# THESE DE DOCTORAT

présentée par

**Samia DZIRI**

pour l'obtention du

## DIPLOME DE DOCTORAT

**en Génie Electrique et Signal, Image, Automatique**

**Préparée dans le cadre d'une cotutelle entre l'Ecole Nationale d'Ingénieur de Tunis de l'Université Tunis El Manar et l'Université Paris-Est Créteil de l'Université Paris-Est.**

# Modélisation et commande robuste d'un système photovoltaïque connecté au réseau : cas de conditions météorologiques variables et défauts opérationnels

Soutenue le 20 Janvier 2025 devant le Jury composé de :

| | | |
|---|---|---|
| M. Jean-Pierre BARBOT | Professeur, ENSEA | Président |
| Mme Sana BEN HAMIDA | Maître de Conférences HDR, UPN | Rapporteur |
| Mme Mouna BEN HAMED | Professeur, ISSIG | Rapporteur |
| M. Lassaad SBITA | Professeur, ENIG | Examinateur |
| M. Patrick SIARRY | Professeur, UPEC | Directeur de Thèse |
| M. Soufiene BOUALLÈGUE | Professeur, ISSIG | Co-Directeur de Thèse |

Thèse Préparée au sein du Laboratoire de recherche en Automatique LARA de l'ENIT (LR-11-ES18) et du Laboratoire Images, Signaux et Systèmes Intelligents (LiSSi, E.A. 3956) de l'Université Paris-Est Créteil.

# Modélisation et commande robuste d'un système photovoltaïque connecté au réseau : cas de conditions météorologiques variables et défauts opérationnels


## Résumé

Ce travail de thèse porte sur la modélisation et la commande robuste d'un système de conversion d'énergie photovoltaïque connecté au réseau et soumis à des conditions variables. Un modèle mathématique d'un système photovoltaïque à deux étages est établi tout en spécifiant les différentes boucles de contrôle. Une commande de suivi du point de puissance maximale (MPPT) basée sur un algorithme amélioré d'optimisation à essaims particulaires (IPSO) est proposée pour le contrôle d'un convertisseur survolteur DC-DC. La commande proposée garantit une production maximale d'énergie lors du changement de conditions environnementales. Une comparaison avec les techniques standards de la MPPT a démontré la supériorité de la technique proposée en termes de rapidité et de rendement. Par ailleurs, une stratégie de contrôle basée sur une commande de type PI est proposée afin de commander un convertisseur DC-AC, en premier temps. Plus loin, une stratégie de commande robuste basée sur un régulateur PI intégrant des opérateurs fractionnaires (FOPI) est proposée. Le réglage des contrôleurs PI et FOPI est une tâche chronophage et sensible. Pour réduire la complexité du problème de réglage et la systématisation de l'approche de synthèse, des algorithmes métaheuristiques sont proposés, notamment l'algorithme de colonie d'abeilles artificielles (ABC). Les résultats démontrent la supériorité de la technique FOPI-ABC proposée pour atténuer l'impact des perturbations externes sur les performances du système, augmentant ainsi la production d'énergie et assurant un facteur de puissance unitaire. Notamment, la robustesse du système est considérablement améliorée en présence de perturbations sévères de la tension du réseau et de changements rapides d'irradiance, tandis que le contrôleur PI échoue à suivre les signaux de référence lors des chutes de tension, entraînant une instabilité du système.



## Mots clés

Système photovoltaïque connecté au réseau (GPV), contrôleur MPPT, PI, FOPI, optimisation, défauts opérationnels, algorithmes métaheuristiques globaux, INC, P&O, convertisseurs statiques.


# Modeling and Robust Control of a Grid-Connected Photovoltaic System: Case of Variable Weather Conditions and Operational Faults


## Abstract

This thesis focuses on the modeling and robust control of a grid-connected photovoltaic energy conversion system, operating under variable conditions. The studied system, composed of two adaptation stages, was initially subjected to a detailed system modeling. Then, a maximum power point tracking (MPPT) technique is proposed for the first stage. The proposed MPPT is based on an improved particle swarm optimization algorithm (IPSO) to enhance the system performance under variable conditions. A comparison with standards techniques has proven the superiority of the suggested IPSO-based method. For the second stage, a standard PI controller is proposed, first of all, to control the three-phase DC-AC converter. Furthermore, a more sophisticated controller is introduced, by integrating fractional order operators to the PI (FOPI) to ensure more robustness of the system while facing operational faults such as parameter uncertainties, voltage sag and voltage swell, while complying with grid integration requirements, particularly maintaining a unity power factor. Given the complexity of photovoltaic systems, the tunning of the PI and FOPI regulators is a time-consuming and sensitive task, the artificial bee colony (ABC) algorithm, a metaheuristic algorithm, is proposed to reduce the complexity of the tuning process and to systematize the regulator synthesis. The results demonstrate the superiority of the proposed FOPI-ABC technique in mitigating the impact of external disturbances on system performance, increasing the power production and ensuring a unity power factor. Notably, the robustness of the system is significantly improved under severe disturbances in grid voltage and rapid changes in irradiance, whereas the PI controller fails to track the reference signals when voltage drops, leading to system instability.



## Key words

Grid-connected PV system (GPV), MPPT controller, PI, FOPI, faults, power converters, INC, P&O, global metaheuristics optimization, environmental conditions.

*À mes parents, mes plus grands alliés,*
*Nous avons accompli ensemble ce rêve.*

*À mes sœurs, qui n'ont jamais cessées de m'encourager,*
*Je n'ai pas abandonné, et me voilà enfin au bout du chemin.*

*À mon beau-frère, toujours prêt à m'aider,*
*Je retrouverai le sourire, l'anxiété appartient désormais au passé.*

*À mon neveu, mon trésor,*
*J'espère être un exemple à suivre et une source d'inspiration pour toi.*

*À mes amis, collègues et à toutes les personnes qui m'ont encouragé, soutenu ou aidé : merci.*

*À moi, à ces années où j'ai mis en pause ma vie et mes envies, pour travailler dur, où j'ai mis de côté mon esprit d'aventure, mon plaisir et ma joie de vivre, pour me concentrer sur mes objectifs. J'ai fait taire mon désir de repos et de répit, en me donnant sans compter pour avancer.*
*Aujourd'hui, je peux enfin dire que je suis fière de moi !*

# Avant-propos

Les travaux de recherche faisant l'objet du présent rapport ont été effectués au sein du Laboratoire de Recherche en Automatique (LARA) et du Laboratoire de Recherche Images, Signaux et Systèmes Intelligents (LiSSi) dans le cadre d'une Thèse de Doctorat en cotutelle entre l'École Nationale d'Ingénieurs de Tunis (ENIT), Tunisie, et l'Université Paris-Est Créteil (UPEC), France.

Je tiens à exprimer ma gratitude envers mes Directeurs de thèse, M. Patrick SIARRY, Professeur à l'Université Paris-Est Créteil Val-de-Marne (UPEC) et M. Mohamed Soufiene BOUALLÈGUE, Professeur à l'Institut Supérieur des Systèmes Industriels de Gabès (ISSIG), pour avoir accepté de m'accueillir au sein de leurs équipes, pour leurs conseils et leurs directives qui m'ont permis de mener à bien mes travaux de recherche dans le cadre de la préparation de cette thèse.

Je suis redevable envers M. Mohamed Mazen ALHATO, Docteur-Ingénieur et Chercheur au laboratoire LARA-ENIT, pour ses qualités pédagogiques et scientifiques, pour ses encouragements incessants. Ses conseils et son aide ont été les plus utiles pour l'aboutissement de ce travail.

Je suis particulièrement sensible et reconnaissante au grand honneur que m'ont fait M. Jean-Pierre BARBOT, Professeur à l'École Nationale Supérieure de l'Electronique et de ses Applications (ENSEA), en acceptant de présider le Jury d'Examen de ce mémoire de thèse, et M. Lassaad SBITA, Professeur à l'École Nationale d'Ingénieurs de Gabès (ENIG), d'avoir accepté d'examiner mes travaux de recherche. Qu'ils trouvent ici l'expression de mon profond respect.

J'adresse toute ma reconnaissance à Mme Sana BEN HAMIDA, Maître de Conférences HDR à l'Université Paris Nanterre (UPN) et Mme Mouna BEN HAMED, Professeur à l'Institut Supérieur des Systèmes Industriels de Gabès (ISSIG), d'avoir accepté d'être Rapporteurs de mes travaux. Je les remercie vivement de leurs lectures approfondies de mon mémoire et leurs remarques constructives et enrichissantes.

Je tiens enfin à rendre hommage à l'esprit d'équipe qui règne aux laboratoires LARA et LiSSi, ainsi qu'à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la finalisation de ce mémoire. J'adresse à chacun mes plus vifs remerciements.

# Table des matières

Glossaire

Introduction Générale I

Chapitre. 1 Etat de l'art sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau 1
1.1 Introduction ..... 1
1.2 Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire ..... 2
1.2.1 Historique et principales technologies ..... 2
1.2.2 Effet photovoltaïque et caractéristiques électriques ..... 3
1.2.3 Systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux de distribution ..... 4
1.2.3.1 Architectures et circuiterie de base ..... 5
1.2.3.2 Cellules et modules photovoltaïques ..... 6
1.2.3.3 Convertisseurs statiques de puissance ..... 11
1.3 Défauts des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau ..... 15
1.3.1 Types et classification des défauts ..... 15
1.3.2 Systèmes de protection contre les défauts ..... 19
1.3.2.1 Diodes anti-retour ..... 19
1.3.2.2 Diodes by-pass ..... 19
1.3.3 Influence des conditions environnementales ..... 19
1.4 Stratégies de commande de systèmes photovoltaïques ..... 20
1.4.1 Objectifs de commande et défis techniques ..... 20
1.4.2 Algorithmes de commande MPPT ..... 22
1.4.2.1 Algorithme P&O ..... 22
1.4.2.2 Algorithme de conductance incrémentale ..... 23
1.4.2.3 Approches MPPT par logique floue et réseaux de neurones artificiels ..... 23
1.4.3 Approches MPPT par commande directe de puissance ..... 25
1.5 Métaheuristiques pour l'optimisation difficile ..... 26
1.5.1 Concepts de l'optimisation difficile ..... 26
1.5.2 Algorithmes métaheuristiques ..... 27
1.5.2.1 Généralités ..... 27

1.5.2.2 Source d'efficacité des métaheuristiques ..... 29
1.5.2.3 Classification des métaheuristiques ..... 29
1.5.2.4 Concepts généraux et caractéristiques algorithmiques ..... 30
1.5.3 Quelques métaheuristiques populaires de pointe ..... 31
1.5.3.1 Algorithme d'essaims particulaires PSO ..... 31
1.5.3.2 Algorithme de loups gris GWO ..... 32
1.5.3.3 Algorithme de cycles d'eau WCA ..... 33
1.5.4 Analyse statistique et tests ANOVA pour l'optimisation ..... 34
1.6 Maximisation de la puissance de sortie de systèmes PV raccordés au réseau : Position du problème ..... 36
1.7 Conclusion ..... 38
Chapitre. 2 Modélisation et commande d'un système photovoltaïque raccordé au réseau 40
2.1 Introduction ..... 40
2.2 Modélisation d'un générateur photovoltaïque raccordé au réseau ..... 41
2.2.1 Schéma synoptique et éléments constitutifs ..... 41
2.2.2 Modèle d'une cellule photovoltaïque ..... 42
2.2.3 Modélisation du convertisseur DC-DC élévateur ..... 44
2.2.4 Modélisation de l'onduleur triphasé ..... 46
2.2.5 Boucle à verrouillage de phase ..... 49
2.2.6 Transformation de grandeurs électriques ..... 50
2.2.7 Filtres passifs côté réseau ..... 51
2.2.8 Dimensionnement de l'installation GPV étudiée ..... 52
2.3 Stratégies de commande à point maximum de puissance ..... 54
2.3.1 Synthèse de contrôleurs MPPT en mode autonome ..... 54
2.3.1.1 Formulation du problème ..... 54
2.3.1.2 Technique MPPT de type INC ..... 56
2.3.2 Technique MPPT proposée à base d'optimisation IPSO ..... 58
2.3.2.1 Formulation du problème ..... 58
2.3.2.2 Algorithme PSO standard ..... 60
2.3.2.3 Variante IPSO proposée ..... 62
2.3.3 Résultats de simulation et discussion ..... 62
2.4 Commande MPPT en mode connexion au réseau ..... 65
2.4.1 Préliminaires ..... 65
2.4.1.1 Boucles de contrôle des variables du système ..... 65
2.4.1.2 Synthèse des contrôleurs PI décentralisés ..... 69
2.4.2 Réglage optimisé par métaheuristiques distribuées ..... 72

2.4.3 Algorithme de colonie d'abeilles artificielles proposé ..... 74
2.4.3.1 Origine et concepts de base ..... 74
2.4.3.2 Formulation mathématique et paramètres de contrôle ..... 75
2.4.3.3 Pseudo-code de l'algorithme ABC ..... 76
2.4.4 Résultats de simulation et discussion ..... 77
2.4.4.1 Expérimentations numériques ..... 77
2.4.4.2 Tests ANOVA ..... 82
2.4.4.3 Résultats de la stratégie de commande MPPT proposée ..... 85
2.5 Conclusion ..... 92
Chapitre. 3 Performances améliorées sous conditions météorologiques variables et défauts du réseau 94
3.1 Introduction ..... 94
3.2 Problématique et motivations ..... 95
3.3 Commande robuste à ordre fractionnaire du système GPV ..... 95
3.3.1 Préliminaires sur le calcul fractionnaire ..... 95
3.3.1.1 Définition au sens d'Euler ..... 96
3.3.1.2 Définition au sens de Gründwald-Leitnikov ..... 97
3.3.1.3 Définition au sens de Riemann-Liouville ..... 97
3.3.1.4 Définition au sens de Caputo ..... 97
3.3.2 Commande CRONE et différentes générations ..... 98
3.3.2.1 Généralités ..... 98
3.3.2.2 Cas des régulateurs PID à ordre fractionnaire ..... 99
3.3.3 Synthèse FOPI de l'installation GPV ..... 100
3.3.4 Optimisation des boucles de contrôle FOPI ..... 101
3.3.4.1 Formulation du problème ..... 101
3.3.4.2 Contraintes de l'optimisation ..... 101
3.4 Résultats de simulation et discussion ..... 102
3.4.1 Expérimentations numériques ..... 102
3.4.2 Tests ANOVA et comparaisons ..... 107
3.4.3 Résultats de la stratégie de commande FOPI proposée ..... 108
3.5 Conclusion ..... 120
Conclusion générale & Perspectives 121

# Glossaire

| Sigles et Acronymes | Description |
|---|---|
| ABC | Artificial Bee Colony |
| ANOVA | ANalysis Of Variance |
| CTR | Computation Time Rate |
| DPC | Direct Power Control |
| EFF (%) | Efficiency |
| FOPI | Fractional-Order PI |
| GMPP | Global Maximum Power Point |
| GPV | Grid-connected PV |
| GWO | Grey Wolf Optimiser |
| HC | Hill Climbing |
| INC | Incremental Conductance |
| IAE | Integral of Absolute Error |
| ISE | Integral of Square Error |
| ITAE | Integral of Time Absolute Error |
| ITSE | Integral of Time Square Error |
| LMPP | Local Maximum Power Point |
| MPP | Maximum Power Point |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking |
| PI | Proportional Integral |
| PLL | Phase Looked Loop |
| PSO | Particle Swarm Optimization |
| PV | Photovoltaic |
| PWM | Pulse Width Modulation |
| P&O | Perturb & Observe |
| UPF | Unit Power Factor |
| STD | Standard Deviation |
| THD | Total Harmonic Distortion |
| VOC | Voltage Oriented Control |
| VSI | Voltage Source Inverter |
| WCA | Water Cycle Algorithm |

# Introduction générale

Autrefois, l'énergie était fournie par les énergies fossiles. Toutefois, les besoins énergétiques mondiaux n'ont cessé de croître, ce qui a entraîné l'épuisement de ces ressources limitées. Par ailleurs, cette utilisation excessive d'énergies fossiles a entraîné une augmentation significative des prix ainsi que l'accroissement de la pollution liée aux gaz à effet de serre qui n'a été observé qu'autour du XIXe siècle.

De ce fait, l'exploitation de nouvelles ressources est devenue une nécessité pour la production d'une énergie propre et à prix réduit. Notamment, l'accord international sur le climat, approuvé à l'issue de la COP 21 à de Paris (2016), a incité non seulement le monde économique mais aussi scientifique à chercher des solutions pour remédier à ces besoins tout en diminuant la pollution et l'émission de gaz. Les énergies renouvelables, à la fois abondantes et non néfaste à la nature sous ses différentes formes : solaire (thermique et photovoltaïque), éolienne, hydraulique, géothermique et biomasse, sembleraient être les meilleures alternatives. Le développement de toutes ces formes d'énergie est crucial.

Les besoins liés au développement de l'énergie photovoltaïque ont remarquablement augmenté ces dernières années étant donné que cette alternative reste silencieuse, ne produit pas de déchets néfastes, est peu encombrante par rapport à l'éolien et ne nécessite pas beaucoup de maintenance. D'ailleurs, pour réduire sa dépendance aux autres pays, l'Europe a intensifié sa production d'énergie photovoltaïque afin d'atteindre une production annuelle de 30 GW en 2025 selon la Commission Européenne. En outre, les systèmes de conversion d'énergie peuvent être installés dans divers endroits, tels que la terre, la mer, le Sahara, les toits de maisons, et se présenter sous différentes formes : à grande échelle, micro échelle, suiveur solaire, autonome (équipé de batterie) ou connecté au réseau.

Le prix et la productivité sont les facteurs dissuasifs pour la croissance des systèmes photovoltaïques. La production d'énergie est dépendante des conditions extérieures (irradiation et température). D'autre part, les systèmes PV se dégradent au cours du temps puisqu'ils sont exposés aux vents, pluie, neige et chaleur intense.

Le système PV a attiré l'intérêt de plusieurs axes d'ingénierie ; notamment l'électrique, matériaux, mécanique et automatique pour assurer une commande optimale, intelligente,

robuste et à prix réduit. Le développement de cellules plus robustes et performantes s'avère être une solution au problème, cependant, une pareille technologie s'accompagne d'une hausse considérable des prix. De même pour les suiveurs de soleil qui sont aussi, plus encombrant et nécessitent plus de maintenance. De plus, ces solutions ne règlent que les problèmes du côté du générateur. Effectivement, les installations raccordées au réseau ont tendance à rencontrer des facteurs nuisibles plus que les systèmes autonomes puisque des perturbations du réseau s'ajoutent aux facteurs nocifs, posant des défis importants et nobles aux chercheurs. De plus, il existe des standards stricts à ne pas omettre pour le raccordement au réseau.

Par conséquent, il est indispensable de concevoir une stratégie de contrôle non linéaire robuste, capable de gérer les incertitudes, les variations paramétriques et les perturbations externes.

Des techniques intelligentes ont vu le jour pour assurer une extraction optimale d'énergies. Ces stratégies améliorent la performance des panneaux solaires en optimisant l'énergie extraite sous conditions variables. Les solutions proposées dans la littérature sont, entre autres, la détection et diagnostic de défauts, ainsi que la commande de suivi du point maximal de puissance qui semblerait être la plus opérationnelle.

A cet effet, ce travail de recherche propose des outils et techniques intelligentes visant à l'optimiser la production d'énergie d'un système photovoltaïque connecté au réseau en considérant les fluctuations météorologiques et les défauts opérationnels. Deux stratégies de commande sont développées employant des techniques d'intelligence artificielle, notamment les algorithmes métaheuristiques d'optimisation globale, pour résoudre des problèmes complexes du côté du générateur PV et du côté du réseau électrique afin de garantir une optimisation maximale de la production. Plus précisément, des méthodes de contrôle incorporant des algorithmes métaheuristiques avancés pour la résolution de problèmes de raccordement au réseau sont étudiées.

Le présent mémoire de thèse est organisé en trois chapitres :

Le premier chapitre est consacré à l'état de l'art de l'énergie photovoltaïque, accompagné d'une étude bibliographique sur l'énergie photovoltaïque. Ce dernier débute par une présentation de l'évolution des systèmes de conversion d'énergie solaire en énergie électrique au fil du temps. Une description de l'architecture d'un système PV est ensuite présentée. L'intérêt est porté aux systèmes photovoltaïques connecté au réseau. Les principaux composants du système PV sont détaillés et les divers types de convertisseurs et onduleurs sont

énumérés. Une revue de littérature sur les différents défauts pouvant nuire au fonctionnement du système est par la suite proposée. S'en suit, une analyse bibliographique portant sur les approches de contrôle appliquées aux commandes pour l'optimisation de l'énergie PV. Pour finir, une présentation des tests statistiques tels que ceux portant sur l'Analyse de la Variance (ANOVA) ou encore sur le test de Friedman est abordée, le tout complété par une description de la problématique de recherche.

Le deuxième chapitre fournit une élaboration de modèles mathématiques qui traduisent le comportement du système GPV étudié. Les stratégies de commande des deux étages d'adaptation sont données. Du côté du générateur PV, une stratégie de commande basée sur l'algorithme métaheuristique d'optimisation à essaim particulaire (PSO) amélioré est adaptée à la régularisation du convertisseur survolteur. La validation de la technique proposée, requiert d'effectuer un recoupement avec les techniques standards telles que celle intitulée Perturb & Observe ou encore celle liée à l'algorithme incrémental. La stratégie de contrôle du second étage d'adaptation basée sur le régulateur PI est ensuite détaillée. Puis, la théorie d'optimisation difficile par métaheuristiques globales est retenue pour le réglage du régulateur PI. Différents algorithmes sont reportés comme des supports de comparaison. Des analyses statistiques non paramétriques et des tests ANOVA sont présentés afin de mettre en exergue l'intérêt de la technique non conventionnelle retenue pour la résolution du problème d'optimisation complexe. Enfin, des tests post-hoc au sens de Friedman et Bonferroni-Dunn sont effectués pour prouver la reproductibilité et la surperformance de l'algorithme proposé.

Le troisième chapitre traite d'un système connecté au réseau où les défauts opérationnels sont pris en considération et consacrent plus d'importance à la régulation de la tension. Une stratégie de commande robuste est élaborée, basée sur le régulateur PI à ordre fractionnaire. Une introduction au calcul fractionnaire est proposée au début du chapitre suivie d'une présentation de la structure d'un régulateur à ordre fractionnaire. Par la suite, le problème de réglage des paramètres du PI est reformulé en un problème d'optimisation multicritère sous contraintes et non linéaires, suivie d'une méthode de réglage hors-ligne moyennant un algorithme d'optimisation métaheuristique spécialement adapté à la catégorie des problèmes d'optimisation difficile. Une présentation des résultats démonstratifs suivie d'une étude comparative avec divers algorithmes métaheuristiques ainsi que des analyses statistiques non paramétriques et des tests ANOVA est ensuite discutée. Enfin, des tests post-hoc au sens de Friedman et Bonferroni-Dunn sont effectués pour prouver la reproductibilité et la surperformance de l'algorithme proposé.

# Chapitre. 1 Etat de l'art sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau

## 1.1 Introduction

Visant un univers plus sain, la réduction de l'utilisation des combustibles fossiles devient un intérêt mondial. Face à ce défi environnemental, plusieurs conventions ont été mises en place telles que la convention de Paris 2050, pacte des maires en Méditerranée, agenda 2030 pour le développement durable, etc., visant à réduire les émissions de CO2. Le recours aux énergies renouvelables devient alors une solution prometteuse permettant de réduire les effets néfastes des combustibles fossiles. Les énergies éolienne et hydraulique étaient les plus utilisées ces dernières décennies. Cependant, leurs installations sont encombrantes, complexes et nécessitent de la maintenance, contrairement à l'énergie photovoltaïque (PV). La limitation de l'utilisation de l'énergie PV est due aux prix élevés des installations accompagnés d'une production réduite d'énergie. Pour pallier à ce problème, les chercheurs se sont mobilisés pour améliorer les performances des systèmes PV en rendant les prix des panneaux solaires plus accessibles. L'intérêt croissant du monde économique et scientifique a favorisé depuis quelques années l'évolution significative de ce secteur permettant de garantir un bon rapport qualité/prix.

Ce chapitre présente une brève description du phénomène de production d'énergie photovoltaïque suivie d'une présentation des principaux systèmes de conversion de ce type d'énergie renouvelable. La composition d'un convertisseur d'énergie solaire est abordée avec un accent particulier sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Une discussion portant sur les approches de contrôle issues de la littérature pour la maximisation et l'optimisation de l'énergie électrique produite de ces systèmes est ensuite présentée. En premier lieu des techniques standard sont évoquées suivies de techniques intelligentes. A la fin de ce chapitre, une formulation de la problématique de recherche abordée ainsi que les objectifs de ce travail de thèse sont plus particulièrement soulignés.

## 1.2 Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire

### 1.2.1 Historique et principales technologies

L'exploitation de l'énergie solaire n'est pas récente car utilisée depuis le VIII$^{ème}$ siècle av. JC mais sous différentes formes. En effet avant la découverte de l'effet photovoltaïque, l'énergie solaire était utilisée pour son effet thermique grâce aux Skaphia permettant de créer le feu, tel que celui de la fameuse flamme olympique au Jeux Olympiques de 776 av. JC.

L'énergie solaire thermique a été développée au cours du temps et a été largement exploité. Cependant, une nouvelle découverte révolutionnaire a été faite par le physicien français Edmond Becquerel en 1839, c'est qui est l'effet photovoltaïque [Hergert & Hock, 2007]. Le physicien a mis en évidence la production d'un courant électrique lors de l'exposition de certains matériaux aux rayons solaires. Cette découverte fut le concept essentiel à la création des panneaux solaires. Le premier brevet pour une cellule solaire fut déposé par William Coblentz en 1913, sans être fonctionnel.

En 1916, Robert Millikan parvient à produire de l'électricité avec une cellule photovoltaïque dont le rendement était trop faible. Le phénomène ne fut développé qu'au début des années 50 par les chercheurs américains Chaplin, Pearson et Prince des laboratoires Bell qui ont développé la technique du dopage, i.e. l'augmentation de la sensibilité du silicium en ajoutant des impuretés [Dincer, 2018]. Ce phénomène a suscité de nombreuses interrogations de l'ensemble des laboratoires de recherche et ce n'est qu'en 1958 que la cellule photovoltaïque a vu le jour. C'est à ce moment-là que l'intérêt scientifique de cette invention s'est manifesté. Les cellules ont été utilisées pour alimenter le premier satellite, Vanguard, dans l'espace. Par la suite, les cellules photovoltaïques ont été employées dans plusieurs champs d'applications tels que l'alimentation de la maison construite à l'Université de Delaware en 1973, et d'une voiture en 1983 parcourant une distance de 4000 km. Ensuite, ce fut le cas des balises en mer puis des sites isolés dans le monde entier.

Cependant, l'utilisation de l'énergie renouvelable n'a pas été développée du fait de la disponibilité des combustibles fossiles, ce qui fait que les progrès liés aux cellules photovoltaïques ont été mis en pause pour des années. Etant donné que l'énergie combustible commençais à s'épuiser au cours de ces dernières décennies et qu'il était nécessaire de relever les défis environnementaux majeurs, à savoir les émissions de gaz à effet de serre ainsi que la gestion des déchets, l'énergie PV a suscité l'intérêt de plusieurs chercheurs.

## 1.2.2 Effet photovoltaïque et caractéristiques électriques

Le rôle joué par une cellule photovoltaïque consiste à assurer la transformation de l'énergie solaire en énergie électrique [Ali & Mohamed, 2022]. Le courant électrique est généré suite à la création de différence de potentiel entre les bornes de la cellule. La différence de potentiel est garantie par l'utilisation d'une jonction PN qui peut être réalisée à partir de deux semi-conducteurs issus du même matériau comme le silicium. Ce dernier est dopé positivement en ajoutant des atomes de phosphore et dopé négativement, en ajoutant des atomes de Bore. La notation N représente un semi-conducteur en excès d'électrons, le P désigne un semi-conducteur avec un déficit d'électrons. La mise en contact des deux semi-conducteurs assure le mouvement des électrons. C'est grâce à cette diffusion de porteurs des deux côtés de la jonction que la différence de potentiel est créée. Par ailleurs, l'exposition du semi-conducteur au rayon solaire, excite un électron et l'arrache de sa position d'origine. Cet atome ne peut se recombiner avec un atome positif puisque la cellule photovoltaïque se comporte comme une diode qui ne transmet le courant que dans un seul sens. De ce fait, lors d'une exposition d'énergie solaire, les électrons doivent passer par un circuit extérieur créant ainsi un champ électrique.

Dans la littérature, plusieurs travaux ont été consacrés à l'étude, l'amélioration et la comparaison des différents matériaux d'une cellule PV [Riffat & Cuce, 2011 ; Oni et al., 2024]. Il y a, en effet, une multitude de matériaux pour la fabrication d'une cellule photovoltaïque [Parida et al., 2011], cependant, le matériau le plus dominant du marché est le silicium et plus particulièrement ses variantes telles que le siliciums monocristallin et polycristallin, ou encore le silicium amorphe [Ghosh & Yadav, 2021].

Une cellule photovoltaïque est définie par son courant de court-circuit $I_{cc}$, qui croît avec la luminosité et est obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule, et par sa tension de circuit ouvert $V_{oc}$ de l'équation (1.1) qui dépend de la résistance shunt et qui est peu sensible à l'irradiation solaire [Rusirawan & Farkas, 2014] :

$$V_{oc} = \frac{K_B T}{q} \ln\left(\frac{I_{cc}}{I_s} + 1\right) \tag{1.1}$$

où $I_s$ est le courant inverse de saturation, $K_B = 1{,}38 \cdot 10^{-23}$ [J.K$^{-1}$] est la constante de Boltzmann, $q$ est la charge de l'électron et $T$ est la température.

Comme montré dans les courbes caractéristiques de la figure 1.1, une cellule photovoltaïque est également caractérisée par son point de fonctionnement qui correspond au

point de puissance maximale $P_{MPP} = V_m I_m$, son facteur de forme $F_F$ défini à l'équation (1.2) qui représente le rapport entre le produit de la tension et du courant maximaux $(I_m, V_m)$, en conditions standards, et celui des deux grandeurs $(I_{cc}, V_{oc})$ définies précédemment [Rusirawan & Farkas, 2014 ; Singh et al., 2021 ; Chenni et al., 2007]:

$$F_F = \frac{V_m I_m}{V_{oc} I_{cc}} \tag{1.2}$$

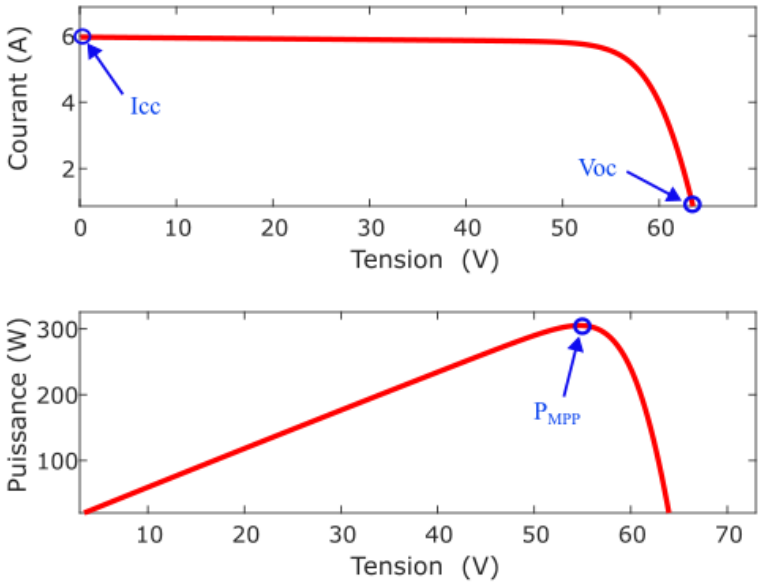



**Figure 1.1.** Courbes caractéristiques courant-tension et puissance-tension.

### 1.2.3 Systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux de distribution

Les systèmes de conversion d'énergie solaire, i.e. les panneaux photovoltaïques, peuvent se caractériser selon leurs applications, structures, et emplacements [El Hammoumi et al., 2022 ; Parida et al., 2011]. Les systèmes photovoltaïques sont repandus dans divers secteurs d'applications à savoir la ville intelligente [Shu et al., 2022], ou encore les transports. A cet effet, l'accord de Paris 2050 présente un grand intérêt porté à l'intégration des énergies renouvelables et en particulier des panneaux solaires dans le transport [Raut et al., 2024 ; Ashique et al., 2017 ; Pochont, 2023], et autres applications. Par ailleurs, l'installation d'un système photovoltaïque peut se faire dans différentes localisations ; spatiale [Verduci et al., 2022], marine [Hooper et al., 2021], terrestre ou combiné avec l'agriculture [Brunet et al., 2020]. Un système photovoltaïque, selon sa localisation et l'application dans laquelle il est

employé, peut être autonome, hybride, raccordé ou non au réseau, avec/sans stockage, mobile ou fixe, etc.

#### 1.2.3.1 Architectures et circuiterie de base

Généralement, un système photovoltaïque raccordé au réseau GPV (pour Grid-connected Photo-Voltaic) comporte un ensemble de sous-systèmes distincts interconnectés, à savoir le générateur PV, formé d'un ensemble de panneaux solaires et caractérisé par sa structure porteuse rigide, les convertisseurs de puissance adéquats, les éléments de protection, une ou plusieurs batteries de stockage d'énergie ainsi que les différents étages d'adaptation.

Dans le domaine de la conversion de l'énergie solaire, il existe plusieurs typologies de systèmes PV qui diffèrent essentiellement selon la configuration des panneaux photovoltaïques, l'isolation, le nombre d'étages, l'application, la connexion, etc… Un exemple de type de configuration de système PV est illustré à la Figure 1.2.

Dans les grandes installations, il est recommandé d'adopter un onduleur à isolation galvanique de manière à répondre aux exigences fixées par les normes IEC 60076 et IEC 61936 [Şenol et al., 2016]. Il est certain qu'un système isolé avec un transformateur, offre de meilleures normes de sécurité en comparaison aux onduleurs sans transformateur. Un onduleur isolé permet d'effectuer la connexion à la terre des deux côtés, i.e., côté continu DC (générateur PV) et alternatif AC (charge ou réseau), sans établir une connexion électrique directe assurant ainsi la sécurité de l'utilisateur [Mishra et al., 2021 ; Saidi, 2022]. Les onduleurs non isolés, (nouvelle tendance des systèmes PV), offrent un système plus léger et à coût réduit [Ramesh et al., 2022]. Cette approche ne bénéficie pas d'une isolation galvanique entre le générateur PV et le réseau, et le courant de fuite est plus important par rapport aux onduleurs isolés.

Ces deux points constituent les principaux inconvénients de cette catégorie d'onduleur [Ramesh et al., 2022]. Par ailleurs, elle n'est recommandée que pour les petites et moyennes installations [Ahmed et al., 2022b]. La configuration à deux étages, comme illustrée à la figure 1.3 est la solution la plus attractive pour les installations de moyenne à grande production, commerciale et résidentielle. Cette configuration est meilleure grâce à sa capacité d'optimisation d'énergie sous des conditions environnementales défavorables ainsi que pour sa capacité à intégrer des solutions de stockage.

Le système PV à un seul étage est une technique récente, une version simplifiée de la première catégorie [Lakshmi & Hemamalini, 2019] où l'onduleur ne se contente pas de

convertir le courant continu en courant alternatif. Il gère également la régulation de la tension et de la fréquence pour qu'elles correspondent à celles du réseau compliquant ainsi la modélisation mathématique ainsi que la commande. La topologie à un seul étage est plus économique, légère mais à commande plus compliquée.

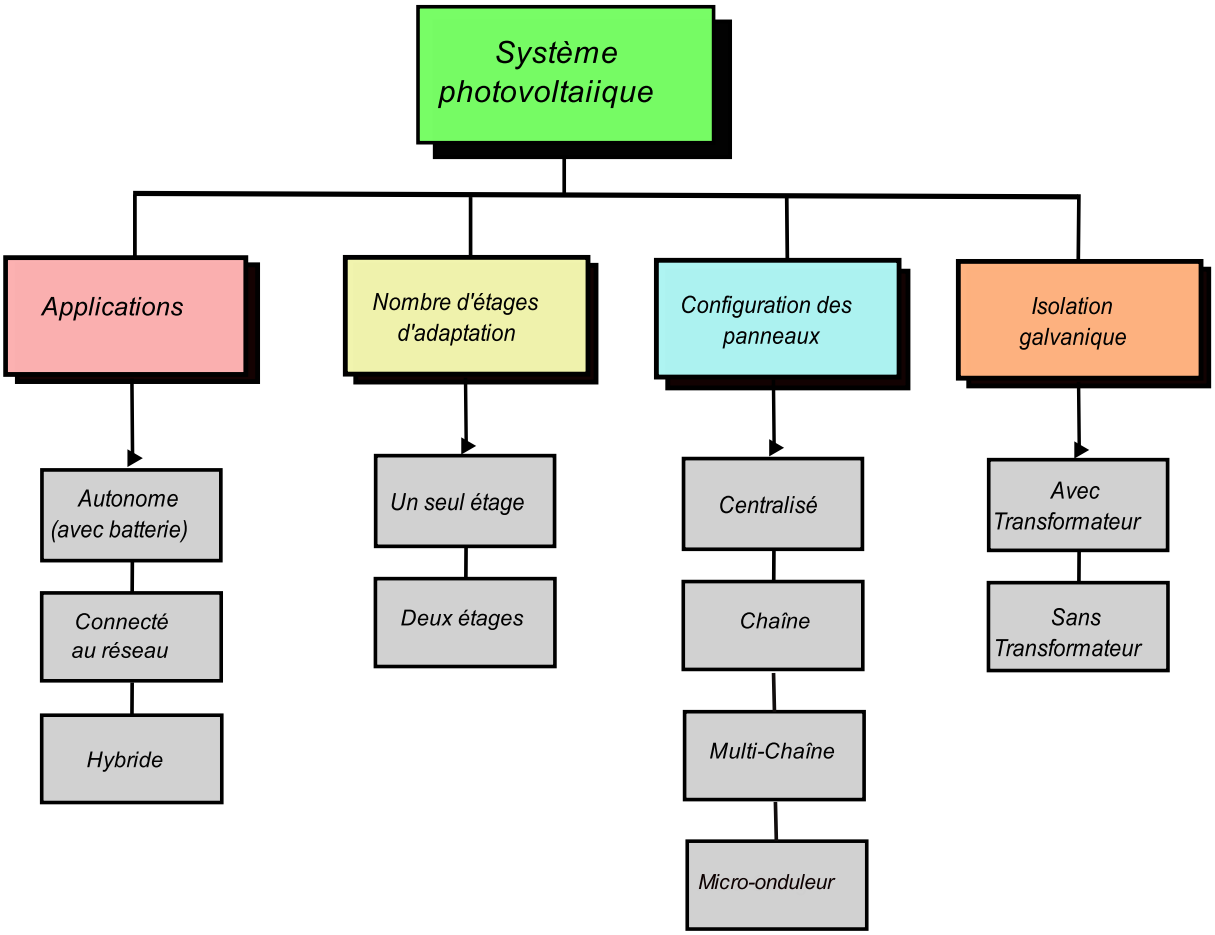



**Figure 1.2.** Configurations d'un système PV.

### 1.2.3.2 Cellules et modules photovoltaïques

Le composant de base d'un système PV est la cellule photovoltaïque qui nécessite d'être présenté en premier lieu sous la forme d'un circuit électrique équivalent. De manière à traduire le plus fidèlement possible le comportement fortement non linéaire d'une cellule PV, plusieurs modèles électriques ont été développés et présentés dans la littérature (Figure 1.4).

Idéalement, une cellule photovoltaïque où la puissance solaire incidente est représentée par une source de courant de jonction désignée par une diode peut être modélisée comme dans la figure 1.4 (a). De façon à reproduire le plus fidèlement possible le comportement de la cellule photovoltaïque en opérant dans des conditions non uniformes, des améliorations ont été

apportées à ce modèle. Le nombre de composants ajoutés détermine la complexité du modèle. Le modèle à une diode prend en considération les pertes de puissance engendrées par la chute de tension lors de son parcours dans le circuit. Cette chute de tension peut être provoquée par la résistance du matériau semi-conducteur, des contacts métalliques ou encore des interconnexions entre cellules.

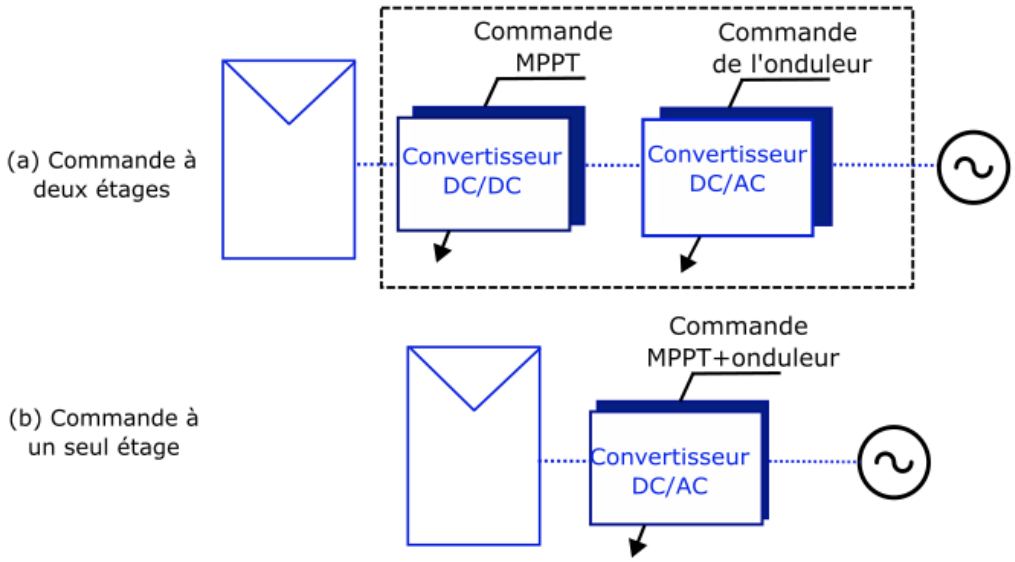



**Figure 1.3.** Configuration des étages d'adaptation dans un système PV.

Le courant de fuite est aussi pris en considération à partir de l'implémentation d'une résistance parallèle ou Shunt. Le modèle à une diode est assez performant et constitue le modèle le plus élémentaire. Cependant, certaines améliorations sont nécessaires pour prendre en considération les pertes [Koffi et al., 2015 ; Yaqoob et al., 2021].

Basé sur le modèle à une diode, le modèle de Bishop décrit le comportement de la cellule en polarisation inverse où un facteur de multiplication non linéaire représentant l'effet d'avalanche, est ajouté [Restrepo-Cuestas & Montano, 2024 ; Bishop, 1988]. Grâce à sa bonne précision et au nombre réduit de paramètres qu'il adopte pour la représentation d'une cellule PV, il est le plus répandu. En réalité, le facteur d'idéalité d'une diode est traduit en fonction de la tension aux bornes de l'appareil. À haute tension, lorsque la recombinaison du dispositif est dominée par les surfaces et régions globales, le facteur d'idéalité est proche de un. Cependant, à des tensions plus faibles, la recombinaison dans la jonction domine et le facteur d'idéalité se rapproche de deux. Une extension du modèle à une diode est alors considérée. La recombinaison de jonction est modélisée en ajoutant une deuxième diode en parallèle de la première et en fixant généralement le deuxième facteur d'idéalité à la valeur deux, dans le modèle à deux diodes. D'autres propositions de circuit équivalent à une cellule PV, plus

détaillées mais plus complexes, telle que celle issue du modèle à trois diodes proposées par [Yang et al., 2021] sont proposées dans la littérature. Ce modèle est plutôt utilisé pour des cellules présentant des technologies avancées afin de capturer des recombinaisons supplémentaires et/ou la recombinaison d'Auger. Il existe d'autres modèles comme le modèle inverse-direct DRM (pour Direct-Reverse Model) qui assure la modélisation du comportement des cellules photovoltaïques en modes de polarisation directe et inverse [Restrepo-Cuestas & Montano, 2024].

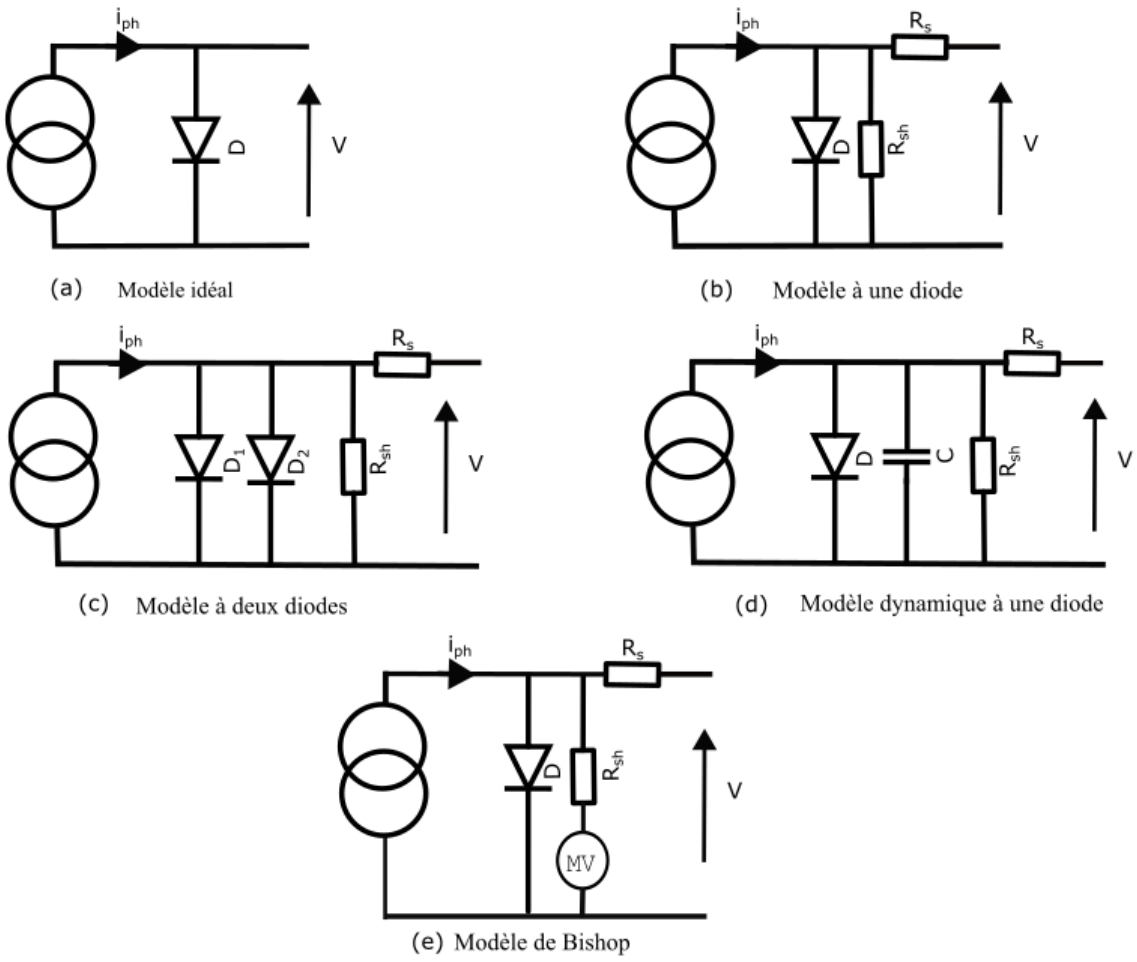



**Figure 1.4.** Différentes topologies d'une cellule PV.

Un module PV est essentiellement constitué de cellules mises en connexion électrique. Cet assemblage est conditionné par un ensemble de critères à satisfaire comme la puissance, la tension et le courant désirés et peut dépendre aussi de l'environnement dans lequel fonctionne le système PV. Etant donné la phase primordiale liée à la conception d'une telle installation, plusieurs configurations permettant de répondre le mieux possible au besoin de l'utilisateur ont été mises au point. Parmi-elles, le câblage en série (S), parallèle (P), hybride ; série-parallèle (SP), Total Cross Tied (TCT), Bridge Linked (BL) et Honey Comb (HC) [Rajani & Ramesh,

2022 ; Bonthagorla & Mikkili, 2020]. Le câblage en série et le câblage en parallèle sont la base de toutes les configurations citées.

La tension d'un générateur PV dépend du nombre de cellules, identiques, connectées en série. En effet, comme illustré à la figure 1.5, le courant de la branche est constant alors que la tension augmente. Ce changement de tension et de courant d'un câblage de cellules PV en série se traduisent respectivement par les équations suivantes :

$$V_{oc,N_s} = N_s V_{oc} \tag{1.3}$$

$$I_{cc,N_s} = I_{cc} \tag{1.4}$$

où $N_s$ est le nombre de cellules câblées en série, $V_{oc}$ et $I_{cc}$ sont respectivement la tension en circuit-ouvert et le courant de court-circuit d'une cellule, $V_{oc,N_s}$ et $I_{cc,N_s}$ représentent respectivement la somme des tensions en circuit-ouvert et des courants de court-circuit des cellules PV en série.

Le câblage de cellules en parallèle vient accroître le courant dont l'augmentation dépend du nombre $N_p$ de cellules identiques connectées. Ici, la tension est constante comme illustrée à la figure 1.5. Les équations (1.5) et (1.6) représentent respectivement le courant $I_{cc}, N_p$ et la tension $V_{oc}, N_p$ résultants d'un câblage de cellules PV en parallèle.

$$V_{oc,N_p} = V_{oc} \tag{1.5}$$

$$I_{cc,N_p} = N_p I_{cc} \tag{1.6}$$

où $N_p$ désigne le nombre de cellules câblées en parallèle.

La production d'énergie solaire peut être améliorée en associant les deux types de câblages parallèle et série. Cette opération aura pour effet d'accroître en même temps le courant $\left(I_{cc,H}\right)$ et la tension $\left(V_{oc,H}\right)$ comme exprimés par les équations (1.7) et (1.8). Il s'agit du câblage hybride, Figure 1.5. Cependant, il importe de veiller à ce que les cellules sélectionnées soient parfaitement identiques et idéalement exposées aux conditions standard de 1000 W/m$^2$ en irradiation et 25°C en température :

$$V_{oc,H} = N_s V_{oc} \tag{1.7}$$

$$I_{cc,H} = N_p I_{cc} \tag{1.8}$$

D'autre part, il existe plusieurs termes permettant de décrire les différentes compositions d'un générateur PV, la différence d''échelle de l'installation ainsi que le type de connexion. En associant les modules en série, une chaîne PV est formée, Figure 1.6. Ce type d'installation est utilisé pour augmenter la tension de sortie et peut être réalisé pour élever la puissance. Un module PV peut être formé, en combinant les chaînes en parallèle. Cette combinaison est parfaite pour augmenter le courant de sortie. Un certain nombre de modules et de chaînes PV sont associées de manière à créer un large champ photovoltaïque et répondre aux différentes demandes. La configuration de type SP est la plus simple et répandue : elle est basée sur l'interconnexion de $\beta$ chaînes connectées en parallèle où chaque chaîne est constituée de $\delta$ modules connectés en séries permettant d'accroître le courant et la tension de la chaîne. La configuration en TCT est basée sur celle du SP mais toutes les chaînes sont connectées. En sortie le courant est égal à la somme des courants du module et la tension résulte de la somme des tensions de l'ensemble des rangées. La durée de vie d'un système configuré en TCT est plus longue et est dotée d'une bonne tolérance aux pannes ainsi qu'une capacité de production d'énergie plus élevée.

