

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET
DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ MOULOUD MAAMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTÉ DE GÉNIE ÉLECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DÉPARTEMENT D'AUTOMATIQUE

Thèse

Présentée pour l'obtention du grade de

Docteur 3^{ème} Cycle en Automatique

par

SAIM Abdelhakim

Thème

**Commande à base de descripteurs flous d'une architecture
de génération distribuée**

Soutenu publiquement le 22 Juin 2017 devant le jury :

M. BENFDILA Arezki	Professeur, UMMTO	Président
M. MELLAH Rabah	Professeur, UMMTO	Rapporteur
M. HADDAD Salah	Professeur, UMMTO	Examineur
M. MAIDI Ahmed	Professeur, UMMTO	Examineur
M. MOULAHOUAM Samir	Professeur, Université de Médéa	Examineur
M. HOUARI Azeddine	Maitre de Conférences, Université de Nantes	Invité

Remerciements :

Le travail présenté dans ce manuscrit a été effectué en grande partie au sein du :

- **Laboratoire de Conception et de Conduite des Systèmes de Production (L2CSP)** de l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.
- **Laboratoire des Systèmes & Télécommande (LabSET)** de l'Université de Blida – 1.
- **Institut de Recherche en Energie Electrique de Nantes Atlantique (IREENA)** du **Centre de Recherche et de Transfert de Technologie (CRTT)** de Nantes.

Je voudrais remercier en premier mon encadrant le Professeur **MELLAH Rabah** pour avoir dirigé mes travaux de recherche, pour sa disponibilité ainsi que pour la confiance et le soutien indéfectible qu'il m'a toujours accordé tout au long de cette thèse. Je lui suis très reconnaissant.

Je tiens à remercier Monsieur **BENFDILA Arezki**, Professeur à l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ma thèse.

Je suis également très reconnaissant à Monsieur **HADDAD Salah**, Professeur à l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, pour l'intérêt qu'il a bien voulu porter à cette thèse, en acceptant d'examiner le travail présenté et de siéger dans ce jury.

Je remercie aussi Monsieur **MAIDI Ahmed**, Professeur à l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'examiner le travail présenté et de siéger dans ce jury.

Je remercie également Monsieur **MOULAHOU M Samir**, Professeur à l'Université Yahia Farès de Médéa, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'examiner le travail présenté et de siéger dans ce jury.

Que Monsieur **HOUARI Azeddine**, Maitre de Conférences à l'Université de Nantes, trouve ici toute ma reconnaissance et l'expression et de mes plus vifs remerciements pour l'aide et le soutien qu'il m'a apporté durant cette thèse et pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'examiner et d'enrichir le travail présenté.

Mes remerciements vont également à Monsieur **LAGHROUCHE Mourad**, Professeur à l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou pour l'aide et le soutien qu'il m'a apporté durant cette thèse.

Une pensée particulière à Monsieur **TESSA Ahmed**, Professeur à l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou et Recteur de la même université pour l'intérêt qu'il a bien voulu porter à notre travail de recherche en nous honorant de sa présence.

Mes remerciements vont également à Monsieur **DJERIOUI Ali**, Maître de Conférences à l'Université de M'sila, pour sa disponibilité, son aide et son soutien.

Mes remerciements s'adressent également à Monsieur **KARA Kamel**, Professeur à l'Université Blida - 1 et Directeur du Laboratoire LabSET de la même université, non seulement pour son accueil, mais aussi pour la confiance qu'il m'a toujours témoigné. Je lui suis très reconnaissant.

Monsieur **MACHMOUM Mohamed**, Professeur à l'Université de Nantes et Directeur du Centre de Recherche et de Transfert Technologique (CRTT), et Monsieur **BOUABDELLAH Ahmed**, Docteur de l'Université de Nantes, trouveront ici l'expression de mes remerciements les plus sincères à la fois pour l'accueil et pour la qualité des remarques et suggestions dont ils m'ont gratifié.

Je remercie également mes amis les plus dévoués, notamment Messieurs **BLAIFI Sid-Ali** de l'Université de Médéa, **GAROUDJA Elyes** et **AIT SAHED Oussama** de l'Université de Blida 1, Mademoiselle **AIT REMDANE Naima** de l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, ainsi que Messieurs **AZZOUT Fouade** et **LAMARI Mohamed-Amine** pour leur amitié, leur soutien et pour toutes les discussions enrichissantes qu'on a eu.

Je tiens aussi à remercier l'ensemble du personnel administratif et académique de l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, notamment, ceux du Laboratoire L2CSP, du Département d'Automatique, et de la Faculté de Génie Electrique et d'Informatique dont le comportement est un exemple sur le plan humain et professionnel.

Je ne saurais suffisamment exprimer ma gratitude à mon père **SAIM Mohamed**, à ma mère **BELGAID Ounissa** ainsi qu'à l'ensemble de ma famille pour leur soutien, leur amour, et pour tous les efforts qu'ils ont consentis pour mon instruction et mon bien-être.

En l'honneur de ma famille et de mon pays ... l'Algérie

Table des matières :

Table des matières

Liste des figures et des tableaux

Introduction générale	1
-----------------------	---

1. Contexte d'étude et état de l'art sur les systèmes de génération distribuée d'électricité

1.1. Introduction	5
1.2. Génération centralisée d'électricité	5
1.2.1. Contraintes technico-économiques	6
1.2.2. Restrictions environnementales	7
1.2.3. Besoins sociétales	7
1.3. Génération distribuée d'électricité	8
1.3.1. Intégration des sources d'énergie renouvelables	9
1.3.1.1. L'énergie éolienne	9
1.3.1.1.1. Notions de base sur l'énergie éolienne	9
1.3.1.1.2. Fonctionnement et moyens d'intégration	10
1.3.1.2. L'énergie solaire	10
1.3.1.2.1. Notions de base sur l'énergie solaire	10
1.3.1.2.2. Fonctionnement et moyens d'intégration	11
1.3.2. Moyens de stockage	12
1.3.3. Conditionnement de l'énergie	12
1.3.3.1. Conversion statique DC/AC	13
1.3.3.1.1. Onduleur monophasé à un bras	13
1.3.3.1.2. Onduleur monophasé à MLI bipolaire	15
1.3.3.1.3. Onduleur monophasé à MLI Unipolaire	16
1.3.3.2. Dimensionnement du bus DC	17
1.3.3.3. Filtrage des harmoniques	18
1.3.3.3.1. Filtre passe-bas LC	19
1.3.3.3.2. Filtre passe-bas LCL	20

1.3.4. Standards relatifs à la qualité de l'énergie	20
1.4. Architecture d'un micro-réseau électrique autonome	21
1.4.1. Fonctionnement d'un micro-réseau autonome	22
1.4.2. Stratégie de commande des micro-réseaux autonomes	23
1.4.2.1. Commande en tension d'un générateur distribué autonome	24
1.4.2.1.1. Stratégie de commande à boucle unique.	25
1.4.2.1.2. Stratégie de commande à plusieurs boucles.	25
1.4.2.2. Répartition des charges dans un micro-réseau autonome	27
1.4.2.2.1. Méthodes centralisées pour le contrôle des flux de puissance dans un micro-réseau	28
1.4.2.2.2. Méthodes de contrôle décentralisées	30
1.5. Conclusion	31

2. Application des contrôleurs résonants dans la commande en tension d'un générateur distribué autonome.

2.1. Introduction	32
2.2. Description et problématique de contrôle du système	32
2.2.1. Etat de l'art des commandes d'un onduleur avec filtre LC de sortie	33
2.2.2. Contrôleur résonant conventionnel	36
2.2.3. Contrôleur multi résonant	37
2.2.4. Sensibilité du contrôle résonant aux variations de fréquence	38
2.2.5. Modélisation d'un générateur distribué autonome	39
2.2.6. Représentation d'état du système étudié	39
2.3. Stratégie à base d'un contrôle multi résonant à retours d'état stabilisants.	40
2.3.1. Boucle de contrôle interne du courant	41
2.3.2. Développement d'une stratégie de contrôle optimale de la tension	42
2.3.2.1. Représentation d'état du système augmenté	43
2.3.2.2. Représentation d'état du contrôleur multi résonant	43
2.3.2.3. Représentation globale du système et choix des gains de contrôle.	44
2.3.3. Résultats de simulation.	45

2.3.4. Résultats expérimentaux.	48
2.4. Stratégie à base d'un contrôle multi résonant adaptatif.	50
2.4.1. Description de la stratégie de contrôle proposée.	51
2.4.1.1. Fonction de transfert du contrôleur résonant adaptatif	52
2.4.1.2. Comparaison entre principaux contrôleurs résonants et le contrôleur proposé	53
2.4.1.3. Illustration des capacités d'adaptation du contrôleur proposé	53
2.4.2. Choix des gains et mise en œuvre du contrôleur	54
2.4.2.1. Choix du gain proportionnel	55
2.4.2.2. Choix des gains résonants	55
2.4.2.3. Mise en œuvre du contrôleur résonant adaptatif	56
2.5. Résultats de simulation	57
2.6. Résultats expérimentaux	60
2.7. Conclusion	63

3. Application de la méthode du statisme pour la répartition des charges dans un micro-réseau.

3.1. Introduction	64
3.2. Mise en parallèle de plusieurs générateurs distribués	64
3.2.1. Modèle équivalent d'un micro-réseau autonome	66
3.3. Apport en puissance de chaque générateur distribué	67
3.4. Contrôle de la répartition des charges par la méthode du statisme	67
3.4.1. Description de la méthode du statisme	67
3.4.2. Méthode de statisme conventionnelle	69
3.4.2.1. Impédance inductive (Onduleur type L)	69
3.4.2.2. Impédance résistive (Onduleur type R)	70
3.4.2.3. Impédance capacitive (Onduleur type C)	71
3.4.3. Limitations de la méthode de statisme	72
3.5. Méthodes de statisme non conventionnelles	73
3.5.1. Variantes du contrôle de statisme	73
3.5.2. Structures de contrôle virtuelles	74
3.5.2.1. Impédance de sortie virtuelle	74

3.5.2.2.	Repère de référence virtuel	76
3.5.2.3.	Inertie virtuelle	76
3.6.	Stratégie de contrôle proposée	77
3.6.1.	Génération de la tension de référence	78
3.6.2.	Introduction d'une impédance de sortie virtuelle	78
3.6.3.	Choix des gains de contrôle	79
3.7.	Résultats de simulation	80
3.8.	Résultats expérimentaux	85
3.9.	Conclusion	90

4. Commande à base de descripteurs flous d'un filtre actif parallèle raccordé à un micro-réseau autonome

4.1.	Introduction	91
4.2.	Perturbations harmoniques dans un micro-réseau	91
4.2.1.	Origine et caractéristiques des perturbations	91
4.2.1.1.	Taux de distorsion harmonique individuel	92
4.2.1.2.	Taux de distorsion harmonique global	93
4.2.1.3.	L'expression des puissances engagées	93
4.2.1.4.	Facteur de puissance	94
4.2.1.5.	Spectre de fréquences	94
4.2.2.	Propagation des harmoniques dans un micro-réseau	94
4.2.3.	Conséquences de la présence des harmoniques	95
4.3.	Elimination des perturbations	95
4.3.1.	Filtrage passif	96
4.3.2.	Filtrage actif	97
4.3.2.1.	Filtre actif série	97
4.3.2.2.	Filtre actif parallèle	98
4.3.2.3.	Filtre actif combiné	99
4.3.3.	Filtrage hybride	99
4.4.	Amélioration de la qualité d'énergie dans un micro-réseau	100
4.4.1.	Description du filtre actif parallèle utilisé	101

4.4.1.1. Principe de fonctionnement	101
4.4.1.2. Modèle dynamique du système	102
4.4.2. Stratégie développée pour le contrôle du filtre actif parallèle	102
4.4.3. Application des descripteurs flous dans le contrôle d'un filtre actif parallèle	103
4.4.3.1. Généralité sur les descripteurs flous	103
4.4.3.2. Description floue du filtre actif parallèle	103
4.4.3.2.1. Obtention des sous-modèles linéaires	103
4.4.3.2.2. Choix des prémisses	104
4.4.3.2.3. Choix des ensembles flous et des fonctions d'appartenance	104
4.4.3.2.4. Choix des règles floues	105
4.4.3.2.5. Défuzification	105
4.4.3.3. Construction d'un contrôleur flou de type Takagi-Sugeno	106
4.4.3.4. Stabilisation du système et choix des gains de contrôle	107
4.4.4. Résultats de Co-Simulations	109
4.5. Conclusion	117
Conclusion générale	118
References bibliographiques	
Production scientifique	

Liste des Figures :

Figure 1.1	Structure générale du réseau électrique conventionnel	5
Figure 1.2	Consommation mondiale d'énergie 1990-2040 (prévisions) - AIE [4]	6
Figure 1.3	Structure de base d'une unité de génération distribuée	8
Figure 1.4	Architecture de base d'un générateur éolien distribué	10
Figure 1.5	Architecture de base d'un système solaire de génération distribué	12
Figure 1.6	Convertisseur DC-AC à un bras	14
Figure 1.7	Principe de la MLI pour un onduleur à un bras d'interrupteurs	14
Figure 1.8	Convertisseur DC-AC à deux bras	15
Figure 1.9	MLI Bipolaire pour un onduleur à deux bras d'interrupteurs	16
Figure 1.10	MLI Unipolaire pour un onduleur à deux bras d'interrupteurs	17
Figure 1.11	Circuits de base d'un filtre passe bas LC et LCL	19
Figure 1.12	Configuration typique d'un micro-réseau autonome	20
Figure 1.13	Structure typique du contrôle primaire d'un générateur distribué autonome	24
Figure 1.14	Commande en tension à boucle unique d'un générateur distribué autonome	25
Figure 1.15	Commande en tension à boucles imbriquées d'un générateur distribué autonome	26
Figure 1.16	Synoptique des flux de puissance dans un micro-réseau autonome	27
Figure 1.17	Classification des méthodes de contrôle pour la répartition des charges dans un micro-réseau	29
Figure 1.18	Courbes conventionnelles de statistique pour la fréquence et l'amplitude	31
Figure 2.1	Circuit de puissance d'un générateur distribuée autonome	33
Figure 2.2	Diagramme de bode d'un contrôleur résonant idéal, avec $\omega_R = 2\pi 50 \text{ rad/s}$ et $k_R = 1$	36
Figure 2.3	Diagramme de bode d'un contrôleur Multi-résonant, avec $\omega_R = 2\pi 50 \text{ rad/s}$ et $k_{R,i} = 1$	37
Figure 2.4	Filtre LC de sortie	39
Figure 2.5	Contrôleur multi-résonant avec retour d'états stabilisant	41
Figure 2.6	Représentation dans l'espace d'états du système globale	43
Figure 2.7	Co-Simulation entre Matlab/Simulink et PSIM du système globale	46

Figure 2.8	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge linéaire, courbe de la tension de référence (Bleu), de la tension (Rouge) et du courant de charge ($3 \times$ Vert), en régime permanent (Droite) et transitoire (Gauche)	47
Figure 2.9	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, courbe de la tension de référence (Bleu), de la tension (Rouge) et du courant de charge ($3 \times$ Vert)	47
Figure 2.10	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à un échelon de charge, courbe de la tension de référence (Bleu), de la tension (Rouge) et du courant de charge ($3 \times$ Vert)	48
Figure 2.11	Banc de test expérimental d'une unité autonome de génération distribué	48
Figure 2.12	Résultats expérimentaux : Réponse du système à une charge linéaire, courbe de la tension [Rose (axe-x: 5ms/div; axe-y: 40V/div)] et du courant de charge [Vert: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 10A/div)]	49
Figure 2.13	Résultats expérimentaux : Réponse du système à une charge non linéaire, courbe de la tension [Rose (axe-x: 5ms/div; axe-y: 40V/div)] et du courant de charge [Vert: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 10A/div)]	49
Figure 2.14	Résultats expérimentaux : Réponse du système à un échelon de charge, courbe de la tension [Rose (axe-x: 5ms/div; axe-y: 40V/div)] et du courant de charge [Vert: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 10A/div)]	50
Figure 2.15	Schéma synoptique du contrôle tension/courant à boucles imbriquées	51
Figure 2.16	Schéma synoptique de la stratégie de commande proposée	52
Figure 2.17	Diagramme de Bode basé sur les paramètres listés dans le Tableau 2.2, (a) Système global en boucle ouverte (b) L'adaptation du gain de résonance du contrôleur proposé en fonction de sa bande de résonance, $\omega_{CR} \in [0.1, 0.5]$	54
Figure 2.18	Schéma fonctionnel du système	54
Figure 2.19	Schéma du contrôleur résonant adaptatif proposé	57
Figure 2.20	Co-Simulation entre Matlab/Simulink et PSIM du système globale	58
Figure 2.21	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge linéaire, courbe de la tension de référence (Bleu), de la tension (Rouge) et du courant de charge ($3 \times$ Vert), en régime permanent (Droite) et transitoire (Gauche)	59
Figure 2.22	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non linéaire, courbe de la tension de référence (Bleu), de la tension (Rouge) et du courant de charge ($3 \times$ Vert)	59
Figure 2.23	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à un échelon de charge, courbe de la tension de référence (Bleu), de la tension (Rouge) et du courant de charge ($3 \times$ Vert)	59

Figure 2.24	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une forte variation de la fréquence d'opération, courbes de la tension et du courant de sortie (Haut), cycles de variation de la fréquence (Bas)	60
Figure 2.25	Résultats expérimentaux : Réponse du système à une charge linéaire, courbe de la tension [Rose (axe-x: 5ms/div; axe-y: 100V/div)] et du courant de charge [Vert: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 10A/div)]	61
Figure 2.26	Résultats expérimentaux : Réponse du système à une charge non linéaire, courbe de la tension [Rose (axe-x: 5ms/div; axe-y: 100V/div)] et du courant de charge [Vert: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 10A/div)]	61
Figure 2.27	Résultats expérimentaux : Réponse du système à un échelon de charge, courbe de la tension [Rose (axe-x: 5ms/div; axe-y: 40V/div)] et du courant de charge [Vert: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 10A/div)]	62
Figure 2.28	Résultats expérimentaux : Réponse du système face à une variation cyclique de la fréquence d'opération, courbe de la tension [Rose (axe-y: 100V/div)], du courant de la charge non linéaire [Vert: (axe-y: 10A/div)], et la fréquence d'opération [Rouge, (axe-y : 25Hz/div)]. Courbes d'en haut (axe-x: 500ms/div), et d'en bas (axe-x: 10ms/div)	62
Figure 3.1	Synoptique d'un micro-réseau autonome	65
Figure 3.2	Schéma équivalent d'un micro-réseau autonome à N générateurs distribués	66
Figure 3.3	Analogie entre les systèmes de génération distribués et les systèmes de génération conventionnels	68
Figure 3.4	Caractéristique du statisme de la fréquence et de l'amplitude pour une impédance inductive (a), résistive (b) ou capacitive (c)	68
Figure 3.5	Schéma synoptique du contrôle de statisme conventionnel, Z_i inductive	70
Figure 3.6	Schéma synoptique du contrôle de statisme conventionnel, Z_i résistive	71
Figure 3.7	Schéma synoptique du contrôle de statisme conventionnel, Z_i capacitive	72
Figure 3.8	Schéma synoptique du contrôle de statisme avec impédance de sortie virtuelle	75
Figure 3.9	schéma block de la stratégie de contrôle adoptée pour chaque unité de génération distribuée	77
Figure 3.10	Co-Simulation entre Matlab/Simulink et PSIM du système globale	80
Figure 3.11	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge linéaire, sans le contrôle de la répartition des charges, courbes de la tension du bus AC et du courant de charge (x10), ainsi que des courants de sortie de chaque unité et du courant de circulation	82
Figure 3.12	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire sans le contrôle de la répartition des charges, courbes de la tension du bus AC et du courant de charge (x3), ainsi que des courants de sortie de chaque unité et du courant de circulation	82

Figure 3.13	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système face à la déconnexion d'une unité de génération en présence d'une charge linéaire avec la méthode du statisme proposée	83
Figure 3.14	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système face à la déconnexion d'une unité de génération en présence d'une charge non-linéaire avec la méthode du statisme proposée	83
Figure 3.15	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système face à la connexion d'une unité de génération en présence d'une charge linéaire avec la méthode du statisme proposée	84
Figure 3.16	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système face à la connexion d'une unité de génération en présence d'une charge linéaire avec la méthode du statisme proposée	84
Figure 3.17	Banc de test expérimental du micro-réseau autonome	85
Figure 3.18	Configuration du micro réseau et de la stratégie de contrôle adoptée	86
Figure 3.19	Résultats expérimentaux : Répartition des charges dans un micro-réseau de deux générateurs distribués lors d'un transitoire de charge (Partie 1). Courbes du courant de sortie du générateur #1 (Vert) et du générateur #2 (Bleu). [Haut : (axe-x: 500ms/div; axe-y: 2.5A/div)], [Bas: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 2.5A/div)]	87
Figure 3.20	Résultats expérimentaux : Répartition des charges dans un micro-réseau de deux générateurs distribués lors d'un transitoire de charge (Partie 2). Courbes du courant de sortie du générateur #1 (Vert) et du générateur #2 (Bleu). [Haut : (axe-x: 500ms/div; axe-y: 2.5A/div)], [Bas: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 2.5A/div)]	87
Figure 3.21	Résultats expérimentaux : Répartition des charges dans un micro-réseau de deux générateurs distribués lors d'un transitoire de charge (Partie 3). Courbes du courant de sortie du générateur #1 (Vert) et du générateur #2 (Bleu). [Haut : (axe-x: 500ms/div; axe-y: 2.5A/div)], [Bas: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 2.5A/div)]	88
Figure 3.22	Répartition des charges dans un micro-réseau de deux générateurs distribués lors de la connexion intempestive de l'unité #2 tandis que l'unité #1 alimentait seul la charge non-linéaire (Transitoire). Courbes du courant de sortie du générateur #1 (Vert) et du générateur #2 (Bleu). [Haut : (axe-x: 500ms/div; axe-y: 5A/div)], [Bas: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 5A/div)]	88
Figure 3.23	Répartition des charges dans un micro-réseau de deux générateurs distribués lors de la connexion intempestive de l'unité #2 tandis que l'unité #1 alimentait seul la charge non-linéaire (Stationnaire). Courbes du courant de sortie du générateur #1 (Vert) et du générateur #2 (Bleu). [Haut : (axe-x: 500ms/div; axe-y: 5A/div)], [Bas: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 5A/div)]	89
Figure 4.1	Illustration d'un spectre de fréquences	94

Figure 4.2	Filtres passifs, (a) série, (b) parallèle	96
Figure 4.3	Filtre actif série	98
Figure 4.4	Filtre actif parallèle	98
Figure 4.5	Filtre actif combiné série - parallèle	99
Figure 4.6	Synoptique d'un micro-réseau autonome avec filtre actif parallèle	100
Figure 4.7	Circuit de puissance du filtre actif parallèle	101
Figure 4.8	Fonctions d'appartenance	105
Figure 4.9	Schéma synoptique de la stratégie de contrôle floue appliquée sur le filtre actif	106
Figure 4.10	Co-Simulation entre Matlab/Simulink et PSIM du système globale	110
Figure 4.11	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif déconnecté. Courbe de la tension du bus AC (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite)	111
Figure 4.12	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif déconnecté. Courbe du courant absorbé par la charge non-linéaire (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite)	111
Figure 4.13	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif déconnecté. Courbe du courant de sortie du générateur distribué #1 (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite)	112
Figure 4.14	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif déconnecté. Courbe du courant de sortie du générateur distribué #2 (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite)	112
Figure 4.15	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté. Courbe de la tension du bus AC (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite)	114
Figure 4.16	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté. Courbe du courant absorbé par la charge non-linéaire (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite)	114
Figure 4.17	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté. Courbe du courant de sortie du générateur distribué #1 (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite)	114
Figure 4.18	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté. Courbe du courant de sortie du générateur distribué #2 (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite)	115
Figure 4.19	Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté. Courbe du courant absorbé par le filtre actif (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite)	115

- Figure 4.20 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non- 116
linéaire, filtre actif connecté à $t=0.2s$. Courbes de la tension du bus AC
(Rouge) et des courants (x5) de sortie des générateurs #1 (Bleu) et #2
(Bleu)
- Figure 4.21 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non- 116
linéaire, filtre actif connecté à $t=0.2s$. Courbe du courant absorbé par la
charge
- Figure 4.22 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non- 116
linéaire, filtre actif connecté à $t=0.2s$. Courbe du courant absorbé par le
filtre actif
- Figure 4.23 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non- 117
linéaire, filtre actif connecté à $t=0.2s$. Courbes de la tension du bus DC
(Rouge) et sa référence (Bleu)

Liste des Tableaux :

Tableau 2.1	Paramètres du système	45
Tableau 2.2	Paramètres de contrôle	46
Tableau 2.3	Comparaison entre les principaux contrôleurs résonants	53
Tableau 2.4	Paramètres de contrôle	57
Tableau 3.1	Paramètres du système	81
Tableau 3.2	Paramètres de contrôle	81
Tableau 4.1	Paramètres du système	109
Tableau 4.2	Paramètres de contrôle	111

Introduction générale :

La demande mondiale en énergie électrique enregistre un bouleversement sans précédent en raison non seulement de la nécessité de répondre quantitativement et qualitativement à une demande en forte croissance, mais aussi à la nécessité de satisfaire de nombreuses exigences. Dans ce sens, et afin de satisfaire l'essentiel de la demande mondiale en énergie, le déploiement de grands systèmes de génération centralisés, notamment, les centrales nucléaires, hydroélectriques, et thermoélectriques, est nécessaire. Néanmoins, la mise en place de telles structures nécessite, un investissement conséquent et fait face à des contraintes souvent liées à des préoccupations environnementales, technico-économiques, et socio-politiques. Ces contraintes sont d'autant plus accentuées par la nécessité de mettre en place un réseau dense de transmission et de distribution (T&D) dans le but d'assurer l'acheminement de l'énergie sur de longues distances vers un nombre croissant de consommateurs. L'extension de ces infrastructures, est encore plus délicate pour l'alimentation des zones reculées et difficiles d'accès, à cause des pertes en ligne associées, et des coûts élevés qui caractérisent la mise en œuvre et l'entretien de ces structures.

Dans ce sens, et au vu des difficultés susmentionnées, le développement d'une nouvelle forme de génération est de plus en plus d'actualité avec comme objectif, le déploiement, au voisinage même des utilisateurs finaux, de nouvelles structures de génération souvent de moindres capacités en puissance, mais permettant néanmoins d'assurer aux consommateurs une meilleure autonomie et plus de fiabilité [1]. Ces caractéristiques trouvent tout leur sens dans le caractère distribué de ces installations qui offrent, de plus, la possibilité d'accroître l'intégration des sources d'énergies renouvelables via des interfaces localement pilotables. Par ailleurs, il est indéniable que cette forme de génération observe son essor grâce à l'évolution technologique que connaissent les interfaces d'électronique de puissance au même titre que les dispositifs de captage de l'énergie. En outre, au cours de ces dernières années, les systèmes de conversion ont connus des avancées considérables avec la conception de convertisseurs statiques modulaires et parfaitement capables de répondre efficacement et durablement aux exigences sur la quantité et la qualité de l'énergie transitée. C'est la raison pour laquelle, ces interfaces de conversion représentent, de fait, la pièce maîtresse dans la majorité des systèmes de génération distribués [2].

La génération distribuée, ou décentralisée, d'électricité est le concept de base de différents modèles énergétiques récents, entre autres, les réseaux électriques intelligents et les micro-réseaux électriques. Ces derniers sont souvent composés de la connexion d'un ensemble de générateurs distribués pouvant opérer, soit en mode autonome, pour alimenter des charges électriques de différentes natures, soit connectés au réseau commun d'électricité, pour supporter une part des besoins en énergie électrique du réseau à travers l'injection du surplus, ou de la totalité de l'énergie produite via des structures de T&D [3]. Les systèmes de génération distribuée, peuvent aussi s'exprimer sous forme, d'alimentations de secours dites sans interruptions, de filtres actifs de puissance, ou d'interfaces pour les systèmes de stockage avec un flux bidirectionnel de l'énergie...etc.

Cependant, les défis techniques associés au déploiement des systèmes de génération distribués sont aujourd'hui encore très nombreux et compliquent d'avantage la gestion de ces structures. En effet, ces structures de génération distribuées sont souvent soumises aux contraintes liées à l'intermittence de la production des sources d'énergie renouvelables et à la variabilité de la consommation, ce qui d'autant plus fragilise leur fonctionnement en mode autonome avec un impact double sur la qualité de l'énergie et la stabilité des opérations [4]. Par conséquent, la gestion de ce type de structure dépend essentiellement de la stratégie de commande adoptée, dont le but est de garantir un fonctionnement en adéquation avec les standards internationaux. Ainsi, les chercheurs affichent un engouement particulier pour cette problématique à travers la proposition de différentes stratégies de contrôle/commande pour le maintien d'un fonctionnement optimale des unités et des ensembles de génération distribuée d'électricité. En outre, La stratégie de commande employée dans les micro-réseaux suit généralement une structure hiérarchique avec trois niveaux de contrôle [5]:

- Le contrôle primaire : dédié à la régulation de la tension et/ou du courant de sortie ainsi qu'à la répartition des charges et le contrôle des flux de puissances entre les générateurs distribués mis en parallèles.
- Le contrôle secondaire : dédié à la restauration des valeurs nominales de la fréquence et de l'amplitude de tension.
- Le contrôle tertiaire : dédié au contrôle des flux de puissance entre le micro-réseau autonome et le réseau commun de distribution.

Dans ce contexte, le travail développé au cours de cette thèse a pour objectif d'apporter des solutions visant l'amélioration des performances d'un micro-réseau autonome comportant une à plusieurs unités de génération distribuées. Dans une première étape, l'étude portera sur le développement d'une stratégie de contrôle primaire à deux étages pour piloter localement chaque générateur distribué, et ceci, en utilisant que des mesures locales conformément au caractère décentralisé de ces structures. La dernière étape sera consacrée, quant à elle, à l'amélioration de la qualité de l'énergie dans un micro-réseau autonome via la reconfiguration de ce dernier à travers l'intégration d'un dispositif de filtrage actif.

L'ensemble de ce travail est organisé en quatre chapitres :

Le premier chapitre est consacré à la présentation des différentes structures de générations d'électricité en commençant par une description succincte des systèmes de génération centralisés avant de nous intéresser aux systèmes de génération distribuée. La structure des générateurs distribués est présentée afin de situer les principales problématiques les concernant. Le contrôle de ces structures étant la principale problématique, un état de l'art des différentes stratégies de contrôle est proposé dans la dernière partie de ce chapitre.

Le second chapitre est consacré, quant à lui, au contrôle de la tension de sortie des unités de génération distribuée. En effet, l'étude développée s'articule sur la régulation de la tension de sortie de chaque générateur via le concept du contrôle résonant. Le contrôle résonant se positionne de par ses performances parmi les techniques de contrôle les plus adaptées pour le suivi et/ou le rejet de références périodiques, mais souffre néanmoins de certaines lacunes en raison de sa sensibilité à

la variation du point de fonctionnement (fréquence) [6]. Cette sensibilité peut, de fait, affecter rudement les performances des contrôleurs résonants et limiter leurs application dans les systèmes de génération distribués du fait que l'onde de la tension dans ces deniers fait constamment l'objet de récurrentes variations en fréquence et en amplitude. Dans ce sens, deux solutions sont proposées afin de tirer profit du concept de contrôle résonant sans pour autant limiter son application [7, 8]:

- La première solution concerne l'utilisation d'un régulateur linéaire quadratique sur la base d'un contrôleur multi-résonant à retours d'états stabilisants.
- La seconde solution propose l'utilisation d'une stratégie de contrôle en boucles imbriquées basées sur un contrôleur multi-résonant adaptatif en gain et en fréquence.

Il sera montré que cette dernière stratégie est nettement avantageuse pour les micro-réseaux à plusieurs unités de génération distribuée d'électricité vu qu'elle permet au système de faire face à de larges variations du point de fonctionnement.

Dans le troisième chapitre, nous allons nous intéresser à l'étude de la répartition des charges, ou le contrôle des flux de puissance, dans un micro-réseau constitué en amont par la mise en parallèle de plusieurs unités de génération distribuées et délivrant en aval sur un ensemble de charges électriques. En effet, chaque unité génération doit contrôler la proportion des puissances (active et réactive) qu'elle délivre en réponse aux appels de courant des charges connectées, et ceci, en fonction de ces capacités nominales [9]. Ainsi, un contrôleur basé sur la méthode de statisme modifiée est développé en association avec une impédance virtuelle et un générateur de référence. Il sera montré que la répartition des charges dans un micro-réseau permet de renforcer les capacités de ce dernier à faire face à la connexion et/ou à la déconnexion intempestive d'une ou plusieurs unités de génération distribuée tout en éliminant les courants de circulations qui peuvent survenir en raison des disparités physiques entre les différentes unités génération et lignes d'interconnexion.

La prolifération des charges non linéaires (domestiques, commerciales, et/ou industrielles) dans le micro-réseau impose au générateurs distribués de fournir un courant non sinusoïdale ce qui accentue la distorsion de la tension du micro-réseau, réduit le facteur de puissance, et conduit éventuellement au déclenchement des phénomènes de résonances pouvant délivrer sur l'instabilité du système [10]. Ainsi, nous avons pensé, le long du Chapitre 4, à la reconfiguration de la structure conventionnelle des micro-réseaux via l'intégration d'un filtre actif parallèle dans le but d'améliorer le facteur de puissance dans le micro-réseau en réduisant la proportion des courants réactifs et harmoniques dans les lignes. Le caractère imprévisible des charges électriques, les variations paramétriques ainsi que les disparités entre les lignes d'interconnexion rends difficile l'établissement d'un modèle exacte du système. Ainsi, la description floue du filtre actif, résultat de la moyenne pondérée des modèles locaux obtenus par linéarisation autour de certains points de fonctionnement, est en conséquence préconisée pour qu'au final un contrôleur flou de type Tagagi-Sugeno soit établis sur la base de la description développée.

Une approche basée sur la co-simulation entre Matlab/Simulink et PSIM est adoptée afin d'étudier la faisabilité des techniques de contrôle développées avant

d'être validées pratiquement sur un micro-réseau autonome constitué d'une à deux unités de génération distribuées. Le banc de test expérimental réalisé prend en compte de nombreuses contraintes et cas d'étude, notamment, l'alimentation de charges électriques de différentes natures, la disparité entre les lignes d'interconnexion, les transitoires de charge, et la connexion/déconnexion inopinée d'un générateur. Les résultats obtenus sont présentés et discutés le long des chapitres pour assoir la validité des travaux reportés. Une conclusion générale est aussi proposée en dernier.

1. Contexte d'étude et état de l'art sur les systèmes de génération distribuée d'électricité.

1.1. Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter un état de l'art des différentes structures de génération d'électricité. Ainsi, en premier on se focalisera sur la génération centralisée d'électricité et des nombreuses contraintes auxquelles elle fait face avant de proposer une étude détaillée des systèmes de génération décentralisés, ou distribués. L'intégration des sources d'énergie renouvelables est discutée tout autant que les moyens de stockage, le conditionnement de l'énergie et les moyens d'interfaçage. Le contrôle des systèmes de générations distribués et leur mise en parallèle pour la formation des micro-réseaux est ensuite discuté.

1.2. Génération centralisée d'électricité

Les dernières décennies ont connu une augmentation exponentielle des besoins énergétiques mondiaux ce qui a conduit à l'implantation de larges unités de production d'électricité dans l'espoir de répondre efficacement à une demande en forte croissance [11]. En effet, l'industrialisation à grande échelle et le déploiement de grands centres urbains ont été accompagné, comme illustrée par la Figure 1.1, par la mise en place d'un réseau constitué de centrales électriques de grandes puissances ainsi que l'installation d'un réseau de transmission et de distribution de haute densité. Entretemps, l'évolution technologique a permis l'adoption de plusieurs sources d'énergie primaires essentiellement des combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel...), des combustibles nucléaires (uranium, plutonium, ...), mais aussi des sources d'énergie hydrauliques et géothermiques avec un mode de conversion quasi similaire dans lequel l'énergie primaire est convertie en énergie électrique à travers des cycles de combustion et de conversions thermodynamiques ou hydromécaniques entraînant la rotation de turboalternateurs. Ces centrales connaissent un rendement électrique satisfaisant supérieur à 35% sans compter les bénéfices que peut engendrer la cogénération ou même la tri-génération [12]. La génération centralisée d'électricité reste toutefois le sujet d'innombrables contraintes sur le plan technique, socioéconomique et surtout environnementale.

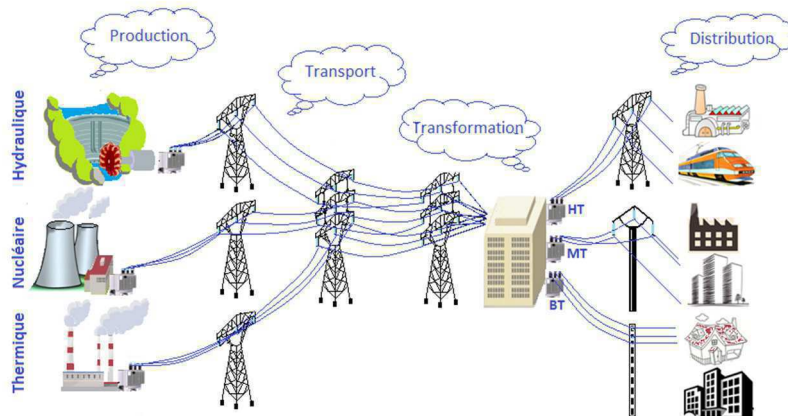


Figure 1.1 Structure générale du réseau électrique conventionnel

1.2.1. Contraintes technico-économiques

La génération centralisée d'électricité représente un défi permanent pour différents pays et compagnies énergétiques sur le plan technique mais aussi économique vu la nécessité de proposer aux consommateurs, particuliers et industriels, une énergie de qualité à un prix concurrentiel et référentiel. Toutefois, la dépendance de ces unités de production vis-à-vis des matières premières fossiles ou fissiles accentue leur vulnérabilité et met en gage leur avenir [13]. En effet, les prévisions de l'agence internationale d'énergie (AIE) mettent en garde contre l'accentuation de la dépendance à ces matières malgré un fort apport des sources d'énergie renouvelables, comme l'illustre la Figure 1.2 [14]. Par ailleurs, la disponibilité relative de ces matières encourage la volatilité de leurs prix sur les marchés internationaux [15], ce qui se répercute indéniablement sur le consommateur final et compromet l'existence de beaucoup de compagnies dont certaines recourent au stockage qui représente une solution à court terme et au mieux à moyen terme. La fiabilité du réseau de transmission et de distribution et les coûts qu'il engendre pour sa maintenance et son extension ainsi que les pertes de puissances qu'il accumule [16], limitent encore plus les performances des structures de génération centralisées d'électricité dont les coûts d'investissements initiaux restent encore très élevés avec un amortissement sur plusieurs années. Ces pertes dont la moyenne mondiale reste supérieure à 10% concernent les pertes dues aux infrastructures de transmission et de distribution (T&D) ainsi que les pertes techniques et de commercialisation agrégées sous le nom d'AT&C [14]. Sur le plan technique, les études révèlent des difficultés liées plus à l'exploitation des sources d'énergie primaires, et à l'entretien périodique et coûteux des installations. Par exemple, l'utilisation des énergies géothermiques nécessite des études géologiques poussées et souffre de la variabilité et de la profondeur des forages. Ces forages peuvent entraîner à leurs tours des affaissements pouvant même être en cause de remontées magmatiques et de la pollution des nappes phréatiques. Les générateurs installés au pied des barrages hydrauliques assurent une grande partie des besoins énergétiques mondiaux mais souffrent de l'envasement et des risques de ruptures.

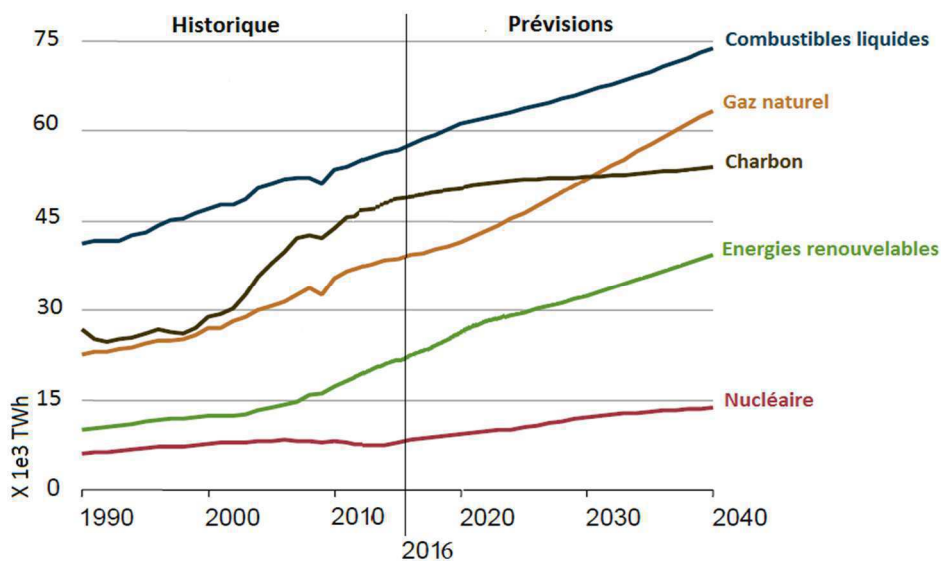


Figure 1.2 Consommation mondiale d'énergie 1990-2040 (prévisions) - AIE [14]

1.2.2. Restrictions environnementales

D'innombrables études attestent des conséquences incommensurables qu'infligent les systèmes de génération centralisés d'électricité sur l'environnement. En effet, et comme stipulé préalablement, ces unités de génération utilisent en majorité des cycles de combustion à haute températures ce qui privilégie, en présence de combustibles fossiles, la formation d'oxydes d'azote NOx, de gaz carbonique et d'une grande quantité de dioxyde de soufre SO₂. Ces éléments de par leurs toxicités et les évolutions qu'ils peuvent connaître dans l'atmosphère conduisent, en plus de leurs impacts directs sur la santé et l'environnement immédiat, à l'apparition de phénomènes inhabituels comme le réchauffement climatique et les pluies acides dont les retombées sont néfastes sur beaucoup d'écosystèmes et sur la planète toute entière. Contrairement aux centrales à base de combustibles fossiles, les centrales nucléaires n'émettent pas de gaz à effet de serre mais engendrent des déchets à très haute teneur en éléments radioactifs. Ces derniers sont encapsulés et mis sous terre à des lieux isolés de tout environnement humain. Toutefois, ces déchets représentent un lourd fardeau pour beaucoup de pays vu qu'on ne peut garantir en absolue une séparation hermétique avec d'autres éléments naturels. Par ailleurs, les centrales hydroélectriques reposent sur l'accumulation de grands volumes d'eau sur une large superficie, ce qui déstabilise les écosystèmes locaux et inondent des terres cultivables à haute valeur agricole.

La décennie en cours connaît une effervescence et une prise de conscience à l'égard des risques que véhicule la génération centralisée d'électricité. Dans ce sens, des groupes de travail ont été formés sous l'égide de l'agence internationale de l'énergie (AIE) ou d'autres organismes intergouvernementaux dans le but d'établir des rapports périodiques sur l'évolution que connaît le monde en matière d'énergie et d'adopter des lignes directrices permettant d'endiguer le phénomène de réchauffement climatique. En outre, ils préconisent la mise à niveau des installations existantes et l'adjonction de systèmes de captage pour réduire au maximum l'émission d'éléments toxiques ainsi que la promotion des énergies renouvelables dans le monde et le développement de nouveaux modèles énergétiques, plus autonomes et plus intelligents [17, 18].

1.2.3. Besoins sociétales

Les sociétés modernes connaissent, certes, de nouveaux défis, mais envisagent aussi un mode de vie différent dans lequel tous les éléments de la société pourraient contribuer activement à la gestion de leurs consommations en participant essentiellement à la production et au stockage de leurs propres besoins en énergie. En effet, ces personnes morales ou physiques aspirent à plus d'autonomie et de flexibilité dans un contexte où même le réseau mondiale d'énergie est contraint de fournir en énergie des zones reculées, difficiles d'accès et nécessitant un lourd investissement pour le renforcement et l'expansion du réseau vers elles, ce qui encourage d'autant plus le déploiement de petites unités de production d'électricité à proximité des utilisateurs finaux. Cette tendance est aussi bien soutenue par l'éveil écologique de beaucoup de consommateurs que par le développement des moyens techniques permettant l'utilisation des sources d'énergies renouvelables (éolien, solaire ...) avec un rendement satisfaisant et une meilleure qualité de l'énergie et de service. Les soutiens financiers et la possibilité de vendre le surplus de la production d'électricité à des prix avantageux et préférentiels contribuent eux aussi à la concrétisation de cette

vision dans laquelle la génération distribuée d'électricité constituerait la solution à un ensemble de problèmes socioéconomiques, techniques et environnementaux [3].

1.3. Génération distribuée d'électricité

La génération distribuée ou décentralisée d'électricité constitue la pierre centrale de différents modèles énergétiques récents, on peut citer les réseaux électriques intelligents [19], et les micro-réseaux électriques [20]. Ces derniers sont souvent composés d'un ensemble de générateurs distribués pouvant opérer, soit en îlots isolés pour alimenter un groupe de charges électriques, soit connectés au réseau commun d'électricité pour supporter une part des besoins en énergie électrique du réseau à travers l'injection du surplus, ou de la totalité de l'énergie produite via des structures de T&D [21]. Il existe aussi d'autres possibilités d'intégration de ces générateurs distribués sous forme, d'alimentations de secours dites sans interruptions (ASI ou UPS : Uninterruptible Power Supply) [22, 23], de filtres actifs de puissance (APF : Active Power Filter) [24, 25], d'interfaces pour des systèmes de stockage avec un flux bidirectionnel de l'énergie [26, 27], ou même sous forme de systèmes destinés à la restauration dynamique de la tension (DVR : Dynamic Voltage Restorer) [28, 29]. Cependant, la génération décentralisée d'électricité est généralement de petite ou de moyenne puissance (1kW→10MW) et ne contribue que de façon complémentaire et non exclusive au maintien d'un équilibre entre la production, le stockage et la consommation de l'énergie électrique [30]. La Figure 1.3, illustre la structure de base d'une unité de génération distribuée d'électricité.

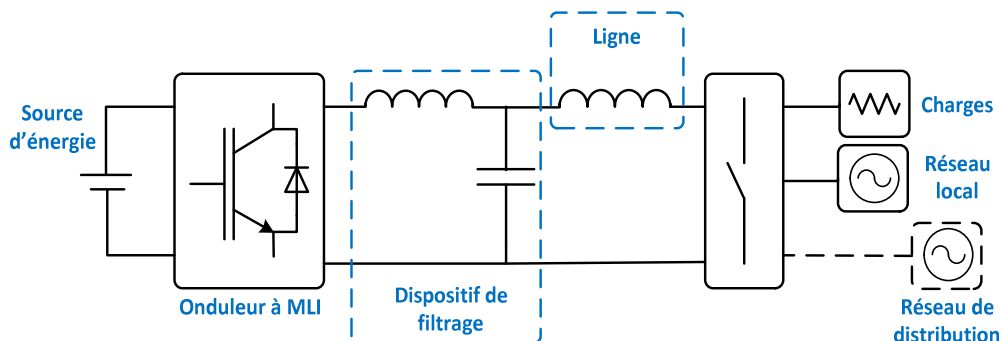


Figure 1.3. Structure de base d'une unité de génération distribuée.

Les systèmes de génération distribuée d'électricité offrent la possibilité d'intégrer une grande partie de sources d'énergie renouvelables à travers des interfaces localement pilotables. Ces interfaces sont, à base d'électronique de puissance, dotées d'interrupteurs à haute fréquence de commutation et avec quasiment peu de pertes en énergie. De plus, au cours de ces dernières années, ces dispositifs de conversion ont connus des avancées considérables avec la conception de convertisseurs statiques modulaires et parfaitement capable de répondre efficacement et durablement aux exigences sur la qualité de l'énergie. Dans ce sens, et comme illustré par la Figure 1.3, l'utilisation de filtres passifs en sortie est aussi préconisée afin d'atténuer les harmoniques de hautes fréquences et contribuer ainsi à une meilleure qualité de l'énergie. La qualité de l'énergie dans ce type de structure dépend aussi et essentiellement de la stratégie de commande adoptée, dont le but est de garantir un fonctionnement en adéquation avec les standards internationaux. Les chercheurs affichent un engouement particulier pour cette problématique à travers la proposition

de différentes stratégies de contrôle/commande pour le maintien d'un fonctionnement optimale des unités et des ensembles de génération distribuée d'électricité. Indéniablement, cette forme de génération observe son essor grâce au développement technologique que connaissent les systèmes d'électronique de puissance, ainsi qu'au développement des connaissances et du savoir-faire lié aux sources d'énergies renouvelables sur le plan matériel et technique avec la conception de dispositifs de captage de rendements satisfaisants et en constante amélioration en termes de cout, poids, et efficacité. En effet, il est nécessaire de disposer de moyens efficaces pour la conversion de l'énergie primaire que recèlent certains phénomènes naturels en énergie électrique. Ainsi, des cellules photovoltaïques de différentes technologies sont utilisées pour transformer l'énergie véhiculée par les rayons solaires en énergie électrique, de même, l'énergie cinétique du vent est convertie par le biais d'éoliennes en énergie électrique. Néanmoins, l'utilisation de l'énergie électrique qui résulte de ces transformations, pour répondre aux besoins des charges électriques ou du réseau, ne peut se faire qu'à travers des interfaces de conversion statique DC/DC, AC/DC et DC/AC.

1.3.1. Intégration des sources d'énergie renouvelables

Il existe différentes sources d'énergie dites renouvelables ou même inépuisables. Celles-ci émanent directement ou indirectement de l'énergie solaire dont les rayons induisent des phénomènes naturels tel que le vent, les marées, les courants océaniques, ... etc [14]. L'ensemble des phénomènes induits constitue une source d'énergie de grand intérêt. Toutefois, la transformation de ces énergies primaires en énergie électrique diffère l'une de l'autre, de même que les moyens de leur intégration sous forme de générateurs distribués. En effet, le conditionnement de l'énergie électrique qui en résulte nécessite l'incorporation d'un ou plusieurs étages de conversion statiques.

1.3.1.1. L'énergie éolienne.

1.3.1.1.1. Notions de base sur l'énergie éolienne

Historiquement, les éoliennes sont un système fréquemment utilisé pour entrainer la rotation de systèmes mécaniques comme les moulins à vent. Toutefois, le même concept est utilisé de nos jours pour extraire l'énergie cinétique du vent et la transformer en énergie électrique. De plus, l'énergie éolienne est considérée comme une source d'énergie alternative de faible impact sur l'environnement. Cette dernière bénéficie en conséquence de larges mesures pour accroître son introduction dans la production mondiale d'électricité sous forme de petites unités de génération distribuée ou sous forme d'ensembles dits fermes éoliennes [31]. Les éoliennes peuvent être utilisées pour des applications autonomes, connectées au réseau de distribution commun ou même combinée à des systèmes photovoltaïques, systèmes de stockage, générateurs diesel, ... etc, pour former des systèmes hybrides [32].

L'énergie éolienne dépend de plusieurs facteurs :

- la vitesse accumulée par une masse d'air.

- La surface balayée par les pales et le volume d'air qui y passe.
- La configuration de l'aérogénérateur (nombre de pales, inclinaison des pales, vitesse et axe de rotation ...)

1.3.1.1.2. Fonctionnement et moyens d'intégration

Les éoliennes se différencient par leurs modes de fonctionnement, c'est à dire à vitesse de rotation constante ou variable. Comparé aux éoliennes à vitesse de rotation constante, les éoliennes à vitesse variable permettent de produire plus d'énergie via le contrôle de leur vitesse de rotation de telle sorte à l'adapter à celle du vent et en extraire ainsi le maximum de puissance à travers le suivi du point maximale de puissance (SPMP – MPPT : Maximum Power Point Tracking) établis pour différentes conditions [33]. La majorité des éoliennes fonctionnent à vitesses variables afin de répondre aux exigences sur la qualité de l'énergie, ce qui nécessite toutefois l'utilisation de plusieurs étages de conversion statique pour assurer le conditionnement de la tension/courant à des niveaux satisfaisants en fréquence et en amplitude [34]. Les éoliennes à vitesse variable utilisent des machines asynchrones à double alimentations (DFIG : Doubly Fed Induction Generator) ou des machines synchrones à aimants permanents (PMSG : Permanent Magnet Synchronous Generator). Les éoliennes à vitesse constante utilisent des génératrices asynchrones à cages d'écureuil (SCIG : Squirrel-Cage Induction Generator) et sont configurées pour être directement connectées au réseau. La Figure 1.4 met en avant la nécessité de la mise en place d'une conversion AC-DC-AC pour les systèmes à DFIGs et PMSGs.

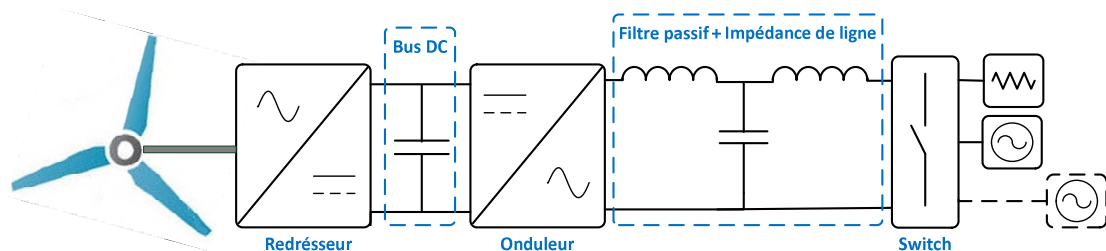


Figure 1. 4. Architecture de base d'un générateur éolien distribué.

La plus importante démarche est celle d'utiliser l'énergie extraite ou la transférer vers le réseau de distribution. De ce fait, et appart les systèmes éoliens dotées de SCIGs, des convertisseurs d'électronique de puissance sont nécessaire pour assurer l'interfaçage de ces systèmes soit avec le réseau, les charges, ou avec les systèmes de stockage [35].

1.3.1.2. L'énergie solaire

1.3.1.2.1. Notions de base sur l'énergie solaire :

L'énergie solaire, thermique ou photovoltaïque, a été d'une grande utilité depuis les temps anciens. C'est une richesse inépuisable et sans limites géographiques. Son principe d'utilisation découle des caractéristiques photoélectriques de certains matériaux, solides, liquides ou gazeux. Dans ce sens, des semi-conducteurs (notamment le silicium) sont utilisés dans la fabrication de cellules solaires

photovoltaïques (PV) afin de transformer l'énergie solaire en électricité. Le rendement de ces cellules dépasse actuellement les 15% et constitue un marché fleurissant et en constante évolution. Ces cellules constituent l'élément de base dans la construction des panneaux solaires, donc des centrales solaires, où en effet les uns constituent les autres à travers un assemblage en série et/ou en parallèle. La connexion des panneaux photovoltaïques en série et/ou en parallèle permet de répondre à des exigences liées à l'application envisagée en termes de tension, de courant, et de puissances [36]. Par ailleurs, le rendement de ces ensembles est certes intimement lié à l'ensoleillement, mais aussi à d'autres facteurs tels que le phénomène d'ombrage, vieillissement des cellules, et surtout à la prévalence des défauts de fonctionnement inhérents à ces installations [37]. Afin d'améliorer le rendement et faire face à l'intermittence de cette source d'énergie alternative, des capteurs solaires thermiques généralement aidés par des concentrateurs (CSP : Concentrated Solar Power) sont envisagés pour emmagasiner la chaleur émise par le soleil dans un liquide caloporteur et la récupérer ensuite pour faire tourner des turbines thermodynamiques et garantir ainsi une continuité de service indépendamment de l'alternance jour et nuit, des saisons, ou des aléas météorologiques.

Les systèmes solaires de génération distribuée d'électricité peuvent fonctionner comme des entités autonomes là où il est difficile d'opérer une connexion au réseau ou dans les endroits difficiles d'accès ou ne disposant pas d'infrastructures énergétiques. Ils peuvent toutefois être conçus pour fonctionner conjointement avec le réseau de distribution, avec la possibilité d'y injecter le surplus de production en énergie ou même d'en importer en cas de besoin. Dans beaucoup de pays à haut potentiel en énergie solaire, ces installations bénéficient de larges mesures (subventions, prix de rachat préférentiel...) visant à en faire un levier de croissance pour les réseaux électriques de demain [14].

1.3.1.2.2. Fonctionnement et moyens d'intégration

Les systèmes photovoltaïques sont soumis à deux rôles importants :

- Assurer un meilleur rendement à travers le suivi du point maximal de puissance disponible sous différentes conditions.
- Fournir une énergie de qualité compatible avec le réseau de distribution d'électricité et avec la majorité des applications électriques.

Le premier rôle consiste à apporter une solution aux récurrentes variations qu'imposent certaines sources d'énergie renouvelables (de fait l'énergie solaire) et optimiser le fonctionnement des systèmes de génération y référant via l'adaptation de leurs points de fonctionnement au maximum de puissance qu'ils peuvent extraire [38]. Cette stratégie résulte en l'incorporation d'algorithmes dédiés à la poursuite du point maximale de puissance (MPPT) dans la partie de conditionnement DC-DC ou DC-AC. La partie conditionnement réfère au deuxième point que doivent assurer les systèmes photovoltaïques et comprend un ou plusieurs convertisseurs statiques [39].

En observant la configuration typique d'un système solaire de génération distribuée que présente la Figure 1.5, il est évident que les onduleurs constituent le noyau central de ces systèmes vu qu'ils permettent de transformer des grandeurs continues en grandeurs alternatives parfaitement adaptées à différentes applications électriques. Un étage d'élévation et/ou d'abaissement (DC-DC) intermédiaire est

souvent requis pour ajuster la tension du bus DC à une valeur permettant un fonctionnement correct de l'interface DC-AC. A titre d'exemple, la tension nécessaire au bus DC pour assurer des tensions crêtes à 156 V coté alternatif avoisine les 250V, et la tension aux bornes d'un panneau photovoltaïque est souvent <50V, ce qui rend impératif l'utilisation d'un étage d'adaptation DC-DC à défaut d'associer un nombre élevé de panneaux en parallèle et/ou en série [2].

