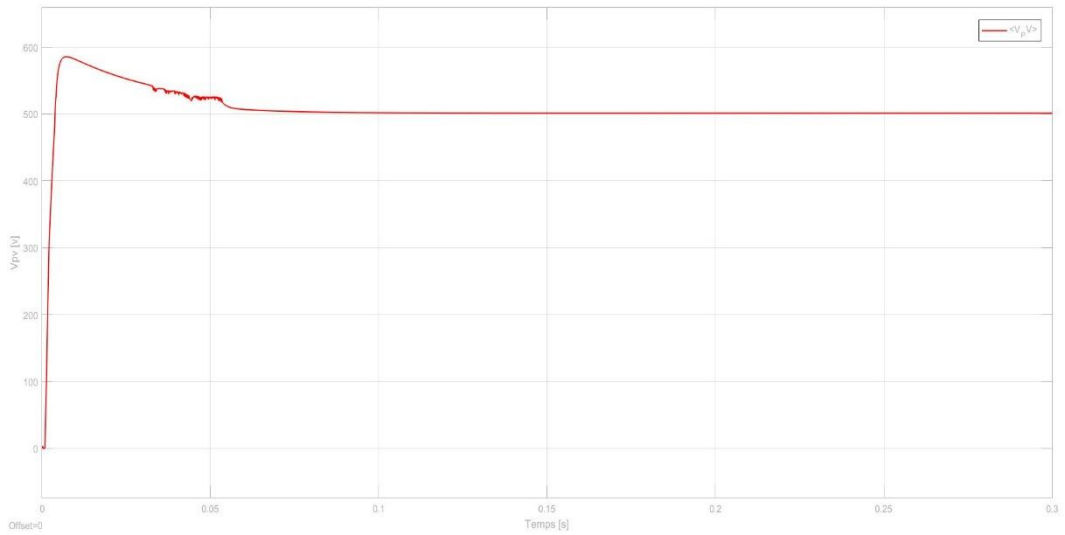


Figure III.9- b Tension PV

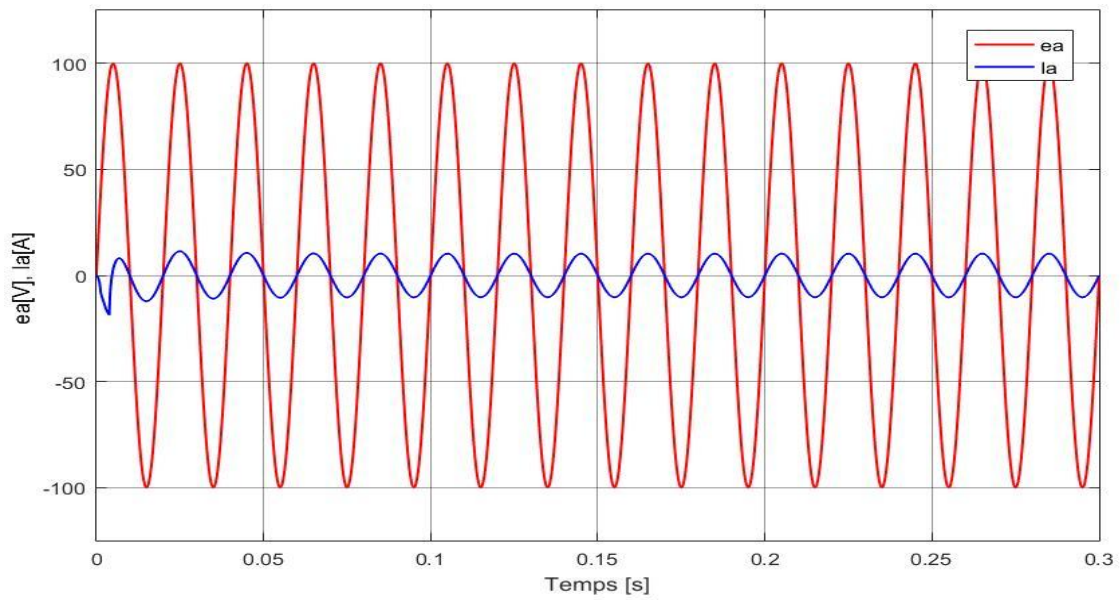


Figure III.9- c Courant et tension du réseau

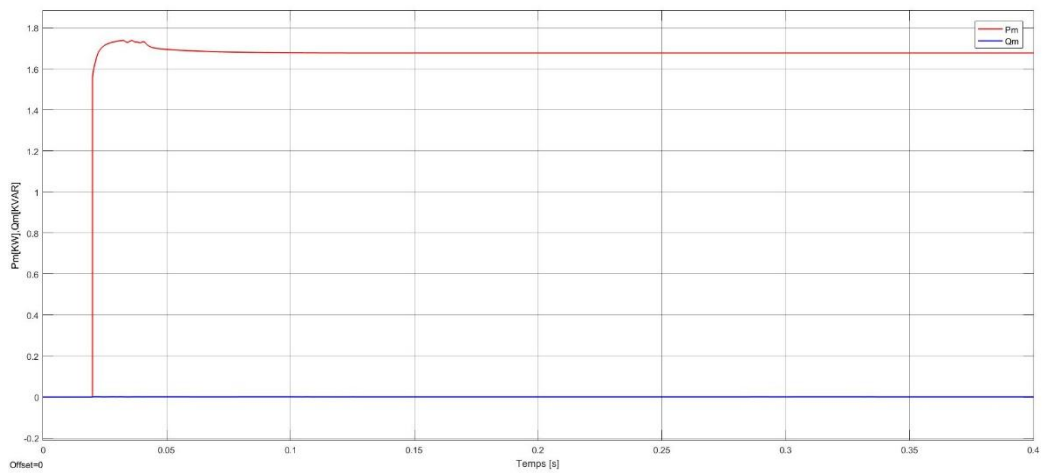


Figure III.9- d Puissance active et réactive mesurées