La configuration en BL est semblable à la TCT mais avec un nombre réduit d'interconnexions permettant de réduire les pertes. Le câblage de la configuration TCT est plus simple que le BL. La configuration en HC, composée de plusieurs mailles, est inspirée de la forme hexagonale du nid d'abeilles. Toutes les configurations susmentionnées sont illustrées à la figure 1.7. Une comparaison entre TCT, BL, SP a été réalisée dans [Picault et al., 2010] pour vérifier l'efficacité de chaque configuration. Les tests effectués ont mis en avant la performance du TCT contre les pertes de Mismatch lors de l'ombrage partiel, i.e. 3.8% de pertes, 7% pour la SP et 5.1% pour la configuration BL. De même [Saiprakash et al., 2021] ont prouvé que la configuration TCT est moins affectée par les ombres partielles en comparaison avec les autres configurations reportées SP, TCT, BL et HC. Une étude comparative de la performance des différentes configurations fonction du pourcentage d'ombrage du panneau solaire a été réalisée par [Tubniyom et al., 2018].

En outre, il a été démontré qu'à partir de 50% d'ombrage la puissance de sortie générée est susceptible d'augmenter mais pas plus de 5%. Il est aussi intéressant de concevoir un dispositif de reconfiguration du panneau solaire permettant le passage d'une configuration à une autre selon les conditions extérieures, cependant, une augmentation considérable du coût ainsi que la complexité du système est à envisager [Osmani et al., 2022]. Une étude comparative entre les différentes configurations reportées avec une nouvelle configuration dite KenDoku a

également été menée par [Bonkoungou, 2022]. L'étude a confirmé la supériorité du KenDoku par rapport aux autres configurations du point de vue minimisation des pertes de Mismatch. Cependant, la conception du générateur PV et sa mise en œuvre nécessite des compétences techniques avancées augmentant ainsi le coût de l'installation.

### 1.2.3.3 Convertisseurs statiques de puissance

Étant donné que les panneaux solaires délivrent un courant continu, une connexion directe aux réseaux AC n'est pas possible et l'ajout d'un onduleur devient crucial. Il existe deux topologies de générateurs photovoltaïques raccordés au réseau : GPV qui est raccordé au réseau via un bus continu DC et un convertisseur DC-DC, ou directement raccordé. Le but de ces étages d'adaptation est de répondre aux critères désirés par l'utilisateur tels que la haute qualité, la fiabilité, la robustesse, le poids et le coût réduit ainsi que d'être conforme aux normes de raccordement au réseau, i.e. facteur de puissance unitaire UPF (pour Unity Power Factor). Il existe dans la littérature différentes configurations de convertisseurs de puissance d'un système PV, à savoir la configuration centralisée, la configuration en chaîne, en multi-chaîne et la configuration micro-onduleur [Kolantla et al., 2020 ; Hassaine et al., 2014], Figure 1.8.

La configuration centralisée, souvent utilisée dans les centrales photovoltaïques, est connue pour sa conception optimisée puisqu'elle nécessite seulement un hacheur et un onduleur pour toute la centrale. Le coût, la maintenance et la supervision sont alors réduits par rapport aux autres installations. L'inconvénient est que la défaillance de cet onduleur entrainera l'arrêt total de la production d'énergie.

La configuration en multi-chaîne (multi-string) se distingue par le fait que chaque chaîne est connectée à son hacheur et son onduleur séparément des autres chaînes. Les pertes sont diminuées puisqu'en cas d'ombrage ou de dysfonctionnement de l'onduleur la production d'une seule chaîne est dégradée, cependant le coût sera élevé et la maintenance est plus compliquée.

Dans ce type d'installation il faut veiller à la conformité de tous les composants, i.e. le nombre de modules, le courant de sortie des chaînes et les convertisseurs, afin de réduire les pertes.

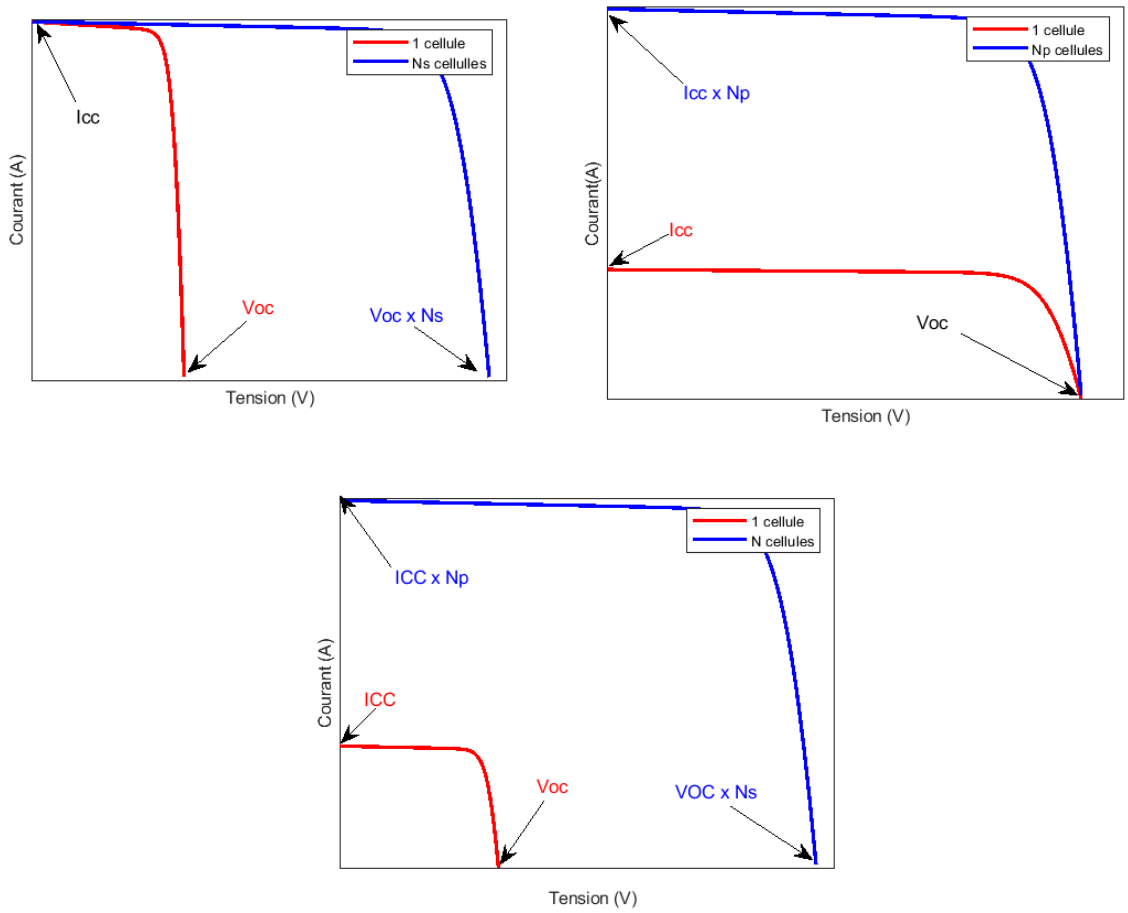



**Figure 1.5.** Courbes caractéristiques d'une combinaison de cellules photovoltaïques associées : (a) en série, (b) en parallèle et (c) en hybride.

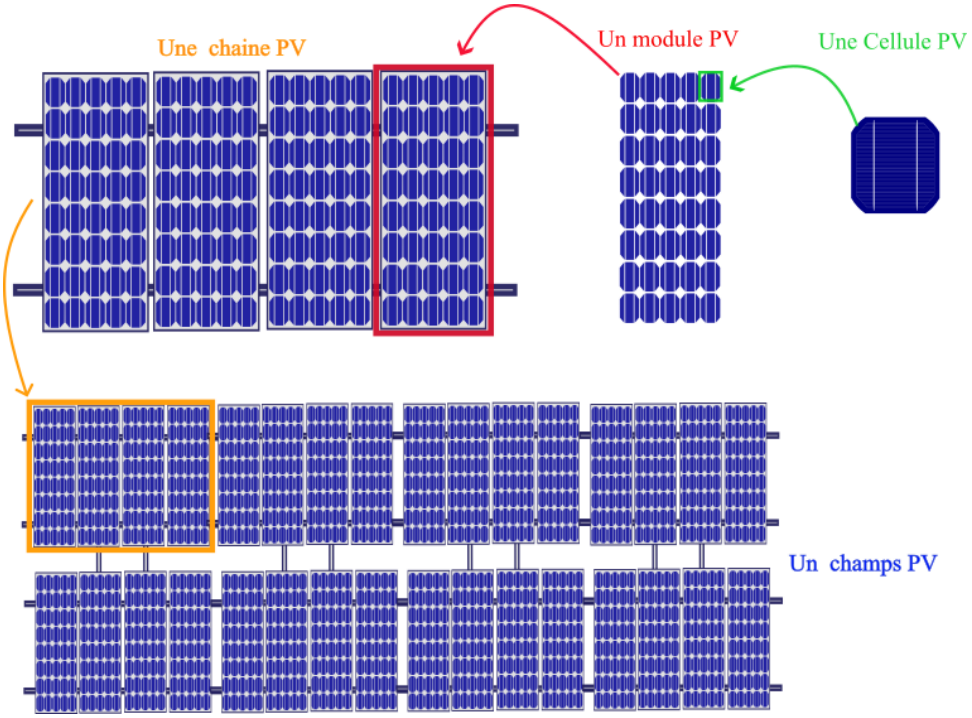



**Figure 1.6.** Formation de champs photovoltaïques par association de cellules, modules et chaînes PV.

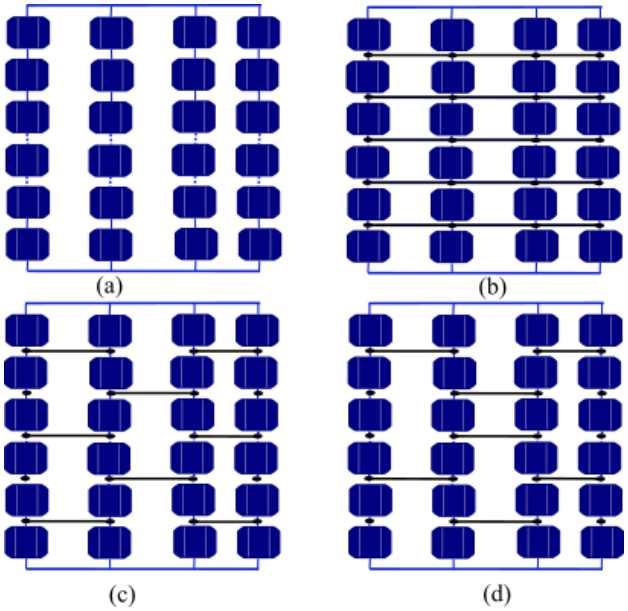



**Figure 1.7.** Configurations d'un module PV : (a) SP, (b) TCT, (c) BL et (d) HC.

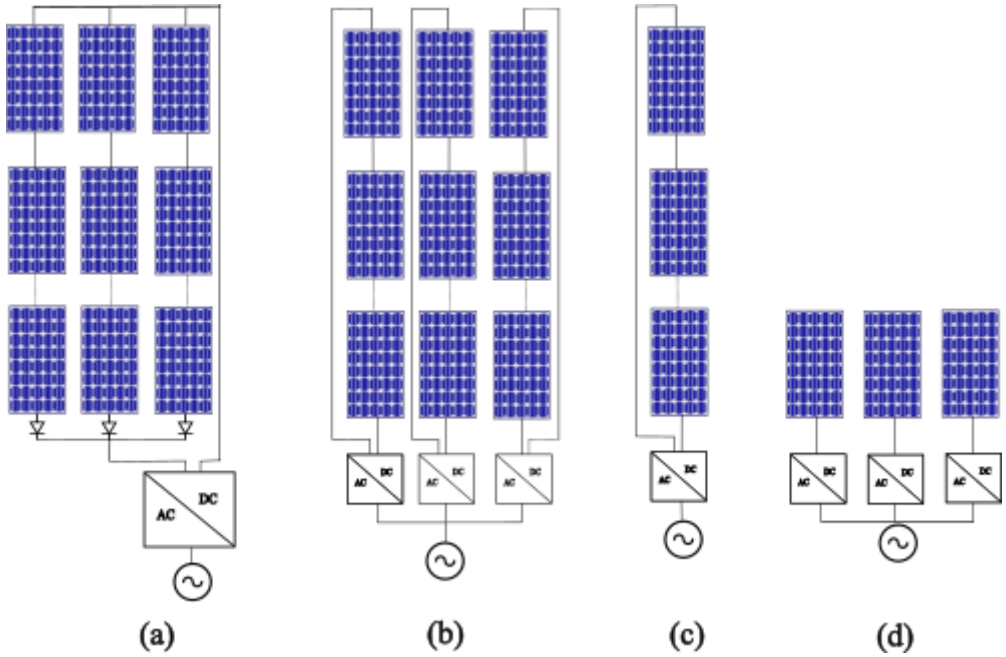



**Figure 1.8.** Topologies des onduleurs : (a) onduleur central, (b) onduleur en multi-chaîne, (c) onduleur par chaîne, (d) micro-onduleur.

Le nombre multiple de convertisseurs et d'onduleurs engendre des pertes considérables ; de ce fait dans la configuration en chaîne, le nombre d'onduleurs est réduit à un seul pour l'ensemble de l'installation. Chaque string est doté d'un convertisseur DC-DC apportant un degré de liberté intéressant lors d'une chute de tension à l'entrée de l'onduleur. Les structures string et multi-string sont utilisées pour les petites installations grâce à leur haute performance de suivi du point de puissance maximale. Elles sont limitées par les différences de caractéristiques électriques dues à la tolérance des modules PV ainsi qu'aux ombrages. La

dernière configuration est un micro-onduleur où chaque panneau est équipé d'un onduleur. La notion de chaînes PV est éliminée dans ce contexte. Cette configuration facilite l'installation grâce à la petite taille des onduleurs et augmente le rendement. Le principal inconvénient provient de la complexité de l'installation, du coût élevé des grandes centrales ainsi que de l'augmentation de la tension pour l'injecter au réseau [Zeb et al., 2018].

- **Convertisseur DC-DC :**

Les convertisseurs DC-DC, dit aussi hacheurs sont basés sur des interrupteurs électroniques, à base de semi-conducteurs tels que le thyristor ou IGBT, etc. Parce qu'ils engendrent une faible perte de puissance lors du basculement d'un état à un autre, les transistors IGBT sont recommandés pour les convertisseurs DC-DC [Dimitrov et al., 2020]. La tension fournie par le générateur n'est pas toujours adéquate à celle de la charge, particulièrement s'il y a des variations de conditions extérieures. Plusieurs topologies de convertisseurs ont été développées dans la littérature pour adapter les tensions, permettant soit d'augmenter, de diminuer, ou d'offrir simultanément des fonctions d'abaissement et d'élévation. Ces topologies offrent une plus grande flexibilité face aux variations de tension, avec pour objectif d'atteindre une puissance nominale plus élevée au Point de Couplage Commun.

Les convertisseurs DC-DC peuvent être classifiés selon deux catégories principales : isolé ou non isolé [Sivakumar et al., 2016 ; Hariri et al., 2020 ; Alam et al., 2024], selon leurs nombres de phases ; monophasé ou multi-phase et peuvent être catégorisés selon une topologie classique ou topologie améliorée [Hossain & Rahim, 2018]. En considérant que l'onduleur (du deuxième étage d'adaptation) délivre une tension de sortie inférieure à sa tension d'entrée, l'ajout d'un convertisseur survolteur est alors souhaité [Schimpf & Norum, 2008]. En effet, malgré le nombre important de convertisseurs présents, il apparaît que du fait de l'amélioration de son rendement électrique aux fréquences de fonctionnement élevées, le convertisseur survolteur, ou ses variantes, est la topologie la plus répandue lors des applications photovoltaïques connectées au réseau [Ekam et al., 2022].

Les hacheurs se divisent en deux grandes catégories : les hacheurs isolés et non-isolés. Les hacheurs non-isolés comportent plusieurs types de convertisseurs, tels que le Buck [Rajamani et al., 2023], Boost [Ahmed et al., 2022b], Buck-Boost [Dimitrov et al., 2020], SEPIC [Vasumathi et al., 2023] et Cuk [Priyadarshi et al., 2022]. Ils sont généralement utilisés pour des applications où l'isolation galvanique entre l'entrée et la sortie n'est pas nécessaire. En revanche, les hacheurs isolés sont équipés d'un transformateur permettant d'offrir une

isolation entre l'entrée et la sortie. Parmi eux, on retrouve les topologies telles que le Flyback [Zhiguo & Zhou, 2013], Forward [Hwuet al., 2016], Push-Pull [Petit et al., 2012], ainsi que les convertisseurs Half-bridge et Full-bridge [Shen et al., 2012]. Ces derniers sont souvent utilisés dans des applications de plus grande puissance ou nécessitant une isolation électrique pour la sécurité ou la protection des composants.

- **Onduleur :**

L'onduleur, ou convertisseur DC-AC, est un composant crucial dans un système PV raccordé au réseau. Il assure la transformation du courant continu produit par le générateur GPV en un courant alternatif adapté au réseau. Les onduleurs à tension dits Voltage Source Inverter (VSI) sont les plus développés dans l'industrie [Fidone et al., 2023]. Une variété de configurations d'onduleurs est développée pour les systèmes GPV. Les onduleurs matriciels étant bidirectionnels, sont adéquats aux installations PV raccordées au réseau [Geury et al., 2019]. Ce type d'onduleurs élimine le besoin de grands condensateurs de liaison DC, cependant le nombre important d'interrupteurs représente le principal inconvénient qui augmente le coût du convertisseur DC-AC [Yousefi-Talouki et al., 2019].

Les onduleurs multi-niveaux ont été adoptés pour les applications à haute puissance. Ils fournissent une tension de sortie à différents niveaux discrets à partir de sources continues. La qualité de la tension de sortie est améliorée à mesure que le nombre de niveaux de tension augmente. Néanmoins, cette configuration nécessite un nombre élevé de commutateurs qui rend la topologie du convertisseur DC-AC plus compliquée et accroît son coût. La topologie la plus courante est celle à trois niveaux mais d'autres topologies ont été développées à savoir le convertisseur à point neutre, le convertisseur pont en H en cascade ainsi que le convertisseur flottant. Le convertisseur triphasé à deux niveaux est composé de six interrupteurs avec une diode de roue libre antiparallèle pour chaque interrupteur. Grâce aux avantages significatifs qu'il offre en termes de stabilité, flexibilité et qualité de puissance, c'est la configuration la plus répondue en système PV [Lekouagh et al., 2018].

## 1.3 Défauts des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau

### 1.3.1 Types et classification des défauts

Les défauts liés à la dégradation de composants, incertitudes de choix des composants ou défaillance du système représentent une source de pertes d'énergie Dégradation de composants,

incertitudes de choix des composants ou défaillance du système. Une brève définition des différents types de défauts qui peuvent nuire au bon fonctionnement d'un système PV est proposée dans cette section. Les défauts peuvent affecter les deux étages : le premier étage (côté DC), à commencer par les cellules arrivant à l'entrée de l'onduleur, le second étage (côté AC), intégrant l'onduleur et le réseau, [Hong & Pula, 2022]. La plupart des défauts sont du côté DC mais ceux du côté AC ont le plus d'impact comme reporté dans le tableau 1.2. Dans le formalisme de conversion GPV, les défauts les plus communs sont ceux de type Mismatch comme indiqués dans la figure 1.9.

L'effet Mismatch dans un système photovoltaïque se produit à l'intersection de modules ou de cellules photovoltaïques d'une même installation ne fonctionnant pas de manière uniforme. Cela étant dû aux facteurs temporels tels que l'ombrage partiel ou total des cellules PV du fait des impuretés, des nuages, d'arbres, de neige ou à des facteurs permanents tels que les tolérances de fabrication, la décoloration des cellules PV et les différences d'inclinaison [Meena et al., 2024 ; Sharma & Chandel, 2013 ; Hu et al., 2014].

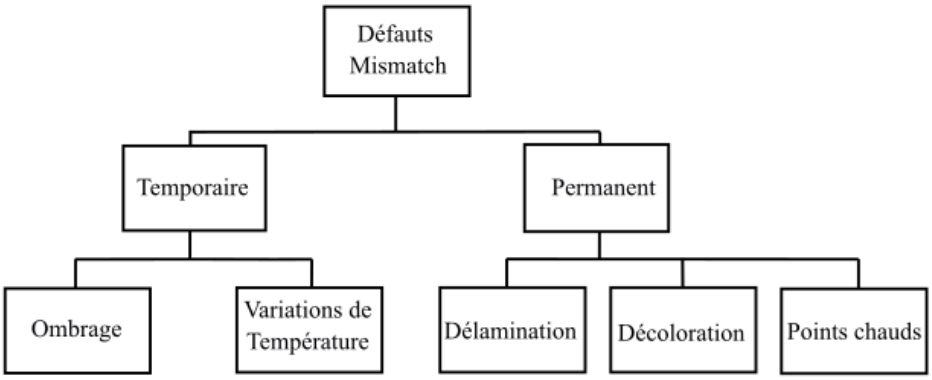



**Figure 1.9.** Défauts de Mismatch.

Ce type d'erreur entraîne une réduction de la production d'énergie, car le rendement du système est limité par les modules les moins performants. Ce déséquilibre peut aussi provoquer des points chauds (hot spots) et accélérer la dégradation des composants [Hu et al., 2014 ; Zhang et al., 2021].

Les contacts indésirables avec la terre dans un circuit électrique, ou défauts de terre, peuvent entraîner plusieurs problèmes, tels que des risques d'électrocution, des dysfonctionnements du système et augmenter le risque d'incendie. Les problèmes cités précédemment provoquent la dégradation, voire la détérioration des équipements et entraînent des pertes d'énergie [Zhao et al., 2011 ; Alam et al., 2015 ; Dhoke et al., 2019].

Le défaut d'arc électrique est dû à une interruption imprévue du courant, créant un arc entre deux conducteurs. Il est difficile d'éteindre un arc électrique du côté DC puisque le courant continu ne passe pas par des zéros périodiques. Ce phénomène produit une chaleur intense qui peut provoquer des incendies, des dégradations des équipements et des interruptions de service. Il résulte d'un mauvais contact, de l'usure des composants et de câbles endommagés [Alam et al., 2015 ; Osmani et al., 2023].

Le défaut de hacheurs est provoqué par la défaillance de composants électroniques (transistors, thyristors, MOSFETs) ou d'un défaut de la commande. Les problèmes de surtension, de surintensité ou de dissipation thermique peuvent endommager les composants électroniques. Par ailleurs, une commande non performante entraîne une mauvaise régulation de la puissance [Kumar & Elangovan, 2020].

Un dysfonctionnement de diode peut empêcher la circulation ou, au contraire, permettre le passage du courant dans les deux sens, i.e. un court-circuit. Ce défaut entraîne des surcharges qui risquent d'endommager les composants [Hamada et al., 2023 ; Dhakshinamoorthy et al., 2022].

Les défauts du côté du réseau peuvent être provoqués par divers facteurs. Les conditions climatiques extrêmes telles que les inondations, qui entraînent des coupures de courant, ou encore la foudre, qui génère une surtension. Le vieillissement des équipements contribue également aux risques de pannes. La surcharge du réseau, souvent durant les pics de consommation, peut provoquer des baisses de tension. Les erreurs humaines lors de la maintenance ou des opérations sur le réseau, ainsi que des problèmes de conception contribuent au développement de défauts. Ces défauts peuvent être uniformes : toutes les composantes du réseau augmentent ou diminuent équitablement, ou non-uniformes : une ou deux composantes sont affectées par le défaut. Le fonctionnement du système PV est alors dégradé, avec un risque de détérioration si le défaut persiste [Mar et al., 2019 ; Medeiros et al., 2003].

Les erreurs de synchronisation peuvent survenir à la suite de diverses causes, notamment des différences dans les fréquences, phases ou amplitudes des signaux des différentes sources. Une mauvaise gestion des systèmes de contrôle, de défaillance des dispositifs de protection ou l'absence de coordination lors de la mise en service de nouveaux équipements peut en être la cause[Luna et al., 2015].

**Tableau 1.2.** Catégories des défauts d'un système photovoltaïque connecté au réseau.

| Partie atteinte | Type de défaut | Cause | Impacts sur le système |
|---|---|---|---|
| **Côté DC** | Mismatch [Meena et al., 2024 ; Sharma & Chandel, 2013] | Non uniformité d'ensoleillement, de température ou de composants. | Dégrade la performance du système et provoque la détérioration du système si le défaut persiste. |
| | Terre [Zhao et al., 2011 ; Alam et al., 2015 ; Dhoke et al., 2019] | Contacts indésirables d'un circuit électrique avec la terre. Très répandus. | Peuvent provoquer des incendies. |
| | Arc électrique [Alam et al., 2015 ; Osmani et al., 2023] | Mauvais contact des fils électriques ou composants montés. | Provoque une augmentation de la chaleur conduisant à des incendies. |
| | Hacheur [Kumar & Elangovan, 2020] | Dégradation des performances de la commande MPPT. Défaillance d'un ou plusieurs interrupteurs. | Système ne fonctionnant plus sur le GMPP. |
| | Circuit ouvert [Osmani et al., 2023] | Lignes conductrices de courant en série avec la charge interrompues ou ouvertes. | Réduit la performance du système PV, ne cause pas des dégâts. |
| | Diode by-pass [Hamada et al., 2023 ; Dhakshinamoorthy et al., 2022] | Diode cessant de conduire le courant ce qui peut empêcher la chaîne de fonctionner correctement et entraîne le dysfonctionnement de la chaîne. | Conduit à une surcharge pour les autres chaînes. |
| **Côté AC** | Réseau [Mar et al., 2019 ; Medeiros et al., 2003] | Global où les composants du réseau sont réduits ou augmentés équitablement. Locale où les trois composantes de la tension du réseau sont déséquilibrées. | Création d'une surtension et/ou surcharge provoquant l'instabilité du système, l'échauffement et même la détérioration si le défaut persiste. |
| | Erreur de synchronisation [Luna et al., 2015] | Paramètres de l'onduleur non conformes à ceux du réseau. Défaillance de la synchronisation du système. | Dysfonctionnement du système amenant à des pertes d'énergie. |

### 1.3.2 Systèmes de protection contre les défauts

Afin d'optimiser la durée de vie d'un système photovoltaïque, une stratégie de protection électrique doit être adoptée et mise en place. Ceci évitera les pannes destructrices et les pertes de Mismatch. Dans la littérature, il existe deux types de protection classique applicables pour tous les systèmes PV : protection par diodes anti-retour et protection par diodes by-pass.

#### 1.3.2.1 Diodes anti-retour

La diode anti-retour dite aussi diode à roue libre est un composant électronique crucial dans les installations PV permettant d'éviter les problèmes liés à la rétroaction de courant [Teo et al., 2020]. Ce phénomène peut apparaître lorsque les panneaux PV sont interconnectés en parallèle ou si le générateur PV ne produit pas d'énergie, comme pendant la nuit ou lors de périodes d'ombre, il y a un risque que le courant s'écoule vers les panneaux [Teo et al., 2020].

#### 1.3.2.2 Diodes by-pass

Les diodes by-pass permettent d'isoler les cellules ombragées ou endommagées, et d'éviter les points chauds qui peuvent détruire les cellules ombrées, protégeant ainsi le module photovoltaïque. Un générateur PV et composé de plusieurs modules, entre ces modules montés en série des diodes by-pass viendraient se placer à l'intérieur de chaque module, cependant, l'ajout de ces diodes entrainera des pertes [Vieira et al., 2020].

### 1.3.3 Influence des conditions environnementales

Dans le formalisme de conversion de l'énergie solaire, une cellule photovoltaïque est très sensible aux variations de l'irradiation et de la température. En effet, la caractéristique courant-tension d'un module PV dépend fortement de ces conditions atmosphériques [Rusirawan & Farkas, 2014].

Comme montré à la figure 1.10, l'augmentation de l'irradiation accroît proportionnellement le courant du court-circuit alors qu'une faible variation est constatée au niveau de la tension de circuit ouvert $V_{oc}$. Par ailleurs, la diminution de la température tout en conservant une irradiation fixe fait proportionnellement progresser la tension de circuit ouvert. Alors que la diminution du courant de court-circuit n'est pas très remarquable. Afin de garantir une puissance optimale générée, il faut s'assurer que la température soit faible et que l'irradiation soit importante, ce qui n'est pas toujours évident. Cependant, il est très fréquent

d'avoir plus qu'un seul optimum de puissance générée, appelés points locaux de puissance maximale LMPP (pour Local Maximum Power Point), Figure 1.11. Ce phénomène est dû à l'ombrage d'une partie ou de plusieurs parties de l'installation PV, connu sous le nom de conditions d'ombrage partiel PSC (pour Partial Shading Conditions). L'ombrage partiel pouvant être provoqué par des impuretés, de la neige, des branches ou des nuages qui font que l'irradiation n'est pas identique sur toute la surface des panneaux de l'installation.

## 1.4 Stratégies de commande de systèmes photovoltaïques

### 1.4.1 Objectifs de commande et défis techniques

Afin de fournir une puissance maximale à la sortie d'un générateur PV, il est crucial de travailler au point de puissance maximale MPP (pour Maximum Power Point) et maintenir des caractéristiques stables malgré les variations des conditions environnementales. Cependant, comme évoqué précédemment, la courbe caractéristique d'un générateur PV dépend fortement de ces conditions climatiques. Pour cela, le recours à des techniques de commande et de gestion, de nature mécanique comme les suiveurs de soleil [Baouche et al., 2022 ; Awasthi et al., 2020], et/ou d'aspect électrique comme les solutions électroniques et algorithmiques moyennant les interfaces de conversion statique DC et AC ainsi que les outils de régulation analogique et/ou numérique [Sarvi & Azadian, 2022 ; Podder et al., 2019], reste envisageable afin de garantir un bon suivi du point de puissance maximale dit MPPT (pour Maximum Power Point Tracking).

La commande MPPT par solution mécanique, i.e. trackers solaires, peut accroître la production d'énergie électrique capturée en modifiant la direction du panneau de manière à suivre la trajectoire de soleil [Ramful & Sowaruth, 2022]. Une catégorisation des suiveurs de soleil est donnée selon la configuration du système PV par [Kumar et al., 2021], : passive, semi-passive, chronologique, manuel, à deux axes, etc. Néanmoins, le coût très élevé , la maintenance difficile et la commande complexe font que cette configuration n'est pas recommandée pour les applications industrielles [Kuttybay et al., 2020]. En outre, l'utilisation d'un suiveur de soleil ne fournit pas toujours une meilleure performance que celle d'un système PV fixe.

Dans cette étude, l'intérêt est porté sur la commande MPPT à aspect électrique qui assure l'identification et le maintien du point de puissance maximale. Il est à noter que ces points de fonctionnement ne sont pas connus à l'avance et peuvent être locaux LMPP ou globaux GMPP. De plus, il n'est pas possible de savoir à quel moment ils vont être modifiés, ce qui rend la tâche de capture de puissance maximale plus difficile. La commande MPPT a attiré l'attention de

plusieurs chercheurs depuis des années rendant la littérature bien développée dans ce cadre. Étant donné le nombre d'articles publiés sur la commande MPPT de systèmes PV, autonomes et/ou raccordés au réseau, une présentation des algorithmes MPPT les plus répandus est passée en revue tout en précisant les avantages et les inconvénients de chaque solution.

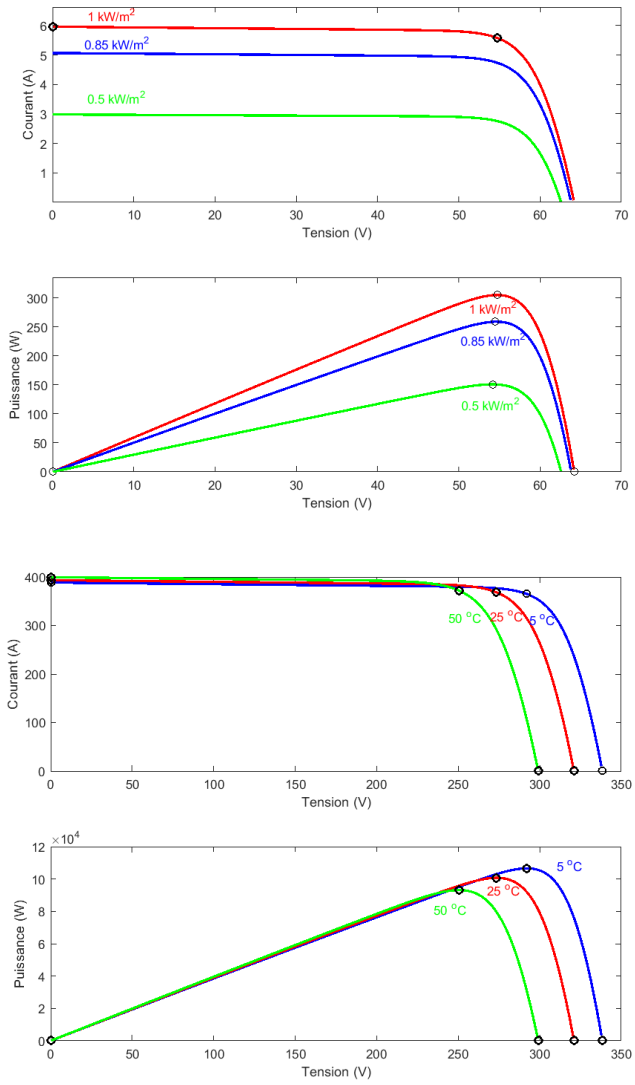



**Figure 1.10.** Influence de l'environnement extérieur : (a) changement de l'irradiation, (b) changement de la température.

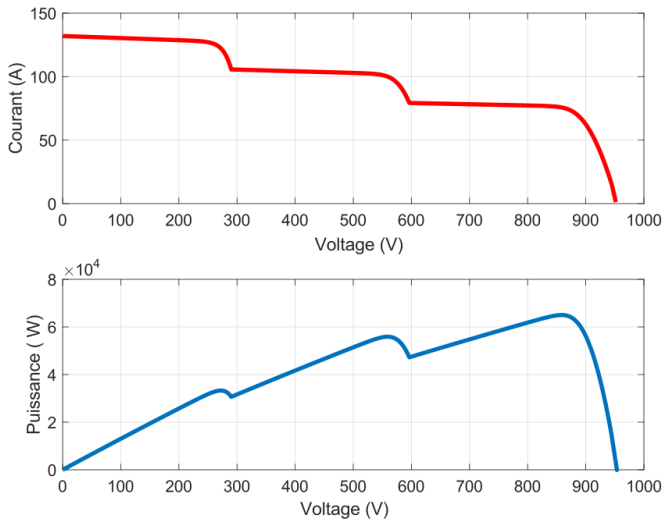



**Figure 1. 11.** Courbes caractéristiques d'une installation PV sous différents ombrages.

## 1.4.2 Algorithmes de commande MPPT

### 1.4.2.1 Algorithme P&O

L'algorithme P&O (pour Perturb & Observe) est la technique MPPT la plus largement répandue pour le suivi du maximum de puissance générée en raison de sa simplicité d'implémentation [Christopher & Ramesh, 2013 ; Yahyaoui et al., 2016]. Bien que son efficacité soit un peu limitée lors des changements de conditions d'environnement [Sera et al., 2013], cet algorithme reste une option fiable grâce à sa robustesse [Katche et al., 2023]. Plusieurs chercheurs ont introduit diverses améliorations à l'algorithme P&O de manière à accroître ses performances et capacités.

Dans [Liu & Lopes, 2004], les auteurs ont proposé un algorithme P&O à pas variable. Ce pas de traitement est commandé par un contrôleur PID dont les paramètres de réglage sont optimisés moyennant un algorithme génétique. Les résultats démontrent une réduction de l'oscillation, du dépassement et du temps de réponse, ce qui améliore davantage la récupération de l'énergie électrique et l'efficacité par rapport au P&O conventionnel. Dans [Ali & Mohamed, 2022], la courbe caractéristique puissance-tension d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique est divisée en plusieurs secteurs en fonction de la tension en circuit ouvert estimée. Les auteurs ont procédé à l'application des larges pas de perturbation pour les secteurs éloignés du point GMPP et des pas de petites tailles pour les autres secteurs afin d'accélérer la vitesse de suivi MPPT tout en minimisant les oscillations en régime permanent. D'autres auteurs ont envisagé l'hybridation de la technique P&O avec les algorithmes métaheuristiques et/ou l'intelligence artificielle. Ces solutions d'hybridation ont été généralement adoptées pour

une première localisation du voisinage des points GMPP puis l'algorithme conventionnel P&O est utilisé pour des pas plus précis [Mohanty et al., 2017 ; Sundareswaran et al., 2016 ; Farzaneh, 2020].

### 1.4.2.2 Algorithme de conductance incrémentale

L'algorithme de conductance incrémentale (INC) est une autre technique MPPT visant à localiser et suivre le point de puissance maximale pour les systèmes de conversion de l'énergie renouvelable [Twaha et al., 2017 ; Al-Dhaifallah et al., 2018]. L'algorithme INC partage le même inconvénient que l'algorithme P&O et est plus compliqué. Des modifications à la technique INC-MPPT ont été apportées au cours des années pour améliorer ses performances de suivi.

L'incrément de l'algorithme développé par [Lee et al., 2006], varie selon la position du point de fonctionnement par rapport au MPP. La valeur d'incrémentation augmente si le point de fonctionnement est éloigné du MPP afin de s'en rapprocher le plus rapidement et diminue en se rapprochant du MPP jusqu'à ce que les deux points soient superposés. Des calculs de la conductance ont été intégrés par [Liu et al., 2008] pour mieux détecter et réagir aux changements brusques d'irradiation. Plusieurs travaux ont visé l'amélioration de l'algorithme INC-MPPT en modifiant le pas d'incrémentation de façon variable au lieu d'un pas fixe [Singh et al., 2021 ; Chellakhi et al., 2022b]. Cette approche permet de réduire le temps nécessaire pour atteindre le point MPP après une perturbation. Cependant, ces améliorations n'étaient pas suffisantes pour avoir un système de suivi fiable. Pour ce faire, des améliorations ont été proposées par [Tey & Mekhilef, 2014] de manière à rendre la technique INC à pas variable encore plus fiable en optimisant la recherche du MPP. De plus une marge de changement de conductance est appliquée et cette méthode propose trois tailles de pas permettant d'extraire le MPP du générateur photovoltaïque.

### 1.4.2.3 Approches MPPT par logique floue et réseaux de neurones artificiels

Les réseaux de neurones et la logique floue sont deux approches populaires dans les domaines du contrôle de processus industriels, notamment pour la commande MPPT des systèmes photovoltaïques.

L'idée de la logique floue a été initiée par Lotfi Zadeh de l'Université de Californie à Berkeley [Zadeh, 1996]. Elle permet de gérer l'incertitude et l'imprécision en utilisant des règles basées sur des ensembles flous. Les règles floues sont formulées à partir des paramètres du

système photovoltaïque. Les entrées du contrôleur flou comprennent l'erreur ainsi que la variation de l'erreur de la tension, du courant ou de la puissance. Le signal d'erreur peut être estimé en fonction du rapport entre la variation de la puissance de sortie et la variation de la tension de sortie extraites du système PV. La sortie de la logique floue génère une variation du rapport cyclique, permettant d'ajuster le rapport cyclique pour atteindre le Point de Puissance Maximale (PPM) [Ozdemir et al., 2017 ; Derbeli et al., 2023]. [Bendi et al., 2014] ont élaboré une commande MPPT, basée sur la logique floue qui est adaptée pour la commande d'un convertisseur abaisseur d'un système PV relié à une batterie de stockage. Une étude comparative est présentée avec la technique P&O, dans des environnements variables, afin de démontrer l'efficacité de la méthode employée. Les auteurs [Chaicharoenaudomrung et al., 2020], proposent une commande hybride basée sur la logique floue et l'algorithme standard P&O pour le suivi du PPM d'un système éolien connecté à une charge résistive. La logique floue est employée en premier lieu pour choisir une taille adéquate du pas du P&O. L'approche proposée montre une efficacité et une fiabilité accrues. [Soufi et al., 2017] ont proposé une nouvelle technique adaptative basée sur l'algorithme métaheuristique PSO qui ajuste automatiquement les fonctions d'appartenance d'entrées et de sortie du contrôleur FLC. L'avantage principal de cette méthode réside dans la capacité à suivre le MPP, même dans des conditions environnementales extrêmes, avec une réduction significative des oscillations.

Les réseaux de neurones artificiels (ANN), inspirés du fonctionnement du cerveau humain, sont capables d'apprendre et de s'adapter à des conditions variées grâce à une architecture composée de couches interconnectées [McCulloch & Pitts, 1943]. Cette aptitude à l'adaptation est particulièrement recherchée dans les stratégies de commande d'algorithme MPPT. L'ANN traite les données atmosphériques (l'irradiation et la température) ou les données du système PV (le courant et la tension), ou un mix des deux pour l'apprentissage. Les paramètres doivent être enregistrés sur une longue période de manière à déterminer les paramètres de réglages (pondérations et biais) et déchiffrer les relations complexes entre les variables d'entrée et de sortie. Le réseau de neurones permet de prédire la tension de référence [Gündoğdu & Çelikel, 2020 ; Hussain et al., 2023] et/ou la puissance générées afin d'ajuster les réglages du convertisseur DC-DC permettant d'atteindre le MPPT. [Rizzo & scelba, 2015] ont développé une méthode basée sur l'ANN où la tension et le courant du générateur PV sont mesurés périodiquement à un intervalle de quelques secondes. À chaque période, la variation de puissance est comparée à un seuil prédéfini. L'ANN fournit une estimation initiale du point de départ, puis la méthode P&O est employée pour améliorer le résultat final. Des résultats

cohérents ont été obtenus, mettant en évidence la robustesse de la méthode face aux variations environnementales. [Kamoona et al., 2024] suggèrent une commande hybride en ligne basée sur l'algorithme métaheuristique de loups gris et l'ANN. L'objectif est de mettre en œuvre un MPPT intelligent pour une centrale photovoltaïque de 400 kW. Les résultats montrent que la technique proposée est plus robuste aux changements rapides des conditions extérieures et qu'elle surpasse les techniques standards en termes de production énergétique.

L'inconvénient de cette approche est que le réseau de neurones est entraîné sur des caractéristiques spécifiques d'un système PV qui vont évoluer au cours du temps. Le même algorithme nécessitera donc d'autres apprentissages qui permettront d'assurer le suivi du MPPT et ne sera pas performant sur d'autres systèmes PV [Karami et al., 2017].

### 1.4.3 Approches MPPT par commande directe de puissance

La commande de puissance consiste à optimiser l'onduleur, généralement à deux niveaux. La régulation de la tension et du courant du système s'effectue pour contrôler indépendamment la puissance active et réactive et les adapter au réseau. Différentes stratégies de commande, plus particulièrement le contrôle orienté de tension VOC (pour Voltage Oriented Control), contrôle direct de puissance DPC (pour Direct Power Control) existent dans la littérature [Ouchen et al., 2019 ; Lekouaghet et al., 2018]. Commande directe DPC ou indirecte VOC, le principe reste le même, à savoir contrôler la tension du circuit intermédiaire (bus continu DC) ainsi que les courants alternatifs du côté AC [Teodorescu et al., 2011].

Basée sur les transformations de Park et de Clark, la stratégie VOC adopte deux boucles de commande : une boucle interne qui contrôle le courant, et une autre boucle externe chargée de la régulation de la tension du bus DC. La méthode DPC garde le même principe sauf qu'elle s'épargne de la boucle de contrôle du courant, d'où son nom « Direct Control». En effet, le contrôle de l'onduleur se fait sans découplage des boucles de contrôle et souvent sans PWM (pour Pulse Width Modulation). En se basant sur les erreurs entre les valeurs mesurées et estimées de puissances, les états du convertisseur sont choisis selon une table de commutation [Teodorescu et al., 2011 ; Ahmed et al., 2022]. Le contrôle DPC est le plus simple étant donné qu'il demande moins de manipulation. Cependant, son principal inconvénient résulte des fortes oscillations qu'il présente contrairement au VOC qui est beaucoup plus stable [Ahmed et al., 2022].

## 1.5 Métaheuristiques pour l'optimisation difficile

### 1.5.1 Concepts de l'optimisation difficile

L'optimisation a pour but de choisir parmi l'ensemble des configurations possibles traitant d'un problème, la configuration optimale qui satisfasse les contraintes et optimise les critères. Ces critères sont généralement représentés, dans le cas d'optimisation mono-objectif, par une fonction dite fonction objectif ou fonction coût. Dans le cas d'optimisation multi-objectif, on parle d'un ensemble (vecteur) de fonctions objectifs.

Un problème d'optimisation est défini généralement par une ou plusieurs fonctions objectifs $f$, que l'on cherche à minimiser ou à maximiser par rapport à tous les paramètres concernés, appelés variables de décision, et qui sont les inconnus du problème. Des contraintes, caractérisant la topologie de l'espace de recherche, sont souvent ajoutées. Un problème d'optimisation sous contraintes est alors défini sous la forme générique suivante [Dréo et al., 2006 ; Collette & Siarry, 2002 ; Yang, 2010] :

$$\begin{cases} \underset{\boldsymbol{X}\in\mathcal{F}\subseteq\mathcal{D}\subseteq\mathbb{R}^m}{\text{Minimiser}}\ f(\boldsymbol{X}) \\ \text{sous contraintes :} \\ g_i(\boldsymbol{X}) \le 0,\ i=1,\ldots,m_g \\ h_j(\boldsymbol{X}) = 0,\ j=1,\ldots,m_h \end{cases} \tag{1.9}$$

où $\boldsymbol{X}=(x_1,x_2,\ldots,x_m)$ les variables de décision du problème, $f:\mathbb{R}^m\to\mathbb{R}$ la fonction objectif à minimiser, $g_i:\mathbb{R}^m\to\mathbb{R}$ et $h_i:\mathbb{R}^m\to\mathbb{R}$ représentent, respectivement, les contraintes de type inégalité et égalité, $\mathcal{D}=\left\{\boldsymbol{X}\in\mathbb{R}^m;\boldsymbol{X}_{\min}\le\boldsymbol{X}\le\boldsymbol{X}_{\max}\right\}$ étant l'espace de recherche et $\mathcal{F}=\left\{\boldsymbol{X}\in\mathcal{D}\subseteq\mathbb{R}^m;g_i(\boldsymbol{X})\le 0 \text{ et } h_j(\boldsymbol{X})=0\right\}$ le domaine de faisabilité.

Dans la théorie d'optimisation, on distingue les problèmes « discrets », dits aussi combinatoires, et les problèmes à variables continues. Des problèmes mixtes peuvent être également rencontrés. Parmi les problèmes combinatoires, on retrouve le célèbre problème du voyageur de commerce dont il s'agit de minimiser la longueur de tournée lors de la visite d'un certain nombre de villes, avant de retourner à la ville de départ. Un exemple de problème continu est celui de l'identification des paramètres d'un modèle numérique pour un processus dynamique. Les problèmes dits d'optimisation difficile sont les problèmes pour lesquels on ne connaît pas d'algorithme exact polynomial pour la résolution. C'est le cas des problèmes NP-

difficiles pour lesquels on conjecture qu'il n'existe pas de constante *n* telle que le temps de résolution soit borné par un polynôme d'ordre *n*. Les problèmes d'optimisation à variables continues pour lesquels on ne connaît pas d'algorithme permettant de repérer un optimum global à coup sûr et en un nombre fini d'itérations font aussi partie des problèmes d'optimisation difficile. D'autres exemples de difficultés peuvent être soulignées comme l'existence de nombreuses variables présentant des corrélations non identifiées, la présence de bruit, la non-convexité et la non-différentiabilité de la fonction objectif, parfois accessible uniquement par simulation, ce sont les problèmes d'optimisation non analytique en les paramètres.

Reposant sur un ensemble commun de concepts algorithmiques, les métaheuristiques, comme algorithmes non conventionnels inspirés de la nature, sont jugés bien adaptés et suffisamment efficaces pour les problèmes d'optimisation difficile. La section qui suit, passe en revue les aspects généraux de cette famille d'algorithmes ainsi que leurs principales caractéristiques algorithmiques.

## 1.5.2 Algorithmes métaheuristiques

### 1.5.2.1 Généralités

Apparues principalement à partir des années 1980, avec une ambition commune : résoudre au mieux les problèmes dits d'optimisation difficile, les métaheuristiques sont des algorithmes d'optimisation difficile qui reposent sur un ensemble commun de caractéristiques [Collette & Siarry, 2002 ; Yang, 2010 ; Barchiesi & Kessentini, 2020 ; Chopard & Tomassini, 2018] :

- elles sont, au moins pour partie, stochastiques, ce qui permet de faire face à l'explosion combinatoire des possibilités ;
- directes, étant donné qu'elles ne nécessitent pas de calcul, souvent problématique, des gradients de la fonction objectif ;
- inspirées par analogies : avec la physique (recuit simulé), avec la biologie (algorithmes évolutionnaires), avec l'éthologie (essaims particulaires, colonies de fourmis), etc. ;
- difficulté de réglage des paramètres de contrôle et temps de calcul parfois élevé.

Au contraire des heuristiques, qui sont développées spécialement pour un problème bien particulier, les métaheuristiques peuvent s'adapter à n'importe quel type de problème d'optimisation et donnent souvent de bons résultats. Ce sont des méthodes génériques pouvant optimiser une large gamme de problèmes de conception, sans nécessiter de changements

profonds de l'algorithme employé. Dépassant le cadre de l'optimisation mono-objectif, les métaheuristiques se prêtent facilement à des extensions dont les principales portent sur l'optimisation multi-objectif, multimodale et dynamique, l'adaptation aux problèmes à variables continues et aux problèmes bruités, la parallélisation et l'hybridation [Collette & Siarry, 2002]. Ce sont des algorithmes itératifs ayant pour but la recherche de « bonnes » solutions à des problèmes d'optimisation difficile pour lesquels on ne dispose pas de méthodes exactes plus efficaces sachant que la recherche directe de la meilleure solution pourrait nécessiter un temps de calcul prohibitif. L'intérêt des métaheuristiques réside ainsi dans leur capacité à s'échapper des optima locaux, problème fréquemment rencontré en optimisation. Ceci peut être accompli soit en acceptant une dégradation de la fonction objectif au cours de sa progression (c'est le cas des méthodes à caractère local), soit en manipulant toute une population de solutions et en les faisant évoluer dans l'espace de recherche.

Dans la littérature, plusieurs métaheuristiques ont été proposées, d'autres sont en cours d'apparition. Il est alors impossible de produire une liste exhaustive de ces techniques. Un état de l'art sur le sujet montre un grand nombre de variantes et d'hybridations entre méthodes. A titre illustratif, nous citons celles qui sont les plus connues [Gendreau & Potvin, 2010] :

- la méthode de recuit simulé ;
- la recherche avec tabous ;
- les algorithmes évolutionnaires, en particulier, les algorithmes génétiques ;
- les algorithmes de colonies de fourmis et d'abeilles artificielles ;
- les essaims particulaires ;
- la méthode GRASP ;

et d'autres, plus récentes, comme :

- l'algorithme TLBO (Teaching-Learning Based Optimization) ;
- l'algorithme GWO (Grey Wolf Optimizer ) ;
- l'algorithme GSA (Gravitational Search Algorithm) ;
- l'algorithme WCA (Water Cycle Algorithm) ;
- l'algorithme CSA (Crow Search Algorithm) ;
- etc.

### 1.5.2.2 Source d'efficacité des métaheuristiques

Lorsque l'espace de recherche, dit aussi espace des configurations possibles, présente une structure aussi tourmentée, il est difficile de repérer le minimum global du problème. Pour la résolution, on a souvent recourt à un algorithme itératif classique de type descente du gradient.