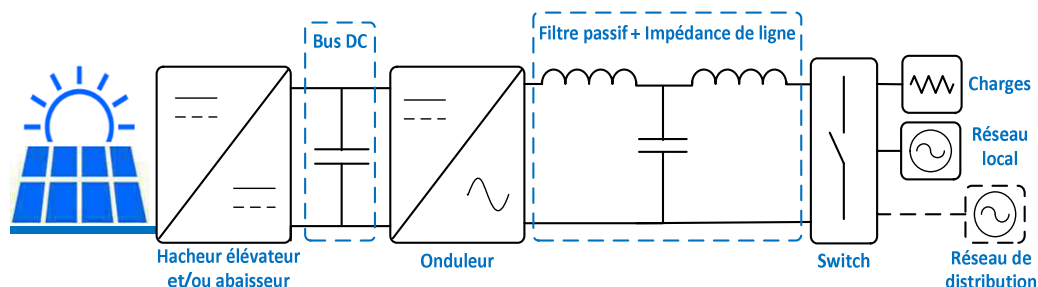


Figure 1.5. Architecture de base d'un système solaire de génération distribuée.

1.3.2. Moyens de stockage

Avec l'avènement des sources d'énergies renouvelables, il n'est plus question de stocker ou d'emmagasiner une matière (solide, liquide ou gaz) à haut potentiel énergétique, mais plus de stocker, d'une manière ou d'une autre, l'énergie électrique qui résulte de leurs transformations. En effet, le recours à un système de stockage reste indispensable pour accumuler l'excédent d'énergie produite afin d'en disposer ultérieurement pour compenser les écarts entre la production et la consommation [30]. Ces écarts sont principalement dues à la nature intermittente et imprévisible des sources d'énergie renouvelables (solaire, éolien...) et aux pics de consommation. Par ailleurs, le développement de ces sources d'énergie au sein des structures de génération distribuée d'électricité doit être accompagné par le renforcement de leurs capacités de stockage et de gestion d'énergie. Le stockage peut être réalisé par différents organes, essentiellement électrochimiques (Batterie Lithium, Accumulateurs, Super-condensateurs, Volant d'inertie, Pile à combustibles ...), avec la possibilité de les greffer aux bus DC et/ou AC [2].

Dans le contexte de la génération distribuée d'électricité, le stockage d'énergie doit répondre à trois enjeux principaux :

- Alimenter des sites insulaires et isolés avec une large pénétration de sources d'énergie intermittentes.
- Assurer l'autonomie des installations, la continuité de service et la sécurisation de l'approvisionnement en énergie.
- Adapter l'offre à la demande en énergie à travers un flux d'énergie bidirectionnel (charge et décharge).

1.3.3. Conditionnement de l'énergie

Un circuit destiné au conditionnement de l'énergie que fournit, en particulier, la majorité des sources d'énergie renouvelables est nécessaire pour les applications de

génération distribuée. En effet, l'intégration de ces sources d'énergie, sous formes d'architectures de génération distribuée d'électricité, nécessite l'adjonction de dispositifs permettant de délivrer des tensions et des courants alternatifs de formes désirées à partir d'une source DC ou AC [40]. Ainsi, les sources DC (notamment les générateurs photovoltaïques et les systèmes de stockage) utilisent des convertisseurs DC-DC de type abaisseur/élevateur pour adapter la tension qu'elles délivrent à celle du bus DC. Le bus DC peut être aussi alimenté par des sources AC de fréquences fixes ou variables (notamment les éoliennes et les micro-turbines) en utilisant un étage de conversion alternatif-continu (AC-DC). Un autre dispositif de conversion de grande importance est utilisé pour délivrer des tensions et des courants alternatifs du même bus DC. Ce dernier dispositif consiste en un convertisseur DC-AC, connu sous le nom d'onduleur. Selon l'application, les ondes de sortie (tension et/ou courant) doivent être compatibles avec les normes les plus au moins stricts (IEEE' 519, 1547, 1159, IEC 61000, ...). Ce qui justifie fréquemment l'usage de filtres passifs en sortie et l'emploi de différentes stratégies de commande.

1.3.3.1. Conversion statique DC/AC

Un convertisseur statique de type continu – alternatif permet, par un jeu de commutations commandées de manière appropriée, de moduler une source d'énergie continue pour obtenir un signal alternatif autour d'un point de fonctionnement désiré. Ce dispositif d'électronique de puissance est le plus souvent constitué de bras à plusieurs niveaux d'interrupteurs électroniques (IGBT, MOSFET, Thyristor...). Des circuits axillaires assurent l'amorçage de ces derniers ; des temps morts sont aussi imposés aux interrupteurs du même bras afin d'éviter des courts circuits [41]. Ce type de convertisseurs est essentiel pour les systèmes de génération distribuée d'électricité pour lesquels il représente le moyen d'interface dans beaucoup d'applications (autonomes et connectées aux réseaux). On y trouve des convertisseurs, ou onduleurs, dit de tension (VSI : Voltage Source Inverter) ou de courant (CSI : Current Source Inverter) [42]. Toutefois, pour des applications à faibles puissances (notamment les applications domestiques, les alimentations de secours, les micro-réseaux autonomes...), les onduleurs monophasés de tension (en pont complet ou en demi pont) sont les plus utilisés. Néanmoins, des onduleurs dit, multi niveaux (trois niveau et plus) peuvent être nécessaires pour des applications de grande puissance (ferme éolienne/champ photovoltaïque connecté (e) au réseau...) [43].

Ci-dessous, nous nous focaliserons sur une description succincte, des onduleurs monophasés en demi-pont et en pont complet avec les stratégies de commande qui s'accompagnent.

1.3.3.1.1. Onduleur monophasé à un bras

La Figure 1.6 présente le circuit de base d'un onduleur monophasé en demi-pont. Celui-ci est alimenté par une source DC à point milieu dotée de deux condensateurs, et est constitué d'un bras à deux interrupteurs électroniques. Une stratégie à modulation de largeur d'impulsion (MLI) est employée pour atteindre, en sortie, une tension alternative de fréquence désirée. Les deux interrupteurs sont ainsi séquentiellement forcés à l'ouverture et à la fermeture de telle sorte à découper la tension V_{dc} du bus DC et générer un signal périodique en sortie (nœud a) oscillant entre une valeur positive et négative. Dans ce sens, une onde sinusoïdale V_m d'amplitude et de fréquence spécifiques (généralement de 50-60 Hz pour les systèmes

de génération distribuée) est comparée à un signal triangulaire V_p de haute fréquence afin de déterminer les séquences de commutation (Figure 1.7).

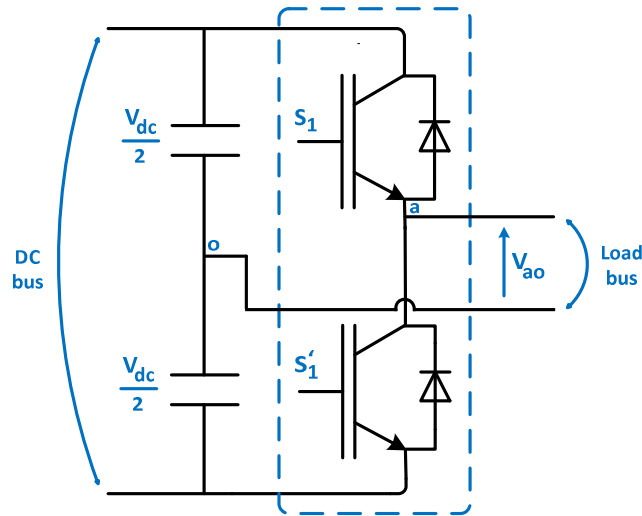


Figure 1.6 Convertisseur DC-AC à un bras

Deux séquences de commutation sont appliquées :

- Si $V_m > V_p$, S_1 est fermé; S'_1 est ouvert, et $V_{ao} = V_{dc}/2$.
- Si $V_m < V_p$, S'_1 est fermé; S_1 est ouvert, et $V_{ao} = -V_{dc}/2$.

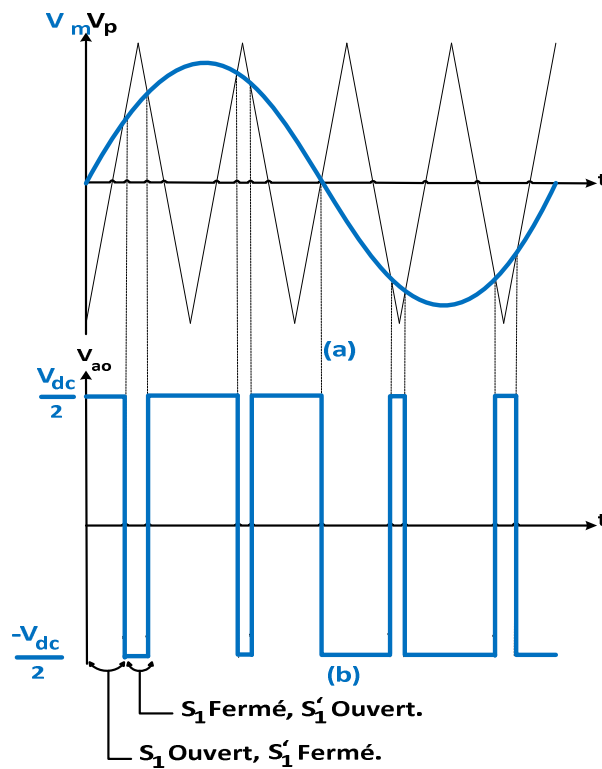


Figure 1.7 Principe de la MLI pour un onduleur à un bras d'interrupteurs.

Le contrôle de la modulante $V_m = A_m \sin(2\pi f_m t)$ permet de varier linéairement l'amplitude et la fréquence de la composante fondamentale de la tension de sortie V_{ao} donnée par l'équation suivante :

$$V_{ao} = \frac{V_{dc}}{2} A_m \sin(2\pi f_m t) + \text{harmoniques} \quad (1.1)$$

La valeur crête de la composante fondamentale du signal de sortie est donnée par $\frac{A_m V_{dc}}{2}$. La fréquence et l'amplitude de la modulante sont respectivement donnés par f_m et A_m , avec A_m varie entre zéro et un.

1.3.3.1.2. Onduleur monophasé à MLI bipolaire

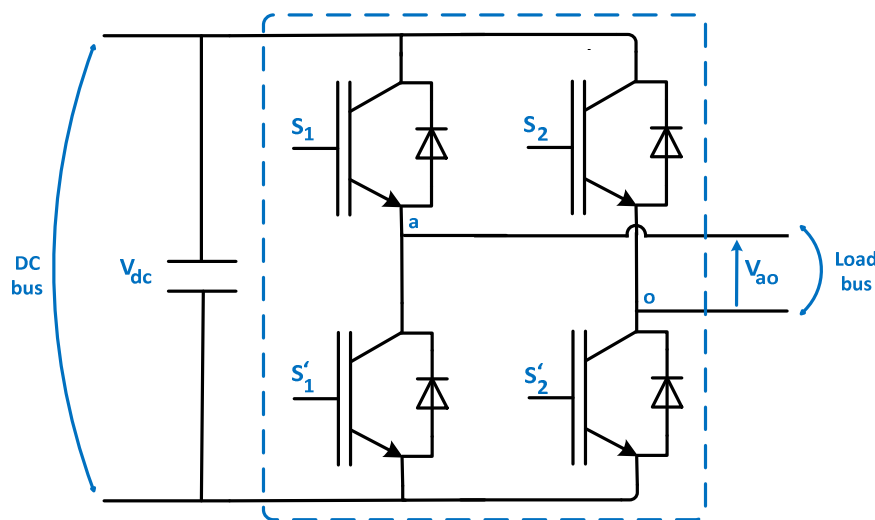


Figure 1.8 Convertisseur DC-AC à deux bras

La structure d'un onduleur monophasé à pont complet correspond à la Figure 1.8. Celle-ci comprend deux bras à deux interrupteurs électroniques chacun. Le fonctionnement de chaque bras répond au même principe qu'un onduleur monophasé en demi-pont sans pour autant nécessiter un bus DC à point milieu. Néanmoins, dans ce cas précis, les interrupteurs S_1, S'_2 et S_2, S'_1 sont conjointement forcés à l'ouverture et à la fermeture par le biais de la stratégie dite à MLI bipolaire. Cette topologie permet à V_{ao} , la tension de sortie, de balancer entre deux valeurs (bi-pôles), positive ($+V_{dc}$) et négative ($-V_{dc}$). Les séquences de commutation suivantes découlent de la comparaison entre la modulante V_m et la porteuse V_p décrites précédemment. La Figure 1.9 fournit plus de détails sur cette procédure.

- Si $V_m > V_p$, S_1, S'_2 sont fermés; S'_1, S_2 sont ouverts, et $V_{ao} = V_{dc}$.
- Si $V_m < V_p$, S'_1, S_2 sont fermés; S_1, S'_2 sont ouverts, et $V_{ao} = -V_{dc}$.

Le signal de sortie qui en résulte est donné par l'équation qui suit. On y remarque que la valeur crête de la composante fondamentale du signal de sortie V_{ao} devient égale à $A_m V_{dc}$, ce qui représente le double des onduleurs en demi pont et admet ainsi un flux de puissance plus important.

$$V_{ao} = A_m V_{dc} \sin(2\pi f_m t) + \text{harmoniques} \quad (1.2)$$

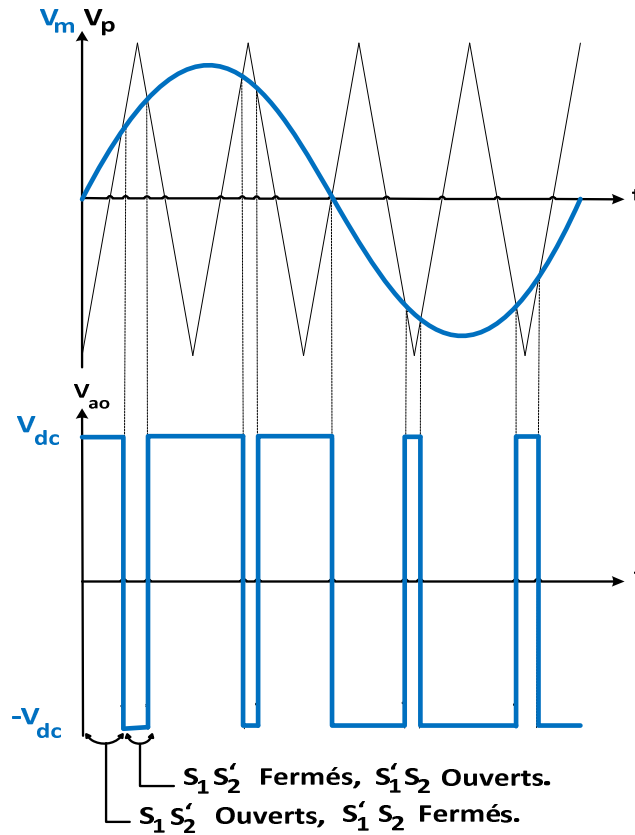


Figure 1.9 MLI Bipolaire pour un onduleur à deux bras d'interrupteurs.

1.3.3.1.3. Onduleur monophasé à MLI Unipolaire

Dans la stratégie MLI à commutation bipolaire appliquée à un onduleur monophasé en pont complet, la tension de sortie V_{ao} varie entre $+V_{dc}$ et $-V_{dc}$, ce qui résulte en de larges fluctuations, caractérisées par la présence de nombreuses harmoniques. Par contre, la stratégie MLI à commutation unipolaire permet de réduire cet écart, donc les fluctuations, en produisant un signal de sortie variant périodiquement entre $+V_{dc}$ et 0, et entre 0 et $-V_{dc}$. De plus, la commutation des interrupteurs des deux bras est indépendante l'un de l'autre, mais s'inscrit toutefois dans la même démarche. En effet, les séquences de commutations à appliquer aux interrupteurs de chaque bras découlent de la comparaison, avec un signal triangulaire V_p , de deux signaux sinusoïdaux identiques (V_m^+ et V_m^-) mais en déphasage de 180° . La Figure 1.10 fournit plus de détails sur cette procédure.

Les séquences de commutation à appliquer sont données par :

- Si $V_m^+ > V_p$ et $V_m^- < V_p$, S_1, S'_2 sont fermés; S'_1, S_2 sont ouverts, et $V_{ao} = V_{dc}$.
- Si $V_m^+ < V_p$ et $V_m^- < V_p$, S'_1, S'_2 sont fermés; S_1, S_2 sont ouverts, et $V_{ao} = 0$.

- Si $V_m^+ < V_p$ et $V_m^- > -V_p$, S_1, S_2 sont fermés; S_1', S_2' sont ouverts, et $V_{ao} = -V_{dc}$.
- Si $V_m^+ > V_p$ et $V_m^- > -V_p$, S_1, S_2 sont fermés; S_1', S_2' sont ouverts, et $V_{ao} = 0$.

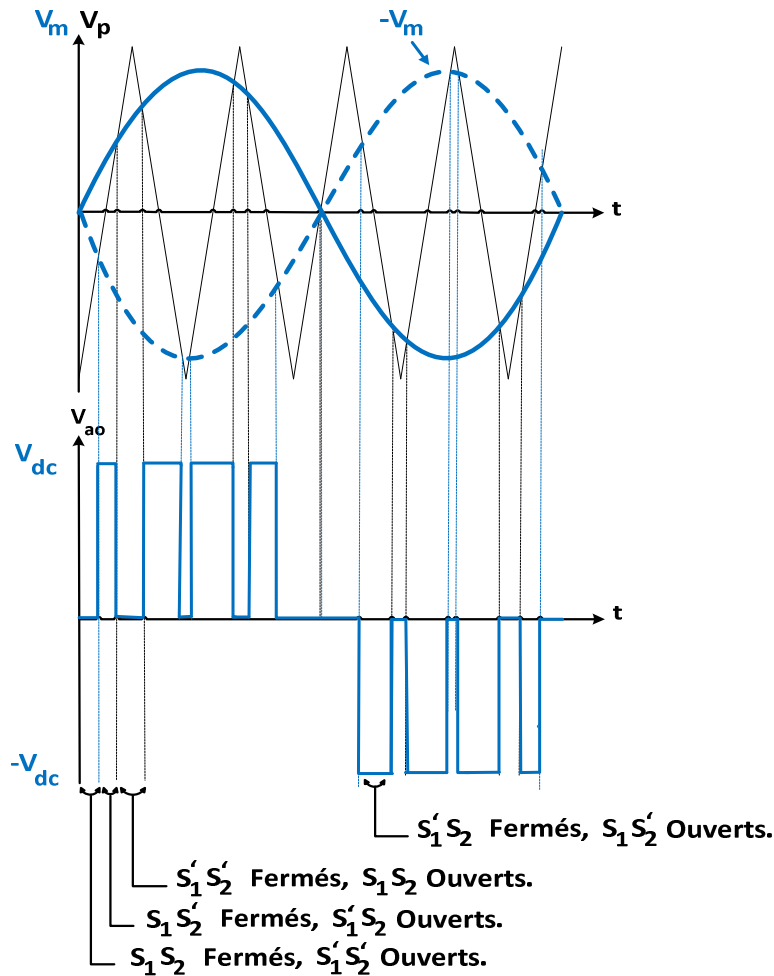


Figure 1.10 MLI Unipolaire pour un onduleur à deux bras d'interrupteurs.

La tension de sortie V_{ao} est ainsi donnée par l'équation suivante :

$$V_{ao} = A_m V_{dc} \sin(2\pi f_m t) + \text{harmoniques} \quad (1.3)$$

La composante harmonique du signal de sortie de l'onduleur est certes atténuée par l'entremise d'un choix judicieux de la stratégie de commande, mais il reste toutefois nécessaire d'introduire un filtre passe bas en sortie afin d'éliminer les harmoniques de haut rang. En effet, il est primordiale, pour les systèmes de génération distribuée, de satisfaire non seulement les besoins en matière d'énergie électrique, mais aussi de fournir une énergie de qualité concordant avec les standards les plus au moins exigeants.

1.3.3.2. Dimensionnement du bus DC

Le bon fonctionnement des systèmes de génération distribuée d'électricité est tributaire de la puissance du bus DC et de ses capacités à maintenir sa tension à une

valeur moyenne désirée. Le bus DC peut être alimenté différemment suivant les caractéristiques des différentes sources d'énergie, par le biais de redresseurs, hacheurs, élévateurs et/ou abaisseurs, ou directement à travers une concaténation d'un ensemble de batteries ou systèmes de stockage. Un étage de régulation de la tension du bus DC pour une valeur moyenne désirée est aussi incorporé, une multitude de travaux de recherches ont été réalisés dans ce sens [44]. La tension désirée du bus DC, V_{dc}^* , est estimée par l'équation (1.4). Une marge minimale de 10% est prévue en plus de la tension crête du bus AC pour compenser les pertes de commutations et celle dues aux éléments passifs du filtre passe bas de sortie [42].

$$V_{dc}^* \geq \sqrt{2} V_{f,rms} + 10\% V_{f,rms} \quad (1.4)$$

La tension du bus DC n'est, toutefois, pas strictement invariable, celle-ci présente de faibles variations autour de la valeur moyenne. Ces variations dépendent essentiellement de la nature de la charge et de la fréquence de commutation des interrupteurs de puissance du convertisseur DC-AC. Souvent, un condensateur de grande capacité est employé à l'entrée des onduleurs sources de tension (par ailleurs, une inductance pour les onduleurs sources de courant) pour réduire ces fluctuations. Le dimensionnement du condensateur se fait en fonction de la puissance nominale, P_0 , de la source d'énergie et de la fréquence, ω_0 , du bus alternatif, et est décrit par [42]:

$$C_{dc} \geq \frac{P_0}{2 \omega_0 V_{dc}^* \Delta V_{dc}} \quad (1.5)$$

On peut penser à mettre un condensateur assez large pour minimiser le plus les fluctuations du bus DC, toutefois, en pratique, on doit céder à un compromis de telle sorte à minimiser la taille et le coût tout en maintenant un fonctionnement adéquat du système de génération [2]. Dans le cheminement du travail présenté dans cette thèse, nous considérons un bus DC idéal, vu que l'objectif de notre travail de recherche est axé sur la partie AC.

1.3.3.3. Filtrage des harmoniques

La tension et/ou le courant de sortie des convertisseurs DC-AC contient un nombre important d'harmoniques multiples de la fréquence de commutation des bras d'interrupteurs. Ainsi, et afin de satisfaire les exigences liées aux charges et/ou aux réseaux électriques, l'utilisation d'un filtre passe-bas en sortie devient primordiale pour éliminer les harmoniques de hautes fréquences qu'impose la commutation des interrupteurs de puissance. Ce dispositif de filtrage manifeste une réponse en fréquence relativement constante au deçà de la fréquence de coupure f_c , et décroissante au-delà de cette fréquence. Cette décroissance est plus au moins rapide selon l'ordre du filtre. En effet, une atténuation de $n \times 20$ dB/déc est imposée pour un filtre d'ordre n , ce qui fait que plus l'ordre du filtre est élevé, plus la décroissance est raide, et meilleur sera le filtrage [45]. Toutefois, du point de vue pratique, des difficultés liées à la conception, au contrôle, à l'efficacité, et aussi à des contraintes matérielles (coût, poids ...), limitent l'ordre des filtres au premier, second, et au troisième ordre.

Par ailleurs, l'élimination de la composante harmonique de haute fréquence contribue à l'aboutissement des points suivants :

- Réduire le taux de distorsion harmonique des ondes de tension et/ou de courant de sortie.
- Eviter entre autres les interférences susceptibles de créer des troubles de fonctionnement dans d'autres appareils tout en s'adaptant aux directives liées à la compatibilité électromagnétique (CEM) des équipements.
- Prévenir contre les surtensions et les surintensités liées aux phénomènes de résonance et à l'amplification des résidus harmoniques présents dans le réseau électrique (local ou commun).
- Diminuer l'échauffement des équipements et soulager certains de la fatigue mécanique due aux vibrations.

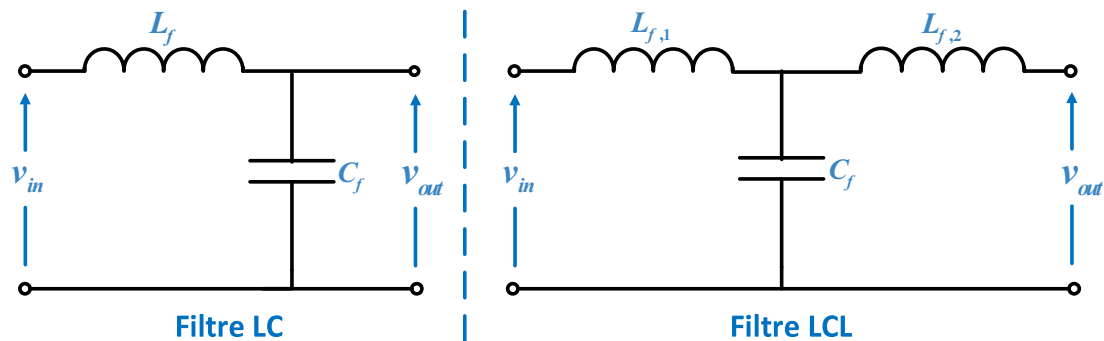


Figure 1.11 Circuits de base d'un filtre passe bas LC et LCL.

Selon l'utilisation, différentes configurations peuvent être proposées pour le filtrage des harmoniques. En effet, pour les systèmes de génération distribuée, essentiellement pour les systèmes autonomes, deux filtres passe-bas sont employés, à savoir, le filtre LC et le filtre LCL [46].

1.3.3.3.1. Filtre passe-bas LC

Les filtres passe-bas de second ordre représentent une grande part des filtres présents dans les systèmes de génération distribuée d'électricité, essentiellement les systèmes autonomes. Ces filtres, dont le circuit de base est illustré par la figure 11, sont constitués de la connexion d'une bobine d'inductance L_f et d'un condensateur de capacité C_f en plus des résistances équivalentes respectives à chaque élément. Cette disposition permet d'éliminer efficacement les harmoniques dues à la commutation des interrupteurs de puissance, et d'atténuer une grande partie des harmoniques qu'introduit le comportement non linéaire de certains éléments (notamment les charges non linéaires).

La fréquence de coupure qui caractérise ces filtres est donnée par l'équation (1.6). Pour une meilleure atténuation des harmoniques liées à la commutation des interrupteurs de puissance, cette fréquence se doit d'être comprise entre $\frac{1}{3}$ et $\frac{1}{2}$ de la fréquence de commutation tout en assurant une bande passante suffisante pour l'étage de commande.

$$f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_f C_f}} \quad (1.6)$$

On y observe que les résistances séries équivalentes ne sont pas prises en compte lors du dimensionnement du filtre en raison de leurs faibles valeurs, mais celles-ci relèvent d'un grand intérêt dans l'étude de la stabilité liée aux filtres LC. En effet, ces résistances, à caractère dissipatif, permettent d'amoinrir les oscillations dues aux phénomènes de résonance qui peuvent survenir de l'interaction entre les différents éléments passifs. Par ailleurs, et malgré le développement d'approches liés à l'amortissements des phénomènes de résonance de façon passive ou active, ces phénomènes restent toutefois dangereusement dépendants de la variation des impédances des lignes de connexion. L'adjonction d'une bobine en sortie permet d'atténuer cette dépendance à l'égard des impédances de ligne, mais résulte néanmoins dans un filtre passe-bas d'ordre supérieur, c.-à-d. un filtre LCL.

1.3.3.2. Filtre passe-bas LCL

Les filtres LCL permettent grâce à l'adjonction d'une seconde bobine, de remédier partiellement aux problèmes liés à la récurrente variation de la fréquence de résonance dans les filtres LC, vu que cette dernière, décrite par l'équation (1.7), devient majoritairement dépendante des éléments du filtre et moins affectée des variations que peuvent connaître les impédances de ligne. L'adjonction de cette bobine permet aussi une meilleure atténuation des harmoniques de hautes fréquences et assure une plus grande emprise sur les courants harmoniques ce qui justifie l'utilisation soutenue de ces filtres dans les systèmes de génération distribuée connectés au réseau ou ceux destinés à opérer flexiblement entre deux modes de fonctionnements en répondant soit aux besoins énergétique d'un ensemble de charges (mode autonome) ou en s'engageant dans un réseau comme une source d'appoint à travers l'injection de puissances.

$$f_R = \sqrt{\frac{L_{f,1} + L_{f,2}}{L_{f,1}L_{f,2}C_f}} \quad (1.7)$$

La Figure 1.11 illustre le circuit de base d'un filtre passe-bas LCL. Cette configuration possède indéniablement de meilleures capacités de filtrage qu'un filtre LC vu qu'elle impose une atténuation de 60 dB/déc aux hautes fréquences, mais accentuée, à travers l'introduction de deux pôles supplémentaires, les difficultés liées à la dynamique de contrôle.

1.3.4. Standards relatifs à la qualité de l'énergie

Le fonctionnement des systèmes de génération distribuée sous leurs différentes formes doit répondre à de nombreuses exigences sur le plan techniques et fonctionnel. En effet, la qualité de l'énergie électrique que fournissent ces structures doit complaire avec les normes les plus au moins strictes en présence de différentes charges (linéaire, non linéaire, déséquilibrée ...), tout en considérant les caractéristiques liées au réseau électrique. Ces normes peuvent varier d'un pays à l'autre selon l'application et selon les particularités des réseaux locaux respectifs [42]. Des standards internationaux peuvent toutefois servir de plateforme commune. Par conséquent, un certain nombre de standards font référence à la qualité de l'énergie électrique dans les applications autonomes même s'ils n'y sont pas forcément spécifiques, c'est-à-dire qu'ils traitent le fonctionnement de réseaux électriques plus larges et non des micro-réseaux ou des systèmes de génération distribuée en particulier. Parmi eux, la norme européenne EN 50160 et celle de la commission

internationale d'électrotechnique IEC 60038 stipulent que la variation admissible des tensions aux points communs de connexion (PCC) ne peut dépasser 10% de leurs valeurs nominales. La variation de fréquence quant à elle doit se limiter à 2%. Le contenu harmonique des tensions de sortie quantifié par le taux de distorsion harmonique (THD) ne doit, selon la norme IEEE 519-1992 et plus récemment 1547-2014, pas dépasser 5% de THD alors que le coefficient liés au déséquilibre entre les ondes de tension (VUF : Voltage Unbalance Factor) doit être conforme aux normes EN 61000, EN 50160 et IEC 62040 avec une valeur limite de 2% tant que les appels de courant ne comprennent pas plus de 20% d'harmoniques.

Les valeurs limites suscitées ne concernent que les applications de basses tensions et de puissances ne dépassant pas quelques kilowatts, mais offrent toutefois, plus de détails sur les autres niveaux de tensions et de puissances.

Le bon fonctionnement des systèmes autonomes de génération distribuée d'électricité revient à assurer une tension quasi-sinusoïdale à amplitude et à fréquence fixes avec un taux de distorsion harmonique réduit au niveau de tous les points du bus AC indépendamment de la nature des charges à alimenter. Il doit aussi prendre en compte d'autres contraintes liées aux micro-réseaux constitués de la mise en parallèle de plusieurs unités de génération distribuée. En effet ce type d'architectures fait face à un problème majeur lié aux courants de circulation dont la cause est essentiellement due aux disparités physiques entre les unités de génération et entre les lignes d'interconnexion. Concernant cette problématique, les normes IEC 60364 et IEC 62109 imposent la prise de certaines précautions pour éviter de mettre en péril non seulement les éléments interconnectés mais aussi l'utilisateur [2, 47]. Par ailleurs, le choix d'une stratégie de commande efficace permet de contourner ces contraintes tout en assurant une meilleure qualité de l'énergie. Cette stratégie concerne essentiellement les points suivants :

- Le contrôle de la tension et du courant au niveau de chaque générateur distribué. (Chapitre 2)
- Le contrôle des flux de puissances entre les différentes unités de génération distribuée et les charges interconnectées. (Chapitre 3)
- Compensation des courants harmoniques et amélioration du facteur de puissance. (Chapitre 4)

1.4. Architecture d'un micro-réseau électrique autonome

Un micro-réseau désigne couramment la mise en parallèle, par le biais d'un bus AC ou même DC, d'une ou plusieurs unités de génération distribuée d'électricité avec un certain nombre de charges, locales ou communes, suivant l'endroit où elles sont greffées. La parallélisation de plusieurs générateurs distribuée permet de répondre efficacement à la demande croissante en énergie de certaines applications et permet aussi de sécuriser l'approvisionnement en énergie en cas de perturbation ou de défaillance au niveau d'un ou plusieurs éléments, à travers la réduction de la dépendance de ces architectures vis-à-vis des unités de génération. L'ensemble de ces unités de génération est constitué d'interfaces d'électronique de puissance avec des étages d'adaptation et d'autres de conversion. Ainsi, le micro-réseau constituera une structure autonome permettant un flux de puissances entre ses différents éléments. L'autonomie de ces architectures fait référence aux types de génération non

raccordées au réseau électrique commun, mais aussi à leur capacité en puissance et à la gestion décentralisée qu'elles offrent. Cette autonomie réfère aussi au rapprochement que permettent ces structures entre la production et la consommation, où en effet, un nouvel acteur est considéré, à savoir le consommateur/producteur. La Figure 1.12 met en avant la configuration typique d'un micro-réseau autonome. Cette structure offre la possibilité d'opérer en îlot isolé ou connecté au réseau commun. Sa construction varie en fonction des besoins et des contraintes liées à l'application, néanmoins, les éléments suivants y sont souvent observés :

- Les sources d'énergie, entre autres, les systèmes de stockage, les générateurs diesels, et les sources d'EnRs.
- Les convertisseurs de puissance (essentiellement les onduleurs sources de tension).
- Les dispositifs de filtrage, lignes d'interconnexion et étages de transformation.
- Les charges électriques.

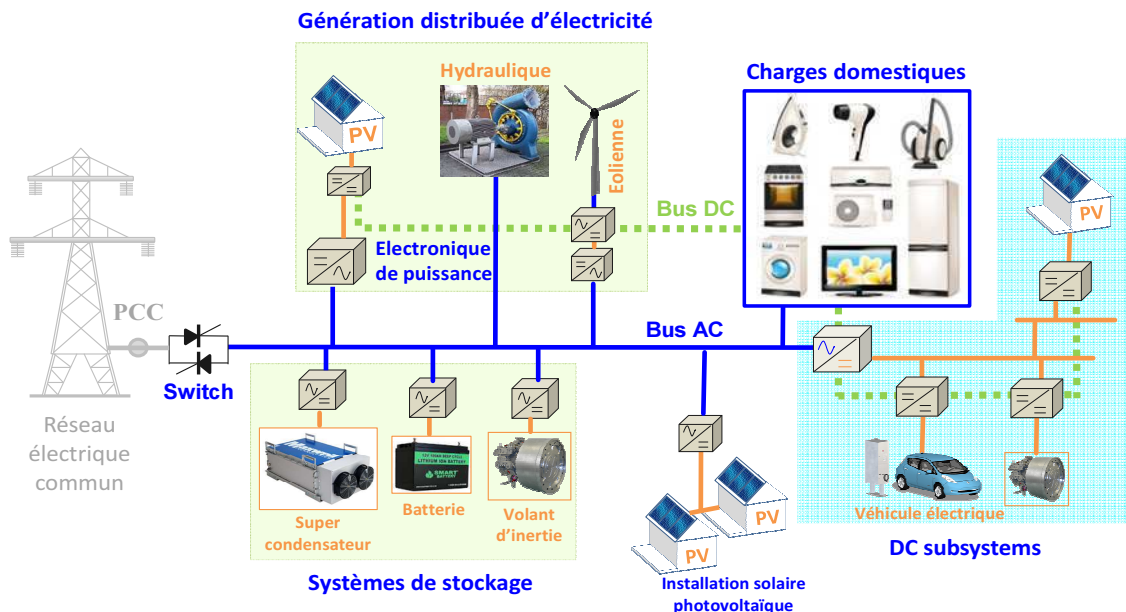


Figure 1.12 Configuration typique d'un micro-réseau autonome.

1.4.1. Fonctionnement d'un micro-réseau autonome

Le fonctionnement d'un micro-réseau autonome construit sur la mise en parallèle de plusieurs générateurs distribués doit garantir non seulement la continuité de service en assurant la disponibilité d'une énergie de qualité à tous points du réseau, mais aussi garantir la stabilité de ce dernier et sa robustesse vis-à-vis des perturbations qu'il peut rencontrer. Les perturbations les plus communes sont dues à l'intermittence des sources d'énergies, essentiellement d'origines renouvelables, à la déconnexion et/ou connexion intempestive d'un ou plusieurs générateurs distribués, et aussi, à la dynamique des charges électriques alimentées. Ces perturbations affectent directement l'allure de la tension (en fréquence et en amplitude) ainsi que les flux de

puissances dans le micro-réseau. Pour y remédier, de nombreuses recherches attestent de la nécessité d'accompagner ces structures par la mise en place de stratégies de commande adéquates. En outre, il est préconisé d'implanter au niveau de chaque générateur distribué les étages de commande suivants :

- Un étage pour la régulation de la tension de sortie.
- Un étage pour le contrôle et la répartition des charges entre les générateurs distribués mis en parallèles.

La stratégie de commande employée dans les micro-réseaux suit généralement une structure hiérarchique avec :

- Le contrôle primaire : dédié à la régulation de la tension et/ou du courant ainsi qu'à la répartition des puissances.
- Le contrôle secondaire : dédié à la restauration des valeurs nominale de la fréquence et de l'amplitude de tension.
- Le contrôle tertiaire : dédié au contrôle des flux de puissances entre le micro-réseau et le réseau commun.

Toutefois, la problématique étudiée dans cette thèse concerne uniquement le contrôle primaire vu que comme il sera décrit par le Chapitre 2 et 3, il est important de préserver le caractère décentralisé de la commande des unités de génération distribuée à travers l'utilisation de variables mesurables localement, respectivement par rapport à chaque unité de génération. Le contrôle secondaire et tertiaire n'offre actuellement pas cette possibilité et nécessite de plus des moyens de communications pour la transmission des informations et des mesures locales à un autre niveau d'opération ce qui certes améliore les performances, mais accentue néanmoins la dépendance de ces systèmes vis-à-vis des moyens de communication.

1.4.2. Stratégie de commande des micro-réseaux autonomes

La stratégie de commande liée aux micro-réseaux intervient localement dans le contrôle des interfaces d'électronique de puissance dont dispose chaque unité de génération distribuée d'électricité. En effet, une stratégie de commande doit être conçue pour forcer l'enclenchement des interrupteurs de telle sorte à imposer la trajectoire désirée en sortie tout en assurant un meilleur rejet des perturbations et un minimum de distorsion harmonique. Contrairement aux générateurs distribués (notamment les micro-réseaux) connectés au réseau commun dans lequel ils sont soumis à fournir un courant quasi-sinusoïdale et en parfaite synchronisation avec la tension qu'impose le réseau, les systèmes autonomes de génération distribuée sont, d'une part, responsables du maintien d'une tension quasi-sinusoïdale au niveau du bus AC, et ce, indépendamment des appels de courants liés aux charges électriques, et d'autres parts, responsables de la gestion des flux de puissances et de la répartition des charges dans le micro-réseau.

La figure qui suit reprend la structure typique du contrôle primaire d'un générateur distribué autonome pour une application en micro-réseau. Cette structure comprend deux étages de régulation. Le premier concerne la régulation de la tension de sortie de l'onduleur mesurée aux bords du condensateur du filtre LC. Le deuxième étage est responsable de la répartition des charges entre les différents générateurs du micro-

réseau. Ce dernier étage est assisté par une boucle de contrôle des puissances (active et réactive), une impédance de sortie virtuelle, et un bloc de génération de la tension de référence. La stratégie de commande illustrée est implémentée localement sans nécessiter des moyens de communication et soutient ainsi le caractère décentralisé de ces structures. Cette stratégie emploie essentiellement trois mesures données par :

- La tension $v_{f,i}$ mesurée aux bords du condensateur du filtre de sortie.
- Le courant $i_{f,i}$ de l'inductance du filtre de sortie.
- Le courant $i_{L,i}$ de charge.

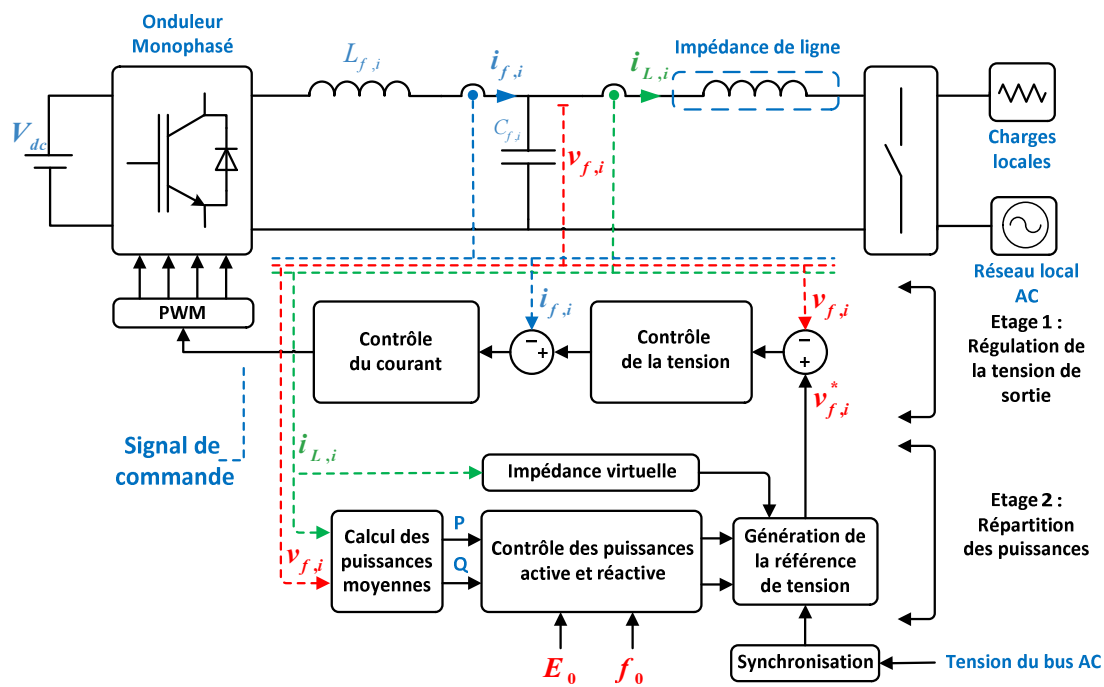


Figure 1.13 Structure typique du contrôle primaire d'un générateur distribué autonome.

1.4.2.1. Commande en tension d'un générateur distribué autonome

De nombreuses stratégies de commande dédiées à la régulation de la tension au niveau du bus AC sont proposées dans la littérature. Celles-ci peuvent être subdivisées en plusieurs catégories selon le nombre de boucles qu'elles emploient, le type de commande (linéaires ou non linéaire) qu'elles utilisent, leur degré de dépendance aux paramètres du système... etc. On trouve des stratégies à base de régulateurs classiques proportionnel, intégral et dérivé, des commandes répétitives, d'autres à base de contrôleurs résonants, des commandes prédictives, des commandes d'ordres fractionnaires, des commandes flous, et d'autres dérivées de la platitude du système, ... etc.

De plus, ces méthodes se différencient non seulement par leurs performances (Suivi des trajectoires, rejet des perturbations, taux de distorsion harmonique, dynamique...), mais aussi par les difficultés liées à leurs implémentations et leurs sensibilités face aux variations paramétriques liées aux éléments physiques du système.

1.4.2.1.1. Stratégie de commande à boucle unique.

Les stratégies de commande à boucle unique permettent le contrôle direct de la tension de sortie du générateur distribué en utilisant uniquement un seul capteur pour la mesure de la tension. En effet, comme illustré par la figure 14, la tension de sortie est directement comparée à sa référence pour obtenir l'erreur de suivi qui sera ensuite compensée à travers un contrôle adéquat. Cette stratégie de commande permet non seulement d'obtenir une dynamique plus rapide à travers la possibilité de choisir une bande passante plus large, mais aussi de réduire la complexité liée à la conception du contrôleur et son implémentation [48]. Certains travaux favorisent l'utilisation d'une seule boucle pour la commande des onduleurs [46, 48-52]. Toutefois, les performances de ce type de stratégies restent insuffisantes face aux charges non linéaires et à fortes variations [53, 54]. Ce qui apparait dans l'augmentation de l'erreur de suivi en régime permanent, et celle du taux de distorsion harmonique de la tension. De plus, le contrôle unique de la tension présente un inconvénient majeur, en particulier, lors des régimes transitoires vu que les courants sont incontrôlés et peuvent ainsi dépasser leurs valeurs limites et détériorer les éléments physiques système [2, 55]. Une solution est proposée dans [8, 10, 56-58], mais celle-ci reste dépendante des paramètres du système et d'un choix judicieux et compliqué des variables plates de sortie. Les auteurs de [46, 51] préconisent aussi le maintien d'une seule boucle de contrôle de la tension tout en utilisant une impédance virtuelle à base des mesures de courant pour amortir le système à certaines fréquences et limiter ainsi les effets liés à la résonance entre les éléments passifs du filtre LC de sortie.

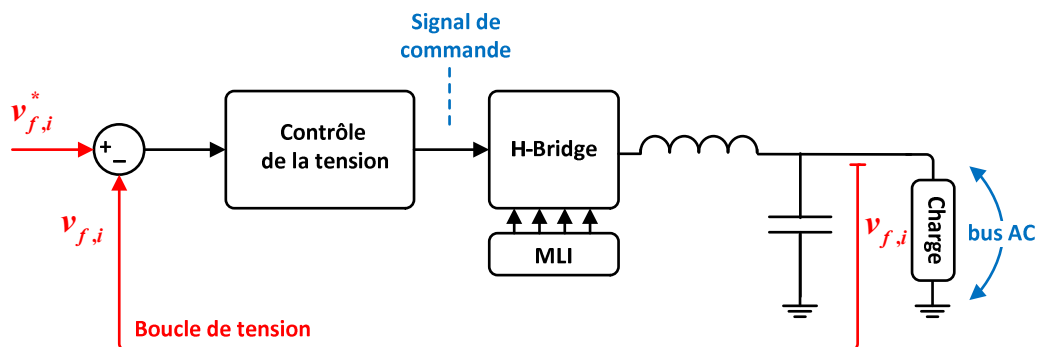


Figure 1.14 Commande en tension à boucle unique d'un générateur distribué autonome.

1.4.2.1.2. Stratégie de commande à plusieurs boucles.

La stratégie de commande à plusieurs boucles demeure, grâce à son efficacité, la plus en vogue pour la commande en tension des onduleurs dédiés à la génération distribuée d'électricité et considère communément deux boucles de contrôles [4, 59-62]. La structure typique de cette stratégie est illustrée par la figure 15. La première boucle, dite externe, est chargée du contrôle de la tension de sortie du filtre LC, tandis que la deuxième boucle, dite interne, est responsable du contrôle des courants. La boucle de tension permet de minimiser l'erreur de suivi et le contenu en harmonique de la tension de sortie et génère la consigne du courant de référence pour la boucle de contrôle interne. La boucle interne, avec une bande passante nettement supérieure à la boucle de contrôle externe, permet une meilleure maîtrise des courants ainsi que le rejet rapide des perturbations. Cette boucle de contrôle utilise soit, le courant qui traverse la bobine du filtre LC pour une meilleur prévention contre les surintensités de

courant ainsi que l'atténuation des phénomènes de résonance dues à l'interactions des éléments passifs du filtre LC de sortie [63-65], ou bien, le courant qui traverse le condensateur du filtre pour un rejet rapide des perturbations (non linéarité, échelons de charge ...) liées aux charges électriques [60, 66-69].

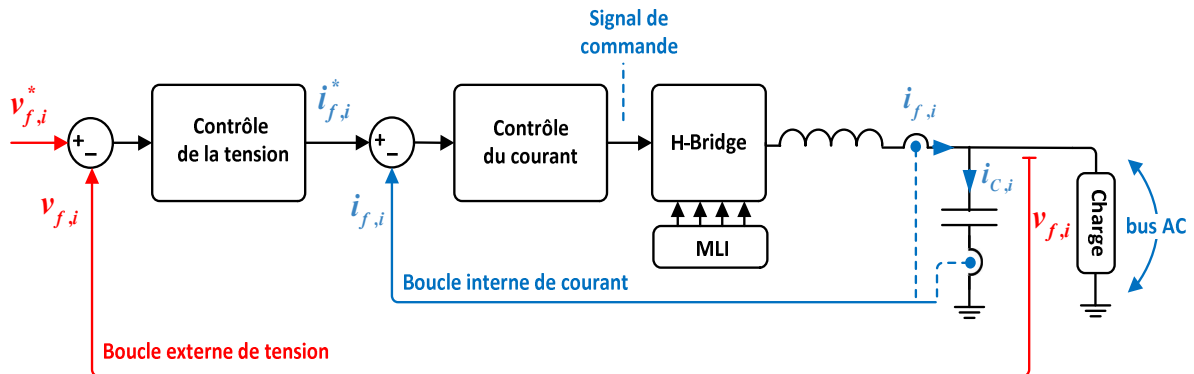


Figure 1.15 Commande en tension à boucles imbriquées d'un générateur distribué autonome.

L'utilisation du courant traversant la bobine dans la boucle interne ne permet pas, selon [66], de découpler la tension de sortie des perturbations liées aux charges ce qui accentue la pression sur la boucle de tension. De même, l'utilisation du courant traversant le condensateur dans la boucle interne ne permet pas quant à lui de protéger adéquatement le système contre les surintensités. Par ailleurs, d'autres travaux suggèrent une méthode moins économique mais efficace portant sur le recours à l'utilisation du courant de charge et celui du convertisseur (i.e. de la bobine du filtre). Cette méthode est plus coûteuse [70], mais permet de joindre les apports de chacune des deux possibilités précédentes. Des estimateurs sont généralement utilisés pour limiter le nombre de capteur et réduire le coût [65, 71, 72].

Les stratégies de commande à plusieurs boucles ne se limitent pas qu'aux rétroactions négatives, mais portent aussi sur les rétroactions positives. En effet, certains proposent, à titre d'exemple, l'utilisation de la mesure de tension externe via une rétroaction positive pour s'ajouter à la boucle interne de courant, afin de limiter, à travers la réduction des gains de contrôle, l'effort de cette boucle dans la génération du signal de modulation ou de commande. Néanmoins, la structure en cascade de ces stratégies de commande complique d'avantage le choix, la synthèse, et l'implémentation des contrôleurs surtout en discret vu qu'il est nécessaire de prendre en compte certaines précautions concernant les délais inhérents à chaque boucle de contrôle [73]. Il est suggéré dans [74] d'utiliser un temps d'échantillonnage différents entre les deux boucles. Le travail rapporté dans [60] propose des critères pour atteindre un choix optimale de la structure et des variables de contrôle. D'autres travaux rapportés dans la littérature accompagnent les stratégies de commande à plusieurs boucles par un choix optimale des gains de contrôle à travers la formulation d'un critère quadratique [7, 75-77]. Dans le même sens, le travail présenté par [78, 79] introduit l'utilisation des algorithmes évolutionnaires essentiellement méta-heuristiques dans la recherche des gains optimaux liés à ces structures de commande. La commande employée dans chaque boucle permet de distinguer ces structures l'une de l'autre avec l'objectif d'assurer le fonctionnement optimale des unités de génération distribuée sous différents modes de fonctionnement.

1.4.2.2. Répartition des charges dans un micro-réseau autonome

La répartition équitable des charges dans un micro-réseau, constitué en amont par la mise en parallèle de plusieurs unités de génération distribuée et délivrant en aval sur un ensemble de charges électriques, se fait par un contrôle judicieux des puissances (active et réactive) que fournit chaque unité. En effet, chaque unité doit bénéficier du contrôle des flux de puissances qu'elle produit en réponse aux appels de courant des charges et ceci en fonction de sa puissance nominale et de ses capacités.

La Figure 1.16 met en avant l'architecture générale d'un micro-réseau autonome composé de la connexion en parallèle d'un ensemble de générateurs distribués et de charges électriques.

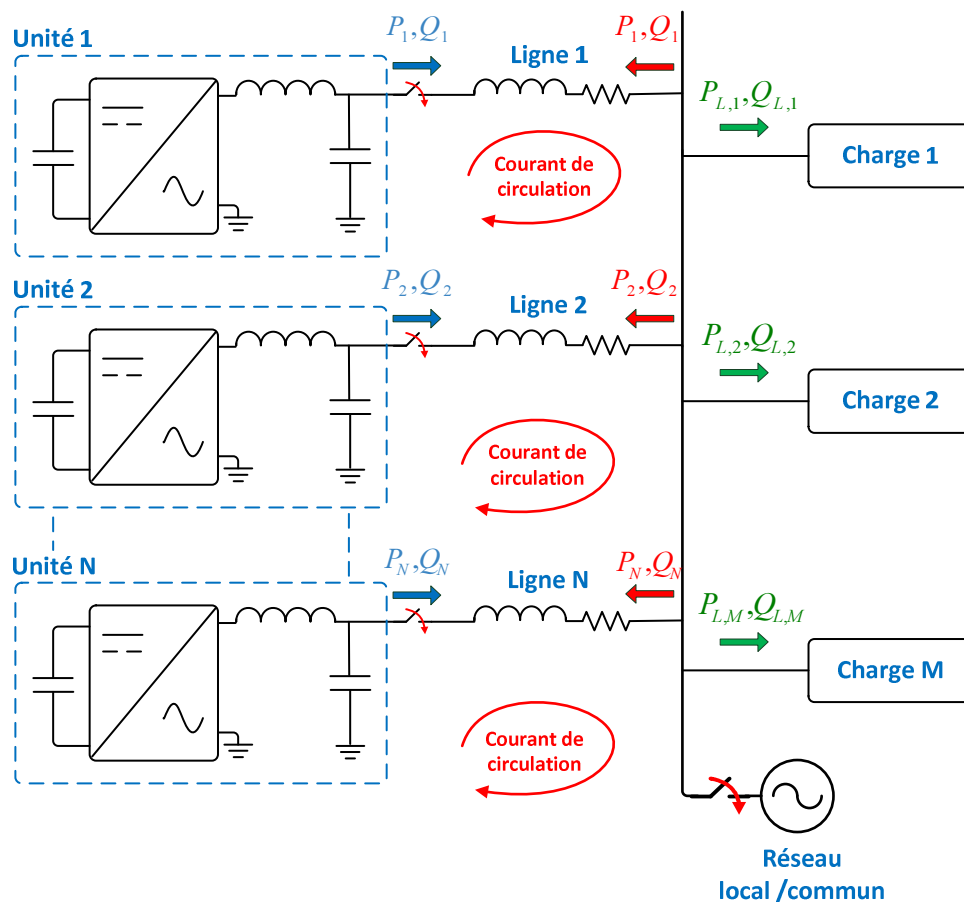


Figure 1.16 Synoptique des flux de puissance dans un micro-réseau autonome

Le contrôle de la répartition des charges dans un micro-réseau permet de renforcer les capacités de ce dernier à faire face à la connexion et/ou à la déconnexion intempestive d'une ou plusieurs unités de génération distribuée. Ceci concerne aussi ces capacités à faire face à une augmentation ou diminution de la charge. De plus, le contrôle des flux de puissances dans un micro-réseau permet d'augmenter la fiabilité et la stabilité de ce dernier en optimisant l'apport en énergie de chaque unité de génération. Un autre point, et non des moindres, concerne la limitation des courants de circulation dans le micro-réseau à travers un contrôle efficace des flux de puissances. En effet, la disparité entre les éléments physiques qui constituent le micro-réseau, entre convertisseurs (IGBT, drivers), dispositifs de filtrages, lignes

d'interconnexion, etc..., de même que le manque de synchronisation entre les signaux de commande des générateurs d'un même micro-réseau, induit naturellement des flux de puissances inverses. En d'autres termes, la somme des courants sortants (des charges) devient inférieure à celle des courants entrants (des générateurs). La présence des courants de circulation affecte la qualité de l'énergie et limite la durée de vie des composants tout en induisant un risque de surcharge du bus capacitif continu (le bus DC). Le contrôle des flux de puissances permet de réduire ces courants tout en minimisant la taille des éléments des filtres de sortie, et permet aussi de réduire la tenue en courant des interrupteurs de puissance utilisés.

Les stratégies de contrôle dédiées à la répartition des charges dans un micro-réseau autonome peuvent être divisées en deux parties, centralisées ou décentralisées, suivant leurs dépendances ou non aux moyens de communication.

1.4.2.2.1. Méthodes centralisées pour le contrôle des flux de puissance dans un micro-réseau

Le contrôle centralisé des flux de puissance dans un micro-réseau autonome est, comme son nom l'indique, dépendant d'une prise de décision(s) centralisée. Ce qui implique l'utilisation d'un ou plusieurs bus de communication pour la transmission des consignes (commande, référence...) et la réception des prises de données locales (mesure de tension, de courant ...). L'organigramme de la Figure 1.17 permet de reconnaître les différentes techniques de répartition des charges qu'on trouve dans la littérature.

Parmi les techniques à caractère centralisé, on trouve les méthodes basées sur une hiérarchisation de la relation entre les unités de génération interconnectées. Ainsi, un générateur aura la qualité de maître et les unités restantes seront considérées comme des unités esclaves [80]. Le maître se comporte en source de tension (Grid forming) en assurant le contrôle de la tension et en imposant la référence de courant pour les autres unités de génération qui se comportent en sources de courant (Grid supporting units) [81]. L'unité de génération maîtresse est ainsi l'unique responsable du maintien d'une tension adéquate, en fréquence et en amplitude, dans l'ensemble du micro-réseau. Conventionnellement, le choix du maître concerne l'unité de génération dont la capacité en puissance est la plus importante. La technique de contrôle en maître/esclave (Master/Slave) est cruellement dépendante des moyens de communications, et de plus, reste très vulnérable face aux défauts, vu qu'elle détient un seul maître dont la défaillance peut retomber sur l'ensemble du micro-réseau [23, 82]. Afin de réduire cette vulnérabilité, d'autres travaux envisagent l'utilisation d'un système de supervision temps réel de telle sorte à détecter rapidement toute défektivité [83]. Ce même concept est repris dans [84] pour établir une hiérarchie entre les différentes unités de génération de telle sorte à ce que l'unité maîtresse soit choisie parmi les unités les moins défaillantes. Pour améliorer la redondance et la fiabilité de cette stratégie, les recherches en cours proposent d'imposer de façons aléatoire et tournante la position de maître à l'ensemble des unités interconnectées [85]. D'autres, prévoient carrément de remplacer l'interface de puissance maîtresse par un bloc de calcul centralisé qui aura la charge de contrôler, en tension, courant et puissance, l'ensemble des unités de génération [86].

