



République Algérienne Démocratique et Populaire Ministère de
l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université des Frères Mentouri Constantine
Faculté des Sciences de la Technologie Département d'Electrotechnique

N_ de série :152/DS/2018

N_ d'ordre :06/Electech/2018

Thèse

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCE

Option : **ELECTROTECHNIQUE**

Présentée par :

MERAHI REDA

Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques

Soutenue le 16/10/2018

Devant le Jury :

| | | | |
|------------|-----------------|------------|--------------------|
| Président | : LABED Djamel | Professeur | UFM. Constantine 1 |
| Rapporteur | : Rachid CHENNI | Professeur | UFM. Constantine 1 |
| Examineurs | : CHIKHI Khaled | Professeur | UB2. Batna 2 |
| Examineurs | : FETHA Cherif | Professeur | UB2. Batna 2 |

Remerciements

À l'issue de ce travail je tiens à adresser ma reconnaissance et mes remerciements à toutes les personnes qui ont contribué, chacune à leur manière, à l'accomplissement de cette thèse.

Tout d'abord, je tiens à remercier vivement toute ma famille qui m'a soutenu durant ces années de préparation de ma thèse et surtout ma fille MAISSOUNE.

Je voudrais remercier spécialement mon directeur de thèse Monsieur **Rachid CHENNI**, Professeur à l'université des frères Mentouri, Constantine, pour son encadrement, son suivi permanent et sa confiance dans ce travail.

J'adresse également mes sincères remerciements à Monsieur **DAWID Bula**, Assistant professeur à l'université technique de Silesian Polonia, pour sa collaboration pour mes travaux de recherche. Et aussi je veux remercier **NGUYEN DUC TUYEN** Phd de l'université de science et technologie, Hanoi, Vietnam et **Justin Au Yeung**, senior associate chez PwC UK pour ses conseils et orientations.

Je tiens également à remercier vivement les membres de jury :

Messieurs : **LABED Djamel**, Professeur à l'université des frères Mentouri, Constantine, **CHIKHI Khaled**, Professeur à université UB2 Batna 2 et **FETHA Cherif**, Professeur à l'université à université UB2 Batna 2, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être les examinateurs de cette thèse.

Sommaire

| | | |
|----------------|---|-----------|
| | Introduction Générale | 10 |
| I. | Etude d'un Système PV Connecté au Réseau | 12 |
| I.1 | Introduction..... | 13 |
| I.2 | Description d'un system PV..... | 13 |
| I.2.1 | Principe de fonctionnement de l'effet photovoltaïque..... | 13 |
| I.2.2 | Le générateur photovoltaïque..... | 15 |
| I.2.3 | Protection des modules PV et des panneaux..... | 16 |
| I.2.4 | Caractéristique d'une cellule PV..... | 17 |
| I.2.5 | Influence de l'éclairement et la température sur la cellule PV..... | 19 |
| I.2.6 | Mise en parallèle ou série des cellules..... | 20 |
| I.3. | Connexion d'un générateur PV à une charge | 21 |
| I.3.1. | Le point de puissance maximale | 21 |
| I.3.2. | Connexion directe d'un générateur PV | 21 |
| I.3.3. | Connexion indirecte d'un générateur PV | 22 |
| I.4. | Les différents composants d'un système PV..... | 22 |
| I.4.1. | Le champ PV | 22 |
| I.4.2. | Le filtre d'entrée..... | 23 |
| I.4.3. | Le convertisseur DC/DC..... | 23 |
| I.4.4. | Le condensateur de liaison DC..... | 23 |
| I.4.5. | L'onduleur | 23 |
| I.4.6. | Le filtre de sortie..... | 23 |
| I.4.7. | Le transformateur | 23 |
| I.5. | Le rendement d'un système PV..... | 24 |
| I.5.1 | Rendement d'un champ PV..... | 25 |
| I.5.2 | Rendement de MPPT..... | 25 |
| I.5.3 | Rendement de l'étage d'adaptation..... | 25 |
| I.6. | Les différentes configurations d'un système photovoltaïque | 26 |
| I.6.1. | L'onduleur central | 26 |
| I.6.2. | L'onduleur rangé..... | 26 |
| I.6.3. | L'onduleur multi rangés..... | 27 |
| I.6.4. | La matrice de connexion | 29 |
| I.6.5. | Le concept maitre esclave..... | 30 |
| I.6.6. | La topologie team concept | 30 |
| I.6.7. | Étude comparative entre les différentes technologies | 31 |
| I.7. | Conclusion..... | 33 |
| II. | La Variation de la Fréquence dans les Systèmes Photovoltaïques | 34 |
| II.1. | Introduction..... | 35 |
| II.2 | La stabilité de la fréquence dans un système énergétique..... | 36 |
| II.2.1. | La stabilité d'un réseau électrique..... | 36 |
| II.2.1 | la stabilité de la fréquence..... | 37 |
| II.2.2 | La déviation de la fréquence dans un réseau électrique..... | 39 |

| | | |
|--------------|--|-----------|
| II.3 | Les différents scénarios de la variation de la fréquence..... | 40 |
| | II.3.1. les scénarios de la variation de la fréquence..... | 40 |
| | II.3.2. Les différentes zones de fonctionnement..... | 42 |
| II.4 | Les causes de la variation de la fréquence dans le réseau électrique..... | 43 |
| | II.4.1 La variation dans les réseaux classiques..... | 43 |
| | II.4.1.1. Le déséquilibre entre la production et la consommation..... | 44 |
| | II.4.1.2. La variation rapide de la charge..... | 44 |
| | II.4.1.3. Les anomalies sur le réseau..... | 44 |
| | II.4.2. La variation dans les réseaux moderne..... | 45 |
| | II.4.2.1. Variation aléatoire de l'éclairage solaire..... | 45 |
| | II.4.2.2. La présence du brouillard..... | 46 |
| | II.4.2.3. Manque de système d'inertie..... | 47 |
| | II.4.2.4. Grande pénétration d'énergie PV..... | 48 |
| | II.4.3 Les options et les techniques utilisées..... | 49 |
| II.5 | La régulation de la fréquence dans les systèmes PV..... | 50 |
| | II.5.1. Le réglage instantané..... | 51 |
| | II.5.2. Le réglage primaire..... | 51 |
| | II.5.2. Le réglage secondaire..... | 51 |
| | II.5.3. Le réglage tertiaire..... | 51 |
| | II.5.4. La procédure du réglage..... | 52 |
| | II.5.5. Le réglage dans le cas de l'intégration de l'énergie PV..... | 54 |
| II.6. | Conclusion..... | 55 |
| III. | Contrôle et Commande des Systèmes PV Raccordé au Réseau..... | 56 |
| | III.1 Introduction..... | 57 |
| | III.2 Les modes de connexion d'un système PV..... | 57 |
| | III.2.1 Les installations isolées..... | 57 |
| | III.2.2 Les installations connectés au réseau..... | 58 |
| | III.3 Contrôle d'un système PV..... | 59 |
| | III.3.1 Principe de base..... | 59 |
| | III.3.2 L'objective de contrôle des convertisseurs..... | 59 |
| | III.4 Les différentes méthodes de contrôle..... | 60 |
| | III.4.1 Contrôles des hacheurs DC..... | 60 |
| | III.4.1.1 : Principe d'une commande MPPT..... | 60 |
| | III.4.1.2 Les différentes méthodes de contrôle..... | 61 |
| | III.4.1.2.1 La commande Perturb & Observ P&O..... | 62 |
| | III.4.1.2.2 La commande Hill Climbing..... | 62 |
| | III.4.1.2.4 La commande Incrément de conductance..... | 63 |
| | III.4.2 Contrôle des onduleurs..... | 63 |
| | III.5. Contrôl stratégique d'un système PV..... | 64 |
| | III.5.1. Le calcule des données..... | 64 |
| | III.5.2. Les contrôleurs de tension et de courant..... | 64 |

| | | |
|------------------|--|-----------|
| III.5.3. | MLI (moduleur de largeur d'impulsion)..... | 65 |
| III.6. | Les différentes méthodes de contrôle..... | 66 |
| III.6.1. | La Méthode dq..... | 67 |
| III.6.2. | Méthode de control $\alpha\beta$ | 68 |
| III.6.3. | Les résultats de simulation..... | 70 |
| III.6.4. | Discussion et diagnostics..... | 75 |
| III.7. | Conclusion..... | 75 |
| IV. | Régulation de La Fréquence Dans Les Systèmes Photovoltaïques par Un Système de Stockage | 76 |
| IV.1 | Introduction | 77 |
| IV.2 | Stockage de l'énergie l'électrique..... | 77 |
| IV.2.1 | La nécessité de stockage de l'énergie..... | 77 |
| IV.2.2. | Les différents systèmes de stockage de l'énergie..... | 78 |
| IV.2.2.1. | Le pompage turbinage..... | 79 |
| IV.2.2.2. | Stockage d'énergie par air comprimé..... | 79 |
| IV.2.2.3. | Stockage d'énergie par volant d'inertie..... | 79 |
| IV.2.2.4. | Systèmes de stockage électrochimique..... | 79 |
| IV.2.2.5. | Stockage sous forme d'hydrogène..... | 80 |
| IV.3. | Le réglage de la fréquence par le système de stockage..... | 80 |
| IV.3.1 | Les batteries au plomb..... | 81 |
| IV.3.1.1. | Modélisation d'une batterie au plomb..... | 81 |
| IV.3.1.2. | Charge et décharge de la batterie..... | 81 |
| IV.4. | Configuration d'un système de mini réseau..... | 82 |
| IV.4.1. | Le schéma de fonctionnement..... | 82 |
| IV.4.2 | Principe de fonctionnement..... | 83 |
| IV.4.3 | Configuration de différents systems..... | 84 |
| IV.4.3.1 | Le système PV..... | 84 |
| IV.4.3.2 | Le système éolien..... | 84 |
| IV.5. | La méthode de contrôle proposée..... | 85 |
| IV.5.1. | Le principe de réglage..... | 85 |
| IV.5.2. | Description de la méthode de contrôle | 86 |
| IV.6. | Résultats de simulation et discussion..... | 88 |
| IV.6.1. | Situation normale..... | 89 |
| IV.6.2. | Irradiation PV variable..... | 89 |
| IV.6.3. | Vitesse du vent variable..... | 90 |
| IV.6.4. | Des charges variables..... | 91 |
| IV.6.6 | Réseau autonome..... | 92 |
| IV.7. | Conclusion..... | 93 |
| V. | Régulation de la Fréquence par une Charge Spéciale | 94 |

| | | |
|---|---|------------|
| V.1 | Introduction..... | 95 |
| V.2. | Estimation de la fréquence du réseau..... | 95 |
| V.3 | Présentation de la nouvelle méthode proposée..... | 96 |
| V.3.1 | Le principe de la méthode CFCS..... | 97 |
| V.3.2 | La configuration de CFCS en cas de plusieurs jeux de barres..... | 98 |
| V.4. | Les caractéristiques de la charge spéciale CFCS..... | 99 |
| V.5 | Contrôle de la méthode de CFCS..... | 102 |
| V.6. | Résultats de simulation et discussion..... | 103 |
| V.6.1. | La situation normale..... | 105 |
| V.6.2. | Variation de l'éclairement solaire..... | 105 |
| V.6.3. | Variation de la vitesse du vent..... | 106 |
| V.6.4. | Variation de l'éclairement solaire et de la vitesse du vent | 107 |
| V.6.5. | Déséquilibre de la charge..... | 107 |
| V.6.6. | Mode de réseau isole..... | 108 |
| V.6.7. | Augmentation des nombres des blocs CFCS..... | 108 |
| V.7. | Conclusion et Perspectives..... | 109 |
| Conclusion Générale et Perspective | | 110 |

Liste Des Figures

| | | |
|--------------------|---|-----------|
| Figure I.1 | : Caractéristiques d'une jonction PN sous éclairement..... | 14 |
| Figure I.2 | : Constitution d'une cellule PV de matériau silicium..... | 15 |
| Figure I.3 | : Composition d'un module PV..... | 16 |
| Figure I.4 | : Emplacement de la diode anti retour et by-pass..... | 17 |
| Figure I.5 | : Modélisation électrique d'une cellule PV..... | 17 |
| Figure I.6 | : L'influence de l'éclairement solaire (a) et la température (b) sur la courbe I(V) de la cellule PV..... | 20 |
| Figure I.7 | : Groupement des cellules en série..... | 20 |
| Figure I.8 | : Les différents points de fonctionnement de la courbe I(V)..... | 21 |
| Figure I.9 | : Connexion directe d'un module avec une charge..... | 22 |
| Figure I.10 | : Connexion indirecte d'un module avec la charge..... | 22 |
| Figure I.11 | : Structure d'un onduleur PV connecté au réseau..... | 24 |
| Figure I.12 | : Configuration d'un onduleur central..... | 26 |
| Figure I.13 | : Configuration de l'onduleur rangé..... | 27 |
| Figure I.14 | : Configuration multi rangée..... | 27 |
| Figure I.15 | : Configuration d'un hacheur modulaire parallèle..... | 28 |
| Figure I.16 | : Configuration d'un hacheur modulaire série..... | 29 |
| Figure I.17 | : La configuration de la matrice de connexion..... | 29 |
| Figure I.19 | : Concept Maître Esclave des onduleurs..... | 30 |
| Figure I.20 | : La configuration Team Concept..... | 31 |

| | | |
|----------------------|---|-----------|
| Figure I.21 | : Evolution de l'architecture des onduleurs en fonction de la puissance..... | 32 |
| Figure II.1 | : Générateur connecté au réseau..... | 36 |
| Figure II.2 | : La puissance du générateur en fonction de l'angle du rotor..... | 37 |
| Figure II.3 | : Caractéristiques de la droite de statisme d'un alternateur..... | 38 |
| Figure II.4 | : Déviation de la fréquence suite à une panne d'un central électrique..... | 39 |
| Figure II.5 | : Les différents scénarios de la déviation de la fréquence..... | 41 |
| Figure II.6 | : Les différentes zones de fonctionnement de la fréquence..... | 43 |
| Figure II.7 | : Exemple de courbe de charge d'une installation PV..... | 46 |
| Figure II.8 | : Comparaison entre la production PV solaire durant un jour ensoleillé, nuageuse et pluvieuse | 47 |
| Figure II.9 | : La réponse de la fréquence dans un réseau électrique suite à un événement..... | 48 |
| Figure II.10 | : Déviation de la réponse de la fréquence suite à l'intégration de l'énergie PCV et éolienne | 49 |
| Figure II.11 | : Les différents modes de contrôle de la fréquence..... | 52 |
| Figure II.12 | : Diagramme de contrôle de statisme pour le réglage primaire..... | 53 |
| Figure II.13 | : Caractéristique des réglages primaire et secondaire pour les turbo alternateurs... | 53 |
| Figure II.14 | : Les différentes techniques de contrôle de la fréquence pour les systèmes PV..... | 55 |
| Figure III.1 | : Système PV autonome avec des batteries..... | 58 |
| Figure III.2 | : Système PV connecté au réseau..... | 58 |
| Figure III.3 | : Diagramme d'un contrôle et surveillance d'un système PV..... | 59 |
| Figure III.4 | : Principe de fonctionnement d'un MPPT..... | 61 |
| Figure III.5 | : Les différentes méthodes de commande d'MPPT..... | 62 |
| Figure III.6 | : Principe de contrôle des onduleurs..... | 64 |
| Figure III.7 | : Diagramme de contrôle stratégique d'un onduleur..... | 65 |
| Figure III.8 | : Commande générale d'un VSI triphasé avec la commande de cadre de rotation synchrone | 67 |
| Figure III.9 | : Diagramme de contrôle de la méthode de puissance instantanées..... | 68 |
| Figure III.10 | : L'évolution de la tension de liaison DC..... | 71 |
| Figure III.11 | : L'évolution de la fréquence..... | 71 |
| Figure III.12 | : La tension du réseau..... | 71 |
| Figure III.13 | : Le courant du réseau..... | 72 |
| Figure III.14 | : La tension à la sortie de l'onduleur..... | 72 |
| Figure III.15 | : Le courant à la sortie de l'onduleur..... | 77 |
| Figure III.16 | : La tension de la charge..... | 73 |
| Figure III.17 | : Le courant de la charge..... | 73 |
| Figure III.18 | : La puissance active du réseau..... | 73 |
| Figure III.19 | : La puissance réactive du réseau..... | 74 |
| Figure III.20 | : La puissance active a la sortie de l'onduleur..... | 74 |
| Figure III.21 | : La puissance réactive a la sortie de l'onduleur..... | 74 |
| Figure IV.1 | : Classification des systèmes de stockage d'énergie électrique selon la forme d'énergie | 78 |
| Figure IV.2 | : Model équivalent d'une batterie au plomb..... | 81 |
| Figure IV.3 | : Diagramme du système propose..... | 83 |

| | | |
|---------------------|--|------------|
| Figure IV.4 | : Organigramme des modes de fonctionnement de système de stockage..... | 86 |
| Figure IV.5 | : Détail du contrôle BESS..... | 87 |
| Figure IV.6 | : (a) Déviation de fréquence en cas de situation normale, (b) Echange de puissance entre les différentes sources et le réseau | 89 |
| Figure IV.7 | : Déviation de la fréquence en cas d'irradiation solaire variable, (a) avec et sans le contrôle, (b) Partage de puissances..... | 90 |
| Figure IV.8 | : Déviation de la fréquence en cas de variation de l'intensité du vent, (a) avec et sans le contrôle, (b) Partage de puissances..... | 91 |
| Figure IV.9 | : Déviation de la fréquence en cas de déséquilibres des charges | 92 |
| Figure IV.10 | : Déviation de la fréquence en cas d'un réseau autonome..... | 92 |
| Figure V.1 | : Estimation de la fréquence moyenne d'un réseau électrique..... | 96 |
| Figure V.2 | : Schémas de principe de la méthode CFCS..... | 97 |
| Figure V.3 | : Schémas du modèle proposé dans le cas de deux jeux de barre..... | 99 |
| Figure V.4 | : La variation de la fréquence dans le cas de plusieurs types de charges..... | 101 |
| Figure V.5 | : Un bloc de diagramme simple de contrôle PI..... | 102 |
| Figure V.6 | : Variation de la fréquence dans une situation normal sans et avec la méthode CFCS | 105 |
| Figure V.7 | : Variation de la fréquence dans le cas d'un éclairnement solaire variable..... | 106 |
| Figure V.8 | : Déviation de la fréquence dans le cas d'une variation de vitesse de vent..... | 106 |
| Figure V.9 | : Déviation de la fréquence dans le cas d'une variation d'éclairnement solaire et vitesse du vent | 107 |
| Figure V.10 | : Déviation de la fréquence dans le cas d'un déséquilibre des charges..... | 107 |
| Figure V.11 | : Déviation de la fréquence dans le cas d'un réseau isolée..... | 108 |
| Figure V.12 | : L'effet de l'augmentation des blocs CFCS sur la précision de réglage..... | 109 |

Liste Des Tableaux

| | | |
|------------------------|---|------------|
| Tableau (I.1.) | : Comparaison entre les différentes configurations..... | 33 |
| Tableau (III.1) | : Les différentes méthodes de contrôle des onduleurs..... | 66 |
| Tableau (III.2) | : Les differnts paramètres de ce modèle..... | 70 |
| Tableau (IV.1) | : Paramètres du système..... | 88 |
| Tableau (V.1) | : La variation de la fréquence dans le cas des charges R, L et RL..... | 100 |
| Tableau (V.2) | : La variation de la fréquence dans le cas des charges C, RC et LC..... | 101 |
| Tableau (V.3) | : Les paramètres de mini réseau..... | 104 |

Liste Des Abréviations

| | |
|-------------------|---|
| PV | : Photovoltaïque |
| PPM | : Point de puissance maximal |
| MPPT | : Maximum Power Point Tracking |
| EnR | : Energie renouvelable |
| MW | : Méga watt |
| SEPIC | : Convertisseur à inductance primaire asymétrique |
| Flyback | : Convertisseur à transfert indirect |
| P&O | : Algorithme d'observation et de perturbation |
| IncCond | : L'incrément de conductance |
| PLL | : Boucle à phase asservie |
| MLI | : Moduleur de largeur d'impulsion |
| THD | : La distorsion harmonique total |
| PID | : Régulateur prportionel intégral |
| PI | : Régulateur intégral |
| PR | : Résonant proportionnel |
| VSI | : Onduleur à source de tension |
| STEP | : Transfert d'énergie par pompage |
| CAES | : Stockage de l'énergie sous forme d'air comprimé |
| SISE | : Système inertielle de stockage d'énergie |
| EnR | : Energie renouvelable |
| SSEB | : Système de stockage d'énergie par batterie |
| PCC | : Point de raccordement |
| APF | : Filtre parallèle actif |
| BT, MT, HT | : Base, moyen et haute tension |
| LPF | : Filtre passe bas |
| NADIR | : La valeur minimale de la fréquence |
| UFLS | : Délestage de la charge par sous fréquence |
| AGC | : Commande automatique de gain |
| SMES | : Bobine magnétique superconductrice |

INTRODUCTION GENERALE

Actuellement, la question de l'orientation de la production de l'électricité vers l'énergie renouvelable devient un point essentiel et une priorité pour la majorité des pays. La grande pression est subie par les pays industrialisés qui ont une capacité importante de production et un réseau électrique puissant. La plupart de ces pays utilisent des énergies primaires qui sont issues en grande majorité des ressources naturelles (gaz, pétrole...), avec le nucléaire qui occupe une grande part dans leur production d'énergie.

De nos jours, l'énergie photovoltaïque occupe une part considérable dans la production de l'électricité dans le monde, cette domination est surtout due à la simplicité et la disponibilité de l'éclairage solaire. Il reste encore quelques problèmes techniques à résoudre pour rendre cette énergie plus compétitive par rapport aux autres énergies. La contribution des services auxiliaires (réglage de la puissance active, réactive, fréquence et tension ...) dans l'énergie PV est parmi les contraintes qu'il faut résoudre afin de favoriser leur utilisation à grande échelle.

Les énergies renouvelables sont des sources variables et dépendantes aux conditions climatiques comme l'éclairage solaire, l'intensité du vent..Etc. Ces conditions influent sur la production d'électricité et les paramètres électriques tels que la puissance, la tension, la fréquence. L'intégration de ces nouvelles énergies sur le réseau engendre quelques contraintes et difficultés telles que le réglage de la fréquence. Le réglage de cette dernière dans un réseau classique nécessite des systèmes de contrôles et de commandes développées, installés sur différents points sur le réseau de transport, postes de transformation, centrales électriques...etc.

L'intégration des systèmes PV sur le réseau mis en difficulté l'opération de réglage de la fréquence surtout dans les mauvaises conditions climatiques. Dans ces situations, le réglage devient difficile et la séparation des unités PV du réseau est inévitable et obligatoire afin de garder la fréquence stable et sous contrôle. Pour éviter ces scénarios défavorables, les systèmes PV sont renforcés par des systèmes de contrôles supplémentaires, par contre leur exploitation reste difficile et coûteuse par rapport aux autres énergies. À cet effet, les recherches et les études doivent être renforcées par d'autres techniques afin de résoudre les différents problèmes liés à l'instabilité de la fréquence dans les systèmes PV.

Dans ce travail, notre étude et recherche seront focalisées sur le réglage de la fréquence dans le cas d'intégration de l'énergie PV dans le réseau. La stabilité de la fréquence est l'image d'un réseau stable et équilibré, si la fréquence est maîtrisable, l'énergie PV peut connaître une autre orientation et développement. Afin de régler ce paramètre, nous proposons une nouvelle

méthode basée sur le contrôle d'une charge spéciale connectée au même jeu de barre que les autres charges, celle-ci a pour but de réguler et de contrôler uniquement la fréquence au niveau de jeux de barre.

Notre travail est organisé en cinq chapitres suivants :

Le premier chapitre présente une étude générale sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau avec une description de différents composants et équipements ainsi les principales architectures et topologies des onduleurs. On termine avec une étude comparative entre les différentes configurations.

Le deuxième chapitre expose la problématique de la variation de la fréquence dans le réseau électrique avec et sans les systèmes PV. On commence par la définition de la stabilité de la fréquence dans un système énergétique et les différents scénarios de la variation de la fréquence. Ensuite on propose les différentes solutions pour les systèmes PV, à la fin, on termine par la régulation de la fréquence dans les systèmes PV.

Le troisième chapitre examine les différentes méthodes de contrôle et de commandes des convertisseurs utilisés dans les systèmes PV tels que les hacheurs et les onduleurs PV. L'objectif principal dans ce chapitre est de statuer sur la capacité de ces méthodes pour le réglage des paramètres électrique et principalement la fréquence.

Le quatrième chapitre aborde l'une des solutions les plus utilisées pour stabiliser la puissance produite par des systèmes PV et la fréquence. Cette solution consiste à installer des systèmes de stockage dans le réseau pour le réglage de la fréquence. Il existe plusieurs types de stockage d'énergie à savoir les batteries qui sont les plus utilisées.

Le cinquième chapitre est consacré à la partie principale de ce travail, dont lequel nous expliquons le principe de la nouvelle méthode. Cette dernière consiste à installer une charge qui contrôle uniquement la fréquence au niveau de jeux de barre, afin de tester ce système de réglage, nous procédons à la modélisation et la simulation du système dans les différents scénarios et variantes.

À la fin de la thèse, nous procédons à l'analyse et aux commentaires des différents résultats obtenus.

Chapitre I

Etude d'un Système PV

Connecté au Réseau

I.1 Introduction

Actuellement, les installations photovoltaïques ont connu ces dernières années des évolutions importantes dans le monde. Ces développements sont dus surtout aux politiques internationaux qui visent à la réduction de l'énergie fossile. Plusieurs pays sont concourus afin d'augmenter la capacité de l'énergie PV dans la production de l'électricité, ces ambitions sont en fonction de la politique de l'énergie et les moyens de chaque pays.

Les installations PV sont des générateurs de l'énergie électrique, ces unités sont interconnectées au réseau par l'intermédiaire des convertisseurs à base de l'électronique de puissance telle que des convertisseurs DC et AC. L'évolution de l'énergie PV est due aussi à l'évolution des équipements de l'électronique de puissance (Mosfet, IGBT, Thyristor...Etc).

Dans ce chapitre, nous allons présenter une étude générale sur les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux. Dans laquelle, nous faisons une description de différents composants et équipements, les principales architectures et topologies, les différents types des onduleurs.

I.2 Description d'un système PV

L'énergie solaire est utilisée depuis longtemps pour différents usages et applications, elle se divise en deux énergies solaires thermiques et photovoltaïques, la première est transférée indirectement en énergie électrique par des capteurs solaires. Par contre l'énergie photovoltaïque est transférée directement en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque. Dans ce travail, nous mettons l'accent sur l'énergie photovoltaïque seulement.

I.2.1 Principe de fonctionnement de l'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est la conversion de l'éclairement solaire en électricité, cette découverte est inventée par le physicien français Edmond Becquerel en 1839. Cette transformation s'effectue via des capteurs spéciaux sensibles à l'irradiation solaire. Ces éclaircissements sont constitués des photons qui transporte chacune une énergie E_{ph} [ALO-43], cette énergie est donnée par la relation suivante :

$$E_{ph} = h \frac{C}{\lambda} \quad (I.1)$$

Ou, h : la constante de Planck, C ; la vitesse de la lumière, λ : la longueur d'onde

Les matériaux les plus utilisés dans la conversion de l'éclairement solaire sont les semi-conducteurs et le silicium en particulier, ce dernier est composé d'une jonction PN, lorsqu'on

expose la jonction PN à la lumière (photons) on obtient une tension électrique à la borne de cette jonction, comme illustré sur la figure (I.1). On peut donc conclure qu'une cellule photovoltaïque est semblable à une diode électronique PN [ALO-43].

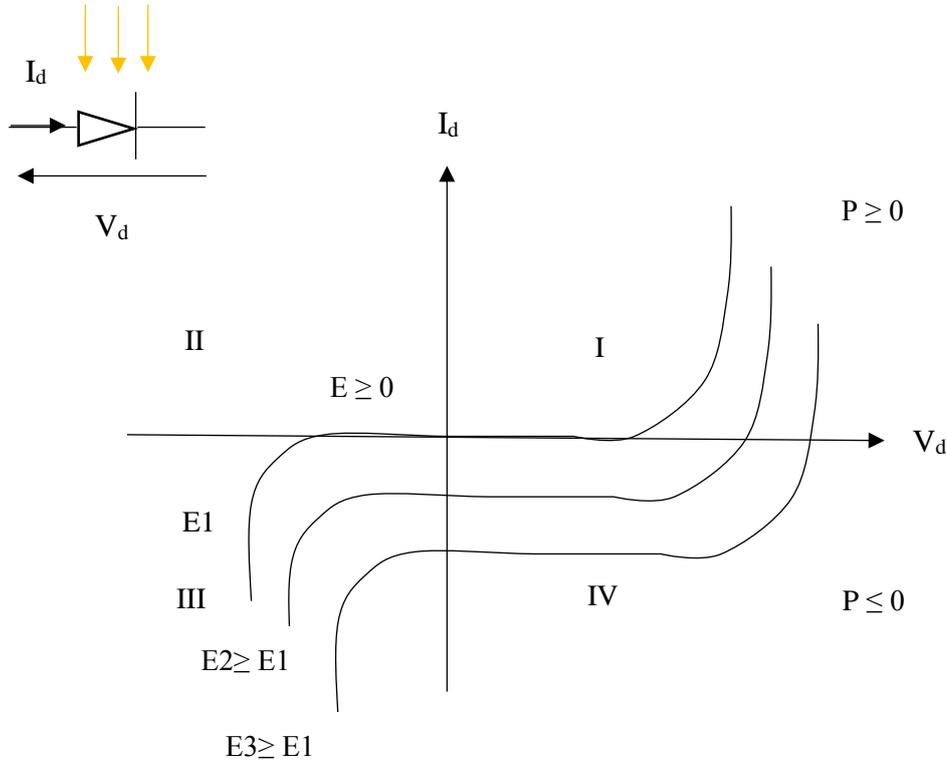


Figure I.1 : Caractéristiques d'une jonction PN sous éclairage

La figure (I.1) est composée de quatre quadrants, deux en fonctionnement de récepteur et deux en générateur, le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque et correspond au quadrant IV. Une fois la cellule PV en silicium est exposée au rayonnement solaire, des électrons sont libérés de leurs atomes grâce à l'énergie des photons. Le déplacement des électrons à l'intérieur du matériau produit un courant électrique, qui donne la naissance d'une tension électrique de nature DC. La figure (I.2) présente une cellule PV [CAB-8].

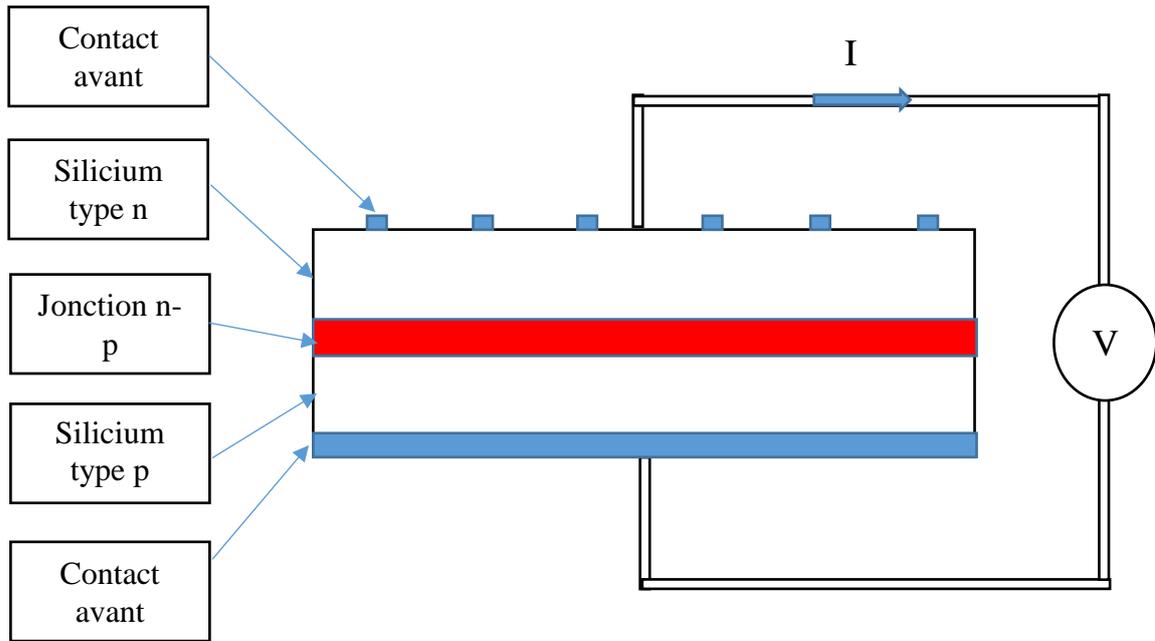


Figure I.2 : Constitution d'une cellule PV de matériau silicium

La cellule PV est semblable à une diode électronique constituée d'une jonction PN, le silicium cristallin est le matériau le plus utilisé dans les cellules PV grâce à son rendement élevé mais reste le plus cher. Il existe d'autres technologies des cellules comme [PIC-19] : les cellules au silicium amorphe, les cellules CIS (di-séléniure de cuivre et d'iridium), les cellules (CdTe) (tellurure de cadmium)...Etc. Ces matériaux sont de faible rendement par rapport au silicium monocristallin, mais avec des coûts faibles. Actuellement plusieurs recherches sont en cours pour améliorer le rendement de nouveaux matériaux et réduire leur coût, afin de généraliser l'utilisation de l'énergie PV à grande échelle dans tous les domaines.

I.2.2 Le générateur photovoltaïque

Les cellules PV sont des petits générateurs qui peuvent produire des puissances minimales et ce afin de produire des puissances élevées, la connexion des cellules en série et en parallèle est indispensable. Cet assemblage est appelé un module ou un panneau PV qui constitué de différent dimensionnent et formes, tel que montre la figure (I.3).

Les modules PV ne sont pas capables de produire des puissances importantes, c'est pourquoi la connexion des panneaux en série et en parallèle est indispensable afin de produire de puissances d'ordre KW, cette configuration est appelée un champ ou générateur PV figure (I.3). Les centrales PV sont constitués de plusieurs champs PV pour atteindre des puissances aux environs MW.

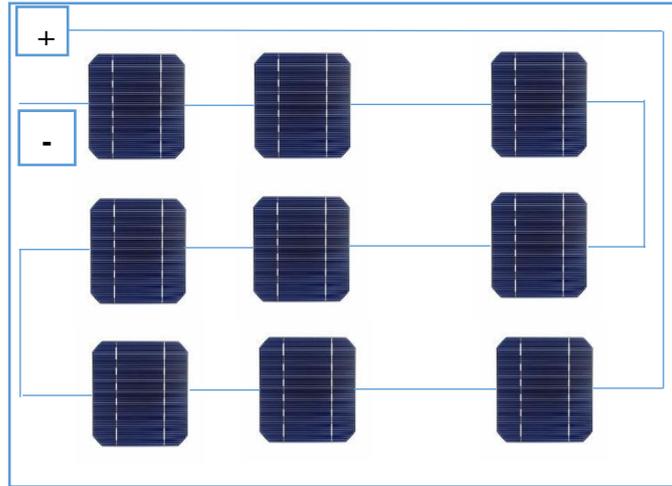


Figure I.3 : Composition d'un module PV

Les grandes centrales PV sont implantés dans des surfaces larges de quelques hectares, ce qui évite leurs installations dans des terres agricoles ou des espaces destinés pour l'usage industriel.

I.2.3 Protection des modules PV et des panneaux

Les modules PV sont des composants sensibles et doivent être protégés contre les défauts électriques. Pour cela, deux principales composantes de protections sont utilisées, les diodes anti retour et by-pass, figure (I.4).

- Les diodes anti retour sont installées en série pour empêcher le courant de retourner vers le module, ce problème se produit lorsque les modules sont connectés en parallèle et quand des charges inversent leur fonctionnement du récepteur au générateur [CAB-08].
- Les diodes by-pass sont installées en parallèle avec des cellules afin d'éviter le déséquilibre qui peut détruire les cellules. Ce phénomène apparaît quand l'éclairement n'est pas homogène comme l'ombrage.

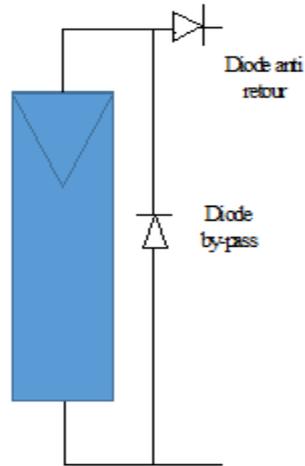


Figure I.4 : Emplacement de la diode anti retour et by-pass

I.2.4 Caractéristique d'une cellule PV

Lorsqu'une cellule PV est exposée à l'éclairement solaire elle produit un courant de photonique proportionnel à l'éclairement, cette caractéristique peut se modéliser selon la figure (I.5) :

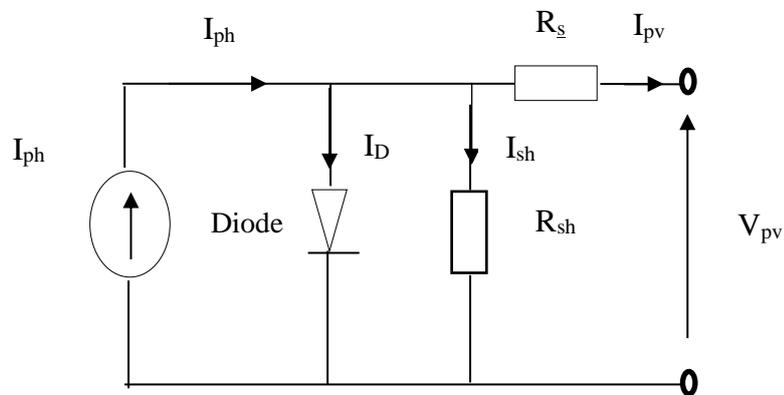


Figure I.5 : Modélisation électrique d'une cellule PV

Selon la figure (I.5), le courant de la cellule I_{pv} est donné par l'équation suivante [CHE-13] :

$$I_{pv} = I_{ph} - (I_D + I_{SH}) \quad (I.2)$$

D'après le modèle de la cellule PV, le courant I_D est donné par :

$$I_D = I_0 * \left[\exp\left(\frac{q*V_D}{A_0*K*T}\right) - 1 \right] \quad (I.3)$$

L'équation (I.3), peut être simplifiée par la substitution de la tension thermique [CHE-13] :

$$I_D = I_0 * [\exp(\frac{V_D}{V_t}) - 1] \quad (I.4)$$

$$\text{Ou } V_t = \frac{A_0 * K * T}{q} \quad (I.5)$$

Ou

- I_0 : Courant inverse de saturation de la diode
- V_T : La potentielle thermodynamique
- V_D : La tension de la diode
- K (J.K-1) : La constante de Boltzmann
- T (Kelvin) : La température effective des cellules
- q (C) : La charge de l'électron
- A_0 : Le facteur de non idéalité de la jonction

D'après l'équation (I.3) et (I.4), la tension de la diode se calcule en fonction du courant et de la tension PV:

$$V_D = V_{PV} + I_{PV} * R_S \quad (I.6)$$

- R_s : La résistance série

En remplaçant l'équation (I.6) dans (I.5), on obtient :

$$I_D = I_0 * [\exp(\frac{V_{PV} + I_{PV} * R_S}{V_t}) - 1] \quad (I.7)$$

Le courant qui traverse la résistance parallèle (I_{sh}), peut être exprimé en fonction de la tension de diode et la résistance parallèle (I.8).

$$I_{PV} = \frac{V_D}{R_{sh}} = \frac{V_{PV} + I_{PV} * R_S}{R_{sh}} \quad (I.8)$$

- R_{sh} : La résistance parallèle

Par la subtilisation des équations (I.6), (I.7) et (I.8), on trouve l'équation (I.9):

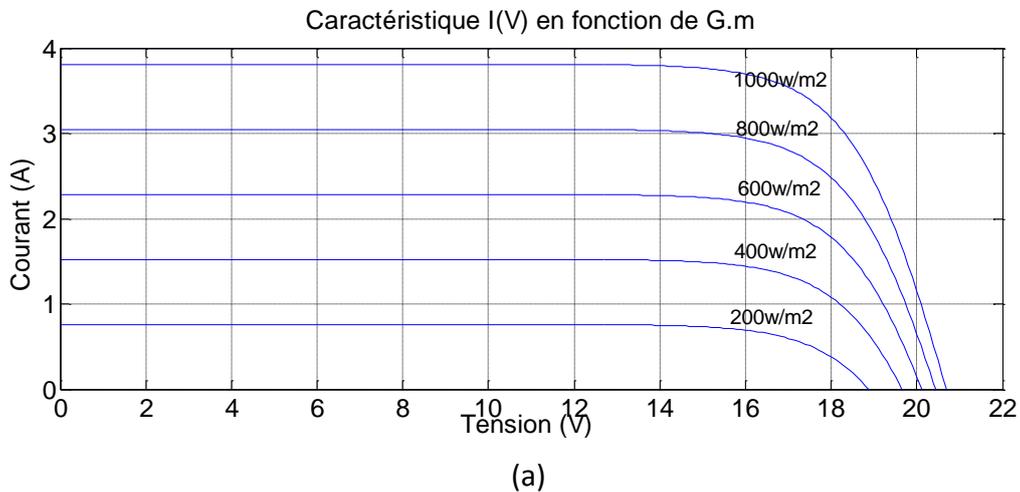
$$I_{PV} = I_{Ph} - I_0 * \left[\exp\left(\frac{V_{PV} + I_{PV} * R_S}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{PV} + I_{PV} * R_S}{R_{sh}} \quad (I.9)$$

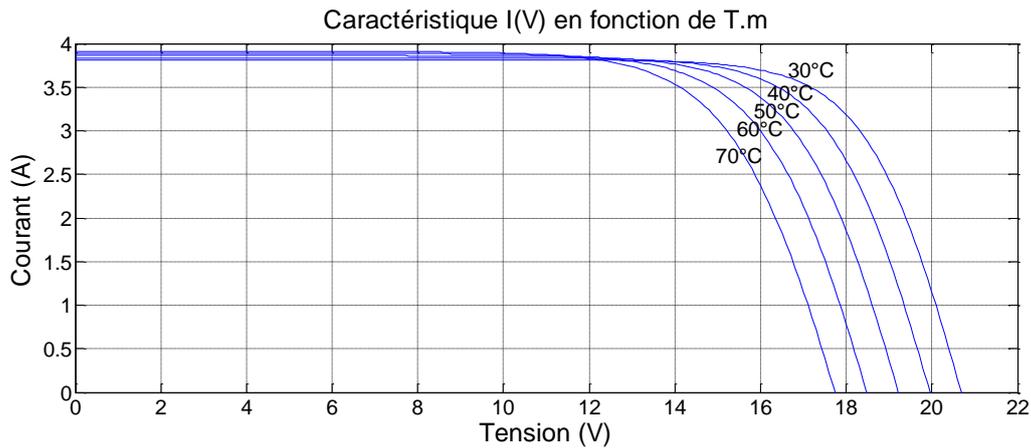
L'équation (I.9) est valable pour un modèle d'une cellule d'une seule diode, afin d'obtenir les caractéristiques I(V) d'un module PV, il faut ajouter le facteur de mise en parallèle et en série N_p et N_s dans l'équation (I.9) [CHE-13].

$$I_{PV} = I_{Ph} - I_0 * \left[\exp\left(\frac{V_{PV} + I_{PV} * R_S}{N_s * V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{PV} + I_{PV} * R_S}{R_{sh}} \quad (I.10)$$

I.2.5 Influence de l'éclairement et la température sur la cellule PV

La cellule PV est influencée par l'éclairement solaire et la température ambiante. L'augmentation de l'éclairement augmente le courant de court-circuit figure (a-I.6), par contre, plus la température de la cellule augmente, plus la puissance de celle-ci diminue. L'augmentation de la température ambiante, influer négativement sur la tension de cellule et vice-versa figure (b-I.6).