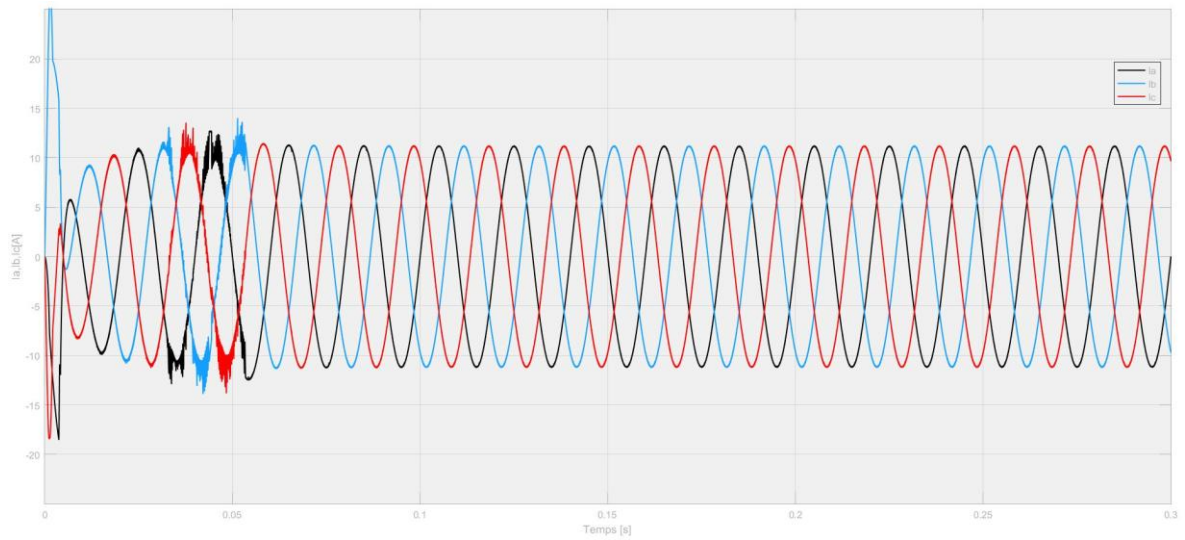


Figure III.9- e Courant de sortie de l'onduleur

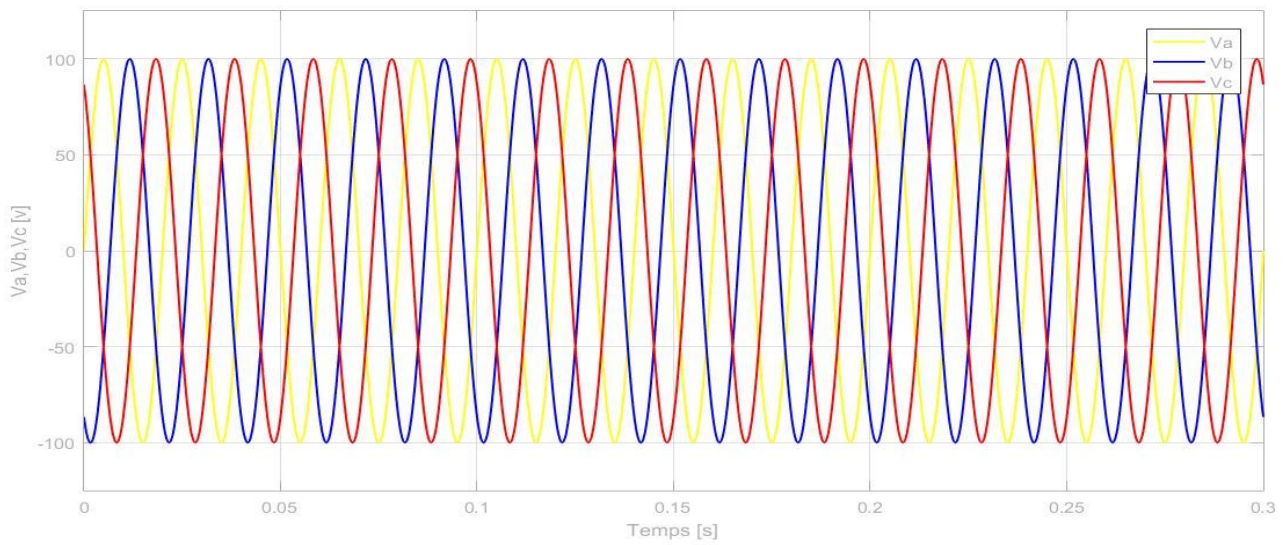


Figure III.9- f Tension de réseau

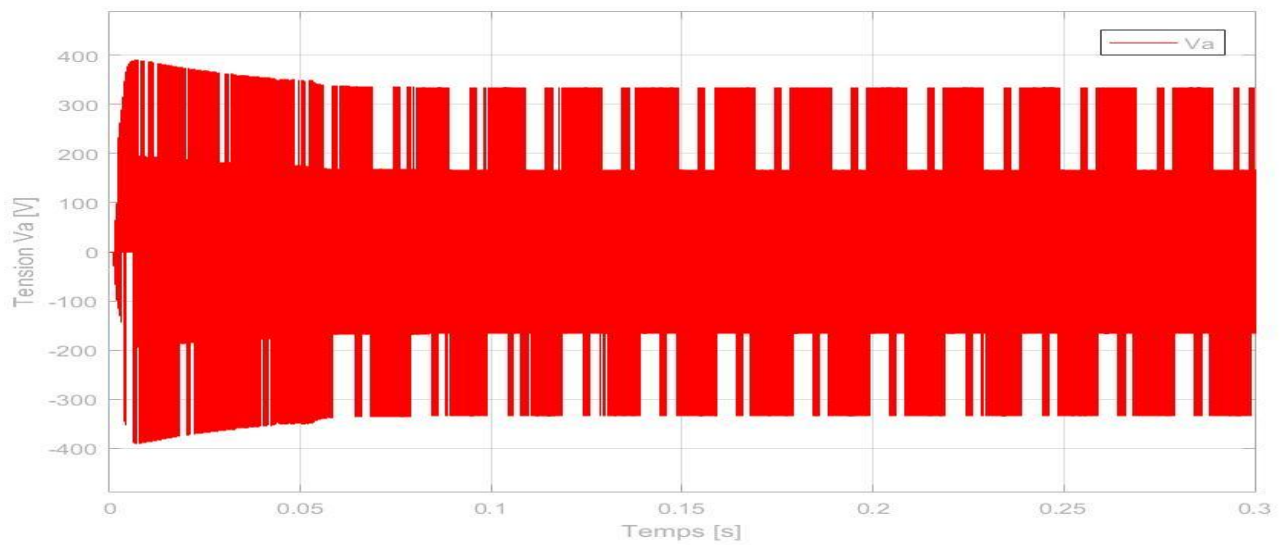


Figure III.9- g Tension de sortie de l'onduleur (Va)