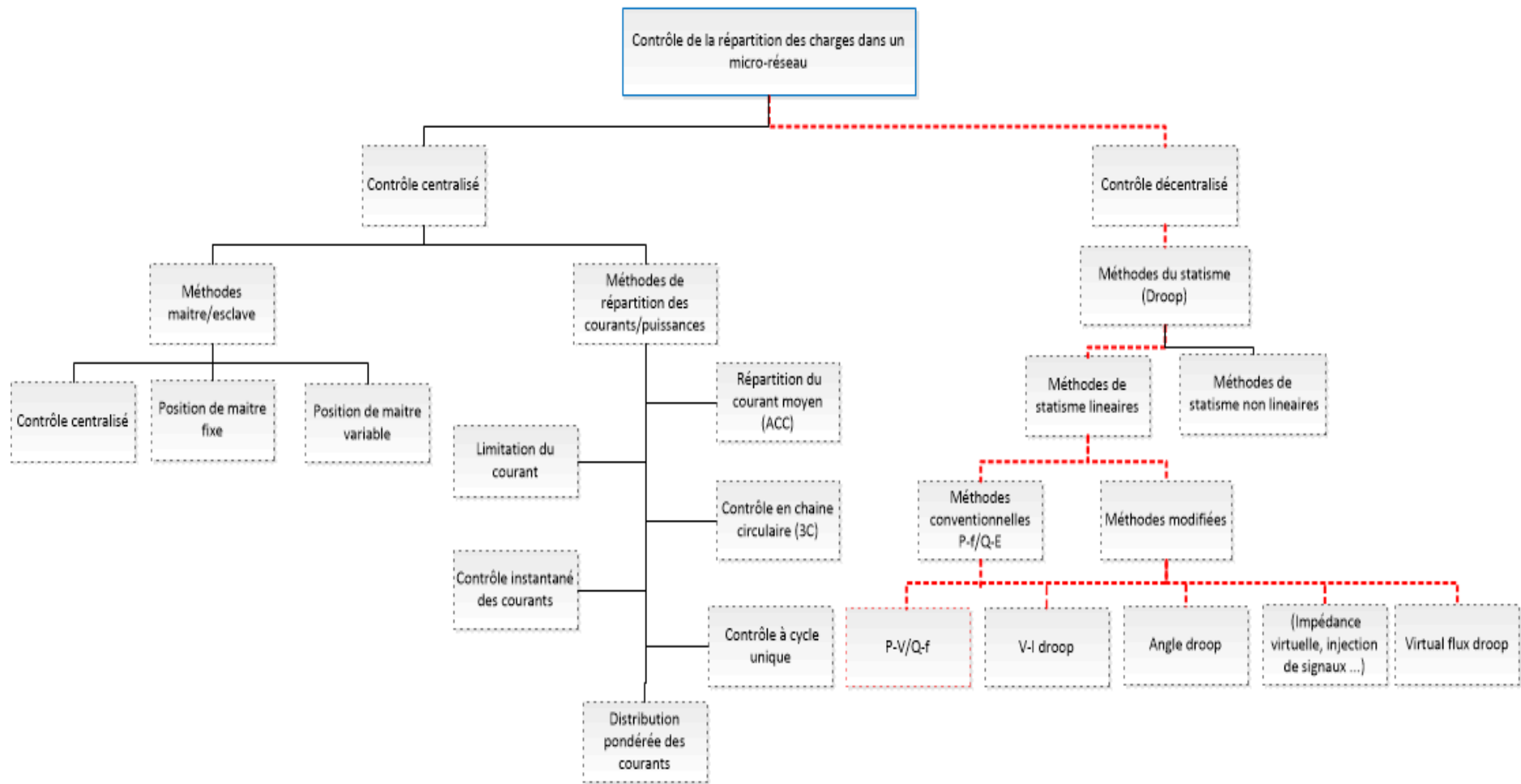


Figure 1.17 Classification des méthodes de contrôle pour la répartition des charges dans un micro-réseau

Il semble toutefois difficile de généraliser l'application de ce type de stratégies dans les structures de générations distribuée vu l'éloignement qui peut séparer chaque unité de génération de l'autre ce qui nécessiterai une connaissance profonde des éléments physiques du système et l'emploi de moyen de communication souvent couteux.

Parmi les méthodologies de contrôle centralisé de la répartition des charges dans les structures de plusieurs générateurs distribués, il existe les techniques basées sur la répartition des courants ou des puissances. Ce concept, utilisé dans les méthodes de contrôle par courant moyen (Average Current Control), repose sur la définition d'un courant moyen de référence résultat de la division du courant total de charge par le nombre d'unités de génération. Le résultat est envoyé comme référence aux boucles internes de courant de toutes les unités de génération [87]. Cette stratégie permet de répartir exactement la charge entre les différentes unités en parallèle. D'autres méthodes basées sur la répartition des courants sont rapportées tel que la chaine de contrôle circulaire (Circular Chain Control (3C)) dans laquelle le courant de référence de la boucle de contrôle interne de chaque générateur est donné par le courant de sortie du générateur précédent ce qui permet d'obtenir un apport en courant égale pour toutes les unités de génération interconnectées [88]. Une boucle externe pour le contrôle de la tension est implémentée dans chaque module. D'autres boucles peuvent venir compléter le contrôle de chaque unité, par exemple pour imposer un comportement résistif à l'impédance de sortie des générateurs distribués et dissiper les disparités physiques entre les unités de telle sorte à améliorer la répartition des courants.

L'inconvénient majeur de ces techniques concerne leurs dépendances accrue au moyens de communication (bus de données, centre de traitement ...) ainsi que les difficultés qu'elles induisent face à une éventuelle extension du réseau tout en nécessitant une supervision temps réel de l'ensemble [89, 90].

1.4.2.2.2. Méthodes de contrôle décentralisées

Les méthodes décentralisées pour le contrôle de la répartition des charges dans un micro-réseau sont basées sur la méthode du statisme (Droop control) [91]. Le contrôle se fait localement sans nécessiter des moyens de communication ou de supervision. Ce principe de contrôle découle de la gestion des flux de puissances dans les systèmes de génération traditionnels où la variation contrôlée de la fréquence (vitesse de rotation) permet un contrôle directe de l'apport en puissance du générateur [92]. Ainsi, il a été mis en évidence qu'il existe une relation linéaire entre la puissance active P et la fréquence f , de même qu'entre la puissance réactive Q et l'amplitude de la tension E . En conséquence, le contrôle des flux des puissances se fera en fonction de la fréquence et de l'amplitude de la tension. L'application de ce concept dans les systèmes de génération distribuée a fait l'objet de nombreuses études [93, 94]. On y trouve des méthodes de contrôle linéaires et non linéaires en référence à la nature de la courbe de statisme. Par ailleurs, certains travaux proposent d'apporter des modifications à la méthode de statisme pour l'adapter à l'environnement de son application et a d'autres considérations (dynamique, précision de la répartition des charges, ...) [95]. En effet, la technique de statisme conventionnelle $P - f / Q - E$, dont les courbes sont données par la Figure 1.18, est soumise à l'hypothèse que l'impédance de sortie du générateur ainsi que les lignes d'interconnexion possèdent un caractère purement inductif [96]. Cependant, ceci est en désaccord avec le fait que

les réseaux basses tension (BT), en contraste avec les réseaux (HT), ont un caractère majoritairement résistif avec un ratio R/X élevé ce qui a imposé l'implosion de nouvelles techniques à base d'un statisme $P - E / Q - f$ [97]. D'autres courbes de statisme sont rapportées tel que $P - \phi / Q - E$, $V - I$, ... etc. [5]. Certains emploient des boucles de contrôle additionnelles pour assurer une meilleure répartition des charges dans le micro-réseau tout en garantissant une meilleure dynamique face aux régimes transitoires [98]. Ces boucles sont caractérisées essentiellement par l'utilisation d'impédances virtuelles.

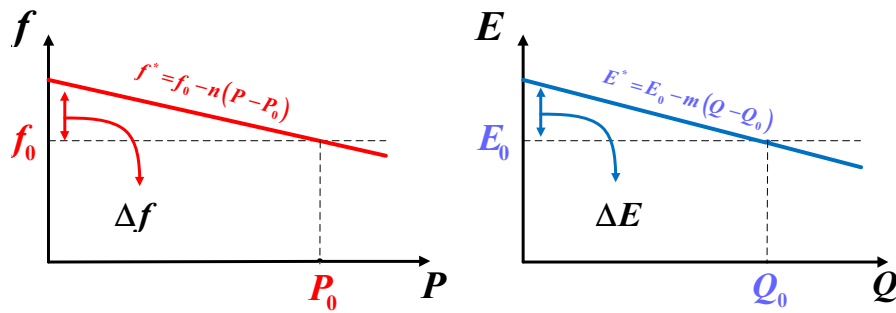


Figure 1.18 Courbes conventionnelles de statisme pour la fréquence et l'amplitude

Chaque unité de génération distribuée contrôle localement son apport en puissance en réponse aux appels de charges et ceci en fonction de sa puissance nominale en appliquant de faibles variations aux valeurs nominales de la fréquence et de l'amplitude de la tension de sortie. Les valeurs qui en résultent sont utilisées pour générer la tension de référence pour la boucle de contrôle de la tension [99]. L'inconvénient majeur des techniques de statisme reste lié aux déviations qu'elles imposent aux valeurs nominales de la fréquence et de l'amplitude de tension. Ces déviations peuvent avoir un certain impact sur les boucles de contrôle internes ainsi que sur les équipements du micro-réseau ou encore lors d'une éventuelle connexion avec le réseau commun. De plus amples détails seront fournis dans le Chapitre 2 et 3.

1.5. Conclusion

Les thématiques développées au cours de ce chapitre ont permis de situer le contexte du travail de thèse reporté. En effet, une première étape fut consacrée à l'étude des systèmes conventionnels de génération d'électricité dont le caractère centralisé a été longuement discuté avant de proposer la description d'un nouveau modèle de génération, à savoir la génération distribuée. Il a été mis en évidence que cette forme de génération permet d'apporter de nombreuses solutions, notamment en réponse à l'augmentation des besoins énergétiques, aux exigences socioéconomiques et environnementales. Une seconde étape fut, par ailleurs, consacrée à la description des stratégies dédiées au contrôle de ce type de structures de génération. Dans ce sens, une stratégie à plusieurs étages de contrôle est envisagée. Ces étages sont respectivement chargés du contrôle de la tension et du courant de sortie ainsi que la répartition des charges et le contrôle des flux de puissances.

2. Application des contrôleurs résonants dans la commande en tension d'un générateur distribué autonome.

2.1. Introduction

Comme préalablement évoqué dans le chapitre 1, les systèmes autonomes de génération distribuée d'électricité exigent un contrôle adéquat et permanent de la tension du bus AC de telle sorte à assurer une tension quasi sinusoïdale avec un faible taux de distorsion harmonique (THD), et ceci, indépendamment de la dynamique des charges électriques alimentées. En outre, les réseaux électriques autonomes à basse tension (BT) sont considérés comme des structures fragiles vu les difficultés liées au maintien d'une tension de bus à amplitude et à fréquence constantes. Ces difficultés sont exacerbées par la prolifération des charges électriques à fortes non linéarités, ainsi que par l'intermittence qui caractérise la majorité des sources d'énergies renouvelables. Les valeurs nominales de l'amplitude et de la fréquence de tension sont imposées par les exigences liées aux charges électriques (domestiques ou industrielles) et celles du réseau électrique commun. Toutefois, des variations peuvent être introduites par le contrôle primaire des flux de puissance dans le cas de plusieurs générateurs distribués interconnectés.

Au vu de ces difficultés, différentes stratégies pour la commande des onduleurs dédiés à la génération distribuée d'électricité sont proposées dans la littérature. Parmi ces méthodes, les stratégies de commande à base de contrôleurs résonants sont de loin les plus en vue pour le contrôle de ces systèmes. En effet, les contrôleurs résonants sont considérés comme l'une des meilleures solutions pour le suivi des trajectoires périodiques, de fréquences et d'amplitudes désirées. Comparée aux méthodes de contrôle conventionnelles, le control résonant assure un suivi asymptotique de la référence ainsi qu'un rejet efficace des perturbations grâce aux larges gains qu'il introduit à sa fréquence de résonance. La fréquence de résonance du contrôleur est réglée à celle du fondamental de la tension (c.-à-d. 50-60 Hz) et peut être élargi vers d'autres fréquences harmoniques. Néanmoins, les performances des contrôleurs résonants restent très vulnérables aux variations de fréquence que peut endurer les systèmes de génération distribuée. Dans cette optique, ce chapitre propose en premier un état de l'art des techniques de contrôle des systèmes de génération distribuée autonomes. Ensuite, deux stratégies de contrôle à base de contrôleurs résonants sont proposées. Les stratégies proposées permettent de bénéficier des performances d'un contrôleur résonant tout en réduisant sa vulnérabilité aux perturbations du point de fonctionnement. L'efficacité des stratégies proposées est validée par un ensemble de Co-Simulation et de test Expérimentaux.

2.2. Description et problématique de contrôle du système

Le système étudié consiste en une unité autonomes de génération distribuée d'électricité composée principalement par un onduleur source de tension dont le contrôle doit garantir en sortie une onde de tension de haute qualité indépendamment de la nature des charges alimentées. Cette structure est illustrée par la Figure 2.1. Cette dernière comprend un onduleur monophasé commandé en modulation de largeur d'impulsion, MLI, un filtre LC de sortie dont le rôle est de réduire le contenu

harmonique de haute fréquence du au découpage ainsi qu'un bus AC représentée par une charge inconnue.

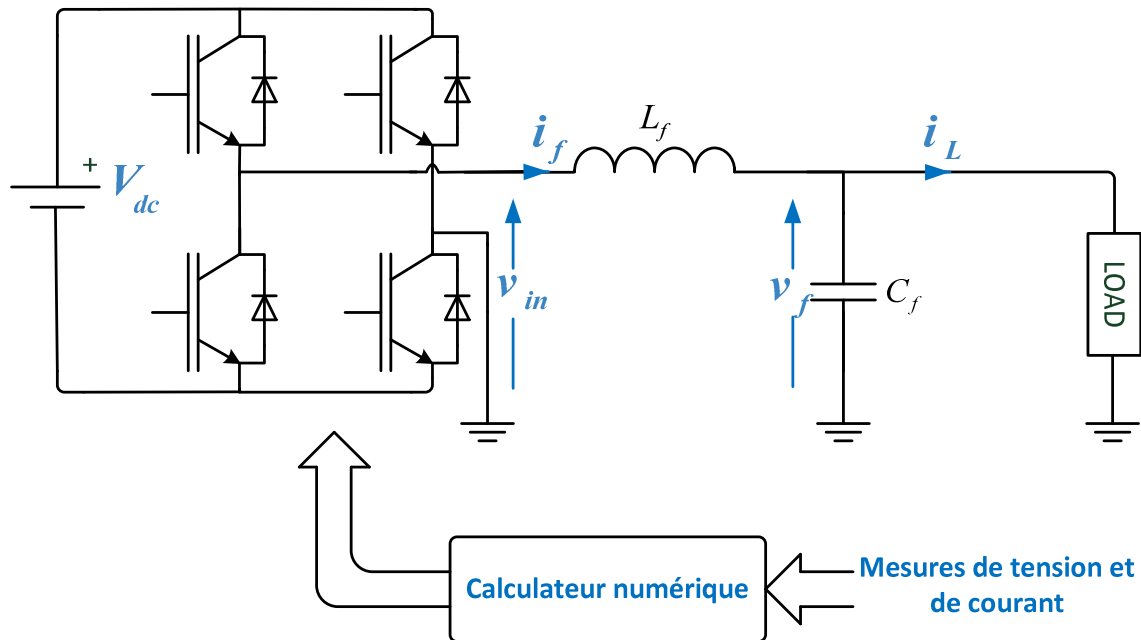


Figure 2.1. Circuit de puissance d'un générateur distribuée autonome.

Le générateur distribué proposé est conçu pour délivrer directement sur le bus des charges et ne considère pas l'utilisation d'un transformateur vu que l'utilisation de ce dernier est préférée dans des systèmes triphasés pour non seulement soutenir les capacités d'isolation et fournir un moyen de transformation, mais aussi pour fournir un chemin pour la composante homopolaire des courants, et ce, afin d'éviter de passer vers des topologies à 3 bras (neutre couplé au milieu du bus DC) ou à 4 bras dont le cout et la complexité de contrôle peuvent limiter leurs intérêts pour les applications de petites puissances.

2.2.1. Etat de l'art des commandes d'un onduleur avec filtre LC de sortie

La demande mondiale en énergie connaît un bouleversement sans précédent non seulement due à la demande croissante en énergie, mais aussi à la nécessité de satisfaire les exigences sur la qualité de l'énergie et la continuité de service. Les structures de générations autonomes représentent un moyen privilégié pour faire face à cette situation. Ces structures doivent, tout autant que les structures conventionnelles, maintenir une tension alternative de haute qualité au point commun de connexion (PCC) avec les charges.

La problématique de contrôle de ces structures, renvoie à celle du contrôle des convertisseurs de puissances qu'elles emploient. Ainsi le contrôle en tension des onduleurs dédiés à la génération distribuée d'électricité bénéficie d'un ensemble de travaux de recherche. Plusieurs stratégies de commandes sont proposées dans la

littérature dans le but commun de maintenir la tension de sortie des onduleurs à des niveaux satisfaisants [64, 100].

Les stratégies de contrôle classiques à base de régulateurs proportionnel, intégral et dérivé sont souvent employées en raison de la simplicité de leurs conception et la facilité de leurs implémentation [101]. Toutefois, ces derniers affichent de faibles performances dans le suivi des références sinusoïdales, de même que leur dynamique reste très limitée dans la rejection des perturbations. L'erreur statique et le déphasage peuvent être non négligeables surtout dans le cas de charges électriques non linéaires [102]. D'autres travaux proposent le maintien des contrôleurs classiques tout en opérant un passage vers un autre repère de référence, c.-à-d. vers des axes dq, pour parvenir à contrôler des variables continues et non alternatives ce qui améliore indéniablement l'efficacité de l'action intégrale dans l'élimination de l'erreur statique et la réduction du contenu harmonique de la tension. Le changement d'axes accentue néanmoins la complexité de ces stratégies de contrôle et augmente la charge de calcul d'autant plus que le contrôle est implémenté séparément pour chaque axe. Comparées aux contrôleurs classiques (PI-PID), les techniques de contrôle à base de rétroactions positives et négatives pour une linéarisation entrées-sorties donnent des résultats séduisants, un faible taux de distorsion et une dynamique rapide [103-105]. Le principal inconvénient de ces méthodes est leur sensibilité face aux incertitudes paramétriques.

Les contrôleurs à hystérésis assurent quant à eux une meilleure dynamique de contrôle avec une insensibilité aux paramètres du modèle [106-108], mais ce type de contrôle non linéaire impose toutefois une fréquence de commutation variable. La variabilité de la fréquence de commutation accentue les pertes dans les interrupteurs de puissance et complique la conception et le choix des éléments du filtre LC de sortie. Les stratégies de contrôle à mode glissant souffrent elles aussi de la variabilité de la fréquence de commutation et du phénomène de réticence (Chattering phenomenon) qu'elles induisent, mais offrent la possibilité de contrôler convenablement le fonctionnement de l'onduleur avec une faible sensibilité aux incertitudes liées à la modélisation du système [109, 110].

Plus récemment, l'essor que connaissent les processeurs numériques (DSP et FPGA) et les méthodes d'optimisation a permis le développement de techniques de contrôle avancées. Ces techniques exhibent une meilleure flexibilité dans leurs conceptions en offrant la possibilité de tenir en compte les nombreuses contraintes auxquelles font face les stratégies de contrôle classiques. Ainsi, les commandes prédictives permettent de déduire les états de commutation optimaux à appliquer durant le prochain cycle de contrôle après la minimisation d'une fonction coût, dans laquelle on trouve des critères liés non seulement à la qualité du suivi des trajectoire, à l'effort de commande, mais aussi liés à certaines contraintes comme la minimisation de la fréquences de commutation, etc... [111, 112]. Cependant, les performances de ces méthodes de contrôle sont tributaires de la précision du modèle utilisé pour la prédiction sur un horizon fini des états du système ainsi que par une compensation précise des délais [113]. Parmi les contrôleurs à caractères prédictifs, les contrôleurs à retards numériques (Dead-Beat, OSAP (One Sample Ahead Prediction), 2-SAP ...), assurent une dynamique de contrôle des plus rapides, mais leurs performances dans le suivi des trajectoires peuvent être rudement compromises avec même des conséquences sur la stabilité du système surtout dans une implémentation pratique à haute fréquences d'échantillonnage [21, 74, 114-116]. Ceci est du non seulement aux

retards qu'introduit le correcteur en lui-même mais aussi aux temps de calcul inhérents aux plateformes de calcul numérique [117]. De plus, les contrôleurs à retards numériques affichent une grande sensibilité aux incertitudes du modèle, aux variations paramétriques ainsi qu'aux bruits de mesures. Ainsi, l'erreur statique ne peut s'annuler qu'en cas d'une connaissance exacte des paramètres du système. Des solutions sont proposées pour la compensation des retards en utilisant des estimateurs d'états, et des algorithmes de prédiction [118, 119]. Néanmoins, ces solutions, même avec moins de capteurs, compliquent d'avantage les calculs et limitent ainsi l'application de ces techniques dans les systèmes de génération distribuée.

Dernièrement, des contrôleurs plus complexes, d'ordres non entiers ou fractionnaires ont été proposés pour le contrôle de la tension et des courants de sortie des onduleurs dans le but d'augmenter l'efficacité et la robustesse du système face aux perturbations externes (Dynamique des charges, bruit de mesures ...) en augmentant la précision de contrôle [120-122]. Par ailleurs, Les travaux réalisés par [56-58, 123], proposent des stratégies de contrôle dérivées de la platitude du système. Le contrôle se fait en introduisant des variables fictives, dites variables plates de sortie, pour le contrôle du système. Ces variables plates décrivent essentiellement l'énergie électrostatique emmagasinée dans les éléments du filtre LC de sortie ou dans le condensateur d'entrée et peut porter aussi sur d'autre phénomènes physiques. Le contrôle de la tension et des courants se fait ainsi indirectement par le biais du contrôle des variables plates de sortie ce qui permet une meilleure emprise sur le régime transitoire et stationnaire liés à ses variables.

Parmi les principales stratégies de contrôle qui existent dans la littérature, les contrôleurs résonants (PR) peuvent apporter une solution aux problématiques liées au suivi de références périodiques. En effet, le contrôle résonant fournit des gains très élevés à une fréquence précise ce qui permet d'éliminer, en boucle fermée, toute l'erreur statique à cette fréquence. Plusieurs contrôleurs résonants peuvent être utilisés en parallèle, pour non seulement assurer le suivi du fondamentale de la tension mais aussi pour garantir l'élimination des harmoniques de basses fréquences. Le caractère sélectif de ce type de contrôle en ce qui concerne la fréquence de résonance conduit à la détérioration drastique des performances de contrôle même lors de légères variations de la fréquence du bus AC [124-126]. Un compromis a été concédé en concevant un contrôleur quasi-résonant (non idéal) dont l'objectif est de réduire la sensibilité du contrôleur aux variations de fréquence. Ceci est atteint en imposant une plage donnée, dite bande de résonance, où le contrôleur fourni des gains suffisamment larges pour une performance adéquate [6, 127]. Toutefois, cette structure est sujette à un paramétrage plus difficile. La variation de la fréquence du bus AC porte aussi un lourd préjudice à la commande répétitive vu que l'écart entre la fréquence de résonance du contrôleur et la fréquence du bus AC augmente proportionnellement à l'ordre des harmoniques à compenser. Ceci affecte les performances de la commande répétitive essentiellement lorsque des charges non linéaires sont alimentées.

L'application des contrôleurs résonants dans le contrôle des systèmes autonomes de génération distribuée d'électricité doit faire face aux récurrentes variations de fréquence dans le micro-réseau [23]. Ainsi les recherches en cours, dans lesquelles s'inscrit la problématique étudiée dans ce chapitre, se focalisent sur la conception d'un contrôleur résonant plus robuste à l'égard de la fluctuation de la fréquence tout

en maintenant l'efficacité des contrôleurs résonants dans le suivi et la rejection de signaux périodiques.

2.2.2. Contrôleur résonant conventionnel

Cette technique de contrôle est généralement appliquée dans la commande des systèmes d'électronique de puissance afin de satisfaire les exigences sur le régime transitoire et permanent. Son principe découle de la théorie des modèles internes qui stipule que pour faciliter le suivi des références et le rejet des perturbations, il est nécessaire d'intégrer les modèles de ces signaux exogènes dans la boucle de contrôle [128, 129]. Ainsi, un correcteur classique PI est plus adapté pour des références constantes ou en échelons qu'aux références périodiques, vu que ce dernier introduit un gain infini à la fréquence zéro en raison du fait qu'il possède un seul pôle à l'origine [130]. Les correcteurs PI assurent des performances limitées dans le suivi de référence sinusoïdales et ne permettent pas un rejet efficace des perturbations et restent sensibles aux bruits de mesures [131].

Les contrôleurs résonants, appelé aussi intégrateurs généralisé, dont la fonction de transfert de base est donnée par (2.1), offrent une meilleure alternative pour le suivi des références sinusoïdales.

$$C_R(s) = \frac{k_R s}{s^2 + \omega_R^2} \quad (2.1)$$

Avec, ω_R la fréquence angulaire de résonance du correcteur, et k_R le gain de contrôle.

La fonction de transfert du correcteur résonant idéal possède des pôles purement imaginaires. Le correcteur prend alors, avec un facteur d'amortissement nul, une valeur théoriquement infinie au niveau de la fréquence déterminée par les pôles désignés [132]. La réponse en fréquence du contrôleur $C_R(s)$ est donnée par la Figure 2.2. La forme idéale du contrôleur résonant introduit un gain infini à sa fréquence de résonance et rien aux fréquences alentours, ce qui fait qu'il est capable d'éliminer toute erreur statistique de même fréquence que sa fréquence de résonance, que ce soit dans le suivi ou dans le rejet de signaux alternatifs.

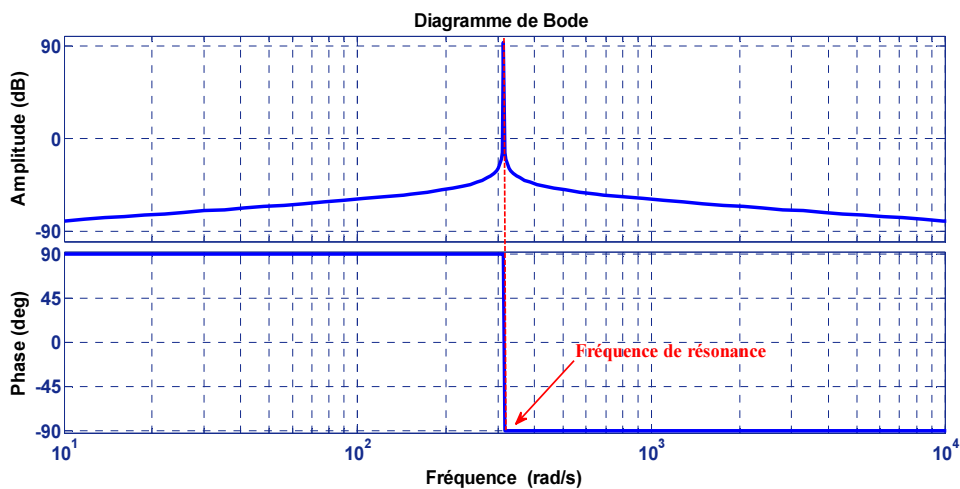


Figure 2.2. Diagramme de bode d'un contrôleur résonant idéal, avec $\omega_R = 2\pi 50 \text{ rad/s}$ et $k_R = 1$.

Le gain infini qu'introduit le contrôleur résonant idéal rend toutefois difficile son implémentation que ce soit sur des plateformes numériques ou analogiques. En effet, la représentation numérique du contrôleur nécessite une grande précision ce qui augmente le poids des calculs et réduit son attractivité surtout en cas d'implémentation dans un DSP à virgules fixes [6].

Ainsi, une autre forme des contrôleurs résonants a été proposée par [127], ce dernier préconise d'élargir la bande de résonance en introduisant un facteur d'amortissement de telle sorte à réduire le gain de contrôle tout en minimisant sa sensibilité à sa fréquence centrale.

La fonction d'un contrôleur quasi-résonant (non-idéal) est donnée par (2.2)

$$C_{Quasi-R}(s) = \frac{2k_R \omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + \omega_R^2} \quad (2.2)$$

Avec, ω_c la largeur de la bande de résonance du contrôleur.

2.2.3. Contrôleur multi résonant

L'un des avantages des contrôleurs résonants est la possibilité de profiter de leur caractère très sélectif en l'employant à des fréquences précises. Ainsi, un assemblage de plusieurs contrôleurs résonants réglés à différentes fréquences est possible. Cette disposition est conventionnellement chargée de la compensation des harmoniques [133]. Ceci augmente l'attractivité de ce type de contrôle dans les systèmes de génération distribuée d'électricité. En effet, bien que le filtre passe bas en sortie assure l'élimination des harmoniques de hautes fréquences, la tension de sortie des onduleurs contient toujours un nombre important d'harmonique d'ordres inférieurs. A titre d'exemple, les systèmes monophasés sont soumis à des harmoniques d'ordres impairs (3, 5, 7, 9 ...). En conséquence, le contrôle de la composante fondamentale des signaux de sortie doit être accompagné par le contrôle des composantes harmoniques.

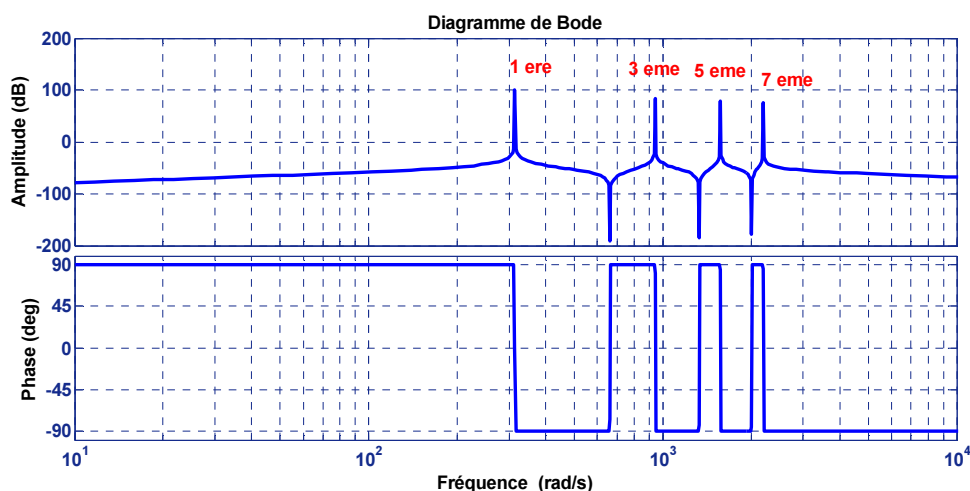


Figure 2.3. Diagramme de bode d'un contrôleur Multi-résonant, avec $\omega_R = 2\pi 50 \text{ rad/s}$ et $k_{R,i} = 1$.

La Figure 2.2 montre la réponse fréquentielle du contrôleur multi résonant dont la fonction de transfert est donnée par :

$$C_{Multi-R}(s) = \sum_{h=1,odd}^7 \frac{k_{R,h}s}{s^2 + (h \times \omega_R)^2} \quad (2.3)$$

Avec, $k_{R,h}$ le gain de contrôle correspondant à l'harmonique d'ordre h .

2.2.4. Sensibilité du contrôle résonant aux variations de fréquence

Les contrôleurs résonants souffrent de nombreuses lacunes en plus de leur faible dynamique et les problèmes de stabilité que peut induire l'introduction de gains infinis aux fréquences de résonance. En effet, les performances de ce type de contrôle restent très sensibles à la précision de la fréquence cible ce qui peut rudement détériorer les performances de ce type de contrôle vu qu'une légère déviation de la fréquence cible de résonance introduit un grand déphasage et réduit considérablement le gain de contrôle [4]. De plus, chaque générateur distribué autonome est destiné à opérer en parallèle avec d'autres générateurs distribués. La répartition des charges et le contrôle des flux de puissances dans ces structures est réalisé par la méthode de statisme dont le principe repose sur la variation contrôlée de la fréquence et de l'amplitude de tension [94]. Ceci réduit encore plus les performances des contrôleurs résonants dans ce type de structures. Le contrôle quasi-résonant a été récemment introduit en vue de réduire cette sensibilité en élargissant la bande de résonance de tel sorte à ce que des gains de contrôle suffisamment larges soient non seulement introduits à la fréquence cible de résonance mais aussi aux fréquences avoisinantes. Cette technique souffre néanmoins de difficultés liées à sa conception.

La vulnérabilité des contrôleurs résonants face à la variation de la fréquence est encore plus accentuée quand le contrôleur est chargé de la compensation des fréquences harmoniques essentiellement en présence de charges non-linéaires vu que le déplacement de la fréquence cible de résonance augmente proportionnellement à l'ordre de l'harmonique concernée [8].

Les problèmes suscités sont encore plus amplifiés quand le contrôleur résonant est implémenté numériquement vu que le pole résonant sera inéluctablement dévié de sa trajectoire. Afin de contrer cette situation, le passage par des méthodes de discrétisation plus complexes et l'utilisation d'une fréquence d'échantillonnage plus importante est inévitable [134]. Les travaux reportés dans [135] illustrent plus en détails cette problématique.

Les recherches les plus récentes se focalisent sur le développement d'un contrôleur résonant moins sensible aux changements que peut connaître la fréquence. Ainsi, certains suggèrent l'utilisation d'une boucles à verrouillage de phase (PLL : Phase Locked Loop) pour suivre les variations de la fréquence [136, 137]. La sensibilité du contrôleur résonant est certes atténuée, mais au dépend de la charge de calcul. Par ailleurs, les stratégies développées ne prennent pas en considération l'erreur de suivi et le temps d'établissement de la boucle de verrouillage de phase [138].

2.2.5. Modélisation d'un générateur distribué autonome

Pour le développement des algorithmes de contrôle, le modèle mathématique du système illustré par la Figure 2.1 est nécessaire. Ainsi, en assumant une source d'entrée DC constante et que la fréquence de commutation du convertisseur DC/AC est très élevée. La dynamique du système peut être décrite uniquement par la dynamique du filtre passe bas de sortie.

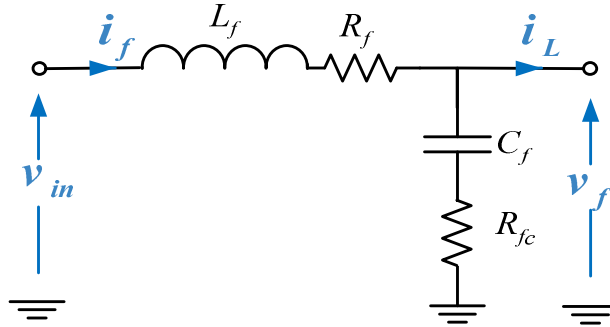


Figure 2.4 Filtre LC de sortie

Les éléments du filtre sont décrits par L_f , C_f , ainsi que par leurs résistances séries équivalentes respectives R_f , R_{fc} . R_{fc} est toutefois supposée négligeable vu que son effet apparaît loin des fréquences concernées par le contrôle [139].

Les équations différentielles bilinéaires décrivant la dynamique du filtre sont directement dérivées de la Figure 2.4.

$$\begin{cases} L_f \frac{di_f}{dt} = v_{in} - v_f - R_f i_f \\ C_f \frac{dv_f}{dt} = i_f - i_L \end{cases} \quad (2.3)$$

- i_f est le courant de sortie de l'onduleur.
- v_f est la tension de sortie du filtre LC.
- v_{in} est la tension d'entrée du filtre LC.
- i_L est le courant de charge.

2.2.6. Représentation d'état du système étudié

Le modèle du système décrit par l'équation (2.3) peut être représenté comme suit :

$$\begin{cases} \frac{dx}{dt} = Ax + Bu + Ed \\ y = Cx + Du \end{cases} \quad (2.4)$$

Le vecteur d'états est défini par $x = [v_f \quad i_f]^T$, tandis que la tension d'entrée du filtre est considérée comme le signal de commande $u = v_{in}$, et le courant de charge comme signal de perturbation $d = i_L$.

Les matrices d'état sont données par

$$:A = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{C_f} \\ -\frac{1}{L_f} & -\frac{R_f}{L_f} \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{L_f} \end{bmatrix}, E = \begin{bmatrix} -1 \\ C_f \\ 0 \end{bmatrix}, C = [1 \quad 0]$$

La discrétisation du système (2.4) avec un temps d'échantillonnage T_s permet d'obtenir le système suivant.

$$\begin{cases} x(k+1) = A_d x(k) + B_d u(k) + E_d d(k) \\ y(k) = C_d x(k) + D_d u(k) \end{cases} \quad (2.5)$$

Avec,

$$A_d = e^{A^*T_s} = \begin{bmatrix} \cos(\omega_0 T_s) & \frac{1}{\omega_0 C_f} \sin(\omega_0 T_s) \\ -\frac{1}{\omega_0 L_f} \sin(\omega_0 T_s) & 1 - \frac{r_L}{\omega_0 L_f} \cos(\omega_0 T_s) \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} 1 & \frac{T_s}{C_f} \\ -\frac{T_s}{L_f} & 1 - \frac{T_s R_f}{L_f} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix}$$

$$B_d = (e^{A^*T_s} - I)A^{-1}B = \begin{bmatrix} 1 - \cos(\omega_0 T_s) \\ \frac{1}{\omega_0 L_f} \sin(\omega_0 T_s) \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{T_s}{L_f} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \end{bmatrix}$$

$$E_d = (e^{A^*T_s} - I)A^{-1}E = \begin{bmatrix} -\frac{1}{\omega_0 C_f} \sin(\omega_0 T_s) \\ 1 - \cos(\omega_0 T_s) \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} -\frac{T_s}{C_f} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \end{bmatrix}$$

Les approximations réalisées ci-dessus sont valides quand la fréquence ω_0 du filtre est suffisamment inférieure à la fréquence d'échantillonnage ($\omega_0 T_s \ll 1$). Pratiquement, ceci est valide quand la fréquence d'échantillonnage est au moins supérieure à vingt fois la fréquence du filtre [140].

2.3. Stratégie à base d'un contrôle multi résonant à retours d'état stabilisants.

La stratégie de contrôle proposée repose sur une structure en cascade et ne requiert que la mesure de la tension de sortie du filtre et celle du courant de l'onduleur [7]. En effet, le contrôle de la tension v_f de sortie se fera en assurant le contrôle du courant i_f . En conséquence, chaque boucle de contrôle se verra chargée de fournir la référence adéquate à la boucle qui suit. Par ailleurs, un simple régulateur proportionnel est suffisant pour atténuer les phénomènes de résonances qui peuvent survenir tout en assurant la dynamique requise pour un rejet rapide des perturbations via la boucle interne de contrôle. La boucle de contrôle externe considère quant à elle l'utilisation d'un contrôleur multi résonant avec un retour d'état complet stabilisant. Le choix des

gains de contrôle se fait de façon optimale, après la résolution d'un critère quadratique, de façon à assurer un suivi de référence de haute performance avec un taux réduit de distorsion harmonique (THD_v).

La structure de contrôle proposée est décrite par la Figure 2.5.

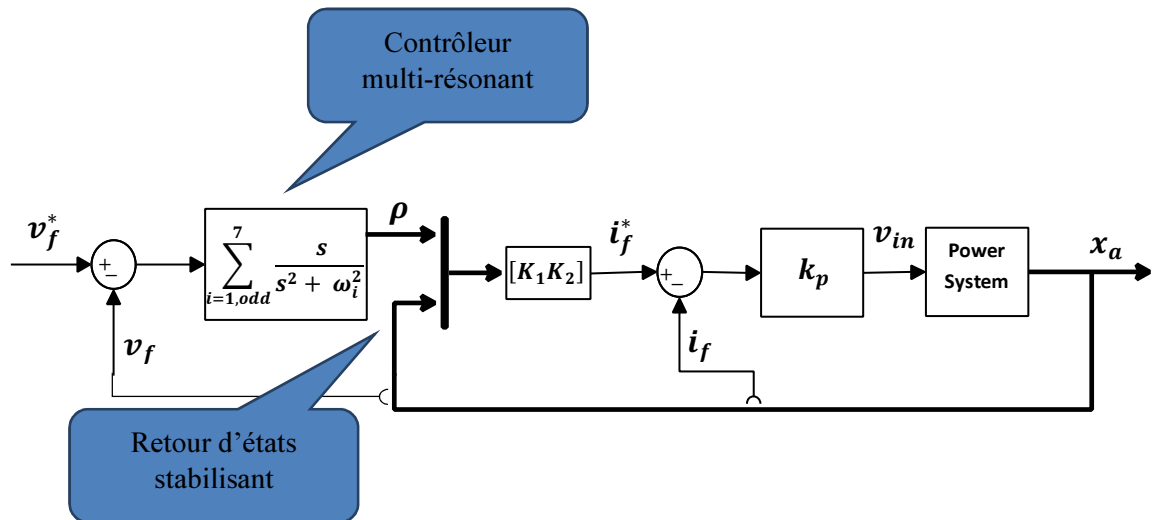


Figure 2.5 Contrôleur multi-résonant avec retour d'états stabilisant

Il est intéressant de mentionner que la stratégie de contrôle proposée peut être aisément étendue au contrôle d'un onduleur triphasé à trois ou à quatre bras en traitant chaque phase séparément comme un système monophasé ou en procédant à un changement de repère.

2.3.1. Boucle de contrôle interne du courant

Comme le montre la Figure 2.5, la boucle de contrôle interne utilise uniquement un régulateur proportionnel. Le contrôle du courant de sortie de l'onduleur est atteint en utilisant la loi de commande suivante :

$$v_{in}(k+1) = k_p (i_f^*(k) - i_f(k)) \quad (2.6)$$

Avec, k_p le gain proportionnel du contrôleur, et i_f^* la référence du courant de sortie de l'onduleur.

La boucle de contrôle interne est chargée de réaliser deux objectifs :

- Assurer la dynamique du système à travers l'introduction d'une bande passante suffisamment large.

- Introduire un facteur d'amortissement dans le système de telle sorte à prévenir les phénomènes de résonances qui peuvent survenir entre les éléments du filtre LC et ceux du bus AC.

2.3.2. Développement d'une stratégie de contrôle optimale de la tension

La boucle de contrôle externe vise à assurer un contrôle efficace de la tension de sortie du filtre LC et ceci indépendamment de la nature des charges alimentées. Cette boucle emploie un ensemble de contrôleurs résonants à structures idéales, associés chacun à la fréquence fondamentale et aux fréquences harmoniques d'ordres inférieurs. Le contrôle résonant, de par sa nature, n'introduit un gain théoriquement infini qu'au niveau de sa fréquence cible et n'affecte en rien les fréquences avoisinantes ce qui implique que le régime transitoire reste incontrôlé [129].

En conséquence, la stratégie proposée préconise d'ajouter un retour d'état stabilisant considérant des rétroactions (positive et/ou négative) des mesures de tension et de courant de telle sorte à relever les performances dynamiques du contrôleur tout en assurant la stabilité du système. Le choix des gains de contrôle se fait de façon optimale après la minimisation d'un critère quadratique de telle sorte à assurer les meilleures performances avec un minimum d'effort de commande.

La boucle de contrôle externe fournit la référence de courant i_f^* à la boucle interne et préconise d'atteindre les objectifs suivants :

- Assurer la stabilité en boucle fermée ainsi qu'un suivi asymptotique de la référence sinusoïdale de tension.
- Le rejet rapide des perturbations liées aux appels de courant des charges.
- Assurer un faible contenu harmonique dans l'onde de tension, avec un maximum de 5% de THD_v .

D'après la Figure 2.5, la régulation de la tension de sortie est achevée par le biais de la loi de commande suivante :

$$i_f^* = K_1 x_a + K_2 \left[\sum_{i=1, odd}^7 \frac{S}{S^2 + \omega_i^2} \right] e_v \quad (2.7)$$

L'erreur de suivi de la référence de tension est défini par : $e_v = v_f^* - v_f$. La fréquence centrale des contrôleurs résonants est $\omega_i = 2 \times \pi \times f_0 \times i$, où f_0 représente la fréquence fondamentale du système, et où l'argument i réfère au fondamental ou à l'ordre de l'harmonique concernée.

Le choix des vecteurs de gains K_1 et K_2 doit satisfaire une forme simple du contrôle optimale. x_a représente le vecteur d'état du système augmenté qui englobe la boucle de contrôle interne et le modèle du système contrôlée.

2.3.2.1. Représentation d'état du système augmenté

En reprenant la représentation d'état discrète du système dans (2.5) et la loi de contrôle (2.6), la représentation d'état du système augmenté, vu par la boucle de contrôle de la tension, est déduite comme suit :

$$\begin{cases} x_a(k+1) = A_a x_a(k) + B_a u_a(k) + E_a d(k) \\ y(k) = C_a x_a(k) \end{cases} \quad (2.8)$$

Où,

- Le vecteur d'état $x_a(k) = [v_f(k) \quad i_f(k) \quad v_{in}(k)]^T$
- Le signal de commande $u_a(k) = i_f^*(k)$
- Le signal de perturbation $d(k) = i_L(k)$

$$A_a = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & b_1 \\ a_{21} & a_{22} & b_2 \\ 0 & -k_p & 0 \end{bmatrix}, B_a = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ k_p \end{bmatrix} E_a = \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ 0 \end{bmatrix} \text{ and } C_a = [C \quad 0]$$

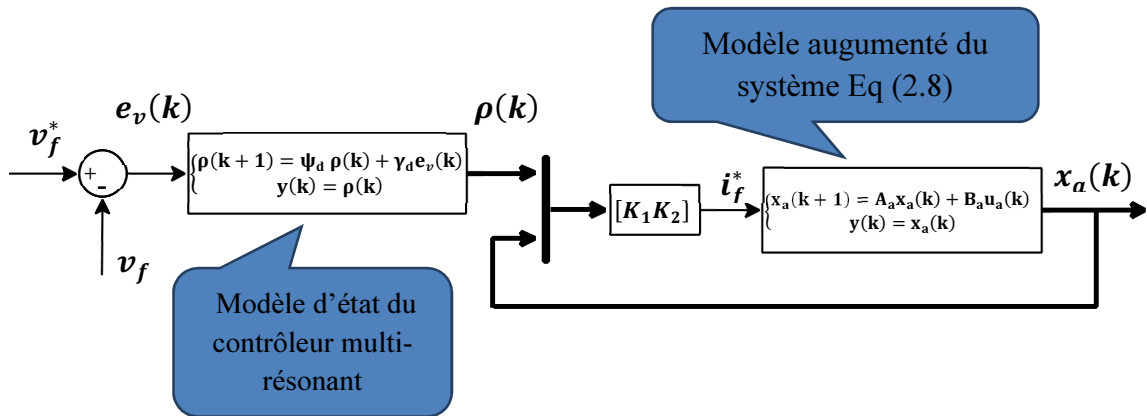


Figure 2.6 Représentation dans l'espace d'états du système globale

2.3.2.2. Représentation d'état du contrôleur multi résonant

Comme illustré par la Figure 2.6, la forme d'état du contrôleur multi résonant utilisé est donnée comme suit :

$$\frac{d\rho}{dt} = \psi \rho + \gamma e_v \quad (2.9)$$

Où,

$$\begin{aligned} \rho &= [\rho_1 \quad \rho_3 \quad \rho_5 \quad \rho_7]^T \\ \psi &= \text{diag}[\psi_1 \quad \psi_3 \quad \psi_5 \quad \psi_7] \\ \gamma &= [\gamma_1 \quad \gamma_3 \quad \gamma_5 \quad \gamma_7]^T \end{aligned}$$

et

$$\psi_i = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -\omega_i & 0 \end{bmatrix}, \gamma_i = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix}, \text{ pour } i = 1,3,5,7.$$

En assumant une période d'échantillonnage T_s , la forme discrète de la représentation d'état du contrôleur multi résonant peut être décrite par :

$$\rho(k+1) = \psi_a \rho(k) + \gamma_a e_v(k) \quad (2.10)$$

Où,

$$\psi_a = e^{\psi T_s} \text{ et } \gamma_a = \int_0^{T_s} e^{\psi(T_s-\tau)} \gamma d\tau$$

2.3.2.3. Représentation globale du système et choix des gains de contrôle.

La stratégie de contrôle optimale employée correspond à une structure de régulation linéaire quadratique (LQR) dont la résolution nécessite, en premier, la formation de la représentation d'état du système globale (en boucle fermée) afin de procéder au placement des valeurs propres de la matrice d'état via un choix unique des vecteurs de gain \mathbf{K}_1 et \mathbf{K}_2 . Le choix des gains se fait hors ligne et ne nécessite pas de mise à jour tant que les paramètres du système restent inchangés.

Ainsi, la représentation d'état du système globale constitué par, le système augmenté (2.8), et la représentation d'état discrète du contrôleur multi résonant (2.10) peut être écrite comme suit :

$$\hat{x}(k+1) = \hat{A}\hat{x}(k) + \hat{B}u_a(k) + \hat{E}_1 d(k) + \hat{E}_2 v_f^*(k) \quad (2.11)$$

Où, $u_a(k) = i_f^*(k)$ représente le signal de commande, $d(k) = i_L(k)$ représente toujours la perturbation liée aux appels de courant de la charge, le vecteur d'état est défini par $\hat{x}(k) = [x_a(k) \quad \rho(k)]$, tandis que, les coefficients matriciels sont décrit comme suit:

$$\hat{A} = \begin{bmatrix} A_a & 0 \\ -\gamma_a C_a & \psi_a \end{bmatrix}, \hat{B} = \begin{bmatrix} B_a \\ 0 \end{bmatrix}, \hat{E}_1 = \begin{bmatrix} E_a \\ 0 \end{bmatrix}, \hat{E}_2 = \begin{bmatrix} 0 \\ \gamma_a \end{bmatrix}, \text{ et } C_a = [C \quad 0].$$

Finalement, le signal de commande est défini par :

$$u_a(k) = -\mathbf{K}^T \hat{\mathbf{x}}(k) = -[\mathbf{K}_1 \quad \mathbf{K}_2] \begin{bmatrix} x_a(k) \\ \rho(k) \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Le choix du vecteur gain \mathbf{K} doit assurer la stabilité du système en boucle fermée tout en maintenant un suivi asymptotique de la référence. Ce vecteur est le résultat de la minimisation du critère quadratique suivant :

$$J(u_a(k)) = \sum_{k=1}^{\infty} \hat{\mathbf{x}}(k)^T Q \hat{\mathbf{x}}(k) + u_a(k)^T R u_a(k) \quad (2.13)$$

Le choix de la matrice Q se fait parmi les matrices semi-définies positives symétriques, tandis que le coefficient $R > 0$ est choisi positif et prend une valeur minimum de telle sorte à réduire le poids de l'effort de commande dans l'optimisation. Le choix de la matrice Q permet de modifier les performances du contrôleur dans le suivi des références. Des travaux de recherches récents se focalisent sur un choix optimale de ces paramètres en utilisant essentiellement des algorithmes méta-heuristiques [78].

2.3.3. Résultats de simulation.

Une méthodologie basée sur une Co-Simulation entre l'environnement Matlab/Simulink et PSIM est employée afin de tester l'efficacité de la stratégie développée pour le contrôle de la tension de sortie d'un générateur distribué autonome, en présence de charges linéaires et non-linéaires. Ainsi, et comme illustré par la Figure 2.7, la structure de contrôle globale est implantée dans l'environnement Matlab/Simulink, tandis que le circuit de puissance, incluant le bus DC, le convertisseur DC/AC. Le filtre LC de sortie, ainsi que l'impédance de ligne et les circuits de charges, est réalisé dans l'environnement PSIM. Le module SimCoupler est utilisé comme interface entre les deux logiciels. Les paramètres du système et des contrôleurs sont identiques à ceux que nous allons utiliser pour la validation expérimentale et sont respectivement listés dans le Tableau 2.2, le Tableau 2.3. Le vecteur gain $\mathbf{K} = [\mathbf{K}_1 \quad \mathbf{K}_2]$ correspondant aux gains résonant et aux gains de contrôle des retours d'état stabilisants sont obtenues en utilisant la fonction « dlqr » de Matlab.

Tableau 2.1 Paramètre du système

Paramètre	Symbol	Valeur
Tension du Bus DC	V_{dc}	250 V
Inductance du filtre de sortie	L_f	1 mH
Capacité du filtre de sortie	C_f	33 μF
Résistance série de la bobine du filtre de sortie	R_f	0.1 Ω
Amplitude de la tension nominale	E_0	$\sqrt{2} \times 110V$
Fréquence angulaire nominale	ω_0	2 π 60 rad. s ⁻¹
Fréquence de commutation	-	10 kHz
Fréquence d'échantillonnage	F_s	10 kHz

Tableau 2.2 Paramètre de contrôle

Paramètre	Symbol	Valeur
Régulateur proportionnel de courant	k_p	4.13
Vecteur des gains du contrôleur multi résonant	K_1	[155.20 125.18 104.36 135.35]
Vecteur des gains des retours d'états stabilisants	K_2	[-0.9 0.3 -0.22]

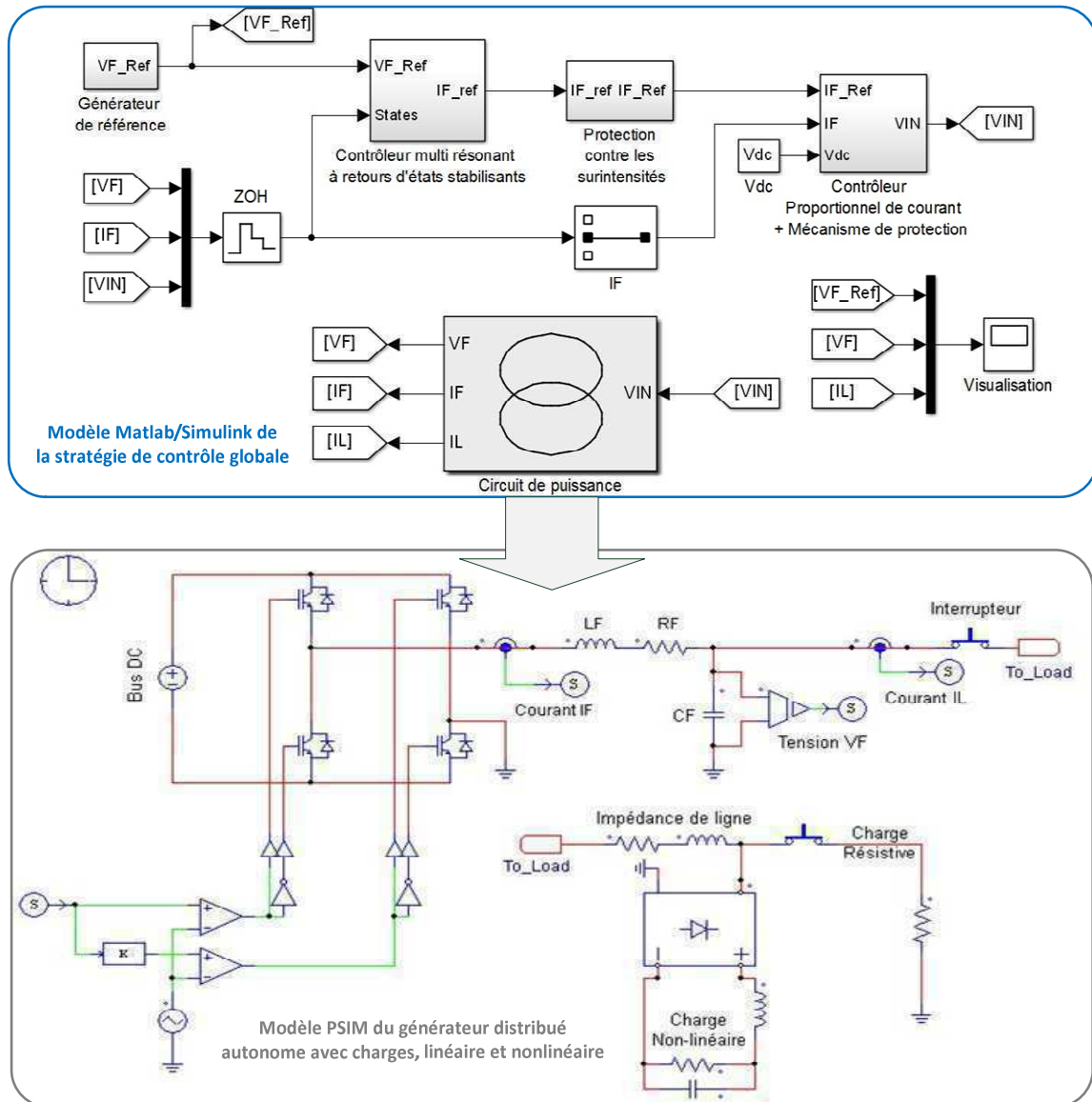


Figure 2.7 Co-Simulation entre Matlab/Simulink et PSIM du système globale.

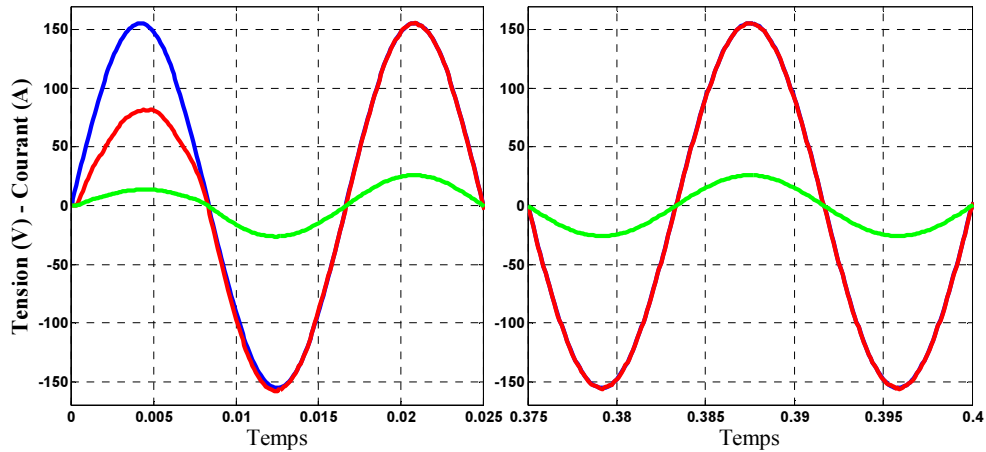


Figure 2.8 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge linéaire, courbe de la tension de référence (Bleu), de la tension (Rouge) et du courant de charge ($3 \times$ Vert), en régime permanent (Droite) et transitoire (Gauche).

Les résultats de Co-Simulation retraçant l'évolution des courbes de la tension de sortie et du courant de charge pour différents scénarios sont donnés par les Figures 2.8 à 2.10. Le premier scénario est établi lorsque le générateur distribué autonome alimente une charge linéaire purement résistive, le second caractérise le comportement du même système face à une charge non-linéaire d'un facteur crête de 2.0 consistant, comme le montre la Figure 2.7, en un redresseur monophasé à pont complet dont la sortie est couplée à un circuit RLC, tandis que le troisième, révèle la réponse du système face aux transitoires de charge.