(b)

Figure I.6 : L'influence de l'éclairement solaire (a) et la température (b) sur la courbe I(V) de la cellule PV

Pour un bon fonctionnement d'un système PV, il est nécessaire toujours de mettre en place les installations PV dans des endroits bien éclairés et à faible température.

I.2.6 Mise en parallèle ou série des cellules

L'assemblage des cellules en série augmente la tension V_{OC} figure (I.7), tant dit que les connexions en parallèle augmentent le courant I_{CC} [AST-5].

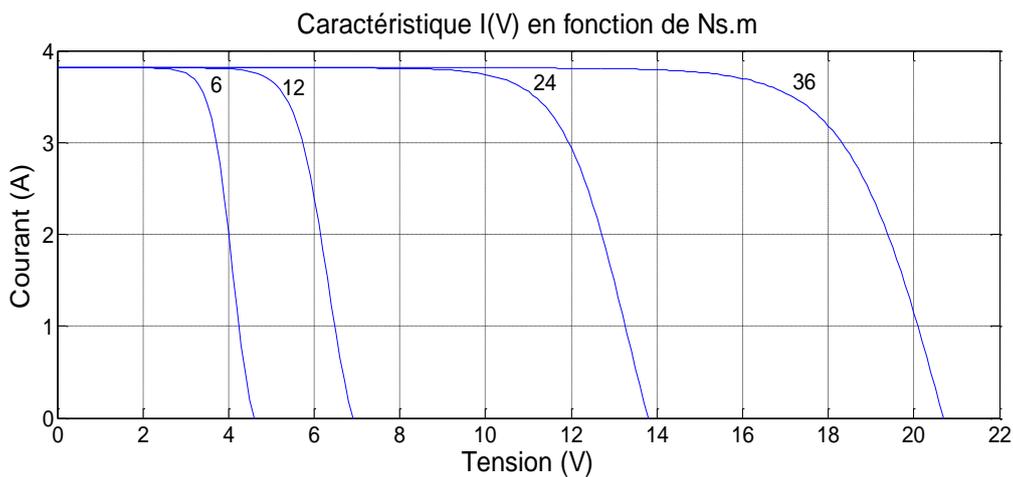


Figure I.7 : Groupement des cellules en série

I.3. Connexion d'un générateur PV à une charge

Quand un générateur PV est connecté à une charge, le courant commence à circuler ce qui produit une puissance électrique. Il est à noter que le générateur PV fournit la puissance nécessaire demandée par la charge même si l'éclairement est au maximum [EST-07].

I.3.1. Le point de puissance maximale

Afin d'extraire le maximum de puissance depuis un module PV, il faut forcer ce dernier de fonctionner sur un point de puissance maximale PPM. Dans une connexion directe, le fonctionnement sur le point PPM est décalé, c'est pourquoi on a besoin d'un régulateur appelé MPPT pour assurer cette tâche, figure (I.8). Afin d'assurer le fonctionnement d'un générateur sur ce point [AST-05], l'utilisation d'un régulateur MPPT est indispensable.

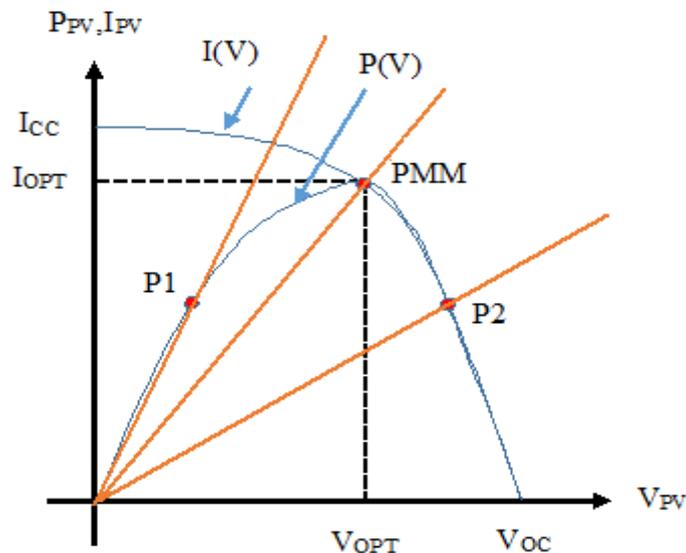


Figure I.8 : Les différents points de fonctionnement de la courbe I(V)

D'après les caractéristiques P(V) et I(V) d'un module PV, Le point de PMM représente le point optimal de fonctionnement, par contre P1 et P2 sont des points de mauvais fonctionnement. Le fonctionnement sur un point différent du point PPM diminue le rendement du module. Afin d'éviter ce phénomène, tous les générateurs PV sont dotés d'un régulateur MPPT. Dans la littérature on trouve deux types de connexions directes ou indirectes.

I.3.2. Connexion directe d'un générateur PV

La connexion directe d'un générateur PV avec une charge est valable mais dans des conditions bien spécifiées [CAB-8]. La connexion se réalise si le générateur et la charge sont de même

nature [EST-7], dans ce cas la charge peut être batterie, moteur à CC,...Etc.

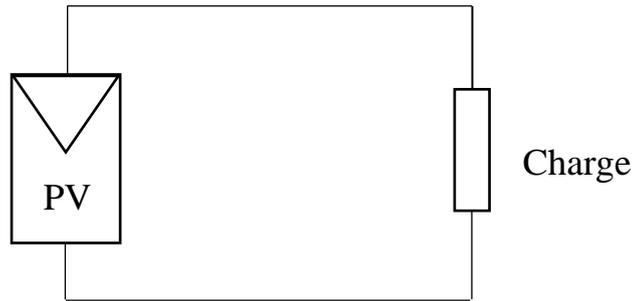


Figure I.9 : Connexion directe d'un module avec une charge

I.3.3. Connexion indirecte d'un générateur PV

Il est possible de connecter un générateur PV avec une charge de nature différente dans le cas d'une connexion indirecte par l'intermédiaire d'un étage d'adaptation [EST-7] tel qu'un hacheur ou un onduleur [CAB-8], figure (I.10).

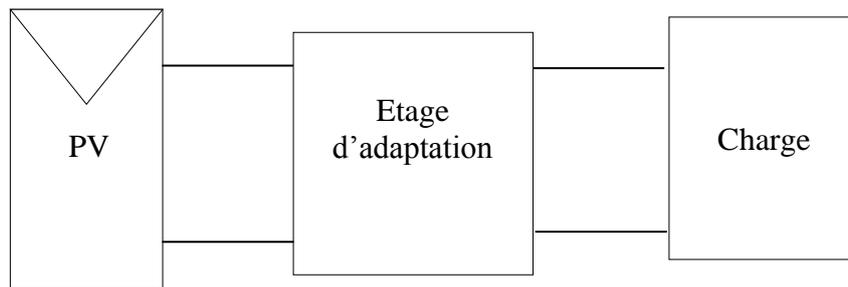


Figure I.10 : Connexion indirecte d'un module avec la charge

I.4. Les différents composants d'un système PV

Un système PV est composé de plusieurs équipements pour assurer une bonne évacuation d'énergie vers le réseau [YAN-21]. Le rôle de ces dispositifs est d'assurer la protection, la commande et l'optimisation des différents paramètres électriques [KOU-44]. Les principaux équipements sont présentés comme suit :

I.4.1. Le champ PV

Un champ PV est constitué de plusieurs panneaux connectés en série ou en parallèle, leur nombre est en fonction de la puissance exigée. Ces générateur PV sont organisés en différents

configurations telles que la topologie centrale, rangée et modulaire, ces configurations sont expliquées dans les sections ci-après.

I.4.2. Condensateur PV

Ce condensateur est placé entre le champ PV et le convertisseur DC, ce dernier a pour but de fixer la tension et le courant à la sortie du champ.

I.4.3. Le convertisseur DC/DC

Ce dispositif appelé aussi hacheur, il joue le rôle d'adaptateur de tension, selon la tension voulue le hacheur peut être élévateur ou abaisseur [BAT-53]. Le régulateur MPPT est utilisé avec ce convertisseur afin d'extraire la puissance maximale depuis le champ PV. Le convertisseur DC est constitué d'une inductance pour lisser et stabilise le courant.

I.4.4. Le condensateur de liaison DC

Ce condensateur est le dispositif responsable du réglage de la tension DC à l'entrée de l'onduleur, elle permet aussi d'assurer l'échange entre le champ et le réseau.

I.4.5. L'onduleur

Cet équipement est d'une importance capitale dans les systèmes PV, car il joue le rôle d'un alternateur dans les centrales électriques classiques. L'onduleur a pour rôle d'adapter l'énergie du champ PV au réseau, assure les réglages des paramètres électriques ainsi que les différents contrôles [RAB-23]. Ce dispositif convertit l'énergie continue en alternatif avec des paramètres stables (puissance active, réactive, fréquence et tension).

I.4.6. Le filtre de sortie

La tension et le courant du réseau contiennent des harmoniques, afin de séparer leurs effets sur les paramètres électriques de l'onduleur, un filtre composé d'une impédance et condensateur doit être placé entre l'onduleur et le réseau [YAN-21].

I.4.7. Le transformateur

Le transformateur est un équipement important dans les systèmes PV, il assure plusieurs fonctionnalités telles que :

- Le rôle d'élévateur de tension pour l'adapter au réseau et facilite le transport d'énergie.

- Il joue un rôle essentiel dans la protection des systèmes PV, et aussi il se considère comme isolation galvanique entre le réseau et l'onduleur.
- Le transformateur contribue à la diminution du poids de l'onduleur et la réduction de leurs composants comme l'inductance, des interrupteurs commandables..Etc.

Les transformateurs sont indispensables dans les grandes installations PV [RAB-23] bien qu'ils engendrent des pertes considérables et dégradent le rendement.

Les équipements cités auparavant sont présentés dans la figure (I.11).

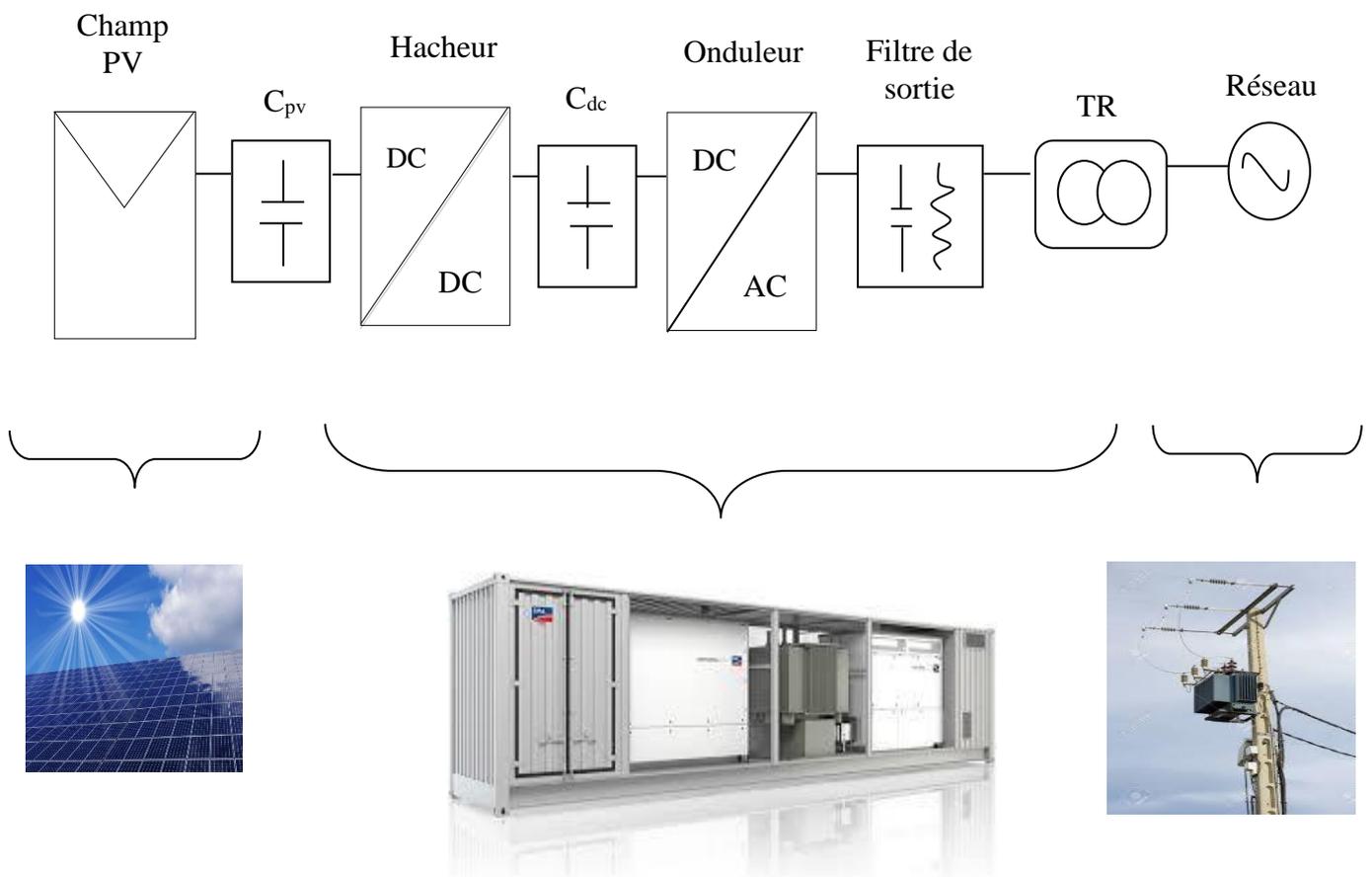


Figure I.11 : Structure d'un onduleur PV connecté au réseau

I.5. Le rendement d'un système PV

D'après la section précédente, le système PV est composé de plusieurs composants et équipements. Pour obtenir une meilleure production il est nécessaire de minimiser les pertes

des différents équipements. De ce fait, les composants doivent fonctionner dans des conditions optimales pour assurer un rendement élevé. Le rendement global d'un système PV se définit par la somme des rendements de l'ensemble de composants du système en question [ALO-43].

I.5.1. Rendement d'un champ PV

Le rendement d'un champ PV est représenté par l'équation suivante :

$$\eta_{PV} = \frac{P_{max}}{G * A_T} \quad (I. 11)$$

Ou :

P_{max} : La puissance maximale produite en (W)

G : La puissance lumineuse reçus par le champ PV en (W/m^2)

A_T : La surface efficace de captation du champ PV (m^2)

I.5.2. Rendement de MPPT

Le rendement de l'MPPT est important et représente l'efficacité de la commande de ce régulateur :

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{PV}}{P_{max}} \quad (I. 12)$$

P_{PV} , P_{max} sont les puissances fournies par le champ sans et avec un MPPT

I.5.3. Rendement de l'étage d'adaptation

La puissance PV doit être évacuée vers le réseau à travers des convertisseurs tels que le hacheur et l'onduleur. Il est à dire que si les pertes sont minimales le rendement de ces convertisseurs est optimal. Certains types d'onduleurs sont équipés de transformateur, ce qui influe négativement sur le rendement de ces onduleurs.

Le rendement du hacheur et l'onduleur est donnée par l'expression (I.13) :

$$\eta_{conv} = \frac{P_{sortie}}{P_{entrée}} \quad (I. 13)$$

I.6. Les différentes configurations d'un système photovoltaïque

Il existe dans l'industrie plusieurs configurations et topologies des systèmes PV connectés au réseau [BAE-16]. Le choix de ces configurations est basé sur plusieurs critères tels que le type d'application, le coût, le rendement.....Etc.

I.6.1. L'onduleur central

C'est la plus ancienne configuration et la plus utilisée dans les applications à grande échelle et surtout dans la production de l'électricité. Dans cette topologie, toutes les rangées PV sont connectées à un seul onduleur qui assure l'évacuation de l'énergie vers le réseau. En plus, dans chaque rangée plusieurs champs PV sont connectés en parallèle ou en série afin d'atteindre la puissance demandée. En effet, la puissance totale de l'installation est la somme de tous les tranches PV, figure (I.12). Malgré ces avantages, cette variante présente quelques inconvénients comme l'indisponibilité de tout le champ PV en cas d'une éventuelle panne de l'onduleur central, cette configuration ne représente aucune évolutivité.

Plusieurs recherches et travaux sont en cours pour l'amélioration de la disponibilité de cette configuration et l'augmentation du rendement global de l'installation. Concernant la disponibilité, [CHE-13] a étudié la connexion des onduleurs centraux côté DC, grâce à cette option on peut récupérer une partie de la puissance des onduleurs en défauts.

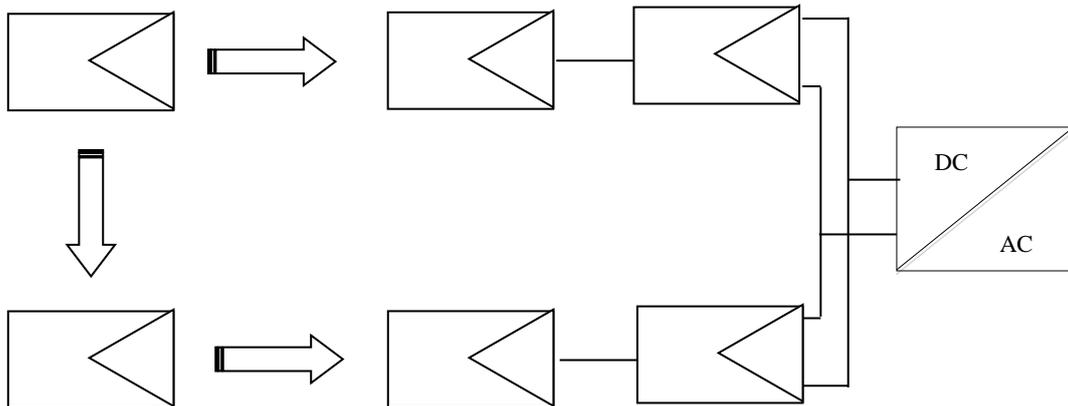


Figure I.12 : Configuration d'un onduleur central

I.6.2. L'onduleur rangé (string)

Cette configuration est appelée aussi distribuée [EST-7], elle est développée en vue d'améliorer la continuité de service et augmenter l'efficacité globale de l'installation PV, cette topologie

consiste à installer un onduleur au bout de chaque chaîne PV. Chaque chaîne est équipée aussi d'un convertisseur DC contrôlé par un régulateur MPPT, ce qui augmente le rendement global et réduit l'effet d'ombrage. Cette topologie présente quelques points faibles tels que, la complexité de l'exploitation et la maintenance à cause du nombre important des convertisseurs. Cette configuration est coûteuse par rapport l'onduleur central, ce qui limite sa large utilisation.

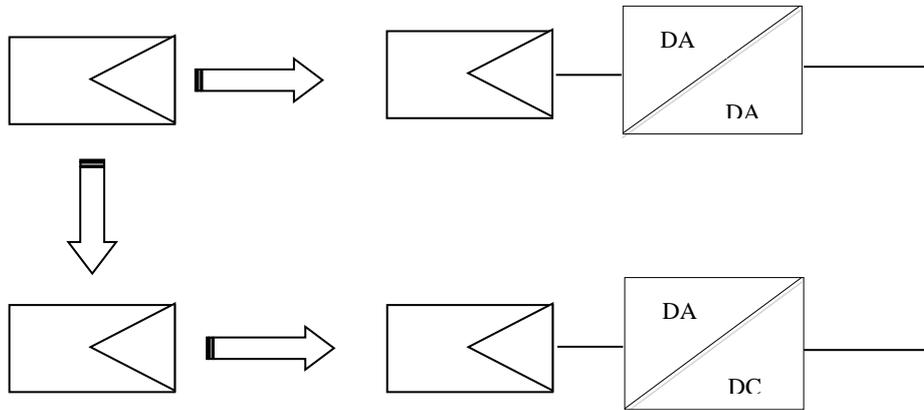


Figure I.13 : Configuration de l'onduleur rangé

I.6.3. L'onduleur multi rangés

Cette conception est une combinaison entre l'onduleur central et rangé, elle est développée pour réduire le nombre des onduleurs et améliorer le rendement global. Grâce à cette combinaison, on peut atteindre des puissances élevées [VIG-6].

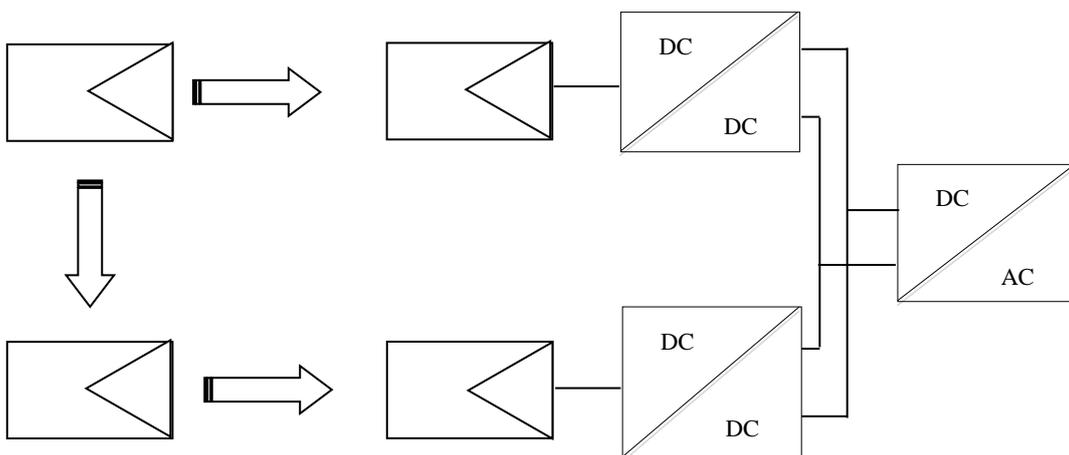


Figure I.14 : Configuration multi rangée

Cette configuration se réalise d'une façon que plusieurs chaînes PV soient connectées à un hacheur et que l'ensemble des rangées sont aussi connectées à un seul onduleur [VIG-6]. Dans cette topologie le problème de la continuité de service n'est pas vraiment assuré car en cas de panne de l'onduleur, tous les rangés seront à l'arrêt.

La conception multi string est développée en deux sous configurations qui sont le hacheur modulaire parallèle et le hacheur modulaire série. La topologie parallèle consiste à installer un hacheur directement à la sortie du module PV au lieu de la sortie de la chaîne PV figure (I.15), l'avantage de cette configuration est que chaque module fonctionne à sa puissance maximale ce qui implique l'augmentation de l'efficacité globale [VIG-6].

Dans la topologie série, les hacheurs sont connectés en série pour diminuer leur rapport d'élévation [VIG-6], figure (I.16).

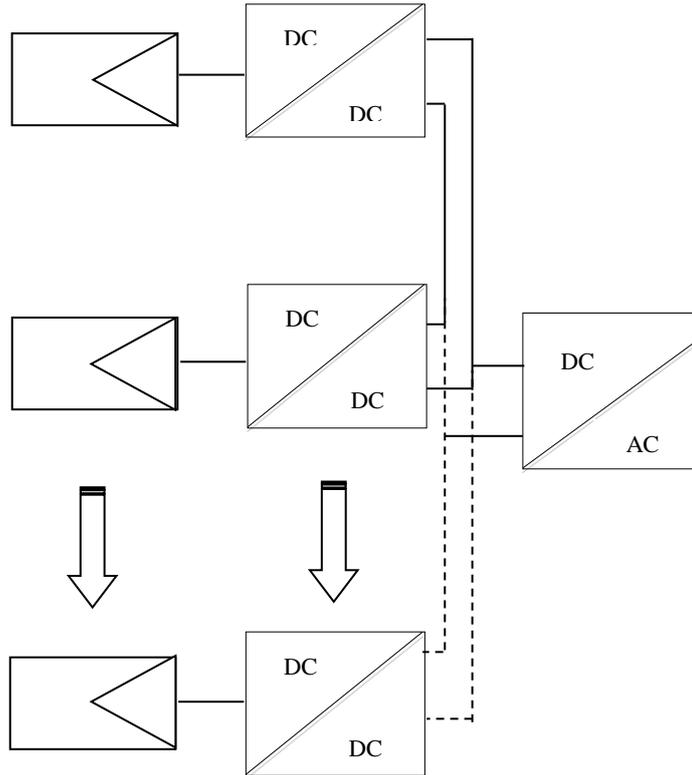


Figure I.15 : Configuration d'un hacheur modulaire parallèle

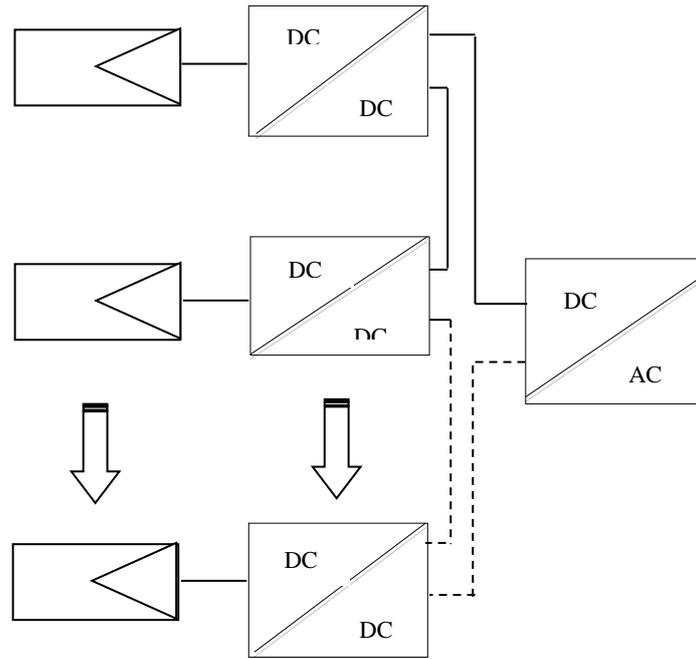


Figure I.16 : Configuration d'un hacheur modulaire série

I.6.4. La matrice de connexion

Dans cette topologie le champ PV est reconfiguré pour rassembler les modules PV de même caractéristiques [VIG-6]. Cette conception est développée pour réduire l'effet d'ombrage qui provoque des pertes considérables de la puissance produite PV [PIC-19]. Cette configuration est composée de plusieurs modules PV connectés à la matrice, cette dernière est branché à l'onduleur. [ALA-33], figure (I.17).

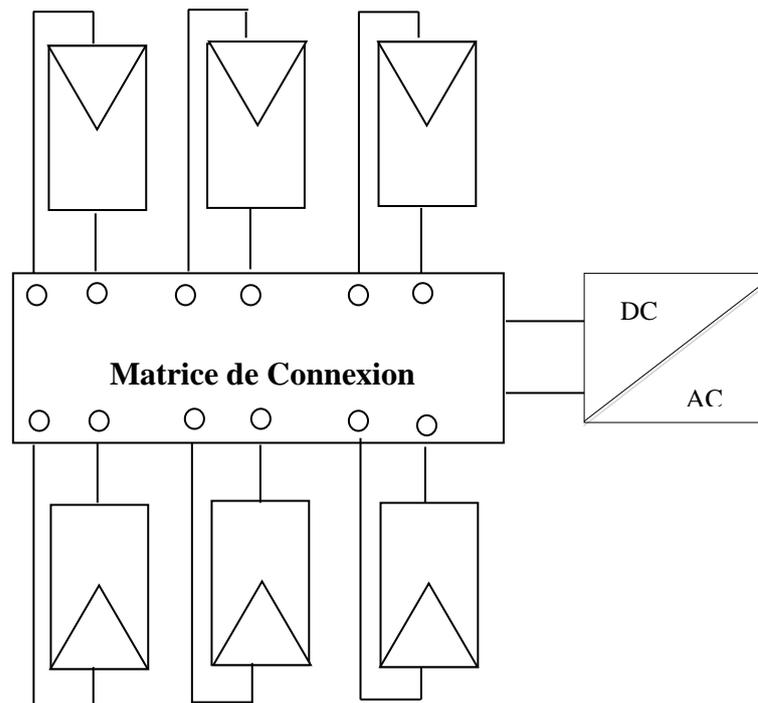


Figure I.17 : La configuration de la matrice de connexion [PIC-19]

I.5.5. Le concept Maître Esclave

L'objectif de cette topologie est d'augmenter le rendement global et réduire les pertes. Dans ce concept, le champ PV est connecté à plusieurs onduleurs qui fonctionnent en mode maître esclave figure (I.19), c'est-à-dire le champ PV est connecté à l'onduleur principal qui s'appelle maître. Au fur et à mesure que la production PV augmente un deuxième onduleur sera mis en service, ce principe continue jusqu'à la connexion de tous les onduleurs quand la puissance atteint son maximum [CHE-13]. Dès que la puissance commence à baisser, les onduleurs esclaves se déconnectent d'une manière automatique. Cette méthode repose sur le fonctionnement de minimum de convertisseurs quand la puissance PV est faible.

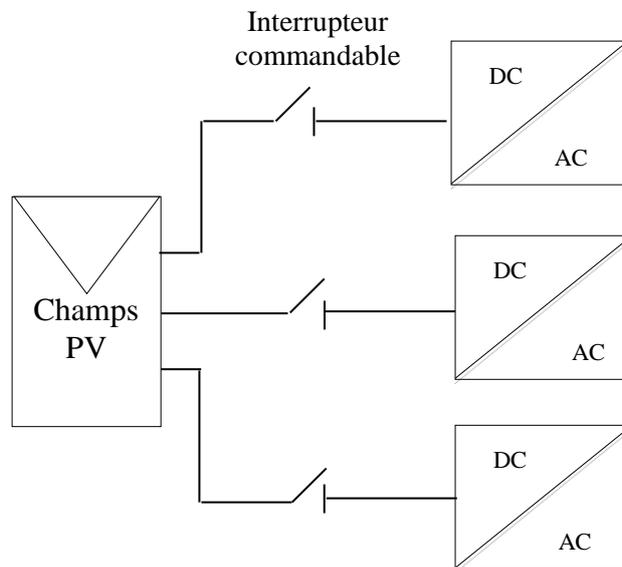


Figure I.19 : Concept Maître Esclave des onduleurs

I.5.6. La topologie Team Concept

Ce concept au même principe que la configuration maître esclave, sauf que le champ PV est divisé en plusieurs générateurs, chaque champ PV est connecté à son propre onduleur [CHE-13]. Dans cette conception, la connexion des générateurs avec les onduleurs se fait par des interrupteurs contrôlables DC, l'avantage de cette configuration est d'avoir la possibilité de connecter ou déconnecter chaque champ avec différents onduleurs ou l'inverse [PIC-19]. Voir la figure (I.20) ci-dessous.

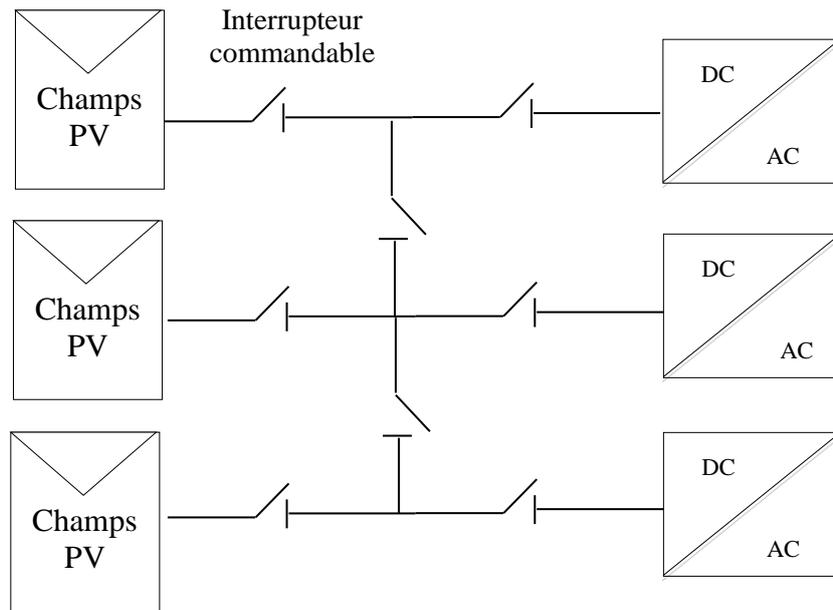


Figure I.20 : La configuration Team Concept

I.5.7. Étude comparative entre les différentes technologies

D'après les différentes configurations et topologies présentées dans cette section, nous pouvons constater que la majorité de ces configurations sont développées afin d'augmenter le rendement global et diminuer les pertes. Plusieurs recherches ont effectué des études comparatives entre les différentes topologies [CAV-15], [BAE-16], ces dernières montrent les points forts et les points faibles de chaque une de ces topologies. Aussi nous avons essayé de prendre en compte d'autre facteurs tels que le coût d'exploitation et de maintenance, la disponibilité, voir la figure (I.121) qui présente les différents configurations en fonction de leur puissance d'utilisation.

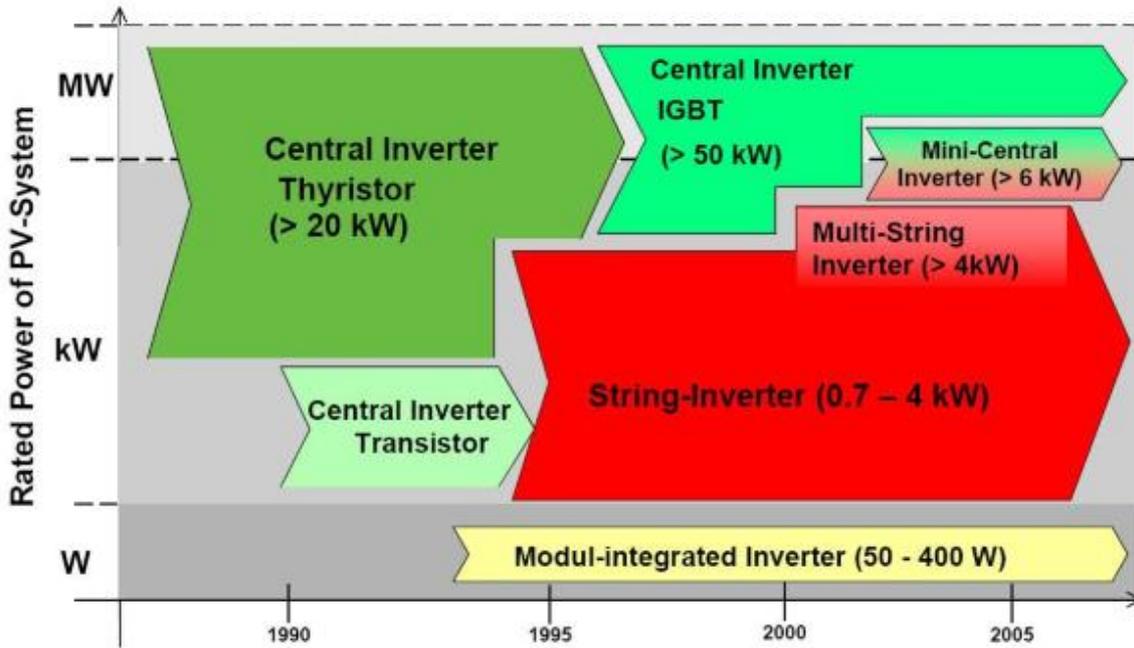


Figure I.21 : Évolution de l'architecture des onduleurs en fonction de la puissance [VIG-6]

D'après les différentes configurations présentées précédemment, on déduit les remarques suivantes :

- Bien que le rendement de l'onduleur central est moyen, il reste jusqu'aux nos jours le plus utilisé et peut atteindre de grande puissance ce qui favorise cette configuration dans les grandes applications telles que l'industrie et la production d'électricité en particulier. Cette dernière est favorisée à cause de plusieurs considérations telles que la simplicité, moindre coût, facilité de sa maintenance et son exploitation.
- L'architecture rangée à un rendement élevé par rapport la technologie centrale, elle est plus utilisée dans les petites applications, néanmoins elle présente quelques inconvénient tel que le coût élevé et la complexité de l'installation, ce qui rend difficile la localisation du défaut en cas de problème.
- Les nouvelles configurations telles que le multi string et mini central sont des solutions sollicitées pour les moyennes applications.
- Les autres configurations comme les onduleurs modulaires, le concept maître esclave et le team concept sont des applications caractérisées par un rendement très élevé mais le coût de ces topologies est cher et leurs installations compliquées.

En général, l'augmentation du rendement n'est pas suffisante, il faut d'autres paramètres pour choisir la configuration convenable telle que le coût, la simplicité, la disponibilité. Nous

pouvons classer tous ces facteurs sur le tableau suivant (Tableau I.1) :

Tableau I.1. : Comparaison entre les différentes configurations

| | Onduleur central | Onduleur rangé | Onduleur multi rangé | Onduleur intégré | Matrice de connexion | Concept Maître Esclave & Team |
|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------|--|
| L'efficacité | Elevée | Elevée | Elevée | Moyen | Moyen | Moyen |
| Le coût | Faible | Chère | Moyen | Très chère | Très chère | Très chère |
| L'installation | Simple | Peu complexe | Peu complexe | Complexe | Complexe | Complexe |
| La disponibilité | Dégradée | Meilleur | Acceptable | Meilleur | Meilleur | Meilleur |
| L'application | Grande | Petite-Moyenne | Moyenne | Petite | Petite | Petite |
| La puissance | MW | W-KW | KW | W | W | W |
| L'évolution | Aucune | Bonne | Bonne | Très bonne | Très bonne | Très bonne |

I.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, dont laquelle on a cité les différents équipements PV et leurs rôles. Dans un premier temps, on a présenté les caractéristiques des cellules PV et l'influence de l'éclairement solaire et la température sur la productivité et le rendement des cellules. Ensuite, on a donné une description générale sur les différentes configurations et architectures utilisées dans les systèmes PV. Finalement, on a fait une comparaison entre les différentes configurations.

D'après ces études, on déduit que l'énergie photovoltaïque est influencée par les conditions climatiques telles que l'éclairement solaire et la température. L'augmentation de l'éclairement à un effet positive sur la puissance produite, par contre l'augmentation de la température à un effet négative. Aussi, on a présenté les principales configurations et topologies les plus utilisées.

Chapitre II

La Variation de la Fréquence dans les Systèmes Photovoltaïques

II.1. Introduction

L'énergie photovoltaïque dépend aux conditions climatiques relatives aux variations de l'éclairement solaire et la température ambiante. Ces facteurs influent directement sur la variation de la production qui engendre des problèmes sur la stabilité du réseau. D'autre part, lorsque la pénétration PV est importante, la stabilité de la fréquence et la tension dans le réseau sera difficile à maintenir. Plusieurs solutions sont proposées pour stabiliser la variation de la puissance PV qui est en relation avec la stabilité de la fréquence, comme l'intégration des sources de stockage, l'introduction des nouvelles commandes et contrôle pour les onduleurs PV.