Partant d'une configuration initiale, choisie au hasard, on essaie une modification élémentaire appelée mouvement que l'on compare à des valeurs de la fonction objectif, avant et après cette modification. Si le mouvement conduit à une diminution du coût est accepté et la configuration obtenue (voisine de la précédente), sert de point de départ pour un nouvel essai. Dans le cas contraire, on revient à la configuration précédente, avant de faire une autre tentative. Le processus est itéré jusqu'à ce que toutes modifications rendent le résultat moins bon. En général, ce genre de processus d'amélioration itérative ne conduit pas, à un minimum absolu, mais seulement à des minima locaux qui dépendent de la condition initiale. On parle ainsi du problème de piégeage dans un minimum local [Collette & Siarry, 2002]. Appliquer plusieurs fois, avec des conditions initiales différentes, et prendre le meilleur des minimums locaux obtenus, est une alternative qui permet d' améliorer l'efficacité de cette approche. Cependant, cette procédure augmente sensiblement le temps de calcul de l'algorithme et ne garantit pas une configuration optimale trouvée.

Pour surmonter ce piégeage des minima locaux, une solution intéressante consiste à autoriser de temps en temps, des mouvements de remontée, en acceptant une dégradation temporaire de la situation lors du changement de la configuration courante. Un mécanisme de contrôle des dégradations, spécifique à chaque métaheuristique, permet d'éviter la divergence du procédé et/ou la convergence prématurée. Une telle idée fructueuse est à la base de toutes les métaheuristiques de voisinage permettant de partir explorer une autre région de l'espace de recherche plus prometteuse. Les métaheuristiques distribuées ont elles aussi des mécanismes propres permettant de s'échapper des minimas locaux.

### 1.5.2.3 Classification des métaheuristiques

Une classification des méthodes d'optimisation monoobjectif, y compris les métaheuristiques, est menée par [Collette & Siarry, 2002]. Diverses autres classifications ont largement été retenues dans la littérature. Une classification selon la manière de recherche de solutions « optimales » faisant intervenir les métaheuristiques de voisinage et les métaheuristiques distribuées.

- **Méthodes de voisinage :** dites aussi méthodes de recherche locale, de parcours ou de trajectoires, sont des métaheuristiques qui consistent à faire évoluer une seule solution, en améliorant progressivement sa qualité dans un voisinage spécifié. Généralement, la recherche s'arrête lorsqu'une solution localement optimale est trouvée, c'est à dire à partir du moment qu'il n'existe plus de meilleures solutions dans le voisinage. Des mécanismes spécifiques à chaque méthode ont été proposés afin de s'échapper des minima locaux. Il s'agit d'autoriser à l'opérateur de recherche des mouvements de remontée pour lesquels la nouvelle solution retenue sera de qualité moindre que la précédente. L'efficacité de ces approches dépend étroitement de la qualité de solutions initiales choisies. Les méthodes de recuit simulé et de recherche Tabou sont les plus connues.

- **Méthodes distribuées :** dites aussi méthodes de population ou de recherche globale, elles sont les métaheuristiques qui font évoluer à chaque itération un ensemble de solutions dit population d'individus plutôt qu'une seule solution. Le fait d'interrompre l'algorithme à chaque instant en obtenant, sinon la meilleure solution, du moins une bonne solution, est toutefois possible. Les méthodes distribuées les plus connues par cette classe sont les algorithmes génétiques ou à stratégie d'évolution, les algorithmes des essaims particulaires, les algorithmes de colonie des fourmis, etc.

### 1.5.2.4 Concepts généraux et caractéristiques algorithmiques

D'une manière générale, la plupart des métaheuristiques reposent sur un ensemble commun des concepts décrits comme suit.

- **Intensification et diversification :** toutes les métaheuristiques s'appuient sur un équilibre entre deux principaux concepts à savoir l'intensification et la diversification de la recherche. L'intensification, dite aussi l'exploitation, permet la recherche des solutions prometteuses en exploitant les régions les plus intéressantes de l'espace de recherche. Elle tente ainsi d'améliorer la pertinence des informations disponibles. Quant à la diversification ou l'exploration, elle vise à accroître la quantité de ces informations, en explorant de nouvelles régions de l'espace de recherche susceptibles de contenir des solutions candidates au problème. Elle met en place des stratégies qui permettent d'échapper à des minima locaux.
- **Mémoire et apprentissage :** De manière à guider le processus d'optimisation aux itérations suivantes, les métaheuristiques utilisent l'historique de leur recherche.

L'information recueillie par l'algorithme est ainsi sauvegardée. La mémoire est le support d'apprentissage, qui permet à l'algorithme de ne tenir compte que des régions dites intéressantes ou prometteuses, dans lesquelles l'optimum global est susceptible de se trouver, permettant ainsi d'éviter les optima locaux.

- **Voisinage :** Il s'agit de l'ensemble de solutions pouvant être recueillies par une série de transformations données. On désigne parfois par le terme voisinage l'ensemble des transformations considérées. Pour les problèmes combinatoires, le voisinage a un impact important sur le comportement d'une métaheuristique. Pour des problèmes continus, la notion même de voisinage est plus difficile à cerner.

### 1.5.3 Quelques métaheuristiques populaires de pointe

#### 1.5.3.1 Algorithme d'essaims particulaires PSO

La méthode d'optimisation par essaims particulaires PSO (pour Particle Swarm Optimization) a été proposée en 1995 par James Kennedy et Russel Eberhart [Eberhart & Kennedy, 1995].

Le principe de base de cette technique d'optimisation récente est décrit comme suit. Au départ de l'algorithme, les particules de l'essaim sont réparties au hasard dans l'espace de recherche. Chaque particule, solution potentielle du problème, est caractérisée par une position et une vitesse aléatoire. Cette particule est capable d'évaluer la qualité de sa position au sens du critère à optimiser et de garder en mémoire la meilleure position atteinte ainsi que la qualité associée. Elle peut également connaître la meilleure position atteinte par ses voisines, appelées informatrices. Partant de sa position courante, la particule se déplace en effectuant une combinaison des trois tendances à l'aide des poids accordés, appelés coefficients de confiance, Figure 1.12 :

- Tendance aventureuse : continuer suivant l'actuelle direction de déplacement.
- Tendance conservatrice : aller vers la meilleure position déjà atteinte par la particule.
- Tendance panurgienne : aller vers la meilleure position globalement trouvée.

Visant l'amélioration de ses performances, des variantes de l'algorithme PSO ont été développées au cours des années. Proposée par Yuhui Shi et Russel Eberhart, la variante du PSO avec facteur d'inertie variable a été développée afin d'améliorer les capacités d'exploitation de l'algorithme [Shi & Eberhart,1999]. Une autre variante de l'algorithme PSO à solution globale (gbest) perturbée nommée pPSO a été proposée par Zhao Xinchao en 2010 [Xinchao, 2010]. L'avantage de cette dernière consiste à retenir, à chaque itération, une

distribution normale de la position globale de l'essaim, en se basant sur les concepts de la théorie des possibilités.

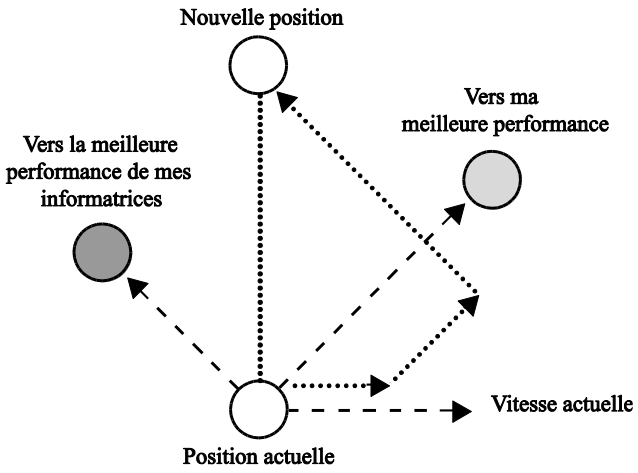



**Figure 1.12.** Mouvement d'une particule dans l'essaim.

L'algorithme PSO proposé par [Kornelakis et al., 2010 ; Belfkira et al., 2012] a été employé pour optimiser le dimensionnement du système PV. Le principe de cette méthodologie de dimensionnement consiste à déterminer la quantité et les types d'appareils à utiliser de manière optimale. De plus, la fonction objectif prend en considération plusieurs facteurs tel que les coûts d'investissement, d'exploitation, de maintenance, ainsi que les coûts des pertes pour un système PV connecté au réseau.

### 1.5.3.2 Algorithme de loups gris GWO

Introduit par [Mirjalili et al., 2014], la métaheuristique GWO (pour Grey Wolf Optimizer) est un algorithme de recherche globale motivé par la stratégie de chasse adoptée chez les loups gris dans la nature, Figure 1.13.

Une étude réalisée par [Gupta & Deep, 2019] a permis de mettre en œuvre l'algorithme GWO ainsi qu'une version améliorée de cet algorithme pour résoudre des problèmes d'optimisation. L'objectif est de pallier les problèmes de convergence prématurée tout en garantissant une convergence plus rapide. Pour accélérer la convergence, la technique d'apprentissage basée sur l'opposition a été introduite. L'efficacité de l'algorithme proposé a été évaluée à travers une étude comparative avec d'autres algorithmes. Cette étude a porté sur 16 problèmes d'optimisation à variables entières et mixtes, ainsi que sur deux problèmes d'application en ingénierie. L'algorithme amélioré GWO a montré des performances supérieures par rapport aux algorithmes existants.

L'algorithme GWO suggéré par [Pai & Tseng, 2019], pour l'optimisation d'une stratégie MPPT, permet tout en intégrant des informations sur l'impédance d'améliorer les performances d'un système PV sous ombrage. Validée par des simulations numériques, la technique vise à améliorer l'efficacité du système contrôlé. Comparées à d'autres algorithmes homologues tels que Whale Optimization Algorithm (WOA), Grasshopper Optimization Algorithm (GOA) et Salp Swarm Algorithm (SSA), le solveur GWO montre de meilleures performances en termes de faisabilité et d'efficacité numérique [Al-Shamma'a et al., 2020].

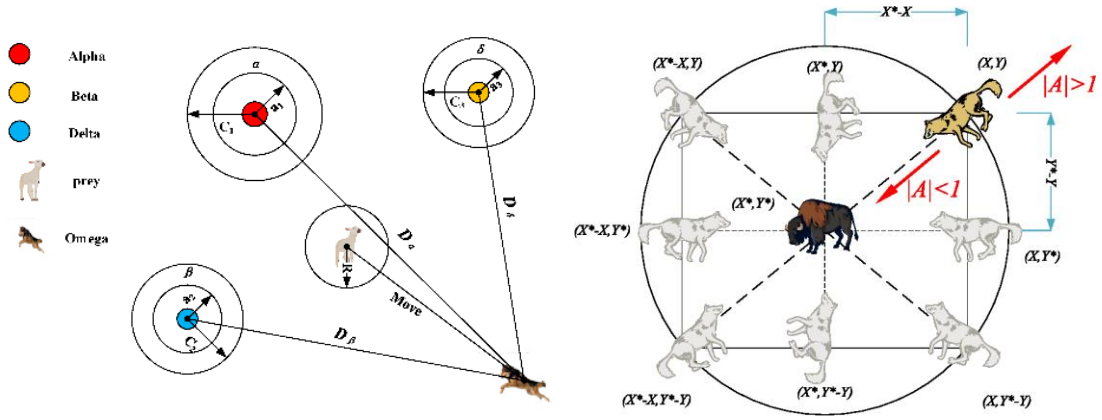



**Figure 1.13.** Hiérarchie et stratégie chasse des loups gris [Mirjalili et al., 2014].

[Long et al., 2020], ont présenté un algorithme hybride, à savoir la technique GWO combinée à la recherche par l'algorithme de Cuckoo (GWOCS). Cette hybridation est retenue dans le but d'extraire rapidement, et avec une meilleure précision, les paramètres de modèles de cellules PV en se basant sur des données expérimentales. Les paramètres des modules photovoltaïques et de l'onduleur proposé par [Ebi et al., 2022], ont été choisis en tant que variables de décision du problème d'optimisation défini. Dans ce travail, l'algorithme GWO a été employé pour concevoir un système PV installé sur un toit. La technique a prouvé sa capacité à maximiser l'efficacité du système en sélectionnant les modèles optimaux pour le module photovoltaïque et l'onduleur parmi 729 options. L'approche GWO offre une précision équivalente à celle des techniques d'intelligence artificielle, tout en réduisant le temps de calcul.

### 1.5.3.3 Algorithme de cycles d'eau WCA

S'inspirant de la nature se basant sur le mécanisme du cycle de l'eau et la manière dont les rivières et les ruisseaux convergent vers la mer, cet algorithme a été proposé initialement par [Eskandar et al., 2012].

Pour une estimation effective des paramètres d'un module PV, une variante de l'algorithme WCA basée sur le taux d'évaporation a été employée dans [Kler et al., 2017]. Dans

[Javed et al., 2022], l'emploi de l'algorithme WCA a été justifié, grâce à son efficacité en termes d'exploration et d'exploitation, de surmonter le problème de piégeage des minima locaux et de sa performance à trouver l'extremum global de puissance maximale GMPP.

### 1.5.4 Analyse statistique et tests ANOVA pour l'optimisation

Dans la littérature, divers tests statistiques inférentiels ont été développés et peuvent être classés selon plusieurs critères : le nombre de facteurs (uni-varié, bi-varié et multi-varié), le nombre de groupes (deux ou plusieurs), le type de tests (paramétriques ou non paramétriques) ainsi que le test avec ou sans répétition de mesures [Pereira et al., 2015]. Le choix du test dépend du type de groupes et des données, mais tous les tests doivent suivre une démarche similaire. En effet, tous les tests statistiques reposent sur des hypothèses et suivent une procédure standard. L'hypothèse nulle (H0) postule qu'il n'y a pas de différence significative dans les données et que les observations sont dues au hasard, tandis que l'hypothèse alternative (H1), le contraire de H0, suggère qu'il existe des différences qui ne peuvent pas être expliquées par le hasard [Sadhu et al., 2018]. Pour évaluer ces hypothèses, il est nécessaire d'établir une règle de décision qui permette de choisir entre H1 et H0. En effet, le rejet de l'hypothèse nulle est déterminé selon le critère p-value, qui représente la probabilité d'obtenir les résultats observés. Si le critère p-value est inférieur au niveau de signification, généralement fixé à 5 % $\alpha = 0.05$ , alors, l'hypothèse nulle est rejetée. Dans ce cas, le recours aux tests post-hoc permettant de localiser les différences significatives est requis. Ainsi, la démarche fondamentale des tests statistiques reste cohérente bien que les méthodes spécifiques puissent varier.

Les tests paramétriques d'analyse de variance ANOVA (ANalysis Of VAriance) et ses variantes sont largement utilisés, à savoir le test uni-varié (ONE-WAY ANOVA) comparant un seul facteur, les tests bidimensionnels (TWO-WAY ANOVA) pouvant comparer deux variables, le test multi-varié (MANOVA) qui permet d'évaluer plusieurs variables et le test ANOVA à mesures répétées où une ou plusieurs variables sont comparées après plusieurs mesures [Scheffe, 1999 ; Sthle & Wold, 1989]. Cependant, la communauté scientifique favorise les tests non paramétriques, qui sont plus performants que les paramétriques [Pereira et al., 2015 ; Hollander et al., 2013]. Parmi ces tests, on recense ceux qui sont uni-variés tels que celui de Wilcoxon [Wilcoxon, 1945 ; Flores,1989], de Wilcoxon-Mann-Whitney [Chakraborty & Chaudhuri, 2015] ou encore de Kruskal-Wallis [Ostertagova et al., 2014] qui est l'alternative au test ONE-WAY ANOVA ainsi qu'au test multi-varié tant connu de Friedmann [Pereira et al., 2015].

Le test de Friedman est l'homologue non paramétrique de l'ANOVA à mesures répétées [Demšar, 2006 ; Pereira et al., 2015]. Cependant, il se base sur des rangs contrairement aux tests d'ANOVA qui repose sur des valeurs exactes. Par conséquent, il classe au rang un l'algorithme plus performant, i.e. dont la valeur moyenne la plus basse est obtenue, et au n$^{ième}$ rang l'algorithme qui comprend la valeur moyenne la plus élevée.

Le test de Friedman compare les rangs moyens des k algorithmes. Le rang moyen $R_j$ , est calculé par l'équation suivante :

$$R_j = \sum_i r_j^i,\ i \in \{1,2,\ldots,n\}\ et\ j \in \{1,2,\ldots,k\} \tag{1.10}$$

Où $r_j^i$ est le rang du $j^{ième}$ algorithme sur l' $i^{ième}$ ensemble de données, $n$ et $k$ représentent respectivement le nombre d'ensembles de données répertoriés et d'algorithmes reportés.

La statistique de Friedman, basée sur la distribution $\chi^2$ à $(k-1)$ degrés de liberté, est exprimée en fonction du rang moyen comme suit [Sheskin, 2003] :

$$\chi_r^2 = \frac{12}{nk(k+1)}\left[\sum_{j=1}^{k} R_j^{\,2}\right] - 3n(k+1) \tag{1.11}$$

L'amélioration des performances du test de Friedman basé sur la distribution $\chi^2$ a été démontré à partir de la distribution $F$ approximative proposée par [Iman & Davenport, 1980]. Cependant, la distribution $\chi^2$ est préférée et reste beaucoup plus utilisée [Pereira et al., 2015]. La statistique d'Iman- Davenport est basée sur la distribution $F$ à $(k-1)$ et $(k-1)(n-1)$ degrés de liberté, est représentée comme suit :

$$F = \frac{(n-1)\chi^2}{n(n-1)-\chi^2} \tag{1.12}$$

Le rejet de l'hypothèse nulle implique l'existence d'une différence significative entre les instances de données. Il est nécessaire d'exécuter des tests de type post-hoc [Pereira et al., 2015] pour localiser cette différence. Pour des comparaisons multiples, le contrôle du niveau de signification $\alpha$ de chaque test individuel peut ne pas suffire car peuvent accroître le risque d'erreur. Effectivement, il est possible de rejeter l'hypothèse nulle alors qu'elle est vraie ; ce type d'erreur en statistiques est noté erreur de type I. Etant donné qu'il est possible d'accepter

l'hypothèse nulle alors qu'elle est fausse, ce type d'erreur est donc notée erreur de type II [Holmes, 2017]. Ce genre de problème est appelé problème de multiplicité et est dû à l'action répétitive. Pour corriger ces erreurs, il est possible d'avoir recours aux tests post-hoc. Il est préférable de ne pas détecter une différence réelle plutôt que d'en affirmer une qui n'existe pas. C'est pourquoi les tests visant à limiter l'erreur de type I sont prioritaires. Les tests post-hoc tentent de réduire l'erreur de type I de manière à ce qu'il ne dépasse pas la valeur $\alpha$ prédéfinie. Ils sont nombreux et les plus répandus sont le respectivement les tests de Bonferroni-Dunn [Gracia et al., 2009 ; Dunn, 1961 ; Zar, 1999], de Holm [Holm, 1979] et de Wilcoxon-Nemenyi-McDonald-Thompson [McDonald, 2009].

Le test de Bonferroni Dunn est typiquement celui à utiliser après celui de Friedman [Sadhu et al., 2018 ; Liu et al., 2019]. Il est proposé pour une comparaison entre des paires ou entre plusieurs groupes à la fois, permettant de réduire l'erreur de type I. Le test de Bonferroni Dunn est plus facile à décrire et à visualiser car emploie le critère de différence (CD) pour toutes les comparaisons. La performance de deux algorithmes est dite significativement différente si l'écart entre leurs rangs moyens atteint ou dépasse CD. Ce dernier est donné par l'équation [Demšar, 2006 ; Sheskin, 2003] :

$$CD = q_\alpha \sqrt{\frac{k(k+1)}{6n}} \tag{1.13}$$

où $q_\alpha$ est la valeur critique utilisée pour une comparaison multiple non paramétrique qui est dérivée de la statistique de Student, ajustée en la divisant par $\sqrt{2}$.

## 1.6 Maximisation de la puissance de sortie de systèmes PV raccordés au réseau : Position du problème

L'étude bibliographique menée dans ce chapitre a montré que l'énergie photovoltaïque, comme source verte et inépuisable d'énergie, a connu un réel essor ces dernières décennies vu l'intérêt porté à la préservation de la nature et à la réduction de l'émission de carbone. Un objectif commun consiste à faire progresser les performances des commandes de systèmes PV pour l'optimisation de la production PV et maximiser ainsi la puissance de sortie de tout système photovoltaïque. Les installations PV raccordées au réseau, sont plus susceptibles de rencontrer des problèmes que les systèmes PV autonomes. Étant donné que la gestion de la puissance fluctuante des deux côtés DC et AC est cruciale, il importe d'éviter la dégradation de la production ainsi que la détérioration des modules photovoltaïques en cas extrêmes. En raison

de la nature intermittente de la production solaire, l'intégration de systèmes PV au réseau présente de nombreuses ouverture permettant de relever les nombreux défis à mener sur le sujet.

Les variations météorologiques, perturbant la production solaire ainsi que la stabilité du réseau constituent des problèmes redondants. Le développement des algorithmes de contrôle capables de suivre le point de puissance maximale dans le but de maximiser l'efficacité et minimiser les pertes devient crucial. Il est vrai que si la quantité de production d'énergie PV est un des objectifs à atteindre, il est toutefois nécessaire de veiller à répondre aux normes de connexions au réseau. Dans ce contexte, la fiabilité et la robustesse des systèmes GPV sont des critères directeurs de l'efficacité d'un système de contrôle PV. Les solutions proposées doivent alors être capables de faire face aux perturbations et aux défauts pouvant entraîner des dommages potentiels du système. Dans ce contexte, diverses stratégies de contrôle permettant d'atteindre les objectifs de commande mentionnés ci-dessus avec un coût et un temps de conception réduit ont été développées. La plus commune de ces stratégies étant l'intégration des régulateurs PI, ou autres plus sophistiqués.

Cependant, les paramètres des contrôleurs PI sont souvent sélectionnés par une méthode chronophage d'essais-erreurs ou par des techniques traditionnelles comme le placement des pôles, l'optimum symétrique et la réponse en fréquence. Ces méthodes sont plutôt laborieuses et nécessitent une modélisation mathématique précise, rendant le réglage de ces contrôleurs particulièrement complexe et fastidieux, notamment pour des systèmes fortement non linéaires et multivariables comme les centrales GPV. Pour mieux gérer cette complexité, l'utilisation de la théorie d'optimisation offre une solution prometteuse. Les problèmes de commande se transforment ainsi en problèmes d'optimisation difficile, et sous contraintes opérationnelles variées. Les algorithmes intelligents, notamment les métaheuristiques, se révèlent particulièrement efficaces pour résoudre ce genre de problèmes de conception en assurant une meilleure adaptation aux variations de paramètres du système attribué aux perturbations et défauts de différentes natures. Le temps et la complexité de réglage peuvent être réduits grâce à ces algorithmes intelligents comparé aux méthodes traditionnelles d'essais-erreurs.

L'hybridation des méthodes de commande conventionnelles et non conventionnelles avec ces techniques stochastiques d'optimisation constitue une orientation majeure de ces recherches. De plus, bien que l'optimisation des paramètres de commande puisse être complexe, elle peut être systématisée via des algorithmes intelligents tel que les

métaheuristiques. Ces avantages rendent la commande particulièrement attrayante pour les applications GPV nécessitant une haute performance et une robustesse accrue.

Ce sujet de thèse rentre ainsi dans ce cadre et tente d'élaborer des lois de commande intelligente et robuste face aux perturbations et défauts d'un système PV raccordé au réseau. Il s'agit d'élaborer une procédure systématique et à complexité réduite pour les procédures de synthèse. Les problèmes de maximisation de puissance de sortie produite à partir d'un générateur GPV sont reformulés sous forme de problèmes d'optimisation difficile sous contraintes opérationnelles relevant du cadre de la commande MPPT. Pour améliorer la robustesse et les performances de la production PV face aux défauts de réseau, des extensions aux régulateurs à ordre fractionnaires et à réglage intelligent par métaheuristiques seront menées. Il conviendra de concevoir et simuler des stratégies MPPT pour un système GPV, modélisé dans un formalisme de commande directe de puissance. Les boucles de contrôle mises en place seront basées essentiellement sur des régulateurs PI et PI fractionnaires (FOPI) combinés à des techniques avancées d'optimisation relevant de l'intelligence artificielle, en particulier les métaheuristiques globales.

## 1.7 Conclusion

Ce chapitre a présenté un aperçu sur les convertisseurs d'énergie solaire à caractère photovoltaïque. Un intérêt particulier a été attribué pour les systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux GPV. La composition d'un tel système est donnée tout en énumérant les différentes typologies de convertisseurs électroniques de puissance pouvant être associées à ce dispositif. La tâche de synthèse et de prototypage d'un système GPV étant complexe, une étude bibliographique synthétisant les approches de commande proposées dans la littérature a été menée. Les stratégies de commande MPPT, standard et intelligente, dans ce cadre de recherche ont été évoquées. En effet, le recours aux techniques non conventionnelles, relevant des formalismes d'intelligence artificielle et de soft-computing tels que les algorithmes métaheuristiques, les réseaux de neurones artificiels et la logique floue sont une alternative intéressante permettant de réduire la complexité de la commande de ce type de systèmes non linéaires, multivariables et fortement couplés.

Une formulation de la problématique de recherche précisant les principaux objectifs de ce travail ainsi que les futures orientations est donnée tout en expliquant l'intérêt de l'intégration des stratégies de synthèse intelligentes combinées à des formes classiques de commande telles que la régulation PI standard et à ordre fractionnaire FOPI. La modélisation de systèmes

photovoltaïques raccordés aux réseaux de distribution triphasés étant une étape primordiale pour la commande à puissance maximale de sortie MPPT, le chapitre suivant sera consacré à une étude détaillée de cette modélisation, ainsi qu'à une synthèse et une optimisation d'une stratégie de commande MPPT selon le principe de contrôle direct de puissance.

# Chapitre. 2 Modélisation et commande d'un système photovoltaïque raccordé au réseau

## 2.1 Introduction

Afin de mener au mieux le processus de commande de systèmes photovoltaïques, en mode autonome ou raccordé aux réseaux de distribution triphasée, il est indispensable d'élaborer des modèles mathématiques qui traduisent le comportement du système étudié.

La modélisation détaillée d'un système photovoltaïque connecté au réseau (GPV) permettant la génération d'une puissance active de l'ordre de 100 kW est présentée dans ce chapitre.

Une étape liée au dimensionnement des différents circuits et composants de l'installation GPV vient compléter la modélisation du générateur GPV étudié. Des connexions et configurations assurant la simulation d'un générateur PV de 100 kW sont réalisées sur prototype SPR-305E-WHT-D de modules PV. La deuxième partie du chapitre met en œuvre deux stratégies de commande à puissance maximale MPPT du système GPV, élaborées en mode autonome et débitant sur une charge résistive en connexion à un réseau triphasé 415V/50 Hz. La mise en application du mode autonome relative au système PV conçu est testée via une nouvelle technique MPPT à base d'un algorithme IPSO (Improved Particle Swarm Optimizer) proposée. Des comparaisons aux techniques MPPT de pointe, en l'occurrence les algorithmes P&O et INC, sont menées de manière à mettre en exergue la supériorité de l'approche MPPT par IPSO proposée. La synthèse de lois de commande PI en cascade assurant la régulation séparée de dynamiques de tension du bus continu et courants de réseau est effectué à partir des deux étages de conversion DC-DC et DC-AC de l'installation GPV de manière à assurer une connexion au réseau triphasé. Les puissances active (contrôlée à sa valeur maximale) et réactive (maintenue à une valeur nulle pour des fins de performance UPF) se voient être améliorées, moyennant le recours aux techniques métaheuristiques d'optimisation pour l'appliquées aux réglages de boucles de contrôle PI. Un algorithme métaheuristique de type ABC (Artificial Bee Colony) a été adapté au problème de synthèse MPPT reformulé sous forme d'un problème d'optimisation difficile sous contraintes non linéaires. Des tests ANOVA et comparaisons avec

d'autres métaheuristiques homologues sont présentés et discutés de manière à montrer l'intérêt de la technique non conventionnelle retenue permettant la résolution de problèmes MPPT de systèmes GPV reformulés sous forme de problèmes d'optimisation complexes.

## 2.2 Modélisation d'un générateur photovoltaïque raccordé au réseau

### 2.2.1 Schéma synoptique et éléments constitutifs

Le modèle mathématique d'un système photovoltaïque dépend du choix de ses composants qui fait l'objet d'une représentation détaillée présentée dans cette section. La figure 2.1 illustre le schéma synoptique d'un générateur PV de puissance 100 kW, formé d'une association de plusieurs modules PV à configuration adaptée et raccordé à un réseau de distribution triphasée. Le système GPV ainsi étudié est constitué de deux étages d'adaptation.

Le premier est un étage composé d'éléments à courant continu tels que les modules PV, électriquement connectés en parallèle-série selon le besoin, le convertisseur DC-DC élévateur ainsi que les blocs de commande PWM à suivi du point de puissance maximale MPPT, ayant l'objectif de hausser et adapter la tension fournie par le panneau solaire. Le deuxième étage facilite l'interconnexion aux réseaux électriques triphasés, constitué d'un onduleur triphasé à deux niveaux, un filtre passif RL et un transformateur hautes fréquences qui assure l'isolation galvanique et la compatibilité d'énergie fournie du panneau solaire par rapport aux normes nationales et/ou internationales.

L'onduleur est devenu un composant indispensable aux systèmes de conversion d'énergie solaire car débite sur des charges alternatives, assurant la transformation d'énergie continue DC extraite des panneaux solaires en énergie électrique alternative AC [Sangwongwanish et al., 2018 ; Dziri et al., 2022b]. La commande de l'onduleur est introduite pour capter, adapter et stabiliser l'énergie solaire avant son injection dans le réseau alternatif. Elle est censée garantir une faible distorsion harmonique THD (pour Total Harmonic Distorsion) ainsi qu'un facteur de puissance unitaire UPF (Unit Power Factor). Le système de commande de l'onduleur est constitué de deux boucles de régulation mettant en cascade les courants du réseau la tension du bus continu DC, une boucle à verrouillage de phase PLL (Phase-Locked Loop) ainsi que les techniques de modulation de largeur d'impulsion PWM adéquates. Des outils mathématiques et numériques assurant la transformation triphasée-biphasée, et vice versa, sont également incorporés dans l'installation GPV étudiée.

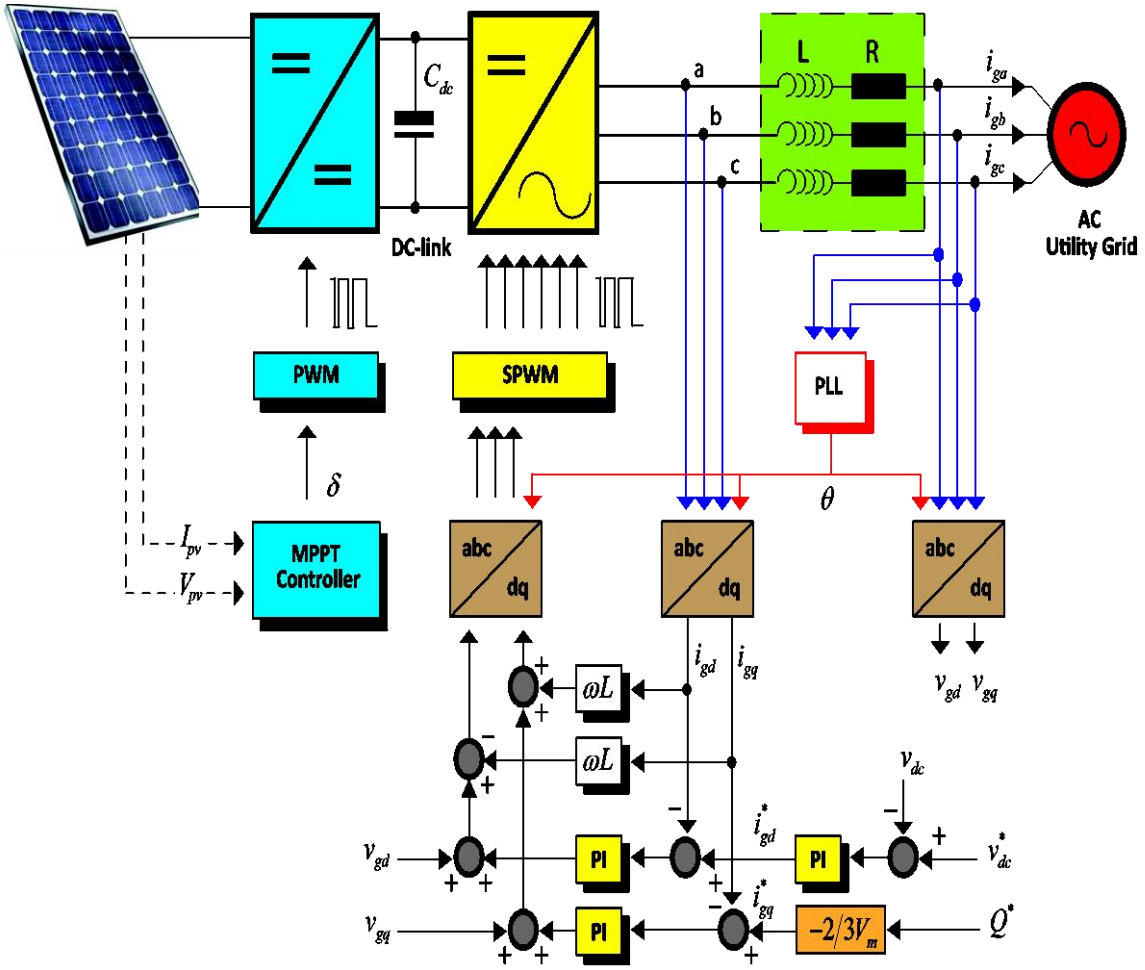



**Figure 2.1.** Schéma synoptique du système photovoltaïque raccordé au réseau.

### 2.2.2 Modèle d'une cellule photovoltaïque

Le circuit électrique d'une cellule photovoltaïque standard [Shockley & Queisser, 2018], i.e. à une seule diode, est illustré dans la figure 2.2. Il s'agit du modèle électrique le plus répandu dans la littérature grâce à sa capacité à reproduire le comportement réel d'une cellule solaire.

L'application des lois de Kirchhoff au circuit de la figure 2.2 permet de déduire le courant de sortie d'une cellule solaire comme suit [Bishop, 1988 ; Aldaoudeyeh, 2018] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_{sh} \tag{2.1}$$

où $I_{ph}, I_D$ et $I_{sh}$ représentent respectivement le courant photovoltaïque, le courant parcourant la diode et le courant parcourant la résistance de shunt.

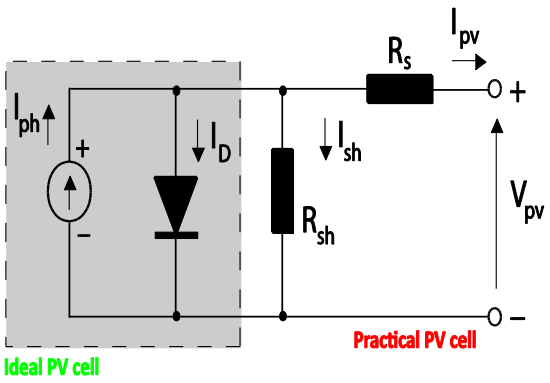



**Figure 2.2.** Schéma équivalent à une seule diode d'une cellule solaire.

Par ailleurs, le courant de la cellule $I_{ph}$ est créé par des photons et varie linéairement en fonction de l'ensoleillement $\phi$ et de la température du panneau solaire $T$ en Kelvin [K], et peut être estimé comme suit [Ghani et al., 2014 ; Ali et al., 2016] :

$$I_{ph}(\phi) = I_{sc}\frac{\phi}{\phi_{ref}}\left(\mu_c\left(\left(T_c - T_{ref}\right)+1\right)\right) \tag{2.2}$$

où $\phi_{ref}$ est le flux lumineux de référence 1000 [W/m$^2$], $\mu_c$ est le coefficient de température de court-circuit de la cellule [A/K], $T_c$ et $T_{ref}$ définissent respectivement la température de la cellule [K] et la Température de référence dans les conditions STC.

Les courants $I_D$ et $I_{sh}$ du modèle électrique de la cellule proposé à la figure 2.2 sont également exprimés comme suit [Aldaoudeyeh, 2018 ; Picault et al., 2010 ; Ali et al., 2016] :

$$I_D = I_s\left[\exp\left(\frac{q\left(V_{pv}+R_sI_{pv}\right)}{AK_BT_c}\right)-1\right] \tag{2.3}$$

$$I_{sh} = \frac{V_{pv}+R_sI_{pv}}{R_{sh}} \tag{2.4}$$

où $I_{pv}$ et $V_{pv}$ représentent respectivement le courant et la tension continus délivrés par le panneau solaire, $I_s$ représente le courant inverse de saturation qui dépend principalement de la température de la cellule et des caractéristiques du semi-conducteur. $R_s$ est une résistance en série et $R_{sh}$ est la résistance de shunt qui peut être représentée par une résistance parallèle, $q$

est la charge de l'électron [C], $k_B = 1{,}38 \cdot 10^{-23}$ [J.K$^{-1}$] définit la constante de Boltzmann et $A$ est le facteur d'idéalité d'une diode.

Le courant de saturation de la diode est proportionnel à la variation de température selon l'expression suivante [Ali et al., 2016 ; Aldaoudeyeh, 2018] :

$$I_s = I_{s_{ref}} \left( \frac{T_{ref}}{T_c} \right)^3 \exp\left[ \left( \frac{qE_g}{Ak} \right) \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \tag{2.5}$$

où $I_{s_{ref}}$ est le courant de saturation de référence, $E_g$ est l'énergie de la bande interdite du semi-conducteur, $T_c$ et $T_{ref}$ sont respectivement la température de la cellule photovoltaïque et celle de référence.

En effet, le modèle mathématique à une seule diode précédemment décrit n'est pas réellement représentatif du comportement d'une cellule photovoltaïque. Le modèle de Bishop qui tient compte du phénomène d'ombrage permet d'examiner l'impact lié à l'effet avalanche en série à partir de la résistance shunt présente en prenant en considération un facteur multiplicatif comme suit [Bishop, 1988 ; Bonkoungou et al., 2022] :

$$I = I_{ph} - I_s \left[ \exp\left( \frac{q\left(V_{pv} + R_s I_{pv}\right)}{Ak_B T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \left[ 1 + \lambda \left( 1 - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_c} \right)^{-n_b} \right] \tag{2.6}$$

où $V_c$ est la tension de claquage d'une cellule photovoltaïque, $\lambda \in [3.4, 4]$ et $n_b = 0.1$ sont des coefficients de réglage de Bishop.

### 2.2.3 Modélisation du convertisseur DC-DC élévateur

Le schéma électrique relatif au modèle de convertisseur DC-DC élévateur est représenté à la figure 2.3. Ce modèle tient compte de la chute de tension à travers le commutateur $V_s$ et la diode $V_d$ qui seront égales pour des raisons simplificatrices. Le modèle mathématique du convertisseur est défini par les équations (2.7) à (2.10) données dans ce qui suit [Ounnas et al., 2017].

Comme tous convertisseurs statiques de puissance, le hacheur élévateur de la figure 2.3 comprend deux états possibles fonction de l'ouverture et la fermeture de l'interrupteur représentant ainsi le transistor de puissance IGBT mis en jeu.

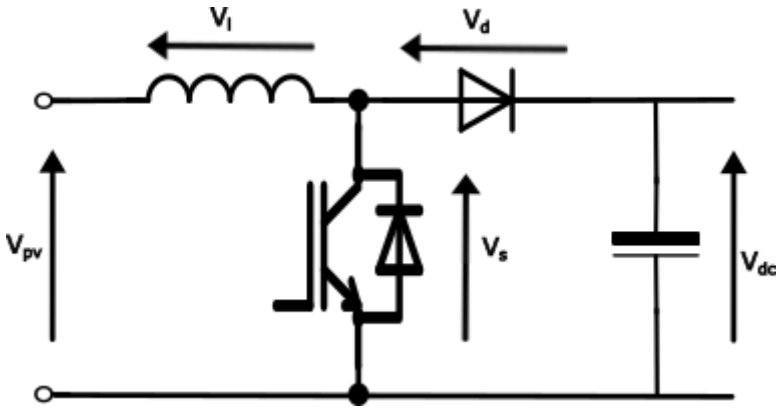



**Figure 2.3.** Convertisseur DC-DC survolteur.

- **Etat passant** (interrupteur fermé) : la circulation du courant est limitée et l'énergie s'accumule dans l'inductance. Cette phase est dite phase active.

$$\frac{dI_{pv}}{dt} = -\frac{R}{L} I_{pv} + \frac{1}{L}\left(V_{pv} - V_s\right) \tag{2.7}$$

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = -\frac{1}{C_{dc}} I_{inv} \tag{2.8}$$

$R$ et $L$ sont la résistance et l'inductance du convertisseur, $I_{pv}$ et $V_{pv}$ désignent le courant et la tension du panneau photovoltaïque, $V_{dc}$ est la tension aux bornes de la capacité $C_{dc}$.$V_d$ représente les chutes de tension à travers la diode lorsqu'elle est passante et $I_{inv}$ est le courant de l'onduleur introduit en aval du circuit du hacheur DC-DC.

- **Etat bloqué** (interrupteur ouvert) : l'énergie précédemment accumulée est transférée vers le reste du circuit, i.e. la capacité et la charge. Cette phase est dite de roue libre.

$$\frac{dI_{pv}}{dt} = -\frac{R}{L} I_{pv} + \frac{1}{L}\left(V_{pv} - V_d - V_{dc}\right) \tag{2.9}$$

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C_{dc}}\left(I_{pv} - I_{inv}\right) \tag{2.10}$$

où $V_s$ est la chute de tension à travers l'interrupteur lorsqu'il est fermé.

Le modèle mathématique du hacheur dépend de l'état de l'interrupteur électronique mis en jeu, souvent un transistor IGBT ou MOSFET. Le schéma représentatif du modèle, les équations (2.9) à (2.10) ainsi que l'hypothèse posée $V_s = V_d$, permet d'élaborer le modèle

mathématique de ce circuit de puissance en fonction du rapport cyclique $\delta \in [0,1]$ et des signaux de commande PWM :

$$\frac{dI_{pv}}{dt} = -\frac{R}{L} I_{pv} - \frac{1}{L}\left(V_{pv} - V_s\right) - \frac{(1-\delta)}{L} V_{dc} \tag{2.11}$$

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = -\frac{1}{C_{dc}} I_{inv} - (\delta - 1)\frac{I_{pv}}{C_{dc}} \tag{2.12}$$

### 2.2.4 Modélisation de l'onduleur triphasé

Il existe différentes topologies d'onduleurs comme celles énumérées dans le premier chapitre de ce mémoire. Cependant, fort de ses systèmes haute tension dus à sa contrôlabilité sur toute la plage de puissance, ainsi sa fiabilité et son efficacité, le convertisseur triphasé DC-AC à deux niveaux est l'une des topologies les plus répandues du secteur industriel [Blaabjerg, 2021]. Ces onduleurs triphasés sont constitués de six interrupteurs à raison de deux transistors IGBT pour chaque bras comme illustré dans la figure 2.4. De manière à éviter les dommages dus aux courts-circuits, les interrupteurs IGBT de chaque branche fonctionnent en mode complémentaire [Blaabjerg, 2021 ; Peña-Alzola & Blaabjerg, 2018].

Dans cette architecture, la tension injectée au réseau triphasé $\left(v_{ga}, v_{gb}, v_{gc}\right)$ dépend de l'état de ces interrupteurs. En fonction de ces états, le tableau 2.1 récapitule grossièrement le fonctionnement d'un onduleur triphasé à deux niveaux :

$$S_{\{a,b,c\}} = \begin{cases} 1 \text{ si } S_{\{1,3,5\}} \equiv ON, S_{\{2,4,6\}} \equiv OFF \\ 0 \text{ si } S_{\{1,3,5\}} \equiv OFF,\ S_{\{2,4,6\}} \equiv ON \end{cases} \tag{2.13}$$

où $S_{\{a,b,c\}}$ sont les interrupteurs issus de chaque bras du circuit de l'onduleur.

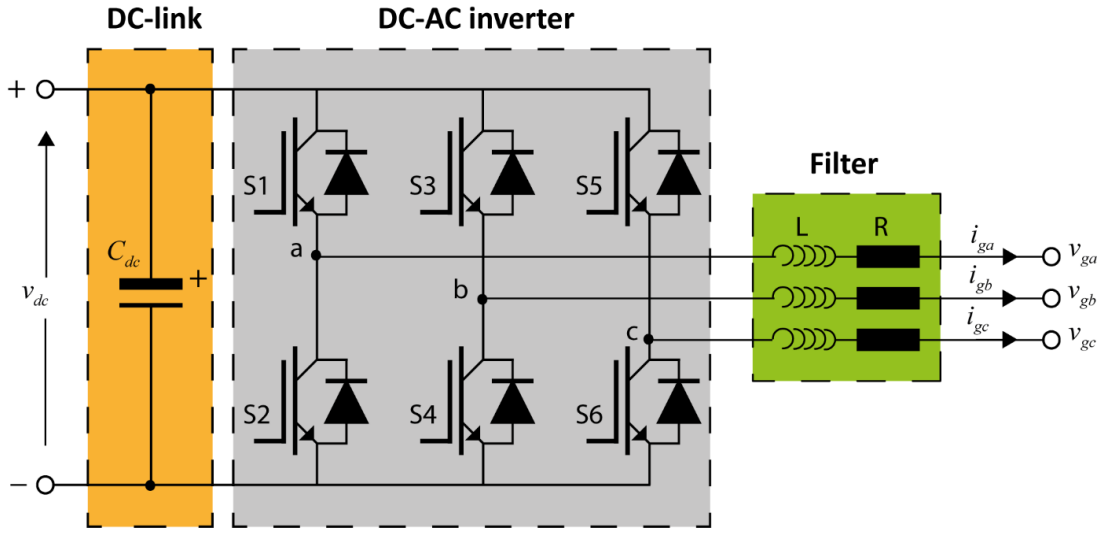



**Figure 2.4.** Onduleur triphasé à deux niveaux.

Comme illustré à la figure 2.4, un circuit de bus continu DC est présent en amont de l'onduleur et un filtre passif de type RL en aval. Le bus DC assure le stockage d'énergie permettant de lisser les fluctuations, filtrer les harmoniques et stabiliser la tension provenant du panneau solaire avant de l'injecter dans l'onduleur [Bollipo et al., 2020].

**Tableau 2.1.** Configuration de l'onduleur selon l'état de ces interrupteurs.

| **Etats des interrupteurs** | | | | | | **Tensions de phases** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $S_1$ | $S_2$ | $S_3$ | $S_4$ | $S_5$ | $S_6$ | $v_{ab}$ | $v_{bc}$ | $v_{ca}$ |
| ON | OFF | ON | OFF | ON | OFF | $v_{dc}$ | 0 | $-v_{dc}$ |
| ON | OFF | OFF | ON | ON | OFF | $v_{dc}$ | $-v_{dc}$ | 0 |
| ON | OFF | OFF | ON | OFF | ON | $v_{dc}$ | $-v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ |
| OFF | ON | ON | OFF | OFF | ON | $-v_{dc}$ | $v_{dc}$ | 0 |
| OFF | ON | ON | OFF | ON | OFF | 0 | $v_{dc}$ | $-v_{dc}$ |
| OFF | ON | OFF | ON | OFF | ON | $-v_{dc}/2$ | $-v_{dc}/2$ | $v_{dc}$ |

D'autre part, l'onduleur est connecté au réseau par l'intermédiaire d'un filtre inductif. En supposant que les pertes de l'onduleur sont négligeables, les tensions et courants du réseau sont représentés comme suit [Marouani & Mami, 2010] :

$$\begin{bmatrix} V_{ga} \\ V_{gb} \\ V_{gc} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \tag{2.14}$$

$$i_{dc} = i_a S_a + i_b S_b + i_c S_c \tag{2.15}$$

Où $S_a, S_b$ et $S_c$ représentent l'état binaire global de chaque bras du circuit de l'onduleur.

D'autre part, le théorème de Kirchhoff permet d'exprimer les tensions en sortie de l'onduleur et du bus continu :

$$\begin{cases} V_{fa} = L\dfrac{d}{dt} i_{ga} + R i_{ga} + V_{ga} \\ V_{fb} = L\dfrac{d}{dt} i_{gb} + R i_{gb} + V_{gb} \\ V_{fc} = L\dfrac{d}{dt} i_{gc} + R i_{gc} + V_{gc} \end{cases} \tag{2.16}$$

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C_{dc}}\left(i_{pv} - i_{dc}\right) \tag{2.17}$$

À partir des équations de modélisation (2.14) à (2.17), on peut déduire l'ensemble des équations différentielles de l'onduleur de la figure 2.4 comme suit [Hossain & Pota, 2014] :

$$\begin{cases} \dfrac{di_a}{dt} = -\dfrac{R}{L} i_a - \dfrac{V_{ga}}{L} + \dfrac{V_{dc}}{3L}\left(2S_a - S_b - S_c\right) \\ \dfrac{di_b}{dt} = -\dfrac{R}{L} i_b - \dfrac{V_{gb}}{L} + \dfrac{V_{dc}}{3L}\left(2S_b - S_a - S_c\right) \\ \dfrac{di_c}{dt} = -\dfrac{R}{L} i_c - \dfrac{V_{gc}}{L} + \dfrac{V_{dc}}{3L}\left(2S_c - S_a - S_b\right) \\ \dfrac{dV_{dc}}{dt} = \dfrac{1}{C_{dc}} i_{pv} - i\dfrac{1}{C_{dc}}\left(i_a S_a + i_b S_b + i_c S_c\right) \end{cases} \tag{2.18}$$

Il est à noter qu'en raison de de la présence d'interrupteurs dans ce modèle, l'onduleur est considéré comme un système fortement non linéaire [Mahmud et al., 2012]. Des transformations permettant de simplifier un tel modèle dynamique et ainsi de pouvoir le commander seront apportées à la section qui suit.

## 2.2.5 Boucle à verrouillage de phase

La synchronisation du système photovoltaïque étudié avec le réseau électrique AC triphasé est une étape délicate qui est assurée dans ce travail moyennant une boucle de verrouillage de phase figure 2.5, où $v_e$ et $v_s$ représentent les signaux d'entrée et de sortie, et $\phi_e$ et $\phi_s$ désignent respectivement les grandeurs instantanées de phases d'entrée et de sortie.

La synchronisation consiste à récupérer les informations essentielles du réseau de distribution, telles que l'amplitude, le déphasage et la fréquence de la tension AC. Comme son nom l'indique, la boucle PLL assure l'asservissement de la phase d'un oscillateur local à celle d'un signal extérieur. Le contrôleur de l'onduleur forcera ce dernier à ajuster la dynamique oscillatoire sur celle du réseau. La synoptique de la PLL dans la figure 2.5 est principalement constituée d'un comparateur de phase, un oscillateur contrôlé en tension VCO (pour Voltage Controlled Oscillator) et d'un filtre passe bas [Timbus et al., 2005 ; Hariri et al., 2020 ; Teodorescu et al., 2011].

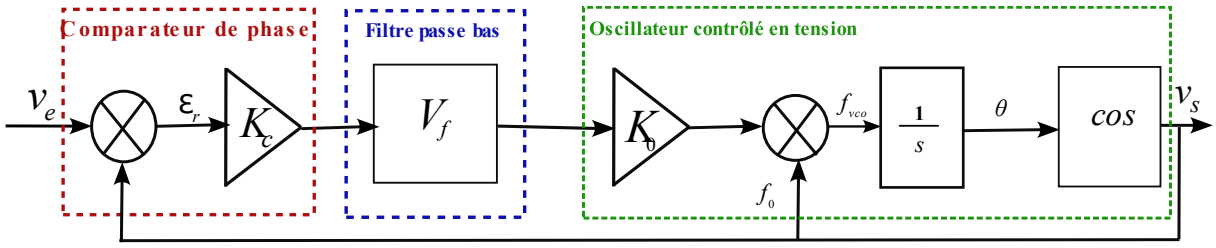



**Figure 2.5.** Structure de base d'une boucle à verrouillage de phase PLL.

La différence d'angle de phase $\varepsilon_r$ en sortie du comparateur de phase est donnée dans l'équation (2.19). Cette tension ne peut être injectée directement au bloc VCO en raison de ses harmoniques :

$$\varepsilon_r = \frac{vK_c}{2}\left(\phi_e - \phi_s\right) \tag{2.19}$$

où $K_c$ est le gain du comparateur de phase, $v$ est l'amplitude du signal d'entrée et $\phi_e, \phi_s$ désignent respectivement les grandeurs instantanées de phases d'entrée et de sortie.