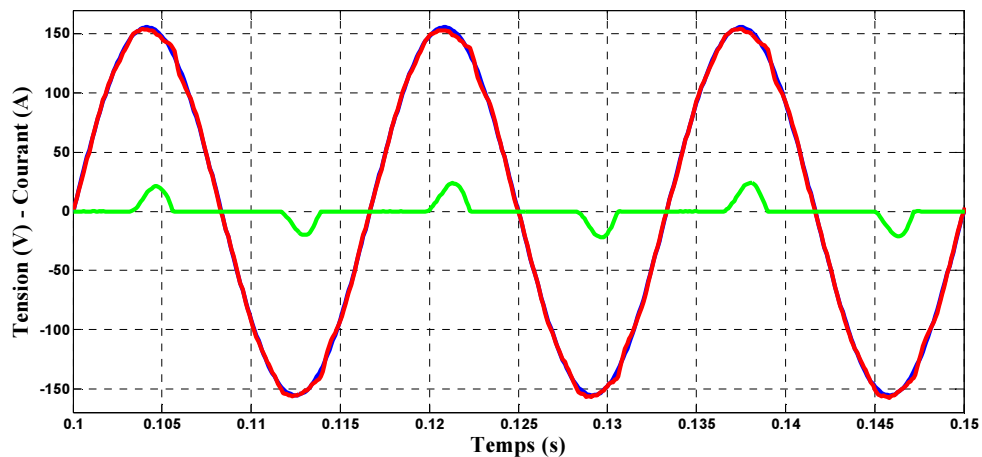


Figure 2.9 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, courbe de la tension de référence (Bleu), de la tension (Rouge) et du courant de charge ($3 \times$ Vert).

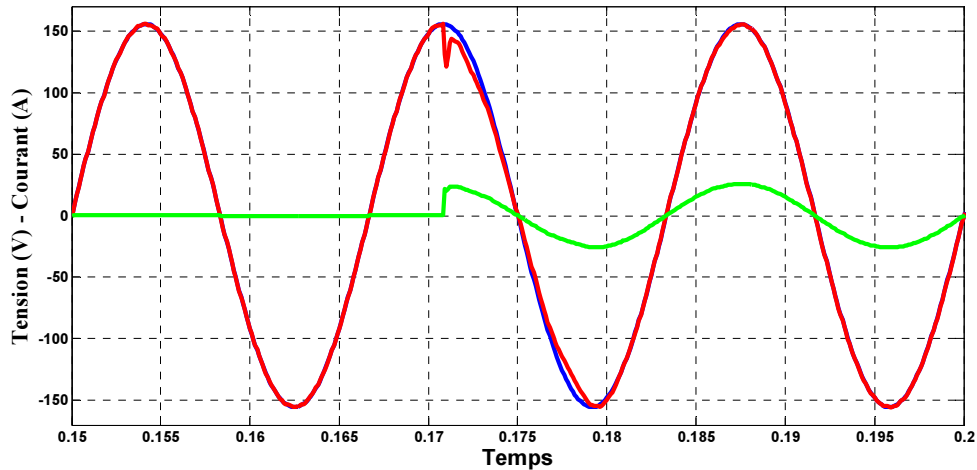


Figure 2.10 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à un échelon de charge, courbe de la tension de référence (Bleu), de la tension (Rouge) et du courant de charge ($3 \times$ Vert).

Il apparaît clairement d'après les résultats obtenus que la stratégie de contrôle développée assure d'excellentes performances dans le suivi de référence, et ceci dans les deux régimes de fonctionnement, transitoire et stationnaires, même si le régime transitoire reste très sensible au choix de la matrice Q . Une courbe de tension quasi sinusoïdale est obtenue avec en plus un taux de distorsion harmonique réduit (Charge linéaire 0.37% - Charge non linéaire 1.68%) et en dessous des limites imposées ($THD_v \leq 5\%$).

2.3.4. Validation expérimentale.

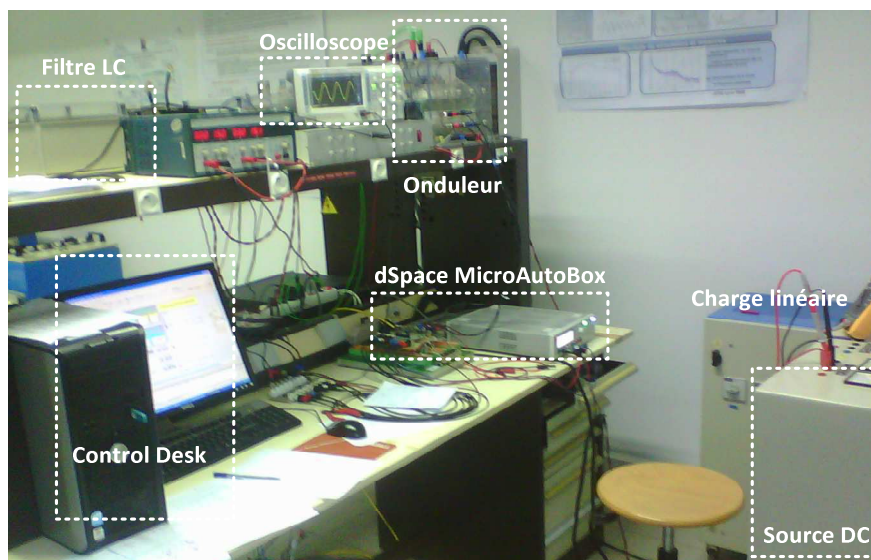


Figure 2.11 Banc de test expérimental d'une unité autonome de génération distribué.

Comme illustré par la Figure 2.11, un banc de test expérimental a été construit pour valider la stratégie proposée pour le contrôle en tension d'une unité de génération distribué autonome destinée à alimenter des charges électriques de différentes natures. Le banc de test est constitué d'un redresseur destiné à opérer en

source de tension continue, un onduleur SEMIKRON avec filtre LC de sortie, ainsi qu'une panoplie de charges électriques. Les paramètres de la partie puissance et ceux du contrôleur multi résonant à retours d'états stabilisants sont les mêmes que ceux utilisés lors de la simulation (Tableaux, 2.1 et 2.2). Les deux boucles associées au contrôle du courant et de la tension sont implémentées dans une plateforme dSPACE MicroAutoBox et ne requiert que la mesure du courant de sortie et celle de la tension de sortie. Le temps d'exécution de l'ensemble du contrôleur est de l'ordre de 20.1 μ s, ce qui fait que la stratégie proposée ne requiert pas un temps de calcul excessif.

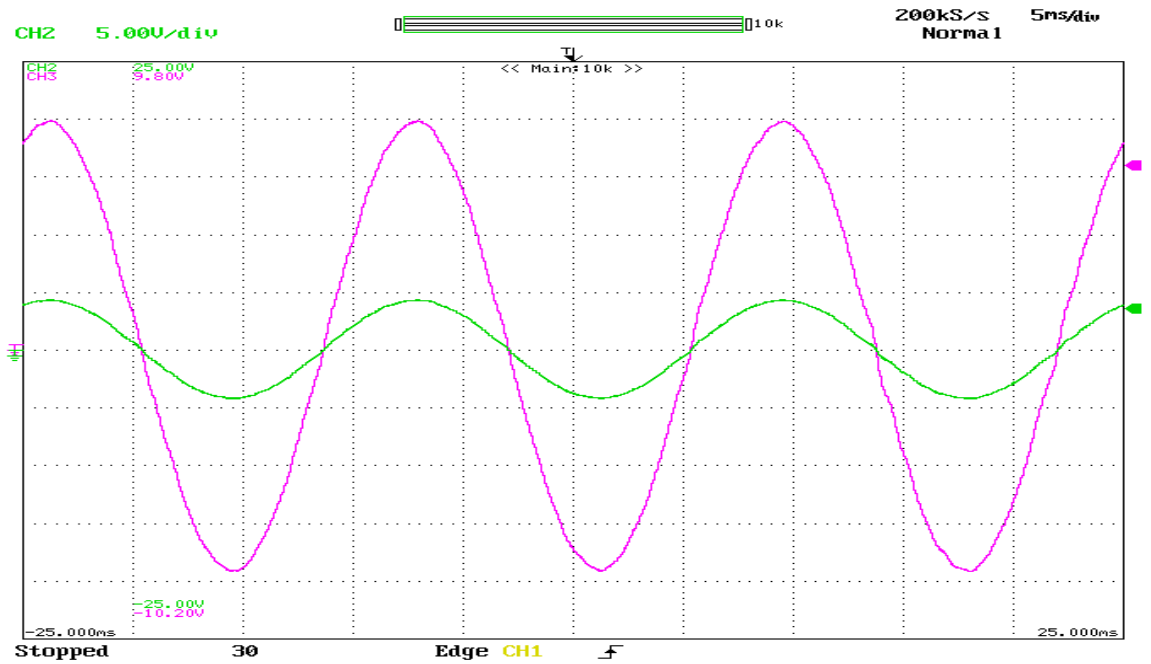


Figure 2.12 Résultats expérimentaux : Réponse du système à une charge linéaire, courbe de la tension [Rose (axe-x: 5ms/div; axe-y: 40V/div)] et du courant de charge [Vert: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 10A/div)].

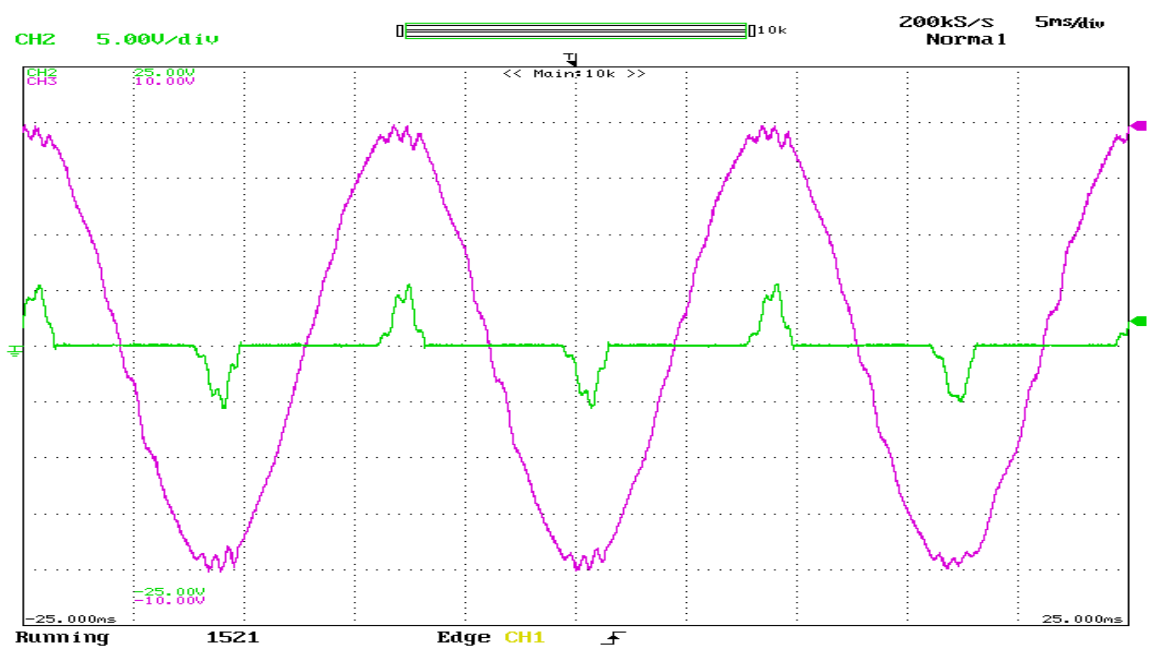


Figure 2.13 Résultats expérimentaux : Réponse du système à une charge non linéaire, courbe de la tension [Rose (axe-x: 5ms/div; axe-y: 40V/div)] et du courant de charge [Vert: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 10A/div)].

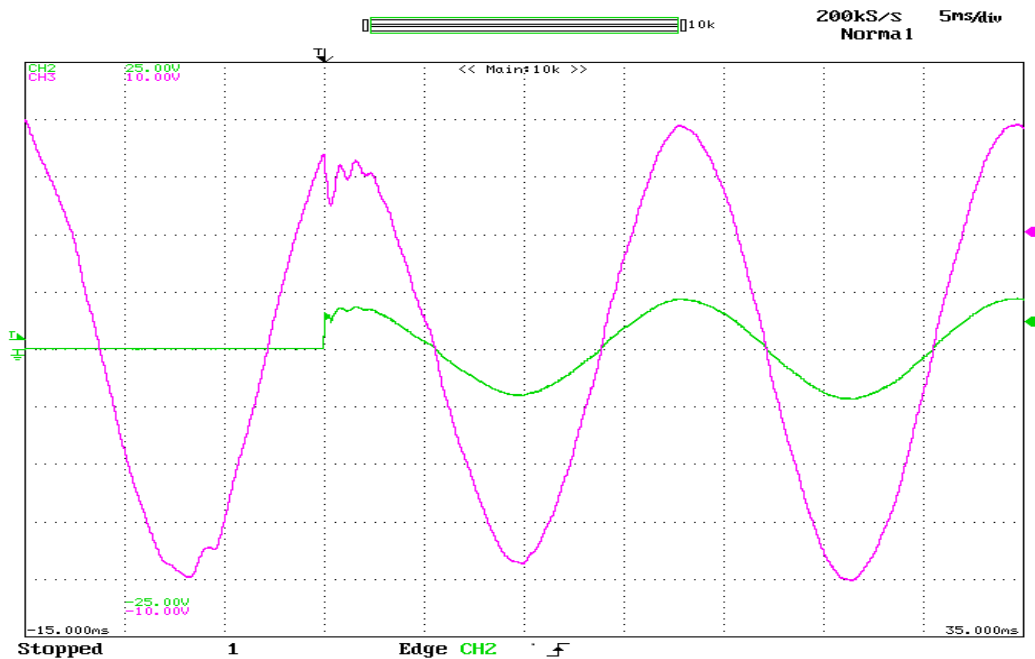


Figure 2.14 Résultats expérimentaux : Réponse du système à un échelon de charge, courbe de la tension [Rose (axe-x: 5ms/div; axe-y: 40V/div)] et du courant de charge [Vert: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 10A/div)].

L'efficacité de la stratégie de contrôle proposée dans le suivi de trajectoires et le rejet de perturbation est démontrée à travers les figures 2.12, 2.13, et 2.14. Celles-ci caractérisent la réponse du système face à une charge linéaire, une charge non linéaire, et un échelon de charge, respectivement. Les résultats obtenus corroborent parfaitement avec ceux obtenus dans la Section 2.3.3. La charge linéaire est représentée par une charge résistive de $18\ \Omega$, tandis que la charge non linéaire est constituée par un redresseur à diodes couplé avec un circuit RLC ($R = 123\ \Omega, L = 500\ \mu H, C = 1\ mF$). La mesure du taux de distorsion harmonique de la tension de sortie est égale à 0.8% pour la charge linéaire, et à 2.7% pour la charge non linéaire, ce qui nous permet de conclure sur l'efficacité de la technique de contrôle proposée.

2.4. Stratégie à base d'un contrôle multi résonant adaptatif.

La stratégie de contrôle qu'on se propose d'étudier dans cette seconde partie repose toujours sur l'utilisation du principe de contrôle résonant avec une structure de contrôle tension/courant à boucles imbriquées et ne requiert, comme illustré par la Figure 2.15, que la mesure locale de la tension de sortie du filtre LC et celle du courant de l'onduleur. Cette stratégie aspire à assurer le contrôle de la tension et du courant de sortie du générateur distribué en dépit des perturbations que peut connaître le bus de charge, qu'elles soient dues à la nature des appels de courants des charges connectées, ou à la variation de la fréquence et de l'amplitude de tension que peut connaître le même bus dans une structure en micro-réseau à plusieurs générateurs.

Ainsi, un contrôleur résonant adaptatif en fréquence et en amplitude est proposé pour atteindre les objectifs de contrôle susmentionnés [4, 8]. Dans ce sens, un contrôleur proportionnel multi résonant adaptatif est implémenté similairement dans la boucle de contrôle interne et externe.

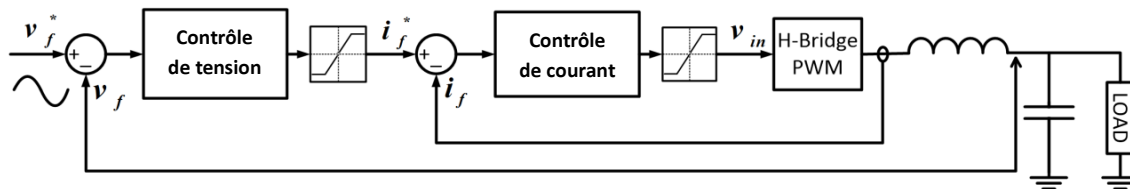


Figure 2.15 Schéma synoptique du contrôle tension/courant à boucles imbriquées.

2.4.1. Description de la stratégie de contrôle proposée.

Comme mentionné dans la Section 2.2.4, les contrôleurs résonants sont d'une grande efficacité dans le suivi des références périodiques, mais souffrent néanmoins de certaines lacunes, surtout en ce qui concerne leur sensibilité face à la variation de la fréquence d'opération, ou au déplacement du pôle résonant occasionné par le manque de précision des méthodes de discrétisation. La variation de la fréquence est encore plus accentuée dans les applications en micro-réseau, où le contrôle par statisme impose une variation contrôlée de la fréquence et de l'amplitude de tension pour assurer le contrôle des flux de puissances.

Dans le but de réduire l'impact de ces récurrentes variations, tout en profitant des performances du principe de contrôle résonant dans le suivi des trajectoires périodiques. Le contrôle quasi résonant, ou non idéal, a été proposé dans la littérature pour réduire cette sensibilité en imposant une bande de résonance plus large. La largeur de la bande de résonance est communément définie égale à la proportion permmissible de déviation de la fréquence angulaire, c.à.d. à 2% de la fréquence angulaire nominale, ce qui impose l'atténuation des gains résonants et limite l'efficacité du contrôle. Le contrôleur qu'on se propose d'appliquer, est basé quant à lui sur une adaptation continue de la bande de résonance, de même que la fréquence cible de résonance, de telle sorte à forcer le contrôleur à introduire des gains plus élevés lorsque l'erreur de suivi est importante essentiellement pour booster la dynamique du contrôleur dans le rejet des perturbations, et des gains moins importants lorsque l'erreur de suivi est moins significative, ce qui apparaît dans le régime stationnaire.

La structure de contrôle proposée sur le principe d'un contrôleur résonant adaptatif est illustrée par la Figure 2.16. Cette structure est chargée d'atteindre les objectifs suivants :

- Le maintien d'une tension sinusoïdale de grande qualité en sortie de l'onduleur avec un minimum de THD_v ($<5\%$).
- Développer un comportement robuste face à la nature imprévisible et fluctuante des charges électriques connectées.

- Assurer la stabilité du système face à de larges variations de la fréquence nominale dans une structure en micro-réseau.
- Assurer un rejet rapide des perturbations.

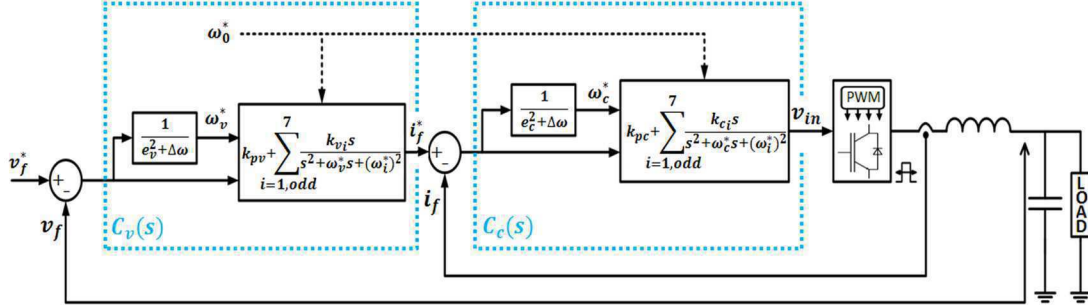


Figure 2.16 Schéma synoptique de la stratégie de commande proposée.

2.4.1.1. Fonction de transfert du contrôleur résonant adaptatif

Les contrôleurs proposés pour la boucle interne de courant et la boucle externe de tension sont respectivement définis par les équations suivantes :

$$C_c(s) = k_{pc} + \frac{k_{c,1}s}{s^2 + \omega_c^*s + (\omega_1^*)^2} + \sum_{i=3,odd}^7 \frac{k_{c,i}s}{s^2 + \omega_c^*s + (\omega_i^*)^2} \quad (2.14)$$

$$C_v(s) = k_{pv} + \frac{k_{v,1}s}{s^2 + \omega_v^*s + (\omega_1^*)^2} + \sum_{i=3,odd}^7 \frac{k_{v,i}s}{s^2 + \omega_v^*s + (\omega_i^*)^2} \quad (2.15)$$

Où, les fonctions d'ajustage de la bande de résonance du contrôleur de courant proposé et celui de la tension sont respectivement données par :

$$\omega_c^* = 1/(e_c^2 + \Delta\omega) \quad (2.16)$$

$$\omega_v^* = 1/(e_v^2 + \Delta\omega) \quad (2.17)$$

L'erreur de suivi de la boucle de contrôle de tension ainsi que celle de la boucle de courant sont données par : $e_v = v_f^* - v_f$ et $e_c = i_f^* - i_f$. $\Delta\omega = 2 \times \pi \times 60 \times \Delta f$ avec $\Delta f = 2\%$ représente le taux de déviation autorisé de la fréquence dans les systèmes électriques.

La fréquence angulaire cible des contrôleurs résonants $\omega_i^* = \omega_0^* \times i$ est aussi continuellement ajustée via l'actualisation de la fréquence angulaire ω_0^* du contrôleur de telle sorte à la faire correspondre à la fréquence nominale du bus de charge. Cette dernière est soit directement actualisée par la fréquence qui résulte du contrôle des flux de puissances par la méthode du statisme, ou actualisée à l'aide d'un mécanisme de synchronisation (PLL, FLL ...).

L'argument i renvoie à l'ordre de la composante fondamentale ou harmonique du signal (tension et/ou courant). Le contrôle concerne uniquement le fondamental et les harmoniques d'ordres 3, 5 et 7, vu que les harmoniques de hautes fréquences sont éliminées par le filtre (LC) passe bas de sortie.

2.4.1.2. Comparaison entre principaux contrôleurs résonants et le contrôleur proposé

Un tableau comparatif entre les performances des principaux contrôleurs résonants et le contrôleur résonant adaptatif développé est fourni ci-dessous.

Tableau 2.3 : Comparaison entre les principaux contrôleurs résonants

Contrôleur	Fonction de transfert	Avantages	Inconvénients
Résonant Idéal	$R_I(s) = \frac{s}{s^2 + \omega_R^2}$	<ul style="list-style-type: none"> Fournit un gain infini à la fréquence de résonance. Erreur statique nulle dans le suivi de références périodiques. Permet un contrôle sélectif des fréquences. 	<ul style="list-style-type: none"> Hautement sensible à la variation de la fréquence. Nécessite une méthode de discrétisation précise et complexe. Les gains infinis peuvent mener à l'instabilité.
Quasi Résonant	$R_Q(s) = \frac{2\omega_{CR}s}{s^2 + 2\omega_{CR}s + \omega_R^2}$	<ul style="list-style-type: none"> Robuste contre de légères fluctuations de fréquence. Fournit des gains finis à la fréquence de résonance et aux fréquences limitrophes. 	<ul style="list-style-type: none"> L'élargissement de la bande de résonance réduit l'efficacité du contrôleur. La synthèse du contrôleur est plus complexe.
Répétitif	$R_R(s) = \frac{e^{-2\pi s/\omega_R}}{1 - e^{-2\pi s/\omega_R}}$	<ul style="list-style-type: none"> Alternative à l'association parallèle de plusieurs contrôleurs résonants. Convient aux charges non linéaires avec distorsion périodique. 	<ul style="list-style-type: none"> Hautement sensible à la variation de la fréquence. Dynamique lente contre les transitoires de charge.
Résonant Adaptatif (Proposé)	$R_A(s) = \frac{s}{s^2 + \omega_{CR}^*s + \omega_R^{*2}}$ <p>ω_r^* et ω_{cr}^* dénotent, respectivement, des valeurs continuellement ajustées de la fréquence de résonance, et de la bande de résonance.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Structure de contrôle simple. Robuste contre de grandes variations de fréquence. Assure un contrôle efficace avec des gains résonants adaptables. 	<ul style="list-style-type: none"> Faible réponse dynamique. Synthèse basée sur une étude fréquentielle.

ω_R et ω_{CR} représentent, respectivement, la fréquence de résonance cible et la bande de résonance.

2.4.1.3. Illustration des capacités d'adaptation du contrôleur proposé

Les capacités d'adaptation, en fréquence et en gain, du contrôleur proposé et son impact sur la réponse en fréquence du système global en boucle ouverte sont mises en avant par le diagramme de Bode de la Figure 2.17. La première partie de la figure (Partie a) montre le comportement du système dans le cas où les parties résonantes

des contrôleurs multi résonnants adaptatifs employés doivent ajuster leurs fréquences de résonance cibles. La seconde partie (Partie b) met en évidence la capacité du contrôleur résonnant proposé à faire varier le gain introduit à la fréquence de résonance en fonction de la variation de la largeur de sa bande de résonance.

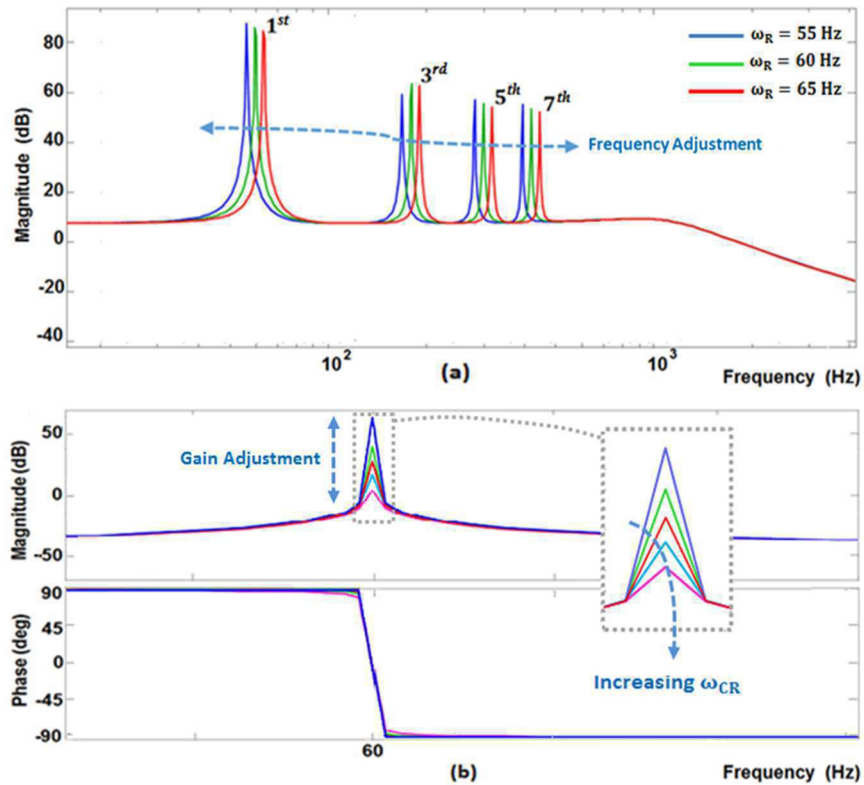


Figure 2.17 Diagramme de Bode basé sur les paramètres listés dans le Tableau 2.2, (a) Système global en boucle ouverte (b) L'adaptation du gain de résonance du contrôleur proposé en fonction de sa bande de résonance, $\omega_{CR} \in [0.1, 0.5]$.

2.4.2. Choix des gains et mise en œuvre du contrôleur

Il est évident, d'après la Figure 2.17, que les gains liés aux pics de résonance ne modifient que localement la réponse du système et n'affectent en rien le reste des fréquences même dans le cas où une adaptation en gain et/ou en fréquence se produit. Sur cette constatation, la synthèse du contrôleur proposé peut être réalisée en deux étapes. Dans un premier temps, les gains proportionnels k_{pc} et k_{pv} sont choisis pour assurer des marges de phase et d'amplitude suffisantes. Ensuite, les gains de résonance $k_{c,i}$ et $k_{v,i}$ sont choisis de telle sorte à assurer les meilleures performances au niveau de la fréquence fondamentale et des fréquences harmoniques d'ordres inférieurs [129].

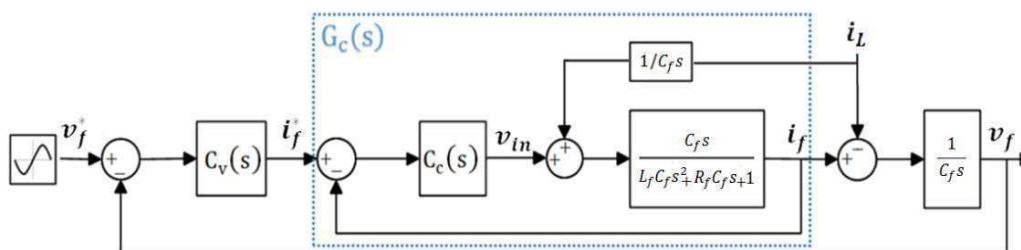


Figure 2.18 Schéma fonctionnel du système.

2.4.2.1. Choix du gain proportionnel

D'après la Figure 2.18, la fonction de transfert du système en boucle ouverte peut être écrite comme suit :

$$G_{OL}(s) = C_v(s)G_c(s)P(s) \quad (2.18)$$

$G_c(s)$ représente la fonction de transfert de la boucle interne, et $P(s) = 1/C_f s$.

$$G_{OL}(s) = \left(k_{pv} + \sum_{i=1, odd}^7 \frac{k_{v,i} s}{s^2 + \omega_v^* s + (\omega_i^*)^2} \right) G_c(s)P(s) \quad (2.19)$$

En assumant que les pics de résonance n'affectent que localement la réponse en fréquence du système, la fonction de transfert du système en boucle ouverte peut être réduite à la fonction suivante :

$$G_{OL}^*(s) = k_{pv}G_c(s)P(s) \quad (2.20)$$

Le choix de la fréquence de coupure ω_{cc} revient à un problème classique, où le gain $|G_{OL}^*(j\omega_{cc})|_{ab} = 0$ est annulé pour déterminer la valeur nécessaire du gain de contrôle proportionnel.

Notez que la fréquence de coupure ω_{cc} peut être choisie suffisamment large pour assurer une réponse dynamique.

2.4.2.2. Choix des gains résonants

Dans ce qui suit, la dynamique en boucle fermée du système global est étudiée afin de révéler l'impact des contrôleurs multi résonants, et de mettre en évidence leurs capacités dans le rejet dynamique des perturbations en maintenant un suivi de référence efficace.

La stratégie de contrôle proposée peut être résumée par l'équation suivante :

$$v_{in}(s) = \left(\left(v_f^*(s) - v_f(s) \right) C_v(s) - C_f s v_f(s) - i_L(s) \right) C_c(s) \quad (2.21)$$

Or que la dynamique en boucle ouverte du système peut être donnée par :

$$v_{in}(s) = (L_f C_f s^2 + R_f C_f s + 1) v_f(s) + (L_f s + R_f) i_L(s) \quad (2.22)$$

En comparant la dynamique en boucle ouverte du système dans (2.22) à la loi de commande donnée par (2.21), la dynamique en boucle fermée du système globale est déduite comme suit :

$$v_f(s) = \frac{C_v(s)C_c(s)}{L_f C_f s^2 + (R_f + C_c(s)) C_f s + C_v(s)C_c(s) + 1} v_f^*(s) - \frac{C_c(s) + (L_f s + R_f)}{L_f C_f s^2 + (R_f + C_c(s)) C_f s + C_v(s)C_c(s) + 1} i_L(s) \quad (2.23)$$

En observant l'équation (2.23), il est évident qu'un générateur distribué d'électricité constitué par un convertisseur DC/AC, un filtre LC en sortie, et régi par une stratégie de commande, peut être modélisée sous la forme, dite de Thevenin, suivante :

$$v_f(s) = G(s) v_f^*(s) - Z(s) i_L(s) \quad (2.24)$$

Où, $G(s)$ représente le gain de la tension de sortie, et $Z(s)$ représente l'impédance de sortie du générateur distribué. La nature de l'impédance de sortie affecte considérablement le contrôle des flux de puissance dans une architecture à multi-générateurs distribués, ce qui fait qu'une attention particulière sera dédiée à cette impédance dans le Chapitre 3.

Il est clair qu'en utilisant la stratégie de commande à contrôleurs multi-résonants adaptatifs proposée, le gain de tension de sortie $G(s)$, ou le rapport entre la tension de sortie et sa référence, approchera nettement l'unité à la fréquence fondamentale et aux fréquences harmoniques concernées puisque l'amplitude de $C_v(s)$ devient infinie à ces fréquences.

$\lim_{\omega \rightarrow \omega_i^*} C_v(j\omega) = \infty$. Donc, $G(j\omega_i^*) \cong 1$, $Z(j\omega_i^*) \cong 0$ et $v_f = v_f^*$.

En conséquence, tant que les gains de résonance $k_{v,i}$ sont choisis différents de zéro, un suivi asymptotique de la tension de référence est atteint avec un rejet rapide des perturbations dues à la nature des appels de courant de la charge. La même approche peut être appliquée à la synthèse du contrôleur interne de courant [8].

2.4.2.3. Mise en œuvre du contrôleur résonant adaptatif

L'implémentation de la stratégie de commande proposée requiert le développement d'une structure optimisée pour sa mise en œuvre. Ainsi, le schéma fonctionnel dédié à

l'implémentation, pour une unique fréquence cible, du contrôleur résonant adaptatif proposé est illustré par la Figure 2.19.

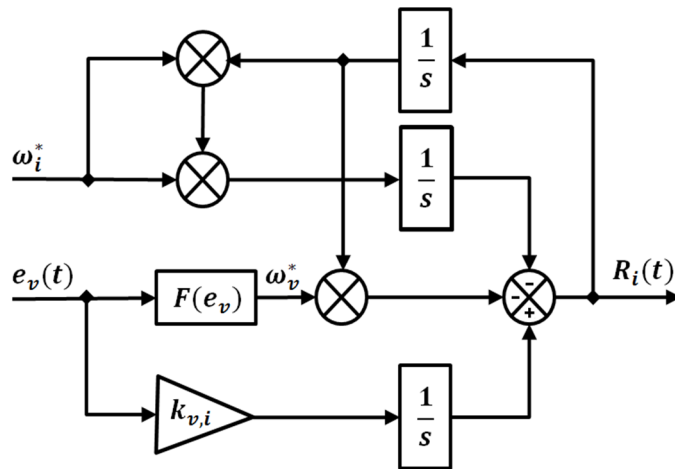


Figure 2.19 Schéma du contrôleur résonant adaptatif proposé.

2.5. Résultats de simulation

Dans cette partie, les performances du contrôleur multi résonants adaptatif proposé sont analysées via le même procédé de Co-Simulation décrit précédemment dans la Section 2.3.3. En effet, le système global, constitué des circuits de puissances dont les paramètres sont relayés dans le Tableau 2.1, et de la partie commande, est implémenté par le biais d'une Co-Simulation entre Matlab/Simulink et PSIM. Les gains de contrôle sont soigneusement choisis et répertoriés dans le Tableau 2.4. Les mêmes paramètres sont appliqués dans la partie expérimentale.

La Figure 2.20 illustre le modèle de Co-Simulation utilisé.

Tableau 2.4 Paramètre de contrôle

Paramètre	Symbol	Valeur
Gain proportionnel interne	k_{pc}	5.21
Gains résonants internes	$k_{c,1}, k_{c,3}, k_{c,5}, k_{c,7}$	300
Gain proportionnel externe	k_{pv}	2.58
Gains résonants externes	$k_{v,1}, k_{v,3}, k_{v,5}, k_{v,7}$	70

Les résultats de Co-Simulation retraçant l'évolution des courbes de la tension de sortie et du courant de charge pour différents scénarios sont donnés par les figures 2.21 à 2.24. Le premier scénario est établi lorsque le générateur distribué autonome alimente une charge linéaire purement résistive, le second caractérise le comportement du même système face à une charge fortement non-linéaire, le troisième, révèle la réponse du système face aux transitoire de charge, tandis que le quatrième scénario permet d'examiner les capacités d'adaptation en fréquence du contrôleur multi résonant adaptatif proposé.

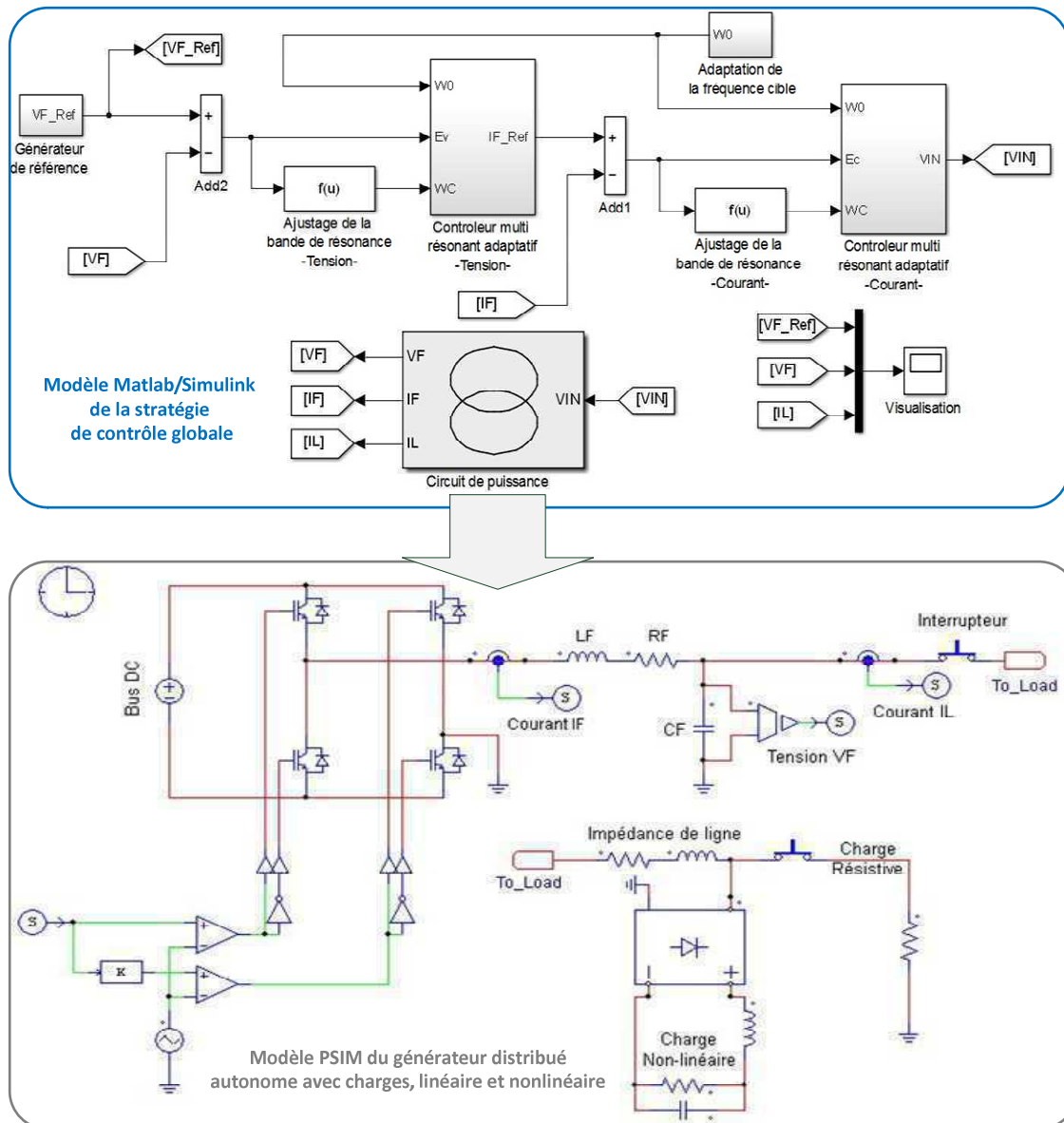


Figure 2.20 Co-Simulation entre Matlab/Simulink et PSIM du système global.

Il apparaît clairement, d'après les Figures 2.21-2.23, que la stratégie de contrôle développée assure d'excellentes performances dans le suivi de référence, et ceci dans les deux régimes de fonctionnement, transitoire et stationnaires. Une courbe de tension quasi sinusoïdale est obtenue avec en plus un taux de distorsion harmonique réduit dans le cas d'une charge linéaire 0.26% ou non linéaire 1.12%. Les valeurs obtenues sont de loin inférieures à la valeur maximale imposée par les standards internationaux dans les applications autonomes de génération distribuée ($THD_v \leq 5\%$). La Figure 2.24 illustre les capacités de la stratégie de contrôle proposée à faire face de larges variations de la fréquence de fonctionnement. Le contrôleur proposé était capable de garantir un suivi précis de la tension de référence tout en maintenant un taux de THD_v nettement inférieur à 1% (charge linéaire) durant tous les cycles de variation.

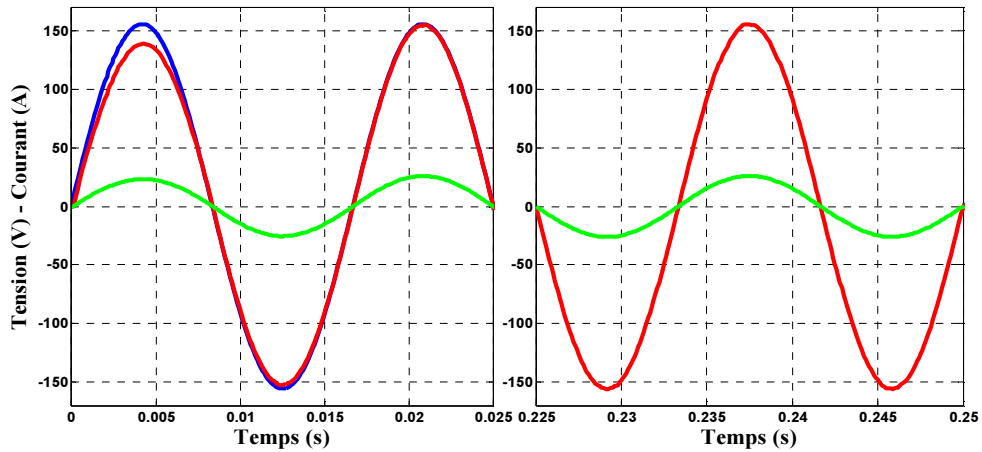


Figure 2.21 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge linéaire, courbe de la tension de référence (Bleu), de la tension (Rouge) et du courant de charge ($3 \times$ Vert), en régime permanent (Droite) et transitoire (Gauche).

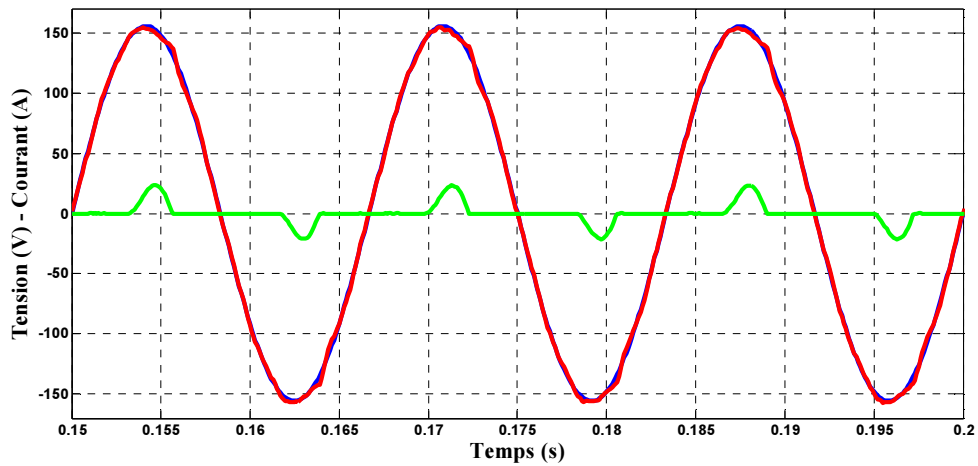


Figure 2.22 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non linéaire, courbe de la tension de référence (Bleu), de la tension (Rouge) et du courant de charge ($3 \times$ Vert).

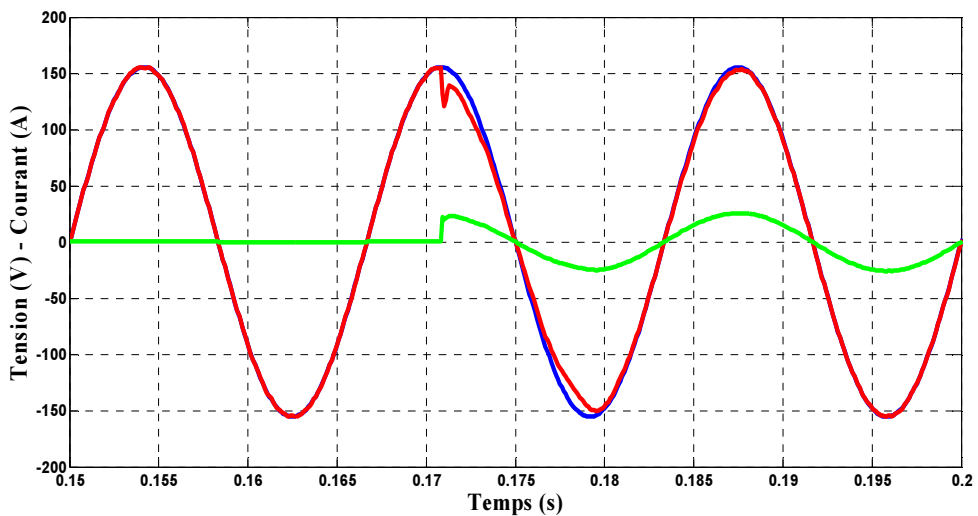


Figure 2.23 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à un échelon de charge, courbe de la tension de référence (Bleu), de la tension (Rouge) et du courant de charge ($3 \times$ Vert).

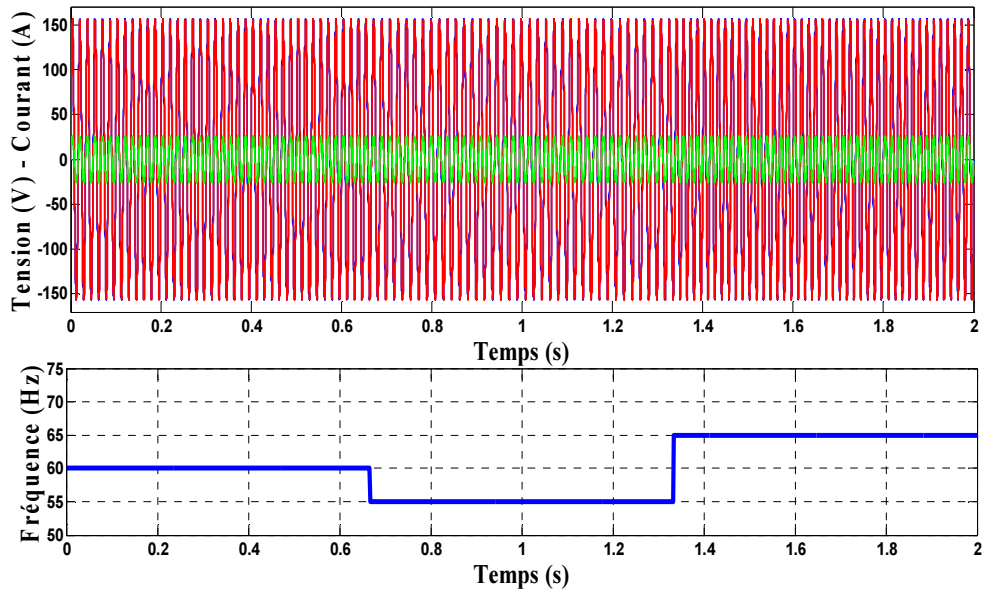


Figure 2.24 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une forte variation de la fréquence d'opération, courbes de la tension et du courant de sortie (Haut), cycles de variation de la fréquence (Bas).

2.6. Résultats expérimentaux

Le même banc de test expérimental illustré par la Figure 2.11 est reconduit pour valider la stratégie proposée pour le contrôle en tension d'une unité de génération distribuée autonome destinée à alimenter des charges électriques de différentes natures même sous de larges variations des conditions de fonctionnement. Les paramètres de la partie puissance et ceux du contrôleur multi résonant adaptatif sont les mêmes que ceux utilisés lors de la Co-Simulation (Tableaux, 2.1 et 2.4). La stratégie développée ne requiert que la mesure de la tension de sortie et celle du courant de sortie. La structure de contrôle globale est discrétisée avant d'être implantée dans la plateforme dSPACE MicroAutoBox. Le temps d'exécution des deux boucles de contrôles proposées dans la Figure 2.16 est de $28,8 \mu\text{s}$. Il est à noter que l'adaptation en gain et en fréquence n'implique pas une charge de calcul excessive vu qu'elle ne consomme que $9,7 \mu\text{s}$ du temps total d'exécution. Ceci est soutenu par le fait que le schéma proposé pour l'implémentation du contrôle résonant adaptatif soit basé, comme illustré par la Figure 2.19, uniquement sur trois intégrateurs et peu d'opérations arithmétiques. L'implémentation en temps discret du contrôleur proposé est réalisée en discrétisant les trois intégrateurs séparément en utilisant seulement une méthode de discrétisation d'ordre réduit (Tustin) qui n'impose de fait pas le passage par des fonctions trigonométriques.

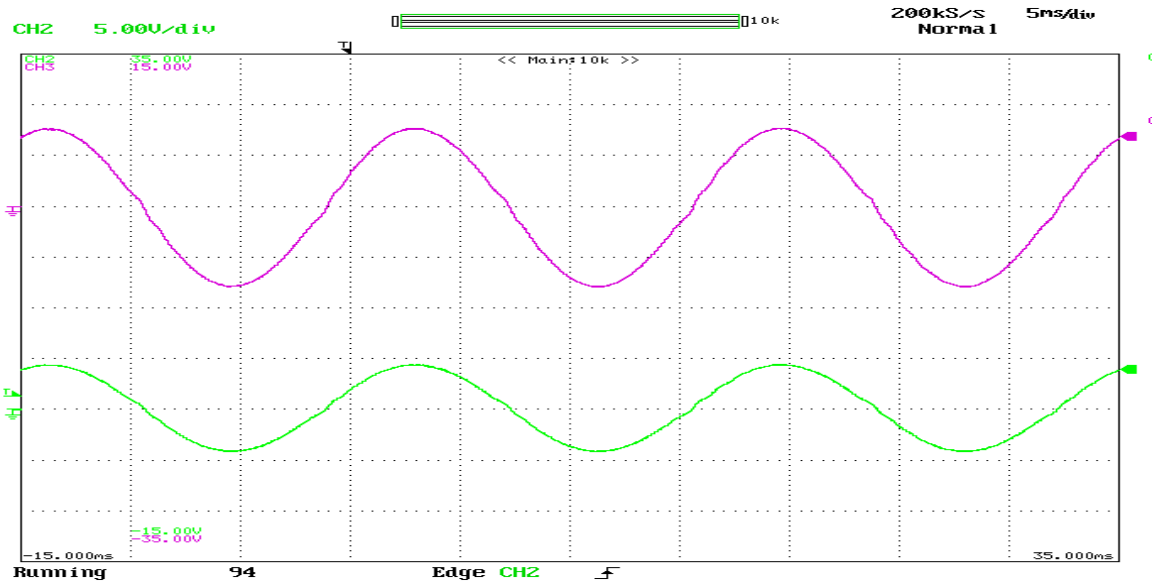


Figure 2.25 Résultats expérimentaux : Réponse du système à une charge linéaire, courbe de la tension [Rose (axe-x: 5ms/div; axe-y: 100V/div)] et du courant de charge [Vert: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 10A/div)].

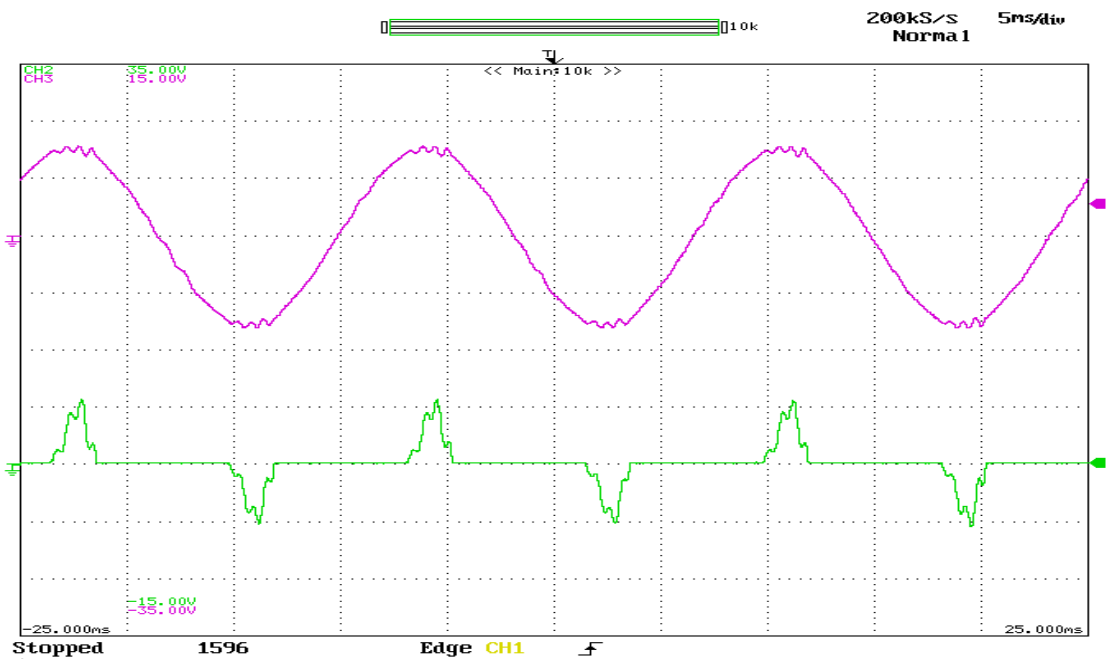


Figure 2.26 Résultats expérimentaux : Réponse du système à une charge non linéaire, courbe de la tension [Rose (axe-x: 5ms/div; axe-y: 100V/div)] et du courant de charge [Vert: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 10A/div)].

L'efficacité de la stratégie de contrôle proposée dans le suivi de trajectoires et le rejet de perturbation qu'introduit l'appel de courant des charges non linéaires est démontrée à travers les figures 2.25, 2.26, et 2.27. Celles-ci caractérisent la réponse du système face à une charge linéaire, une charge non linéaire, et un échelon de charge, respectivement. Les résultats obtenus corroborent parfaitement avec ceux obtenus en Co-Simulation même si la disparité entre les valeurs nominales des

éléments physiques du système et leurs valeurs réelles respectives peut être importante. Les charges employées sont les mêmes que celles considérées lors des expériences précédentes. La mesure du taux de distorsion harmonique de la tension de sortie est réalisée par le biais de l'analyseur de la qualité de la puissance Fluke 43-B. Les valeurs obtenus sont égales à 0.8% pour la charge linéaire, et à 2.3% pour la charge non linéaire, ce qui nous permet de conclure sur la l'efficacité de la technique de contrôle proposée.

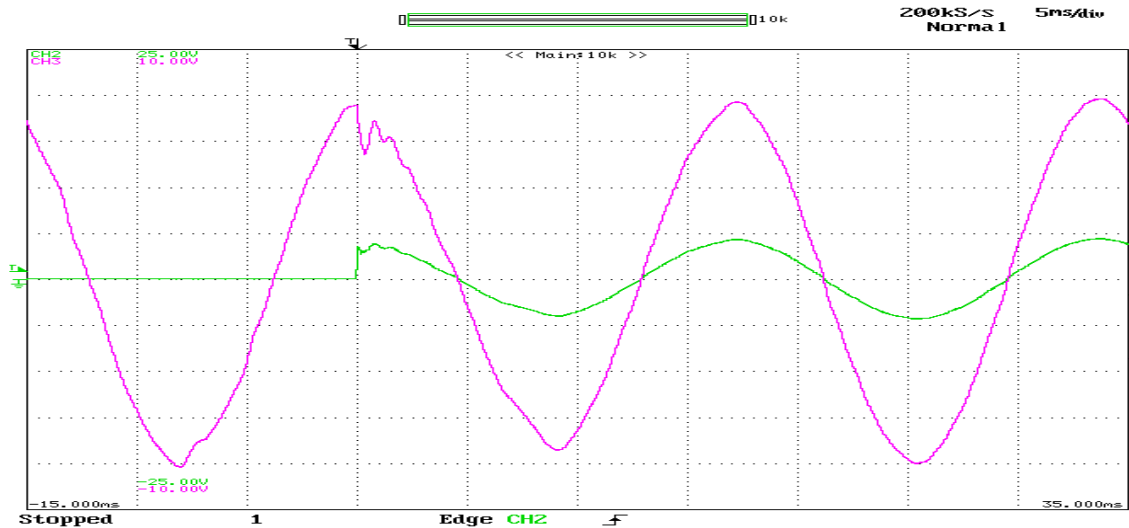


Figure 2.27 Résultats expérimentaux : Réponse du système à un échelon de charge, courbe de la tension [Rose (axe-x: 5ms/div; axe-y: 40V/div)] et du courant de charge [Vert: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 10A/div)].