Depuis l'intégration de l'énergie photovoltaïque dans le réseau électrique, des nouvelles configurations et commandes sont développées pour l'adapter avec les énergies classiques. Au début, cette énergie était en phase de développement et d'intégration, les dispatcheurs ne la prendre pas en considération dans les prévisions et l'étude des charges. Par la suite, l'évolution de cette énergie et l'amélioration du coût permet leur intégration progressivement dans le réseau.

En outre, les centrales PV connectées au réseau doivent contribuer sur les services auxiliaires tels que le réglage de la puissance active, réactive, la tension et la fréquence. Ce dernier paramètre est très important dans la stabilité du réseau et le bon fonctionnement du système énergétique. Afin d'assurer cette stabilité, la fréquence doit être maintenue dans une plage bien précise et à la limite de 50Hz.

Dans ce chapitre, nous allons étudier tous les raisons et les causes qui influent sur la perturbation de la fréquence dans les systèmes photovoltaïques, ce chapitre est organisée comme suit : dans la section 1, nous examinons sur la stabilité de la fréquence dans le réseau électrique. Ensuite dans la section 2, nous allons faire un rappel sur les causes de déviations de la fréquence et les différentes solutions dans les réseaux classiques. Puis, dans la section 3, nous traitons la déviation de la fréquence dans les réseaux modernes qui contiennent les énergies renouvelables et spécialement l'énergie photovoltaïque et les causes principales de cette perturbation. Et finalement la section 4, propose quelques solutions et options afin de réduire la variation de fréquence et maintenir la stabilité du réseau.

II.2 La stabilité de la fréquence dans un système énergétique

Dans un système électrique, la stabilité du réseau dépend de la stabilité de la tension et la fréquence. La déviation de l'un des deux paramètres influé négativement sur le bon fonctionnement du réseau, c'est pour cela que leur réglage est obligatoire et nécessaire [MET.30].

II.2.1 La stabilité d'un réseau électrique

Le réseau électrique ou industriel est composé généralement des machines synchrones (les alternateurs et les moteurs), toutes ces machines sont tournés à la même vitesse c'est-à-dire à la même fréquence [MET.30]. La stabilité des machines synchrones définit la stabilité du réseau, le schéma le plus simple d'une générateur synchrone est présenté sur la figure (II.1).

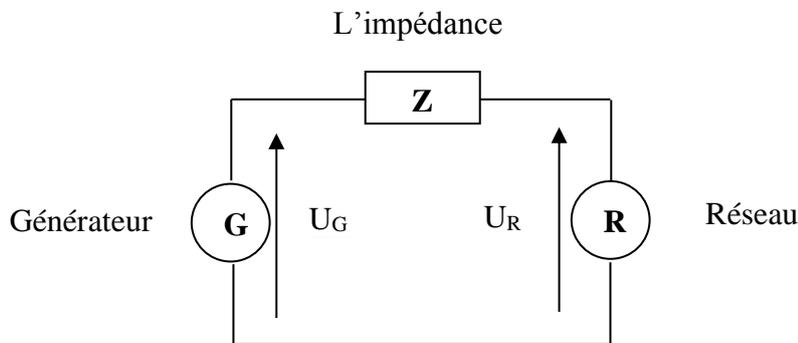


Figure II.1 : Générateur connecté au réseau

La puissance active du générateur est donnée par l'équation (II.1), il faut noter que la résistance est négligeable par rapport à la réactance synchrone.

$$P_{active} = \frac{U_G * U_R}{X} \sin(\delta) \quad (II.1)$$

Ou, U_G et U_R sont la tension du générateur et du réseau respectivement, X est la réactance statorique, δ est l'angle du rotor. L'équation (II.1), peut représenter graphiquement par la figure (II.2) :

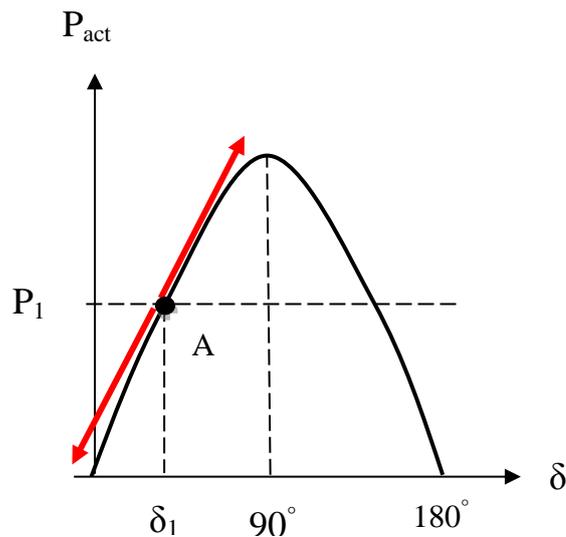


Figure II.2 : La puissance du générateur en fonction de l'angle du rotor [ALK-45]

Dans un état stable, la puissance électrique P_1 et la puissance mécanique P_M sont égales [ALK-45]. Le point de fonctionnement A peut se déplacer soit vers le haut ou le bas.

II.2.1 la stabilité de la fréquence

Dans un réseau électrique, l'image du bon fonctionnement du réseau dépend surtout de la stabilité de la fréquence. Si la fréquence est à la limite de 50Hz, le réseau est stable, par contre si la fréquence est perturbée, le réseau est instable et peut devenir incontrôlable si la fréquence sort des limites autorisées. En réalité, la fréquence n'a jamais été constante et toujours elle subi une variation légère à cause des grandes nombres d'évènements qui se produisent chaque instant dans le réseau. Donc, la fréquence est la réaction automatique soit de la variation de la charge (les différents postes de distribution et transport) et ou la variation des sources (les différentes centrales et unités de production d'électricité).

D'après la figure (II.1), et afin d'assurer l'équilibre du système électrique, la puissance générée doit être égale à la puissance demandée.

Selon la figure (II.1), on peut indiquer trois cas :

- 1) Si les deux puissances sont égales, la fréquence est à la limite 50Hz
- 2) Si la puissance du générateur supérieur à la puissance du réseau, la fréquence est au-dessus de 50Hz.
- 3) Si la puissance du générateur inférieur à la puissance du réseau, la fréquence est en dessous de 50Hz

En général, la fréquence est toujours en fonction de la puissance active, comme montre la figure

suivante :

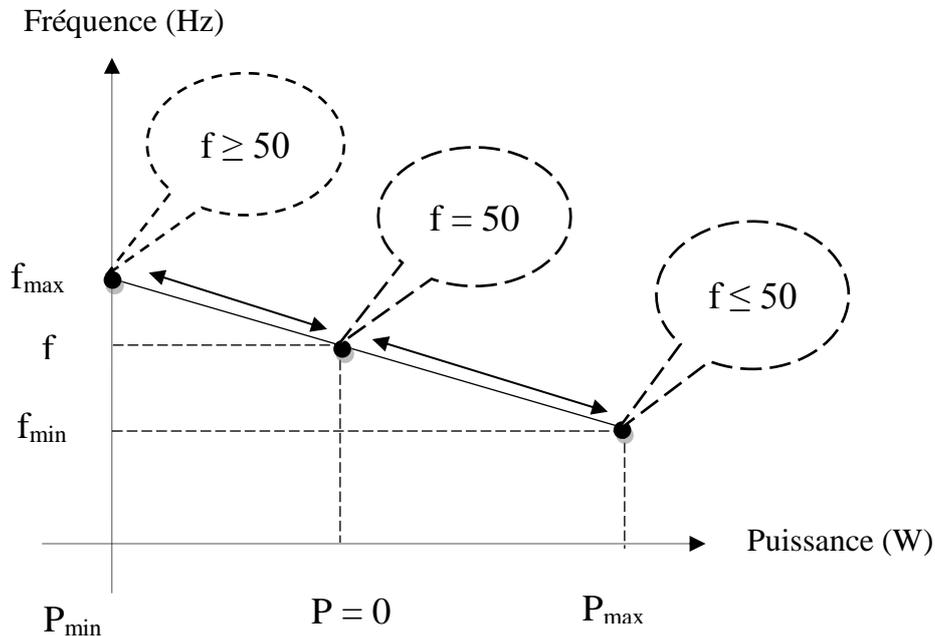


Figure II.3 : Caractéristiques de la droite de statisme d'un alternateur [RAK-46]

Pour assurer l'équilibre dans le deuxième et le troisième cas, le système nécessite une source supplémentaire si le réseau ne peut pas fournir l'énergie nécessaire. En général, les sources de secours du réseau sont :

- Les réserves chaudes
- Les réserves froides
- Les unités de secours
- La puissance d'échange entre les réseaux

La fréquence dans un système électrique est proportionnelle à la vitesse de rotation de tous les générateurs connectés au réseau. La fréquence est présentée par l'équation (II.2).

$$f = \frac{p * n}{60} \quad (\text{II. 2})$$

Ou :

f : la fréquence, p : le nombre de pôle de l'alternateur, n : la vitesse angulaire de rotation du rotor

Dans un réseau électrique, les unités de productions sont considérés comme des machines tournantes, c'est le cas des alternateurs, ces derniers tournent à la même vitesse de synchronisme (3000 tr/min pour le réseau de fréquence 50Hz). La variation de la fréquence

influe sur la vitesse de rotation des alternateurs, si la fréquence augmente, la vitesse augmente aussi (augmentation du couple moteur), par contre la diminution de la fréquence entraîne la diminution de la vitesse (augmentation du couple résistant), [MET.30]. Donc, il faut toujours qu'il y ait un équilibre des couples et une égalité de vitesse entre tous les alternateurs, l'équation mécanique de mouvement est donnée comme suit :

$$j \frac{dw}{dt} = C_m - C_r \quad (\text{II.3})$$

Où:

j : Le moment d'inertie (Kg.m²)

w : La vitesse angulaire (rad/s)

C_m : Le couple moteur (N.m)

C_r : Le couple résistant (N.m)

II.2.2 La déviation de la fréquence dans un réseau électrique

L'écart entre la puissance produite et consommée provoque une déviation dans la fréquence du réseau. Les petites variations de la fréquence du réseau f et celle de référence f_0 (50Hz) sont compensée généralement par l'inertie des générateurs [DEL-10], figure (II.4). Mais en cas d'une grande déviation sur le réseau, l'inertie n'est pas suffisante, et il nous faut passer au réglage de la fréquence. La figure (II.4) montre un exemple d'une déviation.

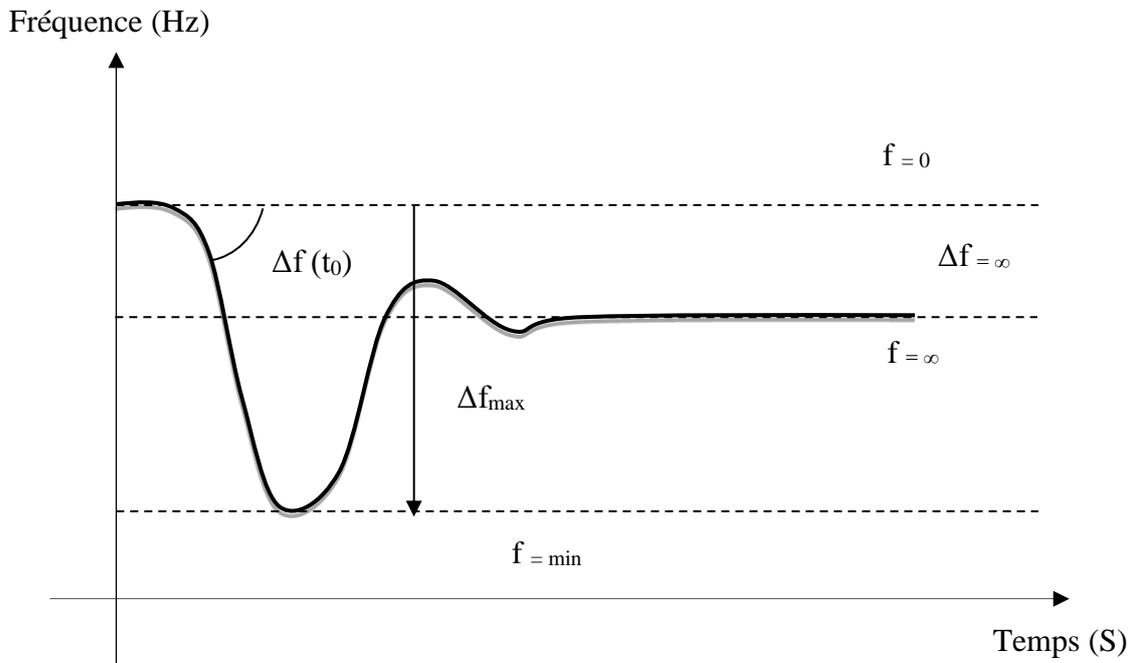


Figure II.4 : Déviation de la fréquence suite à une panne d'un central électrique [DEL-10]

D'après la figure II.3, on peut estimer la déviation de la fréquence en fonction du temps comme suit, équation (II.4) :

$$\frac{d(\Delta f)}{dt}(t) = f_0 \frac{P_p(t) - P_d(t)}{2EK_{eq}} = f_0 \frac{\Delta P^{pu}(t)}{2H_{eq}} = f_0 \frac{\Delta P^{pu}(t)}{M_{eq}} \quad (\text{II. 4})$$

Avec
$$H_{eq} = \frac{E_{K_{eq}}}{V_{A_{base}}} \quad (\text{II. 5})$$

Où ; $P_p(t)$ et $P_d(t)$ est l'énergie produite et demandée en MW respectivement, $E_{K_{eq}}(t)$: est l'énergie cinétique emmagasinée dans les machines synchrones à la fréquence nominale f_0 , H_{eq} : est la constante d'inertie par unité du système énergétique, et M_{eq} : est le temps de démarrage mécanique.

La déviation de la fréquence est un grand problème, si le dispatcheur du réseau n'arrive pas à rétablir la situation. La fréquence ne doit pas diminuer sous le seuil de f_{\min} (fréquence minimale), afin d'éviter un mauvais scénario, figure (II.4). D'autre part, plus l'écart Δf_{\max} est grand la déviation devient importante.

II.3 Les différents scénarios de la variation de la fréquence

La fréquence est un paramètre important dans le réseau électrique, c'est pour cela le dispatcheur met une grande importance pour maintenir la stabilité du réseau. La configuration du réseau est tellement compliquée ce qui rend difficile de maîtriser quelques situations comme l'instabilité de la fréquence. À cet effet, il faut toujours contrôler la variation de la fréquence afin d'assurer la stabilité du réseau.

II.3.1 Les scénarios de la variation de la fréquence

La variation de la fréquence dans un réseau n'est pas constante mais toujours subie une légère variation continue soit vers la hausse ou la baisse, mais il faut toujours maintenir cette variation dans les limites. En d'autre part, plus la fréquence est à la limite de 50 Hz, plus elle est stable. Dans la figure (II.5), nous présentons quelques scénarios de la déviation de la fréquence suite à des événements et des anomalies dans le réseau. On classe ces scénarios en trois variantes : normale, délicate et interdite.

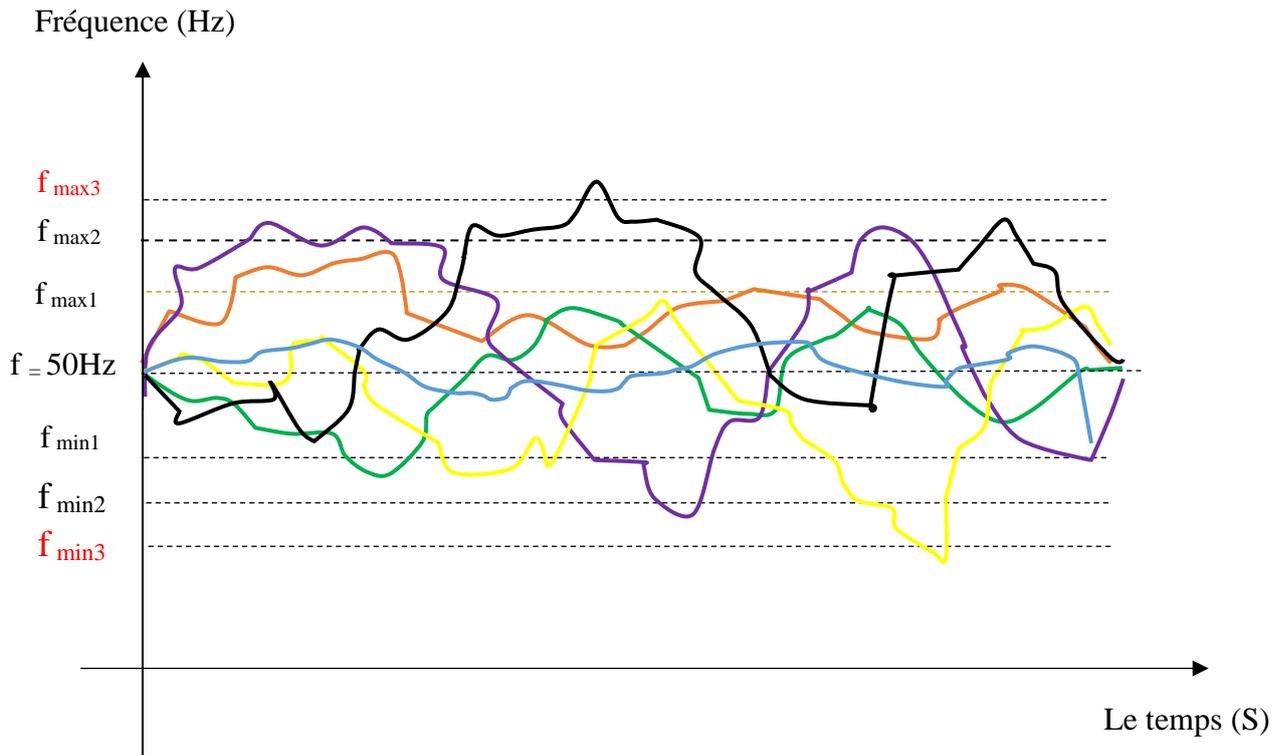


Figure II.5 : Les différents scénarios de la déviation de la fréquence

Ou:

$f_{\max 1}, f_{\max 2}$: L'alarme de la fréquence maximale de 1^{ère} et 2^{ème} stade

$f_{\min 1}, f_{\min 2}$: L'alarme de la fréquence minimale de 1^{ère} et 2^{ème} stade

$f_{\max 3}, f_{\min 3}$: Le seuil de déclenchement de la fréquence maximale et minimale respectivement

f : La fréquence normale qui correspond à 50Hz

D'après la figure (II.5), nous pouvons constater que la déviation de la fréquence peut s'incrémenter ou décrémenter en fonction de la variation de la puissance active dans le réseau suite à des évènements.

Les différents scénarios présentés dans la figure II.5, sont détaillés comme suite :

- Le scénario bleu est le plus parfait et optimal car ne dépasse pas les seuils $f_{\max 1}$ et $f_{\min 1}$ et bien contrôler. Cette variante est l'image d'un équilibre entre la production et la consommation de l'électricité et représente le fonctionnement normal d'un réseau électrique.
- Dans les scénarios violet et orange, ou la fréquence dépasse le seuil de $f_{\max 1}, f_{\max 2}$ respectivement, ses deux variantes provoquent les alarmes de sur-fréquence de 1^{ère} et 2^{ème} stade. Ces alarmes ne provoquent pas des déclenchements mais seulement un

avertissement pour le dispatcheur de réseau pour prendre les mesures nécessaires afin de réduire la fréquence sous le seuil $f_{\max 1}$.

- Les scénarios vert et violet ont dépassé les seuils de $f_{\min 1}$ et $f_{\min 2}$ respectivement, ces derniers provoquent des alarmes de mini fréquence de 1^{ère} et 2^{ème} stades. Ces deux variantes sont dangereuses et la fréquence entre dans la zone interdite, l'opérateur de système doit réagir rapidement à ce problème et déclenche la régulation primaire et secondaire.
- Le scénario noir ou la fréquence dépasse le seuil $f_{\max 3}$, ce dernier provoque un déclenchement de quelques centrales par la protection de sur-fréquence. Cette situation rend les centrales qui ont déclenché indisponibles et ne sont pas capables d'évacuer la puissance vers le réseau. L'ilotage est obligatoire afin d'éviter l'emballement des alternateurs. En général, la sur-fréquence est une conséquence de surproduction sur le réseau.
- Le scénario jaune est le plus dangereux par rapport aux autres scénarios d'où elle a dépassé la limite de $f_{\min 3}$, cette dernière alarme provoque le déclenchement par mini fréquence. Le problème dans ce scénario nous met dans une situation interdite, c'est pour cela l'opérateur doit prévoir tous les contrôles nécessaires soit manuel ou automatique afin de rétablir la situation. Ce scénario est la conséquence de tous les blackouts qui sont produits dans le passé à cause de l'effondrement du réseau.

Il faut noter aussi, que la protection mini-fréquence est plus dangereuse que la sur-fréquence par ce que plus la fréquence baisse, le scénario d'effondrement est grand. Par contre, on n'a jamais enregistré un blackout suite à sur-fréquence.

II.3.2 Les différentes zones de fonctionnement

Afin de donner plus de détails sur la déviation de la fréquence dans le réseau, nous allons établir un schéma représentatif de la déviation de la fréquence, figure (II.6) qui se regroupe les trois zones de fonctionnement : normale, délicate et interdite. D'après la figure (II.6) nous pouvons remarquer que le réglage de la fréquence est basé sur l'ajustement de la puissance afin d'éviter les zones interdites et délicates. Dans la courbe chaque point représente des événements qui se produisent dans le réseau à chaque instant, comme l'enclenchement et le déclenchement des disjoncteurs, le démarrage et l'arrêt des équipements et des installations.

La zone verte représente le fonctionnement normal car la fréquence reste stable et maîtrisée. Par contre, dans la zone orange qui représente le fonctionnement délicat, la déviation à atteindre

le seuil de sur-fréquence, et la zone rouge, représente le fonctionnement interdit et dangereux.

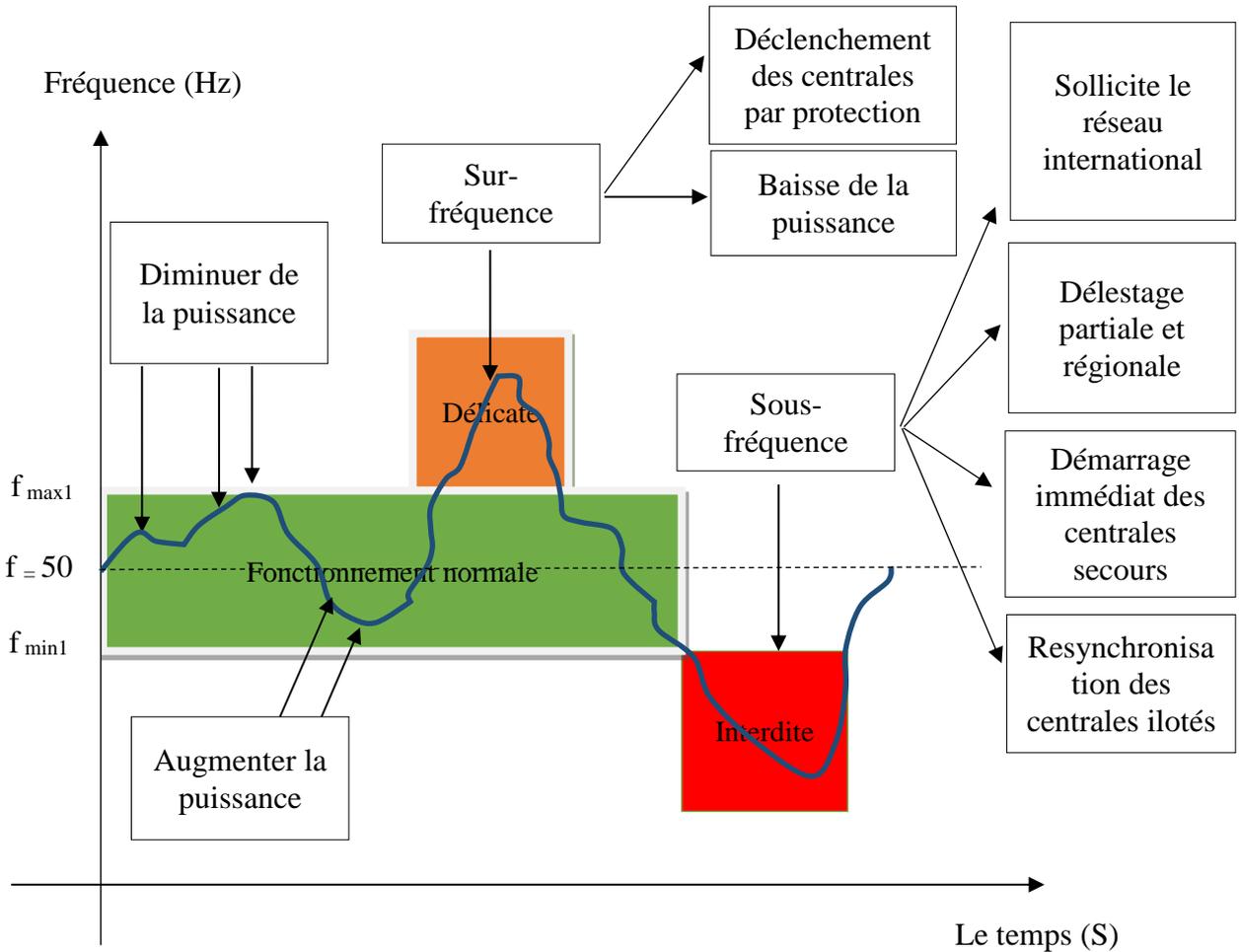


Figure II.6 : Les différentes zones de fonctionnement de la fréquence

Dans la figure (II.6), on a présenté les différentes actions qu'il faut faire dans chaque zone, plus de ses actions sont rapides plus la fréquence fonctionnée normalement.

II.4. Les causes de la variation de la fréquence dans le réseau électrique

Cette section est divisée en deux parties, la première présente la variation dans les réseaux classiques, et la deuxième montre la variation dans les réseaux modernes qui contiennent les systèmes PV.

II.4.1. La variation dans les réseaux classiques

La stabilité de la fréquence est en fonction de plusieurs facteurs tels que, le déséquilibre entre la production et la consommation, la variation rapide de la charge, les défauts sur le réseau, le

déclenchement des grands consommateurs ou des centrales. Nous détaillons ses différents facteurs comme suit :

II.4.1.1. Le déséquilibre entre la production et la consommation

Pour aboutir à une fréquence à la limite de 50Hz, la production doit être toujours proche de la consommation, plus ces deux paramètres sont écartés plus la fréquence est instable. Afin de bien régler ce paramètre, les opérateurs du réseau doivent bien étudier la consommation et préparer tous les moyens de production nécessaires. Actuellement, il existe des logiciels très sophistiqués pour estimer les courbes de charges des jours J+1, afin d'assurer la consommation demandée de J+1. Malgré cela, toujours il y a des imprévus et des événements inattendus qui se produisent sur le réseau.

II.4.1.2. La variation rapide de la charge

Dans un réseau électrique ce n'est pas facile de maîtriser les courbes de charges des heures suivantes ou les jours qui viennent malgré les nouvelles méthodes adoptées par les dispatchers du réseau. La variation rapide de la charge est parmi les problèmes sérieux qui perturbe la stabilité de la fréquence, plus que la variation de la charge est rapide plus que la fréquence est variable. Parmi les moyens utilisés pour amortir cette variation de la charge est la maîtrise complète des différents postes électriques et les centres d'agglomération. La variation de la charge est due à la montée et la descente rapide de la charge d'un palier à l'autre, bien sûr la variation est importante si les charges sont grandes. Il faut noter que la variation de la charge est un événement habituel dans le réseau qui subit des centaines des opérations de connexions et déconnexion des différents types charges à chaque instant.

II.4.1.3. Les anomalies sur le réseau

Le système énergétique est toujours subit des anomalies et des imprévus sur le réseau, le plus souvent les déclenchements des unités de production suite aux défauts ou l'ilotage de quelques régions suite aux protections. Les conditions climatiques comme les mauvais temps et les tempêtes sont parmi les facteurs qui produisent des anomalies sur le réseau. Les courts-circuits et les défauts électriques ont un impact négatif et engendrent aussi des incidents sur le réseau. La fréquence est un paramètre sensible et influer par les défauts et les anomalies qui se produisent sur le réseau, plus le réseau est sécurisé plus que la fréquence est stable. Le réseau doit munie des protections afin de protéger les équipements principaux tels que les transformateurs et les alternateurs.

II.4.2. La variation dans les réseaux modernes

Comme nous avons cité précédemment que la fréquence est fluctuante même dans l'énergie conventionnelle parce que la charge est variable, mais avec l'intégration des énergies modernes comme le photovoltaïque et l'éolienne, la fréquence devient plus instable et nécessite un réglage supplémentaire. Dans les dernières années, la configuration du réseau a connu des développements considérables comme le réseau intelligent. Le contrôle de la fréquence dans le cas des centrales PV est plus difficile que les centrales classiques, les sources primaires de ces dernières sont stables (gaz, fuel, charbon) par rapport à l'instabilité des sources de les énergies renouvelables (éclairage solaire, vent..).

Dans cette section, on a fait des investigations sur les causes qui rendent la fréquence instable dans le cas des installations photovoltaïques. Il existe plusieurs paramètres influés sur l'instabilité de la fréquence, tous ces facteurs perturbent d'abord la puissance active PV qui par la suite influe sur les autres paramètres tels que la fréquence et la tension. Parmi les causes principales qui rendent la fréquence instable et variable sont :

II.4.2.1. La variation aléatoire de l'éclairage solaire

Bien que la courbe de production des installations PV soit courte et ne dure que quelques heures dans la journée selon la saison et la région. La variation du taux d'éclairage influe sur la production et la qualité d'approvisionnement. La figure (II.7), montre la comparaison entre le taux de l'éclairage et la puissance PV durant une journée, l'énergie PV produite est l'image de l'éclairage solaire, si ce dernier est fluctuant et instable, l'énergie aussi sera touchée par ce changement.

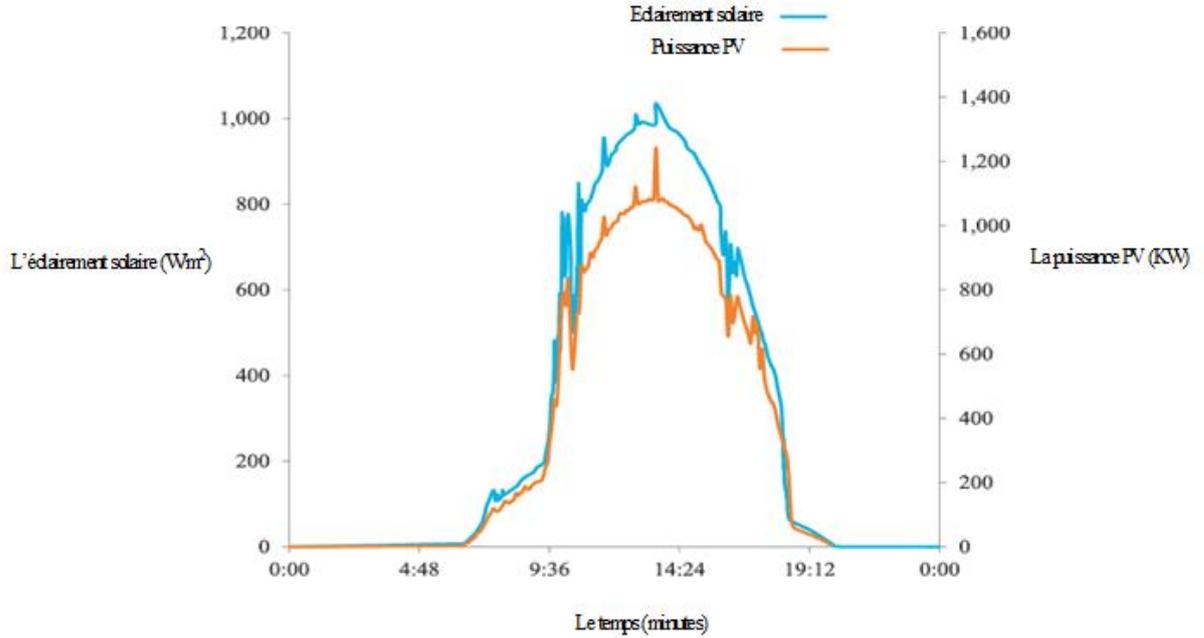


Figure (II.7) : Exemple de courbe de charge d'une installation PV [CAR-31]

II.4.2.2. La présence du brouillard

Le phénomène de brouillard est un autre facteur qui influe sur la production PV et engendre des pertes considérables sur la productivité. Afin de diminuer l'effet de brouillard, plusieurs configurations et topologies [VIG-6], [BAE-16] sont utilisées pour diminuer leur effet. En plus, il existe des nouvelles commandes utilisées pour résoudre ce phénomène. Parmi ces topologies est la configuration matricielle, cette méthode a réussi à réduire l'effet de brouillard et d'augmenter la productivité [ALA-33]. Malheureusement ces solutions sont valables seulement dans les petites installations mais dans le cas des grandes installations, les architectures centralisées sont les plus utilisées dans la production à grande échelle. L'effet de brouillard sur la courbe de charge est présenté dans la figure (II.8)

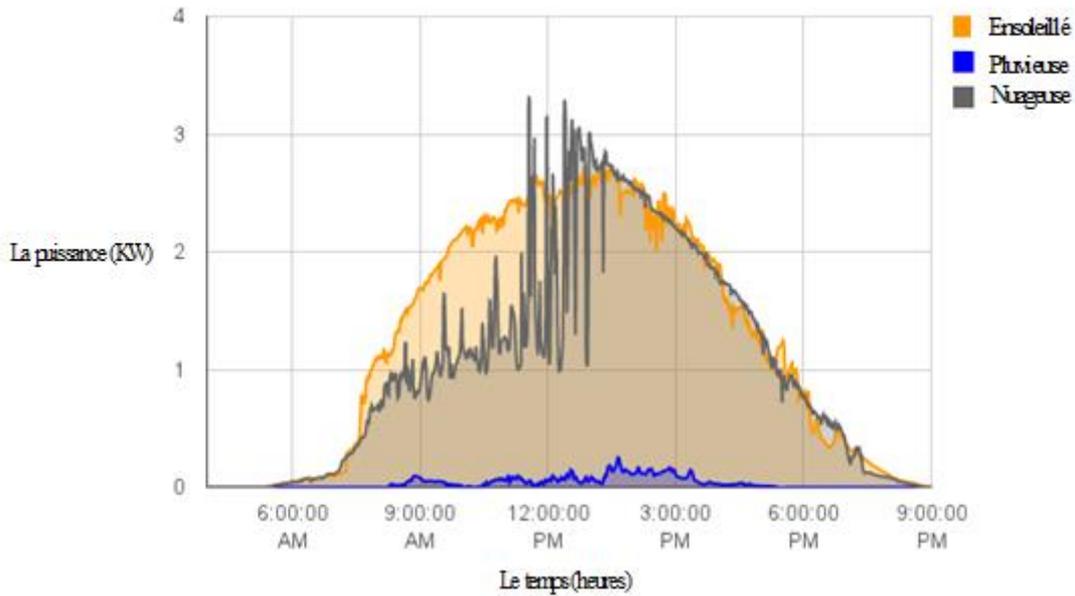


Figure II.8 : Comparaison entre la production PV solaire durant un jour ensoleillé, nuageuse et pluvieuse [DAV-32].

D'après la figure (II.8), on peut constater la différence de production PV entre les trois cas. L'effet de brouillard est très négatif sur la courbe d'une journée nuageuse par rapport à la courbe d'une journée ensoleillée. Dans le cas d'une journée pluvieuse, la production PV est presque nulle. La présence de brouillard engendre des variations importantes sur la production PV et par la suite sur la fréquence.

II.4.2.3. Manque du système d'inertie

Dans les unités de production classiques à vapeur, à gaz, à charbon et hydraulique, l'évacuation de l'énergie vers le réseau est assurée par l'intermédiaire des alternateurs. Ces machines tournantes ont une caractéristique importante qui est l'inertie, ce système dépend directement de la vitesse des turbines. Ces dernières machines sont responsables de produire la puissance mécanique pour tourner l'alternateur à la vitesse de synchronisation 3000 tr/min. Une fois l'alternateur est synchronisé sur le réseau, n'importe quelle variation sur la fréquence du réseau influe sur la vitesse de l'alternateur et bien sûr la turbine. L'effet d'inertie sur le réseau est la réaction automatique des alternateurs pour essayer de réduire la valeur minimale de la fréquence (nadir) avant le fonctionnement du contrôle primaire, l'effet d'inertie sur le réseau est présenté sur la figure (II.9).

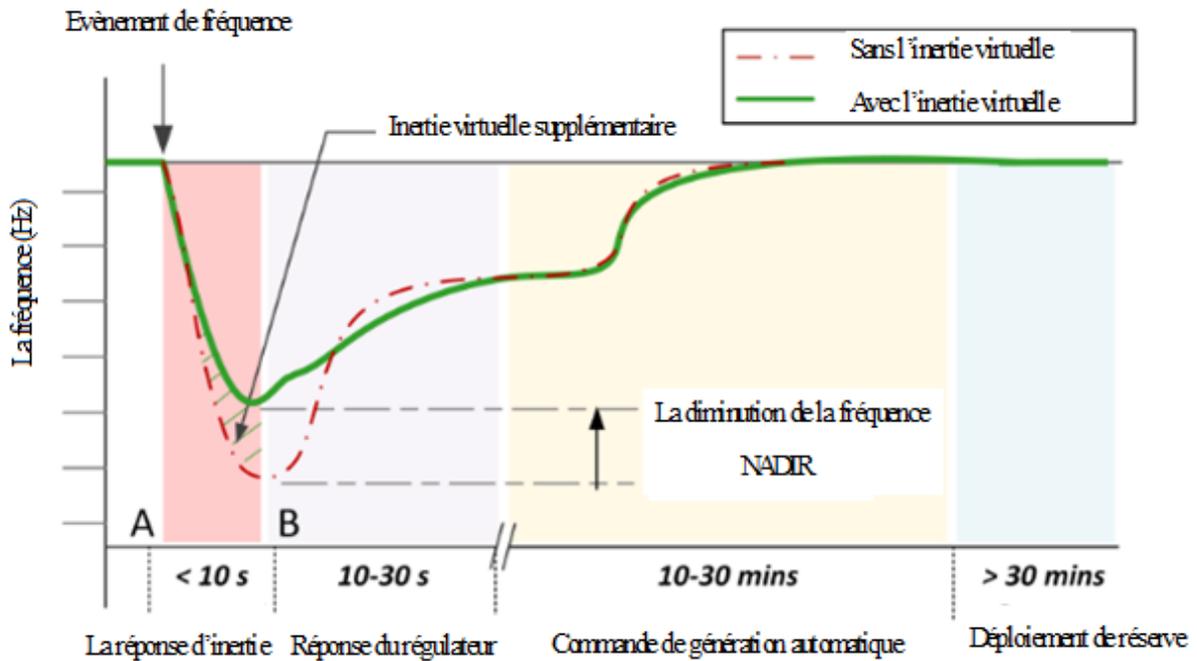


Figure II.9 : La réponse de la fréquence dans un réseau électrique suite à un événement [TAM-37]

Dans le cas des systèmes PV, la connexion avec le réseau est assurée par des convertisseurs à base de l'électronique de puissance comme les onduleurs, ces équipements sont statiques et ne contiennent pas de rotation ou système dynamique, donc aucun effet d'inertie [DRE-49]. Afin de créer un effet d'inertie artificielle, quelques commandes [TAM-37] sont proposées des techniques d'inertie virtuelle mais ça n'a pas donné de bons résultats dans les grands systèmes PV. L'intégration des systèmes de stockage et compensation avec les systèmes PV sont de bonnes solutions afin de créer une flexibilité pour la production PV.

II.4.2.4. Grande pénétration d'énergie PV

Pour le bon fonctionnement d'un réseau électrique, il faut qu'il existe d'un équilibre entre les énergies classique et renouvelable. Plus que les énergies classique sont dominées plus que la fréquence est stable, par contre les paramètres sont instables dans le cas inverse. Dans le cas de l'énergie PV, plus que la pénétration est grande plus sera difficile de maintenir la fréquence et la régulation sera plus compliquée [WOO-52]. Afin de montrer l'effet de la grande pénétration sur la déviation de la fréquence, on a recours aux recherches effectuées sur la thèse [PUN-25] qui étudie la déconnexion automatique du système PV. Les résultats montrent que plus le pourcentage de la déconnexion du système PV du réseau est grand plus la déviation est

importante, figures (II.10).