Pour ce faire, la présence d'un filtre entre le comparateur de phase et le VCO est indispensable pour la stabilisation de l'asservissement. Ce filtre doit impérativement passe-bas de manière à filtrer les harmoniques et ne récupérer que la composante fondamentale. Il est

considéré par la suite que le filtre passe-bas est de nature RC, dont la fonction de transfert dans le domaine continu est donnée par l'équation (2.20).

$$V_f = \frac{1}{1+R_c} \tag{2.20}$$

Le signal en sortie du filtre $V_f$ est appliqué au VCO qui délivre à son tour une tension de sortie $V_s$ périodique et proportionnelle à la tension d'entrée $V_f$ . L'équation (2.21) décrit la fonction de transfert de l'oscillateur VCO :

La fréquence du bloc VCO est déterminée comme suit :

$$f_{vco} = f_0 + K_0 V_f \varepsilon_r \tag{2.21}$$

où $K_0$ [rad.s$^{-1}$.V$^{-1}$] est la constante de la modulation et $f_0$ est la fréquence centrale de fonctionnement de l'oscillateur VCO.

En dérivant cette fréquence, on obtient à la sortie de ce bloc, la phase instantanée $\theta$ définie par l'équation suivante :

$$\theta = \frac{f_{vco}}{s} \tag{2.22}$$

où $s$ est l'opérateur de Laplace.

### 2.2.6 Transformation de grandeurs électriques

Le modèle mathématique de l'onduleur représenté à l'équation (2.18) est couplé, ce qui complique la commande d'un tel système dynamique. Il est donc nécessaire de réduire la dimension du modèle et de découpler les dynamiques qui régissent le fonctionnement de ce convertisseur DC-AC. Pour cela, il est nécessaire d'avoir recours aux transformations de Park et Clark largement employées dans la littérature [Buso & Mattavelli, 2015]. Les variables alternatives triphasées, i.e. tensions $(v_a, v_b, v_c)$ et courants $(i_a, i_b, i_c)$, sont représentées dans un repère de référence stationnaire à deux phases dit repère de Clark ou encore appelé repère αβ. La transformation est établie conformément à l'équation suivante [Buso & Mattavelli, 2015] :

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3}\begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \tag{2.23}$$

où $(x_a, x_b, x_c)$ et $(x_\alpha, x_\beta)$ représentent, respectivement, les composantes du courant ou de tension du système triphasé avant et après la transformation de Clark.

La transformation de Clark réduit le nombre de variables d'état d'un système triphasé équilibré de trois composants $(x_a, x_b, x_c)$ à deux $(x_\alpha, x_\beta)$. Cependant, un vecteur qui tourne à une fréquence angulaire fondamentale sera considéré comme un signal variable puisque les axes αβ sont fixes. La conséquence d'un tel constat est que l'efficacité des contrôleurs mis en jeu pour la commande de tels systèmes sera réduite. En effet, l'efficacité d'un régulateur est limitée si le signal de référence est sinusoïdal et l'erreur de poursuite est non négligeable même en régime permanent [Svensson, 2001 ; Buso & Mattavelli, 2015]. Pour remédier à ce problème et réduire l'erreur de suivi à zéro, il est possible d'utiliser la transformation de Park [Buso & Mattavelli, 2015]. Cette dernière garde le nombre de grandeurs mais les transforme en des signaux biphasés continus $(x_d, x_q)$ dans le repère dq par le biais de l'équation suivante [Buso & Mattavelli, 2015] :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta \\ -\sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix}\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \tag{2.24}$$

où $\theta = \omega t$ est l'angle électrique de la transformée.

### 2.2.7 Filtres passifs côté réseau

L'onduleur et transformateur côté réseau peuvent créer des harmoniques qui nuisent au bon fonctionnement du système GPV et même détruire les composants électroniques de l'installation. De ce fait, l'ajout d'un filtre passif RL dans un système photovoltaïque raccordé aux réseaux de distribution est crucial [Blasko & Kaura, 1997 ; Wang et al., 2023 ; Sangwongwanish et al., 2018]. En effet, un filtre RL contribue non seulement à la protection des équipements mais aussi à l'amélioration de la qualité d'énergie produite en sortie et à l'efficacité globale du système de conversion. L'usage de ces filtres passifs permet de réduire remarquablement les harmoniques causées par les onduleurs et faire davantage diminuer les taux THD de l'installation GPV.

## 2.2.8 Dimensionnement de l'installation GPV étudiée

Le système considéré est un générateur photovoltaïque de puissance 100 kW raccordé à un réseau alternatif de distribution de 415V/50 Hz et construit moyennant des modules solaires de type SPR-305E-WHT-D, ainsi qu'un convertisseur DC-DC élévateur à 10 kHz et un onduleur triphasé deux niveaux à 10 KHz. Le tableau 2.2, énumère les spécifications du fabricant pour le module SPR-305E-WHT-D adopté ainsi que l'ensemble de tous les paramètres de la circuiterie de l'installation GPV retenue.

Le générateur photovoltaïque de 100 kW conçu est construit en connectant $N_{str} = 66$ chaînes parallèles formées chacune de $N_{series} = 5$ modules câblés électriquement en série. Cette configuration conduit à délivrer une puissance maximale de $N_{str} \times N_{series} \times P_{mpp} = 100.7$ kW en conditions standards, i.e. 1000 W/m$^2$ d'ensoleillement et 25°C de température. Le générateur photovoltaïque ainsi configuré sera lié à un réseau électrique triphasé de tension phase-à-phase 415 V et de fréquence 50 Hz. La tension totale en sortie du panneau PV est alors de l'ordre de $N_{series} \times V_{mpp} = 5 \times 54.7 = 273.5\,\text{V}$ dans les conditions de puissance maximale MPP.

D'un autre côté et pour le dimensionnement de la circuiterie du bus continu DC, le condensateur de liaison peut être estimé comme dans l'équation suivante [Liserre et al., 2004] :

$$C_{dc} > \frac{T_r \Delta P_{\max}}{2\Delta V_0} \tag{2.25}$$

où $T_r$ est le retard causé par les boucles de contrôle, $\Delta P_{max}$ est la variation de puissance maximale délivrée par le panneau et $\Delta V_o$ la tension de tolérance du bus DC.

L'existence d'un compromis entre temps de réponse du système et variations tolérables de tension et de puissance est évidente. Le système est d'autant plus performant que les valeurs de ses condensateurs sont élevées. Cependant, ce choix dépend aussi du coût ainsi que de la sécurité de l'installation GPV.

L'inductance du filtre de lissage RL, peut être déterminée comme suit [Martins, 2013] :

$$L = \frac{V_g \sqrt{2}}{4 f_{sw} \Delta I_L} \tag{2.26}$$

où $\Delta I_L$ est le courant d'ondulation acceptable, $V_g$ représente la tension du réseau et $f_{sw}$ est la fréquence de commutation de l'onduleur.

L'étude de la modélisation et du dimensionnement d'un générateur PV de 100 kW connecté à un réseau triphasé de distribution ayant été achevée, les travaux qui suivent vont essentiellement se focaliser sur la commande et l'optimisation de ce système de conversion de l'énergie solaire. Le but recherché étant de maximiser davantage la puissance de sortie générée tout en garantissant des hautes performances en termes d'atténuation des harmoniques (THD) et d'amélioration de facteurs de puissance (UPF).

**Tableau 2.2.** Paramètres numériques GPV exploitant des modules SPR-305E-WHT-D.

| **Paramètres** | **Désignation** | **Valeurs/unités** |
|---|---|---|
| $P_{mpp}$ | Puissance au point MPP | 305.2 W |
| $V_{mpp}$ | Tension au point MPP | 54.7 V |
| $I_{mpp}$ | Courant au point MPP | 5.58 A |
| $V_{oc}$ | Tension du circuit ouvert | 64.2 V |
| $I_{sc}$ | Courant de court-circuit | 5.96 A |
| $C_{pv}$ | Condensateur du premier étage | 100 µF |
| $v_g$ | Tension du réseau | 415 V |
| $f_g$ | Fréquence du réseau | 50 Hz |
| $f_b$ | Fréquence de commutation du convertisseur | 10 kHz |
| $r_b$ | Resistance du convertisseur | 0.005 Ω |
| $L_b$ | Inductance du convertisseur | 0.005 H |
| $f_{sw}$ | Fréquence de commutation de l'onduleur | 10 kHz |
| $R_{inv}$ | Résistance de l'onduleur | 0.0001 Ω |
| $V_{dc}$ | La tension du DC-bus | 500 V |
| $C_{dc}$ | Capacité du condensateur DC-bus | 6000 µF |
| $L$ | Inductance du filtre | 0.001 H |
| $R$ | Résistance du filtre | 0.01 Ω |
| $G$ | Irradiation | 1000 W/m$^2$ |
| $T$ | Température | 25°C |

## 2.3 Stratégies de commande à point maximum de puissance

### 2.3.1 Synthèse de contrôleurs MPPT en mode autonome

#### 2.3.1.1 Formulation du problème

Il a été évoqué dans le premier chapitre que le point de puissance maximal d'un générateur PV dépend fortement des conditions atmosphériques, lié à l'ensoleillement et la température, ainsi qu'aux charges connectées. En effet, si le point de fonctionnement ne correspond pas au point de puissance maximale MPP, la production d'énergie électrique diminue forcement. Pour palier à cela, il est donc crucial d'intégrer un mécanisme de recherche appelé point de puissance maximale MPPT qui permettra d'adapter le fonctionnement du générateur PV de manière à garantir l'extraction de puissance maximale en sortie. De nombreuses stratégies de commande MPPT permettant d'améliorer le rendement énergétique de systèmes photovoltaïques connectés au réseau ou autonomes en mode standalone tels que ceux énumérées au premier chapitre, ont été développées.

La non-uniformité de la distribution d'irradiation et/ou de la température sur la totalité du panneau PV accroît la complexité du suivi du MPP. En effet, il n'y a plus seulement un point MPP global dit GMPP (Global Maximum Power Point) à considérer mais tout un ensemble de points de performances locales, dits LMPP (pour Local Maximum Power Point). Les méthodes traditionnelles ne sont plus efficaces solutionner ce problème connu sous le nom : conditions d'ombrage partiel PSC (Partial Shading Conditions), et il importe d'implémenter des techniques plus performantes [Dziri et al., 2022a ; Al-Wesabi et al., 2024 ; Latifi et al., 2021].

Une stratégie de commande MPPT basée sur une variante améliorée d'algorithmes métaheuristiques PSO appelée IPSO (pour Improved Particle Swarm Optimizer), est donc proposée et comparée à des techniques existantes de la littérature. L'algorithme IPSO ainsi proposé est décrit plus loin et le nouveau contrôleur MPPT qui en résulte est implémenté dans un cadre de fonctionnement automne du générateur PV. Ce générateur débite suivant une charge résistive et opère sous des conditions d'ombrage partiel PSC, comme illustré dans la figure 2.6.

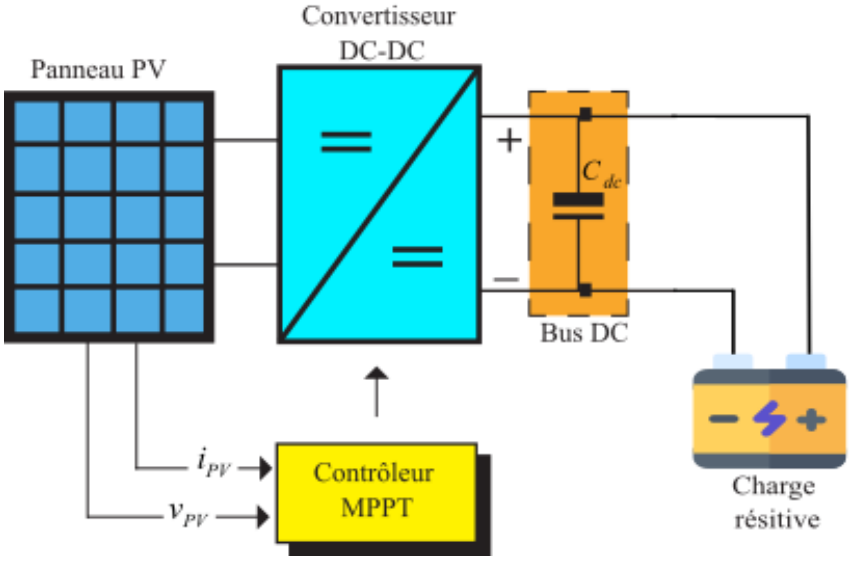



**Figure 2.6.** Réglage par métaheuriqtique IPSO d'une commande MPPT d'un système photovotlaique autonome sous PSC.

Dans cette stratégie de commande MPPT, le contrôleur intelligent MPPT-IPSO opère pour la mise à jour du rapport cyclique $0 \le \delta \le 100\%$ du convertisseur élévateur DC-DC pour répondre à la demande de puissance de charge comme suit [Blaabjerg, 2021] :

$$\frac{V_{dc}}{V_{pv}} = \frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{1}{1-\delta} \tag{2.27}$$

où $V_{dc}$ est la tension du bus continu DC, définie comme la tension de sortie $V_{out}$ du convertisseur DC-DC, et $V_{pv}$ désigne la tension de sortie du générateur PV agissant comme la tension d'entrée $V_{in}$ du hacheur élévateur.

### 2.3.1.2. Technique MPPT de type P&O

L'algorithme P&O (Perturb & Observe) est l'un des premiers algorithmes adaptés au contrôle MPPT des systèmes de conversion d'énergie solaire [Kamran et al., 2020 ; Dziri et al., 2022a]. Grâce à sa simplicité et son efficacité à poursuivre le MPP, la technique P&O est largement utilisée dans les contrôleurs commerciaux. Le principe de la méthode consiste à perturber de manière intermittente (suivant des durées fixes ou variables) la tension du panneau PV, au voisinage de sa valeur initiale. Après cette perturbation de faible amplitude, l'impact de sa réponse sur la puissance de sortie du système $P_{pv}$ est investigué de manière à rechercher sa valeur maximale au cours de temps. Une augmentation de la puissance signifie un rapprochement de l'optimum LMPP, voire le GMPP. Il est donc nécessaire de préserver le sens

de perturbation. Par ailleurs, une diminution de la puissance signifie que le MPP est dépassée et que le point actuel se situe à sa droite. La perturbation à venir devra être dans le sens inverse. L'organigramme de la figure 2.7 décrit le principe de l'algorithme P&O pour le suivi de puissance maximale MPPT. Des améliorations peuvent toutefois être apportées pour cet algorithme en ajustant le pas de prise de mesure de ses entrées à savoir la tension et le courant PV [Toumi et al., 2023 ; Chellakhi et al., 2022a]. Les perturbations créent des oscillations inévitables autour du MPP qui constituent le principal inconvénient de la méthode P&O.

### 2.3.1.3 Technique MPPT de type INC

Afin de remédier aux inconvénients de la technique P&O, l'algorithme de conductance incrémentale INC (pour Incremental Conductance) a été proposé et largement employé [Al-Dhaifallah et al., 2018 ; Li et al., 2016]. L'algorithme INC est basé sur le calcul de la conductance du système ainsi que sa variation élémentaire qui sont respectivement définies, par les équations suivantes :

$$G_{pv} = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \tag{2.28}$$

$$\Delta G_{pv} = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \tag{2.29}$$

En se basant sur les caractéristiques puissance-tension et/ou tension-courant, d'un système PV, comme introduites dans le premier chapitre, il est possible de déduire l'emplacement de l'optimum de puissance MPP par rapport au point actuel de fonctionnement du système selon une méthode de descente comme suit.

- Point de fonctionnement à gauche du MPP :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \tag{2.30}$$

- Point de fonctionnement sur l'optimum MPP :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \tag{2.31}$$

- Point de fonctionnement à droite du MPP :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \tag{2.32}$$

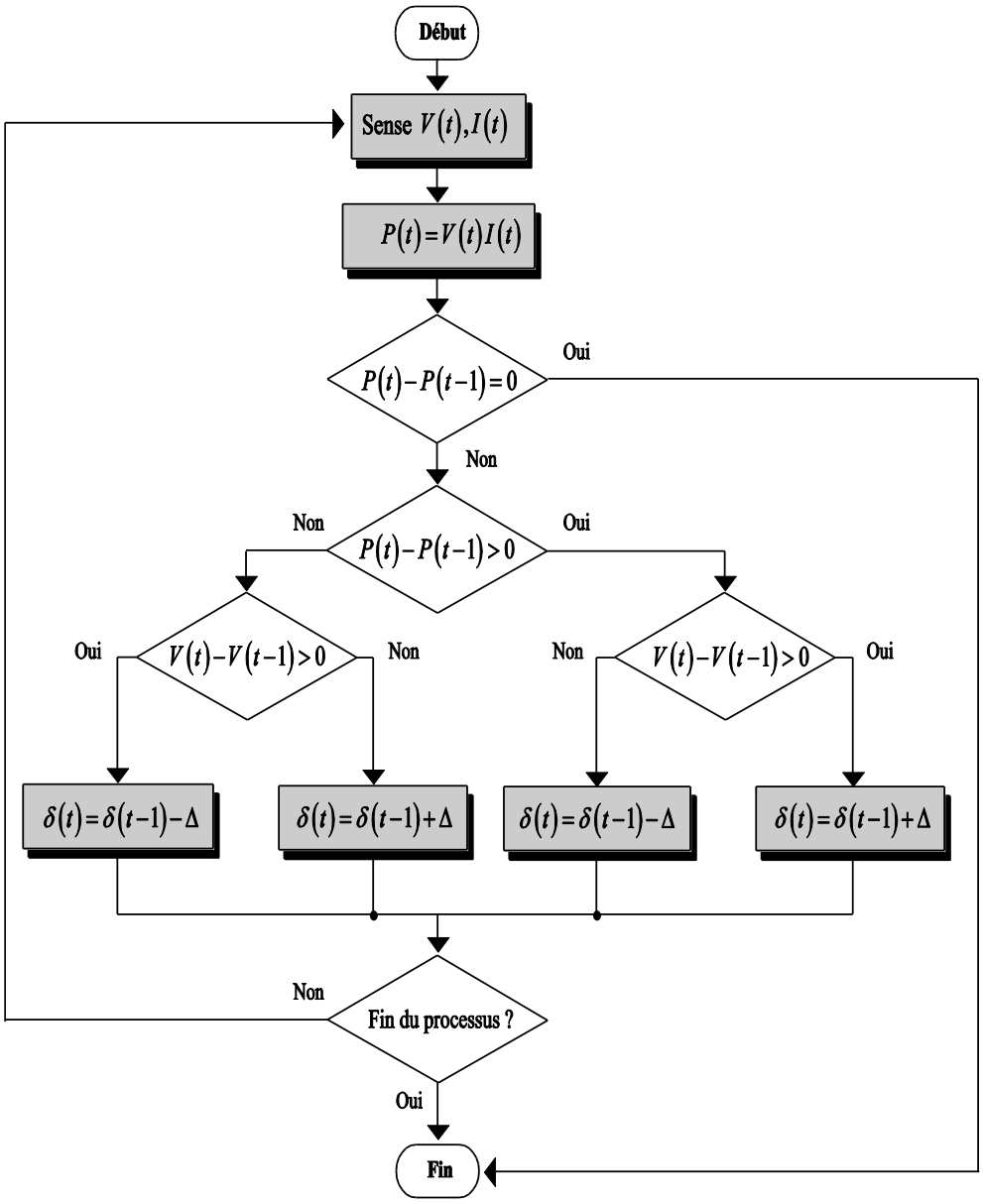



**Figure 2.7.** Organigramme du contrôleur MPPT de type P&O.

Par ailleurs, la dérivée de la puissance du système PV s'écrit par rapport à sa tension comme suit :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d\left(V_{pv}I_{pv}\right)}{dV_{pv}} = I_{pv}\frac{dV_{pv}}{dV_{pv}} + V_{pv}\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv}\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \tag{2.33}$$

Ainsi, le point de puissance maximale MPP peut être localisé en comparant la conductance du circuit PV par rapport à sa variation à partir des équations (2.30) à (2.32), comme suit [Al-Dhaifallah et al., 2018 ; Motahhir et al., 2018] :

- Point de fonctionnement à gauche du MPP :

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \tag{2.34}$$

- Point de fonctionnement sur l'optimum MPP :

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \tag{2.35}$$

- Point de fonctionnement à droite du MPP :

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \tag{2.36}$$

Dans le formalisme MPPT-INC, le but est de chercher à que le point de fonctionnement du système PV ainsi que l'optimum de puissance MPP soit superposés afin de garantir la condition $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0$. Ceci revient à augmenter ou diminuer l'incrément de conductance, tel le décrit l'organigramme de la figure 2.8.

### 2.3.1.4 Technique MPPT proposée à base de l'optimisation IPSO

#### 2.3.1.4.1 Formulation du problème

Une variante améliorée de l'algorithme PSO permettant d'élaborer une stratégie MPPT du système PV est proposé. L'algorithme métaheuristique IPSO considère le rapport cyclique $\delta$ comme étant la variable de décision du problème d'optimisation ainsi reformulé. La variante IPSO vise à maximiser la quantité de puissance générée par le convertisseur photovoltaïque, vue ici comme la fonction objectif pour l'optimisation [Dziri et al., 2022b].

En effet, le choix des valeurs adéquates liées au rapport cyclique, comme variable de contrôle du convertisseur PV, est une tâche difficile compte tenu de la complexité du système PV fonctionnant dans des conditions d'ombrage partiel PSC. Étant donné que le système PV présente dans ces conditions non uniformes de nombreux LMPP, les contrôleurs MPPT traditionnels ne pourront effectuer le suivi de la solution globale GMPP et seront piégés dans l'un des optimaux locaux LMPP.

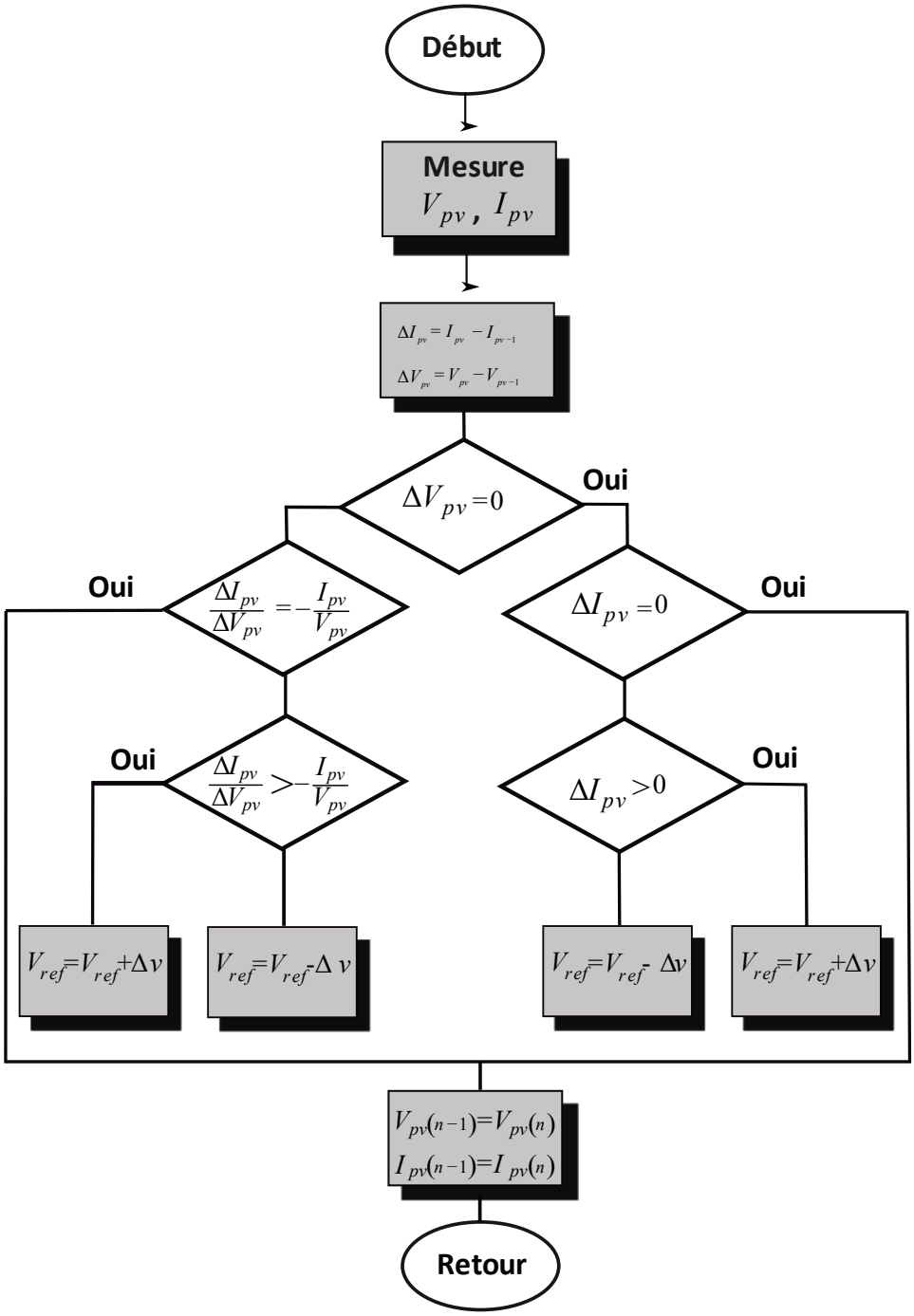



**Figure 2.8.** Organigramme du contrôleur MPPT de type INC.

Pour faire face à ces limitations des techniques MPPT traditionnelles, la détermination de valeurs adéquates du rapport cyclique via un algorithme d'optimisation présente une alternative prometteuse. Au cours du processus d'optimisation, la variable de décision, i.e. $0 \leq \delta \leq 100\%$, est ajustée pour maximiser la quantité de puissance de sortie générée par le système PV, vue comme l'objectif du problème d'optimisation reformulé comme suit [Dziri et al., 2022b] :

$$\begin{cases} \underset{\delta\in\mathcal{D}\subseteq\mathbb{R}_+}{\text{Maximizer}}\ f(\delta)=P_{pv}(\delta) \\ \text{sous contraintes :} \\ g_i(\delta)\le 0\ ;\ \forall i=1,\ldots,n_{con-ineq} \\ h_j(\delta)=0\ ;\forall j=1,\ldots,n_{con-eq} \end{cases} \tag{2.37}$$

où $f:\mathbb{R}_+\to\mathbb{R}_+$ est la fonction coût donnant une mesure de la puissance générée $P_{pv}$, $\mathcal{D}=\left\{\delta\in\left]0,1\right[\subset\mathbb{R}_+;\delta_{\min}\le\delta\le\delta_{\max}\right\}$ est l'espace de recherche initial des variables de décision, $h_i:\mathbb{R}_+\to\mathbb{R}$ et $g_j:\mathbb{R}_+\to\mathbb{R}$ présentent des contraintes au problème de conception.

Dans ce travail, l'algorithme IPSO proposé est conçu et reformulé de manière à s'adapter au concept de base la technique MPPT. La position d'une particule dans l'essaim est ici représentée comme le rapport cyclique du convertisseur DC-DC. La vitesse des particules IPSO correspond alors la variation du rapport cyclique, considéré comme l'unique variable de décision du problème. La puissance de sortie du système PV est évaluée comme étant la fonction objectif à maximiser du problème MPPT [Dziri et al., 2022b].

### 2.3.1.5 Algorithme PSO standard

L'algorithme PSO standard utilise une population de particules de cardinalité $n_{pop}\in\mathbb{N}$ répartie sous forme d'agents de recherche $\boldsymbol{X}_k^1,\boldsymbol{X}_k^2,\ldots,\boldsymbol{X}_k^{n_{pop}}$. Cet essaim de particules est distribué aléatoirement dans l'espace de recherche de dimension $n\in\mathbb{N}$, de façon à trouver une solution sous-optimale, dite d'aussi bonne qualité pour la résolution des problèmes d'optimisations de type (2.37). Chaque particule de l'essaim, en tant que solution potentielle au problème d'optimisation, est caractérisée par sa position spatiale $\boldsymbol{X}_k^i=\left(x_k^{i,1},x_k^{i,2},\ldots,x_k^{i,n}\right)\in\mathbb{R}^n$ ainsi que sa vitesse $\boldsymbol{V}_k^i=\left(v_k^{i,1},v_k^{i,2},\ldots,v_k^{i,n}\right)\in\mathbb{R}^n$.

À chaque itération d'algorithme, la i$^{ème}$ position de la particule évolue en fonction des règles de mise à jour, dites équations de mouvement, définies comme suit [Bouallègue et al., 2015] :

$$\boldsymbol{X}_{k+1}^i=\boldsymbol{X}_k^i+\boldsymbol{V}_{k+1}^i \tag{2.38}$$

$$\boldsymbol{V}_{k+1}^i=w\boldsymbol{V}_k^i+c_1r_{1,k}^i\left(\boldsymbol{p}_k^i-\boldsymbol{X}_k^i\right)+c_2r_{2,k}^i\left(\boldsymbol{p}_k^g-\boldsymbol{X}_k^i\right) \tag{2.39}$$

où $w$ est le facteur d'inertie du PSO, $c_1$ et $c_2$ sont respectivement les coefficients d'accélération cognitif et social, $r_{1,k}^i \in \mathcal{U}(0,1)$ et $r_{2,k}^i \in \mathcal{U}(0,1)$ sont des nombres aléatoires uniformément distribués, $\boldsymbol{p}_k^i$ est la meilleure position obtenue par la particule et $\boldsymbol{p}_k^g$ est la meilleure position obtenue dans l'ensemble de l'essaim.

Le principe de mouvement des particules dans l'essaim PSO peut-être ainsi représenté graphiquement sur la Figure 2.9 dans un espace de conception bidimensionnel.

Dans le formalisme PSO, une particule peut quitter l'espace de recherche initialement défini lors de son déplacement. Il convient alors de définir des contraintes de confinement sur les variables de décision du problème comme suit :

$$x_{\min}^j \le x_k^{i,j} \le x_{\max}^j \tag{2.40}$$

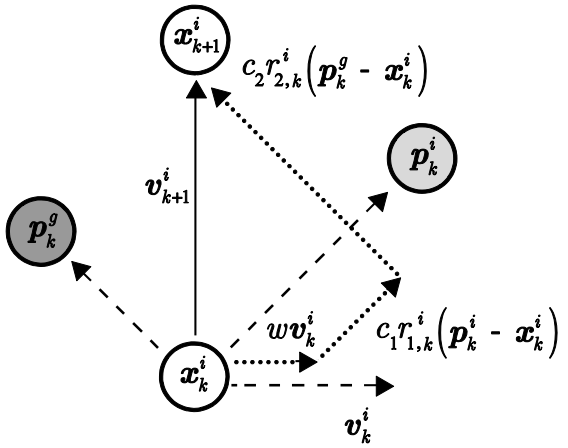



**Figure 2.9.** Mise à jour des positions de particules dans l'espace de recherche.

Un mécanisme de confinement d'intervalle est introduit selon ces variables de décision lorsqu'une particule quitte le domaine d'évolution (2.41) comme suit :

$$x_k^{i,j} = \min\left\{\max\left(x_k^{i,j} + v_k^{i,j}, x_{\min}^j\right), x_{\max}^j\right\} \tag{2.41}$$

Dans ce cas d'évolution, l'équation (2.42) ci-dessous remplace celle de mouvement standard (2.38) et (2.39) et la nouvelle vitesse de la particule correspondante de l'essaim est adaptée comme suit :

$$\tilde{v}_k^{i,j} = -\varepsilon v_k^{i,j},\ 0 \le \varepsilon < 1 \tag{2.42}$$

### 2.3.1.6 Variante IPSO proposée

L'algorithme PSO est modifié pour imiter la tâche principale du processus MPPT. La position d'une particule de l'essaim est codée similairement au rapport cyclique du convertisseur, variable de décision du problème. La vitesse de mouvement de la particule étant considérée comme variable. Pour ce type de problèmes, des expérimentations numériques dans [Eltamaly et al., 2020] ont montré qu'une population à grande cardinalité donne une meilleure précision en suivi du MPP, mais au détriment d'un temps de calcul élevé. Néanmoins, un nombre réduit de particules PSO pourrait améliorer la vitesse du processus MPPT au prix d'un taux de convergence insatisfaisant. Ainsi, un compromis entre ces options doit être réalisé.

Dans cette variante IPSO proposée, une population à cardinalité réduite, i.e. seulement quatre particules est implémentée. Un suiveur MPPT-PSO classique ne permet pas de localiser les solutions globales GMPP sous la variation des paramètres d'entrée de l'installation PV, i.e. changements de l'irradiation et de la température. Il sera intéressant de réinitialiser les positions des particules au fil des itérations pour mieux s'adapter aux différentes configurations du problème. Ces positions sont réinitialisées lorsqu'une variation est détectée moyennant les deux conditions suivantes :

$$\frac{\left|V_{\max,k} - V_{\max,k-1}\right|}{V_{\max,k-1}} > \Delta_V \tag{2.43}$$

$$\frac{\left|P_{\max,k} - P_{\max,k-1}\right|}{P_{\max,k-1}} > \Delta_P \tag{2.44}$$

où $P_{\max,k}$ et $V_{\max,k}$ sont respectivement la puissance et la tension maximales du système PV, évaluées à la $k^{ème}$ itération de l'algorithme IPSO, $\Delta_P$ et $\Delta_V$ désignent respectivement les incréments définis sur ces grandeurs de puissance et de tension.

## 2.3.2 Résultats de simulation et discussion

Les trois méthodes précédentes sont implantées pour le suivi du MPP sous des conditions non uniformes. Une augmentation brutale de la température fluctuante entre 25°C et 40°C dans l'intervalle temporel ∈ [0.4 - 0.5] secondes, suivie par une diminution de l'ensoleillement de 1000W/m$^2$ à 800W/m$^2$ qui dure 0.1s à l'instant 0.6s. Les résultats présentés aux figures 2.10 à 2.13 permettent de dévoiler l'impact du changement des conditions de fonctionnement d'un

panneau solaire [Dziri et al., 2022]. En effet, une variation de température provoque une légère fluctuation de la tension du système PV alors que le courant est presque constant.

Les résultats de simulation ainsi que les comparaisons menées montrent clairement que l'algorithme MPPT-IPSO présente un temps de réponse plus rapide en comparaison à ceux des autres algorithmes MPPT employés. Ce constat s'applique pour toutes les variables d'état du système, i.e. puissance, tension et courant PV, etc. En outre, l'algorithme IPSO améliore les résultats de conversion avec une puissance active de sortie remarquablement plus grande que pour les autres algorithmes, mais aussi avec moins d'oscillations du régime permanent. En effet, de fortes oscillations sont observées autour du MPP dû au fait que le système est toujours en train de chercher le maximum de puissance dans le cas des algorithmes MPTT-P&O et MPPT-INC.

Les résultats des figures 2.10 à 2.13 présentent les variations de tension, courant et de puissance produite. Les courbes représentées indiquent clairement que les meilleures performances MPPT sont obtenues avec l'algorithme MPPT-IPSO proposé. La puissance de sortie générée est d'environ 95,46 kW par rapport à celles de 90,25 kW et 92,22 kW, respectivement pour les trackers MPPT-P&O et MPPT-INC. En outre, la technique MPPT-IPSO contribue davantage à l'amortissement des oscillations indésirables aux sorties du système PV ainsi qu'à la rapidité de la dynamique de suivi du GMPP par rapport aux méthodes reportées et comparées.

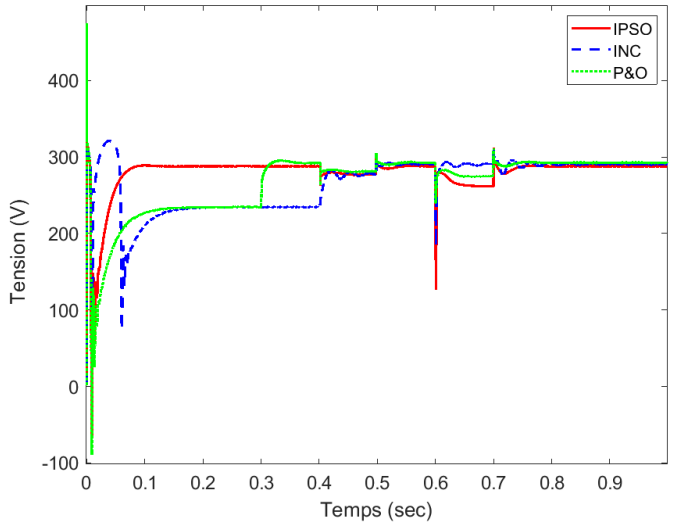



**Figure 2.10**. Variations de la tension PV sous conditions d'ombrage partiel PSC (125%).

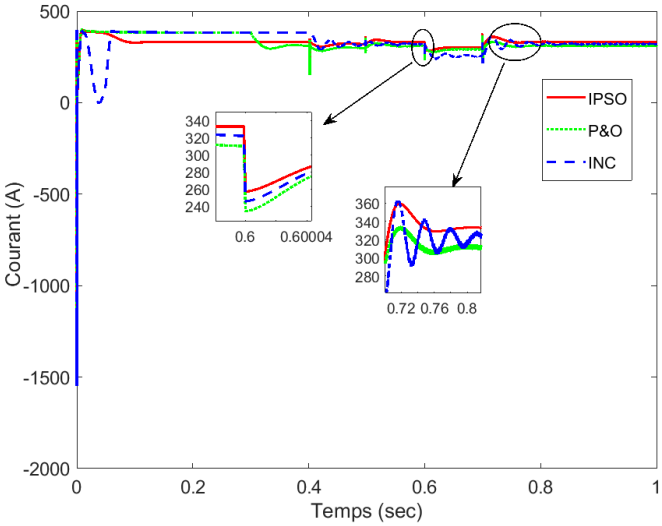



**Figure 2.11.** Variations du courant PV sous conditions d'ombrage partiel PSC.

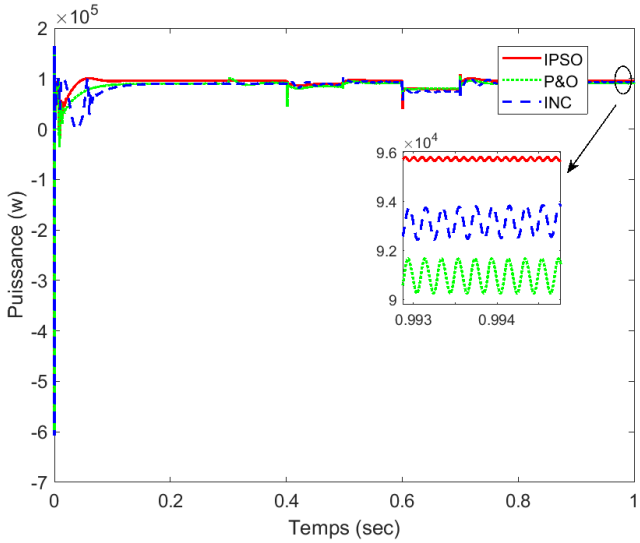



**Figure 2.12.** Variations de la puissance sous conditions d'ombrage partiel PSC.

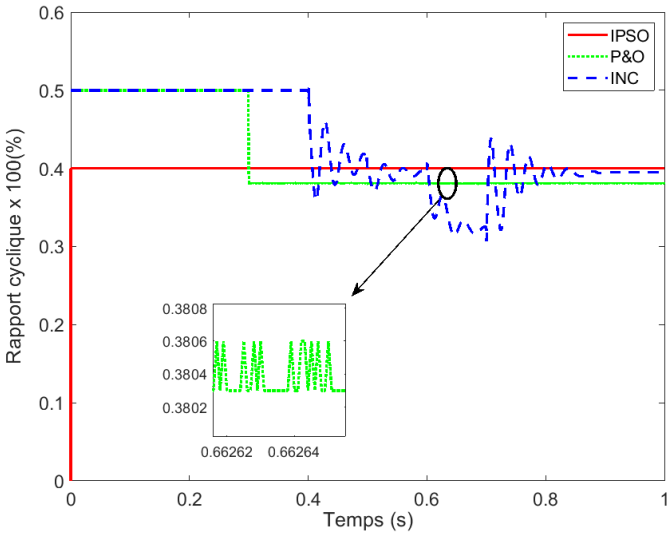



**Figure 2.13.** Variations du rapport cyclique sous conditions d'ombrage partiel PSC.

D'autre part, les performances de la conversion PV peuvent être quantifiées sur la base du rendement (2.45) donnant l'efficacité énergétique de l'installation :

$$\eta = \frac{P_{mésurée}}{P_{pv-\max}} \tag{2.45}$$

où $P_{mesurée}$ est la puissance de sorite mesurée et $P_{pv-max}$ est la puissance maximale des modules connectés Sunpower SPR-305E-WHT-D pouvant être produite.

Ces performances d'efficacité énergétique sont résumées dans le tableau 2.3 pour les différents contrôleurs MPPT reportés. À partir de ces résultats, on peut observer que la puissance générée moyennant un schéma MPPT-IPSO est plus efficace que les techniques MPPT-P&O et MPPT-INC dans des conditions d'ombrage partiel considérées. La capacité du suiveur MPPT-IPSO à échapper aux optima locaux LMPP est bien meilleure que les techniques ordinaires reportées.

**Tableau 2.3**. Performances MPPT de différents algorithmes reportés.

| **Algorithmes** | **Efficacité énergétique** |
|---|---|
| MPPT-IPSO | 94.99 % |
| MPPT-P&O | 90.10 % |
| MPPT-INC | 92.56 % |

## 2.4 Commande MPPT en mode connexion au réseau

### 2.4.1 Préliminaires

#### 2.4.1.1 Boucles de contrôle des variables du système

D'après le schéma de commande de la figure 2.1, trois boucles de contrôle en cascade sont proposées pour le système GPV étudié et dimensionné. Deux boucles internes pour le réglage des courants dq, direct et quadratique, du réseau ainsi qu'une boucle externe pour le maintien de la tension du bus continu DC, seront considérées [Dziri et al., 2024].

Les boucles de contrôle des courants, ont pour objectif la régulation séparée des courants, direct et quadratique, à injecter dans le réseau de distribution triphasée. A partir de ces courants asservis, une tension de référence est obtenue par l'implémentation de la technique de modulation de largeur d'impulsions PWM aux transistors IGBT de l'onduleur.

En appliquant la loi de Kirchoff, les composantes du courant de sortie d'un système PV triphasé peuvent être exprimées comme suit :

$$\begin{cases} L\dfrac{di_{ga}}{dt} + Ri_{ga} = v_{fa} - v_{ga} \\ L\dfrac{di_{gb}}{dt} + Ri_{gb} = v_{fb} - v_{gb} \\ L\dfrac{di_{gc}}{dt} + Ri_{gc} = v_{fc} - v_{gc} \end{cases} \tag{2.46}$$

où $v_{fj}$ , $v_{gj}$ , $i_{gj}$ représentent la tension du convertisseur, la tension du réseau et le courant injecté au réseau, respectivement, avec $j = \{a,b,c\}$ représentant les composantes des trois phases.

En appliquant la transformation de Park & Clark à l'équation (2.46), les équations différentielles suivantes, donnant la dynamique des courants dq, sont obtenues comme suit [Sangwongwanish et al., 2018] :

$$\begin{cases} L\dfrac{di_{gd}}{dt} + Ri_{gd} - \omega Li_{gq} = v_{fd} - v_{gd} \\ L\dfrac{di_{gq}}{dt} + Ri_{gq} - \omega Li_{gd} = v_{fq} - v_{gq} \end{cases} \tag{2.47}$$

où $i_{gd}$ et $i_{gq}$ représentent les courants direct et quadratique, $v_{gd}$ et $v_{gq}$ représentent les tensions directe et quadratique, $L$ et $R$ sont la résistance et l'inductance du filtre RL, $\omega$ est la fréquence du système.

Selon les équations (2.47) il est évident que le contrôle des tensions de sortie $v_{gd}$ et $v_{gq}$ conduira à la commande des courants du système. Cependant, sa résolution est encore complexe, puisque les deux axes sont couplés par le biais des termes $\omega Li_q$ et $\omega Li_{gd}$ .

Pour simplifier la synthèse de commande, il est recommandé de découpler les différentes composantes du courant. Une réorganisation de l'équation (2.46) est adoptée pour obtenir l'obtention des composantes de la tension de référence désirée comme suit :

$$\begin{cases} L\dfrac{di_{gd}}{dt} + Ri_{gd} = \omega L i_{gq} + v_{fd} - v_{gd} = v_d^{'} \\ L\dfrac{di_{gq}}{dt} + Ri_{gq} = \omega L i_{gd} + v_{fq} - v_{gq} = v_q^{'} \end{cases} \tag{2.48}$$

avec $v_d^{'} = \omega L i_{gq} + v_{fd} - v_{fd}$ et $v_q^{'} = \omega L i_{gd} + v_{fq} - v_{gq}$.

Comme le laisse entendre l'équation (2.48), la dynamique des deux boucles de courants, direct et quadratique, est identique. Il suffit donc de s'intéresser uniquement à l'étude et au contrôle d'une seule composante du courant, une fonction de transfert des boucles de courants obtenue à partir de l'équation (2.48) représentée à la figure 2.14 peut s'exprimer comme suit.

$$\frac{i_{gd}(s)}{v_{fd}^{*}(s)} = \frac{i_{gq}(s)}{v_{fq}^{*}(s)} = \frac{1}{Ls+R} \tag{2.49}$$

où $s$ est l'opérateur de Laplace

Comme l'objectif de la boucle externe est de surveiller les composantes dq du courant, il existe dans la littérature deux méthodes de commande pouvant être adoptées : contrôler les puissances active et réactive où seulement contrôler la tension appliquée au bus DC.

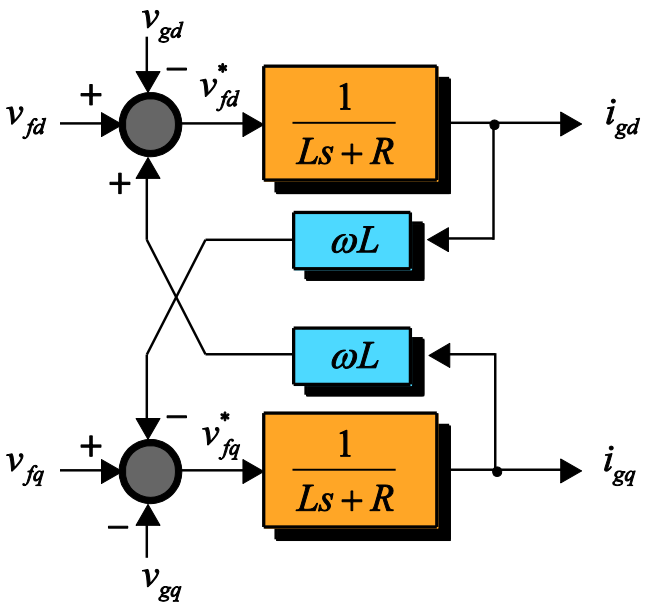



**Figure 2.14.** Schéma fonctionnel des boucles de courant de l'onduleur.

En se basant sur la transformation de Park & Clark, il est possible d'obtenir les courants de références $i_d^{*}$ et $i_q^{*}$ par le biais de boucles de contrôle des puissances active et réactive. Les modèles mathématiques des puissances, active et réactive, sont respectivement exprimées comme suit :

$$P = \frac{3}{2}\left(v_{gd} i_{gd} + v_{gq} i_{gq}\right) \tag{2.50}$$

$$Q = \frac{3}{2}\left(v_{gq} i_{gd} - v_{gd} i_{gq}\right) \tag{2.51}$$

Pour les applications photovoltaïques en connexion au réseau, un facteur de puissance unitaire UPF permettant de répondre aux exigences du raccordement est requis. Cela se traduit par une bonne synchronisation et un courant réactif nul, i.e. $v_{gq} = 0$. En supposant que ce critère est bien vérifié, la représentation mathématique des relations liant les composantes dq de courants par rapport aux puissances active et réactive du système GPV, est exprimée dans le domaine de Laplace comme suit :

$$\frac{P(s)}{i_{gd}(s)} = \frac{3}{2} v_{gd}(s) = \frac{3}{2} v_m \tag{2.52}$$

$$\frac{Q(s)}{i_{gq}(s)} = -\frac{3}{2} v_{gd}(s) = -\frac{3}{2} v_m \tag{2.53}$$

où $v_m$ est l'amplitude de la tension du réseau, $s$ est l'opérateur de Laplace.

.La boucle externe de contrôle de la tension du bus DC a comme objectif de générer des consignes de référence aux boucles de contrôle des courants dq. Le contrôle de la tension du bus DC favorise l'injection d'une puissance appropriée au réseau, i.e. puissance active, avec un taux de distorsion harmonique THD minimisé et un facteur de puissance UPF proche de l'unité.

En se basant sur la théorie de la puissance instantanée et en supposant que le convertisseur DC-AC est idéal, i.e. sans pertes, la tension continue d'entrée et la tension alternative de sortie sont équivalentes, ce qui implique l'équation suivante [Sangwongwanish et al., 2018] :

$$v_{dc} C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{3}{2}\left(v_{gd} i_{gd} + v_{gq} i_{gq}\right) \tag{2.54}$$

où $v_{dc}$ est la tension du bus continu DC, $C_{dc}$ est la capacité du circuit de bus continu, $i_{gd}$ et $i_{gq}$ représentent les courant direct et quadratique, $v_{gd}$ et $v_{gq}$ représentent les tensions direct et quadratique.

Si le convertisseur DC-AC n'est pas idéal, des pertes noté $\eta_v$ seront rajoutées, pour la modélisation, par rapport à l'équation précédente comme suit :

$$C_{dc}v_{dc}\left(\frac{dv_{dc}}{dt}-\frac{1}{C_{dc}}\eta_v\right)=\frac{3}{2}\left(v_{gd}i_{gd}+v_{gd}i_{gq}\right) \tag{2.55}$$

En supposant que la PLL est parfaitement alignée avec le vecteur de la tension du réseau, i.e. $v_{gq}=0$, la fonction de transfert reliant le courant direct de sortie à la tension du bus DC est donné par la relation suivante [Sangwongwanish et al., 2018] :

$$\frac{v_{dc}(s)}{i_{gd}(s)}=\frac{3}{2}\frac{v_m}{v_{dc}C_{dc}s} \tag{2.56}$$

où $v_m$ est l'amplitude de la tension du réseau et $s$ est l'opérateur de Laplace.

### 2.4.1.2 Synthèse des contrôleurs PI décentralisés

La commande MPPT du système photovoltaïque connecté au réseau comprend trois boucles de contrôle mises en cascade. Son schéma fonctionnel est représenté dans la figure 2.15.