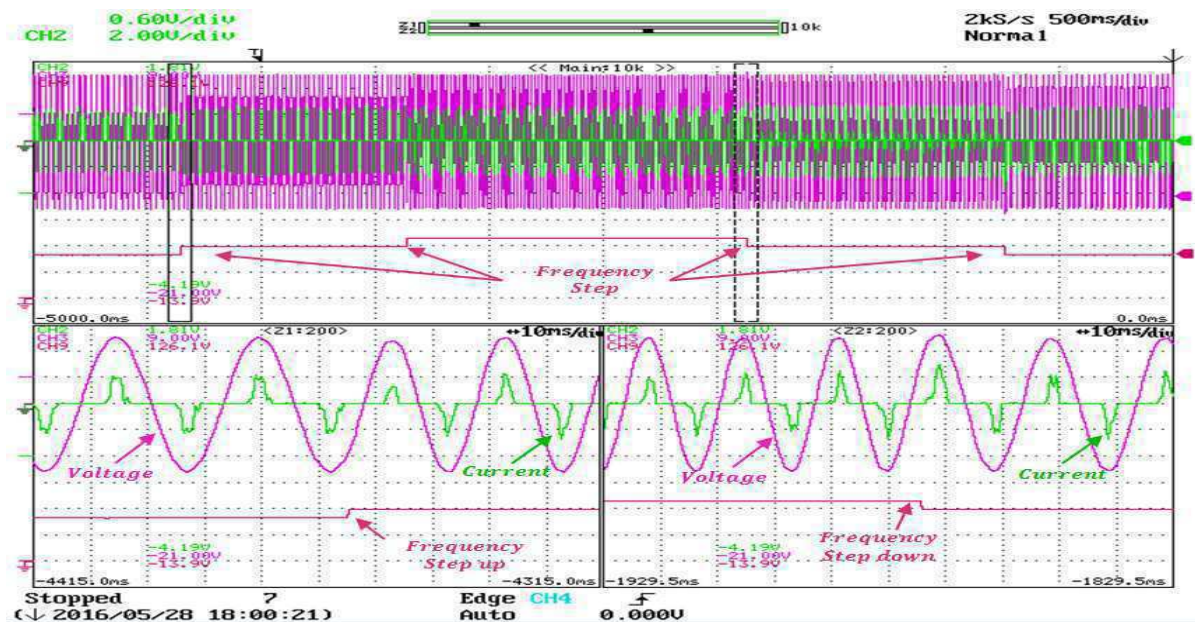


Figure 2.28 Résultats expérimentaux : Réponse du système face à une variation cyclique de la fréquence d'opération, courbe de la tension [Rose (axe-y: 100V/div)], du courant de la charge non linéaire [Vert: (axe-y: 10A/div)], et la fréquence d'opération [Rouge, (axe-y : 25Hz/div)]. Courbes d'en haut (axe-x: 500ms/div), et d'en bas (axe-x: 10ms/div).

La dynamique du contrôleur multi résonant adaptatif est explicitement meilleure que celle du contrôleur multi résonant à retours d'états stabilisants. Par ailleurs, la capacité du contrôleur proposé à faire face à de larges variations de la fréquence de fonctionnement est affirmée en examinant la Figure 2.28. Les cycles de variation de la fréquence sont intentionnellement imposés à la fréquence d'opération dans le but de simuler le comportement de l'unité de génération dotée du contrôleur proposé à répondre à un cas critique que peut voire une architecture en micro-réseau composé de plusieurs générateurs en parallèles.

En effet, les micro-réseaux autonomes sont continuellement sujets à la variation de la fréquence et de l'amplitude de la tension. Ces variations ne dépassent pas normalement certaines valeurs (2% Hz et 5% V) (IEEE Std 1547). Toutefois, ceci n'est pas forcément vrai, vu que les micro-réseaux sont composés principalement de plusieurs générateurs distribués de basses puissances, ou au mieux de moyennes puissances, ce qui réduit leurs capacités à faire face à la prolifération des charges électriques ou à des conditions de surcharges. Cette situation affecte rudement la forme de l'onde de tension. Au même moment, la variation de la fréquence et de l'amplitude de tension qu'on retrouve dans les micro-réseaux est due dans une large mesure aux variations contrôlées qu'imposent les méthodes de contrôle par statisme pour le contrôle des flux de puissances dans un micro-réseau. Ce point sera revu en détail dans le Chapitre 3.

2.7. Conclusion

Dans ce chapitre, on a eu à traiter la problématique liée au contrôle en tension d'un générateur distribuée autonome. Deux stratégies de contrôle en boucles imbriquées ont été proposées. La première, dont la synthèse se fait de façon optimale, est basée sur un contrôle multi résonant à retours d'états stabilisants. Tandis que la seconde stratégie emploie le même concept du contrôle résonant tout en développant une structure de contrôle adaptative en fréquence et en gain en vue d'une application en micro-réseau. Des résultats Expérimentaux et de Co-Simulation ont été proposés pour valider les deux stratégies.

3. Application de la méthode du statisme pour la répartition des charges dans un micro-réseau.

3.1. Introduction

La mise en parallèle de plusieurs générateurs distribués dans une configuration en micro-réseau permet non seulement de faire face à la demande croissante en énergie des charges électriques, mais aussi d'augmenter la fiabilité et l'autonomie du micro-réseau en cas d'une variation de la production et/ou de la consommation. Les micro-réseaux restent toutefois soumis à de nombreuses contraintes caractérisées essentiellement par la présence des courants de circulation et le risque de surcharge du bus DC en raison du flux de puissance inverse qui résulte de la disparité de l'apport en puissance des différents générateurs interconnectés. En conséquence, la répartition des charges et le contrôle des flux de puissances (active et réactive) dans un micro-réseau est tout autant nécessaire que le contrôle de la tension du bus de charge. Dans ce sens, différentes techniques de contrôle ont été appliquées dans le but de parvenir à une répartition équitable des flux de puissance (des charges) entre les différentes unités d'un micro-réseau. Parmi les techniques de contrôle les plus répandues dans la littérature, on trouve le contrôle par la méthode du statisme (Droop control) dont le principe découle de la théorie des systèmes de puissance où le contrôle de la puissance active passe par la variation contrôlée de la fréquence. La méthode du statisme est proposée sous différentes variétés dont le but commun est de parvenir à la répartition précise des charges, la minimisation des courants de circulation, et l'amélioration de la dynamique du système face à la déconnexion et/ou connexion intempestive d'une ou plusieurs unités de génération et/ou charges électriques.

Dans ce chapitre, un micro-réseau autonome constitué en amont par plusieurs unités de génération distribuées et délivrant en aval sur un ensemble de charges électriques est considéré. En plus de l'étage de contrôle de la tension de sortie dans lequel est appliqué le contrôleur multi résonant adaptatif développé dans le Chapitre 2, chaque unité de génération est dotée d'un étage de contrôle des puissances qu'elle délivre en réponse aux appels de courant du bus de charge. Cet étage est basé sur une variante de la méthode du statisme à laquelle une impédance de sortie virtuelle, et un générateur de référence sont associés. Par ailleurs, le modèle équivalent d'un micro-réseau est préalablement établi avant de fournir une description du contrôle par statisme conventionnel et de ses différentes variantes. Ensuite, une étude complète de la stratégie de contrôle adoptée est proposée. Un micro-réseau autonome est finalement réalisé expérimentalement pour valider les résultats obtenus en Co-simulation.

3.2. Mise en parallèle de plusieurs générateurs distribués

La structure synoptique d'un micro-réseau autonome est illustrée par la Figure 3.1. Ce dernier est constitué en amont par la mise en parallèle de plusieurs unités de génération distribuées et délivrant en aval sur un ensemble de charges électriques. Chaque unité de génération fournit une part des besoins en puissances, active et réactive, des charges électriques linéaires ou non-linéaires connectées.

La mise en parallèle de plusieurs générateurs distribués permet non seulement d'augmenter les capacités en puissance du micro-réseau mais apporte aussi de nombreux avantages en termes de [2, 32, 141]:

- Flexibilité : le caractère modulaire et décentralisé des différentes unités autorise la reconfiguration et l'élargissement du micro-réseau par l'adjonction de nouvelles unités de génération, de stockage et de consommation.
- Fiabilité : la disponibilité de plusieurs unités de génération assure la continuité de service et soulage l'opération de maintenance en cas de dysfonctionnement, ou même de rupture, d'un générateur distribué.
- Conception : le partage de la puissance de charge entre les unités de génération d'un même système réduit les contraintes liées à l'intensité des courants appliqués sur les composants actifs et passifs ce qui permet de minimiser la taille des filtres de sortie ainsi que l'utilisation d'interrupteurs à tenue réduite en courant.

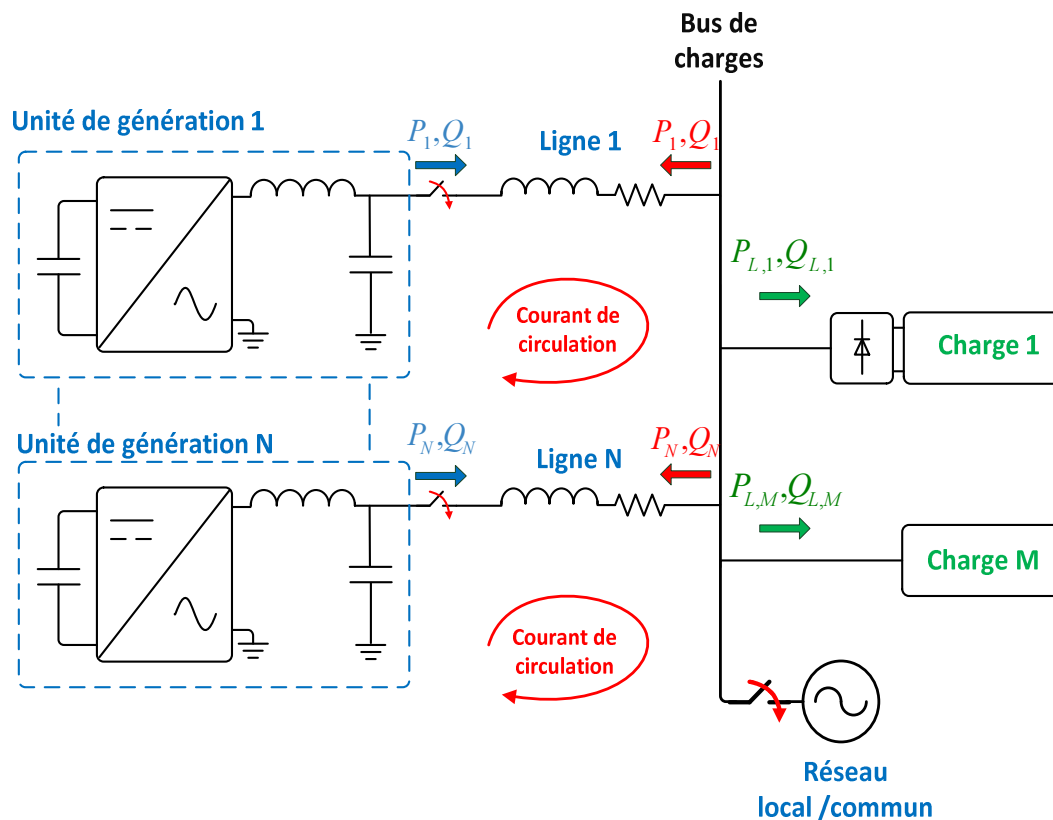


Figure 3.1 Synoptique d'un micro-réseau autonome

Par ailleurs, la présence des courants de circulations peut rudement affecter la qualité de l'énergie transitée avec des dommages conséquents sur les éléments physiques du système. Ces courants sont, pour rappel, essentiellement le résultat des disparités physiques qui existent entre les éléments actifs et passifs du système, c.-à-d. entre les convertisseurs DC/AC (interrupteur de puissance, drivers), les filtres LC de sortie, les impédances de lignes, etc... A ce sujet, les recherches réalisées par [47]

permettent de retracer les différentes solutions proposées dans la littérature. Certaines d'entre elles proposent l'adjonction d'éléments physiques (notamment des bobines, résistances ...) afin de noyer les différences qui existent [142]. D'autres solutions se basent sur la modification des techniques de modulation employées [2]. Toutefois, ces solutions semblent onéreuses en termes de cout, poids, pertes en énergie et complexité de calcul ce qui limite leurs applications dans les micro-réseaux [143]. Le contrôle des flux de puissances dans ce type de structures est primordial afin de limiter la présence des courants de circulation tout en augmentant la fiabilité du micro-réseau à faire face à la déconnexion/connexion intempestives d'une ou plusieurs unités de génération ainsi qu'à l'augmentation /diminution de la demande en énergie [8].

3.2.1. Modèle équivalent d'un micro-réseau autonome

En reprenant l'équation (2.23) dans laquelle le modèle équivalent d'un générateur distribué est établi sur la base d'une représentation constituée d'une source de tension idéale et d'une impédance de sortie. Cette représentation, dite de Thevenin, peut être étendue à d'autres unités de génération comme suit :

$$v_{f,i} = G_i(s) v_{f,i}^* - Z_i(s) i_{L,i} \quad (3.1)$$

Où, $G_i(s)$ représente le gain en tension, et $Z_i(s)$ représente l'impédance de sortie du générateur distribué auquel l'argument i fait référence. La tension sortie et le courant délivré par chaque générateur sont donnés respectivement par $v_{f,i}$ et $i_{L,i}$ tandis que la tension de référence est donnée par $v_{f,i}^*$.

La structure du micro-réseau illustrée par la Figure 3.1, peut être résumée à la Figure 3.2. Les charges électriques quant à elles peuvent être modélisées comme des sources de courants.

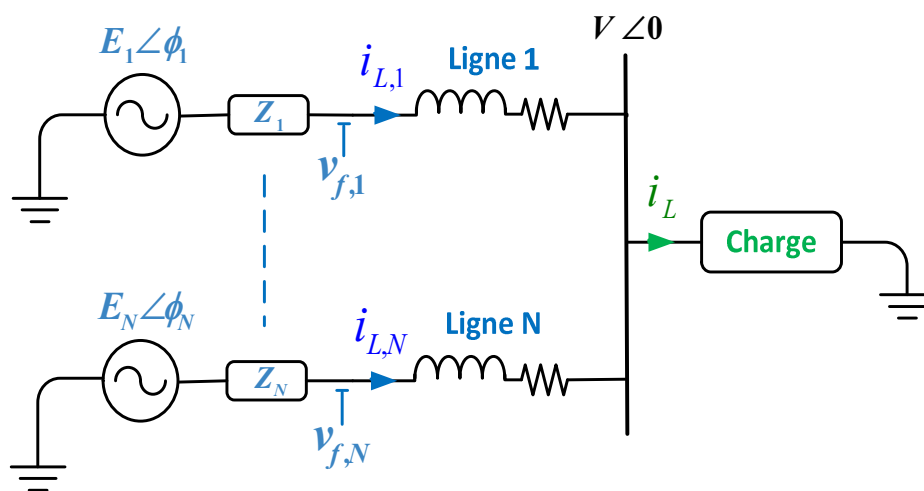


Figure 3.2 Schéma équivalent d'un micro-réseau autonome à N générateurs distribués.

3.3. Apport en puissance de chaque générateur distribué

L'expression de la puissance apparente injectée par chaque générateur distribué vers le bus de charge peut être directement déduite de la Figure 3.2 [144]:

$$S_i = P_i + jQ_i \quad (3.2)$$

L'expression des puissances, active et réactive, est donnée par les équations suivantes :

$$P_i = \frac{V}{Z_i} ((E_i \cos \phi_i - V) \cos \theta_i + E_i \sin \phi_i \sin \theta_i) \quad (3.3)$$

$$Q_i = \frac{V}{Z_i} ((E_i \cos \phi_i - V) \sin \theta_i - E_i \sin \phi_i \cos \theta_i) \quad (3.4)$$

L'amplitude de la tension de chaque générateur est donnée par E_i , ϕ_i représente l'angle de déphasage entre la tension de sortie du générateur et la tension V du bus commun. Z_i et θ_i , représentent respectivement, la magnitude et la phase de l'impédance de sortie. La nature de l'impédance de sortie dépend non seulement des paramètres du filtre de sortie, de l'impédance de ligne, mais aussi de la stratégie de commande employée pour le contrôle de la tension et/ou de courant [96, 139].

3.4. Contrôle de la répartition des charges par la méthode du statisme

3.4.1. Description de la méthode du statisme

Le principe de la méthode de statisme découle, comme discutée dans le chapitre 1, de la théorie des systèmes de puissances qui établis qu'un changement de fréquence/amplitude se répercute sur la proportion des puissances, active et réactive, générées [144]. En outre, l'objectif de cette méthode est d'émuler le fonctionnement des génératrices synchrones lorsque celles-ci procèdent à la réduction de leurs fréquences de rotation, suivant une caractéristique $P(f)$, en réponse à l'augmentation de la demande en puissance active des charges alimentées. En effet, comme illustré par la Figure 3.3, le même concept est repris pour le contrôle des flux de puissances des onduleurs destinés aux systèmes de génération distribués. Cette stratégie augmente la compatibilité des systèmes de génération distribués à interfaces d'électronique de puissance avec les systèmes de génération synchrones ce qui permet aux deux types de génération de participer ensemble à l'alimentation de charges communes [145].

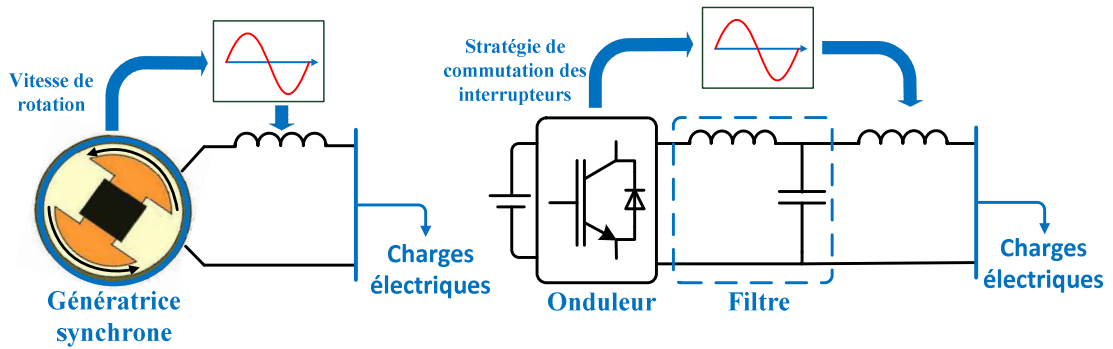


Figure 3.3 Analogie entre les systèmes de génération distribués et les systèmes de génération conventionnels.

L'un des avantages de cette technique réside dans le fait qu'elle est entièrement décentralisée et ne requiert pas l'utilisation de moyens de communication ou de supervision pour le contrôle de la répartition des charges. En conséquence, cette méthode permet de soutenir le caractère décentralisé des générateurs distribués et améliore de fait leurs attractivités surtout dans les zones reculées où des distances importantes peuvent exister entre les points de génération et de consommation [146].

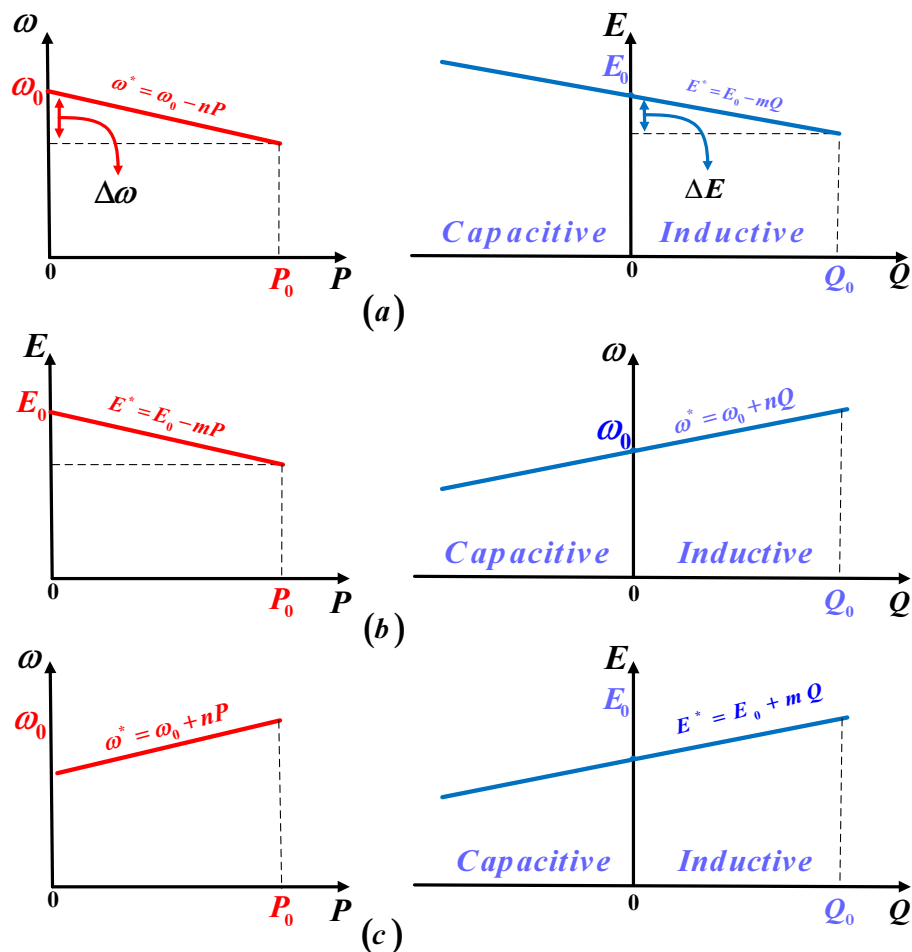


Figure 3.4 Caractéristique du statisme de la fréquence et de l'amplitude pour une impédance inductive (a), résistive (b) ou capacitive (c).

3.4.2. Méthode de statisme conventionnelle

La méthode du statisme conventionnelle est établie pour un système dont l'impédance de sortie est considérée majoritairement inductive [147]. Cette considération permet de réduire le couplage entre les puissances, active et réactive, dont les expressions sont fournies par (3.3) et (3.4) afin d'amener la stratégie de contrôle vers le contrôle de variables globales, c.-à-d., la fréquence et l'amplitude de tension. Toutefois, dans les systèmes de génération distribués, l'impédance de sortie de l'onduleur $Z_i \angle \theta_i$ peut avoir une prédominance résistive (notamment dans les systèmes basse tension), inductive, capacitive, ou au contraire ne présenter aucune prédominance [148]. En conséquence, des stratégies de contrôle différentes sont obtenues pour les différents types d'impédances.

3.4.2.1. Impédance inductive (Onduleur type L)

Dans le cas où l'impédance de sortie présente une prédominance inductive, c.-à-d. un faible ratio R_i/X_i sachant que $Z_i = R_i + jX_i$, on peut considérer alors que $Z_i \cong \omega_0 L_i$ et $\theta_i \cong 90^\circ$ sachant que L_i représente l'inductance de sortie équivalente.

Ainsi, les expressions (3.3) et (3.4) deviennent :

$$P_i = \frac{VE_i}{\omega_0 L_i} \sin \phi_i \quad (3.5)$$

$$Q_i = \frac{E_i V}{\omega_0 L_i} \cos \phi_i - \frac{V^2}{\omega_0 L_i} \quad (3.6)$$

Celles-ci peuvent d'avantage être réduites en assumant un angle ϕ_i réduit ($\sin \phi_i \cong \phi_i$ et $\cos \phi_i \cong 1$), ce qui est normalement le cas dans la majorité des applications pratiques [139].

$$P_i = \frac{VE_i}{\omega_0 L_i} \phi_i \quad (3.7)$$

$$Q_i = \frac{E_i V}{\omega_0 L_i} - \frac{V^2}{\omega_0 L_i} \quad (3.8)$$

Il est évident que $Q_i \sim E_i$ et $P_i \sim \phi_i$. En conséquence, la puissance réactive Q_i sera contrôlée via le contrôle de l'amplitude de la tension de sortie, tandis que le contrôle de la puissance active P_i passera par le contrôle de la fréquence angulaire au lieu de l'angle ϕ_i dont la valeur initiale est inconnue [23].

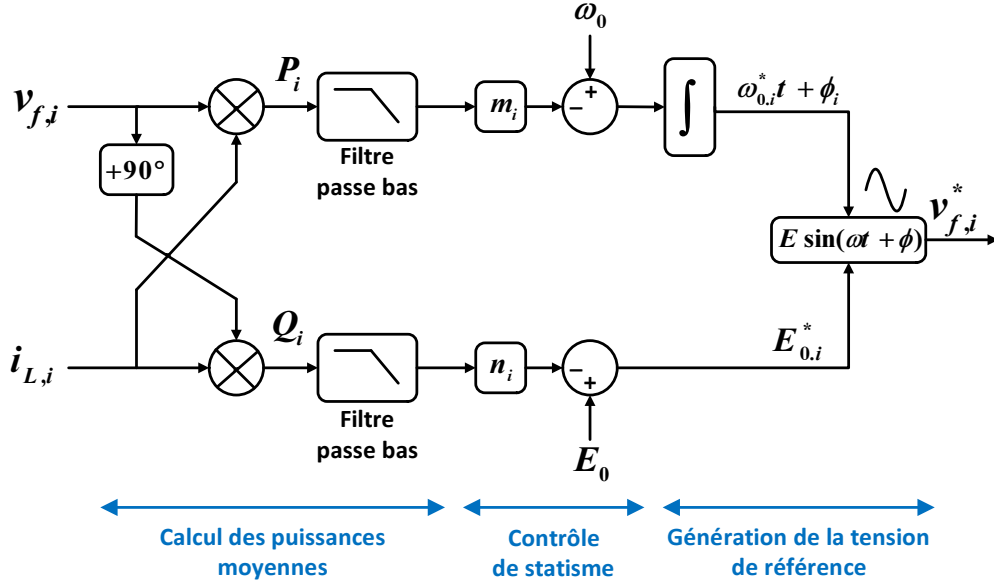


Figure 3.5 Schéma synoptique du contrôle de statisme conventionnel, Z_i inductive.

Dans ce sens, la stratégie de contrôle de statisme conventionnelle pour une impédance de sortie inductive, dont les courbes caractéristiques sont données la Figure 3.4 (a), est formulée comme suit [147]:

$$\omega_{0,i}^* = \omega_0 - m_i(P_i - P_0) \quad (3.9)$$

$$E_i^* = E_0 - n_i(Q_i - Q_0) \quad (3.10)$$

Où, m_i et n_i représentent respectivement les coefficients de statisme de fréquence et d'amplitude. Tandis que P_i et Q_i représentent, respectivement, comme illustré par la Figure 3.5, la valeur moyenne de la puissance active et de la puissance réactive mesurée. P_0 et Q_0 indiquent respectivement la valeur nominale de la puissance active et réactive.

3.4.2.2. Impédance résistive (Onduleur type R)

Dans le cas où l'impédance de sortie est majoritairement résistive, c.-à-d. un ratio R_i/X_i élevé, on peut considérer alors que $Z_i \cong R_i$ et $\theta_i \cong 0^\circ$ sachant que R_i représente la résistance de sortie équivalente. Cette situation concerne essentiellement les unités de génération distribuées dépourvues de l'inductance de lissage et/ou d'un transformateur en sortie [149]. Ainsi, les expressions (3.3) et (3.4) deviennent :

$$P_i = \frac{VE_i}{R_i} \cos \phi_i - \frac{V^2}{R_i} \quad (3.11)$$

$$Q_i = -\frac{VE_i}{R_i} \sin \phi_i \quad (3.12)$$

En assumant un angle ϕ_i réduit,

$$P_i = \frac{VE_i}{R_i} - \frac{V^2}{R_i} \quad (3.13)$$

$$Q_i = -\frac{VE_i}{R_i} \phi_i \quad (3.14)$$

$P_i \sim E_i$ et $Q_i \sim -\phi_i$. En conséquence, la puissance réactive Q_i sera contrôlée via le contrôle de la fréquence angulaire tandis que l'amplitude de la tension de sortie sera utilisée pour le contrôle de la puissance active P_i [139].

La stratégie de contrôle de statisme adoptée représentées par les courbes caractéristiques du statisme de fréquence et d'amplitude, données la Figure 3.4 (b), est donnée ci-dessous :

$$\omega_{0,i}^* = \omega_0 + m_i(Q_i - Q_0) \quad (3.15)$$

$$E_i^* = E_0 - n_i(P_i - P_0) \quad (3.16)$$

Le schéma synoptique de ce contrôleur est illustré par la Figure 3.6.

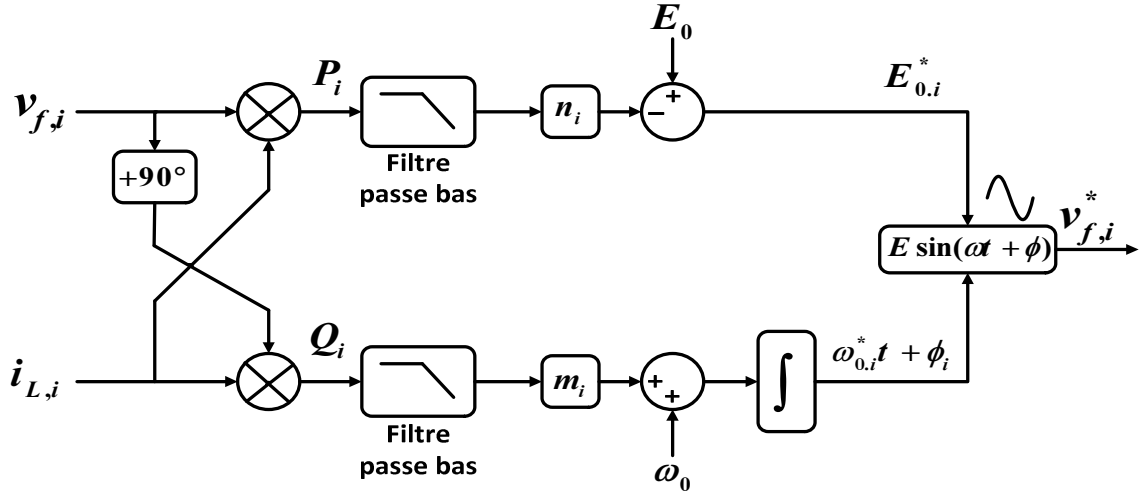


Figure 3.6 Schéma synoptique du contrôle de statisme conventionnel, Z_i résistive.

3.4.2.3. Impédance capacitive (Onduleur type C)

Dans le cas où l'impédance de sortie est considérée comme étant majoritairement capacitive, c.-à-d. $Z_i \cong 1/\omega_0 C_i$ et $\theta_i \cong -90^\circ$ sachant que C_i représente la capacité de sortie équivalente, les expressions (3.3) et (3.4) deviennent :

$$P_i = -\frac{VE_i}{Z_i} \sin \phi_i \quad (3.17)$$

$$Q_i = -\frac{VE_i}{Z_i} \cos \phi_i + \frac{V^2}{Z_i} \quad (3.18)$$

En assumant un angle ϕ_i réduit,

$$P_i = -\frac{VE_i}{Z_i} \phi_i \quad (3.19)$$

$$Q_i = -\frac{VE_i}{Z_i} + \frac{V^2}{Z_i} \quad (3.20)$$

Il est évident que $P_i \sim -\phi_i$ et $Q_i \sim -E_i$, ceci est illustré par la Figure 3.4 (c), En conséquence, la stratégie de contrôle suivante peut être adoptée [32].

$$\omega_{0,i}^* = \omega_0 + m_i(P_i - P_0) \quad (3.21)$$

$$E_i^* = E_0 + n_i(Q_i - Q_0) \quad (3.22)$$

Le schéma synoptique de cette stratégie est illustré par la Figure 3.7.

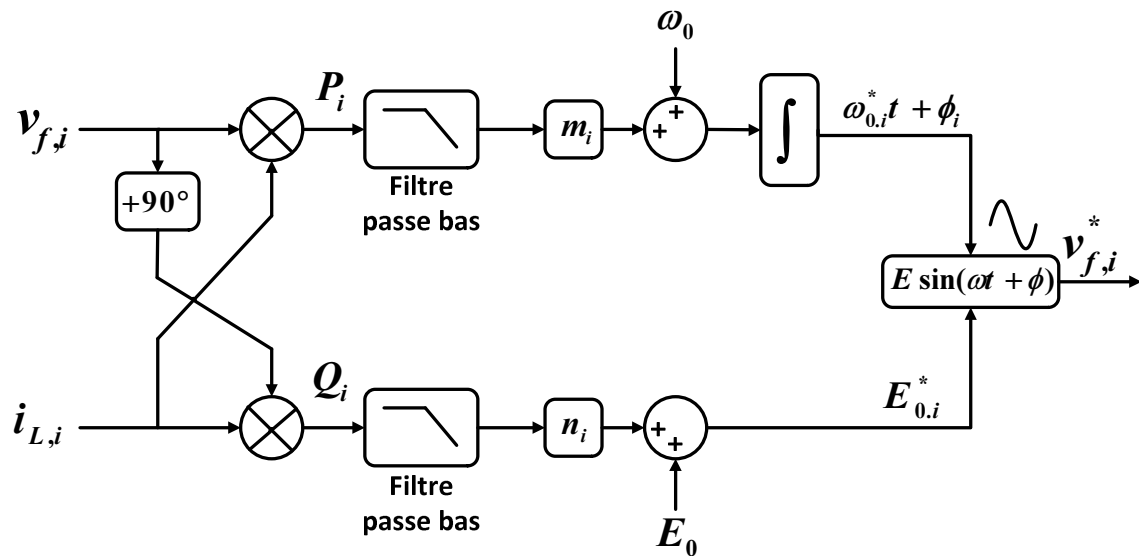


Figure 3.7 Schéma synoptique du contrôle de statisme conventionnel, Z_i capacitive.

3.4.3. Limitations de la méthode de statisme

La méthode de statisme conventionnelle souffre de plusieurs lacunes [9].

- La première concerne les déviations qu'elle impose aux valeurs nominales de la fréquence et de l'amplitude de la tension. Ces déviations sont, de plus, proportionnelles à la puissance des charges alimentées ce qui fait qu'une augmentation de la puissance délivrée sera inéluctablement accompagnée par une diminution importante de la fréquence et de l'amplitude de tension. Cette situation peut rudement affecter les performances de la stratégie de contrôle de la tension/courant employée [8].
- La seconde est en relation avec le fait que la méthode du statisme conventionnelle contrôle seulement la répartition de la puissance fondamentale. Cette situation peut être sans conséquences lorsque des charges linéaires sont alimentées. Par contre, ceci n'est pas le cas pour les charges non-linéaires vu que la présence des courants de circulation harmoniques n'est pas atténuée faute d'un contrôle adéquat de la répartition de la puissance harmonique ce qui peut dégrader davantage la qualité de l'énergie transitée [23, 139, 150].

- L'efficacité de la technique du statisme dans le contrôle de la répartition des puissances est conditionnée par la nature de l'impédance de sortie et celle des lignes d'interconnexion. Toute différence entre les impédances séparant les générateurs interconnectés des points communs de couplage (PCC) avec le bus de charge peut conduire à l'apparition des courants de circulations (ou courants résiduels) [151]. De plus, le caractère inductif, résistif, et/ou capacitif d'une impédance peut être proportionnel l'un à l'autre, c.-à-d. $R \approx X$, essentiellement dans les systèmes à moyennes tensions, ce qui implique que la méthode conventionnelle de statisme dont le principe se base sur une prédominance ne peut être appliquée dans cette situation [152].
- La répartition équitable des charges dépend de la puissance nominale respective à chaque générateur distribué, or que cette puissance peut varier en raison de l'intermittence des sources d'énergie renouvelables ce qui nécessite une adaptation continue des caractéristiques de la méthode du statisme employée. De plus, la dynamique de la technique de statisme face aux transitoires de charge et face à la connexion et/ou déconnexion d'un ou plusieurs générateurs n'est pas contrôlée.

3.5. Méthodes de statisme non conventionnelles

Au vue des lacunes susmentionnées, de nombreuses versions de la méthode du statisme sont proposées dans la littérature dans le but d'améliorer l'efficacité de cette technique tout en maintenant son indépendance face aux moyens de communication [93]. Les modifications apportées à la stratégie conventionnelle peuvent être classifiées dans les deux catégories qui suivent :

- Variantes du contrôle de statisme
- Structures de contrôle virtuelles

3.5.1. Variantes du contrôle de statisme

La méthode de statisme conventionnelle, sous ses différentes versions, souffre de nombreuses lacunes, parmi lesquelles, vient en premier la dépendance aux paramètres de l'impédance de sortie (notamment de la ligne) dont la mixité accentuée d'avantage le couplage entre les puissances, ensuite vient la faible dynamique dont fait preuve cette méthode en raison des filtres passe bas employés pour moyenner les puissances mesurées sur un cycle de fonctionnement. Dans ce sens, les travaux réalisés par [153] visent à construire une stratégie de contrôle de statisme insensible au couplage qui existe entre P et Q en raison de l'impédance complexe de sortie. Ainsi, [152] propose de transformer les expressions (3.9) et (3.10) comme suit :

$$\omega_{0,i}^* = \omega_0 + m_i(P_i - Q_i) \quad (3.23)$$

$$E_i^* = E_0 - n_i(P_i + Q_i) \quad (3.24)$$

Cette méthode permet dans une large mesure d'assurer un contrôle précis des puissances en dépit du couplage, tout en gardant le même concept de la méthode de

statisme qui stipule que le contrôle des variables du réseau se fait en fonction des variables mesurées [154].

La stratégie proposée par [155], vise le contrôle simultané des puissances P et Q et ceci en utilisant qu'une seule caractéristique de statisme. Cette méthode est décrite par :

$$v_{f,i}^* = v_{i,i}^* + m_i P_i + n_i Q_i \quad (3.25)$$

Tel que $v_{i,i}^* = E_0 \sin(\omega_0 t)$, représente la référence nominale de la tension de sortie, tandis que $v_{f,i}^*$ représente la référence de tension à fournir à la boucle de contrôle de la tension.

Certains chercheurs proposent l'utilisation de l'angle de puissance ϕ_i comme variable de contrôle avec l'avantage de réduire les déviations de la fréquence [156]. Ainsi, par analogie au contrôle de statisme conventionnel, cette technique assure le contrôle de la répartition des puissances en variant l'angle de déphasage et l'amplitude de la tension. Les expressions d'une telle stratégie pour, à titre d'exemple, une impédance inductive sont de la forme :

$$\phi_i^* = \phi_{0,i} - m_i P_i \quad (3.26)$$

$$E_i^* = E_0 - n_i Q_i \quad (3.27)$$

Il est toutefois nécessaire de synchroniser l'angle de déphasage initial $\phi_{0,i}$ de l'ensemble des unités de génération interconnectées.

Une autre variante du contrôle de statisme est proposée par [157]. Cette méthode est caractérisée par un contrôle de statisme basé sur les variables de tension, c.-à-d., la tension de sortie du générateur distribué et celle du bus DC. Cette technique vise à assurer le contrôle des flux de puissances même en cas de la variation de la puissance de la source, essentiellement due à l'intermittence des sources d'énergie renouvelables, en utilisant la tension du bus DC comme un indicateur des variations de la puissance d'entrée. A la différence avec la méthode de statisme conventionnelle, la caractéristique de statisme de cette méthode introduit une bande à puissance constante, c.-à-d. sans inclinaison, dans le but de limiter les déviations de la tension de sortie [9].

La dynamique de contrôle peut être par ailleurs améliorée en introduisant des termes dérivatifs [158], une adaptation des gains de contrôle [159], des estimateurs de l'impédance de ligne [91], une injection de signaux [160], mais aussi par l'introduction de boucle de contrôle virtuelles, par exemple, des impédances de sortie virtuelles [96].

3.5.2. Structures de contrôle virtuelles

3.5.2.1. Impédance de sortie virtuelle

Cette boucle de contrôle vise essentiellement à prévenir le couplage entre la puissance active et réactive en soutenant la prédominance (inductive, résistive ...) de l'impédance de sortie sans avoir le recours à l'adjonction d'éléments physiques avec le risque d'augmenter le cout, les pertes et la taille du système [149]. Par ailleurs,

l'utilisation d'une impédance virtuelle vise aussi à réduire l'impact de l'impédance de ligne et noyer les disparités physiques qui existent entre les différentes unités de génération et des lignes d'interconnexions ce qui permet d'augmenter la précision de la méthode de statisme employée dans la répartition des charges.

Cette technique, illustrée par la Figure 3.8, est donnée par l'équation qui suit :

$$v_{f,i}^* = v_{i,i}^* - Z_{D,i}i_{L,i} \quad (3.28)$$

Où, $Z_{D,i}$ représente l'impédance de sortie virtuelle, tandis que $v_{f,i}^*$ et $v_{i,i}^*$ représentent respectivement, la tension de référence de la boucle de contrôle de la tension, et la tension de référence nominale.

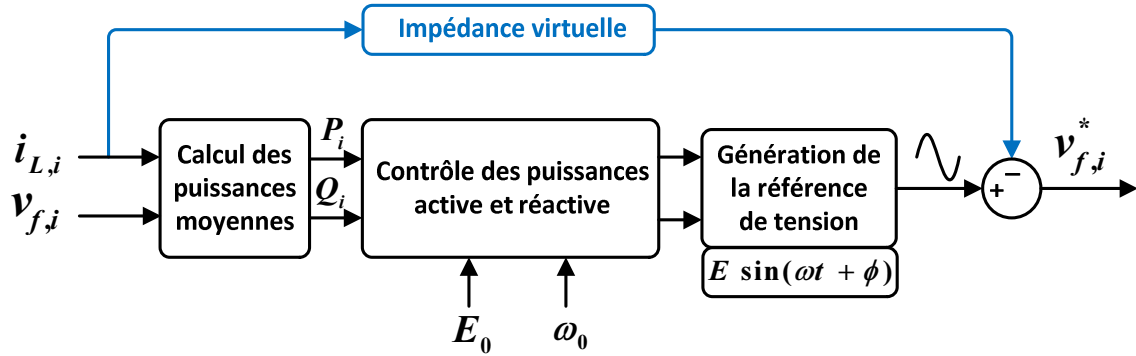


Figure 3.8 Schéma synoptique du contrôle de statisme avec impédance de sortie virtuelle.

A titre d'exemple, dans le cas où on veut émuler une inductance virtuelle en sortie, la tension de référence $v_{f,i}^*$ est diminuée de façon proportionnelle à la dérivée du courant de sortie du générateur distribué concerné [96].

Ainsi, l'équation (3.28) devient :

$$v_{f,i}^* = v_{i,i}^* - L_{D,i} \frac{di_{L,i}}{dt} \quad (3.29)$$

Où, $L_{D,i}$ représente l'inductance de sortie virtuelle.

Toutefois, la différentiation du courant de sortie peut conduire à l'amplification des harmoniques de hautes fréquences (notamment le bruit harmonique) ce qui peut déclencher des phénomènes de résonance pouvant détériorer la qualité de l'énergie transmise et pouvant éventuellement déstabiliser le fonctionnement du système surtout dans le régime transitoire [161].

Afin d'amortir la réponse en courant du générateur distribué face au transitoire de charge tout en limitant l'intensité du courant de démarrage, une impédance virtuelle variable dans le temps peut être conçue de la forme suivante [162]:

$$Z_{D,i} = Z_{D,i}^F + (Z_{D,i}^F - Z_{D,i}^0)e^{-t/\tau} \quad (3.30)$$

Où, $Z_{D,i}^F$ et $Z_{D,i}^0$ représentent respectivement, la valeur finale et initiale de l'impédance virtuelle tandis que τ représente la constante de temps.

Par ailleurs, afin de faire face à la prolifération des charges non linéaires et à la nécessité d'assurer la répartition des puissances harmoniques au même titre que la répartition des puissances fondamentales. Certains travaux préconisent d'introduire une impédance virtuelle à la fréquence fondamentale et aux fréquences harmoniques souhaitées [97]. Ainsi, l'impédance de sortie du générateur sera différemment ressentie par les courants de sortie, fondamentale et harmoniques.

Par analogie au principe de l'impédance virtuelle, la tension de référence sera diminuée proportionnellement aux harmoniques concernées du courant de sortie. Cette technique emploie généralement un ensemble de filtres passe-bande ou même résonants pour une meilleure sélectivité.

L'impédance virtuelle prend la forme suivante

$$Z_{D,i} = \sum_{h=1,odd}^7 \frac{Z_{D,h}S}{s^2 + (h \times \omega_0)^2} \quad (3.31)$$

La référence de tension peut alors être obtenue par l'équation suivante.

$$v_{f,i}^* = v_{i,i}^* - \sum_{h=1,odd}^n \frac{Z_{D,i,h}S}{s^2 + (h \times \omega_0)^2} i_{L,i} \quad (3.32)$$

Où, $Z_{D,i,h}$ représente l'impédance de sortie virtuelle introduite à la fréquence fondamentale ou harmonique de rang h

L'utilisation d'impédances virtuelles harmoniques permet d'améliorer la répartition des harmoniques de puissances et de réduire le contenu harmonique de la tension de sortie.

3.5.2.2. Repère de référence virtuel

De nombreuses stratégies de contrôle dont le principe découle toujours de la méthode de statisme, procèdent à la transformation des variables mesurées [95, 163], c.-à-d. P et Q , ou des variables de contrôle [164], c.-à-d. E et ω , dans un repère de référence virtuel et ceci dans le but de réduire le couplage qui existe entre les puissances en raison de la complexité de l'impédance de sortie. Dans ce sens, la procédure de transformation utilise l'angle θ et dépend ainsi de la connaissance des paramètres (R et X) de l'impédance de sortie [9]. Toutefois, une simple estimation de ces paramètres est suffisante [95]. Les variables virtuelles obtenues sont finalement employées directement dans le control de statisme ou dans la génération de la référence de tension.

3.5.2.3. Inertie virtuelle

Les systèmes de génération distribués, par ailleurs les micro-réseaux autonomes, sont très vulnérables aux variations de la fréquence et de l'amplitude de la tension. En

effet, contrairement aux réseaux conventionnels où l'inertie des alternateurs permet au système d'encaisser et d'amortir les à-coups liés aux charges, les systèmes de génération distribués ont une faible inertie ce qui se traduit par une variation rapide et importante de la fréquence [145]. Cette situation est encore plus aggravée en raison de l'intermittence des sources d'énergie renouvelables sachant que la fréquence dans ce type d'installations dépend essentiellement des flux de puissances contrairement aux systèmes de génération conventionnels dans lesquels cette fréquence dépend de la vitesse de rotation. Dans ce sens, et en vue de compenser la faible inertie des systèmes de génération distribués, certains travaux proposent d'utiliser une réserve de puissance en vue d'atténuer les régimes transitoires et de soutenir la stabilité du système. Ainsi, les générateurs distribués se comporteront comme des générateurs synchrones virtuels [165].

3.6. Stratégie de contrôle proposée

Dans cette partie, la méthode du statisme est adoptée pour le contrôle des flux de puissances dans un micro-réseau constitué de deux générateurs distribués. Cette disposition peut être évidemment élargie à d'autres unités de génération. Le contrôle de la tension et du courant de sortie de chaque générateur est assuré sur la base du contrôleur résonnant adaptatif proposé dans le Chapitre 2 ce qui permet de faire face aux éventuelles variations en fréquence et en amplitude que peut introduire la méthode de statisme [8].

Le schéma synoptique de la structure de contrôle proposée est illustré par la Figure 3.9.

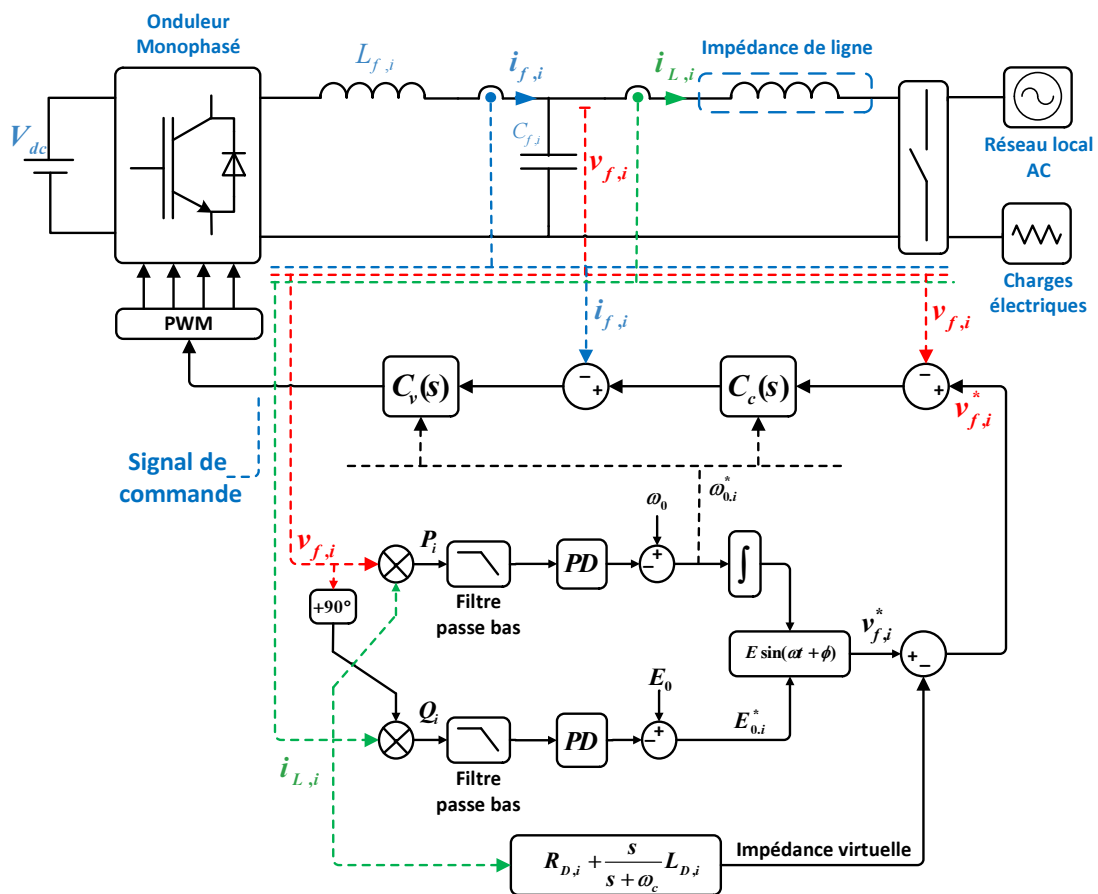


Figure 3.9 schéma bloc de la stratégie de contrôle adoptée pour chaque unité de génération distribuée

Au vu des lacunes que présente la méthode de statisme conventionnelle, et dans le but d'améliorer les performances du système dans la répartition des charges, des termes dérivées sont introduit pour assurer de plus le contrôle de la dynamique du système. Ainsi, sur la base des équations (3.7) et (3.8), le contrôle de la puissance active P_i et réactive Q_i , se fait respectivement, en réajustant la fréquence angulaire et l'amplitude de la tension via les caractéristiques de statisme suivantes :

$$\omega_{0,i}^* = \omega_0 - m_i P_i - m_{d,i} \frac{dP_i}{dt} \quad (3.33)$$

$$E_i^* = E_0 - n_i Q_i - n_{d,i} \frac{dQ_i}{dt} \quad (3.34)$$

Où, n_i et m_i représentent les gains de statisme proportionnels tandis que $n_{d,i}$ et $m_{d,i}$ représentent les gains de statisme dérivés.

3.6.1. Génération de la tension de référence

La sinusoïde de la tension de référence est générée sur la base de l'amplitude et la fréquence réajustées préalablement.

$$v_i^* = E_i^* \sin(\omega_{0,i}^* t) \quad (3.35)$$

3.6.2. Introduction d'une impédance de sortie virtuelle

L'impédance virtuelle est implémentée en amputant la tension de référence de façons proportionnelle au courant de sortie pour assurer les points suivants :

- Prévenir le couplage entre la puissance active et réactive.
- Augmenter la précision de la méthode du statisme dans la répartition des charges.
- Réduire l'impact de l'impédance de ligne et des disparités physiques qui existent.

L'impédance virtuelle que nous avons considéré est donnée par :

$$v_{f,i}^* = v_i^* - R_{D,i} i_{L,i} - L_{D,i} \frac{di_{L,i}}{dt} \quad (3.36)$$

Où, $L_{D,i}$ et $R_{D,i}$, représentent respectivement, l'inductance virtuelle et la résistance virtuelle employées.

Afin d'éviter l'amplification des harmoniques de hautes fréquences contenues dans le courant, la dérivée est implémentée par le biais d'un filtre passe haut [96].

3.6.3. Choix des gains de contrôle

Les coefficients du statisme proportionnels m_i et n_i sont sélectionnés en premier pour fixer les performances en régime permanent en tenant compte des écarts de fréquence et d'amplitude maximums admissibles et de la puissance nominale de chaque générateur [120].

$$n_i = \frac{\Delta E}{\Delta P_i} \quad (3.37)$$

$$m_i = \frac{\Delta \omega}{\Delta Q_i} \quad (3.38)$$

Ensuite, on sélectionne les coefficients dérivés $m_{d,i}$ et $n_{d,i}$ afin d'assurer une réponse dynamique via l'étude de la stabilité du modèle à petits signaux représentant le comportement du système autour des points de fonctionnement [97].

La dynamique en petit signaux est obtenue en perturbant et en linéarisation la variable souhaitée.

Ainsi, en premier, on considère de faibles variations autour des points de fonctionnement comme suit :

$$\begin{cases} E_i = \mathbf{E}_i + \hat{e}_i \\ \phi_i = \mathbf{\Phi}_i + \hat{\phi}_i \\ P_i = \mathbf{P}_i + \hat{p}_i \\ Q_i = \mathbf{Q}_i + \hat{q}_i \end{cases} \quad (3.39)$$

Où, $\hat{}$ indiquent les valeurs perturbées tandis que les lettres en gras représentent les valeurs en équilibre.

Ainsi, en procédant à la linéarisation des expressions (3.7) et (3.8), la dynamique en petits signaux de la puissance active et réactive peut être décrite par :

$$\hat{p}_i = \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \frac{V}{\omega_0 L_i} [\sin \mathbf{\Phi}_i \cdot \hat{e}_i + \mathbf{E}_i \cos \mathbf{\Phi}_i \cdot \hat{\phi}_i] \quad (3.40)$$

$$\hat{q}_i = \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \frac{V}{\omega_0 L_i} [\cos \mathbf{\Phi}_i \cdot \hat{e}_i - \mathbf{E}_i \sin \mathbf{\Phi}_i \cdot \hat{\phi}_i] \quad (3.41)$$

Où, ω_c représente la fréquence de coupure du filtre passe bas.

En linéarisant les équations (3.33) et (3.34), les équations suivantes sont obtenues comme suit :

$$\hat{\phi} = - \left(\frac{m_i}{s} + m_{d,i} \right) \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \frac{V}{\omega_0 L_i} [\sin \mathbf{\Phi}_i \cdot \hat{e}_i + \mathbf{E}_i \cos \mathbf{\Phi}_i \cdot \hat{\phi}_i] \quad (3.42)$$

$$\hat{e} = - (n_i + n_{d,i} s) \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \frac{V}{\omega_0 L_i} [\cos \mathbf{\Phi}_i \cdot \hat{e}_i - \mathbf{E}_i \sin \mathbf{\Phi}_i \cdot \hat{\phi}_i] \quad (3.43)$$

Après simplifications, le choix des gains de statisme découlera de l'étude de la stabilité du système suivant :

$$\begin{aligned}
 & \omega_0 L_i (\omega_0 L_i + n_{d,i} \omega_c V \cos \Phi_i) \\
 \left. \begin{array}{l} S^3 \\ S^2 \\ S^1 \\ S^0 \end{array} \right\} & \begin{array}{l} n_{d,i} m_{d,i} \omega_c^2 V^2 \mathbf{E}_i + 2\omega_c (\omega_0 L_i)^2 + (n_i + m_{d,i} \mathbf{E}_i) \omega_0 L_i \omega_c V \cos \Phi_i + n_{d,i} \omega_0 L_i \omega_c^2 V \cos \Phi_i \\ (m_i n_{d,i} + n_i m_{d,i}) \omega_c^2 V^2 \mathbf{E}_i + \omega_c^2 (\omega_0 L_i)^2 + m_i \omega_0 L_i \omega_c \mathbf{E}_i V \cos \Phi_i + (n_i + m_{d,i} \mathbf{E}_i) \omega_0 L_i \omega_c^2 V \cos \Phi_i \\ n_i m_i \omega_c^2 V^2 \mathbf{E}_i + m_i \mathbf{E}_i \omega_0 L_i \omega_c^2 V \cos \Phi_i \end{array}
 \end{aligned} \tag{3.44}$$

3.7. Résultats de simulation

Afin de tester la stratégie de contrôle proposée tout en évaluant ses performances dans la régulation de la tension ainsi que dans la répartition des charges dans un micro-réseau constitué de plusieurs générateurs distribués, une plateforme de simulation a été conçue sur la base de deux simulateurs, à savoir, MATLAB/Simulink et PSIM. Cette plateforme est illustrée par la Figure 3.10. Chaque générateur dispose de deux étages de contrôle. Un étage pour le contrôle de la tension et du courant de sortie sur la base du contrôleur multi résonant adaptatif proposé dans le Chapitre 2, tandis que le deuxième étage assure le contrôle de la répartition des charges via la méthode de statisme proposée.

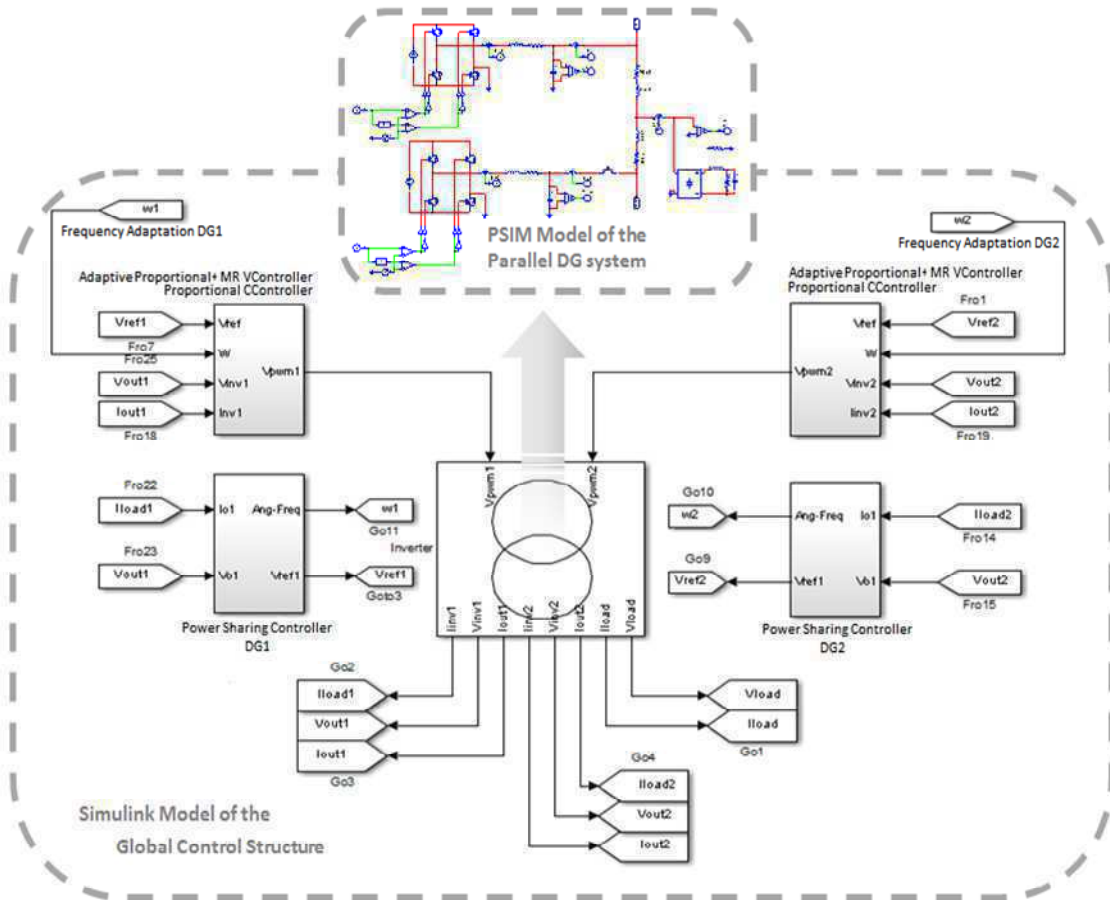


Figure 3.10 Co-Simulation entre Matlab/Simulink et PSIM du système globale.