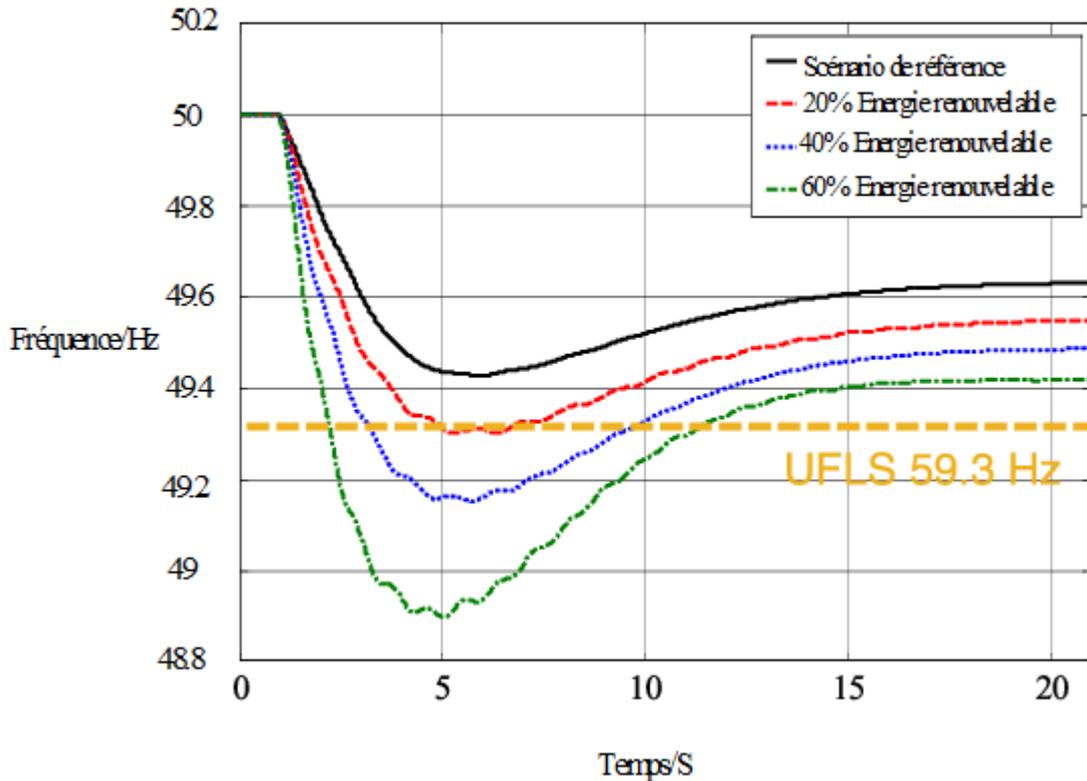


Figure II.10 : Déviation de la réponse de la fréquence suite à l'intégration de l'énergie PV et éolienne [LUI-51].

II.4.3. Les options et les techniques utilisées

Actuellement, plusieurs options sont appliquées dans le réseau pour assurer une régulation supplémentaire pour faire face contre la déviation de la fréquence suite à l'intégration de l'énergie PV. Dans cette section nous allons présenter des solutions classiques et nouvelles pour stabiliser la fréquence.

- Pour compenser la fluctuation de l'éclairement solaire, les spécialistes ont intégré des systèmes de stockage [RIF-27] comme les batteries afin d'injecter ou absorber la puissance d'écart. Le problème de cette solution est que les systèmes de stockage sont coûteux ce qui rend plus cher le prix de KW de l'énergie PV.
- En cas de brouillard, des recherches proposent différents techniques [ALA-33] de commandes pour réduire son impact sur la puissance PV. La décentralisation comme les configurations rangés, multi rangées et modulaires sont les techniques les plus utilisées afin de minimiser l'effet du brouillard. Le point faible de ces configurations est que leur application se réduit dans les petites ou les moyens installations, mais dans le

cas des grandes installations les configurations centralisées sont le plus dominantes. Donc, la bonne solution est d'installer les champs PV dans des endroits éclairés.

- Pour une bonne estimation de la production PV avec une grande précision, le développement des nouvelles méthodes est indispensable pour la prévision des conditions climatiques et d'éclairement solaire. Plus que la précision des prévisions est bonne plus que la production PV prévus sera stable.
- L'intégration à grande échelle de l'énergie PV ne peut être réalisée sans la contribution et la participation du secteur industriel et public dans les investissements dans cette nouvelle énergie. Si le taux d'intégration décentralisée est important, on peut procéder à la diminution de l'énergie classique progressivement.

D'après le retour d'expérience de l'intégration de l'énergie PV sur le réseau, les énergies classiques sont indispensables avec les centrales PV afin d'assurer le support technique et fournir les services auxiliaires au réseau.

II.5. La régulation de la fréquence dans les systèmes PV

La stabilité de la fréquence est la capacité d'un système énergétique de maintenir la fréquence dans les limites acceptables après des anomalies ou des perturbations sur le réseau, ces événements se produisent généralement suite à un déséquilibre entre la production et la consommation. En général, la capacité de réglage dépend de la disponibilité de l'énergie de réserve, si elle est très importante la stabilité du réseau sera plus sûre.

Les dispatcheurs du réseau surveillent en permanence l'équilibre entre la production et la consommation afin de garder la fréquence dans la limite de 50Hz. Si la fréquence diminue cela signifie qu'il y a un manque de production et le dispatcheur doit consommer une partie de l'énergie de réserve. D'autre part, si la fréquence augmente la consommation diminuée donc le dispatcheur doit procéder à l'ajustement de la production en agissant sur les groupes de productions soit avec une limitation de la puissance ou l'arrêt d'un ou plusieurs groupes de productions. Donc, la fréquence doit être stable et dans les limites f_{\min} et f_{\max} .

La tâche de la régulation ne doit pas être chapeauté que par les dispatcheurs, mais elle est la responsabilité de toutes les centrales connectées au réseau. Pour cette raison, ces centrales sont impérativement équipées d'un régulateur automatique de la fréquence, afin de la garder à la limite ou égale à 50Hz.

Dans les centrales classiques, les régulateurs de la fréquence agissent sur la vitesse de la turbine pour ajuster la fréquence. Dans le cas des EnR et plus précisément le photovoltaïque, l'onduleur

est l'équipement responsable pour le réglage de la fréquence et les autres paramètres électrique. Dans la littérature [RAH-03], on peut classer le réglage de la fréquence par quatre catégories qu'on peut détailler comme suite, figure (II.11) :

II.5.1. Le réglage instantané

Ce réglage est appelé aussi la réserve instantanée, dans cette étape la fréquence fonctionne continuellement autour de la référence. Si la fréquence est supérieure ou inférieure à 50Hz, l'inertie du système agit automatiquement pour garder la fréquence stable. Par exemple, si la fréquence chute cela se transforme à une baisse de vitesse des générateurs, ces derniers réagissent grâce à leur inertie pour rattraper la vitesse à la valeur de 3000 tr/min (qui correspond à 50Hz). Le rétablissement de la fréquence dans ce réglage est assuré par la réponse automatique de tous les générateurs connectés au réseau.

II.5.2. Le réglage primaire

Ce réglage est réalisé par les régulateurs de vitesses de tous les alternateurs, en cas d'une variation de la fréquence, ces régulateurs agissent pour stabiliser la vitesse et par la suite la fréquence. Le réglage primaire est à pour but de garder l'équilibre entre la production et la consommation.

II.5.2. Le réglage secondaire

Le réglage secondaire est indispensable pour le rétablissement de la fréquence dans la limite de 50Hz. il se fait par le téléajustage qui est assuré par le dispatcheur du réseau afin de changer la consigne de réglage de quelques unités de production. La durée de ce réglage peut prendre jusqu'à 15 minutes.

II.5.3. Le réglage tertiaire

Ce réglage est la dernière étape si le réglage secondaire n'a pas réussi au rétablissement de la fréquence. Dans ce réglage, le dispatcheur du réseau utilise les réserves chaudes et froides de centrales électriques qui ne fonctionnent pas à pleine charge. En cas de nécessité, l'opérateur système appelle les unités pour ajuster leurs puissances ou pour démarrer les centrales disponibles à l'arrêt.

En cas où les types de réglages ci-dessus ne réussissent pas à rétablir la fréquence, le dispatcheur procède au délestage partiel et général, en parallèle le dispatcheur sollicite le réseau

interconnecté international afin d'apporter la puissance nécessaire pour restaurer la situation. Actuellement il existe des conventions internationales avec les différentes compagnies d'électricités pour l'échange des puissances entre les pays et les régions, cette option est plus efficace et rentable. La durée de ce réglage peut atteindre plus de 30min et ne peut s'arrêter que jusqu'à la restauration complète de la fréquence.

Si la fréquence continue de se dégrader, il y a lieu d'avoir un grand risque d'effondrement du réseau qui peut provoquer l'absence totale de la tension (black-out).

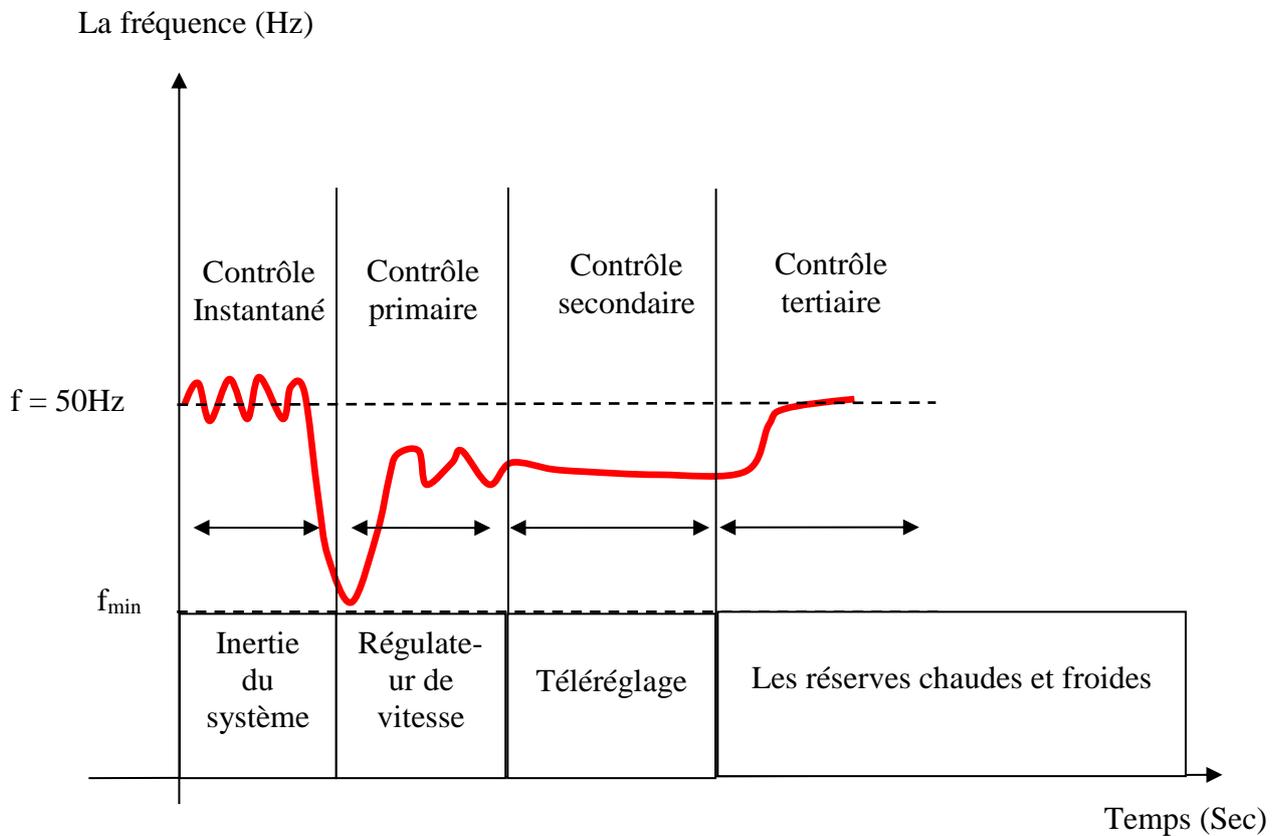


Figure (II.11) : Les différents modes de contrôle de la fréquence

II.5.4. La procédure du réglage

Le contrôle du réglage primaire est activé, si la déviation de la fréquence atteint un seuil bien déterminé, ce réglage fait réduire le taux de déviation. Le contrôle primaire de la fréquence est basé sur le statisme constant [DEG-26], ce dernier est responsable de la génération d'une puissance supplémentaire ΔP_{ref} , équation (II.6). Le diagramme de contrôle est présenté sur la figure (II.12).

$$\Delta P_{ref} = -K\Delta f = -K(f_2 - f_1) \quad (II.6)$$

Avec :

ΔP_{ref} : la différence de puissance, K : le statisme constant, f_1 : La fréquence de référence,

f_2 : La fréquence du système.

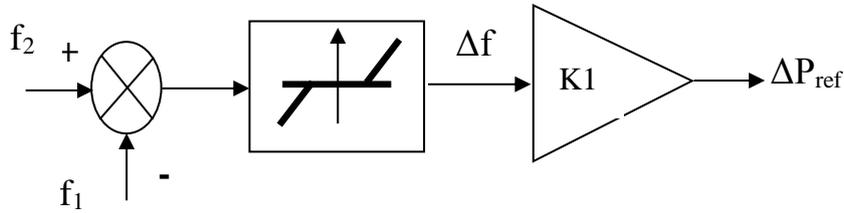


Figure II.12 : Diagramme de contrôle de statisme pour le réglage primaire

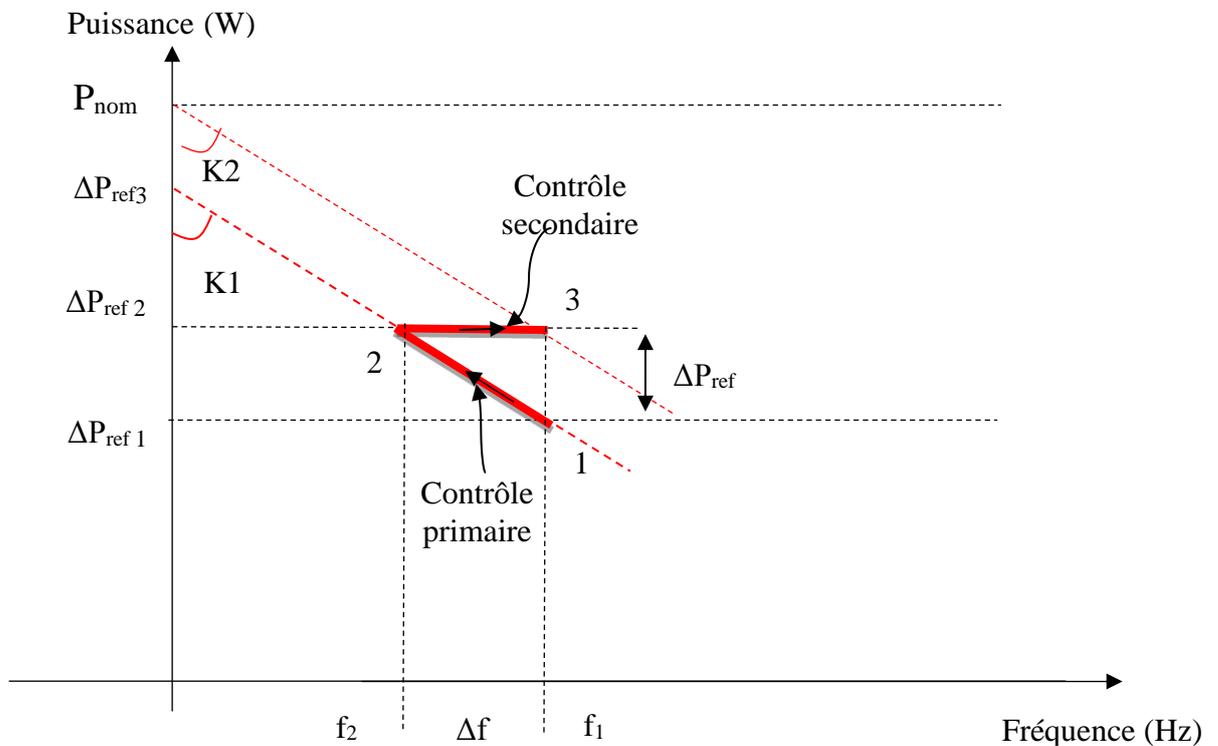


Figure II.13 : Caractéristiques des réglages primaires et secondaires pour les turbo alternateurs [DEG-26]

La figure (II.13), présente les différentes étapes de réglage primaire et secondaire. Le réglage primaire permet d'augmenter la puissance de ΔP_{ref1} à ΔP_{ref2} , dans ce cas le point de fonctionnement initial 1 qui correspond à f_1 se déplace au point 2 (f_2). Le contrôle primaire diminue la déviation mais ne peut pas restaurer complètement la fréquence. Afin de rétablir la fréquence vers f_1 , le réglage secondaire est obligatoire qui se réalise par le déplacement du point de fonctionnement de 2 à 3 [RAK-46]. Dans ce cas, la nouvelle puissance générée est

P_{nom} équation (II.7) :

$$\Delta P_{ref} = -K_2 \Delta f = -K(f_1 - f_2) \quad (II.7)$$

$$\Delta P_{ref} = P_{nom} - \Delta P_{ref2} \quad (II.8)$$

Ou :

ΔP_{ref} : La puissance supplémentaire

ΔP_{ref2} : La puissance initiale

P_{nom} : La puissance nécessaire

K_2 : Le coefficient du statisme

En général, la puissance du réseau est proportionnelle à la constante du statisme, le calcul de ce facteur dépend de la puissance et de la fréquence [DEG-26], équation (II.9),

$$K = \frac{1}{s} \frac{P_{max}}{f} \quad (II.9)$$

P_{max} : La puissance maximale du réseau

f : La fréquence de référence 50Hz

s : la constante du statisme

II.5.5. Le réglage dans le cas de l'intégration de l'énergie PV

Dans les systèmes PV, le réglage de la fréquence est similaire aux systèmes classiques (les turbines en général), tous les systèmes de contrôle et de commandes sont identiques sauf que l'inertie H_{PV} est virtuelle comparée au système dynamique. Plusieurs recherches et études ont déjà travaillé sur la création d'une inertie virtuelle pour les systèmes PV et éoliennes, cette inertie rend la réponse des convertisseurs statiques plus rapide [LIU-47]. Les techniques de contrôle les plus employées dans les systèmes PV sont : le contrôle d'inertie, le contrôle du régulateur PV et le contrôle AGC, le principe de fonctionnement de ces techniques est présenté dans la figure (III.14). Dans ces techniques de contrôle, le signal Δf doit passer à travers le gain et le filtre pass bas.

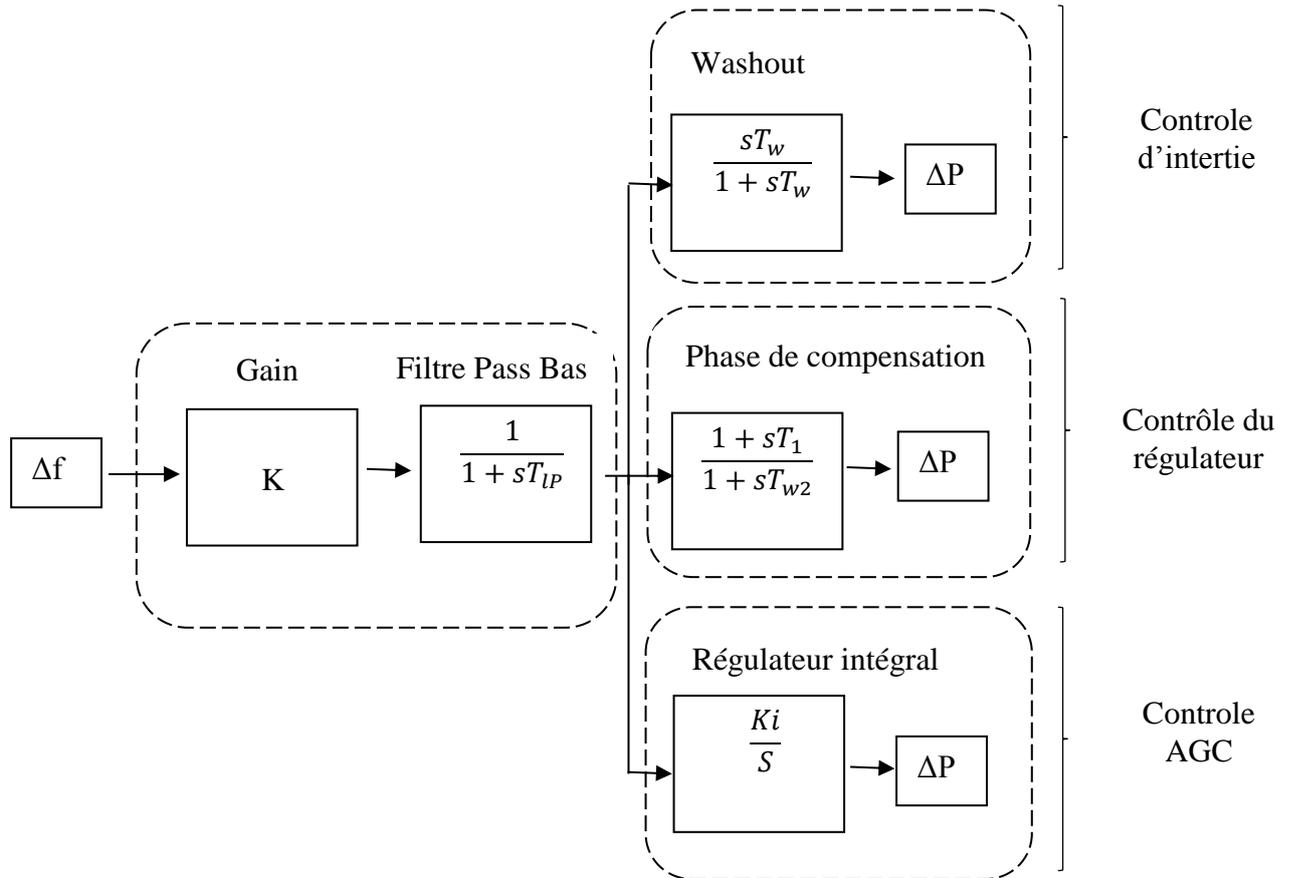


Figure II.14 : Les différentes techniques de contrôle de la fréquence pour les systèmes PV.

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre, on a examiné les variations de la fréquence dans le réseau électrique classique et moderne. Au début, on a présenté un diagnostic sur les différentes causes et motifs de la déviation de la fréquence, dans le cas d'un réseau sans l'énergie PV, les causes de la déviation sont dues généralement à l'apparition des événements et anomalies telles que les déclenchements, les pannes et les arrêts..Etc. Par contre avec l'intégration de l'énergie PV, d'autres causes se produisent, la plupart sont liées aux conditions climatiques comme la capacité d'éclairement, la présence du brouillard. Afin de garder la fréquence dans la limite, des techniques de réglage sont utilisées dans le réseau, mais avec la pénétration de l'énergie PV, ces techniques classiques sont insuffisantes et il faut adopter d'autres afin de maîtriser la fréquence dans ces situations. À la fin, on a présenté les différentes méthodes de réglage de la fréquence utilisé dans les systèmes PV.

Chapitre III

Contrôle et Commande des Systèmes

PV Raccordé au Réseau

III.1 Introduction

Actuellement, les systèmes PV utilisés dans les applications industrielles et particulières connaissent un grand progrès et évolution, cette progression est due au développement des équipements de l'électronique de puissance et les méthodes de contrôle. Les deux équipements principaux qui nécessitent le contrôle dans les systèmes PV sont les convertisseurs statiques, tel que les convertisseurs DC et AC. L'objectif de contrôle n'est pas seulement pour l'évacuation de l'énergie vers le réseau mais aussi pour d'autres tâches comme l'échange de la puissance réactive, le réglage de la tension et la fréquence, et la compensation des harmoniques. De nos jours, les onduleurs dans les centrales PV sont similaires aux alternateurs dans les centrales classiques, tous les systèmes de contrôles, de surveillance et de protections électriques sont installées au niveau de ces machines afin d'assurer leurs bons fonctionnent et aussi de les protéger contre les défauts externes qui viennent du réseau ou d'empêcher les défauts internes de se propager vers les réseaux.

Dans ce chapitre, nous examinons les principales méthodes de contrôle et de commandes des convertisseurs DC et spécialement les onduleurs, nous avons fait des comparaisons entre les différentes méthodes de contrôle. L'objectif de ce chapitre est de voir la capacité de ces méthodes de régler les différents paramètres électriques et surtout la fréquence.

III.2 Les modes de connexion d'un système PV

Il existe deux modes de connexions des systèmes PV, isolés ou connectés au réseau, ces modes dépendent de l'utilité de l'installation. Le système PV est utilisé aussi dans le domaine spatiale, il est considéré comme la principale source d'alimentation des satellites jusqu'à nos jours.

III.2.1 Les installations isolées

Ce mode de connexion appelé aussi autonome, est utilisé dans les petites applications comme les foyers et les petites installations. Ce type est surtout utilisé dans les régions isolées ou le réseau est inaccessible, figure (III.1). Afin d'assurer la continuité de service de ce mode, l'utilisation des systèmes de stockage est indispensable, les batteries sont le moyen le plus utilisé dans ce mode.

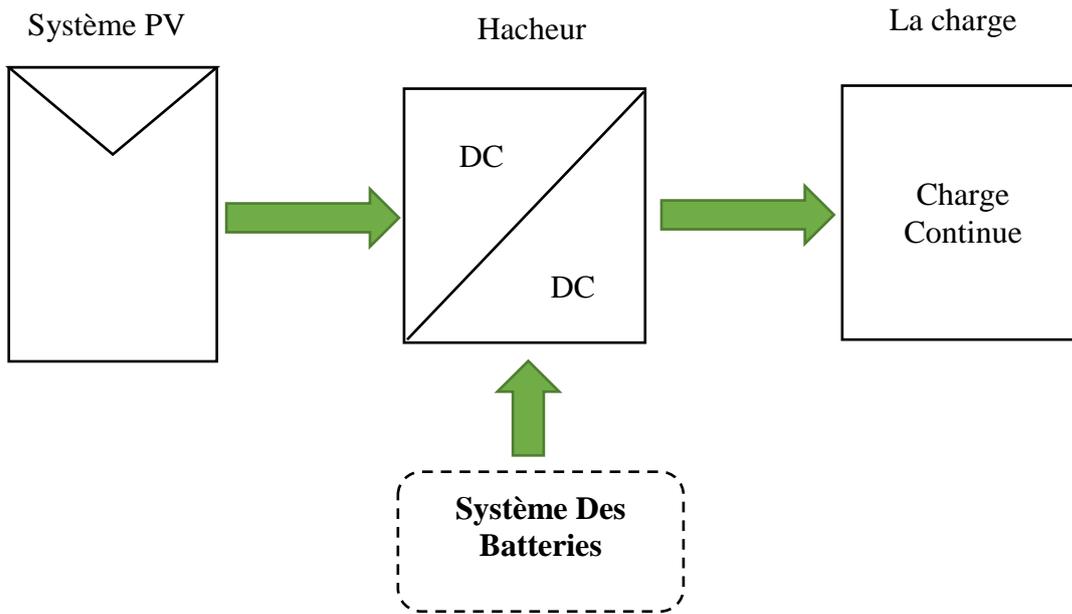


Figure III.1 : Système PV autonome avec des batteries

III.2.2 Les installations connectés au réseau

Les installations PV connectées au réseau sont les plus utilisées surtout dans les grandes applications telles que la production d'électricité et l'industrie. La connexion se fait à travers des onduleurs figure (III.2), le rôle de ces onduleurs est la conversion de l'énergie continue en alternatif.

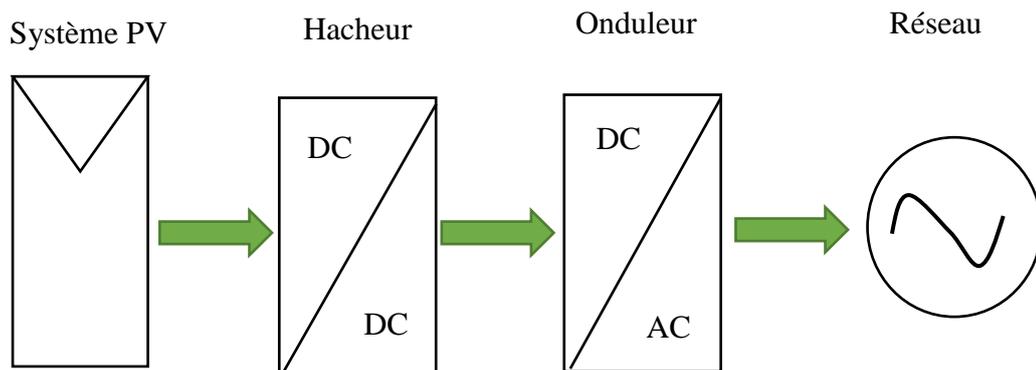


Figure III.2 : Système PV connecté au réseau

III.3 Contrôle d'un système PV

III.3.1 Principe de base

Les hacheurs et les onduleurs sont des convertisseurs composés d'interrupteurs contrôlables qui doivent être fermés ou ouverts selon le mode de fonctionnement, figure (III.3). Dans le cas des hacheurs DC, la commande a pour but de fermer ou d'ouvrir le switch afin d'adapter la tension continue à l'entrée de l'onduleur et d'assurer l'extraction de la puissance maximale. Par contre, les onduleurs exercent plusieurs tâches telles que le contrôle de la puissance active, réactive, la tension et la fréquence. Le contrôle d'un système PV triphasé est similaire à un système monophasé [YAN-20].

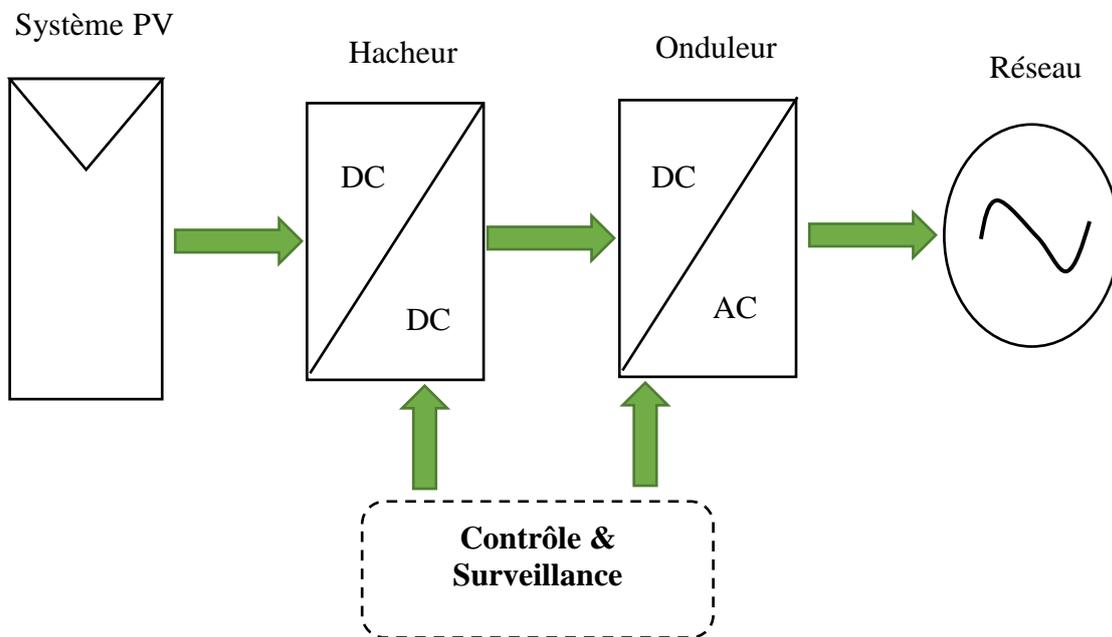


Figure III.3 : Diagramme d'un contrôle et surveillance d'un système PV

Le contrôle d'un système PV se fait par la supervision des deux côtés DC et AC. Dans le côté DC, le contrôle se fait au niveau de l'hacheur afin d'adapter la tension DC à la tension d'entrée de l'onduleur et d'extraire la puissance maximale. Le côté AC, consiste à contrôler l'onduleur PV afin de régler les différents paramètres électriques tels que la puissance et la fréquence.

III.3.2 L'objectif de contrôle des convertisseurs

L'objectif principal est d'évacuer l'énergie maximale depuis le générateur PV jusqu'au réseau avec un rendement élevé, en plus le système PV doit contribuer aux services auxiliaires du

réseau. On peut citer les différents objectifs de contrôle :

- Contrôle de la tension DC afin d'assurer l'échange de puissance entre le champ PV et le réseau.
- Extraction de la puissance maximale depuis le champ PV
- Contrôle de la puissance active et réactive.
- Contrôle de la tension et le courant AC
- Régler la fréquence à la sortie de l'onduleur.
- Assurer les différentes protections spécifiques aux installations PV

III.4 Les différentes méthodes de contrôle

Il existe plusieurs méthodes de contrôle et de surveillance des systèmes PV qui sont basées sur les commutations et les communications des hacheurs et onduleurs.

III.4.1 Contrôles des hacheurs DC

Les hacheurs sont des dispositifs de l'électronique de puissance mettons en oeuvre plusieurs interrupteurs contrôlables pour varier la valeur moyenne de la tension continue. Il y a deux types de hacheurs :

- Élévateur de tension appelé dévolteur (boost)
- Abaisseur de tension appelé abaisseur (buck),

D'autres types existent aussi tels qu'élévateur-abaisseur (Ćuk), SEPIC, Flyback. Les hacheurs peuvent fonctionner soit dans un seul sens (irréversible) ou dans les deux sens (réversible). Les convertisseurs DC sont utilisés dans plusieurs applications telles que l'alimentation à découpage, les variateurs de vitesse..Etc.

Dans les applications PV, les hacheurs sont utilisés pour adapter la tension de sortie des champs PV avec celle de l'onduleur, et aussi pour extraire la puissance maximale avec l'MPPT.

III.4.1.1 : Principe d'une commande MPPT

Le régulateur MPPT est un dispositif indispensable et essentiel pour les installations PV, il est utilisé pour extraire la puissance maximale depuis le champ PV. Ce dispositif est combiné avec un hacheur, l'MPPT à besoin d'une commande spéciale pour son fonctionnement. La commande simplifiée d'un MPPT est présentée sur la figure (III.4).

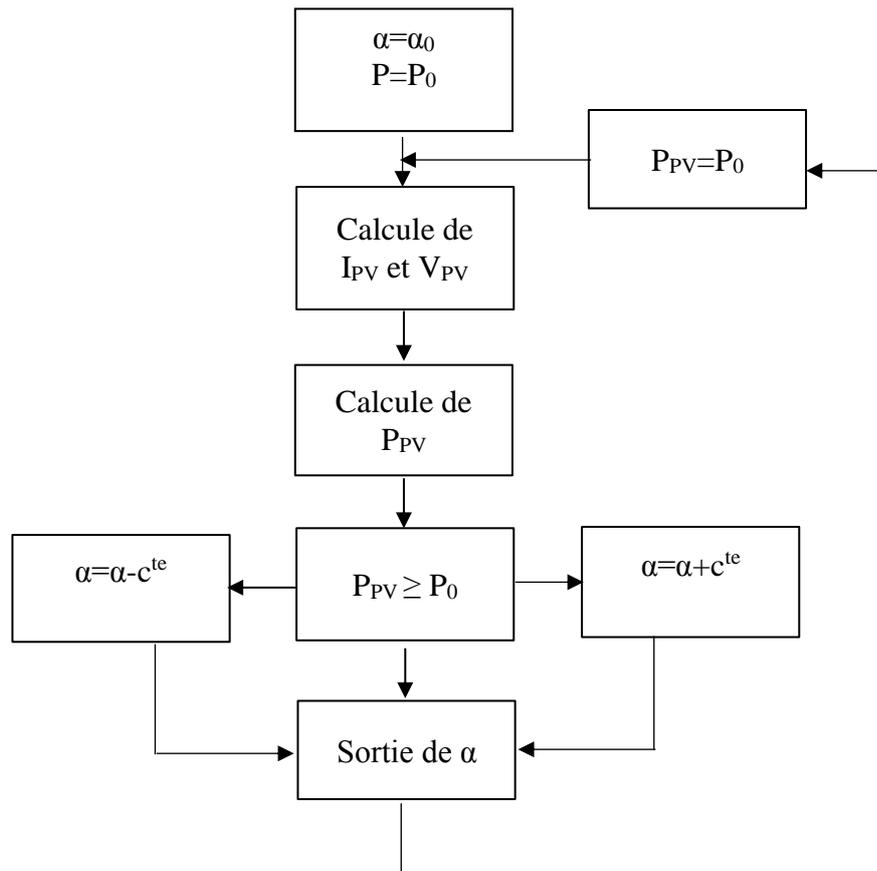


Figure III.4 : Principe de fonctionnement d'un MPPT [ALO-43]

III.4.1.2 Les différentes méthodes de contrôle

Il existe plusieurs types de commandes pour le régulateur MPPT, tous ces méthodes utilisent des techniques et des programmes afin d'obtenir le point de puissance maximale PPM, figure III.5. Ces méthodes sont définies selon plusieurs critères tels que la précision de recherche, le temps de réponse, ...Etc.[CAB-8].

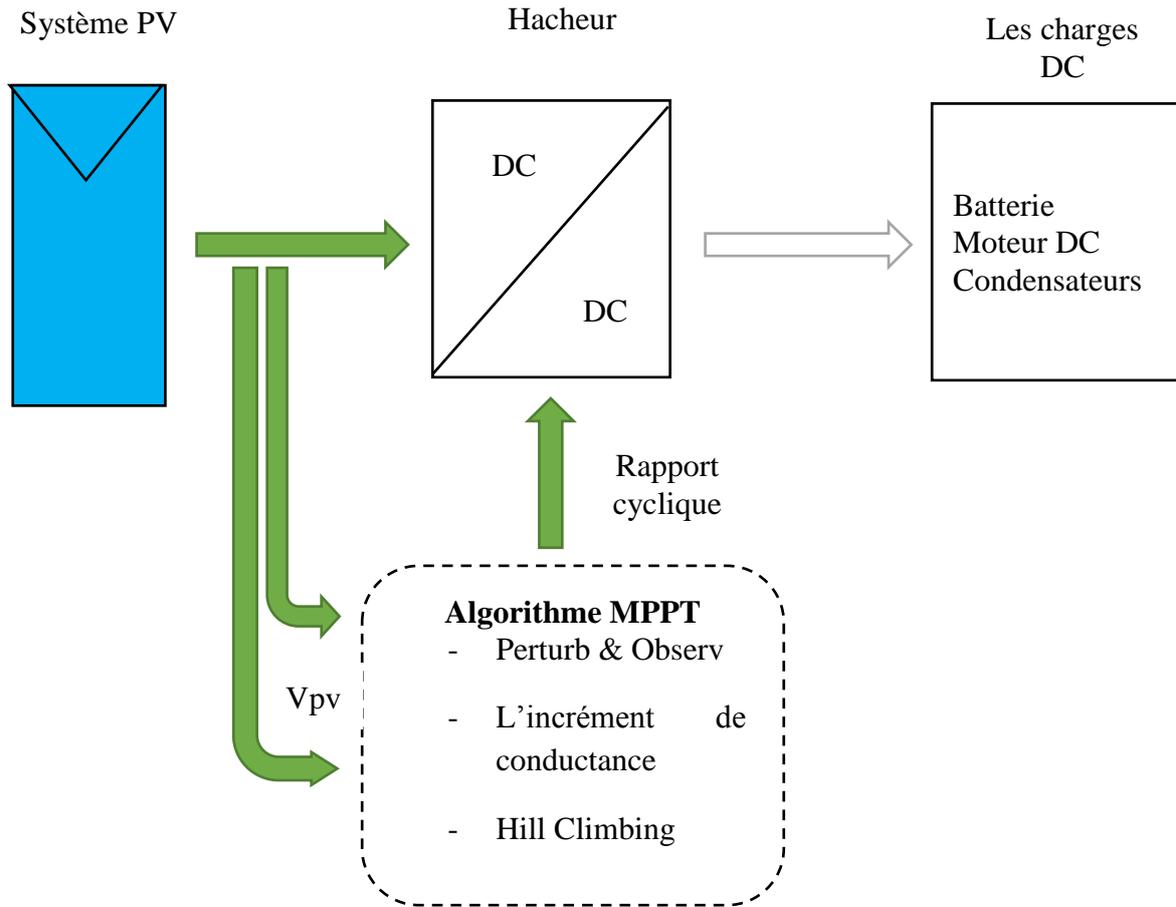


Figure III.5 : Les différentes méthodes de commande d'MPPT

Dans la littérature [CAB-08], il existe plusieurs algorithmes qui procèdent à la recherche de point de puissance maximale PPM, les plus utilisées sont : Perturb & Observ (P&O), l'incrément de conductance (IncCond) et Hill Climbing.

III.4.1.2.1 La commande Perturb & Observ P&O

La commande P&O consiste à perturber la tension PV par une faible amplitude et observer l'évolution de la puissance PV. La perturbation se réalise par le changement du rapport cyclique afin de changer la tension PV, [SUM-50]. Dans cette méthode, le point de puissance est atteint lorsque le rapport dP/dV égale à zéro.

III.4.1.2.2 La commande Hill Climbing

Dans cette méthode, le point de puissance maximale est atteint lorsque le rapport entre la puissance PV et la valeur du rapport cyclique (α) est égal à zéro $dP/d\alpha = 0$. Si le rapport $dP/d\alpha$ est supérieur à zéro, la commande doit incrémenter la valeur du rapport cyclique, par contre la

commande décrémente la valeur du rapport cyclique si le rapport dP/da est inférieur à zéro.