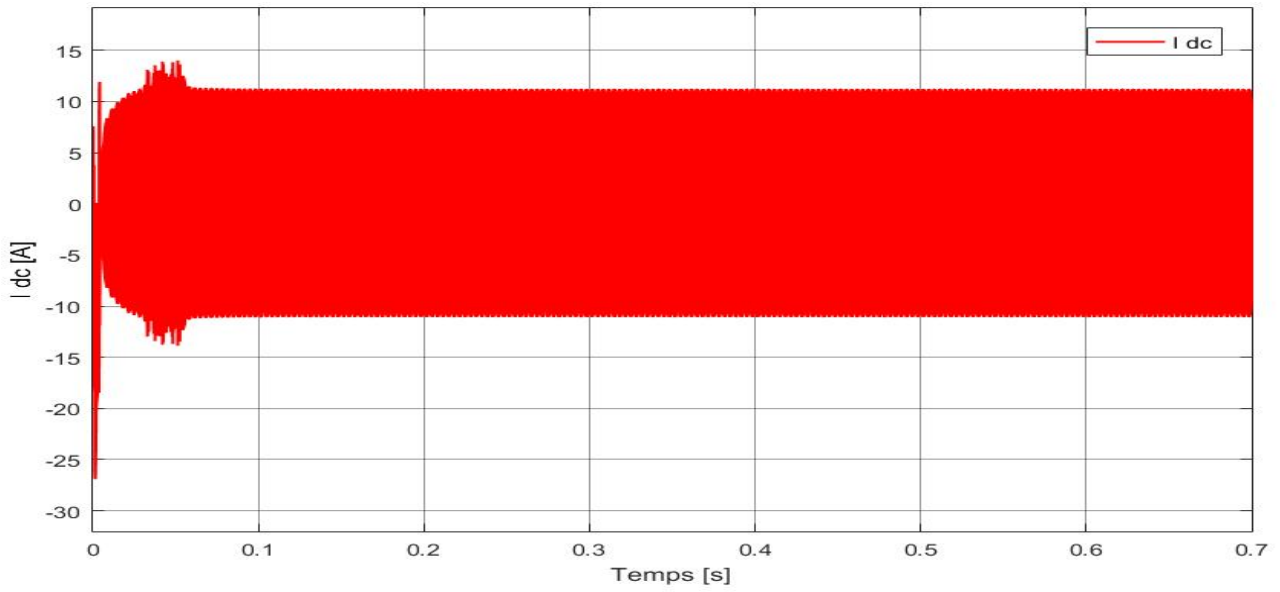


Figure III.9- h Courant Idc d'entrée de l'onduleur

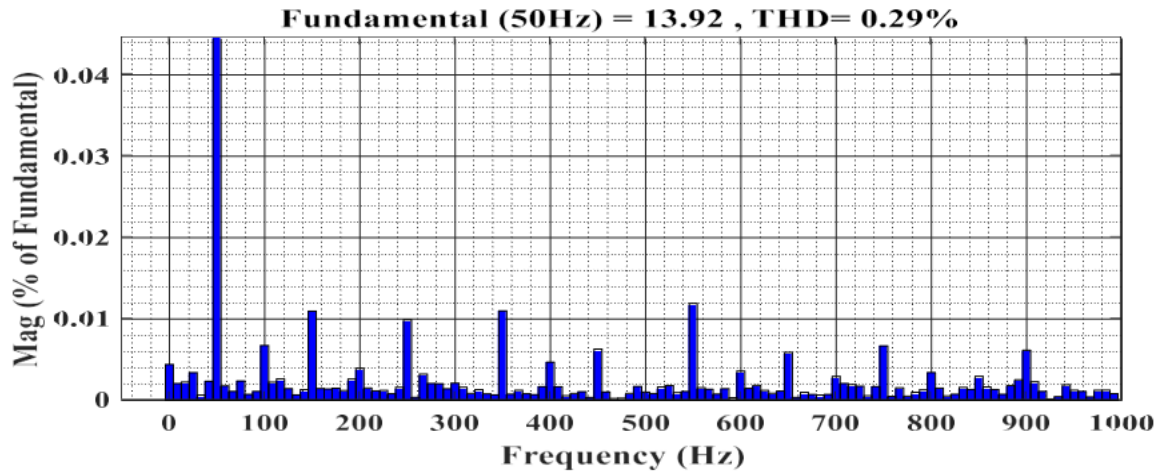


Figure III.9- i Analyse spectrale du courant de réseau

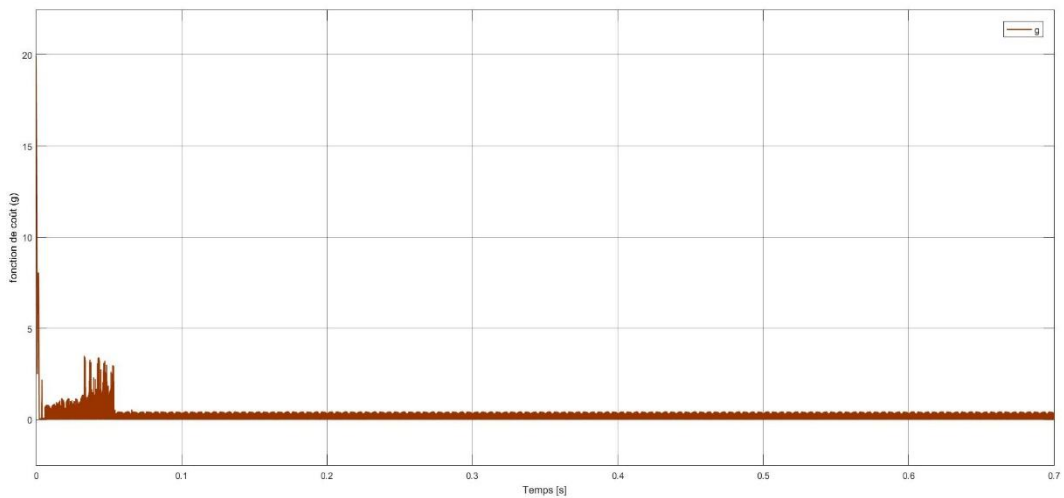


Figure III.9- j la fonction de coût

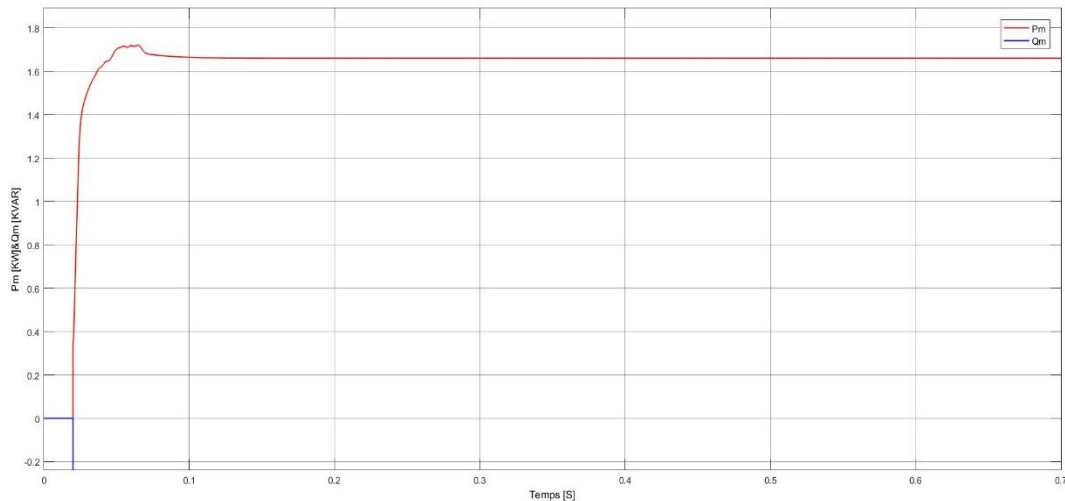
### A. Test de changement du courant réactive ( $I_q = 5A$ )

La puissance active atteint rapidement une valeur stable, ce qui montre une bonne réponse dynamique du système.

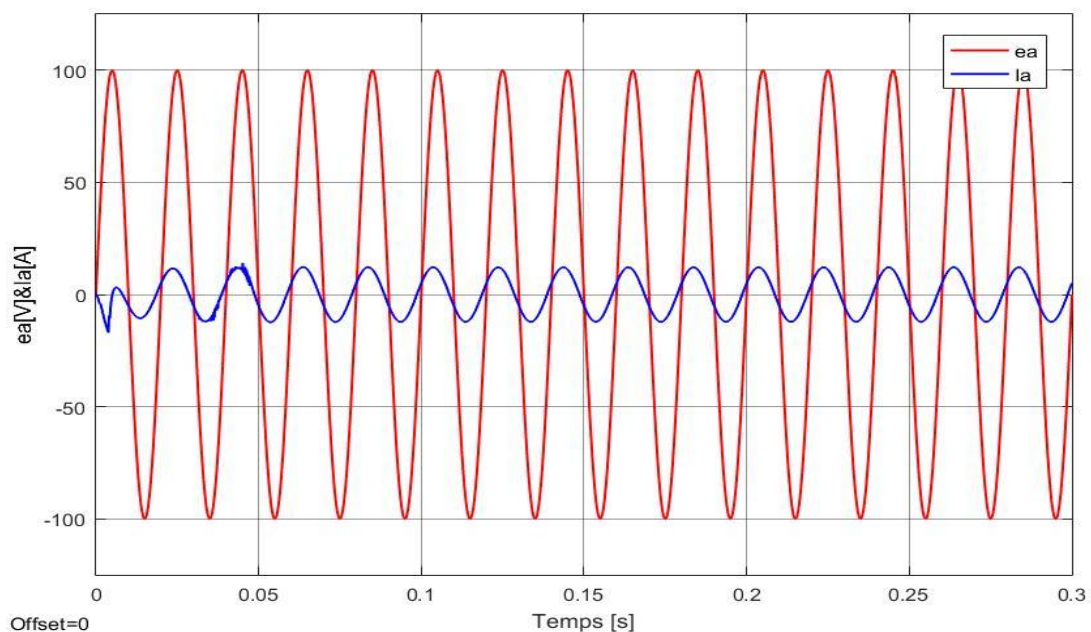
La présence d'une puissance réactive ( $Q \neq 0$ ) est cohérente avec une consigne de  $I_q=5A$ , montrant un contrôle délibéré du flux réactif (**Figure III.10-a**)