Les gains de contrôle et les paramètres du système, entre unités de génération et lignes d'interconnexion, sont listés dans les Tableaux 3.1 et 3.2, respectivement. Les deux unités de génération disposent des mêmes paramètres. Les lignes d'interconnexion sont intentionnellement différentes l'une de l'autre.

Tableau 3.1 Paramètres du système

Paramètre	Symbol	Valeur
Tension du Bus DC	V_{dc}	250 V
Inductance du filtre de sortie	L_f	1 mH
Capacité du filtre de sortie	C_f	33 μF
Résistance série de la bobine du filtre de sortie	R_f	0.2 Ω
Amplitude de la tension nominale	E_0	$\sqrt{2} \times 110V$
Fréquence angulaire nominale	ω_0	2 π 60 rad.s ⁻¹
Fréquence de commutation	-	10 kHz
Fréquence d'échantillonnage	F_s	10 kHz
Résistance de ligne 1	R_{line1}	0.3 Ω
Inductance de ligne 1	L_{line1}	200 μH
Résistance de ligne 2	R_{line2}	0.15 Ω
Inductance de ligne 2	L_{line2}	200 μH

Tableau 3.2 Gains de contrôle

Paramètre	Symbol	Valeur
Gain proportionnel interne	k_{pc}	5.21
Gains résonants internes	$k_{c,1}, k_{c,3}, k_{c,5}, k_{c,7}$	300
Gain proportionnel externe	k_{pv}	2.58
Gains résonants externes	$k_{v,1}, k_{v,3}, k_{v,5}, k_{v,7}$	70
Gain de statisme de fréquence	m_1, m_2	0.003 rad.s ⁻¹ .W ⁻¹
Gain de statisme d'amplitude	n_1, n_2	0.005 V.VAr ⁻¹
Gains dérivés du statisme de fréquence	$m_{d,1}, m_{d,2}$	0.00004 rad.W ⁻¹
Gains dérivés du statisme d'amplitude	$n_{d,1}, n_{d,2}$	0.00003 V.s.VAr ⁻¹
Résistances virtuelles	$R_{D,1}, R_{D,2}$	0.4 Ω
Inductances virtuelles	$L_{D,1}, L_{D,2}$	500 μH

Dans le but de situer les risques auxquels font face les micro-réseaux autonomes en termes de courants de circulation, un premier test est réalisé sans la méthode de statisme proposée. Le test réalisé considère deux types de charges électriques, linéaire (résistance) et non linéaire (redresseur avec charge RLC). Les résultats obtenus sont illustrés par les Figure 3.11 et 3.12. Les courants de sortie des deux unités de génération présentent une différence d'amplitude et un déphasage important. Il apparait clairement que la proportion des courants de circulation est assez importante comparée au courant total ce qui peut conduire à la détérioration de l'énergie transitée et des éléments physiques du système, en plus de la nécessité d'augmenter les capacités en puissance nominales des différentes unités.

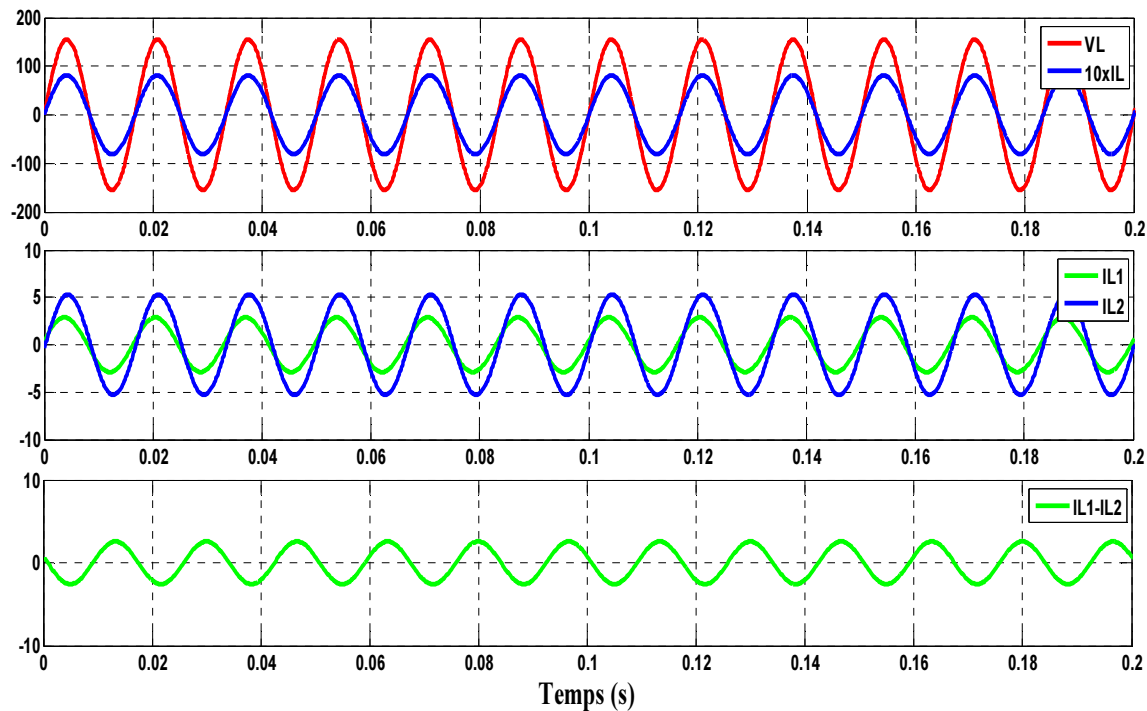


Figure 3.11 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge linéaire, sans le contrôle de la répartition des charges, courbes de la tension du bus AC et du courant de charge (x10), ainsi que des courants de sortie de chaque unité et du courant de circulation.

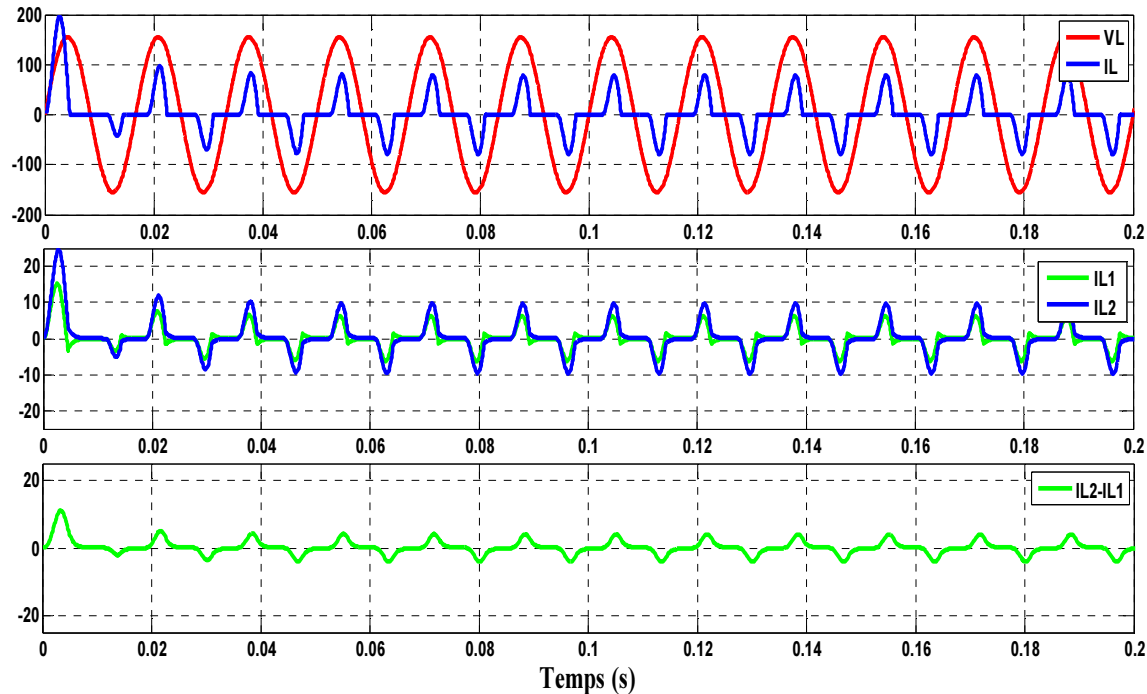


Figure 3.12 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire sans le contrôle de la répartition des charges, courbes de la tension du bus AC et du courant de charge (x3), ainsi que des courants de sortie de chaque unité et du courant de circulation.

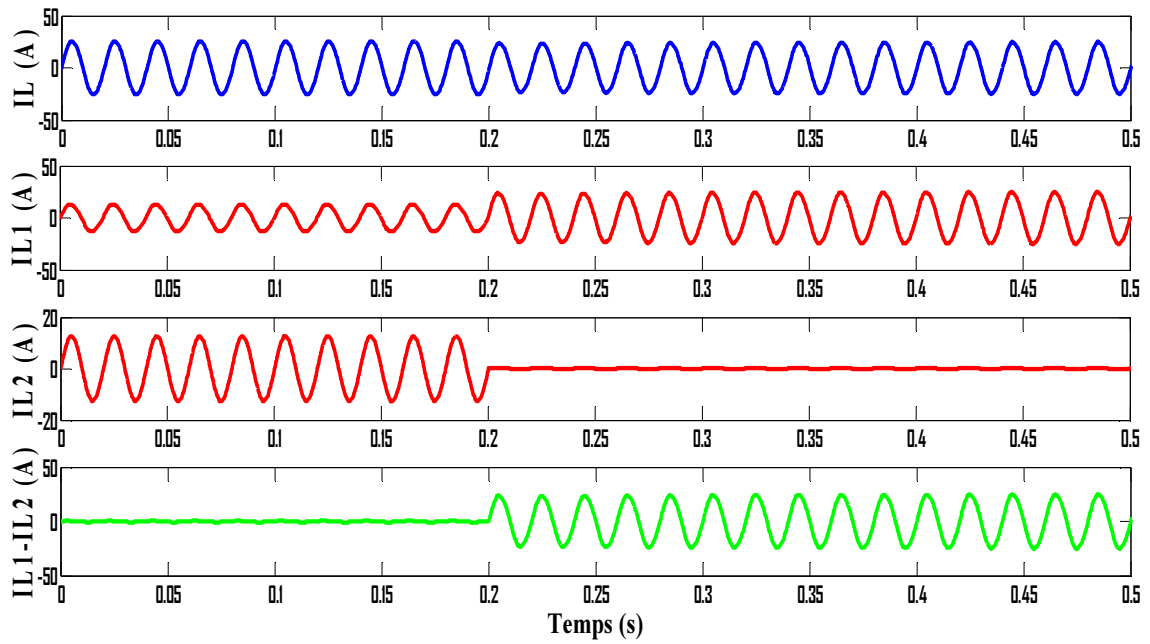


Figure 3.13 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système face à la déconnexion d'une unité de génération en présence d'une charge linéaire avec la méthode du statisme proposée.

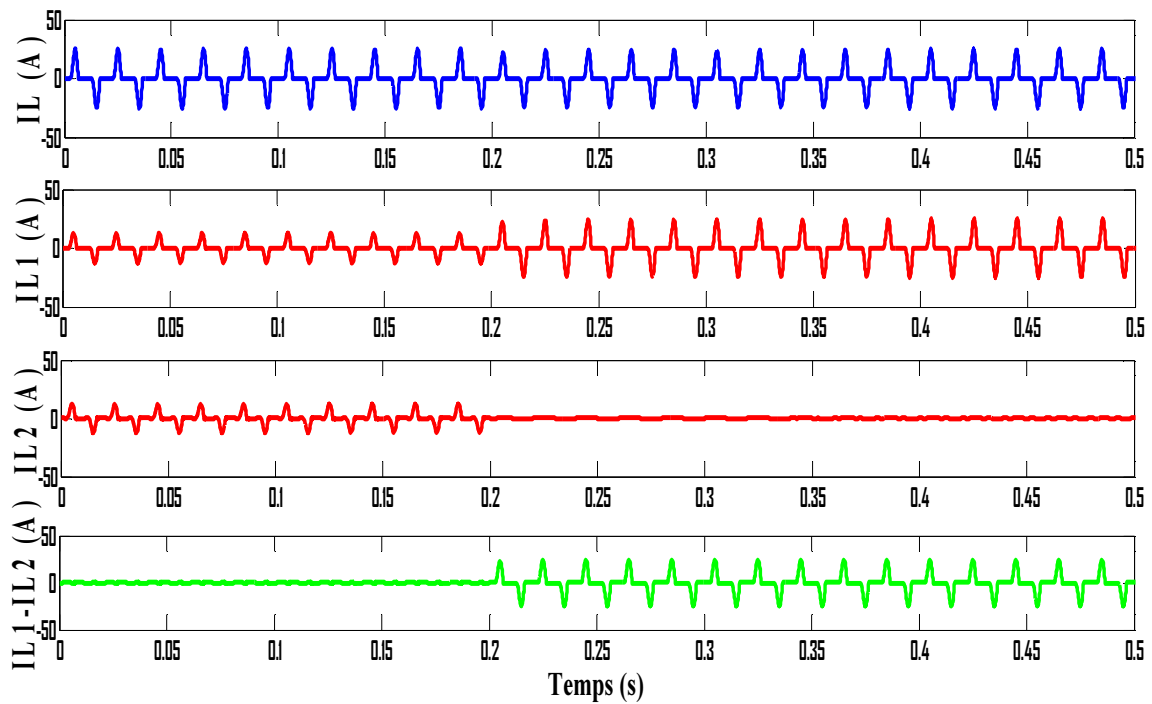


Figure 3.14 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système face à la déconnexion d'une unité de génération en présence d'une charge non-linéaire avec la méthode du statisme proposée.

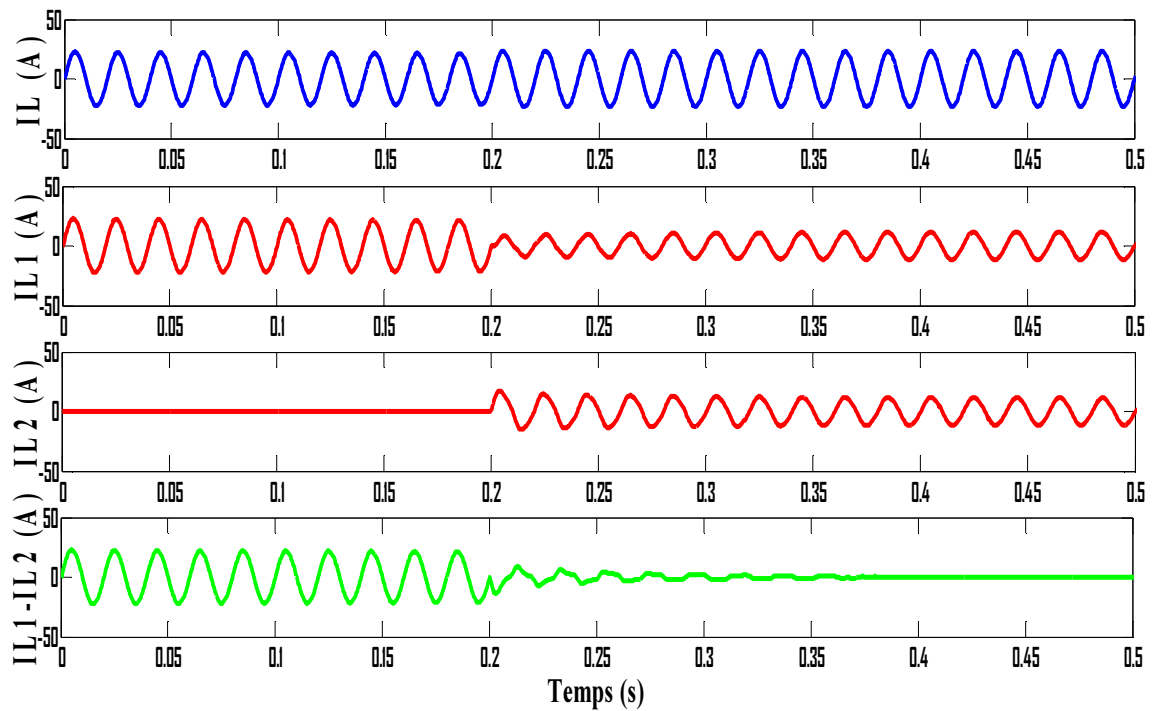


Figure 3.15 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système face à la connexion d'une unité de génération en présence d'une charge linéaire avec la méthode du statistisme proposée.

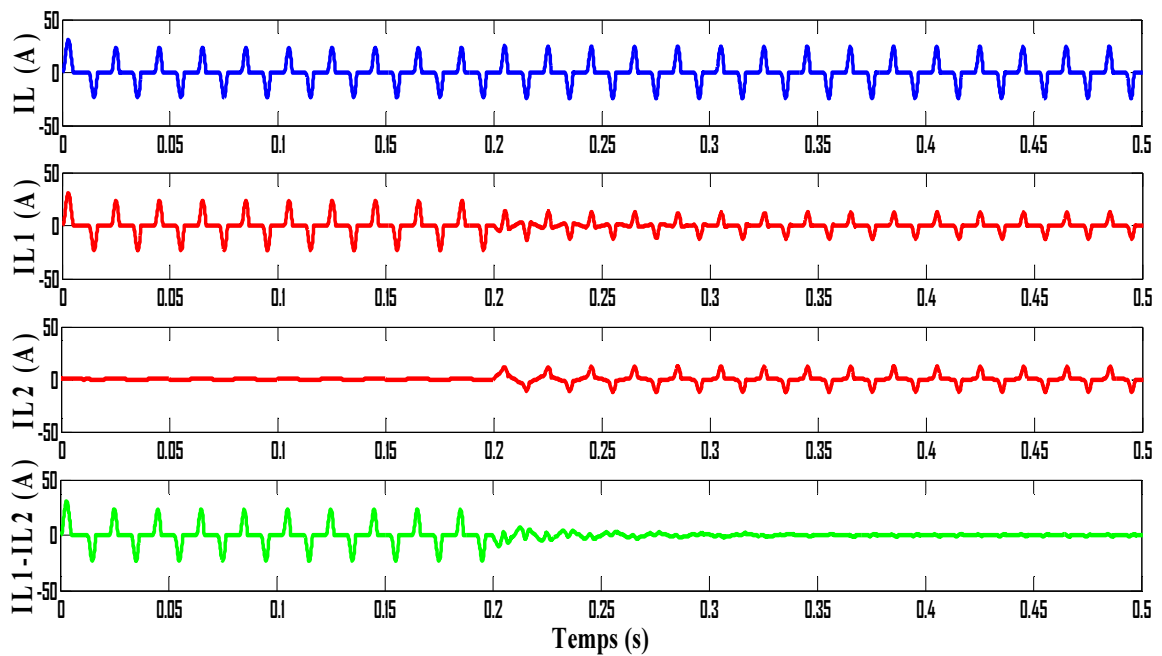


Figure 3.16 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système face à la connexion d'une unité de génération en présence d'une charge linéaire avec la méthode du statistisme proposée.

Les Figures 3.13 et 3.14 ainsi que les Figure 3.15 et 3.16 permettent d'évaluer les performances de la stratégie adoptée pour le contrôle de la répartition des charge dans le micro-réseau et ceci pour différents scénarios. Le premier scénario s'articule sur la nature de la charge alimentée, c.-à-d. linéaire ou non-linéaire, tandis que le second évalue les dynamique de la méthode de statisme proposée et les capacités du micro-réseau à faire face à la connexion ou la déconnexion intempestive d'une unité de génération. Les Figures reportées permettent de comparer l'apport en courant, par analogie à l'apport en puissances, des deux unités de génération distribuées interconnectées. Il apparait clairement que la méthode proposée assure un contrôle précis de la répartition des charges dans le micro-réseau même en présence d'une large différence entre les impédances de ligne. La stratégie adoptée assure l'élimination des courants de circulation après seulement quelques périodes de fonctionnement.

3.8. Résultats expérimentaux



Figure 3.17 Banc de test expérimental du micro-réseau autonome

Le banc de test expérimental, illustré par la Figure 3.17, est réalisé pour confirmer l'efficacité de la stratégie proposée pour le contrôle de la répartition des charges et des flux de puissances dans un micro-réseau constitué de la mise en parallèle de plusieurs unités de génération distribuées. Celui-ci correspond à un micro-réseau autonome constitué de deux unités de génération distribuées. Ainsi, la plateforme réalisée comprend deux sources de tension continue alimentant chacune deux onduleurs

SEMIKRON avec filtres LC de sortie. Deux bobines ont été utilisées pour émuler le comportement des impédances des lignes d'interconnexion sur plus ou moins 1 km de distance. Les paramètres du système et des gains de contrôle utilisés dans cette partie sont les mêmes que ceux employés dans la section précédente, voir les Tableaux 3.1 et 3.2.

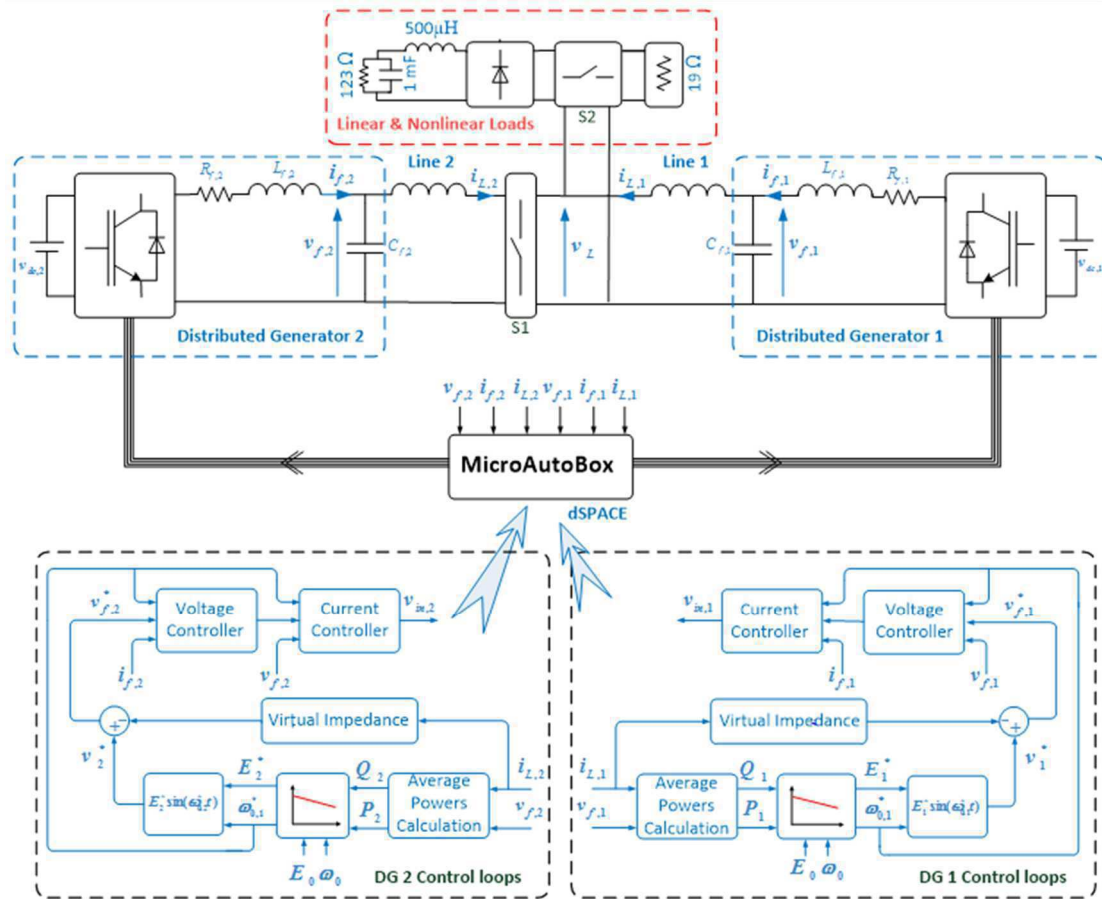


Figure 3.18 Configuration du micro réseau et de la stratégie de contrôle adoptée

Comme illustré par la Figure 3.18, la structure de contrôle globale est implémentée sur une carte de contrôle dSPACE MicroAutoBox. Cette structure comprend notamment le calcul des puissances moyennes, le contrôle de la répartition des charges, l'impédance de sortie virtuelle, la génération de la référence de tension et les boucles internes de contrôle de la tension et du courant. La méthode du statisme développée dans la Section 3.6 est appliquée dans le but de réduire les effets liés à la présence des courants de circulation et le risque de surcharge du bus DC en raison des disparités physiques qui existent entre les différents éléments. Le contrôle interne de la tension et du courant de sortie se fait par la stratégie développée sur le contrôle résonant adaptatif vu sa capacité à faire face aux ajustements qu'introduit la méthode de statisme sur la fréquence et l'amplitude de tension. Le temps d'exécution nécessaire pour la stratégie de contrôle de chaque générateur distribué mesuré à l'aide de la fonction « Turnaround » du « ControlDesk » est de 48,2 μ s dont 19,4 μ s sont nécessaires pour implémenter la stratégie proposée pour le contrôle de la répartition des charges tandis que le reste est dédié aux boucles de contrôle internes.

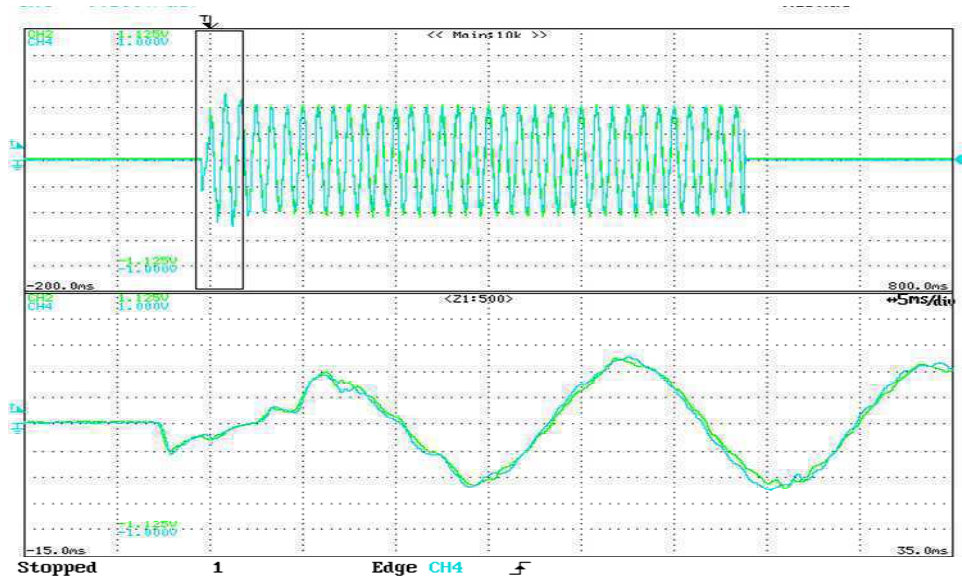


Figure 3.19 Résultats expérimentaux : Répartition des charges dans un micro-réseau de deux générateurs distribués lors d'un transitoire de charge (Partie 1). Courbes du courant de sortie du générateur #1 (Vert) et du générateur #2 (Bleu). [Haut : (axe-x: 500ms/div; axe-y: 2.5A/div)], [Bas : (axe-x: 5ms/div; axe-y: 2.5A/div)].

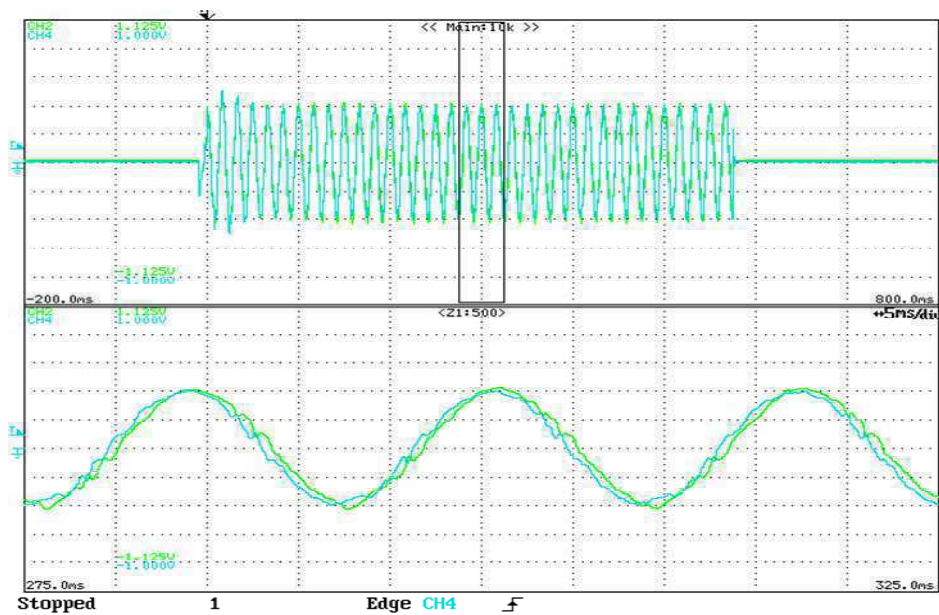


Figure 3.20 Résultats expérimentaux : Répartition des charges dans un micro-réseau de deux générateurs distribués lors d'un transitoire de charge (Partie 2). Courbes du courant de sortie du générateur #1 (Vert) et du générateur #2 (Bleu). [Haut : (axe-x: 500ms/div; axe-y: 2.5A/div)], [Bas : (axe-x: 5ms/div; axe-y: 2.5A/div)].

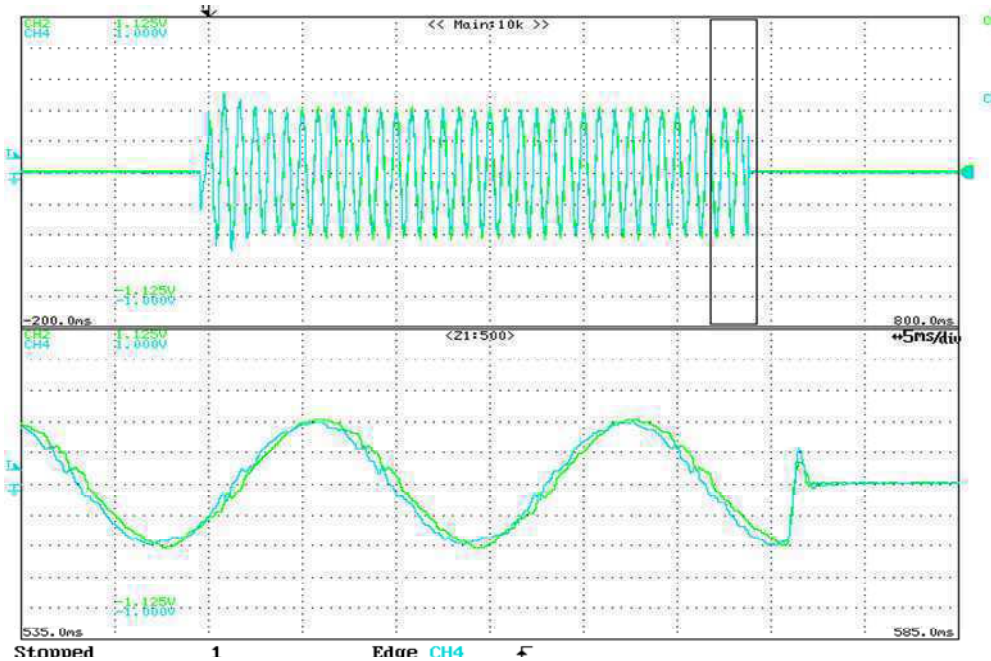


Figure 3.21 Résultats expérimentaux : Répartition des charges dans un micro-réseau de deux générateurs distribués lors d'un transitoire de charge (Partie 3). Courbes du courant de sortie du générateur #1 (Vert) et du générateur #2 (Bleu). [Haut : (axe-x: 500ms/div; axe-y: 2.5A/div)], [Bas: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 2.5A/div)].

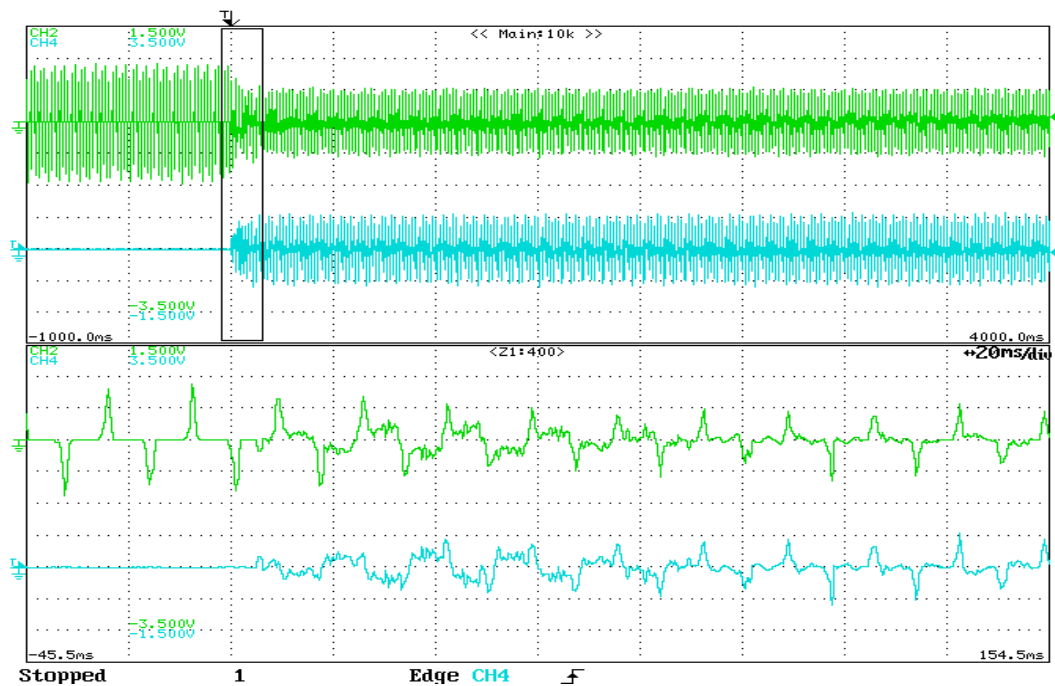


Figure 3.22 Répartition des charges dans un micro-réseau de deux générateurs distribués lors de la connexion intempestive de l'unité #2 tandis que l'unité #1 alimentait seul la charge non-linéaire (Transitoire). Courbes du courant de sortie du générateur #1 (Vert) et du générateur #2 (Bleu). [Haut : (axe-x: 500ms/div; axe-y: 5A/div)], [Bas: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 5A/div)].

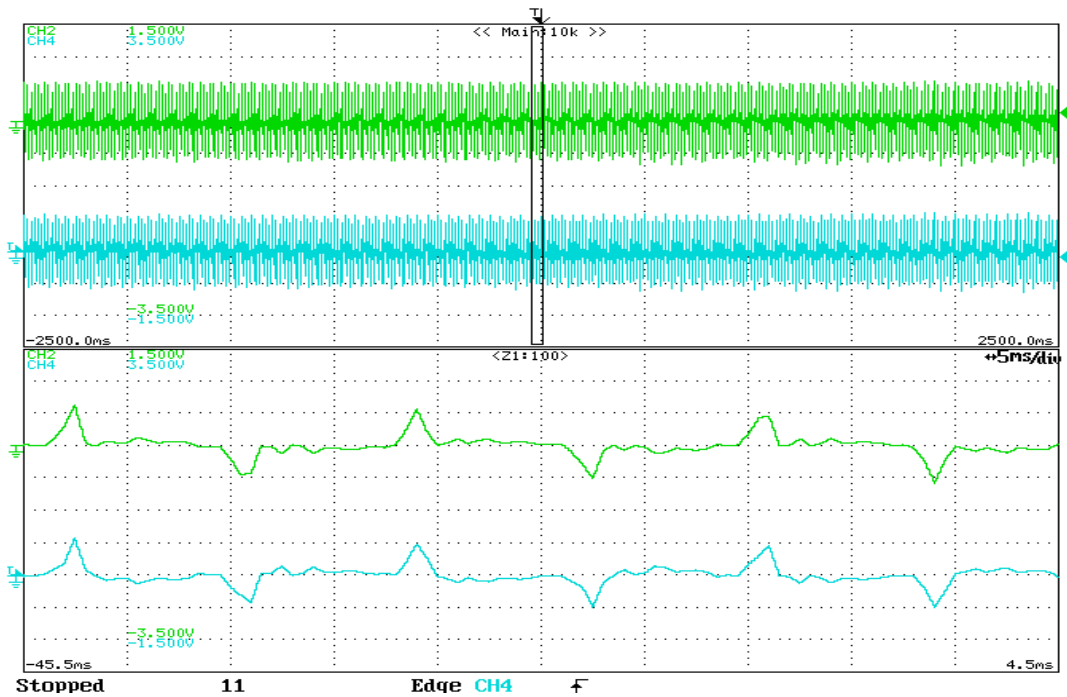


Figure 3.23 Répartition des charges dans un micro-réseau de deux générateurs distribués lors de la connexion intempestive de l'unité #2 tandis que l'unité #1 alimentait seul la charge non-linéaire (Stationnaire). Courbes du courant de sortie du générateur #1 (Vert) et du générateur #2 (Bleu). [Haut : (axe-x: 500ms/div; axe-y: 5A/div)], [Bas: (axe-x: 5ms/div; axe-y: 5A/div)].

L'importance de la stratégie de contrôle employée dans le maintien d'une répartition équitable des charges et d'un contrôle précis des flux de puissances entre les deux générateurs interconnectés est illustrée par les Figures 3.19-24. La dynamique du système face à la connexion et la déconnexion intempestive d'un générateur ou face aux transitoires de charges est y aussi illustrée. Ainsi, dans les Figures 3.19-22, les courants délivrés de chaque unité DG sont représentés dans le cas où une charge linéaire est connectée puis retirée. Les Figures 3.23-24 représentent allures des courants de sortie des deux unités de génération lorsque l'unité #2 est soudainement connectée au bus de charge tandis que l'unité #1 fournissait entièrement les besoins de la charge non-linéaire.

Il est clair que le contrôle par la méthode de statisme assure plus de flexibilité et garanti le caractère « Plug & Play » aux générateurs distribués interconnectés et ceci indépendamment du caractère de la charge ou des disparités physiques qui existent entre les éléments. Aussi, il est important de souligner la précision qu'a pu assurer la méthode du statisme adoptée dans la répartition des charges entre les unités de génération distribuées interconnectées. Cette précision apparaît dans la proportion insignifiante des courants de circulation en dépit des disparités entre les impédances de ligne. Par ailleurs, un peu de lenteur est observée pour le transitoire de la Figure 14, du fait que ni l'unité #2 ni l'unité #1 n'est équipé d'un mécanisme de synchronisation (PLL, FLL...).

Au cours des essais expérimentaux, les gains de contrôle sont maintenus à leurs valeurs nominales. Ceci est atteint grâce à la capacité d'auto-ajustement du contrôleur résonant adaptatif proposé dans la Section 2.6 qui réduit les gains de contrôle en

régime permanent de façon automatique pour ne pas amplifier les phénomènes de résonance [166].

3.9. Conclusion

Le travail réalisé et exposé le long de ce chapitre se focalise sur la répartition des charges et le contrôle des flux de puissances entre les générateurs distribués d'un même micro-réseau en vue de réduire la proportion des courants de circulation et les risques que véhicule leur présence. L'intérêt de la méthode de statisme a été mis en avant via la description de son principe et des différentes variantes qui en découlent. Une stratégie de contrôle basée sur la méthode de statisme a été développée afin de remédier aux nombreuses limitations dont souffre la méthode de statisme conventionnelle. Des tests en co-simulation ont été accomplis pour vérifier l'efficacité de cette stratégie. Ensuite, un banc de test expérimental a été construit sur la base de deux unités de génération distribuées pour asseoir la validité de la technique proposée. Des résultats très satisfaisants ont été obtenus.

4. Amélioration de la qualité de l'énergie dans un micro-réseau autonome.

4.1. Introduction

La qualité de l'énergie représente un défi permanent et une préoccupation majeure non-seulement dans les réseaux conventionnels d'électricité, mais aussi dans les micro-réseaux autonomes en raison de la nécessité de fournir une énergie de qualité à des charges électriques souvent dispersées, et de différentes natures, linéaire ou non-linéaire. Le nombre important des charges non-linéaires accentue d'avantage ces préoccupations avec des conséquences souvent néfastes pour de nombreux équipements. En effet, les charges non-linéaires, de par leur nature, drainent des courants partiellement ou complètement distordus ce qui augmente la proportion des courants harmoniques dans les micro-réseaux avec un impact certain sur la qualité de l'énergie aux différents points de raccordement. Dans ce sens, et afin de limiter la propagation de ces perturbations dans le micro-réseau, on se propose d'étudier, en premier lieu, l'origine de ces perturbations et les conséquences que peut véhiculer leur présence dans un micro-réseau constitué de plusieurs unités de génération distribuées. L'élimination de ces perturbations via l'association de dispositifs de filtrage classiques, actif, passif, ou hybride, sous plusieurs topologies, série ou parallèle, est aussi discutée. En second lieu, et au vu des besoins des micro-réseaux autonomes, une reconfiguration de ces derniers est proposée via l'introduction d'un filtre actif parallèle dont l'objectif est d'améliorer la qualité de l'énergie transitée en réduisant la proportion de la composante réactive et harmonique des courants de lignes qu'introduit les différents générateurs distribués en réponse à l'appel en courant des charges alimentées. Par ailleurs le contrôle du filtre actif est assurée sur la base d'un contrôleur flou de type Takagi-Sugeno dont la conception est basée sur la description floue du système.

La validité de la stratégie adoptée est, en dernier lieu, examinée sur la base des résultats de Co-simulation obtenus.

4.2. Perturbations harmoniques dans un micro-réseau

4.2.1. Origine et caractéristiques des perturbations

Les micro-réseaux sont amenés à supporter des charges électriques de caractéristiques différentes. En outre, la nature des charges alimentées impacte différemment l'allure des courants, et introduit en conséquence différents types de perturbations. A titre d'exemple, les charges linéaires dont les circuits sont constitués d'éléments passifs, résistifs (résistance) ou réactifs (inductance, capacitance), induisent un courant proportionnel en amplitude à la tension appliquée. Par contre, l'alimentation de charges non-linéaires introduit des courants dont la variation n'est pas proportionnelle à la tension appliquée. Actuellement, les micro-réseaux sont susceptibles de connaître une augmentation sensible du niveau de pollution harmonique en raison de la prolifération des charges électriques dont la nature non-linéaire conduit inéluctablement à l'apparition de courants harmoniques de fréquences multiples de celle de la tension de bus [167] . Les charges polluantes les plus

communes dans un micro-réseau sont essentiellement des charges dotées de circuits électroniques comme les équipements informatiques, les variateurs de vitesse, les redresseurs/chargeurs, les dispositifs d'éclairage fluorescents, etc.... Le passage des courants harmoniques à travers les impédances de ligne peut accentuer le contenu harmonique de la tension aux différents points de raccordement ce qui se répercute sur la qualité de l'énergie transitée dans une part ou dans l'ensemble du micro-réseau [168].

La proportion des perturbations électriques dans un micro-réseau peut être quantifiée en analysant différents facteurs à savoir, le taux de distorsion harmonique, le facteur de puissance, le facteur crête, le facteur de déformation, ... etc [169]. Les valeurs obtenues peuvent être analysées en se référant aux valeurs limites reportées dans les standards décrits dans la Section 1.3.4.

Par ailleurs, tout signal périodique peut être exprimé sous la forme d'une somme, ou série, de sinusoides de différentes fréquences. A titre d'exemple, l'appel en courant d'une charge non-linéaire donnée peut être exprimé comme suit :

$$i_{ch}(t) = I_0 + \sqrt{2} \times I_{ch,0} \times \sin(\omega_0 \times t + \varphi_0) + \sum_{h=2}^{\infty} \sqrt{2} \times I_{ch,h} \times \sin(h \times \omega_0 \times t + \varphi_h) \quad (4.1)$$

Le courant i_{ch} est ainsi le résultat de la somme de trois types de signaux, continu, fondamental, et harmonique. La fréquence angulaire fondamentale est donnée par $\omega_0 = 2 \times \pi \times f_0$, sachant que, f_0 représente la fréquence fondamentale de la tension du bus commun. I_0 représente la composante continue du signal tandis que, $I_{ch,0}$ et $I_{ch,h}$, ainsi que, φ_0 et φ_h , représentent respectivement la valeur efficace et la phase de la composante fondamentale et celle de la composante harmonique de rang h du signal. Sur la base de l'expression (4.1), la valeur efficace du courant i_{ch} est donnée comme suit :

$$I_{ch} = \sqrt{I_0^2 + \sum_{h=1}^{\infty} (I_{ch,h})^2} \quad (4.2)$$

Cette valeur nous permet de quantifier l'échauffement qu'introduit le courant de charge.

4.2.1.1. Taux de distorsion harmonique individuel

Le taux de distorsion harmonique individuel (*THD en %*) permet de quantifier et de comparer séparément l'importance d'une harmonique par rapport à d'autres. Ce facteur est défini comme étant le rapport entre la valeur efficace de l'harmonique concernée et celle du fondamental.

$$THD_{i_{ch,h}} = 100 \times \frac{I_{ch,h}}{I_{ch,1}} \quad (4.3)$$

4.2.1.2. Taux de distorsion harmonique global

Le taux de distorsion harmonique global (*THD en %*) permet de quantifier de façon précise l'importance du contenu harmonique dans un signal. Ce facteur est défini comme étant le rapport entre la valeur efficace des harmoniques et celle du fondamental. Ainsi, on obtient :

$$THD_{i_{ch}} = 100 \times \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (I_{ch,h})^2}}{I_{ch,1}} \quad (4.4)$$

Ce rapport peut éventuellement évoluer pour prendre en compte la présence des inter-harmoniques.

4.2.1.3. L'expression des puissances engagées

Les puissances associées à une charge électrique alimentée par une tension $v_{ch}(t) = V_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} \times V_{ch,h} \times \sin(h \times \omega_0 \times t)$, où, V_0 et $V_{ch,h}$ représentent respectivement l'amplitude de la composante continue et de la composante sinusoïdale de rang h , et parcourue par un courant i_{ch} peuvent être données comme suit :

La puissance instantanée est :

$$p(t) = v_{ch}(t) \times i_{ch}(t) \quad (4.5)$$

La puissance active correspondant à la puissance moyenne consommée par la charge alimentée est donnée (en W : Watt) par :

$$P = \sum_{h=1}^{\infty} V_{ch,h} \times I_{ch,h} \times \cos \varphi_h \quad (4.6)$$

La puissance réactive est quant à elle exprimée (en VAR : Volt Amper Reactif) par :

$$Q = \sum_{h=1}^{\infty} V_{ch,h} \times I_{ch,h} \times \sin \varphi_h \quad (4.7)$$

Il est évident que seules les composantes de mêmes fréquences ont été considérées dans le calcul de la puissance active ou réactive associée à la charge. Dans ce sens, la puissance engendrée par la multiplication des composantes de rangs harmoniques différents est connue sous le nom de la puissance déformante D . Cette dernière est exprimée (en VAD : Volt Amper Deformant) par :

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} \quad (4.8)$$

Où, S représente la puissance apparente exprimée (en VA : Volt Amper) par la relation suivante :

$$S = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (V_{ch,h})^2} \times \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (I_{ch,h})^2} \quad (4.9)$$

4.2.1.4. Facteur de puissance

Le facteur de puissance est le rapport entre la puissance active P et la puissance apparente S . Ce facteur est décrit par :

$$F = \frac{P}{S} = \frac{\sum_{h=1}^{\infty} V_{ch,h} \times I_{ch,h} \times \cos \varphi_h}{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (V_{ch,h})^2} \times \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (I_{ch,h})^2}} \quad (4.10)$$

En l'absence de pollution harmonique le facteur de puissance est égal à $\cos \varphi_h$.

4.2.1.5. Spectre de fréquences

Le spectre de fréquences est une représentation graphique permettant de comparer la prédominance d'une harmonique par rapport à d'autres. La figure qui suit est basée sur le calcul du taux de distorsion individuel.

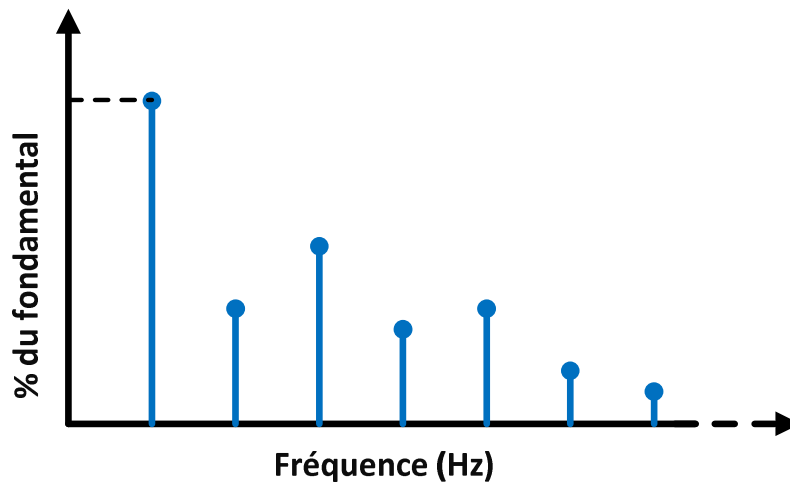


Figure 4.1 Illustration d'un spectre de fréquences

4.2.2. Propagation des harmoniques dans un micro-réseau

Il est connu qu'un micro-réseau se compose essentiellement d'un ensemble de générateurs distribués alimentant des charges électriques via des lignes d'interconnexion. Par ailleurs, l'impédance de ces lignes reste nettement moins importante que celle des charges électriques alimentées ce qui fait qu'une part

importante des courants harmoniques tend à circuler en direction des sources [168]. Le passage des courants harmoniques à travers les impédances du micro-réseau conduit à la naissance d'harmoniques de tension dont la présence se répercutera sur le reste des charges du micro-réseau. Les micro-réseaux sont par ailleurs essentiellement assujettis à des harmoniques d'ordres impairs, c.-à-d., $h = 3, 5, 7, 9 \dots$. De plus, l'existence de ces harmoniques peut aussi être accompagnée par des inter-harmoniques dont la fréquence est un multiple non entier de la fréquence fondamentale de la tension. La présence d'un contenu harmonique dans les lignes peut éventuellement déclencher des phénomènes de résonances dont la propagation aura pour effet de réduire la qualité de l'énergie transitée et peut de plus mener vers la déstabilisation de l'ensemble du micro-réseau [170].

4.2.3. Conséquences de la présence des harmoniques

La présence des courants harmoniques affecte différemment les installations et les équipements électriques d'un micro-réseau. Entre autres, la présence de ces perturbations conduit à l'augmentation des valeurs efficaces et des valeurs crêtes ce qui résulte dans l'échauffement des câbles et des enroulements, le vieillissement des isolants, le claquage des diélectriques et même la destruction des composants [171]. Le fonctionnement des machines tournantes est aussi sensible à la présence des courants harmoniques ce qui se traduit dans l'apparition d'un couple pulsatoire. De plus, le contenu harmonique dans les lignes peut se voir amplifié en raison des phénomènes de résonance que peut connaître le système à cause de l'interaction entre les différents éléments passifs le constituant [170]. Il est par ailleurs possible de différencier deux types de conséquences en fonction de l'intensité et de la durée pendant laquelle le système est soumis aux perturbations qu'introduisent les charges non-linéaires [172]. La première catégorie concerne les effets instantanés qui conduisent généralement à la détérioration des performances des équipements utilisés ainsi qu'à l'altération du fonctionnement des appareils de mesure et des dispositifs de commande. La seconde catégorie renvoie à la situation où le système est exposé plus longtemps à la présence des perturbations. Cette situation conduit généralement à la fatigue et au déclassement prématuré des équipements en raison d'une perte partielle ou complète de leurs fonctionnalités.

Dans le but d'assurer la qualité et la continuité de service, les consommateurs et à travers eux les fabricants d'appareils ainsi que les producteurs d'électricité sont soumis au respect de certaines exigences en termes de qualité d'énergie. Ainsi, selon les normes IEEE 519 et IEC 61000, si le taux de distorsion harmonique du courant absorbé ne dépasse pas les 50 %, un fonctionnement normal des équipements est assuré, même si au-delà de 10 % un surdimensionnement des câbles et des sources est nécessaire en vue de contrecarrer les effets liés à l'échauffement. Par contre, si le contenu harmonique du courant dépasse les 50%, des dysfonctionnements importants sont probables et la mise en place de dispositifs d'atténuation est vivement encouragée. Ces limites, même si elles concernent en grande partie les réseaux conventionnels d'électricité, peuvent être étendues aux micro-réseaux de génération distribuée.

4.3. Elimination des perturbations

Il existe plusieurs techniques pour venir à bout de la pollution harmonique. Ces techniques sont souvent destinées à des réseaux de grande envergure, mais peuvent

toutefois être réaménagées et reconfigurées pour des structures de moindre importance, notamment les micro-réseaux [173]. Les solutions les plus anciennes se basent sur la reconfiguration du système à travers le surdimensionnement des éléments physiques qui le constituent, l'ajout de nouveaux équipements tels que les transformateurs, bobines de lissages, ou des bancs capacitifs. Ces méthodes souffrent néanmoins de diverses limitations caractérisant pour la majorité l'augmentation des pertes en énergie, et des coûts liés à leur mise en œuvre & entretien. Plus récemment, de nouvelles techniques basées sur l'élimination des harmoniques de courant et/ou de tension via un filtrage passif, actif, ou hybride sont proposées [168].

4.3.1. Filtrage passif

Les filtres passifs sont construits sur la base de la mise en circuit d'éléments passifs, notamment des inductances, condensateurs et résistances, de telle sorte à modifier l'impédance autour d'une ou plusieurs fréquences harmoniques. Dans ce sens, l'impédance qui en résulte peut être très faible et constituer un chemin pour dévier les harmoniques dont la fréquence concorde avec la fréquence de résonance du circuit de filtrage ou, au contraire, introduire une impédance suffisamment élevée pour bloquer la propagation de ces harmoniques [174]. Ces deux cas de figure sont illustrés par la Figure 4.2, dans laquelle la partie (a) représente un filtre passif série tandis que la partie (b) représente un filtre passif parallèle.

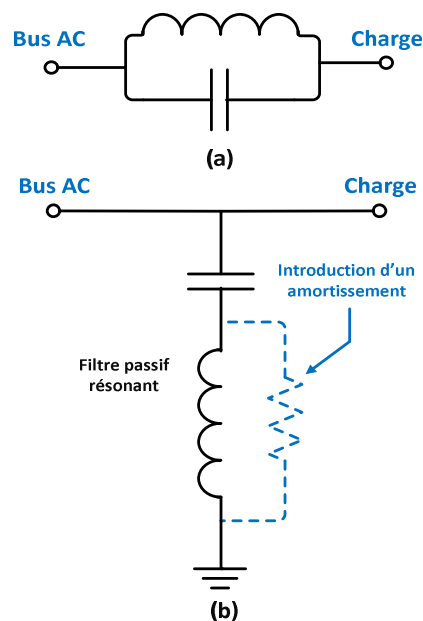


Figure 4.2 Filtres passifs, (a) série, (b) parallèle.

Les filtres passifs peuvent être en effet subdivisés en deux catégories fonctions du mode de raccordement, la première concerne les filtres passifs séries (FPS) dont l'utilisation vise à améliorer la qualité de l'onde de tension en bloquant littéralement les harmoniques de tension sans pour autant réduire le contenu harmonique des courants de ligne. Les filtres passifs parallèles (FPP) assurent quant à eux l'élimination sélective des courants harmoniques via la concaténation d'un ou plusieurs circuits résonants à des fréquences harmoniques déterminées ou via un filtrage amorti d'une gamme de fréquences harmoniques plus large [175]. Il est aussi

possible de combiner les filtres passifs parallèles et séries de telle sorte à bénéficier de l'amélioration de la qualité de l'ensemble de l'énergie transitée.

Cette technique souffre néanmoins de nombreuses lacunes :

- Ses performances restent tributaires d'une connaissance précise des caractéristiques et du comportement du système et des charges électriques alimentées.
- La modification de l'impédance peut compliquer d'avantage le choix des stratégies de contrôle, essentiellement dans les micro-réseaux.
- Très sensible à la déviation de sa fréquence de résonance en raison du vieillissement des composants qui le constituent ou des variations que peut connaître la fréquence du système.
- L'interaction entre les différents composants passifs du système avec ceux des filtres passifs peut conduire à l'apparition des phénomènes de résonance.

4.3.2. Filtrage actif

Les filtres actifs de puissance visent à remédier aux difficultés que rencontrent les filtres passifs dans l'atténuation des harmoniques dans des systèmes où la configuration et les caractéristiques sont susceptibles d'évoluer et de varier dans le temps. La structure typique d'un filtre actif comprend un onduleur de tension ou de courant, en référence à la nature de l'organe de stockage d'énergie utilisé, capacitive ou inductive, et éventuellement un filtre passif, ou de couplage, en sortie [168]. La commutation des interrupteurs de puissances est commandée à l'ouverture et à la fermeture de telle sorte à rétablir la forme sinusoïdale de la tension de bus ou du courant de source en assurant la compensation du contenu harmonique de la grandeur concernée [176]. Par ailleurs, les performances des filtres actifs reposent sur la précision de l'information reçue sur la grandeur polluante et sur le maintien de l'énergie emmagasinée dans l'organe de stockage à une valeur moyenne constante [177]. Généralement, dans les applications basse et moyenne tensions, l'utilisation d'un organe de stockage capacitif est préférée en raison de son efficacité et de son faible coût.

Par analogie aux filtres passifs, différents modes de raccordement peuvent être envisagés pour les filtres actifs. En effet, les filtres actifs peuvent être raccordés au système en série ou en parallèle suivant la nature des harmoniques à compenser, c.-à-d., de courant ou de tension. Il est aussi possible de combiner les filtres actifs, séries et parallèles, entre eux ou avec des filtres passifs en vue d'assurer un contrôle unifié de la qualité de l'ensemble de l'énergie transitée tout en optimisant d'autres facteurs, notamment le coût.