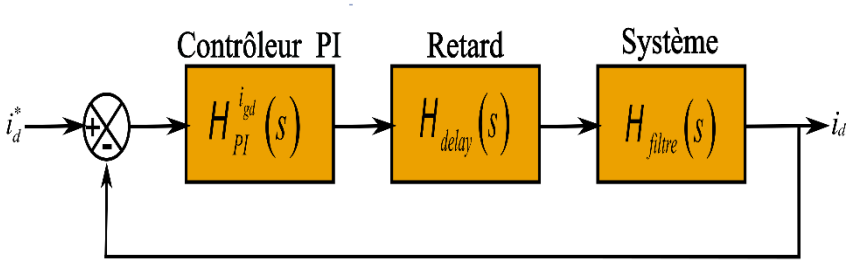



**Figure 2.15.** Boucle de contrôle d'une composante du courant.

Ce schéma de commande comporte les trois fonctions de transfert $\mathcal{H}_{PI}^{i_{gd}}(s)$, $\mathcal{H}_{delay}(s)$ et $\mathcal{H}_{filtre}(s)$ qui représentent respectivement les dynamiques du contrôleur PI, pour l'une ou l'autre des composantes dq du courant $(i_{gd}, i_{gq})$, la temporisation cumulée par les calculs du système de contrôle ainsi que le temps écoulé du PWM et du filtre associé au système du côté AC :

$$\mathcal{H}_{PI}^{i_{gd}}(s)=K_p^{i_{gd}}+\frac{K_i^{i_{gd}}}{s}=\frac{K_p^{i_{gd}}\left(1+T_{i_{gd}}s\right)}{T_{i_{gd}}s} \tag{2.57}$$

$$\mathcal{H}_{delay}(s)=\frac{1}{1+1.5T_s s} \tag{2.58}$$

$$\mathcal{H}_{filtre}(s)=\frac{1}{Ls+R}=\frac{T_f}{L\left(1+T_f s\right)} \tag{2.59}$$

où $K_p^{i_{gd}}$ et $K_i^{i_{gd}}$ sont respectivement les gains proportionnel et intégral du contrôleur PI (ici pour la dynamique du courant direct $i_{gd}$). Le terme $T_{i_{gd}}=K_p^{i_{gd}}/K_i^{i_{gd}}$ désigne le ratio des gains proportionnel-intégral, $T_s$ étant le temps d'échantillonnage et $T_f=L/R$ représente la constante du temps du filtre côté réseau.

Ainsi, la fonction de transfert qui régit la dynamique en boucle ouverte de la composante directe du courant de réseau est exprimée comme suit :

$$\mathcal{H}_{BO}^{i_{gd}}=\mathcal{H}_{PI}^{i_{gd}}(s)\mathcal{H}_{delay}(s)\mathcal{H}_{filtre}(s)=\frac{K_p^{i_{gd}}T_f\left(1+T_{i_{gd}}s\right)}{T_{i_{gd}}Ls\left(1+1.5T_s s\right)\left(1+T_f s\right)} \tag{2.60}$$

Il s'agit ensuite de trouver la fonction de transfert en boucle fermée du régulateur PI et la mettre sous la forme typique d'un système de second ordre en prenant pour simplifier $T_f=T_{i_{gd}}$ :

$$\mathcal{H}_{BF}^{i_{gd}}=\frac{\mathcal{H}_{BO}^{i_{gd}}}{1+\mathcal{H}_{BO}^{i_{gd}}}=\frac{2K_p^{i_{gd}}}{3T_s L}\frac{1}{s^2+\frac{2}{3T_s}s+\frac{2K_p^{i_{gd}}}{3T_s L}} \tag{2.61}$$

Il s'agit d'un système de second ordre dont la pulsation propre et le taux d'amortissement peuvent être identifiés comme suit :

$$\omega_n=\sqrt{\frac{2K_p^{i_{gd}}}{3T_s L}} \tag{2.62}$$

$$\xi\omega_n=\frac{1}{3T_s} \tag{2.63}$$

En considérant un taux d'amortissement $\xi=1/\sqrt{2}$, qui correspond à un dépassement de 5%, les gains proportionnel et intégral des contrôleurs PI associés aux dynamiques des courants dq peuvent être respectivement déduit comme suit :

$$K_p^{i_{gd}} = \frac{L}{3T_s} \tag{2.64}$$

$$K_i^{i_{gd}} = \frac{L}{3T_s T_f} \tag{2.65}$$

La dynamique de tension du bus continu nécessite également de considérer le produit des fonctions de transfert du régulateur PI et du système côté DC dont les expressions mathématiques sont données par :

$$\mathcal{H}_{PI}^{v_{dc}}(s) = K_p^{v_{dc}} + \frac{K_i^{v_{dc}}}{s} = \frac{K_p^{v_{dc}}\left(1+T_{v_{dc}}s\right)}{T_{v_{dc}}s} \tag{2.66}$$

$$\mathcal{H}_{dc}(s) = \frac{3}{2}\frac{v_m}{v_{dc}C_{dc}s} \tag{2.67}$$

Ainsi, la fonction de transfert qui résulte de la boucle de contrôle du bus DC est exprimée après simplification comme suit :

$$\mathcal{H}_{BO}^{v_{dc}} \approx \frac{3V_m K_p^{v_{dc}}\left(1+T_{v_{dc}}s\right)}{2T_{v_{dc}}V_{dc}C_{dc}s^2\left(1+3T_s s\right)} \tag{2.68}$$

À la pulsation de croisement de phase, les valeurs des gains du contrôleur PI de la tension du bus continu sont déduites :

$$K_p^{v_{dc}} = \frac{C_{dc}}{2\sqrt{T_s T_{v_{dc}}}} \tag{2.69}$$

$$K_i^{v_{dc}} = \frac{C_{dc}}{2\sqrt{T_s T_{v_{dc}}^3}} \tag{2.70}$$

$$\omega_c = \frac{1}{\sqrt{3T_s T_{v_{dc}}}} \tag{2.71}$$

où $C_{dc}$ est la capacité du circuit de bus continu, $T_s$ est la période d'échantillonnage, $T_f = L/R$ est la constante de temps filtre côté réseau et $T_{v_{dc}} = K_p^{v_{dc}} \big/ K_i^{v_{dc}}$ désigne le rapport des gains PI de la liaison DC.

## 2.4.2 Réglage optimisé par métaheuristiques distribuées

Compte tenu de la complexité de la modélisation du système GPV étudié, la sélection et le réglage des gains appropriés pour les différents contrôleurs PI de la tension du DC et des courants direct et quadratique reste une tâche difficile et gourmande en temps de conception. Pour faire face à cette complexité, une reformulation du problème de synthèse PI sous forme d'algorithme d'optimisation sous contraintes opérationnelles est proposée. Dans ce problème d'optimisation, les variables de décision traduisent les gains de tous les contrôleurs PI ; la quantité de puissance de sortie générée étant l'objectif et les contraintes peuvent être définies en relation avec les performances de la boucle fermée. Finalement, l'algorithme d'optimisation ainsi reformulé, difficile, non linéaire et non analytique en les paramètres, est posé comme suit :

$$\begin{cases} \underset{\boldsymbol{X}\in\boldsymbol{\mathcal{D}}\subseteq\mathbb{R}^m}{\text{Maximiser}}\ f_l\left(\boldsymbol{X}\right), l\in\left\{ISE, IAE, ITSE, ITAE\right\} \\ \text{sous contraintes :} \\ g_i\left(\boldsymbol{X}\right)\le 0,\ \ i=1,2,\ldots,n_g \\ h_j\left(\boldsymbol{X}\right)=0,\ \ j=1,2,\ldots,n_h \end{cases} \tag{2.72}$$

avec $f_l:\mathbb{R}_+\to\mathbb{R}_+$ sont les fonctions objectifs permettant la maximisation de la puissance de sortie générée, $\boldsymbol{\mathcal{D}}=\left\{\boldsymbol{X}=\left(K_p^{v_{dc}},K_i^{v_{dc}},K_p^{i_{gd}},K_i^{i_{gd}},K_p^{i_{gq}},K_i^{i_{gq}}\right)^T\in\mathbb{R}_+^6 \mid \boldsymbol{X}_{low}\le\boldsymbol{X}\le\boldsymbol{X}_{up}\right\}$ correspond à l'espace initial de recherche, $g_i:\mathbb{R}_+\to\mathbb{R}_-$ et $h_j:\mathbb{R}_+\to\mathbb{R}$ sont les contraintes du problème.

Pour l'optimisation, plusieurs indices de performance relevant du domaine temporel peuvent être utilisés. On cite entre autres les critères Integral of Absolute Error (IAE), Integral of Square Error (ISE), Integral of Time Absolute Error (ITAE) et Integral of Time Square Error (ITSE) définis respectivement comme suit :

$$f_{IAE}\left(\boldsymbol{X}\right)=\int_0^T\left|e_{dc}\left(\boldsymbol{X},t\right)\right|dt+\int_0^T\left|e_{i_{gd}}\left(\boldsymbol{X},t\right)\right|dt+\int_0^T\left|e_{i_{gq}}\left(\boldsymbol{X},t\right)\right|\,dt \tag{2.73}$$

$$f_{ISE}\left(\boldsymbol{X}\right)=\int_0^T e_{dc}^2\left(\boldsymbol{X},t\right)dt+\int_0^T e_{i_{gd}}^2\left(\boldsymbol{X},t\right)dt+\int_0^T e_{i_{gq}}^2\left(\boldsymbol{X},t\right)\,dt \tag{2.74}$$

$$f_{ITAE}\left(\boldsymbol{X}\right)=\int_0^T\left|te_{dc}\left(\boldsymbol{X},t\right)\right|dt+\int_0^T\left|te_{i_{gd}}\left(\boldsymbol{X},t\right)\right|dt+\int_0^T\left|te_{i_{gq}}\left(\boldsymbol{X},t\right)\right|\,dt \tag{2.75}$$

$$f_{ITSE}(\boldsymbol{X}) = \int_0^T t e_{dc}^2(\boldsymbol{X},t)dt + \int_0^T t e_{i_{gd}}^2(\boldsymbol{X},t)dt + \int_0^T t e_{i_{gq}}^2(\boldsymbol{X},t)\,dt \tag{2.76}$$

où $T$ désigne l'horizon de simulation, $e_{dc} = V_{dc}^* - V_{dc}$, $e_{i_{gd}} = i_{gd}^* - i_{gd}$ et $e_{i_{gq}} = i_{gq}^* - i_{gq}$ sont les écarts de régulation entre les sorties du système et leurs références.

Les contraintes du problème d'optimisation (2.72) peuvent être quantifiées en termes des performances en dépassement, en temps de montée et en erreurs statiques du régime permanent, comme suit :

$$g_1(\boldsymbol{X}) = \vartheta_{dc} - \vartheta_{dc}^{\max} \leq 0 \tag{2.77}$$

$$g_2(\boldsymbol{X}) = \vartheta_{i_{gd}} - \vartheta_{i_{gd}}^{\max} \leq 0 \tag{2.78}$$

$$g_3(\boldsymbol{X}) = \vartheta_{i_{gq}} - \vartheta_{i_{gq}}^{\max} \leq 0 \tag{2.79}$$

$$g_4(\boldsymbol{X}) = t_{r,dc} - t_{r,dc}^{\max} \leq 0 \tag{2.80}$$

$$g_5(\boldsymbol{X}) = t_{r,i_{gd}} - t_{r,i_{gd}}^{\max} \leq 0 \tag{2.81}$$

$$g_6(\boldsymbol{X}) = t_{r,i_{gq}} - t_{r,i_{gq}}^{\max} \leq 0 \tag{2.82}$$

où $\vartheta_m^{\max}$ et $t_{r,m}^{\max}$ désignent respectivement les bornes maximales des mesures en dépassement et en temps de montée pour l'ensemble des dynamiques contrôlées du système, $m \in \{v_{dc}, i_{gd}, i_{gq}\}$.

Des fonctions de pénalité statique externe [Kerrigan & Maciejowski, 2000 ; Bouallègue et al., 2015] sont employées de manière à gérer au mieux les contraintes du problème d'optimisation, réécrites sous forme d'inégalités scalaires :

$$\phi_l(\boldsymbol{X}) = f_l(\boldsymbol{X}) + \sum_{i=1}^{n_g} \lambda_{il} \max\{0, g_{il}(\boldsymbol{X})\}^2 \tag{2.83}$$

où $\lambda_{il} \in \mathbb{R}_+$ est le $l^{\text{ème}}$ paramètre de pénalisation statique associé à la $i^{\text{ème}}$ contrainte et $n_g \in \mathbb{N}$ désigne le nombre total de contraintes d'inégalité dans le problème.

## 2.4.3 Algorithme de colonie d'abeilles artificielles proposé

### 2.4.3.1 Origine et concepts de base

Les abeilles sont des insectes sociaux qui se nourrissent du pollen des fleurs. La colonie d'abeilles mellifères est composée d'une seule et unique reine qui vit plus longtemps que les autres abeilles mais ne fait que se reproduire avec des faux bourdons. Seules les abeilles butineuses sont capables de rechercher la nourriture. L'abeille butineuse joue l'un de ces trois rôles : butineuses actives, butineuses éclaireuses et butineuses inactives [Karaboga & Basturk, 2007 ; Karaboga & Akay, 2009]. L'essaim adapte une technique efficace et spécifique pour se nourrir. Les abeilles communiquent entre elles pour préciser l'endroit où la nourriture a été découverte. L'abeille communique aux autres l'existence de la nourriture en produisant une substance chimique dit phéromone ou par des mouvements (danse). La danse peut être en rond ou en forme de huit et dépend de la distance où se situe la nourriture trouvée : un simple rond pour une destination proche et une danse plus complexe en plusieurs ronds si la nourriture se trouve à des kilomètres, dite danse frétillante.

Une abeille éclaireuse cherche une nouvelle source de nectar autour de la ruche et retourne à son origine, elle transmet le nectar qu'elle a stocké dans la ruche. Libérée de la nourriture collectée, elle exécute la danse en fonction de la quantité de nectar disponible dans une telle destination. L'abeille ouvrière se dirige alors vers la destination pour collecter le nectar tout en explorant les sources de nourriture au voisinage à son retour. Arrivée à la ruche, elle effectue une danse pour informer les butineuses inactives de la quantité de nectar restante et des nouvelles sources découvertes. Les butineuses inactives se dirigent directement vers la destination qui contient le plus de nectar selon les informations partagées entre les ouvrières. En fonction de la quantité de nourriture disponible, la source de nourriture sera abandonnée en cas de non amélioration pendant un certain nombre de cycles. Une fois la source abandonnée, l'abeille éclaireuse s'envole à la quête d'une nouvelle source de nectar, ainsi le rôle d'une abeille peut permuter à n'importe quel instant dans le cycle. Un tel comportement reflète un mécanisme puissant permettant d'échapper au problème du piégeage dans des optima locaux et améliore les capacités d'exploration du domaine de recherche. L'algorithme de colonie d'abeilles ABC (pour Artificial Bee Colony) est ainsi inspiré de ce phénomène éthologique permettant de résoudre des problèmes complexes d'optimisation [Karaboga & Basturk, 2007, 2008 ; Karaboga & Akay, 2009].

### 2.4.3.2 Formulation mathématique et paramètres de contrôle

L'algorithme ABC transforme la théorie évoquée précédemment en des équations mathématiques. La population de l'algorithme ABC constitue le nombre d'abeilles qui sont représentées par leurs positions $\boldsymbol{X}_k^1, \boldsymbol{X}_k^2, \ldots, \boldsymbol{X}_k^{n_{pop}}$. Chaque butineuse active représente une solution potentielle dans l'espace de recherche de dimension $n_{\dim} \in \mathbb{N}$. La position de chaque abeille de la colonie $\boldsymbol{X}_k^i = \left(x_k^1, x_k^2, \ldots, x_k^n\right)$ est aléatoirement initialisée conformément à l'équation suivante [Karaboga & Basturk, 2007 ; Karaboga & Akay, 2009] :

$$\boldsymbol{X}_0^i = \boldsymbol{X}_0^{low} + rand\,(0,1)\left(\boldsymbol{X}_0^{up} - \boldsymbol{X}_0^{low}\right) \tag{2.84}$$

où $\boldsymbol{X}_0^{low}$ et $\boldsymbol{X}_0^{up}$ désignent respectivement les limites inférieure et supérieure de chaque dimension du problème. L'indice relatif au nombre d'abeilles est $i = 1, 2, \ldots, n_{pop}$ alors que l'indice sur la dimension du problème est $n = 1, 2, \ldots, n_{\dim}$.

La fonction de fitness $F\left(X_k^i\right)$ évalue chaque solution en fonction de la fonction objectif $f\left(X_k^i\right)$. Cette dernière représente la performance évaluée de la position de l'abeille au sens du problème d'optimisation considéré, et correspond à l'emplacement de la quantité du nectar comme suit [Akay & Karaboga, 2012] :

$$F_k^i = F\left(\boldsymbol{X}_k^i\right) = \begin{cases} \dfrac{1}{f\left(\boldsymbol{X}_k^i\right)+1} & , \; f\left(\boldsymbol{X}_k^i\right) \geq 0 \\ 1 + \left| f\left(\boldsymbol{X}_k^i\right) \right| & , \; f\left(\boldsymbol{X}_k^i\right) \leq 0 \end{cases} \tag{2.85}$$

La population ABC est soumise à un cycle répétitif représentant le processus de recherche mené par les butineuses actives, inactives et éclaireuses, et dont le critère d'arrêt est défini par le nombre maximum de cycles $n_{iter} \in \mathbb{N}$. Les abeilles ouvrières sont les premières à enchaîner ce processus. Elles tentent d'améliorer leurs positions et détecter d'autres destinations potentielles. Les composantes de position de l'ouvrière sont mises à jour au moyen de l'équation de mouvement suivante [Karaboga & Akay, 2009 ; Karaboga & Basturk, 2008] :

$$x_{k+1}^{i,n} = x_k^{i,n} + r_k^i \left(x_k^{i,n} - x_k^{j,n}\right) \tag{2.86}$$

où $1 \le n \le n_{\dim}$ est l'indice des composantes de position de l'abeille, $i$ est l'indice des abeilles ouvrières, et $1 \le k \le n_{iter}$ désigne l'itération de l'algorithme. $r_k^i \in \mathcal{U}(-1,1)$ est un nombre aléatoire uniformément réparti dans l'intervalle $[-1,1]$. L'indice $j \neq i$ est choisi au hasard dans l'intervalle $\left[1, n_{pop}/2\right]$.

Suite à l'obtention de la nouvelle position, une sélection dite gourmande est appliquée. La nouvelle position sera évaluée et comparée avec la position précédente, si cette dernière est meilleure, l'abeille la conserve sinon elle mémorise la nouvelle solution et abandonne la précédente. Le compteur sera incrémenté si l'ancienne solution est conservée et remis à zéro si elle est abandonnée. Ce mécanisme n'est pas spécifique pour les butineuses actives, il est aussi adapté par les butineuses inactives après l'obtention d'une solution. En effet, lorsque le compteur des abeilles actives ou spectatrices dépasse un certain seuil, i.e. le nombre prédéterminé de cycles appelé limite d'abandon $\mathcal{L}_{abn} = n_{\dim} \times n_{pop}/2$, la solution est abandonnée.

La butineuse active se transforme alors en éclaireuse et s'envole pour la découverte d'une nouvelle solution prometteuse. D'autre part, dès que le processus de recherche de source est achevé, les ouvrières partagent les informations collectées avec les abeilles spectatrices. La butineuse inactive, choisit une source de nourriture en fonction de la probabilité $\rho_k^{i,n}$ de chaque solution associée à cette source de nourriture [Karaboga & Basturk, 2007 ; Karaboga & Akay, 2009] :

$$\rho_k^{i,n_{\dim}} = \frac{F_k^{i,n_{\dim}}}{\sum_{i=1}^{n_{pop}/2} F_k^{i,n_{\dim}}} \tag{2.87}$$

où $F_k^{i,n_{\dim}}$ est la valeur de fitness de la $i^{\text{ème}}$ solution à la $k^{\text{ième}}$ itération pour un problème de dimensionnalité $n_{\dim} \in \mathbb{N}$.

### 2.4.3.3 Pseudo-code de l'algorithme ABC

Sur la base des mécanismes de recherche et des équations de mouvement susmentionnées, l'algorithme ABC peut être décrit par les étapes suivantes [Karaboga & Basturk, 2007, 2008 ; Karaboga & Akay, 2009].

## 2.4.4 Résultats de simulation et discussion

### 2.4.4.1 Expérimentations numériques

Le problème d'optimisation (2.72) reformulé pour le réglage des contrôleurs PI du système GPV est principalement résolu grâce à l'algorithme ABC proposé. D'autres algorithmes métaheuristiques concurrents tels que GWO (Grey Wolf Optimizer), WCA (Water Cycle Algorithm) et PSO (Particle Swarm Optimizer) sont utilisés à des fins comparatives.

Toutes les simulations numériques ont été réalisées à partir d'un ordinateur présentant les propriétés suivantes : PC Intel (R) Core TM i3-3217U CPU, 1.80 GHz, 6.0 Go de RAM. Les paramètres d'entrés de l'ensemble algorithmes considérées sont une population de $n_{pop} = 30$ agents et un nombre maximum d'itérations de $n_{iter} = 50$ sont retenus comme paramètres communs de tous les algorithmes reportés. Toutefois, d'autres paramètres de contrôle spécifiques aux algorithmes concurrents sont répertoriés comme suit :

- ABC [Karaboga & Basturk, 2007] : abeilles observatrices 30 ; coefficient d'accélération : 1.
- PSO [Shi & Eberhart, 1998] : facteur d'inertie : 1 ; accélérations cognitive et sociale : 1,5 et 2.
- WCA [Eskandar et al., 2012] : nombre de flux : 3 ; coefficient d'évaporation : $10^{-16}$.
- GWO [Mirjalili et al., 2014] : coefficient d'accélération décroissant de 2 à 0.

Tous les algorithmes reportés sont exécutés indépendamment 10 fois et les résultats de simulations numérique sont résumés dans le tableau 2.4, où STD, ET et EFF (%) désignent respectivement l'écart-type de l'optimisation, le temps écoulé (sec) et l'efficacité énergétique calculée pour le système GPV étudié.

**Algorithme 2.1. Colonie d'abeille artificielle ABC**

1. **Initialisation :** Initialisation des paramètres de l'algorithme ABC, i.e. taille de la population, critère d'arrêt, plage des bornes inférieure et supérieure, compteur (C=0), etc.
2. **Génération de la population initiale selon l'équation (2.84)**
3. **Évaluation de la population selon l'équation (2.86)**
4. **Phase des ouvrières**
   - Génération d'une nouvelle solution selon l'équation (2.87)
   - Évaluation de la solution actuelle par rapport à la précédente
   - Mémorisation de la meilleure solution
   - Mise à jour de la qualité des sources de nourriture selon l'équation (2.72)
5. **Activation des abeilles spectatrices.**
   - Sélection des meilleures solutions pour remplacer celles existantes (2.74)
   - Génération des positions des abeilles spectatrices selon l'équation (2.73)
   - Évaluation de la solution actuelle par rapport à la précédente
   - Mémorisation de la solution actuelle en cas d'amélioration et incrémentation du compteur
6. **Activation des éclaireuses**
   - Vérification du dépassement du seuil d'abandon $\mathcal{L}_{abn}$
   - Remplacement des positions par des nouvelles comme indiqué par l'équation (2.16)
7. **Cycle**
   - Répétition des étapes 4) à 6) jusqu'à ce que le critère d'arrêt soit atteint.

Le problème d'optimisation (2.72) est résolu pour les critères de performance considérés IAE, ISE, ITSE et ITAE, et sous les contraintes opérationnelles des équations (2.77) à (2.82).

**Tableau 2.4.** Résultats d'optimisation du problème (2.72) relatifs à 10 exécutions indépendantes.

| **Critères** | | **Algorithmes** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | ABC | PSO | WCA | GWO |
| IAE | Meilleur cas | **0.5161** | 14.4105 | 14.4062 | 14.4007 |
| | Moyen cas | 0.5184 | 14. 4336 | 14.4213 | 14.4184 |
| | Pire cas | 0.5209 | 14.4472 | 14.4294 | 14.4355 |
| | STD | **0.0014** | 0.0151 | 0.0098 | 0.0145 |
| | ET (sec) | 179 806 | 167 207 | 157 899 | **84 173** |
| | EFF (%) | **93.550** | 93.450 | 93.230 | 93.500 |
| ISE | Meilleur cas | **0.7287** | 1313.8 | 1312.8 | 1313 |
| | Moyen cas | 0.7412 | 1315.3 | 1314 | 1316 |
| | Pire cas | 0.7671 | 1316.5 | 1316 | 1327.8 |
| | STD | **0.0139** | 0.9902 | 1.1080 | 5.2462 |
| | ET (sec) | 156 135 | 162 034 | 156 180 | **73 583** |
| | EFF (%) | **93.800** | 93.600 | 93.600 | 93.600 |
| ITAE | Meilleur cas | **0.0492** | 0.3874 | 0.3870 | 0.3871 |
| | Moyen cas | 0.0500 | 0.4443 | 0.4831 | 0.4743 |
| | Pire cas | 0.0510 | 0.5193 | 0.5220 | 0.5198 |
| | STD | **0.0007** | 0.0065 | 0.0649 | 0.0603 |
| | ET (sec) | 156 522 | **85 186** | 160 207 | 163 274 |
| | EFF (%) | **94.500** | 93.600 | 93.340 | 93.570 |
| ITSE | Meilleur cas | **0.0671** | 43.8823 | 43.9335 | 43.8546 |
| | Moyen cas | 0.0692 | 44.1243 | 44.1142 | 43.9556 |
| | Pire cas | 0.0709 | 45.2328 | 44.0047 | 44.031 |
| | STD | **0.0017** | 0.4932 | 0.0259 | 0.0894 |
| | ET (sec) | 324 679 | **76 649** | 106 120 | 161 358 |
| | EFF (%) | **94.050** | 93.580 | 93.650 | 93.750 |

La figure 2.16 illustre d'autre part les historiques de convergence de l'ensemble des algorithmes comparés pour chaque critère d'optimisation considéré. Ces résultats permettent de constater la supériorité de l'algorithme ABC proposé par rapport aux algorithmes concurrents répertoriés. Cette supériorité s'exprime essentiellement en termes de rapidité de convergence, de qualité des solutions et capacités d'exploration et d'exploitation qui caractérisent le processus de recherche.

En effet, l'algorithme ABC produit des solutions très avantageuses par rapport à celles des solveurs PSO, WCA et GWO. La dynamique d'exploration de l'algorithme ABC lors des premières itérations du processus d'optimisation est clairement démontrée et surpasse les autres algorithmes concurrents. En termes de dynamique d'exploitation, le mécanisme de recherche basé sur les éclaireuses de l'algorithme ABC aide à identifier les solutions les plus prometteuses grâce à une recherche méticuleuse.

Afin de visualiser les différences dans la distribution des performances ainsi que la capacité de reproductibilité des algorithmes concurrents, les diagrammes en boîtes à moustaches sont introduits à ce stade assurant une meilleure compréhension des résultats statistiques présentés à la Figure 2.17. À partir de ces résultats démonstratifs, nous pouvons observer que les tracés de l'algorithme ABC proposé sont assez similaires et ont les formes les plus serrées de la distribution des données.

D'autres spécifications et objectifs de la conception définis en termes d'efficacité énergétique EFF (%), d'écart-type STD et de temps de calcul CTR (sec), comme donné dans l'équation (2.88) [Alhato & Bouallègue, 2019] sont considérés et présentés respectivement dans la figure 2.18 :

$$CTR = \frac{ET}{ET_{total}} \tag{2.88}$$

où $ET$ est le temps écoulé pour l'optimisation relatif à chaque critère de performance et $ET_{total}$ est le temps total considéré par tous les algorithmes pour un même critère.

Tous ces résultats d'expérimentations numériques confirment l'efficacité et la supériorité de l'algorithme ABC proposé en termes de capacités de reproductibilité et de convergence rapide et non prématurée. Sur la base de ces résultats démonstratifs, on peut observer que l'approche de contrôle PI du système GPV basée sur la métaheuristique ABC proposée surpasse tous les algorithmes reportés en termes d'efficacité de production d'énergie dans les cas

d'optimisation ITAE. En effet, l'efficacité du solveur ABC est supérieure d'une valeur de 94.50% comparée à 93.60 %, 93.34 % et 93.57 % respectivement pour les algorithmes PSO, WCA et GWO.

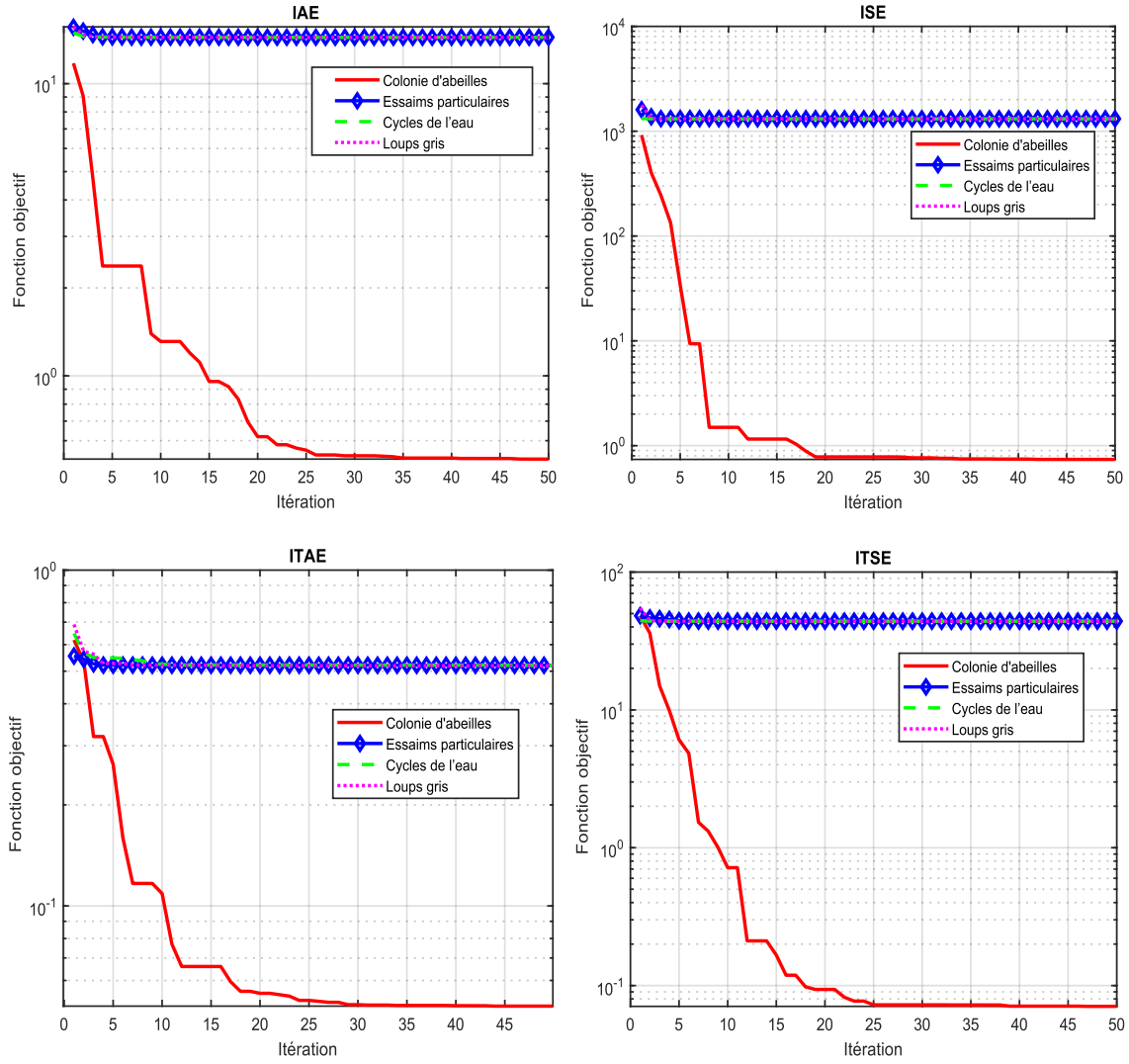



**Figure 2.16.** Historiques de convergence des algorithmes reportés selon les différents critères d'optimisation.

En termes de rapidité d'exécution, le solveur ABC proposé présente un temps de calcul légèrement plus long mais avec une fiabilité de convergence et de capacités de diversification plus élevées grâce à un meilleur équilibre d'exploration-exploitation de l'environnement de recherche. D'autre part, le processus d'optimisation basé sur l'algorithme ABC surpasse clairement tous les autres étudiés dans l'ensemble des scénarios avec de faibles valeurs de la métrique STD. Ces résultats justifient clairement l'utilisation d'un tel algorithme bio-inspiré pour la synthèse et le réglage de tous les contrôleurs PI du système PV connecté au réseau afin de maximiser la production de la puissance de sortie.

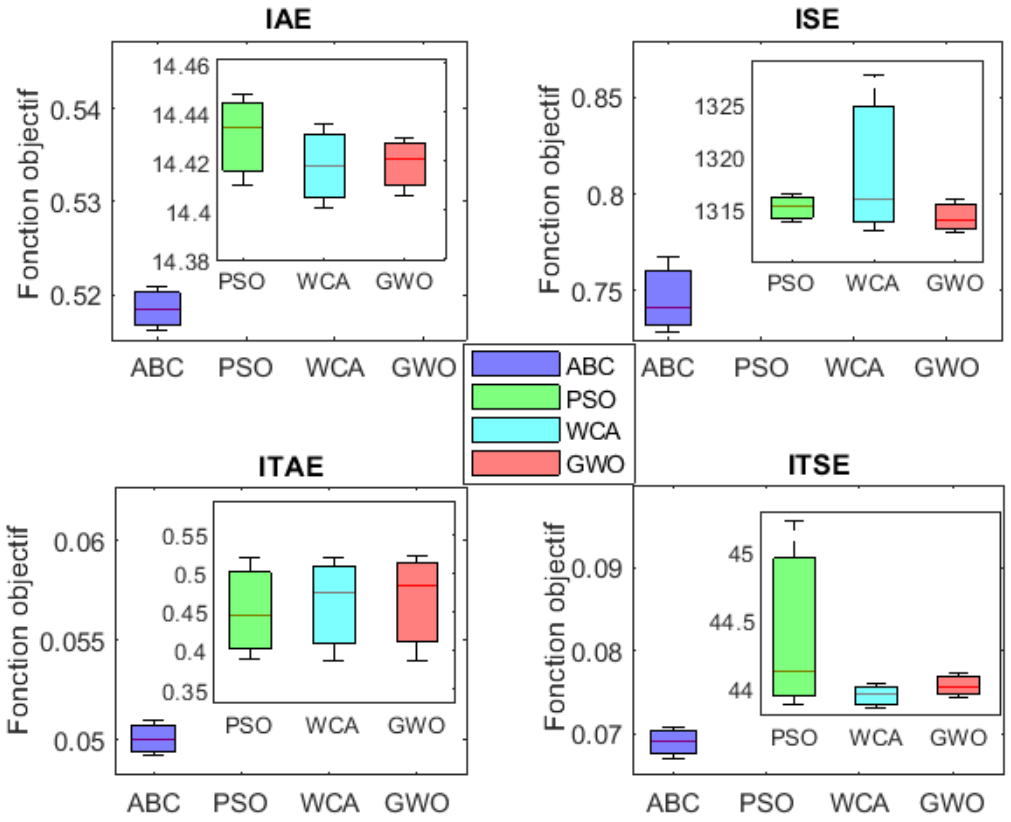



**Figure 2.17.** Diagrammes de boîtes à moustaches pour l'évaluation des capacités de reproductibilité des algorithmes.

### 2.4.4.2 Tests ANOVA

Une analyse statistique basée sur des tests ANOVA, de Friedman et post-hoc, est effectuée pour les algorithmes reportés en utilisant les performances moyennes de l'optimisation pour le problème de conception (2.72) [Pereira et al., 2015 ; Garcia et al., 2009a, 2009b].

Les classements moyens au sens des critères d'optimisation sont calculés et présentés dans le tableau 2.5 pour tous les algorithmes concurrents.

**Tableau 2.5.** Classement au sens de Friedman des algorithmes : cas moyen de l'optimisation (2.72).

| | **IAE** | | **ISE** | | **ITAE** | | **ITSE** | | Rang moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Score | Rang | Score | Rang | Score | Rang | Score | Rang | |
| **ABC** | 0.516 | 1 | 0.728 | 1 | 0.0492 | 1 | 0.067 | 1 | 1 |
| **PSO** | 14.410 | 4 | 1313.8 | 4 | 0.3874 | 4 | 43.882 | 3 | 3.75 |
| **WCA** | 14.406 | 3 | 1312.8 | 2 | 0.3870 | 2 | 43.933 | 4 | 2.75 |
| **GWO** | 14.400 | 2 | 1313 | 3 | 0.3871 | 3 | 43.854 | 2 | 2.5 |

D'après ce résultat, on peut noter que le solveur ABC proposé a atteint les meilleurs scores, donc les classements moyens les plus bas par rapport aux autres méthodes.

Le test de Friedman pour les métaheuristiques $(\mu = 4)$ et les indices de performance $(\sigma = 4)$ considérés aboutit à la statistique calculée $\chi_F^2 = 21.88$ de la $\chi$-distribution. La valeur critique d'une telle distribution avec $\mu - 1 = 3$ degrés de liberté avec un niveau de confiance de $\alpha = 0.05$ est égale à $\chi_{3,0.05}^2 = 7.815 < \chi_F^2 = 21.88$. Etant donné l'importance du score calculé à cette valeur statistique critique, l'hypothèse nulle H0 visant à affirmer, qu'il n'y a pas de différence significative entre les algorithmes de l'ANOVA est donc déclinée. De plus, pour le test d'Iman-Davenport, la statistique est distribuée avec $\mu - 1$ et $(\mu - 1)(\sigma - 1)$ degrés de liberté. L'hypothèse H0 est également rejetée suite à une valeur calculée $F_F = 12.07$ supérieure à la valeur critique $F_{3,9,0.05}$=3.86 au même niveau de confiance significatif

Tous ces résultats statistiques indiquent qu'il existe des différences significatives entre les performances des algorithmes ABC, PSO, WCA et GWO. Ainsi, l'algorithme ABC proposé s'avère être le plus efficace, avec un meilleur classement moyen au sens de Friedman, comme indiqué dans le tableau 2.5.

D'autre part, le test post-hoc au sens de Bonferroni-Dunn est également réalisé de manière à comparer la robustesse du solveur ABC à différents niveaux de confiance par rapport aux autres existants. Les lignes de seuil relatives aux deux niveaux de signification, à savoir 90 % et 95 % sont décrites à la figure 2.19 par $CD_{0.05} = 2.31$ et $CD_{0.1} = 1.533$, respectivement. Le solveur ABC est choisi comme algorithme de contrôle pour comparer statistiquement ses performances aux algorithmes PSO, WCA et GWO.

Sur la base de ce résultat d'ANOVA, on peut observer que les algorithmes concurrents dépassent les lignes de seuil. Cela constat révèle que l'algorithme ABC proposé pour ce problème particulier de conception fonctionne nettement mieux que ces algorithmes sur l'égalité des solutions.

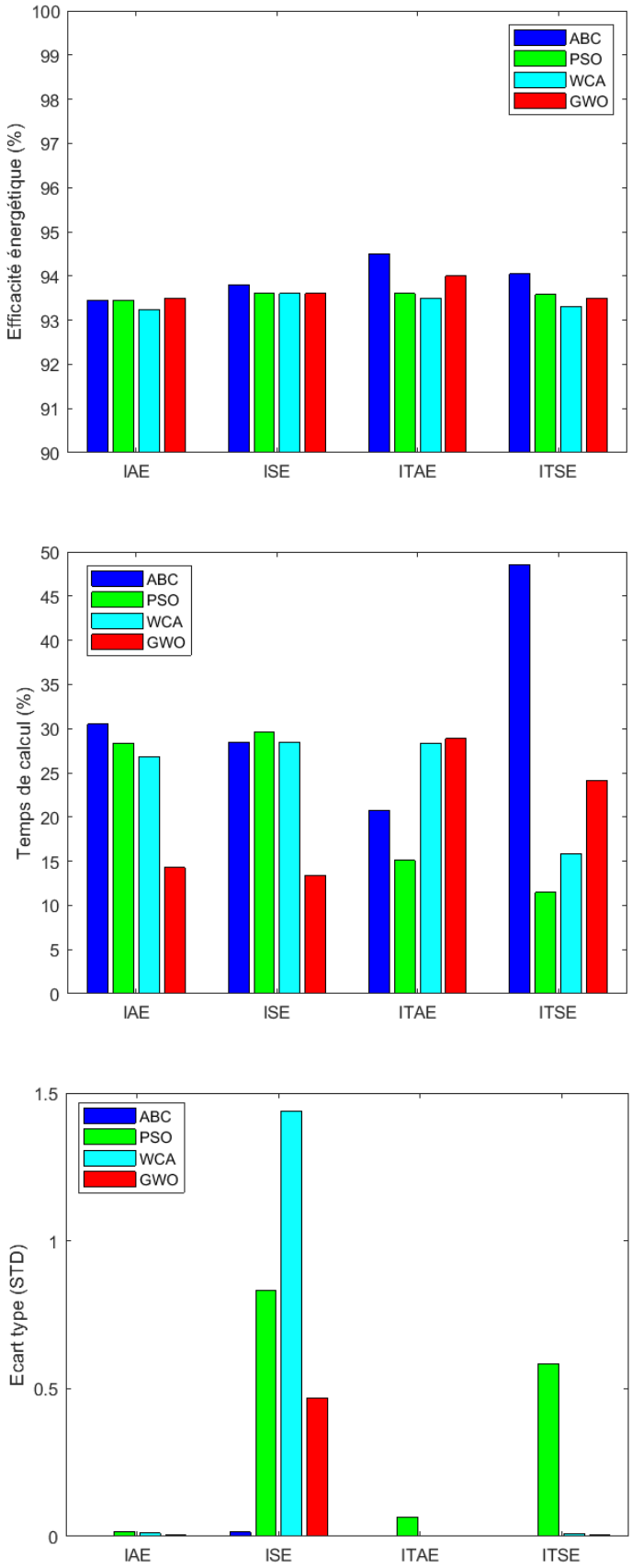



**Figure 2.18.** Performances de l'algorithme ABC selon les différents critères d'optimisation.

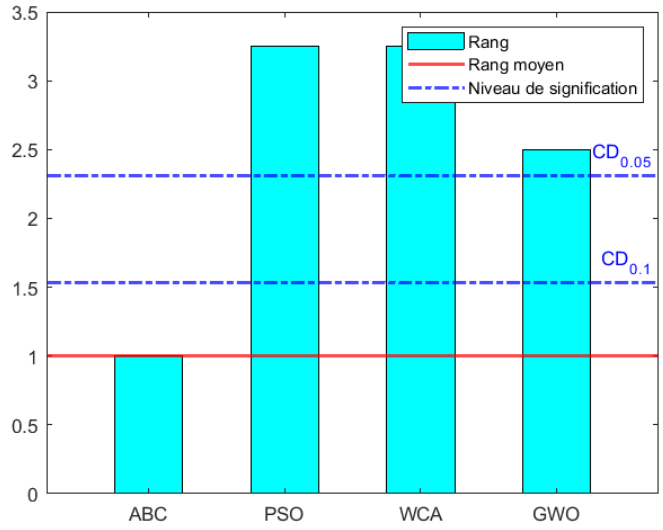



**Figure 2.19.** Représentation graphique du test de Bonferroni-Dunn pour les algorithmes reportés.

### 2.4.4.3 Résultats de la stratégie de commande MPPT proposée

La référence de la tension du bus continu ainsi que la composante du courant quadratique du système photovoltaïque sont maintenues à des valeurs constantes lors des applications GPV. En considérant des changements au niveau du signal de référence de la tension DC, les variables électriques du système GPV contrôlé, i.e. courants direct et quadratique, puissance active et tension DC, sont clairement affectés comme illustré à la figure 2.20. Dans ces conditions opérationnelles, on peut observer que les contrôleurs PI optimisés par l'algorithme ABC produisent des solutions plus compétitives par rapport aux méthodes traditionnelles de conception PI, i.e. essais-erreurs et placement de pôles. Les oscillations et dépassements dans les réponses temporelles des variables de tension du bus DC et courants de réseau sont plus faibles dans le cas d'une conception basée sur la technique ABC. Des variations de paramètres environnementaux de l'installation GPV, i.e. distributions non uniformes de température et d'irradiation, sont aussi considérées pour simuler des conditions plus réalistes vis-à-vis des performances MPPT. Des profils aléatoires qui concernent les entrées d'irradiation et de température sont alors retenus et les résultats de simulation de la commande PI-ABC proposée sont montrés dans la figure 2.21.

Pour la simulation numérique de la commande MPPT proposée, on considère les valeurs des gains PI résumées dans le tableau 2.6.

**Tableau 2.6.** Paramètres des contrôleurs PI pour différentes techniques de synthèse.

| **Paramètres PI** | **Techniques de synthèse** | | |
|---|---|---|---|
| | Essais-erreurs | Placement de pôles | Optimisation ABC |
| $K_p^{dc}$ | 48 | 2 | 2 |
| $K_i^{dc}$ | 150 | 8450 | $6.13\ 10^3$ |
| $K_p^{i_{gd}}$ | 1 | 192 | 129 |
| $K_i^{i_{gd}}$ | 20 | 9920 | 4467 |
| $K_p^{i_{gq}}$ | 1 | 192 | 129 |
| $K_i^{i_{gq}}$ | 20 | 9920 | 4467 |

Ces résultats, démontrent l'efficacité et la supériorité des performances des contrôleurs PI à réglage par ABC en comparaison à celle des algorithmes traditionnels, en termes de capacités de suivi MPP. Cette efficacité est visible au niveau de l'amortissement des oscillations et de la rapidité des régimes transitoires, i.e. de valeurs plus faibles d'erreurs en régime permanent, de dépassements et de temps de montée. La figure 2.22 permet de mieux comprendre l'impact des performances sous ces changements environnementaux.

La quantité de puissance active générée par le système GPV est davantage maximisée dans le cas de l'optimisation ABC. Compte tenu de ses conditions de fonctionnement variables, les performances des contrôleurs PI optimisés moyennant l'algorithme ABC sont étudiées sous un changement d'irradiation compris entre 1000 W/m$^2$ et 800 W/m$^2$ et à une température non constante qui varie entre 20°C et 30°C.

D'un autre côté, la figure 2.21 permet de constater l'amélioration des performances de la commande PI décentralisée et à réglage intelligent par métaheuristiques dans le cadre de ces changements environnementaux.

Les performances en maximisation de puissance de sortie, en adéquation des réponses des régimes transitoire et permanent sont meilleures que pour les méthodes classiques non systématiques et gourmandes en temps de conception, de synthèse PI. En termes de performance en facteur de puissance, la figure 2.23 montre les formes d'ondes des courants et tensions triphasés du réseau électrique sous l'effet des variations considérées pour l'irradiation et la température. On peut observer que les courants alternatifs ont la même phase et la même forme que les tensions du réseau, ce qui signifie que le facteur de puissance unitaire UPF est atteint et que l'algorithme ABC satisfait avec succès aux exigences du formalisme MPPT. En termes de distorsion harmonique totale (THD), l'algorithme ABC proposé surpasse clairement

les autres techniques de conception PI avec des valeurs d'indice THD inférieures, soit de 1,10 %, 2.16%, 1.26%, Figure 2.24. Une telle amélioration de l'atténuation des harmoniques du courant alternatif du réseau, avec une maximisation de la puissance de sortie générée, souligne la supériorité du réglage basé sur l'algorithme ABC proposé comparé par tous les contrôleurs PI rapportés pour le système GPV.