Le courant injecté  $I_a$  est déphasé par rapport à la tension  $e_a$ , ce qui confirme la circulation d'une puissance réactive (**Figure III.10- b**).

Cette dissymétrie est attendue et justifiée par la consigne imposée sur le courant réactif.



**Figure III.10- a** Puissance active et réactive mesurées



**Figure III.10- b** Courant et tension du réseau

## B. Test de variation de la température

La figure ( III.11-a) présente une simulation d'une variation de température au temps  $t=0.3$  s, qui augmente de 25 °C à 60 °C, puis diminue de 60 °C à 25 °C au temps  $t=0.5$  s. Après chaque changement de température, le courant est rapidement atteint, comme illustré dans les figures (Figure III.10-d) .

Ces résultats indiquent la capacité du système à réagir et à s'adapter efficacement aux variations de température. Le signal de courant ajuste rapidement sa valeurs pour atteindre le nouveau MPP correspondant à chaque température. De plus, le facteur de puissance du réseau reste stable, ce qui garantit un fonctionnement efficace et fiable du système.

Cette simulation démontre l'efficacité de la régulation du système dans des conditions de variations de température, permettant d'optimiser la production d'énergie solaire tout en maintenant le facteur de puissance du réseau conforme aux exigences.

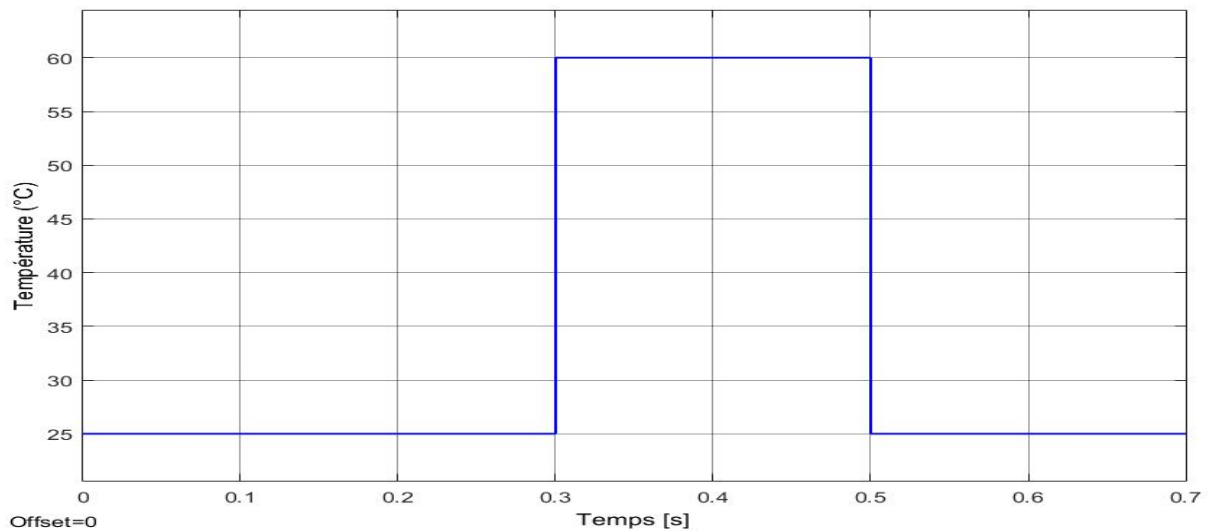


Figure III.11-a Profil de température variable

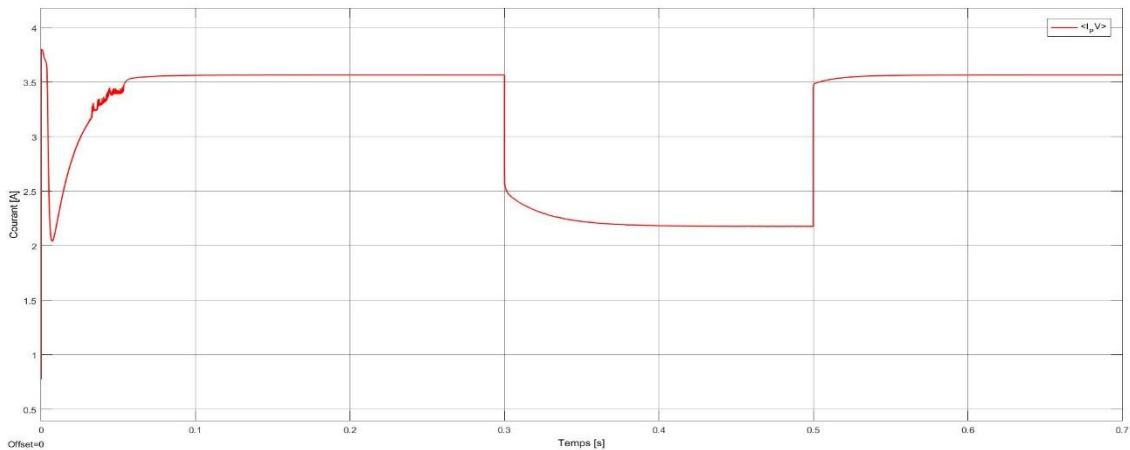


Figure III.11-b Courant PV