4.3.2.1. Filtre actif série

Comme illustré par la Figure 4.3, un filtre actif série est raccordé entre la charge et la source par l'intermédiaire d'un transformateur de courant. Le raccordement en série des filtres actifs constitue une solution pour la protection des charges électriques sensibles contre les perturbations que peut connaître la tension de bus, entres autres, contre les surtensions, les creux et les harmoniques de tension [178]. Les filtres actifs séries (FAS) constituent aussi une barrière contre la propagation des perturbations émanant des charges polluantes vers la source. Dans ce sens, les FAS se comportent

comme des sources contrôlables de tension dont l'objectif est de délivrer en série une tension harmonique de compensation égale, mais de phase opposée, au contenu harmonique de la tension de bus.

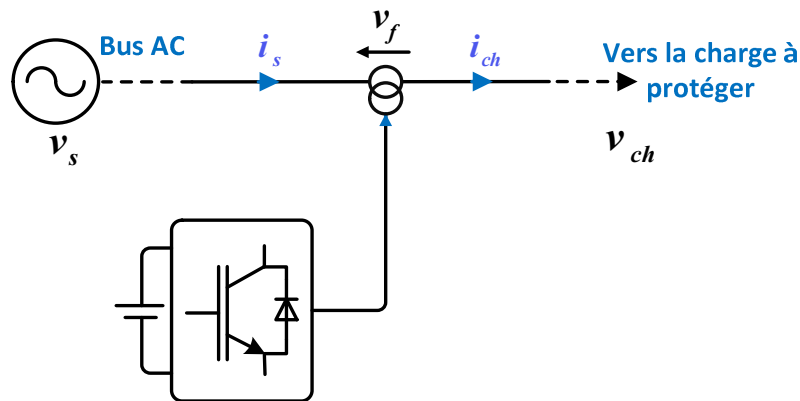


Figure 4.3 Filtre actif série

En revanche, les filtres actifs séries n'ont aucune emprise sur les courants harmoniques générés par les charges et sont, d'avantage, vulnérables aux courants de courts circuits que peut connaître le réseau. Des protections supplémentaires, souvent complexes, s'imposent.

4.3.2.2. Filtre actif parallèle

Les filtres actifs parallèles (FAP) quant à eux sont raccordés en parallèle à la charge polluante via un filtre de couplage, généralement de premier ordre. Les FAP se comportent comme des sources contrôlables de courant et assurent, dans ce sens, la compensation des harmoniques contenues dans le courant de ligne à travers l'injection/l'absorption d'un courant égale en amplitude, mais en opposition de phase, à la composante harmonique du courant absorbé par la charge polluante. Cette technique permet non seulement de bloquer la circulation des courants harmoniques dus à la charge, mais permet aussi d'améliorer le facteur de puissance à travers la compensation de la puissance réactive, d'augmenter la qualité de la tension de bus en amont du point de raccordement du filtre actif en empêchant les courants harmonique de circuler dans l'impédance du réseau, et d'atténuer les courants harmoniques que peut connaître le système suite à l'excitation des phénomènes de résonance.

La structure typique d'un FAP est illustrée par la Figure 4.4.

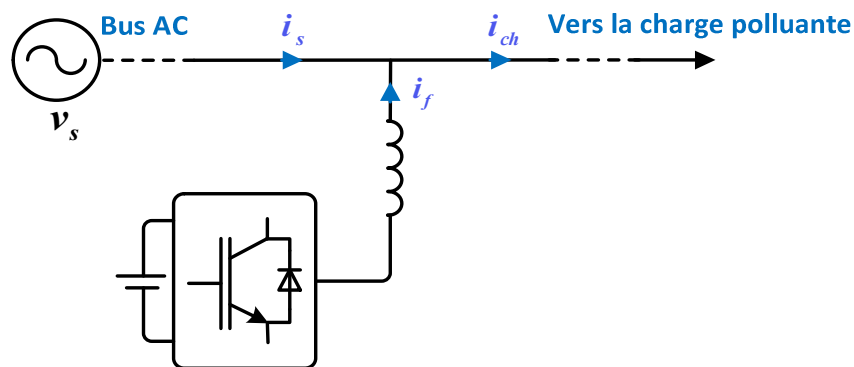


Figure 4.4 Filtre actif parallèle

4.3.2.3. Filtre actif combiné

La combinaison des filtres actifs, série et parallèle, sous la structure illustrée par la Figure 4.5, permet de disposer d'un contrôle unifié des ondes de tension et de courant, en assurant à la fois l'isolation de la source par rapport à la pollution harmonique de la charge, ainsi que la protection de la charge face aux perturbation que peut véhiculer la tension du bus. L'élimination des harmoniques de tension et de courant est ainsi assurée au point de raccordement du filtre en plus des avantages que propose l'utilisation des FAP et FAS, notamment l'amélioration du facteur de puissance, la stabilisation de la tension et l'atténuation des phénomènes de résonances. Cette structure souffre néanmoins d'un cout de mise en œuvre assez élevé en plus des difficultés liées à son contrôle.

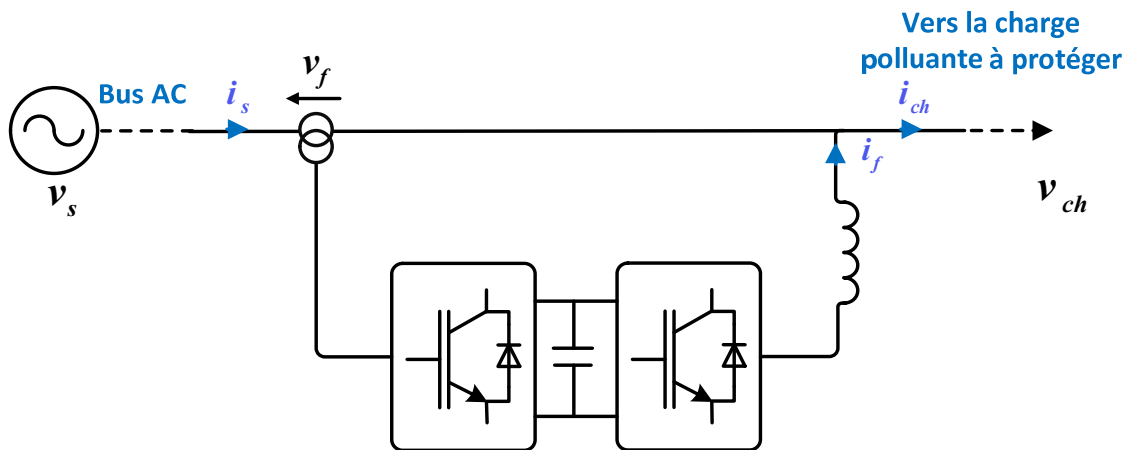


Figure 4.5 Filtre actif combiné série - parallèle

4.3.3. Filtrage hybride

L'association des filtres actifs avec des filtres passifs représente une réelle alternative à l'utilisation unique des filtres actifs dont les couts de mise en œuvre restent importants. En effet, cette technique, basée sur la répartition des tâches, permet de réduire le dimensionnement lié aux filtres actifs vu qu'une grande partie des perturbations sera éliminée par les filtres passifs associés. Dans ce sens, les configurations les plus communes sont :

- FAS en parallèle avec FPP
- FAS en série avec FPP
- FAP en parallèle avec FPP

Ces configurations visent dans l'ensemble à réduire le dimensionnement et, par ricochet, le prix des filtres actifs, mais assurent de plus la protection des FAS contre les courants de court-circuit et réduisent, parfois éliminent, les dispositifs de filtrage et de transformation dans les FAS et FAP.

4.4. Amélioration de la qualité d'énergie dans un micro-réseau

Les systèmes de génération distribués, notamment les micro-réseaux autonomes, sont destinés à alimenter non seulement des charges dispersées, mais aussi des foyers domestiques, des structures sanitaires, éducatives, commerciales, et même industrielles [30]. Ces structures connaissent une présence considérable de charges non-linéaires telles que les équipements informatiques, les chargeurs de batteries et les dispositifs d'éclairage fluorescents, ce qui amplifie d'avantage le risque de voir ces micro-réseaux connaître un flux plus important de courants harmoniques dont les répercussions sur la qualité de l'énergie et le bon fonctionnement des équipements nous amènent à la nécessité d'introduire des solutions visant à y remédier [179]. Dans ce sens, on se propose d'intégrer un dispositif de filtrage, notamment un filtre actif parallèle (FAP), dans le but d'améliorer la qualité de l'énergie dans le micro-réseau en assurant la compensation des puissances, réactive et déformante, introduites par la présence d'une ou d'un ensemble de charges non-linéaires. Selon le point où il est raccordé, le filtre actif parallèle peut être global s'il est raccordé en amont, ou local s'il est raccordé en aval donc au voisinage des charges polluantes [180].

La structure du micro-réseau proposé est illustrée par la Figure 4.6. Cette reconfiguration devra permettre au micro-réseau d'avoir une meilleure emprise sur l'allure des courants de lignes sachant que les stratégies de contrôle développées le long des Chapitres 2 et 3 permettent d'assurer un contrôle rigoureux de l'onde de tension et des flux de puissances.

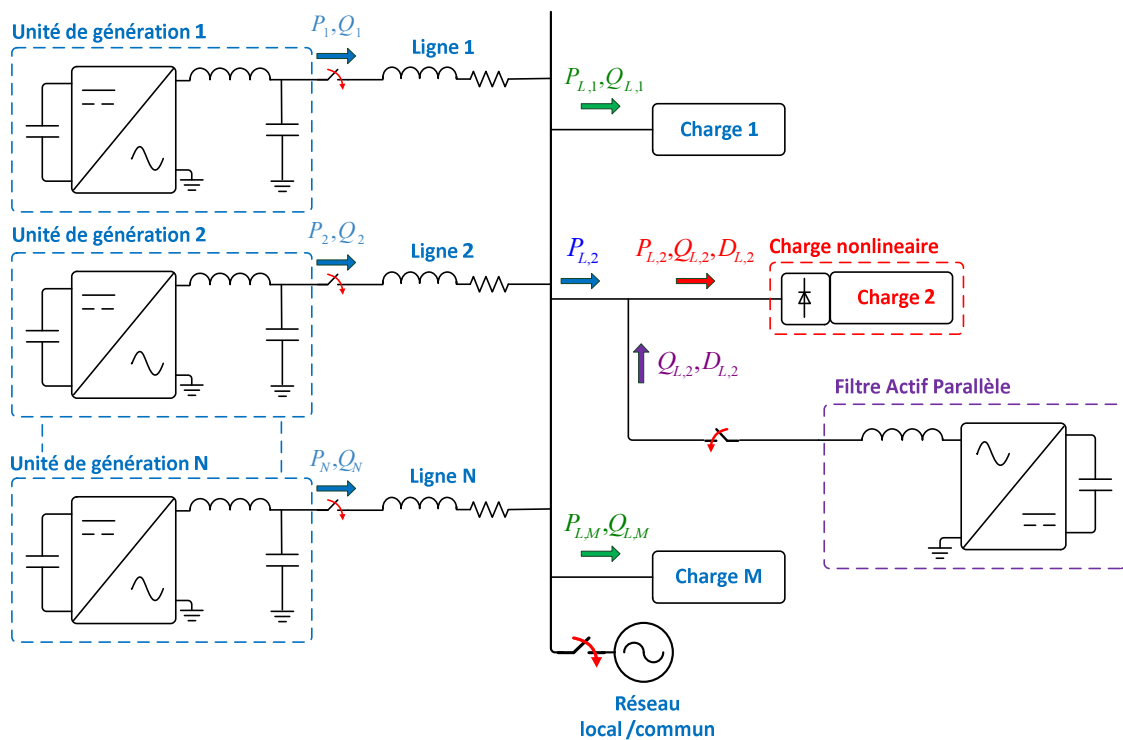


Figure 4.6 Synoptique d'un micro-réseau autonome avec filtre actif parallèle

4.4.1. Description du filtre actif parallèle utilisé

4.4.1.1. Principe de fonctionnement

Le système étudié est composé d'un onduleur monophasé à pont complet, d'un filtre inductif en sortie pour éviter l'introduction des harmoniques de hautes fréquences dues à la commutation des interrupteurs de puissance, ainsi qu'un organe de stockage capacitif. Une résistance de grande valeur est aussi introduite pour assurer la décharge du condensateur lors de l'arrêt de fonctionnement [181]. L'organe de stockage capacitif peut aussi se voir alimenter des charges électriques à courants continus et peut éventuellement conduire à la construction d'un micro-réseau à courant continu.

La structure du filtre parallèle utilisé est illustrée par la Figure 4.7, celui-ci possède une structure similaire aux générateurs distribués décrits dans les chapitres précédents, sauf que le bus DC est caractérisé uniquement par l'organe de stockage capacitif [24]. Le filtre actif est connecté en parallèle avec la charge polluante et le bus AC du micro-réseau avec l'objectif de rétablir la forme sinusoïdale du courant de ligne i_s en éliminant les composantes harmoniques et réactive qu'il contient via l'injection/absorption d'un courant de compensation i_f sachant que la charge absorbe un courant i_{ch} . Le courant de ligne est le résultat de l'apport en courant des différents générateurs distribués interconnectés.

Par ailleurs, le courant de ligne peut être exprimé par l'équation suivante :

$$i_s = i_{ch} + i_f \quad (4.11)$$

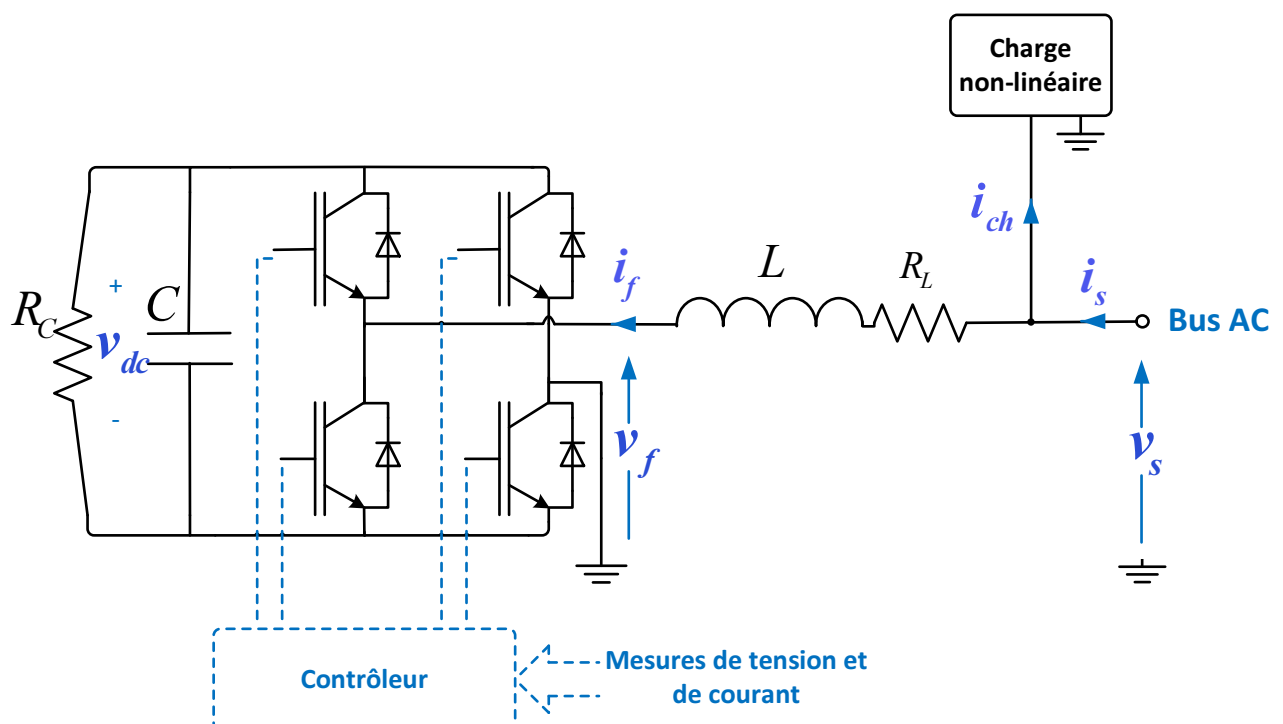


Figure 4.7 Circuit de puissance du filtre actif parallèle

4.4.1.2. Modèle dynamique du système

A partir de la Figure 4.7, les équations différentielles bilinéaires décrivant la dynamique du courant de sortie du filtre actif et la tension aux bornes du condensateur peuvent être données comme suit :

$$\begin{cases} L \frac{di_f}{dt} = v_s - S v_{dc} \\ C \frac{dv_{dc}}{dt} = S i_f - \frac{v_{dc}}{R_C} \end{cases} \quad (4.12)$$

Où, v_s représente la tension au point de raccordement du filtre actif avec le bus AC du micro-réseau. v_f la tension de sortie de l'onduleur sachant que $v_f = S \times v_{dc}$, avec v_{dc} la tension aux bornes du condensateur, et $S \in \{-1, +1\}$ représente l'état de commutation défini sur la base d'une stratégie de commutation bipolaires. R_C et C représentent respectivement, la résistance parallèle et le condensateur d'entrée du filtre actif, tandis que L représente l'inductance de sortie du filtre actif.

Sur la base de l'équation (4.12) et en assumant que la fréquence de commutation des interrupteurs de puissance est suffisamment élevée, le modèle moyen du système durant une période de commutation peut être établis comme suit [182]:

$$\begin{cases} L \frac{di_f}{dt} = v_s - (1 - 2u)v_{dc} \\ C \frac{dv_{dc}}{dt} = (1 - 2u)i_f - \frac{v_{dc}}{R_C} \end{cases} \quad (4.13)$$

Où, $u \in [0 \ 1]$ représente le rapport cyclique.

Le modèle d'état du système, décrit par l'équation (4.13), est donné comme suit :

$$\dot{x} = Ax + Bxu + Ew \quad (4.14)$$

Où, le vecteur d'états est donné par $x = [i_f \ v_{dc}]^T$, et $w = v_s$.

Les matrices d'état sont données par :

$$A = \begin{bmatrix} 0 & \frac{-1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{R_C C} \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} 0 & \frac{2}{L} \\ -\frac{2}{C} & 0 \end{bmatrix}, \text{ et } E = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 \end{bmatrix}^T$$

4.4.2. Stratégie développée pour le contrôle du filtre actif parallèle

Dans la majorité des applications, notamment dans les réseaux électriques conventionnels, les filtres actifs parallèles sont contrôlés à l'aide de simple régulateurs

PI. Cette technique de contrôle connaît de nombreuses limitations en raison de sa sensibilité face à la variation des paramètres et les difficultés liées à l'établissement d'un modèle précis du système, de même que face aux transitoires de charges [183]. Par ailleurs, l'établissement d'un modèle précis est d'autant plus difficile dans les micro-réseaux vu le caractère imprévisible des charges électriques et des unités de génération. Dans ce sens, la représentation multi-modèle devient une alternative naturelle pour appréhender le fonctionnement du système autour de différents points et zones de fonctionnement. L'idée principale de cette approche repose sur la construction d'un modèle globale du système à contrôler sur la base de l'agrégation d'un ensemble de sous modèles. Ainsi, le développement du contrôleur se fera sur la base du modèle global qui en résulte [184].

La stratégie qu'on se propose d'appliquer pour le contrôle du filtre actif parallèle associé au micro-réseau se base sur cette approche, notamment sur la description du système sous la forme de multi-modèles flous de Takagi-Sugeno (T-S) [185]. La description floue du système servira ensuite à la conception d'un contrôleur flou basé sur l'approche de compensation parallèle distribuée (PDC : Parallel Distributed Compensation) [186].

4.4.3. Application des descripteurs flous dans le contrôle d'un filtre actif parallèle

4.4.3.1. Généralité sur les descripteurs flous

La description floue d'un système à l'aide des multi-modèles, ou des modèles flous, de Takagi-Sugeno permet de représenter la dynamique du système à travers une interpolation de plusieurs sous modèles caractérisant des zones de fonctionnement différentes. La représentation qui en résulte est la somme pondérée des modèles locaux suivant des règles du type *SI* prémisse, *Alors* conséquence [187]. Le nombre des modèles locaux dépend généralement de la précision souhaitée et de la complexité du système étudié.

Plusieurs approches sont utilisées pour obtenir les sous-modèles d'un système. Parmi d'autres, l'approche sectorielle où les non linéarités du système sont délimitées par des minimas et des maximas [188], ainsi que l'approche, décrite par [99], consistant en la linéarisation du système autour de différents points de fonctionnement. La dernière méthode, souvent utilisée lors de l'inexistence d'une description analytique du système, est basée sur la résolution d'un problème d'identification et permet de réduire le problème d'identification du système globale à l'identification des sous-systèmes définis par des modèles locaux linéaires [189].

4.4.3.2. Description floue du filtre actif parallèle

4.4.3.2.1. Obtention des sous-modèles linéaires

Dans ce qui suit, l'obtention des sous-systèmes est basée sur la linéarisation du modèle décrit par l'équation (4.14). Dans ce sens, on peut développer l'équation (4.14) sous la forme d'une série de Taylor autour du point (x_0, u_0) comme suit :

$$\dot{x} = f(x_0, u_0) + \left. \frac{df}{dx} \right|_{x=x_0, u=u_0} (x - x_0) + \left. \frac{df}{du} \right|_{x=x_0, u=u_0} (u - u_0)$$

$$+ \text{Termes d'ordres superieurs} \quad (4.15)$$

Où, $f(x_0, u_0) = Ax_0 + Bx_0u_0 + Ew$, ce qui implique que si on assume que (x_0, u_0) est un point d'équilibre du système (4.14), donc $f(x_0, u_0) = 0$. De ce fait, on considère un nouvel état (x_δ, u_δ) proche du point d'équilibre, $x_\delta = x - x_0$ et $u_\delta = u - u_0$.

La dynamique du système aux abords du point d'équilibre peut être linéarisée sous la forme :

$$\dot{x}_\delta = A_\delta x_\delta + B_\delta u_\delta \quad (4.16)$$

Tel que ;

$$A_\delta = \left. \frac{df}{dx} \right|_{\substack{x=x_0 \\ u=u_0}} = A + Bu_0 = \begin{bmatrix} 0 & \frac{(2u_0 - 1)}{L} \\ \frac{(1 - 2u_0)}{C} & -\frac{1}{R_C C} \end{bmatrix}$$

et

$$B_\delta = \left. \frac{df}{du} \right|_{\substack{x=x_0 \\ u=u_0}} = Bx_0 = \begin{bmatrix} \frac{2}{L}x_{0,2} \\ -\frac{2}{C}x_{0,1} \end{bmatrix}$$

4.4.3.2.2. Choix des prémisses

Les variables de prémisses, appelées aussi, variables de décision, sont choisies en fonction de la variation de la tension v_{dc} vu son importance dans le bon fonctionnement des filtres actifs, ainsi deux variables sont choisies comme suit :

$$\begin{cases} z_1 = v_{dc}^* - v_{dc} \\ z_2 = \int_0^t (v_{dc}^* - v_{dc}) dt \end{cases} \quad (4.17)$$

Où, v_{dc}^* représente la tension de référence du bus DC.

4.4.3.2.3. Choix des ensembles flous et des fonctions d'appartenance

Deux ensembles flous sont employés pour chaque entrée, Positive (P) et Négative (N), où chacune réfère respectivement à une fonction d'appartenance, ou de pondération, trapézoïdale $\mu_P(z_j)$ et $\mu_N(z_j)$.

Les fonctions d'appartenance $\mu_P(z_j)$ et $\mu_N(z_j)$ sont données par [190]:

$$\mu_P(z_j) = \begin{cases} 0, & z_j < -\alpha_j \\ \frac{z_j + \alpha_j}{2 \alpha_j}, & -\alpha_j \leq z_j \leq \alpha_j, \text{ pour } j = 1,2 \\ 1, & z_j > \alpha_j \end{cases} \quad (4.18)$$

et,

$$\mu_N(z_j) = \begin{cases} 0, & z_j < -\alpha_j \\ \frac{z_j + \alpha_j}{2 \alpha_j}, & -\alpha_j \leq z_j \leq \alpha_j, \text{ pour } j = 1,2 \\ 1, & z_j > \alpha_j \end{cases} \quad (4.19)$$

Ces fonctions sont illustrées par la Figure 4.8. Les valeurs de α_1 et de α_2 sont choisies en fonction de la valeur maximale admissible pour l'erreur de suivi de la tension du bus DC et de son intégration.

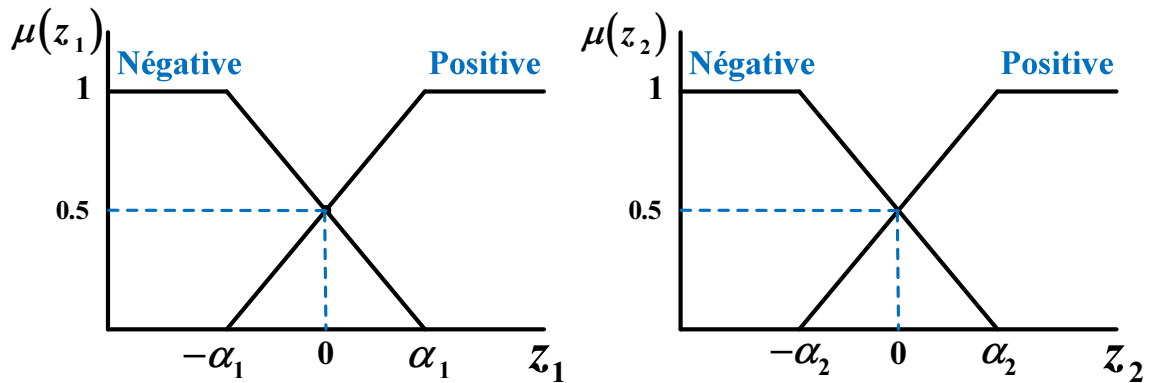


Figure 4.8 Fonctions d'appartenance

4.4.3.2.4. Règles floues (Inférence)

La description floue des sous-systèmes (4.16) est construite sur la base de règles floues de type Si – Alors :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Règle Modèle } R^1: \text{Si } z_1 \text{ est } P \text{ et } z_2 \text{ est } P, \text{ Alors } \dot{x}_\delta = A_{\delta,1}x_\delta + B_{\delta,1}u_\delta \\ \text{Règle Modèle } R^2: \text{Si } z_1 \text{ est } P \text{ et } z_2 \text{ est } N, \text{ Alors } \dot{x}_\delta = A_{\delta,2}x_\delta + B_{\delta,2}u_\delta \\ \text{Règle Modèle } R^3: \text{Si } z_1 \text{ est } N \text{ et } z_2 \text{ est } P, \text{ Alors } \dot{x}_\delta = A_{\delta,3}x_\delta + B_{\delta,3}u_\delta \\ \text{Règle Modèle } R^4: \text{Si } z_1 \text{ est } N \text{ et } z_2 \text{ est } N, \text{ Alors } \dot{x}_\delta = A_{\delta,4}x_\delta + B_{\delta,4}u_\delta \end{array} \right. \quad (4.20)$$

4.4.3.2.5. Défuzzification

Finalement, suivant un mécanisme d'inférence flou standard (fuzificateur singleton, produit flou, et la méthode du centre de gravité pour la défuzzification), le système (4.14) peut être exprimé par le modèle flou de T-S suivant.

$$\dot{x}_\delta = \hat{A}_\delta x_\delta + \hat{B}_\delta u_\delta \quad (4.21)$$

Avec,

$$\hat{A}_\delta = \sum_{i=1}^4 h_i(z) A_{\delta,i}$$

$$\hat{B}_\delta = \sum_{i=1}^4 h_i(z) B_{\delta,i}$$

Où,

$$h_i(z) = \frac{\prod_{j=1}^2 \mu_{j,i}(z_j)}{\sum_{i=1}^4 \prod_{j=1}^2 \mu_{j,i}(z_j)}, \text{ avec } \sum_{i=1}^4 h_i(z) = 1 \text{ et } z = [z_1 \quad z_2]^T$$

La fonction $h_i(z)$ indique le degré d'activation et la contribution du sous modèle local associé à l'indice i dans le système global.

4.4.3.3. Construction d'un contrôleur flou de type Takagi-Sugeno

L'objectif de la stratégie de contrôle illustrée par la Figure 4.9 est d'assurer non seulement le contrôle de la tension du bus DC et à travers elle le contrôle du courant de compensation qu'absorbe le filtre actif parallèle du micro-réseau, mais aussi d'assurer la stabilité des systèmes flous de Takagi-Sugeno développés. Dans ce sens, un contrôleur basé sur l'approche de compensation parallèle distribuée (PDC : Parallel Distributed Compensation) est utilisé. L'intérêt de cette technique est qu'elle permet de garder la même structure que la représentation floue à partir de laquelle elle est synthétisée [187].

Sur la base du modèle (4.21), le contrôleur flou élaboré peut être décrit par les règles suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{R\`egle contr\`ole } R^1: \text{ Si } z_1 \text{ est } P \text{ et } z_2 \text{ est } P, \text{ Alors } u_{\delta,1} = -K_1 x_\delta \\ \text{R\`egle contr\`ole } R^2: \text{ Si } z_1 \text{ est } P \text{ et } z_2 \text{ est } N, \text{ Alors } u_{\delta,2} = -K_2 x_\delta \\ \text{R\`egle contr\`ole } R^3: \text{ Si } z_1 \text{ est } N \text{ et } z_2 \text{ est } P, \text{ Alors } u_{\delta,3} = -K_3 x_\delta \\ \text{R\`egle contr\`ole } R^4: \text{ Si } z_1 \text{ est } N \text{ et } z_2 \text{ est } N, \text{ Alors } u_{\delta,4} = -K_4 x_\delta \end{array} \right. \quad (4.22)$$

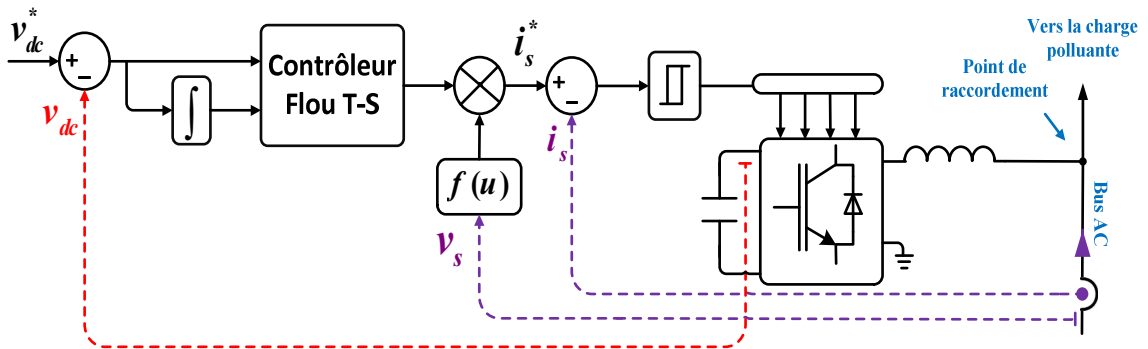


Figure 4.9 Schéma synoptique de la stratégie de contrôle floue appliquée sur le filtre actif

Ainsi, un vecteur de gain de contrôle est affecté pour chaque sous modèle. La loi de contrôle finale, décrite ci-dessous, est établie en utilisant les mêmes fonctions d'appartenance qu'utilisées lors de la description floue du système.

$$u_{\delta} = - \sum_{i=1}^4 h_i(z) K_i x_{\delta} \quad (4.23)$$

La synthèse du correcteur (4.23) revient alors à déterminer les gains de retour d'état K_i , pour $i=1,2,3$ et 4 , avec l'objectif d'assurer la stabilisation du système.

4.4.3.4. Stabilisation du système et choix des gains de contrôle

Théorème 1 : Le modèle flous décrit par (4.21), est asymptotiquement stable s'il existe une matrice P commune définie positive telle que les LMIs suivantes sont vérifiées :

$$A_{\delta,i}^T P + P A_{\delta,i} < 0, \text{ pour } i = 1,2,3,4 \quad (4.24)$$

Le premier théorème nous permet d'étudier la stabilité du système en boucle ouverte. Il est maintenant nécessaire d'étudier la stabilité du système en boucle fermée en vue d'assurer le choix des gains de contrôle. Le système (4.21) contrôlé par (4.23) peut s'écrire comme suit :

$$\dot{x}_{\delta} = \sum_{i=1}^4 \sum_{j=1}^4 h_i(z) h_j(z) [A_{\delta,i} - B_{\delta,i} K_j] x_{\delta} \quad (4.25)$$

L'équation (4.25) peut être réécrite comme suit :

$$\dot{x}_{\delta} = \sum_{i=1}^4 h_i^2(z) G_{ii} x_{\delta} + 2 \sum_{i=1}^4 \sum_{j \neq i}^4 h_i(z) h_j(z) \left[\frac{G_{ij} + G_{ji}}{2} \right] x_{\delta} \quad (4.26)$$

avec,

$$G_{ij} = A_{\delta,i} - B_{\delta,i} K_j, \quad i < j$$

On distingue ici les termes non croisés ($j \neq i$), et les termes croisés ($j = i$), ces derniers sont non désirables.

Théorème 2 : Le point d'équilibre du système flou décrit par (4.26) est asymptotiquement stable s'il existe une matrice P commune définie positive telle que :

$$G_{ii}^T P + P G_{ii} < 0 \quad (4.27)$$

$$\left(\frac{G_{ij} + G_{ji}}{2} \right)^T P + P \left(\frac{G_{ij} + G_{ji}}{2} \right) < 0, \quad i < j \quad (4.28)$$

Pour tout i, j , à l'exception des paires (i, j) où $h_i(z)h_j(z) = 0$.

Le choix des gains de contrôle doit finalement vérifier ces conditions. Dans ce sens, et à fin de rendre le problème à des LMIs, il est nécessaire de reformuler ces inégalités via le changement de variable suivant [187]:

$$X = P^{-1} \text{ et } M_i = K_i X \quad (4.29)$$

Ainsi, on obtient,

$$X - (A_{\delta,i}X - B_{\delta,i}M_i)^T X^{-1} (A_{\delta,i}X - B_{\delta,i}M_i) > 0 \quad (4.30)$$

$$X - \frac{1}{2} (A_{\delta,i}X + A_{\delta,j}X - B_{\delta,i}M_j - B_{\delta,j}M_i)^T X^{-1} (A_{\delta,i}X + A_{\delta,j}X - B_{\delta,i}M_j - B_{\delta,j}M_i) > 0 \quad (4.31)$$

Selon [187], l'utilisation du complément de Schur permet de convertir les inégalités (4.30) et (4.31) sous la forme LMI :

$$\begin{bmatrix} X & (A_{\delta,i}X - B_{\delta,i}M_i) \\ (A_{\delta,i}X - B_{\delta,i}M_i) & X \end{bmatrix} \geq 0 \quad (4.32)$$

$$\begin{bmatrix} X & \frac{1}{2} (A_{\delta,i}X + A_{\delta,j}X - B_{\delta,i}M_j - B_{\delta,j}M_i) \\ \frac{1}{2} (A_{\delta,i}X + A_{\delta,j}X - B_{\delta,i}M_j - B_{\delta,j}M_i) & X \end{bmatrix} \geq 0 \quad (4.33)$$

Les gains de contrôle sont finalement donnés par :

$$K_i = M_i X^{-1} \quad (4.34)$$

4.4.4. Résultats de Co-Simulations

Dans cette section, on se propose d'étudier le fonctionnement d'un micro-réseau autonome constitué de deux générateurs distribués alimentant une charge électrique non-linéaire. La charge non-linéaire consiste en un redresseur monophasé à pont complet délivrant sur une charge RLC. L'étude portera essentiellement sur les performances du filtre actif parallèle associé au micro-réseau dans l'amélioration de la qualité de l'énergie transmise. Comme le montre la Figure 4.10, la même procédure basée sur la Co-simulation entre Matlab/Simulink et PSIM est employée. Le contrôle de la tension de sortie de chaque générateur est assuré localement via l'implémentation du contrôleur multi-résonant adaptatif développé dans le Chapitre 2, tandis que la répartition des charges et le contrôle des flux de puissances est assuré par la stratégie développée dans le Chapitre 3 sur la base du contrôle de statisme. Les paramètres liés aux générateurs distribués et les gains de contrôle utilisés sont identiques. Le contrôle du filtre actif, dont les paramètres sont donnés par le Tableau 4.1, est basé quant à lui sur le contrôleur flou de Takagi-Sugeno adopté.

Tableau 4.1 Paramètres du système

Paramètre	Symbol	Valeur
Tension du bus AC	V_s	$\sqrt{2} \times 110V/60Hz$
Tension du bus DC	V_{dc}	250 V
Inductance du filtre de sortie	L	4 mH
Condensateur d'entrée	C	1000 μF
Résistance parallèle	R_C	10 k Ω

Les paramètres obtenus pour le contrôleur flou sont répertoriés dans le Tableau 4.2. Ces derniers sont obtenus sur la base des sous-systèmes, linéaires autour du point d'équilibre du filtre actif. Le point d'équilibre ($x_0 = [x_{01} \ x_{02}]$, u_0) peut être donné par ([0.04 A 250V], 0.19), et ceci, en référence aux valeurs nominales de la tension du bus DC et celle du bus AC. La construction des sous-systèmes est basée sur l'équation (4.16) à laquelle est ajoutée la variable d'état suivante :

$$x_{\delta,3} = \int_0^t (v_{dc}^* - v_{dc}) dt \quad (4.35)$$

Tel que,

$$\dot{x}_{\delta,3} = v_{dc}^* - v_{dc} \quad (4.36)$$

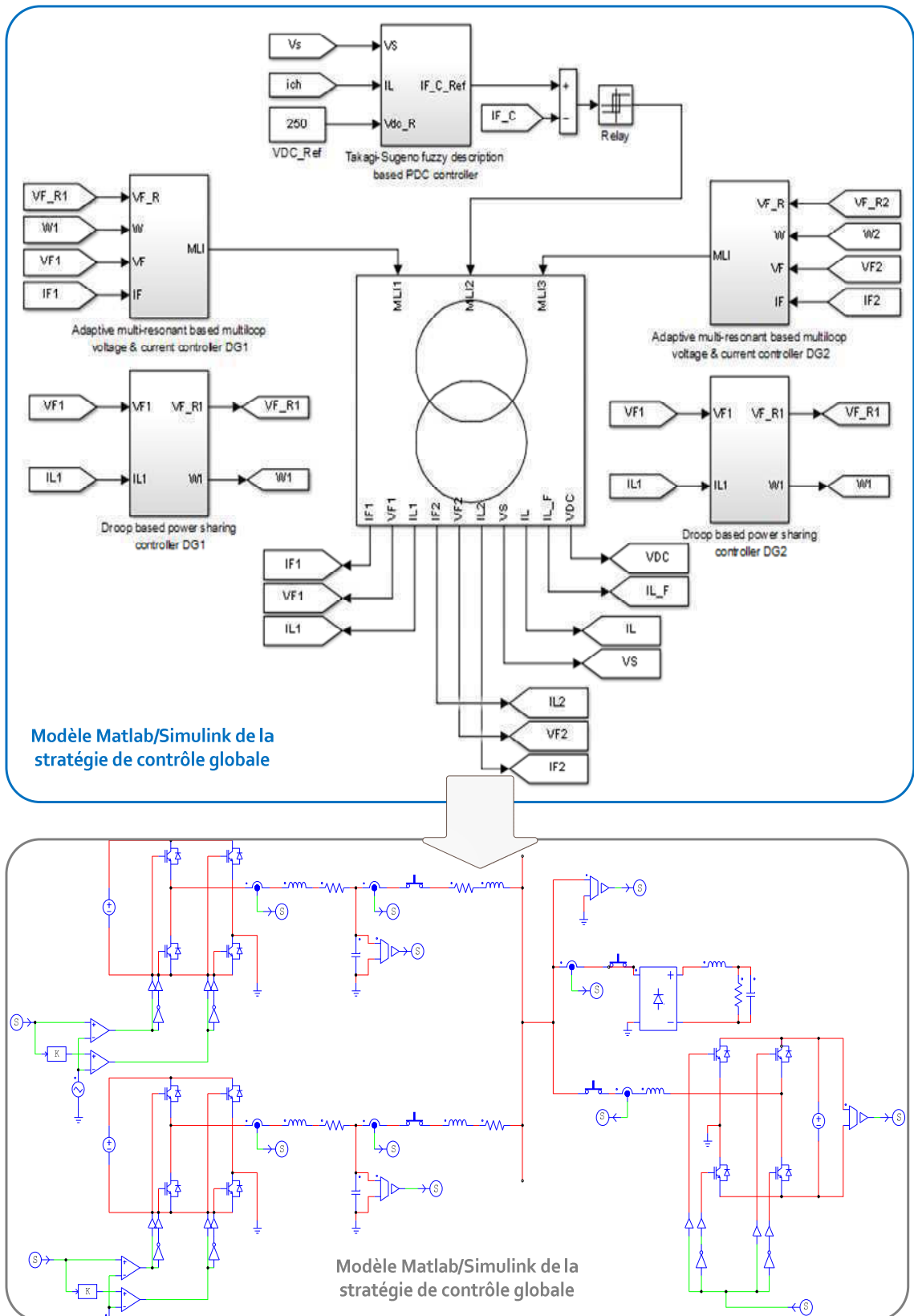


Figure 4.10 Co-Simulation entre Matlab/Simulink et PSIM du système globale.

En conséquence, le système augmenté aura la forme qui suit :

$$\dot{x}_\delta = \begin{bmatrix} 0 & \frac{(2u_0 - 1)}{L} & 0 \\ \frac{(1 - 2u_0)}{C} & -\frac{1}{R_C C} & 0 \\ 0 & -1 & 0 \end{bmatrix} x_\delta + \begin{bmatrix} \frac{2}{L} x_{0,2} \\ -\frac{2}{C} x_{0,1} \\ x_{0,3} \end{bmatrix} u_\delta \quad (4.37)$$

Tableau 4.2 Paramètres de contrôle

Paramètre	Symbol	Valeur
Gains de contrôle	K_1	[0 0.0051 -0.0027]
	K_2	[0 0.0051 -0.0027]
	K_3	[0 0.0055 -0.0029]
	K_4	[0 0.0056 -0.0029]

Sur la base des fonctions d'appartenance (4.18) et (4.19), illustrées par la Figure 4.8, et en référence aux règles floues données par (4.20) et au système augmenté donné ci-dessus, les matrices d'états, $A_{\delta,i}$ et $B_{\delta,i}$ avec $i = 1,2,3,4$, représentant les sous-systèmes du modèle flou de T-S construit sont données comme suit :

$$A_{\delta,i} = \begin{bmatrix} 0 & -155 & 0 \\ 620 & -0.1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \end{bmatrix} \text{ avec } i = 1,2,3,4$$

$$B_{\delta,1} = \begin{bmatrix} 500(250 + \alpha_1) \\ -80 \\ -\alpha_2 \end{bmatrix}, B_{\delta,2} = \begin{bmatrix} 500(250 + \alpha_1) \\ -80 \\ \alpha_2 \end{bmatrix},$$

$$B_{\delta,3} = \begin{bmatrix} 500(250 - \alpha_1) \\ -80 \\ -\alpha_2 \end{bmatrix}, \text{ et } B_{\delta,4} = \begin{bmatrix} 500(250 - \alpha_1) \\ -80 \\ \alpha_2 \end{bmatrix}$$

Où, $\alpha_1 = 10$ et $\alpha_2 = 30$.

Afin des vérifier les performances du filtre actif dans l'élimination des perturbations causées par la présence des charges non-linéaires ainsi que dans l'amélioration de la qualité de l'énergie dans le micro-réseau autonome, plusieurs tests sont réalisés et les résultats obtenus sont retracés dans les Figures 4.11 à 4.22.

En premier, l'allure des courants et de la tension ainsi que leurs spectres harmoniques respectifs sont représentées dans le cas où le filtre actif n'est pas connecté au micro-réseau. L'onde de tension, illustrée par la Figure 4.11, suit une forme quasi-sinusoïdale avec un taux de distorsion harmonique (THD_v) suffisamment réduit (<1%) même face à une charge électrique fortement non-linéaire. Le courant absorbé par la charge est représenté par la Figure 4.12, celui-ci est caractérisé par un taux de distorsion harmonique (THD_i) important dépassant les 90% avec une

prédominance des harmoniques de rang 3, 5, 7, 9 et 11. Les courants de sorties des générateurs distribués interconnectés, représentés dans les Figures 4.13 et 4.14, affichent eux aussi les mêmes caractéristiques harmoniques que le courant de charge avec un taux de distorsion de 88.28% pour l'unité #1 et de 91.47% pour l'unité #2.

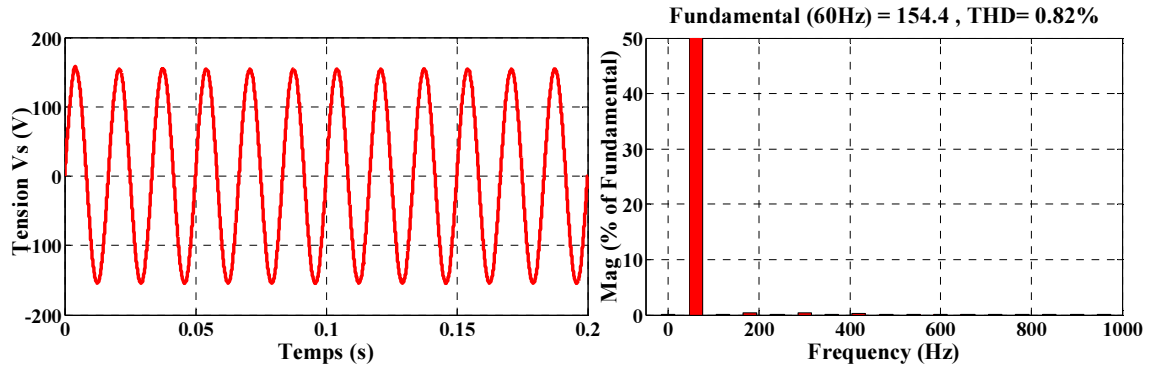


Figure 4.11 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif déconnecté. Courbe de la tension du bus AC (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite).

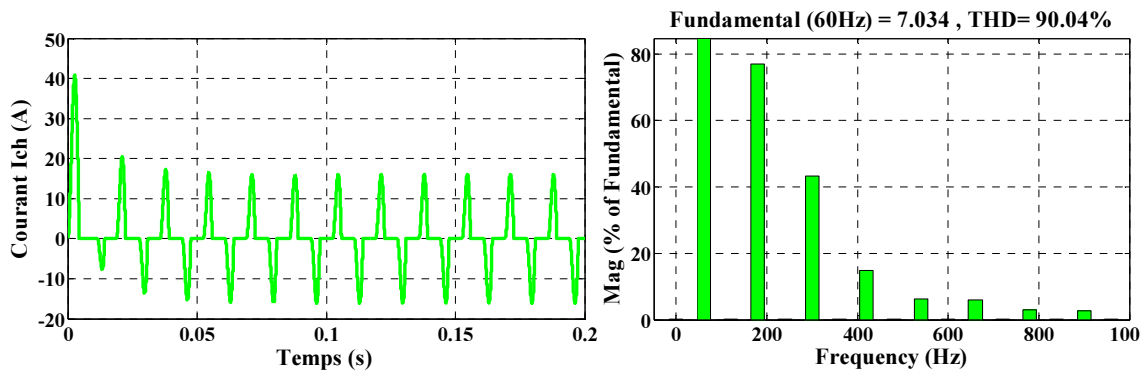


Figure 4.12 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif déconnecté. Courbe du courant absorbé par la charge non-linéaire (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite).

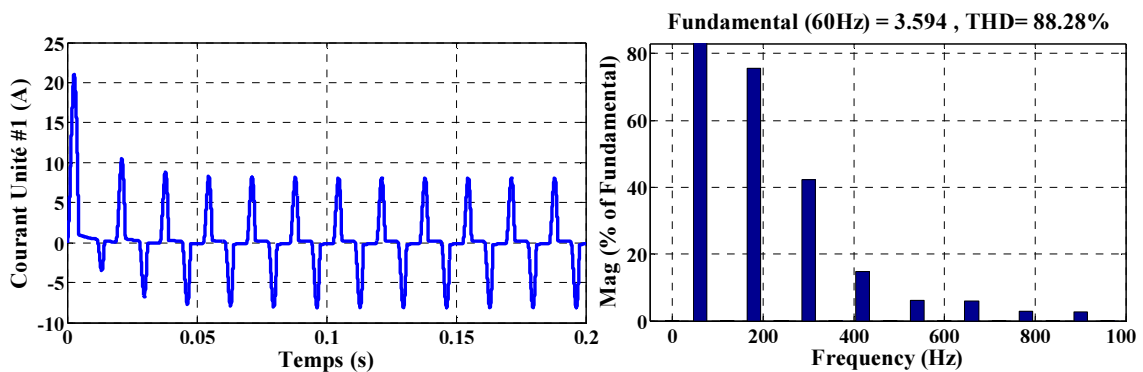


Figure 4.13 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif déconnecté. Courbe du courant de sortie du générateur distribué #1 (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite).

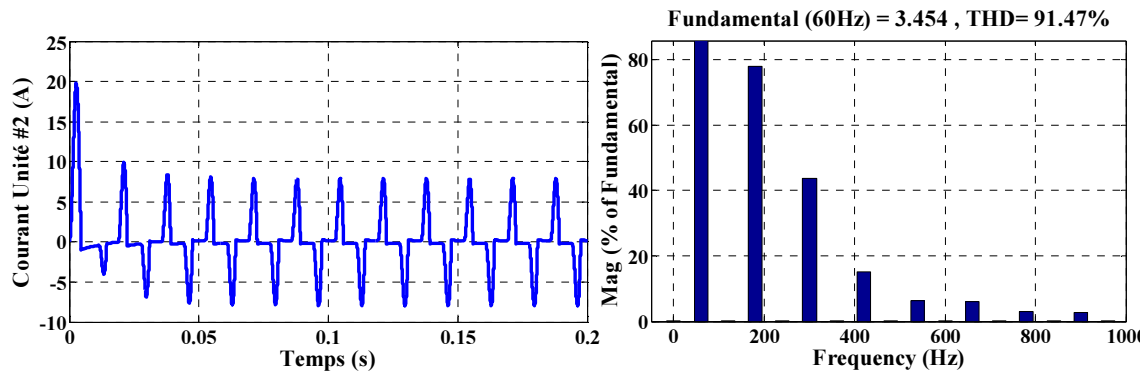


Figure 4.14 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif déconnecté. Courbe du courant de sortie du générateur distribué #2 (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite).

La deuxième partie du test consiste dans l'étude de la qualité de l'énergie dans le micro-réseau auquel un filtre actif parallèle est associé. L'association du filtre actif au micro-réseau vise à ramener les THD_i à des valeurs inférieures à 10% selon les normes IEC ou mêmes à des valeurs plus contraignantes de l'ordre des 5% selon les normes IEEE. Cet objectif est atteint au vu des résultats obtenus et illustrés le long des Figures 4.15 à 4.19. En effet, on peut remarquer des Figures 4.17 et 4.18, que les courants de sortie des unités de génération #1 et #2 présentent des courbes quasi sinusoïdales avec un contenu harmonique inférieures à 4%. L'analyse des spectres harmoniques qui y correspondent confirme la faible présence des harmoniques de rang 3, 5, 7, 9, et 11 dans les courants de ligne ceci grâce au courant de compensation illustré par la Figure 4.19 absorbé par le filtre actif parallèle. En se référant au spectre harmonique du courant de compensation, on peut constater que ce dernier est riche en harmoniques de mêmes fréquences que celles du courant de charge avec une composante fondamentale insignifiante. La présence de la composante fondamentale est due essentiellement à la résistance parallèle de l'organe de stockage qui caractérise le bus DC du filtre actif.

Par ailleurs, la structure du filtre actif parallèle utilisé et la stratégie de contrôle adoptée permettent d'assurer non seulement une meilleure qualité de l'énergie dans le micro-réseau, mais aussi de proposer une solution pour l'alimentation des charges électriques à courant continu, et ceci, via un fonctionnement en redresseur. Ceci dépend toutefois des performances de régulation de la tension du bus DC. Le dimensionnement du filtre actif, entre autres, de l'inductance de couplage, doit assurer l'atténuation des harmoniques dues à la commutation afin d'éviter d'accentuer la distorsion de la tension du bus AC. Dans ce sens, on peut remarquer que le taux de distorsion de la tension, illustrée par la Figure 4.15, est de 2.39% ce qui confirme cette augmentation.

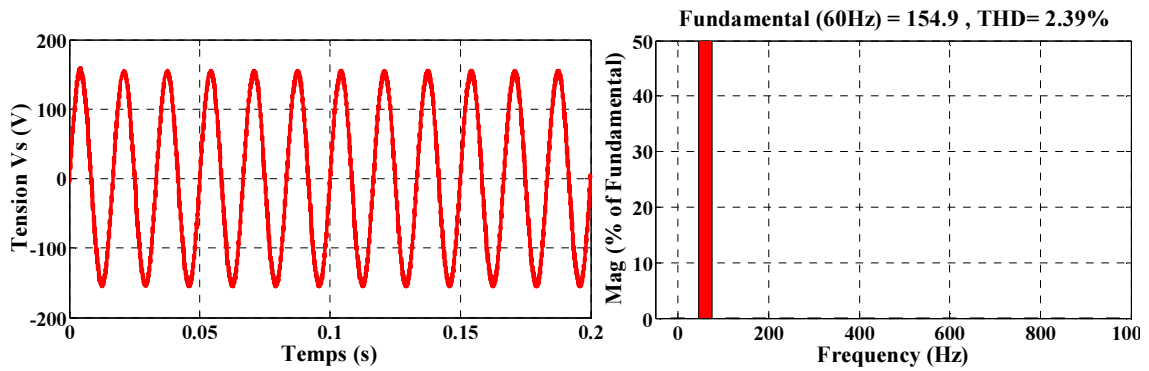


Figure 4.15 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté. Courbe de la tension du bus AC (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite).

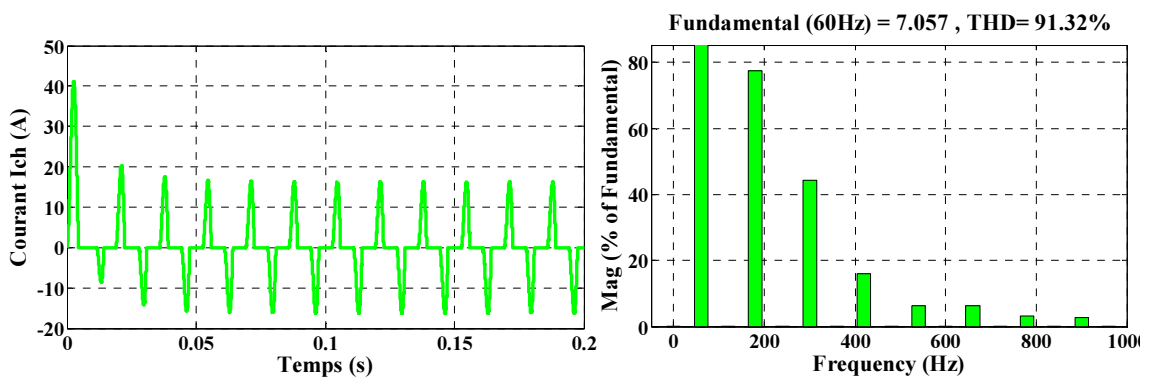


Figure 4.16 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté. Courbe du courant absorbé par la charge non-linéaire (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite).

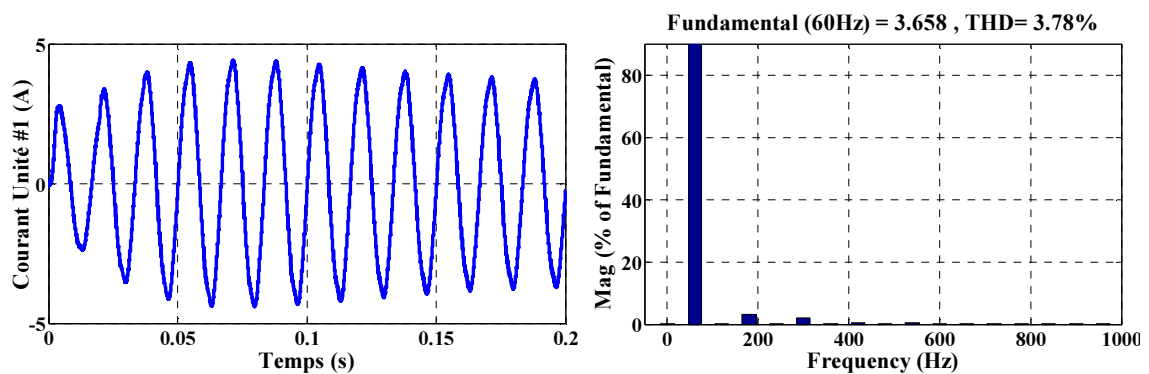


Figure 4.17 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté. Courbe du courant de sortie du générateur distribué #1 (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite).

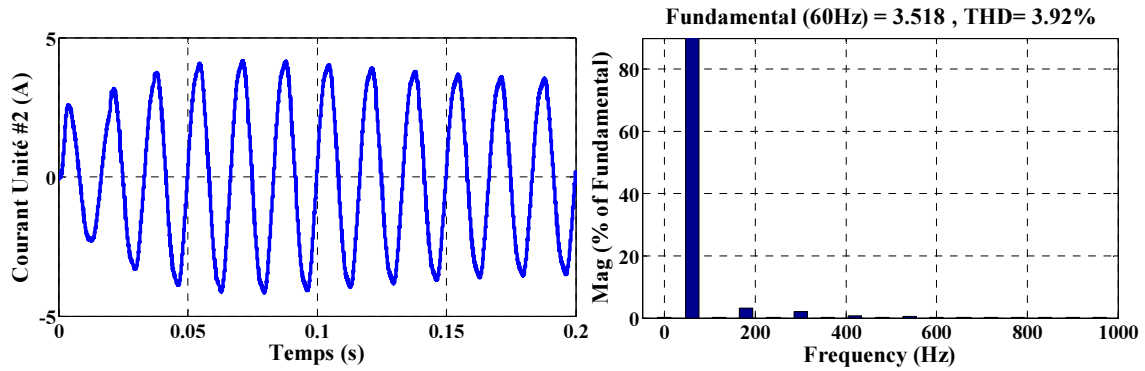


Figure 4.18 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté. Courbe du courant de sortie du générateur distribué #2 (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite).