III.4.1.2.4 La commande Incrément de conductance

Cette méthode, utilise un autre principe qui est basé sur la connaissance de l'inductance du champ PV. L'inductance G est définie par le rapport du courant sur la tension, $G = I_{pv}/V_{pv}$, on incrémente la dérivé dG pour déduire la position du point de fonctionnement par rapport au PPM. Si le rapport dG est égal à l'opposé de la conductance G , le PPM est atteint [SUM-50].

III.4.2 Contrôle des onduleurs

L'onduleur est un dispositif important dans les installations PV, il a plusieurs fonctions qu'on peut citée comme suite :

- C'est un adaptateur entre le champ PV et le réseau, il convertit l'énergie continue en alternatif.
- Il assure la fonction de régulation de la puissance active et réactive.
- Il régule la tension DC à l'entrée de l'onduleur, ce qui permet le transite de la puissance entre le champ PV et le réseau.
- Il contrôle la fréquence de sortie de l'onduleur et celui du réseau.
- Il assure aussi la protection de certaines fonctions comme anti-ilotage.
- Il améliore la qualité de l'énergie, ce qui réduit le taux des harmoniques.

L'onduleur PV joue le rôle du générateur et de l'excitation dans les centrales classiques, il peut contribuer à la surveillance, la régulation et la protection du système PV. La figure ci-dessous (III.6) montre un schéma simple des différentes fonctionnalités de l'onduleur PV.

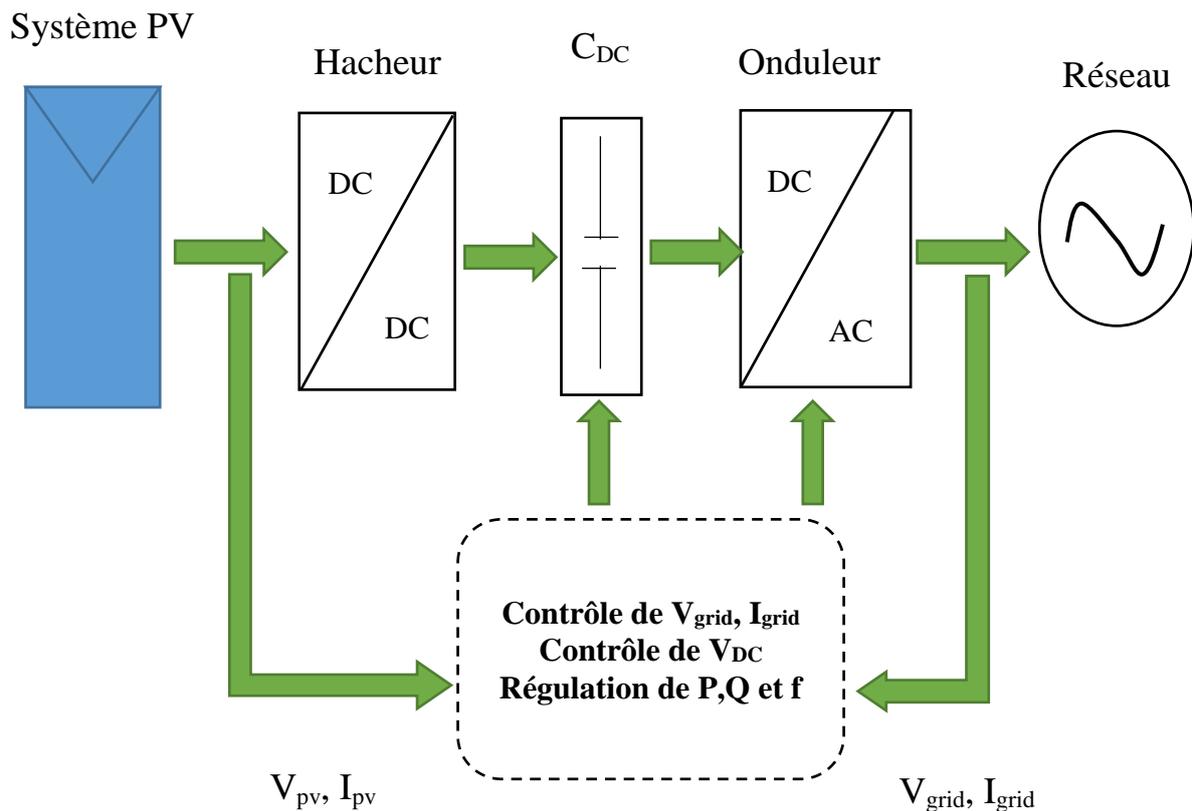


Figure III.6 : Principe de contrôle des onduleurs

III.5. Contrôle stratégique d'un système PV

Le contrôle d'un onduleur PV se fait par l'intermédiaire de différents blocs, chaque bloc a pour objectif de réaliser une fonction ou une tâche afin de commander les switches (Thyristores, Mosfets, IGBT....Etc), [ALA-24]. Les principaux blocs utilisés sont présentés sur la figure (III. 7) et cités comme suite :

III.5.1. Le calcul des données

Le fonctionnement d'un contrôleur nécessite des mesures et le calcul des données de référence, ces blocs sont utilisés comme des entrées pour le régulateur. Le bloc PLL (boucle à phase asservie) est utilisé largement pour les mesures des données.

III.5.2. Les contrôleurs de tension et de courant

Ces contrôleurs sont généralement associés à un étage de puissance afin de superviser la commutation des interrupteurs commandés et réguler la tension et le courant de sortie, le

contrôleur est un dispositif indispensable pour avoir une stabilité de réglage bien précis. En général, le régulateur ou le contrôleur est constitué d'une boucle ouverte ou bien une boucle fermée et qui sont la plus réponsues.

III.5.3. MLI (moduleur de largeur d'impulsion)

Les références de commande créent par les contrôleurs cités au-dessus, nécessitent une commande de génération de nouvelles références pour contrôler les switches des onduleurs. La technique MLI (moduleur de largeur d'impulsion) est la plus utilisée pour synthétiser les signaux continus. Il existe plusieurs types de commande MLI, vecteur spatial, intersective, précalculée et par hystérésis.

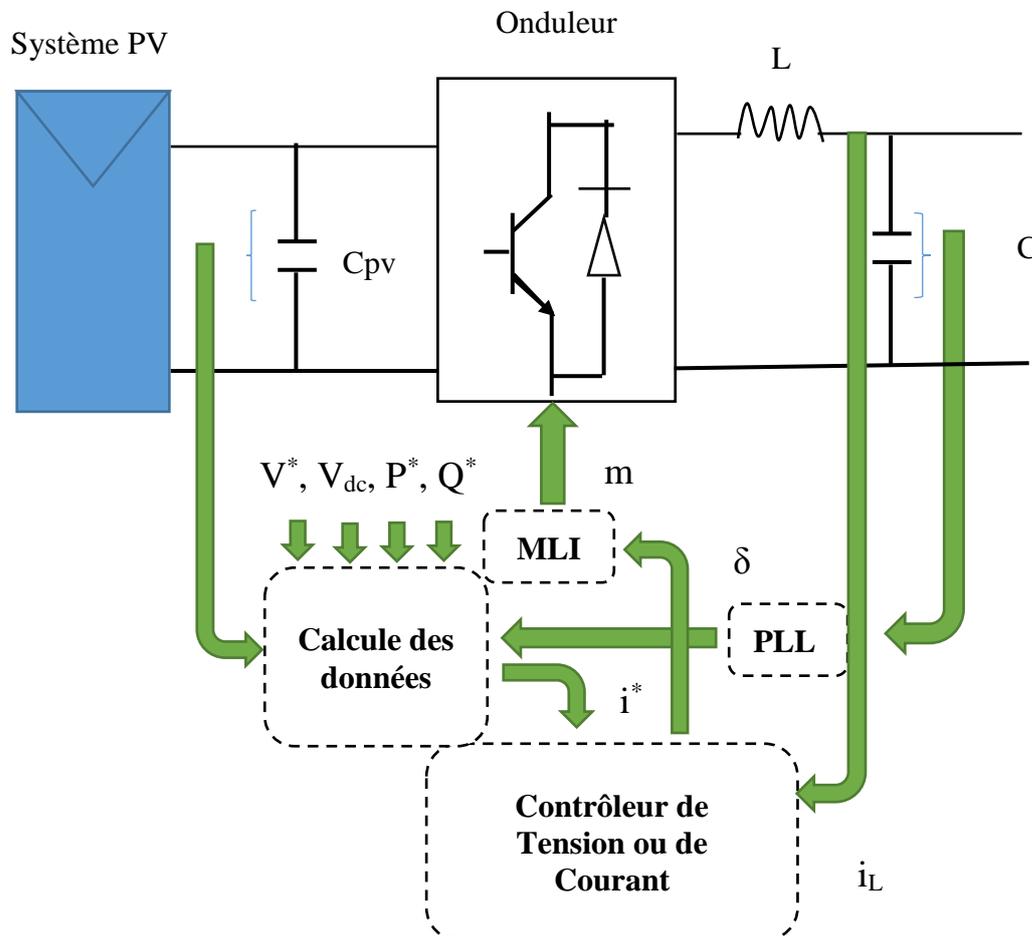


Figure III.7 : Diagramme de contrôle stratégique d'un onduleur

III.6. Les différentes méthodes de contrôle

Dans la littérature [YAN-20] , il existe plusieurs méthodes et théorèmes de contrôle des onduleurs PV connectés au réseau, toutes ces méthodes sont classées selon plusieurs critères, à savoir le temps de réponse, la précision de contrôle, la réduction de THD, la régulation de la tension DC...

Dans cette section, nous allons présenter quelques méthodes de contrôle et leurs effets sur la régulation des différents paramètres de fonctions, tel que la puissance active, réactive, la tension et la fréquence. Les principales méthodes de contrôle sont présentées dans le tableau-ci dessous :

Tableau (III.1) : Les différentes méthodes de contrôle des onduleurs

| Contrôles stratégiques des onduleurs | | | | |
|--|-------------------------------|---|--------------------------------------|---------------------|
| Référence de trame | Contrôle de puissance | | Commande de boucle interne | |
| Cadre de référence de rotation synchronisée (dq méthode) | Avec communication | Sans communication | Commande de tension | Commande de courant |
| Cadre de référence fixe (control $\alpha\beta$) | Commande maître/esclave | Statisme de puissance /fréquence (P/f) | Contrôle PID/PI | |
| Cadre de transformation naturelle (control abc) | Partage moyen de courant | Statisme de puissance /tension (P/V) | Contrôle résonant proportionnel (PR) | |
| | Contrôle de chaine circulaire | Injection des signaux en fonction de la fréquence | Contrôle Dead-Beat | |
| | Commande répartie | Tension basé sur le statisme (VBD) | Contrôle prédictif de modèle | |
| | | | Comande à hystérésis | |
| | | | Controleur répétitif | |
| | | | Commande de réseau de neurone | |
| | | Commande de mode de glissement | | |

Dans la section suivante, nous ferons une analyse des méthodes les plus utilisées pour les onduleurs, la méthode dq et la méthode de puissance instantanée. Chaque méthode sera présentée et étudiée et on termine par une comparaison de ces deux méthodes.

III.6.1. La Méthode dq

Cette méthode de contrôle appelé aussi dq courant, utilise la transformation de park (abc-dq) pour transformer les formes d'ondes des références de tension et de courant du réseau en un cadre de référence qui tourne de manière synchrone avec la tension du réseau [YAN-20]. Cette méthode est composée de deux boucles, une boucle de tension DC et une boucle de courant interne [TUY-04]. Dans le premier cas, le contrôleur DC permet de réguler la tension DC à l'entrée de l'onduleur afin de maintenir l'échange de puissance entre le champ PV et le réseau, la deuxième boucle de contrôle permet de synchroniser la tension de sortie de l'onduleur avec le réseau. Le contrôleur PI est utilisé dans cette méthode.

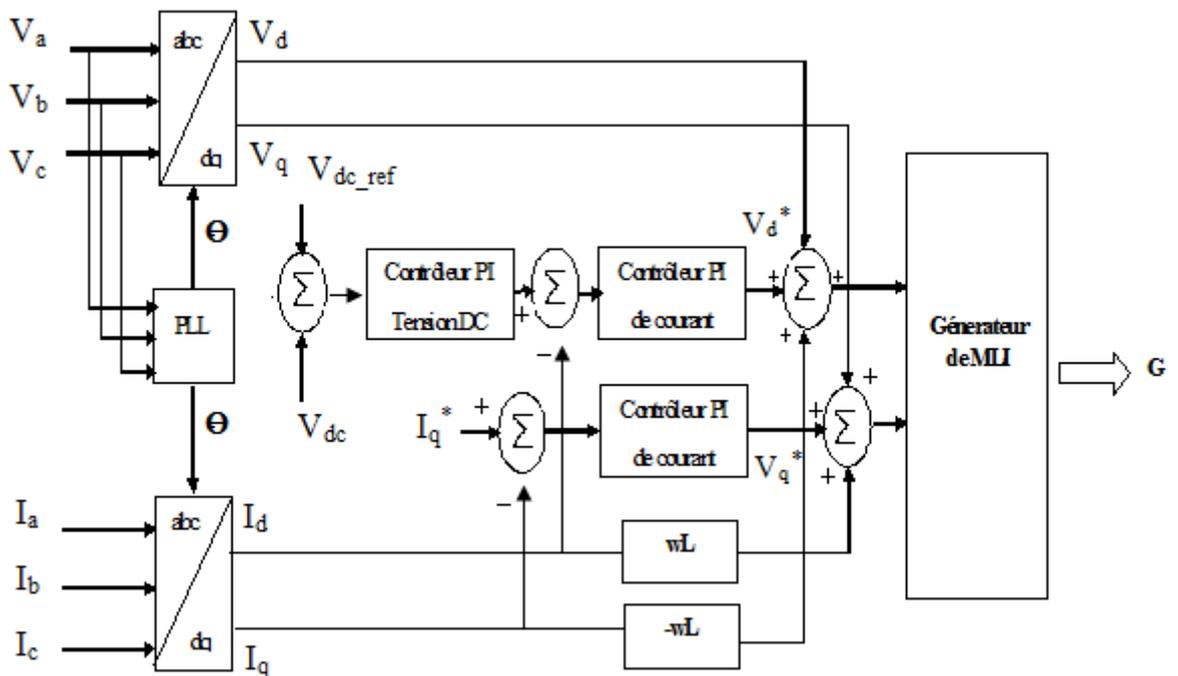


Figure III.8 : Commande générale d'un VSI triphasé avec la commande de cadre de rotation synchrone

La transformation des signaux abc en signaux dq0 sont donnée par l'expression suivante :

$$\begin{bmatrix} I_q, U_q \\ I_d, U_d \\ I_0, U_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin\theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a, U_a \\ I_b, U_b \\ I_c, U_c \end{bmatrix} \quad (III.1)$$

Avec, θ est l'angle de phase, l'information de l'angle est obtenue par le bloc PLL. La transformation inverse de dq0 en abc est donnée par :

$$\begin{bmatrix} I_a, U_a \\ I_b, U_b \\ I_c, U_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_q, U_q \\ I_d, U_d \\ I_0, U_0 \end{bmatrix} \quad (III.2)$$

Pour simplifier les calculs des composantes homopolaires dans les équations (III.1), (III.2) peuvent être ignorés dans les systèmes triphasés.

III.6.2. Méthode de contrôle $\alpha\beta$

Cette méthode appelée aussi p-q théorème, selon le théorème des puissances active et réactive instantanées, les tensions et les courants mesurés sont transformés du système de référence a,b,c en un système de référence α - β , cette transformation appelée Clark.

Cette méthode de contrôle permet d'injecter non seulement la puissance active et réactive, mais aussi de compenser la puissance réactive causée par les charges non linéaires et d'améliorer la qualité d'énergie par l'élimination des harmoniques.

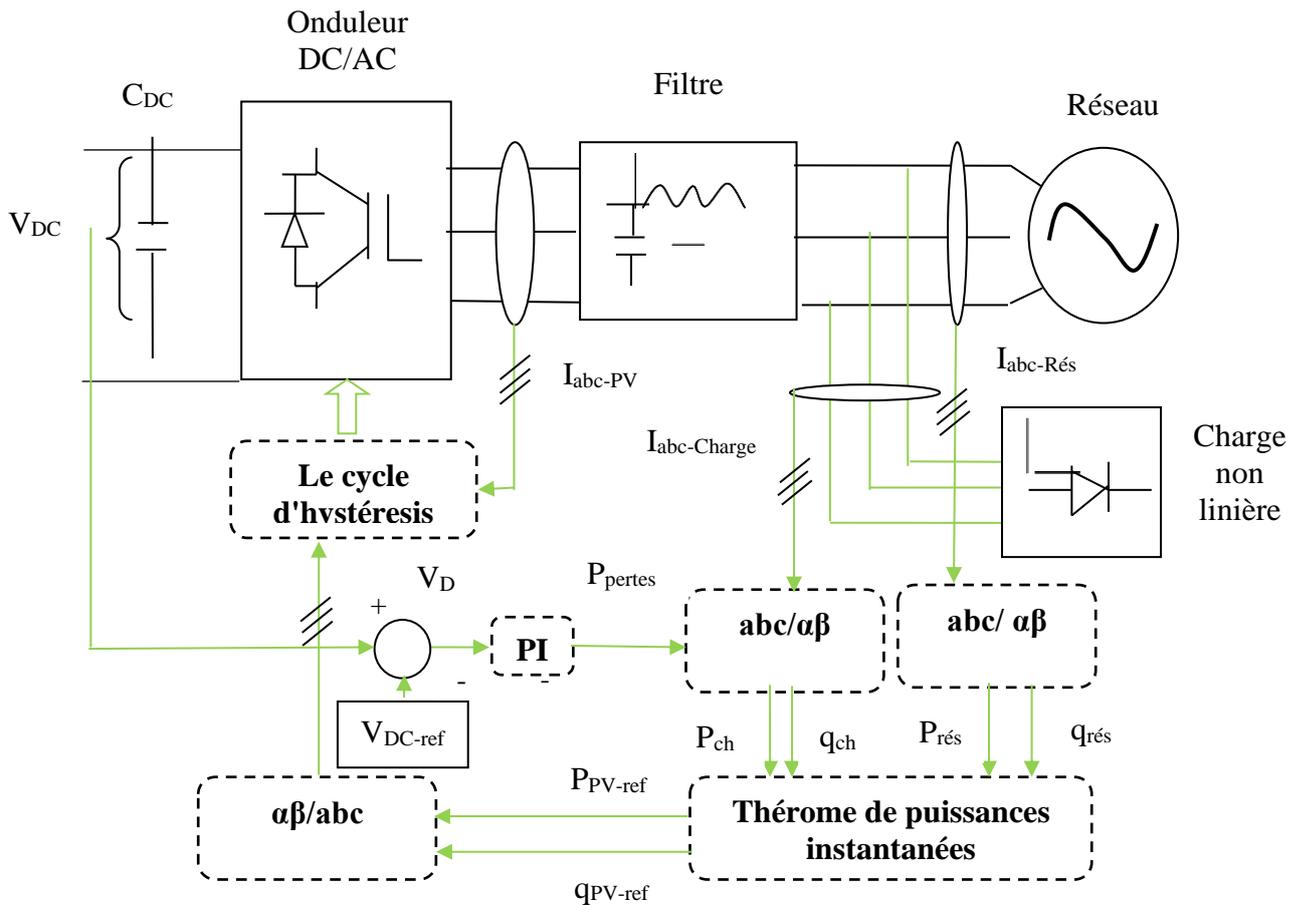


Figure III.9 : Diagramme de contrôle de la méthode de puissance instantanée

Les signaux d'entrée pour ce contrôleur incluent les tensions du réseau $V_{abc \text{ réseau}}$, les courants de la charge non linéaire $I_{abc \text{ charge}}$, les courants de sortie de l'onduleur $I_{abc \text{ ond}}$, le courant injecté au réseau $I_{abc \text{ réseau}}$, et la tension DC V_{DC} [TUY-04]. L'échange de puissance entre la charge, l'onduleur PV et le réseau peut être exprimé comme suite:

$$\begin{cases} p_{Ch} = p_{PV} + p_{rés} \\ q_{Ch} = q_{PV} + q_{rés} \end{cases} \quad (\text{III.3})$$

En utilisant la transformation de Clark, la puissance instantanée réelle (p_{ch}) et la puissance instantanée imaginaire (q_{ch}) de la charge peuvent être calculées par les équations (III.4,5) :

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha}(i_{\alpha}) \\ v_{\beta}(i_{\beta}) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a(i_{ach}) \\ v_b(i_{bch}) \\ v_c(i_{cch}) \end{bmatrix} \quad (\text{III.4})$$

$$\begin{bmatrix} p_{Ch} \\ q_{Ch} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\alpha} & v_{\beta} \\ -v_{\beta} & v_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha} \\ i_{\beta} \end{bmatrix} \quad (\text{III.5})$$

La puissance réelle et imaginaire comprend deux parties, une composante moyenne \sim , et une composante oscillation $-$, [TUY-04], selon l'expression (III.6) :

$$\begin{cases} p_{Ch} = \widetilde{p}_{Ch} + \overline{p}_{Ch} \\ q_{Ch} = \widetilde{q}_{Ch} + \overline{q}_{Ch} \end{cases} \quad (\text{III.6})$$

Pour éliminer les harmoniques causées par la charge non linéaire, les courants des références de l'onduleur doivent être développés, avant cela, il faut extraire les équations des puissances actives et réactives instantanées simplifiées [TUY-04].

$$P_{PV-ref} = P_{Ch} - \overline{P}_{rés} + \overline{P}_{perte} \quad (\text{III.7})$$

$$q_{PV-ref} = q_{Ch} - q_{rés} \quad (\text{III.8})$$

Pour obtenir les références des courants de l'onduleur PV en fonction des puissances instantanées, la méthode inverse de transformation de Clarck doit être appliquées :

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha PV-ref} \\ i_{\beta PV-ref} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\alpha} & v_{\beta} \\ -v_{\beta} & v_{\alpha} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_{PV-ref} \\ q_{PV-ref} \end{bmatrix} \quad (\text{III.9})$$

Finalement, pour contrôler les interrupteurs commandables de l'onduleur, les références des

courants doivent être transformés en système de coordonnées abc selon l'équation (III.10) :

$$\begin{bmatrix} i_{aPV-ref} \\ i_{bPV-ref} \\ i_{cPV-ref} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{aref} \\ i_{bref} \end{bmatrix} \quad (III. 10)$$

III.6.3. Les résultats de simulation

Pour effectuer la simulation, on a divisé le temps en deux parties, la première partie de [0-0.1s] où l'onduleur est contrôlé par la méthode dq, dans la deuxième partie de [0.1-0.2s] l'onduleur est contrôlé par la méthode $\alpha\beta$. Le modèle utilisé est un générateur PV de 12KW connecté au réseau par l'intermédiaire d'un hacheur et d'un onduleur. Pour générer des harmoniques sur le réseau une charge non linéaire du type redresseur est utilisée.

La commande utilisée pour MPPT est P&O. les différents équipements de ce modèle sont présentés sur le tableau (III.2) :

Tableau (III.2) : Les différents paramètres de ce modèle

| Les systèmes | Les composants | Les valeurs |
|--------------|---|--|
| PV | Puissance maximale Pmax Le courant maximal Ipv La tension maximale Vpv | 12 kW 35 A 320 V |
| Hacheur | Condensateur de sortie Cpv | 78.6 μ F |
| L'onduleur | Condensateur de liaison C _{DC} Tension de liaison V _{DC} L filtre R filtre | 154.69 μ F 420 V 5 mH 10 m Ω |
| Le réseau | Tension Fréquence | 260 V 50Hz |

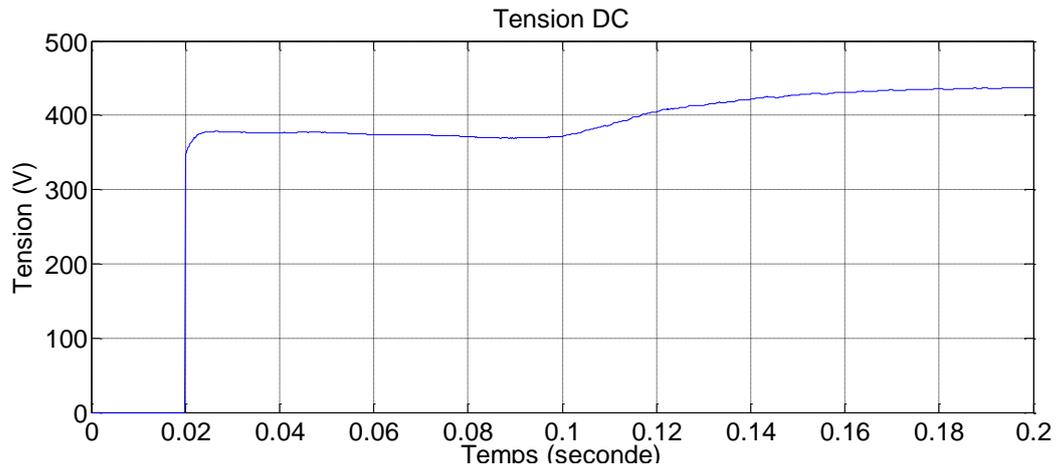


Figure III.10 : L'évolution de la tension de liaison DC

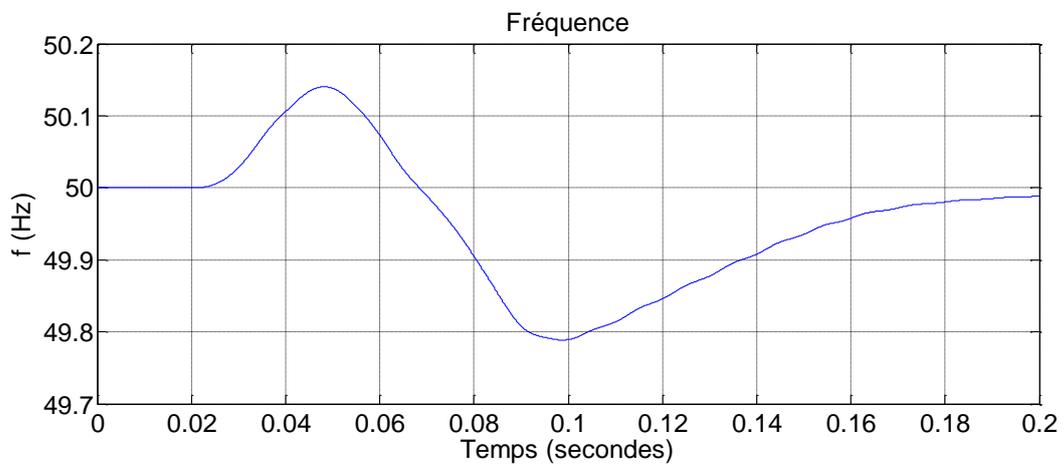


Figure III.11 : L'évolution de la fréquence

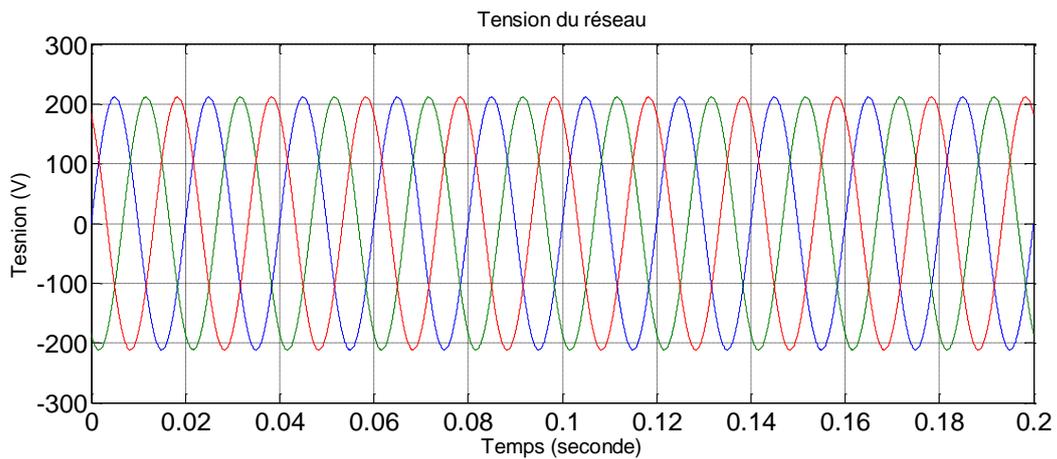


Figure III.12 : La tension du réseau

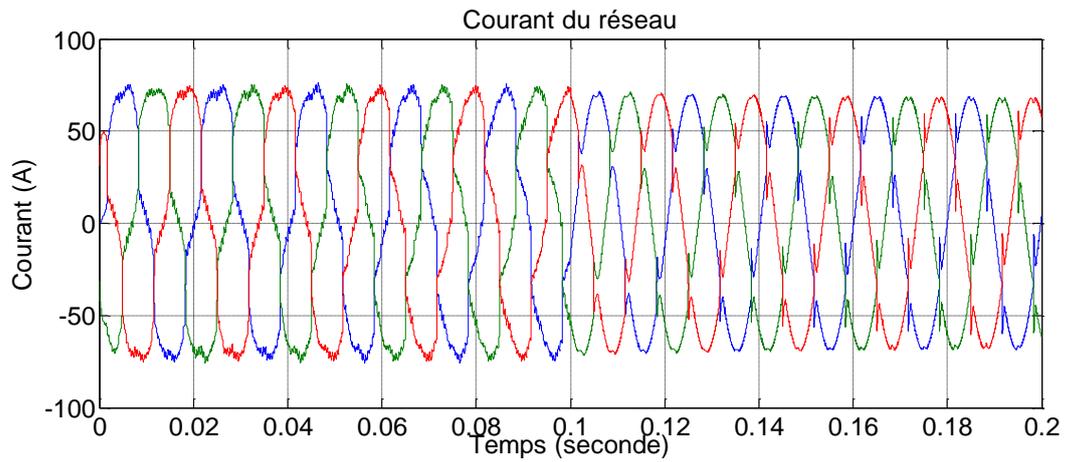


Figure III.13 : Le courant du réseau

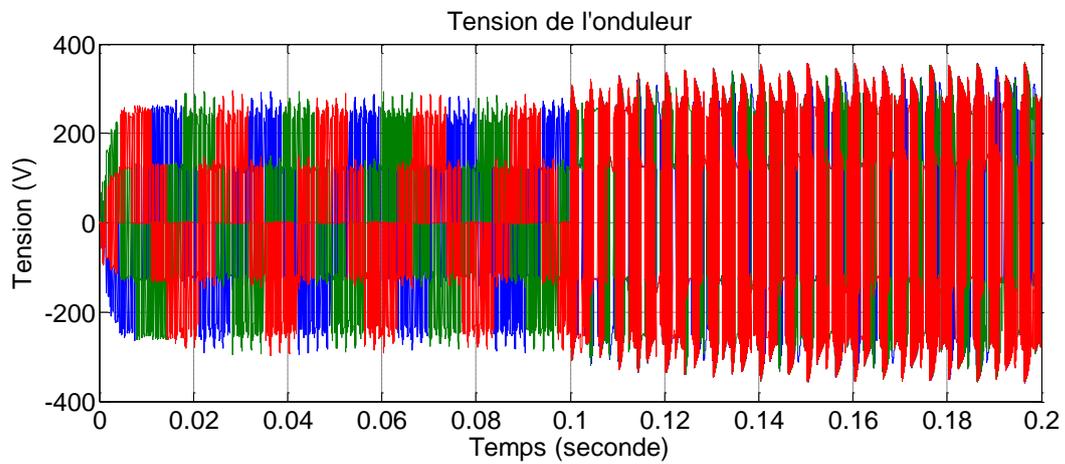


Figure III.14 : La tension à la sortie de l'onduleur

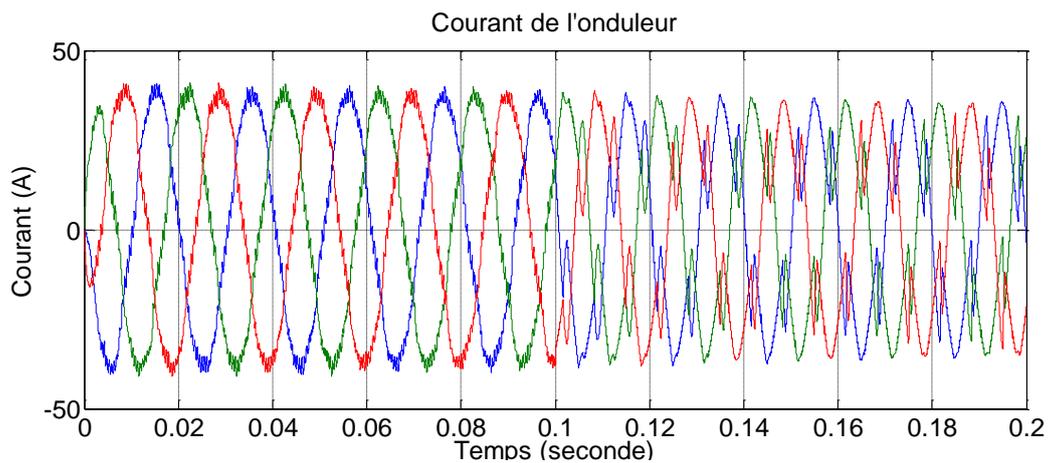


Figure III.15 : Le courant à la sortie de l'onduleur

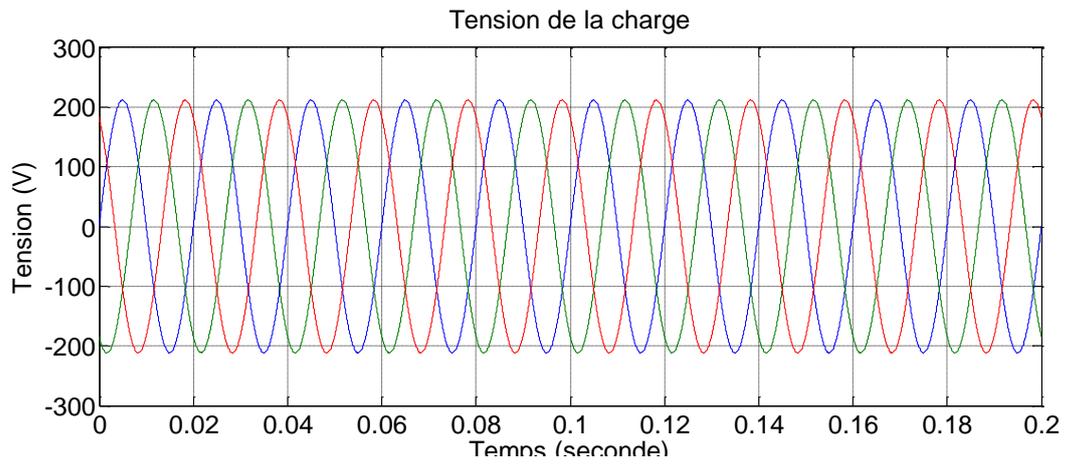


Figure III.16 : La tension de la charge

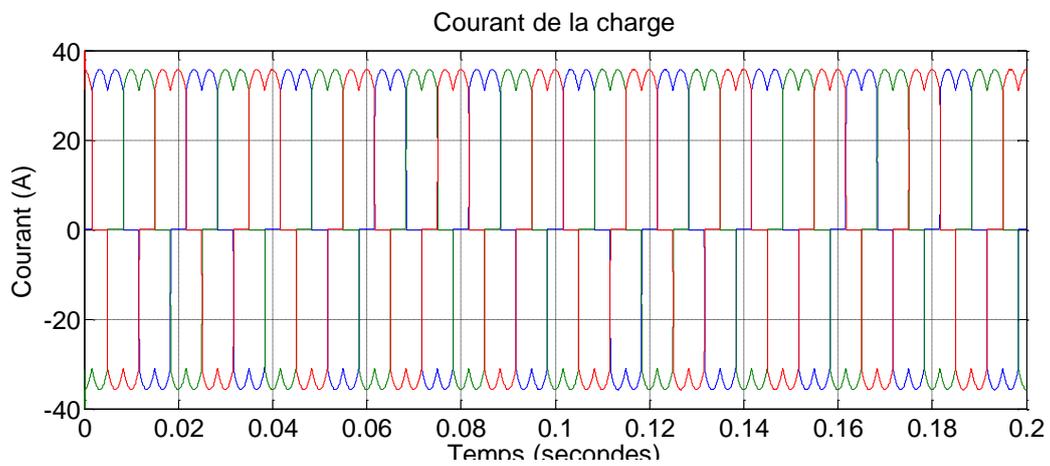


Figure III.17 : Le courant de la charge

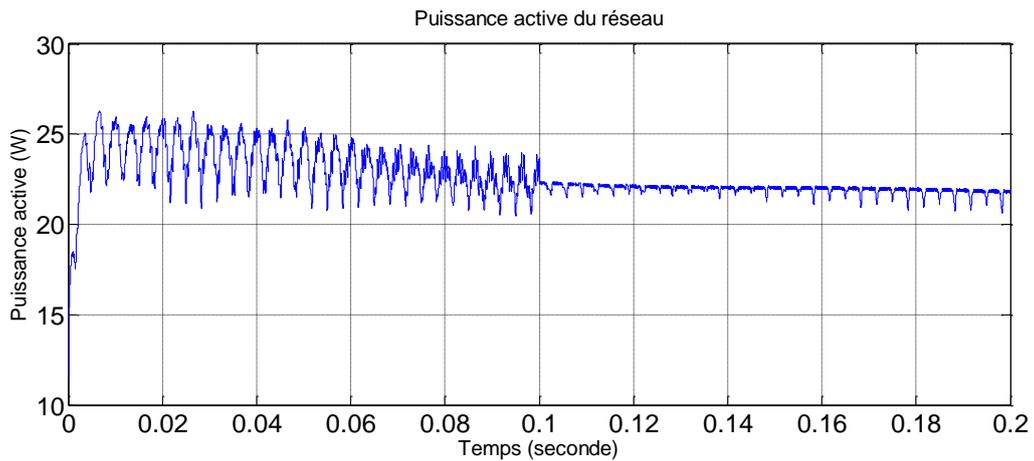


Figure III.18 : La puissance active du réseau

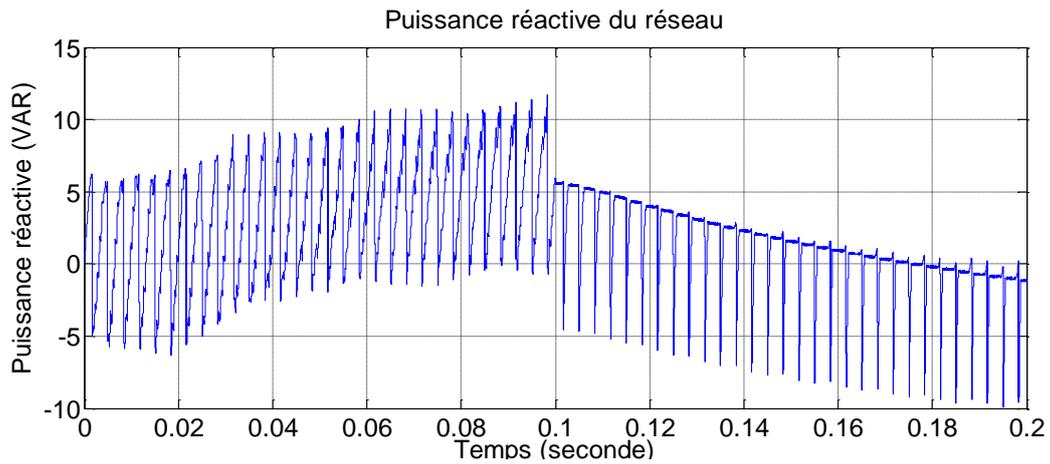


Figure III.19 : La puissance réactive du réseau

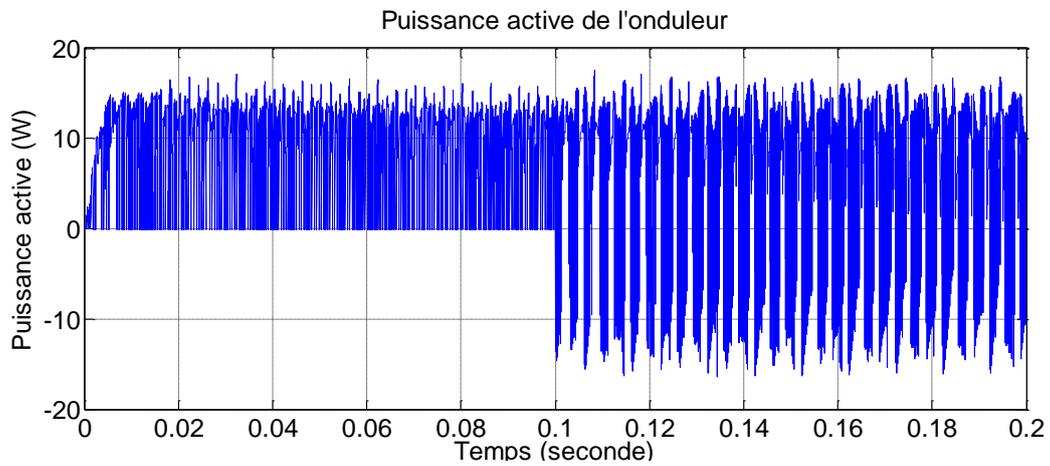


Figure III.20 : La puissance active a la sortie de l'onduleur

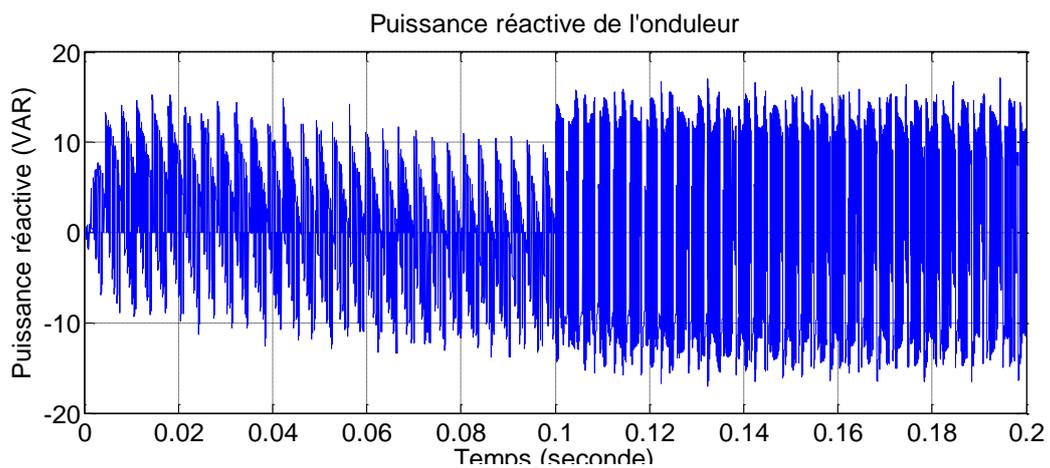


Figure III.21 : La puissance réactive a la sortie de l'onduleur

III.6.4. Discussion et diagnostics

D'après les différentes figures de simulations ci-dessus, nous pouvons constater que les résultats obtenus par la méthode $\alpha\beta$ sont meilleurs que la méthode dq. On peut déduire les remarques suivantes :

- La déviation de la fréquence est grande dans la méthode dq par rapport la méthode $\alpha\beta$, dans les deux cas la fréquence n'est pas stable, figure (III.11). En général, les méthodes de contrôle sont incapables de stabiliser la fréquence si l'événement est important.
- La tension de liaison DC dans le premier intervalle ne suit pas la référence de 425V quoique la méthode dq soit dotée d'une boucle de réglage de tension DC. Par contre la tension DC est presque constante et à la limite de 420V, figure (III.10).
- La forme d'onde de la tension et du courant du réseau et de l'onduleur est mauvaise dans la première partie, par contre on a une amélioration de la qualité de l'énergie dans la deuxième période, figure (III.13,15). Les analyses FFT effectuées pour chaque courant, indiquent que le THD du courant de charge est 35,08% supérieur au courant du réseau et à la sortie de l'onduleur qui sont respectivement égaux à 26,25% et 22,66%.
- La compensation de l'énergie réactive dans le réseau n'est pas réalisée dans la méthode dq mais elle est possible dans la méthode $\alpha\beta$, figure (III.19). La compensation ne peut être réalisée sauf si l'onduleur est capable de fournir l'énergie réactive vers le réseau figure (III.21).
- D'après la comparaison entre les deux méthodes, on constate que celle des puissances instantanée est capable de contribuer à l'amélioration de la qualité d'énergie par la compensation de l'énergie réactive et l'élimination des harmoniques. Mais dans le cas de réglage de la fréquence, les deux méthodes ne donnent pas de bons résultats.