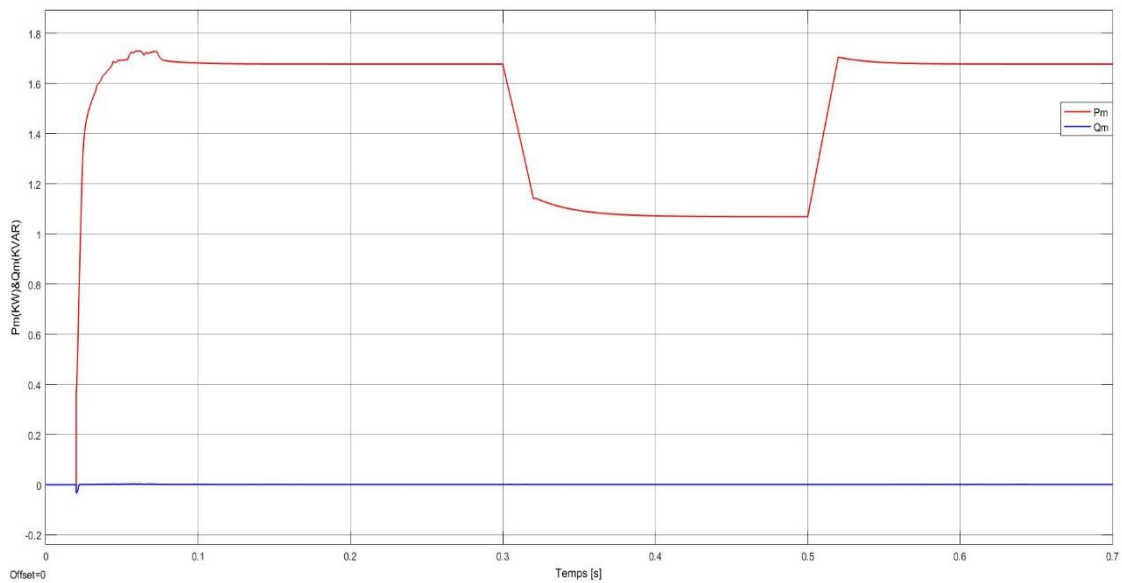


Figure III.11-c Puissance active et réactive mesurées

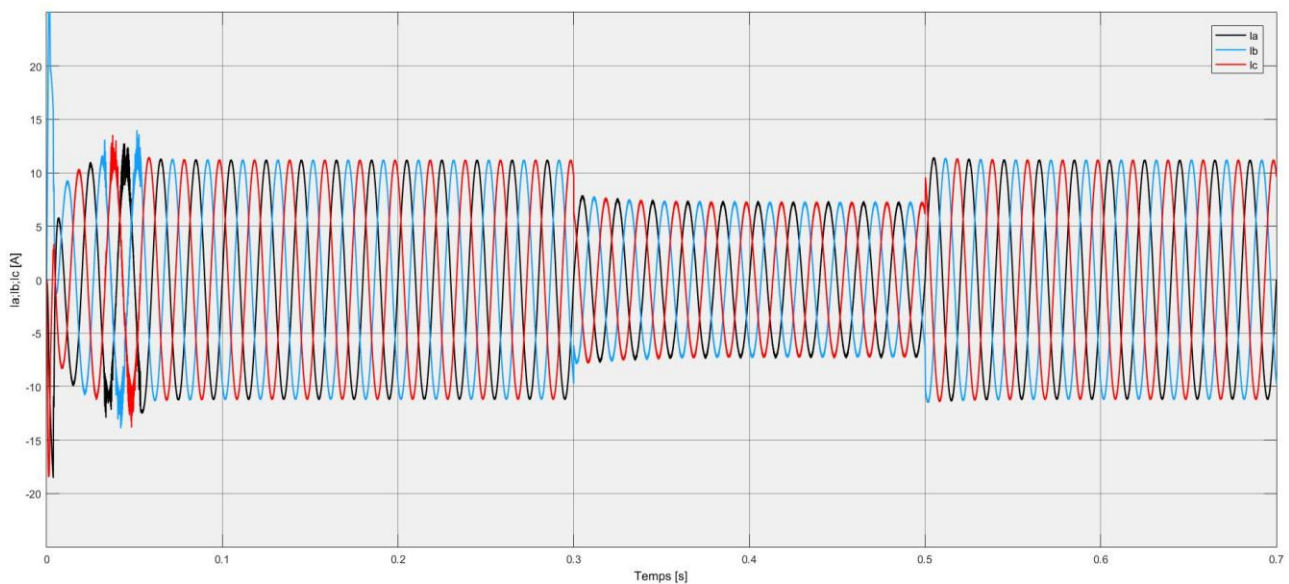


Figure III.11-d Courant de sortie de l'onduleur

### C. Test de variation de l'irradiation solaire

Nous avons effectué une variation de l'éclairement solaire, qui diminue de  $1 \text{ kW/m}^2$  à  $0.7 \text{ kW/m}^2$  au temps  $t=0.3 \text{ s}$ , puis augmente de  $0.7 \text{ kW/m}^2$  à  $1 \text{ kW/m}^2$  au temps  $t=0.5 \text{ s}$  (figure III.12-a). La figure (III.11-b) montre que le courant est rapidement atteint

La puissance réactive mesurée n'est pas affectée par les changements d'irradiation solaire, et le courant et la tension du réseau sont en phase.

En ce qui concerne le courant de sortie de l'onduleur, représenté dans la figure (III.11-d) on observe une diminution du courant qui se stabilise à une valeur fixe. Ces résultats démontrent la capacité du système à s'adapter aux variations de l'éclairement solaire, en ajustant rapidement les signaux de courant pour atteindre le nouveau MPP correspondant à chaque niveau d'éclairement. De plus, la puissance réactive mesurée reste stable, et malgré une légère domination du courant, le courant et la tension du réseau restent en phase.

Ces observations confirment l'efficacité de la régulation du système pour optimiser la production d'énergie solaire en fonction des variations de l'éclairement solaire.

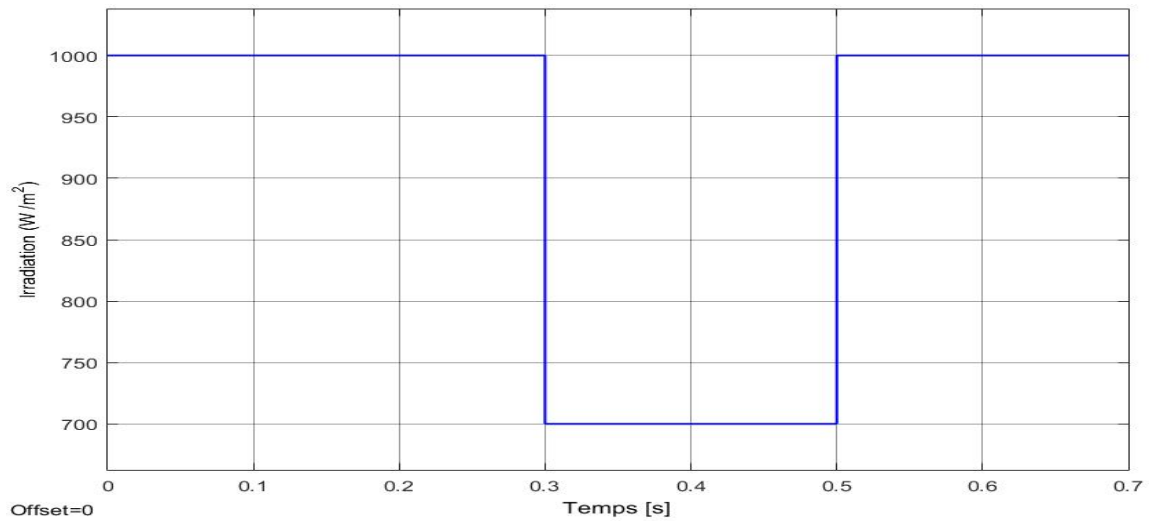


Figure III.12-a Profil de l'éclairement variable.