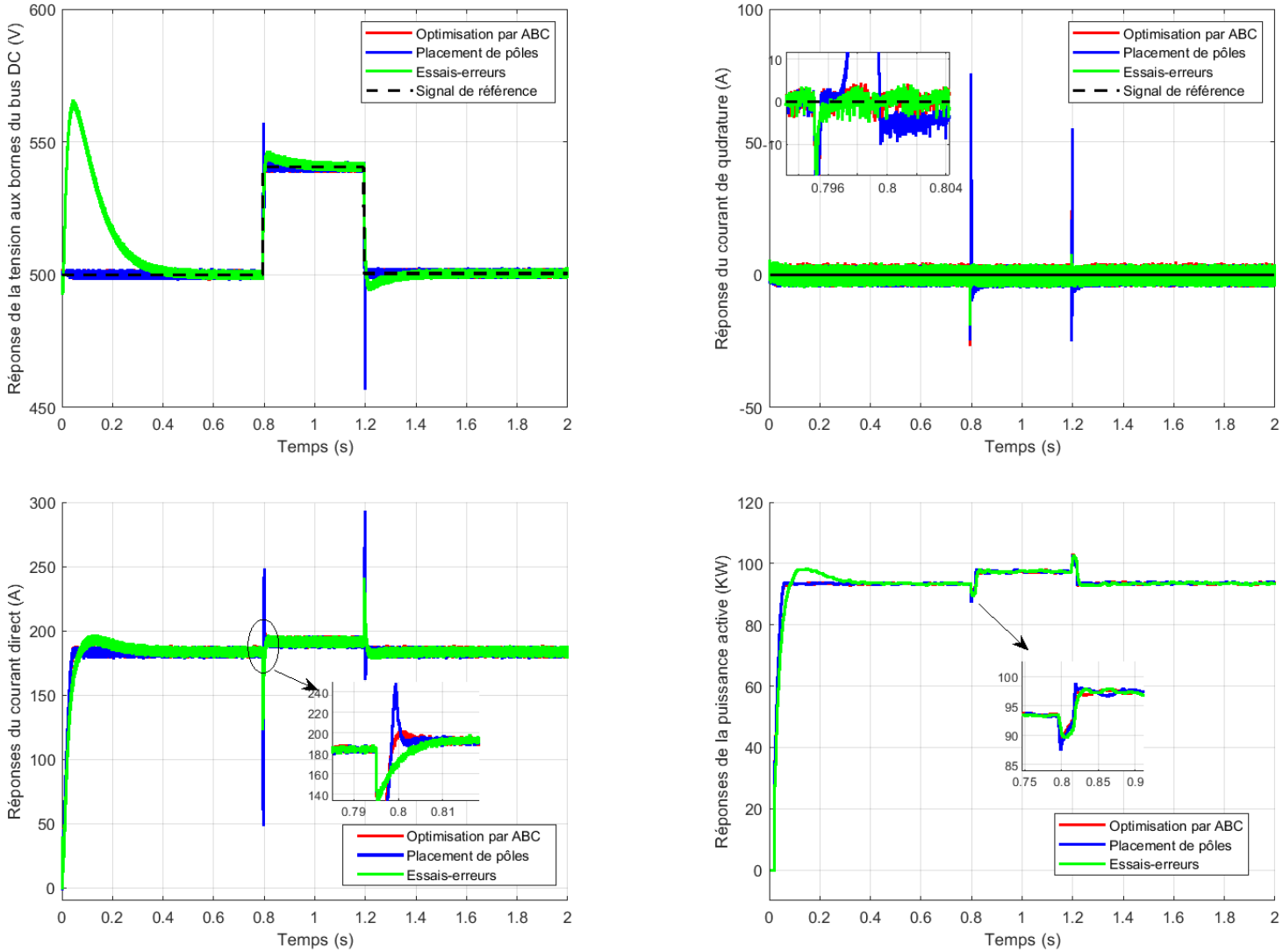



**Figure 2.20.** Réponses du système GPV contrôlé aux changements de la tension de référence du bus continu.

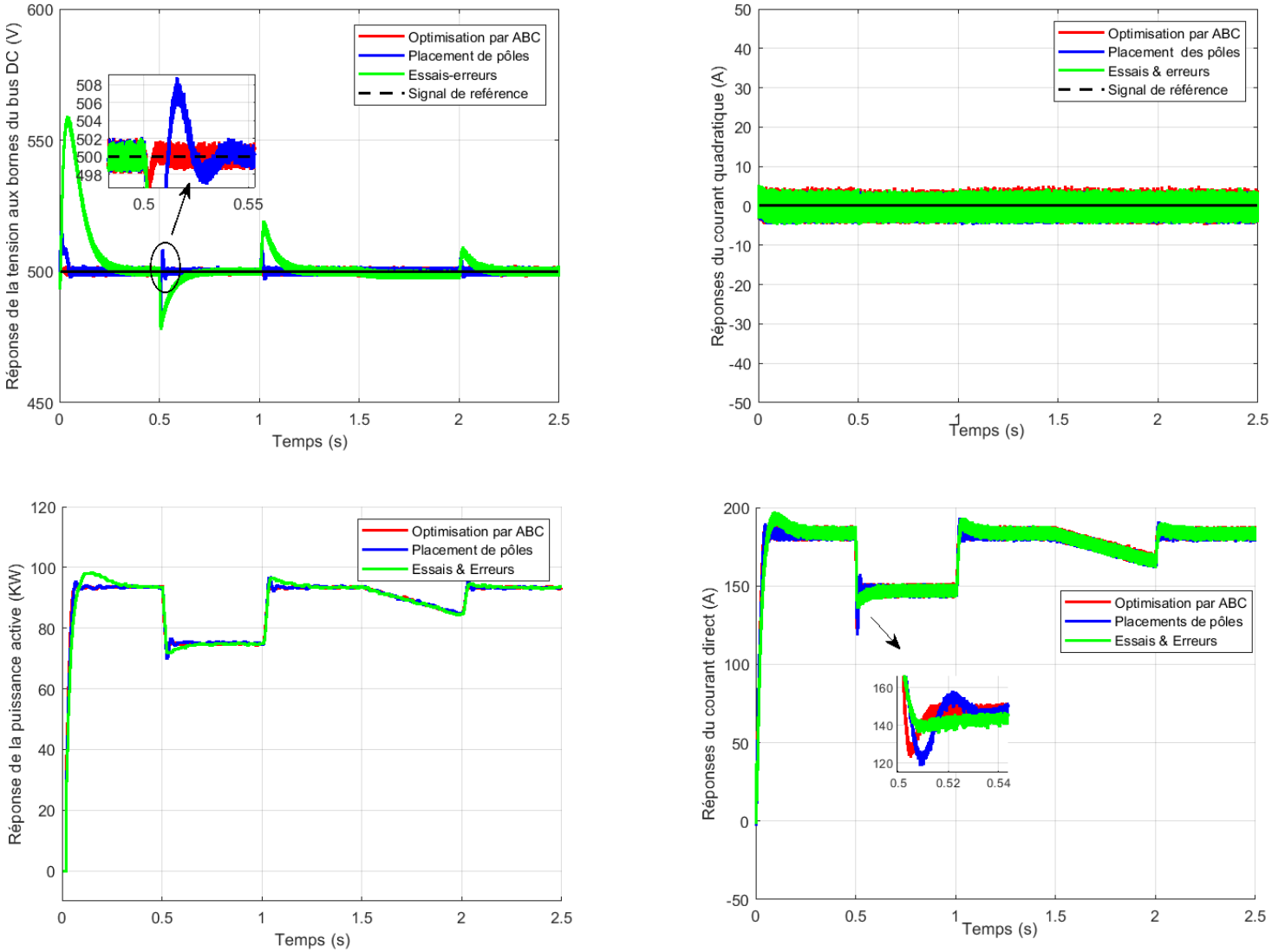



**Figure 2.21.** Réponses du système GPV contrôlé aux changements d'ensoleillement et de la température.

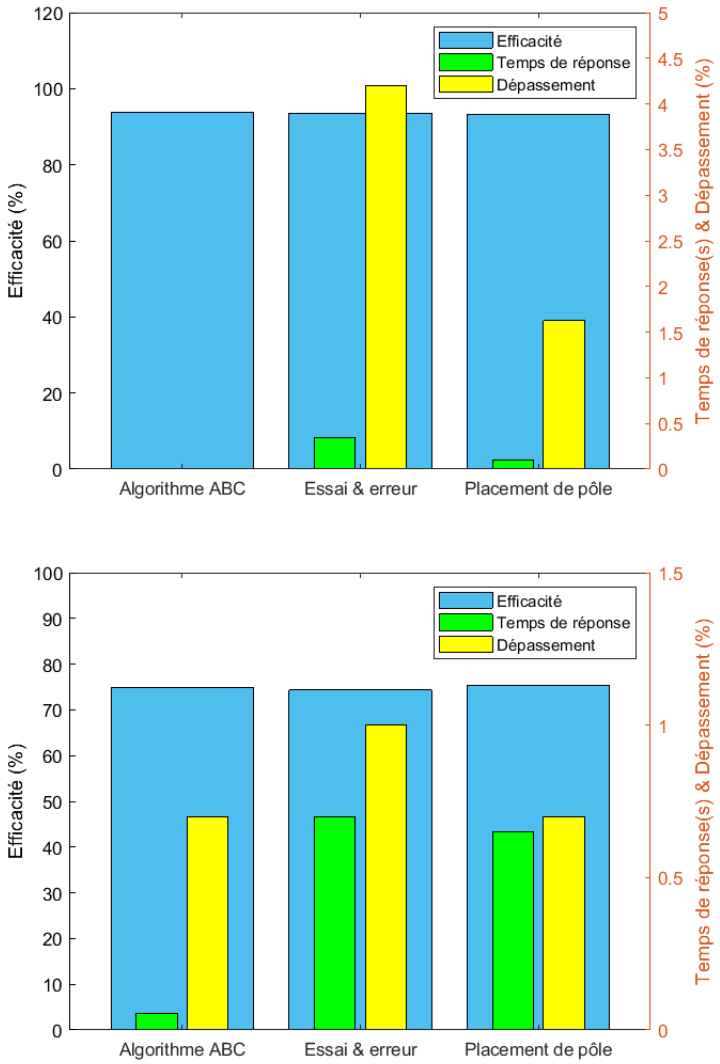



**Figure 2.22.** Comparaison des performances en efficacité énergétique : (a) irradiation 1000W/m$^2$ et température 25°C, (b) irradiation 800W/m$^2$ et température 25°C.

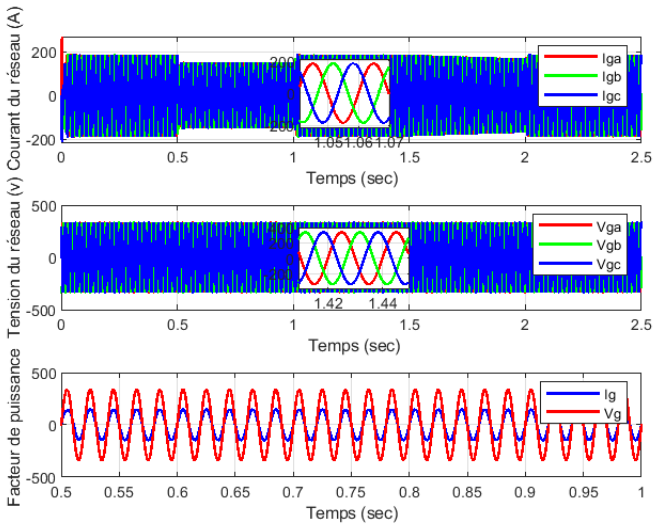



**Figure 2.23.** Réponses des courants et tensions du réseau aux variations des conditions environnementales.

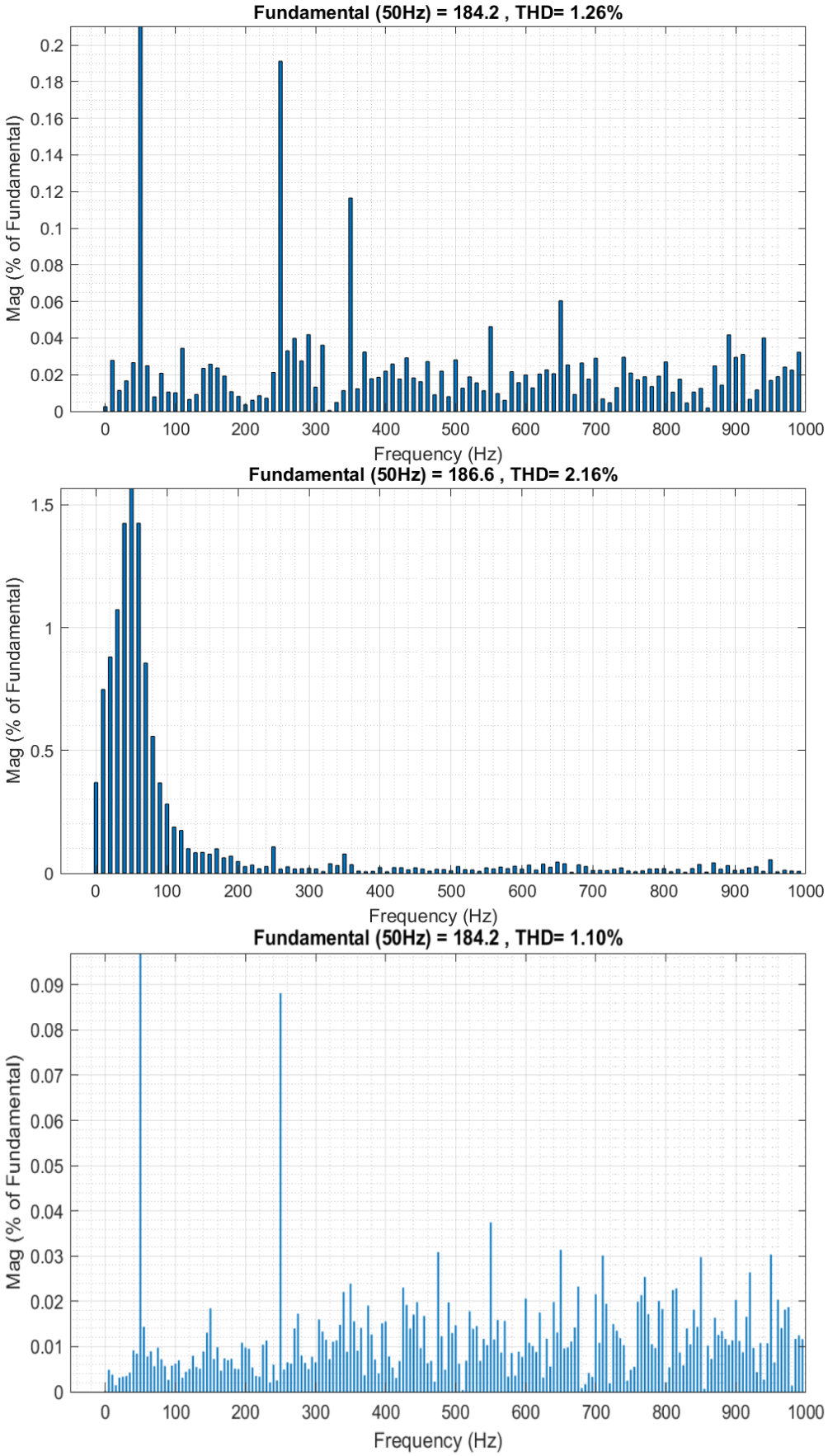



**Figure 2.24** Comparaison des performances en THD: (a) placement de pôles, (b) essais-erreurs, (c) optimisation par ABC.

## 2.5 Conclusion

Une modélisation mathématique d'un système photovoltaïque connecté au réseau triphasé a été présentée dans ce chapitre. Le dimensionnement ainsi que le calcul des différents composants utilisés pour la configuration d'une installation GPV de 100 kW a également été réalisé. Une première stratégie de commande à puissance maximale MPPT, appliquée dans un cadre de fonctionnement autonome du système PV à base d'une variante améliorée de l'algorithme PSO a été élaborée. Des comparaisons avec des techniques de pointes : MPPT par P&O et MPPT par INC ont mis en exergue la supériorité de l'algorithme IPSO proposé. Le rendement énergétique de 94.99 % obtenu par l'approche MPPT-IPSO proposée, est meilleur que ceux issus des techniques MPPT-P&O et MPPT-INC dont les rendements respectifs avoisinent les 90.10 % et 92.56 %. Les effets d'oscillations, caractérisant ces techniques classiques MPPT, ont également pu être contournés.

Une seconde stratégie MPPT appliquée dans le cadre d'une connexion au réseau triphasé du système PV étudié a été mise en avant. Cette fois, la commande a été conçue sur la base d'une architecture décentralisée de trois contrôleurs PI pour la régulation séparée de la tension du bus continu et des courants de réseau. Une formulation sous forme de problème d'optimisation contraint a été adoptée pour la synthèse et le réglage systématique et rapide des contrôleurs PI contribuant à la maximisation de la puissance de sortie à injecter dans le réseau. Cette puissance de sortie devait avoir des performances élevées en termes de distorsion des harmonique THD et de facteur de puissance UPF proche de l'unité, et sous des conditions environnementales non uniformes. Un algorithme métaheuristique de type ABC donnant des meilleures performances en termes d'efficacité énergétique, de reproductibilité algorithmique et de rapidité de résolution numérique a été élaboré et adapté au problème.

Les résultats d'optimisation obtenus ont été comparés et analysés au sens des tests ANOVA, i.e. Friedman et post-hoc Bonferroni-Dunn, montrant ainsi la supériorité de l'algorithme ABC proposé pour le problème de réglage PI.

Bien que les contrôleurs PI soient efficaces pour le contrôle des systèmes complexes, en particulier les systèmes de conversion d'énergie solaire raccordés au réseau, ils présentent encore certaines limites au niveau des fins de robustesse vis-à-vis des défauts de réseau et des conditions météorologiques variables. Ainsi, le chapitre suivant portera sur l'étude de l'amélioration des performances et de robustesse de la stratégie de commande à puissance

maximale du système GPV moyennant les concepts de la commande PI à ordre fractionnaire (FOPI).

# Chapitre. 3 Performances améliorées sous conditions météorologiques variables et défauts du réseau

## 3.1 Introduction

La stratégie de contrôle d'un système PV connecté au réseau est un problème complexe, comme expliqué dans le chapitre précédent, notamment en cas de défaillance. Ce chapitre se concentre sur la boucle de contrôle externe qui vise à maintenir une tension constante et réguler la puissance active. Pour améliorer la réponse du système face aux défauts internes et externes, un régulateur PI fractionnaire (FOPI) est proposé. De plus, une méthode de réglage par optimisation hors ligne moyennant des métaheuristiques de recherche globale, est introduite de manière à concevoir une commande FOPI robuste aux incertitudes paramétriques et aux défauts du système. En effet, les contrôleurs FOPI, intégrant des opérateurs d'ordre fractionnel dans leur structure offrent davantage de degrés de liberté par rapport aux contrôleurs d'ordre entier. Les contrôleurs d'ordre fractionnaire, synthétisés par l'intégration d'opérateurs d'ordre fractionnel dans leurs structures possèdent une capacité intrinsèque à gérer les perturbations exogènes ainsi que les comportements chaotiques et les non-linéarités, non pris en compte dans la modélisation du système contrôlé. Ils bénéficient de plus de degré de liberté par rapport aux contrôleurs d'ordre entier. Ceci permet aux régulateurs FOPI de surmonter les limitations du PI en ce qui concerne la gestion des dynamiques émergentes en assurant une réponse plus performante en stabilité et robustesse. Grace à leur capacité innée à gérer les perturbations exogènes, les caractéristiques chaotiques et non-linéarités, non considérés dans la modélisation du système contrôlé, les régulateurs FOPI sont devenus plus couramment utilisés que les régulateurs PI.

Le chapitre commence par une présentation des préliminaires au calcul fractionnaire, suivie d'une introduction au régulateur FOPI. La commande est ensuite reformulée sous forme d'un problème d'optimisation non linéaire et contraint. Plusieurs algorithmes métaheuristiques, tels que celui du cycle d'eau (WCA), d'optimisation par essaims particulaires (PSO), des loups gris (GWO) ou des colonies d'abeilles artificielles (ABC), sont utilisés pour comparer les performances de la commande FOPI et valider ainsi la stratégie proposée.

## 3.2 Problématique et motivations

Le régulateur de type PI résulte de la combinaison d'une action proportionnelle et intégrale. Les opérateurs dérivée et intégrale affectent plusieurs performances du système tels que la stabilité, la rapidité, le dépassement, etc. Cependant les paramètres du régulateur ne sont pas indépendants . Le principal inconvénient de ce type de régulateur réside dans l'interdépendance des aspects de performance. En effet, ajuster les gains peut améliorer l'un des aspects, mais se faire au détriment des autres.

D'autre part, les régulateurs standards sont sensibles aux incertitudes et défauts du système, rendant la commande vulnérable aux variations des paramètres et/ou des conditions extérieures. Le régulateur PID fractionnaire est une généralisation du régulateur PID standard sous sa forme parallèle, offrant plus de liberté au système grâce à ses paramètres supplémentaires. Les actions de dérivation et d'intégration ne sont plus d'ordre entier mais plutôt d'ordre fractionnaire, offrant plus de flexibilité et améliorant la robustesse du contrôleur.

## 3.3 Commande robuste à ordre fractionnaire du système GPV

### 3.3.1 Préliminaires sur le calcul fractionnaire

Le calcul fractionnaire a été introduit par Leibniz et L'Hôpital au début du XVII$^{ème}$ siècle. Il s'agit d'une branche des mathématiques largement utilisée dans diverses applications d'ingénierie. Elle repose sur des opérations de dérivation et d'intégration ; la n$^{ième}$ intégration ainsi que la n$^{ième}$ dérivation d'une fonction $f$ données par les équations (3.1) et (3.2) respectivement [Petráš, 2011] :

$$D^n f(t) = \int_0^t \frac{f(t)^{n-1}}{(n-1)!} dt \tag{3.1}$$

$$D^n f(t) = \frac{d^n f(t)}{dt^n} \tag{3.2}$$

D'où la définition de l'opérateur intégro-différentiel qui est une généralisation des opérateurs différentiels et intégrateurs tels que :

$$ {}_{t_0}D_t^{\alpha} = \begin{cases} \dfrac{d^{\alpha}}{dt^{\alpha}} & R(\alpha) > 0 \\ 1 & R(\alpha) = 0 \\ \int_{t_0}^{t} (dt)^{-\alpha} & R(\alpha) < 0 \end{cases} \tag{3.3} $$

avec $\alpha \in \mathbb{R}_+$ représente l'ordre non entier et $R(\alpha)$ est sa partie réelle.

D'autre part, pour l'application de l'analyse fractionnaire sur des systèmes complexes, il est indispensable d'introduire la transformation de Laplace, dont la forme générale est exprimée comme suit :

$$ F(s) = \mathcal{L}\{f(t); s\} = \int_0^{\infty} e^{-st} f(t) dt \tag{3.4} $$

où $s$ est l'opérateur de Laplace.

Pour des conditions initiales nulles, la transformation de Laplace de la dérivée fractionnaire et de l'intégrale fractionnaire s'écrivent, respectivement :

$$ \mathcal{L}\left\{ {}_0D_t^{\alpha} f(t) \right\} = s^{\alpha} F(s) \tag{3.5} $$

$$ \mathcal{L}\left\{ {}_0I_t^{\alpha} f(t) \right\} = \frac{F(s)}{s^{\alpha}} \tag{3.6} $$

Au XVIIIe siècle, plusieurs contributions de grands mathématiciens ont été apportées au calcul fractionnaire en commençant par Euler-Lagrange au XVIIIe siècle, Laplace, Fourier, Liouville-Riemann, Caputo, Grünwald et Letnikov mais aucune définition universelle n'est choisie. Les définitions les plus répandues sont représentées dans ce qui suit.

### 3.3.1.1 Définition au sens d'Euler

La fonction Gamma $\Gamma$, introduite par Euler, est une fonction essentielle de l'analyse fractionnaire. Elle représente une forme générale de la fonction factorielle [Oldham & Spanier, 1974 ; Petráš, 2011] et satisfait l'équation suivante :

$$ \Gamma(m) = (m-1)! \tag{3.7} $$

avec $m \in \mathbb{N}$ est un entier positif.

En se basant sur la fonction Gamma, des définitions de la dérivée et de l'intégrale fractionnaire à savoir Grünwald-Letnikov, Caputo et Riemann-Liouville ont été proposées [Petráš, 2011].

### 3.3.1.2 Définition au sens de Gründwald-Leitnikov

La définition de Grünwald-Letnikov de la dérivée fractionnaire [Calderón et al., 2006], définie sur l'intervalle $t_0, t$, est donnée comme suit :

$$ {}_{t_0}D_t^{\alpha} = \lim_{h\to 0} h^{-\alpha} \sum_{k=0}^{r} (-1)^k \binom{\alpha}{k} f(t-kh) \tag{3.8}$$

avec $\binom{\alpha}{k} = \frac{\Gamma(\alpha+1)}{\Gamma(k+1)\Gamma(\alpha-k+1)}$ représente le coefficient binomial généralisé, $\alpha$ est l'ordre fractionnaire, $k$ est un entier positif qui représente la sommation, $h$ est le pas de discrétisation, $r$ est la partie entière de $\left[\frac{t-t_0}{h}\right]$.

### 3.3.1.3 Définition au sens de Riemann-Liouville

En se basant sur l'équation (3.7), Riemann-Liouville a introduit deux notions : la dérivée et l'intégrale de Riemann-Liouville, séparément. Ces notions sont définies respectivement par les équations (3.9) et (3.10) [Petráš, 2011 ; Calderón et al., 2006] :

$$ {}_{t_0}D_t^{\alpha} f(t) = \frac{1}{\Gamma(m-\alpha)} \frac{d^m}{dt^m} \int_{t_0}^{t} \frac{f(\tau)}{(t-\tau)^{\alpha-m+1}} d\tau \tag{3.9}$$

$$ {}_{t_0}I_t^{\alpha} f(t) = \frac{1}{\Gamma(\alpha-m)} \int_{t_0}^{t} \frac{f^{(m)}(\tau)}{(t-\tau)^{\alpha-m+1}} d\tau = {}_{t_0}D_t^{-\alpha} f(t) \tag{3.10}$$

où $\alpha$ est l'ordre fractionnaire : $m-1 < \alpha < m$.

### 3.3.1.4 Définition au sens de Caputo

Une autre représentation de la dérivée fractionnaire proposée par Caputo prend en considération les états initiaux de la fonction à traiter. La nouvelle définition de la dérivée fractionnaire est exprimée comme suit [Badfar et al., 2023 ; Mehta et al., 2018] :

$$ {}_{t_0}D_t^{\alpha} f(t) = \frac{1}{\Gamma(m-\alpha)} \int_{t_0}^{t} \frac{f^{(m)}(\tau)}{(t-\tau)^{\alpha-m+1}} d\tau \tag{3.11} $$

## 3.3.2 Commande CRONE et différentes générations

### 3.3.2.1 Généralités

La Commande Robuste d'Ordre Non Entier (CRONE) est une approche de contrôle robuste basée sur le calcul fractionnaire. Fondée depuis les années 1980 par Oustaloup [Oustaloup, 1981], elle est utilisée pour améliorer la robustesse de systèmes de contrôle face aux incertitudes et aux variations des paramètres.

Dans la littérature, trois générations de la commande CRONE sont identifiées, chacune apporte des avancées significatives par rapport à la précédente [Lanusse et al., 2013 ; Oustaloup & Mathieu, 1999].

La première approche de la commande CRONE, dite 1ère génération CRONE, propose une phase constante fondée sur une transmittance non entière réelle. Pour ce faire la fréquence de coupure doit être comprise dans une bande de fréquence $(\omega_A, \omega_B)$. De ce fait, elle n'agit que face aux incertitudes portant sur le gain du procédé. L'inconvénient de cette génération est qu'en haute fréquence les niveaux de commande sont très importants. Le régulateur fractionnaire CRONE est définit par l'équation suivante :

$$ C(s) = C_0 \left( \frac{1+\frac{s}{\omega_l}}{1+\frac{s}{\omega_h}} \right)^{\alpha} \quad où \ \omega_l < \omega_A \ et \ \omega_h > \omega_B \tag{3.12} $$

La fréquence inférieure $\omega_l$ ne doit pas dépasser la fréquence critique $\omega_A$ et la fréquence supérieure $\omega_h$ doit être choisie être grande devant la fréquence critique $\omega_B$.

La deuxième approche consiste principalement à transformer la fonction de transfert en boucle ouverte en un intégrateur d'ordre fractionnaire permettant d'annuler des variations de la phase. La troisième génération de la commande CRONE introduit une approche plus avancée basée sur un intégrateur d'ordre fractionnaire assurant une plage de fréquence plus large, i.e. plus de robustesse. La commande CRONE de deuxième génération et troisième génération sont

définies à l'équation (3.13) où $\alpha \in \mathbb{R}_+$ est réel pour la deuxième génération et complexe pour la troisième génération.

$$C(s) = \left( \frac{\omega_u}{s} \right)^{\alpha} \tag{3.13}$$

$\omega_u$ est souvent une pulsation de référence dans la plage $[\omega_l, \omega_h]$.

### 3.3.2.2 Cas des régulateurs PID à ordre fractionnaire

Le calcul fractionnaire a été introduit dans les années 90 pour améliorer la robustesse des contrôleurs tels que la commande robuste d'ordre non entier ainsi que le régulateur PID à ordre fractionnaire. Une brève introduction à ces commandes est donnée par la suite en mettant l'accent sur la commande du régulateur PID à ordre fractionnaire.

Le régulateur PID est sensible aux variations des paramètres du processus et/ou des défauts. Ses performances deviennent alors insuffisantes pour certains systèmes hautement complexes tels que celui étudié. En 1999, Podlubny a proposé la généralisation du régulateur PID standard en introduisant un comportement à ordre fractionnaire aux actions intégrale et dérivée [Podlubny et al., 1999] et depuis, le PID à ordre fractionnaire (FOPID) est considérée comme une extension du régulateur CRONE de première génération. Il est à savoir que le FOPID est une forme généralisée du PID. Effectivement, en choisissant les paramètres $(\alpha, \mu) = \{0,1\}$, toutes les formes standards du régulateur, i.e., PID, PI, PD, P peuvent être définies. Les différentes formes du régulateur, selon les valeurs de $(\alpha, \mu)$, sont illustrées à la Figure 3.1. Certes, en incorporant les concepts de calcul fractionnaire dans la structure d'un PI standard, ce dernier a gagné plus de liberté et de performances. De ce fait, le domaine de fonctionnement du régulateur FOPID, est plus large en comparaison à celui du régulateur PID.

La forme standard de la fonction de transfert d'un régulateur FOPID est exprimée comme suit :

$$G_{FOPI} = K_p + K_i s^{\alpha} + K_d s^{\mu} \tag{3.14}$$

où $(K_p, K_i, K_d) \in \mathbb{R}_+^3$ sont les gains du régulateur FOPI, $(\alpha, \mu) \in \mathbb{R}_+ \times \mathbb{R}_+$ correspondent aux valeurs positives qui représentent l'ordre non entier des actions intégrale et dérivée et $s$ représente l'opérateur de Laplace.

L'analyse de stabilité du système ne peut être effectué que si les valeurs d'ordre intégral et d'ordre dérivée ne dépassent pas la valeur 2, i.e. $0<\alpha,\mu<2$ [Zhang et al., 2019].

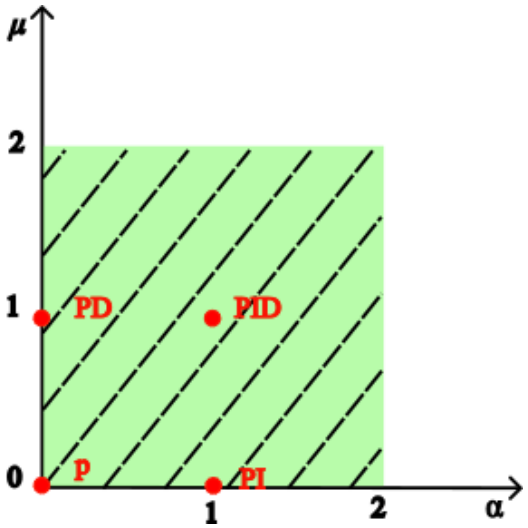



**Figure 3.1.** Les configurations du régulateur FOPID dans le plan $(\alpha,\mu)$.

### 3.3.3 Synthèse FOPI de l'installation GPV

Reconnu par sa robustesse, le régulateur à ordre fractionnaire FOPI est proposé dans ce travail afin de compenser les incertitudes et bruits influant la performance du système. L'intérêt dans ce travail est porté sur la boucle de contrôle de la tension du bus continue qui influe directement sur la puissance. Les boucles de régulations du courant sont identiques à celles du deuxième chapitre, i.e., des régulateurs PI standards. Cependant, la boucle de régularisation de la tension $V_{dc}$ est remplacée par un régulateur FOPI.

La fonction de transfert de la boucle de contrôle de tension en boucle ouverte est représentée par l'équation suivante :

$$G_{v_{dc}} = \mathcal{H}_{dc}\mathcal{H}_{FOPI}^{v_{dc}}\mathcal{H}_{BF}^{i_{gd}} \tag{3.15}$$

avec $\mathcal{H}_{dc}$, $\mathcal{H}_{FOPI}^{v_{dc}}$, $\mathcal{H}_{BF}^{i_{gd}}$ représentent les fonctions de transfert du circuit de bus DC, du régulateur FOPI et du courant en boucle fermée, respectivement.

Les équations $\mathcal{H}_{dc}$ et $\mathcal{H}_{BF}^{i_{gd}}$ ont été définies dans le chapitre précédent, équations (2.55) et (2.56) et l'équation du régulateur fractionnaire $\mathcal{H}_{FOPI}^{v_{dc}}$ est représentée comme suit :

$$\mathcal{H}_{FOPI}^{v_{dc}} = K_{pv} + \frac{K_{iv}}{s^{\alpha}} \tag{3.16}$$

avec $K_{pv} \in \mathbb{R}_+$, $K_{iv} \in \mathbb{R}_+$ et $\alpha \in \mathbb{R}_+$ représentent les paramètres de réglage du régulateur FOPI.

## 3.3.4 Optimisation des boucles de contrôle FOPI

### 3.3.4.1 Formulation du problème

Comme évoqué précédemment le système GPV est un système complexe qui constitue une tâche délicate pour la sélection et le réglage de gains appropriés. Dans cette section, une reformulation du problème de supervision en un problème d'optimisation à contraintes est proposée. Les algorithmes de métaheuristiques ont démontré leur supériorité face aux méthodes traditionnelles en conséquence ils sont abordés dans ce travail pour un réglage optimal des paramètres de réglage du FOPI.

Durant le processus d'optimisation, les variables de décision, à savoir les gains du régulateur FOPI de la tension du DC-Bus sont utilisés pour maximiser la quantité de puissance de sortie générée.

$$\begin{cases} \underset{\boldsymbol{X} \in \boldsymbol{\mathcal{S}} \subseteq \mathbb{R}^m}{\text{Minimiser}}\ f_l(\boldsymbol{X}), l \in \{ISE, IAE, ITSE, ITAE\} \\ \text{sous contraintes :} \\ g_i(\boldsymbol{X}) \le 0,\ i = 1,2,\ldots,n_g \\ h_j(\boldsymbol{X}) = 0,\ j = 1,2,\ldots,n_h \end{cases} \tag{3.17}$$

où $f_l : \mathbb{R}_+ \to \mathbb{R}_+$ sont les fonctions de coût garantissant la maximisation de la puissance de sortie générée, $\boldsymbol{\mathcal{S}} = \left\{ \boldsymbol{X} = \left(K_p^{dc}, K_i^{dc}, \alpha\right)^T \in \mathbb{R}_+^3 \mid \boldsymbol{X}_{low} \le \boldsymbol{X} \le \boldsymbol{X}_{up} \right\}$ est l'espace initial de recherche incluant les variables de décision optimale et $g_i : \mathbb{R}_+ \to \mathbb{R}_-$ et $h_j : \mathbb{R}_+ \to \mathbb{R}$ sont respectivement les contraintes d'inégalité et d'égalité du problème.

### 3.3.4.2 Contraintes de l'optimisation

L'optimisation des variables de décision requiert des indices de performance du domaine temporel tels que IAE, ISE, ITAE et ITSE. Ces critères de performance sont respectivement définis comme suit :

$$f_{IAE}(\boldsymbol{X}) = \int_0^T \left| e_{dc}(\boldsymbol{X}, t) \right| dt \tag{3.18}$$

$$f_{ISE}(\boldsymbol{X}) = \int_0^T e_{dc}^2(\boldsymbol{X}, t)dt \tag{3.19}$$

$$f_{ITAE}(\boldsymbol{X}) = \int_0^T \left| te_{dc}(\boldsymbol{X}, t) \right| dt \tag{3.20}$$

$$f_{ITSE}(\boldsymbol{X}) = \int_0^T te_{dc}^2(\boldsymbol{X}, t)dt \tag{3.21}$$

avec $T$ désigne le temps total de simulation et $e_{dc} = V_{dc}^* - V_{dc}$ représente l'erreur de suivi entre la tension du bus continu et sa référence.

Les contraintes du problème (3.17) peuvent être définies en termes de mesures de dépassement, temps de montée, temps de stabilisation et d'erreur en régime permanent, impliquant les réponses en boucle fermée de la dynamique contrôlée. Dans le présent manuscrit, ces contraintes sont définies comme suit :

$$g_1(\boldsymbol{X}) = \vartheta_{dc} - \vartheta_{dc}^{\max} \leq 0 \tag{3.22}$$

$$g_2(\boldsymbol{X}) = t_{r,dc} - t_{r,dc}^{\max} \leq 0 \tag{3.23}$$

avec $\vartheta_{dc}^{\max}$ et $t_{r,dc}^{\max}$ désignent, respectivement, les valeurs maximales des mesures du dépassement et du temps de montée pour toutes les dynamiques contrôlées de la tension du circuit intermédiaire.

## 3.4 Résultats de simulation et discussion

### 3.4.1 Expérimentations numériques

Cette section montre que le réglage optimal du contrôleur FOPI de la boucle de contrôle externe (équation (3.17)) est assuré depuis l'algorithme ABC.

Différents algorithmes métaheuristiques concurrents tels que GWO, WCA et PSO sont considérés pour l'expérimentation numérique. Les conditions des expérimentations ainsi que les paramètres de contrôle spécifiques sont identiques à celles détaillées au deuxième chapitre ($n_{pop} = 30$, $n_{iter} = 50$). Le tableau (3.1) présente les résultats de l'expérimentation numérique de tous les algorithmes reportés, à savoir STD, ET (sec) et EFF (%). Tous les algorithmes reportés ont été exécutés 10 fois indépendamment.

Le tableau 3.1 expose les résultats du problème d'optimisation obtenus pour différents critères de performance IAE, ITAE, ISE et ITSE. Par ailleurs, une comparaison des courbes de convergence de l'historique des algorithmes de chaque critère est illustrée à la figure 3.2. Grâce à ces observations, la supériorité de l'algorithme ABC proposé est remarquable et assure des solutions très compétitives par rapport aux algorithmes reportés. Cette supériorité est en particulier traduite par des solutions de bonne qualité, ainsi qu'une convergence plus sûre et non prématurée. Les fonctions objectifs chez cette métaheuristique globale sont toujours les valeurs les plus réduites et les métriques d'écart-type STD et de temps de calcul ET sont minimes.

**Tableau 3.1.** Résultats d'optimisation du problème (3.17) relatifs à 10 exécutions indépendantes.

| **Critères** | | **Algorithmes** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | ABC | PSO | WCA | GWO |
| IAE | Meilleur cas | **0.0910** | 0.1296 | 0.1291 | 0.1292 |
| | Moyen cas | **0.0916** | 0.1300 | 0.1297 | 0.1293 |
| | Pire cas | **0.0926** | 0.1303 | 0.1302 | 0.1295 |
| | STD | 0.0007 | **0.0003** | 0.0005 | 0.0522 |
| | ET (sec) | 57691 | 10701 | 7796 | 8358 |
| | EFF (%) | 93.53 | **93. 85** | 93.03 | 93.78 |
| ISE | Meilleur cas | **0.0692** | 0.1232 | 0.1225 | 0.1232 |
| | Moyen cas | **0.0736** | 0.1246 | 0.1235 | 0.12435 |
| | Pire cas | **0.0800** | 0.1268 | 0.1248 | 0.1264 |
| | STD | 0.0045 | 0.0015 | **0.0009** | 0.0014 |
| | ET (sec) | 16410 | 13802 | **10814** | 13322 |
| | EFF (%) | **93.75** | 93.39 | 93.21 | 93.42 |
| ITAE | Meilleur cas | **0.0078** | 0.0125 | 0.0124 | 0.0125 |
| | Moyen cas | **0.0079** | 0.0126 | 0.0125 | 0.0125 |
| | Pire cas | **0.0079** | 0.0127 | 0.0125 | 0.0126 |
| | STD | **0.00001** | 0.00007 | 0.00003 | 0.00003 |
| | ET (sec) | 32141 | **10531** | 10978 | 12195 |
| | EFF (%) | 93.33 | **93.59** | **93.59** | 93.54 |
| ITSE | Meilleur cas | **0.0050** | 0.0117 | 0.0117 | 0.0117 |
| | Moyen cas | **0.0050** | 0.0118 | 0.0118 | 0.0118 |
| | Pire cas | **0.0050** | 0.0119 | 0.0119 | 0.0121 |
| | STD | **0.00003** | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 |
| | ET (sec) | 23189 | 13030 | **12424** | 13317 |
| | EFF (%) | **93.86** | 93.43 | 93.82 | 93.60 |

Cette supériorité est traduite par une convergence non prématurée et rapide, une qualité supérieure des solutions obtenues, ainsi que des capacités d'exploration et d'exploitation optimales qui distinguent le processus de recherche. L'algorithme ABC génère ainsi des résultats particulièrement performants en comparaison avec les solveurs PSO, WCA et GWO. De plus, l'efficacité d'exploration de l'algorithme ABC est évidente dès les premières itérations du processus d'optimisation, surpassant les autres algorithmes. Quant à la phase d'exploitation, le mécanisme de recherche guidé par les éclaireuses de l'algorithme ABC permet d'identifier des solutions plus prometteuses.

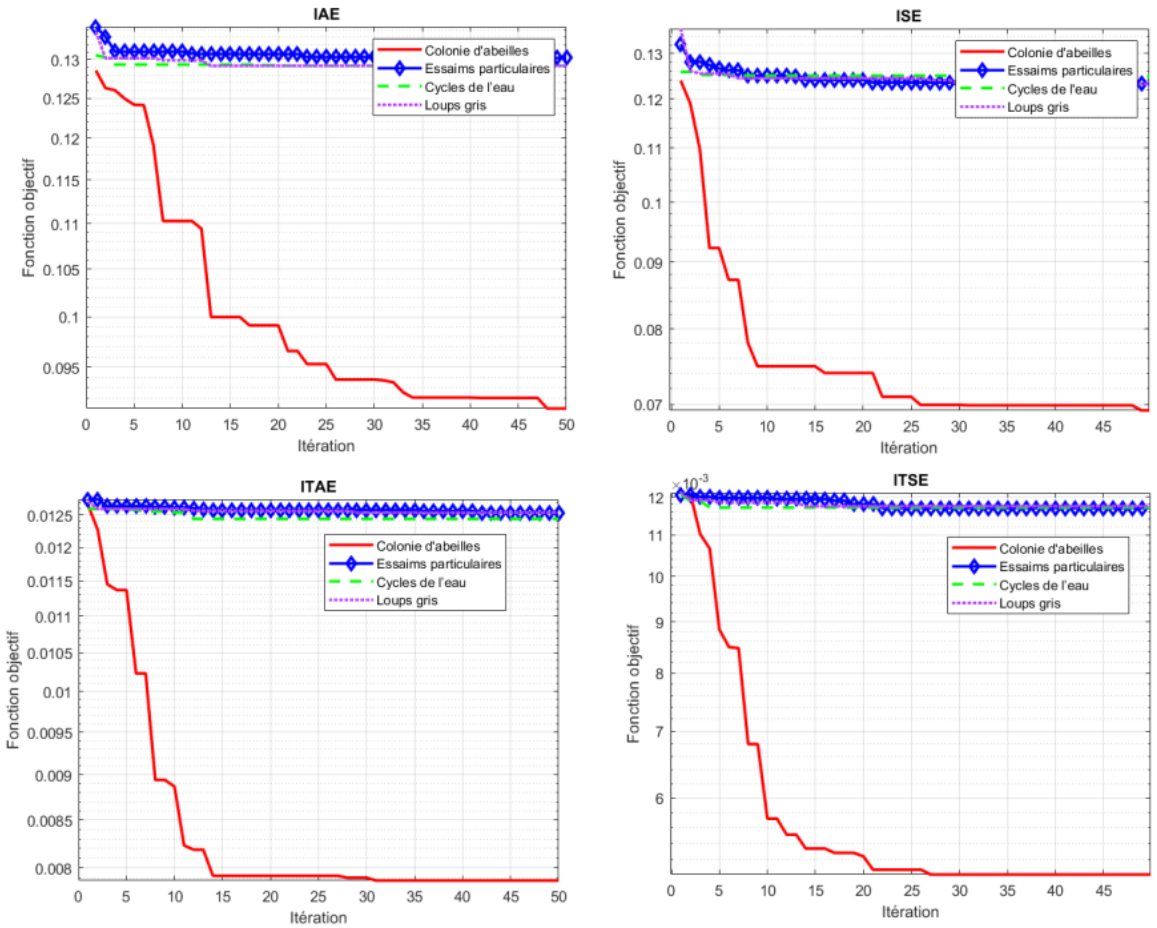



**Figure 3.2.** Historiques de convergence des algorithmes reportés selon les différents critères d'optimisation.

Une représentation des résultats statistiques permettant une interprétation plus fiable est donnée par le biais des boîtes à moustache à la figure 3.3. En effet, la supériorité de l'algorithme ABC est clairement observable, via une distribution des données particulièrement resserrée. Les résultats d'expérimentations numériques précédents confirment le choix de l'algorithme ABC proposé pour le contrôle robuste du système GPV basé sur la métaheuristique. Effectivement, sa supériorité est notable pour la majorité des performances reportées

spécifiquement en termes d'efficacité de production d'énergie dans les cas d'optimisation ITSE avec un taux de 93.86%. Ce taux dépasse ainsi les algorithmes PSO, WCA et GWO dont les performances sont de 93.43 %, 93.82 % et 93.60 %, respectivement.

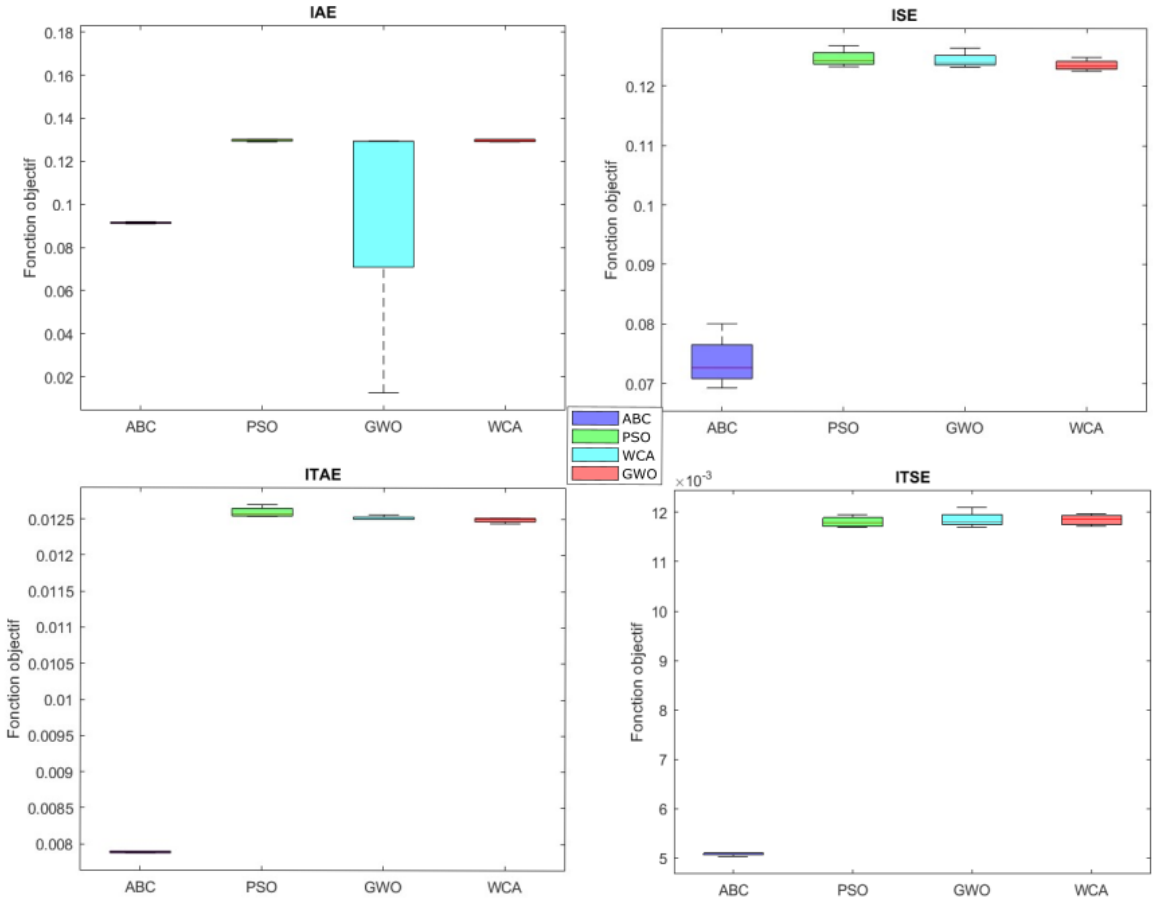



**Figure 3.3.** Diagrammes de boîtes à moustaches pour les capacités de reproductibilité des algorithmes.

Toutefois, le solveur ABC proposé présente une exécution légèrement plus longue, mais garantit une convergence plus fiable et offre des capacités supérieures de diversification, grâce à son fort potentiel d'exploration et d'exploitation de l'environnement de recherche.

Par ailleurs, en comparaison avec les autres algorithmes reportés, le processus d'optimisation proposé démontre des performances nettement supérieures dans tous les scénarios tout en maintenant des valeurs très faibles pour la métrique STD. Ces résultats prouvent clairement la pertinence de l'utilisation d'un tel algorithme bio-inspiré sur la conception et l'ajustement des paramètres de réglage du contrôleur FOPI de la boucle de contrôle externe du système GPV étudié. Il s'agit donc d'un moyen permettant d'optimiser la production de puissance de sortie. D'autre part, pour des fins de comparaison, le temps de calcul

(CTR) est aussi reporté ainsi que l'efficacité énergétique EFF (%) et l'écart-type STD, Figure 3.4.

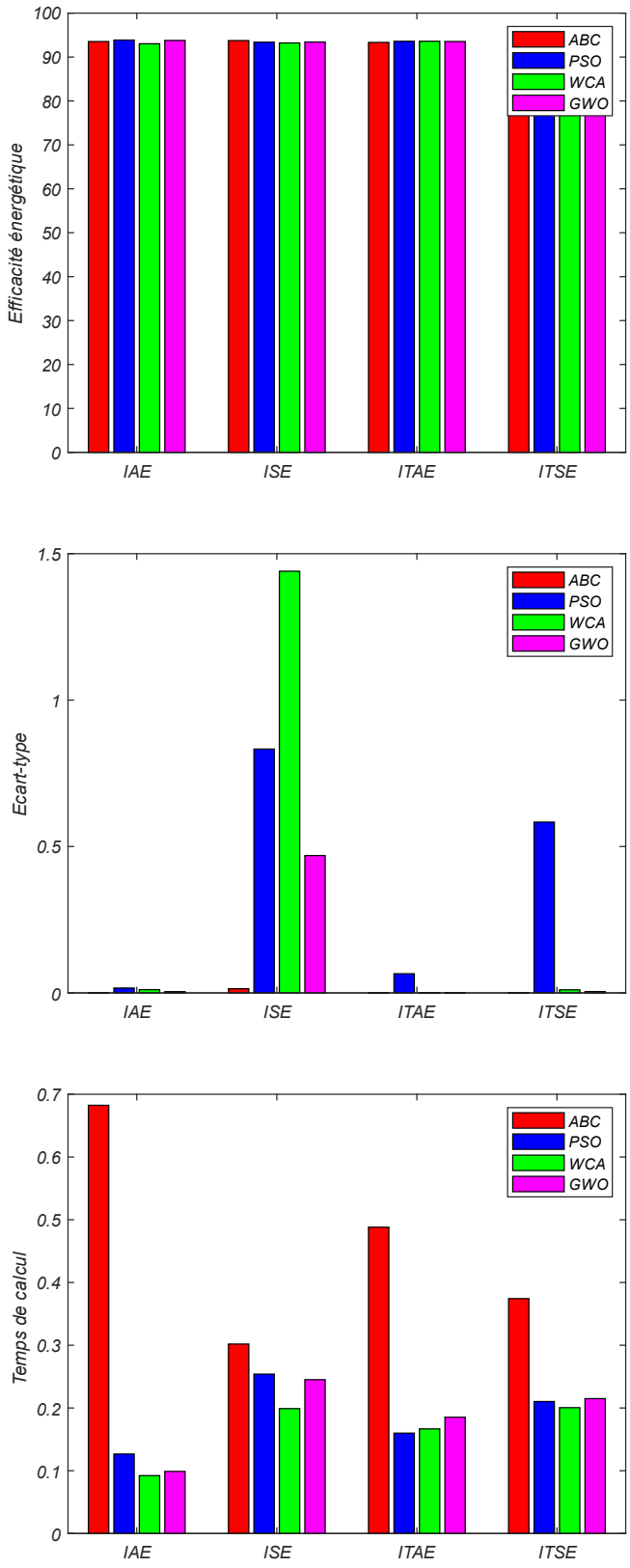



**Figure 3.4.** Performances de l'algorithme ABC selon les différents critères d'optimisation.

### 3.4.2 Tests ANOVA et comparaisons

Une classification des meilleures valeurs d'exécution liées aux différents critères d'optimisation permettant de déterminer la meilleure méthode opérationnelle est présentée dans cette partie. Selon les quatre indices de performance. Les rangs moyens de toutes les stratégies introduites sont répertoriés dans le Tableau 3.2.

On peut observer que la métaheuristique ABC proposée a décroché les rangs moyens les plus bas par rapport aux autres méthodes. Le test de Friedman pour les métaheuristiques concurrents $(\mu = 4)$ et les quatre indices de performances $(\sigma = 4)$ fournit la valeur calculée $\chi_F^2 = 9.3$ de la distribution $\chi$. La valeur critique d'une telle distribution avec des degrés de liberté $\mu - 1 = 3$ et au niveau de confiance $\alpha = 0.05$ est égale à $\chi^2_{3,0.05} = 7.815$.

Étant donné que le score calculé ci-dessus est supérieur à cette valeur statistique, l'hypothèse nulle est rejetée. De plus, le test d'Iman-Davenport [Iman & Davenport, 1980] a montré que la statistique est distribuée avec des degrés de liberté $m - 1 = 3 \; and \; (m - 1) \times (l - 1) = 9$. L'hypothèse nulle de ce test est également rejetée car la valeur calculée $F_F = 10.33$ est supérieure à la valeur critique au même niveau de confiance significatif $F_{3,9,0.05} = 3.86$. Toutes ces analyses statistiques démontrent l'existence de différences significatives entre les performances des algorithmes rapportés pour le problème d'optimisation. Ainsi, selon les tests statistiques employés l'ABC proposé s'avère être le plus efficace, offrant le meilleur classement moyen comme le tableau 3.2 l'indique.