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté quelques méthodes de contrôle des convertisseurs statiques utilisés dans le système PV à savoir les hacheurs et les onduleurs, ces méthodes assurent les échanges de puissance entre le système PV et le réseau. Elles sont différenciées par plusieurs facteurs tels que le réglage de la puissance active, réactive, la tension DC et la fréquence. on a pris deux méthodes de contrôle des onduleurs et on a procédé à une comparaison entre les deux, et cela pour constater les capacités de chaque méthode.

D'après les résultats obtenus de la simulation et modélisation, on peut constater que la fréquence n'est pas stable, il faut d'autres systèmes supplémentaires pour le réglage de ce paramètre.

Chapitre IV

**Régulation de La Fréquence dans Les
Systèmes Photovoltaïques par un
Système de Stockage**

IV.1 Introduction

L'intégration de l'énergie PV dans le réseau électrique engendre plus de déviation de la fréquence par rapport à l'énergie classique, c'est pourquoi le réglage classique ne suffit pas, un contrôle supplémentaire doit être intégré afin de stabiliser la fréquence. Le réglage classique de la fréquence est basé spécialement sur les réserves chaudes et froides dans le réseau. Dans le cas des systèmes PV, l'intégration des systèmes de stockage est indispensable pour soutenir l'énergie PV et éliminer la déviation de la fréquence. Les installations de stockage sont utilisées aussi comme des sources d'électricité dans le réseau si leur capacité est importante.

Dans ce chapitre, les batteries sont utilisées pour le réglage de la fréquence du système PV et la maintenir dans une plage bien définie. En général, ce n'est pas facile de choisir la capacité nécessaire des batteries, plusieurs paramètres entrent en jeu comme la durée de réglage et la précision voulue. Dans ce travail, nous allons choisir plusieurs capacités et voir les différents résultats.

IV.2 Stockage de l'énergie l'électrique

IV.2.1 La nécessité de stockage de l'énergie

L'énergie électrique est de nature qui n'est pas stockable, car l'énergie produite par les centrales électriques doit être consommée immédiatement. Jusqu'à nos jours, plusieurs recherches ont étudié la possibilité d'emmagasiner des puissances importantes mais cela n'a pas donné les résultats désirés. D'autre part, le décalage du temps entre la production et la consommation d'énergie est parmi la problématique la plus importante dans le réseau, l'augmentation de cet écart provoque la dégradation de la stabilité du réseau. Afin de réduire l'écart du temps ou la différence des puissances, le dispatcheur a recours aux systèmes de stockage pour compenser ou injecter les puissances nécessaires.

Actuellement, il existe des grandes installations de stockage d'énergie connectées au réseau opérationnel à travers le monde, ces installations donnent une flexibilité au réseau [RIF-27]. Les différents systèmes de stockage sont présentés dans la figure (IV.1).

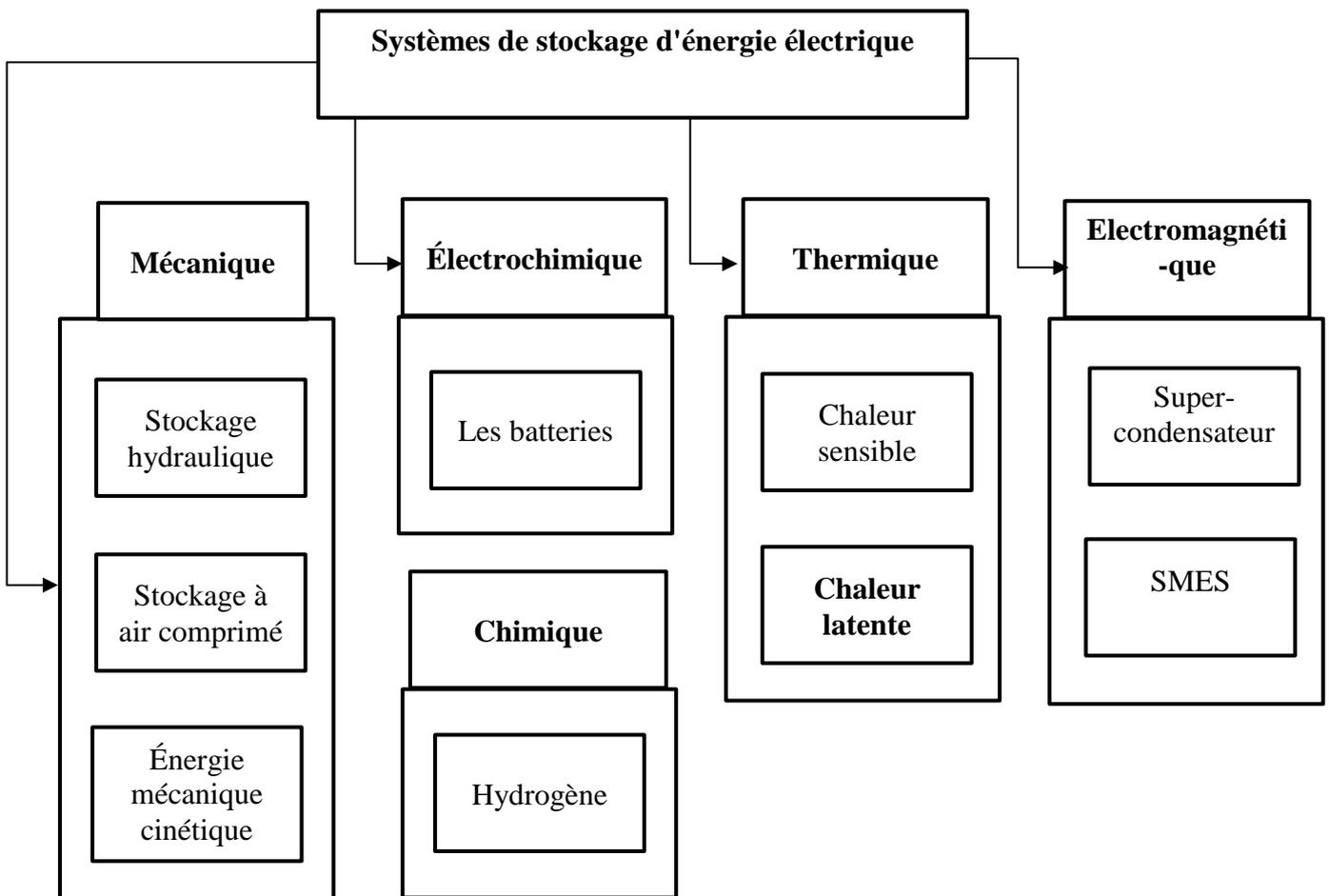


Figure IV.1 : Classification des systèmes de stockage d'énergie électrique selon la forme d'énergie [IEC-36]

IV.2.2. Les différents systèmes de stockage de l'énergie

Il existe plusieurs systèmes de stockage qui utilisent différentes technologies et méthodes, ces systèmes permettent de stocker directement ou indirectement l'énergie électrique [RIF-27]. Dans le cas de stockage direct, l'énergie est emmagasinée sous différentes formes durant la période de faible demande d'énergie, cette énergie est restituée sous forme électrique en cas de besoin, les principaux équipements de stockage les plus utilisés sont les batteries. Par contre, dans le cas de stockage indirect, l'énergie emmagasinée peut être classée en quatre catégories : mécanique, électrochimique et électrostatique, thermique et thermochimique, chimique, par la suite toutes ses formes se transforment en électricité. Les différents systèmes de stockage le plus utilisés sont :

IV.2.2.1. Le pompage turbinage

Le pompage turbinage est un type de centrale hydraulique, ce système appelé aussi les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Le principe de ces installations est de pomper l'eau dans le barrage pendant les heures où la demande est faible et le coût est bas, puis de turbiner l'eau vers les turbines pour produire l'énergie électrique pendant les heures où la demande est forte et le coût est cher. Ces centrales sont plus rentables et efficaces et leur rendement peut atteindre 85% [IEC-36] surtout durant les heures de pointe où le risque de la déviation de fréquence est important. Le grand avantage de ces installations est la rapidité du démarrage.

IV.2.2.2. Stockage d'énergie par air comprimé

Ce système est un autre moyen de stockage de l'électricité mais sous forme d'air comprimé, il est appelé (CAES : compressed air energy storage). Ces installations utilisent le même principe des turbines à gaz mais fonctionnent en air au lieu du gaz. Dans ce système, le compresseur aspire l'air et le stocke dans des grands réservoirs ou cavernes. Ensuite, l'air est extrait du réservoir et acheminé vers la turbine qui va par la suite entraîner l'alternateur pour produire de l'électricité. Parmi les inconvénients de ce type sont les pertes de charges de l'air stocké et le faible rendement qui est inférieur à 50% [IEC-36].

IV.2.2.3. Stockage d'énergie par volant d'inertie

Ce type est appelé système inertiel de stockage d'énergie (SISE), ces installations sont utilisées dans différents domaines d'application et principalement dans la régulation de la fréquence. Ce système de stockage permet d'emmagasiner l'énergie sous forme d'énergie cinétique, il est constitué d'une masse en cylindre creux ou plein qui tourne à une grande vitesse autour d'un axe [IEC-36]. Le volant d'inertie est entraîné par un moteur électrique et un générateur pour accélérer ou décélérer, ainsi ce système convertit l'énergie cinétique en énergie électrique.

IV.2.2.4. Systèmes de stockage électrochimique

Ce système est une autre technique de stockage de l'énergie électrique, il est utilisé dans différents secteurs d'activité comme la contribution dans les services axillaires du réseau. Dans ce type de stockage, l'énergie chimique est convertie en énergie électrique grâce à la réaction électrochimique, les principaux équipements dans ce type sont les batteries. Il existe plusieurs types de batteries telles que le plomb-acide, nickel-cadmium, nickel-hydrure métallique, lithium-ion, lithium-polymère, etc. La batterie est constituée de deux électrodes contenant des

ions, les électrodes contenant des protons sont séparées par des membranes. L'échange des charges à l'intérieur de la batterie permet de générer ou d'absorber le courant électrique. Afin de produire la quantité voulue, les groupes des batteries sont connectés en série/parallèle. Il existe aussi des grandes stations de stockage constitué des groupes des batteries. Parmi les types de stockage électrochimique sont les batteries à circulation, ce type est développé pour produire des puissances stationnaires plus grandes adaptées pour les applications industrielles [IEC-36].

IV.2.2.5. Stockage sous forme d'hydrogène

L'hydrogène est un gaz utilisé dans plusieurs applications telles que les voitures, l'industrie et la production d'électricité. Il y a deux types de stockage de l'hydrogène soit par thermolyse de l'eau ou par conversion thermochimique de la biomasse. La production de l'électricité se fait par un système qui convertit l'énergie chimique en énergie électrique, ce système est appelé la pile à combustible. Dans le marché, il existe plusieurs technologies de piles à combustible tel que : à électrolytes acides comme les PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell), DMFC (Direct Methanol Fuel Cell), les PAFC (Phosphorique Acid Fuel Cell) et à électrolytes basiques comme les AFC à potasse liquide (Alkaline Fuel Cell), les MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell), les SOFC (Solid Oxyde Fuel Cell). Les piles à combustible peuvent atteindre des puissances importantes de l'ordre de MW, mais ce type de production ne réussit pas à concourir les moyens de productions d'électricité à cause le risque de stockage d'hydrogène qui peut provoquer des explosions et des dégâts humains et matériels.

Dans cette section, nous avons examiné les différentes techniques de stockage d'électricité, ces types sont utilisés dans différentes applications et secteurs. L'efficacité de ces types dépende de plusieurs facteurs tels que, le rendement de l'installation, la durée de décharge, le coût du système, le temps de réponse. Dans ce chapitre, nous allons choisir les batteries du type acide plomb comme moyen de réglage de la fréquence dans un mini réseau qui est constitué de système PV et éolien.

IV.3 Le réglage de la fréquence par le système de stockage

Le système de stockage est devenu indispensable dans le réseau moderne, car ce type de réglage augmente la flexibilité et facilite l'échange de puissance dans le réseau électrique, le mode de stockage que nous allons utiliser dans notre modèle est les batteries, qui présentent les avantages

suivants :

- La rapidité de charger ou de décharger l'écart de puissance.
- Installation simple et facile pour s'intégrer avec le réseau.

En général, les groupes de batteries sont connectés avec les jeux de barres DC par l'intermédiaire de convertisseurs bidirectionnels DC/DC pour l'échange des puissances.

IV.3.1. Les batteries au plomb

La batterie est constituée de plusieurs accumulateurs connectés en série/parallèles afin d'obtenir la puissance nécessaire, dans l'industrie il y a plusieurs types d'accumulateurs tels que les batteries plomb-acide (Pb/acide), Nickel-Cadium (Ni-Cd) et le Lithium-ion (Li-ion)...Etc. Pour les applications PV, les accumulateurs Pb/acide sont les plus utilisés et efficace par rapport aux autres technologies [RIF-27].

IV.3.1.1 Modélisation d'une batterie au plomb

Le circuit équivalent d'une batterie est présenté sur la figure (IV.2), dans ce modèle la chute de tension ohmique et les effets de surtension sont identifiés ensemble [HAD-40].

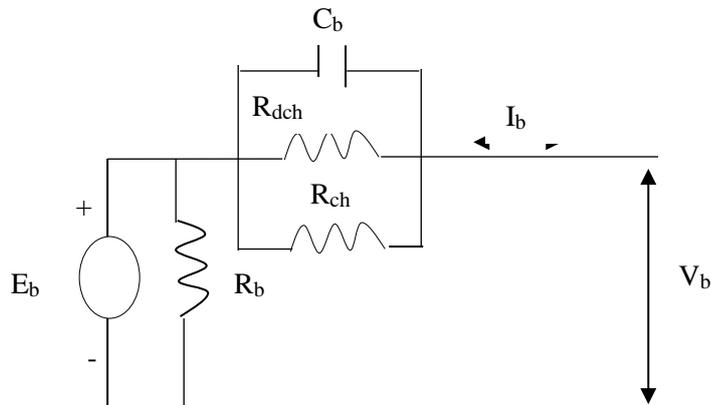


Figure IV.2 : Model équivalent d'une batterie au plomb [HAD-40]

Où

$V_b(t)$: La tension de circuit ouvert

$R(b)$: La résistance interne de la batterie

IV.3.1.2 Charge et décharge de la batterie

La charge et le décharge est une caractéristique importante qui définit la capacité de la batterie.

Le modèle de décharge et de charge de la batterie au plomb est donné par les deux équations (IV.1) et (IV.2) [ADH-12].

$$V_b = V_0 - R * i - K \frac{Q}{Q-it} (it + t^*) + Exp(t) \quad (IV.1)$$

$$V_b = V_0 - R * i - \left[K \frac{Q}{it-0.1Q} \right] i^* - \left[K \frac{Q}{Q-it} \right] it + Exp(t) \quad (IV.2)$$

Ou

V_b : La tension de la batterie (V)

V_0 : La tension constante de la batterie (V)

K : La polarisation constante (V/Ah)

Q : La capacité de la batterie Ah

R : La résistance interne (Ω)

i : Le courant de la batterie (A)

i^* : Le courant filtré (A)

Dans la section suivante, nous allons intégrer un groupe de batterie dans un mini réseau pour le réglage de la fréquence.

IV.4. Configuration d'un système de mini réseau

Dans ce chapitre, nous avons choisi le modèle de mini réseau pour la régulation de la fréquence par un système de stockage constitué d'un bloc des batteries. Ce type du réseau permet de visualiser un grand nombre d'évènements par rapport à un réseau réel, il permet aussi de tester les différents essais dans des conditions réelles. Le mini réseau est un petit réseau d'une capacité inférieure à 100KW, ce modèle est développé aussi en vue de la simulation et la modélisation du réseau électrique.

Le modèle proposé pour la régulation de la fréquence est un mini réseau composé d'un système PV et éolien, un bloc des batteries, un convertisseur DC et un onduleur du type IGBT, l'ensemble est connecté au réseau comme indiquer dans la figure (IV.3).

IV.4.1. Le schéma de fonctionnement

Le modèle proposé analyse l'équilibre de puissance entre les différents systèmes PV, éolien, bloc de stockage et le réseau. Le rôle du bloc de stockage dans ce modèle est de fournir ou compenser la différence de puissance ΔP entre les systèmes PV et éolien et le réseau. L'objectif dans ce travail est la régulation de la fréquence dans le système PV, cette énergie PV est la source principale. Nous avons intégré l'énergie éolienne avec le système PV car il possède quelques caractéristiques similaires à l'énergie PV comme la nature de l'énergie primaire, les

méthodes de contrôle....Etc.

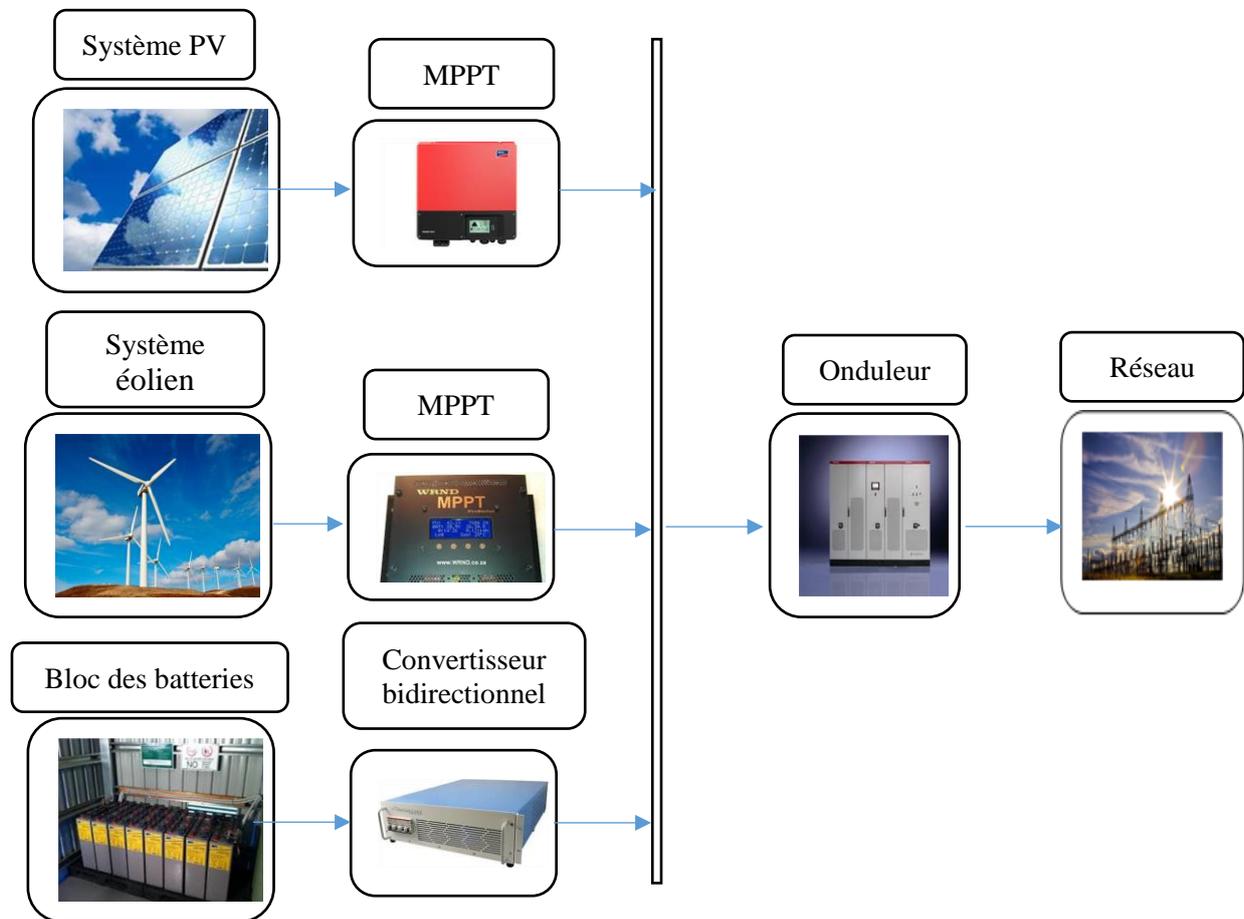


Figure IV.3 : Diagramme du système proposé

IV.4.2 Principe de fonctionnement

La gestion de l'énergie entre les systèmes PV, éolien et le bloc des batteries doit être contrôlée et supervisée, s'il y a un manque de puissance, le système de stockage doit fournir l'énergie nécessaire pour réaliser l'équilibre du mini réseau, par contre s'il y a un excès puissance le système de stockage doit la compenser. L'équation de bilan de puissance donné est par l'équation (IV.3) :

$$P_{DC} - P_{AC} = \Delta P \text{ (IV.3)}$$

Ou :

P_{DC} : La somme des puissances coté DC

P_{AC} : La somme des puissances coté AC

La puissance P_{DC} et P_{AC} est donné par les deux équations respectivement:

$$P_{DC} = P_{PV} + P_{EOL} \quad (IV.4)$$

$$P_{AC} = P_{OND} + P_{CH} \quad (IV.5)$$

Où, P_{PV} est la puissance photovoltaïque, P_{EOL} est la puissance éolienne, P_{OND} est la puissance de l'onduleur et P_{CH} est la somme des charges. On peut réécrire l'équation (IV.3) par l'équation (IV.6) :

$$P_{PV} + P_{EOL} - P_{OND} - P_{CH} = \pm \Delta P \quad (IV.6)$$

Dans la situation normale, ΔP doit être égale à zéro, et l'équation (IV.6) peut se représenter comme suit :

$$P_{PV} + P_{EOL} = P_{OND} + P_{CH} \quad (IV.7)$$

Dans ce modèle, la puissance photovoltaïque PV et éolien sont considérés comme l'énergie produite, par contre la puissance P_{AC} est considérée comme l'énergie consommée. Dans une situation normale, les deux puissances doivent être égales pour l'équilibre du mini réseau (IV.7), mais si l'un des deux systèmes varie, nous devons fournir la puissance nécessaire.

IV.4.3 Configuration de différents systèmes

D'après la figure (IV.3), le système de mini réseau est constitué de trois systèmes principaux, le photovoltaïque, l'éolien et le bloc des batteries. Pour bien détailler ce modèle, nous allons expliquer chaque système à part.

IV.4.3.1 Le système PV

Ce système n'est pas expliqué dans cette section parce qu'il est bien détaillé dans le chapitre I.

IV.4.3.2 Le système éolien

Ce type d'énergie renouvelable permet de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. L'éolienne ou l'aérogénérateur est une chaîne qui se compose d'une turbine, multiplicateur, générateur et un onduleur [GER-29].

La puissance produite ou récupérable par l'éolien est donnée par l'expression suivante :

$$P_{cin} = \frac{1}{2} * C_p * \rho * \pi * R_p^2 * V^3 \quad (VI.8)$$

P_{cin} : La puissance cinétique

- C_p : Le coefficient aérodynamique
 ρ : La masse volumique de l'air
 π : Le constante d'Archimède
 V : Vitesse du vent en m/s

Le coefficient de puissance dépend de la vitesse de rotation et la vitesse du vent. C_p est généralement donné comme une fonction de λ [GER-29], le rapport de la vitesse périphérique de la turbine et la vitesse du vent est donnée par l'équation :

$$\lambda = \frac{R_p * \Omega}{V} \quad (IV.9)$$

Ou Ω est la vitesse angulaire de rotation de la turbine.

IV.5. La méthode de contrôle proposée

IV.5.1. Le principe de réglage

Dans notre modèle, nous allons utiliser les batteries comme moyen de réglage de la fréquence. En général la capacité des systèmes est aussi en fonction de la capacité du réseau.

Le principe de réglage est comme suit :

- Si la puissance DC est supérieure à la puissance AC ($P_{DC} \geq P_{AC}$), le système est en sur-fréquence
- Si la puissance DC est inférieure à la puissance AC ($P_{DC} \leq P_{AC}$), le system est en sous-fréquence
- Si la puissance DC est égale à la puissance AC ($P_{DC} = P_{AC}$), le systeme est en fréquence normale (50Hz)

D'après les trois cas cités en dessus, on peut constater que le système doit fonctionner toujours à la fréquence de 50Hz. Afin d'ajuster la fréquence à cette valeur, on doit soit compenser la puissance en cas de sur fréquence ou de fournir la puissance en cas de sous fréquence, ce programme est présenté dans l'organigramme, figure (IV.4).

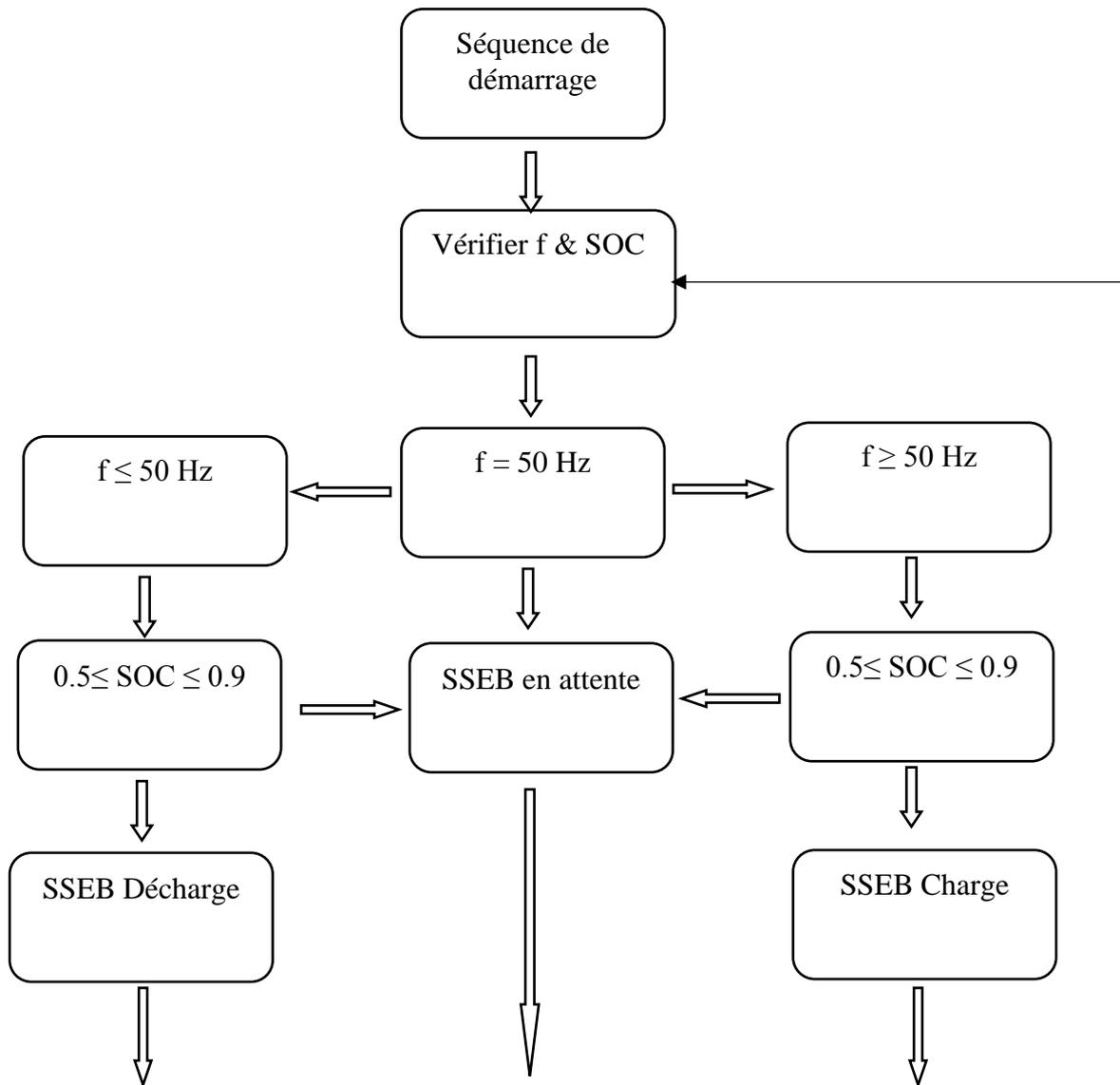


Figure IV.4 : Organigramme des modes de fonctionnement de système de stockage

IV.5.2. Description de la méthode de contrôle

Pour le contrôle de la fréquence dans notre modèle, nous avons utilisé la méthode de contrôle proportionnelle intégrale qui plus répandue dans ces systèmes. La conception de cette méthode est base un contrôleur PI, son rôle est de réduire et minimiser l'erreur de contrôle. Tout d'abord, nous mesurons la fréquence réelle du réseau par un bloc PLL et nous comparons avec la fréquence de référence 50Hz. La fréquence mesurée est considérée comme un feedback dans ce contrôleur. Ensuite, la différence entre la valeur mesurée et désirée est calculée par le

contrôleur PI, afin de réduire l'erreur. En général, l'erreur Δf peut être obtenue par l'équation (IV.10):

$$\Delta f_{error}(n) = f_{mes}(n) - f_{ref}(n) \quad (IV.10)$$

La fréquence mesurée doit passer par un filtre passe-bas afin de lisser le signal, la fréquence générée est donnée par l'équation suivante :

$$f_{moy} = f_{max} * f(s) \quad (IV.11) \text{ Ou}$$

$$f(s) = \frac{0.9}{20s + 1} \quad (IV.12)$$

À la sortie du contrôleur PI, nous pouvons écrire :

$$I_T(n) = I_T(n - 1) + K_P \{ \Delta f_{error}(n) - \Delta f_{error}(n - 1) + K_I \Delta f_{error}(n) \} \quad (IV.13)$$

Ou, K_P indique le gain proportionnel, K_i représente le gain intégral du régulateur de courant, Le signal de sortie $I_T(n)$ est comparée avec l'état de charge SOC ($0,5 \div 0,9$), alors le nouveau signal est utilisé comme entrée pour le bloc de décalage de phase. Enfin les deux signales de sortie sont utilisées pour commander les commutateurs du hacheur DC afin de charger ou décharger la batterie. Pour le bon fonctionnement de la batterie, il faut limiter l'état de charge afin de conserver la durée de vie. Dans notre cas, on a limité la décharge à une valeur 0.5 et la charge à une valeur de 0.9 de la capacité de la batterie. Les étapes de contrôle sont présentées dans la figure (IV.5).

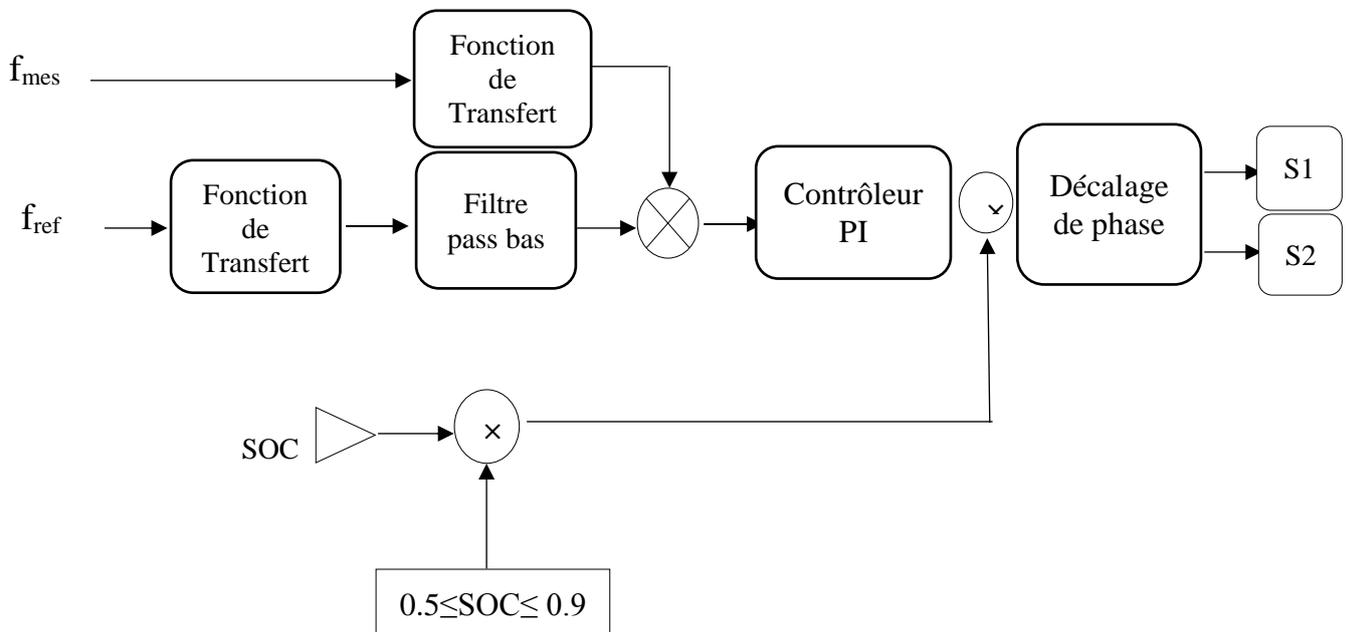


Figure IV.5 : Détail du contrôle SSEE

IV.6. Résultats de simulation et discussion

Dans cette section, le système hybride de mini réseau proposé avec la commande de contrôle est simulé et analysé dans le logiciel Matlab / Simulink afin de valider le modèle proposé et de vérifier la faisabilité de ce système. Les paramètres des différents éléments du mini réseau sont donnés dans le tableau (IV.1).

Dans cette section, nous analysons le système proposé dans six scénarios : situation normale, irradiation PV variable, déséquilibre de la charge, vitesse du vent variable, réseau autonome et enfin déclenchement du système d'énergie. Ces scénarios sont les causes possibles de la perturbation de la fréquence dans le réseau, si la fréquence reste stable dans ces cas, cela confirme que le système ou la commande utilisée pour le réglage de la fréquence est bon sinon il faut utiliser d'autres moyens.

Dans l'analyse de simulation, nous divisons le temps en deux parties, de 0 à 2 s, nous analysons le modèle sans le contrôle proposé, et de 2 à 4s avec celui-ci.

Tableau IV.1. Paramètres du systems

| Système | Les paramètres | Les valeurs |
|----------------------|--|-------------|
| PV | Puissance maximale P _{max} | 10 kW |
| | Le courant maximal I _{pv} | 35 A |
| | La tension maximale V _{pv} | 420 V |
| Eolienne | Maximum power output P _{max} | 8 kW |
| L'onduleur | Condensateur de sortie C _{pv} | 100 µF |
| | Condensateur de liason C _{DC} | 12000 µF |
| | Tension de liaison V _{DC} | 640 V |
| | L filter | 500 mH |
| | R filter | 500 m Ω |
| La batterie | La tension nominale | 280 V |
| | L'autonomie | 6.5 Ah |
| Le réseau électrique | Tension | 380 V |
| | Fréquence | 50 Hz |

IV.6.1. Situation normale

Généralement, lorsque la puissance PV et éolien sont stables dans le mini réseau, la fréquence reste stable avec une légère variation. D'après la figure ((a)-IV.6), nous pouvons voir que dans le premier intervalle (0-2s), la fréquence est un peu variable, dès que le mode de réglage est activé dans le deuxième intervalle (2-4s), la fréquence est améliorée et suit parfaitement la référence 50Hz. La figure ((b)-IV.6), présente l'échange des puissances entre les différentes parties, la puissance du réseau (couleur verte) reste constant.

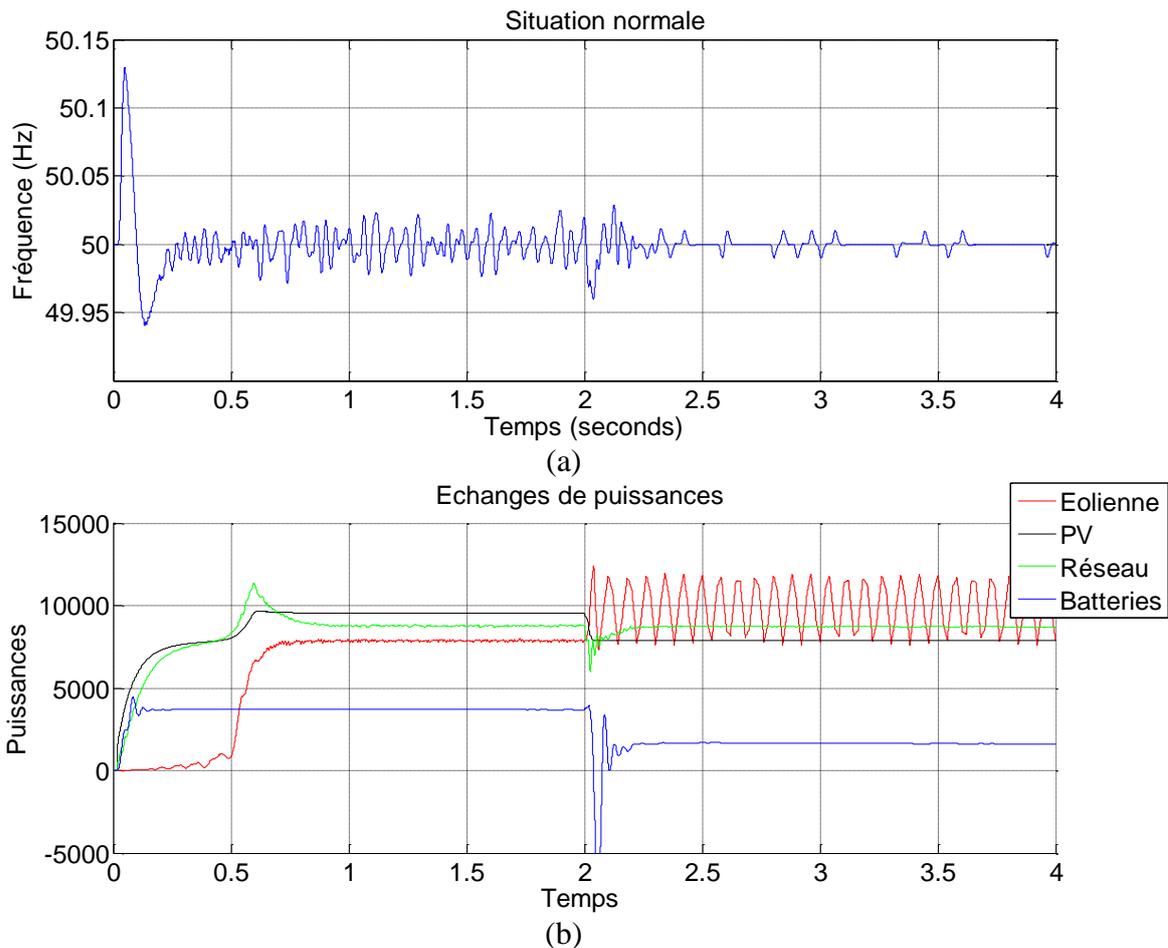


Figure IV.6 : (a) Déviation de fréquence en cas de situation normale, (b) Echange de puissance entre les différentes sources et le réseau

IV.6.2. Irradiation PV variable

L'irradiation solaire est de nature variable pendant la journée et subit dans certaines journées une déviation plus grande à cause du changement du climat. Cette variation influe sur la puissance PV et la fréquence du réseau. Ce scénario est très considérable si la pénétration du système PV est élevée par rapport au système éolien et de stockage dans le mini réseau.