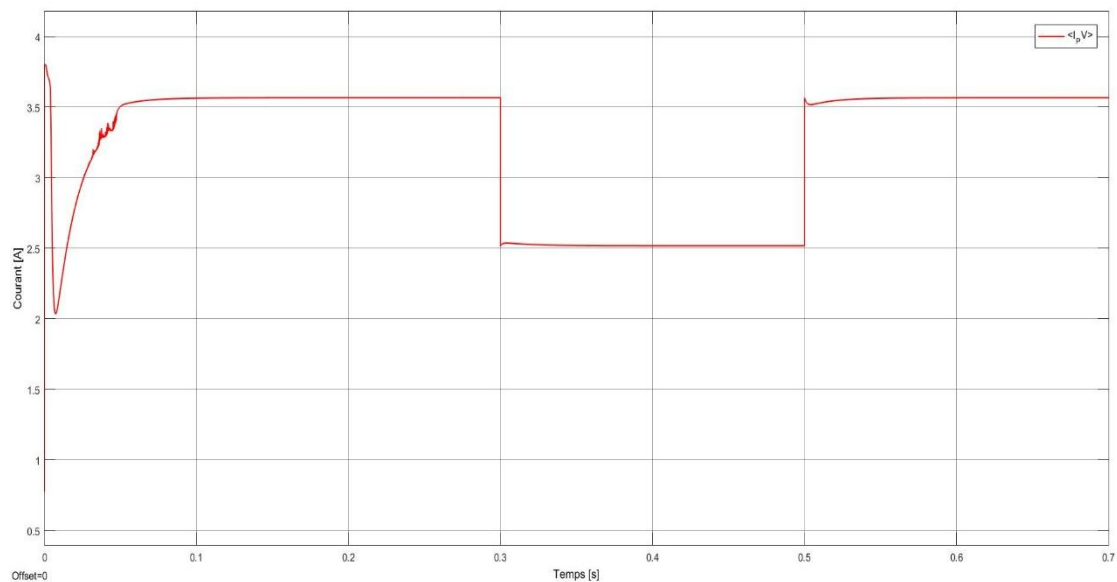


Figure III.12-b Courant PV

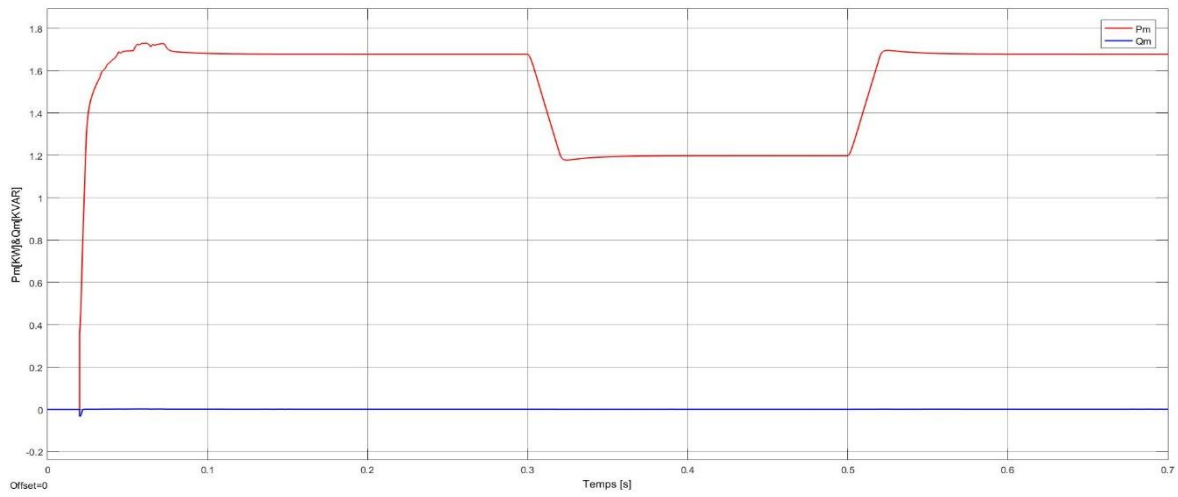


Figure III.12-c Puissance active et réactive mesurées

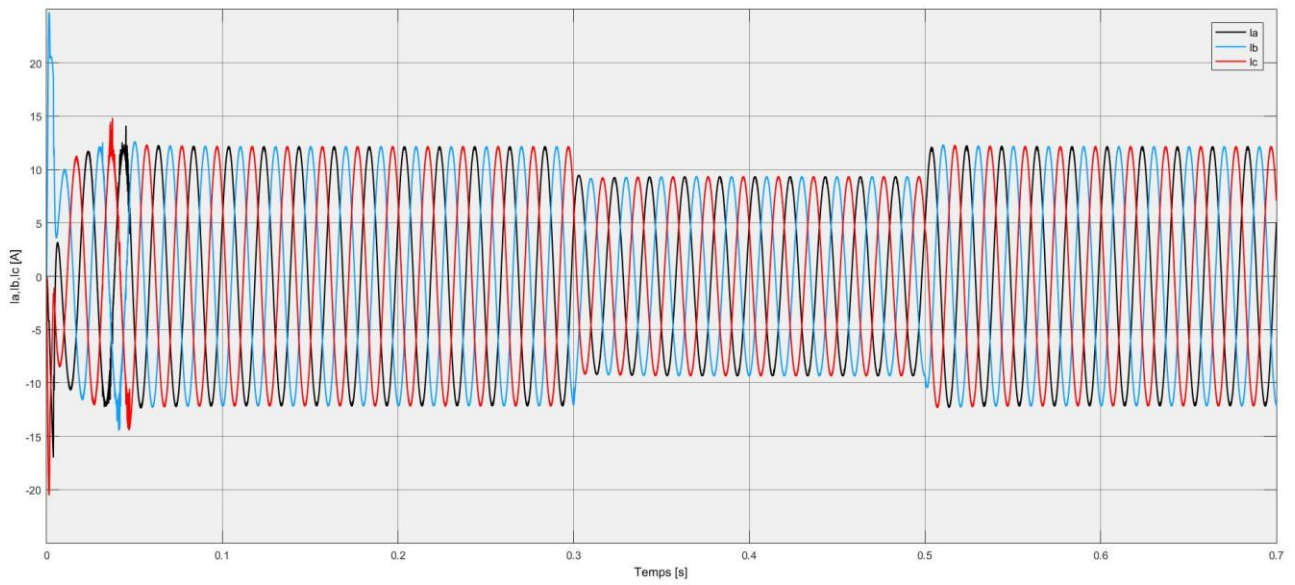


Figure III.12-d Courant de sortie de l'onduleur

## Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons appliqué une commande prédictive sur un onduleur à deux niveaux connecté au réseau, en tenant compte des aspects liés à la synchronisation via une boucle à verrouillage de phase (PLL) et à la commande MPPT des modules photovoltaïques. À travers le modèle développé et les algorithmes de commande prédictive mis en œuvre, nous avons simulé le système proposé et analysé les courants injectés ainsi que la fonction de coût. Les résultats obtenus montrent une bonne qualité de tension injectée et un taux de distorsion harmonique (THD) du courant réduit, validant ainsi l'efficacité de la stratégie de commande adoptée.

### Conclusion Générale

Ce mémoire se concentre sur la commande prédictive d'un onduleur à deux niveaux connectés au réseau alimenté par système PV.

Dans un premier temps, on a présenté les différents éléments qui interviennent dans la constitution d'un système photovoltaïque. On a abordé la cellule photovoltaïque ainsi que le module photovoltaïque et avons brièvement décrit les cellules solaires les plus couramment utilisées. On a ensuite présenté les trois catégories de systèmes photovoltaïques, à savoir les systèmes autonomes, hybrides et les systèmes connectés au réseau. Et en faisant un rappel sur les généralités, concept, types et le principe de fonctionnement de la commande prédictive.