**Tableau 3.2.** Classement au sens de Friedman des algorithmes : cas moyen de l'optimisation (3.17).

| | **IAE** | | **ISE** | | **ITAE** | | **ITSE** | | Rang moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Score | Rang | Score | Rang | Score | Rang | Score | Rang | |
| **ABC** | 0.0910 | 1 | 0.0723 | 1 | 0.0078 | 1 | 0.0050 | 1 | 1 |
| **PSO** | 0.1296 | 4 | 0.1233 | 4 | 0.0126 | 4 | 0.01172 | 3 | 3.75 |
| **WCA** | 0.1293 | 3 | 0.1225 | 2 | 0.0124 | 2 | 0.01178 | 4 | 2.75 |
| **GWO** | 0.1292 | 2 | 0.1232 | 3 | 0.0125 | 3 | 0.01170 | 2 | 2.5 |

D'autre part, le test post-hoc au sens de Bonferroni-Dunn est également réalisé de manière à vérifier les performances du solveur ABC à différents niveaux de confiance. Pour les deux niveaux de signification, à savoir 90 % et 95 %, les lignes de seuil sont décrites dans la figure 3.5 par $CD_{0.05} = 2.31$ et $CD_{0.1} = 1.533$, respectivement. La comparaison des

performances de différents algorithmes (PSO, WCA et GWO) requiert de définir un solveur comme algorithme de contrôle qui s'est porté sur le solveur ABC. Sur la base de ce résultat d'ANOVA, on peut observer que les algorithmes concurrents dépassent les lignes de seuil. Ce constat révèle que l'algorithme ABC proposé pour ce problème particulier de conception fonctionne nettement mieux que ces algorithmes sur l'égalité des solutions.

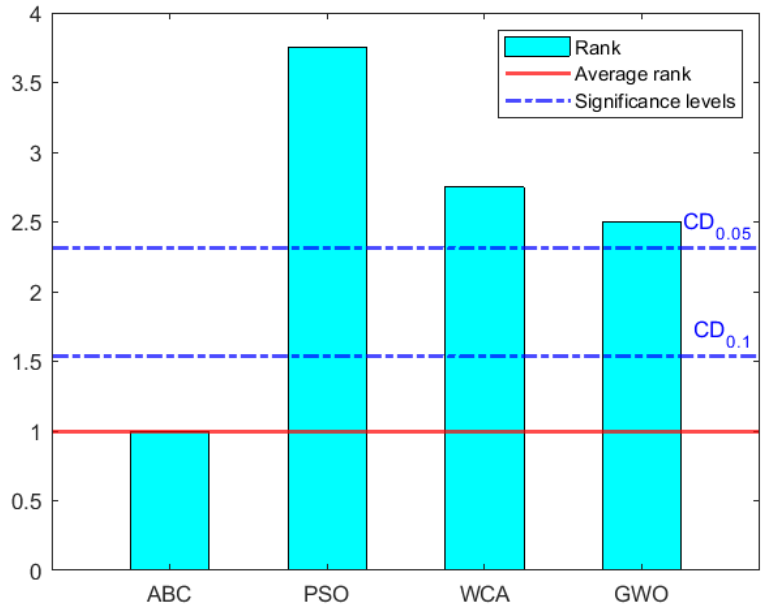



**Figure 3.5.** Représentation graphique du test de Bonferroni-Dunn pour les algorithmes reportés

### 3.4.3 Résultats de la stratégie de commande FOPI proposée

Dans cette section, une étude comparative des performances du régulateur fractionnaire FOPI et du régulateur standard PI est envisagée.

Le système adopté garde les mêmes caractéristiques que celle du système étudié dans le chapitre précédent décrites dans le tableau 2.2. Dans ce qui suit, une multitude de défauts sont pris en considération pour mettre en exergue les performances de la commande proposée. La dégradation pouvant être causée par des anomalies du côté DC et côté AC tels qu'évoquées dans le premier chapitre.

De ce fait, la variation d'irradiation et de température ainsi que la variation de tension du réseau, des défauts communs aux systèmes connectés aux réseaux sont pris en considération. En raison de divers facteurs comme le vieillissement des équipements, les simplifications dans la modélisation du système ou la tolérance de fabrication, les valeurs des composants peuvent

être incorrectes. Ces incertitudes peuvent nuire au bon fonctionnement du système. Par conséquent, ce type de défaut est également pris en considération dans ce travail. Divers scénarios sont étudiés, comme indiqué dans le tableau 3.3. Dans un premier temps, les performances du régulateur proposé sont évaluées dans des conditions standard : 1000 W/m², 25°C sur un système GPV sans défauts.

Pour ce premier scénario les réponses des puissances active et réactive, et celle du courant quadratique se rapprochent comme illustré à la figure 3.6 (scénario 1). Cependant, le régulateur FOPI fournit une meilleure réponse du point de vue rapidité pour la régulation de la tension du bus DC.

En temps réel, le système GPV est doté d'une tension et d'un courant de référence constant, comme précisé précédemment (i.e. $i_{q_{ref}} = 0A, V_{dc_{ref}} = 500V.$) Toutefois, dans ce qui suit, des variations de signaux de référence seront examinées pour l'évaluation de l'aptitude du contrôleur proposé dans la régularisation de la boucle de contrôle. Les figures 3.7 et 3.8 illustrent le comportement du système lors du changement de signal de référence du courant quadratique et de la tension de référence, (scénarios 2 et 3), respectivement.

Le PI standard arrive parfaitement à suivre les signaux de références cependant les performances du FOPI sont clairement supérieures à ce dernier en termes de dépassement, rapidité et oscillations. A la suite des perturbations, des défauts extérieurs et incertitudes de paramètres seront considérés de manière à vérifier la robustesse du régulateur.

Le premier défaut considéré est la perturbation des conditions extérieures où deux scénarios différents taux de diminution de l'irradiation (30% et 50%) de la valeur nominale sont pris en compte, i.e. les scénarios 4 et 5.

Il est important de noter que la réduction de l'irradiation a un impact marqué sur les réponses du système et que chaque variation au niveau de l'irradiation influe instantanément la puissance fournie par le système GPV tel que représenté par les figures 3.9 et 3.10. Toutefois, étant donné le lien direct entre la puissance et le signal de la tension du bus-DC, ce dernier est aussi marqué par ces perturbations.

**Tableau 3.3.** Différents scénarios pour la commande FOPI du système GPV.

| | **Scénario 1** | **Scénario 2** | **Scénario 3** | **Scénario 4** | **Scénario 5** | **Scénario 6** | **Scénario 7** | **Scénario 8** | **Scénario 9** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Irradiation (Max, Min) | 1000W/m² | 1000W/m² | 1000W/m² | 1000W/m², 700W/m² | 1000W/m², 500W/m² | 1000W/m² | 1000W/m² | 1000W/m² | 1000W/m² |
| Température (Max, Min) | 25°C | 25°C | 25°C | 40°C, 20°C | 40°C, 20°C | 25°C | 25°C | 25°C | 25°C |
| Tension de référence (Max, Min) | 500V | 560V, 480V | 500V | 500V | 500V | 520V, 480V | 500V | 500V | 550V, 480V |
| Courant de référence | 0A | 0A | -5A, 10A | 0A | 0A | 0A | 0A | 0A | 0A |
| Chute de tension du réseau (% de la tension nominale) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60% | 0 | 0 | 0 |
| Surtension du réseau (% de la tension nominale) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120% | 130% | 0 |
| Incertitudes paramétriques : résistance et inductance du filtre | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | +50% de la valeur nominale |

Les deux régulateurs ont une bonne performance de suivi comme l'indique la Figure 3.9. Cependant, aux instants 0,15 s et 0,35 s, où l'irradiation diminue respectivement de 1000 W/m² à 800 W/m² puis de 1000 W/m² à 700 W/m², les oscillations sont plus prononcées en comparaison à celles observées lorsque l'irradiation revient à sa valeur initiale, soit 1000 W/m². De plus, le FOPI est beaucoup plus réactif et garantit un signal présentant moins d'oscillations par rapport aux réponses du PI standard. Tout autant, dans le scénario 5, illustré par la figure 3.10, le régulateur proposé présente une supériorité accrue de stabilité au moment d'une diminution de 50% de l'irradiation. En effet, lors d'une diminution mineure de 20 à 30% de la valeur nominale d'irradiation le régulateur PI reste performant mais à dés lors qu'une diminution drastique de 50% se manifèste, il ne peut plus suivre le signal de référence et devient instable. Le régulateur FOPI reste à l'inverse performant et le système se stabilise rapidement après de légères oscillations.

Le scénario 6 illustré à la figure 3.11 prend en considération une chute de 40% de la tension nominale plus une variation de la tension de référence. La chute de tension du réseau est visible sur l'intervalle temporel [0.2- 0.4] secondes. Ce résultat confirme la supériorité du contrôleur proposé, notamment pour la limitation des oscillations et la rapidité.

Les effets liés à l'accroissement de la tension du réseau sont également investigués. Une augmentation de 120 % (scénario 7) et de 130 % (scénario 8) de la valeur nominale de la tension du réseau est constatée au niveau des Figures 3.12 et 3.13. La légère augmentation visible à la Figure 3.12 démontre la performance des deux régulateurs à l'égard du suivi des références et d'optimisation de la puissance. Une supériorité de performance du FOPI pour la diminution des oscillations et de rapidité est clairement mise en évidence.

La Figure 3.13 démontre que la régulation par PI présente des performances limitées face à l'augmentation des surtensions, conduisant à une instabilité du système face à des légères perturbations du système commandé par le régulateur proposé. En effet, la stabilité du système est notable lors d'une augmentation de 130% de la valeur nominale de la tension du réseau.

Le dernier scénario : 9 (Figure 3.14), prend en considération les incertitudes de mesure de composants du filtre RL, une augmentation de 50% des valeurs nominales de la résistance et de l'inductance du filtre est envisagée. Le comportement du système est étudié suivant une variation de la tension de référence. D'un point de vue précision, le contrôleur FOPI assure une supériorité remarquable.

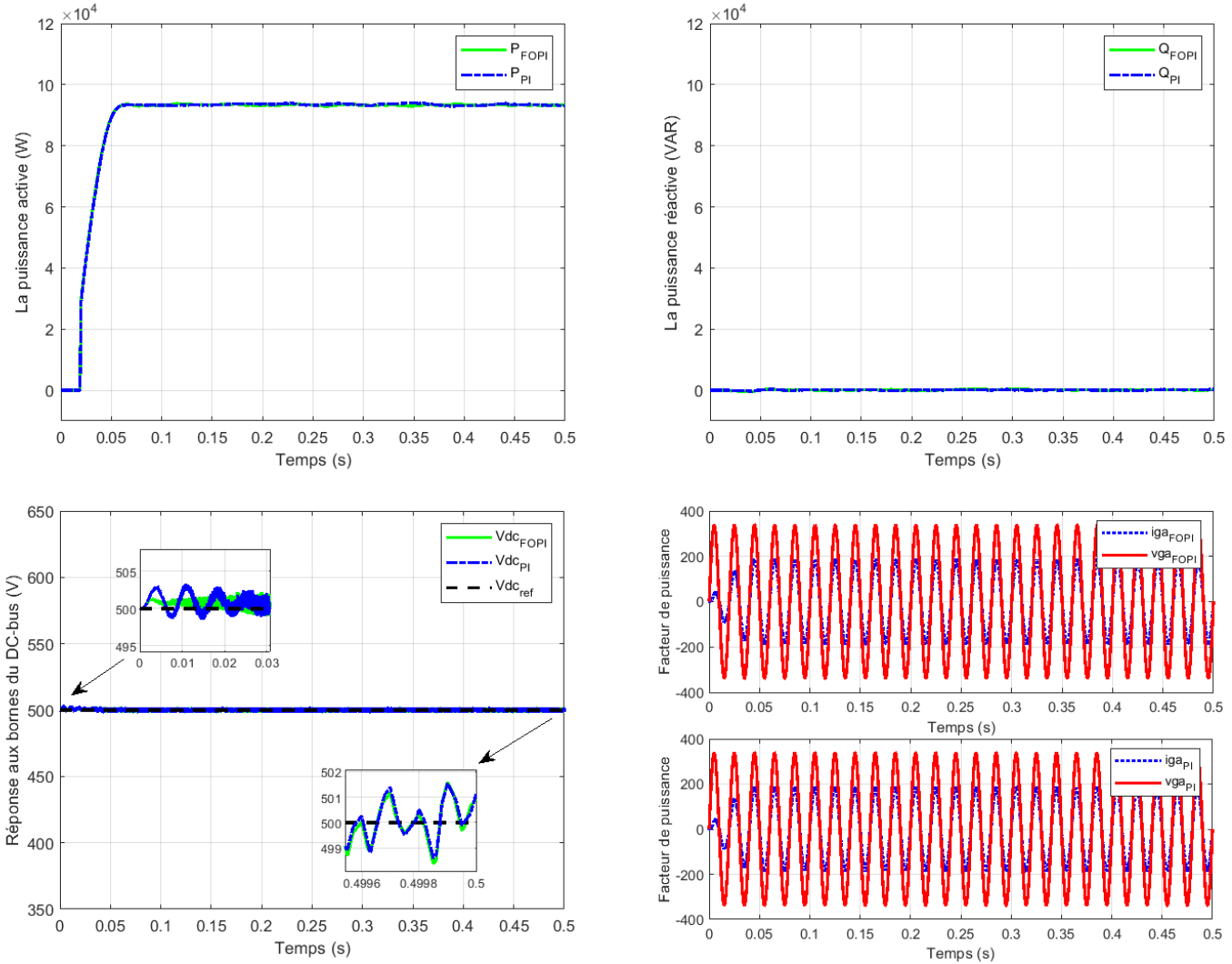



**Figure 3.6.** Réponse du système dans des conditions standards (scénario 1) : (a) puissance active injectée au réseau, (b) puissance réactive injectée au réseau, (c) variation de la tension du bus continu, (d) facteur de puissance.

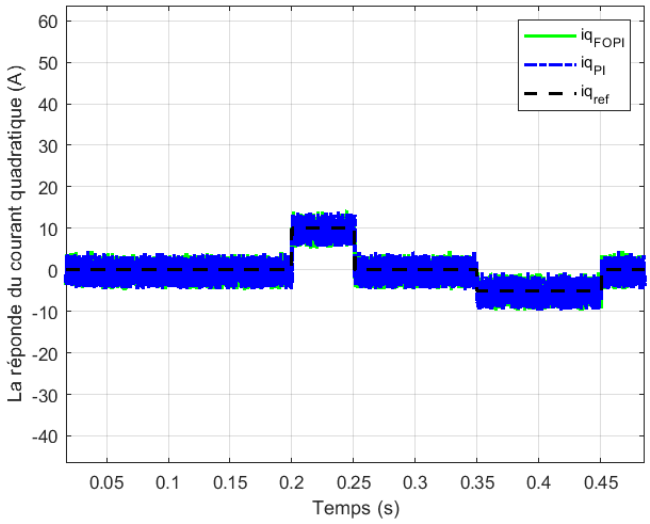



**Figure 3.7.** Réponse du courant quadratique à la variation du signal de référence (scénario 2).

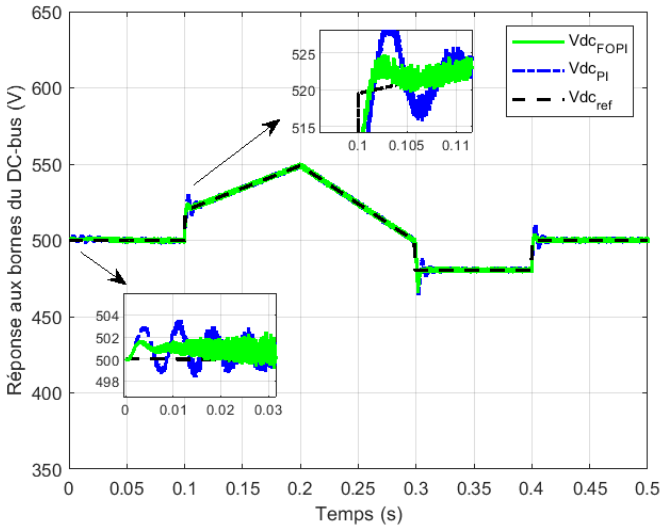



**Figure 3.8.** Variation de la tension de référence du bus continu à la variation du signal de référence (scénario 3).

Les performances des dynamiques stabilisées liées au régulateur FOPI dans le domaine temporel sont remarquablement supérieures à celles du contrôleur PI. En effet, de faibles dépassements marqués et diminution significative des oscillations pour tous les scénarios étudiés sont mis observés. Il est à noter qu'un effet dérivatif est ajouté à la régulation par le FOPI améliorant la réponse du système et lui garantissant une réduction d'oscillation et une stabilité remarquable. La supériorité de la méthode proposée pour la synthèse du régulateur de la boucle de tension est notablement enregistrée pour tous les scénarios étudiés. Ceci justifie le choix d'un régulateur FOPI robuste optimisé par une commande de réglage intelligente.

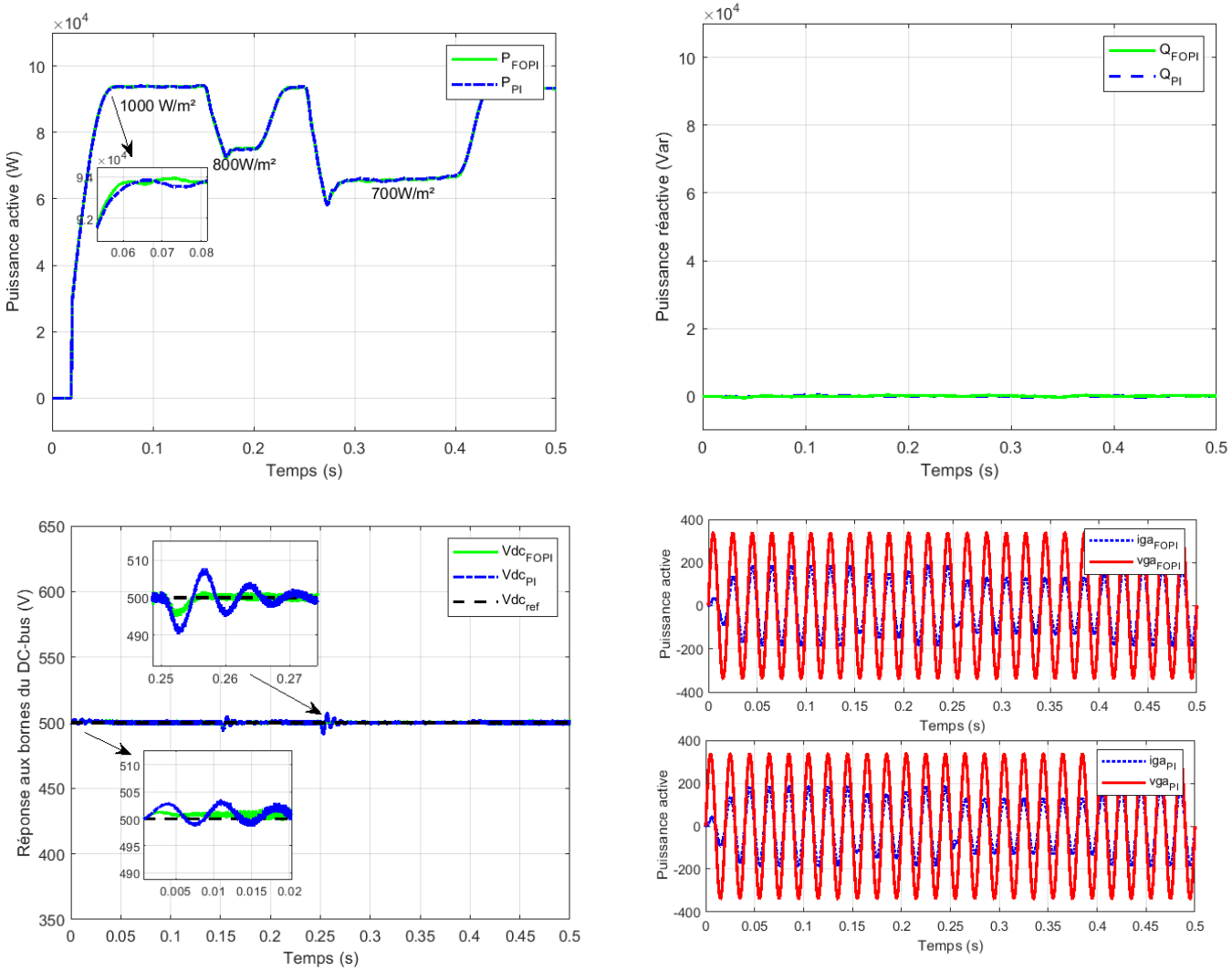



Figure 3. 9. Réponse du système à des changements des conditions environnementales (scénario 4) : (a) puissance active injectée au réseau, (b) puissance réactive injectée au réseau, (c) variation de la tension du bus continu, (d) facteur de puissance, (e) tension du réseau, (f) courant du réseau.

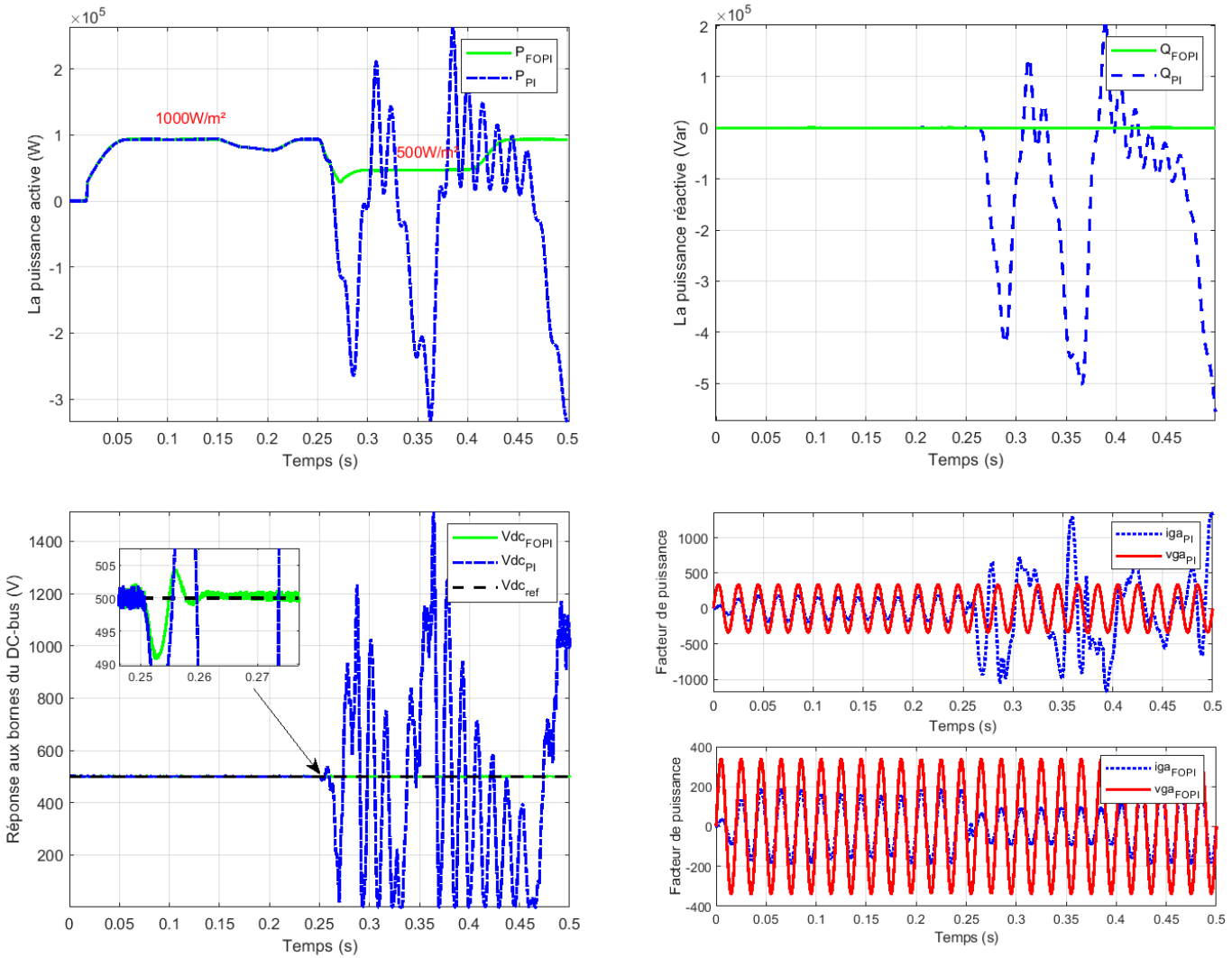



**Figure 3.10.** Réponse du système à des changements des conditions environnementales (scénario 5) : (a) puissance active injectée au réseau, (b) puissance réactive injectée au réseau, (c) variation de la tension du bus continu, (d) facteur de puissance.

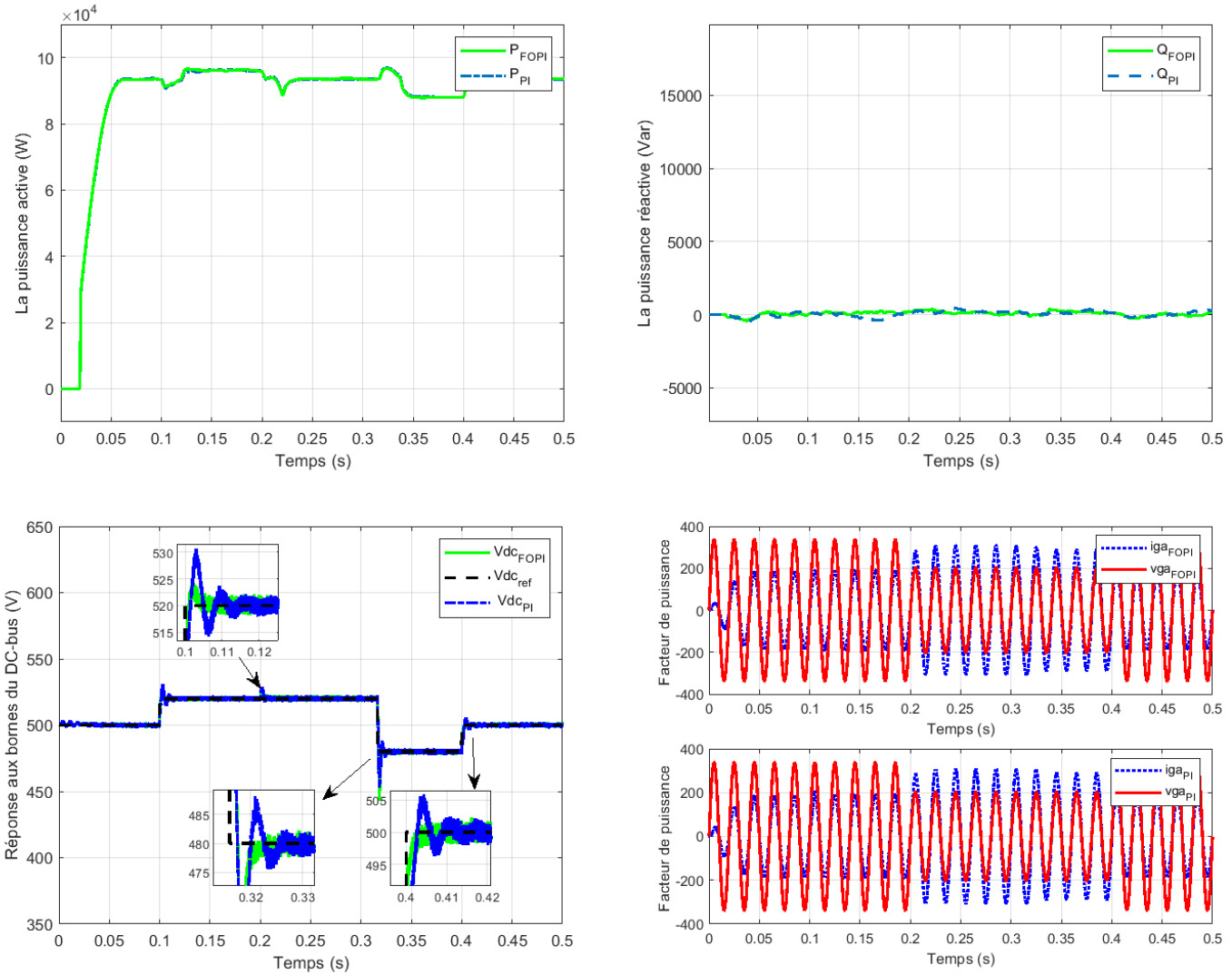



**Figure 3.11.** Réponse du système à une sous-tension avec variation de la tension de référence (scénario 6) : (a) puissance active injectée au réseau, (b) puissance réactive injectée au réseau, (c) variation de la tension du bus continu, (d) facteur de puissance.

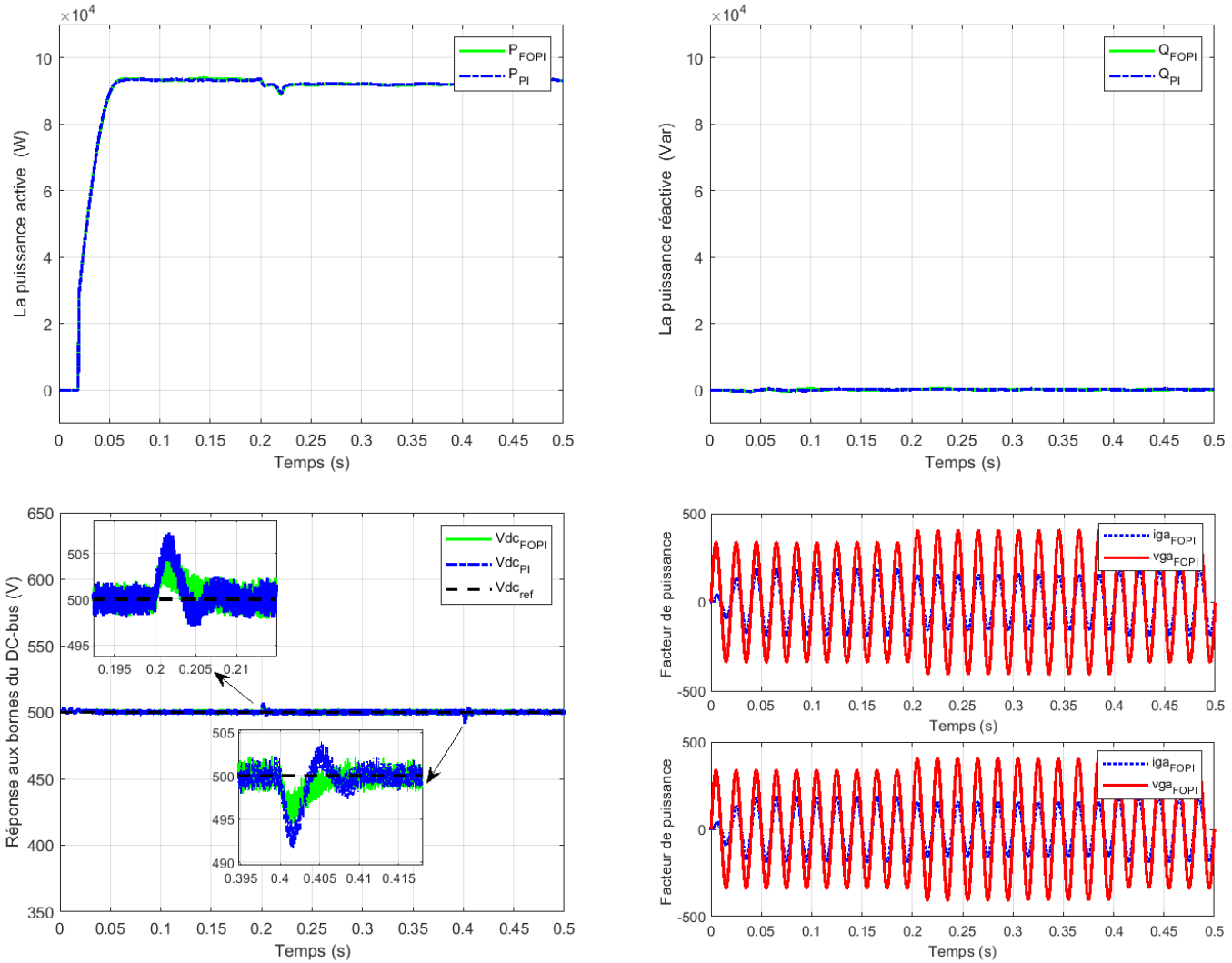



**Figure 3.12.** Réponse du système à une surtension (scénario 7) : (a) puissance active injectée au réseau, (b) puissance réactive injectée au réseau, (c) variation de la tension du bus continu, (d) facteur de puissance.

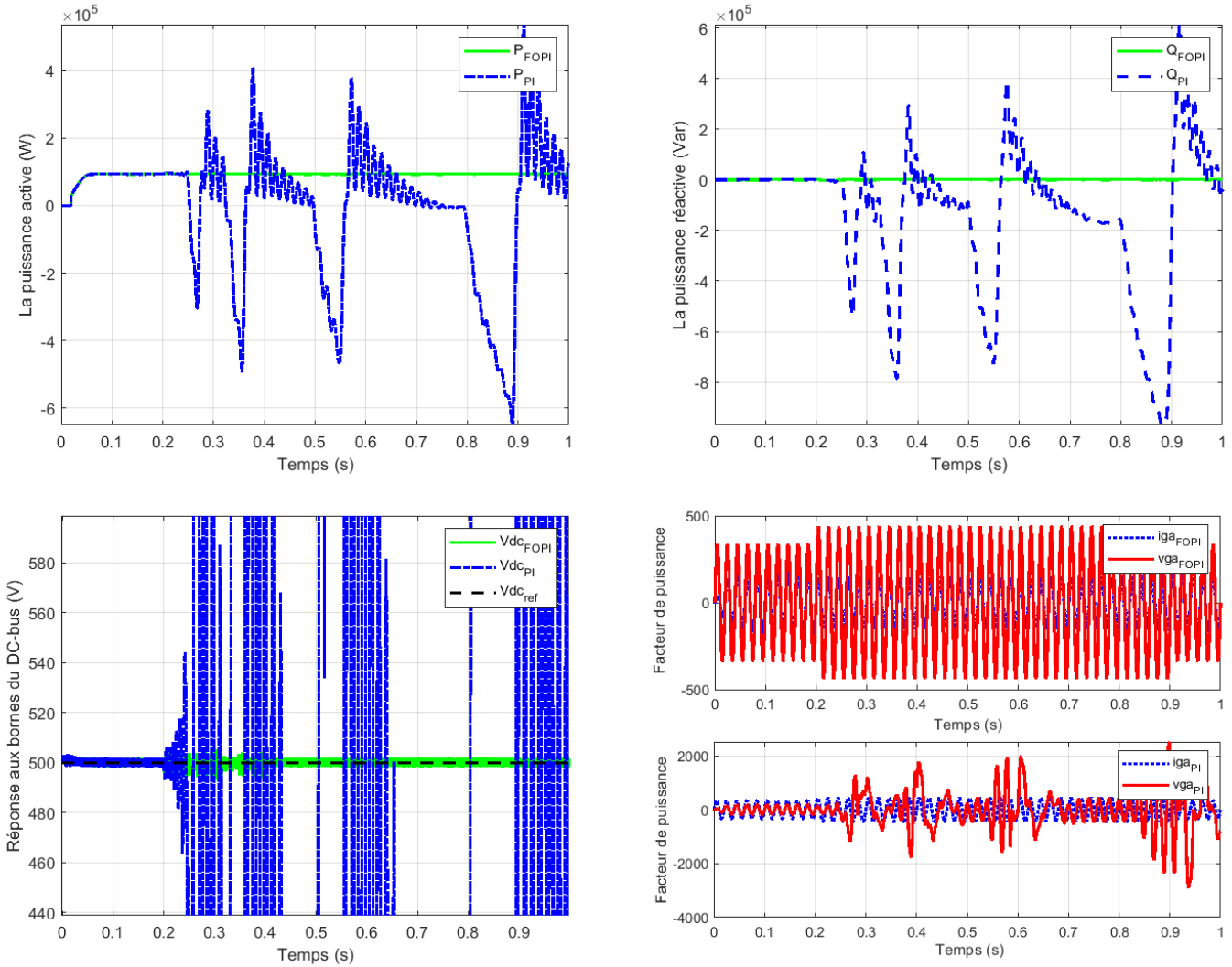



**Figure 3.13.** Réponse du système à une surtension (scénario 8) : (a) puissance active injectée au réseau, (b) puissance réactive injectée au réseau, (c) variation de la tension du bus continu, (d) facteur de puissance.

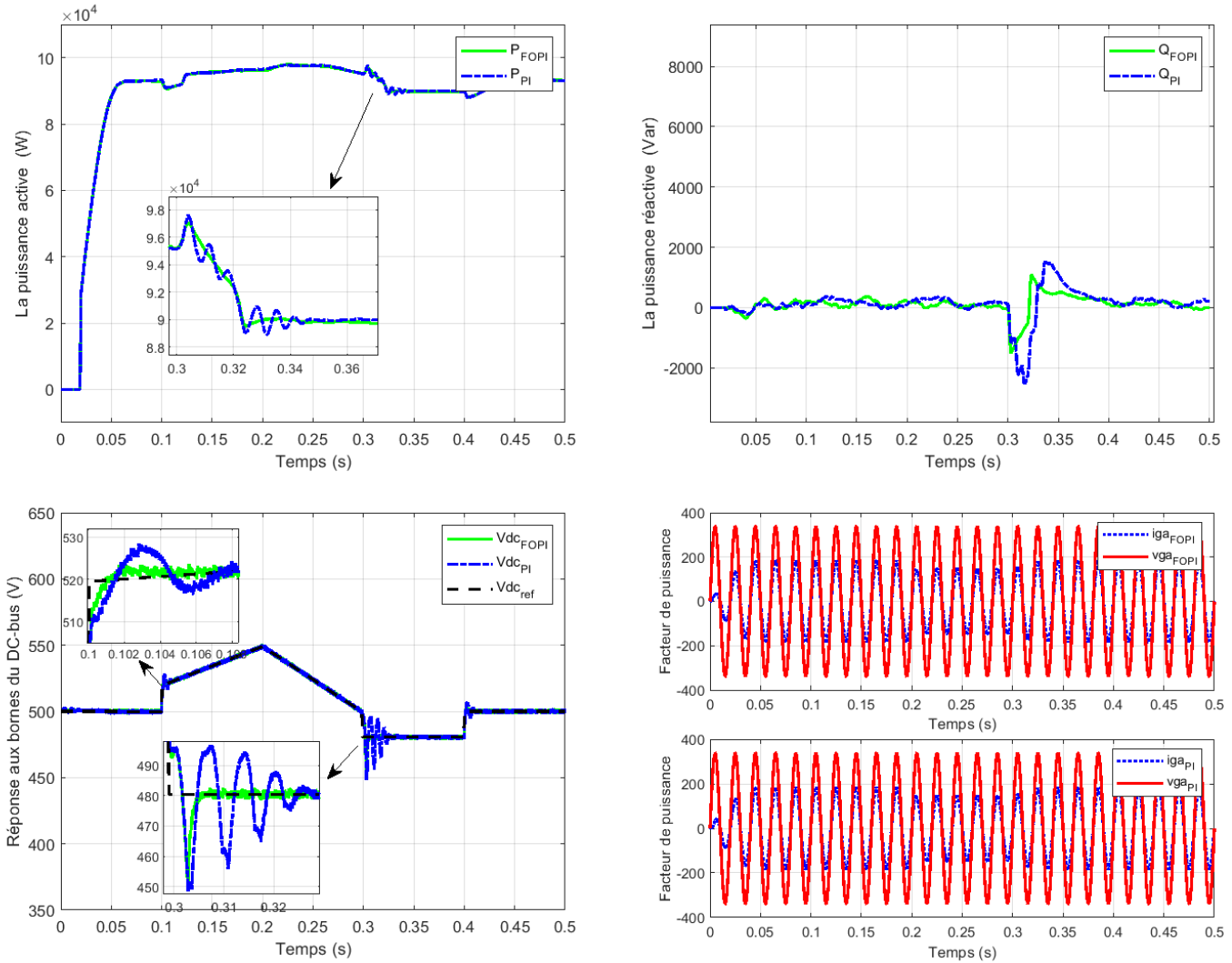



**Figure 3.14.** Réponse du système aux incertitudes paramétriques avec une variation de la tension de référence (scénario 9): (a) puissance active injectée au réseau, (b) puissance réactive injectée au réseau, (c) variation de la tension de référence du bus continu, (d) facteur de puissance.

## 3.5 Conclusion

L'optimisation de la production d'énergie photovoltaïque a pu être établi grâce à l'amélioration des performances de commande d'un système GPV défectueux de. En effet, le choix d'un système de contrôle robuste. La dégradation de la production d'énergie due à un système GPV astreint à des défauts opérationnels requiert un choix de système de contrôle efficace. Un tel choix permettant de réduire les défauts externes et incertitudes constitue un véritable challenge.

L'optimisation du système a été assuré grâce à l'emploi du régulateur fractionnaire FOPI connue par ses performances (robustesse, réponse dynamique et flexibilité, etc.,). Des notions de base liées au calcul fractionnaire suivie d'une introduction aux régulateurs fractionnaires ont été rappelées dès le début du chapitre. Des critères de performance dans le domaine temporel ont été adoptés comme fonctions objectifs d'un système non linéaire et non analytique à minimiser.

L'efficacité et la supériorité de l'algorithme ABC proposé ont fait leurs preuves par diverses méthodes basées sur des mesures de performance et de tests statistiques ANOVA. Les résultats correspondants et démonstratifs de l'optimisation basée sur l'algorithme ABC proposé ont démontré son efficacité en termes de capacités d'exploration-exploitation, de reproductibilité et de diversité de recherche par rapport aux algorithmes rapportés : WCA, GWO, PSO.

Différents scénarios permettant de traiter les cas d'un système sain et défectueux ont été envisagés. Des changements de conditions météorologiques sont prises en considération du côté du générateur PV, alors qu'au niveau du réseau électrique, des défauts opérationnels tels que la surtension, le creux de tension et les incertitudes des paramètres sont considérées. Ces divers tests comparatifs ont démontré l'efficacité et la supériorité du régulateur FOPI d'un point de vue rapidité du régime transitoire, robustesse vis-à-vis des incertitudes paramétriques et défauts, ainsi que de l'amortissement des dépassements et l'atténuation des oscillations.

# Conclusion générale & Perspectives

Depuis plusieurs années, la demande énergétique mondiale est en constante croissance, ce qui rend les énergies fossiles et nucléaires insuffisantes pour satisfaire ces besoins. Afin de répondre à cette problématique, le recours aux énergies renouvelables a marqué une révolution, offrant une production d'énergie inépuisable et écologique.

L'énergie photovoltaïque a connu une croissance significative ces dernières années permettant de satisfaire le besoin énergétique. Cependant, l'exploitation des systèmes photovoltaïques demeure entravée par un coût encore trop élevé par rapport aux énergies fossiles et nucléaires, ainsi qu'une production limitée en raison de sa dépendance à l'irradiation et de sa sensibilité aux défauts.

Afin de surmonter ces difficultés, ce travail de thèse propose une approche innovante qui vise à maximiser la production d'énergie tout en maintenant des coûts compétitifs.

Le premier chapitre donne un aperçu du développement des systèmes photovoltaïques au cours des années. On y trouve une représentation détaillée de l'architecture d'un système PV, mettant l'accent sur le système photovoltaïque connecté au réseau. Les différents types de convertisseurs électroniques associés : convertisseurs et onduleurs sont représentés. Une revue des approches de commande et des stratégies MPPT standard et intelligentes appliquées aux commandes pour l'optimisation de l'énergie PV ainsi qu'une étude des défauts pouvant nuire au bon fonctionnement du système est présentée. Des notions de base de l'optimisation à base d'algorithmes métaheuristiques ainsi qu'une représentation des concepts fondamentaux aux tests statistiques, suivie d'une description détaillée de la problématique de recherche sont donc abordées.

Le chapitre 2 développe une stratégie de contrôle d'un système de conversion d'énergie photovoltaïque connecté au réseau et soumis à différentes conditions environnementales. Un système connecté au réseau (GPV) à deux étages d'adaptation a d'abord fait l'objet d'une modélisation détaillée des différentes boucles de contrôle, basée sur les transformations de Park et Clarke. Deux stratégies de commande sont proposées pour les deux étages d'adaptation du système GPV soumis aux changements environnementaux. La première est un suiveur de puissance maximale (MPPT) basé sur l'algorithme d'optimisation des essaims particulaires,

avec une amélioration visant à détecter les variations des conditions météorologiques pour un suivi optimal de la puissance. Une étude comparative entre cette stratégie et les techniques standards de commande MPPT, telles que l'Inductance Incrémentale et la méthode Perturbé et Observé, a démontré la supériorité de la stratégie proposée. En effet, elle se distingue par une réponse plus rapide face aux changements environnementaux. La seconde est une stratégie de commande des boucles de contrôle du GPV basée sur les régulateurs PI. Le réglage des paramètres de contrôle du régulateur PI est une tâche délicate et chronophage, notamment s'il est conçu pour le contrôle d'un système complexe tel que le système étudié. Une méthode utilisant des métaheuristiques globales d'optimisation est proposée pour un réglage optimal des paramètres de contrôle du régulateur PI. Des tests de Friedman et de Bonferroni-Dunn ont permis de réaliser des analyses statistiques non paramétriques et démontrer la supériorité de l'algorithme de colonie d'abeilles artificielles (ABC) proposé. Ces analyses ont prouvé la supériorité en reproductibilité et la surperformance de l'algorithme.

Le troisième chapitre présente une commande robuste, basée sur un régulateur PI intégrant des opérateurs fractionnaires (FOPI), qui garantit la stabilité du système sous variation des conditions environnementales et des défauts opérationnels. La commande veille à respecter les règles d'intégration au réseau dans un enivrement défavorable. Notamment, un facteur de puissance unitaire et vise à optimiser la puissance active, annuler la puissance réactive et compenser les composantes harmoniques, ce qui a été vérifié par des résultats de simulation démonstratifs réalisés sur un système défectueux de 100 kW.

La technique d'optimisation par algorithmes métaheuristiques a été employée afin d'optimiser le réglage des paramètres du FOPI. Des tests statistiques ont été menés prouvant la supériorité de l'algorithme ABC du point de vue exploitation et diversité. Enfin, les études comparatives et analyses théoriques menées ont confirmé la supériorité de la stratégie de commande par rapport aux systèmes de commande standards. En effet, la robustesse du système face aux défauts et aux incertitudes a considérablement augmenté.

Les résultats de ce travail de thèse sont tout aussi encourageants que prometteurs. La méthodologie de commande ABC-FOPI proposée se distingue par sa simplicité d'application, ce qui la rend adaptée à d'autres systèmes PV ainsi qu'à divers autres types de commandes linéaires, non linéaires et plus complexes.

Compte tenu des ressources disponibles et du cadre temporel, il a été décidé de se concentrer sur les systèmes PV connectés aux réseaux (GPV). Cependant, des travaux futurs

pourraient élargir ce cadre en explorant d'autres applications prometteuses. Parmi celles-ci, les systèmes de pompage d'eau dans les zones urbaines offrent une solution durable permettant de répondre aux besoins en eau potable ou en irrigation tout en réduisant la dépendance aux énergies fossiles. De même, les stations de recharge solaire pour véhicules électriques présentent un fort potentiel pour accompagner la transition énergétique, en offrant une alternative écologique aux infrastructures classiques de recharge. Par ailleurs, l'intégration de l'énergie photovoltaïque dans l'éclairage public solaire pourrait non seulement réduire les coûts énergétiques municipaux, mais également promouvoir une infrastructure plus résiliente et autonome dans les zones urbaines ou rurales. Enfin, l'alimentation de dispositifs mobiles tels que les drones et véhicules hybrides représente une voie d'innovation majeure. Ces applications ouvriraient la porte à des systèmes de transport ou de surveillance plus autonomes et économes en énergie, particulièrement utiles dans des domaines comme la logistique, l'agriculture ou encore les interventions d'urgence.

Il serait aussi intéressant de développer un système autonome, i.e. de prévoir une batterie de stockage d'énergie, afin d'optimiser l'utilisation de l'énergie produite. Ainsi, l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques peut être stockée pendant les périodes où la production dépasse la consommation. L'énergie stockée pourra être utilisée aux heures de forte demande, quand l'énergie produite n'est pas suffisante, ce qui augmentera l'autonomie énergétique. En outre, les batteries ont un effet lisseur ; elles absorbent les fluctuations de production dues aux variations d'ensoleillement, évitant les perturbations sur le réseau électrique.

L'étude porte exclusivement sur l'utilisation de l'énergie photovoltaïque afin de bien circonscrire l'analyse et d'approfondir cet aspect spécifique. Dans le cadre des perspectives de ce travail de thèse, il serait intéressant d'explorer l'intégration d'autres sources d'énergie renouvelables, en complément de l'énergie photovoltaïque étudiée ici. Cette démarche viserait à diversifier les ressources énergétiques permettant de renforcer la résilience et la flexibilité du système. Concevoir des systèmes hybrides serait mieux adapté aux différents contextes d'application et répondrait plus efficacement aux variations de conditions environnementales.

Bien que cette étude aborde une commande robuste aux défauts opérationnels, ayant permis d'obtenir des résultats intéressants, des travaux complémentaires pourraient explorer d'autres approches et perspectives supplémentaires, telles que :

- un réglage adaptatif en ligne des paramètres des régulateurs, une approche avancée pour optimiser les performances des systèmes soumis à des variations dynamiques des conditions environnementales ou opérationnelles,
- l'élaboration de lois de commande tolérantes aux défauts basées sur une commande prédictive intelligente, pour assurer davantage la fiabilité et la robustesse du système,
- l'intégration des algorithmes d'optimisation dynamique à comportement quantique, permettant d'explorer des solutions encore plus performantes dans un cadre complexe et non linéaire.

Le système développé dans cette thèse intègre tous les éléments principaux d'un GPV pour garantir une performance optimale et ne pas compliquer la commande du système PV. Cependant, une version simplifiée constituerait une alternative intéressante. La simplification de l'architecture du système, i.e. un système à un seul étage d'adaptation et sans transformateur, pourrait faire l'objet d'un approfondissement dans le cadre de recherches futures. Moins de composants électroniques implique une diminution des coûts de fabrication, d'installation et maintenance, réduit la complexité de dimensionnement et risques de défaillances, en augmentant ainsi la fiabilité du système.

# Liste des Publications

## Revues scientifiques :

**S. Dziri**, S. Bouallègue, M. Mazen Alhato, P. Siarry, "Artificial Bee Colony Optimization-Based Enhancement of Output Power Generation in Grid-Connected Photovoltaic Systems," *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, doi:10.1177/01423312241287755, **2025**.

## Conférences internationales et à comité de lecture :

**S. Dziri**, M. Mazen Alhato, S. Bouallègue, P. Siarry, "Modeling and Control of a Three-Phase DC-AC Inverter in Grid-connected PV Systems under Unbalanced Conditions," *21st IEEE International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA'22)*, Sousse, December 19-21, **2022**.

**S. Dziri**, M. Mazen Alhato, S. Bouallègue, P. Siarry, "Improved Particle Swarm Optimizer-Based MPPT Control of PV Systems under Dynamic Partial Shading," *19th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices (SSD'22)*, Setif, May 06-10, **2022**.

# Références bibliographiques


**A:**

[Ahmed et al., 2022b] Ahmed, H.Y., Abdel-Rahim, O., Ali, Z.M., 2022. New high-gain transformerless DC/DC boost converter system. Electronics, vol. 11, no. 5, doi.org/10.3390/electronics11050734.

[Ahmed et al., 2022] Ahmed, M., Harbi, I., Kennel, R., Abdelrahem, M., 2022. Direct power control based on dead-beat function and extended Kalman filter for PV systems. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 11, no. 3, pp. 863-872.

[Ali et al., 2016] Ali, E.E., El-Hameed, M.A., El-Fergany, A.A., El-Arini, M.M., 2016. Parameter extraction of photovoltaic generating units using multi-verse optimizer. Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 17, no. 1, pp. 68-76.

[Al-Wesabi et al., 2024] Al-Wesabi, I., Fang, Z., Farh, H.M.H., Al-Shamma'a, A.A., Al-Shaalan, A.M., 2024. Comprehensive comparisons of improved incremental conductance with the state-of-the-art MPPT techniques for extracting global peak and regulating DC-link voltage. Energy Reports, vol. 11, no. 1, pp. 1590-1610.