Les résultats de la simulation dans la figure ((a)-IV.7), montrent que la fréquence est améliorée

dans la deuxième période (2-4s) quoique l'éclairement soit variable. D'autre part, la figure ((b)-IV.7) montre l'équilibre de la puissance et le partage parfait entre les différents systèmes dans le mini réseau. On peut constater que malgré la puissance PV est variable, la puissance côté réseau reste stable et la charge est alimentée avec une puissance de 900W. Cela est dû au partage de puissance par le système de stockage, lorsque la puissance PV augmente ou diminue, la batterie doit suivre ce changement et charge ou décharge respectivement afin de compenser la différence de puissance causée par la puissance PV.

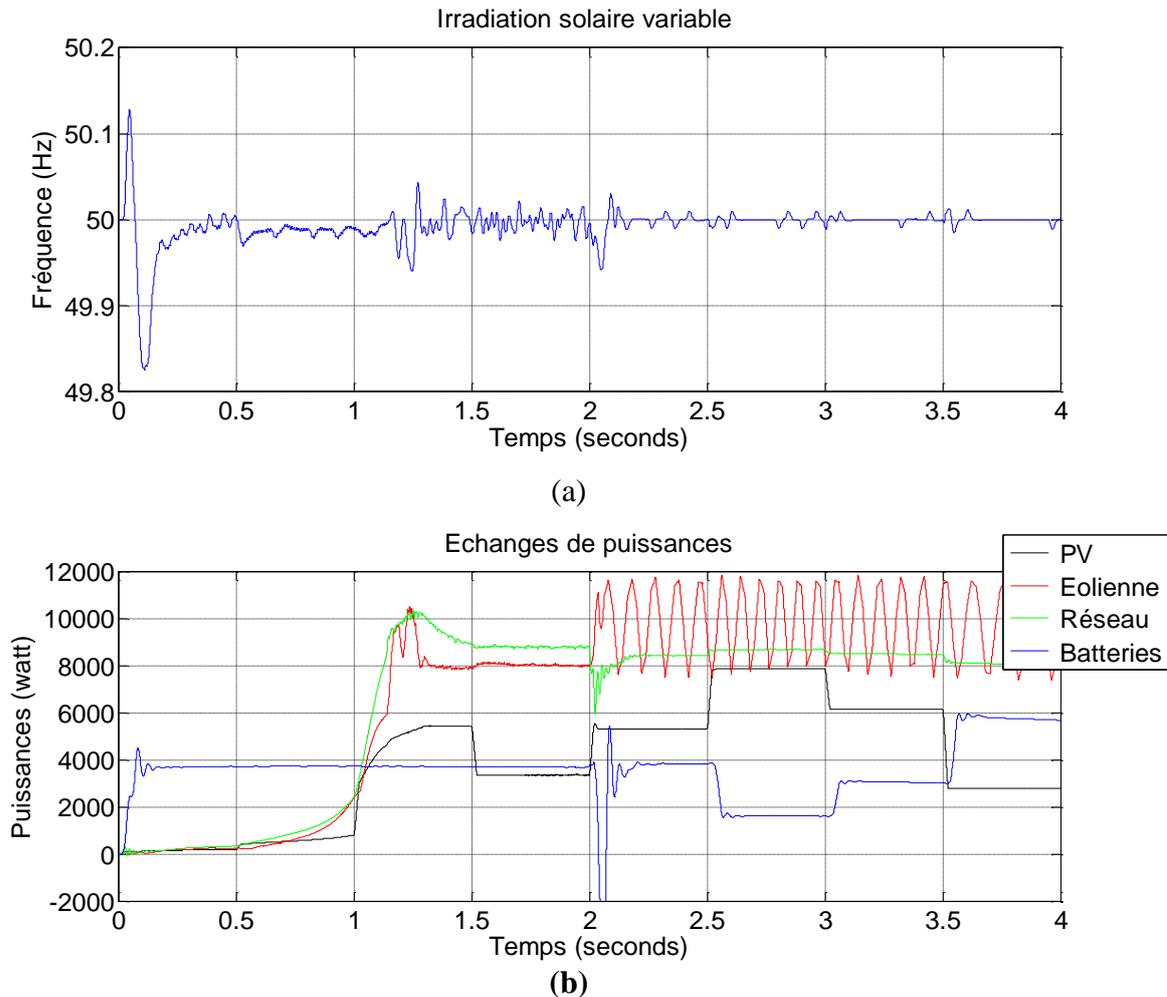


Figure IV.7 : Déviation de la fréquence en cas d'irradiation solaire variable, (a) avec et sans le contrôle, (b) Partage de puissances

IV.6.3. Vitesse du vent variable

La variation de l'intensité du vent a les mêmes conséquences sur la variation de la fréquence comme le cas de l'énergie PV. Afin de réaliser ce teste, nous avons alimenté l'éolienne par une densité de vent variable. La fréquence dans ce scénario reste stable dans la deuxième période, figure ((a)-IV.8) et l'échange de puissance est fonctionné normalement ((b)-IV.8).

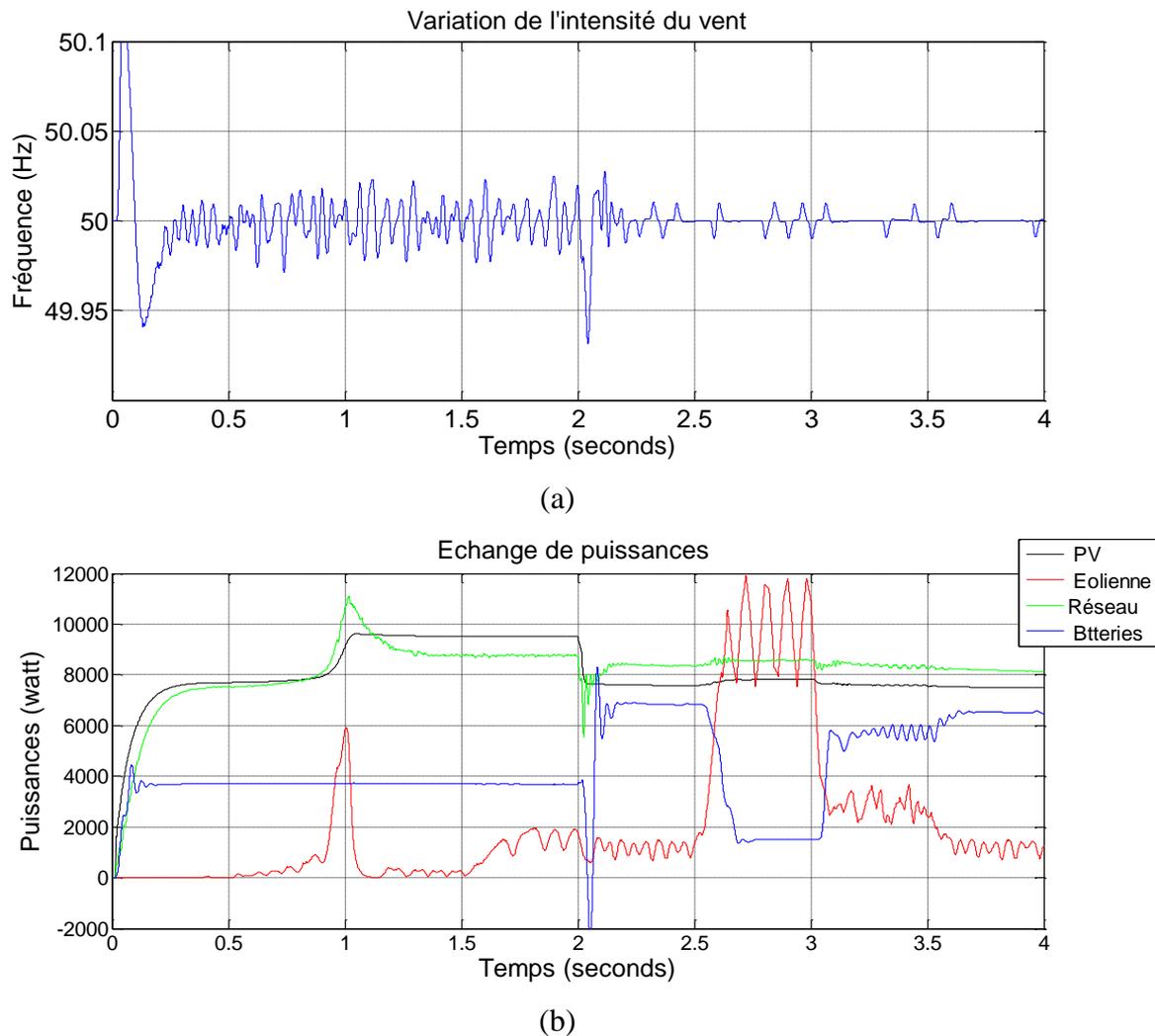


Figure IV.8 : Déviation de la fréquence en cas de variation de l'intensité du vent, (a) avec et sans le contrôle, (b) Partage de puissances

IV.6.4. Des charges variables

Ce phénomène est habituel dans le réseau électrique et influe négativement sur l'équilibre du réseau si cette variation est importante. Le rôle du contrôle dans ce cas est de stabiliser la fréquence du réseau lorsque la charge fluctue. Dans ce mode, nous avons utilisé quatre charges déséquilibrées de 4 kW qui se sont connectées et déconnectées automatiquement chaque 1s.

Dans la figure ((a)-IV.9), le pic de fréquence est la conséquence de la connexion ou la déconnexion des charges, si le disjoncteur de charge est ouvert, cela provoque la sur-fréquence et si le disjoncteur est fermé, cela provoque la sous-fréquence.

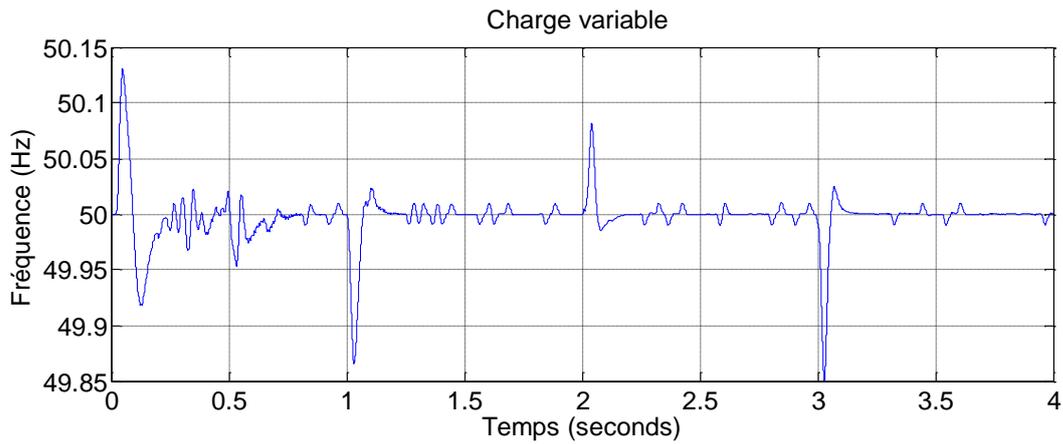


Figure IV.9 : Déviation de la fréquence en cas de déséquilibres des charges

IV.6.5. Réseau autonome

Dans ce cas, le disjoncteur principal AC est ouvert afin de séparer le système hybride par rapport le réseau. Pour tester ce scénario, nous avons utilisé un disjoncteur après le filtre AC, qui s'ouvre et se ferme à [0.5 1.5] et [2.5 3.5s] respectivement. Dans cette situation, le système PV, éolienne et de la batterie fonctionne comme un mode d'îlotage et contrôle lui-même la fréquence. La figure (IV.10), montre une amélioration de la fréquence dans la deuxième période

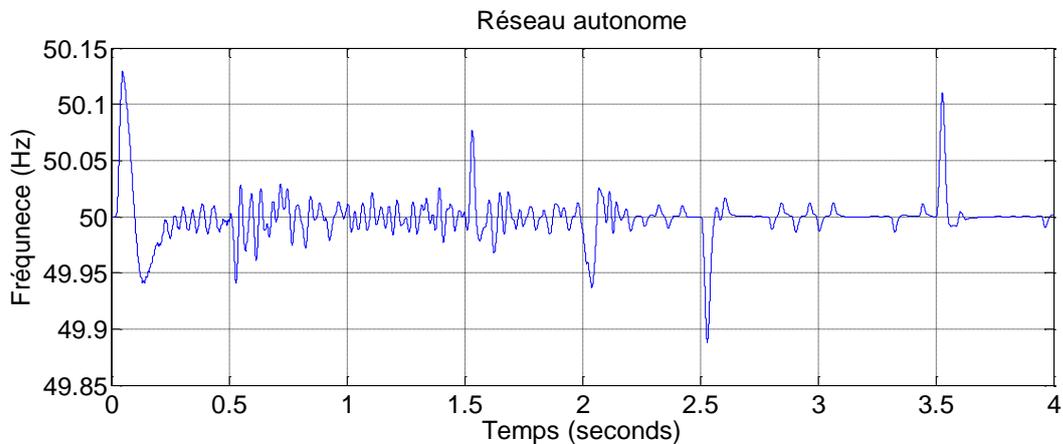


Figure IV.10 : Déviation de la fréquence en cas d'un réseau autonome

IV.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié le réglage de la fréquence dans un système hybride qui se compose de l'énergie PV, éolienne. Les batteries sont un moyen très utilisé et efficace avec les systèmes PV pour le réglage de la puissance et bien sûr la fréquence, la tâche de ce bloc de stockage est de soutenir la puissance active par la compensation et l'injection de la puissance nécessaire. La stabilité de la puissance se traduit par un équilibre entre la source et la charge, donc par une fréquence stable, l'efficacité de ce système dépend de plusieurs facteurs, tel que le temps de réponse, la capacité des batteries, l'état de charge, la durée de vie ...

Les résultats obtenus sont concluants, on a un bon fonctionnement des batteries, et cela afin de compenser l'excès de puissance en cas de sur fréquence et de fournir la puissance en cas de sous fréquence. Les batteries sont un moyen efficace soit pour le réglage des différents paramètres électriques ou comme source d'électricité. Ces installations sont coûteuses et chères et augmentent le prix du KWh, en plus ce sont des éléments sensibles aux différents évènements qui se produisent sur le réseau.

Chapitre V

Régulation de la Fréquence par une Charge Spéciale

V.1 Introduction

La régulation de fréquence est une priorité principale pour l'opérateur de réseau afin d'assurer l'équilibre du système énergétique, ce paramètre est l'image de l'égalité entre la production et la consommation. Bien qu'il existe plusieurs méthodes et techniques de régulation de la fréquence, mais dans certaines situations les opérateurs n'arrivent pas à restaurer la fréquence ce qui provoque l'effondrement du réseau à cause de plusieurs raisons tel que : déclenchements des centrales, des départs et coupure des lignes électriques, ...Etc.

Avec l'intégration de l'énergie photovoltaïque et éolienne dans le réseau électrique, le contrôle de la fréquence est devenu plus compliqué que l'énergie conventionnelle, à cause surtout de la nature de l'énergie primaire telle que l'irradiation solaire et l'intensité du vent. Ces facteurs sont instables et dépendent directement aux conditions climatiques, qui rendent l'estimation de la courbe de charge pour le jour suivant difficile, qui est basée sur les prévisions climatiques.

Dans ce chapitre, nous allons proposer un nouveau système basé sur la commande d'une charge pour réguler la fréquence, cette charge a pour but de superviser et contrôler la fréquence dans le PCC. Pour contrôler cette charge, nous allons proposer la méthode PI. Les résultats de la simulation MATLAB / SIMUMLINK montrent que la méthode proposée est faisable et efficace.

V.2. Estimation de la fréquence du réseau

Ce n'est pas facile d'estimer la fréquence réelle dans l'instant T d'une région où zone quelconque par ce que ce paramètre est en fonction de plusieurs facteurs et différents événements, afin d'obtenir une estimation correcte et précise, il faut prendre toutes les caractéristiques des installations connectés au réseau [HOK-41].

Dans cette section, nous avons réalisé une formule mathématique base sur une hypothèse suivante :

- La fréquence du système électrique est la moyenne générale de toutes les fréquences des centrales électriques et toutes les postes électriques. La figure (V.1) indique une présentation de la fréquence de réseau dans le cas de quatre centrales f_{n1} , f_{n2} , f_{n3} et f_n . N'importe anomalie ou défaillance dans une de ces installations influées directement sur la fréquence du réseau. La fréquence du réseau est donnée par l'équation (V.1) :

$$f_{réseau} \simeq \frac{f_1+f_2+f_3+\dots+f_n}{n} \quad (V.1)$$

Alors, en peut réécrire l'équation (V.1) dans le cas de n nombre d'unité de production :

$$f_{réseau} = \frac{\sum_i^n df(x)}{n} \quad (V.2)$$

- $f_{réseau}$: Fréquence du réseau
 n : Nombre des unités de production
 df : Déviation de la fréquence

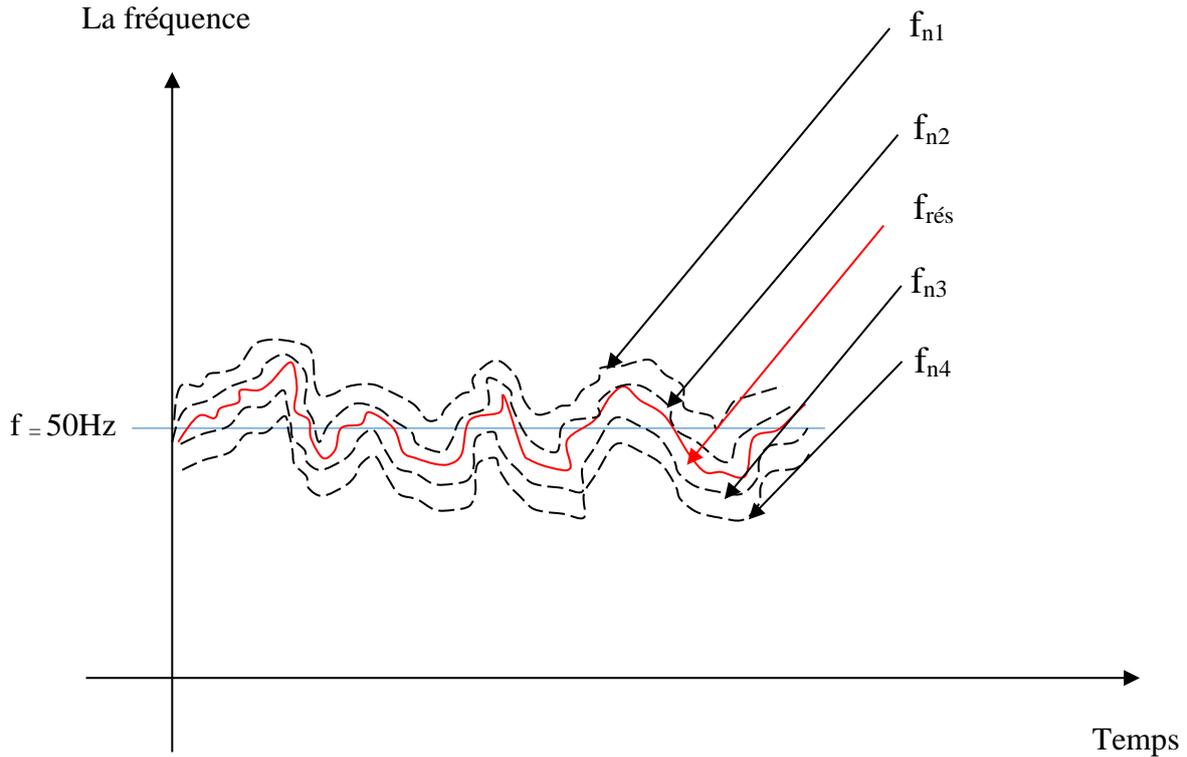


Figure V.1 : Estimation de la fréquence moyenne d'un réseau électrique

Les équations (V.1) et (V.2) sont valables dans l'estimation de la fréquence des centrales classiques et renouvelables. Dans les centrales conventionnelles, la fréquence de la centrale est celui de l'alternateur mais dans le cas des centrales renouvelables, la fréquence est celle de l'onduleur.

V.3 Présentation de la nouvelle méthode proposée

Dans cette section, nous allons présenter une nouvelle approche appelée contrôle de la fréquence par une charge spéciale CFCS. Cette méthode est inspirée du principe du filtre parallèle actif APF qui génère un courant perturbé pour superposer le courant pollué de la charge afin de garder le courant de la source avec un faible taux des harmoniques. Dans la méthode CFCS, le contrôleur génère une fréquence perturbée qui superpose la fréquence

moyenne de la charge afin de maintenir la fréquence du réseau stable. Nous pouvons présenter la fréquence de l'onduleur dans l'équation (V.3):

$$f_{reseau} = \sum_1^n f_{charges} - f_{SC} \quad (V.3)$$

V.3.1 Le principe de la méthode CFCS

La méthode CFSC consiste à installer une charge spéciale au niveau du jeu de barres et buse afin de diminuer la variation de la fréquence dans le jeu de barres. Ce type de charge est connecté au jeu de barres par un interrupteur contrôlable, le principe de ce système est présenté sur la figure (V.2)

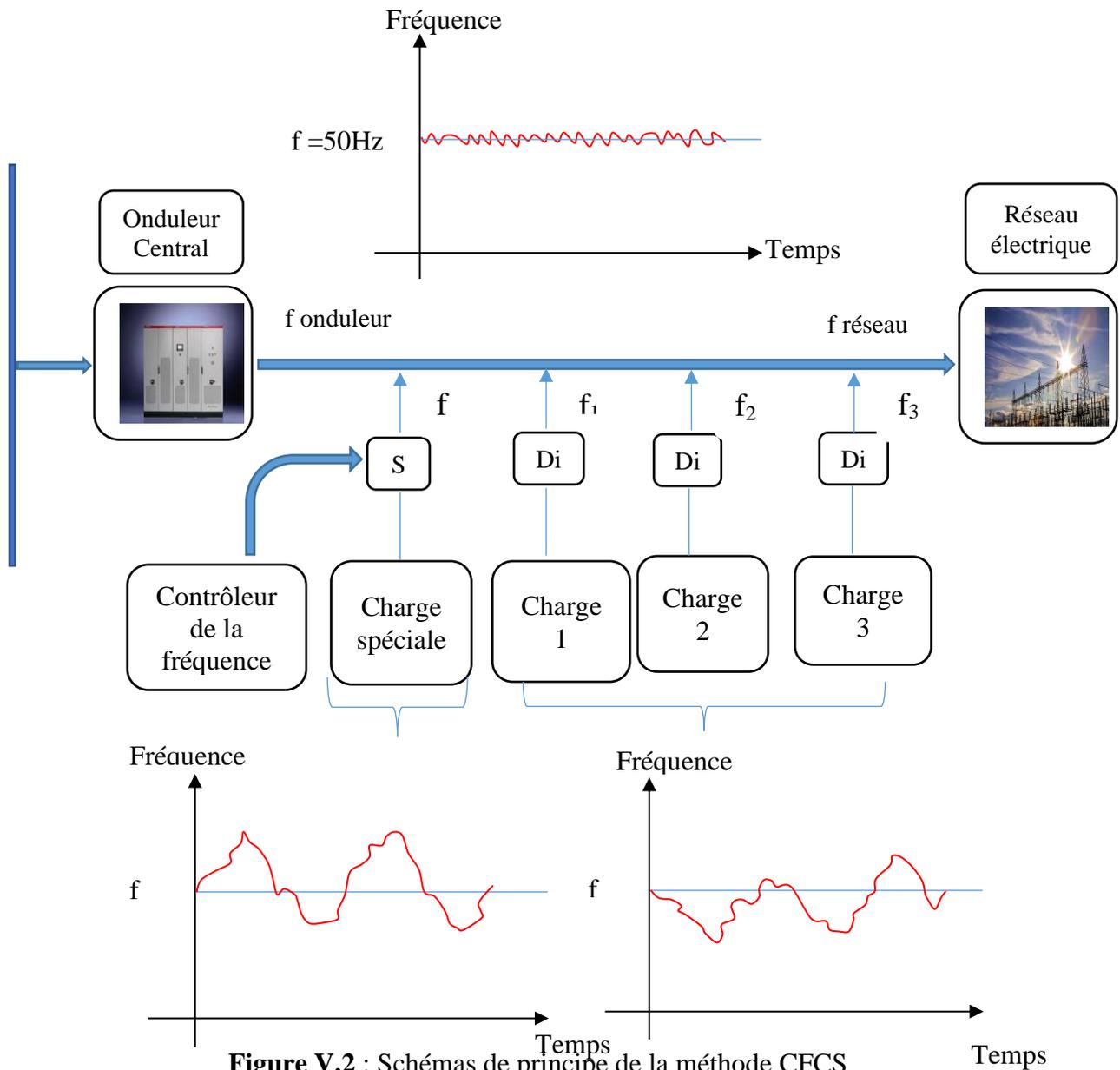


Figure V.2 : Schémas de principe de la méthode CFCS

NB : en pratique, les charges 1, 2,3 peuvent être des postes électriques, des usines ...Etc.

La différence entre les charges principales et la charge spéciale CS que cette dernière est contrôlée par une commande pour surveiller et contrôler la fréquence du réseau ou de l'onduleur comme notre exemple, figure (V.2). Par contre, les charges principales sont commandées manuellement ou automatiquement par les clients MT et BT. En réalité, dans le réseau on ne pas connaître ni le nombre ni le type de charges connectées parce que chaque instant des milliers des charges sont connectés ou déconnectés du réseau.

Dans le cas des consommateurs HT, le dispatcheur du réseau peut estimer les heures de démarrage ou l'arrêt, par exemple, en Algérie le démarrage de l'industrie commence en général à 08 du matin et l'arrêt à environ 04 du soir. L'opérateur système prenait en compte aussi les usines qui travaillent en régime continu et ne s'arrête pas sauf en cas des anomalies, défauts ou des révisions programmes.

En général, bien que le dispatcher du réseau étudie en continue la variation et l'évolution de la charge, ce n'est pas évident de prévoir exactement la courbe de charge du jours-1 par ce que n'importe quel évènement peut influencer sur la variation de la charge et bien sûr sur la variation de la fréquence.

Selon la figure (V.2), nous pouvons remarquer que le rôle de la charge spéciale a pour but d'injecter une puissance perturbée de telle façon que sa fréquence f^* est superposée de celle des autres charges 1,2 et 3. L'objectif dans ce cas est d'obtenir une fréquence f dans le jeu de barres plus stable que les fréquences f_1, f_2 et f_3 .

V.3.2 La configuration de CFCS en cas de plusieurs jeux de barres

Dans le cas de plusieurs jeux de barres ou tranches, la configuration de la figure (V.2) peut se représenter dans la figure (V.3). En principe, plus on installe une charge spéciale dans chaque tranche, on obtient une fréquence $f_{\text{réseau}}$ plus stable, mais il faut aussi prendre le facteur coût dans la conception et l'étude.

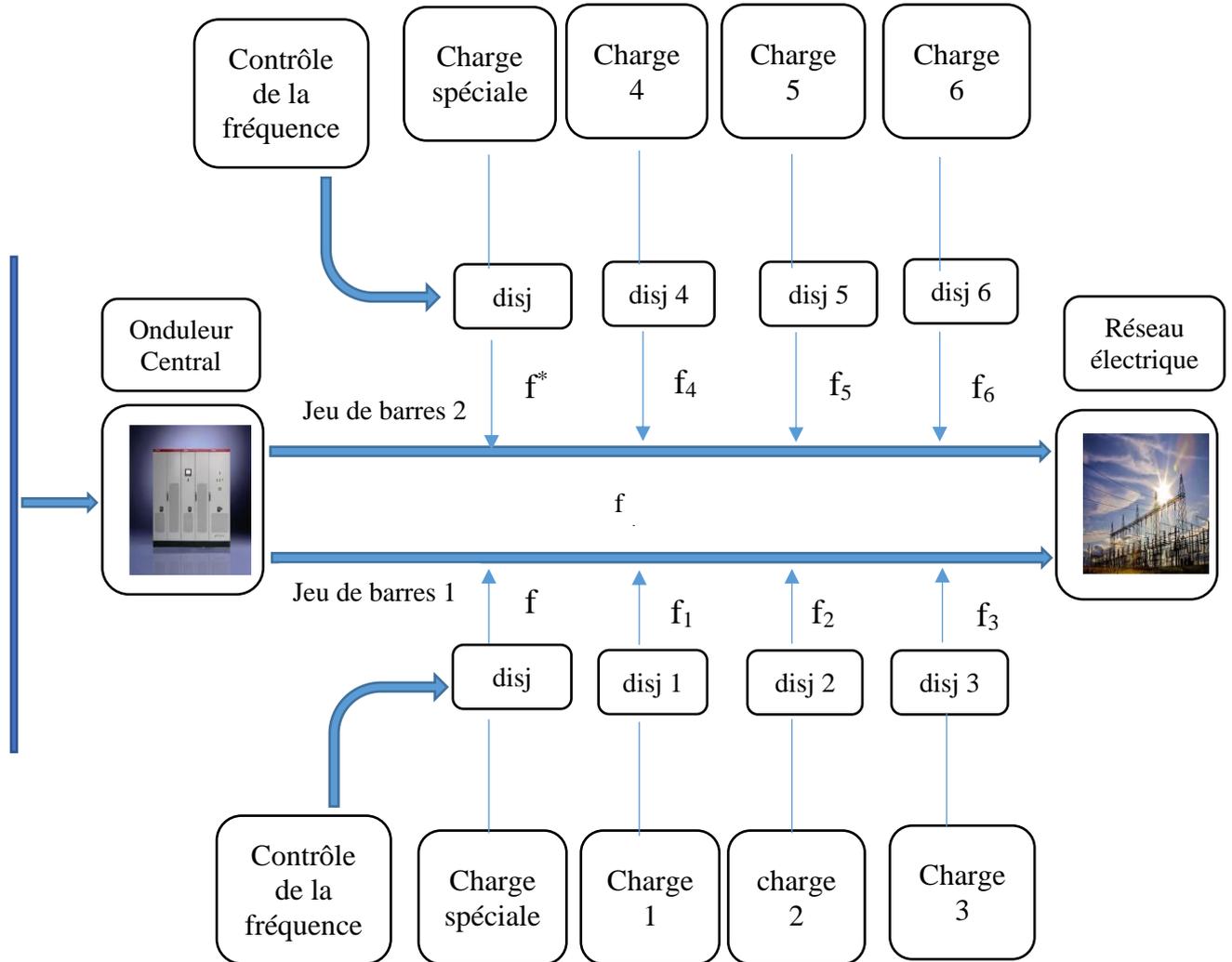


Figure V.3 : Schémas du modèle proposé dans le cas de deux jeux de barres

On peut avoir d'autres variantes comme par exemple le cas de même schéma que la figure (V.3) mais sans la charge spéciale dans le jeu de barres 2 ou vice-versa.

Dans cette étude, on suppose que la fréquence du réseau est la même que celle de l'onduleur équation (V.4) :

$$f_{réseau} = f_{onduleur} \quad (V.4)$$

V.4 Les caractéristiques de la charge spéciale CFSC

La conception de ce système est basée sur divers facteurs et conditions qui de l'installation. Les principales conditions sont:

- Le type de la charge peut être résistif, inductif, capacitif ou mixte ; dans ce travail, nous allons essayer plusieurs types et faire l'étude comparative entre eux afin de trouver la meilleure variante qui peut nous donner des résultats optimaux.
- La capacité de la charge doit être faible afin de minimiser la consommation d'énergie et le coût du système.
- Le temps de réponse du CFCS doit être court pour pouvoir réagir rapidement en cas de perturbation de fréquence.

Dans cette section, nous prenons en compte les conditions ci-dessous dans l'étude de la méthode CFCS. Afin de chercher la charge qui convient avec notre système nous allons simuler plusieurs types de charges telles que R, L, C, RL, RC, LC, RLC, la fréquence de ses différentes charges sont montres sur la figure (V.4). Au débit, nous simulons 10 variantes afin de trouver les scénarios et les modèles optimaux. Ensuite, nous allons choisir une seule variante pour la régulation de fréquence de notre modèle. Enfin, nous allons faire tous les tests et les causes de perturbation de la fréquence dans différents cas telles que la variation de la charge, de l'éclairage solaire, de l'intensité du vent...Etc.

NB : Nous allons commencer par une charge de 100W pour les différents types, car en dessous de cette valeur, les résultats sont mauvais. Tous les résultats de simulation sont affichés dans les tableaux (V.1) et (V.2).

Tableau (V.1) : La variation de la fréquence dans le cas des charges R, L et RL

| Les valeurs des charges | charge R (WATT) | | Charge L (+VAR) | | charge RL (VA) | |
|-------------------------|-----------------|--------|-----------------|--------|----------------|--------|
| | f min | f max | f min | f max | f min | f max |
| 100 | 49.5 | 50.13 | 49.854 | 50.122 | 49.955 | 50.066 |
| 200 | 49.939 | 50.032 | 49.874 | 50.111 | 49.946 | 50.046 |
| 300 | 49.94 | 50.044 | 49.931 | 50.16 | 49.96 | 50.04 |
| 400 | 49.95 | 50.04 | 49.818 | 50.112 | 49.964 | 50.039 |
| 500 | 49.96 | 50.05 | 49.946 | 50.159 | 49.95 | 50.040 |
| 600 | 49.95 | 50.032 | 49.922 | 50.09 | 49.955 | 50.037 |
| 700 | 49.96 | 50.027 | 49.878 | 50.111 | 49.961 | 50.032 |
| 800 | 49.966 | 50.029 | 49.886 | 50.116 | 49.97 | 50.021 |
| 900 | 49.964 | 50.025 | 49.896 | 50.089 | 49.97 | 50.03 |
| 1000 | 49.96 | 50.024 | 49.95 | 50.194 | 49.968 | 50.03 |

Tableau (V.2) : La variation de la fréquence dans le cas des charges C, RC et LC

| Les values des charges | charge C (-VAR) | | charge RC (VA) | | charge LC (VAR) | |
|------------------------|-----------------|--------|----------------|--------|-----------------|-------|
| | f min | f max | f min | f max | f min | f max |
| 100 | 50.39 | 50.03 | 49.92 | 50.07 | 49.98 | 50.23 |
| 200 | 49.957 | 50.195 | 49.96 | 50.048 | 49.93 | 50.11 |
| 300 | 49.26 | 50.11 | 49.95 | 50.032 | 49.96 | 50.21 |
| 400 | 49.68 | 50.086 | 49.96 | 50.048 | 49.53 | 50.03 |
| 500 | 49.83 | 50.162 | 49.95 | 50.03 | 49.82 | 50.13 |
| 600 | 49.90 | 50.137 | 49.97 | 50.03 | 49.92 | 50.16 |
| 700 | 49.37 | 50.72 | 49.96 | 50.02 | 48.86 | 51 |
| 800 | 49.89 | 50.16 | 49.96 | 50.03 | 49.88 | 50.08 |
| 900 | 49.045 | 50.24 | 49.97 | 50.02 | 49.32 | 51.23 |
| 1000 | 49.851 | 50.122 | 49.97 | 50.02 | 49.90 | 50.15 |

Selon les tableaux 1 et 2, on remarque que les résultats obtenus par les charges R, RL, RC sont meilleurs que les autres variantes C, L et LC. On peut observer aussi que les meilleurs résultats sont R1000 et RL900.

NB : Les charges combines avec la charge active sont données des meilleurs résultants.

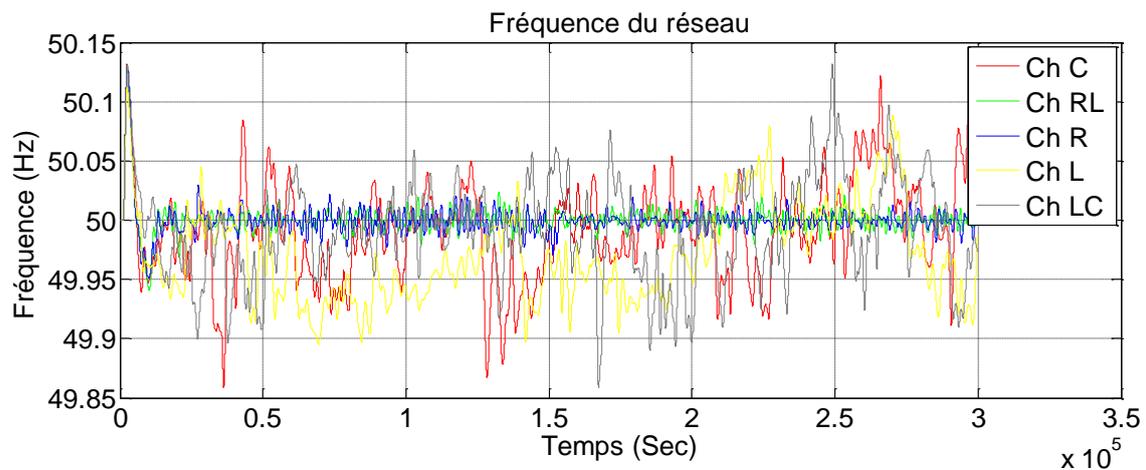


Figure V.4: La variation de la fréquence dans le cas de plusieurs types de charges

Selon la figure (V.4), nous avons constaté que la figure R en bleu et RL en vert sont presque

stable et suivie parfaitement le point de référence 50Hz, par contre les figures C en rouge, L en jaune et LC en grès sont instables bien que ces charges sont contrôlées.

Nous avons basé sur notre choix du type de la charge spéciale sur trois critères :

- Les valeurs maximales et minimales pour chaque figure doivent être minimales afin de ne pas atteindre les seuils des alarmes et déclenchements. Ces deux seuils sont différents d'un pays à l'autre selon la capacité et les moyens du réseau.
- Dans notre étude de la charge optimale, nous avons choisi la figure la plus stable, c'est-à-dire le moins varié dans tout le temps de simulation.
- Le troisième paramètre dont nous avons pris en compte le coût du système, plus la charge est de faible puissance et du type simple, le coût est faible.

Donc, d'après ces trois critères nous avons sélectionné la charge active R1000 car le coût d'une charge résistive simple est inférieur à des charges combinée RL et RC.

V.5 Contrôle de la méthode de CFCS

L'installation de la charge spéciale ne suffit pas pour la régulation de la fréquence, le contrôle de cette charge est indispensable pour réduire la variation de la fréquence [MUN-42]. L'ensemble de la charge spéciale avec leur contrôle est le bloc de commande de la fréquence. La commande PI a été choisie pour le contrôle de cette charge spéciale, cette méthode réduit l'erreur de la variation de fréquence et rend l'oscillation moins importante. Le schéma simplifié de principe de commande PI proposé est présenté sur la figure (V.5).