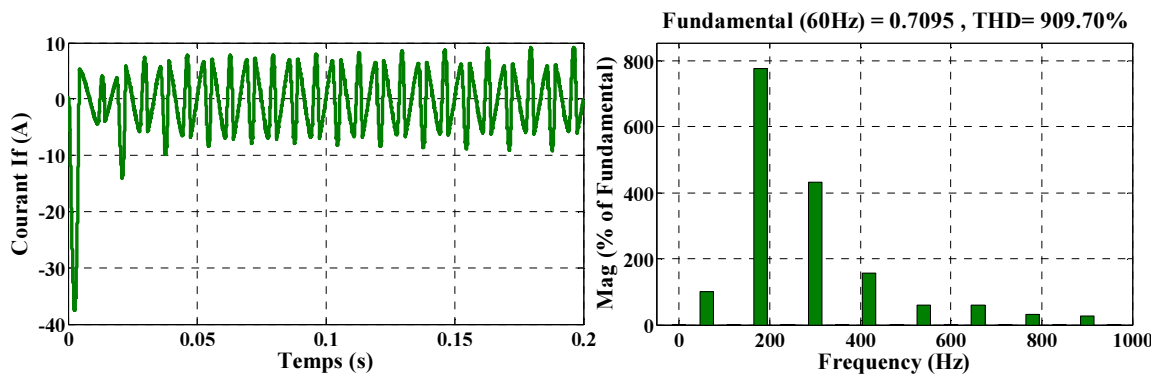


Figure 4.19 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté. Courbe du courant absorbé par le filtre actif (Gauche), et de son spectre harmonique (Droite).

En dernier lieu, et afin d'étudier l'impact que peut avoir la connexion du filtre actif sur le fonctionnement du micro-réseau, un dernier test est réalisé. Le test consiste dans la connexion soudaine du filtre actif à $t=0.2s$ tandis que le reste du micro-réseau alimentait la charge non-linéaire. Les résultats obtenus sont reportés dans les Figures 4.20 à 4.23. La tension du bus AC ainsi que les courants de sortie des unités #1 et #2 sont présentés dans la Figure 4.20. Il apparaît clairement que la forme sinusoïdale des courants de ligne introduits par les générateurs distribués en réponse à l'appel en courant de la charge non-linéaire est rétablie après la connexion du filtre actif et ceci après un régime transitoire de quelques périodes. Le facteur de puissance est visiblement quasi unitaire. Le courant de charge et celui du filtre actif sont donnés par les Figures 4.21 et 4.22 tandis que la tension du bus DC est illustrée par la Figure 4.23.

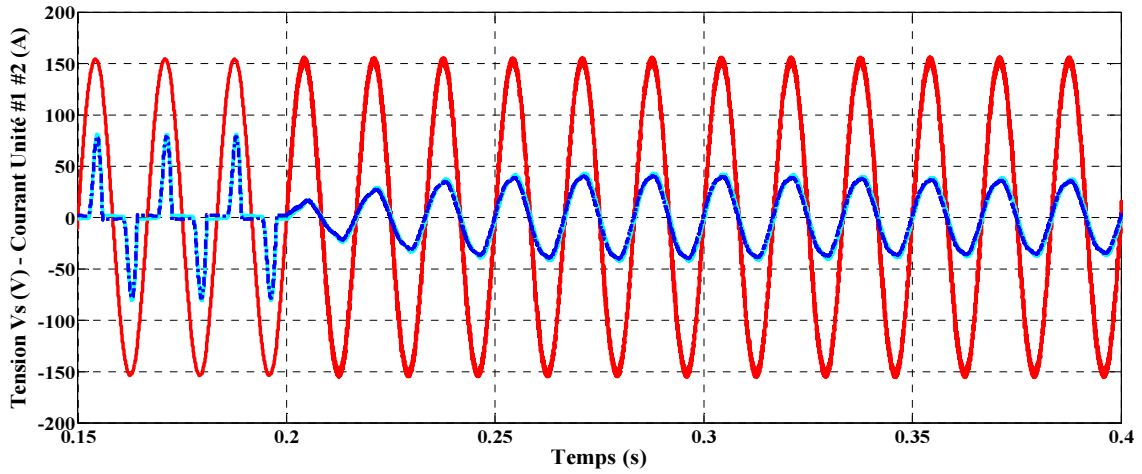


Figure 4.20 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté à $t=0.2s$. Courbes de la tension du bus AC (Rouge) et des courants (x5) de sortie des générateurs #1 (Bleu) et #2 (Bleu).

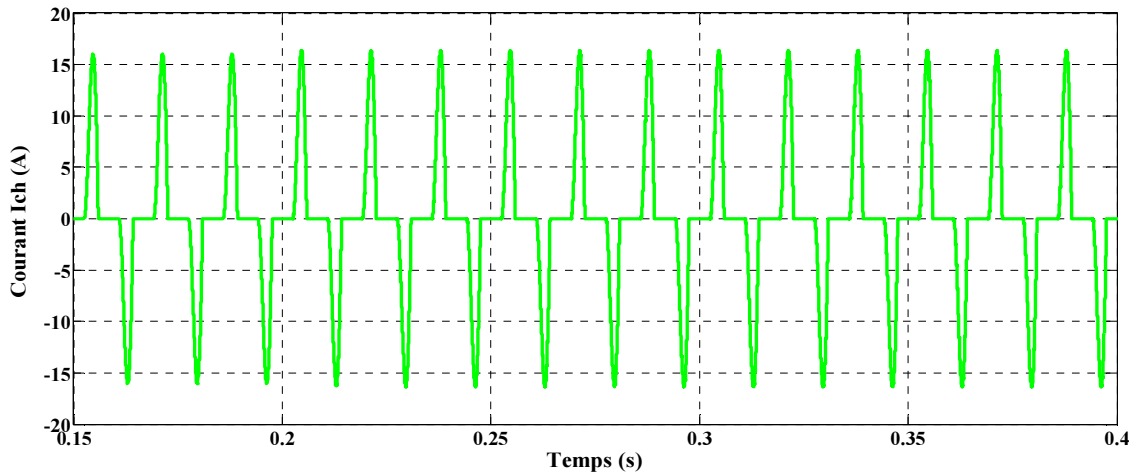


Figure 4.21 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté à $t=0.2s$. Courbe du courant absorbé par la charge.

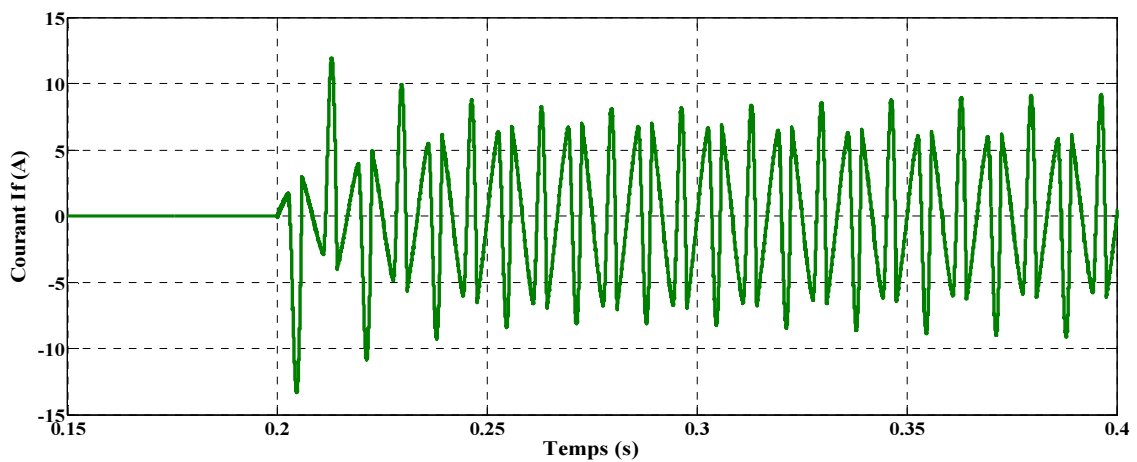


Figure 4.22 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté à $t=0.2s$. Courbe du courant absorbé par le filtre actif.

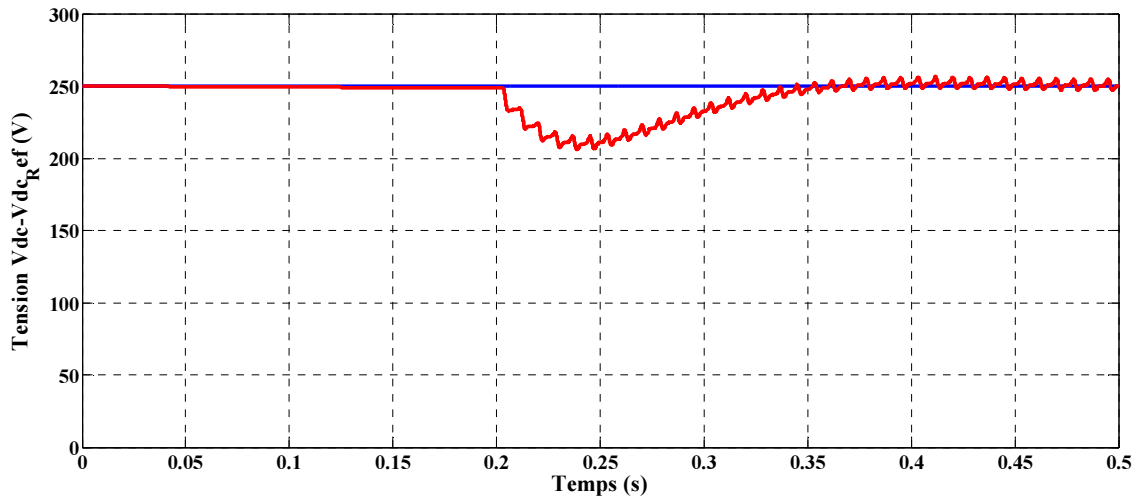


Figure 4.23 Résultats de Co-Simulation : Réponse du système à une charge non-linéaire, filtre actif connecté à $t=0.2s$. Courbes de la tension du bus DC (Rouge) et sa référence (Bleu).

4.5. Conclusion

Le travail réalisé et exposé le long de ce chapitre s'est focalisé sur l'amélioration de la qualité de l'énergie dans les micro-réseaux à travers l'élimination des composantes harmoniques et réactives des courants de lignes. Ainsi, l'utilisation d'un filtre actif parallèle a été introduite pour contribuer aux côtés des unités de génération distribuées à la fiabilité des micro-réseaux dans l'alimentation des charges électriques connectées. La stratégie adoptée pour le contrôle du filtre actif est basée sur la description floue de ce dernier. En effet, une approche basée sur la technique de compensation parallèle distribuée a été employée pour la conception d'un contrôleur flou de type Takagi-Sugeno de même structure que la représentation multi-modèles du système. Les performances de la stratégie adoptée ont été analysées sur la base d'un ensemble de Co-simulation. Les résultats obtenus confirment l'efficacité de la reconfiguration proposée dans l'amélioration de la qualité de l'énergie dans le micro-réseau.

Conclusion générale :

L'un des principaux objectifs des travaux réalisés au cours de cette thèse s'articule sur le contrôle des convertisseurs statiques destinés aux systèmes de génération distribués dans une configuration en micro-réseaux.

Dans une première étape, le travail a été consacré à l'étude d'un seul générateur distribué autonome avant d'être porté, dans une seconde étape, à l'étude d'un micro-réseau autonome constitué de plusieurs unités de génération distribuée. L'objectif de ces structures est de satisfaire les besoins en énergie électriques des charges connectées tout en s'assurant de la qualité de l'énergie, notamment de la tension, à tout point de raccordement. La dernière étape a été, quant à elle, consacrée à l'amélioration de la qualité de l'énergie transitée dans le micro-réseau via la reconfiguration de ce dernier à travers l'intégration d'un filtre actif parallèle dont l'objectif est non seulement lié à l'amélioration de la qualité de l'énergie, mais aussi à l'alimentation des charges électriques à courant continu.

Au-delà de l'aspect physique du système, nous nous sommes surtout intéressés à l'élaboration de stratégies de commande efficaces visant à assurer au système un fonctionnement en adéquation avec les standards et les réglementations les plus aux moins strictes. Les solutions proposées dans ce travail s'inscrivent dans les points suivant :

- La régulation de la tension de sortie d'un générateur distribué autonome.
- La répartition des charges et le contrôle des flux de puissance dans un micro-réseau autonome.
- L'amélioration de la qualité de l'énergie transitée dans les systèmes autonomes.

Dans ce contexte, et dans le but d'assurer en sortie des générateurs distribués autonomes une tension de haute qualité, notamment, d'onde quasi-sinusoïdale et à faible taux de distorsion harmonique, tout en garantissant à ces derniers la dynamique requise pour faire face aux perturbations qu'elles rencontrent, souvent à cause de la nature des charges électriques alimentées, nous nous sommes focalisés, le long du Chapitre 2, sur le développement d'une stratégie basée sur le concept du contrôle résonant. Ce choix a été motivé par le fait que les techniques de contrôle qui découlent du concept suscités sont nettement avantageuses pour le suivi des références périodiques, de même que pour le rejet des perturbations périodiques, mais souffrent néanmoins des difficultés liées à leur mise en œuvre pratique, d'une faible dynamique, et surtout de leur sensibilité face à la variation du point de fonctionnement, notamment de la fréquence. Pour remédier à ces problèmes, deux stratégies ont été finalement proposées pour le contrôle de la tension de sortie de chaque unité de génération distribuée. La première est construite sur la base d'un contrôleur multi-résonant à retours d'états stabilisant dont la synthèse est similaire à

celle d'un régulateur linéaire quadratique, tandis que la seconde stratégie est basée sur l'agrégation d'un ensemble de contrôleurs résonants adaptatifs en gain et en fréquence. Par la suite, il a été mis en évidence que le contrôleur résonant adaptatif développé est capable de faire face à de larges variations du point de fonctionnement tout en procédant à un auto-ajustage des gains de contrôle. Ainsi, cette dernière stratégie peut tout autant faire face aux récurrentes variations que peut connaître la fréquence et l'amplitude de la tension de bus des micro-réseaux autonomes.

En effet, et comme préalablement établis au cours du Chapitre 3, la tension de bus dans les micro-réseaux autonomes fait face à de récurrentes variations en raison de l'intermittence des sources d'énergie renouvelables et en raison des variations contrôlées qu'introduit la majorité des techniques de contrôle dédiées à la répartition des charges entre les générateurs distribués d'un même micro-réseaux. Ainsi, dans la seconde partie de notre travail, et en plus de l'étage destiné au contrôle de la tension, basé notamment sur le contrôleur résonant adaptatif développé, nous avons adopté une stratégie basée sur une variante de la méthode de statisme afin d'assurer la répartition des charges et le contrôle des flux de puissance dans un micro-réseau. Le principe et l'efficacité de la méthode de statisme est généreusement discuté, et il s'avère que cette méthode reste très sensible à la nature de l'impédance de sortie du générateur concerné. La stratégie adoptée a été finalement soutenue par une impédance virtuelle avant d'être implémentée localement au niveau de chaque unité de génération distribuée pour fournir la tension de référence adéquate à l'étage de contrôle de la tension. L'efficacité de cette stratégie dans la répartition des charges a permis de renforcer les capacités et la dynamique du micro-réseau à faire face à la connexion et/ou à la déconnexion intempestive d'une ou plusieurs unités de génération distribuée ainsi qu'aux transitoires de charges tout en assurant l'élimination des courants de circulation.

La dernière partie du travail de thèse réalisé a été consacrée à l'amélioration de la qualité de l'énergie transitée dans les micro-réseaux autonomes, notamment en présence de charges non-linéaires. Dans une première étape, les solutions les plus communes sont exposées, le long du Chapitre 4, avant que l'adjonction d'un filtre actif parallèle ne soit proposée. Un contrôleur flou de type Takagi-Sugeno a été développé sur la base de la description floue du filtre actif. Cette technique offre des performances satisfaisantes et permet d'autant plus de prévenir le caractère imprévisible des charges électriques, les variations paramétriques, et les disparités physiques qui existent entre les différents éléments. La reconfiguration proposée permet d'améliorer le facteur de puissance dans l'ensemble du micro-réseau en réduisant la proportion des courants réactifs et harmoniques dans les lignes ce qui permet, de plus, d'améliorer la qualité de l'onde de tension à la sortie des générateurs distribués.

Les résultats Expérimentaux et de Co-simulation obtenus ont été présentés et discutés le long des chapitres pour confirmer la validité des stratégies de contrôle

développées. Les performances des contrôleurs développés sont largement vérifiées sur plusieurs conditions de fonctionnement.

En ce qui concerne la poursuite de ce travail, différentes perspectives s'ouvrent :

- L'évaluation des stratégies de contrôle développées sur des systèmes triphasés dotés de convertisseurs de trois ou de quatre bras.
- Développement d'une stratégie de commande stabilisante pour les systèmes autonomes de génération distribuée, notamment les micro-réseaux autonomes.
- Etude de la faisabilité et des contraintes liées à une configuration déséquilibrée des micro-réseaux autonomes.

Références bibliographiques :

- [1] A. Colmenar-Santos, C. Reino-Rio, D. Borge-Diez, and E. Collado-Fernández, "Distributed generation: A review of factors that can contribute most to achieve a scenario of DG units embedded in the new distribution networks," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1130-1148, 2016.
- [2] A. Houari, "Contribution à l'étude de micro-réseaux autonomes alimentés par des sources photovoltaïques", Thèse de Doctorat de l'Université de Lorraine, 2012.
- [3] W. El-Khattam and M. Salama, "Distributed generation technologies, definitions and benefits," *Electric Power Systems Research*, vol. 71, pp. 119-128, 2004.
- [4] A. Saim, R. Mellah, A. Houari, A. Djerioui, and M. Machmoum, "Frequency Adaptive Proportional + Multi-Resonant Output Voltage Control Strategy for Parallel Operating Distributed Generation Units," presented at the International Conference on Advanced Systems and Electrical Technologies (IC_ASET'2017), Hammamet-Tunisia, 2017.
- [5] A. M. Bouzid, J. M. Guerrero, A. Cheriti, M. Bouhamida, P. Sicard, and M. Benghanem, "A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 751-766, 2015.
- [6] P. M. Almeida, P. G. Barbosa, J. G. Oliveira, J. L. Duarte, and P. F. Ribeiro, "Digital proportional multi-resonant current controller for improving grid-connected photovoltaic systems," *Renewable Energy*, vol. 76, pp. 662-669, 2015.
- [7] A. Saim, R. Mellah, A. Houari, A. Djerioui, and M. Machmoum, "Multi-loop Control Strategy for Parallel Distributed Generation Units in Standalone Application," presented at the The 8th International Conference on Modeling , Identification and Control (ICMIC'2016), Algiers, Algeria, 2016.
- [8] A. Saim, R. Mellah, A. Houari, M. Machmoum, and A. Djerioui, "Adaptive resonant based multi-loop control strategy for parallel distributed generation units in standalone microgrid application," *Electric Power Systems Research*, vol. 143, pp. 262-271, 2017.
- [9] H. Han, X. Hou, J. Yang, J. Wu, M. Su, and J. M. Guerrero, "Review of power sharing control strategies for islanding operation of AC microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, pp. 200-215, 2016.
- [10] A. Houari, H. Renaudineau, B. Nahid-Mobarakeh, J.-P. Martin, S. Pierfederici, and F. Meibody-Tabar, "Large signal stability analysis and stabilization of converters connected to grid through LCL filters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, pp. 6507-6516, 2014.
- [11] S. Sorrell, "Reducing energy demand: A review of issues, challenges and approaches," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, pp. 74-82, 2015.
- [12] G. Angrisani, A. Akisawa, E. Marrasso, C. Roselli, and M. Sasso, "Performance assessment of cogeneration and trigeneration systems for small scale applications," *Energy Conversion and Management*, 2016.
- [13] F. L. Toth and H.-H. Rogner, "Oil and nuclear power: Past, present, and future," *Energy Economics*, vol. 28, pp. 1-25, 2006.

- [14] U.S.Department.of.Energy, "International Energy Outlook 2016," U.S. Energy Information Administration (EIA), 2016.
- [15] E. Regnier, "Oil and energy price volatility," *Energy Economics*, vol. 29, pp. 405-427, 2007.
- [16] R. S. Rao, K. Ravindra, K. Satish, and S. Narasimham, "Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation," *IEEE transactions on power systems*, vol. 28, pp. 317-325, 2013.
- [17] International Renewable Energy Agency. Available: <http://www.irena.org> [consulté le 08 Janvier 2017].
- [18] International Energy Agency. Available: <https://www.iea.org/> , [consulté le 22 Janvier 2017]
- [19] H. Gharavi and R. Ghafurian, *Smart grid: The electric energy system of the future* vol. 99: IEEE, 2011.
- [20] M. Mahmoud, S. A. Hussain, and M. Abido, "Modeling and control of microgrid: An overview," *Journal of the Franklin Institute*, vol. 351, pp. 2822-2859, 2014.
- [21] M. Pichan, H. Rastegar, and M. Monfared, "Deadbeat control of the stand-alone four-leg inverter considering the effect of the neutral line inductor," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2016.
- [22] M. Aamir, K. A. Kalwar, and S. Mekhilef, "Review: Uninterruptible Power Supply (UPS) system," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1395-1410, 2016.
- [23] J. M. Guerrero, L. Hang, and J. Uceda, "Control of distributed uninterruptible power supply systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, pp. 2845-2859, 2008.
- [24] M. Cirrincione, M. Pucci, and G. Vitale, "A single-phase DG generation unit with shunt active power filter capability by adaptive neural filtering," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, pp. 2093-2110, 2008.
- [25] R. I. Bojoi, L. R. Limongi, D. Ruiu, and A. Tenconi, "Enhanced power quality control strategy for single-phase inverters in distributed generation systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, pp. 798-806, 2011.
- [26] M. Pahlevani, S. Eren, J. M. Guerrero, and P. Jain, "A hybrid estimator for active/reactive power control of single-phase distributed generation systems with energy storage," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, pp. 2919-2936, 2016.
- [27] X. Quan, X. Dou, Z. Wu, M. Hu, and J. Yuan, "Harmonic voltage resonant compensation control of a three-phase inverter for battery energy storage systems applied in isolated microgrid," *Electric Power Systems Research*, vol. 131, pp. 205-217, 2016.
- [28] H. Manaf, E. Reza, and P. Hadi, "Boosting the voltage sag arising from single-phase short circuit to the ground by using of Dynamic Voltage Restorer (DVR) with presence of Distributed Generation (DG) such as fuel cell," *Journal of Current Research in Science*, p. 573, 2016.
- [29] S. Naidu and D. Fernandes, "Dynamic voltage restorer based on a four-leg voltage source converter," *IET generation, transmission & distribution*, vol. 3, pp. 437-447, 2009.
- [30] I. Patrao, E. Figueres, G. Garcerá, and R. González-Medina, "Microgrid architectures for low voltage distributed generation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 415-424, 2015.

- [31] H.-J. Wagner, "Introduction to wind energy systems," in EPJ Web of Conferences, 2013, p. 01011.
- [32] Q.-C. Zhong and T. Hornik, Control of power inverters in renewable energy and smart grid integration vol. 97: John Wiley & Sons, 2012.
- [33] J. Ekanayake and N. Jenkins, "Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency," IEEE Transactions on Energy conversion, vol. 19, pp. 800-802, 2004.
- [34] F. Blaabjerg and Z. Chen, "Power electronics for modern wind turbines," Synthesis Lectures on Power Electronics, vol. 1, pp. 1-68, 2005.
- [35] Z. Chen, J. M. Guerrero, and F. Blaabjerg, "A review of the state of the art of power electronics for wind turbines," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, pp. 1859-1875, 2009.
- [36] T. Esmar and P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques," IEEE Transactions on Energy Conversion EC, vol. 22, p. 439, 2007.
- [37] E. Garoudja, K. Kara, A. Chouder, S. Silvestre, and S. Kichou, "Efficient Fault Detection and Diagnosis Procedure for Photovoltaic Systems," in 8th International Conference on Modeling, Identification and Control (ICMIC-2016), Algiers, Algeria. , 2016, pp. 1-6.
- [38] A. R. Reisi, M. H. Moradi, and S. Jamasb, "Classification and comparison of maximum power point tracking techniques for photovoltaic system: A review," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 19, pp. 433-443, 2013.
- [39] F. Blaabjerg, Z. Chen, and S. B. Kjaer, "Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 19, pp. 1184-1194, 2004.
- [40] J. P. Lopes, N. Hatzargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities," Electric Power Systems Research, vol. 77, pp. 1189-1203, 2007.
- [41] A. Keyhani, Design of smart power grid renewable energy systems: John Wiley & Sons, 2011.
- [42] A. Benyoucef, "contribution to the development of real time control of photovoltaic grid connected inverter," Doctoral thesis of the University of Blida 1, 2015.
- [43] J. Selvaraj and N. A. Rahim, "Multilevel inverter for grid-connected PV system employing digital PI controller," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 56, pp. 149-158, 2009.
- [44] P. Karlsson and J. Svensson, "DC bus voltage control for a distributed power system," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 18, pp. 1405-1412, 2003.
- [45] K. H. Ahmed, S. J. Finney, and B. W. Williams, "Passive filter design for three-phase inverter interfacing in distributed generation," in 2007 Compatibility in Power Electronics, 2007, pp. 1-9.
- [46] J. He and Y. W. Li, "Generalized closed-loop control schemes with embedded virtual impedances for voltage source converters with LC or LCL filters," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 27, pp. 1850-1861, 2012.
- [47] M. Purhonen, "Minimizing Circulating Current in Parallel-Connected Photovoltaic Inverters," Acta Universitatis Lappeenrantaensis, 2014.

- [48] R. Turner, S. Walton, and R. Duke, "Robust high-performance inverter control using discrete direct-design pole placement," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, pp. 348-357, 2011.
- [49] Z. Li, Y. Li, P. Wang, H. Zhu, C. Liu, and F. Gao, "Single-loop digital control of high-power 400-Hz ground power unit for airplanes," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, pp. 532-543, 2010.
- [50] M. N. Marwali and A. Keyhani, "Control of distributed generation systems-Part I: Voltages and currents control," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, pp. 1541-1550, 2004.
- [51] X. Wang, P. C. Loh, and F. Blaabjerg, "Stability analysis and controller synthesis for digital single-loop voltage-controlled inverters," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2016 IEEE, 2016, pp. 2011-2018.
- [52] M. Monfared, S. Golestan, and J. M. Guerrero, "Analysis, design, and experimental verification of a synchronous reference frame voltage control for single-phase inverters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, pp. 258-269, 2014.
- [53] A. Maknouninejad, N. Kutkut, I. Batarseh, Z. Qu, and E. Shoubaki, "Detailed analysis of inverter linear control loops design," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2011 Twenty-Sixth Annual IEEE, 2011, pp. 1188-1193.
- [54] T. Green and M. Prodanović, "Control of inverter-based micro-grids," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, pp. 1204-1213, 2007.
- [55] A. H. Etemadi and R. Iravani, "Overcurrent and overload protection of directly voltage-controlled distributed resources in a microgrid," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 5629-5638, 2013.
- [56] A. Houari, A. Battiston, J.-P. Martin, S. Pierfederici, and F. Meibody-Tabar, "Flatness-based-control for parallel operation of N voltage-source inverters," in *Power Electronics and Applications (EPE)*, 2013 15th European Conference on, 2013, pp. 1-10.
- [57] A. Houari, H. Renaudineau, J.-P. Martin, S. Pierfederici, and F. Meibody-Tabar, "Flatness-Based Control of Three-Phase Inverter With Output LC Filter," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, pp. 2890-2897, 2012.
- [58] M. Soheil-Hamedani, M. Zandi, R. Gavagsaz-Ghoachani, B. Nahid-Mobarakeh, and S. Pierfederici, "Flatness-based control method: A review of its applications to power systems," in *Power Electronics and Drive Systems Technologies Conference (PEDSTC)*, 2016 7th, 2016, pp. 547-552.
- [59] T. L. Vandoorn, C. M. Ionescu, J. D. De Kooning, R. De Keyser, and L. Vandeveldel, "Theoretical analysis and experimental validation of single-phase direct versus cascade voltage control in islanded microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 789-798, 2013.
- [60] P. C. Loh and D. G. Holmes, "Analysis of multiloop control strategies for LC/CL/LCL-filtered voltage-source and current-source inverters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, pp. 644-654, 2005.
- [61] A. Hasanzadeh, C. S. Edrington, B. Maghsoudlou, and H. Mokhtari, "Optimal LQR-based multi-loop linear control strategy for UPS inverter applications using resonant controller," in *Decision and Control and European Control Conference (CDC-ECC)*, 2011 50th IEEE Conference on, 2011, pp. 3080-3085.

- [62] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, "Control of power converters in AC microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, pp. 4734-4749, 2012.
- [63] Y. W. Li, "Control and resonance damping of voltage-source and current-source converters with LC filters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, pp. 1511-1521, 2009.
- [64] R. Ortega, E. Figueres, G. Garcerá, C. Trujillo, and D. Velasco, "Control techniques for reduction of the total harmonic distortion in voltage applied to a single-phase inverter with nonlinear loads: Review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 1754-1761, 2012.
- [65] R. Razi and M. Monfared, "Multi-loop control of stand-alone inverters with minimum number of sensors," *IET Power Electronics*, vol. 9, pp. 2425-2433, 2016.
- [66] P. C. Loh, M. J. Newman, D. N. Zmood, and D. G. Holmes, "A comparative analysis of multiloop voltage regulation strategies for single and three-phase UPS systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 18, pp. 1176-1185, 2003.
- [67] M. J. Ryan and R. D. Lorenz, "A high performance sine wave inverter controller with capacitor current feedback and "back-EMF" decoupling," in *Power Electronics Specialists Conference, 1995. PESC'95 Record., 26th Annual IEEE, 1995*, pp. 507-513.
- [68] A. Hasanzadeh, O. C. Onar, H. Mokhtari, and A. Khaligh, "A proportional-resonant controller-based wireless control strategy with a reduced number of sensors for parallel-operated UPSs," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, pp. 468-478, 2010.
- [69] E. Demirkutlu, S. Cetinkaya, and A. M. Hava, "Output voltage control of a four-leg inverter based three-phase UPS by means of stationary frame resonant filter banks," in *Electric Machines & Drives Conference, 2007. IEMDC'07. IEEE International, 2007*, pp. 880-885.
- [70] Q. Lei, F. Z. Peng, and S. Yang, "Multiloop control method for high-performance microgrid inverter through load voltage and current decoupling with only output voltage feedback," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, pp. 953-960, 2011.
- [71] Y. Wang, Z. Chen, X. Wang, Y. Tian, Y. Tan, and C. Yang, "An estimator-based distributed voltage-predictive control strategy for AC islanded microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, pp. 3934-3951, 2015.
- [72] R. Razi and M. Monfared, "Simple control scheme for single-phase uninterruptible power supply inverters with Kalman filter-based estimation of the output voltage," *IET Power Electronics*, vol. 8, pp. 1817-1824, 2015.
- [73] Y. Chen, A. Luo, Z. Shuai, and S. Xie, "Robust predictive dual-loop control strategy with reactive power compensation for single-phase grid-connected distributed generation system," *IET Power Electronics*, vol. 6, pp. 1320-1328, 2013.
- [74] P. Mattavelli, "An improved deadbeat control for UPS using disturbance observers," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 52, pp. 206-212, 2005.
- [75] A. Kaszewski, B. Ufnalski, and L. M. Grzesiak, "An LQ controller with disturbance feedforward for the 3-phase 4-leg true sine wave inverter," in

- Industrial Technology (ICIT), 2013 IEEE International Conference on, 2013, pp. 1924-1930.
- [76] A. Kaszewski, B. Ufnalski, and L. M. Grzesiak, "The LQ controller for the 3-phase 4-leg inverter with an LC output filter—Choosing the right reference frame," in *Power Electronics and Applications (EPE)*, 2013 15th European Conference on, 2013, pp. 1-9.
- [77] A. Hasanzadeh, C. Edrington, B. Maghsoudlou, F. Fleming, and H. Mokhtari, "Multi-loop linear resonant voltage source inverter controller design for distorted loads using the linear quadratic regulator method," *IET Power Electronics*, vol. 5, pp. 841-851, 2012.
- [78] B. Ufnalski, A. Kaszewski, and L. M. Grzesiak, "Particle Swarm Optimization of the Multioscillatory LQR for a Three-Phase Four-Wire Voltage-Source Inverter With an LC Output Filter," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, pp. 484-493, 2015.
- [79] B. Ufnalski, L. M. Grzesiak, and A. Kaszewski, "Advanced control and optimization techniques in AC drives and DC/AC sine wave voltage inverters: selected problems," in *Advanced and Intelligent Control in Power Electronics and Drives*, ed: Springer, 2014, pp. 303-333.
- [80] M. Prodanovic, "Power quality and control aspects of parallel connected inverters in distributed generation," Imperial College London (University of London), 2004.
- [81] J.-F. Chen and C.-L. Chu, "Combination voltage-controlled and current-controlled PWM inverters for UPS parallel operation," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 10, pp. 547-558, 1995.
- [82] T. B. Lazzarin, G. A. Bauer, and I. Barbi, "A control strategy for parallel operation of single-phase voltage source inverters: analysis, design and experimental results," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 2194-2204, 2013.
- [83] F. Petruzzello, P. Ziogas, and G. Joos, "A novel approach to paralleling of power converter units with true redundancy," in *Power Electronics Specialists Conference, 1990. PESC'90 Record., 21st Annual IEEE, 1990*, pp. 808-813.
- [84] J. Holtz and K.-H. Werner, "Multi-inverter UPS system with redundant load sharing control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 37, pp. 506-513, 1990.
- [85] Y. Pei, G. Jiang, X. Yang, and Z. Wang, "Auto-master-slave control technique of parallel inverters in distributed AC power systems and UPS," in *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual, 2004*, pp. 2050-2053.
- [86] R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, "Load sharing with parallel inverters in distributed generation and power system stability," *Smart Systems*, 2007.
- [87] A. M. Roslan, K. H. Ahmed, S. J. Finney, and B. W. Williams, "Improved instantaneous average current-sharing control scheme for parallel-connected inverter considering line impedance impact in microgrid networks," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, pp. 702-716, 2011.
- [88] T.-F. Wu, Y.-K. Chen, and Y.-H. Huang, "3C strategy for inverters in parallel operation achieving an equal current distribution," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 47, pp. 273-281, 2000.
- [89] X. Yu, A. M. Khambadkone, H. Wang, and S. T. S. Terence, "Control of parallel-connected power converters for low-voltage microgrid—Part I: A

- hybrid control architecture," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, pp. 2962-2970, 2010.
- [90] A. Mohd, E. Ortjohann, D. Morton, and O. Omari, "Review of control techniques for inverters parallel operation," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, pp. 1477-1487, 2010.
- [91] T. Vandoorn, J. De Kooning, B. Meersman, and L. Vandeveld, "Review of primary control strategies for islanded microgrids with power-electronic interfaces," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 613-628, 2013.
- [92] E. Planas, A. Gil-de-Muro, J. Andreu, I. Kortabarria, and I. M. de Alegría, "General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 17, pp. 147-159, 2013.
- [93] P. Monica and M. Kowsalya, "Control strategies of parallel operated inverters in renewable energy application: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 885-901, 2016.
- [94] S. Khongkhachat and S. Khomfoi, "Droop control strategy of AC microgrid in islanding mode," in *Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2015 18th International Conference on*, 2015, pp. 2093-2098.
- [95] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans, "A voltage and frequency droop control method for parallel inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, pp. 1107-1115, 2007.
- [96] J. M. Guerrero, L. G. De Vicuna, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret, "Output impedance design of parallel-connected UPS inverters with wireless load-sharing control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 52, pp. 1126-1135, 2005.
- [97] J. Guerrero, J. Matas, L. Garc, V. a. De, M. Castilla, and J. Miret, "Decentralized Control for Parallel Operation of Distributed Generation Inverters Using Resistive Output Impedance," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, pp. 994-1004, 2007.
- [98] R. Majumder, B. Chaudhuri, A. Ghosh, R. Majumder, G. Ledwich, and F. Zare, "Improvement of stability and load sharing in an autonomous microgrid using supplementary droop control loop," *IEEE transactions on power systems*, vol. 25, pp. 796-808, 2010.
- [99] T. A. Johansen, R. Shorten, and R. Murray-Smith, "On the interpretation and identification of dynamic Takagi-Sugeno fuzzy models," *IEEE Transactions on Fuzzy Systems*, vol. 8, pp. 297-313, 2000.
- [100] M. R. Miveh, M. F. Rahmat, A. A. Ghadimi, and M. W. Mustafa, "Control techniques for three-phase four-leg voltage source inverters in autonomous microgrids: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 54, pp. 1592-1610, 2016.
- [101] C. Rech, H. Pinheiro, H. Grudling, H. Hey, and J. Pinheiro, "Analysis and design of a repetitive predictive-PID controller for PWM inverters," in *Power Electronics Specialists Conference, 2001. PESC. 2001 IEEE 32nd Annual*, 2001, pp. 986-991.
- [102] A. Lidozzi, G. L. Calzo, L. Solero, and F. Crescimbeni, "Integral-resonant control for stand-alone voltage source inverters," *IET Power Electronics*, vol. 7, pp. 271-278, 2013.

- [103] D.-C. Lee and J.-I. Jang, "Output voltage control of PWM inverters for stand-alone wind power generation systems using feedback linearization," in Industry Applications Conference, 2005. Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005, 2005, pp. 1626-1631.
- [104] D.-E. Kim and D.-C. Lee, "Inverter output voltage control of three-phase UPS systems using feedback linearization," in Industrial Electronics Society, 2007. IECON 2007. 33rd Annual Conference of the IEEE, 2007, pp. 1737-1742.
- [105] D.-E. Kim and D.-C. Lee, "Feedback linearization control of three-phase UPS inverter systems," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 57, pp. 963-968, 2010.
- [106] F. Zare and G. Ledwich, "A hysteresis current control for single-phase multilevel voltage source inverters: PLD implementation," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 17, pp. 731-738, 2002.
- [107] H. Mao, X. Yang, Z. Chen, and Z. Wang, "A hysteresis current controller for single-phase three-level voltage source inverters," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 27, pp. 3330-3339, 2012.
- [108] A. Nachiappan, K. Sundararajan, and V. Malarselvam, "Current controlled voltage source inverter using Hysteresis controller and PI controller," in Power, Signals, Controls and Computation (EPSCICON), 2012 International Conference on, 2012, pp. 1-6.
- [109] Z. Chen, A. Luo, H. Wang, Y. Chen, M. Li, and Y. Huang, "Adaptive sliding-mode voltage control for inverter operating in islanded mode in microgrid," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 66, pp. 133-143, 2015.
- [110] M. Kale, M. Karabacak, W. Kruschel, F. Kilic, and P. Zacharias, "Chattering free robust control of LCL filter based shunt active power filter using adaptive second order sliding mode and resonant controllers," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 76, pp. 174-184, 2016.
- [111] J. Rodriguez, J. Pontt, C. A. Silva, P. Correa, P. Lezana, P. Cortés, and U. Ammann, "Predictive current control of a voltage source inverter," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 54, pp. 495-503, 2007.
- [112] M. Rivera, V. Yaramasu, A. Llor, J. Rodriguez, B. Wu, and M. Fadel, "Digital predictive current control of a three-phase four-leg inverter," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 60, pp. 4903-4912, 2013.
- [113] P. Cortes, J. Rodriguez, C. Silva, and A. Flores, "Delay compensation in model predictive current control of a three-phase inverter," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 59, pp. 1323-1325, 2012.
- [114] M. T. Muhssin, L. M. Cipcigan, Z. A. Obaid, and W. F. AL-Ansari, "A novel adaptive deadbeat-based control for load frequency control of low inertia system in interconnected zones north and south of Scotland," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 89, pp. 52-61, 2017.
- [115] J. S. Lim, C. Park, J. Han, and Y. I. Lee, "Robust tracking control of a three-phase DC-AC inverter for UPS applications," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 61, pp. 4142-4151, 2014.
- [116] M. Kojima, K. Hirabayashi, Y. Kawabata, E. C. Ejiogu, and T. Kawabata, "Novel vector control system using deadbeat-controlled PWM inverter with output LC filter," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 40, pp. 162-169, 2004.

- [117] A. Benyoucef, K. Kara, A. Chouder, and S. Silvestre, "Prediction-based deadbeat control for grid-connected inverter with L-filter and LCL-filter," *Electric Power Components and Systems*, vol. 42, pp. 1266-1277, 2014.
- [118] G.-K. Hung, C.-C. Chang, and C.-L. Chen, "Analysis and implementation of a delay-compensated deadbeat current controller for solar inverters," *IEE Proceedings-Circuits, Devices and Systems*, vol. 148, pp. 279-286, 2001.
- [119] N. Uemura and T. Yokoyama, "Current control method using voltage deadbeat control for single phase utility interactive inverter," in *Telecommunications Energy Conference, 2003. INTELEC'03. The 25th International, 2003*, pp. 40-45.
- [120] T. Liu and D. Wang, "Parallel structure fractional repetitive control for PWM inverters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, pp. 5045-5054, 2015.
- [121] Y. Wang, D. Wang, B. Zhang, and K. Zhou, "Fractional delay based repetitive control with application to PWM DC/AC converters," in *Control Applications, 2007. CCA 2007. IEEE International Conference on, 2007*, pp. 928-933.
- [122] Z.-X. Zou, K. Zhou, Z. Wang, and M. Cheng, "Frequency-adaptive fractional-order repetitive control of shunt active power filters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, pp. 1659-1668, 2015.
- [123] A. Shahin, H. Moussa, I. Forrasi, J.-P. Martin, B. Nahid-Mobarakeh, and S. Pierfederici, "Reliability Improvement Approach Based on Flatness Control of Parallel-Connected Inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, pp. 681-692, 2017.
- [124] A. Hasanzadeh and H. Mokhtari, "A simplified droop method implementation in parallel UPS inverters with proportional-resonant controller," *Iranian Journal of Science and Technology*, vol. 33, p. 163, 2009.
- [125] A. R. Monter, E. J. Bueno, A. García-Cerrada, F. J. Rodríguez, and F. M. Sánchez, "Detailed analysis of the implementation of frequency-adaptive resonant and repetitive current controllers for grid-connected converters," *Electric Power Systems Research*, vol. 116, pp. 231-242, 2014.
- [126] N. Guerrero-Rodríguez and A. B. Rey-Boué, "Adaptive-frequency Resonant Harmonic-Compensator structure for a 3-phase grid-connected photovoltaic system," *Energy Conversion and Management*, vol. 87, pp. 328-337, 2014.
- [127] Y. Lyu and H. Lin, "Simplified Controller Design Method for Digitally Controlled LCL-Type PWM Converter with Multi-resonant Quasi-PR Controller and Capacitor-Current-Feedback Active Damping," *Journal of Power Electronics*, vol. 14, pp. 1322-1333, 2014.
- [128] B. A. Francis and W. M. Wonham, "The internal model principle for linear multivariable regulators," *Applied mathematics and optimization*, vol. 2, pp. 170-194, 1975.
- [129] S. Bacha, I. Munteanu, and A. I. Bratcu, "Power electronic converters modeling and control," *Advanced Textbooks in Control and Signal Processing*, vol. 454, 2014.
- [130] R. Teodorescu, F. Blaabjerg, M. Liserre, and P. C. Loh, "Proportional-resonant controllers and filters for grid-connected voltage-source converters," *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, vol. 153, pp. 750-762, 2006.
- [131] J. F. Sultani, "Modelling, Design and Implementation of DQ Control in Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Systems used in Domestic Dwellings", Doctoral thesis of De Montfort University, 2013.

- [132] F. Salha, "Microréseaux îlotables: étude et coordination des protections des générateurs et du réseau," Thèse de Doctorat de l'Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [133] B. Bahrani, "Advanced control strategies for voltage source converters in microgrids and traction networks", Thèse de l'École polytechnique fédérale de Lausanne EPFL, n° 5479, 2012.
- [134] A. G. Yepes, F. D. Freijedo, O. López, and J. Doval-Gandoy, "High-performance digital resonant controllers implemented with two integrators," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 26, pp. 563-576, 2011.
- [135] A. V. González, "Transient Response Analysis and Design of Current-Controlled Grid-Tied Converters", Doctoral thesis of the University of Vigo, 2015.
- [136] F. Gonzalez-Espin, G. Garcerá, I. Patrao, and E. Figueres, "An adaptive control system for three-phase photovoltaic inverters working in a polluted and variable frequency electric grid," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 27, pp. 4248-4261, 2012.
- [137] Y. Yang, K. Zhou, and F. Blaabjerg, "Enhancing the frequency adaptability of periodic current controllers with a fixed sampling rate for grid-connected power converters," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 31, pp. 7273-7285, 2016.
- [138] Z. Lin, S. Huang, and S. Wan, "A Novel Control Scheme for T-Type Three-Level SSG Converters Using Adaptive PR Controller with a Variable Frequency Resonant PLL," Journal of Power Electronics, vol. 16, pp. 1176-1189, 2016.
- [139] J. M. Guerrero, J. Matas, L. G. de Vicuna, M. Castilla, and J. Miret, "Decentralized control for parallel operation of distributed generation inverters using resistive output impedance," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 54, pp. 994-1004, 2007.
- [140] M. Niroomand and H. Karshenas, "Hybrid learning control strategy for three-phase uninterruptible power supply," IET Power Electronics, vol. 4, pp. 799-807, 2011.
- [141] N. Hatziargyriou, MicroGrids: wiley-IEEE press, 2014.
- [142] F. Ueda, K. Matsui, M. Asao, and K. Tsuboi, "Parallel-connections of pulsewidth modulated inverters using current sharing reactors," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 10, pp. 673-679, 1995.
- [143] R. Majumder, "Modeling, stability analysis and control of microgrid", Doctoral thesis of the Queensland University of Technology, 2010.
- [144] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, Power system stability and control vol. 7: McGraw-hill New York, 1994.
- [145] Y.-S. Kim, E.-S. Kim, and S.-I. Moon, "Frequency and voltage control strategy of standalone microgrids with high penetration of intermittent renewable generation systems," IEEE transactions on power systems, vol. 31, pp. 718-728, 2016.
- [146] M. A. Abusara, S. M. Sharkh, and J. M. Guerrero, "Improved droop control strategy for grid-connected inverters," Sustainable energy, grids and networks, vol. 1, pp. 10-19, 2015.
- [147] M. C. Chandorkar, D. M. Divan, and R. Adapa, "Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 29, pp. 136-143, 1993.

- [148] A. Engler and N. Soultanis, "Droop control in LV-grids," in Future Power Systems, 2005 International Conference on, 2005, pp. 6 pp.-6.
- [149] Y. W. Li and C.-N. Kao, "An accurate power control strategy for power-electronics-interfaced distributed generation units operating in a low-voltage multibus microgrid," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, pp. 2977-2988, 2009.
- [150] J. He, Y. W. Li, and F. Blaabjerg, "An enhanced islanding microgrid reactive power, imbalance power, and harmonic power sharing scheme," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 30, pp. 3389-3401, 2015.
- [151] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, A. Luna, P. Rodríguez, and R. Teodorescu, "Adaptive droop control applied to voltage-source inverters operating in grid-connected and islanded modes," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 56, pp. 4088-4096, 2009.
- [152] W. Yao, M. Chen, J. Matas, J. M. Guerrero, and Z.-M. Qian, "Design and analysis of the droop control method for parallel inverters considering the impact of the complex impedance on the power sharing," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, pp. 576-588, 2011.
- [153] J. C. Vasquez Quintero, "Decentralized control techniques applied to electric power distributed generation in microgrids", Doctoral thesis of Universitat Politècnica de Catalunya, 2009.
- [154] A.-M. Imokrane, "Intégration des commandes de statisme aux sources d'énergies renouvelables décentralisées," Mémoire de Maitrise de l'École de technologie supérieure, 2015.
- [155] A. Moawwad, V. Khadkikar, and J. L. Kirtley, "A new P-Q-V droop control method for an interline photovoltaic (I-PV) power system," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 28, pp. 658-668, 2013.
- [156] R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, "Angle droop versus frequency droop in a voltage source converter based autonomous microgrid," in Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE, 2009, pp. 1-8.
- [157] T. L. Vandoorn, B. Meersman, L. Degroote, B. Renders, and L. Vandeveldel, "A control strategy for islanded microgrids with dc-link voltage control," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, pp. 703-713, 2011.
- [158] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, M. Castilla, and L. G. de Vicuna, "Control strategy for flexible microgrid based on parallel line-interactive UPS systems," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 56, pp. 726-736, 2009.
- [159] Y. A.-R. I. Mohamed and E. F. El-Saadany, "Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation microgrids," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 23, pp. 2806-2816, 2008.
- [160] F. Katiraei and M. R. Irvani, "Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units," IEEE transactions on power systems, vol. 21, pp. 1821-1831, 2006.
- [161] J. Matas, M. Castilla, L. G. de Vicuna, J. Miret, and J. C. Vasquez, "Virtual impedance loop for droop-controlled single-phase parallel inverters using a second-order general-integrator scheme," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 25, pp. 2993-3002, 2010.
- [162] J. M. Guerrero, J. Matas, L. G. D. V. De Vicuna, M. Castilla, and J. Miret, "Wireless-control strategy for parallel operation of distributed-generation

- inverters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, pp. 1461-1470, 2006.
- [163] Y. Li and Y. W. Li, "Decoupled power control for an inverter based low voltage microgrid in autonomous operation," in *Power Electronics and Motion Control Conference, 2009. IPEMC'09. IEEE 6th International, 2009*, pp. 2490-2496.
- [164] Y. Li and Y. W. Li, "Virtual frequency-voltage frame control of inverter based low voltage microgrid," in *Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2009 IEEE, 2009*, pp. 1-6.
- [165] Q.-C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, pp. 1259-1267, 2011.
- [166] X. Wang, F. Blaabjerg, and Z. Chen, "Autonomous control of inverter-interfaced distributed generation units for harmonic current filtering and resonance damping in an islanded microgrid," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, pp. 452-461, 2014.
- [167] J. M. Guerrero, P. C. Loh, T.-L. Lee, and M. Chandorkar, "Advanced control architectures for intelligent microgrids—Part II: Power quality, energy storage, and AC/DC microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 1263-1270, 2013.
- [168] B. Boubakeur, "Etude et réalisation d'un filtre actif parallèle de puissance", *Mémoire de Magistère de l'Université Mohamed Boudiaf des sciences et de la technologie d'Oran*, 2013.
- [169] I. Ghadbane, "Etude Et Réalisation D'un Filtre Actif Parallèle En Utilisant Différentes Stratégies De Contrôle", *Thèse de Doctorat de l'Université Mohamed Khider-Biskra*, 2016.
- [170] J. He, Y. W. Li, D. Bosnjak, and B. Harris, "Investigation and active damping of multiple resonances in a parallel-inverter-based microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, pp. 234-246, 2013.
- [171] F. Wang, J. L. Duarte, M. A. Hendrix, and P. F. Ribeiro, "Modeling and analysis of grid harmonic distortion impact of aggregated DG inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, pp. 786-797, 2011.
- [172] M. A. E. Alali, "Contribution à l'étude des compensateurs actifs des réseaux électriques basse tension", *Thèse de Doctorat de l'Université Louis Pasteur de Strasbourg*, 2002.
- [173] F. Carastro, M. Sumner, and P. Zanchetta, "An enhanced shunt active filter with energy storage for microgrids," in *Industry Applications Society Annual Meeting, 2008. IAS'08. IEEE, 2008*, pp. 1-7.
- [174] A. Hamadi, "Contribution à l'étude des filtres hybrides de puissance utilisés pour améliorer la qualité de l'énergie dans le réseau électrique de distribution," *Thèse de Doctorat de l'École de technologie supérieure*, 2010.
- [175] H. Kouara, "Contribution au Contrôle d'un Filtre Actif Parallèle Triphasé à Quatre Fils dans un milieu Perturbé", *Thèse de Doctorat de l'Université de Batna*, 2015.
- [176] O. Aissa, S. Moulahoum, I. Colak, B. Babes, and N. Kabache, "Analysis, design and real-time implementation of shunt active power filter for power quality improvement based on predictive direct power control," in *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2016 IEEE International Conference on, 2016*, pp. 79-84.

- [177] R. L. de Araujo Ribeiro, T. d. O. A. Rocha, R. M. de Sousa, E. C. dos Santos, and A. M. N. Lima, "A robust dc-link voltage control strategy to enhance the performance of shunt active power filters without harmonic detection schemes," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, pp. 803-813, 2015.
- [178] P. Manitha, S. Raji, and M. G. Nair, "Performance analysis of different control algorithms for series active filter," in *Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT), 2015 IEEE International Conference on*, 2015, pp. 1-7.
- [179] M. M. Hashempour, M. Savaghebi, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "A control architecture to coordinate distributed generators and active power filters coexisting in a microgrid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, pp. 2325-2336, 2016.
- [180] R. Keypour, H. Seifi, and A. Yazdian-Varjani, "Genetic based algorithm for active power filter allocation and sizing," *Electric Power Systems Research*, vol. 71, pp. 41-49, 2004.
- [181] J. Miret, M. Castilla, J. Matas, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Selective harmonic-compensation control for single-phase active power filter with high harmonic rejection," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, pp. 3117-3127, 2009.
- [182] K.-K. Shyu, M.-J. Yang, T.-W. Wang, and D.-Y. Wu, "TS fuzzy controller design based on LMI for a shunt active power filter system," in *Industrial Electronics Society, 2007. IECON 2007. 33rd Annual Conference of the IEEE*, 2007, pp. 620-625.
- [183] M. I. M. Montero, E. R. Cadaval, and F. B. Gonzalez, "Comparison of control strategies for shunt active power filters in three-phase four-wire systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, pp. 229-236, 2007.
- [184] T. M. Guerra and L. Vermeiren, "Control laws for Takagi–Sugeno fuzzy models," *Fuzzy sets and systems*, vol. 120, pp. 95-108, 2001.
- [185] S. Hou and J. Fei, "TS fuzzy model based adaptive fuzzy current tracking control of three-phase active power filter," *Journal of Intelligent & Fuzzy Systems*, vol. 31, pp. 1859-1868, 2016.
- [186] L. F. Rafanotsimiva, G. Besancon, D. Georges, E. J. R. Sambatra, and J. M. Razafimahenina, "Modélisation multimodèle et commande par Compensation Parallèle Distribuée d'un système SMIB," *MADA-ENELSA*, vol. 1, pp. 18-26, 2013.
- [187] M. Y. Hammoudi, "Contribution à la commande et à l'observation dans l'association convertisseurs machine", *Thèse de Doctorat de l'Université Mohamed Khider-Biskra*, 2015.
- [188] S. Frendi, R. Mellah, L. Seddiki, and H. Akdag, "Tracking controller design of a sideslip angle and yaw rate for electrical vehicle bicycle model," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 49, pp. 169-174, 2016.
- [189] O. Ait Sahed, K. Kara, A. Benyoucef, and M. L. Hadjili, "An efficient artificial bee colony algorithm with application to nonlinear predictive control," *International Journal of General Systems*, vol. 45, pp. 393-417, 2016.
- [190] C. Bhende, S. Mishra, and S. Jain, "TS-fuzzy-controlled active power filter for load compensation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, pp. 1459-1465, 2006.

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU
THESE DE DOCTORAT 3^{EME} CYCLE
SAIM ABDELHAKIM

Titre : Commande à base de descripteurs flous d'une architecture de génération distribuée

Résumé : La génération distribuée d'électricité offre la possibilité d'intégrer une grande partie des sources d'énergie renouvelables à travers des interfaces d'électronique de puissance. La qualité de l'énergie dans ce type de structures dépend essentiellement de la stratégie de commande adoptée, dont le but est d'assurer des performances compatibles aux standards internationaux. Dans ce contexte, les travaux réalisés à travers cette thèse s'inscrivent dans la démarche visant à assurer un contrôle décentralisé des systèmes de génération distribués, notamment des micro-réseaux autonomes. Une structure à deux niveaux de contrôle est adoptée pour piloter localement chaque générateur. Dans ce sens, deux stratégies de contrôle permettant un suivi précis de la tension de référence et un rejet rapide des perturbations sont proposées pour le premier niveau. La première stratégie est construite sur la base d'un contrôleur multi-résonant à retours d'états stabilisants tandis que la deuxième est basée sur un contrôleur multi-résonant adaptatif, en fréquence et en gain. Cette même stratégie est reprise dans le deuxième niveau de contrôle vu sa robustesse à l'égard des variations que peut connaître la fréquence et l'amplitude de la tension. Le deuxième niveau de contrôle assure quant à lui la répartition des charges entre les générateurs distribués via un contrôleur de statisme modifié. Ce niveau de contrôle permet d'assurer le contrôle des flux de puissances et la répartition des charges dans le micro-réseau tout en assurant l'élimination des courants de circulation. Par ailleurs, face à la prolifération des charges non-linéaires (domestiques et/ou industrielles), l'intégration d'un filtre actif parallèle est proposée dans le but d'améliorer le facteur de puissance tout en réduisant la proportion des courants harmoniques dans le micro-réseau. Un contrôleur flou de type Takagi-Sugeno est proposé sur la base de la description floue du filtre actif. Des résultats Expérimentaux et de Co-Simulation sont présentés pour attester la validité des stratégies développées.

Mots clés : Micro-réseau ; Génération distribuée d'électricité ; Convertisseurs statiques ; Filtrage actif de puissance ; Contrôle résonant ; Contrôle optimale ; Régulation de la tension ; Répartition des charges ; Contrôle de statisme ; Multi-modèles flous de Takagi- Sugeno ; Contrôle flou ; Qualité de l'énergie ; Contrôle des puissances.

Title: Fuzzy models based control of a distributed generation architecture.

Abstract : Distributed generation of electricity offers the possibility to integrate a large amount of renewable energy sources through electronically interfaced local power systems. The power quality in this kind of structures depends essentially on the adopted control strategy that should be able to guarantee performances in agreement with international standards. In this context, the work carried out through this thesis is devoted to the development of efficient and decentralized control strategies for distributed generation units in standalone microgrid applications. A two-level control structure is accordingly adopted to drive each generator locally. Two voltage control strategies are proposed for the first level with the aim to secure relevant reference tracking and disturbances rejection performances. The first strategy is built on the basis of a multi-resonant controller with optimally weighted stabilizing states feedback while the second is based on an adaptive multi-resonant controller. This last is used for the second control level due to its ability to accommodate large voltage's frequency and amplitude variations. The second control level employs a modified droop control strategy in order to achieve equal load sharing among the parallel-connected distributed generators and reduce the amount of circulating currents in the microgrid. Moreover, in view of the large presence of nonlinear loads, the integration of a shunt active power filter is proposed in order to improve the power factor and reduce harmonic currents in the microgrid. A Takagi-Sugeno type fuzzy controller is proposed based on the fuzzy description of the active filter. Experimental and Co-Simulation results are presented to assert the validity of the developed strategies.

Keywords : Microgrid ; Distributed generation ; Static converter ; Active power filter ; Resonant control ; Optimal control ; Voltage regulation ; Load sharing ; Droop control ; T-S Fuzzy modeling ; Fuzzy control ; Power quality ; Power control.