[Alhato & Bouallègue, 2019] Alhato, M., Bouallègue, S., 2019. Whale optimization algorithm for active damping of LCL-filter-based grid-connected converters. International Journal of Renewable Energy Research, vol. 9, no. 2, pp. 986-996.

[Alam et al., 2015] Alam, M.K., Khan, F., Johnson, J., Flicker, J., 2015. A comprehensive review of catastrophic faults in PV arrays: types, detection, and mitigation techniques. IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 5, no. 3, pp. 982-997.

[Alam et al., 2024] Alam, M.A., Minai, A.F., Bakhsh, F.I., 2024. Isolated bidirectional DC-DC converter : A topological review. e-Prime-Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy, vol. 8, doi.org/10.1016/j.prime.2024.100594.

[Akay & Karaboga, 2012] Akay, B., Karaboga, D., 2012. A modified artificial bee colony algorithm for real-parameter optimization. Information sciences, vol. 192, pp. 120-142, doi.org/10.1016/j.ins.2010.07.015.

[Aldaoudeyeh, 2018] Aldaoudeyeh, A.M.I., 2018. Development of a generalised PV model in MATLAB/Simulink using datasheet values. The Journal of Engineering, vol. 2018, no. 5, pp. 257-263.

[Al-Dhaifallah et al., 2018] Al-Dhaifallah, M., Nassef, A.M., Rezk, H., Nisar, K.S., 2018. Optimal parameter design of fractional order control based INC-MPPT for PV system. Solar Energy, vol. 159, pp. 650-664, doi.org/10.1016/j.solener.2017.11.040.

[Awasthi et al., 2020] Awasthi, A., Shukla, A.K., SR, M.M., Dondariya, C., Shukla, K.N., Porwal, D., Richhariya, G., 2020. Review on sun tracking technology in solar PV system. Energy Reports, vol. 6, pp. 392-405. doi.org/10.1016/j.egyr.2020.02.004.

[Ali & Mohamed, 2022] Ali, A.I.M., Mohamed, Hassanien Ramadan. A., 2022. Improved P&O MPPT algorithm with efficient open-circuit voltage estimation for two-stage grid-integrated PV system under realistic solar radiation. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 137, doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107805.

[Al-Shamma'a et al., 2020] Al-Shamma'a, A.A., Omotoso, H.O., Noman, A.M., Alkuhayli, A.A., 2020. Grey wolf optimizer based optimal control for grid-connected PV system. Proceedings of the 46th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, pp. 2863-2867, 18-21 October, Singapore.

[Ashique et al., 2017] Ashique, R.H., Salam, Z., Aziz, M.J.B.A., Bhatti, A.R., 2017. Integrated photovoltaic-grid DC fast charging system for electric vehicle: A review of the architecture and control. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 69, no.1, pp. 1243-1257.

**B :**

[Baouche et al., 2022] Baouche, F.Z., Abderezzak, B., Ladmi, A., Arbaoui, K., Suciu, G., Mihaltan, T.C., Raboaca, M.S., Hudișteanu, S.V., Țurcanu, F.E., 2022. Design and simulation of a solar tracking system for PV. Applied Sciences, vol. 12, no. 19, doi.org/10.3390/app12199682.

[Badfar et al., 2023] Badfar, E., Ardestani, M., Najafi, M., 2023. Design of robust fractional-order sliding mode with fuzzy supervisor to control the nonlinear oscillation of two interacting bubbles. International Journal of Dynamics and Control, no. 1, pp. 1-12, doi.org/10.1007/s40435-022-01096-z.

[Barchiesi & Kessentini., 2020] Barchiesi, D., Kessentini, S., 2020. Initiation à l'Optimisation : Métaheuristiques, Editions Ellipses.

[Belfkira et al., 2012] Belfkira, R., Hajji, O., Nichita, C., Barakat, G., 2007. Optimal sizing of stand-alone hybrid wind/PV system with battery storage. Proceedings of the 2007 European Conference on Power Electronics and Applications, 02-05 September, Aalborg, Denmark, doi. 10.1109/EPE.2007.4417586.

[Bendib et al., 2014] Bendib, B., Krim, F., Belmili, H., Almi, M.F., Boulouma, S., 2014. Advanced Fuzzy MPPT Controller for a stand-alone PV system. Energy Procedia, vol. 50, pp.383-392, doi.org/10.1016/j.egypro.2014.06.046.

[Bishop, 1988] Bishop, J.W., 1988. Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits. Solar cells, vol. 25, no. 1, pp.73-89.

[Blaabjerg, 2021] Blaabjerg F., 2021. Control of Power Electronic Converters and Systems: Volume 3. Academic Press, Cambridge.
[Blasko & Kaura, 1997] Blasko, V., Kaura, V., 1997. A new mathematical model and control of a three-phase AC-DC voltage source converter. IEEE transactions on Power Electronics, vol. 12, no. 1, pp.116-123.
[Bollipo et al., 2020] Bollipo, R.B., Mikkili, S., Bonthagorla, P.K., 2020. Critical review on PV MPPT techniques: classical, intelligent and optimisation. IET Renewable Power Generation, vol. 14, no. 9, pp. 1433-1452, doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.1163.
[Bonkoungou et al., 2022] Bonkoungou, D., Guingane, T., Korsaga, E., Tassembedo, S., Koalaga, Z., Darga, A., Zougmore, F., 2022. A novel topology to improve PV module efficiency under partial shading conditions. International Journal of Photoenergy, vol. 2022, no 1, doi.10.1155/2022/4401187.
[Bouallègue et al., 2015] S, Bouallègue., F, Toumi., J, Haggège., P, Siarry., Advanced Metaheuristics-based Approach for Fuzzy Control Systems Tuning. In Q. Zhu., A.T. Azar (Eds.), Complex system modeling and control through intelligent soft computations, Studies in Fuzziness and Soft Computing, Vol. 319, Chapitre 22, pp. 627-653, Springer-Verlag, Germany, 2015.
[Bonthagorla & Mikkili, 2020] Bonthagorla, P. K., Mikkili, S., 2020. Performance analysis of PV array configurations (SP, BL, HC and TT) to enhance maximum power under non-uniform shading conditions. Engineering Reports, vol. 2, no. 8, doi.org/10.1002/eng2.12214.
[Brunet et al., 2020] Brunet, C., Savadogo, O., Baptiste, P., Bouchard, M.A., Rakotoary, J.C., Ravoninjatovo, A., Cholez, C., Gendron, C., Merveille, N., 2020. Impacts generated by a large-scale solar photovoltaic power plant can lead to conflicts between sustainable development goals: A review of key lessons learned in Madagascar. Sustainability, vol. 12, no.18, doi.org/10.3390/su12187471.
[Buso & Mattavelli, 2015] Buso, S., Mattavelli, P., 2015. Digital Control in Power Electronics. Morgan & Claypool Publishers, doi.org/10.1007/978-3-031-02499-3.

**C:**

[Caponetto et al., 2019] Caponetto, R., Machado, J.T., Murgano, E., Xibilia, M.G., 2019. Model order reduction: a comparison between integer and non-integer order systems approaches. Entropy, vol. 21, no. 9, doi.org/10.3390/e21090876.
[Christopher & Ramesh, 2013] Christopher, I.W., Ramesh, R., 2013. Comparative study of P&O and InC MPPT algorithms. American Journal of Engineering Research, vol. 2, no. 12, pp. 402-408.
[Chellakhi et al., 2022a] Chellakhi, A., El Beid, S., Abouelmahjoub, Y., Mchaouar, Y., 2022. Optimization of power extracting from photovoltaic systems based on a novel adaptable step INC MPPT approach. IFAC-PapersOnLine, vol. 55, no. 12, pp. 508-513.
[Chellakhi et al., 2022b] Chellakhi, A., El Beid, S., Abouelmahjoub, Y., 2022. An improved adaptable step-size P&O MPPT approach for standalone photovoltaic systems with battery station. Simulation Modelling Practice and Theory, vol. 121, doi.org/10.1016/j.simpat.2022.102655.
[Chaicharoenaudomrung et al., 2020] Chaicharoenaudomrung, K., Areerak, K., Areerak, K., Bozhko, S., Hill, C.I., 2020. Maximum Power Point Tracking for Stand-Alone Wind Energy Conversion System Using FLC-P&O Method. IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering, vol. 15, no. 12, pp. 1723-1733.
[Chenni et al., 2007] Chenni, R., Makhlouf, M., Kerbache, T., Bouzid, A., 2007. A detailed modeling method for photovoltaic cells. Energy, vol. 32, no. 9, pp. 1724-1730.
[Chopard & Tomassini., 2018] Chopard, B., Tomassini, M., 2018. An Introduction To Metaheuristics For Optimization, Germany : Springer.
[Calderón et al., 2006] Calderón, A.J., Vinagre, B.M., Feliu, V., 2006. Fractional order control strategies for power electronic buck converters. Signal Processing, vol. 86, no. 10, pp. 2803-2819.
[Chakraborty & Chaudhuri, 2015] Chakraborty, A., Chaudhuri, P., 2015. A Wilcoxon–Mann–Whitney-type test for infinite-dimensional data. Biometrika, vol. 102, no.1, pp.239-246.
[Collette & Siarry., 2003] Collette, Y., Siarry, P., 2003. Multiobjective Optimization: Principles and Case Studies, Springer Science & Business Media, doi.org/10.1007/978-3-662-08883-8.

**D :**

[Derbeli et al., 2023] Derbeli, M., Napole, C., Barambones, O., 2023. A fuzzy logic control for maximum power point tracking algorithm validated in a commercial PV system. Energies, vol. 16, no. 2, doi.org/10.3390/en16020748.
[Demšar, 2006] Demšar, J., 2006. Statistical comparisons of classifiers over multiple data sets. The Journal of Machine learning research, vol. 7, no. 1, pp. 2677-2694
[Dhakshinamoorthy et al., 2022] Dhakshinamoorthy, M., Sundaram, K., Murugesan, P., David, P.W., 2022. Bypass diode and photovoltaic module failure analysis of 1.5 kW solar PV array. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, vol. 44, no. 2, pp. 4000-4015.
[Dhoke et al., 2019] Dhoke, A., Sharma, R., Saha, T.K., 2019. An approach for fault detection and location in solar PV systems. Solar Energy, vol. 194, pp. 197-208, doi.org/10.1016/j.solener.2019.10.052.

[Dhoke et al., 2018] Dhoke, A., Sharma, R., Saha, T.K., 2018. PV module degradation analysis and impact on settings of overcurrent protection devices. Solar Energy, vol. 160, pp. 360-367, doi.org/10.1016/j.solener.2017.12.013.
[Dunn, 1961] Dunn, O.J., 1961. Multiple comparisons among means. Journal of the American Statistical Association, vol. 56, no. 293, pp. 52-64.
[Dimitrov et al., 2020] Dimitrov, B., Hayatleh, K., Barker, S., Collier, G., Sharkh, S., Cruden, A., 2020. A buck-boost transformerless DC-DC converter based on IGBT modules for fast charge of electric vehicles. Electronics, vol. 9, no. 3, doi.org/10.3390/electronics9030397.
[Dincer, 2018] Dincer, I. (Ed.), 2018. Comprehensive Energy Systems. Elsevier, ISBN. 978-0-12-814925-6.
[Dréo et al., 2006] Dréo, J., Siarry, P., Petrowski, A., Taillard, E., 2006. Metaheuristics for Hard Optimization. Springer, Berlin, 2006.
[Dziri et al., 2022a] Dziri, S., Alhato, M.M., Bouallègue, S., Siarry, P., 2022. Improved particle swarm optimizer-based MPPT control of PV systems under dynamic partial shading. Proceedings of the 19th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices, pp. 1603-1608, 06-10 May, Setif, Algeria.
[Dziri et al., 2022b] Dziri, S., Alhato, M.M., Bouallègue, S., Siarry, P., 2022. Modeling and control of a three-phase DC-AC inverter in grid-connected PV systems under unbalanced conditions. Proceedings of the IEEE 21st International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering, pp. 589-594, 19-21 December, Sousse, Tunisia.
[Dziri et al., 2024] Dziri, S., Bouallègue, S., Alhato, M.M., Siarry, P., 2024, Artificial Bee Colony Optimization-Based Enhancement of Output Power Generation in Grid-Connected Photovoltaic Systems, Transactions of the Institute of Measurement and Control (Accepted).
[Ebi et al., 2022] Ebi, I., Othman, Z., Sulaiman, S.I., 2022. Optimal design of grid-connected photovoltaic system using grey wolf optimization. Proceedings of the 4th International Conference on Clean Energy and Electrical Systems, vol. 8, no. 10, pp. 1125-1132, 02-04 April, Tokyo, Japan.

**E :**

[Eskandar et al., 2012] Eskandar, H., Sadollah, A., Bahreininejad, A., Hamdi, M., 2012. Water cycle algorithm–a novel metaheuristic optimization method for solving constrained engineering optimization problems. Computers & Structures, vol. 110, pp. 151-166, doi.org/10.1016/j.compstruc.2012.07.010.
[El Hammoumi et al., 2022] El Hammoumi, A., Chtita, S., Motahhir, S., El Ghzizal, A., 2022. Solar PV energy: From material to use, and the most commonly used techniques to maximize the power output of PV systems: A focus on solar trackers and floating solar panels. Energy Reports, vol. 8, pp.11992-12010, doi.org/10.1016/j.egyr.2022.09.054.
[Eberhart & Kennedy., 1995] Eberhart, R., Kennedy, J., 1995. A new optimizer using particle swarm theory. Proceedings of the 6th international symposium on micro machine and human science, pp. 39-43, 04-06 October, Nagoya, Japan.
[Ekam et al., 2022] Ekam, N., Mbakop, F.K., Djongyang, N., 2022. An optimized synergetic nonlinear controller (OSNC) based maximum power point tracking for a standalone photovoltaic system using a boost converter. Proceedings of the International Conference on Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability, vol. 8, pp. 107-222, 09-11 May 2022, Metz-Grand Est, France, doi.org/10.1016/j.egyr.2022.06.094.

**F :**

[Fidone et al., 2023] Fidone, G.L., Migliazza, G., Carfagna, E., Benatti, D., Immovilli, F., Buticchi, G., Lorenzani, E., 2023. Common architectures and devices for current source inverter in motor-drive applications : A comprehensive review. Energies, vol. 16, no. 15, doi.org/10.3390/en16155645.
[Farzaneh, 2020] Farzaneh, J., 2020. A hybrid modified FA-ANFIS-P&O approach for MPPT in photovoltaic systems under PSCs. International Journal of Electronics, vol. 107, no. 5, pp. 703-718.
[Flores, 1989] Flores, B.E., 1989. The utilization of the Wilcoxon test to compare forecasting methods: A note. International Journal of Forecasting, vol. 5, no. 4, pp. 529-535.

**G :**

[Garcia et al., 2009a] Garcia, S., Fernandez, A., Luengo, J., Herrera, F., 2009. A study of statistical techniques and performance measures for genetics-based machine learning: accuracy and interpretability. Soft Computing, vol. 13, no. 1, pp. 959-977.
[Garcia et al., 2009b] Garcia, S., Molina, D., Lozano, M., Herrera, F., 2009. A study on the use of non-parametric tests for analyzing the evolutionary algorithms' behavior: a case study on the CEC'2005 Special Session on Real Parameter Optimization. Journal of Heuristics, vol. 15, no. 1, pp. 617-644.
[Gündoğdu & Çelikel, 2020] Gündoğdu, A., Çelikel, R., 2020. ANN-based MPPT algorithm for photovoltaic systems. Turkish Journal of Science & Technology, vol. 15, no. 2, pp. 101-10.
[Ghani et al., 2014] Ghani, F., Rosengarten, G., Duke, M., Carson, J.K., 2014. The numerical calculation of single-diode solar-cell modeling parameters. Renewable Energy, vol. 72, pp. 105-112, doi.org/10.1016/j.renene.2014.06.035

[Ghamari et al., 2022] Ghamari, S.M., Narm, H.G., Mollaee, H., 2022. Fractional-order fuzzy PID controller design on buck converter with antlion optimization algorithm. IET Control Theory & Applications, vol. 16, no. 3, pp. 340-352.
[Gendreau & Potvin, 2010] M. Gendreau., J-Y. Potvin (Eds.). Handbook of Metaheuristics. 2nd edition, Springer, New York, 2010, doi.org/10.1007/978-1-4419-1665-5
[Ghosh & Yadav, 2021] Ghosh, S., Yadav, R., 2021. Future of photovoltaic technologies: A comprehensive review. Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 47, doi.org/10.1016/j.seta.2021.101410.
[Gupta & Deep, 2019] Gupta, S., Deep, K., 2019. An efficient grey wolf optimizer with opposition-based learning and chaotic local search for integer and mixed-integer optimization problems. Arabian Journal, vol. 44, no. 1, pp. 7277-7296.
[Geury et al., 2020] Geury, T., Pinto, S.F., Gyselinck, J., Wheeler, P., 2020. Indirect Matrix Converter-based grid-tied Photovoltaics system for smart grids. Energies, vol. 13, no. 20. doi.org/10.1016/j.asoc.2009.06.010.
**O :**
[Ouchen et al., 2019] Ouchen, S., Gaubert, J.P., Steinhart, H., Betka, A., 2019. Energy quality improvement of three-phase shunt active power filter under different voltage conditions based on predictive direct power control with disturbance rejection principle. Mathematics and Computers in Simulation, vol. 158, pp. 506-519, doi.org/10.1016/j.matcom.2018.11.024.
**H :**
[Hooper et al., 2021] Hooper, T., Armstrong, A., Vlaswinkel, B., 2021. Environmental impacts and benefits of marine floating solar. Solar Energy, vol. 219, pp. 11-14, doi.org/10.1016/j.solener.2020.10.010.
[Hollander et al., 2013] Hollander, M., Wolfe, D.A., Chicken, E., 2013. Nonparametric Statistical Methods. John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey.
[Hergert & Hock, 2007] Hergert, F., Hock, R., 2007. Predicted formation reactions for the solid-state syntheses of the semiconductor materials Cu2SnX3 and Cu2ZnSnX4 (X = S, Se) starting from binary chalcogenides. Thin Solid Films, vol. 515, no. 15, pp. 5953-5956.
[Hong & Pula, 2022] Hong, Y.Y., Pula, R.A., 2022. Methods of photovoltaic fault detection and classification: A review. Energy Reports, vol. 8, pp. 5898-5929. doi.org/10.1016/j.egyr.2022.04.043
[Hu et al., 2014] Hu, Y., Cao, W., Ma, J., Finney, S.J., Li, D., 2014. Identifying PV module mismatch faults by a thermography-based temperature distribution analysis. IEEE Transactions on Device and Materials Reliability, vol. 14, no. 4, pp. 951–960.
[Holm, 1979] Holm, S., 1979. A simple sequentially rejective multiple test procedure. Scandinavian journal of statistics, vol. 6, no. 2, pp. 65-70.
[Hossain & Rahim, 2018] Hossain, M.Z., Rahim, N.A., 2018. Recent progress and development on power DC-DC converter topology, control, design and applications: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 81, pp. 205-230, doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.017
[Hassaine et al., 2014] Hassaine, L., OLias, E., Quintero, J., Salas, V., 2014. Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 30, pp. 796-807, doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.005.
[Hamada et al., 2023] Hamada, T., Azuma, T., Nanno, I., Ishikura, N., Fujii, M., Oke, S., 2023. Impact of bypass diode fault resistance values on burnout in bypass diode failures in simulated photovoltaic modules with various output parameters. Energies, vol. 16, no. 16, doi.org/10.3390/en16165879.
[Hwuet al., 2016] Hwu, K.I., Jiang, W.Z., Chien, J.Y., 2016. Isolated high voltage-boosting converter derived from forward converter. International Journal of Circuit Theory and Applications, vol. 44, no. 2, pp. 280-304.
[Hariri et al., 2020] Hariri, M.H.M., Mat Desa, M.K., Masri, S., Mohd Zainuri, M.A.A., 2020. Grid-connected PV generation system—Components and challenges: A review. Energies, vol. 13, no. 17, doi.org/10.3390/en13174279.
[Hussain et al., 2023] Hussain, M.T., Sarwar, A., Tariq, M., Urooj, S., BaQais, A., Hossain, M.A., 2023. An evaluation of ANN algorithm performance for MPPT energy harvesting in solar PV systems. Sustainability, vol. 15, no. 14, doi.org/10.3390/su151411144.
[Holmes, 2017] Holmes Jr, L., 2017. Applied Biostatistical Principles and Concepts: Clinicians' Guide To Data Analysis And Interpretation, Routledge, New York.
[Hossain & Pota, 2014] Hossain, J., Pota, H.R., 2014. Robust control for grid voltage stability: High penetration of renewable energy, Springer Science, doi.org/10.1007/978-981-287-116-9.
**I :**
[Iman & Davenport, 1980] Iman, R.L., Davenport, J.M., 1980. Approximations of the critical region of the fbietkan statistic. Communications in statistics-theory and methods, vol.9, no.6, pp.571-595.
**J :**
[Javed et al., 2022] Javed, M.Y., Hasan, A., Rizvi, S.T.H., Hafeez, A., Sarwar, S., Telmoudi, A.J., 2022. Water cycle algorithm (WCA): A new technique to harvest maximum power from PV. Cybernetics and Systems, vol. 53, no. 1, pp.80-102.
**K :**

[Kler et al., 2017] Kler, D., Sharma, P., Banerjee, A., Rana, K.P.S., Kumar, V., 2017. PV cell and module efficient parameters estimation using evaporation rate based water cycle algorithm. Swarm and Evolutionary Computation, vol. 35, pp. 93-110, doi.org/10.1016/j.swevo.2017.02.005.
[Katche et al., 2023] Katche, M.L., Makokha, A.B., Zachary, S.O., Adaramola, M.S., 2023. A comprehensive review of maximum power point tracking (MPPT) techniques used in solar PV systems. Energies, vol. 16, no. 5, doi.org/10.3390/en16052206.
[Kumar et al., 2021] Kumar, K., Varshney, L., Ambikapathy, A., Saket, R.K., Mekhilef, S., 2021. Solar tracker transcript : A review. International Transactions on Electrical Energy Systems, vol. 31, no. 12, doi.org/10.1002/2050-7038.13250.
[Kolantla et al., 2020] Kolantla, D., Mikkili, S., Pendem, S.R., Desai, A.A., 2020. Critical review on various inverter topologies for PV system architectures. IET Renewable Power Generation, vol. 14, no. 17, pp. 3418-3438.
[Kumar & Elangovan, 2020] Kumar, G.K., Elangovan, D., 2020. Review on fault-diagnosis and fault-tolerance for DC-DC converters. IET Power Electronics, vol. 13, no. 1, pp. 1-13.
[Koffi et al., 2015] Koffi, H.A., Kuditcher, A., Kakane, V.C.K., Armah, E.A., Yankson, A.A., Amuzu, J.K.A., 2015. The Shockley five-parameter model of a solar cell : A short note. African Journal of Science, Technology, Innovation and Development, vol. 7, no. 6, pp. 491-494.
[Kuttybay et al., 2020] Kuttybay, N., Saymbetov, A., Mekhilef, S., Nurgaliyev, M., Tukymbekov, D., Dosymbetova, G., Meiirkhanov, A., Svanbayev, Y., 2020. Optimized single-axis schedule solar tracker in different weather conditions. Energies, vol. 13, no. 19, doi.org/10.3390/en13195226.
[Kornelakis et al., 2010] Kornelakis, A., Marinakis, Y., 2010. Contribution for optimal sizing of grid-connected PV-systems using PSO. Renewable Energy, vol. 35, no. 6, pp. 1333-1341.
[Karaboga & Akay, 2009] Karaboga, D., Akay, B., 2009. A comparative study of artificial bee colony algorithm. Applied Mathematics and Computation, vol. 214, no. 1, pp. 108-132.
[Karaboga & Basturk, 2008] Karaboga, D., Basturk, B., 2008. On the performance of artificial bee colony (ABC) algorithm. Applied Soft Computing, vol. 8, no. 01, pp. 687-697.
[Karaboga & Basturk, 2007] Karaboga, D., Basturk, B., 2007. A powerful and efficient algorithm for numerical function optimization: artificial bee colony (ABC) algorithm. Journal of Global Optimization, vol. 39, no. 3, pp. 459-471.
[Kamoona et al., 2024] Kamoona, M.A., Mauricio, J.M., Saleh, A.L., Számel, L., 2024. Advanced MPPT strategy for PV solar energy systems using ANN-GWO. Proceedings of the 6th Global Power, Energy and Communication Conference, pp. 439-444, 04-07 June, Budapest, Hungary.
[Karami et al., 2017] Karami, N., Moubayed, N., Outbib, R., General review and classification of different MPPT techniques. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 68, pp. 1–18, doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.132.
[Kamran et al., 2020] Kamran, M., Mudassar, M., Fazal, M.R., Asghar, M.U., Bilal, M., Asghar, R., 2020. Implementation of improved Perturb & Observe MPPT technique with confined search space for standalone photovoltaic system. Journal of King Saud University-Engineering Sciences, vol. 32, no. 7, pp. 432-441.
[Kerrigan & Maciejowski, 2000] Kerrigan, E., Maciejowski, J., 2000. Soft constraints and exact penalty functions in model predictive control. University of Cambridge.

**L :**

[Latifi et al., 2021] Latifi, M., Abbassi, R., Jerbi, H., Ohshima, K., 2021. Improved krill herd algorithm based sliding mode MPPT controller for variable step size P&O method in PV system under simultaneous change of irradiance and temperature. Journal of the Franklin Institute, vol. 358, no. 7, pp. 3491-3511.
[Liserre et al., 2004] Liserre, M., Blaabjerg, F., Dell'Aquila, A., 2004. Step-by-step design procedure for a grid-connected three-phase PWM voltage source converter. International Journal of Electronics, vol. 9, no. 8, pp. 445-460.
[Lakshmi & Hemamalini, 2019] Lakshmi, M., Hemamalini, S., 2019. Coordinated control of MPPT and voltage regulation using single-stage high gain DC-DC converter in a grid-connected PV system. Electric Power Systems Research, vol. 169, pp. 65-73, doi.org/10.1016/j.epsr.2018.12.011.
[Liu et al., 2008] Liu, F., Kang, Y., Zhang, Y., Duan, S., 2008. Comparison of P&O and hill climbing MPPT methods for grid-connected PV converter. Proceedings of the 2008 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, pp. 804-807, 03-05 June, Singapore.
[Lee et al., 2006] Lee, J.H., Bae, H., Cho, B.H., 2006. Advanced incremental conductance MPPT algorithm with a variable step size. Proceedings of the 2006 12th International Power Electronics and Motion Control Conference, pp. 603-607, 30 August-01 September, Portoroz, Slovenia.
[Liu et al., 2008] Liu, F., Duan, S., Liu, F., Liu, B., Kang, Y., 2008. A variable step size INC MPPT method for PV systems. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 55, no. 7, pp. 2622-2628.
[Liu et al., 2019] Liu, Y., Chen, S., Guan, B., Xu, P., 2019. Layout optimization of large-scale oil–gas gathering system based on combined optimization strategy. Neurocomputing, vol. 332, pp. 159-183, doi.org/10.1016/j.neucom.2018.12.021.

[Luna et al., 2015] Luna, A., Rocabert, J., Candela, J.I., Hermoso, J.R., Teodorescu, R., Blaabjerg, F., Rodriguez, P., 2015. Grid voltage synchronization for distributed generation systems under grid fault conditions. IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 51, no. 4, pp. 3414-3425.
[Lekouaghet et al., 2018] Lekouaghet, B., Boukabou, A., Lourci, N., Bedrine, K., 2018. Control of PV grid connected systems using MPC technique and different inverter configuration models. Electric Power Systems Research, vol. 154, pp. 287-298, doi.org/10.1016/j.epsr.2017.08.027.
[Long et al., 2020] Long, W., Cai, S., Jiao, J., Xu, M., Wu, T., 2020. A new hybrid algorithm based on grey wolf optimizer and cuckoo search for parameter extraction of solar photovoltaic models. Energy Conversion and Management, vol. 203, doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112243.
[Liu & Lopes, 2004] Liu, X., Lopes, L.A.C., 2004. An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm for PV arrays. Proceedings of the IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference, vol. 3, pp. 2005-2010, 20-25 June, Aachen, Germany.
[Li et al., 2016] Li, C., Chen, Y., Zhou, D., Liu, J., Zeng, J., 2016. A high-performance adaptive incremental conductance MPPT algorithm for photovoltaic systems. Energies, vol. 9, no. 4, doi.org/10.3390/en9040288.
[Lanusse et al., 2013] Lanusse, P., Malti, R., Melchior, P., 2013. CRONE control system design toolbox for the control engineering community: tutorial and case study. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, vol. 371, no. 1990, doi.org/10.1098/rsta.2012.0149.

**M :**

[Mohanty et al., 2017] Mohanty, S., Subudhi, B., Ray, P.K., 2017. A grey wolf-assisted perturb & observe MPPT algorithm for a PV system. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 32, no.1, pp. 340-347.
[Mishra et al., 2021] Mishra, D.K., Ghadi, M.J., Li, L., Hossain, M.J., Zhang, J., Ray, P.K., Mohanty, A., 2021. A review on solid-state transformer: A breakthrough technology for future smart distribution grids. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 133, doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107255.
[McDonald, 2009] McDonald, J.H., 2009. Handbook Of Biological Statistics, 2ème édition. Sparky house publishing. Baltimore, Maryland, United states of America.
[Meena et al., 2024] Meena, R., Pareek, A., Gupta, R., 2024. A comprehensive review on interfacial delamination in photovoltaic modules. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 189, doi.org/10.1016/j.rser.2023.113944.
[Mar et al., 2019] Mar, A., Pereira, Martins, J.F., 2019. A survey on power grid faults and their origins: A contribution to improving power grid resilience. Energies, vol. 12, no. 24, doi.org/10.3390/en12244667.
[Medeiros et al., 2003] Medeiros, R., Cirne, W., Brasileiro, F., Sauvé, J., 2003. Faults in grids: why are they so bad and what can be done about it? Proceedings of the 1st Latin American Web Congress, pp. 18-24, 17 November, Phoenix, AZ, USA.
[Mirjalili et al., 2014] Mirjalili, S., Mirjalili, S.M., Lewis, A., 2014. Grey wolf optimizer. Advances in Engineering Software, vol. 69, no. 1, pp. 46-61.
[Martins, 2013] Martins, D.C., 2013. Analysis of a three-phase grid-connected PV power system using a modified dual-stage inverter. International Scholarly Research Notices, vol. 2013, no. 1, doi.org/10.1155/2013/406312.
[Marouani & Mami, 2010] Marouani, R., Mami, A., 2010. Voltage oriented control applied to a grid connected photovoltaic system with maximum power point tracking technique. American Journal of Applied Sciences, vol. 7, no. 8, pp. 1168-1173.
[Mahmud et al., 2012] Mahmud, M.A., Pota, H.R., Hossain, M.J., 2012. Dynamic stability of three-phase grid-connected photovoltaic system using zero dynamic design approach. IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 2, no. 4, pp. 564-571.
[Mehta et al., 2018] Mehta, U., Lechappe, V., Singh, O.P., 2018. Simple FOPI tuning method for real-order time delay systems. In Avinash Konkani, Rabindranath Bera, Samrat Paul (Eds.), Advances in Systems, Control and Automation, pp. 459-468, doi.org/10.1007/978-981-10-4762-6_44
[McCulloch et al., 1943] McCulloch, W.S., Pitts, W., 1943. A logical calculus of the ideas immanent in nervous activity. The bulletin of mathematical biophysics, vol. 5, pp.115-133. doi.org/10.1007/BF02478259.
[Vasumathi et al., 2023] Vasumathi, G., Jayalakshmi, V., Sakthivel, K., 2023. Efficiency analysis of grid tied PV system with KY integrated SEPIC converter. Measurement : Sensors, vol. 27, doi.org/10.1016/j.measen.2023.100767.
[Motahhir et al., 2018] Motahhir, S., El Ghzizal, A., Sebti, S., Derouich, A., 2018. Modeling of photovoltaic system with modified incremental conductance algorithm for fast changes of irradiance. International Journal of Photoenergy, vol. 2018, no. 1, doi.org/10.1155/2018/3286479.

**O :**

[Ozdemir et al., 2017] Ozdemir, S., Altin, N., Sefa, I., 2017. Fuzzy logic based MPPT controller for high conversion ratio quadratic boost converter. International Journal of Hydrogen Energy, vol. 42, no. 28, pp.17748-17759.

[Osmani et al., 2023] Osmani, K., Haddad, A., Lemenand, T., Castanier, B., Alkhedher, M., Ramadan, M., 2023. A critical review of PV systems' faults with the relevant detection methods. Energy Nexus, vol. 12, doi.org/10.1016/j.nexus.2023.100257.
[Osmani et al., 2022] Osmani, K., 2022. Mitigating the effects of partial shading on PV system's performance through PV array reconfiguration : A review. Thermal Science and Engineering Progress, vol. 31, doi.org/10.1016/j.tsep.2022.101280.
[Oni et al., 2024] Oni, A.M., Mohsin, A.S., Rahman, M.M., Bhuian, M.B.H., 2024. A comprehensive evaluation of solar cell technologies, associated loss mechanisms, and efficiency enhancement strategies for photovoltaic cells. Energy Reports, vol. 11, pp. 3345-3366, doi.org/10.1016/j.egyr.2024.03.007.
[Oldham & Spanier, 1974] Oldham, K., Spanier, J., 1974. The fractional calculus theory and applications of differentiation and integration to arbitrary order, vol. 111, New York and London Elsevier.
[Oustaloup, 1981] Oustaloup, A., 1981. Fractional order sinusoidal oscillators: optimization and their use in highly linear FM modulation. IEEE Transactions on Circuits and Systems, vol. 28, no. 10, pp. 1007-1009.
[Ostertagova et al., 2014] Ostertagova, E., Ostertag, O., Kováč, J., 2014. Methodology and application of the Kruskal-Wallis test. Applied mechanics and materials, vol. 611, pp. 115-120. doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.611.115.
[Oustaloup & Mathieu, 1999] Oustaloup, A., Mathieu B., 1999. La commande CRONE : du scalaire au multivariable, 2nd edition, Editions Hermès, Paris.
[Ounnas et al., 2017] Ounnas, D., Ramnddani, M., Chenikher, S., Bouktir, T., 2017. An efficient maximum power point tracking controller for photovoltaic systems using Takagi–Sugeno fuzzy models. Arabian Journal for Science and Engineering, vol. 42, no. 1, pp. 4971-4982.
**P :**
[Podder et al., 2019] Podder, A.K., Roy, N.K., Pota, H.R., 2019. MPPT methods for solar PV systems: a critical review based on tracking nature. IET Renewable Power Generation, vol.13, no. 10, pp. 1615-1632, doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5946.
[Podlubny et al., 1999] Podlubny, I., Dorcak, L., Kostial, I., 1999. On fractional derivatives, fractional-order dynamic system and PID-controllers. Proceedings of the 36th Conference on Decision and control, pp. 4985-5990, 10-12 December, San Diego, CA, United States.
[Petráš, 2011] Petráš, I., 2011. Fractional-order nonlinear systems: modeling, analysis and simulation. Springer Science & Business Media, Berlin, Germany.
[Pereira et al., 2015] Pereira, D.G., Afonso, A., Melo Medeiros, F., 2015. Overview of Friedman's test and post-hoc analysis. Communications in Statistics-Simulation and Computation, vol. 44, no. 10, pp. 2636-2653.
[Petit et al., 2012] Petit, P., Aillerie, M., Sawicki, J.P., Charles, J.P., 2012. Push-pull converter for high efficiency photovoltaic conversion. Energy Procedia vol. 18, pp. 1583-1592, doi.org/10.1016/j.egypro.2012.05.174
[Priyadarshi et al., 2022] Priyadarshi, N., Bhaskar, M.S., Azam, F., Singh, M., Dhaked, D.K., Taha, I.B., Hussien, M.G., 2022. Performance evaluation of solar-PV-based non-isolated switched-inductor and switched-capacitor high-step-up cuk converter. Electronics, vol. 11, no.9, doi.org/10.3390/electronics11091381
[Peña & Blaabjerg, 2018] Peña-Alzola, R., Blaabjerg, F., 2018. Design and control of voltage source converters with LCL-filters. In Blaabjerg, F. (Ed.), Control of Power Electronic Converters and Systems, Chapter 8, pp. 207-242, Academic Press, doi.org/10.1016/B978-0-12-805245-7.00008-1.
[Picault et al., 2010] Picault, D., Raison, B., Bacha, S., De La Casa, J., Aguilera, J., 2010. Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses. Solar Energy, vol. 84, no. 7, pp. 1301-1309.
[Pochont, 2023] Pochont, N.R., 2023. Recent trends in photovoltaic technologies for sustainable transportation in passenger vehicles–A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 181, no. 1, doi.org/10.1016/j.rser.2023.113317.
[Parida et al., 2011] Parida, B., Iniyan, S., Goic, R., 2011. A review of solar photovoltaic technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15, no. 3, pp. 1625-1636.
[Pai & Tseng, 2019] Pai, F.S., Tseng, P.S., 2019. An efficient GWO MPPT for a PV system using impedance information acceleration. International Journal of Electronics, vol. 106, no. 4, pp. 648-661.
**R :**
[Rajamani et al., 2023] Rajamani, M.P.E., Rajesh, R., Willjuice Iruthayarajan, M., 2023. Design and experimental validation of PID controller for buck converter: A multi-objective evolutionary algorithms based approach. IETE Journal of Research, vol. 69, no. 1, pp.21-32.
[Ramesh et al., 2022] Ramesh, P., Damodhar, T.B., Sathyasekar, K., Vinoth, J., Bharatiraja, C., 2022. Minimization of leakage current in a maximum boost control impedance source transformer-less inverter. Materials Today: Proceedings, vol. 65, pp. 250-257, doi.org/10.1016/j.matpr.2022.06.127
[Ramful & Sowaruth, 2022] Ramful, R., Sowaruth, N., 2022. Low-cost solar tracker to maximize the capture of solar energy in tropical countries. Energy Reports, vol. 8, pp. 295-302, doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.145

[Restrepo-Cuestas & Montano, 2024] Restrepo-Cuestas, B.J., Montano, J., 2024. Bishop model parameter estimation in photovoltaic cells using metaheuristic optimization techniques. Solar Energy, vol. 270, doi.org/10.1016/j.solener.2024.112410.
[Raut et al., 2024] Raut, K., Shendge, A., Chaudhari, J., Lamba, R., Alshammari, N.F., 2024. Modeling and simulation of photovoltaic powered battery-supercapacitor hybrid energy storage system for electric vehicles. Journal of Energy Storage, vol. 82, doi.org/10.1016/j.est.2023.110324.
[Riffat & Cuce, 2011] Riffat, S.B., Cuce, E., 2011. A review on hybrid photovoltaic/thermal collectors and systems. International Journal of Low-Carbon Technologies, vol. 6, no. 3, pp. 212-241.
[Rizzo & scelba, 2015] Rizzo, S.A., Scelba, G., 2015. ANN based MPPT method for rapidly variable shading conditions. Applied Energy, vol. 145, pp. 124-132. doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.077.
[Rajani & Ramesh, 2022] Rajani, K., Ramesh, T., 2022. Reconfiguration of PV arrays (TCT, BL, HC) considering wiring resistance. Chinese Society for Electrical Engineering Journal of Power and Energy Systems, vol. 8, no. 5, pp. 1408-1416.
[Rusirawan & Farkas, 2014] Rusirawan, D., Farkas, I., 2014. Identification of model parameters of the photovoltaic solar cells. Energy Procedia, vol. 57, pp. 39-46, doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.006.
**S :**
[Singh et al., 2021] Singh, P., Shukla, N., Gaur, P., 2021. Modified variable step incremental-conductance MPPT technique for photovoltaic system. International Journal of Information Technology, vol. 13, pp. 2483-2490, doi.org/10.1007/s41870-020-00450-8.
[Scheffe, 1999] Scheffe,H., 1999. The Analysis Of Variance. John Wiley & Sons, Canada.
[Sthle & Wold, 1989] Sthle, L., Wold, S., 1989. Analysis of variance (ANOVA). Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems, vol. 6, no. 4, pp. 259-272.
[Sheskin, 2003] Sheskin, D.J., 2003. Handbook Of Parametric And Nonparametric Statistical Procedures. Chapman and Hall/CRC, New York, doi.org/10.1201/9781420036268.
[Shen et al., 2012] Shen, C.L., Su, J.C., 2012. Grid-connection half-bridge PV inverter system for power flow controlling and active power filtering. International Journal of Photoenergy, no. 1, doi.org/10.1155/2012/760791.
[Sharma & Chandel, 2013] Sharma, V., Chandel, S.S., 2013. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems : A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 27, pp. 753-767, doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.046.
[Sadhu et al., 2018] Sadhu, A.K., Konar, A., Bhattacharjee, T., Das, S., 2018. Synergism of firefly algorithm and q-learning for robot arm path planning. Swarm and evolutionary computation, vol. 43, pp. 50-68. doi.org/10.1016/j.swevo.2018.03.014.
[Sarvi & Azadian, 2022] Sarvi, M., Azadian, A., 2022. A comprehensive review and classified comparison of MPPT algorithms in PV systems. Energy Systems, vol. 13, no. 2, pp.281-320.
[Saidi, 2022] Saidi, A.S., 2022. Impact of grid-tied photovoltaic systems on voltage stability of Tunisian distribution networks using dynamic reactive power control. Ain Shams Engineering Journal, vol. 13, no. 2, doi.org/10.1016/j.asej.2021.06.023.
[Şenol et al., 2016] Şenol, M., Abbasoğlu, S., Kükrer, O., Babatunde, A.A., 2016. A guide in installing large-scale PV power plant for self consumption mechanism. Solar Energy, vol. 132, no. 1, pp. 518-537.
[Sivakumar et al., 2016] Sivakumar, S., Sathik, M.J., Manoj, P.S., Sundararajan, G., 2016. An assessment on performance of DC-DC converters for renewable energy applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 58, pp. 1475-1485, doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.057.
[Schimpf & Norum, 2008] Schimpf, F., Norum, L.E., 2008. Grid connected converters for photovoltaic, state of the art, ideas for improvement of transformer less inverters. Proceedings of the Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, 9-11 June, Espoo, Finland.
[Sundareswaran et al., 2016] Sundareswaran, K., Vigneshkumar, V., Sankar, P., Simon, S.P., Nayak, P.S.R., Palani, S., 2016. Development of an improved P&O algorithm assisted through a colony of foraging ants for MPPT in PV system. IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 12, no. 1, pp. 187-200.
[Sera et al., 2013] Sera, D., Mathe, L., Kerekes, T., Spataru, S.V., Teodorescu, R., 2013. On the perturb-and-observe and incremental conductance MPPT methods for PV systems. IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 3, no. 3, pp. 1070-1078.
[Saiprakash et al., 2021] Saiprakash, C., Mohapatra, A., Nayak, B., Ghatak, S.R., 2021. Analysis of partial shading effect on energy output of different solar PV array configurations. Materials Today: Proceedings, vol. 39, pp. 1905-1909, doi.org/10.1016/j.matpr.2020.08.307.
[Shu et al., 2022] Shu, M., Wu, S., Wu, T., Qiao, Z., Wang, N., Xu, F., Shanthini, A., Muthu, B.A., 2022. Efficient energy consumption system using heuristic renewable demand energy optimization in smart city. Computational Intelligence, vol. 38, no. 3, pp.784-800.
[Sangwongwanish et al., 2018] Sangwongwanish, A., Abdelhakim, A., Yang, Y., Zhou, K., 2018. Control of Single-Phase and Three-Phase DC/AC Converters. In Blaabjerg, F. (Ed.), Control of Power Electronic

Converters and Systems, Chapter 6, pp. 153-173, Academic Press, doi.org/10.1016/B978-0-12-805245-7.00006-8.
[Shockley & Queisser, 2018] Shockley, W., Queisser, H., 2018. Detailed balance limit of efficiency of P-N junction solar cells. Renewable Energy, vol. 32, no.4, pp. 510-519.
[Shi & Eberhart, 1998] Shi, Y., Eberhart, R., 1998. A modified particle swarm optimizer. Proceedings of the IEEE International Conference on Evolutionary Computation and IEEE World Congress on Computational Intelligence, pp. 69-73, 04-09 May, New York, Anchorage, USA,
[Svensson, 2001] Svensson, J., 2001. Synchronization methods for grid-connected voltage source converters. IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol. 148, no. 3, pp. 229-235.
[Soufi et al., 2017] Soufi, Y., Bechouat, M., Kahla, S., 2017. Fuzzy-PSO controller design for maximum power point tracking in photovoltaic system. International Journal of hydrogen energy, vol. 42, no. 13, pp.8680-8688.
**T :**
[Timbus et al., 2005] Timbus, A., Liserre, M., Teodorescu, R., Blaabjerg, F., 2005. Synchronization methods for three phase distributed power generation systems: An overview and evaluation. Proceedings of the IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference, pp. 2474-2481, 16 June, Dresden, Germany.
[Twaha et al., 2017] Twaha, S., Zhu, J., Maraaba, L., Huang, K., Li, B., Yan, Y., 2017. Maximum power point tracking control of a thermoelectric generation system using the extremum seeking control method. Energies, vol. 10, no. 12, doi.org/10.3390/en10122016.
[Teodorescu et al., 2011] Teodorescu, R., Liserre, M., Rodriguez, P., 2011. Grid converters for photovoltaic and wind power systems. John Wiley & Sons, United Kingdom.
[Tadj et al.,2023] Tadj, M., Chaib, L., Choucha, A., Aldaoudeyeh, A.M., Fathy, A., Rezk, H., Louzazni, M., El-Fergany, A., 2023. Enhanced MPPT-based fractional-order PID for PV systems using aquila optimizer. Mathematical and Computational Applications, vol. 28, no. 5, doi.org/10.3390/mca28050099.
[Toumi et al., 2023] Toumi, I., Boulmaiz, A., Meghni, B., Hachana, O., 2023. Robust variable step P&O algorithm based MPPT for PMSG wind generation system using estimated wind speed compensation technique. Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 60, no. 1, doi.org/10.1016/j.seta.2023.103420.
[Teodorescu et al., 2011] Teodorescu, R., Liserre, M., Rodriguez, P., 2011. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. John Wiley & Sons, New Delhi, India.
[Tey & Mekhilef, 2014] Tey, K.S., Mekhilef, S., 2014. Modified incremental conductance MPPT algorithm to mitigate inaccurate responses under fast-changing solar irradiation level. Solar Energy, vol. 101, pp. 333-342, doi.org/10.1016/j.solener.2014.01.003.
[Tubniyom et al., 2018] Tubniyom, C., Jaideaw, W., Chatthaworn, R., Suksri, A., Wongwuttanasatian, T., 2018. Effect of partial shading patterns and degrees of shading on Total Cross-Tied (TCT) photovoltaic array configuration. Energy Procedia, vol. 153, pp. 35-41, doi.org/10.1016/j.egypro.2018.10.028.
[Teo et al., 2020] Teo, J.C., Tan, R.H., Mok, V.H., Ramachandaramurthy, V.K., Tan, C., 2020. Impact of bypass diode forward voltage on maximum power of a photovoltaic system under partial shading conditions. Energy, vol. 191, doi.org/10.1016/j.energy.2019.116491.
**V :**
[Vieira et al., 2020] Vieira, R.G., de Araújo, F.M., Dhimish, M., Guerra, M.I., 2020. A comprehensive review on bypass diode application on photovoltaic modules. Energies, vol. 13, no. 10, doi.org/10.3390/en13102472.
[Verduci et al., 2022] Verduci, R., Romano, V., Brunetti, G., Yaghoobi Nia, N., Di Carlo, A., D'Angelo, G., Ciminelli, C., 2022. Solar energy in space applications: review and technology perspectives. Advanced Energy Materials, vol. 12, no. 29, doi.org/10.1002/aenm.202200125.
**W :**
[Wang et al., 2023] Wang, H., Yang, C., Liao, X., Wang, J., Zhou, W., Ji, X., 2023. Artificial neural network-based virtual synchronous generator dual droop control for microgrid systems. Computers and Electrical Engineering, vol. 111, doi.org/10.1016/j.compeleceng.2023.108930.
[Wilcoxon,1992] Wilcoxon, F., 1992. Individual Comparisons By Ranking Methods. In breakthroughs in statistics: Methodology and distribution, pp. 196-202. New York, Springer New York. doi.org/10.1007/978-1-4612-4380-9_16.
[Wilcoxon, 1945] Wilcoxon, F., 1945. Some uses of statistics in plant pathology. Biometrics Bulletin, vol. 1, no. 4, pp. 41-45.
**X :**
[Xinchao., 2010] Xinchao, Z., 2010. A perturbed particle swarm algorithm for numerical optimization. Applied Soft Computing, vol. 10, no. 1, pp.119-124.
**Y :**
[Yousefi-Talouki et al., 2019] Yousefi-Talouki, A., Zalzar, S., Pouresmaeil, E., 2019. Direct power control of matrix converter-fed DFIG with fixed switching frequency. Sustainability, vol. 11, no. 9.

[Yaqoob et al., 2021] Yaqoob, S.J., Saleh, A.L., Motahhir, S., Agyekum, E.B., Nayyar, A., Qureshi, B., 2021. Comparative study with practical validation of photovoltaic monocrystalline module for single and double diode models. Scientific reports, vol. 11, no. 1, doi.org/10.1038/s41598-021-98593-6.
[Yang, 2010] Yang, X-S. 2010. Engineering Optimization: An Introduction with Metaheuristic Applications. John Wiley & Sons, New Jersey.
[Yang et al., 2021] Yang, S., Max, N., Xie, S., Li, L., Zhao, T., 2021. Photovoltaic cell model parameter optimization using micro-charge field effect P systems. Engineering Applications of Artificial Intelligence, vol. 104, doi.org/10.1016/j.engappai.2021.104374
[Yahyaoui et al., 2016] Yahyaoui, I., Chaabene, M., Tadeo, F., 2016. Evaluation of maximum power point tracking algorithm for off-grid photovoltaic pumping. Sustainable Cities and Society, vol. 25, pp. 65-73, doi.org/10.1016/j.scs.2015.11.005
**Z :**
[Zeb et al., 2018] Zeb, K., Uddin, W., Khan, M.A., Ali, Z., Ali, M.U., Christofides, N., Kim, H.J., 2018. A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 94, pp. 1120-114, doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.053.
[Zhao et al., 2011] Zhao, Y., Lehman, B., de Palma, J.F., Mosesian, J., Lyons, R., 2011. Challenges to over-current protection devices under line-line faults in solar photovoltaic arrays. Proceedings of the IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, pp. 20-27, 17-22 September, Phoenix, AZ, USA.
[Zadeh, 1996] Zadeh, L.A., Klir, G.J., Yuan, B., 1996. Fuzzy sets, fuzzy logic, and fuzzy systems : selected papers, World scientific, New York, USA.
[Zhang et al., 2019] Zhang, S., Liu, L., Cui, X., 2019. Robust FOPID controller design for fractional-order delay systems using positive stability region analysis. International Journal of Robust and Nonlinear Control, vol. 29, no. 15, pp. 5195-5212.
[Zhang et al., 2021] Zhang, Z., Ma, M., Wang, H., Wang, H., Ma, W., Zhang, X., 2021. A fault diagnosis method for photovoltaic module current mismatch based on numerical analysis and statistics. Solar Energy, vol. 225, pp. 221-236, doi.org/10.1016/j.solener.2021.07.037.
[Zhiguo & Zhou, 2013] Zhiguo, Z., Zhou, L. Analysis and design of isolated flyback voltage-multiplier converter for low-voltage input and high-voltage output applications. IET Power Electronics, no. 6, pp. 1100-1110, doi.org/10.1049/iet-pel.2012.0552.
[Zar, 1999] Zar, J.H., 1999. Biostatistical Analysis. Pearson Education India, United States of America.