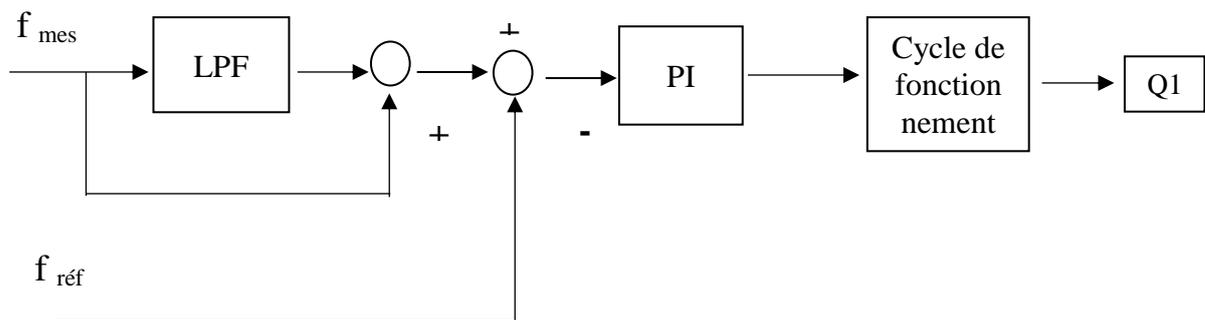


Figure V.5 : Un bloc de diagramme de contrôle PI pour la méthode CFCS

La stratégie de régulation de fréquence dépend de la puissance d'échange, cette dernière est exprimée par le contrôle du statisme comme indiqué dans l'équation (V.5) :

$$\Delta P_{ref} = -K \Delta f_{ref} = -(f_0 - f_1) \quad (V.5)$$

Avec

$$-K = \frac{\Delta P_{ref}}{\Delta f_{ref}} \quad (V.6)$$

ΔP_{ref} : Différence de puissances

K : Facteur de statisme

Δf_{ref} : Différence de fréquences

f_0 : Fréquence de référence

f_1 : Fréquence du système

D'après la figure (V.5), la fréquence mesurée est passée par un filtre de deuxième ordre afin d'obtenir le signal moyen de la fréquence, cette dernière est utilisée comme deuxième référence pour le contrôleur PI, équation (V.7). Le signal de référence est la fréquence 50Hz.

$$\alpha = K_p (f_{Ref} - f_{Mes}) + K_i \int_0^t (f_{Ref} - f_{Mes}) dt \quad (V.7)$$

Ou:

α : L'apport de déphasage

K_p, K_i : Le gain proportionnel et intégral du contrôleur

f_{mes}, f_{ref} : La fréquence mesurée et de référence

En peut reformuler l'équation (V.7) comme suit :

$$\alpha = K_p (\delta f) + K_i \int_0^t (\delta f) dt \quad (V.8)$$

Δf : Le signal d'erreur de la fréquence

Le signal de commande généré par le PI est transmis au générateur PWM pour produire les impulsions de grille requises et commande le disjoncteur de la charge spéciale. Le régulateur PI fournit l'apport en déphasage α , le cycle de fonctionnement est généré le courant de référence pour qui active ou désactive l'interrupteur sur la charge spéciale pour fournir la différence de puissance afin de générer la fréquence de perturbation.

V.6 Résultats de simulation et discussion

Dans cette section, le modèle de mini réseau proposé avec la stratégie de contrôle est simulé et analysé dans le logiciel Matlab/Simulink afin de le valider et vérifier la faisabilité de ce système.

Les paramètres des différents éléments de mini réseau sont donnés dans le tableau V.1.

Pour simuler et analyser la variation de la fréquence dans le réseau électrique, nous devons faire quelques tests et essais, c'est ainsi que nous allons utiliser les scénarios suivants :

- La variation de la fréquence dans une situation normale
- La déviation de la fréquence dans le cas d'éclairage solaire variable
- La déviation de la fréquence dans le cas d'une vitesse du vent variable
- La déviation de la fréquence dans le cas d'éclairage solaire et vitesse de vent variable.
- La déviation de la fréquence dans le cas d'un déséquilibre de la charge
- La déviation de la fréquence dans le cas d'un réseau isolé

Les scénarios précédents sont essentiels pour valider et tester la méthode de CFCS. Dans toutes les figures de simulation, le bleu indique le scénario sans la méthode proposée et le rouge indique le scénario avec la méthode.

Tableau (V.3). Les paramètres de mieni réseau

| Les systèmes | Les paramètres | Les valeurs |
|--------------------------|---|----------------|
| Système PV | Puissance maximale de sortie P_{max} | 10kW |
| | Courant de sortie I_{pv} | 35A |
| | Tension de sortie rating V_{pv} | 420V |
| Système éolienne | Puissance maximale de sortie P_{max} | 8kW |
| L'onduleur | Condensateur de sortie C_{PV} | 100 μ F |
| | Condensateur de liaison C_{DC} | 12000 μ F |
| | Tension du circuit intermédiaire | 500 V |
| | Filtre L | 500 mH |
| | Filtre R | 500 m Ω |
| Réseau électrique | Tension | 380v |
| | Fréquence | 50hz |

V.6.1 La situation normale

En général, la fréquence connaît une variation continue dans le réseau électrique mais stable et dans la plage admissible, cette variation peut devenir incontrôlable s'il y a des anomalies ou des défauts sur le réseau. On peut remarquer sur la figure (V.6) en rouge que la fréquence n'est pas stable et dépasse le seuil de 50,2 Hz, par contre celle en bleu suit parfaitement le seuil de contrôle 50Hz.

Il faut noter aussi que même en situation normale, la fréquence doit être contrôlée, le dispatcheur du réseau suit en continue la variation de la fréquence et prendre tous les mesures en cas une anomalie ou imprévu sur le réseau.

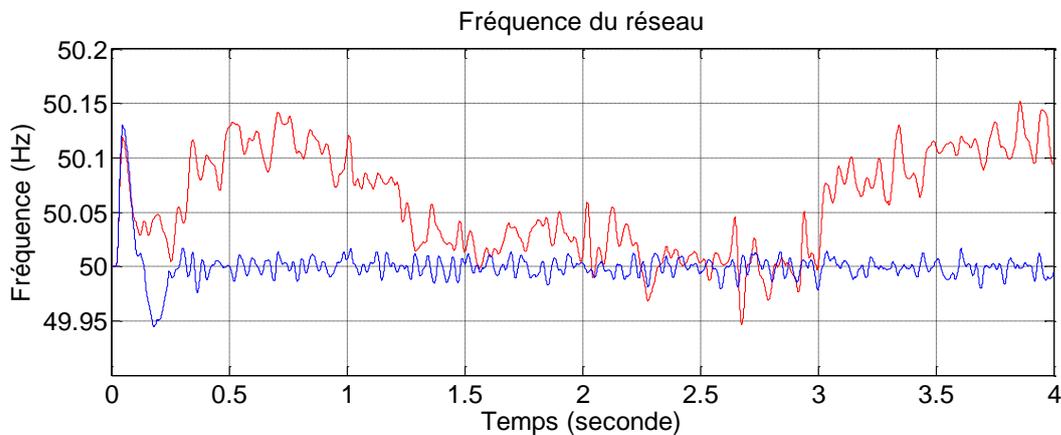


Figure V.6 : Variation de la fréquence dans une situation normale sans et avec la méthode CFCS

V.6.2 Variation de l'éclairage solaire

Parmi les contraintes qui rencontrent le système photovoltaïque est la variation de l'irradiation solaire, ce problème provoque une perturbation sur les paramètres du réseau comme la fréquence, la tension et le courant...etc. Dans ce scénario, nous simulons notre modèle dans deux cas, le premier avec une irradiation solaire variable et le second avec une irradiation solaire constante. La figure (V.7) indique qu'avec la méthode CFCS la fréquence est stable dans tout le temps de simulation et ne dépasse pas la plage (50.05, 49.95 Hz), pas comme la figure rouge qui est instable et atteint le seuil de 50.1 Hz à plusieurs reprises dans la haute fréquence et atteint 49.95 Hz dans la basse fréquence.

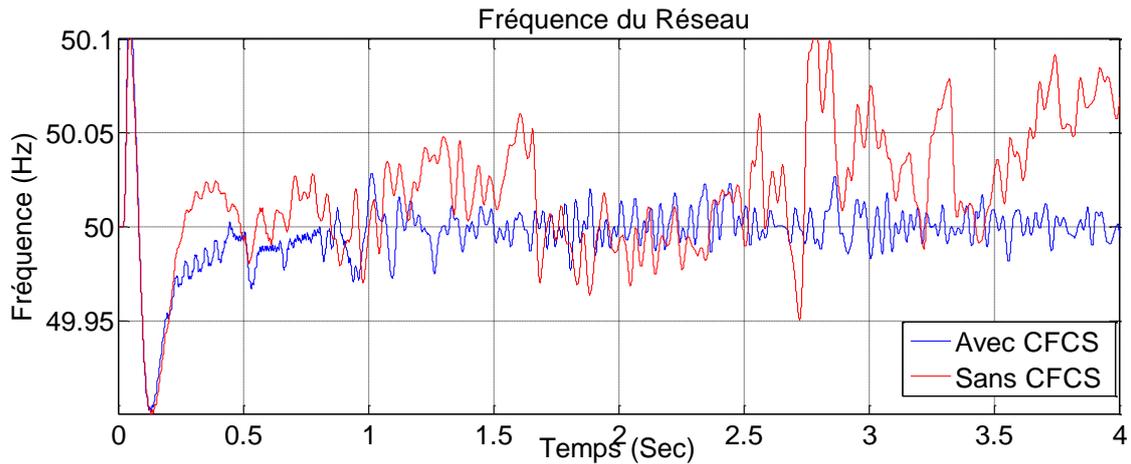


Figure V.7 : Variation de la fréquence dans le cas d'un éclairement solaire variable

L'éclairement solaire est toujours variable mais dans certains cas cette irradiation atteint un seuil inquiétant et nécessite un contrôle supplémentaire.

V.6.3 Variation de la vitesse du vent

Cette contrainte est la même que le scénario précédent car elle provoque aussi la variabilité de la fréquence du réseau. D'après la figure (V.8) en rouge, sans la méthode CFCS, la fréquence est instable et dépasse le seuil de 50,1 Hz à différents temps (1.7, 1.8 et 3.85 ms). Par contre, dans la figure (V.8) en bleu, la fréquence est stable et suit le point de consigne de 50Hz.

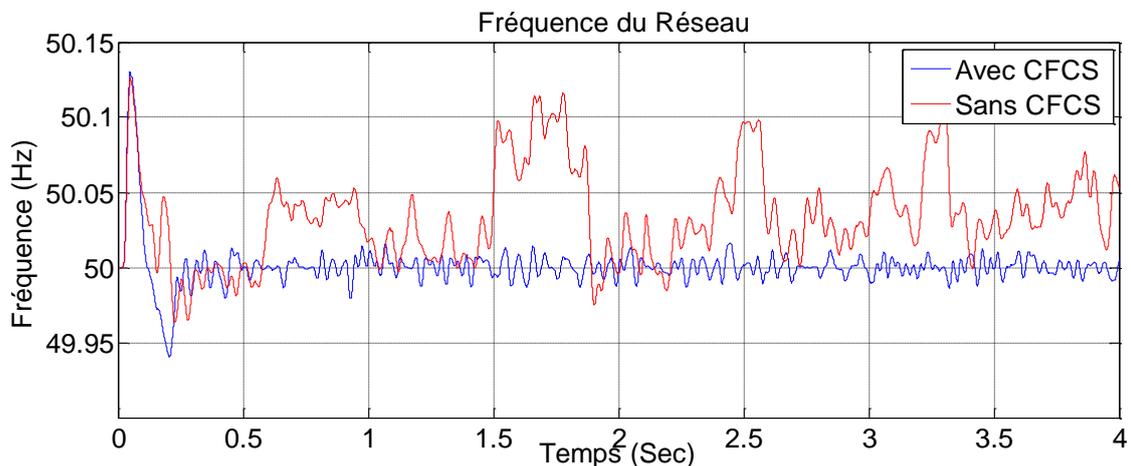


Figure V.8 : Déviation de la fréquence dans le cas d'une variation de vitesse de vent

V.6.4 Variation de l'éclairement solaire et de la vitesse du vent

La fréquence dans ce cas est similaire à la variation d'irradiation solaire ou la vitesse du vent comme le montre la figure (V.9), la fréquence en bleu est stable et maitrise par rapport la courbe en rouge.

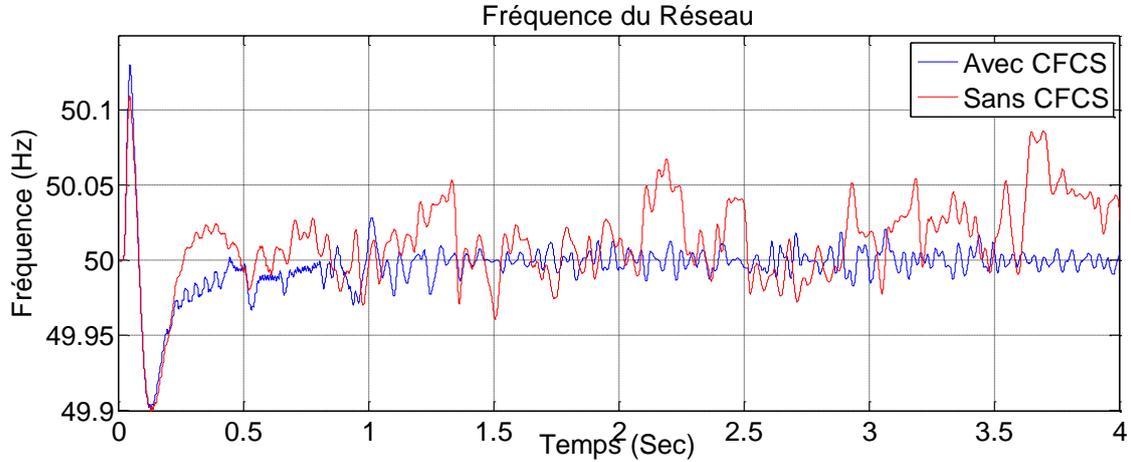


Figure V.9 : Déviation de la fréquence dans le cas d'une variation d'éclairement solaire et vitesse du vent

V.6.5 Déséquilibre de la charge

Pour réaliser ce scénario, nous allons installer trois charges déséquilibrées de 400KW chacune dans le côté alternatif, qui s'ouvrent et se ferment à 1,2, et 3 secs afin de créer une perturbation dans le réseau électrique. Selon la figure (V.10), la fréquence fait un pic à 1,2 et 3 secs à chaque ouverture ou fermeture. Sans contrôle la courbe en rouge ne suit pas parfaitement le point de référence 50Hz contrairement à la courbe bleue. En plus, le temps de réponse de la courbe bleu est bon par rapport à la courbe rouge.

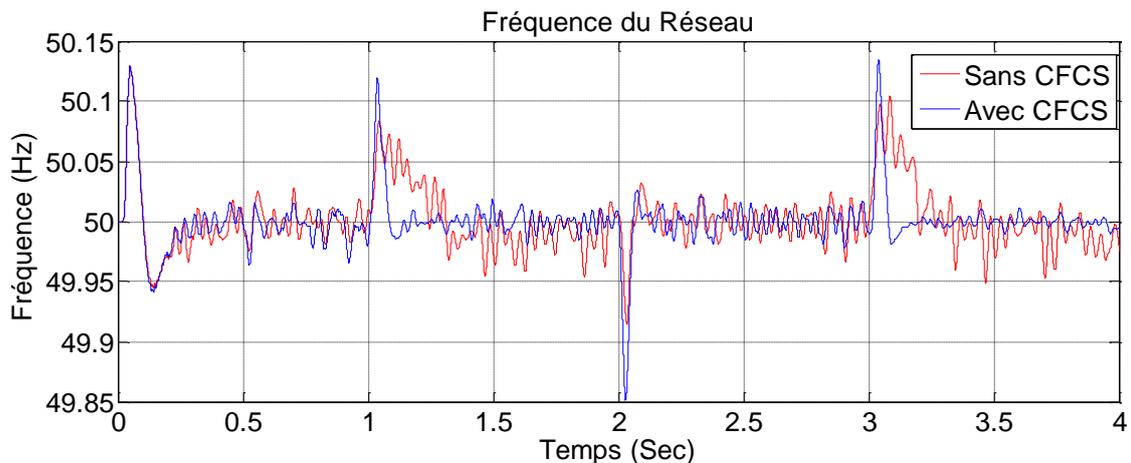


Figure V.10 : Déviation de la fréquence dans le cas d'un déséquilibre des charges

En général, la fermeture et l'ouverture des disjoncteurs provoquent de sur ou sous fréquence sur le réseau, plus que la charge qui s'ouvre ou ferme est grande plus que l'impact sur le réseau est important.

V.6.6 Mode de réseau isolé

Dans ce scénario, si un défaut survient dans le réseau, le disjoncteur principal qui connecte l'unité de production et le réseau s'ouvre afin de protéger l'unité de production. La figure (V.11), montre la conséquence du réseau isolé sur la variation de la fréquence de notre modèle. Sans la méthode CFCS, la sur-fréquence dépasse le seuil de 50.1 Hz à 1.3 secs et la sous-fréquence dépasse le seuil de 49.8 Hz à 2.4 secs. Dans le mode réseau isolé, le système PV et éolienne contrôlent eux-mêmes la fréquence, ce mode est critique et difficile à gérer pour la majorité des unités de production.

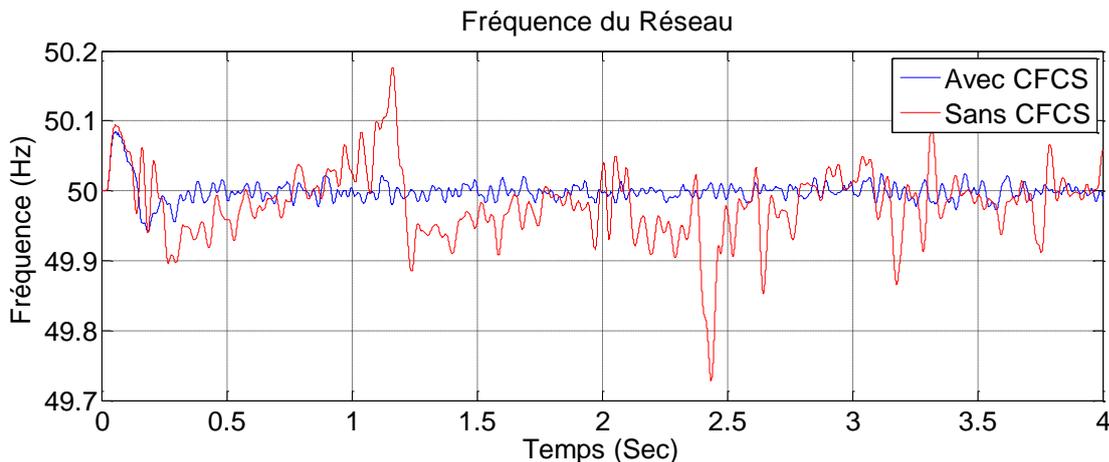


Figure V.11 : Déviation de la fréquence dans le cas d'un réseau isolé

V.6.7 Augmentation des nombres des blocs CFCS

Dans tous les scénarios précédant, nous avons utilisé un seul bloc de CFCS, le nombre de ces derniers peut augmenter en fonction de la capacité soit de l'unité de production ou le réseau. Dans cette section nous allons montrer l'effet de l'augmentation du nombre des blocs de CFCS sur les précisions de contrôle de la fréquence. Afin de réaliser cette variante, nous allons augmenter progressivement le nombre des blocs de CFCS. Dans la figure (V.12), on peut constater que les trois courbes sont presque très proches et ce n'est pas facile de faire la différence entre eux. Cela est due à la capacité faible de notre mini réseau, en général, plus on augmente le nombre des blocs en obtiendra des résultats meilleurs et une précision élevée.

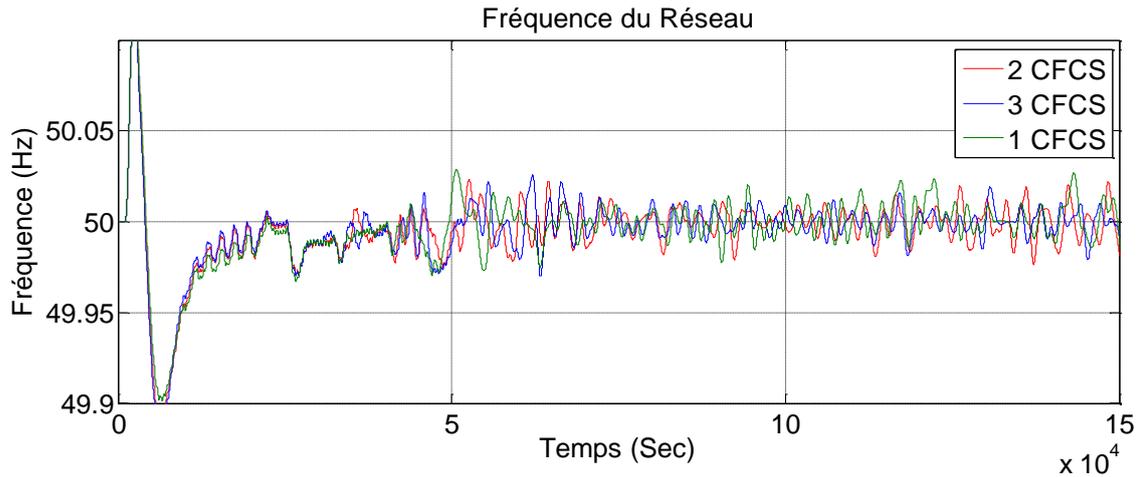


Figure (V.12) : L'effet de l'augmentation des blocs CFCS sur la précision de réglage

V.7 Conclusion et perspectives

Dans ce chapitre, nous avons proposé une nouvelle méthode de contrôle pour réguler la fréquence du réseau; ce système consiste à installer une charge contrôlable pour injecter une puissance réglable sur le jeu de barres, cette puissance crée par la suite une fréquence réglable. Cette fréquence superpose la déviation de la fréquence des charges principales et garde la fréquence du réseau au niveau du jeu de barres stable avec un minimum de perturbation. La méthode de contrôle choisie pour le système CFCS est la méthode PI.

Afin de valider la faisabilité de la méthode CFCS, nous avons simulé et modélisé le modèle de mini-réseau, les résultats obtenus sont meilleurs que ceux avec la variante sans CFCS. Dans tous les scénarios que nous avons testés, la fréquence reste stable et moins perturbée.

La méthode CFCS confirme que le contrôle décentralisé de la fréquence peut améliorer l'intégration de l'énergie photovoltaïque et le faire développer à grande échelle afin de concurrencer les énergies classiques et mettre fin à l'indépendance aux ressources fossiles. L'étude théorique est une étape importante pour la validation de la méthode CFCS, mais l'étude expérimentale est indispensable afin de finaliser la conception de cette méthode.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVE

Les travaux présentés dans cette thèse sont focalisés sur l'amélioration du comportement de la fréquence et la réduction de sa déviation dans un réseau électrique qui contient des systèmes photovoltaïques. Les ressources des énergies renouvelables telles que l'éclairage solaire, l'intensité du vent sont de nature variables car ils dépendent aux conditions climatiques. La fluctuation de ces conditions influe sur les paramètres électriques tels que la puissance, la tension et la fréquence. L'instabilité de la fréquence est parmi les grands problèmes qui s'opposent à l'intégration de l'énergie PV dans le réseau, le contrôle de ce facteur est difficile, nécessite des systèmes supplémentaires pour son réglage. En effet, la déviation de la fréquence dans les systèmes PV est une contrainte qu'il faut résoudre afin de faciliter le bon fonctionnement.

Dans le réseau électrique, plusieurs facteurs entrent dans le choix des types d'énergie tels que le coût, la disponibilité, le temps d'évacuation sur le réseau, la contribution dans les services auxiliaires....Etc. Par exemple, si l'énergie PV a satisfait le maximum de ces critères, elle peut être sélectionnée parmi les énergies de base. Sinon, elle ne peut être sollicitée sauf en cas de nécessité. En général, les énergies renouvelables sont favorisées pour injecter leur puissance sur le réseau par rapport l'énergie à base des combustibles fossiles dans certains pays afin de conserver les ressources naturelles et réduire les effets de CO₂.

Dans ce travail, nous traitons la capacité de l'énergie PV à contribuer dans les services auxiliaires, et principalement le réglage de la fréquence. Cette dernière est un paramètre essentiel, si l'énergie PV maîtrise ce paramètre, l'intégration de cette énergie peut connaître une grande implantation sur le réseau. Avant d'entamer notre axe de recherche, nous avons étudié le comportement et les causes qui rendent la fréquence instable. Par la suite, on a statué sur la capacité des méthodes de contrôle des onduleurs de régler la fréquence, et enfin, nous avons modélisé le réglage de la fréquence par un bloc de batteries.

Pour entamer la nouvelle procédure de réglage de la fréquence dans cette étude, nous avons proposé des hypothèses simplificatrices suivantes :

- La fréquence dans un réseau est la réaction automatique de toutes les installations qui sont connectées y compris les unités de production, les postes de transformationEtc.
- La fréquence globale du réseau est la valeur moyenne de toutes les installations connectées au réseau.

- Le réglage de la fréquence peut se faire par l'injection d'une fréquence perturbée afin de superposer les autres fréquences.

D'après les hypothèses suscitées, nous avons commencé notre démarche par la recherche d'un système capable de régler la fréquence du réseau, plusieurs méthodes sont testées et modélisées avant d'aboutir au système final proposé dans ce travail.

Dans cette thèse, nous avons connecté une charge contrôlable du type résistif au niveau du jeu de barres AC qui a pour but de surveiller et contrôler la fréquence. Cette méthode s'appelle le contrôle de la fréquence par une charge spéciale CFSC, elle consiste à contrôler en continu la déviation et la maintenir à la limite de la référence. Cette méthode CFCS injecte une fréquence perturbée sur le jeu de barres AC, afin de garder la fréquence globale du réseau stable et avec minimum de variation.

Afin de tester la méthode CFCS, nous avons la modélisé et simulé dans Matlab/Simulink avec plusieurs scénarios, les résultats obtenus sont acceptables et confirment la faisabilité théorique de ce système. L'étape de l'expérimentation est une perspective pour ce travail qui est indispensable et essentiel afin de valider cette nouvelle méthode.

Références Bibliographiques

- [ZEN-01] Zheng Zeng, Huan Yang, Rongxiang Zhao, Chong Cheng, “Topologies and control strategies of multi-functional grid-connected inverters for power quality enhancement: A comprehensive review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 24 (2013) 223–270.
- [GEV-02] V. Gevorgian, B. O’Neill, “Advanced Grid-Friendly Controls Demonstration Project for Utility-Scale PV Power Plants.” NREL/TP - 5D00-65368, January 2016.
- [RAH-03] Rahmann C, Castillo A. Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: the necessity of new grid requirements and de finitions. *Energies* 2014;7:6306–22.
- [TUY-04] Nguyen Duc Tuyen, Goro Fujita, “PV-Active Power Filter Combination Supplies Power to Nonlinear Load and Compensates Utility Current” *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, 27 March 2015.
- [AST-05] Stephan ASTIER, “Conversion photovoltaïque : de la cellule aux systemes”, *Techniques de l’Ingénieur*, D 3936.
- [VIG-06] Stéphane VIGHETTI, “Systems photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion”, *Thèse de Doctorat de l’Université de Grenoble*, 2010.
- [EST-07] Bruno ESTIBALS, “Contribution à l’amélioration des chaînes de conversion photovoltaïques par l’introduction d’architectures distribuées”, *Habilitation à Diriger les Recherches de l’Université Paul Sabatier*, 2010.
- [CAB-08] Cédric CABAL, “Optimisation énergétique de l’étage d’adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque”, *Thèse de Doctorat de l’Université de Toulouse*, 2008.
- [KUN-9] Prabha Kundur, “Power system stability and control”, *Editeurs EPRI, Neal .S Institut de recherche en énergie électrique*.
- [DEL-10] Gauthier Delille, Bruno François, IEEE, and Gilles Malarange, “Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System’s Inertia”, *IEEE Transactions On Sustainable Energy*, Vol. 3, No. 4, October 2012.
- [XIN-11] Huanhai Xin, Yun Liu, Zhen Wang, Deqiang Gan, Senior, and Taicheng Yang “A New Frequency Regulation Strategy for Systems without Energy Storage”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10.1109/TSTE.2013.2261567.
- [ADH-12] Sarina Adhikari, Fangxing Li, “Coordinated V-f and P-Q Control of Solar Photovoltaic Generators With MPPT and Battery Storage in Microgrids”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Volume: 5, Issue: 3, May 2014.

- [CHE-13]** SELAM T. CHERNET, “Evaluation of Inverter Reconnection for Large Solar Parks, Thèse de Master en Science, Université de technologie de Chalmers Göteborg, Sweden, 2010.
- [DID-14]** Violaine Didier, “Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement, Etat de l’Art et Etude des Performances”, HESPUL, Août 2007.
- [CAV-15]** M. C. Cavalcanti, G. M. S. Azevedo, B. A. Amaral, K. C. de Oliveira, F. A. S. Neves, Z. D. Lins, “Efficiency Evaluation in Grid Connected Photovoltaic Energy Conversion Systems”, IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05.
- [BAE-16]** Soeren Baekhoej Kjaer, John K. Pedersen, and Frede Blaabjerg, “A Review Of Single-Phase Grid-Connected Inverters For Photovoltaic Modules”, IEEE Transactions On Industry Applications, VOL. 41, NO. 5, September 2005.
- [BUN-17]** Long BUN, “Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV”, Thèse de Doctorat de DE GRENOBLE, 2011.
- [GAZ-18]** Haizea Gaztañaga Arantzamendi, “Etude de Structures D’integration Des Systemes De Generation Decentralisee : Application Aux Microreseaux”, Thèse de Doctorat de L’institut National Polytechnique de Grenoble, 2006.
- [PIC-19]** Damien Picault, “Reduction Of Mismatch Losses In Grid-Connected Photovoltaic Systems Using Alternative Topologies”, Doctorat de l’Université de Grenoble
- [YAN-20]** Yang, Y, Chen, W & Blaabjerg, F 2014, Advanced Control of Photovoltaic and Wind Turbines Power Systems. in *Advanced and Intelligent Control in Power Electronics and Drives*. vol. 531, Springer, pp. 41-89. DOI: 10.1007/978-3-319-03401-0_2.
- [PAR-21]** Prajna Paramita Dash, “A High-Performance Three-Phase Grid-Connected PV System Based On Multilevel Current Source Inverter”, Doctorat en génie électrique et informatique, Waterloo, Ontario, Canada, 2013.
- [MYR-22]** J. M. A. Myrzik, and M. Calais, “String and Module Integrated Inverters for Single-Phase Grid Connected Photovoltaic Systems - A Review”, 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference.
- [RAB-23]** Md. Rabiul Islam, Youguang Guo et Jianguo Zhu, “Power Converters for Small-to Large-Scale Photovoltaic Power Plants, Green Energy and Technology, 2014.
- [ALA-24]** Md Alamgir Hossain 1, Hemanshu Roy Pota, Walid Issa and Md Jahangir Hossain, “Overview of AC Microgrid Controls with Inverter-Interfaced Generations”, *Energies* 2017, 10, 1300.
- [PUN-25]** Ganbayar Puntsagdash, “Stability Analysis with Decentralized Control of Photovoltaic Systems, These de Master, Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, 2013.

- [DEG-26] P. Li, P. Degobert, B. Robyns, B. François, “Participation in the frequency regulation control of a resilient microgrid for a distribution network”,. International Journal of Integrated Energy Systems, vol.1, no1,. January-June 2009.
- [RIF-27] Yann Riffonneau, “Gestion Des Flux Energétiques Dans Un Système Photovoltaïque Avec Stockage Connecte Au Réseau”, Thèse de Doctorat de L’universite Joseph Fourier, Octobre 2009.
- [SEN-28] Tomonobu Senjyu, Manoj Datta, Atsushi Yona, Toshihisa Funabashi, Chul-Hwan Kim, “PV Output Power Fluctuations Smoothing and Optimum Capacity of Energy Storage System for PV Power Generator”, RE&PQJ, Vol. 1, No.6, March 2008.
- [GER-29] O. Gergaud, ‘Modélisation Energétique et Optimisation Economique d’un Système de Production Eolien et Photovoltaïque Couplé au Réseau et Associé à un Accumulateur’, Thèse de Doctorat, ENS de Cachan, France, 2002.
- [MET.30] Benoît de METZ-NOBLA, “Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels“ Cahier Technique Schneider n° 185.
- [CAR-31] M.-B. Carutasiu, V. Tanasiev, C. Ionescu, A. Danu, H. Necula, A. Badea “Reducing energy consumption in low energy buildings through implementation of a policy system used in automated heating systems”, Energy and Buildings, 94 (2015), pp. 227-239.
- [DAV-32] <https://www.davidseater.com/thoughts/2014/10/23/solar-nemesis-rain>
- [ALA-33] Mahmoud Alahmad, Mohamed Amer Chaaban, Siu Kit Lau, “An Adaptive Photovoltaic-Inverter Topology”, Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011 IEEE PES.
- [DAN-35] Wu, Dan; Tang, Fen; Dragicevic, Tomislav; Quintero, Juan Carlos Vasquez; Guerrero, Josep, “M. Autonomous Active Power Control for Islanded AC Microgrids with Photovoltaic Generation and Energy Storage System”, IEEE Transactions on Energy Conversion.
- [IEC-36] International Electrotechnical Commission (IEC), “Electrical Energy Storage”, 2011.
- [TAM-37] Tamrakar, U.; Shrestha, D.; Maharjan, M.; Bhattarai, B.; Hansen, T.; Tonkoski, R. *Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions*. Appl. Sci. 2017, 7,654.
- [LUU-38] Ngoc An Luu. “Control and management strategies for a microgrid. Electric power”. Université de Grenoble, 2014. English, NNT: 2014GRENT075,<tel-01144941v2>.

- [MON-39] Jiravan Mongkoltanatas. “Energy storage for stability of microgrids”. Electric power. Université de Grenoble, 2014. English. 〈NNT : 2014GRENT115〉 . 〈tel-01316889〉
- [HAD-40] Rami HADDAD Adel EL SHAHAT Youakim KALAANI, “Lead Acid Battery Modeling for PV Application”, *Journal of Electrical Engineering*, 2015
- [HOK-41] Anderson Hoke, Dragan Maksimović, “Active Power Control of Photovoltaic Power Systems”, *Technologies for Sustainability (SusTech)*, 2013 1st IEEE Conference.
- [MUN-42] Jesús Muñoz-Cruzado-Alba, Christian A. Rojas, Samir Kouro, et Eduardo Galván Díez, “Power Production Losses Study by Frequency Regulation in Weak-Grid-Connected Utility-Scale Photovoltaic Plants”, *Energies* 2016, 9, 317.
- [ALO-43] C. Alonso, ‘Contribution à l’Optimisation, la Gestion et le Traitement de l’Energie’, Mémoire pour l’Habilitation à Diriger les Recherches, Université Paul Sabatier, Toulouse, 2003.
- [KOU-44] Samir Kouro, Jose I. Leon, Leopoldo Garcia Franquelo, “Grid-Connected Photovoltaic Systems: An Overview of Recent Research and Emerging PV Converter Technology”, *IEEE Industrial Electronics Magazine* (Volume: 9, Issue: 1, March 2015).
- [ALK-45] Hasan Alkhatib, Etude de la Stabilité Aux Petites Perturbations Dans Les Grands Réseaux Electriques : Optimisation de la Régulation Par Une Methode Metaheuristique. Automatique / Robotique. Université Paul Cézanne - Aix-Marseille III, 2008. Français. <tel-00408160v2>
- [RAK-46] Lenka Rakov, Emil Dvorski, “Voltage And Frequency Control for Islanded Microgrids Containing Photovoltaic Power Plants” *Journal of ELECTRICAL ENGINEERING*, VOL. 65, NO. 7s, 2014, 9–14.
- [LIU-47] Yong Liu, Jose R. Gracia, Stanton W. Hadley Yilu Liu, “Wind/PV Generation For Frequency Regulation And Oscillation Damping In The Eastern Interconnection”, Oak Ridge National Laboratory Oak Ridge, 2013.
- [YUN-48] Yunwei Li, Farzam Nejabatkhah, “Overview of control, integration and energy management of microgrids, *J. Mod. Power Syst. Clean Energy* (2014) 2(3):212–222 DOI 10.1007/s40565-014-0063-1.
- [DRE-49] Mohammad Dreidy, H. Mokhlis, “Saad Mekhilef, Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 69 (2017) 144–155.
- [SUM-50] S. Sumathi et al., *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems, Green Energy and Technology*, DOI 10.1007/978-3-319-14941-7_2.

- [LUI-51]** Y. Liu, S. You, Y. Liu, "Study of wind and PV frequency control in U.S. power grids—EI and TI case studies", *IEEE Power Energy Technol. Syst. J.*, vol. 4, no. 3, pp. 65-73, Sep. 2017.
- [WOO-52]** Jae-Woong Shim, "The Impact of Large-Scale Renewable Energy on Grid Small-Signal and Frequency Stability: Modelling, Analysis, and Control", doctorat de l'université de Sydney, July 2016.
- [BAT-53]** Christophe Batard, Frédéric Poitiers, Christophe Millet and Nicolas Ginot, "Simulation of Power Converters Using Matlab-Simulink", IntechOpen, DOI: 10.5772/46419.
- [ZHA-54]** Tengfei Zhang, Dong Yue, Michael J. O'Grady, Gregory M. P. O'Hare, "Transient Oscillations Analysis and Modified Control Strategy for Seamless Mode Transfer in Micro-Grids: A Wind-PV-ES Hybrid System Case Study", *Energies* 2015, 8, 13758–13777; doi:10.3390/en81212396.

Résumé :

De nos jours, la configuration du réseau électrique connaît plusieurs changements considérables, ces changements sont dus principalement à l'évolution des types de productions et la variété des sources d'énergie. L'intégration de l'énergie renouvelable dans le réseau est une nécessité indispensable et obligatoire afin de diminuer la consommation des ressources naturelles telles que le gaz et le pétrole.

Plusieurs contraintes sont responsables à la limitation de l'intégration de l'énergie renouvelable dans le réseau, tel que le cout élevé des équipements, l'instabilité des ressources primaires (éclairage solaire et intensité du vent). L'énergie photovoltaïque est parmi l'EnR qui connaît une évolution importante et cela grâce à la simplicité et facilité de leurs installations. La variation de l'éclairage solaire est une contrainte qu'il faut la traiter afin de produire une énergie PV stable, la variation de l'éclairage influe aussi sur la stabilité de la fréquence.

Dans ce travail, nous focalisons sur l'étude d'un système capable de réguler la fréquence quelle que soit la variation des conditions climatiques, la manifestation des différents événements et anomalies dans le réseau...Etc.

Dans ce travail, nous nous focalisons sur l'étude d'un système capable de réguler la fréquence quelle que soit la variation des conditions climatiques et les différentes anomalies qui peuvent se produire sur le réseau.

On a présenté dans cette thèse, une nouvelle méthode de régulation de la fréquence, cette méthode consiste à installer une charge résistive au niveau de jeux de barres, son rôle est de contrôler seulement la fréquence et assurer la stabilité. Afin de tester la capacité de cette méthode, nous avons simulé avec Matlab/Simulink les différents scénarios et variantes.

Les résultats obtenus sont acceptables et confirment la faisabilité de cette méthode.

Mots Clés : Les énergies renouvelables, L'énergie PV, La stabilité de la fréquence, les systèmes de stockage.

Abstract :

Nowadays, the configuration of the electrical grid knows several considerable changes, these changes are due mainly to the evolution of the types of electricity generation and the variety of sources of energy. Integrating renewable energy in the grid is necessary and mandatory to reduce the consumption of natural resources such as gas and oil. Several constraints are responsible for limiting the integration of renewable energy into the grid, such as the high cost of equipment, the instability of primary resources (solar illumination and wind intensity). Photovoltaic energy is among EnR, which has known an importante evolution, this is due to the simplicity and ease of their installation. The variation of the solar illumination is a constraint that must be treated in order to produce a stable PV energy, and frequency.

In this work, we focus on a study of a system able to regulate the frequency, whatever the variation of climatic conditions and the different abnormal situations in the grid. In this thesis, we presented a new method of frequency regulation, this method consists of installing a resistive load at the busbar, its role is to control only the frequency and ensure the stability. In order to test the capacity of this method, we simulated with Matlab / Simulink the various scenarios and variants. The results obtained are acceptable and confirm the feasibility of this method.

keyword: Renewable energies, PV energy, Frequency stability, frequency regulation, the storage system.

ملخص :

تشهد شبكة الكهرباء في الوقت الحاضر العديد من التغييرات الكبيرة، ويرجع ذلك أساساً إلى تطور أنواع إنتاج الكهرباء وتنوع مصادر الطاقة. يعتبر دمج الطاقة المتجددة في الشبكة الكهربائية ضرورة لا غنى عنها وإلزامية للحد من استهلاك الموارد الطبيعية مثل الغاز والنفط.

هناك العديد من القيود مسؤولة عن الحد من انتشار الطاقة المتجددة في الشبكة الكهربائية، مثل ارتفاع تكلفة المعدات، وعدم الاستقرار في الموارد الأولية (الإضاءة الشمسية وكثافة الرياح). الطاقة الشمسية هي واحدة من الطاقات المتجددة التي تعرف تطوراً كبيراً وهذا بفضل بساطتها وسهولة تركيبها. التغيير في الإشعاع الشمسي هو القيد الذي يجب معالجته من أجل إنتاج طاقة كهربائية مستقرة، لأن هذه الأخيرة تؤثر أيضاً في استقرار التردد الكهربائي.

في هذا العمل، نركز على دراسة نظام قادر على تعديل التردد الكهربائي بغض النظر عن التغيير في المناخ، والحوادث التي تطرأ على الشبكة الكهربائية.

قدمنا في هذه المذكرة طريقة جديدة لتعديل التردد وتمثل هذه الطريقة في تركيب حمولة مقاومة على مستوى الشريط الكهربائي ودورها هو السيطرة على التردد فقط وضمان الاستقرار. من أجل اختبار هذه الطريقة، قمنا بمحاكاة في السيناريوهات المختلفة والمتغيرات.

, النتائج التي تم الحصول عليها مقبولة وتؤكد جدوى هذه الطريقة.

الكلمات المفتاحية: الطاقات المتجددة، الطاقة الكهروضوئية، استقرار التردد، أنظمة التخزين