Dans le second lieu, on propose une vue d'ensemble des composants de puissance essentiels à l'électronique de conversion, ainsi qu'une présentation des principales topologies de convertisseurs DC/DC et DC/AC utilisés dans les systèmes photovoltaïques. On a élaboré une étude détaillée sur les onduleurs à deux niveaux et leurs stratégies de commande. L'étude s'étend également à l'intégration au réseau, à la modélisation des systèmes PV, ainsi qu'aux régulateurs et techniques MPPT contribuant à optimiser les performances globales.

En troisième lieu, nous avons appliqué une commande prédictive sur un onduleur à deux niveaux connectés au réseau, en tenant compte des aspects liés à la synchronisation via une boucle à verrouillage de phase (PLL) et à la commande MPPT des modules photovoltaïques. À travers le modèle développé et les algorithmes de commande prédictive mis en œuvre, nous avons simulé le système proposé et analysé les courants injectés ainsi que la fonction de coût. Les résultats obtenus montrent une bonne qualité de tension injectée et un taux de distorsion harmonique (THD) du courant réduit, validant ainsi l'efficacité de la stratégie de commande adoptée.

D'après les résultats de la simulation obtenus on constate que :

- ✓ Le système suit efficacement le point de puissance maximale (MPP).
- ✓ La régulation est rapide et stable, avec une excellente réponse dynamique et un bon maintien des performances.
- ✓ La qualité de l'énergie injectée dans le réseau est très bonne, et une distorsion harmonique totale (THD) très faible (0,29 %).
- ✓ Le système reste synchronisé avec le réseau, et la commande permet un contrôle efficace de la puissance active et réactive.

## Références Bibliographiques

- [1] *Mohamed Ansoumane Camara* Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs, thèse de doctorat 4 juillet 2011.
- [2] *Z. El. Abealkacem, H. Youcef seddik, Z. Ahmed, Gh. Abdelghani* Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque associé à la commande prédictive MASTER 2023.
- [3] *Petit.Pierre* Optimisation du transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques thèse de doctorat 06 juillet 2011 .
- [4] *DOUMANE RADHIA* Modélisation du vieillissement d'une cellule photovoltaïque au silicium et de ses matériaux d'encapsulation thèse de doctorat 2018
- [5] *N.Anbouchabana*, « Etude d'une nouvelle topologie buck-boost appliquée à un MPPT », Ecole Doctorale Energie renouvelable, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2008.
- [6] *Y.Djadi, B Ebabaaisa*, « Simulation et réalisation d'un MPPT appliqué à un système de pompage photovoltaïque », Mémoire de fin d'étude ENP Alger, 2012.
- [7] *Y AMINA AZZOUG* Commande de la charge d'une batterie dans une installation photovoltaïque thèse de doctorat 2008
- [8] *KHENFER RIAD* Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques thèse de doctorat
- [9] *LABOURET Anne & VILLOZ Michel*. (2012). Installations photovoltaïques : conception et dimensionnement d'installations raccordées au réseau. Dunod.
- [10] *I. Sari-Ali, B. Benyoucef, and B. Chikh-Bled*, "étude de la jonction pn d'un semiconducteur à l'équilibre thermodynamique", *Journal of Electron Devices*, vol. 5, pp. 122–126, 2007.
- [11] *RICHALET.J., LAVIOLLE.G., MALLET.J.*, La commande prédictive : Mise en œuvre et applications industrielles, bd Saint Germain Paris, Editions EXROLLES, 2005, pp.6-10. Conclusion générale 64
- [12] *HELALI Kamélia*. Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative. Énergie solaire photovoltaïque, 2012, pp.3032.
- [13] *M. Cristea, V. Chiritoiu, M. Costache, I. Zaharie, and I. Luminosu*, "On a model of the typical cell from a solar panel," in AIP Conference Proceedings, vol. 1203, pp. 433–438, American Institute of Physics, 2010.
- [14] *A. N. Celik and N. Acikgoz*, "Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four-and five-parameter models," *Applied energy*, vol. 84, no. 1, pp. 1–15, 2007.
- [15] *S. M. MacAlpine*, Characterization and capture of photovoltaic system losses due to nonuniform conditions. PhD thesis, University of Colorado at Boulder, 2014.

## Références Bibliographiques

---

- [16] *M. Hejri, H. Mokhtari, M. R. Azizian, M. Ghandhari, and L. Söder*, “On the parameter extraction of a five-parameter double-diode model of photovoltaic cells and modules,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 4, no. 3, pp. 915–923, 2014.
- [17] *J. Bikaneria and S. P. Joshi*, “Modelling and simulation of pv cell based on twodiode model,” *International Journal on Recent Trends in Engineering & Technology*, vol. 11, no. 1, p. 589, 2014.
- [18] *F. Ghani, G. Rosengarten, M. Duke, and J. Carson*, “The numerical calculation of single-diode solar-cell modelling parameters,” *Renewable Energy*, vol. 72, pp. 105–112, 2014.
- [19] *J. Cubas, S. Pindado, and A. Farrahi*, “New method for analytical photovoltaic parameter extraction,” in *2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, pp. 873–877, IEEE, 2013.
- [20] *N. M. Shannan, N. Z. Yahaya, and B. Singh*, “Two diode model for parameters extraction of pv module,” in *2014 IEEE Conference on Energy Conversion (CENCON)*, pp. 260–264, IEEE, 2014.
- [21] *K. Nishioka, N. Sakitani, Y. Uraoka, and T. Fuyuki*, “Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration,” *Solar energy materials and solar cells*, vol. 91, no. 13, pp. 1222–1227, 2007.
- [22] *V. Khanna, B. Das, D. Bisht, P. Singh, et al.*, “A three diode model for industrial solar cells and estimation of solar cell parameters using pso algorithm,” *Renewable Energy*, vol. 78, pp. 105–113, 2015.
- [23] *B. M. Salih, R. A. Mohmeed, and M. A. Ibrahim*, “The environment coefficients effect on iv and pv characteristics curves of photovoltaic cell using matlab/simulink,” *International Journal of Engineering & Technology*, vol. 7, no. 4, pp. 2651–2654, 2018.
- [24] *G. N. Tiwari and S. Dubey*, *Fundamentals of photovoltaic modules and their applications*. Royal Society of Chemistry, 2009.
- [25] *F. Chekired*, « Etude et implémentation d'une commande MPPT neuro-floue sur FPGA », mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2008.
- [26] *A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud Et I. Youm*, « Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque », revue des énergies renouvelables vol. 11 n°3 Sénégal, 2008.
- [27] *Zaiem K.*2019. Commande d'un système photovoltaïque par controleur Neuro-flou Réduit. MEMOIRE MASTER, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR, ANNABA.
- [28] *JBILOU M.*2020: Etude, simulation et réalisation d'un onduleur pour système photovoltaïque. Thèse de doctorat l'université de DJILLALI Liabes, Sidi-Bel-Abbes.
- [29] *MERAOUAH M et Ali M.*2020 Application du contrôle intelligent d'un hacheur Boost dans un système de conversion d'énergie solaire. MEMOIRE MASTER. UNIVERSITÉ IBNKHALDOUN, TIARET.
- [30] *Yann R.*2009. Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecte au réseau.Thèse de Doctorat, Université Joseph Fourier.

## Références Bibliographiques

---

- [31] « Gestion énergétique des panneaux photovoltaïques », Cours, Ecole nationale d'ingénieurs de Sfax.
- [32] *Fatima B.* 2018 Modélisation et simulation des sources de production décentralisée Application à l'intégration d'un générateur PV à stockage dans un réseau électrique . Thèse de doctorat, Université Abdelhamid Ibn Badis, Mostagane.
- [33] *I. Benchabane, A. Boukabou,* « A Control Strategy of DC Microgrid using FCS-MPC Controller », International Conference in Advanced Mechanics and Renewable Energies ICAMRE2018, 28 & 29 Nov. 2018, Boumerdes – Algeria.
- [34] *Betka Achour* « Optimisation d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil » Thèse de Magister, université de Biskra.
- [35] *W. Maranda, G. De Mey and A. Evost* «Optimisation of the Master –Slave inverter System for Grid-Connected Photovoltaic Plants» Energy convers. Mgmt Vol. 39, No. 12, pp : 1239-1246, 1998
- [36] *H. S. Kim, N. Okada and K. Takigawa* «A Study on Utility Interactive PV System inHarmony with Utility» IEEE Transactions on Conversion Energy 2000 pp: 1179-1184
- [37] *T. Senju and K. Uezato* «Maximum Power Point Tracker Using Fuzzy Control for Photovoltaic Arrays »IEEE Int. Conf. On Tech. 1994 pp: 143-147.
- [38] *M. G. Simoes, N.N.France schetti and M.Fried hofer* «A Fuzzy logic based Photovoltaic Peak Power tracking Controller » IEEE Energy Convers. Mgmt 1998 pp : 300-305.
- [39] *F. Boutlilis,* « Modélisation et simulation des sources de production décentralisée Application à l'intégration d'un générateur PV à stockage dans un réseau électrique », Thèse de doctorat, Université de Mostaganem, 2017/2018.
- [40] *N. Tkouti,* « Optimisation des systèmes photovoltaïque connectes au réseau par la logique floue », Mémoire de Magister, Université de Biskra, 2003/2004.
- [41] *F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre and A.V. Timbus,* “Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems”, IEEE Transaction on Industrial Electronics, Vol.53, No.5, October 2006.
- [42] *M. Calais, J. Myrzik, T. Spooner, and V.G. Agelidis,* “Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems—An overvi.
- [43] *L. Targant, S. Khalef,* « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique », Mémoire de Master, Université de Tizi Ouzou, 2017/2018.
- [44] *M. Jean-François REYNAUD.* Recherches d'optimums d'énergie pour charge/décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques. Thèse de Doctorat. Université de TOULOUSE, 2011.
- [45] HESPUL. Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement Etat de l'Art et Etude des Performances, 2007.

## Références Bibliographiques

---

- [46] *Sofiane FELLOUAH, Siham MESBAHI* « ETUDE D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE CONNECTE AU RESEAU » Mémoire de Fin d'Etudes 2015
- [47] *J.P.Hautier, J.P.Caron*, « Convertisseurs statiques, méthodologie causale de modélisation et de commande », Edition Technip, 1999.
- [48] *M. C. Benhabib*, « Contribution à l'étude des différentes topologies et commandes des Filtres actifs parallèles à structure tension, Modélisation, simulation et validation Expérimentale de la commande ». Thèse, Université Henri Poincaré, Nancy-France, (2004)
- [49] *Illatoufegh Rhamar Nasser* "Système P.V Connecté au Réseau Electrique avec Réglage de Puissance" Mémoire de Master, UNIVERSITÉ BADJI MOKHTAR – ANNABA 2021
- [50] *Emmanuel Gdoy*, 2014, Régulation industrielle « Outils de modélisation, méthodes et architectures de commande », 2eme EDITION.
- [51] *C. Alonso*, « Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie », Thèse de HDR, Université Paul Sabatier – Toulouse III, 2003.
- [52] *H.Abbes, H.Abid, K. Loukil, A.Toumi, M.Abid* , « Etude comparative de cinq algorithmes de commande MPPT pour un système photovoltaïque », Revue des Energies Renouvelables Vol. 17 N°3 435 – 445, Tunisie, 2014.
- [53] *M.Belkacem*, « Etude et optimisation du transfert d'énergie électrique en conversion photovoltaïque par la recherche du point de puissance maximale (MPPT) », Mémoire de Master, Université de Tlemcen, 2015.
- [54] *B. L. Grossman, E. F. Lyon, N. E. Rasmussen and L. L. Buciarelli*, «The energy balance associated with the use of a MPPT in a 100 Kw peak power system », in IEEE photovoltaic.Spec.conf, pp 523–527, 1980.
- [55] *W. Xiao, W. G. Dunford*, «A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems », in 35th annu. IEEE power electron. Spec. conf, 2004, pp. 1957-1963.
- [56] *O. Wasynczuk*, «Dynamic behavior of a class of photovoltaic power systems," IEEE trans.power app.syst., vol. 102, no. 9, p. 3031–3037, Septembre 1983.
- [57] *T. Iida, L. Chen, N. Kasa*, «Flyback inverter controlled by sensorless current MPPT for photovoltaic power system," IEEE trans. ind. electron, Vol. 52, no. 4, p. 1145–1152, Aout 2005.
- [58] *A.B.G Bahgat, N.H.Helwab, G.E. Ahmad and T.El Shenwyb*, « Maximum power point tracking controller for PV systems using neural networks », Renewable Energy. Vol. 30, pp. 1257–1268, 2005.
- [59] *T. Senjyu, K.Uezato, M.Veerachary*, « Maximum power point tracking control of IDB converter supplied PV system », in IEEE proc. elect. power applicat, PP. 494-502, 2001.

## Références Bibliographiques

---

- [60] *P. J. Wolfs, L. Tang*, "A single cell maximum power point tracking converter without a current sensor for high performance vehicle solar arrays," in *36th annu. IEEE power electron. spec.conf*, pp.165-171,2005.
- [61] *T. Iida, H. Iwamoto, N. Kasa*, «Maximum power point tracking with capacitor identifier for photovoltaic power system », in *conf. power electron. variable speed drives*, p. 130–135, 2000.
- [62] *H. Bouzeria*, « Modélisation et commande d'une chaîne de conversion photovoltaïque », Doctorat 3ème cycle LMD en Électrotechnique, Université de Batna, 2016.
- [63] *K.J. A. ström, T. Hägglund, C.C. Hang, W.K. Ho*, 1993, «AUTOMATIC TUNING AND ADAPTATION FOR PID CONTROLLERS - A SURVEY», *Control Eng. Practice*, Vol. 1, No. 4, pp. 699-714.
- [64] *Malek, H.*, 2014. Control of grid-connected photovoltaic systems using fractional order operators. Ph. D. thesis, Utah State Univ., Logan Utah.
- [65] *M. Makhlouf*, 2012. Modélisation Et Optimisation de Systèmes de Production d'énergies renouvelables couplés au Réseau, Thèse de doctorat, Université de Constantine 1.
- [66] *B. Boukezata*, 2017. Etude et commande d'une chaîne de conversion d'énergie d'un système solaire photovoltaïque, Thèse de doctorat, Université de Sétif 1.
- [67] *Dabra, V., Paliwal, K. K., Sharma, P., & Kumar, N.* (2017). Optimization of photovoltaic power system: A comparative study. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2(1), 1–11.
- [68] *Abdel-Rahim, O., & Wang, H.* (2020). A new high gain DC-DC converter with model predictive-control based MPPT technique for photovoltaic systems. *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, 5(2), 191–200.
- [69] *J. Rodriguez and P. Cortés*, 2012. Predictive Control of Power Converters and Electrical Drives, John Wiley